



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**MODELO DE LA CANALIZACIÓN DE UN GAS EN  
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A N:  
**ÁLVAREZ AGUILAR ALEJANDRO**  
**CERERO MORALES MIGUEL ANGEL**  
**TRUJILLO CANDO ENRIQUE**



DIRECTOR DE TESIS:  
**DR. ERICK EMANUEL LUNA ROJERO**

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. OCTUBRE, 2013



---

---

## AGRADECIMIENTOS

**Alejandro:**

### *A DIOS*

*Por haberme dado la oportunidad, motivos y las lecciones para poder culminar con este gran logro en mi vida, también le agradezco por todos aquellos momentos de felicidad, el haberme puesto en una maravillosa familia y poder haber conocido a todas y cada una de las personas que han sido parte de mi vida y por todas las que aún me falta por conocer, por toda esas metas que aún están pendientes y los proyectos que tienes para mí, de corazón muchas gracias.*

### *A MIS PADRES*

*Que con su cariño, comprensión, confianza, apoyo incondicional, enseñanzas y dedicación, y por muchas otras razones logre concluir algo tan importante para mí, les agradezco esas lecciones de vida; donde el trabajo bien hecho y honrado siempre deja recompensas, que no se puede dejar de luchar y mucho menos rendirse sin haberlo intentarlo, se que estarán cuando los necesite, no tengo como agradecer todo lo que me han brindado, y donde quiera que me encuentre siempre los llevare presentes en mi mente y mi corazón, me siento muy orgulloso de ustedes, los amo!  
**Alberta Aguilar Cabrera y Rodolfo Álvarez Fernández.***

### *A MIS HERMANOS*

*A ellos con quienes crecí y he tenido el gozo y la dicha de disfrutar de tener hermanos, les agradezco por formar parte de mi vida y todo lo que han hecho por mí, no los cambiaría por nada, y siempre encontraran en mi alguien en quien poder confiar. Los quiero mucho **Angelica, Adrian y Areli.***

### *A MI DIRECTOR DE TESIS Y PROFESORES*

*Al **Dr. Erick Luna Rojero**, que con su guía, sabiduría y tiempo se logro concluir este proyecto, a mis profesores que durante mi estancia en la carrera, me brindaron su tiempo, sabiduría y consejos los cuales me ayudaran a ser mejorando día con día en la vida profesional y en la personal.*

---

---

---

---

## A MIS COMPAÑEROS DE TESIS

*El Ing. Enrique Trujillo Cando e Ing. Miguel Ángel Cerero Morales, que con su trabajo y esfuerzo se logró concluir las tesis y con ello dar un paso más en nuestra formación académica, personal y profesional. Muchas gracias!*

## A MIS AMIGOS

*A todos y cada uno de ellos les agradezco por su amistad y apoyo, por cada momento compartido y las enseñanzas que me han dejado, es un verdadero gusto el haberlos conocido y que formen parte en mi camino por la vida, gracias por aquellos buenos momentos no solo en la trayectoria académica sino también fuera de ella, aquellos inolvidables recuerdos que le han dado un toque muy especial en mi vida. A ustedes: Enrique Daniel Contreras, Juan García Ortiz, Briselda Pacheco, Gerardo Thonatiu, Luis Escobar, Daniel Hernández, Diana Jazmín, Carlos Magallanes, Felipe Pozadas, Gabriel Alfaro, Jesús Cruz, Erubiel Hernández, Eduardo Aguilera, Evaristo Valencia, Lewis Maldonado y Adriana González.*

*También quiero hacer una mención especial de las siguientes personas quienes se han ganado mi cariño, respeto y admiración; a ti Lizzete Yaret Valderrama Leyva, que me has demostrado que la locura con la cordura se llevan de la mano y que siempre hay oportunidad para lograr nuestros sueños, a ti Jessica Gabriela Esquivel Zaragoza, que me has demostrado que los cambios en cualquier aspecto de la vida son para bien y que nunca hay que rendirse, a ti Anallely Tenorio Sánchez, que estuviste conmigo en una etapa muy importante de mi vida y me mostraste que aún hay gente noble en quien poder confiar, al Ing. Yaniak Omar Cedro Resendiz, gracias por tu amistad, consejos y enseñanzas, y por darme una nueva forma de ver la vida, a ti Juan Pablo Fabela Méndez, que has sido un muy buen amigo siempre sincero e incondicional.*

*Por último a una persona que me acompañó en gran parte de la carrera, compartiendo mis logros y derrotas, descubriendo y viviendo experiencias inolvidables a su lado, formando parte no solo de mi trayectoria universitaria sino también en mi vida sentimental, por todo eso y mucho más te agradezco Tere.*

## A LA UNIVERSIDAD

*Agradezco a la UNAM, quien me brindo la oportunidad de cursar y concluir la carrera de Ingeniería Petrolera, esto es sólo el inicio de un proyecto de vida en el cual seguiré preparándome para no defraudar a mi Universidad, mi alma máter.*

---

---

---

*Miguel:*

### ***A DIOS***

*Por nunca dejarme solo. Por darme la mejor familia que podría haber tenido, por todas las lecciones de vida, por todos aquellos amigos que he conocido a lo largo de la vida, por darme la fuerza, la inspiración y guía para salir adelante, por todos los momentos felices que he pasado, por las metas cumplidas y por las que faltan por cumplir.*

### ***A MIS PADRES***

*Rebeca Morales Benjume y Josué Alfonso Cerero Reyes por darme la vida, por su apoyo incondicional en cualquier momento, por inculcarme los valores que me hacen ser el hombre que soy ahora, por su cariño y comprensión, por su esfuerzo, por sus cuidados, su amor, por los regañones y las reflexiones que me hicieron ser una mejor persona. Gracias por ser los mejores padres y darme las armas y herramientas que necesitaba para la vida los amo con todo mi corazón.*

### ***A MIS HERMANOS***

*Josué Alfonso Cerero Morales y Cynthia Gabriela Cerero Morales por compartir los primeros años de vida, por ser los mejores hermanos, por todos esos juegos y travesuras de niños, por todas las aventuras que hemos pasado juntos, por su confianza y apoyo cuando más lo necesitaba. Saben que cuentan conmigo para todo y en cualquier momento. Los amo.*

### ***A MI NOVIA***

*Ana Laura López López por tu amor y apoyo incondicional en esta etapa de mi vida, por todos los bellos momentos que pasamos juntos, por confiar en mí y darme ánimos y fuerza para seguir adelante, por tu comprensión. Por tus regañones y consejos que me hacen ser mejor persona. Te amo hermosa Ana Laura.*

### ***A MIS SINODALES Y MAESTROS***

*Al Dr. Erick Luna Rojero por compartir sus conocimientos, sabiduría y tiempo para realizar este trabajo. A mis maestros que a lo largo de mi vida de estudiante han compartido sus conocimientos, experiencias, consejos que me han ayudado en mi formación como profesional y crecer como persona.*

---

---

### **A MIS COMPAÑEROS DE TESIS**

*Alejandro Álvarez Aguilar y Enrique Trujillo Cando. Gracias por su esfuerzo, dedicación y trabajo para concluir este proyecto que nos ayudara a seguir adelante como profesionales.*

### **A MIS MEJORES AMIGOS**

*Raul Paredes Velasco, Briselda, Verito, Wachan, Grinch, Gerardo, Erubiel, Felipa, Balderas, Kike, Alex, Erwin, Sol, Beto, Beba, Manuel, Ismael (Lic.), Gladis, Diana, Ruby por compartir esta hermosa etapa de la vida, por las locuras y los buenos momentos que pasamos juntos y por su ayuda a ser una mejor persona.*

*Gracias a todas aquellas personas que compartieron un momento de su vida conmigo de todos ustedes he aprendido algo.*

### **A LA UNIVERSIDAD**

*Por darme la oportunidad de estudiar en tus aulas y adquirir los conocimientos necesarios para desarrollarme como un profesional y crecer como persona. Mi alma mater!!!!*

---

---

*Enrique:*

*Esta tesis representa un parteaguas entre una etapa muy enriquecedora de mi vida, el camino que el tiempo me obliga a seguir y sobre todo el inicio de una nueva etapa en mi vida. En todo lo que es la experiencia universitaria y la conclusión de este trabajo de tesis, han habido personas que merecen las gracias porque sin su valiosa aportación no hubiese sido posible este trabajo y también hay quienes las merecen por haber plasmado su huella en mi camino.*

*Quiero expresar mi más grande agradecimiento a mis padres **Emelia y Enrique** porque además de brindarme la oportunidad de obtener una formación académica, han sido ustedes los artífices de mi vida con sus ejemplos, sus enseñanzas y sus valores, se los agradezco porque sin las valiosas herramientas que me otorgaron: la humildad, el respeto, la honestidad, la responsabilidad, la perseverancia y el sentido del hacer las cosas de la mejor manera, no hubiera logrado este éxito que es suyo.*

*Agradezco profundamente el sacrificio que han hecho por mí y sé que toda la vida estaré en deuda con ustedes, pero sepan que éste y los futuros éxitos en mi vida son dedicados a ustedes; son mi manera de compensar de alguna manera su dedicación y arduo esfuerzo. Gracias padres porque hoy todo lo que soy, lo soy por ustedes.*

*A mis hermanas: **Rosy, Lucy y Melis** por haber estado a mi lado en este largo viaje, por compartir conmigo sus alegrías y tristezas, por la amistad y los sueños que hemos compartido, por lo mucho que las quiero y por el infinito amor que les tengo.*

*A mi hermano **Jaime** por ser mí mejor amigo, por apoyarme en todo momento y por creer en mí siempre.*

*A mis primos **Paco y Juanito** gracias por todos esos momentos que hemos vivido juntos y ser como mis hermanos.*

---

---

*A Gerardo Estrada, Alejandro Álvarez, Luis Escobar, Erubiel Hernández, Briselda Pacheco, Ing. Juan García, Ing. Daniel Hernández, Ing. Verónica Ramírez, Ing. Alberto Jiménez, Ing. Gabriel Alfaro, Ing. Jesús Cruz, Ing. Humberto Payares, Miguel Cerero, Felipe Pozadas, Alejandro Balderas, Erwind Arreola porque no hay palabras para expresarle mi gratitud a la vida y el valor de tener su amistad.*

*A mis sinodales Dr. Erick Emanuel Luna Rojero, Ing. Manuel Juan Villamar Viguera, Ing. Mario Becerra Zepeda, Ing. Jorge Huescani Jiménez Bernal y Dr. Rafael Herrera Gómez por sus comentarios para este trabajo de tesis.*

*Quiero agradecer a quienes directa o indirectamente me han apoyado durante todo este tiempo de mi formación profesional, son y siempre serán parte importante de mi vida, a cada uno de ellos gracias.*

*A la Facultad de Ingeniería por haberme otorgado las herramientas necesarias para emprender el nuevo camino que me espera.*

*A la Universidad Nacional Autónoma de México, por ser mi Alma Mater y parteaguas en mi formación como profesionista.*

---

---

---

## CONTENIDO

	Página
<b>RESUMEN</b> .....	10
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	11
<b>CAPITULO I. ANTECEDENTES</b> .....	15
Las etapas de recuperación.....	15
Recuperación Primaria .....	15
Recuperación Secundaria.....	23
Recuperación Terciaria.....	37
Inyección de Gases.....	52
Los métodos de desplazamiento miscible e inmisible .....	52
Tipos de inyección de gases .....	53
Inyección de CO <sub>2</sub> .....	53
Inyección de Nitrógeno.....	61
Inyección de Metano (C <sub>1</sub> ).....	65
Características de los métodos y sus parámetros de escrutinio.....	67
<b>CAPITULO III. MODELO MATEMÁTICO</b> .....	77
Modelo matemático .....	80
Modelo numérico .....	82
<b>CAPITULO IV. PROGRAMA DE CÓMPUTO</b> .....	88
Descripción.....	89
Descripción de los datos de los archivos de entrada.....	91
Datos de salida .....	99
<b>CAPITULO V. CASOS DE APLICACIÓN</b> .....	102
Casos de Estudio. ....	102
Datos de entrada .....	103
Datos de la malla.....	103
Propiedades de la roca.....	104
Propiedades de los fluidos.....	105
Pseudo-gasto 1 m <sup>2</sup> /día. ....	106
Pseudo-gasto 2 m <sup>2</sup> /día. ....	107
Pseudo-gasto 5 m <sup>2</sup> /día. ....	108
Pseudo-gasto 10 m <sup>2</sup> /día.....	109

---

Pseudo-gasto 15 m <sup>2</sup> /día.....	110
Pseudo-gasto 20 m <sup>2</sup> /día.....	111
Pseudo-gasto 25 m <sup>2</sup> /día.....	112
Pseudo-gasto 30 m <sup>2</sup> /día.....	113
<b>CAPITULO VI. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>116</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>140</b>
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>144</b>

---

## RESUMEN

El panorama de la industria petrolera a nivel mundial nos permite observar la creciente demanda de hidrocarburos, a la par de una declinación irreversible en la producción de los mismos. Una gran parte de las reservas remanentes se encuentran en una etapa madura de explotación; por lo que los procesos de recuperación mejorada juegan un papel preponderante en la documentación de escenarios de la explotación de hidrocarburos.

Actualmente, gran parte de las reservas de aceite mundiales son encontradas en yacimientos naturalmente fracturados. Es por esto que resulta necesario el estudio de estos yacimientos así como el comportamiento que presentan.

Por lo anterior, es necesaria la aplicación de nuevas tecnologías que permitan obtener una mayor recuperación de hidrocarburos y de forma más eficiente que permitan satisfacer la demanda a nivel mundial.

El presente trabajo está enfocado al empleo de un simulador que integre fenómenos de difusión molecular y sin funciones de transferencia, modelar el proceso de canalización durante la inyección de un gas en un yacimiento naturalmente fracturado para obtener una mayor recuperación de hidrocarburos.

La aplicación de este simulador nos da un panorama de cómo será la recuperación de aceite inyectando gas a diferentes gastos en yacimientos naturalmente fracturados en México, tomando datos de un aceite pesado, no limitando la aplicación de esta simulación a este tipo de yacimientos, se necesitará realizar trabajos futuros para la aplicación en otro tipo de yacimientos.

Esto se logra mediante la aplicación de un software que ha sido generado a partir de racionamientos establecidos por diferentes autores, los cuales sustentaron su trabajo a través de pruebas de laboratorio, pruebas piloto, consideraciones de carácter geológico, simulaciones numéricas y análisis estadísticos. Es importante resaltar que los datos introducidos en el simulador deben ser representativos del yacimiento y de los fluidos, para que los resultados arrojados por el software sean de mayor confiabilidad, se utiliza otro software para visualizar (VisIt) de forma gráfica los resultados obtenidos de la simulación.

Los resultados obtenidos en este trabajo nos brindaran un panorama de la recuperación esperada mediante un proceso de inyección de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y de los fenómenos presentes en la inyección de un gasa través de un yacimiento fracturado, así como, la interacción del gas con los fluidos presentes en la formación, y con ello evaluar cuál es la mejor opción para la recuperación de hidrocarburos.

Como conclusión de este trabajo a un gasto de inyección alto se obtiene una mayor recuperación de aceite pero se alcanza la canalización a un menor tiempo que con gastos más bajos.

---

## INTRODUCCIÓN

La inyección de gas en yacimientos petroleros ha sido una técnica empleada desde finales del siglo XIX con propósitos de recuperación secundaria y mejorada. La idea de usar gas para mejorar la productividad de los pozos de petróleo fue propuesta por Dinsmoor en 1864<sup>1</sup>, quien más tarde, en 1891, al inyectar gas proveniente de una arena en otra, logró incrementar la producción de petróleo; posteriormente, en 1895, combinó la re-presurización de gas con el uso de bombas de vacío en los pozos de petróleo. Se considera que ésta fue la primera vez que se utilizó un compresor en operaciones de inyección de gas.

Es así, que uno de los objetivos principales de la inyección de gases es el mantenimiento de la presión o la adición de energía al yacimiento, y a diferencia de la inyección de agua donde solamente ocurre un desplazamiento inmisible, en el proceso de inyección de gas puede darse, tanto un desplazamiento miscible como un desplazamiento inmisible.

La técnica o la forma de hacer una inyección de gas en un yacimiento de aceite se realiza ya sea dentro del casquete de gas si éste existe o, directamente, dentro de la zona de aceite. Cuando existe un casquete de gas originalmente en el yacimiento, o cuando se ha ido formando por segregación durante la etapa primaria, el gas inyectado ayuda a mantener la presión del yacimiento y hace que el gas del casquete entre en la zona de aceite y lo empuje hacia los pozos productores. Si la inyección se realiza en un yacimiento sin casquete de gas, el gas inyectado fluye radialmente desde los pozos inyectoros y empuja el aceite hacia los pozos productores.<sup>2</sup>

La inyección de gases es ciertamente uno de los más viejos métodos utilizados por los ingenieros para la recuperación mejorada, y su uso se ha incrementado recientemente, muchas de estas técnicas provienen de los gases no hidrocarburos, ya sea, CO<sub>2</sub> o Nitrógeno (N<sub>2</sub>), aunque también se puede utilizar gas natural.

Esta técnica conforma una de las etapas de recuperación de aceite. La recuperación de las reservas de hidrocarburos se divide en tres categorías principales en todo el mundo; primaria, secundaria y terciaria. En el país existe un gran potencial al cual únicamente se pueden acceder con los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada.

En México, como a nivel mundial, existen los yacimientos naturalmente fracturados, formaciones que resguardan la mayoría de los hidrocarburos, en México más del 80% de la producción de hidrocarburos proviene de estos yacimientos, el Complejo Cantarell es el más grande del país, y tiene la particularidad de estar compuesto por yacimientos naturalmente fracturados.<sup>3</sup>

La Región Marina Noreste está constituida por los activos de producción Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. Actualmente, la región administra 27 campos, de los cuales 14 están en producción: 9 en del Activo Cantarell y 5 del Activo Ku-Maloob-Zaap.<sup>4</sup>

---

*1, 2, 3, 4. Referencias al final.*

En la tabla 1 se puede observar que en algunos de los yacimientos del activo Cantarell tienen varias opciones de métodos de recuperación mejorada (Enhanced Oil Recovery por sus siglas en inglés EOR) viables para evaluar su aplicabilidad, se puede advertir que las tecnologías potenciadas son la inyección de gases hidrocarburos, CO<sub>2</sub> y aire para combustión in-situ.

Activo	Cantarell			
Campo	Balam	Ek	Ixtoc	Sihil
Yacimiento	JSO	JSO	BTPK	JSK
Tipo de Yacimiento (Carbonatos o Siliciclásticos)	Siliciclásticos		Carbonatos	
Volumen Original de Aceite	954	450	491	293
Producción Acumulada de Aceite al 1 de enero del 2012 (mmb)	104	33	93	12
Reserva 1P de aceite (mmb)	43	60	25	6
Reservas 2P de aceite (mmb)	201	108	55	6
Volumen remanente (mmb)	850	417	398	282
Tirante de agua promedio (m), si aplica	50	50	50	45
Profundidad, mvbnm	4,650	4,450	3,500	4,055
°API	26.8	27	31.9	30.9
Viscosidad, cp, @ Pb y Ty	2.0	2.5	0.4	0.3
Métodos de EOR aplicables	CO <sub>2</sub> , Gases hidrocarburos y Combustión in-situ		CO <sub>2</sub> y Gases hidrocarburos	

**Tabla 1. Candidatos para la evaluación de pruebas piloto en el activo Cantarell.<sup>4</sup>**

En la tabla 2 se observa que para el activo KMZ es aplicable la técnica de inyección de aire para combustión. Por otro lado, en el yacimiento Lum se puede identificar que también se puede aplicar la inyección de CO<sub>2</sub>. Por su parte, el yacimiento Zaap resulta candidato para la inyección de gases miscibles, gases hidrocarburos y CO<sub>2</sub>.

Activo	Ku-Maloob-Zaap			
	Lum	Zaap	Zaap	Ku
Campo	JSO-1	JSK	EM	EM
Yacimiento	JSO-1	JSK	EM	EM
Tipo de Yacimiento (Carbonatos o Siliciclásticos)	Siliciclásticos	Carbonatos	Siliciclásticos	
Volumen Original de Aceite	400	494	691	615
Producción Acumulada de Aceite al 1 de enero del 2012 (mmb)	7	148	8	9
Reserva 1P de aceite (mmb)	9	28	29	19
Reservas 2P de aceite (mmb)	31	28	38	30
Volumen remanente (mmb)	394	346	682	606
Tirante de agua promedio (m), si aplica	60	80	80	60
Profundidad, mvbnm	4,940	3,520	2,370	2,140
°API	24	25	17	16
Viscosidad, cp, @ Pb y Ty	3.8	1.2	8.4	9.5
Métodos de EOR aplicables	CO <sub>2</sub> y Combustión in-situ	CO <sub>2</sub> y Gases hidrocarburo	Combustión in-situ	

**Tabla 2. Candidatos para la evaluación de pruebas piloto en el activo Ku-Maloob-Zaap.<sup>4</sup>**

Por todo lo anterior, la aplicación de estos métodos es de suma importancia en la producción mundial y en el caso de nuestro país, donde la producción proveniente de recursos convencionales presenta una tendencia a declinar, por lo que deja clara la importancia de la incorporación de recursos no-convencionales y nuevos descubrimientos, así como la aportación de los métodos de recuperación secundaria o mejorada.

---

# **CAPITULO I.**

# **ANTECEDENTES**

---

## CAPITULO I. ANTECEDENTES

En este capítulo trataremos las etapas de recuperación de hidrocarburos así como los principales mecanismos que actúan en la producción de los mismos. Se definirán conceptos como inyección de agua, gas; sus principales ventajas y factores que afectan los procesos de inyección. Además las principales consideraciones que deben tomarse en cuenta para la selección del método de recuperación dependiendo de las propiedades de los fluidos y características del yacimiento.

### Las etapas de recuperación

Los hidrocarburos de un yacimiento determinado se recuperan a través de etapas y técnicas diferentes.

A continuación se describen las etapas de recuperación presentes a lo largo de la vida de un yacimiento.

### Recuperación Primaria

El comportamiento de recuperación primaria está regido por las fuerzas que intervienen en el flujo de fluidos a través de un medio poroso: fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. Este proceso es caracterizado por la variación de la presión en el yacimiento, los ritmos de producción, la relación gas-aceite, la afluencia del acuífero y la expansión del casquete de gas. Los factores que afectan el comportamiento del yacimiento son las características geológicas, las propiedades roca-fluido, la mecánica de fluidos y las instalaciones de producción. La calidad de la administración de yacimientos también es muy importante, debido a que un mismo yacimiento explotado a diferentes formas (ingeniería de yacimientos, ingeniería de producción, etc.) permite obtener diferentes porcentajes de recuperación. Así mismo las políticas de la empresa operadora del campo y de la agencia reguladora gubernamental juegan un papel importante en el comportamiento de la producción.<sup>5</sup>

Los procesos de desplazamiento son los siguientes y a continuación se describen:

#### ● **Expansión roca-fluidos.**

Este proceso de desplazamiento ocurre principalmente en los yacimientos bajo saturados, hasta que se alcanza la presión de saturación. La expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. Dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción, es muy pronunciado. La liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción, al nivel en que se obtiene la presión de saturación. La relación gas-aceite (RGA) producida permanece, por lo tanto, constante durante esta etapa de explotación, e igual a la relación de solubilidad inicial (Rsi). La saturación de aceite prácticamente no varía. La porosidad y la permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente,

---

así como la viscosidad del aceite. El factor de volumen del aceite aumenta también en forma muy ligera, el índice de productividad permanece prácticamente constante.

#### ● **Empuje de gas disuelto liberado.**

Una vez iniciada en el yacimiento la liberación del gas disuelto en el aceite, al alcanzarse la presión de saturación, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá, primordialmente, al empuje de gas disuelto liberado; ya que si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continuarán expandiéndose, su efecto resulta depreciable, puesto que la compresibilidad (o expansionabilidad) del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación. El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo de gas hacia los pozos. La saturación de gas mínima para que ocurra flujo del mismo se denomina saturación de gas crítica. Durante esta etapa, en la que la saturación de gas es menor que la crítica, la relación gas-aceite producida disminuye ligeramente, ya que el gas disuelto en el aceite, que se libera, queda atrapado en el yacimiento. El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación de aceite disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto; por lo tanto, mientras que la permeabilidad al aceite disminuye continuamente, la permeabilidad al gas aumentará. El gas fluirá más fácilmente que el aceite, debido a que es más ligero, menos viscoso y a que en su trayectoria se desplaza por la parte central de los poros (bajo condiciones equivalentes, su movilidad es mucho mayor que la del aceite). De esta manera la relación gas-aceite que fluye en el yacimiento aumentará constantemente y la relación gas-aceite producida en la superficie mostrará un progresivo incremento, hasta que la presión del yacimiento se abata substancialmente. Cuando esto ocurra, la relación medida en la superficie disminuirá debido a presiones bajas, los volúmenes de gas en el yacimiento son menores con respecto a los volúmenes ya en superficie.

Debido a que este tipo de mecanismo se presenta generalmente en yacimientos cerrados, la producción de agua es muy pequeña o nula. Las recuperaciones por empuje de gas disuelto son casi siempre bajas, variando generalmente entre el 5% y el 35% del aceite contenido a la presión de saturación.

Cuando este mecanismo de desplazamiento ocurre en yacimientos que no presentan condiciones favorables de segregación, la recuperación es totalmente independiente del ritmo de extracción.

Se acostumbra representar gráficamente el comportamiento de los yacimientos indicando la variación de la presión y la relación gas-aceite contra la recuperación o la producción acumulada. En la Figura 1.1 se muestra gráficamente el comportamiento de un yacimiento productor bajo los dos mecanismos indicados.

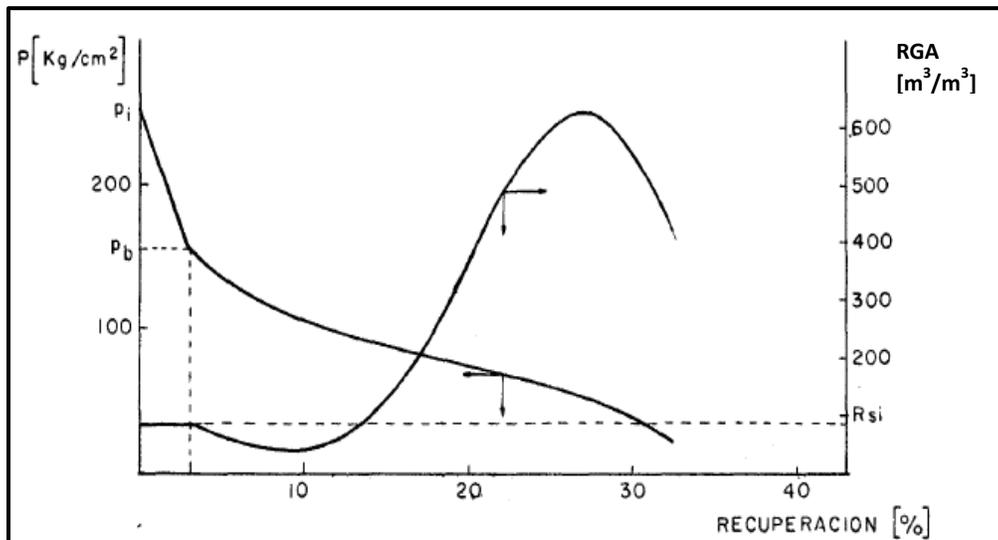


Figura 1.1. Curvas de variación de la presión y relación gas-aceite (RGA) instantánea, para un yacimiento productor por expansión del sistema y por empuje de gas disuelto liberado.

### 🔥 Empuje por casquete de gas.

El empuje por casquete de gas consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Los requerimientos básicos son:

- Que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas.
- Que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas.

La zona de gas libre requerida puede presentarse de tres maneras:

- a) Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
- b) Bajo ciertas condiciones, puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.
- c) El casquete de gas puede crearse artificialmente por inyección de gas en la parte superior del yacimiento, si existen condiciones favorables para su segregación.

El mecanismo por el cual el aceite se recupera bajo este proceso, se entiende fácilmente considerando primero la naturaleza del desplazamiento cuando la presión del yacimiento se mantiene constante por inyección de gas, y analizando a continuación las diferencias que surgen cuando se permite la declinación de la presión en el yacimiento. Es obvio que si la presión del yacimiento se mantiene en su valor original, el gas inyectado no tiene acceso a la zona de aceite, excepto atrás o en el frente de avance del gas libre y por lo tanto la parte inferior de la estructura conserva sus condiciones originales de saturación de aceite, hasta que se invade por el gas inyectado. La producción de aceite proviene de los pozos localizados en la zona de aceite, pero el aceite producido es reemplazado por el que se mueve adelante del frente de gas. En esta forma el proceso obliga al aceite a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.

---

La ventaja de este mecanismo consiste en que propicia, mediante una adecuada localización y terminación de los pozos, la obtención de producciones de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre, reteniéndose, en la parte superior del yacimiento, el gas libre que se utilice para desplazar el aceite.

Sin inyección de gas, el empuje se dará por la expansión del mismo gas en el casquete, debido a la declinación de la presión. Si el volumen de gas libre inicialmente presente en el yacimiento es grande, comparado con el volumen total original de aceite, y si no se produce gas libre durante la explotación, la declinación de presión requerida para la invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas será ligera y el comportamiento del yacimiento se aproximará al obtenido con inyección de gas. Si por otra parte el volumen del casquete de gas es relativamente pequeño, la presión del yacimiento declinará a mayor ritmo, permitiendo la liberación del gas disuelto y el desarrollo de una saturación de gas libre en la zona de aceite. Cuando la saturación de gas libre forme una fase continua, su exclusión de los pozos productores será imposible y el mecanismo de desplazamiento se aproximará al de empuje por gas disuelto.

Las recuperaciones en yacimientos con casquete de gas varían normalmente del 20% al 40% del aceite contenido originalmente, pero si existen condiciones favorables de segregación se pueden obtener recuperaciones del orden del 60% o más.

#### 🔥 **Empuje por agua.**

El desplazamiento por invasión de agua es en muchos sentidos similar al del casquete de gas. El desplazamiento de los hidrocarburos tiene lugar en este caso atrás y en la interface agua-aceite móvil. En este proceso el agua invade y desplaza al aceite, progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite será casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación de gas en solución o dicha liberación será pequeña y asimismo el desplazamiento que ocasione.

Los requerimientos básicos para este proceso son:

En primer lugar una fuente adecuada que suministre agua en forma accesible al yacimiento.

En segundo término una presión diferencial entre la zona de aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuífero), que induzca y mantenga la invasión. El empuje hidráulico puede ser natural o artificial. Para que se presente en forma natural debe existir, junto a la zona productora, un gran volumen de agua en la misma formación, sin barreras entre el aceite y el agua, y la permeabilidad de la formación facilitar su filtración adecuada.

La formación acuífera puede algunas veces alcanzar la superficie. En este caso la fuente del agua de invasión podrá disponerse a través de la entrada de agua superficial por el afloramiento. Esta condición no es muy común. Generalmente la invasión de agua tiene

---

lugar por la expansión de la roca y el agua en el acuífero, como resultado de la declinación de presión transmitida desde el yacimiento. Debido a que las compresibilidades de la roca y el agua son muy pequeñas, un empuje hidráulico regular requerirá de un acuífero extenso y grande, miles de veces mayor que el yacimiento.

Tan pronto como el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de él, la saturación de agua aumenta, la formación adquiere e incrementa su permeabilidad al agua y ésta tiende a fluir junto con el aceite.

Como agente desplazante el agua tiene una ventaja sobre el gas, ya que debido a su menor movilidad (mayor viscosidad), un volumen dado de agua introducido en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas y se acumulará también en mayor grado, mostrando menos tendencia que el gas a fluir a través del aceite.

Después que la interfase o contacto agua-aceite alcanza un pozo, su producción de agua aumenta progresivamente. El proceso se termina al abandonar el yacimiento cuando se invaden los pozos superiores y su producción disminuye a un nivel tal que la recuperación deja de ser costeable.

En la mayoría de los yacimientos agotados por empuje de agua, la presión del yacimiento se conserva a un nivel relativamente alto cuando se abandona su explotación. La relación gas-aceite producida en yacimientos con empuje hidráulico efectivo no sufre cambios substanciales, debido a que al mantenerse alta la presión, se evita la liberación del gas disuelto y su disipación en la producción.

Las recuperaciones varían normalmente entre el 35% y el 75% del volumen original de aceite en el yacimiento. Las recuperaciones bajas corresponden a yacimientos heterogéneos o con aceite viscoso.

En yacimientos con empuje hidráulico la recuperación es sensible al ritmo de explotación. Si los gastos son altos el depresionamiento propiciará la liberación de gas y el desplazamiento con agua se efectuará en presencia de una fase gaseosa. En estas condiciones la saturación de aceite residual puede reducirse substancialmente. Esta reducción proporciona una recuperación de aceite mayor que la obtenida con invasión de agua donde no existe una fase gaseosa. El desplazamiento con agua en una formación parcialmente saturada de gas da lugar al desarrollo de una zona de alta saturación de aceite (banco de aceite), formada adelante del agua de invasión. El banco de aceite desplaza parte de la fase de gas móvil inicial, dejando gas residual "atrapado" distribuido en los poros en forma de burbujas discontinuas o filamentos. El aceite es desplazado posteriormente por el agua, en presencia de la fase gaseosa inmóvil. En la Figura 1.2 se presenta la secuencia del sistema de desplazamiento descrito.

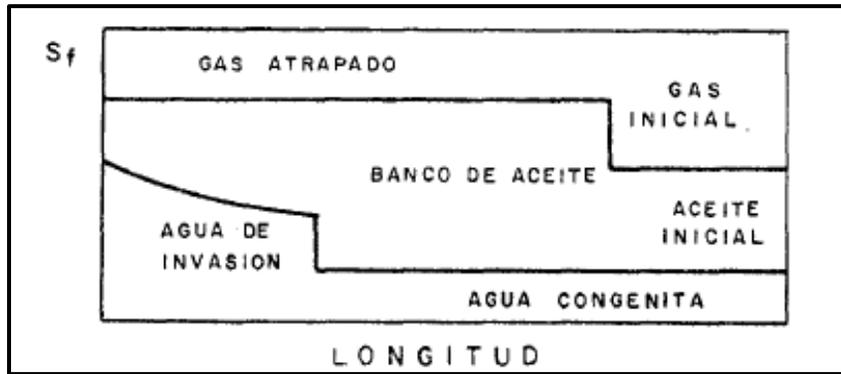


Figura 1.2. Distribución de las saturaciones de fluidos en un sistema de desplazamiento de aceite con agua en presencia de una fase gaseosa.

Si se desea obtener la máxima recuperación, se deberá controlar el ritmo de producción, a fin de que el desplazamiento por agua se efectúe a la presión más conveniente.

En la Figura 1.3 se muestra comparación de los comportamientos de yacimientos de acuerdo al mecanismo de empuje operante.

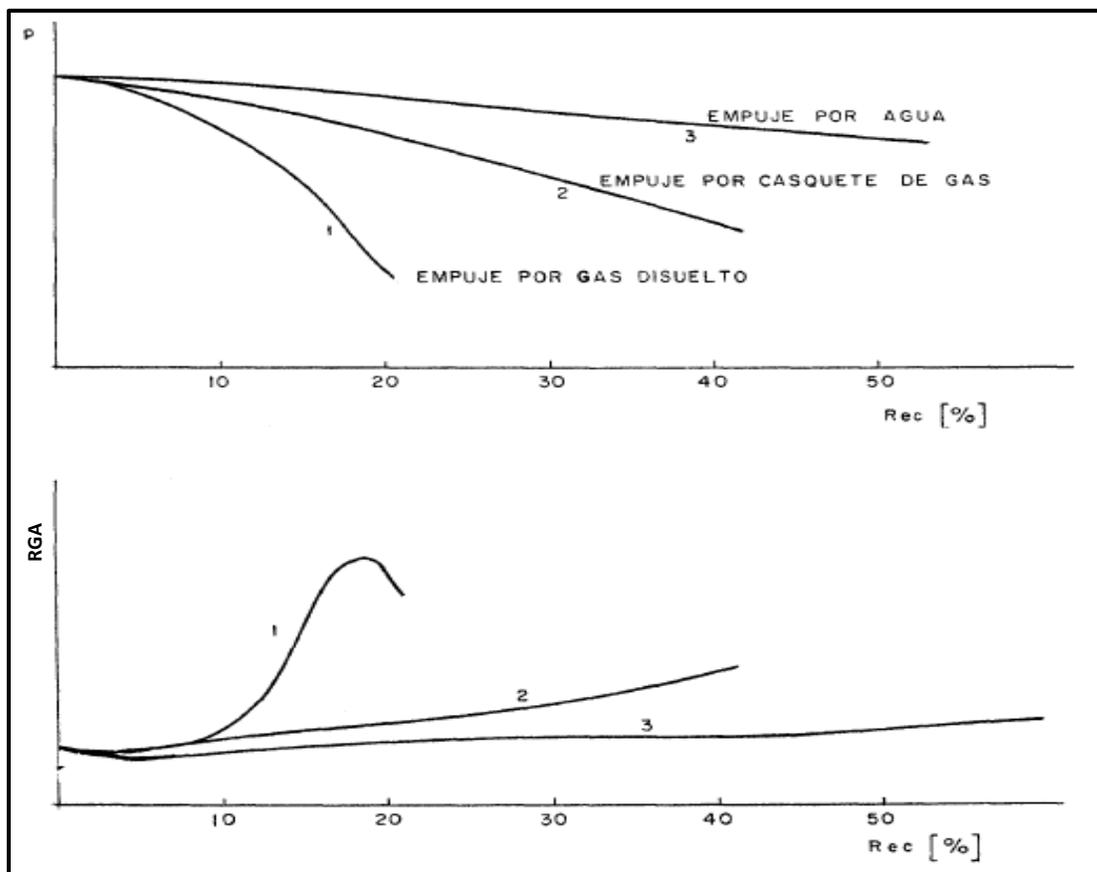


Figura 1.3. Variaciones en las curvas de declinación de la presión y relación gas-aceite producida, dependiendo del tipo de empuje del yacimiento.

## ● Desplazamiento por segregación gravitacional

La segregación gravitacional o drene por gravedad, puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considera más bien como una modificación de los demás. La segregación gravitacional es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. El drene 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 presión, contribuyendo así a la formación o agrandamiento del casquete de gas y aumentando la eficiencia total del desplazamiento.

Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación de sus fluidos, cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión aplicados, no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

La recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas y/o de agua, es sensible al ritmo de producción. Mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación. Si se establece en un yacimiento contra flujo de aceite y gas, se desarrollará una capa de gas y la relación gas-aceite producida mostrará una disminución. En la Figura 1.4 se presenta gráficamente el efecto que se produce, en un yacimiento con y sin segregación, sobre su recuperación y su relación gas-aceite producida.

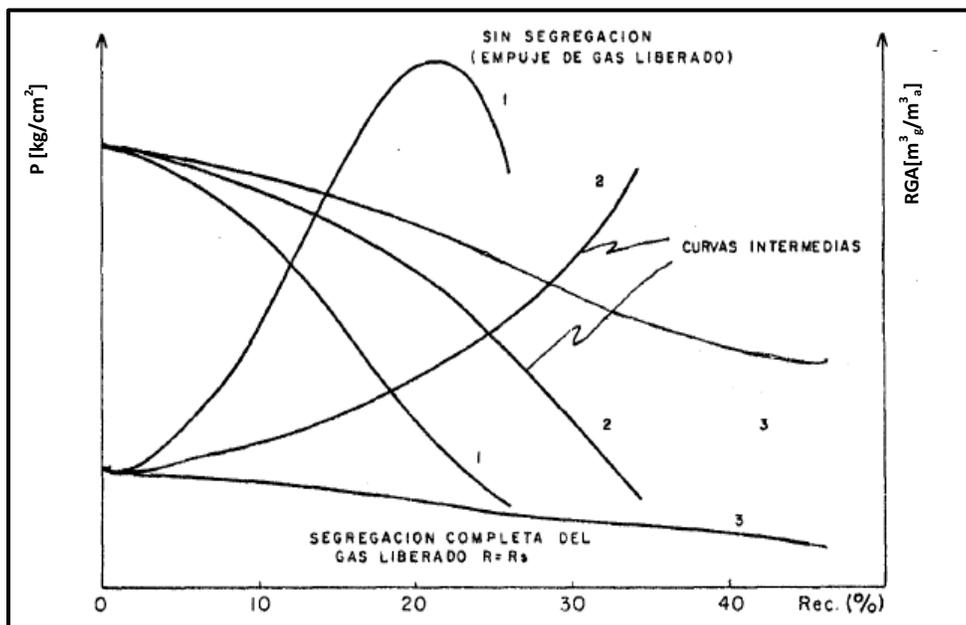


Figura 1.4. Efecto de la segregación gravitacional en la recuperación total y en la relación gas-aceite instantánea.

La Figura 1.5 permite analizar, en forma cualitativa, las trayectorias de las burbujas de gas liberado en un yacimiento, así como las fuerzas que actúan sobre las mismas.

Dichas fuerzas son: el peso de la burbuja de gas, el empuje debido a la diferencia de densidades entre el gas y el aceite, y la fuerza debida al gradiente de presión.

El gradiente de presión es menor entre mayor es la diferencia al pozo productor. Así una burbuja como la mostrada en (1), cuyo diagrama del cuerpo libre se presenta en la Figura 1.5 A, tenderá a ascender, pero su movimiento predominante será hacia el pozo; sin embargo en una burbuja como la indicada en (4), cuyo diagrama del cuerpo libre se presenta en la Figura 1.5 B, la resultante de las fuerzas, tenderá a incorporar al casquete, en vez de desplazarse hacia el pozo.

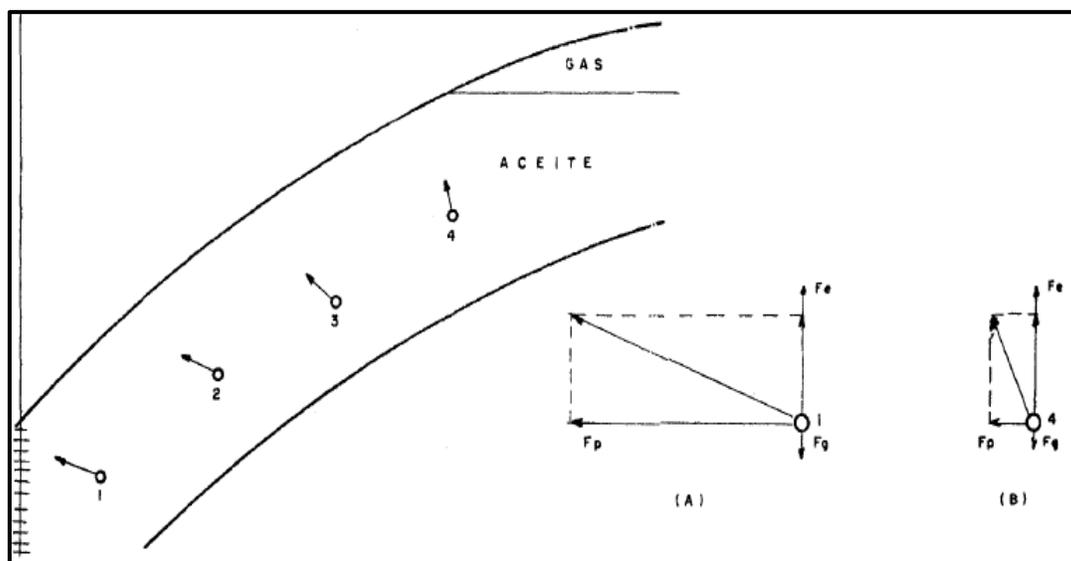


Figura 1.5. Representación de las fuerzas que actúan sobre una burbuja de gas en un yacimiento.

### ● Combinación de empujes.

La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados. Por ejemplo: un yacimiento grande puede comportarse inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un corto período de producción, la capa de gas asociado actúa efectivamente y contribuye substancialmente a desplazar aceite. Posteriormente, después de una extensa extracción, la presión del yacimiento caerá lo suficiente como para establecer la entrada de agua del acuífero, de modo que el empuje por agua se presentará como parte importante del mecanismo de desplazamiento.<sup>6</sup>

---

## Recuperación Secundaria

Es toda actividad encaminada a una recuperación de hidrocarburos adicional que la que se obtendría con la energía propia del yacimiento, impartiendo al yacimiento una energía extraña, cualquiera que sea el tipo de ella.<sup>7</sup>

Continuamente, esta energía se imparte al yacimiento ya sea en forma mecánica o calorífica: la energía en forma mecánica se suministra al yacimiento cuando se inyectan a éste fluidos líquidos o gaseosos que desplazarán al aceite remanente en el yacimiento. La energía en forma calorífica se imparte al yacimiento cuando se inyecta a este vapor de agua o cuando se desarrolla una combustión en el seno de la roca. Existe además el concepto de calentamiento en el fondo del pozo, que en el aspecto en que afecta al yacimiento en su recuperación, se pueden analizar sus efectos en la recuperación secundaria. La energía en forma calorífica se aplica básicamente con el objeto de disminuir la viscosidad del aceite, con el consiguiente aumento de la movilidad de éste.

Tradicionalmente, en sus orígenes, desde fines del siglo pasado y principios del presente, al agotarse la energía propia de los yacimientos y disminuir consecuentemente la producción hasta hacerse incosteable o poco atractiva, se acudió a inyectar: aire, gas natural o agua para represarlos y aumentar la producción, así como la recuperación final de los hidrocarburos. A esto, o sea a explotar al yacimiento proporcionándole energía después del agotamiento de la propia, es a lo que se había venido entendiendo por recuperación secundaria.

De acuerdo con esta tradición, se encontró que, analizando casos particulares, muchas veces conviene proporcionar esa energía adicional al yacimiento desde etapas de la vida productora anteriores al agotamiento, manteniendo la presión entre valores adecuados para los fines económicos y los de recuperación buscados. Fue precisamente a este tipo de explotación a lo que, durante muchos años se le llamó “mantenimiento de presión”.

Cuando la producción de aceite declina debido a la producción de hidrocarburos, el proceso de recuperación secundaria de aceite se emplea para aumentar la presión requerida para conducir el aceite a los pozos de producción. Los efectos de una técnica de recuperación secundaria son:

- Restauración de la presión
- Mantenimiento de presión

Al aplicar algún método de recuperación secundaria, lo que se pretende es bajo ciertos criterios económicos, extraer al máximo los hidrocarburos en el yacimiento que no fluyeron por energía propia a la superficie. Estos hidrocarburos fluirán a la boca del pozo o de los pozos productores, pero no siempre se logrará que el pozo o los pozos productores se conviertan en fluyentes, sino que cuando se requiera se tendrá que ayudarlos por medio de algún sistema artificial de producción para extraer los hidrocarburos por medio de los pozos productores. Esto representa energía o potencia aplicadas a los pozos a

---

diferencia de que en la recuperación secundaria se aplica al yacimiento, eso sí, a través de los pozos.

➤ **Inyección de Agua**

La inyección de agua tuvo sus comienzos en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania, en el año 1865<sup>8</sup>. Como sucede frecuentemente en el desarrollo de nuevas tecnologías, la primera inyección ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de aguas superficiales, se movía a través de las formaciones saturadas de aceite, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de aceite en los pozos vecinos<sup>9</sup>. En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1890, cuando los operadores notaron que el agua que había entrado a la zona productora había mejorado la producción.

Para 1907, la práctica de la inyección de agua tuvo un apreciable impacto en la producción de aceite del Campo Bradford<sup>10</sup>. El primer patrón de flujo, denominado una invasión circular, consistió en inyectar agua en un solo pozo; a medida que aumentaba la zona invadida y que los pozos productores que la rodeaban eran invadidos con agua, éstos se iban convirtiendo en inyectores para crear un frente más amplio. Este método se expandió lentamente en otras provincias productoras de aceite debido a varios factores, especialmente a que se entendía muy poco y a que muchos operadores estuvieron en contra de la inyección de agua dentro de la arena. Además, al mismo tiempo que la inyección de agua, se desarrolló la inyección de gas, generándose en algunos yacimientos un proceso competitivo entre ambos métodos.

En 1921, la invasión circular se cambió por un arreglo en línea, en el cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectores. Para 1928, el patrón de línea se reemplazó por un arreglo de 5 pozos<sup>10</sup>. Después de 1940, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores gastos de inyección-producción. En la actualidad, es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria, constituyéndose en el proceso que más ha contribuido al incremento del factor de recuperación (Fr) de aceite extra<sup>11</sup>. Hoy en día, más de la mitad de la producción mundial de aceite se debe a la inyección de agua. La Figura 1.6 presenta un esquema del desplazamiento de aceite por agua en un canal de flujo.

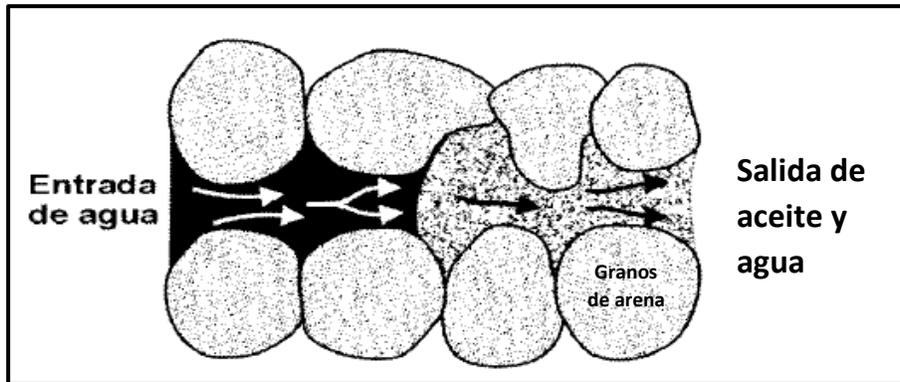


Figura1.6. Esquema del desplazamiento de aceite por agua en un canal de flujo.

### Tipos de inyección.<sup>12</sup>

De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes:

#### ✓ Inyección periférica o externa

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de aceite, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, como se observa en la Figura1.7 a y b, el agua se inyecta en el acuífero cerca o dentro del contacto agua-aceite.

#### Características:

1. Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece la inyección de agua.
2. Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de aceite.

#### Ventajas:

1. Se utilizan pocos pozos.
2. No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectoros. Esto disminuye la inversión en áreas donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es muy grande.
3. No es indispensable una buena descripción del yacimiento para iniciar el proceso de invasión de agua por flancos.
4. Alcanza una recuperación alta de aceite con un mínimo de producción de agua. En este tipo de proyecto, la producción de agua puede ser retrasada hasta que el agua llegue a la última fila de pozos productores. Esto disminuye los costos de las instalaciones de producción de superficie para la separación de agua-aceite.

## Inyección de agua y gas en yacimientos petroleros.

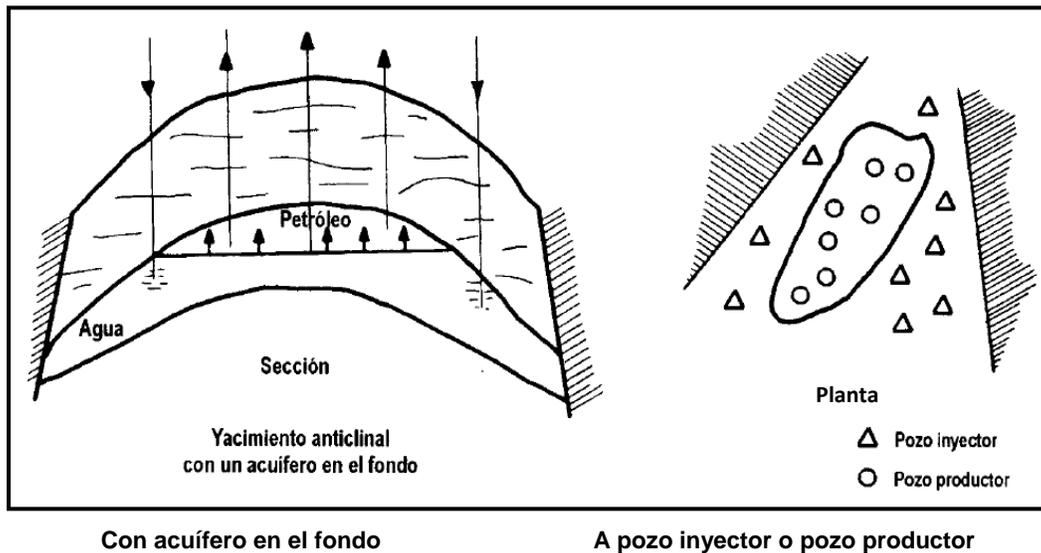


Figura1.7 a. Inyección de agua externa o periférica.

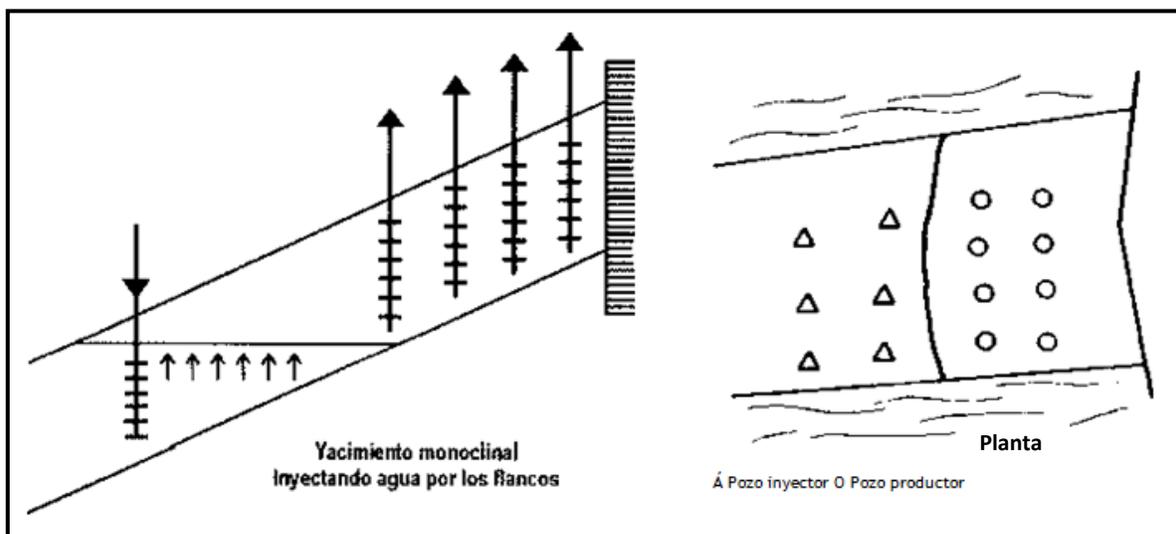


Figura1.7 b. Inyección de agua externa o periférica.

### Desventajas:

1. Una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el aceite.
2. No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, como sí es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos.
3. En algunos yacimientos, no es capaz de mantener la presión de la parte central del mismo y es necesario hacer una inyección en arreglos en esa parte de los yacimientos.

4. Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el yacimiento.
5. El proceso de invasión y desplazamiento es lento y, por lo tanto, la recuperación de la inversión es a largo plazo.

✓ **Inyección en arreglos o dispersa**

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de aceite. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos (aceite/gas) del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de aceite a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores, como se observa en la Figura 1.8.

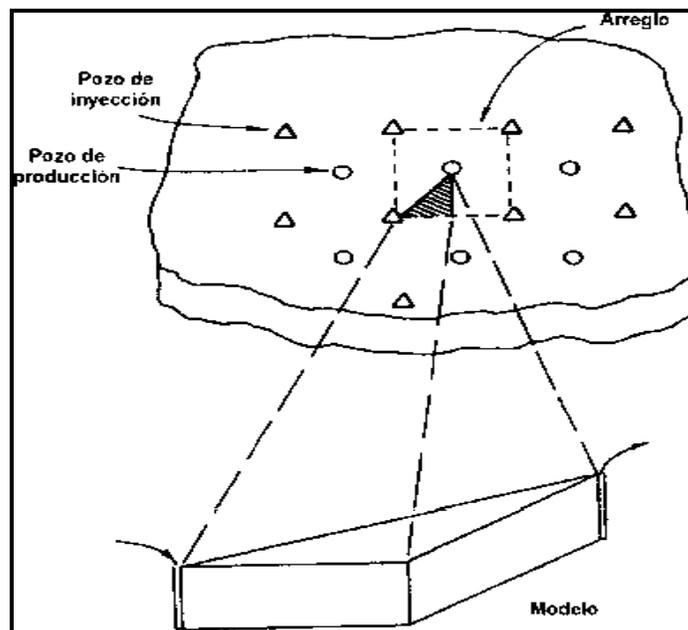


Figura 1.8. Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos.

**Características:**

1. La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad ( $k$ ), de la porosidad ( $\phi$ ) y del número y posición de los pozos existentes.
2. Se emplea, particularmente, en yacimientos con poco buzamiento y una gran extensión areal.
3. A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectoros, o se perforan pozos inyectoros inter-espaciados. En ambos casos, el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en la fase primaria de recuperación.

---

---

**Ventajas:**

1. Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos debido a que la distancia inyector-productor es pequeña. Esto es muy importante en yacimientos de baja permeabilidad.
2. Rápida respuesta del yacimiento.
3. Elevada eficiencia de barrido areal.
4. Permite un buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo.
5. Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre la recuperación.
6. Rápida respuesta en presiones.
7. El volumen de la zona de aceite es grande en un período corto.

**Desventajas:**

1. En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectores.
2. Requiere mejor descripción del yacimiento.
3. Exige un mayor seguimiento y control y, por lo tanto, mayor cantidad de recursos humanos. Es más riesgosa.

Es importante señalar que la práctica de arreglos geométricos regulares para ubicar los pozos inyectores es algo que cada día se usa menos, ya que con los avances en descripción de yacimientos, al tener una buena idea de las características de flujo y la descripción sedimentológica, es posible ubicar productores e inyectores en forma irregular, pero aprovechando al máximo el conocimiento de las características del yacimiento y optimizando el número de pozos.

➤ **Inyección de gas**

La inyección de gas natural fue el primer método sugerido para mejorar la recuperación de aceite y se usó inicialmente a comienzos del año 1900, con fines de mantenimiento de presión. Posteriormente, se llevaron a cabo otras aplicaciones que fueron calificadas como proyectos de recuperación secundaria, ya que el gas inyectado, además de aumentar la energía del yacimiento, debía desplazar el aceite y, generalmente, al final de los proyectos de inyección de gas se lograba una recuperación adicional de aceite desinflando o agotando aceleradamente la presión del yacimiento.

Son muchos los factores que influyen en la cantidad de aceite adicional que puede obtenerse por la inyección de gas. Paris de Ferrer señala como las más importantes: las propiedades de los fluidos del yacimiento, el tipo de empuje, la geometría del yacimiento, la continuidad de la arena, el relieve estructural, las propiedades de la roca y la temperatura y presión del yacimiento.

El sólo propósito de mejorar los métodos de producción justifica, en la mayoría de los casos, la inyección de gas; como éste es más liviano que el aceite, tiende a formar una

---

capa artificial o casquete de gas bien definido, aun en formaciones de poco buzamiento. Si la producción se extrae de la parte más baja del casquete, dará como resultado una forma de conservación de energía y la posibilidad de mantener los gastos de producción relativamente elevadas, recuperando en un tiempo más corto lo que por medio natural requeriría un período más largo. Además, el gas disuelto en el aceite disminuye su viscosidad y mantiene la presión alta y, en consecuencia, los pozos productores pueden mantener el gasto de producción a un nivel más elevado durante la vida productiva del campo. La Figura 1.9 muestra un esquema del desplazamiento de aceite por gas en un canal poroso.

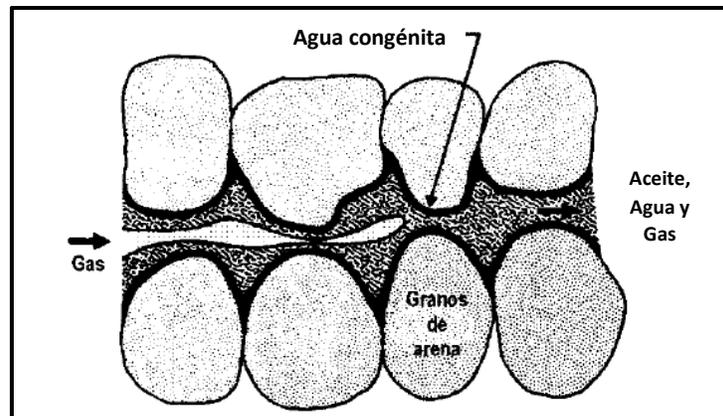


Figura 1.9. Esquema del desplazamiento de aceite por gas en el medio poroso.

Otros beneficios de la inyección de gas es que, en muchas ocasiones, cuando los organismos oficiales no permiten el desperdicio del gas, es recomendable conservarlo para futuros mercados y, en ese caso, se inyecta en un yacimiento para almacenarlo. Además, como se dispone de gas en algunas áreas de producción, ya sea del mismo yacimiento que se está explotando o de otras fuentes, y como es un fluido no reactivo con las rocas del yacimiento, puede inyectarse sin presentar mayores dificultades.

### **Tipos de inyección.<sup>12</sup>**

Las operaciones de inyección de gas se clasifican en dos tipos generales: inyección de gas interna o dispersa e inyección de gas externa.

#### **✓ Inyección de gas interna o dispersa**

Este proceso se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de aceite. Se aplica, por lo general, en yacimientos con empuje por gas en solución, sin casquete de gas inicial y donde no hay tendencia a desarrollarse un casquete de gas secundario. El gas inyectado emerge junto con el aceite al poco tiempo de haber sido inyectado.

### Características:

1. Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y relativamente delgados.
2. Generalmente, se requiere un número elevado de puntos de inyección. Los pozos de inyección se colocan formando cierto arreglo geométrico con el fin de distribuir el gas inyectado a través de la zona productiva del yacimiento. Como se muestra en la Figura 1.10, la selección de dichos pozos y el tipo de arreglo dependen de la configuración del yacimiento con respecto a la estructura, al número y a la posición de los pozos existentes, de la continuidad de la arena y de las variaciones de porosidad y permeabilidad.
3. La permeabilidad efectiva al gas debe ser preferiblemente baja.

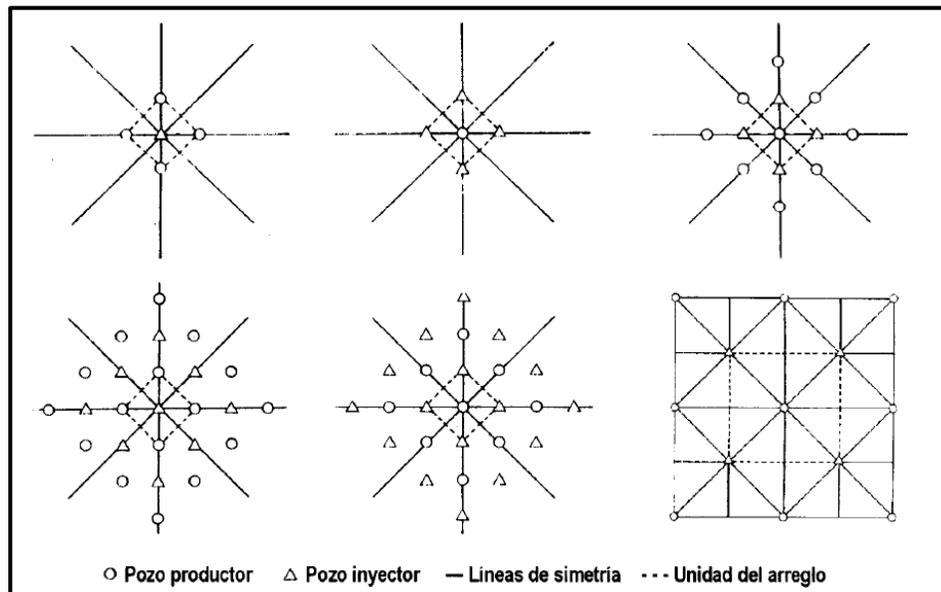


Figura 1.10. Selección de diferentes patrones de 5 pozos para la inyección de gas dispersa.

### Ventajas:

1. Es posible orientar el gas inyectado hacia las zonas más apropiadas.
2. La cantidad de gas inyectado puede optimarse mediante el control de la producción e inyección de gas.

### Desventajas:

1. Generalmente, la eficiencia del Fr mejora muy poco o nada como consecuencia de la posición estructural o segregación gravitacional. Sin embargo, la experiencia de la inyección de gas en otros países ha mostrado que la segregación gravitacional ha sido el principal mecanismo de recuperación.
2. La eficiencia de barrido areal es inferior a la que se logra en operaciones de inyección externa.
3. Los canales de gas formados por la alta velocidad de flujo originan que la eficiencia del Fr sea inferior a lo que se logra por la inyección externa.

4. La cantidad de pozos de inyección requeridos aumentan los costos de operación y de producción.

✓ **Inyección de gas externa**

Se refiere a la inyección de gas en la cima de la estructura donde se encuentra la capa de gas, bien sea primaria o secundaria (Figura 1.11).

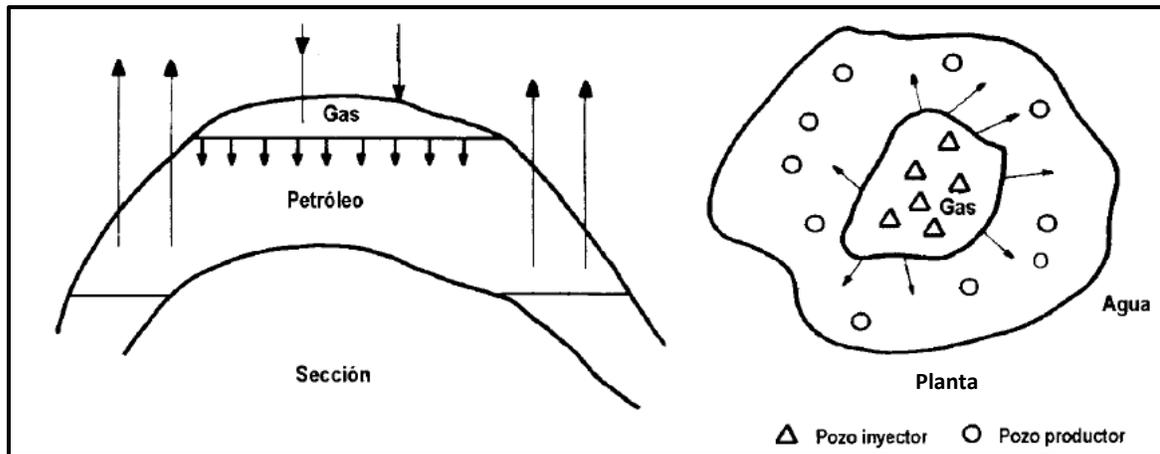


Figura. 1.11. Inyección de gas externa.

Por lo general, se lleva a cabo en yacimientos donde ocurre segregación debido a la influencia de las fuerzas de gravedad.

**Características:**

1. Se usa en yacimientos de alto relieve estructural, para permitir que la capa de gas desplace el aceite.
2. Se aplica en yacimientos con altas permeabilidades verticales,  $>200$  mD.
3. Los pozos de inyección se colocan de manera que se logre una buena distribución areal del gas inyectado, a fin de obtener mayores beneficios del drene por gravedad. La cantidad de pozos requeridos para un determinado yacimiento depende de la inyectividad y de los puntos de inyección que se requieran.

**Ventajas:**

En comparación con lo que se obtiene con la inyección interna:

1. La eficiencia de barrido areal en este tipo de inyección es superior.
2. Los beneficios obtenidos del drene por gravedad son mayores.
3. El factor de conformación o eficiencia de barrido vertical es generalmente mayor.

---

## Desventajas:

1. Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento.
2. Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de aceite.
3. Las intercalaciones de lutitas, así como de barreras, son inconvenientes para la inyección de gas externa.

- **Factores que controlan la recuperación por inyección de gas y agua.**<sup>12</sup>

Al determinar la factibilidad de llevar a cabo un proceso de inyección de agua o de gas en un yacimiento, se deben considerar los siguientes factores:

- Geometría del yacimiento.
- Litología.
- Profundidad del yacimiento.
- Porosidad.
- Permeabilidad.
- Continuidad de las propiedades de la roca.
- Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos.
- Viscosidad de los fluidos y permeabilidades relativas de la roca.

### **Geometría del yacimiento.**

Uno de los primeros pasos al recabar la información de un yacimiento para un estudio de inyección, es determinar su geometría, pues su estructura y estratigrafía controlan la localización de los pozos y, en gran medida, determinan los métodos por los cuales el yacimiento puede ser producido a través de prácticas de inyección de agua o gas.

La estructura es el principal factor que gobierna la segregación gravitacional. Así, en presencia de altas permeabilidades, la recuperación por segregación gravitacional, particularmente en yacimientos de aceite, puede reducir la saturación de aceite a un valor al cual no resulta económica la aplicación de inyección de agua.

Si existe una estructura apropiada y la saturación de aceite justifica un proceso de inyección de agua, la adaptación de una invasión periférica puede producir mejores eficiencias de barrido areal que una inyección en un patrón de línea directa. La existencia de zonas con altos relieves sugiere la posibilidad de un programa de inyección de gas. La forma del campo y la presencia o no de un casquete de gas también influenciará en esta decisión.

### **Litología.**

La litología tiene una profunda influencia en la eficiencia de la inyección de agua o de gas en un yacimiento en particular. De hecho, la porosidad, la permeabilidad y el contenido de arcilla son factores litológicos que afectan el proceso de inyección. En algunos sistemas

---

complejos, una pequeña porción de la porosidad total, como por ejemplo las porosidades creadas por fracturas, tendrán suficiente permeabilidad para permitir las operaciones de inyección de agua. En estos casos, solamente se ejercerá una pequeña influencia sobre la porosidad de la matriz, la cual puede ser cristalina, granular, o vugular. La evaluación de estos efectos requiere de estudios de laboratorio y de un estudio detallado del yacimiento, y también pueden hacerse mediante pruebas pilotos experimentales.

Existen evidencias de laboratorio de que la diferencia entre la composición mineralógica de los granos de arena y la del material cementante que se ha observado en varias arenas saturadas después de haber sido invadidas con agua, puede ocasionar diferencias en la saturación de aceite residual. Estas diferencias dependen no sólo de la composición mineralógica de la roca del yacimiento, sino también de la composición de los hidrocarburos presentes en ella. Benner y Bartell han demostrado que en ciertas condiciones los constituyentes básicos presentes en algunos tipos de aceite causan que el cuarzo se tome hidrofóbico, debido a su adsorción en la superficie de los granos de arena. De manera similar, los constituyentes ácidos presentes en otros tipos de aceite vuelven la calcita hidrofóbica. No se han determinado suficientes datos para pronosticar el efecto que tienen sobre el Fr las variaciones en el grado de mojabilidad de las paredes de los poros, por agua o por aceite.

A pesar de que se conoce que la presencia de mineral arcilloso en algunas arenas saturadas pueden taponar los poros por hinchamiento o floculación al inyectar agua, no existen datos disponibles sobre la extensión de este problema, pues eso depende de la naturaleza de dicho mineral; no obstante se puede obtener una aproximación de estos efectos mediante estudios de laboratorio. Se sabe por ejemplo, que el grupo de la montmorillonita es el que más puede causar una reducción de la permeabilidad por hinchamiento y que la kaolinita es la que causa menos problemas. La extensión que puede tener esta reducción de permeabilidad también depende de la salinidad del agua inyectada; de hecho, usualmente se sustituye el agua fresca por salmueras para propósitos de invasión.

### **Profundidad del yacimiento.**

La profundidad del yacimiento es otro factor que debe considerarse en una invasión con agua ya que: a) si es demasiado grande para permitir reperforar económicamente y si los pozos viejos deben ser utilizados como inyectoras y productores, no se pueden esperar altos factores de recuperación; b) en los yacimientos profundos, las saturaciones de aceite residual después de las operaciones primarias son más bajas que en yacimientos someros, debido a que estuvo disponible un gran volumen de gas en solución para expulsar el aceite y a que el factor de encogimiento fue grande y, por lo tanto, ha quedado menos aceite; y c) grandes profundidades permiten utilizar mayores presiones y un espaciamiento más amplio, si el yacimiento posee un grado suficiente de uniformidad lateral.

---

## **Porosidad.**

La recuperación total de aceite de un yacimiento es una función directa de la porosidad, ya que ella determina la cantidad de aceite presente para cualquier porcentaje de saturación de aceite dado. Esta propiedad de la roca es muy variable: algunas veces oscila desde 10% hasta 35% en una zona individual; otras, como en calizas y dolomitas, puede variar desde 2% hasta 11 % debido a fracturas; y en rocas llenas de agujeros como panales de abejas y porosidades vugulares, puede ir desde 15% hasta 35%. Para establecer el promedio de porosidad, es razonable tomar el promedio aritmético de las medidas de porosidades de un núcleo de arena. Si existen suficientes datos sobre este aspecto, se pueden construir mapas de distribución de porosidades que pueden ser pesados areal o volumétricamente para dar una porosidad total verdadera.

Si existen suficientes datos de muestras de núcleos se pueden realizar análisis estadísticos de porosidades y permeabilidades para mejorar el uso futuro de esta información. La mejor forma de medir este parámetro tan importante ha sido a través de medidas de laboratorio en muestras de núcleos. Varios registros de pozos también producen buenas medidas de porosidad como: perfil eléctrico o de inducción, micro-log, registro de neutrones y el perfil sónico, entre otros.

## **Permeabilidad.**

La magnitud de la permeabilidad de un yacimiento controla, en un alto grado, el gasto de inyección de agua que se puede mantener en un pozo de inyección para una determinada presión en la cara de la arena. Por lo tanto, en la determinación de la factibilidad de inyección de agua en un yacimiento, es necesario conocer: i) la máxima presión de inyección aconsejable, tomando en cuenta la profundidad del yacimiento y ii) la relación entre el gasto y espaciamiento a partir de datos de presión-permeabilidad. Esto permite determinar rápidamente los pozos adicionales que deben perforarse para cumplir con el programa de invasión en un lapso razonable. La prospectividad del proyecto puede calcularse comparando la recuperación que se estima lograr con los gastos que involucra el programa de inyección: si resulta económico, se debe efectuar un estudio más detallado.

El grado de variación de permeabilidad ha recibido mucha atención en los últimos años, pues determina la cantidad de agua que es necesario utilizar: entre menos heterogénea sea esa propiedad, mayor éxito se obtendrá en un programa de inyección de agua. Si se observan grandes variaciones de permeabilidad en estratos individuales dentro del yacimiento, y si estos estratos mantienen su continuidad sobre áreas extensas, el agua inyectada alcanzará la ruptura demasiado temprano en los estratos de alta permeabilidad y se transportarán grandes volúmenes de agua antes que los estratos menos permeables hayan sido barridos eficientemente.

Esto, por supuesto, influye en la economía del proyecto y sobre la factibilidad de la invasión del yacimiento. No debemos dejar a un lado que la continuidad de estos estratos es tan importante como la variación de permeabilidad. Si no existe una correlación del perfil de permeabilidades entre pozos individuales, existe la posibilidad de que las zonas

más permeables no sean continuas y que la canalización del agua inyectada sea menos severa que la indicada por los procedimientos aplicados a todo el yacimiento.

### **Continuidad de las propiedades de la roca.**

Es muy importante tener en cuenta la continuidad de las propiedades de la roca en relación con la permeabilidad y la continuidad vertical, al determinar la factibilidad de aplicar la inyección de agua o de gas en un yacimiento. Como el flujo del fluido en el yacimiento es esencialmente en la dirección de los planos de estratificación, la continuidad es de interés primordial. Si el cuerpo del yacimiento está dividido en estratos separados por lutitas o rocas densas, el estudio de una sección transversal de un horizonte productor podría indicar si los estratos individuales tienen tendencia a reducirse en espesor en distancias laterales relativamente cortas, o si está presente una arena uniforme. También, a partir de núcleos se puede tener evidencias de estratificaciones cruzadas y de fracturamiento. Todas estas situaciones deben ser consideradas en la determinación del espaciamiento de los pozos, en los patrones de invasión y en la estimación del volumen del yacimiento que estará afectado durante el programa de inyección.

### **Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos.**

En los yacimientos de hidrocarburos la roca puede estar mojada ya sea por agua o aceite, siendo preferible para la industria petrolera que la roca se encuentre mojada por agua ya que esto brinda una mayor preferencia de flujo al aceite.

La Figura. 1.12 muestra la distribución inicial de los fluidos en un yacimiento de aceite que se encuentra en equilibrio.

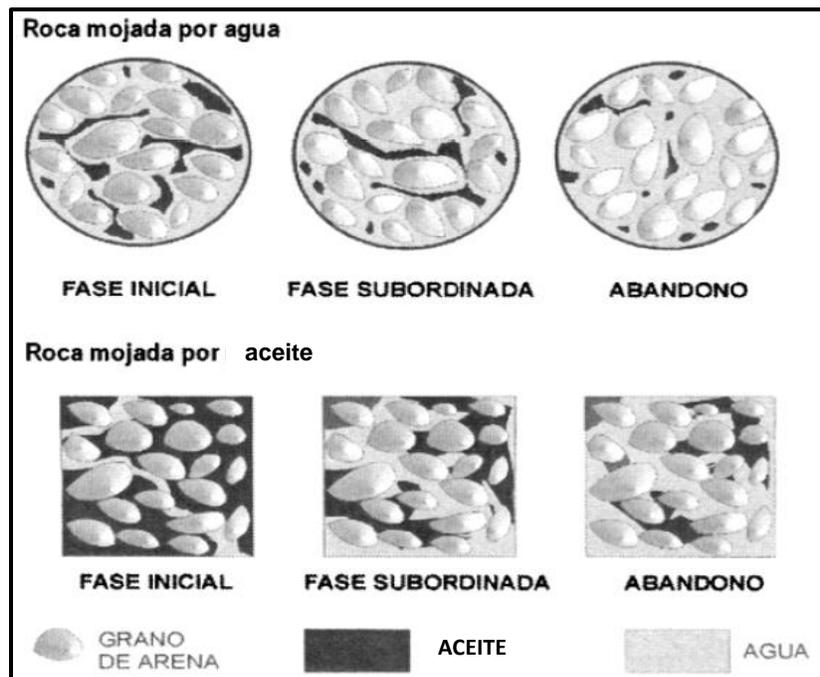


Figura. 1.12. Distribución de fluidos en una inyección de agua.

---

Este parámetro es muy importante en la determinación de la factibilidad de un proyecto de inyección de agua. En efecto, cuanto mayor sea la saturación de aceite en el yacimiento al comienzo de la inyección, mayor será la eficiencia de recuperación y, si éste es elevado, el aceite residual será menor y el beneficio económico por lo general, será mayor.

Igualmente, la saturación de aceite residual que queda después de la invasión, está relacionado con el desarrollo del proceso, y mientras más se pueda reducir este valor, mayor será la recuperación final y mayores las ganancias. Por esa razón la mayoría de nuestros métodos de desplazamiento de aceite tienen como objetivo lograr reducir la saturación de aceite residual detrás del frente de invasión.

También es de gran interés conocer la saturación inicial de agua congénita, esencialmente para determinar la saturación de aceite inicial: bajas saturaciones de agua significan grandes cantidades de aceite que quedan en el yacimiento después de las operaciones primarias. Leverett y Lewis y otros autores han mostrado experimentalmente que la recuperación de aceite, como una fracción del volumen poroso, mediante empuje por gas en solución es independiente de la saturación de agua congénita.

#### **Viscosidad de los fluidos y permeabilidades relativas de la roca.**

Las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento tienen efectos pronunciados sobre la conveniencia de un proceso de inyección en un yacimiento. La viscosidad del aceite y las permeabilidades relativas de la roca del yacimiento a los fluidos desplazante y desplazado son los de mayor importancia, ya que ambos factores afectan la razón de movilidad. En la ley de Darcy existe un factor de proporcionalidad que relaciona la velocidad de un fluido con el gradiente de presión. Este factor de proporcionalidad, denominado movilidad del fluido, se obtiene dividiendo la permeabilidad al fluido por su viscosidad y depende, también, de la saturación. La razón de movilidad  $M$  es la relación entre la movilidad de la fase desplazante y la de la fase desplazada. Mientras mayor sea  $M$ , menor será la recuperación en el momento de alcanzarse la ruptura; en consecuencia, mayor será la cantidad de agua producida para recuperar la misma cantidad de aceite.

---

## Recuperación Terciaria.<sup>13</sup>

### Métodos de recuperación terciarios o mejorados de hidrocarburos.

La recuperación terciaria o mejorada se refiere a procesos en el medio poroso para recuperar el hidrocarburo que no se produjo por los métodos convencionales de producción, primaria y secundaria. Aun así lo más recomendable es iniciar la vida productiva de un yacimiento con un método de recuperación mejorada (Enhanced Oil Recovery, EOR) para garantizar la producción óptima y alargar la vida del yacimiento, así como para obtener un mayor factor de recuperación. Los fluidos inyectados y los procesos de inyección complementan la energía natural presente en el yacimiento para desplazar el aceite hacia un pozo productor.

Por EOR se entiende a mejorar la eficiencia de barrido en el yacimiento por el uso de inyectores que pueden reducir la saturación de aceite restante por debajo del nivel alcanzado por los métodos de inyección convencionales. Se entiende como aceite remanente, el aceite atrapado en las zonas inundadas por las fuerzas capilares (aceite residual), y el aceite en las zonas no inundadas por el fluido inyector. Ejemplos de inyectores son CO<sub>2</sub> o productos químicos añadidos al agua inyectada. En resumen, EOR es reducir la saturación de aceite residual para mejorar la eficiencia de barrido en todas las direcciones.

El aceite recuperado por procesos tanto primarios como secundarios varía de 20% a 50% dependiendo del aceite y propiedades del yacimiento. El objetivo de los procesos de recuperación mejorada es recuperar al menos una parte del aceite remanente en el lugar. Estos métodos cambian las propiedades de los fluidos del yacimiento, también el EOR busca aumentar la diferencia de presión entre el yacimiento y los pozos de producción, o aumentar la movilidad del aceite por la reducción de la viscosidad del aceite, o la disminución de la tensión interfacial entre los fluidos desplazadores y el aceite. La recuperación mejorada tiene la siguiente división de métodos o procesos:

- I. Procesos químicos
- II. Procesos térmicos
- III. Otros procesos: Microbiano.

#### I. Los procesos químicos

Los procesos químicos se refieren a aquellos procesos en que los componentes no naturales se añaden a los líquidos con el fin de estimular la movilidad entre ambos, el desplazador y el fluido desplazado. Estos son los métodos EOR a base de agua. Los procesos de inyección de químicos se pueden dividir en tres categorías principales:

- Inyección de surfactantes
- Inyección de polímeros
- Inyección alcalinos

En la inyección química (Figura 1.13), una combinación de polímero-surfactante-alkalina (ASP) se inyecta en el yacimiento. El polímero se utiliza para mejorar la eficiencia de barrido del fluido invasor cambiando la relación entre la movilidad de los fluidos que invaden contra el fluido desplazado. El surfactante está presente para cambiar la mojabilidad de la formación rocosa, si es necesario, y para reducir la tensión interfacial. Inyectado alcalino en el yacimiento petrolero se provoca una reacción química con los ácidos grasos presentes en los derivados del petróleo y las sales sódicas formadas in-situ de ácidos grasos. La formación de estos surfactantes resulta en una ultra-baja tensión interfacial.

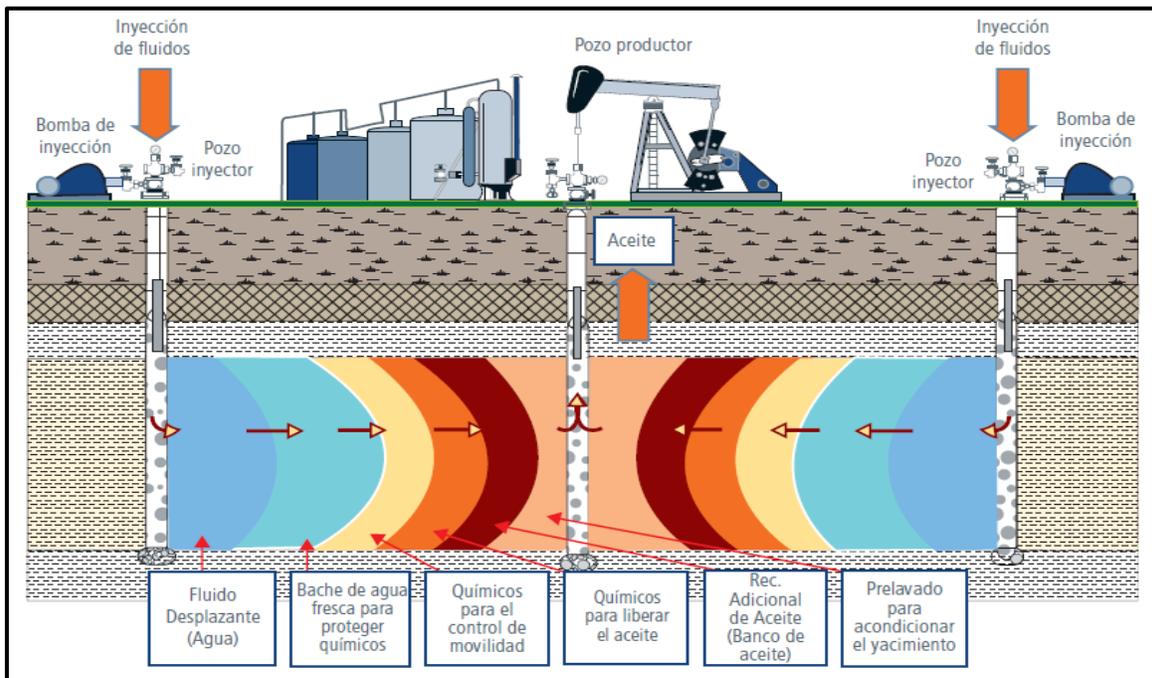


Figura. 1.13. Descripción del proceso de inyección de químicos.<sup>14</sup>

### 🔥 Inyección de surfactante

La inyección de surfactante se define como cualquiera de los varios procesos que utilizan inyección de soluciones surfactantes en yacimientos de aceite del subsuelo, para mejorar la recuperación de aceite. La composición de la mezcla inyectada (bache químico) normalmente incluye algunos, o todos, de los siguientes elementos: agua, hidrocarburos, alcoholes, polímeros y sales inorgánicas.

El objetivo de la inyección de surfactante es recuperar el aceite residual capilarmente atrapado después de la inyección de agua. Por medio de soluciones de surfactantes, el aceite residual se puede movilizar a través de una fuerte reducción en las tensiones interfaciales entre aceite y agua. Los mecanismos de remoción de aceite para este método incluyen:

- 
- Reducción de la tensión interfacial (TIF) aceite–agua.
  - Solubilización del aceite.
  - Emulsificación.
  - Mejoramiento de la movilidad.

Generalmente un desplazamiento eficiente requiere que la movilidad del fluido desplazante sea menor que la de los fluido que van a ser desplazado. El bache químico debe tener por lo tanto una más alta viscosidad efectiva que la del banco aceite-agua que es empujado a través del yacimiento. Dado que el bache contiene costosos químicos, el volumen inyectado debe ser una pequeña fracción del volumen poroso impregnado de aceite del yacimiento. Este pequeño bache de surfactante es desplazado por un empuje de agua. Con el objetivo de lograr un desplazamiento eficiente, polímeros solubles en agua son normalmente añadidos al agua que empuja el bache químico por lo que su viscosidad efectiva, o resistencia al flujo, es por lo menos igual a la del bache surfactante: por otro lado, el agua tiende a invadir el bache de surfactante a medida que esta atraviesa el yacimiento.

Después de que la solución de surfactante se ha inyectado, las gotas de aceite atrapadas o ganglios se movilizan debido a una reducción en la tensión interfacial entre el aceite y el agua. La coalescencia de estas gotas conduce a un aumento local de la saturación de aceite. Detrás del banco de aceite, el agente surfactante ahora evita que el aceite que se moviliza pueda reatraparse. La última saturación residual de aceite por lo tanto, será determinada por la tensión interfacial entre el aceite y solución de surfactante detrás del banco de aceite.

Uno de los problemas principales de recuperación de aceite en yacimientos mojados por aceite es superar las fuerzas de tensión superficial que tienden a unir el aceite a la roca. En los yacimientos mojados de agua las fuerzas de tensión superficial actúan para crear burbujas de aceite, que pueden bloquear los pasajes de los poros en forma de burbujas resistentes al movimiento. Estas fuerzas de tensión superficial son la principal razón porque los yacimientos cada vez sean más impermeable al aceite, con relación al agua, a medida que aumenta la saturación del agua.

La tensión interfacial esta generalmente en un intervalo de 20 a 30 dinas/cm y por el diseño y la selección de una serie de surfactantes especiales se baja la tensión interfacial en un rango de 10 a 4 dinas/cm, con una recuperación de 10% a 20% del petróleo original en sitio, cuando no se es producibles por otras tecnologías, es técnica y económicamente viable el método EOR por inyección de surfactantes.

El éxito de la inyección de surfactante en EOR depende de diferentes factores:

- Las formulaciones.
- Costo de los surfactantes.
- La disponibilidad de los productos químicos.
- Los impactos ambientales.
- Precio del aceite.

---

## 🔥 Inyección de polímeros

Los polímeros se utilizan para lograr relaciones favorables de movilidad durante las inyecciones de agua o surfactante. Por consiguiente, es esencial que la viscosidad de la solución de polímero no se reduzca durante el período de inyección. La temperatura puede afectar a la viscosidad del polímero, tanto con respecto al cambio en el estado de energía y dependiente de la temperatura de descomposición química de la cadena polimérica. La alta viscosidad de la solución de polímero puede reducir drásticamente la inyección y dar lugar a gastos de inyección bajos. La inyección de polímeros depende en gran medida de la temperatura.

Generalmente la inyección de surfactante se utiliza en combinación de inyección de polímeros que resulta en:

- Aumento de la viscosidad del agua.
- Reducción de la permeabilidad relativa al agua.

Como resultado de estas alteraciones, la relación de movilidad (M) también se reduce dando lugar a condiciones más favorables para la recuperación de aceite. En relación con yacimientos de alta movilidad, los resultados en la mejora de la eficiencia de barrido volumétrico.

Las inyecciones de polímero serán favorables en los yacimientos, donde la viscosidad del aceite es alta, o en los yacimientos que son heterogéneos, con las capas de aceite de apoyo a las diferentes capacidades permanentes. Los polímeros se han utilizado ampliamente en aplicaciones de campo con el fin de alcanzar los siguientes objetivos:

- Para mejorar la relación de movilidad y, por tanto, para lograr condiciones más favorables para el desplazamiento del aceite.
- Para reducir la permeabilidad eficaz para el fluido de desplazamiento en zonas altamente permeables o para taponar las zonas.
- Para mejorar el perfil de la ineficiencia de los pozos de inyección y para mejorar el rendimiento de la producción de los productores por taponamiento de las zonas de alta conductividad en la vecindad de un pozo.

Moléculas de polímero puede ser retenidas por roca del yacimiento por medio de:

- Adsorción en la superficie de los poros.
- Atrapamiento mecánico en los poros.
- Precipitación, acumulación local de moléculas de polímero.

Las condiciones del yacimiento del mar del Norte pusieron fuertes restricciones en el uso de polímeros:

- Gastos de inyección altos.
- Las altas temperaturas.
- Grandes distancias entre sí (lo que significa que el polímero debe ser estable durante un largo tiempo a altas temperaturas).

- El uso de agua de mar con una salinidad alta.

En la Figura 1.14 se muestra el proceso de inyección de polímeros.

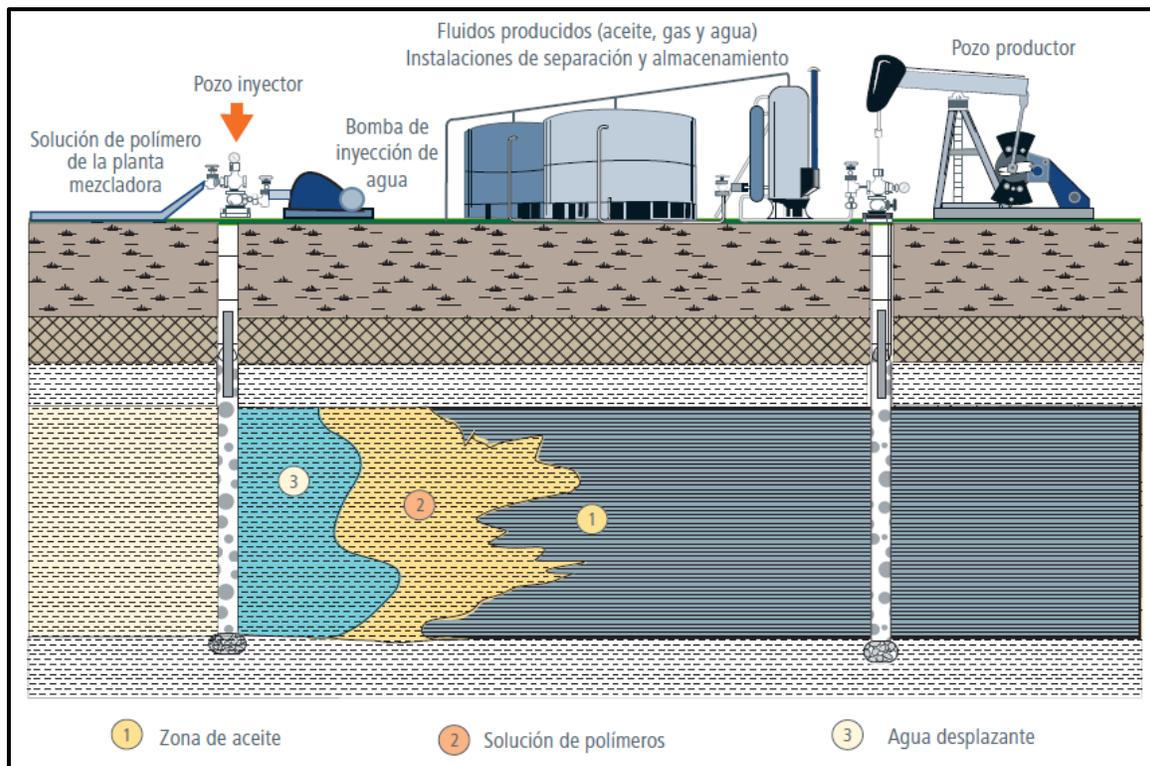


Figura 1.14. Proceso de inyección de polímeros.<sup>15</sup>

### Inyección de alcalinos

Este método puede resultar positivo cuando el aceite tiene un bajo pH (alta acidez). La acidez normalmente se debe a la presencia de moléculas (usualmente resinas y asfáltenos) que contienen radicales ácidos. Con este método se reduce la tensión interfacial entre el aceite y la fase acuosa debido a que los alcalinos reaccionan con los radicales en el aceite formando surfactantes. La mojabilidad de la roca es alterada por la interacción entre los alcalinos y las moléculas polarizadas absorbidas por los granos de la roca; tiende a ser mojado por el agua. Finalmente se forma una emulsión agua-aceite. En el caso de aceites pesados y viscosos, estas emulsiones tienen menor viscosidad que el aceite, mejorando el flujo a través del yacimiento. Estos tres factores contribuyen a la mejora de desplazamiento del aceite por el agua. La Figura 1.15 muestra un esquema de inyección de alcalinos.<sup>4</sup>

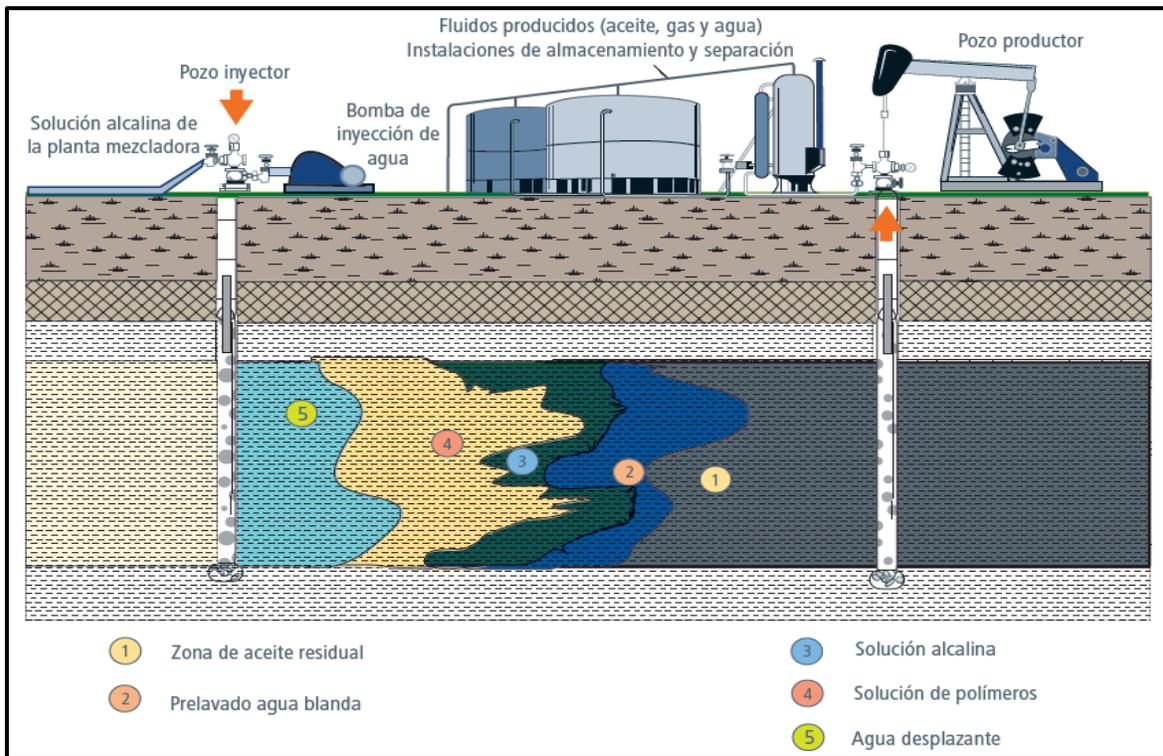


Figura 1.15. Proceso de inyección de alcalinos.<sup>15</sup>

## II. Procesos Térmicos.<sup>13</sup>

### 🔥 Inyección de Vapor

Se inyecta vapor en el yacimiento de forma continua o en ciclos. La inyección de vapor continua implica tanto la inyección y pozos de producción, mientras que la inyección cíclica implica un proceso de tres etapas como se muestra en la Figura 1.16. En la etapa inicial, el vapor se inyecta continuamente por un tiempo. Posteriormente el pozo es cerrado para que el calor inyectado se transfiera y distribuya a la vecindad del pozo. Finalmente el pozo es abierto a producción, por un periodo corto y posteriormente declinando lentamente durante un periodo que puede ir desde varios meses hasta un año aproximadamente. Este ciclo de tres etapas es repetido hasta que los ritmos de producción alcancen un límite económico. Puede proporcionar factores de recuperación del orden de 10% a 40% del volumen original in-situ. Este tipo de inyección preferentemente se aplica en aceites altamente viscosos.

Con respecto a los mecanismos de producción que se presentan, se tiene que al transferir calor al yacimiento e incrementar la temperatura del aceite, se reduce la viscosidad de este y se represiona la vecindad del pozo, mejorando así la productividad del pozo.

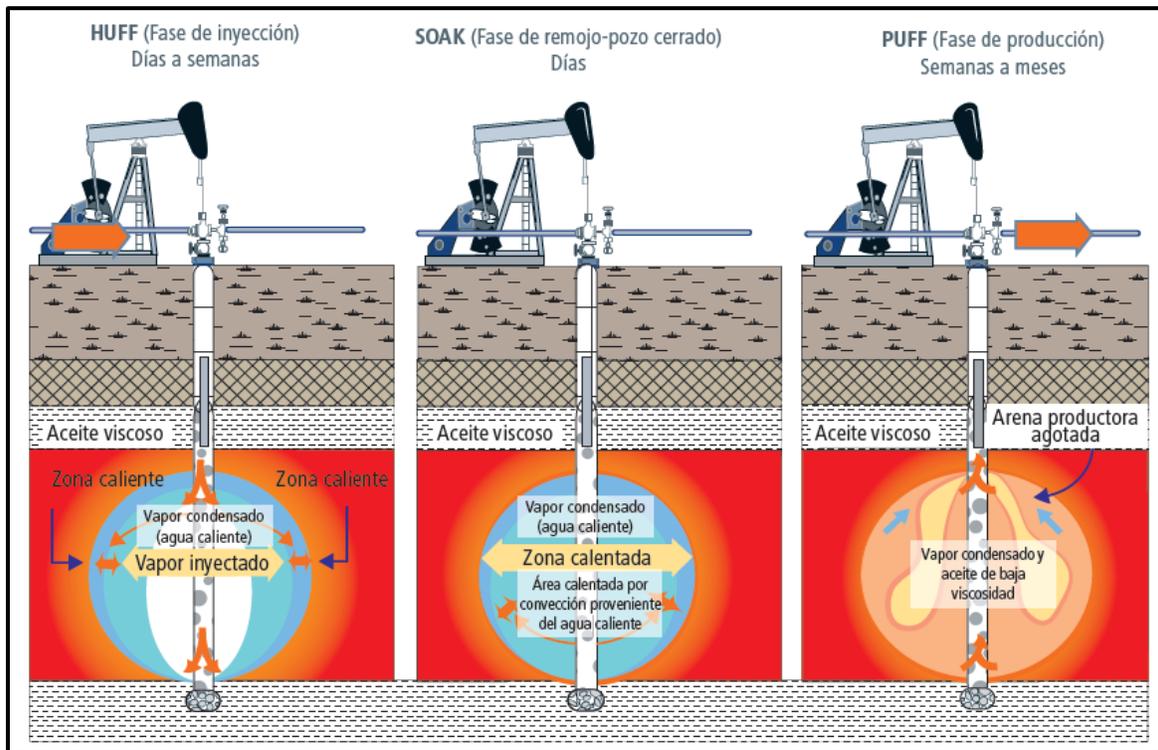


Figura. 1.16. Proceso de inyección cíclica de vapor.<sup>16</sup>

### ● La combustión in-situ.<sup>13</sup>

Para la combustión in-situ, hay dos métodos:

- De combustión húmeda - el agua añadida a la atmósfera para llevar más calor hacia adelante a la zona de aceite
- De combustión en seco - el aire sólo se utiliza para el encendido

La combustión en seco: El aceite cerca del pozo se enciende con los productos químicos, calentadores eléctricos de fondo de pozo o quemadores de gas de fondo de pozo. Después de completar la ignición en las proximidades del pozo, la inyección continua de aire promueve el movimiento en la zona de combustión hacia los pozos productores. Propagación de una quema continua de la zona da resultados en la eliminación casi completa de todos los líquidos del yacimiento y deja atrás roca caliente y limpia, que calienta el aire inyectado antes de llegar a la zona de combustión.

Combustión húmeda: En este proceso de combustión in-situ, una gran cantidad de calor queda en la formación posterior al barrido en forma de calor. La utilización de calor y la eficiencia del proceso pueden ser mejoradas mediante inyección de agua. Bancos de vapor sobrecalentados viajan detrás del frente de combustión. La ventaja de este proceso es que la cantidad de aceite residual que queda para ser quemado como combustible por el frente de combustión disminuye considerablemente, lo que a su vez desplaza más aceite y menos aire es necesario para quemar un volumen unitario de aceite en el yacimiento.

La Figura 1.17 muestra el proceso de combustión in-situ.

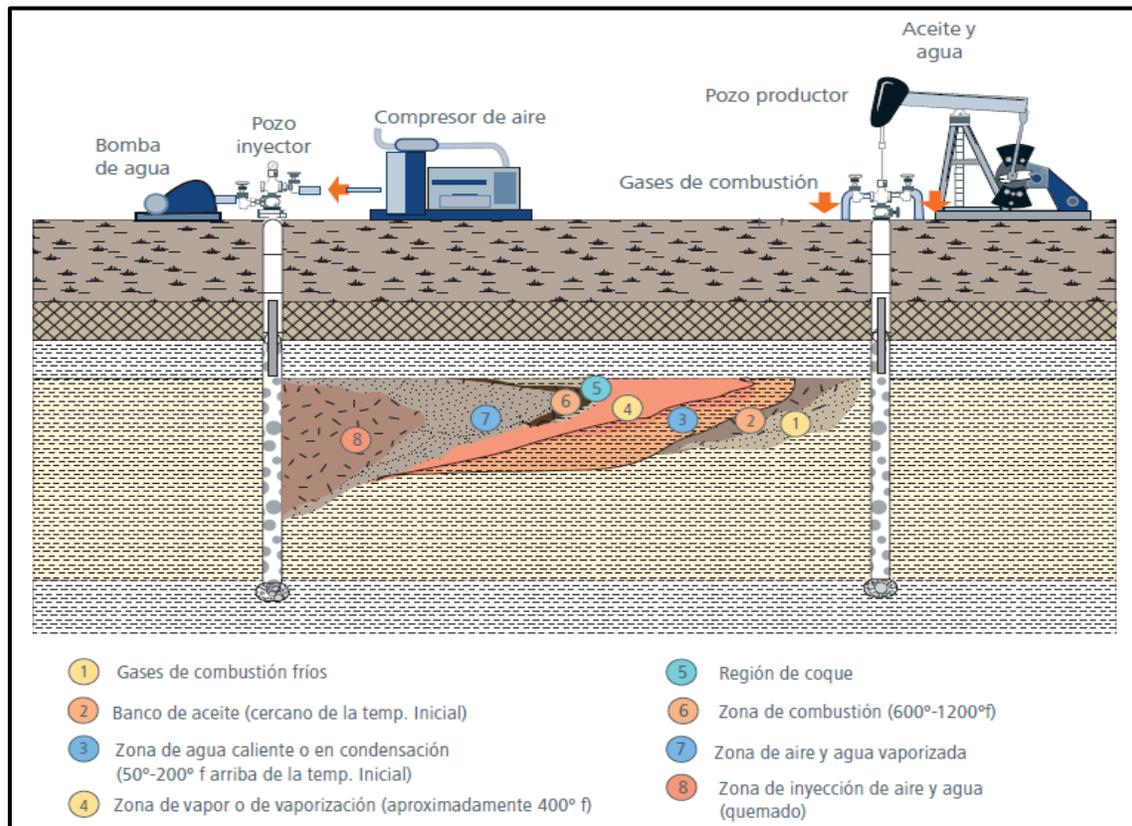


Figura. 1.17. Proceso de combustión in-situ.<sup>15</sup>

### 💧 Inyección de agua caliente.<sup>13</sup>

La inyección de agua caliente es similar a la inyección convencional de agua, excepto que se utiliza agua caliente en lugar de utilizar agua fría. Pocas inyecciones de agua caliente se han realizado, y muy pocas, dentro de éstas, han resultado exitosas. El mayor problema con la inyección de agua caliente es la inestabilidad del flujo que presenta en la inyección, tomando en cuenta la alta movilidad del agua caliente, y la baja movilidad del aceite en el yacimiento. Esto conduce a una pobre eficiencia en el barrido, resultando en un rompimiento temprano y una baja recuperación de aceite.

Tanto el vapor, como el agua, son excelentes transmisores de calor, pero el calor contenido en una unidad de masa de vapor es mucho más grande que en una de agua a la misma presión y temperatura. Mientras que el vapor tiene tres veces más la capacidad de calentamiento que el agua, esta última resulta más conveniente en ciertas circunstancias, tales como grandes profundidades, donde altas presiones de inyección pero relativamente bajas temperaturas son deseadas, formaciones que contienen calizas afines al agua, el uso de pozos viejos para inyección, etc.

La inyección de agua caliente es usualmente menos efectiva que la inyección de vapor ya que el calor contenido en el agua caliente es menor comparado con el que hay en el vapor. De hecho, se ha encontrado que el nivel de aceite residual que puede ser ganado

---

con la inyección de agua caliente es mucho mayor que el que se encuentra en el caso de inyectar vapor al yacimiento, incluso a la misma temperatura. Esto ocurre porque el vapor es más efectivo que el agua caliente en el desplazamiento del aceite por las siguientes razones:

1. La presión diferencial extra resultante de la viscosidad cinemática más alta en el vapor. Un comparable flujo de masa de vapor resulta en velocidades de fluido y presiones diferenciales mucho más altas.
2. Una baja relación de vapor tiende a canalizarse en comparación con el agua.
3. Los efectos de la destilación del vapor, los cuales permiten la evaporación de fracciones volátiles de aceite a vapor y así ser acarreados por el mismo vapor. Estas son, sin embargo, características de un flujo miscible en el desplazamiento del vapor.

En el caso de la inyección de agua caliente, el agua es filtrada, tratada para el control de corrosión, calentada y si es necesario, tratada para minimizar el hinchamiento de las arcillas en el yacimiento. El rol principal del agua calentada es reducir la viscosidad, y de tal modo, mejorar la eficiencia de desplazamiento sobre la obtenida en una inyección de agua convencional.

El rango de fluidos calientes, a ser inyectados en un yacimiento, va del más común como es el agua (líquido y vapor) y aire, hasta otros como gas natural, CO<sub>2</sub> e incluso solventes. La elección es controlada por el costo, el efecto esperado en la producción de aceite y la disponibilidad de estos fluidos. La relación de movilidad efectiva asociada con la inyección de fluidos calientes es muy desfavorable para gases no condensables, y menos aún para agua caliente.

### **III. Otros Procesos.<sup>13</sup>**

#### **🔦 Los métodos de recuperación mejorada microbianos (MEOR, por sus siglas en ingles)**

La función de MEOR es igual a la de inyección química, excepto que en la mayoría de los casos los productos químicos se producen in-situ (en el yacimiento) por los microbios. Procesos MEOR generalmente consisten en la inyección de una población microbiana con alguna forma de nutrientes (melaza, jarabe de maíz, etc), la Figura 1.18 muestra el proceso de inyección microbiana.

Los microorganismos se alimentan de los nutrientes y producen una serie de subproductos:

- 1) CO<sub>2</sub> y otros gases de nutrientes esenciales
- 2) Surfactantes y/o polímeros
- 3) Alcoholes
- 4) Ciertos ácidos

La presencia de estos productos in-situ conduce a:

- Reducción de la TIF (surfactantes, alcoholes, ácidos)
- Taponamiento selectivo de las zonas más permeables
- Reducción de la viscosidad del aceite

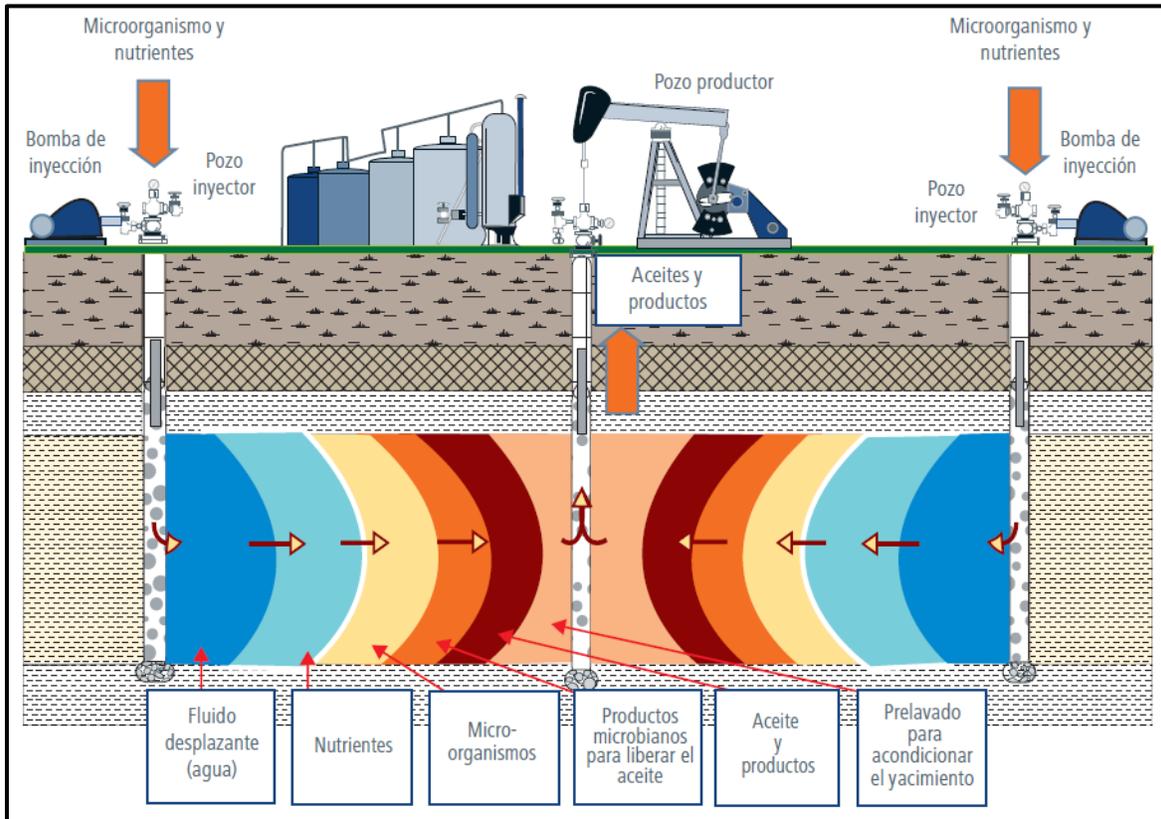


Figura 1.18. Proceso de inyección microbiana.<sup>14</sup>

Como resultado, parte del aceite remanente puede ser movilizado, y zonas cercanas por barrido pueden estar implicadas en el desplazamiento de aceite.

Hay dos formas de utilización de procesos microbianos:

- 1) Producción microbiana del producto deseado en la superficie y la posterior inyección en un yacimiento.
- 2) La inyección directa del microorganismo en un yacimiento de generación in-situ y de producto deseable.

---

## Limitaciones de MEOR

Dentro de las limitaciones más importantes son:

- 1) El aumento de la salinidad absorbe agua desde el microbio y afecta negativamente a su crecimiento.
- 2) La permeabilidad, temperatura, presión, salinidad y pH afecta a la selección de los microbios.
- 3) Estudio del metabolismo de las bacterias, y la relación con el medio ambiente bajo la superficie, necesita un gran esfuerzo.
- 4) Microbios producen  $H_2S$  y  $SO_2$  causando biocorrosión de los equipos, y la contaminación de las aguas subterráneas.

Sin embargo, en otros lados los microbios, producen sustancias químicas orgánicas menos dañinas que los productos químicos sintéticos utilizados por los métodos de recuperación asistida.

### Consideraciones para definir método EOR a utilizar.<sup>17</sup>

Todos los procesos de recuperación mejorada tienen limitaciones en su aplicación. Esas limitaciones se han derivado en parte de la teoría, parte de los experimentos de laboratorio y parte de la experiencia en campo.

En algunas instancias, solo un método de recuperación mejorada es aplicable para alguna condición en especial de campo pero, en muchas ocasiones, más de un método es posible. La selección del proceso más apropiado se toma al combinar las propiedades del yacimiento y de sus fluidos con los requerimientos necesarios de cada uno de los métodos de recuperación. Los criterios de escrutinio se encuentran entre los principales elementos considerados cuando el Ingeniero Petrolero evalúa un yacimiento candidato para la recuperación mejorada

Algunas consideraciones del yacimiento aplican para todos los métodos de recuperación mejorada. Debido a que los costos de perforación incrementan en gran medida con la profundidad, los yacimientos someros son preferibles, siempre que los criterios necesarios se conozcan. En su mayoría, los yacimientos que tengan fracturas extensas, grandes heterogeneidades, zonas ladronas o que estén altamente fallados deben de ser evitados. Idealmente, yacimientos relativamente uniformes con una saturación razonable de aceite, pequeñas intercalaciones de lutitas y una extensión superficial buena son deseados.

La implementación de proyectos de recuperación mejorada es costosa e intensa. Costos substanciales normalmente son involucrados en la evaluación de la calidad del yacimiento, la cantidad de aceite que puede ser recuperado, trabajo de laboratorio asociado con los procesos de EOR, simulaciones por computadora para predecir la recuperación, y el comportamiento del proyecto. Uno de los primeros pasos para considerar la EOR es, por supuesto, el seleccionar yacimientos con el suficiente aceite recuperable y extensión suficiente para que la implementación sea costeable. Con cualquiera de los procesos, la naturaleza del yacimiento jugará un papel dominante en el

---

éxito o falla del proceso. Muchas de las fallas con la EOR se han dado debido al desconocimiento o problemas inesperados del yacimiento.

Es por esto que un estudio geológico es usualmente garantizado. La técnica de la utilización de los criterios de escrutinio es conveniente para tener una visión sencilla y rápida de todos los métodos de EOR posible a aplicar antes de seleccionar el mejor de ellos para un análisis económico. El sentido común y cuidado deben de tenerse tomando en cuenta que estos criterios se basan en datos de laboratorio y resultados de campo, y no son el todo al momento de la selección de un método de EOR.

La información histórica obtenida del yacimiento se puede clasificar de acuerdo con lo siguiente:

1. Propiedades físicas del aceite y gas
2. Tipo y geología del yacimiento
3. Las propiedades de la roca yacimiento
4. Disponibilidad del fluido para inyección

### **1. Propiedades físicas del aceite y gas**

En la calidad del aceite y/o gas del yacimiento es importante considerar:

- Densidad ( $^{\circ}$ API)
- Viscosidad
- Relación gas-aceite (RGA)
- Factor de volumen del fluido ( $B_o$  y  $B_g$ ) del aceite y gas

### **2. Tipo y geología del yacimiento**

Existen yacimientos que por su morfología son candidatos para aplicar la recuperación mejorada de aceite EOR.

- Yacimientos anticlinales
- Yacimientos de segregación gravitacional
- Yacimientos con casquete de gas

Se debe considerar también la conductividad del yacimiento a fin de definir la ubicación de los pozos inyectores y productores.

Así mismo es importante considerar el buzamiento de los estratos, orogénesis, tipo de roca del yacimiento.

### **3. Propiedades petrofísicas de la roca almacén**

Las propiedades que se deben tener en cuenta son:

- Saturación de agua, aceite y gas
- Saturación irreducible

- 
- Permeabilidad (horizontal, vertical)
  - Porosidad
  - Temperatura
  - Movilidad
  - Mojabilidad
  - Presión (inicial, flujo de fluidos)

#### **4. Disponibilidad del fluido para inyección**

La disponibilidad del fluido de inyección es un factor importante que se debe considerar en un proyecto de recuperación mejorada de aceite.

Los fluidos más utilizados para inyección son el agua y el gas natural. La utilización de estos dos fluidos dependerá de la disponibilidad en volumen y calidad que se tenga en el lugar en donde esté ubicado el yacimiento.

El agua debe de ser tratada, libre de bacterias y oxígeno, y presente problemas de precipitaciones de sales o carbonatos y cloruros. La utilización del gas natural será de acuerdo al remanente que exista en el lugar. Se debe considerar que el gas es un subproducto que tiene un valor comercial.

En la tabla 1.1 se muestran los criterios de selección para los métodos de recuperación mejorada en base a las propiedades del aceite y características del yacimiento.

	Propiedades del aceite			Características del yacimiento					
	Gravedad °API	Viscosidad Cp	Composición	Saturación de aceite	Tipo de formación	Espesor neto [FT]	Permeabilidad promedio [mD]	Profundidad [FT]	Temperatura [°F]
<b>Métodos de inyección de gas</b>									
Hidrocarburo, Nitrógeno y gas combustible	>35 >24 >35 para N <sub>2</sub>	>10	Alto % de C <sub>2</sub> -C <sub>7</sub>	>30%VP	Arenisca o carbonato	Delgado a baja profundidad	N.C.	>2000 (GLP) a >5000	N.C.
			Alto % de C <sub>1</sub> -C <sub>7</sub>					>4500	
Dióxido de carbono	>26	<15	Alto % de C <sub>2</sub> -C <sub>12</sub>	>30%VP	Arenisca o carbonato	Delgado a baja profundidad	N.C.	>2000	N.C.
<b>Inyección de químicos</b>									
Surfactante-Polímero	>25	<30	Ligeros intermedios deseados	>30% VP >10% VP	Preferentemente arenisca Preferentemente arenisca	>10	>20	<8000	<175
Polímero	>25	<150	N.C.	Aceite móvil	Posiblemente carbonatos	N.C.	>20	<9000	<200
Alcalinos	13-35	<200	Algunos ácidos orgánicos	Por debajo del agua residual	Preferentemente areniscas	N.C.	>20	<9000	<200
<b>Térmicos</b>									
Combustión	<40 (10-25 normal)	<1000	Algunos componentes asfálticos	>40-50% VP	Arena o arenisca con alta porosidad	>10	>100*	>500	>150 preferente-mente
Inyección de vapor	<25	>20	N.C.	>40-50% VP	Arena o arenisca con alta porosidad	>20	>200**	300-500	N.C.

N.C. = no crítico \*Transmisibilidad >20 mD ft/cP \*\* Transmisibilidad >100 mD ft/cP.

VP = volumen de poroso GLP = gas licuado de petróleo

**Tabla 1.1 Resumen de criterios de selección para métodos de recuperación mejorada.<sup>17</sup>**

---

# **CAPITULO II.**

# **INYECCIÓN DE GASES**

---

## CAPITULO II. INYECCIÓN DE GASES

En este capítulo se describirá qué es la inyección de gases, los fenómenos que se pueden presentar (Miscibilidad e Inmiscibilidad) en dicho proceso, la técnica que se utiliza para realizar la inyección de  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$  y gas hidrocarburo (GH), también se menciona la importancia que tiene en la actualidad la captura y almacenamiento de  $\text{CO}_2$  para contribuir al cuidado del medio ambiente.

### **Inyección de Gases.**

La inyección de gases es un proceso utilizado en la recuperación de hidrocarburos que consiste en inyectar un gas específico dentro del yacimiento con el fin de lograr una recuperación mejorada o secundaria.<sup>18</sup>

Para que un proceso de inyección logre alta recuperación de aceite es necesario que el fluido de inyección produzca una elevada eficiencia de desplazamiento, un proceso de desplazamiento ideal será aquel donde el fluido desplazante logre remover todo el aceite de los poros afectando el mayor volumen del yacimiento posible, en este trabajo se empleará únicamente el desplazamiento con  $\text{CO}_2$

La eficiencia de desplazamiento está relacionada con las fuerzas viscosas y capilares que interaccionan cuando en el medio poroso se ponen en contacto el fluido inyectado y el fluido que se encuentra en el yacimiento.

Durante la inyección de gases se pueden presentar alguno de los siguientes fenómenos: Miscibilidad e Inmiscibilidad.

**Miscibilidad:** Es un fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos o más fluidos en todas proporciones sin que se forme una interface entre ellos. Se trata de un fenómeno físico y no químico, ya que no hay reacción entre los fluidos, sin embargo debe existir cierta afinidad química para que estos sean miscibles.

**Inmiscibilidad:** Es un fenómeno físico y no químico donde gracias a la interface de dos sustancias una puede ejercer una fuerza de desplazamiento sin llegar a mezclarse o reaccionar en otra. Un proceso de inyección de agua y de inyección de gas, dentro de un esquema de recuperación secundaria, son procesos inmiscibles.

Un proceso de desplazamiento en condiciones inmiscibles no es tan eficiente como un proceso miscible ya que no desaparecen los efectos de tensión superficial gas-aceite y hay retención capilar en el medio poroso al estar presentes una o más fases.

### **Los métodos de desplazamiento miscible e inmiscible.<sup>13</sup>**

Estos procesos se definen como los procesos en los que la eficacia del desplazamiento da como resultado principalmente la miscibilidad entre el aceite en su lugar y el líquido inyectado. Fluidos de desplazamiento, tales como solventes de hidrocarburos,  $\text{CO}_2$ , gases de combustión y el  $\text{N}_2$ , son considerados. La miscibilidad juega un papel en los procesos de surfactantes, pero no es mecanismo de recuperación primaria para estos procesos.

---

En un proceso de desplazamiento inmiscible, tal como una inyección de agua, la eficiencia de desplazamiento (ED) microscópico, es generalmente mucho menor que la unidad. Parte del aceite en los lugares contactados por el fluido desplazador está atrapado en forma de gotas aisladas, o anillos pendulares, dependiendo de la capacidad de mojabilidad. Cuando se alcanza esta condición, la permeabilidad relativa al aceite se reduce prácticamente a cero y continúa simplemente fluyendo alrededor del aceite atrapado. Esta limitación a la recuperación de aceite puede ser superado por la aplicación de procesos de desplazamiento miscibles en el que el fluido desplazador es miscible con el fluido desplazado por las condiciones existentes en la interface de desplazamiento del fluido/fluido. La tensión interfacial (TIF) se elimina. Si los dos líquidos no se mezclan en todas las proporciones para formar una sola fase, el proceso se denomina inmiscible.

En la práctica, los disolventes que son miscibles con el aceite crudo son más caros que el agua o gas seco, y por lo tanto un bache disolvente inyectado debe ser relativamente pequeño, por razones económicas. Para esta situación, el primer bache (disolvente) puede ser seguido por un mayor volumen de un líquido menos costoso, tal como agua o un gas pobre.

Varios gases y líquidos son adecuados para uso como agentes de desplazamiento miscibles en cualquiera de los procesos de flujo cruzado mixto (FCM). Estos incluyen bajo peso molecular de hidrocarburos, mezclas de hidrocarburos, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> o mezclas de éstos. La aplicación particular dependerá de las propiedades físicas de la roca, la presión del yacimiento, la temperatura y composiciones del aceite y el líquido inyectado.

## **Tipos de inyección de gases**

### **Inyección de CO<sub>2</sub>.<sup>13</sup>**

El método de inyección de CO<sub>2</sub> se ha implementado comercialmente desde 1985 hasta la fecha. Es un proceso mediante el cual se inyecta CO<sub>2</sub> en un yacimiento de aceite con el fin de aumentar la producción con la extracción de aceite. Cuando la presión de un yacimiento se agota a través de la producción primaria y secundaria, la inyección de CO<sub>2</sub> puede ser un método ideal para la recuperación terciaria. Es particularmente efectivo en yacimientos profundos mayores a 2000 pies, donde el CO<sub>2</sub> estará en un estado supercrítico, con la gravedad °API del aceite superior a 22° y las restantes saturaciones de aceite superior a 20%. También hay que señalar que la inyección de CO<sub>2</sub> no se ve afectada por la litología de la zona, sino simplemente por las características del yacimiento; presión y temperatura. Se han realizado trabajos de inyecciones de CO<sub>2</sub> sobre la premisa que mediante la inyección de CO<sub>2</sub> en el yacimiento, la viscosidad de cualquier hidrocarburo se reduce y por lo tanto, será más fácil para barrer a la producción del pozo. En la Figura 2.1 se muestra el diagrama de fase del CO<sub>2</sub>.

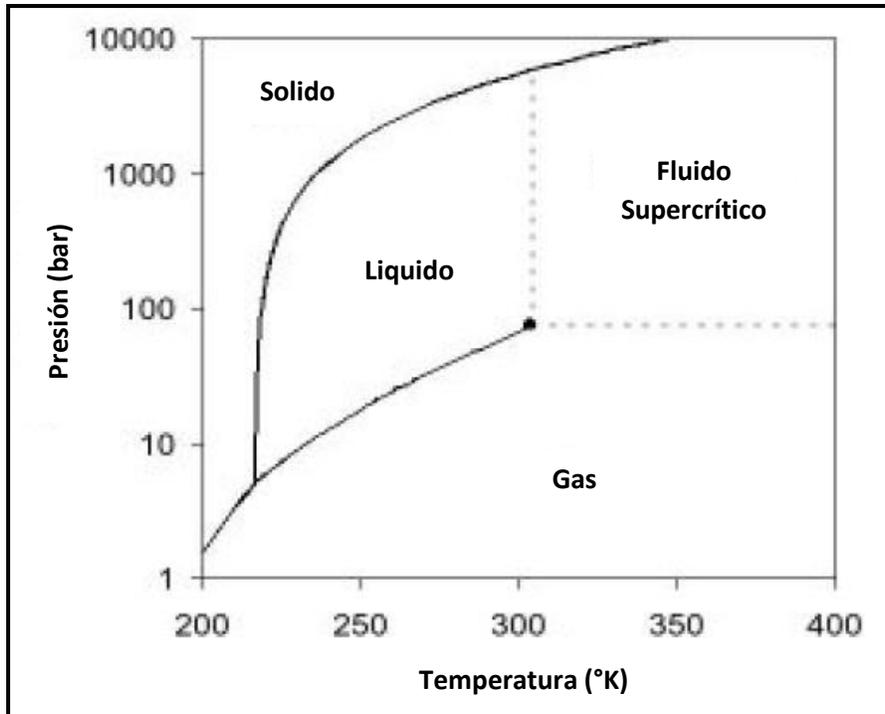


Figura 2.1 Diagrama de fase presión-temperatura del CO<sub>2</sub>.<sup>13</sup>

Cuando un pozo ha sido productivo es designado y adecuado para la inyección de CO<sub>2</sub>, la primera cosa a hacer es restaurar la presión dentro del yacimiento para una adecuada producción. Esto se realiza mediante la inyección de agua (con el pozo de producción cerrado) para restaurar la presión dentro del yacimiento a una presión adecuada debido a la inyección de CO<sub>2</sub>. Una vez que en el yacimiento se llega a esta presión, el siguiente paso consiste en inyectar el CO<sub>2</sub> en los pozos de inyección, mismos que se utilizan para restaurar la presión. El gas CO<sub>2</sub> es forzado en el yacimiento y está obligado a entrar en contacto con el aceite. Esto crea zonas miscibles que se puede mover más fácil hacia el pozo productor. Normalmente, la inyección de CO<sub>2</sub> se alterna con inyección de más agua y el agua actúa para barrer el aceite hacia la zona de producción.

Las inyecciones de CO<sub>2</sub> es la segunda técnica de recuperación terciaria más común y se usa en instalaciones de todo el mundo. En el ámbito del calentamiento global, es un método disponible para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Para el CO<sub>2</sub>, es posible hacer predicciones de recuperación. Los siguientes datos deben ser elegidos:

- a) Presión de inyección.
- b) Tamaño del bache de inyección.
- c) La emisión continua de CO<sub>2</sub>.
- d) La inyección alterna de agua.
- e) Buen modelo de simulación.
- f) El aislamiento de la zona.

---

En una inyección de gravedad estable, el CO<sub>2</sub> se inyecta por encima de la zona de aceite. En este caso, algunos de los factores de diseño adicionales son:

- Gasto crítico para el desplazamiento.
- La colocación inicial de emisiones de CO<sub>2</sub>.
- Estimación de la conificación en los pozos productores.

Los datos de presión intermitente deben ser obtenidos y analizados para determinar la permeabilidad direccional y barreras para el flujo. El análisis de una inyección de agua anterior es crítico para el éxito de una inyección de CO<sub>2</sub>. El historial de producción puede ser estimado con un simulador de yacimientos y este será de enorme ayuda en la orientación de la predicción del rendimiento utilizando CO<sub>2</sub>.

El CO<sub>2</sub> es principalmente inyectado en yacimientos de gas para la recuperación de gas mejorada. La principal ventaja de la inyección de CO<sub>2</sub> es el soporte de presión para evitar la intrusión de subsidencia y el agua. La recuperación de gas puede ser mejorada a través de tanto el desplazamiento y la resaturación del gas natural restante. En general, una recuperación de gas incremental de 8% puede lograrse mediante la inyección de CO<sub>2</sub>. La rentabilidad de cualquier proyecto de CO<sub>2</sub> es sensible a los precios del gas, el costo de la composición de CO<sub>2</sub>, el gas original en el yacimiento, y posterior procesamiento del gas producido.

#### **Método de Inyección de CO<sub>2</sub>.<sup>19</sup>**

Los distintos mecanismos mediante los cuales se puede desplazar el aceite a través del medio poroso han sido de particular interés para la industria petrolera. Estos mecanismos son:

1. Empuje por gas en solución.
2. Empuje por CO<sub>2</sub> inmisible.
3. Empuje por una mezcla CO<sub>2</sub> – Hidrocarburos miscibles.
4. Vaporización de Hidrocarburos.
5. Empuje de miscibilidad directa por CO<sub>2</sub>.
6. Empuje de miscibilidad por contacto múltiple.

Aunque estos mecanismos pueden ser conocidos por algunas personas en la industria, la literatura no hace una distinción clara entre ellos y no puntualiza las diferencias entre el desplazamiento por CO<sub>2</sub> y otros tipos de procesos de desplazamiento.

La mayoría de la investigación en la industria y pruebas de campo del CO<sub>2</sub> han sido dirigidas hacia el desplazamiento miscible, y esta forma de usar el CO<sub>2</sub> parece tener un gran potencial en la recuperación de fluidos que no han podido ser recuperados bajo los esquemas de producción convencionales. Sin embargo, el potencial para este método será significativo sólo si el CO<sub>2</sub> puede ser encontrado en grandes cantidades para tratar un gran número de campos, y si el CO<sub>2</sub> puede ser entregado a estos campos a un bajo costo para ser compensado por el valor de la recuperación incremental de aceite que puede ser alcanzada.

El desplazamiento miscible entre el aceite y el CO<sub>2</sub> resulta de la vaporización de hidrocarburos del aceite en el CO<sub>2</sub>. El desplazamiento miscible con CO<sub>2</sub> es considerado

para miscibilidad dinámica, por tal razón el  $\text{CO}_2$  no es directamente miscible con el aceite al primer contacto.

La presión a la cual el desplazamiento miscible ocurre depende de la presión del yacimiento, la composición del aceite y la pureza del  $\text{CO}_2$ . La presencia de metano ( $\text{C}_1$ ) y/o  $\text{N}_2$  puede incrementar drásticamente la presión requerida de miscibilidad. En cambio, la presencia de ácido sulfhídrico puede reducir la presión requerida.

Investigaciones en desplazamiento miscible de hidrocarburos han mostrado que la eficiencia de barrido de una inyección de un fluido en un desplazamiento miscible, depende de la relación de viscosidad entre el aceite y el solvente (Figura 2.2), del grado de segregación gravitacional del solvente causado por el contraste de densidades y de la distribución espacial de la permeabilidad. A medida que la viscosidad del aceite se incrementa en relación a la viscosidad del  $\text{CO}_2$ , existe mayor tendencia del  $\text{CO}_2$  a canalizarse, o digitarse a través del aceite, y esto causa que se reduzca el contacto volumétrico en el yacimiento. La influencia de una relación de viscosidades desfavorable depende de la heterogeneidad del yacimiento y la tendencia normal de los fluidos inyectados de fluir a través de las secciones más permeables de la roca, lo que agrava esta situación.

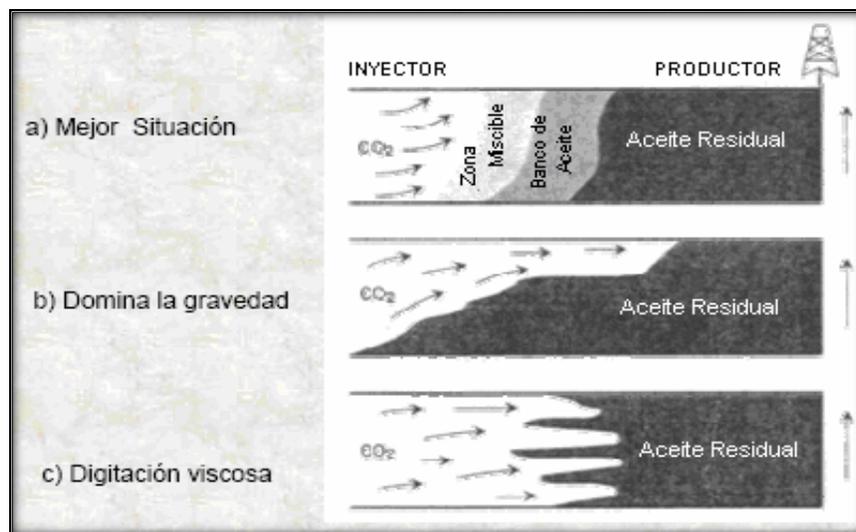


Figura 2.2 Influencia de la relación de viscosidades.<sup>19</sup>

### Variaciones básicas en el proceso de Inyección de $\text{CO}_2$ .

La inyección de  $\text{CO}_2$  puede ser aplicada en el campo, como método de recuperación secundaria, terciaria o mejorada, de las siguientes maneras:

- Inyección continua de  $\text{CO}_2$  – En esta variación, el  $\text{CO}_2$  es inyectado continuamente hasta el final de la recuperación.
- El  $\text{CO}_2$  seguido de Gas – Este proceso comienza con la inyección de  $\text{CO}_2$  hasta que un volumen preseleccionado de  $\text{CO}_2$  ha sido inyectado al yacimiento entonces un gas, menos caro que el  $\text{CO}_2$ , es utilizado como principal fluido de empuje.

- 
- CO<sub>2</sub> seguido de agua – Después de la inyección de un volumen deseado de CO<sub>2</sub>, se utiliza agua para desplazar el CO<sub>2</sub> a través del yacimiento.
  - Inyección de CO<sub>2</sub> y agua simultánea/alternada – Esta variación del proceso de inyección de CO<sub>2</sub> suele generalmente comenzar con un pequeño bache de CO<sub>2</sub>, seguido por una inyección, ya sea simultánea o alternada de CO<sub>2</sub> y agua hasta que un volumen predeterminado de CO<sub>2</sub> ha sido inyectado. Este proceso es comúnmente llamado WAG por sus siglas en inglés (Water Alternate Gas).
  - Inyección de una combinación CO<sub>2</sub>/solvente – El proceso de inyección de CO<sub>2</sub> puede también incluir la inyección de solventes tales como H<sub>2</sub>S, SO<sub>2</sub>, por nombrar algunos. La principal razón para utilizar un solvente es disminuir la presión mínima de miscibilidad (PMM) entre el CO<sub>2</sub> y el aceite del yacimiento y para ayudar a mantener la miscibilidad a través del yacimiento.
  - Inyección de una combinación CO<sub>2</sub>/calor – Bajo ciertas condiciones, calor y el CO<sub>2</sub> pueden ser inyectados al yacimiento y puede dar como resultado un efecto interactivo en la recuperación de aceite.

Conforme a lo anterior, es aparente que el proceso de inyección de CO<sub>2</sub> normalmente incluye la inyección de CO<sub>2</sub> y de algunos otros fluidos, ya sea de manera secuencial, simultánea o alternada.

### **Propiedades del CO<sub>2</sub>.**

Antes de presentar la información en el desplazamiento aceite – CO<sub>2</sub>, será de gran ayuda revisar algunas de las características del CO<sub>2</sub> que son efectivas en la remoción de aceite de la roca porosa. El CO<sub>2</sub> actúa de las siguientes formas:

1. Provoca hinchamiento del aceite crudo.
2. Reduce la viscosidad del aceite (°API).
3. Incrementa la densidad del aceite (°API).
4. Es altamente soluble en agua.
5. Ejerce una acidificación en la roca.
6. Puede vaporizar y remover porciones de aceite.

Con respecto al hinchamiento del aceite, la recuperación adicional de aceite ha sido generalmente considerada debido a un incremento en el factor de volumen del aceite (Bo). Por otro lado, la alta solubilidad del CO<sub>2</sub> en aceites hidrocarburos causa que estos aceites se hinchen. Una consecuencia favorable de este hinchamiento es el efecto que puede tener en las permeabilidades relativas.

---

## Operación técnica.

### Miscibilidad

Generalmente, el CO<sub>2</sub> no es miscible con la mayoría de los aceites, pero puede llegar a desarrollar esta miscibilidad a través del proceso de contacto múltiple.

Por otro lado, si la miscibilidad no es lograda, una disminución en las tensiones interfaciales puede resultar debido a la vaporización y los efectos de solubilidad. Como se mencionó anteriormente, el CO<sub>2</sub> es un vaporizador muy poderoso de hidrocarburos. Las fracciones de hidrocarburos pesadas se vaporizan en el CO<sub>2</sub> inyectado. Esto permite al CO<sub>2</sub> desarrollar miscibilidad. El mecanismo mediante el cual el CO<sub>2</sub> miscible desplaza el aceite es a través del mecanismo de contacto múltiple de hidrocarburos en el rango de C<sub>5</sub>–C<sub>30</sub>. Aceites convenientes están normalmente en el rango de 25 a 45°API y están presentes en yacimientos bastante profundos por lo que el desplazamiento puede tomar lugar arriba de la PMM. La inyección requerida para lograr miscibilidad necesita que el CO<sub>2</sub> se mueva cierta distancia en el yacimiento. A medida que el banco se forma y se mueve, este tiende a ser dispersado de manera transversal y longitudinal.

### Proceso

Para evaluar una posible inyección de CO<sub>2</sub> se requiere información que puede ser obtenida en el laboratorio o, en caso de carecer de estas pruebas, puede estimarse de consideraciones teóricas. La información requerida incluye:

- ✓ Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).
- ✓ Hinchamiento del aceite.
- ✓ Reducción de la viscosidad.
- ✓ Precipitación de asfáltenos.
- ✓ Propiedades del CO<sub>2</sub>.
- ✓ Información PVT.

El CO<sub>2</sub> es un fluido que tiene el potencial de funcionar como agente de recuperación de aceite tanto en forma miscible como inmisible. La naturaleza de este comportamiento depende de la composición del aceite, así como de la presión y temperatura del yacimiento. En una aplicación miscible, más del 90% del aceite con el que se entra en contacto puede ser desplazado. La presión a la cual el CO<sub>2</sub> es capaz de generar desplazamiento miscible del aceite es llamado presión mínima de miscibilidad (PMM). En la Figura 2.3 se muestra el proceso de inyección de CO<sub>2</sub> miscible.

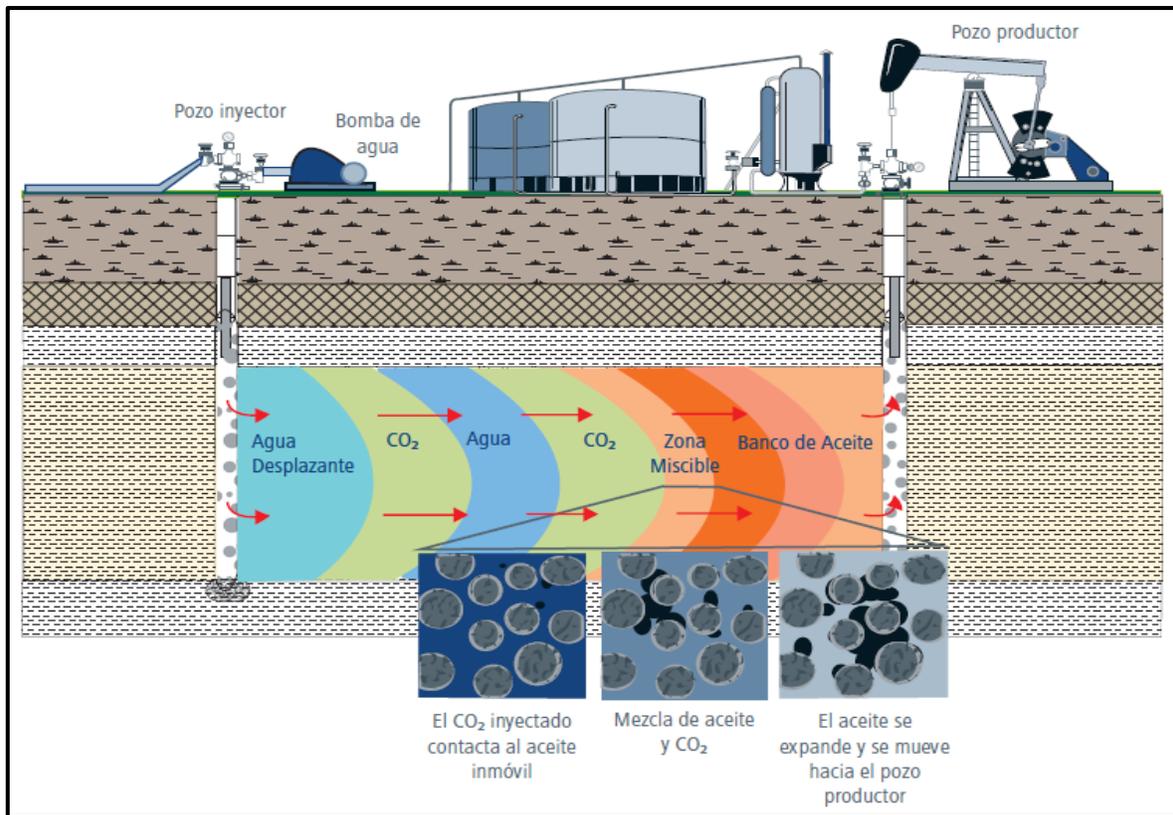


Figura 2.3. Inyección de CO<sub>2</sub> miscible.<sup>16</sup>

En términos más amplios, la PMM es proporcional a la densidad específica del aceite. Mientras que aceites de baja densidad API contienen grandes cantidades de hidrocarburos pesados y normalmente se encuentran en yacimientos someros y de baja presión, no es usualmente posible lograr la PMM en dichos casos. Sin embargo, el CO<sub>2</sub> es altamente soluble en aceites pesados, y por disolución en el aceite, el CO<sub>2</sub> provoca un hinchamiento y reduce su viscosidad. Después de que un bache de CO<sub>2</sub> ha sido inyectado a un yacimiento de aceite pesado, el aceite puede ser más fácilmente desplazado por inyección de agua o por la ayuda de algún polímero. Como se mencionó anteriormente, el mecanismo por el cual el CO<sub>2</sub> miscible desplaza al aceite es mediante el mecanismo de contactomúltiple de las fracciones de hidrocarburos C<sub>5</sub>-C<sub>30</sub> del aceite (Figura 2.4). Los aceites que tienen una cantidad considerable de hidrocarburos extraíbles son usualmente de densidad API media a alta (25° a 45°) y están presentes en yacimientos de gran profundidad para que la presión de desplazamiento esté por arriba de la PMM. Para los aceites más ligeros (40 °API), los rangos de PMM van de 84 kg/cm<sup>2</sup> (1200 psi) a 38 °C (100 °F) hasta 210 kg/cm<sup>2</sup> (3000 psi) a 121 °C (250 °F). La fracción de hidrocarburos extraídos se convierten en un bache de solvente rico en CO<sub>2</sub> que de manera miscible desplaza el aceite de la formación, y este a su vez, es desplazado por otro bache de CO<sub>2</sub>. La extracción por contactomúltiple podría requerir que el CO<sub>2</sub> se mueva cierta distancia a través del yacimiento haciendo un contacto directo físico con el aceite del lugar antes del enriquecimiento de los hidrocarburos con CO<sub>2</sub> y antes también de que se desarrolle un banco de tamaño considerable, para un máximo desplazamiento de aceite. En el momento en el que el banco miscible se forma, este se dispersa de manera transversal y longitudinal a medida que se mezcla con el aceite y el CO<sub>2</sub> adicionales en el yacimiento.

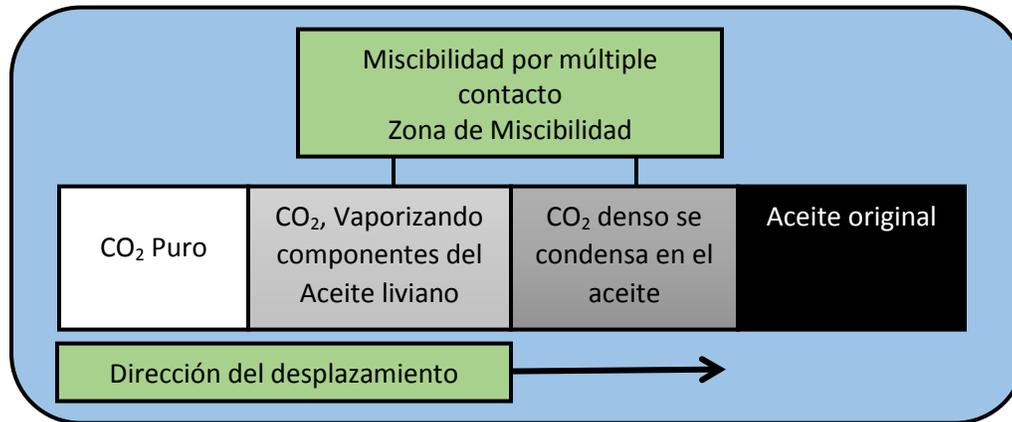


Figura 2.4 Zonas que se presentan en el proceso de miscibilidad.<sup>19</sup>

Una extracción adicional ocurre mediante otro bache de  $\text{CO}_2$  inyectado con el fin de restablecer la miscibilidad, este mecanismo fue confirmado en una prueba realizada al campo Mead – Strawn; donde cerca de cuatro años después de que el bache de  $\text{CO}_2$  fue inyectado, dos pozos fueron perforados y nucleados. Un pozo a 18 metros (60 pies) de distancia del pozo inyector, el promedio de saturación de aceite en el núcleo de este pozo fue de 10% del volumen poroso. El segundo pozo, perforado a 122 metros (400 pies) de distancia del mismo pozo inyector, con un promedio de saturación de aceite en el núcleo menor a 5% del volumen poroso. La disminución de la saturación de aceite con la distancia desde el pozo de inyección se interpretó en la manera de que el banco de solvente seguía siendo formado dentro de este intervalo pero había alcanzado de cierta manera su efectividad dentro de los 18 metros (60 pies) de distancia al pozo de inyección.

Debido a que el  $\text{CO}_2$  es un fluido costoso, los diseños de proyecto usualmente incorporan inyección de baches en lugar de una inyección continua. La tendencia en los proyectos de inyección de  $\text{CO}_2$  ha sido empujar baches de  $\text{CO}_2$  de un 15% del volumen poroso impregnado de hidrocarburos; o un volumen mayor alternado con agua, no con un gas ya que estos son miscibles con el  $\text{CO}_2$ . El objetivo de hacer esto es para mejorar la eficiencia de barrido mediante la obtención de una relación de movilidad en los límites del bache de  $\text{CO}_2$ . La desventaja de este método de operación es que el desplazamiento con agua es inmisible, y esto ocasiona que cierta parte del  $\text{CO}_2$  inyectado sea dejado en el yacimiento. Esta saturación residual del  $\text{CO}_2$  debe ser considerada cuando se determine la cantidad de  $\text{CO}_2$  que se va a inyectar.

---

## Inyección de Nitrógeno.<sup>19</sup>

La extracción por solventes (tipo miscibles) incluye inyección de N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> e inyección de hidrocarburos. La inyección de fluidos hidrocarburos miscibles es muy caro comparado con otros gases como el N<sub>2</sub> y el CO<sub>2</sub>. El CO<sub>2</sub> puede no estar disponible y el N<sub>2</sub> tiene la ventaja de estar disponible en cualquier lugar. La inyección de N<sub>2</sub> es usada especialmente para yacimientos profundos con baja permeabilidad y para yacimientos con alta presión.

Una de las ventajas del uso de N<sub>2</sub> como gas de inyección, sobre los gases naturales y el CO<sub>2</sub>, es su abundancia y disponibilidad. Esta ventaja es debido al hecho de que el N<sub>2</sub> se encuentra en el aire y mediante el uso de apropiada tecnología puede ser extraído.

El principal objetivo de la inyección de N<sub>2</sub> es lograr miscibilidad con el fluido del yacimiento. La miscibilidad obtenida por la inyección de N<sub>2</sub> en un yacimiento con aceite ligero es una miscibilidad condicional; donde los fluidos no son miscibles al primer contacto, pero forman dos fases, con uno de los fluidos absorbiendo componentes del otro. Después del contacto suficiente y del continuo cambio de componentes, el sistema llegará a ser miscible. El fenómeno de miscibilidad N<sub>2</sub>–aceite ligero es muy complejo y depende de la composición del fluido del yacimiento, temperatura, presión, así como otros factores tales como: una interface de transferencia de masa, el efecto de permeabilidades relativas, presión capilar y gravedad.

Existen tres zonas en el desplazamiento de aceite ligero durante la inyección de N<sub>2</sub> a presiones elevadas. La segunda zona es la más importante por los mecanismos involucrados en lograr miscibilidad. El banco miscible puede, o no, ser formado en la segunda zona, por lo que el desplazamiento es inmisible hasta que la zona miscible es creada.

El costo siempre creciente y una oferta limitada de gas natural han impulsado a que los operadores busquen un sustituto para la inyección. Sustitutos prometedores que han recibido la mayor atención fueron los siguientes:

- El gas N<sub>2</sub> puro (inerte)
- La mezcla de gas inerte que es predominantemente N<sub>2</sub>.

La inyección de N<sub>2</sub> puede mejorar la recuperación de aceite o gas por una o más de los siguientes mecanismos:

1. Mantenimiento de presión
2. El desplazamiento inmisible
3. El desplazamiento miscible (dependiendo de las condiciones de presión y temperatura).

La miscibilidad del N<sub>2</sub> requiere de alta presión (yacimientos profundos) y aceites ligeros.

El principal objetivo de la inyección de N<sub>2</sub> es lograr miscibilidad con el fluido del yacimiento. La miscibilidad obtenida por la inyección de N<sub>2</sub> en un yacimiento con aceite ligero es una miscibilidad condicional; donde los fluidos no son miscibles al primer contacto, pero forman dos fases, con uno de los fluidos absorbiendo componentes del

---

otro. Después del contacto suficiente y del continuo cambio de componentes, el sistema llegará a ser miscible. El fenómeno de miscibilidad  $N_2$ /aceite ligero es muy complejo y depende de la composición del fluido del yacimiento, temperatura, presión, así como otros factores tales como: una interface de transferencia de masa, el efecto de permeabilidades relativas, presión capilar y gravedad.

La ventaja principal del gas inerte es su disponibilidad y bajo costo. Otras ventajas incluyen:

- Prevención de la invasión de aceite dentro del casquete de gas, cuando el casquete está presente.
- Las recuperaciones más altas en comparación a la unidad de agua en los yacimientos que tienen una baja permeabilidad
- Gas residual inerte en el abandono en lugar de gas natural comercializable.
- La fiabilidad del suministro.

### **Mecanismos de Desplazamiento.<sup>12</sup>**

La inyección de gas dentro del yacimiento puede aumentar el gasto de flujo de aceite debido a los siguientes mecanismos:

#### **1. Reducción de la viscosidad**

El gas inyectado se disuelve en el aceite y reduce su viscosidad y, por lo tanto, la resistencia al flujo cerca del pozo de inyección también se reduce. De esta manera, se forma un banco de aceite de menor viscosidad alrededor del pozo. Sólo se requieren reducciones moderadas para lograr los beneficios de este mecanismo, pero, para que esto ocurra, la eficiencia del contacto del gas inyectado y el aceite debe ser buena.

#### **2. Aumento de la energía del yacimiento**

El gas inyectado aumenta la energía del yacimiento, efecto transitorio que dura sólo un corto tiempo, lo cual puede ser el principal efecto cuando los períodos de inyección de gas son cortos.

#### **3. Eliminación de depósitos sólidos**

El gasto de flujo de aceite aumentará al eliminar, del pozo inyector o de las zonas adyacentes del yacimiento, los depósitos sólidos de hidrocarburos, como los asfáltenos. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que el flujo de aceite se reducirá como consecuencia del aumento de la saturación de gas.

---

#### 4. Vaporización

En algunos casos este mecanismo puede ser el causante de que se produzcan cantidades adicionales de aceite por recuperación secundaria: una porción del aceite en contacto con el gas seco inyectado se vaporiza y se lleva hacia los pozos productores en la fase de vapor.

##### **Operación técnica.**

En el desplazamiento miscible, el  $N_2$  puede desplazar al aceite fácilmente mediante el desarrollo de un banco miscible a través de la vaporización de los componentes intermedios del aceite. El  $N_2$  adquiere miscibilidad dinámica (el  $N_2$  es enriquecido por cambio en la composición del aceite) con el aceite del yacimiento a altas presiones, lo cual ocurre por la transferencia de masa de los componentes intermedios del aceite dentro del gas de inyección seguido por la condensación de las masas moleculares intermedias más grandes dentro de la fase líquida a partir de la fase de gas enriquecido, esto ocurre a través de un proceso contacto múltiple que involucra un mecanismo combinado de vaporización–condensación del gas. Además de los mecanismos de vaporización algunos otros mecanismos juegan un papel importante en la efectividad de la recuperación de aceite por inyección de  $N_2$  como:

- Incremento de la densidad de la fase desplazante.
- Decremento de la densidad de la fase desplazada.
- Incremento en la viscosidad de la fase desplazante.
- Decremento de la viscosidad de la fase desplazada.
- Reducción de la tensión interfacial.

En el proceso se pueden distinguir tres zonas de interés:

Zona 1. En la cual se observa una zona virgen, es decir, no se lleva a cabo un cambio composicional, esta zona será desplazada por un posterior banco miscible.

Zona 2. Es donde se llevan a cabo los cambios de composición y se consigue la miscibilidad, el límite guía de esta zona tiene la misma composición de aceite de la zona virgen, la máxima concentración de componentes intermedios es observada sólo en el límite guía de la segunda zona y entonces los componentes intermedios son separados del aceite. Se presenta un decremento en la densidad del líquido y un incremento en la densidad del gas esto continuará hasta que las densidades del gas y el líquido converjan al mismo valor (completamente miscibles). En esta zona es llevada a cabo una reducción en el ritmo de vaporización durante el avance del proceso de desplazamiento hasta que la vaporización es reducida a cero (por el consumo del total de los componentes intermedios). Detrás del banco miscible la densidad del líquido incrementa y la densidad de la fase de gas se reduce muy rápido debido al proceso de intercambio que se llevó a cabo y que ha finalizado.

La variación de densidades en las fases líquidas y gas son el resultado de dos mecanismos combinados:

1. En el límite guía de la segunda zona, la viscosidad del líquido disminuye y la viscosidad del gas incrementa debido al proceso de avance del desplazamiento.

2. Detrás del límite guía de la segunda zona, donde el proceso de contacto múltiple es llevado a cabo la viscosidad del líquido aumenta y la viscosidad de la fase gas disminuye.

Es evidente que la relación de movilidad mejora por los cambios de viscosidades de ambas fases en el límite guía de la segunda zona, consecuentemente, el desplazamiento es más efectivo. La digitación por viscosidad es reducida como una consecuencia de la reducción de relación de movilidad.

Zona 3. El proceso termina con la tercera zona, en el comienzo de la zona tres la fracción mol de  $N_2$  incrementa fuertemente y los componentes de hidrocarburos son reducidos drásticamente. En la parte posterior de esta zona se formará entonces un banco de  $N_2$ .

En la Figura 2.5 se muestra el desplazamiento miscible por  $N_2$ .

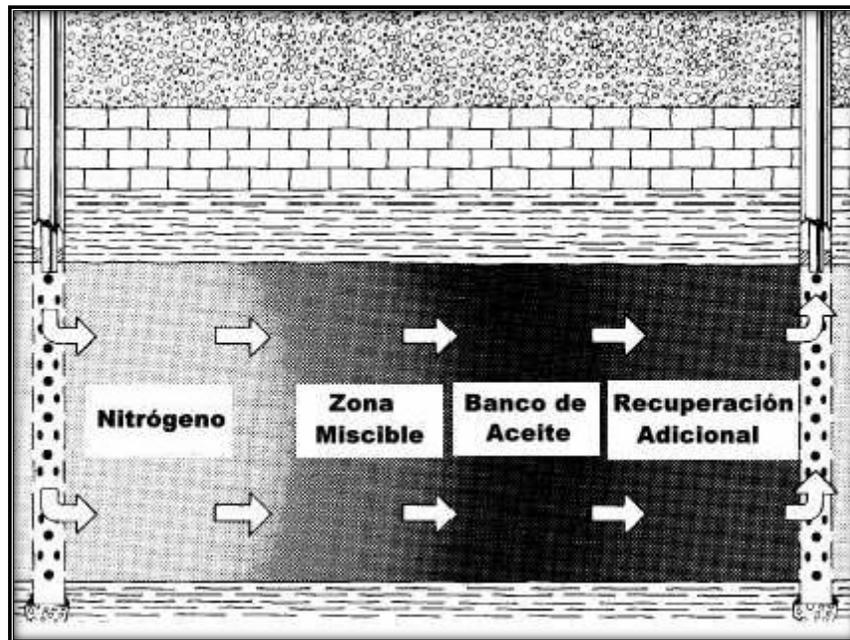


Figura 2.5 Desplazamiento miscible por  $N_2$ .

La vaporización es más fuerte al principio del proceso en el límite de la segunda zona, esto sugiere que la composición original del aceite es un factor clave para lograr miscibilidad en una temprana etapa del proceso de desplazamiento.

El tamaño del banco miscible es directamente afectado por la temperatura y la RGA en solución, es obvio que cuando la RGA en solución incrementa, la concentración de componentes intermedios incrementa entonces, por lo que más componentes intermedios estarán disponibles en el aceite.

Resultados de laboratorio han mostrado que el factor más importante para conseguir miscibilidad entre el  $N_2$  y el aceite del yacimiento es la cantidad de componentes ligeros e intermedios en el aceite. El incremento de componentes intermedios así como el decremento de contenido de  $C_1$  reducen la presión mínima de miscibilidad (PMM). El  $N_2$  desarrolla miscibilidad con el aceite por el mismo mecanismo que el  $C_1$  (vaporización por conducción de gas). Con suficiente cantidad de  $C_1$  en el aceite del yacimiento la PMM

para el  $N_2$  e inyección de  $C_1$  es casi la misma pero la disminución del contenido de  $C_1$  causa diferencias. Estudios han mostrado que la Inyección  $N_2-C_4$  puede disminuir la PMM pero al combinar  $C_1$  con  $N_2$  no tienen efectos significativos en la PMM. Otros resultados muestran que la PMM en la inyección de  $N_2$  incrementa suavemente cuando la temperatura disminuye.

El incremento en el factor de recuperación de aceite con el aumento de temperatura para altas presiones de inyección de  $N_2$  puede ser explicado cómo sigue (Figura 2.6): la actividad molecular incrementa con la temperatura, produciendo más interacción entre las fases, lo que provoca una rápida vaporización del aceite durante el desplazamiento de  $N_2$  y un incremento en la constante de equilibrio, lo que significa que la miscibilidad puede ser obtenida más rápidamente.

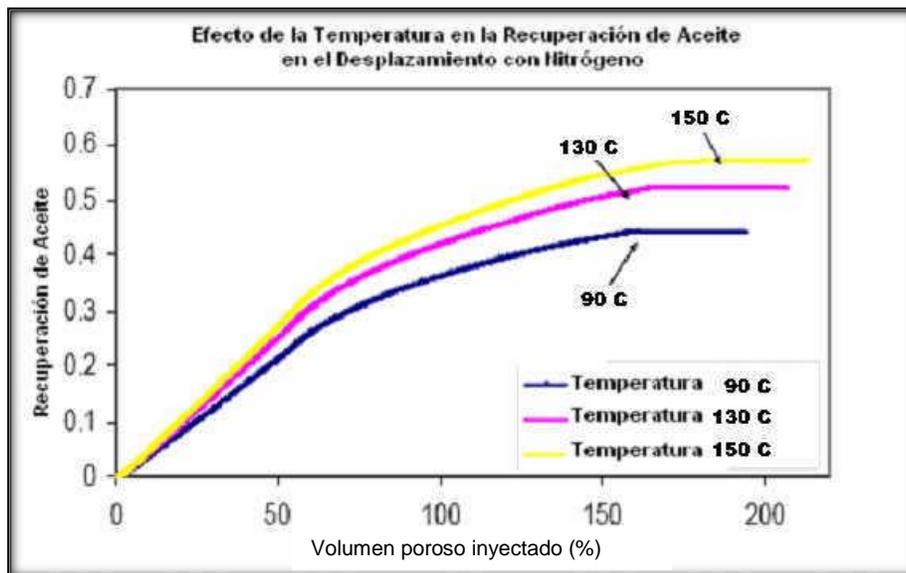


Figura 2.6 Recuperación de aceite por Inyección de  $N_2$  variando la temperatura

### Inyección de Metano ( $C_1$ ).<sup>19</sup>

Este proceso de recuperación de aceite es considerado como un método de recuperación mejorada. Los factores que influyen para su consideración de método mejorado son distintos, sin embargo se reconoce principalmente el alto costo del fluido a inyectar y los métodos más convencionales, como inyección de agua e incluso la inyección de  $CO_2$ , siendo esta última otro proceso miscible previamente explicado, que se pueden aplicar al yacimiento antes de iniciar una inyección miscible de  $C_1$ . El hecho de que el  $CO_2$  se considere para ser inyectado antes que el  $C_1$  es el costo y la disponibilidad de este fluido, a diferencia del  $C_1$ . Este proceso de recuperación normalmente se considera como alternativa, para desplazar el aceite remanente dejado por los procesos previos, y antes de considerar un abandono de campo.

## Operación técnica.

El proceso de inyección de  $C_1$  ha presentado resultados muy favorables, para su consideración, en yacimientos previamente tratados con agua en el pasado. El objetivo principal de este método en un yacimiento que ya ha sufrido previamente una inyección de agua, es el de conectar el aceite residual con el  $C_1$  inyectado y desplazarlo hacia los pozos productores. El agua debe ser desplazada mediante el desarrollo de un banco de aceite, el aceite debe ser desplazado de manera miscible por el  $C_1$  y este último deberá ser desplazado por un gas.

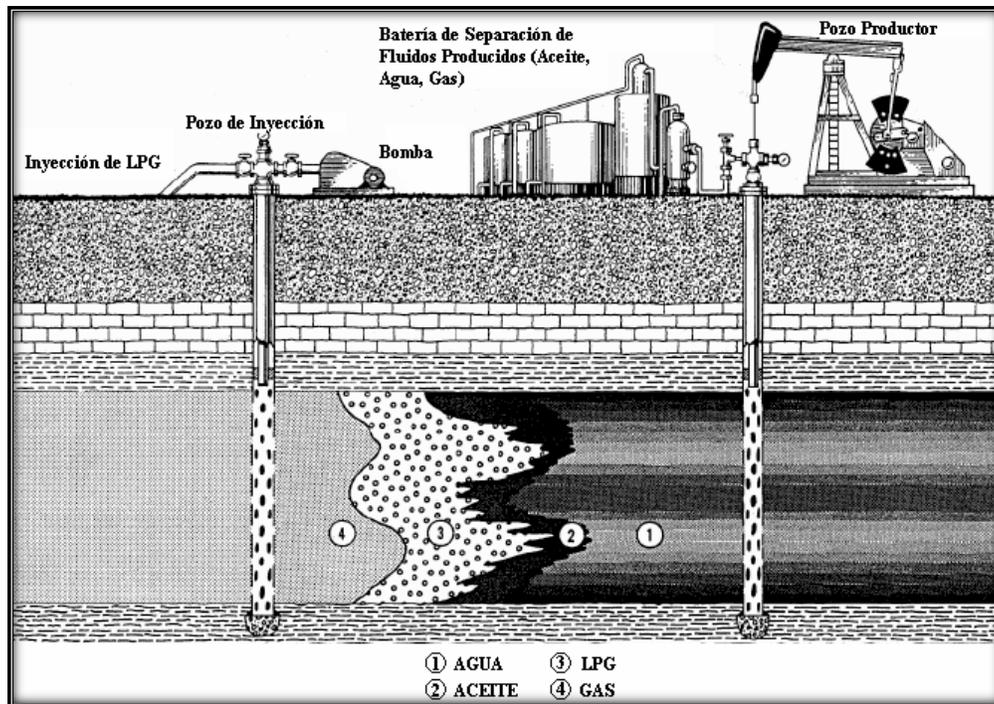


Figura 2.6 Desplazamiento mediante  $C_1$ .

La relación de movilidades es desfavorable en los frentes, y esto podría causar digitación viscosa del  $C_1$  al banco de aceite y digitación viscosa, del mismo modo, del empuje de gas al banco de  $C_1$ . Este es un fenómeno importante y da como resultado una rápida disipación de pequeñas burbujas de  $C_1$ . Cuando el yacimiento es horizontal, esta disipación es mayor porque la estratificación y la gravedad son mínimas. Cuando esta disipación se ha llevado a cabo el proceso se revierte a ser un empuje inmisible.

En los inicios de la inyección de  $C_1$ , el uso de baches que eran muy pequeños probablemente disminuyó el grado de éxito de muchos proyectos llevados a cabo. Muchas publicaciones han indicado que el tamaño de los baches, del orden del 10% del volumen poroso o menores, podían ser adecuadas a la gran mayoría de las condiciones de los yacimientos. Sin embargo, años más tarde otros reportaron que debido a la digitación viscosa, la estratificación y al efecto de gravedad, se requería que los baches tuvieran un mayor tamaño.

Para el proceso de Inyección de  $C_1$ , es generalmente miscible con el aceite, mientras que el gas es miscible con el  $C_1$ . Sin embargo, el gas no es directamente miscible con el aceite.

Un modo de evaluar la eficiencia del proceso es calculando la relación de aceite producido y la cantidad de baches consumidos. Sin embargo el costo del proyecto es influenciado por otros aspectos como: el costo de nuevos pozos, adecuaciones a los pozos existentes, equipo de inyección y producción, y obviamente el costo tanto del gas como del  $C_1$ .

## Características de los métodos y sus parámetros de escrutinio.

### Inyección de $CO_2$ .

#### Descripción

La inyección es llevada a cabo por una gran cantidad de  $CO_2$  (15 % o más de hidrocarburos volumen de poro (VP)) en el yacimiento. Aunque el  $CO_2$  no es realmente miscible con el aceite, el  $CO_2$  extrae los componentes intermedios-ligeros del aceite, y, si la presión es suficientemente alta, desarrolla miscibilidad para desplazar el aceite del yacimiento.

#### Mecanismos

$CO_2$  recupera aceite por:

- Generación de miscibilidad
- Hinchamiento de aceite
- Disminución de la viscosidad del aceite
- Disminución de la tensión interfacial entre el aceite y las fases  $CO_2$ -aceite en las regiones miscibles próximas.

### Guía de técnicas de escrutinio

Aceite	
Gravedad	> 26°API
Viscosidad	< 15 cP.
Composición	Altos porcentajes de hidrocarburos intermedios ( $C_5$ - $C_{20}$ ), especialmente $C_5$ - $C_{12}$
Yacimiento	
Saturación de aceite	>30% VP
Tipo de formación Permeabilidad	Areniscas o carbonatos con un mínimo de fracturas y alta
Espesor Neto	Relativamente delgado a menos que la formación sea fuertemente inclinada.
Permeabilidad Promedio	No critica si los gastos de inyección pueden ser mantenidos

Profundidad	Profundidad suficiente para tener grandes presiones (>2000 ft), los rangos de presión requeridos para una producción óptima (algunas veces llamada presión mínima de miscibilidad) de 1200 psi para una alta densidad (>30°API) a bajas temperaturas, hasta 4500 psi para aceites pesados a altas temperaturas.
Temperatura	No crítica, pero la presión requerida aumenta con la temperatura.

### Limitaciones

- Baja viscosidad del CO<sub>2</sub> resulta en un pobre control de movilidad
- Disponibilidad de CO<sub>2</sub>

### Problemas

- Temprana ruptura del CO<sub>2</sub> causa muchos problemas: corrosión en los pozos de producción; la necesidad de separar CO<sub>2</sub> de los hidrocarburos comerciables; represionamiento de CO<sub>2</sub> para reciclar; y altos requerimientos de CO<sub>2</sub> para incrementar la producción de aceite.

## Inyección de N<sub>2</sub> y gases de combustión

### Descripción

La inyección de N<sub>2</sub> y gases de combustión son métodos de recuperación que usan esos gases no hidrocarburos que son baratos para desplazar aceite en sistemas que pueden ser o miscibles o inmiscibles dependiendo de la presión y composición del aceite. Debido a los bajos costos, grandes volúmenes de estos gases pueden ser inyectados. N<sub>2</sub> o gases de combustión también son considerados para usar como gases de desplazamiento en inyecciones miscibles de hidrocarburos y CO<sub>2</sub>.

### Mecanismos

La inyección de N<sub>2</sub> y gases de combustión recuperan aceite por:

- Disminución de la viscosidad del aceite
- Vaporización de los componente ligeros del aceite y generación de miscibilidad si la presión es lo suficientemente alta.
- Proveen un desplazamiento de gas donde una porción significativa del volumen del yacimiento es llenada con gases de bajo costo.

## Guías de técnicas de escrutinio

### Limitaciones

- El desarrollo miscibilidad puede solo ser logrado con aceites ligeros y a altas presiones.

- Se necesitan yacimientos profundos.
- Una formación inclinada es deseada para permitir la estabilización gravitatoria del desplazamiento que tiene una muy desfavorable relación de movilidad.

### Problemas

- Canalización viscosa resulta en pobre eficiencia de barrido vertical y horizontal
- La corrosión puede causar problemas en el método de gas de combustión
- Los gases no hidrocarburos pueden ser separados de un gas producido vendido.

<b>Aceite</b>	
Gravedad	> 24 °API (>35° para N <sub>2</sub> )
Viscosidad	< 10 cP.
Composición	Altos porcentajes de hidrocarburos ligeros (C <sub>1</sub> -C <sub>7</sub> )
<b>Yacimiento</b>	
Saturación de aceite	>30% VP
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos con pocas fracturas y alta permeabilidad.
Espesor Neto	Relativamente delgado a menos que la formación este inmersa.
Permeabilidad Promedio	No critica
Profundidad	>4500 ft
Temperatura	No critica

### Inyección de hidrocarburos miscibles

#### Descripción

La inyección de hidrocarburos miscibles consiste en la inyección de hidrocarburos ligeros a través del yacimiento en forma de inundación miscible. Tres métodos diferentes son usados. Un método usa cerca de 5 % de bache de gas licuado de petróleo (GLP) tal como el propano, seguido de gas natural o gas y agua. Un segundo método, llamado desplazamiento de gas enriquecido, consiste en inyectar de 10 % a 20 % de bache de gas natural que esta enriquecido con etano con hexano (C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>), seguido de gas de apoyo (seco, muchas veces C<sub>1</sub>) y posiblemente agua. Los componentes enriquecidos son transferidos de gas a aceite. El tercer método, llamado desplazamiento con gas a alta presión (vaporización), consiste en inyectar gas de apoyo a alta presión para vaporizar los componentes C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub> empezando a desplazar el aceite.

#### Mecanismos:

La inyección de hidrocarburos miscibles recupera aceite por:

- Generación de miscibilidad (en el desplazamiento de gas condensado y vaporización).
- Incremento del volumen de aceite.

---

## Limitaciones

- La profundidad mínima es fijada por la presión necesaria para mantener la miscibilidad generada.
- Los rangos de presión requerida son de 1200 psi para el proceso GLP a 3000-5000 psi para el desplazamiento de gas a alta presión, dependiendo del aceite.
- Una formación inclinada es deseable para permitir algo de estabilización de la gravedad en el desplazamiento que normalmente tiene una relación de movilidad desfavorable.

## Problemas

- La canalización viscosa resulta en una pobre eficiencia de barrido vertical y horizontal.
- Se requieren grandes cantidades de productos y son muy costosos.
- El solvente puede quedar atrapado y no ser recuperado.
- Disminución de la viscosidad del aceite.

<b>Aceite</b>	
Gravedad	> 35 °API
Viscosidad	< 10 cP.
Composición	Altos porcentajes de hidrocarburos ligeros (C <sub>2</sub> -C <sub>7</sub> )
<b>Yacimiento</b>	
Saturación de aceite	>30 % VP
Tipo de formación	Areniscas o carbonatos con un mínimo de fracturas y alta permeabilidad
Espesor Neto	Relativamente delgado a menos que la formación sea fuertemente inclinada.
Permeabilidad Promedio	No crítica
Profundidad	>2000 ft (GLP) a > 5000 ft (gas a alta presión)
Temperatura	No crítica

## Captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.<sup>22</sup>

El dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) es un gas de efecto invernadero que se encuentra de forma natural en la atmósfera. Las actividades humanas están aumentando la concentración atmosférica de CO<sub>2</sub> y de esta manera contribuyen al calentamiento global del planeta. Las emisiones de CO<sub>2</sub> se producen cuando se quema combustible, ya sea en grandes centrales eléctricas, en motores de automóviles, o en sistemas de calefacción. También pueden producirse emisiones mediante otros procesos industriales, por ejemplo cuando se extraen y se procesan los recursos o cuando se queman los bosques.

La captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CAC) es una de las técnicas que podrían utilizarse para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> provocadas por las actividades humanas. Esta técnica

---

podría aplicarse para aquellas emisiones que provengan de grandes centrales eléctricas o plantas industriales.

El proceso consiste en tres etapas principales:

1. Capturar el CO<sub>2</sub> en su fuente, separándolo de los otros gases que se generan en los procesos industriales.
2. Transportar el CO<sub>2</sub> capturado a un lugar de almacenamiento apropiado (normalmente de forma comprimida).
3. Almacenar el CO<sub>2</sub> fuera de la atmósfera durante un largo periodo de tiempo, por ejemplo en formaciones geológicas subterráneas, en las profundidades oceánicas o dentro de ciertos compuestos minerales.

Algunas de las tecnologías que se requieren para este proceso están más avanzadas que otras. A mediados del año 2005 ya se habían desarrollado tres proyectos comerciales en los que el CO<sub>2</sub> capturado se almacena en formaciones geológicas subterráneas, en el marco de proyectos de extracción o procesamiento de gas y aceite.

### **Características de las fuentes de emisión adecuadas para la CAC.**

Varios factores determinan si la captura de CO<sub>2</sub> es una opción viable para una determinada fuente de emisión:

- Su cantidad
- Si es fija o móvil
- Su proximidad con potenciales lugares de almacenamiento
- El grado de concentración de sus emisiones de CO<sub>2</sub>.

El CO<sub>2</sub> podría capturarse de fuentes de emisión fijas de gran magnitud, como las centrales eléctricas o las plantas industriales. De encontrarse cerca de lugares de almacenamiento potenciales, por ejemplo de formaciones geológicas adaptadas, estas infraestructuras podrían ser elegidas para la temprana implementación de la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> (CAC).

A estas alturas, todavía no se consideran las fuentes de emisiones pequeñas o móviles, ya sea en hogares, comercios o medios de transporte, porque todavía no son adecuadas para la captura y almacenamiento.

En el año 2000, cerca del 60 % de las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas del uso de los combustibles fósiles fueron producidas por fuentes de emisión fijas y de gran magnitud, como centrales eléctricas, plantas de extracción de aceite y gas o industrias de tratamiento.

Cuatro grandes núcleos de emisiones procedentes de tales fuentes fijas son: la región central y el Este de los E.E.U.U., la región noroeste de Europa, la costa este de China y el subcontinente indio.

Las instalaciones de transformación de biomasa a gran escala, por ejemplo para la producción de bio-etanol, también generan emisiones con un alto contenido de CO<sub>2</sub>. Pese

a que estas instalaciones son mucho más pequeñas y escasas, también podrían adecuarse a la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

Muchas fuentes fijas de emisión se encuentran justo encima, o a una distancia razonable (menos de 300 km), de potenciales áreas de almacenamiento geológico.

Tecnologías de captura disponibles en la actualidad.

Para capturar el CO<sub>2</sub> primero debe separarse de los demás gases resultantes de la combustión o del tratamiento. Luego se comprime y se purifica para facilitar su transporte y almacenamiento.

Cada uno de los tres sistemas siguientes permite capturar el CO<sub>2</sub> resultante de la combustión (Figura 2.7), especialmente en el sector eléctrico:

Sistema	Avance	Importe neto de CO <sub>2</sub> "evitado"
Post-combustión	Uso comercial hace décadas en otras aplicaciones relacionadas	80 % - 90 %
Pre-combustión		
Oxicombustión	Fase de demostración	90 %

Figura 2.7 Sistemas para capturar CO<sub>2</sub>.

En los sistemas de post-combustión, los gases resultantes de la combustión del carburante en el aire (gases de combustión) tan sólo contienen pequeñas fracciones de CO<sub>2</sub>. Éste se captura por la inyección de los gases de combustión en un líquido que absorbe únicamente el CO<sub>2</sub> (como un solvente orgánico enfriado o comprimido). El CO<sub>2</sub> casi puro puede entonces ser liberado del líquido, al calentarlo o liberar la presión. Ya se están utilizando similares procesos de separación a gran escala para eliminar el CO<sub>2</sub> del gas natural.

En los sistemas de pre-combustión, el combustible primario se transforma primero en gas mediante su calentamiento con vapor y aire u oxígeno. Esta transformación produce un gas compuesto esencialmente de hidrógeno (H) y de CO<sub>2</sub>, que pueden ser fácilmente separados. El H puede entonces utilizarse para la producción de energía o calefacción.

La oxicombustión utiliza el oxígeno (O<sub>2</sub>) puro para quemar el combustible en lugar de utilizar el aire, que únicamente contiene 20 % del O<sub>2</sub> y mucho N<sub>2</sub>. Su resultante es un gas mixto compuesto esencialmente de vapor de agua y de CO<sub>2</sub>. El vapor de agua puede separarse fácilmente del CO<sub>2</sub> mediante el enfriamiento y la compresión del flujo de gas. Sin embargo, al requerir una separación previa del O<sub>2</sub> y del aire, este proceso resulta bastante complicado.

### Almacenamiento de CO<sub>2</sub> bajo tierra.

Las formaciones geológicas aptas para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> son las reservas agotadas de gas y de aceite como se observa en la Figura 2.8, los acuíferos salinos profundos y los lechos de carbón inexplorables. Los lugares de almacenamiento deben

estar generalmente localizados a profundidades iguales o superiores a los 800 m, donde la presión predominante mantiene el CO<sub>2</sub> en un estado tanto líquido como supercrítico (un fluido híbrido que se comporta entre un líquido y un gas). Bajo estas condiciones, el CO<sub>2</sub> tiene una densidad inferior a la del agua y debe ser bloqueado desde arriba para evitar su resurgimiento en la superficie. Por ejemplo, el CO<sub>2</sub> puede capturarse físicamente bajo una capa rocosa hermética, o en los espacios porosos del interior de la roca. Asimismo, puede capturarse químicamente al disolverse con agua y reaccionar con las rocas que le rodean para formar carbonatos minerales.

El CO<sub>2</sub> comprimido puede ser inyectado en los poros de las formaciones rocosas del subsuelo utilizando muchos de los métodos que actualmente se utilizan por las industrias del gas y de aceite: tecnología de perforación, tecnología de inyección, simulación informática de la dinámica de los depósitos de almacenamiento y los métodos de vigilancia.

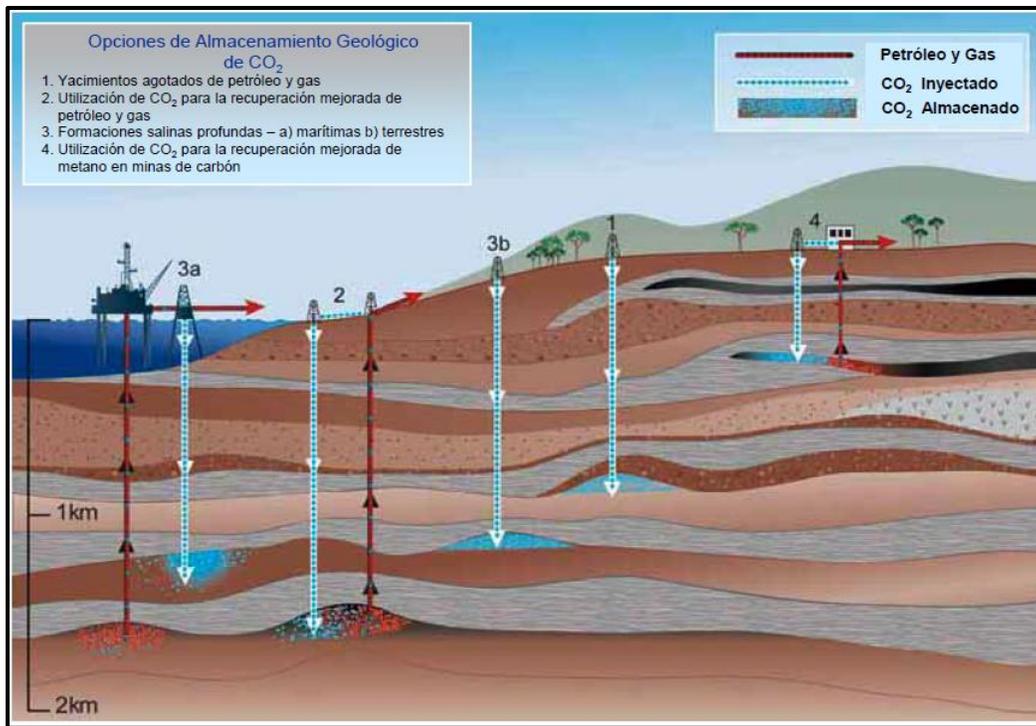


Figura 2.8 Opciones de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>.<sup>23</sup>

Por todo el mundo existen potenciales lugares de almacenamiento geológico, tanto sobre la tierra firme como en el mar. Los pronósticos sobre el espacio total de almacenamiento disponible varían mucho, pero por norma general indican la existencia del espacio suficiente para cubrir de varias décadas a cientos de años de emisiones de CO<sub>2</sub>, basándose en el ritmo actual de las emisiones. Además, gran parte de las centrales eléctricas y de las demás fuentes industriales de emisión existentes se sitúan a menos de 300 km de zonas con potencial de almacenamiento. En México, las centrales termoeléctricas son grandes fuentes industriales de CO<sub>2</sub>, muchas se encuentran localizadas cerca de los campos productivos de Pemex y de las cuencas geológicas sedimentarias. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) ha iniciado los estudios de prefactibilidad para lograr la captura del CO<sub>2</sub> en sus instalaciones localizadas en el Golfo

---

de México, a partir del año 2015. Esto permitiría ampliar las fuentes de CO<sub>2</sub> para fines productivos de Pemex y reducir la emisión de gases efecto invernadero del sector energético del país.

Aunque la capacidad de almacenamiento de los depósitos geológicos sea posiblemente suficiente para contribuir significativamente a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub>, su verdadera capacidad todavía permanece desconocida.

Las fugas de CO<sub>2</sub> desde el lugar de almacenamiento implican riesgos para el clima a nivel mundial, pero también de riesgos locales para poblaciones, ecosistemas y aguas subterráneas en el caso de un escape súbito y rápido de CO<sub>2</sub>. Se prevé que dichos riesgos sean bastante reducidos: la mayor parte del CO<sub>2</sub> debería permanecer bajo tierra durante siglos, y las fugas deberían poder controlarse adecuadamente antes de causar perjuicios a nivel local. Sin embargo, podría ser necesario el control de los lugares de almacenamiento durante periodos de tiempo muy largos, y se espera un desarrollo de nuevos métodos a medida que mejore la tecnología. También se requiere un marco legal a largo plazo, al extenderse el tiempo de almacenamiento a muchas generaciones. Parece que el público en general no sabe mucho de esta opción tecnológica y es reacio a aceptarla, porque se percibe a veces que el almacenamiento de CO<sub>2</sub> resulta de una incapacidad para encontrar otras maneras de reducir las emisiones.

#### **Métodos de almacenamiento oceánico.**

Al ser el CO<sub>2</sub> soluble en agua, se producen intercambios naturales entre la atmósfera y la superficie de los océanos hasta que alcanzan un equilibrio. Si aumenta la concentración atmosférica de CO<sub>2</sub>, se prevé que los océanos tarden varios siglos en absorber el CO<sub>2</sub> adicional hasta alcanzar un nuevo equilibrio. En un primer momento, el CO<sub>2</sub> debería disolverse en las capas oceánicas superiores, y más tarde mezclarse con las aguas de las profundidades oceánicas. De esta forma, los océanos han absorbido unas 500 de las 1300 Gt (Giga-toneladas) de CO<sub>2</sub> liberadas en la atmósfera por las actividades humanas a lo largo de los últimos 200 años. Actualmente, los océanos absorben 7 Gt de CO<sub>2</sub> por año. Este CO<sub>2</sub> se encuentra, en su mayor parte, en la capa superior del océano que, consecuentemente, se ha vuelto un poco más ácido (con una disminución del pH de 0.1). Sin embargo, hasta la fecha no se ha producido prácticamente ningún cambio en relación a la acidez de las profundidades oceánicas.

El CO<sub>2</sub> capturado podría potencialmente inyectarse directamente en las profundidades oceánicas y, en su mayor parte, permanecer aislado de la atmósfera durante centenares de años. Esto podría realizarse transportando el CO<sub>2</sub> al lugar de almacenamiento mediante gasoductos o barcos, donde sería inyectado en la columna de agua del océano o en el fondo del mar. El CO<sub>2</sub> disuelto y dispersado pasaría entonces a formar parte del ciclo del carbón a nivel mundial. Las posibilidades de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en las profundidades oceánicas para periodos de tiempo incluso mayores, incluyen la formación de hidratos sólidos de CO<sub>2</sub> y/o de lagos de CO<sub>2</sub> líquido en el fondo del mar, y la disolución de minerales alcalinos, como la piedra caliza, para neutralizar la acidez producida por el CO<sub>2</sub>. En la Figura 2.9 se muestra las opciones de almacenamiento oceánico de CO<sub>2</sub>.

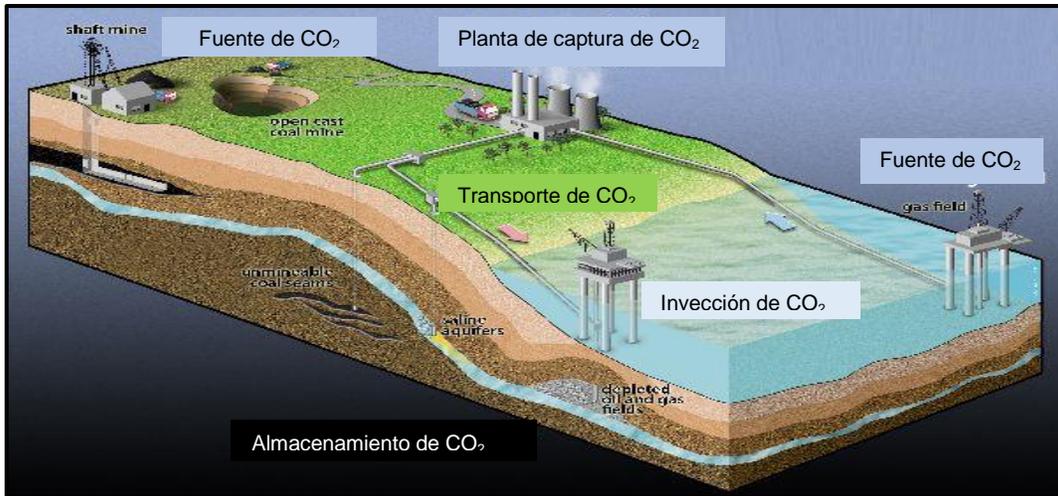


Figura 2.9 Opciones de almacenamiento oceánico de CO<sub>2</sub>.<sup>23</sup>

### Soluciones Industriales

Una de las soluciones más prometedoras encontradas para la industria petrolera y la industria eléctrica es la captura y el almacenamiento (o secuestro) de CO<sub>2</sub> en formaciones geológicas controladas, como se observa en la Figura 2.10. Esta opción cierra el ciclo de vida de los combustibles fósiles y permite ganar tiempo mientras se aplican de manera masiva otras fuentes de energía libres de CO<sub>2</sub>.

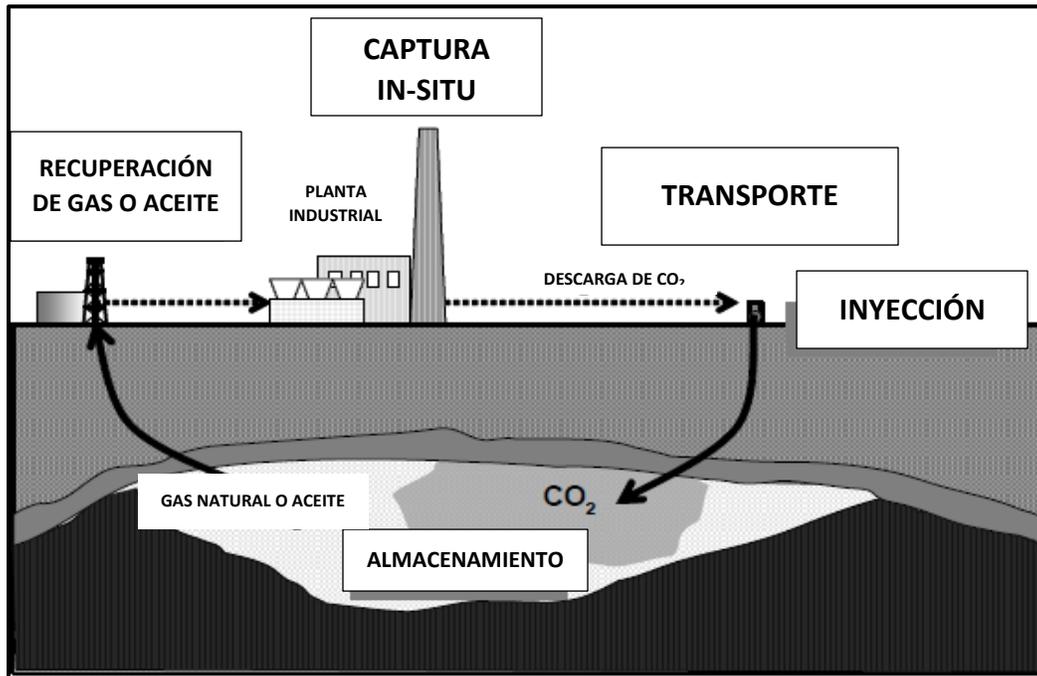


Figura 2.10 Proceso de captura, transporte e inyección de CO<sub>2</sub>.<sup>23</sup>

Es indudable que la CAC es primordial en la actualidad, reducir sus efectos tendrá cambios benéficos para la humanidad así como para el medio ambiente, para el caso de la industria petrolera reutilizar el CO<sub>2</sub> contribuirá a mejorar la producción, reducir costos siempre y cuando la CAC sea accesible y rentable.

---

# **CAPITULO III.**

# **MODELO MATEMÁTICO**

---

## CAPITULO III. MODELO MATEMÁTICO

En este capítulo mencionaremos las ecuaciones utilizadas por el simulador, ya que en este trabajo no se desarrolló el modelo, así como una explicación a grandes rasgos sobre la relevancia que tienen en la ejecución del programa. Se dividen en dos partes modelo matemático y modelo numérico.

Para una mejor comprensión de este capítulo es necesario definir los siguientes conceptos:

**Difusión molecular**, es un proceso físico irreversible, que comprende el movimiento de las moléculas de los componentes de una mezcla producida por la diferencia de concentración existente en el sistema. En el que partículas materiales se introducen en una mezcla, aumentando la entropía (desorden molecular) del sistema conjunto formado por las partículas difundidas o soluto y el medio donde se difunden o disuelven.

**Funciones de transferencia**, es un modelo matemático que a través de un cociente relaciona la respuesta de un sistema (modelado) a una señal de entrada o excitación (también modelada).

**Fugacidad**, es la medida del potencial químico (es el aumento de la energía interna de la masa dividida por la cantidad de la sustancia añadida), está directamente relacionada con la tendencia de una sustancia de preferir una fase (líquida, sólida o gas) frente a otra. A una temperatura y presión fijas, el agua (por ejemplo) tendrá una fugacidad diferente para cada fase.

**Energía libre de Gibbs**, es una función de estado extensiva con unidades de energía, que da la condición de equilibrio y espontaneidad para una reacción química (a presión y temperatura constantes).

La objetivo principal de este trabajo es el siguiente:

### OBJETIVO:

*Mediante un simulador que integre fenómenos de difusión molecular y sin funciones de transferencia, modelar el proceso de canalización durante la inyección de un gas en un yacimiento naturalmente fracturado.*

La simulación numérica de flujo multifásico composicional en medios porosos fracturados, donde todas las fases pueden mezclarse, es un verdadero reto. A pesar de las amplias aplicaciones en la ingeniería de yacimientos de hidrocarburos y en hidrología, un simulador numérico composicional de flujo-trifásico en medios fracturados no ha aparecido en la literatura. En este trabajo se utiliza un simulador composicional 2D totalmente trifásico para medios fracturados, basados en los métodos numéricos de orden superior con elementos finitos, desarrollado por Joachim Moortgat y Abbas Firoozabadi.

---

Para lograr un aumento en la velocidad de cálculo en órdenes de magnitud, introducen el concepto de equilibrio de flujo cruzado (EFC) entre las fracturas y una vecindad pequeña en los bloques de la matriz. Ellos adoptaron la mezcla de elementos finitos híbridos (MEFH) para aproximar los flujos de Darcy y la ecuación de la presión. Las ecuaciones de balance de masas fueron aproximadas por el método de discontinuidad de Galerkin (DG), que es quizás la aproximación más eficiente para captar discontinuidades en las propiedades físicas de fase, en las interfaces de fractura de matriz y en los límites de fase, que es quizás la aproximación más eficiente para captar discontinuidades en las propiedades físicas de fase, en las interfaces de fractura de matriz y en los límites de fase. Ellos consideran la gravedad y difusión de Fick, pero desprecian la capilaridad. La presión capilar puede no ser importante en algunas de las aplicaciones para el modelo. Los efectos del comportamiento de fase son rigurosamente tomados en cuenta para la transferencia de flujos entre las fases. Presentan el marco matemático, utilizando el esquema presión-implícita-composición-explicita (PICE), el cual es la mejor opción cuando se necesita realizar los análisis termodinámicos de estabilidad. Una condición de Courant-Friedrichs-Lewy (condición CFL: es una condición necesaria para la convergencia de ciertas ecuaciones diferenciales parciales por el método de diferencias finitas) aparentemente simple se lleva a cabo para permitir la precisión.

Muchos problemas en ingeniería de yacimientos de hidrocarburos, así como hidrología, implican el flujo de múltiples fases distintas en yacimientos fracturados. Un ejemplo importante es la inyección de gas en los yacimientos de aceite que han sido previamente invadidos de agua. Otra es cuando el gas es inyectado en un yacimiento de aceite y desarrollan una tercera fase de hidrocarburos con propiedades intermedias a las fases de gas y de aceite. Los componentes más ligeros del aceite original podrían evaporarse, dando como resultado una alta movilidad del gas y de la fase intermedia, pero baja movilidad de la fase más densa y viscosa del aceite. Esto puede resultar en una alta o baja recuperación de aceite, dependiendo de las trayectorias de flujo.

Cuando hay cambio significativo de flujo entre las diferentes fases, existe una necesidad de simuladores de composición multifásica. Para la determinación confiable del número de fases, las cantidades y composiciones de las fases se requiere una ecuación de estado (EDE) que se base en el análisis de estabilidad de fase y los cálculos de ruptura trifásicos. Los análisis de la estabilidad termodinámica son fundamentales para garantizar que la solución de la ruptura de fase corresponde a la menor energía libre de Gibbs. Para la ruptura trifásica, en particular, existen soluciones generales múltiples correspondientes a los mínimos locales, lejos del equilibrio termodinámico. Los simuladores comerciales de dos y tres fases utilizan comúnmente la ley de Henry (donde, a una temperatura constante, la cantidad de gas disuelta en un líquido es directamente proporcional a la presión parcial que ejerce ese gas sobre el líquido) para predecir la solubilidad del CO<sub>2</sub> en agua, pero esto es una aproximación pobre en el flujo trifásico, en donde no pueda satisfacer el equilibrio termodinámico. La composición de CO<sub>2</sub> en la fase acuosa tiene que satisfacer la igualdad de fugacidades de CO<sub>2</sub> en las tres fases, que no pueden ser garantizados por la ley de Henry. Es el modelo de las fases de hidrocarburos por la EDE de Peng Robinson (PR) y para las fases acuosas la EDE de la asociación cubica adicional (CPA), incluido la

---

asociación cruzada entre el CO<sub>2</sub> y las moléculas de agua y la asociación entre las mismas moléculas de agua. A bajas temperaturas ( $T < 76.85^{\circ}\text{C}$ ), la solubilidad entre el agua y las fases de hidrocarburos es baja. Para acelerar el cálculo de rompimiento de las fases para las mezclas del agua-gas-aceite, Joachim Moortgat y Abbas Firoozabadi consideran la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el agua. El modelo de composición trifásico y detalles de los cálculos de rompimiento de fase fueron presentados en Moortgat et al. (2011)<sup>24</sup> para los dominios no fracturados. Ellos implementaron el modelo a los yacimientos fracturados, e introdujeron una nueva condición de CFL para acelerar los cálculos.

Los yacimientos fracturados son un reto debido a la amplia gama de escalas espaciales, permeabilidades, los flujos y las propiedades de fase. En la actualidad, los simuladores de composición más eficaces se basan en sistemas de presión implícita composición explícita (IMPEC). El transporte de masa explícita se ve limitada por la condición CFL en el paso de tiempo, que es proporcional al tamaño de elementos de la malla, e inversamente proporcional a la velocidad. Las fracturas son delgadas, con una abertura tan pequeña como 0.5 mm o menos, pero puede permitir flujos grandes debido a la alta permeabilidad de la fractura. Cuando las fracturas se discretizan de la misma manera que los elementos de la matriz, en malla fina o simulaciones de una sola porosidad, la condición resultante CFL es excesivamente pequeña y la mayoría de los problemas no tienen solución numérica. La alternativa más comúnmente utilizada, de modelos de doble porosidad o de doble porosidad-doble permeabilidad, es superponer dos dominios. Todo el flujo es a través de una configuración de fracturas de cubo de azúcar, mientras que la matriz sólo sirve como un dispositivo de almacenamiento.

Joachim Moortgat y Abbas Firoozabadi implementaron un enfoque alternativo en el que las fracturas se combinan con una pequeña fracción de los bloques de la matriz en cada lado. Supusieron una gran permeabilidad, pero un gradiente de presión pequeño que cruza la interfaz de la matriz de la fractura resultando en un flujo transversal distinto de cero que equilibra instantáneamente el líquido de fractura con el líquido inmediatamente junto a él en la matriz. Llamaron a este enfoque la aproximación de equilibrio de flujo cruzado, y denotan la combinación de elementos de la matriz de la fractura como elementos de flujo cruzado (FC). Los flujos a través de los límites de los elementos FC se resuelven mediante la integración de los apropiados flujos de Darcy para las aportaciones de la matriz y la fractura.

A continuación se enuncian las ecuaciones utilizadas por el simulador desarrollado por Joachim Moortgat y Abbas Firoozabadi.

## Modelo matemático

MODELO MATEMÁTICO	
<b>Transporte de masa</b>	Se adopta una fórmula de flujo fraccional y escribimos la ecuación de transporte de masa para la densidad molar total y cada una de las fases en una mezcla trifásica.
<b>Flujos difusivos</b> (Flujo irreversible de materia, de una mayor concentración a una menor llegando a un equilibrio)	<p>La difusión de Fick para multi-componentes es modelada para <math>(n_c-1)(n_c-1)</math> ecuaciones (donde, <math>n_c</math> es el número de componentes de la ecuación), la temperatura de la matriz, la presión y la difusión depende de los coeficientes de difusión y no toma en cuenta la idealidad de los fluidos. Es fácil demostrar que el balance de masa se desobedece cuando se usa un solo coeficiente de difusión o una matriz diagonal de coeficientes, como es el caso de los simuladores comerciales que generalmente se usan. Los componentes fuera de la matriz diagonal representan efectos erróneos, que pueden causar una especie particular, en una mezcla multicomponente, la difusión de una región de baja concentración a una de mayor concentración.</p> <p>Los valores de los coeficientes de difusión (la facilidad con que cada soluto en particular se mueve en un disolvente determinado) son calculados a partir del modelo unificado para la difusión, presentados en Leahy-Dios y Firoozabadi (2007).<sup>25</sup> En medios porosos, los flujos difusivos se reducen por la porosidad, y pueden ser reducidos aún más por la tortuosidad. Los flujos de fase difusiva son más pesados por las saturaciones, para tener en cuenta la superficie disponible</p>

	para la difusión.
<p style="text-align: center;"><b>Flujos convectivos</b> (transporte de calor por medio del movimiento del fluido)</p>	<p>Cada uno de los flujos volumétricos de fase convectivas está dado por la correspondiente relación de Darcy.</p> <p>Una complicación de trabajar con flujos individuales de Darcy, para cada una de las fases, es que para fases inmóviles, la ecuación no puede ser invertida a favor de la presión. Para eludir este problema, y para reducir el sistema de ecuaciones que ha de resolverse directamente, se adopta el formalismo flujo fraccional y la relación de Darcy para el flujo total.</p> <p>Con la movilidad total expresada en términos de las permeabilidades relativas y viscosidades. La movilidad total es definida positiva, por lo que la ecuación puede ser resuelta por la presión. Al mismo tiempo se resuelve para la presión y para el flujo total. Después de encontrar el flujo total, se puede reconstruir los flujos de fase, independientemente de la presión.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Ecuación de la presión</b></p>	<p>Se utiliza el método de ACS (Acs et al, 1985; Watts, 1986.)<sup>26</sup> Para calcular la presión de campo.</p>
<p style="text-align: center;"><b>Composición de fases y cantidades</b></p>	<p>La composición de fases y las cantidades molares son derivados de ecuaciones no lineales establecidas que garanticen la igualdad de fugacidades de cada componente <i>i</i> en las tres fases, como es requerido por el equilibrio termodinámico. El logaritmo natural de la relación de equilibrio es más pesado (Li y Firoozabadi, 2010).<sup>27</sup></p> <p>Se especifica una ecuación de estado para calcular la solución de las ecuaciones, y las cantidades derivadas, tales como la saturación, densidades molares y de masas, volúmenes, compresibilidades y volúmenes molares parciales. Se utiliza la</p>

	<p>EDE de Peng-Robinson para las fases de hidrocarburos. Las fases acuosas se modelan con una EDE de CPA que toma en cuenta la asociación transversal entre el agua y moléculas de CO<sub>2</sub>, y la auto-asociación de las moléculas de agua. El EDE de CPA reduce a la EDE de PR, en ausencia de moléculas polares, como el CO<sub>2</sub>. Haciendo referencia a (Li y Firoozabadi de 2009; Moortgat et al, 2011)<sup>28</sup> para más detalles.</p>
<p><b>Límites y condiciones iniciales</b> (son las condiciones previas establecidas al inicio de la inyección)</p>	<p>Para completar la descripción del modelo físico, se prescriben las condiciones iniciales y de frontera. La condición inicial consta de las composiciones globales y el campo de presiones en todo el dominio. Los límites han sido descritos por qué no se superponen y las condiciones de Dirichlet y Neumann: toman en cuenta las fronteras impermeables, excepto en los pozos de producción en la que tienen ya sea una presión constante o ritmo de producción. Los pozos de inyección se colocan dentro del dominio como los términos fuente. Los pozos de producción también pueden ser descritos como inyectores, en cuyo caso todos los límites del dominio son impermeables.</p>

## Modelo numérico

### La expansión de Darcy del flujo convectivo

En el método de elementos finitos híbridos mixtos, los flujos de convección y gravitacionales se descomponen en sus componentes normales a través de límites de cada elemento computacional.

Los elementos de la fractura son inicialmente tratados como elementos de computo 1D, de tal manera que las integrales de volumen se reducen a integrales de línea sobre elementos de fractura, multiplicado por la abertura de la fractura. Se denota la presión media en un elemento de fractura y las presiones en los puntos finales.

---

### Aproximación de equilibrio de flujo cruzado

Un tratamiento explícito de las fracturas, referido a modelos de una sola porosidad, no es computacionalmente factible.

Para superar esta limitación en el paso de tiempo, observamos que el campo de presión es continuo, por lo que la presión en un elemento de fractura es casi la misma que la presión en una pequeña distancia  $\Delta x$  en la matriz. El objetivo es ahora para representar un elemento de fractura, junto con dos elementos de matriz pequeñas en ambos lados, como un elemento de cálculo, como se ilustra en la Figura 3.1 para una malla rectangular. Para este elemento más grande y combinado, se le asigna una presión promedio y 4 rastros de presión.

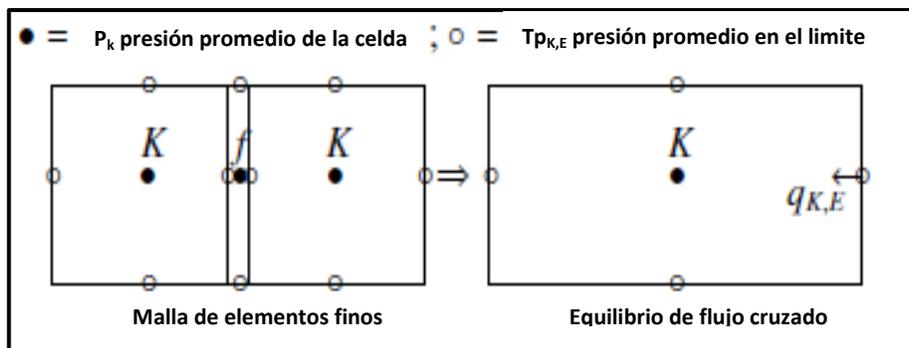


Fig. 3.1. Ejemplo de aproximación de equilibrio de flujo cruzado

Los flujos a través de los bordes que están intersectadas por la fractura (bordes superior e inferior de la Figura 3.1) se calcula como la suma de los flujos de la matriz y la fractura. Ahora usamos  $K$  para un elemento que puede contener una fractura, y  $E$  para un borde que puede ser atravesado por una fractura y compuesto por la fractura total más el flujo de matriz.

Los flujos en la dirección transversal (los bordes izquierdo y derecho en la figura) son los flujos de la matriz. El flujo de fractura de matriz en el interior del elemento se explica por la suposición de que en la interface fractura-matriz hay una permeabilidad grande, pero un pequeño gradiente de presión. Esto resulta en un no cero de Darcy fractura-matriz de flujo. La suposición es que este flujo se equilibra instantáneamente, o se mezcla, el fluido en la fractura con el fluido en los pequeños elementos de la matriz vecinos (pequeño con respecto al bloque de matriz completa).

Para la combinación de MEFH con un método bilineal en los nudos o bordes es actualizado. La actualización del transporte de masa, no se altera a partir de su puesta en práctica de medios homogéneos. Nosotros simplemente proveemos las composiciones de fase para la combinación de los elementos fractura-matriz y los flujos correctamente sumados, y actualizar el total de las densidades de las especies molares. Se refiere a este enfoque como el modelo de equilibrio de flujo cruzado (CF) y se referirá a la combinación de los elementos matriz-fractura como elementos del CF.

---

En una simulación de una sola porosidad, la condición CFL podría ser determinada por los elementos de fractura con una abertura de, por ejemplo 1 mm y la escala de flujos de fractura con la gran permeabilidad de fractura. En el enfoque de CF, cuando tenemos, por ejemplo, 10 m x 10 m de bloques de la matriz, podemos utilizar elementos de CF con un ancho de varios centímetros. Los flujos sumados a través de los límites superior e inferior en un elemento, como en la Figura 3.1, son pasados por la abertura de fractura y la anchura de los bloques de la matriz, y son por consiguiente más pequeño que el flujo de fractura. En conjunto, esto da como resultado una restricción CFL en el paso de tiempo que es de varios órdenes de magnitud mayores que para modelos de una sola porosidad.

Una segunda razón por la que los modelos de simple porosidad son computacionalmente costosos, es que la presión en la matriz a resolver está mal condicionada por el contraste de alta permeabilidad entre los elementos de fractura pequeñas y grandes elementos de la matriz. Cuando usamos la combinación o un promedio, más elementos de CF, la solución de la presión es considerablemente más rápida.

La discretización de los bloques de la matriz es particularmente importante para el modelo de difusión. Los flujos difusivos se pesan por las saturaciones de fase, y la difusión sólo se produce dentro de una fase dada. Cuando las fracturas sólo contienen gas y los elementos de matriz vecinos sólo contienen aceite, no se puede calcular la difusión entre la fractura y elementos de matriz. En el modelo, el fluido mezclado en los CF contiene elementos de fractura que pueden permanecer en dos fases, e inyectando  $\text{CO}_2$ , por ejemplo, pueden difundirse desde la fase de aceite en la fractura de la matriz. Cuando una suficiente cantidad de  $\text{CO}_2$  se ha acumulado en el elemento de matriz vecina, una fase gaseosa se puede formar y la difusión puede producirse a partir de la fractura a la matriz en las dos fases a un gasto alto. De esta manera, el  $\text{CO}_2$  puede difundir elemento por elemento en los bloques de la matriz, con fases de aceite se difunden hacia las fracturas.

Efectos gravitacionales, tales como re-infiltración, donde el drene de aceite de un bloque de matriz en una fractura, y luego sale de la fractura en otro bloque de la matriz vecina, se modelan sin complicaciones. El modelo CF no se limita a las configuraciones de fractura del cubo de azúcar, pero se puede aplicar a cualquier configuración de fracturas discretas en las redes estructuradas o no estructuradas. Estas y otras, características son difíciles para incorporar en el modelo popular de doble porosidad, en que los bloques de la matriz están representados por un elemento de cálculo único, y todas las interacciones de la matriz de la fractura tienen que ser incorporadas en las funciones de transferencia semi-empíricas.

---

---

## Actualización de la discontinuidad de Galerkin de transporte de masa

Los métodos de elementos finitos de orden superior aproximan la actualización del transporte masivo, por varios grados de libertad para las composiciones globales, fases y densidades molares. El método de la DG tiene la ventaja adicional de que las variables pueden ser discontinuas a través de los bordes. Una de las ventajas de esta libertad es que los diferentes órdenes de aproximación pueden ser utilizados en diferentes elementos. Se utiliza una aproximación bilineal sobre todos los elementos (para un dominio rectangular, una aproximación lineal se utiliza en las redes triangulares no estructurados, como en Moortgat y Firoozabadi (2010)).<sup>29</sup> Nuestro principal interés en el método de la DG es la simulación de yacimientos heterogéneos y fracturados. En los límites entre las regiones de diferentes permeabilidades (tales como fracturas), las propiedades de fase muestran claramente discontinuidades fuertes. Continuos métodos de orden superior, tales como diferencias finitas y volumen finito, se pueden utilizar en los dominios homogéneos, pero son una opción menos natural para aproximar las propiedades de fase inherentemente discontinuos en yacimientos fracturados. Incluso en los ámbitos homogéneos, el método de la DG puede funcionar mejor para el flujo multifásico, cuando los límites de la fase son claros.

El reajuste de transporte de masa de orden superior reduce la dispersión numérica (es un sesgo en los resultados) y converge a la solución exacta a un ritmo mayor que es un poder más alto que el tradicional método de diferencias finitas. Esto significa que un determinado número de diferencias finitas pueden ser reproducidos en una cuadrícula significativamente más gruesa, y en una mayor eficiencia del CPU. En combinación con el campo de la velocidad exacta del método MEFH, este enfoque ha demostrado resultar en órdenes de magnitud mejor en los tiempos de cómputo (Hoteit y Firoozabadi, 2005<sup>30</sup>, 2006a<sup>31</sup>, b<sup>32</sup>; Moortgat et al, 2011<sup>33</sup>; Moortgat y Firoozabadi, 2010<sup>29</sup>; Moortgat et al., 2011<sup>24</sup>).

Como se mencionó anteriormente, la aplicación del método de la DG es idéntica a la de los dominios homogéneos, que se presentó para el flujo de tres fases en Moortgat et al. (2011)<sup>33</sup> y no se repetirá aquí. El total y la fase de composiciones y las densidades son actualizados en cualquiera de los cuatro bordes centrales o los nodos de cada elemento rectangular del total (fractura más matriz) de flujos a través de cada uno de los bordes. La precisión se mejora aún más por el hecho de que tenemos las presiones en los bordes de la actualización MEFH.

## Comportamiento de fase

Desarrollaron un paquete de comportamiento de fase composicional que puede modelar las tres fases (aceite, gas y agua), con la transferencia de todas las componentes entre las tres fases, y los sistemas en los que una de las fases es agua. En este último caso, descuidamos la solubilidad mutua entre el agua y los hidrocarburos y la evaporación del

---

agua, y sólo permiten la solubilidad del CO<sub>2</sub> en agua. Estas son suposiciones razonables para los problemas en los que la temperatura está por debajo de 76.85 °C, y da como resultado una ventaja en el cómputo.

Las fases de hidrocarburos se modelan con la EDE-PR, y la fase acuosa por la EDE-CPA. La expresión de la EDE-CPA consiste en la EDE-PR cúbicas con términos adicionales que describen la asociación cruzada entre el agua y moléculas de CO<sub>2</sub>, y la libre asociación del agua. En la actualización de las composiciones de fase, en primer lugar un análisis de estabilidad se realiza para determinar el número de fases, correspondiente al mínimo de la energía libre de Gibbs. Dependiendo del número de fases, un cálculo de la división de dos o tres fases se lleva a cabo. Cuando las suposiciones iniciales no están disponibles, la rutina de división de fase primero se lleva a cabo con una serie de las sucesivas iteraciones de sustitución (SSI), para obtener una buena estimación inicial, lo suficiente para cambiar el método rápido de convergencia de Newton Rapson. Generalmente, el método de Newton Rapson, basado en el logaritmo natural de las relaciones de equilibrio sólo necesita una o dos iteraciones para converger. Cuando las suposiciones iniciales están disponibles, el método de Newton Rapson se intenta por primera vez, sin un análisis de estabilidad. Varias optimizaciones han dado lugar a un muy eficiente algoritmo. Los detalles se proporcionan en un documento anterior para flujo de tres fases en los medios homogéneos (Moortgat et al., 2011).<sup>33</sup>

### **Permeabilidad relativa y viscosidad**

Se adopta a Stone I permeabilidades relativas (Stone, SPE 197034, 197335), y ya sea las correlaciones de viscosidad (Lohrenz et al., 1964)<sup>36</sup> o Pedersen et al. (1984)<sup>37</sup>. Cerca del punto crítico, la correlación de viscosidad puede realizarse pobremente y la correlación de Pedersen et al. (1984)<sup>37</sup>, que no requiere la identificación de fase, es una mejora.

### **Algoritmo y la condición CFL**

Se implementó una nueva condición CFL sencilla para la formulación de la composición fraccional de flujo. La interpretación física es asegurarse de que el número total de moles de cualquier componente no pueda fluir fuera de cualquier elemento de la cuadrícula en un paso de tiempo.

Mediante el uso de la propuesta de condición CFL, la estabilidad del algoritmo se ha mejorado considerablemente, en particular para los medios fracturados, a partir de un trabajo anterior (Hoteit y Firoozabadi, 2005<sup>30</sup>, 2006b<sup>31</sup>, 2009<sup>38</sup>). Los pasos en el algoritmo simulador completo son similares para los otros códigos IMPEC, y se describen con más detalle en Moortgat y Firoozabadi (2010)<sup>29</sup>.

---

# **CAPITULO IV. PROGRAMA DE CÓMPUTO**

---

## CAPITULO IV. PROGRAMA DE CÓMPUTO.

Como parte del trabajo de investigación se requirió hacer uso de un software especializado, con el cual se simuló el comportamiento de la inyección de gases en un yacimiento de aceite. El paquete que se empleó para dichas simulaciones se conoce como CHOMPFRS<sup>39</sup> (Simulador Composicional de Orden Superior para Flujo Multifásico en Yacimientos Fracturados), en este trabajo se muestra este programa así como la forma, paso por paso, para ingresar los datos de la simulación. A continuación se describe el software y un manual de uso.

Este paquete de software ofrece un marco de simulación para el modelado completamente composicional ya sea de sistemas agua-aceite-gas, o el flujo de tres fases en medios porosos fracturados. El modelo también incorpora problemas más simples de dos fases gas-aceite, de agua en aceite y gas en el agua, con una fase acuosa inmiscible o de composición, que puede ser modelado con el software anterior. Los algoritmos se basan en un esquema Composición-Implícita-Presión-Explícita (CIMPE). Esto es preferible para todos los códigos implícitos porque: **1)** permite la incorporación de los análisis de estabilidad para determinar la fase de estado con la menor energía libre de Gibbs, **2)** a pesar de la limitación en la serie de pasos en la actualización de transporte de masa explícito, la eficiencia es mayor para las mezclas multi-componentes en las que la solución global de la matriz en métodos completamente implícitos se hacen muy grande, y **3)** tiene considerablemente menos dispersión numérica.

Las fracturas son modeladas con el enfoque de equilibrio de flujo cruzado (FC), que combina la selección de elementos de fractura con una pequeña porción del bloque de matriz a cada lado para formar grandes elementos de cómputo combinados. La suposición es que el flujo en la matriz equilibra instantáneamente el líquido en la fractura con la pequeña vecindad de la matriz. Los grandes elementos de la malla de FC permiten órdenes de magnitud mayores en los pasos de tiempo que una discretización explícita de las fracturas (una sola porosidad), mientras que todas las interacciones gravitacional, difusividad y capilaridad entre las fracturas y los bloques de la matriz se calculan de forma explícita, en lugar de ser representados por funciones de transferencia (enfoque de doble porosidad).

Uno de los principales avances en este simulador es el modelado completo de la composición del flujo trifásico. El paquete de datos puede ser utilizado para dos tipos distintos de aplicaciones: el flujo de tres fases de hidrocarburos (HC), o problemas en los que una de las fases es agua. En el caso de tres fases de HC, la transferencia de todas las componentes se puede producir entre las tres fases. El análisis de estabilidad se lleva a cabo para determinar el número de fases y proporcionar una aproximación inicial para el cálculo posterior de composiciones de fases y fracciones molares. Las propiedades de fase se determinan a partir de la ecuación cubica de estado de Peng-Robinson (EDE-PR) con el cambio del volumen. Cuando una de las fases es agua, adoptamos la EDE-CPA y

---

se considera una relación cruzada entre el agua y las moléculas de CO<sub>2</sub> y así mismo de agua. En ausencia de agua, la EDE-CPA reduce a la EDE-PR. Para obtener propiedades continuas para las fases HC cerca del punto crítico, se aplica el mismo volumen de traslado a todas las fases de HC (en simuladores comerciales, el cambio generalmente no se aplica a la fase de gas). La EDE-CPA no es cúbica y requiere mayor tiempo de cómputo que con la EDE-PR. Para mejorar la eficiencia del CPU, el simulador deja de lado la solubilidad mutua entre fases HC y agua, y la evaporación de agua, pero permite la disolución de CO<sub>2</sub> en la fase acuosa. Estas suposiciones son válidas a temperaturas por debajo de 76.85 °C.

Al igual que en anteriores versiones del software para el flujo de una y dos fases, los campos de presión y velocidad se actualizan con el método de elementos finitos híbridos (MEFH), y el transporte másico es aproximado por el método numérico orden superior (bilineal) discontinuidad de Galerkin (DG).

A continuación se describe con más detalle la estructura de CHOMPFRS y cómo configurar una simulación mediante la creación de los archivos de entrada correspondientes (con los archivos de salida descritos más adelante). Esto incluye instrucciones sobre cómo compilar el código fuente en diferentes plataformas.

## Descripción

El programa se compone de dos partes independientes:

- I. **Rmesh**: es un generador de malla 2D para dominios fracturados con elementos rectangulares. Este programa cuenta con una entrada y dos archivos de salida:
  - Entrada del archivo:
    - **<nombre>.mesh**: contiene la descripción geométrica del dominio (Sección 2).
  - Los archivos de salida:
    - **<nombre>.io\_mesh**: contiene la descripción de la malla (conectividad matriz) que se necesita por CHOMPFRS.
    - **<nombre>\_mesh.plt** Es un archivo VisIt que se puede utilizar para inspeccionar la malla.
  
- II. **CHOMPFRS**: contiene el código fuente para resolver las ecuaciones de flujo de convección-difusión. Los archivos de entrada/salida son los siguientes (se detallan más adelante):

---

•**Entradas:**

- **<nombre>.io\_mesh:** es el archivo de malla creada por Rmesh.
- **<nombre>.in\_fluid:** contiene los datos de fluidos.
- **<nombre>.in\_init:** contiene los datos del yacimiento y opciones de ejecución.

• **Salidas:**

- **<nombre>\_nb.plt:** Contiene los datos 2D para la geometría de la malla, la presión, saturaciones, composiciones globales y fase, viscosidades, densidades y velocidades de masas. La visualización gráfica de este archivo debe ser con VisIt. Con qué frecuencia los datos se imprimen (numerados por **\_nb**) se puede especificar en **<name>.in\_init**.
- **<nombre>\_Wellx\_recovery.csv:** Contiene los datos de producción: el aceite y recuperación de gas (fracción del aceite/gas inicial in-situ a condiciones de superficie) versus tiempo de inyección y volumen de poro (VPI, calculado en la presión del yacimiento y la de inyección en el pozo), las composiciones de la fase de producción a condiciones de superficie, RGA, y las presiones en la producción y pozos de inyección. Cuando múltiples pozos de producción se especifican, la recuperación de todos los pozos deben sumarse para obtener la recuperación total.

El código está escrito en Fortran 90 y organizado mediante el uso de módulos (clases). La organización del programa es el siguiente:

• **Geo/** contiene subrutinas y datos relacionados con la malla (conectividad de la matriz, el número de celdas, etc.) En este módulo (**mod\_mesh.f90**), el archivo de entrada **<nombre>.io\_mesh** que se lee.

• **Fluid/** contiene subrutinas y los datos relacionados con los datos de fluidos. En estos módulos (**mod\_fluid.f90** y **mod\_init\_data.f90**), los archivos de entrada.

**<nombre>.io\_fluid** y **<name>.in\_init** se leen. Este directorio también contiene las rutinas que realiza cálculos de comportamiento de fase de CPA y EDE-PR y las viscosidades.

• **Flash/** es el paquete completo de tres fases en rutinas divididas, que se ocupa tanto de las tres fases de HC con el intercambio de todas los componentes entre las tres fases, descritas por laEDE-PR, y los problemas con agua-gas-aceite y la solubilidad del CO<sub>2</sub> en la fase acuosa, descrito por el EDE-CPA.

• **Diff/** calcula los coeficientes de difusión molecular basadas en el trabajo de Alana Leahy-Dios y Abbas Firoozabadi.<sup>40</sup>

• **Dgm/** contiene las subrutinas para los métodos MEFH y DG para calcular los flujos de difusión y convección (**mod\_comp\_fluxes.f90**), la construcción de los sistemas lineales para las presiones (**mod\_comp\_matrix.f90** y **mod\_inv\_bk.f90**), actualiza la ecuación de transporte (**mod\_comp\_flow**) y estabiliza el sistema a través de la pendiente limitante

(**mod\_slope\_limiter.f90**). La mayoría de las variables globales se definen en **mod\_variables.f90** (con alguna definida en **Geo/mod\_mesh.f90** y **mod\_init\_data.f90**).

- **Comm/** contiene subrutinas para inicializar el código (**mod\_initializations.f90**), y para la selección en el paso de tiempo (**mod\_time.f90**), el cálculo del aceite inicial en el lugar y los datos de producción.
- **Solver** contiene las soluciones directas de matriz dispersa.

## Descripción de los datos de los archivos de entrada

### ❖ <name>.malla

Este archivo proporciona los datos necesarios para crearla malla. El formato de este archivo se ilustra en el siguiente ejemplo.

<Lx><Lz>	Lx= longitud(m) del dominio rectangular en la dirección x. Lz= altura (m) o la anchura (m) del dominio rectangular en la dirección z (con efecto de la gravedad) o dirección y (sin efecto de gravedad).
<Nx><Nz>	Nx= número de bloques en la dirección x. Nz= número de bloques en la dirección z.
<mx><mz>	mx= parámetro de la malla en la dirección x. mz= parámetro de la malla en la dirección z. Los parámetros de la malla describen la suavidad de los elementos de malla cerca de las fracturas: 0 significa menos fino, 1 más fino.
<Nf><Df>	Nf= número de elementos de fractura en el dominio. Df= 0.5 × abertura (m) del bloque de matriz junto al elemento de fractura.
<lf><x <sub>1</sub> ><z <sub>1</sub> > y <x <sub>2</sub> ><z <sub>2</sub> >	lf: índice de fractura (número). (x <sub>1</sub> , z <sub>1</sub> ), (x <sub>2</sub> , z <sub>2</sub> ) = coordenadas (m) de elemento de fractura.

Ilustrando un ejemplo: En la Figura 4.1, se muestra una malla de 30 x 30 celdas para un dominio 20 m x 50 m, con tres fracturas verticales y una horizontal, sin necesidad de activarla opción de suavizado de malla (mx=mz=0).El suavizado de malla se puede activar mediante la creación mx= my= 1.

```

%-----
% Length (m)   Height (m)
%-----
      20       50
%-----
% NxNz (Nx and Nz are nbs of blocks in the x- and z-directions, resp.)
%-----
      30       30
%-----
% mx  mz (mx (0<mx<1) and mz(0<mz<1) are mesh parameters in the x- and z-directions, resp.)
%-----
      0.05     0.05
%-----
% Number of fractures
%-----
      4      0.05
%-----
% index (x1,z1)   (x2,z2)   (Fracture-end points and aperture)
%-----
  1     1.0     0.0     1.0     50.0
  2    10.5     0.0    10.0     50.0
  3    19.0     0.0    19.0     50.0
  4     0.0    25.0    20.0     25.0

```

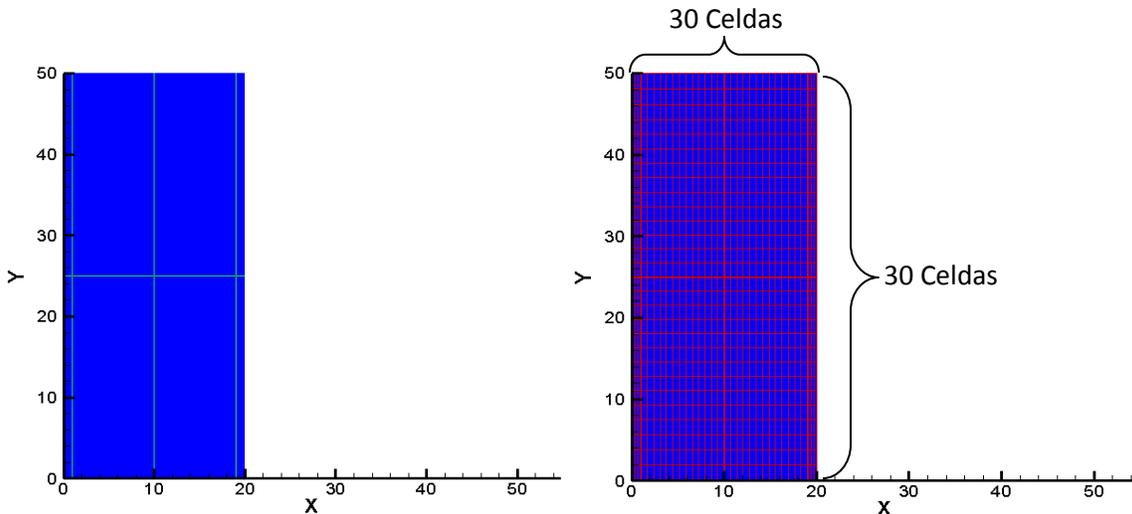


Figura 4.1. Ejemplo ilustrativo para la generación de mallas; con una fractura horizontal y tres fracturas verticales; sin suavizado de malla (figura de la izquierda) y con suavizado (figura de la derecha mx= mz= 0.05).

---

---

❖ <name>.in\_fluid

En este archivo, los datos siempre debenser:

- Número de los diferentes componentes de los fluidos en el yacimiento y el número de las diferentes mezclas de fluidos que se inyectan en diferentes intervalos de tiempo, nb\_inj\_gas
- La composición inicial del fluido del yacimiento (fracción molar).
- Composiciones de los fluidos de inyección (fracción molar).

Propiedades delos componentes:

- Factor acéntrico,
  - Temperatura crítica (°K),
  - Presión crítica (bar),
  - Peso molar (g/mol).
  - El volumen crítico (m<sup>3</sup>/kg).
  - Cambio devolumen.
  - La columna SumV será utilizado en el futuro para la capilaridad, y los valores se puede dejar como-1.
- Descripción del elemento (para su designación, no se utiliza en el código).
  - Volumen de difusión múltiple (normalmente se establece en 1).
  - Los coeficientes de interacción binaria de los componentes de HC. Esta es una matriz simétrica, y únicamente la mitad inferior necesita ser proporcionada.

Si uno de los componentes es el agua, que debería ser el primer componente en el archivo, y el segundo componente debe ser CO<sub>2</sub> (que puede ser cero dado fracción molar). Los coeficientes de interacción binarios se debe dar para todos los componentes *nc* cuando todos los componentes son HC, y *nc-1* si uno de los componentes es el agua (el coeficiente binario agua-CO<sub>2</sub> la interacción se proporciona en el código).

Los datos de entrada deben ser organizados como en el siguiente ejemplo de archivo de datos:

```
Mole fractions of the initial fluid and the injected fluid
#-----#
8      1 # No. of components; No. of different injected gases
#-----#
indexinitial_fluidinjected_fluid    components
#-----#
1      1.799          0          H2O
1      0.02659       1          CO2
2      0.00737       0          N2
3      0.28239       0          C1
4      0.12557       0          H2S-C2-C3
5      0.12413       0          C4-C6
```

```

6      0.17791      0      C7-C10
7      0.25604      0      C11+
#-----#
Diffusion Volume Multiplier
#-----#
      1
#-----#
Acentric Fac.  Tc(K)  Pc(bar)  Mw(g/mole)  Vc(m**3/kg)  Vol. shift  Sum V  Comp.
#-----#
0.3440      647.29      220.9      18.02      2.14E-03      0      -1      H2O
0.239      304.14      73.75      44.00      2.14E-03      -0.1768      -1      CO2
0.039      126.21      33.90      28.00      3.21E-0      -0.2885      -1      N2
0.011      190.56      45.99      16.00      6.15E-03      -0.154      -1      C1
0.119      337.50      49.89      36.10      4.54E-03      -0.10      -1      H2S-C2-C3
0.213      439.00      36.14      63.5      4.35E-03      -0.057      -1      C4-C6
0.466      592.80      23.54      126.4      4.27E-03      0.064      -1      C7-C10
1.049      911.63      8.33      493.00      4.53E-03      0.414      -1      C11+
#-----#
Binary interaction parameters
#-----#
0
0      0
0.15      0.1      0
0.15      0.1      0.035      0
0.15      0.1      0.039      0      0
0.15      0.1      0.050      0      0      0
0.1      0      0.109      0      0      0      0
#-----#
Viscosity of gas and liquid phases in milliPa.S (cp) (this is optional)
#-----#
NA (put NA if Not Available so the viscosity will be internally calculated)

```

Por default, la viscosidad de las fases de HC se calcula internamente por el modelo Lohrenz-Bray-Clark<sup>41</sup> (indicado por "NA"). Alternativamente, la correlación Christenseny Pedersen<sup>42</sup> se puede utilizar mediante el establecimiento de la última variable a "presión crítica". La última correlación funciona mejor cerca del punto crítico, pero necesita 5 parámetros adicionales.

❖ **<name>.in\_init**

En este archivo, los siguientes datos se deben proporcionar:

<p>&lt;Mg&gt;&lt;MI&gt;</p>	<p>Mg: es un multiplicador de los coeficientes de difusión molecular del gas.  MI: es un multiplicador de los coeficientes de difusión molecular líquidos.  Si MI y Mg se ponen a cero, el código deja</p>
-----------------------------	--

	<p>de lado la difusión de Fick.</p> <p>Si <math>M_g &gt; 0</math> (<math>M_l &gt; 0</math>), los coeficientes de difusión de gas (líquido) se multiplicará por <math>M_g</math> (<math>M_l</math>). Esto se llevó a cabo para modificar antes un modelo de difusión. Con el actual modelo, basado en la termodinámica irreversible, no hay ninguna necesidad de ajuste. Sin embargo, cuando una simulación es próxima a la región a la crítica, un multiplicador inferior puede dar mejores resultados, porque los coeficientes de difusión se reducen cerca del punto crítico.</p>
<t><L <sub>PVI</sub> >	<p>t= tiempo de simulación en años.</p> <p>L<sub>PVI</sub>= límite de la inyección de volumen de poro en tanto por ciento.</p>
<Δt><Δtmax>	<p>Δt= paso de tiempo inicial en días (el código utiliza un procedimiento de tiempo de la etapa de adaptación).</p> <p>Δtmax= intervalo de tiempo máximo permitido en días.</p>
<fprt>	<p>fprt= frecuencia de la impresión de los resultados;(los datos de salida se imprimen cada &lt;fprt&gt; % de VPI, basado en la presión inicial). Durante una etapa de agotamiento, los archivos de salida se imprimen cada 10.</p>
<K <sub>m</sub> ><φ>	<p>k<sub>m</sub>= permeabilidad de la matriz (mD).</p> <p>φ= porosidad de la matriz (fracción).</p>
<K <sub>f</sub> ><ε>	<p>k<sub>f</sub>= permeabilidad de la fractura (mD).</p> <p>ε= abertura de la fractura (m).</p>
<P>	<p>P= presión inicial en la parte inferior del yacimiento (bar).</p>
<T>	<p>T= temperatura del yacimiento (°K).</p> <p>Actualmente, se suponen dominios isotérmicos.</p>
<phase>	<p>Fase: es un índice para especificar el estado inicial del yacimiento. Fase= 1 implica mismo vapor, fase= 2 mismo líquido, fase= 3 es sólo agua, y la fase= 4 es multifásico (por ejemplo, aceite y agua congénita).</p>
<g>	<p>g= aceleración de la gravedad (9.8m/s<sup>2</sup>).</p> <p>Para el dominio horizontal</p>

	fijar $g =$ cero (es decir en la dirección $y$ ).
$\langle nb_{injcell} \rangle \langle nb_{prodcell} \rangle$	$nb_{injcell}$ = número de pozos de inyección. $nb_{prodcell}$ = número de pozos de producción.
$\langle X_{inj, i} \rangle \langle Z_{inj, i} \rangle$ , con $i = 1, nb_{injcell}$	$(X_{inj, i}, Z_{inj, i}) =$ coordenadas (m) de la inyección $i$ -ésimo. Los pozos de inyección pueden estar en cualquier lugar alrededor del límite o en el interior del dominio.
$\langle X_{prod, i} \rangle \langle Z_{prod, i} \rangle$ , con $i = 1, nb_{prodcell}$	$(X_{prod, i}, Z_{prod, i}) =$ coordenadas (m) de la producción de $i$ -ésimo. Los productores pueden estar en cualquier lugar alrededor de la frontera del dominio.
$\langle nb_{injchg} \rangle$	$nb_{injchg}$ : número de condiciones de inyección.
$\langle t_{inj, i} \rangle \langle q_{inj, i} \rangle \langle r_{prod, i} \rangle$ , $i$ con $= 1 \dots nb_{injchg}$	$t_{inj, i}$ el tiempo $i$ -ésimo para iniciar un nuevo tipo de inyección (en días). $q_{inj, i}$ = el gasto de inyección $i$ -ésima en VPI/años (calculado a la presión inicial). $r_{prod, i}$ : Para la inyección $i$ -ésimo, $r_{prod, i}$ especifica el método de producción (y las correspondientes condiciones de frontera), con las siguientes opciones: <ul style="list-style-type: none"> <li>• En el caso más común, <math>r_{prod, i} = 0</math>, lo que indica una presión constante en el pozo de producción (igual a la presión inicial en la parte inferior del dominio), y una gasto de inyección constante de <math>q_{inj} &gt; 0</math>, lo que resulta en un gastode producción variable,</li> <li>• Cuando <math>q_{inj} = 0</math>, <math>r_{prod, i}</math> indica un gasto de declinación constante en PV/año,</li> <li>• Por último, si <math>q_{inj} &gt; 0</math> y <math>r_{prod} &gt; 0</math>, entonces tenemos un gasto de producción constante <math>q_{prod}</math> que es igual a <math>r_{prod} \times q_{inj}</math> (en este caso la presión en el pozo de producción es variable).</li> </ul>
$\langle S_{rg, frac} \rangle \langle S_{ro, frac} \rangle \langle S_{rw, frac} \rangle$	Saturación en las fracturas de aceite, gas y agua residual.
$\langle K_{rg, frac}^0 \rangle \langle K_{ro, frac}^0 \rangle \langle K_{rw, frac}^0 \rangle$	Permeabilidades relativas alaceite, gasy agua en las fracturas.
$\langle S_{rw, matrix} \rangle \langle S_{row, matrix} \rangle \langle S_{rog, matrix} \rangle \langle S_{rg, matrix} \rangle$	Saturaciones residuales en la matriz para agua, aceite-agua, aceite-gas y gas.
$\langle k_{row, matrix} \rangle \langle k_{rog, matrix} \rangle \langle k_{rw, matrix} \rangle \langle k_{rg, matrix} \rangle$	Permeabilidades relativas en la matriz del aceite-agua, aceite-gas, agua y gas.
$\langle n_w \rangle \langle n_{ow} \rangle \langle n_{og} \rangle \langle n_g \rangle$	Exponentes de permeabilidad relativa al

---

---

	agua, aceite-agua, aceite y gasen la matriz.
--	--

Consideremos el siguiente ejemplo de archivo de datos. Los datos de entrada deben organizarse de la siguiente manera:

```
#   Mg      MI      Diffusion-coefficient multipliers
#-----#
      1      1
#-----#
# Time (years)      PVI(%)
#-----#
      40.0D0      100.0
#-----#
# initial DT (days)      maximum DT(days)
#-----#
      1.0d-4      1.D0
#-----#
# Printing frequency in PVI (%)
#-----#
      1
#-----#
Rock properties
#-----#
10.0d0  0.1491d0 1.  # matrix : permeability(md), porosity (dimensionless)
10.d3  0.9d-3 1.0  # fracture : permeability(md), Thickness (m)
#-----#
Initial conditions
#-----#
147      # Pressure at the bottom of the reservoir (bar)
397.15   # Temperature (K)
4        # Gas (=1) or Liquid (=2)
#-----#
Gravity (zero for horizontal domains)
#-----#
9.8 /*9.8d0
#-----#
Number of injectors      Number of producers
#-----#
      1      1
#-----#
Position of the injection well (x,z)
#-----#
0.8  1.0
#-----#
Position of the production well (x,z)
#-----#
0.1  0.0
#-----#
```

---

---

Number of injections

#-----#

1

#-----#

Start time(day) Injection rate(m<sup>2</sup>/day) Production choice(index to specify conditions at production well)

#-----#

0 2.368720880017931D0 0.0D0 300.0D0 510.0D0 300.0D0  
410.0D0 \* 3.9889305d1 2.368720880017931

#-----#

For fracture: residual\_water\_satresidual\_oil\_satend\_point\_gasend\_point\_liquid

#-----#

0.0 0.0 0 1 1.0 1.0

#-----#

For matrix: residual\_water\_Satresidual\_oil\_sat

#-----#

0.148 0.2 0.342 0 0

#-----#

For matrix: relative permeabilities (formula or table)

#-----#

0 # index=0 => formula; index=1 => table)

#-----#

# Formula parameters

#-----#

1.0 0.4 0.3 0.8 # KR VAPOR) KR(LIQUID)

1.0 1 1.0 1 # POWER

---

## Datos de salida

Los archivos de salida se escriben en **<name>\_nb.plt** y **<name>\_Wellx\_recovery.csv**. El archivo **<name>\_nb.plt** necesita el software VisIt para abrir (los datos están en **ASCII**, por lo que la mayoría de los software de visualización se pueden utilizar después de escribir un guión interpretativo simple). El archivo **<name>\_Wellx\_recovery.csv** puede ser abierto por Open Office, Excel, Origin y distintos programas de hoja de cálculo.

Los datos en **<name>\_Wellx\_recovery.csv** se organizan de la siguiente manera:

- VPI: volumen de poros inyectado (fracción),
- Tiempo: tiempo en años,
- Recuperación de aceite (fracción) en condiciones normales,
- Recuperación de gas (fracción) en condiciones normales,
- zi: fracción mol total producida en de cada componente,
- xgi: fracción mol producida de gas de cada componente,
- xoi: fracción mol producida de aceite de cada componente,
- RGA: relación gas-aceite en la producción y en condiciones normales,
- Pprod (bar): presión en el pozo de producción,
- Pinj (bar): la presión en el pozo de inyección.

Los datos en **<name>\_xxx.plt** se organizan de la siguiente manera:

- **GasSat** - Saturación de gas.
- **WatSat** - Saturación de agua (tenga en cuenta que VisIt permite la construcción de nuevas variables a partir de otras ya existentes, por lo que una nueva variable se puede crear para la saturación de aceite  $S_o = 1 - S_g - S_w$ ).
- **Perm** - Permeabilidad en mD. Los pozos de inyección y producción se dan los valores -3 y -1, respectivamente. Esta variable se destina principalmente para visualizar la malla de fracturas.
- **RhoG** - Densidad de la masa del gas en  $g\ cm^{-3}$ .
- **RhoL** - Densidad de la masa del aceite en  $g\ cm^{-3}$ .
- **RhoW** - Densidad de la masa del agua en  $g\ cm^{-3}$ .
- **RhoMoleMix** - Densidad molar de mezcla multifásica en  $mol\ cm^{-3}$ .
- **VxGdiff** - Velocidad de difusión del  $CO_2$  en fase gas en la dirección x en  $ms^{-1}$ .
- **VyGdiff**-Velocidad de difusión del  $CO_2$  en fase gaseosa en dirección y o z en  $ms^{-1}$ .
- **VxLdiff** - Velocidad de difusión del  $CO_2$  en fase de aceite en la dirección x en  $ms^{-1}$ .
- **VyLdiff**-Velocidad de difusión del  $CO_2$  en fase de aceite en dirección y o z en  $ms^{-1}$ .
- **VxWdiff** - Velocidad de difusión del  $CO_2$  en fase acuosa en la dirección x en  $ms^{-1}$ .
- **VyWdiff** - Velocidad de difusión del  $CO_2$  en fase acuosa en la dirección y o z en  $ms^{-1}$ .
- **VxG** - Velocidad convectiva en fase gaseosa en la dirección x en  $ms^{-1}$ .
- **VyG** - Velocidad convectiva en fase gaseosa en la dirección y o z en  $ms^{-1}$ .

- 
- **VxL** - Velocidad convectiva en la fase aceite en la dirección x en  $\text{ms}^{-1}$ .
  - **VyL** - Velocidad convectiva en fase aceite en la dirección y o z en  $\text{ms}^{-1}$ .
  - **VxW** - Velocidad convectiva en fase acuosa en la dirección x en  $\text{ms}^{-1}$ .
  - **VyW** - Velocidad convectiva en fase acuosa en la dirección y o z en  $\text{ms}^{-1}$ .
  - **VisG** - Viscosidad del gas en cP.
  - **VisL1** - Viscosidad del aceite en cP.
  - **VisL2** - Viscosidad del agua en cP.
  - **XV 1. . . XV NC** - Composición molar en fase gaseosa de todos los componentes.
  - **XL 1. . . XL NC** - Composición molar en fase de aceite de todos los componentes.
  - **XW 1. . . XW NC** - Composición molar en fase acuosa de HC de todos los componentes.
  - **Z 1. . . Z NC** - Composición molar global de todos los componentes.
  - **P** - Presión en bar.
  - **Mesh** - Malla.

---

# **CAPITULO V. CASOS DE APLICACIÓN**

---

---

## CAPITULO V. CASOS DE APLICACIÓN

En este capítulo presentamos los casos de aplicación, en los cuales, con el software realizamos la simulación de la inyección de CO<sub>2</sub> a diferentes gastos (1, 2, 5, 10, 15, 20, 25, 30 m<sup>2</sup>/día), se muestran el tamaño de malla empleada, las propiedades físicas de la roca y propiedades físico-químicas de los fluidos. Además de gráficas donde se representa la recuperación de aceite vs volumen de poro (VP).

Se presentan las gráficas obtenidas resultado de la simulación, ésto con ayuda de un software para visualizar los datos de salida (VisIt), ya que el simulador por sí mismo no nos muestra de forma gráfica los resultados.

### Casos de Estudio.

Se tiene un yacimiento de aceite pesado, el cual presenta dos fracturas en el medio y se desea evaluar la inyección de CO<sub>2</sub> a distinto pseudo-gastos de inyección como método de recuperación secundaria y mejorada, con ayuda del simulador previamente descrito, cuya autoría es de JoachimMoortgat y Abbas Firoozabadi del RERI<sup>39</sup>, con el objetivo de modelar el proceso de canalización durante la inyección de un gas en una yacimiento naturalmente fracturado.

Los datos del yacimiento y de los fluidos se muestran a continuación, estos datos son extraídos de un PVT proporcionados por el director de este trabajo cuya información es confidencial y por lo tanto no será tomado en cuenta como referencia para consulta.

Propiedades de la roca	
Permeabilidad de la matriz (mD)	10.0
Permeabilidad de la fractura (D)	10.0
Porosidad (fracción)	0.1491
Espesor (m)	0.9
Condiciones iniciales	
Presión en el fondo del yacimiento (bar)	147 (149 Kg/cm <sup>2</sup> )
Temperatura (°K)	397.15 (124 °C)

Tabla 1. Información del yacimiento.

A continuación se presentan los modelos de los diferentes casos de estudio, que son los archivos de entrada, posteriormente en el Capítulo VI los resultados se analizarán de manera gráfica donde se muestre la recuperación de aceite y la producción de CO<sub>2</sub> con respecto al volumen de poro.

## Datos de entrada

### Datos de la malla.

En la Figura 5.1 se muestran los datos de la malla de simulación: Tamaño de malla, número de bloques, número de fracturas y las coordenadas de las fracturas, en la Figura 5.2 se observa la representación de la malla con las fracturas con ayuda de un software de visualización.

```
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
%-----
% Length(m)           Height(m)
%-----
% 25                   25
%-----
% Nx  Nz (Nx and Nz are nbs of blocks in the x- and z-directions, resp.)
%-----
% 80   80
%-----
% mx  mz (mx (0<mx<1) and mz(0<mz<1) are mesh parameters in the x- and z-directions, resp.)
%-----
% 0.05  0.05
%-----
% Number of fractures
%-----
% 2     .005
%-----
% index  (x1,z1)      (x2,z2)      (Fracture-end points and aperature)
%-----
% 1      6.25  7.5     18.75   7.5
% 2      6.25  17.5    18.75   17.5
```

Figura 5.1. Archivo .txt con datos de la malla.

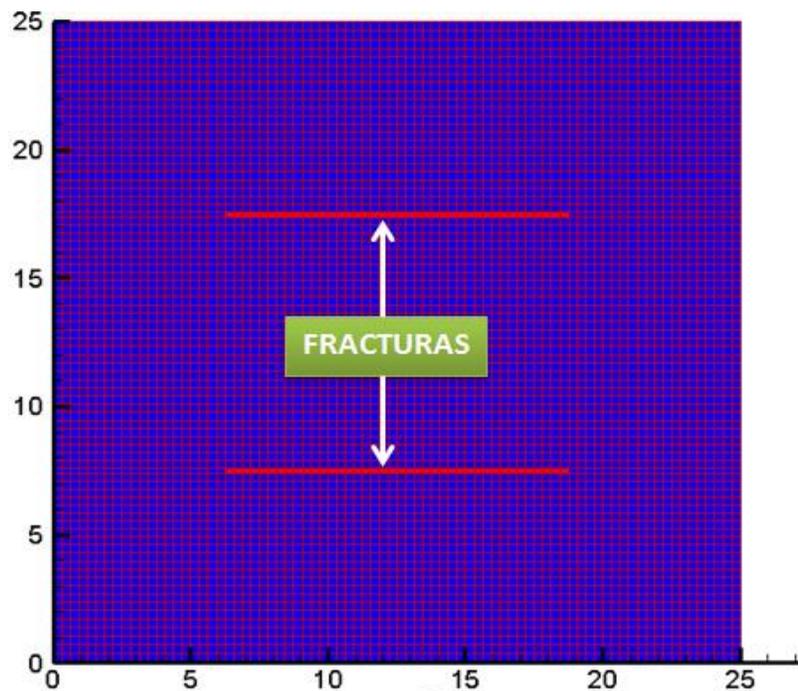


Figura 5.2. Malla 25x25 m con dos fracturas.

## Propiedades de la roca.

La Figura 5.3 muestra los datos del yacimiento tales como: permeabilidades (fractura y matriz), porosidades (fractura y matriz), temperatura y presión. Además el número de pozos inyectoros y productores junto con las coordenadas de localización, el tiempo que dura la prueba y la frecuencia de impresión de datos por el simulador.

```
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
# Diffusion-coefficient multipliers
#-----#
#      1      1
#-----#
# Time(years)  PVI(%)
#-----#
# 40.000      300.0
#-----#
# initial DT(days)  maximum DT(days)
#-----#
#      1.0d-6      1.D-1
#-----#
# Printing frequency in PVI(%)
#-----#
#      0.1
#-----#
Rock properties
#-----#
10.0d0      0.1491d0 1. # matrix : permeability(md), porosity (dimensionless)
10.d3      0.9d-3 1.0 # fracture : permeability(md), Thickness (m)
#-----#
initial conditions
#-----#
147          | # Pressure at the bottom of the reservoir (bar)
397.15      # Temperature (K)
4           # Gas (=1) or Liquid (=2)
#-----#
Gravity (zero for horizontal domains)
#-----#
9.8 /*9.8d0
#-----#
Number of injectors  Number of producers
#-----#
1                   1
#-----#
Position of the injection well (x,z)
#-----#
12.5  25.0
#-----#
Position of the production well (x,z)
#-----#
12.5  0.0
#-----#
Number of injections
#-----#
1
#-----#
Start time(day) Injection rate(m2/day) Producion choice(index to specify conditions at productio
```

Figura 5.3 Archivo .txt con datos de propiedades de la roca.

En la Figura 5.4 se representa gráficamente la posición de los pozos; de inyección y productor, según las coordenadas indicadas en la Figura 5.3.

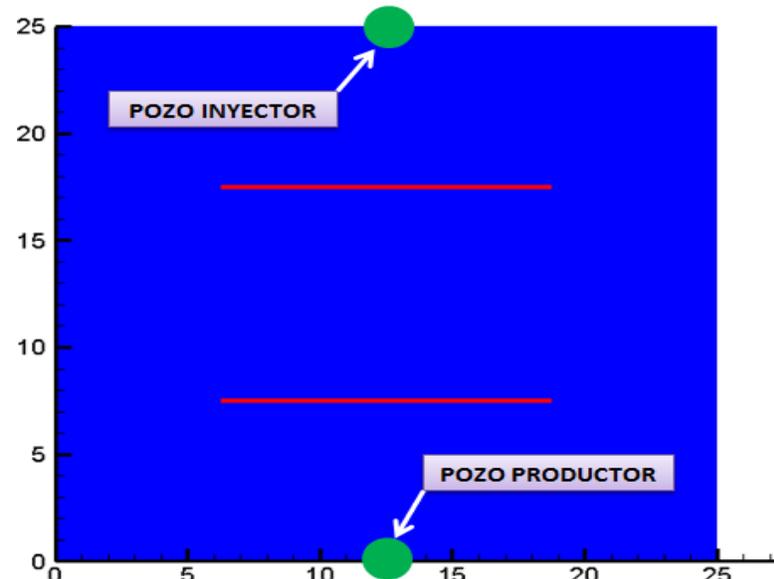


Figura 5.4. Malla de 25 x 25 m donde se localizan los pozos inyector y productor.

### Propiedades de los fluidos.

En la Figura 5.5 se muestran las propiedades de los fluidos así como del fluido a inyectar. La estructura de los datos es de acuerdo a lo visto en el Capítulo IV.

```

Archivo Edición Formato Ver Ayuda
# Mole fractions of the initial fluid and the injected fluid
#-----#
8 1 # No. of components; No. of different injected gases
#-----#
index initial_fluid injected_fluid components
#-----#
1 1.799 0 H2O
1 0.02659 1 CO2
2 0.00737 0 N2
3 0.28239 0 C1
4 0.12557 0 H2S-C2-C3
5 0.12413 0 C4-C6
6 0.17791 0 C7-C10
7 0.25604 0 C11+
#-----#
Diffusion volume Multiplier
#-----#
1
#-----#
Acentric Fac. Tc(K) Pc(bar) Mw(g/mole) Vc(m**3/kg) Vol. shift Sum V Comp.
#-----#
0.3440 647.29 220.9 18.02 2.14E-03 0 -1 H2O
0.239 304.14 73.75 44.00 2.14E-03 -0.1768 -1 CO2
0.039 126.21 33.90 28.00 3.21E-03 -0.2885 -1 N2
0.011 190.56 45.99 16.00 6.15E-03 -0.154 -1 C1
0.119 337.50 49.89 36.10 4.54E-03 -0.107 -1 H2S-C2-C3
0.213 439.00 36.14 63.5 4.35E-03 -0.057 -1 C4-C6
0.466 592.80 23.54 126.4 4.27E-03 0.064 -1 C7-C10
1.049 911.63 8.33 493.00 4.53E-03 0.414 -1 C11+
#-----#
Binary interaction parameters
#-----#
0
0
0.15 0.1 0
0.15 0.1 0.035 0
0.15 0.1 0.039 0
0.15 0.1 0.050 0 0
0.1 0. 0.109 0 0 0
#-----#
viscosity of gas and liquid phases in milliPa.s (cp) (this is optional)
#-----#
NA (put NA if Not Available so the viscosity will be internally calculated)

```

Figura 5.5. Archivo .txt con datos de propiedades de los fluidos.

Cada uno de los archivos mostrados (.txt) contiene los datos evaluados y listos para realizar las corridas de simulación, para cada caso se fue cambiando el gasto de inyección de CO<sub>2</sub> mientras que los datos de fluidos y propiedades de la roca se mantuvieron constantes, algo importante de mencionar es que esto no establece que los datos no se puedan modificar, para este trabajo se decidió mantener constantes los datos de propiedades de los fluidos y de la roca, así como la inyección de un único gas, CO<sub>2</sub>.

### Pseudo-gasto 1m<sup>2</sup>/día.

En la Figura 5.6 se observan 4 imágenes resultado de la simulación, éstas representan la saturación y canalización de gas en una malla de 25 x 25 m con un pseudo-gasto de inyección de CO<sub>2</sub> de 1 m<sup>2</sup>/día. Las imágenes representan el volumen de poro inyectado a un 25 %, 50 %, 75 % y 100% respectivamente.

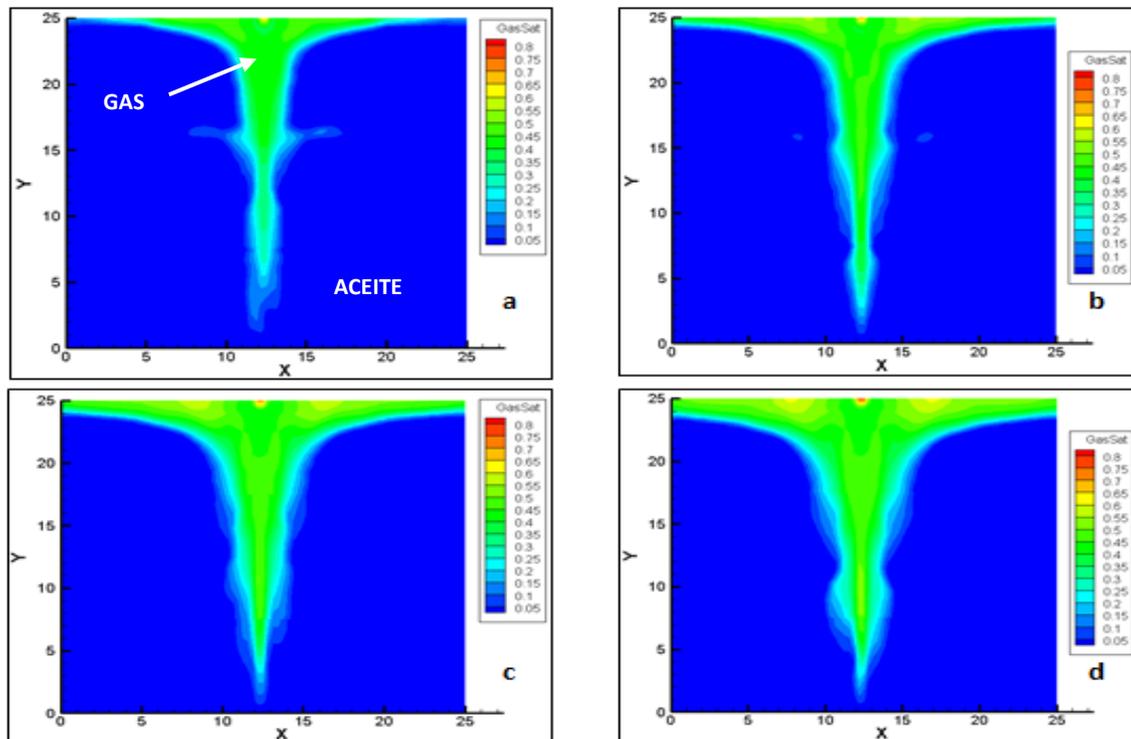


Figura 5.6. Saturación de gas arrojado por la simulación a diferentes volúmenes de inyección de poro.

Se aprecia que a un volumen de poro de 25 % (a), la saturación de gas esta próxima a la vecindad del pozo, para un volumen de poro de 50% (b) el gas ya se ha canalizado, en las imágenes que corresponden a un volumen de poro de 75 % (c) y 100 % (d), la saturación de gas prácticamente se mantiene constante.

En la imagen (a) se aprecia que el gas ha comenzado a invadir la fractura más cercana al pozo inyector. En la imagen (d) se observa una mayor saturación de CO<sub>2</sub> en la vecindad del pozo inyector, y de acuerdo a la leyenda esta saturación corresponde a un 80 %.

### Pseudo-gasto 2 m<sup>2</sup>/día.

En la Figura 5.7 se muestran 4 imágenes resultado de la simulación, estas representan la saturación de gas a un 25 %, 50 %, 75 % y 100 % de volumen de poro respectivamente en una malla de 25 x 25 m con un pseudo-gasto de inyección de CO<sub>2</sub> a 2 m<sup>2</sup>/día.

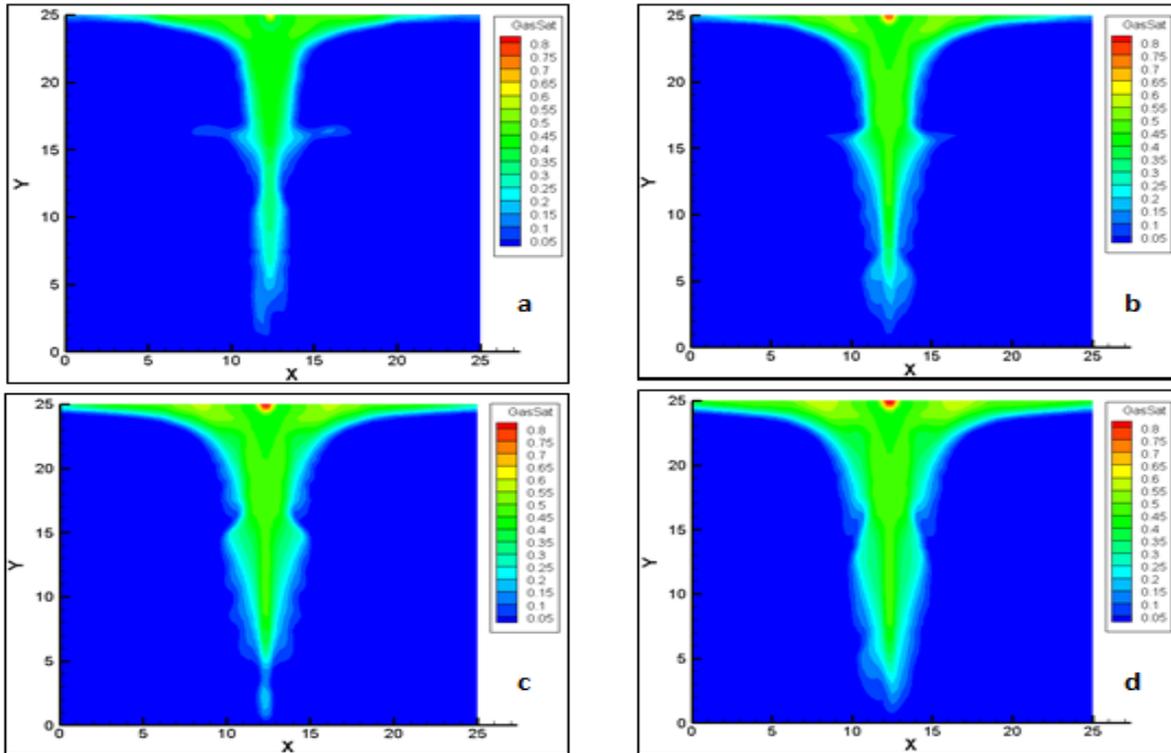


Figura 5.7 Saturación de gas arrojados por la simulación a diferentes volúmenes de inyección de poro.

Se aprecia que a un volumen de poro inyectado de 25 % (a), el gas se encuentra cerca de la vecindad del pozo, pero para un volumen de poro inyectado de 50 % (b) el gas ya está canalizado, en la imagen (c) correspondiente a un volumen de poro de 75 % se observa una reducción de la saturación de gas cerca de la vecindad del pozo esto se debe a que se presenta una inestabilidad, esto se verá más a detalle en el Capítulo VI, finalmente para un volumen de poro inyectado del 100% (d) donde la canalización ya es completa y estable.

En la imagen (a) se aprecia que el gas ha comenzado a invadir la fractura más cercana al pozo inyector. En la imagen (b) el CO<sub>2</sub> ha penetrado más en la primera fractura y ha comenzado a invadir la segunda fractura que se encuentra más cercana al pozo productor. En la imagen (c) y (d) el CO<sub>2</sub> ya no continúa invadiendo las fracturas pero aumenta la saturación en la vecindad del pozo inyector, llegando a una saturación aproximadamente del 80 %.

### Pseudo-gasto 5 m<sup>2</sup>/día.

En la Figura 5.8 se muestran 4 imágenes resultado de la simulación; éstas representan el volumen de poro inyectado de CO<sub>2</sub> a un 25 %, 50 %, 75 % y 100 % respectivamente en una malla de 25 x 25 m con un pseudo-gasto de inyección de 5 m<sup>2</sup>/día.

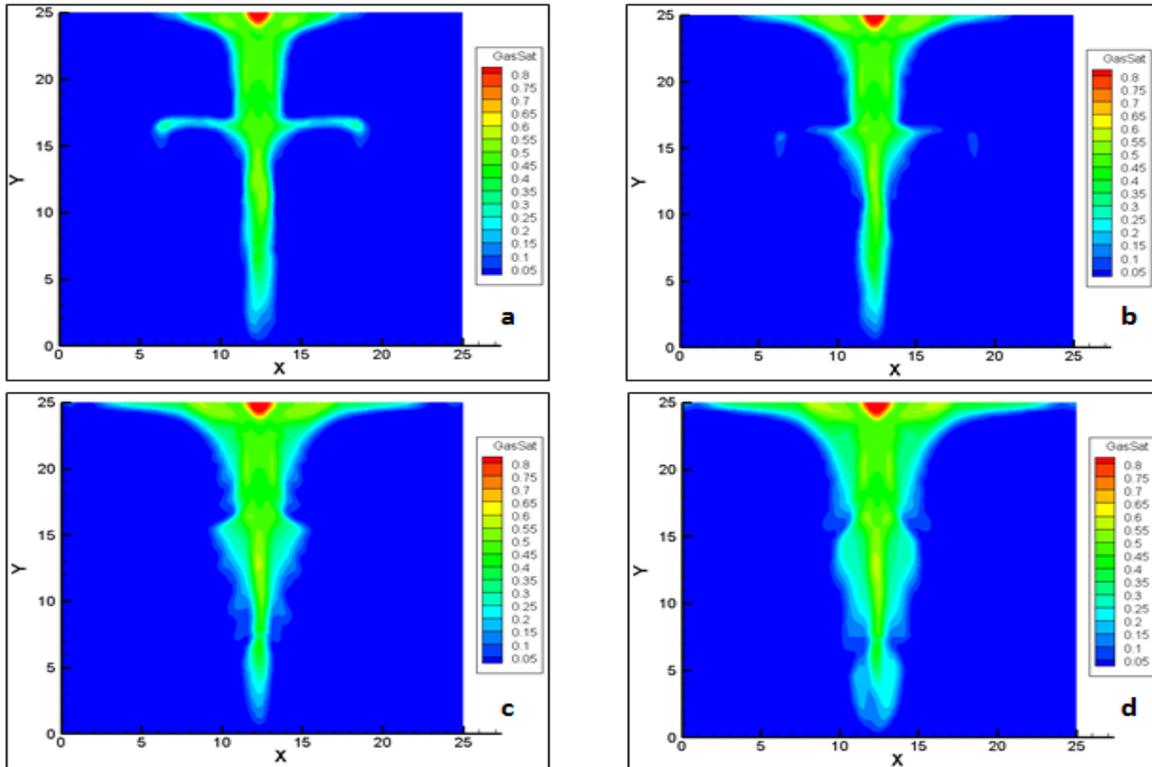


Figura 5.8 Saturación de gas arrojados por la simulación a diferentes volúmenes de inyección de poro.

Se aprecia que a un volumen de poro de 25 % (a), el gas se encuentra cerca de la vecindad del pozo productor, pero para un volumen de poro de 50% (b) el gas ya se ha canalizado, en la imagen (c) a un volumen de poro inyectado de 75 %, se observa una reducción de la saturación de gas cerca de la vecindad del pozo productor, esto se debe a que se presentó una inestabilidad, esto se verá más a detalle en el Capítulo VI y finalmente para un volumen de poro inyectado del 100 % (d) la canalización es completa.

En la imagen (a) se aprecia que el CO<sub>2</sub> ha invadido la fractura más cercana al pozo inyector, extendiéndose a lo largo de la fractura, a diferencia de los casos anteriores donde solo se invadía una pequeña parte de esta. En la imagen (b) la invasión de CO<sub>2</sub> en la fractura disminuye drásticamente y continúa así hasta alcanzar el 100 % del volumen de poro inyectado. Como se muestra en las 4 imágenes de la Figura 5.8 se presenta una alta saturación de CO<sub>2</sub> en la vecindad del pozo inyector (aproximadamente del 80 %) desde un 25 % hasta un 100 % del volumen de poro inyectado.

### Pseudo-gasto 10 m<sup>2</sup>/día.

En la Figura 5.9 se muestran 4 imágenes resultado de la simulación; éstas representan el volumen de poro inyectado de CO<sub>2</sub> a un 25 %, 50 %, 75 % y 100 % respectivamente en una malla de 25 x 25 m con un pseudo-gasto de inyección de 10 m<sup>2</sup>/día.

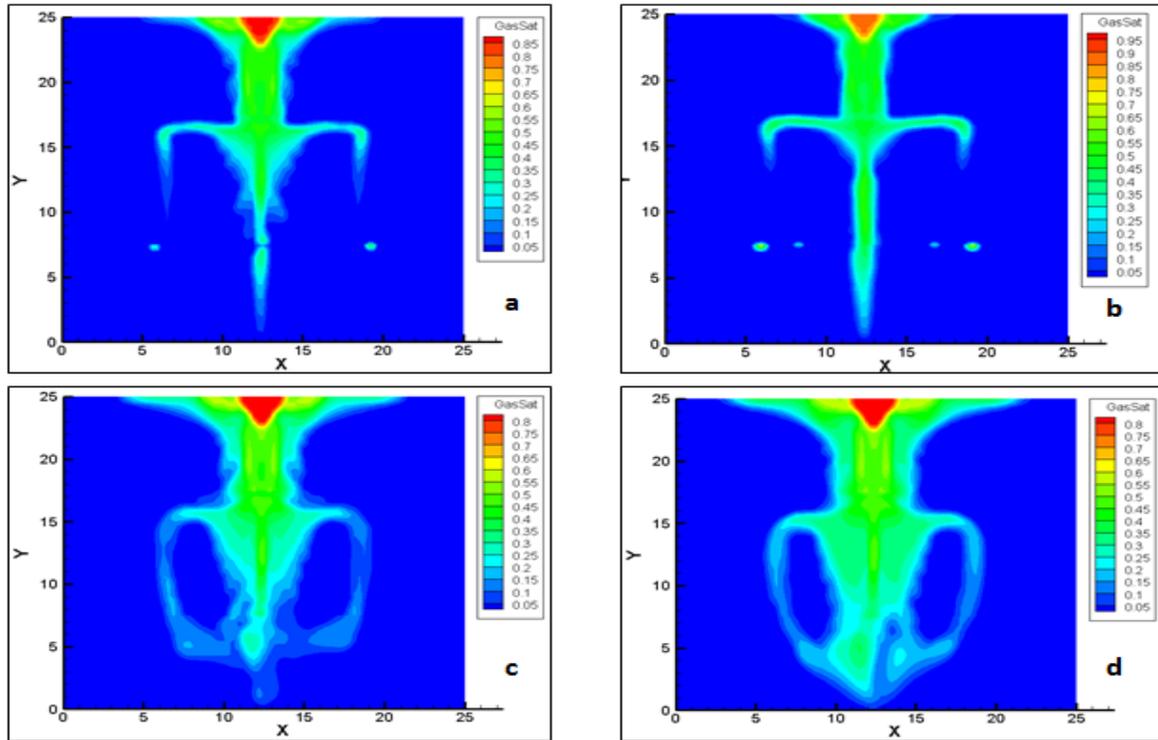


Figura 5.9 Saturación de gas arrojados por la simulación a diferentes volúmenes de inyección de poro.

Se aprecia que a un volumen de poro inyectado de 25 % (a), el gas se encuentra cerca de la vecindad del pozo, pero para un volumen de poro de 50 % (b) el gas ésta canalizado, en la imagen (c) a un volumen de poro inyectado de 75 % de volumen de poro se observa una reducción de la saturación de gas cerca de la vecindad del pozo esto se debe a que se presentó una inestabilidad, ésto se verá más a detalle en el Capítulo VI y finalmente para una saturación del 100 % (d) la canalización es completa.

En la imagen (a) se aprecia que el CO<sub>2</sub> ha invadido la fractura más cercana al pozo inyector, extendiéndose a lo largo de la fractura. En la imagen (b) esta invasión prevalece y se aprecian rastros de CO<sub>2</sub> en los extremos de la fractura cercana al pozo productor. En la imagen (c), se observa que en la parte media de la malla el gas ha invadido un gran porcentaje a través de las fracturas presentes, finalmente en la imagen (d) se aprecia que en la parte media de la malla la saturación sigue aumentando de tal forma que las fracturas llegan a comunicarse por los extremos.

Como se muestra en las 4 imágenes de la Figura 5.9 se presenta una alta saturación de CO<sub>2</sub> en la vecindad del pozo inyector (aproximadamente del 80 %) abarcando una mayor área.

### Pseudo-gasto 15 m<sup>2</sup>/día.

En la Figura 5.10 se muestran 4 imágenes resultado de la simulación; éstas representan el volumen de poro inyectado de CO<sub>2</sub> a un 25 %, 50 %, 75 % y 100 % respectivamente en una malla de 25 x 25 m con un pseudo-gasto de inyección de 15 m<sup>2</sup>/día.

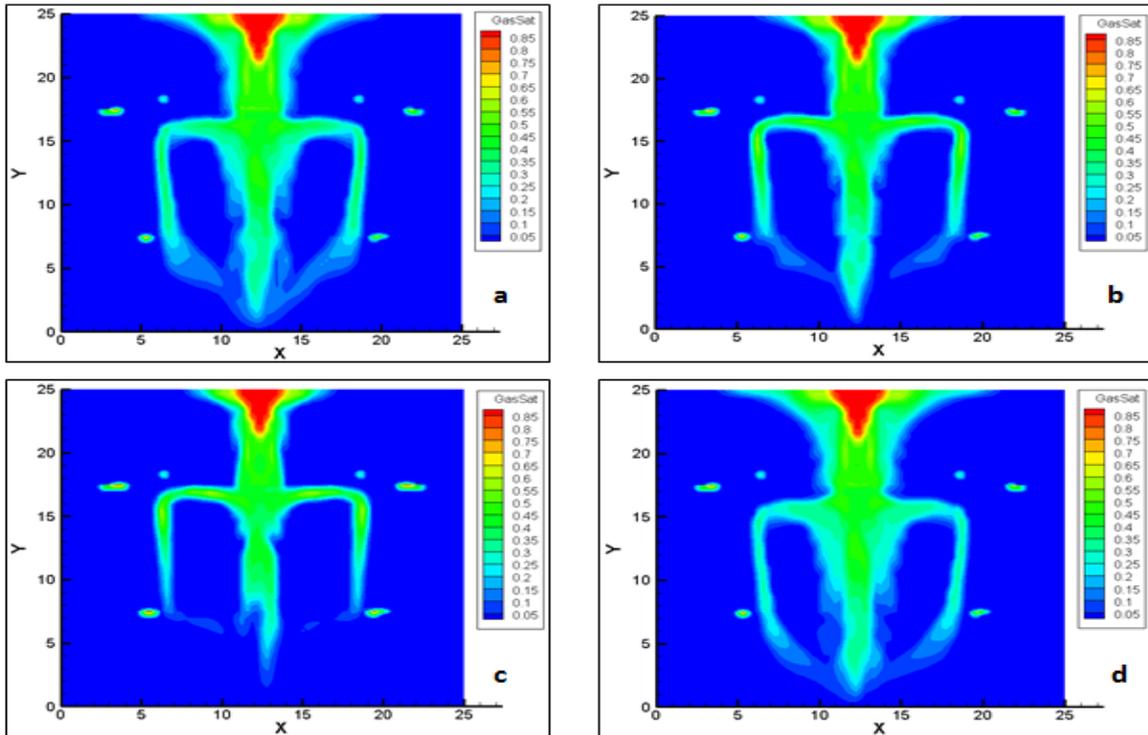


Figura 5.10 Saturación de gas arrojados por la simulación a diferentes volúmenes de inyección de poro.

Se aprecia que a un volumen de poro inyectado de 25 % (a), el gas se encuentra muy cerca de la vecindad del pozo productor, pero para un volumen de poro de 50 % (b) la saturación de gas disminuye debido a que se presenta una inestabilidad, en la imagen (c) correspondiente a un volumen de poro inyectado de 75 % se observa una disminución de la saturación de CO<sub>2</sub> abrupta debido a una inestabilidad en la producción de CO<sub>2</sub> finalmente para un volumen de poro inyectado del 100 % (d) la canalización es completa. Además se aprecia claramente que el gas fluye a través de la fractura cercana al pozo inyector.

Como se muestra en las 4 imágenes de la Figura 5.10 se presenta una alta saturación de CO<sub>2</sub> en la vecindad del pozo inyector (aproximadamente del 80 %) abarcando una mayor área.

### Pseudo-gasto 20 m<sup>2</sup>/día.

En la Figura 5.11 se muestran 4 imágenes resultado de la simulación; éstas representan el volumen de poro inyectado de CO<sub>2</sub> a un 25 %, 50 %, 75 % y 100 % respectivamente en una malla de 25 x 25 m con un pseudo-gasto de inyección de 20 m<sup>2</sup>/día.

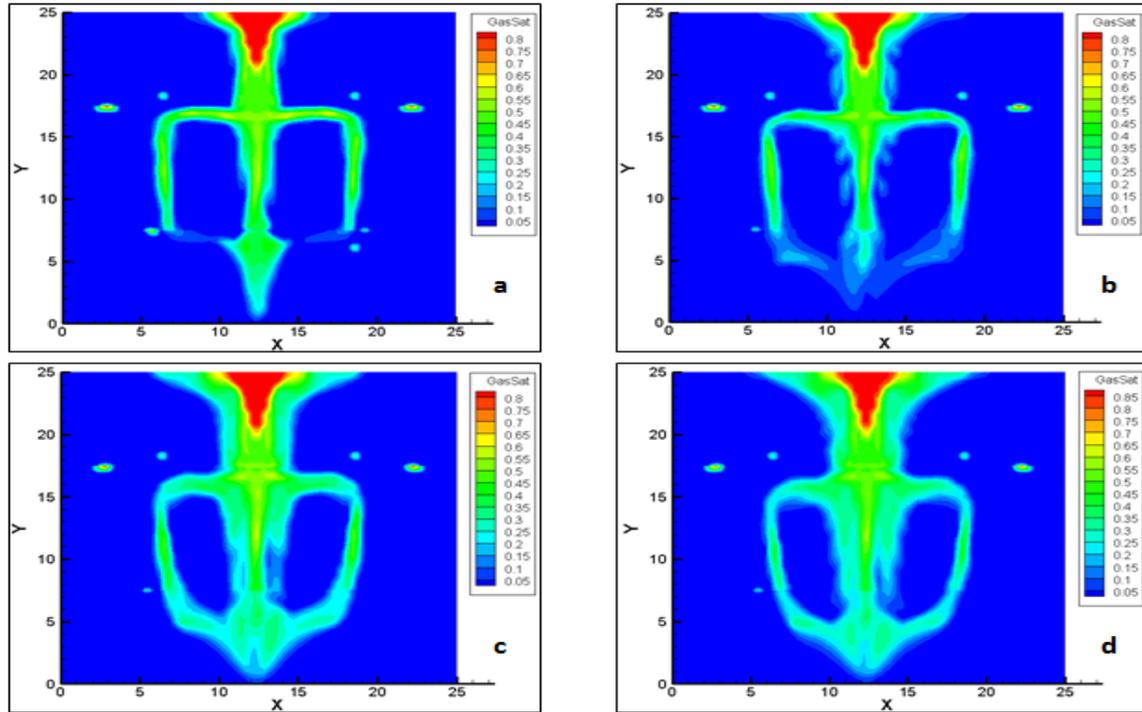


Figura 5.11 Saturación de gas arrojados por la simulación a diferentes volúmenes de inyección de poro.

Se aprecia que a un volumen de poro inyectado del 25 % (a), el CO<sub>2</sub> se encuentra canalizado, y la fractura mas cercana al pozo inyector está totalmente invadida a una saturación de aproximadamente a un 55 %, para un volumen de poro inyectado del 50 % (b) la saturación de CO<sub>2</sub> en la vecindad del pozo productor disminuye, en la imagen (c) para un volumen de poro inyectado de 75 % se observa un incremento de la saturación de CO<sub>2</sub> cerca de la vecindad del pozo productor y las 2 fracturas se han invadido de CO<sub>2</sub> que a su vez se comunican, finalmente para un volumen de poro inyectado del 100 % (d) la geometría de la saturación de CO<sub>2</sub> es similar a la imagen (c).

Como se muestra en las 4 imágenes de la Figura 5.11 se presenta una alta saturación de CO<sub>2</sub> en la vecindad del pozo inyector (aproximadamente del 85 %) abarcando una mayor área.

### Pseudo-gasto 25 m<sup>2</sup>/día.

En la Figura 5.12 se muestran 4 imágenes resultado de la simulación; éstas representan el volumen de poro inyectado de CO<sub>2</sub> a un 25 %, 50 %, 75 % y 100 % respectivamente en una malla de 25 x 25 m con un pseudo-gasto de inyección de 25 m<sup>2</sup>/día.

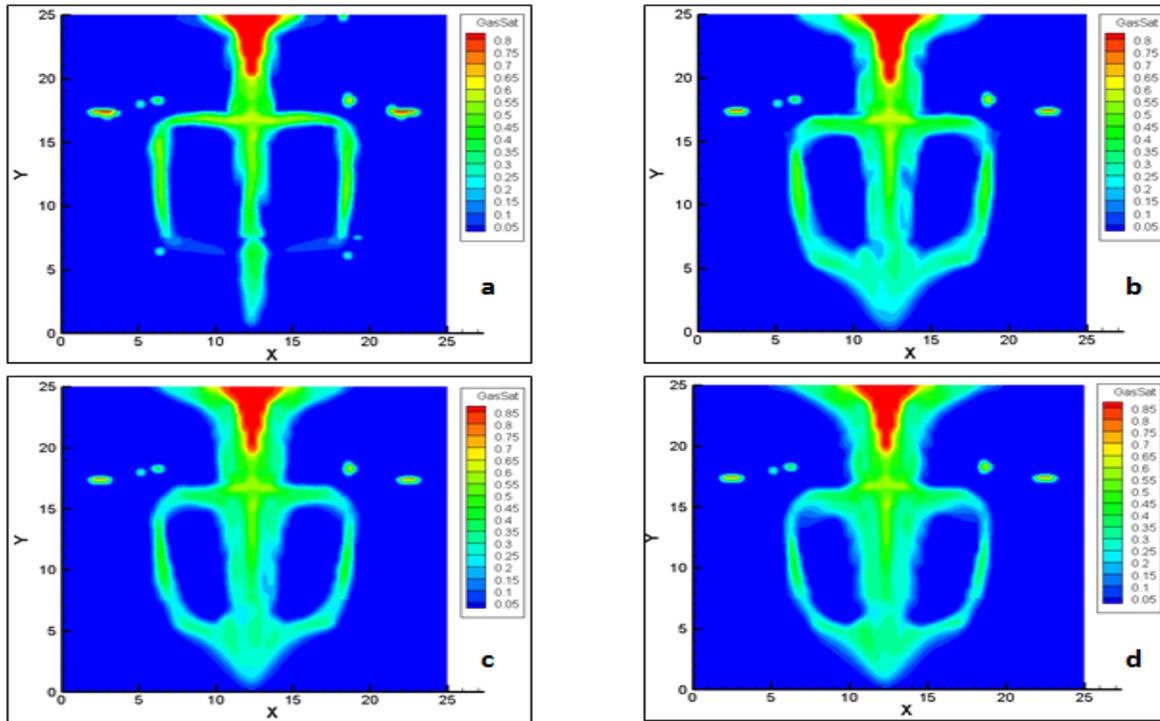


Figura 5.12 Saturación de gas arrojados por la simulación a diferentes volúmenes de inyección de poro.

Se aprecia que a un volumen de poro inyectado del 25 % (a), el CO<sub>2</sub> se encuentra canalizado, y la fractura más cercana al pozo inyector está totalmente invadida a una saturación de aproximadamente a un 55 %, además se observan rastros de CO<sub>2</sub> mas allá de los límites de la fractura quedando ese CO<sub>2</sub> atrapado durante todo el proceso de inyección. Para un volumen de poro inyectado del 50 % (b) la saturación de CO<sub>2</sub> en la vecindad del pozo productor aumenta, además se aprecia que las 2 fracturas han sido invadidas y están comunicadas. En la imagen (c) para un volumen de poro inyectado de 75 % se observa que la saturación de CO<sub>2</sub> cerca de la vecindad del pozo productor es constante, finalmente para un volumen de poro inyectado del 100 % (d) la geometría de la saturación de CO<sub>2</sub> es similar a las imágenes (b) y (c) .

Como se muestra en las 4 imágenes de la Figura 5.12 se presenta una alta saturación de CO<sub>2</sub> en la vecindad del pozo inyector (aproximadamente del 85 %) abarcando una mayor área.

### Pseudo-gasto 30 m<sup>2</sup>/día.

En la Figura 5.13 se muestran 4 imágenes resultado de la simulación; éstas representan el volumen de poro inyectado de CO<sub>2</sub> a un 25 %, 50 %, 75 % y 100 % respectivamente en una malla de 25 x 25 m con un pseudo-gasto de inyección de 25 m<sup>2</sup>/día.

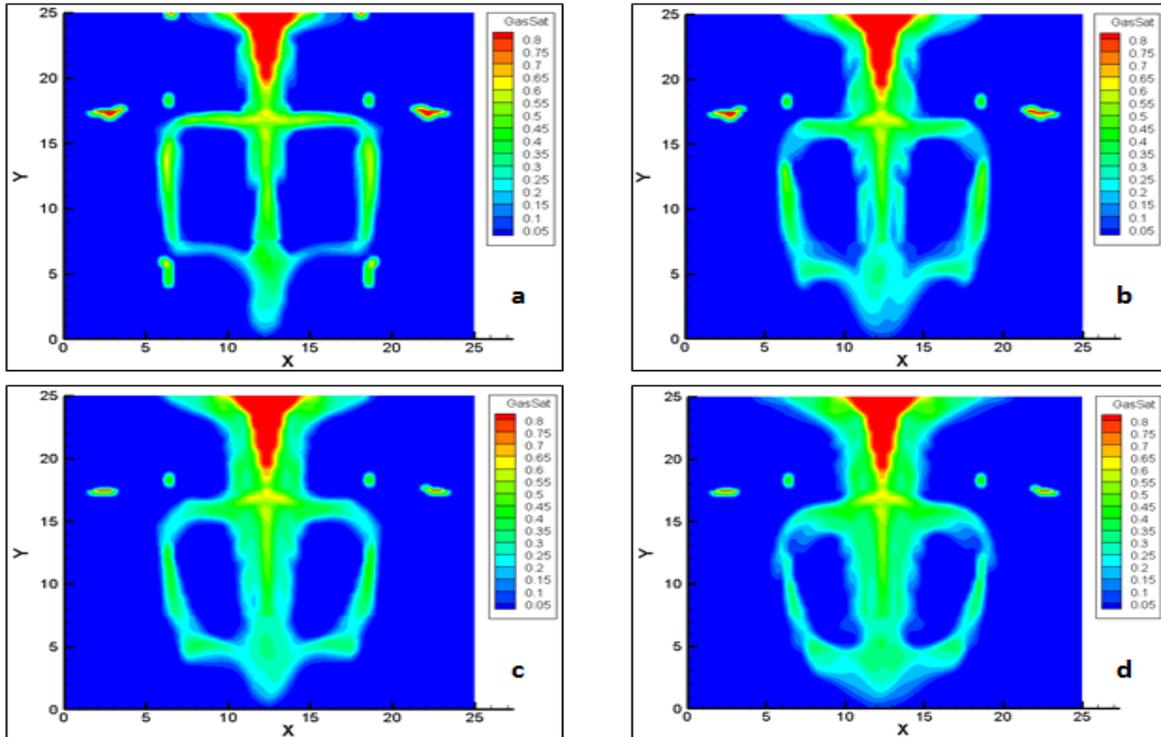


Figura 5.13 Saturación de gas arrojados por la simulación a diferentes volúmenes de inyección de poro.

Se aprecia que a un volumen de poro inyectado del 25 % (a), el CO<sub>2</sub> se encuentra canalizado, y la fractura más cercana al pozo inyector está totalmente invadida a una saturación de aproximadamente a un 55 %, la fractura más cercana al pozo productor ya está siendo invadida y además existe comunicación entre ambas fracturas. Se observan rastros de CO<sub>2</sub> mas allá de los límites de la fractura quedando ese CO<sub>2</sub> atrapado durante todo el proceso de inyección. Para un volumen de poro inyectado del 50 % (b) la saturación de CO<sub>2</sub> en la vecindad del pozo productor aumenta, además se aprecia que las 2 fracturas han sido invadidas y están comunicadas. En la imagen (c) para un volumen de poro inyectado de 75 % se observa que la saturación de CO<sub>2</sub> cerca de la vecindad del pozo productor es constante, finalmente para un volumen de poro inyectado del 100 % (d) la geometría de la saturación de CO<sub>2</sub> es similar a las imágenes (b) y (c) .

Como se muestra en las 4 imágenes de la Figura 5.13 se presenta una alta saturación de CO<sub>2</sub> en la vecindad del pozo inyector (aproximadamente del 85 %) abarcando una mayor área, este comportamiento se ha presentado para pseudo-gastos altos.

---

Cada corrida de simulación se realizó completando un volumen de poro inyectado del 100 %, obteniendo los resultados en una compilación de archivos de Excel donde podemos encontrar: volumen de poro, tiempo en años, recuperación de aceite y recuperación de gas, así como la fracción mol total de cada componente, etc., los cuales nos serán de gran utilidad para el análisis de resultados.

---

# **CAPITULO VI. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

## CAPITULO VI. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Una vez concluidas las corridas de simulación, con los datos obtenidos se generaron las gráficas correspondientes a la recuperación de aceite, así como, a la producción del gas inyectado ( $\text{CO}_2$ ), de las gráficas se analiza el comportamiento de la inyección de un gas en un medio fracturado, manifestándose la canalización del gas e inestabilidades a lo largo del proceso de inyección.

La canalización de un fluido está sujeta a las características del yacimiento, heterogeneidades presentes en la zona, la presencia de fracturas o fallas en el medio o por la condición de alta saturación de fluido móvil, ya que el fluido buscará zonas de menor restricción al flujo.

A continuación, se analizarán las gráficas obtenidas, resultado de las corridas de simulación. Las siguientes graficas muestran los resultados obtenidos iniciando con un pseudo-gasto de inyección de  $\text{CO}_2$  de  $1 \text{ m}^2/\text{día}$  y posteriormente se grafican los resultados obtenidos con los pseudo-gastos de inyección de 2, 5, 10, 15, 20, 25, y  $30 \text{ m}^2/\text{día}$ , alcanzando un volumen de poro inyectado del 100 %.

Como se observa en la Figura 6.1, al inicio de la inyección, la producción de  $\text{CO}_2$  se mantiene en un valor bajo y constante, debido a que se está produciendo el  $\text{CO}_2$  ya presente en el yacimiento. Cuando comienza la canalización del gas el comportamiento de la producción de  $\text{CO}_2$  es intermitente, conforme avanza la canalización, la producción del gas aumenta gradualmente presentando algunas inestabilidades, ésto a causa de que el  $\text{CO}_2$  entra en las fracturas aumentando su saturación, observándose una disminución en la producción de  $\text{CO}_2$ .

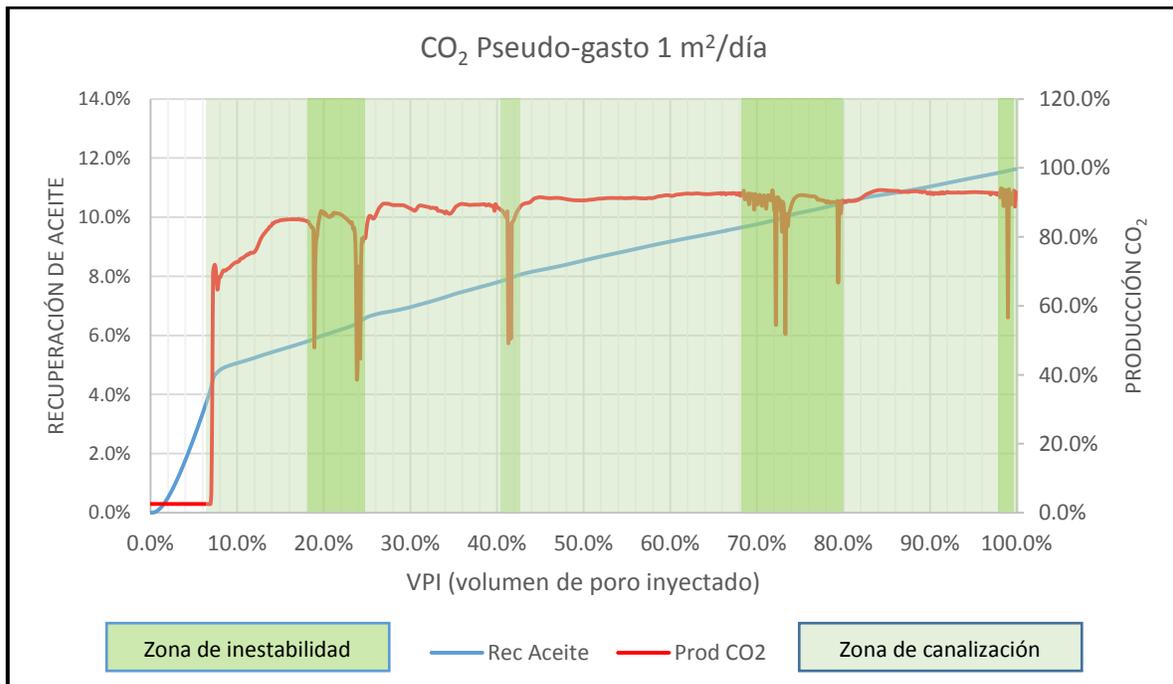


Figura 6.1. Recuperación de aceite y producción de  $\text{CO}_2$  a un pseudo-gasto de  $1 \text{ m}^2/\text{día}$ .

Al inicio de la inyección de CO<sub>2</sub> la recuperación de aceite incrementa rápidamente, ya que el gas inyectado desplaza al aceite presente en la formación, una vez que el gas se canaliza en las fracturas esta recuperación ya no es tan pronunciada, debido a que la capacidad de flujo de la matriz hacia las fracturas es menor pero no deja de aportar fluidos.

En la Figura 6.1. a y b, se observa el fenómeno de canalización de CO<sub>2</sub>, en estas imágenes no se presenta una gran diferencia, pero se aprecia que el gas ha invadido la fractura más cercana al pozo de inyección. En la imagen b, se observa que el gas ha llegado a la vecindad del pozo productor presentándose el fenómeno de canalización.

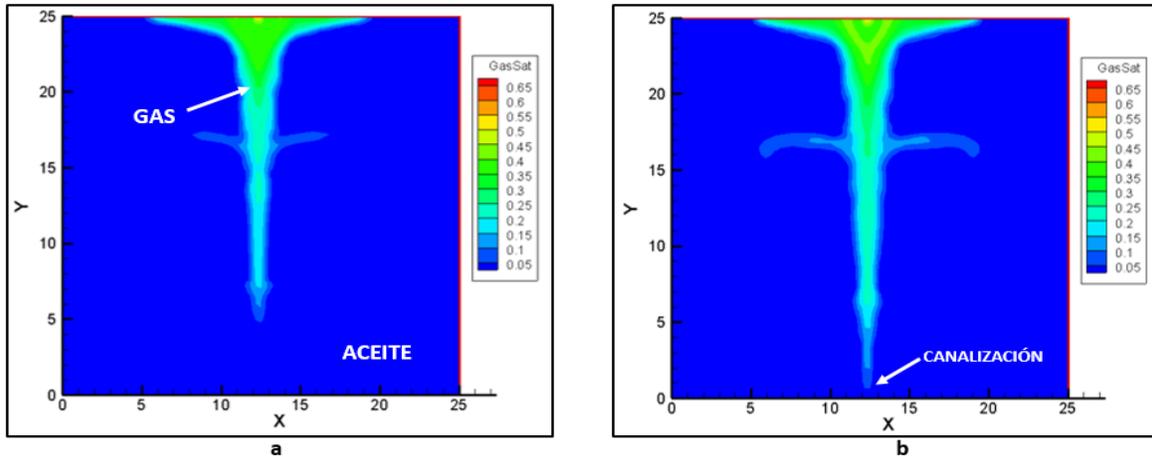
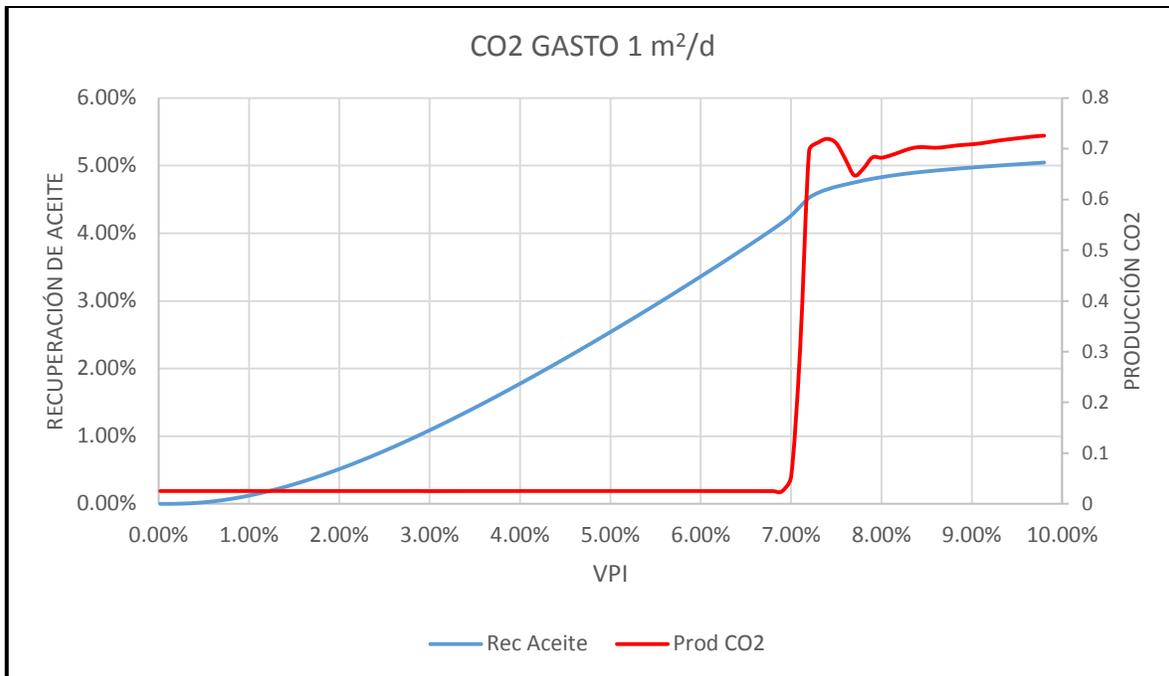


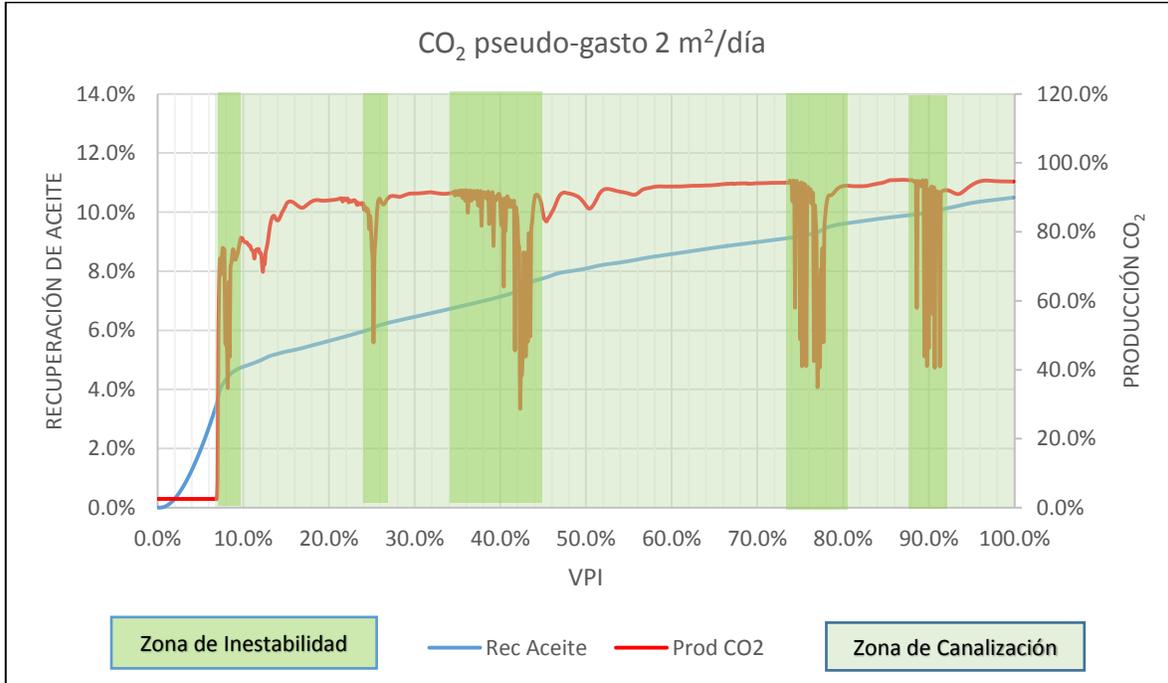
Figura 6.1. a y b. Imagen de VisIt para visualizar el comportamiento antes y durante la canalización de CO<sub>2</sub> con un gasto de 1 m<sup>2</sup>/día.

En la Figura 6.1.c, se observa con mayor precisión el punto donde inicia la canalización de CO<sub>2</sub> siendo este en el 7 % de volumen de poro inyectado, ya que en este punto la producción se incrementa abruptamente, señal de que el gas inyectado se ha llegado a la vecindad del pozo productor.



**Figura 6.1 c. Recuperación de aceite y producción de CO<sub>2</sub> a un pseudo-gasto de 1 m<sup>2</sup>/día vista hasta el 10 % de volumen de poro.**

En la Figura 6.2, se observa que la inestabilidad en la producción de CO<sub>2</sub> se presenta a diferentes valores de volumen de poro inyectado, similar al primer caso de inyección (Figura 6.1), esta inestabilidad se manifiesta debido a que el gas entra en las fracturas, desplazando el aceite presente en ellas y saturándolas con CO<sub>2</sub>, esto se refleja en una disminución en la producción de CO<sub>2</sub> y en un incremento en la recuperación de aceite.



**Figura 6.2. Recuperación de aceite y producción de CO<sub>2</sub> a un pseudo-gasto de 2 m<sup>3</sup>/día.**

En la gráfica anterior se aprecia que hasta un volumen de poro inyectado de 7 % la recuperación de aceite presenta una pendiente muy pronunciada, una vez que la canalización inicia, está pendiente ya no es tan pronunciada, pero aun así la curva de recuperación de aceite sigue incrementando, debido a que la matriz y las fracturas siguen aportando fluidos, que a su vez son desplazados por el CO<sub>2</sub> así el pozo productor.

En la Figura 6.2 a y b, se observa el proceso de canalización de CO<sub>2</sub>, en ellas se aprecia que antes y durante la canalización, el flujo de CO<sub>2</sub> es a lo largo del eje Y, en la imagen a, el CO<sub>2</sub> ha invadido parcialmente la fractura cercana al pozo inyector, pero a una mínima saturación de gas y cuando el CO<sub>2</sub> llega a la vecindad del pozo productor, imagen b, la fractura cercana al pozo inyector es invadida casi en su totalidad por el CO<sub>2</sub>, pero a una baja saturación de gas (15 % al 20 %), mientras que en la fractura cercana al pozo productor no se observa evidencia de CO<sub>2</sub>.

Además en ambas imágenes la mayor saturación de gas se encuentra en la vecindad del pozo inyector, alcanzando una saturación de aproximadamente 65 % como máximo.

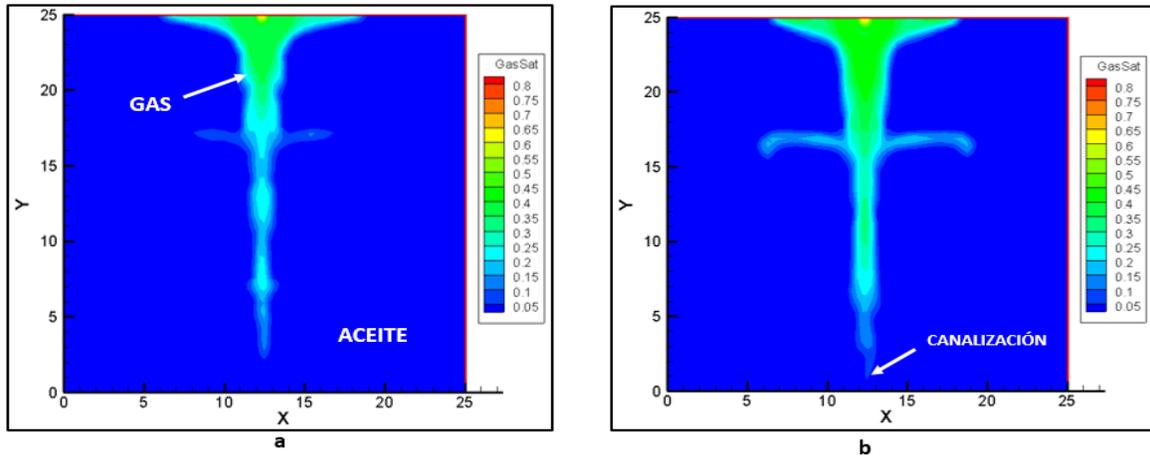
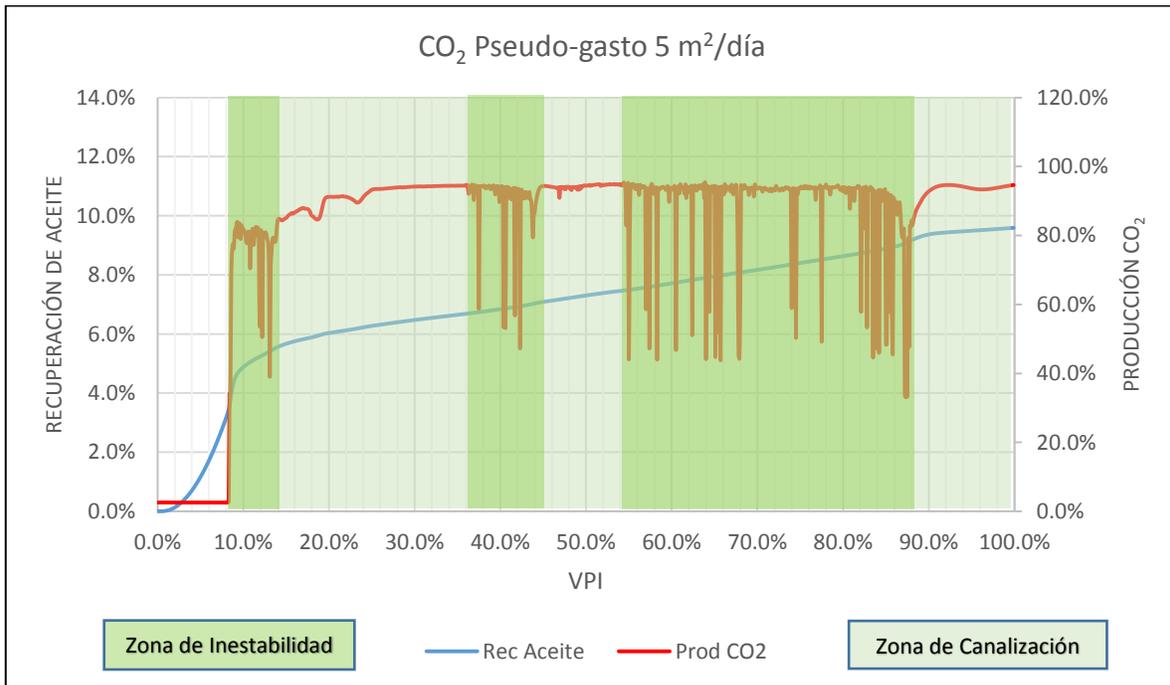


Figura 6.2. a y b. Imagen de VisIt para visualizar el comportamiento antes y durante la canalización de CO<sub>2</sub> con un gasto de 2 m<sup>2</sup>/día.

En la Figura 6.3, se observa que la inestabilidad en la producción de CO<sub>2</sub> se presenta a diferentes valores de volumen de poro inyectado, presentándose una etapa de mayor inestabilidad de un 54 % hasta un 88 % de volumen de poro inyectado, esta inestabilidad se manifiesta debido a que las proporciones entre el gas y el aceite producidos cambia, siendo así que a menor producción de CO<sub>2</sub> mayor recuperación de aceite.

También se aprecia que hasta un volumen de poro inyectado de 8 % la recuperación de aceite presenta una pendiente muy pronunciada, una vez que la canalización inicia, está pendiente ya no es tan pronunciada, pero aun así la curva de recuperación de aceite sigue incrementando, debido a que la matriz y las fracturas siguen aportando fluidos, que a su vez son desplazados por el CO<sub>2</sub> así el pozo productor.



**Figura 6.3. Recuperación de aceite y producción de CO<sub>2</sub> a un pseudo-gasto de 5 m<sup>2</sup>/día.**

En la Figura 6.3 a y b, se observa el proceso de canalización de CO<sub>2</sub>, en ellas se aprecia que antes y durante la canalización, el flujo de CO<sub>2</sub> es a lo largo del eje Y, en la imagen a, el CO<sub>2</sub> ha invadido parcialmente la fractura cercana al pozo inyector y cuando el CO<sub>2</sub> llega a la vecindad del pozo productor, imagen b, la fractura cercana al pozo inyector es invadida casi en su totalidad por el CO<sub>2</sub>, pero a una saturación de gas (20 % al 30 %), mientras que en la fractura cercana al pozo productor no se observa evidencia de CO<sub>2</sub>.

Además en ambas imágenes la mayor saturación de gas se encuentra en la vecindad del pozo inyector, alcanzando una saturación de aproximadamente 80 % como máximo, y disminuyendo este porcentaje conforme el CO<sub>2</sub> se aproxima a la vecindad del pozo productor.

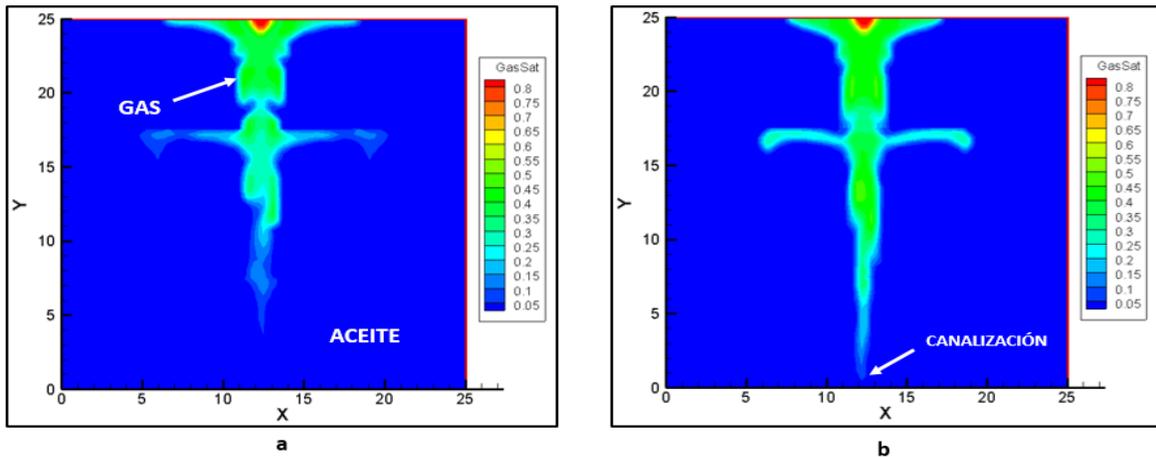


Figura 6.3. a y b. Imagen de VisIt para visualizar el comportamiento antes y durante la canalización de CO<sub>2</sub> con un pseudo-gasto de 5 m<sup>2</sup>/día.

En la Figura 6.4, se observa que la inestabilidad en la producción de CO<sub>2</sub> se presenta a diferentes valores de volumen de poro inyectado, presentándose una etapa de mayor inestabilidad de un 17 % hasta un 56 % de volumen de poro inyectado, esta inestabilidad se manifiesta debido a que las proporciones entre el gas y el aceite producidos cambia, siendo así que a menor producción de CO<sub>2</sub> mayor recuperación de aceite.

También se aprecia que hasta un volumen de poro inyectado de 10 % la recuperación de aceite presenta una pendiente muy pronunciada, una vez que la canalización inicia, está pendiente ya no es tan pronunciada, pero aun así la curva de recuperación de aceite sigue incrementando, debido a que la matriz y las fracturas siguen aportando fluidos, que a su vez son desplazados por el CO<sub>2</sub> así el pozo productor. Además, para este caso en la curva de recuperación de aceite se presentan dos incrementos significativos en los que se aprecia que al disminuir la producción de CO<sub>2</sub>, la recuperación de aceite se eleva, para posteriormente estabilizar su comportamiento.

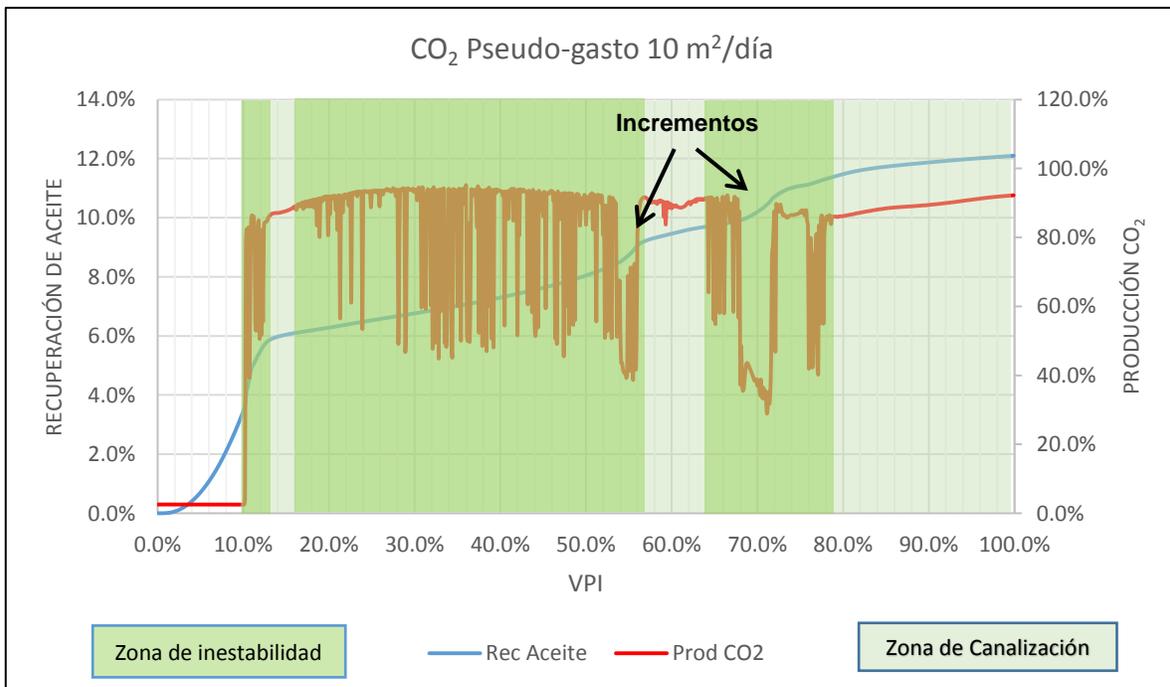


Figura 6.4. Recuperación de aceite y producción de CO<sub>2</sub> a un pseudo-gasto de 10 m<sup>2</sup>/día.

En la Figura 6.4 a y b, se observa el proceso de canalización de CO<sub>2</sub>, en ellas se aprecia que antes y durante la canalización, el flujo de CO<sub>2</sub> es a lo largo del eje Y, en la imagen a, el CO<sub>2</sub> ha invadido ambas fracturas teniendo un rango de saturaciones que van desde 60 % al 90 %, cuando el CO<sub>2</sub> llega a la vecindad del pozo productor, imagen b, las fracturas presentan una disminución en la saturación de CO<sub>2</sub>, y el fenómeno de canalización se presenta.

Además en ambas imágenes la mayor saturación de gas se encuentra en la vecindad del pozo inyector, alcanzando una saturación de aproximadamente 90 %, y disminuyendo este porcentaje conforme el CO<sub>2</sub> se aproxima a la vecindad del pozo productor.

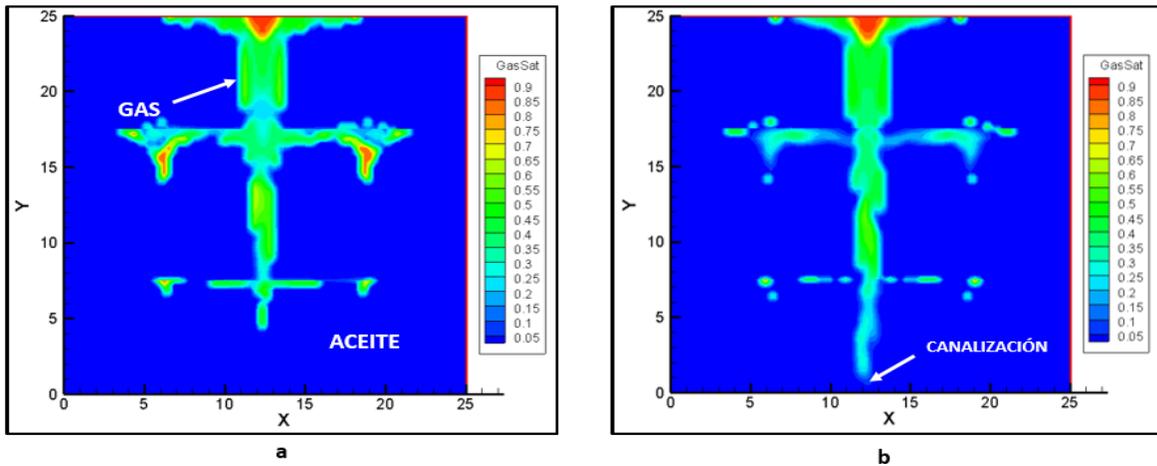
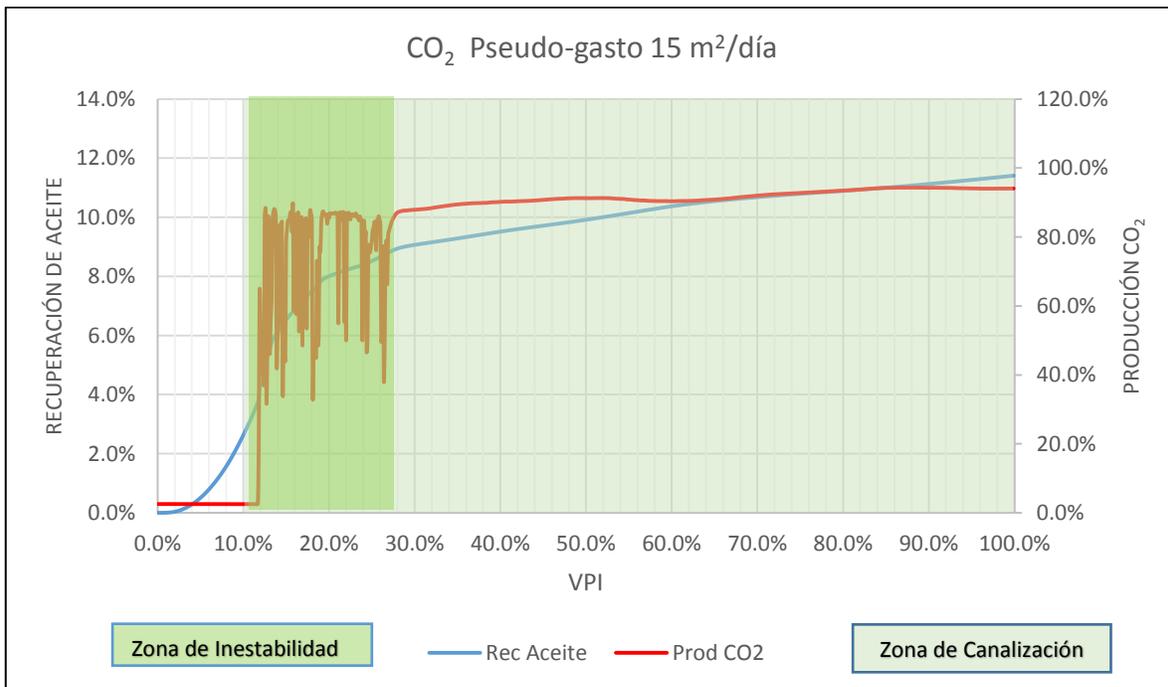


Figura 6.4. a y b. Imagen de VisIt para visualizar el comportamiento antes y durante la canalización de CO<sub>2</sub> con un pseudo-gasto de 10 m<sup>2</sup>/día.

En la Figura 6.5, se observa que la inestabilidad en la producción de CO<sub>2</sub> se presenta una sola etapa de volumen de poro inyectado de un 12 % hasta un 28 %, esta inestabilidad se manifiesta debido a que las proporciones entre el gas y el aceite producidos cambia o el gas ha tenido una mayor penetración en las fracturas, lo que provoca una reducción en la producción de CO<sub>2</sub> y una mayor recuperación de aceite.

También se aprecia que hasta un volumen de poro inyectado de 12 % la recuperación de aceite presenta una pendiente muy pronunciada, una vez que la canalización inicia, está pendiente ya no es tan pronunciada, pero aun así la curva de recuperación de aceite sigue incrementando, debido a que la matriz y las fracturas siguen aportando fluidos, que a su vez son desplazados por el CO<sub>2</sub> así el pozo productor. Además, para este caso en la curva de recuperación de aceite presenta un incremento en el que se aprecia que al disminuir la producción de CO<sub>2</sub>, la recuperación de aceite se eleva, para posteriormente estabilizar su comportamiento.



**Figura 6.5. Recuperación de aceite y producción de CO<sub>2</sub> a un pseudo-gasto de 15 m<sup>2</sup>/día.**

En la Figura 6.5 a y b, se observa el proceso de canalización de CO<sub>2</sub>, en las imágenes se aprecia que antes y durante la canalización, el flujo de CO<sub>2</sub> es a lo largo del eje Y, en la imagen a, el CO<sub>2</sub> ha invadido ambas fracturas teniendo un rango de saturaciones que van desde un 30 % al 85 %, cuando el CO<sub>2</sub> llega a la vecindad del pozo productor, imagen b, las fracturas presentan incremento en la invasión del CO<sub>2</sub>, y posteriormente se presenta el fenómeno de canalización.

Además en ambas imágenes la mayor saturación de gas se encuentra en la vecindad del pozo inyector, alcanzando una saturación de aproximadamente 85 %, y disminuyendo este porcentaje conforme el CO<sub>2</sub> se aproxima a la vecindad del pozo productor.

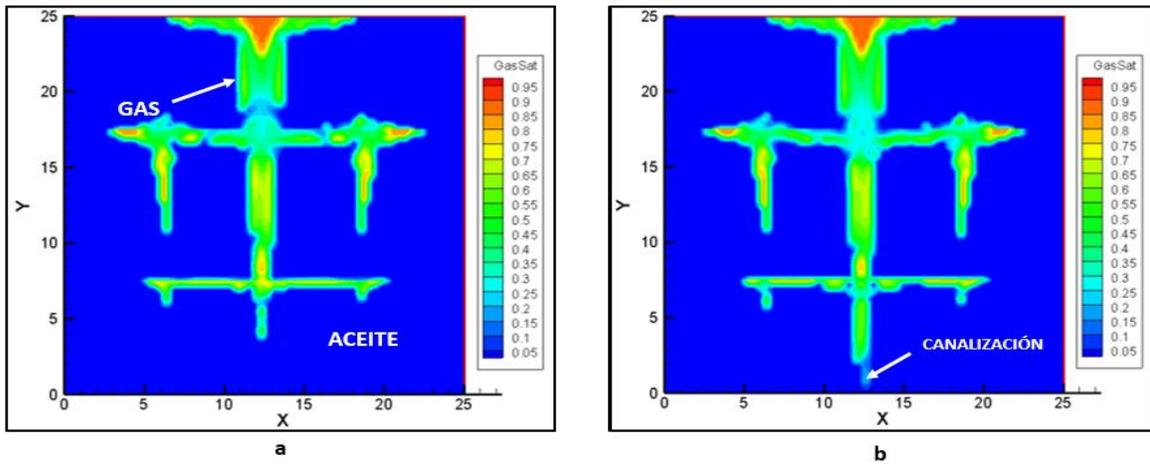
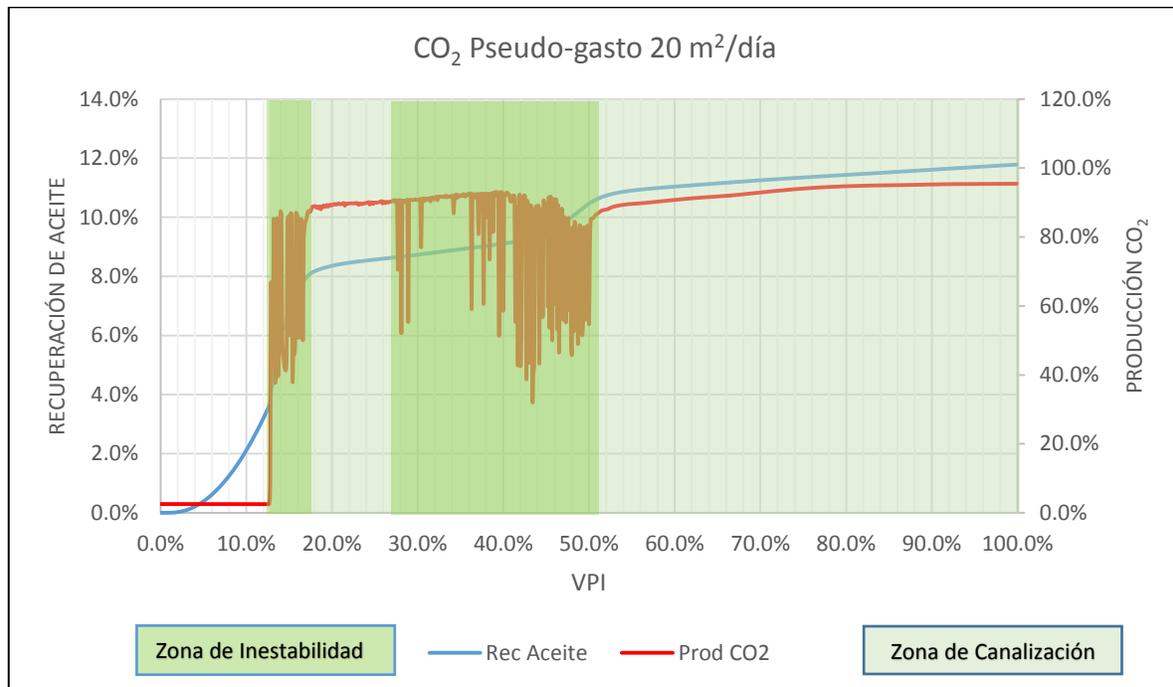


Figura 6.5. a y b. Imagen de VisIt para visualizar el comportamiento antes y durante la canalización de CO<sub>2</sub> con un pseudo-gasto de 15 m<sup>2</sup>/día.

En la Figura 6.6, se observa inestabilidad en la producción de CO<sub>2</sub>, una inestabilidad mas prolongada que la otra en un volumen de poro inyectado de un 28 % hasta un 51 %, esta inestabilidad se manifiesta debido a que las proporciones entre el gas y el aceite producidos cambia o el gas ha tenido una mayor penetración en las fracturas, lo que provoca una reducción en la producción de CO<sub>2</sub> y una mayor recuperación de aceite.

También se aprecia que hasta un volumen de poro inyectado de 12 % la recuperación de aceite presenta una pendiente muy pronunciada, una vez que la canalización inicia, está pendiente ya no es tan pronunciada, pero aun así la curva de recuperación de aceite sigue incrementando, debido a que la matriz y las fracturas siguen aportando fluidos, que a su vez son desplazados por el CO<sub>2</sub> así el pozo productor. Además, para este caso en la curva de recuperación de aceite, se presenta un incremento en el que se aprecia que al disminuir la producción de CO<sub>2</sub>, la recuperación de aceite se eleva, para posteriormente estabilizar su comportamiento.



**Figura 6.6. Recuperación de aceite y producción de CO<sub>2</sub> a un pseudo-gasto de 20 m<sup>2</sup>/día.**

En la Figura 6.6 a y b, se observa el proceso de canalización de CO<sub>2</sub>, en las imágenes se aprecia que antes y durante la canalización, el flujo de CO<sub>2</sub> es a lo largo del eje Y, en la imagen a, el CO<sub>2</sub> ha invadido ambas fracturas teniendo un rango de saturaciones que van desde un 20 % al 85 %, cuando el CO<sub>2</sub> llega a la vecindad del pozo productor, imagen b, las fracturas presentan incremento en la invasión del CO<sub>2</sub>, y posteriormente se presenta el fenómeno de canalización.

Además en ambas imágenes la mayor saturación de gas se encuentra en la vecindad del pozo inyector, alcanzando una saturación de aproximadamente 90 %, y disminuyendo este porcentaje conforme el CO<sub>2</sub> se aproxima a la vecindad del pozo productor.

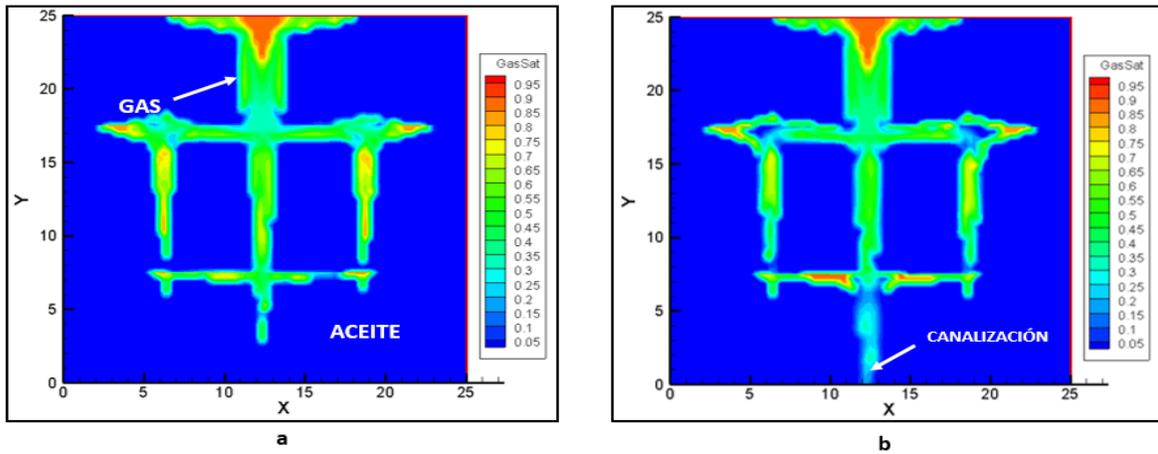


Figura 6.6. a y b. Imagen de VisIt para visualizar el comportamiento antes y durante la canalización de CO<sub>2</sub> con un pseudo-gasto de 20 m<sup>2</sup>/día.

En las Figuras 6.6 c y d, se observa la variación de la saturación de CO<sub>2</sub> durante la inestabilidad. En la imagen c, se aprecia como la saturación de gas disminuye en la vecindad del pozo productor, es por esto que se produce mayor cantidad de aceite, ya que a menor saturación de gas, mayor saturación de aceite, es por esto que se presenta el incremento en la gráfica de recuperación de aceite vs VPI. En la imagen d, se aprecia que nuevamente el gas ha llegado a la vecindad del pozo productor, estabilizando su comportamiento en la producción de CO<sub>2</sub>. Esta inestabilidad se presenta de forma intermitente, hasta que las dos fases coexisten en proporciones similares.

En la imagen d, se aprecian dos zonas (I y II), en las cuales el aceite queda atrapado por CO<sub>2</sub>, este aceite es posible que se recupere pero tardará un mayor tiempo. En ambas imágenes la mayor saturación de gas se encuentra en la vecindad del pozo inyector, alcanzando una saturación de aproximadamente 80 %, y disminuyendo este porcentaje conforme el CO<sub>2</sub> se aproxima a la vecindad del pozo productor.

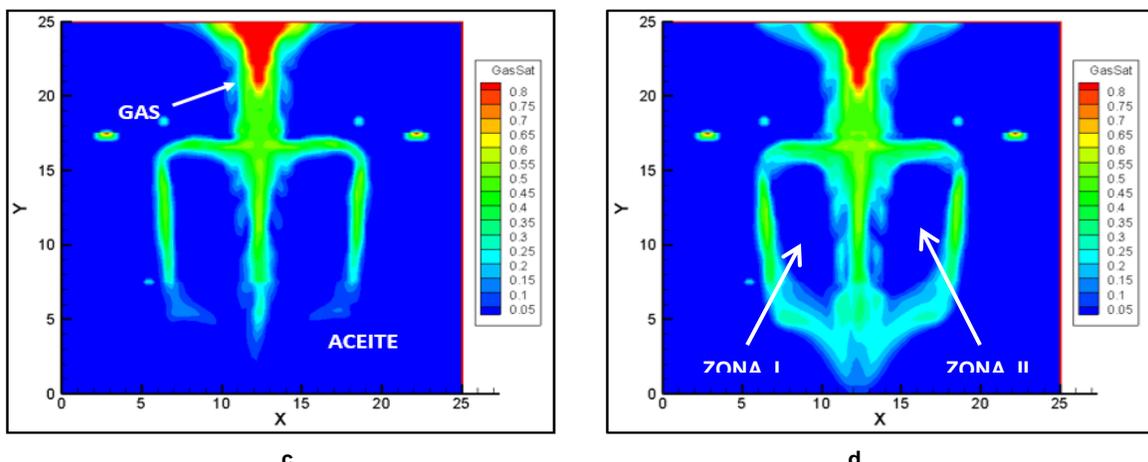
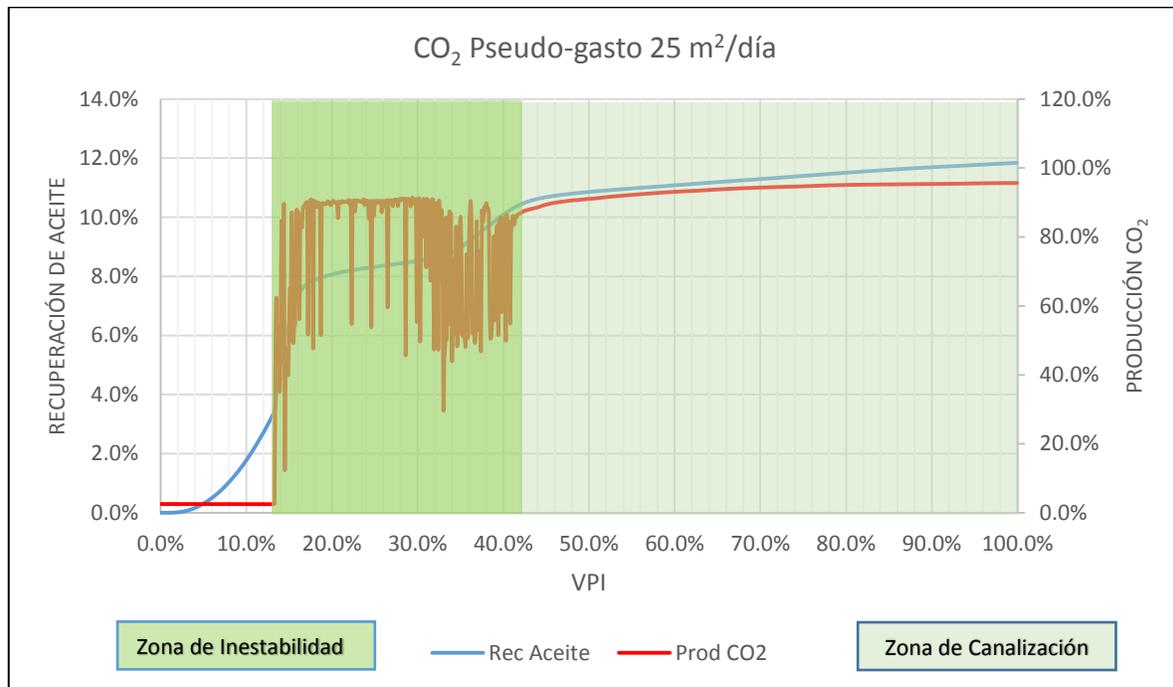


Figura 6.6. c y d. Inestabilidad en la canalización de CO<sub>2</sub> con un gasto de 20 m<sup>2</sup>/día.

En la Figura 6.7, se observa que la inestabilidad en la producción de CO<sub>2</sub> se presenta una sola etapa de volumen de poro inyectado de un 13 % hasta un 41 %, esta inestabilidad se manifiesta debido a que las proporciones entre el gas y el aceite producidos cambia o el gas ha tenido una mayor penetración en las fracturas, lo que provoca una reducción en la producción de CO<sub>2</sub> y una mayor recuperación de aceite.

También se aprecia que hasta un volumen de poro inyectado de 13 % la recuperación de aceite presenta una pendiente muy pronunciada, una vez que la canalización inicia, está pendiente ya no es tan pronunciada, pero aun así la curva de recuperación de aceite sigue incrementando, debido a que la matriz y las fracturas siguen aportando fluidos, que a su vez son desplazados por el CO<sub>2</sub> así el pozo productor. Además, para este caso en la curva de recuperación de aceite, se presenta un incremento en el que se aprecia que al disminuir la producción de CO<sub>2</sub>, la recuperación de aceite se eleva, para posteriormente estabilizar su comportamiento.



**Figura 6.7. Recuperación de aceite y producción de CO<sub>2</sub> a un pseudo-gasto de 25 m<sup>2</sup>/día.**

En la Figura 6.7 a y b, se observa el proceso de canalización de CO<sub>2</sub>, en las imágenes se aprecia que antes y durante la canalización, el flujo de CO<sub>2</sub> es a lo largo del eje Y, en la imagen a, el CO<sub>2</sub> ha invadido ambas fracturas teniendo un rango de saturaciones que van desde un 25 % al 90 %, cuando el CO<sub>2</sub> llega a la vecindad del pozo productor, imagen b, la fractura cercana al pozo productor presenta una disminución en la invasión del CO<sub>2</sub>, y posteriormente se presenta el fenómeno de canalización.

Además en ambas imágenes la mayor saturación de gas se encuentra en la vecindad del pozo inyector, alcanzando una saturación de aproximadamente 90 %, y disminuyendo este porcentaje conforme el CO<sub>2</sub> se aproxima a la vecindad del pozo productor.

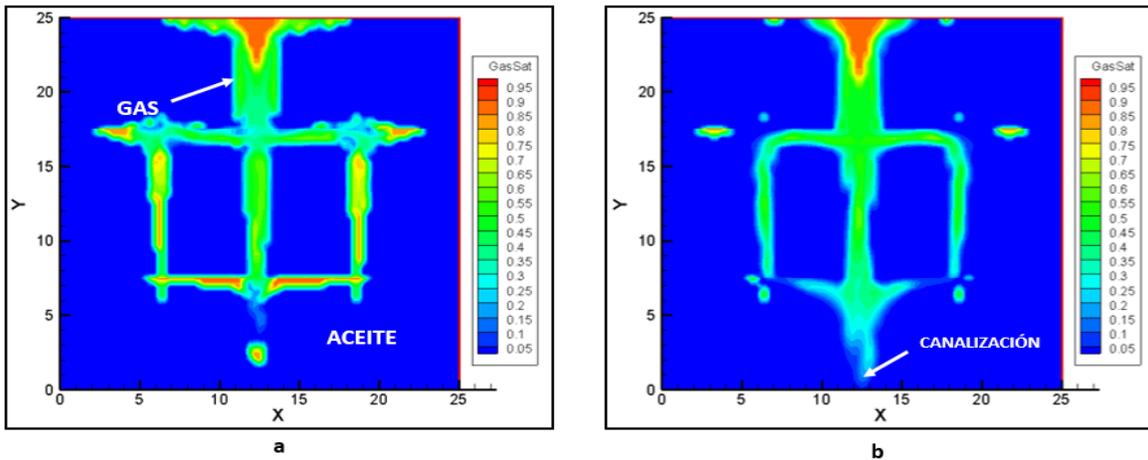


Figura 6.7 a y b. Imagen de VisIt para visualizar el comportamiento antes y durante la canalización de CO<sub>2</sub> con un pseudo-gasto de 25 m<sup>2</sup>/día.

En las Figuras 6.7 c y d, se observa la variación de la saturación de  $\text{CO}_2$  durante la inestabilidad. En la imagen c, se aprecia como la saturación de gas disminuye en la vecindad del pozo productor, es por esto que se produce mayor cantidad de aceite, ya que a menor saturación de gas, mayor saturación de aceite, es por esto que se presenta el incremento en la gráfica de recuperación de aceite vs VPI. En la imagen d, se aprecia que nuevamente el gas ha llegado a la vecindad del pozo productor, estabilizando su comportamiento en la producción de  $\text{CO}_2$ . Esta inestabilidad se presenta de forma intermitente, hasta que las dos fases coexisten en proporciones similares.

En la imagen d, se aprecian dos zonas (I y II), en las cuales el aceite queda atrapado con el  $\text{CO}_2$  rodeándolo, este aceite es posible que se recupere pero tardará un mayor tiempo. En ambas imágenes la mayor saturación de gas se encuentra en la vecindad del pozo inyector, alcanzando una saturación de aproximadamente 80 %, y disminuyendo este porcentaje conforme el  $\text{CO}_2$  se aproxima a la vecindad del pozo productor.

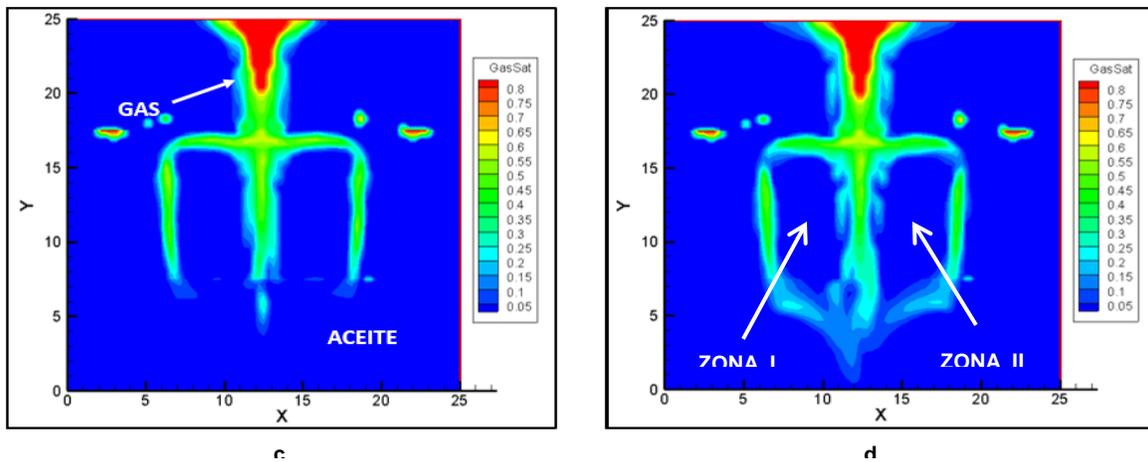
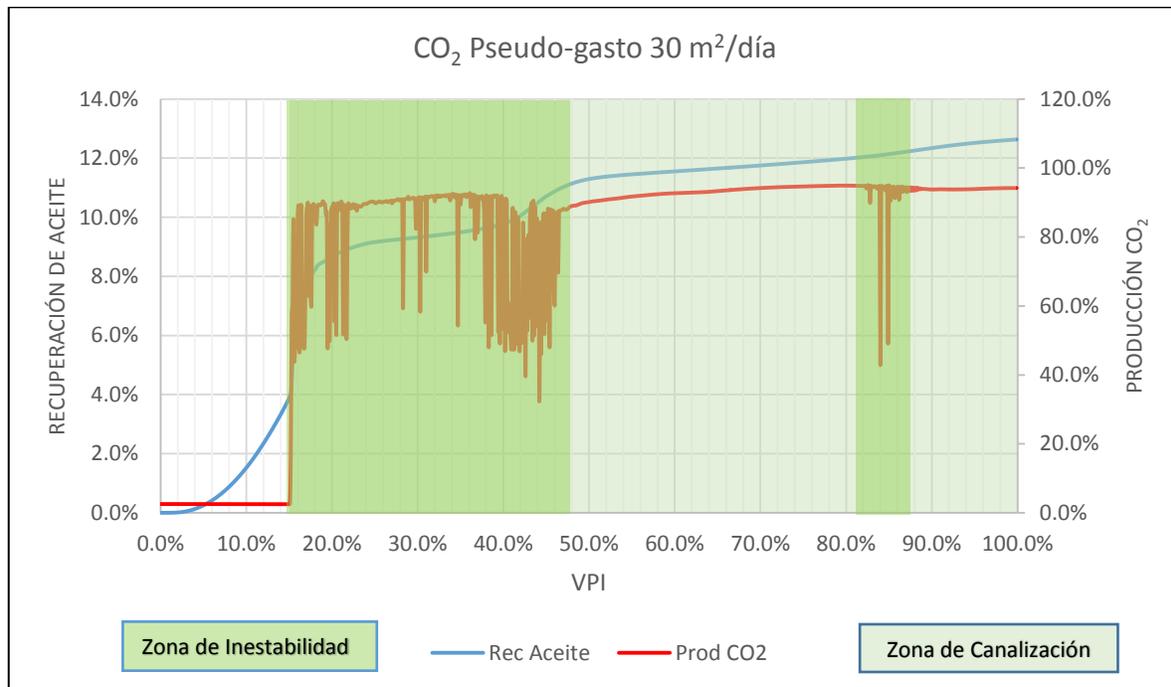


Figura 6.7. c y d. Inestabilidad en la canalización de  $\text{CO}_2$  con un pseudo-gasto de  $25 \text{ m}^2/\text{día}$ .

En la Figura 6.8, se observa que la inestabilidad en la producción de CO<sub>2</sub> se presenta una sola etapa significativa de volumen de poro inyectado de un 15 % hasta un 47 %, esta inestabilidad se manifiesta debido a que las proporciones entre el gas y el aceite producidos cambian o que el gas ha tenido una mayor penetración en las fracturas, lo que provoca una reducción en la producción de CO<sub>2</sub> y una mayor recuperación de aceite.

También se aprecia que hasta un volumen de poro inyectado de 15 % la recuperación de aceite presenta una pendiente muy pronunciada, una vez que la canalización inicia, esta pendiente ya no es tan pronunciada, pero aun así la curva de recuperación de aceite sigue incrementando, debido a que la matriz y las fracturas siguen aportando fluidos, que a su vez son desplazados por el CO<sub>2</sub> así el pozo productor. Además, para este caso en la curva de recuperación de aceite, se presenta un incremento en el que se aprecia que al disminuir la producción de CO<sub>2</sub>, la recuperación de aceite se eleva, para posteriormente estabilizar su comportamiento.



**Figura 6.8. Recuperación de aceite y producción de CO<sub>2</sub> a un pseudo-gasto de 30 m<sup>2</sup>/día.**

En la Figura 6.8 a y b, se observa el proceso de canalización de CO<sub>2</sub>, en las imágenes se aprecia que antes y durante la canalización, el flujo de CO<sub>2</sub> es a lo largo del eje Y, en la imagen a, el CO<sub>2</sub> ha invadido ambas fracturas teniendo un rango de saturaciones que van desde un 25 % al 90 %, cuando el CO<sub>2</sub> llega a la vecindad del pozo productor, imagen b, la fractura cercana al pozo productor presenta un aumento en la invasión del CO<sub>2</sub>, y posteriormente se presenta el fenómeno de canalización.

Además en ambas imágenes la mayor saturación de gas se encuentra en la vecindad del pozo inyector, alcanzando una saturación de aproximadamente 85 %, y disminuyendo este porcentaje conforme el CO<sub>2</sub> se aproxima a la vecindad del pozo productor.

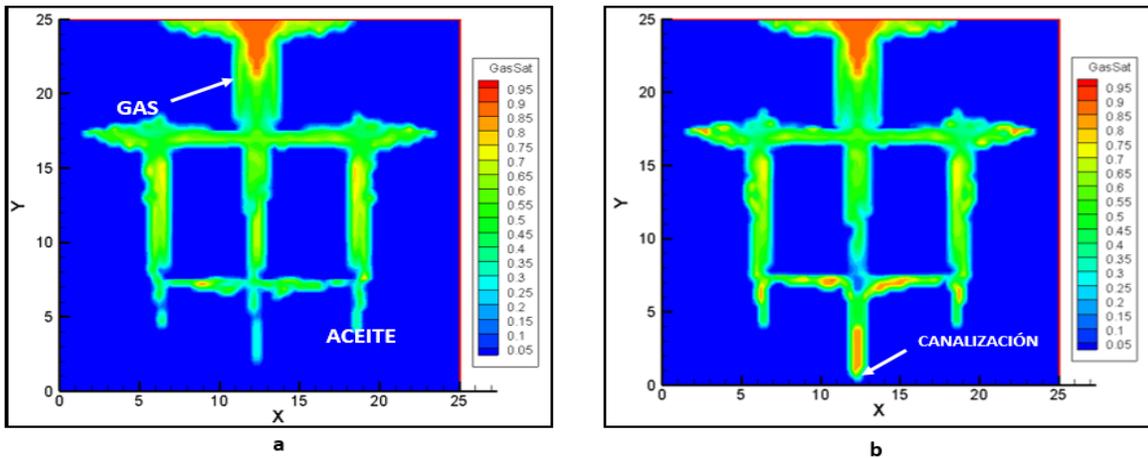


Figura 6.8. a y b. Imagen de VisIt para visualizar el comportamiento antes y durante la canalización de CO<sub>2</sub> con un pseudo-gasto de 30 m<sup>2</sup>/día.

En las Figuras 6.8 c y d, se observa la variación de la saturación de CO<sub>2</sub> durante la inestabilidad. En la imagen c, se aprecia que existe cierta saturación de gas (35 %) en la vecindad del pozo productor, en la imagen d, se aprecia que esta saturación de CO<sub>2</sub> ha disminuido (15 %) en la vecindad del pozo productor, esto provoca que se recupere mayor cantidad de aceite.

En ambas imágenes la mayor saturación de gas se encuentra en la vecindad del pozo inyector, alcanzando una saturación de aproximadamente 80 %, y disminuyendo este porcentaje conforme el CO<sub>2</sub> se aproxima a la vecindad del pozo productor.

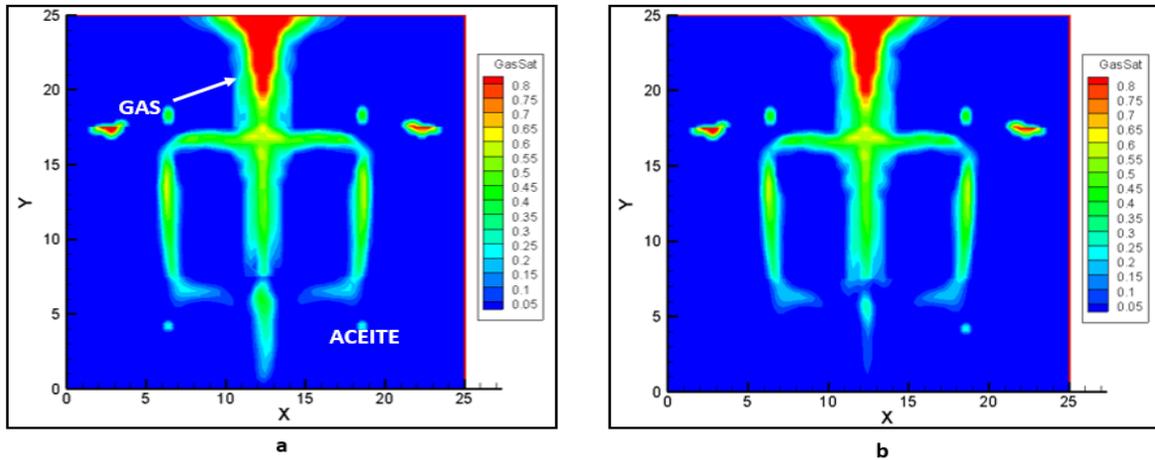
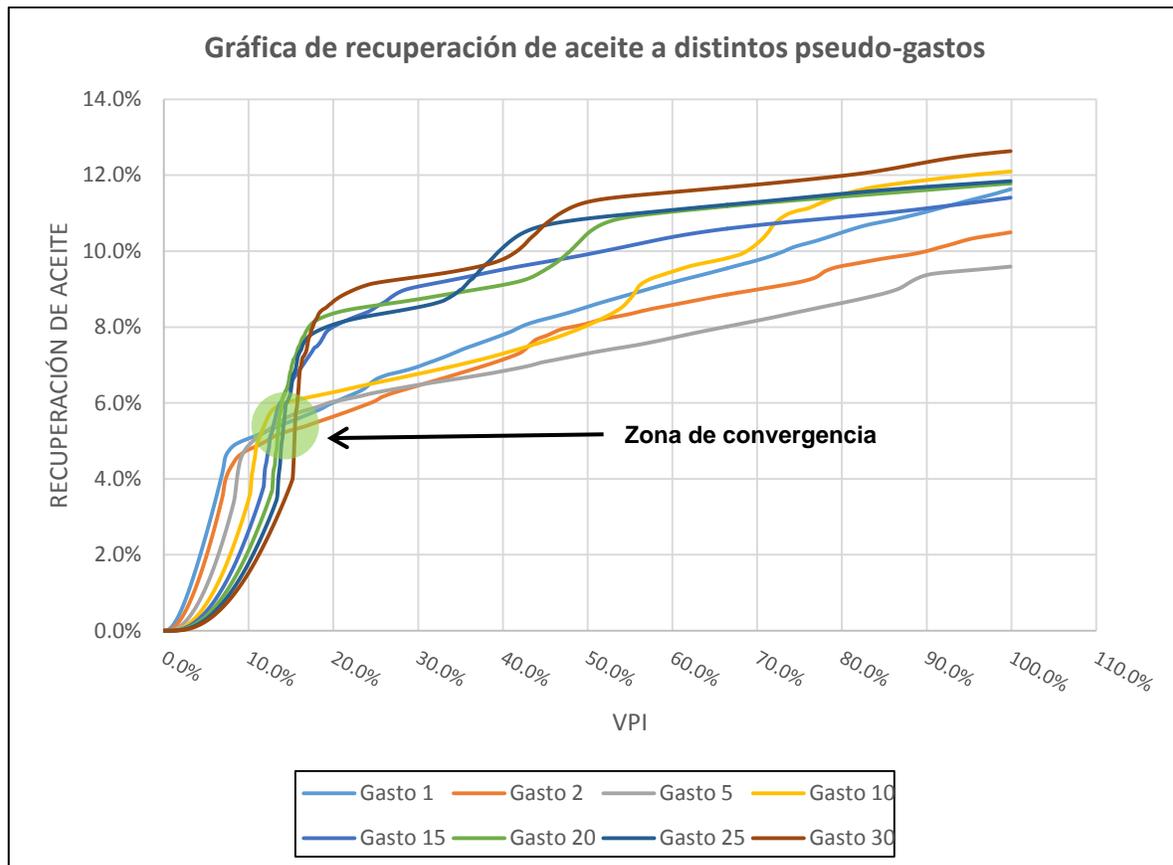


Figura 6.8. c y d. Inestabilidad en la canalización de CO<sub>2</sub> con un pseudo-gasto de 30 m<sup>2</sup>/día.

Una vez que se obtuvieron los resultados de recuperación de aceite y producción de CO<sub>2</sub> es importante compararlos entre cada caso. Esto con la finalidad de evaluar cuál de ellos tuvo los mejores resultados. A continuación se presentan las gráficas comparativas de recuperación de aceite vs VPI y acumulado de producción de CO<sub>2</sub> vs tiempo.

En la Figura 6.9 se muestra el comparativo de recuperación de aceite con los diferentes pseudo-gastos empleados en las corridas de simulación, donde se aprecia que a pseudo-gastos mayores a 10 m<sup>2</sup>/día obtenemos una mayor recuperación de aceite teniendo la mejor recuperación con un pseudo-gasto de 30 m<sup>2</sup>/d. Cabe mencionar que a un pseudogasto de 10 m<sup>2</sup>/día se obtiene la segunda mejor recuperación de aceite.

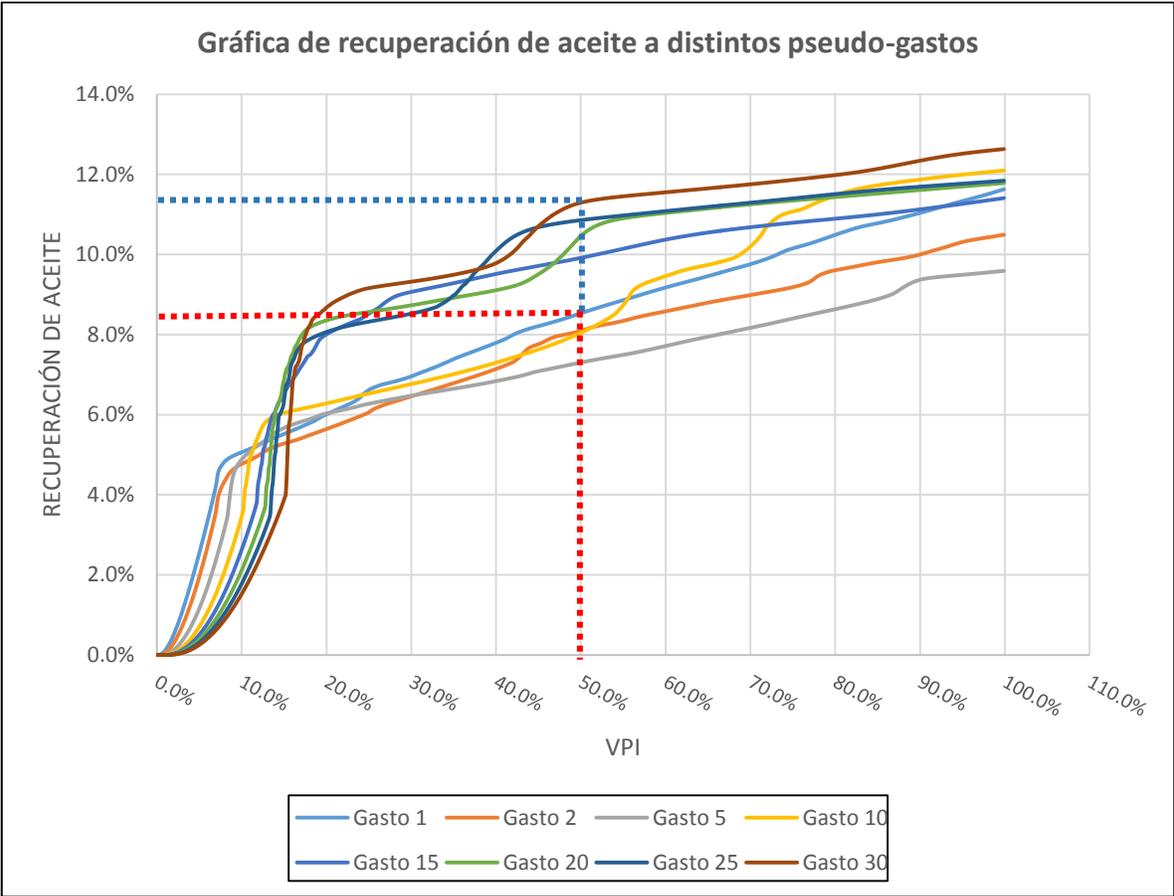


**Figura 6.9. Comparativo de recuperación de aceite a diferentes pseudo-gastos.**

También podemos observar que a pseudo-gastos menores la recuperación de aceite, al inicio tiene un comportamiento más óptimo, ya que a menor volumen de poro inyectado, mayor recuperación de aceite en comparación con los pseudo-gastos altos, donde para obtener la misma recuperación se necesita inyectar un mayor volumen de poro.

La recuperación adelantada es debido a que a pseudo-gastos bajos el CO<sub>2</sub> tiene mayor tiempo de contacto con el aceite logrando que se mezclen, esto ocasiona que los componentes ligeros del aceite se evaporen, provocando que el aceite se vuelva más denso, esta producción de ligeros es la producción adelantada que se observa en la Figura 6.9.

Se idéntico una zona de convergencia (de 13 % a 14 % de VPI), en donde, con el mismo volumen de poro inyectado se obtuvo prácticamente la misma recuperación de aceite. Superada esta zona, el comportamiento de las curvas de recuperaciones de aceite es de nuevo distinto, entre pseudo-gastos altos y bajos, por ejemplo, se observando que para una recuperación de aceite del 8.5 % y a un pseudo-gasto de 1 m<sup>2</sup>/día, se necesita inyectar un volumen de poro de 50 %, en contra parte, para una de recuperación de aceite 11 % y a un pseudo-gasto de 30 m<sup>2</sup>/día, se inyecta el mismo volumen de poro de 50 %, lo que indica que ya en esta etapa de inyección la recuperación de aceite es mayor empleando pseudo-gastos altos. Como se muestra en la Figura 6.10.



**Figura 6.10. Comparativo de la recuperación de aceite con dos diferentes pseudo-gastos para un mismo volumen de poro inyectado.**

En la Figura 6.11, se muestra la grafica de el acumulado de la producción de CO<sub>2</sub> vs tiempo. Como se aprecia, a un menor pseudo-gasto de inyección el tiempo que tarda el CO<sub>2</sub> en producirse es mayor, mientras que a un pseudo-gasto alto el tiempo de producción de CO<sub>2</sub> es menor.

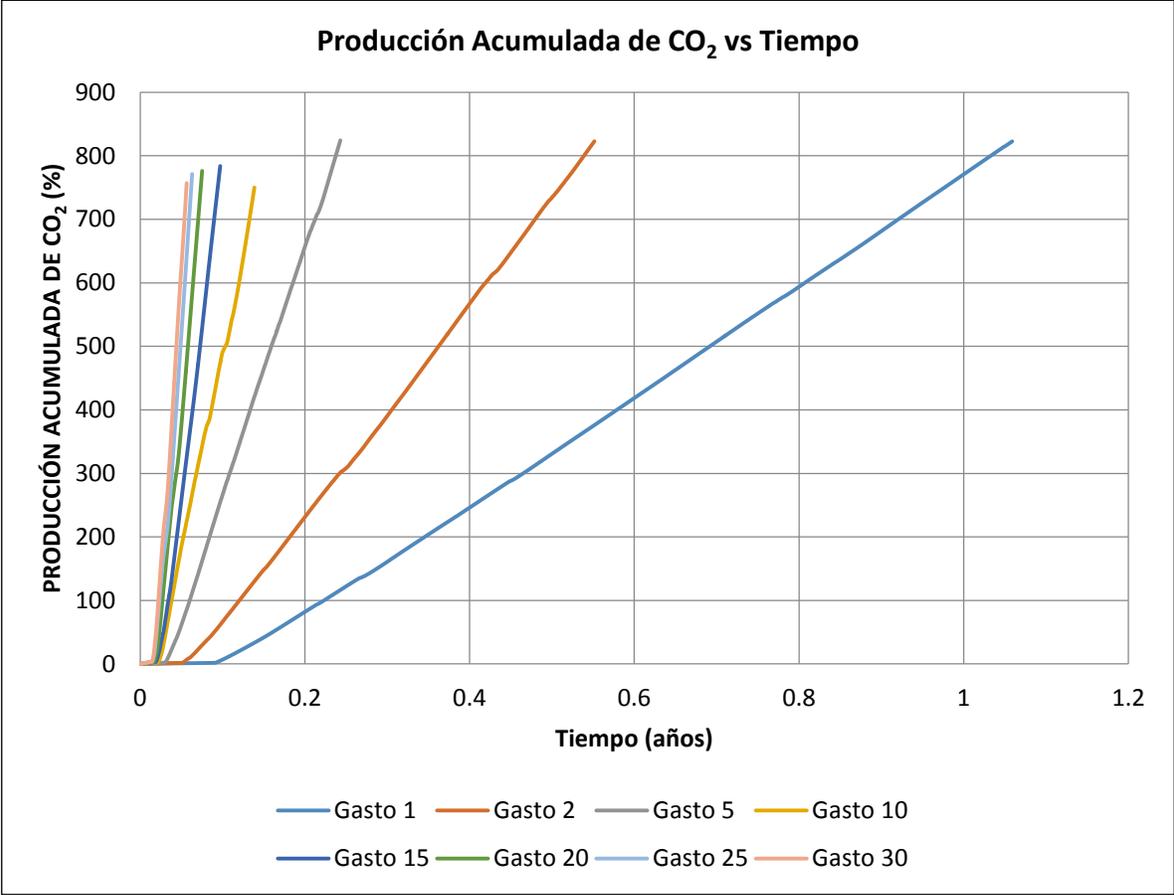


Figura 6.11. Acumulado de Producción de CO<sub>2</sub> vs Tiempo.

---

# **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

---

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La creciente demanda de hidrocarburos y el hecho de que el aceite fácil ya se está agotando, por consecuencia una declinación irreversible en la producción de los mismos, nos obliga a dirigir nuestra atención y por ende evaluar nuevas alternativas en la recuperación secundaria o mejorada de hidrocarburos.
- En México, como se mencionó anteriormente, más del 80 % de la producción de hidrocarburos proviene de yacimientos naturalmente fracturados, por lo cual es importante estudiar y entender los fenómenos presentes en los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada aplicada a estos yacimientos, el trabajo realizado tuvo como base la inyección de CO<sub>2</sub> a diferentes pseudo-gastos de inyección a través de un medio fracturado, esto con la finalidad de observar el fenómeno de canalización de un gas y a su vez identificar la mejor recuperación de hidrocarburos.
- Como desarrollo de este trabajo se realizaron corridas de simulaciones de una inyección de CO<sub>2</sub> a distintos pseudo-gastos saturando el medio poroso al 100%, partiendo de la premisa de que el yacimiento es fracturado y está saturado con aceite pesado.
- De los resultados obtenidos se graficaron los datos de recuperación de aceite y producción de CO<sub>2</sub>, como se observa en el Capítulo VI, de los cuales podemos decir que durante el proceso de inyección de CO<sub>2</sub> se logra observar el fenómeno de la canalización del gas, que inicia una vez que el gas inyectado comienza a producirse en el pozo productor, en las gráficas de producción de CO<sub>2</sub> se observa un incremento al producirse el gas inyectado en el pozo productor, lo que nos indica que el fenómeno de canalización se logra cumplir.
- Durante la inyección del gas se aprecia inestabilidad en la producción de gas, ya sea al inicio de la canalización o durante el proceso, este fenómeno se debe a que el gas al invadir las fracturas tiene una mayor saturación como fase, disminuyendo la saturación de líquido, presentándose una mezcla de fases variando la proporción entre ellas, es por esto que se logra apreciar en la gráfica de producción de CO<sub>2</sub> una inestabilidad y posteriormente se vuelve más estable, incrementando de forma gradual.
- La interacción que existe entre el CO<sub>2</sub> y el aceite, es otro de los fenómenos que origina la inestabilidad durante la canalización del gas, esto a causa de que al mezclarse el CO<sub>2</sub> con el aceite los componentes más ligeros del aceite se evaporan lo que causa que el aceite se vuelva más denso y por lo tanto el líquido por efectos de segregación gravitacional se acumule en el fondo del pozo haciendo que se produzcan componentes ligeros en mayor proporción por lo que

---

se concluye que a pseudo-gastos bajos este fenómeno es más frecuente porque existe un mayor tiempo de contacto, y en gastos mayores se puede presentar sólo al inicio de la canalización.

- La inyección de CO<sub>2</sub> a distintos pseudo-gastos nos arrojó un comparativo con respecto a la recuperación de aceite, lo anterior se puede observar en la Figura 6.9 del Capítulo VI, en donde se muestra que a pseudo-gastos bajos la recuperación de aceite es más adelantada con volúmenes de poro bajos, mientras que para pseudo-gastos altos (15, 20, 25 y 30 m<sup>2</sup>/d) la recuperación de aceite es tardada al inicio de la inyección. Cabe mencionar que con pseudo-gastos bajos el tiempo de contacto o de mezclado del aceite con el gas es más prolongado evaporando los componentes más ligeros. El aporte de aceite es más constante en pseudo-gastos menores debido a que el gas no siempre está presente en las fracturas propiciando que el yacimiento siga aportando fluidos a las zonas de preferencia de flujo.
- Se logró modelar la canalización del gas y con ello determinar con cuál de los casos aplicados se obtuvo los mejores resultados en la recuperación de hidrocarburos y que a su vez se logró observar los fenómenos como de inestabilidad presentes en dicho proceso de canalización.
- Se observó que con el pseudo-gasto de 30 m<sup>2</sup>/d se obtiene una mayor recuperación de aceite, pero también con un pseudo-gasto de 10 m<sup>2</sup>/d se obtiene casi la misma recuperación, la diferencia en los pseudo-gastos repercute en los tiempos de recuperación.
- Se recomienda establecer varios modelos para poder hacer un buen comparativo y no limitarse a simulaciones con características específicas, para los casos de estudio se emplearon datos de un aceite pesado pero no se descarta la posibilidad de utilizar datos de aceite ligero y/o gas.
- El software que se utilizó en el trabajo CHOMPFRS<sup>39</sup> (Simulador Composicional de Orden Superior para Flujo Multifásico en Yacimientos Fracturados), es una herramienta fácil de manipular, no es necesario saber programar, tiene un manual el cual te guía paso a paso para poder ingresar los datos, para lograr agilizar el tiempo de cómputo es recomendable usar equipos con gran capacidad en memoria RAM, para visualizar los datos de salida es necesario un programa llamado VisIt, el cual completa la salida de información de manera gráfica y con ello es posible saber el movimiento de los fluidos a cada paso de tiempo.
- Se debe remarcar que CHOMPFRS, es una herramienta de apoyo en procesos de recuperación mejorada. La información proporcionada por esta herramienta debe ser minuciosamente analizada por el usuario, con el fin de que pueda tener una mejor interpretación de los resultados proporcionados por el software, dejando la

---

decisión final de la selección de un proceso de inyección a quien haga uso de esta herramienta.

- La principal limitación del presente trabajo es que el programa no considera la capilaridad, en la inyección de CO<sub>2</sub>. En yacimientos de gas puede ser insignificante, debido a la baja tensión interfacial y el comportamiento de fase, pero deben tenerse en cuenta para la inyección de agua.
- El trabajo anterior puede ser una antesala para nuevas investigaciones y proyectos de recuperación secundaria o mejorada, y no se descarta la incursión con mejores técnicas de modelado.

---

# REFERENCIAS

---

## REFERENCIAS.

1. Smith, C.; *Mechanics of Secondary Oil Recovery*, Reinhold Publishing Corporation, New York, 1966.
2. Latil, M.; *Enhanced Oil Recovery*, Institut Francais du Petrolé Publication, Editions Technip, 1980.
3. Revista AIPM, Ingeniería Petrolera, v. LII, número 1, Enero 2012.
4. Documento: El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR.
5. Satter, A, y Thakur, G. C; *Integrate Petroleum Reservoir Management – A Team Approach*; Penn Well Books, 1994.
6. Garaicochea P. Francisco, Bashbush B. José Luis, “*Apuntes de Comportamiento de los Yacimientos*”, Facultad de ingeniería, UNAM.
7. Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada, UNAM.
8. API: History of Petroleum Engineering, Dallas. Texas, 1961.
9. Carll, J.F.: The Geology of the oil Regions of Warren, Venango, Clarion and Butler Counties, Pennsylvania, 2<sup>nd</sup> Geological Survey of Pennsylvania, 1880, III, 1875-1879.
10. Fettke, C.R.: The Bradford Oil Field, Pennsylvania and New York, Bull. M. 21, Pennsylvania Geological Survey, Fourth Series, 1938.
11. Sweeny, A.E., Jr.: A Survey of Secondary-Recovery Operations and Methods Employed in the United States, Interstate Oil Compact Commission, trabajo presentado en la Reunión de Illinois, Oil and Gas Assn, Abril 11, 1957.
12. Magdalena, Paris de Ferrer, “*Inyección de Agua y Gas en yacimientos Petrolíferos*”, Segunda Edición, 2001.
13. Jelmert, Aage Tom, Chang Nan, “*Comparative Study of Different EOR Methods*”, Department of Petroleum Engineering, NTN, 2010.
14. Department of Energy; DOE’s Enhanced Oil Recovery Program, An Archive of Important Results; National Energy Technology Laboratory, 2008.
15. Bailey, R. E. y Curtis, L. B.; *Enhanced Oil Recovery*; National Petroleum Council; Washington, D. C. Estados Unidos, 1984.
16. National Energy Technology Laboratory. Exploration & Production Technologies-EOR Process Drawings, 2012.
17. C. Lyons, William, J. Plisga, Gary, “*Standard Handbook of Petroleum & Natural Gas Engineering*”, Ed. Elsevier, Segunda Edición.
18. Godoy Serrano, Jahen, “Simulación de un Proceso de Inyección de Gases en Yacimientos Naturalmente Fracturados de Gas y Condensado”, Tesis FI, UNAM, 2011.
19. Arriaga Balderas, Erick Ramces, Cordova Zarate, Rogelio, “*Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados*”, Tesis FI, UNAM, Septiembre 2008.
20. Benner, F.C. y Bartell, F.E.: Drill. And Prod. Prac., API, 1941, 341.
21. Leverett, M.C. y Levis W.B.: Steady Flow of Gas-oil-water Mixtures through Unconsolidated Sands, Trans., AIME, 1941, 142, 107-116.

- 
22. Carbon Dioxide Capture and Storage: Technical Summary, 2005. IPCC
  23. Moortgat, J., Li, Z., Firoozabadi, A., 2011. Three-Phase Compositional Modeling of CO<sub>2</sub> Injection by Higher-Order Finite Element Methods with CPA Equation of State. SPE 141907-MS, 1–27.
  24. Leahy-Dios, A., Firoozabadi, A., 2007. Unified model for non-ideal multicomponent molecular diffusion coefficients. *AICHE J* 53 (11), 2932–2939.
  25. Acs, G., Doleschall, S., Farkas, E., 1985. General purpose compositional model. *SPE J* 25 (4), 543–553.
  26. Li, Z., Firoozabadi, A., 2010. General strategy for stability testing and phase-split calculation in two and three phases. *SPE J* in review.
  27. Li, Z., Firoozabadi, A., 2009. Cubic-Plus-Association Equation of State for Water-Containing Mixtures: Is “Cross Association” Necessary, *AICHE JOURNAL* 55 (7), 1803–1813.
  28. Moortgat, J., Firoozabadi, A., 2010. Higher order compositional modeling with Fickian diffusion in unstructured and anisotropic media. Submitted to *Advances in Water Resources*, Oct. 2009.
  29. Hoteit, H., Firoozabadi, A., 2005. Multicomponent fluid flow by discontinuous Galerkin and mixed methods in a fractured and fractured media. *Water Resource Res* 41 (11), W11412.
  30. Hoteit, H., Firoozabadi, A., 2006 a. Compositional modeling by the combined discontinuous Galerkin and mixed methods. *SPE J* 11 (1), 19–34.
  31. Hoteit, H., Firoozabadi, A., 2006b. Compositional modeling of discrete-fractured media without transfer functions by the discontinuous Galerkin and mixed methods. *SPE J* 11 (3), 341–352.
  32. Moortgat, J., Sun, S., Firoozabadi, A., 2011. Compositional modeling of three-phase flow with gravity using high order finite element methods. *Water Resource Res* 47.
  33. Stone, H., 1970. Probability model for estimating three-phase relative permeability. *JPT*, 214.
  34. Stone, H., 1973. Estimation of three-phase relative permeability and residual oil data. *J. Cdn. Pet. Tech.* 12, 53.
  35. Lohrenz, J., Bray, B. G., Clark, C. R., 1964. Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions. *J of Pet Technology* 16 (10), 1171–1176.
  36. Pedersen, K., Fredenslund, A., Christensen, P., Thomassen, P., 1984. Viscosity of Crude Oils. *Chemical Engineering Science* 39 (6), 1011–1016.
  37. Hoteit, H., Firoozabadi, A., 2009. Numerical modeling of diffusion in fractured media for gas-injection and –recycling schemes. *SPE J* 14 (2), 323–337.
  38. Joachim Moortgat and Abbas Firoozabadi RERI, User Manual CHOMPFRS Compositional Higher-Order Multi-Phase Fractured Reservoir Simulator, 595 Lytton Ave, Suite B, Palo Alto, CA 94301, USA October 3, 2011.
  39. Alana Leahy-Dios and Abbas Firoozabadi. Unified model for non ideal multicomponent molecular diffusion coefficients. *AICHE J*, 53(11):2932–2939, 2007.
  40. John Lohrenz, Bruce G. Bray, and Charles R. Clark. Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions. *J of Pet Technology*, 16(10):1171–1176, 1964.
  41. KS Pedersen, A. Fredenslund, PL Christensen, and P Thomassen. Viscosity of Crude Oils. *Chemical Engineering Science*, 39(6):1011–1016, 1984.