



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PROCESO DE DOBLE DESPLAZAMIENTO
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:
GUSTAVO ENRIQUE PRADO MORALES

DIRECTOR DE TESIS:
DR. VÍCTOR HUGO ARANA ORTIZ



MÉXICO, D.F.

NOVIEMBRE 2004



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1046

SR. GUSTAVO ENRIQUE PRADO MORALES
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Víctor Hugo Arana Ortiz y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**PROCESO DE DOBLE DESPLAZAMIENTO EN YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**

- I INTRODUCCIÓN**
- II DEFINICIÓN Y ANÁLISIS DEL PROBLEMA**
- III CONCEPTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS**
- IV CARACTERÍSTICAS DINÁMICAS DE UN YACIMIENTO
FRACTURADO**
- V SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN PROCESO DE DOBLE
DESPLAZAMIENTO**
- VI ANÁLISIS DE RESULTADOS**
- VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- REFERENCIAS**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

Cd. Universitaria, D. F., a 1 de octubre de 2004

EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*JAGC*gtg

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Gustavo Enrique Prado Morales

FECHA: 18/nov/2004

FIRMA: [Firma manuscrita]



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TESIS:

**PROCESO DE DOBLE DESPLAZAMIENTO EN YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**

PRESENTADA POR:

GUSTAVO ENRIQUE PRADO MORALES

DIRGIDA POR:

DR. VICTOR HUGO ARANA ORTIZ

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

PRESIDENTE:	ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS
VOCAL:	DR. VICTOR HUGO ARANA ORTIZ
SECRETARIO:	M.I. MARIO BECERRA ZEPEDA
1ER. SUPLENTE	ING. MARTÍN CARLOS VELÁZQUEZ FRANCO
2DO. SUPLENTE	ING. MARTÍN TERRAZAS ROMERO

CD. UNIVERSITARIA, D.F. NOVIEMBRE DEL 2004

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia, a mis amigos y profesores el apoyo brindado a lo largo de mi carrera.

Contenido

RESUMEN	I
LISTA DE FIGURAS	II
LISTA DE TABLAS	IV
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO II. DEFINICIÓN Y ANÁLISIS DEL PROBLEMA	7
II.1 Problema	7
II.2 Proceso de Doble Desplazamiento	10
CAPÍTULO III. CONCEPTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS	14
III.1 Geología de Yacimientos Naturalmente Fracturados	14
III.1.1 Conceptos Básicos	14
III.1.2 Forma, Tamaño y Distribución de los Bloques	16
III.1.3 Distribución de las Fracturas	17
III.1.4 Continuidad del Yacimiento	18
III.2 Ingeniería de Yacimientos	19
III.2.1 Tipos de Porosidad	19
III.2.2 Permeabilidad de la Roca	23
III.2.3 Mojabilidad	27
III.2.4 Saturación de Fluidos	28
III.2.5 Presión Capilar	29
CAPÍTULO IV. CARACTERÍSTICAS DINÁMICAS DE UN YACIMIENTO FRACTURADO	34
IV.1 Proceso de Desplazamiento en un Bloque de Matriz	34
IV.1.1 Evaluación del Desplazamiento de la Matriz	34
IV.1.2 Desplazamiento de Aceite por Agua	35
IV.1.3 Desplazamiento de Aceite por Gas	38
IV.1.4 Análisis de los Procesos de Desplazamiento	40
IV.2 Mecanismos de Recuperación en un Yacimiento Naturalmente Fracturado	46
IV.2.1 Descripción del Yacimiento Durante la Declinación	48
IV.2.2 Zonificación del Yacimiento vs. Mecanismo de Producción	53

IV.2.3 Drene Gravitacional	56
IV.2.4 Imbibición Agua-Aceite	59
IV.2.5 Continuidad Capilar	60
CAPÍTULO V. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN PROCESO DE DOBLE DESPLAZAMIENTO	63
V.1 Construcción del Modelo de Simulación	63
V.2 Resultados de la Simulación	70
V.2.1 Caso Base	70
V.2.2 Inyección de CO ₂ con Cierre de Intervalos	72
V.2.3 Inyección de CO ₂ sin Cierre de Intervalos	74
V.2.4 Inyección de N ₂ con Cierre de Intervalos	76
V.2.5 Inyección de N ₂ sin Cierre de Intervalos	78
CAPÍTULO VI. ANÁLISIS DE RESULTADOS	81
VI.1 Comparación de casos	81
CAPÍTULO VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	87
NOMENCLATURA	89
REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA	93

Resumen

La mayor parte de la producción de aceite en México proviene de yacimientos carbonatados altamente fracturados. La caracterización de este tipo de yacimientos y la selección de los procesos de explotación que podrán eventualmente aumentar la recuperación de hidrocarburos es de gran importancia para el Ingeniero de Diseño de Explotación.

En un Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF) al iniciar su explotación, el aceite contenido en las fracturas es el primero que fluye hacia los pozos, debido a las condiciones de alta permeabilidad. El aceite contenido en los bloques de matriz fluye localmente entre bloques alimentando a las fracturas. A medida que la explotación del yacimiento continua y los bloques de matriz son incapaces de alimentar a las fracturas, el empuje del acuífero asociado actúa inmediatamente canalizando el agua por los conductos de alta permeabilidad, esto es, las fracturas. Cuando el agua irrumpe en los intervalos productores causa un incremento en la contrapresión en la cara del pozo disminuyendo con esto su productividad y la recuperación de hidrocarburos, dejando además una cantidad considerable de aceite en los bloques de matriz.

El Proceso de Doble Desplazamiento (PDD) es un mecanismo de producción que puede incrementar la recuperación de aceite de una zona fracturada que fue saturada inicialmente por aceite y posteriormente invadida por agua. En un PDD gas es inyectado en la parte superior desplazando al agua que satura las fracturas, quedando eventualmente saturadas por gas. Ahora los bloques saturados mayormente de aceite están rodeados de fracturas saturadas por gas. Debido al mecanismo de segregación y drene gravitacional, el aceite sale de la matriz, permitiendo que el aceite fluya a través de las fracturas hacia los intervalos productores. El efecto de la inyección de gas ayuda a desplazar el agua hacia abajo estructuralmente, favoreciendo con esto la segregación gravitacional de aceite de los bloques de matriz hacia las fracturas.

El objetivo de este trabajo es doble: (1) explicar el mecanismo de doble desplazamiento, y (2) analizar el proceso de doble desplazamiento mediante un modelo numérico simple. Debido al gran número de parámetros involucrados en el proceso este trabajo está lejos de ser un estudio de sensibilidad de dichos parámetros.

Lísta de Figuras

Figura	Descripción	Página
2.0.	Invasión de agua en un yacimiento fracturado	7
2.1.	Aceite incomunicado en el medio poroso	8
2.2.	Desplazamiento de aceite por medio de gas	9
2.3.	Yacimiento candidato a doble desplazamiento	10
2.4.	Proceso de Doble Desplazamiento	11
3.0.	Idealización de un yacimiento fracturado	15
3.1.	Distintos arreglos de bloques idealizados en un YNF	17
3.2.	Concepto anterior y actual de continuidad de un yacimiento	18
3.3.	Configuraciones de empacamiento cúbico y romboédrico	20
3.4.	Ángulos de mojabilidad	28
3.5.	Curvas capilares de drene e imbibición	32
4.0.	Yacimiento fracturado y las diferentes zonas	35
4.1.	Bloque de matriz completamente rodeado por agua	36
4.2.	Bloque de matriz parcialmente rodeado por agua	37
4.3.	Bloque de matriz completamente rodeado por gas	38
4.4.	Bloques comunicados	39
4.5.	Bloque de matriz parcialmente rodeado por gas	40
4.6.	Equilibrio estático gas-aceite	42
4.7.	Influencia de la altura de bloque en la recuperación de aceite	43
4.8.	Influencia de las características de la roca en la recuperación de aceite	43
4.9.	Influencia de las caras impermeables	45
4.10.	Influencia del tamaño de poro en las curvas de presión capilar	46
4.11.	Zonificación bajo condiciones estáticas	49
4.12.	Zonificación bajo condiciones dinámicas	50
4.13.	Zonificación en etapas avanzadas de la declinación del yacimiento	53
4.14.	Zonificación del Yacimiento vs. Mecanismo de Producción	54
4.15.	Representación del drene mediante un bloque	57

Figura	Descripción	Página
4.16.	Continuidad capilar	61
4.17.	Drene Gravitacional	62
5.0.	Malla de Simulación	63
5.1.	Curvas de Permeabilidad Relativa para un Sistema Agua-Aceite	65
5.2.	Curvas de Permeabilidad Relativa para un Sistema Gas-Aceite	66
5.3.	Curvas de Permeabilidad Relativa para Fractura	66
5.4.	Curvas de Presión Capilar para un Sistema Agua-Aceite	67
5.5.	Curvas de Presión Capilar para un Sistema Gas-Aceite	67
5.6.	Diagrama de Fases	68
5.7.	Gráfica de Presión y Producción del Caso Base	71
5.8.	Gráfica de Producción Total de Aceite Caso Base	71
5.9.	Ternario de Saturación Caso Base	72
5.10.	Gráfica de Presión y Producción del Caso Inyección de CO ₂ Cerrando	73
5.11.	Gráfica de Producción Total de Aceite Caso Inyección de CO ₂ Cerrando	73
5.12.	Ternario de Saturación Inyección CO ₂ Cerrando	74
5.13.	Gráfica de Presión y Producción del Caso Inyección de CO ₂ Sin Cerrar	75
5.14.	Gráfica de Producción Total de Aceite Caso Inyección de CO ₂ Sin Cerrar	75
5.15.	Ternario de Saturación Inyección CO ₂ Sin Cerrar	76
5.16.	Gráfica de Presión y Producción del Caso Inyección de N ₂ Cerrando	77
5.17.	Gráfica de Producción Total de Aceite Caso Inyección de N ₂ Cerrando	77
5.18.	Ternario de Saturación Inyección N ₂ Cerrando	78
5.19.	Gráfica de Presión y Producción del Caso Inyección de N ₂ Sin Cerrar	79
5.20.	Gráfica de Producción Total de Aceite Caso Inyección de N ₂ Sin Cerrar	79
5.21.	Ternario de Saturación Inyección N ₂ Sin Cerrar	80
6.0.	Comparación Caso Base e Inyección de CO ₂	81
6.1.	Comparación Ternario de Saturación Inyección de CO ₂	82
6.2.	Comparación Caso Base e Inyección de N ₂	83
6.3.	Comparación Ternario de Saturación Inyección de N ₂	84
6.4.	Comparación de Inyección de N ₂ vs. Inyección de CO ₂	85

Lista de Tablas

Tabla	Descripción	Página
1.	Modelos de Porosidad de la Fractura	21
2.	Propiedades Petrofísicas del Modelo de Simulación	4
3.	Propiedades del Aceite	8
4.	Resumen de los Casos a Simular	70
5.	Comparación de Casos	85

Capítulo I.

Introducción

- **Marco Histórico de la Ingeniería de Yacimientos (Reistle, C.E. Jr., 1961)**

La industria petrolera se ha desarrollado de manera vertiginosa. En un principio la perforación de pozos y la producción de aceite se hacía de manera más empírica y no contando con estudios previos detallados del yacimiento, solamente en algunas ocasiones se utilizaban correlaciones entre pozos hechas por los geólogos. La tecnología no se había desarrollado como en los tiempos actuales, presentando problemas técnicos en la perforación de los pozos y la extracción de los hidrocarburos. Los estudios de yacimientos eran escasos y, en ocasiones, inexistentes.

La ingeniería petrolera se reconoció como un campo nuevo e independiente durante las primeras dos décadas del siglo pasado (**Reistle, C.E. Jr., 1961**). Según los historiadores la ingeniería de yacimientos comenzó oficialmente a finales de 1920's. En esta etapa los ingenieros involucrados en la recuperación de hidrocarburos empezaron a darle mayor importancia a los estudios integrales y reconocieron la necesidad de contar con información más precisa del comportamiento de los hidrocarburos contenidos en los yacimientos que se encontraban en producción.

Pronto, los ingenieros empezaron a darse cuenta que los métodos para evaluar la recuperación de aceite basados en datos obtenidos en la superficie era poco precisos. Necesitaban obtener un mejor entendimiento de las funciones del yacimiento para maximizar la recuperación de los hidrocarburos contenidos en estos. Este hecho propició la evolución que se ha traducido en la ingeniería de yacimientos hoy en día, la cual incluye matemáticas aplicadas, análisis numérico, uso de computadoras con software especializado, geología, geofísica y geoestadística (**Reistle, C.E. Jr., 1961**).

Con respecto a los primeros casos de inyección de agua y/o gas en yacimientos estos se dieron por casualidad.

En el caso del agua, uno de los casos que se tiene documentados de una inundación de agua accidental se tiene en el campo Bradford, Pensilvania. Se piensa que la invasión de agua en este yacimiento se dio hacia 1905, seis años después que se inició la producción del campo. La invasión de agua continuó durante quince años, en los cuales se observó un incremento en la producción de aceite. La mayoría de las compañías operadoras atribuyeron el incremento de la producción a la invasión de agua en el yacimiento. Los procesos de inyección de agua de manera intencional no fueron documentados sino hasta 1921 (año en el cual se legalizaron este tipo de proyectos). Al transcurrir los años la inyección de agua se fue popularizando debido a que ayudaba a mejorar la recuperación total de los yacimientos y hoy en día es común encontrar este tipo de proyectos (**Reistle, C.E. Jr., 1961**).

La inyección de gas tuvo un descubrimiento accidental. Este se dio hacia 1888 cuando James Dinsmoor trabajaba en unos pozos de Venago, en Pensilvania. Se había perforado un pozo de Venago que se sabía tenía gas natural, del cual se iba a extraer dicho gas para utilizarlo. Sin embargo, no se contaban con tuberías suficientes para transportarlo, razón por la cual tuvo que ser cerrado. Esto provocó un represionamiento en el yacimiento y, como consecuencia, los otros pozos productores de aceite aumentaron su producción hasta alcanzar su nivel original. En 1911 I.L. Dunn demostró satisfactoriamente que la inyección de gas en pozos alrededor de pozos productores de aceite incrementaba su producción. Esto se puede marcar como el inicio de la inyección de gas de manera intencional para obtener mayor producción de aceite (**Reistle, C.E. Jr., 1961**).

En los años 1950's gran parte de los fundamentos de la ingeniería de yacimientos se había publicado. El siguiente paso importante serían los simuladores de yacimientos. Los primeros simuladores eran, esencialmente, cajas transparentes a las cuales se les ponía arena (1930). Estos "simuladores" elementales permitían a los investigadores estudiar el flujo de los fluidos a simple vista. En esta época los investigadores pensaban que los yacimientos eran simples tanques o una celda por la cual los fluidos fluían de un lado a otro (**Reistle, C.E. Jr., 1961**).

Con la aparición de las computadoras, veinte años después de los experimentos hechos con las cajas de arena, el modelado de yacimientos avanzó hacia simuladores numéricos. En la simulación numérica, el yacimiento es representado por una serie de bloques interconectados, y el flujo entre los bloques es resuelto numéricamente. Desgraciadamente, en ese tiempo la capacidad de almacenamiento y procesamiento de las computadoras no era como hoy en día y se encontraba muy limitado, razón por la cual el número de bloques utilizados era limitado y a su vez los resultados obtenidos menos confiables.

Durante los siguientes años el poder de cómputo incrementó considerablemente, eso permitió a los ingenieros realizar modelos más grandes y con un detalle geológico más complejo, esto implicaba mayor cantidad de datos. Esta demanda en el uso de los simuladores trajo consigo el desarrollo de programas más eficientes, con un manejo de datos más de fácil uso y paquetes de análisis de resultados más útiles (Adamson, G. et al., 1996).

En la actualidad los trabajos de investigación en conjunto con los avances tecnológicos han permitido que cada vez se obtenga una mejor caracterización y por lo tanto una mayor certidumbre en el conocimiento de los yacimientos. Lo anterior permite a los ingenieros aplicar las mejores técnicas para el desarrollo y explotación de los mismos.

- **Aspectos de Ingeniería de Yacimientos Fracturados**

La historia de los yacimientos fracturados es probablemente tan larga como la historia del petróleo. Levorsen (Marzo, 1952) mencionó que la noción de “porosidad fracturada” fue introducida solamente dos años después del descubrimiento de Drake en 1861 por el geólogo E.B. Andrews. Sin embargo, no fue hasta la década de los 50’s que se empezaron a estudiar este tipo de yacimientos debido a los descubrimientos hechos del campo Spraberry en Texas y de los campos gigantes del Medio Oriente. A partir de esos descubrimientos, se han desarrollado varios conceptos de este tipo de yacimientos en lo que respecta a la geología, descripción del yacimiento, flujo del yacimiento al pozo y mecanismos de producción del mismo (Van Golf-Racht, T.D., 1982).

En México, los yacimientos más importantes se encuentran en carbonatos naturalmente fracturados. Los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) son conceptualizados como dos sistemas sobrepuestos, esto es, bloques de matriz y sistemas de fracturas. De este tipo de yacimientos se extrae más del 75% del aceite que se produce actualmente. Sin embargo, los Yacimientos Naturalmente Fracturados presentan el problema de una invasión rápida de agua proveniente del acuífero asociado. Esto conlleva a que gran cantidad de aceite permanezca en los bloques de matriz, los cuales permanecen rodeados de fracturas con una saturación de agua considerablemente alta. Los problemas asociados a la invasión temprana de agua son dos principalmente: 1) Disminución de la recuperación de aceite en la etapa de agotamiento natural; 2) La producción de agua incrementa la contrapresión en la cara del pozo disminuyendo con esto su productividad.

El entendimiento del comportamiento de los yacimientos fracturados es un tema que se ha desarrollado en los últimos 50 años. Debido a la heterogeneidad de los yacimientos, particularmente los fracturados, se han desarrollado concepciones físicas del medio poroso para representarlos matemáticamente. Un yacimiento naturalmente fracturado, se considera que está formado por dos medios sobrepuestos; el primero consiste de una red de fracturas, y el segundo, por un conjunto de bloques de matriz. Ambos medios intercambian fluidos conforme a las condiciones locales de presiones y de saturaciones. De acuerdo a la conceptualización de dichos yacimientos, se han presentado en la literatura dos modelos para su estudio: el primero, el modelo de doble porosidad, considera a las fracturas como un medio continuo o transportador de fluidos hacia el pozo, y a los bloques de matriz como un medio discontinuo o almacenador de fluidos. El segundo, el modelo de doble porosidad-doble permeabilidad, considera que ambos medios son continuos

Los mecanismos de producción en YNF difieren en gran medida de los mecanismos presentes en yacimientos no fracturados (convencionales). El sistema de fracturas delinea los bloques de matriz. Los bloques de matriz contienen la mayor parte del aceite del yacimiento, sin embargo, el sistema de fracturas será el que más contribuirá al flujo del aceite hacia los pozos. Durante el periodo inicial del agotamiento de presión, el aceite será expulsado de la matriz hacia las fracturas por la expansión del sistema roca-fluidos y el gas en solución. Una casquete de gas

secundario se puede formar y el influjo de agua de un acuífero puede ocurrir, esto da como resultado que se forme una delgada línea de aceite, siendo más susceptible a ser atrapada por el agua a su alrededor. Una vez que la presión del yacimiento, de alguna manera, se estabilice, los únicos mecanismos de desplazamiento activos en el yacimiento son el drenaje gravitacional y la imbibición capilar. En el casquete de gas secundario las fuerzas capilares tratarán de retener el aceite en la matriz dependiendo de la altura de los bloques de matriz, entonces el aceite fluirá de la matriz hacia las fracturas únicamente por el drenaje gravitacional gas-aceite. En la zona invadida por agua, en un sistema mojado por agua, el drenaje gravitacional agua-aceite y la imbibición capilar serán los mecanismos que predominen en la expulsión del aceite de la matriz hacia las fracturas (**Boerrigton, B.L.E.C et. al., 1993**).

Una de las alternativas para controlar la producción de agua y aumentar la recuperación del aceite en la zona invadida por agua es el Proceso de Doble Desplazamiento (PDD). El Doble Desplazamiento es un proceso mediante el cual se puede recuperar el aceite atrapado en la zona invadida por agua de un acuífero asociado o una inyección intencional de agua. **Carlson (1988)** definió el PDD como el desplazamiento de aceite por medio de gas de una columna invadida por agua. El propósito de inyectar gas en un YNF invadido por agua es desplazar el agua de las fracturas y crear un casquete de gas secundario para favorecer el drenaje gravitacional del aceite contenido en los bloques de matriz. El término de “doble desplazamiento” se refiere al desplazamiento de aceite mediante drenaje gravitacional y el desplazamiento del agua debido al movimiento del gas y el aceite hacia abajo. **Hagoort (1978)** a partir de experimentos realizados, encontró que el drenaje gravitacional es un proceso efectivo de recuperación de aceite en yacimientos mojados por agua, que es el caso de un gran número de YNF en México. El proceso de doble desplazamiento se ve favorecido por el drenaje gravitacional, ya que la expulsión del aceite de los bloques de matriz rodeados por gas hacia la fractura se ve altamente favorecida por este mecanismo. En los YNF el drenaje gravitacional es de gran importancia en la recuperación del aceite atrapado en la matriz. Las fuerzas gravitacionales al igual que las fuerzas capilares determinarán en gran medida el comportamiento de este mecanismo de desplazamiento.

Estudios hechos sobre el Proceso de Doble Desplazamiento en tres campos de Estados Unidos han demostrado que la saturación de aceite residual al gas es menor que la saturación de aceite residual al agua, lo cual nos habla de una recuperación mayor de aceite en presencia de gas (**Carlson 1988, Fassihi & Gillham 1993 y Johnston 1988**). En la mayoría de los casos se utilizaron gases no hidrocarburos, esto es, nitrógeno, aire o CO₂. La conveniencia de un gas u otro tiene que ver con la reacción que pueda tener con los fluidos de la formación, el manejo y disponibilidad de dicho gas, así como el costo que tendría inyectar ese tipo de gas.

Una de las herramientas que en la actualidad se utilizan para evaluar la producción de un yacimiento bajo ciertas condiciones de explotación son los simuladores numéricos. Los simuladores se basan en ecuaciones y métodos iterativos que al resolverlos nos proporcionan datos importantes para conocer el comportamiento del yacimiento y su producción bajo ciertas condiciones de explotación.

- **Objetivo y Motivación del presente trabajo**

En la literatura el PDD ha sido poco estudiado, desde la parte teórica, hasta la parte práctica con pruebas de laboratorio y estudios de simulación. Este proceso ha sido probado en yacimientos no fracturados, obteniéndose resultados satisfactorios en cuanto a una mayor recuperación de aceite. La principal motivación para realizar este trabajo es la existencia de un gran número de yacimientos naturalmente fracturados que son fuertes candidatos para aplicar este tipo de procesos y con esto aumentar la recuperación de hidrocarburos y mejorar los flujos de efectivo positivos.

El objetivo de este trabajo es analizar el proceso de doble desplazamiento en un YNF mediante un modelo de simulación sintético, utilizando el software comercial ECLIPSE. La definición de la geometría del yacimiento es una sección transversal que es favorecida con un espesor grande como lo presentan los yacimientos fracturados en México. Las propiedades del fluido y la roca son datos sintéticos publicados (**D.M. Boersma y Jacques Hagoort, 1994**). Las terminaciones y esquemas de producción fueron seleccionados de tal manera que se pueda observar el PDD y analizar su desempeño en este tipo de yacimientos.

Capítulo II.

Definición y Análisis del Problema

II.1 Problema

En el capítulo I se habló acerca de los YNF y algunas de sus diferencias respecto a los yacimientos no fracturados. Generalmente, en presencia de un acuífero conectado al yacimiento, los YNF pueden presentar una producción considerable de agua en etapas muy tempranas de su explotación. Esto debido a que a través el sistema de fracturas o fallas, que tienen una alta permeabilidad, el agua se canaliza y llega con facilidad a los pozos productores.

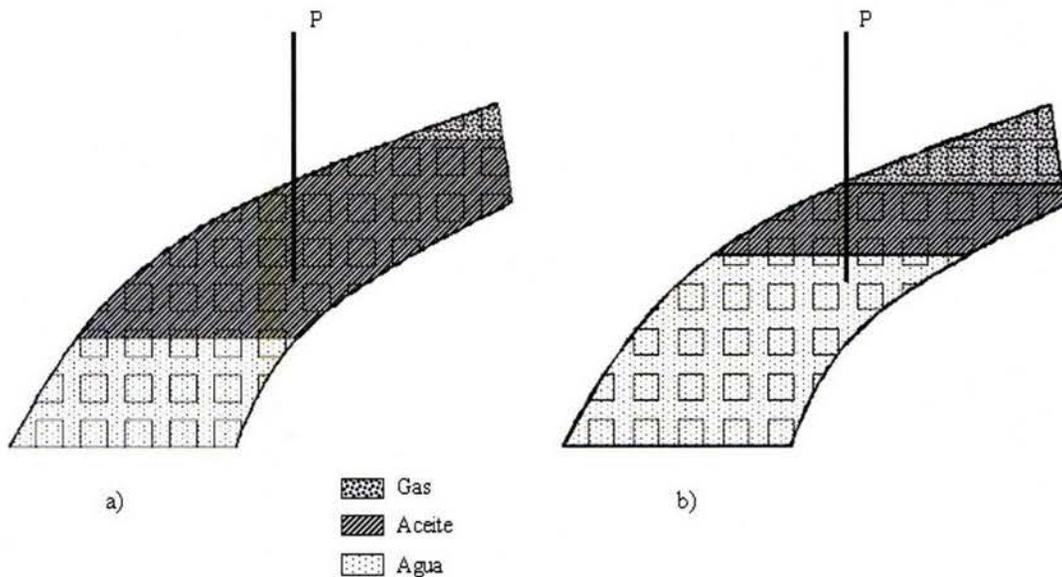


Figura 2.0. - Invasión de agua en un YNF

La figura 2.0 muestra esquemáticamente la invasión de agua en un YNF. Inicialmente las fracturas se encuentran saturadas de aceite en la zona donde es terminado el pozo (figura 2.0.a) y la producción de aceite se da a ritmos muy grandes debido a la alta permeabilidad de las fracturas. En las primeras etapas de explotación el acuífero sirve como mecanismo de desplazamiento. Sin embargo, a medida que el agua desplaza el aceite, esta va ocupando el

espacio del aceite que ha sido producido mediante el sistema de fracturas. Cuando el contacto agua-aceite rebasa la zona en que fue terminado el pozo (figura 2.0.b) el agua saturará casi completamente el sistema de fracturas, y la zona que se encontraba en un principio saturada completamente por aceite en las fracturas quedará invadida por agua en las mismas fracturas. Esta invasión de agua causará que el contacto agua-aceite comience a subir y, como consecuencia, invada pozos productores que se encuentren estructuralmente arriba, de tal forma que se empezará a producir agua de manera considerable.

En cuanto a la recuperación de aceite los bloques de matriz rodeados por agua dejarán de producir aceite y quedará una saturación de aceite en presencia de agua (S_{orw}), el cual quedará atrapado y no se podrá producir más. El desplazamiento por agua mediante la imbibición que en un principio ayudó en la recuperación de aceite ahora se opondrá a la recuperación del aceite residual atrapado en la matriz, esto se puede observar esquemáticamente en la figura 2.1 **Cruz H., Juana, y Cols. (1997)**. El aceite que quedó atrapado dentro de los bloques de matriz es el que se desea recuperar.

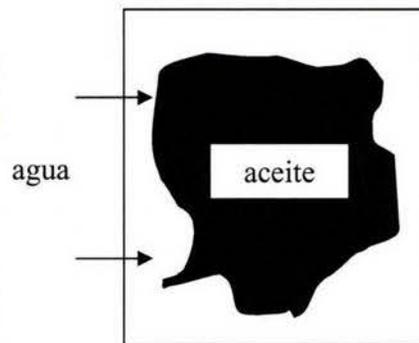


Figura 2.1. - Aceite incomunicado en el medio poroso

El mecanismo de producción que puede ayudar a desplazar el aceite de los bloques de matriz y recuperarlo puede ser el drenaje gravitacional gas-aceite. El drenaje gravitacional gas-aceite se puede llevar a cabo, bajo condiciones favorables, en la zona en la cual los bloques de matriz se encuentran rodeados por gas en las fracturas. El drenaje gravitacional desplazará el aceite contenido en los bloques de matriz hacia el sistema de fracturas. El aceite y el agua empezarán a fluir de los bloques matriz debido a la diferencia de densidad entre el gas y el aceite y/o agua,

mientras que el gas entrará en la cima del bloque para reemplazar al aceite. El aceite fluirá por la parte inferior y posteriormente fluirá a través de las fracturas hacia el pozo. Figura 2.2.

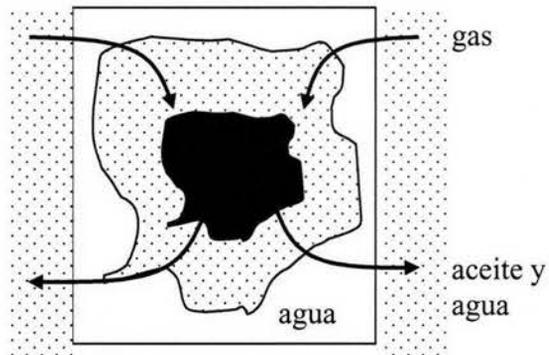


Figura 2.2. – Desplazamiento de aceite por medio de gas

En cuanto al contacto agua-aceite que se encuentra invadiendo los pozos productores, se verá desplazado por el aceite que, siendo expulsado de los bloques de matriz, comience a invadir las fracturas en la zona invadida por agua. Este movimiento del contacto agua-aceite hacia abajo provocará que el aceite atrapado en la matriz de la zona invadida por agua se produzca mediante el drene gravitacional gas-aceite, lo cual se verá reflejado en una mayor recuperación total del aceite del yacimiento.

II.2 Proceso de Doble Desplazamiento (PDD)

Análisis de núcleos y estudios de campo han demostrado que puede haber un aumento en la recuperación de aceite en yacimientos invadidos por agua, mediante procesos de inyección de gas para aprovechar los efectos gravitacionales, uno de estos procesos es el denominado doble desplazamiento (Lepski, B., Bassiouni, Z., and Wolcott, J., 1998).

Carlson (1988) definió el proceso de doble desplazamiento como el desplazamiento mediante gas de una columna de aceite invadida por agua. El objetivo de inyectar gas en un yacimiento invadido por agua es recuperar más aceite creando un casquete de gas secundario y por consecuencia permitiendo que ocurra el drene gravitacional de los fluidos. El término de “doble desplazamiento” se refiere al desplazamiento de aceite mediante drene gravitacional y el desplazamiento del agua debido al movimiento del gas y el aceite hacia abajo.

El incremento en la recuperación de aceite se ve al comparar la saturación de aceite residual en presencia de agua y en presencia de gas. El desplazamiento estable por gravedad crea un banco de aceite que migra hacia las partes estructurales bajas hasta llegar a los pozos productores. Este banco va recogiendo el aceite residual que no se pudo recuperar en principio. Bajo condiciones favorables del yacimiento, se puede recuperar un 40% más del aceite original (Lepski et. al., 1998). Un yacimiento que puede ser candidato a un proceso de doble desplazamiento se muestra en la siguiente figura.

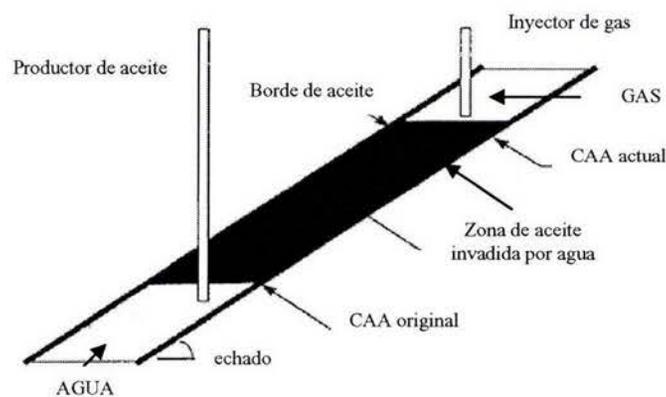


Figura 2.3. - Yacimiento candidato a doble desplazamiento

Para recuperar el aceite residual de la matriz en la zona invadida por agua debemos, de alguna manera, eliminar la barrera impuesta por el agua que impide el flujo del aceite hacia las fracturas. Mediante la inyección de gas, el agua es desplazada de la fractura y los poros en donde se encuentra atrapado el aceite. Al quedar el bloque de matriz totalmente rodeado de gas en las fracturas se favorecerá el drene gravitacional. El aceite expulsado de la matriz hacia las fracturas fluirá hacia abajo y formará un banco de aceite en las fracturas, el cual, si las condiciones del acuífero lo permiten, desplazará el contacto agua-aceite hacia abajo. El drene gravitacional de aceite se encuentra controlado por la diferencia de densidad de los fluidos, el echado del yacimiento, la viscosidad de los fluidos y la permeabilidad efectiva al aceite. **Lepski, B., y Cols. (1998).**

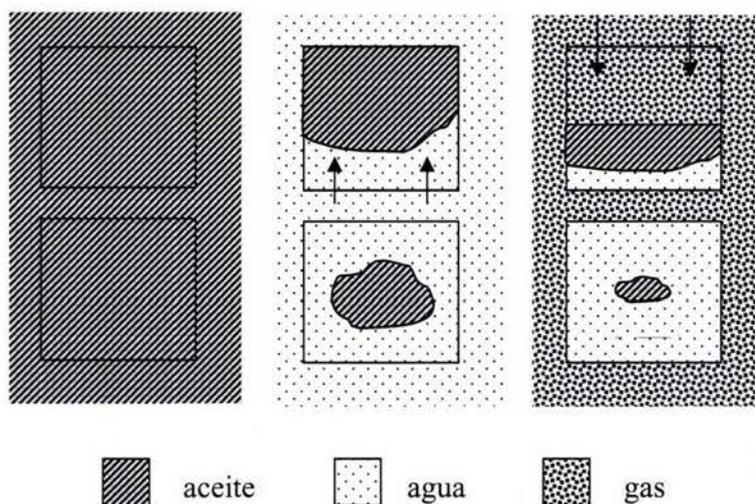


Figura 2.4. - Proceso de Doble Desplazamiento

Para entender el PDD en un yacimiento fracturado es necesario saber como se comportan los mecanismos de producción en los bloques de matriz (figura 2.4). Inicialmente tanto el bloque de matriz como el sistema de fracturas que lo rodean se encuentran saturados con aceite. Al comenzar la explotación del yacimiento llegará un momento en el cual el bloque de matriz quedará rodeado por agua y este, a su vez, será invadido parcialmente por el agua que ha entrado al bloque por medio de la imbibición (**Van Golf-Racht, T.D., 1982**). El aceite residual que queda atrapado en el bloque de matriz no fluirá más hacia el sistema de fracturas ya que se encuentra entrapado por el agua que ha invadido el bloque. En un PDD, el gas inyectado desplazará

primero al agua de las fracturas y después, por drene gravitacional, el aceite entrampado se segregará y fluirá por las fracturas a los pozos, de tal manera que el contacto agua-aceite en la fractura bajará debido al desplazamiento de aceite contenido en las fracturas. La saturación de aceite residual al gas (S_{org}) en los bloques de matriz de la zona que ha sido invadida por gas será menor que S_{orw} , lo cual nos habla de una mayor recuperación de aceite debido al desplazamiento por gas.

La recuperación gradual de aceite mediante el PDD consiste de dos partes **Ren, W; Cunha, L.B. & Bensten R (2003)**. La primera parte es el aceite que existe como una fase continua en las regiones del yacimiento que no han sido barridas por el agua debido a las heterogeneidades del yacimiento o a la ubicación de los pozos. La segunda parte es el aceite residual que se encuentra a escala microscópica en forma de gotas aisladas en las regiones del medio poroso barridas por el agua, esto se debe a las fuerzas capilares y de contacto. El proceso de inyección de gas mejora la eficiencia de barrido de tal manera que el aceite que existe en fase continua (primer parte) pueda recuperarse. El aceite atrapado puede recuperarse mediante una delgada película de flujo de aceite. Mediante ciertas condiciones el aceite que se encontraba como gotas aisladas puede formar delgadas capas de flujo continuas. Estas capas delgadas continuas conectan todas las gotas aisladas de aceite en la zona que ha sido barrida por gas. El reestablecimiento de la continuidad del aceite residual proporciona canales de flujo de aceite. Cuando estos canales de flujo alcanzan los pozos productores, este aceite podrá producirse.

El proceso de doble desplazamiento ha sido probado en varios campos dando resultados prometedores. **Carlson (1988)** reportó resultados positivos en el campo Hawkins, en el cual se inyectó nitrógeno. Los resultados muestran una saturación residual de aceite al agua de 18.4%, mientras que después de inyectar el nitrógeno y dar lugar al doble desplazamiento la saturación residual de aceite al gas fue de 8.4%. **Fassihi y Gillham (1993)** probaron la inyección de aire mediante un modelo de simulación en el campo West Hackberry, obtuvieron una saturación residual de aceite al agua de 26%, mientras que la saturación residual de aceite al gas fue de 8%. **Johnston (1988)** publicó un estudio piloto de inyección de CO_2 en el campo Weeks Island, obteniendo una saturación residual de aceite al agua de 22% y para el gas de 1.9%. Estos tres estudios muestran el aumento de la recuperación del aceite residual, el cual se ve reflejado en la

disminución de la saturación residual de aceite al gas al llevarse a cabo la inyección. Cabe mencionar que los tres campos se tratan de arenas.

Debido a las características de los yacimientos de aceite en rocas carbonatadas naturalmente fracturadas en México, el PDD podría ser un excelente proceso para ser aplicado y incrementar la recuperación de aceite en yacimientos donde se presenta irrupción de agua de formación.

Una vez que el PDD ha sido explicado, es necesario conocer las propiedades de los YNF y su repercusión en este proceso, así como los mecanismos de producción presentes. Estos serán tratados a continuación.

Capítulo III.

Conceptos de Ingeniería de Yacimientos

III.1 Geología de Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF)

En orden para entender los procesos de desplazamiento en yacimientos fracturados es necesario conocer con anterioridad los aspectos geológicos y petrofísicos de estos. Aspectos geológicos como la definición, origen, tamaño y distribución de las fracturas se tratarán a continuación. En cuanto a los aspectos petrofísicos, es necesario entender que un YNF se clasifica como un sistema de doble porosidad y doble permeabilidad, además de saber como se distribuyen los fluidos y como se comportan las curvas de presión capilar. Aspectos que se trataran a continuación.

III.1.1 Conceptos Básicos

Una fractura es una discontinuidad de una superficie plana en la cual una pérdida de la cohesión ha tenido lugar, es decir una fractura en una roca, es el resultado de una ruptura, y durante los procesos de deformación y alteración de la misma, la fractura puede ser ocupada por fluidos que contiene la roca. Un YNF es aquel yacimiento que contiene fracturas creadas por la naturaleza. Estas fracturas naturales pueden tener un efecto positivo o negativo en el flujo de los fluidos del yacimiento. En el caso de fracturas abiertas sin cementación o mineralización parcial, el efecto puede favorecer el flujo de aceite, pero a su vez favorecer el flujo de agua o gas debido a los efectos de conificación. Fracturas totalmente cementadas o mineralizadas pueden crear barreras impermeables por las que los fluidos no podrán pasar, este es el caso de las estilolitas, esto puede crear compartimientos incomunicados que no representarían una recuperación económicamente viable.

Los YNF se dividen en un sistema de bloques de matriz y otro sistema de fracturas superpuestos e interactuando simultáneamente. Cada sistema tiene propiedades petrofísicas diferentes: las fracturas poseen alta permeabilidad y un almacenamiento de fluidos pequeño, los

bloques de matriz poseen baja permeabilidad y alto almacenamiento de fluidos. La interacción entre los bloques de matriz y el sistema de fracturas definirán en gran medida la recuperación de los hidrocarburos contenidos en el YNF.

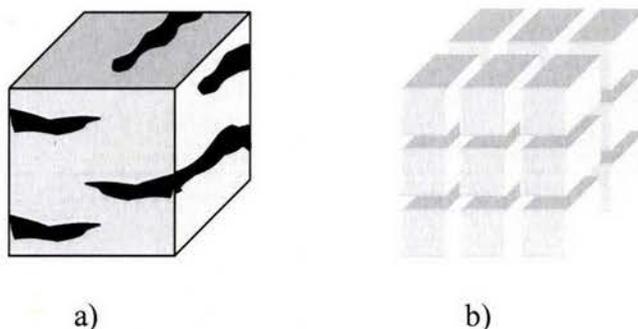


Figura 3.0.- Idealización de un yacimiento fracturado

Los yacimientos generalmente están constituidos por roca granular la cual contiene huecos ó espacios porosos dentro de ella, referidos como porosidad intergranular, mientras que para el caso de los YNF, se tienen otros espacios adicionales contenidos en las fracturas, estilolitas, vórgulos pequeños, macrovórgulos y/o canales de disolución alojados en la roca intergranular, en ambos casos estos espacios contienen hidrocarburos y agua.

La litología de los YNF en su mayoría son rocas carbonatadas. Los carbonatos son una clase de rocas sedimentarias en las cuales los principales minerales constituyentes (95% ó mas) son la calcita (CaCO_3), aragonita y dolomita ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$). La dolomía puede reemplazar a la calcita durante el proceso de dolomitización. A pesar de que los carbonatos pueden ser de origen clástico, es más común que se formen debido a procesos de precipitación o la actividad de organismos como los corales o las algas. Los carbonatos se forman en un ambiente marino somero ó profundo, en cuencas evaporíticas, lagos y desiertos. Los carbonatos pueden servir como rocas almacenadoras de hidrocarburos, particularmente si su porosidad ha sido mejorada por el efecto de disolución. La permeabilidad de los carbonatos se basa generalmente en su sistema de fracturas.

Un fenómeno que ocurre en los YNF es la dolomitización. La dolomitización puede disminuir ó aumentar el tamaño de los poros. La permeabilidad también puede aumentar, este

incremento se atribuye al mejor desarrollo de cavernas por solución y al fracturamiento, que es más intenso en las dolomías, por su fragilidad natural y su dureza.

Stearns y Friedman (1972) señalan que se identifica como un yacimiento fracturado típico, aquel que presenta alguna ó varias de las características y/ó comportamientos siguientes:

1. Al inicio de su historia de producción se presentan:
 - a) Pérdidas importantes de fluidos durante la perforación
 - b) Su producción inicial es muy alta, de varios ordenes de magnitud comparada con un yacimiento intergranular, convencional u “homogéneo”
 - c) La productividad entre pozos es errática
 - d) Las estimulaciones artificiales de los pozos, generalmente mejoran su productividad
2. Se desarrollan en rocas frágiles con baja porosidad intergranular
3. Tienen permeabilidad alta, con porosidades menores del 6%

En México, algunos yacimientos altamente productores presentan la mayoría de las características mencionadas, por lo que se puede señalar que son YNF. Para explotar los YNF de manera adecuada es preciso identificar y modelar los sistemas de fracturas, cavidades de disolución y bloques de matriz. Desde una perspectiva general se manejan diversos modelos para representar los medios fracturados.

III.1.2 Forma, tamaño y distribución de los bloques

Los procesos de fracturamiento no ocurren en forma arbitraria. Se desarrollan generalmente constituyendo arreglos de fracturas orientadas. El tamaño y orientación de los bloques varía en el yacimiento, dependiendo de los esfuerzos tectónicos que los originaron. Los bloques son más pequeños en las proximidades de las fallas, esto es mayor fracturamiento. Los hidrocarburos se desplazarán más fácilmente de la matriz de los bloques de menor tamaño, cuando actúe el empuje por gas disuelto ó la imbibición.

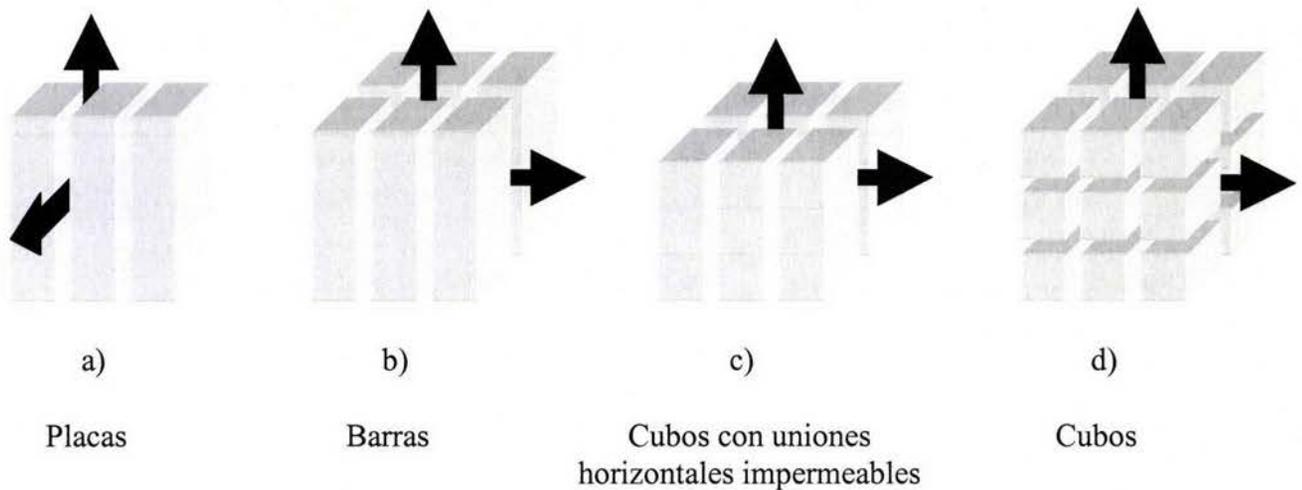


Figura 3.1. – Distintos arreglos de bloques idealizados en un YNF

La figura 3.1 muestra idealmente cuatro tipos de arreglos simples de bloques idealizados que pueden encontrarse en algunos yacimientos.

La determinación de la forma, tamaño y distribución de los bloques matriciales en un yacimiento es necesaria para la modelación matemática de la generalidad de los yacimientos fracturados.

III.1.3 Distribución de las fracturas

Se ha demostrado que la orientación de las fracturas, medida en un afloramiento, es similar a la determinada en núcleos orientados tomados a una mayor profundidad. También se ha demostrado que los esfuerzos existentes en el subsuelo condicionan la orientación de las fracturas inducidas artificialmente. Como muchos yacimientos sólo pueden producir en forma económica, mediante el fracturamiento de sus pozos, las características de las fracturas así inducidas deben evaluarse, para incluirlas en los modelos matemáticos. Esto es importante cuando se analiza la inyección de fluidos en el yacimiento.

El conocimiento de la orientación de las fracturas es útil para conocer y mejorar la eficiencia de desplazamiento.

III.1.4 Continuidad del Yacimiento

La continuidad vertical se encuentra presente en algunos yacimientos calcáreos. Esta característica ha permitido aprovechar la segregación gravitacional, en yacimientos con espesor considerable, para desplazar el aceite en sentido vertical, mediante la inyección de gas (Garaicochea, F y Samaniego V., F, 1988). Cuando los yacimientos tienen poco espesor vertical, la recuperación dependerá de la continuidad de los estratos. El concepto de continuidad de los yacimientos ha cambiado en los últimos años, figura 3.2.

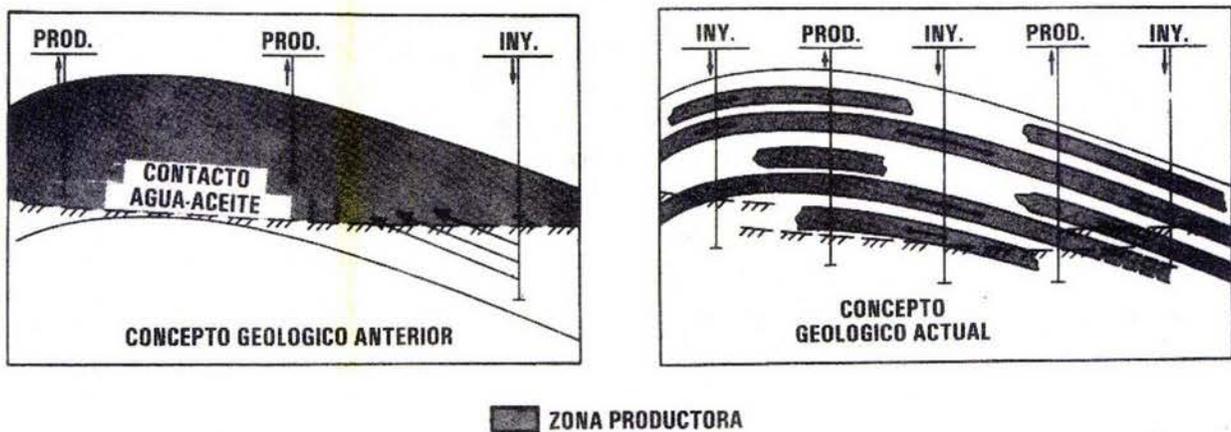


Figura 3.2. – Concepto anterior y actual de continuidad de un yacimiento

Es importante señalar que el efecto combinado de discontinuidad de los estratos y terminaciones inapropiadas en los pozos inyectores y productores, pueden ocasionar muy bajas eficiencias de desplazamiento. Para asegurar un barrido efectivo en las formaciones de este tipo, es necesario que todas las zonas productoras estén abiertas al flujo (inyección o producción). Además, el espaciamiento y arreglo de los pozos se debe establecer considerando la continuidad horizontal de los estratos potencialmente productores y, como ya se indicó, la orientación de la permeabilidad.

Para someter el flujo en forma efectiva a todos los intervalos productores es indispensable terminar apropiadamente los pozos. Es preciso que la cementación de la T.R. y los disparos se realicen apropiadamente. En ocasiones no es fácil lograrlo, por ejemplo, en pozos desviados las

cementaciones presentan el problema de desplazar el material sólido acumulado en el costado inferior del pozo.

Es conveniente indicar que las correlaciones estratigráficas deben realizarse tomando en cuenta la desviación de los pozos. La corrección previa por dicha desviación, con objeto de obtener la proyección vertical requerida, es indispensable para correlacionar apropiadamente los horizontes productores. Cuando no se realizan estos ajustes, se puede concebir, erróneamente, la existencia de una falla al correlacionar los horizontes comunes a varios pozos.

III.2 Ingeniería de Yacimientos

III.2.1 Tipos de Porosidad

El conocimiento de la porosidad de un yacimiento es fundamental para estimar la cantidad de fluidos que este puede almacenar. En el caso de un YNF vamos a tener dos tipos de porosidad: una asociada a la matriz de la roca (primaria) y otra asociada al sistema de fracturas (secundaria). La porosidad secundaria comprende macro y micro fracturas, además de vórgulos. A continuación se explica con más detalle cada tipo de porosidad.

Definición de Porosidad

La porosidad representa los espacios libres que hay en el interior de una roca, generalmente se presenta en forma de porcentaje. La porosidad es una propiedad de la mayoría de las rocas, se puede cuantificar dividiendo el volumen vacío que se encuentra en la roca entre el volumen total de la roca (Aguilera, 1995):

$$\text{porosidad } (\phi) = \frac{\text{espacio vacío}}{\text{volumen total}}$$

Porosidad Primaria

La porosidad primaria se establece al momento en que el sedimento inicialmente se deposita. Por lo tanto, es una característica inherente a la roca.

El valor de la porosidad primaria depende de varios factores, entre ellos el arreglo y distribución que guardan los granos del sedimento, la cementación y el grado de interconexión entre los espacios porosos.

Graton y Fraser (1935) evaluaron la porosidad de dos configuraciones de empacamiento de granos: cúbica y romboédrica (figura 3.3).

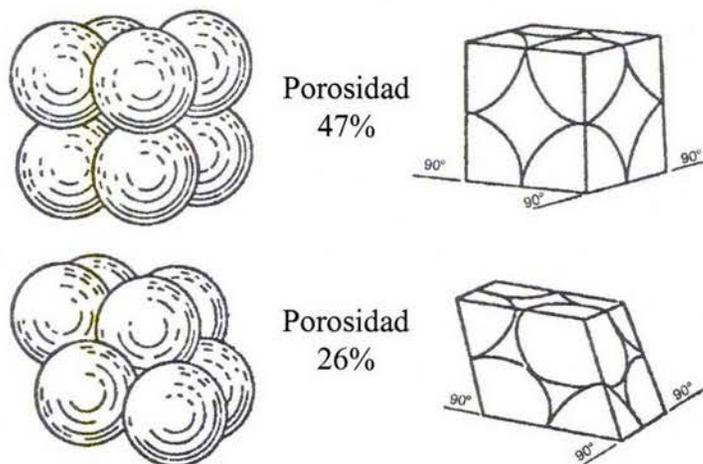


Figura 3.3. – Configuraciones de empacamiento cúbico y romboédrico

La porosidad para ambos arreglos solamente depende del empacamiento de los granos y no de su radio.

En la realidad los valores son menores a los encontrados por **Graton y Fraser (1935)** debido a la cementación, irregularidad en el tamaño los granos e intercalaciones de arcillas.

Porosidad Secundaria

La porosidad secundaria es el resultado de procesos geológicos después de la depositación de la roca sedimentaria y no tiene relación con la forma de las partículas.

En general, la porosidad secundaria se debe a la disolución, recristalización, dolomitización y fracturamiento.

La porosidad secundaria puede relacionarse a un punto en específico de la roca, o al volumen total de la roca. Para el primer caso, la porosidad de la fractura resulta un número muy grande, casi cercano a 100%. Para el segundo caso, la porosidad resulta un número muy pequeño. Por esto la porosidad de la fractura es dependiente de la escala.

La porosidad de la fractura, para cada uno de los modelos se calcula de la siguiente manera:

Modelo	ϕ_2
Estratificado	w / D
Columnas y cubos con 2 fracturas abiertas	$2w / D$
Cubos	$3w / D$

Tabla 1.- Modelos de Porosidad de la Fractura

Dónde w es el ancho de la fractura y D es la distancia entre las fracturas.

Efecto de la Porosidad en YNF

Hasta el momento hemos hablado de la porosidad primaria y secundaria en términos generales, pero tenemos que ver como afecta la porosidad el flujo de fluidos en YNF. La porosidad secundaria puede afectar positiva o negativamente el flujo de los fluidos a través del medio poroso.

La determinación de la proporción de la porosidad que corresponde a la matriz, y la que está constituida por el sistema de cavernas, fracturas, etc., es muy importante. Los efectos gravitacionales imperarán en el sistema secundario, dónde las fases se separan con facilidad. En un sistema poroso matricial, con baja capacidad de flujo, el desplazamiento de los fluidos estará generalmente controlado por las fuerzas capilares. En algunos casos más del 50% de la porosidad total corresponde a la secundaria.

Generalmente los YNF deben tratarse como un sistema de dos porosidades, uno en la matriz y otro en las fracturas. La interacción (flujo cruzado) entre estas dos porosidades puede afectar considerablemente el comportamiento de un yacimiento. Cuando la comunicación es buena, ambos sistemas de porosidad pueden responder al gradiente de presión total.

La capacidad de almacenamiento y la recuperación de hidrocarburos en los yacimientos fracturados pueden variar considerablemente. La porosidad primaria y la secundaria se pueden presentar en diversas combinaciones.

Cuando la capacidad de almacenamiento en los poros de la matriz es grande, comparada con la de las fracturas, se tienen las mejores condiciones de explotación, aunque se pueden presentar problemas durante la perforación, como pérdidas de circulación, brotes, entre otros. En estos yacimientos la matriz posee una permeabilidad vertical que, aunque relativamente baja (de 10 a 100 mD), permite la acción efectiva de la segregación gravitacional del gas liberado en dicha matriz. La interacción entre los fluidos contenidos en los bloques matriciales y los existentes en las fracturas, facilitan el desplazamiento del aceite, permitiendo obtener recuperaciones substanciales.

Otro caso es cuando existe la misma capacidad de almacenamiento en la matriz y en las fracturas. En este caso la matriz es compacta y de baja permeabilidad, mientras que las fracturas poseen una permeabilidad altísima.

El último caso se da en una formación con porosidad muy baja o nula en la matriz, en la que prácticamente toda la capacidad de almacenamiento se debe a las fracturas. La saturación de

agua puede ser muy alta en una matriz de baja porosidad; pero la saturación es generalmente inmóvil. Los yacimientos de este tipo generalmente producen con altos gastos iniciales; pero éstos declinan drásticamente en muy corto tiempo.

III.2.2 Permeabilidad de la Roca

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso y es una medición de la capacidad del medio para transmitir fluidos. Los yacimientos pueden tener permeabilidad primaria y secundaria. La permeabilidad primaria también se conoce como permeabilidad de la matriz, y la permeabilidad secundaria se conoce como permeabilidad de la fractura (Aguilera, 1995).

Permeabilidad absoluta (k)

La permeabilidad absoluta se refiere a la permeabilidad “total” de alguna roca medida con base en el fluido que satura 100% la roca. Generalmente en una roca mojada por agua, la permeabilidad absoluta es la permeabilidad al agua cuando esta satura la roca al 100%.

Permeabilidad efectiva (k_e)

Es la permeabilidad de un fluido en presencia de otro medida a una saturación específica. La permeabilidad efectiva es generalmente menor que la permeabilidad absoluta y cambia a medida que cambia la saturación.

Permeabilidad relativa (k_r)

Es la permeabilidad medida a una saturación de fluido específica expresada como una fracción del total de la permeabilidad absoluta.

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k}; \text{ permeabilidad relativa al gas}$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}; \text{ permeabilidad relativa al aceite}$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k}; \text{ permeabilidad relativa al agua}$$

La permeabilidad relativa también depende de la saturación del fluido, esto es de especial interés para el proceso de drene e imbibición.

Permeabilidad de la matriz

Es la permeabilidad de la roca sin tomar en cuenta las fracturas.

Tomando en cuenta la ley de Darcy, para fluidos incompresibles, la permeabilidad puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$k = v \frac{\mu L}{\Delta p} = \frac{q \mu L}{A \Delta P} \quad (1)$$

Reacomodando términos y expresada en unidades prácticas la ecuación de Darcy queda de la siguiente manera:

$$q = \frac{0.001127 k A \Delta P}{\mu L} \quad (2)$$

dónde:

- q = gasto [bpd]
- k = permeabilidad [md]
- A = área [pie²]
- ΔP = diferencial de presión [lb/pg²]
- μ = viscosidad [cp]
- L = distancia [pies]

Permeabilidad vugular por solución

En algunos yacimientos carbonatados, la presencia de agua ácida puede mejorar la porosidad y la permeabilidad debido a los canales que se forman por la disolución de la matriz. La ecuación de Pioseuille y la ecuación de Darcy pueden combinarse para estimar la permeabilidad de los canales. La ecuación que resulta de la combinación es la siguiente:

$$k = 20 \times 10^6 D_c^2 \text{ darcys (3)}$$

En dónde D_c es el diámetro del capilar en pulgadas.

La permeabilidad promedio de una roca con porosidad vugular y matricial se puede obtener con la siguiente ecuación (**Aguilera, 1995**):

$$k_{prom} = \frac{k_v Num \pi r^2 + k_b (A - N \pi r^2)}{A} \quad (4)$$

dónde:

- k_v = permeabilidad vugular [darcys]
- Num = número de canales de solución por sección
- A = área de la sección cruzada [pg^2]
- K_b = permeabilidad de la matriz [darcys]
- r = radio de los canales [pg]

Permeabilidad de la fractura

La presencia de fracturas abiertas y no cementadas incrementa de manera considerable la permeabilidad de la roca. Es posible estimar la permeabilidad de una fractura con un método similar al utilizado para la permeabilidad vugular.

La permeabilidad de la fractura con base en el ancho de la fractura es (Aguilera, 1995):

$$k_f = 54 \times 10^6 w_o^2 \text{ darcys} \quad (5)$$

En dónde w_o es el ancho de la fractura en pulgadas.

Efecto de la permeabilidad en YNF

La permeabilidad tiene un efecto considerable en el flujo de fluidos y por consecuencia en la recuperación de aceite. En yacimientos naturalmente fracturados la permeabilidad actúa de manera diferente que en yacimientos no fracturados. Los conductos que forman las fracturas pueden favorecer de manera significativa la permeabilidad de la formación.

La interacción entre la permeabilidad de la matriz y la permeabilidad de la fractura juega también un papel importante en la facilidad de flujo de los fluidos. Puede que tengamos muy buena permeabilidad en la fractura, pero si la mayor parte de los hidrocarburos se encuentran en la matriz y no hay flujo entre la matriz y las fracturas, no habrá flujo hacia el pozo o será muy reducido. En cambio si la permeabilidad de la matriz y la fractura se relacionan de manera favorable, el flujo de los fluidos a través del medio poroso puede verse mejorado y como consecuencia la recuperación de hidrocarburos será mejor.

Para efectos de la simulación de yacimientos, las permeabilidades relativas seleccionadas para aplicarse en los modelos matemáticos determinan los resultados de la predicción del comportamiento del yacimiento. Los valores de permeabilidades relativas obtenidas en laboratorio pueden distar mucho de los valores reales de la formación, esto debido a las heterogeneidades de la formación y a que los valores son obtenidos a partir de núcleos que representan solamente una porción muy pequeña de la formación. Es por esta razón que es necesario ajustar los datos de permeabilidad relativa en la simulación de yacimientos para obtener un ajuste histórico que concuerde con el comportamiento pasado del yacimiento.

III.2.3 Mojabilidad

La mojabilidad se define como la preferencia de un sólido a hacer contacto con un gas o líquido, conocido como la fase mojante, mas que el otro.

Las rocas tienden a ser mojadas por agua, por aceite o por una mezcla de agua y aceite. Las fases más comunes en mojar las rocas son el agua y el aceite, aunque a veces el gas puede mojar ciertos minerales como sulfuros, grafito y carbón.

En yacimientos petroleros, la mojabilidad es el factor responsable de la distribución de los fluidos, de tal manera que determina en gran medida la saturación de aceite residual y la capacidad de una fase en particular a fluir.

La mojabilidad de la roca está determinada por la fase que más la imbibida (**Van Golf-Racht, T.D., 1982**). En la figura 3.4 se puede apreciar el fenómeno de mojabilidad considerando dos fluidos, agua y aceite, en contacto y sobre una superficie plana. Por convención, el ángulo de contacto (θ) es el ángulo medido entre la superficie del sólido y la tangente a la superficie de la fase más densa en un punto de contacto con la superficie plana.

La mojabilidad está dividida en tres categorías dependiendo del valor del ángulo de contacto:

- 1) mojada por agua → para ángulos menores a 75°
- 2) mojada por aceite → para ángulos mayores a 105°
- 3) mojabilidad mixta → para ángulos entre 75° y 105°

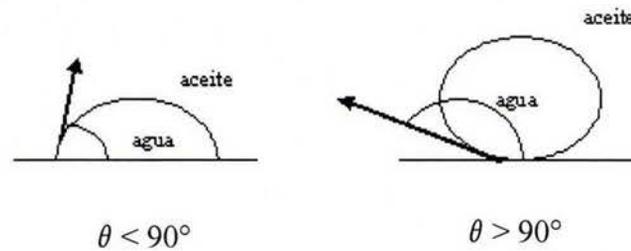


Figura 3.4. – Ángulos de mojabilidad

Efecto de la mojabilidad en YNF

Como ya se había mencionado, la mojabilidad es responsable de la distribución de los fluidos, lo que indica que determinará la saturación de aceite residual y la capacidad de una fase en particular a fluir. Los cambios de mojabilidad también afectarán la presión capilar y la permeabilidad relativa.

III.2.4 Saturación de fluidos

La saturación de los fluidos se refiere a la cantidad, expresada en fracción, que cierto fluido ocupa en el espacio poroso de la roca. La saturación de un fluido no puede exceder el 100% del espacio poroso de la roca.

$$S_g = \frac{\text{vol. de gas en el medio poroso}}{\text{volumen total de poros}}; \text{ saturación de gas}$$

$$S_o = \frac{\text{vol. de aceite en el medio poroso}}{\text{volumen total de poros}}; \text{ saturación de aceite}$$

$$S_w = \frac{\text{vol. de agua en el medio poroso}}{\text{volumen total de poros}}; \text{ saturación de agua}$$

En un sistema roca-fluidos generalmente encontramos las tres fases presentes (gas, aceite y agua). Tomando en cuenta estas tres fases podemos establecer la siguiente relación:

$$S_g + S_o + S_w = 1 \quad (6)$$

III.2.5 Presión Capilar

En YNF la presión capilar juega un papel muy importante en los mecanismos de producción. Las fuerzas capilares pueden contribuir al proceso de desplazamiento, como es el caso de la imbibición, o pueden oponerse, como es el caso del drene.

La presión capilar en un medio poroso puede ser comparada con el aumento de un líquido mojante en un tubo capilar (**Van Golf-Racht, T.D., 1982**). La capilaridad es la elevación o depresión de la superficie de un líquido al estar en contacto con un sólido, como sucede en las paredes internas de un tubo capilar. El peso de la columna de líquido que ha subido su nivel en las paredes tomando como referencia el nivel del menisco es:

$$-\pi R^2 hg(\rho_l - \rho_v) \quad (7)$$

Donde R = radio del tubo capilar

h = altura del nivel del líquido

$(\rho_l - \rho_v)$ = es la diferencia de densidades entre el líquido y el vapor

g = es la aceleración de la gravedad

La tensión superficial entre el líquido y el sólido es la única fuerza responsable del incremento del nivel del fluido mojante en las paredes del tubo capilar. Las fuerzas atribuidas a la tensión superficial están dadas por:

$$2\pi R \sigma_s \cos \theta \quad (8)$$

Donde: σ_s = tensión superficial

θ = ángulo de contacto entre el líquido y el sólido

Igualando las fuerzas debidas al peso del líquido y a la tensión superficial tenemos:

$$2\pi R\sigma_s \cos \theta = -\pi R^2 hg(\rho_l - \rho_v) \quad (9)$$

Que puede expresarse de la siguiente manera:

$$(\rho_v - \rho_l)gh = \frac{2\sigma_s \cos \theta}{R} \quad (10)$$

El término de la ecuación que involucra la diferencia de densidades se puede representar como una diferencia de presión (ΔP), a ésta diferencia de presión entre la fase no mojante y la fase mojante es lo que se conoce como presión capilar (P_c). De tal manera que la ecuación puede escribirse como:

$$P_c = P_{nm} - P_m = \frac{2\sigma_s \cos \theta}{R} \quad (11)$$

Concepto de drene e imbibición

El drene se define como la acción de inyectar un fluido no mojante a una roca porosa (**Van Golf-Racht, T.D., 1982**). En general, el aceite se comporta como la fase no mojante en un yacimiento, razón por la cual al principio de la explotación se presenta un desplazamiento por drene.

La imbibición se define como el proceso mediante el cual una roca porosa absorbe una fase mojante (**Van Golf-Racht, T.D., 1982**). La imbibición es importante en un yacimiento con empuje por un acuífero ya que puede aumentar o disminuir la eficiencia de barrido areal. La imbibición espontánea se refiere al proceso de una roca de absorber la fase mojante sin la necesidad de una fuerza (presión) que la obligue.

Curvas de Presión Capilar

Si la muestra de un yacimiento se encuentra completamente saturada por un fluido mojante ($\theta \cong 0$), el desplazamiento de esta fase mediante un fluido no mojante estará relacionado a la magnitud de la presión capilar y la disminución de la saturación de la fase mojante. A este desplazamiento se le conoce como drene y la relación entre la presión capilar y la saturación se conoce como curva de drene.

La imbibición se presenta cuando la roca del yacimiento se encuentra saturada por una fase no mojante que es desplazada por una fase mojante. Para una distribución normal de poros, la magnitud de la presión capilar para la imbibición es aproximadamente la mitad de la del drene. A esta diferencia en magnitudes para las curvas de drene e imbibición se le conoce como histéresis.

Una característica esencial de ambas curvas (drene e imbibición) para dos fluidos ligeramente compresibles (agua y aceite) es la saturación mínima de la fase mojante. La saturación residual de la fase mojante en condiciones de drene es alcanzada asintóticamente a medida que la presión capilar aumente de manera infinita. En el caso de la imbibición la curva muestra una saturación de la fase no mojante, esta saturación residual ocurre durante el desplazamiento por imbibición en el cual la fase no mojante queda atrapada en espacios porosos pequeños. Este entrapamiento es resultado de la interrupción parcial de la comunicación a través del espacio poroso y como consecuencia varios poros pasan inadvertidos durante la imbibición, por lo que queda una saturación residual de la fase no mojante mayor.

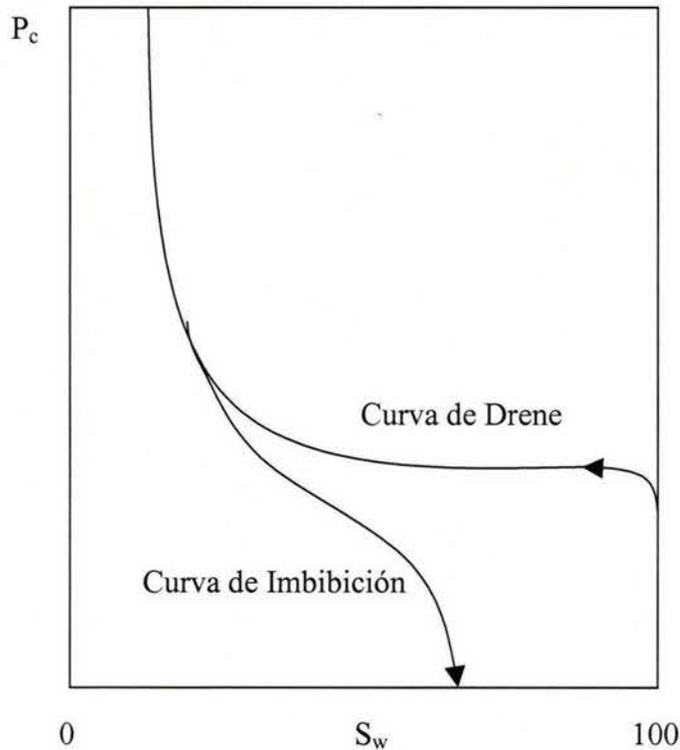


Figura 3.5. – Curvas capilares de drenaje e imbibición

Efecto de la presión capilar, drenaje e imbibición en YNF

La presión capilar en YNF en su mayor parte se encuentra presente en los bloques correspondientes a la matriz. En la fractura se asume inexistente. El desplazamiento de los fluidos en la matriz estará determinado por las fuerzas capilares que existan entre los fluidos que contenga.

En YNF el mecanismo de drenaje gravitacional ocurre cuando la fase no mojante (gas) presente en las fracturas, desplaza a la fase mojante (aceite) presente en la matriz. En este mecanismo las fuerzas capilares actúan en contra del desplazamiento mientras que las fuerzas gravitacionales actúan a favor. El desplazamiento de fluidos en un yacimiento se ve afectado por las fuerzas capilares que actúan en este. Las fuerzas capilares pueden retener el flujo, pero bajo ciertas condiciones pueden favorecerlo. En pocas palabras, las fuerzas capilares contribuyen al desplazamiento de aceite por agua o gas de los bloques de matriz mediante los procesos de imbibición y drenaje.

Dependiendo del comportamiento de la roca y los fluidos, ya sea drene o imbibición, será el efecto que presentará el sistema roca fluidos en la extracción del aceite. Una formación severamente mojada por agua favorecerá el desplazamiento de aceite, ya sea de manera natural, como el empuje por un acuífero activo, o por un método artificial, como inyección de agua desde la superficie. En este caso la imbibición será el fenómeno predominante. Sin embargo, al inicio de la explotación de un yacimiento, el fenómeno de drene es el que actúa principalmente, debido al desplazamiento de aceite por las fuerzas gravitacionales y, a que la fase mojanante predominante, en este caso el agua, no presentará movimiento hasta después de cierto tiempo de explotación.

La saturación también afectará el efecto de drene o imbibición. Si el yacimiento es severamente mojado por agua el efecto de imbibición tendrá más fuerza que el efecto de drene. El efecto de drene se da al principio de la explotación del yacimiento, y en ese tiempo, la saturación de la fase no mojanante (generalmente aceite) disminuirá.

Capítulo IV.

Características Dinámicas de un Yacimiento Fracturado

Van Golf-Racht, T.D. (1982) estudió las características dinámicas de los YNF. Él basa su estudio en la interacción matriz-fractura en cuanto al movimiento de fluidos y al desplazamiento de los mismos, ya sea por drene gravitacional o imbibición. Posteriormente explicó las distintas zonas en que se dividen los YNF así como los mecanismos de desplazamiento presentes en cada una de estas. El presente capítulo se basa, en su mayoría, en los estudios publicados por **Van Golf-Racht** en su libro **Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering (1982)**.

IV.1 Proceso de Desplazamiento en un Bloque de Matriz

En yacimientos fracturados un bloque se define como una unidad volumétrica de matriz completamente rodeada por un sistema de fracturas sin comunicación con otros bloques. La consideración de bloques sin comunicación es aceptable hidrodinámicamente si la superficie de contacto a través de varios bloques es pequeña (contacto puntual). Consecuentemente la continuidad de flujo entre un bloque de matriz y otro virtualmente no existe, de tal manera que el problema del desplazamiento del fluido solo afecta la interacción entre los fluidos que saturan la matriz y los que saturan el sistema de fracturas. El cambio de saturación como resultado del proceso de desplazamiento puede llevarse a cabo bajo condiciones de imbibición y drene, donde la presión capilar y las fuerzas gravitacionales pueden ayudar o no al desplazamiento.

En este capítulo, el desplazamiento de la matriz ha sido estudiado utilizando modelos dinámicos simples, poniendo más atención en las fuerzas involucradas en el proceso que en la forma del frente de desplazamiento.

IV.1.1 Evaluación del Desplazamiento de la Matriz

El proceso de desplazamiento en un yacimiento fracturado ocurre cuando el bloque de matriz saturado con aceite es parcial o totalmente rodeado por otro fluido (gas y/o agua). Un

yacimiento constituido por bloques uniformes puede estar invadido por el casquete de gas secundario y por la influencia de un acuífero (figura 4.0). Los bloques saturados de aceite estarán en contacto con diferentes fluidos en las zonas invadidas y un proceso de desplazamiento se llevará a cabo. En la zona invadida por gas se llevará a cabo el proceso de desplazamiento por drene. El proceso de desplazamiento será diferente en la zona invadida por agua, en donde se llevará a cabo el desplazamiento por imbibición.

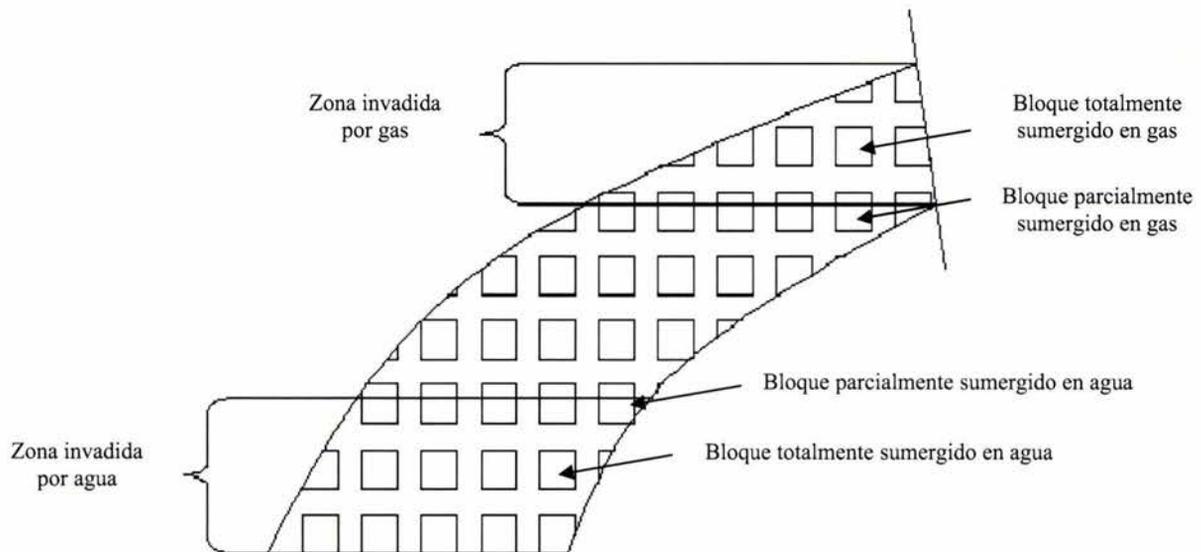


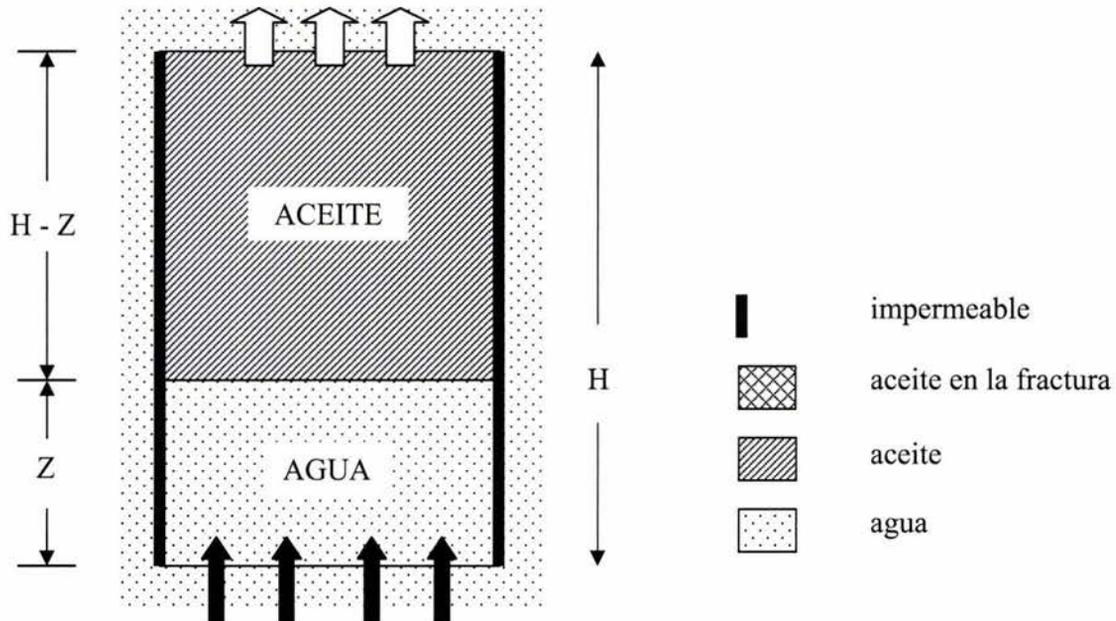
Figura 4.0. – Yacimiento fracturado y las diferentes zonas

IV.1.2 Desplazamiento de Aceite por Agua

El caso del desplazamiento de aceite por agua puede darse bajo dos condiciones: a) bloque de matriz completamente rodeado de agua y, b) bloque de matriz parcialmente rodeado por agua. Para ambos casos se consideraran bloques uniformes en donde las caras laterales del bloque se consideran impermeables.

a) Bloque de matriz completamente rodeado por agua

El caso de un bloque de matriz completamente rodeado por agua se muestra en la figura 4.1. En donde H representa la altura del bloque y Z representa la altura del frente de agua.



En este caso la presión capilar y la fuerza gravitacional se encuentran presentes en el desplazamiento, sin embargo una predominará.

La fuerza gravitacional predominará cuando $G = (H - Z)g\Delta\rho \gg P_c = h_c g\Delta\rho$

Que es posible cuando:

- Los bloques son demasiado altos, por consiguiente $(H - Z) \gg h_c$ que implica que Z es pequeña (en la etapa inicial del desplazamiento)
- La mojabilidad es pequeña, lo que implica que P_c también es pequeña.

La presión capilar predominará cuando $P_c = h_c \times g \times \Delta\rho \gg (H - Z)g\Delta\rho$

Que es posible cuando:

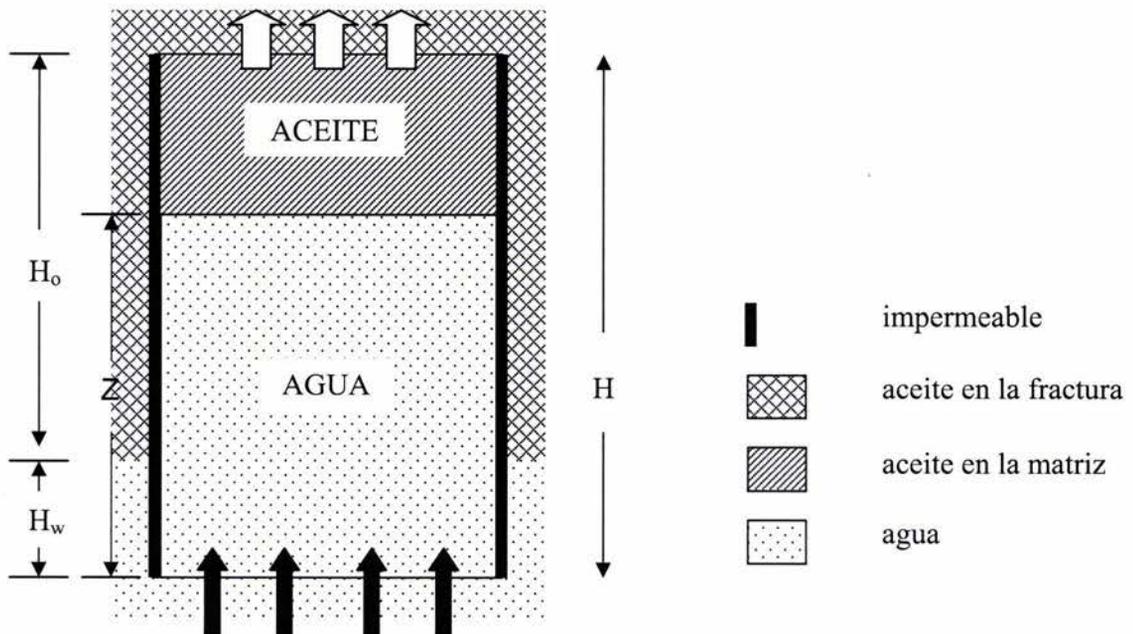
- Los bloques son demasiado pequeños $H \ll h_c$
- El frente de desplazamiento ha avanzado demasiado de tal manera que $Z \approx H$ y $h_c > 0$

Para el tiempo de recuperación contra altura del bloque tenemos la siguiente relación:

- Si las fuerzas capilares son predominantes $\rightarrow t \equiv H^2$
- Si las fuerzas gravitacionales son predominantes $\rightarrow t \equiv H$

b) Bloque de matriz parcialmente rodeado por agua

Un bloque saturado por aceite y parcialmente rodeado por agua corresponde a un avance lento del frente de agua en el sistema de fracturas, de tal manera que el avance del frente de agua en el bloque de matriz es mayor (figura 4.2.). En este caso la cara superior del bloque produce en una zona saturada de aceite.



Mientras $Z < H_w$ las fuerzas gravitacionales contribuirán al desplazamiento de aceite, pero en el caso que $Z > H_w$ las fuerzas gravitacionales se opondrán al desplazamiento. De tal manera, el desplazamiento de aceite de un bloque totalmente rodeado por agua ocurrirá a una tasa mayor que aquel de un bloque parcialmente rodeado por agua.

IV.1.3 Desplazamiento de Aceite por Gas

El gas que entra en la parte superior del bloque desplazará el aceite que será producido en la parte inferior del bloque en un sistema gas-aceite. El gas se considera la fase no mojante y se ignora la compresibilidad del gas. Al igual que para el caso anterior tenemos dos casos: a) bloque de matriz totalmente rodeado por gas y b) bloque de matriz parcialmente rodeado por gas.

a) Bloque de matriz completamente rodeado por gas

Un bloque inicialmente saturado con aceite y completamente rodeado por gas se muestra en la figura 4.3. La presión inicial del gas en la fractura se considera por encima de la presión capilar de entrada, por lo que el gas puede entrar al bloque.

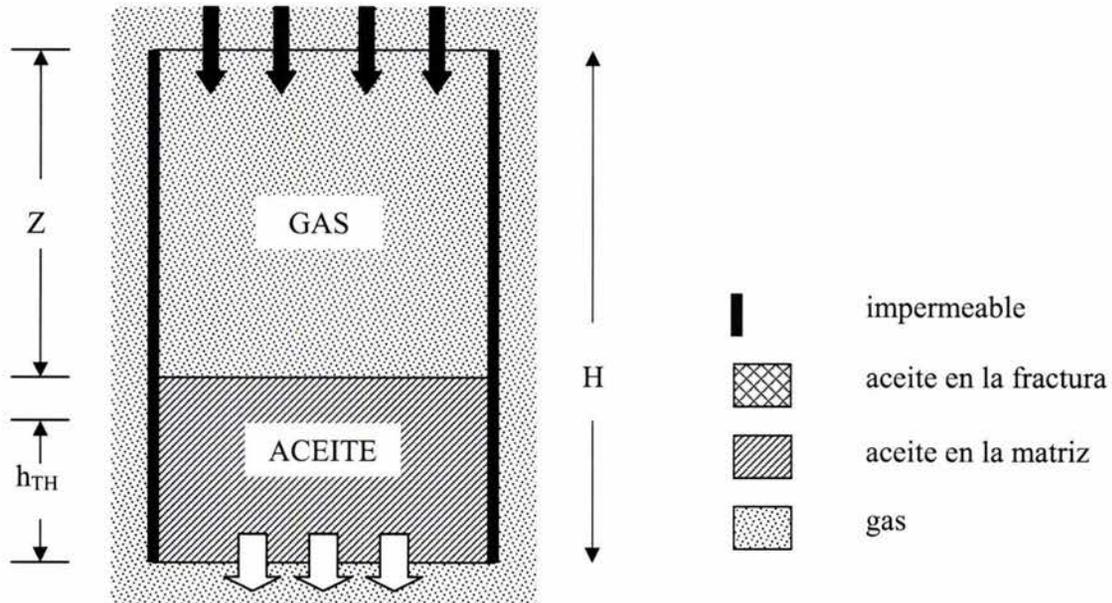


Figura 4.3. – Bloque de matriz completamente rodeado por gas

En este tipo de desplazamiento la presión capilar tiene un efecto negativo en la producción. El aceite será producido cuando las fuerzas gravitacionales excedan las fuerzas capilares, $H_g \gg h_{TH}$. Dependiendo del valor de la presión capilar y la longitud del bloque, si $H_g > Z_{cr}$ el equilibrio se alcanza cuando: $H - Z = Z_{cr} = H - h_{TH}$, punto en el cual el aceite dejará de desplazarse.

En bloques demasiado pequeños es poco probable que la presión del gas sobrepase la presión capilar de entrada, razón por la cual en este tipo de bloques el aceite no se desplazará. Sin embargo, hay una posibilidad de que haya comunicación entre los bloques adyacentes, de tal manera que el aceite permanece en una fase continua a través de varios bloques (figura 4.4). El gas rodeará completamente los bloques 1, 2 y 3 ($H = H_1 + H_2 + H_3$) y el desplazamiento cesará cuando el frente de desplazamiento alcance el nivel $Z_{cr} = H_1 + H_2 + H_3 - h_{TH}$. En este caso la presión que actúa en el primer bloque es la presión correspondiente a la altura equivalente total H de los bloques 1, 2 y 3 lo cual incrementa la posibilidad de sobrepasar la presión capilar de entrada y desplazar el aceite del primer bloque.

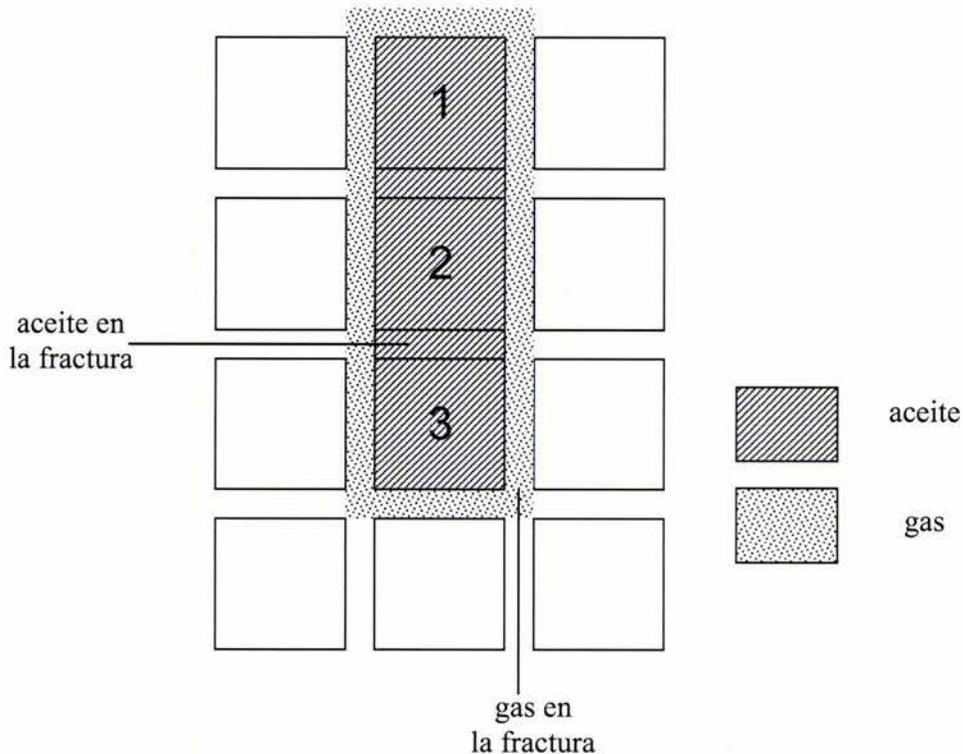


Figura 4.4. – Bloques comunicados

b) Bloque rodeado parcialmente con gas

Un bloque parcialmente rodeado por gas corresponde a un frente de gas que no alcanzó la parte inferior del bloque (figura 4.5) y en tal caso el problema será igual a un bloque completamente rodeado por gas.

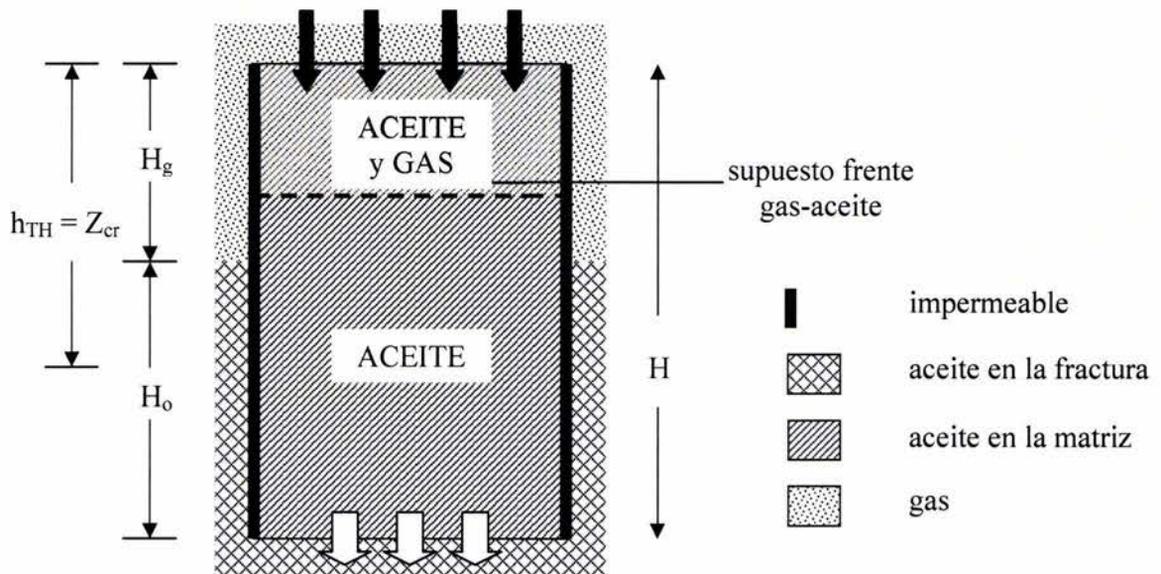


Figura 4.5. – Bloque de matriz parcialmente rodeado por gas

De tal manera que el aceite será desplazado si $H_g > P_{TH}$, y dejará de desplazarse cuando $H - h_{TH} = Z_{cr}$.

IV.1.4 Análisis de los Procesos de Desplazamiento

Es necesario discutir el tipo de desplazamiento (drene o imbibición) es sus aspectos físicos más específicos. El comportamiento de las fuerzas que tienen lugar y las implicaciones concernientes a la recuperación de aceite son las bases de esta discusión.

Análisis del desplazamiento por drene

El desplazamiento por drene se lleva a cabo cuando la fase mojante, que satura la matriz, es desplazada por una fase no mojante, que satura el sistema de fracturas. Un caso común puede ser

representado por la expansión del casquete de gas. El gas invade las fracturas mientras los bloques de matriz se encuentran saturados con aceite. Un comportamiento similar se da al momento de la migración del aceite hacia la trampa en el cual las fracturas están inicialmente saturadas con aceite (como fase no mojante) que desplazan el agua (fase mojante) de los bloques de matriz. Otros aspectos concernientes al desplazamiento por drene se discuten a continuación.

a) Altura crítica del bloque de matriz

En la zona invadida por gas, los bloques saturados por aceite están rodeados por gas como resultado de una liberación de gas en las zonas que alcanzan una presión por debajo la presión de saturación. La posición del contacto gas-aceite en las fracturas, con referencia a la cara lateral del bloque, es fundamental en el calculo del desplazamiento de aceite. El desplazamiento de aceite está condicionado a una diferencia de presión $P_g - P_o$ mayor a la presión capilar que en este caso corresponde a la presión capilar de entrada. De tal manera que es necesario que:

$$P_g - P_o > P_c = P_{TH}$$

En otras palabras, para que exista desplazamiento del aceite contenido en los bloques de matriz, la altura del bloque debe ser mayor a la altura capilar de entrada.

b) Equilibrio del contacto gas-aceite

Para la siguiente discusión utilizaremos la figura 4.6. En la figura 4.6 el nivel $h_c = 0$ está relacionado con la parte inferior del bloque. El avance del frente de desplazamiento del gas a través del bloque es posible debido a que $H > h_{TH}$ y la posición del frente alcanzará las posiciones 1 y 2 respectivamente. Ambas posiciones indican un gradiente gravitacional mayor que las fuerzas capilares. El equilibrio estático se alcanzará cuando el frente llegue a la posición 3, y las fuerzas gravitacionales y capilares sean las mismas.

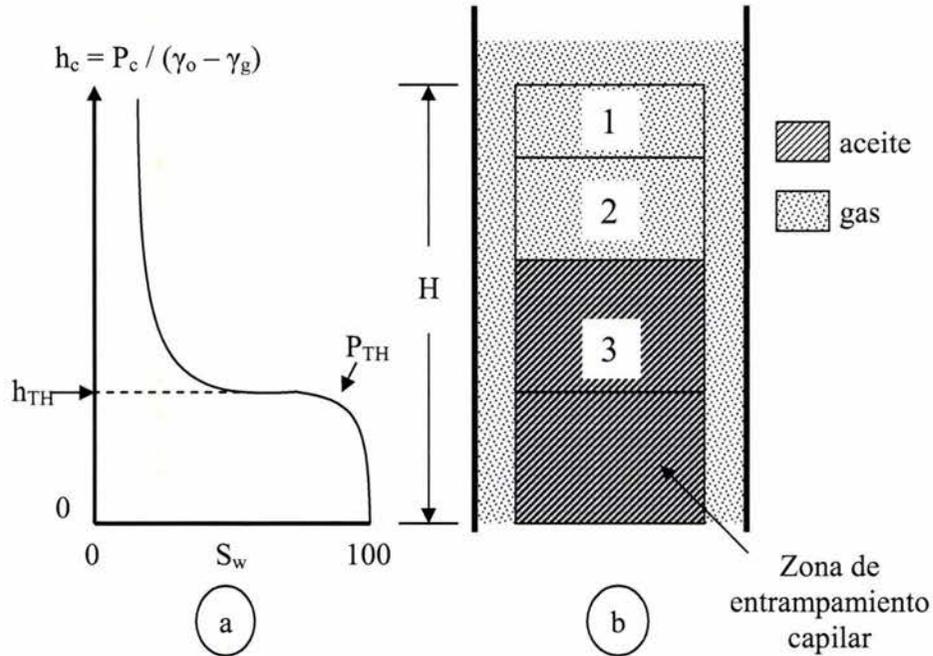


Figura 4.6. – Equilibrio estático gas-aceite

El bloque retendrá una columna de aceite irrecuperable debido a las fuerzas capilares, que llamaremos “zona de entrapamiento capilar” (capillary holdup zone, en inglés), de altura $h_3 = h_{TH}$.

c) Altura del bloque vs. Recuperación

Para una curva de presión capilar dada (figura 4.7), el comportamiento de bloques de distinta altura será diferente. El bloque 1 contendrá aceite irrecuperable, el bloque 2 tendrá una recuperación bastante escasa, de la manera que al ir incrementándose la altura del bloque se tendrá una mayor recuperación de aceite.

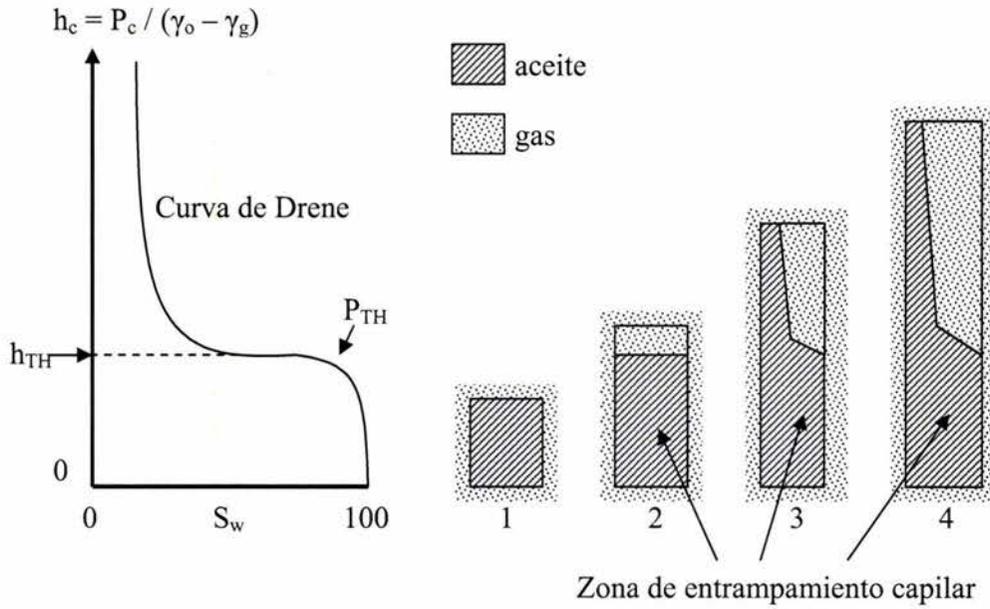


Figura 4.7. – Influencia de la altura de bloque en la recuperación de aceite

d) Características de la roca vs. Recuperación

Si el yacimiento no está formado por bloques de matriz con características petrofísicas similares, la recuperación va a variar para diferentes curvas de presión capilar (figura 4.8)

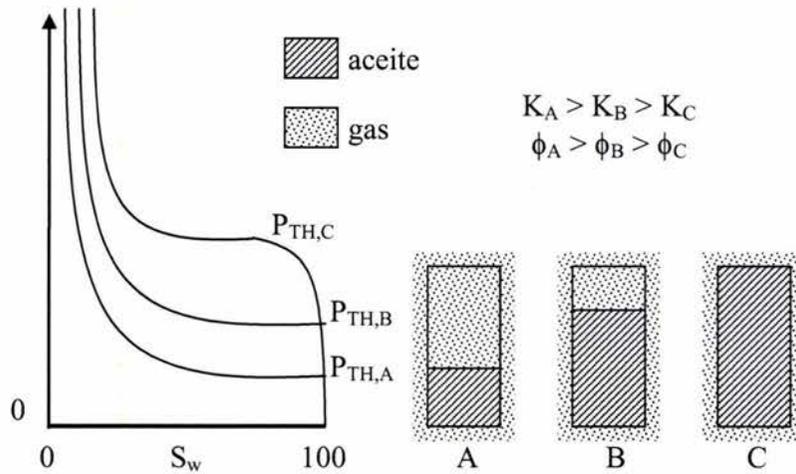


Figura 4.8. – Influencia de las características de la roca en la recuperación de aceite

Se puede observar que la altura del bloque A es mayor a la altura capilar de entrada, mientras que la altura del bloque C es menor que la altura capilar de entrada.

e) Fuerzas de desplazamiento vs. Recuperación

La recuperación dependerá de la gravedad (como resultado de la altura del bloque) y de la presión de inyección del gas. Estos dos parámetros junto con la distribución saturación-presión capilar indicarán la recuperación vs. altura. Para varios tipos de curvas capilares de drene la presión de desplazamiento puede expresarse de forma general como:

$$P_{desp} = P_{grav} + P_{iny} - P_c$$

Análisis del desplazamiento por imbibición

Cuando los bloques de matriz están saturados por una fase no mojante (aceite o gas) y el sistema de fracturas está saturado por una fase mojante (agua), un proceso de imbibición se llevará a cabo si las presiones capilares, gravitacionales y, eventualmente, de inyección contribuyen al desplazamiento de la fase mojante en el bloque de matriz y a la reducción de la fase no mojante. La imbibición es normalmente examinada bajo el efecto de las fuerzas capilares y gravitacionales. La imbibición se puede dar en la zona invadida por agua si el bloque se encuentra completa o parcialmente inmerso en agua. Otros aspectos importantes en el desplazamiento por imbibición se discuten a continuación.

a) Contraflujo y flujo directo

El contraflujo y el flujo directo expresa la relación entre la dirección del flujo de los fluidos desplazados y desplazantes. El contraflujo tiene lugar cuando en la misma cara del bloque de matriz la producción de la fase no mojante tiene una dirección de flujo opuesta al fluido mojante que imbebe el bloque de matriz. El caso contrario es cuando la dirección de flujo del fluido no mojante y mojante es la misma, lo cual se conoce como flujo directo.

b) Influencia de las caras impermeables

Si todas las caras del bloque de matriz son impermeables, y solo la cara inferior se encuentra en contacto con el agua (figura 4.9a), las únicas fuerzas desplazantes serán las capilares. Si el nivel del agua aumenta, aun con las caras laterales impermeables, las fuerzas capilares y gravitacionales asistirán el desplazamiento (figura 4.9b).

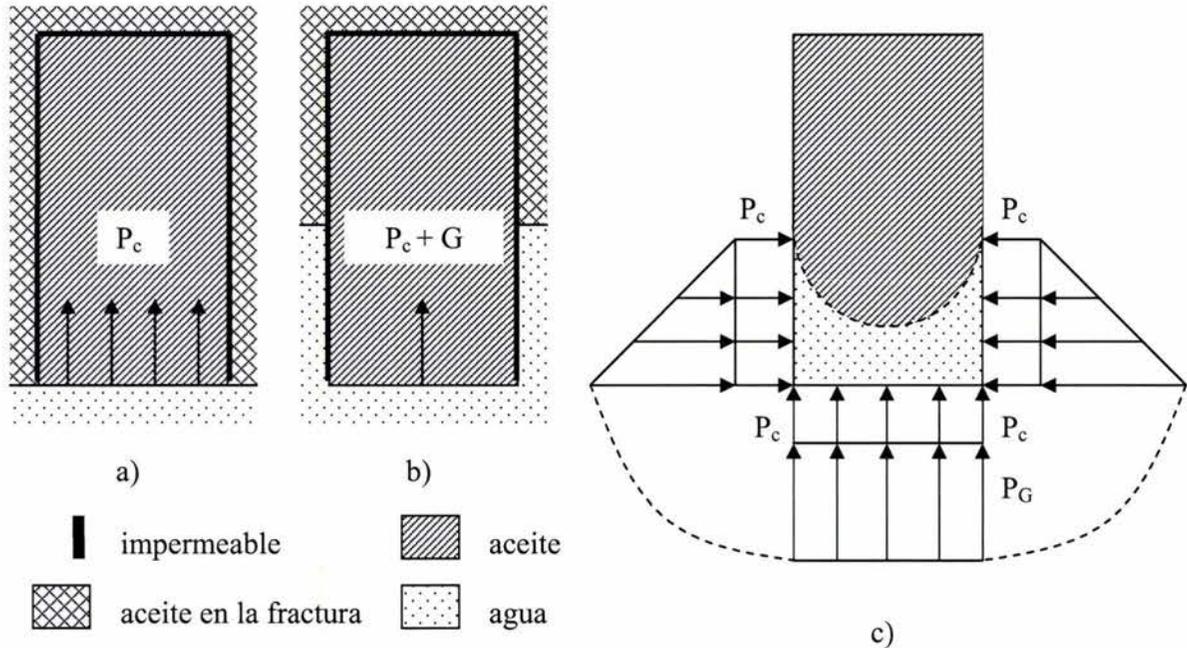


Figura 4.9. – Influencia de las caras impermeables

Las fuerzas capilares en las caras laterales permeables permanecen constantes mientras que las fuerzas gravitacionales incrementan proporcionalmente por debajo del contacto agua-aceite de las fracturas. Debido a que la presión capilar se mantiene uniformemente distribuida en todas las zonas del contacto agua-aceite y las fuerzas gravitacionales varían con la profundidad, es fácil comprender que la máxima fuerza gravitacional actuará en el fondo del bloque. Por otra parte las fuerzas gravitacionales disminuirán al irse acercando al contacto agua-aceite en la matriz hasta llegar a cero, esto tendrá influencia en el frente de desplazamiento y la distribución de presión.

c) Influencia del tamaño de poro

Para diferentes tamaños de poro d_1 y d_2 se tienen dos curvas de presión capilar distintas (figura 4.10). La curva 2 muestra una presión capilar y gravitacional menor para la misma saturación comparada con la curva 1, de tal manera que para un tamaño de poro menor a la misma presión capilar y gravitacional ocurrirá una desaturación menor del agua que la obtenida en tamaños de poro más grandes. En otras palabras, para la misma altura de bloque, una recuperación mayor ocurrirá en la curva 2 que en la curva 1.

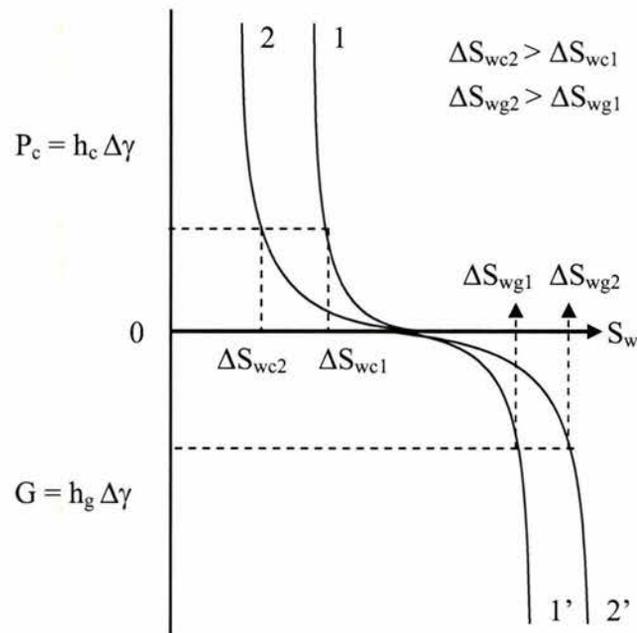


Figura 4.10. – Influencia del tamaño de poro en las curvas de presión capilar

IV.2 Mecanismos de Recuperación en un Yacimiento Naturalmente Fracturado

Los ingenieros de yacimientos deben de predecir el comportamiento futuro de un yacimiento fracturado examinando su comportamiento histórico para así estimar su comportamiento a futuro. El problema es que no se pueden utilizar las mismas técnicas de predicción que se utilizan en yacimientos convencionales. La imposibilidad de una predicción válida cuando se utilizan métodos de yacimientos convencionales en yacimientos fracturados es

resultado directo de los mecanismos específicos de producción que se llevan a cabo en un yacimiento fracturado debido a la interacción entre la matriz y la fractura.

Las diferencias entre los mecanismos de producción de un yacimiento convencional y uno fracturado se pueden entender mediante los diferentes comportamientos de ciertas características, estas se describen a continuación:

- La relación gas-aceite del yacimiento (R_s) vs. Recuperación es substancialmente menor en un yacimiento fracturado que uno no fracturado, esto debido a que el aceite liberado tiende a desplazarse por el sistema de fracturas hacia la cima en vez de fluir hacia el pozo.
- La tasa de declinación de la presión por unidad de aceite producido ($\Delta P/\Delta N$) es normalmente baja en un yacimiento fracturado. Este comportamiento se debe principalmente a los mecanismos de producción presentes en este tipo de yacimientos. Estos mecanismos proveen una gran cantidad de fluidos de la matriz hacia la fractura como resultado de la gravedad e imbibición.
- La ausencia de zonas de transición en yacimientos fracturados representa una característica específica de este tipo de yacimientos. En un yacimiento fracturado los contactos agua-aceite y gas-aceite son líneas horizontales tanto en condiciones estáticas como dinámicas, esto debido a que la transmisibilidad en un sistema de fracturas es alta y cualquier cambio en el nivel es rápidamente equilibrado.
- La caída de presión en la vecindad del pozo de un yacimiento fracturado es muy baja, esto debido a que la alta permeabilidad de las fracturas aun para tasas de producción altas no necesita de caídas de presión considerables.
- La producción de aceite libre de agua en un yacimiento fracturado es esencialmente función de la tasa de producción, mientras que en un yacimiento convencional depende de las características de la roca, PVT y también de la tasa de producción.

- Las propiedades PVT son constantes a cualquier profundidad en un yacimiento fracturado si un proceso de convección se lleva a cabo como resultado de condiciones de expansión termal y compresión del fluido.

Como resultado de los aspectos específicos de un yacimiento fracturado citados con anterioridad, un estudio de los mecanismos de producción de este tipo de yacimientos es necesario, este se muestra a continuación.

IV.2.1 Descripción del Yacimiento Durante la Declinación

En la ausencia de un sistema de fracturas, los yacimientos con baja permeabilidad son prácticamente imposibles de producir, pero la presencia de fracturas los convierte en excelentes yacimientos productores. El sistema de fracturas mejora el flujo de los hidrocarburos contenidos en la matriz hacia las fracturas y por consiguiente a los pozos productores. En general, el sistema de fracturas se encuentra dividido en zonas, cada una de estas saturadas con una sola fase, mientras que dentro de cada zona los bloques de matriz pueden estar saturados con una, dos o hasta tres fases. La división del yacimiento en diferentes zonas existirá antes de que este se ponga a producir (condiciones estáticas) y bajo un régimen de explotación (condiciones dinámicas). La interacción matriz-fractura y el intercambio de fluidos dependerán de las condiciones locales de presión, saturación y los respectivos contactos agua-aceite y gas-aceite.

Zonificación del yacimiento bajo condiciones estáticas

Un yacimiento fracturado puede tener una zona de aceite, agua y casquete de gas antes de comenzar su explotación (figura 4.11). Los contactos agua-aceite y gas-aceite originales se encuentran representados por las siglas CAAO Y CGAO respectivamente. Ambos contactos proveen el equilibrio estático de las tres fases (agua, aceite y gas) dentro del sistema de fracturas y entre el sistema de fracturas y los bloques de matriz. Los contactos de dos fases dentro del sistema de fracturas siempre son horizontales y bien delimitados.

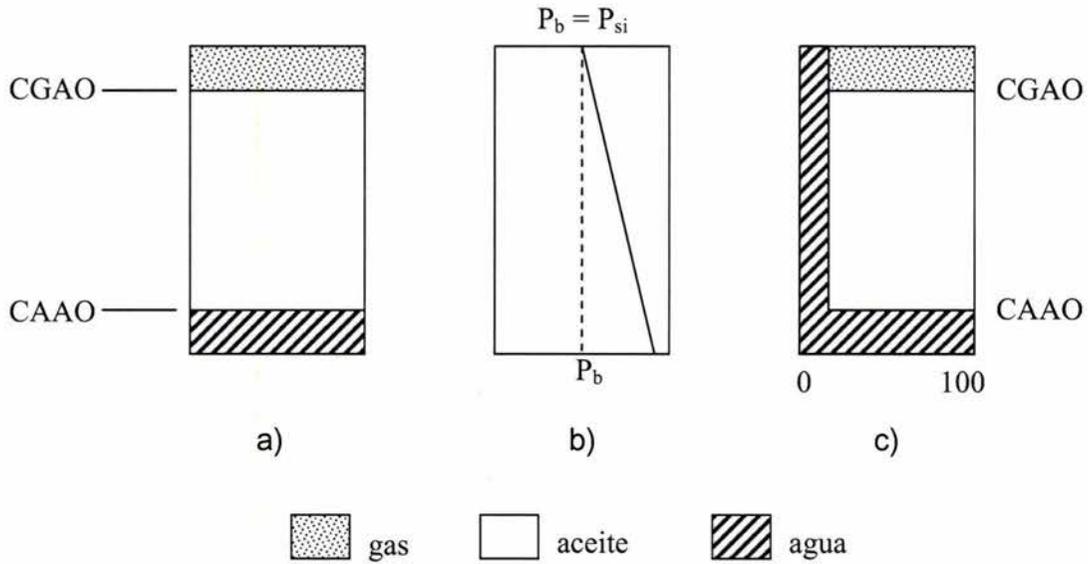


Figura 4.11. – Zonificación bajo condiciones estáticas

La distribución de la presión se puede ver en la figura 4.11b. La presión de burbujeo (P_b) es constante en todo el yacimiento y, como consecuencia, constante con respecto a la profundidad. En el contacto gas-aceite (CGAO) la presión estática inicial del yacimiento es igual a la presión de burbujeo ($P_b = P_{si}$). La presión incrementa con la profundidad, hasta CAAO, debido al gradiente de presión equivalente a la densidad del aceite.

La distribución de la saturación en el sistema matriz-fractura se muestra en la figura 4.11c. La saturación toma en consideración la saturación total del yacimiento formado por el sistema matriz-fractura.

Inicialmente, la zona de aceite puede considerarse entre CGAO y CAAO. Por debajo del CAAO la matriz se encuentra saturada con agua, mientras que entre el CAAO y CGAO los bloques de matriz se encuentran saturados con aceite y agua intersticial, y las fracturas con solo aceite. Por encima del CGAO, el gas satura las fracturas, y los bloques de matriz con gas y agua intersticial.

Zonificación del Yacimiento bajo condiciones dinámicas

Cuando el yacimiento comienza a producirse el CGAO y el CAAO se modifican debido a la declinación de la presión en la zona de aceite y la expansión del casquete de gas y el acuífero. Los nuevos contactos se denominaran CGA y CAA (figura 4.12).

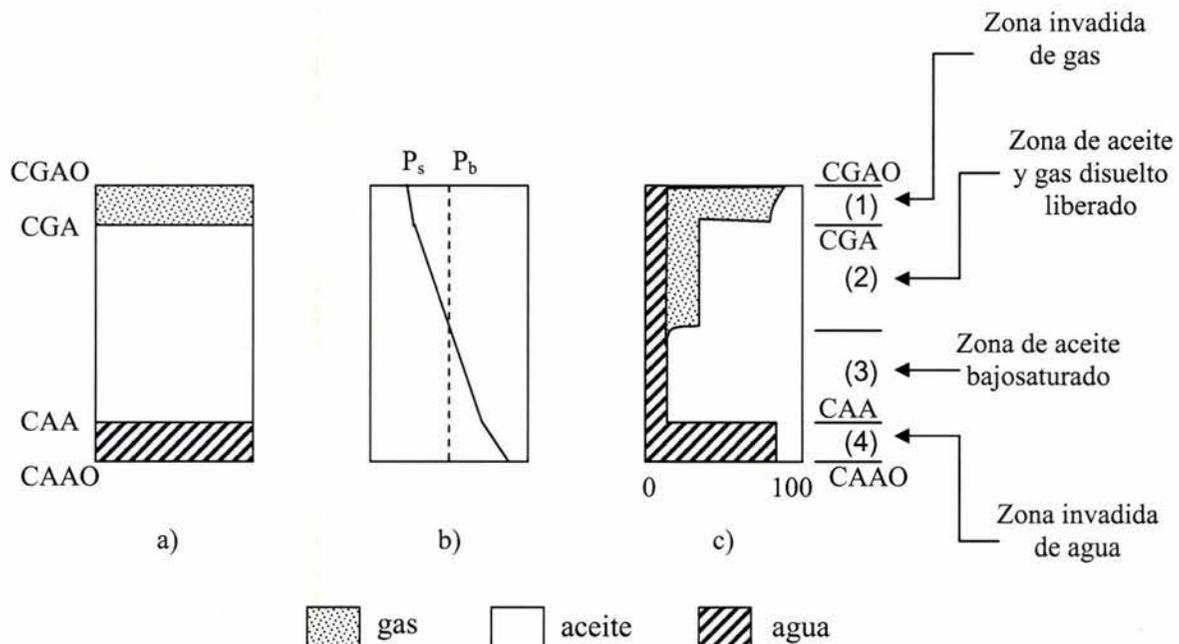


Figura 4.12. – Zonificación bajo condiciones dinámicas

Las siguientes zonas son resultado de estos cambios:

- Una zona invadida por agua entre CAAO y CAA
- Una zona invadida por gas entre CGAO y CGA
- Una zona de aceite entre CAA y CGA

Además de las zonas principales formadas, es posible que se formen zonas secundarias en la zona de aceite debido a la declinación de la presión. Como se observa en la figura 4.12b la declinación de la presión por debajo de P_b se dará lugar en el CGAO, de tal manera que la presión estática en el CGAO será menor que la presión de burbujeo ($P_s < P_b$).

En la zona invadida por gas, la presión aumentará con la profundidad en función de la densidad del gas, mientras que en la zona de aceite el aumento de presión contra profundidad estará en función de la densidad del aceite. La presión se irá incrementando en la zona de aceite hasta llegar a un punto en el cual $P_s = P_b$ hasta llegar al CAA. Por debajo del CAA la presión incrementará en función de la densidad del agua.

Como resultado de la variación de presión contra la profundidad, la zona de aceite se puede dividir en dos zonas secundarias adicionales:

- 1) Zona con aceite y gas disuelto liberado, que se encuentra entre el CGA y $P_s = P_b$.
- 2) Zona con aceite bajosaturado, que se encuentra entre $P_s = P_b$ y el CAA.

En la zona con aceite y gas disuelto liberado, debido a que la presión del yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbujeo, un volumen de gas será liberado del aceite. El mecanismo de empuje estará influenciado por la presencia de gas libre en la matriz y aceite en las fracturas. El intercambio de fluidos entre la matriz y la fractura estará influenciado la gravedad y la presión capilar, así como fenómenos de convección y supersaturación, entre otros. Los fenómenos que se llevan a cabo en un yacimiento fracturado son, sin duda, más complejos que un empuje por gas disuelto liberado en un yacimiento no fracturado.

La zona con aceite bajosaturado tiene otro comportamiento, aquí el sistema matriz-fractura estará saturado con solo una fase móvil, el aceite. El intercambio de fluidos entre la matriz y la fractura es resultado de la expansión del fluido, asociado con la declinación del yacimiento y la compresibilidad del sistema roca-fluidos.

Las cuatro zonas en un yacimiento fracturado (zona invadida por gas, zona con aceite y gas disuelto liberado, zona con aceite bajosaturado y zona invadida por agua) muestran las siguientes saturaciones (figura 4.12 c):

– En la zona invadida por gas, S_g aumenta a un valor equivalente a $S_g = 1 - S_{wi} - S_{org}$. La magnitud de S_{org} depende de las condiciones del avance del frente de gas, así como características

específicas del desplazamiento por drene. El volumen de gas en la zona invadida hace referencia al volumen poroso de la matriz entre CGAO y CGA.

– En la zona con aceite y gas disuelto liberado la saturación de gas corresponde al aceite recuperado de la matriz como resultado de la declinación de la presión del yacimiento por debajo de la presión de burbujeo. La saturación de aceite en esta zona para cierta etapa de declinación del yacimiento se espera que sea mayor que la saturación de aceite residual en la zona invadida por gas.

– En la zona de aceite bajosaturado solo dos fases (aceite y agua intersticial) existen, ya que el gas disuelto aun no ha sido liberado.

– En la zona invadida por agua hay una saturación de agua (intersticial y de invasión) y una saturación de aceite residual al agua (S_{orw}) como resultado del proceso de imbibición.

Zonificación en etapas avanzadas de la declinación del yacimiento

En una etapa avanzada de la declinación del yacimiento (figura 4.13) una superposición de zonas es posible, especialmente cuando el espesor del yacimiento no es muy grande. Se puede llegar a una etapa en la cual la presión del yacimiento es menor a la presión de burbujeo en la zona invadida por agua.

En la parte superior de la zona invadida por agua (entre CAAO y CAA) habrá una zona donde, en la matriz además del agua que desplaza al aceite, tendremos una saturación de gas resultado de la liberación del gas disuelto. La saturación residual de aceite en este caso tendrá que disminuir, debido a las condiciones más favorables del desplazamiento de aceite por agua en presencia de gas.

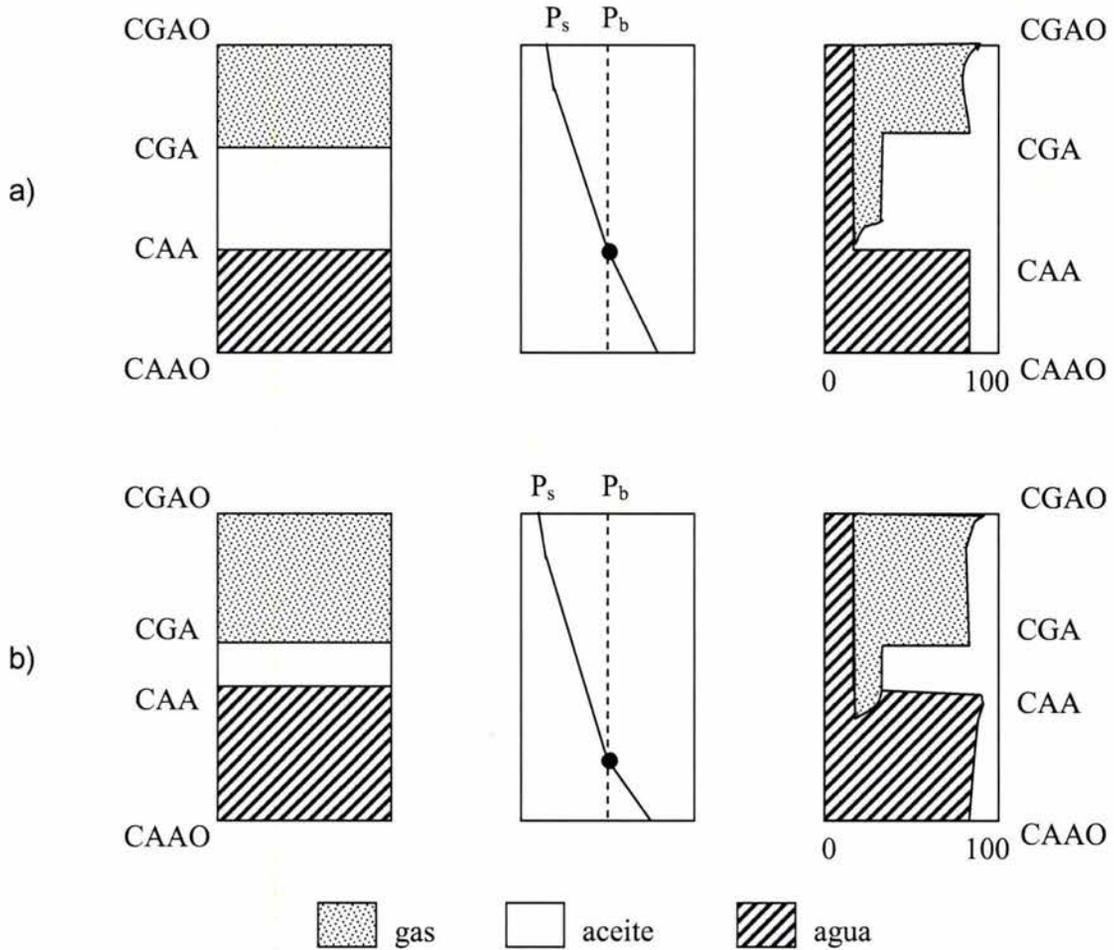


Figura 4.13. – Zonificación en etapas avanzadas de la declinación del yacimiento

IV.2.2 Zonificación del Yacimiento vs. Mecanismo de Producción

En las cuatro zonas, resultado de la declinación del yacimiento, es evidente que la presencia de cuatro diferentes mecanismos de producción es debida a la diferencia en la saturación de los fluidos en el sistema matriz-fractura. Un modelo simple de las diferentes zonas del yacimiento y el mecanismo de producción en cada bloque se muestra en la figura 4.14. Los mecanismos de producción son:

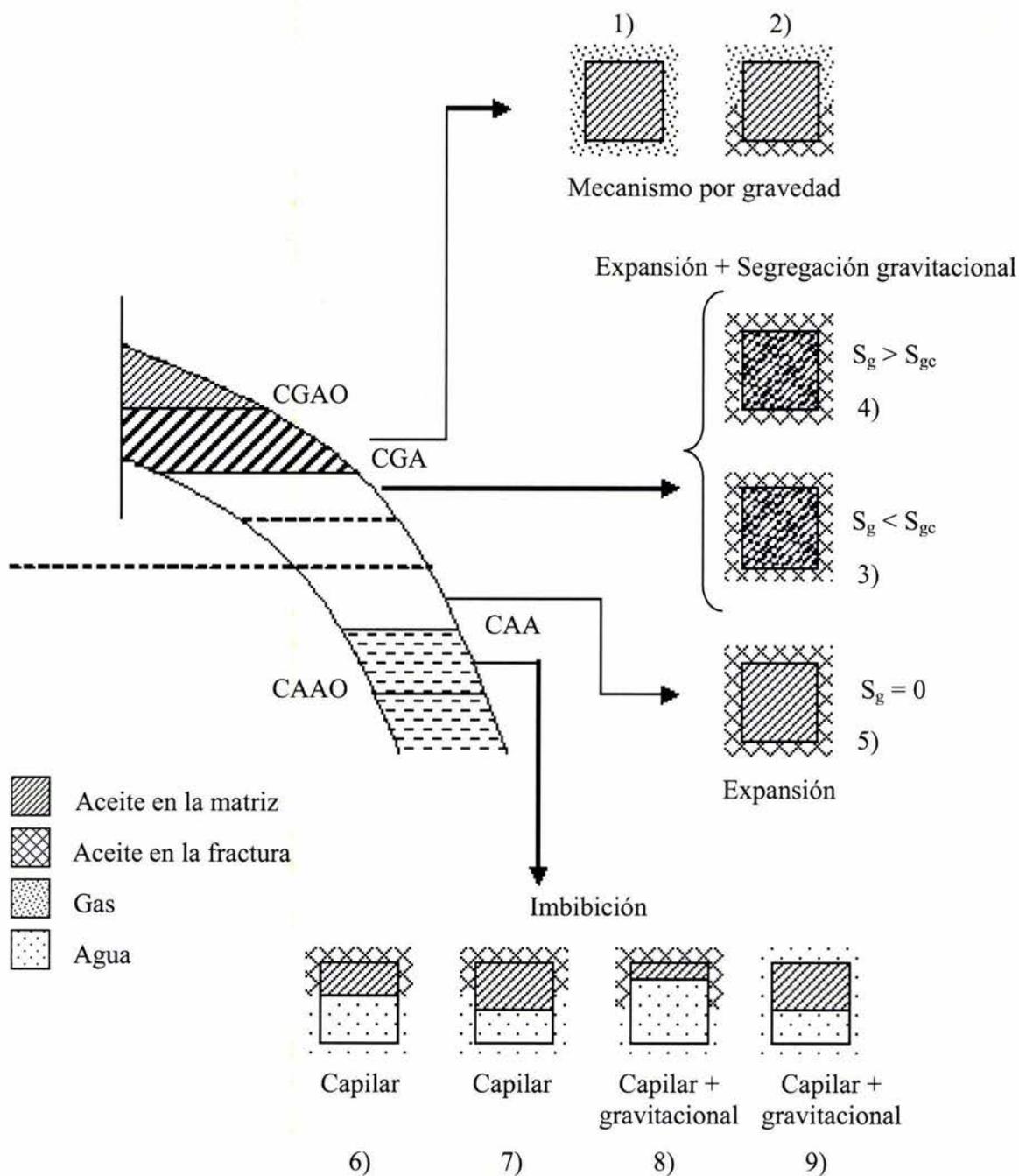


Figura 4.14. – Zonificación del Yacimiento vs. Mecanismo de Producción

a) Zona invadida por gas: Desplazamiento por drene gravitacional

En la zona invadida por gas, entre el CGAO y el CGA (donde se crea el casquete de gas secundario en el sistema de fracturas) los bloques de matriz estarán parcial o completamente rodeados por gas.

Los bloques de matriz presentaran un comportamiento diferente en función de si estén total o parcialmente sumergidos en gas, pero la presión capilar y la altura de bloque seguirán siendo los parámetros que definirán la altura de retención de aceite del bloque (zona de entrampamiento capilar).

b) Zona de aceite con gas disuelto liberado: Expansión del gas disuelto liberado + flotación + imbibición + mecanismos de convección.

La zona de aceite con gas disuelto liberado se encuentra entre el CGA y la P_b . Se puede hablar de dos zonas dentro de la zona de aceite con gas disuelto liberado, estas dependerán la saturación de gas crítica contra la saturación efectiva al gas en la matriz (S_{gc} vs. S_g). Si las condiciones del yacimiento son tales que la expansión del gas disuelto liberado es el mecanismo predominante, los bloques de matriz dentro de la zona superior desarrollaran más gas que los bloques de la zona inferior para el mismo intervalo de tiempo, de tal manera que hay una mayor probabilidad de que $S_g > S_{gc}$ en la zona superior a diferencia de la zona inferior donde $S_g < S_{gc}$ (figura 4.14). Además de la expansión por gas disuelto liberado en los bloques de matriz, se pueden presentar otros mecanismos como la segregación del gas dentro de la matriz y el intercambio de fluidos entre la matriz y la fractura.

c) Zona de aceite bajosaturado: Mecanismo de expansión simple

Esta zona se encuentra entre la P_b y el CAA, con solo aceite como una fase sin gas libre. La diferencia de presión entre el bloque de matriz (mayor presión) y las fracturas (menor presión), produce una expansión del sistema roca-fluidos, que desplaza el aceite de los poros hacia el sistema de fracturas. El desplazamiento por expansión será mayor si la compresibilidad y la

declinación de la presión son mayores mientras que la producción aumenta si los bloques de matriz son pequeños.

d) Zona invadida por agua: Mecanismos gravitacionales y de imbibición capilar

En la zona entre CAA y CAAO, los bloques de matriz rodeados por el sistema de fracturas saturado con agua producirán aceite mediante efectos gravitacionales y de imbibición capilar. La recuperación de aceite en esta zona tiene que ver con la exposición de los poros de matriz al agua y del avance de la misma.

En el caso de que exista un gran suministro de agua, la presión del yacimiento permanecerá casi igual a la presión inicial del mismo, por lo que la recuperación será solo mediante imbibición, ya sea capilar o gravitacional.

IV.2.3 Drene Gravitacional

El drene gravitacional es el mecanismo de recuperación en el cual la gravedad actúa como la fuerza principal de desplazamiento de los fluidos en el yacimiento y en donde el gas reemplaza el volumen desocupado por dichos fluidos (ver figura 4.15). En otras palabras, es un desplazamiento gas/aceite en el cual las fuerzas de gravedad son dominantes. Se puede dar en las etapas primarias de producción de aceite (empuje por expansión del casquete de gas o empuje por segregación), así como en etapas posteriores en donde el gas proviene de fuentes externas.

En YNF el drene gravitacional ocurre cuando el gas que se encuentra saturando las fracturas desplaza el aceite que se encuentra en la matriz. El gas puede ser:

- a) gas liberado del aceite
- b) gas del casquete
- c) gas de un proceso de inyección

La diferencia de densidad entre el aceite y el gas provee la energía necesaria para que se de el proceso de drene gravitacional.

El proceso de drene gravitacional puede ser evaluado mediante un modelo simple que representa la matriz como un bloque.

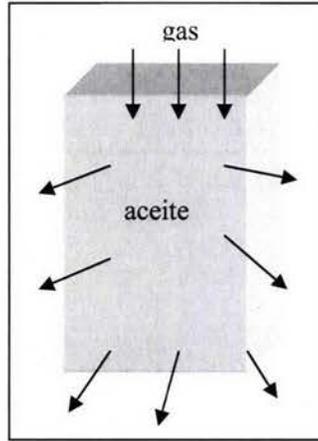


Figura 4.15. – Representación del drene mediante un bloque

El gas libre invade las fracturas que rodean los bloques de matriz saturados por aceite. El aceite comienza a drenar hacia abajo debido a la diferencia de densidad entre el aceite y el gas, mientras que el gas entra por la cima del bloque para reemplazar al aceite drenado. La permeabilidad de las fracturas que rodean el bloque se considera infinita, comparada con la permeabilidad de la matriz. La ecuación que describe el flujo de aceite verticalmente a través de una sección del bloque es (Festoy, S. and Van Golf-Racht, T.D, 1987):

$$q_o = A[k/(\mu_o B_o)]k_{ro}[\Delta\gamma_{og} + (\partial P_c / \partial z)] \quad (12)$$

El gasto de aceite se expresa en función de la presión capilar y la permeabilidad relativa, que se asumen dependientes solamente de la saturación.

La ecuación que representa el gradiente inicial de presión capilar es:

$$\partial P_c / \partial z = P_{ce} / h_{BL} \quad (13)$$

Sustituyendo tenemos:

$$q_{om} = A[k/(\mu_o B_o)]k_{rom} [\Delta\gamma_{og} - (P_{ce} / h_{BL})] \quad (14)$$

Esta ecuación describe el gasto de producción de aceite inicial del bloque.

El gasto de producción disminuye rápidamente de su valor máximo inicial, a la vez que la permeabilidad relativa al aceite y el gradiente de presión capilar disminuyen debido al incremento en la saturación de gas en el bloque.

El gas no podrá entrar al bloque de matriz hasta que la diferencia de presión gas/aceite sea mayor a la presión capilar de entrada. La diferencia de presión requerida es equivalente a una altura mínima de entrada:

$$P_{ce} = \Delta\gamma_{og} h_{TH} \quad (15)$$

La relación entre la altura del bloque y la altura capilar de entrada controla la producción de aceite del bloque. Cuando la altura del bloque es grande, en comparación con la altura capilar de entrada, la influencia de la presión capilar de entrada puede no tomarse en cuenta:

$$h_{TH} \ll h_{BL} \Rightarrow q_{om} \approx A[k/(\mu_o B_o)]k_{rom} [\Delta\gamma_{og}] \quad (16)$$

Cuando la altura del bloque está cerca de la altura capilar de entrada, la diferencia de presión gas/aceite es menor a la presión capilar de entrada. Bajos gastos de producción y recuperación se esperan de estas condiciones, por lo que el drene gravitacional no se considera un mecanismo de producción viable.

$$h_{TH} > h_{BL} \Rightarrow q_{om} = 0 \quad (17)$$

No todos los yacimientos son candidatos a la producción por drene gravitacional. **Smith (1972)** recomienda calcular el valor del término:

$$\frac{k_o}{\mu_o}(\rho_o - \rho_g)sen\alpha ; \text{ con las unidades } \left[\frac{md.gr}{cp.cm^3} \right] \quad (18)$$

Si este valor es mayor de 10, el drene por gravedad participará en forma efectiva en la recuperación de aceite.

En resumen, podemos decir que cuando las características de un yacimiento permiten que el desplazamiento de sus fluidos se realice en sentido vertical, se tienen las condiciones óptimas de explotación. Las mayores recuperaciones obtenidas corresponden a yacimientos en los que la segregación gravitacional ha desempeñado el papel más importante. La determinación de las curvas de permeabilidades relativas y la presión capilar juegan un papel muy importante en la recuperación de aceite por drene gravitacional. Es necesario evaluar el yacimiento antes de comenzar el mecanismo de producción por drene gravitacional para conocer si es viable que se produzca de esta manera.

IV.2.4 Imbibición Agua/Aceite

La imbibición agua/aceite se da cuando el medio poroso, saturado por la fase no mojante (aceite), absorbe la fase mojante (agua) permitiendo desplazar al aceite (**Van Golf-Racht, T.D., 1982**). Si tomamos en cuenta una muestra de un medio poroso saturado por una fase no mojante (gas o aceite), al entrar en contacto con la fase mojante (agua) en la cara inferior de la muestra, esta se desplazará hacia arriba en la muestra. El avance del agua en la muestra esta relacionada con la presión capilar y la permeabilidad de la muestra, así como la diferencia de densidad entre los fluidos.

La imbibición espontánea es de particular importancia en la recuperación de aceite en YNF. La imbibición espontánea es el proceso en el que un fluido mojante es absorbido por un medio poroso debido a la acción capilar. La magnitud de la curvatura de la interfase durante la imbibición depende de las fuerzas de superficie en combinación con la geometría del poro.

El papel de la imbibición ha sido reconocido en varios procesos de recuperación. La recuperación de aceite mediante la imbibición espontánea es de especial interés en YNF, en particular cuando la matriz tiene baja permeabilidad. Los YNF exhiben una prolífica producción inicial de aceite a través de las fracturas, lo cual no puede durar mucho. La recuperación subsecuente del aceite contenido en la matriz, mediante inyección de agua o empuje por un acuífero, depende en gran medida de la imbibición espontánea de agua, un proceso relativamente lento. Se ha descubierto que gran parte de las reservas que no se recuperan en YNF quedan en la matriz, razón por la cual el proceso de imbibición espontánea es una manera viable de recuperar esas reservas.

IV.2.5 Continuidad Capilar

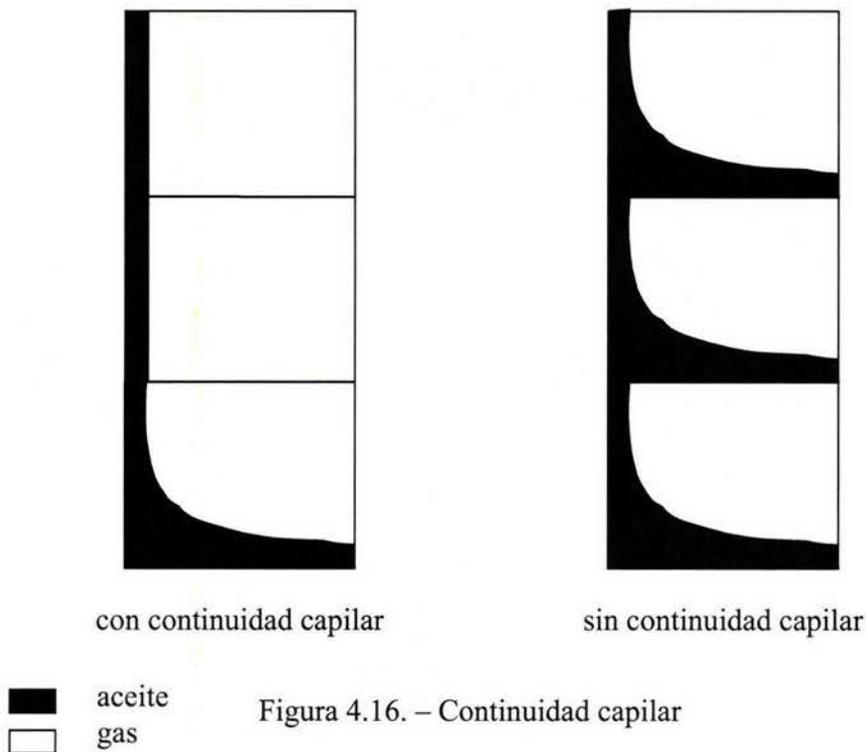
Un YNF se divide en un gran número de bloques de matriz separados y que se encuentran rodeados por fracturas o fisuras permeables. El aceite que es expulsado de la matriz como resultado del drene gravitacional fluirá por el sistema de fracturas hacia el contacto gas-aceite en lugar de fluir hacia los bloques de matriz que se encuentre en su camino.

Cuando dos bloques similares, saturados de aceite, se encuentran apilados verticalmente uno sobre el otro, con un cierto ancho de fractura entre ambos, si el contacto gas-aceite se encuentra por debajo del bloque inferior, el aceite drenado fluye a través de la fractura al bloque inferior. Este proceso continua hasta que el frente de gas alcanza la parte superior de la zona de transición en el bloque superior. A partir de este momento el gasto de aceite aportado por el bloque cesa y el bloque inferior comienza a desaturarse.

Saidi (1987) encontró que el aceite en la matriz se encuentra sujeto a las fuerzas capilares, por lo que solamente podrá ser expulsado debido al drene gravitacional. En el caso de que no exista continuidad capilar, el aceite expulsado de la matriz solamente fluirá por el sistema de fracturas. Cuando existe continuidad capilar, el aceite drenará de bloque a bloque y será producido por el bloque inferior.

En un yacimiento homogéneo, si hay continuidad capilar, los bloques se comportaran como uno solo. La curva de presión capilar también se comportará como si se tratara de un solo bloque.

Al comportarse la curva de presión capilar de esta manera, se tendrá una recuperación final de aceite mayor, esto debido a que la altura del bloque equivalente será mayor a la altura mínima en la cual el aceite deja de fluir ($h_{BL} \gg h_{TH}$). En consecuencia, el aceite será drenado casi completamente de los bloques superiores y fluirá hasta los bloques inferiores creando un banco de aceite que podrá ser explotado. En el caso de que no haya continuidad capilar, los bloques se comportarán de manera independiente, cada bloque tendrá una curva de presión capilar, si la altura del bloque es menor a la altura mínima en la cual el aceite deja de fluir ($h_{BL} < h_{TH}$), no tendremos una recuperación considerable. La siguiente figura ejemplifica lo descrito anteriormente.



En un yacimiento heterogéneo con continuidad capilar, el aceite drenará de un bloque a otro, pero también será expulsado de la matriz hacia las fracturas. Si la permeabilidad del bloque inferior es suficiente, este absorberá el aceite por medio de las fuerzas capilares, esto es, presentará el fenómeno de imbibición.

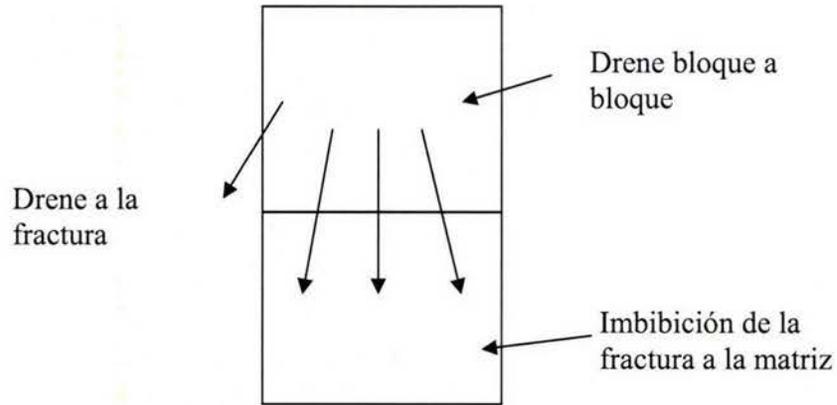


Figura 4.17. – Drene Gravitacional

Saidi (1987) demostró que la continuidad capilar es muy importante al estudiar un YNF. Esto debido a que su presencia afectará en gran medida los procesos de recuperación secundaria y mejorada que se lleven a cabo a lo largo de la vida del yacimiento.

Capítulo V.

Simulación Numérica de un Proceso de Doble Desplazamiento

V.1 Construcción del Modelo de Simulación

Dimensiones de la Malla

La malla de simulación del modelo utilizado en este trabajo es de 10 x 10 x 40 celdas en x , y y z , respectivamente. Las dimensiones de cada celda de la malla de simulación son de 20 x 20 x 20 metros, dando unas dimensiones totales de la malla de 200 x 200 x 800 m.

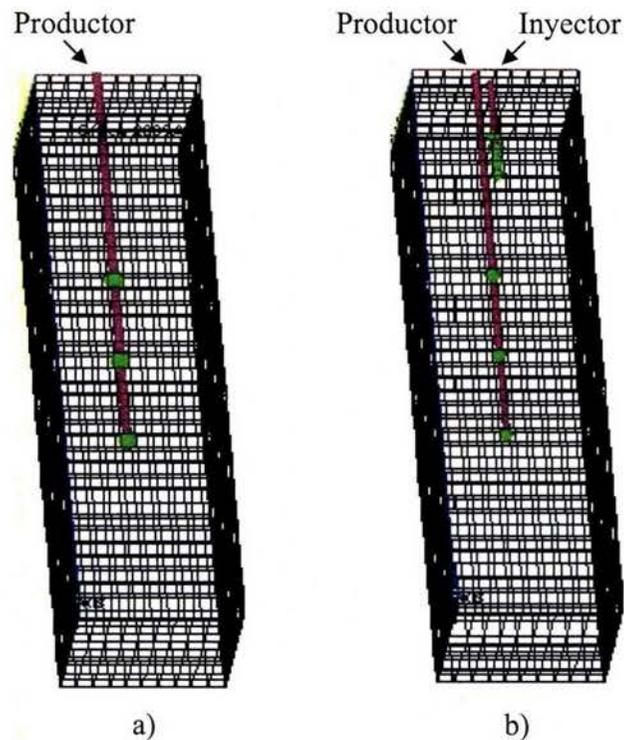


Figura 5.0. – Malla de Simulación:
a) Sin pozo inyector, b) Con pozo inyector

Propiedades Petrofísicas

Al tratarse de un yacimiento fracturado consideraremos propiedades petrofísicas para matriz y fractura. La matriz generalmente tendrá una porosidad mayor que la fractura, sin embargo, la permeabilidad de la fractura será mayor. Las propiedades petrofísicas se pueden ver en la siguiente tabla:

Propiedades	Matriz	Fractura
porosidad ϕ , %	8	2
permeabilidad K_x , (md)	50	100
permeabilidad K_y , (md)	50	100
permeabilidad K_z , (md)	10	1500
saturación de agua congénita S_{wi} , %	20	0
saturación de aceite inicial S_{oi} , %	80	100
altura de bloque H_B , (m)	7.62	---
factor de acoplamiento σ , adim	0.0192	---
Compresibilidad de la Roca (psi^{-1})	5E-6	---

Tabla 2.- Propiedades Petrofísicas del Modelo de Simulación

Como se muestra en la tabla el factor de acoplamiento entra dentro de las propiedades petrofísicas y es, generalmente, un parámetro de ajuste. **Kazemi (1976)** fue el que introdujo el término del factor de acoplamiento para simular la interacción de las transmisibilidades entre matriz y fractura. El factor de acoplamiento se representa con la letra sigma (σ) y se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$\sigma = 4 \left(\frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right)$$

En donde l_x , l_y y l_z son las dimensiones del bloque de matriz.

Se puede apreciar que si el tamaño del bloque es grande, el factor de acoplamiento será menor y viceversa.

Curvas de Permeabilidad Relativa y Presión Capilar

Las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar son sin duda un parte muy importante en la definición de un modelo de simulación. Estas curvas determinaran la distribución de fluidos y la forma en la que estos se moverán a través del yacimiento al empezar a explotarlo. Las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar se muestran en las siguientes gráficas.

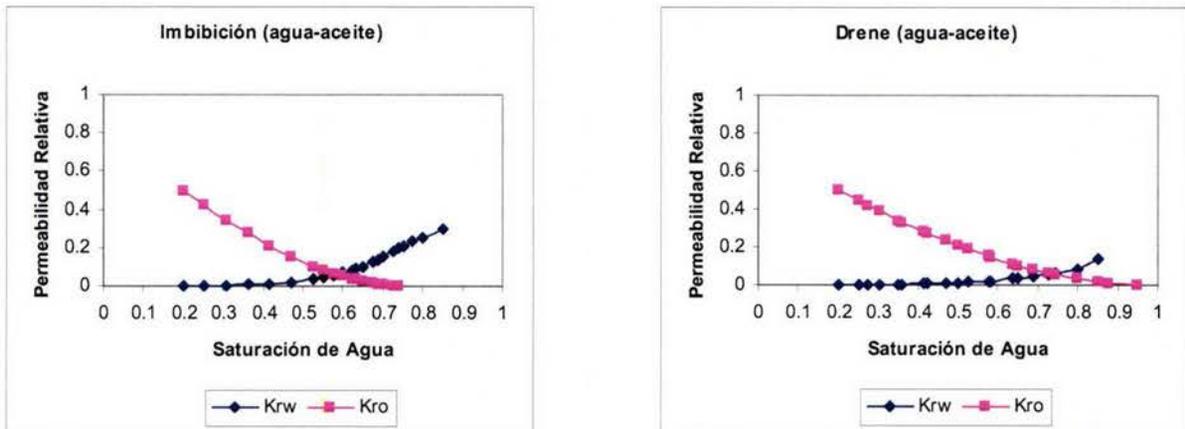


Figura 5.1. – Curvas de Permeabilidad Relativa para un Sistema Agua-Aceite:

a) Imbibición, b) Drene

Estas curvas muestran una mayor movilidad del agua en el caso de la imbibición y una menor movilidad del agua en el caso del drene para un sistema agua-aceite.

Para el caso en que se encuentran presentes gas y aceite se tienen las siguientes curvas:

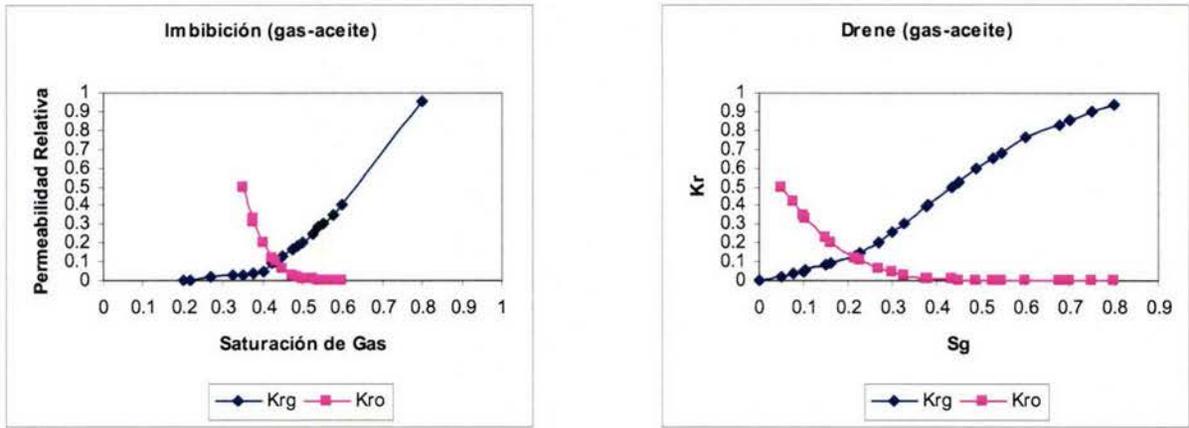


Figura 5.2. - Curvas de Permeabilidad Relativa para un Sistema Gas-Aceite:
a) Imbibición, b) Drene

En este caso tenemos una gran movilidad de gas tanto para drene como para imbibición cuando la saturación de este gas es grande.

Para el caso de la fractura, las curvas que se muestran son típicas de un medio con alta permeabilidad

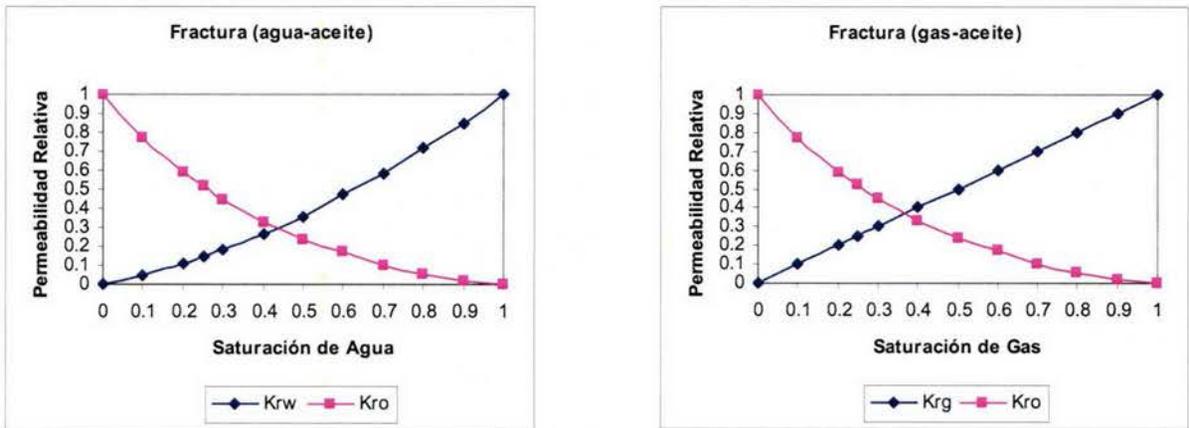


Figura 5.3. – Curvas de Permeabilidad Relativa para Fractura:
a) agua-aceite, b) gas-aceite

Las curvas de presión capilar se dividen en drene e imbibición para fases presentes agua-aceite y gas-aceite, estas se muestran a continuación:

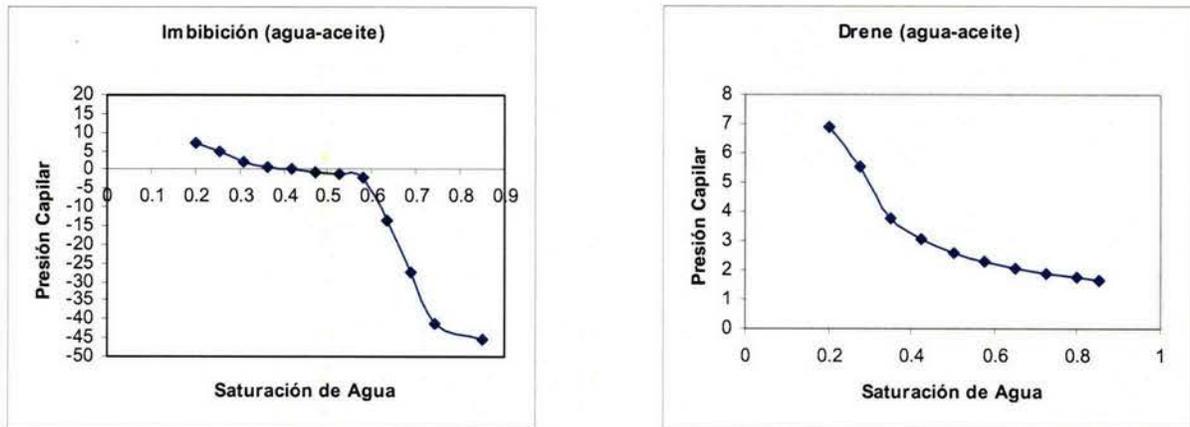


Figura 5.4. – Curvas de Presión Capilar para un Sistema Agua-Aceite:
a) Imbibición, b) Drene

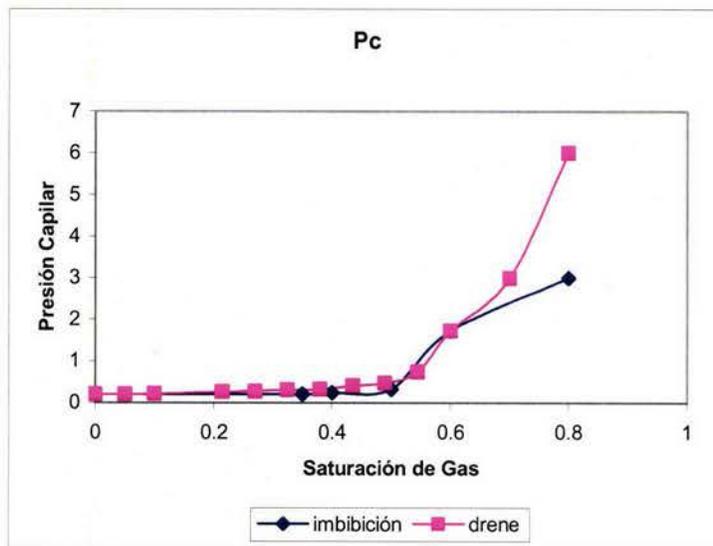


Figura 5.5. – Curvas de Presión Capilar para un Sistema Gas-Aceite

Propiedades de los Fluidos

El tipo de fluido seleccionado para el modelo es un aceite ligero (**D.M. Boersma and Jacques Hagoort, 1994**) . Se tienen 4 componentes, las propiedades de estos y el diagrama de fases se muestran a continuación.

Componente	M (kg/kmol)	Pcr (psia)	Tcr (°R)	ω
Nitrógeno	28.013	492.31	227.16	0.04
Metano	16.043	667.2	343.08	0.008
n-Butano	58.124	551.1	765.36	0.193
n-Tetradecano	198.394	235.14	1249.2	0.679

Nitrógeno/Metano	0.0289
Nitrógeno/n-Butano	0.0711
Nitrógeno/n-Tetradecano	0.1238
Metano/n-Butano	0.0244
Metano/n-Tetradecano	0.0725
n-Butano/n-Tetradecano	0.0078

Tabla 3. – Propiedades del Aceite: a) Componentes del Aceite y b) Coeficientes de Interacción Binaria

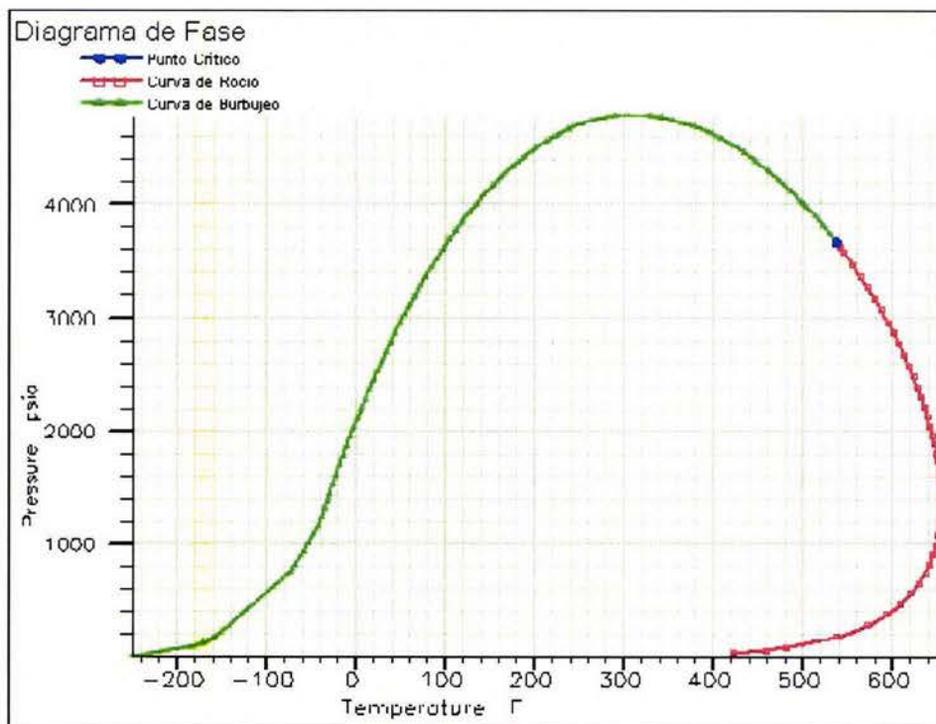


Figura 5.6. – Diagrama de Fases

Condiciones de Equilibrio

El modelo tiene una presión inicial de 5500 psia a una profundidad de 2743.2 m. El contacto gas-aceite se encuentra a 2468.88 m de profundidad, por arriba de la cima del modelo. El contacto agua-aceite se encuentra a 3120 m. de profundidad.

Se considera un acuífero numérico con el propósito de simular una invasión de agua en los intervalos productores. Este acuífero se encuentra definido en el contacto agua-aceite.

Terminaciones de los Pozos

El pozo productor se encuentra terminado en las celdas 5,5 en las direcciones i,j respectivamente. Se tienen tres intervalos productores en las capas 13, 19 y 25 en la dirección k , cada intervalo tiene un espesor de 20 m y se encuentran separadas 100 m.

La producción de cada terminación es de 800 BPD de líquido, esto es, agua y aceite. La inyección de gas se hace con un gasto de 5 millones de pies cúbicos al día de N_2 y CO_2 , respectivamente.

Resumen de los Casos

La definición de varios casos nos dará elementos para analizar los resultados y formarnos un criterio sobre las condiciones en las que el doble desplazamiento se lleva a cabo. Como en todo análisis mediante un modelo de simulación, se creará un caso base sobre el cual se harán los distintos escenarios y se compararan resultados. La definición de la malla será la misma, siendo la inyección de gas y el tiempo de cierre de los intervalos productores los parámetros de ajuste.

El caso base supone una declinación natural del yacimiento. El pozo productor tiene tres intervalos productores con un espaciamiento de 100 m. entre ellos (ver figura 5.0). Se aplicó una restricción a cada intervalo, de tal manera que al alcanzarse un corte de agua del 20% este se cerrará y se abrirá el siguiente intervalo. Esto sucederá con el primero y segundo intervalo (tomando en cuenta que el primer intervalo es el que se encuentra a mayor profundidad), para el tercer intervalo el corte de agua no tendrá restricción, de tal forma que fluirá hasta que termine el tiempo de simulación sin importar que tanta producción de agua tengamos.

Sobre el caso base se harán 4 corridas con diferentes escenarios. Se simulará la inyección de CO_2 y N_2 a un ritmo de $5 \text{ MMpie}^3/\text{día}$, una caso cerrando todos los

intervalos productores por cierto periodo durante la inyección de gas con el fin de permitir un represionamiento y otro caso sin cerrar los intervalos a la producción. En la tabla 4 se muestran los distintos escenarios de simulación con los diferentes parámetros de ajuste realizados.

Caso	Gasto Inyección	Máximo WCT	Máxima RGA	Tiempo de Cierre
Base	5 MMpie ³ /día	0.2	--	--
Iny. CO ₂ con cierre	5 MMpie ³ /día	0.2	3 Mpie ³ /stb	6 meses cada intervalo
Iny. CO ₂ sin cierre	5 MMpie ³ /día	0.2	3 Mpie ³ /stb	--
Iny. N ₂ con cierre	5 MMpie ³ /día	0.2	3 Mpie ³ /stb	6 meses cada intervalo
Iny. N ₂ sin cierre	5 MMpie ³ /día	0.2	3 Mpie ³ /stb	--

Tabla 4.- Resumen de los Casos a Simular

V.2 Resultados de la Simulación

V.2.1 Caso Base

Este caso es con declinación natural. Se puede observar en la figura 5.7 que el comportamiento de la producción de aceite es el esperado al introducirle las restricciones de corte de agua de 20% del total de fluidos producidos. Para el último intervalo, la restricción de corte de agua se suprime con la finalidad de observar que cantidad de agua se produce hasta el final de la simulación que es de 12 años. En la figura 5.8 se observa la producción total de aceite (N_p).

Para evaluar la saturación de aceite en la zona invadida por agua y la zona en la cual actuó el casquete de gas se tomaron dos bloques de matriz, cada uno ubicado en las zonas antes mencionadas, la figura 5.9 muestra estos resultados. La saturación final de aceite de los bloques ubicados en la zona invadida por agua y gas son de 0.40 y 0.30 respectivamente, esto nos muestra que la recuperación por drene gravitacional (zona de gas) es mas efectiva que la recuperación por imbibición (zona de agua).

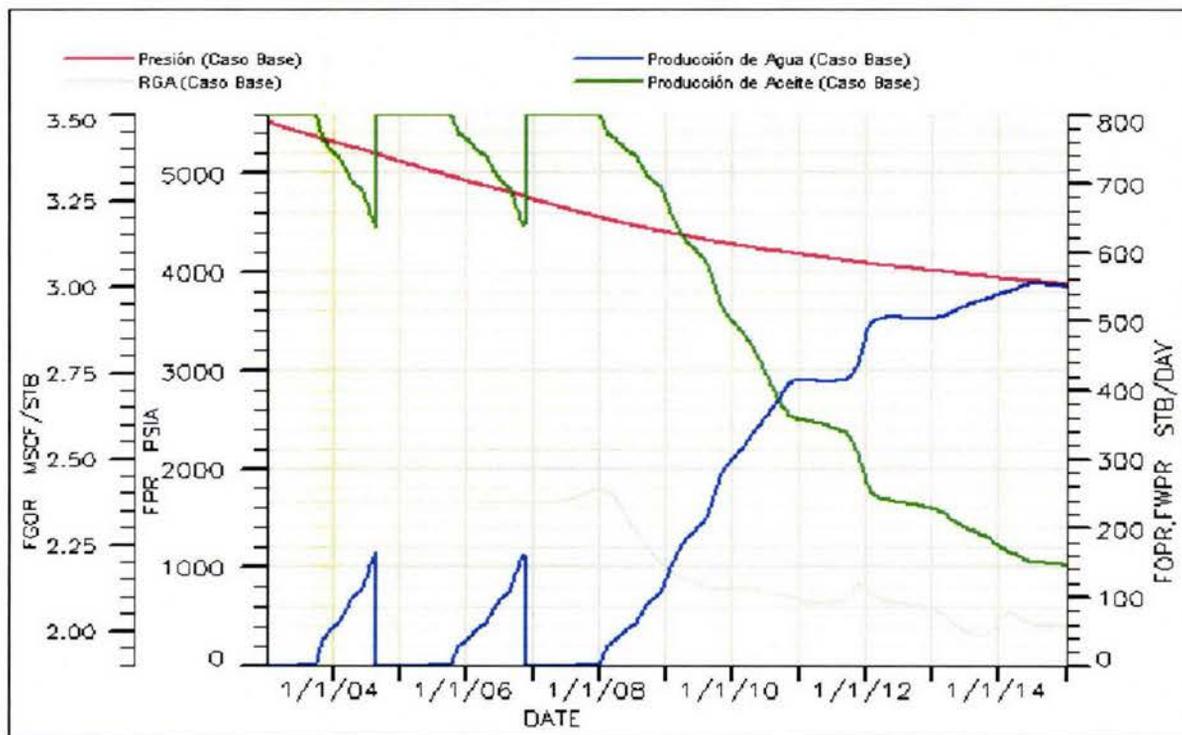


Figura 5.7. – Gráfica de Presión y Producción del Caso Base

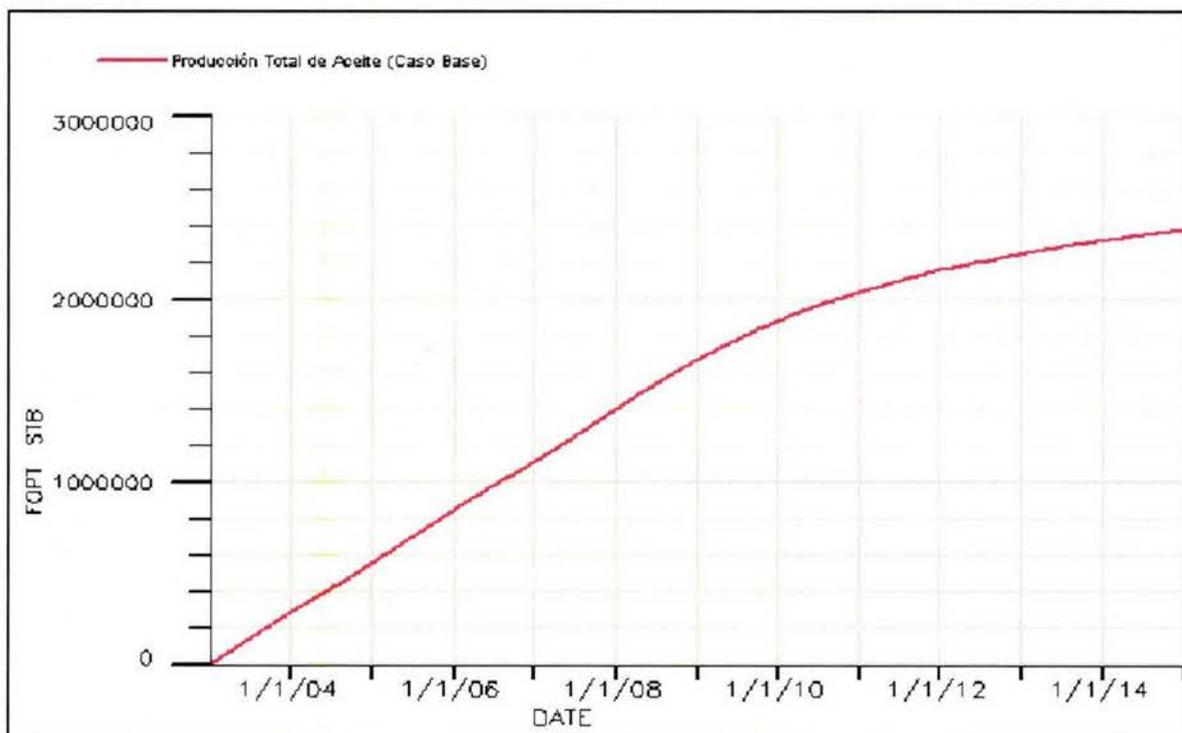


Figura 5.8. – Gráfica de Producción Total de Aceite Caso Base

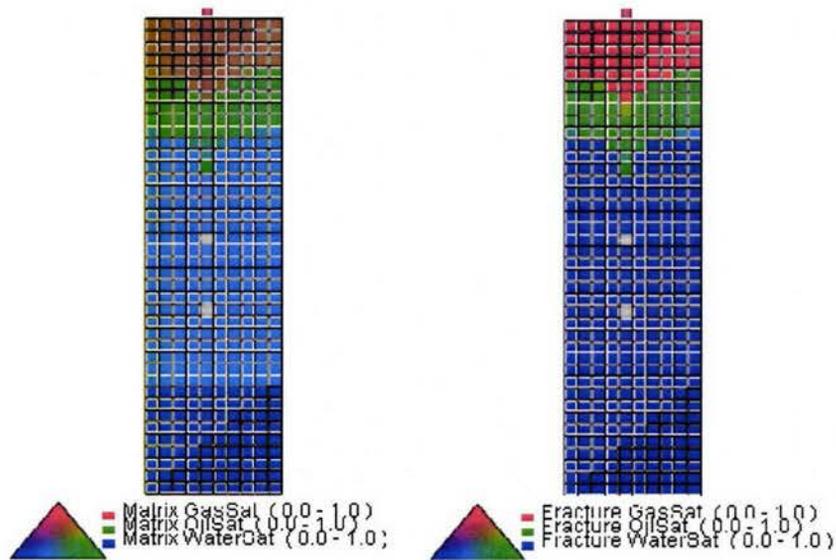


Figura 5.9. – Ternario de Saturación Caso Base: a) matriz, b) fractura

V.2.2 Inyección de CO₂ con Cierre de Intervalos

En este caso se hará la inyección de CO₂ con 5 MMpie³/día. Para permitir el represionamiento, lograr un mejor barrido del aceite contenido en la matriz y disminuir el WCT se cerrarán los intervalos productores por etapas, esto es, se comenzará a inyectar gas al alcanzarse el WCT límite en el último intervalo abierto. El tiempo que se cerrará cada intervalo será de 6 meses. La figura 5.10 muestra el comportamiento de la producción de aceite y agua antes y después del cierre de intervalos. Como se puede observar en la figura 5.10, el WCT disminuye, sin embargo esta disminución no es muy significativa.

En cuanto a la eficiencia de barrido se observa que la saturación de aceite de la matriz en la zona invadida por agua disminuye al actuar la inyección de CO₂. La saturación de aceite en la matriz en la zona invadida por agua que fue desplazada por la inyección de CO₂ es ahora de 0.37. El cierre de intervalos permite que el aceite desplazado de la matriz hacia la fractura detenga e inclusive desplace el avance del acuífero hacia su nivel original. Aquí el doble desplazamiento se llevó a cabo y se desplazó el acuífero a su nivel original. Esto se puede observar en la figura 5.12.

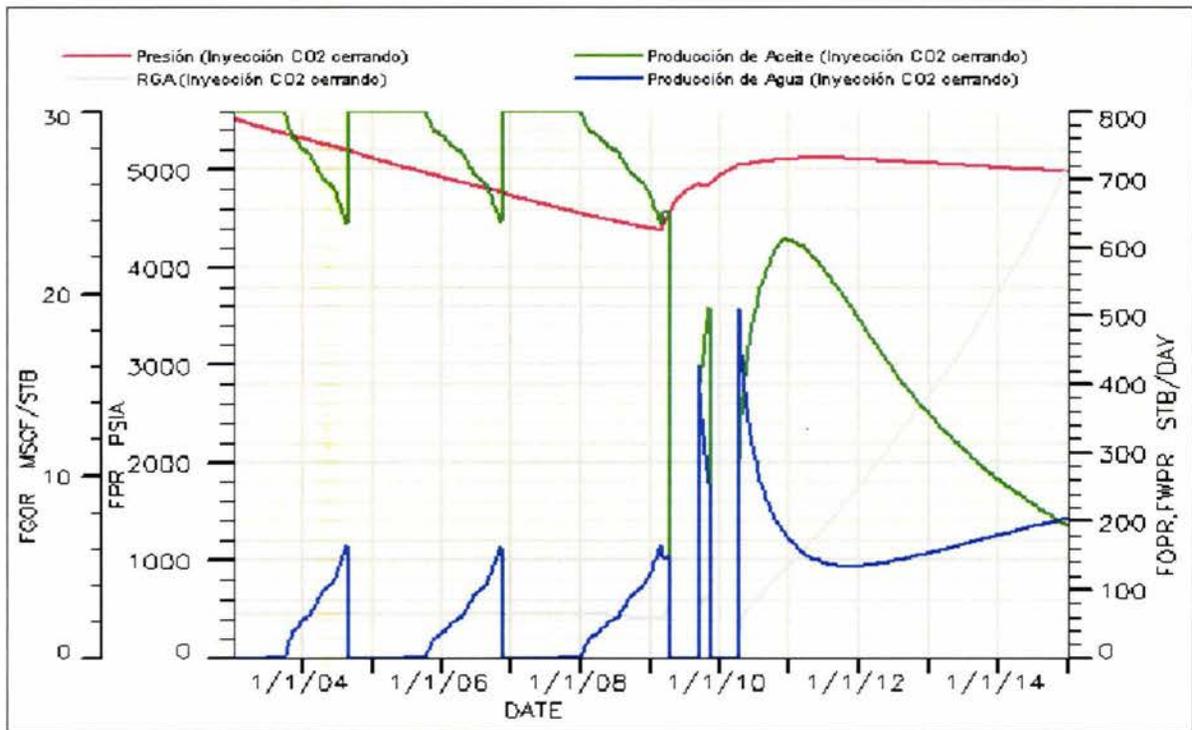


Figura 5.10. - Gráfica de Presión y Producción del Caso Inyección de CO₂ Cerrando

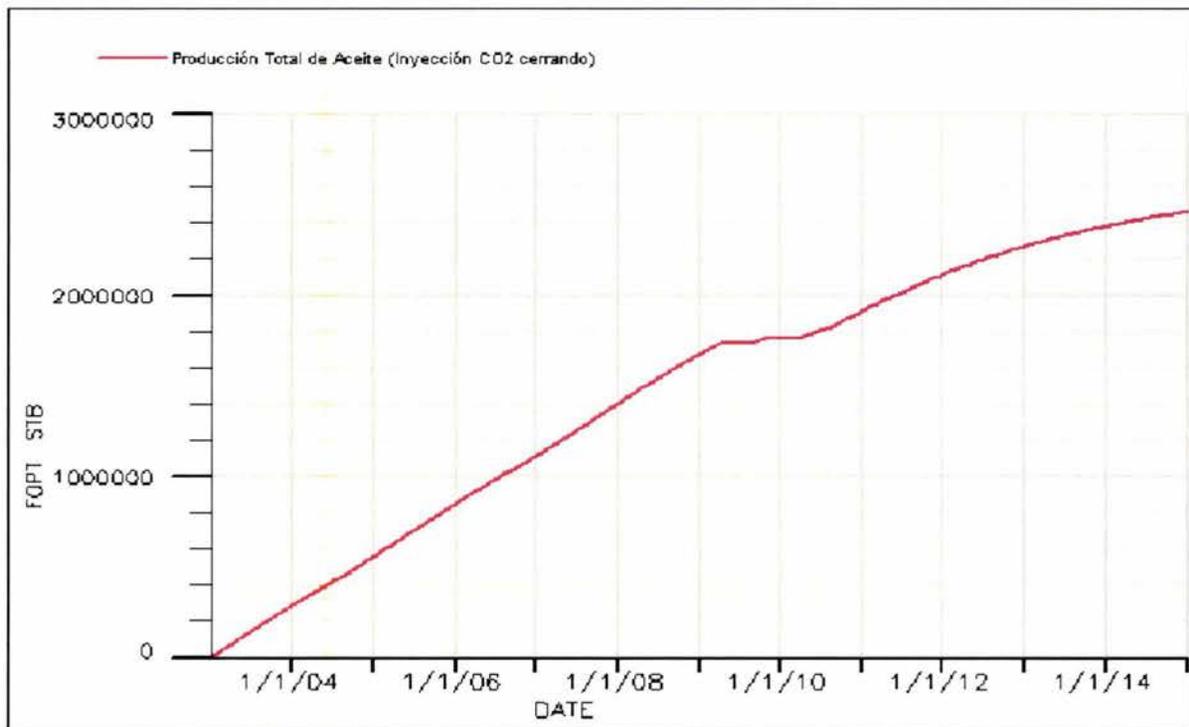


Figura 5.11. - Gráfica de Producción Total de Aceite Caso Inyección de CO₂ Cerrando

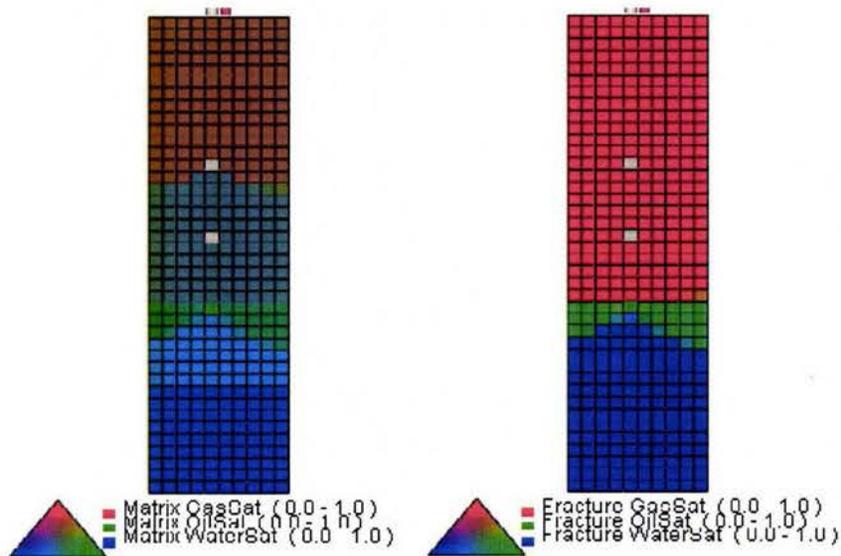


Figura 5.12. - Ternario de Saturación Inyección CO₂ Cerrando: a) matriz, b) fractura

V.2.3 Inyección de CO₂ sin Cierre de Intervalos

Este caso es el mismo que el anterior pero no se cierran los intervalos productores. Se añade una restricción de 3 Mpie³/stb momento en el cual se cierra el intervalo y se abre de inmediato el siguiente. El WCT en este caso será demasiado al momento de abrir el siguiente intervalo debido a que esta se encuentra invadida de agua en las fracturas, sin embargo, este corte de agua disminuirá rápidamente y la producción de aceite aumentará como se observar en la figura 5.13. Se puede observar que el tiempo que se mantiene abierto el tercero y segundo intervalo es muy corto debido a que el gas alcanza rápidamente estos intervalos y la RGA aumenta de manera considerable.

En este caso la eficiencia de barrido es también muy efectiva, quedando una menor saturación de aceite en la matriz en la zona invadida con agua que ha sido barrida por la inyección de gas. El doble desplazamiento también tuvo lugar en este caso y desplazó el aceite de la matriz hacia la fractura, y este a su vez desplazó y mantuvo el contacto agua-aceite cerca de su nivel original. La figura 5.14 muestra la producción total de aceite y la figura 5.15 muestra el ternario de saturaciones de matriz y fractura para este caso.

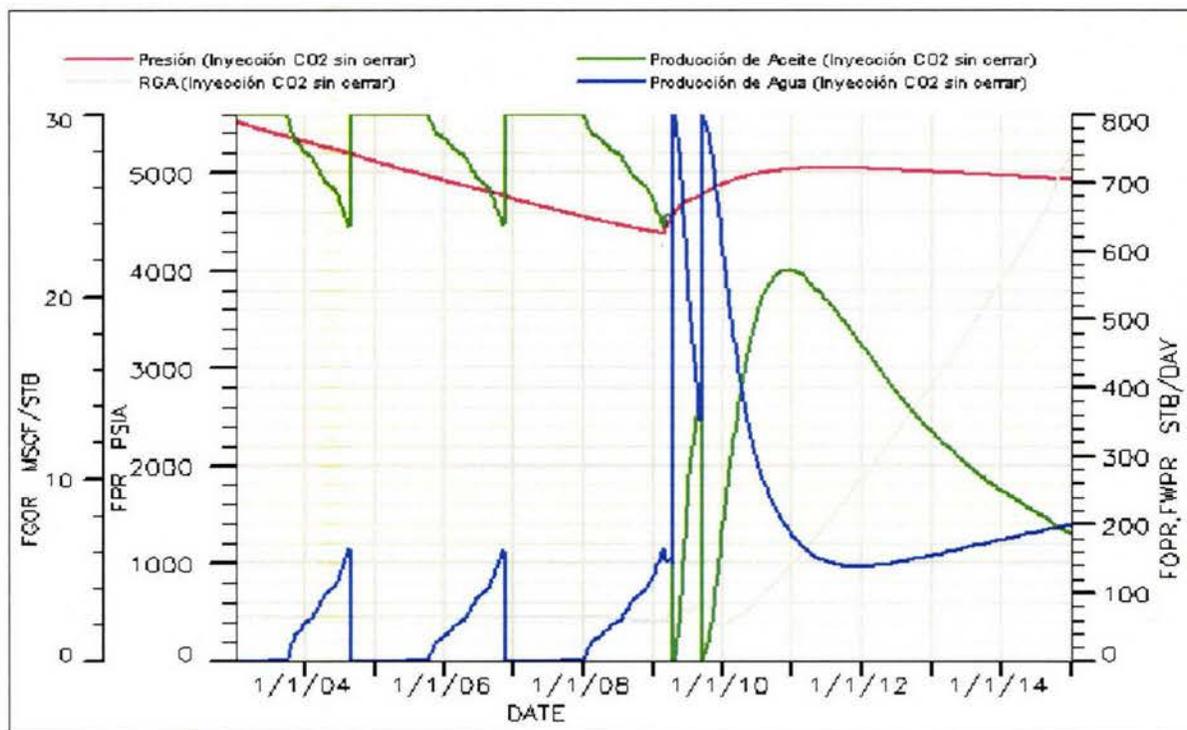


Figura 5.13. - Gráfica de Presión y Producción del Caso Inyección de CO₂ Sin Cerrar

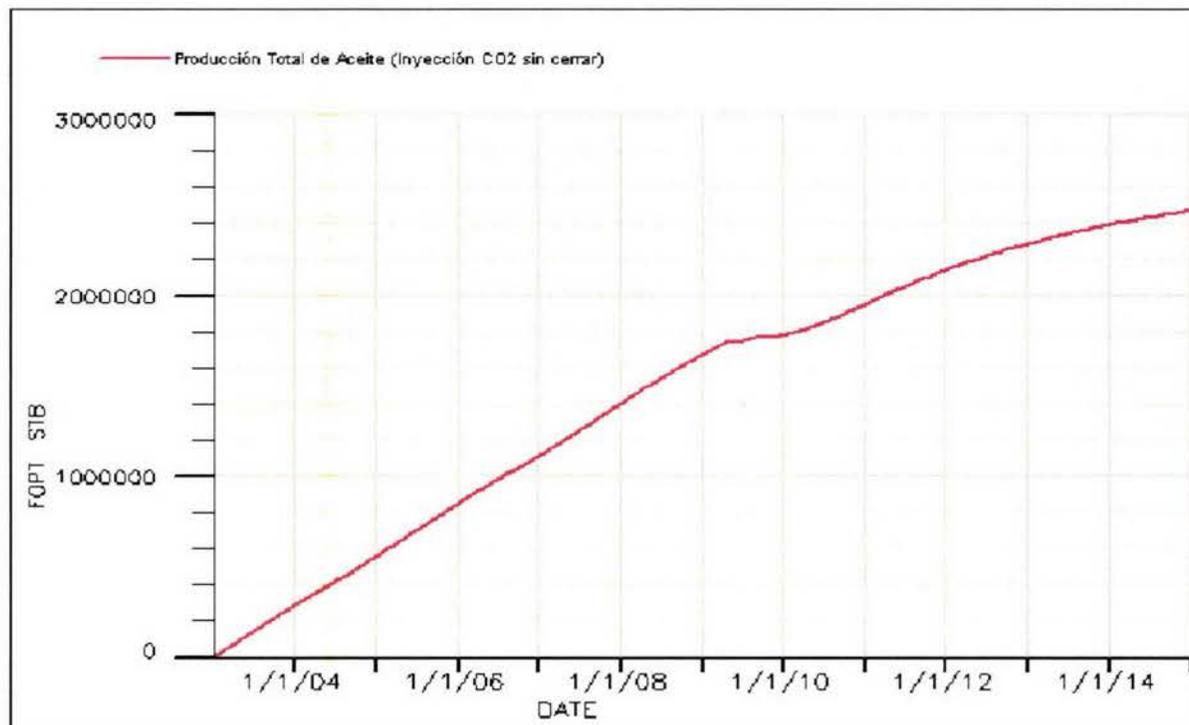


Figura 5.14. - Gráfica de Producción Total de Aceite Caso Inyección de CO₂ Sin Cerrar

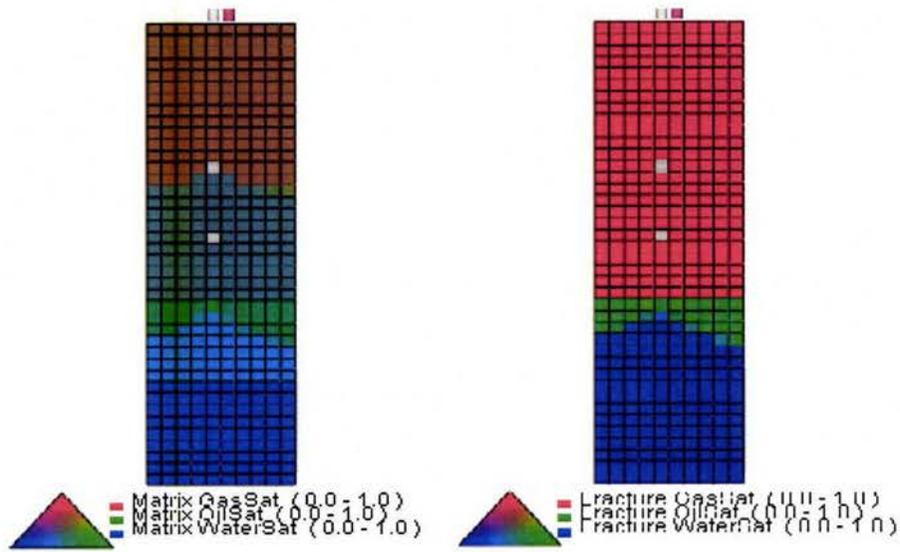


Figura 5.15. - Ternario de Saturación Inyección CO₂ Sin Cerrar: a) matriz, b) fractura

V.2.4 Inyección de N₂ con Cierre de Intervalos

En este caso se inyecta N₂ a 5 MMpie³/día. Al igual que el caso en que se inyecta CO₂ se cierran los intervalos durante 6 meses para que se alcance a barrer el aceite en la matriz y disminuir el contacto agua-aceite. El tiempo de cierre ayuda a que al abrir el siguiente intervalo este no se encuentra totalmente invadido con agua y se logre disminuir el WCT. La RGA va aumentando a medida que el frente de gas alcanza los intervalos abiertos, cuando esta RGA es de 3 Mpie³/stb se cerrará el intervalo. La gráfica de producción total de aceite se muestra en la figura 5.17.

La figura 5.18 muestra el ternario de saturación en matriz y fractura. Se observa que el contacto agua-aceite ha bajado casi al nivel original. Las saturaciones de aceite en la matriz en la zona invadida con agua antes y después de la inyección de gas son de 0.41 y 0.35 respectivamente.

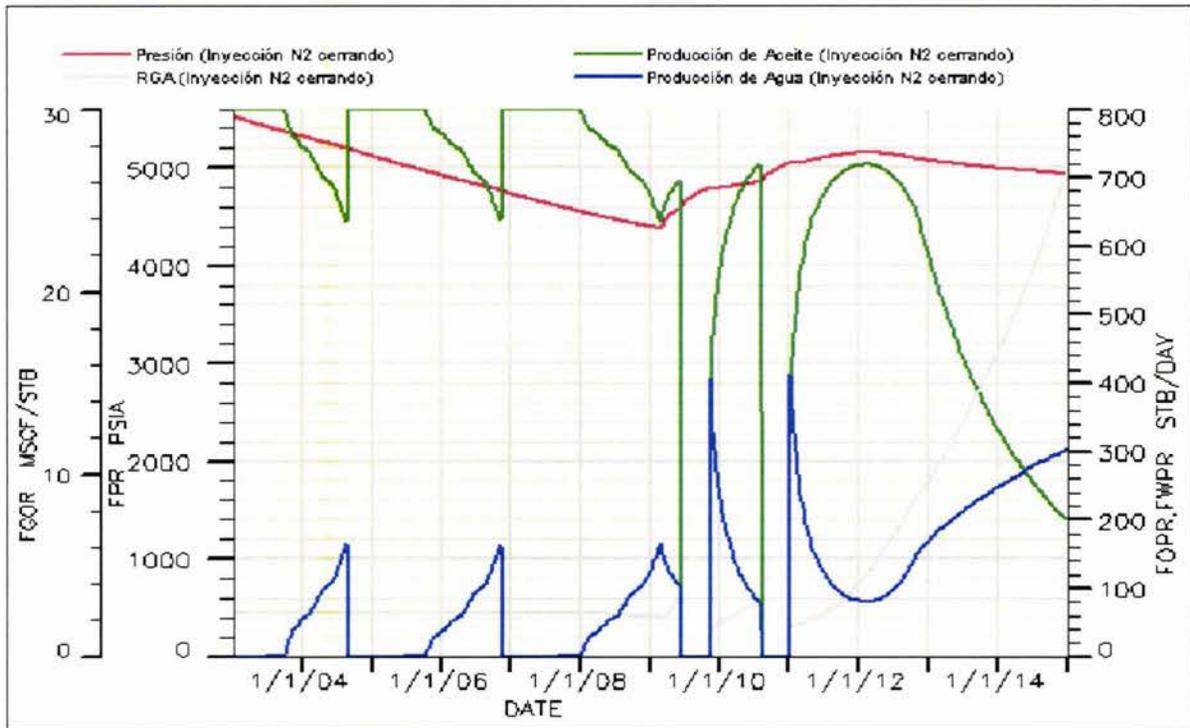


Figura 5.16. - Gráfica de Presión y Producción del Caso Inyección de N₂ Cerrando

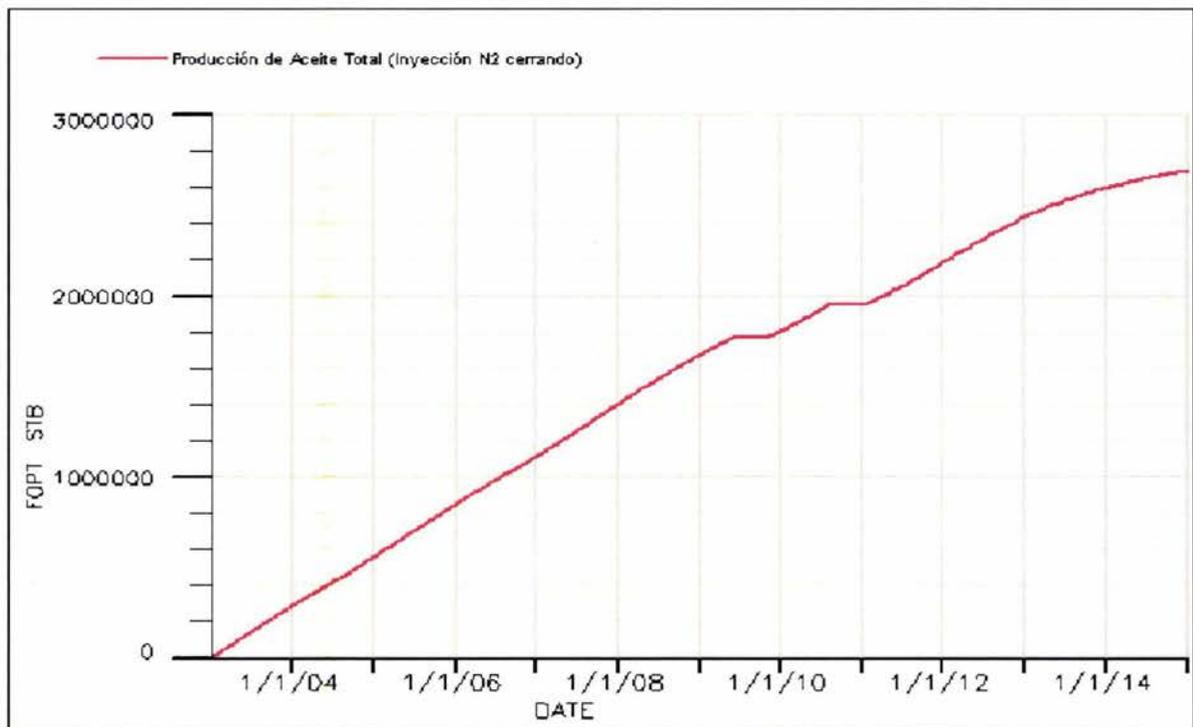


Figura 5.17. - Gráfica de Producción Total de Aceite Caso Inyección de N₂ Cerrando

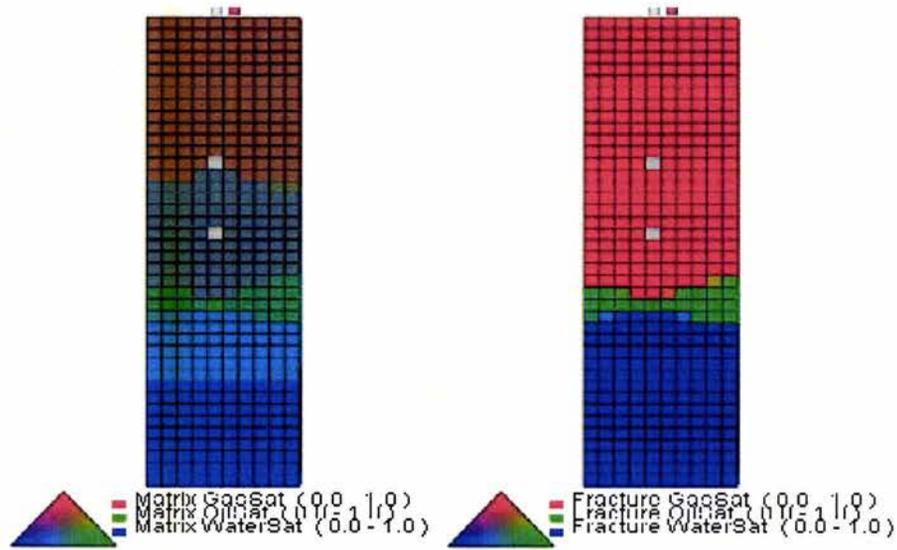


Figura 5.18. - Ternario de Saturación Inyección N_2 Cerrando: a) matriz, b) fractura

V.2.5 Inyección de N_2 sin Cierre de Intervalos

Este caso, al igual que el anterior, es con un gasto de inyección de $5 \text{ MMpie}^3/\text{día}$. La restricción de RGA es de $3 \text{ Mpie}^3/\text{stb}$, momento en el cual se cerrará el intervalo que alcance esta restricción y se abrirá el siguiente. Se observa en la figura 5.19 el gran WCT que se presenta al abrirse los intervalos que se encuentran en la zona invadida por agua, sin embargo, disminuye notablemente en poco tiempo. Al final, la RGA es muy grande, pero esto es debido a que se está recirculando gas. La figura 5.20 muestra la producción total de aceite.

El ternario de saturación se muestra en la figura 5.21. Se puede observar que se logra el doble desplazamiento al expulsar el aceite contenido en la matriz hacia la fractura y este a su vez empuja el agua hacia abajo muy cerca del contacto agua-aceite original. La saturación de un bloque de matriz en la zona invadida por agua antes de la inyección de gas es de 0.41, y después de la inyección en la zona invadida con agua que ha sido barrida por el gas es de 0.35, esto nos muestra que hubo una recuperación adicional de aceite de la matriz.

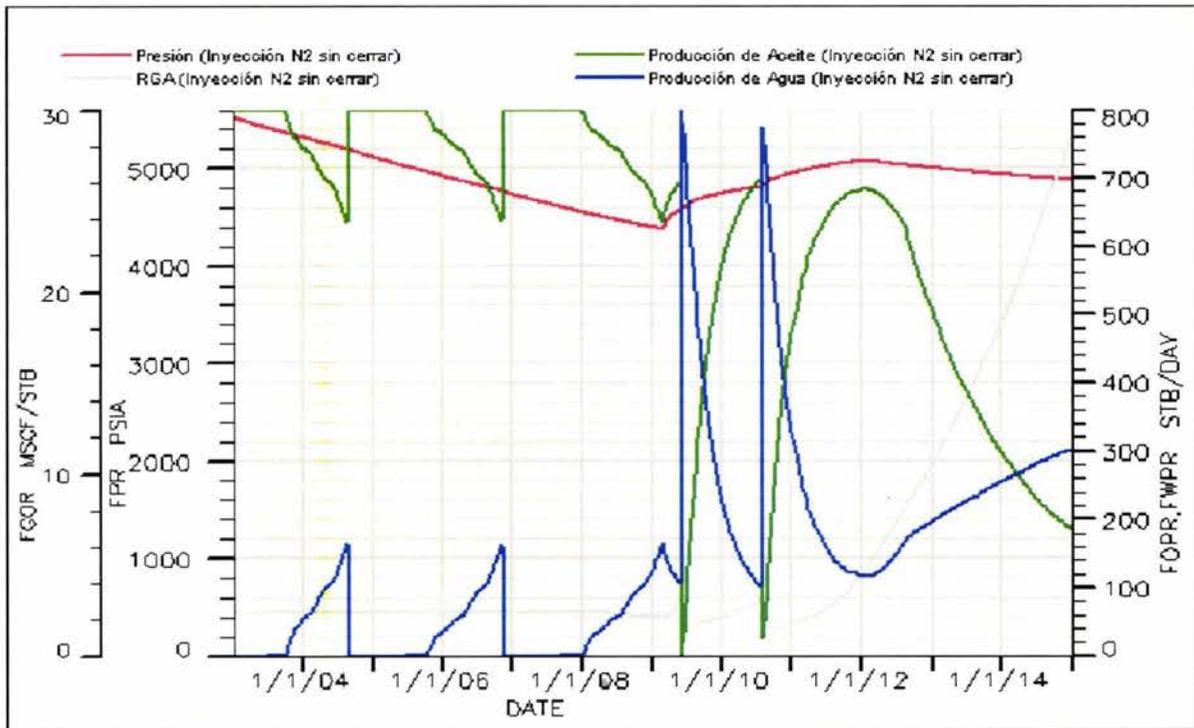


Figura 5.19. - Gráfica de Presión y Producción del Caso Inyección de N₂ Sin Cerrar

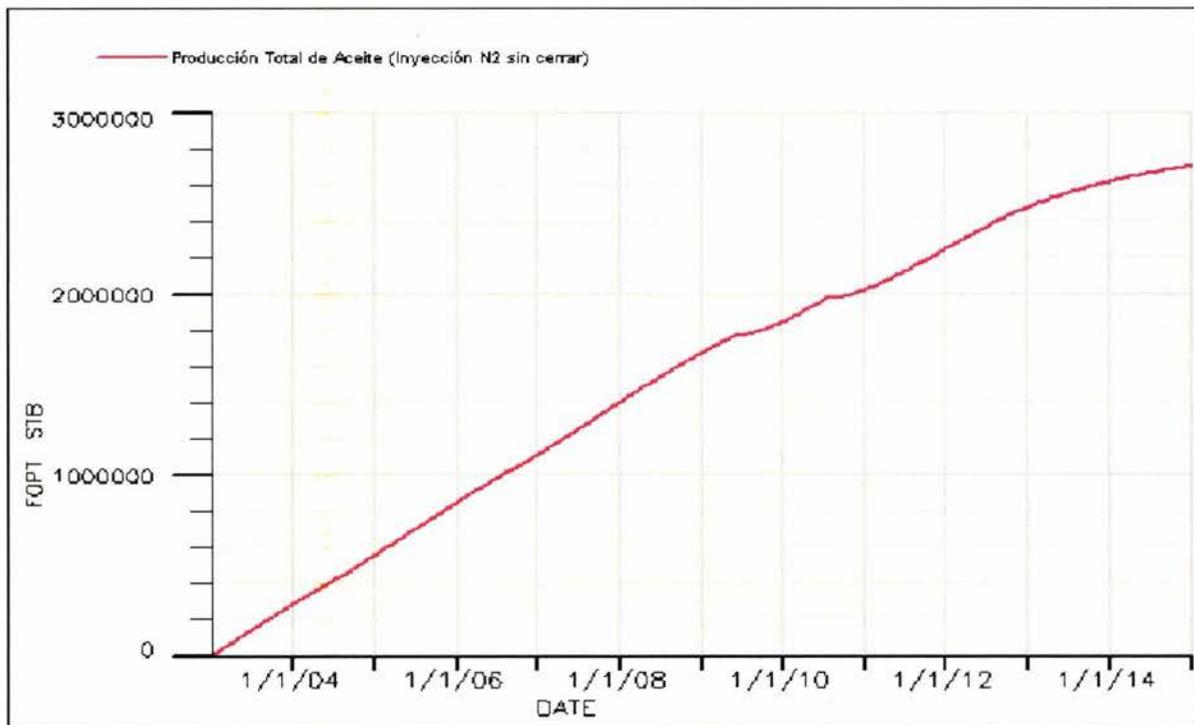


Figura 5.20. - Gráfica de Producción Total de Aceite Caso Inyección de N₂ Sin Cerrar

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

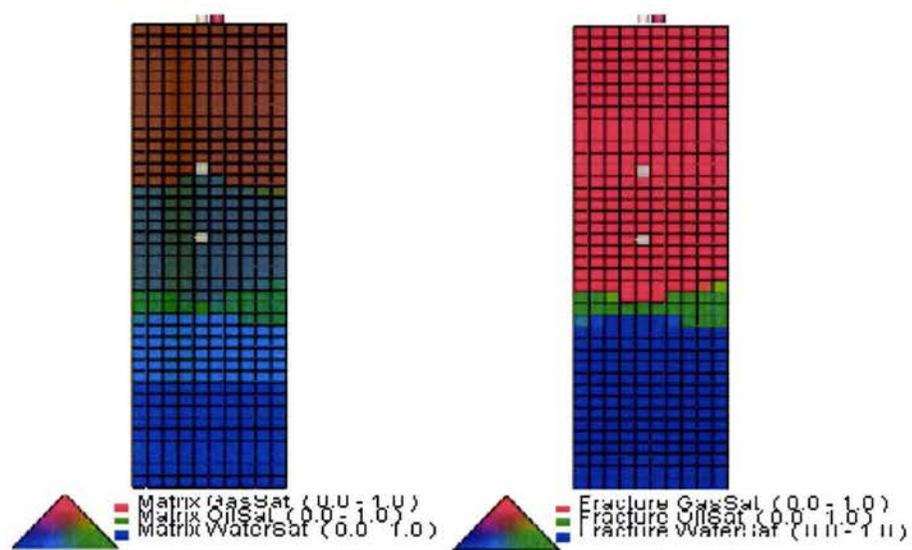


Figura 5.21. - Ternario de Saturación Inyección N_2 Sin Cerrar: a) matriz, b) fractura

Capítulo VI.

Análisis de Resultados

VI.1 Comparación de casos

Para analizar los distintos casos simulados se hará una comparación. Básicamente se comparará la producción total de aceite, el contacto agua-aceite antes y después de la inyección para todos los casos y la saturación residual de aceite en la matriz.

Caso Base Vs. Inyección de CO₂

La primera comparación se puede ver en la figura 6.0., aquí se compara la producción total de aceite del caso base con los dos casos de inyección de CO₂.

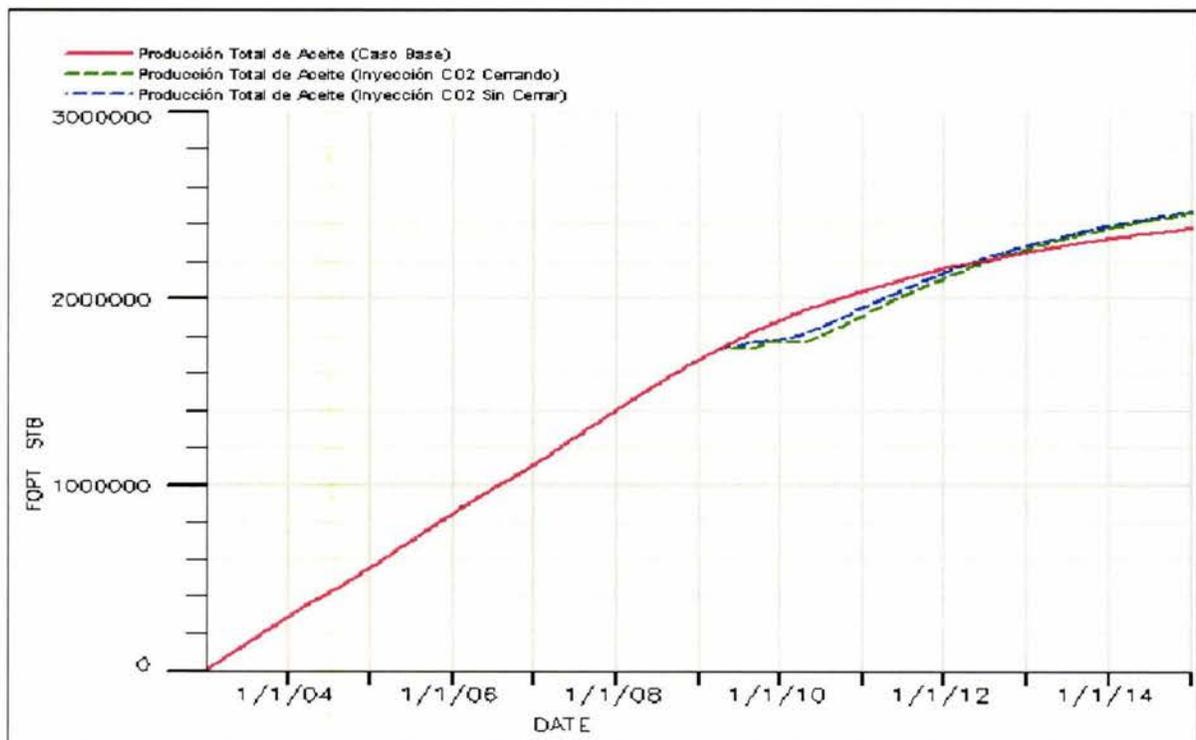


Figura 6.0. – Comparación Caso Base e Inyección de CO₂

En ambos casos de inyección de CO_2 se puede observar una disminución de la producción de aceite al momento de comenzar a inyectar, esto debido a que en el caso en que se cierran los intervalos se deja de producir aceite, y el otro caso es la alta producción de agua que se presenta por momentos. Se observa una mayor producción total de aceite al final de la simulación, ya que el doble desplazamiento ha expulsado el aceite atrapado en la matriz de la zona invadida por agua, sin embargo el aumento de la producción total es de 3% y 3.7% para los casos en que se cierran y no se cierran intervalos, respectivamente.

La figura 6.1 muestra una comparación de un ternario de saturación entre el caso base y la inyección de gas. Se muestra el momento justo antes de inyectar gas, en el cual se puede observar el nivel del contacto agua-aceite que se encuentra muy próximo al último intervalo (el más superficial), mostrando la invasión de agua en los dos primeros intervalos. Al inyectar gas se observa el barrido que se hizo del aceite hacia abajo y el CAA de la zona invadida por agua logrará bajarse muy cerca del original, esto nos habla de una producción extra de aceite en la zona invadida por agua.

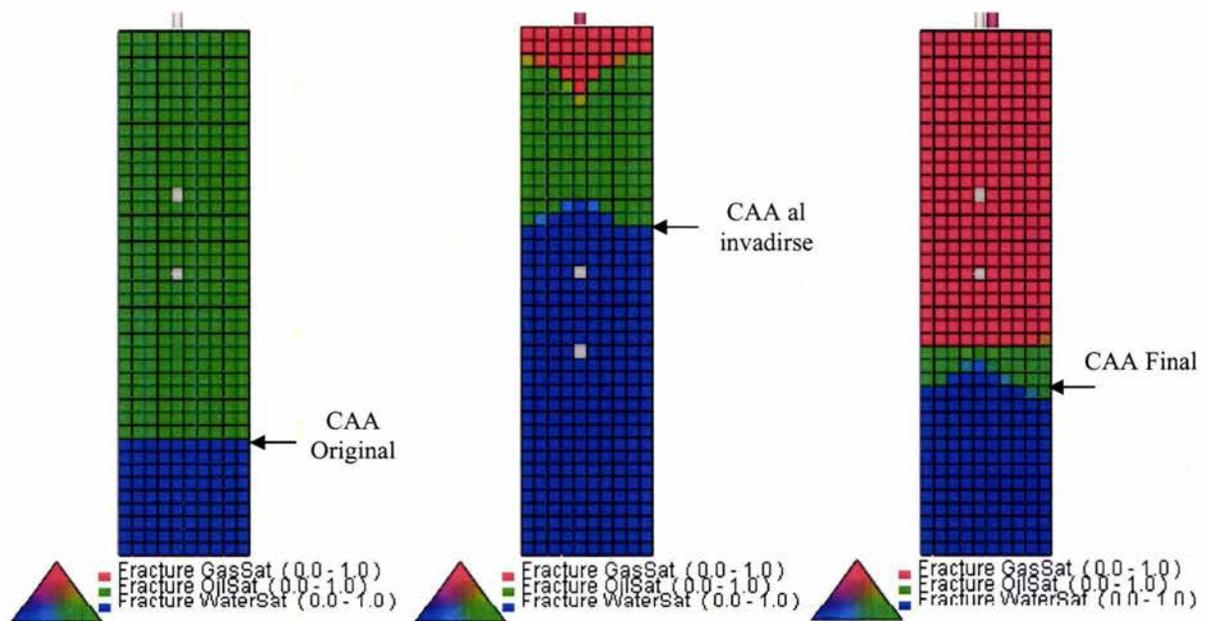


Figura 6.1. – Comparación Ternario de Saturación Inyección de CO_2 : a) Condiciones Iniciales, b) Invadido por Agua, c) Después de la Inyección de Gas

Caso Base Vs. Inyección de N₂

La producción total de aceite para ambos casos de inyección de N₂ es mayor que la producción total del caso base como se observa en la figura 6.2.

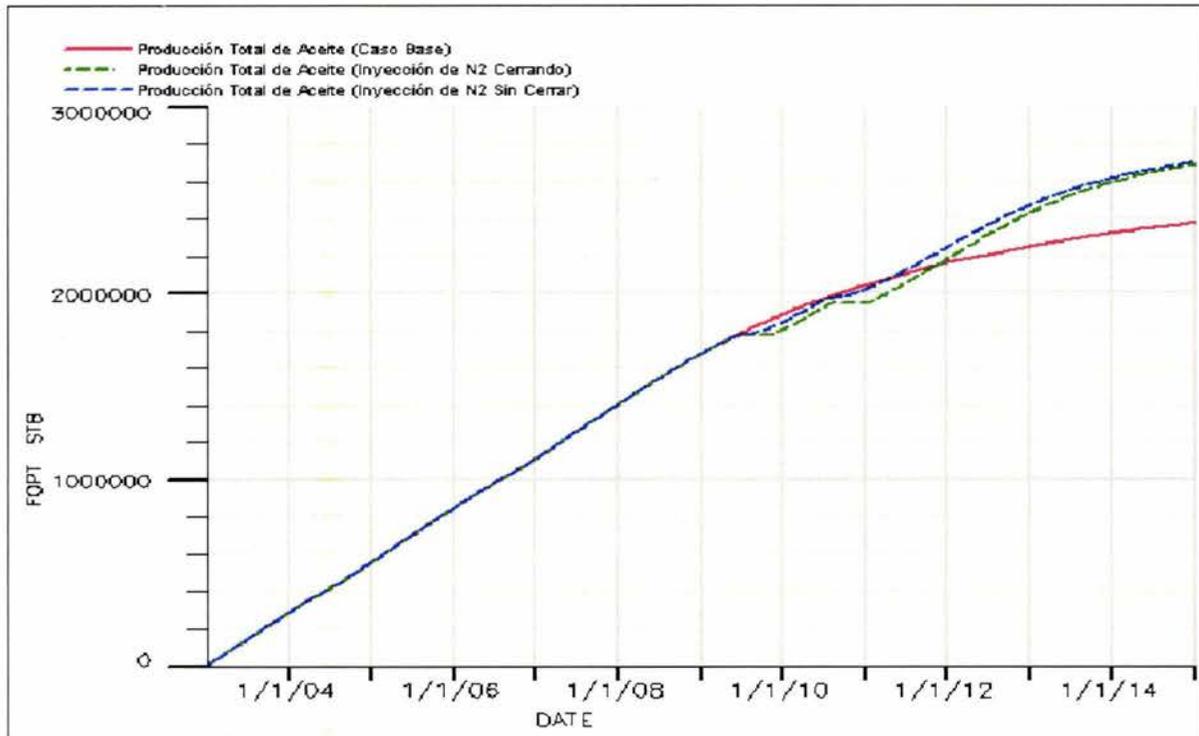


Figura 6.2. – Comparación Caso Base e Inyección de N₂

Se puede observar que al momento de inyectar hay una disminución de la producción total de aceite, sin embargo esto no dura mucho y rápidamente aumenta y rebasa la producción total del caso base. Al final de la simulación se observa que ambos casos de inyección (cerrando y sin cerrar intervalos) muestran una producción total de aceite similar, la diferencia se encuentra en la producción de agua, que es mayor en el caso en que no se cierran los intervalos. Se obtiene una producción adicional de 12.9% y 13.5%, cerrando y no cerrando intervalos, respectivamente.

El ternario de saturación mostrado en la figura 6.3 muestra las condiciones iniciales y finales del modelo. Como se puede observar se ha logrado bajar el contacto agua-aceite mediante la inyección de gas y se ha recuperado más aceite.

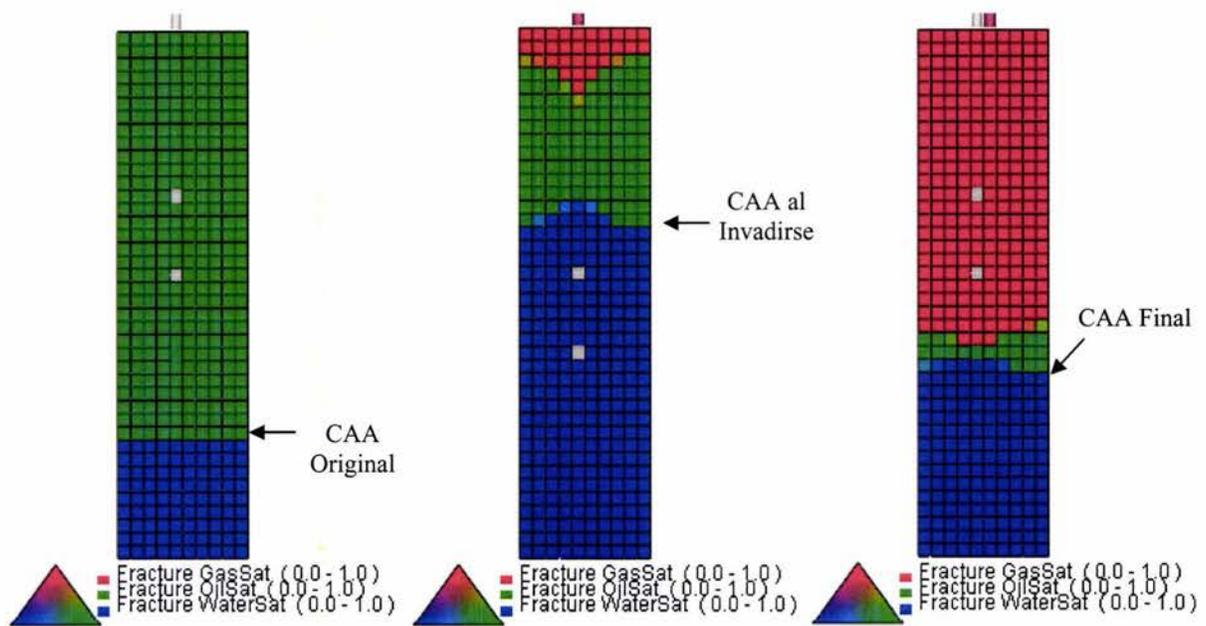


Figura 6.3. – Comparación Ternario de Saturación Inyección de N_2 : a) Condiciones Iniciales, b) Invasión por Agua, c) Después de la Inyección de Gas

- **Inyección de N_2 vs. Inyección de CO_2**

Una vez que se han comparado las inyecciones de los distintos tipos de gas contra el caso base, es necesario comparar los beneficios que nos presentan cada tipo de gas para así poder determinar cual nos da una mayor recuperación total. La figura 6.4 presenta la comparación de todos los casos.

Se observa que la recuperación total es mayor para el caso de inyección de N_2 , el cual muestra una recuperación 10% más aceite que para la inyección de CO_2 .

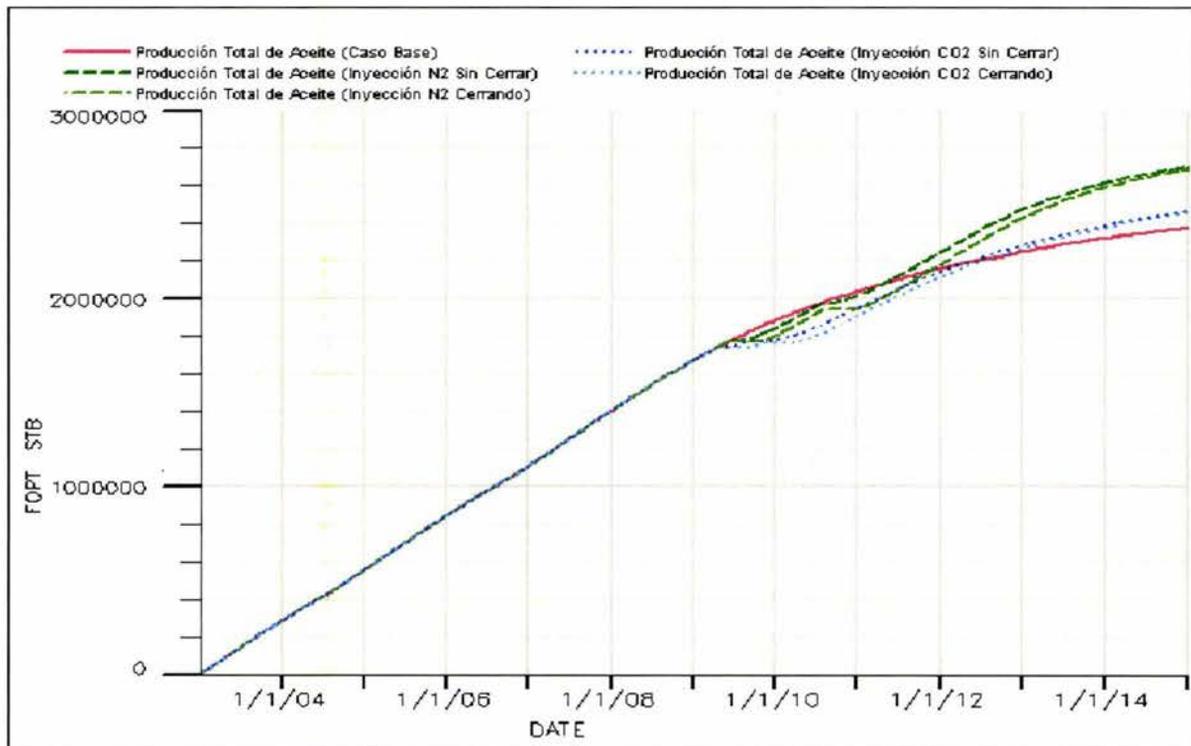


Figura 6.4. – Comparación de Inyección de N₂ vs. Inyección de CO₂

En cuanto al contacto agua-aceite, resultado de la invasión de agua, ambos gases logran bajarlo muy cerca de su nivel original.

En la tabla 5 se muestra la comparación de todos los casos y se observa la mayor recuperación de aceite mediante el doble desplazamiento.

Caso	N _p (STB)	Porcentaje
BASE	2,378,903	--
CO ₂ 5 Mmpie ³ /día Cerrando	2,452,079	3.08%
CO ₂ 5 Mmpie ³ /día sin Cerrar	2,467,969	3.74%
N ₂ 5 Mmpie ³ /día Cerrando	2,686,187	12.92%
N ₂ 5 Mmpie ³ /día sin Cerrar	2,700,285	13.51%

Tabla 5.- Comparación de Casos

El análisis anterior podría ser extendido a escala de campo. Un escalamiento simple y práctico es asumir que esto se repetirá en todo el yacimiento si las condiciones son similares. Por supuesto, es necesario realizar el estudio a escala de campo en lugar de tomar una sección como se ha hecho en este trabajo. El escalamiento quedará pendiente debido a que el caso estudiado es hipotético. Se recomienda compararlo con un caso de un yacimiento real.

Capítulo VII.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

El modelado de un proceso de doble desplazamiento en yacimientos naturalmente fracturados difiere en gran manera de un yacimiento no fracturado. Propiedades como la permeabilidad relativa para tres fases y la presión capilar son parámetros claves en la definición del modelo.

El PDD logra desplazar el contacto agua-aceite, resultado de la invasión de agua, y bajarlo hasta un nivel cerca del original. La producción de agua disminuye, sin embargo, se tendrá una alta producción de agua al repararse los intervalos después de la inyección, esto es algo que solamente se podría evitar cerrando todas los intervalos disparados y dejar que baje el contacto agua-aceite por debajo de la última terminación que se vaya a abrir.

El PDD logra disminuir la S_{or} en la zona invadida por agua. La inyección de gas tuvo un efecto favorable para favorecer el drene gravitacional y disminuir la S_{or} en la zona invadida por agua. Como se observa en la comparación de casos, se obtiene una mayor recuperación de aceite al inyectar gas, concretamente, 4% para el CO_2 y 13.5% para el N_2 . Sin embargo los porcentajes de recuperación no son los mismos que en casos publicados.

Recomendaciones

Se trabajó con un modelo de simulación sintético debido a que el trabajo solamente pretendía explicar el PDD, es recomendable utilizar datos de YNF reales para comparar y analizar resultados mas a detalle.

Realizar un análisis de sensibilidad de propiedades como pueden ser el tamaño de bloque, así como de curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares para darse una mejor idea de la variación en el comportamiento del doble desplazamiento.

En el modelo simulado no se consideró continuidad capilar, es importante que en futuros experimentos se considere continuidad capilar de tal forma que se pueda observar la interacción entre los bloques que se encuentren juntos, el intercambio de fluidos que estos presenten y su saturación de aceite al llevarse a cabo el doble desplazamiento.

Como todo proyecto de inyección es recomendable hacer un análisis económico con la finalidad de evaluar la viabilidad del proyecto, ya que puede haber una mayor recuperación total de aceite, sin embargo si el costo de la inyección excede los ingresos adicionales de la mayor producción de aceite el proyecto no es viable.

NOMENCLATURA

Símbolo	Descripción
A	Área
B_o	Factor de Volumen del Aceite
CAA	Contacto Agua-Aceite
CAAO	Contacto Agua-Aceite Original
CGA	Contacto Gas-Aceite
CGAO	Contacto Gas-Aceite Original
CO ₂	Bióxido de Carbono
D	Distancia entre las Fracturas
D _c	Diámetro Capilar
g	Constante de Gravitación Universal
G	Presión debida a los Efectos Gravitatorios
h	Altura del Nivel del Líquido
h _c	Altura Capilar
h _{TH}	Altura Capilar de Entrada
H	Altura del Bloque
H _g	Altura del Gas en la Fractura
H _o	Altura del Aceite en la Fractura
H _w	Altura del Agua en la Fractura
k	Permeabilidad Absoluta
k _b	Permeabilidad de la Matriz
k _f	Permeabilidad de la Fractura
k _e	Permeabilidad Efectiva
k _g	Permeabilidad al Gas
k _o	Permeabilidad al Aceite
k _w	Permeabilidad al Agua
k _{prom}	Permeabilidad Promedio de una Roca con Porosidad Vugular y Matricial
k _r	Permeabilidad Relativa

Símbolo	Descripción
k_{rg}	Permeabilidad Relativa al Gas
k_{ro}	Permeabilidad Relativa al Aceite
k_{rw}	Permeabilidad Relativa al Agua
k_v	Permeabilidad Vugular
L	Distancia
M	Masa Molecular
N	Aceite Original en el Yacimiento @ C.S.
N_p	Aceite Total Producido a Cierta Tiempo @ C.S.
Num	Número de Canales de Solución por Sección
N_2	Nitrógeno
P	Presión
P_b	Presión de Burbujeo
P_c	Presión Capilar
P_{ce}	Presión Capilar de Entrada
P_{cr}	Presión Crítica
PDD	Proceso de Doble Desplazamiento
P_{desp}	Presión de Desplazamiento
P_{grav}	Presión debida a la Acción de la Gravedad
P_{iny}	Presión de Inyección
P_g	Presión del Gas
P_o	Presión del Aceite
P_m	Presión de la Fase Mojante
P_{nm}	Presión de la Fase No Mojante
P_{si}	Presión Estática Inicial
q	Gasto
q_o	Gasto de Aceite
q_{om}	Gasto de Aceite de la Matriz
q_g	Gasto de Gas
r	radio de los canales

Símbolo	Descripción
R	Radio del Tubo Capilar
RG _A	Relación Gas-Aceite en Superficie
R _s	Relación de Solubilidad Gas Disuelto en Aceite
S	Saturación
S _g	Saturación de Gas
S _o	Saturación de Aceite
S _w	Saturación de Agua
S _{gc}	Saturación de Gas Crítica
S _{oi}	Saturación de Aceite Inicial
S _{or}	Saturación de Aceite Residual
S _{org}	Saturación de Aceite Residual al Gas
S _{orw}	Saturación de Aceite Residual al Agua
S _{wi}	Saturación de Agua Irreductible
t	Tiempo
T.P.	Tubería de Producción
T.R.	Tubería de Revestimiento
T _{cr}	Temperatura Crítica
w	Ancho de Fractura
WCT	Corte de Agua
YNF	Yacimiento Naturalmente Fracturado
Z	Distancia entre dos puntos en el Bloque
Z _{cr}	Distancia Crítica

Símbolos Griegos

γ_o	Gravedad Específica del Aceite
γ_g	Gravedad Específica del Gas
$\Delta\gamma_{og}$	Diferencia de Gravedad Específica Aceite-Gas
μ	Viscosidad

Símbolo	Descripción
μ_o	Viscosidad del Aceite
μ_g	Viscosidad del Gas
ρ	Densidad
ρ_l	Densidad de la Fase Líquida
ρ_v	Densidad de la Fase Gaseosa
ω	Factor Acéntrico
ϕ	Porosidad
θ	Ángulo de Contacto entre Líquido y Sólido
σ	Factor de Acoplamiento
σ_s	Tensión Superficial
$\delta P_c / \delta Z$	Diferencial de Presión Capilar respecto a la Altura

REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

Adamson, G. et al.: "Simulation Throughout the Life of a Reservoir," Oilfield Review, Schlumberger Oilfield Services, Houston (Summer 1996)

Aguilera, R.: Naturally Fractured Reservoirs, Penn Well Publishing Co., Tulsa, OK (1995).

Bedrikovetsky, P.: "WAG Displacements of Oil-Condensates Accounting for Hydrocarbon Ganglia", Transport in Porous Media 52: 229-266, 2003. Kluwer Academic Publishers (Netherlands 2003)

Bennion, D.W., Shaw, D.R., Thomas, F.B. and Bennion D.B.: "Compositional Numerical Modelling in Naturally Fractured Reservoirs", Journal of Canadian Petroleum Technology (Julio 1999)

Boerrigton, B.L.E.C et. al.: "Fractured Reservoir Simulation: Case Studies", SPE 25615 Middle East Oil Technical Conference & Exhibition held in Bahrain (Abril 1993)

Boersma D.M. y Hagoort Jacques: "Displacement Characteristics of Nitrogen vs. Methane Flooding in Volatile-Oil Reservoirs", SPE 20187 SPE/DOE Symposium on Enhanced Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma (Abril 1994)

Carlson, L.O.: "Performance of Hawkins Field Unit Under Gas Drive Pressure Maintenance Operations and Development of an Enhanced Oil Recovery Project", SPE 17324 Enhanced Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma (Abril 1988)

Cruz H., Juana, Samaniego V. Fernando, Pérez Rosales Candelario, : "Efectos Capilares y Gravitacionales en la Recuperación de Aceite por Agua en Yacimientos Naturalmente Fracturados", Revista Ingeniería Petrolera, AIPM (Septiembre 1997)

Fassihi, M.R. and Gillham, T.H.: "The Use of Air Injection to Improve the Double Displacement Process", SPE 26374 68th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE held in Houston, Texas (Octubre 1993)

Festoy, S. and Van Golf-Racht, T.D.: "Gas Gravity Drainage in Fractured Reservoirs Through New Continuum Approach", SPE 16980 Annual Technical Conference and Exhibition held in Dallas, Texas (Septiembre 1987)

Garaicochea, F y Samaniego V., F: "Temas Selectos sobre la Caracterización y la Explotación de Yacimientos Carbonatados", Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C. (1988)

Haggort, J.: "Oil Recovery by Gravity Drainage", SPE 7424 Annual Fall Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas (Octubre 1978)

Johnston, J. R.: "Weeks Island Gravity Stable CO₂ Pilot", SPE 17351 Enhanced Oil Recovery Symposium in Tulsa, Oklahoma (Abril 1988)

Kazemi et al: "Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs", SPE 5719 SPE-AIME Fourth Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance held in Los Angeles, California (Febrero 1976)

Kewen Li and Roland N. Horne: "Prediction of Oil Production by Gravity Drainage", SPE 84184 Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado (Octubre 2003)

Langenberg, M.A., Henry, D.M., Chiebana, M.R.: "Performance and Expansion Plans for the Double-Displacement Process in the Hawkins Field Unit", SPE 28603 Annual Technical Conference & Exhibition, New Orleans (Septiembre 1994)

Lepski, B., Bassiouni, Z., and Wolcott, J.: "Second-Contact Water Displacement Oil Recovery Process", SPE 35360 Tenth Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma (Abril 1996)

Lepski, B., Bassiouni, Z., and Wolcott, J.: “Screening of Oil Reservoirs for Gravity Assisted Gas Injection”, SPE 39659 Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma (Abril 1998)

Ren, W., Cunha, L.B. and Bensten, R.: “Numerical Simulation and Screening of Oil Reservoirs for Gravity Assisted Tertiary Gas-Injection Processes”, SPE 81006 Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Port-of-Sapin, Trinidad, West Indies (Abril 2003)

Reistle, C.E. Jr.: “Chapter 12: Reservoir Engineering,” *History of Petroleum Engineering*, API, New York City (1961)

Saidi, A. M.: Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs, *TOTAL edition*, Paris 1987.

Saidi, A.M.: “Twenty Years of Gas Injection History into Well-Fractured Haft Kel Field (Iran)”, SPE 35309 International Petroleum Conference & Exhibition of México held in Villahermosa, México (1996)

Van Golf-Racht, T.D.: Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering, Amsterdam 1982.

ECLIPSE Reference Manual 2003a, Schlumberger

ECLIPSE Technical Description 2003a, Schlumberger