



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ÓRDENES DE MAGNITUD Y
NÚMEROS ADIMENSIONALES EN
UN PROCESO DE INYECCIÓN DE
CO₂ EN YACIMIENTOS
FRACTURADOS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N:

ALEJANDRO HERNÁNDEZ HUITRÓN
DANIEL ARMANDO LIRA FRIAS

DIRECTOR:

DR. ERIK E. LUNA ROJERO

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F. 2011





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.

DEDICATORIA

LIRA FRIAS DANIEL ARMANDO

A mis padres

Les doy las gracias a ustedes que me dieron la vida, me cuidaron y protegieron a lo largo de estos años, gracias por su apoyo incondicional, que a base de esfuerzo, amor, cariño y comprensión me han podido guiar en la vida y han logrado hacer de mí un profesionalista.

Gracias a mi mamita querida, tú que me has demostrado que con carácter, esfuerzo, dedicación y perseverancia es posible alcanzar las metas que uno se propone, te quiero y estoy muy orgulloso de ti mamá.

Gracias papá por que a lo largo de la vida tú me demostraste que para ti nosotros fuimos lo mas importante, gracias por tu amistad, nobleza, bondad y tu buen corazón y aunque ya no estés aquí siempre te llevare en mi corazón y siempre te recordare con gran orgullo; gracias papás por que me regalaron una familia estupenda y unos hermanos maravillosos.

A mi familia

Le doy gracias a mi familia: Marcos, Miguel, Rubén, Jorge, Carme, Gris, a mis peluches: Lety y Brenda, a mis niñitos: Johan y Christopher por que con su compañía, apoyo, y amistad me han inspirado y dado animo para seguir adelante con mis proyectos, todos ustedes saben que los quiero mucho y que cuentan conmigo como yo cuento con ustedes.

A mis amigos

Lalo, Oscar, Neto, Atlahua, Claudio, Miguel, Fer, Torres, Gallo, García, Ángel, Pris, Eli, Yola, Kari, Las Gaby's, La brigada ultra, etc, etc. todos ustedes has sido importantes en mi paso por la facultad además doy un agradecimiento especial a Huitrón quien no solo me brindo su amistad sino que colaboro en este trabajo de tesis.

A mi director de tesis y sinodales

Dr. Erick Emanuel Luna Rojero muchas gracias por su paciencia, dedicación y compromiso ya que con su ayuda fue posible realizar este trabajo, gracias a mis sinodales por su tiempo y dedicación, Ing. Manuel Villamar Vigueras, Dra. Rocío de la Torre Sánchez, Dr. Enrique Serrano Saldaña, Ing. Israel Castro Herrera.

AGRADECIMIENTOS

Alejandro Hernández Huitrón

Voy a iniciar con una frase de Isaac Newton: “Si he logrado ver más lejos, ha sido porque he subido a hombros de gigantes”. En su momento, él se refería a los grandes pensadores que le habían precedido y cuyas investigaciones formaron el punto de partida de sus.

En lo personal mis dos gigantes han sido mis padres, quienes siempre serán los pilares sobre los cuales están apoyados mis triunfos y se apoyarán mis decisiones futuras. Es gracias a ellos que puedo escribir estas líneas... Gracias por mi familia, por su amor, su paciencia, su tiempo, su juventud y por darme a mis hermanos: Evelyn, Edel, Carlos y Aldo; a mi sobrino Gamaliel, quien me ha enseñado la mitad de las cosas que aprende.

Un agradecimiento especial para Arely Báez por darme su amor, paciencia y compartir sus sueños, por enseñarme el valor de las palabras y el usarlas de forma adecuada, pero sobre todo que me ayudó a confiar en mí.

Gracias a mis compañeros de la facultad, pero sobre todo a mis amigos que me apoyaron e hicieron más agradable mi estancia en la carrera. Sobre todo a Lira, mi compañero de tesis. Mucho éxito amigo.

A mi asesor de tesis, el Dr. Erick Luna y a mis sinodales por su tiempo y dedicación.

Por último, y no por eso menos importante: A la UNAM y en particular a la Facultad de Ingeniería.

¡Por fin!!

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	1
1.1. Objetivos.....	2
1.2. Introducción a la recuperación secundaria y mejorada.....	3
1.3. Tipos de recuperación mejorada.....	6
CAPÍTULO 2. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS.....	8
2.1. Recuperación mejorada por inyección de gas.....	10
2.2. Inyección de CO ₂	13
2.3. Recuperación mejorada en yacimientos naturalmente Fracturados.....	17
2.4. Campos de aplicación de la inyección de gas.....	18
2.5. Procesos convencionales de inyección de CO ₂	19
2.5.1. Inyección continua de gas (CGI).....	20
2.5.2. Proceso de inyección alternada agua - gas (WAG).....	20
2.5.3. Problemas asociados con el proceso WAG.....	21
2.5.4. Propuestas y soluciones para mitigar los problemas en campo al implementar el proceso WAG.....	24
2.6. Posibilidades de mejorar - Gravedad Estable asistida con Inyección de gas (Drene por Gravedad).....	25

CAPÍTULO 3. ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCION DE CO2 EN EL MUNDO.....27

3.1. La cuenca de Pérmian en EE.UU.....28

3.2. El campo Weyburn EE.UU - Canadá.....31

3.3. Campo Bati Raman de aceite pesado en Turquía.....35

3.4. Campo Sleipner en el Mar del Norte..... 38

3.5. Disponibilidad del CO2 en EE.UU..... 40

 3.5.1. Fuentes de CO2 en EE.UU..... 41

 3.5.2. Transporte de CO 2 en EE.UU..... 43

CAPÍTULO 4. FENÓMENOS QUE INTERVIENEN DURANTE LA INYECCIÓN DE CO2 EN YACIMIENTOS FRACTURADOS..... 44

4.1. Análisis de órdenes de magnitud..... 45

4.2. Difusión molecular en matriz..... 46

4.3. Convección forzada..... 51

 4.3.1. Convección forzada en las fracturas.....51

 4.3.2. Convección forzada en la matriz.....53

4.4. Efectos por segregación gravitacional..... 54

4.5. Efectos de la mojabilidad.....56

4.6. Efectos de la viscosidad.....57

4.7. Cambios en la envolvente de fases..... 58

CAPÍTULO 5. NÚMEROS ADIMENSIONALES.....59

5.1. Distribución del tamaño de poro.....59

5.2. Números adimensionales.....61

5.3. Número de Bond, Bo.....	61
5.3.1. Determinación del número de Bond en la matriz.....	63
5.3.2. Determinación del número de Bond en la fractura.....	65
5.4. Número de gravedad, Gr.....	66
5.5. Análisis matemático del número de gravedad.....	69
CAPÍTULO 6. ESPUMAS Y CONTROL DE LA CANALIZACIÓN.....	73
6.1. Espumas.....	77
6.1.1. Características principales de las espumas.....	78
6.1.2. Problemas resueltos mediante espumas.....	85
6.2. Solución al modelo matemático aplicando espumas.....	86
CAPÍTULO 7. PROYECTOS DE APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE CO2 EN MÉXICO.....	89
7.1. Yacimientos naturales de CO2 en México.....	91
7.2. Proyectos de recuperación mejorada por inyección de CO2 en México.....	93
7.3. Análisis económico de los campos.....	95
CONCLUSIONES.....	97
REFERENCIAS.....	98

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN.

En la actualidad la mayoría de los proyectos de Exploración y Producción, sólo pueden producir menos del 30% del aceite original, incluso después de las técnicas de recuperación primaria y secundaria. El resto del aceite se queda atrapado en el subsuelo y se considera irrecuperable utilizando los métodos convencionales de producción. Sin embargo, con la creciente demanda de energía y su consecuente tendencia al aumento en los precios de los hidrocarburos, la industria petrolera se ve en la necesidad de desarrollar nuevos procesos capaces de aumentar la producción del aceite.

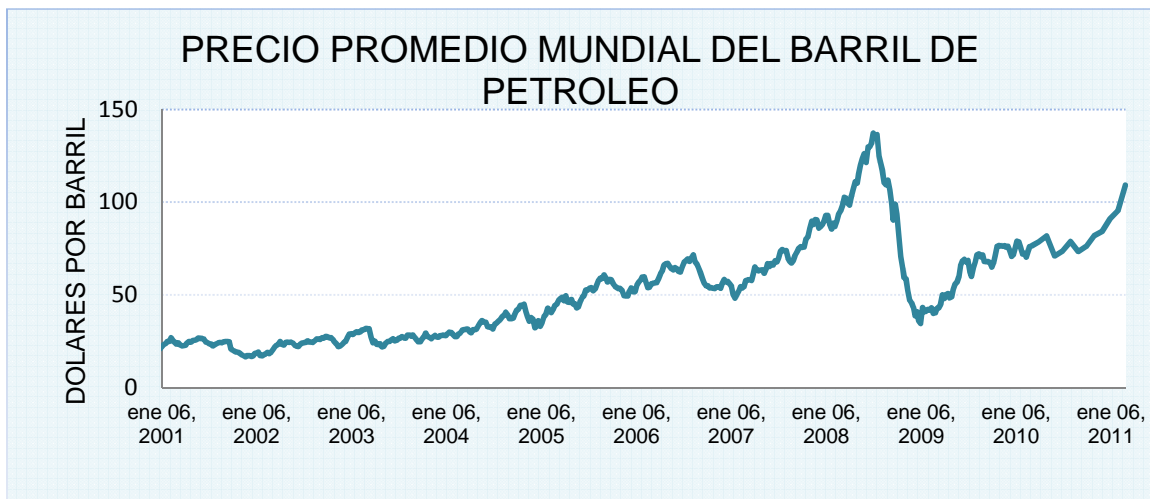


Figura 1.1. Precio promedio mundial del barril de petróleo (E.U. Energy Information Administration)

Desde el comienzo de la industria petrolera, las compañías de exploración y producción han tratado de producir más hidrocarburos, ya sea maximizando la recuperación de aceite o encontrando nuevas reservas. Pero en la actualidad el descubrimiento de yacimientos

INTRODUCCIÓN

gigantescos parece haber terminado. Por lo tanto, la única alternativa disponible es la de maximizar la recuperación de aceite en los yacimientos actuales y previamente descubiertos.

Hoy en día los procesos de recuperación secundaria y mejorada contribuyen con un porcentaje significativo de la producción de hidrocarburos (alrededor del 12% de la producción en los EE.UU, 2004) y su importancia sigue aumentando con los recientes precios del barril de petróleo que ha llegado a rebasar los 100 dólares por barril.

El escenario de la recuperación secundaria y mejorada en los EE.UU. está dominado por los métodos térmicos utilizados para la producción de aceite pesado seguido por la inyección de dióxido de carbono (CO_2) en forma miscibles, y finalmente la inyección de gas hidrocarburo. Estos tres procesos representan casi el 98% de la producción por métodos de recuperación secundaria o mejorada.

Los procesos de inyección de gas hidrocarburo y la inyección de gas son los métodos con más rápido crecimiento en la recuperación de aceite con un aumento de la aplicación del 18% en 1984 al 48% en 2004.

Así, los procesos de inyección de gas tienen la promesa de mejorar significativamente la recuperación de los hidrocarburos dejados por la producción primaria y la recuperación secundaria.

1.1. OBJETIVOS

Tomando en cuenta la creciente demanda de petróleo y la caída en la producción de estos hidrocarburos, se hace necesario identificar de manera clara cuáles son los mecanismos que favorecen más a la recuperación de aceite durante los proyectos de recuperación mejorada y, en particular, qué fenómenos tienen una mayor relevancia para aumentar la producción durante un proyecto de inyección de CO_2 con la finalidad de aumentar la eficiencia de recuperación.

El presente trabajo tiene como objetivo hacer una comparación cuantitativa de los fenómenos que favorecen la recuperación de aceite

INTRODUCCIÓN

mediante el uso de órdenes de magnitud durante un proceso de inyección de CO_2 en un yacimiento fracturado.

Para realizar esta comparación se resolverán los modelos matemáticos que incluyen las ecuaciones que rigen el flujo de fluidos y las fuerzas que interactúan.

1.2. INTRODUCCIÓN A LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA.

Aunque la recuperación secundaria y mejorada ha estado en desarrollo durante varias décadas, perdió impulso cuando el precio del barril de petróleo se derrumbó en la década de 1980, al igual que el interés en la investigación y el desarrollo de la tecnología.

Sin embargo, cuando el precio del barril de petróleo comenzó a incrementarse en la década actual y la perspectiva del precio sigue en aumento, las compañías están mostrando un gran interés en proyectos pilotos para la recuperación secundaria y mejorada.

La recuperación primaria es la recuperación de hidrocarburos por medio de la presión natural del yacimiento y se lleva a cabo por medio de mecanismos naturales, como la expansión de la roca y los fluidos, la entrada de agua, expansión del casquete de gas y la segregación gravitacional. En los yacimientos naturalmente fracturados se tiene un mecanismo adicional denominado exudación, que consiste básicamente en la acción combinada de fuerzas capilares y gravitacionales, las cuales originan la expulsión de los hidrocarburos de la matriz a la fractura.

La recuperación secundaria se refiere a técnicas como la inyección de gas natural o inyección de agua llana, la cual tiene como objetivo el mantenimiento de la presión del yacimiento y desplazar mayores volúmenes de hidrocarburos hacia la superficie. Con este tipo de métodos se pretende recuperar hasta un 25% más de aceite.

INTRODUCCIÓN

La recuperación mejorada es la recuperación de aceite mediante la inyección de fluidos que normalmente no están presentes en el yacimiento. Esta definición abarca todas las modalidades de los procesos de recuperación de aceite y abarca una gran variedad de agentes químicos y gases como es el caso de disolventes miscibles, tensoactivos, polímeros, dióxido de carbono, gas hidrocarburo, nitrógeno, agua con sosa, etc.

Asimismo, no se limita a una fase de recuperación en particular en la vida de la producción de un yacimiento, ya sea primaria, secundaria o mejorada.

INTRODUCCIÓN

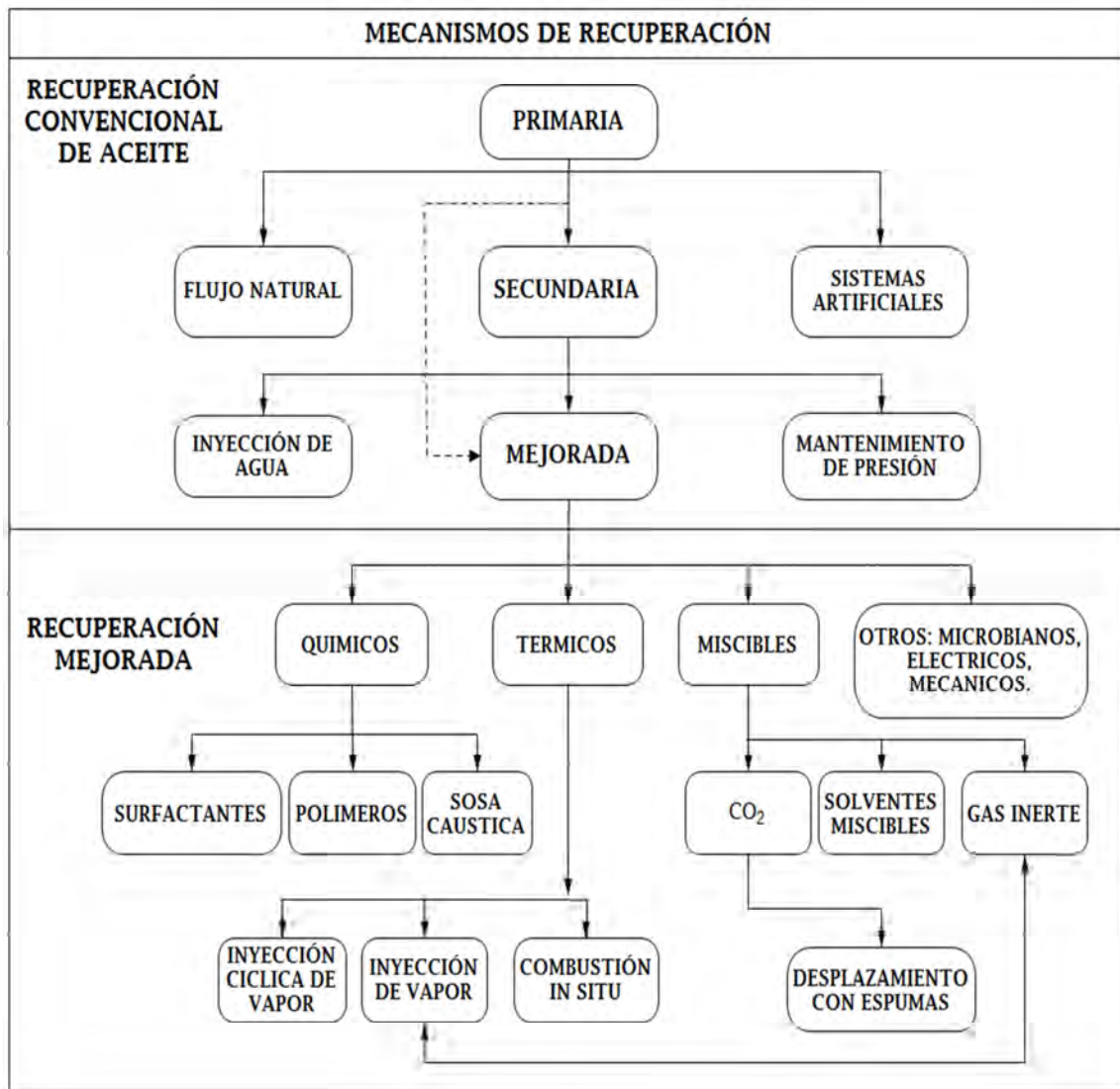


Figura 1.2. Vista general de los mecanismos de recuperación de hidrocarburos.

Los métodos de recuperación primaria y secundaria recuperan sólo un tercio del aceite que se encuentra en los yacimientos, dejando el resto dentro del yacimiento. Durante la vida de un pozo siempre hay un punto en que el costo para producir un barril adicional de aceite es más alto que el precio de mercado. En circunstancias normales, el pozo es abandonado en ese punto.

INTRODUCCIÓN

1.3. TIPOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.

La mayoría de los métodos de recuperación mejorada caen claramente en una de las tres siguientes categorías:

- **Métodos térmicos** (aplicación de calor): Los métodos térmicos son los principales métodos para recuperar aceites pesados (con una densidad inferior a 20 °API y una viscosidad entre 200 y 10,000 centipoises) y bitumen (con una viscosidad de entre 10,000 y 1,000,000 centipoises).

Estos aceites pesados no responden bien a la producción primaria o a la inyección de agua, por lo que la saturación de aceite inicial es alta en el inicio de un proyecto de recuperación térmica.

El principio de los métodos térmicos es el aumento de la temperatura del aceite reduciendo la viscosidad. Los dos métodos principales para calentar el yacimiento son: la inyección de fluido caliente en la superficie y la combustión in situ (quemando un poco de aceite en el yacimiento produciendo calor directamente en el lugar).

- **Métodos químicos** (invasión con productos químicos): Los químicos utilizados en la recuperación mejorada son polímeros, surfactantes, y alcalinos. Todos se mezclan con agua y otros productos químicos antes de la inyección.

El objetivo de la recuperación con métodos químicos es la de recuperar los aceites que se encuentran en el rango de los aceites pesados recuperados por procesos térmicos y de los aceites ligeros recuperados por la inyección de gas miscible (con una densidad de al menos 22 °API y una viscosidad inferior a 100 centipoises).

- **Métodos miscibles** (mezcla de aceite con un disolvente): Representa el sector de más rápido crecimiento en el desarrollo de la recuperación mejorada. La inyección miscible utilizar un

INTRODUCCIÓN

disolvente que se mezcla totalmente con el aceite residual para vencer las fuerzas de capilaridad y aumentar la movilidad del aceite.

La eficiencia de desplazamiento se acerca al 100% cuando se produce el contacto del aceite y el disolvente miscible. Los numerosos disolventes incluyen gas licuado de petróleo, gases de combustión (principalmente nitrógeno y dióxido de carbono) y el alcohol.

Los métodos de recuperación mejorada por desplazamiento miscible puede subdividirse en tres importantes procesos: bache miscible, gas enriquecido, y gas seco a alta presión (incluido el CO_2).

Por su parte, los métodos térmicos se limitan a los campos de aceite pesado pero son indispensables debido a la presencia de extensas reservas con esa principal característica.

CAPÍTULO 2

2. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCION DE GAS

Las estadísticas de los modelos de recuperación mejorada de los EE.UU. muestran en las últimas tres décadas un cambio claro en la industria petrolera en favor de los procesos de recuperación mejorada más eficiente como es el caso de la inyección de gas, en particular el dióxido de carbono (), y también muestran una fuerte subida y rápida caída de los métodos químicos, los cuales alcanzaron su nivel más alto de aplicación a mediados de los ochentas y en la actualidad casi están extintos (Figura 2.1).

La aplicación de procesos de inyección de gas ha crecido de forma constante y está por convertirse en el principal proceso de recuperación mejorada en campos de aceite ligero (utilizando o gas hidrocarburo).

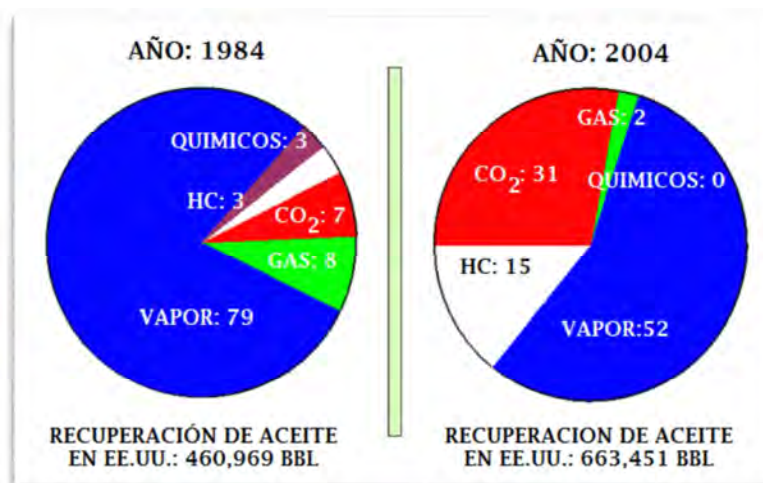


Figura 2.1. Distribución de la aplicación de métodos de recuperación mejorada de 1984 hasta 2004 (kulkarni, 2004).

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

La mayoría de las reservas de aceite de EE.UU. pueden ser clasificadas como aceite medio ligero, con un promedio de gravedad de más de 28 °API, (a excepción del aceite de "Thums" y "Kern River"); por esta razón el proceso de inyección de gas se ha convertido en un indispensable escenario de la recuperación mejorada de los EE.UU. (Platt, 2005).

Estudios complementarios de la recuperación mejorada con "inyección de gas" muestran que en los últimos veinte años los proyectos de miscible han aumentado de 28% en 1984 a 70% en 2004 y su producción durante el mismo período ha crecido más de 6 veces: de 31,300 BPD a 205,775 BPD (Moritis, 2004).

La producción en los EE.UU. con métodos de "inyección de gas hidrocarburo" de modo miscible también ha aumentado sostenidamente de 14,439 BPD en 1984 a 124,500 BPD en 2000. Sin embargo, esta tendencia se invirtió en 2002 y 2004, cuando los precios del gas natural se incrementaron (Rao et al., 2004).

Investigaciones sobre el estado de la recuperación mejorada con inyección de gas muestran que sólo dos métodos siguen aumentando su aplicación: la inyección de (miscibles) e inyección de gas hidrocarburo (miscible e inmisible), mientras todos los demás métodos han disminuido su aplicación o están por desaparecer: inyección de (inmiscibles), inyección de y combustión in situ (Figura 2.2). Como resultado se tiene que la producción por métodos de inyección de gas en los EE.UU. se ha elevado de 18% en 1984 a 47.9% en 2004.

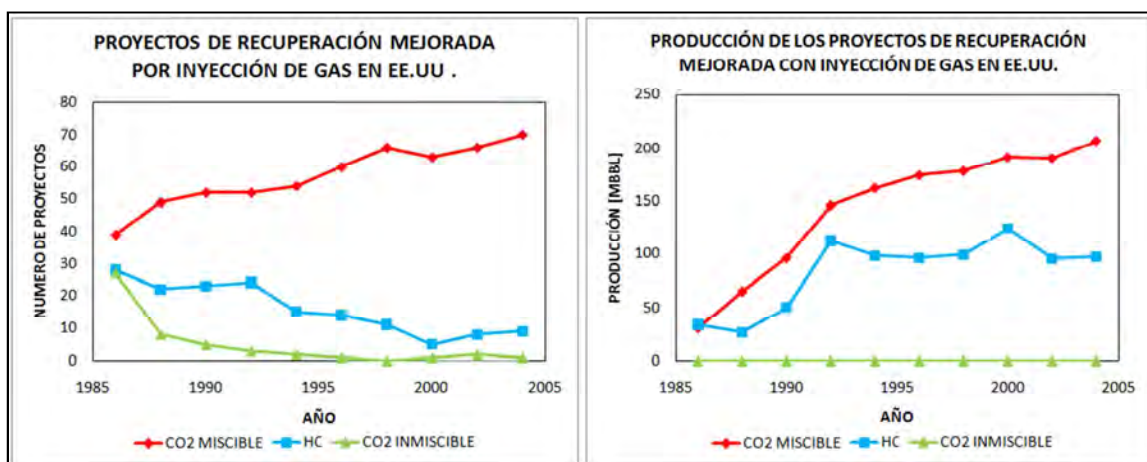


Figura 2.2. Producción y proyectos de recuperación mejorada por inyección de gas.

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

Esto demuestra claramente que la industria petrolera de los EE.UU. tiene un creciente interés comercial sobre los proyectos de inyección de gas y en especial del CO₂ debido a los bajos costos de inyección, altos índices de recuperación y su alta disponibilidad.

2.1. RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE GAS.

La meta de estos procesos de inyección de gas es el producir el aceite de los yacimientos que se han descubiertos pero que con la tecnología actual resulta irrecuperable y en los EE.UU. asciende a 377 millones de barriles de petróleo (Moritis, 2004).

Los métodos de inyección de gas, como son la inyección de gases hidrocarburos (HC), de dióxido de carbono (CO₂), de aire, de nitrógeno (N₂), entre otros, se han practicado desde principios de 1920 para la recuperación de aceite ligero.

La inyección de gas se refiere a aquella recuperación mejorada de aceite, cuya principal función es extraerlo, incrementar su recuperación y reducir la declinación del yacimiento, ya que posee mecanismos importantes como: reducción de la viscosidad del aceite, expansión del aceite, solubilización, vaporización y condensación.

En EE.UU. en las últimas dos décadas se ha mostrado un aumento significativo en la recuperación asistida de inyección de CO₂ y como consecuencia la inyección de gas hidrocarburo está perdiendo su aplicabilidad debido a los altos precios del gas natural (Moritis, 2004).

La inyección de hidrocarburos es una práctica muy extendida en los grandes yacimientos marinos, tales como la Bahía de Prudhoe, en donde está disponible el tratamiento limitado del gas y las instalaciones de transporte.

La inyección de gas de CO₂ se puede utilizar en los yacimientos para la recuperación mejorada de dos modos diferentes: inmisible y miscible. Se puede decir que la inyección de este gas ofrece algunos beneficios extra como sería el caso de su retención, lo que lleva a menos emisiones a la atmosfera para ayudar a combatir el calentamiento global. Lamentablemente la retención de CO₂ aún no está totalmente en

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

práctica, debido a los elevados costos de separación de estos gases de la combustión emitidos en las plantas eléctricas.

La mayor parte del CO₂ que se utiliza en los proyectos de recuperación mejorada en los EE. UU. proviene de los depósitos naturales localizados en Colorado, desde donde el gas se canaliza al oeste de Texas.

La buena noticia es que con el aumento de la demanda de este gas se están desarrollando nuevas tecnologías de separación de bajo costo para proveerlo, tales como fuentes industriales, centrales eléctricas y las fuentes naturales (separación de CO₂ de la producción de gas natural). Conjuntamente al utilizar este gas de inyección en los proyectos de recuperación mejorada puede llevarse a cabo con un costo relativamente bajo (1.5 USD / Mscf), más costo de transporte y es de fácil aplicación en muchos tipos de yacimientos, como areniscas y carbonatos naturalmente fracturados.

Asimismo se puede disponer fácilmente del CO₂ a través de los sistemas de tubería, por ejemplo las dos líneas de tubería de Louisiana, y una en el oeste de Texas; cotejándolo con otros procesos de recuperación mejorada como la inyección de químicos que requiere de los agentes tensoactivos que son de precios elevados y necesitan altas concentraciones para ser eficientes (Manriqu, 2006).

Otros gases de inyección utilizados en la recuperación mejorada son: nitrógeno, aire, gases de combustión y gases de hidrocarburos. Sin embargo, es importante tener cuidado con la función de estos gases, ya que desempeñan dos funciones principales, ya sea para iniciar la combustión como el aire o para mantener la presión en el yacimiento (Manriqu, 2006).

En el caso de que sea para iniciar la combustión dentro del yacimiento se podrían desperdiciar hidrocarburos con un alto valor como es el caso de los condensados. Sin embargo, podría ser económico, especialmente para los campos de crudo pesado que se encuentran lejos de la costa o de cualquier otra fuente alterna.

El nitrógeno (N₂) miscible ha sido utilizado a alta presión en yacimientos de aceite ligero. Además, puede ser utilizado de modo inmisible principalmente para mantener la presión debido a su miscibilidad a alta presión. Sin embargo, el uso de este gas ha

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

declinado debido a la fácil disponibilidad del CO₂ (Manriqui, 2006). Por otra parte, los gases de combustión se están utilizando debido a los bajos costos asociados con el mantenimiento de presión inmisible.

La inyección de vapor se recomienda sobre todo para el aceite pesado y rara vez se usa para yacimientos de aceite ligero o mediano (campo Yates).

La inyección de vapor funciona mediante la introducción de energía térmica al yacimiento para aumentar la temperatura del aceite en el yacimiento reduciendo así su viscosidad para permitir un flujo más fácil del aceite hacia el pozo y reducir el diferencial de presión que se requiere (Nasr, 1997).

Sin embargo, la generación de vapor requiere gran cantidad de calor para convertir el agua en vapor, lo cual demanda grandes volúmenes de gas natural. Otro problema con la inyección de vapor es que los pozos tienen que ser diseñados y terminados pensando que van a cumplir con este fin, en lugar de la terminación convencional que sirve para la recuperación primaria y más tarde se convierte en inyección cíclica de vapor "Huff n' Puff". Aunado a esto, la inyección cíclica Huff n' Puff ha demostrado tener un rendimiento decreciente después de unos cuantos ciclos.

Un ejemplo de la aplicación del proceso de inyección cíclica Huff n' Puff es el del yacimiento de aceite pesado Lengjiabo en China, donde la recuperación no fue la que se esperaba ya que el proceso requiere un período de inmersión para que el vapor sea eficaz.

La inyección de CO₂ se ha introducido en tres proyectos piloto de aceite pesado. Se observó que la inyección de CO₂ era casi adecuada para muchas situaciones posibles. En última instancia, los costos de la inyección de CO₂ asociados a la producción de aceite han sido significativamente inferiores en comparación con los costos de la inyección de vapor Huff n' Puff asociados a la producción de aceite.

En el método de inyección cíclica con hidrocarburos utiliza el metano para el mantenimiento de presión, pero con el reciente aumento de los precios del gas natural ha sido más atractivo para su venta. Por lo tanto, es importante encontrar un método de recuperación mejorada diferente.

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

2.2. INYECCION DE CO₂.

La inyección de CO₂ no sólo es válida para gravedades específicas de aceites medios o ligeros, sino que también han ido aumentando su aplicación año con año para la recuperación de aceites pesados. La flexibilidad del proceso de inyección de CO₂ nos permite utilizarlo de forma miscible o inmisible, en función de las condiciones existentes (presión, temperatura y composición del aceite en el yacimiento).

En el modo inmisible, el CO₂ y el aceite forman dos fases fluidas y existe una tensión interfacial entre ellos desarrollándose un frente de desplazamiento. El frente puede ser visualizado como una frontera en movimiento delante del cual fluye aceite y detrás fluye aceite y la fase desplazante (CO₂) produciendo una expansión del aceite que podría alcanzar una recuperación que va de un 10% al 22% del volumen original. Por otra parte, la viscosidad puede caer a menos del 10% del valor original (Chakravarthy et al, 2006; Luo et al, 2005).

Además de aumentar la eficiencia de barrido microscópico, la inyección de CO₂ en el modo inmisible, aumenta aún más la presión del yacimiento que conduce a un mejor flujo de aceite (Martin, 1992). Se ha demostrado que el uso de la inyección de CO₂ en el modo inmiscibles en lugar de vapor en la producción de aceite pesado sería más económica (Lou et al, 2005).

Miscibilidad se define como las condiciones en las que dos componentes se mezclan en todas las proporciones, sin formar una interface entre ellos a una presión y temperatura específica (Lake, 1989). La miscibilidad de CO₂ en el aceite se lleva a cabo en una de las dos maneras siguientes:

El primer método se llama “el primer contacto”, ocurre cuando el CO₂ y el aceite son completamente miscibles y crean una única fase en su primer contacto. Además, para el método de primer contacto la presión mínima de miscibilidad ha de ser establecida antes de que el CO₂ entra en contacto con el aceite, lo que significa que el yacimiento no tiene que estar completamente agotado. Si el yacimiento se agota por completo, la presión del yacimiento tiene que ser mayor para alcanzar la presión mínima de miscibilidad antes de que la inyección de CO₂ pueda comenzar. Para el campo de aceite Ivanic en Croacia, se informó

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

que la presión del yacimiento era de 2030 psia. Pero la presión mínima de miscibilidad fue de 2755 psia. Por lo tanto, primero se inyectó agua para establecer la presión mínima de miscibilidad en el yacimiento (Novosel, 2005).

El segundo método se llama “proceso miscible de múltiples contactos”, en el que la miscibilidad ocurre por múltiples contactos de gas y aceite a través de los mecanismos de condensación/vaporización (transferencia de masa). La inyección de CO₂ en este proceso se inicia antes de establecer la presión mínima de miscibilidad. Sin embargo, durante el proceso de inyección la presión del yacimiento se incrementará causando una transferencia entre los componentes de los dos fluidos hasta que el aceite se llena de CO₂ y no se puede distinguir el uno del otro (Shedid, 2005).

En el proceso miscible, el CO₂ es muy soluble en el aceite a las condiciones de yacimiento. Como consecuencia, provoca la expansión del aceite, la reducción de la viscosidad y un aumento de la presión. Por lo tanto, el flujo de aceite comienza mucho antes de que la miscibilidad se esté iniciando.

El aumento del volumen de CO₂ en el crudo provoca una reducción de la tensión interfacial entre desplazante y el desplazado, lo que aumenta la eficiencia de barrido microscópico (Martin et al, 1992). Además, debido al bajo factor de volumen de formación de CO₂ y su escasa movilidad miscible en comparación con otros solventes de aceite como el CN₄ o el N₂, la eficiencia volumétrica de barrido es relativamente más alta con el CO₂ miscible (Kulkarni, 2004).

Con el fin de lograr la miscibilidad, la presión de inyección de CO₂ tiene que ser lo suficientemente alta para alcanzar la presión mínima de miscibilidad al aumentar lo suficiente la densidad del CO₂, de modo tal que se convierta en un buen disolvente, en especial para los componentes intermedios de los hidrocarburos (C₅ – C₁₂) en el aceite. Además, en la inyección de CO₂ miscible, la alta solubilidad del CO₂ en el agua hace que penetre al aceite que antes se consideraba inmóvil, se expande y le reduce la viscosidad hasta que el aceite se hace móvil.

Se ha demostrado que la presión mínima de miscibilidad requerida depende principalmente del contenido de C₅ a C₁₂ en el aceite y de la

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

temperatura *in situ*, cuanto mayor sea la fracción de C_5 a C_{12} se requerirá una presión más baja para lograr la miscibilidad con gas CO_2 (Martin et al, 1992).

Por estas razones, la inyección de CO_2 es más eficiente en aceites ligeros y en los yacimientos de baja temperatura. No obstante, la inyección de CO_2 se puede utilizar en los yacimientos de aceite pesado, como se ha practicado en el campo de aceite Liaohe en China. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que para los aceites pesados se requiere aumentar la presión mínima de miscibilidad (Figura 2.3).

Algunos yacimientos de aceite de Canadá parecen ser buenos candidatos para la inyección de CO_2 , e los cuales las bajas temperaturas de los yacimientos requieren una mínima presión de miscibilidad.

Por otra parte, al comparar la inyección miscible de CO_2 a la inyección miscible de gases hidrocarburos, el gas CO_2 puede ser menos costoso. Además, la inyección de CO_2 consume un gas de efecto invernadero que conduce a un medio ambiente mejor y lo más importante a una recuperación del aceite más alta (Martin et al, 1992; Senguel, 2006).

Sin embargo, es importante mencionar que el gas CO_2 es conocido por ser corrosivo en superficies metálicas, en las tuberías de producción y en las tuberías de revestimiento. El CO_2 forma ácido carbónico en presencia de agua el cual es responsable de la corrosión. No obstante, hay varias maneras de proteger las superficies metálicas, es decir, utilizando inhibidores, las aleaciones resistentes a la corrosión, una combinación de las dos técnicas anteriores y los materiales compuestos, además de la eliminación de la humedad del gas CO_2 inyectado (Havlik et al, 2006).

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

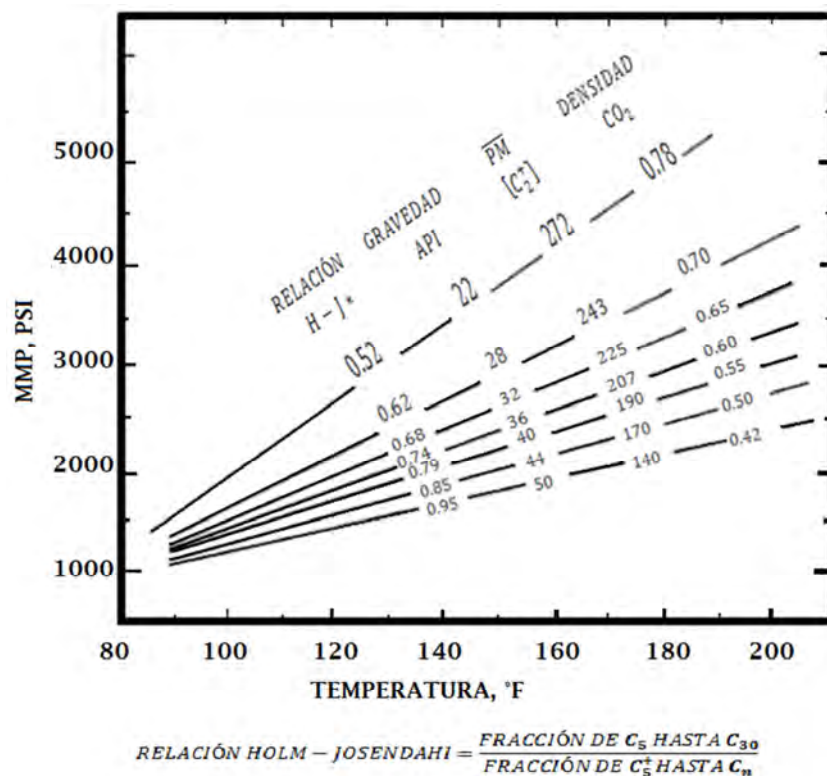


Figura 2.3. Presión mínima de miscibilidad del CO_2 con aceite (Martin, 1992).

La inyección de CO_2 demuestra problemas de baja inyectividad debido a su viscosidad alta en comparación con la inyectividad de otros gases. Por otro lado el bajo factor de volumen de formación del CO_2 y baja relación de movilidad hace que la eficiencia volumétrica sea mayor para el CO_2 en comparación con otros disolventes o mezclas de disolventes. Otro efecto a favor de la utilización de CO_2 es la probabilidad de que haya una mayor segregación gravitacional en zonas de alta saturación de agua que en zonas de mayor saturación de aceite dentro del yacimiento. Este efecto es útil al momento de determinar bancos o zonas de aceite y su drene de manera efectiva (Hadlow, 1992).

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

2.3. RECUPERACION MEJORADA EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

Se sabe que la inyección de agua es ineficaz para la recuperación de aceite en los yacimientos de carbonatos debido a su baja porosidad. Los yacimientos naturalmente fracturados son más propensos a ser mojados por aceite o tener una mojabilidad mixta. En las rocas carbonatadas la inyección de agua es altamente ineficiente como método de recuperación secundaria especialmente cuando la intensidad de la fractura es relativamente alta (Adibhtla, 2006, Manriqu, 2006).

Estos hechos no pueden ser ignorados, ya que gran parte de los yacimientos de hidrocarburos del mundo se encuentran en los yacimientos de carbonatos (Manriqu, 2006). Por otra parte, se sabe que las rocas de carbonato tienden a tener una permeabilidad de la matriz relativamente baja incluso una permeabilidad más baja que en el interior de sus fracturas en comparación con las areniscas. La baja permeabilidad en la matriz tiende a obstruir la recuperación con la inyección de agua, especialmente si la matriz es mojada por aceite. Uno de los métodos sugeridos para resolver este problema es la inyección de químicos para cambiar la tensión interfacial, así como el ángulo de contacto entre la roca y el líquido mojante que representa la mojabilidad (Rao et al, 2006). De esta manera, se reduce la presión capilar la cual provoca un aumento de la permeabilidad relativa del aceite. (Adibahtla, 2006).

La recuperación en los yacimientos de carbonatos es muy dependiente de la heterogeneidad, la calidad del aceite y los mecanismos de empuje (Adibhtla, 2006). Además, la recuperación mejorada de aceite, tales como los procesos de surfactante, inyección de gas y los procesos térmicos pueden ser eficaces en los yacimientos de carbonatos fracturados. Sin embargo, la recuperación mejorada por métodos químicos tiene muchos atrasos, como el alto costo de los productos químicos y las grandes cantidades de químicos que se necesitan, las alta concentración que se necesita para la inyección y la falta de capacidad para reciclar los tensoactivos a causa de la absorción de las sustancias químicas en la roca (Manriqu, 2006).

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

Curiosamente, la inyección de CO₂ en rocas naturalmente fracturadas ha puesto de manifiesto la capacidad del CO₂ para interactuar entre los fluidos de la roca y las fracturas (Darvish et al, 2006), con el hecho de que el aceite migre hacia afuera de la matriz de la roca de baja permeabilidad y entre en la fractura de alta permeabilidad, permitiendo así que el flujo de CO₂ drene mas aceite. El proceso de drene es mostrado como cualquiera de los procesos de drene actual.

En el proceso de drene, el gas se esparce dentro de la matriz y conduce al aceite hacia las fracturas. Por otra parte, el drene depende del desplazamiento del aceite en dirección del flujo.

2.4. CAMPO DE APLICACIÓN DE LA INYECCIÓN DE GAS.

Los campos de aplicaciones de inyección de gas casi siempre han sido asociados con el diseño y las dificultades operativas. Si bien, los procesos de gas de alta eficiencia demuestran un desplazamiento microscópico, especialmente en condiciones miscibles, el volumen de barrido con la invasión ha sido siempre un motivo de preocupación (Hinderaker et al., 1996). La relación de la movilidad que controla el volumen barrido entre el gas inyectado y el banco de aceite desplazados en los procesos de inyección de gas, suele ser desfavorable, debido a la baja viscosidad de la fase de inyección. Esta diferencia da como resultado una severa segregación gravitacional de los líquidos en el yacimiento en consecuencia se tiene un mínimo control en la invasión del gas al yacimiento.

La inyección de gas comercial ha sido tradicionalmente clasificada principalmente en cuatro tipos de aplicaciones:

- Inyección alternada de agua- gas (WAG),
- Inyección por debajo del contacto gas- aceite (down-dip)
- inyección en el casquete de gas (gas cap)
- Reinyección de gas producido.

La inyección WAG se practica generalmente en yacimientos horizontales (sin inclinación), donde la inyección de inmersión es difícil, y los efectos favorables de la segregación gravitacional son difíciles de obtener.

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

Durante las aplicaciones WAG el agua y el gas se inyecta en forma de baches alternadamente para contrarrestar el fenómeno de la segregación gravitacional y lograr un frente de invasión uniforme y estable (Christensen et al., 1998).

La inyección por inmersión, con o sin WAG, se aplica sobre todo a yacimientos con inclinación con el fin de dirigir la inyección de agua hacia el aceite entrampado en las zonas más alejadas (Jayasekera y Goodyear, 2002).

La inyección por inmersión ha demostrado que es favorable incluso en el modo de inyección inmiscibles y en los casos en que las características del yacimiento no permiten una invasión miscible, debido principalmente a los efectos interfaciales y de la permeabilidad relativa a los tres medios (agua-aceite-gas).

Por lo general la inyección por casquete de gas se ha encontrado útil para incrementar el barrido en los yacimientos saturados con presencia de casquete de gas donde los desplazamientos por gravedad estable utilizan gas miscible o inmiscible. La inyección por casquete de gas se ha empleado en algunas plataformas continentales (como en el Reino Unido Offshore), pero por lo general ha sido impulsado por la necesidad de almacenamiento de gas o para manejar la posición del aceite en los bordes debajo de la capa de gas en lugar de recuperación mejorada (Jayasekera y Goodyear, 2002). Por otra parte, también se ha utilizado con éxito el proceso de inyección por casquete de gas en la modalidad de gas reciclado para la recuperación de líquidos ricos en condensados (Jayasekera y Goodyear, 2002).

2.5. PROCESOS CONVENCIONALES DE INYECCION DE GAS CO₂.

En esta sección se mencionan los procesos de inyección de gas más comúnmente utilizados por la industria petrolera, así como los problemas asociados a dichos procesos y sus posibles soluciones para mitigar sus efectos negativos.

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

2.5.1. INYECCION CONTINUA DE GAS (CGI)

Wood (2006) describe a la inyección continua de gas CO₂ (CGI) como un proceso exitoso de inmersión del yacimiento que emplea la segregación gravitacional y la ventaja de utilizar el CO₂. El proceso de inyección continua de gas CO₂ (CGI) es probable que no sea económicamente rentable, a menos que se recicle una importante cantidad de gas (Charkravarthy, 2006). Además, es necesaria una precisa caracterización de yacimientos antes de la inyección continua de gas CGI para determinar el nivel de heterogeneidad. En los yacimientos muy heterogéneos, el gas CO₂ perdería la conformidad al frente de la inyección. En consecuencia, se produce un avance prematuro cuando el flujo de CO₂ es horizontal entre dos pozos verticales (Shedid, 2005, Charkravarthy, 2006).

Se ha reportado en la literatura que con la inyección continua miscible de gas CO₂ (CGI) se ha recuperado hasta un 96% en el laboratorio a condiciones de yacimiento debido a la expansión del aceite, reducción de la viscosidad y al aumento de la presión en el núcleo. Sin embargo, el método miscible CGI no se recomienda aplicarlo en campo, ya que requiere 1.5 veces más volumen de gas CO₂ en comparación con otra inyección de gas, por lo tanto podría tener un costo muy elevado (Shedid et al, 2005). El proceso CGI se lleva a cabo mediante la inyección de gas (principalmente CO₂) en el yacimiento de manera continua. Vale la pena mencionar que a veces algunos otros gases se inyectan para conducir o manejar el CO₂ a través del yacimiento.

2.5.2. PROCESO DE INYECCION ALTERNADA DE AGUA-GAS (WAG)

La inyección alternada de agua-gas (WAG) ha sido uno de los modelos de recuperación mejorada con inyección de CO₂ más practicados en el campo (Kulkarni, 2004). El proceso WAG fue desarrollado por Caudle y Dyes a finales de 1950 (1958).

El proceso WAG implica inyecciones alternas de pequeños volúmenes de CO₂ (5% o menos) y agua hasta el volumen deseado de CO₂ se inyecta en pozos verticales y el avance del gas es horizontal (Chakravarthy, 2006) (**Figura 2.4**). Como se ha mencionado, la eficiencia microscópica de

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

barrido del es mayor que la del agua. Por otra parte, la eficiencia volumétrica de barrido del agua es mejor que la del en los avances horizontal debido a la diferencia de densidad relativamente baja entre el agua inyectada y el aceite del yacimiento (Novosel, 2005; Chakravarthy, 2006).

Hoy en día el proceso de WAG se aplica a casi el 83% de los proyectos de campo de inyección de gas miscible y es el proceso más elegido para los proyectos comerciales de inyección de gas. Las aplicaciones a gran escala WAG han sido impulsada por la mejora demostrada en la recuperación respecto a la inyección continua de gas (CGI) y a su éxitos obtenido tanto en el laboratorio como en campo (Kulkarni, 2003).

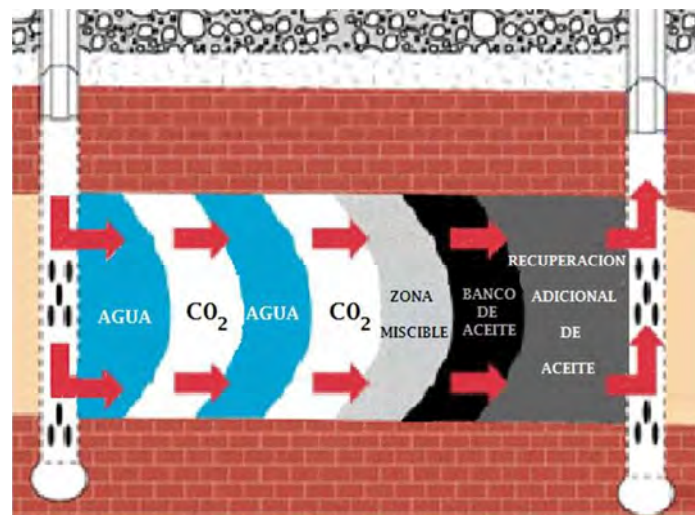


Figura 2.4. Esquema conceptual del proceso de inyección alternada de agua-gas. (Kinder Morgan CO2 Company Official Website).

2.5.3. PROBLEMAS ASOCIADOS CON EL PROCESO WAG.

Desde sus inicios el proceso WAG fue mejor para invadir el yacimiento y combatir con las fuerzas naturales de la segregación gravitacional, los efectos del proceso WAG se han observado dentro del yacimiento en componentes de la fuerza de gravedad insignificantes es decir, en los yacimientos con baja permeabilidad (Jayasekera y Goodyear, 2002). Sin embargo, estos tipos de yacimientos representan una fracción

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

insignificante de los yacimientos candidatos a inyección de gas lo que se traduce en menores procesos de recuperación WAG.

Aunque en la mayoría de los yacimientos, el proceso WAG ayuda a reducir los efectos de la segregación gravitacional entre el agua, el aceite y el gas en regiones cercanas al pozo inyector, los efectos importantes de dicha segregación aumentan a medida que avanza el frente de los fluidos inyectados y se aleja del pozo, es decir, que la diferencia de densidad entre el agua inyectada y el aceite no permite un desplazamiento tipo pistón en el yacimiento por lo tanto el gas tiene la tendencia de subir a la cima del yacimiento y el agua descende teniendo como resultado una gran zona anular atribuible al paso del gas y el agua como se muestra en la **Figura 2.5**; esta figura muestra claramente que aunque en zonas cercanas al pozo el proceso WAG se logra, la tendencia de la segregación natural entre el agua y el gas finalmente dominan el proceso y da como resultado una gran zona sin barrer en la parte central del yacimiento.

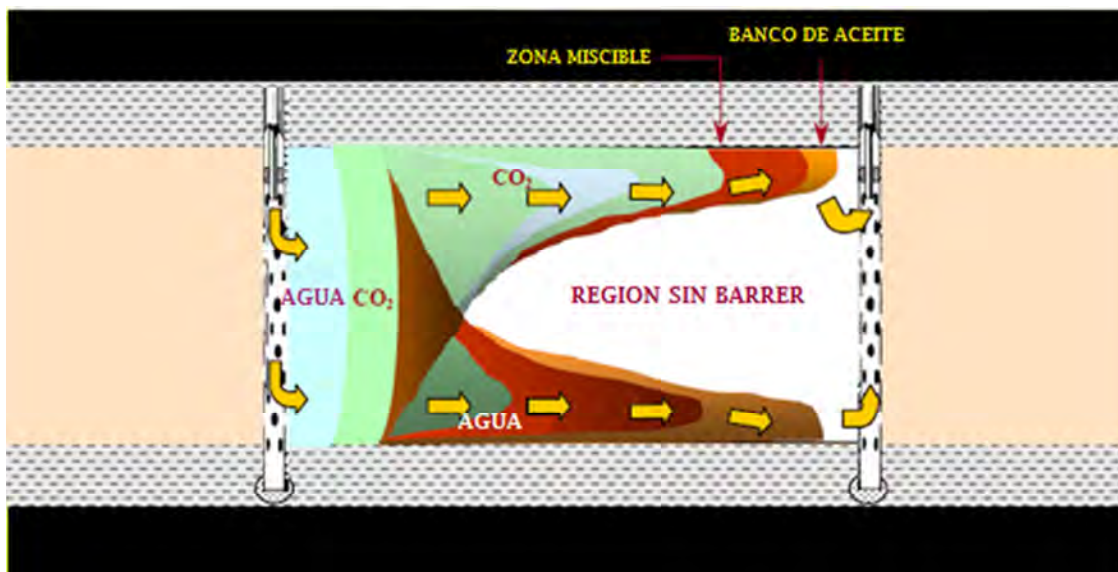


Figura 2.5. Desplazamiento más probable del proceso WAG. (Conceptualmente en yacimientos horizontales) (Rao, 2004)

Además, la inyección de agua conduce a otros problemas mecánicos, tales como incremento de la permeabilidad relativa de las tres fases, efectos de aceite entrampado por agua y disminución en la inyectividad del gas. Estos efectos en conjunto podrían resultar en problemas

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

operativos y de inyectividad, así como en dificultades en la manera de determinar eficazmente el contacto gas-aceite y miscibilidad en el yacimiento.

Además de estos problemas en el yacimiento también existen algunos otros como son: la alta producción inicial de agua, wáter shieling, efectos de la movilidad del agua, la disminución de la permeabilidad relativa del aceite, disminución de la inyectividad del gas, problemas operacionales para la aplicación WAG como la corrosión, formación de asfáltenos, formación de hidratos y avance prematuro de gas (Jackson, 1985, Christensen, 1998, Rogers y Grigg, 2000).

En una revisión de 59 experiencias de campo con proceso WAG por Christensen (1998) se llega claramente a la conclusión de que aunque el proceso WAG es conceptualmente sólido, su rendimiento de recuperación en campo es escaso. De las 59 experiencias de campo que examinaron con proceso WAG (Christensen, 1998), la mayoría de los proyectos revisados de recuperación de aceite registró un incremento de producción en el rango de sólo 5 a 10% con una recuperación incremental promedio de 9,7% para proyectos WAG miscible y el 6,4% para los proyectos WAG inmiscibles.

Por lo tanto, el proceso WAG no ha sido una metodología muy eficiente de la recuperación mejorada, especialmente en los yacimientos heterogéneos, que constituyen la mayoría (Chakravarthy, 2006). Además, el proceso WAG es muy sensible a la heterogeneidad y la segregación gravitacional vertical, donde los efectos no están presentes en los núcleos de pequeño diámetro utilizados en los laboratorios (Novesel, 2005).

También se ha declarado que el proceso WAG tiene muchas dificultades para ser manejado en el campo, como es el caso del manejo de los ciclos del agua y el CO₂, la heterogeneidad del yacimiento, la viscosidad, la necesidad de operar en condiciones de miscibilidad permitiendo que la presión domine el proceso en el yacimiento y el alto número de pozos de inyección necesarios para que funcione de manera eficiente la inyección en el yacimiento (Kelly, 2006).

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

2.5.4. PROPUESTAS Y SOLUCIONES PARA MITIGAR LOS PROBLEMAS EN CAMPO AL IMPLEMENTAR EL PROCESO WAG

Aunque, la investigación significativa ha tenido el propósito de aumentar la recuperación mejorada con la inyección WAG y han proporcionado una mejor comprensión de las limitaciones de la inyectividad y optimizaciones del proceso WAG, han tenido un éxito limitado en términos de incremento de recuperación mejorada. (Christensen et al., 1998).

A pesar de que se han propuesto modificaciones a la aplicación WAG, como el híbrido-WAG, Denver Unit WAG (DUWAG), WAG simultáneo (SWAG), inyección de espuma etc. también han tenido un éxito limitado (Moritis, 1995).

Los esfuerzos de las investigaciones también se han encaminado a aplicar nuevos procesos tales como: espesantes de gas (Enick, 2000), gas con sustancias químicas solubles (McKean, 1999), e inyección de baches modificado (Moritis, 1995) todos ellos dirigidos a tipos específicos de formación.

Aunque estos métodos parecen prometedores en el laboratorio / simulados a escala, importantes cuestiones como la viabilidad, costo, aplicabilidad, seguridad e impacto ambiental aún es necesario abordar (Moritis, 1995 y 2004).

Además, la mayoría de estas modificaciones se encuentran todavía en proceso de creación o la etapa experimental y todavía no se han probado en el campo y por lo tanto no son aceptados como parte de la tecnología comercial actual.

Es importante señalar que todas las nuevas propuestas sobre los métodos de inyección de gas están siendo destinadas a superar la fuerza de gravedad e intentar mejorar el perfil de las invasión (por consiguiente, el fenómeno natural de la segregación gravitacional) (Moritis, 1995 y 2004). Por lo tanto la plena utilización del potencial de recuperación mejorada en los Estados Unidos requiere del desarrollo de nuevos procesos de inyección de gas, más eficientes y superar las limitaciones conceptuales del proceso WAG y sus sucesores.

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

2.6. POSIBILIDADES DE MEJORAR - GRAVEDAD ESTABLE ASISTIDA CON INYECCIÓN DE GAS (DRENE POR GRAVEDAD)

En resumen la revisión de la literatura muestra claramente que el proceso de WAG se encuentra plagado de problemas de funcionamiento y una recuperación pobre este método ha prevalecido en campo principalmente debido a la ausencia de una alternativa viable. Aunque es menos popular como método de recuperación mejorada, la inyección de gas por gravedad estable es un método atractivo de la recuperación mejorada (Kulkarni, 2003). El drene de aceite por las fuerzas de gravedad ya sea mediante la expansión del casquete de gas o por inyección de gas en la cima del yacimiento, ha demostrado ser eficaz ya que puede reducir la saturación de aceite residual a valores muy bajos, cuando se aplican en modo secundario o en modo mejorado.

Estos argumentos están bien fundamentados tanto a través de inyección a núcleos en laboratorio e investigaciones de campo. Estos estudios experimentales demuestran que una gran cantidad de aceite puede ser recuperado utilizando la gravedad estable asistida con inyección de gas. Las recuperaciones en investigaciones realizadas a campo han sido alrededor de un 85% y hasta 95% y la recuperación en laboratorio ha sido de 100% (Ren, 2003). Conceptualmente, la gravedad estable asistida por inyección de gas aprovecha la diferencia de densidad entre el gas inyectado y el aceite del yacimiento este método solo implica inyectar gas en el casquete del yacimiento de tal manera que el gas realice un avance vertical homogéneo controlado por la segregación gravitacional dentro del yacimiento.

La diferencia de densidad entre el aceite desplazado y el gas inyectado, a menudo causan problemas de una pobre eficiencia de barrido y gravedad anular en las invasiones del gas horizontalmente (como el proceso WAG). Irónicamente aplicando la gravedad estable a procesos WAG o CGI se ha obtenido un mejor control del perfil de segregación gravitacional y una mayor recuperación. Estos comentarios subrayan los beneficios de trabajar juntos con la naturaleza aprovechando la tendencia natural de empuje de la inyección de gas para desplazar el aceite e indican que los procesos de inyección de gas por gravedad estable parece ser una alternativa prometedora a WAG (Rao, 2004).

MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR MEDIO DE INYECCIÓN DE GAS

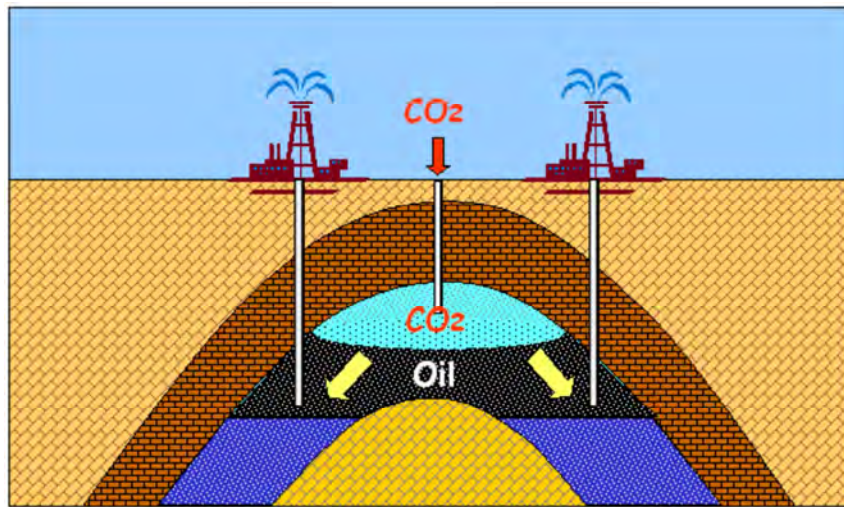


Figura 2.6: Inyección de gas por gravedad estable.

CAPÍTULO 3

3. ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCIÓN DE DIÓXIDO DE CARBONO EN EL MUNDO

La recuperación de aceite por medio de inyección de dióxido de carbono (CO₂) fue mencionado en la literatura desde 1916, pero fue descartada en el laboratorio debido a que no existían fuentes de suministro que fueran lo suficientemente grande y de bajo costo. En la década de los 50's la industria comenzó a mirar más seriamente a los procesos de inyección de CO₂ y comenzaron los primeros proyectos experimentales de inyección de CO₂ miscible con el uso de gas propano, gas natural y gas L.P. Pero estos solventes fueron considerados demasiado caros e inadecuados porque disminuían la viscosidad y la densidad, lo que podría resultar en una baja eficiencia de barrido volumétrico. Como resultado al rechazo de estos solventes otra vez se aplazó la utilización de este proceso en la recuperación de hidrocarburos. El primer proyecto en utilizar la inyección de CO₂ fue en el campo Ritchie en 1964, pero fue un proyecto pequeño. Posteriormente, en 1972 se realizó el primer proyecto a mayor escala en la cuenca de Pérmico en EE.UU.; después de esto la inyección de CO₂ se ha utilizado con éxito en muchos países como: Canadá, Hungría, Turquía y Brasil entre otros.

A excepción de EE.UU., no hay muchos casos de inyección de CO₂ en todo el mundo y la razón es por la poca disponibilidad de este gas, además que se requieren enormes volúmenes y una gran cantidad de infraestructura para manejarlo, transportarlo e inyectarlo.

PRINCIPALES PAÍSES CON PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO ₂	NÚMERO DE PROYECTOS APROXIMADOS
EE.UU.	85
Canadá	8
Hungría	3
Turquía	2
Trinidad	5
Brasil	1
China	1

Tabla 3.1. Principales países y número de proyectos de inyección de CO₂ a nivel mundial.

ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO₂ EN EL MUNDO

3.1. LA CUENCA DE PERMIAN EN EE.UU.

La cuenca de Pérmian es una de las provincias de aceite más prolífico de América del Norte. Se encuentra en una etapa de exploración y desarrollo madura, y casi la mitad de los proyectos de inyección de CO₂ de todo el mundo se encuentran localizados en esta zona. En la cuenca de Pérmian se inyectan más de 28.3 millones de metros cúbicos de CO₂ por día y se recupera más del 20% del total del aceite producible (más de 22,000 m³/día).

En esta cuenca se ha encontrado aceite y gas en rocas que van desde la era Cretácica Cámbrica, pero la mayoría de los hidrocarburos se encuentran en rocas de la era paleozoica y es una de las mayores cuencas estructurales en América del Norte.

Abarca una superficie de más de 220.000 km² y comprende la totalidad o parte de 52 condados ubicados en el oeste de Texas y el sureste de Nuevo México. El nombre de la cuenca se deriva del hecho de que el área se formó antes de ser cubierta por el mar y la subsidencia del Pérmico continuó durante gran parte del período Pérmico. Por lo tanto, contiene uno de los depósitos de rocas más gruesos del Pérmico que se encuentran en cualquier lugar. Como se mencionó antes, es una cuenca ya madura, pero en la década de 1970 muchos yacimientos de aceite llegaron a su etapa de declinación y los propietarios comenzaron a implementar métodos de recuperación mejorada para aumentar la recuperación de aceite.

Debido a las grandes cantidades de CO₂ provenientes de la quema del gas natural cerca de los campos petroleros y con precios relativamente bajos, una filial de Chevron desarrollo la inyección de CO₂ por primera vez en la zona, con una línea de conducción de 354 kilómetros de largo y a partir de cuatro plantas de extracción de CO₂ (OXY -Terrell, Valero-Rancho de Grey, en el norte Mitchell y Warren - Puckett) se construyeron para abastecer de CO₂ a la Unidad SACROC. Este fue el comienzo de la historia de éxito de la inyección de CO₂ en la cuenca del Pérmico.

El proyecto con la unidad SACROC (Scurry Area Canyon Reef Operators Committee) en la Cuenca de Pérmico fue la primera en utilizar la

ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO₂ EN EL MUNDO

inyección de CO₂ y cubre un área aproximada de 205 km² implementado en el campo Kelly Snyder al oeste de Texas.

El aceite se obtiene principalmente de yacimientos de piedra caliza y es una formación internamente compleja ya que es una zona compactada con numerosos estratos apilados. La zona no muestra presión comunicada y el flujo de fluidos es esencialmente horizontal. El depósito es grande y tiene aproximadamente 336 millones de m³ de aceite original.

La producción primaria de aceite se inició en 1948, posteriormente para mantener la producción de aceite se implementó el método de recuperación secundaria con inyección de agua en 1954. La inyección de CO₂ de forma inmiscibles se llevó a cabo en 1972, y 21 años más tarde, un tercer nivel de inyección miscible de CO₂ fue aplicado, el cual aún se mantiene en curso.

En las primeras etapas de la inyección de CO₂ mantuvo una tasa de inyección de alrededor de 5.1 millones m³/día, pero declinó a 1.7 millones de m³/día en 1995. El acumulado de CO₂ bruto total inyectado fue entonces cerca de 30 millones de m³ y ha contribuido a la recuperación de 11 millones de m³ de aceite por métodos de recuperación mejorada.

El rendimiento de la recuperación mejorada pudo haber sido mucho mejor en ciertas partes del proyecto SACROC, donde la inyección del agua ya se encontraba en una etapa avanzada en el momento en el que comenzó la inyección de CO₂. En los primeros 5 años se perforaron 24 pozos de inyección en un área de 2.4 km² los cuales lograron a una recuperación gradual del 10% de la reserva 2P. En una segunda zona durante un período de 7 años, sobre un área mayor de 10.9 km² y 100 pozos, se dio como resultado una recuperación de aceite adicionales del 7,5% de la reserva 2P (**figura 3.1**).

El operador anterior, Pennzoil, ha estimado que la inyección de CO₂ miscible ayuda a recuperar hasta un 8% adicional de la reserva 2P. El operador actual, Kinder Morgan con una participación como propietario del 80% en el proyecto SACROC, se ha centrado en el aumento de la inyección de CO₂ con el fin de producir más aceite por este método de recuperación mejorada. La tasa de producción de aceite

ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO₂ EN EL MUNDO

ha aumentado en aproximadamente un 50% desde que Kinder Morgan adquirió interés en el proyecto SACROC y asumió las operaciones en junio de 2000. Para aumentar la producción de aceite por inyección de , para la que fue necesita nueva infraestructura.

La construcción de esta infraestructura adicional aumentó las entregas de que pasó de 3,5 millones de / a más de 5,7 millones / cuando else concretó a finales de 2003. La unidad ha producido más de 191 millones de del aceite desde su descubrimiento en 1948 y todavía tiene importantes reservas de aceite adicionales recuperables por medio de la inyección de .

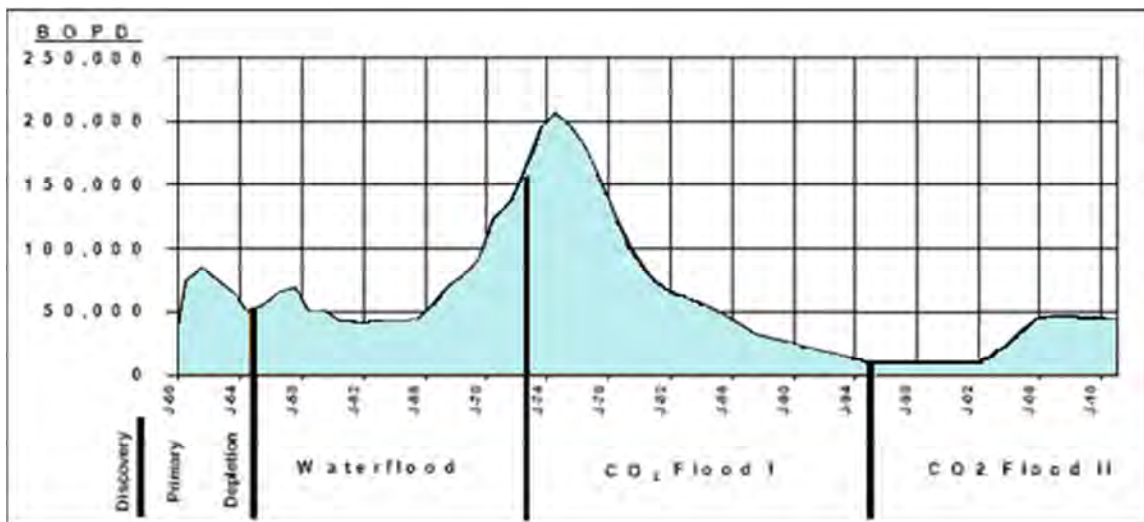


Figura 3.1. Etapas de inyección del proyecto SACROC.

ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO₂ EN EL MUNDO

Parámetros del proyecto SACROC

Yacimiento	Formación de arrecife de coral, Caliza.
Pozos productores	325
Pozos inyectoros de CO ₂	57
Reserva de aceite original	336 millones m ³ estándar
Área de inyección de CO ₂	200 km ²
Producción estimada por recuperación mejorada	26.8 millones m ³ estándar (8% de 1P)
Presión inicial del yacimiento (-1311 m)	216 bar
Presión de burbujeo	128 bar
Temperatura del yacimiento	54.4 °C
Porosidad promedio	7.6%
Permeabilidad promedio	19.4 md
Saturación de agua inicial	21.9 %
Viscosidad del aceite	0.35 cp
°API	0.82
Bo	1.5 res m ³ /m ³
RGA	178 m ³ /m ³
Relación de movilidad agua-aceite	0.3
Relación de movilidad co ₂ -aceite	8.0

Tabla 3.2. Parámetros del proyecto SACROC.

3.2. EL CAMPO WEYBURN EE.UU - CANADÁ

La inyección de CO₂ en Weyburn Canadá es uno de los mayores programas de inyección de CO₂ con pozos horizontales en el mundo, donde se ven implicado un yacimiento carbonatado fracturado con 30 metros de espesor a 1400 metros de profundidad. Aproximadamente cuenta con 1000 pozos, que incluye 137 pozos productores horizontales, pozos productores verticales, pozos de inyección de agua verticales y pozos de inyección de CO₂ horizontales, los cuales se han utilizado para recuperar el 24% de la reserva original.

El campo se descubrió en diciembre de 1954 comenzando en esta fecha con su explotación. Más tarde, en 1962 se instaló una central para iniciar con el proyecto de inyección de agua con el propósito de incrementar la presión en el yacimiento, en 1991 se inició la perforación de más de 130 pozos horizontales y posteriormente en 1997 se anunció un proyecto de recuperación mejorada para extender la vida útil del yacimiento en más de 25 años. En el año 2001 se inició la inyección de CO₂, comenzando así a fluir el aceite adicional por este método de recuperación mejorada. El proyecto contemplo la inyección

ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO₂ EN EL MUNDO

de miscible, y se prevé extraer un adicional de 19,4 millones de metros cúbicos de aceite o más. El es abastecido de la planta de gasificación de carbón llamada Great Plains Synfuels en Beulah, ubicada en Dakota del Norte, el gas es capturado y canalizado a 320 km hasta el campo Weyburn cerca de Regina, Saskatchewan, Canadá.



Figura 3.2. Localización del Campo Weyburn.

La inyección de ha aumentado desde 85000 hasta 198000 m³/día por pozo desde principios de octubre de 2001. El objetivo de la inyección de es aumentar la producción en al menos un 15% del aceite. Este campo se encuentra al sureste de Weyburn y al norte de la frontera con Dakota del Norte en EE.UU. y abarca unos 210 . La producción consiste principalmente en aceite de mediana gravedad y de un gas con baja proporción de aceite.

ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO₂ EN EL MUNDO

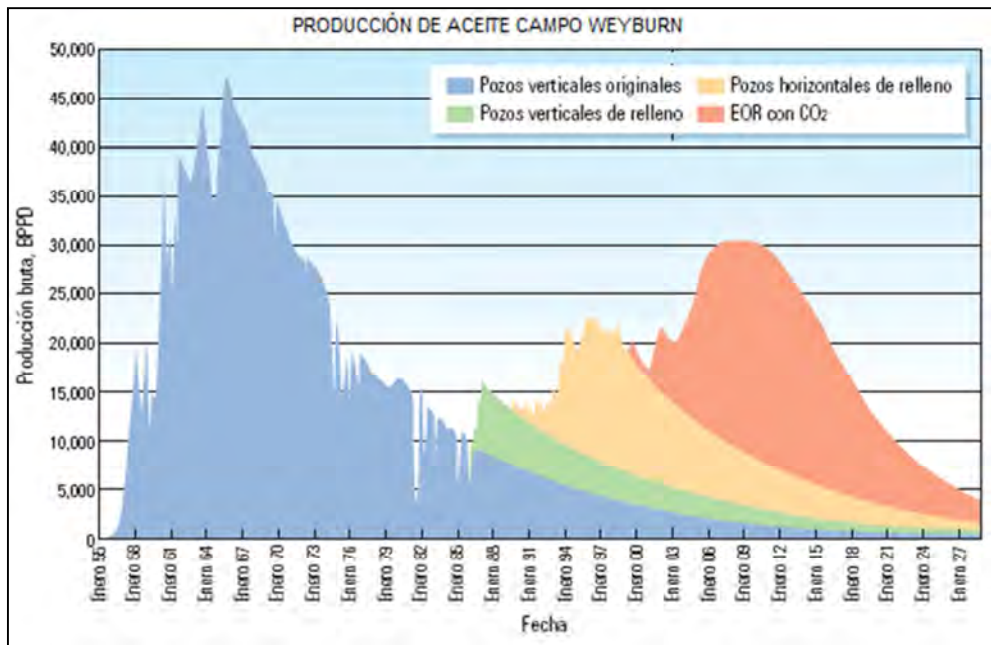


Figura 3.3. Histórico de producción del Campo Weyburn.

La **Figura 3.3** se muestra el perfil de producción de aceite del campo así como el aumento en la producción con la inyección de miscibles a partir de su implementación, donde se ve un claro ejemplo del aumento de la producción.

El objetivo actual es llegar a una recuperación del 40% de la reserva original. Se ha estimado que hasta la mitad del inyectado se pueden almacenar en el aceite que permanece inmóvil en el yacimiento.

Se espera inyectar 5,000 toneladas de al día en el campo de Weyburn, como parte de sus operaciones de recuperación mejorada con inyección de . Durante los 20 años de vida útil previstos, se espera que 20 millones de toneladas de se almacenen en el campo Weyburn. En cuanto al proyecto de producción se pretende almacenar alrededor de 535 de por cada 1 de aceite producido.

El campo de Weyburn se compone de dos partes, la superior por dolomita y la parte más baja de piedra caliza vulgar. El yacimiento está cubierto por anhidrita, en la parte superior y lateral, formando así un sello. La zona de reserva general es en promedios de 30 m de espesor, tiene una temperatura de 63 °C y una presión de 207 bar aproximadamente. Tiene una porosidad promedio de 26% y la

ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO₂ EN EL MUNDO

permeabilidad en la parte más baja es de 10 md y en promedio de 15 md, mientras que el promedio vulgar es de 11%.

Parámetros del campo Weyburn

Descubrimiento	1954
Inicio de la inyección de agua	1964
Inicio de la inyección de CO ₂	2001
Pozos verticales	490 productores, 181 inyección de agua, 16 inyección cíclica gas aceite
Pozos horizontales	184 productores, 1 inyección de agua 12 inyección de CO ₂
Reserva original	228 millones m ³ (1.45 miles millones de barriles)
Producción acumulada	56,6 millones m ³
Total de la recuperación	25.4%
Expectativas de recuperación	40% con un adicional del 8.6% con inyección de CO ₂
Producción diaria	3300 m ³ /d
Área	180 km ²
Profundidad	1450 m
Espesor	30 m
Presión	63 °C
Temperatura	207 bar
Gravedad	29 °API
Crudo amargo	0.9 hasta 0.86
Caliza	11% porosidad y 15 md de permeabilidad
Dolomita	26% porosidad y 11 md de permeabilidad

Tabla 3.3. Parámetros del campo Weyburn.

ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO₂ EN EL MUNDO

3.3. CAMPO BATI RAMAN DE ACEITE PESADO EN TURQUÍA.

El campo Bati Raman está situado en el sureste de Turquía y contiene una reserva aproximada de 1850 millones de barriles de aceite pesado, con una gravedad que oscila entre los 10 y los 13 ° API; una viscosidad de aceite alta, en promedio de 592 cp; con una profundidad promedio de 1.300 m. La formación productora es de piedra calizas del Cretácico Garzan arrecifal y la estructura es un anticlinal asimétrico orientado en la dirección este-oeste.

Este yacimiento se descubrió en 1961 y hasta 1986 se explotó de manera primaria. El campo es de 17 km de largo y 4 km de ancho. El yacimiento se limita en el norte y el oeste por un contacto agua-aceite a 600 m; en el suroeste por una falla; y en el sur y sureste por una barrera de baja permeabilidad.



Figura 3.4. Localización campo Bati Raman.

La formación de piedra caliza del Cretácico Garzan es una formación vugular y fracturada que muestra heterogeneidad areal y vertical y cuenta con un espesor aproximado de 64 [m].

ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO₂ EN EL MUNDO

Hacia el este, la formación es más cerrada y calcárea. La porosidad promedio es de 18%, y el rango de permeabilidad va desde 10 a 100 md. Sin embargo, la permeabilidad obtenida de las pruebas de pozos es del rango de 200 a 500 md, lo que confirma la existencia de una porosidad secundaria.

El mecanismo de producción primaria es el de la expansión de la roca y los fluidos. Los efectos de empuje por agua son insignificantes a excepción de la influencia de un débil acuífero en la parte norte. La presión inicial del yacimiento fue de 1.800 psi y la RGA es de 18 SCF/STB.

Esta RGA baja da como resultado una presión de saturación de Pb 160 psi. Antes del inicio de la inyección del CO₂ la presión promedio había descendido a 400 psi debido a la explotación primaria, la cual aún permanecía por arriba de la presión de saturación después de una producción acumulada de 32 MMB.

El campo se han desarrollado inicialmente con una distribución de 62 [acres /por pozo]. Antes de que el proyecto se iniciara, se tenían 65 pozos con bombeo mecánico con una producción total de 1.500 BPD.

Debido a la rápida disminución de la presión del yacimiento se sugirió la aplicar un método de recuperación mejorada para aumentar la recuperación final del campo. Inicialmente se estimó que la recuperación por producción primaria sería de 1,5% de la reserva 1P.

Después de realizar numerosos estudios en laboratorio, estudios de ingeniería y modelización, se concluyó que la inyección de CO₂ inmiscibles sería el método más eficaz como técnica de recuperación mejorada. El proyecto resultó ser mucho más viable aún, con la existencia de un yacimiento de CO₂ llamado Dodan, ubicado a una distancia aproximada de 85 km del campo Bati Raman.

Inicialmente se planeó la aplicación piloto huff-y puff en un área de 5 km² con 33 pozos. El objetivo era el de inyectar suficiente gas para elevar la presión en el yacimiento y en las vecindades de cada pozo hasta los 2000 psi, lo cual representaba una presión 20% más alta que la presión inicial del yacimiento. Inicialmente el CO₂ se inyectaría a 2000 psi para saturar el aceite de gas, posteriormente habría un tiempo de estabilización para finalmente poner a producir el pozo. El pozo se

ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO₂ EN EL MUNDO

mantendría en el ciclo de producción hasta que se alcanzara un límite económico y entonces iniciaría un nuevo ciclo de inyección.

Después de haber preparado la superficie y del subsuelo en las instalaciones del campo Bati Raman y el campo Dodan, TPAO (Turkish Petroleum Corporation) en 1986 comenzó a inyectar CO₂ a 17 pozos.

Cada pozo mostró un comportamiento diferente. Las presiones en boca de pozo de algunos pozos aumentaron de inmediato, mientras que en otros se estabilizó en un rango de 700 a 800 psi.

En los pozos inyectores el gas no podía alejarse de las inmediaciones del pozo debido a las desfavorables condiciones del yacimiento, provocando que este gas se comprimiera cerca del pozo.

Esto provocó una rápida acumulación de presión alrededor de las vecindades del pozo. Cuando el pozo fue abierto a producción, la presión disminuyó considerablemente debido a la alta saturación de gas alrededor del pozo, provocando una especie de "bloqueo del gas". Después de experimentar estos hechos, se decidió aplicar la inyección de CO₂ por empuje de gas y no en forma cíclica.

Después de evaluar los resultados durante un periodo de dos años TPAO decidió ampliar la aplicación de inyección de CO₂ a todo el campo.

Desde 1988 a 1993, el área de aplicación fue ampliándose paso a paso, y a partir de enero de 1993, todo el campo contaba con la inyección de gas. En el marco del proyecto, se perforaron más pozos para disminuir el espaciamiento entre ellos. Entre 1987 y 1998, se perforaron 88 pozos.

La producción diaria de aceite en este campo llegó a 13,000 STB en mayo de 1992, y antes de la inyección de CO₂ sólo se producían 1500 STB.

Actualmente existen aproximadamente 225 pozos productores y 70 pozos de inyección en el campo. La capacidad de producción es de 11,000 BPD y el gasto de inyección diario está entre 30 y 40 millones de pies cúbicos por día.

ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO₂ EN EL MUNDO

3.4. CAMPO SLEIPNER EN EL MAR DEL NORTE.

Si bien el CO_2 ha sido utilizado en la recuperación mejorada de aceite durante algunas décadas, su captación y almacenamiento fueron logrados por primera vez en 1996 por Statoil y sus socios en el Campo Sleipner del Mar del Norte, situado 250 km al oeste de Stavanger, Noruega.



Figura 3.5. Localización campo Sleipner.

El campo Sleipner produce gas natural con un contenido de aproximadamente 9% de CO_2 de forma natural, pero para cumplir con las especificaciones de entrega requeridas, la concentración de CO_2 tuvo que reducirse a un 2.5%, inyectando el CO_2 que se tiene como excedente en la formación salina Utsira utilizando un sólo pozo de inyección de gran desviación. El proyecto Sleipner ha inyectado 1 millón de toneladas de CO_2 por año desde septiembre de 1996 a una presión de flujo de fondo de pozo supercrítica de aproximadamente 10.5 MPa, que es inferior a la presión de fracturamiento de la Formación Utsira.

ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO₂ EN EL MUNDO

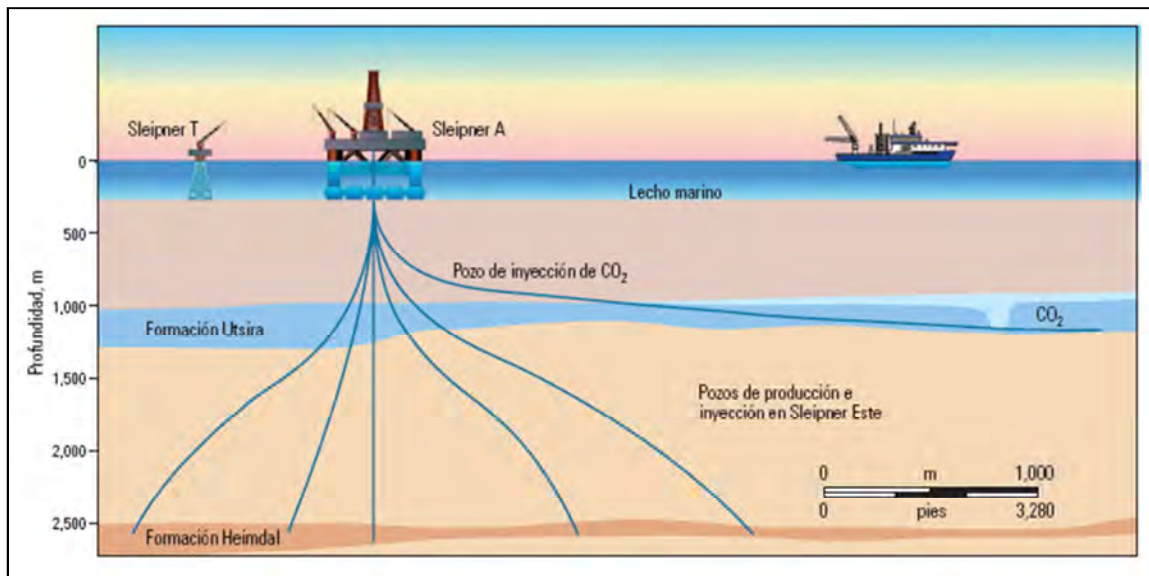


Figura 3.6. Esquema del proyecto Sleipner.

Desde 1996, la operación del Campo Sleipner ha inyectado más de 7 millones de toneladas de CO_2 y está previsto continuar operando hasta el año 2020.

La Formación Utsira, es un acuífero salino regional situado a una profundidad que oscila entre 800 y 1,000 m debajo del lecho marino. La formación del Campo Sleipner, está compuesta por cuarzo sin cementar y arenisca feldespática con porosidades que oscilan entre el 27% y el 40% y permeabilidades en el orden de 1 a 8 darcys. Contiene capas delgadas de lutita que actúan como barreras de permeabilidad, su espesor varía entre 200 y 300 m y su volumen de almacenamiento total disponible, está estimado en 660 millones de m^3 , lo que significa que podría almacenar hasta 600,000 millones de toneladas métricas de CO_2 .

Cabe señalar que el campo Sleipner no es un buen candidato para la aplicación de algún proceso de recuperación mejorada por inyección de CO_2 , pero es el único campo costa afuera que cuenta con experiencia operativa en inyección de CO_2 , además de ser un campo que aporta datos importantes para el secuestro de carbono.

ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO₂ EN EL MUNDO

3.5. DISPONIBILIDAD DEL CO₂ EN EE.UU.

Con el éxito de la inyección del proyecto SACROC, los altos precios del petróleo y muchos campos petroleros en edad de poder aplicarles algún método de recuperación mejorada por inyección de gas, la demanda de gas fue tan alta que las grandes compañías petroleras construyeron tres gasoductos de gas dentro del campo Permian Basin, para alimentar a los campos petroleros de esta zona, en la primera mitad de 1980.

En 1998, el oleoducto de Val Verde empezado a operar en el Canyon Reef, y en 2000 el oleoducto de Dakota a Canadá comenzó a operar en el campo de Weyburn. La **figura 3.7** muestra las principales fuentes de gas y tuberías en los EE.UU.



Figura 3.7. Esquema de las tuberías de Transporte de gas en EE.UU.

Actualmente con las nuevas legislaciones en el congreso en los EE.UU se está apoyando a las energías limpias y seguras teniendo como prioridad la reducción de emisiones de bióxido de carbono CO₂, así como la captura y almacenamiento de este gas, dentro de sus proyectos futuros se contempla el desarrollo de un gran sistema de tuberías para transportar el CO₂ como se muestra en la **figura 3.8**.

ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO2 EN EL MUNDO

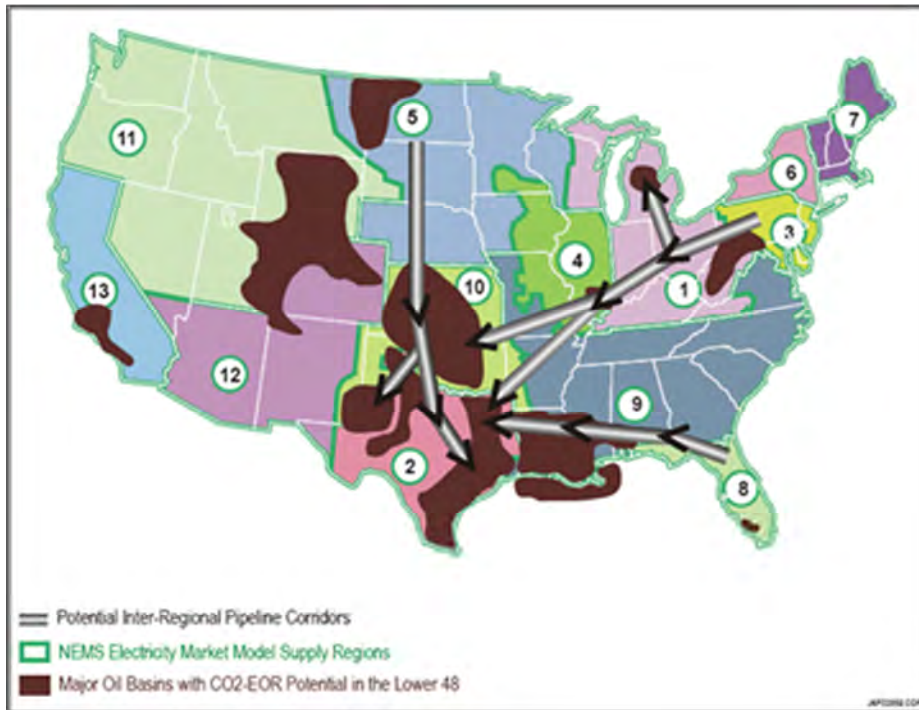


Figura 3.8. Esquema de las futuras instalaciones de Transporte de en EE.UU.

A continuación se mencionarán algunas de las fuentes principales de , así como la principal red de distribución de este gas en los EE.UU. No es la intención describir las fuentes de y gasoductos en detalle, pero si es importante, como referencia, tener en cuenta la infraestructura con la que cuenta EE.UU. para poder desarrollar los proyectos de recuperación mejorada por inyección de .

3.5.1. FUENTES DE

La mayor parte de las fuentes de utilizado en proyectos de recuperación mejorada en EE.UU. proviene de las cúpulas o domos naturales de y de las plantas de procesamiento de gas, pero también algunos volúmenes provienen de la captura del de las plantas generadoras de energía como plantas carboníferas o eléctricas.

ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO₂ EN EL MUNDO

- **El Domo McElmo**

Esta es una de las mayores acumulaciones de CO₂ puro, conocidas en el mundo, esta es la formación "Leadville" y se ubica a 2.440 m de profundidad con 44 pozos y produce hasta 2,8 millones de m³ por día de CO₂. Debido a la creciente demanda, tanto en la Cúpula McElmo y sus tuberías han sido recientemente ampliadas. En la actualidad el CO₂ es entregado a la cuenca de Pérmian.

- **El campo Sheep Mountain**

Este es el campo más pequeño CO₂ al servicio de la cuenca de Permian Basin, su reserva se estima entre 57 y 85 mil millones de m³ de CO₂, esta formación se sitúa a una profundidad de 1830 m y esta situada en el estado de Colorado.

- **Bravo Domo**

Se encuentra en el noreste de Nuevo México y tiene una superficie de más de 3600 km², con una reserva inicial de 226 miles de millones de m³ de CO₂. Este domo en la actualidad produce más de 11.3 millones m³ por día con más de 350 pozos. La formación está situada a 701 m de profundidad.

- **Asociación Val Verde**

El CO₂ proviene de cuatro plantas de tratamiento de gas en el oeste de Texas y entregar el CO₂ en la tubería Canyon Reef Carriers donde es transportado en especial a los proyectos ubicados en la cuenca de Pérmian.

ALGUNOS PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO₂ EN EL MUNDO

3.5.2. TRANSPORTE DEL CO₂

- **Tubería Canyon Reef Carriers**

El oleoducto fue construido en 1972, y es la tubería más antigua de CO₂ en el oeste de Texas y se extiende 225 km de McCamey, Texas, y es principalmente utilizada para el proyecto SACROC. El diámetro es de 0.41 m y tiene una capacidad de 6.8 millones de m³/día.

- **Tubería El Estes**

Se trata de una tubería de 192 kilómetros de largo con una capacidad de 7 millones de m³/día en la Ciudad de Denver.

- **Gasoducto de la Cuenca Central (central Basin)**

La línea varía de diámetro de 0.66 m en la Ciudad de Denver hasta 0.41 m cerca de McCamey, Texas. La capacidad actual de la línea es de 17 millones m³/día, pero la capacidad podría incrementarse a 34 millones de m³/día.

- **Tubería Sheep Mountain**

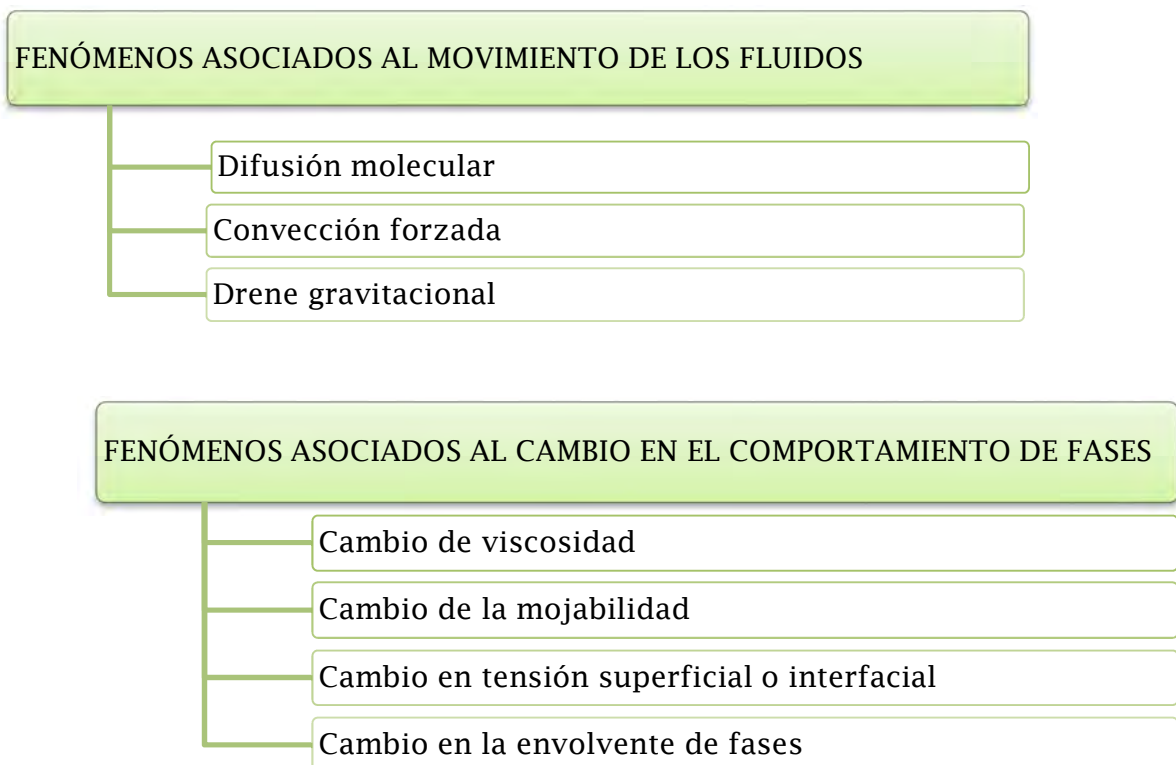
El oleoducto tiene una longitud de 296 km y se conecta con el campo Bravo Dome. El diámetro es de 0.51 metros y la línea tiene una capacidad de 9.3 millones de m³/día. Adicionalmente se tiene otra línea separada con un diámetro de 0.61 m tiene una capacidad de 13.6 millones de m³/día y con una longitud de 360 km al sur de la ciudad de Hub en Denver y desde allí a la Unidad de Seminole San Andrés.

CAPÍTULO 4

4. FENÓMENOS QUE INTERVIENEN DURANTE LA INYECCION DE EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

En este capítulo se analizan los fenómenos que ocurren durante la inyección de en un yacimiento fracturado. Para ello se realiza un estudio de órdenes de magnitud que permite saber la importancia de cada uno de los procesos físicos involucrados y qué parámetro tiene mayor importancia durante la recuperación.

Para comprender los diferentes mecanismos que dan lugar a la recuperación de los hidrocarburos presentes en el yacimiento, se van a tomar en cuenta los siguientes fenómenos físicos ligados directamente al proceso de inyección de :



FENÓMENOS QUE INTERVIENEN DURANTE LA INYECCIÓN DE CO_2 EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

4.1. ANÁLISIS DE ÓRDENES DE MAGNITUD

Antes de realizar el análisis de órdenes de magnitud es necesario dar una breve introducción de este método. El análisis de órdenes de magnitud es un método aproximado para estudiar ecuaciones diferenciales o algebraicas. Con éste método no es posible resolver la ecuación, pero frecuentemente es útil para dar un valor característico de la solución, o para saber cuáles son los términos dominantes de una ecuación. Esta técnica es frecuentemente utilizada en el estudio de los fenómenos de transporte.

El orden de magnitud es una manera sencilla de comparar dos cifras, ya que es una clase de escala o magnitud de cualquier cantidad, donde cada clase de escala contiene valores de un cociente fijo con respecto a la clase precedente. El cociente más comúnmente utilizado es el 10, puesto que, el sistema de medida más utilizado en la actualidad es métrico decimal. Por ejemplo, se dice que dos números difieren 3 órdenes de magnitud si uno es 1000 veces más grande que el otro.

Para iniciar este análisis es necesario conocer los valores característicos de las variables y parámetros que aparezcan de manera natural en el sistema a estudiar. Para ilustrar lo anterior con un ejemplo, considere el problema hidrostático en un vaso de agua, una alberca y un lago. En los tres es posible hablar de un sólo valor característico para la densidad igual a 1000 kg/m^3 , pero las longitudes características en cada uno de los escenarios serán muy diferentes: $L_{C,vaso} \sim 10 \text{ cm}$ $L_{C,alberca} \sim 2 \text{ m}$ y $L_{C,lago} \sim 1 \text{ km}$ donde cada término representa la longitud característica del vaso, la alberca y el lago respectivamente. Con estos valores determinamos que la presión hidrostática por el vaso, la alberca y el lago son de 0.01 kg/cm^2 , 0.2 kg/cm^2 y de 100 kg/cm^2 , respectivamente. De esta forma es posible identificar entre qué rangos es posible encontrar los diferentes valores de presión para las diferentes longitudes características.

FENÓMENOS QUE INTERVIENEN DURANTE LA INYECCIÓN DE CO_2 EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

4.2. DIFUSIÓN MOLECULAR EN MATRIZ

La difusión molecular es un fenómeno que se presenta en un sistema cuando sus componentes químicos no están en equilibrio, es decir, que la concentración de una sustancia no es la misma en todo el sistema y por lo tanto, hay un mecanismo de transferencia de masa del lugar de mayor concentración al de menor concentración, hasta lograr el equilibrio.

Cuando el CO_2 se inyecta en el yacimiento, éste penetrará a través de las fracturas rodeando a los bloques de matriz. Esto genera que se active un proceso de difusión molecular debido a que se rompe el equilibrio termodinámico en el sistema. De esta forma el aceite tenderá a viajar hacia la fractura, la cual representa la zona de menor concentración de hidrocarburos y el CO_2 viajará hacia la matriz.

Este fenómeno se modela mediante la segunda ley de Fick en un medio poroso (ecuación 4.1):

$$\phi \frac{\partial C}{\partial t} = \nabla(D_e \phi \nabla C) \dots \dots \dots (4.1)$$

Donde:

- ϕ = porosidad del medio
- D_e = difusividad efectiva
- C = concentración molar de la sustancia

Para estudiar este comportamiento en un Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF), podemos partir del modelo de Warren y Root para hacer la representación geométrica del yacimiento como se muestra en la **figura 4.1 y 4.2**.

FENÓMENOS QUE INTERVIENEN DURANTE LA INYECCIÓN DE EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

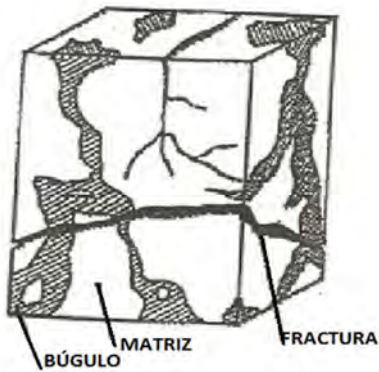


Figura 4.1. Yacimiento real.

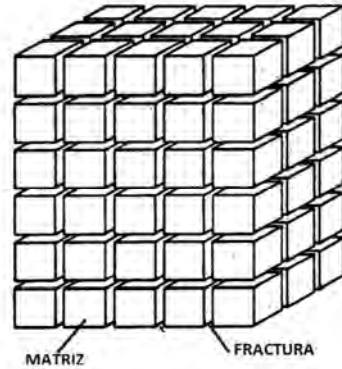


Figura 4.2. Modelo del yacimiento

Para hacer un análisis más detallado, consideremos el comportamiento de dos de los bloques del modelo del yacimiento (figura 4.2). Los bloques tendrán una longitud L en la dirección del eje y y una longitud $2a$ en la dirección x , a su vez, la distancia entre bloques será de $2a$ (Figura 4.3).

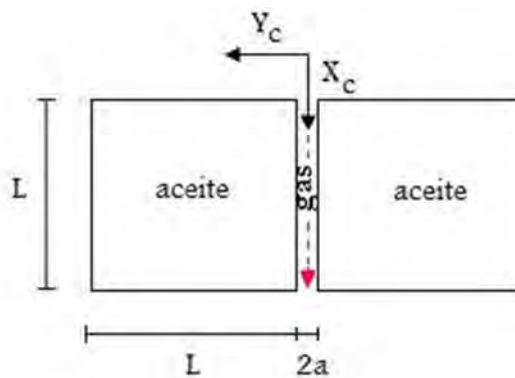


Figura 4.3. Modelo de dos bloques del yacimiento con invasión de gas

De la ecuación 4.1, considerando dos dimensiones y porosidad constante se tiene:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} = \frac{1}{\alpha} \frac{\partial p}{\partial t}$$

FENÓMENOS QUE INTERVIENEN DURANTE LA INYECCIÓN DE CO_2 EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

$$D_e = \frac{D}{\tau} \dots \dots \dots (4.3)$$

Donde:

D = *coeficiente de difusión molecular libre*

D_e = *coeficiente de difusión efectivo*

τ = *tortuosidad de la roca.*

Como parte inicial del análisis, se identifican los valores característicos que intervienen en el modelo y en la ecuación de Fick. Estos valores característicos se etiquetan con un subíndice "c". De tal forma se tiene lo siguiente:

$$y_c \sim L$$

$$X_c \sim L$$

$$C_c \sim C_{sat}$$

Para el tiempo "t" no es posible identificar un valor característico de manera natural, por lo que se va a despejar para determinar su valor.

Sustituyendo los valores característicos en la ecuación de Fick, considerando a la porosidad y la difusión molecular efectiva constantes y factorizando, se tiene:

$$\phi \frac{C_c}{t_c} \sim \phi D_e \left(\frac{C_c}{L^2} + \frac{C_c}{L^2} \right)$$

$$\frac{1}{t_c} \sim \frac{D_e}{L^2}$$

FENÓMENOS QUE INTERVIENEN DURANTE LA INYECCIÓN DE CO_2 EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

$$t_c \sim \frac{L^2}{D_e}$$

Tomando en cuenta que la difusión molecular efectiva es igual al cociente de la difusión molecular absoluta entre la tortuosidad, la ecuación del tiempo característico queda expresada de la siguiente manera:

$$t_c \sim \frac{L^2}{D} \tau \dots \dots \dots (4.4)$$

Para el caso en que la muestra se encuentre saturada con aceite tenemos los siguientes datos aproximados:

$$\begin{aligned} \tau &= 2 \\ L &= 1 \text{ m} \\ D &= 1 \times 10^{-9} \text{ m}^2/\text{s} \end{aligned}$$

Sustituyendo los valores en la ecuación 4.4 para determinar el tiempo característico:

$$\begin{aligned} t_c &\sim \frac{(1^2)(2)}{1 \times 10^{-9}} \\ t_c &\sim 2 \times 10^9 [\text{s}] \\ t_c &\sim 63 [\text{años}] \end{aligned}$$

Esto significa que el gas tardaría, en órdenes de magnitud, 6 décadas en invadir la matriz.

Tratándose de una matriz saturada con gas tendría los siguientes valores característicos:

$$\begin{aligned} \tau &= 2 \\ L &= 1 \text{ m} \\ D &= 1 \times 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s} \end{aligned}$$

FENÓMENOS QUE INTERVIENEN DURANTE LA INYECCIÓN DE CO_2 EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

Sustituyendo los valores en la ecuación 4.4:

$$t_c \sim \frac{(1^2)(2)}{1 \times 10^{-7}}$$

$$t_c \sim 2 \times 10^7 [s]$$

$$t_c \sim 0.63 [\text{años}]$$

Esto significa que el gas tardaría, en órdenes de magnitud, medio año en invadir la matriz de un metro de espesor cuando se trate de un yacimiento de gas.

Para ilustrar el comportamiento del tiempo de invasión del CO_2 en diferentes tamaños de bloque para el caso de yacimientos de gas y aceite, se generó la siguiente gráfica:

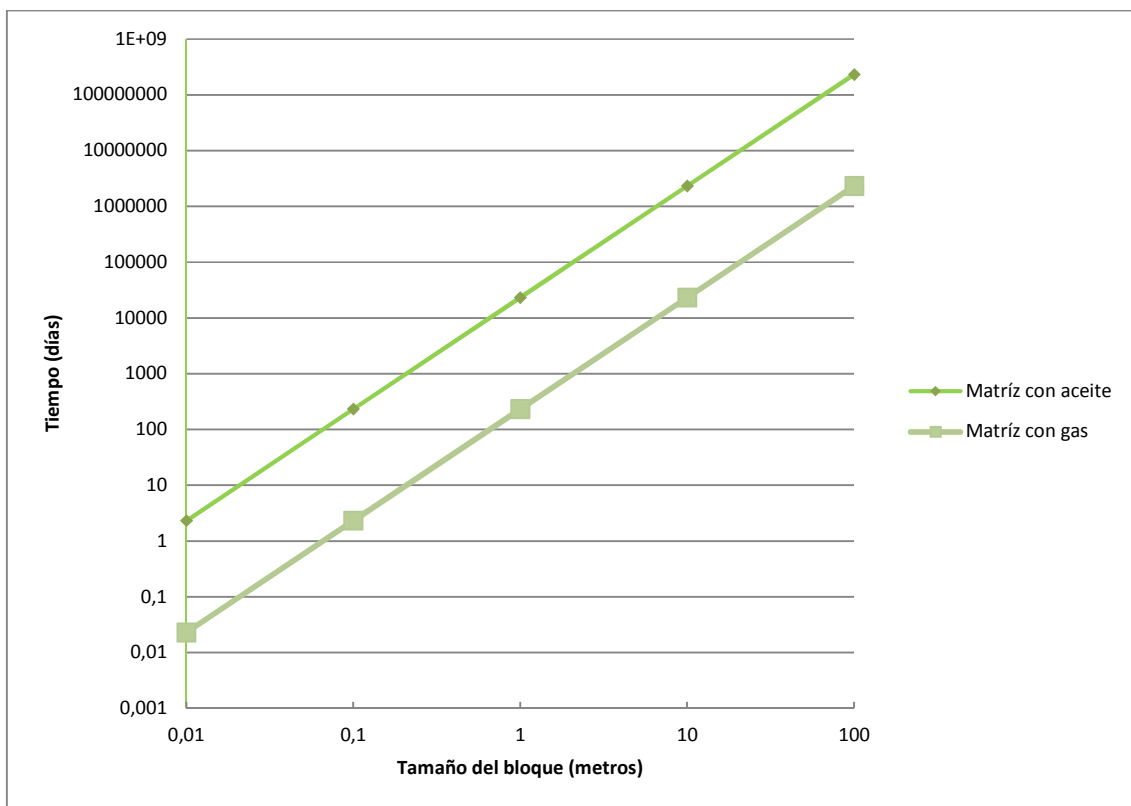


Figura 4.4. Gráfica que ilustra el tiempo de invasión de CO_2 en un fenómeno de difusión molecular.

FENÓMENOS QUE INTERVIENEN DURANTE LA INYECCIÓN DE CO_2 EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

Por lo tanto, nos podemos dar cuenta que el fenómeno de difusión molecular en líquidos por sí solo no ayuda a la recuperación del aceite con inyección de CO_2 en yacimientos fracturados, ya que el tiempo en el que se presenta este fenómeno es considerablemente largo. Por otro lado, cuando se trata de yacimientos en los que la matriz esté saturada parcialmente con gas, es posible que la difusión esté jugando un papel importante.

Se debe considerar que este fenómeno se presenta cuando los valores de saturación de hidrocarburos se encuentra principalmente en la matriz de los yacimientos naturalmente fracturados, donde la capacidad de almacenamiento está determinada por la porosidad de la matriz y las fracturas funcionan como las vías de drenaje por sus altos valores de permeabilidad. Debemos tomar en cuenta que existen yacimientos donde la acumulación de fluidos está dada por las fracturas ya que la matriz tiene valores de saturación mínimos. Para este tipo de yacimientos es difícil hablar de la difusión molecular como el principal mecanismo de recuperación.

4.3. CONVECCION FORZADA

Durante la inyección de CO_2 se generará un proceso convectivo en la red de fracturas, este proceso a su vez generará un diferencial de presión por efectos viscosos. La caída de presión en la red de fracturas será sentida por los bloques de matriz y generará un proceso convectivo regido por la ley de Darcy.

4.3.1. CONVECCIÓN FORZADA EN LAS FRACTURAS

Otro de los procesos importantes que tenemos es el de la inyección del gas. Al inyectar el gas, es necesario que exista una caída de presión dinámica desde un punto a otro con la finalidad de generar un flujo. Para gastos iguales, la caída de presión dinámica será mayor mientras mayor sea la viscosidad del fluido inyectado.

Para este caso de estudio, se utilizará la ecuación de Poiseuille para el flujo en un canal (**ecuación 4.5**), la cual toma en cuenta la ecuación de

FENÓMENOS QUE INTERVIENEN DURANTE LA INYECCIÓN DE EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

Navier-Stokes de balance de cantidad de movimiento junto con la ecuación de continuidad (o de conservación de la masa). Además, se va a tomar la densidad del como fluido de inyección para determinar las caídas de presión viscosas.

— —

O vista de otra forma:

— —

Con la que vamos a encontrar la caída de presión desde la entrada a la salida del gas en nuestro volumen de control sobre el eje . La velocidad de flujo característica será la velocidad del contacto agua aceite (). Y la caída de presión característica es aproximadamente igual a la caída de presión del sistema en el eje (dirección de flujo).

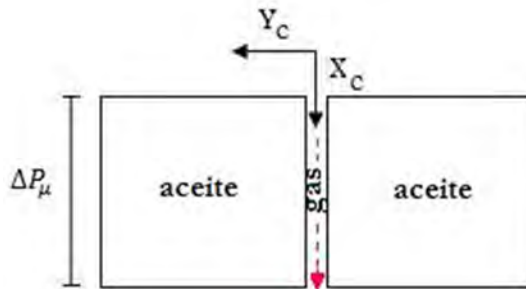


Figura 4.5. Modelo de volumen de control

En términos de sus valores característicos la ecuación de Poiseuille nos queda de la siguiente forma:

— —

FENÓMENOS QUE INTERVIENEN DURANTE LA INYECCIÓN DE CO₂ EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

$$\Delta P_{\mu} \sim L \mu \frac{U_{CGA}}{a^2} \dots \dots \dots (4.8)$$

Donde:

- U_{CGA}* = velocidad en el contacto agua aceite
- ΔP_μ* = caída de presión viscosa
- μ* = viscosidad del gas

Usando los siguientes datos promedio para calcular la caída de presión en el bloque:

$$\Delta P_{\mu} \sim \frac{1[m] 1 \times 10^{-3} [Pa.s] 100 \left[\frac{m}{año} \right]}{(0.1 \times 10^{-3})^2 [m^2]}$$

$$\Delta P_{\mu} \sim 0.317 [Pa] \sim 4.59 \times 10^{-5} [psi]$$

La convección forzada en las fracturas generan caídas de presión que ayudan a la recuperación de fluidos en la matriz, sin embargo, ya se comprobó que esta caída de presión es insignificante para la recuperación del aceite.

4.3.2. CONVECCIÓN FORZADA EN LA MATRÍZ

Partiendo de la ecuación de Darcy y usando el gradiente de presión viscosa *ΔP_μ* obtenido en la sección anterior, se observa que el comportamiento de la velocidad de los fluidos es muy baja. El análisis de resultados se presenta a continuación:

$$u_m = - \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \dots \dots \dots (4.9)$$

La ecuación 4.9 determina la velocidad de los fluidos en un medio poroso y permeable, para la cual se consideran los siguientes valores característicos:

FENÓMENOS QUE INTERVIENEN DURANTE LA INYECCIÓN DE CO_2 EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

$$x_c \sim L$$
$$P_c \sim \Delta P_\mu$$

Sustituyendo en la ecuación 4.9:

$$u_{mc} \sim -\frac{k \Delta P_\mu}{\mu \partial x} \dots \dots \dots (4.10)$$

Al sustituir los valores característicos se tiene:

$$u_{mc} \sim \frac{1 \times 10^{-12} [m^2] * 0.317 [Pa]}{1 \times 10^{-3} [Pa.s] 1 [m]}$$

$$u_{mc} \sim 3.17 \times 10^{-10} \left[\frac{m}{s} \right]$$

$$t \sim \frac{d}{v}$$

$$t \sim 3.17 \times 10^{10} [s]$$

$$t \sim 1,000 [años]$$

Con este resultado se puede concluir que la convección forzada es importante pero sólo en las fracturas y no dentro de la matriz.

4.4. EFECTOS POR SEGREGACION GRAVITACIONAL

La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. El drenaje por gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite. Por ejemplo en un yacimiento bajo condiciones favorables de segregación, gran parte del gas liberado fluirá a la parte superior del yacimiento, en vez de ser arrastrado hacia los pozos por la fuerza de

FENÓMENOS QUE INTERVIENEN DURANTE LA INYECCIÓN DE CO_2 EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

presión, contribuyendo así a la formación o al agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total del desplazamiento.

La ecuación que describe los efectos de segregación gravitacional es la siguiente:

$$u_m = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial x} + \rho g \right) \dots \dots \dots (4.11)$$

Considerando que: $\frac{\partial P}{\partial x} \cong 0$ por el resultado anterior, la ecuación se reduce a:

$$u_{mg} = -\frac{k\rho g}{\mu} \dots \dots \dots (4.12)$$

$$u_{mg} = \frac{k(\rho_{liq} - \rho_{gas})g}{\mu} \dots \dots \dots (4.13)$$

Sustituyendo valores:

$$u_{mg} \sim \frac{1 \times 10^{-12} [m^2] 800 \left[\frac{kg}{m^3} \right] 9.81 \left[\frac{m}{s^2} \right]}{1 \times 10^{-3} [Pa \cdot s]}$$

$$u_{mc} \sim 7.8 \times 10^{-6} \left[\frac{m}{s} \right]$$

$$t \sim \frac{1}{7.8 \times 10^{-6}} \left[\frac{m}{s} \right]$$

$$t \sim 1274263 [s]$$

$$t \sim 35 [días]$$

FENÓMENOS QUE INTERVIENEN DURANTE LA INYECCIÓN DE CO_2 EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

Con lo cual se puede concluir que el fenómeno de drene gravitacional es importante para sacar el aceite de la matriz.

4.5. EFECTOS DE LA MOJABILIDAD.

La mojabilidad es una propiedad del sistema roca-fluidos. Se define como la capacidad de un líquido para extenderse en una superficie dada y adherirse a ella. En un medio poroso, con dos o más líquidos inmiscibles, la mojabilidad es una medida de la tendencia preferencial de uno de los fluidos a adherirse a la superficie.

Estas condiciones tienen un efecto dominante sobre el movimiento interfacial y el desplazamiento asociado al aceite. La mojabilidad es un tema importante en los problemas de flujo multifásico que van desde la migración de aceite de las rocas generadoras, hasta los métodos de recuperación secundaria y mejorada como la inyección de CO_2 y agua. Una formación mojada por agua tiende a expulsar más aceite desde el espacio poroso en los primeros años de producción de aceite. Sin embargo, el aceite en formaciones lenticulares tiende a permanecer en los espacios porosos mayores debido a la acción capilar. La recuperación mejorada por inyección de gas ha sido eficiente en la recuperación de este aceite residual debido a la reducción de la tensión interfacial y mejorar el flujo de la película en el medio poroso. (Kulkarni, 2004).

La mojabilidad de los yacimientos no es una propiedad definida simplemente sino que además hace una enorme simplificación clasificando a los yacimientos como medios porosos mojado por agua o medio mojado por aceite.

En un sistema salmuera-aceite-agua-roca mojado por agua, el agua ocupará el poro más pequeño y moja a la mayoría de la superficie en los poros de mayor tamaño. En las zonas de saturación del aceite, el aceite descansa sobre una capa delgada o película de agua que está sobre la superficie de la roca.

FENÓMENOS QUE INTERVIENEN DURANTE LA INYECCIÓN DE CO_2 EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

Si la superficie de la roca es preferentemente mojada por agua y la roca se satura con aceite, el agua se imbibie de forma natural en los poros más pequeños, y el aceite se desplaza por el núcleo. Sin embargo, si la superficie de la roca es preferentemente mojada por aceite y el núcleo se satura con agua, es natural que el aceite se imbibiera en los poros más pequeños, y el agua se desplace por el núcleo.

4.6. EFECTOS DE LA VISCOSIDAD

Se llama viscosidad absoluta o simplemente viscosidad a la medida de la resistencia al flujo por un fluido.

La viscosidad se debe a dos causas: la primera es la fuerza de cohesión que existe entre las moléculas de los fluidos, las cuales dificultan el desplazamiento relativo entre ellas; la segunda es la cantidad de movimiento entre “capas” del fluido que no se mueve a la misma velocidad.

Por lo anterior, podemos decir que la viscosidad depende de la presión y la temperatura:

$$\mu = \mu(p, T) \dots \dots \dots 4.14$$

La viscosidad del aceite es afectada por la presión y la temperatura es decir, un incremento en la temperatura provoca un decremento en la viscosidad, una disminución en la presión provoca una disminución en la viscosidad, un decremento en la cantidad de gas en solución en el líquido provoca un incremento en la viscosidad, siendo la cantidad en solución una función directa de la presión.

Por arriba de la presión de burbuja, la viscosidad del aceite en un yacimiento decrece casi lineal conforme la presión decrece. A presiones por debajo de la presión de burbuja, la viscosidad del aceite se incrementa conforma la presión decrece.

FENÓMENOS QUE INTERVIENEN DURANTE LA INYECCIÓN DE CO_2 EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

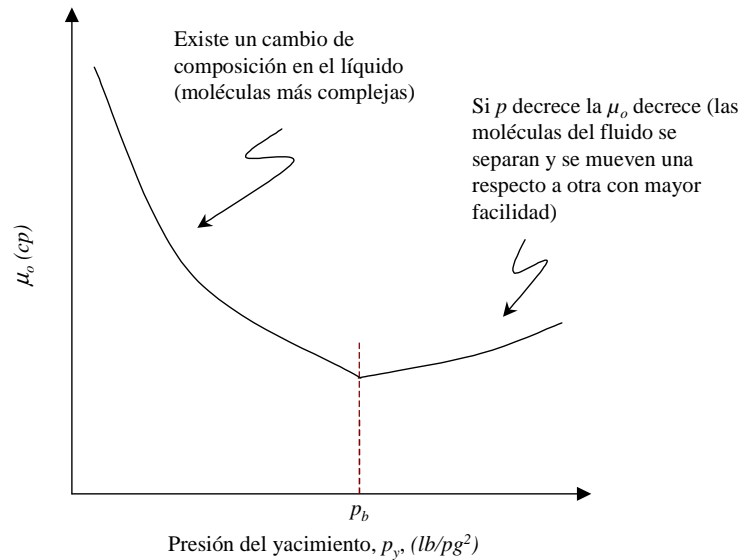


Figura 4.6. Forma común de la viscosidad del aceite como una función de la presión a una temperatura de yacimiento constante.

4.7. CAMBIO EN LA ENVOLVENTE DE FASES.

Una Fase es cualquier parte de un sistema que contiene una sustancia homogénea que físicamente es distinta y que está separada por superficies fronterizas de otras partes del sistema. Por ejemplo: hielo, agua líquida y vapor de agua son tres fases. Cada fase es homogénea, físicamente distinta y existe una separación entre las fronteras del hielo y del vapor de agua, entre el hielo y el agua y el agua líquida y el vapor de agua. Por lo tanto, para este caso se tiene un sistema de tres fases: sólido, líquido y gas. No es necesario que una fase sea continua. Por ejemplo; el hielo puede existir en el agua líquida.

El cambio que existe entre las fases se llama comportamiento de fase, y describe las condiciones de temperatura y presión para las cuales pueden existir las diferentes fases. En estudios de comportamiento de fase se incluyen el manejo de tres variables: la presión, la temperatura y el volumen. Las diferentes fases se identifican por su volumen o densidad. En un yacimiento petrolero normalmente se encuentra la fase líquida (aceite crudo, condensado, agua) y la fase gas (disuelto en la fase líquida o libre). Los sistemas de hidrocarburos encontrados en estos yacimientos presentan un comportamiento multifásico sobre amplios rangos de presiones y temperaturas. Por lo que es muy importante en la industria petrolera conocer las condiciones bajo las cuales las fases se comportan en función de un amplio rango de presiones, temperaturas y volúmenes.

CAPÍTULO 5

5.1. DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DEL PORO

La determinación de la distribución del tamaño de poro es de importancia especial en materiales consolidados donde no puede obtenerse una distribución del tamaño de grano. Puesto que los medios porosos poseen una estructura más o menos aleatoria, no es sorprendente que muestras pequeñas del mismo material no tengan la misma porosidad o permeabilidad. Generalmente se observa que a mayor volumen para muestras individuales, hay más probabilidad de que se observen los mismos valores de permeabilidad y porosidad.

Es importante mencionar que todos los medios porosos tienen variaciones en el tamaño y la forma de los intersticios y éstas influyen en el grado de recuperación de aceite. Es imposible tener una descripción detallada del espacio poroso con respecto a los granos en un material granular, pero es posible contar con una descripción estadística de una clase u otra.

Para el estudio de los números adimensionales es necesario contar con un objeto de estudio, en este caso, el objeto de estudio son las aperturas de la garganta de poro de la matriz de la roca saturada con aceite; para lo cual, de las pruebas de laboratorio hechas a los núcleos de un campo en el sur de México se obtuvieron los valores de radio de poro y la frecuencia de cada uno de ellos, así para cada diámetro de garganta de poro le corresponde cierto número que representa la frecuencia de aparición dentro de la muestra; posteriormente los resultados se representaron en una gráfica: diámetro de garganta de poro contra frecuencia de aparición (**figura 5.1**). Con estos datos y con ayuda de un programa de cálculo, se ajustó una función que representara con mayor aproximación la gráfica, siendo la función Log Normal la que coincidió en el mayor número de puntos (**figura 5.2**).

NÚMEROS ADIMENSIONALES

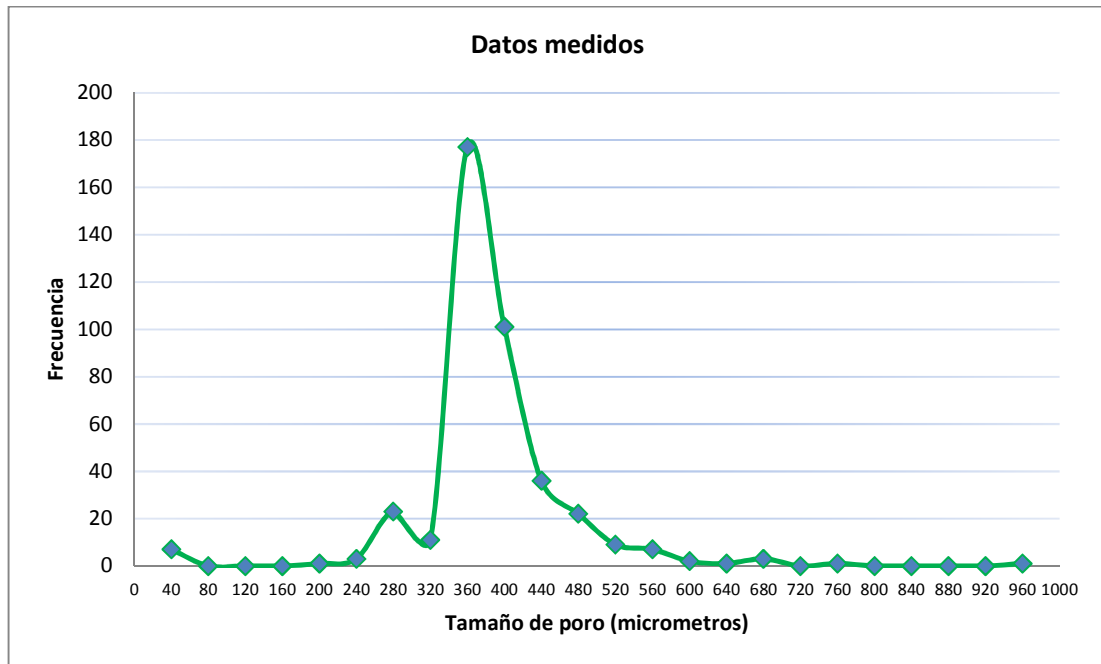


Figura 5.1. Gráfica que muestra la frecuencia de aparición de cada tamaño de poro de una muestra de laboratorio

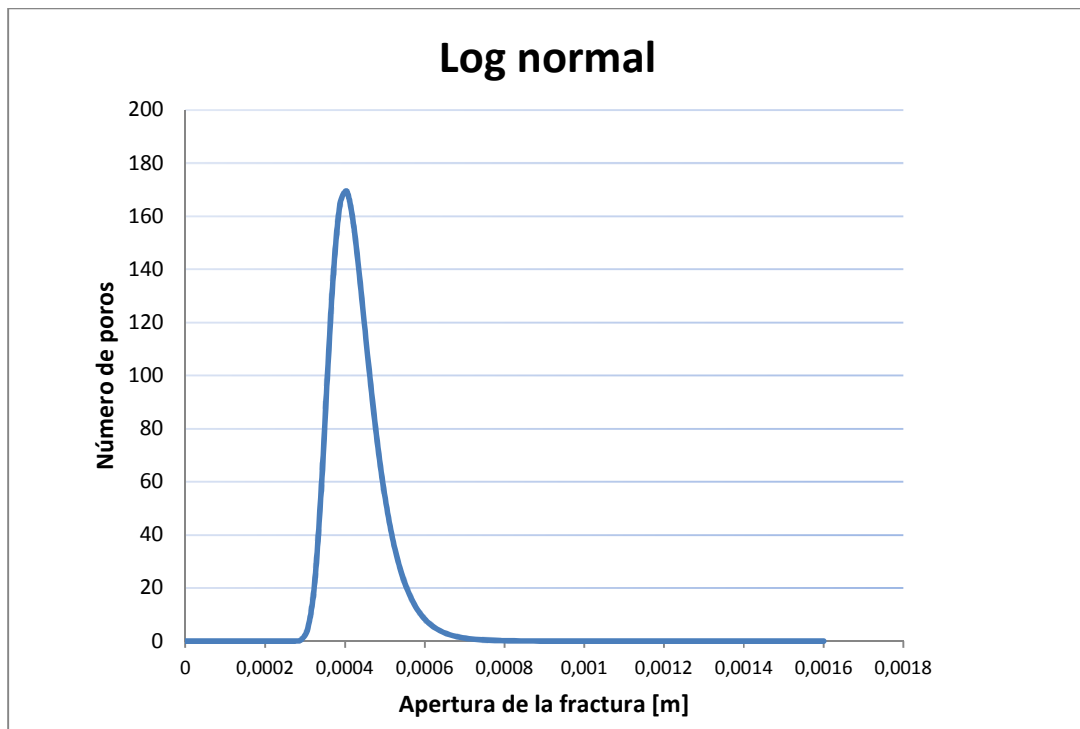


Figura 5.2. Gráfica de distribución de probabilidad de frecuencia de aparición de la garganta de poro de un medio poroso.

NÚMEROS ADIMENSIONALES

De esta manera podemos representar la frecuencia de aparición de los poros de una muestra de roca, como una función de distribución de probabilidad y a su vez como una función continua. De esta manera es posible representar la distribución que de un yacimiento homogéneo cuando la varianza (de la función de densidad de probabilidad) se acerque a cero.

Para efectos prácticos de esta tesis, hacemos extensivo este método para determinar la distribución de apertura de fracturas contra la frecuencia de aparición en una muestra. Por lo tanto, se utilizará indistintamente la misma función para representar tanto la distribución de garganta de poro como para la función de apertura de las fracturas.

5.2. NÚMEROS ADIMENSIONALES

Bajo el mecanismo de desplazamiento no miscible por inyección de dióxido de carbono, existen diferentes fuerzas que actúan sobre los hidrocarburos dentro de la roca almacenadora y las fracturas, algunas de retención y otras de desplazamiento. Una de estas fuerzas que ayudan a la recuperación de hidrocarburos es la segregación gravitacional, la cual, como ya se explicó en el capítulo anterior, es la tendencia de los fluidos a distribuirse de acuerdo a sus densidades. En los yacimientos fracturados la segregación gravitacional se manifiesta cuando el aceite viaja hacia la fractura por acción de las fuerzas de gravedad que actúan de manera natural sobre todo fluido estático y a su vez, de la fractura hacia las zonas de menor presión. Las fuerzas que se oponen a este movimiento son de origen capilar, las cuales tienden a mantener unidas las moléculas del aceite y la roca; y las fuerzas viscosas, que se encargan de impedir el movimiento del fluido por las fuerzas de atracción que existe entre sus mismas moléculas.

5.3. NÚMERO DE BOND

El número de Bond es el parámetro de comparación más importante para determinar el drene gravitacional en los yacimientos fracturados. Es un número adimensional que hace una comparación cuantitativa entre las fuerzas capilares y las fuerzas gravitacionales que actúan en el fluido dentro de la matriz y las fracturas de la roca. Se debe tomar en cuenta que los poros actúan de manera similar a tubos capilares que

NÚMEROS ADIMENSIONALES

retienen el aceite entre los intersticios de la roca, esto es el resultado de las fuerzas de atracción entre sus moléculas debido a las interacciones de carácter electroquímico que existen de forma natural en las moléculas del fluido y los granos de la roca.

Y por otro lado, están actuando las fuerzas de gravedad, generada por la columna hidrostática del aceite que está intercomunicado dentro del material poroso y las fracturas del mismo.

El Número de Bond (B_o) está definido como el cociente de las fuerzas gravitacionales entre las fuerzas capilares:

$$B_o = \frac{\text{Efectos gravitacionales}}{\text{Efectos capilares}}$$

Expresándola en término de las variables asociadas a cada fenómeno tenemos que:

$$B_o = \frac{(\Delta\rho)gh}{\frac{\gamma \cos\theta}{r_p}} \dots \dots \dots (5.1)$$

Donde:

- $\Delta\rho$ = diferencia de densidades entre el gas (CO_2) y el aceite
- g = aceleración gravitatoria (9.8 m/s^2)
- γ = tensión superficial
- r_p = radio capilar característico (tamaño de poro)
- $\cos\theta$ = ángulo de contacto entre el líquido mojante y la roca
- h = altura del bloque de matriz

Cuando $B_o > 1$ se presenta el drene gravitacional. Cuando B_o es cercano a 1 existe equilibrio y cuando $B_o \gg 1$ el drene será más importante.

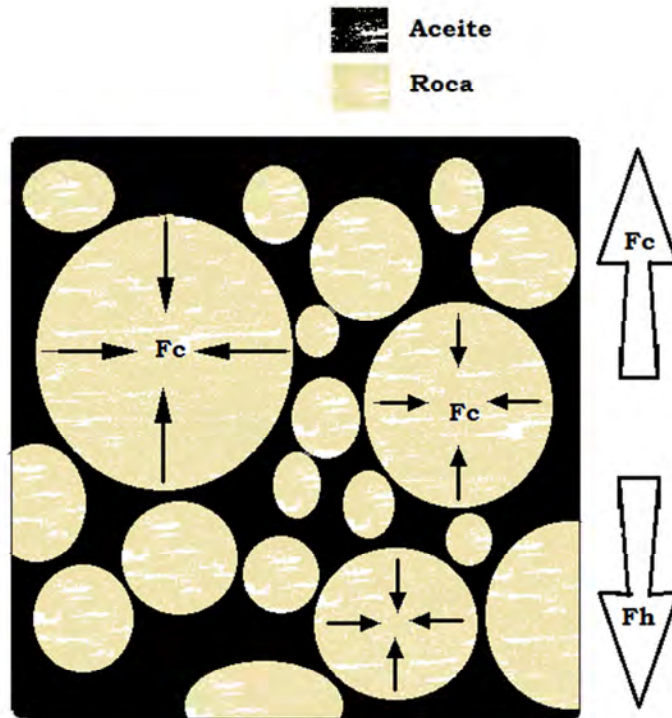


Figura 5.3. Dirección de las fuerzas capilares y en la matriz.

La figura 5.3 muestra un modelo en el que se representa la dirección en la que actúan las fuerzas capilares y las fuerzas gravitacionales sobre el aceite que se encuentra en la matriz y las fracturas de la roca saturada con aceite.

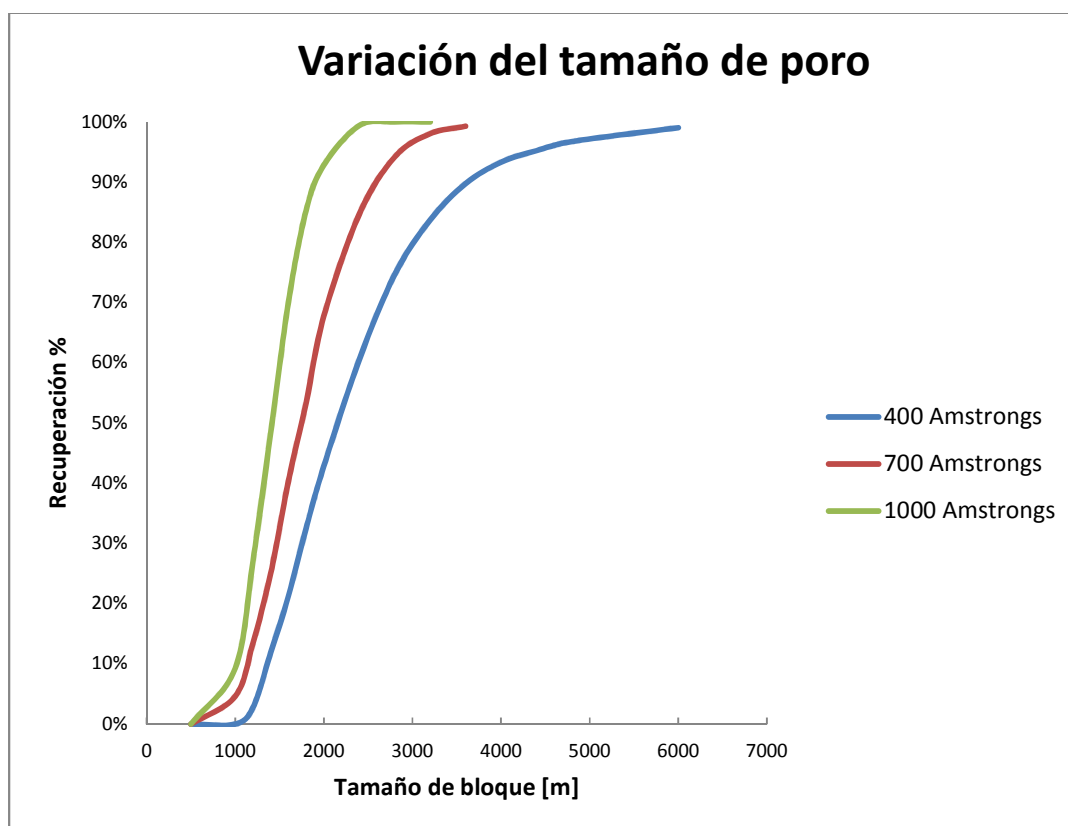
5.3.1.DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE BOND EN LA MATRIZ.

Con la ayuda de una hoja de cálculo procedemos a evaluar los datos correspondientes utilizando valores promedio de tensión superficial, de diferencia de densidades entre el con el aceite y del ángulo de contacto entre el líquido mojante y la roca:

NÚMEROS ADIMENSIONALES

De la ecuación 5.1 podemos observar que el Número de Bond es directamente proporcional al radio de poro r_p y al tamaño de bloque de la matriz, que en este caso está representado por h , de esta forma se obtuvieron los diferentes valores del Número de Bond al variar r_p y h . Las demás variables son conocidas.

Es conocido (ref), que para que un poro produzca es necesario que el inverso del Número de Bond sea igual o mayor a 5. Por lo tanto podemos clasificar los diferentes poros y establecer el porcentaje de éstos que producirán al ir variando el tamaño de bloque y el diámetro de la garganta promedio. De acuerdo con estos datos se obtuvo la siguiente gráfica:



5.4. Gráfica de recuperación en función de recuperación en función del tamaño de la garganta de poro promedio y el bloque.

En la gráfica podemos apreciar el comportamiento de la recuperación utilizando radio de garganta de poro promedio de 400, 700 y 1000 Amstrongs. Con lo cual podemos observar que la recuperación aumenta al aumentar el tamaño de poros y cuando el tamaño del bloque es

NÚMEROS ADIMENSIONALES

mayor. Sin embargo, es necesario contar con tamaños de bloque muy grandes para obtener un grado de recuperación considerable, lo que nos lleva a concluir que en la matriz no existe recuperación de hidrocarburos por segregación gravitacional.

5.3.2.DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE BOND EN LAS FRACTURAS

Siguiendo el mismo análisis, se procedió a cambiar el tamaño de la apertura de la fractura en la función de densidad de probabilidad, utilizando tamaños de la apertura de fractura que van desde los 300 a los 800 micrómetros de espesor con tamaños de bloque de 1.2 metros como máximo

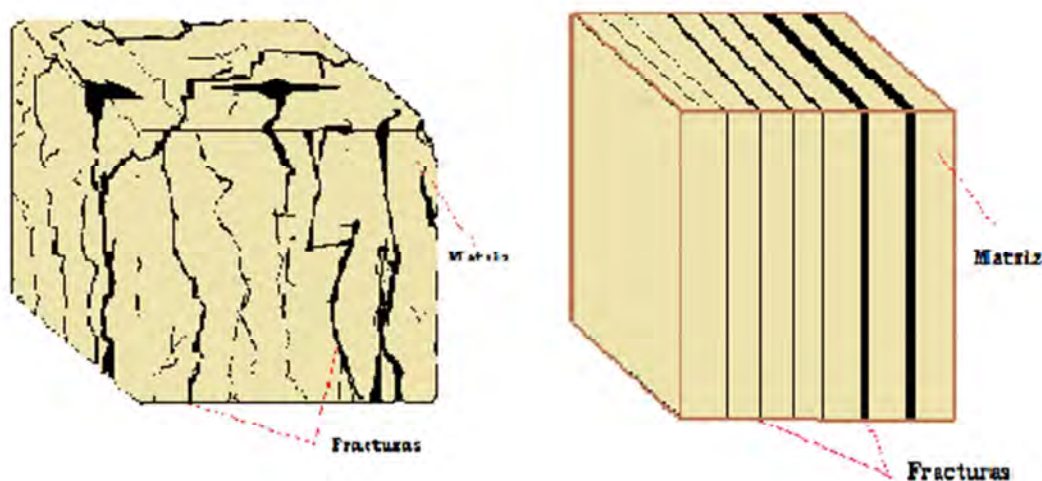


Figura 5.5. Forma de representar las fracturas de forma idealizada

En la figura 5.5 se muestra la manera idealizada de representar las fracturas de un yacimiento. Representando las fracturas de esta forma, podemos utilizar el tamaño del bloque como el tamaño de la columna de fluido para calcular la presión hidrostática del aceite para el cálculo del Número de Bond.

En la figura 5.6 se aprecia la gráfica que muestra el comportamiento de la recuperación al variar el tamaño de bloque y la apertura de la fractura.

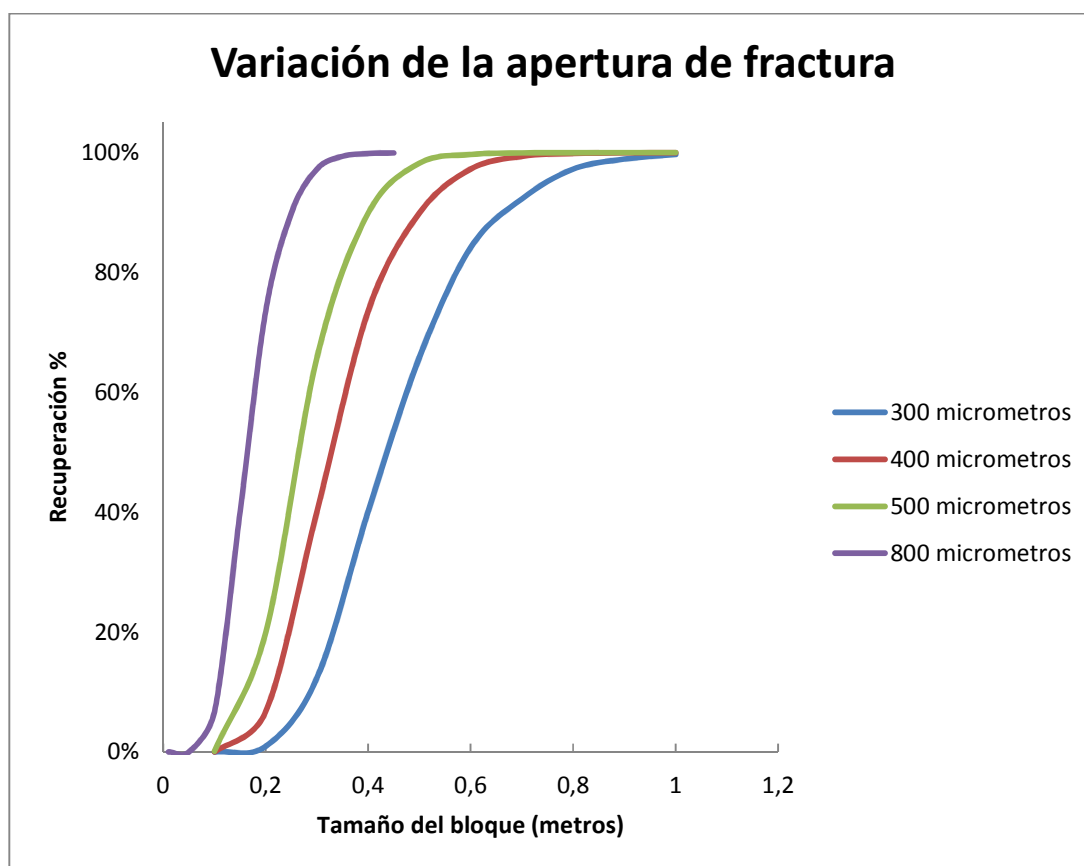


Figura 5.6 Recuperación por segregación en la fractura

Al observar la gráfica, es fácil identificar la eficiencia de la recuperación al aumentar el tamaño de la fractura. Lo que lleva a concluir que el Número de Bond es un buen parámetro de comparación para saber si un yacimiento fracturado debe su producción debido a la segregación gravitacional de la fractura.

5.4. NÚMERO DE GRAVEDAD, Gr

Otro de los números adimensionales a estudiar es el Número de Gravedad Gr, el cual hace una comparación cuantitativa entre los efectos gravitacionales y los viscosos, lo cual nos ayuda a identificar las posibles canalizaciones en las fracturas del yacimiento al inicial el proceso de inyección de gas o por la velocidad con la que desplaza el contacto gas-aceite.

$$Ng = \frac{\text{Efectos gravitacionales}}{\text{Efectos viscosos}}$$

NÚMEROS ADIMENSIONALES

Los efectos gravitacionales son el resultado de las presiones hidrostáticas que existen en los canales de las fracturas del yacimiento. Mientras que los efectos viscosos están dados por la resistencia del fluido a mantener la misma altura en cada una de todas las fracturas sin importar la altura y la apertura y la forma de éstas. De esta manera es posible hacer una analogía con los vasos comunicantes, en los cuales todo el fluido se encuentra al mismo nivel hidráulico, **figura 5.7**.

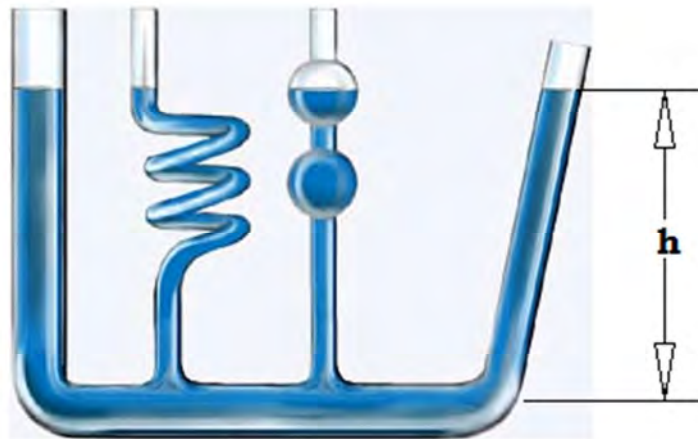


Figura 5.7. Un líquido mantiene la misma altura independientemente de su forma cuando existe comunicación entre ellos.

El Número de Gravedad tiene asociadas las siguientes variables en función de sus efectos, por un lado los efectos gravitacionales están dados por:

Y los efectos viscosos por:

—

Por otro lado la permeabilidad k está definida como:

—

Donde cada variable representa respectivamente:

NÚMEROS ADIMENSIONALES

k: permeabilidad absoluta en el medio poroso

μ : es la viscosidad del aceite

u: es la velocidad de Darcy

b: tamaño de la apertura de la fractura

Finalmente de las ecuaciones 5.2, 5.3 y 5.4 tenemos que:

$$Ng = \frac{(\Delta\rho)gk}{u\mu} \dots \dots \dots (5.5)$$

En un yacimiento fracturado es posible utilizar este número para identificar las posibles canalizaciones del fluido de inyección.

Es importante mencionar que en las vecindades de los pozos inyectores las velocidades del gas son altas, y conforme el gas se va dispersando en el resto del yacimiento, la velocidad va disminuyendo y estabilizando. Por esta razón, es importante llevar un control adecuado acerca de las velocidades de inyección para evitar, en la medida de lo posible, se canalice el gas hasta los pozos productores para evitar la paulatina producción del gas de inyección y disminuir la recuperación de los hidrocarburos. Una forma para lograr el control de la canalización es mediante la utilización del número de gravedad para predecir este comportamiento.

Cuando $Ng > 1$ el yacimiento está produciendo por segregación gravitacional. Si $Ng < 1$, las fracturas del yacimiento estas recibiendo un gran empuje debido a la velocidad del gas, por lo que se va a presentar canalización.

NÚMEROS ADIMENSIONALES

5.4.1. ANÁLISIS MATEMÁTICO DE NÚMERO DE GRAVEDAD

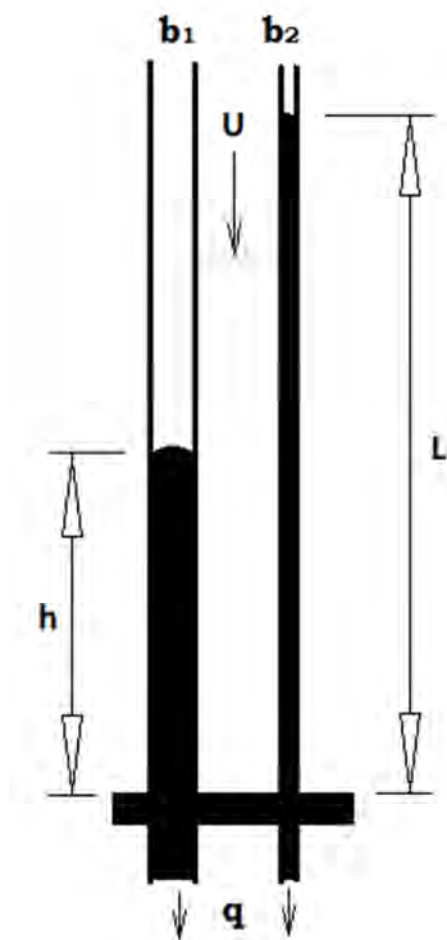


Figura 5.8. Representación idealizada de dos fracturas de diferente diámetro.

NÚMEROS ADIMENSIONALES

Partiendo de los datos que nos proporciona la figura 5.8, donde se b_1 y b_2 representan dos fracturas de diferentes aperturas, $b_1 > b_2$. Las fracturas están produciendo y tienen comunicación hidráulica; u representa la velocidad del contacto gas aceite y tiende a ser igual en todas las fracturas; L es la altura en la fractura más delgada; h es la altura de cualquier de las otras fracturas y q representa un gasto de aceite no determinado de antemano.

Para la fractura delgada, la presión total en la parte baja está dada por la diferencia entre la presión hidráulica menos la caída de presión viscosa

$$\rho_o g L - \frac{u \mu_o 12 L}{b_2^2} \dots \dots \dots (5.6)$$

Mientras que la caída la presión total en la parte baja de la fractura gruesa está dada por:

$$\rho_i g (L - h) - \frac{u \mu_i 12 (L - h)}{b_1^2} + \rho_o g h - \frac{u \mu_o 12 L}{b_2^2} \dots \dots \dots (5.7)$$

Considerando que el Número de gravedad de la fractura delgada está dada por:

$$Gr_2 = \frac{g (\rho_o - \rho_i) b_2^2}{u \mu_o 12} \dots \dots \dots (5.8)$$

Igualando las presiones ejercidas por cada una de las fracturas:

$$\rho_o g L - \frac{u \mu_o 12 L}{b_2^2} = \rho_i g (L - h) - \frac{u \mu_i 12 (L - h)}{b_1^2} + \rho_o g h - \frac{u \mu_o 12 L}{b_2^2} \dots \dots \dots (5.9)$$

Despejando h/L de la ecuación, tenemos que:

$$\frac{h}{L} = \frac{Gr_2 + \frac{\mu_i}{\mu_o} \frac{b_2^2}{b_1^2} - 1}{Gr_2 + \frac{b_2^2}{b_1^2} \left(\frac{\mu_i}{\mu_o} - 1 \right)} \dots \dots \dots (5.10)$$

NÚMEROS ADIMENSIONALES

De esta forma $h/L \in (0,1) \forall b_1, b_2, \mu_o, \mu_i$. Este cociente representa la diferencia de alturas entre la fractura más delgada con las otras fracturas. Por lo tanto cuando h/L tiende a ser igual a uno, no se presenta canalización en las fracturas. Mientras

que al acercarse a cero la canalización es considerablemente alta.

En la **figura 5.8**. se muestra la diferencia la gráfica que ilustra este comportamiento en función de la apertura de la fractura y la velocidad del contacto gas aceite del yacimiento

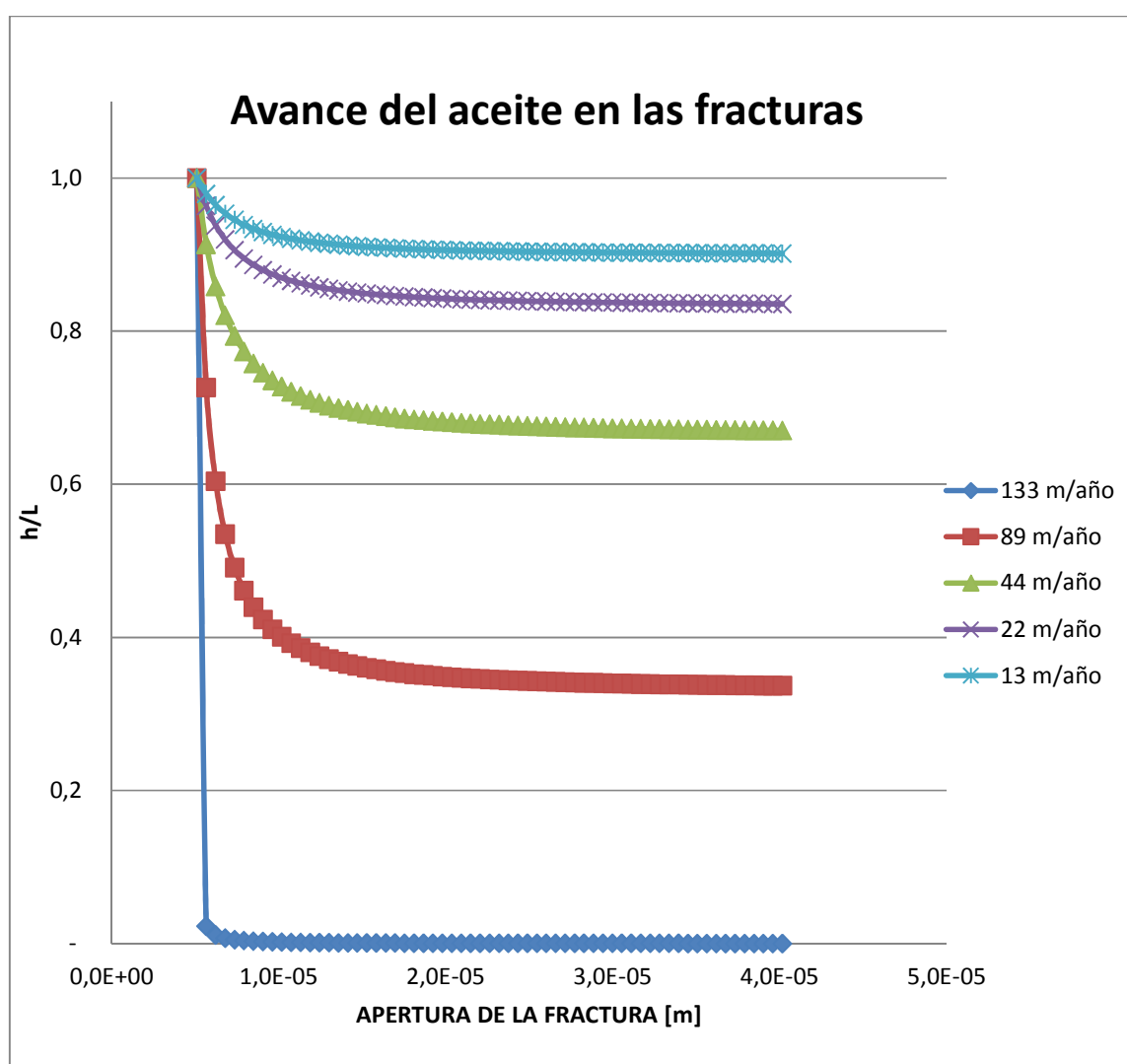


Figura 5.9. Comportamiento del avance del aceite en función de las aperturas y las velocidades del contacto gas-aceite.

De la gráfica podemos concluir que cuando la velocidad del contacto gas-aceite es pequeña, la canalización en las fracturas es baja o nula

NÚMEROS ADIMENSIONALES

mientras sin importar la diferencia entre las aperturas, y cuando aumenta la velocidad, el fenómeno de canalización se acentúa con mayor rapidez sobre todo cuando la diferencia de aperturas crece.

CAPÍTULO 6

6. ESPUMAS Y CONTROL DE LA CANALIZACIÓN.

El uso de la espuma en la Industria Petrolera, ha sido elemento esencial para nuevas innovaciones, desde ser un agente para apagar incendios, hasta ser un fluido de recuperación de hidrocarburos usado en procesos de recuperación mejorada en el control de movilidad del gas inyectado. Su uso se ha hecho indispensable en la perforación por sus propiedades reológicas o en estimulaciones matriciales usado para desviar el ácido a zonas de menor permeabilidad y como fluido fracturante por su capacidad de transportar al agente apuntalante. También la espuma se utiliza en remediaciones de acuíferos para incrementar el barrido del agente contaminante.

En la actualidad, aproximadamente el 20% de la producción mundial de petróleo, y casi toda la recuperación de hidrocarburos por medio de recuperación mejorada, proviene de algún método de inyección de gas, principalmente inyección de vapor y de la inyección de dióxido de carbono CO_2 .

Los procesos de inyección de vapor e inyección de CO_2 puede ser casi 100% eficientes, pero solo en el laboratorio y en las zonas donde el gas hace contacto directo con el aceite.

La recuperación de aceite en las aplicaciones de campo son mucho más bajos, sin embargo, esto se debe principalmente a la pobre "eficiencia de barrido", ya que en la zona donde existe el contacto del gas inyectado con y el aceite, el barrido de aceite solo es una pequeña porción de la reserva.

Existen dos causas principales que influyen y dan como resultado una baja eficiencia de barrido, las cuales son:

- la baja viscosidad de los gases de inyección y
- las diferencias geológicas entre las capas del yacimiento

ESPUMAS Y CONTROL DE LA CANALIZACIÓN

La eficiencia de barrido pobre no sólo hace que el aceite se quede atrapado dentro del yacimiento, sino que también causa problemas operacionales al permitir que grandes volúmenes de gas inyectado se deposita en la formación y en las vecindades del los pozo de producción.

Estos problemas de producción hacen que valga la pena bloquear la canalización del gas, la espuma puede mejorar la eficiencia de barrido de los gases que son inyectados para mitigar o reducir los efectos de la baja viscosidad del gas y también ayudan a reducir los efectos que se tienen debido a la diferencia entre los estratos del yacimiento.

Hay dos enfoques básicos para la aplicación de la espuma. El más simple es taponar las capas improductivas del yacimiento, cercanas al pozo inyector o productor con un volumen relativamente pequeño de espuma. Sin embargo, desviar el flujo en la región cercana al pozo no debe afectar los patrones de flujo en la mayor parte del yacimiento. Con esta aplicación se también se taponan zonas cercanas al pozo para evitar producir agua o producir en zonas cerca del contacto gas - aceite.

El segundo enfoque se realiza con un objetivo más ambicioso el cual es el de "controlar la movilidad" a través de la formación. Este último enfoque requiere la creación de espuma para rellenar una región que abarca grandes distancias en períodos de meses o años. Con esta aplicación se tiene la posibilidad de reorientar los patrones de flujo a través del yacimiento y aumentar en gran cantidad el aceite recuperado.

El proceso busca conectar o taponar un bloqueo completo, si es posible, y así no permitir la canalización del gas en toda la zona (generalmente se realiza en yacimientos con alta permeabilidad y de aceite bajosaturados). En el proceso de control de la movilidad, que tratar de abarcar una gran parte del volumen del yacimiento, también se debe prestar atención a la propagación rápida de la espuma y a los costos de los químicos que se deben utilizar.

Ambos procesos o enfoques están determinados por el comportamiento complejo del flujo de la espumas en medios porosos.

La espuma también se utiliza en otras operaciones de la industria petroleras, como para la perforación, y la limpieza de los pozos y para el fracturamiento hidráulico de las formaciones impermeables.

ESPUMAS Y CONTROL DE LA CANALIZACIÓN

En este contexto, es significativo para describir la espuma como un grupo homogéneo, fluido complejo, no newtoniana. Además, la mayoría de espuma para la perforación y fracturamiento, a diferencia de la mayoría de la espuma para la recuperación mejorada contienen polímero disuelto en la fase acuosa, que domina la reología de la espuma y reduce la importancia de los efectos capilares.

PROCESO	TAPONAMIENTO
OBJETIVO	<ul style="list-style-type: none"> • Tapar capas o zonas cercanas al pozo inyector que han sido barridas o invadidas por gas <p style="text-align: center;">REQUISITOS PARA TENER ÉXITO</p> <ul style="list-style-type: none"> • Tapones de espuma de forma selectiva en las capas que han sido barridas. • Pobre comunicación vertical y lejos del pozo. • Espuma con poca movilidad en la formación. • La espuma es estable durante largos períodos, pero puede ser destruida si se desea.
PROCESO	CONTROL DE LA MOVILIDAD
OBJETIVO	<ul style="list-style-type: none"> • Reducir la movilidad del gas en todas las regiones de gas arrastrado. <p style="text-align: center;">REQUISITOS PARA TENER ÉXITO</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bajos costos de los productos químicos. • Bajo consumo de los químicos por la formación. • Rápida propagación de la espuma. • Baja movilidad, de la espuma. • Buena inyektividad. • Espuma selectiva bloqueando la zona barrida.

Tabla 6.1. Procesos y objetivos de la aplicación de espumas en un proceso de recuperación mejorada

Aunque la mayoría de las investigaciones contemplan a la espuma como un método químico por la acción del surfactante, también pueden considerarse como un proceso de mejoramiento de la eficiencia de barrido o control de la movilidad durante la inyección de vapor, bióxido de carbono, gas inerte (nitrógeno) aunque también puede incluirse en la lista al gas hidrocarburo.

Uno de los mayores problemas en los métodos de recuperación mejorada, es que el agente desplazante tiene mayor movilidad y menor densidad comparado con los fluidos del yacimiento. Los problemas como la canalización y la segregación gravitacional reducen la

ESPUMAS Y CONTROL DE LA CANALIZACIÓN

eficiencia de barrido, provocando una irrupción temprana del fluido inyectado. Todo esto reduce la cantidad de aceite recuperado, la espuma disminuye estos problemas, teniendo como resultado un incremento adicional en el aceite recuperado.

El uso de las espumas para incrementar la recuperación de hidrocarburo incluye el control de movilidad del gas, así como taponar o controlar la producción de gas en pozos productores. Es más común que la espuma se utilice para controlar la movilidad en zonas con flujo de gas.

La espuma también puede usarse para aumentar la eficiencia de barrido en un yacimiento. Debido a que el gas tiene baja densidad, éste tiende a ascender a la cima del yacimiento, por lo que no tiene contacto con zonas ricas en aceite. La disminución de la movilidad del gas mediante la formación de espuma, puede disminuir problemas como la pobre eficiencia de barrido, canalización del gas y segregación gravitacional como lo muestra la Fig.6.1 El modo de inyección de la espuma dependerá del problema a resolver y de la infraestructura disponible.

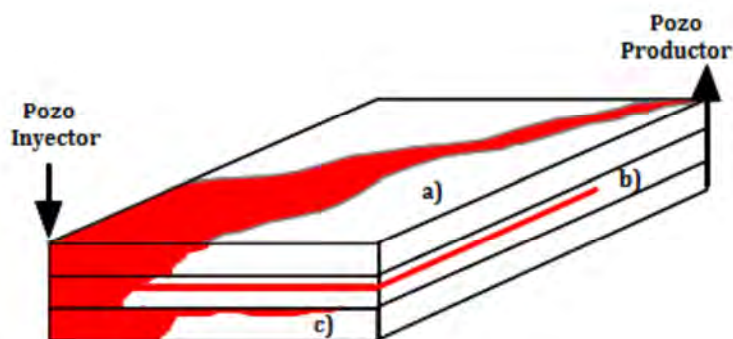


Figura 6.1. Control de Movilidad del Gas: a) pobre eficiencia de barrido, b) canalización del gas y c) segregación gravitacional (Kari, 2006).

ESPUMAS Y CONTROL DE LA CANALIZACIÓN

6.1. ESPUMAS

Se define espuma como una dispersión coloidal en la cual la fase dispersa es un gas y la fase continua es un líquido.

La fase gaseosa se esparce a lo largo de toda la fase líquida, de manera que las cavidades o burbujas de gas quedan separadas por finas películas de líquido (lamelas). Las películas de líquido son las que determinan la estabilidad global de la espuma. Las dos fases que conforman la espuma están íntimamente ligadas y forman una estructura que se torna más ordenada a medida que la cantidad de gas aumenta. Para que este tipo de sistemas reciba el nombre de espuma, la concentración de la fase dispersa debe ser elevada.

Bikerman (1973) define espuma como una aglomeración de burbujas de gas separadas entre sí por una pequeña película de líquido. Afirma que las espumas son sistemas coloidales. Considera tres tipos de espumas basándose en el estado de agregación de las fases.

- Gas disperso en líquido (espumas, emulsión de gas)
- Líquido disperso en gas (niebla, líquido en aerosol)
- Gas disperso en sólido (espumas sólida)

Schramm (1994) describe a una espuma como una aglomeración de burbujas y la considera como una dispersión coloidal en la que el gas está disperso en una fase continua de surfactante-líquido.

Espuma “in bulk”

Cuando se habla de espuma “in bulk” se refiere cuando la espuma esta contenida en un medio mucho más grande que la burbuja, por ejemplo en un recipiente. Se utiliza principalmente para diferenciar cuando la espuma está en un medio poroso, por lo que su comportamiento y características cambian.

ESPUMAS Y CONTROL DE LA CANALIZACIÓN

6.1.1. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LAS ESPUMAS

- **CALIDAD**

El comportamiento físico de la espuma depende de su composición, es decir, de la fracción volumétrica de gas y líquido en la espuma, dicha característica es conocida como “calidad”.

La calidad de la espuma puede ser obtenida mediante la siguiente ecuación:

$$x = \frac{v_g}{v_g + v_L} \dots \dots \dots 6.1$$

Donde:

v_g : Volumen de gas.

v_L : Volumen de líquido.

Se ha mostrado, en la práctica, que la máxima calidad a la cual una espuma puede ser formada es 0.96.

- **TEXTURA DE UNA ESPUMA**

Se define como el número de lamelas por unidad de volumen, la cual es usada para cuantificar la población de burbujas. La espuma con textura tosca (un pequeño número de lamelas con un tamaño de burbuja grande) es conocida como “espuma débil” ya que esta provee una moderada reducción de la movilidad del gas, mientras que una espuma con textura fina (un gran número de lamelas con burbujas pequeñas) se le hace referencia como una “espuma fuerte” debido a que ésta tiene una considerable reducción de la movilidad del gas.

Dependiendo de su calidad, una espuma se puede clasificar en “seca” o “húmeda”. La espuma seca tiene una calidad mayor a 0.8; ésta consiste de pequeñas capas que pueden ser idealizadas como una superficie delgada, llamada comúnmente “lamela” (en inglés se refieren a lamella en forma singular y como lamellae para plural) que hace a la fase gaseosa discontinua.

Algunos autores han definido que dicha película de líquido tiene un espesor de 10-100 nm. Las burbujas están formadas por caras (lamelas)

ESPUMAS Y CONTROL DE LA CANALIZACIÓN

en forma de polígonos y cuando una de ellas se une con otra, se forma una línea continua en el cruce de los dos planos la cual recibe el nombre de “Borde de Plateau”, que es la región en donde se encuentra la mayor cantidad de líquido, dichos bordes también logran formarse cuando una lamela está en contacto con una superficie sólida. Estas características se muestran en la siguiente imagen de una burbuja, en donde también se muestra un punto de intersección de cuatro bordes conocido como “vértice”.

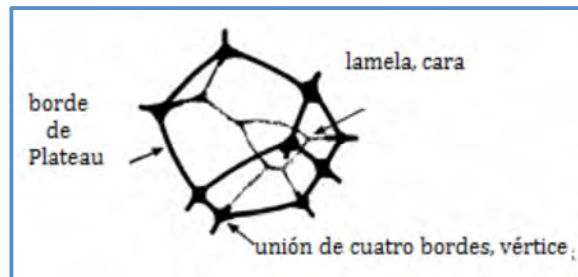


Figura 6.2. Características de una burbuja de gas en una espuma (Weaire y Hutzler, 1999)

Para espumas húmedas (calidad menor a 0.8) la geometría de la burbuja de gas suele cambiar, por ejemplo, cuando la fracción de líquido aumenta, la forma pasa de un poliedro a una esfera, tal como se muestra en la siguiente figura en donde la fracción de líquido en d) es mayor que en a).

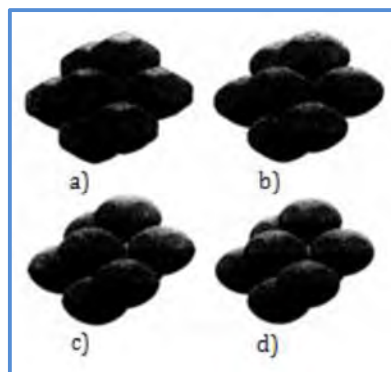


Figura 6.3. Incremento de la fracción de líquido de a) a d) (Weaire y Hutzler, 1999).

ESPUMAS Y CONTROL DE LA CANALIZACIÓN

- **ESPESOR CRÍTICO**

Para una lamela en equilibrio con el resto, la presión capilar gobierna el espesor de la lamela a través de la curva de “presión de ruptura, la cual se define como el efecto combinado de las fuerzas atractivas y repulsivas dentro de la lamela. Para altas presiones capilares la lamela adelgaza y al alcanza un “espesor crítico” (h_{cr}), donde las fuerzas repulsivas rompen la estabilidad, las lamelas colapsan produciendo la unión entre dos burbujas. Se han encontrado varios elementos que provocan que la lamela colapse hasta un espesor menor que el crítico, tales como: surfactante, salinidad, el tipo de gas, entre otros. A continuación se muestra un esquema que permite conocer el espesor crítico.

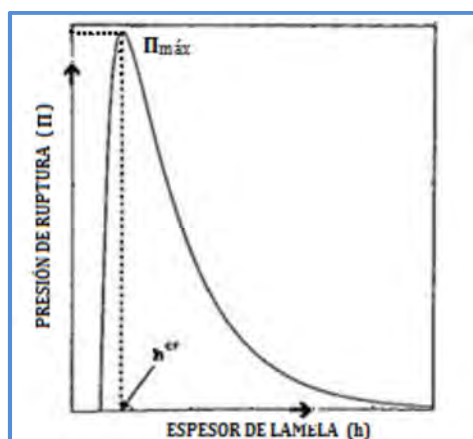


Figura 6.4. Esquema de la función de la presión de ruptura (Rossen, 1994).

La presión de ruptura fue propuesta por Derjaguin y colaboradores (1936) y como se puede observar en la Fig.6.3 es función del espesor de una lamela (h). Valores positivos de Π refleja una fuerza repulsiva de la lamela y un valor de Π negativo indica una atracción de fuerzas.

- **PRESIÓN CAPILAR**

Para las espumas, la presión capilar (Π_c) es la diferencia entre la presión de la fase gaseosa y la presión de la fase líquida. Wei Yan (2006) considera la ecuación de Young-Laplace y la función de la presión de ruptura para definir a la presión capilar como:

ESPUMAS Y CONTROL DE LA CANALIZACIÓN

$$P_c = 2\gamma C_m + \Pi(h) \dots \dots \dots 6.2$$

Donde:

P_c : Presión Capilar

C_m : Curvatura de la lamela

γ : Tensión superficial

Π : función de la presión de ruptura

h : espesor de la lamela

La P_c influye en la textura de la espuma, por un lado, la creación de lamelas en el medio porosos mediante el mecanismo snap-off requiere de bajos valores de P_c , mientras que altos valores de P_c las lamelas llegan a colapsarse. La magnitud de P_c a la cual puede llegar de ocurrir ésta última dependerá del tipo de surfactante y concentración, tipo de roca, entre otras variables.

- **TENSIÓN SUPERFICIAL**

La tensión superficial al igual que la presión capilar es de vital importancia en la estabilidad de una espuma, se define como la fuerza ejercida en el límite de contacto entre dos fluidos inmiscibles (gas-líquido). La tensión interfacial es causada por la diferencia entre las fuerzas moleculares entre ambos fluidos, provocando así un desequilibrio entre las fuerzas en la interfase. Existe una diferencia en la presión del gas en ambos lados de una lamela, que es inversamente proporcional a la curvatura principal de dicha lamela. Por ejemplo, cuando se tiene una lamela esférica con una energía minimizada se llega a que la diferencia de presión existente sea definida como:

$$\Delta P = \frac{4\gamma}{R} \dots \dots \dots 6.3$$

Donde;

γ : Tensión superficial

R: Radio de la lamela esférica

ESPUMAS Y CONTROL DE LA CANALIZACIÓN

LIQUIDO	GAS Y CONDICIONES	TENSIÓN SUPERFICIAL mN/m (dinas /cm)	
Agua	Aire (68°F y 14.7 psi)	72	(45)
Salmuera	Aire (176°F y 14.7 psi)	64	(46)
Agua	Vapor (392°F y 226psi)	38	(47)
Surfactante acuoso	Aire (68°F y 14.7 psi)	29-40	(48-52)
Surfactante acuoso	Aire (176°F y 14.7 psi)	24- 96	(46)
Surfactante acuoso	(100°F y 2000 psi)	3-5	(54,55)

Tabla 6.2. Tensión Superficial de algunas soluciones acuosas

• REOLOGÍA

Las espumas “en bulto” se pueden tratar como un medio homogéneo y como un fluido no newtoniano (no exhiben una relación directa entre la velocidad y el esfuerzo de corte), en donde la velocidad del gas es semejante a la velocidad del líquido. Ocurren algunas complicaciones en la reología de la espuma; ya que al cambiar la presión cambia su calidad, por lo cual para hacer un modelo reológico completo de la espuma, se deben conocer las siguientes características;

- Tamaño de la burbuja.
- Distribución del tamaño de la burbuja.
- Distribución espacial del tamaño de la burbuja.

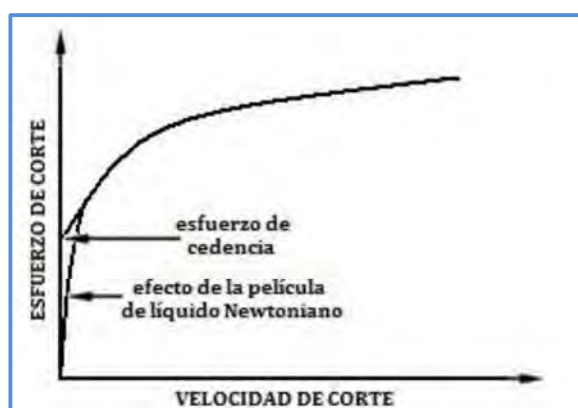


Figura 6.5. Modelo reológico de la espuma.

ESPUMAS Y CONTROL DE LA CANALIZACIÓN

Pero por desgracia nunca se conocen éstos datos, así que debemos hacer pruebas de laboratorio para determinar su comportamiento reológico antes que entre al medio poroso. Se ha encontrado que la espuma tiene esfuerzo de cedencia (Punto de cedencia), aunque su efecto puede ser opacado por la separación de una película de líquido Newtoniano a lo largo de la superficie sólida de un reómetro (Fig.6.3). El esfuerzo de cedencia surge del incremento del área superficial necesaria para que una burbuja empuje a otra en dirección del flujo.

Algunos modelos reológicos han sido desarrollados para caracterizar los diferentes efectos observados en la espuma. Blauer y colaboradores (1974) modelaron la reología de la espumas mediante el modelo plástico de Bingham, mientras que Patton y colaboradores (1983) las modelaron como un fluido que se comporta semejante al modelo de Ley de Potencias. Otros investigadores como King (1985) y Reidenbach (1986) usaron un modelo más riguroso, basado en el modelo plástico de Bingham y Ley de Potencias, al cual se le conoce como el modelo de Herschel-Bulkley (Ley de Potencias modificada).

- **ESPUMAS EN MEDIOS POROSOS**

Referente al control de movilidad del gas, Rossen (1994) propone que las espumas son un fluido que reduce la movilidad del gas en presencia de una solución acuosa de surfactante bajo las mismas condiciones de saturación del agua. Cuando se habla de espumas en medios porosos se hace referencia a un medio no homogéneo, y que además se tendrá una característica peculiar de un medio poroso que es la garganta de poro, por las cuales pasará la espuma. Se pueden presentar dos casos:

- a) Cuando el tamaño de la burbuja sea menor que el tamaño de poro (Fig.6.6), éste a su vez definirá la curvatura de la lamela.
- b) Cuando la burbuja sea mayor que el poro (Fig.6.7).

ESPUMAS Y CONTROL DE LA CANALIZACIÓN



Figura 6.6. Tamaño de burbuja menor que el poro.

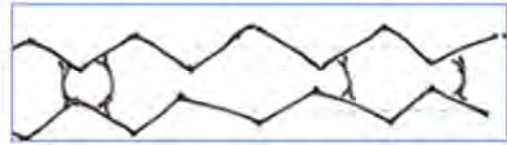


Figura 6.7. Tamaño de la burbuja mayor que el poro.

- **TEXTURA DE UNA ESPUMA**

Se define como el número de lamelas por unidad de volumen, la cual es usada para cuantificar la población de burbujas. La espuma con textura tosca (un pequeño número de lamelas con un tamaño de burbuja grande) es conocida como “espuma débil”; ya que ésta provee una moderada reducción en la movilidad del gas, mientras que a una espuma con textura fina (un gran número de lamelas con burbujas pequeñas) se le hace referencia como una “espuma fuerte” debido a que ésta tiene una considerable reducción de la movilidad del gas. La Fig.6.7 muestra estos dos tipos de espumas en comparación con un flujo convencional de gas y agua.

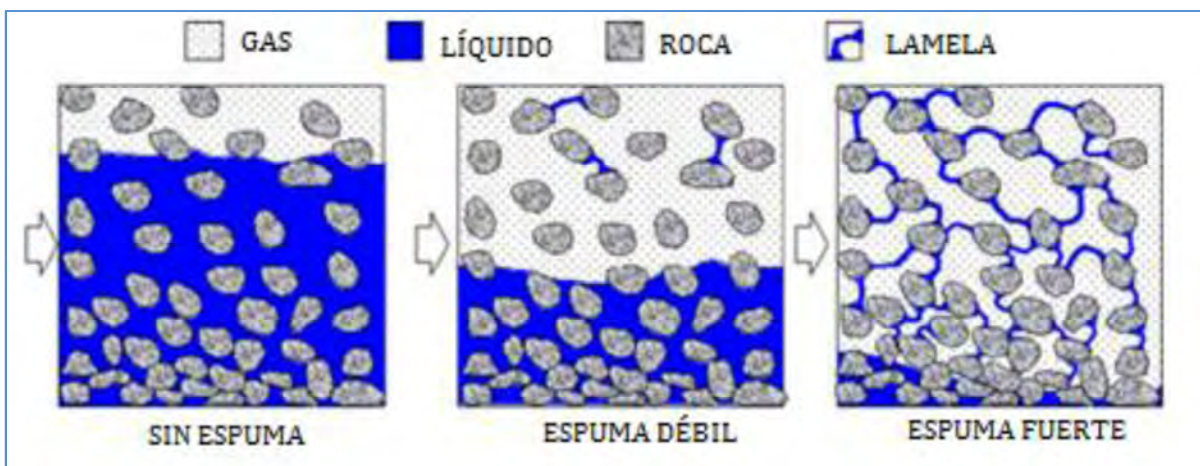


Figura 6.8. Comparación de un flujo convencional de agua-gas con una espuma débil y una fuerte (Dholkawala y colaboradores, 2007).

ESPUMAS Y CONTROL DE LA CANALIZACIÓN

6.1.2. PROBLEMAS RESUELTOS MEDIANTE ESPUMAS

Cualquiera que sea el gas utilizado (vapor, , o gas hidrocarburo) en proyectos de EOR se pueden tener problemas de canalización y segregación gravitacional de dicho gas, por lo que la inyección de espumas resuelve los siguientes problemas (Fig.6.8):

- Problemas de segregación gravitacional al inyectar gas.
- Zona ladrona en la parte alta de la formación.
- Canalización del gas en fracturas.

La segregación gravitacional se presenta cuando se inyecta gas en un yacimiento de espesor considerable y muy permeable, donde los procesos gravitacionales dominan sobre los viscosos o capilares. Esto ocasiona un frente de barrido no vertical, porque por diferencia de densidades, el gas tiende a propagarse en la zona alta de la formación mientras viaja del pozo inyector al productor.

Los últimos dos problemas son ocasionados por canalización del gas debido a su alta movilidad (digitación) y a la presencia de fracturas (alta permeabilidad) o fallas en la cementación.

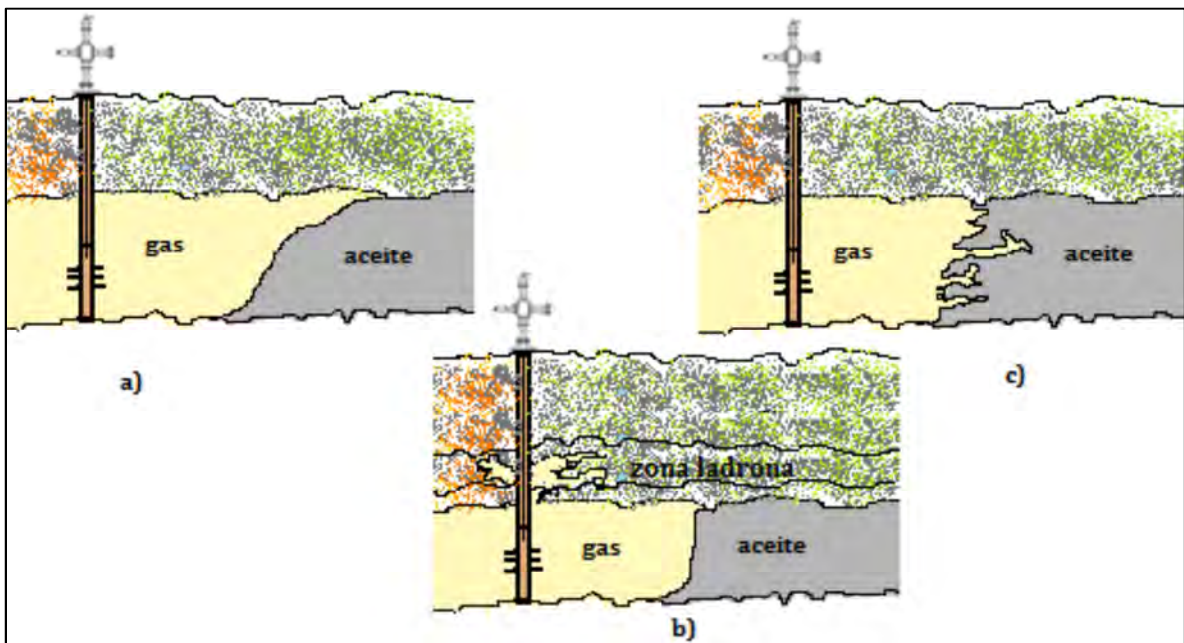


Figura 6.9. Problemas resueltos con la inyección de espumas. a) Segregación gravitacional, b) zona ladrona y c) canalización en fracturas.

ESPUMAS Y CONTROL DE LA CANALIZACIÓN

6.2. SOLUCIÓN AL MODELO MATEMÁTICO APLICANDO ESPUMAS

En el capítulo 5 se resolvió un modelo matemático para interpretar el comportamiento de la canalización en yacimientos fracturados bajo diferentes esquemas de velocidad del contacto gas aceite y diferentes tamaños de apertura de fractura, con los cuales se obtuvo la relación de alturas entre la fractura de referencia y las otras fracturas (figura 5.9).

Ahora bien, el siguiente paso será el darle una solución al modelo matemático utilizando las características reológicas de la espuma para interpretar el comportamiento de la canalización.

La principal característica reológica de las espumas es su alta viscosidad, ya que al hacer una comparación entre las viscosidades del CO_2 y las espumas se aprecia una diferencia que está alrededor de 3 órdenes de magnitud; siendo la densidad del primero del orden de 0.019 [cp] mientras que las espumas se encuentran en aproximadamente 20 [cp]. De la ecuación 5.10, se puede apreciar que cuando la viscosidad del fluido de inyección aumenta, la relación μ_i/μ_o tiende a incrementar su valor, lo que ayuda a hacer que la relación h/L se aproxime cada vez más a la unidad.

Los resultados se presentan en la figura 6.9. Los cálculos se hicieron bajo los mismos esquemas de velocidad y características de apertura de fractura que el problema del tema 5.

En la figura 6.10 se hace un análisis individual del comportamiento de la diferencia de alturas en la columna de hidrocarburos para una misma velocidad de contacto gas aceite (80 m/año) utilizando las características de viscosidad del CO_2 y una espuma.

ESPUMAS Y CONTROL DE LA CANALIZACIÓN

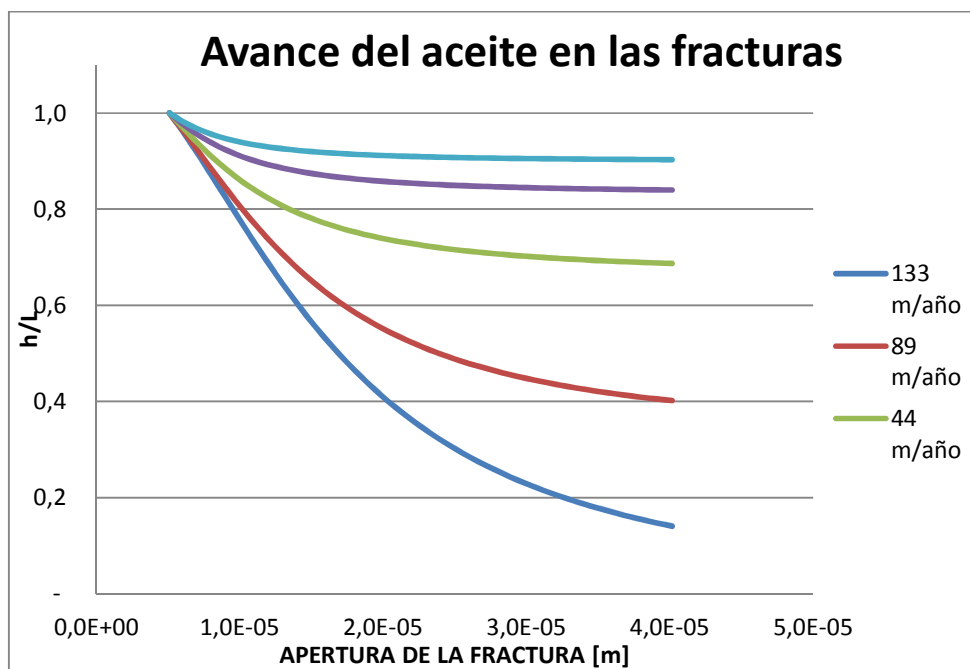


Figura 6.10. Aumento de la recuperación al aumentar la viscosidad del fluido de inyección.

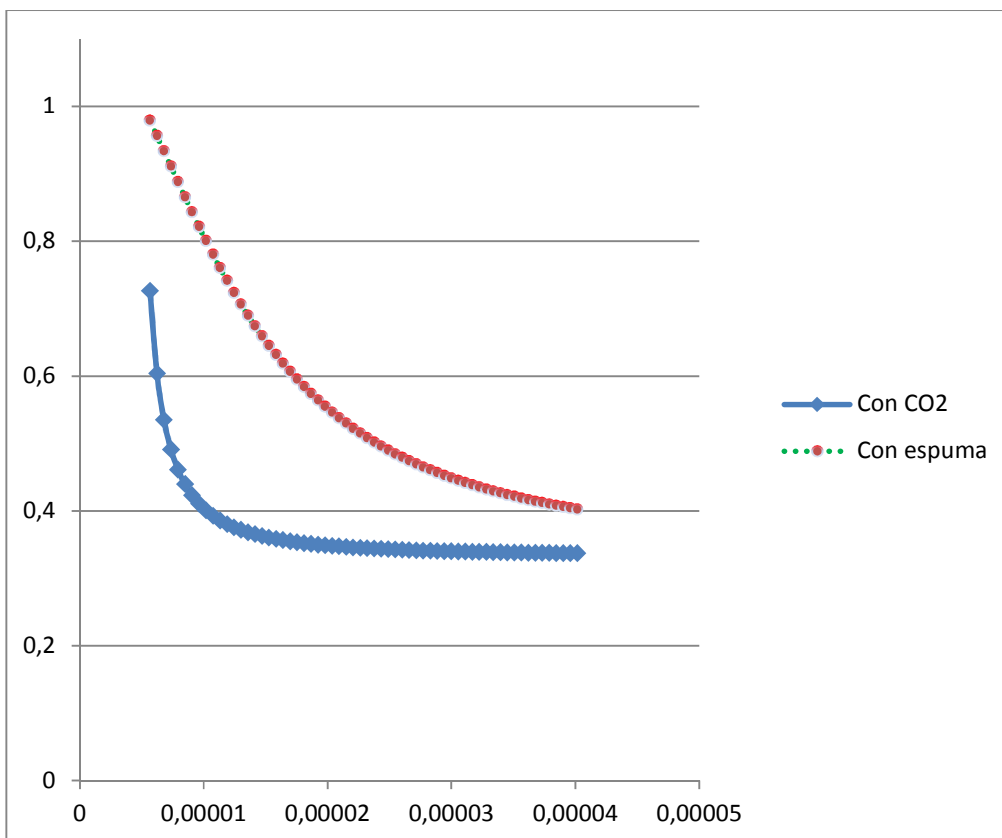


Figura 6.11. Diferencia de alturas de la columna de aceite al aplicar CO_2 y espumas.

ESPUMAS Y CONTROL DE LA CANALIZACIÓN

De las gráficas, se puede apreciar fácilmente que al aplicar una espuma como fluido de inyección se tendrá una disminución radical en la diferencia de alturas las fracturas. Físicamente, esto se traduce en una reducción en la canalización, una mayor eficiencia de barrido y un aumento en la recuperación, figura 5.10. Demostrado así, mediante el uso de un modelo matemático la eficiencia en la aplicación de espumas como fluido de inyección para el control de la canalización en yacimientos fracturados.

CAPÍTULO 7

7. PROYECTOS DE APLICACIÓN DE INYECCIÓN DE CO₂ EN MÉXICO

En México existe una gran cantidad de yacimientos que tienen un enorme potencial para aplicar el proceso de recuperación mejorada por medio de inyección de CO₂. Actualmente las reservas totales de hidrocarburos (3P) se estiman en 43,073.6 Millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), de las cuales 13,796.0 (MMbpce) corresponden a las reservas probadas, 15,013.1 (MMbpce) reservas probables y 14,264.5 (MMbpce) a las posibles. Gran parte de la reserva remanente de hidrocarburo está en los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF), y dicho volumen remanente de hidrocarburo era del 82% de las reservas 1P hasta enero del 2010. Cabe mencionar que los YNF aportan el 80% de la producción nacional.

Por la dificultad de comunicación hidráulica entre la fractura y la matriz, gran parte del petróleo se queda en ésta última. Por ejemplo, en Cantarell se ha producido únicamente el 18% del aceite original en la matriz, mientras que en la fractura se ha agotado el 81.7% (Ponencia: Potencial de aplicación de la recuperación mejorada en México, UNAM, Febrero de 2011, Dr. Edgar Rangel Germán).

A continuación se mencionaran las principales provincias petroleras en México, dichas provincias se destacan por tener una gran cantidad de campos con yacimientos naturalmente fracturados:

- **PROVINCIA PETROLERA SURESTE**

La provincia es la cuenca productora de aceite más importante del país.

La principal roca generadora son calizas arcillosas del Tithoniano de distribución regional, localmente se tienen calizas arcillosas del Cretácico y lutitas del Mioceno. Los hidrocarburos se encuentran almacenados principalmente en carbonatos del Cretácico, Carbonatos y areniscas del Jurásico Superior, brechas carbonatadas del Paleoceno y areniscas del Neógeno en trampas estructurales y combinadas de diferentes edades.

Los campos más importantes son: Cantarell, Ku - Malob- Zaap, J.A. Bermudez, Jujo - Tecominoacan.

Esta provincia alcanzó su máximo histórico de más de 4.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por día en 2004. La producción acumulada de la provincia es de 41.4 MMMbpce. Las reservas 3P son de 23.3 MMMbpce al 1 de enero de 2010.

- **PROVINCIA PETROLERA GOLFO DE MEXICO PROFUNDO**

La provincia es frontera en la cual se están realizando trabajos exploratorios para evaluar su potencial petrolero. La roca generadora principal son Calizas Arcillosas y lutitas del Tithoniano. Los hidrocarburos descubiertos se encuentran en Calizas del Cretácico y en areniscas del Neógeno en trampas estructurales y combinadas.

Los campos más importantes son Tamil, Noxal, Lakach y Lalail. Se ha descubierto aceite extrapesado y gas con una reservas 3P de 52MMbpce, al 1 de enero de 2010 (las reservas del campo Nab fueron incluidas en la Provincia Petrolera Sureste).

Los recursos prospectivos de la provincia abarca el 56.40% de los recursos totales a nivel nacional, con una media de cerca de 29.5MMMbpce al 1 de enero de 2009.

- **PROVINCIA PETROLERA VERACRUZ**

La provincia es productora principalmente de gas en secuencias del terciario y en segundo termino aceite en rocas del Mesozoico. Las rocas generadoras son principalmente calizas arcillosas y lutitas del Tithoniano, calizas arcillosas del Cretácico Medio y lutitas del Mioceno superior. Las rocas almacenadoras siliciclastos del Eoceno y Mioceno así como calizas del Cretácico medio - superior.

Los yacimientos se encuentran en trampas estructurales neógenas y laramidicas. Los campos de aceite más importantes son Cópite, Mata Pionche, Mecayucan y Angostura. La producción acumulada total de la provincia es de 0.6 MMMbpce. Las reservas 3P son 0.2 MMMbpce, al 1 de enero del 2010.

Los recursos prospectivos evaluados en la provincia abarca el 1.33% de los recursos totales a nivel nacional, con una media de cerca de 0.7 MMMbpce al 1 enero del 2010.

7.1. YACIMIENTOS NATURALES DE EN MÉXICO.

A la fecha, en México se cuenta con un yacimiento conocido (otro en estudio) y que está en etapa de explotación. Este yacimiento (Campo A) se encuentra situado al sureste mexicano, **figura 7.1**. 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). Un 80% del separado es inyectado a un yacimiento cercano el cual ya presenta resultados satisfactorios con este proceso de recuperación. La reserva remanente es de 357 MMscf de gas y 18 MMSTBL, siendo alrededor de un 52 % el volumen producido.

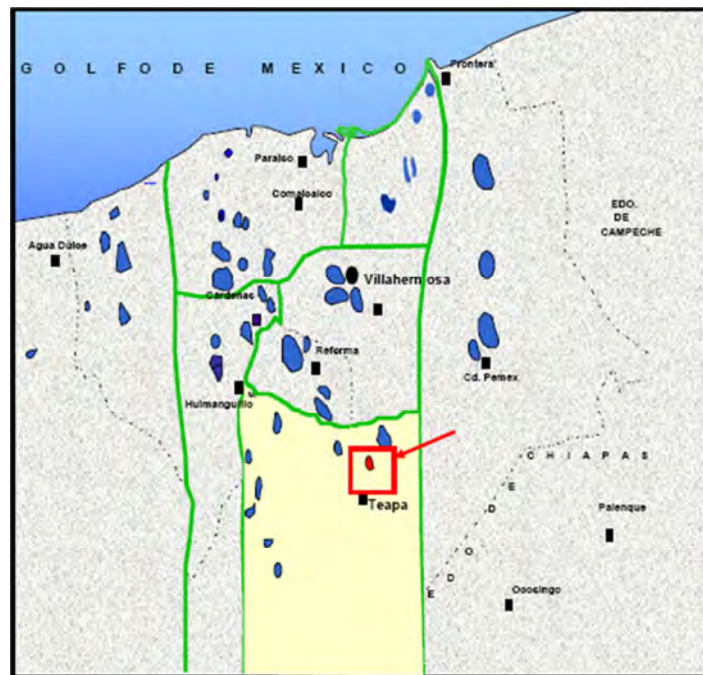


Figura 7.1. Plano de Localización de Campos de CO₂ en México

El siguiente yacimiento, Campo B, ocupa una extensión mucho más grande que el primero, se encuentra localizado en el norte de México entre los estados de Veracruz, Tamaulipas y San Luis Potosí, **figura 7.2**. El área cuenta con información de los primeros pozos perforados que datan de comienzos del siglo pasado donde los objetivos eran encontrar aceite. Datos históricos con pozos produciendo más de 50 MMscf/d fueron localizados pero la mayoría cuentan con datos escasos y muchos de ellos están taponados. Se tienen en explotación cerca de 17 pozos produciendo diferentes gastos y diferentes concentraciones de . Estudios recientes demuestran el potencial que el área tiene. Los estudios van desde sísmica 2D, caracterización dinámica, métodos probabilísticas para estimar el volumen original, cálculos volumétricos, pronósticos de producciones y expectativas de desarrollo a campos maduros, con los cuales se demuestra su gran potencial.

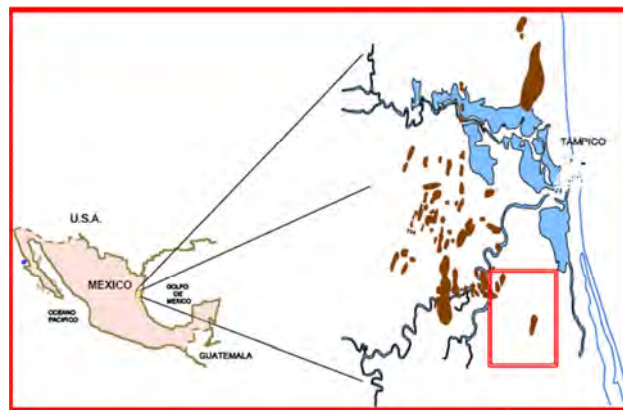


Figura 7.2. Plano de Localización de la Nueva Área Potencial de

Los primeros trabajos geológicos arrojan que la formación productora es el Cretácico con espesores brutos que sobrepasan los 50 m. 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 drene. La caída de presión a lo largo del tiempo es en promedio por mes de 0.22 kg/cm².

Los estudios probabilísticos dieron valores de volumen original de 5.836 Tscf (trillones de pies cúbicos a condiciones estándar), aunque cálculos volumétricos estiman que son 10.2 Tscf, lo que lo colocaría entre los 5 yacimientos más importantes a nivel mundial. Pronósticos de producción fueron corridos para el área a 20 años y dieron producciones iniciales de 300 MMscf/d (100 pozos en explotación) y una acumulada final total de 0.99 Tscf, teniendo aún producciones por pozo del orden de 0.01 MMscf/d.

7.2. PROYECTOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE CO₂ EN MÉXICO

Como se mencionó anteriormente, en el sureste de México se encuentra en desarrollo la inyección de CO₂ exitosamente. Por otro lado a partir del descubrimiento del potencial que existe en la zona noreste del país se han comenzado a desarrollar los primeros estudios para su aplicación en campos maduros cercanos al yacimiento encontrado. A continuación se mencionaran algunas de sus posibles aplicaciones:

Campo C

Se encuentra localizado al noreste de México y se ubica a 75 km aproximadamente del yacimiento de CO₂. Se encuentra en producción desde el año 1956. Alcanzó una producción máxima de 26,000 barriles de aceite por día (bpd). En el año 1970 comienza la inyección de agua y actualmente produce alrededor de 11,000 bpd. El factor de recuperación total alcanza el valor de 14.6 %. Las primeras evaluaciones realizadas sobre un área piloto arroja 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% y 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 b/d (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 yacimiento de . 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.

La figura 16 muestra las predicciones realizadas a un cierto tiempo y con diferentes escenarios de desarrollo. De estos se observa que la mejor recuperación se obtendrá con la inyección de gas. Los factores finales de recuperación sobrepasan el 16 %.

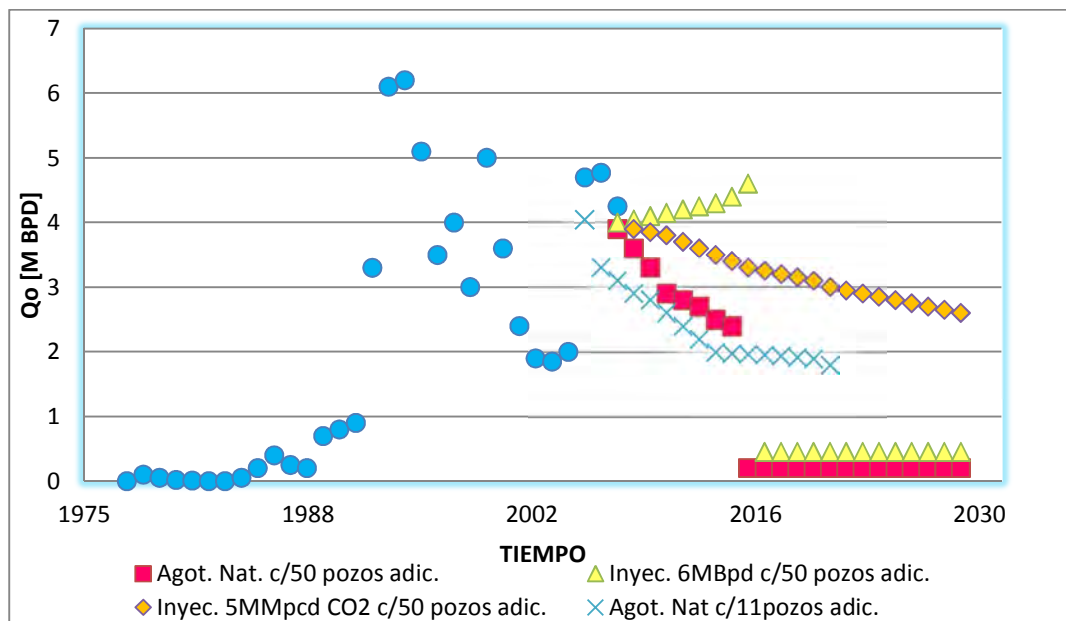


Figura 16.- Predicciones con Diferentes Esquemas de Desarrollo, Campo D

7.3. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS CAMPOS.

El análisis económico para estos proyectos arrojó los siguientes datos:

Campo C: Con un volumen esperado adicional de 32 MMbl y una distancia aproximada de 75 km (47 millas) del yacimiento de CO₂. El proyecto es económico con el uso de una tubería. Los costos aproximados serían para abastecer a todo el yacimiento de 40 MMscf/d de \$ 0.34 dls/MMscf.

Campo D: Con un volumen adicional a recuperar de 15 MMbl y una distancia al recurso natural de 400 km (250 millas) el proyecto sería económico con la utilización de una tubería principal. El costo aproximado es de \$0.48 dls/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 dls/Mscf y con un volumen estimado de 7 Mscf por barril a recuperar, el precio es de \$2.38 dls/bl. En el Caso del Campo D tendremos \$ 3.36 dls por barril, significa en pocas palabras que al precio de extracción se le agregará estos valores calculados.

Para conocer la eficiencia que tienen las diferentes prácticas para aumentar la recuperación de los hidrocarburos del yacimiento, es necesario identificar los mecanismos que ayudan a la recuperación de estos.

Con el análisis de las órdenes de magnitud estudiadas en este trabajo, pudimos identificar cuáles son los mecanismos de recuperación que tienen una mayor importancia para la recuperación del aceite, llegando a la conclusión que la segregación gravitacional es el fenómeno más importante para aumentar la recuperación.

Para identificar la importancia de cada mecanismo de recuperación, se estudiaron las ecuaciones que rigen el flujo de fluidos en los medios porosos. Con ellos se formularon los modelos matemáticos que describieran dicho comportamiento y se sustituyeron con algunos datos reales de campo. Se hicieron las variaciones y consideraciones pertinentes para graficarlos e interpretarlos.

Los números adimensionales fueron el parámetro de comparación para determinar la importancia de los diferentes fenómenos que tienen lugar en la matriz y las fracturas del yacimiento.

Co la ayuda de las herramientas antes descritas, y partiendo de que la mayor aportación de fluidos viene dado por la segregación gravitacional, se legó a la conclusión que la máxima aportación de aceite, y consecuentemente de la producción, proviene de las fracturas del yacimiento.

Partiendo de este hecho, se hace necesario darle un mayor énfasis a los mecanismos que promueven la recuperación en las fracturas. Por lo cual, se buscó disminuir los problemas de canalización asociados directamente a la inyección de CO₂ en los yacimientos fracturados. Siendo éste, el principal problema relacionado con los yacimientos de esta naturaleza.

El modelo matemático aquí estudiado, reflejó los beneficios que nos trae el uso de las espumas como fluido de inyección para el control de la canalización en yacimientos que estén produciendo por este método de recuperación. Este estudio demuestra y apoya el uso de este tipo de tecnologías para el control de la canalización que se traducirá en un incremento de la recuperación de aceite

CONCLUSIONES

Para conocer la eficiencia que tienen las diferentes prácticas para aumentar la recuperación de los hidrocarburos del yacimiento, es necesario identificar los mecanismos que ayudan a la recuperación de estos.

Con el análisis de las órdenes de magnitud estudiadas en este trabajo, pudimos identificar cuáles son los mecanismos de recuperación que tienen una mayor importancia para la recuperación del aceite, llegando a la conclusión que la segregación gravitacional es el fenómeno más importante para aumentar la recuperación.

Para identificar la importancia de cada mecanismo de recuperación, se estudiaron las ecuaciones que rigen el flujo de fluidos en los medios porosos. Con ellos se formularon los modelos matemáticos que describieran dicho comportamiento y se sustituyeron con algunos datos reales de campo. Se hicieron las variaciones y consideraciones pertinentes para graficarlos e interpretarlos.

Los números adimensionales fueron el parámetro de comparación para determinar la importancia de los diferentes fenómenos que tienen lugar en la matriz y las fracturas del yacimiento.

Co la ayuda de las herramientas antes descritas, y partiendo de que la mayor aportación de fluidos viene dado por la segregación gravitacional, se legó a la conclusión que la máxima aportación de aceite, y consecuentemente de la producción, proviene de las fracturas del yacimiento.

Partiendo de este hecho, se hace necesario darle un mayor énfasis a los mecanismos que promueven la recuperación en las fracturas. Por lo cual, se buscó disminuir los problemas de canalización asociados directamente a la inyección de CO_2 en los yacimientos fracturados. Siendo éste, el principal problema relacionado con los yacimientos de esta naturaleza.

El modelo matemático aquí estudiado, reflejó los beneficios que nos trae el uso de las espumas como fluido de inyección para el control de la canalización en yacimientos que estén produciendo por este método de recuperación. Este estudio demuestra y apoya el uso de este tipo de tecnologías para el control de la canalización que se traducirá en un incremento de la recuperación de aceite

REFERENCIAS

1. **D. Beliveau and D.A. Payne**, Shell Canada Ltd, SPE, 1991, "Analysis Of a Tertiary CO₂ Flood Pilot In a Naturally Fractured Reservoir", SPE 22947.
2. **Edgar Rangel Germán**, UNAM, Febrero 2010," Ponencia: Potencial de aplicación de la recuperación mejorada en México"
3. **Francisco Garaicochea P., Jose luis Bashbush B.**, División de ingeniería en ciencias de la tierra, departamento de explotación del petróleo, "Apuntes de comportamiento de los yacimientos"
4. **Heron Gachuz Muro**, Pemex, Copyright 2005 CIPM, "Yacimientos de CO₂ en México. Alternativa viable para programas de recuperación terciaria".
5. **J. Combe, F Faure**, Copyright 1997, "Bati Raman Heavy Oil Field: Reservoir Management Of CO₂ Injection In Fractured Limestone Formations".
6. **Kamel Bennaceur, Neeraj Gupta, Mike Monea, T.S. Ramakrishnan, Shinichi Sakurai, Steve Whittaker**, 2004, Schlumberger, "Captación y almacenamiento de CO₂: Una solución al alcance de la mano".
7. **Kayhan Issever and Ilhan Topkaya**, Turkish Petroleum Corporation, Ankara, Turkey, 1998, "Use Of Carbon Dioxide to Enhance Heavy Oil Recovery".
8. **Kulkarni Madhav M.**, 2003, "Multiphase Mechanisms and Fluid Dynamics In Gas Injection Enhanced Oil Recovery Processes".
9. **Lorenzo Matías Cipriano**, UNAM 2011, "Inyección de Espumas en Proyectos de Recuperación Mejorada; Control de Movilidad del Gas".
10. **Mahmoud Thaer N.N.**, 2006, "Demonstration And Performance Characterization Of The Gas Assisted Gravity Drainage (GAGD) Process Using A Visual Model".

11. **McCain William D.**, 1990, PennWell Publishing Company, Second Edition, "The proprieties Of Petroleum Fluids".
12. **M. Wllson and M. Monea**, "IEA GHG Weyburn CO₂ Monitoring And Storage Project Summary Report 2000 - 2004".
13. **Odd Magne Mathiassen**, Chief Reservoir Engineer, Norwegian Petroleum Directorate, May 2003, "CO₂ as Injection Gas For Enhanced Oil Recovery And Estimation Of The Potential On The Norwegian Continental Shelf", Norwegian University Of Science And Technology, Department Of Petroleum Engineering And Applied Geophysics
14. **Rodríguez Nieto Rafael**, "Apuntes de Mecánica de Fluidos"
15. **Ruiz Paidin Wagirin**, 2006, "Physical Model Study Of The Effects Of Wettability And Fractures On Gas - Assisted Gravity Drainage (GAGD) Performance".
16. **R. Martínez, R. Campos, L. Pérez del Villar, I. Suarez**, 1995, "Análogos Industriales del Almacenamiento de CO₂ (Almacenamiento de Gas Natural. Recuperación de Gas y Petróleo. Almacenamiento en Acuíferos Salinos. Recuperación de CH₄ en capas de carbón no explotables), Editorial Ciemat.
17. **Secaeddin Sahin, Ulker Kalfa and Demet Celebioglu**, Turkish Petroleum Corp, SPE 2007, "Bati Raman Field Immiscible CO₂ Application: Status Quo AND Future Plans", SPE 106575.
18. **Sharma Amit P.**, 2005, "Physical Model Experiments Of The Gas - Assisted Gravity Drainage Process".
19. **U.S. Department of Energy**, Advanced Resources International Inc, February 2006, "Basin Oriented Strategies For CO₂ Enhanced Oil Recovery: Permian Basin".
20. **U.S. Department of Energy**, Advanced Resources International Inc, February 2006, "Basin Oriented Strategies For CO₂ Enhanced Oil Recovery: Williston Basin Of North Dakota, South Dakota And Montana".

21. **U.S. Department of Energy, Advanced Resources International Inc, Arlington**, March 2010, "U.S Oil Production Potential From Accelerated Deployment Of Carbon Capture And Storage, White Paper".
22. <http://www.rigcnh.gob.mx/>