



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA SIMULACIÓN DE  
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS”**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

IVÁN ARANGO JIMÉNEZ

DENIDEY KOUANIN NAVA GUZMÁN



ASESOR: M. en I. Néstor Martínez Romero

CD. UNIVERSITARIA

2004

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-240

SR. IVÁN ARANGO JIMÉNEZ  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS  
NATURALMENTE FRACTURADOS**

- I INTRODUCCIÓN
  - II CONCEPTOS BÁSICOS
  - III PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA-FLUIDO
  - IV MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO Y OPERACIONES DE INYECCIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS
  - V SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS
  - VI EJECUCIÓN DE UN EJEMPLO BASE
  - VII ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD
  - VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

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 3 de marzo de 2004

EL DIRECTOR

  
M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB\*JAGC\*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
60-I-241

**SRITA. DENIDEY KOUANIN NAVA GUZMÁN**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS  
NATURALMENTE FRACTURADOS**

- I INTRODUCCIÓN
  - II CONCEPTOS BÁSICOS
  - III PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA-FLUIDO
  - IV MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO Y OPERACIONES DE INYECCIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS
  - V SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS
  - VI EJECUCIÓN DE UN EJEMPLO BASE
  - VII ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD
  - VIII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

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.

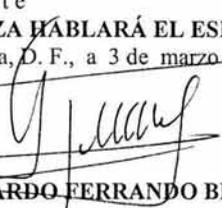
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"**

Cd. Universitaria, D. F., a 3 de marzo de 2004

EL DIRECTOR

  
**M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO**

GRB\*JAGC\*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS  
NATURALMENTE FRACTURADOS”

Tesis presentada por:

ARANGO JIMÉNEZ IVÁN

NAVA GUZMÁN DENIDEY KOUANIN

Dirigida por: M. en I. Néstor Martínez Romero

Jurado del examen profesional:

Presidente: Ing. Eduardo Gabriel Loreto Mendoza

Vocal M. en I. Néstor Martínez Romero

Secretario Ing. Manuel Villamar Viguera

1er. Suplente Ing. Carlos Javier Lira Sil

2do. Suplente Ing. Martín Terrazas Romero

Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines. The signatures are: Eduardo Gabriel Loreto Mendoza, Néstor Martínez Romero, Manuel Villamar Viguera, Carlos Javier Lira Sil, and Martín Terrazas Romero. The signature of Martín Terrazas Romero includes the text "erratas." written below it.

# ÍNDICE

## Página

<b>RESUMEN</b>	1
<b>Capítulo 1 INTRODUCCIÓN</b>	3
<b>Capítulo 2 CONCEPTOS BÁSICOS</b>	6
2.1 Definición de yacimientos naturalmente fracturados	6
2.2 Clasificación de yacimientos naturalmente fracturados	6
2.3 Parámetros que diferencian a los yacimientos naturalmente fracturados y homogéneos	8
2.4 Fuentes de información para caracterizar a los yacimientos naturalmente fracturados	10
2.5 Discontinuidades que dominan el flujo de fluidos	13
2.6 Razones de generación de fracturas	14
2.7 Morfología de las fracturas	15
2.8 Magnitud de las fracturas	16
2.9 Densidad de la fractura	17
2.10 Capacidad de almacenamiento	19
2.11 Migración y acumulación	22
<b>Capítulo 3 PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS</b>	24
3.1 Porosidad	25
3.2 Permeabilidad	35
3.3 Capilaridad	45
3.3.1 Mojabilidad	45

3.3.2	Presión capilar	46
3.4	Compresibilidad	49
3.5	Saturación	53
3.6	Viscosidad	54
3.7	Factor de volumen del aceite	55
3.8	Factor de volumen del gas	56

<b>Capítulo 4 MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO Y OPERACIONES DE INYECCIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS</b>		<b>58</b>
4.1	Expansión del aceite	59
4.2	Sudación	59
4.3	Fuerzas gravitacionales	63
4.3.1	Drene gravitacional	64
4.4	Fuerzas capilares	69
4.4.1	Drene e imbibición	70
4.5	Fuerzas capilares y gravitacionales	75
4.6	Desplazamiento viscoso	76
4.7	Convección y difusión	77
4.8	Operaciones de inyección	79
4.8.1	Factores que intervienen en el diseño de las operaciones de inyección	80
4.8.2	Tiempo	81
4.8.3	Fluidos de inyección	81
4.8.4	Proyectos de recuperación	82
4.8.5	Análisis de un yacimiento para las operaciones de inyección	83

## **Capítulo 5 SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

5.1	Definición de simulación	87
5.2	¿Porque realizar simulación con modelos de yacimientos fracturados?	87
5.3	Utilidad de la simulación de yacimientos	88
5.4	Clasificación de simuladores	88
5.5	Diferentes modelos de ecuaciones de flujo	92
5.6	¿Qué es el ECLIPSE Office?	102
5.7	Parámetros de entrada al simulador	102
5.8	Manejo de la doble porosidad en ECLIPSE	104
5.9	Transmisibilidad matriz-fractura	105

## **Capítulo 6 EJECUCIÓN DE UN EJEMPLO BASE**

6.1	Descripción del ejemplo utilizado	107
6.2	Secciones del simulador empleado	
6.2.1	Sección definición del caso	109
6.2.2	Sección grid	111
6.2.3	Sección PVT	114
6.2.4	Sección SCAL	117
6.3	Declinación natural de presión	124
6.4	Inyección de gas	126
6.5	Inyección de agua	129

## **Capítulo 7 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

7.1	¿Qué es un análisis de sensibilidad?	133
7.2	Parámetros utilizados para el estudio de sensibilidad	133

7.3	Caso 1. Declinación natural de presión	144
7.4	Caso 2. Inyección de gas	155
7.5	Caso 3. Inyección de agua	170

<b>Capítulo 8</b>	<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>185</b>
-------------------	---------------------------------------	------------

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

SIMBOLOGIA

REFERENCIAS

BIBLIOGRAFÍA

## AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitirme realizar mis sueños y ser la luz de mi camino.

A mi papá, mamá y hermanas, sé que no hay manera alguna de agradecer todo el amor, paciencia y dedicación que me han brindado. Solo quiero que sepan mis logros son suyos, que son la fuerza que me impulsa a seguir adelante y el amor que siempre compartimos mi máximo orgullo y felicidad.

A los Ingenieros Néstor Martínez, Manuel Villamar, Eduardo Loreto, Agustín Galindo, Carlos Lira y Belkis Fernández por compartir conmigo sus conocimientos y experiencias, por brindarme su apoyo y principalmente su amistad.

A mis amigos que me han acompañado y brindado su amistad.

Deny.

Pa, Ma

Quiero agradecerles haberme dado su apoyo y proporcionarme la mejor herencia que pudieron haberme dado: mi educación.

En donde me encuentre siempre estarán en mi corazón

Cintha

Por ser la mejor hermana del mundo, gracias.

Primos

A todos ustedes por ser una parte importante en mi vida, por las reuniones que tuvimos, las anécdotas que tenemos juntos. Gracias por todo.

Tia Chelo

Gracias por ser mi segunda mamá.

Compañeros de la Facultad

Gracias por compartir conmigo momentos importantes, por las fiestas, las noches de trabajo, y demás.

Familia Nava Guzmán

Gracias por recibirme con los brazos abiertos, por haberme apoyado cuando lo requiera, y por todo el cariño que recibí de ustedes.

Deni

Por ser una gran persona, por haberme ayudado en muchos aspectos, por aguantar mis corajes, y sobre todo por haber compartido muchas vivencias conmigo, te lo agradezco. Solo te quiero decir, LO LOGRAMOS.

A la Universidad

Por ser mi alma mater, y darme la herramienta para forjar mi camino.

Todos, y cada uno de ustedes ocupan un lugar especial en mi corazón.

A los que me faltaron

Gracias por ayudarme a cumplir esta meta.

Ivan Arango

## RESUMEN

Actualmente, la teoría para el estudio de los yacimientos naturalmente fracturados representa una tecnología en crecimiento. Para explotarlos de manera adecuada es preciso identificar y modelar los sistemas de fracturas, cavidades de disolución y bloques de matriz. Esto requiere aplicar de manera consistente, diversas fuentes de información de tipo estático y dinámico; lo que hace necesario desarrollar tecnologías de vanguardia para comprender los mecanismos de interacción de los fluidos con dichos sistemas.

En este trabajo de tesis se presenta un estudio de sensibilidad a través de simulación matemática de yacimientos para determinar cuáles son los mecanismos de recuperación y parámetros del sistema roca-fluidos más importantes en la recuperación de hidrocarburos en yacimientos naturalmente fracturados.

Se comienza con una introducción de los conceptos básicos y definición de los yacimientos naturalmente fracturados, las características y propiedades del sistema roca-fluido, así como la importancia de utilizar la simulación matemática para el desarrollo de un campo.

Los mecanismos de recuperación que se analizan son: drene gravitacional, difusión y los parámetros del sistema roca-fluidos, tales como, presión capilar, compresibilidad de la matriz, compresibilidad de la fractura y flujo viscoso.

El análisis de sensibilidad se realiza a través de la simulación de un modelo de yacimiento tomando en cuenta tres escenarios de producción: declinación natural de presión, inyección de gas e inyección de agua; a cada uno de estos planteamientos se le denomina caso.

Para el análisis se requieren elementos de comparación, a los que se llama corridas base.

Después de obtener los resultados de cada uno de los casos se procede a realizar los cambios de los mecanismos de recuperación y parámetros del sistema roca-fluidos seleccionados, para obtener las corridas de simulación.

Teniendo disponibles los resultados de cada corrida, se procede a realizar la comparación de los tres casos con sus diferentes mecanismos de recuperación y parámetros del sistema roca-fluidos modificados.

Con base en este estudio de sensibilidad se determina cuál o cuáles son los mecanismos y parámetros del sistema roca-fluidos más importantes para la simulación de yacimientos naturalmente fracturados, llegando así a las conclusiones y recomendaciones planteadas en este trabajo de tesis.

## Capítulo 1

# INTRODUCCIÓN

Los yacimientos naturalmente fracturados están emergiendo como fuente significativa de hidrocarburos por todo el mundo. Aunque han sido considerados como yacimientos complejos, las nuevas tecnologías han hecho de los yacimientos fracturados, objetivos atractivos para la explotación.

En México más del 90 por ciento de la producción de hidrocarburos proviene de los yacimientos naturalmente fracturados, razón por la cual esta tesis basa su estudio a este tipo de yacimientos. El objetivo es consolidar, mediante el trabajo teórico-experimental, el conocimiento científico y tecnológico que permita definir las mejores alternativas de explotación de los yacimientos naturalmente fracturados.

En la producción de un yacimiento intervienen varios mecanismos de recuperación, cada uno de estos mecanismos producen cierta cantidad de hidrocarburos, algunos en mayor o menor grado, otros pueden no existir en el yacimiento. La recuperación final es resultado de sumar la producción que se obtiene por medio de los diferentes mecanismos presentes en el yacimiento, debido a esto, si algún mecanismo tiene un valor ínfimo con respecto a los demás, no afecta en gran medida al valor final de recuperación.

La selección del método más adecuado para recuperar hidrocarburos de un yacimiento, se efectúa analizando diversas alternativas de explotación, además se tienen que evaluar los tipos de mecanismos naturales que intervienen en la explotación del yacimiento o los que se pueden implantar al realizarse un proceso de recuperación secundaria o mejorada. Si alguno de los métodos de desplazamiento presentes en el yacimiento no es analizado

correctamente, no se obtendrán los resultados óptimos en la recuperación de los hidrocarburos.

Es importante para los ingenieros petroleros conocer cuáles son los principales mecanismos de recuperación que se tienen en el yacimiento y saber como afectan su comportamiento. Para comprender el efecto que se tiene en el yacimiento por la presencia o la ausencia de dichos mecanismos es necesario realizar un estudio de sensibilidad, para lo cual nos auxiliamos de la simulación matemática de yacimientos.

Es indudable que la herramienta más valiosa que se ha desarrollado para predecir el comportamiento futuro de los yacimientos es la constituida por los métodos numéricos de simulación. Esta necesidad de obtener una adecuada definición de la forma y heterogeneidad de un yacimiento, se patentiza con el advenimiento de computadoras, en las que se pueden procesar modelos numéricos muy complejos<sup>1</sup>.

La realización de un modelo homogéneo es simple cuando se compara con la de los yacimientos fracturados. Para modelar este tipo de yacimientos se requiere más información en cuanto a la interacción entre el sistema formado por la matriz y el formado por las fracturas, para lograr que el yacimiento sea modelado en forma correcta. Los resultados de la simulación de yacimientos se utilizan para fundamentar y elegir la forma de explotar dicho yacimiento, pero la validez de estos resultados depende de la calidad de los datos utilizados.

La meta principal de una simulación es determinar la cantidad de hidrocarburos recuperables, planteando diversos escenarios de explotación del yacimiento y en base a los resultados obtenidos elegir el escenario óptimo en cuanto a producción y menores costos.

Cuando se conoce con precisión el escenario de producción del yacimiento, con el estudio de simulación, se puede llegar a predecir cuando se aplicará una reparación, cuando se tendrá que aplicar un sistema artificial de producción o cuando se verá sometido a una recuperación secundaria o mejorada.

Adicionalmente si a un yacimiento se le aplica algún método de recuperación se pretende aumentar la vida productiva del mismo ya que la política de explotación a la que se somete debe asegurar la máxima recuperación evitando una rápida declinación de presión al menor costo; para lograr ésto se deben tener presentes los efectos que se presentan debido a las características del sistema roca-fluidos ya que no todos los yacimientos responden de la misma manera a los estímulos realizados para aumentar la producción.

## Capítulo 2

# CONCEPTOS BÁSICOS

### 2.1 Definición de yacimientos naturalmente fracturados

Un yacimiento naturalmente fracturado contiene fracturas creadas por algunos fenómenos físicos. Dichas fracturas pueden tener un efecto positivo o negativo en el flujo de los fluidos. Fracturas abiertas o sin cementar pueden tener, por ejemplo, un efecto positivo en el flujo de aceite, pero uno negativo en el flujo de agua o gas debido a la alta movilidad de los fluidos en las fracturas. Las fracturas totalmente mineralizadas pueden crear una barrera de permeabilidad para todo tipo de flujo<sup>2</sup>. Esto genera pequeñas divisiones dentro del yacimiento que ocasiona que las recuperaciones sean menores y poco costeables.

Una fractura natural es cualquier rotura ocurrida en la roca, incluso esas fracturas pueden ser identificadas por la presencia de escurrimientos aceitosos y mineralizaciones.

De una manera más general, también puede definirse, como la discontinuidad que rompe el bloque de roca a lo largo en hendiduras, fisuras, grietas y todo lo relacionado con estos conceptos. Sin ningún desplazamiento paralelo respecto de los planos discontinuos.

### 2.2 Clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados

La clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados se basa en su apariencia y morfología y se presenta en los siguientes sistemas:

- Sistema doble porosidad-simple permeabilidad.
- Sistema doble porosidad-doble permeabilidad.
- Sistema triple porosidad.

Un sistema con doble porosidad es un yacimiento fracturado. La doble porosidad se debe a la fractura y a la matriz. En estos yacimientos se presentan flujo en las fracturas y almacenamiento en la matriz. Si usualmente se presenta flujo solo en la fractura, es decir en la matriz no se presenta el fenómeno de flujo, este sistema se conoce como un sistema doble porosidad o doble porosidad-simple permeabilidad. Cuando en el yacimiento se presenta flujo tanto en la fractura como en la matriz, al sistema se le conoce como doble porosidad-doble permeabilidad<sup>3</sup>.

En un yacimiento de doble porosidad, los fluidos existen en un sistema interconectado. La matriz, usualmente ocupa la parte mayoritaria del volumen del yacimiento y las fracturas altamente permeables, ocupan la parte minoritaria del yacimiento.

En un yacimiento de doble porosidad es necesario conocer además:

- a. Las propiedades del sistema (matriz y fractura).
- b. Las funciones de transferencia de fluidos.
- c. La presencia, orientación y características de las fallas y las fracturas naturales.

En un sistema triple porosidad se contempla la porosidad en la matriz, en la fractura y los vóculos.

## **2.3 Parámetros que diferencian a los yacimientos naturalmente fracturados de los homogéneos**

La función de los ingenieros petroleros, encargados del estudio del yacimiento, es predecir el comportamiento futuro del mismo, analizando el comportamiento histórico del mismo y estimando el comportamiento a través de aproximaciones y procedimientos establecidos. Pero a pesar de estas aproximaciones y procedimientos, muchas veces el ajuste de la historia de producción no es el deseado. Usualmente éste ajuste se obtiene modificando algún valor de los parámetros iniciales que se contemplaron para realizar la simulación del yacimiento. La poca eficiencia de un ajuste cuando se utilizan los métodos de predicción convencionales se debe a parámetros específicos de yacimientos fracturados.

Algunos de los parámetros que diferencian a los yacimientos fracturados de los convencionales son:

- La relación gas aceite, RGA, contra la recuperación; este valor es normalmente bajo en un yacimiento fracturado comparado con un yacimiento convencional. Esto se debe a la liberación del gas, el cual se segrega rápidamente hacia la parte superior del yacimiento a través de la red de fracturas presente en el yacimiento.
- El rango de declinación de la presión por unidad de volumen producido, es normalmente bajo en los yacimientos fracturados. Puede obtenerse una mejora en la recuperación de hidrocarburos en yacimientos convencionales sólo si se inyecta una gran cantidad de gas en el yacimiento.
- La ausencia de zonas de transición en yacimientos fracturados representa una característica especial para este tipo de yacimientos. De hecho, la zona de contacto de dos fases, por ejemplo, gas – aceite o aceite – agua

está representada, en un yacimiento fracturado, por una superficie que separa a las dos zonas y no por una zona de transición, como sucede en los yacimientos homogéneos.

- La caída de presión en la cercanía del pozo, en un yacimiento fracturado, es muy pequeña, inclusive para grandes gastos de producción la caída de presión no es significativa.
- La producción de agua libre en un yacimiento fracturado es una función del rango de producción, mientras que en un yacimiento homogéneo, la producción de agua libre depende de las características de la roca, las características PVT de los fluidos presentes y del rango de producción.
- Las propiedades PVT constantes de acuerdo a la profundidad ocurre sólo si un proceso de convección se lleva a cabo como resultado de la expansión térmica y las condiciones de compresibilidad en el yacimiento.
- En la ausencia de una red de fracturas, los yacimientos con permeabilidad baja tienen prácticamente muy poca recuperación, pero cuando se encuentra presente una red de fracturas se convierten en yacimientos con excelente producción debido a que la fractura permite a los hidrocarburos fluir de la matriz (donde se encuentran almacenados) a los pozos.

## **2.4. Fuentes de información para caracterizar a los yacimientos naturalmente fracturados**

La caracterización de formaciones productoras se obtiene principalmente a partir de fuentes de información directas e indirectas. Los ingenieros de yacimientos deben usar como base una combinación de estos dos tipos de fuentes.

Las fuentes de información directas incluyen; los análisis de muestras de roca (núcleos) tomados del yacimiento, así como los recortes de perforación. Las fuentes de información indirectas incluyen todos los tipos de registros geofísicos (incluyendo el registro de lodo) y la interpretación de datos obtenidos de pruebas de variación de presión.

### **Análisis de núcleos**

Los análisis de núcleos, proporcionan información directa para la evaluación de los yacimientos naturalmente fracturados. A partir del estudio en laboratorio de los núcleos se pueden detectar fracturas como se observa en la Figura 2.1 y sus propiedades como: la porosidad secundaria y permeabilidad secundaria, así también, el espesor y orientación.

Un requisito primordial para llevar a cabo el desarrollo y explotación óptima de un yacimiento es el estudio y la caracterización de éstos; este estudio permitirá identificar y evaluar la eficiencia de los mecanismos de desplazamiento que pueden actuar en forma natural o mediante la inyección de fluidos.

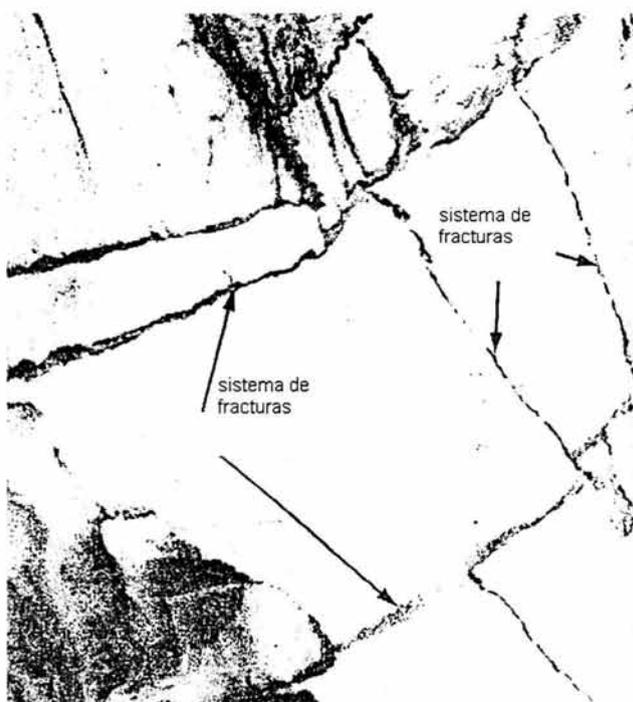


Fig. 2.1.- Imagen de un núcleo fracturado<sup>2</sup>.

## Pruebas de variación de presión

Cuando se diseñan, ejecutan y analizan apropiadamente las pruebas de presión, estas proporcionan una información valiosa sobre las propiedades de la formación.

Las pruebas de presión conocidas como de interferencia y las de pulsos en varios pozos, permiten investigar la distribución areal de la permeabilidad y su anisotropía, identificar barreras impermeables e inferir la continuidad de las capas. Esta información es fundamental en los estudios de simulación numérica de los yacimientos.

## Registros geofísicos

Los registros constituyen la mayor fuente de información disponible para la evaluación de las formaciones. Las técnicas actuales de interpretación permiten entre otros:

- Determinar la litología del yacimiento.
- Delinear la localización y orientación de las fracturas.
- Establecer el avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite.
- Calcular la saturación de aceite residual en zonas invadidas por agua.
- Evaluar el orden de magnitud de la porosidad total, de la porosidad de la matriz y de la porosidad secundaria.

Es evidente que la información derivada del análisis de los registros debe integrarse, con los datos obtenidos del análisis de núcleos y de las pruebas de variación de presión para afinar la caracterización del yacimiento en estudio.

Los registros geofísicos proporcionan información confiable cuando se seleccionan, calibran, corren y analizan apropiadamente. Respecto a la calibración es importante señalar, por ejemplo, que el valor del exponente de la saturación  $n$ , en la ecuación de Archie, puede variar entre 1.15 y 2.8; y que el empleo de un valor típico de  $n = 2$  puede conducir a errores substanciales en la evaluación de la saturación de agua.

El valor numérico del exponente de saturación,  $n$ , esta directamente relacionado con la mojabilidad. En nuestro medio hay varios ingenieros con experiencia en esta especialidad, lo que debe asegurar resultados satisfactorios, en la obtención de las propiedades de la formación, mediante la interpretación de estos registros. Sin embargo es conveniente puntualizar aquí las siguientes indicaciones que, sobre el análisis de registros, expresa un destacado especialista: "Los analistas de registros están enterados de que sus resultados no son siempre correctos. Es

más, están concientes de que sus resultados no son exactos, ya que el análisis está basado en correlaciones empíricas. Las incertidumbres surgen especialmente al tratar con yacimientos naturalmente fracturados".

En un yacimiento fracturado, la pérdida de lodo puede indicar la presencia de fracturas naturales permeables. La mayoría de las técnicas actuales usadas para el descubrimiento de la fractura natural no mide propiedades de flujo directamente. Por ejemplo, el análisis del núcleo puede identificar fracturas, pero es incapaz de diferenciar a las menores y aisladas que tienen alta permeabilidad.

## **2.5 Discontinuidades que dominan el flujo de fluidos**

- Fracturas.

Una fractura natural es una discontinuidad plana microscópica resultado de la tensión que excede el esfuerzo de ruptura de las rocas<sup>2</sup>.

Se definen como superficies planas de discontinuidad microscópica, en donde la roca ha perdido cohesión y los procesos de deformación y alteración de la misma pueden ser ocupadas por fluidos.

- Vúgulos.

Es definido por Lucia (1983)<sup>10</sup>, como un espacio poroso, interconectado por medio de canales que se forman por la disolución de las rocas, con un tamaño significativamente mayor que el de las partículas del espacio poroso promedio.

- Cavernas

Cuando el tamaño del vúgulo aumenta, se propicia la formación de cavernas.

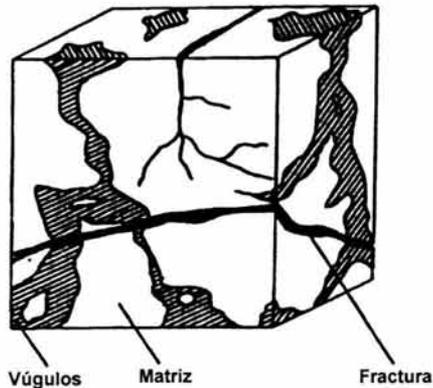


Fig. 2.2.- Representación de discontinuidades que dominan el flujo de fluidos en yacimientos naturalmente fracturados<sup>2</sup>.

## 2.6 Razones de generación de fracturas

La generación de fracturas es atribuida a varias causas, se enlistan a continuación algunas de éstas:

- El diastrófismo es un caso de plegamiento y fallamiento. El plegamiento tiende a generar grietas a lo largo de la línea de fallas, que produce una zona de dilatación. El efecto de dilatación es responsable probablemente en gran parte de la migración y acumulación del petróleo en las fracturas del yacimiento.
- La erosión por la sobrecarga que permite a las partes superiores expandirse, levantarse y fracturar a través de los planos más débiles.
- El encogimiento del volumen de roca, como en el caso de las lutitas que pierden agua, enfriamiento de rocas ígneas y desecación de rocas sedimentarias.

- El colapsamiento, relación de la presión del fluido cuando la presión del fluido en el poro llega a la presión litostática.

## 2.7 Morfología de las fracturas

Relaciona la forma de las fracturas naturales, las cuales incluyen: abiertas, cerradas, mineralizadas y vugulares.

- Fracturas abiertas: son las no cementadas, sin mineralización. El ancho de la fractura es muy pequeño, probablemente del tamaño de un poro, la permeabilidad aumenta paralelo a la fractura. Por otro lado tiene el efecto insignificante en la permeabilidad perpendicular de la fractura. La porosidad de las fracturas abiertas es muy baja, normalmente una fracción del porcentaje, aunque hay excepciones.
- Fracturas mineralizadas: Estas fracturas son cementadas por la mineralización secundaria. Generalmente el relleno es de cuarzo y calcita. Estos tipos de fracturas pueden formar paredes con permeabilidad muy buena. Por otro lado, la mineralización parcial secundaria podría tener efectos positivos en la recuperación de hidrocarburos porque actuaría como un "agente natural, que elimina o reduce la abertura de la fractura cuando se vacía el yacimiento".
- Vugulares (debido a la presencia de vóculos): Aportan porosidad y permeabilidad significativa. Por su forma redonda este tipo de fractura no se cierra al vaciar el yacimiento. Estas fracturas son el resultado de pasar aguas ácidas a través de fracturas que pueden llevar al desarrollo de yacimientos muy productivos.

- **Fracturas cerradas:** Estas fracturas dependen principalmente del agua circulante y la precipitación que puede o no cerrar las fracturas por medio de capas minerales. Por otro lado, hay fracturas cerradas en la superficie pero que a menudo por las condiciones de porosidad y presión en las paredes del yacimiento están abiertas o parcialmente abiertas.

## **2.8 Magnitud de las fracturas**

Los yacimientos fracturados se dan principalmente en yacimientos de rocas quebradizas de diferente porosidad y se han dividido en categorías que principalmente se ocupa de la magnitud o intensidad de la fractura (ver Figura 2.3).

En general, la macro fractura corresponde a una fractura muy grande mayor de 100 micras y una longitud considerable, mientras la micro fractura corresponde a una fractura de longitud y ancho limitada, a veces las micro fracturas forman una red continua que es hidrodinámicamente similar a un medio poroso.

En la literatura petrolera es común encontrarse con las condiciones como:

Macro fracturas = fracturas

Micro fracturas = fisura o grietas

La división en categorías de las fracturas, dependiendo su magnitud o intensidad debe interpretarse desde un criterio de origen. En este caso, las macro fracturas como se mencionó anteriormente, se refiere a grandes aberturas o cavernas resultado de movimientos tectónicos, principalmente en yacimientos de rocas quebradizas de baja porosidad. Y las micro fracturas que

son resultado de yacimientos que presentan rocas menos quebradizas y una porosidad intergranular alta con dimensiones debajo de las 100 micras.

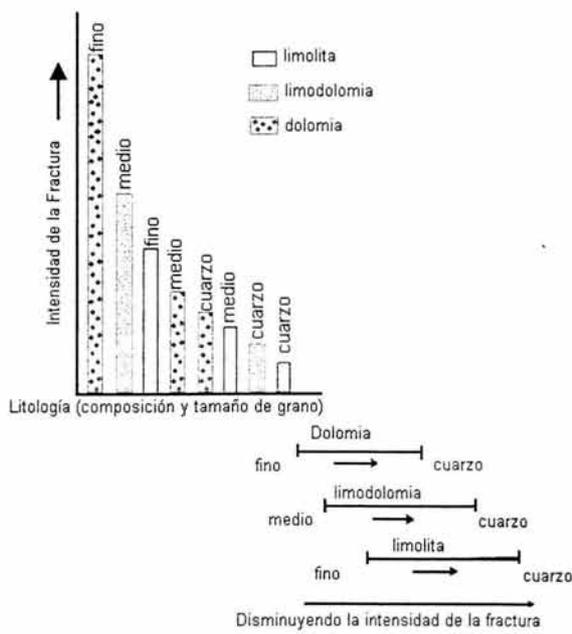


Fig. 2.3.- Intensidad de la fractura en función de la composición y tamaño de grano<sup>2</sup>.

## 2.9 Densidad de la fractura

La densidad de la fractura expresa el grado de fracturamiento de la roca a través de varias relaciones. Si la relación se refiere a una área o longitud de roca la densidad de fractura se llama areal o lineal y está asociada a la dirección del flujo fluido. La densidad de fractura lineal, es la proporción entre el número (n) de fracturas que cortan una línea recta (normal a la dirección del flujo) y la longitud de la misma línea.

Si la relación se refiere a un volumen unitario de roca, la densidad de fractura se conoce como densidad de fractura volumétrica; esta densidad es un parámetro

estático (similar a la porosidad). La densidad volumétrica es la proporción entre la superficie de la fractura y la roca.

Las expresiones analíticas que muestran estas definiciones son:

- Densidad de fractura lineal:

$$L_{fD} = \frac{n_f}{L_B}, \quad (2.1)$$

donde:

$L_{fD}$  = Densidad de fractura lineal.

$n_f$  = Número de fracturas normales a la dirección de flujo.

$L_B$  = Longitud de fractura normal a la dirección de flujo.

- Densidad de fractura volumétrica:

$$V_{fD} = S / V_B, \quad (2.2)$$

donde:

$V_{fD}$  = Densidad de la fractura volumétrica.

$S$  = Volumen total de las fracturas.

$V_B$  = Volumen total de la roca.

- Densidad de fractura areal:

$$A_{fD} = I_T / S_B, \quad (2.3)$$

donde:

$A_{fD}$  = Densidad de fractura areal.

$I_T$  = Longitud acumulada de fractura.

$S_B$  = Superficie total de sección de flujo.

## 2.10 Capacidad de almacenamiento

La explotación de yacimientos naturalmente fracturados ha conducido a números fracasos económicos. Las altas proporciones de aceite han llevado a los ingenieros en muchos casos a sobreestimar los cálculos de producción de los pozos.

Los ingenieros de yacimientos generalmente tienen dos suposiciones:

- a) Las fracturas tienen una capacidad de almacenamiento insignificante y son sólo canales de permeabilidad alta que permiten fluir a los fluidos.
- b) La matriz tiene una capacidad de almacenamiento importante, pero con una permeabilidad muy baja.

La primera suposición ha conducido a muchos fracasos en la explotación de yacimientos naturalmente fracturados. De hecho muchos yacimientos que inicialmente tienen una producción alta, después de un corto tiempo bajan drásticamente su producción. Esto ocurre porque el aceite se almacena en el sistema de fracturas. Por consiguiente, es importante estimar con exactitud el lugar donde se encuentra el aceite dentro del sistema de fracturas.

La segunda suposición debe ser considerada cuidadosamente. Si la permeabilidad de la matriz es muy baja, entonces el aceite fluye de la matriz a las fracturas y esto podría ser muy lento, por lo que solo el aceite localizado en la fractura se producirá en el corto tiempo. Si la matriz tiene una permeabilidad razonable, entonces la capacidad de almacenamiento de la matriz es importante.

Otros parámetros que juegan un papel importante en la rapidez del movimiento del aceite de la matriz, son: la porosidad de la matriz, la compresibilidad total, la distancia o espacio entre las fracturas, y la viscosidad del aceite. Debido a la baja viscosidad, el movimiento de gas en la matriz y en las fracturas es más rápido que el movimiento de aceite.

Es importante visualizar que la capacidad de almacenamiento de los yacimientos naturalmente fracturados varía ampliamente dependiendo del grado de fracturamiento en la formación y el valor de la porosidad primaria. Mientras mayor sea el valor de porosidad primaria, mayores serán las posibilidades de éxito en los yacimientos naturalmente fracturados.

Las porosidades primaria y secundaria se presentan en diversas combinaciones; lo cual hace que la capacidad de almacenamiento y recuperación de hidrocarburos en los yacimientos fracturados pueda variar, como lo muestra la Figura 2.4.

Entre las variables que se presentan tenemos:

- Cuando la capacidad de almacenamiento de los poros de la matriz es más grande que la de las fracturas (ver figura 2.4A), las condiciones de explotación son las mejores, ya que dada la interacción entre los fluidos contenidos en los bloques matriciales y los existentes en las fracturas, el aceite obtiene un óptimo desplazamiento, lo que lleva a obtener recuperaciones importantes.
  
- Cuando la capacidad de almacenamiento de los poros de la matriz y de las fracturas es aproximadamente la misma (ver figura 2.4B), la matriz es compacta y posee baja permeabilidad en tanto, la permeabilidad de las fracturas es altísima.

- Cuando la formación es de porosidad muy baja en la matriz y por ello la capacidad de almacenamiento se debe a las fracturas (ver figura 2.4c).

Este tipo de yacimientos pueden presentar situaciones como:

- la saturación de agua es muy alta; aunque inmóvil,
- presentan altos gastos iniciales de producción, aunque declinan drásticamente en un corto tiempo,
- llega a presentar problemas de explotación, cuando la capacidad de almacenamiento de una matriz es muy alta y su permeabilidad muy baja; lo que hace que la interacción entre ambos sistemas sea más lenta.

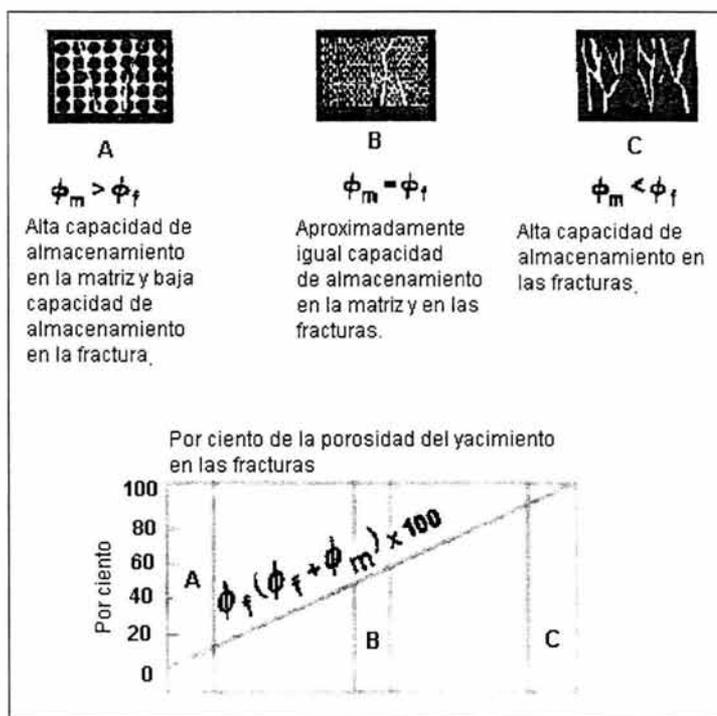


Fig. 2.4.- Distribución de la porosidad en yacimientos fracturados<sup>2</sup>.

Si la matriz tiene permeabilidad que permita el flujo hacia el agujero descubierto, yacimientos del tipo A pueden ser considerados equivalentes a lo que Nelson (1985) ha llamado "ayuda de permeabilidad en yacimientos".

Resumiendo podemos decir que hay suficiente evidencia para descartar la afirmación generalizada de que la capacidad de almacenamiento de un sistema fracturado es menor en comparación con la capacidad de almacenamiento en la matriz.

## **2.11 Migración y acumulación**

Una explicación razonable para la migración de aceite en un yacimiento naturalmente fracturado, lo proporciona la teoría de dilatación. El principio de esta teoría se explica en la Figura 2.6. La figura muestra una falla bajo esfuerzo tectónico. El vacío producido por las fracturas causa que el agua y el aceite migren y se extiendan a lo largo de las fracturas.

Debido a los vacíos producidos por las fracturas los fluidos pasan a la zona de dilatación, en la figura C los fluidos ya han llenado las fracturas y en la figura 2.6 D ocurre el sismo y el desplazamiento.

En la fase B, la fracturación sigue causada por las vibraciones de los movimientos tectónicos estableciendo cuantiosas celdas de yacimientos de aceite debajo de una capa impermeable. Esta capa puede formarse por la deposición de calcita en las fracturas de roca metamórfica.

McNaughton y Garb (1975) han analizado la posibilidad de la misma sucesión de eventos para la migración y acumulación de aceite en los yacimientos naturalmente fracturados. En la fractura de roca quebradiza por las

tensiones tectónicas, el aceite, agua, o gas emigran hacia la zona de dilatación debido al vacío producido por las fracturas. El requisito geológico para esta migración de hidrocarburos es una roca fuente inmediata a la roca quebradiza. Según esta teoría las fracturas se formaron después de la generación del aceite.

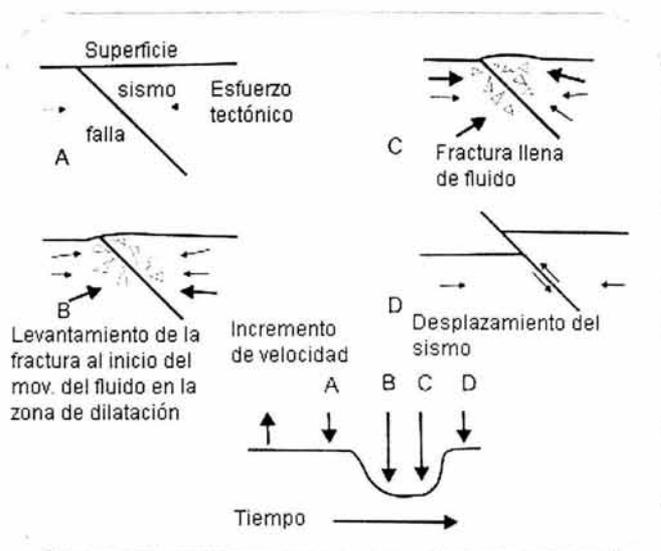


Fig. 2.5.- Migración de aceite en un yacimiento naturalmente fracturado en caso de tectonismo<sup>2</sup>.

### Capítulo 3

## PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS

Es normal esperar que las interacciones entre los fluidos y la roca del yacimiento afecten el comportamiento del sistema dinámico del yacimiento. Con la presencia de múltiples fluidos, el comportamiento dinámico de las fases individuales puede verse afectado. Estos efectos se cuantifican en términos de propiedades de interacción, nombradas permeabilidad relativa, mojabilidad y presión capilar.

Algunas de estas propiedades de la interacción exhiben cierta influencia en una escala microscópica, y no aparecen explícitamente en las ecuaciones. Estas características se manifiestan en otras propiedades microscópicas como la permeabilidad relativa. Aunque la permeabilidad relativa es comúnmente utilizada, no es una propiedad fundamental, pero es una propiedad global, donde las propiedades microscópicas (tensión interfacial y mojabilidad) se encuentran implícitas. Es actualmente, la manera más fácil de distribuir estos parámetros microscópicos a todo el yacimiento.

Para concluir con éxito un modelo de simulación es esencial una descripción adecuada del yacimiento y ésta depende de la calidad de los datos utilizados. Debido a la importancia que tiene la iteración del sistema roca-fluidos en este capítulo se describen algunas de las propiedades de este sistema.

### 3.1 Porosidad

La roca del yacimiento está compuesta por matriz y espacio poroso. La matriz a su vez, está compuesta por granos de arena, limolita y/o dolomía y el espacio poroso está ocupado por los fluidos del yacimiento tales como agua, aceite y gas. Por lo cual, la porosidad es una propiedad del sistema roca–fluidos importante ya que esta propiedad determina la capacidad de almacenamiento de los fluidos presentes en el yacimiento; además, es considerado uno de los parámetros fundamentales para la evaluación de todo yacimiento.

La porosidad se define como la relación del espacio vacío de la roca y el volumen bruto de la misma, multiplicada por 100 para expresarla como porcentaje.

Como se describe en la siguiente fórmula, es la relación que existe entre el volumen de poros y el volumen bruto de la roca.

$$\phi = V_p / V_b , \quad (3.1)$$

donde:

$\phi$  = Porosidad.

$V_p$  = Volumen de poros.

$V_b$  = Volumen bruto de la roca.

Si el volumen bruto de roca, es el volumen formado por el volumen de poros mas el volumen de la matriz ( $V_m$ ), la porosidad se puede expresar como:

$$\phi = \frac{V_b - V_m}{V_b} , \quad (3.2)$$

Comúnmente la porosidad se expresa en fracción o en porciento del volumen de roca.

## Clasificación de porosidades.

- Porosidad absoluta.

No todos los poros de la roca están comunicados (Figura 3.1-B). La porosidad absoluta ( $\phi_a$ ), es la relación que existe entre el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) y el volumen bruto de la roca.

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_b}, \quad (3.3)$$

donde:

$V_{pc}$  = Volumen de poros comunicados.

$V_{pnc}$  = Volumen de poros no comunicados.

- Porosidad efectiva.

La porosidad efectiva ( $\phi_e$ ) es el volumen de poros interconectados o comunicados en una roca (figura 3.1-A) que contribuye al flujo de fluido en un yacimiento. Excluye poros aislados o no comunicados y también considera el volumen bruto de la roca.

$$\phi_e = V_{pc} / V_b, \quad (3.4)$$

De acuerdo a lo anterior, la porosidad absoluta se puede expresar como se presenta a continuación:

$$\phi_a = \phi_e + \phi_{nc}, \quad (3.5)$$

donde:

$\phi_{nc}$  = Porosidad debida a los poros no comunicados.

De acuerdo a la distribución del volumen poroso, la porosidad es clasificada en porosidad efectiva figura 3.1A y la porosidad absoluta figura 3.1B.

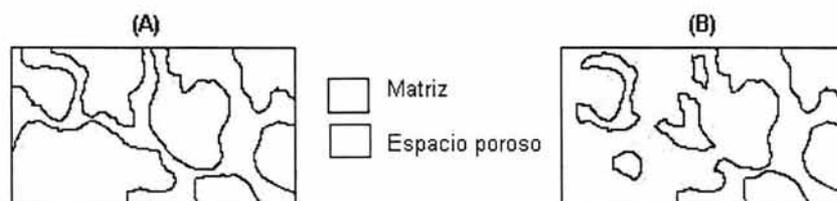


Fig. 3.1. Representación esquemática del espacio poroso en la roca.

- Porosidad total.

La porosidad total ( $\phi_T$ ) en los yacimientos fracturados es el resultado que se obtiene al sumar la porosidad primaria y la porosidad secundaria. Esta porosidad total, es equivalente a la definición de volumen de almacenamiento de la roca o espacio poroso total.

$$\phi_T = \phi_1 + \phi_2 . \quad (3.6)$$

donde:

$\phi_1$  = Porosidad primaria.

$\phi_2$  = Porosidad secundaria.

Las siguientes definiciones de porosidad han sido clasificadas en base a su origen:

- Porosidad primaria.

Es la intergranular o intercristalina formada por los espacios vacíos entre los granos de la roca, esta porosidad es típica de las areniscas y limonitas, en general presenta buena interconectividad y permeabilidad. La porosidad primaria

se establece cuando el sedimento se deposita primero y es una característica inherente y original de la roca.

La porosidad primaria se desarrolla con el depósito de los sedimentos que componen la roca representada por la porosidad intergranular de areniscas y la porosidad intercrystalina y oolítica de algunas calizas.

$$\phi_1 = V_{pm} / V_t , \quad (3.7)$$

donde:

$V_{pm}$  = Volumen poroso de la matriz.

$V_t$  = Volumen bruto o total de roca (matriz+fractura).

- Porosidad secundaria.

La porosidad secundaria también conocida como porosidad inducida, es la que se desarrolla de los eventos geológicos subsecuentes a la formación de la roca, esta porosidad se cuantifica como la porosidad debida a la presencia de fracturas y/o vùgulos en algunas lutitas y carbonatos así como los vùgulos y cavidades encontrados en las limonitas y dolomías.

Por lo cual, la porosidad secundaria se refiere a los espacios vacíos de las fracturas y vùgulos. La siguiente ecuación representa la porosidad secundaria:

$$\phi_2 = V_f / V_t , \quad (3.8)$$

donde:

$V_f$  = Volumen de la fractura.

$V_t$  = Volumen bruto o total de roca (matriz+fractura).

- Porosidad de la matriz.

Es definida como la relación del volumen poroso de la matriz y el volumen de la matriz a diferencia de la porosidad primaria que se refiere al volumen poroso bruto.

$$\phi_m = V_{pm} / V_m \cdot \quad (3.9)$$

Comúnmente son consideradas iguales la porosidad de la matriz y la porosidad secundaria, pero la diferencia entre éstas es que la primera relaciona el volumen poroso de la matriz con respecto al volumen de matriz y la segunda, con respecto al volumen bruto de la roca.

En este caso la porosidad primaria, es una función de la porosidad en la matriz y es expresada por:

$$\phi_1 = (1 - \phi_2) \phi_m \cdot \quad (3.10)$$

La porosidad total en un yacimiento fracturado es la adición de las porosidades primaria y secundaria (ec. 3.6) y la porosidad primaria es una función de la porosidad en la matriz (ec. 3.10), se tiene:

$$\phi_T = \phi_f + (1 - \phi_2) \phi_m \cdot$$

desarrollando,

$$\phi_T = \phi_f + \phi_m - \phi_2 \phi_m \cdot \quad (3.11)$$

Como la porosidad de la fractura se considera prácticamente igual a la porosidad secundaria, se tiene:

$$\phi_2 \approx \phi_f$$

entonces:

$$\phi_T = \phi_f + \phi_m - \phi_f \phi_m \approx \phi_f + \phi_m. \quad (3.12)$$

Y la porosidad primaria efectiva (Figura 3.2), conteniendo la fase aceite<sup>4</sup>, es:

$$\phi_{1.eff} = (1 - \phi_2) \phi_m (1 - S_{wi}). \quad (3.13)$$

De un gran número de mediciones de laboratorio en varios tipos de roca, se conoce que la porosidad de la fractura es considerablemente menor que la porosidad en la matriz. La porosidad de las fracturas varía de 1% a 0.01% y la porosidad de la matriz varía de 5% a 40%.

La porosidad se representa esquemáticamente en la Figura 3.2, en donde la unidad de volumen total se visualiza en la parte superior y el volumen de la matriz en la parte inferior. Dentro de la porosidad de la matriz, una parte se encuentra saturada de agua y la otra con aceite y se expresa como un porcentaje del volumen bruto.

La doble porosidad juega también un papel importante en la evaluación dinámica, en lugar del almacenamiento de la roca se utiliza entonces el término de capacidad de almacenamiento. Este parámetro se expresa por la combinación de los parámetros  $\overline{\phi C}$ , donde se muestra la expansión o compresión de los fluidos y de la roca<sup>4</sup>.

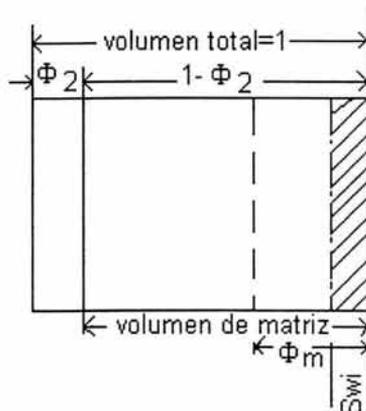


Fig. 3.2.- Esquematización de doble porosidad<sup>4</sup>.

- Porosidad de la fractura.

La evaluación de la porosidad total por métodos indirectos como los registros o métodos directos como los análisis de núcleos no representa dificultad alguna. Pero si existe dificultad en distinguir la porosidad primaria de la secundaria.

La porosidad de la fractura puede obtenerse por varios métodos, algunos de estos son: análisis de núcleos, análisis de secciones delgadas, arreglos geométricos, datos geológicos estructurales, entre otros. En este trabajo se contempla el método del análisis de secciones delgadas y arreglos geométricos.

- Evaluación de la porosidad de la fractura por secciones delgadas.

La evaluación de la porosidad en las fracturas por el método de secciones delgadas, es un método favorable, especialmente si se cuenta con varias secciones delgadas. La evaluación de la porosidad en la fractura por secciones delgadas es expresada por la siguiente ecuación:

$$\phi_f = \frac{V_{vacio}}{V_{bruto}} = \frac{V_{fractura}}{V_{bruto}}. \quad (3.14)$$

donde:

$V$  = volumen.

Tomando como base la esquematización de un bloque de matriz y fractura de la Figura 3.3, se tiene:

$$\phi_f = \frac{b_m \cdot \cos \alpha \cdot a \cdot \frac{h}{\cos \alpha}}{lah} = \frac{b_m}{l}, \quad (3.15)$$

donde:

$b_m$  = espesor medido de la fractura,

$b$  = espesor real de la fractura,

$\alpha$  = ángulo de inclinación entre la matriz y fractura,

$h$  = altura de bloque,

$l$  = longitud del bloque,

$a$  = ancho del bloque.

Para  $n$  fracturas y  $l = a/S$ , se tiene:

$$\phi_f = \frac{n \cdot b_m \cdot a}{S} = b_m A_{fd} \quad (3.16)$$

donde:

$S$  = Superficie total de la sección de flujo.

$A_{fd}$  = Densidad de la fractura areal.

Sustituyendo:

$$\phi_f = b_m \frac{I_T}{S}. \quad (3.17)$$

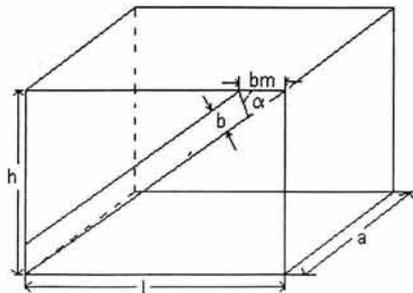


Fig. 3.3.- Esquema de un bloque de matriz y fractura.

Para  $n$  fracturas paralelas entre sí:

$$\phi_f = n \left( \frac{b_m \cdot a}{S} \right) = b_m \cdot A_{fD} = b_m \frac{I_T}{S}, \quad (3.18)$$

Se tienen que considerar en cada una de las fracturas el valor de  $(I_T)$  y  $(b_m)$ , por lo cual, la ecuación (3.17) se transforma a:

$$\phi_f = \overline{\phi_f} = \frac{\sum_{i=1}^n (b_{m,i} * I_{T,i})}{\sum_{i=1}^n S_i}. \quad (3.19)$$

➤ Evaluación de la porosidad de la fractura por arreglos geométricos.

Para la estimación de la porosidad de las fracturas por la técnica de Reiss<sup>5</sup> se toman en consideración arreglos geométricos, los cuales se muestran en la Figura 3.4. El arreglo (1), muestra láminas que representan a la matriz separadas por planos paralelos que representan a las fracturas. El arreglo (2), muestra láminas que representan a la matriz separadas por dos planos de fracturas ortogonales. Los arreglos (3) y (4) muestran cubos que representan a la matriz separados por tres planos de fracturas ortogonales.

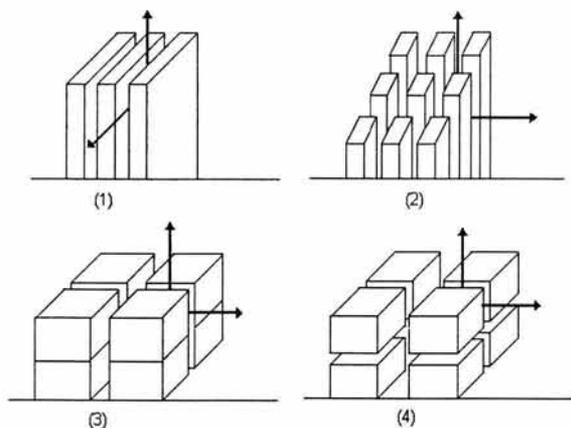


Fig. 3.4.-Arreglos geométricos – las flechas indican la posible dirección de flujo.

Tomando en consideración solo un bloque de matriz y de fractura (Figura 3.5), la porosidad de la fractura es:

$$\phi_f = \frac{(a_1 + b)(a_2 + b)(a_3 + b) - a_1 a_2 a_3}{(a_1 + b)(a_2 + b)(a_3 + b)} = b \left( \frac{1}{a_1} + \frac{1}{a_2} + \frac{1}{a_3} \right), \quad (3.20)$$

donde:

$a_1, a_2, a_3$  = Longitud de la matriz,

$b$  = Longitud de la fractura.

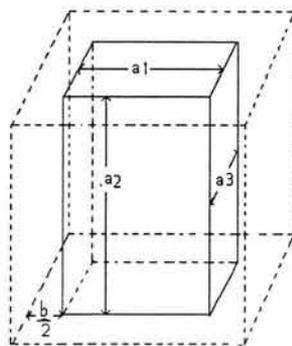


Fig. 3.5.- Representación de un bloque de matriz y fractura.

Para los diferentes arreglos geométricos de Reiss presentados en la Figura 3.4, se tiene que la porosidad en la fractura es:

- Láminas con una dirección de flujo en las fracturas (arreglo 1).

$$\phi_f = \frac{b}{a}. \quad (3.21)$$

- Láminas con dos direcciones de flujo en las fracturas (arreglo 2).

$$\phi_f = \frac{2b}{a}. \quad (3.22)$$

- Cubos con un plano de fractura impermeable (arreglo 3).

$$\phi_f = \frac{2b}{a}. \quad (3.23)$$

- Cubos (arreglo 4).

$$\phi_f = \frac{3b}{a}. \quad (3.24)$$

## 3.2 Permeabilidad

Es una característica física de las rocas que indica la facilidad de flujo de un fluido a través de un medio poroso y se mide en Darcys (habitualmente, debido a la baja permeabilidad de las rocas, se usan los miliDarcys). Estas unidades son derivadas de la Ley de Darcy.

La permeabilidad es una propiedad de la roca importante, porque relaciona el gasto con el cual los hidrocarburos pueden ser recuperados<sup>3</sup>.

## Ley de Darcy

Un medio poroso tiene permeabilidad de un darcy cuando un fluido con viscosidad de un centipoise fluye con un gasto de un centímetro cúbico por segundo por una sección transversal de un centímetro cuadrado del medio poroso bajo una caída de presión de una atmósfera por centímetro de longitud.

La permeabilidad media de los yacimientos varía entre 5 y 500 miliDarcies, aunque hay yacimientos de hasta 3 – 4 Darcies. Para ser comercial, los hidrocarburos deben fluir a varias decenas de miliDarcies.

## Clasificación de permeabilidades

- Permeabilidad absoluta

Es la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra 100% saturada con un solo fluido. Para su determinación se usa el fluido del yacimiento.

Su representación matemática es la siguiente:

$$k_a = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P}, \quad (3.25)$$

donde:

$k_a$  = Permeabilidad absoluta ( $D$ ),

$q_f$  = Gasto del fluido ( $cm^3/seg$ ),

$\mu_f$  = Viscosidad del fluido ( $cp$ ).

$L$  = Longitud ( $cm$ ).

$A$  = Área transversal al flujo ( $cm^2$ ).

$\Delta P$  = Caída de presión ( $atm$ ).

- Permeabilidad efectiva

Es la permeabilidad de un fluido cuando su saturación es menor al 100% en presencia de otro fluido en un estado de saturación específica. La permeabilidad efectiva siempre es más baja que la permeabilidad absoluta y se modificará en tanto la saturación del fluido cambie.

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P} \quad (3.26)$$

Las permeabilidades efectivas a los fluidos agua, aceite y gas son representadas por  $k_w$ ,  $k_o$ ,  $k_g$ , como se muestra más adelante. Los valores de la permeabilidad efectiva pueden variar desde cero hasta el valor de la permeabilidad absoluta, con excepción de la permeabilidad al gas ( $k_g$ ), que puede variar más de la permeabilidad absoluta, cuando la muestra esta saturada 100% de gas.

A una saturación de aceite de 50%, la permeabilidad efectiva a la fase mojante (agua) es menor que la correspondiente a la fase no-mojante (aceite), como se muestra en la Figura. 3.6. Las relaciones de permeabilidad efectiva para agua y aceite mostradas, pueden ser divididas en tres regiones<sup>13</sup>:

1. Región A: sólo el aceite puede fluir, porque se tiene  $S_w \leq S_{wc}$ .
2. Región B: puede fluir simultáneamente el aceite y el agua.
3. Región C: sólo fluirá el agua.

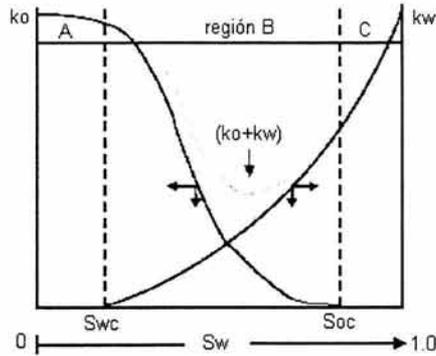


Fig. 3.6.- Permeabilidades efectivas en un medio poroso mojado por agua<sup>6</sup>.

- Permeabilidad relativa

Es la permeabilidad medida a una saturación específica expresada como un fragmento de la permeabilidad total o absoluta.

$$k_{r,f} = k_f / k, \quad (3.27)$$

donde:

$k_{r,f}$  = Permeabilidad relativa a un fluido.

En la Figura 3.7 se representa una gráfica de permeabilidades relativas al agua y aceite, comenzando con una saturación de agua de 100%, las curvas indican que una disminución en la saturación de agua al 85% (un aumento en la saturación de aceite de 15%) reduce fuertemente la permeabilidad relativa al agua, de 100% a 60%, en cambio a la saturación de 15% de aceite, la permeabilidad relativa al aceite es prácticamente cero.

Este valor de saturación de aceite de 15%, se denomina saturación crítica ( $Soc = 0.15$ ), o sea a la saturación a la que el aceite comienza a fluir, a medida que la saturación de aceite aumenta. También se denomina saturación residual de aceite "Sor" al valor por debajo del cual no puede reducirse la saturación en un sistema agua-aceite. A medida que la saturación de agua disminuye, la permeabilidad relativa también disminuye, en tanto que la permeabilidad relativa

al aceite aumenta. A una saturación de agua del 20%, la  $k_{rw}=0$  y la  $k_{ro}$  es bastante alta. A esta saturación de agua de 20% se le conoce como saturación crítica; puede ser mayor o igual a la saturación inicial de agua<sup>6</sup>.

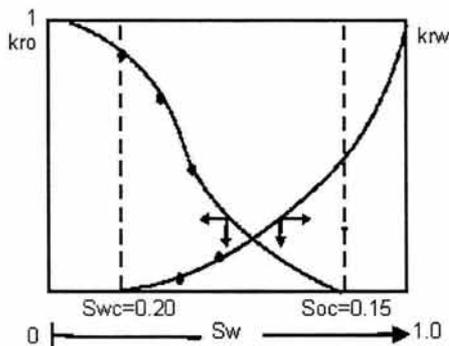


Fig. 3.7.- Curvas de permeabilidades relativas de agua y aceite<sup>6</sup>.

- Permeabilidad en un sistema matriz-fractura.

Es el resultado de la adición entre la permeabilidad de la matriz (permeabilidad primaria) y la permeabilidad de la fractura (permeabilidad secundaria) y es representada por la siguiente ecuación.

$$k_T = k_m + k_f, \quad (3.28)$$

donde:

$k_m$  = Permeabilidad de la matriz ( $mD$ ),

$k_f$  = Permeabilidad de la fractura ( $mD$ ).

- Permeabilidad en las fracturas .

Para la estimación de la permeabilidad en las fracturas se toman en consideración los mismos arreglos geométricos de Reiss para determinar la porosidad en yacimientos fracturados (Figura 3.4), estos arreglos son función de la dirección de flujo debido a que la permeabilidad de las fracturas depende de

esta y se supone que la dirección de flujo debe ser paralela a los planos de las fracturas como se muestra en la Figura 3.8.

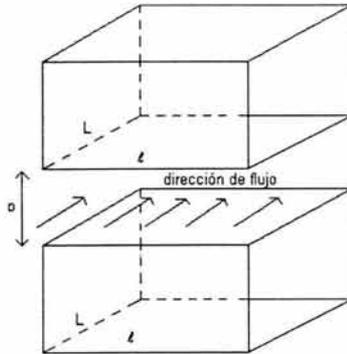


Fig. 3.8.- Dirección de flujo en las fracturas.

Poiseuille determinó una ecuación, para obtener el gasto en las fracturas:

$$q = \frac{b^3 l \Delta P}{12 \mu L}, \tag{3.29}$$

donde:

$q$  = Gasto ( $cm^3$ ).

$b$  = Espesor de la fractura ( $cm$ ).

$L$  = Largo de la fractura ( $cm$ ).

$l$  = Ancho de la fractura ( $cm$ ).

$\mu$  = Viscosidad ( $cp$ ).

$\Delta P$  = Diferencia de presión ( $\frac{kg}{cm^2}$ ).

La ley de Darcy, especifica que:

$$q = \frac{A k_f \Delta P}{\mu L}, \tag{3.30}$$

De las ecuaciones 3.29 y 3.30, la permeabilidad de la fractura es:

$$k_f = \frac{b^3 l}{12 A}, \quad (3.31)$$

Para  $n$  fracturas:

$$k_f = \frac{n b^3 l}{A 12} = f_s \frac{b^3}{12}, \quad (3.32)$$

donde:

$f_s$  = Longitud de las fracturas por área  $(cm)^{-1}$ ,

$b$  = Espesor de la fractura  $(cm)$ ,

$a$  = Longitud de la matriz  $(cm)$ ,

$A$  = Área de la fractura  $(cm)^2$ ,

$n$  = Número de fracturas (*a dimensional*).

Se presentan a continuación las ecuaciones que representan a  $f_s$  para los esquemas o arreglos geométricos de Reiss mostrados en la Figura 3.4:

- Láminas con una dirección de flujo en las fracturas (arreglo 1).

$$f_s = \frac{1}{a}. \quad (3.33)$$

- Láminas con dos posibles direcciones de flujo en las fracturas (arreglo 2).

Si la dirección de flujo es horizontal.

$$f_s = \frac{1}{a}. \quad (3.34)$$

- Si la dirección de flujo es en ambas direcciones (horizontal y vertical).

$$f_s = \frac{2}{a}. \quad (3.35)$$

- Cubos con un plano de fractura impermeable (arreglo 3).

Si la dirección de flujo es horizontal.

$$f_s = \frac{1}{a}. \quad (3.36)$$

- Si la dirección de flujo es en ambas direcciones (horizontal y vertical).

$$f_s = \frac{2}{a}. \quad (3.37)$$

- Cubos (arreglo 4).

$$f_s = \frac{2}{a}. \quad (3.38)$$

- Permeabilidad relativa del sistema matriz-fractura

La permeabilidad relativa de un sistema de matriz-fractura puede examinarse usando los resultados de núcleos obtenidos en el laboratorio por métodos convencionales. Este procedimiento tiene más éxito si fue observada una dirección preferencial de fracturas.

El concepto de permeabilidad relativa fue desarrollado por Braester, y los principios básicos son:

- En un yacimiento fracturado, con gradientes de presión considerables comparados a los que ocurren cuando se presenta la imbibición, un cierto intercambio de flujo se lleva a cabo.
- Las fases mojante y no mojante circulan de la fractura a la matriz y de vuelta a la fractura, en las zonas saturadas tanto de agua como de aceite (Figura. 3.9).
- En cada modelo la permeabilidad relativa llega a ser una función del grado de saturación de las fracturas y del medio poroso.
- El proceso se considera como un flujo continuo en ambas zonas, bloques de matriz y fracturas.

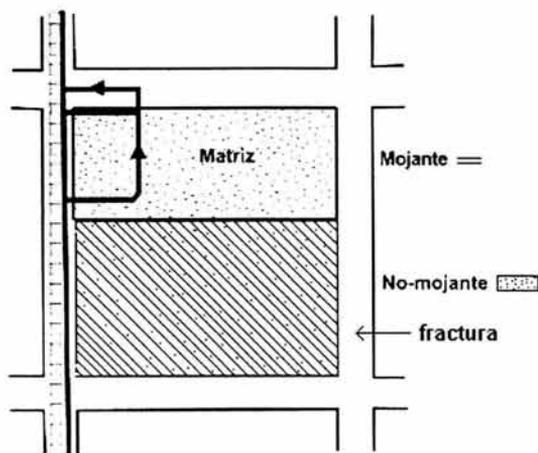


Fig. 3.9.- Fases mojante y no mojante en matriz y fractura<sup>4</sup>.

Una representación esquemática de la curva de permeabilidad relativa se presenta en la Figura 3.10, donde  $k$  está basada en la suposición de la continuidad de flujo en los bloques y las fracturas, el resultado es:

- La forma de las curvas de permeabilidad relativa  $k_{ro}$ ,  $k_{rw}$  variarán en función de la saturación de agua en la fractura  $S_{w2}$ , como lo muestra la Figura 3.10, donde 1 y 2 se refieren a la matriz y fractura respectivamente.
- La relación entre las dos permeabilidades es respectivamente:

$$k_{ro} = \left[ \frac{k_2}{k} + \left( 1 - \frac{k_2}{k} \right) (1 - S_{w1}^2) (1 - S_{w1})^2 \right] (1 - S_{w2})^2 (1 - S_{w2}^2) \quad (3.39)$$

$$k_{rw} = \left[ \frac{k_2}{k} + \left( 1 - \frac{k_2}{k} \right) S_{w2}^4 \right] S_{w2}^4 \quad (3.40)$$

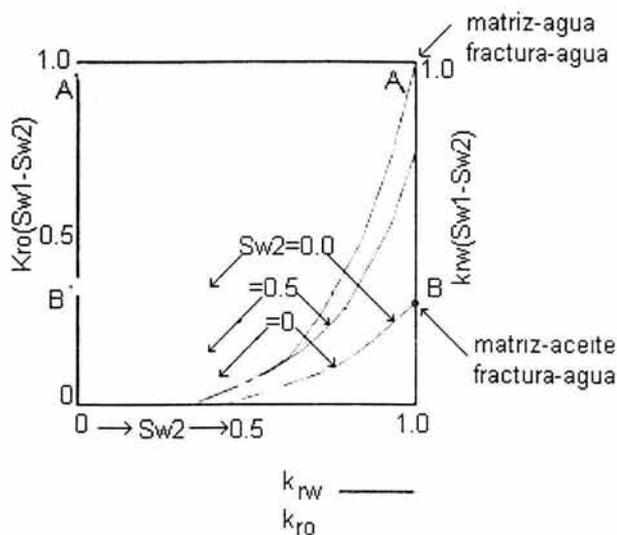


Fig. 3.10.- Permeabilidades relativas de un sistema fracturado<sup>4</sup>.

La siguiente tabla muestra las observaciones de la Figura 3.10. En la cual se visualiza que al variar las saturaciones de los fluidos, los valores de permeabilidad relativa se ven afectados.

Saturaciones			Resultados		Observaciones
$S_{w1}$	$S_{w2}$	$S_o$	$k_{rw}$	$k_{ro}$	
1	1	0	$k_{rw} = 1$ (punto A)	-	$k_{rw} = k_{rw} \text{ max}$
0	1	1	$k_{rw} \ll 1$ (punto B)	-	$k_{rw} = k_{rw} \text{ min}$
0.5	1	0.5	$k_{rw}$ promedio	-	$k_{rw}$
0	0	1	-	$k_{ro} = 1$	$k_{ro} = k_{ro} \text{ max}$
1	0	0	-	$k_{ro} \ll 1$	$k_{ro} = k_{ro} \text{ min}$
0.5	0	0.5	-	$k_{ro}$ promedio	$k_{ro}$

Tabla 3.1.- Observaciones de las curvas de permeabilidad relativa de la Figura 3.10.

Esto puede interpretarse como sigue:

- Punto A. Corresponde a una saturación de la matriz  $S_{w1} = 1$  y saturación de la fractura  $S_{w2} = 1$ . No hay aceite en la matriz, ni en las fracturas,  $k_{rw} = 1$ .
- Punto B. Este caso corresponde a  $S_{w1} = 0$  y  $S_{w2} = 1$ , lo cual significa que la matriz está saturada con aceite  $S_{o1} = 1$  y la fractura saturada con agua. Los valores de permeabilidad son<sup>4</sup>:

$$k_{rw}|_A = k (\text{permeabilidad absoluta}); k_{rw}|_B = \frac{k_e}{k}, \quad (3.41)$$

donde:

$k_{rw}|_A$  = Permeabilidad relativa del agua en el punto A (mD),

$k_{rw}|_B$  = Permeabilidad relativa del agua en el punto B (mD),

$k$  = Permeabilidad absoluta (mD).

$k_e$  = Permeabilidad efectiva (mD).

### 3.3 Capilaridad

Fenómeno que se presenta en un sistema sólido-fluidos el cual contiene espacios muy pequeños (poros, tubos capilares), debido a las fuerzas de superficie (tensiones superficiales, fuerzas de adhesión, mojabilidad) que se generan cuando se ponen en contacto los fluidos.

#### 3.3.1 Mojabilidad

La tendencia de un sólido para preferir a un fluido sobre otro es denominada mojabilidad. La mojabilidad es una función de la composición química tanto de los fluidos y la roca. Las superficies pueden ser ya sea

mojables por agua o aceite, dependiendo de la composición química de los fluidos. Los factores que afectan que la roca sea mojable por agua o aceite son fuertemente afectados por la absorción de los constituyentes en la fase aceite.

Como lo muestra la Figura 3.11, la mojabilidad depende del ángulo de contacto entre los fluidos y la superficie.

- Si  $\theta < 90^\circ$ , es mojado por agua.
- Si  $\theta > 90^\circ$ , es mojado por aceite.

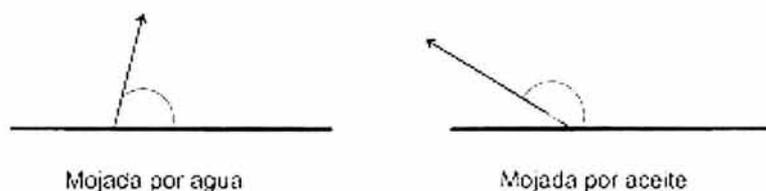


Fig. 3.11.- Sistemas con diferente mojabilidad.

### 3.3.2 Presión capilar.

La presión capilar en un medio poroso es la capacidad que tiene el medio de succionar el fluido que lo moja y de repeler al no mojante. La presión capilar también es definida como la diferencia de presiones existentes en ambos lados inmediatos a la interfase curva que se forma entre dos fluidos no miscibles que saturan el espacio capilar (espacio poroso de una roca), siendo una de ellos el fluido mojante.

En un yacimiento fracturado la curva de presión capilar juega un papel importante, más que en un yacimiento homogéneo. En un yacimiento fracturado las fuerzas capilares pueden contribuir al proceso del desplazamiento dentro del

proceso del imbibición, o puede oponerlo en el proceso de desplazamiento de drene.

$$P_c = P_{nm} - P_m, \quad (3.42)$$

donde:

$$P_c = \text{Presión capilar} \left( \frac{kg}{cm^2}, \left( \frac{lb}{pg^2} \right), \left( \frac{dinas}{cm^2} \right), (atm). \right.$$

$$P_{nm} = \text{Presión en la fase no mojannte} \left( \frac{kg}{cm^2}, \left( \frac{lb}{pg^2} \right), \left( \frac{dinas}{cm^2} \right), (atm). \right.$$

$$P_m = \text{Presión en la fase mojannte} \left( \frac{kg}{cm^2}, \left( \frac{lb}{pg^2} \right), \left( \frac{dinas}{cm^2} \right), (atm). \right.$$

Se debe considerar que esta fuerza es proporcional al tamaño de la garganta del poro como se observa en la Figura 3.12, es decir, que la presión capilar se incrementa cuando el tamaño de la garganta del poro se reduce, por lo cual las estimaciones de presión capilar son usadas para describir el tamaño de poro y la distribución de fluidos.

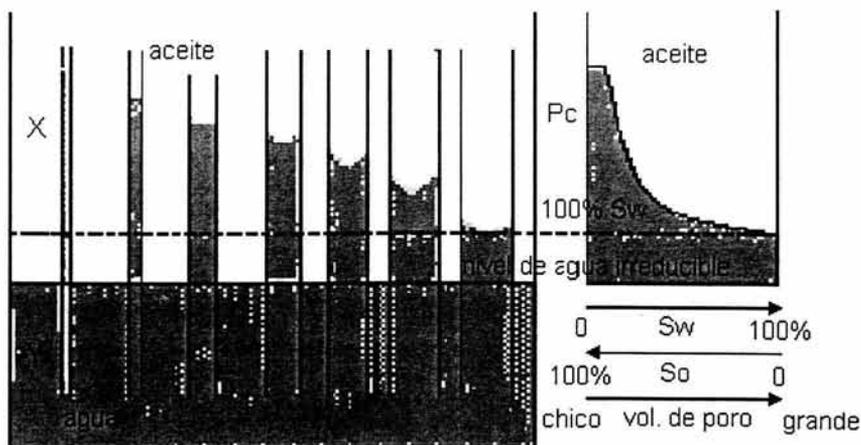


Fig. 3.12.- Presiones capilares y su relación con el tamaño del tubo capilar<sup>7</sup>.

En un sistema sólido-agua-aceite, generalmente el agua es el fluido mojante por lo que se eleva el nivel del agua dentro del tubo y se forma una interfase curva entre el agua y el aceite. La presión capilar se puede expresar con las siguientes ecuaciones:

$$P_{c(o-w)} = P_o - P_w \cdot \quad (3.43)$$

$$P_{c(o-w)} = (\rho_w - \rho_o)gh \cdot \quad (3.44)$$

Generalizando

$$P_c = \Delta\rho gh , \quad (3.45)$$

donde:

$$P_w = \text{Presión del agua } \left( \frac{\text{dinas}}{\text{cm}^2} \right).$$

$$P_o = \text{Presión del aceite } \left( \frac{\text{dinas}}{\text{cm}^2} \right).$$

$$\rho_w = \text{Densidad del agua } \left( \frac{\text{gm}}{\text{cm}^3} \right).$$

$$\rho_o = \text{Densidad del aceite } \left( \frac{\text{gm}}{\text{cm}^3} \right),$$

$$g = \text{Aceleración de la gravedad } \left( \frac{\text{cm}}{\text{seg}^2} \right),$$

$$h = \text{Altura } (cm).$$

$$\Delta\rho = \text{Diferencia entre densidades } \left( \frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right).$$

### 3.4 Compresibilidad.

Es el cambio que experimenta un volumen unitario con respecto a la variación unitaria de presión a temperatura constante.

$$C = -\frac{1}{V} \left( \frac{dV}{dP} \right)_T, \quad (3.46)$$

donde:

$$C = \text{Compresibilidad} \left( \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right)^{-1}.$$

$$V = \text{Volumen} \left( \text{cm}^3 \right).$$

$$\left( \frac{dV}{dP} \right)_T = \text{Diferencial de vol. con respecto a la presión a temperatura cte} \\ \left( \frac{\text{cm}^3}{\text{kg}} \right).$$

De acuerdo al volumen, éste puede referirse al volumen de la roca, de los poros o de los fluidos.

La compresibilidad asociada a un sistema doble porosidad se expresa como un parámetro de la capacidad de almacenamiento, el cual está controlado por el comportamiento de la presión<sup>4</sup>.

El cambio del volumen debido a la variación de la presión efectiva ( $P_{eff}$ ) es el resultado de un cambio, debido al esfuerzo de sobrecarga  $\bar{\sigma}$  (mientras que la presión de poro permanece constante) o un cambio en la presión de poro (mientras la presión de sobrecarga permanece constante), el caso usual durante la historia de producción de yacimientos está dado por un cambio en la presión de poro<sup>4</sup>.

$$P_{eff} = \bar{\sigma} - P \quad (3.47)$$

- Compresibilidad de la roca.

La compresibilidad de la roca ( $C_r$ ) en un yacimiento homogéneo es referida al volumen de la roca ( $V_r$ ); éste considera el volumen de la matriz ( $V_m$ ) y el volumen de poros ( $V_p$ ), las siguientes ecuaciones muestran las representaciones matemáticas de la compresibilidad de la roca ( $C_r$ ), matriz ( $C_m$ ) y poros ( $C_p$ ):

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \left( \frac{dV_r}{dP} \right)_T. \quad (3.48)$$

- Compresibilidad de los poros.

La compresibilidad del volumen poroso ( $C_p$ ) o compresibilidad de los poros mide la fracción de cambio del volumen poroso ( $V_p$ ) en función del cambio en la presión neta de confinamiento ( $dP$ ). La ecuación que la define es la siguiente:

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \left( \frac{dV_p}{dP} \right)_T. \quad (3.49)$$

- Compresibilidad de la matriz.

$$C_m = -\frac{1}{V_m} \left( \frac{dV_m}{dP} \right)_T. \quad (3.50)$$

- Compresibilidad de los fluidos

La compresibilidad de los fluidos ( $C_f$ ) es evaluada para cada una de las fases presentes en el yacimiento.

$$C_f = -\frac{1}{V_f} \left( \frac{dV_f}{dP} \right)_T. \quad (3.51)$$

- Compresibilidad en yacimientos fracturados

Para el caso de los yacimientos fracturados, la compresibilidad total considerada las porosidades primaria de la matriz, secundaria de la fractura, de las cavernas y vgulos. La compresibilidad de la roca ( $C_r$ ) en yacimientos fracturados, se expresa con la siguiente ecuación:

$$C_r = C_m + \phi_c C_c + \phi_f C_f + \phi_v C_v, \quad (3.52)$$

donde:

$$C_f = \text{Compresibilidad de la fractura} \left( \frac{kg}{cm^2} \right)^{-1}.$$

$\phi_f$  = Porosidad de la fractura.

$$C_v = \text{Compresibilidad de los vgulos} \left( \frac{kg}{cm^2} \right)^{-1}.$$

$\phi_v$  = Porosidad de los vgulos.

$$C_c = \text{Compresibilidad de las cavernas} \left( \frac{kg}{cm^2} \right)^{-1}.$$

$$\phi_c = \text{Porosidad de las cavernas} \left( \frac{kg}{cm^2} \right)^{-1}.$$

De algunos resultados experimentales<sup>4</sup>, se considera que:

$$C_v \cong 3C_m.$$

La compresibilidad utilizada en yacimientos homogéneos, refleja la deformación del volumen poroso y no la reducción del volumen de la matriz, que en comparación es insignificante. La compresibilidad de la matriz en los

yacimientos fracturados tiende a ser menor que en los yacimientos homogéneos, debido a que la presencia de fracturas refleja la rigidez de la roca, la cuál se ha quebrado en lugar de deformarse elásticamente como sucede en los yacimientos homogéneos. En el caso de los yacimientos fracturados, la presencia de fracturas introduce un elemento adicional en el yacimiento, el cual puede definirse en dos formas:

1) En términos del volumen total de la roca, la compresibilidad de la fractura es:

$$C_{ef} = -\frac{1}{V_p} \frac{\Delta(v_f)}{\Delta P}, \quad (3.53)$$

donde:

$C_{ef}$  = Compresibilidad de la fractura.

$\Delta(v_f)$  = Diferencia de volumen de fractura.

$\Delta P$  = Diferencia de Presión.

2) Considerando el volumen de la fractura, la compresibilidad de poro ( $C_{pf}$ ) de la fractura es:

$$C_{pf} = -\frac{1}{V_f} \frac{\Delta(v_f)}{\Delta P}, \quad (3.54)$$

La relación entre estas definiciones es:

$$C_{ef} = \phi_f C_{pf} \quad (3.55)$$

### 3.5 Saturación

La saturación de fluido en un medio poroso, es el volumen de un fluido medido a la presión y temperatura a que se encuentre el medio poroso, entre su volumen de poros.

$$S_f = V_f / V_p, \quad (3.56)$$

donde:

$S_f$  = Saturación del fluido.

$V_f$  = Volumen del fluido.

$V_p$  = Volumen de poros.

Además:

$\sum S_f = 1$ , para cualquier yacimiento, a un tiempo cualquiera de explotación.

En los yacimientos de hidrocarburos el valor de agua original o congénita varía entre el 10% y 30%, este valor incrementa hasta valores del 80% en las etapas avanzadas del yacimiento, debido a la entrada natural del agua o a la inyección.

Se conoce como saturación crítica al valor de saturación a partir del cual un fluido puede comenzar a moverse.

En un yacimiento de aceite bajosaturado, al llegar a la presión de saturación aparece la primer burbuja de gas, al continuar bajando la presión se

va incrementando la saturación de gas, pero el gas no puede moverse hacia los pozos o hacia arriba de la estructura sino hasta que se alcanza la saturación de gas crítica, que es del orden del 5% al 8%, dependiendo de las características de la roca<sup>6</sup>.

En un yacimiento fracturado la relación entre el fluido que satura el bloque de la matriz y el fluido que satura la fractura determinará (durante el proceso de producción) si el proceso de drene de imbibición tienen lugar. Esta relación se explica con mayor detalle en el capítulo 4.

### **3.6 Viscosidad.**

La viscosidad mide la resistencia del fluido (aceite, gas o agua) al flujo. También se define como la relación de corte inducido por un esfuerzo en el aceite. En otras palabras es una característica macroscópica del transporte de un líquido. La mayoría de las teorías microscópicas de la viscosidad son fenomenológicas porque es muy difícil calcular a partir de los primeros principios todas las muchas interacciones moleculares de las partículas que son responsables de la viscosidad. La viscosidad de la mayoría de los líquidos varía con la temperatura. Usualmente las unidades en las que se mide la viscosidad son los centipoise.

La viscosidad es el rozamiento interno entre las capas de fluido. A causa de la viscosidad, es necesario ejercer una fuerza para obligar a una capa de fluido a deslizarse sobre otra como se puede observar en la Figura 3.13, donde se representa un fluido comprendido entre una lámina inferior fija y una lámina superior móvil.

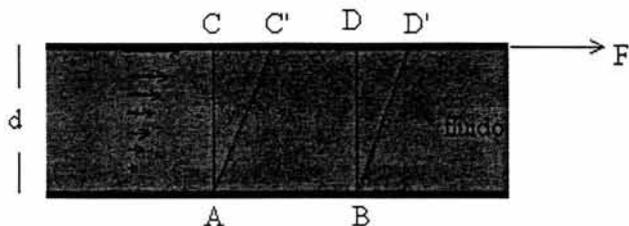


Fig. 3.13.- Representación de la viscosidad de un fluido entre dos capas.

La capa de fluido en contacto con la lámina móvil tiene la misma velocidad que ella, mientras que la adyacente a la pared fija está en reposo. La velocidad de las distintas capas intermedias aumenta uniformemente entre ambas láminas tal como sugieren las flechas. Un flujo de este tipo se denomina laminar.

Como consecuencia de este movimiento, una porción de líquido que en un determinado instante tiene la forma ABCD, al cabo de un cierto tiempo se deformará adquiriendo la forma ABC'D'.

### 3.7 Factor de volumen del aceite

Es el volumen que ocupa en el yacimiento un barril de aceite a condiciones estándar más su gas disuelto:

$$B_o = \frac{V_o @c.y}{V_o @c.s}, \quad (3.57)$$

donde:

$B_o$  = Factor de volumen del aceite ( $bbl@c.y/bbl@c.s$ ).

$V_o@c.y$  = Volumen de aceite a condiciones de yacimiento ( $bbl@c.y$ ).

$V_o@c.s$  = Volumen de aceite a condiciones estándar ( $bbl@c.s$ ).

### 3.8 Factor de volumen del gas

Es la relación del volumen de una masa de gas a condiciones de yacimiento y el volumen de la misma masa de gas a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{V@.c.y}{V@c.s}, \quad (3.58)$$

de la ecuación de los gases reales:

$$V_s = \frac{Z_s n R T}{P_s}, \quad (3.59)$$

y

$$V_y = \frac{Z_y n R T}{P_y}, \quad (3.60)$$

entonces,

$$B_g = \left[ \frac{Z_y n R T P_s}{Z_s n R T P_y} \right], \quad (3.61)$$

si, consideramos  $Z_s = 1$ ,  $P_s = 14.7 \text{ lb/pg}^2$  y  $T_s = 60^\circ \text{ F}$

$$B_g = \frac{0.02825 Z (T + 460)}{P}, \quad (3.62)$$

donde:

$$B_g = \text{Factor de volumen del gas} \left( \frac{\text{bl}}{\text{ft}^3 @.c.s} \right).$$

$$T = \text{Temperatura} \left( ^\circ \text{F} \right).$$

$$P = \text{Presión} \left( \frac{lb}{pg^2} \right) \Big|_{\text{absolutas}}$$

## Capítulo 4

# MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO Y OPERACIONES DE INYECCIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

La recuperación de hidrocarburos se obtiene mediante procesos de desplazamiento. En un sistema doble porosidad la mayor cantidad del aceite está contenido en la matriz, pero la producción del aceite hacia los pozos se efectúa a través del medio de fracturas altamente permeables.

La producción de la matriz puede asociarse a varios mecanismos físicos como se muestra en la Figura 4.1, conocidos como mecanismos de desplazamiento de recuperación que incluyen:

- Expansión del aceite.
- Sudación.
- Fuerzas capilares.
- Fuerzas gravitacionales.
- Balance entre fuerzas gravitacionales y capilares.
- Difusión.
- Convección.

También se pueden implantar mecanismos de desplazamiento mediante la inyección de fluidos para obtener una mayor recuperación de hidrocarburos. En los sistemas donde se inyecta, un fluido puede no barrer eficientemente al aceite hacia los pozos, debido a lo cual es de gran importancia tomar en consideración el mecanismo de desplazamiento presente en el yacimiento; el presente capítulo está dedicada al estudio de los mecanismos de desplazamiento.

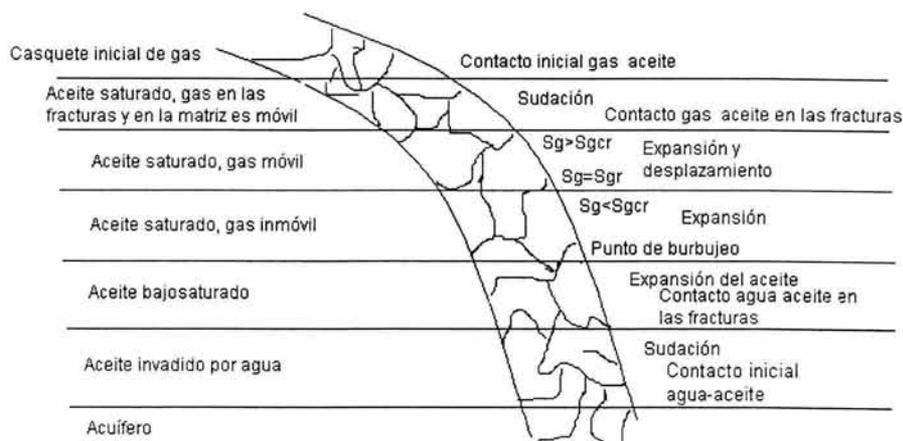


Fig. 4.1.- Mecanismos de recuperación.

#### 4.1 Expansión del aceite

Como la presión declina en el sistema de fracturas, el aceite puede fluir de la matriz para equilibrar la presión de la matriz con la presión de las fracturas cercanas. Este mecanismo de producción puede deberse a la expansión del aceite dentro de la matriz que se encuentra abajo del punto de burbujeo o por el gas en solución que se encuentra en el aceite<sup>4</sup>.

#### 4.2 Sudación

El término de sudación se refiere a los efectos combinados de dos conjuntos de fuerzas, que juegan un papel importante en la sustitución de aceite dentro de la matriz por agua o gas de las fracturas circundantes<sup>7</sup>.

Las fuerzas que actúan son:

- Fuerzas gravitacionales.
- Fuerzas capilares.

En otras palabras sudación es el efecto en el cuál, el desplazamiento del aceite contenido en la matriz de baja permeabilidad, se realiza por el efecto combinado de las fuerzas capilares y gravitacionales. Y cuando el desplazamiento es debido sólo por fuerzas capilares el proceso es llamado imbibición.

La combinación de estas fuerzas se visualiza en la Figura 4.2, que muestra un bloque sumergido repentinamente en agua. El gasto de aceite que será desplazado inicialmente de dicho bloque por unidad de área de acuerdo a la ecuación de Darcy, es:

$$\frac{q_o}{A} = \frac{k_o \Delta P}{\mu_o L} \quad (4.1)$$

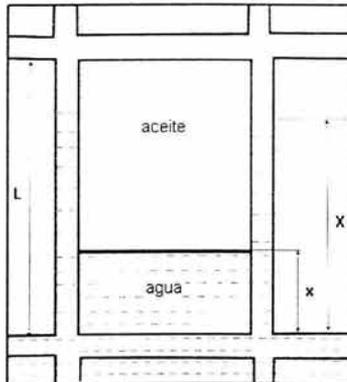


Fig. 4.2.- Sudación por desplazamiento de aceite con agua en la matriz mojada por agua<sup>7</sup>.

El valor de la diferencia de presión está constituido por el término de la gravedad y por efecto de la presión capilar ( $P_c$ ):

$$\Delta P = g(\rho_w - \rho_o)L + P_c. \quad (4.2)$$

Sustituyendo en la ecuación 4.1 se tiene:

$$\frac{q_o}{A} = \frac{k_o \Delta P}{\mu_o L} (g(\rho_w - \rho_o)L + P_c). \quad (4.3)$$

El ritmo de desplazamiento de aceite por sudación en un elemento matricial parcialmente sumergido en agua, depende de la altura de aceite en la matriz y fractura ( $X, x$ ) como se muestra en la Figura 4.2, la siguiente ecuación representa esta diferencia de presiones:

$$\Delta P = (X - x)(\rho_w - \rho_o)g + P_c. \quad (4.4)$$

El signo de ( $P_c$ ) será positivo si la formación es mojada por agua ( $\theta < 90^\circ$ ) y negativo si es mojada por aceite ( $\theta > 90^\circ$ ) ya que:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{r}, \quad (4.5)$$

Se obtendrá un desplazamiento en una formación mojada por aceite, si y solo si, la fuerza de gravedad sobrepasa a la resistencia opuesta por el medio capilar al desplazamiento por agua como se observa en la siguiente ecuación:

$$L(\rho_w - \rho_g)g > P_d, \quad (4.6)$$

donde:

$P_d$  = Presión mínima necesaria para iniciar el desplazamiento en el medio poroso.

Es necesario tomar en cuenta que el aceite sólo será desplazado cuando los bloques tengan una altura ( $L$ ) grande, de lo contrario el aceite no será desplazado.

La ecuación que representa el desplazamiento de aceite por gas (Figura 4.3) es:

$$\frac{q_o}{A} = \frac{k_o}{\mu_o L} (g(P_o - P_g)L - P_c). \quad (4.7)$$

El signo de  $P_c$  es negativo, ya que la roca nunca será mojada por el gas ( $\theta > 90^\circ$ ).

En el caso de una roca mojada por aceite, en un sistema de agua-aceite, se observa que sólo se tendrá desplazamiento de aceite si:

$$g(\rho_o - \rho_g)L > P_d, \quad (4.8)$$

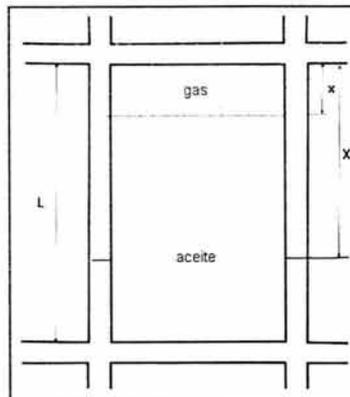


Fig. 4.3.- Sudación por desplazamiento de aceite con gas en la matriz<sup>7</sup>.

La sudación se representa generalmente mediante curvas de transferencia. Estas curvas relacionan el aceite desalojado en un elemento matricial rodeado por fracturas, en función del tiempo. Para sistemas agua-aceite se obtienen casi siempre en forma experimental; sin embargo, las funciones de transferencia entre el gas y el aceite generalmente se calculan, por las condiciones del desplazamiento.

Los diferentes tipos de desplazamientos, se presentan en la siguiente tabla:

caso	saturación predominante		fase mojanante en la matriz	proceso de desplazamiento	signo de $P_c$ en la ec. (4.3)
	matriz	fractura			
1	aceite		agua	imbibición	+
2	aceite		aceite	drene	-
3	aceite		aceite	drene	-
4	gas		agua	imbibición	+

Tabla 4.1.- Signo de la  $P_c$  en función de la saturación predominante.

### 4.3 Fuerzas gravitacionales

Actúan por la diferencias de densidades entre los fluidos, ya sean aceite y agua o aceite y gas. La siguiente ecuación representa la presión que ejercen las fuerzas gravitacionales:

$$P_G = h\Delta\rho, \quad (4.9)$$

donde:

$$P_G = \text{presión gravitacional} \left( \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right),$$

$$h = \text{altura (cm)},$$

$$\Delta\rho = \text{diferencia de densidades} \left( \frac{gm}{cm^3} \right).$$

### 4.3.1 Drene gravitacional

El drene gravitacional es la tendencia del gas, aceite y agua a distribuirse en un yacimiento de acuerdo a sus densidades. Es un proceso de recuperación en el que la gravedad actúa como la fuerza principal de empuje y donde el gas sustituye el volumen vacío.

Donde actúe el drene por gravedad gran parte del gas fluirá a la parte superior del yacimiento provocando un casquete de gas o su incremento por lo que aumenta la eficiencia de desplazamiento.

En otras palabras, es un desplazamiento gas-aceite en donde las fuerzas de gravedad son las dominantes. Puede ocurrir en las etapas iniciales de producción de aceite (expansión del casquete de gas o segregación), como también en las etapas más avanzadas donde el gas puede inyectarse de una fuente externa<sup>6</sup>.

Las condiciones favorables que deben presentar los yacimientos para el desarrollo de drene gravitacional de los fluidos son:

- Espesores considerables o alto relieve estructural.
- Altas permeabilidades.
- Los gradientes de presión no gobiernen el movimiento de los fluidos.

Para que actúe el drene gravitacional de los fluidos es necesario controlar la producción en cuanto a ritmos de producción, para dejar que la mayor parte del gas liberado fluya a la parte superior del yacimiento en lugar de que sea expulsado hacia los pozos por el gradiente de presión.

A continuación se presentan los diferentes sistemas en los cuáles el drene gravitacional actúa:

- Sistema agua-aceite

En la Figura 4.4 se muestra un cubo y dentro de éste un segundo, de esta forma es como el simulador representa a un sistema fracturado. El cubo exterior es la fractura y en este caso la fase presente es el agua y el cubo interior representa a la matriz y la fase presente es el aceite, se visualiza también el contacto entre ambas fases así como la altura de este contacto, observándose el desarrollo de las fuerzas gravitacionales.

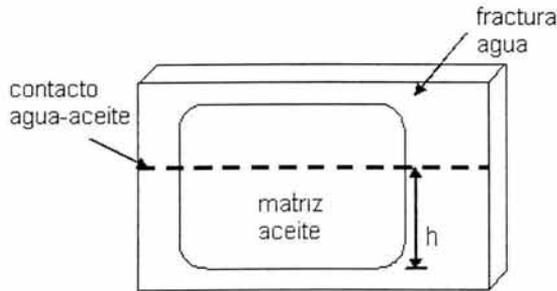


Fig. 4.4.- Representación de un sistema agua-aceite.

Como se observó en la ecuación 4.10 la presión gravitacional es el resultado de la altura entre las fases presentes multiplicado por la diferencia de densidades entre los fluidos. Por lo cual, en un sistema agua-aceite la magnitud de las fuerzas de gravedad están representadas por la siguiente ecuación:

$$P_G = h(\rho_w - \rho_o), \quad (4.11)$$

donde:

h = distancia vertical entre el contacto agua aceite en la matriz y el contacto agua aceite en la fractura (cm),

$\rho_w$  = densidad del agua  $\left(\frac{gm}{cm^3}\right)$ ,

$\rho_o$  = densidad del aceite  $\left(\frac{gm}{cm^3}\right)$ .

- Sistema gas-aceite

En este sistema se tiene el aceite en la matriz y gas en las fracturas como se muestra en la figura 4.5, se considera que:

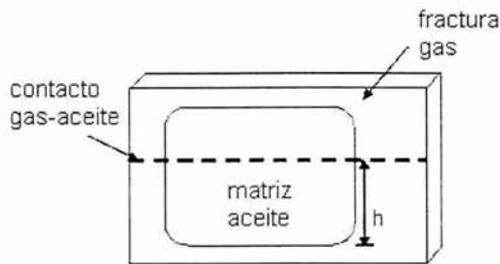


Fig. 4.5.- Representación de un sistema gas-aceite.

Por lo cual, en un sistema gas-aceite la magnitud de las fuerzas de gravedad están representadas por la siguiente ecuación:

$$P_G = h(\rho_o - \rho_g), \quad (4.12)$$

donde:

$h$  = distancia vertical entre el contacto gas aceite en la matriz y el contacto gas aceite en la fractura ( $cm$ ),

$\rho_g$  = densidad del gas  $\left(\frac{gm}{cm^3}\right)$ ,

$\rho_o$  = densidad del aceite  $\left(\frac{gm}{cm^3}\right)$ .

De la ecuación 4.12 se observa que es proporcional a la fuerza que empuja al gas hacia la matriz y al aceite hacia afuera, donde la ecuación 4.12 representa las magnitudes de las fuerzas de la gravedad en el sistema gas-aceite.

En un desplazamiento debido al drene gravitacional, las fuerzas capilares se oponen a la entrada de la fase no mojante hacia la matriz.

Existe un método de análisis simplificado propuesto por Dykstra para calcular la recuperación de hidrocarburos en un yacimiento<sup>7</sup>, cuando el mecanismo de producción preponderante es el de segregación o drene gravitacional.

Este procedimiento consiste en los siguientes pasos:

- 1) Determinar el valor del módulo de drene (*M.D.*) mediante la siguiente ecuación:

$$M.D. = \frac{k_o \rho_o C \text{sen } \alpha}{\mu_o L S_{oi} \phi}, \quad (4.14)$$

donde:

$k_o$  = Permeabilidad del aceite (*md*).

$\rho_o$  = Densidad del aceite (*gm/cm<sup>3</sup>*).

$C$  = Coeficiente de restricción al flujo (adimensional).

$\alpha$  = ángulo del desplazamiento del aceite

$\mu_o$  = Viscosidad de aceite (*cp*).

$L$  = Longitud de la columna de drene o espesor de la formación cuando  $\alpha = 90^\circ$  (*ft*).

$S_{oi}$  = Saturación de aceite inicial.

$\phi$  = Porosidad.

El valor del coeficiente de restricción al flujo varía entre 0.3 y 0.4 para pozos con espaciamiento uniforme.

- 2) Suponer un tiempo de explotación ( $t$ ) razonable, por ejemplo de 20 a 30 años.
- 3) Obtener el producto  $M.D.xt$ .
- 4) Con el valor del producto anterior y la figura 4.6 se obtiene la recuperación.

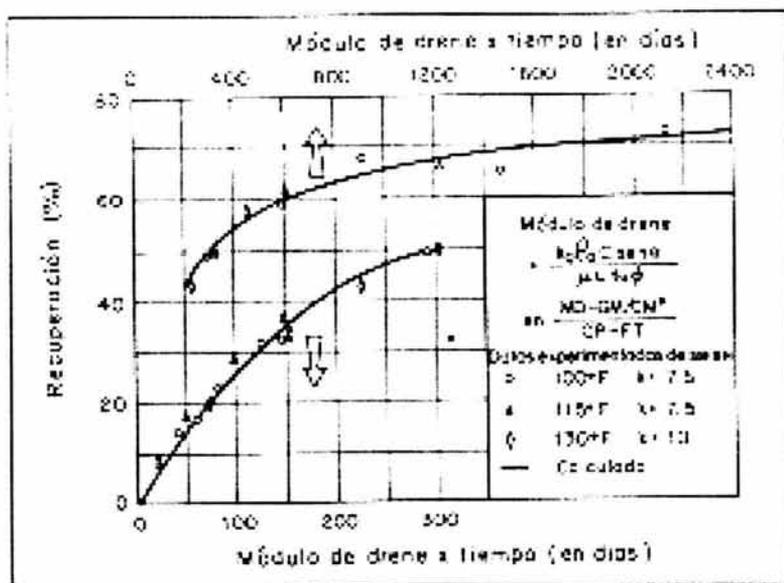


Fig. 4.6.- Recuperación como una función del módulo de drenaje y el tiempo<sup>7</sup>.

Es importante indicar que este procedimiento debe emplearse como una primera aproximación y no considerar el resultado como definitivo. Por lo tanto es necesario realizar estudios más detallados, tanto experimentales como de producción de comportamiento.

## 4.4 Fuerzas capilares

Son el resultado de los efectos combinados de las tensiones interfaciales, del tamaño y forma de los poros y del valor relativo de las fuerzas de adhesión entre los fluidos, sólidos y las fuerzas de cohesión en los líquidos, es decir, de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluidos.

Las fuerzas capilares en los yacimientos fracturados son un componente sumamente importante del mecanismo de desplazamiento, mientras el papel dinámico de las fuerzas capilares en un yacimiento homogéneo está más limitado. En un yacimiento fracturado las fuerzas capilares pueden contribuir al proceso del desplazamiento dentro del proceso de imbibición o puede oponerlo en el proceso de desplazamiento de drene.

Las fuerzas capilares se incrementan si el tamaño del poro disminuye mientras las fuerzas de gravedad aumentarán en tanto la altura de la matriz se incremente. Como resultado, las fuerzas de gravedad regirán la imbibición en el caso de bloques altos y cuando se incrementa el poro, mientras las fuerzas capilares regirán la imbibición en bloques de la matriz pequeños y tamaño del poro reducido.

La siguiente ecuación representa la magnitud de las fuerzas capilares:

$$P_c = h_c \Delta\gamma, \quad (4.15)$$

donde:

$P_c$  = presión capilar,

$h_c$  = altura capilar,

$\Delta\gamma$  = diferencia de densidades.

Es importante resaltar que la altura capilar depende del promedio del radio capilar.

$$h_c \cong \frac{1}{r_c, \text{promedio}}, r_c = \text{radio capilar} \quad (4.16)$$

#### 4.4.1 Drene e imbibición capilar

La presión capilar está íntimamente ligada a los procesos de drene y de imbibición dependiendo del caso, ya que puede contribuir o perjudicar en los mecanismos de recuperación antes mencionados.

**Drene:** Las fuerzas capilares se oponen a la entrada de la fase no-mojante a la matriz en otras palabras incrementa la saturación de la fase mojante.

**Imbibición:** Las fuerzas capilares actúan como un mecanismo de empuje desplazando a la fase mojante de la matriz, por lo que incrementa la saturación de la fase no-mojante.

En la tabla 4.2 se muestra que tipo de desplazamiento se presenta en un sistema fracturado dependiendo de las fases que saturan a la matriz y fractura.

Tabla 4.2.- Tipos de desplazamiento en función de la fase saturante de la matriz.

MATRIZ	FRACTURA	FASE MOJANTE EN LA MATRIZ	TIPO DE DESPLAZAMIENTO
aceite	agua	agua	imbibición
aceite	agua	aceite	drene
aceite	gas	aceite	drene
gas	agua	agua	Imbibición
agua	aceite	agua	drene
agua	gas	agua	drene

## Imbibición

Es el proceso inverso al drene y en éste la fase mojante incrementa su saturación en el sistema con el tiempo. Éste es un proceso espontáneo.

Algo importante por resaltar es que no todo el fluido no mojante es expulsado por las fuerzas capilares, y al fluido atrapado se le conoce como la saturación residual. Este proceso es llamado imbibición y es un importante mecanismo de recuperación en la inyección de agua<sup>2</sup>.

Este fenómeno que implica la producción espontánea de petróleo de rocas expuestas al contacto con agua, no requiere de trabajo externo y se produce naturalmente cuando la roca es preferencialmente mojable por agua, siendo las fuerzas capilares las responsables de este fenómeno.

Actualmente, con el avance de las técnicas y la posibilidad de realizar una descripción litológica más detallada, el rol de la imbibición en la recuperación de aceite por inyección de agua puede ser mejor comprendido y aceptado.

En la Figura 4.7 se muestran las curvas de presión capilar, y su variación (drene-imbibición) de acuerdo a la saturación del yacimiento.

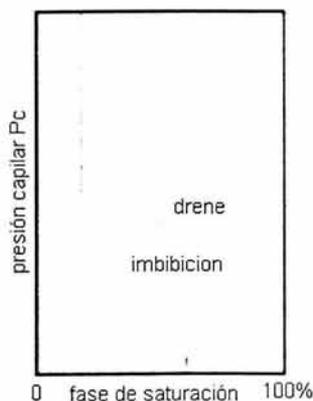


Fig. 4.7.- Curva de presión capilar<sup>4</sup>.

En un sistema agua-aceite donde el agua es la fase mojanete, la matriz puede tener una presión capilar en la zona de contacto agua – aceite. Si el agua se introduce de la fractura, el agua puede fluir, bajo fuerzas capilares, hacia la matriz desplazando al aceite. Si no existiera el drene gravitacional, la producción continuaría hasta que la saturación presente en la matriz sea la saturación residual de aceite.

Una característica de los yacimientos fracturados es que la declinación de la presión se realiza de manera más uniforme.

En la Figura 4.8 se muestran dos casos en los cuáles la imbibición capilar está presente.

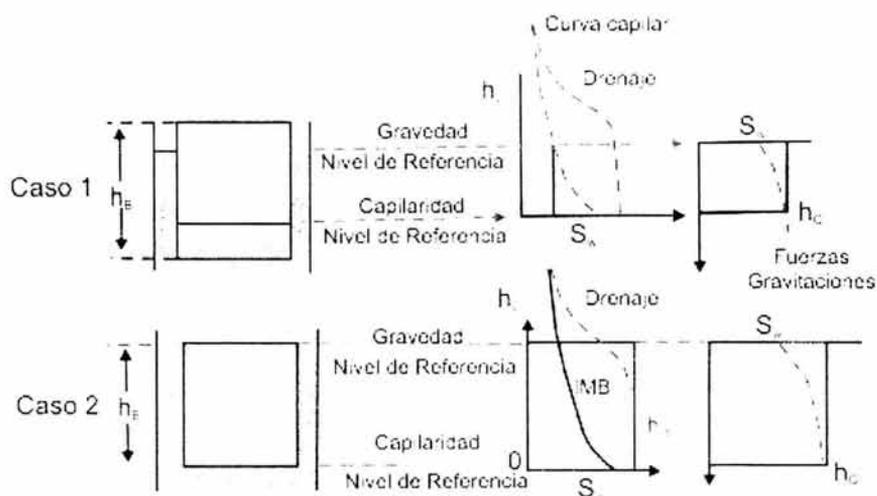


Fig. 4.8.- Presencia de imbibición capilar<sup>4</sup>.

Caso 1. Como se observa, el contacto agua-aceite avanzó durante el desplazamiento en la matriz y fracturas. En este caso el nivel de la referencia de fuerzas capilares debe relacionarse al nivel de agua-aceite de la matriz. Una línea punteada representa las fuerzas capilares en la curva de imbibición capilar.

En este caso, la fuerza de gravedad se refiere al contacto agua-aceite de la fractura y por lo tanto la altura de las fuerzas de gravedad se limitará al contacto de agua-aceite en la matriz.

En el mismo caso 1, cuando en la matriz hay fase mojante y en las fracturas no-mojante, se empleará el mismo procedimiento para el drene en la curva de presión capilar. Se observa que las fuerzas capilares son superiores en la curva del drene que la fuerza de gravedad, lo que explica por qué es imposible desplazar agua con aceite en fracturas bajo condiciones de equilibrio. Fuerzas capilares mayores que las fuerzas de gravedad, impiden la entrada de aceite en el bloque.

Caso 2. En un bloque saturado de aceite, las fuerzas capilares están en contacto con el agua y el aceite de la matriz. (parte inferior del bloque), para la fuerza de gravedad la referencia está en la parte superior del bloque. La eficiencia de capilaridad y gravedad son representadas por zonas puntadas que indican la magnitud total de recuperación esperadas de fuerzas capilares y gravedad.

El proceso de desplazamiento de un bloque de la matriz saturado por aceite implica una relación recuperación vs tiempo, lo cual puede considerarse como dato básico para la explotación de un yacimiento fracturado. En la Figura 4.9 se muestra esta relación.

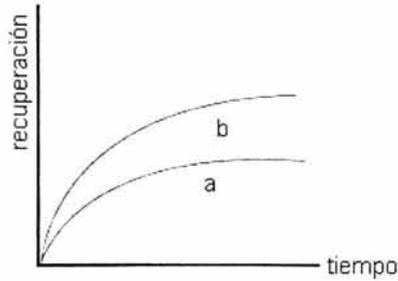


Fig. 4.9.- Relación recuperación vs tiempo<sup>4</sup>.

La curva se obtiene por medidas directas en laboratorio o a través de la simulación matemática de un proceso de desplazamiento.

Los resultados son influenciados por la homogeneidad de la roca, la litología del yacimiento, el fluido natural, el contacto superficial entre roca y fluido, viscosidad del fluido, factor de movilidad, etc.

Para que los experimentos de laboratorio sean correctos y de utilidad al desarrollar el campo, será necesario simular el mismo rol jugado por la capilaridad y la gravedad bajo condiciones de laboratorio. Experimentos convencionales como son los casos a) y b) de la Figura 4.10 obtienen resultados distintos.

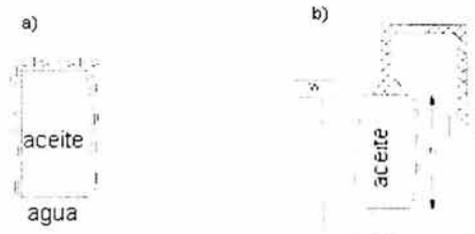


Fig. 4.10.- Tipos de experimentos.

En el caso a) el desplazamiento será el resultado sólo de de las fuerzas de imbibición capilar, mientras en el caso b), las fuerzas de gravedad y capilaridad trabajan juntas durante el proceso de desplazamiento.

El resultado de recuperación vs. tiempo será muy diferente como se observa en la Figura 4.9.

## 4.5 Fuerzas capilares y gravitacionales

Como lo muestra la Figura 4.11 los desplazamientos pueden ser:

- a) Desplazamiento por fuerzas capilares.
- b) Desplazamiento por fuerzas capilares y fuerzas gravitacionales.

La Imbibición en un yacimiento fracturado tendrá lugar siempre que la fase mojante en las fracturas cambie a la fase no-mojante (aceite) saturando el bloque de la matriz. Según la relación entre fluidos que coexisten en la matriz y fractura, el proceso del desplazamiento será controlado por la gravedad o por las fuerzas capilares.

El caso a) de la figura 4.11 las fuerzas capilares que imbiben la matriz desplazan el aceite y en el caso b) la diferencia del nivel de altura generará un desplazamiento a través del efecto de gravedad.

En general los poros grandes las fuerzas de gravedad son más fuertes y donde las fuerzas capilares más pequeños.

Si el contacto agua-aceite está en la parte más baja (Figura 4.11a) del bloque de la matriz, las fuerzas que cambian de sitio el aceite son las fuerzas capilares. Si el contacto de agua-aceite es anterior al fondo del bloque de la matriz (Figura 4.11b), la diferencia en los pesos específicos entre el agua en las fracturas y el aceite en la matriz genera una fuerza gravitatoria  $h \times \Delta\gamma = P_G$ ,

actuando como la fuerza para el desplazamiento de aceite en el bloque de la matriz. En este caso (Figura 4.11b) las fuerzas capilares, además de las fuerzas gravitatorias, actúan como una segunda fuerza por el desplazamiento de aceite.

Concluimos que la presencia de fuerzas de gravedad se relaciona a la existencia de una diferencia de niveles entre los contactos de agua-aceite en las fracturas y en la matriz.

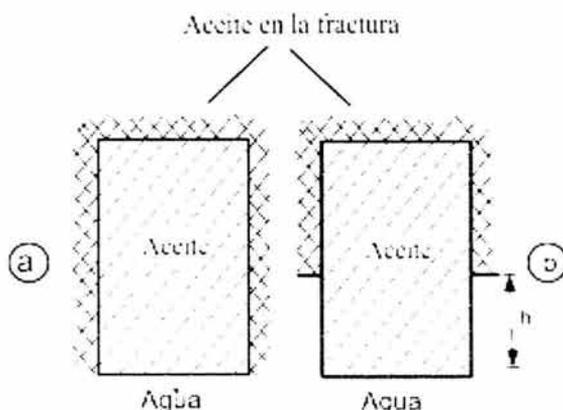


Fig. 4.11.- Tipos de desplazamiento en la matriz: a) desplazamiento bajo fuerzas capilares; b) desplazamiento bajo fuerzas capilares y gravitacionales.

## 4.6 Desplazamiento viscoso

El desplazamiento viscoso de un fluido es simplemente el movimiento de ese fluido cuando se le aplica una presión diferencial. En un sistema de doble porosidad puede haber un gradiente de presión en el sistema de las fracturas, moviendo los fluidos de las fracturas hacia los pozos productores. En muchos casos este gradiente de presión es pequeño, pero se considera importante debido a la alta permeabilidad de las fracturas. En estos casos es conveniente ignorar el desplazamiento viscoso de los fluidos de la matriz por el gradiente de presión que se presenta en la fractura. Sin embargo, si el sistema de las fracturas posee una permeabilidad moderada entonces el flujo de la matriz

causada por el gradiente de presión de la fractura puede tenerse como un mecanismo importante en la recuperación<sup>10</sup>.

#### **4.7 Convección y difusión.**

La convección y difusión son regularmente ignorados cuando se trata de yacimientos homogéneos, porque requiere de un período largo de tiempo para que sus efectos se vuelvan apreciables.

La presencia de una red de canales altamente permeables acelera este fenómeno, que se detecta en yacimientos de aceite altamente fracturados.

Convección.

La Convección es el resultado de la inestabilidad debida a la presencia de aceite pesado en la parte superior del yacimiento, el cual se desplaza paulatinamente hacia la base. El fenómeno también se presenta por diferencia de temperaturas.

Las fracturas verticales pueden proporcionar la comunicación para la convección hasta que el equilibrio es re-establecido<sup>14</sup>.

Difusión.

La difusión actúa como un medio para eliminar las diferencias de composición de las fases líquidas y gaseosas, tanto en la zona de fractura como en la matriz.

El flujo turbulento y segregado a través de las fracturas tiende a acentuar la diferencia entre los componentes de la mezcla, generando una potencial difusión molecular potencial<sup>10</sup>.

La difusión molecular del gas y el aceite entre la matriz y la fractura puede significar un importante mecanismo de producción de la matriz.

En yacimientos naturalmente fracturados el potencial de difusión molecular puede predominar constantemente sobre las fuerzas viscosas cuando un gas hidrocarburo o un gas inerte se inyectan y el espacio de la fractura es pequeño.

La difusión puede ser importante en el comportamiento de la matriz fracturada, especialmente cuando la composición del gas de inyección (por ejemplo nitrógeno) difiere enormemente de la composición del gas del yacimiento.

Normalmente la difusión en yacimientos fracturados es más importante que en medios porosos homogéneos, ya que el flujo dispersivo pasa a través de las fracturas incrementando rápidamente el área de contacto para la difusión.

Cuando la presión declina en los yacimientos fracturados, se presentan cambios importantes en la saturación y presión de los fluidos, estos cambios pueden ocurrir debido a la segregación de gas liberado en la fractura y la disolución de gas libre en contacto con el aceite sin saturar la matriz.

Cuando se inyecta gas seco en yacimientos altamente fracturados con aceite bajo-saturado, el gas puede disolverse en el aceite de la matriz, resultando en un incremento de la saturación y la presión además de una expansión del aceite, con la consecuente disminución de la viscosidad y de la tensión interfacial. En estas condiciones, la difusión molecular del gas disperso a través de las fracturas es el principal mecanismo de recuperación del aceite de la matriz.

En ambos casos, es una cuestión de difusión molecular de gas en el aceite, o la transferencia de gas disuelto entre aceite enriquecido y pesado a través del mecanismo de la difusión molecular<sup>4</sup>.

## **4.8 Operaciones de inyección**

La industria del petróleo, así como otras industrias, existe actualmente porque el mercado requiere los productos que produce. Para hacer esto posible es extremadamente importante que cada fase de la explotación del petróleo sea conducido con un objetivo en la mente. Los objetivos y métodos de operación pueden variar de un campo a otro, pero para cada uno de ellos se desea optimizar la vida de los mismos.

Las actividades de campo y las operaciones de producción constituyen la parte mayoritaria de las actividades dentro del ámbito petrolero.

La experiencia ha demostrado que, para la mayoría de los campos, la explotación primaria no es un proceso eficiente y, por lo tanto, se dejan grandes volúmenes de aceite en el subsuelo considerándolos no recuperables al tiempo del abandono. La tecnología de las operaciones petroleras se ha desarrollado rápidamente como resultado de investigaciones, aplicaciones de campo, y análisis tanto petroleros como geofísicos.

La Ingeniería de Yacimientos no es una ciencia exacta. En su desarrollo se consideran muchos parámetros que no pueden ser evaluados; sin embargo la experiencia y la investigación han formado un conocimiento que se utiliza como sustento de las operaciones en el campo.

Por muchos años se ha demostrado que la inyección de agua y gas al yacimiento puede mejorar la recuperación de aceite. Muchos proyectos de inyección fueron iniciados antes de entender la energía propia del yacimiento o los mecanismos presentes en la etapa primaria de explotación.; por lo tanto no es sorprendente encontrar que algunos proyectos tuvieron éxito y que otros simplemente fallaron. Para aplicar un método de inyección al yacimiento, es necesario considerar un estudio exhaustivo y evaluar sus consecuencias antes de implantar el sistema de recuperación secundaria.

#### **4.8.1 Factores que intervienen en el diseño de las operaciones de inyección**

Los yacimientos, los de aceite como los de gas, son como los seres humanos diferentes uno del otro, además los yacimientos presentan una amplia gama de propiedades que el ingeniero petrolero debe considerar para el estudio del yacimiento. El principal punto para establecer un proyecto de inyección es tener el conocimiento pleno de las características petrofísicas y de los fluidos para establecer el objetivo de la inyección.

Los principales objetivos de las operaciones de inyección son:

- 1) Sostener el gasto de aceite manteniendo la presión del yacimiento
- 2) Incrementar la recuperación con métodos de desplazamiento más eficientes
- 3) Combinar el rango de producción y la recuperación mejoradas para obtener la mayor recuperación.

## **4.8.2 Tiempo**

Debe de tenerse el cuidado de elegir el tiempo óptimo para empezar la inyección, no hacerse así significa tener pérdida económica. En cualquier caso, es deseable reconocer la necesidad de aplicar algún método de inyección para obtener los objetivos tan rápido como sea posible en la vida del yacimiento.

El tiempo óptimo para empezar la inyección está relacionado con el conjunto de procesos a los cuales se ha sometido el yacimiento. Por ejemplo, un desplazamiento inmisible con gas puede aplicarse mejor a yacimientos con arenas de alta permeabilidad después de que el yacimiento haya alcanzado una baja presión, debido a esto el costo de compresión del gas que sustituye al aceite disminuye.

## **4.8.3 Fluidos de Inyección**

En cualquier proyecto de inyección los ingenieros pueden controlar algunos parámetros pero otros se encuentran fuera del control. Dentro de estos últimos podemos encontrar a las propiedades de los fluidos del yacimiento (aceite), las propiedades de la roca, las capas geológicas, el afollamiento y la profundidad. Por otra parte los ingenieros pueden variar características como el fluido de inyección, el patrón de la misma y el rango de inyección. La selección del fluido para la inyección es probable que sea la parte más difícil dentro del proyecto. Usualmente, consideramos al agua y al aire como fluidos baratos, lo suficiente para usarlos en grandes cantidades para desplazar al aceite.

#### 4.8.4 Proyectos de recuperación

Datos requeridos:

Los proyectos de recuperación de aceite necesitan de la siguiente información:

1. La cantidad de aceite presente en el yacimiento al iniciar la inyección
2. La recuperación primaria debido al decaimiento de la presión, antes de presentarse la inyección
3. La distribución de la saturación de aceite al comenzar la inyección y la saturación de aceite residual después del proceso de desplazamiento
4. La porción del yacimiento que se vera afectada por la inyección
5. Los gastos de inyección y recuperación

La predicción del comportamiento de las operaciones de inyección se derivan de:

1. Estimar el volumen de aceite movido como una función del volumen inyectado
2. Definición de los rango de inyección y producción, además de conocer los tiempos de inyección de los fluidos

La optimización de las operaciones de inyección dependen de:

1. El comportamiento primario del yacimiento
2. Una fuente apropiada del fluido de inyección
3. El costo de la inyección de varios fluidos
4. La eficiencia de desplazamiento de varios fluidos

Otros puntos que se deben considerar para la optimización de las operaciones de inyección son:

1. El tiempo de inicio de la inyección
2. El mantenimiento de la presión
3. El mantenimiento parcial de la inyección
4. Las estimulaciones de los pozos
5. Perforación de pozos adicionales
6. La elección del patrón de inyección

#### **4.8.5 Análisis de un yacimiento para las operaciones de inyección**

- **Recolección de la información**

En el mundo podemos encontrar que algunos yacimientos presentan similitudes en algunos aspectos pero son completamente diferentes en otros. Debido a esto es necesario recopilar toda la información que los ingenieros geólogos y los ingenieros petroleros pueden reunir durante el estudio de caracterización del yacimiento. Otra información adicional se puede generar durante la vida productiva del yacimiento. Otra parte de la información es necesaria para evaluar las posibilidades económicas del yacimiento durante la etapa de recuperación primaria, y cierto tipo de información es necesaria para el análisis apropiado de la recuperación potencial debido a diferentes mecanismos de inyección.

Es vital para el proyecto tener la información recolectada apropiadamente para realizar la planeación de las actividades de inyección de manera satisfactoria. Se debe desarrollar un programa que comprenda los siguientes puntos:

1. Las características generales del yacimiento, como, los límites del campo, la geometría general del yacimiento.
2. Las propiedades generales de la roca que comprenden al intervalo productor.
3. Las localizaciones exactas de los contactos gas-aceite y agua-aceite.
4. Las presiones y temperaturas iniciales del yacimiento.
5. Las características de los fluidos presentes en el yacimiento.
6. Información sobre las productividades de los pozos.

- **Tipos de inyección.**

Muchos factores están presentes, durante la determinación de los datos a seleccionar para establecer el mejor proyecto de inyección. Los ingenieros con experiencia y con los datos apropiados en la mano pueden reconocer el tipo de programa de inyección que se debe llevar a cabo.

- **Fluidos del yacimiento y características de la roca.**

Una pregunta importante que los ingenieros deben hacer cuando van a implantar un proyecto de inyección es la viabilidad de varias formas de inyección. La respuesta a esta pregunta envuelve un análisis preliminar de las características de la roca y de los fluidos, además de la delimitación del yacimiento. Los ingenieros petroleros deben tener cuidado con permeabilidades relativas no favorables al flujo, relaciones de movilidad no favorables, indicaciones de fracturas o fallas naturales, variaciones inusuales de porosidad (areal y vertical) y la carencia de continuidad en la formación. Ninguna de las características antes mencionadas es un impedimento para realizar un proyecto de inyección, pero se deben tener presentes porque podrían ocasionar fuertes contratiempos durante el proyecto.

- **Disponibilidad de los fluidos de inyección.**

Para realizar un proyecto de inyección se debe considerar la disponibilidad de los fluidos de inyección. Por ejemplo, un proyecto de inyección de agua puede parecer atractivo desde el punto de vista técnico, pero si la fuente de agua no es suficiente para proveer la cantidad necesaria para la inyección y además proveerla a un bajo costo, el proyecto se puede volver incosteable.

- **Inyección de Gas.**

El primer registro que se tiene de la aplicación de un método de recuperación de gas en un yacimiento es el del campo Macksburg, OH. Algunos de los proyectos de inyección, incluyeron proyectos con el uso de gas, y su uso continuo aún con el advenimiento de nuevos métodos de recuperación. En la década de 1940 se realizaron estudios para desarrollar técnicas para describir el comportamiento del yacimiento que se encuentra sujeto a la acción de la inyección de gas.

Las técnicas utilizadas para describir el comportamiento de la inyección de gas inmiscible consisten en variaciones de los métodos diseñados originalmente para describir el comportamiento bajo condiciones de inyección de agua. Sin embargo existen variaciones y consideraciones especiales para ambos casos. Existen criterios físicos importantes para realizar una exitosa operación de inyección de gas que son los mismos que se consideran para la inyección de otros tipos de fluidos.

Las operaciones de inyección de gas se utilizan para mantener la presión del yacimiento a un nivel seleccionado o para proveer una fuente externa de energía al yacimiento debido a la reinyección de una porción del gas producido

del propio yacimiento. El mantenimiento total o parcial de la presión resulta en un incremento de la recuperación de hidrocarburos y mejora las características de producción del yacimiento.

La cantidad de hidrocarburo que se puede recuperar depende de diferentes factores, entre los que se encuentran: las propiedades de la roca, la temperatura y la presión del yacimiento, las propiedades físicas y composicionales de los fluidos presentes en el yacimiento, el tipo de mecanismo de producción presente en el yacimiento, la geometría del yacimiento, la continuidad de la arena, el relieve estructural, los rangos de producción y las condiciones de saturación de los fluidos.

Básicamente, el incremento en la recuperación del aceite se puede atribuir al desplazamiento del aceite y la acción de vaporización del gas inyectado, en algunos casos, se pueden presentar pérdidas en la recuperación si la presión del yacimiento no se mantiene.

## Capítulo 5

# SIMULACIÓN MATEMÁTICA DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

### 5.1 Definición de simulación

Es el proceso mediante el cual el ingeniero con la ayuda de un modelo matemático, integra un conjunto de factores para describir el comportamiento de los procesos físicos que ocurren en un yacimiento<sup>8</sup>.

Con base en los resultados obtenidos de la simulación de yacimientos podemos optimizar ciertas condiciones de operación en el campo para aumentar la recuperación de hidrocarburos.

Por lo antes mencionado se considera que la simulación de yacimientos es una herramienta necesaria para predecir el comportamiento futuro y para establecer el mejor plan de explotación.

### 5.2 ¿Porqué realizar simulación con modelos de yacimientos fracturados?

- El flujo de fluidos, en yacimientos de simple porosidad es diferente al de los yacimientos fracturados.
- La distribución de fluidos difiere entre los yacimientos de simple porosidad y los yacimientos fracturados.
- Los resultados de pruebas de pozos, en los yacimientos de simple porosidad son diferentes en los yacimientos fracturados.
- El efecto de la densidad de los fluidos y presiones capilares, son diferentes entre los yacimientos de simple porosidad y los yacimientos fracturados.

## 5.2.1 Utilidad de la simulación matemática de yacimientos

- Estimar el volumen original de aceite.
- Determinar la localización óptima de los pozos a perforar.
- Estimar que efecto tiene el gasto de producción sobre la recuperación.
- Analizar el comportamiento de un yacimiento fracturado, al aplicar algún mecanismo de desplazamiento.
- Determinar programas de producción.

## 5.3 Clasificación de simuladores

Los simuladores se pueden clasificar en función de las características que presenta el yacimiento que se piensa estudiar o el proceso físico que se quiere reproducir.

Para predecir el comportamiento de un yacimiento sujeto a cierto mecanismo de recuperación, es necesario elegir el modelo que cumpla con ciertas características de diseño que le permitan realizar el trabajo de simulación de manera adecuada.

Para explicar las diferencias que existen entre los modelos de simulación, se definen a continuación los siguientes parámetros de clasificación:

- a) Tipo de yacimiento.
- b) Nivel de simulación.
- c) Simulador.
- d) Tipo de flujo en el yacimiento.
- e) Número de dimensiones.
- f) Geometría.

A continuación se explica con mayor detalle, los tipos de simuladores existentes y en los casos en que se utilizan:

### 1. Tipo de yacimiento.

Dependiendo de las características físicas del sistema rocoso, pueden dividirse en dos grandes grupos:

- a) Yacimientos no fracturados.
- b) Yacimientos fracturados.

### 2. Nivel de simulación.

Los estudios de simulación pueden aplicarse a los siguientes niveles:

- a) Pozos individuales.
- b) Sector del yacimiento.
- c) Todo el yacimiento.

Tomando en cuenta esta clasificación podemos concluir que los estudios de pozos individuales serían más sencillos de realizar que los estudios de simulación en un determinado sector del yacimiento, y si tomamos en cuenta estos serían más sencillos que un estudio de simulación aplicado a todo el yacimiento.

### 3. Simulador.

En este punto seleccionaremos el modelo a aplicar en el estudio de simulación.

Podemos definirlos dentro de dos grupos:

En el primero tendrían cabida los siguientes modelos:

- Los simuladores de gas.
- Los simuladores geotérmicos.
- Los simuladores de aceite negro.
- Los simuladores de aceite volátil.
- Los simuladores de gas y condensado.

En el segundo grupo se contemplan los siguientes modelos:

- Los simuladores de recuperación química.
- Los simuladores de recuperación con miscibles.
- Los simuladores de recuperación térmica.

#### 4. Tipo de flujo en el yacimiento.

En el yacimiento pueden estar presentes varios tipos de flujo como función del número de fluidos en movimiento, estos pueden ser:

- Flujo monofásico.
- Flujo bifásico.
- Flujo trifásico.

Aunque también tenemos que tomar en cuenta al modelo composicional, que se utiliza para simular los procesos de recuperación para los cuales no sean válidas las suposiciones realizadas en el modelo de aceite negro.

## 5. Número de dimensiones.

En este apartado se clasifican a los simuladores de la siguiente forma:

- Simulador de cero dimensiones.

Se le llama de cero dimensiones o de dimensión cero debido a que las propiedades petrofísicas, las propiedades de los fluidos y los valores de presión no varían de punto a punto, es decir, se consideran como un valor promedio (modelos de balance de materia).

- Simulador de una dimensión.

Si el yacimiento varía en litología y si se divide en dos partes; entonces no se puede representar al yacimiento como un todo tomando en cuenta propiedades promedio, sin embargo cada parte del mismo se puede representar adecuadamente. Debido a esto se puede dividir al yacimiento en dos bloques o celdas, aplicando las ecuaciones de balance de materia a cada celda para describir el comportamiento de los fluidos en el yacimiento.

- Simulador de dos dimensiones.

La ecuación de balance de materia y la ecuación de Darcy describen el comportamiento de los fluidos en los bloques, con la única diferencia que la interacción del flujo en los bloques se realizará en dos dimensiones.

- Simulador en tres dimensiones.

La ecuación de balance de materia y la ecuación de Darcy describen el comportamiento de los fluidos en los bloques, con la única diferencia que la interacción del flujo en los bloques se realizará en tres dimensiones.

## 6. Geometría.

Los simuladores de acuerdo a su tipo de geometría, se pueden clasificar de la siguiente manera:

- $(x, y)$  si es areal.
- $(x, z)$  si es de sección transversal.
- $(r, z)$  si se trata de un simulador radial.

## 5.4 Diferentes modelos de ecuaciones de flujo

Desde el punto de vista de la simulación del flujo presente los modelos pueden clasificarse como:

- a. Flujo de una fase.
- b. Flujo de dos fases.
- c. Flujo de tres fases.
- d. Flujo composicional.

Los simuladores más complicados se utilizan para resolver casos sencillos de simulación, por ejemplo un simulador de flujo en dos fases puede resolver un problema de flujo en una fase.

Con respecto al yacimiento que va a simular, los simuladores se pueden clasificar en:

- a. Simuladores de bloques simples.
- b. Simuladores que utilizan un número limitado de bloques y fracturas.
- c. Simuladores discretos que caracterizan a todo el yacimiento por medio de la ecuación de continuidad.

Los simuladores discretos tratan a formaciones no homogéneas, fracturas y bloques con diferentes propiedades, aplicando las condiciones apropiadas de frontera y de flujo en las fracturas.

En los modelos basados en las ecuaciones de flujo, cuya formulación se basa en aproximaciones continuas, la transferencia de fluido entre bloques se encuentra representada por una función *fuenta* en la ecuación de conservación de masa dentro de cada bloque de matriz y/o fractura. En algunos simuladores esta función se calcula internamente, expresada en una función explícita o semi explícita, y se encuentra en función de los parámetros dependientes. Otros simuladores requieren que la función de transferencia de los bloques se determine por medio de análisis de laboratorio, en base a núcleos, simuladores de un solo bloque, por el ajuste de la historia, o introduciéndolos como datos de entrada.

- **Simulación en base al flujo del fluido.**

Simuladores de flujo en una sola fase.

Un yacimiento especial idealizado, basado en el método de aproximación simplificada de Warren y Root, fue utilizado por Kazemi para un flujo radial en dos dimensiones. La aproximación consiste de un pozo produciendo de varias capas horizontales separadas por fracturas, de modo que las líneas de flujo de la matriz y de la fractura convergen en su totalidad en el pozo.

Kazemi eligió simplificar el modelo utilizando una fractura horizontal que fuera equivalente a todas las fracturas horizontales. Otras simplificaciones se refieren a las características del yacimiento:

- La matriz del yacimiento tiene una alta capacidad de almacenamiento y una baja capacidad de flujo, mientras que la fractura tiene baja capacidad de almacenamiento y alta capacidad de flujo.
- Se puede resumir que la producción llega al pozo principalmente a través de las fracturas.
- El flujo toma lugar a través de las fracturas.
- El yacimiento es horizontal, y tanto la matriz y la fractura son homogéneos

Las ecuaciones que considera son:

- Para la región de la matriz.

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial \psi}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 \psi}{\partial Z^2} = \frac{\phi_1 \mu C_1}{K_1} \frac{\partial \psi}{\partial t}. \quad (5.1)$$

- Para la región de las fracturas con ancho  $\delta$ .

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( K_2 t \frac{\partial \psi}{\partial r} \right) + \frac{K_1}{\delta/2} \left( \frac{\partial \psi}{\partial Z} \right)_{z=\delta^{**}/2} = \phi_2 \mu C_2 \frac{\partial \psi}{\partial t}, \quad (5.2)$$

donde:

$\delta^*$  = denota el valor de  $\delta$  en el interfaz del bloque de fractura.

La ecuación del potencial para ambas expresiones es:

$$\psi = \rho(0) \left[ \int_0^P \frac{dp}{\rho(p)} + gz \right]. \quad (5.3)$$

Para resolver la ecuación anterior, Kazemi desprecia la gravedad y reemplazó el término  $\psi$  por  $p$ .

Las condiciones de los límites del yacimiento son:

a) El flujo a través del eje y mediante los bloques del yacimiento, es:

$$\frac{\delta}{2} < Z < \frac{h}{2}, \text{ teniendo en cuenta } r_w < r < r_e. \quad (5.4)$$

b) El flujo que se toma a través del eje y, en los bloques de la fractura

$$0 < Z < \frac{\delta}{2}, \text{ para } r_w < r < r_e. \quad (5.5)$$

Tomando en cuenta la producción a través de las fracturas de anchura  $\delta$ , se tiene:

$$\frac{\partial \psi}{\partial r} = -\frac{q\mu B}{K_f} \frac{1}{\pi r_w \delta}, \text{ para } 0 < Z < \frac{\delta}{2}; r = r_w. \quad (5.6)$$

c) La transferencia de los fluidos entre los bloques de matriz y fractura, considerando la dirección vertical tenemos:

$$\frac{\partial \psi}{\partial r} = 0; \frac{\delta}{2} < Z < \frac{h}{2}; r = r_w; r = r_e. \quad (5.7)$$

El modelo se aplicó a un análisis de variación de presión y los resultados obtenidos con el modelo de Kazemi se compararon con el modelo que manejó Warren y Root. La única diferencia entre los resultados obtenidos es la zona de transición entre las etapas tempranas de producción.

- **Los simuladores de dos fases.**

Kazemi desarrolló un modelo de simulador de tres dimensiones, con pozos múltiples para flujo de agua y aceite y fracturado. La ecuación se desarrolló por medio de aproximaciones continuas, en donde la transferencia de los bloques de los fluidos se presenta mediante una función fuente de estado casi estacionario proporcional a la diferencia de potencial.

Basada en la ley de Darcy y mediante un balance de materia tenemos lo siguiente:

$$\frac{\Phi_2}{B_i} \frac{\partial S_{2,i} \Phi_2}{\partial t} + \frac{S_{2,i} \Phi_2}{B_i} (C_2 + C_1) \frac{\partial \Psi_{2,i}}{\partial t} - \text{div} \left( \frac{K_2 K_{r2i}}{\mu_i B_i} \text{grad } \Psi_{2,i} \right) + \frac{K_1 K_{r1i} S}{\mu_i B_i} (\Psi_{2i} - \Psi_{1i}) - q_i \zeta (X - X_0) = 0. \quad (5.8)$$

donde:

i = w, o, denota al agua y al aceite presente en el yacimiento,

1= denota los bloques de la matriz,

2= denota los bloques de la fractura.

El término  $s$  refleja la geometría de los elementos de la matriz, y por consecuencia los controles del flujo entre la matriz y la fractura. La transmisibilidad para las fracturas se define como:

$$\lambda_{2i} = \left( \frac{K \times K_{ir}}{\mu_i B_i} \right)_2. \quad (5.9)$$

Y para la matriz

$$\lambda_{1,i} \times s = \left( \frac{K \times K_{ir}}{\mu_i B_i} \right)_1 \times s = \lambda'_{1,i}. \quad (5.10)$$

El potencial  $\Psi_i$ , la densidad  $\rho_i$  y el factor de volumen  $B_{oi}$  se expresan con las siguientes ecuaciones:

$$\psi_i = P_i + \rho_i g h. \quad (5.11)$$

$$\rho_i = \rho_o [1 + C_i(P_i + P)]. \quad (5.12)$$

$$B_i = B_{oi} [1 - C_i(P_i - P)]. \quad (5.13)$$

donde:

$q_i$  es el rango de producción o inyección por unidad de volumen en el nodo  $X_o$ .

De acuerdo a lo anterior, el flujo en la matriz se muestra a continuación:

$$\frac{\Phi_1}{B_i} \frac{\partial S_{1,i}}{\partial t} + \frac{S_{1,i}}{B_i} \Phi_1 (C_1 + C_i) \frac{\partial \Psi_{1,i}}{\partial t} - \frac{K_1 \cdot K_{r,1,i} \cdot s}{\mu_i B_i} (\Psi_{2,i} - \Psi_1) = 0. \quad (5.14)$$

- **Simulación de la imbibición en los bloques.**

La caracterización de la imbibición del agua en los núcleos fracturados se desarrolló mediante el uso de un simulador numérico de dos dimensiones, en donde se consideran dos fases y utiliza ecuaciones semi-implícitas. La geometría de la matriz utilizada en el modelo se consideró de forma cilíndrica o rectangular, similar a la geometría de los núcleos. El flujo en las fracturas se expresa como:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda_{2,xw} \frac{\partial \Psi_{2w}}{\partial x} \right) - T_{1w} (\Psi_{2w} - \Psi_{1w}) + q_w B_w \xi (X - X_0) = \Phi_2 \frac{\partial S_{2w}}{\partial t}. \quad (5.15)$$

donde el componente en el eje Z se sustituyó por:

$$\frac{\partial}{\partial z} \left( \lambda_{2zw} \frac{\partial \Psi_{2w}}{\partial z} \right) = -T_{1,w} (\Psi_{2w} \Psi_{1w}). \quad (5.16)$$

El flujo en la matriz se representa como:

$$T_{1,w} (\Psi_{2,w} - \Psi_{1,w}) = \Phi_1 \frac{\partial S_{1,w}}{\partial t}. \quad (5.17)$$

donde:

$$\lambda_{1xw}=0, \text{ y} \quad \frac{\partial}{\partial t} \left( \lambda_{1zw} \frac{\partial \Psi_{1,w}}{\partial t} \right) \text{ se reemplaza con } T_{1,w} (\Psi_{2w} - \Psi_{1w}). \quad (5.18)$$

- **Simuladores de tres fases.**

Modelo de Du Prey.

Du Prey basa su modelo en las siguientes consideraciones:

- La continuidad es el resultado del flujo que se presenta en las fracturas y que cumple con la ley de Darcy y además toma en cuenta el intercambio de fluidos entre la matriz y la fractura.
- El flujo de fluidos se presenta en las fracturas, donde las fuerzas capilares son insignificantes.
- La función de transferencia puede evaluarse separadamente y asociarse con el tiempo en el modelo, o bajo ciertas condiciones puede evaluarse en el modelo mismo.

La conservación de la masa de las tres fases en la fractura se puede evaluar como:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\Phi_2 S_{w2} \rho_w) + \nabla(\rho_w \bar{U}_{w2}) + C_w + q_w = 0, \quad (5.19)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\Phi_2 S_{o2} \rho_o) + \nabla(\rho_o \bar{U}_{o2}) + C_o + q_o = 0, \quad (5.20)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\Phi_2 S_{g2} \rho_g) + \nabla(\rho_g \bar{U}_{g2}) + \nabla(\rho_{GD} \bar{U}_{OZ}) + C_g + q_g = 0, \quad (5.21)$$

donde los subíndices  $w$ ,  $o$  y  $g$  indican a las fases agua, aceite y gas respectivamente,  $gd$  indica el gas disuelto,  $C_w$ ,  $C_o$  y  $C_g$  son las funciones de transferencia de los fluidos entre la matriz y la fractura, y  $q$  representa el rango de producción o inyección por unidad de volumen y la ley de Darcy se representa por:

$$\bar{U}_{wz} = -K_2 \frac{K_{rwz}}{\mu_w} \nabla[P_2 + \rho_w gZ], \quad (5.22)$$

$$\bar{U}_{oz} = -K_2 \frac{K_{roz}}{\mu_o} \nabla[P_2 + (\rho_o + \rho_{gd})gZ], \quad (5.23)$$

$$\bar{U}_{gz} = -K_2 \frac{K_{rgz}}{\mu_g} \nabla[P_2 + \rho_g gZ]. \quad (5.24)$$

La presión capilar en las fracturas se considera despreciable. Las ecuaciones se resolvieron mediante el uso de la técnica de diferencias finitas en dos pasos, el primero consideró a la presión dependiente de la saturación, que se evalúa al final del paso de tiempo anterior y luego se resuelve para la saturación.

## • Simuladores composicionales.

Los modelos composicionales de yacimientos fracturados toman en cuenta todas las características del tipo de yacimiento, y además, considera al sistema de fluidos presente en el yacimiento.

## Modelo de Yamamoto.

Este modelo analiza un modelo de dos dimensiones de un bloque de simple porosidad con las siguientes consideraciones:

- El agua contribuye a la producción mediante el mecanismo de expansión.
- El sistema se simula mediante tres componentes equivalentes que se conforman con el metano, a través de los hexanos y el heptano-plus
- La fase de equilibrio se alcanza en cada celda al final del paso de tiempo.
- La presión capilar es despreciable en la red de fracturas.
- La variación en la composición de las fases es despreciable.

En base a lo anterior es posible representar las condiciones prevalecientes en las redes de fracturas aledañas, así como las condiciones de frontera a la mitad de la profundidad de referencia.

La ecuación que se refiere a los componentes es:

$$\frac{\partial}{\partial t} [\Phi(S_o \rho_o C_{oj} + S_g \rho_g C_{gj})] - \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{K_o \rho_o}{\mu_o} C_{oj} \frac{\partial \Psi_o}{\partial x} + \frac{K_g \rho_g}{\mu_g} C_{gj} \frac{\partial \Psi_g}{\partial x} \right) - \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{K_o \rho_o}{\mu_o} C_{oj} \frac{\partial \Psi_o}{\partial y} + \frac{K_g \rho_g}{\mu_g} C_{gj} \frac{\partial \Psi_g}{\partial y} \right) = 0, \quad (5.25)$$

donde:

$C_{oj}$  y  $C_{gj}$  satisfacen las siguientes relaciones:

$$\sum_{j=1}^n C_{oj} = 1, \text{ y } \sum_{j=1}^n C_{gj} = 1, \text{ y } \Psi = p + \rho g z. \quad (5.26)$$

Las propiedades de los fluidos se determinan a partir de las condiciones termodinámicas:

$$\rho_o = \rho_o(p_o, T, X_j), \rho_g = \rho_g(p_g, T, X_j), \quad (5.27)$$

$$\mu_o = \mu_o(p_o, T, X_j), \mu_g = \mu_g(p_g, T, X_j), \quad (5.28)$$

$$k_{ro} = k_{ro}(S_o), k_{rg} = k_{rg}(S_g), p_c = p_c(S_o), \Phi = \Phi(p_o). \quad (5.29)$$

Para las fracciones molares tenemos:

$$\sum_{j=1}^n X_j = 1, \sum_{j=1}^n Y_j = 1, y K_j = \frac{Y_j}{X_j} \quad (j = 1, 2, 3). \quad (5.30)$$

Los parámetros que controlan el comportamiento de las fases se calculan mediante el uso de correlaciones basadas en las mediciones de presión de uno de los componentes. Las curvas de drene capilar y de imbibición capilar tienen que introducirse en el simulador.

Modelo de Saidi.

Saidi desarrolló otro modelo composicional con las consideraciones apropiadas para los yacimientos de aceite en donde la presión y los niveles de fluido son uniformes para extensas áreas. Este yacimiento puede ser representado por un número relativamente pequeño y se puede asumir que el equilibrio hidrostático se presenta en los bloques del yacimiento.

La ecuación de conservación de la masa utilizado por Saidi es:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \Phi \frac{S_w}{B_w} \right) - \text{div} \left( \frac{KK_{rw}}{B_w \mu_w} \text{grad } \Psi_w \right) - q_w = 0, \quad (5.31)$$

$$\begin{aligned}
& \frac{\partial}{\partial t} \left[ \Phi (S_o \rho_o X_i + S_g \rho_g X_i) \right] - \operatorname{div} \left( \frac{KK_{ro} \rho_o}{\mu_o} X_j \operatorname{grad} \Psi_o \right) \\
& - q_o X_i + q_v X_i - \operatorname{div} \left( \frac{KK_{rg} \rho_g}{\mu_g} Y_i \operatorname{grad} \Psi_g \right) \\
& - q_g Y_i - q_v Y_i - \operatorname{div} \left( \frac{DS_o \rho_o}{\Phi} \operatorname{grad} X_i \right) = 0,
\end{aligned} \tag{5.32}$$

donde:

$$Y_i = K_i X_i \quad (i = 1, 2, 3), \tag{5.33}$$

donde:

$$\begin{aligned}
\sum_{i=1}^N X_i &= 1, \\
\sum_{i=1}^N Y_i &= 1,
\end{aligned}$$

Las ecuaciones se resolvieron para las condiciones iniciales de frontera y para las condiciones iniciales de cada bloque.

A continuación se explicará de manera breve los datos necesarios para llevar a cabo un estudio de simulación utilizando el software comercial ECLIPSE.

## 5.5 ¿Qué es el Eclipse Office?

Eclipse Office es una herramienta para la simulación de yacimientos. Permite manejar diversos datos para realizar el estudio de simulación

## 5.6 Parámetros de entrada al simulador

La simulación de los yacimientos naturalmente fracturados puede requerir de la introducción de los siguientes datos para cada bloque de la malla:

- Mapas de orientación de la fractura.
- Permeabilidad de la matriz y de la fractura.
- Porosidad de la matriz y de la fractura.
- Espesor de los bloques de la matriz y de la fractura.
- Profundidad.
- Dimensiones de los bloques de la matriz y de la fractura.
- Saturación inicial para cada fase.
- Presión inicial.
- Compresibilidad de la matriz y de la fractura.

Las características de los fluidos se asignan mediante la introducción de los siguientes datos:

- Composición de las fases.
- Factores del volumen de formación del aceite, del gas y del agua con respecto a la presión.
- Viscosidades del aceite, del gas y del agua con respecto a la presión.
- Relación de solubilidad gas/aceite ( $R_S$ ) con respecto a la presión.
- Relación líquido/gas ( $R_V$ ) con respecto a la presión.
- Densidades del aceite, del gas y del agua.
- Valores de la tensión interfacial aceite – gas con respecto a la presión.
- Coeficientes de difusión.

Los datos de producción requeridos para los pozos son:

- Intervalo productor.
- Historia de producción de aceite.
- Historia de producción de gas.
- Historia de producción de agua.
- Presiones observadas con respecto al tiempo.

La interacción de fuerzas entre la roca y los fluidos está dada por las siguientes funciones dependientes de la saturación:

- Permeabilidad relativa para cada fase.
- Presión capilar aceite – agua.
- Propiedades de intercambio entre la matriz y la fractura.
- Información con respecto a la continuidad de la capilaridad.

Es de gran importancia introducir al simulador información de calidad, para obtener una simulación con resultados confiables.

En los siguientes párrafos se explicaran las características del software comercial utilizado para la realización del análisis de sensibilidad considerado en la presente tesis.

## **5.7 Manejo de la doble porosidad en Eclipse**

Para realizar el modelado de la doble porosidad, Eclipse asocia dos celdas de simulación a cada celda que pertenece a la malla, representando los volúmenes de la matriz y de la fractura de la celda. Las propiedades de cada una de las celdas se introducen por separado, es decir, la porosidad, la permeabilidad, profundidad, etcétera para la matriz y para la fractura. ECLIPSE calcula una transmisibilidad matriz fractura para simular el flujo entre los dos sistemas debido a la expansión del fluido, el drene gravitacional, la presión capilar, etcétera.

En una ejecución de doble porosidad en el Eclipse, el número de capas en el eje z debe de introducirse al doble. Así ECLIPSE asocia la primera mitad a la matriz, y la segunda mitad a la fractura.

Un modelo de 5 celdas en el eje z, como el que se maneja en la tesis, tendrá 5 capas de matriz y 5 de fractura, pero si se genera una vista del yacimiento se observará que sólo cuenta con 5 capas en la dirección z, esto se

debe a que los bloques que representan a la fractura rodean a los bloques que representan a la matriz.

### 5.7.1 Transmisibilidad matriz - fractura

El término de la transmisibilidad matriz - fractura es proporcional al volumen de la celda correspondiente y su ecuación tiene la siguiente forma:

$$TR = CDARCY \cdot K \cdot V \cdot \sigma, \quad (5.34)$$

donde:

$CDARCY$  = Constante de Darcy.

$K$  = Permeabilidad en la dirección  $x$ .

$V$  = Volumen de la celda,  $y$ .

$\sigma$  = Factor de dimensionalidad, para medir el área de interfase matriz - fractura por cada unidad de volumen.

Kazemi propuso la siguiente fórmula para el cálculo de  $\sigma$  :

$$\sigma = 4 \left( \frac{1}{l_x^2} + \frac{1}{l_y^2} + \frac{1}{l_z^2} \right), \quad (5.35)$$

donde:

$l_x, l_y, l_z$  = Dimensiones de la celda en las direcciones  $x$ ,  $y$ , y  $z$ .

ECLIPSE maneja las opciones para activar los mecanismos de recuperación, como la expansión del aceite, la imbibición, etcétera.

Se deben detallar las permeabilidades específicas de la fractura, las permeabilidades relativas matriz - fractura; una característica que presenta el programa para la simulación de la doble porosidad es la introducción de una malla simplificada. También puede especificarse que sólo en una parte del yacimiento se presente la doble porosidad. Se puede modificar la recuperación contra el tiempo, si se cambian la curva de la permeabilidad relativa de la matriz.

Una de las restricciones de ECLIPSE es que los pozos se encuentran conectados sólo con las celdas de la fractura, no con las celdas de la matriz. Otra se refiere que las conexiones de las celdas no vecinas, no se pueden presentar con las celdas de la matriz, sino de matriz a fractura. Y además, que cada celda de matriz debe tener su respectiva celda de fractura.

## Capítulo 6

# EJECUCIÓN DE UN EJEMPLO BASE

### 6.1 Descripción del ejemplo utilizado

Para realizar el análisis de sensibilidad de esta tesis se utilizó el software comercial Eclipse de la compañía Schlumberger.

Como caso base se consideró el ejercicio 2 del artículo de Thomas L. Kent y Abbas Firoozabadi: "Sixth SPE Comparative Solution Project: Dual Porosity Simulators". Este artículo aborda el tema de la exactitud de los simuladores y comparan el resultado que obtienen al simular un yacimiento fracturado.

El ejemplo de simulación se realizó considerando dos modelos: el primero consiste de un bloque sencillo y el segundo consiste en el estudio de una sección transversal del yacimiento.

Para esta tesis se eligió desarrollar el ejemplo de la sección transversal, el artículo de Firoozabadi contempla el estudio de la presencia y la ausencia de presión capilar en las fracturas contemplando los escenarios de declinación natural de presión, inyección de gas e inyección de agua.

Los resultados a los que llegaron en este artículo se presentan a continuación:

➤ Declinación natural de la presión.

Se determinó que la producción de aceite y la GOR producida, y la presión son funciones del tiempo en la corrida con el valor de cero en la presión capilar de la fractura. Comparando los resultados de las versiones con valor de cero en la presión capilar y con valor diferente de cero en la presión capilar, encontraron que la continuidad capilar tiene una influencia mayor en la GOR producida y la presión del yacimiento.

➤ Inyección de Gas.

Se encontró que el gasto de producción y la GOR producida son funciones del tiempo cuando el 90% del gas producido se reinyecta. Estas determinaciones se basan al valor cero de presión capilar en la fractura.

➤ Inyección de Agua.

Se determinó que la producción de aceite y el corte de agua son funciones del tiempo.

En esta tesis se abordan además de la presión capilar, los siguientes puntos:

- Drene gravitacional.
- Flujo viscoso.
- Presión capilar.
- Compresibilidad de la matriz y de la fractura.
- Difusión.

Se analizaron éstos, debido a la importancia que tienen durante la explotación de un yacimiento.

Estos parámetros de estudio se analizaron para los siguientes casos:

- Caso 1. Declinación natural de presión.
- Caso 2. Inyección de agua.
- Caso 3. Inyección de gas.

A continuación se explicaran brevemente las secciones que se manejaron en el simulador comercial ECLIPSE. Las figuras presentadas son tomadas del software por lo que presentan letreros en inglés.

## 6.2.1 Definición del caso

En la sección definición del caso se especifica la información base (dimensiones de las celdas en las direcciones x, y, z, el tipo de unidades a utilizar, tipo de simulación, la fecha de inicio, entre otros) para realizar el estudio de simulación.

Para realizar el estudio de simulación se eligió utilizar un simulador de aceite negro, la fecha de inicio de la simulación es el día 1 de Enero de 1988, las dimensiones del modelo son las siguientes:

- Dimensión en el eje x: 10 celdas.
- Dimensión en el eje y: 1 celda.
- Dimensión en el eje z: 10 celdas, (5 celdas de matriz y 5 de fracturas).

En la Figura 6.1 se muestra la representación 3D del yacimiento.

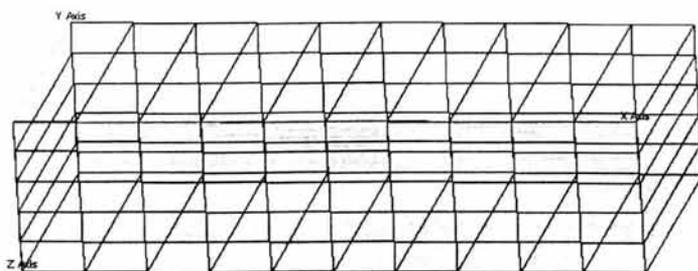


Fig. 6.1.- Representación gráfica del yacimiento.

Para el calculo de la doble porosidad ECLIPSE considera que las celdas de la fractura se encuentran alrededor de las celdas de la matriz, en la figura 6.2 se observa la representación gráfica del manejo de la doble porosidad en el simulador.

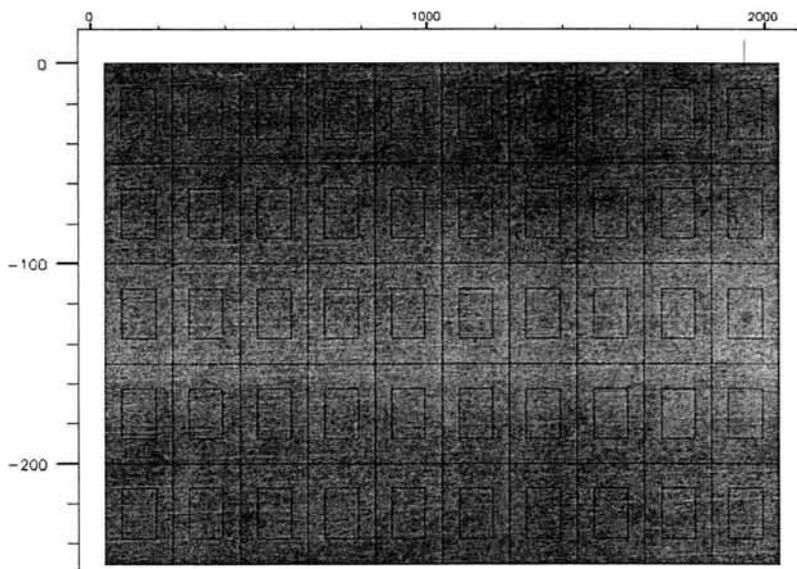


Fig. 6.2.- Representación de la doble porosidad en ECLIPSE.

De la figura anterior se observa que en el eje X se considera la presencia de 10 celdas, para el eje Z se considera la presencia de 10 celdas, 5 para representar a la matriz y 5 para representar a la fractura. Las celdas de la matriz se encuentran rodeadas por las celdas de las fracturas. Las terminaciones de los pozos, tanto productores e inyectores, se realizan en celdas de fractura.

Las unidades utilizadas para este estudio son unidades de campo como se muestra en la siguiente figura.

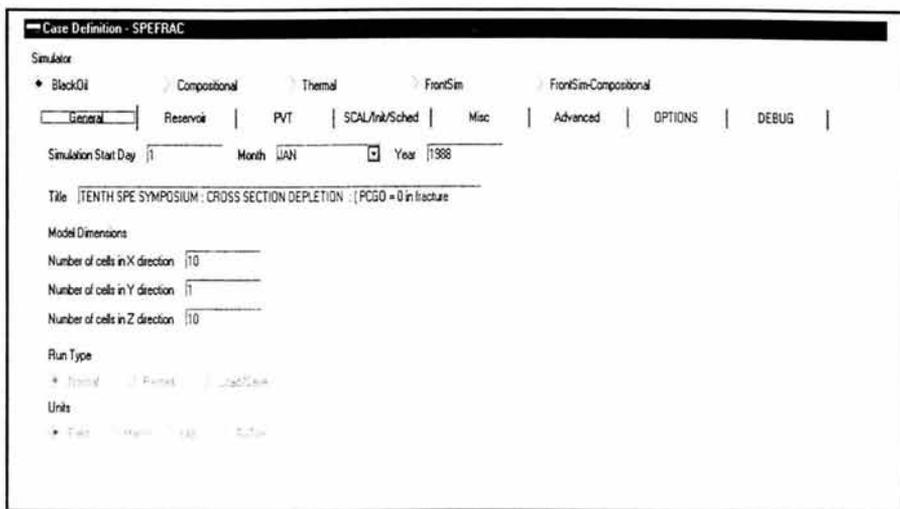


Fig. 6.3.- Ventana de ECLIPSE Office para la sección definición del caso.

## 6.2.2 Sección grid

En la sección grid se introducen los valores de las diferentes propiedades de la matriz y las fracturas.

En la tabla "keyword type" se eligen las opciones disponibles, por ejemplo, las propiedades, la geometría del yacimiento, acuíferos, regiones, etc.

Las propiedades usadas para efectuar el estudio de simulación son:

- Permeabilidad en la dirección x.
- Permeabilidad en la dirección y.
- Permeabilidad en la dirección z.
- Porosidad de la matriz.
- Las unidades de longitud de la malla en todas las direcciones.

En las siguientes tablas se muestran los valores de las distintas propiedades tanto de la matriz como de la fractura.

La tabla 6.1 muestra el valor de la permeabilidad en la dirección del eje x, la tabla 6.2 muestra el valor de la permeabilidad en la dirección del eje y, y la tabla 6.3 muestra el valor de la permeabilidad en la dirección del eje z. La tabla 6.4 muestra el valor de la porosidad para el modelo. Y las tablas 6.5, 6.6 y 6.7 muestran las dimensiones de las celdas en las tres direcciones.

Cabe resaltar que las primeras 5 capas se consideran como las capas de matriz y las siguientes 5 capas se consideran como parte de la red de fracturas.

Tabla 6.1.- Permeabilidades en la dirección x.

X 1 (mD)	X 2 (mD)	X 3 (mD)	X 4 (mD)	X 5 (mD)	X 6 (mD)	X 7 (mD)	X 8 (mD)	X 9 (mD)	X 10 (mD)
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

Tabla 6.2.- Permeabilidades en la dirección y.

X 1 (mD)	X 2 (mD)	X 3 (mD)	X 4 (mD)	X 5 (mD)	X 6 (mD)	X 7 (mD)	X 8 (mD)	X 9 (mD)	X 10 (mD)
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

Tabla 6.3.- Permeabilidad en la dirección z.

X 1 (mD)	X 2 (mD)	X 3 (mD)	X 4 (mD)	X 5 (mD)	X 6 (mD)	X 7 (mD)	X 8 (mD)	X 9 (mD)	X 10 (mD)
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20

Tabla 6.4.- Porosidad del modelo.

X 1	X 2	X 3	X 4	X 5	X 6	X 7	X 8	X 9	X 10
0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29	0.29
0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01

Tabla 6.5.- Dimensiones de las celdas en la dirección x.

X 1 (pies)	X 2 (pies)	X 3 (pies)	X 4 (pies)	X 5 (pies)	X 6 (pies)	X 7 (pies)	X 8 (pies)	X 9 (pies)	X 10 (pies)
200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
200	200	200	200	200	200	200	200	200	200

Tabla 6.6.- Dimensiones de las celdas en la dirección y.

X 1 (pies)	X 2 (pies)	X 3 (pies)	X 4 (pies)	X 5 (pies)	X 6 (pies)	X 7 (pies)	X 8 (pies)	X 9 (pies)	X 10 (pies)
1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

Tabla 6.7. Dimensiones de las celdas en la dirección z.

X 1 (pies)	X 2 (pies)	X 3 (pies)	X 4 (pies)	X 5 (pies)	X 6 (pies)	X 7 (pies)	X 8 (pies)	X 9 (pies)	X 10 (pies)
50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
50	50	50	50	50	50	50	50	50	50

### 6.2.3 Sección PVT

El panel de la sección PVT muestra todos los aspectos de las tablas de propiedades de la roca y de los fluidos del yacimiento.

La información PVT requerida para realizar la simulación es:

- Tensión superficial aceite-gas.
- Propiedades de la roca.
- Datos PVT del agua.
- Datos PVT del gas.
- Datos PVT del aceite.

Las Figuras 6.4, 6.5 y 6.6 presentan el comportamiento de la tensión superficial aceite-gas, el comportamiento PVT del gas y el comportamiento PVT del aceite, respectivamente.

En las tablas 6.8 y 6.9 se observan las propiedades de la roca y los datos PVT del agua, respectivamente.

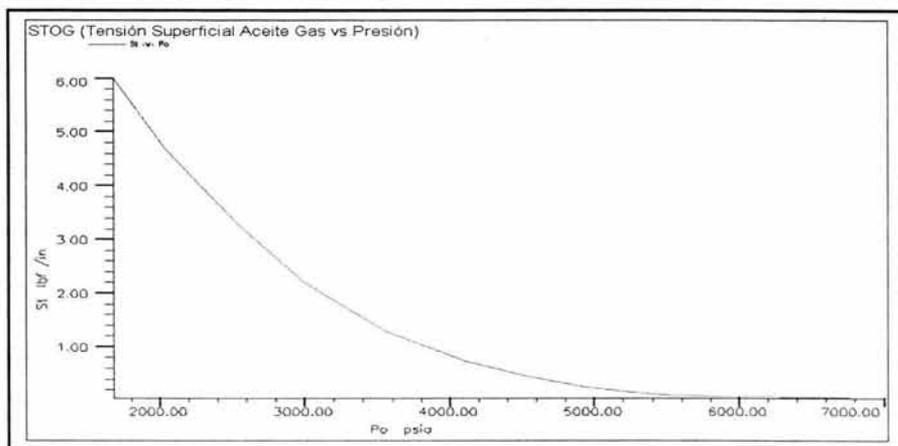


Fig. 6.4.- Tensión superficial aceite-gas.

Tabla 6.8.- Propiedades de la roca.

Presión de referencia	6000 lb/pg2a
Compresibilidad de la roca	$3.5 \cdot 10^{-6}$ 1/lb/pg2

Tabla 6.9.- Datos PVT del agua.

Presión de referencia (P <sub>ref</sub> )	5545 lb/pg2a
B <sub>w</sub> @ P <sub>ref</sub>	1.07 bbl @ c.y./ bbl @ c.s.
Compresibilidad del agua	$3.5 \cdot 10^{-6}$ (1/lb/pg2)
Viscosidad del agua @ P <sub>ref</sub>	0.35 cp
Viscosibilidad del agua	0 (1/lb/pg2)

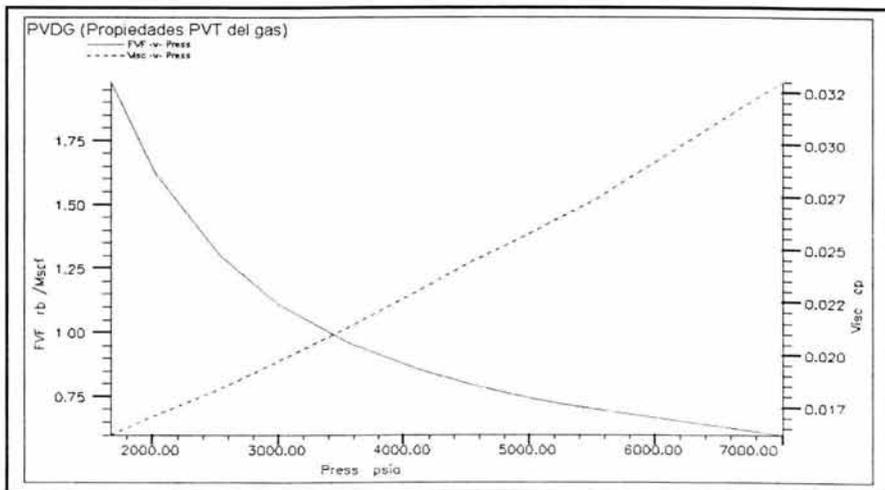


Fig. 6.5.- Datos PVT del gas.

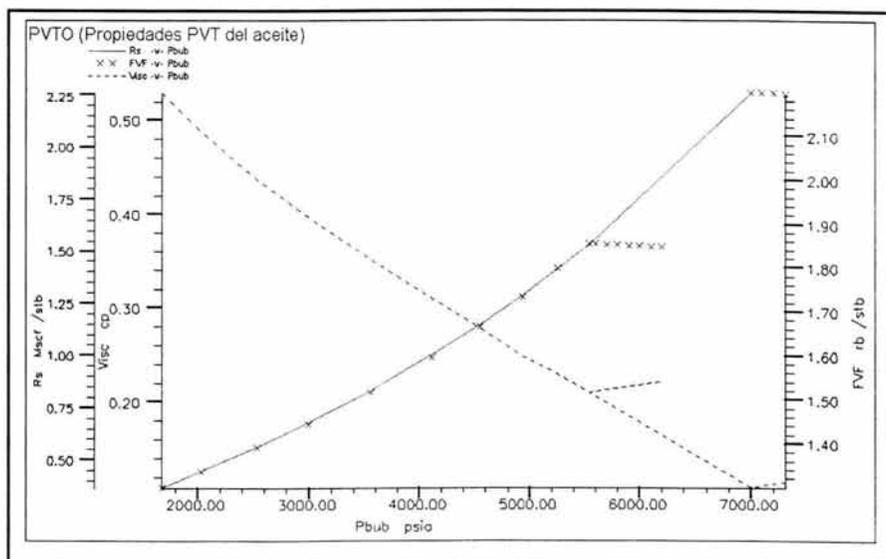


Fig. 6.6.- Datos PVT del aceite.

## 6.2.4 Sección SCAL (SPECIAL CORE ANALYSIS).

Las propiedades de la roca que se procesan en la sección SCAL son:

- Permeabilidades relativas.
- Presiones capilares.

En esta sección se incorporan todas las técnicas disponibles en Eclipse, por ejemplo: la histéresis, las direcciones de la permeabilidad relativa, efectos de la tensión en superficie, etc.

Los datos de permeabilidad relativa y presión capilar se introducen en forma tabular y también se pueden ver gráficamente. El programa maneja dos tablas de funciones. La primera se refiere a los valores de las propiedades presentes en la matriz, y la segunda se refiere a los valores de las propiedades presentes en la fractura, los datos empleados en el modelo se muestran a continuación en las siguientes tablas y gráficas.

En la tabla 6.10 se presentan los valores de permeabilidades relativas y presiones capilares del gas en la zona de la matriz, en la figura 6.7 se observa el comportamiento gráfico de estos datos.

Tabla 6.10.- Valores de permeabilidades relativas y presiones capilares del gas en la matriz.

Sg	Krg	Pc (lb/pg2a)
0	0	0.075
0.1	0.015	0.085
0.2	0.05	0.095
0.3	0.103	0.115
0.4	0.19	0.145
0.5	0.31	0.255
0.55	0.42	0.386

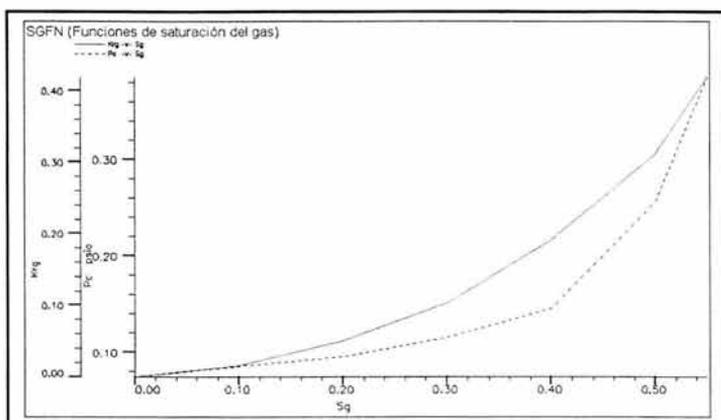


Fig. 6.7.- Saturación de gas en la matriz.

En la tabla 6.11 se presentan los valores de las permeabilidades relativas y presiones capilares del agua para la zona de la matriz, y en la figura 6.8 se observa el comportamiento gráfico de estos valores.

Tabla 6.11.- Valores de permeabilidades relativas y presiones capilares del agua en la matriz.

Sw	Krw	Pc (lb/pg2a)
0.2	0	1
0.25	0.005	0.5
0.3	0.01	0.3
0.35	0.02	0.15
0.4	0.03	0
0.45	0.045	-0.2
0.5	0.06	-1.2
0.6	0.11	-4
0.7	0.18	-10
0.75	0.23	-40

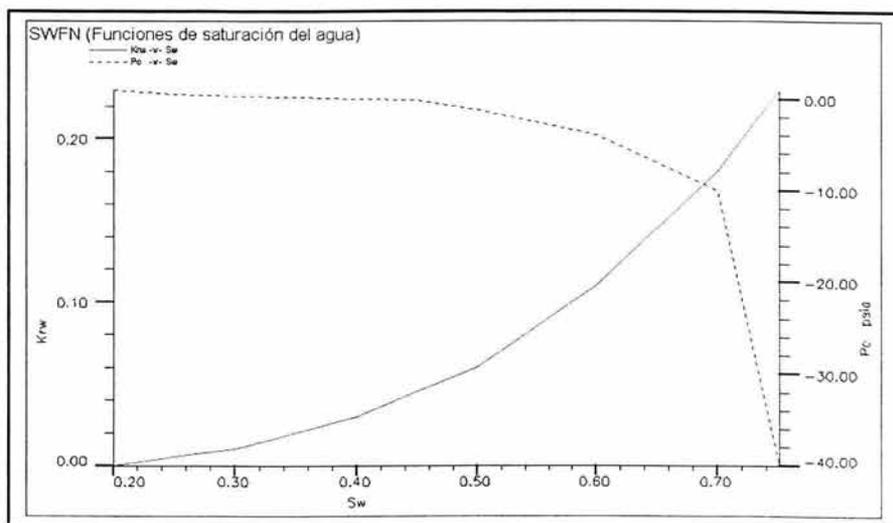


Fig. 6.8.- Saturación de agua en la matriz.

En la tabla 6.12 se presentan los valores de las permeabilidades relativas aceite-agua y aceite-agua-gas, y en la figura 6.9 se observa el comportamiento gráfico de estos valores.

Tabla 6.12.- Valores de permeabilidades relativas aceite-agua y aceite-agua-gas.

$S_o$	$K_{row}$	$K_{rowg}$
0.25	0	0
0.3	0.042	0.028
0.4	0.154	0.11
0.5	0.304	0.25
0.55	0.392	
0.6	0.492	0.45
0.65	0.6	
0.7	0.723	0.7
0.75	0.86	
0.8	1	1

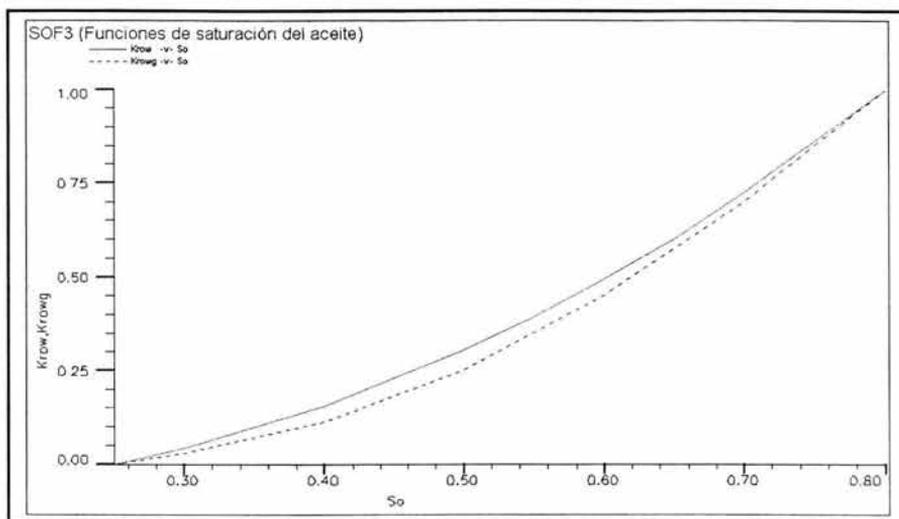


Fig. 6.9.- Permeabilidades relativas aceite-agua y aceite-agua-gas.

La segunda parte de la información de SCAL se refiere a los valores de saturación del aceite, agua y gas que están presentes en la fractura:

En la tabla 6.13 se presentan los valores de las permeabilidades relativas y presiones capilares del gas para la zona de la fractura, y en la figura 6.10 se observa el comportamiento gráfico de estos valores.

Tabla 6.13.- Valores de permeabilidades relativas y presiones capilares del gas en la fractura.

Sg	Krg	Pc (lb/pg2a)
0	0	0
0.1	0.1	0
0.2	0.2	0
0.3	0.3	0
0.4	0.4	0
0.5	0.5	0
0.7	0.7	0
1	1	0

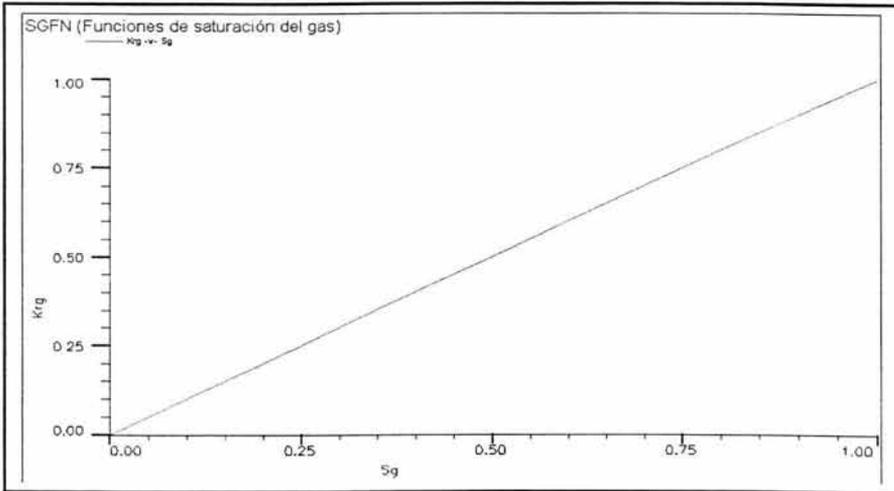


Fig. 6.10.- Permeabilidad relativa del gas en la fractura.

En la tabla 6.14 se presentan los valores de las permeabilidades relativas y presiones capilares del gas para la zona de la fractura, y en la figura 6.11 se observa el comportamiento gráfico de estos valores.

Tabla 6.14.- Valores de permeabilidades relativas del agua y presiones capilares en la fractura.

Sw	Krw	Pc (lb/pg2a)
0	0	0
0.1	0.1	0
0.2	0.2	0
0.3	0.3	0
0.4	0.4	0
0.5	0.5	0
0.7	0.7	0
1	1	0

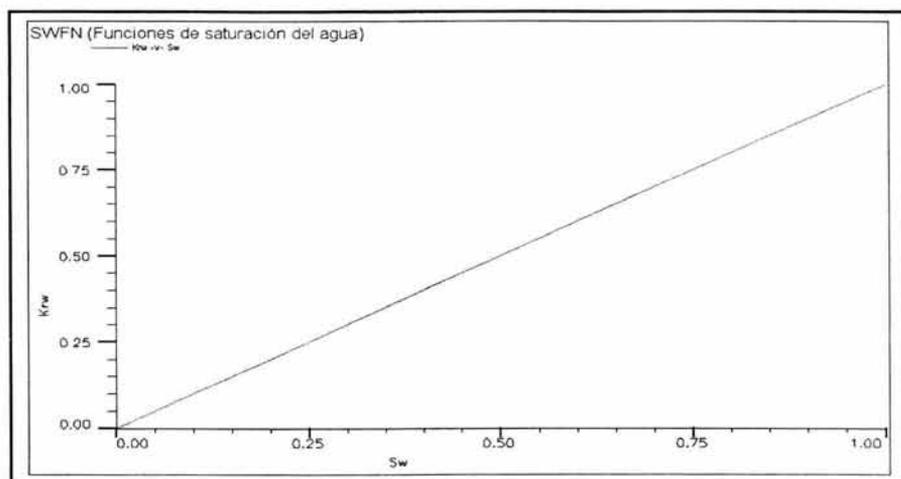


Fig. 6.11.- Permeabilidades relativas del agua.

En la tabla 6.15 se presentan los valores de las permeabilidades relativas aceite-agua y aceite-agua-gas para la zona de la fractura.

Tabla 6.15.- Permeabilidades aceite-agua y aceite-agua-gas.

$S_o$	$K_{row}$	$K_{rowg}$
0	0	0
0.1	0.1	0.1
0.2	0.2	0.2
0.3	0.3	0.3
0.4	0.4	0.4
0.5	0.5	0.5
0.7	0.7	0.7
1	1	1

En la Figura 6.12 se observa el comportamiento gráfico de las permeabilidades relativas del aceite en la zona de la fractura

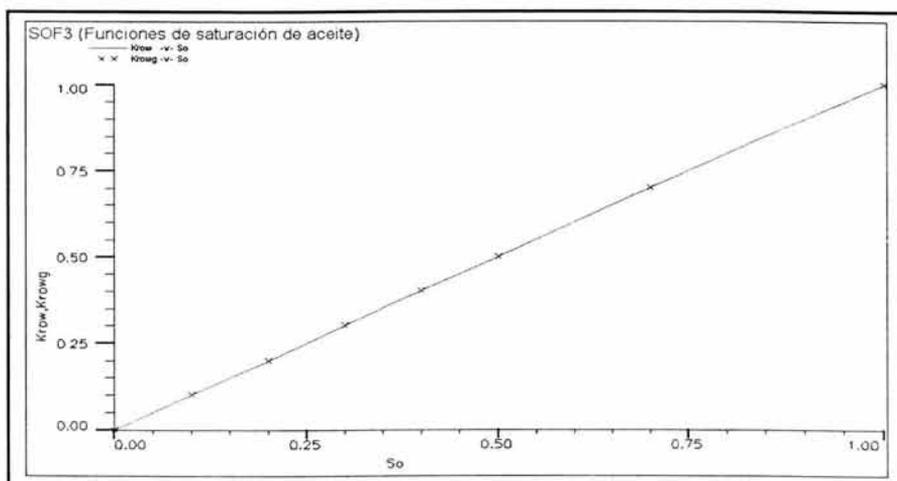


Fig. 6.12.- Permeabilidades relativas del aceite en la fractura.

### 6.3 Declinación natural de presión

En este caso las corridas de declinación fueron llevadas hasta un tiempo máximo de 10 años o cuando la producción declinara a menos de 1 bl/D. El pozo productor tuvo una producción máxima de 500 bl/D y fue limitado a una caída de presión de 100 lb/pg<sup>2</sup>. La localización del pozo productor es:

- En la celda 10, eje x.
- En la celda 1, en el eje y
- Se encuentra en la celda 5 de la fractura

En la figura 6.13 se presenta una vista 3D del yacimiento, donde se notan los ejes x, y, y z, además de la terminación del pozo productor.

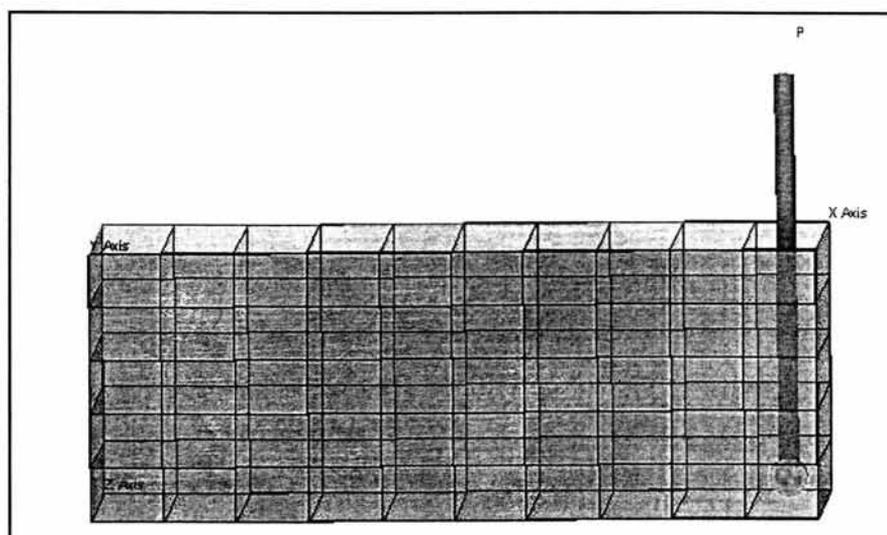


Fig. 6.13.- Visualización 3D de la sección transversal del caso base en declinación natural de presión.

Para realizar el estudio de sensibilidad se requiere información referente a los puntos de comparación, en este caso, se compararan los resultados obtenidos durante la simulación del caso base con respecto a la simulación de los parámetros seleccionados.

- La eficiencia de recuperación de aceite.
- La relación gas aceite.

En las siguientes gráficas se muestran los resultados del modelo empleado en cuanto a producción de aceite, gas y relación gas aceite contemplando el caso de declinación natural de presión.

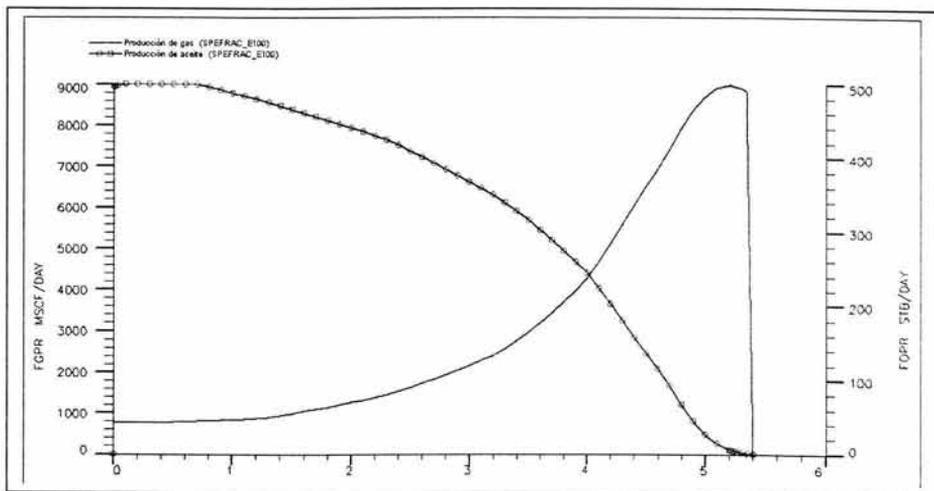


Fig. 6.14.- Producción de aceite y gas (declinación).

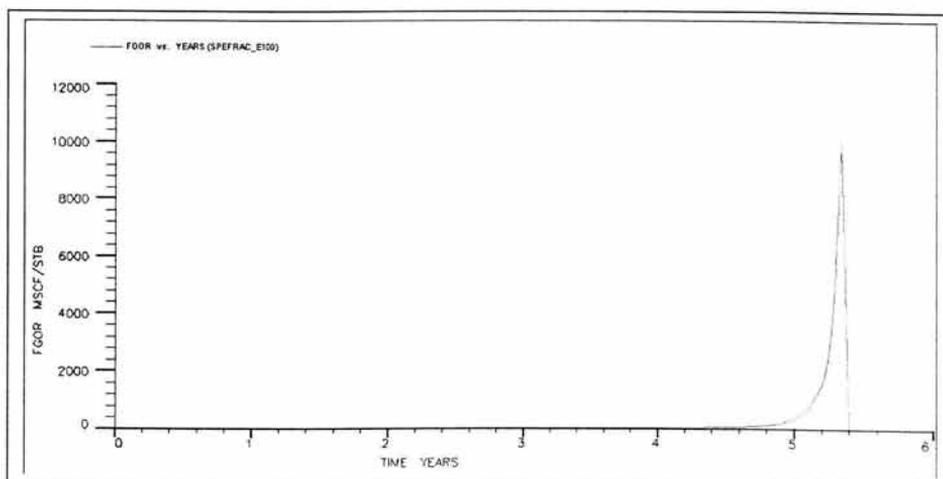


Fig. 6.15.- Relación gas-aceite.

## 6.4 Inyección de gas

Lo que se pretende al inyectar gas a los yacimientos es obtener una mayor recuperación de los hidrocarburos, adicionándole energía extra a la del yacimiento. Asimismo, se consideró el comportamiento de los parámetros seleccionados en este trabajo de tesis.

Un caso de gran interés para analizar en estas corridas, es que el 90% del gas producido fue re-inyectado. En esta simulación contamos con dos pozos: un inyector y un productor:

El pozo productor se localiza en:

- En el eje x: en la celda 10.
- En el eje y: en la celda 1.
- En el eje z: en las celdas 9 y 10, como se sabe el ejemplo que se maneja contiene 5 celdas para la matriz y 5 para la fractura.

Produce 1000 STB/D de aceite. El gasto de producción mínimo es de 100 STB/D.

El pozo Inyector se localiza en:

- En el eje x: en la celda 1.
- En el eje y: en la celda 1.
- En el eje z: en las celdas 6, 7 y 8. ECLIPSE maneja las celdas de inyección y de producción en las fracturas, en el caso de yacimientos fracturados, debido a esto el pozo inyecta en las capas superiores de la fractura.

En la figura 6.16 se observan las terminaciones de los pozos, y donde se inyecta el gas, el cual empuja al aceite de las dos capas superiores hacia las capas inferiores provocando la creación de un casquete de gas en el yacimiento.

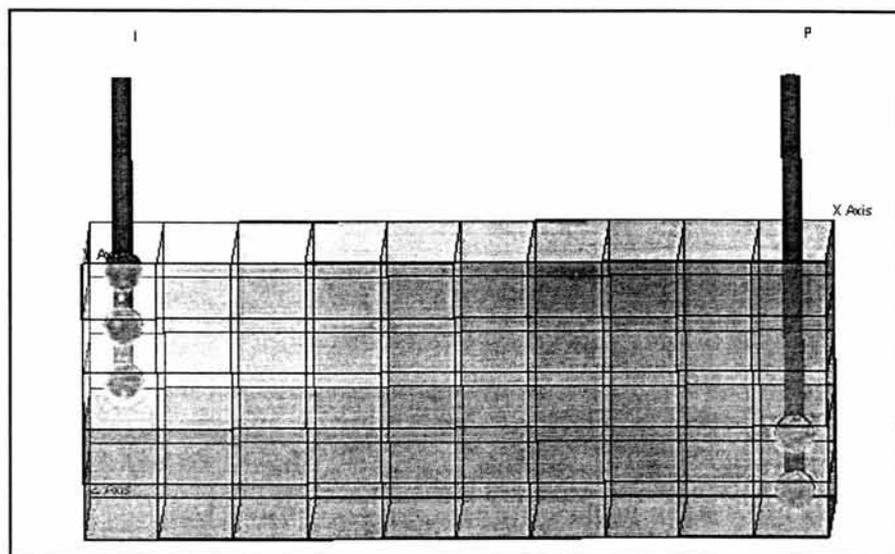


Fig. 6.16.- Visualización 3D de la sección transversal en la inyección de gas.

Como se ha mencionado anteriormente el programa considera que los bloques de la fractura rodean a los bloques de la matriz. Además la producción se obtiene solamente de la fractura.

Para realizar el análisis de sensibilidad y conocer el efecto que tiene el cambio de los parámetros seleccionados en la recuperación del yacimiento se tiene que disponer de la siguiente información.

- Eficiencia de recuperación de aceite.
- Relación Gas Aceite.

Para poder compararlos con los resultados obtenidos durante la simulación de los parámetros seleccionados.

En las siguientes gráficas se muestran los resultados del modelo empleado en cuanto a producción de aceite, gas y relación gas aceite contemplando el caso de inyección de gas.

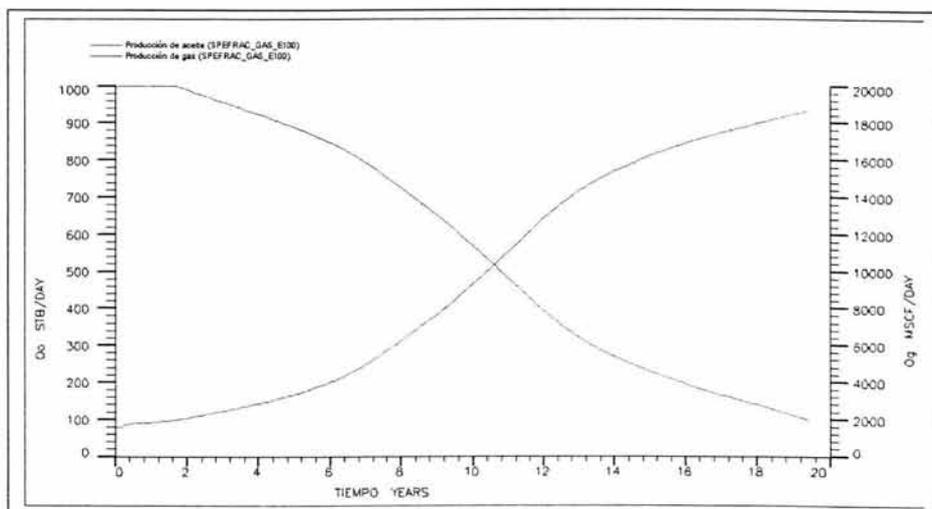


Fig. 6.17.- Gasto de aceite y gas (base e inyección de gas).

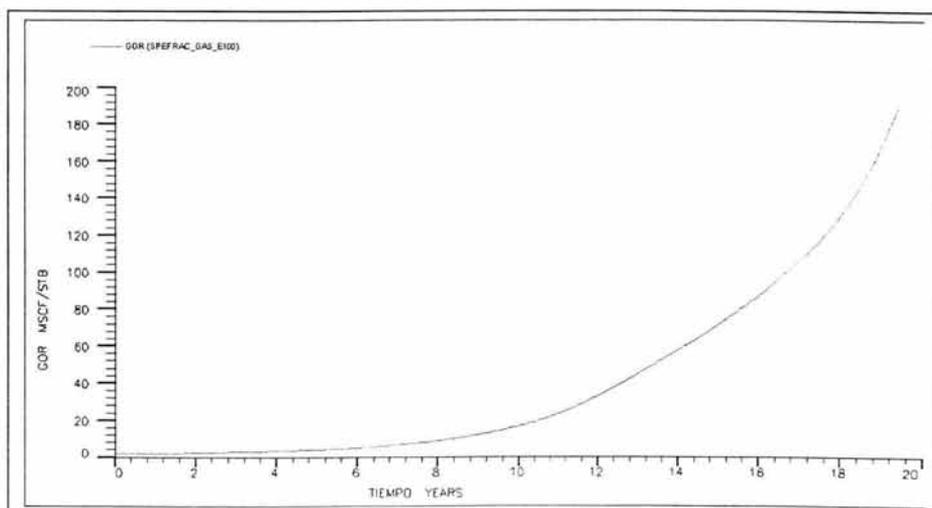


Fig. 6.18.- Relación gas aceite (base e inyección de gas).

## 6.5 Inyección de agua

En esta corrida, se cuenta con un pozo productor y un pozo inyector en este caso se inyectará agua. El agua se inyecta a partir del tiempo cero con un rango máximo de inyección de 1,750 STB/D.

El pozo productor se localiza en:

- En la celda 10, del eje x.
- En la celda 1, del eje y.
- En las celdas 6, 7 y 8, del eje z.

Produce 1000 STB/D de líquido (una mezcla de agua e hidrocarburo) y está restringido por una caída de presión máxima de 100 lb/pg<sup>2</sup>. El gasto de producción mínimo es de 100 STB/D.

El pozo inyector se localiza en:

- En el eje x: en la celda 1.
- En el eje y: en la celda 1.
- En el eje z: en las celdas 6, 7, 8, 9 y 10.

Como anteriormente se ha definido, el ejemplo que se usa cuenta con 5 celdas de matriz y 5 de fractura en el eje z. Además, los pozos se terminan en la fractura. De acuerdo con esto, el pozo inyector está inyectando a lo largo de toda la fractura y el pozo productor se encuentra produciendo en las tres primeras celdas de la fractura.

A continuación se presenta una visualización 3D de la sección transversal analizada donde se ven las localizaciones de los pozos productores, así como también las zonas donde se terminaron los pozos.

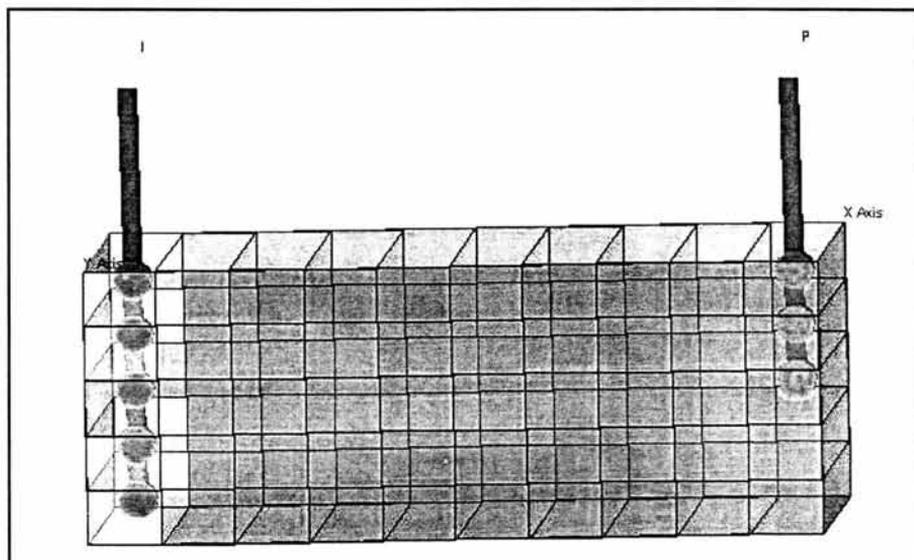


Fig. 6.19.- Visualización 3D de la sección transversal (base e inyección de agua).

Para realizar el análisis de sensibilidad se tiene que contar con una medida de comparación entre las corridas base y las corridas realizadas en base a los parámetros seleccionados.

Para realizar esta comparación, para el caso de inyección de agua, se tiene que contar con la siguiente información del caso base:

- Eficiencia de recuperación.
- Corte de agua del pozo productor.

En las siguientes gráficas se muestran los resultados del modelo empleado en cuanto a producción de aceite, gas y relación gas aceite contemplando el caso de inyección de agua.

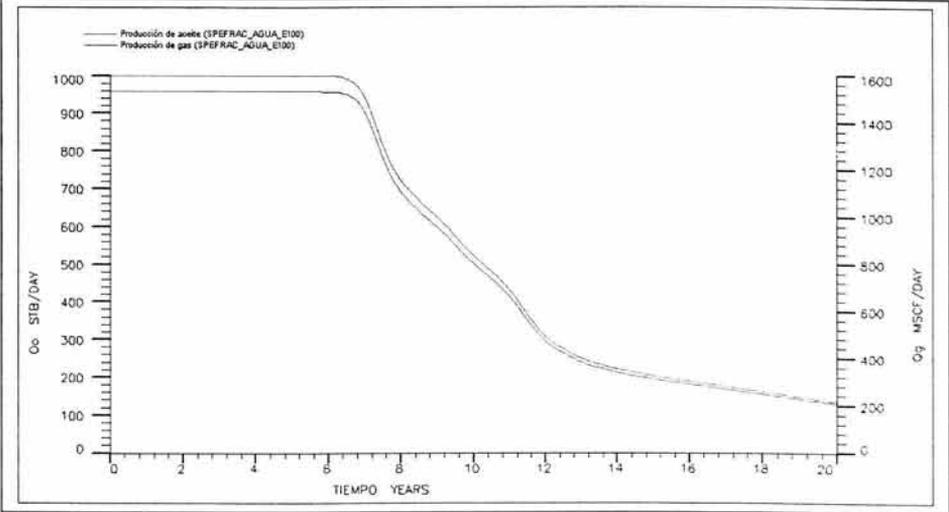


Fig. 6.20.- Gasto de aceite y gas (base e inyección de agua).

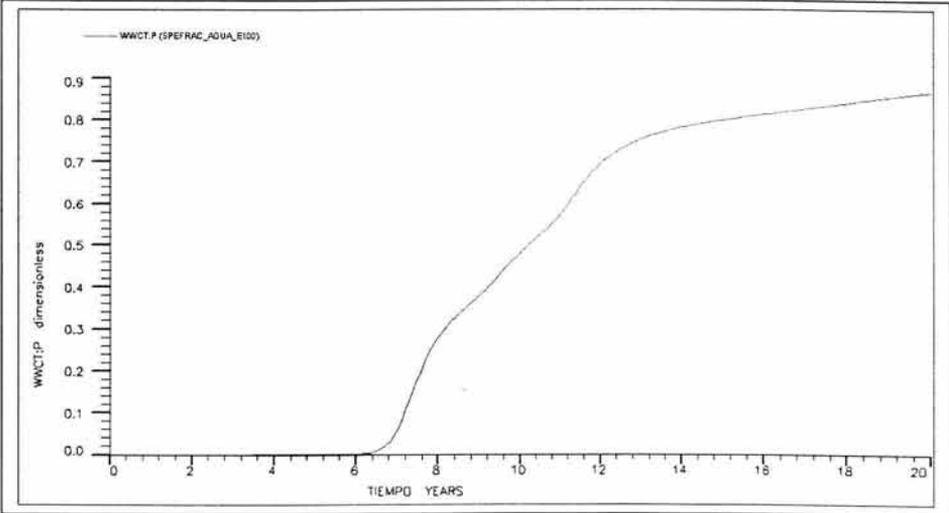


Fig. 6.21.- Corte de agua en el pozo productor (base e inyección de agua).

Los siguientes datos se especificaron para los dos problemas de inyección para controlar el tamaño de los intervalos de tiempo; el cambio de saturación máxima se igualó a 0.1, el cambio de presión máxima se igualó a 500 lb/pg<sup>2</sup>. El máximo incremento para los intervalos de tiempo para los casos de inyección de agua y gas, fue ajustado a 0.25 años. El incremento máximo para el intervalo de tiempo para el caso de la declinación, fue ajustado a 0.1 años para minimizar el error de truncamiento debido al tiempo.

En el siguiente capítulo se abordan los resultados obtenidos durante el estudio de sensibilidad realizado. Estos datos se comparan contra los resultados obtenidos en los casos bases. Determinando así la respuesta del yacimiento a dichos parámetros.

## Capítulo 7

### ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

#### 7.1 ¿Qué es un análisis de sensibilidad ?

Se puede definir a la sensibilidad como respuesta a la variación en los resultados de una simulación numérica de yacimientos a un parámetro específico. Es otras palabras, la podemos definir como la afectación en la simulación al variar el valor numérico de algunas propiedades, con el fin de conocer el comportamiento del yacimiento utilizando diferentes escenarios de producción.

#### 7.2 Parámetros utilizados para el estudio de sensibilidad

Para todos los casos se realizaron catorce corridas variando los parámetros de drene gravitacional, flujo viscoso, presión capilar, compresibilidad de la matriz y fractura.

- **Drene gravitacional**

Para el parámetro del drene gravitacional se realizaron dos corridas:

- a) Considerando drene gravitacional (corrida base).
- b) Sin considerar drene gravitacional.

- **Presión capilar**

Para la presión capilar se realizaron cuatro corridas:

- a) Sin considerar presión capilar.

- b) Con un valor bajo presión capilar.
- c) Con un valor medio de presión capilar (corrida base).
- d) Con un valor alto de presión capilar.

Los valores de presión capilar se multiplicaron el valor por un factor de 0.1, el valor medio de presión capilar se obtuvo de los datos obtenidos del artículo de SPE y el valor alto de presión capilar se obtuvo al multiplicar los valores por un factor de 100. Además de que se consideró la ausencia de presión capilar.

Para los casos de declinación e inyección de gas las presiones capilares se variaron en la fractura, y para la inyección de agua la presión capilar se cambió en la matriz. En la tabla 7.1 se observan los datos de valores de la presión capilar baja para la fractura. Y en la figura 7.1 se observa el comportamiento gráfico de estos valores.

Tabla 7.1.- Presiones capilares bajas en la fractura.

$S_g$	$P_c$
0	0.00375
0.1	0.00425
0.2	0.00475
0.3	0.00575
0.4	0.00725
0.5	0.0088
0.7	0.0126
1.0	0.0193

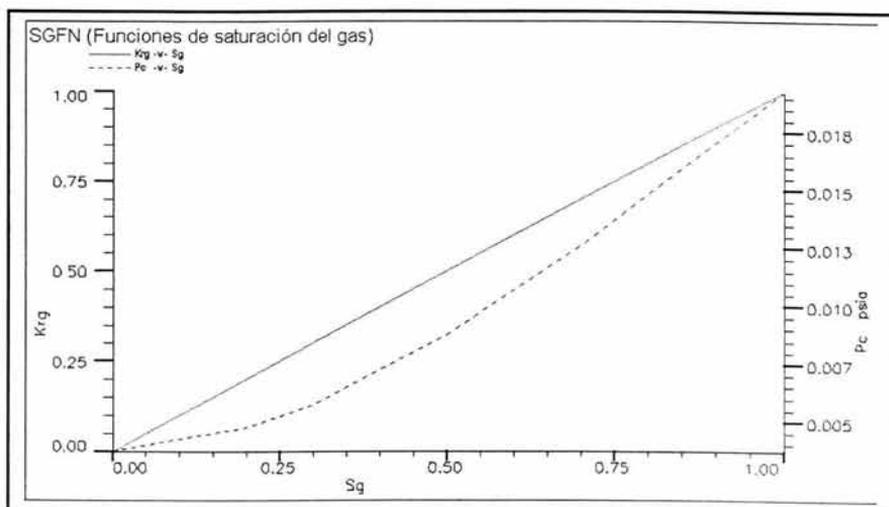


Fig. 7.1.- Gráfica de presión capilar baja y permeabilidades en la fractura.

En la tabla 7.2 se observan los valores normales de presiones capilares en la fractura considerados en este trabajo. Y en la figura 7.2 se observa el comportamiento gráfico de estos valores.

Tabla 7.2.- Valores de presiones capilares normales en la fractura.

<b>S<sub>g</sub></b>	<b>P<sub>c</sub></b>
0	0.0375
0.1	0.0425
0.2	0.0475
0.3	0.0575
0.4	0.0725
0.5	0.088
0.7	0.126
1.0	0.193

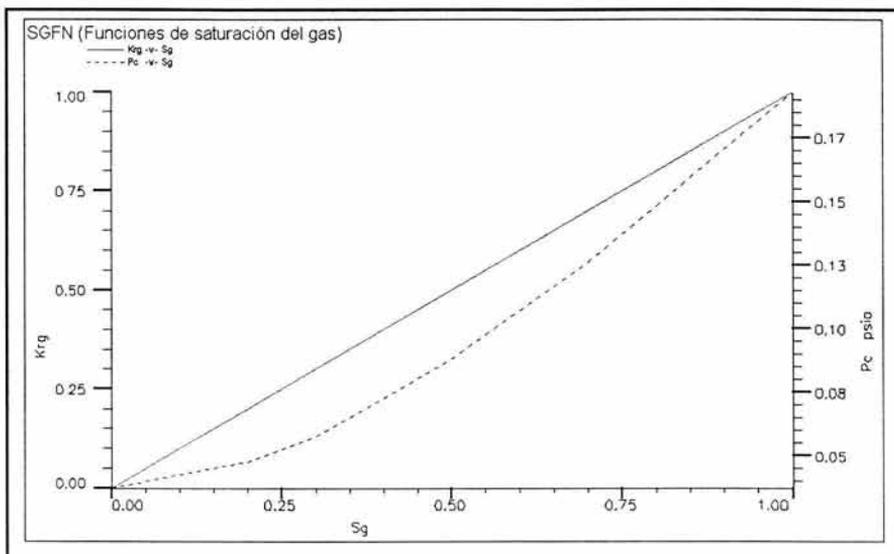


Fig. 7.2.- Gráfica de presión capilar normal y permeabilidades en la fractura.

En la tabla 7.3 se observan los valores altos de presión capilar en la fractura considerados para este trabajo. Y en la figura 7.3 se observa el comportamiento gráfico de estos valores.

Tabla 7.3.- Presiones capilares altas en la fractura.

<b>S<sub>g</sub></b>	<b>P<sub>c</sub></b>
0	3.75
0.1	4.25
0.2	4.75
0.3	5.75
0.4	7.25
0.5	8.8
0.7	12.6
1	19.30

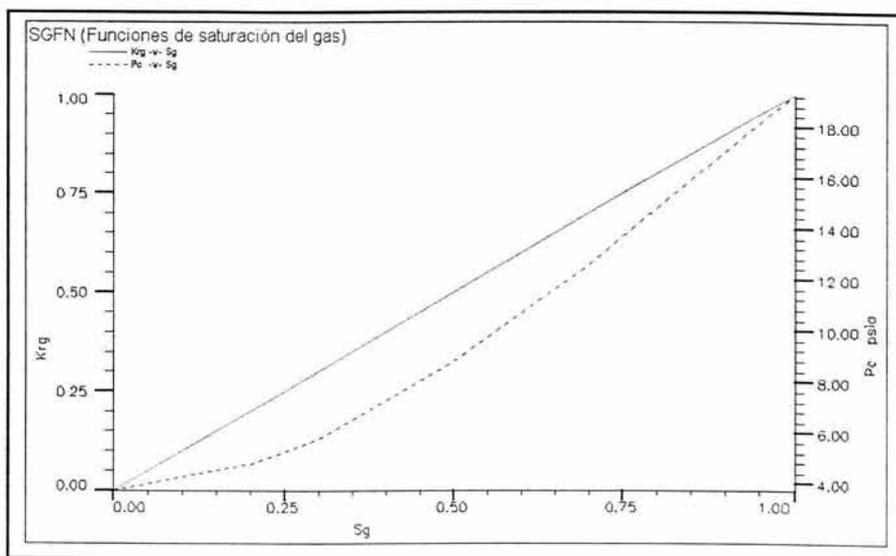


Fig. 7.3.- Gráfica de presiones capilares altas y permeabilidades en la fractura.

En la siguiente tabla se observan los valores de presión capilar en la fractura.

Tabla 7.4.- Presiones capilares iguales a cero en la fractura.

$S_g$	$P_c$
0	0
0.1	0
0.2	0
0.3	0
0.4	0
0.5	0
0.7	0
1	0

**Nota:** Los datos anteriores se utilizaron en los casos de declinación natural de la presión y en la inyección de gas.

En la tabla 7.5 se muestran los valores de bajas presiones capilares en la matriz considerados para este trabajo. En la gráfica 7.4 se observa el comportamiento gráfico de estos datos.

Tabla 7.5.- Bajas presiones capilares en la matriz.

$S_w$	$P_c$
0.2	0.1
0.25	0.05
0.3	0.03
0.35	0.015
0.4	0
0.45	-0.02
0.5	-0.12
0.6	-0.4
0.7	-1
0.75	-4

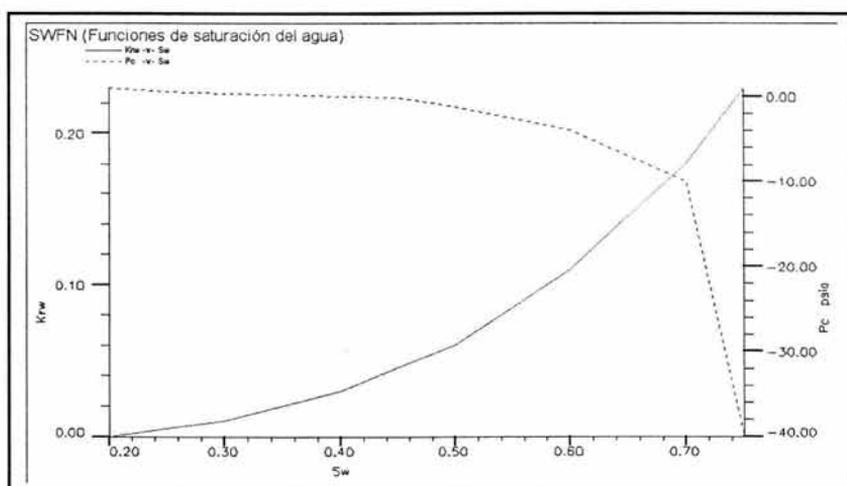


Fig. 7.4.- Gráfica de presiones capilares bajas y permeabilidades en la matriz.

En la tabla 7.6 se observan los datos de las presiones capilares normales en la fractura. En la gráfica 7.5 se observa el comportamiento gráfico de estos datos.

Tabla 7.6.- Presiones capilares normales en la fractura.

$S_g$	$P_c$
0.2	1
0.25	0.5
0.3	0.3
0.35	0.15
0.4	0
0.45	-0.2
0.5	-1.2
0.6	-4
0.7	-10
0.75	-40

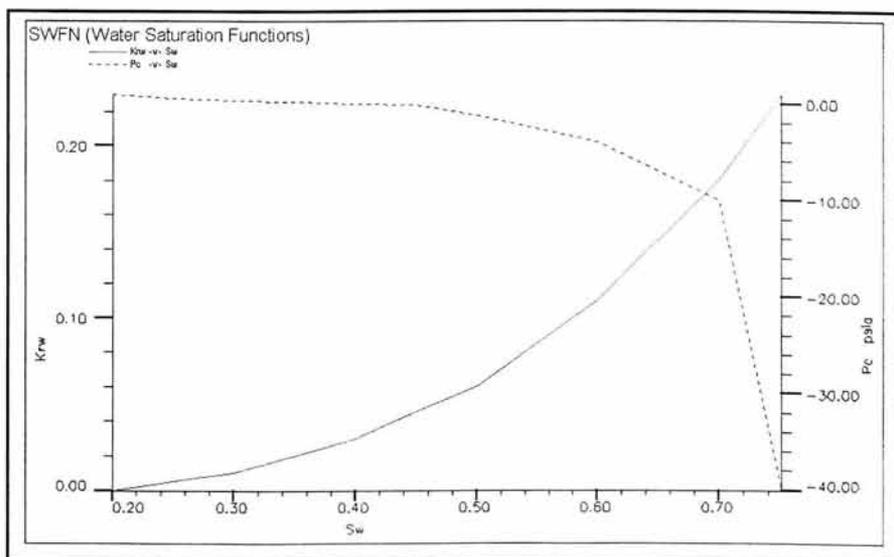


Fig. 7.5.- Gráfica de presiones capilares normales y permeabilidades en la matriz.

En la tabla 7.7 se muestran los valores de altas presiones capilares en la matriz.  
 En la figura 7.6 se observa el comportamiento gráfico de estos datos.

Tabla 7.7.- Altas presiones capilares en la matriz.

$S_g$	$P_c$
0.2	100
0.25	50
0.3	30
0.35	15
0.4	0
0.45	-2
0.5	-12
0.6	-40
0.7	-100
0.75	-400

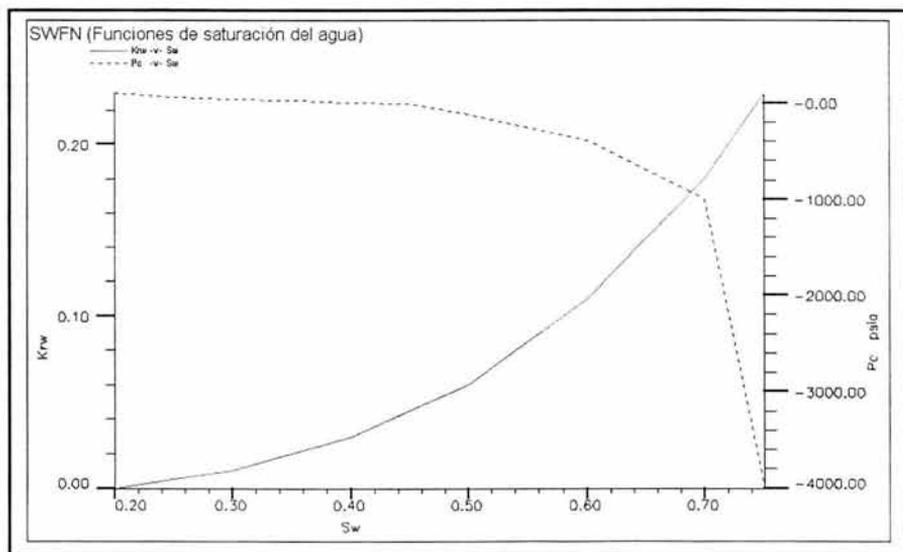


Fig. 7.6.- Gráfica de presiones capilares altas y permeabilidades en la matriz.

En la tabla 7.8 se observan las presiones capilares igualadas a cero para la matriz.

Tabla 7.8.- Presiones capilares iguales a cero en la matriz.

$S_g$	$P_c$
0.2	0
0.25	0
0.3	0
0.35	0
0.4	0
0.45	0
0.5	0
0.6	0
0.7	0
0.75	0

- **Flujo viscoso**

Para el parámetro del flujo viscoso se realizaron tres corridas, las cuales son:

- a) Corrida base.
- b) Corrida en la cual se incremento la permeabilidad en las fracturas, multiplicándola por 2.
- c) Corrida en la cual se disminuyó la permeabilidad en las fracturas, multiplicándola por 0.5.

En la siguiente tabla se observan los datos de permeabilidad, en la fractura, multiplicadas por un valor de 2.

Tabla 7.9.- Permeabilidades en la fractura al doble.

X 1 (mD)	X 2 (mD)	X 3 (mD)	X 4 (mD)	X 5 (mD)	X 6 (mD)	X 7 (mD)	X 8 (mD)	X 9 (mD)	X 10 (mD)
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
20	20	20	20	20	20	20	20	20	20
180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
40	40	40	40	40	40	40	40	40	40

La permeabilidad en todas las direcciones, (x, y, z) tiene los mismos valores, por lo que sólo se presenta la tabla de permeabilidad en la dirección x.

En la siguiente tabla se observan los datos de permeabilidad, en la fractura, multiplicadas por un valor de 0.5.

Tabla 7.10.- Permeabilidades de la fractura a la mitad.

X 1 (mD)	X 2 (mD)	X 3 (mD)	X 4 (mD)	X 5 (mD)	X 6 (mD)	X 7 (mD)	X 8 (mD)	X 9 (mD)	X 10 (mD)
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

Como se explicó anteriormente, las permeabilidades en todas las direcciones son iguales, por lo que sólo se muestra la tabla de permeabilidades en el eje x.

- **Compresibilidad de matriz y fractura**

Para la opción de la compresibilidad de la matriz y fractura se realizaron tres corridas:

- a) Con un valor medio de compresibilidad de la matriz y fractura (caso base).
- b) Con un valor bajo de compresibilidad, tanto en la matriz como en la fractura.
- c) Con un valor alto en la compresibilidad tanto en la matriz como en la fractura.

Los valores de compresibilidad de la matriz utilizados son:

Tabla 7.11.- Compresibilidades en la matriz.

Compresibilidad baja	$0.35 \cdot 10^{-6}$
Compresibilidad normal	$0.35 \cdot 10^{-5}$
Compresibilidad alta	$0.35 \cdot 10^{-4}$

Los valores de compresibilidad de la fractura utilizados son:

Tabla 7.12.- Compresibilidades en la fractura.

Compresibilidad baja	$0.35 \cdot 10^{-5}$
Compresibilidad normal	$0.35 \cdot 10^{-4}$
Compresibilidad alta	$0.35 \cdot 10^{-3}$

- **Resultados obtenidos en el estudio de sensibilidad**

Para realizar el estudio de sensibilidad se comparan los resultados obtenidos a partir de los datos base con los resultados obtenidos en los apéndices de sensibilidad.

## **CASO 1. DECLINACIÓN NATURAL DE PRESIÓN**

### a) Sensibilidad al drene gravitacional.

Para poder realizar este análisis se realizaron dos corridas, una en la que se presenta drene gravitacional en el yacimiento y otra en la que no se presenta drene gravitacional.

Cuando se presenta el fenómeno de drene gravitacional, las fases presentes se acomodan de acuerdo a las densidades de las mismas, esto es, se propicia la creación de un casquete de gas.

El gas tiende a moverse a la parte superior del yacimiento, el aceite en la parte media y el agua en la parte inferior. La producción de aceite que se tiene con la presencia de drene gravitacional es del orden de 655,867.94 barriles, y con la ausencia de este fenómeno el yacimiento produce 316,671.22 barriles., de los resultados obtenidos se observa la importancia de tener presente este fenómeno en la vida productiva del yacimiento.

En la gráfica 7.7 se muestra la producción de aceite para los dos casos, en la gráfica 7.8 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite de la matriz, y en la gráfica 7.9 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite de la fractura.

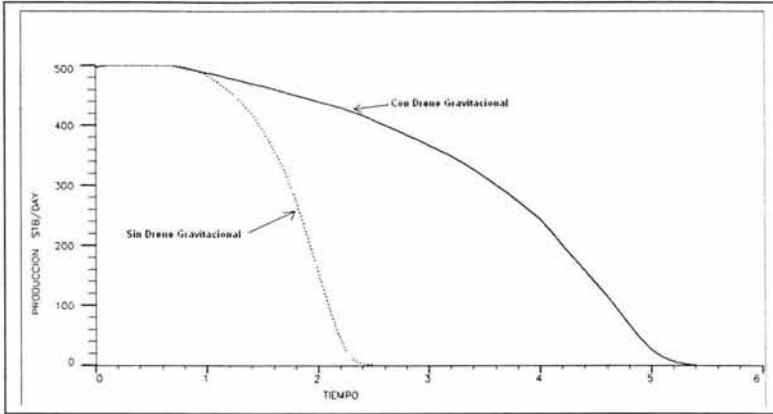


Fig. 7.7.- Gráfica de producción de aceite (caso base (con drenaje gravitacional) y sin drenaje gravitacional).

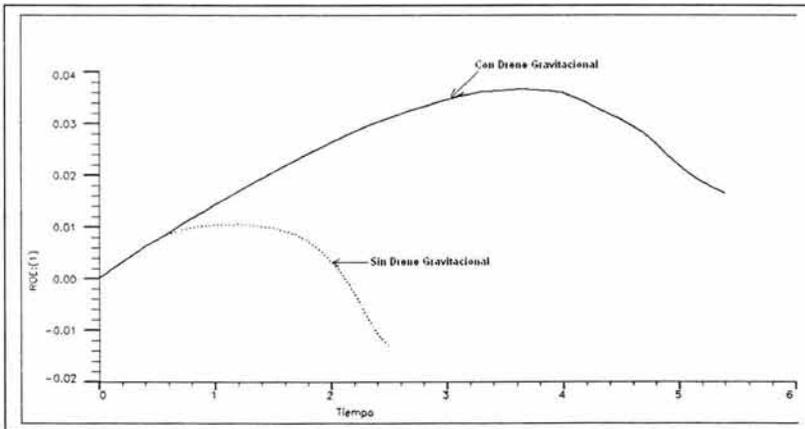


Fig. 7.8.- Gráfica de eficiencia de recuperación de la matriz (caso base (con drenaje gravitacional) y sin drenaje gravitacional).

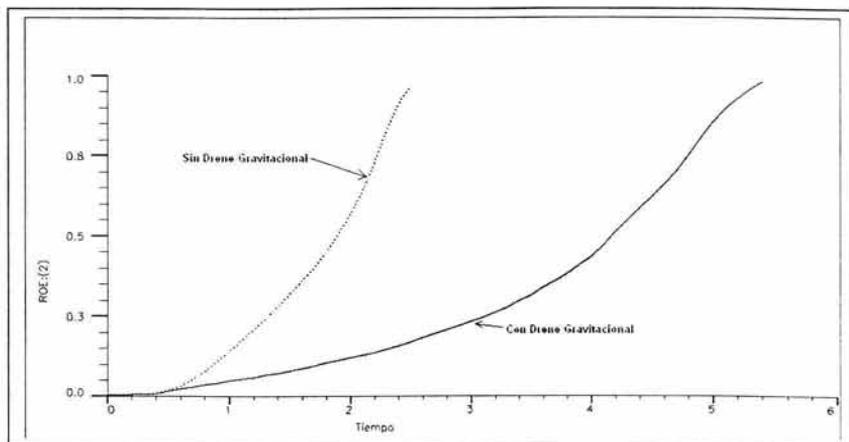


Fig. 7.9.- Gráfica de eficiencia de recuperación de la fractura (caso base (con drene gravitacional) y sin drene gravitacional).

b) Sensibilidad al flujo viscoso.

A continuación se nombran los casos necesarios para realizar éste análisis:

- Caso base con desplazamiento viscoso
- Con desplazamiento viscoso y permeabilidad en las fracturas \*2
- Con desplazamiento viscoso y permeabilidad en las fracturas \*0.5

Al tener una permeabilidad en la fractura mayor al caso base, se observa en la gráfica 7.11 que se aumentan las eficiencias de recuperación de aceite en la matriz y en la fractura, y si se tiene una permeabilidad menor en la fractura se tendrá una eficiencia de recuperación de aceite de 22%.

En la gráfica 7.10 se muestra la producción de aceite para los tres casos, en la gráfica 7.11 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite de la matriz, y en la gráfica 7.12 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite de la fractura.

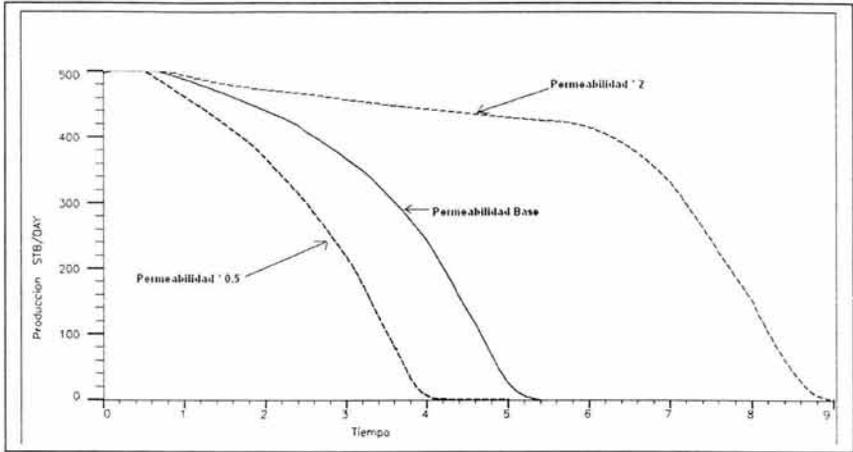


Fig. 7.10.- Gráfica de producción de aceite (caso base con desplazamientos viscoso, con permeabilidad en la fractura \* 2, con permeabilidad en la fractura \* 0.5).

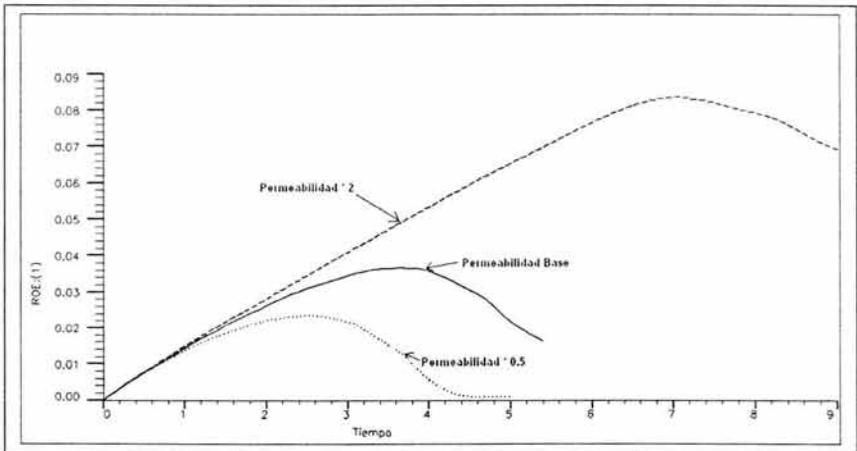


Fig. 7.11.- Gráfica de eficiencia de recuperación de aceite en la matriz (con desplazamiento viscoso, con permeabilidad en la fractura \* 2, con permeabilidad en la fractura \* 0.5).

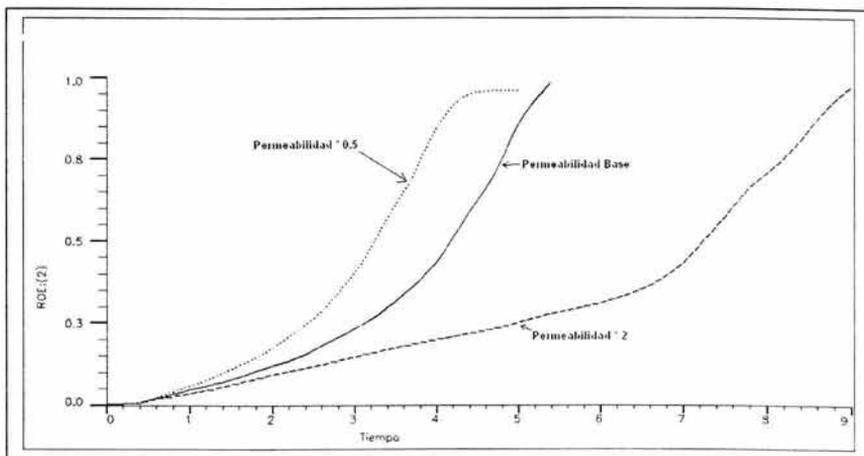


Fig. 7.12.- Gráfica de eficiencia de recuperación del aceite en la fractura (caso base, con desplazamientos viscoso, con permeabilidad en la fractura \* 2, con permeabilidad en la fractura \* 0.5).

c) Sensibilidad a la presión capilar en la fractura.

Cuando se presenta una alta presión capilar se obtiene la mayor producción del campo, el segundo mejor valor de producción del campo se obtiene con un valor medio (la producción es 16% menor), cuando se presenta un valor bajo se obtiene una producción menor (la producción es 55% menor) y cuando el valor es cero la producción que se presenta es la menor (la producción es 59% menor). La relación gas aceite que se presenta con un valor alto de presión capilar es bajo, la relación gas aceite más alta se presenta con un valor bajo de presión capilar. Los otros valores de presión arrojan un valor similar para la relación gas aceite. La eficiencia de recuperación de la matriz cuando se presenta un valor de presión capilar alto es mayor, la segunda eficiencia es lograda con un valor medio, la tercera con un valor bajo y la última con un valor cero de presión capilar.

Se sabe que la presión capilar es un medio para retener al fluido mojante y expulsar al no mojante. Para el ejemplo cuando se tiene un valor considerable de presión capilar, la eficiencia de recuperación de la matriz es considerable, pero la de la fractura es insignificante; esto se debe, a que las fracturas por poseer una porosidad reducida las fuerzas capilares no permiten el libre flujo de los fluidos a través de las mismas.

Esto se ve claramente cuando se presenta un valor cero de presión capilar en las fracturas, no existe ningún tipo de restricción que impida el flujo de fluidos, obteniéndose un valor de eficiencia mayor.

En la gráfica 7.13 se muestra la producción de aceite para los casos analizados, en la gráfica 7.14 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite de la matriz y en la gráfica 7.15 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite para la fractura.

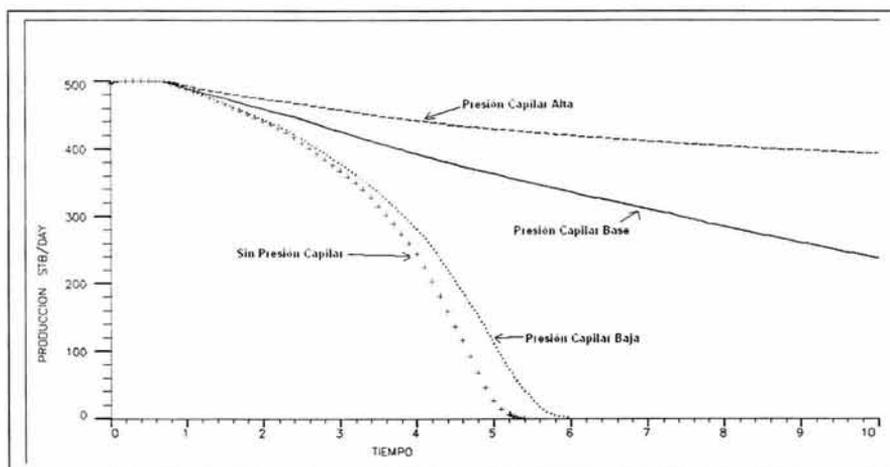


Fig. 7.13.- Gráfica de producción de aceite (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).

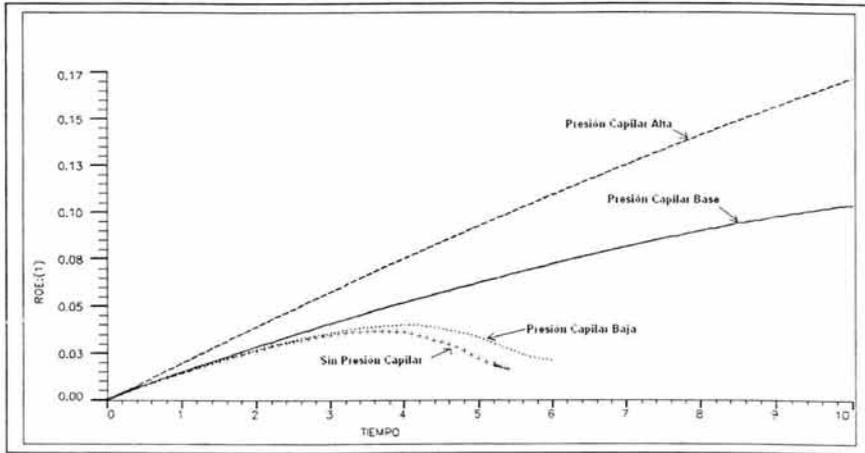


Fig. 7.14.- Gráfica eficiencia de recuperación en la matriz (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).

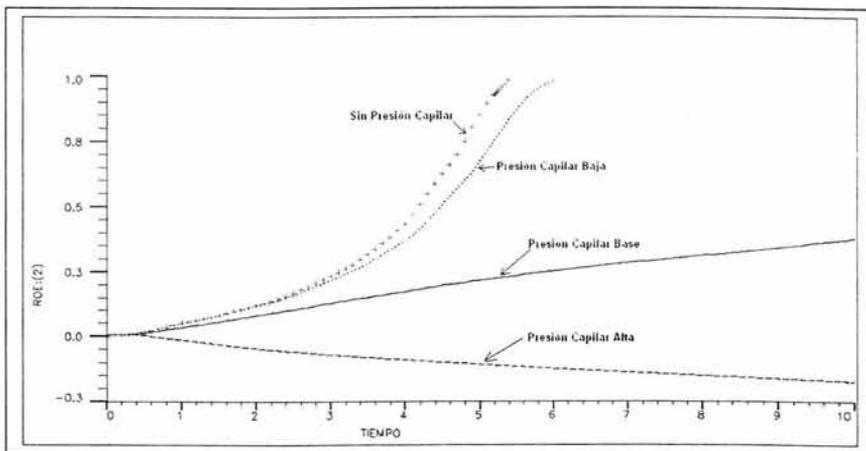


Fig. 7.15.- Gráfica eficiencia de recuperación de la fractura (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).

d) Sensibilidad a la compresibilidad de matriz y de fractura.

Para realizar el análisis se plantean tres escenarios:

- Caso base con un valor de compresibilidad normal tanto en la matriz como en la fractura.
- Con un valor de compresibilidad bajo, tanto en la matriz como en la fractura.
- Con un valor de compresibilidad alto, tanto en la matriz como en la fractura.

Del resultado obtenido en la gráfica 7.18 se observa que al tener una menor compresibilidad que el caso base, tanto en la matriz como en la fractura, se tendrá una menor recuperación de aceite en el yacimiento en comparación con tener una alta compresibilidad tanto en la matriz como en la fractura. También se puede ver la ventaja al tener una alta compresibilidad en la matriz como en la fractura en la gráfica 7.18 ya que se tendrá una mayor recuperación.

Esto se debe a que la compresibilidad es dependiente de la presión y de la porosidad, por lo que al tener una compresibilidad alta se tendrá una mayor porosidad (una mayor capacidad de almacenamiento de hidrocarburos) y si se tiene una compresibilidad baja se tendrá una menor porosidad, esto se puede visualizar con las gráficas 7.19 donde se obtiene una mayor eficiencia de recuperación de aceite en la matriz y en la fractura cuando se tiene una mayor compresibilidad tanto en la fractura como en la matriz.

En la gráfica 7.16 se muestra la producción de aceite para los casos analizados, en la gráfica 7.17 se muestra el comportamiento de presión, en la gráfica 7.18 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite de la matriz y en la gráfica 7.19 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite para la fractura.

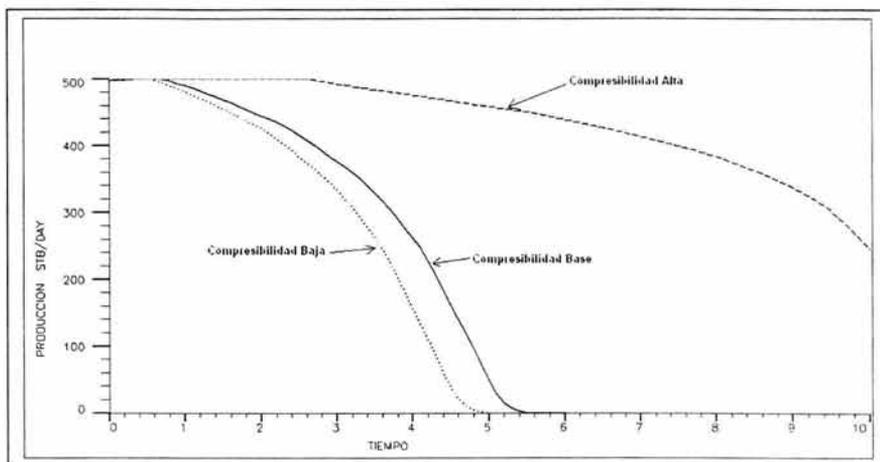


Fig. 7.16.- Producción de aceite (compresibilidad normal, compresibilidad alta, compresibilidad baja).

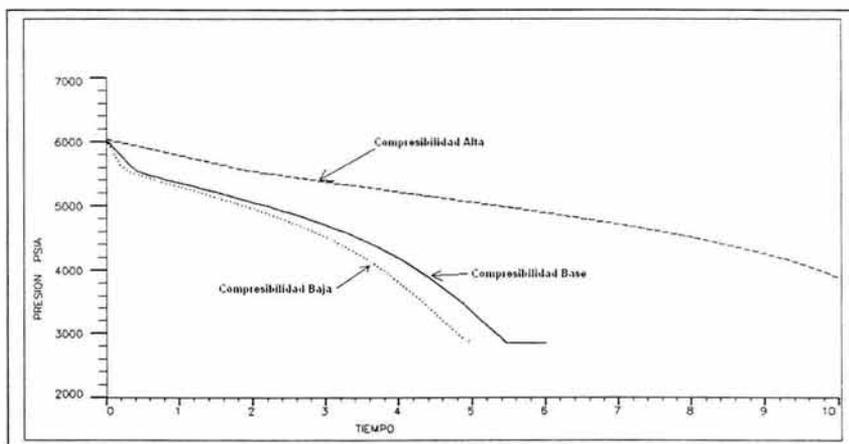


Fig. 7.17.- Presión del yacimiento (compresibilidad normal, compresibilidad alta, compresibilidad baja).

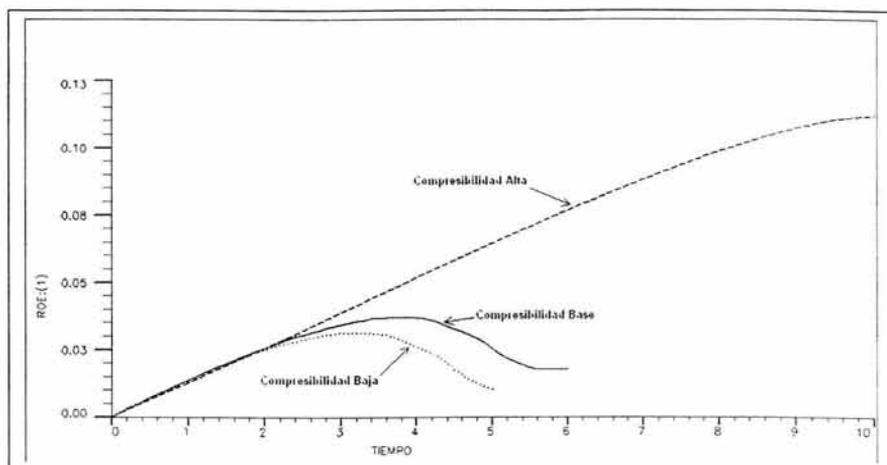


Fig. 7.18.- Factor de recuperación del aceite de la matriz (compresibilidad normal, compresibilidad alta, compresibilidad baja).

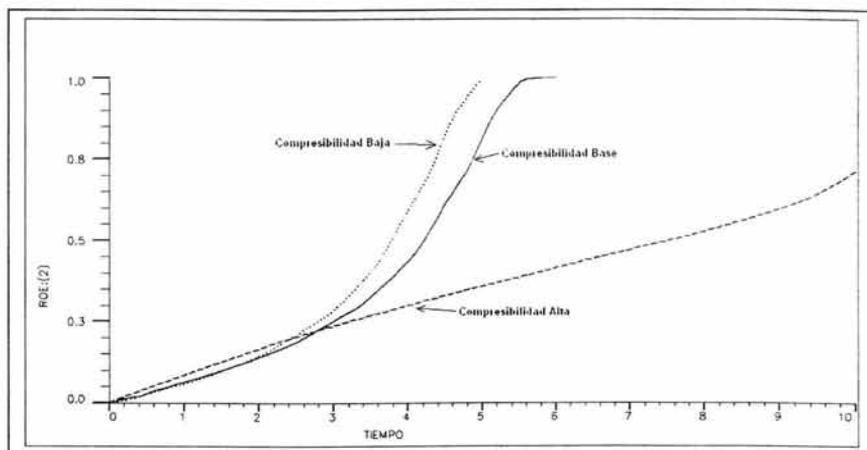
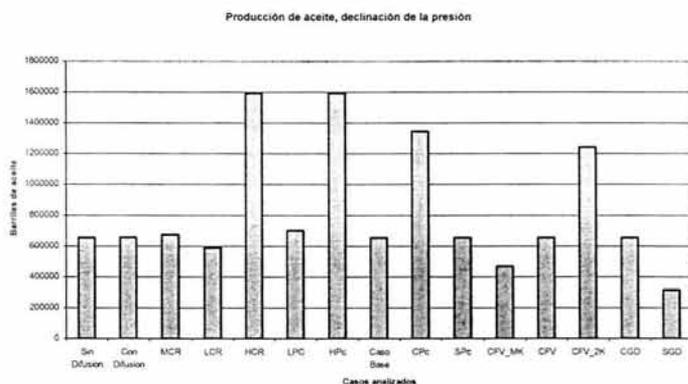


Fig. 7.19.- Eficiencia de recuperación de la fractura (compresibilidad normal, compresibilidad alta, compresibilidad baja).

En la siguiente grafica se observan las recuperaciones finales para los casos planteados para el análisis de la declinación natural de la presión.

La mayor recuperación de aceite, para este caso, se obtuvo en los siguientes casos: con un alto valor de compresibilidad de la roca y un alto valor de presión capilar.

El resto de los escenarios planteados obtuvo el mismo valor de producción final de aceite, sin embargo, la producción de aceite mas baja se presento con la ausencia del drene gravitacional.



7.20.- Recuperación de aceite en todos los casos.

## CASO 2. INYECCIÓN DE GAS

### a) Sensibilidad al drene gravitacional

Para realizar este análisis realizamos dos corridas, una en la que se presenta drene gravitacional en el yacimiento y otra en la que no se presenta drene gravitacional.

Cuando las fases se separan, debido al drene gravitacional, el gas se encuentra en la parte superior del yacimiento formando un casquete de gas y el aceite en la parte inferior.

Sabemos que con la inyección de gas en el yacimiento trataremos de mantener la presión, inyectando el gas en el casquete. Además de desalojar la máxima cantidad posible de aceite de las capas superiores.

Debido al drene gravitacional y a la inyección de gas, produciremos 87% más de aceite que al no presentarse el drene gravitacional.

Sin el drene gravitacional, las fases presentes no se separarían y al inyectarse el gas lo que se lograría es aumentar la cantidad de gas disuelto en el yacimiento produciendo una enorme cantidad de gas, lo que repercutiría en la cantidad de aceite producido. Cuando no se presenta el fenómeno de drene gravitacional se tiene una RGA que se incrementa rápidamente desde el inicio de la explotación hasta casi el tercer año del yacimiento, en donde llega a la caída de presión máxima permitida de 100 libras/pg<sup>2</sup>. Las dos RGA, con y sin drene gravitacional, llegan al límite máximo de RGA, pero la gráfica de RGA sin drene crece en forma exponencial, en cambio la gráfica que presenta drene tiene una tendencia de crecimiento moderada.

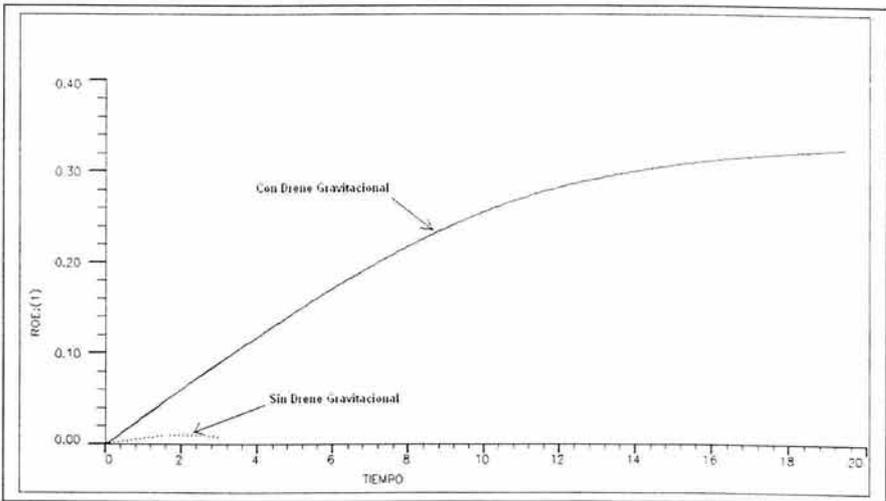
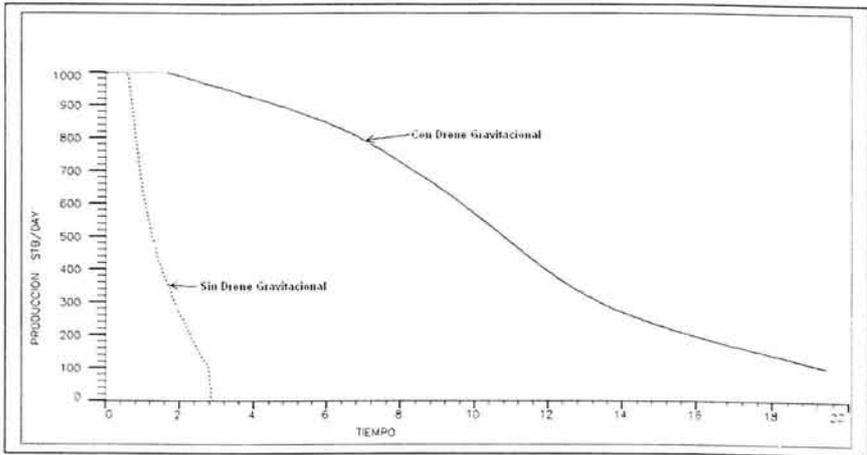
La eficiencia de recuperación en la matriz es mayor, 97%, cuando se tiene drene gravitacional; cuando no se cuenta con drene gravitacional la eficiencia de recuperación es considerablemente menor.

Esto se debe, como se explicó anteriormente, cuando las fases se encuentran separadas. La producción de aceite proviene de una zona en donde se encuentra mayoritariamente aceite, y la saturación del gas presente es casi la saturación mínima. Por lo que se recupera un porcentaje elevado de aceite.

Cuando no se presenta el drene y las fases no se encuentran separadas, el gas y el aceite conviven en una mezcla, por lo que en todo el yacimiento se encuentra la misma saturación de estos fluidos.

La eficiencia de recuperación de la fractura es mayor, 92, cuando se presenta el drene que cuando no se presenta. Esto se debe a lo explicado anteriormente, cuando las fases no se separan es más difícil producir aceite que cuando éste se encuentre en una solución con una alta cantidad de gas disuelto.

En la gráfica 7.21 se muestra la producción de aceite para los casos analizados, en la gráfica 7.22 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite de la matriz y en la gráfica 7.23 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite para la fractura.



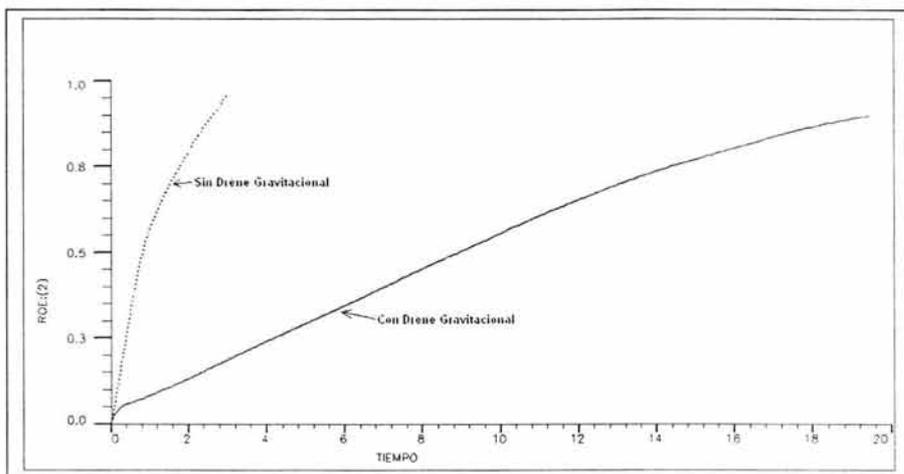


Fig. 7.23.- Gráfica eficiencia de recuperación de la fractura (con drene gravitacional y sin drene gravitacional).

b) Sensibilidad al flujo viscoso.

A continuación se nombran los casos necesarios para realizar este análisis:

- Caso base con desplazamiento viscoso
- Con desplazamiento viscoso y permeabilidad en las fracturas \*2
- Con desplazamiento viscoso y permeabilidad en las fracturas \*0.5

Quando se presenta el flujo viscoso en el yacimiento, sabemos que los fluidos presentes en el yacimiento se desplazarán debido a una diferencia de presiones.

Conocemos que en las fórmulas para calcular el flujo viscoso se involucran la transmisibilidad de la matriz a la fractura y la movilidad de la matriz.

El desplazamiento viscoso es directamente proporcional a la transmisibilidad y a la movilidad.

De acuerdo a la definición que se plantea cuando se define al desplazamiento viscoso; sabemos que, si se presenta una permeabilidad alta en la fractura, generalmente se ignora el desplazamiento viscoso de y para la matriz. Por el contrario, si se presenta una permeabilidad baja en la fractura, el desplazamiento viscoso de y para la matriz se considera como un importante mecanismo de recuperación.

La eficiencia de recuperación de aceite en la matriz se incrementa cuando se tiene el doble del valor original de permeabilidad de la fractura. Pero en la fractura ocurre lo contrario, la eficiencia de recuperación del aceite se incrementa cuando se tiene la mitad del valor original de permeabilidad en la fractura.

Para el ejemplo de inyección de gas observamos que la producción de aceite del campo se incrementa cuando se incrementa la permeabilidad de la fractura.

La eficiencia de recuperación en la matriz se incrementa cuando la permeabilidad de la fractura aumenta y decrementa, cuando la permeabilidad de la fractura disminuye. Esto quiere decir, que el fluido se desplaza más rápidamente de la matriz hacia la fractura, ayudado por la diferencia de presiones y por la alta permeabilidad de la fractura.

En la fractura tenemos una alta eficiencia de recuperación cuando se tiene una permeabilidad moderada, para los primeros 20 años de producción, y se presenta una baja recuperación de aceite cuando se tiene una alta permeabilidad. Peor si se aumenta el lapso de tiempo productivo, observamos

que cuando se prolonga la vida productiva del yacimiento es cuando se presenta una permeabilidad alta en las fracturas.

En la gráfica 7.24 se muestra la producción de aceite para los casos analizados, en la gráfica 7.25 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite de la matriz y en la gráfica 7.26 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite para la fractura.

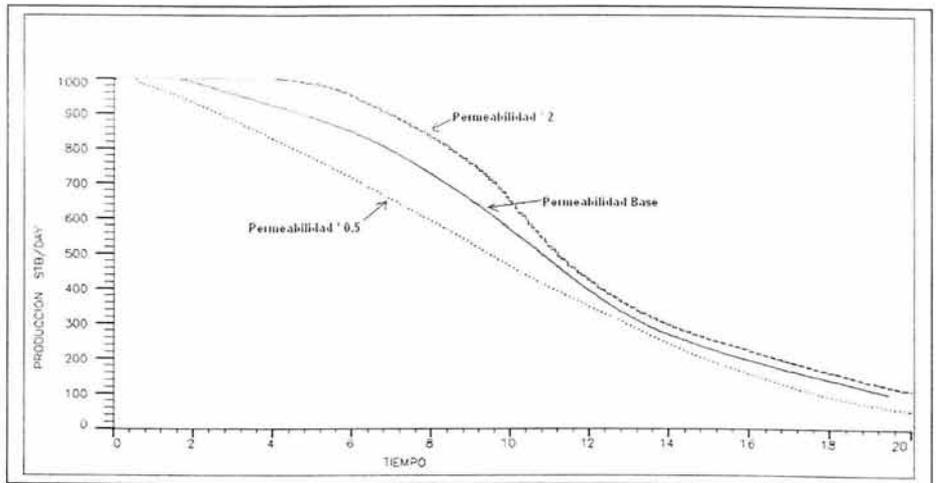


Fig. 7.24.- Gráfica de producción de aceite (caso base con desplazamiento viscoso, con permeabilidad en la fractura \* 2, con permeabilidad en la fractura \* 0.5).

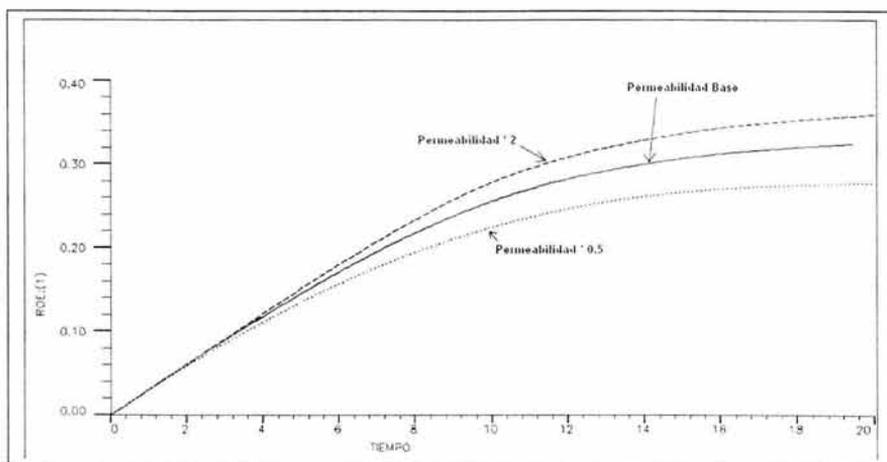


Fig. 7.25.- Gráfica de eficiencia de recuperación del aceite de la matriz (caso base con desplazamiento viscoso, con permeabilidad en la fractura \* 2, con permeabilidad en la fractura \* 0.5).

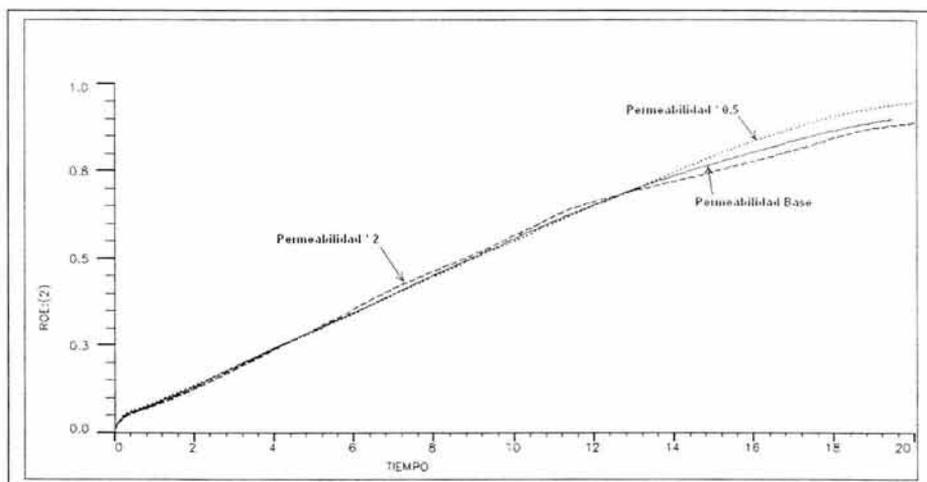


Fig. 7.26.- Gráfica de eficiencia de recuperación del aceite de la fractura (caso base con desplazamiento viscoso, con permeabilidad en la fractura \* 2, con permeabilidad en la fractura \* 0.5).

c) Sensibilidad a la presión capilar en la fractura.

En este análisis realizamos dos planteamientos: el primero presenta presión capilar en la fractura y el segundo no presenta presión capilar en la fractura. Los resultados se presentan a continuación:

Para el yacimiento que estamos analizando se tiene que mayor presión capilar se presenta en el sistema de fracturas se tendrá una mayor producción de aceite, en este caso la presión capilar actúa como un importante mecanismo de producción.

Cuando se presenta una mayor presión capilar en la fractura obtenemos una mayor producción de aceite, 27% que cuando se cuenta con una presión capilar normal, 38% mas que cuando se presenta una baja presión capilar, y 40% mas que cuando se presenta sin presión capilar en la fractura.

La relación gas aceite se incrementa cuando se no se presenta presión capilar en la fractura y decrementa, conforme se incrementa el valor de la presión capilar.

La eficiencia de la recuperación en la matriz es importante cuando se presenta un valor alto de presión capilar en la fractura. Pero el valor de la eficiencia de recuperación en la fractura es importante cuando se tiene un bajo valor de presión capilar en la fractura.

En la gráfica 7.27 se muestra la producción de aceite para los casos analizados, en la gráfica 7.28 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite de la matriz y en la gráfica 7.29 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite para la fractura.

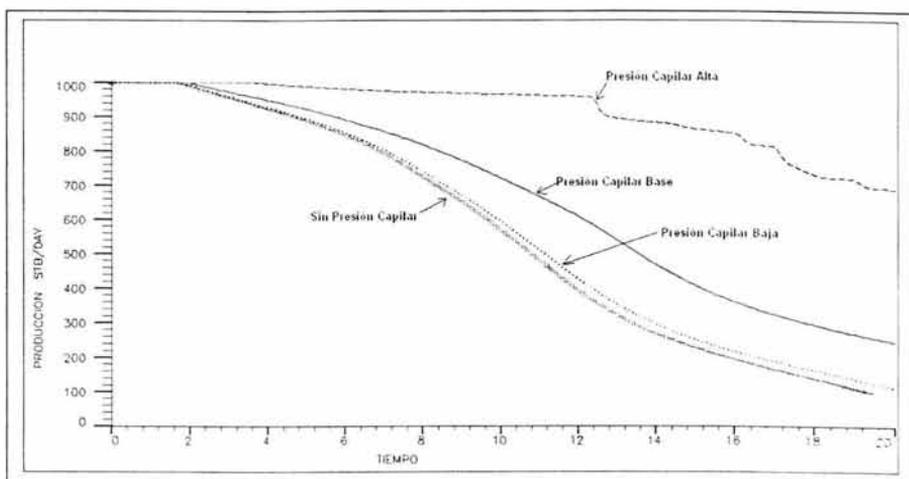


Fig. 7.27.- Gráfica de producción de aceite (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).

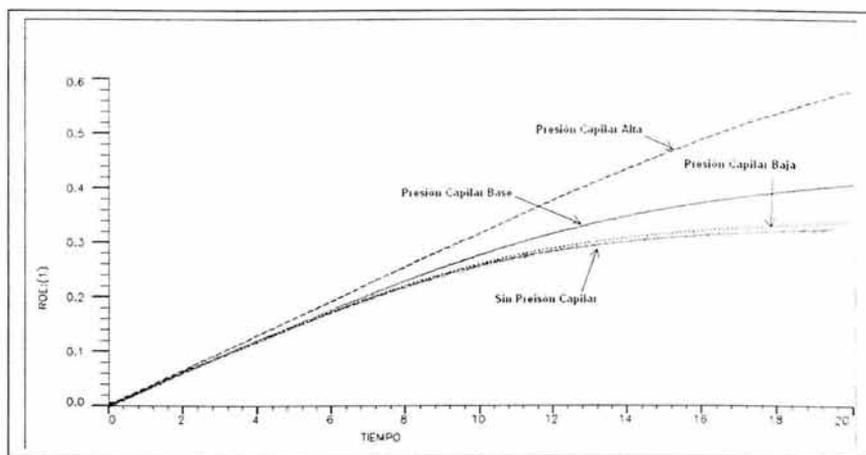


Fig 7.28.- Gráfica de la eficiencia de recuperación de la matriz (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar, y sin presión capilar).

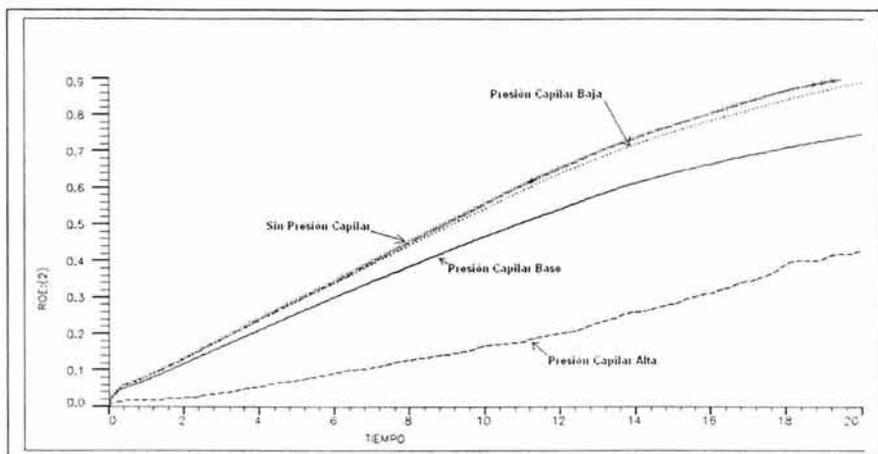


Fig. 7.29.- Gráfica de la eficiencia de recuperación de la fractura (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).

d) Sensibilidad a la compresibilidad de matriz y fractura.

Para realizar el análisis se plantean tres escenarios: el primero con un valor de compresibilidad bajo, el segundo con un valor de compresibilidad normal y el tercero con un valor de compresibilidad alto.

Los resultados se muestran a continuación:

- Como sabemos la compresibilidad es el cambio de volumen que experimenta un volumen unitario cuando ocurre un cambio de presión unitario.
- Cuando la presión de nuestro yacimiento se abate a causa de la extracción, el volumen total de la roca decrece mientras que el de las partículas sólidas aumenta. Estos cambios originan una reducción en el espacio poroso de la roca. La expansión de la roca y de la fractura

originará un desplazamiento de un volumen de fluidos igual al volumen generado por la expansión.

- Lo que nosotros esperamos obtener de las corridas es que a mayor compresibilidad mayor recuperación se obtendrá, y a menor compresibilidad menor recuperación.
- En nuestra ejecución observamos que para un valor de compresibilidad alto obtenemos una producción de aceite mucho mayor, esto es, que el volumen de aceite que desaloja la roca al expandirse afecta a la recuperación final de hidrocarburos.

Si se analiza el caso de alta compresibilidad de la roca y la fractura, tenemos lo siguiente:

1. Se produce un volumen de hidrocarburo mayor.
2. La producción del campo es mucho mayor.
3. Este mecanismo gobierna en la recuperación de aceite de la matriz.
4. En la recuperación de aceite de la fractura, cuando se tiene una compresibilidad mayor, impera hasta el doceavo año de producción, a partir del cual la recuperación empieza a decaer.

Cuando tenemos un valor de compresibilidad bajo tenemos lo siguiente:

1. Se produce un volumen de hidrocarburo menor.
2. La producción del campo es menor.
3. Este mecanismo obtiene la menor eficiencia de recuperación de aceite en la matriz.
4. En la recuperación de aceite de la fractura este mecanismo presenta una tendencia a la alza a partir del doceavo año de producción.

Esto se debe a que el volumen remanente, a partir del doceavo año, es mucho mayor cuando se tiene una compresibilidad baja que cuando se tiene una compresibilidad alta.

En la gráfica 7.30 se muestra la producción de aceite para los casos analizados, en la gráfica 7.31 se observa el comportamiento de la presión, en la gráfica 7.32 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite de la matriz y en la gráfica 7.33 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite para la fractura.

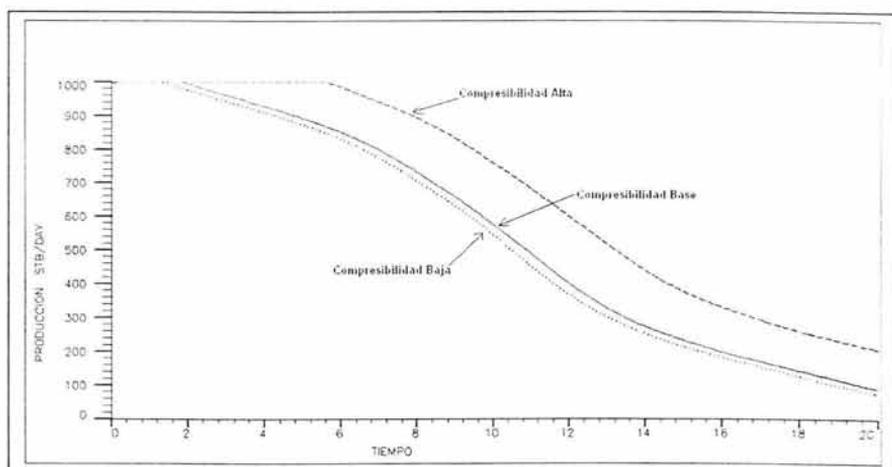


Fig. 7.30.- Gráfica de producción de aceite (compresibilidad alta, compresibilidad normal, compresibilidad baja).

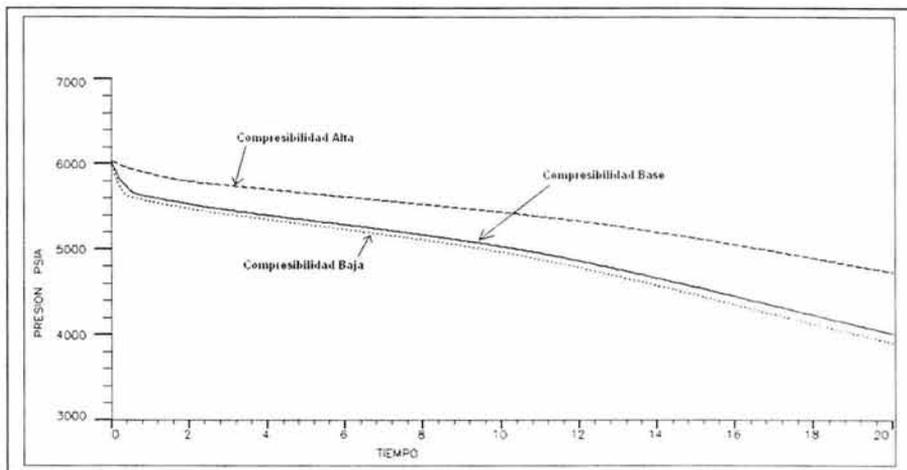


Fig. 7.31.- Gráfica de presión en el yacimiento (compresibilidad alta, compresibilidad normal, compresibilidad baja).

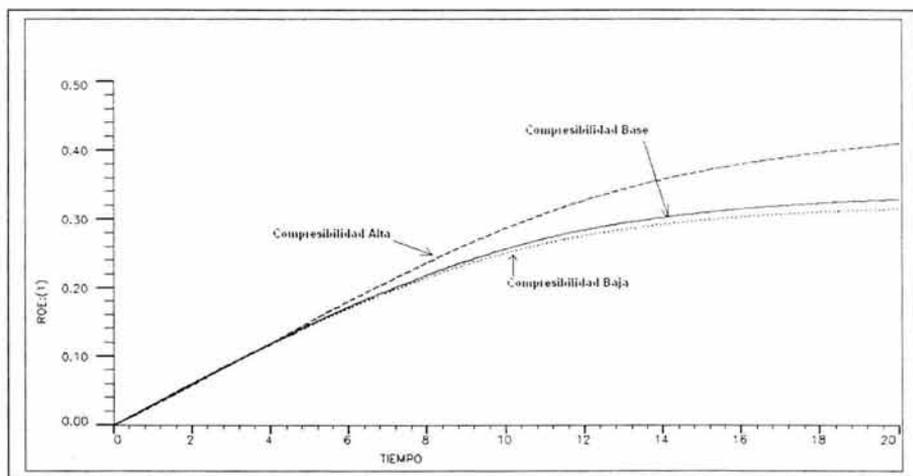


Fig. 7.32.- Gráfica de la eficiencia de recuperación de la matriz (compresibilidad alta, compresibilidad normal, compresibilidad baja).

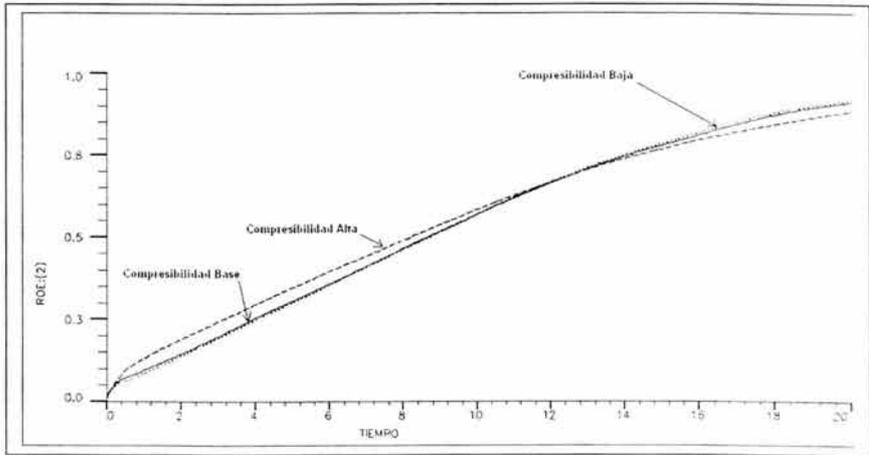


Fig. 7.33.- Gráfica de la eficiencia de recuperación de la fractura (compresibilidad alta, compresibilidad normal, compresibilidad baja).

En la Figura 7.34 se presentan las recuperaciones finales de aceite que se obtuvieron para los casos propuestos en el estudio de la inyección de gas. La mayor recuperación de aceite se obtiene en el caso de la alta presión capilar en la fractura. El siguiente valor de recuperación es el de la alta compresibilidad de la roca, el cual se compara con la recuperación obtenida en el caso de la presión capilar base. La recuperación del resto de los casos es muy similar. La recuperación mas baja se obtiene con la ausencia del fenómeno del drene gravitacional.

### Producción de aceite, inyección de gas

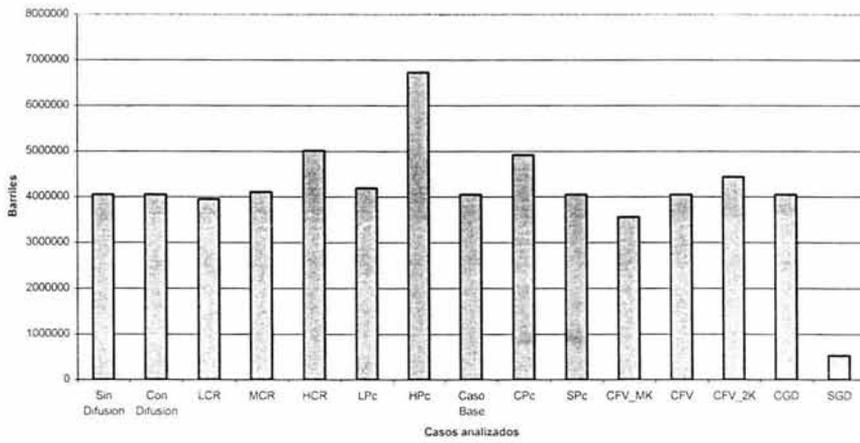


Fig. 7.34.- Recuperación de aceite, casos analizados.

### **CASO 3. INYECCIÓN DE AGUA**

a) Sensibilidad al drene gravitacional.

Para realizar este análisis se realizaron dos corridas, la corrida base que considera el efecto del drene gravitacional y la corrida de comparación en donde el drene gravitacional no se considera.

Cuando se tiene el fenómeno de drene gravitacional en nuestro yacimiento podemos esperar un aumento en la producción de aceite.

Como sabemos el drene gravitacional es el acomodo natural de las fases presentes en el yacimiento debido a la diferencia de densidades de las mismas.

Cuando en el yacimiento se encuentran presentes las tres fases, sabemos que en la parte superior del yacimiento se acomoda el gas, en la parte intermedia se acomodará el aceite y en la parte inferior se acomodará el agua.

Cuando se inyecta agua en el yacimiento, se trata de prolongar la vida del mismo. Y la presencia del fenómeno de drene gravitacional nos ayuda en la producción del yacimiento, ya que el agua al ser más densa que el aceite se mueve hacia las capas inferiores del yacimiento, quedando sólo en ellas la saturación residual de las otras fases presentes en el yacimiento.

En la gráfica de producción de aceite podemos observar que cuando se presenta el drene gravitacional, se obtiene más producción del yacimiento que cuando no se presenta este fenómeno.

Además la eficiencia de recuperación de aceite de la matriz aumenta cuando se presenta el drene; cuando no se presenta este fenómeno observamos que la eficiencia de recuperación disminuye.

También se observa que cuando las fases no se encuentran separadas debido a la ausencia del drene, la producción de agua de los pozos productores se incrementa con el tiempo, en cambio cuando las fases se encuentran perfectamente separadas la producción de agua disminuye considerablemente.

En la gráfica 7.35 se muestra la producción de aceite para los casos analizados, en la gráfica 7.36 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite de la matriz, en la gráfica 7.37 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite para la fractura, y en la gráfica 7.38 se observa el corte de agua producido del yacimiento.

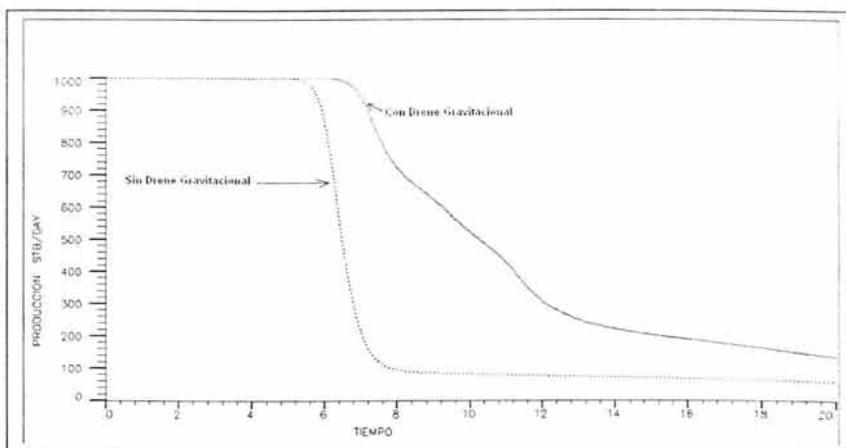


Fig. 7.35.- Gráfica de producción de aceite (con drene gravitacional y sin drene gravitacional).

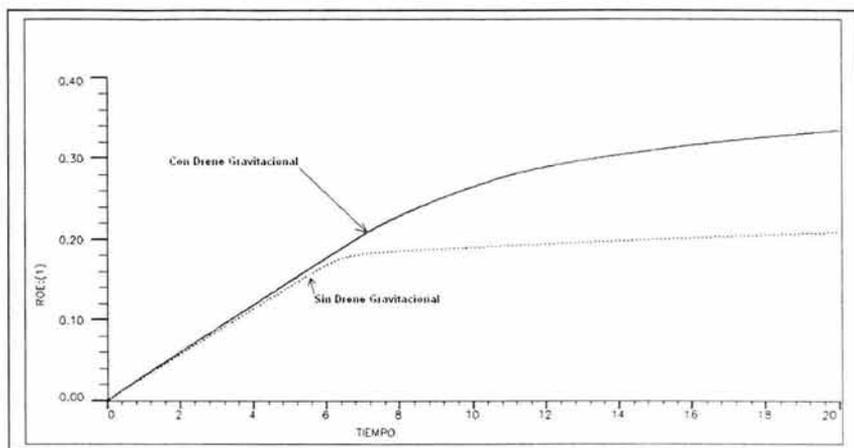


Fig. 7.36.- Gráfica eficiencia de recuperación del aceite en la matriz (con drenaje gravitacional y sin drenaje gravitacional).

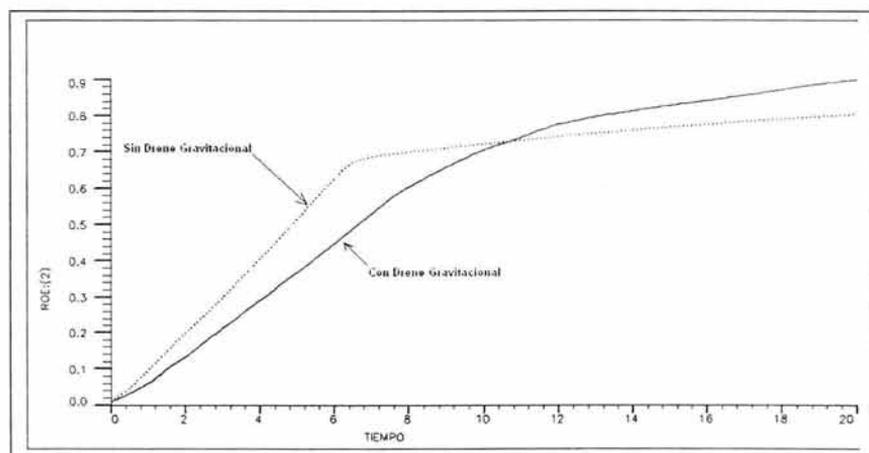


Fig. 7.37.- Gráfica eficiencia de recuperación de aceite de la fractura (casos base y sin drenaje gravitacional).

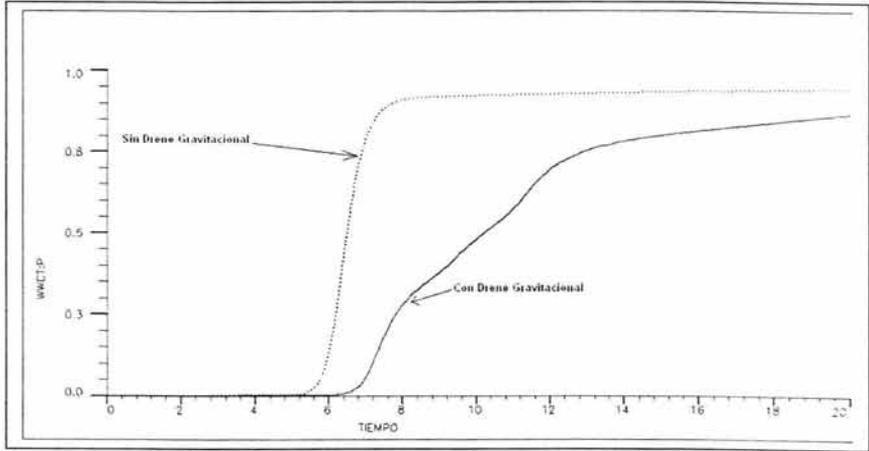


Fig. 7.38.- Gráfica de corte de agua (con drenaje gravitacional y sin drenaje gravitacional).

b) Sensibilidad al flujo viscoso.

Para realizar este análisis se realizaron tres corridas: el caso base con flujo viscoso, el caso base con la permeabilidad de la fractura \* 2 y el caso base con la permeabilidad de la fractura \* 0.5.

Sabemos que el flujo viscoso es el movimiento del fluido debido a una diferencia de presiones existente, pero que es lo que ocurre cuando la permeabilidad de la fractura cambia.

Cuando el valor de la permeabilidad en la fractura es el doble, se obtiene una mayor producción de aceite hasta casi el décimo año de producción, donde declina hasta llegar al valor de producción mínimo.

Si el valor de la permeabilidad en la fractura es la mitad, se obtiene una producción menor hasta casi el décimo año, que es cuando se incrementa la producción de aceite del yacimiento hasta llegar a la producción límite.

Pero, la mayor producción se obtiene cuando la permeabilidad de la fractura se incrementa al doble, pero la diferencia con la producción obtenida con la permeabilidad sin alterar no es muy grande.

Las eficiencias de recuperación tanto en la matriz como en la fractura presentan un comportamiento similar. Pero el valor de eficiencia de recuperación en la matriz es mayor cuando se presenta la doble permeabilidad en la matriz, pero no existe una marcada diferencia con la eficiencia obtenida con el valor sin alterar de la permeabilidad.

El mismo comportamiento se observa con las eficiencias de recuperación de la fractura, no existe una diferencia significativa entre las eficiencias obtenidas con el valor de la permeabilidad multiplicado por dos o con el valor de la permeabilidad sin alterar.

En el corte de agua, el mayor volumen de agua producido se presenta cuando se altera el valor de la permeabilidad de la fractura al doble.

En la gráfica 7.39 se muestra la producción de aceite para los casos analizados, en la gráfica 7.40 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite de la matriz, en la gráfica 7.41 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite para la fractura, y en la gráfica 7.42 se observa el corte de agua producido del yacimiento.

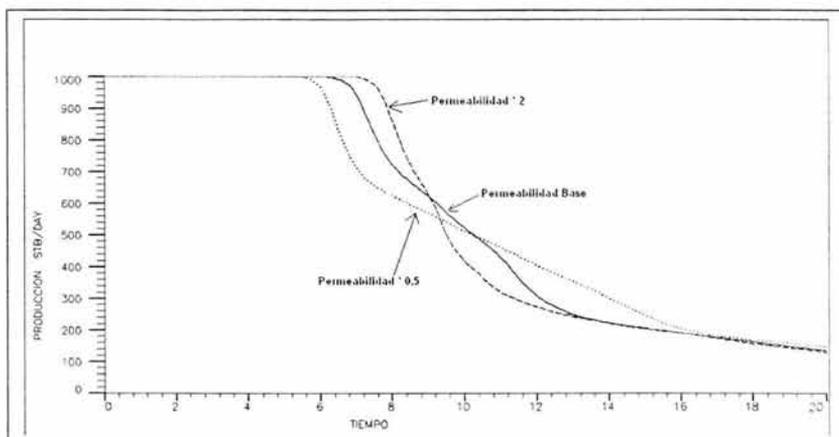


Fig. 7.39.- Gráfica de producción de aceite (con desplazamiento viscoso, con permeabilidad en la fractura \* 2, con permeabilidad en la Fractura \* 0.5).

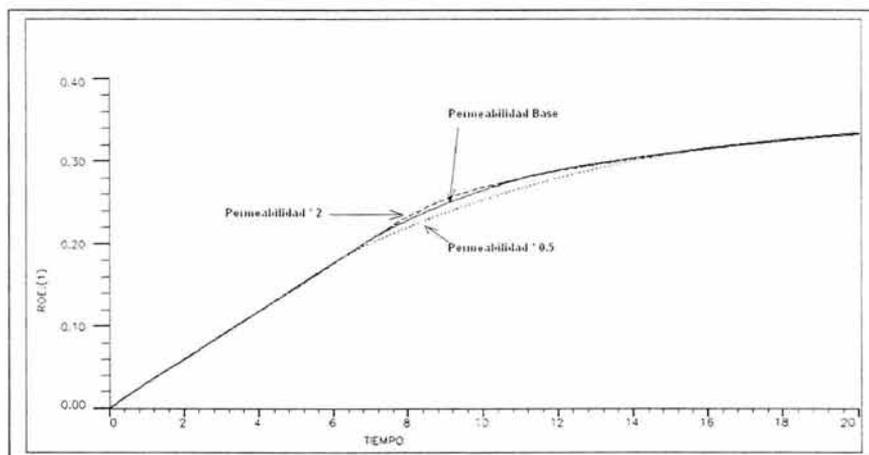


Fig. 7.40.- Gráfica eficiencia de recuperación del aceite en la matriz (con desplazamiento viscoso, con permeabilidad en la fractura \* 2, con permeabilidad en la fractura \* 0.5).

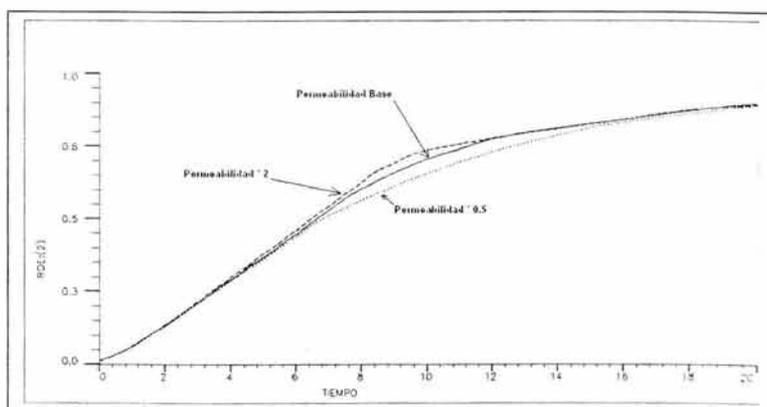


Fig. 7.41.- Gráfica ROE 2 (casos base con desplazamiento viscoso, con permeabilidad en la fractura \* 2, con permeabilidad en la fractura \* 0.5).

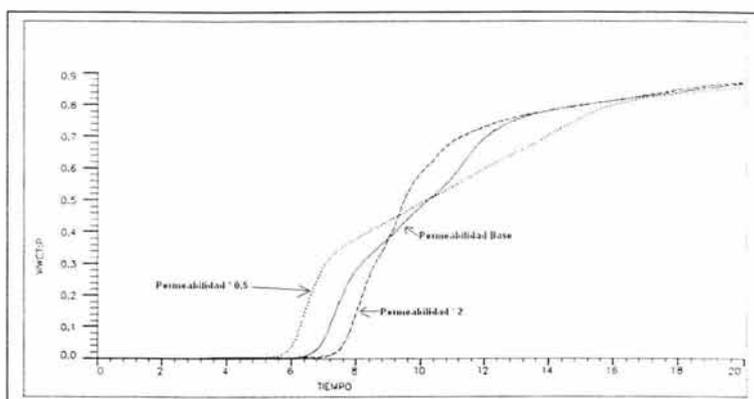


Fig. 7.42.- Gráfica corte de agua (con desplazamiento viscoso, con permeabilidad en la fractura \* 2, con permeabilidad en la fractura \* 0.5).

c) Sensibilidad a la presión capilar en la matriz.

Para realizar este análisis se realizaron varios planteamientos: Con un valor de presión capilar alto, con un valor de presión capilar normal, con un valor de presión capilar bajo y sin presión capilar.

Cuando se tiene un valor de presión capilar alta, la migración de aceite de la matriz se inhibe, es decir, la presión capilar actúa como una barrera al flujo.

Si la presión capilar en la matriz aumenta la eficiencia de recuperación disminuye, y si la presión capilar en la matriz disminuye la eficiencia de recuperación aumenta.

La eficiencia de recuperación en la fractura aumenta cuando la presión capilar en la matriz es alta.

Cuando el aceite migra en un porcentaje aceptable de la matriz hacia la fractura, el volumen del aceite original de la fractura se ve incrementado por el aceite que proviene de la matriz. Pero cuando el aceite no migra de la matriz hacia la fractura, el aceite producido en la fractura es el aceite que originalmente contenía dicha fractura.

Además se presenta, cuando se tiene un valor de permeabilidad alto en la matriz, una alta producción del agua de inyección.

En la gráfica 7.43 se muestra la producción de aceite para los casos analizados, en la gráfica 7.44 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite de la matriz, en la gráfica 7.45 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite para la fractura, y en la gráfica 7.46 se observa el corte de agua producido del yacimiento.

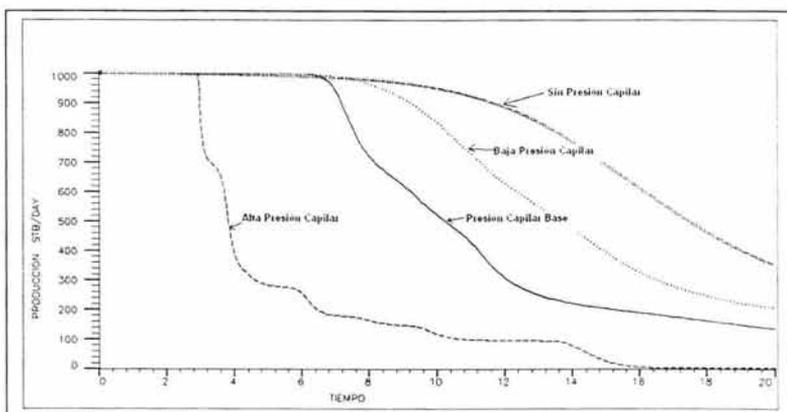


Fig. 7.43.- Gráfica de producción de aceite (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).

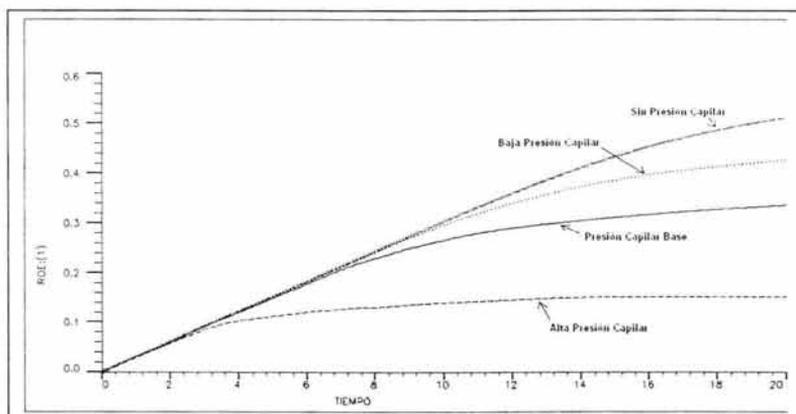


Fig. 7.44.- Gráfica eficiencia de recuperación del aceite de la matriz (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).

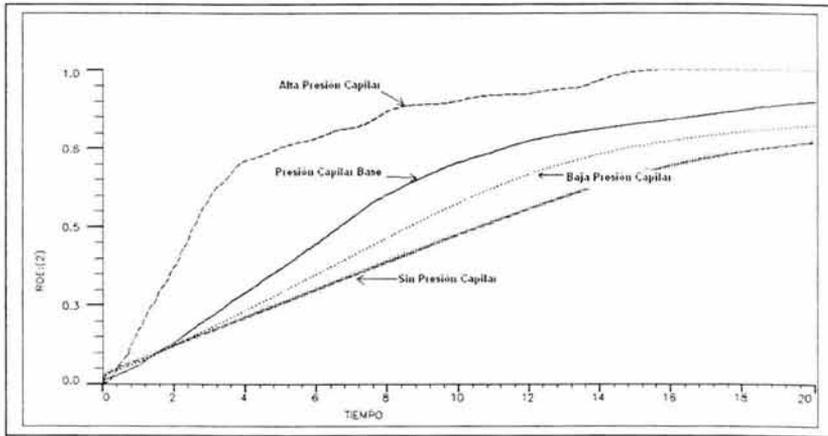


Fig. 7.45.- Gráfica eficiencia de recuperación del aceite de la fractura (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).

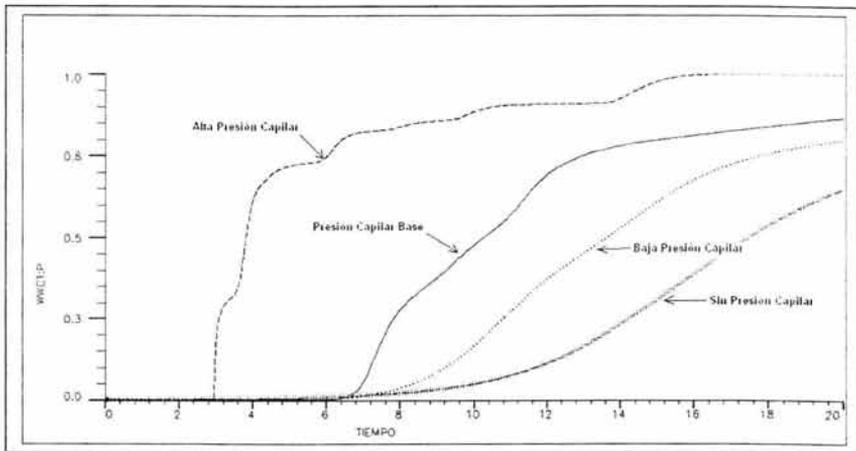


Fig. 7.46.- Gráfica corte de agua (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).

d) Sensibilidad a la compresibilidad de la matriz y de la fractura.

Cuando realizamos las simulaciones para hacer el estudio de sensibilidad de este parámetro se eligió simularlo con tres escenarios:

- Con un valor alto.
- Con un valor medio.
- Con un valor bajo.

Los resultados obtenidos muestran que no existe variación entre las producciones de aceite de los escenarios.

Por lo que se concluye:

- La compresibilidad de la roca no afecta a la producción de aceite, cuando al yacimiento se le está inyectando agua.
- La producción de agua se sabe que es en todas las capas del yacimiento, provocando una migración del aceite de las capas inferiores a las superiores, pero se tiene que recordar que la tercera capa posee el mayor valor de transmisibilidad del yacimiento provocando que no todo el aceite que fluye de las capas inferiores llegue a las capas superiores.

En la gráfica 7.47 se muestra la producción de aceite para los casos analizados, en la gráfica 7.48 se muestra la eficiencia de recuperación de aceite de la matriz, y en la gráfica 7.49 se observa el corte de agua producido del yacimiento.

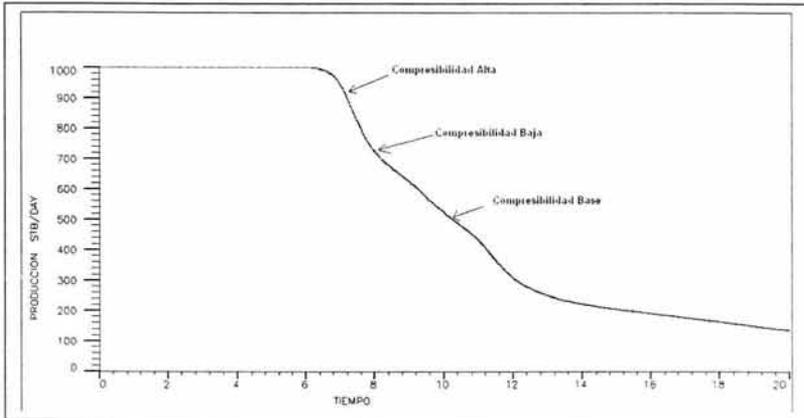


Fig. 7.47.- Gráfica de producción de aceite (compresibilidad alta, compresibilidad normal y compresibilidad baja).

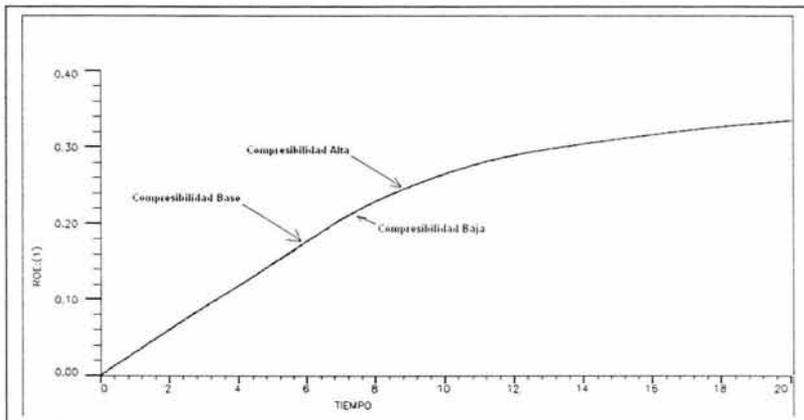


Fig. 7.48.- Gráfica de eficiencia de recuperación de la matriz (compresibilidad alta, compresibilidad normal y compresibilidad baja).

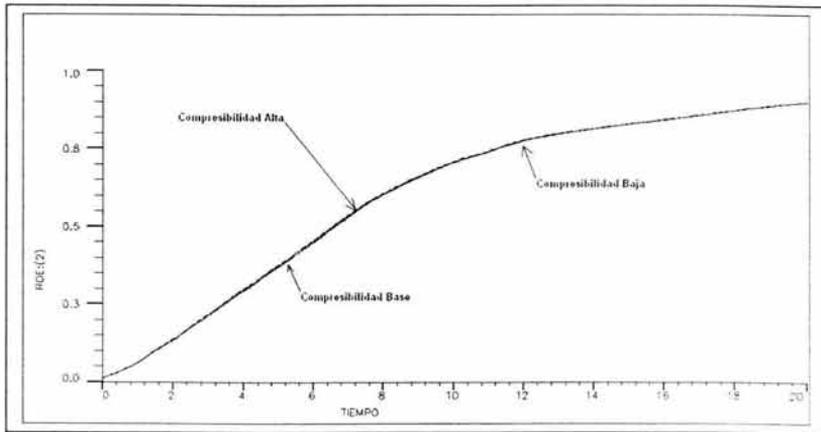


Fig. 7.49.- Gráfica de eficiencia de recuperación de la fractura (compresibilidad alta, compresibilidad normal y compresibilidad baja)

En la Figura 7.50 se observan las recuperaciones finales de aceite obtenido durante el análisis de los casos propuestos para la inyección de agua.

La mayor recuperación de aceite se obtuvo en los casos de ausencia de presión capilar y en la ausencia de drenaje gravitacional. El siguiente caso en obtener una recuperación considerable es cuando no se considera la presencia de presión capilar. En el resto de los casos se obtuvo el mismo valor de recuperación final de aceite.

### Producción de aceite, inyección de agua

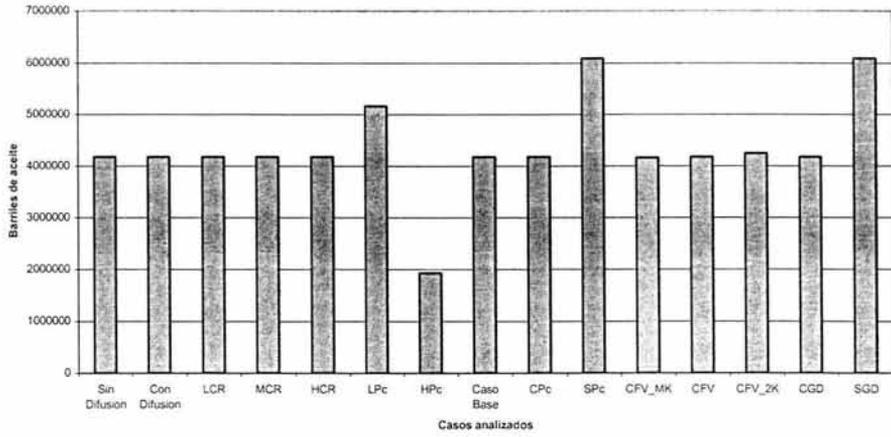


Fig. 7.50.- Recuperación de aceite, todos los casos.

**Falta página**

**N° 184**

## Capítulo 8

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- La importancia de las fuerzas capilares radica en el hecho que estas fuerzas actúan dependiendo del espesor de los bloques del yacimiento. Es decir, si el yacimiento tiene un espesor grande las fuerzas que actúan son las fuerzas de gravedad y por el contrario si el espesor del yacimiento es pequeño, entonces actúan las fuerzas capilares como mecanismo predominante en la producción del yacimiento. En un yacimiento naturalmente fracturado las presiones capilares adquieren más importancia que en un yacimiento homogéneo. Uno de los mecanismos de empuje que actúan durante la vida productiva del yacimiento ocurre por la presencia de fuerzas debido a la acción de las presiones capilares. En un yacimiento fracturado dichas fuerzas pueden beneficiar al proceso de desplazamiento en el proceso de la imbibición capilar o se oponen en el proceso de drene capilar.
- El drene gravitacional es un mecanismo de recuperación que se presenta durante la vida de los yacimientos naturalmente fracturados. Los aspectos básicos que deben considerarse cuando se presenta el drene son: la gravedad, la capilaridad y la viscosidad, sabiendo que la fuerza principal de empuje es la gravedad. Entendiendo que el drene gravitacional es un proceso de desplazamiento en donde el gas desplaza al aceite, podemos concluir que la recuperación de este mecanismo durante la inyección de gas tendrá más importancia que durante un proceso de inyección de agua.
- En un yacimiento naturalmente fracturado mojado por agua donde se tiene la presencia de dos fases, agua y aceite, el poro se satura con

los dos fluidos. Pero la principal saturación irreducible que se presentará es la del agua, e inmediatamente después la del aceite. Esto permitirá el flujo libre de la mayoría del aceite, reteniendo la mayor parte del agua. Este fenómeno ocurre debido a la acción de las fuerzas capilares.

- El flujo viscoso es la migración del aceite por las capas que constituyen al yacimiento, los factores importantes que hay que considerar para la presencia de este flujo son: la viscosidad del fluido, la permeabilidad, la transmisibilidad y la caída de presión. Si contamos con una gran caída de presión en el yacimiento pero la permeabilidad es mala (pequeña) entonces el flujo viscoso no actúa como un mecanismo de empuje importante. Y si se cuenta con una permeabilidad buena (grande) entonces este fenómeno actúa de manera importante. Se sabe que cuando se inyecta gas al yacimiento se pretende reducir la viscosidad del aceite y mantener la presión el mayor tiempo posible, debido a esto el flujo viscoso se ve beneficiado con la inyección de gas. Pero estas consideraciones se ven afectadas por la transmisibilidad del medio por donde el aceite migra, si la transmisibilidad de las capas es baja, aunque se presenten los otros factores, la cantidad de aceite que migre no será importante; pero si la transmisibilidad de las capas es buena, el aceite podrá migrar casi en su totalidad quedando sólo un valor cercano a la saturación residual de aceite.
- La compresibilidad de la roca y la compresibilidad de la fractura son dos elementos que intervienen en la recuperación del aceite, debido a la expansión que provocan. Se sabe que la fórmula para calcular las expansiones es directamente proporcional con la compresibilidad, el volumen y el cambio de presión existentes. Por lo que si sólo se varía el valor de la compresibilidad y los otros permanecen constantes,

obtendremos distintos valores de expansión de la roca y de la fractura. Se debe entender que la expansión que producen la roca y la fractura es una ayuda a la producción de aceite, pero no predominan con respecto a los otros mecanismos. Cuando junto con este mecanismo se tiene la inyección de gas o de agua, la producción aumenta en comparación con la declinación de presión. Pero no se debe a la compresibilidad sino más bien al ritmo de inyección.

## ÍNDICE DE FIGURAS

Número	Nombre	Página
2.1	Imagen de un núcleo fracturado.	11
2.2	Representación de discontinuidades que dominan el flujo de fluidos en yacimientos naturalmente fracturados.	14
2.3	Intensidad de la fractura en función de la composición y tamaño de grano.	17
2.4	Distribución de la porosidad en yacimientos fracturados.	21
2.5	Migración de aceite en un yacimiento naturalmente fracturado en caso de tectonismo.	23
3.1	Representación esquemática del espacio poroso en la matriz.	27
3.2	Esquematización de doble porosidad.	31
3.3	Esquema de un bloque de matriz y fractura.	32
3.4	Arreglos geométricos para determinar la porosidad de la fractura considerados por Reiss.	33
3.5	Representación de un bloque de matriz y fractura.	34
3.6	Permeabilidades efectivas en un medio poroso mojado por agua.	37

3.7	Curvas de permeabilidades relativas de agua y aceite.	39
3.8	Dirección de flujo en las fracturas.	40
3.9	Fases mojante y no mojante en la matriz y fractura.	43
3.10	Permeabilidades relativas de un sistema fracturado.	44
3.11	Sistemas con diferente mojabilidad.	46
3.12	Presiones capilares y su relación con el tamaño del tubo capilar.	48
3.13	Representación de la viscosidad de un fluido entre dos capas.	55
4.1	Mecanismos de recuperación.	59
4.2	Sudación por desplazamiento de aceite con agua en la matriz mojada por agua.	60
4.3	Sudación por desplazamiento de aceite con gas en la matriz.	62
4.4	Representación de un sistema agua-aceite.	65
4.5	Representación de un sistema gas-aceite	66
4.6	Recuperación como una función del modulo de drene y el tiempo.	68

4.7	Curva de presión capilar.	71
4.8	Presencia de imbibición capilar.	72
4.9	Relación recuperación vs tiempo.	73
4.10	Tipos de experimentos.	74
4.11	Tipos de desplazamiento en la matriz: a) desplazamiento bajo fuerzas capilares; b) desplazamiento bajo fuerzas capilares y gravitacionales.	75
6.1	Representación gráfica del yacimiento.	109
6.2	Representación de la doble porosidad	110
6.3	Ventana de ECLIPSE Office para la sección definición del caso.	111
6.4	Tensión superficial aceite-agua.	115
6.5	Datos PVT del gas.	116
6.6	Datos PVT del aceite.	116
6.7	Saturación del gas en la matriz.	118
6.8	Saturación del agua en la matriz.	119
6.9	Permeabilidades relativas aceite-agua y aceite-agua-gas.	120

6.10	Permeabilidad relativa del gas en la fractura.	121
6.11	Permeabilidades relativas del agua.	122
6.12	Permeabilidades relativas del aceite en la fractura.	123
6.13	Visualización 3D de la sección transversal del caso base en declinación natural de presión	124
6.14	Producción de aceite y gas (declinación)	125
6.15	Relación gas-aceite.	125
6.16	Visualización 3D de la sección transversal en la inyección de gas.	127
6.17	Gasto de aceite y gas (base e inyección de gas).	128
6.18	Relación gas-aceite (base e inyección de gas).	128
6.19	Visualización 3D de la sección transversal (base e inyección de agua).	130
6.20	Gasto de aceite y gas (base e inyección de agua).	131
6.21	Corte de agua en el pozo productor (base e inyección de agua).	131
7.1	Gráfica de presión capilar baja y permeabilidades en la fractura.	135

7.2	Gráfica de presión capilar normal y permeabilidades en la fractura.	136
7.3	Gráfica de presiones capilares altas y permeabilidades en la fractura.	137
7.4	Gráfica de presiones capilares bajas y permeabilidades en la matriz.	138
7.5	Gráfica de presiones capilares normales y permeabilidades en la matriz.	139
7.6	Gráfica de presiones capilares altas y permeabilidades en la matriz.	140
7.7	Gráfica de producción de aceite (caso base (con drenaje gravitacional) y sin drenaje gravitacional).	145
7.8	Gráfica de eficiencia de recuperación de la matriz (caso base (con drenaje gravitacional) y sin drenaje gravitacional).	145
7.9	Gráfica de eficiencia de recuperación de la fractura (caso base (con drenaje gravitacional) y sin drenaje gravitacional).	146
7.10	Gráfica de producción de aceite (caso base con desplazamiento viscoso, con permeabilidad en la fractura *2, con permeabilidad en la fractura *0.5).	147
7.11	Gráfica de eficiencia de recuperación de aceite en la matriz (caso base con desplazamiento viscoso, con permeabilidad	147

	en la fractura *2, con permeabilidad en la fractura *0.5).	
7.12	Gráfica de eficiencia de recuperación de aceite en la fractura (caso base con desplazamiento viscoso, con permeabilidad en la fractura *2, con permeabilidad en la fractura *0.5).	148
7.13	Gráfica de producción de aceite (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).	149
7.14	Gráfica eficiencia de recuperación en la matriz (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).	150
7.15	Gráfica eficiencia de recuperación de la fractura (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).	150
7.16	Producción de aceite (compresibilidad normal, compresibilidad alta, compresibilidad baja).	152
7.17	Presión del yacimiento (compresibilidad normal, compresibilidad alta, compresibilidad baja).	152
7.18	Eficiencia de recuperación del aceite de la matriz (compresibilidad normal, compresibilidad alta, compresibilidad baja).	153
7.19	Eficiencia de recuperación de la fractura (compresibilidad normal, compresibilidad alta, compresibilidad baja).	153
7.20	Recuperación de aceite en todos los casos	154

7.21	Gráfica de producción de aceite (con drene gravitacional y sin drene gravitacional).	157
7.22	Gráfica de eficiencia de recuperación de la matriz (con drene gravitacional y sin drene gravitacional).	157
7.23	Gráfica de eficiencia de recuperación de la fractura (con drene gravitacional y sin drene gravitacional).	158
7.24	Gráfica de producción de aceite (caso base con desplazamiento viscoso, con permeabilidad en la fractura *2, con permeabilidad en la fractura *0.5).	160
7.25	Gráfica de eficiencia de recuperación del aceite de la matriz (caso base con desplazamiento viscoso, con permeabilidad en la fractura *2, con permeabilidad en la fractura *0.5).	161
7.26	Gráfica de eficiencia de recuperación del aceite de la fractura (caso base con desplazamiento viscoso, con permeabilidad en la fractura *2, con permeabilidad en la fractura *0.5).	161
7.27	Gráfica de producción de aceite (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).	163
7.28	Gráfica de la eficiencia de recuperación de la matriz (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).	163
7.29	Gráfica de la eficiencia de recuperación de la fractura (alta	164

presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).

7.30	Gráfica de producción de aceite (compresibilidad alta, compresibilidad normal, compresibilidad baja).	166
7.31	Gráfica de presión de en el yacimiento (compresibilidad alta, compresibilidad normal, compresibilidad baja).	167
7.32	Gráfica de eficiencia de recuperación de la matriz (compresibilidad alta, compresibilidad normal, compresibilidad baja).	167
7.33	Gráfica de eficiencia de recuperación de la fractura (compresibilidad alta, compresibilidad normal, compresibilidad baja).	168
7.34	Recuperación de aceite, casos analizados	169
7.35	Gráfica de producción de aceite (con drene gravitacional y sin drene gravitacional).	171
7.36	Gráfica de eficiencia de recuperación del aceite en la matriz (con drene gravitacional y sin drene gravitacional).	172
7.37	Gráfica de eficiencia de recuperación del aceite en la fractura (con drene gravitacional y sin drene gravitacional).	172
7.38	Gráfica de corte de agua (con drene gravotacional y sin drene gravitacional).	173

7.39	Gráfica de producción de aceite (con desplazamiento viscoso, con permeabilidad en la fractura *2, con permeabilidad en la fractura * 0.5).	175
7.40	Gráfica de eficiencia de recuperación del aceite en la matriz (con desplazamiento viscoso, con permeabilidad en la fractura *2, con permeabilidad en la fractura * 0.5).	175
7.41	Gráfica ROE2 (con desplazamiento viscoso, con permeabilidad en la fractura *2, con permeabilidad en la fractura * 0.5).	176
7.42	Gráfica corte de agua (con desplazamiento viscoso, con permeabilidad en la fractura *2, con permeabilidad en la fractura * 0.5).	176
7.43	Gráfica de producción de aceite (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).	178
7.44	Gráfica eficiencia de recuperación del aceite en la matriz (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).	178
7.45	Gráfica eficiencia de recuperación del aceite de la fractura (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).	179
7.46	Gráfica corte de agua (alta presión capilar, presión capilar normal, baja presión capilar y sin presión capilar).	179
7.47	Gráfica de producción de aceite (compresibilidad alta,	181

compresibilidad normal y compresibilidad baja).

- |      |   |     |
|------|---|-----|
| 7.48 | Gráfica de eficiencia de recuperación de la matriz (compresibilidad alta, compresibilidad normal y compresibilidad baja).   | 181 |
| 7.49 | Gráfica de eficiencia de recuperación de la fractura (compresibilidad alta, compresibilidad normal y compresibilidad baja). | 182 |
| 7.50 | Recuperación de aceite, todos los casos.  | 183 |

## ÍNDICE DE TABLAS

Número	Nombre	Página
3.1	Observaciones de las curvas de permeabilidad relativa de la Figura 3.10.	44
4.1	Signo de la $P_c$ en función de la saturación predominante.	63
4.2	Tipos de desplazamiento en función de la fase saturante de la matriz..	70
6.1	Permeabilidades en la dirección x.	112
6.2	Permeabilidades en la dirección y.	112
6.3	Permeabilidades en la dirección z.	113
6.4	Porosidad del modelo.	113
6.5	Dimensiones de las celdas en la dirección x.	113
6.6	Dimensiones de las celdas en la dirección y.	114
6.7	Dimensiones de las celdas en la dirección z.	114
6.8	Propiedades de la roca.	115
6.9	Datos PVT del agua.	115
6.10	Valores de permeabilidades relativas y presiones capilares del gas en la matriz.	117

6.11	Valores de permeabilidades relativas y presiones capilares del agua en la matriz.	118
6.12	Valores de permeabilidades relativas aceite-agua y aceite-agua-gas.	119
6.13	Valores de permeabilidades relativas y presiones capilares del gas en la fractura.	120
6.14	Valores de permeabilidades relativas del agua y presiones capilares en la fractura.	121
6.15	Permeabilidades aceite-agua y aceite-agua-gas.	122
7.1	Presiones capilares bajas en la fractura.	134
7.2	Valores de presiones capilares normales en la fractura.	135
7.3	Presiones capilares altas en la fractura.	136
7.4	Presiones capilares igual a cero en la fractura.	137
7.5	Bajas presiones capilares y permeabilidades en la matriz.	138
7.6	Presiones capilares normales en la fractura.	139
7.7	Altas presiones capilares en la matriz.	140
7.8	Presiones capilares igual a cero en la matriz.	141

7.9	Permeabilidades en la fractura multiplicadas por dos.	142
7.10	Permeabilidades en la fractura multiplicadas por punto cinco.	142
7.11	Compresibilidades en la matriz.	143
7.12	Compresibilidades en la fractura.	143

## SIMBOLOGIA

A – Sección transversal

B – Factor de volumen

C – Compresibilidad

D – Difusividad

K – Permeabilidad

P – Presión

PV – Volumen poroso

r - Radio

s – factor de forma

S – Saturación

T – piezoconductividad

T, R, L, B – Cima, Derecha, Izquierda, Base de un bloque de matriz

U – Gasto

X – Coordenada de un punto

X<sub>0</sub> – Coordenada de un punto para la producción o inyección

x – eje cartesiano horizontal

y – eje cartesiano horizontal

z – eje cartesiano vertical

### Letras Griegas

Ψ - Potencial

Φ - Porosidad

ρ - peso específico

λ - Transmisibilidad/movilidad

μ - Viscosidad

σ - Tensión superficial

ω - Gasto de inyección

## Sub índices

B – Punto de burbujeo

c – Capilaridad

f - Fractura

g - Gas

i – Inicial

m - Matriz

o - aceite

j – Índice del componente

r - Relativo

w - Agua

1 - Matriz

2 - Fractura

## REFERENCIAS

1. Abbas Firoozabadi, L. Kent Thomas: "Sixth SPE Comparative Solution Project: Dual Porosity Simulators", artículo SPE 18741, 1990.
2. Aguilera, Roberto: "Naturally Fractured Reservoirs", Oklahoma, Pennwell Publishing Company", 1995.(segunda edición).
3. Chuck Kossack: Apuntes del curso "Aplicación de la Simulación de Yacimientos Fracturados", Junio 2001.
4. Da Silva F. V., Belery P: "Molecular Diffusion in Naturally Fractured Reservoirs: A Decisive Recovery Mechanism", artículo SPE 19672, 1989
5. Domínguez Vargas: "Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos", México, Facultad de Ingeniería.
6. Garaicochea P. Francisco, Samaniego V. Fernando: "Temas Selectos sobre la Caracterización y la Explotación de Yacimientos Carbonatados", Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C., 1988.
7. Hagoort J: "Oil Recovery by Gravity Drainage", artículo SPE 7424, June, 1980.
8. Luan Zhi-An: "Some Theoretical Aspects of Gravity Drainage in naturally Fractured Reservoirs", artículo SPE 28641, September 25-28, 1994.
9. Lucia, F. Jerry: "Carbonate Reservoir Characterization", Alemania, Springer, 1999.

10. Manual "Descripción Técnica" del Software Eclipse Office, Schlumberger, 2001.
11. Reiss H. Louis: "The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations", Houston Texas, Gulf Publishing Company, 1980.
12. Rodríguez N. Rafael: "Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", México, Facultad de Ingeniería.
13. Van Golf-Racht: "Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering", New York, Elsevier, 1982
14. Villamar, Manuel: "Apuntes de Clase de Caracterización de Yacimientos", México, Facultad de Ingeniería.
15. Kyle, J.R., 1970. A centrifuge method to predict matrix-block recovery in fractured reservoirs. SPE, pp. 164-170

## BIBLIOGRAFIAS

1. Abbas, Firoozabadi: "Capillary Pressure in Fractured Porous Media", artículo SPE 18747, 1990.
2. Aguilera, Roberto: "Naturally Fractured Reservoirs", Oklahoma, Pennwell Publishing Company", 1995.(segunda edición) Amyx W. James, Bass M. Daniel, Whiting L. Robert: "Petroleum Reservoir Engineering", United States of America, McGraw-Hill, 1960.
3. Caramanica, F.P., Hill, D.G., 1994, Spatial delineation of natural fractures and relation to gas production, SPE-29170, in SPE eastern regional conference proceedings: Society of Petroleum Engineers, p. 135-142.
4. Chen, S., Yao, X., Qiao, J., and Watson, A.T., 1994, Characterization of fractures and multiphase flow in fractured permeable rocks using NMR imaging techniques, paper SCA-9402, in SCA international symposium proceedings: Society of Professional Well Log Analysts, Society of Core Analysts, Chapter-at-Large, p. 17-28.
5. Choquette, P.W., Pray, L.C. (1970) "Geologic Nomenclature and classification of Porosity in Sedimentary Carbonates" A.A.P.G. Bull., v. 54, p. 207-250.
6. Cohen, A.J.B., 1993, Inferred hydrogeologic structure of a fractured rock aquifer from well log and well test analysis, paper H, in 5th international symposium on geophysics for minerals, geotechnical, and environmental applications, proceedings: Society of Professional Well Log Analysts, Mineral and Geotechnical Logging Society, Chapter-at-Large, 6 p.
7. Dake, L.: "*The Practice of Reservoir Engineering*", Ed. Elsevier - Pág. 379

8. Decker, A.D., Klawitter, A.J., and Davis, T.L., 1992, A case history study of fracture detection methods used to locate open fractures in coal, in Coalbed methane resource and development in Australia [Townsville, Australia (November 19-21)], symposium proceedings, v. 2: Energy Resources Development Corporation, p. 51-74.
9. Domínguez Vargas: "Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos", México, Facultad de Ingeniería.
10. Frank, R.W., and Simonson, R.B., 1983, Identification and interpretation of naturally fractured reservoirs in north Texas, in Exploration in a mature area [AAPG Southwest section annual meeting (Abilene, Texas, March 6-80), proceedings]: Abilene Geological Society, Abilene, Texas, 143-167.
11. Garaicochea P. Francisco, Samaniego V. Fernando: "Temas Selectos sobre la Caracterización y la Explotación de Yacimientos Carbonatados", Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A. C., 1988.
12. Hagoort J: "Oil Recovery by Gravity Drainage", artículo SPE 7424, June, 1980.
13. Hall, H. N.: "Compressibility of Reservoir Rocks Rock". *Trans. AIME*, (1953) 198, 309
14. Lamb, C.F., and Ferguson, D.G., 1988, The role of core analysis in fractured reservoir evaluation, paper 88-39-86, in 39th annual technical meeting, preprints, volume 3: Petroleum Society of CIM [Canadian Institute of Mining], Calgary, p. 10 p.

15. Leverett, M. C., "Capillary Behavior in Porous Solids", Trans AIME (1941), vol 142, pág 152-169.
16. Lorenz, J.C., Billingsley, R.L., and Evans, L.W., 1996, Permeability reduction by pyrobitumen, mineralization, and stress along large natural fractures in sandstones at 18,300 ft depth; destruction of a reservoir, SPE-36655, in Annual technical conference and exhibition proceedings, v. omega, Formation evaluation and reservoir geology: Society of Petroleum Engineers, p. 927-938.
17. Luan, Zhi-An: "Some Theoretical Aspects of Gravity Drainage in naturally Fractured Reservoirs", artículo SPE 28641, September 25-28, 1994.
18. Lucia, F. Jerry: "Carbonate Reservoir Characterization", Germany, Springer, 1999.
19. Manual "Descripción Técnica" del Software Eclipse Office, Schlumberger, 2001.
20. MURRAY, R.C. (1960) "Origin of Porosity in Carbonate Rocks" J. Sedim. Petrol., V. 30, p. 59-84.
21. Nelson, P.H., 1991, Geophysical logs from a copper oxide deposit, Santa Cruz project, Casa Grande, Arizona: U.S. Geological Survey Open-File Report OF91-357, 75 p.
22. Nelson, R.A., 1985, Geologic analysis of naturally fractured reservoirs: Gulf Publishing Company, Houston, Contributions in Petroleum Geology and Engineering Series, volume 1, 320 p.

23. Nelson, R.A., 1987, Fractured reservoirs--Turning knowledge into practice: Journal of Petroleum Technology, v. 39, no. 4, p. 407-414.
24. POTTER, P.E. (1962) "Late Mississippian Sandstones of Illinois Basin" Illinois Geol. Surv. Circ. p. 340.
25. PRYOR, W.A. (1973) "Permeability - Porosity Patterns and Variations in Some Holocene Sand Bodies" A.A.P.G. Bull., v. 57, p. 162-189.
26. Reiss H. Louis: "The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations", Houston Texas, Gulf Publishing Company, 1980.
27. Reiss, L. H.: "The Reservoir Engineering Aspects of fractured Formations", Francia, Gulf Publishing Company, 1980.
28. SELLEY, R.C., MORRILL, D.C. (1983) "Fundamentals of Petroleum Geology: GL 105 - The Reservoir" International Human Resources
29. Thomas L. Kent, Firoozabadi Abbas: "Sixth SPE Comparative Solution Project: Dual Porosity Simulators"
30. Van Golf-Racht: "Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering", New York, Elsevier, 1982.

# Sixth SPE Comparative Solution Project: Dual-Porosity Simulators

Abbas Firoozabadi,\* SPE, Norsk Hydro A/S, and  
L. Kent Thomas, SPE, Phillips Petroleum Co.

**Summary.** Two problems are used to compare fractured reservoir models: (1) a simple single-block example, and (2) a more complicated cross-sectional example developed to simulate depletion, gas-injection, and water-injection cases. In selection of the problems for this Comparative Solution Project, some aspects of the physics of multiphase flow in fractured porous media were considered. The influence of fracture capillary pressure on reservoir performance has been addressed by cases with zero and nonzero gas/oil capillary pressure in the fractures.

## Introduction

In recent years, interest in the simulation of naturally fractured petroleum reservoirs has increased. For this SPE Comparative Solution Project, reservoir test problems were designed to illustrate some aspects of the physics of multiphase flow in fractured reservoirs and modeling techniques to account for capillary and gravity forces. The approach to the solution of the problems has been limited to dual-porosity models.

An important element in simulating a fractured reservoir with a dual-porosity technique is the proper calculation of the fluids exchange between the matrix blocks and the fractures. In the conventional approach, the transfer term for a particular phase is directly related to the shape factor,  $\sigma$ , fluid mobility, and potential difference between the matrix and fracture.<sup>1</sup> Shape factors have been developed based on first-order finite-difference approximations<sup>2</sup> and by matching fine-grid multiphase simulations of matrix/fracture flow.<sup>3</sup>

In most dual-porosity models, the matrix block heights are assumed to be at the same depth as the corresponding fracture blocks, and therefore, gravity has no explicit effect on the fluid exchange between the matrix and the fracture. Pseudo capillary pressures have been used to account for the effect of gravity.<sup>3</sup> The gravity-segregation concept has also been used to compute the fluid levels in the matrix and fractures to account for the gravity contribution.<sup>4,5</sup> An alternative approach has been presented in Ref. 6 (see the second option) to account for gravity effects.

Dual-porosity models also must account for the saturation distribution in a matrix block. Because the saturation is evaluated at the center of a grid cell, it represents an average value for that cell. The pseudo-capillary-pressure concept has been used to account for both gravity effects and nonuniform saturations within a matrix block.<sup>3,7,8</sup> The method of subdomain discretization has also been applied to this problem.<sup>9,10</sup> In that approach, the matrix is divided into a number of grid cells and pres-

ures and saturations are calculated for each grid cell. The subdomain approach can also take care of transient effects. These effects, however, may not be important in field-scale problems.

Although fracture capillary pressure is assumed to be zero in most dual-porosity models, a recent paper<sup>11</sup> questions the validity of this concept. In selection of the problems for this Comparative Solution Project, the influence of fracture capillary pressure on reservoir performance was addressed by including cases with zero and nonzero gas/oil capillary pressure in the fractures. The nonzero fracture capillary pressures are not based on any actual measurements, but are intended as a parameter for sensitivity studies. The variation of gas/oil interfacial tension (IFT) with pressure has also been incorporated in the problems. Gas/oil capillary pressure is directly related to IFT, and therefore, the gas/oil capillary pressure should be adjusted according to the ratio of IFT at reservoir pressure divided by IFT at the pressure at which capillary pressures are specified.

## Problem Statement

We selected two problems to compare fractured reservoir models: a single-block example and a more complicated cross-sectional example developed to simulate depletion, gas-injection, and water-injection cases.

Basic PVT data for the above cases were taken from Ref. 3. The rock/fluid data, with the exception of the matrix water/oil capillary pressure, were also taken from Ref. 3. Table 1 gives the matrix water/oil capillary pressure data. Matrix-block shape factors have been specified for use in simulators that directly enter this variable (see Table 2).

**Single-Block Studies.** The single-block simulation is a study of gas/oil gravity drainage at 4,500 psig [31.0 MPa] for a cubic matrix block with dimensions of  $10 \times 10 \times 10$  ft [ $3.05 \times 3.05 \times 3.05$  m]. One-cell, dual-porosity runs were made for this case. Two runs were reported: the first with a zero fracture capillary pressure and the second with a constant fracture capillary pressure of 0.1 psi [0.69 kPa]. These runs were terminated at 5 years.

\*Now with Reservoir Engineering Research Inst.  
Copyright 1990 Society of Petroleum Engineers

TABLE 1—MATRIX WATER/OIL CAPILLARY PRESSURE DATA

$S_w$	$P_{cwo}$	
	psi	kPa
0.20	1.0	6.89
0.25	0.5	3.45
0.30	0.3	2.07
0.35	0.15	1.03
0.40	0.00	0.00
0.45	-0.2	-1.38
0.50	-1.2	-8.27
0.60	-4.0	-27.0
0.70	-10.0	-68.9
0.75	-40.0	-275.0

TABLE 2—MATRIX-BLOCK SHAPE FACTORS\*

Block Size	Water/Oil Shape Factor			
	ft	m	ft <sup>-2</sup>	m <sup>-2</sup>
5	1.52	1.000	10.76	
10	3.05	0.250	2.69	
25	7.62	0.040	0.43	

\*Ref. 3 gives the basis for selection of the shape factors. Participants were given the choice to use a single shape factor for a given block size for both water/oil and gas/oil cases or different values for the two cases. Some techniques do not use shape factors.

Cross-Sectional Studies. The layer description for the cross-sectional studies is given in Table 3. In all studies, the injection well was at  $l=1$  and the production well at  $l=10$ . Input data for each study are given below.

Depletion. Depletion runs were carried out to a maximum of 10 years or whenever production declined to less than 1 STB/D [0.16 stock-tank m<sup>3</sup>/d]. The production well has a maximum rate of 500 STB/D [80 stock-tank m<sup>3</sup>/d] and was limited by a maximum drawdown of 100 psi [689 kPa]. This well was perforated only in the bottom layer.

Two runs were made: the first with zero fracture capillary pressure and the second with fracture capillary pressure data from Table 4. These data are reported at the bubblepoint pressure of 5,545 psig [38.23 MPa] and were adjusted for the effect of pressure on IFT.

Gas Injection. For these runs, 90% of the gas produced from the previous timestep was reinjected. The injection well was perforated in Layers 1 through 3. The production well was perforated only in Layers 4 and 5 and was constrained by a maximum drawdown of 100 psi [689 kPa]. A maximum rate of 1,000 STB/D [160 m<sup>3</sup>/d] was set. The minimum cutoff rate was 100 STB/D [16 stock-tank m<sup>3</sup>/d].

Two runs were made: the first with zero fracture capillary pressure and the second with fracture capillary pressure data from Table 4 adjusted for the pressure effect.

Water Injection. In this run, water was injected at time zero at a maximum rate of 1,750 STB/D [280 stock-tank m<sup>3</sup>/d] and was constrained by a maximum injection pressure of 6,100 psig [42.06 MPa]. The production rate was set at 1,000 STB/D [160 stock-tank m<sup>3</sup>/d] of total liquid(s) (water and oil). The injection well was perforated in Layers 1 through 5, and the production well was perforated in Layers 1 through 3. A run time of 20 years was reported.

The following data were specified for the two problems to control timestep sizes: maximum saturation change=0.1, maximum pressure change=500 psi [3.45 MPa], and maximum saturation pressure change=500 psi [3.45 MPa]. Maximum timestep increment for the gas- and water-injection cases was set to 0.25 years. Maximum timestep increment for the depletion cases was set to 0.1 year to minimize time truncation error.

#### Reporting Results

For the single-block gas/oil gravity drainage runs, oil recovery vs. time at 0.25-year increments was reported. The following re-

“... reservoir test problems were designed to illustrate some aspects of the physics of multiphase flow in fractured reservoirs and modeling techniques to account for capillary and gravity forces.”

TABLE 3—BASIC DATA

$k_{ma}$ , md	1
$\phi_{ms}$	0.29
$\phi_f$	0.01
$n_x$	10
$n_y$	1
$n_z$	5
$\Delta x$ , ft [m]	200 [61]
$\Delta y$ , ft [m]	1,000 [305]
$\Delta z$ , ft [m]	50 [15.2]
Initial reservoir pressure (1,1,1), psi [MPa]	6,000 [41.37]
z-direction transmissibilities	multiply calculated values by 0.1

Layer	Layer Data		$J^*$ (res bbl-cp)/(D-psi)	
	Effective Fracture Permeability (md)	Block Height		
		ft	m	
1	10	25	7.62	1
2	10	25	7.62	1
3	90	5	1.52	9
4	20	10	3.05	2
5	20	10	3.05	2

\* $q = (k_w)/(B_o)\Delta p$ , where  $\Delta p$  is in psi,  $\mu$  in cp,  $B$  in RB/STB, and  $q$  in STB/D.

TABLE 4—FRACTURE CAPILLARY PRESSURE DATA\*

$S_g$	$P_{cgo}$	
	psi	kPa
0.0	0.0375	0.258
0.10	0.0425	0.293
0.20	0.0475	0.327
0.30	0.0575	0.396
0.40	0.0725	0.500
0.50	0.0880	0.607
0.70	0.1260	0.869
1.0	0.1930	1.331

\*Fracture water/oil capillary pressure is equal to zero. Fracture relative permeability curves are straight lines with zero residuals.  
\*\*At the bubblepoint pressure of 5,545 psig [38.23 MPa].

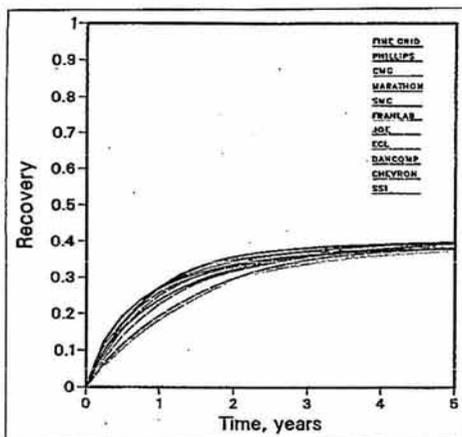


Fig. 1—Recovery vs. time: single block, zero  $P_d$ .

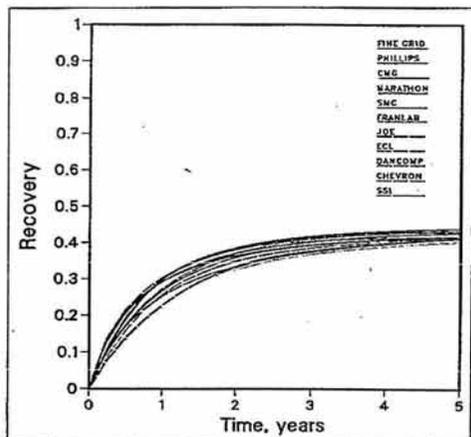


Fig. 2—Recovery vs. time: single block, nonzero  $P_d$ .

sults were reported for the cross-sectional runs.

1. Oil production rate, GOR, and pressure at Gridblock (5,1,1) each year for the depletion and gas-injection runs.

2. Fracture and matrix gas saturations at 2, 5, 10, and 20 years for the column of blocks at  $I=5$  and  $K=1$  through 5 for the gas-injection case with the nonzero fracture capillary pressure.

3. Oil production rate and water cut each year for the water-injection run.

4. Total number of timesteps and global iterations for all runs.

#### Description of Models

The 10 organizations that participated in the Sixth SPE Comparative Solution Project used the models described below.

**Chevron Oil Field Research Co.** Chevron used their naturally fractured reservoir simulator, NFRS, to solve the problems of the Comparative Solution Project. This simulator, based on the methodology outlined in Ref. 12, avoids the use of shape factors by using cylindrical matrix blocks that may be discretized in the  $r$  and  $z$  directions.<sup>9</sup> Fluid exchange between fracture and matrix is allowed through top, bottom, and side faces of the matrix blocks.

Two cells were used to solve the single-matrix problem: one cell contained a gas injector at 0.5 PV/D and the other cell contained a producer at 4,500 psig [31.0 MPa].

A sensitivity analysis showed that vertical discretization of matrix blocks had a strong effect on oil recovery. This effect was strongest in the gas-injection example with zero fracture capillary pressure. As a result of the sensitivity analysis, four matrix-block layers were used in the single-block problem for the depletion and gas-injection cases and the water-injection case was run with undiscretized matrix blocks.

**Computer Modelling Group (CMG).** CMG used the IMEX model, which is both a single-porosity and a dual-porosity/dual-permeability, four-component, adaptive-implicit reservoir simulator. For the dual-porosity option, IMEX allows the discretization of the matrix blocks into subblocks either in the nested format,<sup>10</sup> for the representation of transient effects, or in the layer format, for the representation of gravity effect.<sup>13</sup>

For the problems of this project, the dual-porosity option with the subdomain approach was used to represent the matrix/fracture fluid-transfer calculations. In this model, the matrix block dimensions are entered directly and no shape factor is required. Because the matrix block is discretized, the fluid transfer between the matrix and the fracture is believed to be represented properly by difference equations. Within a given gridblock, gravity segregation is assumed in the fractures. All runs were performed with five subdomain blocks per grid cell. A five-point differencing scheme with single-point upstream-weighted mobility was used.

**Dancomp A/S.** Dancomp A/S used its DANCOMP/RISO simulator for the test examples of the project. This is a three-phase, 3D, isothermal model that can run in either black-oil or compositional modes with a dual-porosity/dual-permeability option.

Space discretization is performed by the integral finite-difference technique to avoid reference to a specific coordinate system. The time-integration method is fully implicit, and the timestep is adjusted automatically to maintain a specified accuracy. The resulting nonlinear system of equations is solved by the Newton-Raphson method. The system of linear equations is solved either by a direct band solver or by an iterative sparse matrix solver.

In the DANCOMP/RISO model, the saturation gradients within the matrix blocks for an imbibition process are taken into account. The imbibition is modeled as a diffusion process with capillary pressure as the driving mechanism.<sup>14</sup> The corresponding diffusion equation is solved either numerically or analytically. Recovery from gas/oil gravity drainage is found by considering (1) matrix blocks above the gas/oil contact (GOC), (2) matrix blocks in the GOC zone, and (3) matrix blocks below the GOC. In water/oil cases, a capillary continuity between adjacent horizontal matrix blocks in the same grid cell is assumed.

**Exploration Consultants Ltd. (ECL).** ECL used the ECLIPSE model in dual-porosity mode. This model required two simulation cells to represent each grid-block volume; one each for the rock matrix and the fracture properties. In the dual-porosity mode, the shape factor in the transfer function term was computed from Eq. 5 of Ref. 1.

ECLIPSE is a fully implicit program and reinjects a fraction of the phase production or reservoir voidage from the current timestep to model pressure-maintenance schemes. This approach has been used in the gas-injection runs rather than reinjecting gas from the previous timestep.

In all the runs, the ECLIPSE iterative solution techniques of nested factorization for the linear equations and Newton's method for the nonlinear equations were used. Drawdown control in ECLIPSE was simulated by converting the maximum drawdown to a maximum liquid rate that may not be exceeded. This target liquid rate was updated at each nonlinear iteration. Limiting the number of iterations for which the target is updated would reduce the number of iterations at the expense of accuracy.

**Franlab.** Franlab used FRAGOR to simulate the test examples. This model is a three-

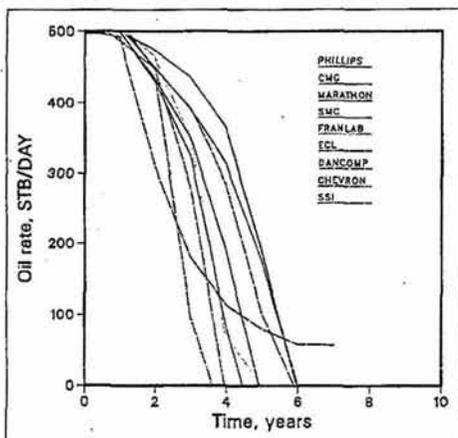


Fig. 3—Oil rate vs. time: depletion, zero  $P_d$ .

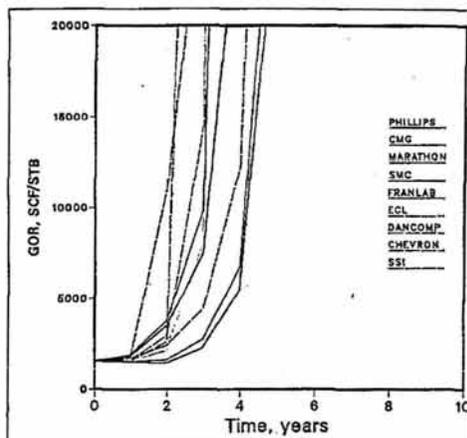


Fig. 4—GOR vs. time: depletion, zero  $P_d$ .

phase, 3D, black-oil, pseudo- and fully-compositional simulator with a dual-porosity/dual-permeability option. Ref. 6 outlines the main features of the model.

The matrix/fracture flows are computed through the six faces of the central block of each cell. Gravity, capillary, and viscous forces are included in the dual-porosity options. Numerical solution schemes, such as fully implicit and adaptive implicit techniques, are available in FRAGOR.

In using the FRAGOR model, Franlab made no attempt to introduce any correction factor or pseudofunctions to correct the effects of an undiscretized matrix block.

**Japan Oil Engineering Co. (JOE).** JOE and Japan Natl. Oil Corp. jointly developed this model. The runs were performed with the fracture/matrix fluid transfer of Ref. 1. The model uses a finite-difference spatial discretization in which flow terms are weighted upstream and applies a fully implicit backward Euler method for the time discretization. Nonlinear iterations are performed with the Newton-Raphson technique. Various options for the matrix/fracture transfer function are currently being tested.

**Marathon Oil Co.** Marathon's fractured simulator is a fully implicit, three-phase, 3D model. Matrix/fracture fluid-transfer functions for each phase are based on the transmissibilities of Ref. 1 with upstream mobilities. In the example problems of the project,  $D_f$  was assumed to be equal to  $D_{ma}$ .

In this simulator, pseudo-capillary-pressure curves were used to simulate the gravity forces.<sup>8</sup> For the gas/oil system, a pseudo fracture capillary pressure was found for each block size that would allow a dual-porosity, single-node model to match oil recovery from a vertical, dual-permeability, fine-grid model. This match was obtained at a constant pressure of 4,500 psig [31.03

MPa]. Matrix capillary pressure was unchanged. For all other pressures, the matrix capillary pressure (adjusted by the IFT ratio) was integrated to determine an equilibrium gas saturation for each block height. Pseudo-IFT ratios for the fracture were calculated at each pressure for each block size such that, when multiplied by the maximum base fracture pseudo capillary pressure, the matrix and fracture capillary pressures would be equal at  $S_{gf}=1$  and  $S_{gma}=S_{ge}$ .  $S_{ge}$  is the equilibrium matrix gas saturation determined by integration of the capillary pressure curve at each pressure and for each matrix block height. This procedure was used for both the zero- and non-zero-fracture-capillary-pressure cases.

For the water/oil case, pseudo fracture capillary pressures were developed for each matrix block size at 6,000 psig [41.37 MPa] such that a dual-porosity model would give the recovery as determined from fine-grid simulations.

For both water/oil and gas/oil cases, the matrix shape factor was computed from  $\sigma = 12/L_{ma}^2$ .

**Phillips Petroleum Co.** Phillips' simulator is a fully implicit, 3D, three-phase, single- or dual-porosity model. For dual-porosity simulations, primary flow in the reservoir occurs within the fractures with local exchange of fluids between the fracture system and matrix blocks. The matrix/fracture transfer term is based on an extension of the equation developed by Warren and Root<sup>15</sup> and accounts for capillary pressure, gravity, and viscous forces. Matrix unknowns are implicitly evaluated as a function of fracture unknowns. The matrix/fracture flow equation accurately matches detailed simulations of multiphase flow processes.

Provisions are included for modeling the gravity term, for properly calculating relative permeabilities as a function of both up- and downstream conditions and hysteresis,

and for evaluating the appropriate shape factor depending on the environment of the fracture system.

**Simulation and Modelling Consultancy Ltd. (SMC).** SMC's three-phase, 3D GENESYS simulator is designed to model both fractured and unfractured petroleum reservoirs.

In addition to the viscous and capillary forces, the matrix/fracture exchange terms<sup>5</sup> handle gravity forces with different results depending on matrix block size or matrix block connections. The exchange terms and gravity forces within the exchange terms simulate the behavior of a single matrix block surrounded by fractures that might contain different fluids. Gravity forces were internally calculated as functions of saturation.<sup>5</sup>

Several different choices of discretized time-solution techniques are available in GENESYS. Various sequential and implicit pressure, explicit saturation solutions are obtained as simplified versions of the fully implicit technique. Ref. 16 provides the details of the conservation equations and the solution techniques.

**Scientific Software-Intercomp (SSI)** used SIMBEST II for this project. This simulator was designed to expand traditional black-oil simulation to include dual-porosity and pseudocompositional behavior. In the dual-porosity option, the fluids-transfer flow is currently modeled through a formulation described in Ref. 1.

SIMBEST II allows automatic accounting of phase pressure differences between the matrix and fracture when the matrix is subjected to capillary equilibrium and the fracture is in vertical equilibrium. Well unknowns are normally treated fully implicitly at all times in SIMBEST II, but for expediency of implementation of the constant-drawdown constraint specified for

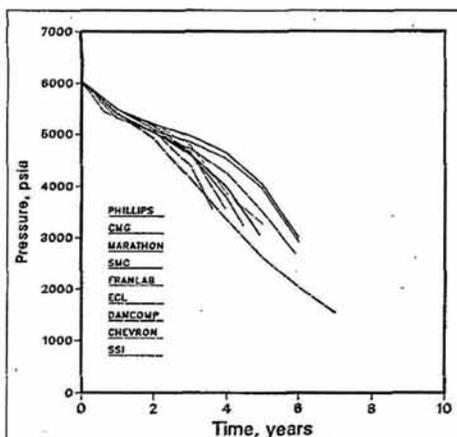


Fig. 5—Pressure vs. time: depletion, zero  $P_{cr}$ .

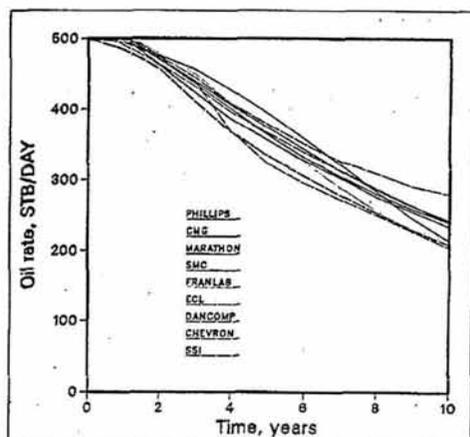


Fig. 6—Oil rate vs. time: depletion, nonzero  $P_{cr}$ .

this project, they were modeled explicitly at each nonlinear iteration. As a result, more than twice as many nonlinear iterations were required than would have been the case for other well operating constraints.

SIMBEST II uses both fully and adaptive-implicit nonlinear formulations. For solving the sets of linear equations within each linear iteration, either D-4 Gaussian elimination or a conjugate-gradient iterative solution package can be selected.

SIMBEST II does not have a pressure-dependent gas/oil capillary pressure option. Gas/oil capillary pressures at 4,000 psig [27.60 MPa] were used for the gas injection and depletion runs.

### Comparison of Results

In line with the tradition of previous SPE Comparative Solution Projects,<sup>17-21</sup> a

minimum of commentary is presented on the results submitted by the 10 participants of this project.

**Single-Block Results.** Figs. 1 and 2 show the results of single-cell, dual-porosity simulations by all 10 participants and the results of a fine-grid, single-porosity simulation. Fine-grid simulations give a recovery of 40 and 44% when  $P_{cr}=0$  and 0.1 psi [0 and 0.69 kPa], respectively, at the 5-year termination. Note that at the end of 5 years, the results of the dual-porosity simulations for all the participants are close to the single-porosity fine-grid simulation.

**Cross-Sectional Results. Depletion.** Figs. 3 through 5 present oil production rate, produced GOR, and pressure as a function of time for the run with zero fracture capillary

pressure. Figs. 6 and 7 show oil production rate and GOR plots for runs that used fracture capillary pressures based on the adjusted data of Table 4 (SSI used gas/oil capillary pressure data at 4,000 psi [27.58 MPa]). With few exceptions, most models show similar trends in the reported results. Comparison of the results for zero and nonzero fracture capillary pressure clearly indicates that capillary continuity has a major influence on the produced GOR and reservoir pressure (reservoir pressure plot for the nonzero-fracture-capillary-pressure run is not shown).

**Reinjection.** Figs. 8 and 9 show oil production rate and produced GOR as a function of time for the gas-injection case when 90% of the produced gas is reinjected. These figures are based on the assumption of zero fracture capillary pressure. Figs. 10 and 11

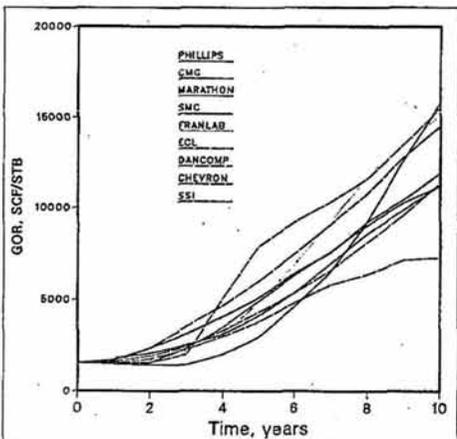


Fig. 7—GOR vs. time: depletion, nonzero  $P_{cr}$ .

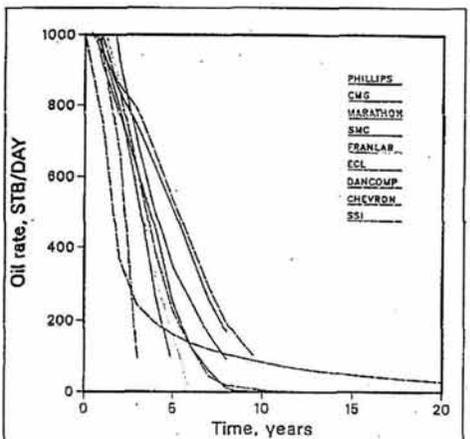


Fig. 8—Oil rate vs. time: gas reinjection, zero  $P_{cr}$ .

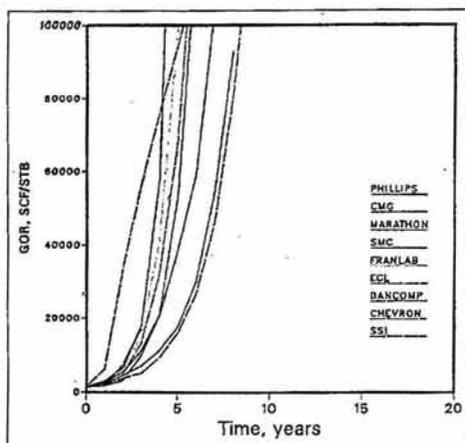


Fig. 9—GOR vs. time: gas reinjection, zero  $P_{cf}$ .

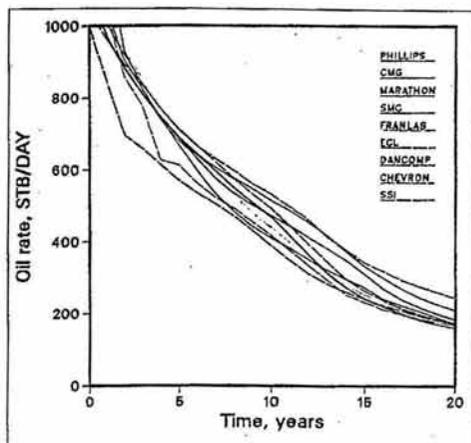


Fig. 10—Oil rate vs. time: gas reinjection, nonzero  $P_{cf}$ .

show results for the case of nonzero fracture capillary pressure. As in the depletion runs, a noticeable variation exists between the results of the nine participants.

The reinjection runs also indicate a strong influence of fracture capillary pressure on the results. Table 5 presents the fracture and matrix gas saturations for all layers at  $t=5$  for the run with nonzero fracture capillary pressure. Note that a substantial variation of fracture saturation exists in the top layers at 2 years.

**Water Injection.** Fig. 12 shows the oil production rate and water cut as functions of time for the water-injection test example. Unlike the previous runs, the results from all participants are in general agreement.

**Timesteps and Iterations.** Table 6 lists the number of timesteps and global iterations

reported by the nine companies who participated in the cross-sectional runs.

### Concluding Remarks

The two projects for this comparative solution project for dual-porosity models of fractured reservoirs were selected to illustrate specific aspects of multiphase flow in fractured porous media. The conventional dual-porosity concept, however, does not model processes such as reinfiltration.<sup>22,23</sup>

The comparison of solutions from various participants indicates that for some examples, there is a noticeable difference in the results. Different formulations for matrix/fracture exchange is the main reason for this difference. The difference between the cases with zero and nonzero fracture capillary pressure indicates the need for further development of the physics and numer-

ical modeling of naturally fractured petroleum reservoirs.

Most of the current techniques in dual-porosity simulation are represented in the results of the participants of this project. We believe that results based on various techniques will be of value in further enhancement of fractured reservoir simulation technology.

### Nomenclature

- $B$  = FVF
- $D_f$  = depth of fracture
- $D_{ma}$  = depth of matrix
- $I$  = gridblock index in  $x$  direction
- $J$  = gridblock index in  $y$  direction
- $k$  = permeability
- $k_f$  = effective fracture permeability

(To Page 762)

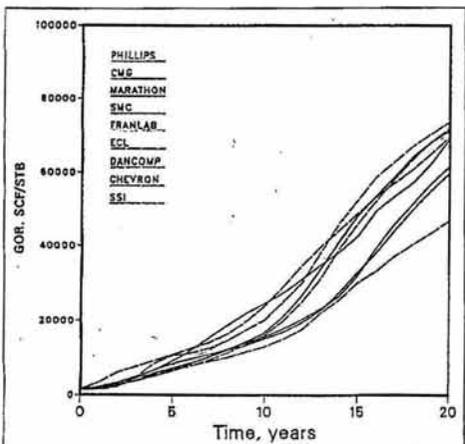


Fig. 11—GOR vs. time: gas reinjection, nonzero  $P_{cf}$ .

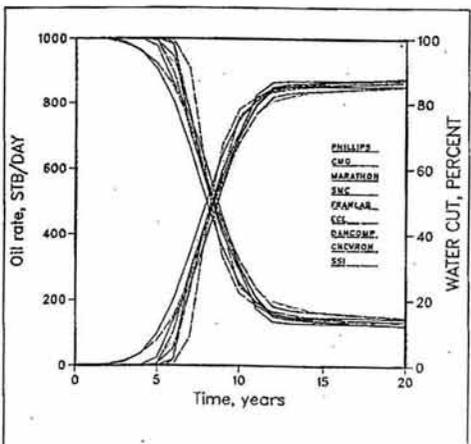


Fig. 12—Oil rate and water cut vs. time: water injection.

TABLE 5—CROSS-SECTIONAL GAS REINJECTION NONZERO- $P_{cf}$  RESULTS\*

Time (years)	Layer	Phillips		CMG		SMC		Marathon		Franlab		ECL		Chevron		SSI		Dancomp	
		$S_{gf}$	$S_{gma}$																
2	1	0.194	0.094	0.384	0.111	0.245	0.111	0.617	0.102	0.249	0.090	0.282	0.124	0.065	0.093	0.897	0.076	0.333	0.093
	2	0.174	0.083	0.212	0.061	0.210	0.094	0.519	0.080	0.145	0.068	0.218	0.094	0.078	0.097	0.849	0.062	0.198	0.069
	3	0.146	0.048	0.100	0.034	0.175	0.044	0.144	0.063	0.087	0.065	0.145	0.041	0.135	0.058	0.344	0.029	0.109	0.042
	4	0.022	0.014	0.019	0.041	0.026	0.025	0.004	0.060	0.010	0.030	0.017	0.031	0.008	0.047	0.009	0.035	0.009	0.031
	5	0.017	0.012	0.017	0.039	0.020	0.024	0.003	0.059	0.008	0.028	0.013	0.031	0.007	0.045	0.007	0.034	0.007	0.030
5	1	0.566	0.284	0.650	0.273	0.573	0.290	0.679	0.249	0.665	0.251	0.603	0.295	0.679	0.268	0.789	0.191	0.590	0.270
	2	0.514	0.255	0.595	0.229	0.520	0.261	0.625	0.221	0.610	0.225	0.531	0.256	0.652	0.263	0.754	0.172	0.536	0.231
	3	0.407	0.151	0.454	0.137	0.418	0.168	0.470	0.165	0.453	0.169	0.379	0.144	0.493	0.156	0.505	0.113	0.393	0.142
	4	0.021	0.009	0.049	0.037	0.025	0.012	0.023	0.095	0.025	0.039	0.023	0.023	0.067	0.037	0.019	0.059	0.020	0.027
	5	0.014	0.007	0.038	0.037	0.015	0.011	0.014	0.095	0.015	0.034	0.014	0.022	0.023	0.035	0.011	0.058	0.013	0.026
10	1	0.820	0.436	0.805	0.413	0.873	0.433	0.809	0.396	0.853	0.387	0.871	0.429	0.855	0.400	0.889	0.301	0.843	0.428
	2	0.791	0.413	0.788	0.382	0.830	0.418	0.780	0.371	0.827	0.370	0.829	0.412	0.835	0.390	0.871	0.286	0.773	0.409
	3	0.718	0.334	0.721	0.366	0.824	0.412	0.825	0.360	0.851	0.410	0.791	0.403	0.868	0.418	0.867	0.400	0.681	0.365
	4	0.025	0.004	0.068	0.023	0.122	0.005	0.242	0.089	0.200	0.032	0.083	0.011	0.185	0.019	0.262	0.064	0.032	0.021
	5	0.008	0.002	0.027	0.023	0.007	0.003	0.012	0.055	0.010	0.011	0.008	0.007	0.009	0.015	0.010	0.058	0.013	0.014
20	1	1.000	0.513	0.994	0.508	1.000	0.483	0.992	0.482	0.990	0.468	1.000	0.485	0.995	0.468	0.970	0.400	0.966	0.522
	2	1.000	0.508	0.990	0.501	1.000	0.480	0.982	0.475	0.988	0.464	1.000	0.481	0.994	0.464	0.964	0.393	0.962	0.519
	3	1.000	0.464	0.998	0.463	1.000	0.468	0.997	0.439	0.998	0.453	1.000	0.465	0.999	0.447	0.986	0.448	0.956	0.530
	4	0.527	0.173	0.528	0.170	0.605	0.284	0.770	0.309	0.656	0.309	0.570	0.279	0.619	0.276	0.760	0.290	0.410	0.140
	5	0.007	0.001	0.040	0.013	0.059	0.001	0.060	0.032	0.093	0.003	0.027	0.002	0.008	0.076	0.062	0.047	0.023	0.008

\*Saturations at (5,1,1 through 5).

### Sixth SPE Comparative Solution Project: Dual-Porosity Simulators

(From Page 715)

- $k_{ma}$  = matrix permeability
- $k_r$  = relative permeability
- $K$  = gridblock index in z direction
- $L_{ma}$  = length of matrix block
- $n_x$  = number of gridblocks in x direction
- $n_y$  = number of gridblocks in y direction
- $n_z$  = number of gridblocks in z direction
- $\Delta p$  = drawdown, psi
- $P_{cf}$  = fracture capillary pressure
- $P_{cfo}$  = gas/oil fracture capillary pressure
- $P_{cwo}$  = water/oil capillary pressure (matrix)
- $r$  = radial distance from center of a cylindrical gridblock
- $S_{ge}$  = equilibrium matrix gas saturation, fraction
- $S_{gf}$  = fracture gas saturation, fraction

- $S_{gma}$  = matrix gas saturation
- $S_w$  = water saturation
- $\Delta x$  = grid-cell dimension in x direction
- $\Delta y$  = grid-cell dimension in y direction
- $z$  = vertical distance for a cylindrical gridblock
- $\Delta z$  = grid-cell dimension in z direction
- $\mu$  = viscosity
- $\sigma$  = shape factor
- $\phi_f$  = fracture porosity
- $\phi_{ma}$  = matrix porosity

#### Acknowledgments

We express our appreciation to the organizations that participated in this project. We also thank T.N. Dixon and R.G. Pierson for their assistance in setting up the example problems and processing results.

#### References

1. Gilman, J. and Kazemi, H.: "Improvements in Simulation of Naturally Fractured Reservoirs," *SPEJ* (Aug. 1983) 675-707.
2. Kazemi, H. et al.: "Numerical Simulation of Water-Oil Flow in Naturally Fractured Reservoirs," *SPEJ* (Dec. 1976) 317-26; *Trans., AIME*, 261.

3. Thomas, L.K., Dixon, T.N., and Pierson, R.G.: "Fractured Reservoir Simulation," *SPEJ* (Feb. 1983) 42-54.
4. Litvak, B.L.: "Simulation and Characterization of Naturally Fractured Reservoirs," *Proc., Reservoir Characterization Technical Conference*, Dallas, Academic Press, New York City (1985).
5. Souier, F., Bouillard, F., and Blaskovich, F.T.: "Numerical Simulation of Naturally Fractured Reservoirs," *SPEJ* (Nov. 1988) 1114-22.
6. Quandalle, P. and Sabathier, J.C.: "Typical Features of a New Multipurpose Reservoir Simulator," *SPEJ* (Nov. 1989) 475-80.
7. Dean, R.H. and Lo, L.L.: "Simulations of Naturally Fractured Reservoirs," *SPEJ* (May 1988) 638-48.
8. Rossen, R.H. and Shen, E.I.: "Simulation of Gas/Oil Drainage and Water/Oil Imbibition in Naturally Fractured Reservoirs," *SPEJ* (Nov. 1989) 464-70; *Trans., AIME*, 287.
9. Saidi, A.M.: "Simulation of Naturally Fractured Reservoirs," paper SPE 12270 presented at the 1983 SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Francisco, Nov. 16-18.
10. Pruess, K. and Narasimhan, T.N.: "A Practical Method for Modeling Fluid and Heat

TABLE 6—TOTAL NUMBER OF TIMESTEPS AND GLOBAL ITERATIONS

Company	Depletion, Zero $P_{cfo}$		Depletion, Nonzero $P_{cfo}$		Reinjection, Zero $P_{cfo}$		Reinjection, Nonzero $P_{cfo}$		Water Injection	
	Steps	Iterations	Steps	Iterations	Steps	Iterations	Steps	Iterations	Steps	Iterations
Phillips	48	116	103	215	42	114	86	209	92	185
CMG	63	239	103	392	48	317	94	535	100	215
SMC	53	265	91	455	149	745	280	1,400	170	550
Marathon	66	140	106	290	34	119	91	444	96	260
Franlab	60	200	114	344	85	129	199	306	100	240
ECL	63	275	103	369	88	397	87	516	134	383
Chevron	36	196	104	495	22	228	89	576	88	540
SSI	75	308	106	424	106	424	96	384	100	400
Dancomp	50	260	111	359	273	1,201	576	2,499	750	1,505

Flow in Fractured Porous Media," *SPEJ* (Feb. 1985) 14-26.

11. Horie, T., Firoozabadi, A., and Ishimoto, K.: "Laboratory Studies of Capillary Interaction in Fracture/Matrix Systems," paper SPE 18282 presented at the 1988 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Oct. 2-5.
12. Chen, W.H., Wasserman, M.L., and Fitzmarris, R.E.: "A Thermal Simulator for Naturally Fractured Reservoirs," paper SPE 16008 presented at the 1987 SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Feb. 1-4.
13. Gilman, J.R.: "An Efficient Finite-Difference Method for Simulating Phase Segregation in Matrix Blocks in Double-Porosity Reservoirs," *SPEE* (July 1986) 403-13; *Trans., AIME*, 282.
14. Beckner, B.L., Firoozabadi, A., and Aziz, K.: "Modeling Transverse Imbibition in Double-Porosity Simulators," paper SPE 17414 presented at the 1988 SPE California Regional Meeting, Long Beach, March 23-25.
15. Warren, J.E. and Root, P.J.: "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs," *SPEJ* (Sept. 1963) 245-55.
16. Sonier, F. and Eymard, R.: "A New Simulator for Naturally Fractured Reservoirs," paper SPE 16006 presented at the 1987 SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Feb. 1-4.
17. Odeh, A.S.: "Comparison of Solutions to a Three-Dimensional Black-Oil Reservoir Simulation Problem," *JPT* (Jan. 1981) 13-25.
18. Weinstein, H.G., Chapplear, J.E., and Nolen, J.S.: "Second Comparative Solution Project: A Three-Phase Coning Study," *JPT* (March 1986) 345-53.
19. Kenyon, D.E. and Behie, G.A.: "Third SPE Comparative Solution Project: Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoirs," *JPT* (Aug. 1987) 981-98.
20. Aziz, K., Ramesh, A.B., and Woo, P.T.: "Fourth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Steam Injection Simulators," *JPT* (Dec. 1987) 1576-84.
21. Killough, J. and Kossack, C.: "Fifth SPE Comparative Solution Project: Evaluation of Miscible Flood Simulators," paper SPE 16000 presented at the 1987 SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Feb. 1-4.
22. du Prey, E.L.: "Cascade Drainage of Blocks in a Fractured Reservoir," *Rev. Inst. Français du Pétrole* (Jan.-Feb. 1976) 173-78.
23. Saidi, A.M., Tehrani, D.H., and Wit, K.: "Mathematical Simulation of Fractured Reservoirs Performance Based on Physical Model Experiments," *Proc., 10th World Pet. Cong., Bucharest* (1979).

#### Appendix—Participants in the Sixth SPE Comparative Solution Project

Chevron Oil Field Research Co.  
P.O. Box 446  
La Habra, CA 90633, U.S.A.

Computer Modelling Group  
3512-33 St. N.W.  
Calgary, Alta., Canada T2L 2A6

Dancomp A/S  
Bregnerodvej 132  
DK-3460 Birkerød, Denmark

Exploration Consultants Ltd.  
Highlands Farm  
Henley-on-Thames, England

Franlab  
Rue Albert Einstein  
Sophia Antipolis  
P.O. Box 14  
06561 Valbonne Cedex, France

Japan Oil Engineering Co.  
Riccicar Bldg., 2-1  
Ginza, 6-Chome, Chuo-ku  
Tokyo, Japan

Marathon Oil Co.  
P.O. Box 269  
Littleton, CO 80160-0269, U.S.A.

Phillips Petroleum Co.  
141 Geoscience Bldg.  
Bartlesville, OK 74004, U.S.A.

Scientific Software-Intercomp  
1801 California St., 3rd Floor  
Denver, CO 80202-2699, U.S.A.

Simulation and Modelling Consultancy Ltd.  
Crown House, 9th Floor, London Rd.  
Morden, Surrey SM4 5DX, England

#### SI Metric Conversion Factors

bbl × 1.589 873	E-01 = m <sup>3</sup>
cp × 1.0*	E-03 = Pa·s
md × 9.869 233	E-04 = μm <sup>2</sup>
psi × 6.894 757	E+00 = kPa

\*Conversion factor is exact.

#### Provenance

Original SPE manuscript, Sixth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Dual-Porosity Simulators, received for review Feb. 6, 1989. Paper accepted for publication March 16, 1990. Revised manuscript received Feb. 12, 1990. Paper (SPE 18741) first presented at the 1989 SPE Symposium on Reservoir Simulation held in Houston, Feb. 6-8.

JPT

#### Authors



Firoozabadi



Thomas

Abbas Firoozabadi is senior scientist and director of the Reservoir Engineering Research Inst. in Palo Alto, CA, with interests in fractured petroleum reservoirs, phase behavior, and gas engineering. He previously was senior researcher and manager of the EOR Research Center at the Natl. Iranian Oil Co., a petroleum engineering faculty member at Stanford U., and research adviser with Norsk Hydro A/S. He holds a PhD degree in gas engineering from the Illinois Inst. of Technology. Firoozabadi was a member of the 1989 Forum Series Committee and the 1989 Reservoir Simulation Symposium program committee. He has been a member of the Editorial Review Committee since 1986. L. Kent Thomas, manager of production sciences in the Drilling & Production Div. of Phillips Petroleum Co. in Bartlesville, OK, has written numerous papers on reservoir simulation and engineering. He holds a PhD degree in chemical engineering from the U. of Michigan. Thomas was a member of the Textbook and Meetings committees during 1983-86. He served on the 1989 Reservoir Simulation Symposium program committee and has served on the Forum Series Committee since 1988, chairing it during 1988-89. Thomas is currently a member of the Lester C. Uren Award Committee.

SINGLE BLOCK - ZERO P<sub>cf</sub>

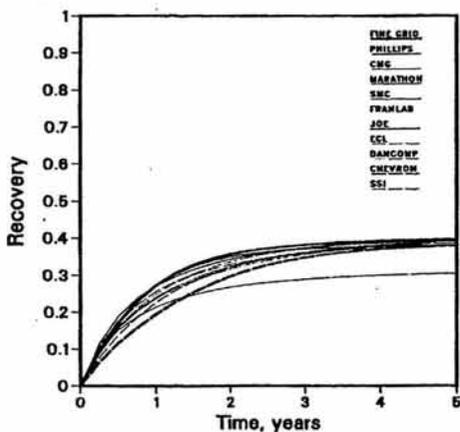


Fig. 1—Recovery vs. time, single block—Zero P<sub>cf</sub>.

SINGLE BLOCK - NON ZERO P<sub>cf</sub>

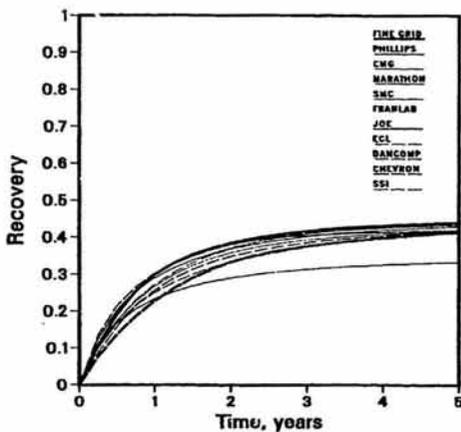


Fig. 2—Recovery vs. time, single block—Non-Zero P<sub>cf</sub>.

DEPLETION - ZERO P<sub>cf</sub>

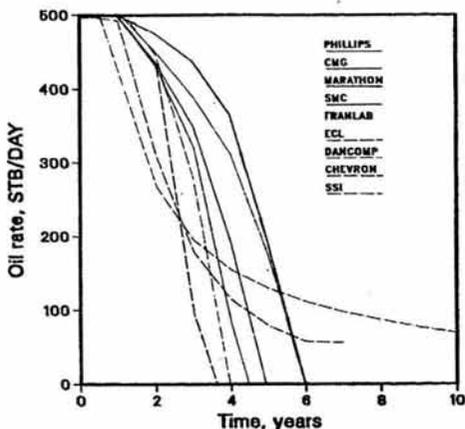


Fig. 3—Oil rate vs. time, depletion—Zero P<sub>cf</sub>.

DEPLETION - ZERO P<sub>cf</sub>

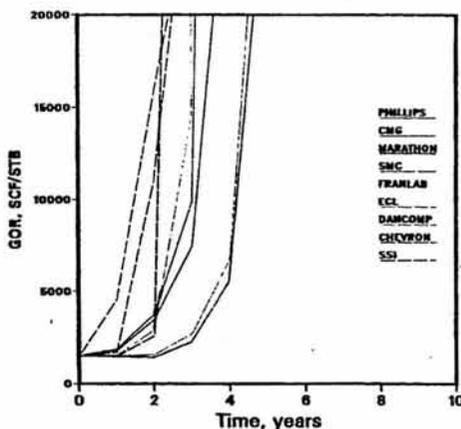


Fig. 4—Gas/oil ratio vs. time, depletion—Zero P<sub>cf</sub>.

DEPLETION - ZERO PCF

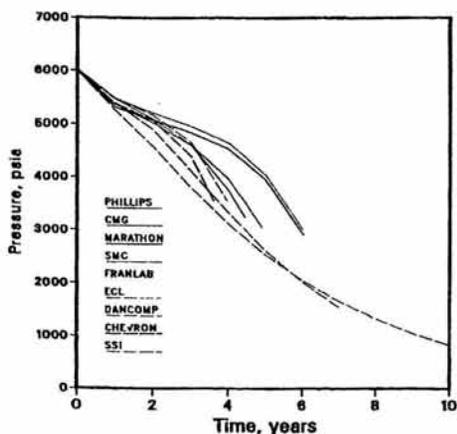


Fig. 5—Pressure vs. time, depletion—Zero  $P_{cf}$ .

DEPLETION - NON ZERO PCF

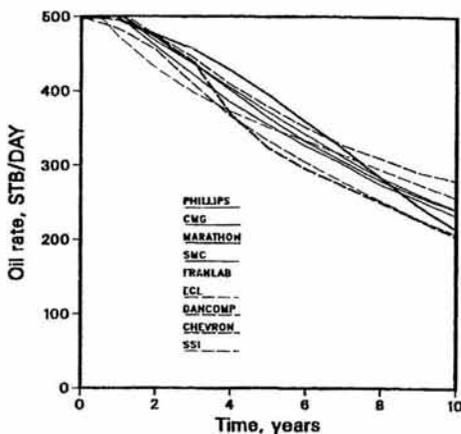


Fig. 6—Oil rate vs. time, depletion—Non-Zero  $P_{cf}$ .

DEPLETION - NON ZERO PCF

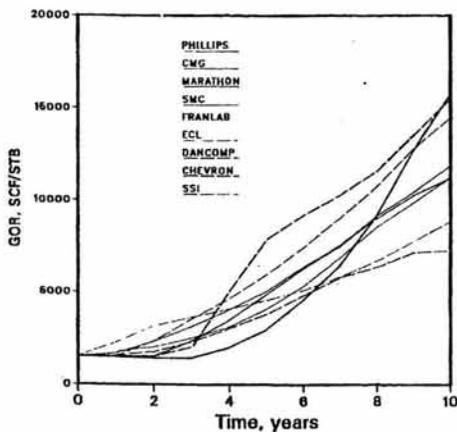


Fig. 7—Gas/oil ratio vs. time, depletion—Non-Zero  $P_{cf}$ .

DEPLETION - NON ZERO PCF

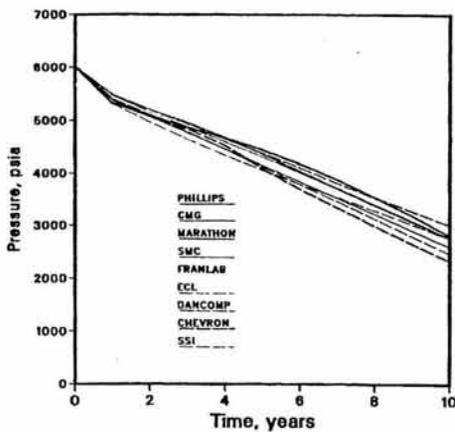


Fig. 8—Pressure vs. time, depletion—Non-Zero  $P_{cf}$ .

REINJECTION - ZERO PCF

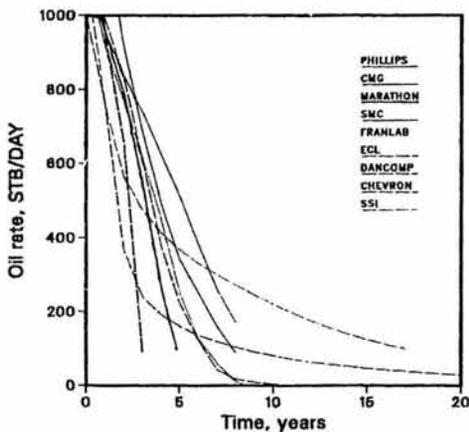


Fig. 9—Oil rate vs. time, gas reinjection—Zero  $P_{cf}$ .

REINJECTION - ZERO PCF

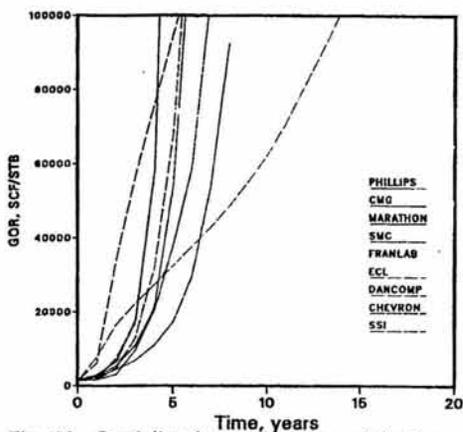


Fig. 10—Gas/oil ratio vs. time, gas reinjection—Zero  $P_{cf}$ .

REINJECTION - ZERO PCF

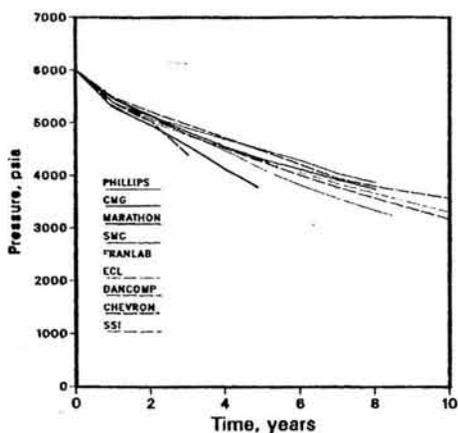


Fig. 11—Pressure vs. time, gas reinjection—Zero  $P_{cf}$ .

REINJECTION - NON ZERO PCF

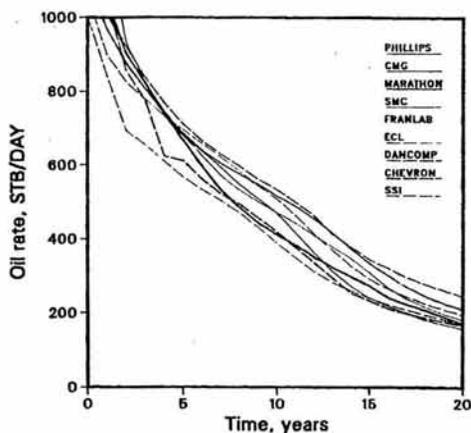


Fig. 12—Oil rate vs. time, gas reinjection—Non-Zero  $P_{cf}$ .

### REINJECTION - NON ZERO P<sub>cf</sub>

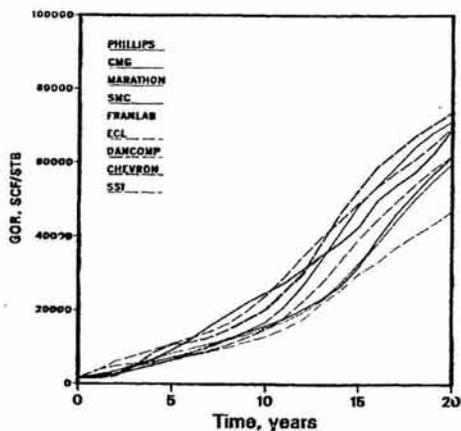


Fig. 13—Gas/oil ratio vs. time, gas reinjection—  
Non-Zero P<sub>cf</sub>.

### REINJECTION - NON ZERO P<sub>cf</sub>

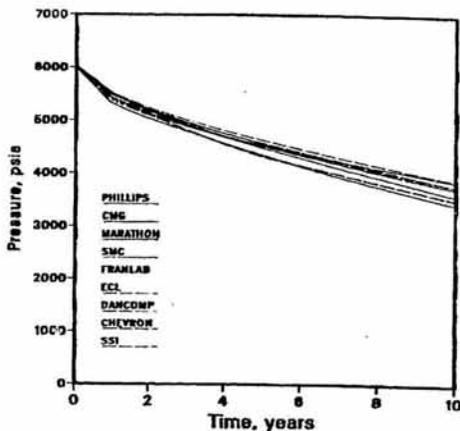


Fig. 14—Pressure vs. time, gas reinjection—  
Non-Zero P<sub>cf</sub>.

### WATER INJECTION

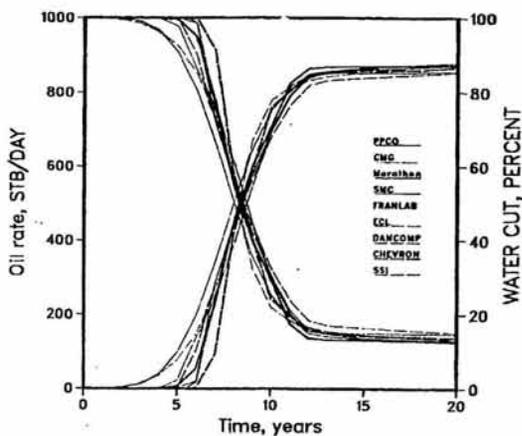


Fig. 15—Oil rate and water cut vs. time, water  
injection.