



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERIA**

**“RECUPERACIÓN MEJORADA DE  
HIDROCARBUROS MEDIANTE  
DESPLAZAMIENTO MISCIBLE CON CO<sub>2</sub> EN  
YACIMIENTOS NATURALMENTE  
FRACTURADOS”**

**T E S I S**  
**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA:  
OBED SÁNCHEZ RAMÍREZ**

**DIRECTOR DE TESIS  
DR. ERICK E. LUNA ROJERO**



**MEXICO DF.**

**OCTUBRE 2009**



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.

# Índice general

<b>1. Conceptos fundamentales.</b>	<b>6</b>
1.1. EOR e IOR. . . . .	6
1.1.1. Enhanced Oil Recovery (EOR) . . . . .	6
1.1.2. Improved Oil Recovery (IOR) . . . . .	8
1.2. Primeras técnicas de producción . . . . .	10
1.3. Principales técnicas de recuperación mejorada de hidrocarburos. . . . .	12
1.3.1. Desplazamiento miscible con gas. . . . .	12
1.3.2. Desplazamiento con CO <sub>2</sub> . . . . .	14
1.3.3. Alteración de la movilidad - Desplazamiento con Alcalinos . . . . .	16
1.3.4. Desplazamiento con polimeros. . . . .	18
1.3.5. Métodos térmicos de recuperación. . . . .	22
1.3.6. Desplazamiento combinado. . . . .	26
1.3.7. Desplazamiento con espumas. . . . .	27
1.3.8. Técnicas mineras. . . . .	28
1.4. Uso de la Recuperación Mejorada a nivel mundial. . . . .	28
1.5. Criterios para la aplicación de los métodos de EOR . . . . .	34
1.6. Perspectivas para la práctica de EOR. . . . .	38
1.7. EOR mediante CO <sub>2</sub> en México. . . . .	52
1.7.1. Fuentes naturales de CO <sub>2</sub> en México . . . . .	52
1.7.2. Proyectos de EOR en México . . . . .	54
1.7.3. Análisis Económico . . . . .	57

1.8. Referencias. . . . .	57
<b>2. Planteamiento del problema</b>	<b>62</b>
2.1. Evolución del proceso de desplazamiento con $CO_2$ . . . . .	62
2.1.1. Primeros estudios sobre $CO_2$ . . . . .	62
2.2. Mecanismos de desplazamiento . . . . .	66
2.2.1. Presión mínima de miscibilidad . . . . .	67
2.2.2. Resumen de mecanismos de desplazamiento miscible para $CO_2$ . . . . .	75
2.2.3. Mecanismos de desplazamiento inmiscibles . . . . .	76
2.3. Otros factores a considerar para el diseño de desplazamientos con $CO_2$ . . . . .	77
2.3.1. Tamaño de los baches. . . . .	78
2.3.2. Control de movilidad. . . . .	78
2.3.3. Factores adicionales . . . . .	80
2.3.4. Resumen de pasos a tomar cuando se diseña un proyecto de despla- zamiento con $CO_2$ . . . . .	81
2.4. Eficiencia del desplazamiento . . . . .	82
2.4.1. Eficiencia de barrido . . . . .	84
2.5. Desplazamiento con $CO_2$ en yacimientos carbonatados . . . . .	85
2.6. Modelo físico del problema. . . . .	89
2.7. Modelo matemático del problema . . . . .	92
2.7.1. Ecuaciones para la fractura . . . . .	92
2.7.2. Ecuaciones para la matriz . . . . .	103
2.8. Referencias: . . . . .	107
<b>3. Método numérico</b>	<b>112</b>
3.1. Fractura . . . . .	112
3.2. Matriz . . . . .	115
<b>4. Análisis de resultados y conclusiones</b>	<b>119</b>

# Índice de figuras

1-1. Métodos de EOR según densidad API . . . . .	30
1-2. Profundidad vs °API en USA. . . . .	32
1-3. Profundidad vs °API fuera de USA . . . . .	33
1-4. Producción vs °API en USA . . . . .	34
1-5. Producción vs °API fuera de USA . . . . .	35
1-6. Criterios para uso de EOR. . . . .	36
1-7. Reservas de aceite y gas de México . . . . .	39
1-8. Restitución de reservas probadas. . . . .	41
1-9. Proyectos EOR en USA, 2004 . . . . .	42
1-10. Producción mediante EOR en USA, 2004 . . . . .	43
1-11. Volumen original de aceite, USA 1973 . . . . .	43
1-12. Volumen original de aceite, USA 2005 . . . . .	44
1-13. Producción real vs Hubbert . . . . .	45
1-14. Crecimiento de los proyectos de Eor mediante CO <sub>2</sub> . . . . .	46
1-15. Producción Con EOR mediante CO <sub>2</sub> . . . . .	47
1-16. Producción de aceite en Wyoming, 1998-2007 . . . . .	48
1-17. Producción <i>EOR</i> con CO <sub>2</sub> , USA vs PB . . . . .	49
1-18. Volumen favorable para <i>EOR</i> con CO <sub>2</sub> . . . . .	50
1-19. Distribución de las reservas recuperables usando CO <sub>2</sub> . . . . .	51
1-20. Ubicación de Campo A. . . . .	53
1-21. Campo Quebrache . . . . .	55
2-1. Viscosidad de crudos saturados con CO <sub>2</sub> . . . . .	63

2-2. Comparación de desplazamientos . . . . .	64
2-3. Curva de equilibrio del $CO_2$ . . . . .	65
2-4. Composición del frente de desplazamiento. . . . .	67
2-5. Variación de la MMP con la temperatura y composición . . . . .	69
2-6. Densidad del $CO_2$ necesaria para desplazamiento miscible . . . . .	74
2-7. Efecto de los hidrocarburos pesados sobre la $MMP$ . . . . .	75
2-8. Distribución mundial de rocas carbonatadas. . . . .	86
2-9. Sistema real. . . . .	90
2-10. Sistema idealizado . . . . .	91
2-11. Sistema de coordenadas . . . . .	93
4-1. Distribución de la concentración para un sistema matriz fractura . . . . .	120
4-2. Concentración en la fractura y la matriz como función del tiempo . . . . .	121

## **RESUMEN:**

### **CAPITULO UNO:**

SE DEFINE LA DIFERENCIA ENTRE LOS TERMINOS EOR E IOR, TAMBIÉN SE HACE ÉNFASIS EN EL USO CORRECTO DE LOS TERMINOS “RECUPERACIÓN PRIMARIA, SECUNDARIA Y TERCIARIA”. SE PRESENTA UN ESBOZO DE LOS PRINCIPALES MÉTODOS DE EOR CON SUS CARACTERÍSTICAS Y FINALMENTE SE DAN CIFRAS QUE MUESTRAN LA IMPORTANCIA DE LA APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE EOR.

### **CAPÍTULO DOS:**

SE ANALIZA EL PROCESO DE DESPLAZAMIENTO MISCIBLE DE CONTACTO MÚLTIPLE MEDIANTE CO<sub>2</sub>. POSTERIORMENTE SE PRESENTAN LOS PRINCIPALES RETOS DE EXPLOTACIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS. LA PARTE FINAL DEL CAPÍTULO PRESENTA EL MODELO FÍSICO QUE DEFINE EL PROBLEMA A ESTUDIAR.

### **CAPÍTULO TRES:**

EL MODELO FÍSICO SE TRADUCE A UN MODELO MATEMÁTICO Y MEDIANTE DIFERENCIAS FINITAS SE ENCUENTRA UNA SOLUCIÓN NUMÉRICA AL SISTEMA.

### **CAPITULO CUATRO**

MEDIANTE UN ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD SE DETERMINA QUÉ VARIABLES SON LAS DE MAYOR IMPORTANCIA Y CON ELLAS SE PLANTEA UNA FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA. SE CALIBRA LA FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA

# Capítulo 1

## Conceptos fundamentales.

### 1.1. EOR e IOR.

Los terminos **EO**R (*Enhanced Oil Recovery*) e **IO**R (*Improved Oil Recovery*) que pueden verse al español como "Recuperación Mejorada de Aceite", provocan cierta confusión respecto a sus significados y particularmente en cuanto a las tareas que implican y al momento de su realización. Al indagar en lo que estos términos definen pueden encontrarse tres opiniones: que son lo mismo, que son distintos y por último que uno está contenido en el otro. A continuación se presentan algunas definiciones de cada término según distintas fuentes.

#### 1.1.1. Enhanced Oil Recovery (EO

**UK Department of Trade and Industry (DTI)<sup>(1)</sup>:**

*"The traditional secondary and tertiary oil recovery processes (excluding conventional water flooding) such as immiscible and miscible hydrocarbon and non-hydrocarbon gas injection, polymer, surfactant and caustic flooding and thermal methods (steam, in situ combustion)".*

**OffshoreTechnology Glossary<sup>(2)</sup>:**

*.Enhanced Oil Recovery is the recovery of oil from a reservoir using means other than using the natural reservoir pressure. Enhanced Oil Recovery generally results in increased amounts of*

oil being removed from a reservoir in comparison to methods using natural pressure or pumping alone".

**EPA Glossary of Climate Change Terms<sup>(3)</sup>:**

*Removal of some of the heavy oil left in an oil well after primary and secondary recovery".*

**Environmental Engineering Glossary<sup>(4)</sup>:**

*"Techniques for the removal of the remaining thick, heavy oil from reservoirs after primary recovery and secondary recovery techniques have been used. Typically, steam is injected into the reservoir to reduce the viscosity and provide pressure to force the oil into collection wells".*

**Glossary of petroleum Industry<sup>(5)</sup>:**

*"Sophisticated recovery methods for crude oil which go beyond the more conventional secondary recovery techniques of pressure maintenance and water-flooding. Enhanced recovery methods now being used include micellar surfactant (q.v.), steam drive, polymer, miscible hydrocarbon, CO<sub>2</sub>, and steam soak. EOR methods are not restricted to secondary or even tertiary projects. Some fields require the application of one of the above methods even for initial recovery of crude oil".*

**Schlumberger Oilfield Glossary<sup>(6)</sup>:**

*"The third stage of hydrocarbon production during which sophisticated techniques that alter the original properties of the oil are used. Enhanced oil recovery can begin after a secondary recovery process or at any time during the productive life of an oil reservoir. Its purpose is not only to restore formation pressure, but also to improve oil displacement or fluid flow in the reservoir. The three major types of enhanced oil recovery operations are chemical flooding (alkaline flooding or micellar-polymer flooding), miscible displacement (carbon dioxide [CO<sub>2</sub>] injection or hydrocarbon injection), and thermal recovery (steamflood or in-situ combustion). The optimal application of each type depends on reservoir temperature, pressure, depth, net pay, permeability, residual oil and water saturations, porosity and fluid properties such as oil*

*API gravity and viscosity. Enhanced oil recovery is also called improved oil recovery or tertiary recovery and it is abbreviated EOR".*

### **1.1.2. Improved Oil Recovery (IOR )**

#### **US National Petroleum Council<sup>(7)</sup>:**

*"The additional recovery of oil from a petroleum reservoir over that which can be economically recovered by conventional primary and secondary methods "(Baviere, 1995).*

#### **UK Department of Trade and Industry (DTI)<sup>(8)</sup>:**

*"This is interpreted very widely and can include any initiative that leads to improved exploration, appraisal, development or recovery of oil and gas".*

#### **13th European Symposium on Improved Oil Recovery– Budapest, Hungary<sup>(9)</sup>:**

*"IOR processes are applied mainly in the secondary and tertiary reservoir depletion stage to increase reservoir sweep efficiency coefficients by displacing fluids – looking for trapped oil by denser well spacing pattern, drilling of horizontal wells and sidetracking from existing holes, fracturing and use of polymers to improve fluid mobility ratio (Josip Secen)".*

La importancia de lograr consenso ha sido tal que en el *Petroleum Policy and Management (PPM) Workshop* de Yakarta de junio del 2006 se presentó la conferencia *"IOR - EOR Confusing terminology? Why do government need to about it?"* por Gunnar V. Sjøiland del Norwegian Petroleum Directorate (NPD). Las definiciones de Sjøiland, que concuerdan con las del Dr. Larry W. Lake<sup>(10)</sup> de *"The Wyoming Enhanced Oil Recovery Institute"*, se usarán en este trabajo y son las siguientes:

*EOR es el término internacional para referirse a la recuperación estimulada". Comprende la inyección de fluidos que originalmente no están presentes en el yacimiento y que generan desplazamientos de aceite más efectivos que los que se obtienen por los mecanismos de empuje asociados al mismo. No incluye el mantenimiento de presión ni la inyección de agua.*

*El término IOR abarca cualquier proyecto que pueda incrementar la recuperación de hidrocarburos. Dentro de las prácticas de IOR se encuentran las técnicas EOR y además otras concernientes con la perforación de pozos (perforación direccional y multilateral, el uso de información en tiempo real, menores distancias entre pozos, etc. ), las operaciones de producción (cambios en la estrategia de producción, reducción en los costos de operación, separación y transporte, intervención de pozos, sistemas artificiales de producción, etc.) y la caracterización del yacimiento (modelos integrados de yacimiento, identificación de nuevos horizontes, etc.).*

Los procesos EOR se han usado como una continuación de la recuperación secundaria, por lo que se les ha denominado procesos de recuperación terciaria. Sin embargo, en ciertos casos, con muy poca o ninguna recuperación primaria ni secundaria, EOR se referirá a las técnicas de recuperación de aceite empleadas desde el comienzo de la vida productiva del yacimiento, es decir, que no se restringen a una fase particular: primaria, secundaria o terciaria.

En años recientes, el término IOR se ha usado con mayor frecuencia en lugar del tradicional EOR o del más restrictivo Recuperación Terciaria. La mayoría de los ingenieros petroleros conoce el significado de tales palabras y frases, pero nuestra comunicación técnica mejorará si usamos los términos adecuados según su significado técnico. Está bien apoyar el creciente uso de IOR, pero debemos apegarnos al significado técnico de EOR y Recuperación Terciaria. Los términos han de seguir empleándose dentro de sus respectivos significados históricos. No debe usarse "Terciario" como sinónimo de EOR pues algunos métodos de EOR se usan tanto en la etapa secundaria como terciaria (la inyección de  $CO_2$  por ejemplo), mientras que otros como la inyección de vapor o polímeros son más exitosas al usarse como operaciones secundarias. Usamos los términos "Secundaria Mejorada." "Terciaria" cuando por claridad se hace necesario. Otros probablemente usen ASR (*Advanced Secondary Recovery*)<sup>(11-15)</sup> para referirse a EOR en la fase secundaria. Estoy convencido de que los ingenieros deberemos considerar estas opciones (*improved, advanced o enhanced*) con mayor frecuencia en el futuro.

## 1.2. Primeras técnicas de producción

La retención del aceite en la matriz de la roca se produce por la acción de fuerzas debidas a la viscosidad, tensión superficial, capilaridad y gravedad. Estas fuerzas son responsables de la mayor parte de las retenciones de hidrocarburos en los poros de la formación productora. En los albores de la industria petrolera, los pioneros difícilmente habrían imaginado hasta donde llegarían las técnicas de producción de hoy día. Los sitios a perforar eran seleccionados sobre bases puramente especulativas y como consecuencia, las probabilidades de lograr un pozo productor eran generalmente pobres. En contraste, las técnicas de hoy día emplean una serie de tecnologías muy sofisticadas para la elección del mejor sitio para perforar.

Cuando un pozo es perforado en un estrato impermeable que sobreyace a un yacimiento petrolero, provee un punto de liberación de presión. El aceite y el gas confinados en la formación escapan a través del pozo. Además, la disminución de presión provoca, en el curso de la producción, que gases originalmente disueltos en el aceite se liberen, todos juntos constituyen un modo natural de producción del aceite y gas del yacimiento. En el flujo de este sistema de dos fases, la fase gaseosa se mueve a mayor velocidad que la fase líquida debido a que sufre una menor fricción. Con el paso del tiempo y la producción de fluidos, el yacimiento disminuye su presión hasta que finalmente no es capaz de mantener la producción con su propia energía. En los inicios de la producción petrolera, el grueso de la producción se obtenía de este modo, la producción comercial del pozo se terminaba cuando la presión del yacimiento tocaba fondo, sin importar el volumen de hidrocarburos que aún quedaran en el yacimiento. Invariablemente cuando se alcanzaba dicho punto el yacimiento aún contenía entre 80 y 90 por ciento del volumen original de aceite.

Osgood<sup>(16)</sup> y Beecher y Fowler<sup>(17)</sup> hacen un excelente repaso de algunas de las primeras técnicas de producción. Uno de los primeros métodos para estimular la producción de un pozo incluía la destrucción de la formación rocosa en la vecindad del pozo. Comúnmente un explosivo consistente en dinamita, una mecha y un dispositivo disparador con un mecanismo de retardo se colocaba en una caja metálica y se introducía al pozo para ser detonado. Esta técnica conocida como "*shooting*", fracturaba la roca de la formación a una corta distancia a partir del pozo re-

duciendo así la resistencia al flujo del aceite. Las vibraciones generadas por la explosión también eran responsables de la liberación de gases del aceite. Los pozos se "diparaban" también para librarlos de asfaltos y depósitos químicos en la formación. Era costumbre limpiar vigorosamente el pozo después del disparo para desalojar el material proveniente de la formación.

Hay referencias frecuentes desde 1894 del uso de ácido para la estimulación de pozos. Sin embargo el primer tratamiento exitoso con ácido se reportó en 1895, no fue sino hasta 1932 que esta técnica se adoptó como un método de producción. El uso de ácido pronto se encontró compitiendo con el "*shooting*".<sup>en</sup> estratos de caliza. Con el advenimiento del Fracturamiento Hidráulico, el uso del "*shooting*" comenzó a menguar. El fracturamiento Hidráulico envuelve la inyección de un fluido a alta presión con el fin de fracturar la formación. En formaciones arenosas, el líquido arrastraba consigo la arena hacia la formación y cuando el medio fracturado se cerraba sobre sí mismo la arena quedaba en forma de cuñas, creando una zona porosa por la cual el aceite pudiera fluir con relativa facilidad hacia el pozo productor.

La creación de un vacío en las tuberías de los pozos fue también una técnica empleada por algún tiempo antes de que se la abandonara por otros métodos más efectivos y económicos, tales como el desplazamiento con gas o la inyección de agua. El bombeo neumático se ha usado por muchos años, como técnica de recuperación secundaria, para levantar fluido desde lo profundo del pozo. El bombeo con aire se aplicó por primera vez en 1864 para levantar aceite de un pozo en Pensylvania y más tarde se empleó gas natural para bombear aceite en California en 1911. El propósito del bombeo neumático es mantener una presión de fondo productora que haga que la formación aporte volúmenes adicionales de aceite. La aplicación de estos sistemas artificiales de producción ha mejorado la recuperación de aceite hasta llegar máximo a un 20 % del volumen original.

La definición de recuperación secundaria se ha ampliado para incluir varias técnicas las cuales se emplean después de la declinación natural de la presión en la formación productora. La inyección de agua se ha convertido en la principal técnica de recuperación secundaria. En 1865, la primera inyección de agua ocurrió como resultado de una inyección accidental. Los aspectos positivos y negativos de la inyección de agua se conocen bien desde hace varios años. La inyección de agua se ha usado para suplir la inyección de gas y para mantenimiento de

presión, también se ha tenido éxito en reducir las saturaciones de aceite residual inyectando agua a la que se le han añadido ciertos químicos.

### **1.3. Principales técnicas de recuperación mejorada de hidrocarburos.**

#### **1.3.1. Desplazamiento miscible con gas.**

En el desplazamiento miscible, un fluido que presenta poca o ninguna tensión interfacial con el aceite crudo se usa como fluido desplazante, minimizando de este modo el atrapamiento de aceite en las zonas barridas por el desplazante. El desplazante es comúnmente conducido por un fluido más económico que es a su vez parcial o completamente miscible con él. Para este tipo de operaciones hay tres variantes posibles: desplazamiento con un solvente, desplazamiento con gas enriquecido, y desplazamiento con gas a alta presión.

#### **Desplazamiento con un solvente.**

Implica la inyección de un volumen de solvente, miscible con el aceite del yacimiento. Este volumen es a su vez seguido por la inyección de un fluido conductor miscible con el solvente, pero menos costoso que el solvente mismo. De esta manera, la inyección de un fluido conductor que es generalmente un proceso inmisible se convierte en uno miscible por la interposición del solvente entre el aceite y el medio conductor. El fluido conductor lleva el solvente a través del medio poroso y el solvente a su vez desplaza al aceite.

Algunos de los fluidos hidrocarburos miscibles que se han usado como desplazantes ampliamente son propano, butano y sus mezclas con o sin metano. Cuando se usan tales solventes, el conductor comúnmente es gas natural a presiones por encima de 1100 *psi* ( $78 \text{ Kg/cm}^2$ ) de tal modo que solo una fase exista y no haya interface entre el conductor y el desplazante. Cuando se usa agua como fluido conductor se emplean algunos alcoholes como desplazantes,

los cuales tienen un alto grado de solubilidad tanto con el aceite como con el agua. Se ha usado de manera convencional alcohol metílico, etílico e isopropílico. Debido a que es posible inducir miscibilidad entre aceite, alcohol y agua, se infiere con razón que todo el aceite de la formación puede desplazarse. Los datos de laboratorio indican que los volúmenes inyectados de alcohol cercanos al 12 % serán suficientes para recuperar todo el aceite de la formación. En los trabajos de Gatlin y Slobod<sup>(18)</sup> y Taber et al.<sup>(19)</sup> se han discutido ampliamente los mecanismos del método agua-alcohol.

### **Desplazamiento por gas enriquecido.**

Utiliza gas mezclado con propano o butano. Conforme el gas enriquecido contacta el aceite, algunos de sus constituyentes se condensan en él, provocando un aumento de volumen, de este modo se reduce la viscosidad y cambiando sus propiedades de comportamiento de fase. Bajo condiciones favorables de enriquecimiento de gas, el aceite contactado se enriquece por la condensación de constituyentes hasta un punto en que se vuelve miscible con el gas inyectado. La inyección de gas restante desplaza esta zona miscible, que a su vez desplaza el aceite que se encuentra a la cabeza del frente. Después de que la miscibilidad se ha alcanzado, se puede usar gas seco como medio conductor. La formación de una zona miscible es crucial para lograr la máxima eficiencia. En este método, la miscibilidad se induce a presiones cercanas a los 2000 *psi* (140 *Kg/cm<sup>2</sup>*) dependiendo de la composición del aceite del yacimiento y de la temperatura de la formación. Sin enriquecimiento, la recuperación típica es de alrededor de 50 % mientras que con un enriquecimiento de 5 % – 20 %, la recuperación puede incrementarse de 60 % – 90 %, respectivamente.

### **Desplazamiento con gas a alta presión.**

Se inyecta gas natural a presión alta, por encima de 3000 *psi* (211 *Kg/cm<sup>2</sup>*) La transferencia de constituyentes hidrocarburos entre el aceite del yacimiento y el gas inyectado tiene lugar hasta que, bajo ciertas condiciones de presión y composición del aceite del yacimiento, el gas alcanza un nivel suficiente de enriquecimiento. En este punto el gas se vuelve miscible con el

aceite en esta zona y desplaza una cantidad sustancial del aceite de la formación. Este método de recuperación a alta presión es particularmente aplicable a yacimientos profundos con aceites de gravedad cercana a  $35^\circ$  *API* o mayor. La inyección de agua reduce la permeabilidad relativa al gas.

### 1.3.2. Desplazamiento con $\text{CO}_2$

El uso de  $\text{CO}_2$  para mejorar la recuperación de aceite después de la producción primaria, ha recibido considerable atención debido a sus resultados prometedores. Algunos de los efectos benéficos del uso de  $\text{CO}_2$  directamente responsables de las mejores eficiencias de recuperación son:

- Promueve el aumento de volumen
- Reduce la viscosidad
- Incrementa la densidad
- Extrae por vaporización algunas fracciones del aceite
- El  $\text{CO}_2$  es altamente soluble en el agua
- Ejerce un efecto ácido sobre la formación

Algunas ventajas adicionales asociadas al uso de  $\text{CO}_2$  son las siguientes: elimina el "swabbing", promueve la eliminación de los finos, previene y remueve los bloqueos por emulsiones, incrementa la permeabilidad de las formaciones carbonatadas, previene el hinchamiento de las arcillas y la precipitación de hidroxidos de hierro y aluminio.

Crawford et al<sup>(20)</sup> y Holm y Josendal<sup>(21)</sup> discuten en detalle el uso de  $\text{CO}_2$  como estimulante de pozo y el mecanismo de desplazamiento con  $\text{CO}_2$ , respectivamente. Los diversos mecanismos mediante los cuales el  $\text{CO}_2$  desplaza al aceite del medio poroso han sido de considerable interés para la industria petrolera. El mecanismo efectivo es probablemente una combinación de los siguientes fenómenos:

- Desplazamiento por gas en solución
- Desplazamiento miscible CO<sub>2</sub>-Hidrocarburo
- Vaporización de hidrocarburos
- Desplazamiento miscible de primer contacto
- Desplazamiento miscible de contacto múltiple

La alta solubilidad del CO<sub>2</sub> en el aceite causa que éste se expanda. Para los yacimientos que contienen metano, una menor cantidad de CO<sub>2</sub> se disuelve, causando así una expansión del crudo menos pronunciada. El CO<sub>2</sub> provoca que el aceite se expanda a un mayor grado que el metano. Conforme el aceite del yacimiento se satura con CO<sub>2</sub> a altas presiones, se produce una reducción sustancial de la viscosidad del aceite. Este efecto es mas pronunciado en crudos de altas viscosidades. El agua o la salmuera alojada en la formación es afectada también por el CO<sub>2</sub>. Cuando el CO<sub>2</sub> entra en solución (2 – 7%), ello resulta en cierta expansión que participa en la reducción de la densidad del agua. Así, la inyección de CO<sub>2</sub> en un yacimiento vuelve las densidades del aceite y del agua similares entre sí, reduciendo los efectos de segregación gravitacional.

El efecto acidificante del CO<sub>2</sub> sobre la roca de la formación incrementa la inyectividad del agua por acción directa sobre la porción de carbonatos y por lo tanto tiene un efecto estabilizador sobre las arcillas de la formación. El uso de CO<sub>2</sub> para EOR es posible debido a una combinación de empuje por gas en solución, hinchamiento del aceite, la correspondiente disminución de viscosidad y los efectos miscibles resultantes de la extracción de hidrocarburos del aceite. Esta extracción de hidrocarburos ha sido considerada la responsable de eficiencias de desplazamiento de hasta el 100%. Tipicamente la extracción de aceites desde 30° *API* ocurre a temperaturas por debajo de los 200° *F* (93° *C*) y presiones en un rango de 1000 a 2000 *psi* (14220 a 28440 *Kg/cm<sup>2</sup>*). La presión óptima de desplazamiento es varios cientos de *psi* por encima de la presión a la cual el mecanismo de extracción tiene lugar. La presencia de metano es perjudicial para la eficiencia del desplazamiento e incrementa la presión óptima del desplazamiento ligeramente.

El desplazamiento con CO<sub>2</sub> solo, o en combinación con agua, también conocido como "*Water Alternating Gas*" (WAG) y algunas mezclas con propano también se practican. Las mayores recuperaciones de aceite obtenidas con la inyección de CO<sub>2</sub> y agua se han atribuido al establecimiento de relaciones de movilidad más altas.

### 1.3.3. Alteración de la movilidad - Desplazamiento con Alcalinos

En este método el responsable de la mejora en la recuperación es la alteración de las características de mojabilidad y es particularmente recomendado para crudos de yacimientos que contienen ácidos orgánicos como por ejemplo ácidos nafténicos. Se ha demostrado que al favorecer la mojabilidad de la roca por agua mediante químicos, en un desplazamiento por agua, se obtiene una mayor recuperación que la que resultaría si sólo se hubiera empleado el desplazamiento por agua. Los ácidos orgánicos de ocurrencia natural en algunos de los aceites, reaccionan con el agua alcalina para producir *jabones* en la interface aceite/agua. Los *jabones* formados disminuyen la tensión interfacial entre el aceite y el agua del desplazamiento por un factor de varios cientos. Bajo las condiciones apropiadas de salinidad, pH y temperatura, la mojabilidad del medio poroso se vuelve más favorable para la producción mejorada. Cuando el agua alcalina y el aceite acidificado apropiados fluyen a través del medio poroso, se forma una emulsión aceite-agua. Las propiedades de flujo de este tipo de emulsión generan un gradiente de presión altamente no uniforme cerca del frente de emulsión. Este gradiente de presión es capaz de anular las fuerzas capilares y desplazar efectivamente el aceite de los poros.

Varias técnicas de desplazamiento con alcalinos se han reportado para EOR. A este respecto, Cooke et al<sup>(22)</sup> y Ehrlich et al<sup>(23)</sup> discuten las aplicaciones del desplazamiento con alcalinos con suficiente detalle. Schwarz y Reid<sup>(24)</sup> presentan una discusión detallada de los aspectos teóricos de este fenómeno interfacial.

Los diferentes mecanismos activos en el frente de desplazamiento por alcalinos son:

- Una reducción drástica de la tensión interfacial agua/ceite
- El mojamiento del medio poroso

- La formación de gotas de agua dentro del aceite
- El drene del aceite de entre las gotas de agua alcalina para producir una emulsión que contiene muy poco aceite

El fenómeno de baja tensión interfacial resulta de la formación de *jabón* en la interface aceite/agua por la reacción química de los alcalinos en el fluido inyectado y los ácidos orgánicos contenidos en el aceite. El *jabón* es dejado prácticamente insoluble en el agua alcalina por la presencia de sal en el agua. En un sistema real, el grado de componentes polares de ocurrencia natural determina la mojabilidad de la roca. Estos grupos polares absorben la superficie mineral afín al agua, convirtiendola en menos hidrofílica o en algunos casos incluso hidrofóbica.

La habilidad de un líquido para mojar un sólido es medida por el coeficiente de *dispersión*  $S = \gamma_s - (\gamma_l + \gamma_{s/l})$  donde:

- $\gamma_s$  = tensión superficial del sólido
- $\gamma_l$  = tensión superficial del líquido
- $\gamma_{s/l}$  = tensión superficial de la interface sólido-líquido

Si el coeficiente de *dispersión* es positivo, el liquido debe mojar al sólido, extendiendose en una delgada capa sobre él. La ausencia de componentes polares resulta en un un ángulo de contacto aceite-agua-mineral muy bajo. El ángulo de contacto puede ser alterado variando la tensión interfacial aceite-agua o líquido-sólido, como lo indica la relación,

$$\gamma_{ow} \cos \theta = \gamma_{os} - \gamma_{ws}$$

donde  $\gamma$  es la tensión interfacial y  $\theta$  es el ángulo de contacto. Una disminución de la tensión interfacial aceite/agua,  $\gamma_{ow}$ , generaría que la mojabilidad presente, ya sea por agua ( $\theta < 90^\circ$ ) o por aceite ( $\theta > 90^\circ$ ), fuese mas intensa, pero no la invertiría. Lo anterior se puede lograr mediante un cambio en la afinidad relativa del solido al agua o al aceite.

En desplazamientos con hidroxido de sodio, la reacción entre los alcalinos y los ácidos orgánicos en el crudo, y la interacción de los surfactantes así formados con la película de adsorción en la interface del sólido son responsables de la mejora en la recuperación. Esta mejora de la recuperación ha sido atribuida también al rompimiento de las películas interfaciales. Estas películas son factor importante en la estabilización de las emulsiones crudo-agua.

La compatibilidad de un alcalino dado es de la más alta importancia. La reacción del alcalino con los ácidos de mayor peso molecular es necesaria para alterar la mojabilidad. Los gases ácidos tales como el  $H_2S$  y  $CO_2$  son tolerables sólo a bajas concentraciones ya que los productos de sus reacciones ( $Na_2S$  y  $Na_2CO_3$ ) aunados a un exceso de  $NaOH$  pueden ser suficientemente alcalinos. Altas concentraciones de gases ácidos tendrían un efecto perjudicial. Los iones bivalentes presentes en el agua podrían mermar un bache alcalino por la formación de hidróxidos insolubles. Esto se puede evitar colocando un colchon de de agua dulce o de cloruro de sodio antes de inyectar el alcalino. El yeso o algunos anhídridos presentes en cantidades sustanciales pueden volver poco efectivo el bache debido a la disolución de  $CaSO_4$  y a la precipitación de hidróxido de calcio. Las arcillas con alta capacidad de intercambio de iones tambien pueden volver poco efectivo el tapón de hidróxido de sodio cambiando el hidrogeno por sodio.

#### 1.3.4. Desplazamiento con polimeros.

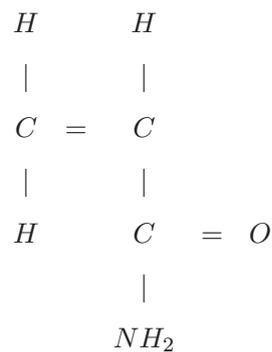
El flujo de soluciones poliméricas a través del medio poroso cobró interés hace ya varios años. El mecanismo del desplazamiento con polimeros ha sido tema de controversia y se han propuesto varios mecanismos para explicar su comportamiento típico. En este contexto, White et al <sup>(25)</sup> y Jewett y Schurze <sup>(26)</sup> discuten algunos aspectos interesantes asociados con el desplazamiento con polimeros.

Pye<sup>(27)</sup> y Sandiford<sup>(28)</sup> fueron los primeros en reportar una recuperación mejorada de aceite por reducción en la movilidad del agua salada. Al añadir pequeñas cantidades de poliacrilamida hidrolizada que es un polimero soluble en agua, al fluido de inyección, puede reducirse grandemente la movilidad de la salmuera. Esta técnica ha probado ser bastante exitosa en el caso de pozos productores con un elevado corte de agua. Este método ha resultado una extensión de la

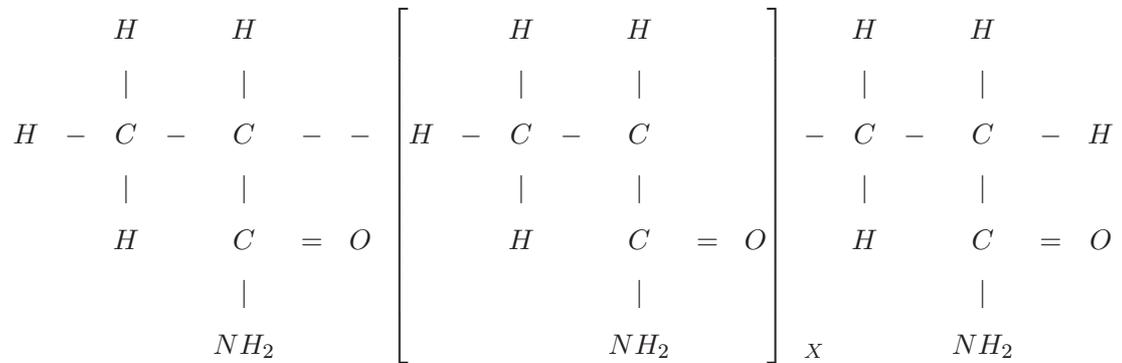
técnica de ajustar los perfiles de permeabilidad en el desplazamiento por agua. Al tratar un pozo con polimeros el resultado es una reducción de la relación agua aceite [*Water Oil Ratio* (WOR)] sin impactar con ello a la producción de aceite. Conforme la solución polimérica es inyectada a la formación, tiende a buscar las zonas de mayor permeabilidad, lo que resulta en una penetración más profunda que la que se obtendría normalmente con el uso de agentes convencionales.

En principio, este método depende de la reducción selectiva del flujo de salmuera sin afectar seriamente el flujo de aceite. La reducción del flujo de aceite es por lo general menor del 15%. Debido a su viscosidad, se espera que el polímero presente resistencia a fluir en la formación. Aún si cientos de volúmenes de poro de salmuera se producen durante el tratamiento con polimeros de un pozo, se retienen cantidades residuales en la roca suficientes para generar una disminución de flujo de salmuera de entre 60% y 95%. Esta reducción es posible conforme el tamaño de la molécula de polímero se aproxima al tamaño de poro de la formación. La afinidad química del polímero por el agua, caliza y arenisca induce una compleja interacción que resulta en una permeabilidad que puede ser controlada de manera que sea favorable a la producción de crudo.

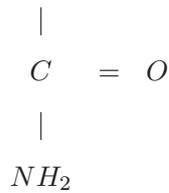
Un escrutinio detallado de la estructura molecular de los polímeros ayuda en la interpretación de los mecanismos asociados al desplazamiento de aceite. La poliacrilamida consiste de unidades monoméricas básicas repetidas varias veces. El monómero tiene la siguiente configuración estructural básica:



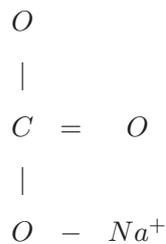
La poliacrilamida (molécula polimérica de cadena larga) puede contener más de 50,000 de estas unidades monoméricas, con la estructura resultante,



El grupo amida,



puede ser hidrolizado al correspondiente grupo carboxilo



Debido a la naturaleza polar de ambos grupos, existe una fuerte afinidad al agua, y por lo tanto estos grupos son solubles en agua. Tambien es conocida su afinidad a las calizas y a las areniscas.

La resistencia al flujo de soluciones poliméricas en formaciones rocosas se ha atribuido principalmente a los siguientes mecanismos: i) viscosidad, ii) efectos viscoelasticos, y iii) resistencia residual. Las moléculas de polímero se alinean en la dirección del flujo. El alineamiento se

vuelve más pronunciado conforme la velocidad aumenta, resultando en menores resistencias al flujo y menores viscosidades. Los efectos de viscosidad prevalecen lejos del pozo en la dirección del flujo radial. Por otro lado, los efectos viscoelásticos no son totalmente desarrollados hasta que se establecen velocidades relativamente altas. Este efecto es más pronunciado en las cercanías del pozo donde las velocidades son mayores. El resultado de los efectos viscoelásticos es que el polímero resiste cambios en la dirección del flujo a altas velocidades. Los cambios en la dirección del flujo pueden ser causados por la tortuosidad del medio poroso. La resistencia residual puede ser atribuida a la adsorción de los polímeros a las paredes de los poros, entrapamientos y taponamiento físico. Conforme la molécula de polímero avanza dentro de un poro que se estrecha, puede quedar atrapada en él. La molécula aún tendrá la movilidad adecuada para permitir el flujo de aceite, pero el flujo de agua se reducirá considerablemente. El taponamiento físico ocurre en poros de diámetro reducido provocando una reducción irreversible del flujo.

El tipo de polímero, extensión de la hidrólisis, concentración del polímero, y el volumen de la solución polimérica son los factores más importantes y determinantes de la resistencia residual al flujo. El tamaño de poro, la distribución del tamaño de poro, la tortuosidad y otros efectos de configuración de poros, y la composición de la roca contribuyen decisivamente en la determinación de la efectividad y compatibilidad de un polímero. En algunos casos, la adición de cloruro de sodio o cloruro de potasio ha mejorado la inyectividad de los polímeros. El efecto del polímero en la salmuera es también de importante consideración. La presencia de oxígeno libre en el agua mezclada es dañina ya que causa la degradación del polímero al reducir su peso molecular. Tal agua puede hacer necesaria la adición de un secuestrador de oxígeno. Las siguientes características del yacimiento hacen a un pozo candidato adecuado para el tratamiento con polímeros:

- Alta relación agua-aceite
- Yacimientos con una producción inicial de aceite alta y baja producción de agua
- Buena separación agua-aceite
- Formación heterogénea con una alta permeabilidad en la zona de agua

- Alto nivel de fluido en el pozo

### **1.3.5. Métodos térmicos de recuperación.**

Se han probado la inyección de vapor y la combustión in-situ. Los yacimientos que contienen aceite entre 12 y 25 °API son particularmente adecuados para la aplicación de estos métodos y especialmente si la formación se caracteriza con un alto grado de porosidad.

Los métodos de recuperación térmica envuelven la aplicación de calor al yacimiento con el fin de elevar la temperatura significativamente y así mejorar el desplazamiento del aceite. Esta técnica mejora la recuperación de aceite al lograr una viscosidad mas favorable mientras que al mismo tiempo se aprovecha de los efectos de destilación y de alteración de las fuerzas capilares restrictivas en el frente de desplazamiento. La inyección de fluido caliente y la combustión in-situ son los dos tipos principales de recuperación por medio térmicos usados actualmente.

#### **Inyección de fluido caliente**

Este método envuelve la inyección de fluidos calientes tales como agua y/o vapor saturado o supercalentado. La aplicación de este método esta restringida por las pérdidas de calor en el pozo y la formación. Estas limitaciones plantean importantes problemas en la transportación del calor al fondo del pozo. Las pérdidas estan determinadas por el espesor de la formación, la profundidad del yacimiento y el nivel de temperatura del fluido inyectado. Consecuentemente, la tendencia general ha sido favorecer la combustion húmeda que aprovecha la combustión in-situ seguida de la inyección de agua para generar vapor dentro de la formación.

#### **Combustión in-situ**

El concepto de combustión in-situ data de 1888, cuando Mendeleev <sup>(29)</sup> fue el primero en sugerir su aplicación para la producción de gas de hulla de una veta de carbón. En 1934 se

sugirió este método para la recuperación secundaria de aceite. El método implica la generación de calor dentro del yacimiento en la forma de un frente caliente alejándose del pozo inyector. En esta modalidad de la recuperación térmica la energía requerida para desplazar el aceite residual es producida por la inyección de aire o un gas portador de oxígeno dentro del yacimiento y la quema de una porción de aceite dentro de la formación. El proceso se puede considerar una zona de combustión estrecha y de lento movimiento avanzando hacia el pozo productor, desplazando aceite delante de ella. Algunos de los aspectos que pueden variarse de la combustión in-situ son los siguientes:

- La formación de una onda de calor propulsada por gases de contenido limitado de oxígeno que controlan el ritmo de avance del frente de combustión
- Combustión intermitente en la zona entre el pozo inyector y el productor, y la propulsión de la onda de calor hacia el pozo productor mediante la circulación de los gases producidos.
- Combustión intermitente en la zona entre el pozo inyector y el productor y la inversión de la combustión al convertir el pozo originalmente inyector en productor.

La variante más común de la combustión in-situ también es conocida como combustión frontal. El aceite que no ha sido contactado por el frente de combustión se somete a:

- Desplazamiento por vapor condensado
- Desplazamiento por gas
- Desplazamiento miscible
- Desplazamiento térmico

Farouq Ali<sup>(29)</sup> y Dietz<sup>(30)</sup> presentan una excelente discusión sobre varios aspectos de la combustión in-situ seca y mojada. En la combustión in-situ, la inyección de agua combina las ventajas de la combustión seca y la inyección de vapor. La inyección de agua durante la combustión in-situ frontal incrementa significativamente la cantidad de calor transportado por los

fluidos desde la zona de combustión hacia la región debajo de ella. Como resultado de este modo de operación, la viscosidad del crudo es sustancialmente reducida permitiendo así el desplazamiento de aceite viscoso a bajas presiones. Las variantes de esta técnica se han clasificado de acuerdo a los valores ascendentes de la relación agua/aire en los fluidos de inyección como combustión mojada normal, mojada incompleta y super mojada. En el caso de la combustión mojada normal, el agua que fluye por la zona de combustión está en la fase gaseosa. El proceso se denomina mojado normal cuando el combustible es quemado completamente. Cuando el efecto de enfriamiento por el agua inyectada es grande, el tiempo de residencia del combustible en la zona de combustión no es suficiente y por eso la combustión es incompleta. La combustión super mojada resulta cuando la cantidad de calor disponible en la roca donde sucede la combustión es demasiado bajo para vaporizar el agua que alcanza el frente, entonces el pico de temperatura desaparece y el frente de vaporización-condensación se mueve a través del medio poroso.

Básicamente en un proceso de combustión frontal, se inyecta aire para iniciar la combustión, y a ello sigue la inyección de agua dentro de la zona de combustión para inundar la zona con agua caliente y lograr un desplazamiento por vapor. De esta manera, el calor residual dejado detrás del frente de combustión es utilizado, mejorando así la eficiencia de desplazamiento. Las zonas de combustión son establecidas cerca de los pozos inyectoros y se propagan a través de la formación por la continua inyección de aire, forzando así al aceite de la formación a avanzar hacia el pozo productor. Las temperaturas alcanzadas están a menudo en el rango de  $1000 - 1700^\circ F$ . La combustión parcialmente sofocada se define como el proceso en el que parte del fluido disponible es dejado atrás sin que participe en la combustión.

La combustión in-situ se recomienda para yacimientos que tengan una alta saturación de aceite, buena porosidad y permeabilidad y aceites de moderada viscosidad. Los yacimientos con baja recuperación primaria, en los que el aceite se encuentra a una profundidad razonable y en una arena homogéneamente consolidada son particularmente adecuados para este tipo de recuperación. Una zona de agua en la parte baja, poca saturación de gas, y baja temperatura del yacimiento son aspectos desfavorables para la aplicación de la combustión in-situ.

La combustión in-situ bien diseñada y ejecutada puede recuperar del 50 al 60% del volumen original de aceite (OOIP). El gas producido en el proceso usualmente contiene nitrógeno, dióxido

de carbono, monóxido de carbono, y oxígeno. El gas de inyección es por lo regular aire. Sin embargo, en algunos casos se usan gas combustible y gas reciclado, de bajo contenido de oxígeno, para controlar la velocidad del frente de combustión.

Las fallas potenciales en un proceso de combustión in-situ pueden deberse a varias razones, entre las cuales están:

- Que el aceite no se encuentre en la cantidad suficiente para mantener la combustión.
- Baja inyectividad del aire.
- Excesivos requerimientos de aire.
- Baja saturación de aire.
- Taponamiento de los poros provocando un flujo debil de aire.

En la combustión inversa, el proceso es detenido a medio camino y el flujo sufre un cambio de sentido causando que la flama avance en sentido contrario al flujo de aire. Este método tiene la ventaja de que el aceite fluye a través de la roca precalentada entre 500 y 700 °F (260 y 371°C) durante la etapa inicial de combustión, reduciendo de esta manera la viscosidad del aceite en un factor de mil o mayor. La combustión inversa requiere casi el doble del aire que se requiere en la combustión frontal, pero recupera la mitad del aceite residual. Este método es comunmente utilizado cuando otros métodos resultan imprácticos.

La combustión con inyección de combustible envuelve el uso de aire o gases de combustión de bajo contenido de oxígeno y enriquecidos con pequeñas cantidades de combustible. Este método se aplica generalmente en yacimientos con crudos de gravedades mayores a 35 °API. Las relaciones gas-aceite son del orden de 20,000  $ft^3/bl$  de aceite. Este método de inyección de combustible tiene una eficiencia de casi el doble en comparación con la combustión frontal.

En general, los métodos de combustión son afectados por serios problemas asociados con el movimiento subsuperficial de los gases, el control apropiado de la propagación de la combustión y bajas eficiencias de barrido vertical y horizontal.

### 1.3.6. Desplazamiento combinado.

Por muchos años se ha conocido el desplazamiento miscible mediante el uso de gas LP (LPG) o alcohol. David y Jones <sup>(31)</sup> discutieron el desplazamiento de las soluciones micelares. Sin embargo, el desplazamiento miscible con LPG o alcohol se ha considerado no práctico debido a las relaciones de movilidad desfavorables existentes entre las fases desplazada y desplazante. Además, desde el punto de vista económico, se ha considerado una desventaja la gran cantidad de solvente necesaria. La adición de agentes activos de superficie (surfactantes) tiene algunas barreras desde el punto de vista económico, ello debido a la significativa pérdida de químicos como resultado de la adsorción de tales surfactantes en las paredes de los poros.

En 1963, Holm y Bernard <sup>(32)</sup> fueron los primeros en señalar los beneficios del uso combinado de solventes miscibles y surfactantes. Los agentes activos de superficie fueron inyectados a la cabeza del frente de agua para mejorar la recuperación de aceite. Más tarde, en 1964, Csaszar <sup>(33)</sup> describió un nuevo proceso de recuperación de aceite usando una mezcla de solventes, surfactantes y solventes anfipáticos. Desde entonces, se han reportado varios estudios de desplazamiento de aceite usando soluciones micelares de hidrocarburos, surfactantes y agua. Se ha usado a menudo agua engrosada con polímeros como medio conductor, lo cual ha resultado en relaciones de movilidad favorables. Holm <sup>(34)</sup> presentó una interesante discusión de varios aspectos de este proceso de recuperación.

Todas las técnicas modernas de "desplazamiento químico" consisten esencialmente en baches de surfactante en solución (también conocidos como aceites solubles o soluciones micelares). Los aceites solubles contienen básicamente un hidrocarburo, un surfactante y un estabilizador (un solvente o un electrolito) y agua. Una solución micelar se forma por la dispersión de un surfactante en un solvente (oleico o acuoso) para formar una emulsión agua-en-aceite o una aceite-en-agua. Si el tamaño de la partícula de la emulsión es menor a  $0,1 \mu m$ , entonces se le llama microemulsión.

Con el fin de obtener una solución estable, la concentración de surfactante debe estar por arriba de la concentración micelar crítica. El aceite soluble puede contener de manera típica

un aceite crudo con un surfacante (usualmente un sulfanato sódico o de petróleo) y un estabilizador (etilen glicol monobutil eter o alcohol isopropil). El agua engrosada usada para empujar los baches de aceite soluble, esta por lo regular compuesta de poliacrilamida parcialmente hidrolizada disuelta en agua dulce.

La recuperación con aceite soluble depende de la formación de microemulsiones estables y del mantenimiento de relaciones de movilidad favorables. En este proceso, el fluido soluble debe ser miscible con el crudo que debe desplazar. Un aceite soluble puede desplazar completamente todo el aceite con el que tenga contacto en el medio poroso. Los aceites solubles pueden ser completamente desplazados como resultado de sus propiedades emulsificantes. El comportamiento de fase del sistema surfactante-estabilizador-crudo aceite-agua es una medida relativa de la efectividad del aceite soluble como agente de recuperación. La eficiencia del desplazamiento está determinada por las relaciones de movilidad existentes en el frente de desplazamiento y por la manera en la que el aceite soluble desplaza a la fase acuosa originalmente presente en el yacimiento.

### **1.3.7. Desplazamiento con espumas.**

Este método involucra la utilización de una espuma para desplazar al aceite. Esta técnica usa químicos espumantes y gas. Por lo general, también se usan un surfactante y un agente estabilizador. La espuma se inyecta en la zona productora y forma un banco que es conducido como un pistón mediante gas y que a su vez desplaza eficientemente al aceite crudo. La espuma disminuye la permeabilidad efectiva llenando la zona altamente permeable. Este fenómeno permite el desplazamiento del aceite de zonas mas estrechas. A lo largo del banco de espuma se experimenta una caída de presión considerable conforme este se mueve a través del medio poroso. El desplazamiento con espuma es al parecer superior al desplazamiento con surfactantes ya que resulta en una menor saturación residual de aceite. Por último, un factor importante que ha de considerarse en la evaluación económica, es la adsorción de las espumas en la roca de la formación.

### 1.3.8. Técnicas mineras.

Aunque comunmente no se menciona como una técnica de EOR, se incluye la minería superficial ya que las arenas bituminosas son una importante fuente de hidrocarburos y la producción de crudo sintético a partir de bitumen se mantiene en crecimiento.<sup>(38,39)</sup> En general, se usa la minería solamente cuando es aceite es tan viscoso que no puede ser recuperado por ninguna otra técnica, esto debido a que la minería es más costosa que incluso las técnicas de combustión in-situ. Por tal razón, las arenas bituminosas deben tener una alta saturación de aceite. Hay un creciente interés en que la producción de estos hidrocarburos altamente viscosos mediante combustión in-situ.

## 1.4. Uso de la Recuperación Mejorada a nivel mundial.

La **Tabla 1.1** enlista cerca de 20 métodos de EOR extensamente probados en laboratorio y, en la mayoría de los casos también en pruebas de campo. Los métodos usan unas 15 sustancias (o mezclas específicas) que deben adquirirse e inyectarse al yacimiento, siempre a un precio mayor que si se inyectase agua. La experiencia dice que los mejores índices de rentabilidad vienen de aquellos métodos en los que varios barriles de fluido (líquido o gas a presión del yacimiento) pueden ser inyectados por cada barril de aceite de producción incremental<sup>(35,36)</sup> Esto limita la mayoría de los casos ya sea a la inyección de agua (vapor o con químicos en solución) o al uso de algún gas de bajo costo. Si los precios del petróleo aumentaran significativamente, estos métodos mejorarían su rentabilidad, y otros que no tienen viabilidad económica en el presente, podrían alcanzarla.

<b>Tabla 1.1. Métodos actuales y pasados de EOR</b>
<b>Métodos de Gas (y Solventes Hidrocarburos)</b>
Inyección de gas inerte
Inyección de Nitrogeno
Inyección de gases de combustión
Inyección de gases (y líquidos) hidrocarburos
Gas a alta presión
Gas enriquecido
Solventes miscibles (LPG o propano)
Desplazamiento con $CO_2$
<b>Métodos mejorados de inyección de agua</b>
Desplazamiento miscible con alcohol
Micelas/Polímeros (surfactantes)
Inyección de agua de baja tensión interfacial
Inyección de alcalinos
Inyección de polímeros
Inyección de geles
Inyección de bacterias
<b>Métodos Térmicos</b>
Combustión In-Situ
Combustión frontal estándar
Combustión húmeda
Combustión enriquecida con $O_2$
Combustión inversa
Inyección de agua caliente y vapor
Técnicas mineras

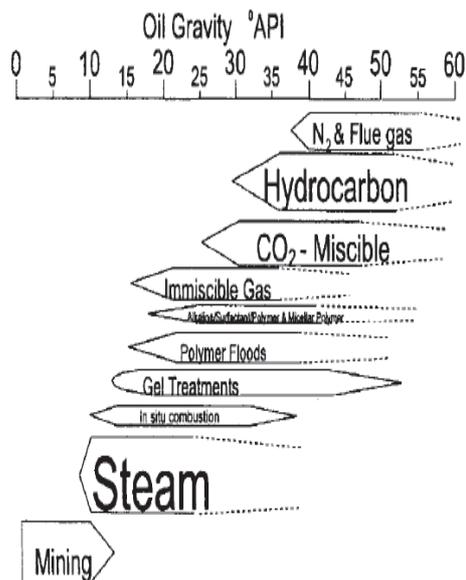


Figura 1-1: Métodos de EOR según densidad API

Una forma conveniente de mostrar los métodos de EOR es acomodarlos de acuerdo a la densidad del aceite para el que resultan mas adecuados como se hace en la **Figura 1-1**<sup>(37)</sup>. En ella se tienen los rangos de densidad aproximados para los proyectos de campo que actualmente estan en marcha. El proposito de la **Figura 1-1** es mostrar la importancia relativa de cada método de EOR en términos de la actual producción por EOR.

Cuando se examinan los fundamentos de algunos de los parametros de proyección, es bueno considerar los mecanismos de desplazamiento de los métodos de EOR. La **Tabla 1.2**<sup>(37)</sup> muestra que hay 3 principales mecanismos para desplazar aceite adicional al inyectar un fluido: 1) extracción de solventes para alcanzar (o acercarse) miscibilidad, 2) reducción de la tensión interfacial (*IFT*), y 3) cambio de la viscosidad del agua o del aceite, y/o aumento de la presión por el fluido inyectado. Hay traslape de los mecanismos. Por ejemplo, la *IFT* se reduce conforme la miscibilidad se consigue en los métodos "solventes". Las condiciones tanto del yacimiento como de la inyección han de escogerse con cuidado para optimizar el mecanismo de desplazamiento cuando sea posible. Notese que en la **Tabla 1.2** se ha agregado el "drene gravitacional mejora-

do"por inyección de gas. Aunque no se presenta como un método separado en la **Tabla 1.1**, es cubierto en la **Tabla 1.2**<sup>(37)</sup> como la parte gas-inmiscible de cada uno de los tres métodos de inyección de gas.

### **Tabla 1.2. Clasificación por mecanismo de acción de los métodos de EOR**

#### **Extracción de solventes y/o procesos de tipo miscible**

Nitrogeno y gases de combustión  
Inyección de componentes hidrocarburos miscibles  
Desplazamiento con  $CO_2$   
Extracción de solventes

#### **Procesos de reducción de la Tensión Interfacial (*IFT*)**

Inyección de polímeros y micelas (algunas veces se incluyen en los métodos miscibles)  
*ASP*

#### **Reducción (aceite) o aumento (desplazante) de la viscosidad**

Inyección de vapor  
Combustion *in situ*  
Uso de polímeros  
Drene gravitacional mejorado mediante inyección de gas o vapor

La profundidad y la correspondiente densidad del aceite de la mayoría de los proyectos de EOR en el mundo se muestran en la **Figura 1-2**<sup>(37)</sup>.y Se han incluido proyectos cuya información esta disponible en artículos relativamente recientes<sup>(37)</sup> En general estamos más familiarizados con proyectos de los Estados Unidos ( **Figura 1-2**) que de otras partes del mundo ( **Figura 1-3**). Además de la amplia distribución de los proyectos de EOR, la **Figura 1-2** muestra la tendencia general, que va desde los muchos proyectos de inyección de vapor para los aceites

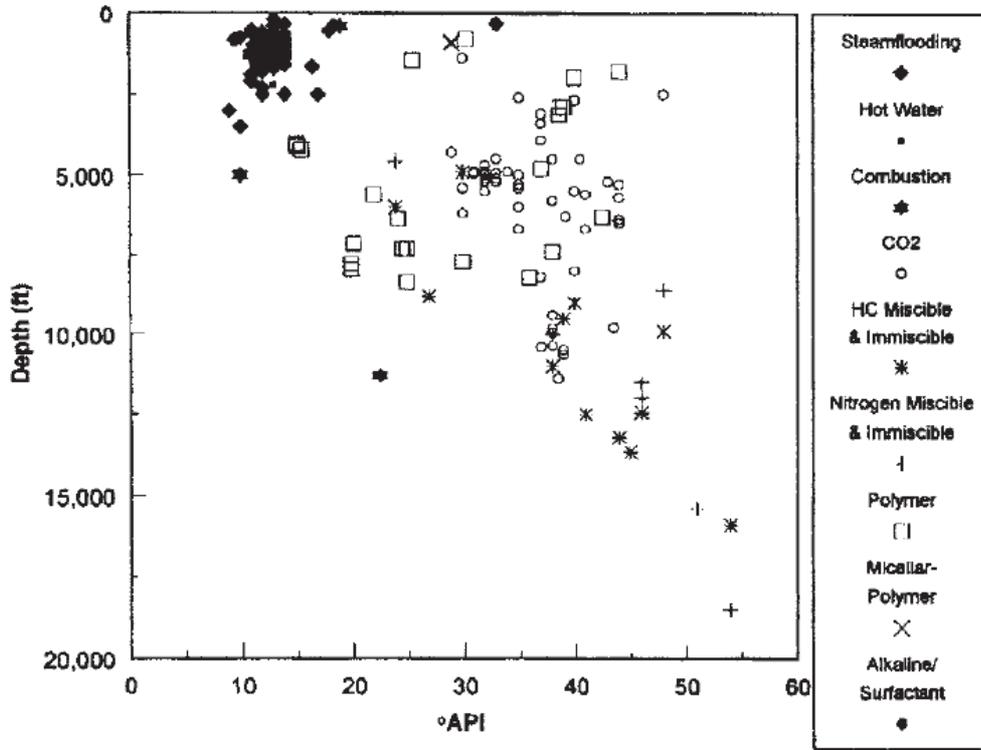


Figura 1-2: Profundidad vs °API en USA.

pesados a las profundidades someras en California hasta los proyectos a gran profundidad para aceites ligeros que pueden ser desplazados misciblemente mediante gas seco o nitrógeno a altas presiones. Los métodos basados en agua se usan para aceites con un rango medio de densidad, mientras que los proyectos de  $CO_2$  miscibles se practican a profundidades mayores a 2000 *ft* (609,6 *m*). La **Figura 1-3**<sup>(37)</sup> muestra que fuera de Estados Unidos la distribución es similar, pero que hay más proyectos de inyección de hidrocarburos y menos de  $CO_2$  que dentro de U.S.A.

La producción incremental de cada proyecto de EOR se presenta en las **Figuras 1-4**<sup>(37)</sup> y **1-5**<sup>(37)</sup>. El dominio de la inyección de vapor es claro en estas figuras. No sólo es por mucho el más usado, sino que la producción que genera es mayor que la de todos los otros métodos juntos. Nótese que los proyectos de EOR más grandes (en términos de producción de aceite) son los de

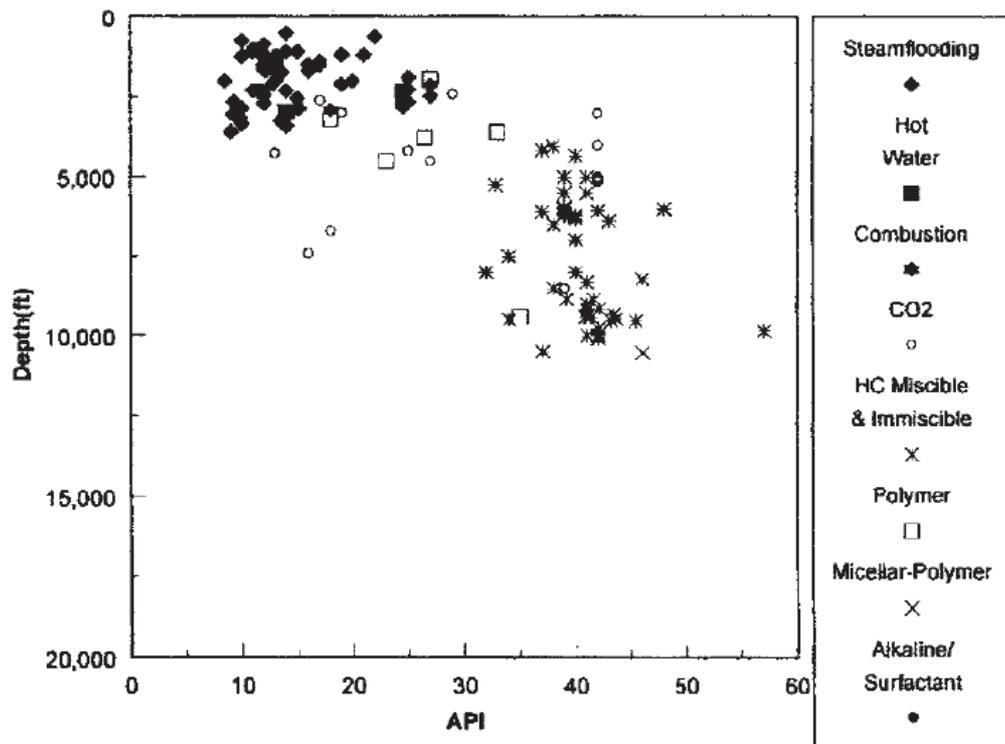


Figura 1-3: Profundidad vs °API fuera de USA

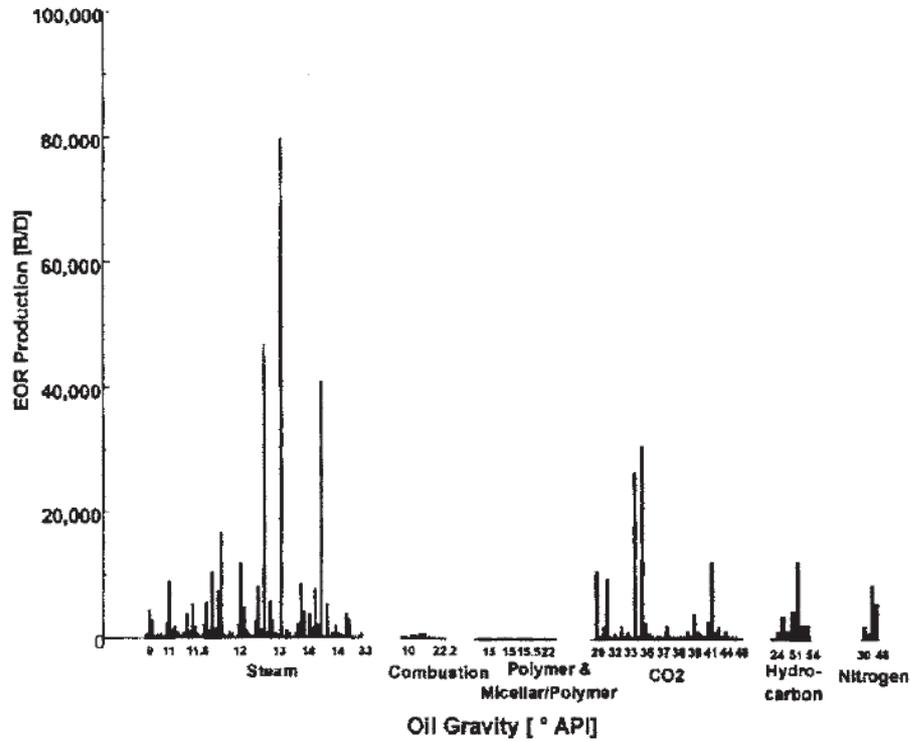


Figura 1-4: Producción vs °API en USA

inyección de vapor, incluyendo el proyecto de Duri en Indonesia cuyo valor se sale de la escala produciendo mas del doble de aceite que cualquier otro proyecto en el mundo (245,000 *BPD*).

## 1.5. Criterios para la aplicación de los métodos de EOR

La **Figura 1-6** presenta en terminos generales las características necesarias del yacimiento y del aceite para lograr un proyecto de EOR exitoso. La tabla se creo con la información de campo recopilada en los proyectos de las **Figuras 1-2** a la **1-5**, y de lo que se conoce de los mecanismos de desplazamiento de aceite para cada método.

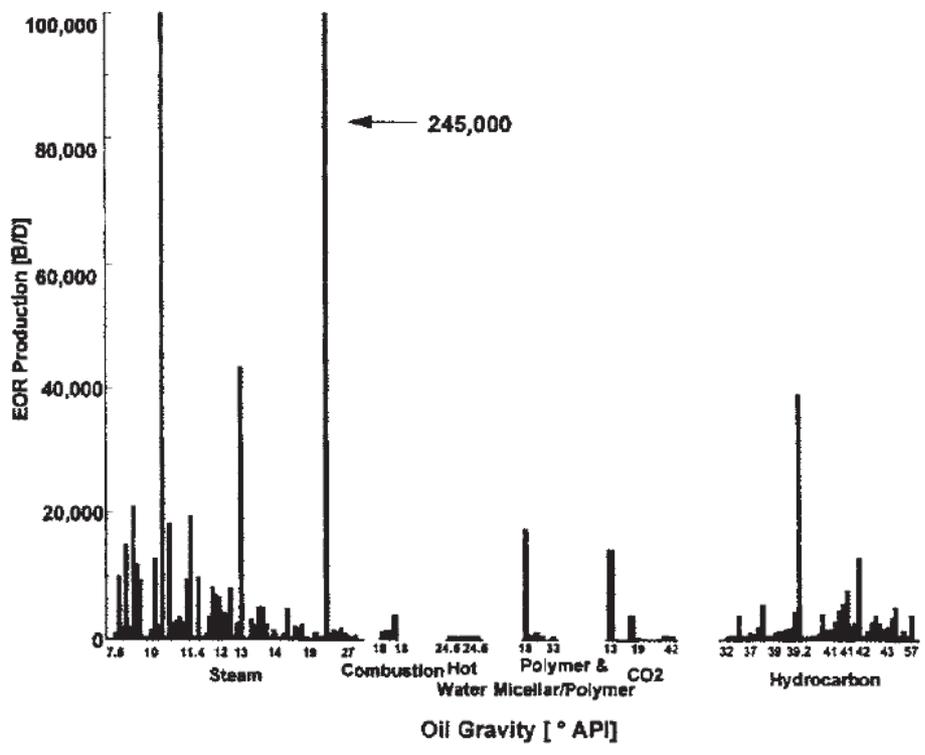


Figura 1-5: Producción vs °API fuera de USA

Detail Table Ref. 16	Oil Properties				Reservoir Characteristics					
	EDR Method	Gravity (°API)	Viscosity (cp)	Composition	Oil Saturation (% PV)	Formation Type	Net Thickness (ft)	Average Permeability (md)	Depth (ft)	Temperature (°F)
1	Nitrogen and flue gas	>35 / 48 <sup>a</sup>	<0.4 / 0.2 <sup>a</sup>	Gas Injection: Miscible High percent of C <sub>1</sub> to C <sub>7</sub>	>40 / 75 <sup>a</sup>	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>6,000	NC
2	Hydrocarbon	>23 / 41 <sup>a</sup>	<3 / 0.5 <sup>a</sup>	High percent of C <sub>2</sub> to C <sub>7</sub>	>30 / 80 <sup>a</sup>	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>4,000	NC
3	CO <sub>2</sub>	>22 / 35 <sup>a</sup>	<10 / 1.5 <sup>a</sup>	High percent of C <sub>2</sub> to C <sub>12</sub>	>20 / 35 <sup>a</sup>	Sandstone or carbonate	Wide range	NC	>2,500 <sup>a</sup>	NC
1-3	Immiscible gases	>12	<600	NC	>35 / 70 <sup>a</sup>	NC	NC if dipping and/or good vertical permeability	NC	>1,600	NC
4	Miscellar/ Polymer, ASP, and Alkaline Flooding	>20 / 35 <sup>a</sup>	<35 / 13 <sup>a</sup>	Light, intermediate, some organic acids for alkaline floods	>35 / 55 <sup>a</sup>	(Enhance) Waterflooding Sandstone preferred	NC	>10 <sup>a</sup> / 450 <sup>a</sup>	>9,000 / 3,250	>200 / 80
5	Polymer Flooding	>15	<150, >10	NC	>50 / 80 <sup>a</sup>	Sandstone preferred	NC	>10 <sup>a</sup> / 800 <sup>a</sup> / b	<9,000	>200 / 140
6	Combustion	>10 / 15 <sup>a</sup> / ?	<5,000 / 1,200	Some asphaltic components	>50 / 72 <sup>a</sup>	Thermal/Mechanical High-porosity sandstone	>10	>50 <sup>c</sup>	<11,500 / 3,500	>100 / 135
7	Steam	>8 to 13.5 <sup>a</sup> / ?	<200,000 / 4,700	NC	>40 / 65 <sup>a</sup>	High-porosity sand/ sandstone	>20	>200 <sup>a</sup> / 2,540 <sup>a</sup> / d	<4,500 / 1,500	NC
—	Surface mining	7 to 11	Zero cold flow	NC	>8 wt% sand	Mineable tar sand	>10 <sup>e</sup>	NC	>3:1 overburden to sand ratio	NC

Figura 1-6: Criterios para uso de EOR.

Es importante subrayar que se han evitado notaciones del tipo  $\geq$  debido a que se quiere enfatizar que los parámetros sugeridos no son de manera alguna absolutos. Se establecen para señalar rangos aproximados para buenos proyectos. En la mayoría de los casos, cuando se marcan valores como  $> x$  o  $< y$ , no existe para el parámetro un valor límite superior o inferior específico, con excepción de los dictados por las características del yacimiento y del aceite. Por ejemplo, se recomienda la inyección de nitrógeno para aceites de más de  $35^\circ API$ , pero ello no quiere decir que la probabilidad de alcanzar miscibilidad con un aceite de  $34^\circ API$  sea cero.

En la **Figura 1-6**, se pretende mostrar que si la operación es factible con un valor  $> x$  para un parámetro dado, lo será aún más cuando sea  $\gg x$  en un proceso determinado. Al subrayar un valor, se indica que es el promedio o valor medio del parámetro para tal método de EOR. Por ejemplo, para la densidad del aceite en el desplazamiento miscible con nitrógeno,  $> 35 \nearrow 48 \nearrow$  significa que el proceso debe trabajar con aceites mayores a  $35^\circ API$  (si los demás criterios se cumplen) y que aceites de mayor graduación ( $\nearrow$ ) son mejores, y que el valor medio aproximado de los proyectos miscibles con nitrógeno de la actualidad es  $48^\circ API$ . La flecha ascendente indica que que aceites con más grados  $API$  probablemente funcionen mejor.

En general, los valores superiores e inferiores en la **Figura 1-6** ( $>$  o  $<$ ) emanan de la comprensión de los mecanismos a partir de experimentos de laboratorio, y también incluyen información de proyectos de campo exitosos. Por ejemplo, aunque no se tiene noticia de ningún proyecto miscible con  $CO_2$  que involucre aceites de menos de  $29^\circ API$ , se marca  $22^\circ API$  como el límite inferior porque la experiencia en laboratorio indica que la presión mínima requerida puede alcanzarse en los yacimientos típicos del oeste de Texas con aceites de esa densidad. También, se ha disminuído el requerimiento de densidad a  $> 12^\circ API$  para desplazamientos inmiscibles con  $CO_2$  para incluir un proyecto exitoso de  $13^\circ API$  de Turquía (ver **Figura 1-5**).

## 1.6. Perspectivas para la práctica de EOR.

La Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (EOR) se ha vuelto con el paso del tiempo una parte fundamental de la industria petrolera. Después de las recuperaciones primaria y secundaria, una saturación residual de entre 50 y 60% del volumen original de aceite [*Original Oil In Place (OOIP)*] permanece dentro de los yacimientos de aceites ligeros y medios. Los Estados Unidos de América (U.S.A.) actualmente se mantienen como el tercer productor mundial de aceite (6,736 MBPD), sólo detrás de Arabia Saudita (10,846 MBPD) y la Federación Rusa (9,886 MBPD)<sup>(44)</sup>. Sin embargo, U.S.A. es el líder mundial en lo que respecta a tecnología de recuperación mejorada de hidrocarburos, lo que en parte le ha permitido mantener su plataforma de producción con la mínima variación y restituir sus reservas en una envidiable proporción (mientras que en 1988 contaba con 35,1 MMMBO de aceite de reserva probada, para 2008 esa cantidad sólo se redujo a 30,5 MMMBO). México actualmente produce en promedio (3,1 MMBOD)<sup>(44)</sup>, pero ha experimentado una dramática disminución tanto de su nivel de producción como de su reserva probada. La producción mexicana de aceite disminuyó 9,2% de 2007 a 2008<sup>(45)</sup> siendo ésta la peor caída de producción a nivel mundial. Al examinar los números de las reservas probadas de México el panorama tampoco es nada alagüeño, mientras que en 1988 la reserva probada de aceite se contabilizaba en 53 MMMB para inicios de 2008 se calculaba en sólo 10,5 MMMB<sup>(45)</sup>.

Es importante enfatizar que las reservas de hidrocarburos son consecuencia de las estrategias de explotación de los campos y su inversión asociada, del comportamiento de los yacimientos, de los costos de operación y mantenimiento, así como de los precios de venta de los hidrocarburos. Todo lo anterior se traduce en proyectos de inversión con pronósticos de producción comercialmente explotables. La perforación de pozos, los nuevos proyectos de desarrollo, los proyectos de recuperación mejorada, los resultados de la actividad exploratoria y la producción de todos y cada uno de los pozos, contribuyen en la actualización de las reservas. La **Figura 1-7** muestra el comportamiento de las reservas probadas de aceite y gas de los últimos 10 años en México.

Las reservas 3P disminuyeron en los últimos diez años principalmente por la reducida inversión en exploración para el descubrimiento de nuevas reservas, lo que ocasionó que la tasa

Año	Categoría	PCE mmb	Aceite mmb	Gas natural mmmpc
<b>1999</b>	<b>Total</b>	<b>57,741.2</b>	<b>41,064.0</b>	<b>51,038.5</b>
	Probada	34,179.5	24,700.1	45,062.8
	Probable	12,104.5	8,865.1	15,646.7
	Posible	11,457.2	7,478.7	20,329.0
<b>2000</b>	<b>Total</b>	<b>55,204.1</b>	<b>41,485.3</b>	<b>70,266.4</b>
	Probada	34,103.6	24,631.3	43,167.7
	Probable	12,140.6	9,035.0	14,694.9
	Posible	11,959.5	7,829.1	20,233.8
<b>2001</b>	<b>Total</b>	<b>56,154.0</b>	<b>39,917.9</b>	<b>76,434.9</b>
	Probada	32,614.4	23,660.4	41,362.9
	Probable	12,196.2	8,982.3	15,308.9
	Posible	11,343.4	7,275.2	19,743.2
<b>2002</b>	<b>Total</b>	<b>52,951.0</b>	<b>38,286.1</b>	<b>69,105.0</b>
	Probada	30,837.5	22,419.0	36,949.6
	Probable	11,862.5	8,930.4	13,856.8
	Posible	10,251.0	6,936.6	16,298.6
<b>2003</b>	<b>Total</b>	<b>50,032.2</b>	<b>36,265.9</b>	<b>65,432.9</b>
	Probada	20,077.3	15,123.6	21,626.1
	Probable	16,965.0	12,531.1	22,070.9
	Posible	12,990.0	8,611.2	21,735.9
<b>2004</b>	<b>Total</b>	<b>46,041.0</b>	<b>34,388.9</b>	<b>63,892.8</b>
	Probada	18,895.2	14,119.6	20,740.2
	Probable	16,005.1	11,614.1	20,474.0
	Posible	13,140.7	8,455.2	22,678.7
<b>2005</b>	<b>Total</b>	<b>46,914.1</b>	<b>33,312.2</b>	<b>63,878.8</b>
	Probada	17,649.8	12,682.2	20,432.5
	Probable	15,836.1	11,621.2	20,703.4
	Posible	13,428.2	8,608.9	22,742.8
<b>2006</b>	<b>Total</b>	<b>46,417.5</b>	<b>33,093.0</b>	<b>62,354.8</b>
	Probada	16,469.6	11,813.8	19,956.9
	Probable	15,788.5	11,644.1	20,086.5
	Posible	14,159.4	9,635.0	22,311.4
<b>2007</b>	<b>Total</b>	<b>45,376.3</b>	<b>31,908.8</b>	<b>63,045.2</b>
	Probada	15,514.2	11,047.6	18,957.3
	Probable	15,257.4	11,033.9	20,485.7
	Posible	14,604.7	9,827.3	23,602.2
<b>2008</b>	<b>Total</b>	<b>44,482.7</b>	<b>31,211.6</b>	<b>61,358.5</b>
	Probada	14,717.2	10,501.2	18,076.7
	Probable	15,144.4	10,619.4	20,562.1
	Posible	14,621.2	9,891.1	22,719.7

Figura 1-7: Reservas de aceite y gas de México

de restitución de reservas 3P no pudiera compensar el efecto de la producción, principal factor de disminución en el balance de reservas. La misma situación se presentó en la evolución de reservas probadas, en donde además se tuvo una reducida actividad en delimitación de campos, por lo que no se reclasificaron mayores volúmenes de reservas probables y posibles a probadas.

La reactivación de la inversión en actividades de exploración, la cual empezó a incrementarse notablemente desde 2002 hasta alcanzar su máximo en 2004, permitió aumentar año con año el volumen de reservas descubiertas. De esta manera, se redujo la declinación de las reservas 3P de 3,6 % en el periodo 1999-2004 a 1,9 % de 2004 a 2008. La tasa de restitución de reservas 3P descubiertas por actividad exploratoria se incrementó de 21,3 %, al inicio del año 2000, hasta 65,7 % en 2007.

En términos de reservas probadas, la producción de 13,927 *MMBPCE* del periodo 1999-2007 es la causa principal de la reducción de reservas, al no existir un balance en las actividades de delimitación de campos acorde con la plataforma de producción existente, por efecto de la inversión limitada. Sin embargo, a partir de 2003 cuando se empieza a incrementar la inversión en explotación, los esfuerzos se enfocaron a mejorar la tasa de restitución de reservas probadas, a través de la reclasificación de reservas probables a probadas. Los resultados de estas actividades se reflejaron en la mejora de la tasa de restitución, pasando de 25,5 % en el año 2003 a 50,3 % en 2007. La cifra alcanzada en este último año (71,8 %) es la más alta desde la adopción de los lineamientos de la SEC (U.S. Securities and Exchange Commission), y representa 806,2 *MMBPCE*, (**Figura 1-8**). Ésto implica que la declinación de las reservas probadas ha disminuido, aunque los niveles de restitución de reservas aún están por debajo de la meta de PEP de 100 %.

Para los próximos años, el Programa Estratégico de Pemex está orientado hacia objetivos específicos de producción, reservas y costos. Estos objetivos se traducen en metas específicas de producción y de reservas para el periodo 2007-2015. La principal de tales metas es: "Mantener la producción en niveles superiores a 3 millones de barriles diarios de aceite y 6.0 miles de millones de pies cúbicos diarios de gas, con un crecimiento en el gas superior a la demanda"<sup>(46)</sup>. Al revisar los planes y acciones mediante los que se espera cumplir las metas de producción,

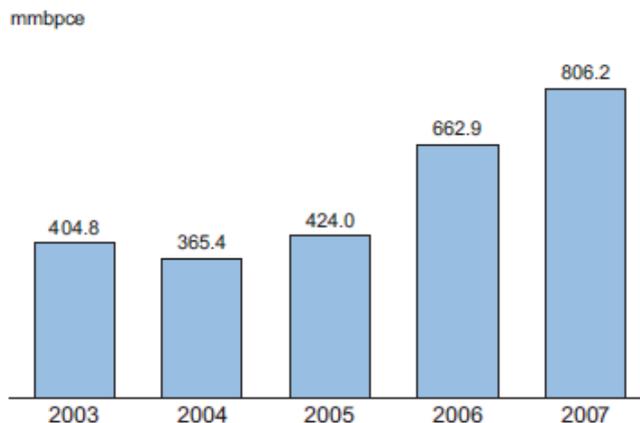


Figura 1-8: Restitución de reservas probadas.

encontramos (desgraciadamente en último lugar) .Elaborar nuevos esquemas de ejecución para desarrollar campos marginales y maduros de manera rentable"<sup>(47)</sup>. Aunque explícitamente no se hace alusión al uso de técnicas de EOR para la mejor explotación de campos maduros, y por ende mayor producción y restitución de reservas, es claro que éstas tendrán que emplearse en muy importante escala en los yacimientos mexicanos como ya se emplean en otros países (principalmente los Estados Unidos) con el propósito de mantener los niveles de producción que las finanzas de la nación exigen.

El extenso trabajo de investigación publicado por *Oil & Gas Journal* muestra que al tiempo presente, los procesos de EOR contribuyen significativamente en el total de la producción.<sup>(40)</sup> Entre los métodos de EOR para yacimientos de aceites ligeros y medios, se encuentra el uso de  $CO_2$ , que ha tenido gran éxito en yacimientos que cumplen con ciertas condiciones favorables.<sup>(41)</sup> Vale la pena enfatizar que el desplazamiento con  $CO_2$  no solamente mejora la recuperación de aceite, sino que también reduce de manera considerable la emisión a la atmósfera de gases de efecto invernadero.<sup>(42,43)</sup> En las pasadas cinco décadas, ha habido extensos estudios de laboratorio, simulaciones numéricas y aplicaciones en el campo de los diferentes procesos de EOR mediante  $CO_2$ . En general, se ha encontrado que la mejora en la recuperación que puede alcanzarse mediante estos procesos está entre 8 y 16% del volumen original de aceite (*OOIP*). Del total de proyectos de EOR que se llevan a cabo en los Estados Unidos la mayor parte (58%)

**Proyectos con EOR en EUA 2004**

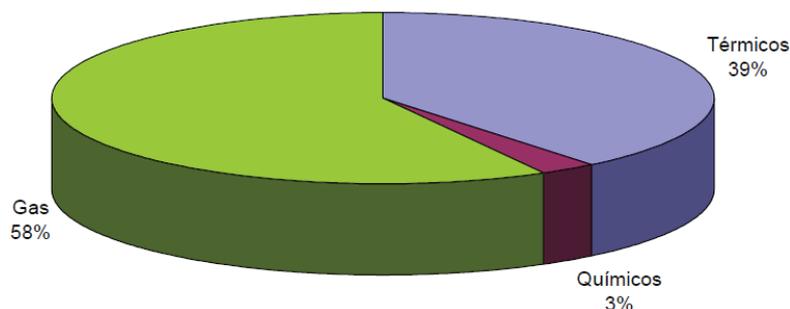


Figura 1-9: Proyectos EOR en USA, 2004

emplea gas como el agente desplazante (**Figura 1-9**). La **Figura 1-10** muestra que del total de proyectos de inyección de gas la mayoría (64 %) pertenece a desplazamiento miscible con  $CO_2$ .

Para 1973 de los 401 *MMMBO* que constituían el total del *OOIP* en los Estados Unidos, 278 *MMMBO* no eran recuperables (**Figura 1-11**<sup>(49)</sup>) mediante las tecnologías con las que entonces se contaba. Ese gigantesco volumen, que representaba el 70 % del *OOIP*, fue el objetivo de las nuevas tecnologías de EOR que con el tiempo se desarrollaron. Si el desarrollo y uso de tales tecnologías se hubiese estancado, tal volumen jamás se habría podido recuperar (para nuestros días una buena parte de ese aceite ya ha sido producido).

El panorama de la actualidad no dista mucho del pasado, la **Figura 1-12**<sup>(49)</sup> presenta también la composición del volumen original de aceite, pero para el año 2005. Con pequeñas variaciones, los datos la Fig. 10 refleja las condiciones actuales (las reservas probadas han aumentado a 30,1 *MMMBO*) De los 649 *MMMBO* que constituyen el *OOIP* el 45 %, más de 377 *MMMBO*, no son recuperables mediante las tecnologías actuales. Es clara la importancia

**Producción de Aceite Recuperado por EOR en EUA, 2004**

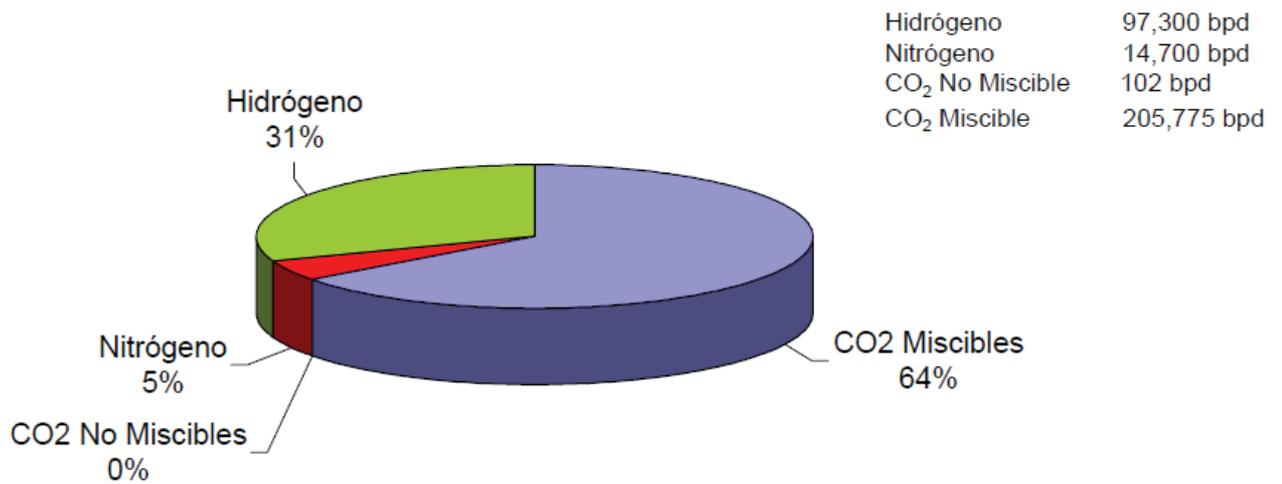


Figura 1-10: Producción mediante EOR en USA, 2004

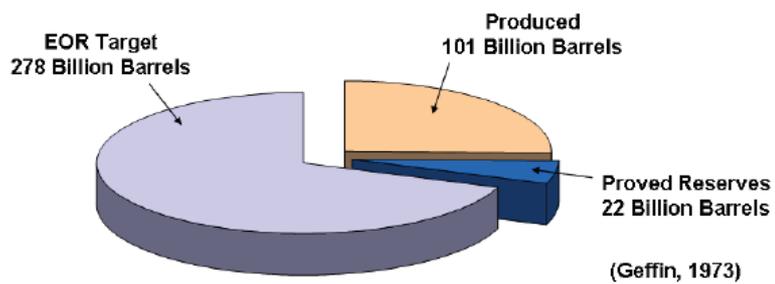


Figura 1-11: Volumen original de aceite, USA 1973

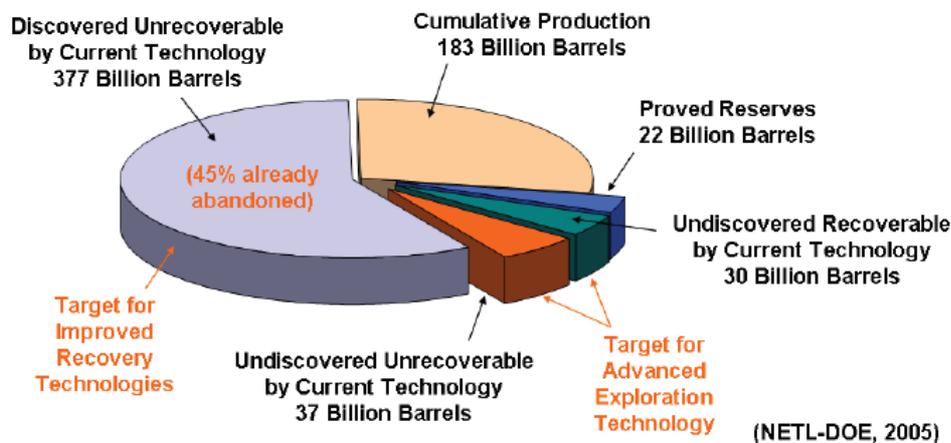


Figura 1-12: Volumen original de aceite, USA 2005

que tiene el desarrollo de la tecnología de EOR para los Estados Unidos y muy entendible la gran cantidad de recursos y horas hombre que se dedican a su desarrollo hoy día.

Una realidad que toda que todo involucrado en la industria petrolera debe entender, es que la producción de hidrocarburos tendrá que disminuir con el paso del tiempo. La predicción de declinación de Hubbert<sup>(50)</sup> es bien conocida y empleada en argumentaciones incluso por quien no es un profesional de la industria (aunque una buena cantidad de expertos no esta de acuerdo con ella<sup>(51)</sup>). Si bien es cierto que la declinación de la producción es algo que indefectiblemente habrá de encarar o ya encara cada país productor de hidrocarburos, el ritmo con el que tal declinación se produzca sí puede ser modificado por las acciones que se realicen. Recientemente se ha acuñado el término "Declinación estabilizada" para referirse a una caída suave y controlada de las tasas de producción. La declinación estabilizada va fuertemente asida de la mano de las prácticas de EOR. La **Figura 1-13**<sup>(49)</sup> muestra que gracias a las tecnologías de EOR en Estados Unidos la producción real ha sido mayor a la pronosticada por Hubbert y por ende la vida de muchos yacimientos ha podido ser extendida más allá de lo pronosticado.

En lo que respecta al desplazamiento miscible con  $CO_2$  Estados Unidos es sin duda quien lleva la delantera. La **Figura 1-14**<sup>(48)</sup> compara la cantidad de proyectos de desplazamiento miscible con  $CO_2$  en U.S.A. y el resto del mundo.

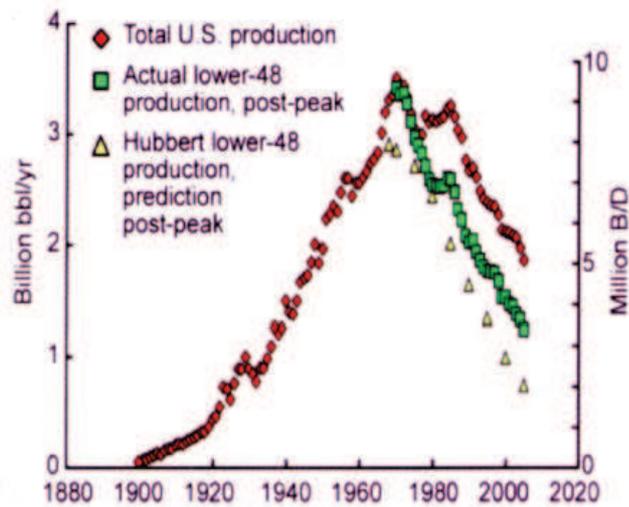


Figura 1-13: Producción real vs Hubbert

En la **Figura 1-15**<sup>(48)</sup> puede verse que la gran mayoría de la producción mundial de aceite por métodos de EOR que involucran  $CO_2$  es norteamericana. Tal producción ha vuelto a experimentar una etapa de crecimiento desde el 2004 como la que tuvo en la década de los noventa, gracias al impulso que las técnicas de EOR han tenido en los últimos años debido a la maduración de los campos de la "Cuenca Pérmica" que abarca parte de los estados de Texas y Nuevo México. La producción por EOR con  $CO_2$  en los campos de la costa de Mississippi también ha experimentado crecimiento desde 2006 debido a la declinación que los yacimientos han experimentado y la necesidad de producción estimulada que ello implica.

La **Figura 1-16** representa la producción de Wyoming, el ejemplo perfecto para mostrar la importancia de las prácticas de EOR en campos maduros. La declinación en la producción es evidente desde hace diez años, fue hasta 2003 cuando la producción por EOR con  $CO_2$  se incrementó, lo que permitió detener la caída en la producción y estabilizarla en un valor superior a los 40 *MMBO* por año.

¿Qué tan grande puede ser el negocio del  $CO_2$  como método de EOR? La verdad es que puede ser verdaderamente colosal la. **Figura 1-17**<sup>(52)</sup> proporciona una idea de la magnitud que

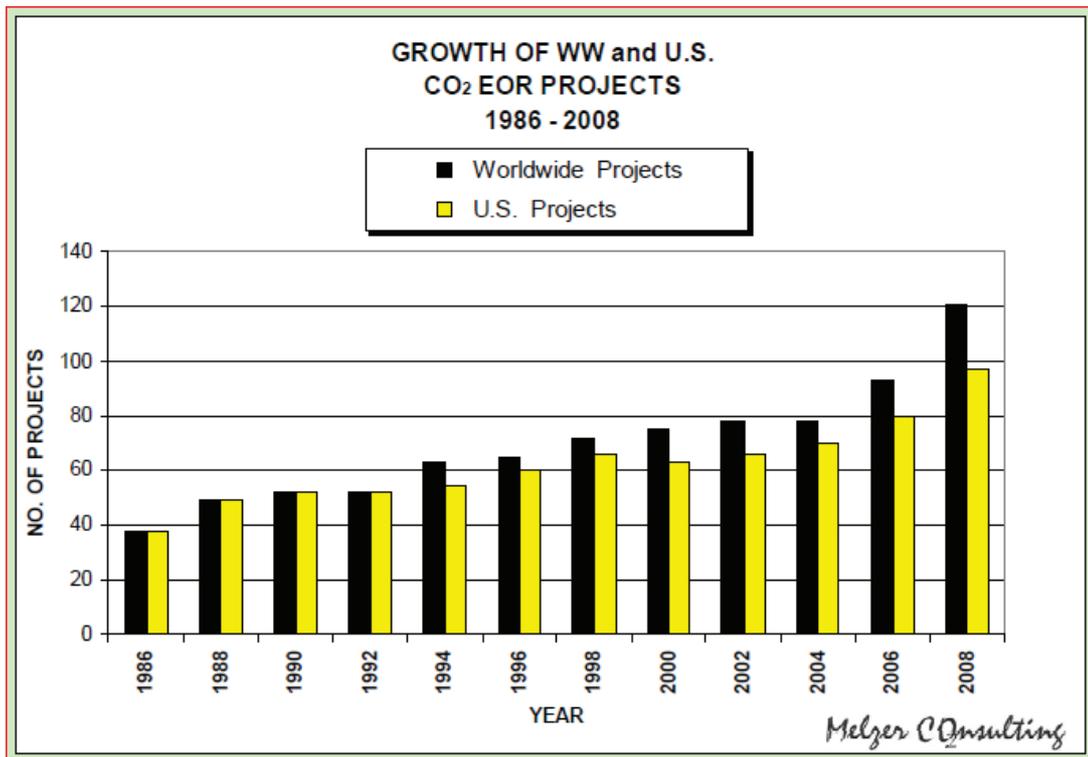


Figura 1-14: Crecimiento de los proyectos de Eor mediante CO<sub>2</sub>

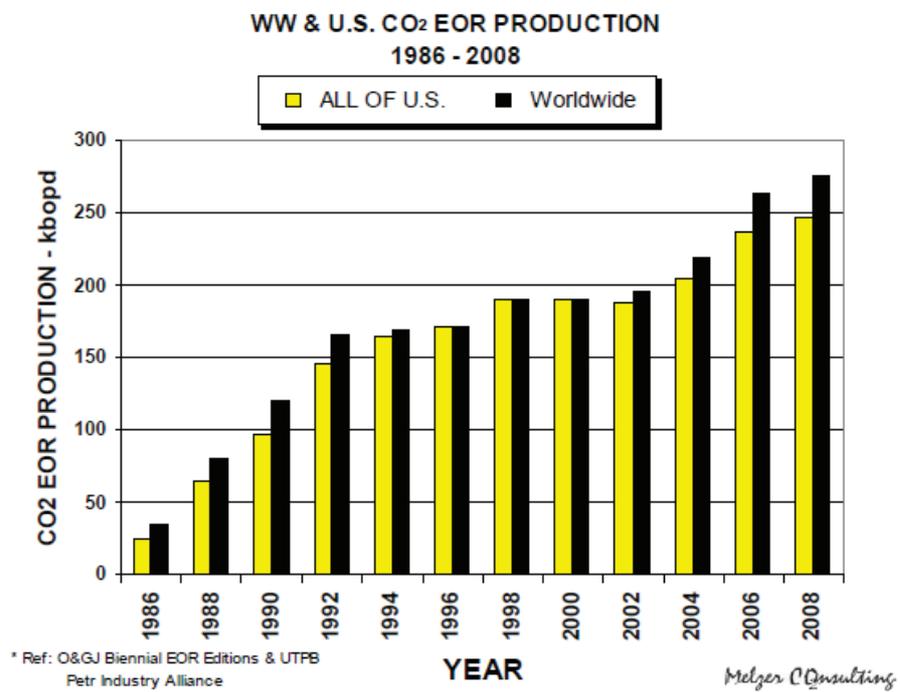


Figura 1-15: Producción Con EOR mediante CO<sub>2</sub>

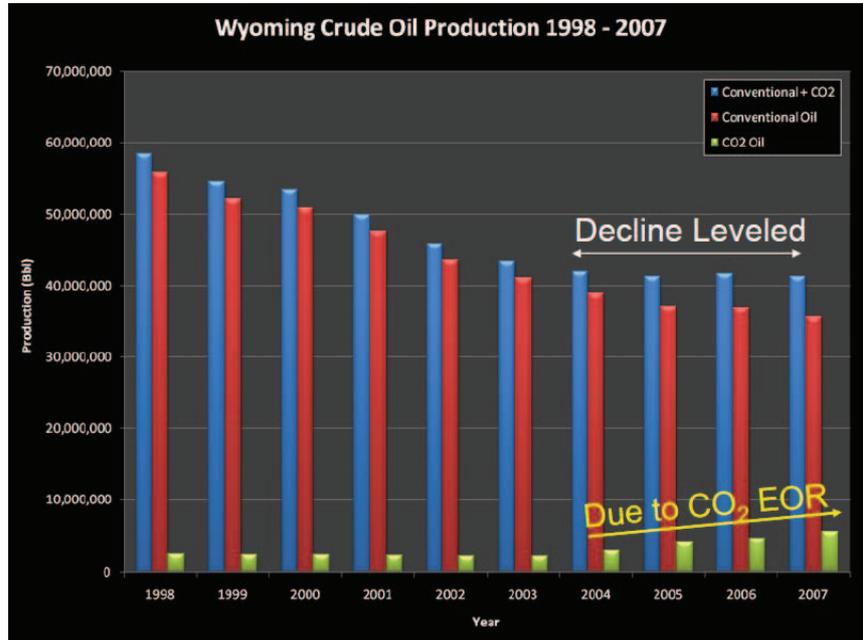


Figura 1-16: Producción de aceite en Wyoming, 1998-2007

puede tener el uso de  $CO_2$ . Para 2007 más del 83% (1000 MMBO) del total de la producción de U.S.A mediante EOR con  $CO_2$  provenía sólo de la Cuenca pérmica. El amplio uso de  $CO_2$  se debe principalmente a la disponibilidad del gas en la zona que lo hace una alternativa bastante atractiva desde el punto de vista económico. Puede haber confianza de que en el futuro el uso del  $CO_2$  seguirá creciendo en U.S.A. pues a estas cifras habrá que sumar las producciones de Wyoming, Mississippi, Oklahoma, Nuevo Mexico y California, que ya contemplan el uso de  $CO_2$ .

La **Figura 1-18**<sup>(53)</sup> presenta el volumen original de aceite en cada estado de los Estados Unidos, la cantidad del volumen original favorable para recuperación con  $CO_2$  (no recuperable ahora, pero objetivo en el futuro de las técnicas de EOR con  $CO_2$ ) y el volumen que actualmente es recuperable con las técnicas vigentes. La cantidad de aceite que puede ser recuperada (aun si sólo una pequeña parte del remanente se extrae) es enorme.

**CUMULATIVE PERMIAN BASIN & U.S. CO<sub>2</sub> EOR PRODUCTION FROM THE ONSET OF FLOODING (1974) thru 2007**

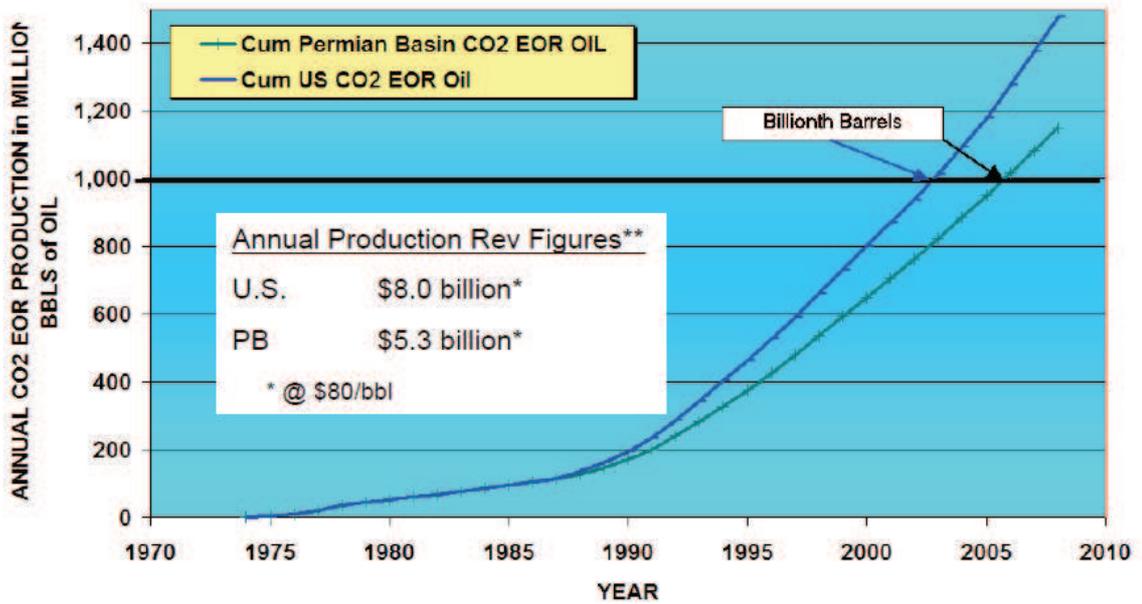


Figura 1-17: Producción *EOR* con *CO*<sub>2</sub>, USA vs PB

Basin/Area	DATA BASE			NATIONAL	
	OOIP (B Bbls)	OOIP Favorable for CO <sub>2</sub> -EOR (B Bbls)	Technically Recoverable (B Bbls)	OOIP (B Bbls)	Technically Recoverable (B Bbls)
1 Alaska	65.4	64.5	12.0	67.3	12.4
2 California	75.2	31.6	5.7	83.3	6.3
3 Gulf Coast (AL, FL, MS, LA)	26.4	20.2	4.2	44.4	7.0
4 Mid-Continent (OK, AR, KS, NE)	53.1	28	6.4	89.6	10.7
5 Illinois/Michigan	12.0	4.6	0.8	17.8	1.2
6 Permian (W TX, NM)	72.4	63.1	13.5	95.4	17.8
7 Rockies (CO, UT, WY)	23.7	18	2.9	33.6	4.2
8 Texas, East/Central	67.4	52.4	10.9	109	17.6
9 Williston (MT, ND, SD)	9.4	7.2	1.8	13.2	2.5
10 Louisiana Offshore	22.2	22.1	4.6	28.1	5.8
11 Appalachia (WV, OH, KY, PA)	10.6	7.4	1.2	14.0	1.6
<b>Total</b>	<b>437.8</b>	<b>319.1</b>	<b>64.0</b>	<b>595.7</b>	<b>87.1</b>

Figura 1-18: Volumen favorable para EOR con CO<sub>2</sub>

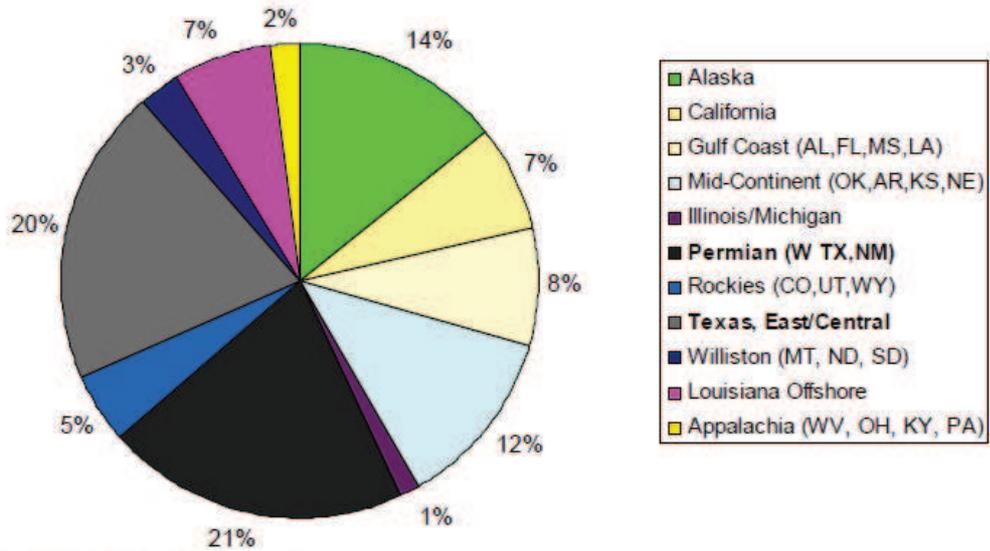
La recuperación de hidrocarburos por los proyectos de desplazamiento con CO<sub>2</sub> en los estados unidos se estimó en 1992 en 8 – 15 *MMMBbl*,<sup>(59)</sup> pero puede variar de 5 – 30 *MMMBbl*,<sup>(58,60)</sup> dependiendo del precio del crudo y de los incentivos económicos. La practica de EOR con CO<sub>2</sub> es muy sensible al precio del hidrocarburo, la eficiencia del desplazamiento y el precio de compra del CO<sub>2</sub>. Por ejemplo, en 1986 el potencial de recuperación para procesos de desplazamiento con CO<sub>2</sub> en New Mexico para una tasa de retorno del 15 % fue estimado en 30, 100, 350, 670 y 790 *MMBbl* para precios del crudo de \$20, \$24, \$28, y \$40 *usd/bl* respectivamente,<sup>(61)</sup> con el esquema de impuestos de ese tiempo.

Para terminar con el analisis de la situación en U.S.A. la **Figura 1-19** ilustra el potencial de crecimiento en las distintas zonas petroleras de los Estados Unidos. El dominio de Texas, junto con los otros estados en los que se encuentra la Cuenca pérmica es evidente, sin embargo otros estados como Alaska, California, aquellos de la costa del golfo y los del centro del país tienen futuros prometedores con el uso de EOR con CO<sub>2</sub>. El crecimiento en el uso del CO<sub>2</sub> depende directamente de los siguientes factores, algunos de los cuales estan en las manos de los ingenieros petroleros:

- Falta de fuentes adecuadas de CO<sub>2</sub>.

### Distribution of Technically Recoverable CO<sub>2</sub> Reserves\* in billions of barrels

Total Recoverable: 87.1 billion bbls



\* "Storing CO<sub>2</sub> with Enhanced Oil Recovery."

Figura 1-19: Distribución de las reservas recuperables usando CO<sub>2</sub>

- Disponibilidad local de redes de transporte de CO<sub>2</sub>.
- Convergencia entre la captura de CO<sub>2</sub> y metas de EOR con este gas.
- Siguiendo generación de tecnologías.
- Precio del petróleo.

## 1.7. EOR mediante $CO_2$ en México.

### 1.7.1. Fuentes naturales de $CO_2$ en México

A la fecha, en México se cuenta con dos yacimientos de  $CO_2$ , Uno es bien conocido y se encuentra en etapa de explotación, Campo A<sup>(54)</sup>, situado en el sureste mexicano (**Figura 1-20**)<sup>(54)</sup>. Las rocas que constituyen este yacimiento son calizas fracturadas formando un anticlinal asimétrico. El campo fue descubierto en el año 1980 y es productor de gas y condensado. Son productores 10 pozos con un promedio de 57  $MMscf/d$  (70% del gas producido es  $CO_2$ ). Un 80% del  $CO_2$  separado es inyectado a un yacimiento cercano el cual ya presenta resultados satisfactorios con este proceso de recuperación. La reserva remanente es de 357  $MMMscf$  de gas y 18  $MMSTBL$ , siendo alrededor de un 52% del volumen producido.

El siguiente yacimiento, llamado Quebrache (**Figura 1-21**)<sup>(55)</sup>, fue descubierto en 1959 por un pozo perforado a una profundidad total de 1,413  $m$ . El objetivo del pozo era descubrir reservas de aceite, sin embargo, las pruebas revelaron sorpresivamente un flujo de gas con alta concentración de  $CO_2$ . Las pruebas de pozo encontraron un gasto de 5,1  $MMscf$  de gas por día. El gas producido es 95%  $mol$   $CO_2$  con pequeñas cantidades de nitrógeno y otros gases hidrocarburos. El pozo se mantuvo cerrado por algunos años, pero los daños en la tubería debidos a la corrosión provocaron problemas de goteo, haciendo necesarias operaciones de control. La producción de  $CO_2$  comenzó en 1997 y ha continuado con un valor medio de 2,2  $MMscfd$  desde entonces. Este gas de producción se ha usado en operaciones de bombeo neumático en un campo de aceite pesado de la zona<sup>(56)</sup>.

Los pozos perforados en México desde 1946 han revelado dos áreas con un contenido de  $CO_2$  entre 71 y 98%  $mol$ . La formación productora de Quebrache está compuesta de rocas del cretácico y terciario. Debido a las altas concentraciones de  $CO_2$  algunos pozos se cerraron hace 60 años, otros se han desarrollado para usos industriales del  $CO_2$  y otros para su uso en operaciones de bombeo neumático.

El campo Quebrache se extiende sobre un área de más de 2,500  $km^2$  (**Figura 1-21**). Aún no se ha definido sus límites. Actualmente entre 17 y 22 pozos producen cerca de 12  $MMscfd$

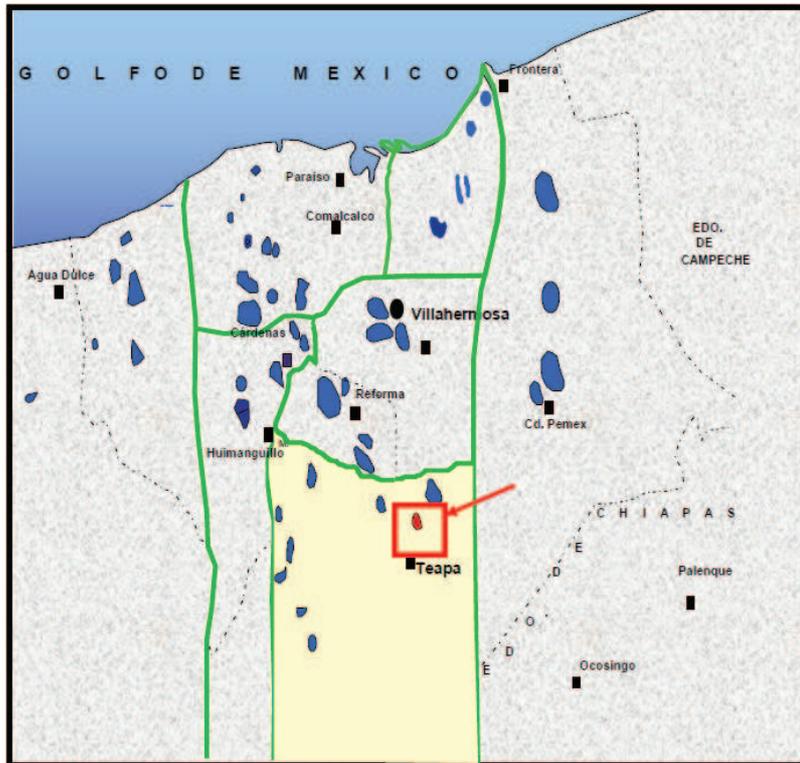


Figura 1-20: Ubicación de Campo A.

de  $CO_2$ , ese volumen se transporta por tuberías hasta los campos en los que se usa en sistemas artificiales de producción. La profundidad de los pozos va de los 480 a 1000  $m$ , y la presión y temperatura medias del yacimiento son  $91 \text{ Kg/cm}^2$  y  $56^\circ C$ , respectivamente.

En promedio, la probabilidad de encontrar concentraciones de  $CO_2 > 1\%$  es  $< 1/10$ , y la de encontrar concentraciones de  $CO_2 > 20\%$  es  $< 1/100$ . Sin embargo, el contenido medio de  $CO_2$  en yacimiento con concentraciones  $> 20\%$  es  $50\%$ . En otras palabras, cuando el  $CO_2$  es abundante es muy abundante<sup>(57)</sup>.

Los primeros trabajos geológicos arrojan que la formación productora es el Cretácico con espesores brutos que sobrepasan los  $50m$ . Se detecta la presencia de un acuífero asociado con el yacimiento. El pozo con mayor historia de presión-producción data del año 1959, fue puesto en producción en el primer trimestre de año 1997, actualmente continua en explotación y evaluación. Los estudios de caracterización dinámica e ingeniería de yacimientos presentan ajustes como yacimiento actuando infinitamente. No se detectaron la presencia de fallas cercanas por lo menos a 1000 m de radio de drenaje. La caída de presión a lo largo del tiempo es en promedio por mes de  $0,22 \text{ kg/cm}^2$ . Los estudios probabilísticos dieron valores de volumen original de  $5,836 \text{ Tscf}$  (cálculos volumétricos estiman  $10,2 \text{ Tscf}$ ) lo que lo colocaría entre los cinco yacimientos más importantes a nivel mundial. Pronósticos de producción fueron corridos para el área a 20 años y dieron producciones iniciales de  $300 \text{ MMscf/d}$  (100 pozos en explotación) y una producción acumulada final total de  $0,99 \text{ Tscf}$ , teniendo aún producciones por pozo del orden de  $0,01 \text{ MMscf/d}$ .

### **1.7.2. Proyectos de EOR en México**

En el sureste de México se encuentra en desarrollo la inyección de  $CO_2$ . Este procedimiento ha resultado exitoso, sin embargo, su aplicación en todo México ha estado limitada por la escasez del recurso y los altos costos. A partir del descubrimiento del potencial que existe en la zona noreste del país se han comenzado a desarrollar los primeros estudios para aplicación en campos maduros cercanos a las fuentes de  $CO_2$ . A continuación se detallan posibles aplicaciones:

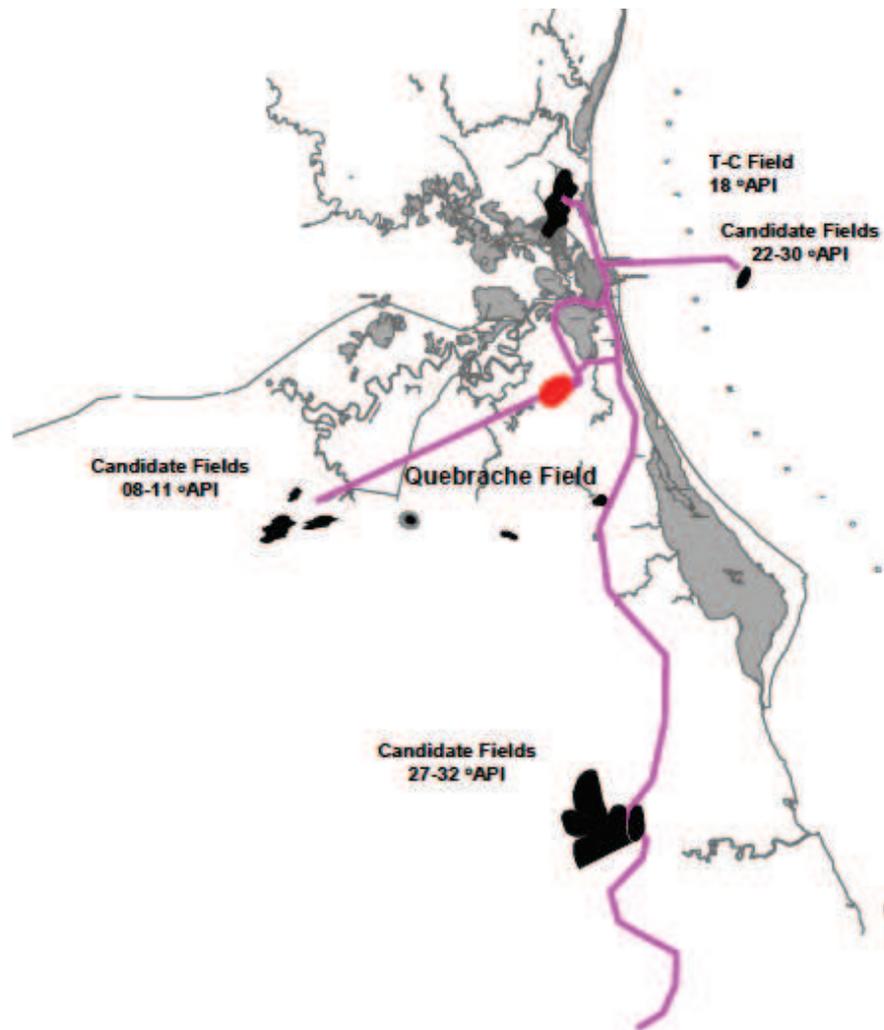


Figura 1-21: Campo Quebrache

## **Campo C**

Se encuentra localizado al noreste de México y se ubica aproximadamente a 75 *km* de Quebrache. Se encuentra en producción desde el año 1956. Alcanzó una producción máxima de 26,000 *BOPD*. En el año 1970 comienza la inyección de agua y actualmente produce alrededor de 11,000 *BOPD*. El factor de recuperación total alcanza el valor de 14,6%. Las primeras evaluaciones realizadas sobre un área piloto muestran que los pozos cercanos y vecinos al pozo inyector observan disminución de la viscosidad y de la densidad del aceite, lo que resulta de los gastos de inyección y de la presión de miscibilidad calculada para el aceite (18 °*API*).

El análisis con procedimientos de fase miscible y no miscible dieron recuperaciones máximas calculadas de 3,6% – 0,23% del aceite remanente, lo que se traduciría en un volumen adicional de 32 *MMSTBL*. La meta para un proyecto a gran escala es alcanzar 20,000 *BOPD* (40 *MMscf/d* de inyección, aproximadamente). La implementación del programa piloto permitirá conocer con mayor precisión algunos parámetros que aún pueden mejorar los procedimientos. El redireccionamiento de la inyección de agua y el programa de inyección de gas permitirán alcanzar una recuperación, con los cálculos preliminares, de 21,6%.

## **Campo D**

Situado aproximadamente a 400 *km* del campo Quebrache. Siendo un yacimiento con un modelo de depósito de tipo abanicos submarinos, presenta enorme heterogeneidad entre cada cuerpo. Las características de los fluidos de la formación lo han hecho un candidato idóneo para ser estudiado bajo el proceso de desplazamiento miscible. Productor desde el año 1977 apenas sobrepasa el 3% de recuperación. Las predicciones realizadas a un cierto tiempo y con diferentes escenarios de desarrollo muestran que la mejor recuperación se obtendrá con la inyección de gas. Los factores finales de recuperación sobrepasan el 16%.

### 1.7.3. Análisis Económico

#### Campo C

Con un volumen esperado adicional de 32 *MMBO* y una distancia aproximada de 75 *km* del yacimiento de *CO<sub>2</sub>*. El proyecto es económicamente viable con el uso de una tubería. Los costos aproximados para abastecer a todo el yacimiento de 40 *MMscf/d* serían de \$0,34 *USD/MMscf*.

#### Campo D

Con un volumen adicional a recuperar de 15 *MMBO* y una distancia al recurso natural de 400 *km* el proyecto sería económico con la utilización de una tubería principal. El costo aproximado sería de \$0,48 *USD/Mscf*. Debemos hacer notar que la propuesta plantea una tubería con capacidad de 200 *MMscf/d* para poder abastecer diversos campos que se encuentran a lo largo del trayecto, lo que representa un aprovechamiento del recurso y una disminución considerable en costos.

La experiencia en diversos yacimientos ha demostrado que se necesitan entre 5 y 10 *Mscf* por barril que se desee obtener, ello permite entonces suponer que para el Campo C con un precio total de \$0,34 *USD/Mscf* y con un volumen estimado de 7 *Mscf* por barril a recuperar, el precio sería \$2,38 *USD/B*. En el Caso del Campo D tendremos \$3,36 *USD*.

## 1.8. Referencias.

- 1.- <http://ior.senergyltd.com/acronyms.htm>
- 2.- <http://www.offshore-technology.com/glossary/>
- 3.- <http://www.epa.gov/climatechange/glossary.html>
- 4.- <http://civil.engr.siu.edu/ray/glossary.htm>

5.- Glossary of petroleum Industry. Dolores Proubasta. Pennwell Books. 01/06/2005. ISBN: 978-1-59370-041-6

6.- <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>

7.- <http://www.npc.org/>

8.- [www.berr.gov.uk/](http://www.berr.gov.uk/)

9.- IOR and EOR – Chances for increasing oil production and recoveries in existing, mature reservoirs. Josip Secen. University of Zagreb, Faculty of Mining. 13th European Symposium on Improved Oil Recovery– Budapest, Hungary

10.- Enhanced Oil Recovery. Larry Lake. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1989

11.-Ray, R.M.: .An Evaluation of Known Remaining Oil Resources in the United States: Project on Advanced Oil Recovery and the States,"DOE/BC14431-1 (Vol. 1), Contract No. DE-FG22-89BC14431, U.S. DOE (October 1994)

12.- Ray, R.M.: .An Evaluation of Known Remaining Oil Resources in the State of California: Project on Advanced Oil Recovery and the States,"DOE/BC14431-1 (Vol. 1), Contract No. DE-FG22-89BC14431, U.S. DOE Washington DC (October 1994) 2.

13.- Ray, R.M.: .An Evaluation of Known Remaining Oil Resources in the States of Louisiana and Texas: Project on Advanced Oil Recovery and the States,"DOE/BC14431-1 (Vol. 1), Contract No. DE-FG22-89BC14431, U.S. DOE Washington DC (October 1994) 3.

14.- Ray, R.M.: .An Evaluation of Known Remaining Oil Resources in the States of New Mexico and Wyoming: Project on Advanced Oil Recovery and the States,"DOE/BC14431-1 (Vol. 1), Contract No. DE-FG22-89BC14431, U.S. DOE Washington DC (October 1994) 4.

15.- Ray, R.M.: .An Evaluation of Known Remaining Oil Resources in the States of Kansas, Illinois and Oklahoma: Project on Advanced Oil Recovery and the States,"DOE/BC14431-1 (Vol. 1), Contract No. DE-FG22-89BC14431, U.S. DOE Washington DC (October 1994) 5.

- 16.- W. H. Osgood, Increasing the Recovery of Petroleum - vol. I & II - first edition (McGraw Hill, 1930).
- 17.- C.E. Beecher and H. C. Fowler, History of Petroleum Engineering, (American Petroleum Institute-Division of Production, Washington, D. C., 1961).
- 18.- C. Gatlin and R.L. Slobod, Trans. AIME, 219, 46(1960).
- 19.- J.J. Taber, I.S.K. Kamath and R.L. Reed, Soc. Pet. Eng. J., 1, (3) 195(1961)
- 20.- H.R. Crawford, G.H. Neil, B.J. Bucy and P.B. Crawford, J. Pet. Tech., 237 (March 1963).
- 21.- L.W. Holm and V.A. Josendal, J. Pet. Tech., 1427 (December 1974).
- 22.- C.E. Cooke, R.E. Williams and P.S. Kolodzie, J. Pet. Tech., 1365 (December 1974)
- 23.- R. Ehrlich, H.H. Hasiba and P. Raimond, J. Pet. Tech. , 1335 (December 1074)
- 24.- E.G. Schwarz and W.G. Reid, Chemistry and Physics of Interfaces, (American Chemical Society, Washington, D.C., 1965) pp.66
- 25.- J. L. White, J. F. Goddard and H. M. Phillips, J. Pet. Tech., 143 (February 1973).
- 26.- R. L. Jewett and G. F. Schurze, J. Pet. Tech., 675 (June 1970).
- 27.- D. J. Pye, J. Pet. Tech., 911 (August 1964).
- 28.- B. B. Sandiford, J. Pet. Tech., 917 (August 1964).
- 29.- S. M. Farouq Alí, J. Pet. Tech., 477 (April 1972).
- 30.- D. N. Dietze, J. Pet. Tech., 605 (May 1970).
- 31.- J. A. Davis and S.C. Jones, J. Pet. Tech., 1415 (December 1968)
- 32.- L. W. Holm and G. G. Bernard, Secondary Recovery Waterflood Process, U. S. Patent No. 3,082,822 (March 26, 1963)

- 33.- A. K. Csaszar, Solvent Waterflood Oil Recovery Process, U.S. Patent No. 3,163,214 (December 29, 1964).
- 34.- L. W. Holra, J. Pet. Tech., 1475 (December 1971).
- 35.- Stalkup, F.E.: *Miscible Displacement*, Monograph Series, SPE, Dallas, (1983)
- 36.- Taber, J.J.: "Environmental Improvements and Better Economics in EOR Operations," *In Situ* (1990) 14 (4), 345.
- 37.- Moritis, G.: "EOR Dips in U.S. but Remains a Significant Factor," *Oil & Gas J.* (26 September 1994) 51.
- 38.- "Syn crude Production Keeps Climbing," *Oil & Gas J.* (15 January 1996) 23.
- 39.- "Syn crude Operation Claims Production Mark from Oil Sands," *Oil & Gas J.* (9 October 1995) 46
- 40.- G. Moritis, *Oil Gas J.* 104 (5) (2006) 37–57.
- 41.- S.M. Farouq Ali, S. Thomas, J. Can. Pet. Technol. 35 (9) (1996) 57–63.
- 42.- R.K. Srivastava, S.S. Huang, J. Can. Pet. Technol. 36 (11) (1997) 48–55.
- 43.- W. Barnhart, C. Coulthard, J. Can. Pet. Technol. 38 (12) (1999) 1–9.
- 44.- BP Statistical Review of World Energy June 2009
- 45.- Petroleos Mexicanos. Reporte anual 2008, p 21. Mayo 2009
- 46.- Petroleos Mexicanos. Reporte anual 2008, p 114. Mayo 2009
- 47.- Petroleos Mexicanos. Reporte anual 2008, p 115. Mayo 2009
- 48.- OGJ 4/21/08 & APTA CO<sub>2</sub> School (Jan & Aug '08)
- 49.- Dr. Larry W. Lake. The Wyoming Enhanced Oil Recovery Institute. 2008 Wyoming EOR Conference

50.- Long-Term Cycles and the Prediction of Petroleum Demand. JPT Vol. 38, number 6, June 1986, p 669-672, 1986.

51.- Limitations of Statistical Methods for Predicting Petroleum and Natural Gas Reserves and Availability. J.M. Ryan, Standard Oil Co. (N.J.), JPT Vol. 18, number 3, March 1966, p 281-287.

52.- Oil & Gas Journal, March 08 and Steve Meltzer CO<sub>2</sub> Flooding Conference 2007.

53.- DOE/NETL-402/1312/02-07-08 dbt Feb 7, 2008, Advanced Resources International.

54.- Yacimientos de CO<sub>2</sub> en México. Alternativa viable para programas de recuperación terciaria. CIPM 2005, Heron Muro, Pemex E & P. Exitep 2005, Veracruz, México, Feb., 2005

55.- SPE 107445. Quebrache, a Natural CO<sub>2</sub> Reservoir: A new source for EOR projects in Mexico. Heron Gachuz Muro/Pemex E&P, Sergio Berumen Campos/Pemex E&P, Luis O. Alcazar Cancino/Pemex E&P, José A. Rodríguez Pimentel/Schlumberger

56.- Guntis, Moritis: "Special Report EOR/ Heavy Oil Survey", Oil and Gas Journal, week of April 17, 37-57, 2006.

57.- Hosgörmez, H.; Yalçın, M.N.; Soylu, C.; "Origin of carbon dioxide and hydrocarbon gases in Dodan and Silivanka fields" (SE-Turkey), 22nd International Meeting on Organic Geochemistry, Seville, Spain, 1, 526-527, 2005.

58. Bailey, R.E., *et al.*: *Enhanced Oil Recovery*, Natl. Petroleum Council, Washington, DC (June 1984)

59. Arnold, C.W.: "The Status of CO<sub>2</sub> Flooding in the United States," *The Interstate Oil & Gas Compact and Committee Bulletin* (June 1989) III, No. 1, 64-77.

60. Taber, J.J.: "Environmental Improvements and Better Economics in EOR Operations," *In Situ*, (Dec. 1990) 14, 345-405.

61. "The Potential of Enhanced Oil Recovery by Carbon Dioxide Flooding in New Mexico," Interstate Oil & Gas Compact Commission, Oklahoma City (Dec. 1986).

## Capítulo 2

# Planteamiento del problema

### 2.1. Evolución del proceso de desplazamiento con $CO_2$

#### 2.1.1. Primeros estudios sobre $CO_2$

El  $CO_2$  es uno de los compuestos más abundantes de la tierra. Así que no sorprende que la idea de emplearlo para la recuperación de aceite se haya originado desde los inicios de la historia de la Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (EOR por sus siglas en inglés). Las investigaciones de laboratorio comenzaron a mirar hacia el  $CO_2$  en la década de 1950<sup>(1-3)</sup>. La observación más importante de tales estudios fue la alta solubilidad del  $CO_2$  en el aceite a presiones por encima de los 700 *psi* (4,9 *MPa*) y la dramática reducción de la viscosidad del aceite, lo que facilitaba mucho su extracción. (**Figura 2-1**)<sup>(4)</sup>. Se sugirió la inyección continua de  $CO_2$  o la inyección de un volumen de  $CO_2$  seguido de otro de agua o agua carbonatada. Al notarse que el  $CO_2$  era soluble en agua, aparecieron otras publicaciones recomendando la inyección sólo de agua saturada con  $CO_2$ . Se efectuaron varias pruebas de campo usando agua carbonatada<sup>(5)</sup>, pero los desplazamientos fallaron pues no lograron producciones significativas de aceite extra, principalmente debido a que no había suficiente  $CO_2$  disponible en el frente de desplazamiento para saturar el aceite y disminuir su viscosidad. Para saturar el aceite residual, disminuir su viscosidad y provocar su flujo se requieren importantes volúmenes de agua carbonatada.

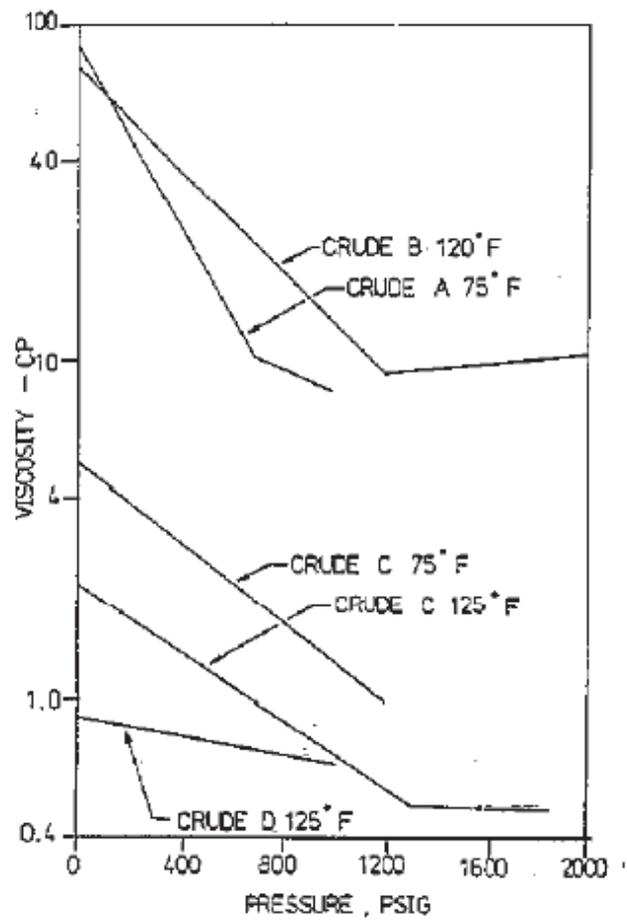


Figura 2-1: Viscosidad de crudos saturados con  $CO_2$

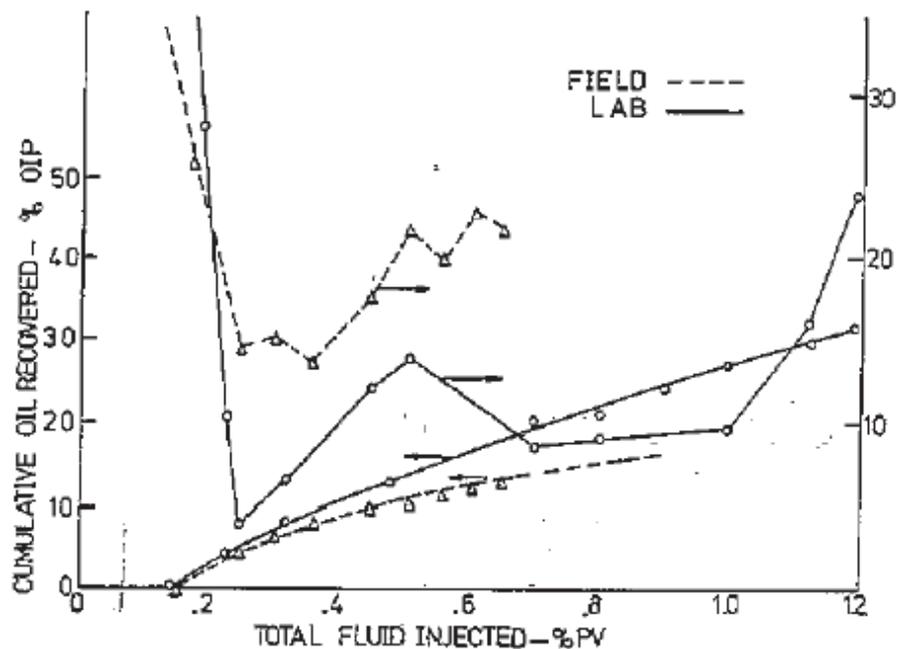


Figura 2-2: Comparación de desplazamientos

Las primeras pruebas de campo sobre la inyección de un sólo bache de  $CO_2$  seguido de agua se realizaron en el campo Allegheny en Nueva York. El intento de hacer de éste un desplazamiento miscible falló, pero, como lo muestra la **Figura 2-2**, el comportamiento de la prueba fue muy parecido al comportamiento del modelo de laboratorio. Los cálculos indicaron que la reducción de la viscosidad fue el principal mecanismo de EOR. Se dictaminó una eficiencia de barrido deficiente al comparar la baja cantidad de aceite obtenida en el campo con la obtenida en el laboratorio.

El bien definido comportamiento de fase del  $CO_2$  (**Figura 2-3**) muestra que en la mayoría de sus aplicaciones como agente de recuperación existe como un fluido supercrítico, por encima de su temperatura y presión críticas de  $89^\circ F$  y  $1,070 \text{ psi}$ , respectivamente ( $32^\circ C$  y  $7,4 \text{ MPa}$ ). El incremento en la densidad del  $CO_2$  a presiones elevadas revela su poder de solubilidad en varios líquidos. Tomando en cuenta estos hechos, y percatándose de las muy altas recuperaciones obtenidas en el laboratorio se procedió a la realización de una prueba de campo a alta presión.

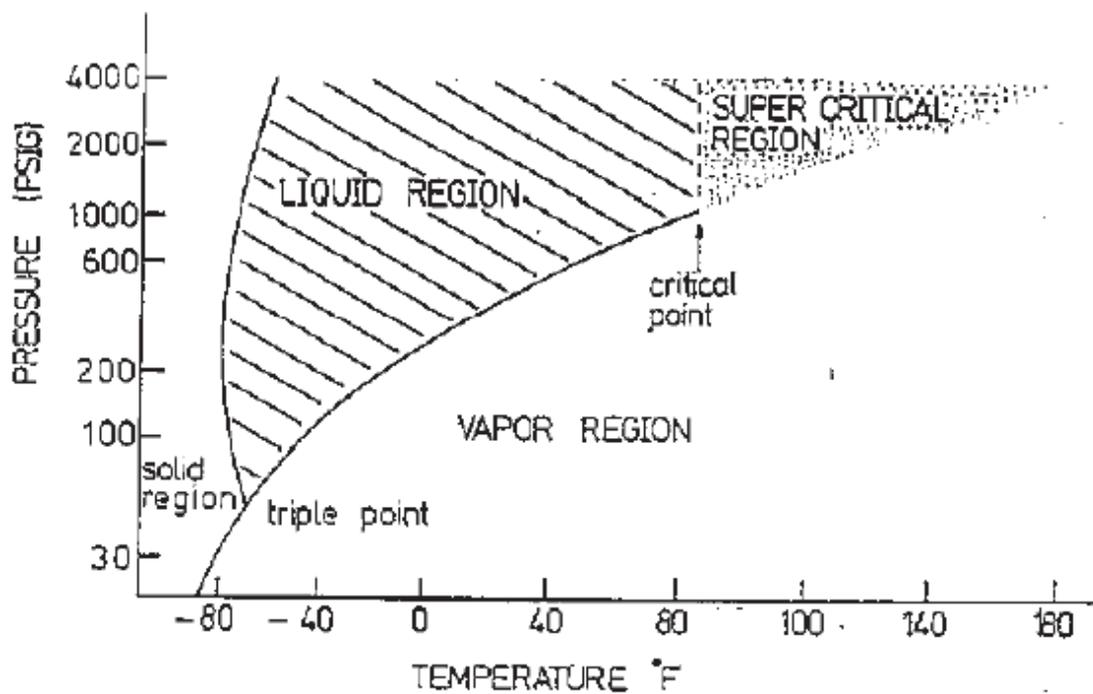


Figura 2-3: Curva de equilibrio del  $CO_2$

La prueba en el campo Mead Strawn comenzó en 1964 e implicó la inyección de un gran bache de  $CO_2$  [25 % de Volumen de Poro ( $P_v$ ) a condiciones de yacimiento], seguido de agua carbonatada a condiciones de yacimiento de  $125^\circ F$  y  $2000\text{ psi}$ . Los resultados de estas pruebas mostraron un incremento en la recuperación de aceite mediante  $CO_2$  de más del 35 % en comparación con el desplazamiento convencional. Aún más alentadoras fueron las saturaciones residuales de aceite determinadas para núcleos presurizados obtenidos de este yacimiento en las zonas barridas por el  $CO_2$  a una distancia de hasta  $400\text{ ft}$  de los pozos inyectoros. Los valores medidos de  $S_{or}$  fueron menores a  $5\%P_v$  en toda la zona muestreada.

## 2.2. Mecanismos de desplazamiento

La alta eficiencia del desplazamiento con  $CO_2$  en las pruebas del campo Mead Strawn condujo a pruebas de laboratorio<sup>(6,7)</sup> de los efectos miscibles del proceso. El desplazamiento miscible y la muy alta recuperación correspondiente requieren la inyección de un fluido que forme una sola fase con el aceite o que genere a partir del aceite un solvente que forme una sola fase con el aceite, eliminando así la retención capilar del aceite por el agua y la roca. En ese tiempo se supo de intentos para lograr un desplazamiento miscible usando varios gases a muy altas presiones [ $4,000\text{ psi}$  ( $27,6\text{ MPa}$ ) o mayores], mostrando que tales recuperaciones podían alcanzarse inyectando gases como  $CO_2$  y  $N_2$ , lo mismo que con gas natural<sup>(8)</sup>. El mecanismo de desplazamiento involucra la vaporización del etano, propano, y butano del crudo para generar un frente miscible que desplace el aceite residual. Aunque el desplazamiento del aceite residual en las pruebas de laboratorio con  $CO_2$  fue similar al alcanzado con los otros gases, la presión de desplazamiento para el  $CO_2$  fue considerablemente menor. Los desplazamientos de laboratorio con  $CO_2$  a su temperatura crítica requirieron una presión de sólo  $1,100\text{ psi}$  ( $7,6\text{ MPa}$ ) para recuperar prácticamente todo el aceite remanente en el núcleo después del desplazamiento con agua. Además, la presencia de hidrocarburos ligeros, ( $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ , o  $C_4$ ) en el yacimiento no fue necesaria para alcanzar la más alta recuperación ( $> 95\%$ ) del volumen original<sup>(6,7)</sup>.

El análisis del frente de desplazamiento durante la inyección de  $CO_2$  supercrítico en núcleos de considerable longitud, reveló la presencia de cantidades sustanciales de hidrocarburos en el

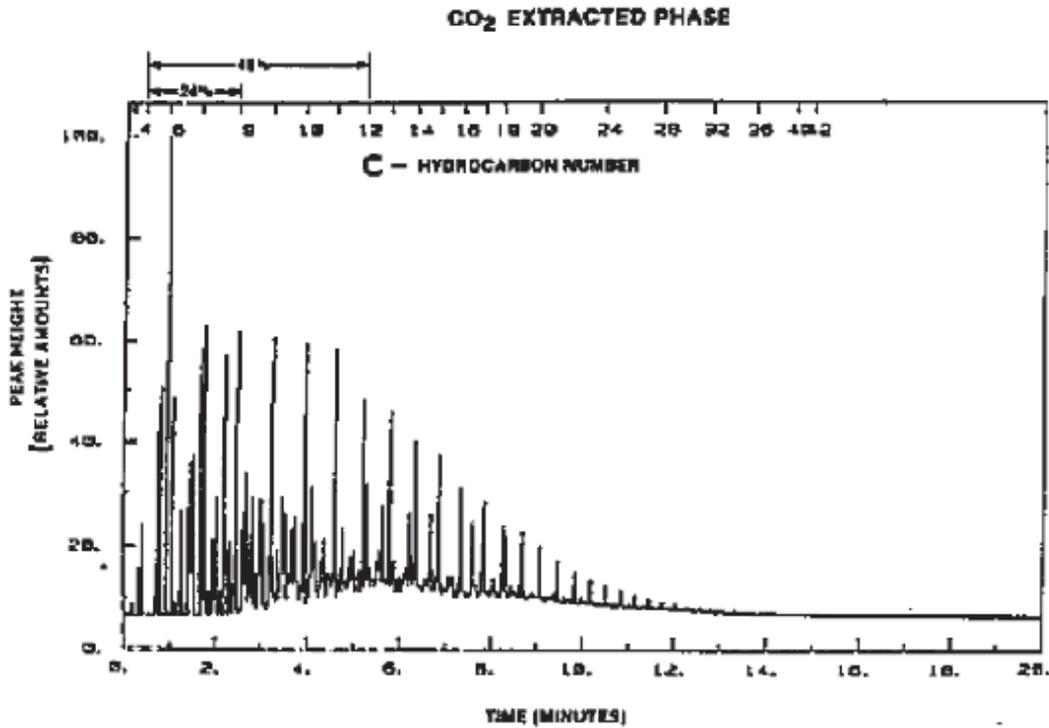


Figura 2-4: Composición del frente de desplazamiento.

rango  $C_5 - C_{30}$ . Estudios posteriores mostraron que cuando la presión de desplazamiento es lo suficientemente alta como para comprimir el  $CO_2$  por encima de su densidad crítica ( $0,42 \text{ g/cm}^3$ ), el  $CO_2$  extraerá cantidades importantes de  $C_5+$  del aceite del yacimiento (**Figura 2-4**). Después de contactos múltiples del  $CO_2$  con el aceite del yacimiento, la fase de  $CO_2$  enriquecida con hidrocarburos desplaza misciblemente al aceite del yacimiento. Este mecanismo de transferencia de hidrocarburos del aceite al  $CO_2$  es conocida como miscibilidad dinámica o de contacto múltiple.

### 2.2.1. Presión mínima de miscibilidad

La variable clave en este proceso de desplazamiento dinámico miscible es la presión requerida para alcanzar la miscibilidad, conocida como "Presión Mínima de Miscibilidad" ( $MMP$  por sus

siglas en inglés). La temperatura del yacimiento afecta de manera poderosa la *MMP* debido a su efecto sobre la presión requerida para alcanzar la solubilidad apropiada del  $CO_2$  y con ello la densidad requerida para un desplazamiento miscible. Una temperatura mayor, manteniendo sin cambio los demás factores resulta en un incremento de la *MMP*. La *MMP* depende también de la composición del aceite del yacimiento **Figura 2-5**. El aceite contiene una serie de hidrocarburos entre los que se cuentan: metano gaseoso ( $C_1$ ), gas LP ( $C_2$ ,  $C_3$  y  $C_4$ ), gasolinas ( $C_5$  a  $C_{12}$ ), gas oil, parafinas y asfaltenos. La *MMP* es afectada por la distribución del peso molecular de los hidrocarburos individuales desde  $C_5$  hasta  $C_{30}$  y la cantidad en que se encuentren en el aceite. Los hidrocarburos de bajo peso molecular, como las gasolinas ( $C_5$  a  $C_{12}$ ) son particularmente efectivos para procurar la miscibilidad y que ésta se logre a una menor presión.

### Correlaciones para *MMP*

Se han hecho varios intentos para presentar una correlación que determine la *MMP* para distintos yacimientos. Estos incluyen: 1) la *MMP* vs Temperatura,<sup>(10)</sup> 2) *MMP* vs Temperatura y Peso Molecular del  $C_5+$ ,<sup>(6)</sup> 3) *MMP* vs Temperatura y Densidad API, 4) *MMP* vs Densidad  $CO_2$  y Contenido de  $C_5$  a  $C_{30}$ ,<sup>(9)</sup> y 5) *MMP* vs Distribución del Tamaño Molecular y Estructura.<sup>(11)</sup> Las correlaciones que consideraron tanto la temperatura como la distribución de hidrocarburos tuvieron las predicciones más exactas y son más útiles para estimaciones iniciales de la presión. Sin embargo, aún la mejor de tales correlaciones no ha podido predecir de manera exacta la *MMP* para aceites inusuales, tales como Ganado, o para aceites más pesados ( $< 25^\circ API$  [ $0,9 g/cm^3$ ]). El método más común y más exacto usado para determinar la presión a la que se alcanza el desplazamiento miscible por contacto múltiple, es un desplazamiento en laboratorio con  $CO_2$  conocido como "slim-tube". Un tubo para alta presión, de acero inoxidable de entre 40 y 80 *ft* (12 a 24 *m*) de longitud y con un diámetro de 0,25 pulgadas (0,6 *cm*) es empacado con arena limpia (o cuentas de vidrio). Este empacamiento de arena se satura con el aceite del yacimiento y el aparato se mantiene a temperatura de yacimiento. Se desarrolla una curva de Recuperación de Aceite vs Presión. El desplazamiento miscible se alcanza a la presión de desplazamiento en la que un incremento en la presión resulta en un incremento insignificante

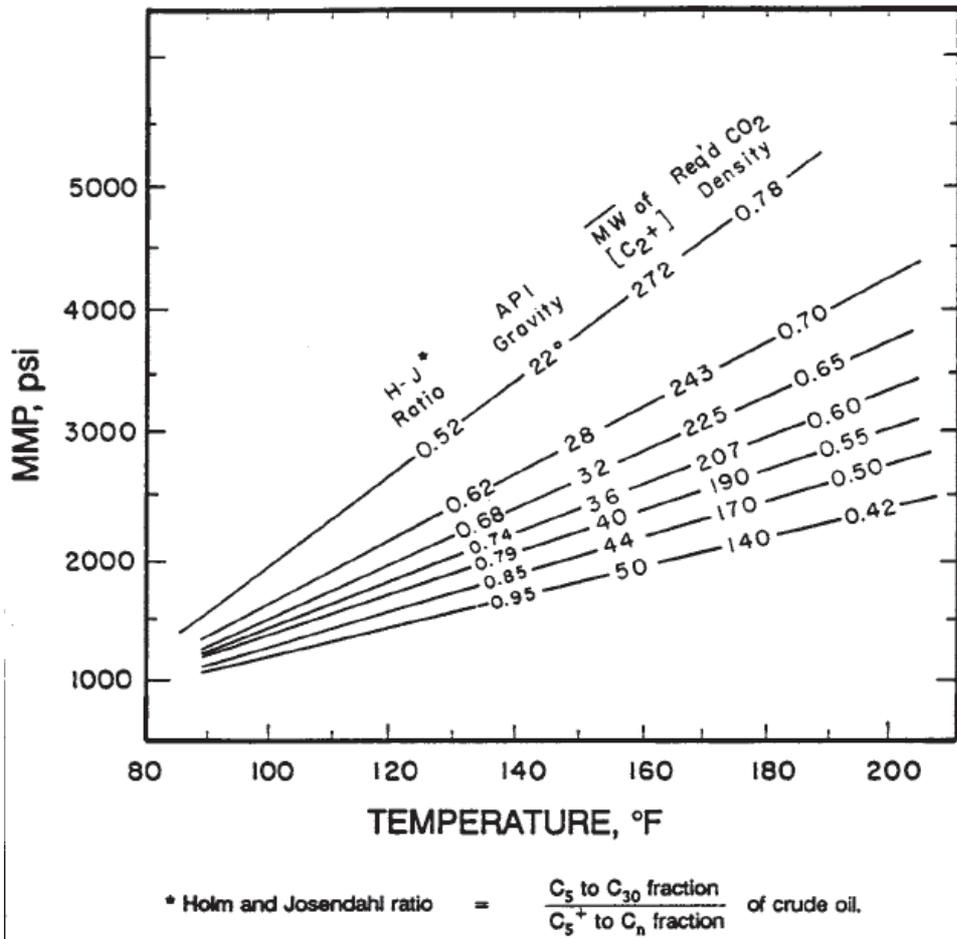


Figura 2-5: Variación de la MMP con la temperatura y composición

en la resuperación de aceite, y también cuando cerca del 95 % del aceite en el tubo ha sido recuperado.

### **Limitaciones de las pruebas "Slim Tube"**

La MMP determinada mediante una prueba "Slim Tube" ha sido aceptada por la industria petrolera como la presión objetivo del yacimiento para el diseño de un proceso de desplazamiento miscible. Las pruebas de "Slim Tube", sin embargo, tienen varios inconvenientes: 1) el "medio poroso" es un empacamiento con poco parecido a las rocas del yacimiento; 2) no hay agua presente durante las pruebas; y 3) a menudo, el valor de la MMP depende de cuantos y cuales sean los valores de presión elegidos para la prueba.

Los efectos de la presión sobre el comportamiento de fase  $CO_2$ /crudo han sido estudiados experimentalmente <sup>(25,26)</sup> usando pruebas *PVT* y "*Slim Tube*". Las interacciones  $CO_2$ /crudo han sido caracterizadas a menudo usando una ecuación de estado. Los efectos del comportamiento de fase en la recuperación de aceite de los núcleos también han sido investigados <sup>(27)</sup>, pero en su mayoría en ausencia de agua. Para obtener datos lo más apegados a la realidad, el desempeño del desplazamiento debe ser estudiado en un núcleo que tenga agua presente.

Cuando se usa  $CO_2$  como solvente, cuatro mecanismos pueden afectar adversamente la recuperación de aceite conforme la presión se reduzca:

1. La habilidad del  $CO_2$  para extraer componentes del aceite crudo disminuye junto con la presión. Se recuperará menos aceite y puede que la miscibilidad no se desarrolle dinámicamente.
2. La tensión interfacial entre el  $CO_2$  enriquecido y el crudo incrementa conforme la presión disminuye, haciendo el desplazamiento de crudo menos eficiente.
3. A menores presiones, menos  $CO_2$  se disolverá en el aceite, disminuyendo la recuperación debida al aumento de volumen del aceite.

4. Menor solubilidad del  $CO_2$  también resulta en una menor reducción de la viscosidad del aceite a presiones menores.

Un estudio realizado en 1991 por Shyeh-Yung (*P*) encontró varias implicaciones importantes respecto al diseño de un proceso de inyección de  $CO_2$  y la predicción de su comportamiento. Primero, presenta al proceso cuasi-miscible como apto para la recuperación de cantidades sustanciales de aceite en núcleos. Aunque la recuperación de aceite disminuye junto con la presión, la pérdida de recuperación no es tan grande y puede ser económicamente compensada por la reducción en la cantidad de  $CO_2$  requerido y procurando una mejor eficiencia de barrido. Los beneficios pueden ser más pronunciados cuando la *MMP* está considerablemente por encima de la presión crítica del  $CO_2$ . El estudio admite que aún deben realizarse simulaciones a escala de campo para determinar la eficiencia de barrido del proceso cuasi-miscible.

Respecto a la proyección de pruebas de laboratorio, los resultados que el estudio de Shyeh-Yung obtuvo sugieren reemplazar las pruebas "Slim Tube" por pruebas de desplazamiento en núcleos a condiciones de yacimiento. El estudio demuestra que la presencia de agua es muy importante. Las pruebas "Slim Tube" en ausencia de agua no pueden predecir con exactitud la recuperación de aceite. Las pruebas de desplazamiento en núcleos pueden tomar el doble de tiempo que las pruebas "Slim Tube", pero proveen información mucho más útil para el diseño de los procesos de campo.

Shyeh-Yung recomienda fuertemente el reemplazo del modelo de mezclado actualmente usado en la mayoría de los simuladores, por un modelo más realista de tres fases y permeabilidad relativa. Las conclusiones alcanzadas pueden resumirse de la siguiente manera:

1. La saturación residual de aceite en un proceso miscible ( $S_{orm}$ ) se incrementa linealmente (la recuperación de aceite disminuye) conforme la presión disminuye. No se observó un descenso dramático de la recuperación por debajo de la *MMP* sugerida por la prueba "Slim Tube"
2. La movilidad del  $CO_2$  decrece junto con la presión, ofreciendo algunos posibles beneficios de control de movilidad para el proceso cuasi-miscible

3. Las movilidades del  $CO_2$  de un sistema con miscibilidad multicontacto (*MCM*) crudo/carbonato son únicamente función de la saturación de  $CO_2$ . Las movilidades de  $CO_2$  en un sistema *MCM* pueden ser reducidas en uno o dos ordenes de magnitud por la presencia de aceite residual.
4. Los nucleos a condiciones de yacimiento deben, cuando sea posible, reemplazar las pruebas "Slim Tube" para la determinación de los efectos de la presión en el proceso de inyección de  $CO_2$ . Estas mismas pruebas también proveen valores más reales de  $S_{orm}$  y de movilidades de  $CO_2$  que pueden ser usadas en el diseño y la simulación de procesos miscibles y cuasi-miscibles.
5. La recuperación en desplazamientos cuasi-miscibles por  $CO_2$  no son sólo el resultado de desplazamientos de baja tensión interfacial, pues también están influenciados por los efectos de transferencia de masa y de entrapamiento por agua. Lo anterior es cierto tanto para sistemas con miscibilidad de primer contacto y de contacto múltiple.
6. Tanto el desplazamiento como la extracción de aceite por  $CO_2$  incrementan a altas presiones. El desplazamiento parece ser el mecanismo dominante en la recuperación de aceite antes de la inyección de un Volumen de Poro ( $P_v$ ) de  $CO_2$ , después de lo cual la extracción se vuelve más importante.
7. Los desplazamientos secundarios de  $CO_2$  pueden recuperar más aceite que los desplazamientos terciarios de  $CO_2$  para crudos iguales a los usados en el estudio de Shyeh-Yung. La mayor recuperación probablemente se deba a un menor entrapamiento por agua y/o una transferencia de masa más eficiente entre el  $CO_2$  y el aceite crudo.
8. Para desplazamiento terciarios, no es necesario el uso de nucleos extralargos o un "Slim Tube" para desarrollo de miscibilidad a presiones mayores que la *MMP*. Para el crudo usado en el estudio, nucleos de 18 pulgadas (45,72 cm) son suficientes para medir la  $S_{orm}$  con exactitud.

### **Efecto de los intermedios sobre la MMP**

La importancia de la presencia de gasolinas se demuestra con la correlación entre la densidad del  $CO_2$ , el contenido de hidrocarburos  $C_5$  a  $C_{30}$  en el aceite y la *MMP* mostrada en la **Figura 2-6**<sup>(9)</sup>. Todos los crudos investigados, con excepción del Ganado, contienen de 25 a 35 % de los hidrocarburos  $C_5$  a  $C_{12}$ . El crudo Ganado que tiene un alto contenido de hidrocarburos en el rango  $C_5$  a  $C_{30}$  tiene sin embargo una baja proporción en el rango  $C_5$  a  $C_{12}$  (cerca del 11 %) y en tales condiciones su *MMP* (a 165 °F [74°C]) es superior a 4,000 psi (27.6 MPa). Al elevar el contenido de gasolinas del crudo en el rango  $C_5$  a  $C_{12}$  hasta el 30 % la *MMP* fue de solo 2,300 psi (15.9 MPa) valor que ajusta a la curva de correlación.

### **Efecto de la estructura molecular sobre la MMP**

Dado que los hidrocarburos  $C_5$  a  $C_{12}$  en el aceite Ganado eran mayoritariamente naftenos y los hidrocarburos del mismo rango en el campo Strawn eran principalmente parafinas, parecía que el efecto de la estructura molecular del componente no era importante en la eficiencia de recuperación. Esta conclusión se confirmó mediante: a) un intento de correlación entre el contenido de aromáticos del crudo y la *MMP*,<sup>(9)</sup> y b) una comparación de desplazamientos entre tres empacamientos de arena que contenían aceite Ganado adicionado con hidrocarburos aromáticos, parafínicos y naftenos del rango  $C_5$  a  $C_{12}$ . La **Figura 2-7** muestra que el tipo molecular de los hidrocarburos  $C_5$  a  $C_{12}$  tuvo poco efecto en la eficiencia de recuperación.

### **Efecto de los hidrocarburos pesados sobre la MMP**

El efecto de los hidrocarburos más pesados ( $C_{31+}$ ) en el aceite también fue estudiado, comparando la densidad del  $CO_2$  usado y la *MMP* requerida para distintos aceites. Se hizo una comparación de los resultados de los desplazamientos de cinco aceites que contenían aproximadamente la misma cantidad de  $C_5$  a  $C_{12}$  (corte de gasolina), pero con contenido de  $C_{31+}$  que variaba desde 10 hasta 35 % del peso total (**Figura 2-7**).<sup>(9)</sup> Una tendencia definida de mayores

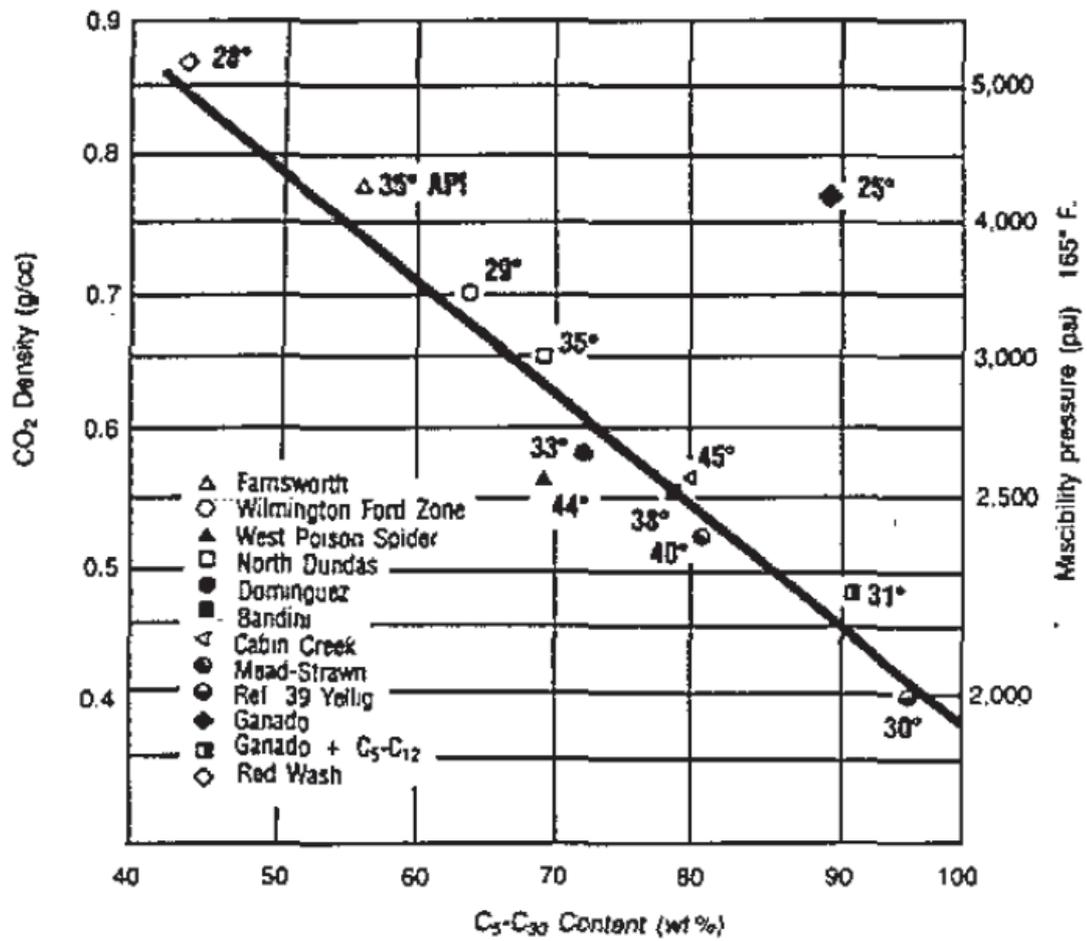


Figura 2-6: Densidad del CO<sub>2</sub> necesaria para desplazamiento miscible

	<u>C<sub>5</sub> to C<sub>12</sub></u>	<u>C<sub>31+</sub></u>	<u>Total Wax and Carbon Residue</u>	<u>CO<sub>2</sub> Density Required</u>	<u>Measured MMP at 165°F (psi)</u>
Wilmington	36	35	11.8	0.69	3,400
Dominguez	37	27	7.5	0.59	2,700
Mead Strawn	34	20	1.7	0.54	2,400
Ganado + (C <sub>5</sub> to C <sub>12</sub> )	34	10	1.0	0.53	2,400
Mead Strawn C <sub>5</sub> to C <sub>30</sub> out	42	0	0	0.51	2,800

Figura 2-7: Efecto de los hidrocarburos pesados sobre la *MMP*

requerimientos de densidad de  $CO_2$  y presión se hizo evidente al incrementar el contenido de  $C_{31+}$ .

### 2.2.2. Resumen de mecanismos de desplazamiento miscible para $CO_2$

La presión mínima de miscibilidad (*MMP*), a la cual ocurre el desplazamiento miscible por  $CO_2$ , depende de la temperatura del yacimiento y de la composición del aceite. Se define a la *MMP* como la presión más baja la cual cerca del 95 % del aceite en contacto ha sido recuperado a una temperatura dada. La cantidad total de  $C_5$  a  $C_{12}$  (gasolinas) en el aceite tiene un efecto importante sobre el valor de la *MMP*.

En el diseño de los desplazamientos con  $CO_2$ , se ha demostrado que si la presión de desplazamiento es menor que la *MMP*, se logrará una recuperación menor, pues el desplazamiento no miscible es menos eficiente. Aunque el volumen de  $CO_2$  necesario en superficie para ocupar determinado volumen a condiciones de yacimiento es menor a presiones menos altas, la menor recuperación de aceite que se obtiene con presiones debajo de la *MMP* hacen difícil que la utilización de  $CO_2$  sea favorable.

### 2.2.3. Mecanismos de desplazamiento inmiscibles

Tal como se ha indicado previamente, la reducción de la viscosidad del aceite del yacimiento era el mecanismo de acción para la recuperación mejorada no miscible. Se reconocieron otros mecanismos y se estudiaron tanto en laboratorio como en el campo. La expansión del aceite conforme el  $CO_2$  se disuelve en él, resultó ser un factor para la liberación de aceite atrapado, particularmente en el caso de aceites pesados. Sin embargo, las aplicaciones en campo del proceso inmiscible con  $CO_2$  se han efectuado con aceites ligeros de alta viscosidad, en los que el efecto de reducción de densidad es el que domina. Varios de estos proyectos de campo <sup>(12,13)</sup> han sido al menos técnicamente exitosos. Se obtuvieron bajas relaciones de volumen de  $CO_2$  inyectado respecto a los barriles de crudo recuperado ( $\sim 6Mcf/bbl$  [ $1080 m^3/m^3$ ]). Se afirmó que las altas saturaciones de aceite ( $50\% P_v$ ) en las zonas de interés, presentes después de los procesos de recuperación primaria, ayudaron a conseguir tales relaciones más que una inherente eficiencia del mecanismo de recuperación.

Otro mecanismo de desplazamiento inmiscible con  $CO_2$  investigado en el laboratorio fue el empuje del gas disuelto liberado. La liberación de presión del aceite saturado con  $CO_2$  causa que la recuperación en el yacimiento se parezca mucho a la recuperación primaria. Publicaciones posteriores mostraron la aplicación exitosa de este método cíclico (huff 'n' puff) en yacimientos de aceites de mediana viscosidad [ $3$  a  $20 cp$  ( $3$  a  $20 mPa \cdot s$ )] que contaban con pocos pozos y una continuidad pobre entre ellos. De nuevo, se obtuvieron bajas relaciones de volumen de  $CO_2$  inyectado respecto a los barriles de crudo recuperado. También esta vez se atribuyeron los bajos valores de las relaciones a las altas saturaciones de aceite al inicio de las pruebas. Las pruebas realizadas en campos a los que se les sometió previamente a extensos desplazamientos con agua, no fueron tan exitosas en la mejoración de la recuperación.

### 2.3. Otros factores a considerar para el diseño de desplazamientos con $CO_2$

Después de determinar si la aplicación del  $CO_2$  será de forma miscible o inmisible, deben tomarse ciertas decisiones importantes respecto a la disponibilidad del  $CO_2$ , la cantidad de  $CO_2$  a inyectar, las condiciones del yacimiento, si se requerirán técnicas de control y las condiciones generales de operación.

Disponibilidad del  $CO_2$ : Hasta hace poco, la principal causa disuasiva de usar el  $CO_2$  de manera amplia en la EOR había sido la distancia existente entre las fuentes principales de  $CO_2$  y los campos petroleros y el costo resultante por tener que transportarlo. Esta situación ha cambiado con la instalación de tuberías de gran distancia en áreas de Texas, Nuevo México, Colorado, Utah, Wyoming, California, Kansas, Mississippi y Louisiana. Estas tuberías transportan  $CO_2$  desde sus yacimientos naturales, plantas productoras de gas natural, plantas de fertilizantes, y refinerías. Otras fuentes importantes de  $CO_2$  en vías de volverse económicamente rentables son los gases de combustión (*flue gas*) y los yacimientos en los que el desplazamiento con  $CO_2$  se ha completado. Cuando estas fuentes se vuelvan económicamente rentables, si ocurre, muchos proyectos de  $CO_2$  se iniciarán.

Condiciones del yacimiento: Como en todos los procesos de EOR, es esencial el conocimiento de las condiciones del yacimiento para el éxito económico.<sup>(14)</sup> La temperatura y presión alcanzables, la permeabilidad y continuidad de la misma, el espaciamiento entre pozos y las terminaciones de ellos determinarán si los gastos adecuados de inyección y producción podrán alcanzarse. Mediante pruebas de campo se ha demostrado que anomalías en el yacimiento –tales como fracturas, discontinuidades, acuíferos– pueden reducir la efectividad del proceso. Afortunadamente, se han desarrollado modelos computacionales que usando información del historial de producción pueden predecir el desempeño del yacimiento, según las variaciones de los procesos y las técnicas que se empleen.

### 2.3.1. Tamaño de los baches.

El contacto del aceite en el yacimiento con el  $CO_2$  es la limitación principal en el proceso de recuperación. La disponibilidad de grandes cantidades de  $CO_2$  ha permitido operaciones en las que se inyectaron grandes cantidades de  $CO_2$  que parecían necesarias dada la extensión del campo. Baches por un total de 20 a 50% de  $P_v$  fueron usados en pruebas exitosas. La inyección continua de  $CO_2$  o una inyección intermitente de  $CO_2$  y nitrógeno, "flue gas." metano condujeron a mayores relaciones  $CO_2$ /aceite (excepto en los yacimientos con desplazamiento vertical y segregación gravitacional estabilizada). Un bache de  $CO_2$  seguido por agua parece ser el proceso más eficiente. La clave del criterio económico son el costo del  $CO_2$  y la relación  $CO_2$ /aceite (relación de uso de  $CO_2$ ). Actualmente las relaciones de uso de  $CO_2$  requeridas para una operación adecuada son menores a 10  $Mcf/bbl$  ( $1,8 m^3/m^3$ ).

### 2.3.2. Control de movilidad.

Cualquier avance en la reducción de la canalización y el aumento de la eficiencia volumétrica, mejorará el uso del  $CO_2$ . El  $CO_2$  es un fluido de baja viscosidad y alta movilidad. La digitación y canalización del  $CO_2$  en estratos altamente permeables junto con el flujo cruzado de aceite pueden esperarse en algunos yacimientos. Algunos modelos de estudio han mostrado que ocurre un significativo flujo cruzado de aceite movilizado debido a los gradientes de presión del fluido y los efectos de las fuerzas de flotación y de capilaridad entre las capas porosas en yacimientos en los que existe permeabilidad vertical.<sup>(15)</sup> Un procedimiento común para disminuir la digitación y la extensión del flujo cruzado de aceite es la inyección alternada de agua y  $CO_2$  ["water-alternating-gas"(WAG)].<sup>(16)</sup> WAG es un pequeño ciclo con relaciones definidas de agua y  $CO_2$ . Debe distinguirse de la inyección esporádica de agua para detener la canalización severa de gas a los pozos productores. Tal inyección reduce la canalización llenando los canales altamente permeables con agua y deteniendo la inyección de  $CO_2$ . WAG Ha sido de utilidad en un buen número de proyectos de inyección de  $CO_2$ . Sin embargo, ni pruebas de campo ni aplicaciones han demostrado efectos beneficios en la movilidad. De hecho, una investigación <sup>(17)</sup> de los resultados de 15 proyectos de desplazamiento con  $CO_2$  mostró un menor promedio de recuperación para

los de WAG que para los de bache único de  $CO_2$  seguido de desplazamiento por agua.

El fracaso de WAG para prevenir la digitación y mejorar la movilidad en el yacimiento es probablemente resultado de uno o más de los factores siguientes:

1. La diferencia de densidades entre el  $CO_2$  y el agua tiende a separarlos tan pronto como son inyectados.
2. El agua inyectada tiende a bloquear el aceite residual del banco solvente y, dependiendo de la mojabilidad de los poros de la roca, puede entrapar porciones de aceite desplazado previamente junto con algo del banco solvente. Estudios recientes<sup>(22)</sup> indican que la mayoría de los yacimientos que son prospectos para proyectos con  $CO_2$  tienen mojabilidades mixtas y que por lo tanto puede esperarse algún bloqueo por agua.
3. El agua interrumpe la continuidad del proceso de extracción del bache de  $CO_2$  tendiendo a disipar el banco prematuramente.

Desde un punto de vista práctico, WAG aumenta el tiempo necesario para inyectar la cantidad total de  $CO_2$  requerida y reduce la tasas de producción.

Un método alternativo para mejorar la eficiencia del barrido y reducir la canalización de  $CO_2$  envuelve la formación de espuma en el yacimiento.<sup>(18)</sup> La espuma puede producirse por la inyección de un surfactante en lugar de agua. Es mucho más difícil para el gas moverse a través de una formación con espuma. Cuando la espuma es aplicada de continuo como un agente de control, las consecuentes reducciones del fluido inyectado y del aceite producido pueden volver al proyecto económicamente poco atractivo.

Los resultados de varias pruebas de laboratorio<sup>(19,20,24)</sup> en las cuales sólo se inyectó  $CO_2$ , o en las que se inyectó un único bache de  $CO_2$  seguido de agua, indicaron que la eficiencia de barrido del yacimiento por el  $CO_2$  puede no ser tan baja como los modelos físicos y computacionales predicen. Nucleos presurizados tomados en dos campos mostraron bajo contenido de aceite ( $<5\% P_v$ ) y la presencia de  $CO_2$  en toda la zona de interés muy por debajo de los pozos de inyección. En otra prueba piloto de inyección de  $CO_2$ ,<sup>(21)</sup> una abundancia de evidencias mostró

que la mojabilidad mixta de la roca del yacimiento causó las bajas movilidades observadas durante el desplazamiento. La baja permeabilidad efectiva compensa la perjudicialmente baja viscosidad del  $CO_2$ . No obstante, en la mayoría de los yacimientos, el control del  $CO_2$  inyectado y el mejoramiento del desplazamiento seguirá siendo el principal objetivo.

### 2.3.3. Factores adicionales

Algunos factores que pueden catalogarse como secundarios a la hora de diseñar una prueba de desplazamiento por  $CO_2$ , pero que pueden volverse de gran importancia en las operaciones de campo son:

1. La contaminación del bache de  $CO_2$  inyectado con nitrógeno, metano, sulfuro de hidrógeno o gas LP afecta el proceso de desplazamiento.  $C_1$  y  $N_2$  hacen que aumente la  $MMP$ ;  $C_3$  y  $C_4$  hacen que disminuya;  $C_2$  y  $H_2S$  tienen un efecto muy mínimo.<sup>(22,23)</sup> El manejo en superficie de tales gases puede representar un problema. Por ejemplo, el  $N_2$  puede incrementar los problemas de separación, mientras que el  $H_2S$  implica problemas de seguridad.
2. Aunque el  $CO_2$  es un gas no combustible ni venenoso, tiende a desplazar el aire en zonas de baja elevación, haciéndolo un riesgo de seguridad. El venenoso  $H_2S$  es un claro riesgo para la seguridad. Por supuesto, cualquier gas altamente comprimido requiere procedimientos seguros, apropiados y bien conocidos.
3. Para reducir el costo de la inyección de  $CO_2$  y hacer adecuado para la venta el gas producido, se requieren plantas de separación en la mayoría de los proyectos. Una amplia variedad de procesos está disponible para el tratamiento de corrientes de gas con alto contenido de  $CO_2$ . Una variable importante en la selección es la pureza del  $CO_2$  removido. Afortunadamente, los procesos de EOR permiten que el  $H_2S$ , algunos hidrocarburos y aún el  $N_2$  permanezcan en la corriente de  $CO_2$  que se recicle para el yacimiento.
4. La corrosión en los procesos de inyección de  $CO_2$ , incluida la corrosión en los pozos inyectoros, puede controlarse manteniendo el  $CO_2$  libre de agua o recubriendo las líneas con materiales resistentes a la corrosión por  $CO_2$ . El  $CO_2$  es un agente primario de

corrosión por gas dulce en los pozos de producción. La corrosión por gas amargo ocurre cuando el  $H_2S$  esta presente junto con el  $CO_2$ , tal corrosión es mucho más seria. Si también estan presentes oxígeno y una salmuera fuerte se presentara una corrosión severa. Los inhibidores de corrosión y la metalurgia han desarrollado productos de gran utilidad para las situaciones  $CO_2$ /agua, pero las condiciones que combinen  $CO_2$ ,  $H_2S$  y oxígeno deben evitarse.

5. La precipitación de sólidos puede ocurrir cuando el  $CO_2$  bajo presión hace contacto con el aceite o roca. Las parafinas y asfaltenos se separan del aceite de algunos yacimientos conforme el  $CO_2$  se disuelve en él a condiciones específicas de presión t temperatura. Tales condiciones pueden ser determinadas con pruebas de laboratorio. Reportes de aplicaciones de  $CO_2$  en campo reportan que no hay efectos benéficos ni adversos de la precipitación de  $CO_2$  en el yacimiento. Sin embargo, se han presentado casos de bajas tasas de producción en las operaciones de inyección intermitente (huff 'n' puff) que se atribuyen a tal separación. El  $CO_2$  también disuelve los carbonatos bajo ciertas condiciones y los reprecipita bajo otras. Tales reacciones químicas y físicas han sido reportadas como la causa de tanto de incremento como de decremento de la permeabilidad de la roca. Las puebas de laboratorio y los cálculos han sido muy utiles para determinar estos efectos para diferentes rocas y condiciones específicas.

#### **2.3.4. Resumen de pasos a tomar cuando se diseña un proyecto de desplazamiento con $CO_2$**

1. Medir la densidad, peso molecular, contenido y tipo de los hidrocarburos  $C_5$  a  $C_{30}$  y el contenido de asfaltenos usando una muestra de aceite del yacimiento.
2. Si las vias de flujo en el yacimientos no son primordialmente fracturas y si la densidad del aceite es de al menos  $12^\circ API$ , es probable que sea candidato paa desplazamiento con  $CO_2$ , ya sea miscible o inmiscible.

3. Estimar la MMP usando correlaciones. Realizar los experimentos de Slim Tube para establecer el valor de MMP con mayor exactitud y observar el comportamiento de fase de la muestra de aceite conforme se agrega el  $CO_2$ . Medir el volumen y la viscosidad del aceite como función de la cantidad de  $CO_2$  disuelto en él.
4. Con base en la información que se obtenga con los pasos anteriores y tomando en cuenta la presión del yacimiento y la profundidad, decidir si el desplazamiento será miscible o inmisible.
5. Pocosar los datos de núcleos y de registros para establecer un modelo geológico del yacimiento. Realizar pruebas de variación de presión y mediciones de saturación de aceite en el campo. Establecer la mojabilidad de la roca.
6. Construir un modelo computacional basado en todos los datos obtenidos y determinar el diseño de los pozos, los gastos de inyección y de producción y el tamaño del bache que maximizarán la eficiencia del barrido. El modelo también proveera predicciones de producción de  $CO_2$  y aceite.
7. Para yacimientos con buen espesor, considerar técnicas de inyección zonal.
8. Planear la inyección de entre 20 y 40% del volumen de poro ( $P_v$ ) de  $CO_2$ , y estar preparados para inyectar una solución surfactante o agua en baches alternados si la producción de  $CO_2$  se vuelve excesiva.
9. Considerar la instalación de plantas recuperadoras de  $CO_2$  las cuales pueden ser una buena inversión, particularmente si la venta de hidrocarburos gaseosos es un factor importante en la operación del campo.

## 2.4. Eficiencia del desplazamiento

Varios mecanismos pueden causar que se abandone cierta saturación de aceite en la roca del yacimiento. La extracción de hidrocarburos del aceite crea composiciones miscibles in situ,

pero la mezcla causada por la difusión y la dispersión trabaja constantemente para diluir estas composiciones. Debido a la dispersión, algunas composiciones son diluídas dentro de la región de dos fases, y el aceite queda abandonado detrás del frente de  $CO_2$  como saturación residual. Aunado a lo anterior, los líquidos pesados o las fases sólidas pueden precipitarse. En las pruebas de laboratorio con areniscas, las saturaciones residuales causadas por estos mecanismos parecen ser pequeñas –del orden de un 2 o 3%  $P_v$ – a bajas tasas de desplazamiento.

La saturación de aceite residual puede ser influenciada por la geometría de los poros de la roca cuando algunos poros contenedores de aceite no son barridos por los fluidos inyectados debido a poros no conectados o a una alta resistencia al flujo. Doscher y Wise<sup>(29)</sup> especularon que este efecto podría ser especialmente notorio en carbonatos y que la recuperación de aceite de tales poros depende de la difusión más que del desplazamiento frontal.

El entrapamiento de aceite por agua móvil, la cual no permite que pueda ser contactado y desplazado por un solvente miscible es bien conocido.<sup>(28,30–32)</sup> Una saturación de agua móvil puede presentarse si un banco de aceite falla en reducir la saturación de agua a su valor irreductible o si el agua inyectada para reducir la movilidad del  $CO_2$  invade la parte trasera del banco de aceite. El efecto puede ser muy severo en arenas fuertemente mojadas por agua (Fig. 5). Sin embargo, el entrapamiento de aceite no parece ser tan serio en la roca con mojabilidad intermedia o mojada por aceite.<sup>(28,32)</sup> Es probable que la geometría de los poros juegue también un importante papel en el entrapamiento por agua móvil. Si se presenta un entrapamiento apreciable por agua movil, debe ajustarse la relación  $CO_2$ /agua de manera que el frente de  $CO_2$  viaje más rápido que el frente de agua y se cree un colchón de  $CO_2$  entre el banco de aceite y el agua inyectada

Se ha publicado poca información acerca de la magnitud de la saturación residual provocada por estos mecanismos es los distintos tipos de roca. La extracción subsecuente de algo de ese aceite residual mediante contacto continuo con  $CO_2$  tampoco ha recibido mucha atención.<sup>(28,32)</sup>

### 2.4.1. Eficiencia de barrido

La relación de viscosidad entre en aceite y el  $CO_2$ , la segregación gravitacional causada por el contraste de densidades del  $CO_2$  y los fluidos del yacimiento, y la distribución espacial de las permeabilidades son importantes factores que afectan la eficiencia volumétrica del barrido. Una desventaja del desplazamiento con  $CO_2$  en comparación con el desplazamiento por agua resulta de la baja viscosidad del  $CO_2$  con relación a la del aceite. Por ejemplo, en un yacimiento a una temperatura de  $110^\circ F$ , la viscosidad del  $CO_2$  es de unos  $0,03\text{ cp}$  a  $1500\text{ psi}$ , mientras que a  $2,500\text{ psi}$ , la viscosidad es  $0,06\text{ cp}$ .<sup>(33)</sup> Para la mayoría de los crudos, la relación de solubilidad con el  $CO_2$  será mucho más desfavorable que con el agua, y el  $CO_2$  tendrá una muy alta tendencia a la canalización en el aceite, barriendo una fracción del yacimiento mucho menor de la que podría barrerse con agua. La tendencia normal para la inyección de fluidos. La tendencia normal para los fluidos inyectados de fluir preferentemente por las capas de roca más permeables se agrava por una relación de viscosidades desfavorable. Por estas razones, los yacimientos que contienen aceites de viscosidad relativamente alta no son candidatos para el desplazamiento miscible con  $CO_2$ . El límite superior para la viscosidad del aceite depende de factores tanto técnicos como económicos y no es posible dar un sólo valor para todos los casos. A modo de guía se sugiere de  $10$  a  $12\text{ cp}$ .<sup>(34,35,36)</sup>

Las densidades del aceite y del  $CO_2$  son similares para un buen número de condiciones de yacimiento, lo cual tiende a minimizar la segregación entre estos dos fluidos en yacimientos que no se han sometido a desplazamiento por agua. En los yacimientos que sí se han sometido a desplazamiento por agua o a los que se les ha inyectado agua con  $CO_2$  para contrarrestar los efectos de la relación de viscosidad y la estratificación de la permeabilidad, el contraste de densidades entre el agua y el  $CO_2$  puede causar segregación. La severidad de la segregación y su influencia en la recuperación de aceite depende de la permeabilidad vertical y de la distribución de las permeabilidades horizontales –propiedades del yacimientos que raramente se conocen con mucha certeza.

La mezcla de los fluidos inyectados con los ya presentes en el yacimiento juega un rol importante en muchos procesos de EOR. En el desplazamiento con  $CO_2$  y otros procesos de inyección

de gas con miscibilidad multicontacto, por ejemplo, es la transferencia de componentes entre las fases la que conduce a una elevada eficiencia local de desplazamiento.<sup>(37,40)</sup> Si la zona en la cual la mezcla se forma está confinada a una región estrecha, como en el caso de desplazamientos en un "Slim Tube", entonces el desplazamiento será eficiente<sup>(38-40)</sup> mientras la presión aumente lo suficiente para que el CO<sub>2</sub> extraiga hidrocarburos del aceite.<sup>(41,42)</sup> Comparaciones de simulaciones numéricas de desplazamientos mediante CO<sub>2</sub><sup>(3,5)</sup> con la solución analítica de Helfferich indican que cuando la zona de transición es amplia, como cuando el nivel de dispersión es alto, la eficiencia de barrido disminuye. Gardner y Ypma<sup>(43)</sup> sostienen, con base en simulaciones numéricas del crecimiento de dedos viscosos, que la mezcla entre CO<sub>2</sub> en un dedo y aceite en una zona no barrida adyacente también reduce la eficiencia de desplazamiento. Dai y Orr<sup>(44)</sup> usaron simuladores de los efectos de comportamiento de fase sobre el flujo en un medio poroso para demostrar que el ensanchamiento de la zona de transición causada por la presencia de fracciones estancadas tiene un efecto similar. Usaron su modelo para evaluar el desempeño de los desplazamientos en núcleos mediante CO<sub>2</sub> realizados en los experimentos de Spence y Watkins,<sup>(45)</sup> quienes descubrieron que núcleos con un amplio tamaño de poro mostraron alta saturación residual de aceite después del desplazamiento con CO<sub>2</sub>. Hay, por lo tanto, bases teóricas y evidencia experimental que prueban que los efectos del mezclado tienen un impacto significativo en el desempeño de los desplazamientos con CO<sub>2</sub> en el laboratorio.

## 2.5. Desplazamiento con CO<sub>2</sub> en yacimientos carbonatados

Los yacimientos carbonatados presentan una imagen de extremos. Los yacimientos pueden ser colosales, aunque sus poros pueden ser microscópicos. La permeabilidad de la matriz puede ser inconmensurablemente baja, mientras que los fluidos fluyen como ríos a través de las fracturas. Las técnicas de evaluación que tienen éxito en los yacimientos de areniscas a veces fallan en los yacimientos carbonatados. Estas variaciones complican tanto la evaluación de los yacimientos como la recuperación de los hidrocarburos. Sin embargo se trabaja para superar estos problemas, debido a la importancia económica que reviste la producción de petróleo de los yacimientos carbonatados, especialmente los campos gigantes y supergigantes del Medio

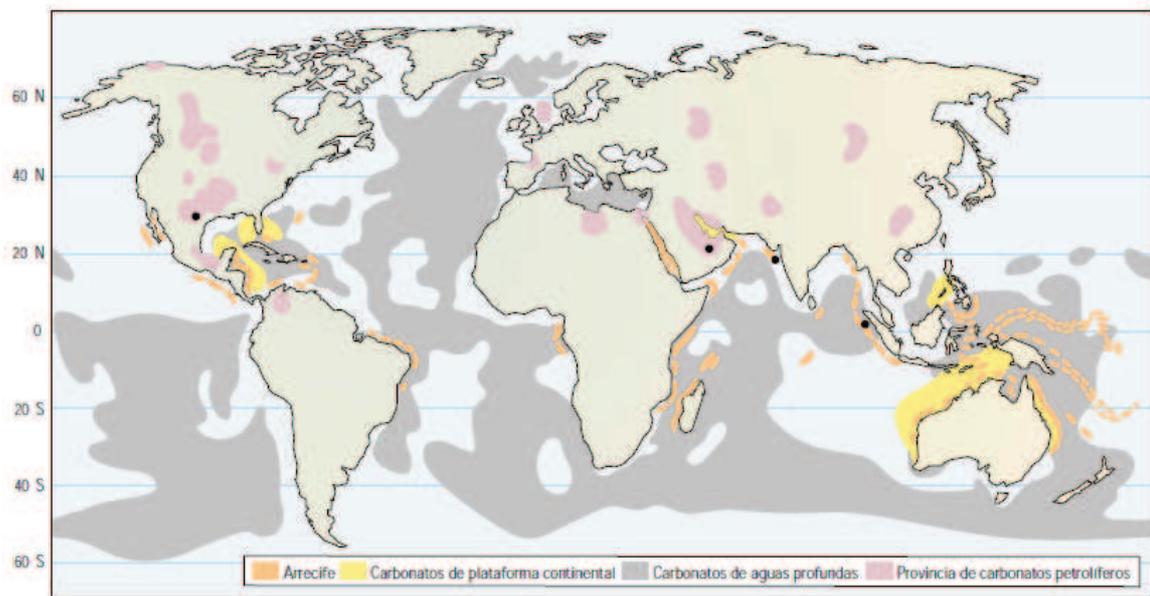


Figura 2-8: Distribución mundial de rocas carbonatadas.

Oriente.

Los beneficios potenciales son grandes: alrededor del 60% de las reservas mundiales de petróleo se encuentran en los yacimientos carbonatados, con un enorme potencial de reservas de gas adicionales, específicamente en Medio Oriente. México también cuenta con un enorme volumen de recursos prospectivos en yacimientos carbonatados (**Figura 2-8**), por lo que encontrar la forma óptima de explotarlos es de la mayor importancia para la industria petrolera nacional.

Los yacimientos carbonatados son formaciones geológicas naturalmente caracterizadas por sus distribuciones irregulares de permeabilidad y porosidad. En el caso de las rocas carbonatadas de baja porosidad y baja permeabilidad, el flujo en el yacimiento puede ser completamente dependiente de la red de fracturas, mientras que la matriz solo sea la fuente. En el caso de las rocas carbonatadas porosas, la red de fracturas puede provocar un barrido irregular del yacimiento, lo que conduce al rompimiento prematuro de los fluidos inyectados y a un bajo factor de recuperación. La abundancia de yacimientos carbonatados ha sido objeto de numerosos

estudios con el intento de caracterizar sus heterogeneidades, clasificar los diferentes tipos de yacimientos fracturados, y determinar cómo las propiedades de la roca y de los fluidos tienen un impacto sobre la recuperación final. (Roehl y Choquette 1985; Allan y Qing Sun 2003; Carr et al. 2001; Grave et al. 2000; Benson et al. 1998; Wardlaw 1996).

La base de datos TORIS (mantenida por el Departamento de Energía de EUA) indica que el 22% del VOA (Volumen Original de Aceite) en los Estados Unidos se encuentra en los yacimientos carbonatados de la plataforma continental. Actualmente en EUA, este tipo de yacimientos existe en 14 estados y más del 70% del VOA se encuentra en Texas y Nuevo México, predominantemente en la Cuenca Permiana (Nuckols 1992, Xie et al. 2005). Durante las pasadas tres décadas, la producción primaria, el desplazamiento con agua, y el desplazamiento con  $CO_2$ , combinados con programas Infill Drilling han sido los métodos de recuperación más ampliamente usados. Sin embargo, otras estrategias de EOR han sido probadas en el pasado, y actualmente hay varios programas de investigación de nuevas alternativas para incrementar el factor de recuperación de los yacimientos. Aunque la Cuenca Permiana (Este de Texas y Suroeste de Nuevo México) puede considerarse como madura, su potencial para Recuperación Mejorada de Hidrocarburos es todavía muy alta. Un estudio reciente reportó que hay unos 30 *MMMBbl* de aceite recuperable en la Cuenca Permiana. lo cual reitera la importancia estratégica de las tecnologías de EOR para yacimientos carbonatados y su impacto en la producción de aceite de los Estados Unidos (Nuckols 1992; Xie et al. 2005; Seethepalli et al. 2004; Moritis 2004; Cole 2003; Moritis 2003; Dutton et al. 2004).

La inyección de  $CO_2$  ha sido el proceso de EOR más ampliamente usado en los yacimientos carbonatados de EUA desde los primeros años de la década de 1980 (Leonard 1982; Moritis 2004). El 69% de los proyectos de inyección de  $CO_2$  en los Estados Unidos (48 proyectos) está en yacimientos carbonatados, muchos de los cuales se encuentran en Texas (Moritis 2004).

Los desplazamientos con  $CO_2$  han sido exitosos tanto en yacimientos carbonatados maduros, como en aquellos del mismo tipo con desplazamientos previos mediante agua. La popularidad de los proyectos de  $CO_2$  está estrechamente relacionada con la abundancia de fuentes naturales de  $CO_2$  y de ductos para su traslado que están generalmente localizadas cerca de los campos petroleros (especialmente en la Cuenca Permiana). La Cuenca Permiana es el mayor consumidor

de  $CO_2$ . La mayoría del  $CO_2$  que se consume en la Cuenca Pérmica procede de fuentes naturales en Colorado (campos McElmo Dome y Sheep Mountains ), Nuevo México (Bravo Dome), Texas y Wyoming (campo La Barge) (Nuckols 1992; Cole 2003; Moritis 2002; Martin y Taber 1992).

Otra variable significativa en el crecimiento del número de proyectos de  $CO_2$  es la conveniencia, desde el punto de vista económico del  $CO_2$  vs otras alternativas de recuperación. Los proyectos de inyección de  $CO_2$  en el oeste de Texas han demostrado ser económicamente exitosos a precios del crudo de 18  $USD/bl$  y precios del  $CO_2$  menores a 1  $USD/ft^3$ . La migración a los métodos de  $CO_2$  corresponde también al aumento de los costos de energía (métodos térmicos) y, más específicamente al aumento en el precio del gas natural (métodos térmicos y de inyección de gas natural) (Moritis 2002, 2004).

La producción de  $CO_2$  por fuentes antropogénicas aumentará indudablemente el atractivo del desplazamiento por  $CO_2$ . Adicionalmente, incentivos tales como los créditos de carbono por la captura y secuestro de  $CO_2$  incrementarán el número de proyectos (Byrer 2003; US DOE 2004a; US DOE 2004b). El crecimiento de los desplazamientos con  $CO_2$  será precedido por numerosos estudios de yacimientos, evaluaciones y pruebas piloto (Nuckols 1992; Moritis 2004; Cole 2003; Moritis 2003; El-Saleh 1996; Blomberg 1998). Dada la variedad de los yacimientos de aceite (tanto petrofísicas como de sus historias de producción), el uso de modelos de proyección avanzados y estrategias de simulación no es sólo recomendado sino necesario (Cole 2003; Alvarado et al. 2002; Manrique et al. 2003; US DOE 2004). Si el secuestro en formaciones geológicas se convierte en una herramienta contra las emisiones de  $CO_2$  a la atmósfera, entonces debe analizarse completamente. Se necesitarán análisis de las fuentes de  $CO_2$  (como quemadores en plantas de energía), su separación de otros componentes de los gases de inyección, instalaciones de compresión, la red de ductos para recolectar y distribuir el  $CO_2$ , y la integridad de la estructura geológica para determinar el destino del  $CO_2$ . En el futuro cercano, el  $CO_2$  podrá considerarse como un artículo de consumo fácilmente disponible con estaciones regionales para su entrega y especificaciones para su manejo a la manera de las establecidas para el gas natural.

El desplazamiento actual con  $CO_2$  está basado mayoritariamente en las fuentes naturales de gas. Si el desplazamiento con  $CO_2$  se incrementa, será necesario incorporar fuentes artificiales para lograr precios competitivos. Aún en el mejor de los escenarios es probable que la recu-

peración mejorada por  $CO_2$  no sea capaz de satisfacer toda la necesidad mundial de energía. Se espera que el desplazamiento con  $CO_2$  siga dominando el campo de la EOR a menos que se desarrollen estrategias más viables. En términos simples, si el  $CO_2$  esta disponible, entonces se mantendrá como la elección mejor fundada para yacimientos carbonatados.

## 2.6. Modelo físico del problema.

En esta tesis, se pretende identificar y modelar matemáticamente el mecanismo por medio del cual se realiza el intercambio de aceite entre el cuerpo poroso y la fractura en un yacimiento naturalmente fraturado. El modelo matemático de tal intercambio másico permitirá obtener la función de transferencia que los simuladores de yacimientos requieren. La expresión adimensional de la Función de transferencia es el número de Sherwood, que para fines prácticos es el resultado que persigue todo esfuerzo en este trabajo.

Primeramente hay que simplificar las complejidades de la realidad en un modelo que, sin distar mucho de ella, haga más fácil la descripción matemática de los fenomenos que queremos entender. Si se tomara un bloque de roca perteneciente a un yacimiento naturalmente fracturado (**Figura.2-9**), la tortuosidad e irregular distribución de las fracturas complicarían demasiado la representación matemática del intercambio de masa entre la matriz y el espacio de fractura. La **Figura 2-10** presenta una visión idealizada del sistema matriz-fractura. Las zonas de matriz corresponden a los pequeños cubos alineados en las tres dimensiones, sin tocarse unos a otros, como si estuviesen suspendidos en el aire. Los hiatos entre cubo y cubo representan el medio fracturado que intercambia masa con la zona porosa.

Desde la arista superior del cubo se realiza una inyección de  $CO_2$  que una vez alcanzada la *MMP* formará un frente miscible con el aceite. El  $CO_2$  tiene una densidad  $\rho_{CO_2}$  y una viscosidad  $\mu_{CO_2}$ . El volumen poroso tiene una porosidad  $\phi$  y una permeabilidad  $k$ , y el gas inyectado entra al sistema con un gasto másico  $\dot{m}$  por unidad de longitud .

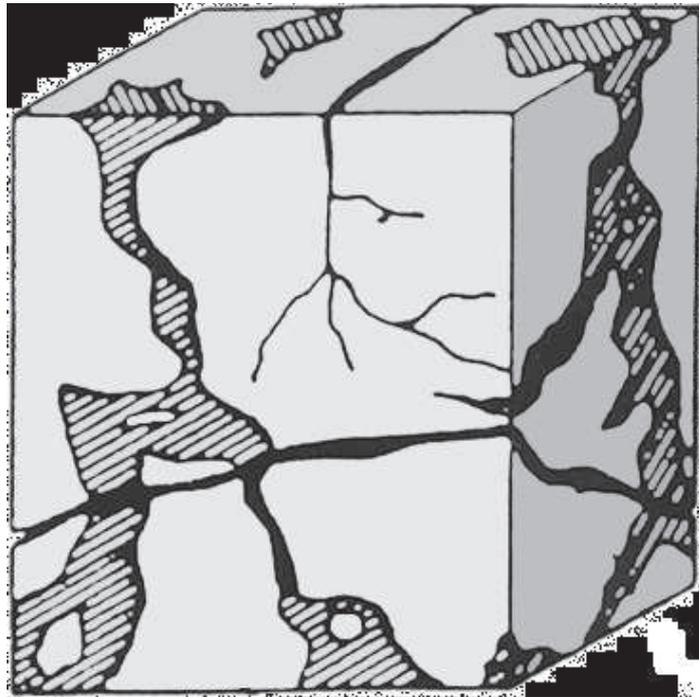


Figura 2-9: Sistema real.

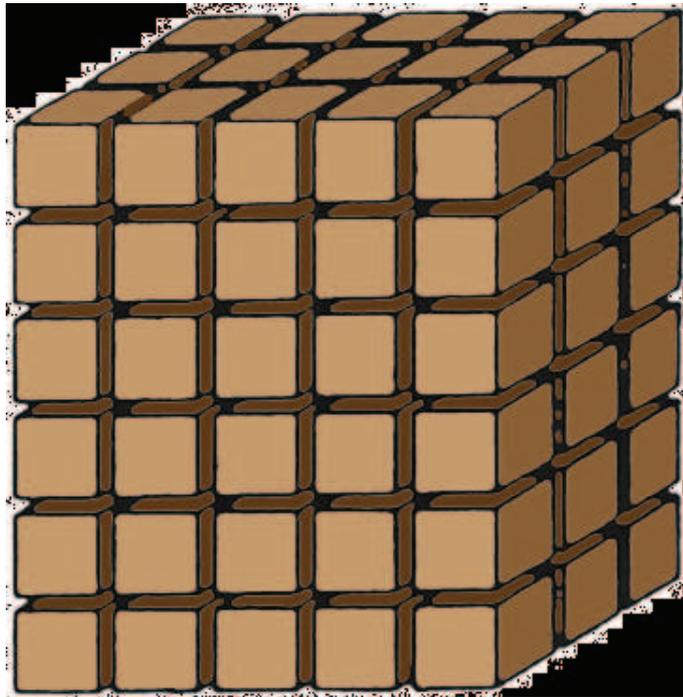


Figura 2-10: Sistema idealizado

Una ventaja adicional del modelo propuesto es la cantidad de ejes de simetría que posee. Sobre la base de las simetrías del sistema se puede inferir que el comportamiento en tres dimensiones será una extensión del comportamiento en dos dimensiones. Así pues, el modelo se centra en la solución del caso bidimensional.

Los cubos de matriz y las fracturas son simétricos respecto a la vertical y la horizontal, esencialmente eso implica que lo que sucede en la mitad de una fractura o de un bloque de matriz ocurre del mismo modo en su complemento. El sistema se simplifica una vez más. Sólo atenderemos a lo que pase en la mitad de una sección transversal de bloque de matriz y en la mitad del espacio de fractura que se encuentra frente a ella. En la **Figura 2-11** se muestra la delimitación de la zona de estudio con una línea discontinua de color rojo. El bloque de matriz tiene un ancho  $2a$  y una altura  $L$ , la fractura tiene un ancho  $2d$  y una altura  $L$ . Así que se estudiará lo que sucede en la zona de ancho  $a$  y altura  $L$  en la matriz, y en la zona de ancho  $d$  y altura  $L$  en la fractura.

Debido a que el sistema se divide en dos subsistemas (el de matriz y el de fractura), es necesario establecer dos sistemas de referencia. Ambos sistemas tienen alineados sus ejes como se muestra en la **Figura 2-11**, para la matriz el sistema de referencia se ubica en la esquina superior derecha del bloque, mientras que para la fractura se ubica en la parte alta sobre el eje de simetría.

## 2.7. Modelo matemático del problema

### 2.7.1. Ecuaciones para la fractura

Para iniciar el estudio de lo que sucede en la fractura nos valemos de la ecuación de continuidad para el caso en que no existen fuentes ni sumideros.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{v}) = 0$$

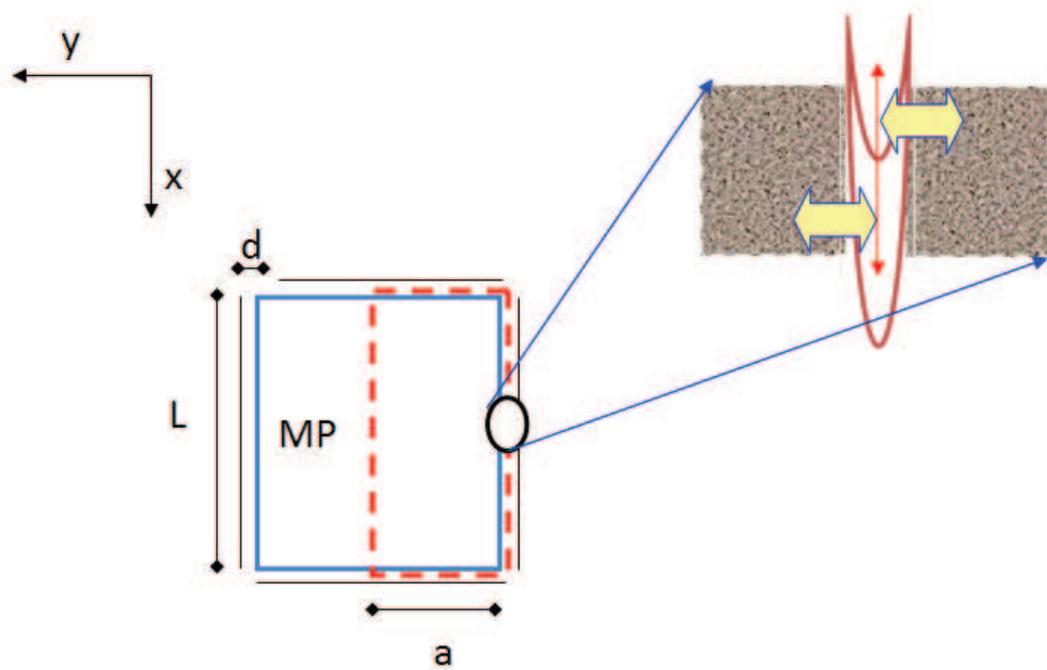


Figura 2-11: Sistema de coordenadas

donde

$$\nabla \cdot (\rho \mathbf{v}) = \mathbf{v} \cdot \nabla \rho + \rho \nabla \cdot \mathbf{v}$$

y

$$\mathbf{v} = u\hat{i} + v\hat{j}$$

correspondientes a las direcciones "x" y "y" respectivamente.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho \mathbf{v}) = 0$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + (u\hat{i} + v\hat{j}) \cdot \left( \frac{\partial \rho}{\partial x} \hat{i} + \frac{\partial \rho}{\partial y} \hat{j} \right) + \rho \left( \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} \right) = 0$$

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + u \frac{\partial \rho}{\partial x} + v \frac{\partial \rho}{\partial y} + \rho \left( \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} \right) = 0$$

Debido a que no se espera que las variaciones en la densidad sean significativas asumimos que el fluido es incompresible.

$$\nabla \cdot \mathbf{v} = 0$$

por lo que

$$\rho \left( \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} \right) = 0 \Rightarrow \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} = 0$$

Típicamente, la velocidad característica se define como la velocidad en la vecindad del contacto gas-aceite, es decir la velocidad en la dirección del eje  $x$  en la fractura. Haciendo una comparación de ordenes de magnitud se tiene que:

$$\frac{u_c}{L} \sim \frac{v_c}{d}$$

$$v_c = \frac{\partial v}{\partial y}$$

$$u_c = \frac{\partial u}{\partial x}$$

Expresando la velocidad transversal en función de la velocidad del contacto gas-aceite:

$$v_c \sim \frac{d}{L} u_c$$

Definiendo la razón de aspecto de la fractura como:

$$\Gamma = \frac{d}{L} \ll 1$$

se tiene pues que:

$$v_c \sim 0$$

Es claro que

$$\frac{\partial u}{\partial x} = 0$$

Con lo que la función ya no depende de  $x$ , reduciéndose a la siguiente forma:

$$u = f(y, t)$$

Ahora introducimos las ecuaciones de Navier-Stokes para fluidos newtonianos en su forma general.

$$\begin{aligned}\rho \left( \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + w \frac{\partial u}{\partial z} \right) &= -\frac{\partial p}{\partial x} - \left( \frac{\partial \tau_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yx}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zx}}{\partial z} \right) + \rho g_x \\ \rho \left( \frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} + w \frac{\partial v}{\partial z} \right) &= -\frac{\partial p}{\partial y} - \left( \frac{\partial \tau_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zy}}{\partial z} \right) + \rho g_y \\ \rho \left( \frac{\partial w}{\partial t} + u \frac{\partial w}{\partial x} + v \frac{\partial w}{\partial y} + w \frac{\partial w}{\partial z} \right) &= -\frac{\partial p}{\partial z} - \left( \frac{\partial \tau_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \tau_{yz}}{\partial y} + \frac{\partial \tau_{zz}}{\partial z} \right) + \rho g_z\end{aligned}$$

Desarrollando las ecuaciones anteriores llegamos a la siguiente expresión.

$$\rho \left( \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} \right) = -\frac{\partial p}{\partial x} + \mu \left( \frac{4}{3} \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} \right) + \frac{1}{3} \mu \frac{\partial}{\partial y} \frac{\partial v}{\partial x} + \left( \frac{4}{3} \frac{\partial u}{\partial x} - \frac{2}{3} \frac{\partial v}{\partial y} \right) \frac{\partial \mu}{\partial x} + \frac{\partial \mu}{\partial y} \left( \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) - \rho g$$

$$\rho \left( \frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} \right) = -\frac{\partial p}{\partial y} + \mu \left( \frac{4}{3} \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} \right) + \frac{1}{3} \mu \frac{\partial}{\partial x} \frac{\partial u}{\partial y} + \left( \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \frac{\partial \mu}{\partial x} + \left( \frac{4}{3} \frac{\partial v}{\partial y} - \frac{2}{3} \frac{\partial u}{\partial x} \right) \frac{\partial \mu}{\partial y}$$

Debido a que el sistema es estacionario se elimina la dependencia del tiempo  $u = f(y)$ . La variación de la presión en el sentido vertical es mínima, la derivada de la presión respecto a la posición en el eje vertical es tan pequeña que puede asumirse igual a cero. Por lo tanto puede decirse que la presión no depende de la posición a lo largo de la fractura. También debe recordarse que la velocidad en el eje transversal es cero. Se considera que la fractura es muy angosta y que los efectos gravitacionales pueden despreciarse. Todo lo anterior reduce las ecuaciones a la siguiente expresión:

$$0 = -\frac{\partial p}{\partial x} + \mu \left( \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} \right)$$

$$0 = -\frac{\partial p}{\partial y}$$

$$p = p(x)$$

Resolviendo la ecuación:

$$\begin{aligned}\frac{d^2 u}{dy^2} &= \frac{1}{\mu} \frac{dp}{dx} \\ \int \frac{d}{dy} \left( \frac{du}{dy} \right) dy &= \frac{1}{\mu} \frac{dp}{dx} \int dy \\ \frac{du}{dy} &= \frac{1}{\mu} \frac{dp}{dx} y + c_1\end{aligned}$$

Las derivadas se vuelven totales debido a que sólo dependen de una variable.

Para encontrar la constante de integración hemos de establecer la primera condición de frontera. Esta condición se llama "de simetría" esta relacionada con lo que sucede en el eje de la fractura:

$$\left. \frac{du}{dy} \right|_{y=0} = 0$$

con lo que tenemos que:

$$c_1 = 0$$

Siguiendo con la solución

$$\int \frac{du}{dy} dy = \frac{1}{\mu} \frac{dp}{dx} \int y dy + c_2$$

$$u(y) = \frac{1}{\mu} \frac{dp}{dx} \frac{y^2}{2} + c_2$$

Para determinar la segunda constante de integración se recurre a la segunda condición de frontera, llamada "de no deslizamiento". La condición establece que entre las paredes del sólido y el líquido la velocidad relativa es cero. La componente tangencial de la velocidad es continua a través de la interfase sólido-fluido. Así que, si el sólido no está en movimiento, la componente tangencial de la velocidad del fluido en la superficie debe ser cero. Debido a que la interfase sólido-fluido no se deforma, la componente normal de la velocidad debe ser también cero. Si el sólido estuviese en movimiento, la componente tangencial de la velocidad del fluido en la interfase sería la misma que la del sólido y la componente normal de la velocidad en la interfase sería cero.<sup>(C)</sup>

La condición puede expresarse como:

$$u(y)_{y=d} = 0$$

por lo que:

$$u(y=d) = 0 = \frac{1}{\mu} \frac{dp}{dx} \frac{d^2}{2} + c_2$$

$$c_2 = -\frac{1}{\mu} \frac{dp}{dx} \frac{d^2}{2}$$

La ecuación que resulta es:

$$\begin{aligned}
u &= \frac{1}{\mu} \frac{dp}{dx} \frac{y^2}{2} - \frac{1}{\mu} \frac{dp}{dx} \frac{d^2}{2} \\
u &= \frac{1}{2\mu} \frac{dp}{dx} (y^2 - d^2) \\
u &= \frac{d^2}{2\mu} \frac{dp}{dx} \left( \frac{y^2}{d^2} - 1 \right)
\end{aligned}$$

$$u = -\frac{d^2}{2\mu} \frac{dp}{dx} \left( 1 - \frac{y^2}{d^2} \right)$$

Con el fin de cambiar el conjunto original de parámetros de entrada dimensionales del problema físico por otro conjunto de parámetros de entrada adimensionales más reducido se proponen las siguientes transformaciones. Es importante recordar que este conjunto de parámetros adimensionales propuestos no es único, pero si lo es el número de parámetros mínimos necesarios para estudiar el sistema.

$$\begin{aligned}
U &= \frac{u}{u_c} = \frac{u}{\frac{D}{d}} & u &= \frac{D}{d} U \\
\tilde{p} &= \frac{p - p_0}{\Delta P} & p &= \tilde{p} \Delta P + p_0 \\
\xi &= \frac{x}{L} & \eta &= \frac{y}{d} & \tilde{\mu} &= \frac{\mu}{\mu_g} & \tilde{\rho} &= \frac{\rho}{\rho_g}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
u &= -\frac{d^2}{2\mu} \frac{dp}{dx} \left( 1 - \frac{y^2}{d^2} \right) \\
\frac{D}{d} U &= -\frac{d^2 \Delta P}{2\tilde{\mu} \mu_g L} \frac{d\tilde{p}}{d\xi} (1 - \eta^2) \\
U &= -\frac{d^2 \Delta P}{2\mu_g D} \frac{d}{L} \frac{1}{\tilde{\mu}} \frac{d\tilde{p}}{d\xi} (1 - \eta^2)
\end{aligned}$$

donde

$$\frac{d^3 \Delta P}{\mu_g DL} = 1$$

$$\Delta P = \frac{\mu_g DL}{d^3} \sim \frac{10^{-5} 10^{-9}}{(10^{-3})^3} \sim 10^{-5}$$

donde

$$U = -\frac{1}{2\tilde{\mu}} \frac{d\tilde{p}}{d\xi} (1 - \eta^2)$$

Para el gasto másico:

$$\dot{m} = \int_0^d \rho U dy$$

Con esta expresión podemos obtener una forma general del número de Sherwood en función de los parametros adimensionales.

$$\dot{m} = \int_0^1 \tilde{\rho} \rho_g \frac{D}{d} U d d \eta$$

$$\dot{m} = \tilde{\rho} \rho_g \frac{D}{d} d \int_0^1 U d \eta$$

$$\frac{\dot{m}}{\rho_g \frac{D}{d} d} = \tilde{\rho} \int_0^1 U d \eta$$

$$\left( \frac{\dot{m}}{\rho_g d} \right) d = \tilde{\rho} \int_0^1 U d \eta$$

$$Sh = \tilde{\rho} \int_0^1 U d \eta$$

En este punto podemos evaluar el número de Sherwood para estar seguros de que no genere inestabilidades numéricas posteriormente.

$$Sh = \frac{\left( \frac{\dot{m}}{\rho_g d} \right) d}{D} = \frac{\left( \frac{10^{-4}}{(200)(10^{-3})} \right) 10^{-3}}{10^{-9}} = 500,0$$

Desarrollando la expresión para el número de Sherwood:

$$Sh = \tilde{\rho} \int_0^1 U d\eta$$

$$Sh = \tilde{\rho} \int_0^1 \left[ -\frac{1}{2\tilde{\mu}} \frac{d\tilde{p}}{d\xi} (1 - \eta^2) \right] d\eta$$

$$Sh = -\frac{\tilde{\rho}}{2\tilde{\mu}} \frac{d\tilde{p}}{d\xi} \int_0^1 (1 - \eta^2) d\eta$$

$$Sh = -\frac{\tilde{\rho}}{2\tilde{\mu}} \frac{d\tilde{p}}{d\xi} \left( \eta - \frac{\eta^3}{3} \right)_0^1$$

$$Sh = -\frac{\tilde{\rho}}{2\tilde{\mu}} \frac{d\tilde{p}}{d\xi} \left( 1 - \frac{1}{3} \right)$$

$$Sh = -\frac{\tilde{\rho}}{2\tilde{\mu}} \frac{d\tilde{p}}{d\xi} \left( \frac{3}{3} - \frac{1}{3} \right)$$

$$Sh = -\frac{\tilde{\rho}}{2\tilde{\mu}} \frac{d\tilde{p}}{d\xi} \left( \frac{2}{3} \right)$$

$$Sh = -\frac{\tilde{\rho}}{3\tilde{\mu}} \frac{d\tilde{p}}{d\xi}$$

$$\frac{d\tilde{p}}{d\xi} = -3\frac{\tilde{\mu}}{\tilde{\rho}} Sh$$

Sustituyendo en la ecuación para la velocidad adimensional

$$U = -\frac{1}{2\tilde{\mu}} \frac{d\tilde{p}}{d\xi} (1 - \eta^2)$$

$$U = -\frac{1}{2\tilde{\mu}} \left[ -\frac{3\tilde{\mu}}{\tilde{\rho}} Sh \right] (1 - \eta^2)$$

$$U = \frac{3Sh}{2\tilde{\rho}} (1 - \eta^2)$$

Dejando atrás las ecuaciones de conservación de movimiento pasamos ahora a la ecuación de concentración. Primeramente se presenta la ecuación de conservación de especies. El término de la izquierda contiene los términos de acumulación y de convección. En el término de la derecha contiene el término que explica la variación de concentración, en este caso la variación de concentración se debe únicamente a fenómenos difusivos descritos por la ley de Fick.

$$\begin{aligned}\frac{\partial C}{\partial t} + \vec{u} \cdot \vec{\nabla} C &= \frac{1}{\rho} \vec{\nabla} \cdot (\rho \mathbf{D} \cdot \vec{\nabla} C) \\ \frac{\partial C}{\partial t} + \vec{u} \cdot \vec{\nabla} C &= \frac{D}{\rho} \vec{\nabla} \cdot (\rho \vec{\nabla} C) \\ \frac{\partial C}{\partial t} + \vec{u} \cdot \vec{\nabla} C &= \frac{D}{\rho} (\rho \nabla \cdot \nabla C + \nabla \rho \cdot \nabla C) \\ \frac{\partial C}{\partial t} + u \frac{\partial C}{\partial x} + v \frac{\partial C}{\partial y} &= \frac{D}{\rho} \left[ \rho \left( \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 C}{\partial y^2} \right) + \frac{\partial \rho}{\partial x} \frac{\partial C}{\partial x} + \frac{\partial \rho}{\partial y} \frac{\partial C}{\partial y} \right]\end{aligned}$$

El desarrollo nos lleva a:

$$\begin{aligned}\frac{\partial C}{\partial t} + u \frac{\partial C}{\partial x} &= \frac{D}{\rho} \left[ \rho \left( \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 C}{\partial y^2} \right) \right] \\ \frac{\partial Y}{\partial t} + u \frac{\partial Y}{\partial x} &= D \left( \frac{\partial^2 Y}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 Y}{\partial y^2} \right)\end{aligned}$$

El cambio de notación en la última ecuación identifica la forma en la que se mide la concentración, en este caso como fracción másica.

Ahora introducimos el parámetro del tiempo adimensional:  $\sigma = \frac{t}{t_c}$  y obtenemos, usando la regla de la cadena, las derivadas que la expresión anterior requiere.

$$\begin{aligned}
\frac{1}{t_c} \frac{\partial Y}{\partial \sigma} + \frac{u_c U}{L} \frac{\partial Y}{\partial \xi} &= D \left( \frac{1}{L^2} \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi^2} + \frac{1}{d^2} \frac{\partial^2 Y}{\partial \eta^2} \right) \\
\frac{D}{d^2} \frac{\partial Y}{\partial \sigma} + \frac{D U}{d L} \frac{\partial Y}{\partial \xi} &= \frac{D}{d^2} \left( \frac{d^2}{L^2} \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi^2} + \frac{\partial^2 Y}{\partial \eta^2} \right) \\
D \frac{\partial Y}{\partial \sigma} + \frac{D U}{d L} d^2 \frac{\partial Y}{\partial \xi} &= \frac{D}{d^2} d^2 \left( \frac{d^2}{L^2} \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi^2} + \frac{\partial^2 Y}{\partial \eta^2} \right) \\
D \frac{\partial Y}{\partial \sigma} + D U \frac{d}{L} \frac{\partial Y}{\partial \xi} &= D \left( \Gamma^2 \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi^2} + \frac{\partial^2 Y}{\partial \eta^2} \right)
\end{aligned}$$

$$\frac{\partial Y}{\partial \sigma} + U \Gamma \frac{\partial Y}{\partial \xi} = \Gamma^2 \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi^2} + \frac{\partial^2 Y}{\partial \eta^2}$$

### 2.7.2. Ecuaciones para la matriz

La ecuación de la velocidad en el medio poroso en sentido vertical se muestra a continuación. El primer término es la ecuación de Darcy y el segundo contiene los efectos gravitacionales.

$$u = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x_m} + \frac{k}{\mu} \rho g$$

Definiendo la velocidad adimensional de la misma manera que en la fractura y teniendo en cuenta las siguientes transformaciones, las cuales sólo difieren en notación de las usadas en la fractura, se tiene que:

$$\rho = \frac{\rho}{\bar{\rho}}$$

$$\mu = \frac{\mu}{\bar{\mu}}$$

$$k = \frac{k}{\bar{k}}$$

$$\frac{D}{d}U_p = -\frac{\tilde{k}k}{\tilde{\mu}\mu} \frac{\Delta P}{L} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \xi} + \frac{\tilde{k}k}{\tilde{\mu}\mu} \tilde{\rho} \rho g$$

Trabajando la expresión para dejarla en función del número de Péclet (advección vs difusión) y del número de gravedad:

$$\begin{aligned} \frac{D}{d}U_p &= -\frac{k\Delta P}{\mu L} \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \xi} + \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \tilde{\rho} \rho g \\ U_p &= -\frac{k\Delta P}{\mu L} \frac{d}{D} \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \xi} + \frac{\tilde{k}\tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \frac{k\rho g}{\mu} \frac{d}{D} \\ U_p &= -\frac{k\Delta P}{\mu L} \frac{d}{D} \frac{d}{d} \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \xi} + \frac{\tilde{k}\tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \frac{k\rho g d}{\mu D} \\ U_p &= -\frac{k\Delta P}{\mu d} \frac{d}{D} \frac{d}{L} \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \xi} + \frac{\tilde{k}\tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \frac{k\rho g d}{\mu D} \\ U_p &= -\left(\frac{k\Delta P}{\mu d}\right) \frac{d}{D} \frac{d}{L} \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \xi} + \frac{\tilde{k}\tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \frac{k\rho g d}{\mu D} \end{aligned}$$

Cuantificando la velocidad característica, el número de Péclet y el número de gravedad para conocer el rango de valores en los que se ubican:

$$\begin{aligned} \frac{k\Delta P}{\mu d} &= \frac{10^{-13}10^{-5}}{10^{-5}10^{-3}} = 10^{-10} \\ Pe &= \frac{\left(\frac{k\Delta P}{\mu d}\right) d}{D} = \frac{\left(\frac{10^{-13}10^{-5}}{10^{-5}10^{-3}}\right) 10^{-3}}{10^{-9}} = 10^3 \\ Ng &= \frac{k\rho g d}{\mu D} = \frac{10^{-13} (200) (9,8) 10^{-3}}{10^{-5}10^{-9}} = 19,6 \sim 20 \end{aligned}$$

Finalmente introduciendo la relación de aspecto la expresión para la velocidad vertical en el medio poroso resulta:

$$U_p = -\mathbf{Pe}\Gamma \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \xi} + \frac{\tilde{k}\tilde{p}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng}$$

Para la velocidad en el sentido horizontal el desarrollo es muy similar, sólo que los efectos de gravitacionales no intervienen.

$$\begin{aligned} v &= -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial y_m} \\ \frac{D}{d} V_p &= -\frac{k\Delta P}{\mu a} \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \eta} \\ V_p &= -\frac{k\Delta P d}{\mu a D} \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \eta} \\ V_p &= -\frac{k\Delta P d}{\mu a D} \frac{d}{d} \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \eta} \\ V_p &= -\frac{k\Delta P d}{\mu d D} \frac{d}{a} \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \eta} \\ V_p &= -\frac{\left(\frac{k\Delta P}{\mu d}\right) d}{D} \frac{d}{a} \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \eta} \end{aligned}$$

La expresión final sólo incluye el número de Péclét y no el de gravedad.

$$V_p = -\mathbf{Pe} \frac{\Gamma}{\Upsilon} \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \eta}$$

Pasamos ahora a las ecuaciones de concentración. De nuevo se presenta la ecuación de conservación de especies, ahora para la matriz, la única diferencia respecto de la expresión para la fractura es la introducción de la porosidad.

$$\begin{aligned}
\phi \frac{\partial C}{\partial t} + \vec{u} \cdot \vec{\nabla} C &= \frac{\phi}{\rho} \vec{\nabla} \cdot (\rho \mathbf{D} \cdot \vec{\nabla} C) \\
\phi \frac{\partial C}{\partial t} + \vec{u} \cdot \vec{\nabla} C &= \frac{\phi D}{\tau \rho} \vec{\nabla} \cdot (\rho \vec{\nabla} C) \\
\phi \frac{\partial C}{\partial t} + \vec{u} \cdot \vec{\nabla} C &= \frac{\phi D}{\tau \rho} (\rho \nabla \cdot \vec{\nabla} C + \nabla \rho \cdot \vec{\nabla} C) \\
\phi \frac{\partial C}{\partial t} + u \frac{\partial C}{\partial x_m} + v \frac{\partial C}{\partial y_m} &= \frac{\phi D}{\tau \rho} \left[ \rho \left( \frac{\partial^2 C}{\partial x_m^2} + \frac{\partial^2 C}{\partial y_m^2} \right) + \frac{\partial \rho}{\partial x_m} \frac{\partial C}{\partial x_m} + \frac{\partial \rho}{\partial y_m} \frac{\partial C}{\partial y_m} \right]
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\phi \frac{D}{d^2} \frac{\partial C}{\partial \sigma} + \frac{D U_p}{d L} \frac{\partial C}{\partial \xi_m} + \frac{D V_p}{d a} \frac{\partial C}{\partial \eta_m} &= \frac{\phi D}{\tau} \left( \frac{1}{L^2} \frac{\partial^2 C}{\partial x_m^2} + \frac{1}{a^2} \frac{\partial^2 C}{\partial y_m^2} \right) \\
\phi \frac{D}{d^2} \frac{\partial Y}{\partial \sigma} + \frac{D U_p}{d L} \frac{\partial Y}{\partial \xi_m} + \frac{D V_p}{d a} \frac{\partial Y}{\partial \eta_m} &= \frac{\phi D}{\tau a^2} \left( \frac{a^2}{L^2} \frac{\partial^2 Y}{\partial x_m^2} + \frac{\partial^2 Y}{\partial y_m^2} \right) \\
\phi \frac{1}{d^2} \frac{\partial Y}{\partial \sigma} + \frac{1 U_p}{d L} \frac{\partial Y}{\partial \xi_m} + \frac{1 V_p}{d a} \frac{\partial Y}{\partial \eta_m} &= \frac{\phi}{\tau a^2} \left( \Upsilon^2 \frac{\partial^2 Y}{\partial x_m^2} + \frac{\partial^2 Y}{\partial y_m^2} \right)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\phi \frac{\partial Y}{\partial \sigma} + \frac{d^2 U_p}{d L} \frac{\partial Y}{\partial \xi_m} + \frac{d^2 V_p}{d a} \frac{\partial Y}{\partial \eta_m} &= \frac{\phi d^2}{\tau a^2} \left( \Upsilon^2 \frac{\partial^2 Y}{\partial x_m^2} + \frac{\partial^2 Y}{\partial y_m^2} \right) \\
\phi \frac{\partial Y}{\partial \sigma} + \frac{d}{L} U_p \frac{\partial Y}{\partial \xi_m} + \frac{d}{a} V_p \frac{\partial Y}{\partial \eta_m} &= \frac{\phi \Gamma^2}{\tau \Upsilon^2} \left( \Upsilon^2 \frac{\partial^2 Y}{\partial x_m^2} + \frac{\partial^2 Y}{\partial y_m^2} \right) \\
\phi \frac{\partial Y}{\partial \sigma} + U_p \Gamma \frac{\partial Y}{\partial \xi_m} + \Upsilon V_p \frac{\partial Y}{\partial \eta_m} &= \frac{\phi \Gamma^2}{\tau \Upsilon^2} \left( \Upsilon^2 \frac{\partial^2 Y}{\partial x_m^2} + \frac{\partial^2 Y}{\partial y_m^2} \right)
\end{aligned}$$

$$\phi \frac{\partial Y}{\partial \sigma} + U_p \Gamma \frac{\partial Y}{\partial \xi_m} + \Upsilon V_p \frac{\partial Y}{\partial \eta_m} = \frac{\phi \Gamma^2}{\tau} \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi_m^2} + \frac{\phi \Gamma^2}{\tau \Upsilon^2} \frac{\partial^2 Y}{\partial \eta_m^2}$$

Sustituyendo las expresiones de velocidad:

$$\begin{aligned} \phi \frac{\partial Y}{\partial \sigma} + \left( -\mathbf{Pe}\Gamma \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \xi} + \frac{\tilde{k}\tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) \Gamma \frac{\partial Y}{\partial \xi_m} - \Upsilon \mathbf{Pe} \frac{\Gamma}{\Upsilon} \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \eta} \frac{\partial Y}{\partial \eta_m} &= \frac{\phi}{\tau} \Gamma^2 \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi_m^2} + \frac{\phi}{\tau} \frac{\Gamma^2}{\Upsilon^2} \frac{\partial^2 Y}{\partial \eta_m^2} \\ \phi \frac{\partial Y}{\partial \sigma} + \left( -\mathbf{Pe}\Gamma \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \xi} + \frac{\tilde{k}\tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) \Gamma \frac{\partial Y}{\partial \xi_m} - \mathbf{Pe}\Gamma \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \eta} \frac{\partial Y}{\partial \eta_m} &= \frac{\phi}{\tau} \Gamma^2 \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi_m^2} + \frac{\phi}{\tau} \frac{\Gamma^2}{\Upsilon^2} \frac{\partial^2 Y}{\partial \eta_m^2} \end{aligned}$$

## 2.8. Referencias:

1. Johnson, W.E. *et al.*: "Laboratory Experiments With Carbonated Water and Liquid Carbon Dioxide as Oil Recovery Agents," *Prod Monthly* (Nov. 1952) 17, No. 1,15.
2. Holm, L.W.: "Carbon Dioxide Solvent Flooding for Increased Oil Recovery," *Trans.*, AIME (1959) 216, 225-31.
3. Beeson, D.M. and Ortloff, G.D.: "Laboratory Investigation of the Water-Driven Carbon Dioxide Process for Oil Recovery," *Trans*, AIME (1959) 216, 388-91.
4. Holm, L.W.: " $CO_2$  Requirements in  $CO_2$  Slug and Carbonated Water Oil Recovery Processes," *Prod. Monthly* (Sep. 1963)
5. Powell, J.P. "rco Process, K and S Project," *Prod. Monthly* (July 1959) 36.
6. Holm, L.W. and Josendal, V.A.: "Mechanisms for Oil Displacement by Carbon Dioxide," *JPT* (Dec. 1974) 1427-37; *Trans.*, AIME, 257.
7. Holm, L.W. and Josendal, V.A.: "Effect of Oil Composition on Miscible-Type Displacement by Carbon Dioxide," *SPEJ* (Feb. 1982) 87-98.
8. Hutchinson, C.A. Jr. and Braun, P.H.: "Phase Relations of Miscible Displacement in Oil Recovery," *AIChE*. (1961) 7,64-72.
9. Holm, L.W. and Josendal, V.A.: "Study Shows Best Use of  $CO_2$  as EOR Agent," *Oil and Gas J.* (Oct. 22, 1984) 13-134.

10. Yelling, W.F. and Metcalfe, R.S.: "Determination and Prediction of  $CO_2$  Minimum Miscibility Pressures," *JPT* (Jan. 1980) 160-68.
11. Orr, F.M. Jr. and Silva, M.K.: "Effect of Oil Composition in Minimum Miscibility Pressure-Part 2: Correlation," *SPE* (No. 1987) 479-91.
12. Saner, W.B. and Patton, J.T.: " $CO_2$  Recovery of Heavy Oil: Wilmington Field Test," *JPT* (July 1986) 769-76; *Trans., AIME*, 281
13. Kantar, K. and Connor, T.E.: "Turkey's Largest Oil Field Poised for  $CO_2$  Immiscible EOR Project," *Oil & Gas J.* (Nov. 26, 1984) 95-99.
14. Gosar, E.L.: "Economics of Recovering  $CO_2$  From Exhaust Gases of Cogeneration Facilities Utilizing Gas Turbines and Gas Engines," paper presented at the AIChE Spring Natl. Meeting, New Orleans, April 6-10.
15. Claridge, E.L.: " $CO_2$  Flooding Strategy in a Communicating Layered Reservoir," *JPT* (Dec. 1982) 2746-56.
16. Claudle, B.H. and Dyes, A.B.: "Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injection," *Trans., AIME* (1958) 213, 281-84.
17. Huang, E.T.S. and Holm, L.W.: "Effect of WAG Injection and Rock Wettability on Oil Recovery During Carbon Dioxide Flooding," paper SPE 15491 presented at the 1986 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Oct. 5-8.
18. Bernard, G.G., Holm, L.W., and Harvey, C.P.: "Use of Surfactant to Reduce  $CO_2$  Mobility in Oil Displacement," *SPEJ* (Aug. 1980) 281-92.
19. Kumar, R. and Eibeck, J.N.: " $CO_2$  Flooding a Waterflooded Shallow Pennsylvanian Sand in Oklahoma: A Case History," paper 12668 presented at the 1984 SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, April 15-18.
20. Hoiland, R.C., Joyner, H.D. and Stalder, J.L.: "Case History of a Successful Rocky Mountain Pilot  $CO_2$  Flood," paper SPE 14939 presented at the 1986 SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery, Tulsa, April 20-23.

21. Patel, P.D., Christman, P.G., and Gardner, J.W.: "Investigation of Unexpectedly Low Field-Observed Fluid Mobilities During Some  $CO_2$  Tertiary Floods," *SPEE* (Nov. 1987) 507-13
22. Metcalfe, R.S.: "Effects of Impurities on Minimum Miscibility Pressures and Minimum Enrichment Levels for  $CO_2$  and Rich-Gas Displacements," *SPEJ* (April 1982) 219-25.
23. Sebastian, H.M., Wenger, R.S. and Renner, T.A.: "Correlation of Minimum Miscibility Pressure for Impure  $CO_2$  Streams," *JPT* (Nov. 1985) 2076-82.
24. *Enhanced Oil Recovery Field Reports*, (March 1978) 12, No. 2, 2179-85.
25. Gardner, J.W., Orr, F.M. and Patel, P.D.: "The Effect of Phase Behavior on  $CO_2$  Flood Displacement Efficiency," paper *SPE* 8367 presented at the 54th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, Sept. 23-26, 1979.
26. Shelton, J.L., Yarborough, L.: "Multiple Phase Behavior in Porous Media During  $CO_2$  or Rich-Gas Flooding," *JPT* (Sept. 1977) 1171-78.
27. Nghiem, L. X., Li, Y. K.: "Effect of Phase Behavior on  $CO_2$  Displacement Efficiency at Low Temperatures: Model Studies with and EOS," Paper *SPE* 13116 presented at the 59th Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Sept. 16-19, 1984.
28. Shelton, J.L. and Schneider, F.N.: "The Effects of Water Injection on Miscible Flooding Methods Using Hydrocarbons and Carbon Dioxide," *Soc. Pet. Eng. J.* (June 1975) 217-226.
29. Doscher, T.M. and Wise, F.A.: "Enhanced Crude Oil Recovery Potential – An Estimate," *JPT* (May, 1976) 575-85.
30. Raimondi, P., Torcaso, M.A., and Henderson, J.H.: "The Effect of Interstitial Water on the Mixing of Hydrocarbons During a Miscible Displacement Process," *Mineral Industries Experiment Station Circular No. 61*, Pennsylvania State U., University Park (Oct. 23-25, 1961).
31. Raimondi, P., Torcaso, M.A.: "Distribution of the Oil Phase Obtained Upon Imbibition of Water," *SPEJ* (March 1964) 49-55; *Trans.*, AIME, 231.

32. Stalkup, F.I.: "Displacement of Oil by Solvent at High Water Saturation," *SPEJ* (Dec. 1970) 337-48; *Trans.*, AIME, 249.
33. Kennedy, J.T. and Thodos, G.: "The Transport Properties of Carbon Dioxide," *AIChE Jour.* (Dec. 1970) 7,625.
34. *Enhanced Oil Recovery – An Analysis of the Potential for Enhanced Oil Recovery from Known Fields in the United States – 1976 to 2000*, National Petroleum Council, Washington, DC (Dec. 1976).
35. *The Potential and Economics of Enhanced Oil Recovery*, Lewin and Assocs., Inc., for U.S. ERDA, Washington, DC (April 1976).
36. *Enhanced Oil Recovery Potential in the United States*, Office of Technology Assessment, U.S. Congress, Washington, DC (Jan. 1978).
37. Hutchinson, C.A. Jr. and Braun, P.H.: "Phase Relations of Miscible Displacement and Oil Recovery," *AIChEJ.* (1961) 7, 64-72.
38. Gardner, J.W., Orr, F.M. Jr., and Patel, P.D.: "The Effect of phase Behavior on CO<sub>2</sub> Flood Displacement Efficiency," *JPT* (Nov. 1981) 2067-81.
39. Helfferich, F.G.: "Theory of Multicomponent, Multiphase Displacement in Porous Media," (Feb. 1981) 480-92.
40. Orr, F.M. Jr., Yu, A.D., and Lien, C.L.: "Phase Behavior of CO<sub>2</sub> and Crude Oil in Low-Temperature Reservoirs," *SPEJ* (Aug. 1981) 480-92.
41. Holm, L.M. and Josendal, V.A.: "Effect of Oil Composition on Miscible-Type Displacement by Carbon Dioxide," *SPEJ* (Feb. 1982) 87-98.
42. Orr, F.M. Jr. and Silva, M.K.: "Equilibrium Phase Compositions of CO<sub>2</sub>/Hydrocarbon Measurement by a Continuous Multiple-Contact Experiment," *SPEJ* (April 1983) 272-80.
43. Gardner, J.W. and Ypma, J.G.J.: "An Investigation of Phase-Behavior/Macroscopic-Bypassing Interaction in CO<sub>2</sub> Flooding," *SPEJ* (Oct. 1984) 508-20.

44. Dai, K.K. and Orr, F.M. Jr.: "Prediction of CO<sub>2</sub> Flood Performance: Interaction of Phase Behavior with Microscopic Pore Structure Heterogeneity," *SPE* (Nov.1987) 531-42; Trans., *AIME*, 283.

45. Spence, A.P. and Watkins, R.W.: "The Effect of Microscopic Core Heterogeneity on Miscible on Miscible Flood Residual Oil Saturation," paper SPE 9229 presented at the 1980 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Sept. 21-24.

## Capítulo 3

# Método numérico

### 3.1. Fractura

Método numérico para la solución de la ecuación de concentración en la fractura

$$\begin{aligned}\frac{Y_{i,j} - Y_{i,j}^0}{\Delta\sigma} + U\Gamma\frac{Y_{i+1,j} - Y_{i-1,j}}{2\Delta\xi} &= \Gamma^2\left(\frac{Y_{i+1,j} + Y_{i-1,j} - 2Y_{i,j}}{\Delta\xi^2}\right) + \left(\frac{Y_{i,j+1} + Y_{i,j-1} - 2Y_{i,j}}{\Delta\eta^2}\right) \\ \frac{Y_{i,j} - Y_{i,j}^0}{\Delta\sigma} + \frac{U\Gamma}{2\Delta\xi}Y_{i+1,j} - \frac{U\Gamma}{2\Delta\xi}Y_{i-1,j} &= \frac{\Gamma^2}{\Delta\xi^2}Y_{i+1,j} + \frac{\Gamma^2}{\Delta\xi^2}Y_{i-1,j} - \frac{2\Gamma^2}{\Delta\xi^2}Y_{i,j} + \frac{1}{\Delta\eta^2}Y_{i,j+1} + \frac{1}{\Delta\eta^2}Y_{i,j-1} - \frac{2}{\Delta\eta^2}Y_{i,j} \\ Y_{i,j} - Y_{i,j}^0 + \frac{U\Gamma\Delta\sigma}{2\Delta\xi}Y_{i+1,j} - \frac{U\Gamma\Delta\sigma}{2\Delta\xi}Y_{i-1,j} &= \frac{\Gamma^2\Delta\sigma}{\Delta\xi^2}Y_{i+1,j} + \frac{\Gamma^2\Delta\sigma}{\Delta\xi^2}Y_{i-1,j} - \frac{2\Gamma^2\Delta\sigma}{\Delta\xi^2}Y_{i,j} + \frac{\Delta\sigma}{\Delta\eta^2}Y_{i,j+1} + \frac{\Delta\sigma}{\Delta\eta^2}Y_{i,j-1} - \frac{2\Delta\sigma}{\Delta\eta^2}Y_{i,j}\end{aligned}$$

Reordenando

$$Y_{i,j} + \frac{2\Gamma^2\Delta\sigma}{\Delta\xi^2}Y_{i,j} + \frac{2\Delta\sigma}{\Delta\eta^2}Y_{i,j} + \frac{U\Gamma\Delta\sigma}{2\Delta\xi}Y_{i+1,j} - \frac{\Gamma^2\Delta\sigma}{\Delta\xi^2}Y_{i+1,j} - \frac{U\Gamma\Delta\sigma}{2\Delta\xi}Y_{i-1,j} - \frac{\Gamma^2\Delta\sigma}{\Delta\xi^2}Y_{i-1,j} - \frac{\Delta\sigma}{\Delta\eta^2}Y_{i,j+1} - \frac{\Delta\sigma}{\Delta\eta^2}Y_{i,j-1} = Y_{i,j}^0$$

$$\begin{aligned}
& \left[ 1 + \frac{2\Gamma^2\Delta\sigma}{\Delta\xi^2} + \frac{2\Delta\sigma}{\Delta\eta^2} \right] Y_{i,j} + \\
& \left[ \frac{U\Gamma\Delta\sigma}{2\Delta\xi} - \frac{\Gamma^2\Delta\sigma}{\Delta\xi^2} \right] Y_{i+1,j} + \\
& \left[ -\frac{\Gamma^2\Delta\sigma}{\Delta\xi^2} - \frac{U\Gamma\Delta\sigma}{2\Delta\xi} \right] Y_{i-1,j} + \\
& \left[ -\frac{\Delta\sigma}{\Delta\eta^2} \right] Y_{i,j+1} + \\
& \left[ -\frac{\Delta\sigma}{\Delta\eta^2} \right] Y_{i,j-1} \\
= & Y_{i,j}^0
\end{aligned}$$

Metodo numérico implícito.

$$\frac{\partial Y}{\partial \sigma} + U\Gamma \frac{\partial Y}{\partial \xi} = \Gamma^2 \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi^2} + \frac{\partial^2 Y}{\partial \eta^2}$$

$$\frac{\partial Y}{\partial \sigma} + U\Gamma \frac{\partial Y}{\partial \xi} = \Gamma^2 \frac{\partial^2 Y}{\partial \xi^2} + \frac{\partial^2 Y}{\partial \eta^2}$$

$$\begin{aligned}
\frac{Y^k - Y^{k-1}}{\Delta\sigma} + \frac{1}{2}\Gamma U \left( \frac{\partial Y^k}{\partial \xi} + \frac{\partial Y^{k-1}}{\partial \xi} \right) &= \frac{\Gamma^2}{2} \left( \frac{\partial^2 Y^k}{\partial \xi^2} + \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial \xi^2} \right) + \frac{1}{2} \left( \frac{\partial^2 Y^k}{\partial \eta^2} + \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial \eta^2} \right) \\
\frac{Y^k}{\Delta\sigma} - \frac{Y^{k-1}}{\Delta\sigma} + \frac{1}{2}\Gamma U \frac{\partial Y^k}{\partial \xi} + \frac{1}{2}\Gamma U \frac{\partial Y^{k-1}}{\partial \xi} &= \frac{\Gamma^2}{2} \frac{\partial^2 Y^k}{\partial \xi^2} + \frac{\Gamma^2}{2} \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial \xi^2} + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 Y^k}{\partial \eta^2} + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial \eta^2} \\
\frac{Y^k}{\Delta\sigma} + \frac{1}{2}\Gamma U \frac{\partial Y^k}{\partial \xi} - \frac{\Gamma^2}{2} \frac{\partial^2 Y^k}{\partial \xi^2} - \frac{1}{2} \frac{\partial^2 Y^k}{\partial \eta^2} &= \frac{Y^{k-1}}{\Delta\sigma} - \frac{1}{2}\Gamma U \frac{\partial Y^{k-1}}{\partial \xi} + \frac{\Gamma^2}{2} \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial \xi^2} + \frac{1}{2} \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial \eta^2}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \frac{Y^k}{\Delta\sigma} + \frac{1}{2}\Gamma U_j \frac{Y_{i+1,j}^k - Y_{i-1,j}^k}{2\Delta\xi} - \frac{\Gamma^2}{2} \frac{Y_{i+1,j}^k + Y_{i-1,j}^k - 2Y_{i,j}^k}{\Delta\xi^2} - \frac{1}{2} \frac{Y_{i,j+1}^k + Y_{i,j-1}^k - 2Y_{i,j}^k}{\Delta\eta^2} = \frac{Y^{k-1}}{\Delta\sigma} \\
& \frac{Y^k}{\Delta\sigma} + \Gamma \frac{U_j}{4\Delta\xi} (Y_{i+1,j}^k - Y_{i-1,j}^k) - \frac{\Gamma^2}{2\Delta\xi^2} (Y_{i+1,j}^k + Y_{i-1,j}^k - 2Y_{i,j}^k) - \frac{1}{2\Delta\eta^2} (Y_{i,j+1}^k + Y_{i,j-1}^k - 2Y_{i,j}^k) = \frac{Y^{k-1}}{\Delta\sigma} \\
& Y^k + \Gamma \frac{U_j \Delta\sigma}{4\Delta\xi} (Y_{i+1,j}^k - Y_{i-1,j}^k) - \frac{\Gamma^2 \Delta\sigma}{2\Delta\xi^2} (Y_{i+1,j}^k + Y_{i-1,j}^k - 2Y_{i,j}^k) - \frac{\Delta\sigma}{2\Delta\eta^2} (Y_{i,j+1}^k + Y_{i,j-1}^k - 2Y_{i,j}^k) = Y^{k-1} +
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& Y^k + \Gamma \frac{U_j \Delta\sigma}{4\Delta\xi} Y_{i+1,j}^k - \Gamma \frac{U_j \Delta\sigma}{4\Delta\xi} Y_{i-1,j}^k - \frac{\Gamma^2 \Delta\sigma}{2\Delta\xi^2} Y_{i+1,j}^k - \frac{\Gamma^2 \Delta\sigma}{2\Delta\xi^2} Y_{i-1,j}^k + \frac{\Gamma^2 \Delta\sigma}{\Delta\xi^2} Y_{i,j}^k - \frac{\Delta\sigma}{2\Delta\eta^2} Y_{i,j+1}^k - \frac{\Delta\sigma}{2\Delta\eta^2} Y_{i,j-1}^k \\
& = Y^{k-1} + \frac{\Delta\sigma}{2} \left( \Gamma^2 \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial\xi^2} + \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial\eta^2} - \Gamma U_j \frac{\partial Y^{k-1}}{\partial\xi} \right)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& Y^k + \frac{\Gamma^2 \Delta\sigma}{\Delta\xi^2} Y_{i,j}^k + \frac{\Delta\sigma}{\Delta\eta^2} Y_{i,j}^k \\
& + \Gamma \frac{U_j \Delta\sigma}{4\Delta\xi} Y_{i+1,j}^k - \frac{\Gamma^2 \Delta\sigma}{2\Delta\xi^2} Y_{i+1,j}^k \\
& - \Gamma \frac{U_j \Delta\sigma}{4\Delta\xi} Y_{i-1,j}^k - \frac{\Gamma^2 \Delta\sigma}{2\Delta\xi^2} Y_{i-1,j}^k \\
& - \frac{\Delta\sigma}{2\Delta\eta^2} Y_{i,j+1}^k \\
& - \frac{\Delta\sigma}{2\Delta\eta^2} Y_{i,j-1}^k \\
& = Y^{k-1} + \frac{\Delta\sigma}{2} \left( \Gamma^2 \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial\xi^2} + \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial\eta^2} - \Gamma U_j \frac{\partial Y^{k-1}}{\partial\xi} \right)
\end{aligned}$$

Finalmente:

$$\begin{aligned}
& \left[ 1 + \frac{\Gamma^2 \Delta \sigma}{\Delta \xi^2} + \frac{\Delta \sigma}{\Delta \eta^2} \right] Y_{i,j}^k \\
& \left[ +\Gamma \frac{U_j \Delta \sigma}{4 \Delta \xi} - \frac{\Gamma^2 \Delta \sigma}{2 \Delta \xi^2} \right] Y_{i+1,j}^k \\
& \left[ -\Gamma \frac{U_j \Delta \sigma}{4 \Delta \xi} - \frac{\Gamma^2 \Delta \sigma}{2 \Delta \xi^2} \right] Y_{i-1,j}^k \\
& \left[ -\frac{\Delta \sigma}{2 \Delta \eta^2} \right] Y_{i,j+1}^k \\
& \left[ -\frac{\Delta \sigma}{2 \Delta \eta^2} \right] Y_{i,j-1}^k \\
& = Y^{k-1} + \frac{\Delta \sigma}{2} \left( \Gamma^2 \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial \xi^2} + \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial \eta^2} - \Gamma U_j \frac{\partial Y^{k-1}}{\partial \xi} \right)
\end{aligned}$$

### 3.2. Matriz

El método numérico para la ecuación de concentración en la matriz.

$$\phi \frac{Y_{i,j} - Y_{i,j}^0}{\Delta \sigma} + \Gamma \left( -\mathbf{Pe} \Gamma \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \xi} + \frac{\tilde{k} \tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) \left( \frac{Y_{i+1,j} - Y_{i-1,j}}{2 \Delta \xi} \right) - \mathbf{Pe} \Gamma \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \eta} \left( \frac{Y_{i,j+1} - Y_{i,j-1}}{2 \Delta \eta} \right) = \frac{\phi}{\tau} \Gamma^2 \left( \frac{Y_{i+1,j} + Y_{i-1,j}}{\Delta \xi^2} \right)$$

$$\phi (Y_{i,j} - Y_{i,j}^0) + \frac{\Gamma \Delta \sigma}{2 \Delta \xi} \left( -\mathbf{Pe} \Gamma \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \xi} + \frac{\tilde{k} \tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) (Y_{i+1,j} - Y_{i-1,j}) - \frac{\Gamma \Delta \sigma \mathbf{Pe} \tilde{k}}{2 \Delta \eta \tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \eta} (Y_{i,j+1} - Y_{i,j-1}) = \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Delta \xi^2} (Y_{i+1,j} - Y_{i-1,j})$$

$$\begin{aligned}
& \phi (Y_{i,j} - Y_{i,j}^0) + \frac{\Gamma \Delta \sigma}{2 \Delta \xi} \left( -\mathbf{Pe} \Gamma \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \xi} + \frac{\tilde{k} \tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) Y_{i+1,j} - \frac{\Gamma \Delta \sigma}{2 \Delta \xi} \left( -\mathbf{Pe} \Gamma \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \xi} + \frac{\tilde{k} \tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) Y_{i-1,j} - \frac{\Gamma \Delta \sigma \mathbf{Pe} \tilde{k}}{2 \Delta \eta \tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \eta} (Y_{i,j+1} - Y_{i,j-1}) \\
& = \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Delta \xi^2} Y_{i+1,j} + \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Delta \xi^2} Y_{i-1,j} - 2 \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Delta \xi^2} Y_{i,j} + \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Gamma^2 \Delta \eta^2} Y_{i,j+1} + \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Gamma^2 \Delta \eta^2} Y_{i,j-1} - 2 \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Gamma^2 \Delta \eta^2} Y_{i,j}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \phi Y_{i,j} + 2 \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Delta \xi^2} Y_{i,j} + 2 \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Upsilon^2 \Delta \eta^2} Y_{i,j} \\
& + \frac{\Gamma \Delta \sigma}{2 \Delta \xi} \left( -\mathbf{Pe} \Gamma \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \xi} + \frac{\tilde{k} \tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) Y_{i+1,j} - \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Delta \xi^2} Y_{i+1,j} \\
& - \frac{\Gamma \Delta \sigma}{2 \Delta \xi} \left( -\mathbf{Pe} \Gamma \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \xi} + \frac{\tilde{k} \tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) Y_{i-1,j} - \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Delta \xi^2} Y_{i-1,j} \\
& - \frac{\Gamma \Delta \sigma \mathbf{Pe} \tilde{k}}{2 \Delta \eta \tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \eta} Y_{i,j+1} - \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Upsilon^2 \Delta \eta^2} Y_{i,j+1} \\
& + \frac{\Gamma \Delta \sigma \mathbf{Pe} \tilde{k}}{2 \Delta \eta \tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \eta} Y_{i,j-1} - \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Upsilon^2 \Delta \eta^2} Y_{i,j-1} \\
= & \phi Y_{i,j}^0
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \left[ \phi + 2 \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Delta \xi^2} Y_{i,j} + 2 \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Upsilon^2 \Delta \eta^2} \right] Y_{i,j} \\
& \left[ + \frac{\Gamma \Delta \sigma}{2 \Delta \xi} \left( -\mathbf{Pe} \Gamma \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \xi} + \frac{\tilde{k} \tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) - \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Delta \xi^2} \right] Y_{i+1,j} \\
& \left[ - \frac{\Gamma \Delta \sigma}{2 \Delta \xi} \left( -\mathbf{Pe} \Gamma \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \xi} + \frac{\tilde{k} \tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) - \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Delta \xi^2} \right] Y_{i-1,j} \\
& \left[ - \frac{\Gamma \Delta \sigma \mathbf{Pe} \tilde{k}}{2 \Delta \eta \tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \eta} - \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Upsilon^2 \Delta \eta^2} \right] Y_{i,j+1} \\
& \left[ + \frac{\Gamma \Delta \sigma \mathbf{Pe} \tilde{k}}{2 \Delta \eta \tilde{\mu}} \frac{\partial \tilde{p}}{\partial \eta} - \frac{\phi \Gamma^2 \Delta \sigma}{\tau \Upsilon^2 \Delta \eta^2} \right] Y_{i,j-1} \\
= & \phi Y_{i,j}^0
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& Y_{i,j}^k + \frac{\Delta\sigma\Gamma}{4\phi\Delta\xi_m} \left( -\frac{\mathbf{Pe}\Gamma\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial\tilde{p}}{\partial\xi} + \frac{\tilde{k}\tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) Y_{i+1,j}^k - \frac{\Delta\sigma\Gamma}{4\phi\Delta\xi_m} \left( -\frac{\mathbf{Pe}\Gamma\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial\tilde{p}}{\partial\xi} + \frac{\tilde{k}\tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) Y_{i-1,j}^k - \frac{\Delta\sigma\mathbf{Pe}\Gamma\tilde{k}}{4\phi\Delta\eta_m\tilde{\mu}} \frac{\partial\tilde{p}}{\partial\eta} Y_{i,j}^k \\
& - \frac{\Delta\sigma\Gamma^2}{2\tau\Delta\xi_m^2} Y_{i+1,j}^k - \frac{\Delta\sigma\Gamma^2}{2\tau\Delta\xi_m^2} Y_{i-1,j}^k + \frac{2\Delta\sigma\Gamma^2}{2\tau\Delta\xi_m^2} Y_{i,j}^k - \frac{\Delta\sigma\Gamma^2}{2\tau\Upsilon^2\Delta\eta_m^2} Y_{i,j+1}^k - \frac{\Delta\sigma\Gamma^2}{2\tau\Upsilon^2\Delta\eta_m^2} Y_{i,j-1}^k + \frac{2\Delta\sigma\Gamma^2}{2\tau\Upsilon^2\Delta\eta_m^2} Y_{i,j}^k \\
= & Y_{i,j}^{k-1} + \frac{\Delta\sigma}{\phi} \left[ \frac{\mathbf{Pe}\Gamma\tilde{k}}{2} \frac{\partial\tilde{p}}{\partial\eta} \frac{\partial Y^{k-1}}{\partial\eta_m} + \frac{\Gamma}{2} \left( \mathbf{Pe}\Gamma \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial\tilde{p}}{\partial\xi} - \frac{\tilde{k}\tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) \frac{\partial Y^{k-1}}{\partial\xi} + \frac{\phi\Gamma^2}{2\tau} \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial\xi_m^2} + \frac{\phi\Gamma^2}{2\tau\Upsilon^2} \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial\eta_m^2} \right]
\end{aligned}$$

Reordenando.

$$\begin{aligned}
& Y_{i,j}^k + \frac{\Delta\sigma\Gamma^2}{\tau\Delta\xi_m^2} Y_{i,j}^k + \frac{\Delta\sigma\Gamma^2}{\tau\Upsilon^2\Delta\eta_m^2} Y_{i,j}^k \\
& + \frac{\Delta\sigma\Gamma}{4\phi\Delta\xi_m} \left( -\frac{\mathbf{Pe}\Gamma\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial\tilde{p}}{\partial\xi} + \frac{\tilde{k}\tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) Y_{i+1,j}^k - \frac{\Delta\sigma\Gamma^2}{2\tau\Delta\xi_m^2} Y_{i+1,j}^k \\
& - \frac{\Delta\sigma\Gamma}{4\phi\Delta\xi_m} \left( -\frac{\mathbf{Pe}\Gamma\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial\tilde{p}}{\partial\xi} + \frac{\tilde{k}\tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) Y_{i-1,j}^k - \frac{\Delta\sigma\Gamma^2}{2\tau\Delta\xi_m^2} Y_{i-1,j}^k \\
& - \frac{\Delta\sigma\mathbf{Pe}\Gamma\tilde{k}}{4\phi\Delta\eta_m\tilde{\mu}} \frac{\partial\tilde{p}}{\partial\eta} Y_{i,j+1}^k - \frac{\Delta\sigma\Gamma^2}{2\tau\Upsilon^2\Delta\eta_m^2} Y_{i,j+1}^k \\
& + \frac{\Delta\sigma\mathbf{Pe}\Gamma\tilde{k}}{4\phi\Delta\eta_m\tilde{\mu}} \frac{\partial\tilde{p}}{\partial\eta} Y_{i,j-1}^k - \frac{\Delta\sigma\Gamma^2}{2\tau\Upsilon^2\Delta\eta_m^2} Y_{i,j-1}^k \\
= & Y_{i,j}^{k-1} + \frac{\Delta\sigma}{\phi} \left[ \frac{\mathbf{Pe}\Gamma\tilde{k}}{2} \frac{\partial\tilde{p}}{\partial\eta} \frac{\partial Y^{k-1}}{\partial\eta_m} + \frac{\Gamma}{2} \left( \mathbf{Pe}\Gamma \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial\tilde{p}}{\partial\xi} - \frac{\tilde{k}\tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) \frac{\partial Y^{k-1}}{\partial\xi} + \frac{\phi\Gamma^2}{2\tau} \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial\xi_m^2} + \frac{\phi\Gamma^2}{2\tau\Upsilon^2} \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial\eta_m^2} \right]
\end{aligned}$$

Finalmente para los elementos de la Matriz

$$\begin{aligned}
& \left[ 1 + \frac{\Delta\sigma\Gamma^2}{\tau\Delta\xi_m^2} + \frac{\Delta\sigma\Gamma^2}{\tau\Upsilon^2\Delta\eta_m^2} \right] Y_{i,j}^k \\
& \left[ + \frac{\Delta\sigma\Gamma}{4\phi\Delta\xi_m} \left( -\frac{\mathbf{Pe}\Gamma\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial\tilde{p}}{\partial\xi} + \frac{\tilde{k}\tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) - \frac{\Delta\sigma\Gamma^2}{2\tau\Delta\xi_m^2} \right] Y_{i+1,j}^k \\
& \left[ -\frac{\Delta\sigma\Gamma}{4\phi\Delta\xi_m} \left( -\frac{\mathbf{Pe}\Gamma\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial\tilde{p}}{\partial\xi} + \frac{\tilde{k}\tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) - \frac{\Delta\sigma\Gamma^2}{2\tau\Delta\xi_m^2} \right] Y_{i-1,j}^k \\
& \left[ -\frac{\Delta\sigma\mathbf{Pe}\Gamma\tilde{k}}{4\phi\Delta\eta_m\tilde{\mu}} \frac{\partial\tilde{p}}{\partial\eta} - \frac{\Delta\sigma\Gamma^2}{2\tau\Upsilon^2\Delta\eta_m^2} \right] Y_{i,j+1}^k \\
& \left[ +\frac{\Delta\sigma\mathbf{Pe}\Gamma\tilde{k}}{4\phi\Delta\eta_m\tilde{\mu}} \frac{\partial\tilde{p}}{\partial\eta} - \frac{\Delta\sigma\Gamma^2}{2\tau\Upsilon^2\Delta\eta_m^2} \right] Y_{i,j-1}^k \\
= & Y_{i,j}^{k-1} + \frac{\Delta\sigma}{\phi} \left[ \frac{\mathbf{Pe}\Gamma}{2} \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial\tilde{p}}{\partial\eta} \frac{\partial Y^{k-1}}{\partial\eta_m} + \frac{\Gamma}{2} \left( \mathbf{Pe}\Gamma \frac{\tilde{k}}{\tilde{\mu}} \frac{\partial\tilde{p}}{\partial\xi} - \frac{\tilde{k}\tilde{\rho}}{\tilde{\mu}} \mathbf{Ng} \right) \frac{\partial Y^{k-1}}{\partial\xi} + \frac{\phi\Gamma^2}{2\tau} \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial\xi_m^2} + \frac{\phi\Gamma^2}{2\tau\Upsilon^2} \frac{\partial^2 Y^{k-1}}{\partial\eta_m^2} \right]
\end{aligned}$$

## Capítulo 4

# Análisis de resultados y conclusiones

En la siguiente tabla se presentan los parámetros correspondientes a una simulación realizada en un procesador intel centrino dual core de 4 núcleos, con un mallado de 70 x 70 en la dirección x y y, para el caso de  $t = 1000$ .

Parámetros	Valores
Densidad del aceite	600 kg/m <sup>3</sup>
Densidad del CO <sub>2</sub>	200 kg/m <sup>3</sup>
Viscosidad del Aceite	5 X 10 <sup>-3</sup> Pa*s
Viscosidad del CO <sub>2</sub>	5 X 10 <sup>-5</sup> Pa*s
Porosidad	0.16
Tortuosidad	2
Razón de aspecto (Fractura)	1 X 10 <sup>-3</sup>
Razón de aspecto (Matriz)	1 X 10 <sup>-2</sup>
Número de Sherwood (Entrada)	500
Número de Peclet	9.9 X 10 <sup>-5</sup>
Número de Gravedad	3.9

La **Figura ??** muestra la distribución de la concentración en un sistema matriz fractura, las líneas bordeadas en la figura son las limitaciones entre la matriz y la fractura, cabe aclarar,

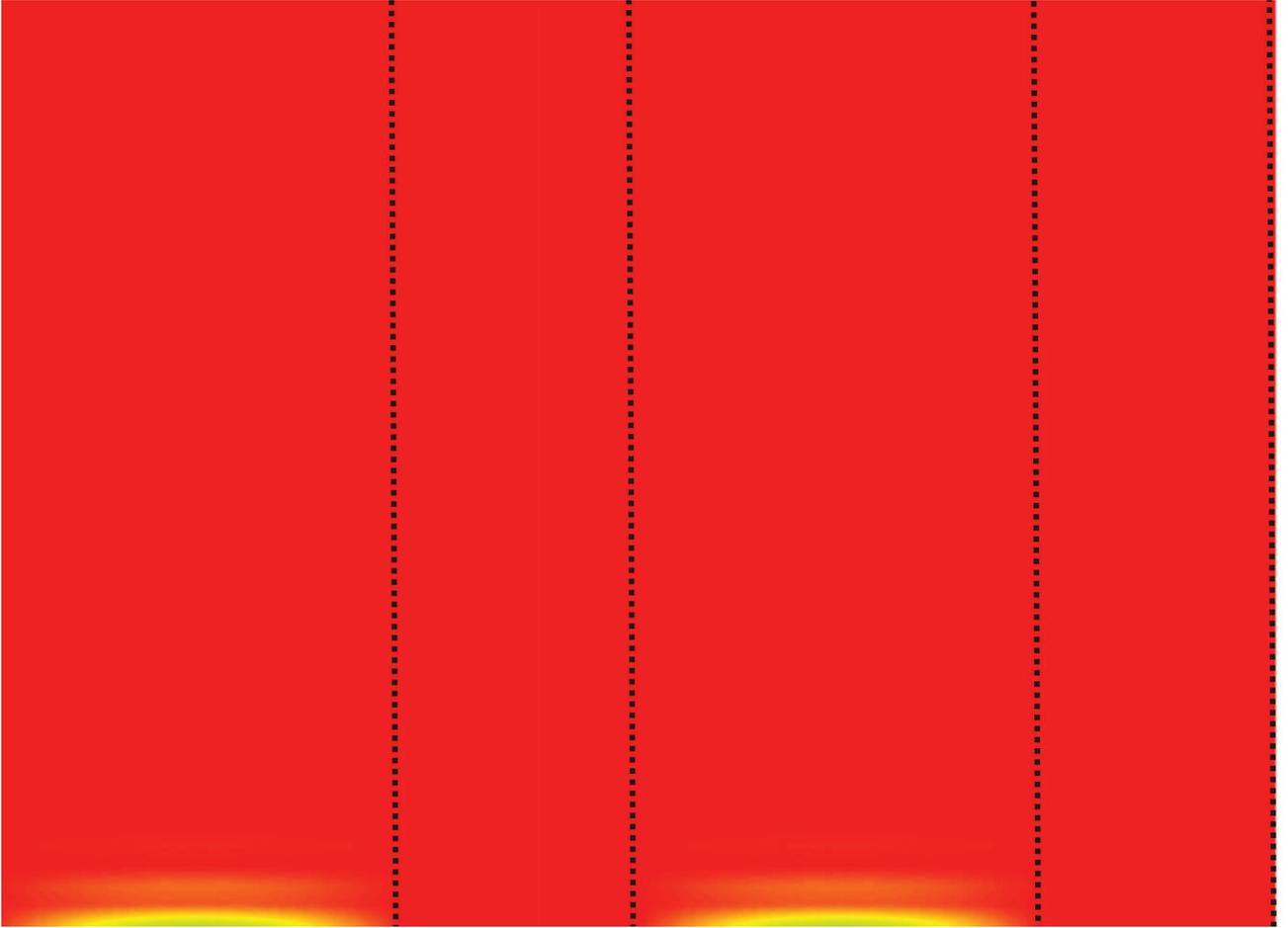


Figura 4-1: Distribución de la concentración para un sistema matriz fractura

que en el caso de la fractura la escala fue exagerada para mostrar el comportamiento de la distribución

La **Figura ??**, muestra la distribución de la concentración para un tiempo anterior al vacío completo de la fractura, como puede apreciarse, la fractura casi está vacía del aceite, y es ocupada completamente por el gas, mientras que en el caso de la matriz, este proceso es retardado

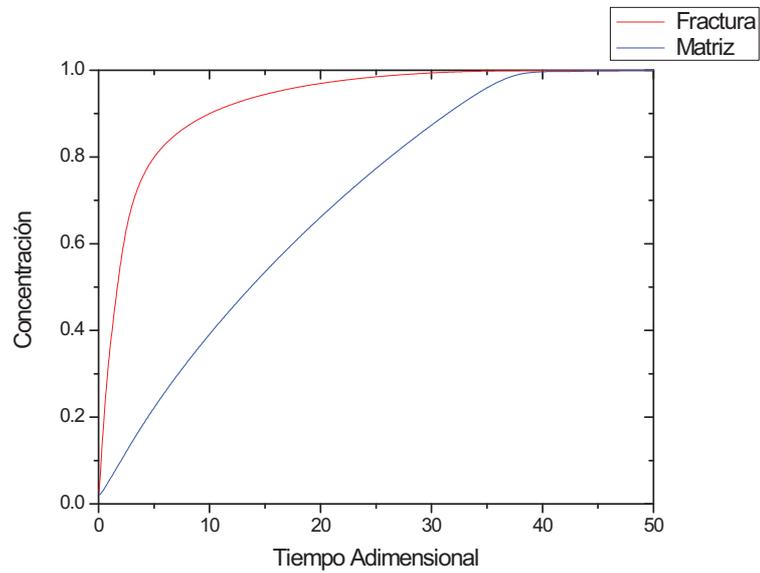


Figura 4-2: Concentración en la fractura y la matriz como función del tiempo

La **Figura 4-1**, muestra la distribución de la concentración, cuando el gas invadido completamente la fractura y la matriz, el líquido residente en la matriz es expulsado con un mayor tiempo que en el caso de la fractura.

Como puede apreciarse en la **Figura 4-2**, la concentración en la matriz aumenta rápidamente, completando el vaciado en menor tiempo que en el caso de la matriz, en donde podemos observar que al final del tiempo de simulación ambas curvas son asintóticas.