

10
2ej.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**SIMULACION NUMERICA DE PRUEBAS DE
DESPLAZAMIENTO REALIZADAS EN EL
LABORATORIO DE NUCLEOS NATURALMENTE
FRACTURADOS.**

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
MARIA DE JESUS CORREA LOPEZ



MEXICO, D. F.

1997.



Universidad Nacional
Autónoma de México



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
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-005

SRITA. MARIA DE JESUS CORREA LOPEZ
Presente

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

**SIMULACION NUMERICA DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO REALIZADAS EN EL
LABORATORIO DE NUCLEOS NATURALMENTE FRACTURADOS**

- I** RESUMEN
- II** INTRODUCCION
- III** ECUACIONES Y MODELOS PARA DETERMINAR LAS PROPIEDADES
PETROFISICAS DE ROCAS NATURALMENTE FRACTURADAS
- IV** METODO EXPERIMENTAL PARA DETERMINAR LAS PROPIEDADES
PETROFISICAS DE MUESTRAS DE ROCA CON POROSIDAD SECUNDARIA
- V** MODELOS DE SIMULACION NUMERICA DE NUCLEOS
- V** AJUSTE DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN UNA MUESTRA DE ROCA
CON POROSIDAD SECUNDARIA, MEDIANTE SIMULACION NUMERICA
- VI** CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- NOMENCLATURA
- BIBLIOGRAFIA
- APENDICES

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 HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 8 de enero de 1997
EL DIRECTOR


ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLÍS

JMCS*RLR*sg.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

MARIA DE JESUS CORREA LOPEZ

Núm de Cta. 8706203-0

**SIMULACION NUMERICA DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO
REALIZADAS EN EL LABORATORIO DE NUCLEOS NATURALMENTE
FRACTURADOS**

JURADO:

Ing. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS
(Presidente)

Mtro. RAFAEL HERRERA GOMEZ
(Vocal)

Ing. SALVADOR MACIAS HERRERA
(Secretario)

Ing. MARIO BECERRA ZEPEDA
(1er Suplente)

Dr. NESTOR MARTINEZ ROMERO
(2do Suplente)

INDICE

RESUMEN	1
CAPITULO I.	1
INTRODUCCION	1
OBJETIVO:	3
CAPÍTULO 2	4
ECUACIONES Y MODELOS PARA DETERMINAR LAS PROPIEDADES PETROFISICAS DE ROCAS NATURALMENTE FRACTURADAS	4
2.1 POROSIDAD	4
2.1.1 DOBLE POROSIDAD	5
2.1.2 DESCRIPCIÓN CUALITATIVA DE LA POROSIDAD SECUNDARIA SEGÚN WALDSCHMITT	6
2.1.3 EVALUACIÓN EMPÍRICA DE LA POROSIDAD DE FRACTURA	7
2.1.4 POROSIDAD DE LA FRACTURA A PARTIR DEL ANÁLISIS DE UNA SECCIÓN DELGADA	8
2.2 PERMEABILIDAD	9
2.2.1 PERMEABILIDAD DEL SISTEMA MATRIZ-FRACTURA	9
2.2.2 PERMEABILIDAD A PARTIR DE PRUEBAS DE POZO	10
Modelo de Kazemí	10
Modelo de Warren y Root	11
2.2.3 MODELOS SIMPLIFICADOS	12
Caso de una sola fractura	12
Caso de múltiples fracturas	12
2.3 PERMEABILIDAD RELATIVA DE FRACTURA	15
2.3.1 PERMEABILIDAD RELATIVA DE ROCAS VUGULARES Y ROCAS FRACTURADAS.	15
2.3.2 MODELO DE ERLICH	16
2.3.3 CONCEPTO DE BRAESTER	17
2.3.4 MODELO CÚBICO A TRAVÉS DE UNA SECCIÓN MATRIZ-FRACTURA (MODELO DE TORSÆTER)	18
2.4 COMPRESIBILIDAD	19
2.4.1 COMPRESIBILIDAD EFECTIVA EN UN YACIMIENTO FRACTURADO	20
2.4.2 COMPRESIBILIDAD DEL VOLUMEN DE FRACTURA	21
CAPÍTULO 3.	23
MÉTODO EXPERIMENTAL PARA DETERMINAR LAS PROPIEDADES PETROFISICAS DE UNA MUESTRA DE ROCA CON POROSIDAD SECUNDARIA	23
3.1 DETERMINACIÓN DE LA POROSIDAD DE MATRIZ Y LA POROSIDAD DE FRACTURA EN EL LABORATORIO	24
3.2 DETERMINACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD DE MATRIZ Y LA COMPRESIBILIDAD DE FRACTURA EN EL LABORATORIO	26
3.3 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD DE LA MATRIZ Y DE LA FRACTURA EN EL LABORATORIO	27
Permeabilidad al Gas	27
Permeabilidad Absoluta al Agua o Aceite de Formación	30
3.4 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA EN EL LABORATORIO	31

INDICE

Suposiciones del método de Jhonson:	32
Procedimiento	32
Permeabilidades relativas en rocas heterogéneas	33
CAPÍTULO 4	35
MODELOS DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE NÚCLEOS	35
4.1 MODELO HOMOGÉNEO	35
4.2 MODELO HOMOGÉNEO-FRACTURADO	40
4.3 MODELO VUGULAR	47
4.4 MODELO FRACTURADO (DE DOBLE POROSIDAD)	51
4.4.1 MODELO DE DOBLE POROSIDAD	52
CAPÍTULO 5.	60
AJUSTE DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN UNA MUESTRA DE ROCA CON POROSIDAD SECUNDARIA, MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA	60
5.1 DESCRIPCIÓN PETROGRÁFICA DE LA MUESTRA 1	60
5.2 MODELADO	61
CAPITULO 6	68
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	68
NOMENCLATURA	
BIBLIOGRAFIA	
APENDICE A	

TABLA DE FIGURAS

	Pág.
<u>CAPITULO 2</u>	
Fig. 2.1. Representación simplificada de la porosidad	(5)
Fig. 2.2. Bloque de matriz en una sola fractura (Fractura 1 ($\alpha = 0$), Fractura 2($\alpha \neq 0$))	(10)
Fig. 2.3. Flujo radial hacia el pozo	(11)
Fig. 2.4 Permeabilidad relativa matriz-fractura (Braester)	(13)
Fig. 2.5 Permeabilidad relativa del végulo (Muppler)	(16)
Fig. 2.6. Modelo fractura-végulo. A. Tipo de red y factor de probabilidad P. B. Matriz y fractura-végulo, caso de $f = 0.5$ (Ertlich)	(17)
<u>CAPITULO 3</u>	
Fig. 3.1. Sistema de medición de permeabilidades, de izquierda a derecha bomba de alta presión, celda básica de pruebas, tablero de módulos de permeabilidad y acumulador de alta presión	(25)
Fig. 3.2. Porosidad efectiva de matriz y de fractura	(26)
Fig. 3.3. Diagrama de muestra ensamblado	(28)
<u>CAPITULO 4</u>	
Fig. 4.1. Malla de simulación de $6 \times 6 \times 7$; "X" es la dirección de flujo	(36)
Fig. 4.2a. Sensibilidad de la malla en la dirección de "X", (comportamiento de producción)	(37)
Fig. 4.2b. Sensibilidad de la malla en la dirección de "X", (flujo fraccional)	(37)
Fig. 4.3a. Sensibilidad de la malla en la dirección "Y" (comportamiento de producción)	(38)
Fig. 4.3b. Sensibilidad de la malla en la dirección de "Y", (flujo fraccional)	(38)
Fig. 4.4a. Sensibilidad de la malla en la dirección de "Z", (comportamiento de producción)	(39)
Fig. 4.4b. Sensibilidad de la malla en la dirección de "Z", (flujo fraccional)	(39)
Fig. 4.5. Malla de simulación de $11 \times 3 \times 3$; (Modelo homogéneo-fracturado), "X" dirección de flujo	(41)
Fig. 4.6a. Sensibilidad de la malla en la dirección de "Z", (comportamiento de producción)	(41)
Fig. 4.6b. Sensibilidad de la malla en la dirección de "X", (flujo fraccional)	(42)
Fig. 4.7. Permeabilidad relativa de la matriz (Izquierda), Permeabilidad relativa de fractura (Derecha), (Modelo homogéneo-fracturado)	(44)

Fig. 4.8a. Sensibilidad de la permeabilidad relativa en el comportamiento de producción (modelo homogéneo-fracturado)	(45)
Fig. 4.8b. Sensibilidad de la permeabilidad relativa en el flujo fraccional (modelo homogéneo-fracturado)	(45)
Fig. 4.8c. Ajuste del comportamiento de producción. (modelo homogéneo-fracturado)	(46)
Fig. 4.8c. Ajuste de flujo fraccional, (modelo homogéneo-fracturado)	(46)
Fig. 4.9. Malla de simulación de 12 x 12 x 9, "X" es la dirección de flujo (modelo vulgar)	(47)
Fig. 4.10. Distribución de los vógelos analizados	(48)
Fig. 4.11a. Comportamiento de producción, modelo vulgar.	(49)
Fig. 4.11b. Flujo fraccional (modelo vulgar)	(49)
Fig. 4.12a. Comparación de comportamiento de producción entre los modelos de vógelos comunicados, fractura en el comportamiento de producción	(50)
Fig. 4.12b. Comparación del comportamiento del flujo fraccional entre los modelos de vógelos comunicados, fractura en el flujo fraccional	(51)
Fig. 4.13a. Sensibilidad de las curvas de permeabilidad relativa en el flujo fraccional (modelo de doble porosidad)	(54)
Fig. 4.13b. Sensibilidad de las curvas de permeabilidad relativa en el comportamiento de producción (modelo de doble porosidad)	(54)
Fig. 4.14. Permeabilidad relativa de la matriz (izquierda) Permeabilidad relativa de la fractura (derecha)	(56)
Fig. 4.15a. Ajustes del comportamiento de producción. (modelo de doble porosidad)	(57)
Fig. 4.15b. Ajuste de flujo fraccional (modelo de doble porosidad)	(58)
Fig. 4.16a. Ajuste de producción entre los modelos de doble porosidad y homogéneos fracturados	(59)
Fig. 4.16b. Ajuste de flujo fraccional entre los modelos de doble porosidad y homogéneos fracturados	(59)
<u>CAPITULO 5</u>	
Fig. 5.1 Ajuste obtenido con el modelo vulgar con diferentes valores de permeabilidad relativa	(60)
Fig. 5.2b. Comportamiento de flujo fraccional de agua, variando el comportamiento de permeabilidades relativas agua-aceite en los vógelos	(65)
Fig. 5.3a. Curva de permeabilidades relativas agua-aceite asignadas al flujo de matriz	(65)
Fig. 5.3b. Curvas de permeabilidad relativa final asignada al flujo de vógelos	(66)
Fig. 5.4a. Ajuste del comportamiento de producción con el comportamiento finales de permeabilidades relativas final de vógelos	(67)

Fig 5.4b. Ajuste del comportamiento del flujo fraccional con el comportamiento de permeabilidades relativas agua-aceite final de vórgulos.

(67)

Resumen

En el presente trabajo se analiza el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa al agua y al aceite en muestras de roca con porosidad secundaria, mediante modelos de simulación numérica. Lo anterior con la finalidad de definir las propiedades petrofísicas correspondientes a la matriz de la roca y al sistema de porosidad secundaria prevaleciente. Para el análisis se emplearon los datos obtenidos de diferentes pruebas de desplazamiento de aceite por agua realizadas en el Laboratorio de Núcleos Naturalmente Fracturados de la Div. de Est. de Pos. de la F. de I. de la UNAM y se establecieron cuatro modelos de simulación principales: homogéneo, vugular, homogéneo-fracturado y doble porosidad.

El modelo homogéneo sirvió para ajustar la malla de simulación. Se analizó la relación entre el comportamiento de una roca con un porcentaje definido de vugulos y una roca fracturada, de donde se observó similitud en la forma de las curvas de permeabilidades relativas. Para simular las condiciones extremas de flujo, se indujo una fractura artificial en una muestra de roca de baja permeabilidad de matriz. Para simular estas condiciones se emplearon los modelos homogéneo-fracturado y el de doble porosidad.

Finalmente se analizó el comportamiento de flujo en una muestra con porosidad secundaria, cuyas propiedades petrofísicas fueron determinadas previamente en laboratorio, y se seleccionó el modelo de simulación más apropiado para obtenerseudocurvas de permeabilidad relativa tanto para la matriz de la roca como para el sistema de porosidad secundaria constituido por vugulos y fracturas.

*Con mucho cariño e infinito agradecimiento
a mis padres Pablo y Margarita
por la inmensa dicha de aún conservarlos.*

*Con cariño a mis hermanas: Josefina, Luis Enrique y Sandra
por ser un motivo tan importante en mi vida.*

*A Liliana y Nancy
por la alegría de compartir sus risas y sus travessuras.*

*Con respeto y cariño a mis tíos,
Sergio, Juan, Subriol, y Francisca
por su invaluable apoyo*

*Con especial cariño
a Wilfredo Gustavo
por cada momento compartido y
por ser alguien muy especial en mi vida...*

*A mis amigos:
Araceli, Floria, Juanita, Jaime, Marco y Carlos,
por la dicha de haberlos conocido.*

*Agradezco a todos mis familiares y amigos
por su incondicional apoyo.*

Agradecemos a los ingenieros:

Rafael Herrera

Agustín Salinas

Salvador Macías

Manuel Villamar

Néstor Martínez

Mario Becerra

...por sus valiosas aportaciones para la realización de este trabajo.

*"Vivir no es solo existir,
sino existir y crear;
saber gozar y sufrir,
y no dormir, sino soñar;
descansar, es empezar a morir."*

CAPITULO 1
INTRODUCCION

Capítulo 1.

Introducción

El flujo de fluidos en formaciones geológicas fracturadas ha sido siempre de interés en la Ingeniería de Yacimientos Petroleros, en los estudios de Hidrogeología de aguas subterráneas y en la Ingeniería del Medio Ambiente para caracterizar el movimiento de materiales peligrosos a través de medios porosos.

En la industria petrolera, la extracción de hidrocarburos de los yacimientos fracturados representa una porción muy significativa de la producción de aceite y gas en todo el mundo. Estos yacimientos presentan, en adición a la porosidad intergranular, una red de fracturas que incrementan la permeabilidad efectiva del yacimiento por órdenes de magnitud, lo cuál hace comercialmente atractivos a aquellos yacimientos de baja permeabilidad en la matriz.

La simulación numérica constituye un recurso muy importante para el estudio del comportamiento de flujo de un yacimiento naturalmente fracturado. La Ingeniería de Yacimientos hace uso cada vez más frecuente de esta herramienta para determinar la forma óptima de explotar los yacimientos y obtener la máxima recuperación final de hidrocarburos a los costos más bajos. Dado el avance tecnológico en el área de la computación en los últimos años, se han desarrollado diferentes metodologías para modelar matemáticamente el comportamiento de este tipo de yacimientos, entre los cuáles se encuentran: el modelo de doble porosidad, doble porosidad-doble permeabilidad y el de subdominios. Cada uno de ellos considera al yacimiento fracturado conformado por dos medios porosos con diferentes propiedades petrofísicas tales como: porosidad, permeabilidad, compresibilidad, permeabilidades relativas y presión capilar. El primer medio poroso está constituido por los bloques de matriz que actúan como fuentes y/o sumideros, de baja permeabilidad y alta capacidad almacenadora y el segundo formado por fracturas, de alta permeabilidad y baja capacidad almacenadora.

En el modelo de doble porosidad, los bloques de matriz conforman un medio discontinuo y las fracturas un medio continuo, mientras que en el modelo de doble porosidad-doble permeabilidad ambos medios son continuos. En el modelo de subdominios los bloques de matriz conforman un medio discontinuo en el que se realiza un refinamiento local en una, dos o tres dimensiones. Por lo tanto, la aplicación de simuladores basados en cualquiera de los tres modelos requiere del conocimiento de las propiedades de matriz y de fractura. Las propiedades de matriz pueden ser determinadas directamente a partir de mediciones de laboratorio en núcleos densos provenientes de la roca, sin embargo las propiedades de fractura generalmente son supuestas u obtenidas indirectamente a partir de registros de pozos (Neutrónicos, Sónico de porosidad y Densidad compensado para determinar la porosidad total y la porosidad secundaria) y pruebas de presión (Método de Pollard-Pirson para determinar el volumen poroso del sistema de fracturas, el Método de Kazemi y de Warren y Root para determinar la capacidad relativa de almacenamiento de las fracturas).

El estudio que se presenta a continuación está enfocado esencialmente al análisis de la permeabilidad relativa en el sistema bifásico agua-aceite de un medio poroso con porosidad secundaria (vúgulos fracturas y microfracturas), mediante modelos de simulación numérica. Los datos de permeabilidad relativa son usados para describir en forma cuantitativa el flujo simultáneo de dos o más fluidos inmiscibles en un medio poroso.

Para el análisis se emplearon los datos obtenidos de diferentes pruebas de desplazamiento de aceite por agua realizadas en el Laboratorio de Núcleos Naturalmente Fracturados y se establecieron cuatro modelos de simulación: homogéneo, homogéneo-fracturado, vugular y doble porosidad.

El modelo homogéneo sirvió para calibrar el simulador. Se analizó la relación entre el comportamiento de una roca con un porcentaje definido de vúgulos y una roca fracturada, de donde se observó similitud y una gran influencia en la forma de las curvas de permeabilidades relativas. Para simular las condiciones extremas de flujo, se desarrollo una

fractura artificial en una muestra de roca cuya permeabilidad de la matriz era baja. Para simular estas condiciones se emplearon los modelos homogéneo-fracturado y el modelo de doble porosidad.

Finalmente se analizó el comportamiento de flujo en una muestra con porosidad secundaria, cuyas propiedades petrofísicas fueron determinadas previamente en laboratorio, y se seleccionó el modelo de simulación más apropiado de los cuatro propuestos, para obtener pseudocurvas de permeabilidad relativa tanto para la matriz de la roca como para el sistema de porosidad secundaria constituido por vóculos y fracturas.

Objetivo:

Analizar el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa en el sistema bifásico agua-aceite, a partir de pruebas de desplazamiento en núcleos con porosidad secundaria, para su aplicación en estudios de Simulación Numérica de Yacimientos Naturalmente Fracturados.

CAPITULO 2

ECUACIONES Y MODELOS PARA DETERMINAR LAS PROPIEDADES PETROFISICAS DE ROCAS NATURALMENTE FRACTURADAS

Capítulo 2

Ecuaciones y Modelos para Determinar las Propiedades Petrofísicas de Rocas Naturalmente Fracturadas

En la Ingeniería de Yacimientos Petroleros es muy importante disponer de la mayor información posible y confiable acerca de los parámetros petrofísicos que definen el sistema roca-fluidos. En el caso de un yacimiento naturalmente fracturado, es indispensable determinar las relaciones de transferencia de fluidos matriz-fractura pues de ello depende la elección de la estrategia óptima para explotar los yacimientos.

Existen en la literatura diversas correlaciones y modelos que han surgido del análisis de datos obtenidos en el laboratorio y a partir de los cuales se han determinado algunos parámetros petrofísicos de los yacimientos con porosidad secundaria. Es importante señalar que los modelos no son generales y que su aplicación depende de las características de cada medio poroso. En este trabajo referiremos algunos modelos con sus ecuaciones y resultados finales sin desarrollo de las mismas ya que sólo son referencias y no son objetivo de este trabajo, para ello se citan en la bibliografía los autores originales.

A continuación se muestran ecuaciones y correlaciones recopiladas por Van Golf Racht T. D. para calcular algunas de las propiedades petrofísicas de una roca naturalmente fracturada.

2.1 Porosidad

Las rocas fracturadas están constituidas por dos sistemas de porosidad: uno intergranular formado por los huecos entre los granos de la roca, y el otro formado por los espacios vacíos de las fracturas y vórgulos (Fig. 2.1). El primer tipo es llamado porosidad primaria y es típico de areniscas y calizas. El segundo tipo es la porosidad secundaria o, cuando se refiere solamente a vórgulos o fracturas, porosidad vórgular o porosidad de fractura.

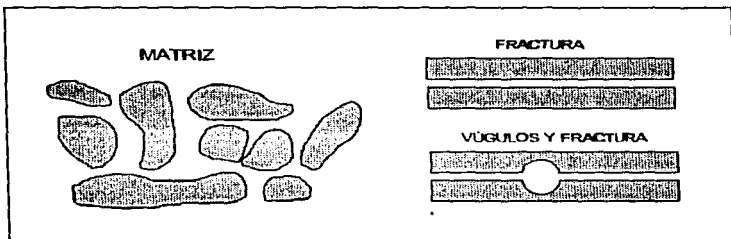


Fig. 2.1 Representación simplificada de la porosidad

2.1.1 Doble Porosidad

En un yacimiento fracturado, la porosidad total ϕ_t es el resultado de la suma de las porosidades primaria y secundaria.

$$\phi_t = \phi_1 + \phi_2 \quad 2.1$$

A partir de varias mediciones de laboratorio realizadas en diferentes tipos de rocas, se ha determinado que la porosidad de fractura es considerablemente menor que la porosidad de la matriz. Las dos porosidades son expresadas en función del volumen total de roca.

$$\phi_1 = \frac{\text{volumen poroso de matriz}}{\text{volumen total}} \quad 2.2$$

$$\phi_2 = \frac{\text{volumen poroso de fractura}}{\text{volumen total}} \quad 2.3$$

Si la porosidad de la matriz se refiere sólo al volumen total de la matriz, entonces:

$$\phi_m = \frac{\text{volumen poroso de matriz}}{\text{volumen total de matriz}} \quad 2.4$$

y la porosidad de la fractura queda como:

$$\phi_2 \approx \phi_f \quad 2.5$$

de donde la porosidad primaria puede ser expresada en función de la porosidad de la matriz:

$$\phi_1 = (1 - \phi_2) \phi_m \quad 2.6$$

2.1.2 Descripción Cualitativa de la Porosidad Secundaria según *Waldschmitt*

Algunas rocas carbonatadas contienen vógelos causados por disolución, estas rocas han sido divididas por *Waldschmitt* en las siguientes categorías:

- a) **No vógelares-** Sin vógelos reales
- b) **Vógelos no llenos-** Rocas que no tienen cristales en los vógelos. La matriz forma las paredes de los vógelos.
- c) **Vógelos parcialmente llenos-** Vógelos cubiertos, completa o parcialmente por minerales iguales o diferentes a los de la matriz. Los minerales son generalmente más jóvenes que los que componen la matriz.
- d) **Vógelos llenos-** Vógelos completamente llenos por minerales iguales o diferentes a los de la matriz. Los minerales que llenan los vógelos son más jóvenes que los que componen la matriz.
- e) **Fosilíferos-** Rocas que contienen fusulinidos u otros tipos de fósiles con células pequeñas. Este grupo está dividido con base a la porosidad intercrystalina de matriz:
 - Donde las conchas de los fósiles no están rotas y están compuestas de granos de carbonatos más finos que los de la matriz.
 - Donde las conchas de los fósiles están rotas pero soldadas con cristales de carbonatos más grandes que los que componen las paredes de las conchas.
 - Donde las conchas de los fósiles han sido destruidas por recristalización de sus carbonatos originales.

Para cada categoría de vúgulos se asigna un índice cuantitativo de características concerniente al tamaño, densidad y grado de llenado según la siguiente tabla 2.1.

Para todos los grupos (Porosidad)	Para los grupos a,b,c Tamaño de végulo	Número de vúgulos	Para los grupos a,b,c,d,e
VG Muy buena	VL Muy grande (más grande de 10mm)	A Abundante	O Abierta
G Buena	L Grande (4 mm-10mm)	M Moderada	PF Parcialmente lleno
F Adecuado	M Mediano (1mm-4mm)	F Poco	F lleno
P Pobre	S Pequeño (1mm o menos)		C cerrado

Tabla 2-1 Índices cualitativos de las características de los vúgulos

2.1.3 Evaluación Empírica de la Porosidad de Fractura ϕ_f

Los valores de la porosidad secundaria difieren de manera considerable en el caso de vúgulos y de fracturas. La subdivisión más importante de fracturas en cuanto a la porosidad secundaria es en dos categorías: macrofracturas y microfracturas. Las macrofracturas son fracturas extendidas con amplias aberturas desarrolladas a través de varias capas, mientras que las microfracturas o fisuras son fracturas de aberturas angostas y extensión limitada que generalmente abarcan una sola capa.

Según el tipo de roca, la porosidad secundaria más probable está en los siguientes rangos:

Red de macrofracturas	$\phi_f = 0.01 - 0.5\%$
Fisuras aisladas	$\phi_f = 0.001 - 0.01\%$
Red de fisuras	$\phi_f = 0.01 - 2.0\%$
Vúgulos (en rocas calcáreas)	$\phi_f = 0.1 - 3.0\%$

La máxima porosidad secundaria basada en la magnitud de la porosidad total está dada por correlaciones también empíricas.

$$\phi_{fmax} < 0.1 \phi_t \quad \text{cuando} \quad \phi_t < 10\%$$

$$\phi_{fmax} < 0.04 \phi_t \quad \text{cuando} \quad \phi_t > 10\%$$

Desde el punto de vista de la capacidad de almacenamiento, la aproximación de la evaluación de ϕ_f es de limitada importancia, ya que generalmente es despreciada en comparación con la porosidad de la matriz. Sin embargo, la capacidad de almacenamiento, especialmente en relación a la transferencia de fluidos, la aproximación de ϕ_f puede jugar un papel importante cuando el valor de ϕ_t es muy pequeño ($\phi_t < 5\%$).

2.1.4 Porosidad de la Fractura a Partir del Análisis de una Sección Delgada

En el caso de evaluar la porosidad de fractura mediante la inyección de fluidos en los poros, el comportamiento es similar a la inyección de fluido dentro de una porosidad intergranular grande, cuando en realidad el fluido es inyectado dentro de los espacios vacíos de la fractura. Esto es posible en rocas muy porosas, donde los errores de medición por métodos convencionales son del mismo orden de magnitud que la porosidad de la fractura. La incertidumbre de la evaluación incrementa cuando la muestra de roca es tan pequeña que no excede la distancia entre dos fracturas adyacentes. En este caso, el uso de mediciones en secciones delgadas es un método muy favorable, especialmente si se dispone de un número suficiente de secciones.

La porosidad de la fractura puede ser expresada como sigue:

$$\phi_f = \frac{\text{volumen de fractura}}{\text{volumen total}} = \frac{\text{area de fractura} \times \text{apertura}}{\text{volumen total}} \quad 2.7$$

Para n fracturas paralelas:

$$\phi_f = \frac{n \times b_m \times a}{S} = b_m \times A_{FD} = b_m \frac{I_f}{S} \quad 2.8$$

donde a es la extensión de la fractura y l_f es la longitud total de las fracturas. El valor de a y l_f puede ser evaluado en cada sección delgada. Así, para n secciones examinadas la porosidad de fractura promedio será:

$$\phi_f = \bar{\phi}_f = \frac{\sum_{j=1}^n b_{m,j} \times l_{f,j}}{\sum_{j=1}^n S_j} \quad 2.9$$

A partir de un gran número de secciones delgadas orientadas, es posible obtener un valor muy aproximado de la porosidad.

2.2 Permeabilidad

Las bases de permeabilidad establecidas para el caso de un yacimiento convencional son válidas para un yacimiento fracturado. Pero en la presencia de dos sistemas (matriz y fracturas), la permeabilidad puede ser dividida como permeabilidad de matriz, permeabilidad de fractura y permeabilidad del sistema matriz-fractura.

2.2.1 Permeabilidad del Sistema Matriz-Fractura

La permeabilidad del sistema matriz-fractura puede ser representado por la simple adición de las permeabilidades de matriz K_m y de fractura K_f ,

$$K_f = K_m + K_f \quad 2.10$$

La ecuación 2.10 se refiere al bloque descrito en la (Fig 2.2), donde se nota que la permeabilidad total depende de la dirección de flujo. Así, cualquier cambio de dirección, afectaría el valor de K_f , ya que ésta depende de la relación entre las direcciones de la fractura y del flujo.

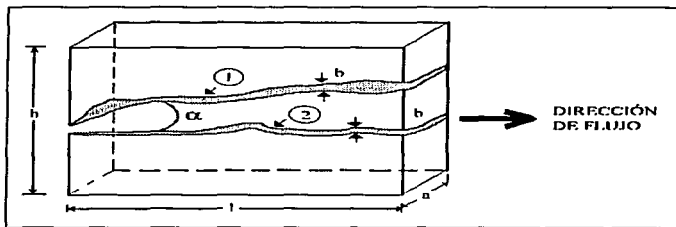


Fig. 2.2 bloque de matriz con una sola fractura. Fractura 1 ($\alpha=0$). Fractura 2 ($\alpha \neq 0$).

2.2.2 Permeabilidad a Partir de Pruebas de Pozo

La ecuación clásica de permeabilidad para el flujo radial simétrico en régimen permanente es la siguiente:

$$K_f = \frac{Q\mu [\ln r_e / r_w + S]}{2\pi h \Delta P} \quad 2.11$$

donde la permeabilidad K_f , vs. la permeabilidad de la fractura K_f , o de la matriz K_m dependen principalmente del modelo del yacimiento seleccionado. Es decir, la idealización del sistema matriz-fractura a partir de un cierto modelo determina además la relación entre K_f y K_m o K_f .

Modelo de Kazemi

El modelo de Kazemi está formado por capas alternadas de matriz y de fractura como se muestra en la Figura 2.3.

En el modelo de Kazemi, el flujo a través de las capas en paralelo de diferente permeabilidad está relacionado con la siguiente ecuación:

$$K_i = K_m + K_f = K_m + K_f \cdot \frac{n \times b}{h} \quad 2.12$$

Cuando $K_m \ll K_f$, la permeabilidad que resulta de la ecuación 2.11 puede conducir a un valor muy aproximado de $K_i \cong k_f$.

Modelo de Warren y Root

El modelo de Warren y Root está formado por un número de bloques de matriz (cubos) intersectados por una red ortogonal de fracturas como lo muestra la figura 2.3.

En el modelo de Warren y Root, el mecanismo de flujo en régimen permanente es muy diferente del modelo de Kazemi. Los bloques de matriz llenan permanentemente las fracturas y el flujo de fluidos hacia el pozo es solamente a través de la red de fracturas. Por lo tanto, la permeabilidad de la fractura es obtenida por:

$$K_i = K_f = \frac{Q\mu [\ln r_e / r_w + S]}{2\pi h \Delta P} \quad 2.13$$

Este modelo considera que la matriz no se involucra en todo el proceso de flujo en régimen permanente, entonces: $K_i = K_f$. La única manera de evaluar indirectamente el valor de K_m es durante periodos de flujo transitorio que no serán tratados en este trabajo.

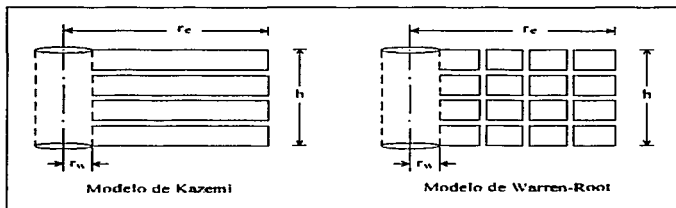


Fig. 2.3 Flujo radial hacia el pozo

2.2.3 Modelos Simplificados

Pueden emplearse modelos geométricos equivalentes para obtener la permeabilidad a partir de datos de pruebas, con la simulación de las características de la fractura y su geometría a través de un modelo de una sola fractura o un conjunto de fracturas. El procedimiento permite la transformación de los resultados obtenidos a partir del análisis de núcleos. A esto se le llama un modelo idealizado del yacimiento fracturado.

Caso de una sola fractura

Si se trata de una sola fractura, es similar al modelo representado en la figura 2.2, la porosidad puede expresarse como:

$$\phi_f = \frac{a \times L \times b}{a \times L \times h} = \frac{b}{h} \quad 2.14$$

En términos de permeabilidad, queda:

$$K_f = \frac{b^3}{12h} = \frac{b^3}{12} \phi_f = K_B \times \phi_f \quad 2.15$$

La porosidad y la apertura de la fractura asociados con la permeabilidad puede derivarse:

$$\phi_f = \frac{b}{h} = \frac{12 K_f}{b^2} \quad \text{porosidad} \quad 2.16$$

$$b = \sqrt{12 h K_f} = \sqrt{12 K_f / \phi_f} \quad \text{apertura de la fractura} \quad 2.17$$

Caso de múltiples fracturas

El modelo de múltiples fracturas está formado por planos paralelos de matriz con intervalos de fracturas alternadas regularmente donde el flujo es considerado paralelo a las

fracturas. Esta idealización permite la simulación de los resultados de campo a través de modelos de flujo más simplificados.

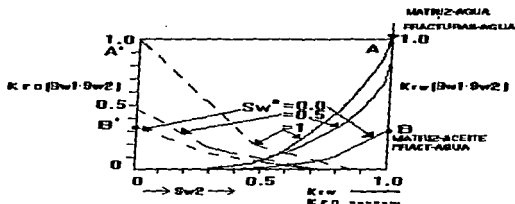


Fig. 2.4 Permeabilidad Relativa matriz-fractura (Bracester)

El flujo de fluidos a través de n fracturas como el mostrado en la fig. 2.4 puede ser expresado con la siguiente expresión:

$$q_f = n \times \text{flujo a través de la fractura} \times \text{velocidad} \quad 2.18$$

$$q_f = n \times a b \times \frac{K_f}{\mu} \times \frac{\Delta P}{\Delta l} = n a \times \frac{b^3}{12 \mu} \times \frac{\Delta P}{\Delta l} \quad 2.19$$

El flujo a través de n fracturas, basado en la Ley de Darcy es expresado por la siguiente expresión:

$$q_f = S \frac{K_f}{\mu} \times \frac{\Delta P}{\Delta l} = a h \times \frac{K_f}{\mu} \times \frac{\Delta P}{\Delta l} \quad 2.20$$

De la analogía entre las ecuaciones 2.19 y 2.20, se obtiene:

$$K_f = \frac{n a b^3}{12 S} = A_D \times \frac{b^3}{12} = \frac{\phi_f b^2}{12} \quad 2.21$$

$$K_f = \frac{nab^3}{12ah} = L_{pd} \times \frac{b^3}{12} = A_{pd} b K_g \quad 2.22$$

donde las densidades de fractura lineal y areal son respectivamente,

$$A_{pd} = \frac{n \times a}{S} = \frac{l_f}{S} = \frac{n \times a}{h \times a} = \frac{n}{h} = L_{pd} \quad 2.23$$

y por lo tanto la porosidad de la fractura queda como sigue:

$$\phi_f = \frac{nab}{S} = \frac{nab}{ah} = A_{pd} \times b \quad 2.24$$

Otras relaciones entre la permeabilidad, porosidad, densidad de fractura y apertura de fractura promedio, pueden ser expresadas como:

$$\phi_f = \frac{nab \times l}{S \times L} = \frac{nab}{S} = \frac{nab}{ah} = \frac{nb}{h} = A_{pd} \times b = L_{pd} \times b \quad 2.25$$

$$K_f = \phi_f \frac{b^3}{12} = K_g \times b \times A_{pd} = K_g \times b \times L_{pd} \quad 2.26$$

$$b = \sqrt{12 K_f / \phi_f} = \sqrt{12 K_f / A_{pd}} = \sqrt{12 K_f / L_{pd}} \quad 2.27$$

$$\phi_f = \frac{12 K_f}{b^3} = \sqrt{12 K_f A_{pd}^3} \quad 2.28$$

La densidad de fractura lineal puede expresarse como el valor recíproco del intervalo de fractura.

$$L_{pd} = 1/e \quad 2.29$$

donde e es la altura del bloque.

2.3 Permeabilidad Relativa de Fractura

Las permeabilidades relativas en un yacimiento convencional son obtenidas a partir de un análisis especial de núcleos. En un yacimiento fracturado, la evaluación de las curvas de permeabilidad relativa es complicada por la naturaleza del sistema de doble porosidad, donde el plano de fractura entre dos unidades de matriz desarrollan una discontinuidad en el proceso de flujo multifásico. En la literatura, la permeabilidad relativa de un yacimiento fracturado específico rara vez es examinado, no así la influencia de la heterogeneidad dentro del medio poroso sobre la permeabilidad relativa.

El comportamiento de la permeabilidad relativa contra la heterogeneidad puede ser usado como una aproximación básica de un yacimiento fracturado. En un sistema intergranular, el arreglo del fluido en los poros es controlado por las fuerzas capilares y, por lo tanto, la saturación de fluidos depende de la relación entre las fases mojante y no mojante de los fluidos que llenan los poros. La fase mojante ocuparía los poros más pequeños y la fase no mojante ocuparía los poros más grandes como resultado de la relación entre la saturación de fluido y la distribución del tamaño del poro. Además, las curvas de permeabilidad relativa serían influenciadas por la curva de frecuencia de poro y por la historia de saturación.

2.3.1 Permeabilidad Relativa de Rocas Vugulares y Rocas Fracturadas.

En rocas carbonatadas, donde una porosidad secundaria de tipo vugular se ha desarrollado adicionalmente a la porosidad intergranular, las mediciones convencionales son cuestionables si la porosidad secundaria es significativa y distribuida uniformemente. Se presentan dos tipos de curvas (Fig. 2.5):

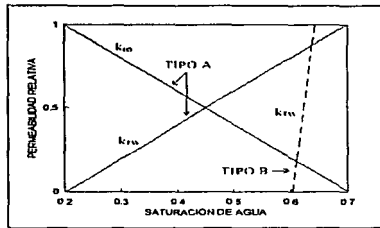


Fig. 2.5 Permeabilidad relativa del vóculo. (Huppler)

De la Figura 2.5 tenemos lo siguiente:

1. Donde ambas curvas muestran una variación lineal con la saturación de agua.
2. La permeabilidad relativa de agua en la roca varía desde cero cuando el aceite se encuentra estable en el vóculo, hasta 1 cuando el aceite es desplazado.

2.3.2 Modelo de Erlich

El modelo incluye vóculos aislados dentro de la matriz, y vóculos conectados con las fracturas en una o dos direcciones. La interconexión vóculos-fracturas es expresada por un factor f , que indica el grado de conexión vóculo-fractura. La variación de f desde 0 hasta 1 es ilustrado en la Figura 2.6.

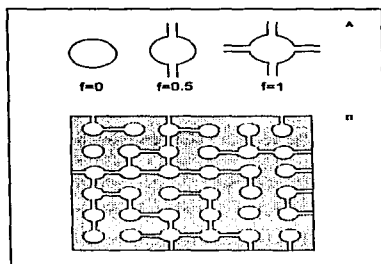


Fig. 2.6 Modelo fractura-végulo. A. Tipo de red y factor de probabilidad f . B. Matriz y fractura-végulo, caso de $f=0.5$. (Erllich)

La capacidad de simulación del modelo de Erllich ha sido comparada con datos de núcleos y el resultado ha sido satisfactorio, a excepción de núcleos con porosidad secundaria muy grande, donde en el caso de un desplazamiento inmisible, se obtiene una saturación de aceite residual substancialmente alto.

2.3.3 Concepto De Braester

Los principios básicos del concepto de Braester son:

- En un yacimiento fracturado con gradientes de presión no despreciables, un cierto cambio del fluido matriz-fractura tomaría lugar.
- El proceso es considerado como un flujo continuo en ambas zonas, bloques de matriz y fracturas.

Una representación esquemática de la curva de permeabilidad relativa se muestra en la Figura 2.4, donde basado en la suposición de continuidad de flujo en los bloques y fracturas da como resultado:

- La forma de las curvas de permeabilidades relativas K_{ro} y K_{rw} varían en función de la saturación de agua en la fractura (S_{w2}) como se muestra en la figura 2.4, donde el índice 2 se refiere a la matriz y a las fracturas.
- Las relaciones entre las dos permeabilidades son respectivamente:

$$K_{ro} = \left[\frac{K_1}{K} + \left(1 - \frac{K_1}{K} \right) (1 - S_{w1}) \cdot (1 - S_{w1})^2 \right] (1 - S_{w1})^2 (1 - S_{w2}) \quad 2.30$$

$$K_{rw} = \left[\frac{K_2}{K} + \left(1 - \frac{K_2}{K} \right) S_{w2}^4 \right] \cdot S_{w2}^4 \quad 2.31$$

Las curvas anteriores pueden ser interpretadas de la siguiente manera:

- ⇒ **Punto A.** Corresponde a la 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 $K_{ro} = 1$
- ⇒ **Punto B.** Corresponde a $S_{w1} = 0$ y $S_{w2} = 1$, la matriz saturada con aceite $S_{o1} = 1$ y las fracturas saturadas con agua. Los valores de la permeabilidad son además,

$$K_{ro}|_A = K \quad (\text{permeabilidad absoluta})$$

$$K_{rw}|_B = \frac{K_2}{K}$$

2.3.4 Modelo Cúbico a través de una Sección Matriz-Fractura (Modelo de Torsater)

En el caso de un sistema matriz-fractura idealizado por bloques cúbicos, el valor de la permeabilidad está dado por:

$$K_{ro} = \frac{K_2}{K} \quad 2.32$$

$$\text{para } S_{w1} = 0 \quad , \quad S_{w2} = 1$$

de donde resulta

$$K_2 = K_f = \frac{1}{18} b^2 \phi_f = \frac{1}{18} b^2 \frac{3b}{a} = \frac{1}{6} \frac{b^3}{a} \quad 2.33$$

Y la permeabilidad matriz-fractura está dada por:

$$K = K_1 + K_2 = K_{matrix} + \frac{1}{6} \frac{b^3}{a} \quad 2.34$$

entonces

$$K_m = \frac{b^3/6a}{K_m + b^3/6a} = \frac{1}{1 + 6K_m a/b^3} \quad 2.35$$

que corresponde al punto B de saturación $S_{w1} = 0$, $S_{w2} = 1$.

Se observa que en el caso de un valor dado de la permeabilidad de la matriz y la dimensión del bloque, cualquier reducción en la amplitud de la fractura reduce considerablemente el valor del punto B . En otras palabras, la permeabilidad relativa al agua trabaja en fracturas grandes pero reduce su impacto en fracturas muy delgadas.

2.4 Compresibilidad

En un yacimiento fracturado la compresibilidad del sistema rocoso juega un papel importante, principalmente si hay un gran contraste entre las porosidades de matriz y de fractura ($\phi_f \ll \phi_m$). El papel de la compresibilidad es esencial en la interpretación del comportamiento de la presión transitoria, resultado de las pruebas de pozo. En este caso, la compresibilidad asociada al sistema de doble porosidad es expresado por el parámetro de la capacidad de almacenamiento, el cual controla ampliamente el comportamiento de la presión.

La compresibilidad se define como el cambio $\Delta V'$ por unidad de volumen V' por una presión aplicada ΔP :

$$C = - \frac{1}{V'} \cdot \frac{\Delta V'}{\Delta P} \quad 2.36$$

Acorde al volumen V al cual se puede referir, la compresibilidad puede representar una propiedad de cierto volumen de roca sometida a compresión tal como el volumen total (V_B) o solamente a volumen de poros (V_f) o volumen de fluido (V_f)

El cambio en el volumen dada la variación de la presión neta efectiva P_g , es el resultado del cambio del esfuerzo de sobrecarga o (cuando la presión de poro P permanece constante) o un cambio en la presión de poro P (cuando la presión de sobrecarga $\bar{\sigma}$ permanece constante). El caso común durante la historia de la producción del yacimiento está dada por un cambio en la presión de poro;

$$P_g = \bar{\sigma} - P$$

como el resultado del abatimiento del yacimiento.

2.4.1 Compresibilidad Efectiva en un Yacimiento Fracturado

En el caso de un yacimiento de doble porosidad, la saturación de aceite ($S_a = 1 - S_w$) en la matriz está relacionada con la magnitud de la saturación de agua intersticial, entre la red de fracturas ($S_a =$) ya que la saturación intersticial de agua es cero.

$$S_{wf} \cong 1$$

$$S_{wm} \cong 0$$

$$S_{am} = 1 - S_{wm}$$

En este caso,

$$C_{ef} \cong C_a + C_w \frac{\phi_m S_{am}}{\phi_m (1 - S_{wm}) + \phi_f} + C_{fm} \frac{\phi_m}{\phi_m (1 - S_{wm}) + \phi_f} + C_{ff} \frac{\phi_f}{\phi_m (1 - S_{wm}) + \phi_f} \quad 2.37$$

donde todas las compresibilidades pueden aproximarse. Ya que la porosidad en la fractura es muy pequeña, es decir:

$$\phi_f \ll \phi_m$$

y la compresibilidad del poro es:

$$C_p = C_{fm} + C_{ff} \quad 2.38$$

y así, la ecuación 2.37 se transforma,

$$C_{ra} \cong C_a + C_u \frac{S_{um}}{1 - S_{um}} + C_p \frac{1}{1 - S_{um}} \quad 2.39$$

si la matriz es muy cerrada,

$$S_{um} = S_{ur} = 1$$

la ecuación 2.37 resulta,

$$C_{ra} = C_a + C_u \frac{\phi_m}{\phi_f} + C_{pm} \frac{\phi_m}{\phi_f} + C_{pr} \quad 2.40$$

En un sistema de doble porosidad la capacidad de almacenamiento total está definida

por:

$$\phi C = \phi_1 C_1 + \phi_2 C_2 \quad 2.41$$

donde ϕ_1 y ϕ_2 son expresadas por:

$$\phi_1 = (1 - \phi_2) \phi_m (1 - S_{ur}) \quad 2.42$$

y respecto a las compresibilidades de las ecuaciones 2.39 son

$$C_1 \cong C_a + \frac{C_u S_{ur} + C_p}{1 - S_{ur}} \quad 2.43$$

y:

$$C_2 \cong C_u$$

2.42 Compresibilidad del Volumen de Fractura

La compresibilidad de la fractura de acuerdo a los cálculos de Jones es de un orden de magnitud mayor que la compresibilidad del volumen de poros. Es el resultado de la siguiente relación

$$\frac{\phi}{\phi_1} = \frac{\log(P_{\sigma\sigma} / P_h)}{\log(P_{\sigma\sigma} / P_h)_1} \quad 2.44$$

donde $P_{\sigma\sigma}$ se refiere a la presión de confinamiento total ($\bar{\sigma} - P$) y donde P_h es definida como la presión de recuperación aparente expresada por la intersección de los ejes de presión en ϕ/ϕ_1 .

Si se supone que los cambios totales son insignificantes, la compresibilidad de la fractura queda expresada por la relación entre el promedio de cambio de la porosidad de la fractura y la variación de presión.

$$C_f = \frac{1}{\phi_f} \frac{d(\phi_f / \phi_A)}{d P_{eff}} = \frac{0.4343}{P_{eff} \log \frac{P_{eff}}{P_h}} \quad 2.45$$

CAPITULO 3

METODO EXPERIMENTAL PARA DETERMINAR LAS PROPIEDADES PETROFISICAS DE MUESTRAS DE ROCA CON POROSIDAD SECUNDARIA

Capítulo 3

Método Experimental para Determinar las Propiedades Petrofísicas de una Muestra de Roca con Porosidad Secundaria

La manera más confiable de obtener información petrofísica de un yacimiento es mediante el análisis de núcleos de pozo en el laboratorio. Sin embargo, las muestras de roca llevadas al laboratorio, generalmente son extraídas de las partes densas de la roca, ya que es difícil recuperar muestras representativas del medio fracturado. Es ésta la razón por la cual en los análisis convencionales de núcleos de pozo, se obtienen las características petrofísicas que corresponden a la matriz de la roca y no a las fracturas. En algunos núcleos si es posible observar la presencia de porosidad secundaria.

A partir de la información obtenida durante muchos análisis petrofísicos realizados en el laboratorio, se han observado comportamientos muy específicos para ciertos tipos de roca y basados en dichas observaciones, se han podido definir de manera muy aproximada, los parámetros petrofísicos tanto de la matriz de la roca como del sistema de porosidad secundaria.

Mediante métodos de desplazamiento de fluidos se determina la permeabilidad relativa de los núcleos; pero aún no ha sido posible obtener un comportamiento de permeabilidad relativa y saturación para la matriz de la roca y para el sistema de porosidad secundaria de manera individual; hasta hoy sólo se determina una curva promedio que incluye a todo el medio poroso en conjunto. Aunque existen varias técnicas y métodos para medir las propiedades petrofísicas de las rocas, cada laboratorio adopta su propia técnica y la perfecciona según la experiencia que adquiere a través de sus análisis.

Se presentan a continuación los métodos de medición e interpretación empleados en el Laboratorio de Análisis de Núcleos Naturalmente Fracturados, para obtener los parámetros petrofísicos más importantes de una muestra de roca naturalmente fracturada.

3.1 Determinación de Porosidad

Para medir porosidad es necesario determinar dos de los tres volúmenes que la definen: el volumen total de la muestra, el volumen de poros y el volumen de granos. Existen varios métodos de laboratorio para determinar la porosidad de rocas intergranulares y consolidadas, pero la mayoría se aplican a muestras de roca pequeñas. Debido a lo pequeño de las muestras, la distribución de la porosidad de un yacimiento se determina mediante algún método estadístico; de un conjunto de medidas de porosidad de muestras del yacimiento.

En este laboratorio (Fig. 3.1) se determina la porosidad efectiva predominante de fractura y de matriz de las muestras, a partir de su comportamiento en función del esfuerzo de confinamiento efectivo, midiendo los volúmenes de poros para cada valor de incremento de presión de confinamiento efectivo aplicado a la muestra y el volumen de roca; el volumen de poros intercomunicados se determina midiendo dos presiones con el manómetro del porosímetro, con el proceso siguiente: se inyecta gas helio en los cilindros de referencia del porosímetro, hasta alcanzar una presión base cercana a las 100 lb/pg2, después se expande el gas dentro de la muestra y se mide la presión estabilizada en los cilindros de referencia conectados con los poros de la muestra, con estas dos presiones se calcula el volumen de poros empleando la ley de Boyle, con las dimensiones de la muestra se calcula su volumen total y la porosidad efectiva con el cociente del volumen de poros antes mencionado entre el volumen total de roca.

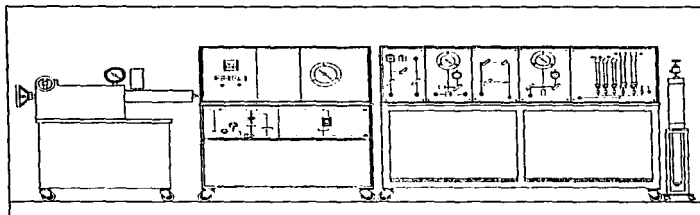


Fig. 3.1 Sistema de medición de permeabilidades, de izquierda a derecha bomba de alta presión, celda básica de pruebas, tablero de módulos de permeabilidad y acumulador de alta presión.

Para definir el comportamiento de porosidad efectiva se mide el volumen total, de porosidad primaria y secundaria, para diferentes incrementos de presión de confinamiento efectivo, la variación del volumen de poros comunicados define comportamientos o relaciones lineales aproximadas, que caracterizan los efectos predominantes, para diferentes grados de fracturamiento y el de matriz. Este proceso de experimentación simula por analogía, el comportamiento de la formación productora, que reduce su presión conforme se incrementa la extracción de hidrocarburos.

Se construye una gráfica de volumen poroso de porosidad efectiva contra el incremento de presión de confinamiento efectivo (Fig. 3.2). La gráfica presentará generalmente dos líneas rectas con pendientes diferentes. La recta de mayor pendiente representa el comportamiento predominante de la porosidad secundaria, y la de menor pendiente corresponde al comportamiento predominante de la matriz de la roca. Se extrapolan ambas líneas rectas hasta intersectar la ordenada al origen cuando el incremento de presión de confinamiento es cero, en este punto se definen las porosidades o volúmenes de poros correspondientes a la matriz de la roca y al sistema de porosidad secundaria máxima.

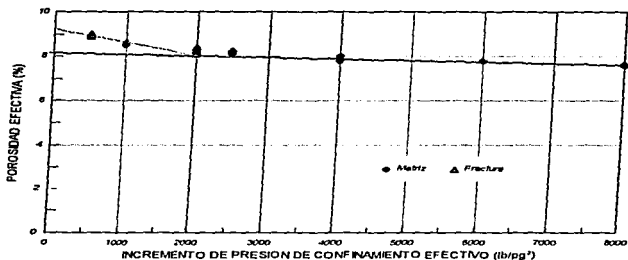


Fig. 3.2 Porosidad efectiva de matriz y de fractura

3.2 Determinación de la Compresibilidad de Matriz y Fractura en el Laboratorio

En un yacimiento fracturado la compresibilidad del sistema de roca juega un papel muy importante, específicamente si existe una gran diferencia entre las porosidades de matriz y de fracturas.

La compresibilidad es diferente a cualquier presión, siendo mayor generalmente al disminuir ésta. La compresibilidad promedio puede obtenerse por medio de la ecuación, expresada en la forma:

$$c = -\frac{1}{V'} \frac{\Delta V'}{\Delta p}$$

véase 2.36

La literatura define varios tipos de compresibilidad, las cuales dependen de que volumen de la muestra porosa se deforma, puede referirse ya sea al volumen total (V'_T) o únicamente al volumen de poros (V'_p), o al volumen de sólidos.

$$\text{Compresibilidad del volumen total: } c_B = \frac{1}{V_B} \cdot \left(\frac{dV}{dp} \right) \quad 3.1$$

$$\text{Compresibilidad de sólidos: } c_r = \frac{1}{V_r} \cdot \left(\frac{dV}{dp} \right) \quad 3.2$$

$$\text{Compresibilidad de poro: } c_p = \frac{1}{V_p} \cdot \left(\frac{dV}{dp} \right) \quad 3.3$$

Para determinar la compresibilidad de la matriz de la roca y de la fractura se calculan las pendientes de cada línea recta obtenidas al graficar la porosidad efectiva contra el incremento de presión de confinamiento efectivo, y se aplica la definición de compresibilidad. En este cálculo se toma el valor extrapolado al origen antes mencionado correspondiente a la presión de confinamiento efectiva de cero. (Fig. 3.2)

3.3 Determinación de la Permeabilidad de la Matriz y de la Fractura en el Laboratorio

Mediante la inyección de agua, aceite o de gas en régimen permanente y aplicando la ley de Darcy, se determina la permeabilidad de un núcleo en el laboratorio. La habilidad de una fractura de una roca para conducir un fluido cuando la saturación del fluido es del 100% del espacio es conocida como permeabilidad absoluta de la fractura.

Permeabilidad al Gas

Para medir esta propiedad, la muestra se debe limpiar, secar y montar antes de introducirse en la en la celda de permeabilidades en la forma siguiente, (Fig. 3.3): la muestra se cubre lateralmente con una manga de vitón o silicón y sus extremos con mallas de acero que se extienden parcialmente hacia un lado y dispersores de flujo. Una vez que la muestra está cubierta por todas partes, se monta en la celda de permeabilidades, posteriormente la celda se llena de aceite mineral, el cual permite comprimir exteriormente la muestra y también calentarla a las condiciones de prueba que se desee.

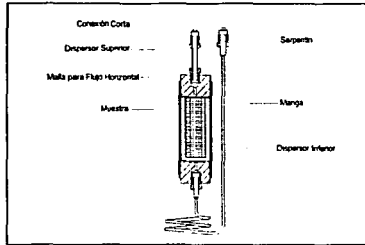


Fig. 3.3 Diagrama de muestra ensamblada

El sistema de flujo está compuesto por varios módulos de control o medición, el de presión corriente arriba, o de regulación de presión del gas antes de la muestra, el de presión diferencial, el de válvulas que regula la presión del gas después de la muestra y el de fluómetros que mide el gasto de gas, todos ellos interconectados con líneas de acero de alta presión.

El suministro de gas proviene de un tanque de nitrógeno que se conecta al módulo de presión corriente arriba, pasando posteriormente a la muestra y de ésta al módulo diferencial; después el gas fluye al módulo de válvulas de regulación y finalmente pasa al módulo de fluómetros o sistema de medición de gasto del flujo y se purga a la atmósfera.

El cálculo de la permeabilidad al gas se realiza por medio de la ley de Darcy, empleando un programa de cómputo, desarrollado en hojas de cálculo de Lotus®, utilizando los datos de la muestra del gas, y los obtenidos durante la prueba. Los datos medidos durante la prueba son: presión de confinamiento, presión de poro, gasto de gas, caída de presión y temperatura. Las mediciones de permeabilidad al gas de cada grupo corresponden a cambios de presiones de flujo o gasto de gas, para corregir por efecto de deslizamiento o de

Klinkenberg y/o de alta velocidad. Las mediciones se hicieron con gastos pequeños y con presiones medias lo más pequeñas posible, dentro de la capacidad de medida del equipo, esto para reducir el tiempo de operación y mantenerse preferentemente dentro del régimen de flujo laminar.

Las permeabilidades al gas repartidas en tres grupos de datos para cada una de las muestras, correspondientes a cada uno de ellos las mediciones de permeabilidad de las tres direcciones perpendiculares entre sí: una axial (vertical), y dos horizontales; una de las horizontales se seleccionó por observación directa de la muestra, esperando que por ella pasara la mayor cantidad de fluido, y se identificó como horizontal 1, y la otra horizontal perpendicular a ella como horizontal 2.

Los grupos de datos de permeabilidad al gas medidos en las tres direcciones, son graficados contra el inverso de la presión media, para varios esfuerzos de confinamiento de 500 hasta 10 000 lb/pg2, para cada una de las direcciones antes mencionadas.

Para muestras naturalmente fracturadas se determina en todos los grupos de datos el tipo de régimen de flujo de prueba y principalmente en el caso de obtener comportamientos de permeabilidad al gas contra el inverso de la presión media lineales pero dudosos, con ordenadas al origen negativas, o comportamientos no lineales. Estos grupos de datos en estudio deben ser corregidos también por efecto de alta velocidad, y para ello se emplea el método gráfico de corrección diseñado en este laboratorio, a través del cual se obtienen la permeabilidad absoluta y los coeficientes de deslizamiento de alta velocidad.

Todos los grupos de datos de permeabilidad al gas, se grafican contra el inverso de su presión media para cada dirección y el esfuerzo de confinamiento efectivo que varía de 500 hasta 10 000 lb/pg2 se deja como parámetro. La mayoría de los grupos aparentemente presentan un gran efecto de deslizamiento, pero una vez que son corregidos por el efecto de alta velocidad, los valores reales de permeabilidad al gas son notablemente mayores, con efecto de deslizamiento pequeño y en consecuencia se determinan valores de permeabilidad

absoluta notablemente mayores; en contraste, hay grupos que presentan un efecto de deslizamiento pequeño y un efecto de alta velocidad despreciable, con un valor de permeabilidad al gas que prácticamente corresponde a la absoluta.

El comportamiento de la permeabilidad absoluta en función del esfuerzo efectivo para cada una de las tres direcciones de cada muestra presentan generalmente dos tendencias lineales: la de mayor pendiente corresponde al efecto predominante de fracturas y canales de flujo, los cuales conforme se incrementa la presión de confinamiento efectivo se van cerrando, mientras que la permeabilidad se reduce hasta que se alcanza la otra tendencia lineal, que corresponde al comportamiento de roca homogénea, con efecto predominante de matriz. El cambio sucede a las 2 000 lb/pg², similar al comportamiento de la porosidad efectiva.

Con base a lo anterior, se calcula la permeabilidad de fractura, y se considera que el área expuesta al flujo corresponde tanto al flujo de la roca homogénea como al de fracturas o canales de flujo, y que ambos flujos, el de fractura y el de matriz, son en paralelo y el flujo de matriz siempre existe. La permeabilidad de fractura se determina, restando de la permeabilidad el efecto predominante de fractura, la permeabilidad extrapolada del efecto predominante de matriz, para un valor del incremento de presión de confinamiento efectivo seleccionado.

Permeabilidad Absoluta al Agua o aceite de Formación.

Con las muestras saturadas cien por ciento con agua o aceite de formación, se miden los datos para determinar su permeabilidad absoluta con el mismo equipo de permeabilidad al gas. Para esto se colocan las muestras en la celda básica de permeabilidades, conectada a su vez al sistema de flujo, que está formado por la bomba de alta presión de gasto constante, el módulo de presión diferencial y por el módulo de control de contra presión. El sistema de flujo se llena con agua o aceite de formación, después se incrementa la presión de confinamiento efectivo a la muestra por pasos, y en cada uno de los pasos se determina la permeabilidad, cuando el flujo en la muestra alcanza el régimen permanente, para varios

gastos a la temperatura desenda. Los datos registrados durante estas pruebas son: presión de poro, caída de presión, temperatura, gasto del fluido, presión de confinamiento efectivo, tiempo de flujo y volumen inyectado.

Con una hoja de cálculo de Lotus 123®, en la que se ha programado la ley de Darcy, se calcula la permeabilidad absoluta al agua o aceite de formación a partir de los datos de la muestra, los datos obtenidos durante la determinación y las propiedades del fluido.

El comportamiento de permeabilidad absoluta al agua o aceite en función del incremento de presión de confinamiento efectivo, comprendidos entre 500 a 10 000 lb/pg², es similar al comportamiento de permeabilidad absoluta determinado con gas al de porosidad efectiva.

3.4 Determinación de la Permeabilidad Relativa en el Laboratorio

El dato de permeabilidad relativa es crítico en la predicción del gasto de flujo de una fase en presencia de otra. El comportamiento de la permeabilidad relativa en dos fases en fracturas es por lo tanto de importancia considerable en la estimación eficiente de los gastos de producción de los modelos de simulación de yacimientos de doble permeabilidad y doble porosidad.

La determinación de permeabilidades relativas aceite-agua se realiza por desplazamiento de un fluido por otro en régimen variable (saturaciones variables), empleando el método gráfico propuesto por Jones S. C. y col. (1978), basado en la combinación de las relaciones fundamentales desarrolladas por Leverett M. C.(1941) y Buckley S. E. y Leverett M. C. (1941), con la ecuación de Welge H. J.(1952), para determinar la historia de saturación en la cara de salida de las muestras y la ecuación desarrollada por Johnson E. F. y col. (1959), teniendo como referencia las permeabilidades absolutas al agua de inyección, efectiva al aceite medidas antes del desplazamiento y efectiva al agua después del mismo, a las mismas condiciones del desplazamiento.

Para encontrar las permeabilidades relativas en el laboratorio, se emplean desplazamientos de fluidos en régimen variable.

La saturación de fluido promedio en el núcleo, a cualquier tiempo, puede encontrarse a partir un balance de materia. Las permeabilidades relativas en la cara de salida se calculan con la ecuación de Welge a partir de la historia de saturación promedio. De manera similar para calcular la permeabilidad relativa en cualquier punto es necesario el gradiente de presión por unidad de gasto de inyección. La ecuación desarrollada por Jhonson convierte la inyectividad relativa promedio a un valor en el punto considerado.

Suposiciones del método de Jhonson:

- Se ignoran los efectos gravitacionales y la presión capilar
- Las permeabilidades relativas se expresan en función de la saturación.
- El flujo fraccional y la viscosidad efectiva deben ser valores puntuales y no promedios, calculados también en función de la saturación. Lo que más conviene es tomarlos a la entrada y salida del núcleo.

Procedimiento

1. Se efectúa un desplazamiento en régimen transitorio lineal
2. Se satura el núcleo con agua
3. Se fluye aceite hasta la saturación de agua irreductible
4. Se fluye agua a través del núcleo a presión a gasto constante
5. Se determina el gasto de inyección
6. Las fracciones de agua y aceite expulsadas son colectadas y medidas
7. El volumen de agua inyectada es expresado en volumen de poros Q_v .

Con la saturación de agua inicial, se calcula la saturación media en función del gasto de inyección.

$$\bar{S}_w = S_{wi} + N_p / V_p$$

3.4

8. Se traza una tangente correspondiente a un gasto inyectado sobre la curva de saturación media vs. gasto inyectado, y se extrapola la tangente hasta interceptar el eje de las ordenadas, así se obtiene la saturación correspondiente a dicho volumen inyectado de agua a la salida del núcleo.

$$S_w^* \quad 3.5$$

9. Se calcula la viscosidad efectiva en función de la saturación.

$$\lambda^{-1} = \mu_k \left(\frac{\Delta P}{q} \right) / \left(\frac{\Delta P_k}{q_k} \right) \quad 3.6$$

donde μ_k es la viscosidad del fluido usada para encontrar la permeabilidad absoluta.

$$\lambda_2^{-1} = \overline{\lambda^{-1}} - Q_1 \frac{d\overline{\lambda^{-1}}}{dQ_1} \quad 3.7$$

10. El flujo fraccional a la salida del núcleo se calcula en función de la saturación media, la saturación a la salida y el volumen de agua inyectado

$$f_{w2} = (\overline{S_w} - S_{w2}) / Q_1 \quad 3.8$$

y

$$f_{o2} = 1 - f_{w2} \quad 3.9$$

donde:

$$S_{w2} = 2\overline{S_w} - S_w^* \quad 3.10$$

11. Las permeabilidades relativas al agua y al aceite (expresadas como funciones de la saturación) son:

$$k_{rw} = \mu_w f_{w2} / \lambda_2^{-1} \quad 3.11$$

$$k_{ro} = \mu_o f_{o2} / \lambda_2^{-1} \quad 3.12$$

Permeabilidades relativas en rocas heterogéneas

Las rocas intergranulares, intercristalinas, fracturadas y vulgares con diferentes configuraciones porosas, pueden tener permeabilidades relativas similares. Por otra parte,

rocas con permeabilidades y porosidades similares pueden tener permeabilidades relativas muy diferentes. Es difícil interpretar datos de permeabilidad relativa en régimen variable confiables en muestras de núcleos heterogéneos debido a la sensibilidad de los resultados, a la naturaleza de la heterogeneidad, gastos de inyección, longitud del núcleo y mojabilidad. Según Sigmund y McCallery (1979) señalaron que los métodos de permeabilidades relativas estándar usados en tapones de núcleo pueden no ser aplicados cuando el yacimiento es heterogéneo razón por la cual el uso de simuladores de yacimientos surgió para interpretar datos de barrido en el laboratorio y determinación de permeabilidades relativas para cada uno de los sistemas que constituyen el medio poroso.

En rocas vulgares existen regiones de saturación donde se han observado pequeños cambios en las permeabilidades relativas (Ehrlich, R. 1971). Las permeabilidades relativas de fractura pueden depender del tamaño de la fractura, forma, aspereza, condiciones de esfuerzo, orientación de las fracturas, saturación del fluido, mojabilidad, relación de viscosidades, capilaridad, relación gravedad-viscosidad y relación de densidades.

El grado en el cual la medición de las permeabilidades relativas en el laboratorio se ajustan al comportamiento del yacimiento, dependen de las condiciones de la prueba y de los fluidos utilizados durante la medición

CAPITULO 4
MODELOS DE SIMULACION NUMERICA DE
NUCLEOS

Capítulo 4

Modelos de Simulación Numérica de Núcleos

El objetivo de la ingeniería de yacimientos es obtener la máxima recuperación económicamente posible de hidrocarburos de un yacimiento petrolero. Para lograr este objetivo, el ingeniero de yacimientos emplea principios científicos para desarrollar modelos del yacimiento. Los modelos son usados para simular el comportamiento del yacimiento ante diversas opciones de producción y recuperación de hidrocarburos a lo largo de su vida productiva.

A nivel de laboratorio, es posible determinar los valores de recuperación de aceite de una muestra de roca. Mediante un simulador numérico, puede obtenerse la recuperación de fluidos previamente medida en el laboratorio, a partir de una combinación de propiedades petrofísicas de la roca y características de los fluidos que la saturan. Basándose en estos conceptos, se emplean los datos de laboratorio para construir un modelo de simulación numérica apropiado para reproducir un comportamiento de flujo esperado.

A continuación se presentan cuatro modelos de simulación de núcleos que pueden ser utilizados para reproducir el comportamiento de la permeabilidad relativa tanto para la matriz de la roca como para el sistema de porosidad secundaria; datos que son esenciales en los estudios de simulación numérica de yacimientos naturalmente fracturados.

4.1 Modelo Homogéneo

El movimiento de fluidos en medios porosos ha sido de interés en muchos campos de la ingeniería. Como consecuencia, existe gran cantidad de estudios llevados a cabo en los últimos treinta años. La mayoría de los procedimientos de análisis de flujo han considerado al yacimiento como un medio homogéneo.

Para simular el comportamiento de flujo en una muestra de roca se seleccionó un modelo homogéneo. A partir de los datos obtenidos en las pruebas de desplazamiento agua-

aceite realizadas en el laboratorio, se construyó la base de datos de entrada para el Simulador Numérico SIMPUMA-FRAC (Apéndice A).

En el modelo homogéneo empleado se consideró la existencia de una sola región petrofísica en el sistema rocoso, cuyas propiedades petrofísicas eran conocidas y obtenidas en el laboratorio.

Se seleccionaron las curvas de volumen de aceite producido contra volumen de agua inyectado y de flujo fraccional contra saturación de agua, para realizar el ajuste del simulador.

Un primer paso en la formulación del modelo de simulación es la definición de la malla de simulación que ha de ser empleada. En este caso, se realizó un análisis de sensibilidad con una malla inicial de $6 \times 6 \times 7$.

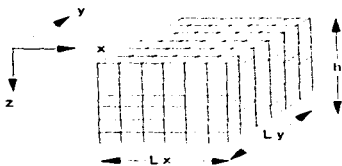


Fig. 4.1 Malla de simulación de $6 \times 6 \times 7$; "x" es la dirección de flujo

Se analizó el efecto de la malla en la dirección X y para ello se aumentó la malla hasta $X = 12$, sin variar Y ni Z. En las figuras 4.2a y 4.2b es posible observar que la variación del número de celdas en la dirección X no tiene efecto alguno sobre los resultados de producción y flujo fraccional arrojados por el simulador, por lo que no fue necesario incrementar el tamaño de la malla en dicha dirección.

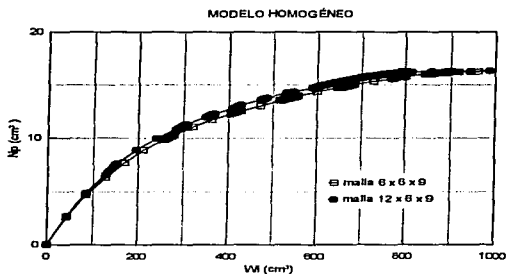


Fig. 4.2a Sensibilidad de la malla en la dirección "X".
(Comportamiento de Producción).

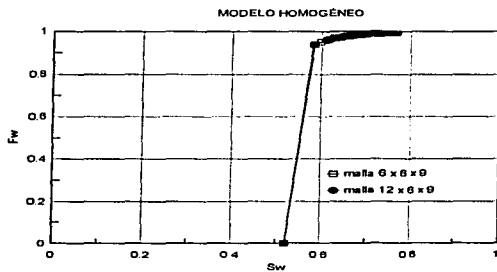


Fig. 4.2b. Sensibilidad de la malla en la dirección "X".
(Flujo Fraccional).

En la dirección Y también se incrementó la malla hasta $Y = 12$, y como lo muestran las figuras 4.3a y 4.3b, no existe variación en los resultados arrojados por el simulador.

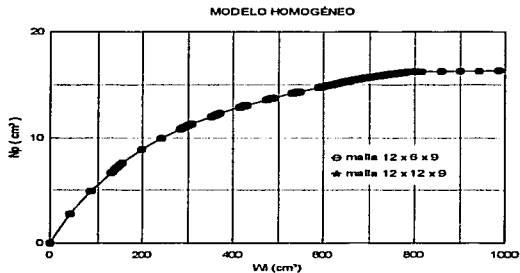


Fig. 4.3a Sensibilidad de la malla en la dirección "Y",
(Comportamiento de Producción).

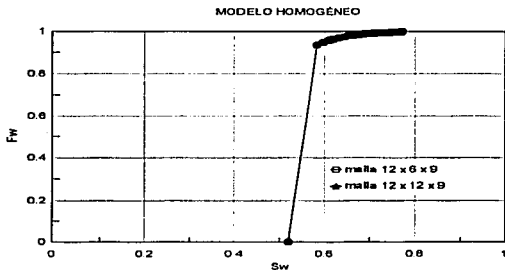


Fig. 4.3b Sensibilidad de la malla en la dirección "Y", (Flujo Fraccional).

El incremento de la malla en la dirección Z tampoco afectó el comportamiento de las curvas seleccionadas (Fig. 4.4a y 4.4b).

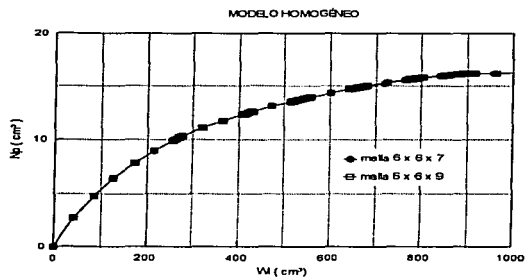


Fig.4.4a. Sensibilidad de la malla en la dirección "Z",
(Comportamiento de Producción).

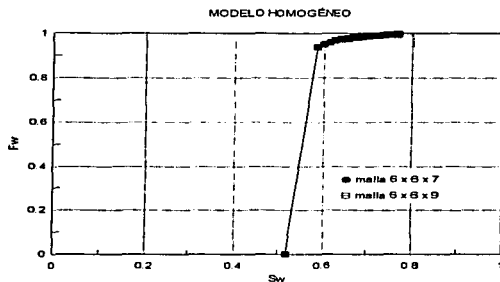


Fig. 4.4b. Sensibilidad de la malla en la dirección "Z", (Flujo Fraccional).

La malla seleccionada a partir del análisis anterior fue de $6 \times 6 \times 7$, ya que no es necesario mayor detalle cuando la roca es homogénea y sus características petrofísicas son directamente obtenidas en el laboratorio.

Los datos de entrada al simulador para la muestra 1 se indican en: **Apéndice A.**

4.2 Modelo Homogéneo-Fracturado

En el estudio de los yacimientos naturalmente fracturados, la simulación numérica constituye una herramienta muy adecuada, sin embargo, la aplicación de simuladores requiere del conocimiento de las propiedades de matriz y de fractura tales como: porosidad, permeabilidad, compresibilidad, permeabilidad relativa y presión capilar. Todas las propiedades petrofísicas de la matriz de la roca pueden ser determinadas directamente a partir de mediciones de laboratorio, sin embargo las propiedades de fractura, generalmente son supuestas u obtenidas de manera indirecta.

La dificultad para obtener las características petrofísicas de las fracturas en el laboratorio, se debe principalmente a que las muestras de roca son extraídas de las partes más densas del medio poroso. Por esta razón, una manera de conocer el comportamiento del flujo a través de las fracturas, sería inducir una fractura artificial de dimensiones perfectamente conocidas.

Para este estudio, se generó una fractura artificial que dividía la roca en dos partes iguales. La roca original era de matriz densa y baja permeabilidad. Mediante pruebas de desplazamiento se determinaron las propiedades petrofísicas de la muestra de roca original y fracturada.

Para simular el flujo a través de la muestra de la roca fracturada, se seleccionó primeramente un modelo homogéneo delimitado por dos regiones petrofísicas con características diferentes. La región 1 constituida por la matriz densa de la roca, cuyos

parámetros petrofísicos fueron medidos antes del fracturamiento. La fractura al centro de la roca se definió como la región 2.

La malla de simulación fue definida de acuerdo a la información de las dos regiones petrofísicas existentes. En la dirección de flujo "X" se tomó como base la amplitud de la fractura para crear la malla, siendo ésta de menor dimensión hacia el centro y creciente hacia los extremos (Fig. 4.5). En las direcciones "Y" y "Z" solo se dividió la longitud total en tres, ya que la matriz de la roca era densa y homogénea. Finalmente la malla de prueba fue de 11 x 3 x 3.

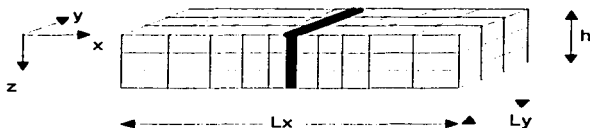


Fig. 4.5 Malla de simulación de 11 x 3 x 3. (Modelo Homogéneo-Fracturado). "x" dirección de flujo.

Y la sensibilidad de la malla se muestra en las gráficas 4.6a y 4.6b de la siguiente página.

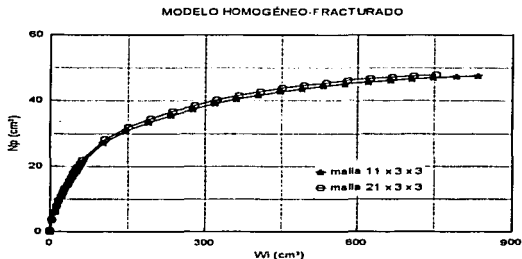


Fig. 4.6a Sensibilidad de la malla en la dirección "Z", (Comportamiento de Producción).

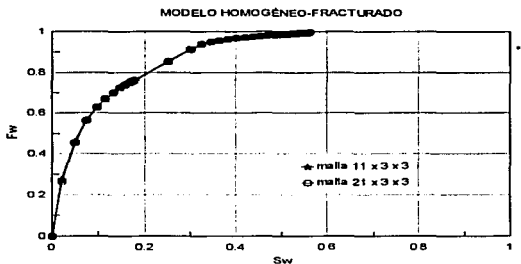


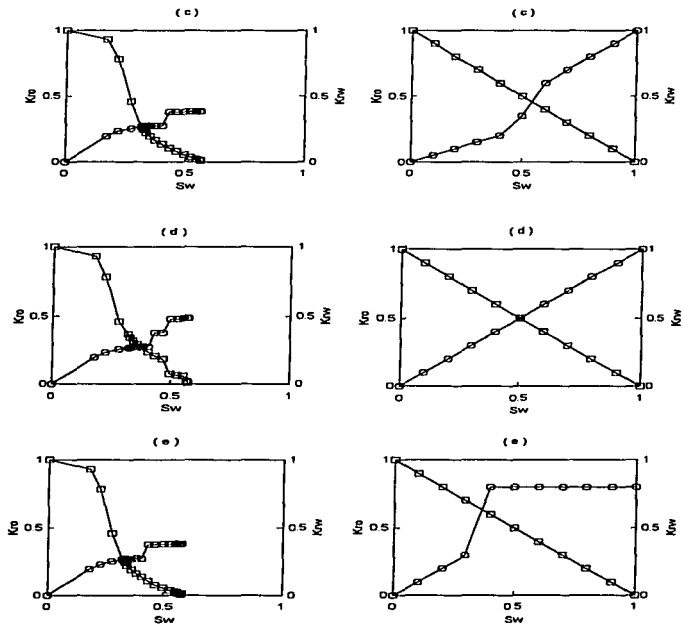
Fig. 4.6b Sensibilidad de la malla en la dirección "X", (Flujo Fraccional).

La única incógnita para definir completamente el modelo homogéneo-fracturado era la permeabilidad relativa al agua y al aceite correspondientes a la región 2. Mediante un método de ensaye y error, a partir del tipo de curva de k_r vs. S_w obtenida en el laboratorio, se movieron las curvas de permeabilidad relativa hasta conseguir un ajuste en la producción y el flujo fraccional medidos en el laboratorio con los calculados por el simulador.

Se probaron diferentes curvas de permeabilidad relativa al agua y al aceite y se observa que la suposición de linealidad ($k_{rw} = S_w$, $k_{ro} = 1 - S_w$) asignada al sistema de porosidad secundaria, es acertada aún cuando los efectos gravitacionales son despreciables durante el desplazamiento del aceite por agua en una muestra de roca de aproximadamente 6 cm x 17 cm. A nivel de yacimiento no es adecuado despreciar la segregación gravitacional, pues el espesor de la roca permite que los efectos sean bastante considerables.

A partir de las curvas de permeabilidad relativa (Figs. 4.7d y 4.7g) se observa que el agua desplaza de inmediato al aceite inicialmente contenido en la fractura y posteriormente comienza a fluir el aceite por la matriz de la roca. El agua fluye entonces principalmente por la

fractura como puede observarse en el flujo fraccional y posiblemente por algunos canales de la matriz (Figs. 4.7e y 4.7f). El aceite aún contenido en la matriz de la roca es expulsado en forma discontinua con un efecto insignificante en la producción (Fig. 4.c).



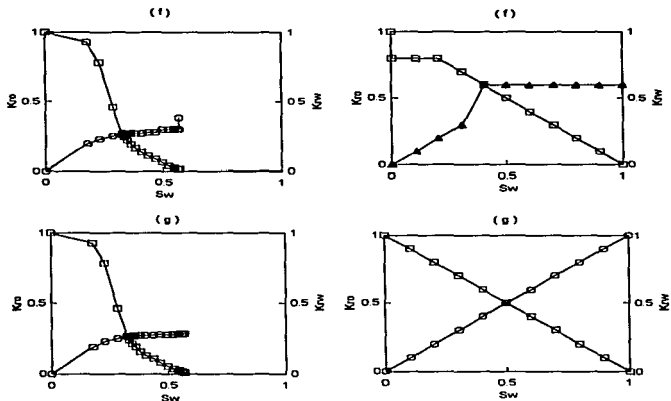


Fig. 4.7 Permeabilidad Relativa de la matriz (Izquierda). Permeabilidad Relativa de fractura (derecha). (Modelo Homógeno-Fracturado)

El ajuste con las diferentes curvas de permeabilidad relativa se muestra en las Figs. 4.8a y 4.8b.

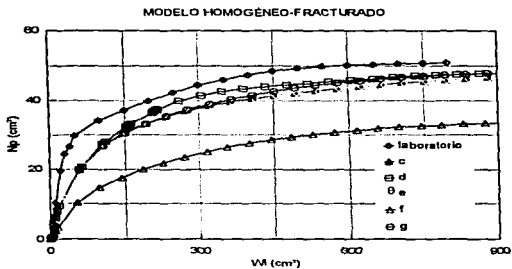


Fig. 4.8a Sensibilidad de la permeabilidad relativa en el Comportamiento de Producción, (Modelo Homogéneo-Fracturado).

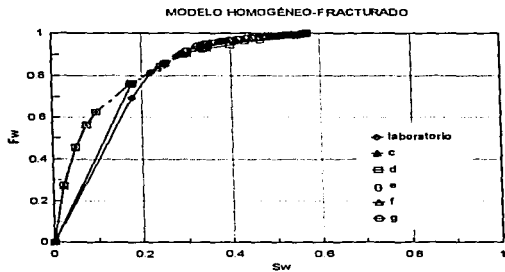


Fig. 4.8b Sensibilidad de la permeabilidad relativa en el Flujo Fraccional, (Modelo Homogéneo-Fracturado).

El mejor ajuste logrado con el Modelo Homogéneo-Fracturado se muestra en las Figs. 4.8c y 4.8d.

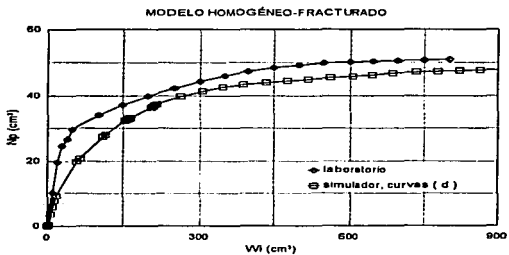


Fig. 4.8c Ajuste del comportamiento de producción. (Modelo Homogéneo Fracturado).

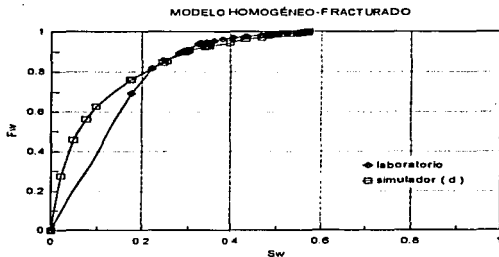


Fig. 4.8d Ajuste del flujo fraccional. (Modelo Homogéneo-Fracturado.)

El archivo de datos de entrada para el simulador con el modelo homogéneo fracturado esta en el Apéndice A.

4.3 Modelo Vugular

En algunos yacimientos carbonatados, la percolación y las aguas ácidas pueden provocar porosidad y permeabilidad por disolución de la matriz.

La transformación de calcita a dolomita da como resultado una disminución del volumen de roca, lo cual crea huecos (Hohlt). Estos huecos se denominan *vúgulos* (pequeñas cavidades en la roca, con cristales de diferente composición mineral, término usado con referencia a las rocas carbonatadas).

Para simular el comportamiento de flujo debido a la presencia de vúgulos o cavernas en una muestra de roca, se empleó el modelo homogéneo con dos regiones petrofísicas definidas al igual que en el modelo homogéneo-fracturado.

La malla de simulación fue de $12 \times 12 \times 9$, con la intención de tener mayor detalle acerca de los vúgulos. Se analizó el comportamiento de flujo para diferentes porcentajes de vúgulos en la roca, así como para diferente distribución de los mismos. (Fig. 4.9).

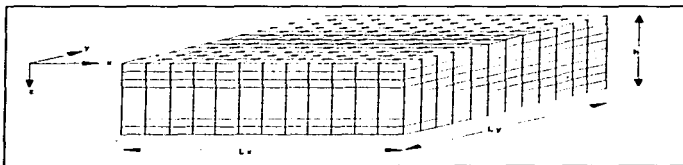


Fig. 4.9 Malla de simulación de $12 \times 12 \times 9$. "x" es la dirección de flujo; (Modelo Vugular).

Para analizar el efecto de la presencia de vúgulos en la roca se analizaron 4 distribuciones de dichos vúgulos a través de la roca, (Fig. 4.10).

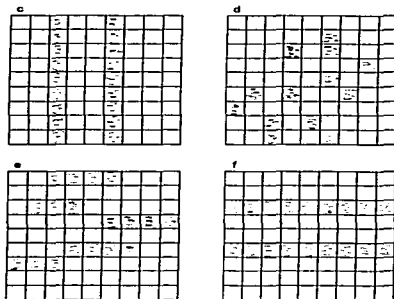


Fig. 4.10 Distribución de los vógelos analizados.

De las figuras 4.11a y 4.11b se observa que el comportamiento de la producción de aceite está directamente influenciado por la manera de como están distribuidos los vógelos y el volumen que ocupan. La curva e de las figuras 4.11a y 4.11b, corresponde a una secuencia de vógelos comunicados en una dirección perpendicular al flujo.

La curva d corresponde a que hay un mayor porcentaje de vógelos que en el caso c, sólo que los vógelos están distribuidos arbitrariamente en la roca.

La curva e de la misma figura representa el comportamiento de la producción de aceite y flujo fraccional si se tuviera la presencia de vógelos continuos y comunicados que no abarcarán el total de la longitud en la dirección del flujo.

La curva f representa el comportamiento de un conjunto de vógelos a través de toda la longitud en la dirección del flujo, que hará el mismo efecto que una fractura en dicha dirección. La porosidad de los vógelos, es mayor que la porosidad de la fractura ya que el vógel tiene

más capacidad para almacenar los fluidos en tanto que la fractura no retiene los fluidos, sino que sólo los conduce.

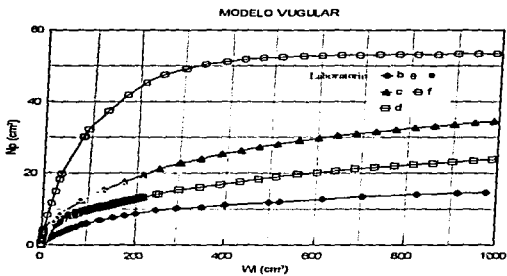


Fig. 4.11a Comportamiento de Producción, (Modelo Vugular).

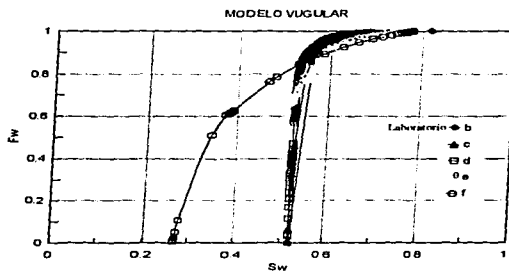


Fig. 4.11b Flujo Fraccional, (Modelo Vugular).

Del análisis de las curvas de permeabilidad relativa aplicadas a cada prueba, se observa que cuando se encuentra una secuencia de vógelos comunicados entre sí, el comportamiento es similar al caso de tener una fractura de dimensiones equivalentes a la suma de las dimensiones de los vógelos. La producción del aceite contenido en la porosidad secundaria fluye inmediatamente que comienza el desplazamiento y una vez que se ha recuperado la mayor parte del aceite, se produce toda el agua con una cantidad despreciable del aceite aportado por la matriz de la roca en forma discontinua. La saturación inicial en el caso de la muestra fracturada fue igual a cero y mayor que cero en el caso de la muestra vugular, por esa razón se nota el desfase de las curvas del flujo fraccional para uno y otro caso. Sin embargo, la tendencia de las curvas es muy similar, se nota que el flujo fraccional de agua llega casi al 80% inmediatamente, (Figs. 4.12a y 4.12b).

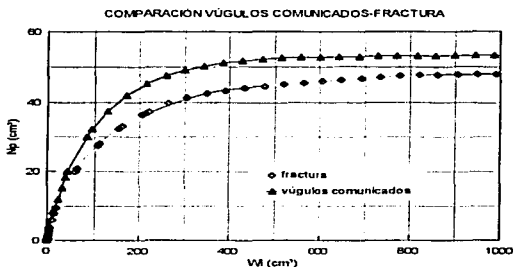


Fig. 4.12-a Comparación del comportamiento de producción entre los modelos de vógelos comunicados, fractura en el Comportamiento de Producción.

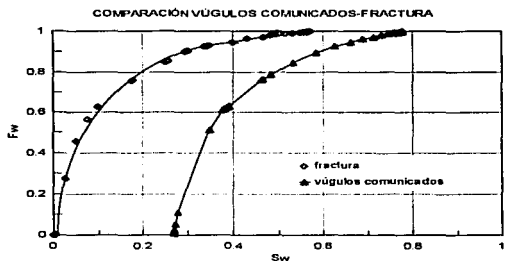


Fig. 4.12-b Comparación del comportamiento del Flujo Fraccional entre los modelos de vugulo comunicados, fractura en el Flujo Fraccional.

Cuando los vugulos se distribuyen arbitrariamente en la roca, como generalmente ocurre; cada vugulo tiene un tamaño diferente, y por lo tanto sus características petrofísicas también difieren. El comportamiento de permeabilidad relativa en este caso es más parecido al de una roca homogénea que tiene valores de porosidad y permeabilidad diferentes en la región que corresponde a los vugulos.

4.4 Modelo Fracturado (de Doble Porosidad)

Un aspecto complejo e importante al modelar un yacimiento fracturado es representar correctamente la transferencia de fluidos entre los bloques de matriz y el sistema de fracturas. Algunos autores han representado la interacción matriz-fractura por medio de modelos simplificados, los cuales suponen a los bloques de matriz como un medio con propiedades promedio, sin considerar el detalle de flujo dentro de ellos. Otros autores, han representado la interacción modelando el detalle del movimiento de fluidos dentro de los bloques de matriz y su efecto en la transferencia de fluidos con el sistema de fracturas.

Se ha considerado que una formación fracturada está constituida por bloques porosos y permeables generalmente separados por fracturas y donde las dimensiones de los bloques varían según el tipo de roca. La amplitud y longitud de las fracturas regularmente son de dimensiones mucho mayores que los canales de flujo de los poros; por lo que la permeabilidad de las fracturas también es mayor que la permeabilidad del sistema de poros. El concepto anterior permite afirmar que parámetros, tales como la permeabilidad y la capacidad de almacenamiento de una formación, resultan ser diferentes para un medio poroso uniforme y un medio poroso fracturado o heterogéneo.

En los modelos desarrollados para el estudio de yacimientos fracturados, los sistemas formados por la porosidad primaria y la porosidad secundaria son considerados como sistemas uniformemente distribuidos a través de todo el yacimiento y la formación es estudiada como un medio de doble porosidad o equivalente a un sistema heterogéneo; será únicamente el modelo de doble porosidad el que será descrito, ya que en este modelo está basado el simulador utilizado para el análisis aquí presentado.

4.4.1 Modelo de doble Porosidad

El concepto de medio de doble porosidad representativo de un yacimiento fracturado fue introducido por Barenblatt y otros, como resultado del estudio del comportamiento de un acuífero fracturado.

Su modelo supone la existencia de dos regiones porosas de diferentes características, tanto de porosidad como de permeabilidad dentro de la formación. Un medio constituido por espacios porosos pequeños (porosidad en el sistema de matriz), y otro medio formado por espacios porosos de mayor dimensión (porosidad en el sistema fracturado).

En el campo de la Ingeniería Petrolera, muchos investigadores han estudiado y modificado el modelo de doble porosidad para conocer soluciones al problema del flujo de fluidos, y a partir de dichos estudios han surgido soluciones analíticas para el comportamiento transitorio de presión en el yacimiento (Warren y Root, 1963, Odeh, 1965, Kazemi y otros,

1969, de Swaan, 1976). En general, las conclusiones obtenidas por los diferentes autores no son similares, esto puede deberse a que cada autor a estudiado yacimientos fracturados con diferentes condiciones y bajo suposiciones específicas.

Para probar las condiciones extremas de flujo en una muestra de roca de diámetro completo, se simuló el desplazamiento de fluidos en la roca artificialmente fracturada con el modelo de doble porosidad.

La información requerida por el simulador SIMPUMA-FRAC en el modelo de doble porosidad es la correspondiente a cada una de las regiones petrofísicas. **(Apéndice A)**

Para definir la extensión de la fractura, el simulador requiere las dimensiones de los bloques de matriz y supone que hay una fractura al borde de cada bloque.

Por ensaye y error se trató de representar la fractura en la muestra de roca, y se supusieron diferentes tamaños de los bloques de matriz.

En cuanto a la permeabilidad relativa, las curvas que suponen linealidad entre la permeabilidad relativa y la saturación se asignaron al sistema fracturado y los valores obtenidos en laboratorio para éste mismo parámetro petrofísico se atribuyeron al sistema de matriz.

Se supusieron diferentes curvas de permeabilidad relativa y se realizaron las pruebas correspondientes con el simulador para analizar su efecto sobre el comportamiento de producción de fluidos de la muestra de roca. Los resultados de las pruebas se muestran en la (Fig. 4.13a y 4.13b).

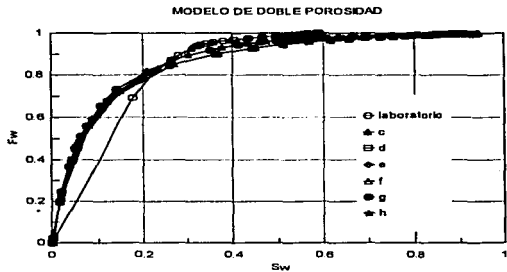


Fig. 4.13a. Sensibilidad de las curvas de permeabilidad relativa en el flujo fraccional. (Modelo de doble porosidad)

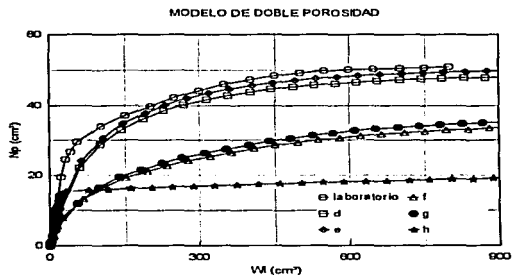
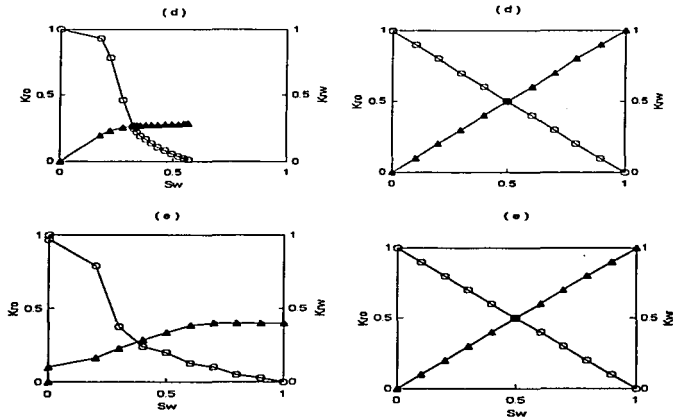


Fig. 4.13b. Sensibilidad de las curvas de permeabilidad relativa en el Comportamiento de Producción. (Modelo de Doble Porosidad).

Las figuras 4.14d y 4.14e son curvas representativas para la matriz y para el sistema de porosidad secundaria (vúgulos y fracturas). Se observa una aproximación con las obtenidas para el modelo de Homogéneo-Fracturado y la dinámica del desplazamiento de fluidos a través de la roca es el mismo.

En este modelo, ajustan las diagonales asignadas a la fractura y las curvas de permeabilidad relativa que corresponde a la matriz, conservan aún un efecto de porosidad secundaria lo que nos lleva a la conclusión de que la matriz no es completamente densa, sino que existen poros de mayor tamaño que podrían ser vúgulos aislados, además de la fractura aparente.



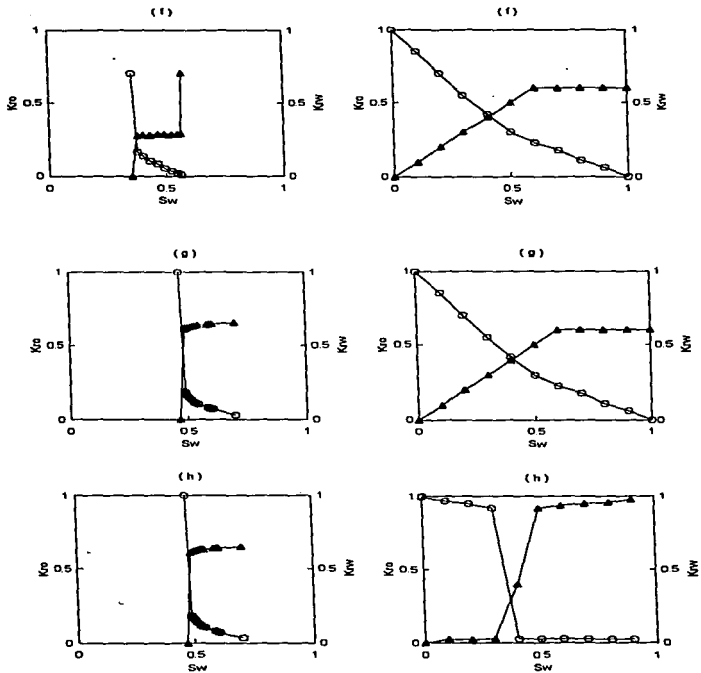


Fig. 4.14 Permeabilidad relativa de la matriz (izq.). Permeabilidad relativa de la fractura (der.)

El mejor ajuste del comportamiento de producción de aceite y agua y del flujo fraccional del agua se obtuvo a partir de las siguientes curvas de permeabilidades relativas para la matriz de la roca y para el sistema de porosidad secundaria (vúgulos), (Figs. 4.15a y 4.15b).

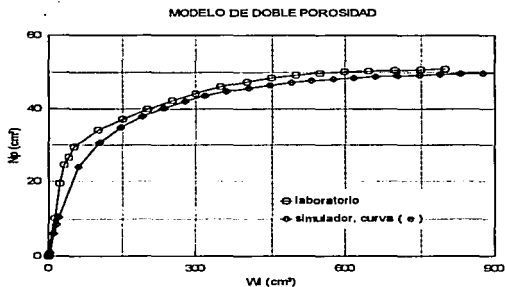


Fig. 4.15a Ajustes del comportamiento de producción,
(Modelo de Doble Porosidad).

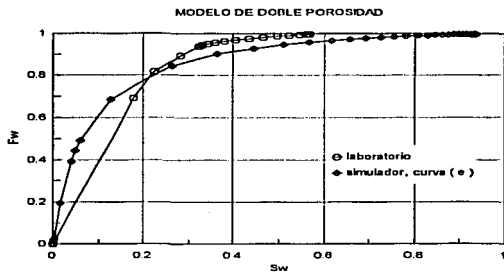


Fig. 4.15b. Ajustes del flujo fraccional. (Modelo de Doble Porosidad).

En las Fig. 4.16a se obtiene la comparación del ajuste de producción, entre los modelos de doble porosidad y homogéneo fracturado.

En la Fig. 4.16b se observa la comparación del ajuste de flujo fraccional entre los modelos de doble porosidad y homogéneo fracturado.

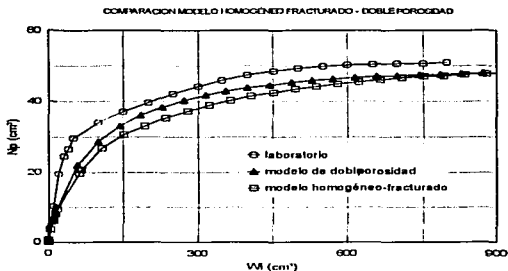


Fig. 4.16a Ajuste de producción entre los modelos de Doble Porosidad y Homogéneo Fracturado

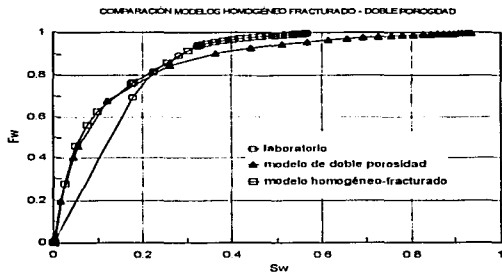


Fig. 4.16b Ajuste de flujo fraccional entre los modelos de Doble Porosidad y Homogéneo Fracturado

CAPITULO 5

AJUSTE DEL COMPORTAMIENTO DE FLUJO EN UNA MUESTRA DE ROCA CON PORODIDAD SECUNDARIA, MEDIANTE SIMULACION NUMERICA

Capítulo 5.

Ajuste del Comportamiento de Flujo en una Muestra de Roca con Porosidad Secundaria, Mediante Simulación Numérica

Una vez que se han definido los modelos de Simulación Numérica de Núcleos con características petrofísicas diferentes, se tienen las condiciones para seleccionar el modelo más apropiado y reproducir el comportamiento de flujo en una muestra de roca que presenta porosidad secundaria. Esto es posible mediante el análisis de los parámetros petrofísicos medidos en el laboratorio y las características de cada uno de los modelos anteriormente descritos.

En este capítulo se analiza el comportamiento de flujo en una muestra de roca que presenta porosidad secundaria y que ha sido probada previamente en el laboratorio. Se detalla la descripción petrográfica de la roca y se muestra una tomografía de la misma, como una herramienta muy importante en la selección del modelo de simulación.

5.1 Descripción petrográfica de la muestra I

La roca está constituida en un 50% por fragmentos grandes de roca calcárea, 48% de matriz (cementante) y 2% de bioclastos.

La porosidad primaria es exigua y por dolomitización muy poco desarrollada, con cristales aislados entre los fragmentos. La porosidad secundaria, intercrystalina en la mayor parte del cementante, parece ser producto de una doble dolomitización.

La muestra de roca presenta algunos vóculos comunicados por canales capilares o sellados entre sí con calcita. La porosidad de origen intergranular y de estilolitas es escasa, (Martín M. M. y Jaime B. D., 1993).

MUESTRA	PROFUNDIDAD (MDBMR)	LONGITUD UTIL (cm)
1	4353.0 - 4353.32	17.98

5.2 Modelado

Para caracterizar con mayor detalle la ubicación y porosidad de cada végulo en la muestra, se empleó la tomografía del núcleo (Fig. 5.1).

A partir de la tomografía se seleccionó una malla de simulación aproximadamente del tamaño de los vúgulos. Como la tomografía fue tomada cada 2 centímetros en dirección vertical de la muestra de roca, se definió una malla de 12 x 12 x 9, ya que se tenían 9 tomas verticales. El tamaño de la malla en "Y" y "Z" se seleccionó para tener mayor detalle de las características de cada végulo.

En relación a la porosidad, con base en la tomografía fueron asignados diferentes valores de porosidad para cada celda de la malla; tanto en la matriz de la roca como en los vúgulos. Aunque para esta asignación la escala de porosidades fue supuesta, ya que la tomografía indica los valores aproximados de porosidad con una escala de colores. La permeabilidad absoluta para fractura se determinó por ensayo y error, en varios ensayos conectando el flujo en serie de las dos regiones, manteniendo sus valores dentro del rango promedio medido.

En la primera simulación se asignaron a la región 1, las curvas de permeabilidades relativas obtenidas por el laboratorio para la muestra-1. A la región 2 le fueron asignadas las curvas de permeabilidad relativa que suponen linealidad entre la permeabilidad y la saturación.

Se probaron también las curvas de permeabilidad relativa obtenidas en la muestra fracturada artificialmente, para la región de los vúgulos, con la suposición de que cada végulo puede modelarse como una fractura muy pequeña.

Otra curva de permeabilidad relativa empleada en este modelo, fue promediada a partir del comportamiento que mostró la roca al ser examinada en el laboratorio, y la suposición de linealidad entre la permeabilidad relativa y la saturación.

La asignación de la permeabilidad relativa en los vógelos fue determinada mediante un análisis de sensibilidad, con las curvas de permeabilidades relativas ensayadas en el modelo fracturado de doble porosidad, cuyos resultados pueden observarse en las Figuras 5.2a y 5.2b.

El ajuste obtenido con el modelo vugular al introducir diferentes valores de permeabilidad relativa se muestran en la Figura 5.1. Donde A indica la dirección perpendicular a los canales principales de flujo y d menor permeabilidad y B indica la dirección de los canales principales de flujo y d mayor permeabilidad.

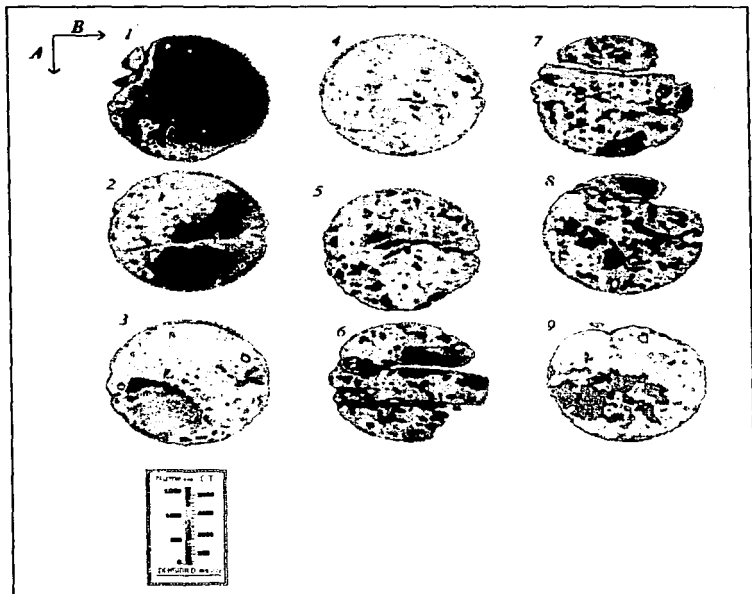


Fig. 5.1 Ajuste obtenido con el Modelo Vugular con diferentes valores de permeabilidad relativa

De las figuras 5.2a y 5.2b observamos que la presencia de porosidad secundaria puede ser detectada inmediatamente con el flujo fraccional tan alto que se alcanza inicialmente y que es notado en la forma de la curva de permeabilidad relativa de la matriz (Fig. 5.3a). Esta observación es consistente con el cumplimiento al esfuerzo efectivo de confinamiento observado durante las pruebas de laboratorio.

La curva obtenida para el sistema de porosidad secundaria indica que a través de los vórgulos se inicia el flujo y posteriormente comienza a actuar la matriz de la roca y la aportación de fluidos se hace en forma discontinua sin abrir canales de flujo adicionales.

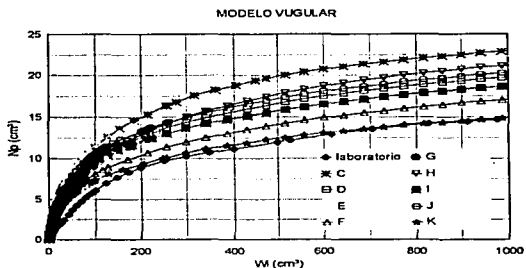


Fig 5.2a Comparación entre curvas de porosidad secundaria (Flujo Fraccional)

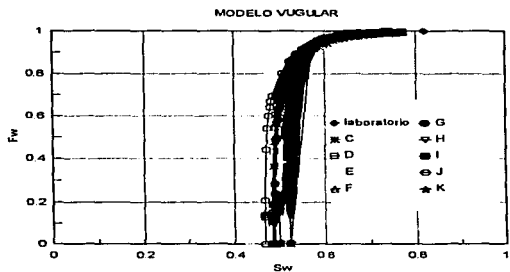


Fig. 5.2b Comportamiento del flujo fraccional de agua, variando el comportamiento de permeabilidades relativas agua-aceite en los vugulos.

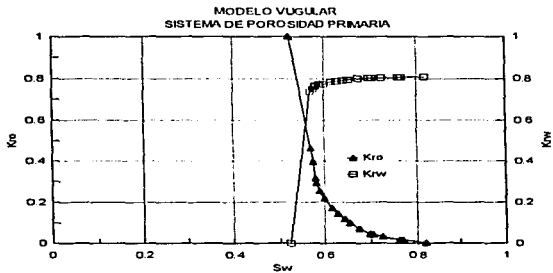


Fig. 5.3a Curva de permeabilidades relativas agua-aceite asignadas al flujo de matriz

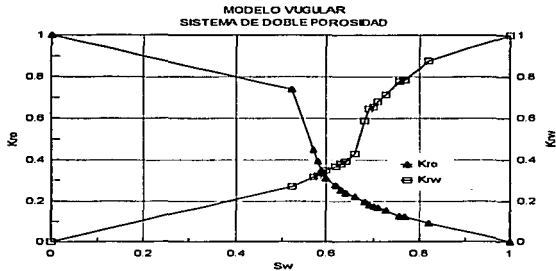


Fig. 5.3b Curvas de permeabilidades relativas final asignada al flujo de vugulos

En las figuras 5.4a y 5.4b se presenta el ajuste alcanzado considerando curvas de permeabilidades relativas para matriz y para fractura (vugulos) objetivo de este trabajo a partir del cual, en un futuro próximo se podrá mejorar la técnica de toma de información y simulación para obtener pseudocurvas de aplicación más amplia.

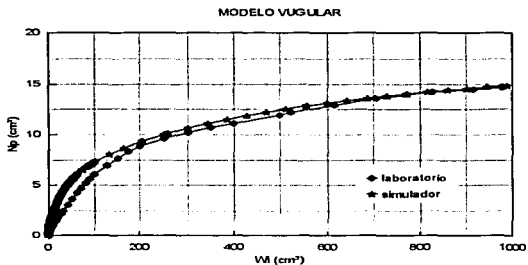


Fig. 5.4a Ajuste del comportamiento de producción con el comportamiento finales de permeabilidades relativas final de vugulos.

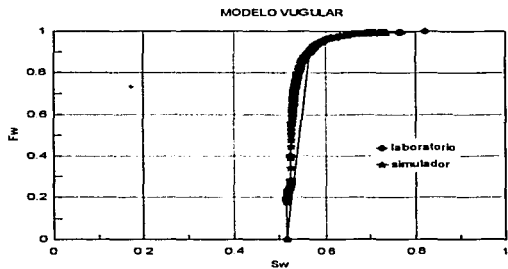


Fig. 5.4b Ajuste del comportamiento de flujo fraccional con el comportamiento de permeabilidades relativas agua-aceite final de vugulos.

CAPITULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Capítulo 8

Conclusiones y Recomendaciones

- I. A partir de mediciones de laboratorio no es posible determinar de manera individual las permeabilidades relativas que corresponden a la matriz de la roca y al sistema de porosidad secundaria; sin embargo, las curvas de permeabilidad relativa medidas para el medio poroso en conjunto (matriz y porosidad secundaria) define perfectamente el efecto de cada tipo de porosidad presente en la roca.
- II. Cuando la permeabilidad relativa promedio obtenida en el laboratorio inicialmente se incrementa y luego se mantiene constante, puede deducirse la presencia de algún tipo de porosidad secundaria y según el efecto predominante debe seleccionarse un modelo para simular el desplazamiento de fluidos y obtener una curva de permeabilidad relativa de la matriz que no incluya los efectos de la porosidad secundaria y además determinar la causa de permeabilidad relativa para el sistema de doble porosidad.
- III. Las curvas de permeabilidad relativa para la matriz de la roca son muy similares al promedio medido en el laboratorio y para eliminar el efecto de la porosidad secundaria es necesario mover dichas curvas, con aumento de su valor pero sin cambiar la forma de las curvas.
- IV. La suposición de linealidad entre la saturación y la permeabilidad relativa, proporciona un buen ajuste entre la producción de fluidos medida y la calculada por el simulador numérico.
- V. Las curvas de permeabilidad relativa empleadas en el modelo Homógeno-Fracturado pueden aplicarse en el modelo de Doble Porosidad, ya que los resultados obtenidos de ambos modelos son similares.
- VI. Para comentar la simulación del comportamiento de flujo a través de una muestra de roca, es favorable emplear un modelo homogéneo donde pueden aplicarse todos los parámetros conocidos del sistema roca-fluidos y posteriormente refinar el modelo hasta tener la mejor aproximación a lo real.
- VII. Las curvas de permeabilidad relativa obtenidas en el laboratorio son representativas principalmente del sistema matriz de roca y son la base para definir el comportamiento de flujo a través del medio poroso en conjunto y obtener curvas aún más representativas.

NOMENCLATURA

Nomenclatura

C	Compresibilidad	L_m	Densidad de la Fractura Lineal
C_v	Compresibilidad de Volumen de Poro	K	Permeabilidad
C_M	Compresibilidad de la Matriz	K_e	Permeabilidad Efectiva
C_p	Compresibilidad de Poro	e	Intervalo de Fractura
f₀₂	(F_w) Flujo Fraccional	L	Longitud del Núcleo
K_t	Permeabilidad Total	A_m	Arca de la Densidad de Fractura
K_f	Permeabilidad de la Fractura	r_e	Radio de Drene
K_m	Permeabilidad de la Matriz	r_w	Radio del Pozo
K_{rw}	Permeabilidad Relativa al Agua		
K_{ro}	Permeabilidad Relativa al Aceite		
N_p	Volumen de Aceite Producido		
P_{cc}	Presión de Confinamiento Total		
q_r	Flujo de Fluidos		
S_a	Saturación de Aceite		
S_w	Saturación de Agua		
S_w	Saturación Media		
W₁	Volumen de Agua Producido		
φ_f	Porosidad de la Fractura		
φ_m	Porosidad de la Matriz		
λ⁻¹	Viscosidad Efectiva		
μ_e	Viscosidad de Fluido		
S_{ao}	Saturación de Aceite Original en la fractura		
S_{aw}	Saturación de Agua Irreductible en la Fractura		
S_{mo}	Saturación de Aceite Original en la Matriz		
C_{pv}	Compresibilidad de Poro en la Matriz		
C_{pf}	Compresibilidad de Poro en la Fractura		
C_o	Compresibilidad del Aceite		
C_w	Compresibilidad del Agua		
C_{eo}	Compresibilidad Efectiva del Aceite		
S_{wi}	Saturación de Agua Irreductible		
P_{ef}	Presión Efectiva		
P_a	Presión de Recuperación Aparente		
V_g	Volumen Total		
V_m	Volumen de Matriz		
V_p	Volumen de Poro		
S_{wo}	Saturación del Agua en la Fractura		
σ	Tensión Interfacial		
SI	Saturación Angular		
Q	Gasto		
μ	Viscosidad		
K_{ef}	Permeabilidad de Fracturas Solitarias		
b	Apertura de la Fractura		

BIBLIOGRAFIA

BIBLIOGRAFIA

- A. PORRES, M. SAMUDIO, C. PACHECO AND CASTREJON, 1996. Studies on Fracturing in Carbonate Formations in Mexico., Society of Petroleum Engineers Inc., pp 17-24.
- BRAESTER C., Simultaneous Flow of Immiscible Liquids Through Porous Fissured Media. Aug 1972., Soc. of Petroleum Engineers Journal, pp.297-303.
- "ERCO PETROLEUM SERVICES, INC. PETROLEUM LABORATORIES", Special Core Analysis for Patóleos Mexicanos, ABkatun 74, (Julio 7, 1981).
- ERLICH E., Relative Permeability Characteristics of Vugular Cores, Paper SPE 3553, 1971. Fall Meeting SPE, New Orleans
- FERNANDO CASTREJON VACIO AND A.A. PORRES-LUNA, Use of Seismic attributes in geological Description of Carbonate Rocks., 1994. Society of Petroleum Engineers Inc., pp 49-60.
- HUPPLER, J.D., Numerical Investigations of the Effects of Core Heterogeneities on Waterflood Relative Permeabilities. Dec., 1970. Soc. of Petroleum Engineers Journal, pp.381-392.
- J.E. WARREN, P.J. ROOT, MEMBERS AIME, The Behavior of Naturally Frctured Reservoirs., Sep-1963., Society of Petroleum Engineers Inc., pp 245-255.
- JONES, F. O. Jr.: "A Laboratory Study of The Effects of Confining Pressure on Fracture Flow and Storage Capacity in Carbonate Rocks", artículo SPE 4569 presentado en el "SPE 48TH Annual Meeting", Las Vegas, (Septiembre, 1975) 21 - 27.
- JONES, STANLEY, C.: "Two - Point Determinations of Permeability and PV VS Net Confining Stress", artículo SPE 15380 presentado en el "SPE 61TH Annual Meeting", New Orleans, (Octubre, 1986) 1 - 12.
- JONES S.C.: "Using the Inertial Coefficient, B, to Characterize Heterogeneity in Reservoir Rock", artículo SPE 16949 presentado en el "SPE 62TH Annual Meeting, Dallas, Tex. (Septiembre, 1987) 165 - 174.
- KAZEMI H., Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoir with Uniform Fracture Distribution, 1969, Society of Petroleum Engineers Inc., pp 451-426, Dec.
- L.A. OWUSU AND I. ERSHAGHI, Relative Permeability of Naturally Fractured Reservoirs from Field Performance Data., Society of Petroleum Engineers Inc., pp 33-40.
- NELSON, R.A.: "An Approach to Evaluating Fractured Reservoirs", Jour. Pet. Techn., (septiembre, 1982), 2167 - 2170.
- NELSON, R.A.: "Natural Fracture Systems: Description and Classification", Boletín AAPG (diciembre, 1978) 2214 - 2221.
- NELSON, R.A.: "A Discussion of Aproximation of Subsurface (Burial) Stress Conditions in Laboratory Experiments", Geophysical Monograph 24, AGU (1981) 311 - 321.
- RAMIREZ E. W. "Variación Horaria de la Carga de la Carga Hidráulica en el Acuitardo Lacustre del Ex-lago de Chalco D.F. y Estado de México". Nov., 1995. UNAM.
- ROBERTO AGUILERA.,Naturally Fractured Reservoirs., 1980. PennWell Publishing Company.

BIBLIOGRAFIA

- S. C. JONES y W.O. ROSZELLE, MAYO 1978. Graphical Techniques for determining Relative Permeability From Displacement Experiments., Journal of Petroleum Technology, pp 807-816.
- STEARNS, D. W. Y FRIEDMAN, M. : "Reservoirs in Fractured Rocks," memoria 16 de AAPG (1972) 82 - 106.
- TORSAETER S., Flow of Immiscible Fluids in Fractured Porous Media. 1980., Sintef Report. Trondheim, STF 28 A 80.005.
- VAN GOLF-RACHT, T.D. AND HENKING E., 1972. A New Forecast Method Applied to Rostam Fractured Reservoir, Preprint 3720., European SPE Meeting, Amsterdam.
- WALSCHMIDT, W.A., FITZGERALD, P.E. AND LUNSDORF. 1956. Classification of Porosity and Fractures in Reservoir Rocks., Bull. Am. Assoc. of Petroleum Geologists, Vol.40, No. 8 May.
- W.R. ROSSEN AND A.T.A.KUMAR, 1992. Single Two-Phase Flow in Natural Fractures., Society of Petroleum Engineers Inc., pp 595-603.
- XIUXU NING, JIN FAN, S.D. HOLDITCH AND W.J LEE. The Measurement of Matrix and Fracture Properties in Naturally Fractured Cores., Society of Petroleum Engineers Inc., pp 555-570.

APENDICES

APENDICE A

ARCHIVO		10 GRABA.	*SOL20.NOR				
ARCHIVO		12 SALIDA	*SOL20.SAL				
CONTROLES		0	0				
SISTEMA COORDENADO *		0					
MODOSIM (NO FRAC)		1					
SISTEMA UNIDADES			1				
TITULO			MODELO HOMOGÉNEO				
FECHA			29	9	1995		
NÚMERO DIMENSIONES			3				
FASES PRESENTES oga*		1	0		1		
ESPESOR TOTAL		*0.5577					
EFECTOS GRAVITAC		1					
CIMA		*0.00					
CONTACTO A-A		*2.0					
PRESION INICIAL		*80.0	0.2789				
MALLA			6	6	7		
TIPO FORMULACION			1				
TIPO GEOMETRIA			1				
TIPO PLANO GEO-1			1				
PLANO GEO	1-1		0	1	1	1	1 0
	1-2		1	1	1	1	1 1
	1-3		1	1	1	1	1 1
	1-4		1	1	1	1	1 1
	1-5		1	1	1	1	1 1
	1-6		0	1	1	1	1 0
TIPO PLANO GEO-2		1					
PLANO GEO	2-1		0	1	1	1	1 0
	2-2		1	1	1	1	1 1
	2-3		1	1	1	1	1 1
	2-4		1	1	1	1	1 1
	2-5		1	1	1	1	1 1
	2-6		0	1	1	1	1 0
TIPO PLANO GEO-3		1					
PLANO GEO	3-1		0	1	1	1	1 0
	3-2		1	1	1	1	1 1
	3-3		1	1	1	1	1 1
	3-4		1	1	1	1	1 1
	3-5		1	1	1	1	1 1
	3-6		0	1	1	1	1 0
TIPO PLANO GEO-4		1					
PLANO GEO	4-1		0	1	1	1	1 0
	4-2		1	1	1	1	1 1
	4-3		1	1	1	1	1 1
	4-4		1	1	1	1	1 1
	4-5		1	1	1	1	1 1
	4-6		0	1	1	1	1 0
TIPO PLANO GEO-5		1					
PLANO GEO	5-1		0	1	1	1	1 0

APENDICE A

5-2	-	1	1	1	1	1	1
5-3	-	1	1	1	1	1	1
5-4	-	1	1	1	1	1	1
5-5	-	1	1	1	1	1	1
5-6	-	0	1	1	1	1	0
TIPO	PLA GEO-6	*	0				
TIPO	PLA GEO-7	*	0				
TIPO FRONTERA	-	1					
FRONTERA X-Y-Z	-	1	0	0			
KONYC,KFASC,KCIMY	-	1	3	1			
KONYB,KFASB,KBASY	-	1	1	1			
NXYC,NXZC	-	6	7				
COORDENA-Y en l=1	-	1	2	3	4	5	6
COORDENA-Z en l=1	-	1	2	3	4	5	6
NXYB,NXZB	-	8	7				
COORDENA-Y en l=nx	-	1	2	3	4	5	6
COORDENA-Z en l=nx	-	1	2	3	4	5	6
Cond. Front. l=1	-	0					
CIMA: qw(lnye)	* 0.0540						
Cond. Front. l=NX	-	1					
BASE: pwf(prod)	* 79.156						
TIEMPOS	* 0.005	0.125					
CONTROL DX	* 0						
LONGITUD DX-1	* 0.035						
CONTROL DY	* 0						
LONGITUD DY-1	* 0.035						
CONTROL ESPESOR	* 1						
LONGITUD	ESP * 0.1148	0.1312	0.0656	0.0656	0.0656		
LONGITUD	ESP * 0.0656	0.0492					
CONDATNUM	* 0	0	0	0	0	0	
CONTROL GRAFI	-	1	0	1	1	1	
NUMERO GRF PERFIL	* 7						
TIEMPO	GRF PERFIL-1*0.005						
TIEMPO	GRF PERFIL-2*0.010						
TIEMPO	GRF PERFIL-3*0.015						
TIEMPO	GRF PERFIL-4*0.030						
TIEMPO	GRF PERFIL-5*0.055						
TIEMPO	GRF PERFIL-6*0.100						
TIEMPO	GRF PERFIL-7*0.200						
NUMERO GRF RESUMEN	* 9						
VAR	GRF RESUME *OOT		1				
VAR	GFR RESUME *QWT		1				
VAR	GFR RESUME *NP		1				
VAR	GRF RESUME *FW		1				
NUMP	GRF RESUME *		1				
UBIP	GRF RESUME *		1				
SUMMY-4: QWIT	*QWIT	1					
VAR	GRF RESUME *PMED		1				
VAR	GRF RESUME *SWMD		1				

APENDICE A

VAR	GRF RESUME	*SWWT	1						
NUMP	GRF RESUME	*	2						
UBIP	GRF RESUME	*	1		2				
VAR GRF RESUMEN-8	*PWFT		1						
NUMP	GRF RESUME	*	2						
UBIP	GRF RESUME	*	1		2				
CONDATNUMOP		0	0		0		0		0 0 0 1 0
DTMIN,DTMAX	* 1.00E-11	5.000E-03							
CONTROL PERFIL	* 0								
FRECUENCIA IMPRE	* 50								
NUMERO POZOS	* 0		0		0				
COMPREROCA	* 4.270E-7								
CONTROL PETROFI	* 1		0		0		0		
POROSIDAD-FRAC	1-1	*0.001	0.0815	0.08		0.0725	0.0515		
		*0.001							
	1-2	*0.0725	0.15	0.1		0.0865	0.0525		
		*0.0275							
	1-3	*0.154	0.155	0.0825		0.065	0.0525		
		*0.07							
	1-4	*0.17	0.15	0.075		0.065	0.078		
		*0.075							
	1-5	*0.075	0.098	0.0725		0.05	0.0525		
		*0.035							
	1-6	*0.001	0.0625	0.095		0.075	0.0165		
		*0.001							
	2-1	*0.001	0.0925	0.205		0.215	0.065		
		*0.001							
	2-2	*0.0925	0.19	0.19		0.19	0.19		
		*0.11							
	2-3	*0.169	0.16	0.1725		0.19	0.195		
		*0.2							
	2-4	*0.16	0.13	0.1295		0.135	0.19		
		*0.19							
	2-5	*0.075	0.14	0.111		0.14	0.19		
		*0.1							
	2-6	*0.001	0.0375	0.14625		0.17	0.0875		
		*0.001							
	3-1	*0.001	0.1	0.2		0.2	0.1		
		*0.001							
	3-2	*0.1	0.2	0.2		0.2	0.2		
		*0.1							
	3-3	*0.21	0.2	0.14		0.2	0.19		
		*0.19							
	3-4	*0.25	0.21	0.2		0.2	0.2		
		*0.2							
	3-5	*0.1	0.21	0.25		0.22	0.22		
		*0.1							
	3-6	*0.001	0.1	0.24		0.21	0.038		
		*0.001							

APENDICE A

4-1	*0.001 *0.001 *0.125	0.12	0.2	0.2	0.1
4-2	*0.035	0.22	0.2	0.05	0.06
4-3	*0.155 *0.05	0.25	0.2	0.25	0.25
4-4	*0.24 *0.1	0.25	0.2	0.2	0.2
4-5	*0.1 *0.1	0.2	0.2	0.2	0.014
4-6	*0.001 *0.001 *0.001	0.064	0.15	0.11	0.001
5-1	*0.001 *0.001 *0.05	0.125	0.195	0.238	0.05
5-2	*0.05 *0.0675	0.3	0.3	0.3	0.1
5-3	*0.2 *0.163	0.2	0.18	0.19	0.19
5-4	*0.2 *0.09	0.2	0.2	0.18	0.17
5-5	*0.075 *0.11	0.2	0.22	0.19	0.2
5-6	*0.001 *0.001 *0.5055	0.105	0.15	0.03	0.05
6-1	*0.0005 *0.0005	0.05	0.25	0.25	0.123
6-2	*0.125 *0.037	0.22	0.24	0.3	0.2
6-3	*0.2 *0.2	0.2	0.2	0.25	0.2
6-4	*0.2 *0.15	0.25	0.117	0.25	0.23
6-5	*0.1 *0.12	0.2	0.07	0.132	0.185
6-6	*0.038 *0.0555	0.1	0.2	0.25	0.125
7-1	*0.5 *0.001	0.025	0.027	0.025	0.025
7-2	*0.1205 *0.125	0.2	0.25	0.24	0.24
7-3	*0.16 *0.114	0.2	0.09	0.1	0.18
7-4	*0.025 *0.25	0.025	0.025	0.03	0.03
7-5	*0.01 *0.2	0.01	0.02	0.06	0.175
7-6	*0.1375 *0.13 * 0	0.15	0.15	0.2	0.09

CONTROL PERXHOM

APENDICE A

PERMEABILIDAD X-F	*100.166						
CONTROL PERZOM	* 0						
PERMEABILIDAD Y-F	* 0.01						
CONTROL PERZHOM	* 0						
PERMEABILIDAD Z-F 1*	* 0.025						
TIPO ACUIFERO	* 0						
CONTROL REGION	* 0						
CONTROPER	* 0						
SITOW	* 0.52	0.18		0			
NUSAGUA-FRA		28					
PETROW-FRA-2	* 0.52		1	0	1	1	
PETROW-FRA-3	* 0.568		0.463	0.736	1	1	
PETROW-FRA-4	* 0.573		0.406	0.745	0	0	
PETROW-FRA-5	* 0.574		0.395	0.746	0	0	
PETROW-FRA-6	* 0.575		0.36	0.752	0	0	
PETROW-FRA-7	* 0.576		0.348	0.754	0	0	
PETROW-FRA-8	* 0.577		0.336	0.756	0	0	
PETROW-FRA-9	* 0.579		0.313	0.759	0	0	
PETROW-FRA-10	* 0.582		0.292	0.763	0	0	
PETROW-FRA-11	* 0.586		0.272	0.766	0	0	
PETROW-FRA-12	* 0.59		0.253	0.769	0	0	
PETROW-FRA-13	* 0.594		0.235	0.772	0	0	
PETROW-FRA-14	* 0.598		0.219	0.774	0	0	
PETROW-FRA-15	* 0.604		0.203	0.777	0	0	
PETROW-FRA-16	* 0.617		0.169	0.782	0	0	
PETROW-FRA-17	* 0.63		0.14	0.787	0	0	
PETROW-FRA-18	* 0.643		0.116	0.79	0	0	
PETROW-FRA-19	* 0.655		0.097	0.793	0	0	
PETROW-FRA-20	* 0.676		0.069	0.798	0	0	
PETROW-FRA-21	* 0.691		0.053	0.8	0	0	
PETROW-FRA-22	* 0.699		0.046	0.801	0	0	
PETROW-FRA-23	* 0.702		0.043	0.802	0	0	
PETROW-FRA-24	* 0.705		0.041	0.802	0	0	
PETROW-FRA-25	* 0.725		0.033	0.803	0	0	
PETROW-FRA-26	* 0.764		0.017	0.806	0	0	
PETROW-FRA-27	* 0.769		0.016	0.806	0	0	
PETROW-FRA-28	* 0.77		0.002	0.809	0	0	
PETROW-FRA-29	* 0.82		0.002	0.809	0	0	
NUPREO		2					
PVTO-1			1 1	1	7		46.244
PVTO-2			500 1	1	7		46.244
NUPREW		2					
PVTW-1			1 1	1.25		62.238	
PVTW-2			500 1	1.25		62.238	

Appendice A

VAR	GFR	RESUME	**NP	1					
VAR	GRF	RESUME	*FW	1					
NUMP	GRF	RESUME	*	1					
UBIP	GRF	RESUME	*	1					
SUMMY-4: QWIT			*QWIT	1					
VAR	GRF	RESUME	*PMED	1					
VAR	GRF	RESUME	*SWMD	1					
VAR	GRF	RESUME	*SWWT	1					
NUMP	GRF	RESUME	*	2					
UBIP	GRF	RESUME	*	1			2		
VAR GRF RESUMEN-8			*PWFT	1					
NUMP	GRF	RESUME	*	2					
UBIP	GRF	RESUME	*	1			2		
CONDATNUMOP			*	1	0		0	0	0 0 1 0
DTMIN,DTMAX			* 1.000E-12 0.500E-02						
CONTROL PERFIL			*	0					
FRECUENCIA IMPRE			* 20						
NUMERO POZOS			*	0	0				
COMPRERCA			*11.053E-6						
CONTROL PETROFI			*	1	0		0		
POROSIDAD	1,1,1		*0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0314	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0767						
POROSIDAD	1,2,1		*0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0314	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0767						
POROSIDAD	1,3,1		*0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0314	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0767						
POROSIDAD	2,1,1		*0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0314	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0767						
POROSIDAD	2,2,1		*0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0314	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0767						
POROSIDAD	2,2,1		*0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0314	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0767						
POROSIDAD	3,1,1		*0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0314	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0767						
POROSIDAD	3,2,1		*0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0314	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0767						
POROSIDAD	3,2,1		*0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0314	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	0.0767	
			*0.0767						
PERMEAB	1,1,1		*0.225	0.225	0.225	0.225	0.225	0.225	
			*20.00	0.225	0.225	0.225	0.225	0.225	

Appendix A

	1,2,1	1	1	1	1	2	1	1	1	1
	1,3,1	1	1	1	1	1	2	1	1	1
CONTROPER	REG-1	0								
SITOW	REG-1	0.001			0.432				0	
NUSAGUA	REG-1	18								
PETROW	REG-1	1 *	0		10				1	1
PETROW	REG-1	2 *	0.001		10				1	1
PETROW	REG-1	3 *	0.178		0.9321	0.197			0	0
PETROW	REG-1	4 *		0.2248	0.7841	0.2325			0	0
PETROW	REG-1	5 *		0.2812	0.4607	0.2541			0	0
PETROW	REG-1	6 *		0.3233	0.2654	0.2671			0	0
PETROW	REG-1	7 *		0.3305	0.2444	0.2685			0	0
PETROW	REG-1	8 *		0.3422	0.2198	0.2701			0	0
PETROW	REG-1	9 *		0.3588	0.1928	0.2719			0	0
PETROW	REG-1	10 *		0.38	0.1644	0.2738			0	0
PETROW	REG-1	11 *		0.4055	0.1356	0.2757			0	0
PETROW	REG-1	12 *		0.4342	0.1075	0.3776			0	0
PETROW	REG-1	13 *		0.4646	0.0812	0.3794			0	0
PETROW	REG-1	14 *		0.4951	0.0575	0.3809			0	0
PETROW	REG-1	15 *		0.5234	0.0378	0.3823			0	0
PETROW	REG-1	16 *		0.5467	0.0228	0.3833			0	0
PETROW	REG-1	17 *		0.562	0.0138	0.3839			0	0
PETROW	REG-1	18 *		0.5681	0.0115	0.384			0	0
CONTROPER	REG-2	0								
SITOW	REG-2	0			0	0				
NUSAGUA-REG-2	REG-2	12			0					
PETROW-REG-2-1	REG-2	0	0.999		1	0	1		1	
PETROW-REG-2-2	REG-2	0.001		0.9	0.001	0.1	0		0	0
PETROW-REG-2-3	REG-2	0.1		0.8	0.2	0	0		0	0
PETROW-REG-2-4	REG-2	0.2		0.7	0.3	0	0		0	0
PETROW-REG-2-5	REG-2	0.3		0.6	0.8	0	0		0	0
PETROW-REG-2-6	REG-2	0.4		0.5	0.8	0	0		0	0
PETROW-REG-2-7	REG-2	0.5		0.4	0.8	0	0		0	0
PETROW-REG-2-8	REG-2	0.6		0.3	0.8	0	0		0	0
PETROW-REG-2-9	REG-2	0.7		0.2	0.8	0	0		0	0
PETROW-REG-2-10	REG-2	0.8		0.1	0.8	0	0		0	0
PETROW-REG-2-11	REG-2	0.9		0	0.8	0	0		0	0
NUPREO	REG-2	1			0	0.8	0			
PVTO-1	REG-2	2			0					
PVTO-2	REG-2	0	0.1		1	3			54.89	
NUPREW	REG-2	500	1		1	3			54.89	
PVTW-1	REG-2	2			0.2				62.238	
PVTW-2	REG-2	0	0.1		0.2				62.238	
	REG-2	500	1		0.2				62.238	

Apéndice A

ARCHIVO	DE	ENTRADA	*VUG20	NOR					
CONTROL	DE	SALIDA	*VUG20	SAL.					
SISTEMA	COORDENADO	-	0	1					
MODOSIM	(HOMO-VUG)	-	1	1	0	0	0	0	0
SISTEMA	UNIDADES	-	1	1					
TITULO					MODELO VUGULAR				0 x 0 x 0***
FECHA		-	25	7	1998			0	0
NUMERO DIMENSIONES		-	3	0	1				
FASES PRESENTES opa*		-	0.0	1	0	90			
INCLINACION		-	0.5577	0					
ESPOSOR TOTAL		-	0						
CIMA		-	0.5577						
CONTACTO A-A		-	80.00		0.2785				
PRESION INICIAL		-			9	9			
MALLA		-			0				
CONTROL FORMULACION*		-			0				
FORMULACION HOMOG *		-			0				
TIPO FORMULACION *		-			3				
TIPO GEOMETRIA *		-			0	0			
TIPO FRONTERA *		-			1				
FRONTERA X-Y-Z *		-			1	0	0		
KONYC,KFASC,KCIMO *		-			0	3	1		
KONYB,KFASB,KBASY *		-			0	1	1		
Cond. Front. I=1		-	0						
CIMA: qw(Ihye)		-	0.0540						
Cond. Front. I=NX *		-		1					
BASE: pw(prod)		-	79.158						
TIEMPOS		-	0.0000001		0.125				
CONTROL DX		-	0						
LONGITUD DX-1		-	0.021						
CONTROL DY		-	0						
LONGITUD DY-1		-	0.021						
CONTROL ESPOSOR		-	0						
ESPOSOR HOM CAPA		-	3						
LONGITUD	ESPOSOR-1	-	0.0492	0.0658	0.0658	0.0658	0.0658		
LONGITUD	ESPOSOR-2	-	0.0658	0.0658	0.0658	0.0492			
CONDATNUM		-	0		0	0	0	0	0
CONTROL GRAFI		-	0		0	1	1	2	1
NUMERO GRF PERFIL		-	7	1					
TIEMPO	GRF	-	PERFIL-1*0.005						
TIEMPO	GRF	-	PERFIL-2*0.010						
TIEMPO	GRF	-	PERFIL-3*0.015						
TIEMPO	GRF	-	PERFIL-4*0.030						
TIEMPO	GRF	-	PERFIL-5*0.055						
TIEMPO	GRF	-	PERFIL-6*0.100						
TIEMPO	GRF	-	PERFIL-7*0.200						
NUMERO GRF RESUMEN *		-		9					

Apéndice A

VAR	GRF	RESUMEN-1*QWT	1						
VAR	GFR	RESUMEN-2*QWT	1						
VAR	GFR	RESUMEN-3*NP	1						
VAR	GRF	RESUMEN-4*FW	1						
NUMP	GRF	RESUMEN *	1						
UBIP	GRF	RESUMEN *	1						
SUMMY-4: QWIT		*QWIT	1						
VAR	GRF	RESUMEN-5*PMED	1						
VAR	GRF	RESUMEN-6*SWMD	1						
VAR	GRF	RESUMEN-7*SWWT	1						
NUMP	GRF	RESUMEN *	2						
UBIP	GRF	RESUMEN *	1			2			
VAR GRF RESUMEN-8		*PWFT	1						
NUMP	GRF	RESUMEN *	2						
UBIP	GRF	RESUMEN *	1			2			
CONBATNUMOP		* 1	0			0		0	0 0 0 1 1
DTMIN,DTMAX		* 1.00E-11			5.000E-03				
CONTROL PERFIL		* 0							
FRECUENCIA IMPRE		* 50							
NUMERO POZOS		* 0							
COMPREROCA		* 4.270E-7							
CONTROL PETROFI		* 1	1			0			
POROSIDAD	1,1,1*	0.12	0.12			0.4	0.12	0.12	0.12
		0.4	0.12			0.12	0.12	0.12	0.12
POROSIDAD	1,2,1*	0.12	0.12			0.4	0.12	0.12	0.12
		0.4	0.12			0.12	0.12	0.12	0.12
POROSIDAD	1,3,1*	0.12	0.12			0.4	0.12	0.12	0.12
		0.4	0.12			0.12	0.12	0.12	0.12
POROSIDAD	1,4,1*	0.12	0.12			0.4	0.12	0.12	0.12
		0.4	0.12			0.12	0.12	0.12	0.12
POROSIDAD	1,5,1*	0.12	0.12			0.4	0.12	0.12	0.12
		0.4	0.12			0.12	0.12	0.12	0.12
POROSIDAD	1,6,1*	0.12	0.12			0.4	0.12	0.12	0.12
		0.4	0.12			0.12	0.12	0.12	0.12
POROSIDAD	1,7,1*	0.12	0.12			0.4	0.12	0.12	0.12
		0.4	0.12			0.12	0.12	0.12	0.12
POROSIDAD	1,8,1*	0.12	0.12			0.4	0.12	0.12	0.12
		0.4	0.12			0.12	0.12	0.12	0.12
POROSIDAD	1,9,1*	0.12	0.12			0.4	0.12	0.12	0.12
		0.4	0.12			0.12	0.12	0.12	0.12
	1,1,2*	0.12	0.12			0.4	0.12	0.12	0.12
		0.4	0.12			0.12	0.12	0.12	0.12
	1,2,2*	0.12	0.12			0.4	0.12	0.12	0.12
		0.4	0.12			0.12	0.12	0.12	0.12
POROSIDAD	1,3,2*	0.12	0.12			0.4	0.12	0.12	0.12
		0.4	0.12			0.12	0.12	0.12	0.12
POROSIDAD	1,4,2*	0.12	0.12			0.4	0.12	0.12	0.12
		0.4	0.12			0.12	0.12	0.12	0.12
POROSIDAD	1,5,2*	0.12	0.12			0.4	0.12	0.12	0.12

Apéndice A

			0.4	0.12	0.12	0.12	0.12
POROSIDAD		1,8,2	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD	1, 7 2		0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD		1, 8 2	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD		1, 9 2	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
		1,1,3*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
		1,2,3*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD		1,3,3*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD		1,4,3*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD		1,5,3*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD		1,6,3*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD		1, 7 3	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD		1, 8 3	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD		1, 9 3	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
		1,1,4*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
		1,2,4*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD		1,3,4*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD		1,4,4*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD		1,5,4*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD		1,6,4*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD		1, 7 4	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD		1, 8 4	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD		1, 9 4	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
		1,1,5*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	
		1,2,5*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
			0.4	0.12	0.12	0.12	

Apéndice A

POROSIDAD	1,35*	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,4	0,12
POROSIDAD	1,45*	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,55*	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,65*	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,75	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,85	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,95	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
	1,18*	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
	1,26*	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,36*	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,46*	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,56*	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,66*	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,76	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,86	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,96	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
	1,17*	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
	1,27*	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,37*	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,47*	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,57*	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,67*	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,77	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,87	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12
POROSIDAD	1,97	0,12	0,12	0,4	0,12	0,12
	*	0,4	0,12	0,12	0,12	0,12

Apéndice A

		0.4	0.12	0.12	0.12	
	1,1,8*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
	1,2,8*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD	1,3,8*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD	1,4,8*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD	1,5,8*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD	1,6,8*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD	1,7,8	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD	1,8,8	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD	1,9,8	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
	1,1,9*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
	1,2,9*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD	1,3,9*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD	1,4,9*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD	1,5,9*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD	1,6,9*	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD	1,7,9	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD	1,8,9	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
POROSIDAD	1,9,9	0.12	0.12	0.4	0.12	0.12
		0.4	0.12	0.12	0.12	
PERMEABIL	1,1,1*	0.118	0.118	50	0.118	0.118
		50	0.118	0.118	0.118	
PERMEABIL	1,2,1*	0.118	0.118	50	0.118	0.118
		50	0.118	0.118	0.118	
PERMEABIL	1,3,1*	0.118	0.118	50	0.118	0.118
		50	0.118	0.118	0.118	
PERMEABIL	1,4,1*	0.118	0.118	50	0.118	0.118
		50	0.118	0.118	0.118	
PERMEABIL	1,5,1*	0.118	0.118	50	0.118	0.118
		50	0.118	0.118	0.118	
PERMEABIL	1,6,1*	0.118	0.118	50	0.118	0.118
		50	0.118	0.118	0.118	

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

Apéndice A						
PERMEABIL	1,7,1*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,8,1*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,9,1*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,1,2*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,2,2*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,3,2*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,4,2*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,5,2*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,6,2*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,7,2*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,8,2*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,9,2*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,1,3*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,2,3*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,3,3*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,4,3*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,5,3*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,6,3*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,7,3*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,8,3*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,9,3*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,1,4*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,2,4*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,3,4*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118
PERMEABIL	1,4,4*	0.118 50	0.118 0.118	50 0.118	0.118 0.118	0.118 0.118

Apéndice A

PERMEABIL	1,8,9*	50	0.118	0.118	0.118				
		0.118	0.118	50	0.118	0.118			0.118
PERMEABIL	1,9,9*	50	0.118	0.118	0.118				0.118
		50	0.118	0.118	50	0.118			0.118
CONTROL PERYHOM	*	0							
PERMEABILIDAD Y	*	0.01							
CONTROL PERZHOM	*	0							
PERMEABILIDAD Z	*	0							
CONTROL REGION	* 1	0.025							
NUMERO DE REGIONES*		2				0			
TIPO PLANO REGION	* 1								
PLANO:	1-9,1,1	*	1	1	2	1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,2,1	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,3,1	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,4,1	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,5,1	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,6,1	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,7,1	*	1	1		2	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,8,1	*	1	1		2	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,9,1	*	1	1		2	1	2	1 1 1
TIPO PLANO REGION	* 1								
PLANO:	1-9,1,2	*	1	1	2	1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,2,2	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,3,2	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,4,2	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,5,2	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,6,2	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,7,2	*	1	1		2	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,8,2	*	1	1		2	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,9,2	*	1	1		2	1	2	1 1 1
TIPO PLANO REGION	* 1								
PLANO:	1-9,1,3	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,2,3	*	1	1		2	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,3,3	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,4,3	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,5,3	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,6,3	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,7,3	*	1	1		2	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,8,3	*	1	1		2	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,9,3	*	1	1		2	1	2	1 1 1
TIPO PLANO REGION	* 1								
PLANO:	1-9,1,4	*	1	1		2	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,2,4	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,3,4	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,4,4	*	1	1		1	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,5,4	*	1	1		2	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,6,4	*	1	1		2	1	2	1 1 1
PLANO:	1-9,7,4	*	1	1		2	1	2	1 1 1

Apndice A

PLANO:	1-9,8,4	.	1	1	1	1	1	1	2	1	1	1
PLANO:	1-9,9,4	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
TIPO PLANO REGION		.	1									
PLANO:	1-9,1,5	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,2,5	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,3,5	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,4,5	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,5,5	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,6,5	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,7,5	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,8,5	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,9,5	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
TIPO PLANO REGION		.	1									
PLANO:	1-9,1,6	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,2,6	.	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
PLANO:	1-9,3,6	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,4,6	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,5,6	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,6,6	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,7,6	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,8,6	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,9,6	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
TIPO PLANO REGION		.	1									
PLANO:	1-9,1,7	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,2,7	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,3,7	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,4,7	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,5,7	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,6,7	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,7,7	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,8,7	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,9,7	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
TIPO PLANO REGION		.	1									
PLANO:	1-9,1,8	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,2,8	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,3,8	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,4,8	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,5,8	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,6,8	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,7,8	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,8,8	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,9,8	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
TIPO PLANO REGION		.	1									
PLANO:	1-9,1,9	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,2,9	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,3,9	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,4,9	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,5,9	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1
PLANO:	1-9,6,9	.	1	1	1	1	1	1	1	2	1	1

Appendix A

PLANO:	1-8,7,9	.	.	1	1	2	1	1	2	1	1	1	1
PLANO:	1-9,8,9	.	.	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1
PLANO:	1-9,9,9	.	.	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1
CONTROPER		.	.										
SITOW		.	.	0.52	0	0.18	0						
NUSAGUA-MAT		.	.		19								
	0	.	.	0	1		0	1		1			
PETROW-REG-1		.	.	0.52		1		0	1		0		
PETROW-REG-2		.	.	0.588		0.403	0.730				0		1
PETROW-REG-3		.	.	0.574		0.395	0.748				0		0
PETROW-REG-4		.	.	0.579		0.313	0.759				0		0
PETROW-REG-5		.	.	0.582		0.292	0.763				0		0
PETROW-REG-6		.	.	0.59		0.253	0.769				0		0
PETROW-REG-7		.	.	0.599		0.219	0.774				0		0
PETROW-REG-8		.	.	0.617		0.169	0.782				0		0
PETROW-REG-9		.	.	0.63		0.14	0.787				0		0
PETROW-REG-10		.	.	0.643		0.116	0.79				0		0
PETROW-REG-11		.	.	0.655		0.097	0.793				0		0
PETROW-REG-12		.	.	0.678		0.069	0.798				0		0
PETROW-REG-13		.	.	0.699		0.046	0.801				0		0
PETROW-REG-14		.	.	0.705		0.041	0.802				0		0
PETROW-REG-15		.	.	0.725		0.033	0.803				0		0
PETROW-REG-16		.	.	0.764		0.017	0.806				0		0
PETROW-REG-17		.	.	0.769		0.016	0.806				0		0
PETROW-REG-18		.	.	0.82		0.002	0.809				0		0
CONTROPER		.	.	0									
SITOW		.	.	0			0						
NUSAGUA-REG-2		.	.		21								
	1	.	.	0	1		0						
PETROW-REG-2-2		.	.	0.52		0.74	0.27		1				1
	3	.	.	0.57		0.4475	0.318		1				0
PETROW-REG-2-4		.	.	0.58		0.3925	0.325		0				0
PETROW-REG-2-5		.	.	0.59		0.343	0.336		0				0
PETROW-REG-2-6		.	.	0.6		0.31	0.349		0				0
PETROW-REG-2-7		.	.	0.62		0.276	0.367		0				0
PETROW-REG-2-8		.	.	0.63		0.255	0.38		0				0
PETROW-REG-2-9		.	.	0.64		0.235	0.393		0				0
PETROW-REG-2-10		.	.	0.66		0.221	0.4275		0				0
PETROW-REG-2-11		.	.	0.68		0.1965	0.588		0				0
	12	.	.	0.69		0.181	0.6455		0				0
	13	.	.	0.7		0.1735	0.6545		0				0
	14	.	.	0.71		0.168	0.6825		0				0
	15	.	.	0.73		0.154	0.7125		0				0
	16	.	.	0.76		0.1265	0.777		0				0
	17	.	.	0.77		0.1235	0.7845		0				0
	18	.	.	0.82		0.091	0.875		0				0
	19	.	.	1		0	1		0				0
NUPREO		.	.		2								
PVTO-1		.	.		1		1	7			48.244		
PVTO-2		.	.		500		1	7			48.244		
NUPREW		.	.		2								
PVTW-1		.	.		1		1	1.25			62.238		
PVTW-2		.	.		500		1	1.25			62.238		

Apéndice A

ARCHIVO	10 GRABA.	*80529 NOR						
ARCHIVO	12 SALIDA	*dob29.SAL						
CONTROLES		- 0	0					
SISTEMA	COORDENADO	-	0					
MODOSIM	(FRAC)	-	2					
SISTEMA	UNIDADES	-	1					
TITULO		-						
FECHA		-						
NUMERO DIMENSIONES		-						
FASES PRESENTES oga*		-						
ESPESOR TOTAL		*0.5821						
EFFECTOS GRAVITAC		- 1						
CIMA		*0						
CONTACTO A-A		*0.5821						
PRESION INICIAL		*70.0						
MALLA		-	11	0.29105				
TIPO FORMULACION		-	1	3			3	
TIPO GEOMETRIA		-	0					
TIPO FRONTERA		-	1					
FRONTERA X-Y-Z		-	1					
KONYC,KFASC,KCIMY		-	0	0	0			
KONYB,KFASB,KBASY		-	0	1	1			
Cond. Front. I=1		- 0						
CIMA: qwi(mys)		*0.0540						
Cond. Front. I=NX *		-	1					
BASE: pwi(prod)		* 69.0						
TIEMPOS		*0.0001						
CONTROL DX		-		0.12				
LONGITUD	DX-1	*0.051967		0.033927	0.021127	0.011917	0.007263	
LONGITUD	DX-2	*0.00580		0.007283	0.011917	0.021127	0.033927	
LONGITUD	DX-3	*0.051967						
CONTROL DY		- 0						
LONGITUD DY-1		*0.08608						
CONTROL ESPESOR		- 0						
LONGITUD ESPESOR		*0.18406						
CONDATNUM		-	0	0	0	0	0	1
CONTROL GRF#1		-	1	0	1	1	1	1
NUMERO GRF PERFIL		-	7					
TIEMPO	GRF	PERFIL-1*0.005						
TIEMPO	GRF	PERFIL-2*0.010						
TIEMPO	GRF	PERFIL-3*0.015						
TIEMPO	GRF	PERFIL-4*0.030						
TIEMPO	GRF	PERFIL-5*0.055						
TIEMPO	GRF	PERFIL-6*0.100						
TIEMPO	GRF	PERFIL-7*0.200						
NUMERO GRF RESUMEN *		-	9					
VAR	GRF	RESUMEN-1	*QOT					
VAR	GFR	RESUMEN-2	*QWT					

Appendix A

VAR	GRF	RESUMEN-3	*NP	1						
VAR	GRF	RESUMEN-4	*FW	1						
NUMP	GRF	RESUMEN		1						
UBIP	GRF	RESUMEN		1						
SUMMY-4: QWIT			*QWIT	1						
VAR	GRF	RESUMEN-5	*PMED	1						
VAR	GRF	RESUMEN-6	*SWM0	1						
VAR	GRF	RESUMEN-7	*SWWT	1						
NUMP	GRF	RESUMEN		2						
UBIP	GRF	RESUMEN		1						
VAR GRF RESUMEN-8			*PWFT	1						
NUMP	GRF	RESUMEN		2						
UBIP	GRF	RESUMEN		1						
CONDATNUMOP				1						
OTMIN_DTMAX			*0.0001E-12 0.500E-02	0			0		0	0 0 0 1 0
CONTROL PERFIL				0						
FRECUENCIA IMPRE			*50							
NUMERO POZOS				0			0			
COMPREROCA			*11.053E-6							
CONTROL	PETROFI			0			0		0	
CONTROL	FORHOM			0						
POROSIDAD-FRACTURA * 0.03140										
CONTROL PERXHOM				0						
PERMEABILIDAD X-F			*20.0							
CONTROL PERXHOM				0						
PERMEABILIDAD Y-F			*1.0							
CONTROL PERZHOM				0						
PERMEABILIDAD Z-F 1*0.10										
TIPO ACUIFERO				0						
CONTROL REGION				0						
CONTROL PER				0						
SITOW				0.001			0		0	
NUSAGUA				12						
REG-1	REG-1									
PETROW	REG-1	1 *	0			1		0		1 1
PETROW	REG-1	2 *	0.001			0.999		0.001		1 1
PETROW	REG-1	3 *	0.1		0.9					0 0
PETROW	REG-1	4 *	0.2		0.8		0.1			0 0
PETROW	REG-1	5 *	0.3		0.7		0.3			0 0
PETROW	REG-1	6 *	0.4		0.6		0.4			0 0
PETROW	REG-1	7 *	0.5		0.5		0.5			0 0
PETROW	REG-1	8 *	0.6		0.4		0.8			0 0
PETROW	REG-1	9 *	0.7		0.3		0.7			0 0
PETROW	REG-1	10 *	0.8		0.2		0.8			0 0
PETROW	REG-1	11 *	0.9		0.1		0.9			0 0
PETROW	REG-1	12 *	1		0		1			0 0
NUPREO				2						
PVTO-1					0.1				1.3	54.89
PVTO-2					500.1				1.3	54.89
NUPREW				2						

Appendix A

PVTW-1	*		0.1		0.2	62.238		
PVTW-2	*		500.1		0.2	62.238		
COMPROCOA-MAT	*		8.0645E-6					
CONTROL PETROFI-MAT*	*		0	0	0			
POROSIDAD-MAT	*		0.07678					
PERMEABI-MAT abs ac*	*		0.125					
DIMENBLO-MAT	*		0.16451	0.16451	0.29105			
CONTROLER-MAT	*		0					
SITOW	*		0.358	0.432	0			
NUSAGUA	*		11					
PETROW	REG-1	*	0	1	0	0	0	0
PETROW	REG-1	9 *	0.3588	0	0.2738	0	0	0
PETROW	REG-1	10 *	0.38	0.1644	0.2738	0	0	0
PETROW	REG-1	11 *	0.4055	0.1356	0.2757	0	0	0
PETROW	REG-1	12 *	0.4342	0.1075	0.2776	0	0	0
PETROW	REG-1	13 *	0.4646	0.0812	0.2784	0	0	0
PETROW	REG-1	14 *	0.4951	0.0575	0.2809	0	0	0
PETROW	REG-1	15 *	0.5234	0.0378	0.2823	0	0	0
PETROW	REG-1	16 *	0.5467	0.0228	0.2833	0	0	0
PETROW	REG-1	17 *	0.562	0.0138	0.2839	0	0	0
PETROW	REG-1	18 *	0.5681	0.0115	0.7	0	0	0