



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Variables a considerar en la selección
de un proceso de recuperación
mejorada en yacimientos
naturalmente fracturados

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Karla Isabel Ortiz Castañeda

DIRECTOR DE TESIS

M. I. Edgar Antonio Meza Pérez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

Primeramente agradezco a Dios, la vida y la oportunidad que día a día me da para disfrutar de todos los momentos y experiencias con que me bendice, gracias por nunca soltarnos.

Agradezco a mis padres por el amor, empeño y esfuerzo con el que nos han hecho salir adelante a mis hermanos y a mi; y porque cada uno es un gran ejemplo de fortaleza y bondad.

A mis hermanos: Lidia, Bombón y Polo, les dedico este trabajo en muestra de mi amor. También lo dedico a mis sobrinos Miguel, Emmanuel y Luca, que son de lo más bello que me ha pasado, gracias a ustedes he tenido momentos de alegría que llenan mi vida de una manera irremplazable.

Gracias a mi Vaquerito, por caminar a mi lado y enseñarme el amor, por compartir tus sueños e impulsarme a realizar los míos.

A la UNAM y a mis profesores, porque me aportaron las enseñanzas y los medios para convertirme en una profesionista y en ser una mejor versión de lo que era, estaré por siempre agradecida.

A mi director de tesis, el M. I. Edgar Antonio Meza Pérez por siempre apoyarme y por sus consejos. Por ayudarme y ser el soporte de este trabajo, muchas gracias.

A mis amigos y compañeros de carrera por los momentos vividos, el apoyo, las enseñanzas y las experiencias que han dejado para mí.



RESUMEN

El objetivo de la presente tesis es el de brindar un panorama de cómo es el comportamiento de los métodos de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados, para así determinar cualitativamente que parámetros afectan la recuperación de aceite remanente durante la aplicación de dichos procesos.

En el Capítulo I se describen los métodos de recuperación mejorada: térmicos, químicos, miscibles y microbianos.

En el Capítulo II se describen las características de los yacimientos naturalmente fracturados, características petrofísicas, características de las fracturas, así como el comportamiento del sistema matriz-fractura durante la explotación debido a los diferentes mecanismos de empuje característicos de este tipo de yacimientos; además de los modelos matemáticos que se utilizan comúnmente para su modelado y simulación.

En el Capítulo III se presentan diferentes estudios sobre la aplicación de diferentes métodos de recuperación mejorada llevados a cabo con el propósito de analizar el comportamiento de estos en el sistema-matriz fractura y cómo es que cada método contribuye con la recuperación del aceite en la matriz además de analizar cómo es el comportamiento de los fluidos de recuperación mejorada debido a la presencia de la red de fracturas. De esta revisión de estudios se desprende el análisis cualitativo de las variables que impactan la recuperación para cada uno de los métodos aplicados en yacimientos naturalmente fracturados, que es el objetivo de la presente tesis.

Por medio de la investigación llevada a cabo en esta tesis se llegó a la conclusión de que el comportamiento de un proceso de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados depende tanto de las propiedades del yacimiento como del adecuado diseño del proyecto llevado a cabo. Además es importante mencionar que si bien existe un amplio entendimiento a nivel laboratorio y de modelado y simulación de los métodos, son pocos los procesos que se han llevado a escala de campo.



ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS.....	i
RESUMEN	iii
ÍNDICE.....	v
INTRODUCCIÓN	1
1. RECUPERACIÓN MEJORADA EN EL MUNDO.....	1
2. PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS EN EL MUNDO	4
3. PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS EN MÉXICO	5
4. YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS Y RECUPERACIÓN MEJORADA	7
CAPÍTULO I. Recuperación mejorada de hidrocarburos	10
I.1. DEFINICIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA.....	10
I.2. CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	11
I.2.1. Métodos térmicos	12
I.2.1.1. <i>Inyección de agua caliente</i>	13
I.2.1.2. <i>Inyección continua de vapor</i>	14
I.2.1.3. <i>Inyección cíclica de vapor</i>	15
I.2.1.4. <i>Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD)</i>	16
I.2.1.5. <i>Combustión in situ</i>	17
I.2.2. Métodos químicos.....	20
I.2.2.1. <i>Inyección de polímeros</i>	21
I.2.2.2. <i>Inyección de soluciones alcalinas</i>	22
I.2.2.3. <i>Inyección de surfactantes</i>	23
I.2.2.4. <i>Inyección de soluciones micelares</i>	24
I.2.2.5. <i>Inyección álcali-polímero-surfactante (ASP)</i>	24
I.2.2.6. <i>Inyección de espumas</i>	25
I.2.3. Métodos miscibles	26
I.2.3.1. <i>Inyección de gas vaporizante</i>	26
I.2.3.2. <i>Inyección de CO₂</i>	26
I.2.3.3. <i>Inyección de nitrógeno</i>	27
I.2.3.4. <i>Inyección de gas enriquecido</i>	28
I.2.3.5. <i>Inyección de gas licuado de petróleo</i>	28
I.2.3.6. <i>Inyección de gas alternada con agua (WAG)</i>	28
I.2.4. Métodos microbianos	29
CAPÍTULO II. Características de los yacimientos naturalmente fracturados	31
II.1. DEFINICIÓN DE YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO	31
II.2. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	31
II.3. TIPOS DE FRACTURAS	32
II.4. CLASIFICACIÓN DE LAS FRACTURAS	34

II.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS FRACTURAS	35
II.4.1. Apertura de fractura	35
II.4.2. Tamaño de fractura.....	35
II.4.3. Naturaleza de la fractura	36
II.4.4. Orientación de fractura.....	36
II.4.5. Distribución de las fracturas	36
II.4.6. Bloques de matriz	37
II.4.7. Densidad de fracturamiento	38
II.4.8. Intensidad de fracturamiento	38
II.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	39
II.3.1. Porosidad	39
II.3.2. Permeabilidad	40
II.3.3. Saturación de fluidos en un yacimiento naturalmente fracturado	41
II.3.4. Compresibilidad de yacimientos naturalmente fracturados	42
II.3.5. Presión capilar.....	43
II.4. MECANISMOS DE EMPUJE EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	45
II.4.1. Expansión	45
II.4.2. Sudación.....	46
II.4.3. Convección	47
II.4.4. Difusión	48
II.5. ZONIFICACIÓN DEL YACIMIENTO.....	48
II.5.1. División del yacimiento por zonas en condiciones estáticas	48
II.5.2. División del yacimiento bajo condiciones dinámicas	49
II.5.3. Mecanismos de empuje presentes en cada zona del yacimiento.....	50
II.6. MODELADO MATEMÁTICO Y MODELOS DE SIMULACIÓN	56
II.6.1. Modelos de doble porosidad y doble porosidad-doble permeabilidad	58
II.6.2. Único medio efectivo	58
II.6.3. Modelos discretos de la red de fracturas.....	58
II.6.4. Flujo de una sola fase.....	59
II.6.4. Simulación de flujo bifásico	60
II.6.5. Simulación de flujo trifásico	60
II.6.6. Simuladores composicionales	61
II.7. INDICADORES DE FRACTURAS EN UN YACIMIENTO	62
CAPÍTULO III. Análisis cualitativo de las variables para la selección de procesos de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados	65
III.1. INVESTIGACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	65
III.1.1. Inyección de agua carbonatada en yacimientos naturalmente fracturados.....	65
III.1.1.1. Pruebas en laboratorio de inyección de agua carbonatada.....	65
III.1.1.2. Simulación de inyección de agua carbonatada	68
III.1.2. Inyección de gases miscibles en yacimientos naturalmente fracturados	70
III.1.2.1. Pruebas en laboratorio de inyección de gas miscible	70

III.1.2.2. Simulación de inyección de gas miscible.....	76
III.1.2.3. Pruebas piloto de inyección de gas miscible.....	87
III.1.3. Métodos térmicos en yacimientos naturalmente fracturados	97
III.1.3.1. Pruebas de laboratorio de inyección de vapor y agua caliente	97
III.1.3.2. Simulación de inyección de agua caliente, inyección de vapor e inyección cíclica de vapor	101
III.1.3.3. Prueba piloto de inyección de vapor	109
III.1.3. Métodos químicos en yacimientos naturalmente fracturados	112
III.1.3.1. Pruebas en laboratorio sobre la inyección de químicos	112
III.1.3.2. Simulación de la inyección de químicos.....	121
III.1.4. Métodos microbianos en yacimientos naturalmente fracturados.....	129
III.1.4.1. Estudios en laboratorio de inyección de bacterias	129
III.2. IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES QUE IMPACTAN LA RECUPERACIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	131
III.3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA	135
III.4. ANÁLISIS CUALITATIVO DE VARIABLES	137
III.4.1. Mojabilidad.....	137
III.4.2. Tamaño de bloques de matriz	137
III.4.3. Apertura de fractura.....	138
III.4.3. Longitud y espaciamiento de fracturas	138
III.4.4. Orientación del sistema de fracturas	138
III.4.5. Porosidad de la matriz.....	138
III.4.6. Saturación de aceite.....	138
CONCLUSIONES	139
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	141

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1- Porcentaje del aporte energético 2015. (Key Worl Energy Statistics 2016).....	1
Fig. 2- Evolución de los proyectos de recuperación mejorada en Estados Unidos 1976-2010 (Alvarado y Manrique 2010).....	2
Fig. 3- Evolución de los proyectos de inyección de CO ₂ en Estados Unidos 1980-2010 (Alvarado y Manrique 2010).....	3
Fig. 4- Implementación por litología de los métodos de recuperación mejorada (Alvarado y Manrique 2010).....	4
Fig. I.1- Clasificación de los métodos de recuperación mejorada; Satter y Thakur, 1994.	11
Fig. I.2- Clasificación de los procesos y etapas de la recuperación de hidrocarburos (Pemex, Informe anual 2007).....	11
Fig. I.3-Tendencia general para la viscosidad del aceite @ 100° F y presión atmosférica; Satter y Thakur, 1994.....	12
Fig. I. 4- Reducción de la viscosidad con la temperatura; Satter y Thakur, 1994.....	13

Fig. I.5- Perfil de saturación durante la inyección de vapor; Sarathi y Olsen, 1992.	14
Fig. I.6- Inyección cíclica de vapor.	16
Fig. I.7- Drene gravitacional asistido por vapor.....	16
.....	20
Fig. I. 8- Métodos THAI y CAPRI.....	20
Fig. I. 9- Álcali-polímero-surfactante (ASP).	24
Fig. I.10- Método inyección de gas alternada con inyección agua.....	29
Fig. II.1 – Clasificación de las fracturas. (Van Golf-Racht 1982).	34
Fig. II.3 – Tipo de desplazamiento en los bloques de matriz: a) Desplazamiento gobernado por fuerzas capilares; b) Desplazamiento gobernado por fuerzas gravitacionales. (Van Golf-Racht 1982).....	44
Fig. II.4. – Elementos básicos de un yacimiento naturalmente fracturado. (Reiss 1980).	46
Fig. II.5 – Equilibrio estático en un yacimiento naturalmente fracturado. (Van Golf-Racht 1982).....	49
Fig. II.6 – Mecanismos de recuperación acorde a la distribución de saturación en el sistema matriz-fractura. (Van Golf-Racht 1982).	51
Fig. II.7 – Mecanismos de recuperación. (Van Golf-Racht 1982).	52
Fig. II.8 – Efectos de interacción entre los bloques. (Van Golf-Racht 1982).	53
Fig. II.9 – Efectos de interacción entre los bloques. (Van Golf-Racht 1982).	54
Fig. II.10 – Yacimiento naturalmente fracturado. Modelo de Kasemi (izquierda: pozo y yacimiento. Derecha modelos de yacimiento). (Narr 2006).	59
Fig. III.1 – Comparación de la recuperación de aceite debido a la imbibición de agua pura y agua carbonatada como función de la temperatura (Perez 1992).	66
Fig. III.2 – Incremento en la recuperación de aceite debido a la imbibición de agua carbonatada @70 °F. (Perez 1992).	67
Fig. III.3 – Incremento en la recuperación de aceite debido a la imbibición de agua carbonatada @110 °F. (Perez 1992).	67
Fig. III.4 – Incremento en la recuperación de aceite debido a la imbibición de agua carbonatada @150 °F. (Perez 1992).	68
Fig. III.5-.Curva de permeabilidad de la matriz como función de la concentración de CO ₂ @ 70 °F. (Shenawi 1994).....	69
Fig. III.6-. Curva de presión capilar de la matriz como función de la concentración de CO ₂ @ 70 °F. (Shenawi 1994).....	69
Fig. III.7-. Viscosidad de la mezcla de normal-decano y CO ₂ como función de la concentración de CO ₂ . (Shenawi 1994).....	70
Fig. III.8 – Arreglos de los bloques de matriz. (Firozabadi 1994).	71
Fig. III.9 – Concentración de n-C5 producido vs. volumen poral inyectado de n-C5. (Firozabadi 1994). ...	73
Fig. III.10– Esquema de la muestra de núcleo separado a la mitad por un espaciador (Oyvind 2014).	73
Fig. III.11– Esquema del dispositivo experimental para la inyección de CO ₂ . (Oyvind 2014).	74
Fig. III.12– Cambio en la saturación de aceite en la matriz. (Oyvind 2014).	75
Fig. III.13-. Recuperación de aceite (izquierda) y RGA producida (derecha). (Shojaei 2014).....	77

Fig. III.14-. Saturación de CO ₂ en la matriz después de 10 años. Sin considerar la difusión (izquierda), considerando la difusión (derecha). (Shojaei 2014).....	77
Fig. III.15-. Inyección de metano, gas del yacimiento y nitrógeno. (Vicencio 2004).....	79
Fig. III.16-. Perfiles de saturación de CO ₂ de datos experimentales y ajuste del coeficiente de difusión. (Oyvind 2014).....	80
Fig. III.17-. Estudio de sensibilidad. (Oyvind 2014).....	81
Fig. III.18-. Estudio de sensibilidad de la intensidad de fracturas. (Agada 2014).....	83
Fig. III.19-. Saturación remanente de aceite (después de 20 años de inyección alterna WAG). (Agada 2014).....	84
Fig. III.20-. Recuperación de aceite después de 20 años de inyección alterna (WAG). (Agada 2014).....	85
Fig. III.21-. Impacto del espaciado de la red de fracturas en la recuperación de aceite. (Wan 2013).....	86
Fig. III.22-. Esquema del sistema de fracturas de Midale. (Beliveau 1991).....	87
Fig. III.23-. Configuración de pozos. Prueba piloto Midale. (Beliveau 1991).....	88
Fig. III.24-. Spraberry Trend Area Unit. (Schechter 1996).....	92
Fig. III.25-. Localización de pozos de la zona piloto, unidad E. T. O 'Daniel, Spraberry. Schechter (1998).....	93
Fig. III.26-. Yacimiento naturalmente fracturado y su acuífero común, México. (Fuenleal 2014).....	94
Fig. III.27-. Configuración estructural del bloque Este. (Fuenleal 2014).....	95
Fig. III.28-.Tendencia de presión en el campo y respuesta a la inyección de N ₂ en el Bloque Este. (Fuenleal 2014).....	95
Fig. III.29– Representación 2D del sistema matriz–fractura usado en los estudios experimentales de transferencia de calor hacia la matriz. (Babadagli 1997).....	98
Fig. III.30– Recuperación de aceite por medio de la imbibición libre contra-corriente. (Harness 2014).....	100
Fig. III.31– Comportamiento de desplazamiento entre imbibición libre e imbibición forzada. (Harness 2014).....	100
Fig. III.32– Correlación entre el índice de Amott y la temperatura para diatomitas.....	101
Fig. III.33-. Configuraciones de fractura usados en las corridas de simulación a escala de campo (— Fracturas, K=10000 md). (Babadagli 1997).....	103
Fig. III.34-. Configuración del sistema de fracturas del Caso I. (Babadagli 1997).....	104
Fig. III.35-. Configuración del sistema de fracturas del Caso IV. (Babadagli 1997).....	104
Fig. III.36-. Perfiles de viscosidad a diferentes tiempos. (Souraki 2011).....	105
Fig. III.37-. Comparación de la relación vapor-aceite para diferentes gastos de inyección. (Souraki 2011).....	106
Fig. III.38-. Efecto de la permeabilidad de fractura en la producción acumulada de aceite. (Souraki 2011).....	106
Fig. III.39- Esquema de la composición de bloques y fracturas. (Najafabadi 2008).....	112
Fig. III.40- Curva de recuperación medida en laboratorio. (Najafabadi 2008).....	113
Fig. III.41– Tensión interfacial como función de la salinidad. (Seethepali 2004).....	114
Fig. III.42– Ángulos de contacto a diferentes etapas. (Seethepali 2004).....	115
.....	116

Fig. III.43– Adsorción isotérmica de surfactantes. (Seethepali 2004).	116
Fig. III.44– Efecto de la temperatura en la mojabilidad para: (a) Surfactantes no-iónicos (b) Surfactantes aniónicos. (Seethepali 2004).	116
Fig. III.45– Recuperación de aceite a diferentes temperaturas para surfactantes aniónicos. (Seethepali 2004).	117
Fig. III.46– Efecto de la densidad de fractura en la recuperación de aceite.	117
Fig. III.47– Red de fracturas A, con 136 elementos de fractura a lo largo de 6 sectores. (Ferno 2014).	118
Fig. III.48– Esquema de la red de fracturas B. (Ferno 2014).	119
Fig. III.49- Burbujas de espuma para diferentes flujos fraccionales de gas. (Ferno 2014).	119
Fig. III.50- Eficiencia de barrido vs. volumen de fracturas inyectado en la red de fracturas A. (Ferno 2014).	120
Fig. III.51-. Perfiles de saturación de aceite durante la inyección de agua. (Najafabadi 2008).	121
Fig. III.52-. Perfiles de saturación de aceite durante la inyección de álcalis. (Najafabadi 2008).	122
Fig. III.53-. Perfiles de saturación de aceite durante la inyección álcali-surfactante. (Nafajabadi 2008).	123
Fig. III.54-. Efecto de la densidad de fractura en la recuperación de aceite (resultados de simulación). (Gupta 2008).	124
Fig. III.55-. Esquema de la permeabilidad [mD] de la malla de simulación. (Delshad 2009).	124
Fig. III.56-. Efecto de las propiedades de la matriz durante la inyección de surfactantes. (Delshad 2009).	125
Fig. III.57-. Perfiles de inyección para diferentes simulaciones. (SayedAkram 2011).	126
Fig. III.58-. Factor de recuperación a diferentes tiempos del comienzo de la inyección surfactante-polímero. (SayedAkram 2011).	127
Fig. III.59-. Recuperación de aceite en función de la duración de inyección SP. (SayedAkram 2011).	127
Fig. III.60-. Saturación de aceite al final de la inyección SP para diferente orientación del sistema de fracturas. (SayedAkram 2001).	128
Fig. III.61- Micromodelo diseñado para incorporar los elementos del sistema de fracturas. (Nourani 2007).	130

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1.- Volumen de aceite correspondiente a yacimientos naturalmente fracturados. (Rodríguez 2004).</i>	5
<i>Tabla 2.- Principales características de los yacimientos en las cuencas del Sureste de México. (Rodríguez 2004).</i>	6
<i>Tabla 3.- Distribución del volumen de aceite a recuperar clasificado por densidad (Rodríguez 2004).</i>	6
<i>Tabla II.1- Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados. (Narr 2006).</i>	32
<i>Tabla II.2- Tipos de fracturas. (Narr, 2006).</i>	33
<i>Tabla II.3- Representación geométrica de bloques de matriz. (Van Golf-Racht 1982).</i>	37

<i>Tabla II.4- Intensidad de fracturamiento. (Van Golf-Racht 1982).</i>	39
<i>Tabla II.5- Procesos de drene e imbibición. (Van Golf-Racht 1982).</i>	44
<i>Tabla II.6- Indicadores de fracturas en un yacimiento. (Narr 2006).</i>	62
<i>Tabla III.1 - Propiedades de rocas calizas usadas para experimentos de inyección de agua carbonatada a baja presión (Perez 1992).</i>	66
<i>Tabla III.2 – Configuración del sistema de fracturas (Firozabadi 1994).</i>	72
<i>Tabla III.3- Efecto de la red de fracturas en el proceso de combustión in-situ top-down (Fatemi 2012).</i>	108
<i>Tabla III.4 – Factor de recuperación después de la inyección microbiana. (Nourani 2007).</i>	130
<i>Tabla III.5- Comportamiento de inyección de agua carbonatada en yacimientos naturalmente fracturados.</i>	131
<i>Tabla III.6- Comportamiento de inyección de gases miscibles en yacimientos naturalmente fracturados.</i>	131
<i>Tabla III.8- Comportamiento de la inyección de químicos en yacimientos naturalmente fracturados.</i>	134
<i>Tabla III.9- Comportamiento de los métodos microbianos en yacimientos naturalmente fracturados.</i>	135

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, los combustibles fósiles, aceite y gas natural, siguen aportando gran parte del suministro mundial de energía. A 2015, el aceite ocupaba el primer lugar en cuanto al aporte de energía, en los países que se encuentran dentro de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), mientras que el gas natural ocupaba el segundo lugar, según el reporte anual de la Agencia Internacional de Energía. La siguiente figura muestra el porcentaje del aporte energético de cada una de las fuentes de energía.

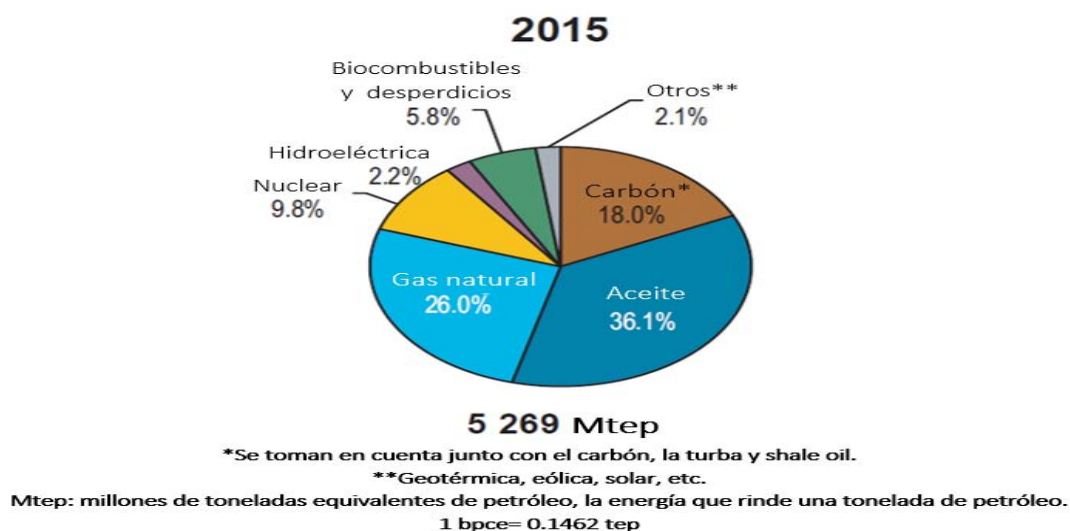


Fig. 1- Porcentaje del aporte energético 2015 (Key Worl Energy Statistics 2016).

Es por eso que la mejora en la explotación de los campos y el aumento en el factor de recuperación de aceite siguen siendo de gran importancia a pesar de los retos tecnológicos que hoy en día implica la explotación de dichos recursos, además de las restricciones económicas y considerando también los aspectos ambientales y de legislación en la industria petrolera.

1. RECUPERACIÓN MEJORADA EN EL MUNDO

Actualmente la mayor parte de la producción de aceite en el mundo proviene de campos maduros, por lo tanto el aumento en la recuperación de aceite en dichos campos es un asunto de gran importancia para la industria petrolera. Además la velocidad de reemplazo de reservas por los nuevos descubrimientos ha ido disminuyendo constantemente en las últimas décadas. Por lo tanto el aumento en el factor de recuperación en los campos maduros bajo recuperación primaria y recuperación secundaria son críticos para cubrir la demanda creciente de energía (Alvarado y Manrique 2010).

En promedio el factor de recuperación en los campos de aceite del mundo es de 20 a 40%, comparado con un factor de recuperación de 80 a 90% para los campos de gas.

El aceite producido por la energía natural del yacimiento es en promedio sólo 10 % del volumen original de aceite. Posteriormente toma lugar la recuperación secundaria, inyección de agua o gas, desafortunadamente la aplicación de ambos métodos puede aún dejar del 60 al 70% del volumen original de aceite. Mientras que los métodos de recuperación mejorada permiten incrementar el factor de recuperación alrededor de 35 a 40 %.

Sin embargo la aplicación de dichos métodos involucra un gasto bastante significativo en sus etapas iniciales y requieren de 6 a 10 años antes de obtener un aumento significativo en la producción. Por lo que su aplicación es más atractiva para grandes campos y para un margen mínimo de precios del aceite. Dependiendo de la tecnología seleccionada, los costos incrementales por barril varían de 10 a 80 dólares.

Históricamente el método más común, ha sido la inyección de vapor, representando a 2014 más del 50 % de los métodos de recuperación mejorada aplicados en los Estados Unidos y el segundo método que más se ha implementado después de la inyección de gas, la cual es económicamente más factible cuando el gas es producido por el yacimiento, sin embargo uno de los métodos que ha ido ganando popularidad es la inyección de CO₂ debido a las posibilidades de captura y almacenamiento, la inyección de CO₂ representó en 2012 el 35 % de los métodos aplicados en Estados Unidos contra sólo el 5 % en la aplicación de métodos químicos (Mathonnier, 2014).

En Estados Unidos los proyectos implementados de métodos térmicos y químicos han tenido una constante disminución desde mediados de los 80's a 2005, por otro lado, las estadísticas muestran que los proyectos de inyección de gas permanecen constantes desde mediados de los 80's y exhibieron un incremento constante hasta el año 2000, debido al incremento en los proyectos de inyección de CO₂, como se mencionó anteriormente, superando a partir de 2002 los proyectos de implementación de métodos térmicos. Sin embargo los proyectos de métodos térmicos mostraron un ligero incremento en 2004 debido al incremento de la inyección de aire a alta presión (HPAI por sus siglas en inglés) aplicados en yacimientos de aceite ligero.

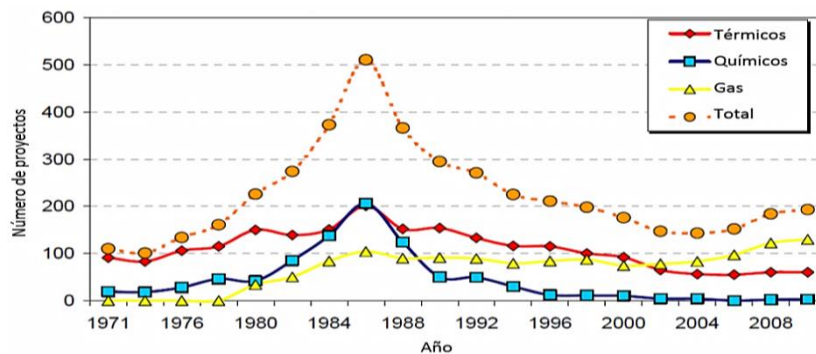


Fig. 2- Evolución de los proyectos de recuperación mejorada en Estados Unidos 1976-2010 (Alvarado y Manrique 2010).

Algunas de las razones que explican el crecimiento de la inyección de CO₂ en Estados Unidos es debido a las vastas fuentes naturales de CO₂ y al sistema de ductos disponibles, haciendo los proyectos de inyección de CO₂ muy atractivos económicamente (de 1 a 2 dólares/Mscf) a precios del aceite hasta de 20 dólares /barril. Sin embargo es importante remarcar que la construcción del sistema de ductos de Estados Unidos duró 30 años (1975-2005) un lapso de tiempo en el que los precios del aceite y los incentivos fiscales fueron suficientemente atractivos para asegurar el proyecto.

En la Figura 3 se muestra la evolución en el número de proyectos de inyección de CO₂ en Estados Unidos.

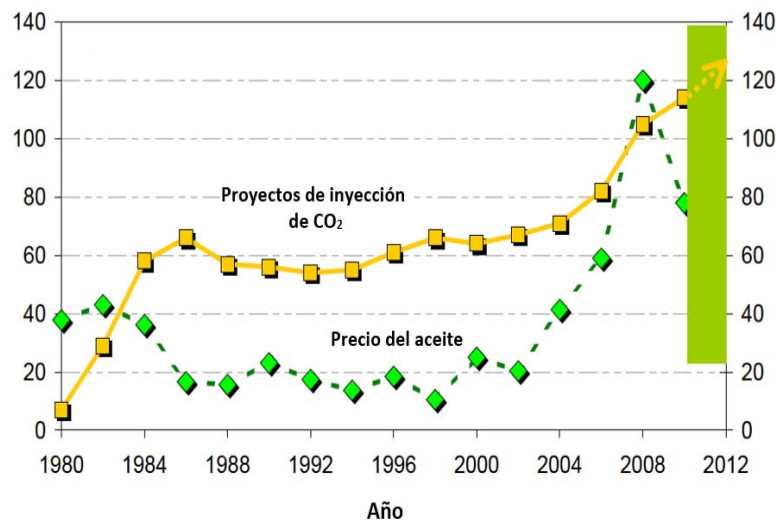


Fig. 3- Evolución de los proyectos de inyección de CO₂ en Estados Unidos 1980-2010 (Alvarado y Manrique 2010).

Aunque es concluyente que la inyección de CO₂ como método de recuperación mejorada es una tecnología probada a precios del aceite alrededor de 20 dólares/barril, este método de recuperación representa una oportunidad específica en Estados Unidos y no necesariamente puede ser extrapolada a todas las cuencas productoras en el mundo, ya que la implementación de los métodos de recuperación mejorada consideran varias limitaciones como lo son: litología del yacimientos, entorno terrestre o costa fuera, limitaciones de infraestructura existente y acceso a los fluidos a inyectarse, acceso al mercado y marco económico regional; los aspectos ambientales juegan también un rol importante en la evaluación de las estrategias de implementación.

Con respecto a la litología del yacimiento, este es uno de los criterios de selección que frecuentemente limitan la aplicabilidad de los métodos. La siguiente figura muestra 1507 proyectos alrededor del mundo, clasificados por litología, implementados en la década de 2000 a 2010.

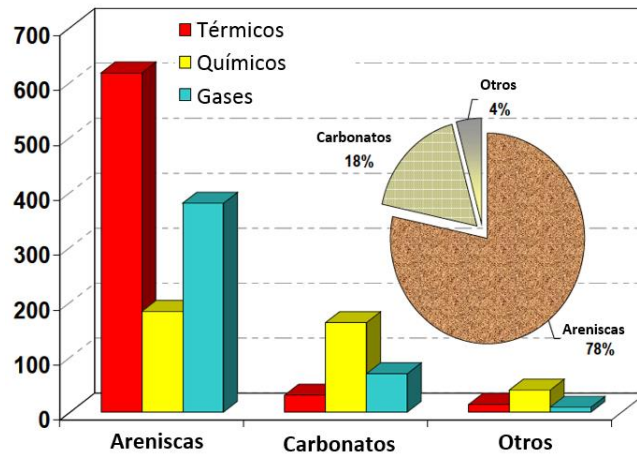


Fig. 4- Implementación por litología de los métodos de recuperación mejorada (Alvarado y Manrique 2010).

En el año 2013 existían más de 350 proyectos de recuperación mejorada en el mundo que aportaban 2.2% de la producción global (Rodríguez, 2013).

2. PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS EN EL MUNDO

Los yacimientos naturalmente fracturados son complejos y constituyen una gran cantidad de las reservas mundiales, la mayor parte de ellos se encuentra en formaciones carbonatadas cuyo volumen de aceite constituye la mitad de las reservas mundiales; además de ser yacimientos que en su mayoría presentan mojabilidad mixta y mojabilidad por aceite (Vicencio 2004, Seethepali 2004, Najafabadi 2008, SayedAkram 2011).

El aceite pesado contenido en yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados son una fuente importante de recursos energéticos, cuyo volumen estimado a 1989 fue de 1.6 Bbl de aceite en sitio (Briggs 1989) y que para 2011 comprendían ya 20 Bbl reportados por Souraki (2011). Por ejemplo el aceite pesado contenido en los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados del Medio Este representa del 25 al 30 % del volumen de aceite en la región; tan sólo el aceite pesado recuperable en Irán es de más de 85 Bbl (Ghoodjani 2012).

Con la reducción de reservas de aceite convencional, los yacimientos de aceite pesado y extrapesado puede que tengan un importante rol en el suministro de energía en el mundo y sean una fuente real de energía en un futuro cercano. Canadá, Venezuela y Estados Unidos tienen la mayor cantidad de reservas en yacimientos de aceite pesado y bitumen en el mundo; la característica más importante del aceite pesado y bitumen es una que poseen una viscosidad muy grande, de 10,000 a 6,000,000 [cp] (Souraki 2011).

3. PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS EN MÉXICO

A 2004 en México el 91% de la producción provenía de yacimientos naturalmente fracturados y a 2013 permanecía en un valor parecido con 90 % de la producción y el 97% de las reservas probadas estaban conformadas por el volumen de aceite en este tipo de yacimientos. La mayoría de los yacimientos naturalmente fracturados en la República Mexicana están localizados en las cuencas del sureste: la Cuenca Chiapas-Tabasco (terrestre), la Cuenca del Litoral de Tabasco y la Cuenca de la Sonda de Campeche (costa afuera); cuyas formaciones productoras se encuentran en el Mesozoico y cuyo descubrimiento se dio entre los años 70 y 80's .

En la siguiente tabla se muestra el volumen de aceite correspondiente a los yacimientos naturalmente fracturados que forman parte de las cuencas antes mencionadas, además del volumen de aceite contenido en dichos yacimientos susceptible a la implementación de algún método de recuperación secundaria o mejorada.

Tabla 1.- Volumen de aceite correspondiente a yacimientos naturalmente fracturados (Rodríguez 2004).

Cuenca	Volumen original de aceite en sitio (MMSTB)		Producción acumulada de aceite (MMSTB)		Reservas Probadas (MMSTB)		Aceite susceptible a la aplicación de recuperación secundaria y mejorada en YNF [MMSTB]
	Total	YNF	Total	YNF	Total	YNF	
Sonda de Campeche	64,386	63,320	16,624	16,511	9,217	9,097	37,713
Litoral de Tabasco	2,640	2,640	183	183	566	566	1,892
Chiapas-Tabasco	36,430	29,264	8,785	7,126	3,377	3,097	19,041
TOTAL	103,457	95,225	25,592	23,819	13,160	12,760	58,646

Los yacimientos naturalmente fracturados en carbonatos que se encuentran en estas cuencas se caracterizan por profundidades que varían de 1000 a 6500 metros debajo del nivel del mar. El espesor y el relieve estructural, en general son de moderados a altos. La permeabilidad de fractura en los yacimientos de las cuencas costa fuera son en general altas; estas características favorecen el flujo por drene gravitacional en estos yacimientos. La permeabilidad de fractura en los yacimientos de la Cuenca Chiapas-Tabasco y en ciertos yacimientos de la Cuenca Litoral de Tabasco es relativamente alta; la permeabilidad de la matriz en general es baja. La porosidad total es moderada en la mayoría de los yacimientos terrestres por ejemplo en los yacimientos de la Cuenca Chiapas-Tabasco son de 3 a 4%.

La Tabla 2 muestra las principales características de los yacimientos naturalmente fracturados en las cuencas anteriormente mencionadas.

Tabla 2.- Principales características de los yacimientos en las cuencas del Sureste de México (Rodríguez 2004).

Cuenca	Profundidad [mbnm]	Espesor [m]	Relieve estructural	Características de porosidad secundaria	ϕ Total [%]	Kf [md]	Km [md]	Presión inicial [kg/cm ²]	Densidad [°API]	Temperatura del yacimiento [°C]
Sonda de Campeche	1000 a 4400	200 a 1200	Alto, mayor a 2000 [m]	Altamente fracturado	8 -12	2000 a 5000	1 -10	270 a 700	12- 36	95 a 160
Litoral de Tabasco	4400 a 6200	60 a 200	Moderado	De moderados a altamente fracturados	5 -11	30 a 1500	1 -10	650 a 1000	25 - 41	134 a 161
Chiapas-Tabasco	4500 a 6500	150 a 900	Alto, mayor a 2000 [m]	De poco fracturados a moderadamente fracturados	3 -7	30 a 175	0.1 -5	370 a 995	30 - 44	123 a 165

Con respecto al aceite por recuperar y que es objetivo de la implementación de alguno de los métodos tanto de recuperación secundaria como de recuperación mejorada, el 68 por ciento se encuentra en la Cuenca de la Sonda de Campeche y el 29 % en la Cuenca Chiapas-Tabasco. En la Sonda de Campeche, el 8% del aceite es aceite pesado con una densidad de 12 °API, 79 % es aceite mediano con una densidad promedio de 23° API y 13 % es aceite ligero de 33 °API. En el Litoral de Tabasco se encuentra sólo el 3 % del aceite a recuperar por medio de la implementación de los métodos de recuperación secundaria y mejorada; 46 % es aceite mediano de 25 °API y 54 por ciento es aceite ligero con una densidad promedio de 36 °API. Muchos de los yacimientos naturalmente fracturados en México y que son candidatos para la implementación de alguno de los métodos de recuperación contienen aceite de mediano a ligero, como se mencionó anteriormente y como se muestra en la Tabla 3; además de ser yacimientos clasificados como de alta presión y alta temperatura (HPHT) (Rodríguez 2004).

Tabla 3.- Distribución del volumen de aceite a recuperar clasificado por densidad (Rodríguez 2004).

Densidad [°API]	Sonda de Campeche		Litoral de Tabasco		Chiapas-Tabasco	
	Volumen [MMSTB]	Promedio ponderado [°API]	Volumen [MMSTB]	Promedio ponderado [°API]	Volumen [MMSTB]	Promedio ponderado [°API]
Menor a 15	3,292.3	12	0		0	
15 - 30	29,634.9	23	737.1	25	0	
30 - 45	4,733.7	33	850.4	31	16,052.6	35

4. YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS Y RECUPERACIÓN MEJORADA

Como se mencionó anteriormente la mayor parte de los yacimientos naturalmente fracturados se encuentran en formaciones carbonatadas, dichas formaciones presentan grandes retos debido a su compleja naturaleza (baja permeabilidad de la roca matriz, una pobre porosidad efectiva) y una mojabilidad poco favorable (Ghoodjani, 2012). Los yacimientos carbonatados naturalmente fracturados son altamente heterogéneos en términos de porosidad y de permeabilidad y la red de fracturas de alta permeabilidad usualmente lleva a una declinación rápida en la producción y a bajas recuperaciones (Oyvind 2014).

La heterogeneidad en las formaciones de carbonatos se debe a los complejos procesos diagenéticos, reactivos, deposicionales y de deformación, por los que se necesita una caracterización apropiada como base para generar modelos de yacimiento confiables que pronostiquen adecuadamente su comportamiento. Los yacimientos en carbonatos pueden presentar fracturas naturales en las múltiples escalas que generan complejas redes interconectadas de alta permeabilidad y por lo tanto establecen patrones preferenciales de flujo en el yacimiento. Además, la variabilidad en la arquitectura de la roca matriz y la conectividad de la red de fracturas es la principal razón por la cual los yacimientos fracturados muestran una gran variedad en su comportamiento de flujo llevando a significativas incertidumbres en su evaluación, predicción de su comportamiento y administración, lo que se traduce en bajos factores de recuperación (Agada, 2014).

Los yacimientos naturalmente fracturados que presentan un comportamiento propio de un sistema de doble porosidad, presentan también un particular problema de producción. Usualmente el aceite proveniente de la red de fracturas es rápidamente producido, sin embargo el aceite alojado en la roca matriz no es desplazado fácilmente por la sencillez relativa con que los fluidos se canalizan a través del sistema de fracturas.

El ritmo de explotación en este tipo de yacimientos puede causar que la presión del yacimiento disminuya drásticamente y dicha disminución se vea reflejada en la reducción de la producción de aceite y en la formación de un casquete de gas secundario. Por lo que se vuelve necesario un proyecto de mantenimiento de presión (Vicencio 2004). La aplicación de cualquier mecanismo de empuje externo para desplazar el aceite estará fuertemente afectado por la permeabilidad del sistema de fracturas (Pérez, 1992), dichas particularidades dan como resultado una serie de problemas de producción durante la etapa de recuperación primaria y durante la inyección de gas y/o agua (Schechter, 1998).

La inyección de agua puede ser un método efectivo para el mejoramiento de la recuperación de aceite en yacimientos que presentan mojabilidad por agua, donde se sabe que la imbibición será el principal mecanismo de recuperación, sin embargo, alrededor del 80% de las formaciones carbonatadas presentan mojabilidad mixta o mojabilidad por aceite (Najafabadi, 2008); por lo tanto la inyección de agua no es efectiva en dichos yacimientos debido a que el agua se moverá únicamente a través de las fracturas sin imbibir en el espacio poral de la matriz (Gupta, 2008).

Por lo anterior, una gran parte del volumen original de aceite en este tipo de yacimientos permanece en la matriz incluso después de varias décadas de recuperación primaria y secundaria (Delshad, 2009).

El factor de recuperación en estos yacimientos depende de varios factores como: permeabilidad de la matriz, mojabilidad, intensidad de fracturamiento y propiedades de los fluidos (Seethepalli 2004). Entre el 40 y 60 % del volumen de aceite original permanece como aceite remanente después de aplicar algún método de recuperación secundaria (SayedAkram, 2011).

Debido a los bajos factores de recuperación, este tipo de yacimientos se convierten en candidatos para la implementación de algún método de recuperación mejorada. Sin embargo, su heterogeneidad puede tener significativos efectos durante los proyectos de recuperación mejorada. Cuando se inyecta algún fluido estos tienden a fluir a través de la red de fracturas en vez de desplazar el aceite remanente de la matriz; aunado a que el aceite es retenido en la matriz por fuerzas capilares en las formaciones mojadas por aceite; sin embargo puede producirse por la disminución de la tensión interfacial o por la alteración de la mojabilidad usando soluciones de surfactantes.

Por lo anterior, las técnicas de recuperación mejorada recaen en la maximización del contacto entre los fluidos de inyección y la roca matriz y por lo tanto en fluido debe transportarse efectivamente en la red de fracturas (Ferno, 2014).

La investigación e implementación de métodos de recuperación mejorada en estos yacimientos es compleja sin embargo se han logrado grandes avances en el entendimiento de los fluidos de inyección y la interacción de estos en el sistema matriz-fractura, dando lugar a distintos mecanismos de recuperación según las características de los fluidos inyectados. Por ejemplo: la difusión molecular durante la inyección de gas puede tener un rol significativo en la recuperación de aceite en yacimientos naturalmente fracturados especialmente cuando la permeabilidad de la matriz es baja y la intensidad de fracturamiento es grande. La difusión de los componentes gaseosos dentro de la matriz extrae el aceite de ésta y retrasan hasta cierto punto la irrupción de gas (Shojaei, 2014).

En México por ejemplo se han realizado estudios sobre la inyección de CO₂ para recuperar aceite pesado de complejos yacimientos naturalmente fracturados de alta permeabilidad, localizados en aguas someras del Golfo de México, en formaciones de dolomías con porosidad vugular (Fuenleal, 2014).

De igual manera la inyección de vapor ha sido reconocida como el medio para recuperar aceite pesado en este tipo de yacimiento, en la que toman lugar diferentes mecanismos de recuperación (Babadagli, 1997), entre ellos el calentamiento por conducción de los bloques de matriz rodeados por vapor; lo cual conlleva a la expansión térmica del aceite en los poros (y/o vugulos) en la matriz y favorece la imbibición los fluidos que desplazan el aceite en la matriz (Briggs, 1989). Por ejemplo, un estudio en 1995 probó que la inyección de vapor era el método de recuperación más prometedor en el yacimiento Shuaiba/Kharaib/Lekwair en Omán, una formación carbonatada intensamente fracturada (Macaulay, 1995).

Al igual que la inyección de vapor diferentes métodos térmicos se han propuesto y probado para mejorar la recuperación de aceite en este tipo de yacimientos por medio de la reducción en su viscosidad y sobre todo se ha investigado el efecto que tienen las fracturas durante la aplicación de dichos métodos como en la inyección cíclica de vapor, inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD) y la combustión in-situ (Souraki, 2011). Experimentalmente se ha probado que la clave del éxito en el desarrollo de las reservas en dichos yacimientos es la óptima conducción de calor, la cual pueda superar la heterogeneidad de este tipo de formaciones (Awotude, 2014).

Otro de los mecanismos de recuperación importante para los yacimientos naturalmente fracturados es la alteración de la mojabilidad que puede lograrse mediante la aplicación de los métodos químicos (Seethepalli, 2004); y así dar lugar a la mejora en la recuperación por imbibición y drene gravitacional. Por ejemplo, se ha identificado, a escala de laboratorio, que las soluciones de surfactantes aniónicos recuperan de un 40 a un 70% del volumen original de aceite (Gupta, 2008).

Uno de los métodos de recuperación mejorada probados en campo es la inyección de espumas la cual es principalmente usada durante la inyección alterna surfactante-gas en yacimientos heterogéneos para reducir el flujo preferencial en los yacimientos. La espuma tiene el potencial de incrementar la recuperación de aceite mejorando el barrido vertical y areal, disminuyendo la digitación viscosa y la desviación del gas hacia las zonas menos permeables. En sistemas heterogéneos con un gran contraste de permeabilidades la espuma puede generar cierto límite lo cual conlleva al flujo cruzado entre zonas con grandes variaciones en la permeabilidad lo cual da como resultado un desplazamiento más uniforme y una mejora en la recuperación (Ferno, 2014).

Así mismo en México la tecnología para el uso de espumas en este tipo de yacimientos, está en desarrollo (por el IMP) para el control de canalización de gases en pozos productores de aceite, así como su uso en el diseño de procesos de recuperación mejorada; también se realizó el proyecto de desarrollo procesos de recuperación mejorada por inyección de surfactantes y polímeros para yacimientos naturalmente fracturados de alta salinidad y alta temperatura, en el que se consolidaron metodologías experimentales para diseñar productos químicos estables para las condiciones específicas de cada yacimiento (Martínez, 2013). Así como el proyecto de inyección de CO₂ en Sitio Grande en 2008 (Rodríguez, 2013).

CAPÍTULO I. Recuperación mejorada de hidrocarburos

I.1. DEFINICIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Lake (1989) define la recuperación mejorada de aceite como la recuperación de aceite por medio de la inyección de materiales que normalmente no están presentes en el yacimiento. Lo más importante es que la definición no restringe la recuperación mejorada de aceite a alguna fase en particular en la vida productiva del yacimiento (primaria, secundaria o terciaria); siendo la recuperación terciaria cualquier técnica aplicada después de la recuperación secundaria. La definición excluye los proyectos de inyección de agua y se intenta excluir todos los procesos de mantenimiento de presión; aunque a veces esta última distinción no es muy clara debido a que muchos procesos de mantenimiento de presión tienen carácter de desplazamiento.

Acorde con la definición de Lake, Alvarado y Manrique (2001) definen la recuperación mejorada como un grupo de tecnologías que involucran la inyección de fluidos para mejorar la recuperación de aceite a cualquiera de las etapas de producción, ya sea primaria, secundaria o terciaria, con el propósito de incrementar la recuperación total de aceite más allá de la obtenida con los métodos tradicionales (por recuperación primaria o por los métodos de recuperación secundaria: inyección de agua o inyección de gas).

De acuerdo con Satter y Thakur (1994) existen básicamente tres factores físicos que llevan a una alta saturación de aceite remanente después de la recuperación primaria y secundaria:

- Alta viscosidad del aceite
- Fuerzas en la interface de los fluidos
- Heterogeneidad del yacimiento

El objetivo de los procesos de recuperación mejorada es movilizar el aceite remanente a través de todo el yacimiento. Esto se logra mejorando el desplazamiento microscópico de aceite y la eficiencia volumétrica de barrido. La eficiencia de desplazamiento del aceite incrementa disminuyendo la viscosidad del aceite o por medio de la reducción de las fuerzas capilares o de la tensión interfacial. La eficiencia volumétrica de barrido mejora con la disminución de la movilidad del agente que desplaza.

Si la movilidad de la fase que desplaza es mayor que la de la fase desplazada, la relación de movilidad es desfavorable. La relación de movilidad puede hacerse menor reduciendo la viscosidad del aceite, incrementando la viscosidad de la fase que desplaza, incrementando la permeabilidad al aceite o disminuyendo la permeabilidad a la fase que desplaza.

I.2. CLASIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Los procesos de recuperación mejorada, de acuerdo con Satter y Thakur (1994) pueden ser clasificados en general como:

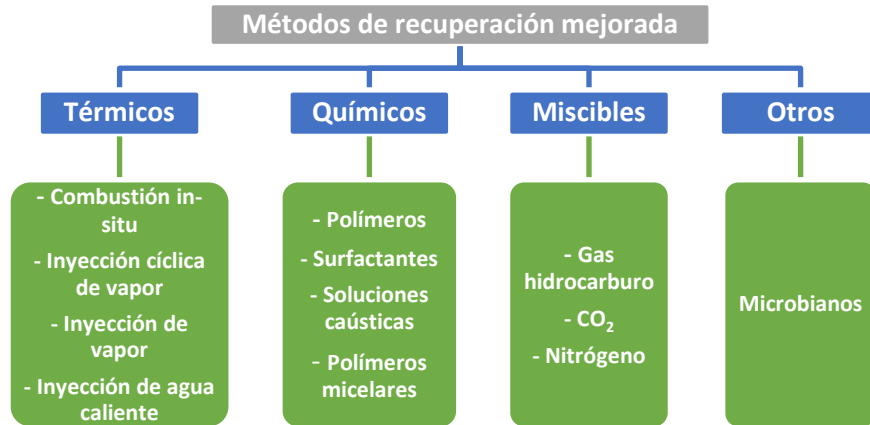


Fig. I.1- Clasificación de los métodos de recuperación mejorada.

En la siguiente figura se muestran las etapas de recuperación. Como puede observarse en la figura y adicional a las definiciones de Lake y de Alvarado y Manrique, se establece que la recuperación mejorada es aquella en la que los fluidos inyectados agregan energía adicional al yacimiento, además de modificar las propiedades del sistema roca-fluidos.

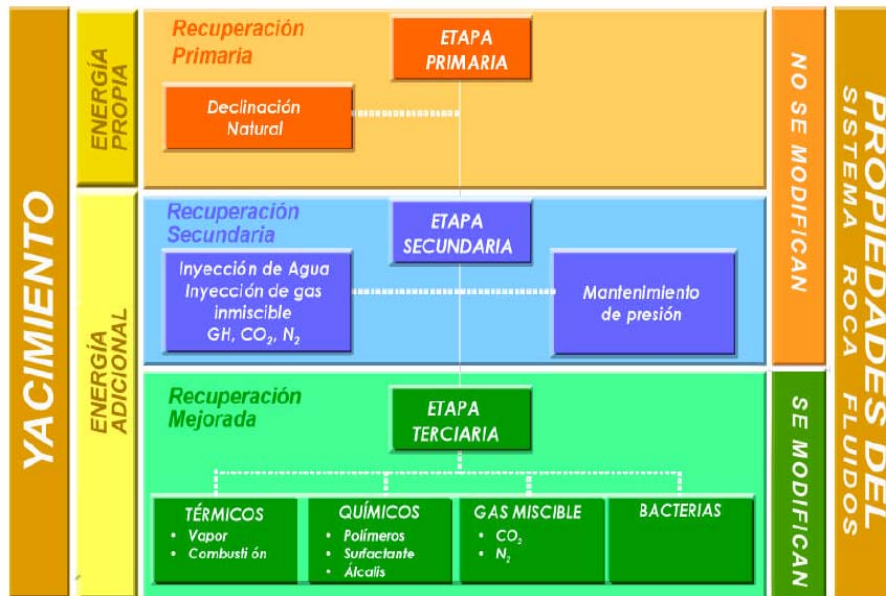


Fig. I.2- Clasificación de los procesos y etapas de la recuperación de hidrocarburos (Pemex, Informe anual 2007).

I.2.1. Métodos térmicos

Los métodos térmicos han sido probados desde los años 50 y son los métodos más avanzados entre los procesos de recuperación mejorada en lo que a experiencia de campo y tecnología se refieren. Han sido altamente exitosos en Canadá, Estados Unidos, Venezuela e Indonesia, entre otros países (Thomas, 2008).

Muchos yacimientos contienen aceite bastante viscoso; la Figura 3 muestra la variación de la viscosidad con la densidad del aceite. Los intentos para producir este tipo de aceite por medio de la inyección de agua darán como resultado una muy baja recuperación. La aplicación de calor es frecuentemente la única solución factible para dichos yacimientos. Como se muestra en la Figura 4 la viscosidad del aceite es bastante susceptible a la temperatura. Los métodos térmicos son principalmente usados para aceites pesados y en arenas bituminosas Satter y Thakur (1994). Gracias a los métodos térmicos se presentan varios mecanismos de recuperación, sin embargo, el más importante es la reducción de la viscosidad del aceite que se da con el incremento de la temperatura. Por ejemplo, un aceite pesado que se someta a un cambio de temperatura de 300 a 400 K, comúnmente alcanzados en los métodos térmicos, dará como resultado la disminución de la viscosidad para que el aceite fluya. Para aceites ligeros, la reducción de la viscosidad es menor. Por lo tanto los métodos térmicos no son de gran ventaja para este tipo de aceites, particularmente cuando la inyección de agua sería una alternativa más factible. La reducción de la viscosidad para aceites extrapesados (con densidad menor a 10° API) es grande, sin embargo no es suficiente para producir el aceite en forma económicamente factible. Por lo tanto existen límites de viscosidad en ambos extremos.

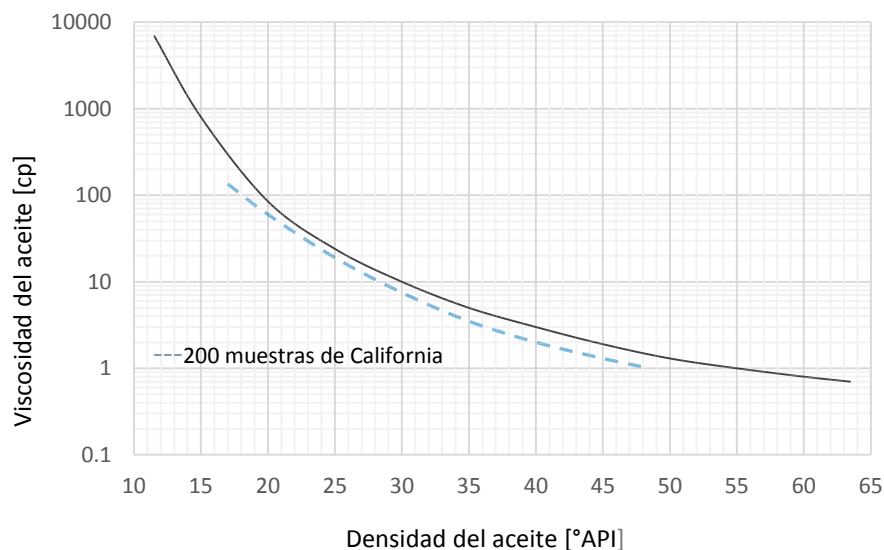


Fig. I.3-Tendencia general para la viscosidad del aceite @ 100° F y presión atmosférica (Satter y Thakur, 1994).

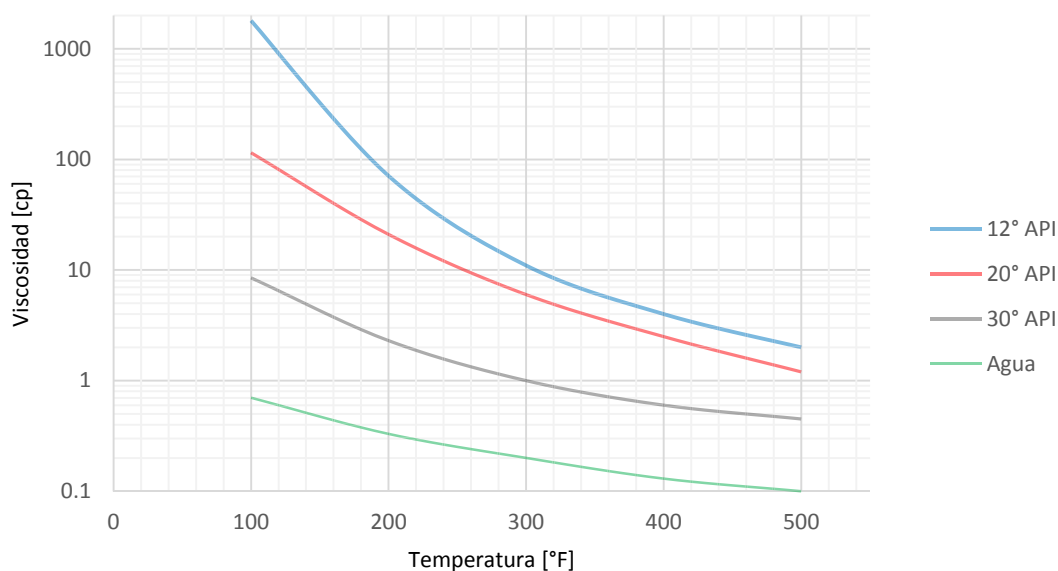


Fig. 1. 4- Reducción de la viscosidad con la temperatura (Satter y Thakur, 1994).

Para la mayoría de los métodos térmicos, la reducción de la viscosidad es por mucho la causa más importante de la recuperación adicional de aceite, pero existen también otros mecanismos, por ejemplo: destilación, desplazamiento miscible, expansión térmica, descomposición de los componentes pesados del aceite y reducción de la tensión interfacial. La importancia relativa de cada mecanismo depende de las características del aceite que está siendo desplazado. La descomposición de los componentes pesados del aceite es relativamente de menor importancia en la inyección de vapor, debido a la temperatura relativamente baja, en cambio es muy importante en la combustión in-situ; la expansión térmica y la destilación se vuelven más importantes conforme la viscosidad del aceite disminuye.

Las cuatro maneras básicas de aplicación de los métodos térmicos son: inyección de agua caliente, inyección continua de vapor, inyección cíclica de vapor y combustión in-situ. (Lake 1989).

1.2.1.1. Inyección de agua caliente

Básicamente el aceite es desplazado inmisciblemente por zonas de agua caliente y zonas de agua que se encuentran a temperatura del yacimiento. La recuperación de aceite incrementa debido al aumento de la movilidad del aceite (resultado de la reducción de su viscosidad). Además de que a altas temperaturas existe una alteración de la tensión interfacial y de la mojabilidad. Estos procesos de recuperación son aplicados a aceites muy viscosos (Prats, 1982).

1.2.1.2. Inyección continua de vapor

El proceso involucra la inyección de vapor generado en la superficie o en el fondo del pozo. Conforme el vapor se mueve a través del yacimiento entre el pozo inyector y el pozo productor, este crea distintas regiones de temperatura y de flujo de fluidos. El aceite en la vecindad inmediata de la inyección se vaporiza y se desplaza hacia adelante; una fracción del aceite no se vaporiza y es dejada atrás, pero a una temperatura mayor de la que se encontraba, debido al calor que le proporciona el vapor. El vapor que va avanzando eventualmente se condensa, debido a las pérdidas de calor por el contacto con la formación, formándose una zona de agua caliente, la cual desplaza al aceite conforme avanza, enfriándose a temperatura del yacimiento; cuando se ha llegado a este punto el proceso de desplazamiento continúa como si fuera un proceso convencional de inyección de agua (Donaldson, 1989).

La Figura 1.5 es un perfil típico de saturación de un proceso de inyección de vapor. Debido a que los mecanismos de desplazamiento del aceite son diferentes en cada región, la saturación de aceite varía característicamente entre el pozo inyector y el pozo productor. Wu identificó los principales mecanismos que se presentan durante el proceso de inyección de vapor, los cuales son: destilación de vapor, desplazamiento (empuje) por vapor, reducción de la viscosidad, expansión térmica, segregación gravitacional, variación en la permeabilidad relativa y en la presión capilar, empuje por gas disuelto, desplazamiento miscible y desplazamiento por formación de emulsiones (el alto volumen específico y la velocidad del vapor, en conjunto con la energía liberada por la condensación del vapor, proveen la agitación necesaria para la formación de emulsiones in situ, las cuales pueden reducir la canalización del vapor en intervalos de gran permeabilidad).

En la zona de vapor, los principales mecanismos son la destilación de vapor y el empuje por vapor. En la zona de condensado: reducción de la viscosidad, expansión térmica, variación térmica de la permeabilidad, segregación gravitacional y el desplazamiento por la presencia de solventes in situ (los componentes ligeros que se han evaporado del aceite lo desplazan, dando lugar a un desplazamiento miscible). En la zona inicial, los principales mecanismos son el empuje convencional de agua y segregación gravitacional (Sarathi y Olsen, 1992).

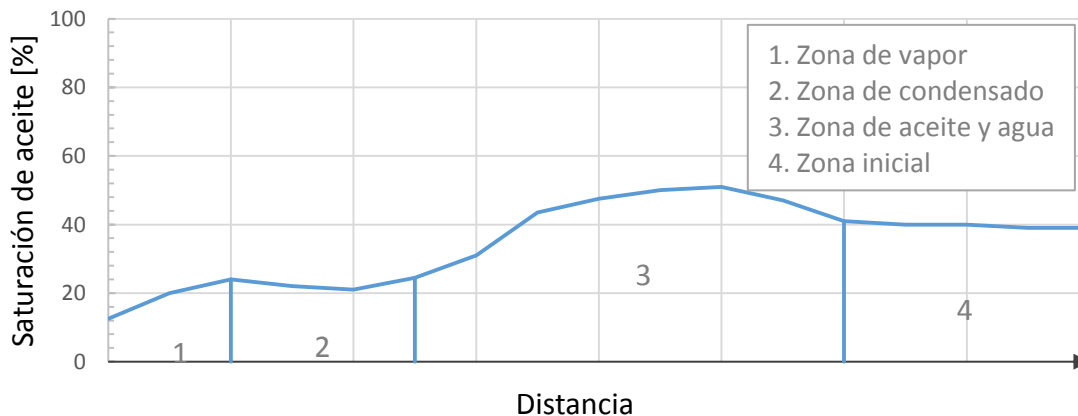


Fig. 1.5- Perfil de saturación durante la inyección de vapor (Sarathi y Olsen, 1992).

1.2.1.3. Inyección cíclica de vapor

El primer paso en la inyección cíclica de vapor es la inyección de un determinado volumen de vapor a alta presión por un periodo aproximado de 2 a 10 diez días. La cantidad de vapor inyectado por ciclo varía con el espesor de la zona impregnada. Para prevenir las perdidas excesivas de calor, el vapor se inyecta usualmente al más alto gasto factible, aproximándose la presión a la presión de fractura. El pozo es cerrado por varios días para permitir el remojo del yacimiento por el vapor. Durante este periodo, el vapor inyectado se condensa y distribuye su calor a lo largo de un gran volumen del yacimiento. Transcurrido este periodo el pozo es abierto a producción.

El comportamiento de la inyección cíclica de vapor depende de la presión existente en el yacimiento. Durante el periodo de producción, el cual varía de 1 a 7 meses, la presión del pozo disminuye. La respuesta depende del espesor de la formación, la saturación de aceite, el volumen de vapor inyectado y el número de ciclos llevados a cabo.

Independientemente del tipo de yacimiento, la inyección cíclica de vapor se va haciendo menos eficiente conforme se incrementa el número de ciclos. Con cada ciclo llevado a cabo, la producción de aceite disminuye, el corte de agua incrementa y los ciclos se van haciendo más largos. Después de varios ciclos, grandes fracciones de vapor son producidas como agua, lo que hace de gran importancia el manejo del agua. Desde el punto de vista económico, un buen indicador del comportamiento es la relación de aceite producido y agua inyectada. Cuando esta relación cae debajo de 1, el proyecto se convierte en marginal y el proceso de inyección cíclica de vapor comúnmente se convierte en un proceso de inyección de vapor.

Los mecanismos que incrementan el gasto de producción de aceite durante la inyección cíclica de vapor son diversos. Entre ellos están la reducción de la viscosidad del aceite en la zona cercana al pozo, la expansión térmica del aceite y del gas en solución lo cual actúa como mecanismo de empuje, el drene gravitacional y la limpieza del pozo. El vapor inyectado pierde su calor hacia la formación y causa que la temperatura del yacimiento incremente. Este incremento de temperatura, da como resultado, la reducción de la viscosidad del aceite y permite que fluya con mayor facilidad hacia el pozo.

El aumento de la temperatura también causa que el aceite se expanda y sea menos denso. Los componentes ligeros del aceite fluyen hacia el pozo por drene gravitacional. Finalmente, el proceso de inyección cíclica de vapor contribuye con la recuperación de aceite disolviendo los depósitos orgánicos cerca del pozo. Este efecto de limpieza del pozo reduce significativamente la caída de presión entre el yacimiento y el pozo y facilita que el aceite sea expulsado por medio de la energía natural del yacimiento (Sarathi y Olsen, 1992).

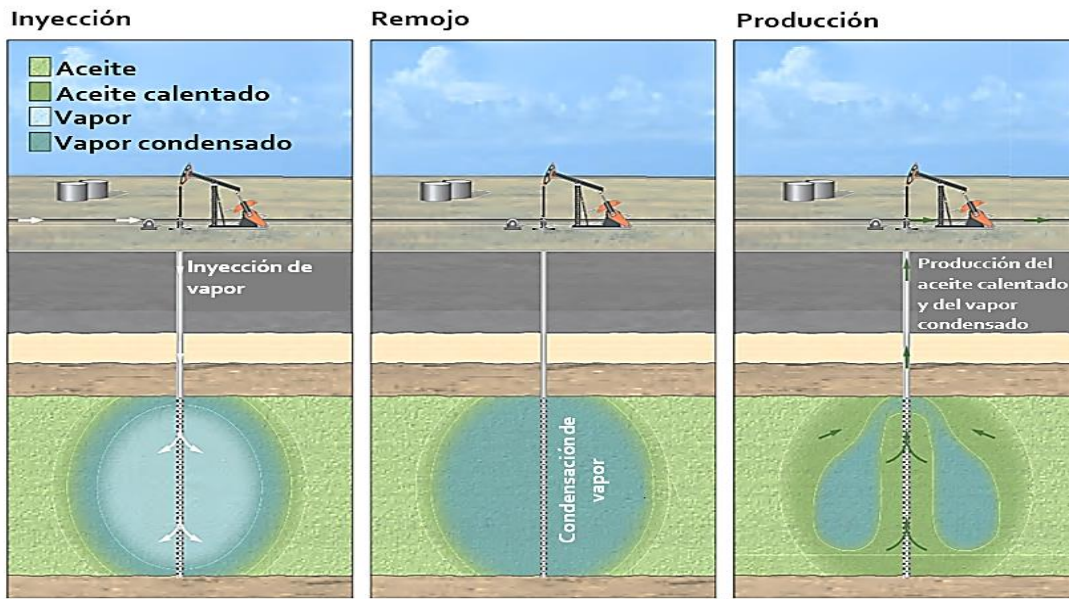


Fig. I.6- Inyección cíclica de vapor.

1.2.1 4. Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD)

El proceso se basa en la segregación gravitacional de vapor utilizando un par de pozos horizontales paralelos posicionados en el mismo plano vertical. El vapor se eleva hacia la cima de la formación formando una cámara de vapor. La reducción en la viscosidad del aceite hace que fluya, drenándolo por gravedad y es captado por el pozo productor colocado en la base del yacimiento. La inyección continua de vapor causa que la cámara de vapor se expanda y se disperse lateralmente en el yacimiento. Se necesita una buena permeabilidad vertical para el éxito de este proceso.

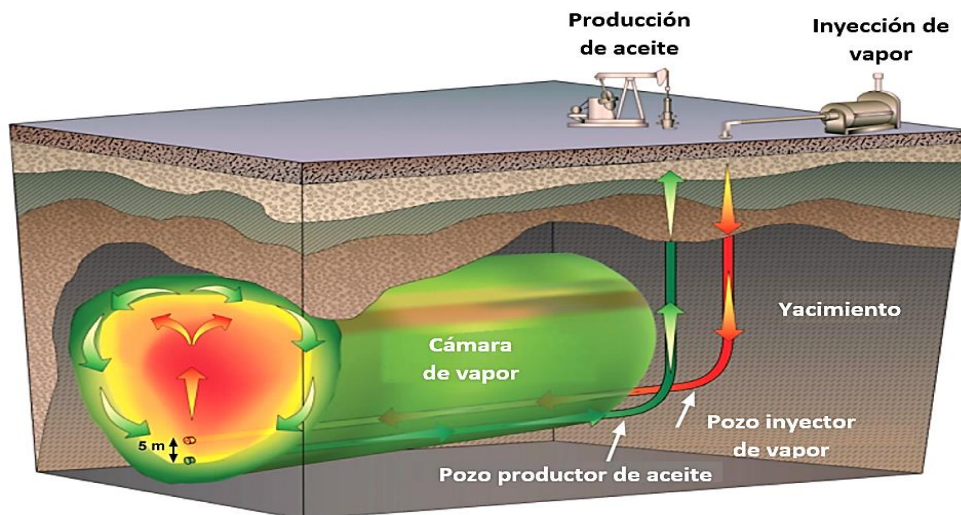


Fig. I.7- Drene gravitacional asistido por vapor

Se requieren grandes volúmenes de agua y gas natural para la generación de vapor. Ha habido varios intentos para mejorar la economía de este proceso, entre los cuales están las variaciones del mismo, las cuales son:

- VAPEX. Es la contraparte no térmica de la inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD), en vez de vapor, un gas solvente o una mezcla de solventes (etano, propano o butano) son inyectados junto con un gas portador, N₂ o CO₂. La selección del solvente se basa en la presión y en la temperatura del yacimiento. El gas solvente se inyecta en su punto de rocío. El propósito del gas portador es incrementar el punto de rocío del gas solvente para que permanezca en la fase gaseosa a presión del yacimiento. Se forma una cámara de vapor y se propaga lateralmente. El principal mecanismo que se presenta es la reducción de la viscosidad. El proceso se basa en la difusión molecular y en la dispersión mecánica por la transferencia del solvente hacia el bitumen para lograr la reducción de la viscosidad. La dispersión y difusión son inherentemente lentas y por lo tanto son mucho menos eficientes que el calor en la reducción de la viscosidad.
- ES-SAGD (Expanding Solvent SAGD). Este proceso es una variación del proceso VAPEX, en este se sugiere la adición de un 10% de vapor a la mezcla de solventes para ganar un 25% en la eficiencia energética del proceso VAPEX.
- SAGP (Steam and Gas Push): En esta variación del proceso SAGD, se inyecta junto con el vapor, un gas no condensable como gas natural o nitrógeno, para reducir la gran cantidad de vapor demandada por el proceso SAGD (Thomas, 2008).

1.2.1.5. Combustión in situ

En este proceso, se inyectan aire u oxígeno para quemar una porción del aceite del yacimiento para generar calor.

La combustión in-situ recupera aceite por medio de:

- Aplicación de calor que es transferida en dirección del flujo por conducción o convección, reduciendo así la viscosidad del aceite.
- Los productos de la destilación del vapor y de la fragmentación térmica del aceite se desplazan para mezclarse con el aceite y facilitar su recuperación.
- El carbono producido por la quema de los componentes pesados del aceite.
- El suministro de presión aportado por la inyección de aire al yacimiento (Satter y Thakur, 1994).

Las características del aceite y las condiciones del yacimiento son factores determinantes en el proceso de combustión. Para lograr la combustión del aceite del yacimiento, existen dos métodos de ignición ampliamente usados:

- Ignición espontánea. Si la temperatura del yacimiento es muy alta o se libera el calor suficiente por medio de la oxidación del aceite, la ignición espontánea ocurrirá pocos días después de que la inyección de aire haya comenzado. Derivado de diversos estudios se ha encontrado que la ignición espontánea ocurre cuando la temperatura del yacimiento es mayor a 140° F.
- Ignición artificial. Si la ignición espontánea no ocurre, la ignición puede lograrse por medios artificiales como: equipos especiales de ignición colocados en el fondo del pozo.

En muchos campos los dispositivos de ignición artificial usados son: quemadores de gas, calentadores eléctricos y sistemas catalíticos de ignición. Estos dispositivos incrementan la temperatura del área alrededor del pozo inyector a un valor de temperatura deseado para lograr una rápida ignición sin dañar el equipo de fondo de pozo.

Se ha demostrado que la ignición ocurre espontáneamente dentro de un periodo de pocos días, excepto para aceites de baja reactividad.

Básicamente existen dos diferentes procesos de la combustión in-situ: combustión hacia adelante y combustión en reversa:

- Combustión hacia adelante. En este proceso la ignición ocurre en la vecindad del pozo inyector. El frente de combustión se propaga alejándose de dicho pozo, la inyección continua de aire desplaza el frente de combustión a través del yacimiento, hacia los pozos productores y en dirección del flujo de aire. Evidentemente la temperatura y el contenido de calor de la zona de combustión es mayor que la del resto del yacimiento; el aceite se calentará a temperaturas que varían de 500° a 700° F, lo cual resulta en la reducción de la viscosidad del aceite. Se han sugerido distintas variaciones de la combustión hacia adelante para mejorar la eficiencia de este proceso: la combustión húmeda y la combustión parcialmente sofocada.
- Combustión húmeda. Cuando se inyecta simultáneamente con el aire agua en una cantidad moderada, ésta se convierte en vapor supercalentado en el yacimiento. El vapor se desplaza a una corta distancia cerca del pozo inyector mientras el frente de evaporación del agua permanece cerca del pozo. El tamaño de la zona de vapor, por lo tanto, podrá incrementar y para un espaciamiento de pozos en particular el frente de combustión podrá viajar a menor distancia que para la combustión seca. Además se ha observado que el volumen de aire requerido para aplicar el proceso a cierto volumen del yacimiento se reduce en 63% con la combustión húmeda comparado con la combustión seca. Por lo que se reducen los costos de mantenimiento y operación de los compresores de aire.
- Combustión parcialmente sofocada. Cuando se introduce agua en suficiente cantidad en la zona de combustión, puede ocurrir la combustión parcialmente sofocada, permitiendo al oxígeno desplazarse hasta que este contacte con el aceite. La zona de combustión, por lo tanto, viajara a la velocidad del agua enfriada, de esta manera procesos como: la evaporación parcial,

el calentamiento el agua, la producción de calor por combustión y la recuperación de calor de la formación ocurrirán en un solo frente que se desplazará más rápido.

- Combustión en reversa. En este proceso el aire se inyecta a través de los mismos pozos que eventualmente se convertirán en pozos productores. Inicialmente el proceso de combustión en reversa comienza como un proceso de combustión hacia adelante. Después de que la zona de combustión se desplaza cierta distancia del pozo donde ocurrió la ignición, se frena la inyección de aire y comienza la inyección en los pozos adyacentes para desplazar el aceite hacia los pozos donde se había comenzado el proceso. El frente de combustión se mueve en dirección opuesta en dirección a los pozos adyacentes (Donaldson, 1989).

Existen otras variaciones de la combustión in-situ:

- Inyección de aire a alta presión. Involucra la oxidación a baja temperatura del aceite del yacimiento. No se presenta ignición. El proceso está siendo probado en varios yacimientos de aceite ligero en Estados Unidos.
- Proceso THAI (Toe to Heel Air Injection) y proceso CAPRI. Estos procesos utilizan una combinación de pozos verticales y horizontales (colocados estratégicamente para capturar el aceite desplazado). El pozo vertical, posicionado cerca de la cima del yacimiento, es el pozo inyector y el pozo horizontal, posicionado cerca de la base del yacimiento, es el productor. Inicialmente se inyecta vapor para establecer comunicación entre el inyector y el productor. Posteriormente se inyecta aire comprimido de la atmósfera para lograr una ignición lenta. Las altas temperaturas resultado de la ignición desplazan el aceite, el cual fluye desde un extremo a otro del pozo horizontal. En el proceso CAPRI del aceite fragmentado capturado por el pozo horizontal, se pueden obtener fracciones más ligeras utilizando una cobertura catalítica alrededor del pozo horizontal. Se espera que estos procesos tengan una alta eficiencia térmica y de menor impacto ambiental, tienen el potencial de ser aplicables a un amplia variedad de yacimientos incluyendo formaciones compactas de baja presión, yacimientos profundos, etc. (Thomas, 2008).

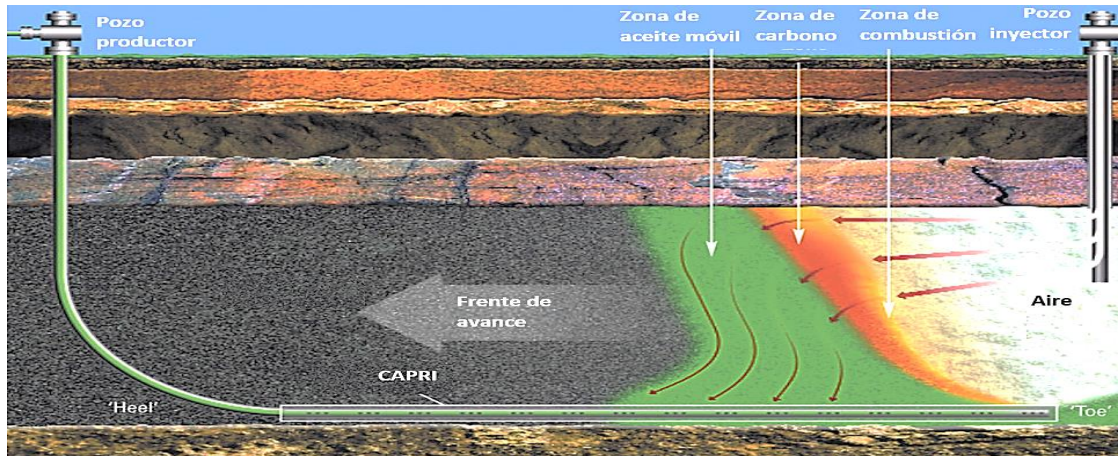


Fig. I. 8- Métodos THAI y CAPRI.

Algunas limitaciones y problemas que presenta la combustión in-situ son:

- Si no se deposita suficiente carbono del aceite que ha sido quemado, puede que no se mantenga el proceso de combustión.
- Si se deposita un exceso de carbono, la velocidad de avance de la zona de combustión será lenta y la cantidad de aire requerido para mantener la combustión será muy grande.
- La saturación de aceite y la porosidad deberán ser grandes para minimizar las pérdidas de calor hacia la roca.
- El proceso tiende a tomar lugar en la parte superior del yacimiento, por lo tanto la eficiencia de barrido es pobre en formaciones compactas.
- El proceso es complejo, requiere una gran inversión y es difícil de controlar.
- Los gases combustibles producidos pueden provocar problemas ambientales.
- Problemas operacionales tales como: corrosión severa causada por el bajo pH del agua caliente, presencia de fuertes emulsiones aceite-agua, incremento en la producción de arena, depósito de carbono y parafinas y fallas de los pozos productores debido a las altas temperaturas (Satter y Thakur, 1994).

1.2.2. Métodos químicos

Los métodos químicos de recuperación mejorada utilizan soluciones químicas como fluidos desplazantes, los cuales promueven la disminución en la relación de movilidad y el incremento del número capilar. Los principales procesos de inyección de químicos son: inyección de polímeros, inyección de surfactantes, inyección de soluciones micelares y la inyección ASP (Thomas, 2008).

La inyección de químicos se aplica a aceites que son más viscosos que los de yacimientos en los cuales se lleva a cabo inyección de gas, pero menos viscosos que los aceites presentes en yacimientos a los que se les aplicaría algún método térmico (Satter y Thakur, 1994).

1.2.2.1. Inyección de polímeros

El uso de polímeros es básicamente para mejorar la relación de movilidad del agua y el aceite. Un polímero es una molécula compuesta de cierto número de moléculas individuales que se encuentran unidas. Estas grandes moléculas son solubles en agua debido a los puentes de hidrógeno entre las moléculas de agua y la parte polar de las moléculas de polímeros (Donaldson, 1989).

El objetivo de la inyección de polímeros es brindar un mejor desplazamiento y una mejor eficiencia de barrido durante la inyección de agua.

Los polímeros mejoran la recuperación por medio de:

- Incremento de la viscosidad del agua.
- Disminución de la movilidad del agua.
- Contacto con una gran porción del yacimiento.
- Reducción de la movilidad del fluido inyectado para mejorar las eficiencias de barrido areal y vertical.

Debido a que la inyección de polímeros inhibe la canalización, el desplazamiento de aceite es más eficiente en las etapas tempranas comparado con el desplazamiento de aceite por inyección convencional de agua.

Limitaciones y problemas de la inyección de polímeros:

- Si la viscosidad del aceite es demasiado alta, se necesitará una alta concentración de polímeros para lograr el control de movilidad deseado.
- Los resultados normalmente mejoran si la inyección de polímeros comienza antes de que la relación agua-aceite (RAA) sea excesivamente alta.
- La presencia de arcillas en el yacimiento incrementa la adsorción de polímeros.
- Cierta heterogeneidad es aceptable pero para la inyección convencional de polímeros se deben evitar yacimientos que presenten fracturas muy extensas. Si las fracturas están presentes, se pueden aplicar técnicas diferentes, como polímeros reticulados o gelificados.
- La inyectividad menor que la del agua puede afectar adversamente el gasto de producción de aceite en las etapas tempranas de la inyección de polímeros.
- Los polímeros tipo acrilamidas pierden viscosidad debido a su degradación o incrementan su viscosidad debido a la salinidad y a la presencia de iones divalentes.
- Los polímeros de goma de xantano tienen un mayor costo y están sujetos a la degradación microbiana (Satter y Thakur, 1994).

1.2.2.2. Inyección de soluciones alcalinas

La inyección de soluciones alcalinas o cáusticas involucra la inyección de químicos tales como hidróxido de sodio, silicato de sodio o carbonato de sodio. Estos químicos reaccionan con los ácidos orgánicos presentes en el aceite creando surfactantes in-situ. Las soluciones alcalinas también reaccionan con la roca del yacimiento para alterar la mojabilidad de la roca.

La inyección de soluciones alcalinas o cáusticas recuperan aceite por medio de:

- Reducción de la tensión interfacial resultado de los surfactantes producidos.
- Alteración de la mojabilidad de la roca (de mojado por aceite a mojado por agua y viceversa).
- Emulsificación y arrastre del aceite.
- Emulsificación y entrapamiento del aceite del aceite para controlar la movilidad.
- Solubilización de películas rígidas en la interface aceite-agua (Satter y Thakur 1994).

Mecanismos de desplazamiento

- Reducción de la tensión interfacial. El incremento en la concentración de hidróxido de sodio no reducirá la tensión interfacial continuamente o indefinidamente, sino que existe una concentración óptima para la cual se obtiene la menor tensión interfacial.
- Emulsificación y flujo: La reducción en la tensión interfacial debido a la reacción entre las sustancias químicas cáusticas y los ácidos orgánicos es también responsable de la formación de emulsiones in situ. Existen esencialmente dos mecanismos en el proceso de emulsificación:
 - Emulsificación y arrastre. En este mecanismo el aceite residual movilizado se emulsifica y es arrastrado dentro del flujo de solución alcalina y por lo tanto, es producido como una fina emulsión. La concentración de álcali y su pH deben ser tales que se formen emulsiones estables aceite en agua en el proceso de emulsificación y arrastre.
 - Emulsificación y entrapamiento: En este proceso el aceite emulsificado es atrapado de nuevo con la corriente por el medio poroso en las gargantas de poro que son demasiado pequeñas para que las gotas de emulsión penetren, forzando la inyección de agua dentro de los poros que no han sido previamente desplazados. Esto da como resultado la reducción de la movilidad de la fase acuosa con un subsecuente incremento en la eficiencia de desplazamiento y una reducción de canalización por viscosidad. La mejora en la recuperación de aceite por dicho mecanismo es únicamente debido al mejoramiento en la eficiencia de barrido areal y volumétrica.
 - Alteración de la mojabilidad. El objetivo principal es reducir las fuerzas capilares que mantienen al aceite atrapado en los poros. Un cambio en el pH puede dar como resultado la alteración de la mojabilidad por medio de la reacción con los materiales activos de superficie presentes en el aceite adsorbidos por la superficie de la roca (Donaldson, 1989).

Limitaciones y problemas de la inyección de soluciones alcalinas o cáusticas:

- A elevadas temperaturas y ciertos ambientes químicos, el exceso en la cantidad de químicos alcalinos puede ser consumido por reacción con arcillas, minerales y silicatos presentes en los yacimientos de areniscas.
- Usualmente se evita la inyección en carbonatos debido a que este tipo de yacimientos presenta contenidos de anhídrita o yeso, el cual interactúa adversamente con los químicos cáusticos.
- Corrosión y taponamiento en los pozos productores (Satter y Thakur, 1994).
- Las soluciones alcalinas pueden cambiar la mojabilidad, sin embargo, se requieren grandes concentraciones para este proceso.
- El proceso es complejo de diseñar debido a las distintas reacciones que toman lugar entre los químicos alcalinos y la roca y fluidos del yacimiento (Thomas, 2008).
- La adsorción de álcalis es uno de los parámetros de diseño más críticos. Los álcalis inyectados reaccionan con la roca del yacimiento y con el agua congénita (Donaldson, 1989).

1.2.2.3. Inyección de surfactantes

Las moléculas de surfactante están compuestas de dos porciones llamadas grupo lipofílico y grupo lipofóbico. El grupo lipofílico tiene suficiente solubilidad en el solvente mientras que el grupo lipofóbico es rechazado por el solvente, debido a que tiene menor afinidad con las moléculas del solvente y tiende a expulsar las moléculas de la solución. El grupo lipofílico usualmente está compuesto de largas cadenas de hidrocarburos.

Las propiedades de superficie de un compuesto activo de superficie están controladas por el balance de las características de ambos grupos (lipofílico y lipofóbico).

La estructura molecular de los surfactantes causa la concentración de los surfactantes en las superficies y la reducción en la tensión interfacial. El grupo lipofílico es iónico o altamente polar. Basado en la naturaleza del grupo polar, los surfactantes pueden ser clasificados como: aniónicos, catiónicos, anfotéricos o no iónicos. Entre estos tipos, los surfactantes aniónicos son ampliamente usados en procesos de recuperación mejorada debido a su menor adsorción en la roca del yacimiento, comparados con otro tipo de surfactantes.

Mecanismos de recuperación

- **Tensión interfacial:** Al final de la inyección de agua, se cree que el aceite residual se encuentra en forma de glóbulos inmóviles distribuidos a través del yacimiento. Las principales fuerzas que actúan en estos glóbulos inmóviles son las fuerzas capilares y las fuerzas viscosas. Para que las gotas atrapadas de aceite fluyan fácilmente se requiere que la tensión interfacial entre el aceite y el agua sea ultra baja, se ha reportado que en presencia del surfactante apropiado se puede lograr una tensión interfacial ultra baja entre el agua y el aceite, además que existe una concentración específica de surfactante en la que se presenta este mecanismo.

- **Mojabilidad:** La elección apropiada del surfactante puede alterar selectivamente la mojabilidad de la roca de mojada por aceite, a mojada por agua y así crear condiciones favorables para un el desplazamiento eficiente de aceite (Donaldson, 1989).

1.2.2.4. Inyección de soluciones micelares

La inyección de soluciones micelares ha sido más exitosa en el campo que otros procesos de inyección de químicos. Los principales componentes de este método son baches de microemulsiones y polímeros. Los dos baches son desplazados por una salmuera. Las microemulsiones pueden ser miscibles tanto con el aceite como con el agua presente en el yacimiento. Los dos baches de químicos son diseñados de manera que pueda prevalecer una tensión interfacial muy baja y una relación de movilidad favorable durante el desplazamiento.

Sin embargo, en el aspecto económico puede que este proceso no sea atractivo debido al alto costo de los químicos, a que se requiere un pequeño espaciamiento entre los pozos, una alta inversión inicial y a la respuesta tardía del proceso. Además, la geología y las condiciones en muchos yacimientos (alta salinidad, alta temperatura y contenido de arcilla) no son adecuadas para la aplicación de este proceso (Thomas 2008).

1.2.2.5. Inyección álcali-polímero-surfactante (ASP)

El método utiliza principalmente tres formulaciones químicas: álcalis, polímeros y surfactantes. Los baches de químicos pueden ser inyectados en secuencia (como se muestra en la Figura I.9) o más probablemente como un solo bache premezclado.

Los principales mecanismos son la reducción de la tensión interfacial y el mejoramiento de relación de movilidad. Este método es capaz de desplazar y producir el aceite residual (Thomas, 2008).

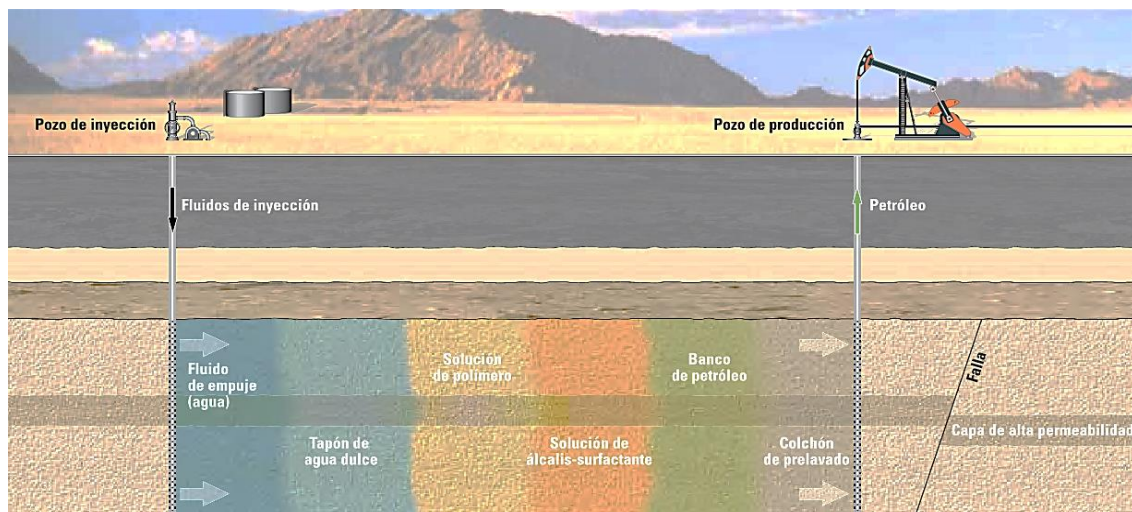


Fig. I. 9- Álcali-polímero-surfactante (ASP).

1.2.2.6. Inyección de espumas

La espuma es una dispersión de un líquido (que contiene surfactante) en un gas, tal como el CO₂, aire, nitrógeno, vapor o gas natural. La inyección simultánea de un gas y una solución de surfactante, o la inyección de un gas dentro del medio poroso que contiene una solución de surfactante generan espuma in-situ. La espuma se forma, se rompe y se vuelve a formar en las gargantas de poro conforme los fluidos avanzan en el medio poroso. La movilidad de la espuma es menor que la del gas o del vapor y ésta actúa como un fluido viscoso. La inyección de espumas ha sido usada como un agente de control de movilidad o agente de bloqueo, junto con el CO₂ o el vapor en algunos yacimientos (Thomas 2008).

El método de inyección de espumas, se basa en el uso de surfactantes para reducir la movilidad de la fase gaseosa a través de la formación de espumas estables gas-líquido. Las espumas gas-líquido ofrecen una alternativa a los polímeros para aportar el control de la movilidad en la inyección de soluciones micelares. Además, y quizá más importante, las espumas pueden ser usadas como agentes de control de movilidad en la inyección miscible y en tratamientos de pozo, incluso han sido probadas en campo como agentes de control de movilidad, también para métodos térmicos.

Las espumas son dispersiones de burbujas de gas en líquido. Dichas dispersiones son bastante inestables y pueden romperse en menos de un segundo, sin embargo, si se añaden surfactantes al líquido, la estabilidad mejora en gran medida, por lo que algunas espumas pueden persistir indefinidamente. La velocidad de colapso de las espumas es función del tipo de surfactante usado, de la temperatura y del pH. Generalmente las espumas, son más inestables a altas temperaturas y muchas pueden ser estabilizadas por la adición de un co-surfactante. Los surfactantes aniónicos presentan mayor estabilidad que los no iónicos, mientras que la estabilidad de las espumas de sulfonatos es grandemente afectada por la dureza del agua.

Físicamente las espumas se caracterizan por tres parámetros:

- Calidad. Volumen de gas en una espuma expresado como el por ciento o fracción del volumen total de espuma.
- Tamaño promedio de la burbuja, llamado textura de la espuma. Existen dos tamaños: coloidal, de 0.01-0.1 μm y el tamaño de burbuja mayor, llamado macroemulsión.
- Rango del tamaño de las burbujas. Las espumas con una mayor distribución de rango tienen mayor probabilidad de ser inestables (Lake, 1989).

I.2.3. Métodos miscibles

La inyección miscible involucra la inyección de un gas o solvente que sea miscible con el aceite del yacimiento. Como resultado la tensión interfacial entre los dos fluidos será mucho menor y dará lugar a una mejor eficiencia de desplazamiento macroscópica. El fluido desplazante puede ser un hidrocarburo solvente que se mezcle con el aceite al primer contacto. Para los baches de GLP (gas licuado de petróleo) o la inyección de solventes, para el empuje de gas enriquecido y para el empuje con gas a alta presión, la miscibilidad se logra a diferentes presiones.

El desplazamiento de aceite por propano o GLP (gas licuado de petróleo) es un desplazamiento miscible de primer contacto en todas las proporciones. Con una alta presión del gas el desplazamiento de aceite usualmente toma lugar miscibilidad de múltiple contacto (Satter y Thakur, 1994).

La miscibilidad existe cuando dos fluidos son capaces de mezclarse en todas las proporciones sin que se forme ninguna interface entre los dos fluidos. La miscibilidad está controlada por la presión, temperatura, composición del aceite y la composición del fluido desplazante (Donaldson, 1989).

I.2.3.1. Inyección de gas vaporizante

Este proceso involucra la inyección continua de gas natural, gas combustible o nitrógeno a alta presión. Bajo estas condiciones, las fracciones de C_2 a C_6 se vaporizan del aceite hacia el gas inyectado. Se desarrolla una zona de transición y se logra la miscibilidad de múltiple contacto. Una condición limitante es que el aceite debe tener gran contenido fracciones de C_2 a C_6 para desarrollar la miscibilidad. Además, la presión de inyección debe ser menor que la presión de saturación del yacimiento para permitir la vaporización de las fracciones. La aplicabilidad de este método se limita a yacimientos que puedan soportar altas presiones (Thomas, 2008).

I.2.3.2. Inyección de CO_2

Se lleva a cabo inyectando grandes cantidades de CO_2 dentro del yacimiento.

El desplazamiento miscible por dióxido de carbono es similar al empuje con gas vaporizante. La única diferencia es que existe un más amplio rango de componentes; del C_2 a C_{30} son extraídos. La inyección de CO_2 es un proceso que se aplica a un amplio rango de yacimientos a menor presión de miscibilidad que la presión con la que se lleva a cabo el proceso de empuje con gas vaporizante.

El CO_2 generalmente es soluble en el aceite a las condiciones de presión y temperatura que existen en el yacimiento. Este expande el volumen total de aceite y reduce su viscosidad incluso antes de que se logre la miscibilidad.

Conforme se logra la miscibilidad de múltiple contacto, el aceite y el CO₂ pueden fluir juntos debido a la baja tensión interfacial. Uno de los requerimientos para el desarrollo de la miscibilidad entre el aceite y el CO₂ es la presión del yacimiento.

La inyección de CO₂ se debe aplicar en yacimientos con aceites de densidades mayores a 25 °API y el yacimiento debe ser lo bastante profundo para tener la suficiente presión para lograr la miscibilidad.

Limitaciones y problemas de la inyección de CO₂.

- La viscosidad bastante baja del CO₂ da como resultado un pobre control de la movilidad.
- Disponibilidad del CO₂.
- La irrupción temprana de CO₂ causa severos problemas.
- Corrosión en los pozos productores.
- Separación del CO₂ de los hidrocarburos.
- Gran requerimiento de CO₂ por cada barril de aceite producido (Satter y Thakur 1994).

1.2.3.3. Inyección de nitrógeno

Este proceso es similar a la inyección de CO₂ en cuanto a los principios y mecanismos involucrados para lograr la miscibilidad. Se aplica a yacimientos que contienen aceites ligeros o aceites medianos, en yacimientos profundos con temperatura moderada (Thomas, 2008).

El nitrógeno es menos costoso y de mayor disponibilidad que el gas natural o que el dióxido de carbono.

El nitrógeno puede mejorar la recuperación de aceite o gas por uno o más de los siguientes mecanismos: mantenimiento de presión, desplazamiento inmiscible o desplazamiento miscible, dependiendo de las condiciones de presión, temperatura y de las propiedades del gas inyectado y de los fluidos del yacimiento.

El desplazamiento miscible de los fluidos del yacimiento por nitrógeno puede ocurrir sólo en un estrecho rango de composición de fluidos, presión, volumen y temperatura (Donaldson, 1989).

El nitrógeno y el gas combustible son inferiores a los gases hidrocarburos desde el punto de vista de recuperación de aceite. El nitrógeno tiene una menor viscosidad, una pobre solubilidad en el aceite y requiere una presión mucho mayor para generar o desarrollar la miscibilidad. El incremento en el requerimiento de presión es significativo comparado con el metano y es mucho mayor comparado con el del CO₂ (Satter y Thakur, 1994).

1.2.3.4. Inyección de gas enriquecido

La inyección de hidrocarburos miscibles consiste de la inyección de hidrocarburos ligeros en el yacimiento para dar lugar a un proceso miscible. El empuje por gas enriquecido consiste de la inyección de un bache de gas natural que es enriquecido con componentes de etano a hexano (C₂ a C₆) seguido por gas combustible (gas seco, principalmente metano) y posiblemente agua. Los componentes enriquecidos son transferidos del gas al aceite (Satter y Thakur, 1994).

Un gas enriquecido forma un frente miscible o solvente por medio de los componentes intermedios del gas enriquecido inyectado. Bajo condiciones de yacimiento, los componentes intermedios se condensan para formar un banco de solvente.

La obtención de la miscibilidad usando gas enriquecido se favorece por las altas presiones, temperaturas bajas, fluidos ligeros en el yacimiento y presencia de hidrocarburos ligeros en el fluido desplazante (Donaldson, 1989).

1.2.3.5. Inyección de gas licuado de petróleo

Un bache de gas licuado de petróleo o de propano es desplazado por gas seco o por agua a través del yacimiento, este bache miscible desplaza el aceite del yacimiento. La cantidad de gas licuado de petróleo para mantener las condiciones de miscibilidad es un factor importante en el aspecto económico. En caso de tener un bajo contenido de solvente (gas licuado de petróleo), la miscibilidad se pierde cuando el banco de gas licuado de petróleo se deteriora. En este punto, el desplazamiento se convertirá en un desplazamiento inmisible y la recuperación disminuirá a consecuencia de esto. Por otra parte un exceso de gas licuado de petróleo representará una inversión de capital innecesaria (Donaldson, 1989).

1.2.3.6. Inyección de gas alternada con agua (WAG)

Como resultado de la baja viscosidad de los solventes, la canalización es un problema frecuente en los procesos de desplazamiento miscible. Para mitigar estos problemas y reducir los requerimientos de solvente, se emplea un proceso de inyección de gas alternada con agua, se usa frecuentemente en la inyección de CO₂ (como se muestra en la Figura I.10) para incrementar la eficiencia de barrido y disminuir la cantidad de solventes costosos (Alvarado y Manrique, 2001).

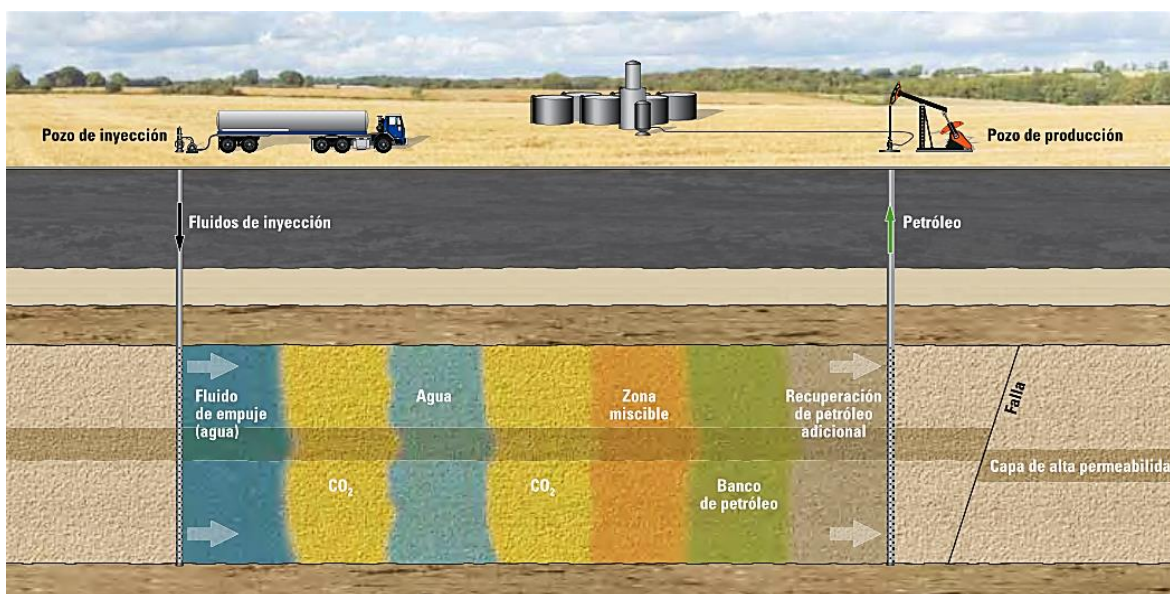


Fig. I.10- Método inyección de gas alternada con inyección agua.

I.2.4. Métodos microbianos

El uso de microorganismos y sus productos metabólicos para estimular la producción de aceite ha recibido cierto interés alrededor del mundo. Esta técnica involucra la inyección al yacimiento de microorganismos seleccionados y su subsecuente estimulación y transportación de los productos de su crecimiento in-situ para que su presencia contribuya en la reducción de aceite residual después de algún proceso de recuperación secundaria. Algunos de los mecanismos, por los cuales los agentes microbianos podrían estimular la recuperación de aceite son:

- Generación in situ de ácidos: modificación de la roca del yacimiento, mejora en la porosidad y en la permeabilidad, reacción con las rocas calcáreas y producción de CO_2 .
- Producción de biomasa: taponamiento selectivo y no-selectivo, emulsificación por medio de adherencia a los hidrocarburos, modificación de la superficie de los sólidos, degradación y alteración del aceite, reducción de la viscosidad del aceite, desulfurización del aceite.
- Producción de gases (CO_2 , CH_4 , H_2): Represurización del yacimiento, barrido del aceite, reducción de la viscosidad, incremento en la permeabilidad debido a la solubilización de rocas carbonatadas por el CO_2 .
- Generación de solventes: disolución del aceite.
- Generación de agentes activos de superficie: disminución de la tensión interfacial, emulsificación.
- Generación de polímeros: control de la movilidad.

Los mecanismos del yacimiento y el comportamiento de los métodos microbianos de recuperación mejorada están interrelacionados complejamente. Es un hecho, de consideraciones teóricas y de evidencias experimentales que son muchos los factores que afectan a la penetración de las células en la roca del yacimiento. Estos factores incluyen:

- Propiedades físicas y químicas de la roca del yacimiento, tales como permeabilidad, distribución del tamaño de los poros, porosidad, mojabilidad, tipo de aceite, salinidad y composición del agua de formación
- Propiedades de las células, tales como forma, tamaño, movimiento, tipo de crecimiento celular (individual, en grupos o cadenas), productos de sus reacciones químicas (ácidos o gases)
- Modo de inyección como gasto de inyección, contenido de sal del agua de inyección y densidad de la suspensión de células.

Después de considerar todos estos factores, es esencial tratar al yacimiento entero como un bioreactor y estudiar la eficiencia de desplazamiento y la aplicabilidad de la liberación de aceite por medio de bacterias bajo condiciones de yacimiento (Donaldson, 1989).

CAPÍTULO II. Características de los yacimientos naturalmente fracturados

II.1. DEFINICIÓN DE YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO

Un yacimiento naturalmente fracturado es aquel yacimiento que presenta fracturas creadas de manera natural. Todos los yacimientos presentan cierta cantidad de fracturas creadas naturalmente, sin embargo, desde el punto de vista geológico y de ingeniería de yacimientos, se considera que un yacimiento naturalmente fracturado es aquel en el que las fracturas tienen un efecto, ya sea positivo o negativo, en el flujo de fluidos, el criterio para designar a un yacimiento como naturalmente fracturado está basado en el grado en el que las fracturas afectan el comportamiento del yacimiento. Por ejemplo, las fracturas abiertas no cementadas o parcialmente mineralizadas tienen un efecto positivo en el flujo de aceite pero tienen un efecto negativo en el flujo de agua y gas debido a los efectos de conificación; las fracturas totalmente mineralizadas pueden crear barreras de permeabilidad, esto puede generar pequeños compartimientos dentro del yacimiento que puede dar como resultado recuperaciones marginales económicamente no viables.

Las fracturas pueden tener un profundo impacto en la administración del yacimiento, es decir, los efectos que causan las fracturas se presentan en las múltiples etapas de exploración y desarrollo de un yacimiento, por ejemplo: en las actividades de perforación, terminación, toma de datos, posicionamiento de los pozos, selección de esquemas de recuperación mejorada, etc. (Narr, 2006).

II.2. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Los yacimientos naturalmente fracturados han sido clasificados de acuerdo a la contribución relativa de la matriz y las fracturas a la producción total de fluidos. La siguiente tabla muestra una clasificación modificada de los yacimientos naturalmente fracturados basada en el sistema propuesto por Nelson en 2001, la cual es mostrada en la Tabla II.1 y sólo incluye aquellos yacimientos en los cuales las fracturas actúan mejorando la permeabilidad (Narr, 2006):

Tabla II.1- Clasificación de los Yacimientos Naturalmente Fracturados (Narr 2006).

Tipo de yacimiento naturalmente fracturado	Definición	Ejemplos
Tipo 1	Las fracturas proporcionan la porosidad y la permeabilidad esenciales	Amal, Libia. Edison, Campos basálticos de California, Kansas.
Tipo 2	Las fracturas proporcionan la permeabilidad esencial	Agha Jari, Irán. Haft Kel, Irán. Sooner trend, Oklahoma. Spraberry Trend Area, Texas.
Tipo 3	Las fracturas proporcionan una permeabilidad auxiliar	Kirkuk, Iraq. Dukhan, Qatar. Cottonwood Creek, Wyoming. Lacq, Francia.

II.3. TIPOS DE FRACTURAS

Fractura (natural)

De acuerdo con diferentes puntos de vista se pueden dar distintas definiciones de fractura, sin embargo, desde un punto de vista estrictamente geomecánico una fractura es la superficie en la cual ha tomado lugar la pérdida de cohesión de un material dado.

En una forma más general una fractura puede ser definida también como una discontinuidad que rompe los estratos de roca en bloques a lo largo de grietas, fisuras o diaclasas, a lo largo de las cuales no exista desplazamiento paralelo con los planos de discontinuidad (Van Golf-Racht, 1982).

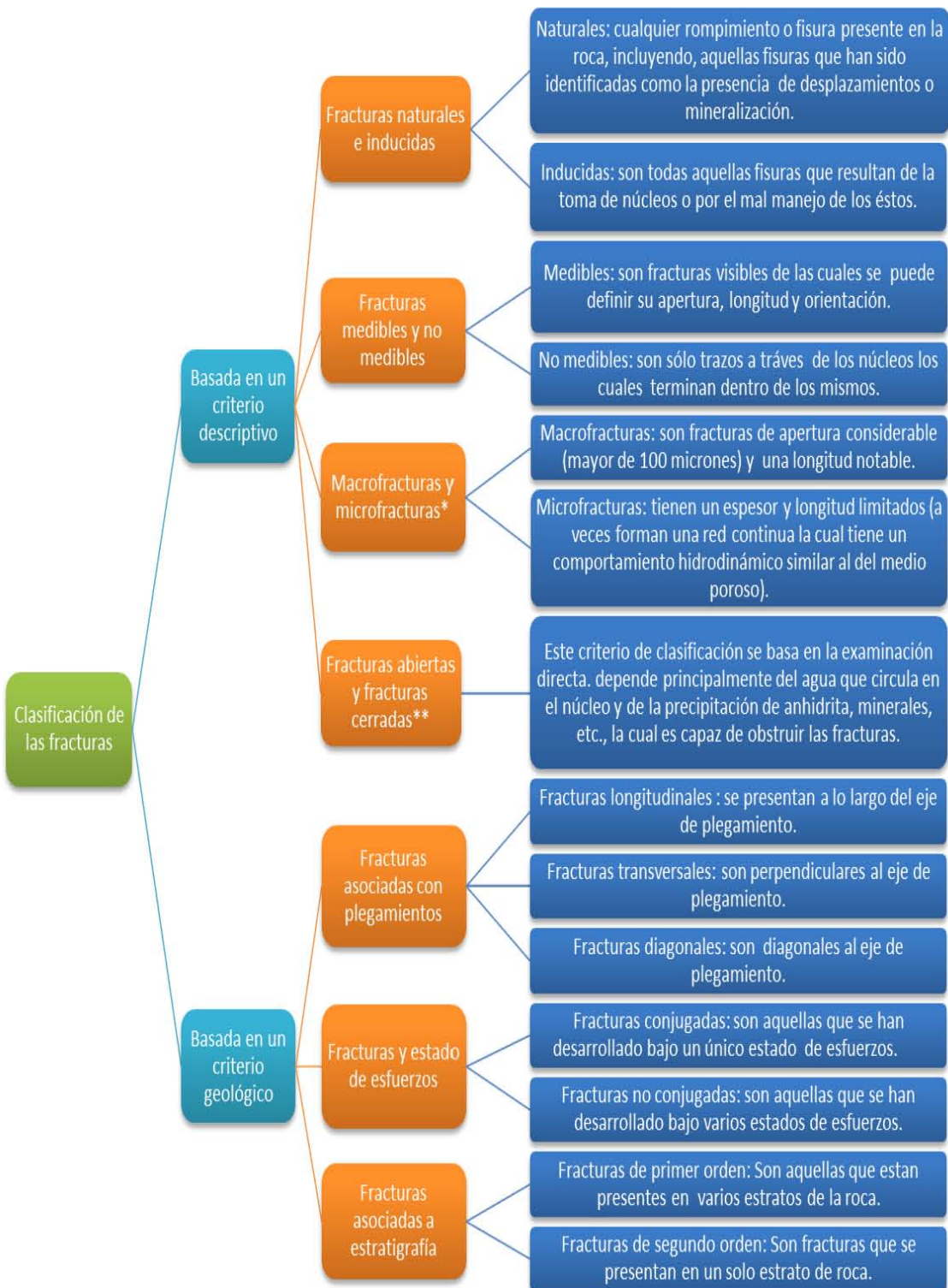
El estudio geológico de un yacimiento naturalmente fracturado requiere del estudio de la relación entre los procesos de fracturamiento y los eventos geológicos que tuvieron lugar en dicha etapa. Esto incluye la elaboración de una teoría correcta de fracturamiento y un diagnóstico apropiado de las características de las fracturas presentes en el yacimiento. Las fracturas comúnmente tendrán un origen tectónico, presentándose en estratos plegados o en conexión con fallas o patrones de diaclasas; también pueden ser originadas por la diferencia en la velocidad de diagénesis o litificación. De hecho el fracturamiento depende de los patrones de esfuerzos mecánicos del material de la roca y de sus propiedades. Por lo tanto, los resultados del fracturamiento, tales como apertura de fractura, tamaño, distribución, orientación, etc., estarán relacionados con los esfuerzos, el tipo de roca (rocas frágiles o dúctiles), las condiciones estructurales, la profundidad (esfuerzo de sobrecarga), litología, espesor de los estratos, etc. (Van Golf-Racht, 1982).

La Tabla II.2 (Narr, 2006) muestra las características de las fracturas naturales que son de importancia en la industria petrolera:

Tabla II.2- Tipos de fracturas (Narr, 2006).

Término usado	Definición
Fractura	Discontinuidad causada por deformación frágil de la roca.
Fisura	Fracturas aisladas e individuales que no muestran desplazamiento por cizalla. Pueden ser naturales o inducidas.
Diaclasas	Fracturas que se encuentran en grupo y que se presentan espaciadas y paralelas, no muestran desplazamiento por cizalla. En rocas estratificadas, las diaclasas tienen un alto ángulo con respecto a la estratificación.
Falla	Fracturas que se presentan naturalmente a lo largo de caras opuestas de la roca que han sido desplazadas paralelamente a la superficie de la fractura.
Bandas de deformación	Discontinuidades planas inducidas por las fallas que contienen partículas disgregadas o rotas de la roca que las alberga. Se forman en estratos granulares y porosos.
Veta	Fracturas rellenas por medio de la precipitación de minerales.

II.4. CLASIFICACIÓN DE LAS FRACTURAS



**Las fracturas que están cerradas a condiciones superficiales podrían frecuentemente estar abiertas a condiciones de yacimiento donde la presión de poro actúa en las paredes de la fractura.

Fig. II.1 – Clasificación de las fracturas (Van Golf-Racht 1982).

II.4. CARACTERÍSTICAS DE LAS FRACTURAS

La variación en el espacio de las características de las fracturas, tales como el tamaño, la orientación, etc., es tan irregular y complicada que la caracterización de los yacimientos naturalmente fracturados es sustancialmente más complicada que la caracterización de un yacimiento convencional. Por lo tanto, el estudio de un yacimiento naturalmente fracturado debe seguir un patrón especial, comenzando con la examinación de las características locales básicas del sistema fracturado.

Los parámetros de una sola fractura, se refieren a las características intrínsecas, tales como apertura, longitud y naturaleza de la fractura. Si una sola fractura se asocia con el entorno del yacimiento, resultaran de ahí otras características esenciales, como por ejemplo, la orientación de fractura.

El número de fracturas y su orientación están directamente relacionados a la distribución de fracturas y a la densidad de fracturamiento. Cuando la densidad de fracturamiento se relaciona con la litología, se obtiene otro parámetro de interés particular, llamado intensidad de fracturamiento.

II.4.1. Apertura de fractura

La apertura de fractura o ancho de fractura está representada por la distancia entre las paredes de la fractura. El ancho de la apertura (a condiciones de yacimiento) depende de la profundidad, de la presión de poro y del tipo de roca. La apertura de fractura varía de 10 a 200 micrones, pero la estadística ha mostrado que el rango más frecuente es de 10 a 40 micrones.

La apertura de fractura depende de las características litológicas y petrográficas de la roca, de la naturaleza de los esfuerzos y del entorno del yacimiento.

II.4.2. Tamaño de fractura

El tamaño de fractura se refiere a la relación entre la longitud de fractura y el espesor del estrato de roca, especialmente si se va a llevar a cabo una evaluación cualitativa. En este caso las fracturas pueden ser evaluadas como: secundarias, promedio y primarias.

- a. Fracturas menores: tienen una longitud menor que la del estrato.
- b. Fracturas promedio: atraviesan más de un estrato.
- c. Fracturas mayores: tienen una gran extensión, frecuentemente decenas o incluso cientos de metros.

Las fracturas menores son equivalentes a las previamente definidas en la Figura II.1 como fracturas de segundo orden, mientras que las fracturas promedio y las mayores son equivalentes a las fracturas de primer orden.

De acuerdo con las observaciones de Ruhland, las fracturas menores generalmente tienen aperturas más pequeñas y en general están rellenas, mientras que las fracturas mayores tienen grandes aperturas y rara vez están rellenas o mineralizadas.

II.4.3. Naturaleza de la fractura

La naturaleza de la fractura tiene que ver principalmente con el estado de las fracturas bajo observación con referencia a la apertura, el relleno y las características de sus paredes y se distinguen generalmente por los siguientes términos:

- a. Apertura: abierta o cerrada.
- b. Relleno: un solo mineral, varios minerales.
- c. Cerradas: por relleno de material homogéneo o difuso.
- d. Paredes de la fractura: rugosas, lisas, pulidas, de arrastre.

II.4.4. Orientación de fractura

La orientación de fractura es el parámetro que conecta la fractura a su entorno. El plano de fracturamiento puede ser definido por dos ángulos, ángulo de azimut y ángulo de buzamiento.

De la comparación de la orientación de varias fracturas se deduce que las fracturas paralelas pertenecen a un sistema de fracturas. Si se reconocen más sistemas intercomunicados de fracturas en el yacimiento, estos sistemas formaran la red de fracturas del yacimiento.

II.4.5. Distribución de las fracturas

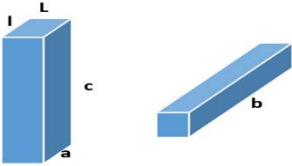

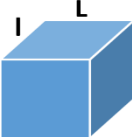

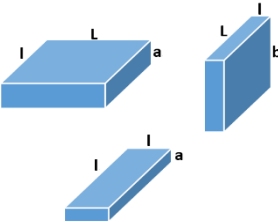
En una red de fracturas la cual contiene dos o más sistemas de fracturas, cada sistema de fracturas será generado por un cierto estado de esfuerzos. La distribución de las fracturas es por lo tanto expresada por un factor de grado de fracturamiento. Este factor será más grande si existe intercomunicación continua entre los sistemas de fracturas y si los sistemas son equivalentes entre sí. El grado de fracturamiento será menor si la intercomunicación entre los sistemas de fracturas está interrumpida y si el fracturamiento de uno de los sistemas prevalece sobre otro.

II.4.6. Bloques de matriz

Las fracturas que cortan la roca del yacimiento en varias direcciones, delimitan bloques denominados bloques de matriz. Por lo que se considera que la unidad de bloque está, de hecho, atrapado dentro de la red de fracturas. En realidad estos bloques están en contacto a través de puntos de tendencia, pero la comunicación hidrodinámica entre los bloques permanece prácticamente interrumpida.

Los bloques de matriz están definidos por su forma, su volumen y su altura, en relación al buzamiento del sistema de fracturas y su distribución. La forma del bloque de matriz es irregular, pero para trabajos prácticos los bloques unitarios se reducen a volúmenes geoméricamente simples, tales como cubos o paralelepípedos.

Tabla II.3- Representación geométrica de bloques de matriz (Van Golf-Racht 1982).

Caso	Forma de bloque	Escala 100 [cm]
1		Columna
2		Bloques grandes
3		Cubo métrico
4		Losa
5		Placa o tablón

El aspecto espacial de una unidad de bloque puede además ser asociado con los eventos tectónicos y los esfuerzos predominantes. En referencia a los modelos mostrados en la Tabla II.3, se puede establecer que:

- a. Unidad de bloque columna (caso 1 y 2): El esfuerzo principal paralelo a la estratificación genera una mayor densidad de fracturamiento.
- b. Unidad de bloque plana (caso 4 y 5): El principal esfuerzo normal a la estratificación genera una mayor densidad de fracturamiento.
- c. Unidad de bloque cubica (caso 3): Toman lugar esfuerzos ortogonales equivalentes.

II.4.7. Densidad de fracturamiento

La densidad de fracturamiento expresa el grado de fracturamiento de la roca por medio de distintos cocientes. Si el cociente se refiere al volumen total, la densidad de fracturamiento será llamada densidad de fracturamiento volumétrica. Si la relación se refiere al área o a la longitud, la densidad de fracturamiento se llamará densidad areal o lineal.

II.4.8. Intensidad de fracturamiento

Si se tiene que llevar a cabo el análisis cuantitativo de las fracturas es necesario asociar las fracturas con la litología, el espesor y los mecanismos tectónicos de los estratos que contribuyen a la formación de las fracturas. Para hacer el estudio tectónico, es necesario examinar los parámetros de fractura en relación con el espesor y la litología. Ya que la densidad de fractura areal o lineal y la frecuencia acumulada son usadas para los mismos estratos o para estratos similares, es necesario usar otro parámetro, denominado por Ruhland como intensidad de fractura.

Este parámetro define el rol que juegan las características intrínsecas de cada estrato de roca (permeabilidad, porosidad, cementación, etc.) durante el proceso de fracturamiento, por medio del espesor del estrato o por la localización estructural (cima, centro, base de la estructura).

Acorde con Ruhland este parámetro expresa la relación entre la frecuencia de fracturamiento y la frecuencia del espesor del estrato:

$$\text{Intensidad de fracturamiento} = \frac{\text{frecuencia de fracturas}}{\text{frecuencia de espesor}} \dots \text{Ecuación II.1}$$

Como fue mencionado por Ruhland, el parámetro de intensidad de fracturamiento generalmente varía entre 0.01 y 100. La magnitud de intensidad de fracturamiento es significativa debido a que es una posibilidad de evaluación cualitativa del proceso de fracturamiento, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla II.4- Intensidad de fracturamiento (Van Golf-Racht 1982).

		Categoría
Si la Intensidad de fracturamiento es ≥ 0.05	Es prácticamente una zona fracturada	1
Si la Intensidad de fracturamiento es ≈ 0.1	Es una zona fracturada promedio	2
Si la Intensidad de fracturamiento es de 5 a 10	Es una zona fuertemente fracturada	3
Si la Intensidad de fracturamiento es de 20 a 50	Es una zona demasiado fracturada	4
Si la Intensidad de fracturamiento es ≥ 100	Es una brecha	5

II.3. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

II.3.1. Porosidad

La porosidad representa el volumen que ocupan los espacios vacíos o poros de una roca. Se puede cuantificar dividiendo volumen de poros entre el volumen total de roca. En general la porosidad se puede clasificar como porosidad primaria y porosidad secundaria.

La porosidad primaria se origina cuando los sedimentos que forman la roca son depositados. Por lo tanto es una característica inherente de las rocas.

Por ejemplo, una arenisca tiene usualmente porosidad primaria. El valor de la porosidad primaria depende de muchos factores, incluyendo el arreglo y distribución de los sedimentos, la cementación y el grado de conexión entre los poros. Por lo tanto, es necesario distinguir entre porosidad primaria total y porosidad efectiva. La porosidad primaria total es la relación entre el total de poros y el volumen total de roca. La porosidad primaria efectiva es la relación entre los poros interconectados y el volumen total de roca.

La porosidad secundaria es el resultado de procesos geológicos posteriores a la formación de la roca. Muchos de los yacimientos con porosidad secundaria son calizas o dolomías. Sin embargo, los yacimientos naturalmente fracturados se encuentran a veces en otro tipo de litologías, incluyendo: areniscas, lutitas, anhidritas, rocas metamórficas ígneas y vetas de carbón.

En general, la porosidad secundaria se debe a la disolución, recristalización, dolomitización y fracturamiento de la roca. La porosidad secundaria por disolución puede generarse por la percolación de agua ácida que disuelve principalmente rocas como las calizas y dolomías, aumentando así su porosidad. (Aguilera 1995).

La porosidad de fractura, así como la porosidad de la matriz, es el porcentaje de un volumen en particular de roca comparado con su volumen total. Este toma en cuenta sólo aquellos espacios presentes entre las paredes de las fracturas. Por otro lado la porosidad de la matriz toma en cuenta todos los poros de la roca, sin tomar en cuenta el espacio entre las paredes de las fracturas. Así, la porosidad de la matriz incluye es espacio poroso de distintos orígenes: porosidad vugular, porosidad intergranular, porosidad por disolución, etc. (Nelson, 2001).

II.3.2. Permeabilidad

Los conceptos básicos de permeabilidad que se establecen en el caso de yacimientos convencionales, son también válidos en el caso de yacimientos naturalmente fracturados. La permeabilidad se redefine como permeabilidad de la matriz, permeabilidad de fractura y permeabilidad del sistema matriz-fractura.

La redefinición de permeabilidad puede crear algunas confusiones, especialmente cuando se trata de la permeabilidad del sistema de fracturas, la cual podría ser interpretada como la permeabilidad de una sola fractura, o bien, la permeabilidad de la red de fracturas, o incluso como la permeabilidad de las fracturas de la totalidad del volumen. Por lo que, a continuación se describen a detalle los siguientes conceptos.

- Permeabilidad intrínseca de fractura (k_{ff}). La permeabilidad intrínseca de fractura está asociada a la medida de conductividad durante el flujo de fluidos a través de una sola fractura o a través de una red de fracturas, independientemente del volumen de roca a su alrededor (matriz). Es de hecho la conductividad de un solo canal de flujo (fractura) o de un grupo de canales (red de fracturas). En este caso el flujo a través de una sección transversal está representado únicamente por el área que ocupen las fracturas (excluyendo el área de matriz que las rodea).
- Permeabilidad convencional de fractura (k_f). Contrario a la permeabilidad intrínseca de fractura, en la permeabilidad convencional de fractura (basada en la definición clásica de Darcy) la fractura y el volumen total de roca asociado a ella forman una sola unidad hidrodinámica.
- Permeabilidad del sistema matriz-fractura. La permeabilidad del sistema matriz-fractura estará únicamente representada por la simple suma de la permeabilidad de la matriz y la permeabilidad de la fractura.

$$k_t = k_m + k_f \dots \text{Ecuación II.2}$$

La permeabilidad total depende de la dirección del flujo. Cualquier cambio en la dirección del flujo cambiara el valor de k_f , por lo que k_f depende de la relación entre la fractura y la dirección de flujo (Van Golf-Racht 1982).

II.3.3. Saturación de fluidos en un yacimiento naturalmente fracturado

En un yacimiento fracturado, la saturación de fluidos en la matriz es similar a la de un yacimiento convencional. La evaluación de la saturación se lleva a cabo por el mismo proceso, por medio de registros (indirectamente) o en el laboratorio por mediciones directas.

El bajo valor de porosidad de las fracturas, no influencia la saturación de hidrocarburos por unidad de volumen. En cualquier caso, se considera que la saturación en las fracturas podría considerarse de 100% con los fluidos de las zonas respectivas (agua en la zona de agua, aceite en la zona de aceite y gas en la zona de gas), sin embargo, la saturación en la matriz y la saturación en la red de fracturas se caracteriza por una serie de peculiaridades:

- Ausencia de zonas de transición. Las zonas en yacimientos naturalmente fracturados son determinadas por la distribución de fluidos en la red de fracturas. Debido a que las fuerzas capilares en la red de fracturas son despreciables comparadas con las fuerzas gravitacionales, el contacto de dos fluidos (agua-aceite, gas-aceite) será representado por un plano horizontal bien definido.
- Zonas de alta saturación de agua que no están relacionadas con el contacto agua-aceite. Si el fracturamiento de la roca tuvo lugar antes de la migración del hidrocarburo, es posible encontrar dentro de la zona de aceite variaciones en la saturación de agua las cuales son independientes de la zona de transición. Para explicar esto se toma el ejemplo de la FIGURA: Se asume que la porosidad de la matriz es constante, pero el promedio en la altura de los bloques de matriz varía como resultado del proceso de fracturamiento. Se encuentra que en los bloques A, B, C y D, presentan una alta saturación de agua. Debido a que los bloques están alejados de la zona de transición no se puede correlacionar la saturación de dichos bloques al contacto agua-aceite. Existe una explicación simple, durante la fase de migración la magnitud de las fuerzas capilares que se oponen a la entrada de la fase no mojante (aceite), pudo no haber sido excedida por fuerzas gravitacionales de menor magnitud generadas por la reducida altura de los bloques. Para todos los demás bloques de los pozos 1 y 2 con alturas mayores a las de los bloques A, B, C y D, las fuerzas gravitacionales son mayores que las fuerzas capilares y los bloques de matriz están saturados de aceite.

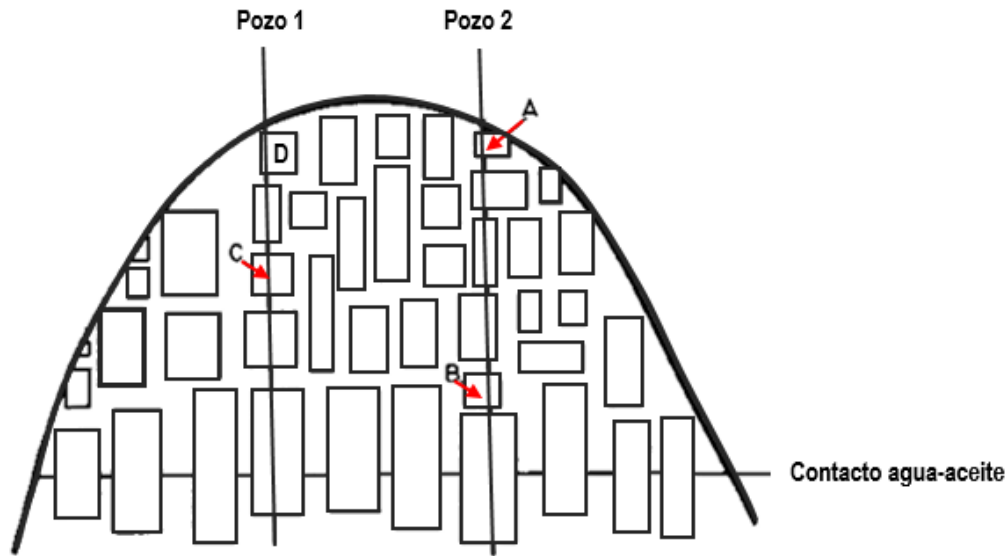


Fig. II.2 – Saturación de fluidos en los bloques de matriz (Van Golf-Racht 1982).

Se puede concluir que el rango de magnitud de la presión capilar, la altura de los bloques de matriz y la densidad de fractura tiene un papel esencial en la distribución de saturación de un yacimiento naturalmente fracturado (Van Golf-Racht 1982).

II.3.4. Compresibilidad de yacimientos naturalmente fracturados

Cuando se trata de un yacimiento convencional la compresibilidad de la roca refleja la deformación de los poros y no la reducción del volumen de la matriz el cual es despreciable en comparación. La compresibilidad de la matriz tiende a ser menor en el caso de yacimientos naturalmente fracturados ya que la presencia de fracturas refleja la rigidez de la roca que se ha roto en vez de deformarse elásticamente.

En el caso de yacimientos naturalmente fracturados, la presencia de fracturas da cierta compresibilidad al yacimiento, la cual se puede definir de dos maneras:

- En términos del volumen total de roca, la compresibilidad de las fracturas se define por:

$$C_{ef} = - \frac{1}{\text{volumen de poros}} \frac{\Delta(\text{volumen de fracturas})}{\Delta(\text{presión})} \dots \text{Ecuación II.3}$$

- En términos del volumen de fracturas, la compresibilidad del espacio poroso ocupado por las fracturas es:

$$C_f = - \frac{1}{\text{volumen de fracturas}} \frac{\Delta(\text{volumen de fracturas})}{\Delta(\text{presión})} \dots \text{Ecuación II.4}$$

La relación entre estas dos definiciones es:

$$C_{ef} = \Phi_f C_{pf} \dots \text{Ecuación II.5}$$

La compresibilidad efectiva de un sistema compuesto por aceite, agua congénita en la matriz, matriz y fracturas es la suma de sus contribuciones individuales, teniendo en cuenta la relación entre el volumen de referencia de cada compresibilidad y el volumen de aceite:

$$C_{et} = C_o + C_w \frac{\Phi_m S_{wm}}{\Phi_m(1-S_{wm})+\Phi_f} + C_{pm} \frac{\Phi_m}{\Phi_m(1-S_{wm})+\Phi_f} + C_{pf} \frac{\Phi_f}{\Phi_m(1-S_{wm})+\Phi_f} \dots \text{Ecuación II.6}$$

Donde:

Φ_m, Φ_f = Porosidad de la matriz y porosidad de las fracturas

S_{wm} = Saturación de agua en la matriz

C_o = Compresibilidad del aceite

C_w = compresibilidad del agua

C_{pm} = Compresibilidad de los poros de la matriz

C_{pf} = Compresibilidad del volumen poroso ocupado por las fracturas (Reiss, 1980)

II.3.5. Presión capilar

Las fuerzas capilares en un yacimiento naturalmente fracturado son un componente del mecanismo de empuje de suma importancia. En un yacimiento naturalmente fracturado las fuerzas capilares pueden contribuir al mecanismo de desplazamiento dentro del proceso de imbibición, o bien, pueden oponerse al desplazamiento en el proceso de drene. Si el avance del acuífero desplaza al aceite durante la producción del yacimiento, este desplazamiento corresponde a un proceso de imbibición y si el avance del casquete de gas desplaza al aceite, esto corresponde a un proceso de drene.

Todos estos procesos son importantes en un yacimiento naturalmente fracturado donde cada bloque de matriz, saturado con alguno de los fluidos, está rodeado de fracturas que pueden estar saturadas con un fluido diferente. El intercambio total de fluidos entre la matriz y las fracturas depende esencialmente de la presión capilar.

En el caso de desplazamiento por drene, las fuerzas capilares se oponen a la entrada de la fase no mojante dentro de la matriz, mientras que en el desplazamiento por imbibición las fuerzas capilares actúan como mecanismo de empuje en el desplazamiento de la fase no mojante de la matriz.

En un yacimiento naturalmente fracturado la relación entre el fluido que satura los bloques de matriz y el fluido que satura las fracturas determinará si toma lugar un proceso de drene o de imbibición. Esta relación se puede simplificar como se muestra en la siguiente Tabla:

*Tabla II.5- Procesos de drene e imbibición
(Van Golf-Racht 1982).*

Matriz	Fractura	Tipo de desplazamiento
Aceite	Agua	Imbibición
Aceite	Gas	Drene
Agua	Aceite o gas	Drene
Gas	Agua o aceite	Imbibición

La imbibición en un yacimiento naturalmente fracturado tomara lugar siempre que la fase mojanete en las fracturas desplace a la fase no mojanete (aceite) que satura los bloques de matriz. De acuerdo a la relación entre los fluidos que coexisten en la matriz y las fracturas, el proceso de desplazamiento será controlado por fuerzas capilares o gravitacionales. Para el esquema mostrado en la Figura 13 en el Caso a las fuerzas capilares que imbiben la matriz, desplazan el aceite; en el Caso b, la diferencia en el nivel h generara un desplazamiento por efectos de gravedad.

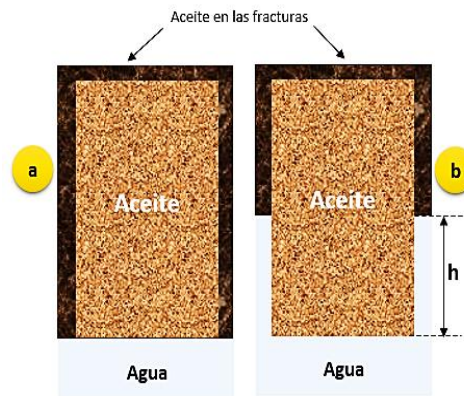


Fig. II.3 – Tipo de desplazamiento en los bloques de matriz: a) Desplazamiento gobernado por fuerzas capilares; b) Desplazamiento gobernado por fuerzas gravitacionales (Van Golf-Racht 1982).

Si el contacto agua-aceite se encuentra en la cara inferior del bloque de matriz, la diferencia en el peso específico entre el agua presente en las fracturas y el aceite en la matriz generara una fuerza gravitacional, que actuará como mecanismo de empuje para del desplazamiento de aceite del bloque de matriz. En el caso b de la Figura 13 las fuerzas capilares, además de las fuerza gravitacionales, actúan como un segundo mecanismo de empuje para el desplazamiento del aceite.

La presencia de fuerzas gravitacionales se relaciona con la existencia de la diferencia de nivel entre los contactos agua-aceite en las fracturas y en la matriz.

- Magnitud de la presión capilar y la presión ejercida por la columna de líquido

Las fuerzas capilares serán mayores mientras menor sea el tamaño de poro y las fuerzas gravitacionales incrementarán conforme la altura de los bloques de matriz sea mayor. Como resultado, las fuerzas de gravedad gobernarán la imbibición en el caso de bloques más grandes de matriz y tamaño de poro más grande, mientras que las fuerzas capilares gobernarán la imbibición en el caso de bloques más pequeños de matriz y un tamaño de poro reducido.

- Presión capilar y bloques de matriz

La discontinuidad de la matriz causada por la red de fracturas interrumpe la continuidad del volumen total de matriz en pequeños bloques individuales de matriz, explicando porque el nivel de agua solo está relacionado a la red de fracturas. Además, debido a que las fracturas son grandes canales con fuerzas capilares despreciables, la zona de transición desaparece en los yacimientos naturalmente fracturados y el contacto agua-aceite, se convierte en un plano horizontal. Por otra parte las fuerzas capilares y gravitacionales controlan el equilibrio estático y dinámico de cada bloque de matriz (Van Golf-Racht, 1982).

II.4. MECANISMOS DE EMPUJE EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

II.4.1. Expansión

La Figura II.4 muestra los elementos básicos de un yacimiento naturalmente fracturado: matriz, estilolitas y vóculos, rodeados por un sistema de fracturas en las cuales existe una red de canales de flujo. Se debe ignorar la presencia de estilolitas. Los estudios que se han llevado a cabo en núcleos, aunque son pocos, indican que no son completamente barreras al flujo, aunque esto no puede considerarse como conclusión debido a que las estilolitas son frágiles y pueden romperse durante la toma de núcleos o durante la preparación de tapones de núcleo para los experimentos en laboratorio. Por otra parte, aunque las estilolitas dividen los elementos de matriz estos siguen en contacto con las fracturas y es muy poco común que las estilolitas rodeen completamente una porción de matriz y la aislen de los canales de flujo. Por lo tanto, aunque las estilolitas fueran impermeables, la matriz podría seguir en comunicación con las fracturas aunque la geometría de conexión podría ser ligeramente más compleja.

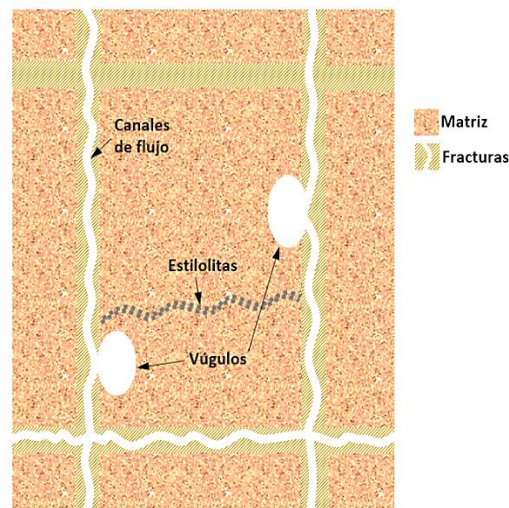


Fig. II.4. – Elementos básicos de un yacimiento naturalmente fracturado (Reiss 1980).

La expansión se debe casi por completo a las propiedades de la matriz y el fluido que contiene.

Las fracturas por lo tanto tienen un papel benéfico durante el abatimiento de presión, este es más uniforme que en el caso de los yacimientos convencionales.

El mecanismo de empuje del gas disuelto en los yacimientos naturalmente fracturados difiere del mismo mecanismo en los yacimientos convencionales, es bien sabido que la formación y el crecimiento de las burbujas de gas son alentados por una matriz de poros pequeños y permeables, como resultado las burbujas de gas tienden a formarse y coalescer en las fracturas, posteriormente el gas en las fracturas absorbe las moléculas más ligeras de aceite en la matriz por el efecto de difusión y este proceso reduce el impacto del empuje del gas disuelto para expulsar el aceite de la matriz.

II.4.2. Sudación

El término sudación se refiere a la combinación de los efectos de dos grupos de fuerzas los cuales tienen un papel importante en la sustitución del aceite dentro de la matriz por el agua o gas en las fracturas que rodean la matriz.

- Fuerzas gravitacionales debido a la diferencia de densidades entre el aceite y el agua (o gas).
- Fuerzas capilares debidas a la interacción de las fuerzas de superficie dentro de los poros.

Casos:

- Aceite y agua, matriz mojada por agua

El agua tiene una tendencia natural a penetrar en la matriz y la gravedad refuerza la imbibición capilar. Cuando las fuerzas de gravedad llegan a ser despreciables, como en el caso de elementos pequeños de matriz, el proceso se convierte prácticamente en imbibición capilar.

- Aceite y agua, matriz mojada por aceite

Cuando la matriz se encuentra mojada por aceite, las fuerzas capilares se oponen a la penetración de agua dentro de la matriz, y el desplazamiento es posible sólo si la fuerza de empuje (gravedad) supera la resistencia que se origina de la presión capilar. Esto sólo es posible para cierto tamaño de los bloques de matriz. Se deduce que el aceite no puede ser expulsado por agua de un yacimiento mojado por aceite e intensamente fracturado.

En el caso de yacimientos mojados por agua, las mejores recuperaciones son frecuentemente obtenidas por medio de la inyección de agua debido a la combinación de ambos efectos, gravitacionales y capilares, para expulsar el aceite de la matriz. La elección del fluido a inyectar dependerá del tamaño de los bloques de matriz, por lo cual es importante una buena descripción geológica del yacimiento.

El caso de los yacimientos mojados por aceite ha obtenido un mayor énfasis como resultado de casos fallidos en los que la inyección de agua que se ha llevado a cabo en calizas, la presencia de pequeñas cantidades de materia orgánica (tal como carbón) en la matriz puede inducir la mojabilidad por aceite, lo que da como resultado el comportamiento deficiente del yacimiento bajo la inyección de agua.

El mecanismo de sudación es a veces imposible, por ejemplo, en el caso de yacimientos intensamente fracturados con elementos de matriz de sólo unos cuantos centímetros rodeados por un casquete secundario de gas o por agua y que están mojados por aceite.

Existen dos fenómenos que también se encuentran ligados al proceso de sudación: la interacción bloque a bloque y la influencia de “puentes” entre los bloques de matriz:

- Interacción bloque a bloque o efecto cascada, el cual puede ocurrir cuando la matriz está impregnada de aceite y las fracturas saturadas de gas: las gotas de aceite expulsadas por efecto de sudación, dominado por las fuerzas gravitacionales, en la cima del yacimiento, pueden en su trayecto, ser reabsorbidas en su por la matriz.
- Puentes entre los bloques de matriz: Los bloques de matriz pueden estar interconectados (por medio de una red capilar). Esto puede en ciertos casos, mejorar considerablemente el proceso de sudación en comparación al caso de los bloques de matriz aislados, debido al incremento del tamaño efectivo de los bloques de matriz.

II.4.3. Convección

La convección y la difusión frecuentemente se ignoran cuando se trata de yacimientos convencionales, debido al gran lapso de tiempo que se requiere antes de que sus efectos lleguen a ser significativos. La presencia de una red de fracturas de alta permeabilidad acelera este fenómeno.

La convección es el resultado de inestabilidad debido a la diferencia de densidad del aceite en profundidades distintas del yacimiento. Las fracturas verticales brindan la comunicación para que tome lugar la convección y así se restablezca el equilibrio.

Una consecuencia de la existencia de corrientes de convección es la variación en la presión de burbuja con la profundidad.

II.4.4. Difusión

La difusión se debe al contraste en las propiedades de los hidrocarburos entre la red de fracturas y la matriz: esto puede tomar lugar entre el gas y el aceite, lo cual permite la sudación, o entre aceite con diferente composición (Reiss, 1980).

II.5. ZONIFICACIÓN DEL YACIMIENTO

Como se mencionó previamente, la división en zonas dentro del yacimiento depende esencialmente de la saturación en la red de fracturas. También se pueden desarrollar sub-zonas durante la producción del yacimiento, como resultado del equilibrio de los fluidos dentro de los bloques de matriz, así como el intercambio entre la matriz y las fracturas.

La extensión de las zonas y las subzonas cambiará constantemente durante la producción del yacimiento debido al intercambio de fluido matriz-fractura, la segregación de fluido en las fracturas, los cambios de fase provocados por la liberación de gas, la producción de los fluidos del yacimiento, etc.

II.5.1. División del yacimiento por zonas en condiciones estáticas

Un yacimiento naturalmente fracturado puede presentar una zona de aceite, una de agua y un casquete de gas antes de que comience la producción, de acuerdo con la distribución de la saturación en las fracturas.

Los límites originales estarán representados por el contacto original gas-aceite y por el contacto original agua-aceite. Ambos límites brindan el equilibrio estático a las tres fases (agua, aceite y gas) dentro de la red de fracturas y entre la red de fracturas y los bloques de matriz. Los dos contactos bifásicos en la red de fracturas serán siempre bien definidos y horizontales, como se muestra en la siguiente figura:

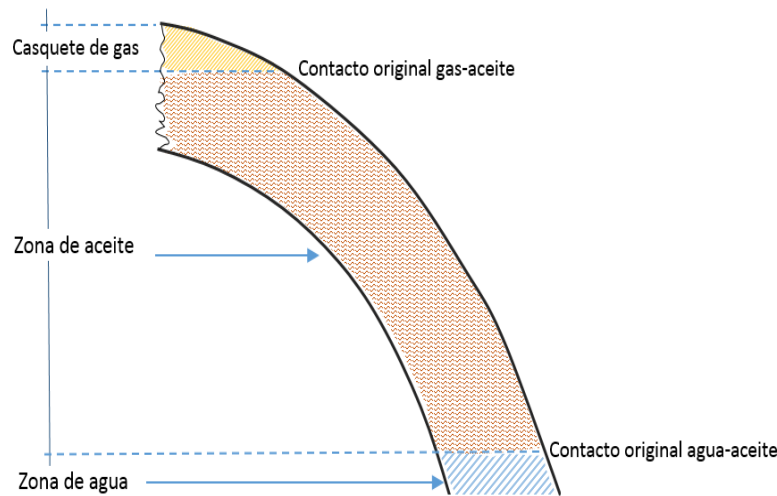


Fig. II.5 – Equilibrio estático en un yacimiento naturalmente fracturado (Van Golf-Racht, 1982).

II.5.2. División del yacimiento bajo condiciones dinámicas

El agotamiento de la zona de aceite y la consecuente expansión del casquete de gas y el avance del acuífero modificarán los niveles de los contactos gas-aceite y agua-aceite y como resultado se dará una nueva división del yacimiento, las zonas principales serán:

- Zona invadida de agua entre el contacto original agua-aceite y el nuevo contacto agua-aceite.
- Zona invadida de gas entre el contacto original gas-aceite y el nuevo contacto gas-aceite.
- Zona de aceite entre los nuevos contactos aceite-agua y el contacto gas-aceite.

Además, como resultado de la variación de la presión con la profundidad la zona de aceite se subdividirá a la vez en otras dos zonas:

- Zona saturada, entre el contacto gas-aceite y la presión de burbuja: Debido a que la presión del yacimiento es menor a la presión de burbuja, se liberará cierto volumen de gas del aceite. El mecanismo de empuje será influenciado en este caso por la presencia de gas en los bloques de matriz y aceite saturado en la red de fracturas. El intercambio de fluido entre la matriz y las fracturas se convertirá en un proceso complejo influenciado por la gravedad y por la presión capilar y se desarrollarán los fenómenos de convección, supersaturación, etc. Los fenómenos que toman lugar en un yacimiento naturalmente fracturado son sustancialmente más complejos que el empuje por expansión del gas disuelto que se presenta en un yacimiento convencional.

- Zona bajosaturada, entre la presión de burbuja y el contacto agua-aceite: Como resultado de que la presión del yacimiento es mayor que la presión de burbuja, el sistema matriz-fracturas está saturado con sólo una de las fases, aceite. El intercambio de fluidos matriz-fractura es el resultado único de la expansión de fluidos asociada al agotamiento del yacimiento y a la compresibilidad del sistema matriz-fracturas y de los fluidos.

Distribución de la saturación

Las cuatro zonas de un yacimiento naturalmente fracturado (zona invadida de gas, zona saturada, zona bajosaturada y zona invadida de agua) muestran las siguientes características de saturación de fluidos:

- Zona invadida de gas. La saturación de gas incrementa a un valor equivalente a $S_g=1-S_{wi}-(S_{or})_g$. La magnitud de aceite residual $(S_{or})_g$ depende de las condiciones del frente de avance de gas y de las características específicas de drene. El volumen de gas en la zona invadida se refiere al volumen de poros en la matriz entre la posición del contacto original gas-aceite y la posición actual de dicho contacto.
- Zona saturada: La saturación de gas corresponde al aceite recuperado de la matriz como resultado de la disminución en la presión del yacimiento debajo de la presión de burbuja.
- Zona bajosaturada. Existen dos fases, aceite y agua intersticial, aún no hay liberación de gas del aceite.
- Zona invadida de agua: Existe una saturación de agua y una saturación residual de aceite $(S_{or})_w$ como resultado del desplazamiento del aceite contenido en los bloques de matriz por imbibición del agua que satura las fracturas.

II.5.3. Mecanismos de empuje presentes en cada zona del yacimiento

Generalmente la red de fracturas se divide en cierto número de zonas, cada una de ellas saturada prácticamente de una sola fase, mientras que dentro de cada zona, los bloques de matriz pueden estar saturados con una, dos o incluso tres fases. La separación por zonas en el yacimiento ya existirá antes de que comience la producción (bajo equilibrio estático) y otra zonificación se dará como resultado de las condiciones de producción durante la explotación del campo (estado dinámico). La interacción matriz-fractura y el intercambio de fluido dependerán de la posición relativa de los bloques individuales de matriz en el yacimiento y los contactos agua-aceite y gas-aceite.

En las cuatro zonas que se desarrollan durante el agotamiento del yacimiento es evidente la presencia de que los mecanismos de producción se deben principalmente a la diferencia de saturación de fluidos tanto en la matriz como en la red de fracturas:

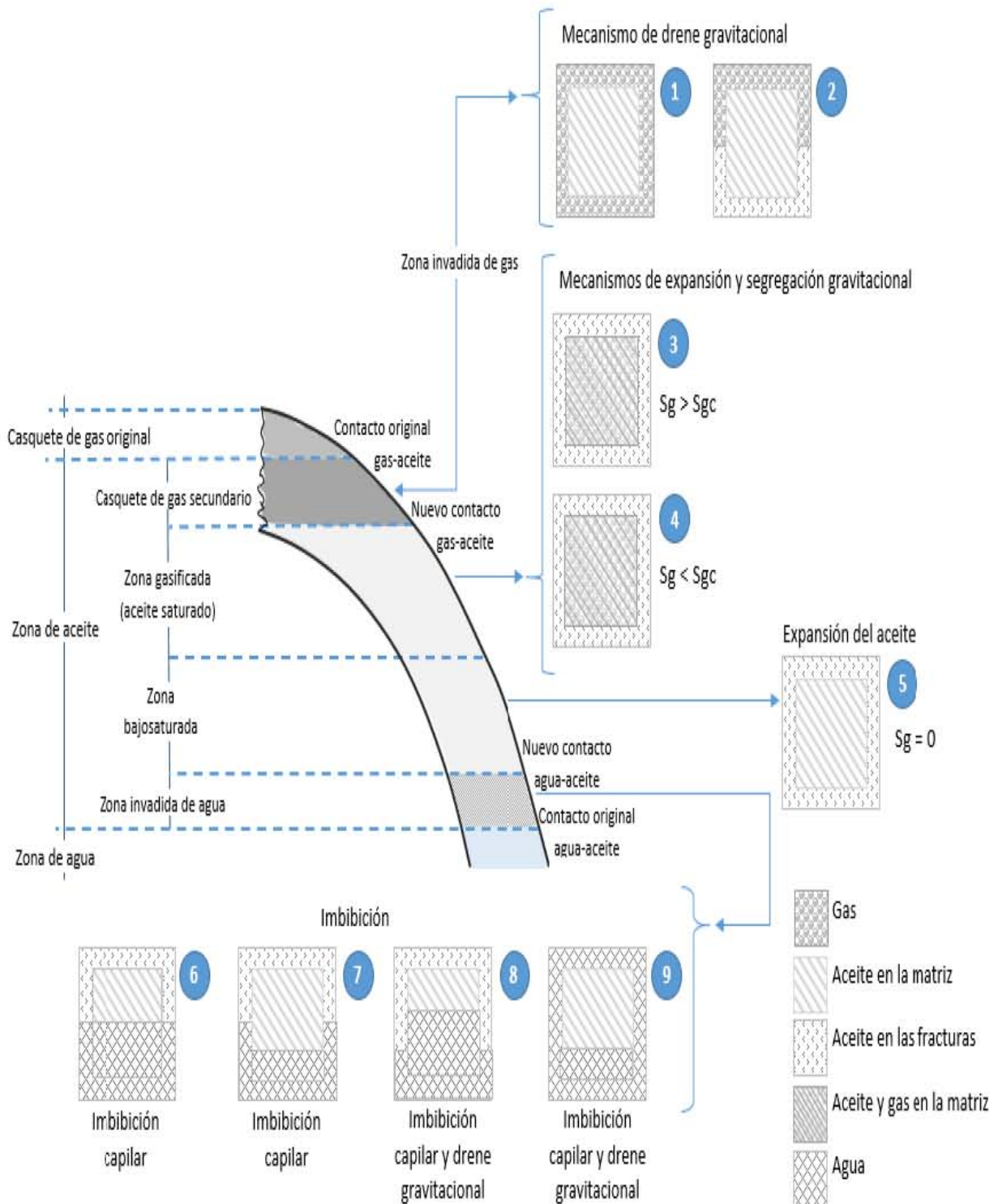


Fig. II.6 – Mecanismos de recuperación acorde a la distribución de saturación en el sistema matriz-fractura (Van Golf-Racht 1982).

Las zonas de producción y los mecanismos son los siguientes:

- **Zona invadida de gas:** Mecanismo de desplazamiento por drene gravitacional.

En la zona invadida de gas entre el contacto original gas-aceite y el nivel actual de dicho contacto (donde se desarrolla el casquete secundario de gas en la red de fracturas) los bloques de matriz serán parcial o completamente rodeados por gas. La matriz adoptará un comportamiento diferente si está parcial o totalmente rodeada por gas (bloques 1 y 2 de las Figura 15), sin embargo la presión capilar y la altura de los bloques seguirán siendo los principales parámetros de los que dependerá el comportamiento de dicha zona.

- **Comportamiento de bloques individuales:** Las fuerzas que se resisten al desplazamiento de aceite por gas están relacionadas a la distribución de poros y al diámetro promedio que influencia la altura capilar (h_c) y la altura límite ($h_{límite}$). La Figura 16 (a) ilustra que en caso de que $h_c = h_{límite}$, el desplazamiento no tomará lugar si el gas está en contacto con la superficie superior del bloque, o incluso si alcanzará una profundidad $h_1 < h_{límite}$. Sólo cuando el bloque este rodeado a una profundidad $h_2 > h_{límite} = h_c$ tomará lugar la recuperación de aceite.

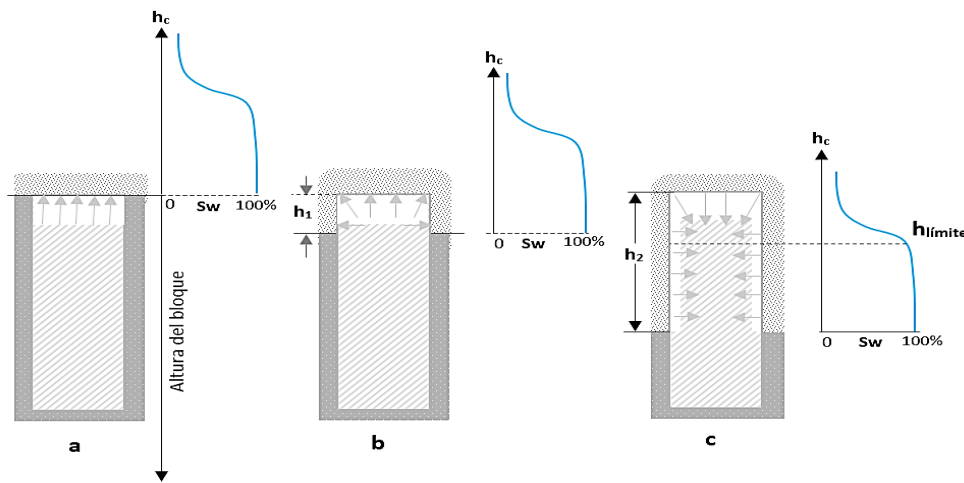


Fig. II.7 – Mecanismos de recuperación (Van Golf-Racht, 1982).

- **Efecto de interacción entre los bloques de matriz:** Entre dos bloques adyacentes 1 y 2 como los que se muestran en la Figura II.8 (ambos localizados en la zona invadida de gas), una región húmeda puede crear un puente de aceite y así formar una fase continua de aceite entre los bloques. Esta fase continua de aceite debida a irregularidades en las fracturas está representada por una película de aceite entre los bloques en el caso de fracturas estrechas. El flujo de aceite del bloque 1 al bloque 2, debido a la continuidad capilar, está controlado por los gradientes de presión capilar y la diferencia de potencial de la gravedad.

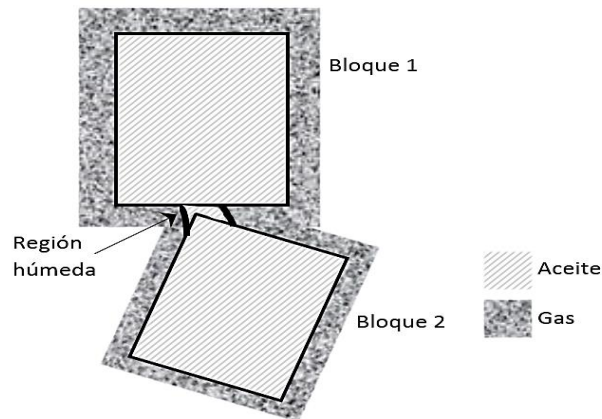


Fig. II.8 – Efectos de interacción entre los bloques (Van Golf-Racht, 1982).

- Drene gravitacional entre bloques heterogéneos apilados: La variación en las dimensiones y las propiedades físicas de la roca influyen en el suministro y el gasto de drenaje en bloques heterogéneos apilados. El grado de interacción de uno a otro bloque será diferente. El gasto de drenaje estará inicialmente controlado por los bloques de mayor permeabilidad y los bloques menos permeables serán sobrepasados por el aceite. Cuando el gasto de drenaje entre los bloques apilados disminuya, los bloques de menor permeabilidad también se involucrarán en el proceso de drenaje y en una etapa posterior si la velocidad de drenaje es muy lenta, todos los bloques serán drenados.

- **Zona saturada:** Expansión del gas liberado, imbibición y mecanismos de convección.

La zona saturada está limitada en la parte superior por el nivel actual del contacto gas-aceite y el nivel en el que la presión del yacimiento sea igual a la presión de burbuja. Además se desarrollarán dos subzonas como resultado de la saturación crítica de gas y la saturación de gas en la matriz. Si las condiciones del yacimiento son tales que la expansión del gas liberado sea el mecanismo predominante en los bloques de matriz la subzona superior desarrollará más gas que la zona inferior en el mismo lapso de tiempo. Por lo tanto existe mayor posibilidad de tener una saturación de gas mayor a la saturación de gas crítica en la subzona superior (bloque 4 de la Figura 15) que en la parte inferior de la subzona (bloque 3 de la Figura 15) donde la saturación de gas es menor a la saturación crítica de gas. Además del mecanismo de expansión de gas liberado dentro de los bloques de matriz, se desarrolla otro mecanismo, la segregación de gas dentro de los bloques de matriz y el intercambio de fluidos entre la matriz y las fracturas. De hecho, la circulación de gas liberado en las fracturas saturadas con aceite, así como el contacto entre el aceite más denso de las fracturas con el aceite menos denso en la matriz, desarrollarán procesos más complejos de transferencia.

Además de la expansión simple de los fluidos y la roca, es posible que se presenten: circulación del aceite debido a fenómenos de convección, desplazamiento del aceite de la matriz por el aceite en las fracturas como resultado de la diferencia de densidad entre el aceite de la matriz y el aceite presente en las fracturas, difusión de gas entre el aceite en la matriz y las fracturas, como resultado de una mayor concentración de gas en el aceite de la matriz.

- Circulación de aceite: Las variación de presión del yacimiento en las zonas de agua, aceite y gas son resultado del equilibrio estático original en la red de fracturas asociado a la distribución de fluidos en los bloques de matriz. La distribución original de la presión en el yacimiento se muestra en la Figura II.9.

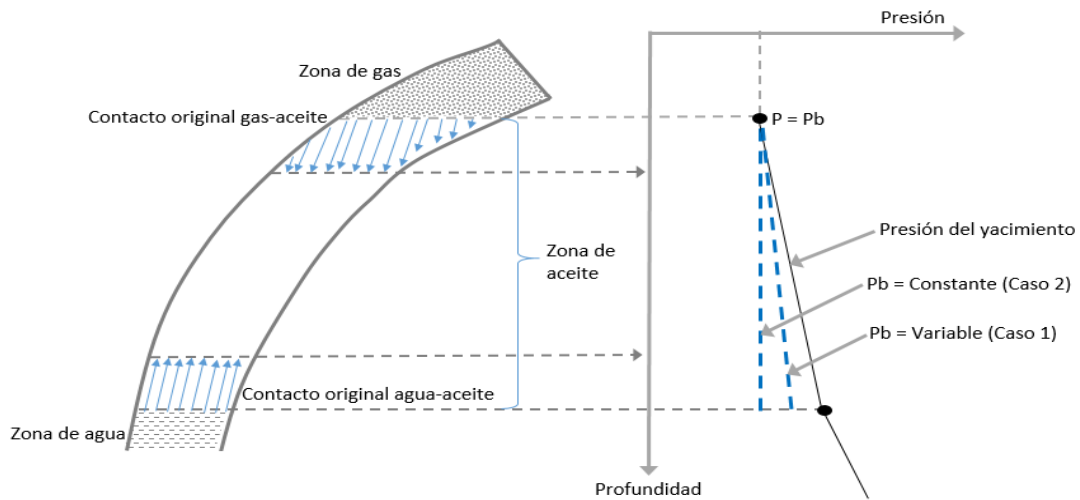


Fig. II.9 – Efectos de interacción entre los bloques (Van Golf-Racht, 1982).

En el nivel original del contacto gas-aceite la presión del yacimiento es igual a la presión de saturación, pero debajo de este nivel la presión de saturación puede como en el CASO 1, variar con la profundidad (como en un yacimiento convencional), o como en el CASO 2, permanecer constante a través de toda la columna de aceite (característico de un yacimiento naturalmente fracturado con una buena intercomunicación en la red de fracturas). El valor constante de P_b con la profundidad es el resultado de un proceso de convección dentro del yacimiento debido a los efectos combinados de la presión y el gradiente térmico en un yacimiento naturalmente fracturado. Bajo la influencia del incremento de la presión, el aceite se contrae y bajo la influencia del incremento de la temperatura este se expande. Así para un sistema dado, un estado de desequilibrio se desarrollará si la expansión resultado del incremento de la temperatura con la profundidad, es contrabalanceado por la contracción del aceite, debido al incremento de la presión con la profundidad. Como resultado, se desarrollará en el yacimiento un proceso adicional, el de convección, causando que el aceite más denso de la parte superior del yacimiento se mueva a través de las fracturas hacia la parte baja del yacimiento, mientras que el aceite más ligero se moverá hacia la parte alta del yacimiento.

- Segregación y convección de aceite en un yacimiento naturalmente fracturado: La segregación significa que los componentes pesados del aceite del yacimiento serán distribuidos bajo las fuerzas de gravedad. Dicha variación en la composición del aceite influenciará la P_b como función de la profundidad.
- Dispersión de gas liberado: Dentro de los bloques de matriz el gas liberado puede reaccionar como en el caso clásico de empuje por gas disuelto liberado. En otras palabras, el gas liberado en la matriz dependerá de la relación entre permeabilidad relativa al gas y de la saturación de gas. Si la saturación de gas es menor que la saturación de gas crítica el gas liberado permanecerá inmóvil y su expansión desplazará el aceite fuera de los bloques de matriz hacia las fracturas. Si la saturación de gas es mayor que la saturación crítica de gas el gas liberado se convertirá en una fase móvil y dentro de los bloques de matriz los mecanismos de desplazamiento serán una combinación empuje por gas disuelto y segregación. En este punto el mecanismo de desplazamiento será más complejo debido a que el gas liberado y segregado dejará la matriz y desplazará algo del aceite hacia las fracturas. Al mismo tiempo, conforme la saturación de aceite en los bloques de matriz disminuye, el aceite de las fracturas que rodean los bloques reimpregnará la matriz y el aumento en la saturación de aceite del mismo bloque reducirá el comportamiento individual de producción de los bloques.

- **Zona bajosaturada.** Mecanismo simple de expansión.

Esta zona se encuentra entre el nivel donde la presión del yacimiento es igual a la presión de burbuja y el nivel actual del contacto agua-aceite, siendo el aceite sin gas disuelto liberado el que está presente en la matriz y las fracturas. La diferencia de presión entre los bloques de matriz y la presión en la red de fracturas provoca una expansión del sistema roca-fluidos, lo cual desplaza los fluidos de los poros hacia las fracturas (bloque 5 de la Figura 15).

La compresibilidad de las fracturas es despreciable, por lo tanto, la energía desarrollada en la zona bajosaturada se debe principalmente a la expansión del aceite en la matriz.

El gasto de aceite producido de la matriz es función del tamaño de los bloques de matriz, de los parámetros físicos de la roca y de la caída de presión entre la matriz y las fracturas.

- **Zona invadida por agua.** Mecanismo de drene gravitacional e imbibición capilar.

En la zona entre el nivel actual del contacto agua-aceite y el contacto original agua-aceite, los bloques de matriz rodeados por la red de fracturas saturada con agua, producen aceite por medio de imbibición capilar y drene gravitacional. El aceite recuperado de los poros de la matriz. En los bloques 6, 7, 8 y 9 de la Figura 15 el contacto agua-aceite en las fracturas se compara con la velocidad de avance del frente de agua. El avance predominante del contacto en las fracturas o en la matriz, influenciará el predominio de las fuerzas capilares o gravitacionales durante el desplazamiento por imbibición (Van Golf-Racht, 1982).

II.6. MODELADO MATEMÁTICO Y MODELOS DE SIMULACIÓN

- Interacción matriz fracturas. Función de transferencia

La simulación de sistemas de doble porosidad requiere una expresión para la velocidad de transferencia del fluido entre la matriz y las fracturas. La transferencia de los fluidos se determina por la imbibición capilar o el drene gravitacional. La función de transferencia utiliza el factor de forma para determinar la velocidad de imbibición durante la inyección de agua en un yacimiento naturalmente fracturado. La función de transferencia se define como la transferencia de fluidos de la matriz a la fractura. El gasto de fluido por unidad de volumen de roca se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$q = \frac{\sigma_f k_m}{\mu} (p_m - p_f) \dots \text{Ecuación II.7}$$

La transferencia de fluidos de los bloques de la matriz dentro de las fracturas se asume que es en condición de flujo constante, la caída de presión entre la matriz y el sistema de fracturas, las propiedades de la roca de la matriz asociadas a la geometría y eventualmente la intercomunicación de los bloques de matriz.

El factor de forma σ_f define la geometría del bloque, además de que supone que los bloques de matriz son cúbicos.

- Factor de forma (Geometría de la red de fracturas)

El factor de forma describe, para un proceso de simulación, tanto el área de la superficie de contacto entre las fracturas y la matriz, así como una geometría idealizada de los bloques de matriz. Los modelos de doble-porosidad se apoyan en el factor de forma para determinar parámetros como la permeabilidad total de la red de fracturas la tendencia de los fluidos a moverse en una dirección con permeabilidad preferencial.

El factor de forma generalmente se define por:

$$\sigma_f = 4 \left[\frac{1}{L_x^2} + \frac{1}{L_y^2} + \frac{1}{L_z^2} \right] \dots \text{Ecuación II.8}$$

donde L_x , L_y y L_z se refieren a la dimensión de los bloques de matriz.

El factor de forma es una idealizada representación matemática del sistema de fracturas del yacimiento, que representa la superficie de las fracturas así como su espaciamento. El valor de L puede relacionar el espaciamento relativo entre las fracturas en una de las direcciones del yacimiento, aunque generalmente no será igual al verdadero espaciamento geológico promedio. El espaciamento entre las fracturas puede ser altamente variable, así como unos bloques de matriz pueden ser o muy pequeños o unos muy grandes, sin embargo el valor de L en cualquier dirección se ajusta para los propósitos de simulación. Además las fracturas naturales no siempre están interconectadas y generalmente no son ortogonales.

Obviamente, conforme la densidad de fractura varía a través de todo el yacimiento, el factor de forma también variará. Por ejemplo el valor del factor de forma en un área intensamente fracturada será relativamente pequeño.

Existen varios métodos usados para simular distintos escenarios de la explotación de un yacimiento naturalmente fracturado. La clásica simulación de porosidad simple utiliza un solo grupo de datos para la porosidad y la permeabilidad del yacimiento. Los modelos de doble porosidad han sido desarrollados en las últimas décadas basados en el trabajo inicial de Warren y Root (1963). El trabajo reconoce que las fracturas tienden a aportar la mayoría de la permeabilidad al yacimiento, mientras que la matriz brinda la mayor parte de capacidad de almacenamiento. Un enfoque más común ha sido el de separar las fracturas y la matriz en un medio discreto continuo en el cual cada uno de los elementos tiene un valor único de porosidad y de permeabilidad. Los modelos de doble porosidad también permiten el intercambio de fluidos o el mecanismo de transferencia que determina el gasto de aceite de los bloques de matriz a la red de fracturas para ser cuantificados. Un aspecto negativo de las aproximaciones de doble porosidad es que requieren más del doble de los datos que los que se necesitan para una simulación de simple porosidad. Frecuentemente los datos requeridos para la simulación de doble porosidad están mal caracterizados, lo que resulta en una errónea y mal restringida entrada de datos al modelo, los tiempos de ejecución para la simulación de modelos de doble porosidad llevan cinco veces más tiempo comparadas con un modelos de simple porosidad.

En los yacimientos que presentan comportamientos de doble porosidad, la configuración de las fracturas puede ser bastante diferente de un yacimiento a otro. Por ejemplo, un yacimiento puede conformarse por estratos horizontales con matriz de baja permeabilidad y una serie de fracturas regionales, mientras que otro yacimiento puede estar en un anticlinal con un buzamiento pronunciado y en el que el almacenamiento del aceite se encuentre en porosidad vugular, con microfracturas que comuniquen los vúgulos. Incluso los sistemas de fracturas son muy diferentes en ambas situaciones, ambos son afectados por la presión capilar, el drene gravitacional y la geometría de fractura.

Alternativamente en zona vugulares con vúgulos interconectados por medio de microfracturas, la conectividad de las fracturas puede que sea el limitante del gasto para la transferencia de fluido. La variedad de yacimientos naturalmente fracturados encontrados en la naturaleza indica el reto que involucra el desarrollo de las herramientas de simulación que representen la infinidad de comportamientos físicos encontrados en los yacimientos naturalmente fracturados.

Las aproximaciones de simulación de flujo actualmente disponibles para modelar yacimientos naturalmente fracturados se sintetizan de la manera mostrada a continuación:

II.6.1. Modelos de doble porosidad y doble porosidad-doble permeabilidad

- Los modelos de doble porosidad permiten el movimiento de la totalidad del fluido únicamente a través del sistema de fracturas (transferencia matriz-fractura, seguido del flujo a través de las fracturas), mientras que los modelos doble porosidad-doble permeabilidad permiten el flujo de bloque a bloque de matriz, así como el flujo fractura-matriz y matriz-fractura.
- El modelo doble porosidad-doble permeabilidad permite ajustar las condiciones físicas de la transferencia matriz-fractura y las condiciones de superficie.
- Las fracturas no son modeladas de manera discreta, sino son tratadas como un régimen de flujo agregado distinto al régimen de flujo de la matriz.
- Son modelos complejos, con un gran número de variables poco conocidas. El tiempo de ejecución en cómputo es considerable.
- En el modelo doble porosidad-doble permeabilidad el sistema de fracturas está interconectado y la física de la transferencia matriz-fractura es compleja (por ejemplo: la imbibición y el drene gravitacional).

II.6.2. Único medio efectivo

- Las propiedades de flujo de la matriz y las fracturas son combinados para dar un simple efecto de permeabilidad para la descripción de las celdas de la malla de simulación. Los modelos oscilan desde simples multiplicadores de permeabilidad a tensores de permeabilidad más complejos que buscan modelar la anisotropía en la permeabilidad.
- La interacción de fluidos matriz-fractura se logra por el uso de funciones de permeabilidad pseudorelativa.
- La aproximación de un único medio efectivo, es más apropiada donde el sistema de fracturas es altamente variable, donde el comportamiento del yacimiento es gobernado más por el movimiento de fluidos que por las interacciones matriz-fractura, para el flujo de una sola fase y donde la permeabilidad pseudorelativa es basta para describir los efectos del flujo multifásico.

II.6.3. Modelos discretos de la red de fracturas

- En un modelo DFN (por sus siglas en ingles), la geometría de las fracturas individuales está completamente definida en el yacimiento y se modela el flujo de fluidos a través de ellas. Esta es la forma más real geológicamente entre los métodos actuales de modelado para registrar el movimiento de fluidos dentro de un sistema de fracturas.
- Los modelos DFN actualmente no permiten la transferencia de fluidos entre las fracturas y los bloques de matriz, por lo tanto su aplicabilidad para la totalidad del yacimiento está limitada. Sin embargo, son útiles como base para calibrar los efectos de las fracturas en el comportamiento individual de los pozos. El modelado DFN puede ser utilizado para evaluar los escenarios matriz-fractura basados en los análisis de pruebas de pozos principalmente la naturaleza de la conectividad del sistemas de fracturas usando pruebas de presión de un solo pozo o de varios.

Las alternativas disponibles en las metodologías de simulación, reflejan la variabilidad de los yacimientos naturalmente fracturados. Ningún modelo de aproximación es óptimo para todas las simulaciones, por lo tanto la elección se debe hacer de acuerdo a las características del yacimiento y a los objetivos del modelo (Narr, 2006).

Desde el punto de vista de simulación del flujo de fases, los modelos se pueden clasificar como:

- Flujo de una sola fase
- Flujo bifásico
- Flujo trifásico
- De múltiples componentes o flujo composicional.

II.6.4. Flujo de una sola fase

Basado en la aproximación simplificada de Warren y Root, Kasemi representó un yacimiento idealizado naturalmente fracturado, para flujo radial en dos dimensiones (Figura 19). La aproximación consiste de un pozo que produce de distintas porciones horizontales de matriz separadas por fracturas, por lo que las líneas de flujo radial en la matriz y en las fracturas convergen hacia el pozo. Una fractura horizontal, equivalente a todas las fracturas horizontales, se selecciona como primera simplificación. Otras suposiciones para simplificar que se refieren a las características del yacimiento y a las condiciones de flujo son:

- La matriz tiene gran capacidad de almacenamiento y baja capacidad de flujo, las fracturas tienen poca capacidad de almacenamiento y gran capacidad de flujo.
- Como resultado la producción del pozo se dará principalmente a través de las fracturas.
- El flujo tomará lugar bajo condiciones de estado transitorio.
- El yacimiento es horizontal, la matriz y las fracturas son homogéneas e isotrópicas.

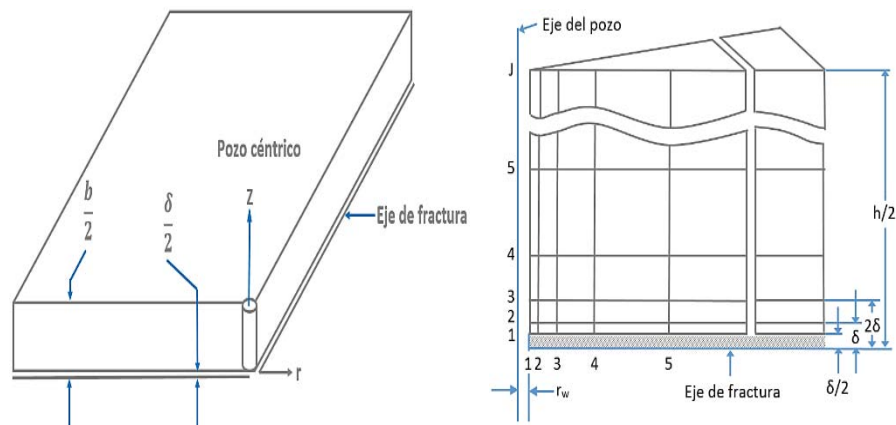


Fig. II.10 – Yacimiento naturalmente fracturado. Modelo de Kasemi, izquierda: pozo y yacimiento, derecha modelos de yacimiento, (Narr, 2006).

El modelo fue aplicado a las pruebas de incremento y decremento de presión y se comparó con la solución de Warren y Root. La diferencia en las soluciones se atribuye a la función de transferencia en régimen transitorio considerada por Kasemi en vez de la función de transferencia en régimen transitorio considerada por Warren y Root.

II.6.4. Simulación de flujo bifásico

Kasemi desarrolló un simulador en tres dimensiones para el flujo de aceite y agua en un yacimiento naturalmente fracturado. Las ecuaciones fueron desarrolladas por medio de una aproximación continua en la que la transferencia de fluidos matriz-fractura se representa por una función fuente-sumidero pseudoestacionario proporcional a la diferencia de potencial.

El simulador puede manejar la imbibición, tomando en cuenta la gravedad, la permeabilidad relativa y la variación en las propiedades del yacimiento.

- Simulación de imbibición de los bloques (Kasemi): La simulación de imbibición de agua en núcleos fracturados fue llevada a cabo por un simulador numérico bidimensional, bifásico y semi-implícito.
- Simulación de imbibición de los bloques (Kleppe): Kleppe desarrolló una ecuación diferencial para direcciones x y de las fases agua y aceite para un bloque unitario. La solución simultánea de la presión y la saturación se encontró modificando los términos no lineales para obtener una ecuación en términos de la presión y la saturación para el aceite y el agua.

II.6.5. Simulación de flujo trifásico

- Simulador de Du Prey: El modelo presentado por Du Prey está basado en las suposiciones generales siguientes:
 - El medio continuo es el resultado del proceso de flujo en las fracturas gobernadas por la ley de Darcy y en intercambio entre la matriz y las fracturas (función de transferencia).
 - Los fluidos fluyen en las fracturas donde las fuerzas capilares son despreciables.
 - La función de transferencia se puede evaluar por separado y asociarse con el parámetro tiempo en el modelo o en determinadas condiciones podrá evaluarse dentro del modelo en paralelo, con una nueva distribución de fluidos en las fracturas.

El comportamiento individual de los bloques genera una serie de funciones de transferencia a través de la simulación numérica en casos donde los bloques de matriz están localizados en la zona invadida de gas, en la zona saturada y en la zona de agua. Estas funciones de transferencia se han introducido como datos de entrada en los modelos de simulación.

- Simulador de Rossen

La aproximación llevada a cabo por Rossen sigue el patrón general: modelado del flujo en la red de fracturas y el tratamiento de la transferencia matriz-fractura por medio de una función de transferencia. La transferencia de fluidos dentro de las fracturas es así representada por un término fuente y la transferencia de fluido desde las fracturas por un término sumidero.

- EL resultado del abatimiento de la presión en un yacimiento será la expansión del fluido de la matriz en las fracturas, término sumidero.
- El drene gravitacional y la imbibición capilar representarán el término fuente para diferentes fases si los fluidos son transferidos desde la matriz; si los fluidos son transferidos dentro de la matriz representarán sumideros.
- Además, la clasificación de los bloques de matriz de acuerdo con la magnitud de la porosidad se definirán de la siguiente manera:
 - Matriz mojada por agua: Si la matriz tiene una baja porosidad y una alta saturación de agua y es capaz de transferir solo agua a las fracturas.
 - *Un total de roca matriz*: Si está tiene una gran porosidad y una gran saturación de aceite y es capaz de transferir aceite hacia las fracturas.

En la aproximación de Rossen un tratamiento semianalítico de los términos fuente matriz-fractura dan como resultado un procedimiento estable calculando ambos contactos de los fluidos y la presión en las fracturas. También se considera un efecto de histéresis en la saturación matriz-fractura.

- Simulador Ken Thomas: El yacimiento se asume como en otros casos, que está formado por una red continua de fracturas asociada a bloques discontinuos de matriz, por lo tanto, un intercambio local, entre el fluido de las fracturas y la matriz toma lugar y los fluidos se mueven a través del sistema de fracturas.

II.6.6. Simuladores composicionales

El modelo composicional de un yacimiento naturalmente fracturado toma en consideración todas las características específicas de este tipo de yacimiento y además, presenta el sistema de hidrocarburos a través de simulación composicional.

- Modelo de Yamamoto: presenta un modelo bidimensional de bloques individuales desarrollado bajo las siguientes suposiciones:
 - El agua inmóvil contribuye a la producción únicamente por expansión.
 - Tres componentes equivalentes simulan el sistema de hidrocarburos: metano, de metano a hexano y heptano plus.
 - El equilibrio completo de las fases se alcanza en cada celda al final de cada paso de tiempo.

- La presión capilar en la red de fracturas se considera despreciable.
- La variación en la composición de las fases es despreciable en las fracturas que están por encima de los bloques de matriz.

Los parámetros de comportamiento de fases son calculados usando correlaciones basadas en la presión, temperatura y uno de los componentes equivalentes.

Yamamoto aplicó su modelo al estudio del comportamiento de bloques de diferente tamaño, bajo abatimiento de presión y bajo mantenimiento de presión.

- Modelo de Saidi: Este modelo fue desarrollado bajo las suposiciones que son apropiadas para todos los yacimientos de aceite en los que la presión y los niveles de fluido son uniformes en una gran área. El yacimiento puede entonces ser representado por un número relativamente pequeño de bloques y se puede asumir el equilibrio estático de los fluidos en las fracturas. El modelo toma en cuenta la difusión de hidrocarburos entre los bloques y las fracturas. Se consideran alrededor de diez componentes (Van Golf-Racht, 1982).

II.7. INDICADORES DE FRACTURAS EN UN YACIMIENTO

Distintos tipos de datos pueden ser útiles para reconocer si un yacimiento presenta fracturas significativas). Estos datos se usan mejor en combinación con información de producción. La Tabla 6 enlista observaciones específicas que pueden indicar que un yacimiento presenta fracturas, la explicación del fenómeno, y la precisión a la cual se puede aplicar cierto criterio. Algunos datos son específicos de cierta profundidad en el pozo, así como las fracturas que pueden observarse en los núcleos, mientras que otros datos son más generales, como por ejemplo una prueba de presión entre pozos. Ninguna de estas observaciones se debe utilizar de manera aislada para resolver la naturaleza fracturada de un yacimiento (Narr, 2006).

Tabla II.6- Indicadores de fracturas en un yacimiento (Narr, 2006).

Observaciones	Posible explicación	Precisión
Evidencias de producción		
Intervalos aislados de alta productividad en pruebas PLT, que no corresponden con las características de la roca del yacimiento.	Las fracturas mejoran la permeabilidad	A una profundidad específica en el pozo.
El índice de productividad de los pozos excede las expectativas	Las fracturas mejoran la permeabilidad	A nivel de yacimiento
$Kh_{\text{pozo}}/kh_{\text{núcleo}} \gg 1$	Las fracturas mejoran la permeabilidad (sin considerar los análisis de núcleos que presenten fracturas)	A nivel de pozo o de yacimiento
Baja porosidad, baja resistividad	Baja porosidad de las fracturas, pero buena conductividad debido a que las fracturas están rellenas de lodo de perforación.	A una profundidad específica en el pozo.

Presencia inesperada de gas o de brotes, especialmente en zonas de baja permeabilidad.	Presencia de hidrocarburos ligeros en las fracturas.	A una profundidad específica en el pozo.
Comportamiento de doble-porosidad en pruebas de presión	Drene de las fracturas, seguido por el drene de la matriz, la ausencia de este efecto no descarta la presencia de fracturas en el yacimiento.	A nivel de yacimiento
Pozos altamente productivos que muestra una rápida declinación en la productividad.	Las fracturas intersectadas por los pozos son de extensión limitada y drenan rápidamente, por lo tanto el aporte del sistema se reduce al drene de la matriz.	A nivel de yacimiento
Rápido incremento en la relación gas-aceite (RGA)	Comportamiento dual del sistema, las fracturas se drenan primero, después entran el agua y el gas, posteriormente el aceite que drene de la matriz alimenta las fracturas y se alcanza un nuevo estado estacionario.	A nivel de yacimiento
Conificación de agua y gas	La alta conductividad vertical de las fracturas permite que los fluidos sean extraídos rápidamente a través de los estratos a áreas de menor presión cerca de los pozos productores.	A nivel de yacimiento, a una profundidad específica.
Alta variabilidad en la productividad de pozo a pozo	La intersección de las fracturas puede originar una gran variación en el comportamiento de los pozos.	A nivel de yacimiento
Comunicación hidráulica de pozo a pozo.	Movimiento de los fluidos entre pozos a lo largo de fracturas alineadas.	A nivel de yacimiento
Rápida irrupción de los fluidos inyectados según un patrón constante	Movimiento de los fluidos entre pozos a lo largo de fracturas alineadas.	A nivel de yacimiento
Alta conectividad vertical	Las fracturas atraviesan estratos de baja permeabilidad	A nivel de yacimiento
Alta anisotropía en pruebas de presión multipozos (pruebas de pulso)	Conductividad hidráulica abrupta en grupos de fracturas orientadas	A nivel de yacimiento
Evidencias en perforación		
Desgaste de la barrena	Fracturas abiertas	A una profundidad específica en el pozo
Rotura de la barrena	Interacción barrena-fractura	A una profundidad específica en el pozo
Perdida abrupta en la circulación de fluidos	El lodo se drene dentro de las fracturas abiertas extensas. Las pérdidas de lodo pueden dañar el yacimiento.	A una profundidad específica en el pozo
Evidencia geológicas		
Evidentes fracturas abiertas naturales en núcleos o en registros de imagen.	Las fracturas en el yacimiento están abiertas	A una profundidad específica en el pozo
La roca del yacimiento es compacta	Las rocas frágiles tienen una tendencia a responder a la tensión creando fracturas abiertas.	A nivel de yacimiento

CAPÍTULO III. Análisis cualitativo de las variables para la selección de procesos de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados

III.1. INVESTIGACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Para comenzar un análisis de las variables o parámetros que intervienen durante un proceso de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados debemos preguntarnos en qué etapa de desarrollo se encuentran cada uno de los diferentes métodos, es decir, si los métodos han sido ampliamente o someramente estudiados en laboratorio, posteriormente si se han desarrollado modelos específicos de simulación que contribuyan en el entendimiento de los mecanismos de recuperación y la interacción de los fluidos inyectados y el aceite presente en el sistema matriz-fractura y por supuesto si los métodos han sido implementados en campo, ya sea por el desarrollo de una prueba piloto o en la totalidad del campo.

A continuación se describen ejemplos en la literatura de qué métodos de recuperación han sido estudiados para yacimientos naturalmente fracturados.

III.1.1. Inyección de agua carbonatada en yacimientos naturalmente fracturados

III.1.1.1. Pruebas en laboratorio de inyección de agua carbonatada

El estudio del efecto de la inyección de agua carbonatada se ha llevado a cabo por medio de experimentos de desplazamiento realizados en modelos de roca fracturados en laboratorio.

Perez (1992) llevó a cabo experimentos de inyección de agua y de inyección de agua carbonatada en una celda de visualización en una muestra de roca con una fisura para representar la interacción matriz-fractura, en dichos experimento se pudieron analizar los efectos de la inyección de agua carbonatada.

La Tabla III.1 muestra el factor de recuperación para cuatro muestras de roca, a partir de estos datos podemos analizar cómo es mayor la recuperación mediante la inyección de agua carbonatada que la recuperación para la inyección de agua pura; además de que se muestra el efecto que tiene el CO₂ disuelto en el agua de inyección sobre la permeabilidad al aceite de las rocas calizas.

Tabla III.1 - Propiedades de rocas calizas usadas para experimentos de inyección de agua carbonatada a baja presión (Perez 1992).

k [md]	Φ [%]	Factor de recuperación [%]		k_o [md]	
		Agua pura	Agua carbonatada	Antes del CO ₂	Después
7	19.5	16	32	<1	5
29	27	10	24	9	15
30	22	25	35	3	10
68	27	7	23	5	10

En este experimento la temperatura, también represento un parámetro que afectó la recuperación de aceite para la inyección de agua carbonatada, la Figura III.1 representa los resultados de los experimentos de desplazamiento realizados a 70, 110 y 150 °F durante 40 horas para agua pura y agua carbonatada (a 2.3% por peso de CO₂).

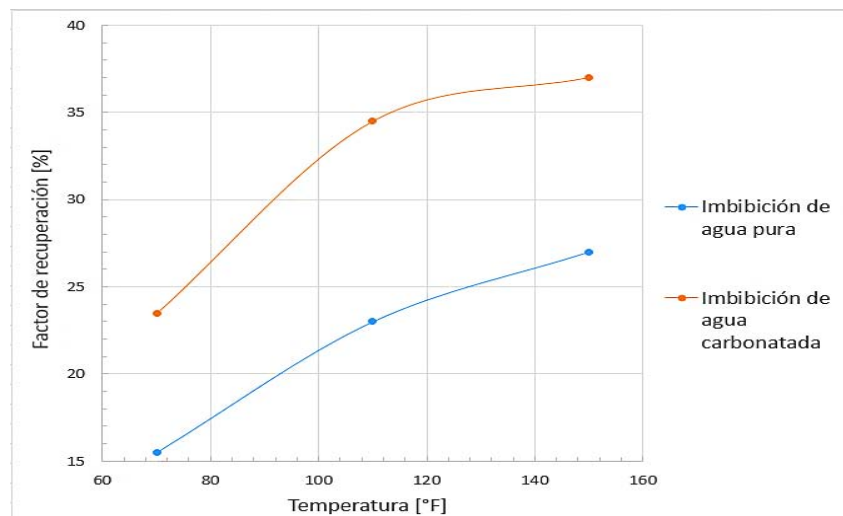


Fig. III.1 – Comparación de la recuperación de aceite debido a la imbibición de agua pura y agua carbonatada como función de la temperatura (Perez, 1992).

Como se observa en la Figura III.1 la temperatura tiene un efecto positivo en la recuperación de aceite, esto debido a la reducción en la viscosidad del aceite con el incremento de la temperatura. Además se muestra la variación de la recuperación debido a la inclusión de CO₂ en el agua de inyección.

Los efectos que la inyección de agua carbonatada tienen sobre la recuperación de aceite, dependen como se mencionó anteriormente de la temperatura, pero también de la cantidad de CO₂ disuelto en el agua de inyección, que a su vez también depende de la temperatura, a mayor temperatura menor es la capacidad de agua para disolver el CO₂ y a mayor cantidad de CO₂ disuelto en el agua de inyección mayor es el efecto positivo sobre la recuperación.

Los efectos mencionados anteriormente se observaron en los experimentos de desplazamiento llevados a cabo a diferentes temperaturas y a diferentes concentraciones de CO₂, como se muestra de la Figura III.2 a la Figura III.4:

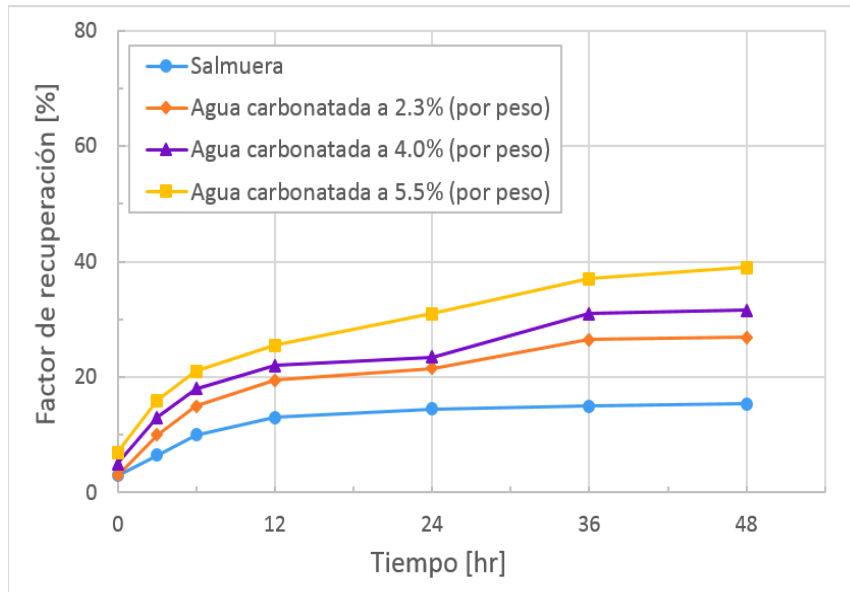


Fig. III.2 – Incremento en la recuperación de aceite debido a la imbibición de agua carbonatada @70 °F (Perez, 1992).

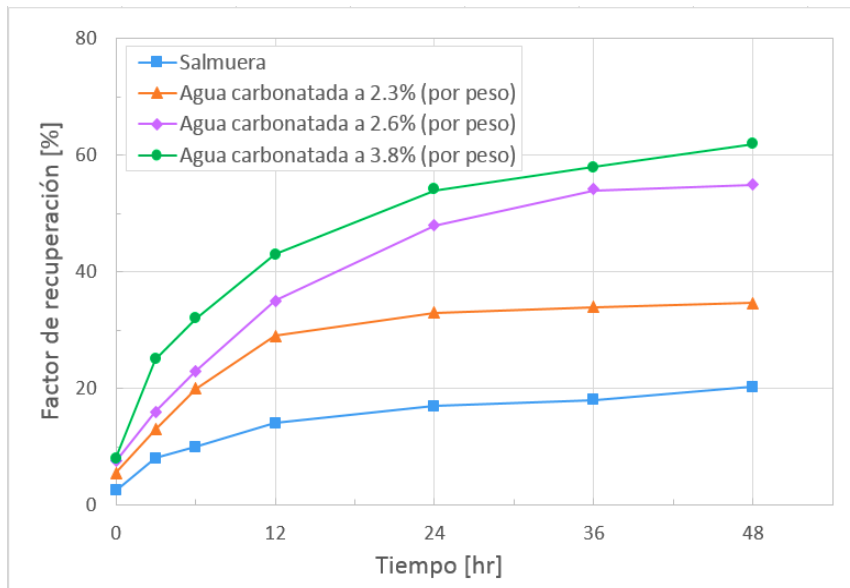


Fig. III.3 – Incremento en la recuperación de aceite debido a la imbibición de agua carbonatada @110 °F (Perez, 1992).

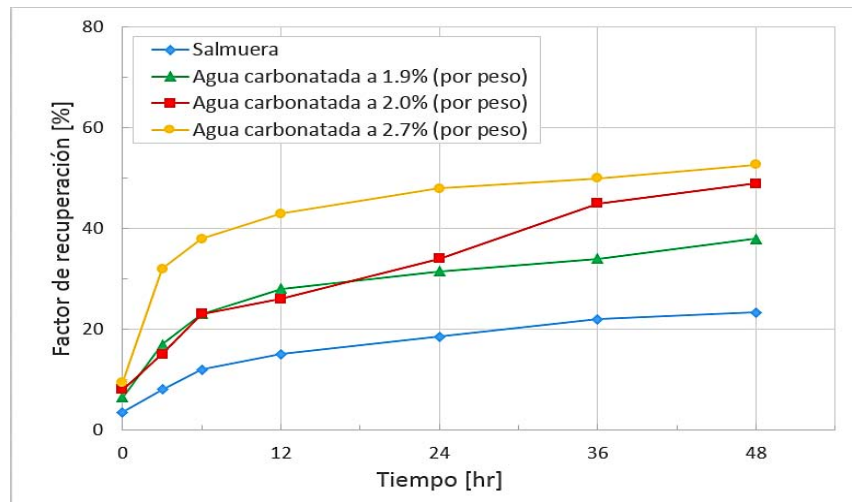


Fig. III.4 – Incremento en la recuperación de aceite debido a la imbibición de agua carbonatada @150 °F (Perez, 1992).

Los efectos del agua carbonatada se deben además a la presencia del mecanismo empuje por gas en solución, el cual no es solo proporcional al CO_2 en solución, sino es proporcional también a la temperatura.

III.1.1.2. Simulación de inyección de agua carbonatada

La recuperación de aceite por medio de inyección de agua, generalmente es baja en yacimientos naturalmente fracturados de baja permeabilidad debido a que el agua inyectada se canaliza preferencialmente a través de las fracturas. En el proceso una porción del agua inyectada imbibirá en la matriz de baja permeabilidad debido a las fuerzas capilares y expulsará el aceite de la matriz hacia las fracturas y después el agua inyectada desplazará el aceite expulsado de la matriz a través de la red de fracturas hacia los pozos productores. A diferencia de la inyección de agua, la inyección de agua carbonatada en yacimientos naturalmente fracturados mejora el proceso de imbibición aumentando así la recuperación de aceite. El CO_2 disuelto en el agua puede incrementar el gasto de imbibición de agua debido a la partición del CO_2 de la fase acuosa dentro del aceite. La partición del CO_2 incrementa la movilidad del aceite reduciendo su viscosidad, mejorando el barrido de aceite y reduciendo la tensión interfacial.

Shenawi (1994), estudio el mecanismo de imbibición de agua carbonatada por medio del desarrollo de modelos matemáticos y simulación corroborando dichos modelos con experimentos de imbibición en laboratorio de Perez (1992) realizados en núcleos de roca caliza. Por medio del modelo matemático analizó el efecto del CO_2 en el aumento de la recuperación de aceite, así como el efecto de la temperatura en la mejora del mecanismo de imbibición y el efecto de la concentración de CO_2 sobre la recuperación, como lo hizo Pérez en laboratorio; además corroboró sus resultados por medio del uso de un simulador composicional, de doble porosidad, tridimensional y trifásico.

Además de los efectos anteriormente mencionados, se observa como la permeabilidad relativa al aceite, la presión capilar y la viscosidad del aceite varían en función de la concentración de CO_2 , lo cual favorece la imbibición de agua en la matriz y por lo tanto la recuperación de aceite. La permeabilidad relativa y presión capilar varían debido a la alteración de la mojabilidad resultado de la interacción del agua carbonatada y roca de la matriz.

Dichos efectos se muestran en los resultados del modelo matemático y de simulación en las figuras III.5, III.6 y III.7. A mayor concentración de CO_2 la reducción de la μ_o aumenta; lo mismo sucede mientras mayor es la temperatura.

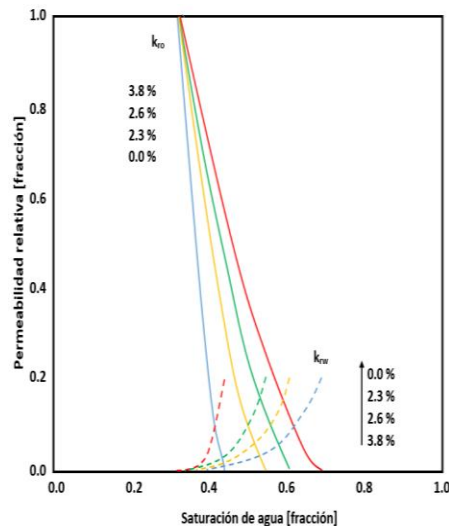


Fig. III.5.- Curva de permeabilidad de la matriz como función de la concentración de CO_2 @ 70 °F (Shenawi, 1994).

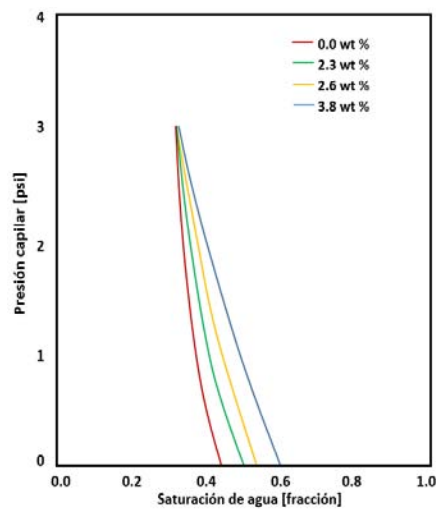


Fig. III.6.- Curva de presión capilar de la matriz como función de la concentración de CO_2 @ 70 °F (Shenawi, 1994).

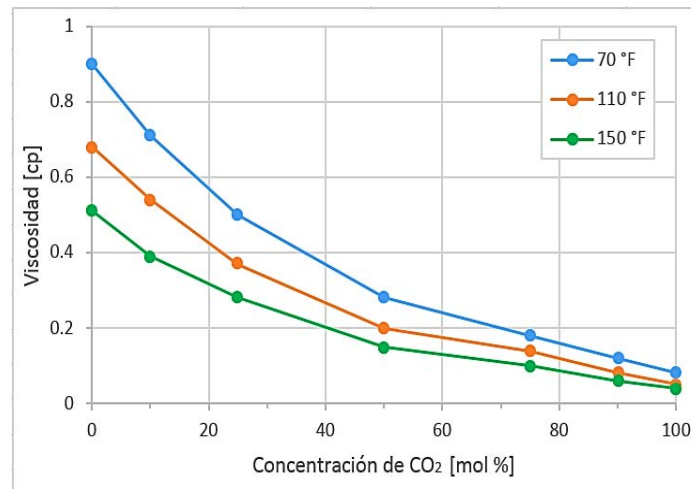


Fig. III.7-. Viscosidad de la mezcla de normal-decano y CO₂ como función de la concentración de CO₂ (Shenawi, 1994).

III.1.2. Inyección de gases miscibles en yacimientos naturalmente fracturados

III.1.2.1. Pruebas en laboratorio de inyección de gas miscible

Entre las múltiples pruebas de laboratorio sobre inyección de gases miscibles se estudian los mecanismos que toman lugar en el sistema matriz-fractura como lo son la miscibilidad, la difusión, el drenaje gravitacional, entre otros. Entre dichos experimentos se encuentran los experimentos de Firozabadi (1994) y Oyvind (2014). Sobre la inyección miscible de gas combustible y la inyección de CO₂ respectivamente.

Firozabadi (1994), estudió el desplazamiento miscible en yacimientos naturalmente fracturados y el impacto que la configuración del sistema de fracturas tiene en la eficiencia del proceso de inyección de gas, para lo cual realizó experimentos de desplazamiento en diferentes configuraciones de sistemas de fractura y bloques de matriz.

Las configuraciones de los bloques para representar el sistema matriz-fractura que Firozabadi utilizó en dicho experimento se presentan en la Figura III.8, las condiciones experimentales se describen en la Tabla III.2; el fluido inyectado para lograr la miscibilidad fue normal-pentano.

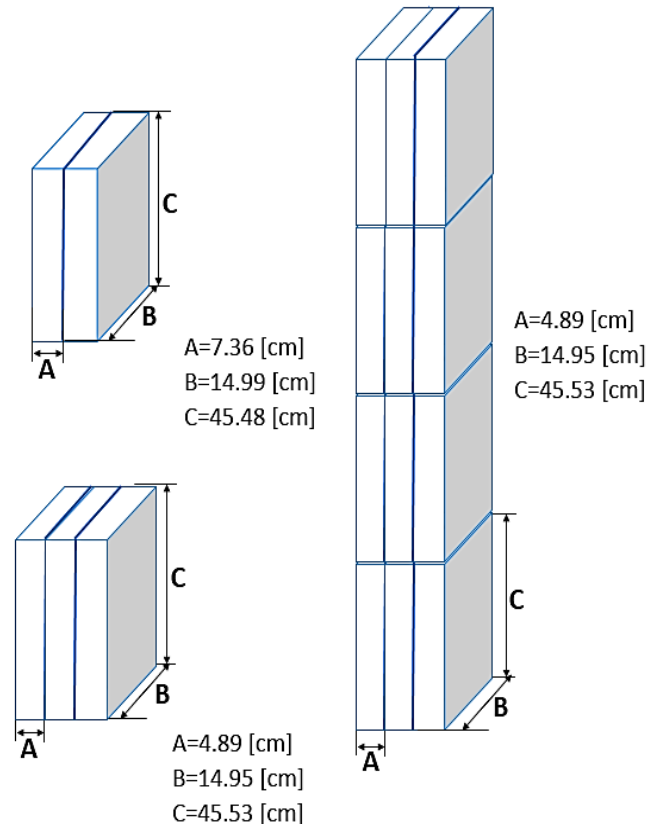


Fig. III.8 – Arreglos de los bloques de matriz (Firozabadi, 1994).

Para el grupo de experimentos de dos bloques (S2A, S2B, S2C y S2D), los resultados del factor de recuperación @ 1 volumen poral inyectado, muestran que la recuperación es mayor a bajos gastos de inyección, 0.75 [cm³/min], como se muestra en la Tabla III.2.

Para los experimentos llevados a cabo en el arreglo de tres bloques (S3A, S3B, S3C, S3D y S3E), al igual que para los experimentos anteriores, la recuperación @ 1 volumen poral inyectado, disminuye conforme aumenta el gasto de inyección. Para el grupo de experimentos en los que se desplazó C10 el factor de recuperación @ 1 volumen poral inyectado, es mayor que para los experimentos en los que se desplazó C14, esto debido a las diferencia de densidad entre el C10 y n-C5 (0.106 [g/cm³]) y la diferencia de densidad entre el C14 y el n-C5 (0.142 [g/cm³]).

Para los experimentos llevados a cabo en el arreglo matriz-fractura de doce bloques y cambiando el ángulo de inclinación del sistema de fracturas, se observó un eficiente proceso de flujo cruzado y de drene gravitacional.

Tabla III.2 – Configuración del sistema de fracturas (Firozabadi, 1994).

Experimento	Características de fractura	Fluido desplazado	Gasto [cm ³ /min]	Ángulo de inclinación	Apertura de fractura [μm]	Permeabilidad			Volumen poral [cm ³]	Factor de recuperación@ 1 % VP inyectado
						k _m horizontal [md]	k _m vertical [md]	k _e [darcy]		
S2A	Rugosas	C14	0.75	0°	395	809	620	13170	2402	85
S2B			1.5							65
S2C			0.75							90
S2D			1.5							70
S3A	Lisas	C10	0.56		150	694	464	2055	2340	92
S3B			1.4							85
S3C			2.8							65
S3D		C14	0.65							85
S3E			1.3							70
S12A	Lisas	C10	0.56		180	734	634	3400	9020	95
S12B			1							90
S12C			1.4							87
S12D			1.8							85
S12E			2.8							78
S12F		C14	1.3							82
S12TA		C10	0.56							45°
S12TB			1.4	87						
S12TC			2.8	82						
S12TD			1.4	82						
S12TE	2.8		75°	65						

Con respecto a los experimentos llevados a cabo en fracturas lisas y rugosas, lo cual genera un cambio en la apertura de fractura, se observa que la apertura de fractura tiene un efecto muy pequeño a bajos gastos, sin embargo, a grandes gastos el gas inyectado producido comienza a ser sensible a la apertura de fractura, como se muestra en la Figura III.9. Con respecto a los experimentos llevados a cabo para fracturas rugosas, se hace la suposición que existe la interacción de un bloque de matriz a otro, debido a que existen áreas de contacto por la ondulación en la superficie de los bloques.

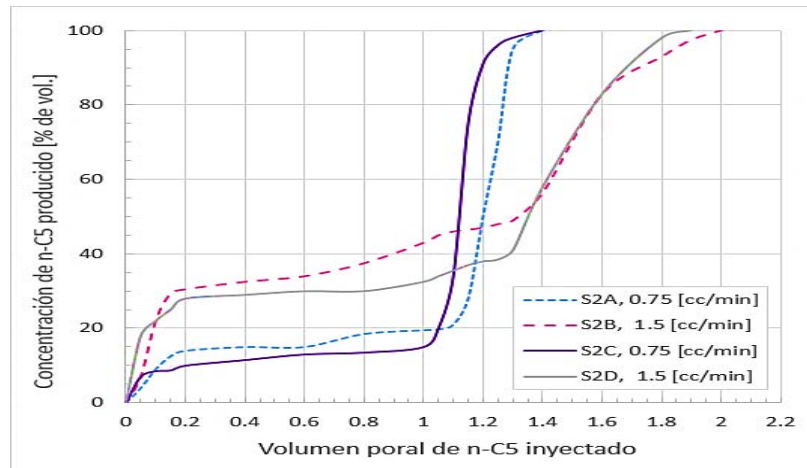


Fig. III.9 – Concentración de n-C5 producido vs. volumen poral inyectado de n-C5 (Firozabadi, 1994).

Una representación diferente del sistema matriz-fractura fue la que utilizó Oyvind en sus experimentos sobre la inyección de CO₂.

Oyvind (2014), estudió el mecanismo de difusión en la recuperación mejorada de aceite por medio de la inyección de CO₂. Sus estudios experimentales los llevó a cabo en muestras de roca del afloramiento de la cantera de caliza Rordal en Dinamarca, cuyas características son análogas a los yacimientos de caliza de Mar del Norte. La configuración de la muestra de núcleo, para representar el sistema matriz-fractura, se llevó a cabo mediante el corte de una muestra por la mitad, separándola con un espaciador de polioximetileno para mantener una apertura de fractura constante de 1 [mm] como se muestra en la Figura III.10.

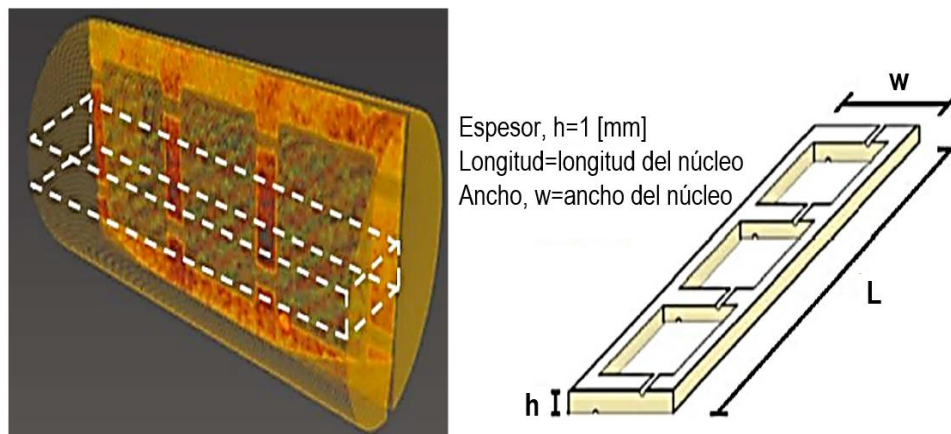


Fig. III.10– Esquema de la muestra de núcleo separada a la mitad por un espaciador (Oyvind, 2014).

Para el experimento se utilizó decano como la fase aceite, para lograr así la miscibilidad de primer contacto con el CO_2 a presiones debajo de 10 [MPa]. El dispositivo experimental usado, se muestra en la Figura III.11.

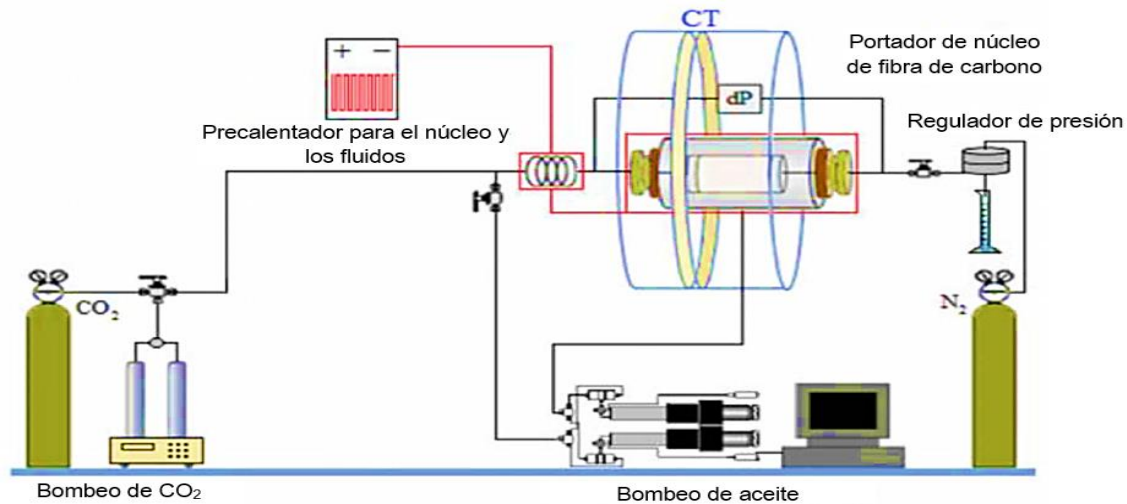


Fig. III.11– Esquema del dispositivo experimental para la inyección de CO_2 (Oyvind, 2014).

El experimento consistió en la inyección de CO_2 y monitoreo del cambio en la saturación de aceite, tanto por balance de materia como por mediciones del sistema de escaneo, durante seis días. La Figura III.12 muestra la distribución 2D de la saturación de aceite durante la inyección miscible de CO_2 , la dirección del flujo está indicada por una flecha blanca, la saturación de CO_2 , en la fractura se asume que es constante.

De la Figura III.12 se puede observar el comportamiento de la inyección de CO_2 , a las 1.7 [hr] del experimento el CO_2 comienza a entrar a la matriz a lo largo de la extensión longitudinal de la fractura y en la admisión del núcleo y el aceite comienza a fluir. A las 2.6 [hr] el CO_2 también desplaza aceite de la parte de salida del núcleo. Después de 1 [hr] el bloque de matriz es rodeado por CO_2 por los tres lados (fractura, entrada y salida) y la recuperación de aceite es controlada por difusión simétrica, esto se observa por una disminución uniforme en la saturación de aceite, sin alguna diferencia entre la entrada y la salida. El experimento fue finalizado después de 117.6 [hr] cuando la disminución en la saturación de aceite fue demasiado lenta debido al pequeño gradiente de saturación entre la fractura y la matriz. Se observó una saturación uniforme de aceite igual a 14% cuando terminó el experimento. La ausencia de fuerzas viscosas (debido al pequeño gradiente de presión que se registró durante la inyección, 4 [kPa/m]), indican que la difusión fue el principal mecanismo de empuje para la producción de aceite.

El experimento demuestra que la difusión es un proceso de recuperación altamente eficiente a escala de laboratorio durante la inyección miscible de CO₂. Esto también indica que la difusión podría ser muy importante en un yacimiento altamente fracturado, por ejemplo Ekofisk, lo cual requeriría una alta densidad de fractura. Con el experimento anterior se destaca que el éxito potencial de un proyecto de recuperación mejorada mediante la inyección de CO₂ incrementa con la identificación de los mecanismos de empuje clave para el desplazamiento de aceite.

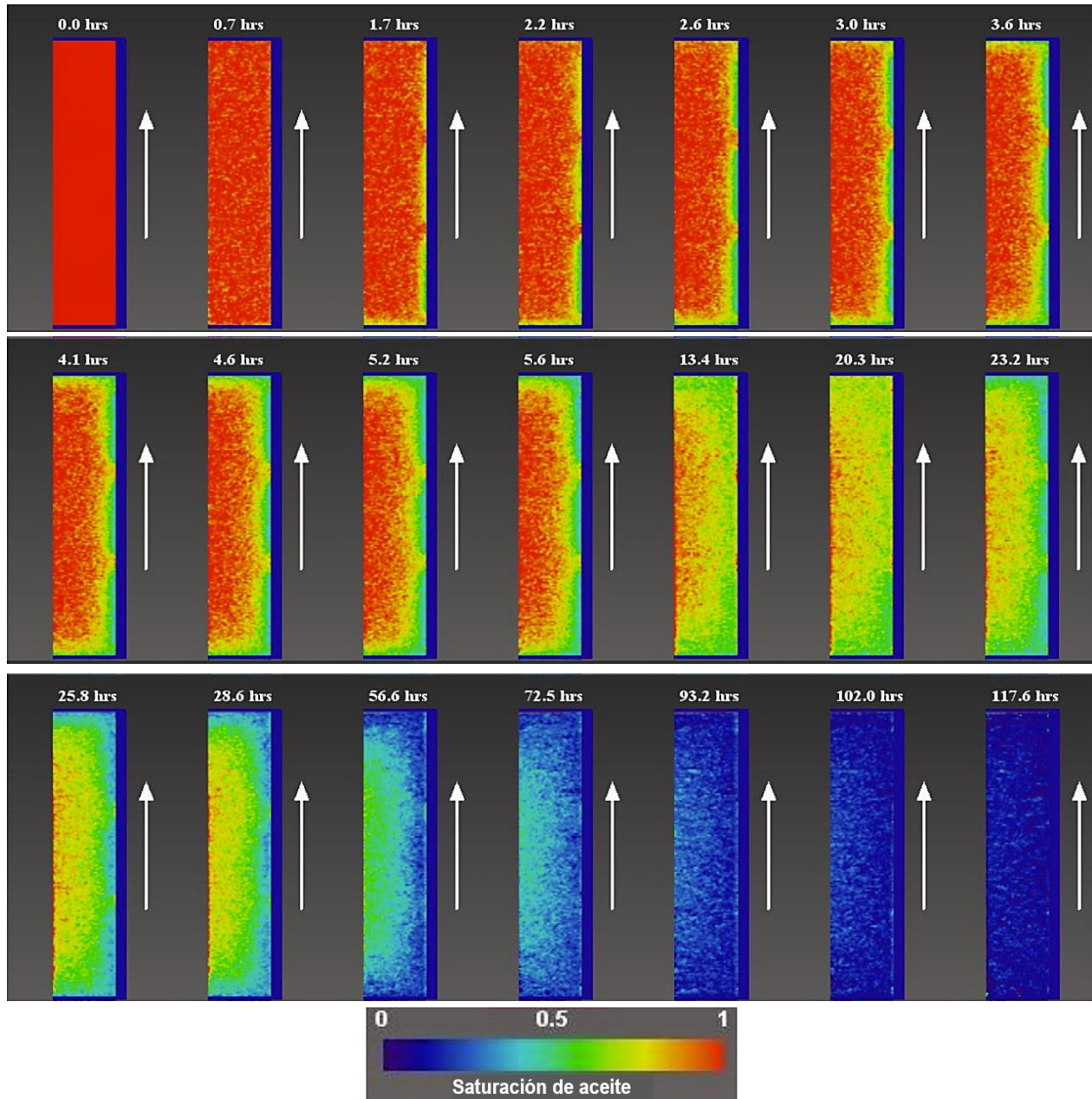


Fig. III.12– Cambio en la saturación de aceite en la matriz (Oyvind, 2014).

III.1.2.2. Simulación de inyección de gas miscible

Entre los objetivos de los estudios de simulación llevados a cabo para estudiar la inyección de gases miscibles en yacimientos naturalmente fracturados están reconocer los principales mecanismo que toman lugar durante estos procesos como lo son la difusión en el caso de la inyección de CO₂, como se ha mencionado anteriormente, los efectos que en la recuperación que tiene la naturaleza del gas inyectado, así como el comportamiento del proceso con respecto a las propiedades de la red de fracturas y de las propiedades del sistema matriz-fractura.

Entre los diferentes estudios con respecto a la inyección de gas en yacimientos naturalmente fracturados se encuentran el análisis de la difusión como principal mecanismo de recuperación durante estos procesos (Shojaei 2014), la distribución del gas en el casquete conforme a su densidad con respecto a la densidad del gas en el yacimiento (Vicencio 2004), la parte de simulación del trabajo anteriormente mencionado de Oyvind que de igual manera habla sobre el mecanismo de difusión; además del estudio del efecto que las propiedades de un yacimiento naturalmente fracturado durante la inyección alterna agua-gas (Agada 2014) e incluso de los procesos de recuperación mejorada en yacimientos de shale oil y como el sistema de fracturas natural e inducido afecta la distribución del gas en el yacimiento.

Por ejemplo, la difusión molecular juega un rol significativo en la recuperación de aceite durante la inyección de gas en yacimientos naturalmente fracturados especialmente cuando la permeabilidad de la matriz es demasiado baja y la intensidad de fractura es alta. La difusión de los componentes gaseosos desde la fractura dentro de la matriz extrae el aceite de la matriz y retrasan hasta cierto punto la irrupción de gas. Esto se traduce en el incremento de la eficiencia de barrido y la eficiencia de desplazamiento.

La difusión molecular puede ocurrir dentro de una sola fase (intrafase) o entre dos diferentes fases (fases cruzadas). Shojaei (2014), calculo la difusión molecular, intrafase y de fases cruzadas basado en la ley generalizada de Flick y la teoría de la película; para calcular el gasto de transferencia matriz-fractura debido a la difusión molecular sumo los gastos intrafase y de fases cruzadas, debidos al gasto de difusión molecular gas-gas, aceite-aceite y gas-aceite. Además propuso una función general de transferencia tomada en cuenta para el comportamiento a etapas tempranas y etapas maduras de las interacciones multifásicas matriz-fractura, basado en el trabajo de Zimmerman y Lu, y utilizó el factor de forma propuesto por Lim y Aziz para bloques de matriz rectangulares anisotrópicos.

La Figura III.13 compara los resultados de simulación para los casos cuando la difusión no es considerada (rojo), cuando la difusión es modelada usando la aproximación de Shojaei (azul) y cuando la difusión es modelada usando la aproximación convencional (negro):

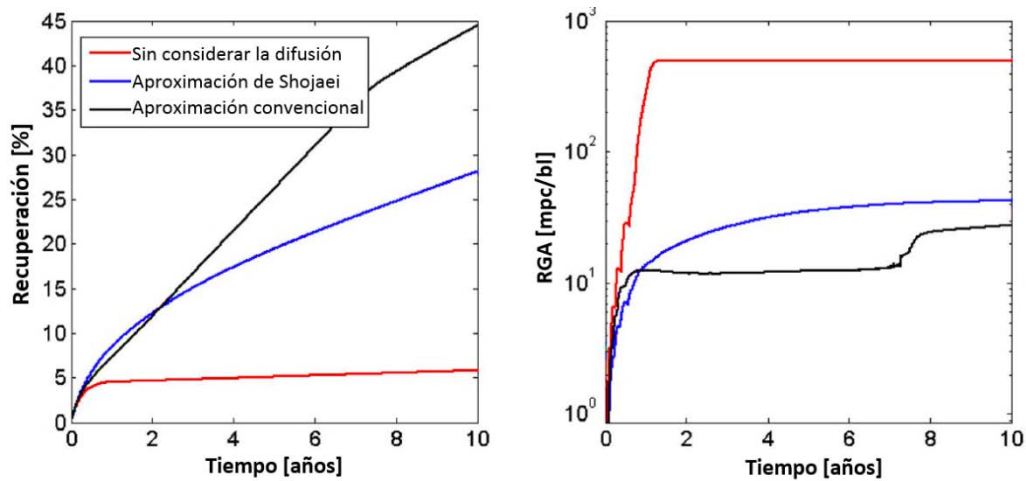


Fig. III.13-. Recuperación de aceite (izquierda) y RGA producida (derecha), (Shojaei, 2014).

En la Figura III.13, en el modelo que no considera la difusión, el gas inyectado barre principalmente, el aceite que reside en las fracturas lo cual conlleva a una recuperación pobre de aceite y a una RGA alta. Sin embargo cuando se toma en cuenta la difusión molecular, los componentes gaseosos dentro de la matriz extraen el aceite y producen una recuperación sustancialmente mayor y reduce la RGA producida.

En la Figura III.14 se muestra la saturación de CO₂ en la matriz después de 10 años para el caso en el que no se considera la difusión (izquierda) y el caso donde se modela la difusión utilizando la aproximación de Shojaei (derecha):

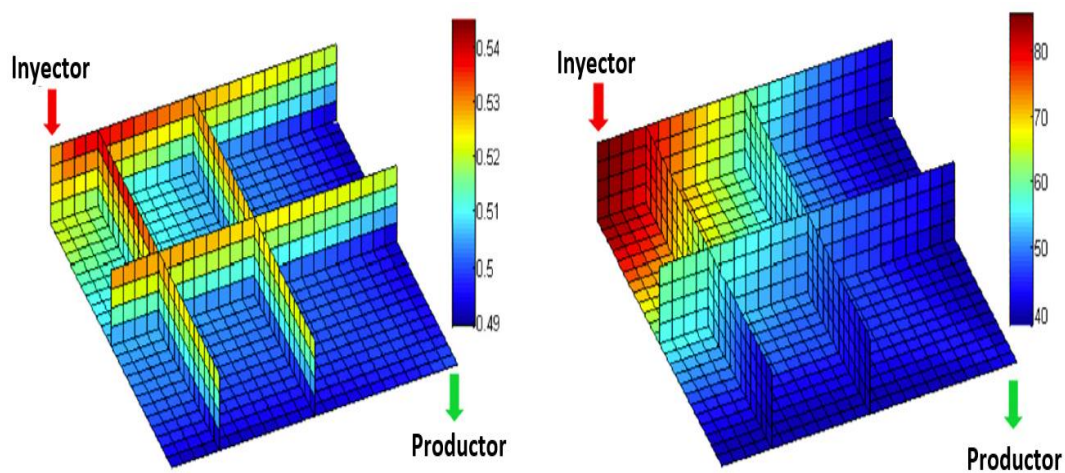


Fig. III.14-. Saturación de CO₂ en la matriz después de 10 años. Sin considerar la difusión (izquierda), considerando la difusión (derecha), (Shojaei, 2014).

Se observa que en la ausencia de difusión molecular, muy poca cantidad de CO₂ han entrado en la matriz debido al desplazamiento viscoso y al drene gravitacional. Sin embargo cuando se presenta la difusión molecular, considerables cantidades de CO₂ entran a la matriz.

Las fuerzas capilares han sido despreciadas en la formulación de Shojaei asumiendo que los efectos de la tensión interfacial son mínimos para los procesos de inyección de gas en yacimientos de aceite. Despreciar los efectos capilares llevará a una sobrestimación de la recuperación de aceite debido al drene gravitacional. Para superar esto, se ha usado una permeabilidad pequeña de matriz en dirección vertical para minimizar el rol del drene gravitacional en los cálculos.

Otro de los estudios sobre la inyección de gases en yacimientos naturalmente fracturados lo llevó a cabo Vicencio (2004) y aunque es su estudio trataba sobre la inyección del gas con fines de recuperación secundaria, analizó como afectan las propiedades del gas de inyección en la distribución y el drene gravitacional en el casquete de gas lo cual es de suma importancia debido a que en los yacimientos naturalmente fracturados mucho del aceite en la matriz en la zona invadida por el avance del casquete se queda atrapado debido a que los mecanismos de intercambio de fluidos matriz-fractura son muy lentos debido a que la diferencia entre las propiedades del gas del casquete no son tan eficaces como las propiedades de otro tipo de gases de inyección como lo mostro Vicencio en sus estudios de simulación.

Vicencio (2004) estudió el mecanismo de drene gravitacional, durante un proceso de recuperación secundaria (mantenimiento de presión), con el objetivo de estudiar el comportamiento de diferentes gases de inyección respecto a su densidad comparada con la densidad del gas del casquete del yacimiento. Dicho estudio realizado por Vicencio fue para analizar el mecanismo de drene gravitacional durante un proceso de recuperación secundaria, sin embargo nos da una clara idea del efecto del gas de inyección en la distribución de los fluidos en el yacimiento.

Los resultados indican que si la densidad del gas inyectado es menor que la del gas del yacimiento el gas inyectado permanecerá en la cima del yacimiento y el mecanismo de drene gravitacional se llevará a cabo con el gas del yacimiento. Para gases con la misma densidad que el gas del yacimiento, la distribución del patrón de flujo seguirá un patrón semiesférico. Para el nitrógeno cuya densidad es mayor que la del gas del yacimiento este se moverá rápidamente en línea recta y el mecanismo de drene gravitacional actuara a altas concentraciones molares de nitrógeno principalmente en el centro del yacimiento, y a bajas concentraciones de nitrógeno lejos de los pozos inyectoros. La Figura III.15 además ilustra que una vez que el nitrógeno ha alcanzado el contacto gas-aceite este se esparce horizontalmente.

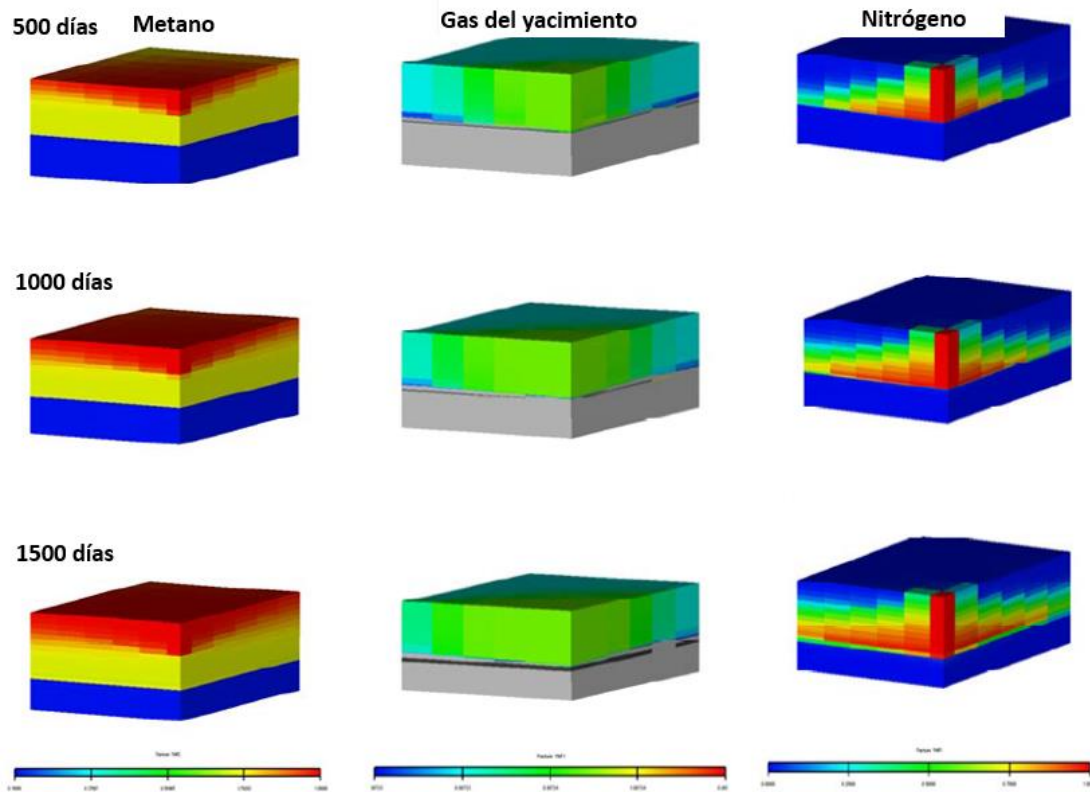


Fig. III.15-. Inyección de metano, gas del yacimiento y nitrógeno (Vicencio, 2004).

Los escenarios de simulación llevados a cabo con la variación de la temperatura de inyección y variación en las propiedades del yacimiento demuestran que el éxito de la inyección de gas depende principalmente de las propiedades del gas inyectado.

En cuanto a los estudios realizados por Oyvind (2014) los cuales se mencionaron anteriormente, se llevó también a cabo un modelo de simulación que correlaciono los resultados obtenido en laboratorio con los modelos de simulación para estudiar cómo se distribuye el CO₂ en la matriz debido al mecanismo de difusión.

Oyvind (2014) demostró que la difusión puede ser un mecanismo de recuperación viable en yacimientos naturalmente fracturados durante la inyección de CO₂. El gasto de producción de aceite debido este mecanismo, depende en gran medida de la distribución del CO₂ dentro del sistema de fracturas y del espaciamiento de fracturas.

El CO₂ tiene una presión mínima de miscibilidad con el aceite menor que los gases de inyección frecuentemente usados, como el nitrógeno, el gas hidrocarburo producido y el metano además de ser menos propenso a la segregación gravitacional.

Basado en datos experimentales Oyvind calculó el coeficiente de difusión para posteriormente llevar a cabo un modelo de simulación, que representará la difusión durante la inyección de CO₂ en un sistema fracturado. La Figura III.16 muestra los perfiles de concentración de CO₂, y los coeficientes de difusión de la Ecuación III.1 se variaron hasta que se logró una correlación con los datos experimentales, correspondientes a un coeficiente de difusión efectivo de 8.33*10⁻¹⁰ [m²/s]. Este rango de coeficientes de difusión ha sido reportado en trabajos previos usando otras técnicas.

$$C_1 = C_0 \left(1 - e \left(\frac{x}{2\sqrt{D_1 t}} \right) \right) \dots \text{Ecuación III.1}$$

donde C_i es la concentración de la fase i, D_i es el coeficiente de difusión molecular, x longitud y t el tiempo.

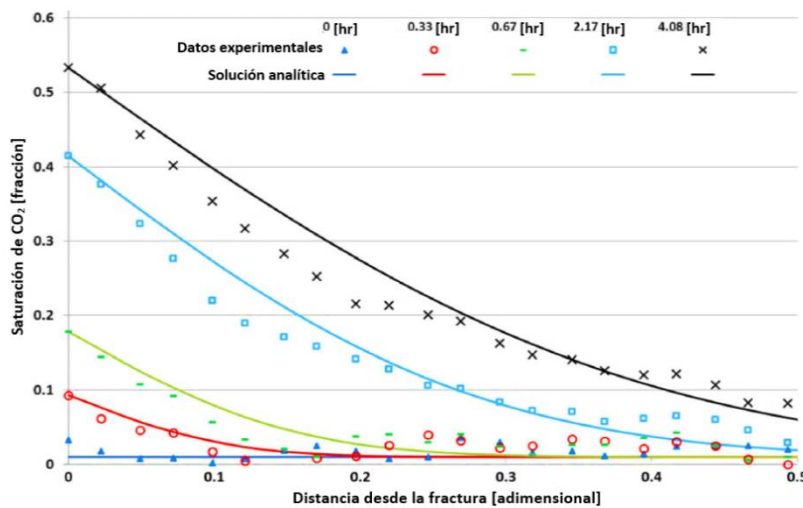


Fig. III.16-. Perfiles de saturación de CO₂ de datos experimentales y ajuste del coeficiente de difusión (Oyvind, 2014).

Mediante el uso de un simulador composicional se llevaron a cabo análisis de sensibilidad, el modelo construido fue idéntico al utilizado en los trabajos experimentales de Oyvind (Figura III.17) con la matriz rodeada por cuatro fracturas: dos fracturas longitudinales a lo largo de la muestra y fracturas en cada extremo (fracturas cortas). Se utilizó una porosidad uniforme en la matriz de 46% y una permeabilidad absoluta de 6 [mD]. Los bloques de matriz estuvieron inicialmente saturados 100% con aceite y las fracturas fueron inicialmente 100% saturadas de CO₂. El volumen de las fracturas fue numéricamente modificado para proveer una cantidad infinita de CO₂ y mantener las condiciones experimentales con la red de fracturas llena de CO₂. El modelo numérico fue validado correlacionando los datos experimentales antes de realizar el estudio de sensibilidad. La Figura III.17 muestra los resultados del estudio de sensibilidad donde se modifican la cantidad y la orientación de fracturas que rodean el bloque de matriz. El volumen de matriz en todos los modelos es idéntico y sólo cambia el área expuesta al CO₂. Las diferentes configuraciones de fracturas se muestran en la parte superior de la figura, el volumen de fractura en azul y la matriz en rojo.

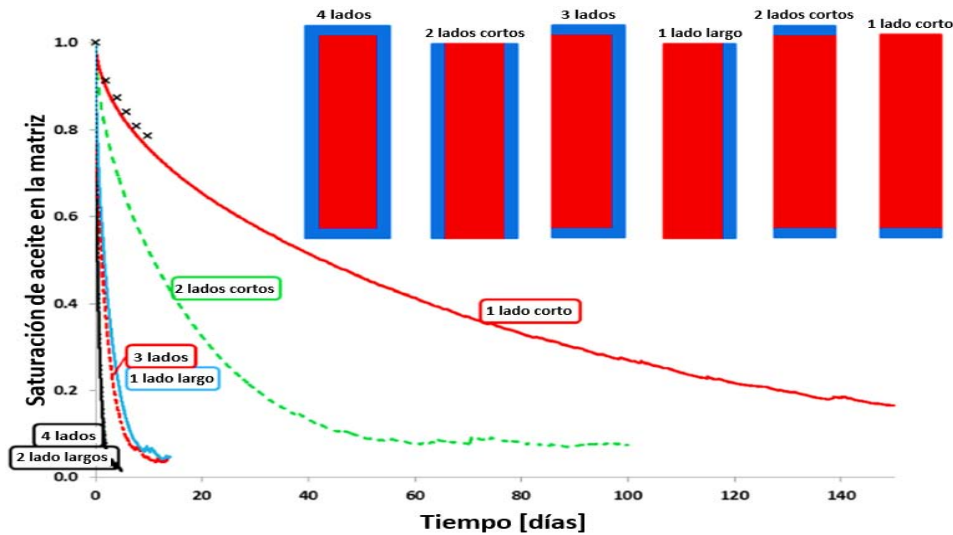


Fig. III.17-. Estudio de sensibilidad (Oyvind, 2014).

El análisis de sensibilidad numérico muestra una buena correlación con los datos experimentales y demuestra la reducción dramática en el gasto de producción de aceite con sólo ligeros cambios en la distribución del CO₂ que rodea a la matriz. Estos resultados muestran claramente la necesidad de maximizar la distribución de CO₂ durante los procesos de recuperación mejorada y se sugiere el uso de espumas como método de control de movilidad para incrementar la eficiencia de barrido en yacimientos naturalmente fracturados.

Si bien se ha mencionado ya el mecanismo de difusión como uno de los principales durante la inyección miscible en yacimientos naturalmente fracturados también existen otros mecanismos que toman lugar en procesos de recuperación mejorada como en el caso de la inyección alterna de agua-gas (WAG), los mecanismos de imbibición y drene son los mecanismos que contribuyen sustancialmente con la recuperación incremental.

Dichos mecanismos son fenómenos dependientes de la permeabilidad relativa. La permeabilidad relativa muestra una dependencia significativa en el camino de saturación durante la recuperación mejorada. Esta dependencia (histéresis) es particularmente importante para la inyección alterna de agua y gas (WAG), un exitoso método para yacimientos siliciclásticos y carbonatados. La inyección alterna de agua y aceite está caracterizada por la secuencia alternada de ciclos de drene e imbibición.

Agada (2014) estudio el proceso de inyección alterna de agua y gas por medio del uso de un modelo de simulación de alta resolución de un afloramiento carbonatado del Jurásico, el cual es análogo a los yacimientos altamente prolíficos de la formación Arab D en Qatar, con el objetivo de investigar el impacto del atrapamiento de la fase no mojante durante el proceso WAG miscible e inmisible en formaciones heterogéneas de carbonatos, comparando así, el impacto del atrapamiento y el efecto de la heterogeneidad en la mojabilidad del yacimiento.

Los resultados obtenidos por Agada permiten analizar y comparar la eficiencia del WAG en yacimientos carbonatados clasificando el impacto de los procesos físicos de desplazamiento (imbibición, drene, atrapamiento y miscibilidad) contra la heterogeneidad (mojabilidad, fallas, fracturas y estratificación) que son típicas en este tipo de yacimientos lo cual influencia significativamente la recuperación de aceite.

Dicha heterogeneidad en carbonatos se debe a los complicados procesos diagenéticos: reactivos, deposicionales y de deformación. La variabilidad en la fábrica de la matriz y la conectividad de la red de fracturas es la principal razón por la cual los yacimientos carbonatados fracturados muestran variedad en su comportamiento de flujo, dejando significativas incertidumbres en su evaluación, comportamiento, predicción y administración y finalmente, en su factor de recuperación.

Agada demostró el efecto de atrapamiento usando modelos con curvas reversibles e irreversibles de drene e imbibición durante los ciclos de la inyección alterna (WAG). Configuro el sistema de fracturas usando un modelo discreto de red de fracturas (DFN) que representó fielmente las observaciones en el afloramiento.

Entre los efectos positivos de la inyección alterna (WAG) está la combinación de los beneficios de la inyección de gas para reducir la saturación residual de aceite y de la inyección de agua para mejorar el control de movilidad y la estabilidad del frente. La implementación de la inyección alterna miscible puede incrementar la recuperación de aceite mejorando incluso la eficiencia microscópica de barrido.

El conocimiento de la mojabilidad preferencial y su variación en yacimientos carbonatados es fundamental para entender el comportamiento de flujo durante la recuperación mejorada de aceite, ya que los procesos de histéresis que toman lugar durante la inyección alterna están también influenciados por la mojabilidad.

El modelo de simulación construido por Agada consto de 199 mil celdas con una dimensión de 1.15 x 1.17 x 0.11 [km]. Simulando la inyección alterna usando 20 ciclos en los que 0.075 [VP] de agua o gas se inyectaron cada ciclo durante 20 años. La relación WAG empleada fue (1:1) y la duración de los ciclos fue de un año (fueron de 1 año para asegurar la apropiada segregación gravitacional de los fluidos inyectados). Se utilizó un patrón regular de inyección de 5 pozos con un pozo productor vertical en el centro del modelo y cuatro pozos inyectoros verticales situados en las esquinas del modelo. Los pozos se terminaron en el intervalo completo del yacimiento. Se utilizaron los modelos de Killough y Larsen & Skauge para representar el fenómeno de histéresis durante la simulación de inyección alterna (WAG) para evaluar los distintos escenarios de fracturas.

La incertidumbre en la conectividad de la red de fracturas se investigó variando la intensidad volumétrica de fractura, como se muestra en la Figura III.18. Se investigó en primer lugar la penetración regional del sistema de fracturas donde la intensidad estocástica de fractura es constante en todo el modelo y definida por valores de intensidad que varían de un sistema pobremente conectado a un sistema bien conectado.

En segundo lugar se investigó el sistema de fracturas en relación a fracturas relacionadas a la estratificación y finalmente se investigó el sistema de fracturas donde la intensidad de fractura se relacionó a la zona de fallas; en este caso la intensidad de fractura es alta cerca de las fallas y disminuye conforme más lejos se encuentra la falla.

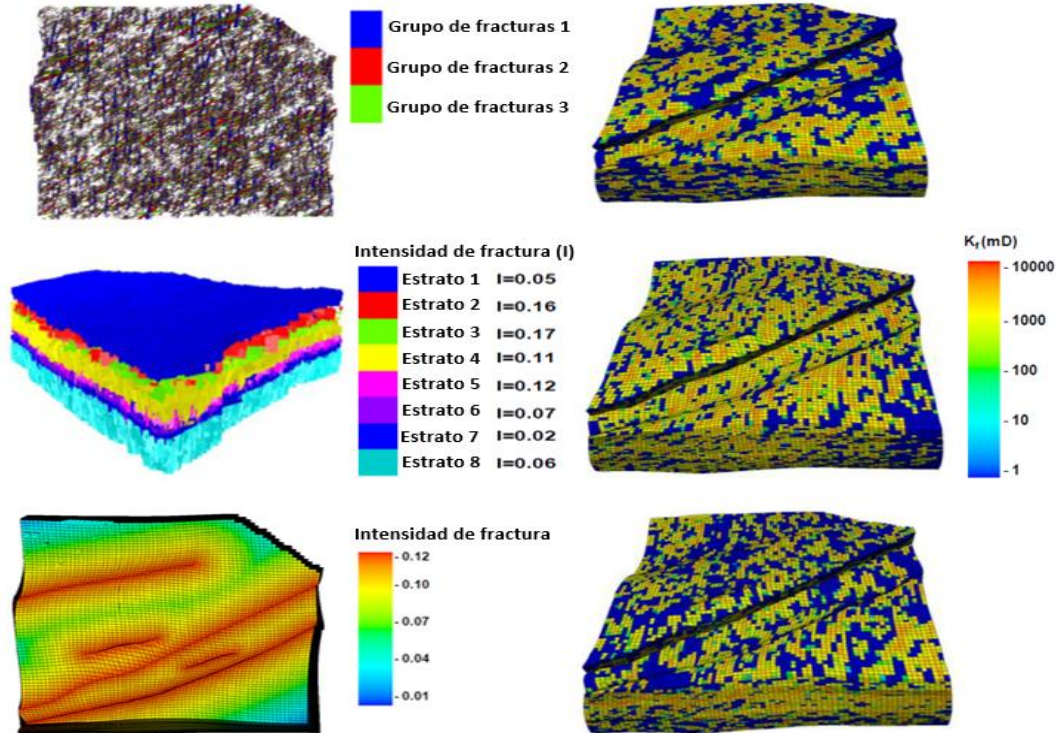


Fig. III.18-. Estudio de sensibilidad de la intensidad de fracturas (Agada, 2014).

Los parámetros de flujo para cada modelo DFN se obtuvieron escalando las redes de fractura a las celdas de la malla del modelo de simulación.

Debido a la permeabilidad relativamente alta de la matriz se usó un modelo de doble porosidad-doble permeabilidad para relacionar el flujo de la matriz con el flujo de la fractura y simular el flujo multifásico para un rango de escenarios geológicos plausibles y se usó la función de transferencia de Gilman & Kasemi para modelar el intercambio de fluidos matriz-fractura.

Las distribuciones mostradas en la Figura III.19 indican una clara relación entre la intensidad de fractura y la recuperación de aceite durante la inyección alterna (WAG). Conforme la intensidad de fractura incrementa, la recuperación disminuye.

Como se ha mencionado anteriormente, la imbibición capilar y el drene gravitacional son mecanismos de recuperación importantes en yacimientos naturalmente fracturados. Estos mecanismos de recuperación dependen del intercambio de fluidos entre las fracturas y la matriz. Sin embargo, si el flujo en las fracturas es rápido debido a la alta densidad de fracturas interconectadas, el tiempo de residencia de los fluidos inyectados en el yacimiento se vuelve insuficiente para recuperar adecuadamente el aceite de la matriz por medio de la imbibición espontánea y el proceso de drene gravitacional, dejando así bajas recuperaciones de aceite. En la Figura III.19 se muestra el rango escalado de permeabilidad para los modelos de fractura con una intensidad volumétrica de fractura promedio de a) 0.05, b) 0.1, c) 0.2 y d) 0.4 y la saturación de aceite en la matriz (e, f, g y h) después de los 20 años de la inyección alterna (WAG):

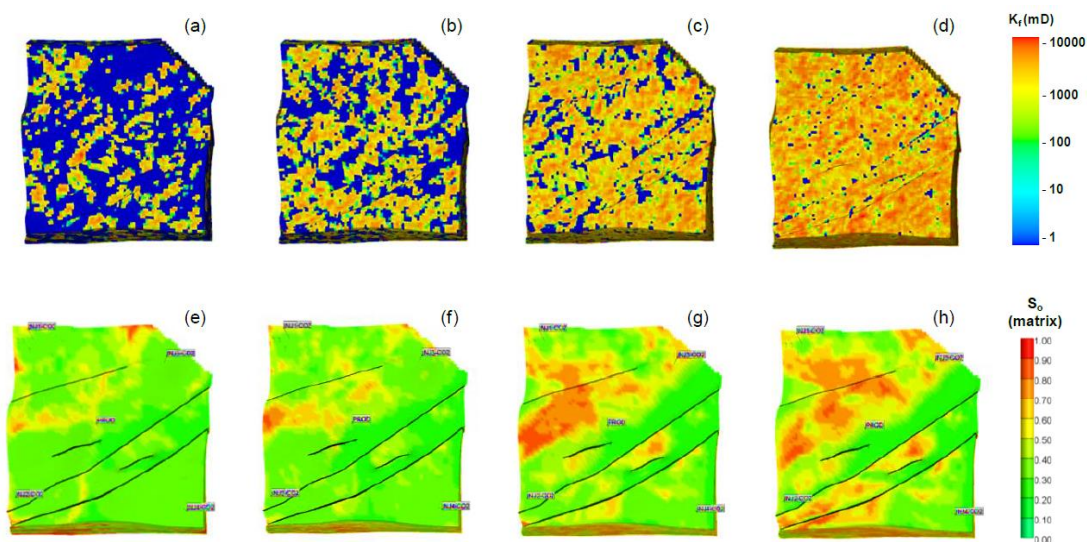


Fig. III.19-. Saturación remanente de aceite, después de 20 años de inyección alterna WAG (Agada, 2014).

Para estudiar los efectos de la mojabilidad durante la inyección alterna (WAG), se llevaron corridas de simulación variando la mojabilidad de la matriz en el modelo con la intensidad de fractura promedio de 0.1. Los resultados demuestran que la inyección alterna en formaciones mojadas por agua da una mayor recuperación de aceite la cual disminuye bajo condiciones de mojabilidad mixta y en condiciones de mojabilidad por aceite. Esto debido al alto potencial de imbibición de las formaciones mojadas por agua, como se muestra en la Figura III.20, en la que también se representa la implementación del fenómeno de histéresis en el modelo de simulación lo cual conduce a una recuperación mayor de aceite debido a la reducción de la movilidad de la fase gaseosa. Además se observa que para los modelos mojados por agua la saturación de gas en la matriz es menor que para los modelos mojados por aceite y los que presentan mojabilidad mixta. Por lo que los modelos mojados por agua exhiben una alta recuperación durante la imbibición pero baja recuperación durante el drene gravitacional gas-aceite. A la inversa los modelos que presentan mojabilidad por aceite exhiben bajas recuperaciones durante la imbibición y altas recuperaciones durante el drene gravitacional gas-aceite.

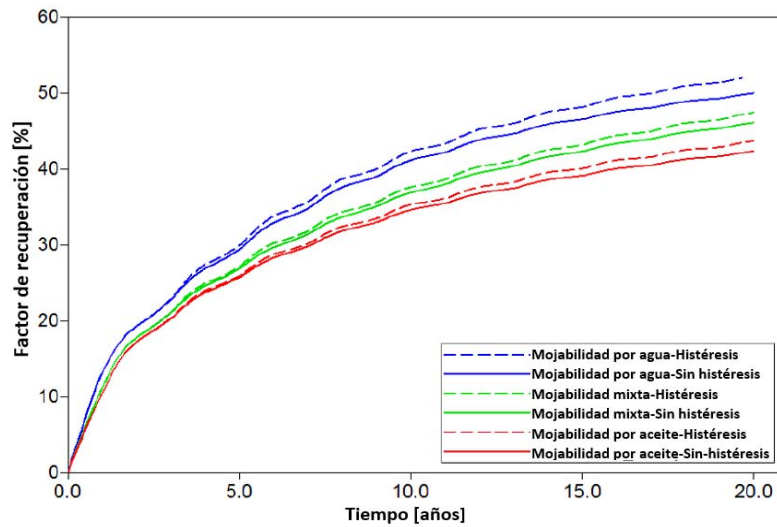


Fig. III.20-. Recuperación de aceite después de 20 años de inyección alterna (WAG) (Agada, 2014).

Los efectos del sistema de fracturas han sido también estudiados durante la inyección cíclica de gas en yacimiento de shale oil por Wan (2013).

Wan (2013) evaluó el potencial de la recuperación mejorada por inyección cíclica de gas en yacimientos de shale oil por medio de estudios de simulación numérica. Los estudios demuestran que la red de fracturas estimulada contribuye significativamente a la productividad de los pozos por su gran volumen de contacto con la matriz, lo cual mejora significativamente la eficiencia macroscópica de barrido. La productividad en los yacimientos de shale oil y shale gas depende del tamaño de la red de fracturas y del volumen estimulado del yacimiento. La complejidad natural de la red de fracturas es crítica para el comportamiento de producción y provee el camino para que los fluidos inyectados desplacen el aceite.

Los estudios de Wan se llevaron a cabo para investigar el impacto del espaciado de fractura, la densidad de fractura y la conductividad de las fracturas dependiente de los esfuerzos de la formación. Para el estudio del efecto de dichos parámetros en la recuperación de aceite se realizó un modelo de simulación logarítmicamente espaciado y localmente refinado de doble permeabilidad (LS-LR-DK), las propiedades usadas en el modelo se basan en datos publicados de la formación Eagle Ford. Se asume que las fracturas naturales son ortogonales unas con otras y centradas en los bloques de malla, además se asume que las fracturas del sistema están uniformemente espaciadas y de apertura constante. Los resultados de los primeros 1800 días (5 años) de producción primaria se comparan para determinar la validez de la técnica de simulación, el modelo da una recuperación de 5.5% de recuperación de aceite y se calibra con la presión promedio del yacimiento y con la recuperación de aceite de 5 años de producción primaria; se asume además en la simulación que la red de fracturas tiene propiedades idénticas como factor de forma, espaciado, apertura y conductividad.

La Figura III.21 muestra la comparación de los perfiles de producción para la red de fracturas con espaciamento de 200 y 100 [ft]. Después de 60 ciclos de inyección cíclica de gas, la recuperación de aceite incrementa de 5.5 % en la producción primaria a 45% para la red de fracturas de 200 [ft] de espaciamento, comparado con un 70% alcanzado para la red de fracturas de 100 [ft].

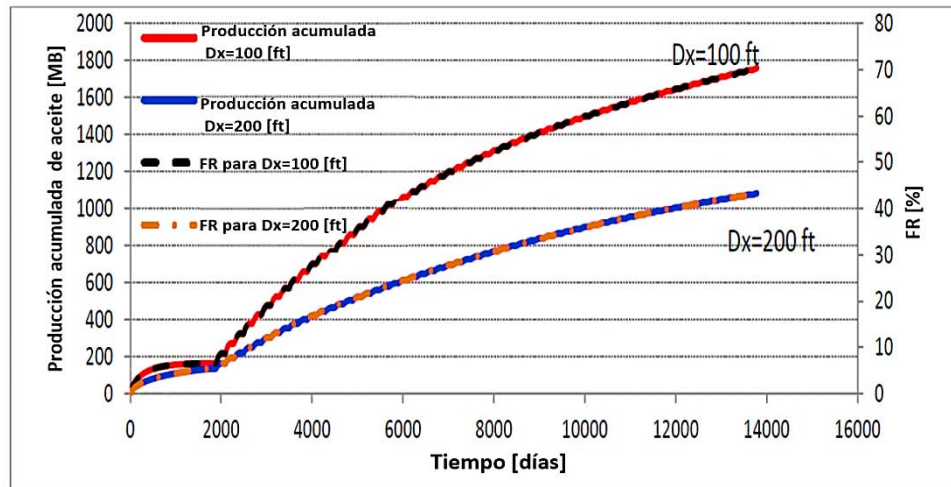


Fig. III.21-. Impacto del espaciamento de la red de fracturas en la recuperación de aceite (Wan, 2013).

La respuesta del aceite después de 60 ciclos de inyección cíclica de gas fue motivante. El gas inyectado incrementa la energía del yacimiento y la presión, además el gas se disuelve en el aceite lo cual reduce su viscosidad. Una vez que la presión del yacimiento excede la presión mínima de miscibilidad, el solvente inyectado puede lograr el desplazamiento miscible el cual mejora significativamente la eficiencia microscópica de barrido. Otro componente importante que contribuye a la eficiencia de desplazamiento en la inyección de gas es la eficiencia del desplazamiento macroscópico. En yacimientos de shale el incremento en la densidad de la red de fracturas es un camino para incrementar la eficiencia del desplazamiento macroscópico mejorando el volumen de contacto entre el solvente inyectado con el aceite. Los resultados indican que el espaciamento de la red de fracturas tiene un impacto significativo en los perfiles de producción de aceite. Los resultados de dicha simulación mostraron también que la conductividad de fractura tiene un efecto no tan significativo como el espaciamento de fractura.

III.1.2.3. Pruebas piloto de inyección de gas miscible

- Prueba piloto de inyección de CO₂ en el campo Midale, Saskatchewan, Canadá (Beliveau, 1991).

El criterio típico de selección de métodos de recuperación mejorada de aceite sugiere que los yacimientos naturalmente fracturados son pobres candidatos para la inyección miscible de CO₂. A pesar de esta regla, la inusual geología y una cantidad considerable de aceite remanente en el campo Midale llevó a sus propietarios a considerar la inyección de CO₂ en la etapa de recuperación terciaria.

El campo Midale de 31 000 [acres] es parte de los yacimientos carbonatados del Misipiano en el sureste de Saskatchewan. Está conformado de la zona de calizas vulgares altamente fracturadas “Vuggy” y la formación en la que yace, “Marly” la cual está compuesta por dolomías carbonatadas con una menor intensidad de fracturamiento. El rango promedio de porosidad en Vuggy es de 10 a 15% y de 20 a 35% en Marly. El espesor neto impregnado es de 30 [pies]. Los núcleos tomados durante el desarrollo temprano del campo muestran un sistema de fracturas verticales, análisis estadísticos indican un espaciamiento de fractura promedio de 1 [pie] para la zona Vuggy y de 2 a 3 [pies] para Marly. La altura de las fracturas varía de unas cuantas pulgadas hasta 15 [pies]. El esquema del sistema de fracturas de Midale se muestra en la Figura III.22.

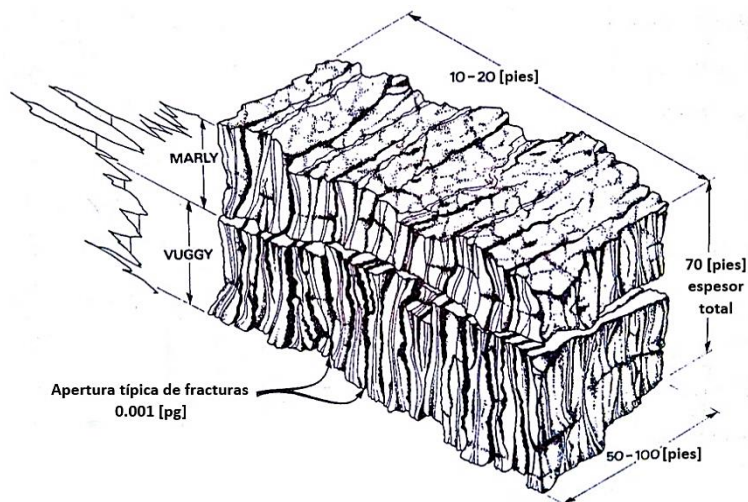


Fig. III.22-. Esquema del sistema de fracturas de Midale (Beliveau, 1991).

La prueba piloto de inyección miscible de CO₂ comenzó en 1984 y comprendió un área de 4.4 [acres]. La fuente de datos de la prueba piloto estuvo conformada por: mediciones de aceite remanente, pruebas de presión de un solo pozo y multipozos, análisis de fluidos, programas de registros en los pozos inyectoros, productores y pozos de observación, programas de inyección de trazadores (alcohol y halógeno), estudios de comportamiento de fases enfocados al depósito de parafinas y asfáltenos, registro del frente de desplazamiento y estudios de escaneo de la difusión del CO₂, entre otros.

El proyecto de 18.6 millones de dólares terminó en 1989. Además basado en los resultados de la prueba piloto se planeó la implementación a una escala mayor, en un área que comprende el 10% de la unidad Midale, con un costo de 40 millones de dólares.

El campo Midale estuvo sometido a la inyección de agua recuperándose así 20% de los 500 [mmbbl] de aceite original in situ, el proceso de inyección de agua en su etapa madura llegó a un corte de agua de 80%. La inyección de agua mostró que el sistema de fracturas está fuertemente orientado en la dirección NE-SW. La inyección de agua se llevó a cabo principalmente en la zona más fracturada, Vuggy, en donde el aceite fue desplazado tanto por imbibición capilar como por desplazamiento viscoso, el barrido en Marly fue más lento debido a que este depende más de la capilaridad y el flujo cruzado desde la zona Vuggy que propiamente de la inyección de agua. A un nivel macroscópico la eficiencia de desplazamiento de la inyección de agua fue mayor en la red poral Vuggy debido a que la red de poros finos en dolomías de Marly es más accesible.

❖ Diseño de la prueba piloto en Midale

Para caracterizar el aceite de Midale y asegurar las condiciones de miscibilidad del CO₂ se llevaron a cabo estudios PVT, la densidad del crudo es de 29 °API, la presión mínima de miscibilidad fue de 2250 [psi] y la presión en Midale fue de 2500 [psi] por lo tanto no se requería de represuramiento del yacimiento para lograr la miscibilidad.

El diseño del área piloto consto de pozos productores para propósitos de observación, cuatro pozos inyectores, tres pozos productores, dos pozos de observación para toma de registros y un muestreador de fondo de pozo. Los pozos estuvieron alineados en pares a lo largo del sistema de fracturas entre las líneas de inyección, como se muestra en la Figura III.23.

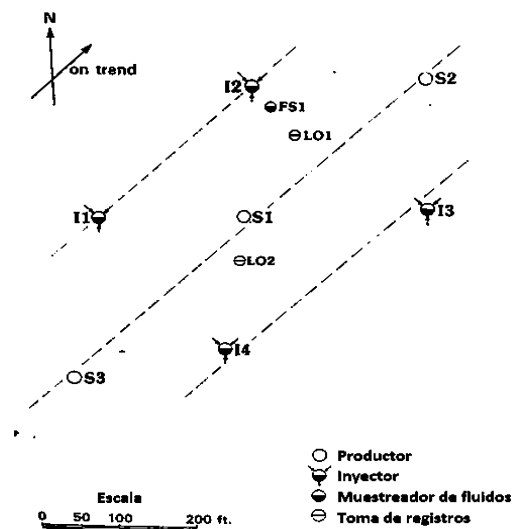


Fig. III.23-. Configuración de pozos. Prueba piloto Midale (Beliveau, 1991).

Las operaciones de la prueba piloto se llevaron a cabo en cuatro fases:

- La fase uno incluyó la construcción de instalaciones, perforación de ocho pozos y un proceso intensivo de caracterización del yacimiento. En seis de los diez pozos se tomaron núcleos especiales con esponja para determinar la saturación residual de aceite, la saturación residual en Vuggy fue de 20 a 25% y de 40% en Marly, la diferencia es debido a las diferentes geometrías de poro. Los análisis de mojabilidad muestran que la formación Vuggy se encontraba fuertemente mojada por agua mientras que la formación Marly se encontraba débilmente mojada por agua. Se llevó a cabo un extenso programa de pruebas de presión el cual brindó datos clave sobre la permeabilidad direccional y las propiedades matriz-fractura.
- La fase dos consistió de la inyección de salmuera para asegurar que la inyección de CO₂ se llevará a cabo a condiciones de aceite residual. Se usaron trazadores salinos y radioactivos para determinar los efectos de barrido areal y vertical. La eficiencia de barrido calculada fue de 5% lo cual contrasta con los efectos de la inyección de agua en el campo cuya eficiencia de barrido fue mucho mayor en el área piloto. A diferencia de la inyección de agua a escala de campo el flujo de fluidos durante la inyección de salmuera se restringió casi completamente al sistema de fracturas; dicha diferencia se debe al cambio en los mecanismos de flujo, cuando la saturación en la roca matriz se encontraba a su valor inicial la inyección de agua estuvo dominada por la imbibición capilar fractura-matriz, sin embargo durante la inyección de salmuera a un valor de saturación remanente el mecanismo de imbibición capilar estuvo ausente, gran parte de los trazadores inyectados fluyeron únicamente en el sistema de fracturas.
- La fase tres comprendió la inyección de CO₂, comenzó en julio de 1986 y terminó en agosto de 1987. Debido a la irrupción de los trazadores en los pozos productores en cuestión de horas, existió cierta preocupación de que el CO₂, por presentar mayor movilidad irrumpiera rápidamente. Sin embargo la irrupción de este se presentó casi un mes después del comienzo de la inyección. Este fue el primer indicio de la diferencia entre los procesos que gobernaron el flujo durante la inyección de agua y de CO₂ y de las grandes cantidades de CO₂ que penetran en la matriz. La eficiencia de desplazamiento del CO₂ fue de 27% de aceite incremental recuperado calculado de registros de saturación al final de la inyección de CO₂. Durante esta etapa el depósito de parafinas y asfáltenos en los pozos se convirtió en un problema operacional, los depósitos fueron removidos rutinariamente con baches de solvente; los dispositivos de fondo de pozo no mostraron el depósito de estos componentes en el yacimiento, por lo tanto se llegó a la conclusión que la causa de estos depósitos fue el diámetro demasiado grande de la tubería de revestimiento que se requirió para tener dos aparejos, uno de producción y otro para propósitos de monitoreo.

▪ La cuarta fase fue una combinación de depuración e inyección de salmuera. Debido al comportamiento de la inyección previa de salmuera antes de la inyección de CO₂, se temió que la post-inyección de salmuera dejará grandes volúmenes de aceite distribuido discontinuamente. Para evitar la pérdida de dicho aceite, después de la inyección de CO₂ se continuó con dos periodos de producción controlada sin la adición de ningún tipo de energía adicional (depuración), seguido de la inyección de trazador de salmuera (sal y alcohol). La depuración contribuyó con una cantidad significativa de aceite incremental mientras que la salmuera irrumpió rápidamente en los pozos productores.

Las conclusiones a las que se llegaron finalizada la prueba piloto respecto a los mecanismos de recuperación fueron:

Los efectos de segregación gravitacional se hicieron presentes debido a que el CO₂ es mucho más ligero que los fluidos presentes en el yacimiento. Los resultados de los registros y de tomografía confirmaron que la segregación gravitacional es un efecto crítico en Midale.

El desplazamiento viscoso es un mecanismo importante en cualquier proceso de inyección sin embargo en un sistema de doble porosidad como el de Midale es un proceso mucho más complejo, lo que resulta en una caída de presión significativa en el sistema de fracturas.

La difusión fue también considerada como un mecanismo de desplazamiento potencial para el intercambio de fluidos matriz-fractura debido al reducido espaciado de fracturas de Midale, sin embargo y con ayuda del escaneo en núcleos para cuantificar el impacto de la difusión a condiciones del yacimiento, se determinó que al contacto con el CO₂ se da la precipitación de asfaltenos lo cual disminuye la velocidad del efecto de difusión haciendo más lento el intercambio de componentes matriz-fractura.

Por medio de la construcción y ajuste del modelo de simulación para la inyección de agua a escala de campo y la inyección de CO₂ en el área piloto, el pronóstico de recuperación incremental por inyección de CO₂ a escala de campo fue de 20%; el beneficio económico adicional en un yacimiento anisotrópico como Midale proviene de la rápida respuesta asociada a la posición de los pozos productores con respecto al sistema de fracturas. El pronóstico de producción muestra que los pozos llegaron al pico de producción de 2 a 3 años después de que la inyección de CO₂ comience.

❖ Prueba piloto de inyección de CO₂ en el área de Spraberry, Texas (Schechter, 1996).

Schechter (1996) estableció que los criterios de diseño para la implementación de una prueba piloto de inyección de CO₂ en el área de Spraberry, Texas, se basarían principalmente en las actividades de caracterización del sistema de fracturas a lo largo del tiempo en que se había desarrollado el campo, así como en el análisis de la respuesta que el campo presentó en pruebas piloto de inyección de agua, además los resultados de la aplicación de pruebas piloto de inyección de CO₂ en otros yacimientos naturalmente fracturados como Midale, tomándolo como punto de referencia, además del abundante suministro de CO₂ en el oeste de Texas.

El área de Spraberry en el oeste de Texas comprende una región productora de más de 2500 [mi²], el volumen original de aceite in situ fue de 10 [Bbl] de los cuales menos de 10% se habían recuperado hasta 1996 desde su desarrollo inicial en 1950, lo cual hizo de Spraberry un fuerte candidato para la aplicación de un método de recuperación mejorada, además de estudios que demostraron que la inyección de gas podría ser una opción viable en este tipo de yacimiento.

Al igual que en el caso del campo Midale el análisis de la etapa de recuperación secundaria (inyección de agua) es crucial para el entendimiento del comportamiento del yacimiento y la respuesta de inyección debido al sistema matriz-fractura, por lo cual a continuación se describe la historia de producción del campo para ayudar en el entendimiento de su comportamiento de inyección.

A 1996 Spraberry producía 60 [mbd] de más de 7500 pozos. Debido a la baja productividad de sus pozos y la baja recuperación después del agotamiento de aceite de las fracturas, Atlantic Rich llevó a cabo una serie de experimentos de imbibición en laboratorio para posteriormente realizar una prueba piloto en un área de 80 [acres] en un patrón de inyección de cinco pozos (Figura III.24); la reducción en la RGA y la estabilización en la producción de 15 pozos demostraron la buena respuesta de la formación a la inyección de agua, además la tendencia de la RGA y de producción indicó la tendencia de dirección de fracturas, NE-SW.

Humble Oil Co. realizó una prueba piloto de inyección de agua con un patrón de inyección de 5 pozos en el área de Midkiff (Figura III.24), el incremento en la producción y la disminución en la RGA, convenció a los operadores de Spraberry de que la inyección de agua a gran escala podría ser una opción viable para Spraberry, además de que se observó la anisotropía en la permeabilidad y la interconexión del sistema de fracturas naturales, además de que un estudio encontró la misma tendencia de dirección de fracturas que la encontrada por las pruebas llevadas a cabo por Atlantic Rich.

Otro proyecto de inyección de agua se inició en Driver Unit y contrario a las expectativas se presentó rápidamente la irrupción de agua sin fluir consigo el aceite. Por lo tanto para la implementación de la prueba piloto de inyección de CO₂ fue necesario el entendimiento del comportamiento de la inyección de agua; entre las razones de la inyección de agua fallida en Driver Unit se encontró que no hubo suficientes pozos inyectoros, además de que la tendencia principal en la dirección de fracturas no era la única, puede que el yacimiento no presentara mojabilidad por agua, la presión del yacimiento durante la prueba piloto de Humble Oil Co. fuera inicialmente alta lo cual es un indicio de que el empuje primario no se había agotado.

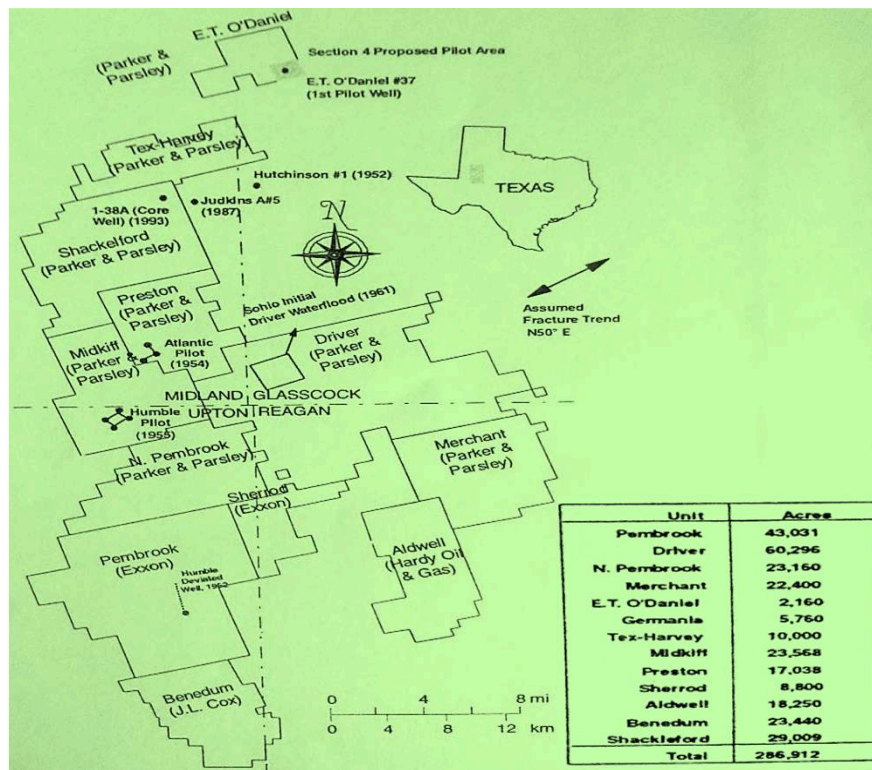


Fig. III.24-. Spraberry Trend Area Unit (Schechter, 1996).

Por lo tanto las fases de la implementación de la prueba piloto de inyección de CO₂ comprendieron inicialmente la extensa caracterización del sistema de fracturas, adicional a los esfuerzos llevados a cabo durante su desarrollo inicial, en la definición de la orientación del sistema de fracturas, la anisotropía en la permeabilidad, la variabilidad local de la dirección de fracturas y la presencia de fracturamiento cruzado, la conectividad y la densidad de fracturamiento. Las fases posteriores de la implementación tomaron como punto de partida la prueba piloto en Midale, rescatando la importancia de la observación y monitoreo de la respuesta del comportamiento de la inyección de CO₂.

El complemento en la caracterización de sistema de fracturas en Spraberry, fue un elemento clave en el diseño de la prueba piloto de inyección de CO₂, por lo tanto las incertidumbres con respecto al comportamiento de la inyección de agua fueron esclarecidas por los esfuerzos en la caracterización completa del sistema de fracturas por medio del análisis de registros y de la toma de núcleos horizontales en el área de Spraberry reportados por Schechter (1998) además del estudio de los mecanismos que toman lugar durante la recuperación incremental de aceite como son la imbibición capilar y el drene gravitacional.

Los yacimientos del área de Spraberry son limolitas de grano fino de baja porosidad (aproximadamente 10%) y baja permeabilidad (aproximadamente 0.5 md), que se encuentran intercaladas con rocas arcillosas.

Para contribuir con la caracterización del sistema de fracturas se perforaron y nuclearon dos pozos horizontales. Los análisis de núcleos indican que existen tres distintos grupos de fracturas N-NE, N-E y E-NE. Cada grupo de fracturas tiene distintas características y distintos patrones de espaciamiento, mineralización y características de superficie.

Como se mencionó antes, se realizaron experimentos de imbibición en núcleos de Spraberry, para analizar los mecanismos presentes durante la inyección de agua, entre los resultados de estos experimentos muestran que las limolitas de Spraberry se encuentran débilmente mojados por agua, ya que el índice de Amott varía de 0.4 a 0.6, lo que explica que la imbibición en Spraberry durante la inyección de agua sea un proceso muy lento, sin embargo es un proceso continuo. Los datos del histórico de producción validan la importancia de la inyección de agua en la red de fracturas para propósitos de mantenimiento de presión y de recuperación incremental. Otro mecanismo de relevancia para tomar en cuenta en el diseño de la prueba piloto de inyección de CO₂ es el drene gravitacional, por lo cual se realizaron experimentos de laboratorio en núcleos de Spraberry, encontrándose que la permeabilidad de la matriz es el factor dominante que afecta la eficiencia de recuperación durante la inyección de CO₂. Los resultados de recuperación de aceite por medio de los experimentos de drene gravitacional en la inyección de CO₂ se escalaron para la geometría del yacimiento usando un modelo matemático, el cual fue útil en la proyección del gasto de inyección y pronóstico del gas y líquido producidos para el diseño de instalaciones superficiales y el diseño del patrón de inyección del área piloto, la cual se muestra en la Figura III.25. Aunque la eficiencia del drene gravitacional del CO₂ depende de la permeabilidad de la matriz, el espaciamiento de fractura y la saturación de agua, los resultados indican la existencia de potencial para para la inyección de CO₂ en Spraberry.

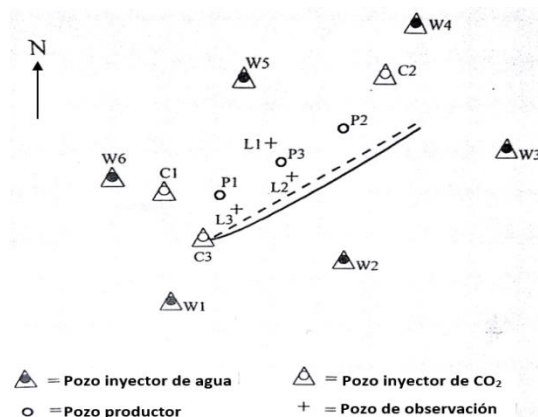


Fig. III.25-. Localización de pozos de la zona piloto, unidad E. T. O 'Daniel, Spraberry (Schechter, 1998).

Uno de las actividades clave en la implementación de una prueba piloto, como las pruebas piloto en los campos Midale y Spraberry, es la etapa de caracterización y diseño. A continuación se da ejemplo de ello describiendo el proceso de selección en la elección de una zona piloto para la inyección de CO₂.

El diseño de una prueba piloto en yacimientos naturalmente fracturados requiere de la amplia caracterización del sistema de fracturas así como del vasto conocimiento de la comunicación entre las distintas zonas que pueden conformar el yacimiento debido a la anisotropía, a las diferencias estructurales entre cada zona del yacimiento, a los cambios en la litología y al sistema de fallas que se pueden presentar en el yacimiento y que a su vez pueden dividirlo o compartamentalizarlo en diferentes unidades hidráulicamente incomunicadas o parcialmente comunicadas.

Dichas características fueron analizadas en la elección de la zona para una prueba piloto de inyección de CO₂ reportada por Fuenleal (2014) en un yacimiento naturalmente fracturado complejo en dolomías que se encuentra en aguas someras del Golfo de México.

El yacimiento ha aportado la mayor contribución de aceite de la producción de México desde el año 2009, con una producción promedio de 813 000 [bd] reportada en 2013 y ha estado sometido a la inyección de N₂ con propósitos de mantenimiento de presión. Presenta un complejo sistema de porosidad vugular, la permeabilidad de fractura es de alrededor de 4000 [md] y su espesor es de 750 [m]. La principal formación productora se encuentra en el Cretácico superior, subdividida principalmente en tres formaciones: Brecha Superior del Cretácico la cual está compuesta de sedimentos dolomitizados de baja porosidad y alta permeabilidad de fractura, zona del Cretácico Medio la cual es un estrato de pequeño grosor compuesto de wackestones y mudstones en los que dominan la dolomitización y la disolución y el Cretácico inferior el cual está compuesto por wackestones y mudstones de baja permeabilidad con un espesor considerable. La densidad del aceite varía de 22 °API en la parte sur a 13 °API en la parte Norte. La estructura del yacimiento se muestra en la Figura III.26.

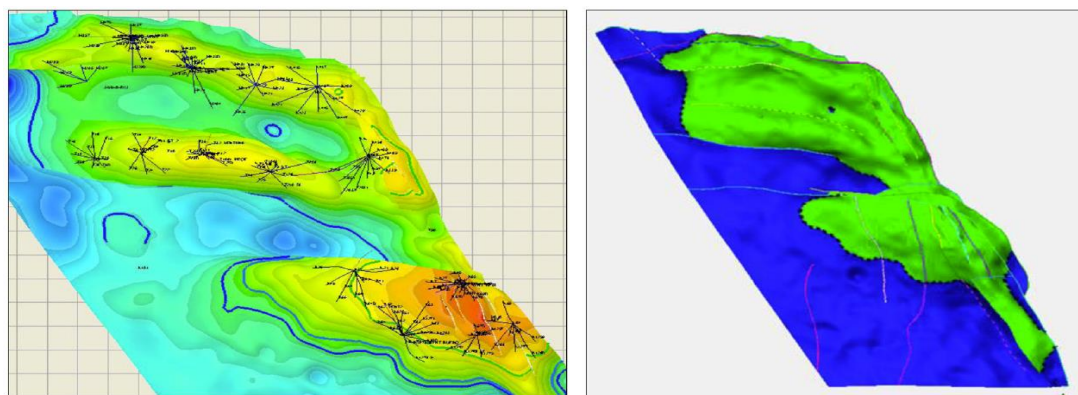


Fig. III.26-. Yacimiento naturalmente fracturado y su acuífero común, México (Fuenleal, 2014).

La parte noreste del campo presenta distintas fallas y características estructurales que crean compartimentos aislados o parcialmente aislados adecuados para los estudios de recuperación mejorada por medio de la inyección de gas. La Figura III.27 muestra la estructura, fallas y la estratificación principal en esta parte de campo. El comportamiento de la presión en varios pozos de la región que presenta fallas y ciertos pozos fuera de esta región contribuyen a distinguir el grado de sello que ofrecen las distintas fallas en las diferentes localizaciones.

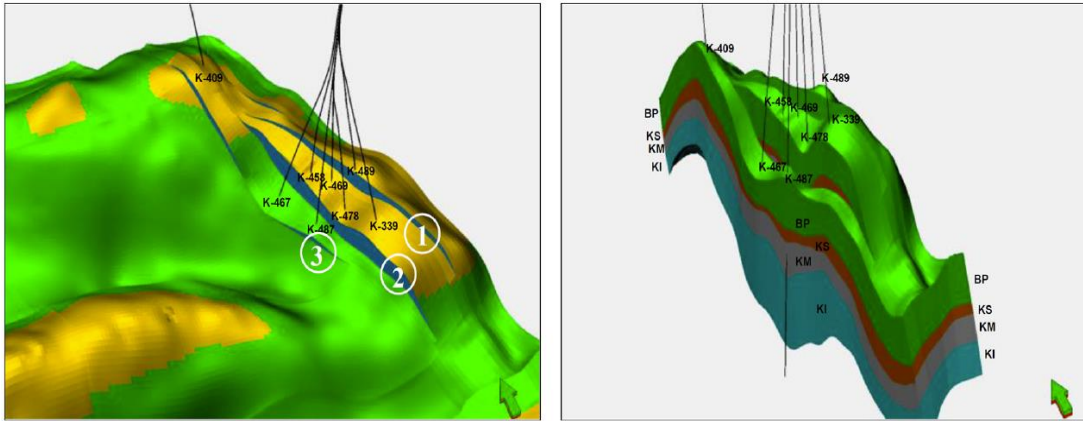


Fig. III.27-. Configuración estructural del bloque Este (Fuenleal, 2014).

En la Figura III.28 se muestra el comportamiento de la presión de los pozos en el área de falla, así como la localización de estos y de las principales fallas.

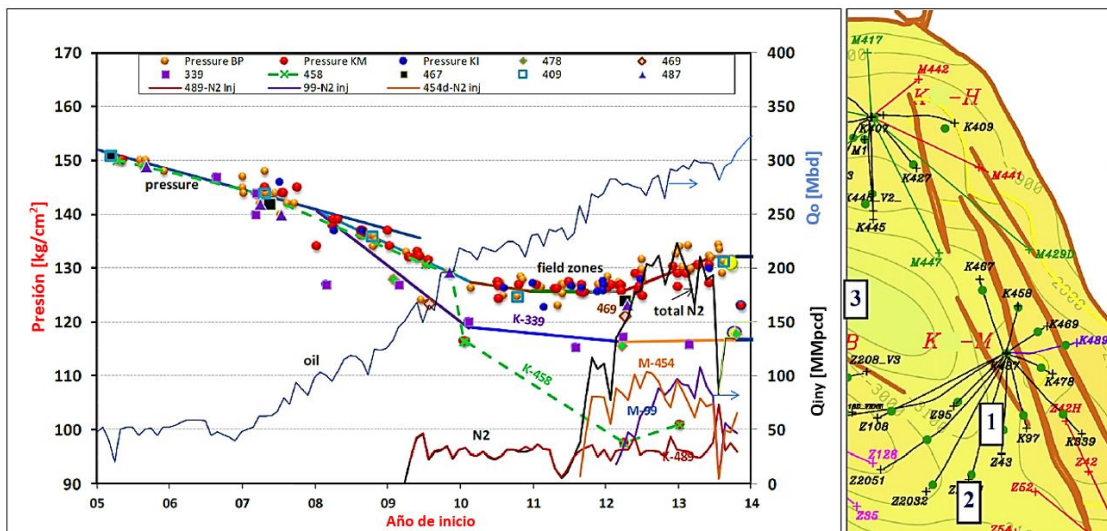


Fig. III.28-. Tendencia de presión en el campo y respuesta a la inyección de N₂ en el Bloque Este (Fuenleal, 2014).

La tendencia en el comportamiento parece estar controlada por dos de las principales fallas, la #1 y la #2 (Figura III.27) que pasan en la dirección norte-sur en el bloque este, las cuales crean un compartimento tipo corredor. Los pozos K-339, K-478, K-469 y K-458 están localizados en este corredor. Los pozos K-339 y K-478 siguen una tendencia de presión de 118 [kg/cm²] y responden a la inyección de nitrógeno en el pozo K-489 deteniendo el agotamiento de su presión. La inyección de N₂ en el bloque Este es a un gasto de inyección de 30 [mmpcd] a través del pozo K-489 y en otras partes del norte del campo es de 120 [mmpcd] en los pozos M-99 y M 454-D, la respuesta a la inyección de N₂ en los pozos K-339 y K-478 es proveniente de los tres pozos inyectoros, cuyo mantenimiento de presión es mayor mientras mayor es el gasto de inyección.

El comportamiento anteriormente descrito es un indicio de que existe cierto grado de comunicación entre el bloque Este y la parte norte del campo, por lo que se concluye que el compartimento tipo corredor está parcialmente sellado, la fuente de dicha comunicación de presión puede ser a lo largo o a través de los planos de falla o del casquete de gas común que engloba también el sistema de fallas y se extiende en la parte norte del campo. Por otra parte en el pozo K-458 presenta una tendencia en el comportamiento de presión diferente que el resto de los pozos en el bloque este, este pozo no ha mostrado respuesta a la inyección de nitrógeno proveniente del pozo K-489 y el agotamiento de su presión se debe principalmente a su producción, lo cual indica una posible compartimentación alrededor de este pozo por la combinación de las fallas estructurales y a la baja permeabilidad del estrato en el que se encuentra. Ésta limitada compartimentación puede que sea una característica deseable para probar la inyección de CO₂.

La información anterior es usada como herramienta de selección en la determinación del pozo inyector junto con los pozos de producción y monitoreo que lo rodeen. Basado en el análisis detallado de la producción y de la identificación de la zona piloto se construyó un modelo de simulación para la evaluación del potencial de la inyección de CO₂.

Se realizó el ajuste de la historia de simulación para el sector simulado correlacionando el comportamiento de presión y producción en un modelo de doble permeabilidad utilizando un modelo de ecuación de estado de ocho componentes. Debido a que el estudio es realizado para estudiar el potencial de la inyección de CO₂ en el casquete de gas con el objetivo de reducir la saturación de aceite en la matriz en el casquete, se investigó además el avance del contacto gas-aceite; basado en las mediciones se determinó que la velocidad de avance del contacto es de 32 [m/año] en los últimos 3 a 4 años anteriores al estudio, dicho avance es representado razonablemente en el modelo.

Uno de los resultados encontrados en este estudio fue que a las condiciones en las que el yacimiento se encontraba, es decir, en la presencia de grandes volúmenes de nitrógeno y a un estado agotado de presión del yacimiento no se notarían las propiedades benéficas del CO₂ como solvente. Sin embargo a gastos bajos de CO₂ cantidades considerables de CO₂ serían transferidas a la matriz; a altos gastos de inyección la presión en el modelo incrementa 1818 [psi] en un año, presión que alcanza también para gastos bajos pero en 10 años. Se estudió adicionalmente el esquema de inyección huff & puff, notándose la disminución en la viscosidad del aceite y el aumento en el aceite barrido, sin embargo se vuelve esencial la optimización en la planeación y en los esquemas de inyección para incrementar los beneficios de la inyección de CO₂.

III.1.3. Métodos térmicos en yacimientos naturalmente fracturados

III.1.3.1. Pruebas de laboratorio de inyección de vapor y agua caliente

Es estudio experimental de los métodos térmicos en laboratorio abarca el análisis de distintas variables y mecanismos concernientes a la recuperación de aceite en yacimientos naturalmente fracturados por medio de la aplicación de energía calorífica. La aplicación de los métodos térmicos en dichos yacimientos implica el flujo eficiente de calor en el sistema matriz-fractura, es decir, la transferencia de calor de las fracturas hacia la matriz, por lo cual se debe definir como impactan las propiedades roca-fluido y su modificación con el aumento de la temperatura en la recuperación.

Babadagli (1997) estudio la eficiencia del proceso de inyección de vapor, estudiando las variables que intervienen en el calentamiento de la matriz y en la recuperación de aceite; realizó estudios experimentales en un modelo matriz-fractura para posteriormente corroborar un modelo matemático para el análisis de los parámetros que afectan la eficiencia del proceso de inyección de vapor.

El modelo experimental de Babadagli estuvo compuesto de un paralelepípedo, de 44 x 8 x 8 [cm], de aleación de cromo y níquel de 2 [mm] de espesor, la matriz fue representada por arena (de tamaño de grano de malla 20-42) empacada firmemente y la fractura fue creada adyacente al bloque de matriz usando esferas de cristal holgadamente empacadas. El agua fue inyectada a gasto constante a través de una tubería envuelta en una banda de calentamiento y para ser introducida al sistema como vapor. Durante el proceso la matriz se calentó por conducción y la temperatura en la matriz fue continuamente registrada por un sistema de adquisición de datos y termopares localizados en el eje central de la matriz como se muestra en la Figura III.29:

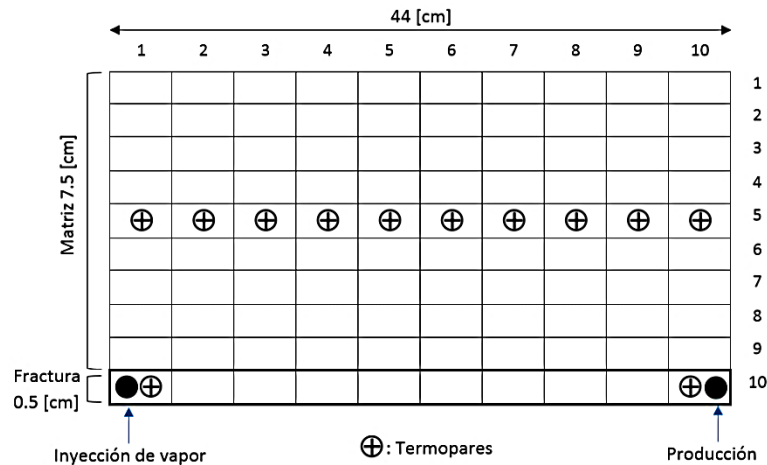


Fig. III.29– Representación 2D del sistema matriz-fractura usado en los estudios experimentales de transferencia de calor hacia la matriz (Babadagli, 1997).

De acuerdo a los resultados experimentales Babadagli desarrolló un modelo para posteriormente llevar a cabo una simulación. Correlacionó por medio de la Ecuación III.2 la distribución de la temperatura en los bloques obtenida experimentalmente.

$$\frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} = \alpha \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) + \frac{Q}{\rho c_p} \quad \dots \text{Ecuación III.2.}$$

Donde T es la temperatura, t el tiempo, u la velocidad en dirección x, α la difusividad térmica de la matriz, Q la cantidad de calor inyectado o producido, ρ la densidad y c_p la capacidad calorífica específica.

Una vez que se logró la correlación, se llevaron a cabo corridas de simulación para diferentes combinaciones de gastos de inyección, tamaños de matriz y diferentes valores de difusividad térmica de la matriz. Después se hizo la evaluación para un grupo adimensional definido como Índice de transferencia de calor de fractura (FHTI, por sus siglas en inglés), que relaciona la difusividad térmica de la matriz, el producto de la velocidad del vapor y el tamaño de la matriz. Mientras mayor sea el FHTI, mayor será el calor transferido a la matriz por la inyección de vapor. Esto se da por valores altos de difusividad térmica de la matriz, bajos gastos de inyección o tamaños pequeños de bloques de matriz como se puede observar en la Ecuación III.3.

$$FHTI = \frac{\alpha_m}{uL_m} \quad \dots \text{Ecuación III.3.}$$

Donde α la difusividad térmica de la matriz, u la velocidad en dirección x y L_m el tamaño de la matriz.

Así, para bajos gastos por ejemplo, la velocidad del vapor en la fractura disminuye lo cual incrementa el tiempo que el vapor contacta con los bloques de matriz y así más calor es transferido a la matriz por conducción. Los resultados de Babadagli sugieren que existe un valor crítico del Índice de transferencia de calor de fractura que optimiza el proceso para el modelo simple matriz-fractura a escala de laboratorio.

Por otro lado, Harness (2014) estudió la mejora en el mecanismo de imbibición y alteración de la mojabilidad con la temperatura que se puede lograr mediante la aplicación de inyección de agua caliente y de vapor en yacimientos de aceite pesado en diatomitas compactas naturalmente fracturadas de matriz de baja permeabilidad, como el yacimiento no convencional de rocas siliciclásticas de la formación California Monterey.

Para su estudio utilizó un sistema experimental especialmente diseñado para pruebas a alta presión y alta temperatura, para llevar a cabo los experimentos a condiciones de laboratorio, lo llevó a cabo en muestras de núcleos preservados de diatomitas: diatomitas limpias, diatomitas arenosas y diatomitas arcillosas con el objetivo de identificar el impacto de la variabilidad mineralógica de las diatomitas; además del uso de un sistema especial de escaneo como herramienta de visualización para demostrar la dinámica de la imbibición libre de agua a temperaturas elevadas.

La Figura III.30 representa la recuperación de aceite por medio de la imbibición contra-corriente como función de la temperatura. Este experimento fue llevado a cabo incrementando gradualmente la temperatura de 120 °F a 200 °F, 300 °F y 400 °F. La recuperación de aceite a 120 °F fue muy pobre, alrededor de 5%. El agua imbibió el núcleo rápidamente al comienzo pero inmediatamente paró tan pronto como la recuperación llegó a 5% de aceite. Este comportamiento indica que sólo el aceite cerca en las fracturas fue recuperado. El agua no pudo imbibir más allá de la fractura debido a que las fuerzas capilares no superaron la resistencia que impide que el aceite fluya contra-corriente. Conforme la temperatura fue incrementando a 200 °F, la imbibición de agua se reanudó y más agua imbibió dentro de la matriz recuperando más aceite. La recuperación se aproximó a 20%. El aumento de la temperatura a 300 °F incrementó la recuperación a 32% y un gran salto en la recuperación se observó cuando la temperatura se elevó de 300 °F a 400 °F, de 32 a 65 %. Este comportamiento indica que la temperatura crítica para el núcleo de diatomita se presentó entre 300 y 400 °F.

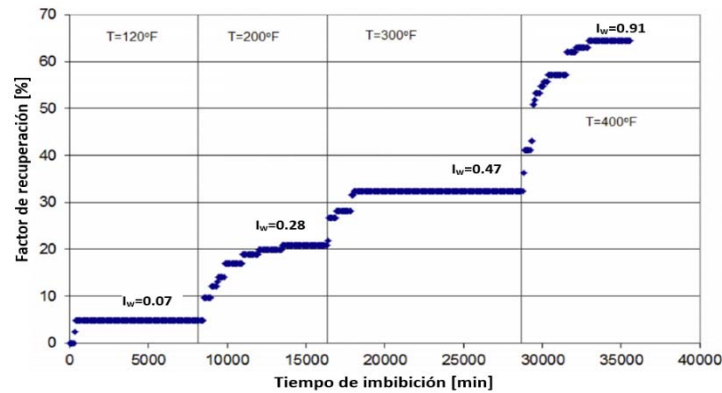


Fig. III.30– Recuperación de aceite por medio de la imbibición libre contra-corriente (Harness, 2014).

En la Figura III.30 también se muestra la medición del índice de Amott para cada temperatura. La mojabilidad de la diatomita incrementa de 0.07 (mojabilidad neutra) a 0.91 (fuertemente mojada por agua) conforme la temperatura incrementa de 120 °F a 400 °F, indicando el cambio de mojabilidad con la temperatura. El impacto de compactación de la roca como mecanismo de empuje es despreciable debido a que se aplicó una presión total de sobrecarga constante para todos los experimentos de imbibición. El impacto de las fuerzas gravitacionales es también despreciable debido a que se compararon estudios llevados a cabo con las muestras de núcleo posicionadas horizontalmente y verticalmente y no se observó ninguna diferencia.

La expansión térmica del aceite también contribuyó al incremento en la recuperación de aceite, sin embargo, se llevó a cabo un experimento por separado para examinar la expansión térmica y se encontró que ésta es menor de 4%, por lo tanto se concluye que el incremento en la recuperación de aceite está completamente dominado por el incremento en el potencial de imbibición debido al aumento temperatura.

Harness además diseñó un estudio comparativo de imbibición para analizar cómo es desplazado el aceite de las muestras de diatomita mediante diferentes mecanismos de empuje, fuerzas viscosas e imbibición capilar. La Figura III.31, muestra los resultados proporcionados por la herramienta de visualización.

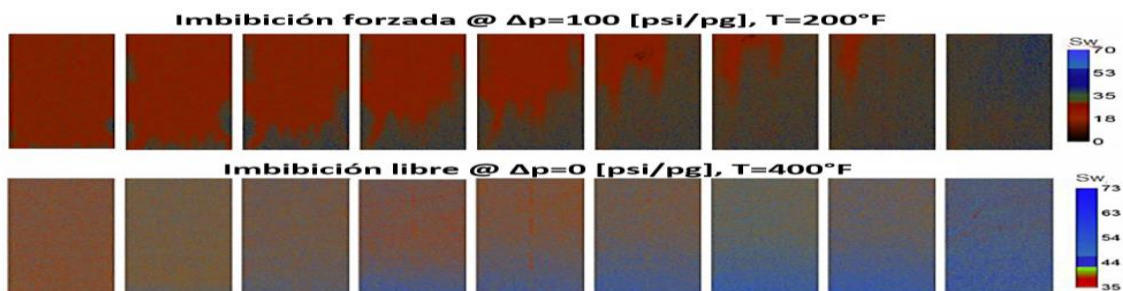


Fig. III.31– Comportamiento de desplazamiento entre imbibición libre e imbibición forzada (Harness, 2014).

Para la imbibición forzada la $S_{iw}=0$ y 200 °F y el diferencial de presión aplicado fue de 100 [psi/pg] para desplazar el agua a través del núcleo. Para la imbibición libre la $S_{wi}=0.35$ y no existió diferencial de presión a través del núcleo debido a que el agua entro al núcleo por imbibición capilar. Para la imbibición forzada se observa un claro frente de avance. El aceite es desplazado por una fuerza viscosa, se requiere un gran diferencial de presión para desplazarlo y se observa la digitación viscosa de agua. Sin embargo, para la imbibición libre (a $T=400$ °F), el desplazamiento de agua es tipo dispersión y el aceite es desplazado uniformemente.

El estudio de Harness reveló que la alteración de la mojabilidad de neutra a condiciones del medio fuertemente mojado por agua, inducidas por la inyección de vapor determina un rol clave para el incremento en la recuperación de aceite para yacimientos naturalmente fracturados de diatomita. Como se muestra en la Figura III.32 existe una relación lineal entre el índice de mojabilidad y la temperatura.

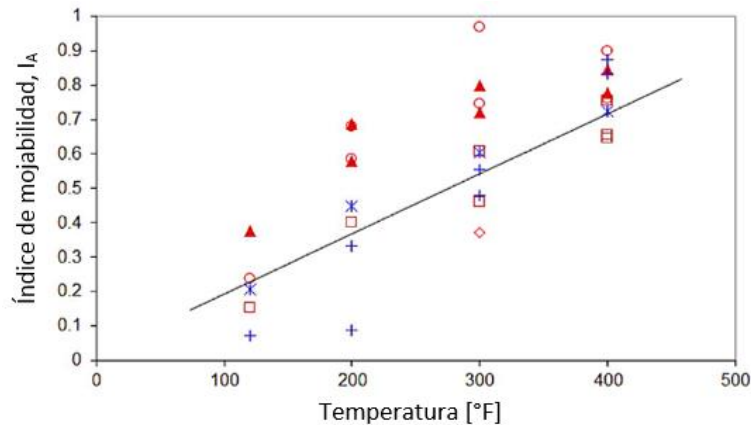


Fig. III.32– Correlación entre el índice de Amott y la temperatura para diatomitas (Harness, 2014).

Como se demuestra en este estudio, para obtener los beneficios del potencial de este mecanismo de recuperación en operaciones en campo, se requiere un modelo de imbibición basado en experimentos de laboratorio. El modelo de yacimiento y los procesos en campo deben incorporar el mecanismo de imbibición a elevadas temperaturas con alteración en la mojabilidad para entender completamente la mejora en la recuperación de aceite por procesos térmicos.

III.1.3.2. Simulación de inyección de agua caliente, inyección de vapor e inyección cíclica de vapor

La simulación de métodos térmicos aplicados a yacimientos naturalmente fracturados (tales como: inyección de agua caliente, inyección de vapor e inyección cíclica de vapor), se ha llevado a cabo por distintos investigadores para determinar qué parámetros operacionales y propiedades del sistema roca-fluidos afectan el comportamiento de recuperación y la transferencia de fluidos matriz-fractura.

Propiedades tales como el tamaño de bloque de matriz, permeabilidad de la matriz, porosidad de la matriz, apertura de fractura, mojabilidad, intensidad de fracturamiento, permeabilidad de fractura y parámetros del proceso de recuperación como gasto de inyección, calidad del vapor (en el caso de la inyección de vapor y la inyección cíclica de vapor), tiempo de remojo, tamaño de los baches de vapor (en el caso de inyección cíclica) y el posicionamiento de los pozos, han sido motivo de los estudios de Briggs (1989), Jensen (1992), Summu (1994), Babadagli (2007), Souraki (2011) y Awotude (2014), siendo el gasto de inyección uno de los parámetros que controlan el éxito de un buen comportamiento de recuperación.

- Simulación de inyección de agua caliente y vapor

Jensen (1992) por su parte realizó estudios de sensibilidad mediante el uso de un simulador, para definir cualitativamente el impacto de algunas propiedades del sistema roca-fluido durante la inyección de agua caliente y de vapor, así como de parámetros operacionales de dichos procesos. El análisis de sensibilidad lo realizó mediante un modelo de simulación térmico, bidimensional, trifásico, en el que incluyó los efectos de la gravedad, capilaridad y desplazamiento o barrido térmico.

Los resultados de Jensen demuestran que a bajos gastos existe un mayor tiempo para que se lleve a cabo la imbibición capilar, como se ha mencionado anteriormente para los diferentes procesos de recuperación, lo cual se traduce en un incremento en la recuperación en etapas tempranas de la inyección de agua caliente.

Al igual que Briggs, Jensen estudio los efectos de la presión del sistema, Jensen concluyó que debido a que mientras mayor es la presión del sistema, mayor será la temperatura de saturación se dará una mayor recuperación de aceite.

Analizando los efectos de la apertura de fractura concluyó que mientras la diferencia entre la permeabilidad de la matriz y de la fractura sea de varios ordenes de magnitud, la apertura de fractura no tendrá un efecto significativo en la recuperación de aceite mediante el proceso de inyección de vapor.

Como se ha mencionado anteriormente el efecto de la permeabilidad de la matriz tiene un efecto positivo en la recuperación de aceite, debido a que dicha propiedad gobierna el gasto de aceite liberado de la matriz a las fracturas.

El efecto de la variación de las permeabilidades relativas al agua y al aceite se relaciona directamente con la mojabilidad que presenta el sistema, los resultados demuestran que mientras más tienda el sistema presentar mojabilidad por agua, mayor será la recuperación de aceite.

Al igual que Briggs y Jensen, Summu (1994), llevó a cabo estudios de sensibilidad, analizando también los efectos del gasto de inyección, de la presión capilar y la permeabilidad de la matriz sobre la recuperación de aceite durante la inyección de vapor.

Con respecto al gasto de inyección se observó una mayor recuperación de aceite a bajos gastos de inyección y el desarrollo de la zona de vapor incluso a bajos gastos. Con dichos estudios Summu concluyó que el gasto de inyección es uno de los parámetros de diseño más importantes en la inyección de vapor, el cual a su vez debe de estar dentro de las limitaciones de bombeo y al mismo tiempo ser suficientemente alto para superar las pérdidas de calor en el modelo además de ser suficiente para que se desarrolle una zona de vapor en el sistema a un tiempo razonable.

Babadagli (1997) estudió también los parámetros que afectan la recuperación de aceite mediante la inyección de vapor por medio de estudios de simulación realizados a escala de campo en un simulador térmico, analizando la configuración del sistema de fracturas, además del estudio del impacto de la calidad de vapor, al igual que Briggs y como lo hizo Summu, analizó también el efecto del gasto de inyección. Las configuraciones del sistema de fracturas usadas en el experimento de Babadagli se muestran en la siguiente figura:

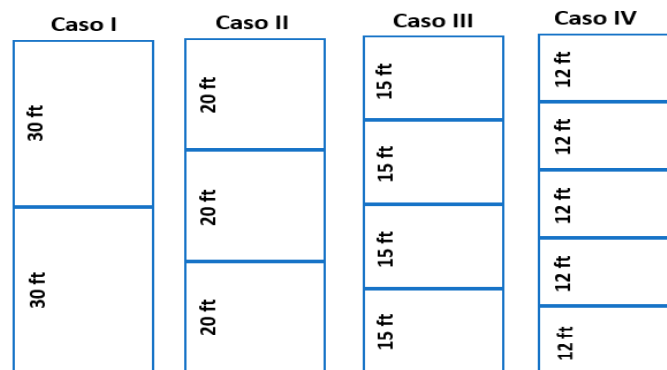


Fig. III.33-. Configuraciones de fractura usados en las corridas de simulación a escala de campo (— Fracturas, $K=10000$ md), Babadagli, 1997.

Las simulaciones fueron llevadas a cabo a un gasto de inyección constante por 1000 días. Se encontró que la eficiencia del proceso incrementa con la disminución en el gasto de inyección, lo mismo que se concluyó en el experimento de Summu (1994).

Con dicha simulación, se determinó que conforme el número de fracturas aumenta el proceso se vuelve más eficiente ya que las fracturas son ese medio de alta permeabilidad que facilita la producción de aceite y distribución del vapor.

Babadagli concluyó que con respecto al gasto de inyección de vapor se debe evaluar cuál es la cantidad de vapor límite para producir la cantidad de aceite recuperable; ya que el incremento en el gasto de inyección aumenta la recuperación, sin embargo disminuye la eficiencia del proceso; especialmente después de la etapa temprana de inyección, ya que cuando comienza a sentirse el efecto de la irrupción la eficiencia del proceso comienza a disminuir y el proyecto deberá ser evaluado considerando el efecto de las fracturas.

La eficiencia del proceso se denota como el aceite recuperado por la cantidad de calor introducida al sistema, como se muestra en las figuras III.34 y III.35, la eficiencia puede ser alta incluso cuando la recuperación de aceite es baja, por ejemplo, a bajos gastos de inyección. Como se observa en las Figuras III.34 y III.35 la recuperación acumulada a los 1000 días de inyección conforme el gasto incrementa es mayor, sin embargo la eficiencia del proceso disminuye mientras mayor es el gasto; además como se puede observar, para el caso en el que se presenta un mayor número de fracturas y un gasto más alto (125 bl/día), la eficiencia del proceso llega a un punto máximo y después comienza a disminuir, este punto se alcanza más rápidamente mientras mayor sea el gasto de inyección empleado.

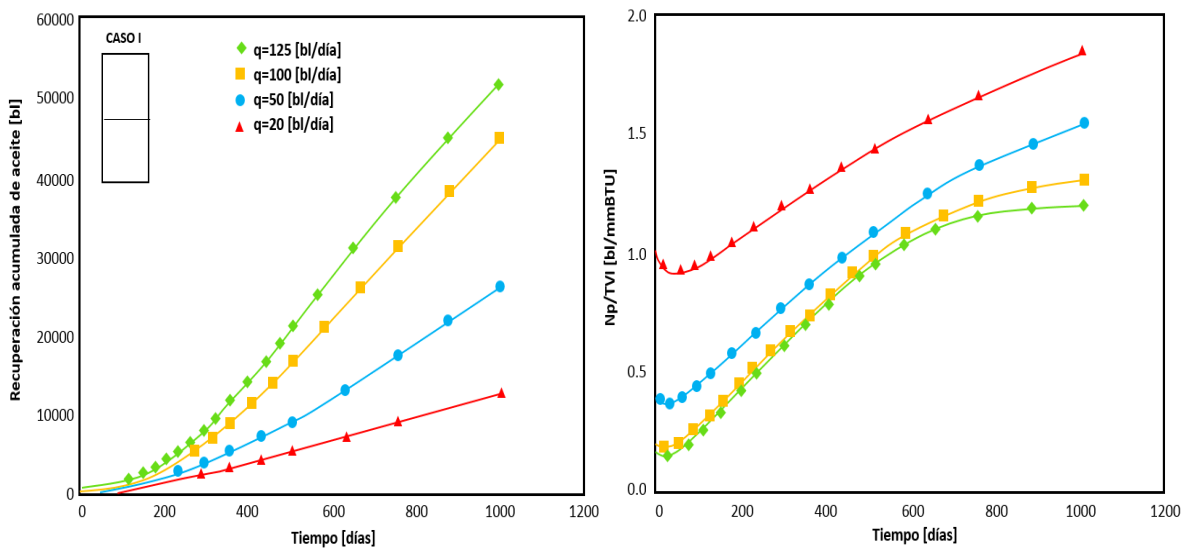


Fig. III.34-. Configuración del sistema de fracturas del Caso I. (Babadagli 1997).

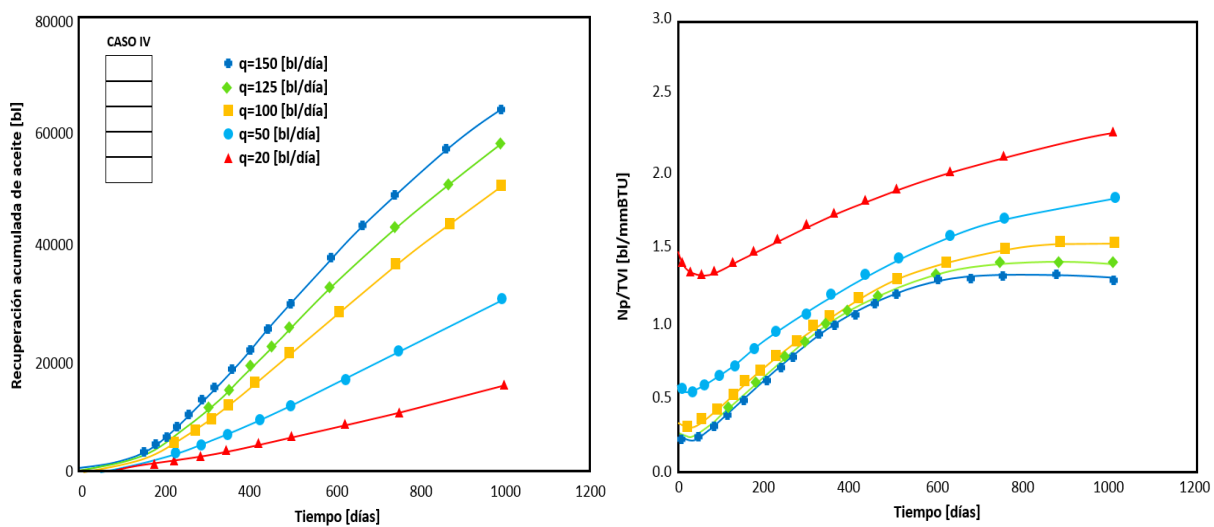


Fig. III.35-. Configuración del sistema de fracturas del Caso IV (Babadagli, 1997).

Con respecto a la calidad del vapor se observa que si ésta disminuye, la eficiencia del proceso también disminuye lo mismo que determinó Briggs (1989) con el análisis de la inyección cíclica de vapor. Además se observó que la calidad del vapor es un parámetro cuyo impacto es mayor en la recuperación que la configuración del sistema de fracturas.

La misma particularidad en el proceso de inyección de vapor fue analizada por Souraki (2011), respecto al gasto de inyección y la eficiencia del proceso, por medio de la relación vapor-aceite, realizando estudios de simulación a escala de laboratorio en un modelo cilíndrico, además de estudiar los efectos de la inyección de vapor sobre la viscosidad y los efectos de la permeabilidad de fractura sobre la eficiencia del proceso.

En la Figura III.36 se muestran los resultados de simulación de los efectos sobre la viscosidad, la cual va disminuyendo conforme transcurre el tiempo de la inyección de vapor.

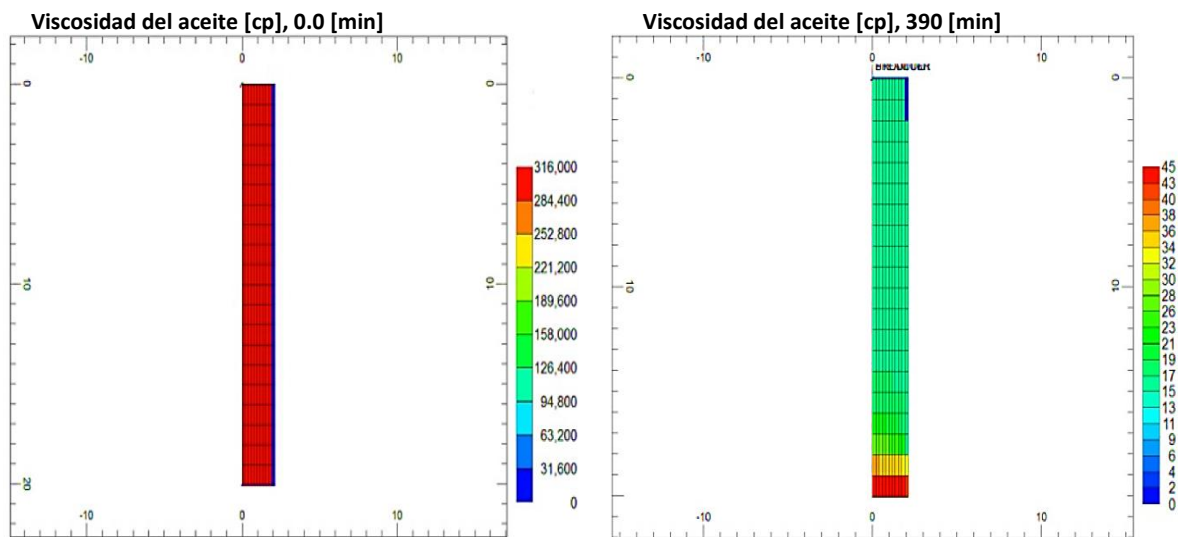


Fig. III.36-. Perfiles de viscosidad a diferentes tiempos. (Souraki 2011).

Souraki evaluó la eficiencia del proceso de inyección de vapor por medio de la relación vapor-aceite, un importante factor económico (Figura III.37). Mientras mayor es el gasto de inyección, mayor será la relación vapor-aceite. Como se muestra en la Figura III.37 la relación vapor-aceite al inicio del proceso es muy alta, después disminuye por un cierto periodo de tiempo y finalmente incrementa al final del proceso, lo anterior debido a que al inicio del proceso es necesario que el vapor lleve el calor hacia el medio poroso y aumente la movilidad del aceite para que fluya hacia el pozo productor, posteriormente debido a la reducción de la viscosidad el aceite móvil comienza a fluir y la cantidad de aceite producido incrementa con el tiempo; cuando el medio poroso está casi agotado y la saturación de aceite se encuentra cerca del valor de aceite residual la relación vapor aceite vuelve a incrementar. En este punto es cuando el proceso se vuelve económicamente no viable.

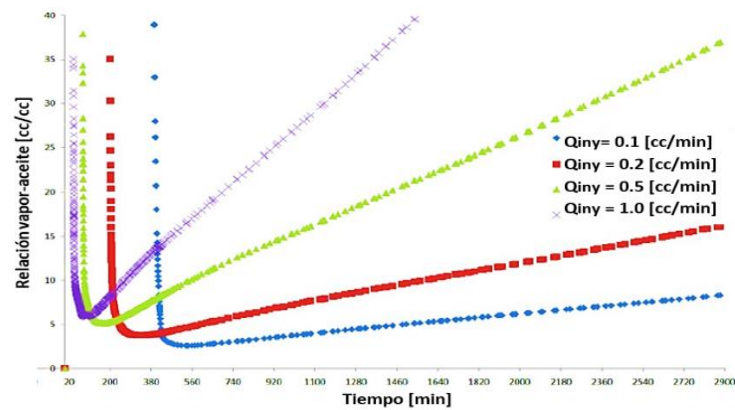


Fig. III.37-. Comparación de la relación vapor-aceite para diferentes gastos de inyección (Souraki, 2011).

En la figura anterior se observa además, como es de esperarse que a menores gastos se da un mejor aprovechamiento del vapor inyectado y se da una mayor recuperación.

Los resultados de simulación con respecto a la permeabilidad de fractura, muestran que el incremento en la permeabilidad de fractura no tiene un efecto positivo en la recuperación de aceite debido a que mientras mayor sea la permeabilidad de la fractura más rápido pasará el vapor y el tiempo para que el vapor condense y transfiera su calor a la matriz será mayor, como se muestra en la Figura III.38.

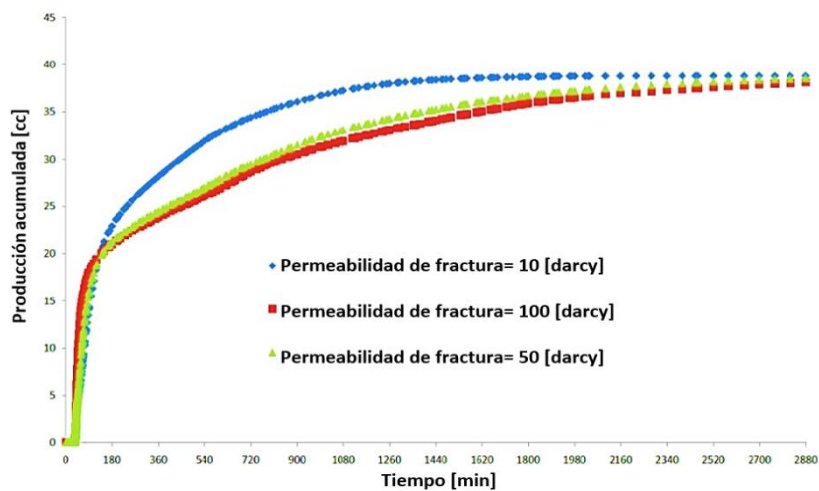


Fig. III.38-. Efecto de la permeabilidad de fractura en la producción acumulada de aceite (Souraki, 2011).

Awotude (2014) analizó por medio de simulación una estrategia de optimización en los parámetros que intervienen en la inyección de vapor, como el gasto de inyección, la calidad del vapor y el posicionamiento de los pozos.

Mostro, con respecto al gasto de inyección y a la calidad del vapor resultados similares a los analizados anteriormente, resaltando que dichos parámetros operacionales son los que más afectan la propagación de calor en la matriz en yacimientos naturalmente fracturados de una forma económicamente viable. Además de dichos parámetros concluyó que el posicionamiento de los pozos puede considerablemente mejorar la economía del proyecto y que mientras mayor sea la heterogeneidad del yacimiento mayor será el beneficio que se lograría a través de la optimización de dicho parámetro.

- Simulación del proceso de combustión in-situ

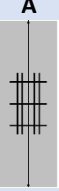
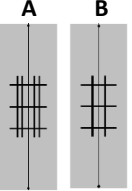
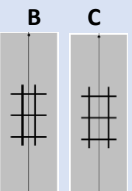
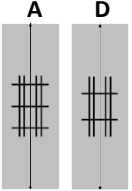
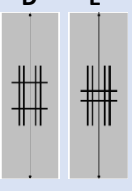
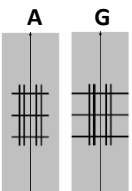
por medio de estudios de simulación la factibilidad de la combustión in-situ en yacimientos naturalmente fracturados de aceite pesado, dichos estudios los llevó a través del simulador CMG STARS por medio de un modelo unidimensional, trifásico, especial para la simulación del proceso de combustión in-situ tomando en cuenta seis componentes, así como reacciones de destilación y de oxidación. Los seis componentes y pseudocomponentes considerados fueron agua, aceite pesado, aceite ligero, oxígeno, gas inerte y coque. El modelo fue corroborado con datos experimentales previos y posteriormente modificado para reflejar el comportamiento de las fracturas en la combustión in-situ.

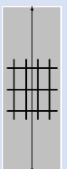
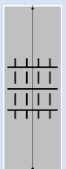
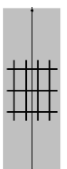
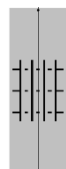
Los resultados muestran que la velocidad de avance del frente de combustión en el modelo fracturado es menor que en el modelos no fracturado. El comportamiento de la combustión en cuanto a la recuperación de aceite y la temperatura del sistema durante las primeras 5 horas de la operación mostraron que la recuperación de aceite del modelo fracturado es mayor debido a la fácil producción del aceite en las fracturas mientras que la producción posterior a ese tiempo en el modelo fracturado se limita a la producción de aceite de la matriz la cual es controlada por la difusión del oxígeno y la expansión del aceite en la matriz. Además la presencia de una temperatura mayor en el modelo fracturado es señal que la cantidad de crudo que está siendo quemado es mayor que en el modelo no fracturado, debido a la presencia de fracturas; además se observó que la combustión en los bloques de matriz ocurre en un tiempo posterior.

Fatemi (2011) analizó la factibilidad de la aplicación del proceso de combustión in-situ top-down en yacimientos naturalmente fracturados por medio de un análisis de simulación, también en el simulador CMG-STARS, con el objetivo de comprender los efectos de las propiedades geométricas de las fracturas como la orientación, localización, espaciamiento, densidad y discontinuidad de las fracturas, sobre el comportamiento de la combustión in situ top-down, y determinar la aplicabilidad del proceso en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados de aceite pesado de baja permeabilidad, como el yacimiento Kuh-E-Mond en Irán.

Los diferentes análisis para las diferentes configuraciones de red de fracturas para las que se llevaron a cabo las corridas de simulación se describen en la Tabla III.3.

Tabla III.3- Efecto de la red de fracturas en el proceso de combustión in-situ top-down (Fatemi, 2012).

Propiedades geométricas de la red de fracturas	Patrones de fractura	Efecto
Red de fracturas		La recuperación final de aceite es menor para un modelo fracturado, aunque existe cierto periodo en el que la recuperación es mayor para el modelo fracturado, debido a que ese comportamiento corresponde al agotamiento de aceite en las fracturas.
Densidad de fracturas verticales		Mientras mayor sea el número de fracturas verticales, el volumen de los bloques de matriz será menor y mejorará la difusión del oxígeno dentro de los bloques, lo cual mejorará el comportamiento del proceso. Aunque esto dependerá de la localización de las fracturas verticales con respecto a la línea central, su longitud y el contraste de la permeabilidad entre matriz y fractura, por lo anterior, el patrón de fracturas B muestra un mejor comportamiento debido a que la configuración de fracturas verticales en el patrón A causa irrupción temprana y una pobre eficiencia de barrido.
Espaciamiento en las fracturas verticales		El patrón de fracturas C muestra un mejor comportamiento del proceso de combustión debido a que las fracturas verticales se localizan más cercanas a los límites laterales del modelo lo cual mejora la extensión lateral de la forma de ovalo de la zona de barrido lo que pospone la irrupción del oxígeno.
Densidad de fracturas horizontales		La comparación de estos patrones de fractura demuestra que mientras mayor es la densidad horizontal de fracturas menor será la recuperación de aceite.
Espaciamiento horizontal de fractura		Mientras mayor sea el espaciamiento entre fracturas horizontales consecutivas mejor será el comportamiento de la combustión; sin embargo (si fuera el caso) para cuando existan fracturas verticales de gran longitud un menor espaciamiento en las fracturas horizontales retardara la irrupción del oxígeno desviándolo lateralmente mejorando así el proceso.
Longitud de las fracturas horizontales		Mientras mayor sea la longitud de las fracturas horizontales menor será la eficiencia de recuperación del proceso.

<p>Discontinuidad de las fracturas verticales</p>	<p>H</p> 	<p>I</p>  <p>Se logra una recuperación mayor en el modelo con discontinuidad de las fracturas verticales, debido a que se evita la irrupción temprana del oxígeno, además de incrementar la eficiencia de barrido.</p>
<p>Discontinuidad de las fracturas horizontales</p>	<p>H</p> 	<p>J</p>  <p>Se observa una disminución en la recuperación final de aceite debido a que la discontinuidad en las fracturas horizontales facilita el flujo en las fracturas verticales causando la irrupción temprana del oxígeno y disminuye la eficiencia de barrido.</p>

Los resultados obtenidos a través de este estudio de simulación demuestran que la combustión in-situ top-down puede ser un proceso factible en yacimientos naturalmente fracturados; sin embargo como se observa para las diferentes configuraciones de la red de fracturas, los efectos positivos o negativos de la red de fracturas dependen de su localización, extensión y otras propiedades geométricas.

III.1.3.3. Prueba piloto de inyección de vapor

Macaulay (1995) reportó el diseño de una prueba piloto de inyección de vapor en yacimientos naturalmente fracturados en el Sultanato de Omán, el diseño fue precedido del análisis de las características petrofísicas del yacimiento, así como de sus características de producción, además del análisis de la selección entre distintos métodos térmicos de recuperación mejorada como la inyección de agua caliente y la combustión in-situ.

Los yacimientos de Qarn Alam: Shuaiba/Kharaib/Lekwair, son yacimientos intensamente fracturados en roca caliza que contienen aceite pesado de 16 °API y 220 [cp], el campo comenzó su producción en 1975 a un gasto de 6000 [m³/d] de seis pozos con bombeo neumático, sin embargo el corte de agua incremento en dos años a un 95 %. El nivel del agua en el sistema de fracturas incremento rápidamente hasta un nivel controlado por los intervalos productores, mientras que al mismo tiempo se formaba una capa secundaria de gas de 30 metros en el sistema de fracturas; la producción total de líquido se mantuvo constante durante catorce años, de 1981 a 1995, acompañada de un avance constante de los contactos en el sistema de fracturas, por lo que se notó el fuerte soporte de presión brindado por el acuífero. El yacimiento es mojado por aceite y la permeabilidad de la matriz es baja (de 5 a 15 mD). A partir de estos factores se pronosticó un factor de recuperación de 2 %; el 75 % del aceite producido a 1995 se estima que provenía del sistema de fracturas, siendo el drene gravitacional agua-aceite y gas-aceite los principales mecanismos de producción.

Debido a las características del yacimiento como las condiciones de mojabilidad, la gran cantidad de aceite remanente, el alto grado de fracturamiento, el avance de los contactos gas-aceite y agua-aceite, además de la gran saturación de aceite en la matriz en el casquete de gas, se evaluaron diferentes métodos térmicos de recuperación mejorada. La aplicación del proceso de combustión in-situ fue rechazada debido a las preocupaciones con respecto a la integridad de la formación y de los pozos; además de la habilidad para un buen control del proceso. La inyección de agua caliente fue probada en un proyecto piloto el cual pronosticaba la mejora en la recuperación de aceite por medio de la alteración de la mojabilidad sin embargo los resultados fueron poco concluyentes. La opción de inyectar vapor fue persuadida como un medio alternativo para incrementar el drene gravitacional gas-aceite por medio de la disminución en la viscosidad del aceite; además de la factibilidad probada de este proceso en este tipo de yacimientos, como el yacimiento Lacq Superior en Francia; esto aunado a que las instalaciones de producción y la infraestructura relacionada al proceso de inyección de vapor ya existían en Qarn Alam.

El diseño de la prueba piloto consistió de la realización de trabajos experimentales y de simulación para cuantificar los beneficios potenciales de la inyección de vapor para acelerar el drene gravitacional gas-aceite para realizar la prueba piloto en la cresta del yacimiento.

Entre los estudios realizados para la implementación de la prueba piloto se determinaron los mecanismos que pudieran impactar el proyecto piloto, así como la magnitud de su impacto. Entre los mecanismos presentes durante la prueba piloto en Qarn Alam, se estimó que por medio de la expansión térmica podría recuperarse alrededor de 10% del volumen de aceite, relacionado directamente a la expansión de los fluidos del yacimiento con el incremento de la temperatura de 50 a 200 °C; la estimación de aceite recuperado por drene gravitacional gas-aceite fue de 50% siendo el principal mecanismo debido a la reducción de la viscosidad por el aceite de 220 [cp] a 10 [cp]; otro de los mecanismos presentes es la destilación con un 10 % de aceite recuperado estimado, debido a la pérdida de los componentes ligeros e intermedios del aceite en la matriz (sin embargo los efectos secundarios de la destilación serían un incremento en la viscosidad y la densidad del aceite); además se estimó que la recuperación por alteración en la mojabilidad podría ser incluso mayor de 50%, resultado motivado por el trabajo experimental en Qarn Alam en el cual se observó que la mojabilidad de la roca cambia en un rango de temperatura de 150 a 200 °C.

Otros estudios realizados para el diseño de la prueba piloto fueron experimentos de integridad de la matriz, los cuales se llevaron a cabo para identificar el riesgo de falla de la inyección de vapor antes de llevar a cabo el diseño de las instalaciones, en estos experimentos se analizaron los riesgos del taponamiento de la matriz, falla de la roca del yacimiento y compactación de la roca por medio de modelado geoquímico se determinó que el riesgo de taponamiento de la matriz por reacciones químicas entre el agua congénita, la roca y el vapor condensado; así como también se determinó un riesgo bajo de taponamiento de la matriz por precipitación de asfáltenos.

Además se analizó el cambio de esfuerzos en el yacimiento y la posible compactación por medio de modelos simples y se encontró que el riesgo de fracturamiento de la roca se presentaría si el coeficiente de expansión térmica de la roca fuera menor que el coeficiente de expansión térmica del yacimiento, lo cual no fue un hecho para la roca del yacimiento, por lo tanto se determinó que no se formarían microfracturas.

También se determinó, en base al modelo geoquímico que durante la prueba piloto se debería monitorear la formación de incrustaciones debido al pH y a la composición del agua producida (CO_2 , Ca, Mg, CO_3 y HCO_3), adicional a estas recomendaciones se concluyó que no existía razón para no proceder con la prueba piloto.

Aunado al trabajo experimental se realizaron estudios de simulación de yacimientos enfocados en el comportamiento histórico de producción y a la identificación y cuantificación de los parámetros clave que afectan la recuperación de aceite en el yacimiento, para lo cual se usó un simulador que incorporará todos los mecanismos relevantes como la interacción bloque a bloque y la continuidad capilar.

Como resultado de los trabajos experimentales y de simulación, se pudo llevar a cabo el diseño de las instalaciones para la prueba piloto, el cual contemplo que no se requerían instalaciones adicionales para manejar la producción de aceite incremental de 1000 [$\text{m}^3/\text{día}$]. Las instalaciones de tratamiento de agua y generación de vapor fueron programadas para el comienzo de la inyección piloto a finales de 1995; el suministro de agua provendría de pozos someros de agua cercanos a Qarm Alam, las instalaciones fueron diseñadas para liberar un promedio de 1000 [T/día] de vapor. Los cuatro pozos productores QA-7, 8, 9 y 10 fueron suficientes para liberar una producción planeada de 5500 [$\text{m}^3/\text{día}$] durante la duración de la prueba piloto. La inyección de vapor tomaría lugar en el punto más alto de la estructura, los pozos observadores estarían colocados lo más lejanos posible para obtener una buena recopilación de datos y monitoreo del avance de los contactos y se perforarían tres pozos adicionales de observación para la toma de registros, su localización fue determinada después de considerar los resultados de simulación y la variación potencial en los patrones de flujo en las fracturas y la incertidumbre en la topografía estructural, uno de los pozos de observación estaría colocado a manera que pueda registrar el movimiento de la zona de vapor y los cambios en la temperatura que se esperarían de tres a seis meses. El frente de calor se registraría por el monitoreo en la temperatura en los pozos observadores y por un registro sísmico vertical.

III.1.3. Métodos químicos en yacimientos naturalmente fracturados

Al 2004 la mitad de las reservas mundiales de aceite se encontraban en yacimientos en rocas carbonatadas (Seethepalli 2004), muchos de los cuales son yacimientos naturalmente fracturados. La importancia del estudio de la implementación de los métodos químicos es la existencia de las múltiples interacciones que se llevan a cabo entre la roca, el aceite del yacimiento y las soluciones químicas, debido a que gran parte de los yacimientos en rocas carbonatadas presentan mojabilidad mixta o mojabilidad por aceite. Para alterar dichas condiciones son utilizadas soluciones de polímeros, álcalis y surfactantes, los cuales modifican la mojabilidad de la roca y disminuyen la tensión interfacial, favoreciendo así la imbibición de la matriz por las soluciones químicas para aumentar la recuperación de aceite.

III.1.3.1. Pruebas en laboratorio sobre la inyección de químicos

Najafabadi (2008) diseñó un experimento para ayudar en la mejora del entendimiento de los mecanismos presentes en el flujo de fluidos de álcalis y surfactantes en formaciones naturalmente fracturadas. Además del entendimiento de la importancia que tienen las fuerzas capilares, viscosas y de empuje. El álcali fue usado como modificador de la mojabilidad y la solución de surfactante fue usada para disminuir la tensión interfacial y mejorar la recuperación de aceite por emulsificación.

En el experimento de Najafabadi nueve núcleos (3" x 1" x 1") fueron colocados juntos, como se muestra en la Figura III.39. La composición del sistema de bloques y fracturas fue de 9" x 3" x 1", los canales de fractura fueron de alrededor de 0.5 [mm], fueron diseñados dos recubrimientos en los extremos para distribuir los fluidos inyectados y recolectar uniformemente los fluidos producidos a través del extremo final del arreglo. El núcleo fue después saturado como se describe a continuación: primero el bloque de salida fue cerrado y puesto al vacío por tres horas, se inyectó aceite a fracción volumétrica constante de 95%. La salida del bloque permaneció cerrada durante la inyección hasta que la presión dentro del bloque fue mayor que la presión atmosférica. Finalmente el bloque fue sometido a un proceso de maduración con aceite a 40 °C por tres semanas y posteriormente fue enfriado a temperatura ambiente antes de comenzar la primera etapa de inyección.

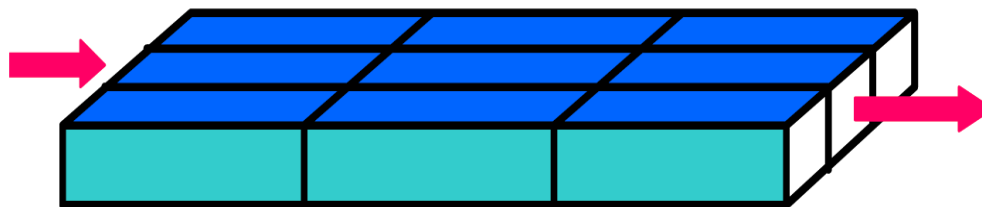


Fig. III.39- Esquema de la composición de bloques y fracturas. (Najafabadi 2008).

La Figura III.40 muestra la recuperación de aceite para las tres diferentes etapas de inyección de fluidos.

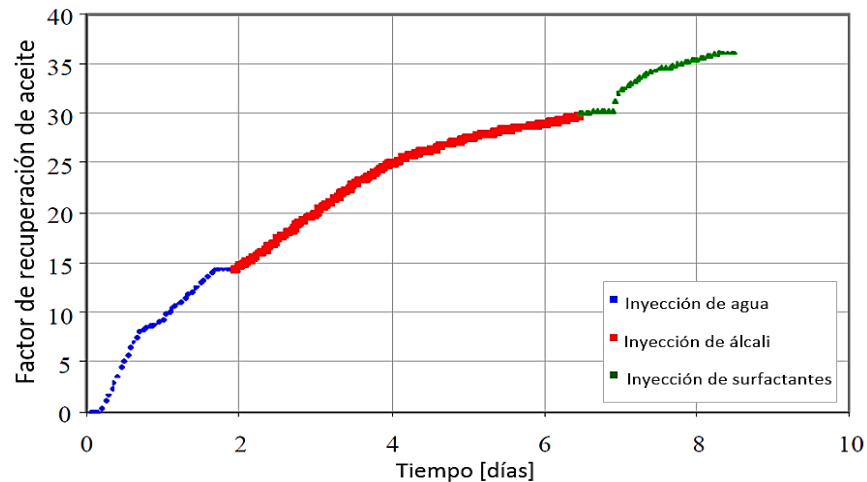


Fig. III.40- Curva de recuperación medida en laboratorio. (Najafabadi 2008).

La inyección de agua con 4.8 [wt%] de solución de cloruro de sodio (NaCl) a un gasto de 5 [ml/hr] resultó en una recuperación final de 15%. Posteriormente se inyectó agua con 1 [wt%] de metaborato de sodio (NaBO_2) y 3.8 [wt%] de cloruro de sodio (NaCl) inyectado al mismo gasto recuperando un volumen adicional de 15 %. La producción de aceite se redujo a cero al final de la inyección de la solución alcalina. Después una mezcla de álcali/surfactante fue inyectada al mismo gasto y representó una producción incremental de 6%. La solución de surfactante contenía 1.5 [wt%] de PetroStep®S-1 y 0.5 wt% de PetroStep S-2, 2 wt% de derivado de butanol como solvente, 1 [wt%] de metaborato de sodio y 3.8 [wt%] de cloruro de sodio (NaCl). La formulación de surfactante formó una microemulsión con el aceite el cual presenta una tensión interfacial de 0.0008 [mN/m].

De la combinación de la tensión interfacial ultrabaja por la acción de la solución de surfactantes y la alteración de la mojabilidad por el metaborato de sodio se obtiene un potencial significativo en la recuperación de aceite atrapado en los yacimientos fracturados en carbonatos. Como se mencionó anteriormente los principales mecanismos de recuperación que observó Najafabadi (2008) en este experimento fueron: alteración de la mojabilidad, reducción de la tensión interfacial, emulsificación y movilización de aceite.

Seethepali (2004) y Gupta (2008) llevaron a cabo diversos experimentos en laboratorio para demostrar como la acción de surfactantes y álcalis podían mejorar la recuperación de aceite en yacimientos naturalmente fracturados en carbonatos. Entre los trabajos que llevaron a cabo estudiaron el uso de distintos surfactantes para alteración de la mojabilidad y de la tensión interfacial; además del efecto de adsorción, el mecanismo de imbibición, efectos de la temperatura y de la densidad de fractura.

La Figura III.41 muestra la tensión interfacial entre la fase acuosa y la fase aceite como función de la concentración de carbonato de calcio (Na_2CO_3) en el sistema aceite-salmuera-surfactante. La concentración de surfactante se mantiene constante a 0.05 [wt%], excepto para el caso en el que sólo se añade Na_2CO_3 .

Conforme la concentración incrementa, la tensión interfacial disminuye ligeramente debajo de 10^{-1} [mN/m] a una concentración 0.2 M y después incrementa. La presencia de surfactantes in-situ en la fase acuosa es responsable de la disminución en la tensión interfacial. La salinidad en la que se logra la mínima tensión interfacial se define como salinidad óptima (por ejemplo a 0.2 M en este caso). Los sulfonatos etoxilados 4-22 y SS-6566 pueden disminuir la tensión interfacial del sistema a aproximadamente 10^{-2} [mN/m], sin embargo, la mínima tensión interfacial (del orden de 10^{-3} [mN/m]) fue obtenida con el surfactante 5-166, un alquil-aril sulfonato.

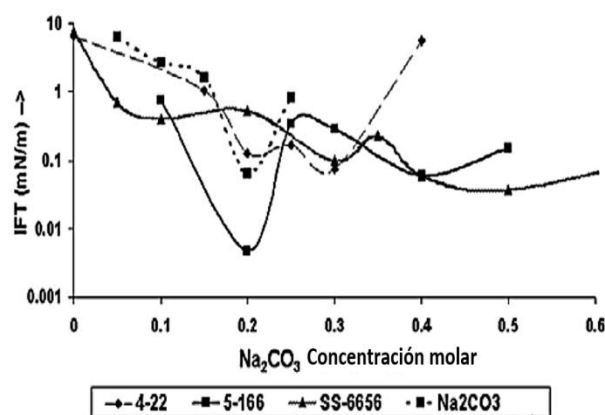


Fig. III.41– Tensión interfacial como función de la salinidad. (Seethepali 2004).

Los experimentos de alteración de la mojabilidad fueron llevados a cabo en placas de calcita sometidas a procesos de maduración para asegurar que presentaran mojabilidad por aceite. Posteriormente las placas fueron contactadas por surfactantes aniónicos para la alteración del ángulo de contacto en las gotas de aceite.

La Figura III.42 muestra los ángulos de contacto medidos a diferentes etapas del experimento de mojabilidad para cada placa de calcita con surfactante SS-6566, en solución 0.3 M de carbonato de calcio (Na_2CO_3). Antes de la maduración con aceite, la placa mineral se encuentra con mojabilidad intermedia, con un ángulo de contacto mayor de 90° y un ángulo de retroceso menor de 90° . Después de la maduración con aceite por 44 [hr] de la placa de calcita a temperaturas elevadas, la placa mineral llega a estar completamente mojada por aceite con un ángulo de contacto cercano a 160° . La placa es posteriormente inmersa en salmuera. La salmuera es después reemplazada con solución de surfactante a una salinidad óptima. Cuando se expone a la solución de surfactante-salmuera (mucho del aceite se libera de la placa), el ángulo de contacto disminuye con el tiempo y se estabiliza a un valor aproximado de 58° a 88° dependiendo del tamaño de la gota.

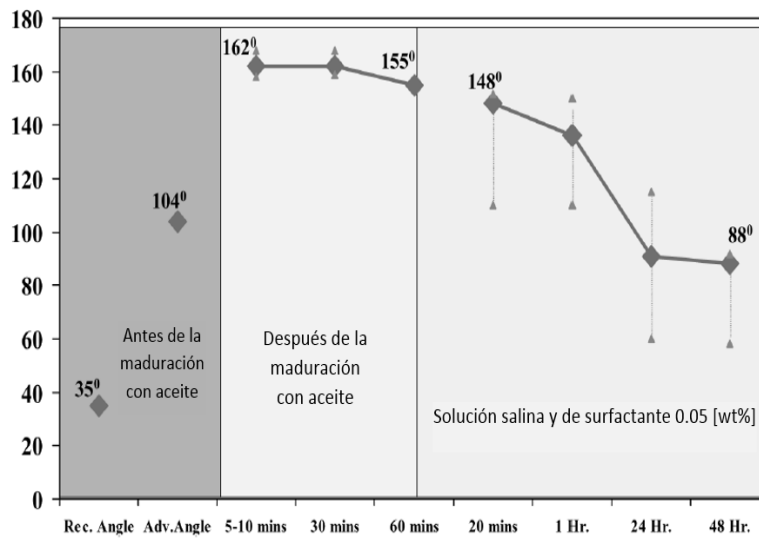


Fig. III.42– Ángulos de contacto a diferentes etapas (Seethepali, 2004).

Otro de los criterios más importantes que gobiernan la economía de los procesos de inyección de soluciones de surfactantes en formaciones de carbonatos es la pérdida de surfactantes causada por la adsorción. La adsorción de surfactantes en yacimientos de areniscas ha sido ampliamente estudiada, sin embargo existe muy poca información en la literatura sobre la adsorción de surfactantes en rocas carbonatadas.

La Figura III.43 (a, b y c) muestra la adsorción de los surfactantes aniónicos: 4-22, 5-166 y SS-6566 en la ausencia y presencia de carbonato de calcio (NaCO_3). En la ausencia de NaCO_3 , la adsorción es baja a concentraciones bajas de surfactante e incrementa de manera no-lineal con el aumento en la concentración de surfactante, alcanzando después un valor límite de adsorción arriba de la concentración micelar mínima (CMM) de surfactante. Este valor límite de adsorción es mayor (cerca de 3.5 mg/m^2 de calcita) para el surfactante de sulfonato 5-166. Para los sulfonatos etoxilados 4-22 y SS-6566, los valores límite de adsorción fueron de 0.9 y $1.3 \text{ [mg/m}^2\text{]}$, respectivamente.

Los valores de adsorción encontrados por Seethepali fueron similares a los encontrados en la literatura para superficies de dolomías. La Figura III.43 también muestra la adsorción isotérmica para surfactantes aniónicos en una solución 0.3 [M] de carbonato de calcio (NaCO_3). En el caso del surfactante 5-166, el valor límite de adsorción se reduce de $3.5 \text{ [mg/m}^2\text{]}$ a alrededor de $0.15 \text{ [mg/m}^2\text{]}$. Para los otros dos surfactantes la adsorción fue despreciable en presencia del carbonato de calcio (NaCO_3). La solución 0.3 [M] de NaCO_3 incrementa el pH de la solución a 10.3 . Este pH es mayor que el punto de cero carga para la calcita. Esto causa que la superficie adquiera carga negativa y repela las cargas de tipo polar aniónico de los surfactantes.

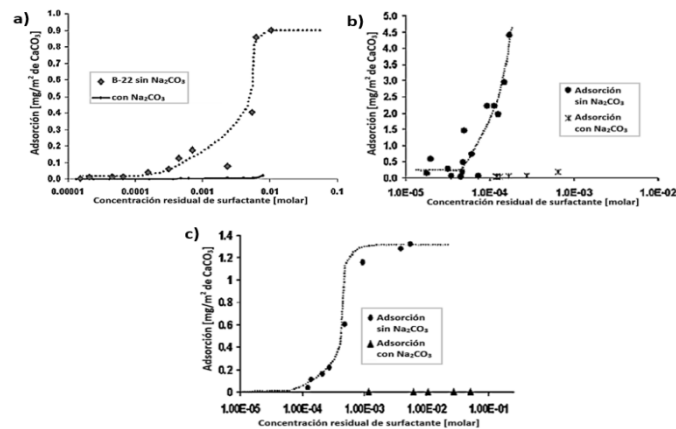


Fig. III.43– Adsorción isotérmica de surfactantes (Seethepali, 2004).

Otro de los factores que impactan la recuperación de aceite estudiados por Seethepali fue la temperatura que también afecta la mojabilidad, la viscosidad del aceite y la difusividad del surfactante. Para surfactantes no iónicos y aniónicos se encontró que el ángulo final de contacto disminuye con el incremento en la temperatura, como se muestra en la Figura III.44.

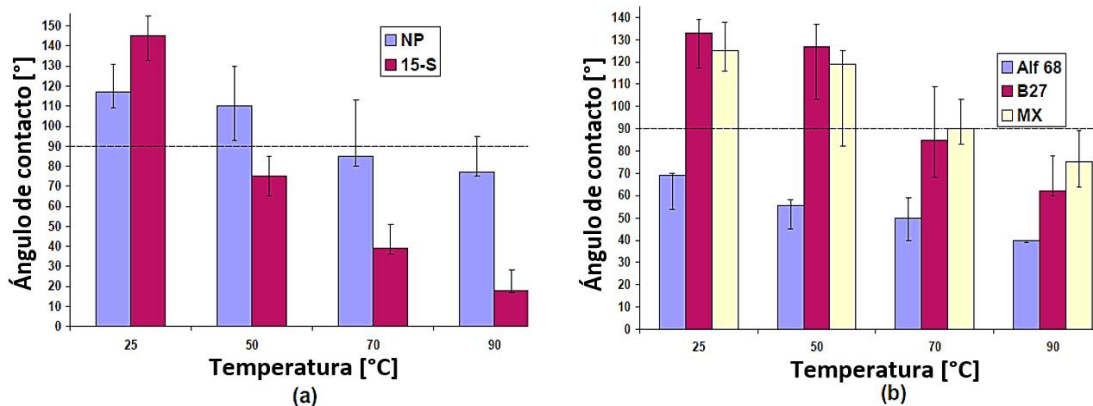


Fig. III.44– Efecto de la temperatura en la mojabilidad para: (a) Surfactantes no iónicos (b) Surfactantes aniónicos (Seethepali, 2004).

La adsorción y desadsorción de componentes del aceite (naftas y ácidos carboxílicos) afectan la mojabilidad de las superficies minerales. La desadsorción de estos componentes incrementa con la temperatura. La Figura III.45 muestra la recuperación de aceite para núcleos saturados de aceite con el uso de surfactantes aniónicos. En los experimentos de imbibición a altas temperaturas se obtuvieron altas recuperaciones de aceite. Conforme incremento la temperatura disminuyeron la viscosidad del aceite y el ángulo de contacto. La viscosidad del aceite fue de 23.8 [cp] @27 °C y disminuyó a 3.9 [cp] a 90°. La disminución en el ángulo de contacto conduce a un aumento en la permeabilidad relativa al aceite lo que incrementa también la recuperación.

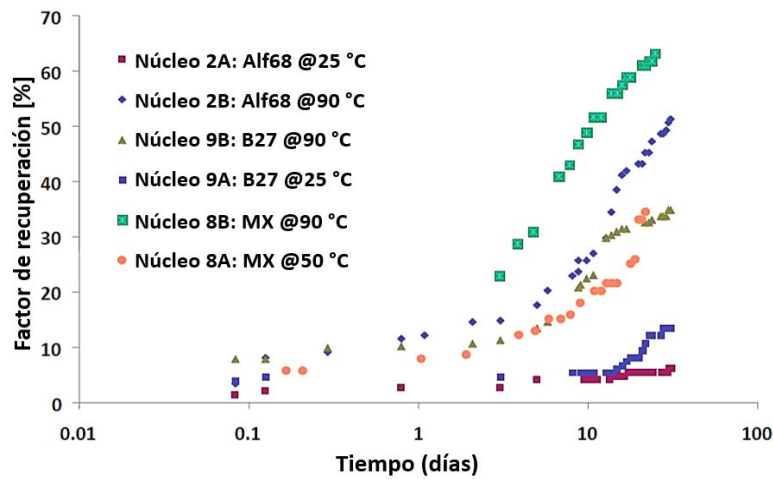


Fig. III.45– Recuperación de aceite a diferentes temperaturas para surfactantes aniónicos (Seethepali, 2004).

La densidad de fractura también afecta la recuperación de aceite. La Figura III.46 muestra los resultados experimentales ilustrando el efecto del tamaño de bloque de matriz (o densidad de fractura) en la recuperación, la cual incrementa conforme el espesor y la longitud de los núcleos disminuye. Todos los núcleos fueron saturados con aceite y fueron inmersos en una solución 0.5 [wt%] de surfactante Alf-38 y 0.3 [M] de Na_2CO_3 . El ángulo final de contacto fue de 30° . El núcleo 12 con una permeabilidad de 7 [md], 15 [cm] de altura y 3.81 [cm] de diámetro, tuvo una recuperación de 10% en 80 días comparada con la recuperación de 45% del núcleo 6 con dimensiones similares pero con una permeabilidad de 150 [md]. Un núcleo similar de 14.8 [cm] de longitud y 7 [md] fue cortado a la mitad; una de las mitades fue de nuevo partida a la mitad verticalmente (núcleo 15) y la otra mitad fue cortada horizontalmente (núcleo 14). El factor de recuperación para el núcleo 15 y el núcleo 16 tuvo una recuperación 5 veces mayor que el núcleo 12.

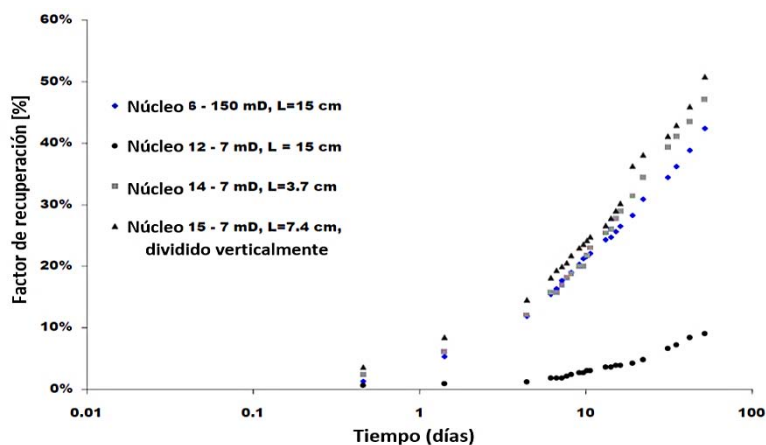


Fig. III.46– Efecto de la densidad de fractura en la recuperación de aceite (Seethepali, 2004).

Además del uso de las soluciones de álcalis, surfactantes y polímeros, el uso de espumas es un método potencial para auxiliar en la mejora de la recuperación en yacimientos naturalmente fracturados.

Ferno (2014) evaluó la eficiencia local de barrido través de la visualización de la propagación del frente de fluidos y lo comparó para la inyección continua de gas, la inyección alterna de gas y surfactante y la co-inyección de gas y surfactante. Para lo cual investigó la generación de espuma dentro de una red heterogénea de fracturas en carbonatos y en particular estudió el flujo de espuma y el control de movilidad.

Construyó un modelo experimental para visualizar el flujo y el control de movilidad para la generación de espuma en la red de fracturas. Baldosas de mármol blanco fueron fracturadas usando un martillo de bola y fueron cuidadosamente ensambladas dentro de un marco para crear una red de fracturas con superficies rugosas de calcita.

La Figura III.47 muestra la red de fracturas A con 136 elementos de fracturas en seis sectores. Hubo 5 vórgulos con aperturas entre 0.2 y 0.6 [cm] y 131 fracturas menores orientadas paralelamente, perpendiculares a la dirección del flujo con una apertura menor a 0.5 [mm].

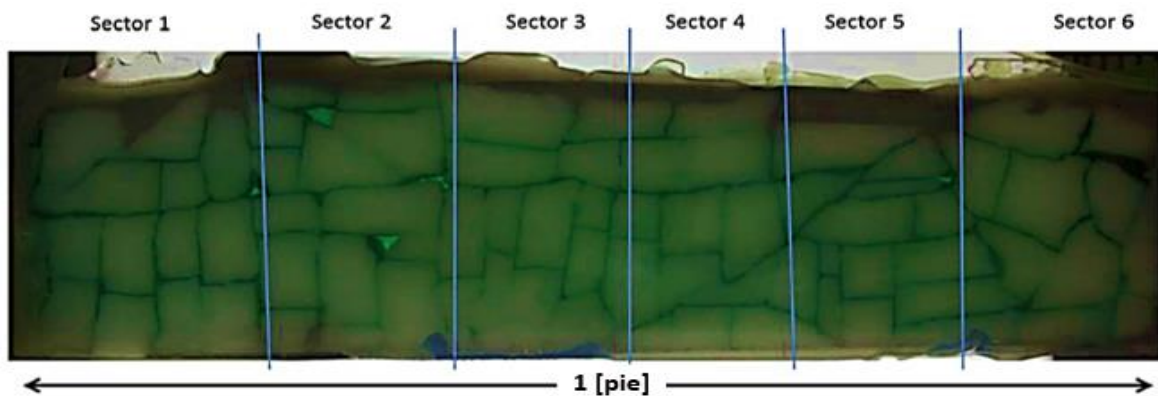


Fig. III.47– Red de fracturas A, con 136 elementos de fractura a lo largo de 6 sectores (Ferno, 2014).

Además se fracturó una baldosa cuadrada de mármol y ese ensambló dentro de un marco de aluminio entre dos placas de plexiglas (Figura III.48). Dos varillas de aluminio mantuvieron las dos placas en su sitio y se aplicó fuerza para limitar la fuga de fluido y asegurar que los fluidos inyectados fluyeran únicamente dentro de la red de fracturas. La red de fracturas consistió principalmente de fracturas angostas con 12 fracturas más grandes. Los vórgulos fueron grandes y de apertura de 0.4 a 0.2 [mm]. Las fracturas abiertas fueron usadas para observar el frente de avance de la espuma durante la co-inyección y para observar los cambios en el tamaño de burbuja respecto a las condiciones de inyección.

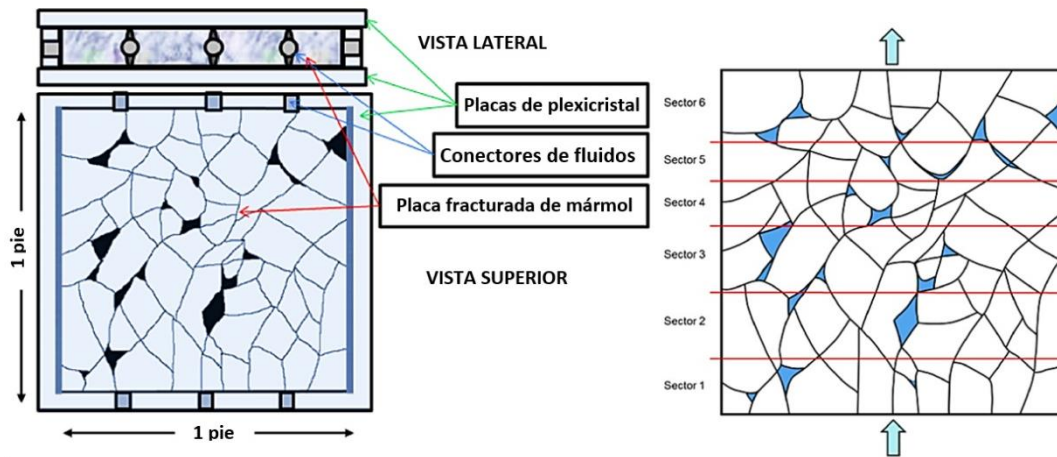


Fig. III.48— Esquema de la red de fracturas B (Ferno, 2014).

El tamaño de burbuja resultante y la relación de la curvatura con la viscosidad de la espuma determinan la resistencia del sistema al flujo. La Figura III.49 muestra la textura de la espuma generada in-situ y el tamaño de burbuja en los vórgulos más grandes del sistema de fracturas B utilizando tres diferentes flujos fraccionales de gas ($f_g=0.8, 0.9, 0.95$) los tres a un gasto de 3 [cm³/min]. Con el incremento en el flujo fraccional de gas las burbujas incrementan en tamaño. Especialmente en flujo fraccional de 0.95, grandes burbujas separadas por lamelas delgadas ocupan la mayoría del volumen fracturado. Este resultado es consistente con estudios previos donde se observaron grandes burbujas con el incremento en el flujo fraccional en redes de fracturas. La densidad de burbujas (el número de burbujas en la fractura) fue similar para los diferentes flujos fraccionales de gas: $f_g=0.8$ 106 burbujas, $f_g=0.9$ 92, $f_g=0.95$ 94 burbujas. La forma de las burbujas fue poliédrica para todos los casos. A mayor flujo fraccional de gas el sistema presenta una mayor resistencia al flujo.

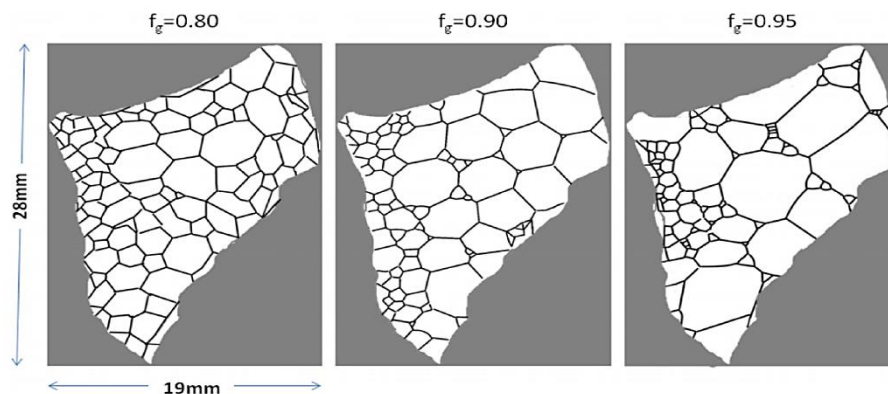


Fig. III.49- Burbujas de espuma para diferentes flujos fraccionales de gas (Ferno,2014).

La eficiencia areal de barrido en la red de fracturas durante 1) inyección continua de gas, 2) inyección alterna de gas y surfactante y, 3) la co-inyección de surfactantes y gas con $fg=0.6$ se comparó usando la red de fracturas A.

La Figura III.50 compara la eficiencia areal de barrido como función del volumen de fractura inyectado para un desplazamiento tipo pistón, inyección continua de gas (CGI), solución de surfactantes y gas (SAG) y la co-inyección de surfactantes y gas. La irrupción de gas durante la inyección continua de gas ocurrió después de 0.4 del VF inyectado, con 37.5 % de eficiencia de barrido. El gas inyectado fue distribuido por las fracturas y vórgulos de alta transmisibilidad y la eficiencia de barrido fue de 52.2%.

La irrupción de gas durante la inyección alterna de gas y surfactante ocurrió después de 0.6 del volumen de fractura inyectado, con 58.1% de eficiencia de barrido. El incremento del flujo cruzado de las fracturas más pequeñas fue comparado con la inyección continua de gas pero el flujo siguió siendo dominado por las fracturas longitudinales más largas.

La eficiencia de barrido final para la inyección alterna de gas y surfactante fue de 61.8%. La co-inyección resultó predominantemente en flujo cruzado con menos flujo en las fracturas longitudinales más grandes, dejando una eficiencia de barrido total de 77.2 %, lograda después de 0.92 volúmenes de fractura inyectados. La irrupción de gas ocurrió después de 0.72 VF inyectados, con 71.3% de eficiencia de barrido para la co-inyección de gas y solución de surfactantes.

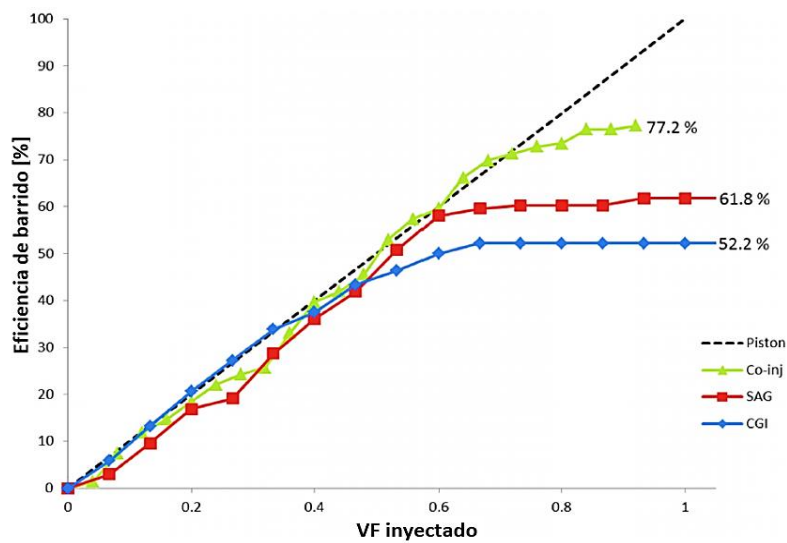


Fig. III.50- Eficiencia de barrido vs. volumen de fracturas inyectado en la red de fracturas A (Ferno, 2014).

III.1.3.2. Simulación de la inyección de químicos

Para estudiar los efectos positivos de la inyección de químicos en yacimientos carbonatados fracturados Najafabadi (2008) llevó a cabo la simulación de procesos de inyección de álcalis y álcali-surfactante, desarrollando un modelo basado en los mecanismos de alteración de la mojabilidad e implementándolo en un simulador composicional de inyección de químicos, que permitiera los cambios en la permeabilidad relativa y en la presión capilar conforme al cambio en la concentración de modificadores de la mojabilidad.

El modelo de simulación representa diferentes mecanismos en cada fase de inyección, de acuerdo a los fenómenos presentes en cada etapa, como se menciona a continuación, así como la evolución de la saturación de aceite durante las tres etapas de inyección analizadas.

- Inyección de agua: el flujo durante esta etapa es dominado por la presión capilar. La naturaleza inicial de mojabilidad mixta crea ambas presiones capilares positiva y negativa. La presión capilar negativa atrapa una gran cantidad de aceite en la matriz. El comportamiento en el modelo de simulación se muestra en la Figura III.51.

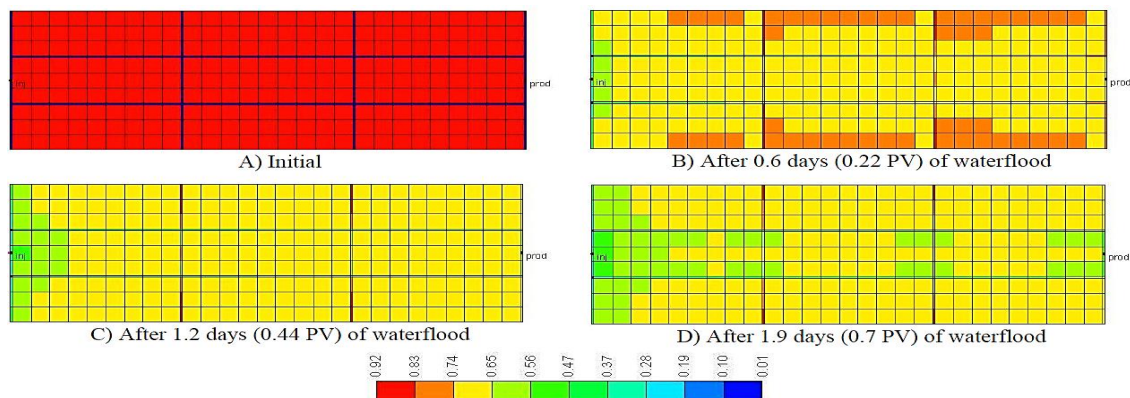


Fig. III.51-. Perfiles de saturación de aceite durante la inyección de agua (Najafabadi, 2008).

Conforme la saturación de agua incrementa en los bloques de malla la presión capilar disminuye alcanzando un valor de cero a un valor de saturación de agua de 0.41, dicho valor se refiere a la saturación crítica en la que la presión capilar cambia de signo, y se volverá cada vez más negativa conforme la saturación de agua aumente; eventualmente los bloques de malla alcanzaran un punto donde el gradiente viscoso de presión será tan grande como la presión capilar negativa existente en la matriz, causando que cese la producción. Además se observa que la imbibición de agua ocurre uniformemente y el frente de saturación de agua se mueve más lento en la matriz que en las fracturas.

Después de 1.9 días de inyección la saturación de agua llega a ser casi uniforme y se encuentra en su valor crítico y el aceite remanente es retenido en la matriz por fuerzas viscosas.

▪ Inyección de álcalis: la mojabilidad mixta de la roca matriz es alterada hacia condiciones de mojabilidad por agua lo que causa un cambio en las propiedades petrofísicas como la permeabilidad relativa y la presión capilar. La presión capilar se vuelve positiva y el aceite es expulsado por fuerzas viscosas y capilares. En este estudio se usó metaborato de sodio como agente para alterar la mojabilidad. Los perfiles de saturación a diferentes tiempos del estudio de simulación se muestran en la Figura III.52.

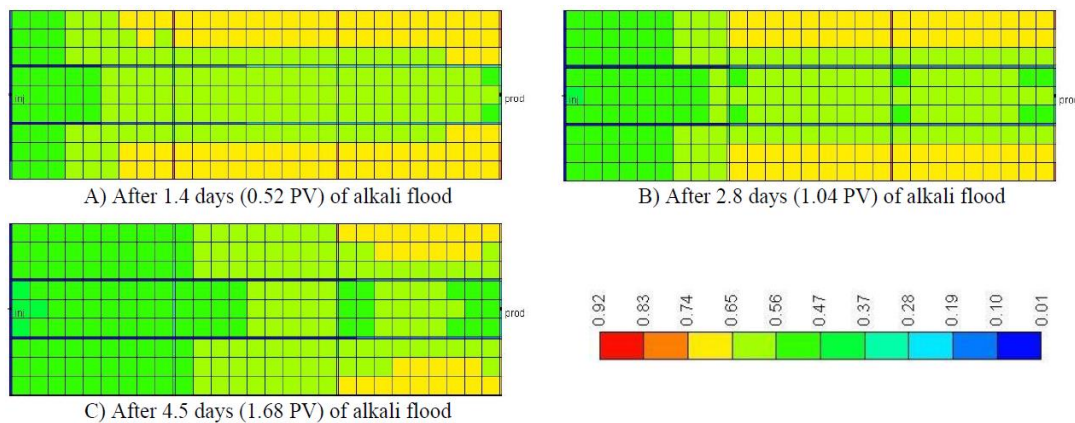


Fig. III.52-. Perfiles de saturación de aceite durante la inyección de álcalis (Najafabadi, 2008).

▪ Inyección álcali-surfactante: la tensión interfacial se reduce a valores ultrabajos causando cambios en las propiedades petrofísicas como el la saturación residual de aceite y disminución de microemulsiones, cambios en la permeabilidad relativa y disminución en la presión capilar. La Figura III.53 muestra el perfil de saturación de aceite durante la inyección álcali-surfactante, el comportamiento de la inyección muestra que aunque la inyección de álcalis lleva a una recuperación adicional del 15% por medio de la alteración de la mojabilidad de la matriz, esto no redujo la tensión interfacial para producir el aceite atrapado por fuerzas capilares. La inyección de surfactante reduce la tensión interfacial agua-aceite y recupera el aceite remanente por solubilización y movilización, el álcali sigue inyectándose en la solución de surfactante para su propósito original de alteración de la mojabilidad, así como para reducir la adsorción de surfactante y mantener la misma salinidad.

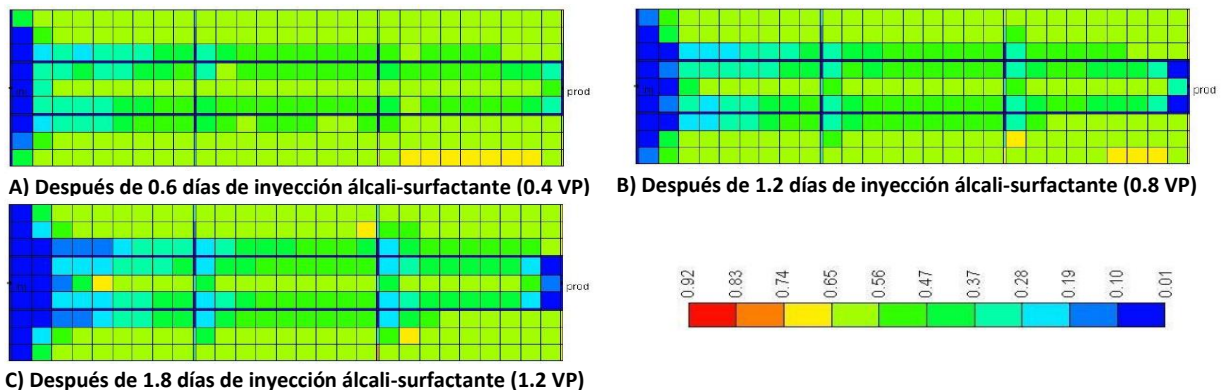


Fig. III.53-. Perfiles de saturación de aceite durante la inyección álcali-surfactante (Nafajabadi, 2008).

Durante este estudio se evaluaron también diferentes secuencias de esquemas de inyección de químicos concluyendo que la mejor practica sería comenzar los procesos de recuperación mejorada antes de que la saturación de agua llegue al valor en el cual se dé el atrapamiento del aceite por fuerzas capilares, lo cual daría una mayor recuperación de aceite; por ejemplo, un esquema de inyección en el que se inyecten álcalis desde el principio producirá mayor cantidad de aceite a uno en el que previamente se inyectó agua.

Además se estudiaron los efectos del contraste de permeabilidad matriz/fractura y como se ha mencionado anteriormente una permeabilidad alta del sistema de fracturas provoca el rápido transporte de los fluidos a través de ellas disminuyendo el tiempo de residencia del fluido inyectado, impidiendo así que este imbiba la matriz.

Gupta (2008) analizó el efecto de la densidad de fractura en el proceso de inyección de surfactantes a través del desarrollo de un modelo de simulación bifásico, tridimensional, de cuatro componentes y representando la tensión interfacial y la mojabilidad como función de la concentración de surfactante. La simulación fue a escala de laboratorio modelando tres tamaños de núcleo mojados por aceite de 0.1 [m] de diámetro por 0.1 [m] de longitud, de 0.1 [m] por 1 [m] y de 1 [m] por 10 [m]. Como se muestra en la Figura III.54, los bloques de matriz de menor dimensión dan gastos de recuperación más altos; además el tiempo para el que se logra recuperar el 80% para cada núcleo es de 100, 1000 y 10000 días respectivamente.

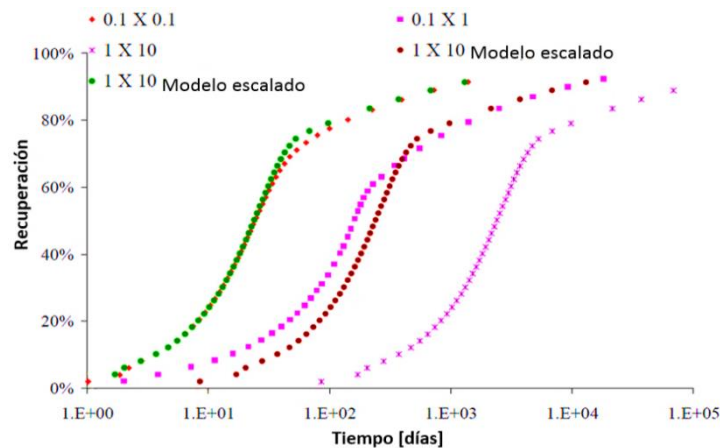


Fig. III.54-. Efecto de la densidad de fractura en la recuperación de aceite (resultados de simulación), Gupta 2008.

Delshad (2009) estudió el efecto de los surfactantes en la alteración de la mojabilidad en la recuperación de aceite en yacimientos naturalmente fracturados. Sus estudios de simulación los realizó por medio de la implementación de un modelo de alteración de la mojabilidad en un simulador de inyección de químicos, validado con datos de experimentos de imbibición en laboratorio y resultados de la simulación 3D de un yacimiento naturalmente fracturado. Los principales mecanismos tomados en cuenta por el simulador son el drenaje gravitacional, reducción de la tensión interfacial, emulsificación y alteración de la mojabilidad. Además de tomar en cuenta el comportamiento de fase del surfactante, salmuera y aceite, cambio de la permeabilidad relativa como función del número de atrapamiento, reacciones químicas entre el agua y los electrolitos, precipitación y disolución de minerales y reacciones con los componentes ácidos del aceite con los álcalis que generan surfactantes in-situ. Dicho simulador, además fue previamente usado para la simulación de inyección de álcalis e inyección surfactantes-polímeros en simulaciones a escala de laboratorio y de campo. Se llevaron a cabo distintas simulaciones en un modelo de 250 [ft] de largo, 250 [ft] de ancho y 55 [ft] de espesor. Como se muestra en la Figura III.55.

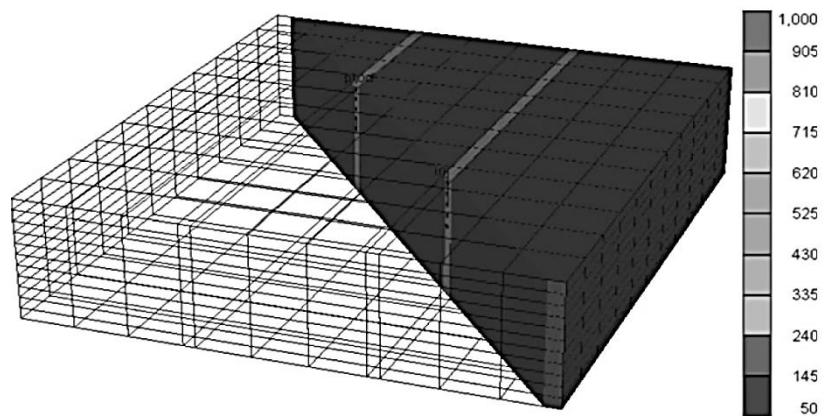


Fig. III.55-. Esquema de la permeabilidad [mD] de la malla de simulación (Delshad, 2009).

Durante las diferentes simulaciones se observa que la recuperación acumulada de aceite es mayor cuando las condiciones de mojabilidad son de una formación fuertemente mojada por agua con una recuperación de aproximadamente 42%, la cual es casi el doble de la recuperación obtenida con la sola inyección de agua. La inyección de surfactante cuando la formación es mojada por aceite no es efectiva debido a que el surfactante no alcanza a imbibir la matriz, sin embargo la recuperación aumenta por un factor de dos cuando las condiciones de mojabilidad se cambian a un sistema mojado por agua. Además se estudió el efecto de las propiedades de la matriz, como la saturación inicial de agua y la permeabilidad de la matriz, como se muestra en la Figura III.56 la recuperación es mayor cuando la saturación inicial de agua en la matriz es menor y mientras mayor es la permeabilidad de la matriz.

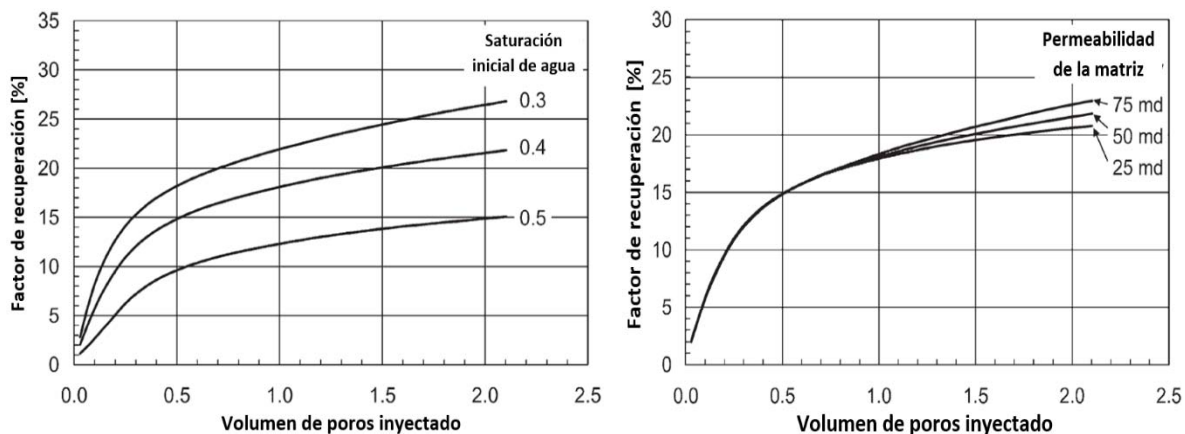


Fig. III.56-. Efecto de las propiedades de la matriz durante la inyección de surfactantes (Delshad, 2009).

SayedAkram (2011), estudió el proceso de inyección polímero-surfactantes y el impacto que la red de fracturas ocasiona en este, por medio de la simulación a escala de campo en un yacimiento carbonatado de aceite ligero, construyendo un modelo de doble porosidad-doble permeabilidad de un octavo de un área piloto de 20 [acres] con un patrón de inyección de 5 pozos, usando el simulador comercial CMG Stars, el cual tiene la capacidad de simular procesos de inyección de químicos. Los mecanismos que se presentan en la simulación son: alteración de la mojabilidad y la reducción de la tensión interfacial por los surfactantes, cambio de la viscosidad del fluido inyectado por medio de la acción de los polímeros. Los parámetros analizados concernientes a los yacimientos naturalmente fracturados son: espaciamiento de fracturas, permeabilidad, dirección del flujo y permeabilidad de la matriz.

A diferencia de la inyección a escala de laboratorio en la que la inyección se lleva continuamente hasta alcanzar la saturación residual de aceite, para la simulación a escala de campo el periodo de inyección de químicos es más corto debido al costo involucrado con respecto al precio del aceite. La secuencia de inyección en este estudio fue: un año de inyección polímero-surfactante, dos años de inyección de baches de polímero y finalmente un año de inyección de polímero en baja concentración.

El modelo de simulación toma en cuenta la alteración de la mojabilidad lo cual afecta las curvas de permeabilidad relativa y la presión capilar; y se basa en la interpolación de valores de tensión interfacial y del número capilar, lo que lleva al cálculo de la permeabilidad relativa y la presión capilar. Se introducen dos grupos de curvas de permeabilidad relativa y de presión capilar, un grupo para condiciones del sistema sin surfactante y el otro grupo a condiciones del sistema a una concentración máxima de surfactante. Otro fenómeno simulado en el modelo es la adsorción de los aditivos en la roca, para simular este fenómeno se debe conocer el efecto de la temperatura, la densidad y porosidad de la roca y la composición del fluido.

Los distintos escenarios de inyección simulados fueron los que se muestran en la Figura III.57.

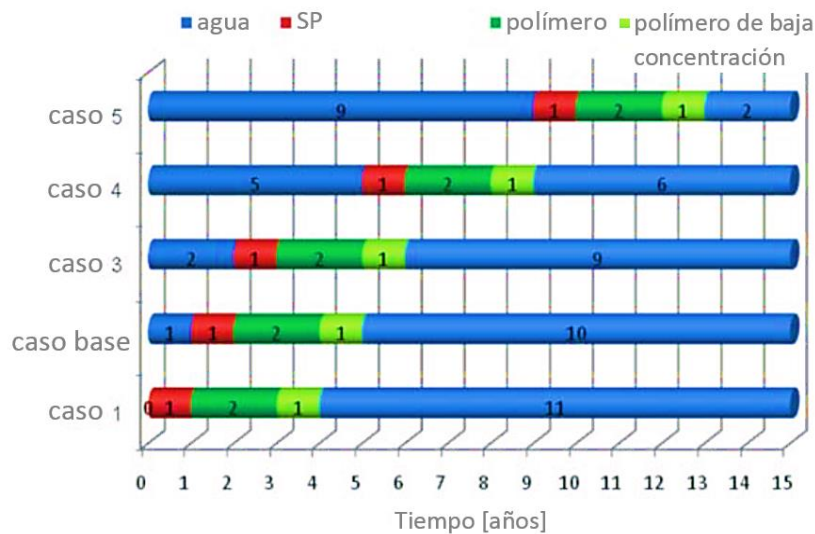


Fig. III.57-. Perfiles de inyección para diferentes simulaciones (SayedAkram, 2011).

Los resultados de variar el comienzo de la inyección polímero-surfactante muestra una relación inconsistente con la recuperación de aceite, parece que existe una saturación crítica de agua que afecta la recuperación y que mientras mayor es el valor de saturación de agua después de la saturación crítica disminuye la recuperación de aceite, como se muestra en la Figura III.58. Por otro lado el comienzo de la inyección polímero-surfactante sin la inyección previa de agua muestra un comportamiento menos eficiente comparado con el caso base en el que existió la previa inyección de agua durante un año; esto puede ser debido a la disminución de las fuerzas capilares por la reducción en la tensión interfacial antes de que ocurra el efecto de alteración de la mojabilidad. Conforme más alta sea la saturación de agua al inicio de la inyección surfactante polímero, menor será la recuperación de aceite.

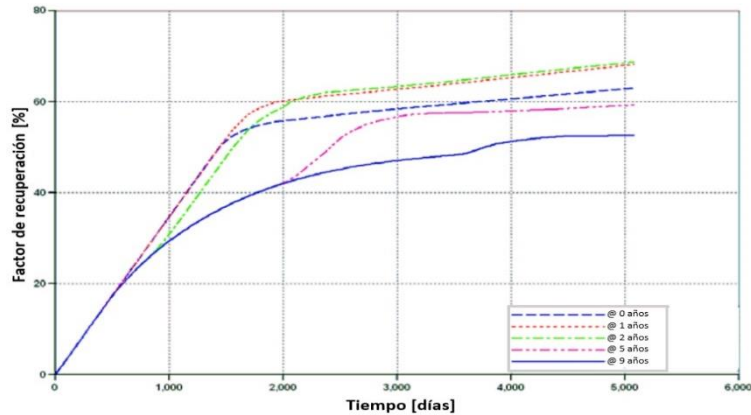


Fig. III.58-. Factor de recuperación a diferentes tiempos del comienzo de la inyección surfactante-polímero (SayedAkram, 2011).

Con respecto a la tensión interfacial el análisis mostró que existe un número capilar óptimo entre el sistema de fracturas y la matriz, el cual es alterado por la reducción de la tensión interfacial, la alteración de la mojabilidad, la viscosidad o la combinación de estos factores. De igual manera existe un valor óptimo del inverso del número de Bond en el que la recuperación de aceite es más rápida e incluso más alta.

Otro parámetro a considerar en la inyección surfactante-polímero es la cantidad de químicos a inyectarse tomando en cuenta la relación del costo de los químicos por la recuperación incremental de aceite. Los análisis de sensibilidad respecto a este parámetro se llevaron a cabo considerando un año de inyección previa de agua, seguidos de la inyección surfactante-polímero variando su duración 1, 2, 3, 4, 6 y 9 años, seguidos nuevamente por la inyección de agua para los seis distintos casos analizados, en los que la secuencia de inyección fue de 15 años para todos los casos. Los resultados se muestran en la Figura III.59, en la que se observa que existe un volumen óptimo de surfactante-polímero inyectado.

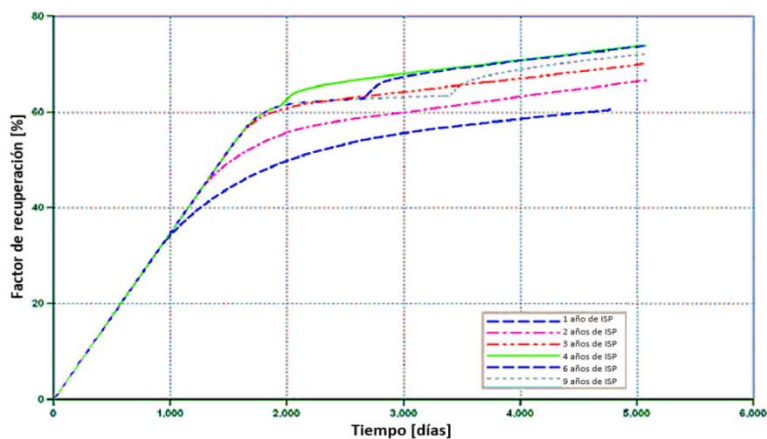


Fig. III.59-. Recuperación de aceite en función de la duración de inyección SP (SayedAkram, 2011).

Después del volumen óptimo de inyección SP la producción comienza a declinar y a permanecer sin aumento aunque se aumente el volumen de químicos inyectado, lo cual indica que los fluidos inyectados fluyen directamente hacia el pozo productor. La caída en la producción puede estar relacionada con diversos factores, uno de ellos es la adsorción del fluido, la cual reduce la permeabilidad relativa y puede causar también bloqueo en los poros. Además existe un incremento en el corte de agua después de alcanzar la máxima adsorción de surfactante por lo tanto el fluido inyectado seguirá fluyendo a través de las fracturas pero disminuirá el volumen de fluido que imbiba la matriz.

Con respecto al contraste de permeabilidad entre la matriz y el sistema de fracturas, y como se ha mencionado anteriormente para los diferentes procesos de recuperación, mientras mayor sea dicho contraste menor será la recuperación de aceite debido a que disminuirá el tiempo de residencia de los fluidos inyectados.

Otro parámetro importante es el espaciamiento de fractura, mientras menor sea el espaciamiento de fractura menor será el tamaño de los bloques de matriz lo cual aumentará la imbibición de los fluidos inyectados y aumentará la recuperación de aceite.

Se estudió además el efecto de la orientación de fractura en la recuperación de aceite para lo cual se analizaron los casos en los que el flujo es normal a la dirección de fracturas y el caso en el que la inyección es paralela a la dirección de las fracturas, como se muestra en la Figura III.60.

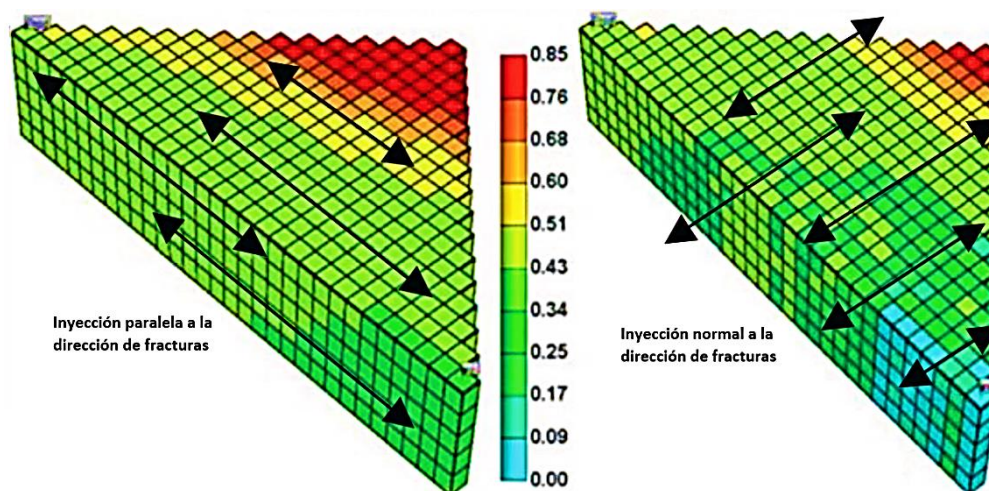


Fig. III.60-. Saturación de aceite al final de la inyección SP para diferente orientación del sistema de fracturas (SayedAkram, 2001).

La recuperación de aceite es mayor cuando la inyección es normal a la dirección de fracturas, debido a que aumenta el tiempo de residencia de los fluidos, además de que se logra una mejor eficiencia areal de barrido lo cual resulta en un aumento la imbibición desplazando más aceite de la matriz.

III.1.4. Métodos microbianos en yacimientos naturalmente fracturados

III.1.4.1. Estudios en laboratorio de inyección de bacterias

Nourani (2007) llevó a cabo estudios experimentales para analizar la interacción de cultivos microbianos en el medio fracturado y examinar cómo estos organismos mejoran la recuperación de aceite. Para realizar dichos experimentos extrajo cinco especies bacterianas del aceite de la formación MIS, uno de los yacimientos maduros naturalmente fracturados de Irán. Llevó a cabo dos series de experimentos de visualización a condiciones de yacimiento, para examinar el comportamiento de la recuperación mejorada microbiana en micromodelos diseñados para imitar el sistema fracturado.

Los microorganismos fueron obtenidos como se mencionó anteriormente de una muestra de aceite de MIS, los cuales se extrajeron separándolos del aceite por medio de estimulación con una levadura especial y promoviendo por medio de calor su crecimiento por un mes en una incubadora, además de aportarles nutrientes y la humedad necesaria para su preservación, obteniéndose así cinco especies diferentes de microorganismos (microorganismos anaeróbicos) del aceite.

El primer experimento de observación (experimento estático) se realizó en un micromodelo de roca y cristal, 1.3 [gr] de cultivo se disolvieron en agua y se inyectaron a un gasto de 0.1 [ml/hr], después de haber inyectado 1 volumen poral (VP) a la muestra, el modelo se colocó en la incubadora. Después de dos semanas las partes de cristal del modelo se separaron y las muestras para todas las secciones de matriz y la red de fracturas se analizaron bajo el microscopio. Diferentes microorganismos se observaron en la red de fracturas, mientras que las muestras de matriz se encontraban libres de la presencia de microorganismos.

Para la medición de la tensión interfacial, se utilizó un tensiómetro digital. La fase más densa (agua) fue vertida en un recipiente especial. Una capa delgada de la fase menos densa (aceite) fue cuidadosamente colocada en agua, todas las mediciones se realizaron a 30 °C. Habiendo inyectado los biosurfactantes se mostró que los microorganismos pueden efectivamente reducir la tensión interfacial entre el agua y el aceite lo cual lleva a un incremento en el número capilar y en la recuperación de aceite. La tensión interfacial entre el agua y el aceite disminuyó drásticamente de 15 a 5 [din/cm] en estos experimentos.

Además de la medición de la tensión interfacial, se realizó la medición del ángulo de contacto y se observó la alteración de la mojabilidad de un sistema mojado por aceite a uno mojado por agua por la acción de los microorganismos.

Adicional al experimento mencionado, se diseñó un modelo generado con 500 líneas arbitrarias con diferentes longitudes que variaron de 3 a 5 [mm] y espesores de 0.2 a 0.9 [mm]. Incluyendo además una fractura con desviación de 45°. Como se muestra en la Figura III.61.

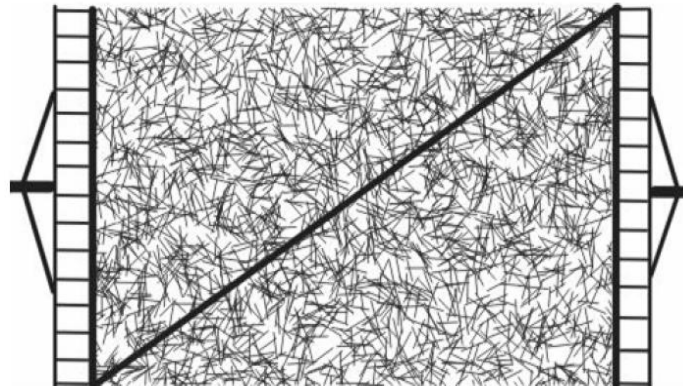


Fig. III.61- Micromodelo diseñado para incorporar los elementos del sistema de fracturas (Nourani, 2007).

El modelo fue posicionado horizontalmente y se inyectó agua (coloreada con azul de metileno) a un gasto de 0.1 [ml/hr], esto con el objetivo de reproducir el proceso de inyección de agua y llevar la inyección microbiana a un valor de saturación residual de aceite. La inyección de agua continuó hasta que ya no fue posible expulsar más aceite del modelo. 1.3 [ml], equivalentes a el doble del volumen poral se necesitaron para llegar a este punto.

Se adicionó azul de metileno al agua que contenía 5% de cloruro de sodio y microorganismos que habían estado en incubadora por un periodo de dos semanas a 50 °C. Un volumen poral de agua con microorganismos fue inyectada en el modelo después de la inyección de agua. En estos experimentos, la recuperación microbiana tuvo una recuperación adicional de 9%.

Tabla III.4 – Factor de recuperación después de la inyección microbiana (Nourani, 2007).

Saturación de aceite [%]	
Inicial	95.7
Después de la inyección de agua	49.81
Después de la inyección microbiana	41.48
Inyección de agua	
Factor de recuperación	48%
Inyección microbiana	
Factor de recuperación	57%

Con respecto a las observaciones en el micromodelo de roca y cristal los microorganismos separados son capaces de adherirse a las paredes de la matriz y producir agentes activos de superficie para ayudar a expulsar el aceite de la matriz y fluir dentro del sistema de fracturas debido a los efectos gravitacionales.

III.2. IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES QUE IMPACTAN LA RECUPERACIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Con base en el apartado III.1 se identificaron las variables que impactan en los procesos de recuperación, así como los mecanismos de recuperación que se favorecen con la aplicación de cada uno de ellos. Las cuales se resumen de la Tabla III. 5 a la Tabla III.9, para la aplicación en yacimientos naturalmente fracturados de los distintos métodos de recuperación mejorada

Tabla III.5- Comportamiento de inyección de agua carbonatada en yacimientos naturalmente fracturados.

		<i>Propiedades del sistema matriz-fractura/ variables del proceso de RM.</i>
Inyección de agua carbonatada	Mecanismos presentes	
	Imbibición	ko: la permeabilidad al aceite de sistema roca-fluidos en rocas caliza mejora.
		CO ₂ disuelto: mientras mayor sea la cantidad de CO ₂ disuelto en el agua de inyección, el efecto sobre la recuperación es mayor, debido a que mejorará el gasto de imbibición.
		μo: la partición del CO ₂ en el aceite disminuye su viscosidad.
	Γ: se reduce la tensión interfacial entre el agua de inyección y el aceite lo cual mejora el gasto de imbibición.	
	Empuje por gas en solución	CO ₂ disuelto: Conforme mayor es la cantidad de CO ₂ disuelto mayor es el efecto del empuje por gas en solución.

Tabla III.6- Comportamiento de inyección de gases miscibles en yacimientos naturalmente fracturados.

		<i>Propiedades del sistema matriz-fractura/ variables del proceso de RM.</i>
	Mecanismos presentes	
Inyección de gases miscibles	Miscibilidad	Gasto de inyección: la recuperación por medio de la inyección de gas miscible es mayor a bajos gastos de inyección debido a que mayor cantidad de gas alcanza a transferirse a la matriz.
		Apertura de fractura: mientras mayor sea el gasto de inyección la recuperación comenzará a ser sensible a la apertura de fractura
		Densidad de los fluidos: mientras mayor sea la diferencia de densidades entre los fluidos inyectados menor será la recuperación que se alcance.

Tabla III.6- Comportamiento de inyección de gases miscibles en yacimientos naturalmente fracturados.

		μ_o : debido al mecanismo de miscibilidad se reduce la viscosidad del aceite lo cual tiene un efecto positivo sobre la recuperación.
Drene gravitacional		Intensidad de fracturamiento: mientras mayor sea la intensidad de fracturamiento será mayor el efecto del drene gravitacional y flujo cruzado.
		Permeabilidad de la matriz: puede llegar a ser el mecanismo de recuperación dominante cuando la permeabilidad de la matriz es alta.
		Densidad de los fluidos: la densidad del gas inyectado con respecto a la densidad de los fluidos en el yacimiento afectará directamente la distribución de los fluidos en el yacimiento en los casos en los que el desplazamiento se lleve a cabo desde el casquete de gas.
		Mojabilidad: la mojabilidad de la roca por aceite favorece la recuperación durante el drene gravitacional gas-aceite (para la inyección alterna agua-gas miscible).
		k_m : el mecanismo de drene gravitacional durante la inyección miscible depende en cierta medida de la permeabilidad de la matriz.
Difusión		Intensidad de fractura: la difusión es un mecanismo bastante eficiente en yacimientos altamente fracturados (por medio de la inyección de CO_2). Mientras menor sea el espaciamiento de las fracturas mejorará la distribución del CO_2 en los bloques de matriz disminuyendo así la saturación de aceite.*
		Permeabilidad de matriz: la difusión se da aún si la matriz presenta una baja permeabilidad.

Tabla III.7.- Comportamiento de la aplicación de métodos térmicos en yacimientos naturalmente fracturados.

	Mecanismos presentes	Propiedades del sistema matriz-fractura/ variables del proceso de RM.
Aplicación de métodos térmicos Inyección continua e inyección cíclica de vapor	Transferencia de calor hacia la matriz	Tamaño de los bloques de matriz: mientras menor sea este, el calor transferido a la matriz será mayor.
		Gasto de inyección: mientras menor sea este, la transferencia de calor hacia la matriz será mayor.
		Difusividad térmica de la matriz: mientras mayor sea la difusividad térmica mayor será la transferencia de calor hacia la matriz.
		k_f : mientras mayor sea la permeabilidad de las fracturas menor será el efecto positivo sobre la recuperación ya que el vapor pasaría más rápido y el tiempo para que el vapor condense y transfiera su calor a la matriz será mayor.

Tabla III.7.- Comportamiento de la aplicación de métodos térmicos en yacimientos naturalmente fracturados.

			Calidad del vapor: junto con el gasto de inyección, la calidad del vapor es de los parámetros operacionales que más afectan la propagación del calor en yacimientos naturalmente fracturados.
		Imbibición	Temperatura: mejora del potencial de imbibición con el aumento de la temperatura, mejorando así la recuperación.
			μ_o : la reducción en la viscosidad debido al aumento de la temperatura aumenta el gasto de imbibición de las fracturas hacia los bloques de matriz.
			k_m ; conforme mayor es este parámetro la recuperación por imbibición de la matriz aumenta.
			Φ_m : mientras la matriz presente una porosidad mayor se dará lugar a un mayor gasto de imbibición.
			Apertura de fractura: si la magnitud de la permeabilidad de la fractura con respecto a la permeabilidad de la matriz no es mayor por varios órdenes de magnitud la apertura de fractura no tendrá un efecto significativo en la recuperación de aceite.
			Mojabilidad: mientras más tendencia tenga el yacimiento a presentar mojabilidad por agua mayor será la recuperación alcanzada.
		Expansión térmica	Temperatura: existe un porcentaje de recuperación incremental debido a la expansión térmica del aceite. (por ejemplo 4 % y 10 % de recuperación incremental reportados en distintos estudios).
		Alteración de la mojabilidad	Existe una evidente relación entre el aumento de la temperatura y la alteración de la mojabilidad (por ejemplo: de mojabilidad neutra a condiciones de roca fuertemente mojada por agua).
		Drene gravitacional	μ_o : el aumento de temperatura que reduce la viscosidad del aceite alienta el mecanismo de drene gravitacional, posicionándolo quizá como el principal mecanismo de recuperación durante la inyección de vapor, aparte del mecanismo de alteración de la mojabilidad.
	Destilación	Densidad del aceite: se estima que cierto porcentaje proveniente de la recuperación durante la inyección de vapor provendría de la pérdida de los componentes ligeros del crudo. (*sin embargo los efectos secundarios de la destilación serían un incremento en la viscosidad y la densidad del aceite).	
Combustión in-situ (top)	Propagación del frente de combustión	Densidad de fracturas: en el caso de las fracturas verticales mientras mayor sea la densidad de estas existirá un mejor comportamiento del proceso de difusión del oxígeno; caso contrario mientras mayor sea la densidad de las fracturas horizontales menor será la recuperación de aceite. Sin embargo el comportamiento del proceso dependerá también de la localización de las fracturas verticales con respecto a la inyección de oxígeno, su longitud y el	

Tabla III.7.- Comportamiento de la aplicación de métodos térmicos en yacimientos naturalmente fracturados.

			contraste de permeabilidad matriz-fractura.
			Espaciamiento de las fracturas: Un espaciamiento de fracturas mayor mejoraran la extensión de la zona de barrido y retardaran la irrupción del oxígeno.
			Continuidad de las fracturas: la discontinuidad en las fracturas verticales retrasa la irrupción del oxígeno además de incrementar la eficiencia de barrido; mientras que la discontinuidad en las fracturas horizontales facilita el flujo en las fracturas verticales causando la irrupción temprana del oxígeno.

Tabla III.8- Comportamiento de la inyección de químicos en yacimientos naturalmente fracturados.

		Mecanismos presentes	Propiedades del sistema matriz-fractura/ variables del proceso de RM.
Químicos	Álcali-surfactante	Alteración de la mojabilidad	Se puede obtener una recuperación significativa de aceite por este mecanismo en YNF.
			Ángulo de contacto: la solución de surfactantes puede modificar el ángulo de contacto del aceite adherido a la roca y pasar de una mojabilidad por aceite o intermedia a un sistema mojado por agua.
		Reducción en la tensión interfacial	Salinidad: existe una salinidad óptima para las soluciones de surfactante a la cual se logra la mínima tensión interfacial.
	Inyección polímero-surfactante	Imbibición	Tamaño del bloque de matriz.
			Saturación inicial de agua: a menor saturación inicial de agua se logra una mayor recuperación por imbibición de agua.
			Permeabilidad de la matriz: mientras mayor sea la permeabilidad de la matriz se logrará una mayor recuperación
Inyección polímero-surfactante	Imbibición	Espaciamiento de fractura: mientras menor sea este aumentará la imbibición de los fluidos inyectados lo cual a su vez aumentará la recuperación de aceite.	
		Dirección de la inyección de fluidos con respecto a la orientación del sistema de fracturas: la inyección normal al sistema de fracturas da como resultado una mayor recuperación que una inyección orientada en paralelo al sistema de fracturas.	

Tabla III.8- Comportamiento de la inyección de químicos en yacimientos naturalmente fracturados.

Espumas	Distribución de los fluidos	Evitan la canalización de los fluidos de inyección y mejoran la eficiencia de barrido.
---------	-----------------------------	--

Tabla III.9- Comportamiento de los métodos microbianos en yacimientos naturalmente fracturados.

	Mecanismos presentes	Propiedades del sistema matriz-fractura/ variables del proceso de RM.
Inyección de bacterias	Disminución de la tensión interfacial	Los microorganismos son capaces de adherirse a las paredes de la matriz y producir agentes activos de superficie para contribuir a expulsar el aceite de la matriz.
	Alteración de la mojabilidad	Los experimentos en laboratorio rebelaron el cambio de mojabilidad por efecto de las bacterias.

III.3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Existen tres tipos de criterios de selección para la aplicación de métodos de recuperación mejorada de acuerdo a Alvarado y Manrique (2001):

- **Criterio convencional:** Es la aproximación más comúnmente usada para la selección de los procesos de recuperación, ésta estrategia se basa en la búsqueda en tablas donde se encuentran establecidos intervalos de validez en base a consideraciones de ingeniería reunidas a través del análisis de datos de casos exitosos de implementación. En este método de selección se comparan las propiedades promedio de los fluidos y el yacimiento de algún caso en particular con los intervalos de valores en la tabla de búsqueda para decidir si el yacimiento o campo es adecuado para algún proceso de recuperación en específico.

Este tipo de métodos de selección han sido ampliamente documentados en la literatura, por ejemplo el criterio de selección de Taber; o están disponibles comercialmente en algunas herramientas de análisis.

- **Criterio geológico:** Es una búsqueda del tipo de yacimiento, en términos de heterogeneidad, conectividad y otras características geológicas que se han identificado como de importancia para el manejo de riesgos o que se correlacionan con el comportamiento de los procesos. Estas analogías contribuyen a reducir las incertidumbres potenciales cuando se evalúa la aplicabilidad de algún proceso de recuperación mejorada o la evaluación de la recuperación incremental en un yacimiento en específico.

- Criterios de selección avanzados: Se refieren a estrategias más robustas de extracción de datos y técnicas de inteligencia artificial que pueden llevar a un mejor criterio de selección considerando la combinación simultánea de más de dos yacimientos y propiedades de los fluidos.

En 1997, como se mencionó, Taber publicó un criterio de selección, el cual basó en características del yacimiento y de los fluidos en proyectos exitosos, además de basarse en el entendimiento de las condiciones óptimas que se necesitan para el desplazamiento del aceite por los diferentes fluidos usados para procesos de recuperación mejorada. Taber (1997) desarrolló su criterio de selección para 8 de los métodos de recuperación, los cuales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla III.10- Criterio de clasificación Taber, 1997.

Método	Propiedades del aceite			Propiedades del yacimiento					
	Densidad [°API]	Viscosidad [cp]	Composición	Saturación de aceite [%VP]	Tipo de formación	Espesor Neto [ft]	Permeabilidad promedio [dm]	Profundidad [ft]	Temperatura [°F]
Nitrógeno y gas combustible	>35 promedio 48	<0.4 promedio 0.2	Alto porcentaje de C ₁ a C ₇	>40 promedio 75	Areniscas o carbonatos	Espesor pequeño a menos que exista inclinación	NC	>6,000	NC
Gas hidrocarburo	>23 promedio 41	<3 promedio 0.5	Alto porcentaje de C ₁ a C ₇	>30 promedio 80	Areniscas o carbonatos	Espesor pequeño a menos que exista inclinación	NC	>4,000	NC
CO₂	>22 promedio 36	<10 promedio 1.5	Alto porcentaje de C ₅ a C ₁₂	>20 promedio 55	Areniscas o carbonatos	Amplio rango	NC	>2,500	NC
Gases inmiscibles	>12	<600	NC	>35 promedio 70	NC	No es crítico si existe buzamiento y/o buena permeabilidad vertical	NC	>1,800	NC
Soluciones micelares/ polímeros, ASP, álcalis	>20 promedio 35	<35 promedio 13	Ligeros e intermedios, cierto contenido de ácidos orgánicos para inyección de álcalis	>35 promedio 53	Preferentemente areniscas	NC	>10 promedio 450	>9,000 promedio 3250	>200 Promedio 80
Polímeros	>15	>10,<150	NC	>50 promedio 80	Preferentemente areniscas		>10 promedio 800	<9,000	>200 promedio 40
Combustión in-situ	>10 promedio 16	<5000 promedio 1200	Cierta cantidad de asfáltenos	>50 promedio 72	Areniscas de alta porosidad	>10	>50	<11500 promedio 3500	>100 promedio 135
Inyección de vapor	>8 promedio 13.5	>200,000 promedio 4700	NC	>40 promedio 66	Areniscas de alta porosidad	>20	>20	<4500 promedio 1500	NC

A pesar de que este criterio de selección es ampliamente aceptado, sabemos que el comportamiento en un yacimiento naturalmente fracturado es muy distinto al esperado cuando se implementa un método de recuperación mejorada en un yacimiento convencional.

Existe por ejemplo en la literatura (Moreno 2015), modelos de aproximación para la selección de métodos de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados que toma en cuenta un detallado análisis matriz-fractura, incluyendo la relación transmisibilidad/almacenamiento, geometría de fractura, tamaño de los bloques de matriz y mecanismo de recuperación dominantes; además de evaluar la eficiencia de desplazamiento de los agentes de recuperación mejorada que contactan la matriz y el sistema de fracturas. Dicho modelo es un auxiliar en la identificación del potencial de recuperación mejorada en estos yacimientos.

Por lo tanto, como se ejemplificó con la investigación de la sección III.1 y III.2, y con la existencia de un modelo de aproximación para la selección de estos procesos, podemos darnos cuenta que la selección de un método EOR para un yacimiento naturalmente fracturado va más allá del uso de un criterio de selección convencional y que se deben tomar en cuenta las particularidades del sistema matriz-fractura, así como la interacción de los fluidos de recuperación mejorada con el yacimiento.

III.4. ANÁLISIS CUALITATIVO DE VARIABLES

III.4.1. Mojabilidad

Como anteriormente se mencionó los yacimientos naturalmente fracturados se encuentran en su mayoría en rocas carbonatadas, en dichas formaciones tiende a existir una preferencia de la roca a presentar mojabilidad mixta o por aceite, de acuerdo a la presente investigación, dicha condición de mojabilidad afecta el potencial de imbibición por los fluidos inyectados en la roca matriz. Por lo tanto se sugiere la inyección de agentes que alteren la mojabilidad.

De acuerdo con la investigación estos métodos comprenderían la inyección de agua carbonatada, inyección de agua caliente, inyección de vapor, inyección de químicos e inyección microbiana.

III.4.2. Tamaño de bloques de matriz

Para todos los métodos investigados es claro que mientras menor sea el tamaño de los bloques de matriz mayores serán los efectos de los mecanismos de recuperación, como lo son, la difusión y la imbibición, e incluso la transferencia de calor cuando de métodos térmicos se trate. El tamaño de bloques de matriz está además relacionado con la intensidad de fracturamiento y mientras mayor sea

esta mejor será el efecto de drene gravitacional y de flujo cruzado que se presentará durante la inyección de gases miscibles.

III.4.3. Apertura de fractura

Como es de esperarse la apertura de fractura está directamente relacionada con su permeabilidad; en cuanto al comportamiento de recuperación la apertura o permeabilidad de fractura afectaran el proceso en relación a que tan grande ésta sea con respecto a la permeabilidad de la matriz, mientras mayor sea dicha relación el comportamiento de recuperación será menos eficiente ya que los fluidos de inyección contactarán menor tiempo la matriz y se canalizarán por el sistema de fracturas, lo cual dará menor oportunidad a que ocurran los mecanismos de imbibición, drene gravitacional, difusión, miscibilidad, etc.

III.4.3. Longitud y espaciamiento de fracturas

De acuerdo a la presente investigación está característica la red de fracturas es un determinante en el comportamiento de la combustión in-situ, ya que afecta tanto como la forma del frente de combustión, así como la propagación del oxígeno y por lo tanto la irrupción de este en los pozos productores dependerá de esta característica.

III.4.4. Orientación del sistema de fracturas

La orientación de los arreglos de inyección debe ser perpendicular a la dirección de la red de fracturas para asegurar por más tiempo el contacto de los fluidos de inyección con la matriz y mejorar la eficiencia de barrido. Dicho patrón de inyección retrasara en cierto modo la irrupción.

III.4.5. Porosidad de la matriz

Para todos los métodos investigados se destaca que la porosidad de la matriz es un factor que impacta positivamente en los mecanismos de recuperación, mientras mayor sea ésta mejor será el comportamiento de los métodos de recuperación.

III.4.6. Saturación de aceite

De acuerdo con la simulación de métodos químicos se sugiere que fuera cual fuere cualquier esquema de inyección APS (álcali-polímero-surfactante), se inicie antes de que la etapa de recuperación secundaria ya no tenga efectos en la producción del yacimiento, es decir la implementación de los métodos químicos de recuperación mejorada son más efectivos mientras mayor sea la saturación de aceite en el yacimiento.

CONCLUSIONES

El desarrollo de ésta investigación se ha llevado a cabo con el objeto de entender cómo es que los métodos de recuperación mejorada toman lugar en sistemas naturalmente fracturados, ya gran parte de la reservas mundiales se encuentran en este tipo de yacimientos; además de ser también un porcentaje importante del tipo de formaciones que se encuentran en México.

El comportamiento de este tipo de yacimientos recae en la interacción de los fluidos contenidos en la roca matriz y los fluidos contenidos en la red de fracturas. La diferencia de presión entre estos dos sistemas es lo que da lugar a la producción del aceite en la matriz, sin embargo en general la matriz se caracteriza por valores muy bajos de permeabilidad, quedando grandes cantidades de aceite remanente atrapados por fuerzas capilares e interfaciales.

La aplicación de los métodos de recuperación mejorada depende de distintos factores además de las propiedades de los fluidos y características del yacimiento, dichos factores pueden ser:

- Precio internacional del aceite: con respecto a este punto, existen métodos económicamente factibles incluso a precios bajos del aceite, como por ejemplo la inyección de CO₂ en Estados Unidos, sin embargo existen otros que no lo son y sin precios altos del aceite sería imposible su aplicación.
- Localización del campo: la ubicación costa afuera de muchos campos sería una restricción para la aplicación de algún método EOR ya que el espacio en plataformas, construcción de ductos, transporte de químicos o generación de vapor, si fuera el caso, se convertiría en una limitante técnica o económica.
- Infraestructura existente: como se mencionó en algún ejemplo de las implementaciones en campo, la inyección de vapor fue un hecho para el campo Qarn Alam debido a que la infraestructura existente en el campo hacía factible la aplicación del método además de la evaluación del yacimiento claro está.

Existen otros factores de los que depende la selección de los métodos EOR, sin embargo si se piensa en la aplicación en un yacimiento naturalmente fracturado debe pensarse principalmente en cómo será su comportamiento bajo un proceso en específico, ya que difieren del comportamiento de los yacimientos convencionales, a continuación se mencionan algunas de las particularidades que los yacimientos naturalmente fracturados presentan frente a la aplicación de un método EOR:

- Mojabilidad: la alteración de la mojabilidad es primordial para que se puedan llevar a cabo importantes procesos de recuperación como la imbibición y el drene gravitacional.
 - Contraste de permeabilidad: Del contraste de permeabilidad matriz-fractura, dependerá en gran medida la interacción con la matriz y el tiempo de residencia de los fluidos de recuperación mejorada inyectados. La inyección de espumas para mitigar el efecto del contraste en la permeabilidad es una opción para que los fluidos de recuperación mejorada se intercambien con los fluidos en la matriz y logren una mayor recuperación de aceite.
-

- Características del sistema de fracturas: como se observó para los estudios de simulación y las pruebas piloto, la dirección de la inyección de los fluidos con respecto a la dirección del sistema de fracturas influye en el comportamiento de recuperación.
- Presión capilar y tensión interfacial: la presión capilar y la tensión interfacial en la matriz es un parámetro que afecta la recuperación por el mecanismo de imbibición.
- Saturación de fluidos: Se observó en los estudios tanto en laboratorio, como de simulación que mientras mayor sea la saturación de aceite en la matriz al iniciar los procesos de recuperación, mayor será el factor de recuperación obtenido.

Además, por medio de la investigación llevada a cabo en esta tesis se llegó a la conclusión de que el comportamiento de un proceso de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados depende tanto de las propiedades del yacimiento como del adecuado diseño del proyecto llevado a cabo. Además es importante mencionar que si bien existe un amplio entendimiento a nivel laboratorio y de simulación y modelado de procesos, son pocos los procesos que se han llevado a escala de campo.

Aunado a lo anterior, y debido a que cada yacimiento naturalmente fracturado es diferente en cuanto a sus características de matriz, sistema de fracturas, mojabilidad, permeabilidad, mecanismos de empuje, etc. la aplicación de los procesos de recuperación mejorada se vuelve más compleja y difícil de predecir en su comportamiento si no se tienen un adecuado modelo del yacimiento que represente adecuadamente las características de mayor impacto en el éxito de un proceso de recuperación, como por ejemplo la caracterización de la orientación de las fracturas, la presencia de fallas, si es o no un yacimiento compartamentalizado, ya que estas características determinan la distribución de los fluidos de inyección en el yacimiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Abbas Firoozabadi y Markeset, T.I. 1994. Miscible displacement in fractured porous media: Part I: Experiments. Paper SPE/DOE 27743 presentado en SPE/DOE Ninth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma. 17-20 de Abril.
2. Agada, S. y Geiger, S. 2014. Wettability, trapping and fracture-matrix interaction during WAG injection in fractured carbonate reservoirs. Paper SPE-169054-MS presentado en SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma USA. 12-16 Abril.
3. Aguilera, R. 1995. *Naturally Fractured Reservoirs*. Segunda Edición. Tulsa, Oklahoma: Pennwell Publishing Company.
4. Ahmed, T. 2006. *Reservoir Engineering Handbook*, tercera edición. Burlington, Massachusetts: Gulf Professional Publishing/ Elsevier.
5. Alvarado, V. y Manrique, E. 2001. *Enhanced Oil Recovery. Field Planning and Development Strategies*. Kidlington, Oxford: Gulf Professional Publishing/ Elsevier.
6. Alvarado, V. y Manrique, E. 2010. Enhanced Oil Recovery: An Update Review. <http://www.mdpi.com/journal/energies>
7. Awotude, A. y Azad, M. Improving steam drive in naturally fractured reservoirs: a global optimization strategy. SPE 169409 MS presentado en SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering, Maracaibo, Venezuela. 21-23 de mayo.
8. Babadagli, T. 1997. Efficiency of steamflooding in naturally fractured reservoirs. Paper SPE 38329 presentado en SPE Western Regional Meeting, Long Beach, California. 25-27 de Junio.
9. Babadagli, T. Efficiency of steamflooding in naturally fractured reservoirs. SPE 38329 presentado en SPE Western Regional Meeting, Long Beach, California. 25-27 de Junio.
10. Beliveau, D. y Payne, D. 1991. Analysis of the waterflood response of a naturally fractured reservoir. SPE 22946 presentado en 66th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas. 6-9 de octubre.
11. Briggs, P. 1989. A simulator for the recovery of heavy oil from naturally fractured reservoirs using cyclic steam injection. Paper SPE 17954 presentado en SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Manama, Bahrein. 11-14 de Marzo.
12. Dake, L. P. 2001. *The Practice of Reservoir Engineering*, Edición revisada. Amsterdam, Holanda: Developments in Petroleum Science/ Elsevier.
13. Delshad, M. y Fathi, N. 2009. Modeling wettability alteration by surfactants in naturally fractured reservoirs. SPE 100081 presentado en SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma USA. 22-26 de abril 2006.
14. Donaldson, E. C. y Chilingarian, G. V. 1989. *Enhanced Oil Recovery II. Processes and Operations*. Amsterdam, Holanda/Elsevier Science Publishers B. V.
15. Donaldson, E. C. y Chilingarian, G. V. 1989. *Microbial Enhanced Oil Recovery*. Amsterdam, Holanda/Elsevier Science Publishers B. V.
16. Fatemi, S y Watt, H. 2011. Investigation of top-down in-situ combustion process in complex fractured carbonate models: effects of fractures' geometrical properties. CSUG/SPE 149314 presentado en Canadian Unconventional Resources Conference, Alberta, Canada. 15-17 de noviembre.

17. Ferno, M. A. y Gauteplass, J. 2014. Experimental study of foam generation, sweep efficiency and flow in a fracture network. Paper SPE-170840-MS presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, Países Bajos. 27-29 Octubre.
 18. Fueleal, J. y Abbaszadeh, M. 2014. Evaluation of CO₂-EOR gas injection in a heavy-oil naturally fractured reservoir. SPE-171054-MS presentado en SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference- Latin America, Medellín, Colombia. 24-26 Septiembre.
 19. Garaicochea, F y Bashbush, J. L. 1987. *Apuntes de comportamiento de yacimientos*. México: Facultad de Ingeniería UNAM.
 20. Gupta, R. y Adibhatla, B. 2008. Parametric study to enhance oil recovery rate from fractured oil-wet carbonate reservoirs. Paper SPE- 11685 presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado USA. 21-24 Septiembre.
 21. Harness, P. 2014. Recovery mechanism of thermal process in naturally fractured tight diatomite heavy oil reservoir. Paper SPE-170985 presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, Países Bajos. 27-29 Octubre.
 22. Instituto Mexicano del Petróleo.2013.
<http://www.imp.mx/comunicacion/gaceta/?imp=nota¬a=130508dfr>
 23. Jensen, T. y Shrama, M. 1992. Numerical investigations of steam and hot water flooding in fractured porous media. SPE/DOE 24172 presentado en SPE/DOE symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma USA. 22-24 Abril.
 24. Key World Energy Statistics 2016. IEA.
<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2016.pdf>
 25. Lake, L. W. 1989. *Enhanced Oil Recovery*. Upper Saddle River, New Jersey: Prentice Hall.
 26. Macaulay, R. y Krafft, J. 1995 Design of a steam pilot in a fractured carbonate reservoir- Qarn Alam Field, Oman. SPE 30300 presentado en International Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta Canada. 19-21 de junio.
 27. Mathonnier Julien, 2014. The Global Prospects For Enhanced Oil Recovery.
<http://oilprice.com/Energy/Energy-General/The-Global-Prospects-For-Enhanced-Oil-Recovery.html>
 28. Najafabadi, N. F. 2008. Chemical flooding of fractured carbonates using wettability modifiers. Paper 113369 presentado en SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma. 19-23 abril.
 29. Narr, W. y Schechter D. S. 2006. *Naturally Fractured Reservoir Characterization*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
 30. Nelson, R. A. 2001. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. Segunda Edición. Estados Unidos: Gulf Professional Publishing.
 31. Nourani, M. y Panahi H. 2007. Laboratory studies of MEOR in micromodel as a fractured system. Paper SPE 110988 presentado en SPE Eastern Regional Meeting, Lexington, Kentucky USA. 17-19 Octubre.
 32. Oyvind, E. y Ferno M. A. 2014. Visualization of CO₂ EOR by diffusion in fractured chalk. Paper SPE-170920-MS presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Amsterdam, Países Bajos. 27-29 de Octubre.
 33. Paris de Ferrer, M. 2001. *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, segunda edición. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S. A.
-

34. Perez, J. M. y Poston, S. W. 1992. Carbonated Water Imbibition flooding: An enhanced oil recovery process for fractured reservoirs. Paper SPE/DOE 24164 presentado en SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma. 22-24 de Abril.
35. Prats, Michael; Thermal Recovery, SPE Textbook Series Vol. 7, 1982.
36. Reiss, L. H. 1980. *The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations*. Paris: Editions Technip.
37. Rodríguez, F. 2013. Proyectos de Recuperación Mejorada PEMEX EyP: Retos y oportunidades. V Congreso Anual Conjunto de Asociaciones del Sector Energético. Acapulco Guerrero.
<http://www.wecmex.org.mx/presentaciones/5CongresoAnual/Recuperacion%20Mejorada%20en%20PEMEX.pdf>
38. Rodríguez, F. y Christopher, C. 2004. Overview of Air Injection Potential for PEMEX. AAPG International Conference. Cancún México.
http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/abstracts/2004intl_cancun/extended/a89612.pdf.html
39. Sarathi, O. S. y Olsen, D. K. 1992. *Practical Aspects of Steam Injection Processes. A handbook for Independent Operators*. Bartlesville, Oklahoma: National Institute for Petroleum and Energy Research. <http://www.netl.doe.gov/kmd/cds/disk27/Niper-580.pdf>
40. Satter, A. y Thakur, G.C. 1994. *Integrated Petroleum Reservoir Management. A Team Approach*. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company.
41. SayedAkram, N. y Mamora, D. 2011. Simulation study on surfactant-polymer flood performance in fractured carbonate reservoir. SPE 149106 presentado en SPE Saudi Arabia Section Technical Symposium and Exhibition, Al-Khobar, Arabia Saudita.
42. Schechter, D. y Guo, B. 1998. An integrated investigation for design of a CO₂ pilot in the naturally fractured Spraberry Trend Area, West Texas. SPE 39881 presentado en SPE International Petroleum Conference and Exhibition, Villahermosa, México. 3-5 de marzo.
43. Schechter, D. y McDonald, P. 1996. Reservoir characterization and CO₂ Pilot design in the naturally fractured Spraberry Trend Area. SPE 35469 presentado en SPE Permian Basin Oil & Gas Recovery Conference, Midland, Texas. 27-29 marzo.
44. Seethepalli, A y Adibhatla, B. 2004. Physicochemical interactions during surfactant flooding of fractured carbonate reservoirs. Paper 89423 presentado en SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma. 17-21 Abril.
45. Shenawi, S. y Wu, C. 1994. Compositional simulation of carbonated water floods in naturally fractured reservoirs. Paper SPE/DOE 27741 presentado en Ninth Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma. 17-20 Abril.
46. Souraki, Y. y Ashrafi, M. 2011. Experimental Investigation and numerical simulation of steam flooding in heavy oil fractured reservoir. SPE 144552 presentado en SPE Western North American Regional Meeting, Anchorage, Alaska. 7-11 de mayo.
47. Summu, M. y Aziz, K. 1994. Use of simulators in the design of an experiment for steam injection into a fractured system. SPE/DOE 27742 presentado en SPE/DOE Ninth Symposium on Improved oil recovery, Tulsa, Oklahoma USA. 17-20 Abril.
48. Tabasinejad, F y Karrat, R. Feasibility study of in-situ combustion in naturally fractured heavy oil reservoirs. SPE 103969 presentado en First International Oil Conference and Exhibition, Cancún, México. Del 31 de agosto al 2 de septiembre.

49. Taber, J. y Martin, F. 1997. EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. SPE Reservoir Engineering.
50. Thomas, S. 2008. Enhanced Oil Recovery- An Overview. *Oil and Gas Science and Technology*. http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/08_OGST_Thomas_EOR.pdf
51. Van Golf-Racht, T. D. 1982. *Fundamentals of fractured reservoir engineering*. Amsterdam, Holanda/Elsevier Scientific Publishing Company.
52. Vicencio, O. y Sepehmoori, K. 2004. Simulation of nitrogen into naturally fractured reservoirs. Paper SPE 92110 presentado en SPE International Petroleum Conference, Puebla, México. 8-9 de Noviembre.
53. Wan, T. y Sheng, J. 2013. Evaluate EOR potential in fractured shale oil reservoirs by cyclic gas injection. SPE 168880/URTeC 1611383 presentado en Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado USA. 12-14 Agosto.