



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

01174

11

29.

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA

ESTUDIO DE LA TRANSFERENCIA DE FLUIDOS
MATRIZ-FRACTURA EN YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS EN LA ZONA
INVADIDA POR AGUA.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA (PETROLERA)

P R E S E N T A :

ING. OMAR ALAN VICENCIO FUENTES

ASFSOR: DR. FERNANDO RODRIGUEZ DE LA GARZA.



260457

MEXICO, D. F.

MAYO DE 1998

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



Gracias por darme la oportunidad de conocerle y estar conmigo en todo momento.....

Mi dedicatoria con todo mi amor para **Laura**, por ser parte fundamental de mi vida; a mis padres **Raul y Carolina** de quienes siempre he tenido su cariño y apoyo para superarme continuamente, y a mis hermanos **Evelyn y Nelson**. A todos ellos los Amo y siempre los llevaré en mi corazón.

Mis Agradecimientos por compartir sus conocimientos y atenciones para:

Dr. Fernando Samaniego Verduzco
Dr. Rodolfo Camacho Velázquez
Dr. Heber Cinco Ley
Dr. Francisco García Hernández
Dr. Luis Macias Chapa.

y de una manera muy especial para:

Dr Fernando Rodríguez de la Garza; por su confianza.

A la empresa **PETROLEOS MEXICANOS** por su apoyo.



RESUMEN

En este trabajo se presenta el estudio a detalle del intercambio de fluidos matriz-fractura que ocurre en la zona invadida por agua en yacimientos naturalmente fracturados mojados por agua. Para este propósito, se realizó simulación numérica con malla fina para el flujo de fluidos en un apilamiento de bloques de matriz rodeado por una red de fracturas. Los bloques de matriz están inicialmente saturados con aceite y agua congénita y las fracturas están llenas con agua. En la base del apilamiento se inyecta agua a un gasto constante en las fracturas, y los fluidos son producidos por las fracturas en la cima del apilamiento bajo condiciones de presión constante, de esta manera las condiciones de flujo son dominadas por las fuerzas capilares y gravitacionales.

Un monitoreo a detalle del flujo de fluidos a través de todas las caras de los bloques de matriz del apilamiento fue llevado a cabo durante el proceso. El análisis de resultados de múltiples experimentos numéricos muestra tres distintos periodos de flujo: 1) Un período inicial dominado por las fuerzas capilares, en donde el agua en las fracturas es rápidamente embebida por la matriz, la cual provee aceite para llenar completamente a las fracturas, 2) Un período intermedio, en el cual el aceite en las fracturas es desplazado por el agua inyectada, parte de esta agua se imbebe dentro de la matriz; e inicia la reinfiltración de aceite a través de la caras inferiores de los bloques de matriz y 3) Un período final, dominado por fuerzas gravitacionales y capilares, en donde parte del aceite expulsado por los bloques de matriz en el apilamiento se reinfiltra dentro del bloque continuo superior a través de las fracturas horizontales; el agua satura predominantemente a las fracturas verticales durante este período de tiempo.

Se encontró que el intercambio de aceite entre los bloques de matriz y las fracturas, como una función de la saturación media de los bloques de matriz, puede ser dado por dos curvas características durante el período final. La primera curva describe el comportamiento del bloque de matriz inferior y la segunda curva describe el comportamiento del resto de los bloques de matriz. El comportamiento de flujo del apilamiento bajo diferentes valores de porosidad, permeabilidad, tamaño de bloques de matriz y presiones capilares fue estudiado; y se encontró que las funciones de transferencia para un valor dado de permeabilidad de matriz pueden ser obtenidas de una función de transferencia de referencia, utilizando factores de escalamiento. También se encontró que para bloques de matriz con presiones capilares altas, el comportamiento de la recuperación de aceite versus tiempo sigue una respuesta lineal en una escala log-log, como previamente fue reportado en experimentos de laboratorio para un bloque de matriz.

Las funciones de transferencia describen el intercambio matriz - fractura de una manera sencilla, y deberán ser utilizadas para describir lo que ocurre en un yacimiento naturalmente fracturado a través del modelo de doble porosidad modificado propuesto.



ÍNDICE

	Pág.
1 INTRODUCCIÓN	1
2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
3 MODELADO DE UN SÓLO BLOQUE	
3.1 Utilizando una malla rectangular uniforme	9
3.2 Utilizando una malla multimodal	14
3.2.1 Análisis de sensibilidad para la determinación de la relación práctica K_f/Q_{wi}	23
4 FUNCIONES DE TRANSFERENCIA	
4.1 Programación de los gastos de transferencia	34
4.2 Determinación de las funciones de transferencia utilizando malla fina.	40
4.3 Cálculo analítico de los gastos de transferencia	51
5 COMPORTAMIENTO DE LAS FUNCIONES DE TRANSFERENCIA CON DIVERSOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	
5.1 Funciones de Transferencia de diferentes apilamientos	56
5.2 Análisis de sensibilidad con la presión capilar de la matriz	67
5.3 Análisis de sensibilidad con la permeabilidad de la matriz	76
5.4 Análisis de sensibilidad con la porosidad de la matriz	85
5.5 Análisis de sensibilidad con el tamaño de bloque	96
6 FACTORES DE ESCALAMIENTO	
6.1 Cálculo y uso de factores de escalamiento	104
6.2 Factores de escalamiento para cambios de permeabilidad en la matriz	107
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	112
BIBLIOGRAFÍA	114
APÉNDICE	116



1.- INTRODUCCIÓN:

La predicción del comportamiento de yacimientos naturalmente fracturados ha sido un reto para los ingenieros de yacimientos, durante muchos años. El problema de su análisis se inicia con la imposibilidad de obtener núcleos con fracturas representativas del yacimiento para efectuar pruebas de desplazamiento confiables y la simplicidad de los modelos propuestos inicialmente, que no consideran algunos de los fenómenos que ocurren en este tipo de yacimientos.

Este problema se estudió y analizó mediante simulación numérica, utilizando el simulador SIMPUMA para yacimientos homogéneos como un laboratorio, representando el dominio del espacio con una malla fina de características y propiedades particulares de los sistemas fractura-matriz.

Se estudiaron los fenómenos que ocurren durante el experimento y se definieron funciones de transferencia de una manera sencilla, para que sean aplicadas a proyectos de simulación y realizar una adecuada explotación del yacimiento. Estas funciones de transferencia deberán ser utilizadas en un modelo de doble porosidad y reproducir el movimiento de fluidos observado con el refinamiento.

Debido a que diversos mecanismos de recuperación pueden ocurrir simultáneamente en diferentes zonas del yacimiento, este trabajo se enfocó a estudiar solo aquellos que ocurren en la zona invadida por agua que provienen de la expansión de un acuífero, donde la matriz se encuentra saturada con aceite y sumergida en agua completamente; el mecanismo de sudación es el predominante en esta zona y está caracterizado por el efecto combinado de las fuerzas de capilaridad y gravedad.

La experimentación numérica inició con el análisis del comportamiento de un sólo bloque de matriz rodeado por fracturas, obteniéndose una mejor representación de los cambios fuertes de saturación que ocurren en la vecindad de las caras del bloque, al utilizar una malla con celdas de tamaño no uniforme, dando mayor definición a la malla en esa zona. Se calcularon los gastos de transferencia de fluidos matriz - fractura para el bloque y finalmente, se estudió el comportamiento de un apilamiento de bloques, variando el número de bloques, su tamaño, permeabilidad, porosidad y presión capilar en la matriz; todo esto, con la finalidad de estudiar el comportamiento de las funciones de transferencia, bajo diversas situaciones posibles. En todos los casos estudiados se consideró una presión capilar cero en las fracturas.



Recientemente, se ha estudiado el comportamiento de flujo en una pila de bloques de matriz localizados en el casquete de gas¹ y se ha concluido que el drene gravitacional y la re-infiltración de aceite resultan ser los mecanismos mas importantes que gobiernan el intercambio de fluidos entre matriz y fractura.

La re-infiltración de aceite, es aquel fenómeno en el que el aceite drenado por un bloque de matriz entra parcial o totalmente a otro bloque de matriz.

Durante los experimentos realizados en este trabajo, se observó re-infiltración de aceite en los bloques de matriz, presentando un impacto notable en el cálculo de las funciones de transferencia; por lo tanto, fue considerado en el análisis de gastos de transferencia de fluidos matriz - fractura.

Los datos utilizados fueron tomados de la literatura y son valores característicos de un yacimiento fracturado. Algunos de ellos, como la permeabilidad de las fracturas y el gasto de inyección, fueron determinados mediante un análisis de sensibilidad, con la finalidad de evitar el impacto de fuerzas viscosas.

Este estudio es un análisis detallado de una pequeña zona del yacimiento; sin embargo, seguramente será de gran ayuda para comprender los mecanismos de flujo presentes en un yacimiento naturalmente fracturado.



2.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

La caracterización de yacimientos naturalmente fracturados constituye el primer análisis para el desarrollo de estudios integrales de campos petroleros. En nuestro país, principalmente en el Sureste y en la Región Marina de la Sonda de Campeche, este análisis ha recibido una gran atención en la formulación del modelo de doble porosidad para describir los flujos presentes en las fracturas y bloques de matriz.

Los bloques de matriz contienen el mayor volumen poroso del yacimiento y alimentan de aceite a las fracturas, las cuales son un medio de alta permeabilidad y baja porosidad efectiva que rodean a los bloques de matriz. La recuperación de aceite en yacimientos fracturados es función de muchas variables, siendo el modelado del intercambio de fluidos entre los bloques de matriz y las fracturas un elemento importante para la simulación.

Como una alternativa para estudiar, en este trabajo se utiliza la técnica de simulación numérica, la cual permite definir las funciones de transferencia de aceite entre la matriz y la fractura, y analizar los fenómenos que ocurren durante el experimento, bajo el siguiente planteamiento.

Este estudio se realiza en la zona invadida por agua, donde la matriz se encuentra saturada con aceite y sumergida en agua completamente, el mecanismo de sudación es el predominante como se observa en la figura 2.1.

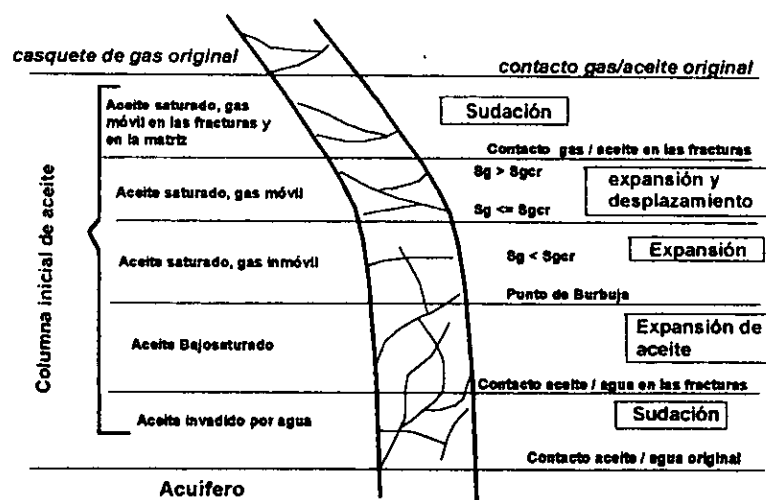


Fig. 2.1 Mecanismos Simultáneos de Recuperación¹¹.



El análisis se efectuó inicialmente con un bloque de matriz y los datos básicos utilizados, se muestran en la tabla 2.1

Tabla 2.1 DATOS BÁSICOS

Para el Sistema matriz	
Mojabilidad	Fuertemente mojado por agua
Porosidad (%)	12
Permeabilidad absoluta (Darcies)	0.050
Saturación de agua crítica (%)	25
Saturación de aceite residual (%)	27
Compresibilidad de la formación (Lbs/pg ³)	5×10^{-6}
Presión inicial @ 2500 pies (Lbs/pg ²)	2,000
Presión de fondo fluyendo (Lbs/pg ²)	1,995
Para el Sistema Fractura	
Saturación de agua inicial (%)	100
Ancho de las fracturas (Pies)	0.0005
Permeabilidad absoluta (Darcies)	70

El análisis se realiza en un cuarto del total del bloque de matriz, y debido a la simetría del flujo en el bloque, no se considera la interacción lateral de bloques. Las características del sistema se ilustran en la figura 2.2

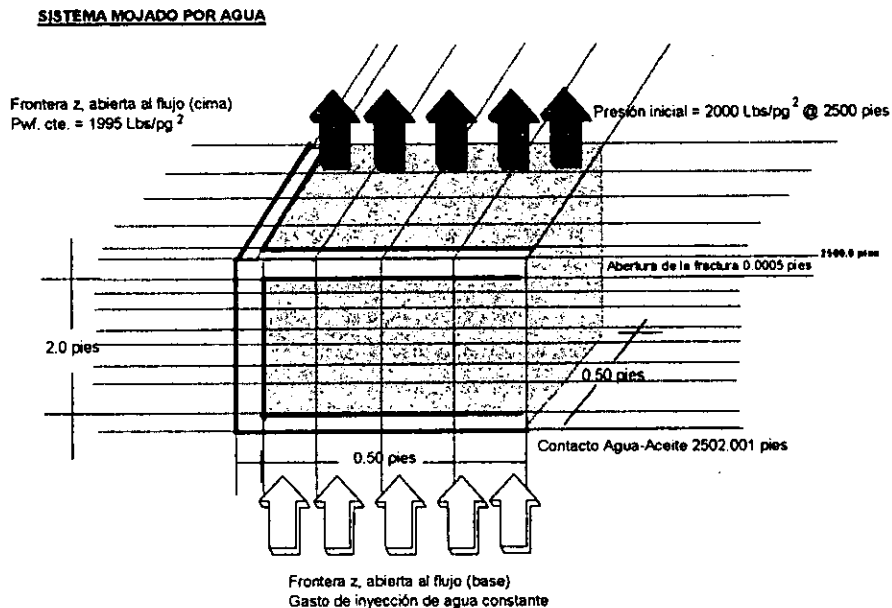


Fig. 2.2 Características del sistema matriz-fractura



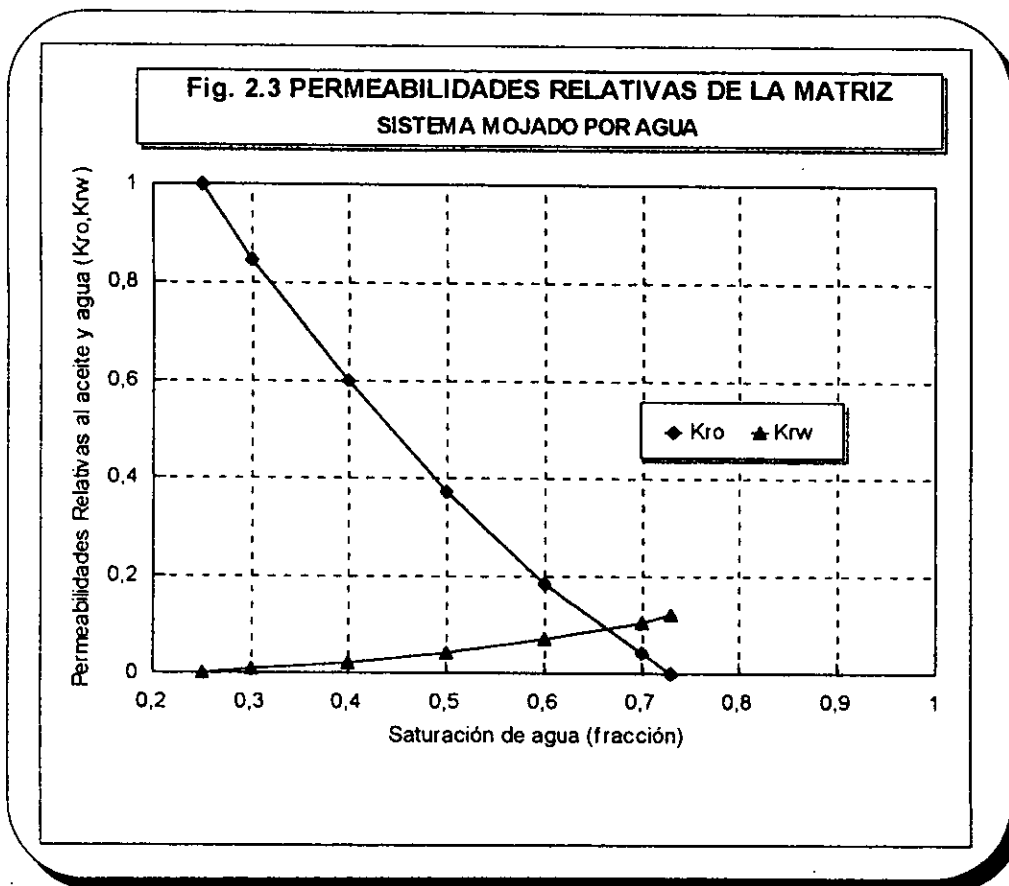
Los valores utilizados de permeabilidad relativa en la matriz, cumplen con reglas prácticas para diferenciar la mojabilidad de sistemas¹⁶, ilustradas en la tabla 2.2

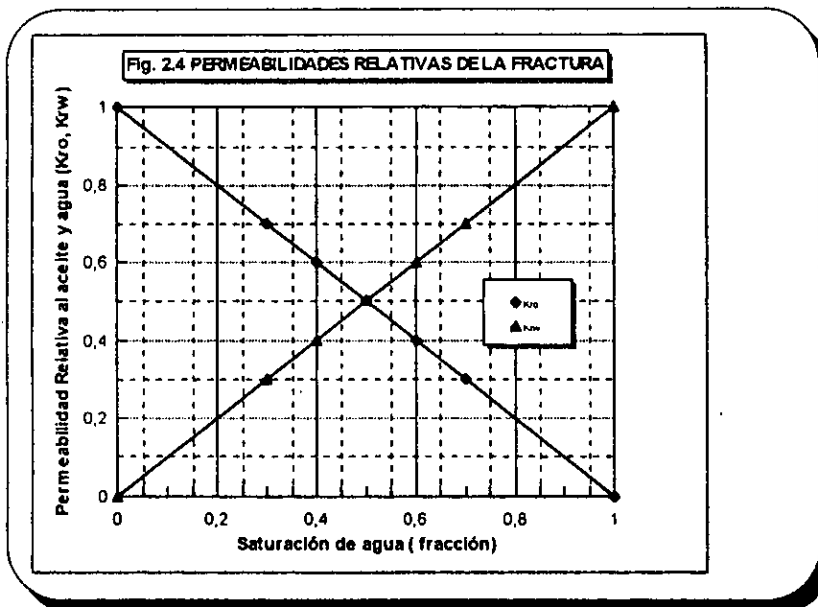
Tabla 2.2 Reglas prácticas para diferenciar la mojabilidad de sistemas

	MOJADO POR AGUA	MOJADO POR ACEITE
Saturación de agua congénita	Menor de 20 a 25% VP	Menor del 15% VP
Sat. donde K_r o K_{rw} son iguales	Más del 50% de SW	Menor del 50% de SW
K_{rw} a la máxima S_w (al barrido total)	Menor del 30%	Más del 50% acercándose a 100

Las permeabilidades relativas para el sistema de fracturas, han sido consideradas como una función lineal de la saturación del agua.

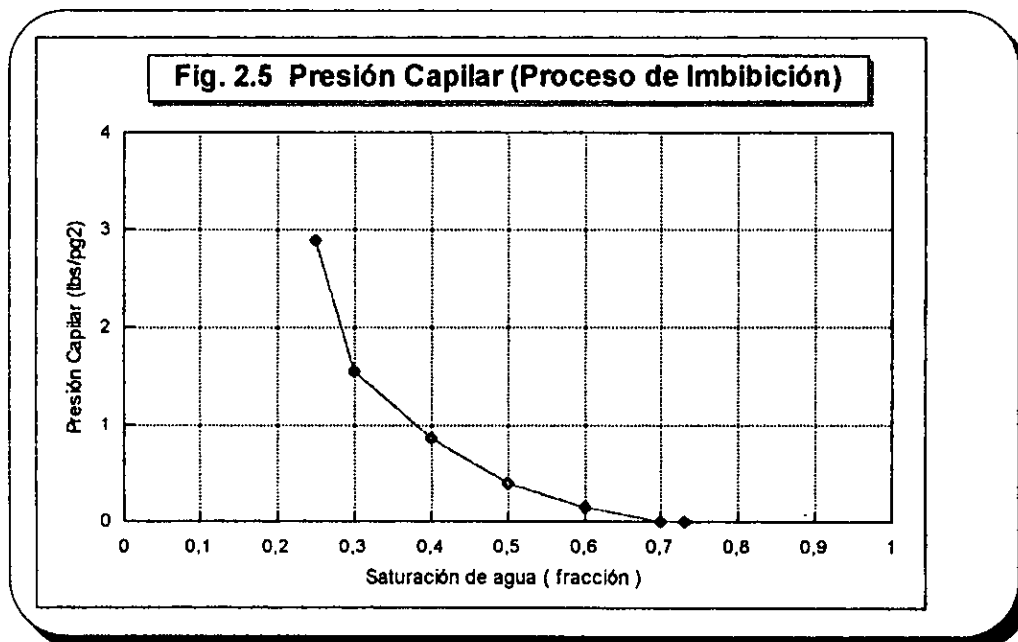
Las curvas de esta propiedad se muestran en la figura 2.3 para el sistema matriz y para el sistema fractura en la figura 2.4:





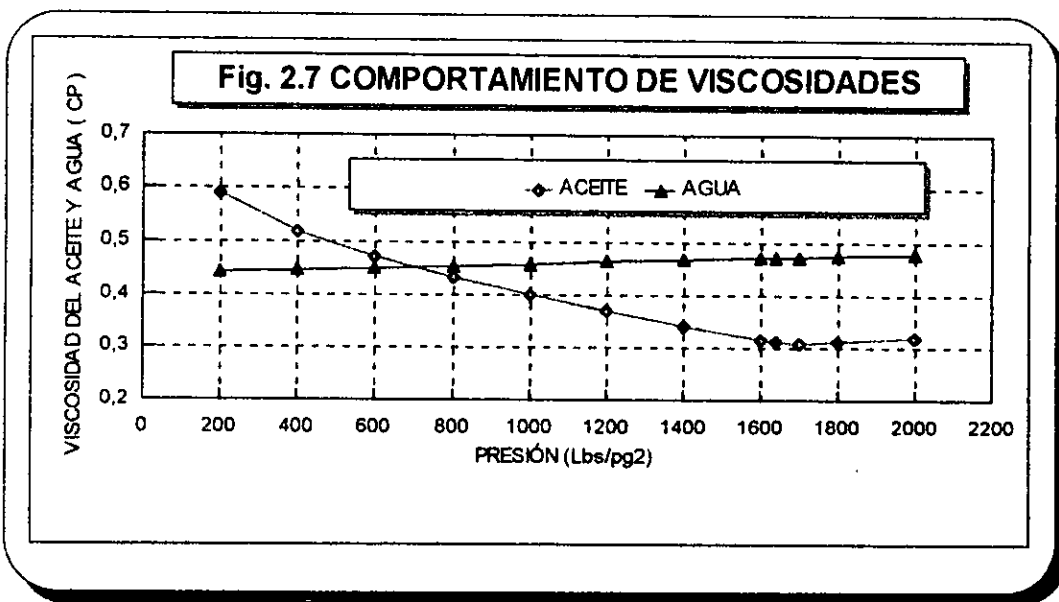
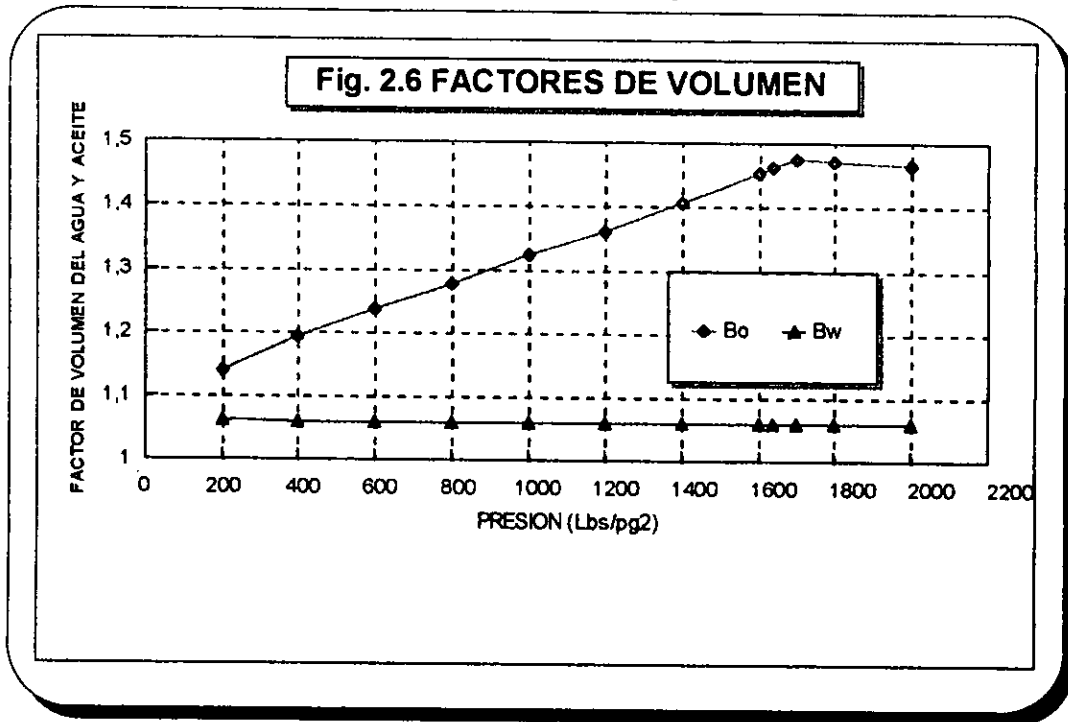
La Presión Capilar en la matriz es una propiedad importante cuando el mecanismo de sudación está actuando, el valor inicial de presión capilar utilizado corresponde a una columna equivalente de 6.1 pies, siendo el espesor de los bloques de 2 pies. Esto indica que existe una fuerte influencia de las fuerzas capilares durante el experimento. Los valores utilizados están representados en la figura 2.5.

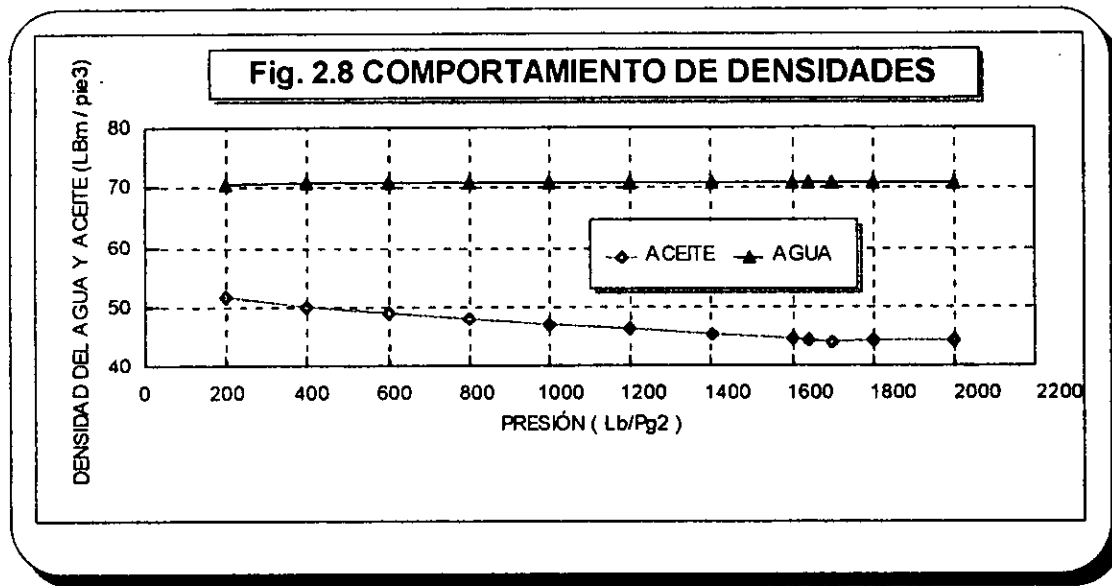
En el sistema fracturado, la presión capilar es despreciada, lo que indica que no existe continuidad en el perfil de saturación entre los bloques de matriz.





El tipo de fluido considerado es aceite negro, y los valores de factor de volumen, viscosidad y densidad para ambas fases fueron obtenidos a partir de datos publicados¹³ y correlaciones¹⁴. Los valores obtenidos se muestran en las figuras 2.6, 2.7 y 2.8.





Se utilizó el simulador SIMPUMA, en su opción para yacimientos homogéneos, al que se adaptó una rutina que permitió monitorear el intercambio de fluidos matriz - fractura y calcular las funciones de transferencia.

La metodología desarrollada en este trabajo, es de gran ayuda para definir funciones de transferencia bajo diferentes condiciones de explotación y en otras zonas del yacimiento.

3.- MODELADO DE UN SOLO BLOQUE



3.1 UTILIZANDO UNA MALLA RECTANGULAR UNIFORME.

La simulación numérica fue inicializada con un solo bloque de matriz y una malla rectangular uniforme de dimensionamiento 4x4x12 en las direcciones x, y, z respectivamente; utilizando los siguientes parámetros de simulación:

- Tolerancia en presión para el Método de Newton Raphson = 0.001 Lbs/pg².
- Tolerancia en Saturación para el Método de Newton Raphson (fracción) = 0.001
- Incremento de tiempo máximo = 5 días.
- Δt inicial = 1.0E-7 días.

Los datos básicos de los sistemas matriz y fractura se muestran en la tabla 2.1.

El gasto de inyección fue el primer parámetro a definir; y para ello, se utilizó un rango de valores pequeños, con la finalidad de evitar el impacto de fuerzas viscosas durante el experimento. El rango utilizado varió de 0.35 a 1.0 bls / día. Los resultados de la presión y saturación medias del sistema matriz se ilustran en las figuras 3.1 y 3.2.

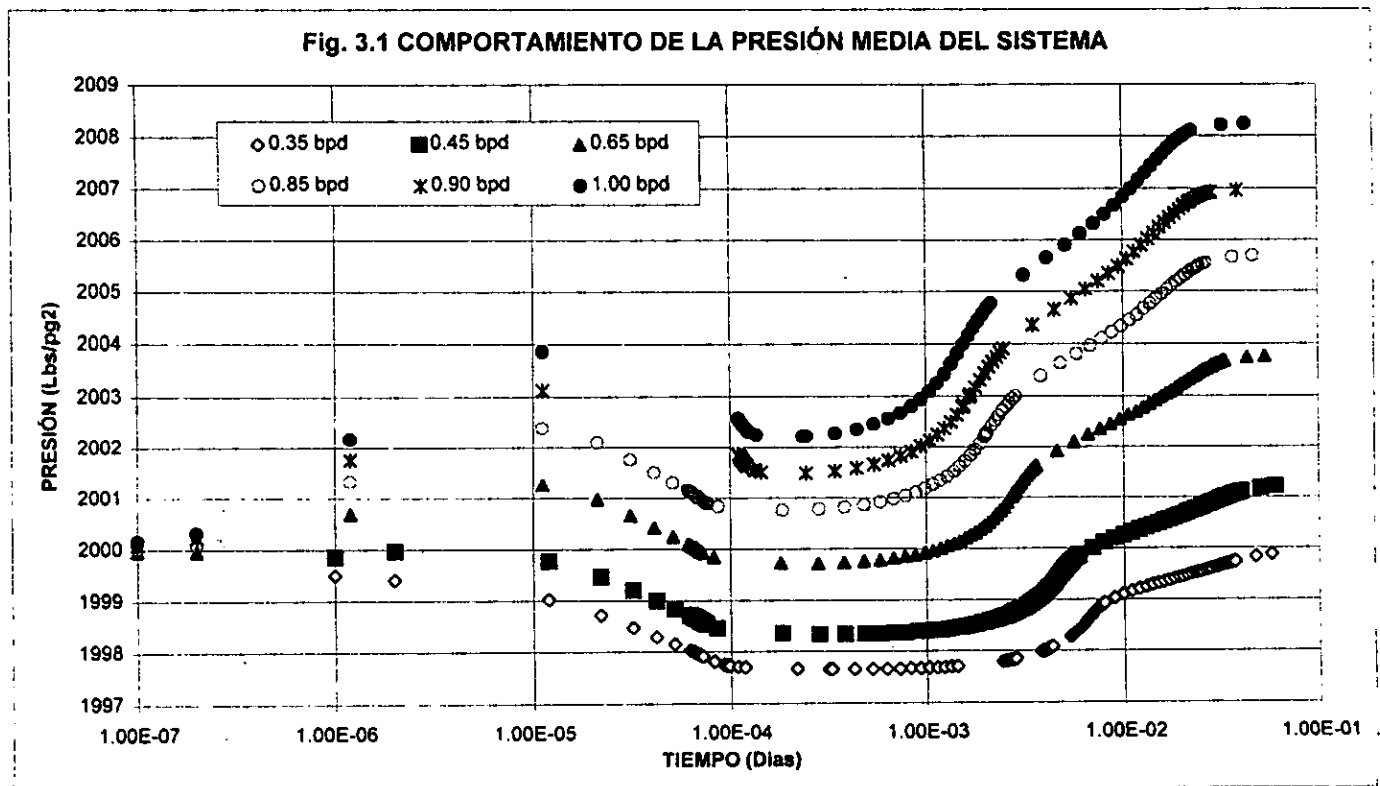
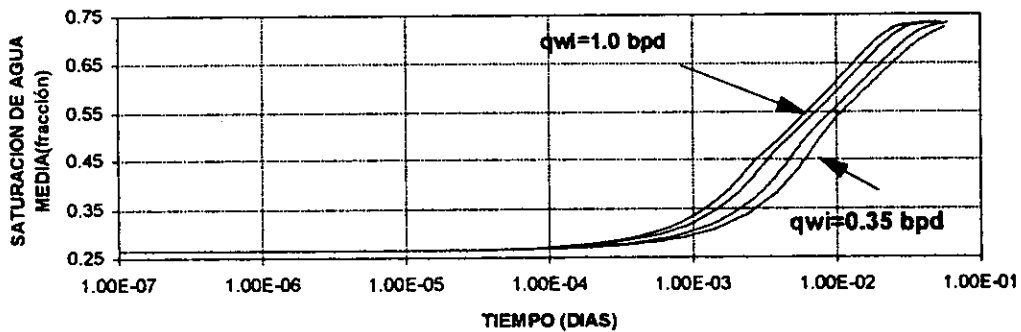




Fig. 3.2 COMPORTAMIENTO DE LA SATURACION MEDIA DE AGUA



En la figura 3.1, el comportamiento de la presión media del sistema matriz ilustra que, a gastos de inyección mayores a 0.55 bls / día, el sistema es más represionado que con gastos menores y se tiene influencia de las fuerzas viscosas en la recuperación del aceite. De esta manera, se consideró que un valor de 0.45 bls / día es el adecuado para que en el sistema propuesto predominen las fuerzas capilares y gravitacionales, y de esta manera, realizar el análisis de la optimización del dimensionamiento de la malla. El comportamiento de la saturación de agua media del sistema matriz ilustrado en la figura 3.2, muestra que bajo cualquier gasto seleccionado, el aceite en el bloque de matriz es expulsado totalmente hasta alcanzar la saturación residual de aceite.

Las gráficas 3.3 y 3.4 ilustran los comportamientos de la producción de aceite y agua, respectivamente.

Fig. 3.3 COMPORTAMIENTO DEL GASTO DE PRODUCCION DE ACEITE

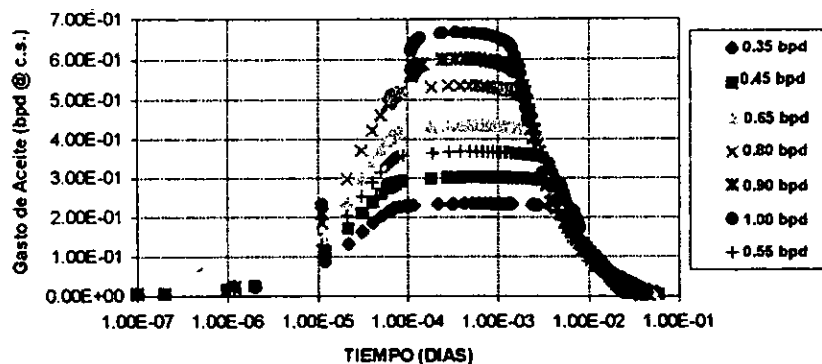
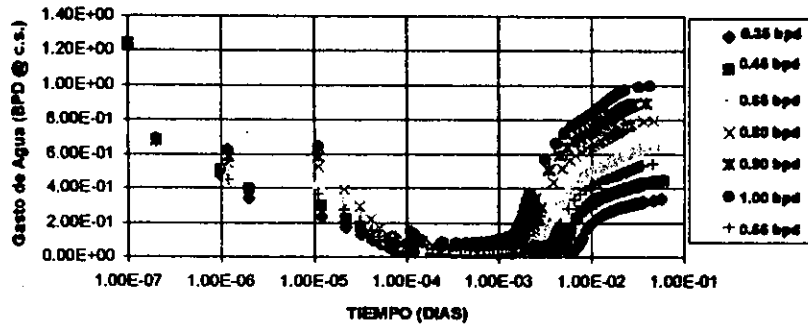




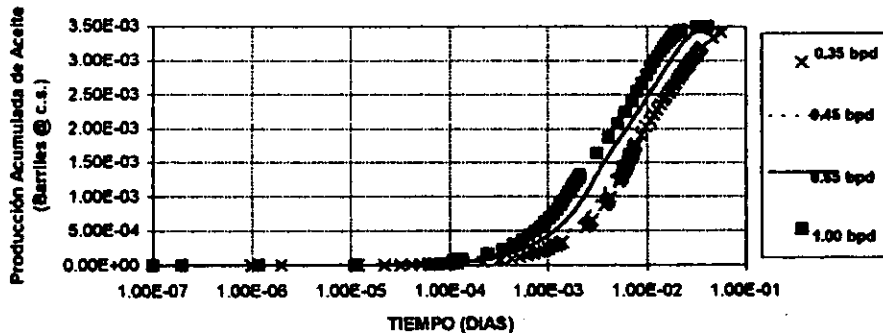
Fig. 3.4 COMPORTAMIENTO DEL GASTO DE PRODUCCION DE AGUA



Al iniciar el experimento, se observa que instantáneamente el aceite de la matriz es transferido a las fracturas debido al fenómeno de imbibición y consecuentemente producido. Esto se refleja en un incremento en la producción de aceite y decremento en la producción de agua. Este decremento es debido a que el agua contenida en las fracturas entra preferentemente a la matriz, y origina la expulsión del aceite contenido en ella. Posteriormente, el ritmo de producción de ambas fases se mantiene constante durante un cierto período de tiempo y después el grado de producción de agua aumenta y el de aceite disminuye, hasta que todo el aceite contenido en la matriz es expulsado.

La figura 3.5, muestra la producción acumulada de aceite e ilustra que para fines prácticos, se obtienen los mismos resultados cuando el gasto de inyección es menor a 0.45 bls/día, lo que indica que el proceso de flujo es dominado por fuerzas capilares y gravitacionales. Cuando éstos gastos son mayores a 0.45 bls/día se observa el impacto adicional de fuerzas viscosas en la acelerada recuperación de aceite.

Fig. 3.5 PRODUCCION ACUMULADA DE ACEITE





Una vez definido el gasto de inyección que evita los efectos viscosos, se realizó el análisis de sensibilidad con el dimensionamiento de la malla en dirección vertical, utilizando los siguientes valores : 4x4x6, 4x4x12, 4x4x18, 4x4x42. Al graficar los resultados de las propiedades medias del sistema matriz se observó que no hay cambios significativos en la saturación media de agua (fig. 3.7); sin embargo, en los resultados de presión media del sistema matriz (fig. 3.6), se observaron cambios mas apreciables.

Con base al criterio de definir la malla óptima con el menor dimensionamiento que permitiera obtener un comportamiento confiable de las propiedades medias del sistema matriz, se consideró un dimensionamiento óptimo de 4x4x18.

Fig. 3.6 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN MEDIA DEL SISTEMA

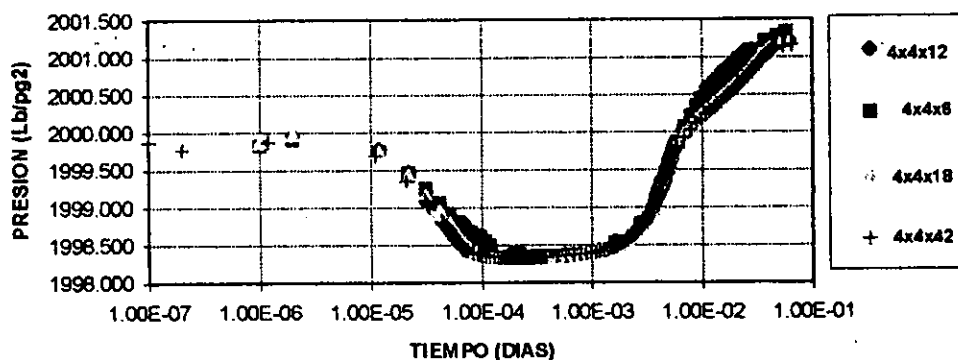
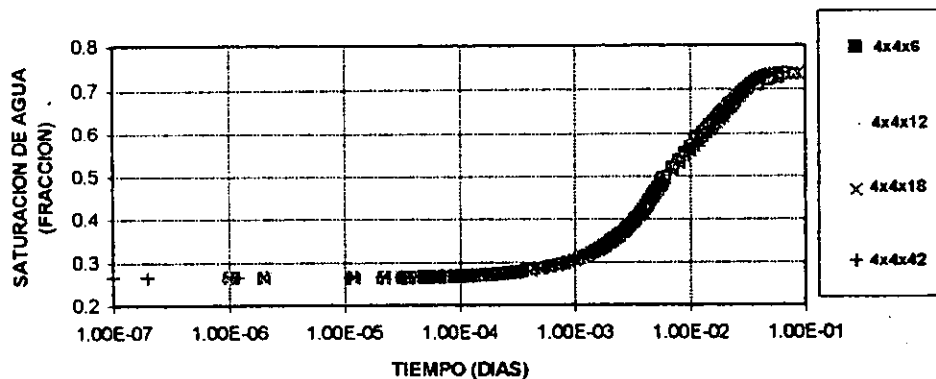


Fig. 3.7 COMPORTAMIENTO DE SATURACION MEDIA DE AGUA





El siguiente análisis de sensibilidad de la malla es en dirección xy con cuatro dimensionamientos: $4 \times 4 \times 18$, $6 \times 6 \times 18$, $8 \times 8 \times 18$ y $10 \times 10 \times 18$. Se observó un incremento notable en espacio de los archivos de salida en los últimos tres casos, ocasionado por pasos de tiempo pequeños durante la simulación y mayores tiempos de CPU por el incremento del número de celdas.

Los resultados de presión media del sistema en la fig. 3.8, muestran que un dimensionamiento de $6 \times 6 \times 18$ es el óptimo y produce resultados confiables.

Al igual que en los casos anteriores, la saturación media del sistema (fig. 3.9) no muestra cambios notables. Estos resultados corresponden para los datos de la tabla 2.1 y $Q_{wi} = 0.45$ bpd.

Fig. 3.8 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION MEDIA DEL SISTEMA.

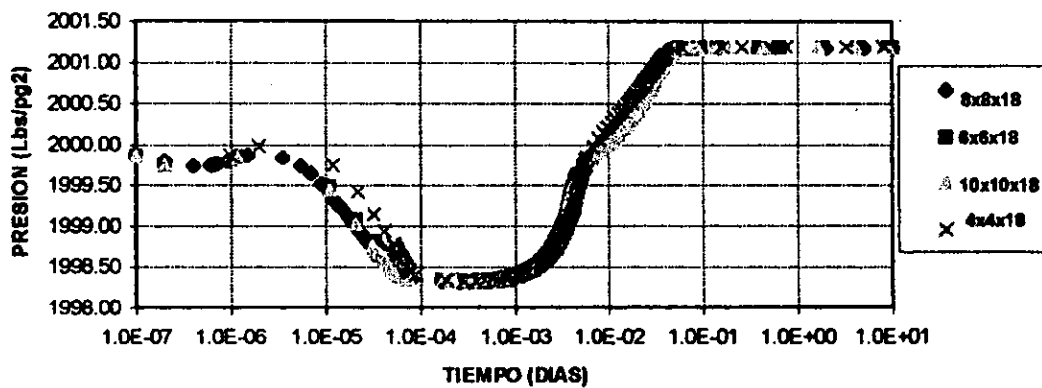
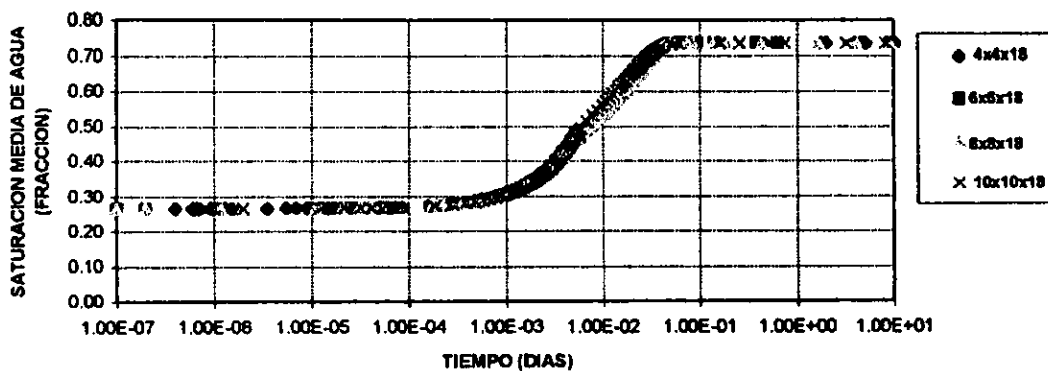


Fig. 3.9 COMPORTAMIENTO DE LA SATURACIÓN MEDIA DEL SISTEMA





Con el auxilio de una subrutina acoplada al simulador SIMPUMA, se ha observado que en la matriz, en la vecindad de la fractura vertical, se tienen cambios fuertes de saturación que podrían no ser apreciados al utilizar mallas gruesas; para evitar este problema, se recomienda utilizar una malla con celdas de tamaño no uniforme; celdas muy pequeñas cerca de las fracturas y cuyo tamaño aumente hacia el centro del bloque de matriz, en todas las direcciones.

Este tipo de malla se conoce en la literatura como malla multimodal^{2,17} y representa mejor el intercambio de fluidos matriz - fractura.

3.2 UTILIZANDO UNA MALLA MULTIMODAL

La malla multimodal empleada en la discretización de los bloques de matriz está caracterizada por celdas de tamaño no uniformes, colocando las más pequeñas cerca de las fracturas, y ha sido utilizada en otras investigaciones^{2,17}.

La discretización en este tipo de malla es considerada en la referencia 2 mediante dos parámetros: el número de segmentos y la relación R_x (Relación del tamaño de la última celda con respecto a la primera), por lo que una distribución uniforme de segmentos es obtenida cuando $R_x = 1$. En esta referencia, se presentan formas alternas para definir esta malla, donde Δx , puede definirse en lugar de R_x .

La discretización de la malla para un cuarto del bloque se ilustra en la figura 3.10

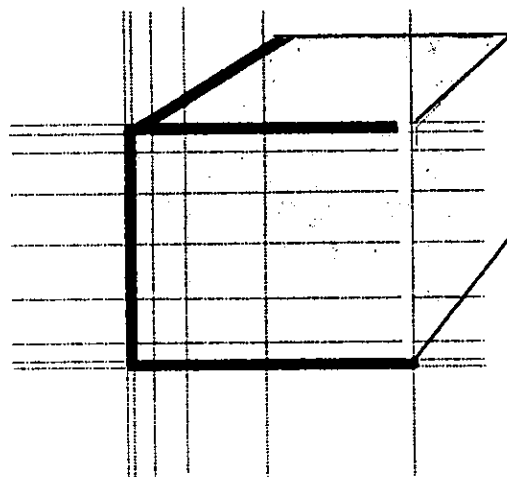


Figura 3.10 Discretización de la malla multimodal para un cuarto de bloque



Al acopiar una malla multimodal al problema planteado, se encontraron ventajas significativas sobre una malla rectangular uniforme. Estas ventajas fueron determinadas al simular casos con diferente tamaño de la primera celda y definiendo Δx_1 en ambos sistemas (en la matriz y en la fractura).

En las figuras 3.11, 3.12, 3.13 y 3.14 se muestran los resultados de las propiedades medias del sistema matriz de cuatro casos con el mismo dimensionamiento (6x6x18), pero diferente tipo de malla, definidos como:

$\Delta x_1 = 0.005$ pies. Tamaño de la primera celda del bloque de matriz.

$\Delta x_1 = 0.01$ pies. Tamaño de la primera celda del bloque de matriz.

$\Delta x_1 = 0.0005$ pies. Tamaño de la primera celda partiendo de la fractura.

$\Delta x = 0.125$ pies. Malla rectangular uniforme

Los primeros tres casos cuentan con una malla multimodal en dirección xy y malla rectangular uniforme en dirección z ; en los dos primeros, se define el tamaño de la primera celda en el bloque de matriz (celda mas cercana a la fractura) y en el tercero se utiliza el tamaño de la abertura de la fractura como la primera celda, efectuando la distribución del tamaño de las celdas a lo largo del bloque de matriz.

Se observan variaciones significativas en todas las propiedades medias del sistema matriz; como se ilustra en las figuras 3.11, 3.12, 3.13 y 3.14; esto es debido, a que los cambios fuertes de saturación en la dirección xy cerca de las fracturas son mejor representados con una malla multimodal; y sobre todo utilizando el tamaño de la primera celda igual a la abertura de la fractura.

La figura 3.15 muestra el comportamiento de la recuperación de aceite e ilustra claramente que al utilizar una malla multimodal la recuperación a tiempos pequeños es mayor cuando el tamaño de la primera celda se define igual a la abertura de la fractura. Esto es debido a que durante el fenómeno de imbibición las celdas cercanas a la fractura se saturan más rápidamente de agua cuando su tamaño es pequeño, provocando la expulsión de aceite. Sin embargo, cuando las celdas son mas grandes se requiere de mayor tiempo para saturarse de agua y provocar la expulsión del aceite.

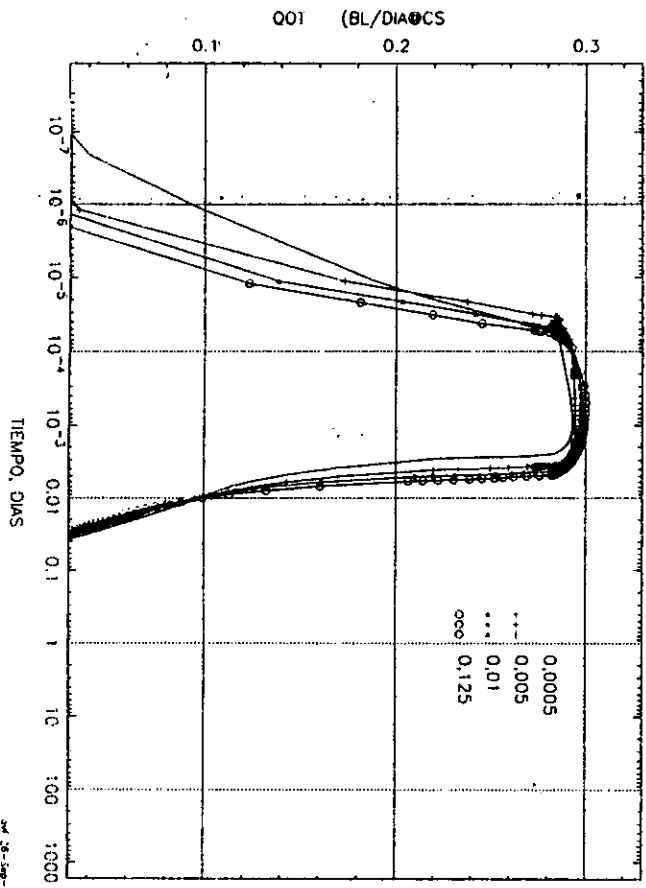


FIG. 3.13 QOT VS. TIEMPO

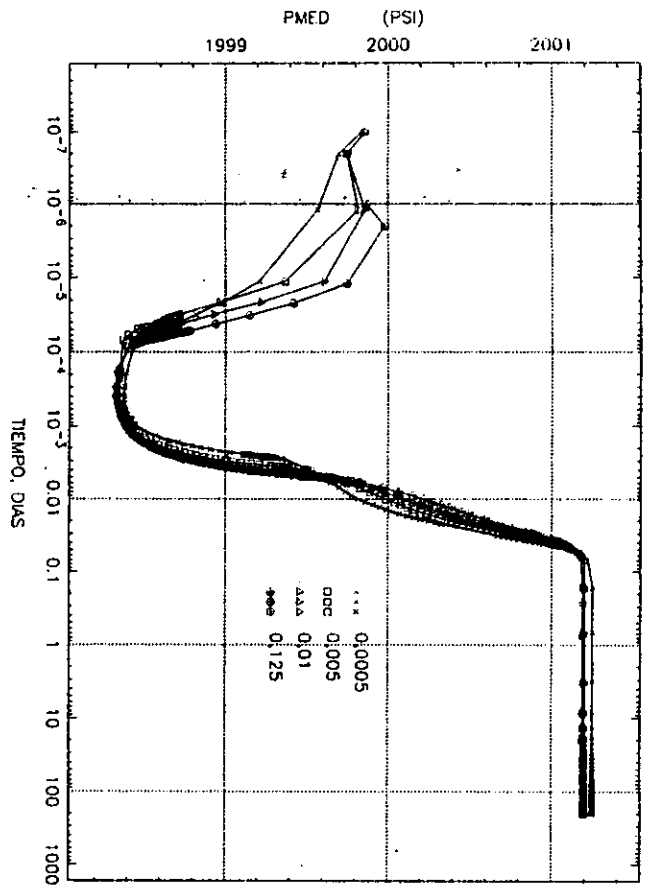


FIG. 3.11 PMED VS. TIEMPO

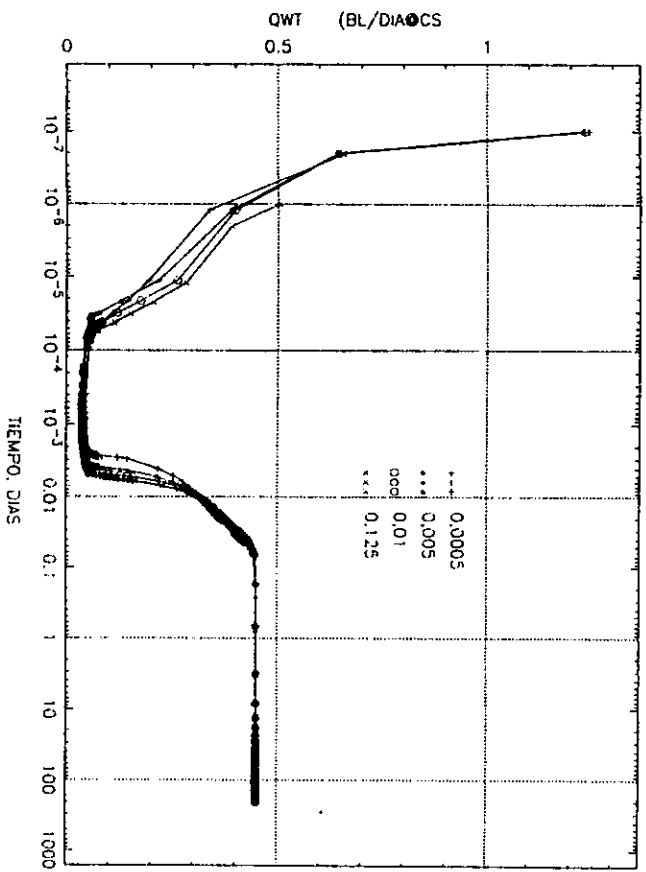


FIG. 3.14 QWT VS. TIEMPO

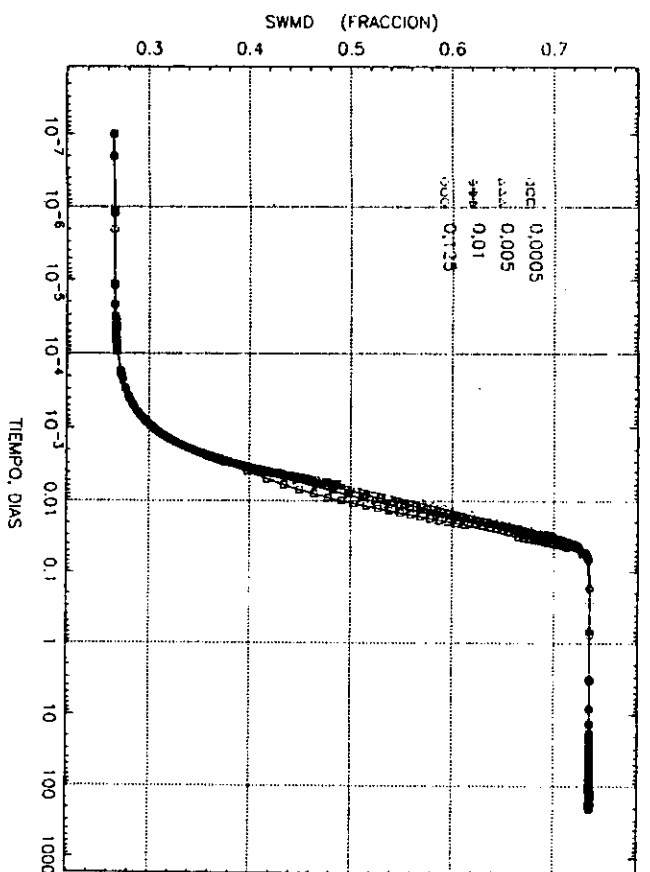
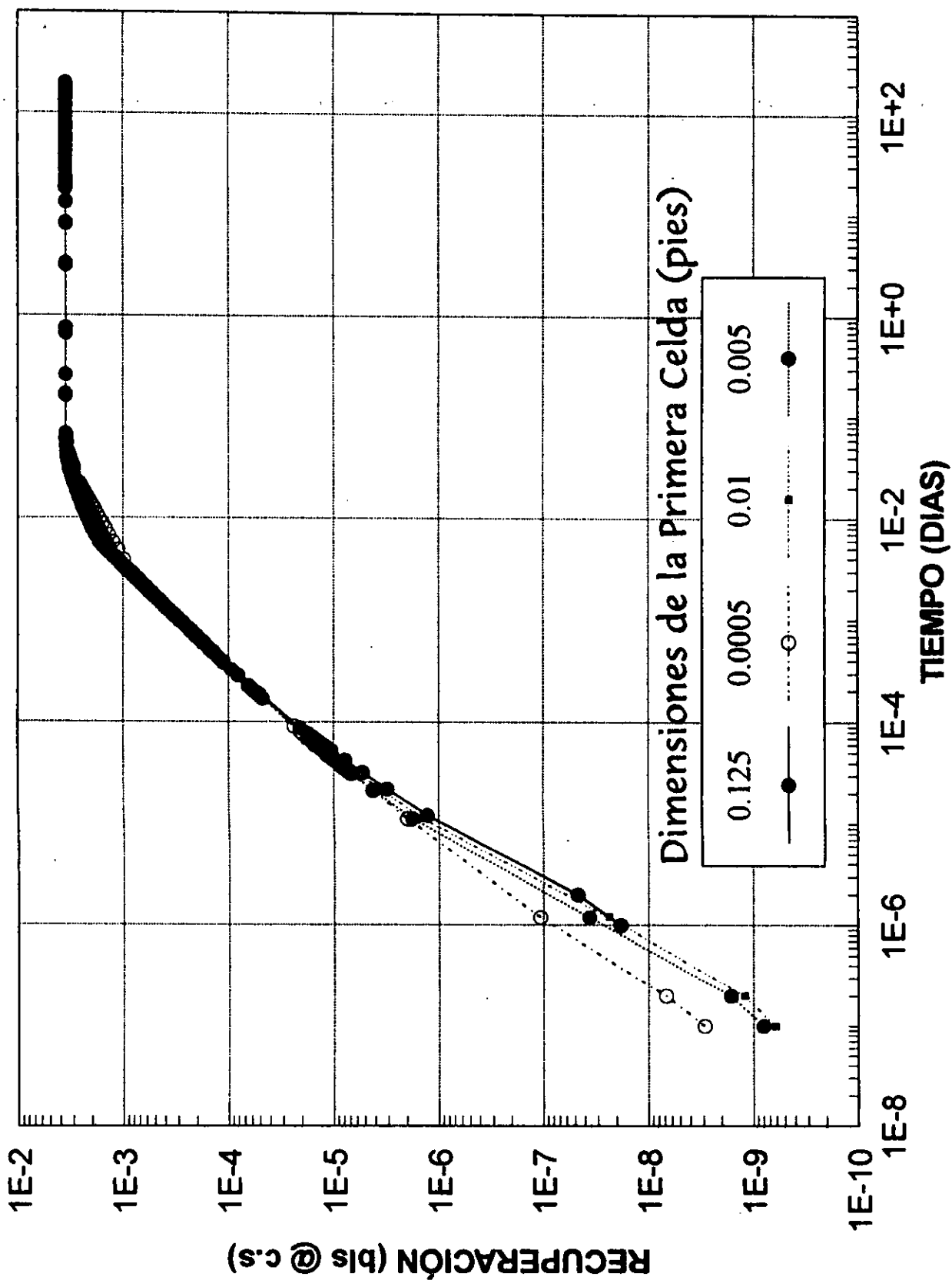


FIG. 3.12 SWMD VS. TIEMPO

Fig. 3.15 COMPORTAMIENTO DE LA RECUPERACIÓN DE ACEITE PARA UN SOLO BLOQUE, CON DIFERENTE TIPO DE MALLA





Los casos simulados para representar mejor el fenómeno de imbibición y seleccionar el tamaño adecuado de la primera celda muestran en la figura 3.15, que la recuperación de aceite obtenida a tiempos pequeños es un porcentaje despreciable comparado con la recuperación total; sin embargo, el objetivo de este análisis fué el de representar el fenómeno real de imbibición.

Además de mostrar que la malla multimodal representa mejor los fenómenos reales de flujo en la dirección xy , se encontró que le da una mayor estabilidad al modelo, lo que permitió avanzar la simulación en pasos de tiempo mayores.

Posteriormente, se realizó el análisis del dimensionamiento óptimo de la malla multimodal en la dirección xy empleando los siguientes tres casos :

Caso I, dimensionamiento 8x8x18

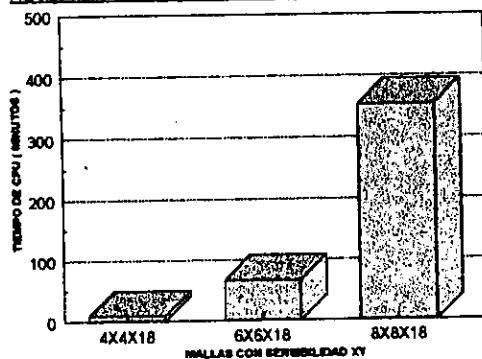
Caso II, dimensionamiento 6x6x18

Caso III, dimensionamiento 4x4x18

En todos los casos se utilizaron los valores de la tabla 2.1 y $Q_{wi}=0.45$ bpd. y se concluyó que la malla de 4x4x18 es la óptima, ya que utilizando esta malla, los resultados son básicamente iguales a los que se obtienen con dimensionamientos mayores, como se ilustran en las figuras 3.16, 3.17, 3.18 y 3.19.

En la figura 3.20 se muestra el tiempo de CPU de los casos anteriores, el cual se incrementa notablemente al aumentar el dimensionamiento.

Fig. 3.20 TIEMPO DE CPU PARA DIFERENTES VALORES DE MALLA EN XY



El análisis de la malla multimodal se extendió para la dirección z , concluyéndose que su uso también es necesario, debido a las fuertes variaciones observadas en las propiedades medias del sistema matriz, con respecto a las obtenidas con una malla rectangular uniforme.

En las figuras 3.21, 3.22, 3.23 y 3.24 se ilustran 3 casos con dimensionamientos de 4x4x18 :

MOD xyz : MALLA MULTIMODAL EN XYZ ,

MOD xy_Rz : MALLA MULTIMODAL EN XY Y RECTANGULAR UNIFORME EN Z

REC xyz : MALLA RECTANGULAR UNIFORME EN XYZ .

FIG. 3.16 PMED VS. TIEMPO

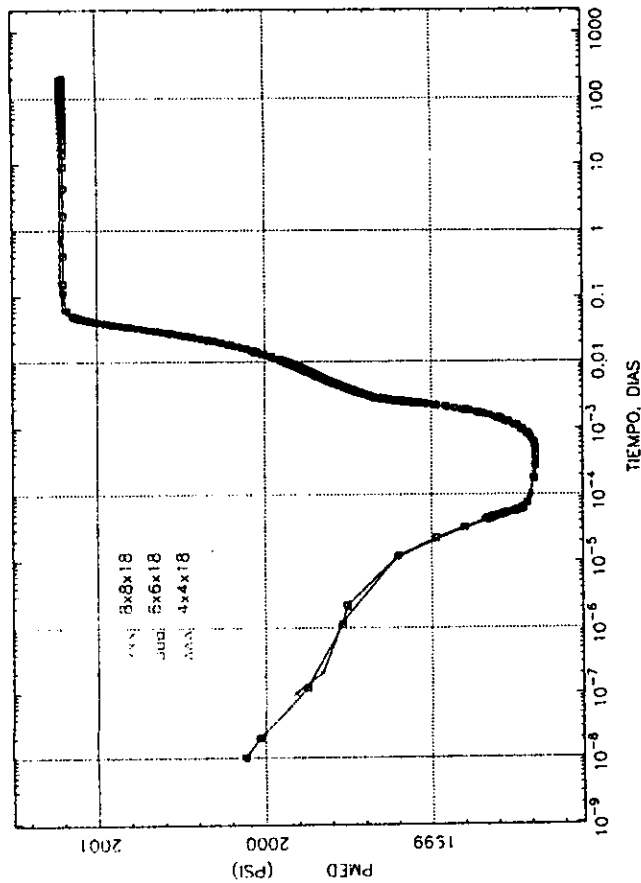


FIG. 3.17 SWMD VS. TIEMPO

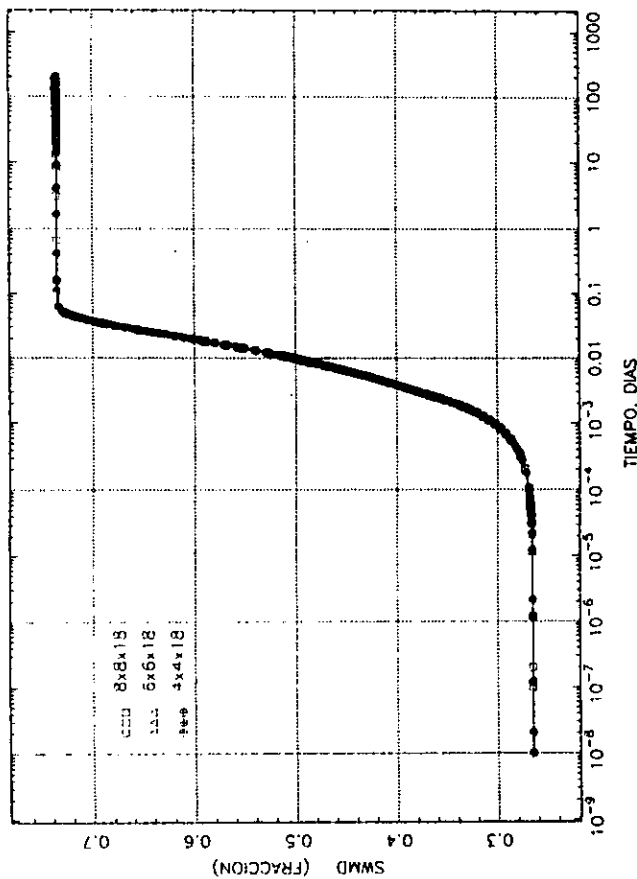


FIG. 3.18 QOT VS. TIEMPO

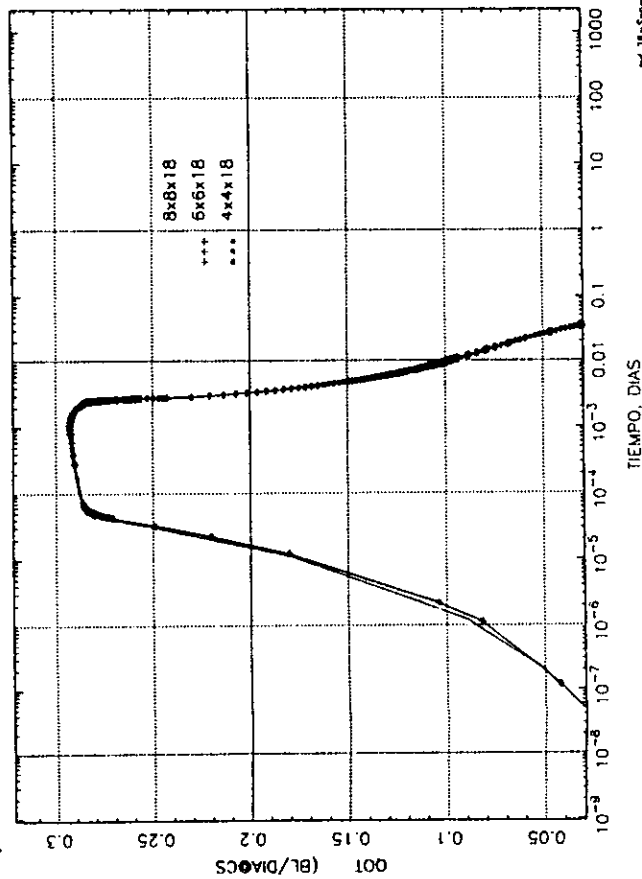
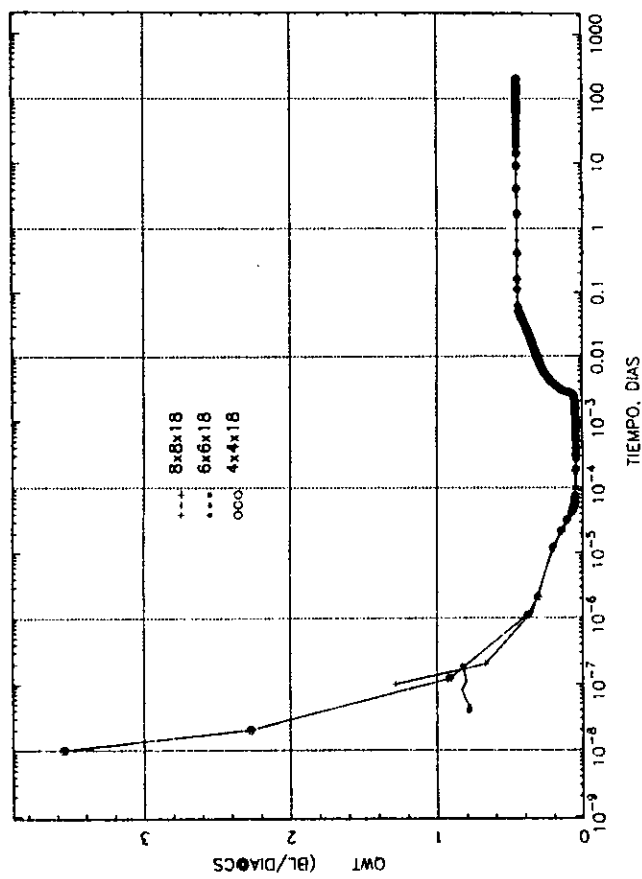


FIG. 3.19 QWT VS. TIEMPO



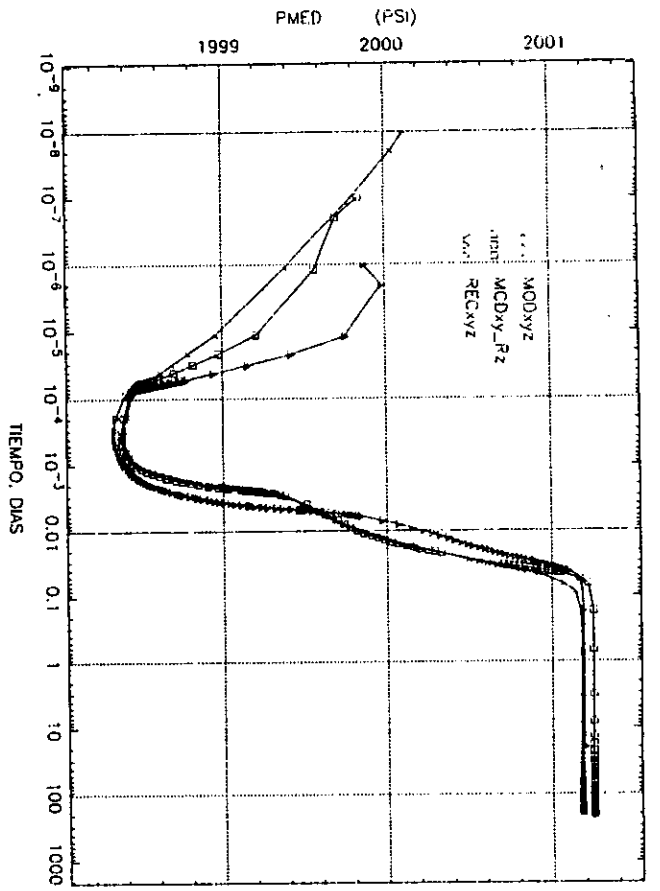


FIG. 3.21 PMED, VS. TEMPO

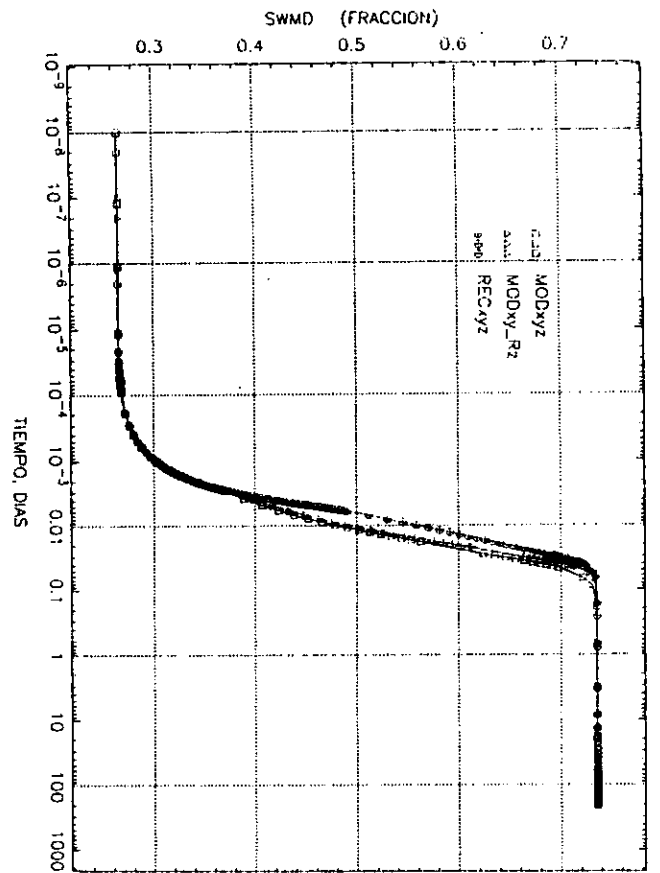


FIG. 3.22 SWMD VS. TEMPO

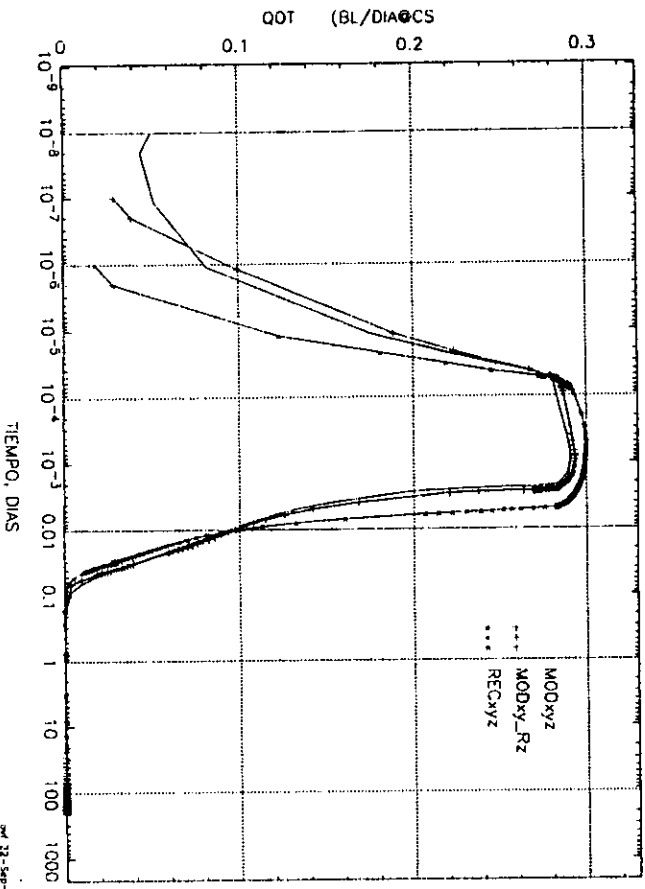


FIG. 3.23 QOT VS. TEMPO

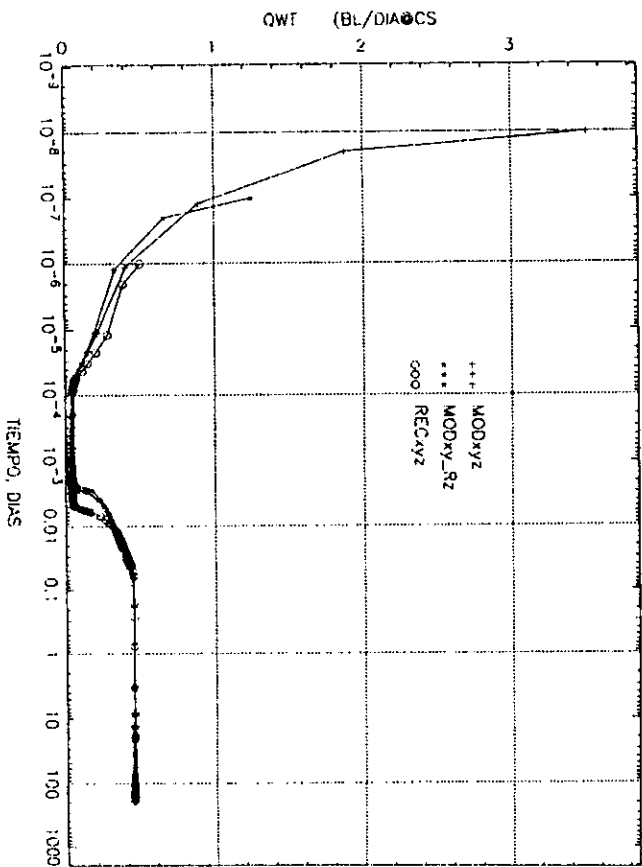


FIG. 3.24 QWT VS. TEMPO



Se continuó con el dimensionamiento óptimo de la malla multimodal en dirección z, para ello se analizaron 4 casos :

4X4X10.....Caso I, dimensionamiento 4x4x10

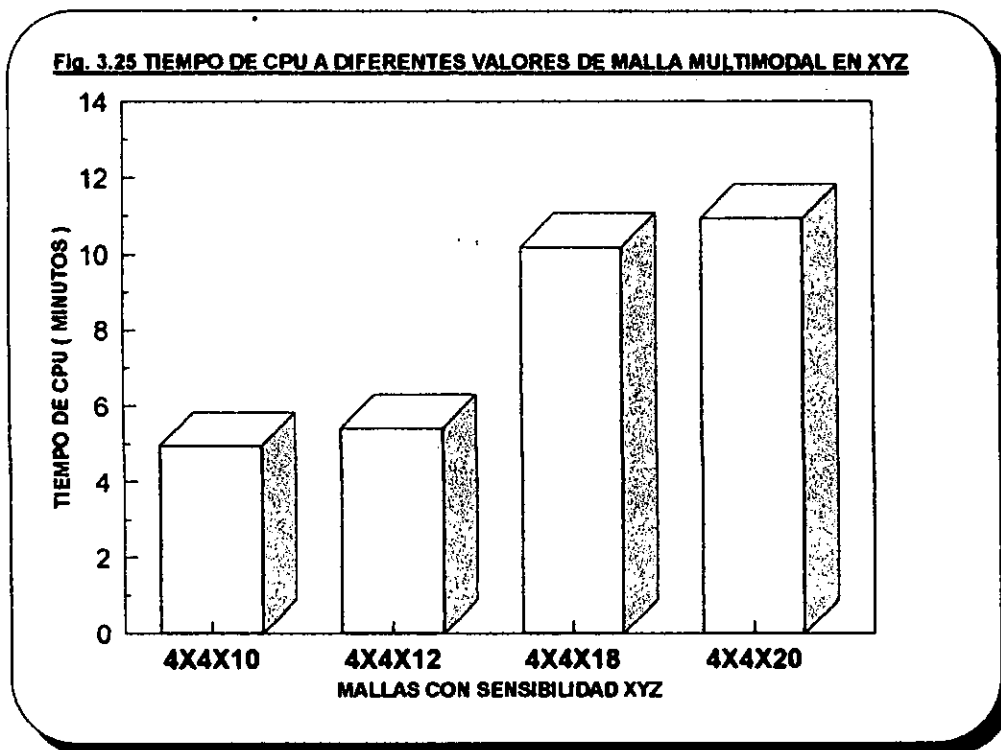
4X4X12..... Caso II, dimensionamiento 4x4x12

4X4X18..... Caso III, dimensionamiento 4x4x18

4X4X20..... Caso IV, dimensionamiento 4x4x20

Se concluyó que los resultados obtenidos con una malla de 4x4x12 son confiables y no muestran una variación significativa con dimensionamientos mayores, como se ilustra en las figuras 3.26, 3.27, 3.28 y 3.29.

En la figura 3.25 se muestra que al utilizar una malla multimodal en las tres direcciones xyz, el tiempo de CPU es reducido notablemente.



Las ventajas encontradas que ofrece una malla multimodal sobre una malla rectangular uniforme son:

- Reducción del tiempo de CPU
- Estabilidad del simulador
- Archivos de salida mas manejables
- Menor Dimensionamiento
- Resultados precisos y confiables

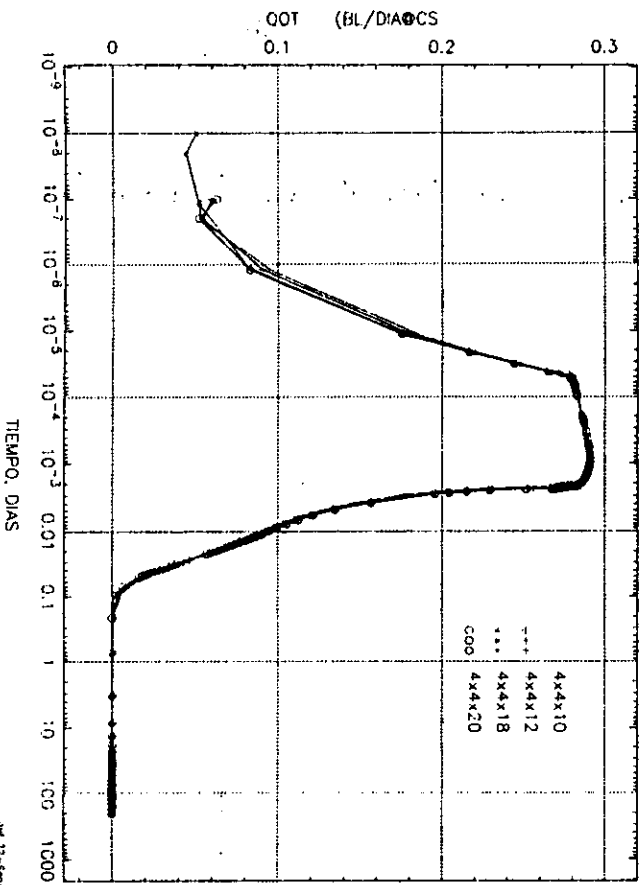


FIG. 3.28 QOT VS. TIEMPO

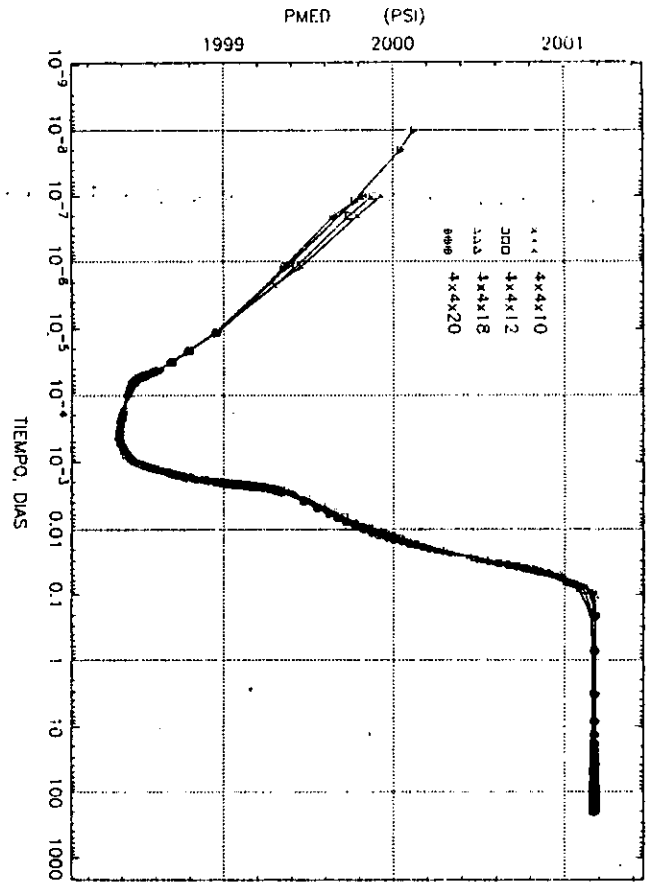


FIG. 3.26 PMED VS. TIEMPO

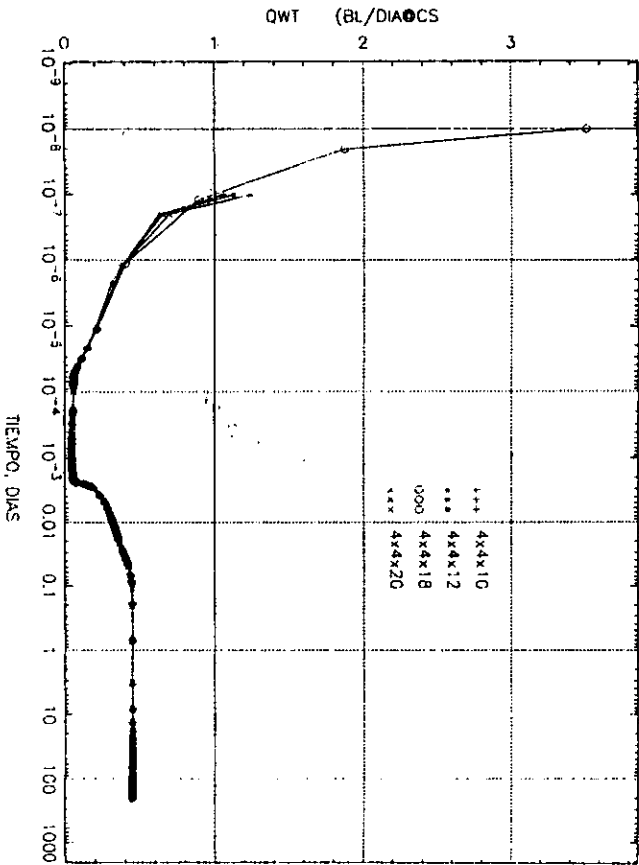


FIG. 3.29 QWT VS. TIEMPO

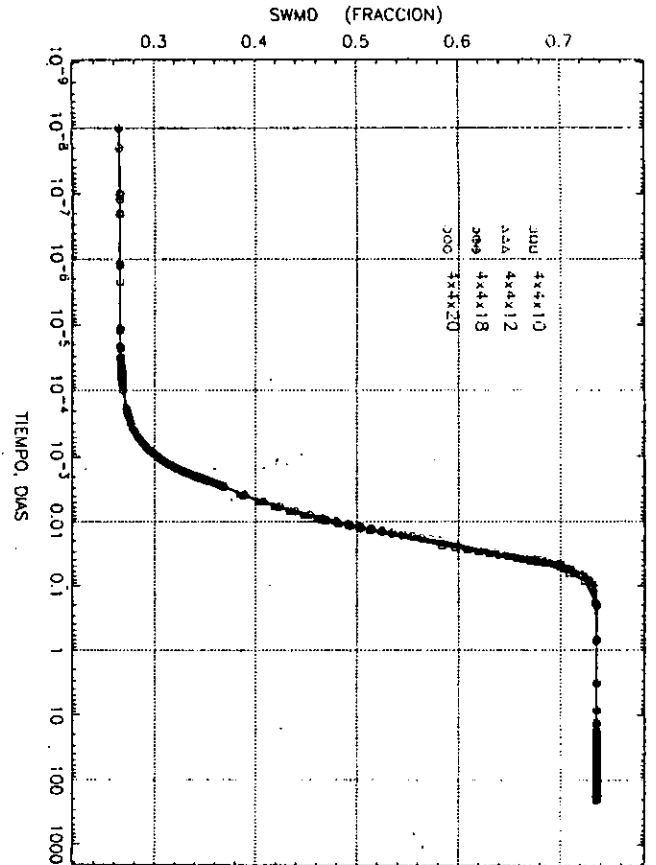


FIG. 3.27 SWMD VS. TIEMPO



3.2.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA LA DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN PRÁCTICA K_f / Q_{wi}

Se efectuó el análisis de sensibilidad inicialmente con un rango de valores de permeabilidad absoluta de las fracturas de 30 a 1000 darcies, manteniendo las demás propiedades sin cambio; se observó, que al incrementar ésta propiedad, la presión media del sistema disminuye desde el inicio del experimento, tendiendo hacia la presión de fondo fluyendo, como se observa en la figura 3.30. Esto es debido a que el gasto de inyección tiene un menor impacto sobre el bloque de matriz, cuando la permeabilidad de la fractura tiene valores altos y consecuentemente permite que no se manifiesten los efectos viscosos. Sin embargo, cuando la permeabilidad de las fracturas es baja, permite que se manifiesten los efectos capilares, gravitacionales y viscosos. Lo anterior, es también claramente ilustrado en el comportamiento de la producción acumulada de aceite (fig. 3.34), donde se muestra un retardo en la producción de aceite ocasionado por la eliminación de efectos viscosos.

Las propiedades medias de los casos simulados son observados en las figuras 3.30, 3.31, 3.32, 3.33 y el comportamiento de la producción acumulada de aceite en la figura 3.34.

Se emplearon los siguientes casos:

Caso I	$K_f = 30$	Darcies
Caso II	$K_f = 70$	Darcies
Caso III	$K_f = 200$	Darcies
Caso IV	$K_f = 500$	Darcies
Caso V	$K_f = 700$	Darcies
Caso VI	$K_f = 1000$	Darcies

El tiempo CPU para el análisis de sensibilidad de la permeabilidad absoluta de la fractura no varía significativamente; para el rango de 30 a 1000 Darcies, es de 5 a 6.5 minutos, respectivamente.

FIG. 3.30 PMED VS. TEMPO

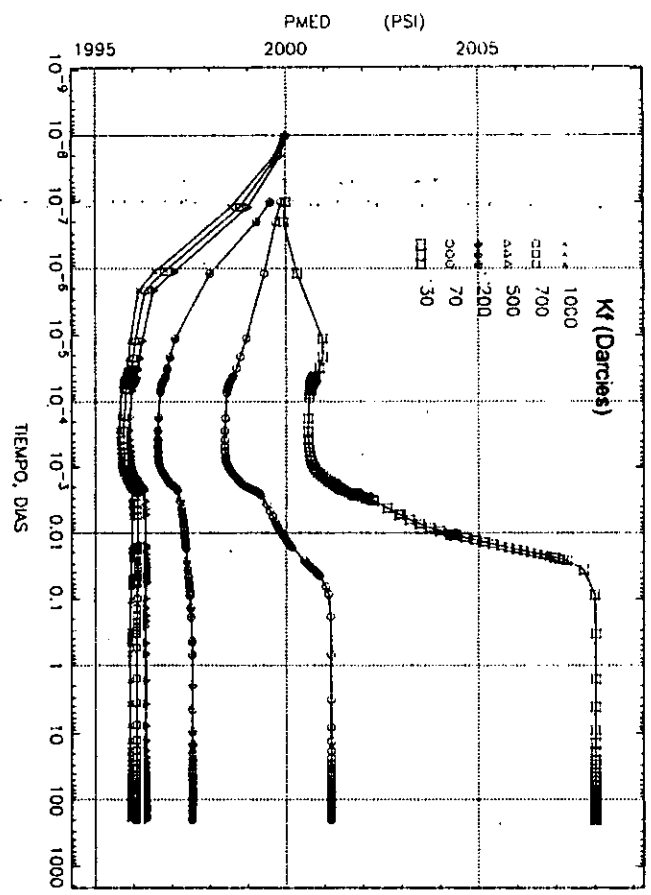


FIG. 3.31 SWMD (FRACCION) VS. TEMPO

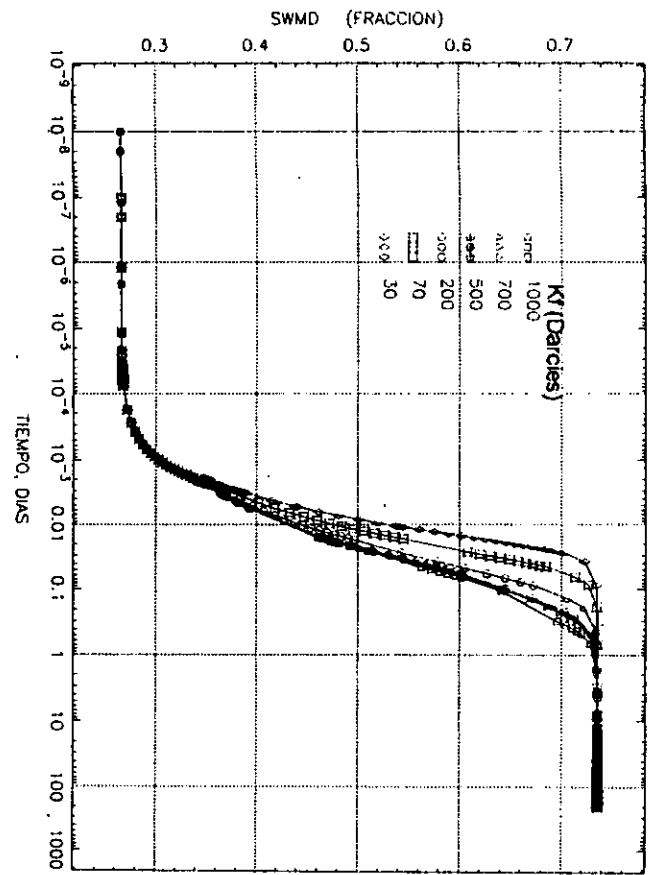


FIG. 3.32 QOT VS. TEMPO

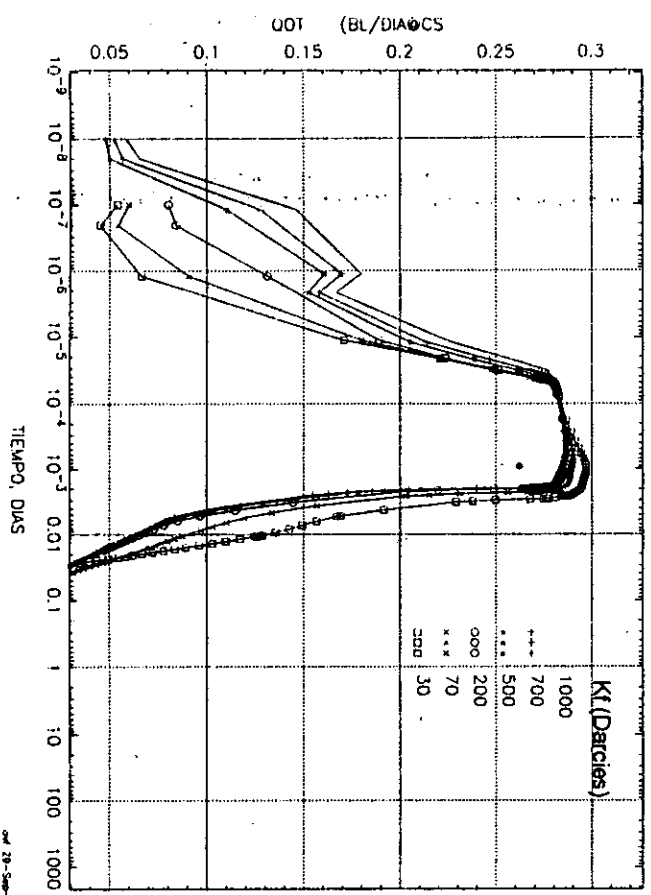
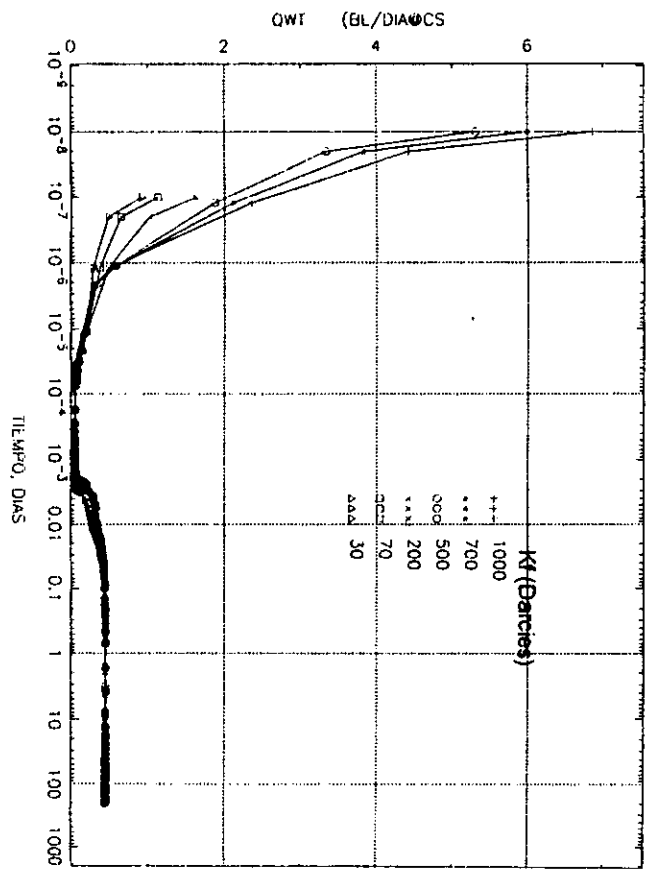
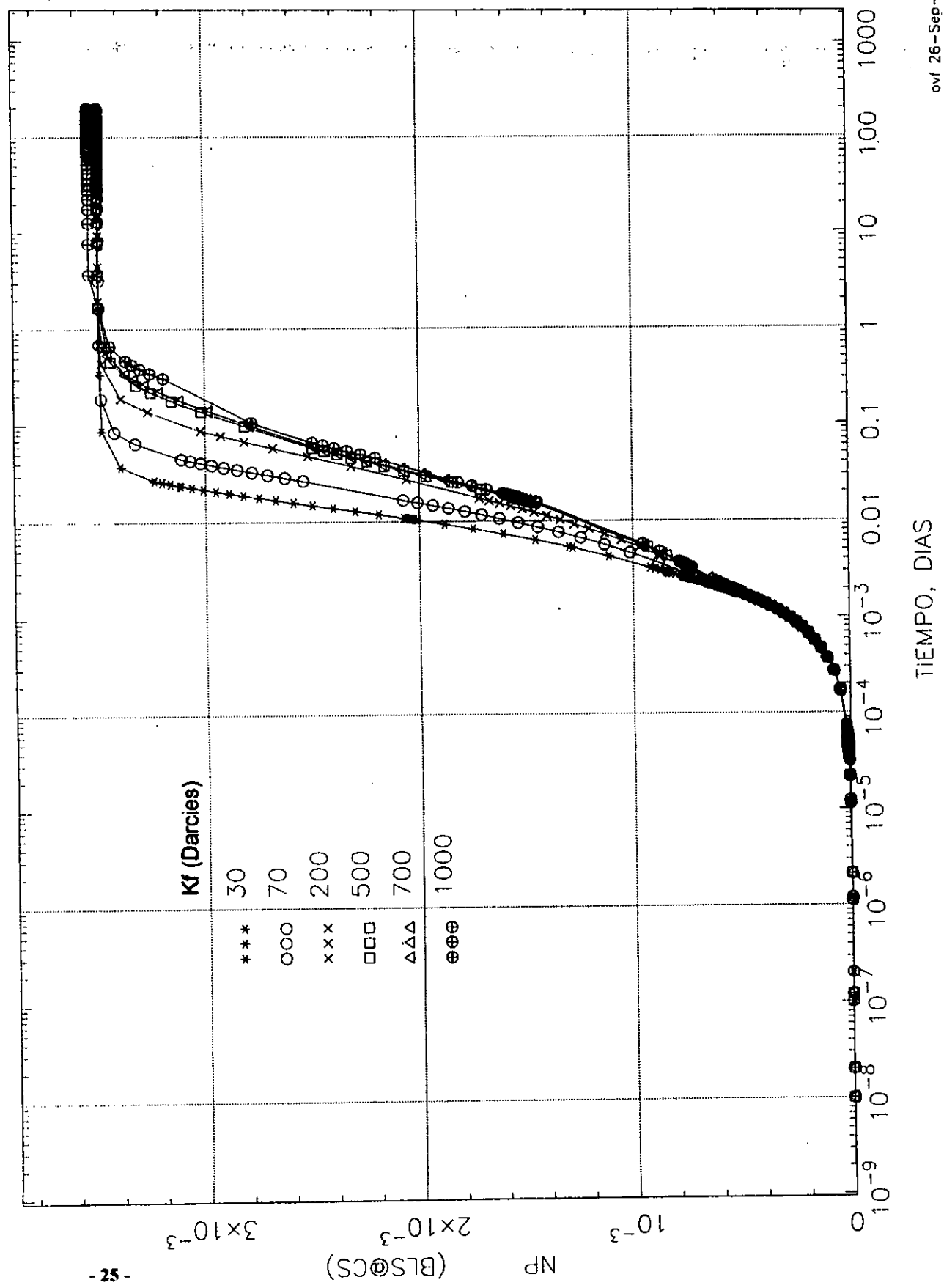


FIG. 3.33 QWT VS. TEMPO



04-28-Sep-1987 8:13

FIG. 3.34 NP VS. TIEMPO





Debido a que el gasto de inyección es un parámetro que afecta la presión media del sistema, surge la necesidad de encontrar una relación práctica de K_f / Q_{wi} para manejar un sistema donde no se cuente con el impacto de fuerzas viscosas y avanzar la simulación en pasos de tiempo prácticos; para esto, se realizaron sensibilidades con diversos valores de permeabilidad absoluta de fractura hasta definir los gastos mínimos numéricamente permisibles y los límites de los gastos dominados por efectos gravitacionales, capilares y viscosos.

Los gastos mínimos permisibles desde el punto de vista numérico son definidos mediante la estabilidad del simulador, al no utilizar pasos de tiempo demasiado pequeños y manteniendo la presión media del sistema entre la presión inicial y la presión de fondo fluyendo. El límite del gasto dominado por efectos gravitacionales, capilares y viscosos se consideró al mantener la presión media del sistema matriz al final del experimento, muy cercana al valor de la presión inicial del sistema.

Los valores encontrados fueron:

$K_f = 40$ Darcies, Q_{wi} mínimo práctico = 0.19 bls / día, Q_{wi} máximo = 0.23 bls / día

$K_f = 70$ Darcies, Q_{wi} mínimo práctico = 0.20 bls / día, Q_{wi} máximo = 0.35 bls / día.

$K_f = 100$ Darcies, Q_{wi} mínimo práctico = 0.21 bls / día, Q_{wi} máximo = 0.50 bls / día.

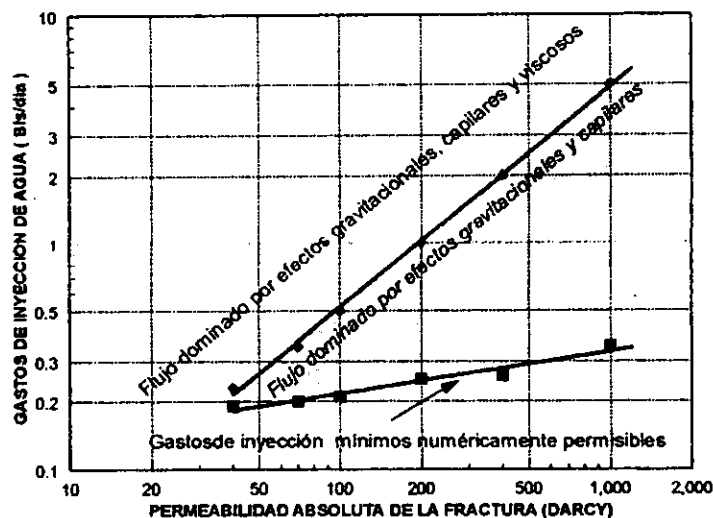
$K_f = 200$ Darcies, Q_{wi} mínimo práctico = 0.25 bls / día, Q_{wi} máximo = 1.00 bls / día.

$K_f = 400$ Darcies, Q_{wi} mínimo práctico = 0.26 bls / día, Q_{wi} máximo = 2.00 bls / día.

$K_f = 1000$ Darcies, Q_{wi} mínimo práctico = 0.35 bls / día, Q_{wi} máximo = 5.0 bls / día.

Los comportamientos encontrados se ajustan a líneas rectas, al graficar en una escala doble logarítmica el gasto de inyección de agua vs. la permeabilidad absoluta de la fractura, como se muestra en la Fig. 3.35.

Fig. 3.35 RELACION Q_{wi} -Kabs fract. PRÁCTICOS





Las figuras 3.36 a la 3.47 muestran los comportamiento de las propiedades medias del sistema matriz para cada caso analizado. A través de ellas, se definieron los gastos de inyección mínimos numéricamente permisibles y el límite del flujo dominado por efectos capilares, gravitacionales y viscosos.

El uso de gastos de inyección menores al mínimo numéricamente permisible tienen un comportamiento inestable en el gasto de aceite producido y además, utilizan pasos de tiempo muy pequeños, como se muestra en las figuras 3.48 a la 3.55. Esta inestabilidad es debida a que la entrada de agua no es la suficiente para que el flujo ocasionado por los fenómenos gravitacionales y capilares se presenten con un fuerte impacto; lo cual es característico del sistema estudiado.

Es importante hacer notar que los valores de los gastos mínimos numéricamente permisibles encontrados con el análisis de un solo bloque, obedecen al mismo comportamiento al utilizar un apilamiento con las mismas propiedades; sin embargo, el límite del flujo dominado por efectos gravitacionales y capilares varía.

Con base a los análisis previamente realizados, se obtuvieron datos básicos adicionales, necesarios realizar el estudio de las funciones de transferencia. Estos datos, se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 DATOS BÁSICOS ADICIONALES OBTENIDOS

Tipo de Malla	Multimodal
$\Delta x1$ (Dimensionamiento de la primera celda), pies	0.0005
Permeabilidad Abs. de la fractura (Darcies)	200.0
Gasto de Inyección de Agua (bls/día) @ c.y.	0.25

FIG. 3.36 PMED VS. TEMPO

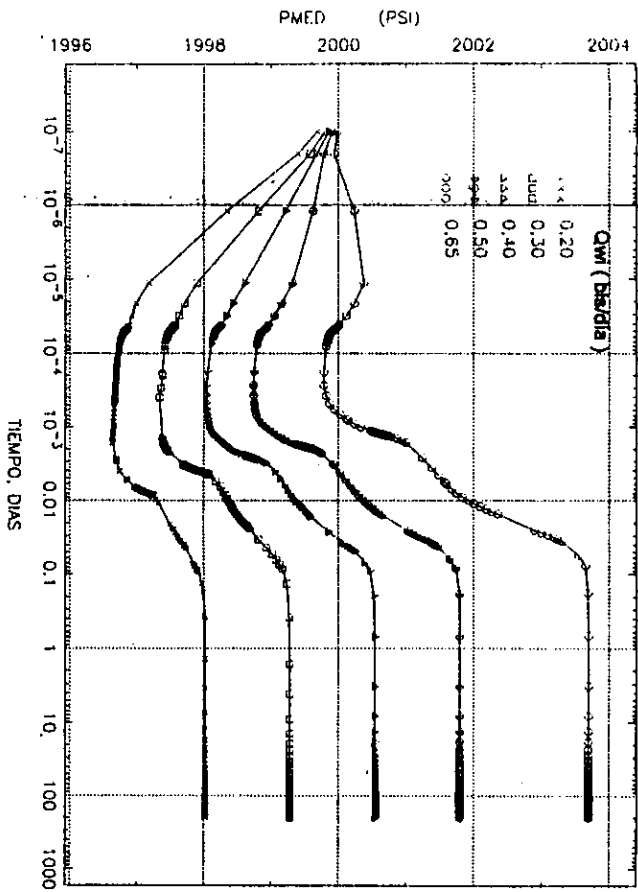
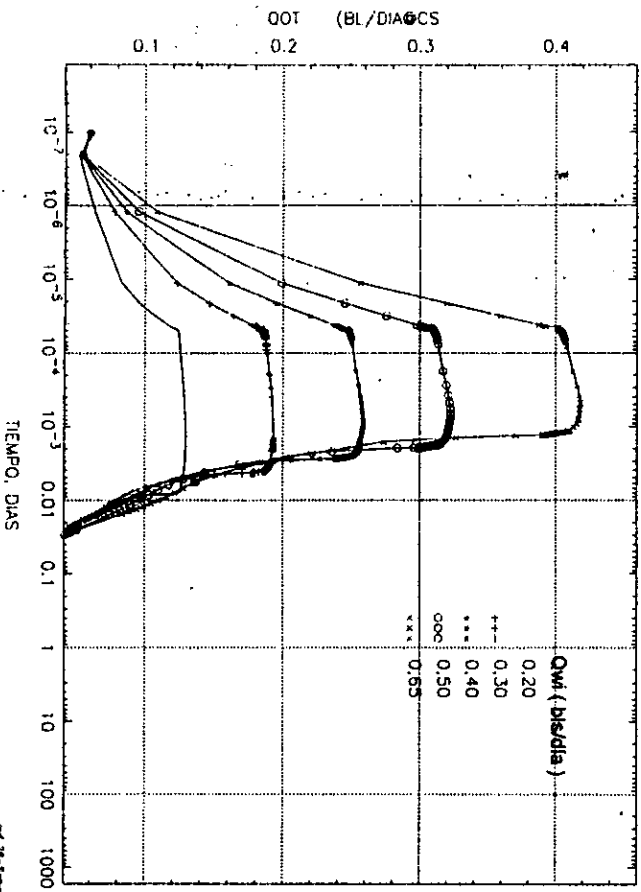


FIG. 3.38 OOT VS. TEMPO



Kf = 70 Darcies

FIG. 3.37 SWMD VS. TEMPO

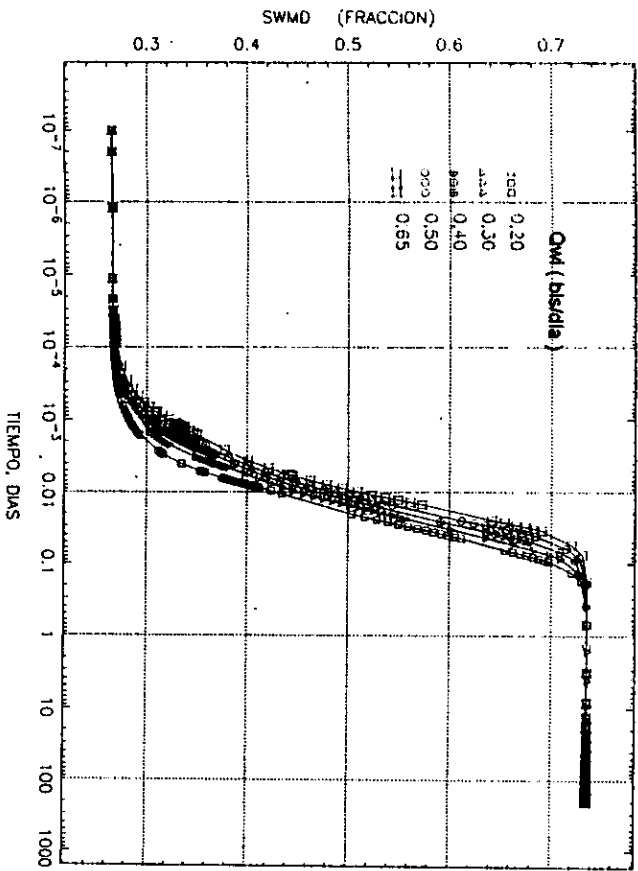


FIG. 3.39 QWT VS. TEMPO

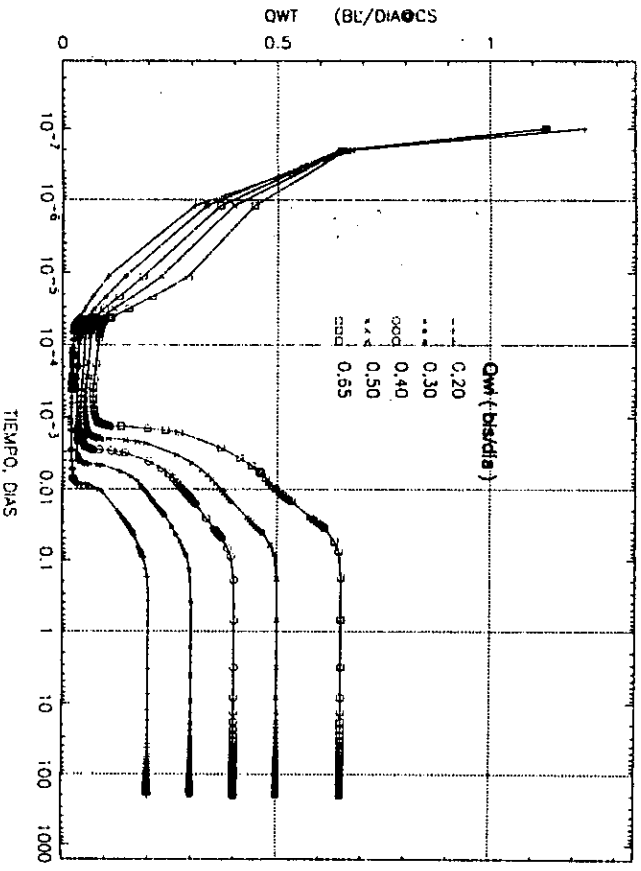


FIG. 3.40 PMED VS. TIEMPO

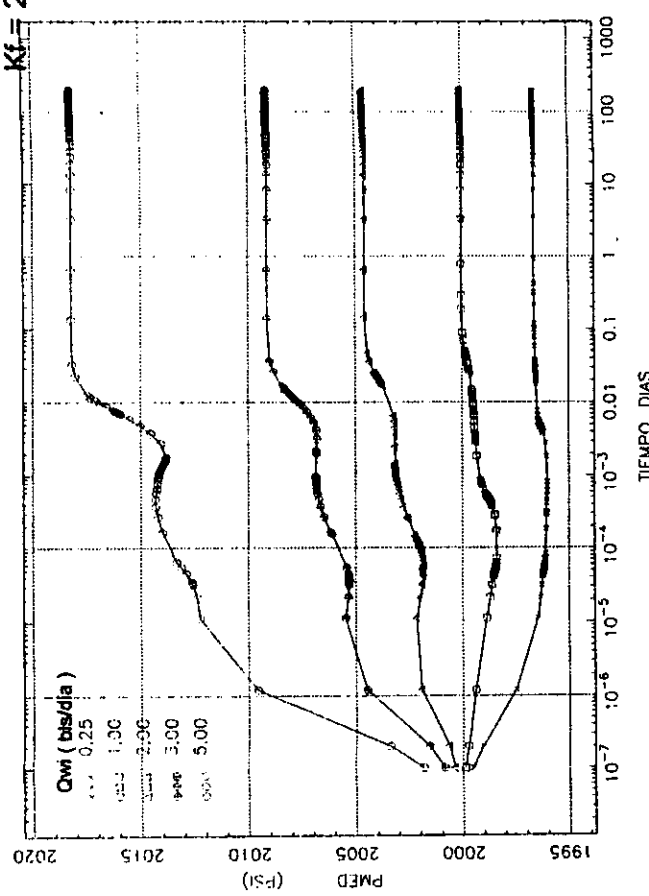


FIG. 3.41 SWMD VS. TIEMPO

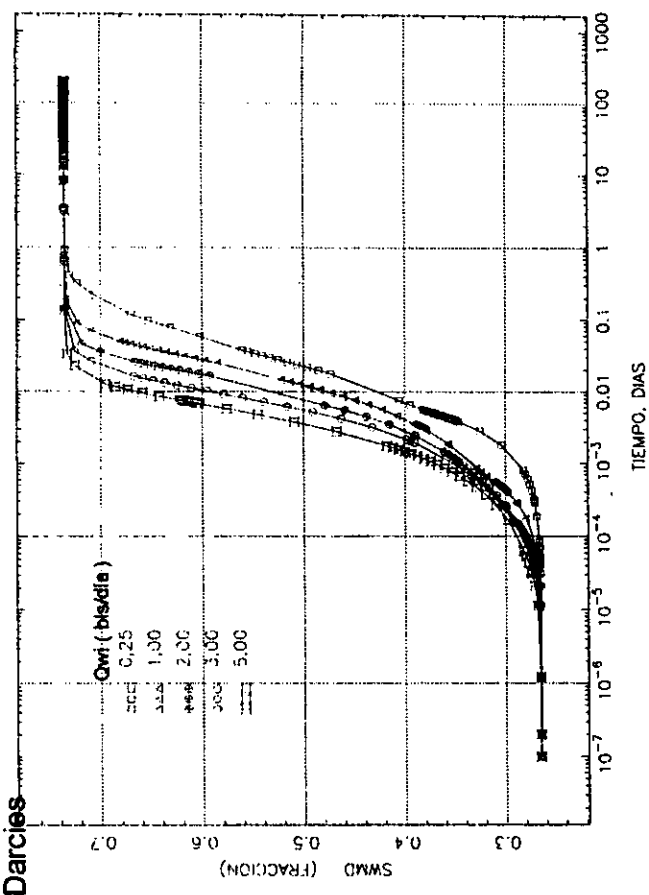


FIG. 3.42 QOT VS. TIEMPO

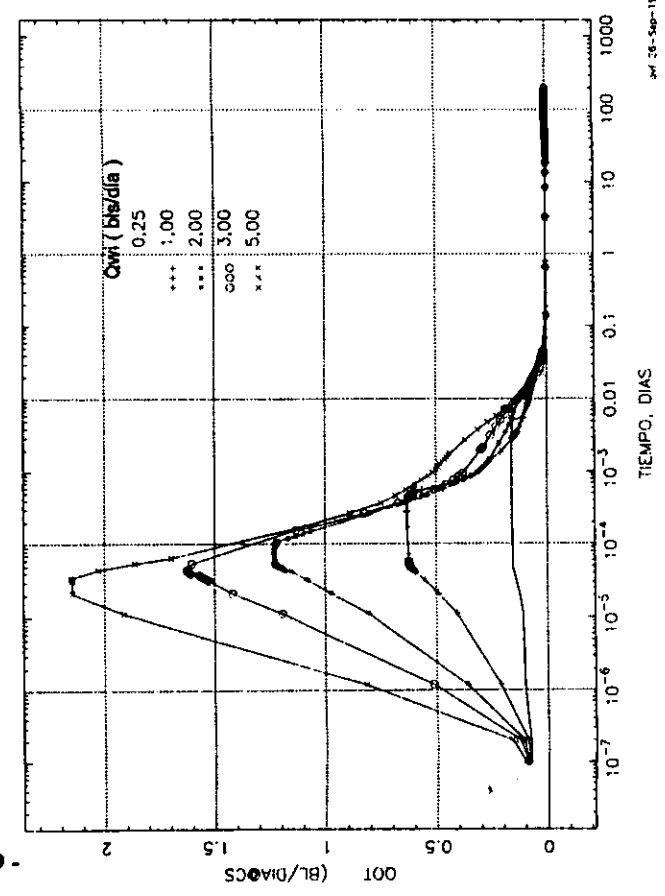


FIG. 3.43 QWT VS. TIEMPO

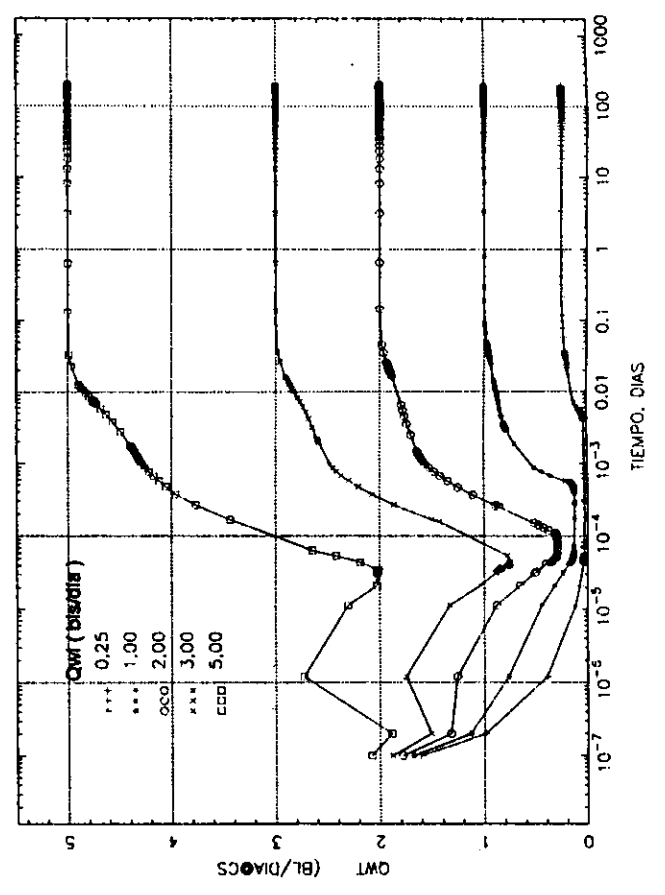
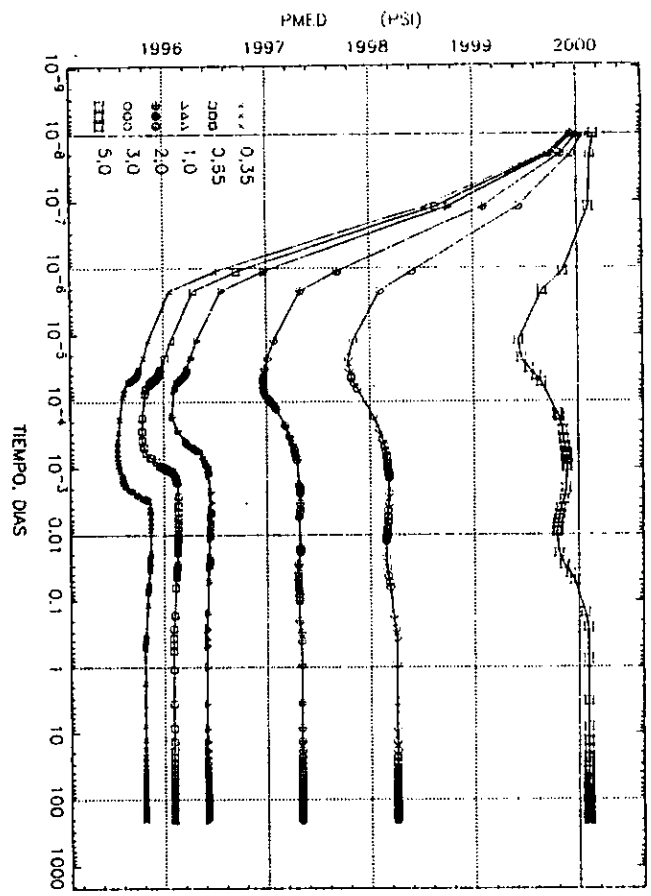


FIG. 3.44 PMED VS. TEMPO



Kf = 1000 Darcies

FIG. 3.45 SWMD VS. TEMPO

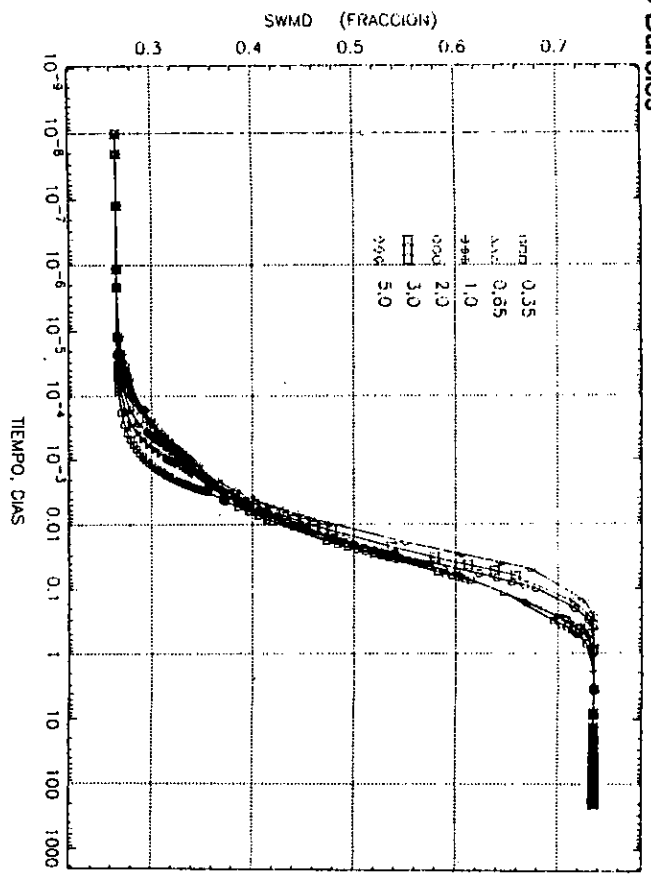


FIG. 3.46 QOT VS. TEMPO

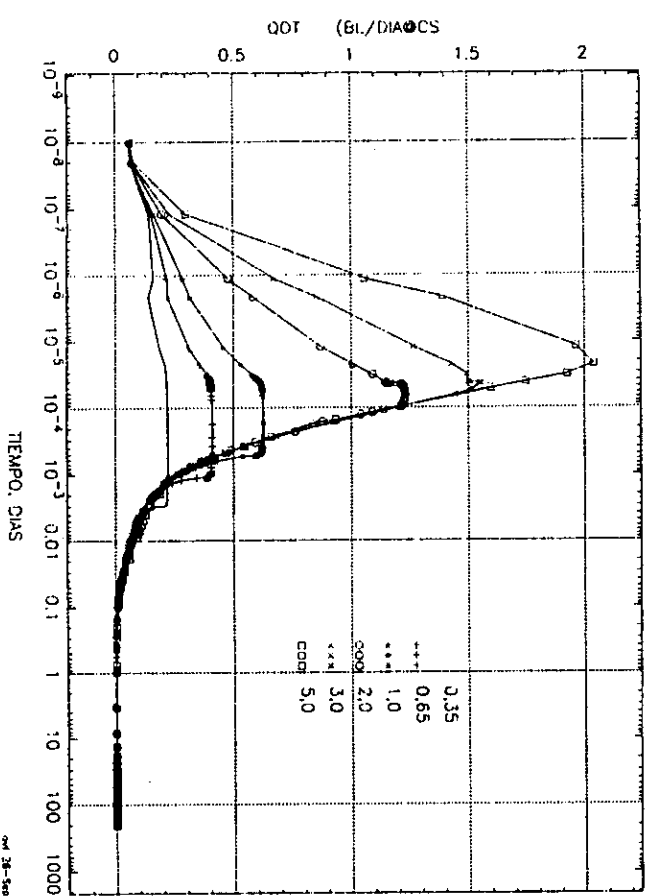
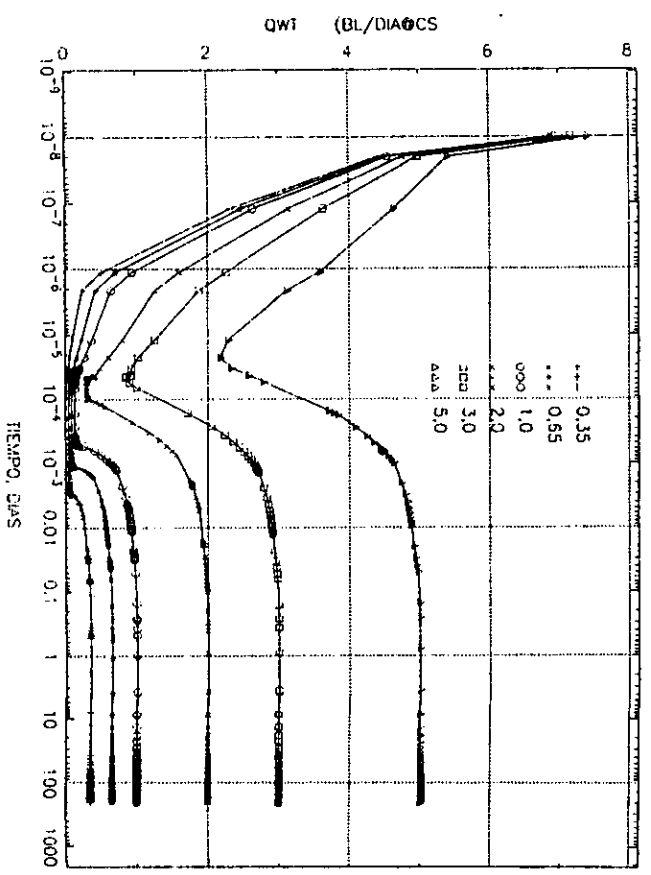
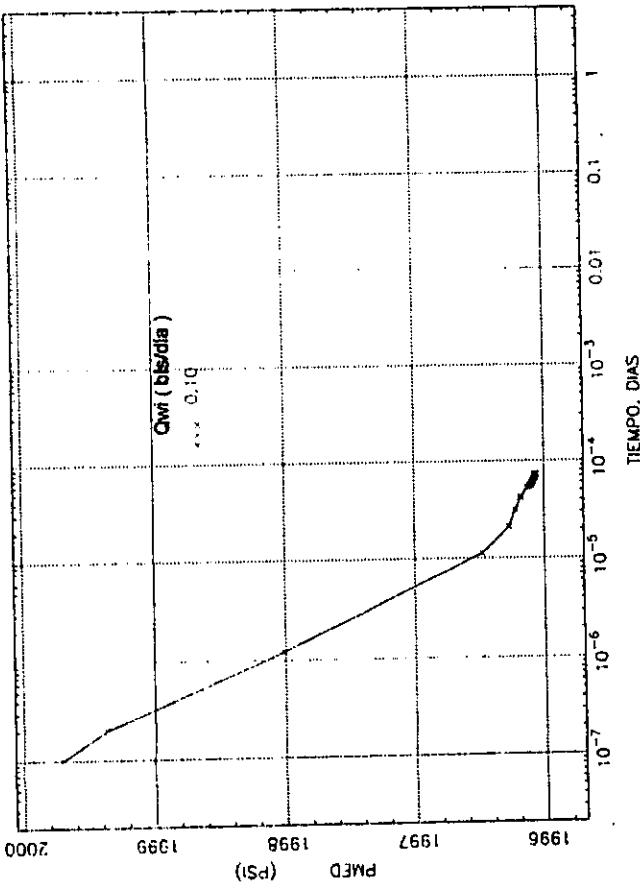


FIG. 3.47 QWT VS. TEMPO



04-28-Sep-1987 11:11

FIG. 3.48 PMED VS. TIEMPO



Kf = 70 Darcies

FIG. 3.49 SWMD VS. TIEMPO

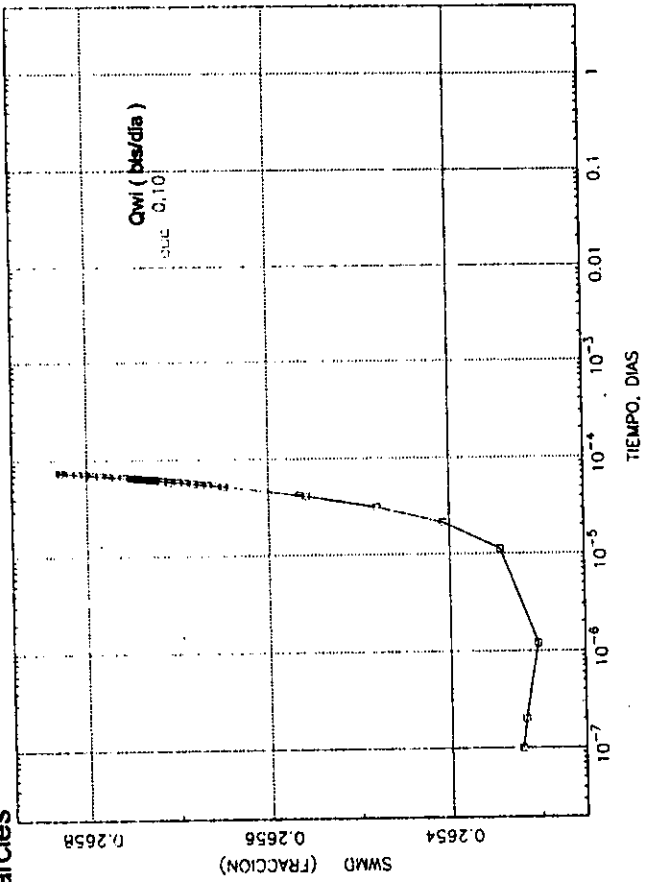


FIG. 3.50 QOT VS. TIEMPO

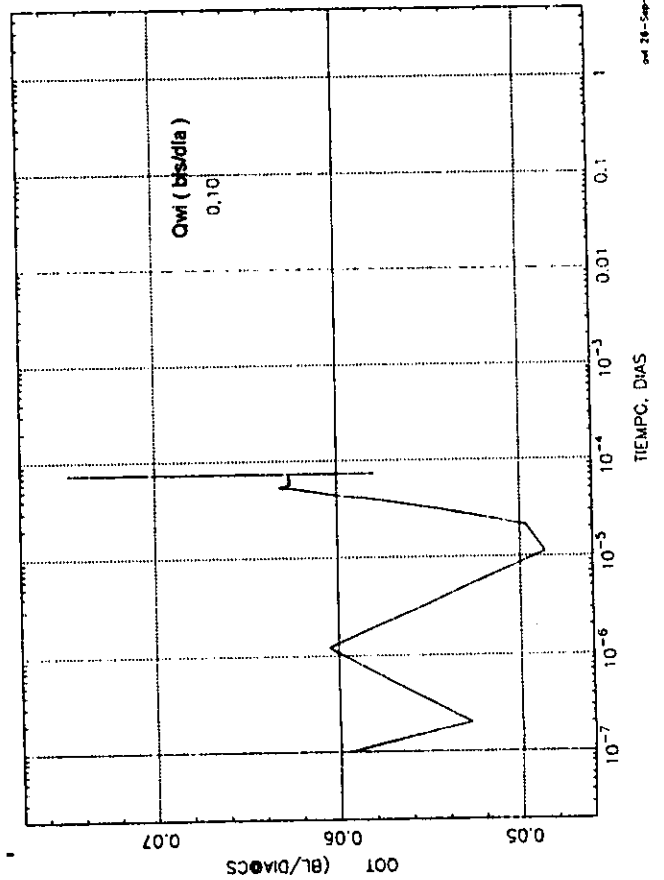
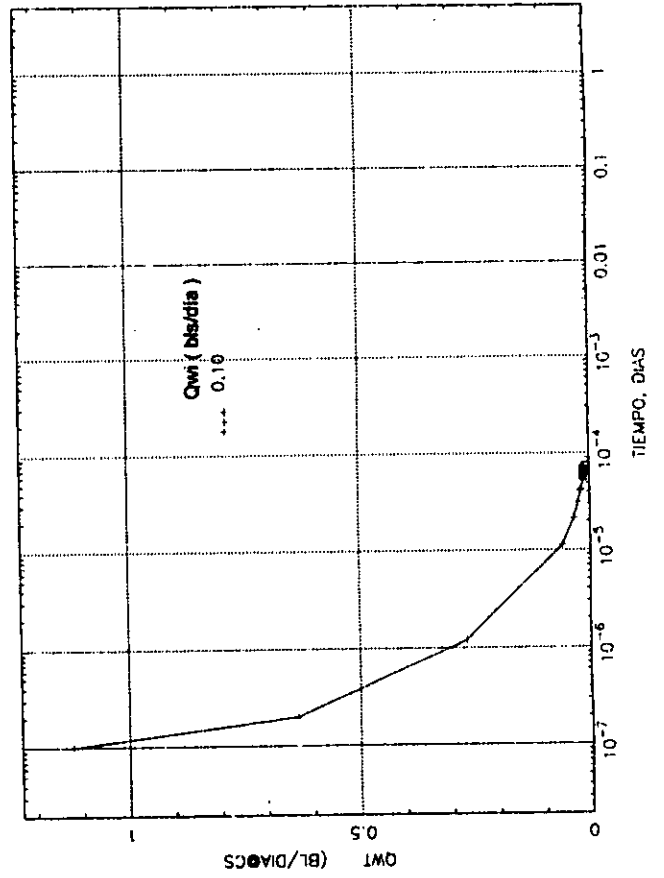


FIG. 3.51 QWT VS. TIEMPO



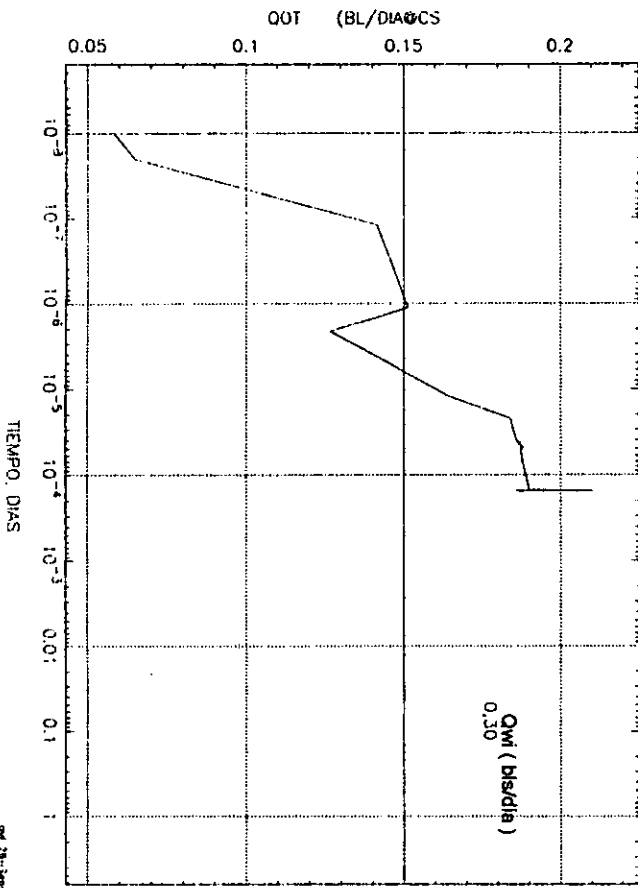


FIG. 3.54 QOT VS. TIEMPO

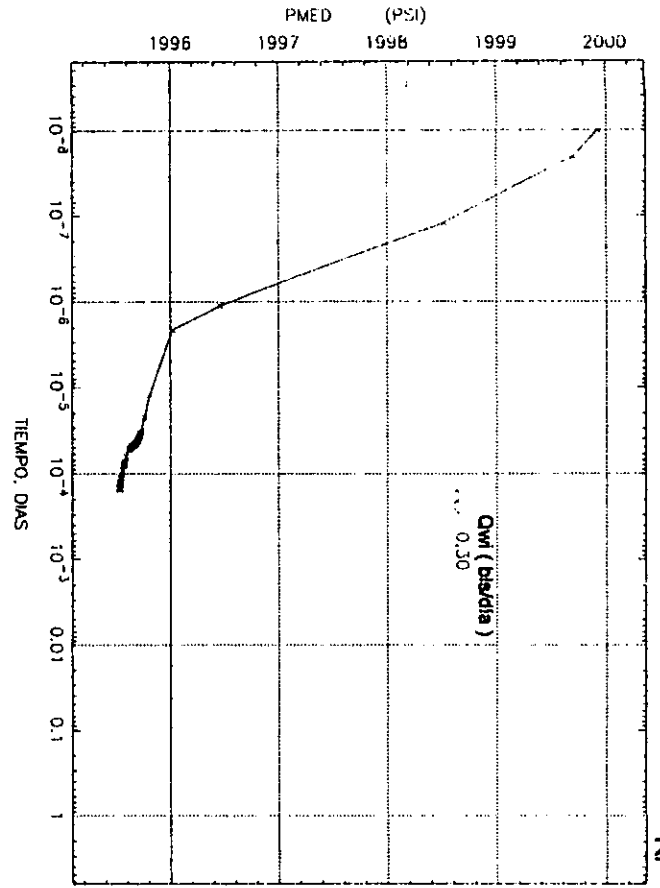


FIG. 3.52 PMED VS. TIEMPO

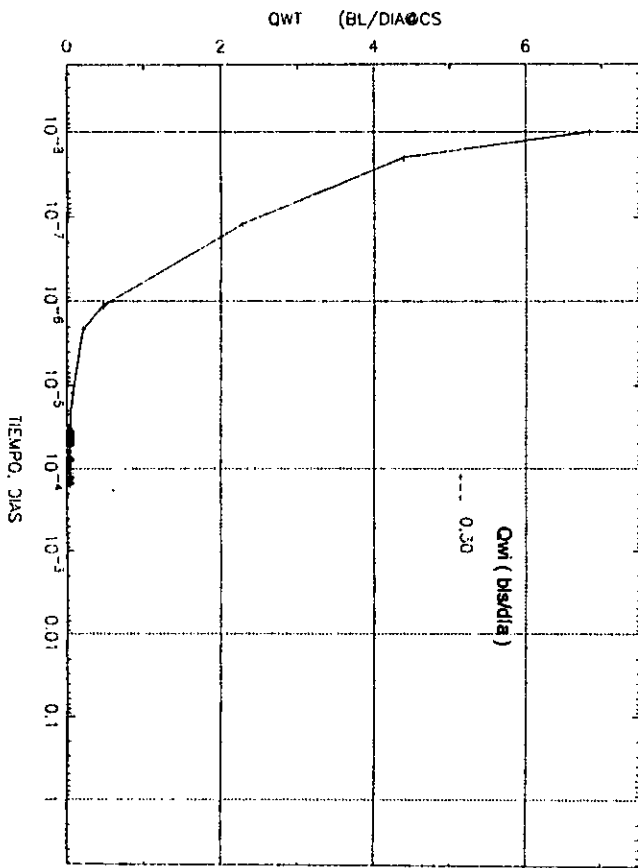


FIG. 3.55 QWT VS. TIEMPO

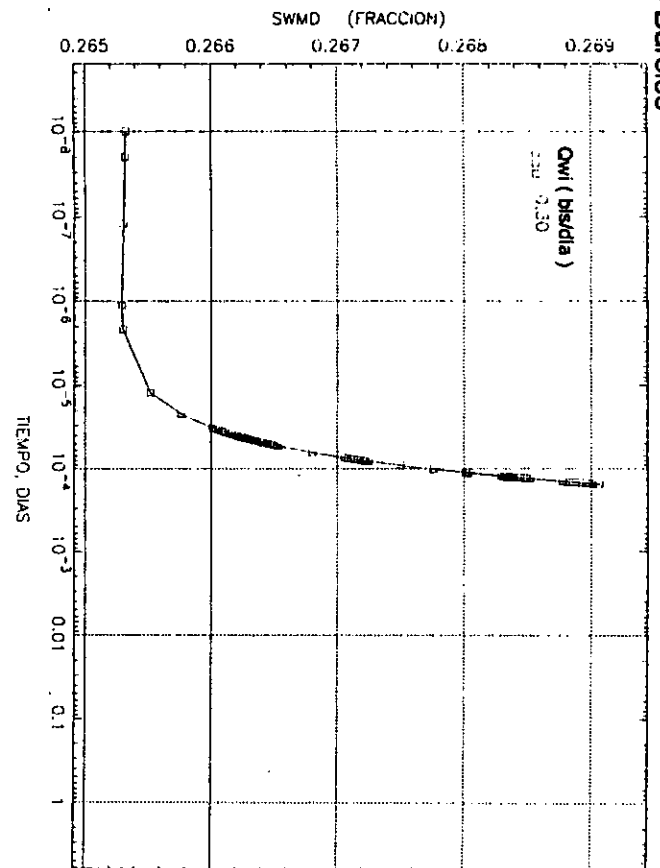


FIG. 3.53 SWMD VS. TIEMPO

Kf = 1000 Darcies



Es importante señalar que todas las gráficas de propiedades medias del sistema matriz coinciden con periodos de flujo característicos durante ciertos intervalos de tiempo, esta observación originó el estudio a detalle de los fenómenos que ocurren durante este tipo de desplazamiento.

Auxiliados con una subrutina acoplada al simulador SIMPUMA, que permite visualizar la variación de la saturación de cada celda en las fracturas y en la matriz, para cada paso de tiempo, se encontró que el flujo de fluidos en el sistema considerado está caracterizado por tres periodos:

I.- Un periodo temprano dominado por fuerzas capilares, donde el agua en las fracturas es rápidamente embebida por la matriz, la cual provee aceite que llena completamente a las fracturas.

II.- Un periodo de tiempo intermedio, en el cual el aceite en las fracturas verticales es desplazado por el agua inyectada y parte de esta agua es embebida hacia la matriz. Durante este periodo, se presenta el fenómeno de re-infiltración de aceite a través de las caras inferiores de los bloques de matriz.

III.- Un periodo final, dominado por fuerzas gravitacionales y capilares, en el cual parte del aceite extraído de los bloques de matriz de un apilamiento, es re-infiltrado dentro del bloque superior continuo a través de las fracturas horizontales ; el agua satura predominantemente a las fracturas verticales.

Los cambios de saturación observados en la fractura vertical durante el experimento, coinciden con un análisis experimental reportado en la literatura¹⁵. En ese trabajo, el autor analizó los efectos capilares y gravitacionales en un núcleo saturado con aceite y rodeado por fracturas saturadas inicialmente con agua; determinando los cambios de saturación en ambos sistemas a través de rayos gamma.

4.- FUNCIONES DE TRANSFERENCIA:



4.1 PROGRAMACIÓN DE LOS GASTOS DE TRANSFERENCIA.

Las funciones de transferencia representan la cantidad de agua y aceite que fluyen del sistema matriz a la fractura y viceversa, como una función de la saturación media del sistema matriz. En este trabajo, se definieron a partir de la suma de los gastos de transferencia para cada fase, en las direcciones x , y , z (cima, base y laterales) y en cada bloque.

La ecuación general que define los gastos de transferencia de la fase $p = o, w$; a través de las celdas ubicadas en las caras de los bloques de matriz es:

$$\underline{GASTO_{p=} = TRANSMISIBILIDAD_{p} * DIFERENCIA DE POTENCIAL_{p}}$$

Esto es:
$$q_{pmf} = T_{pmf} * \Delta\Phi_{pmf}$$

Los gastos de transferencia en dirección xy , se muestran en la figura 4.1; para ésto, se han eliminado los planos de fractura superior e inferior del bloque.

De la misma manera, los gastos de transferencia en dirección z para la cima y base del bloque se muestran en la figura 4.2; eliminado los planos de fracturas xy .

La eliminación de planos en ambas figuras es solo con fines ilustrativos.

Fig. 4.1 Gastos de Transferencia en dirección XY

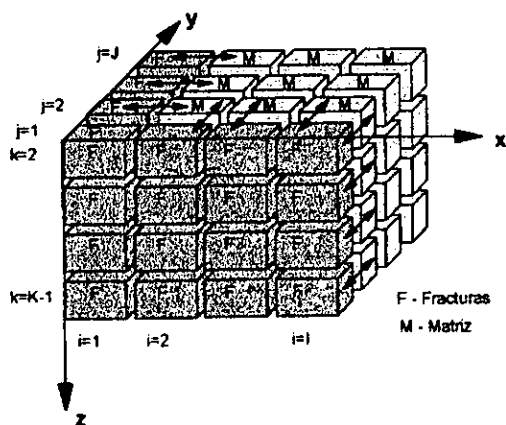
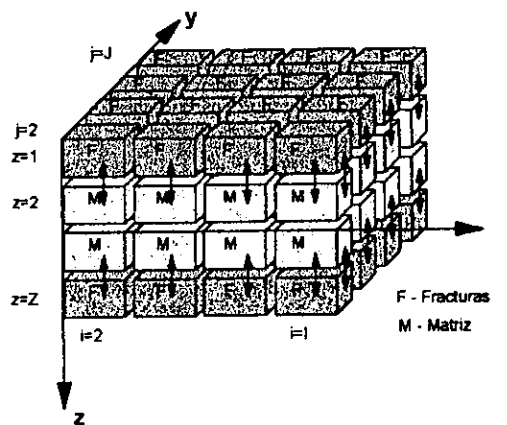


Fig. 4.2 Gastos de Transferencia en dirección Z (Cima y Base)



Las ecuaciones completas que describen el cálculo de los gastos de transferencia en las direcciones x , y , z para un solo bloque son :



dirección x:

$$q_{P_{mf,i+1/2}} = \sum_{j=2}^J \sum_{k=2}^{K-1} T_{P_{mf,i+1/2,j,k}} * [P_m - P_f + P_{C_m} - P_{C_f}]_{i+1/2,j,k}$$

dirección y:

$$q_{P_{mf,j+1/2}} = \sum_{i=2}^I \sum_{k=2}^{K-1} T_{P_{mf,i,j+1/2,k}} * [P_m - P_f + P_{C_m} - P_{C_f}]_{i,j+1/2,k}$$

dirección z:

$$q_{P_{mf,k+1/2}} = \sum_{i=2}^I \sum_{j=2}^J T_{P_{mf,i,j,k+1/2}} * [P_m - P_f + P_{C_m} - P_{C_f} - \gamma_p(D_{k+1} - D_k)]_{i,j,k+1/2}$$

donde:

$T_{P_{mf}}$, es la transmisibilidad de la fase definida como :

$$T_{P_{mf}} = \left(\frac{A \lambda_p}{\Delta L} \right)_{mf} = \frac{\text{Area_de_flujo} * \text{movilidad_de_la_fase}}{\text{Longitud_del_centro_de_la_celda_de_matriz_a_la_fractura}}$$

donde,

$$\lambda_{P_{mf}} = \left(\frac{K_{ef}}{\mu_B} \right)_{P_{mf}}$$

$(K_{ef})_{P_{mf}}$, es la permeabilidad efectiva de la fase, definida como el producto de la permeabilidad absoluta por la permeabilidad relativa de la celda corriente arriba.

P , es la presión de los sistemas fractura o matriz.

P_c , es la presión capilar de los sistemas fractura o matriz.

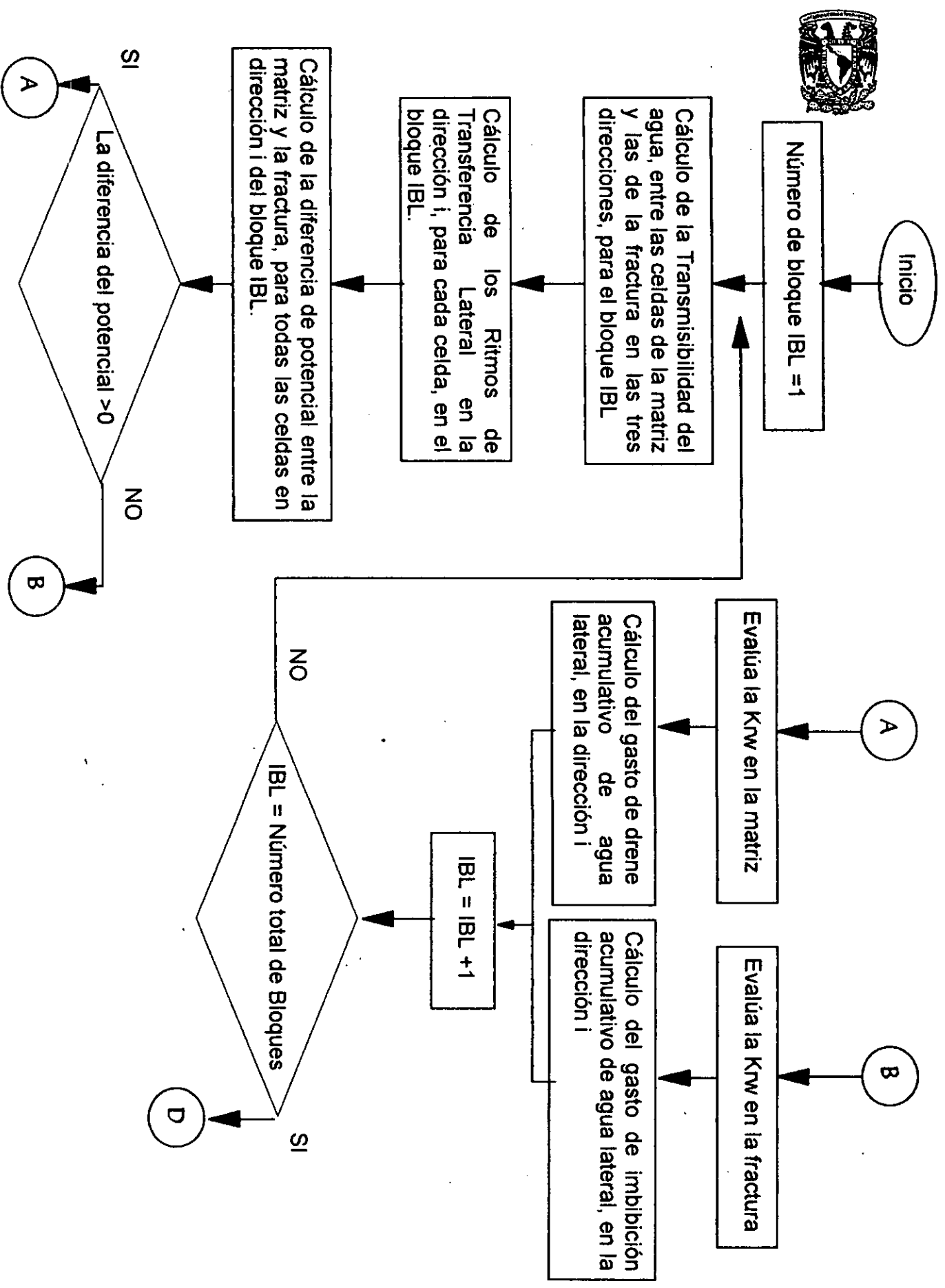
$(\gamma_p \Delta D)$, es la presión por efecto de gravedad del fluido en los sistemas fractura o matriz.

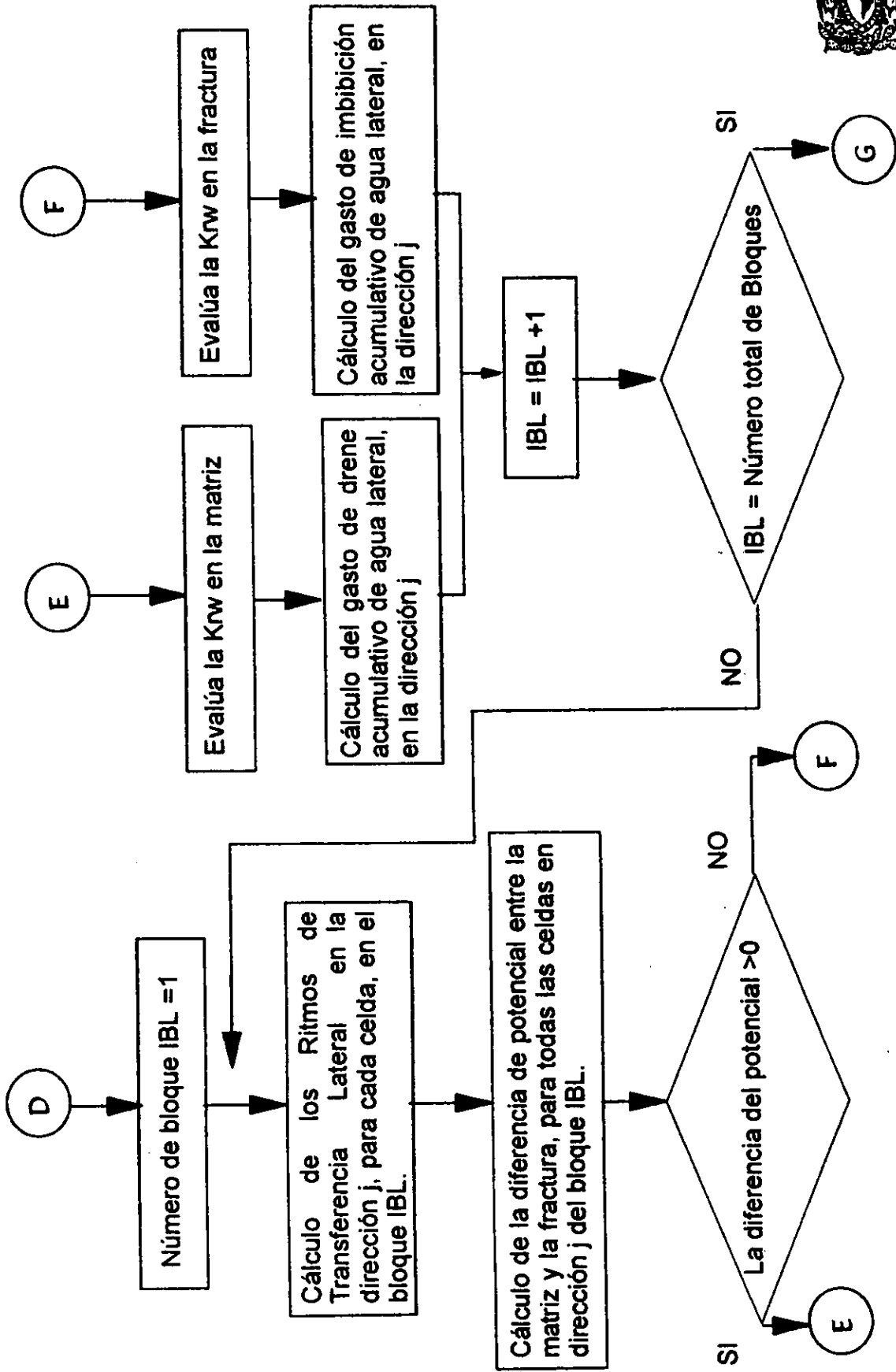
$q_{P_{mf}}$, gasto de la fase a condiciones estándar a través de la cara del bloque de matriz.

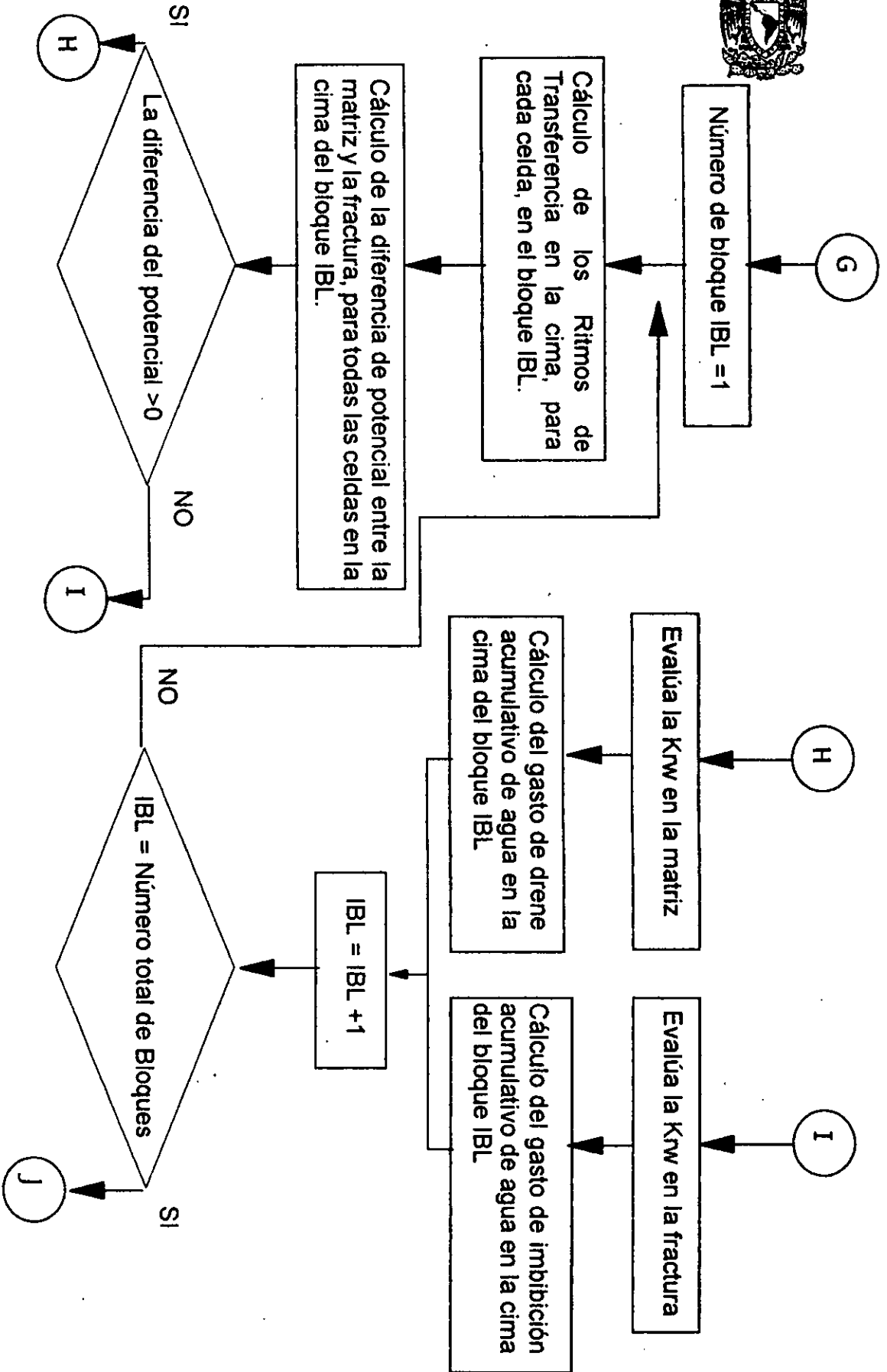
El cálculo de los gastos de transferencia total de cada bloque se obtiene sumando $q_{P_{mf,i}}$, $q_{P_{mf,j}}$ y $q_{P_{mf,k}}$. Los gastos de transferencia de la matriz a la fractura y de la fractura a la matriz para cada fase, fueron detectados a partir del signo de la diferencia de potencial, calculado para cada intervalo de tiempo. Una vez definida la dirección de flujo, se aplicó el criterio de corriente arriba para utilizar correctamente los valores de permeabilidad relativa. Esto implica lo siguiente: si el flujo proviene de la fractura hacia la matriz, la permeabilidad relativa utilizada será la de la fractura; y en caso contrario del sistema matriz.

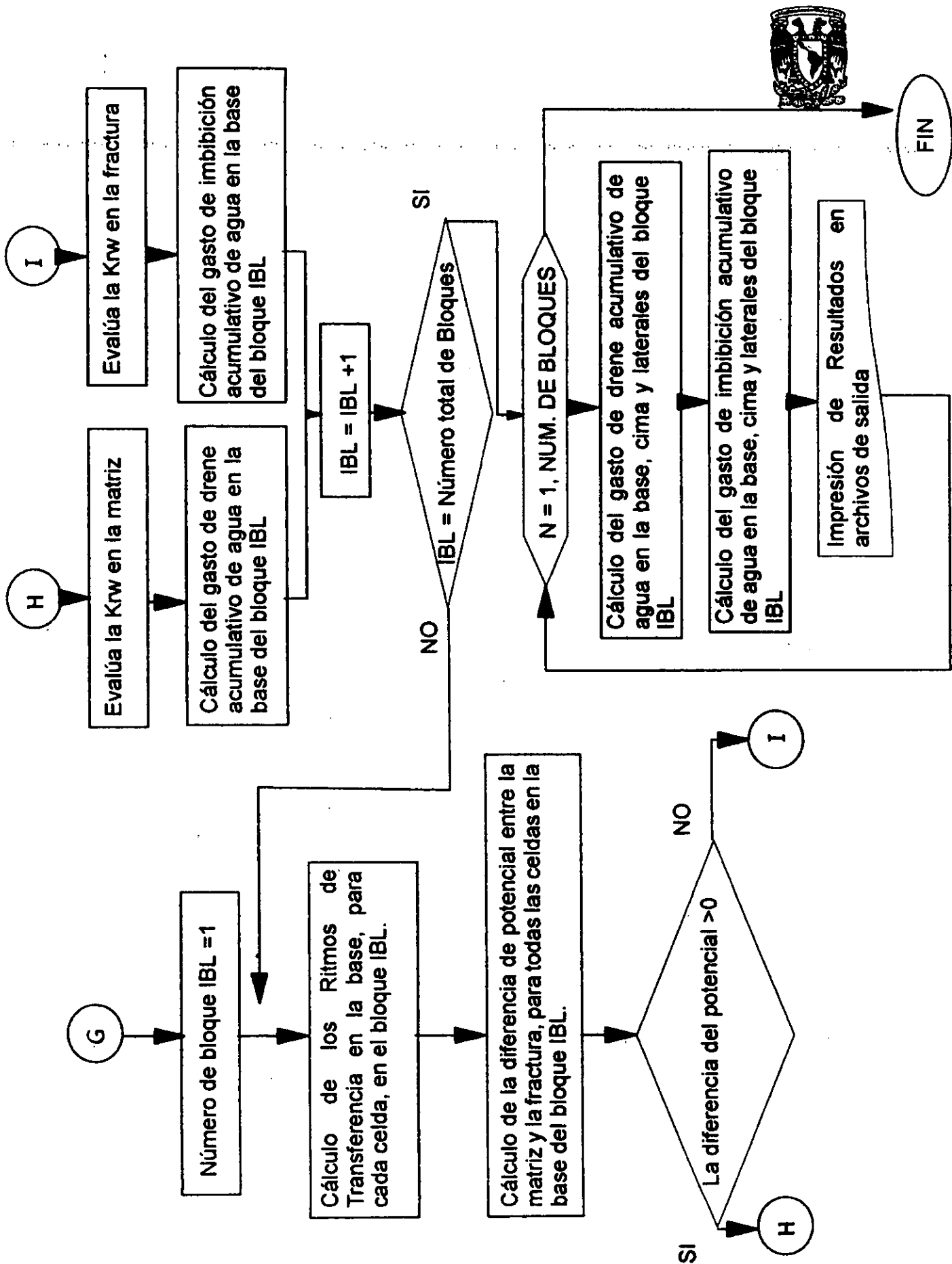
Con esta metodología la subrutina `interq.f` del simulador SIMPUMA fue modificada y acoplada para el cálculo de la transferencia de fluidos de un sistema bifásico agua-aceite. Esta subrutina fue desarrollada en lenguaje de programación Fortran y se muestra un diagrama de bloques de los cálculos que en ella se realizan, en la figura 4.3.

Fig. 4.3 Diagrama de Bloques de la subrutina interq.f





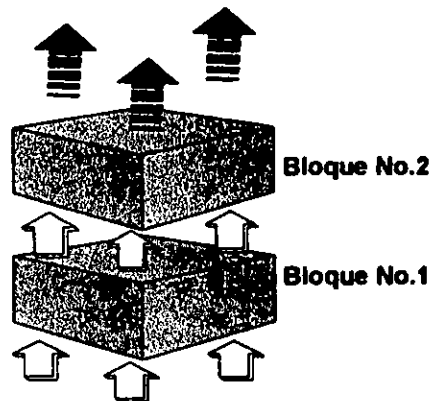






4.2 DETERMINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE TRANSFERENCIA UTILIZANDO MALLA FINA: APILAMIENTO DE DOS BLOQUES DE MATRIZ.

Se analizaron los gastos de transferencia obtenidos a condiciones de yacimiento en un apilamiento de dos bloques, definidos como:



Las dimensiones y propiedades de los bloques de matriz y de las fracturas se muestran en las Tablas 2.1 y 3.1, así como las condiciones de frontera en que se realiza el experimento.

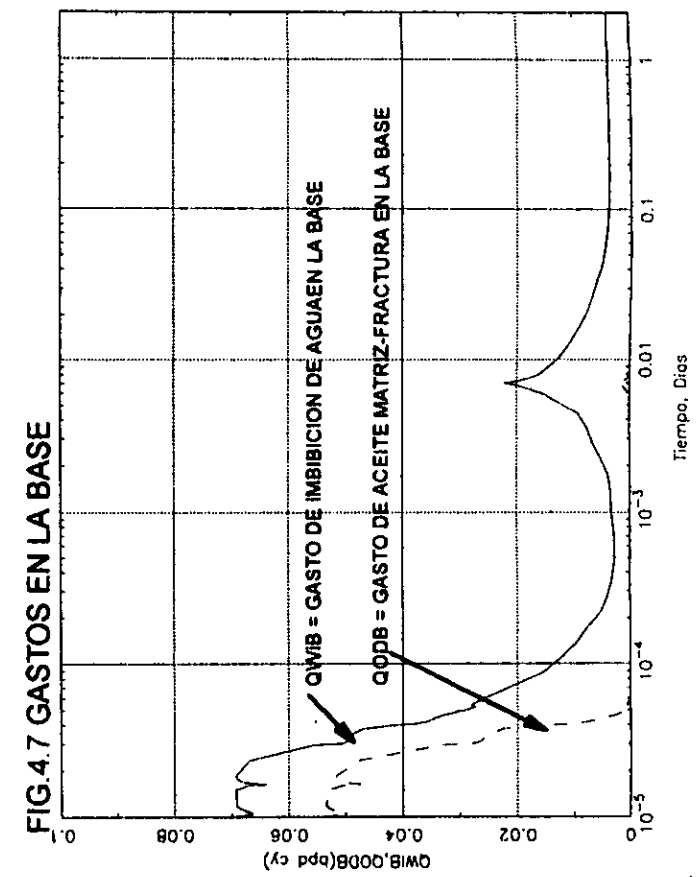
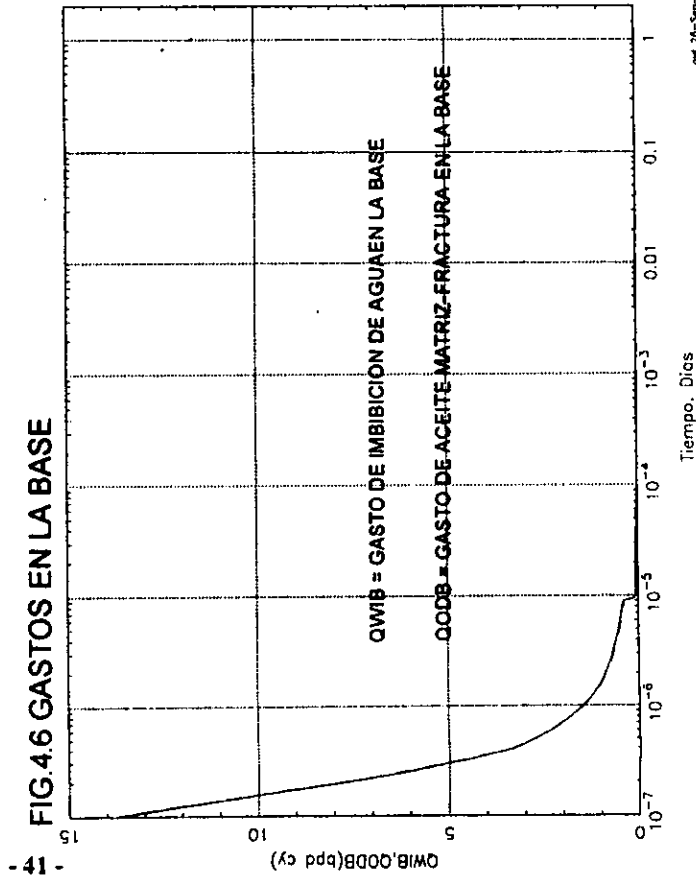
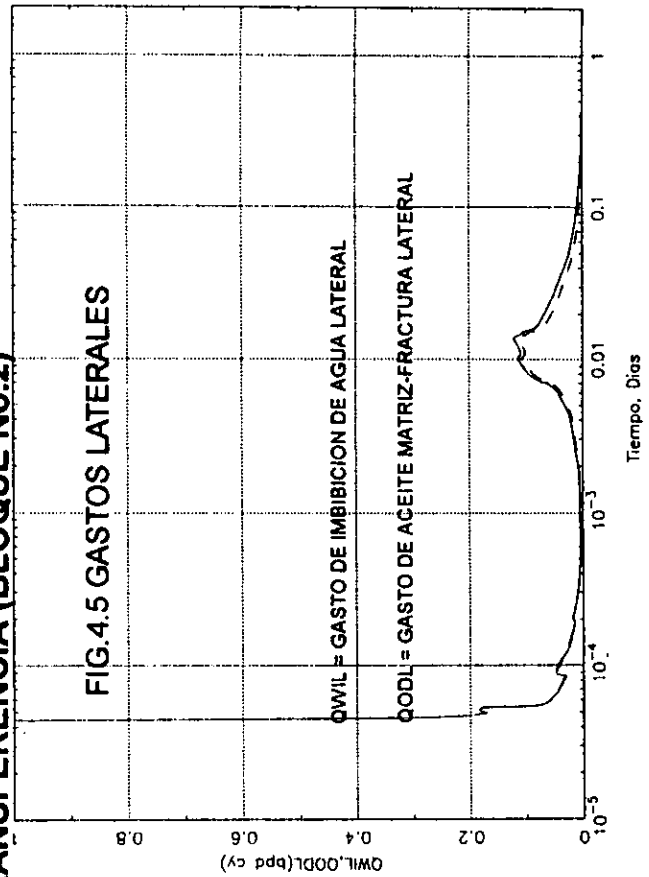
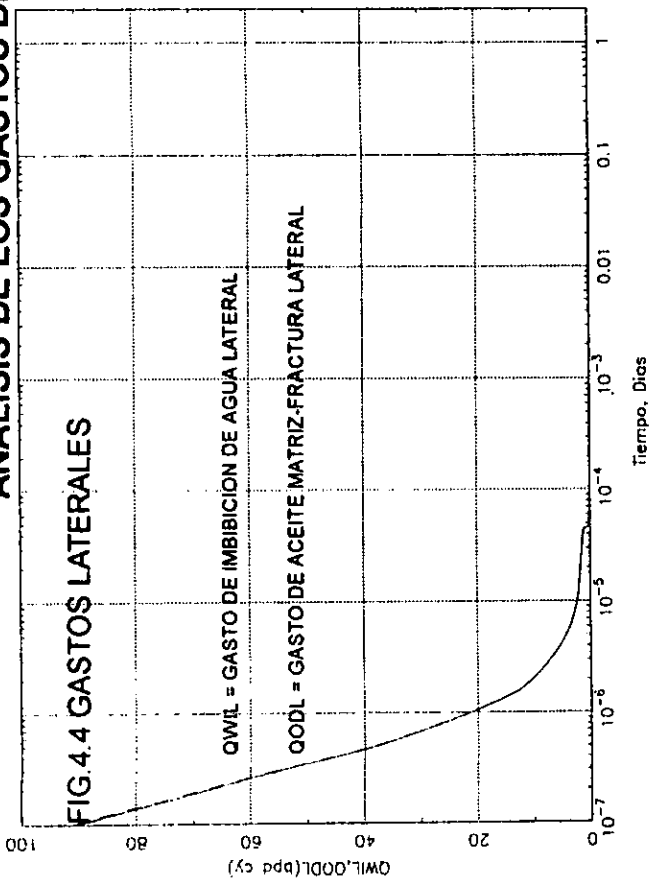
El análisis se efectuó para cada bloque, de la siguiente manera :

Primeramente, se graficaron los gastos de imbibición de agua y los gastos de aceite matriz - fractura para el bloque superior (No. 2). En las figuras 4.4 a la 4.9 se ilustran con diferente escala de tiempo los comportamientos de los gastos laterales, base y cima para ambas fases. En ellas, está claramente ilustrado, que los gastos de imbibición de agua y los gastos de aceite matriz - fractura en la cima y base del bloque No. 2 no tiene el mismo comportamiento; esto es debido, a que existe reinfiltración de aceite en el bloque de matriz y drene de agua de la matriz al sistema de fracturas, a través de la cima y de la base del bloque.

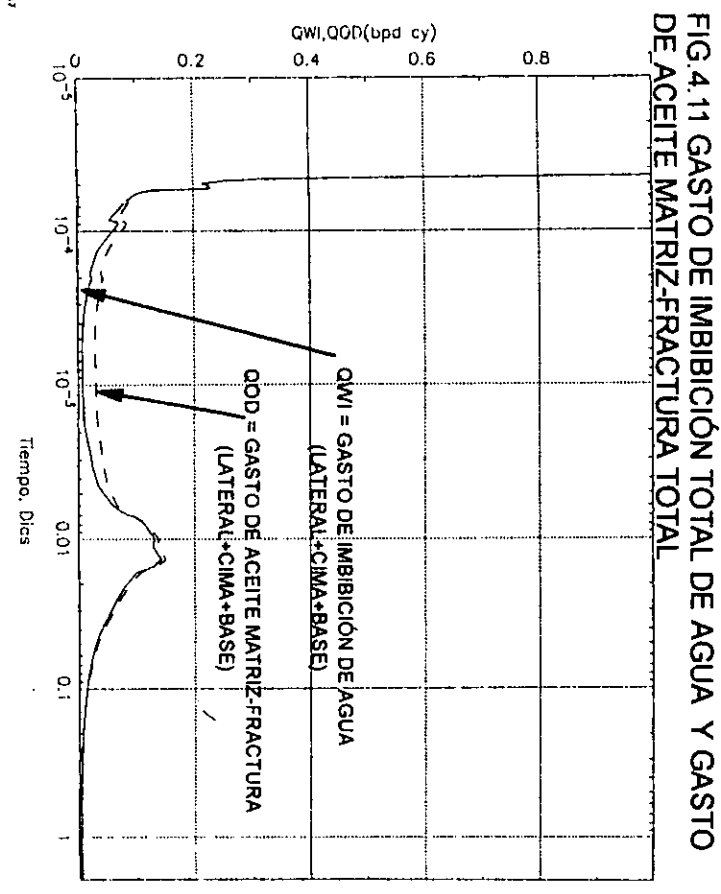
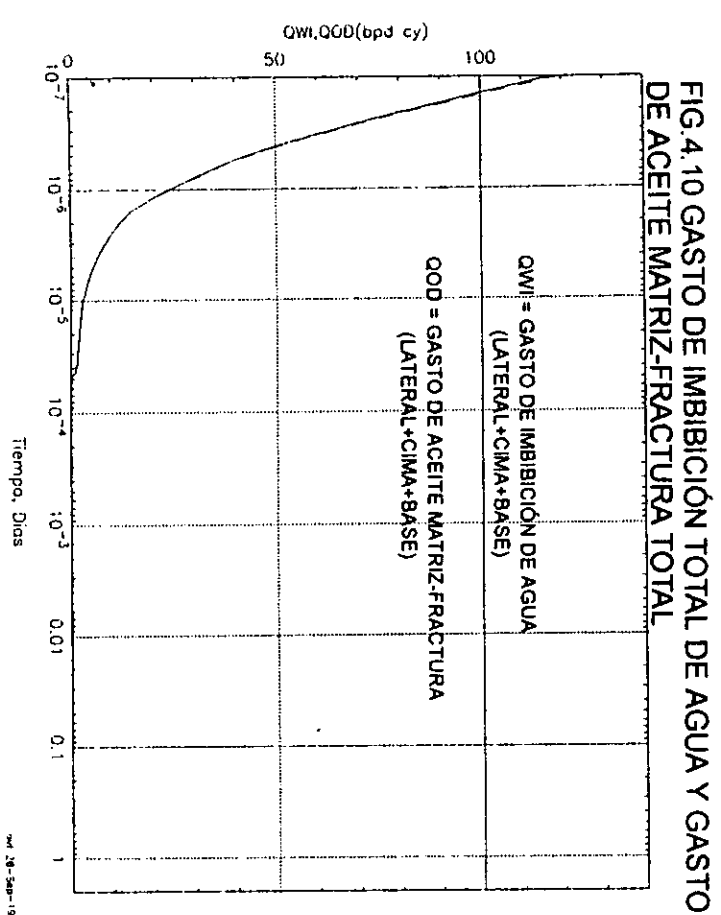
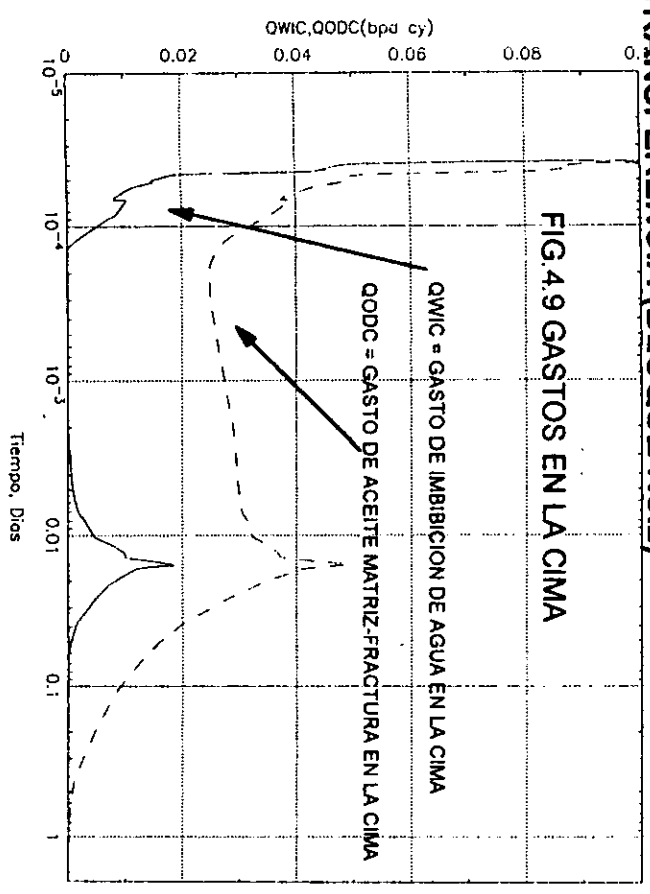
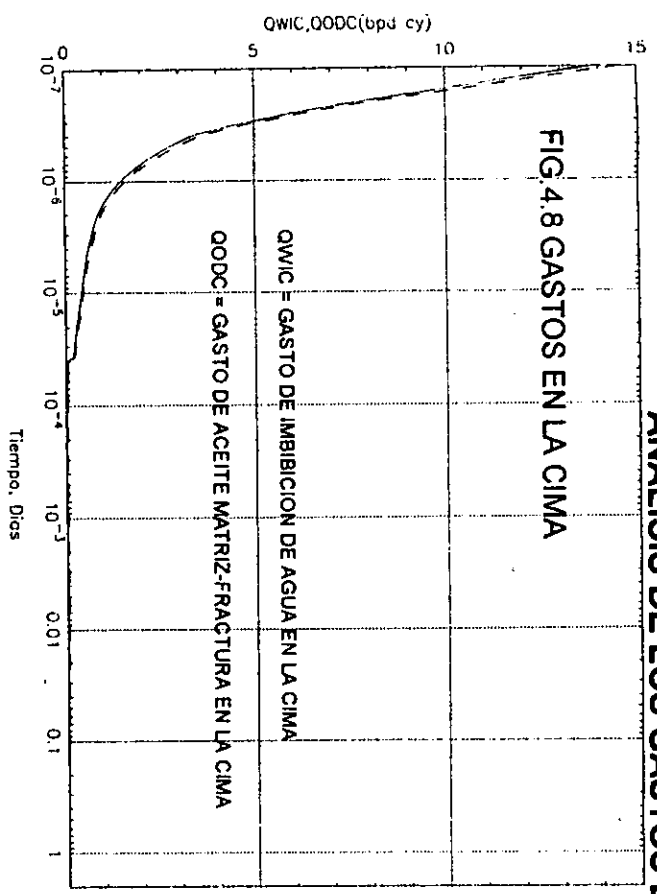
Con la finalidad de obtener una función de transferencia sencilla que considere el movimiento total de fluidos en los sistemas matriz - fractura, se agruparon los gastos de transferencia de diversas maneras, como se describe a continuación:

La primera agrupación fue realizada con la suma de los gastos de imbibición de agua laterales, base y cima definidos por la variable Q_{WI} y los gastos de aceite matriz-fractura por Q_{OD} . En las figuras 4.10 y 4.11 se presentan los resultados obtenidos para el bloque No. 2, sin observar un comportamiento idéntico entre ellos. Estas últimas figuras muestran la importancia de considerar los gastos de reinfiltración de aceite y drene de agua.

ANALISIS DE LOS GASTOS DE TRANSFERENCIA (BLOQUE No.2)



ANALISIS DE LOS GASTOS DE TRANSFERENCIA (BLOQUE No.2)





Posteriormente, se agruparon los gastos de aceite reinfiltrado (laterales, cima y base) con la variable QOR y los gastos de agua drenada (laterales, cima y base) con QWD; observando que sus comportamientos son diferentes, como lo muestran las figuras 4.12 y 4.13.

Finalmente, se encontró un agrupamiento utilizando gastos netos, ilustrado en las figuras 4.14 y 4.15. Este comportamiento de gastos netos muestra una sola función de transferencia para ambas fases, lo que facilita su uso en un modelo de doble porosidad.

Los gastos netos para el agua y el aceite se definen respectivamente como:

QWT = GASTO TOTAL DE IMBIBICIÓN DE AGUA - GASTO TOTAL DE AGUA DRENADO @ C.Y.

QOT = GASTO TOTAL DE ACEITE REINFILTRADO - GASTO TOTAL DE ACEITE MATRIZ-FRACTURA @ C.Y.

La formulación del modelo de doble porosidad puede desarrollarse a través de gastos netos, la ventaja de utilizarlos, como se indicó anteriormente, disminuye la cantidad de funciones de transferencia; puesto que se manejará una sola curva para representar el movimiento de fluidos (agua y aceite) en el medio poroso, como se muestra en el Apéndice No. 1.

Para reproducir el comportamiento de un modelo de doble porosidad con las funciones de transferencia encontradas, se recomienda utilizar todas las curvas para cada bloque y posteriormente, realizar un agrupamiento de ellas (si es posible) para que su uso sea más sencillo.

De la misma manera, éste modelo puede ser formulado utilizando todos los gastos que intervienen en el movimiento de las fases agua y aceite, los cuales son :

- 1) gastos de reinfiltración de aceite
- 2) gastos de aceite matriz-fractura.
- 3) gastos de imbibición de agua.
- 4) gastos de drene de agua.

De esta forma, obtendremos el mismo comportamiento que empleando la primera formulación descrita; sin embargo, la desventaja que presenta es el número de curvas de transferencia (cuatro curvas) a utilizar.

Se realizó el mismo análisis previo de los gastos de transferencia, para el bloque No.1; obteniendo comportamientos similares, que para el bloque No. 2. Los resultados se ilustran en las figuras No. 4.16 a la No. 4.27. Una diferencia importante encontrada, es que el gasto de reinfiltración de aceite en el bloque inferior; tiene un impacto menor que en el bloque superior.

ANALISIS DE LOS GASTOS DE TRANSFERENCIA (BLOQUE NO.2)

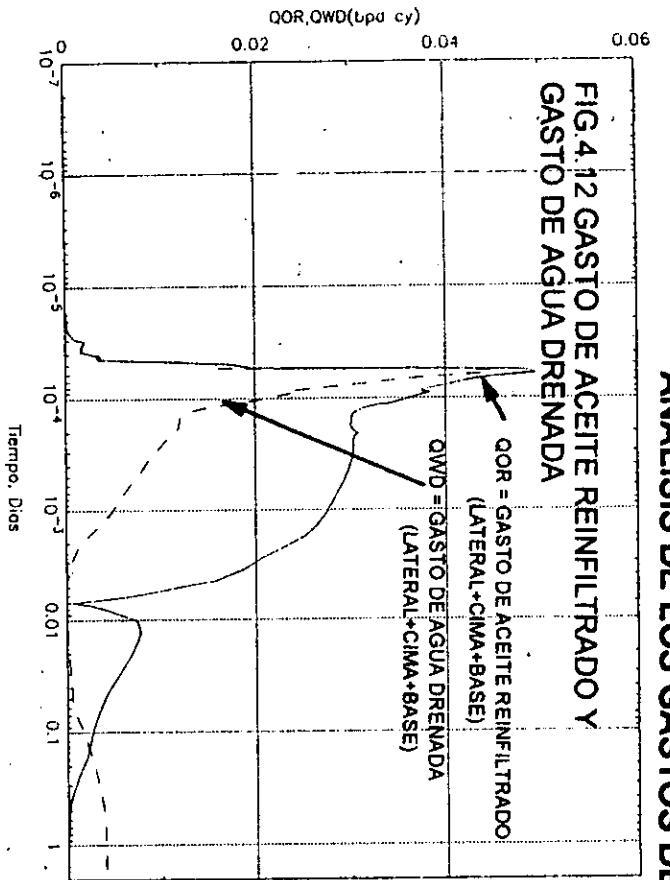


FIG. 4.12 GASTO DE ACEITE REINFILTRADO Y GASTO DE AGUA DRENADA

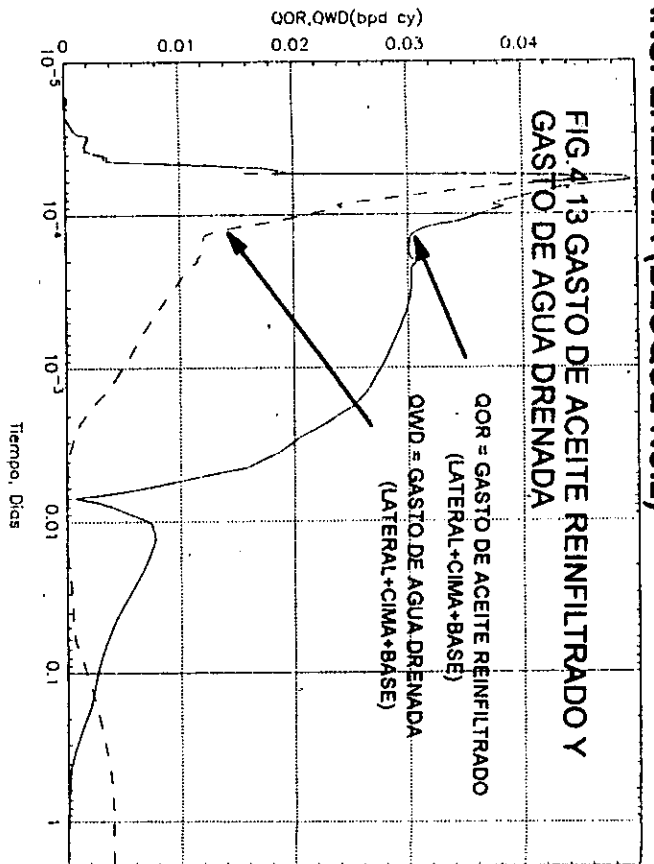


FIG. 4.13 GASTO DE ACEITE REINFILTRADO Y GASTO DE AGUA DRENADA

FIG. 4.14 GASTOS NETOS

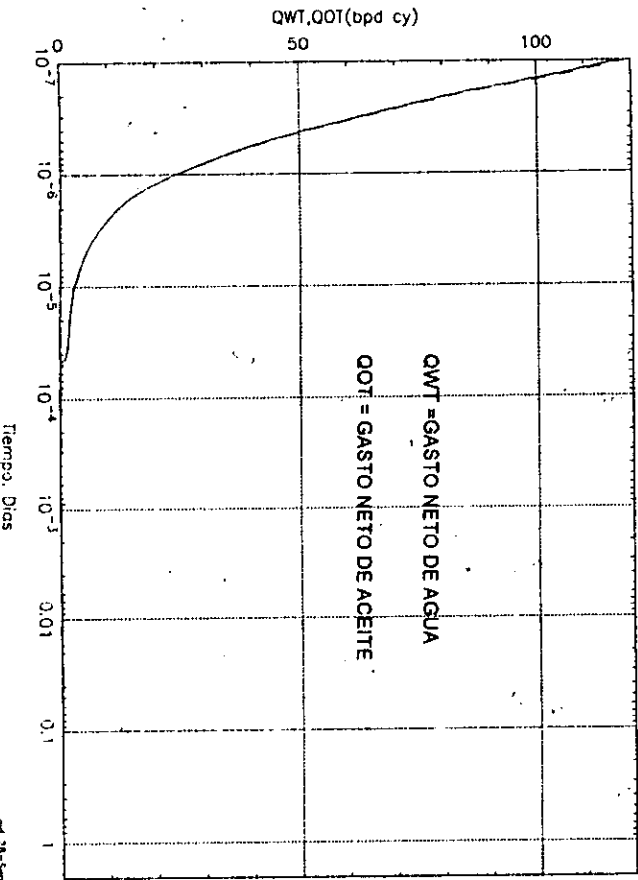
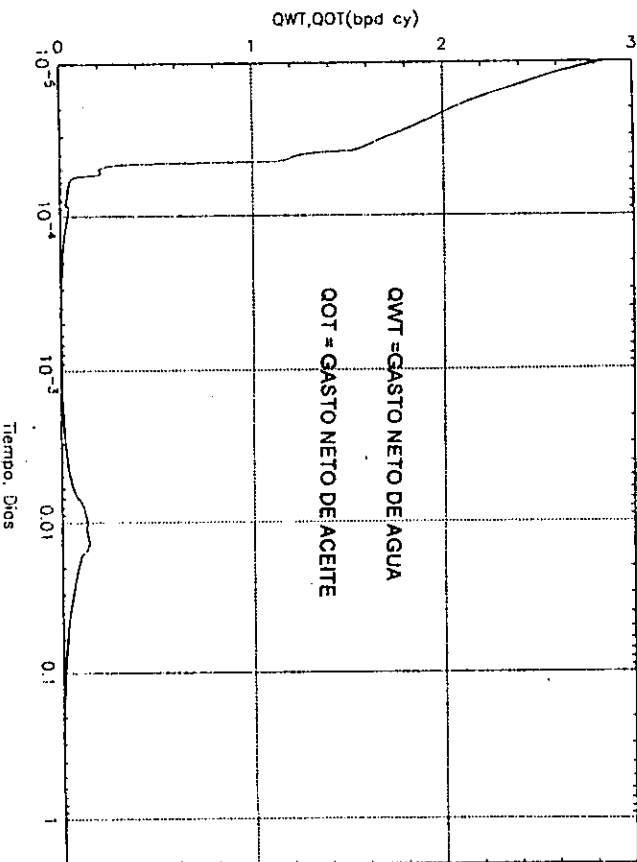
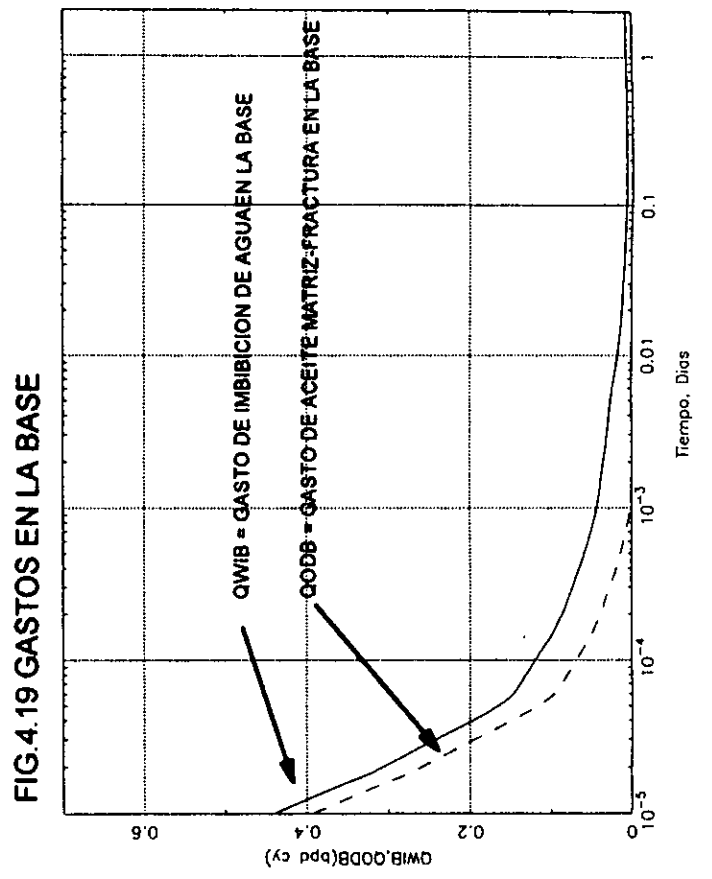
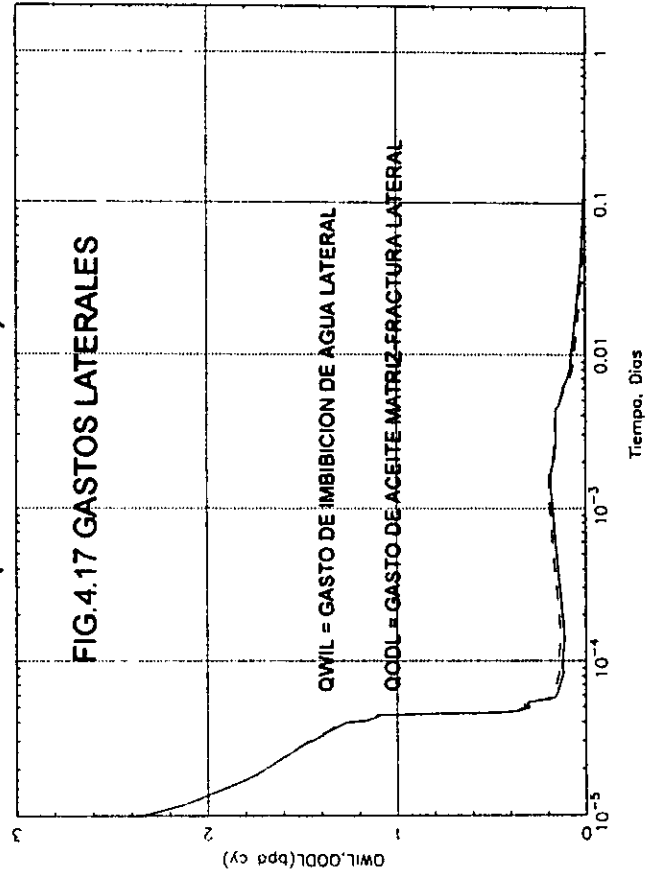
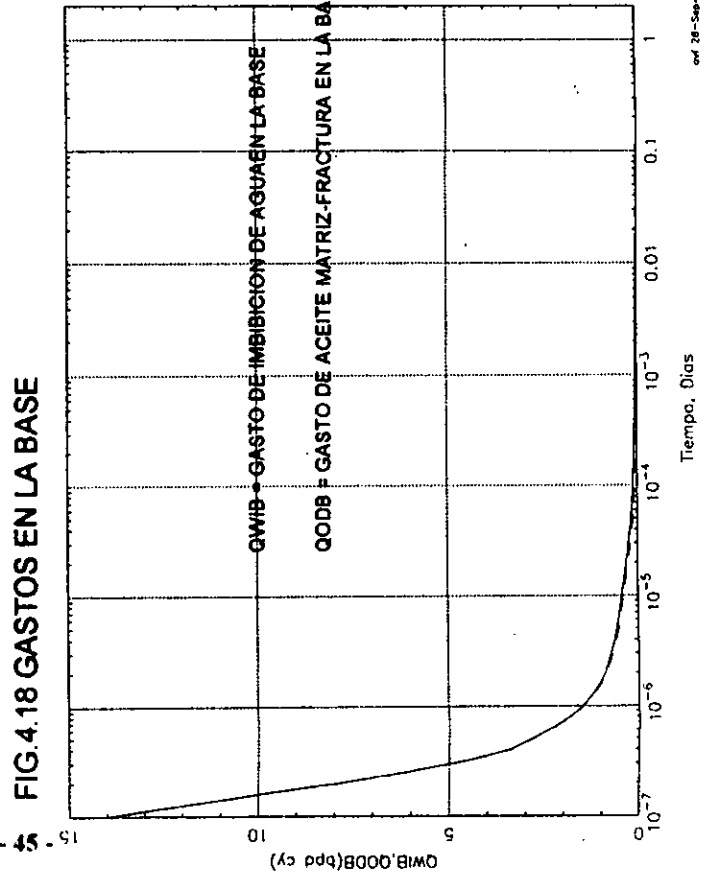
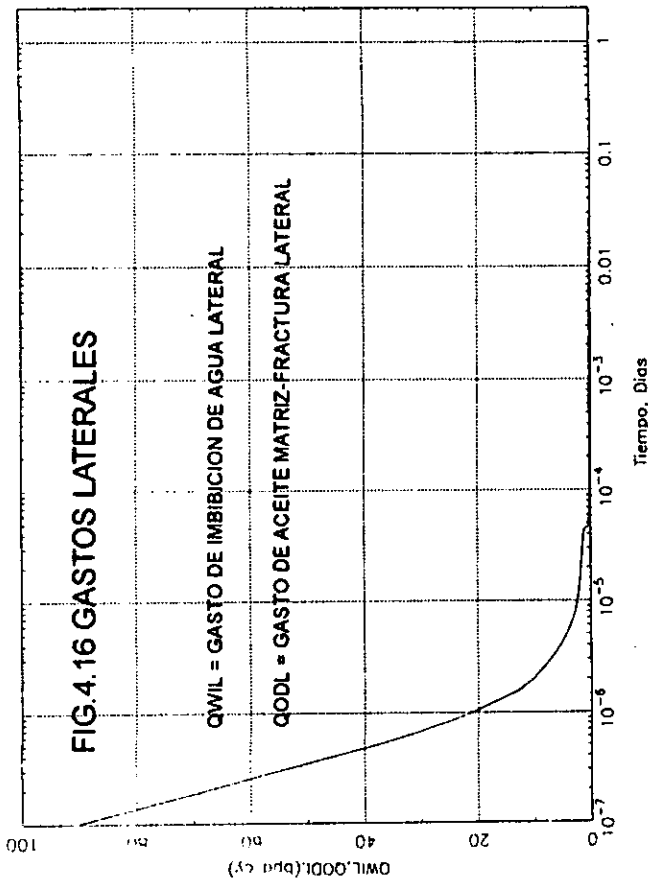


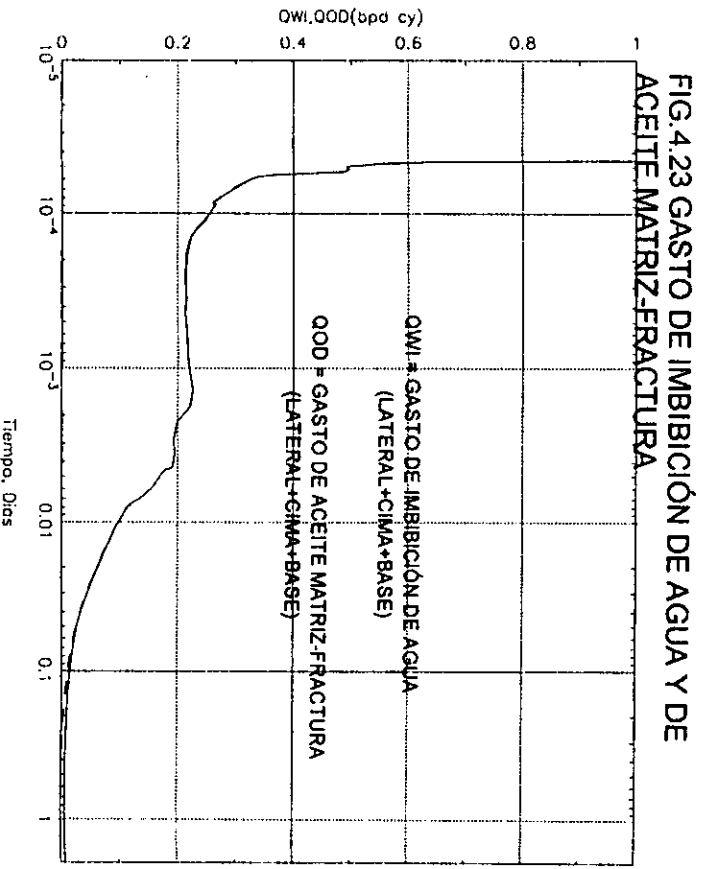
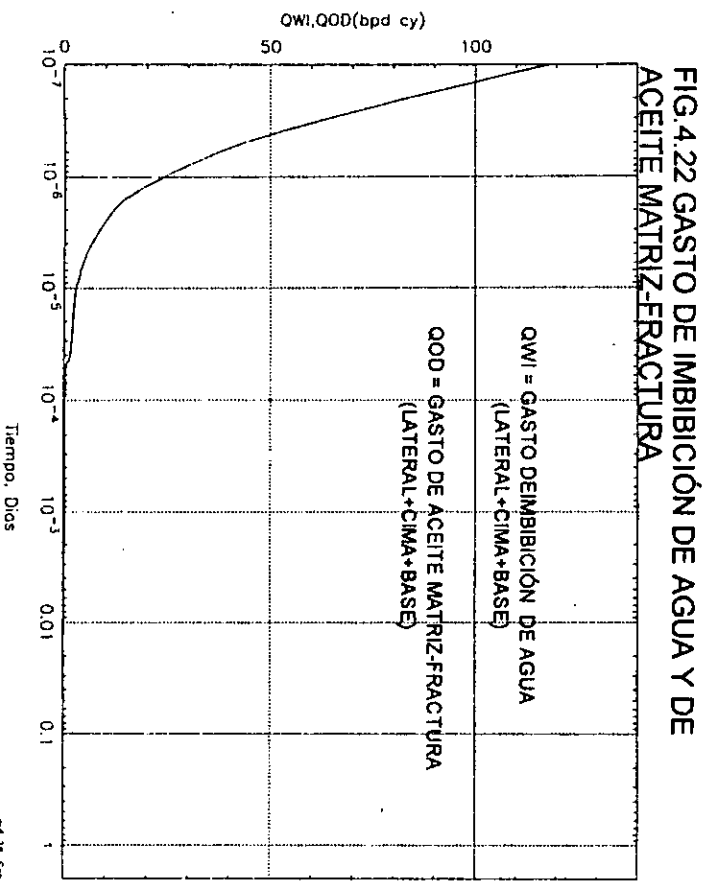
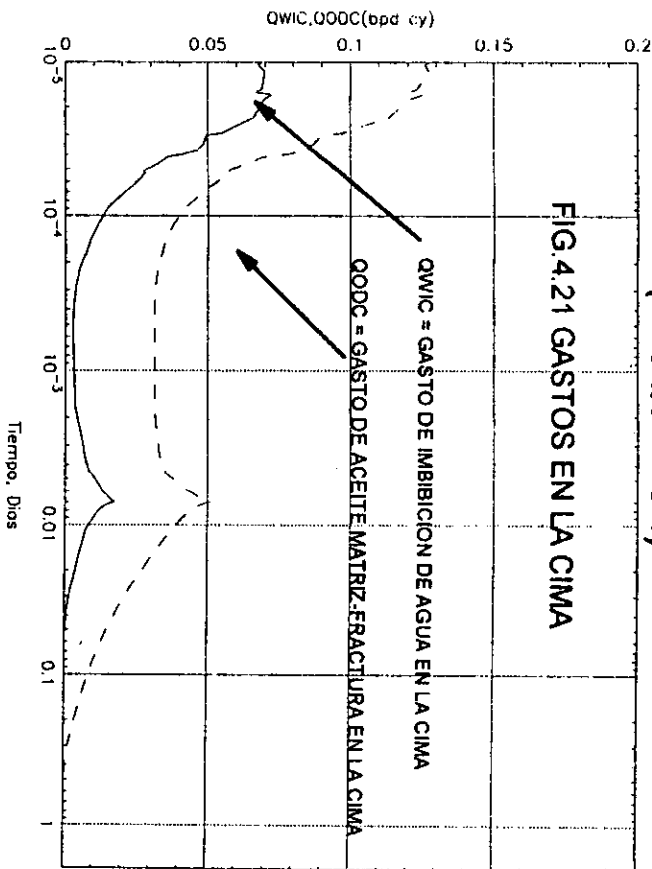
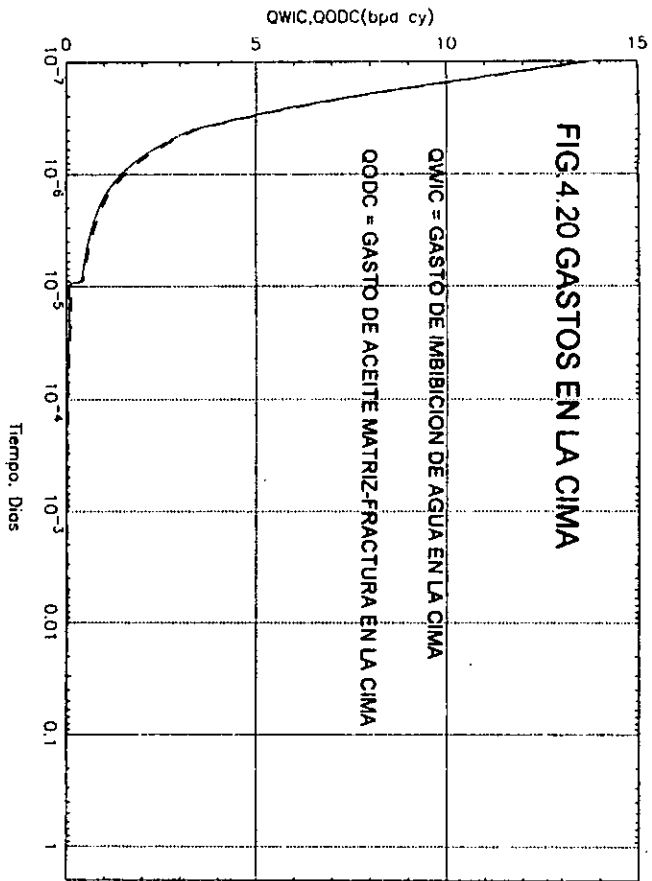
FIG. 4.15 GASTOS NETOS



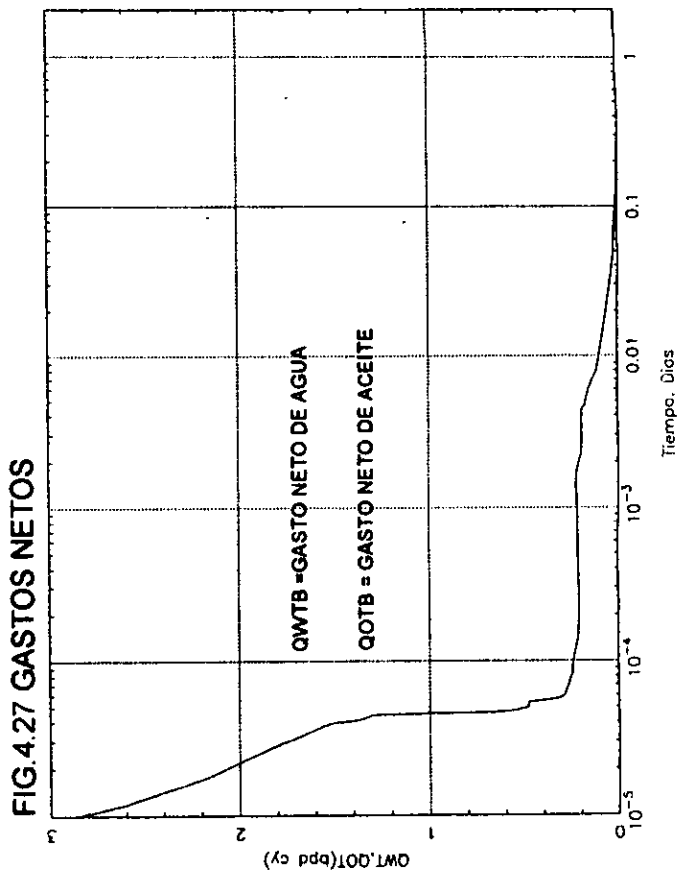
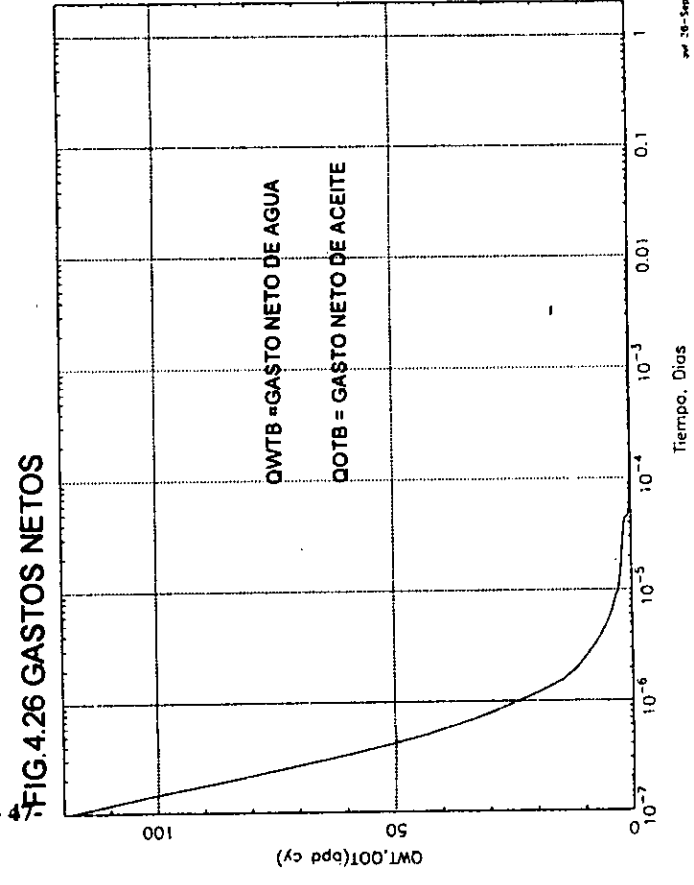
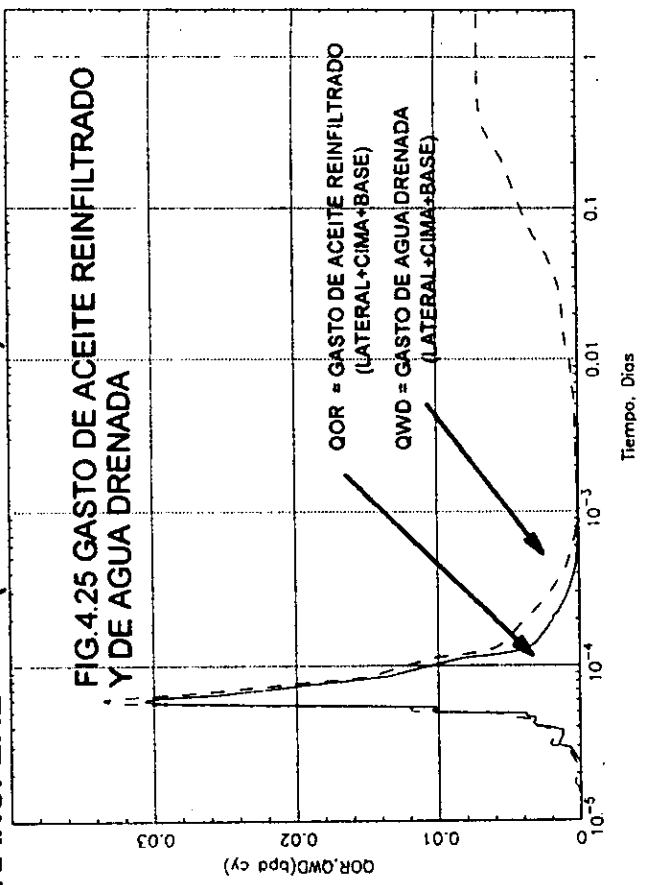
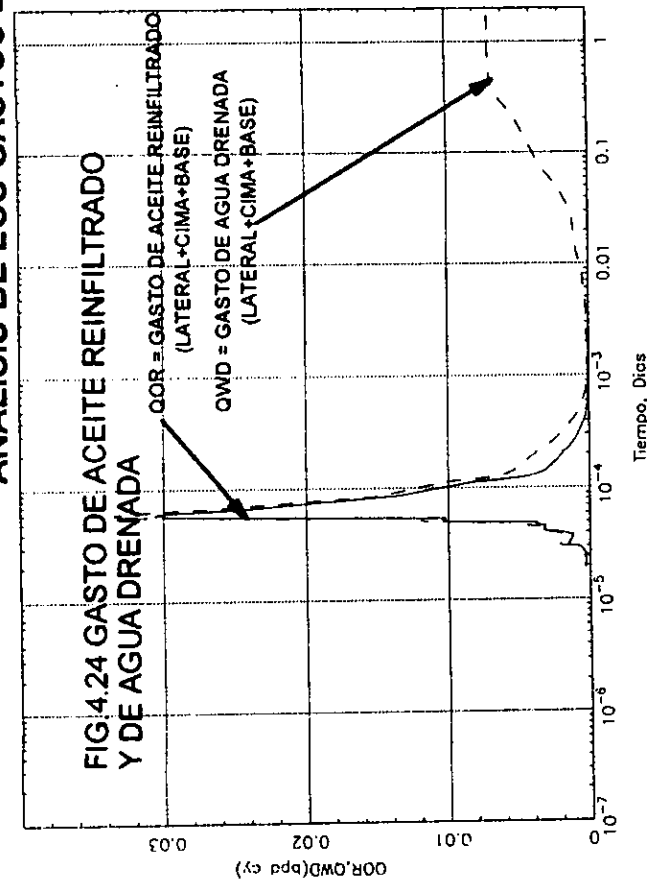
ANALISIS DE LOS GASTOS DE TRANSFERENCIA (BLOQUE No.1)



ANALISIS DE LOS GASTOS DE TRANSFERENCIA (BLOQUE No.1)



ANALISIS DE LOS GASTOS DE TRANSFERENCIA (BLOQUE No.1)





El comportamiento de la imbibición de agua lateral, ilustrado en la figura 4.28, muestra claramente que los gastos de imbibición lateral de agua en los bloques 1 y 2, varían notablemente durante el proceso.

Con el auxilio de la subrutina acoplada al simulador, se determinó que este comportamiento, es debido principalmente, a los fuertes cambios de saturación de fluidos en las fracturas verticales y horizontales del sistema. Notando lo siguiente:

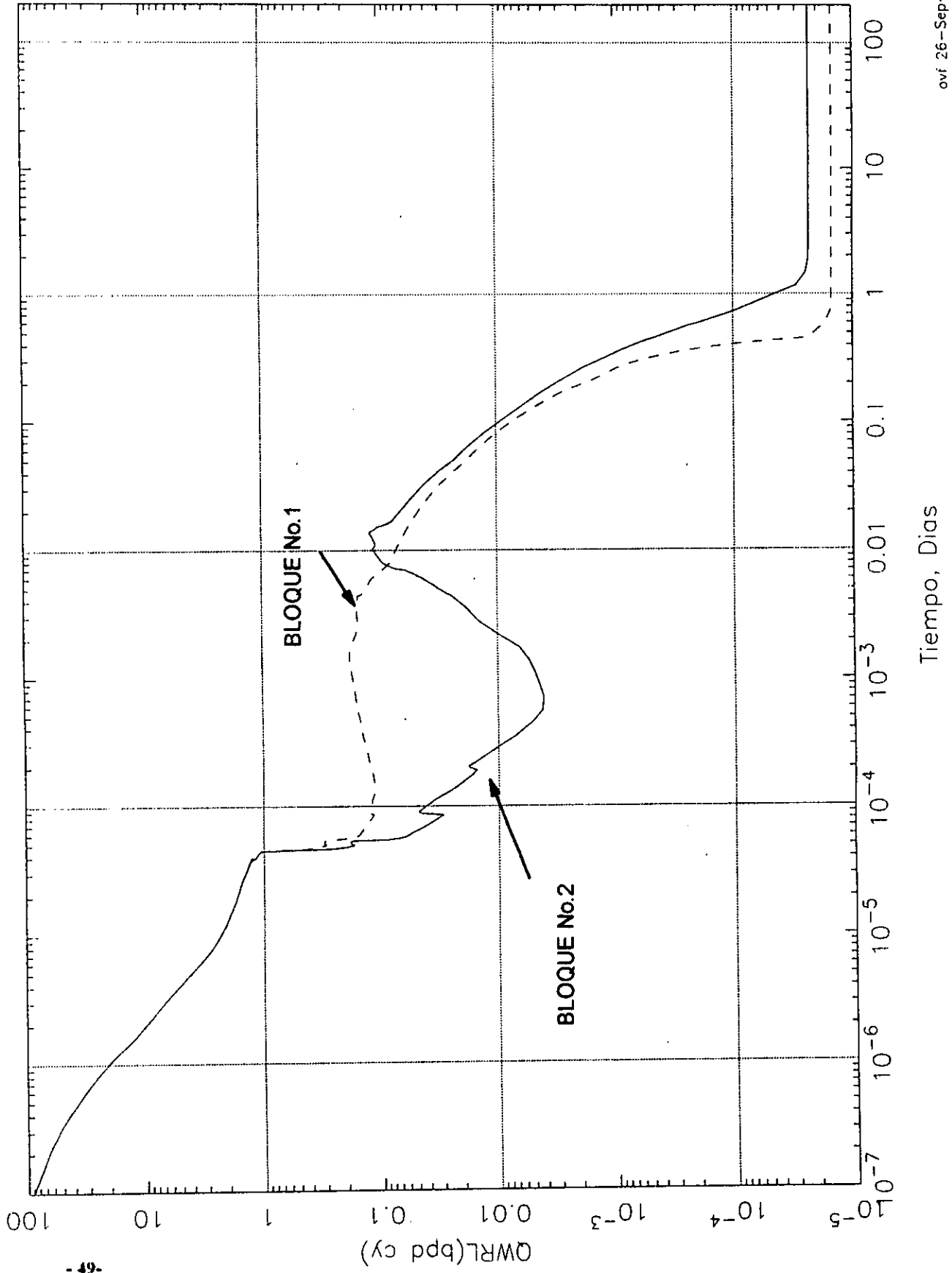
Como puede observarse en la figura 4.28, durante el inicio del experimento, los gastos de imbibición lateral son similares; inmediatamente después del tiempo $4.5E-5$ días en el bloque superior (No. 2), el gasto de imbibición lateral se reduce fuertemente, debido a que el aceite expulsado de la matriz ha saturado la fractura vertical de este bloque.

El aceite expulsado de la matriz ha fluido a través de las fracturas horizontales, ocasionando una saturación de aceite mas rápida de la fractura vertical superior que la inferior y que actúe en mayor grado el fenómeno de imbibición de agua lateral en el bloque No. 1, como se ve en la figura 4.28.

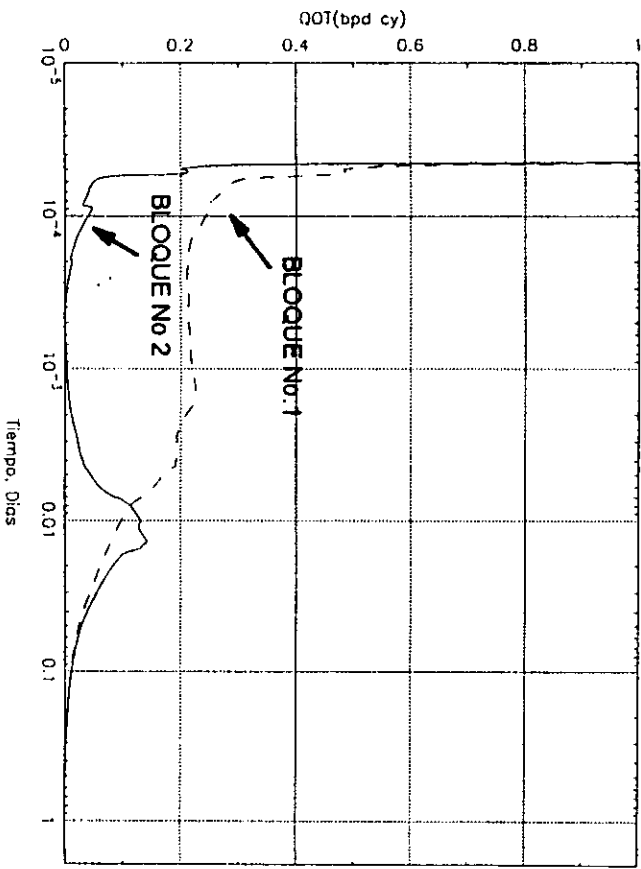
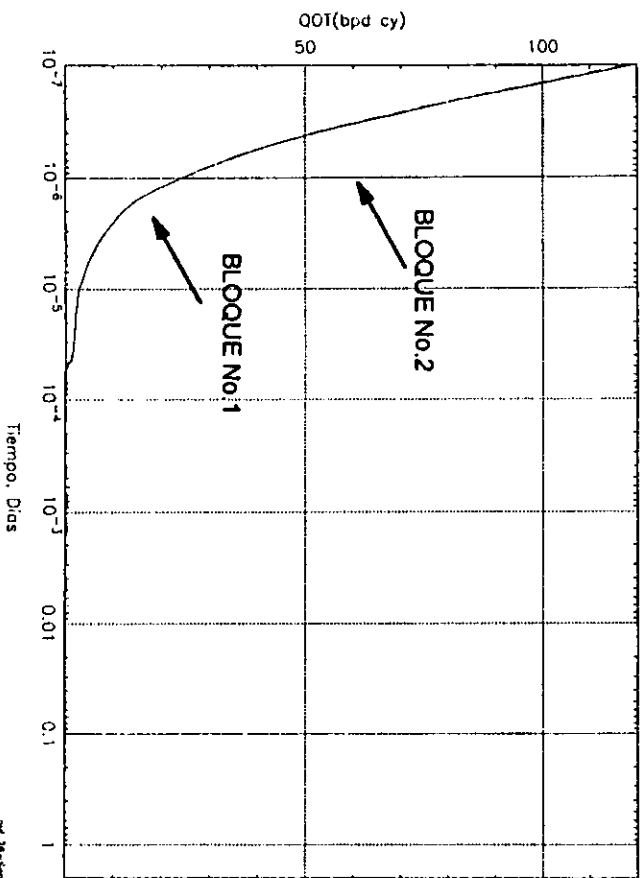
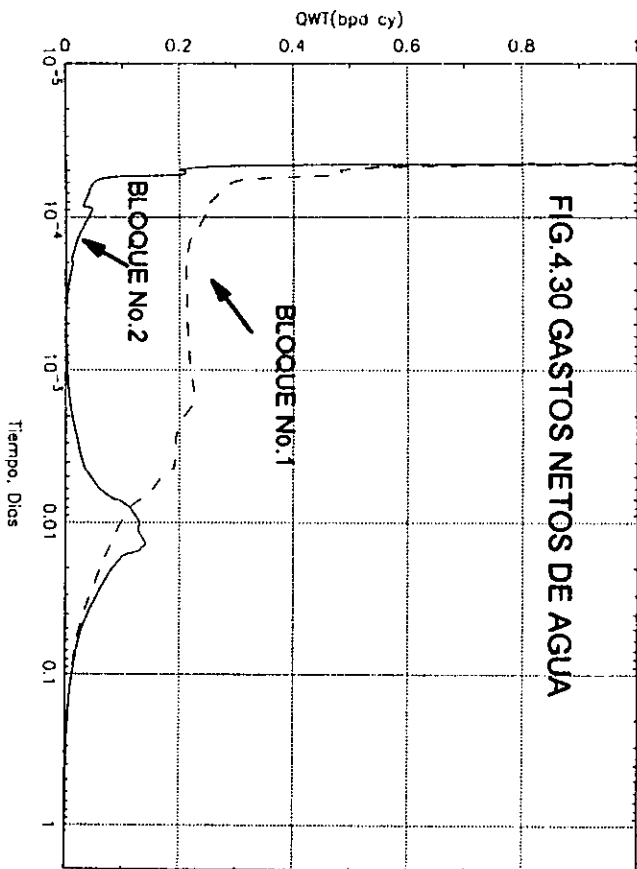
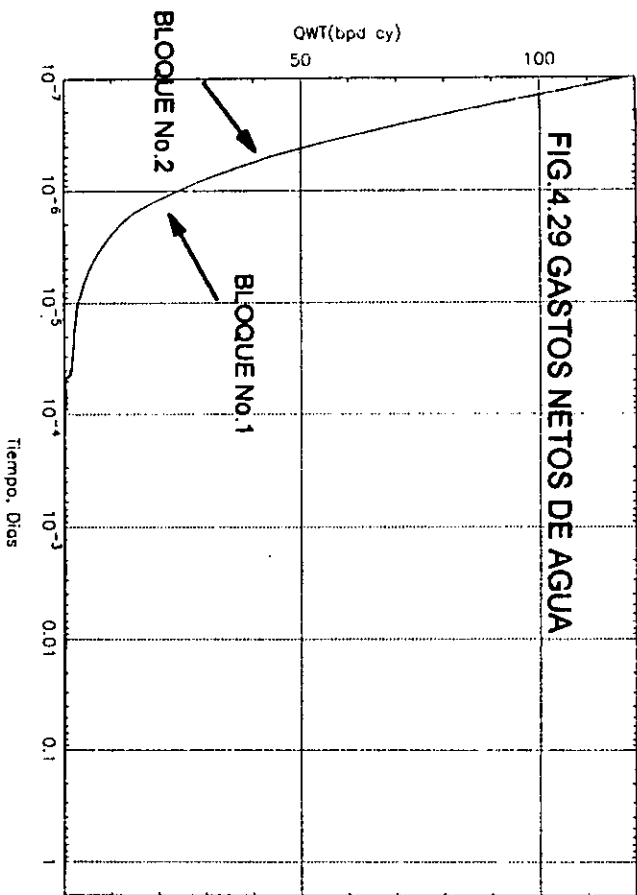
Posteriormente, una vez que el agua inyectada empieza a desplazar el aceite contenido en las fracturas verticales, el gasto de imbibición de agua empieza a incrementarse en el bloque inferior, y en el tiempo $7E-3$ días ambos gastos son iguales. A partir de ese momento, el gasto de imbibición de agua lateral es mayor en el bloque superior que en el inferior; debido a que la saturación de aceite remanente en la matriz, es mayor en el bloque superior que en el inferior, y ocasiona que el fenómeno de imbibición se presente en un mayor grado en el bloque No. 2.

El comportamiento de las funciones de transferencia, al utilizar gastos netos de agua y aceite, tienen la misma tendencia que los gastos laterales de imbibición. En las figuras 4.29, 4.30, 4.31 y 4.32 se ilustran los cambios, que coinciden en tiempo con la gráfica de gastos laterales de imbibición.

Fig. 4.28 ANALISIS DE LOS GASTOS DE TRANSFERENCIA (BLOQUE S No. 1 Y 2)



ANALISIS DE LOS GASTOS DE TRANSFERENCIA (BLOQUES 1 Y 2)





4.3 CÁLCULO ANALÍTICO DE LOS GASTOS DE TRANSFERENCIA.

El cálculo de gastos netos para las fases agua y aceite, utilizando una malla fina nos muestra que ambos son iguales y que el principio de balance de materia se cumple durante todo el experimento; por lo tanto, " *El gasto neto de agua que entra y sale de cada bloque de matriz es igual al gasto neto de aceite, ambos a condiciones de yacimiento*".

Si definimos:

PARA EL SISTEMA AGUA:

q_{wUj} gasto de imbibición de Agua para el bloque j, @ c.y.

q_{wDj} gasto drene de Agua para el bloque j @ c.y.

j = 1, 2, ..., n

n = número de bloques apilados.

Aplicando el principio de balance de materia :

$$(\text{Ritmo de entrada de agua})_j - (\text{Ritmo de salida de agua})_j = (\text{Ritmo de Acumulación})_j$$

entonces,

$$q_{wUj} - q_{wDj} = (\phi hA)_j \frac{d\bar{S}_{wj}}{dt} \quad j = 1, 2, \dots, n$$

despejando:

$$q_{wDj} = (\phi hA)_j \frac{d\bar{S}_{wj}}{dt} + q_{wUj} \dots \dots \dots (1)$$

PARA EL SISTEMA ACEITE:

q_{ORj} Gasto de reinfiltración de aceite para el bloque n, @ c.y.

q_{OMFj} Gasto de aceite matriz-fractura para el bloque n, @ c.y.

Aplicando el principio de balance de materia:

$$q_{ORj} - q_{OMFj} = (\phi hA)_j \frac{d\bar{S}_{oj}}{dt}$$

sustituyendo

$$\bar{S}_{oj} = 1 - \bar{S}_{wj} \quad j = 1, 2, \dots, n$$



$$q_{ORJ} - q_{OMFJ} = (\phi hA)_j \frac{d(1-\overline{S_{wj}})}{dt}$$

desarrollando la derivada,

$$q_{ORJ} - q_{OMFJ} = -(\phi hA)_j \frac{d\overline{S_{wj}}}{dt}$$

despejando

$$q_{OMFJ} = q_{ORJ} + (\phi hA)_j \frac{d\overline{S_{wj}}}{dt} \dots\dots\dots(2)$$

Con la finalidad de verificar las ecuaciones 1 y 2 planteadas anteriormente, se calcularon los gastos de imbibición de agua y aceite matriz - fractura para cada bloque, de la siguiente manera:

$(\phi hA)_j$ Es el volumen poroso de cada bloque de matriz, el cual es constante para este experimento.

$\frac{d\overline{S_{wj}}}{dt}$ Se calculó numéricamente para cada bloque, a partir de los valores de saturación vs. tiempo obtenidos de la simulación numérica del flujo en la pila de bloques

$\overline{S_{wj}}$ Es la saturación promedio de cada bloque de matriz, obtenida durante la simulación.

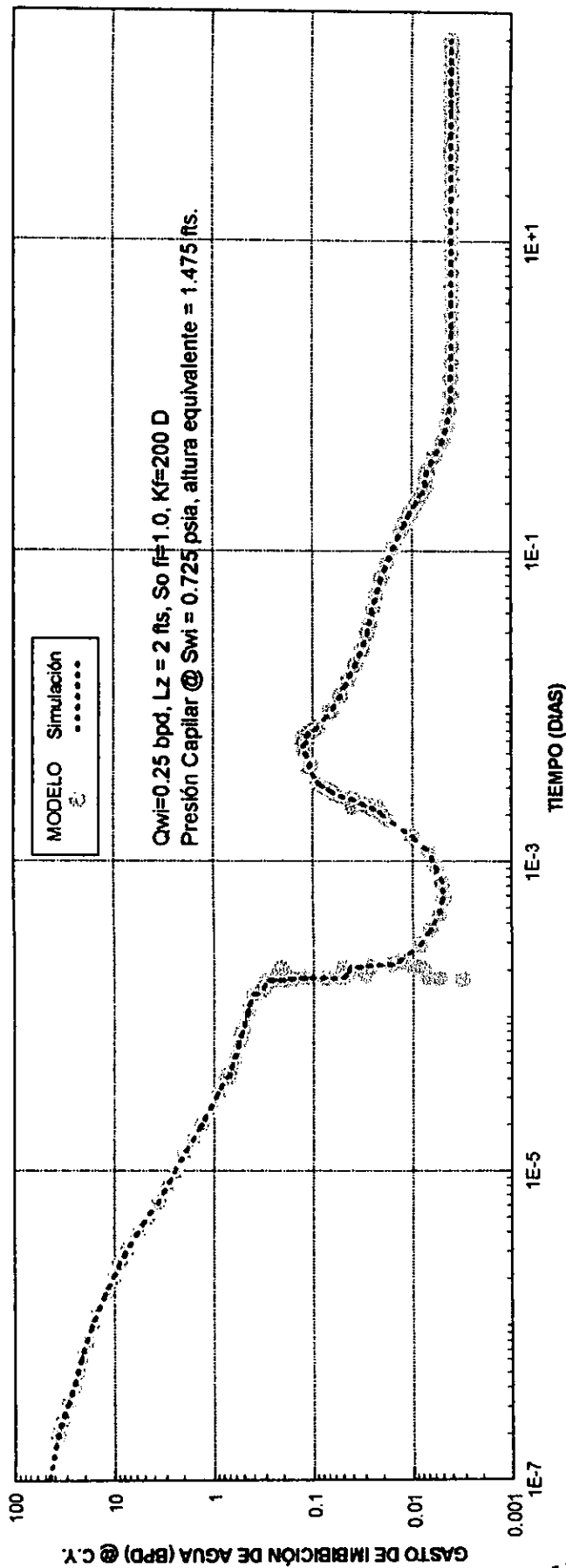
q_{ODJ} Es el gasto de drene de agua para cada bloque durante la simulación.

q_{OMFJ} Es el gasto de reinfiltración de aceite para cada bloque obtenido del refinamiento.

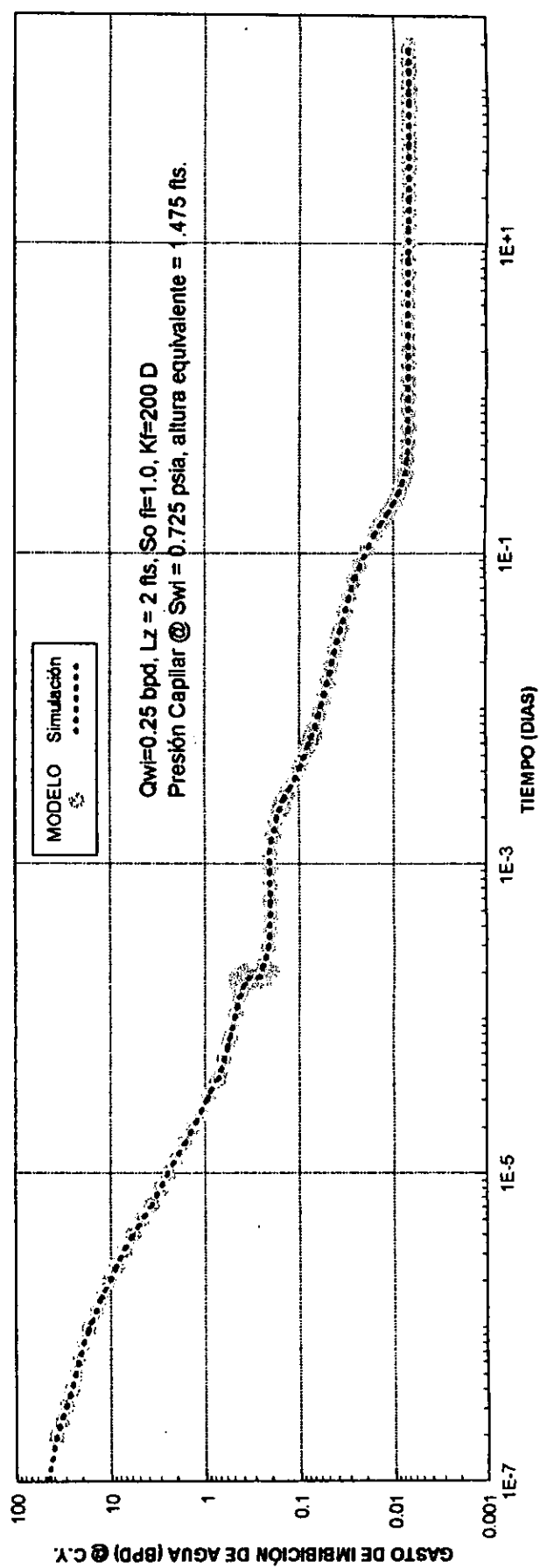
S_{wj} , q_{ODJ} y q_{OMFJ} , están en función del tiempo.

En las figuras 4.33 a la 4.40 se comparan los resultados del modelo propuesto con los del simulador, los cuales son reproducidos excelentemente.

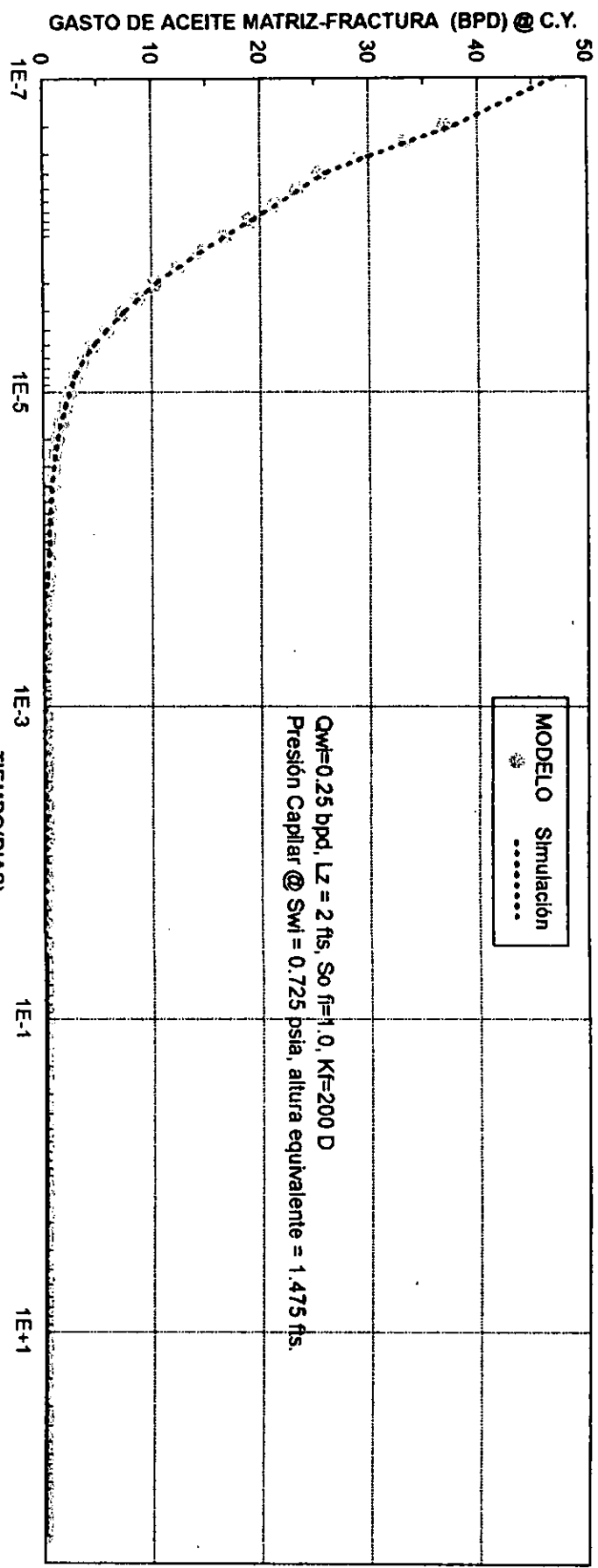
**Fig. 4.33 COMPORTAMIENTO DEL GASTO DE IMBIBICION DE AGUA
PRIMER BLOQUE**



**Fig. 4.34 COMPORTAMIENTO DEL GASTO DE IMBIBICION DE AGUA
SEGUNDO BLOQUE**

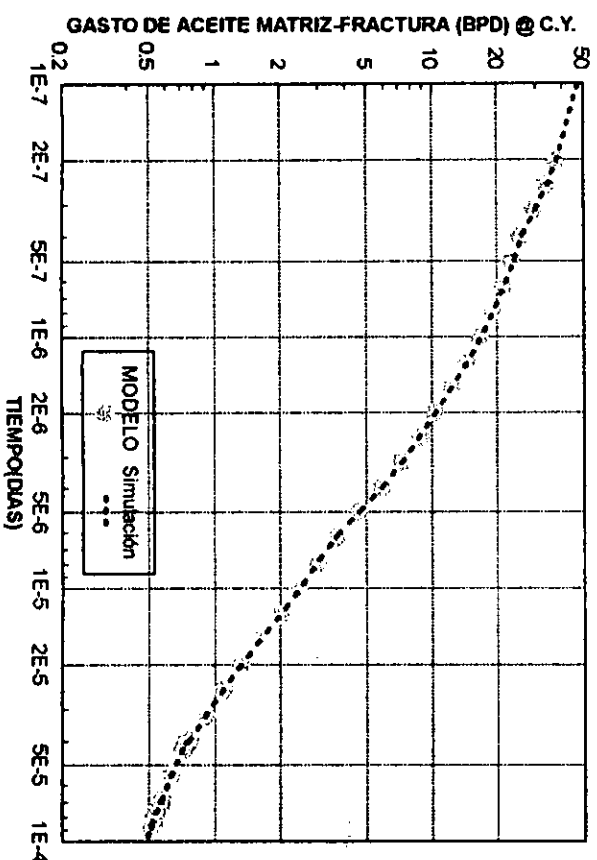


**FIG. 4.35 COMPORTAMIENTO DEL GASTO DE ACEITE MATRIZ - FRACTURAS
PRIMER BLOQUE**



$Q_{wf}=0.25$ bpd, $L_2 = 2$ ft, S_o fr=1.0, $Kf=200$ D
 Presión Capilar @ $S_{wi} = 0.725$ psia, altura equivalente = 1.475 ft.

**Fig 4.36 COMPORTAMIENTO DEL GASTO DE ACEITE MATRIZ - FRACTURAS
PRIMER BLOQUE**



**FIG. 4.37 COMPORTAMIENTO DEL GASTO DE ACEITE MATRIZ - FRACTURAS
PRIMER BLOQUE**

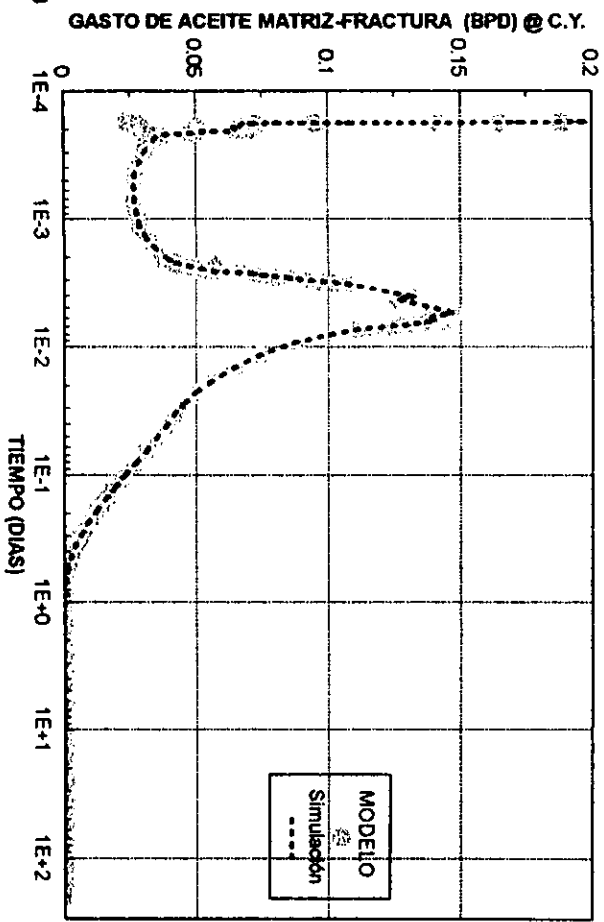


Fig. 4.38 COMPORTAMIENTO DEL GASTO DE ACEITE MATRIX - FRACTURAS
SEGUNDO BLOQUE

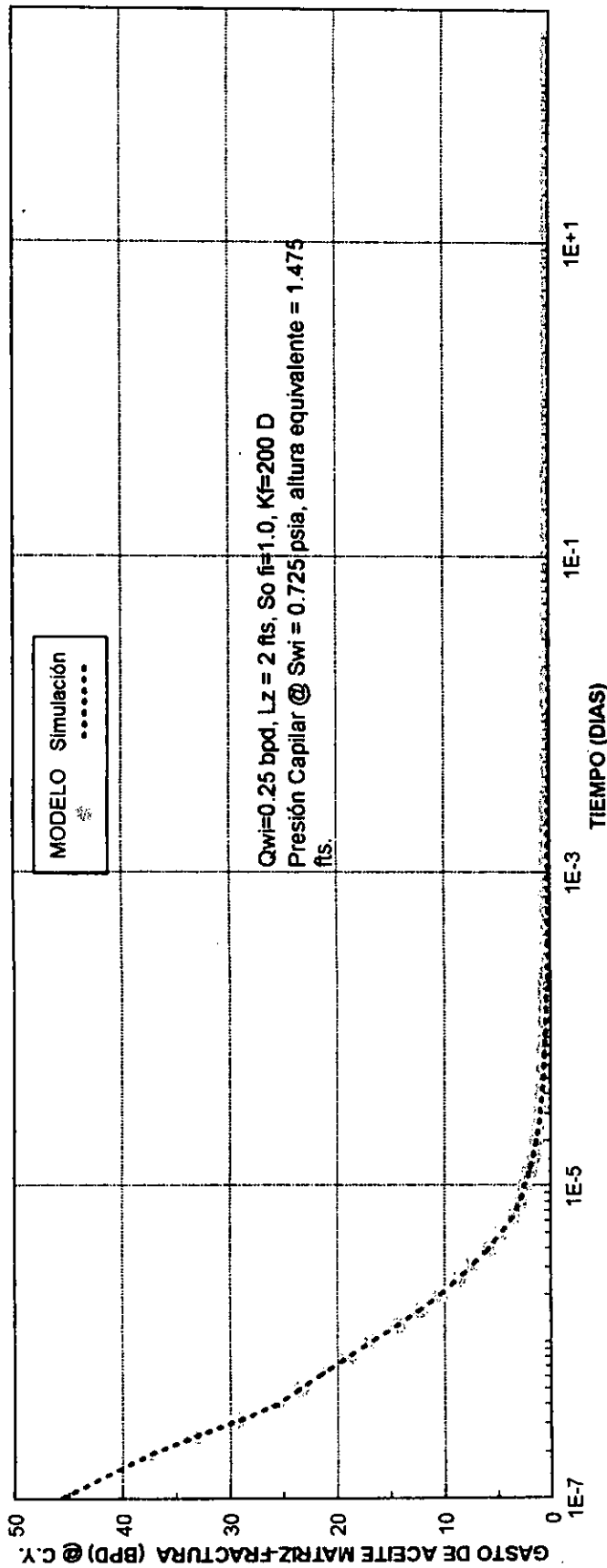


Fig. 4.39 COMPORTAMIENTO DEL GASTO DE ACEITE MATRIX - FRACTURAS
SEGUNDO BLOQUE

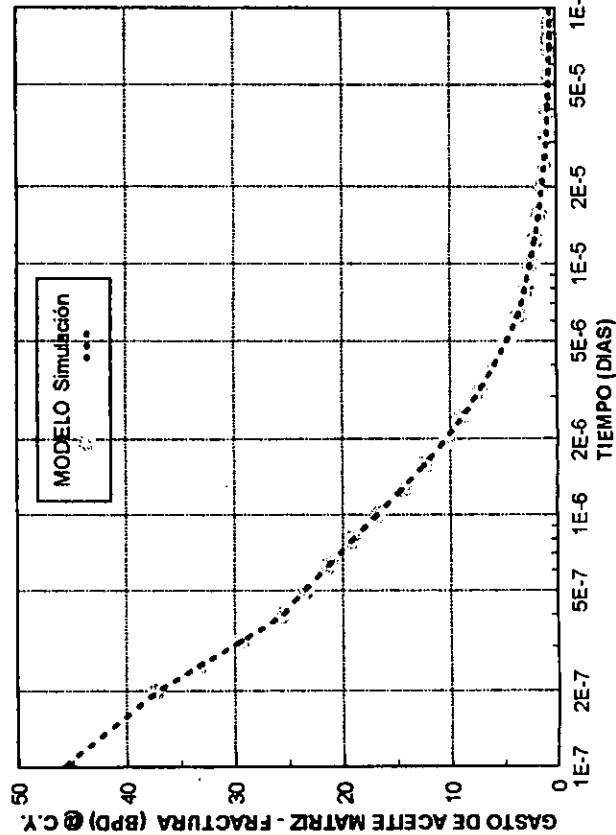
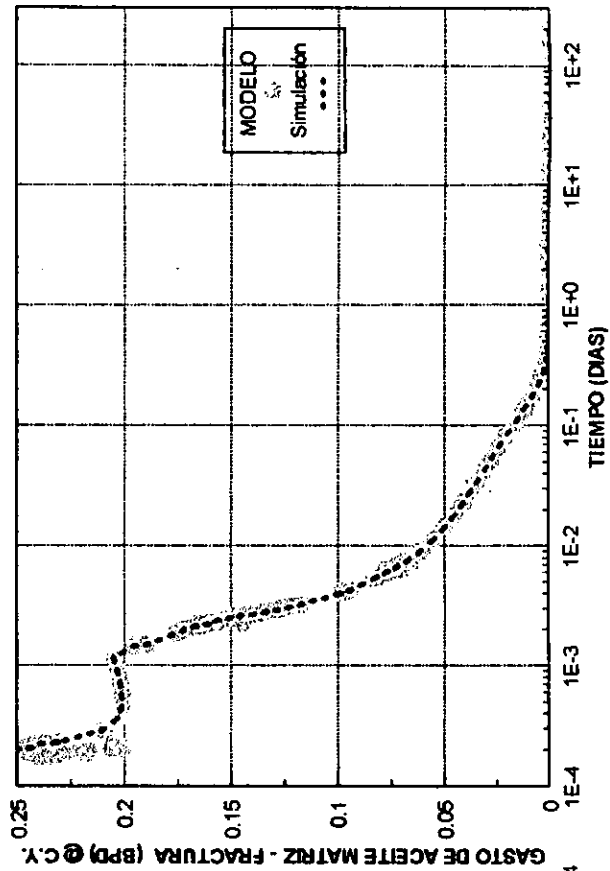


Fig. 4.40 COMPORTAMIENTO DEL GASTO DE ACEITE MATRIX - FRACTURAS
SEGUNDO BLOQUE



5.- COMPORTAMIENTO DE LAS FUNCIONES DE TRANSFERENCIA CON DIVERSOS ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.

5.1 FUNCIONES DE TRANSFERENCIA DE DIFERENTES APILAMIENTOS.

Este análisis fue realizado variando sólo el número de bloques y manteniendo las demás propiedades de los sistemas sin cambio. Se obtuvieron las funciones de transferencia para cada bloque con apilamientos de 10, 8, 6, 4 y 2 bloques. Los resultados ilustrados en las figuras 5.1, 5.2, 5.3, 5.4 y 5.5 muestran que con saturaciones de agua menores al 40% se tiene una separación entre curvas más notable que con saturaciones de agua mayores.

Con la subrutina acoplada al simulador, se observó que las fracturas se encuentran predominantemente saturadas con agua cuando la saturación media de agua del sistema matriz es mayor al 40%.

Durante este período las curvas pueden ser agrupadas en sólo dos funciones de transferencia. Una función de transferencia para el bloque inferior, caracterizada por no presentar reinfiltración de aceite y la otra para el resto de los bloques, en los cuales se presenta reinfiltración de aceite.

Para apilamientos de 8 bloques o más se observa que para el período de saturación media de agua del sistema matriz menor al 40%, es posible agrupar los primeros 4 bloques inferiores en una sola función de transferencia para cada bloque y una quinta función de transferencia para el resto de los bloques.

Se recomienda que estos agrupamientos sean utilizados con el modelo de doble porosidad modificado propuesto, y de esta manera verificar que no existen fuertes cambios de saturación del sistema simulado con este modelo y el modelo homogéneo con refinamiento; ésto con la finalidad de aceptar los agrupamientos propuestos.

Fig. 5.1 Función de Transferencia para 10 bloques (Datos Originales)

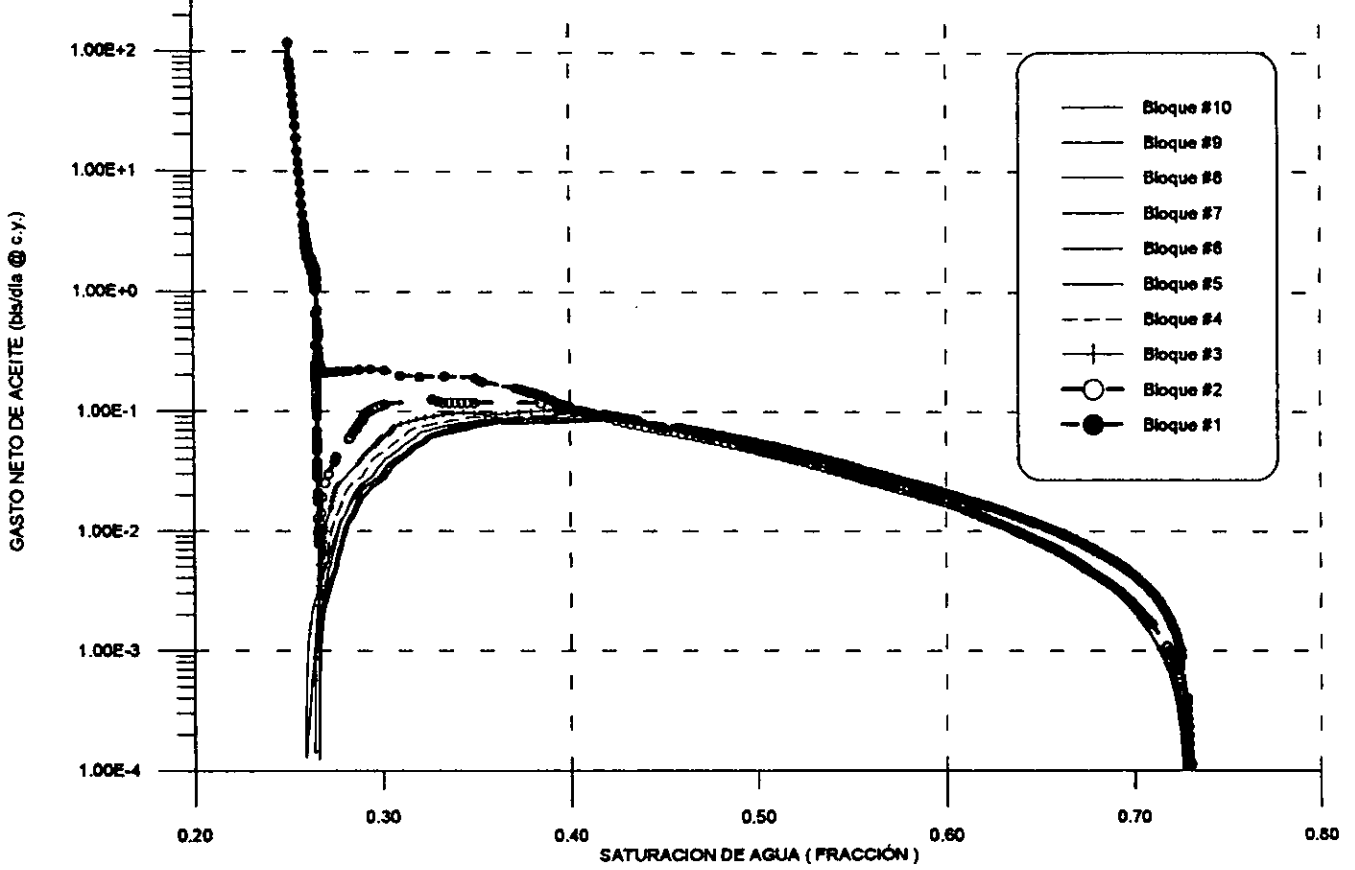


Fig. 5.2 Función de Transferencia para 8 bloques

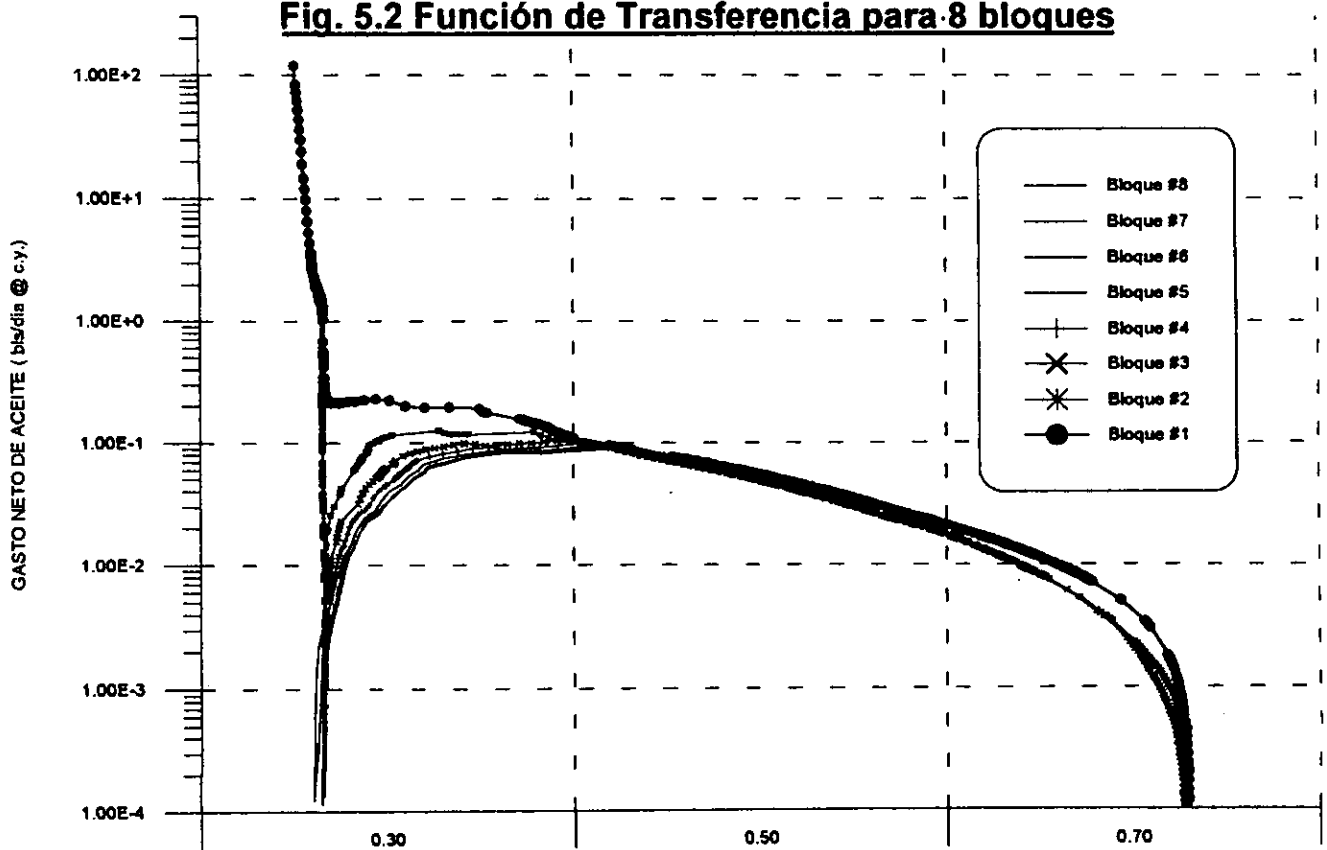


Fig. 5.3 Función de Transferencia para 6 bloques

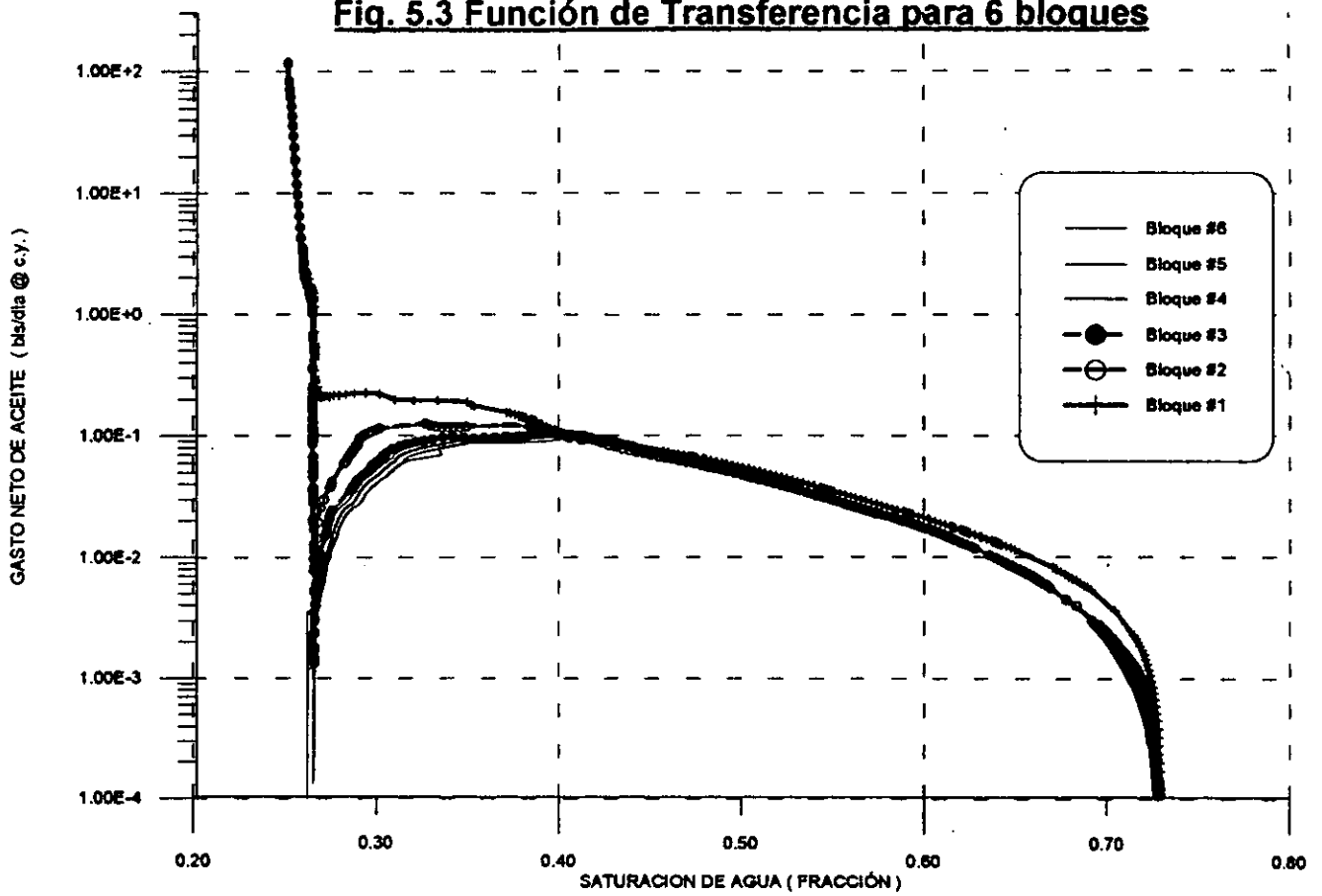


Fig. 5.4 Función de Transferencia para 4 bloques

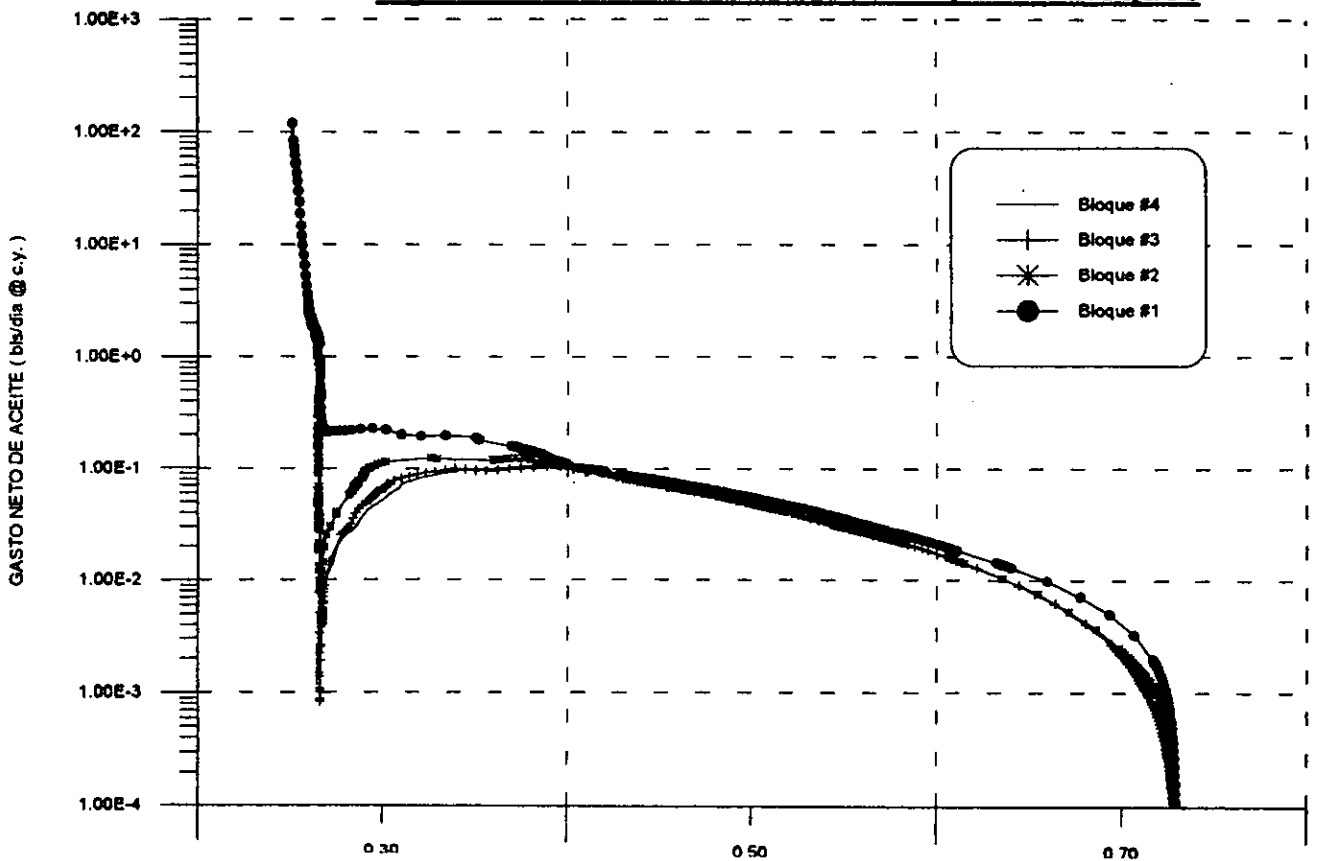
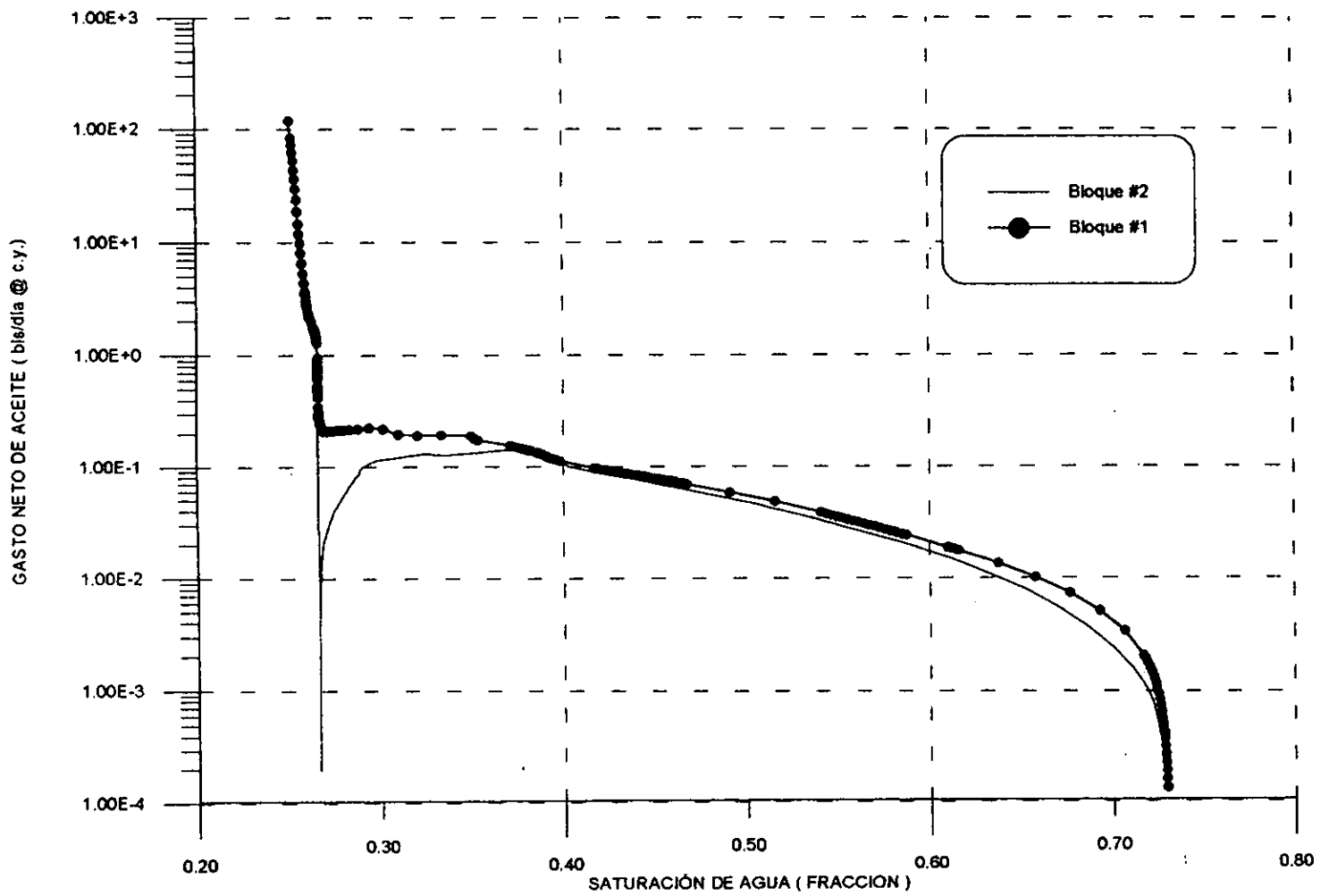




Fig. 5.5 Función de Transferencia para 2 bloques





Con estos resultados, se compararon los comportamientos de los bloques para cada apilamiento, observando que los gastos netos de transferencia tienen los mismos valores.

Lo anterior nos conduce a concluir que bajo un sistema con valores en las propiedades matriz-fractura, fluidos y formación similares, mismo tamaño de bloque y diferente número de bloques, las funciones de transferencia pueden ser correlacionadas.

Estas correlaciones pueden ser realizadas, como se ilustra en la figura 5.6.

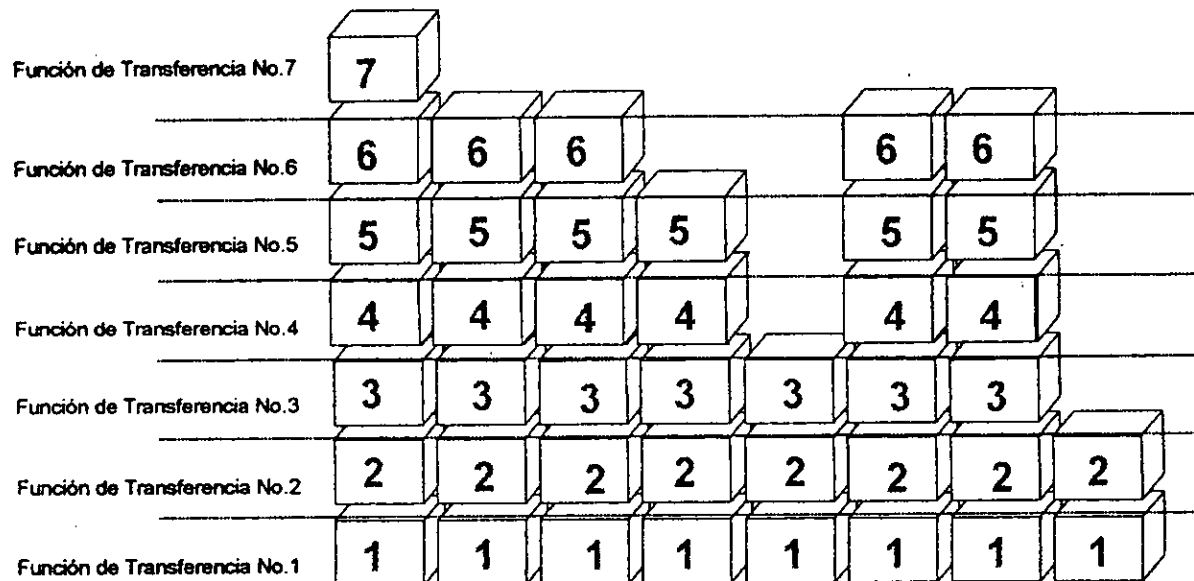


Fig. 5.6 Correlación de las funciones de transferencia para diferentes apilamientos

Nota: Las condiciones de frontera son las mismas para cada apilamiento.

Los comportamientos similares de las funciones de transferencia entre bloques, se ilustran en las figuras 5.7, 5.8, 5.9 y 5.10.

Fig. 5.7 Función de Transferencia para el bloque 1

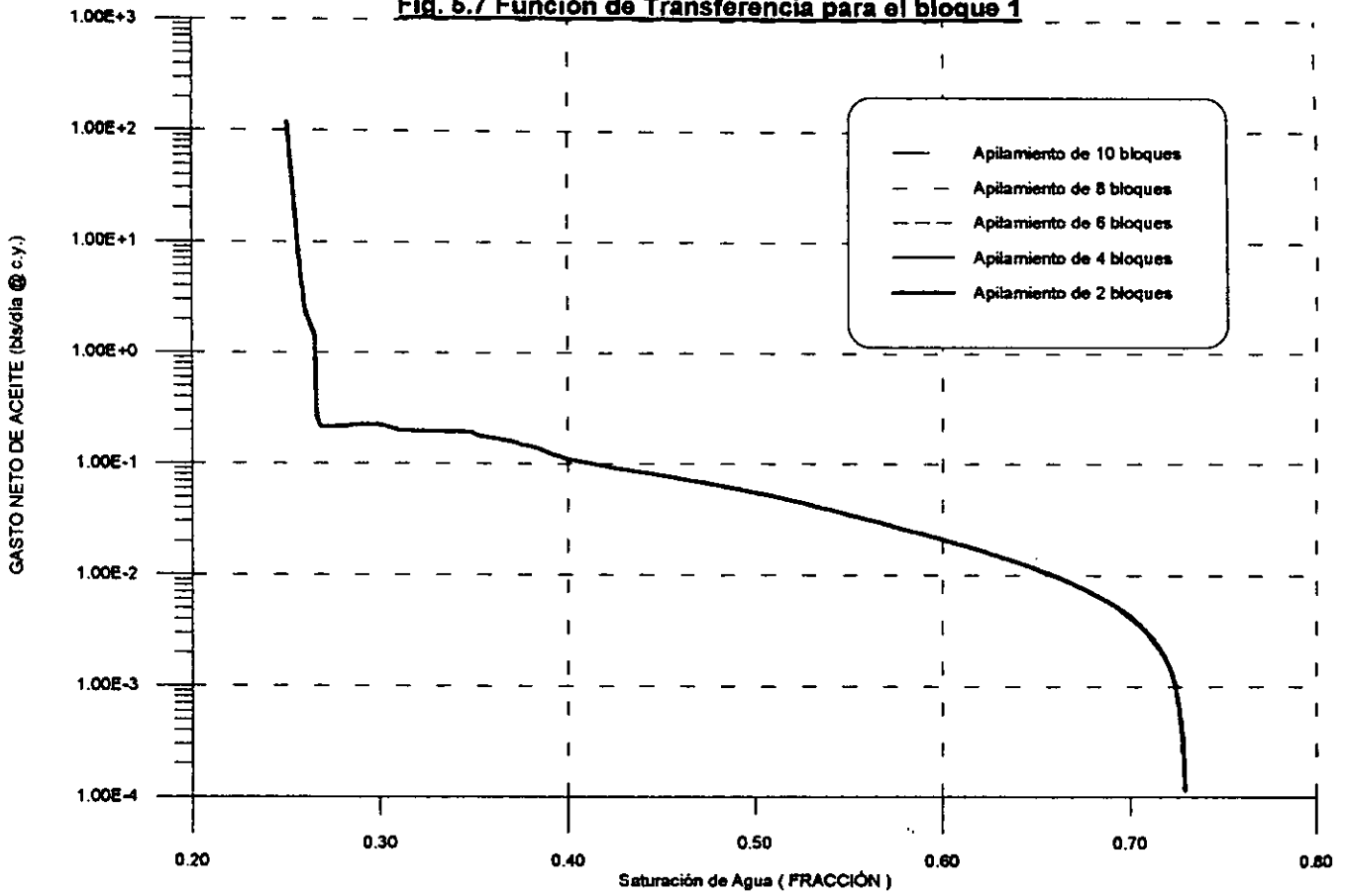


Fig. 5.8 Función de Transferencia para el bloque 4

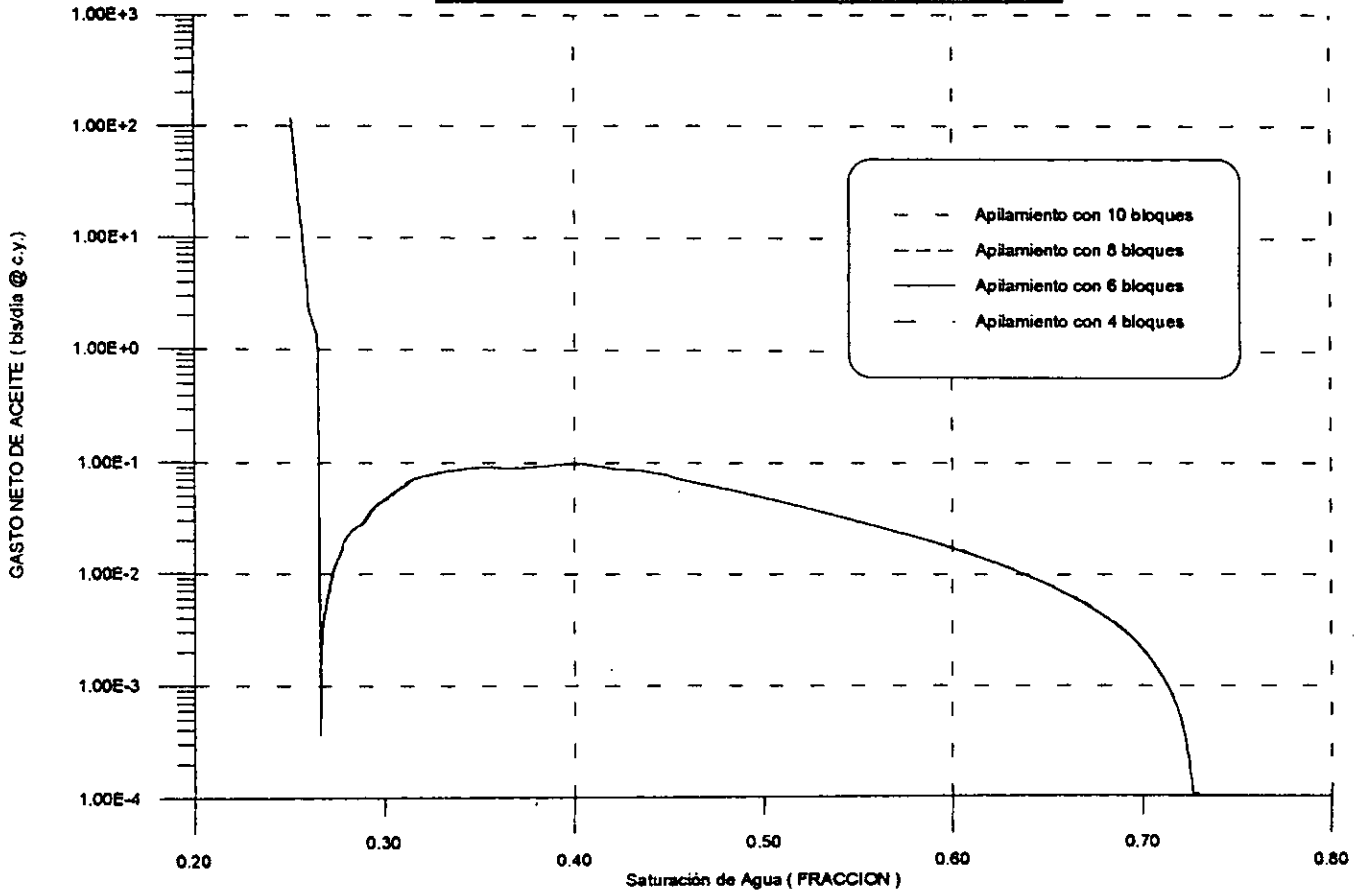


Fig. 5.9 Función de Transferencia para el bloque 6

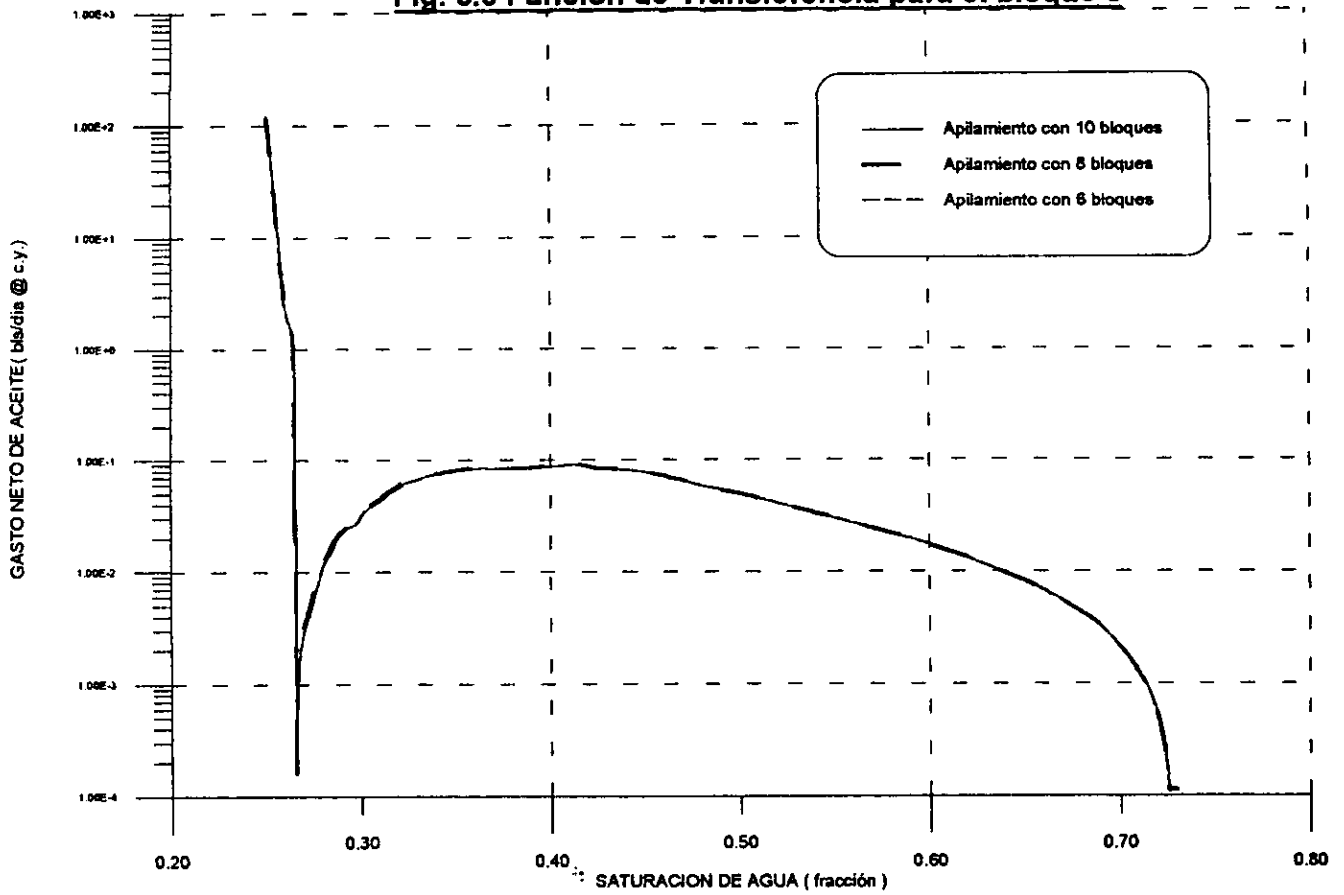
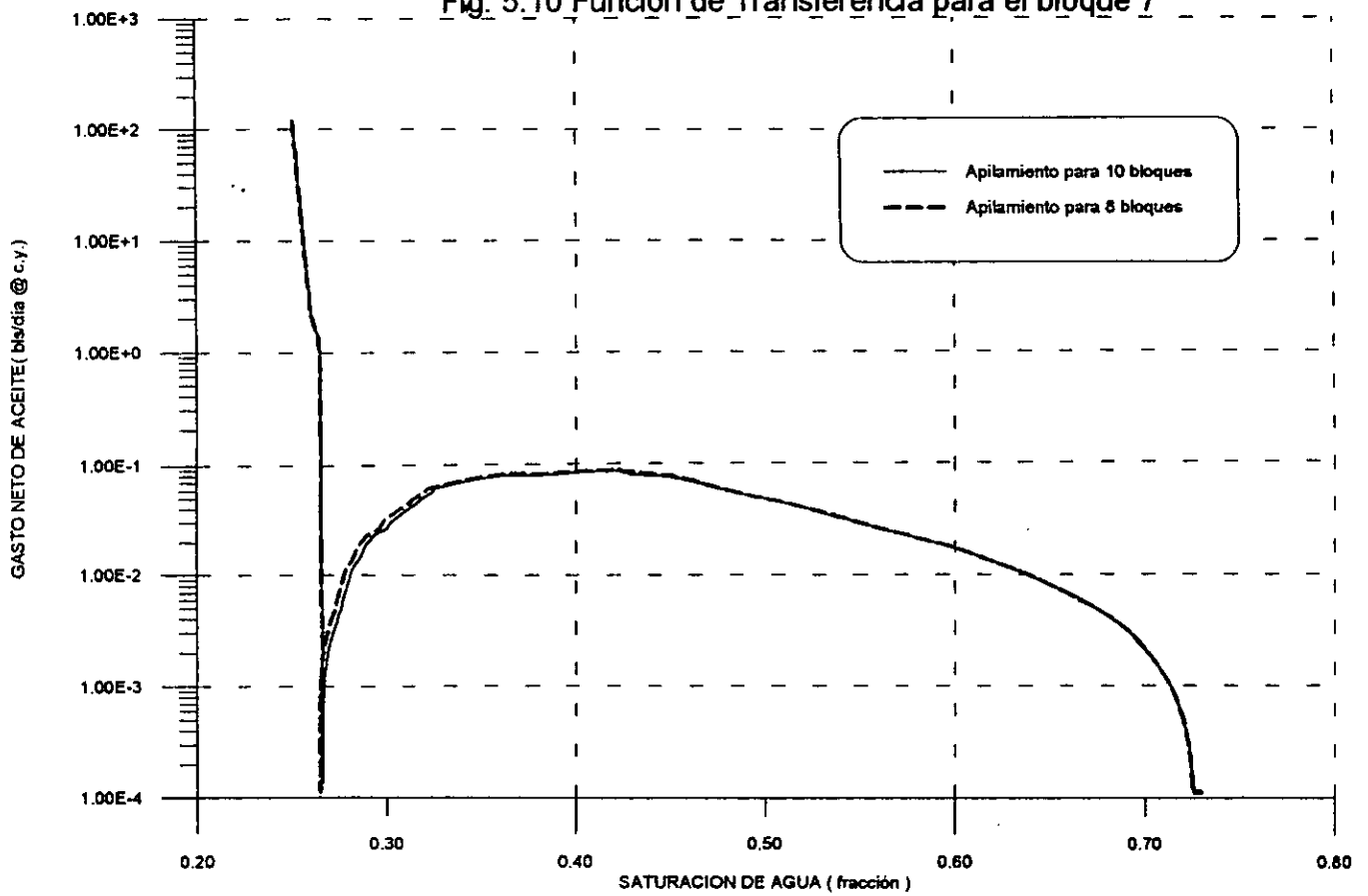


Fig. 5.10 Función de Transferencia para el bloque 7





Las figuras 5.11, 5.12, 5.13 y 5.14, muestran el comportamiento de la presión media del sistema matriz (PMED), saturación media de agua del sistema matriz (SWMD), el gasto total producido de aceite en la cima del apilamiento @ c.s (QOT) y el gasto de agua @ c.s. (QWT), para apilamientos de 10, 8, 6, 4 y 2 bloques.

La presión en la cima en todos los casos, es de 2000 Lbs/ pg^2 y los valores de presión hidrostática en la base y presión promedio del sistema son:

APILAMIENTO (No. de Bloques)	PRESION HIDROSTATICA EN LA BASE (PSIA)	PRESION PROMEDIO (PSIA)
10	2009.83	2004.92
8	2007.86	2003.93
6	2005.89	2002.95
4	2003.93	2001.97
2	2001.96	2000.98

En la figura 5.11, se muestra que con apilamientos mayores o iguales a 6 bloques el sistema es represionado ligeramente; sin embargo, no se tiene un impacto fuerte en el cálculo de las funciones de transferencia.

FIG. 5.11 PMED VS. TIEMPO

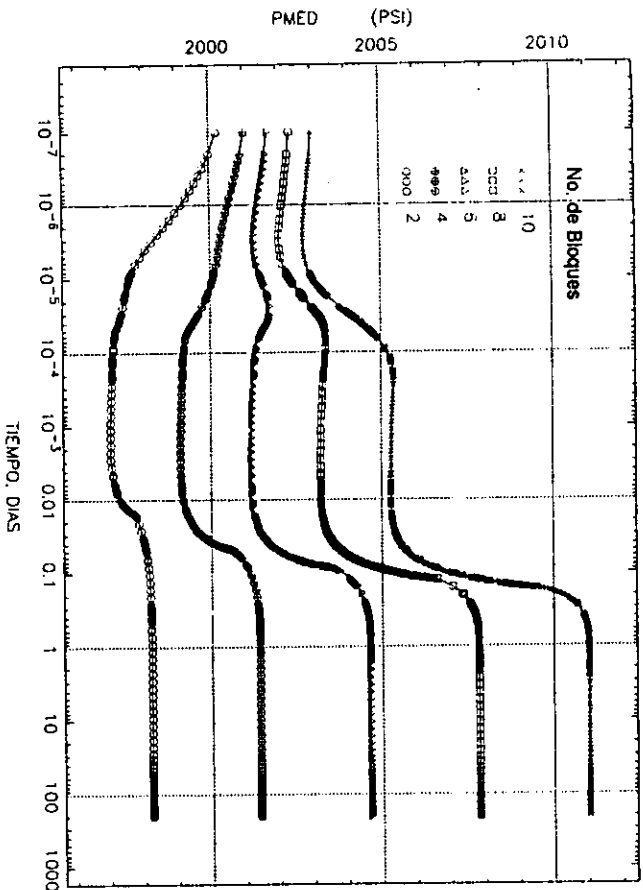


FIG. 5.12 SWMD VS. TIEMPO

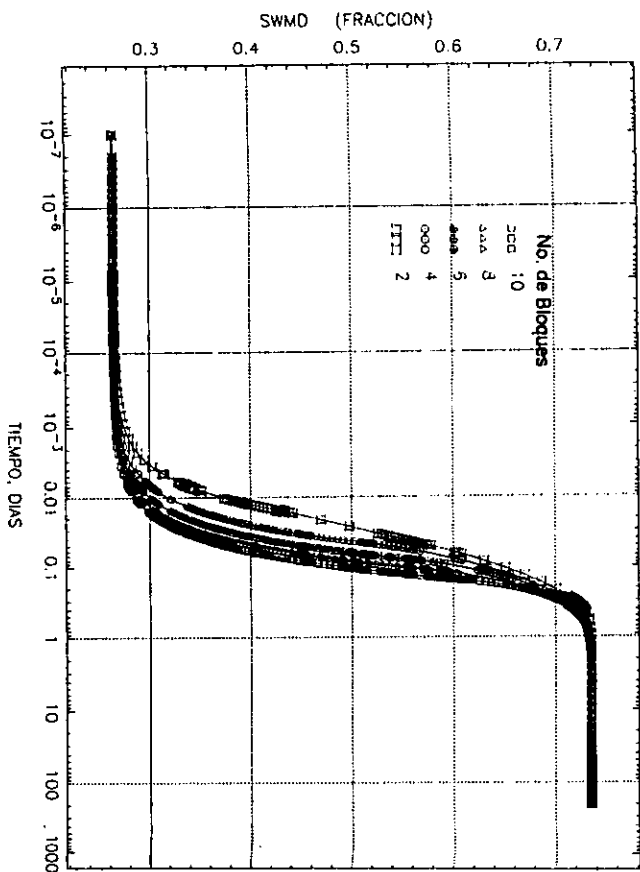


FIG. 5.13 QOT VS. TIEMPO

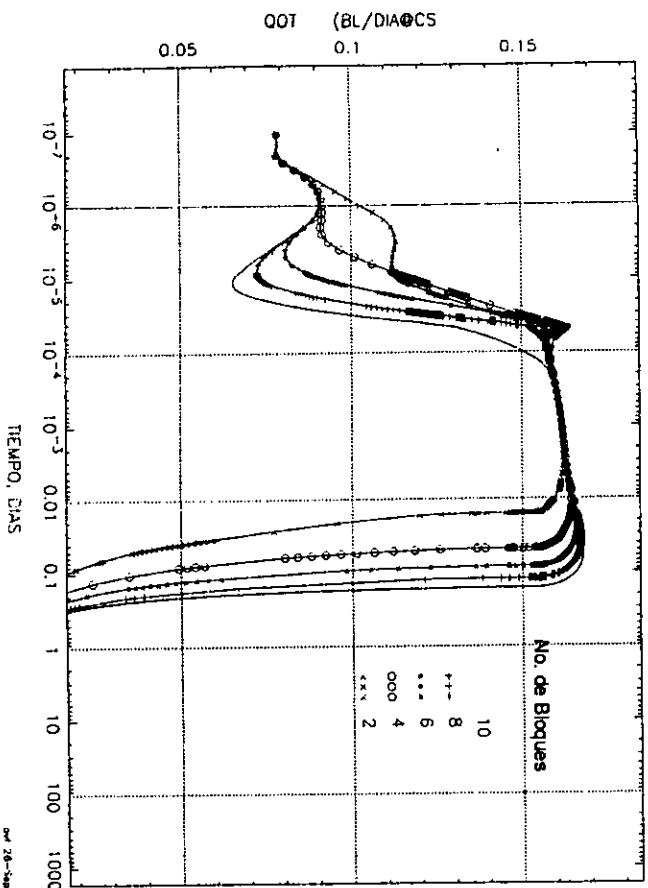
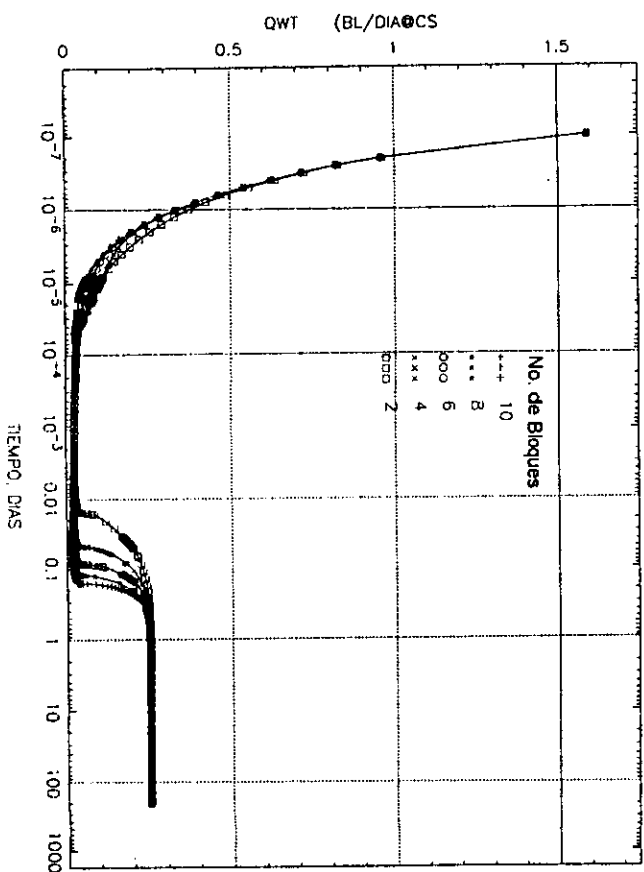


FIG. 5.14 QWT VS. TIEMPO





En la referencia 15 se indica que la recuperación de aceite vs. tiempo, en estudios experimentales utilizando un solo bloque, muestra una linealidad al graficar en una escala doble logarítmica, debido al gran impacto de las fuerzas capilares y gravitacionales.

Al efectuar el análisis de sensibilidad para diversos números de bloques, como se verá posteriormente, se verifican estos resultados; sin embargo, ésto es válido para un cierto número de bloques (4 bloques, con los datos utilizados en la experimentación numérica).

En la figura 5.15, se muestra que para apilamientos con mas de cuatro bloques, el comportamiento lineal difiere únicamente en el período en que las fracturas permanecen llenas con aceite .

Lo anterior es debido a que, para un número pequeño de bloques (4), las fracturas verticales permanecen menor tiempo llenas con aceite que para un número mayor; lo que origina una linealidad en la recuperación vs. tiempo.

Es importante resaltar que la recuperación de aceite en el período donde se pierde la linealidad, es insignificante comparada con su valor total; sin embargo, es parte del proceso que involucra el fenómeno de imbibición.

Para los casos simulados, el tiempo de CPU, se incrementó de manera exponencial al utilizar apilamientos mayores, debido a que el número de celdas aumenta y por lo tanto el tiempo de cómputo también se incrementa, como se ilustra en la figura 5.16.

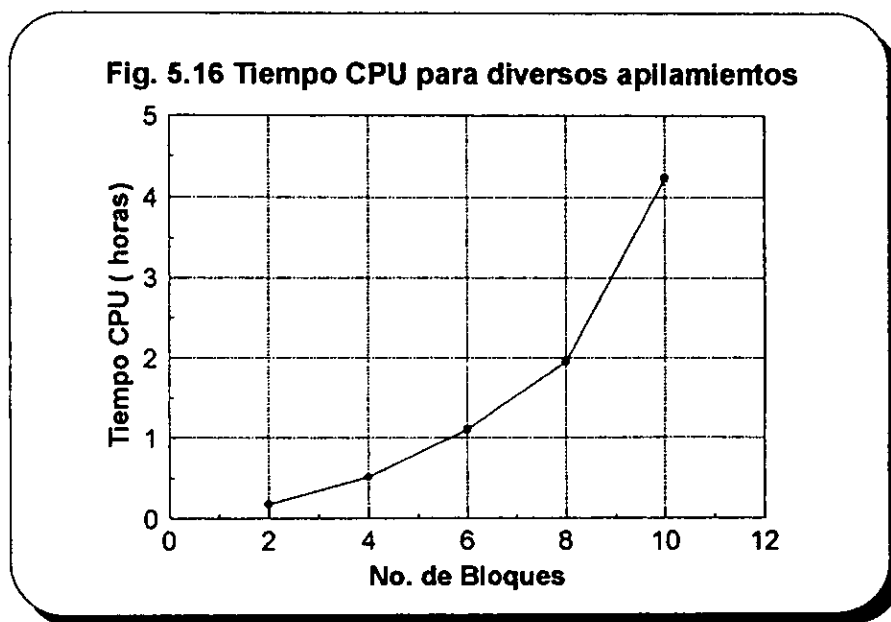
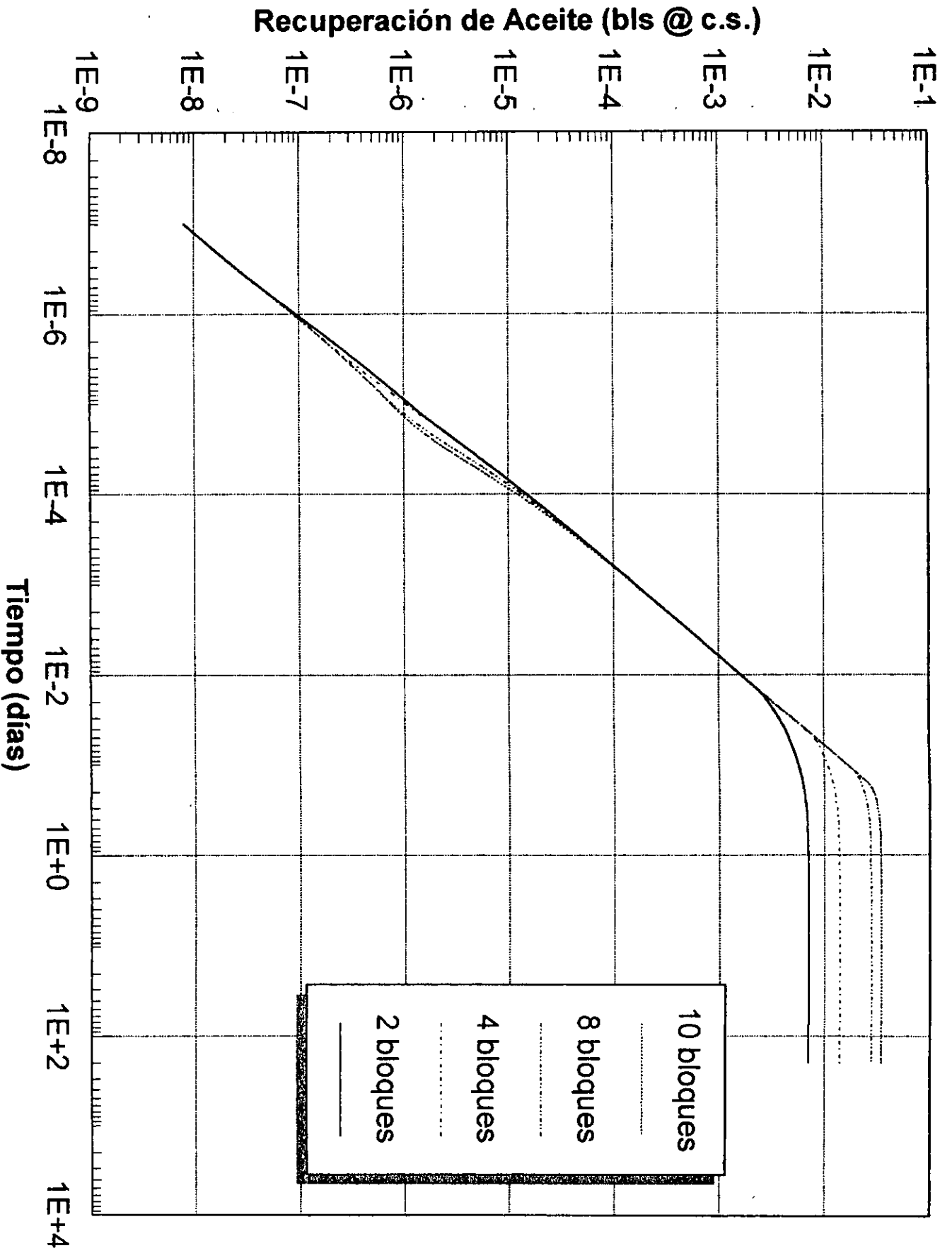


Fig. 5.15 Comportamiento de la Recuperación de Aceite vs. Tiempo





5.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA LA PRESIÓN CAPILAR

Este análisis se realizó con un apilamiento de 10 bloques, variando los valores de presión capilar original con un factor. Los otros parámetros permanecieron sin cambio y los valores de presión capilar utilizados fueron :

$P_c = 2.9 \text{ psia @ } S_{wi} \text{ (Datos Originales)}$

$P_c = 1/2 \text{ de los Datos Originales}$

$P_c = 1/10 \text{ de los Datos Originales}$

$P_c = \text{Cero.}$

En este análisis se observó que los gastos de transferencia son mayores con valores de presión capilar altos, debido a que el impacto del fenómeno de imbibición es mayor. Además, las funciones de transferencia tienden a desagruparse cuando los valores de presión capilar son pequeños aún durante el período de saturación de agua de las fracturas verticales.

La gráfica con presión capilar cero muestra el efecto de segregación gravitacional aislado, y además :

Un comportamiento distinto al sistema con presión capilar,

Los gastos de transferencia son menores y

No existe agrupamiento de funciones de transferencia.

Estos resultados muestran claramente que la presión capilar tiende a colapsar las funciones de transferencia entre mayor sea su valor.

En las figuras 5.17, 5.18, 5.19 y 5.20 se muestran los comportamientos antes mencionados.

Fig. 5.17 Función de Transferencia para 10 bloques (Datos Originales)

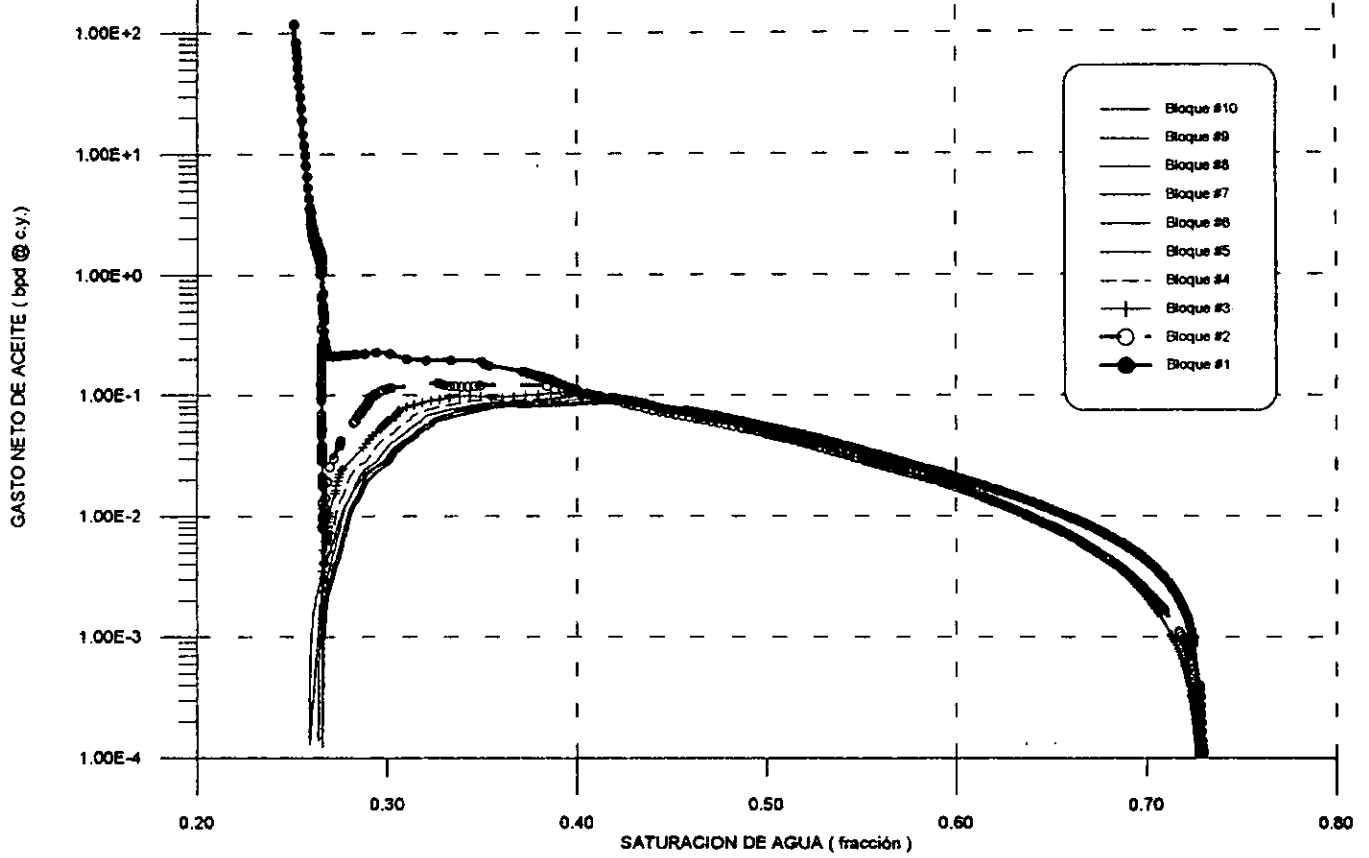
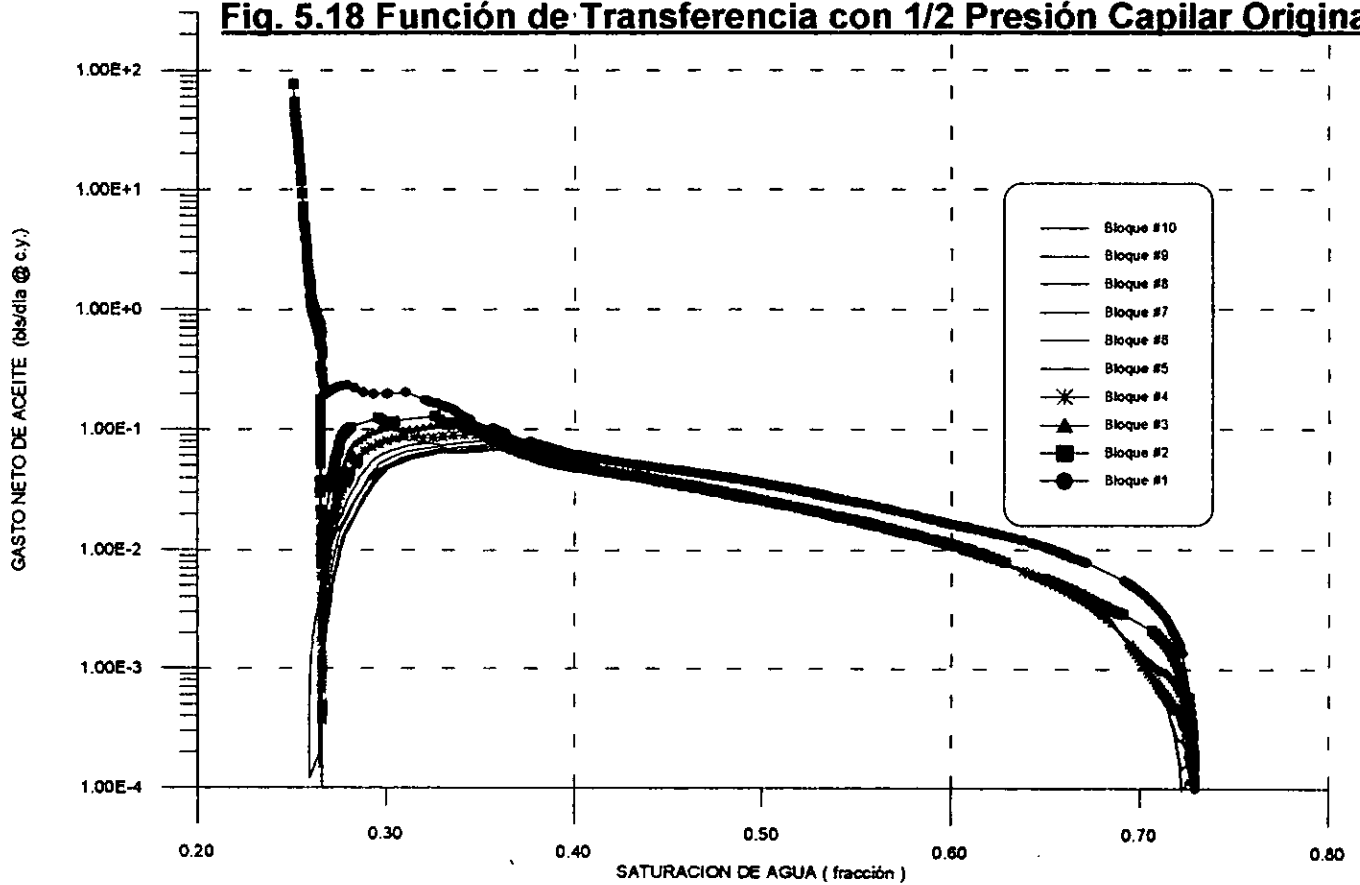


Fig. 5.18 Función de Transferencia con 1/2 Presión Capilar Original



Función de Transferencia con 1/10 de los valores de la Presión Capilar Original

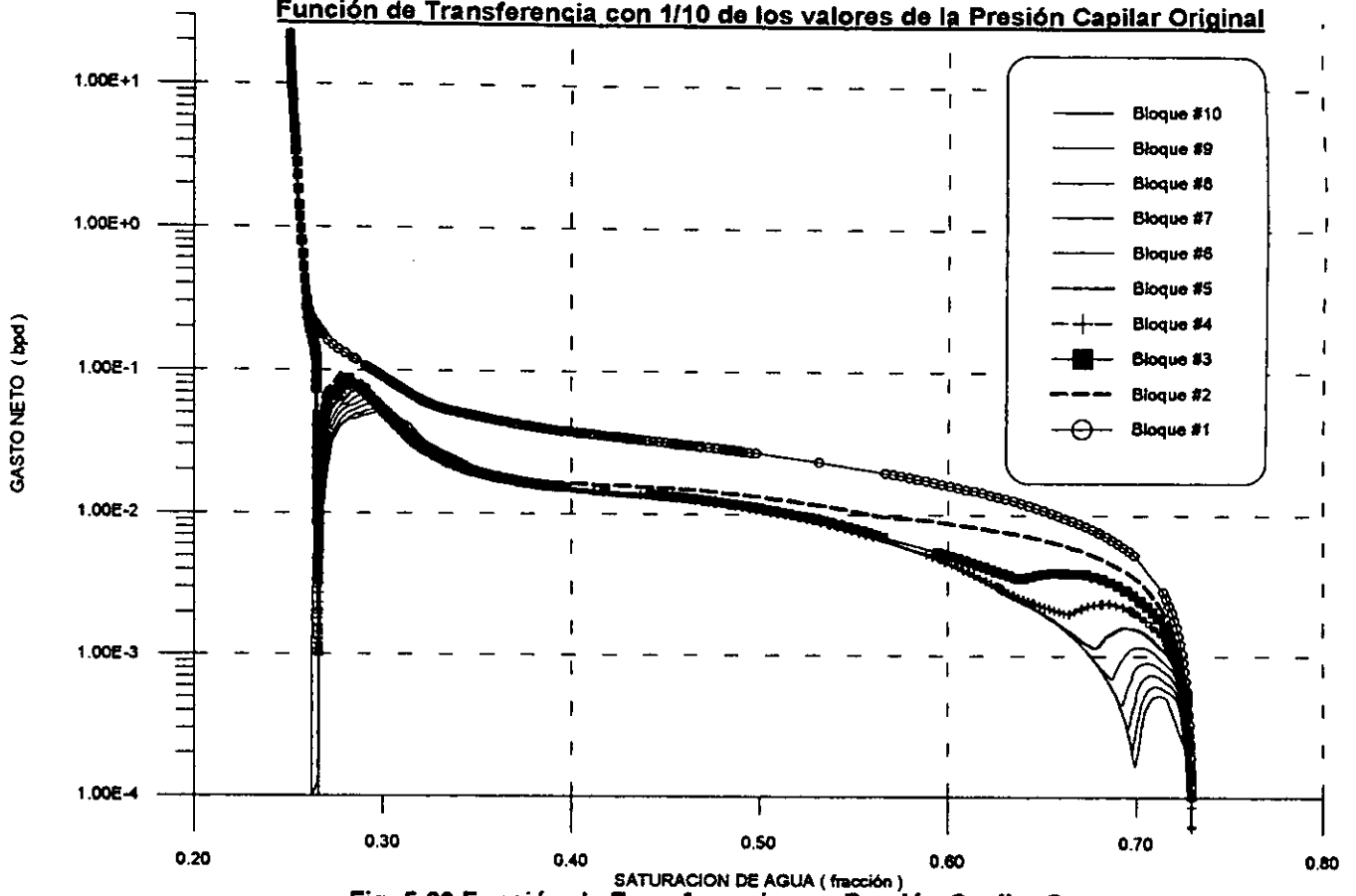
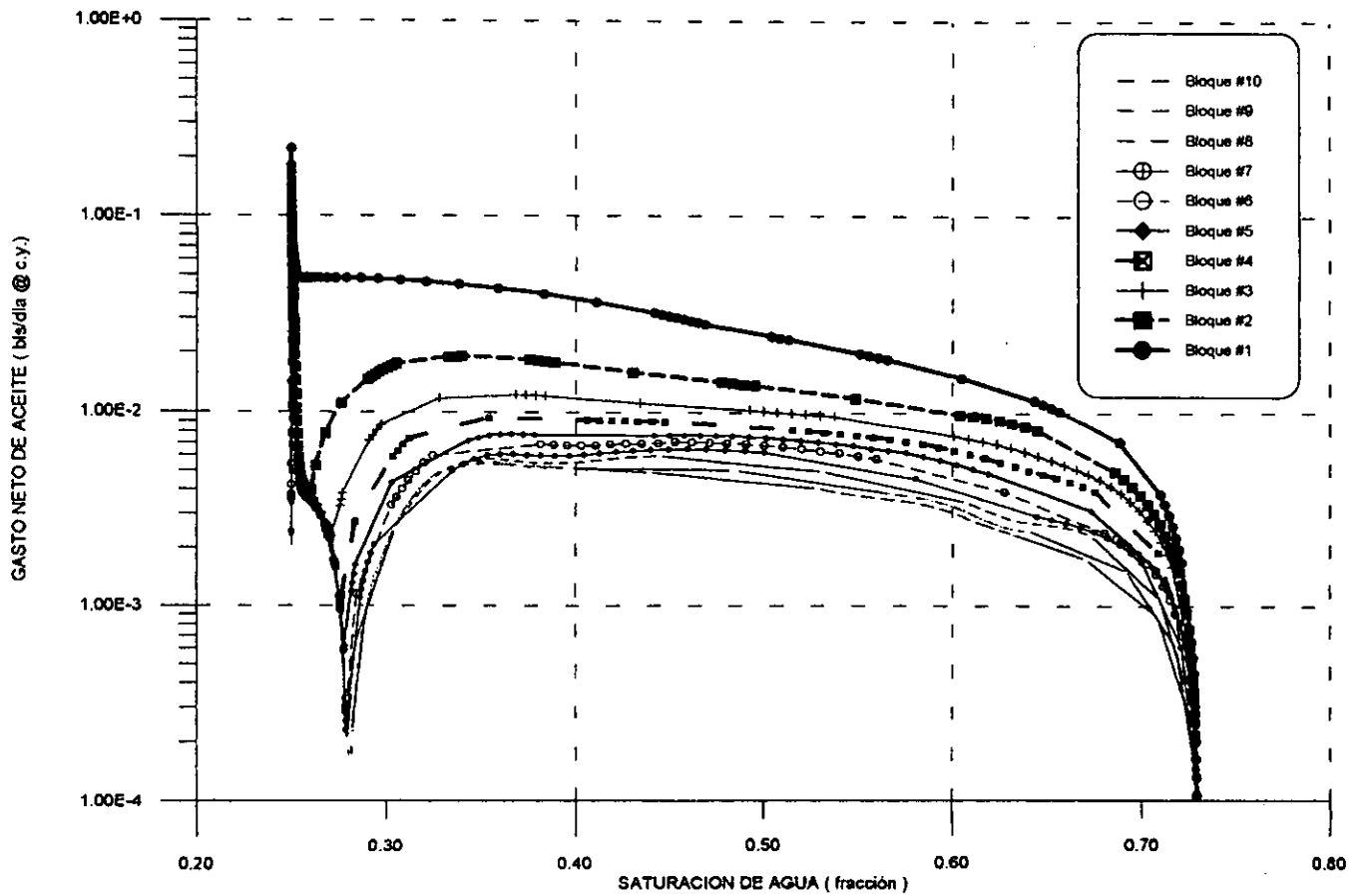


Fig. 5.20 Función de Transferencia con Presión Capilar Cero





En las gráficas 5.21 a 5.24, se ilustran las propiedades medias de presión y saturación de la matriz, gastos totales de aceite y agua producidos en la cima del apilamiento @ c.s, y la recuperación de aceite para los casos:

Pc. Original (2.9 psia -@Swi)
1/2 Pc. Original
1/10 Pc. Original
Presión capilar cero

El caso con presión capilar cero muestra un incremento de la presión media del sistema de manera inmediata, siendo la presión final la misma en todos los casos. Se observa que la presión capilar en la matriz, tiende a mantener la presión media del sistema durante el experimento, por abajo de la presión media obtenida cuando la presión capilar es cero.

Los gastos de aceite son mayores al inicio del experimento con presiones capilares altas debido al fenómeno de imbibición.

La gráfica de producción acumulada de aceite en escala semilogarítmica, nos muestra que la recuperación total es más rápida para sistemas con valores altos de presión capilar.

El comportamiento de la recuperación de aceite en escala doble logarítmica, como función del tiempo, tiene un comportamiento lineal cuando las fuerzas capilares tienen un mayor impacto¹⁵. Para sistemas con alta presión capilar el comportamiento es lineal cuando las fracturas se encuentran saturadas predominantemente con agua (misma pendiente al inicio y final del desplazamiento). Sin embargo, las diferencias de los comportamientos para sistemas con presión capilar menor (manteniendo los demás parámetros sin cambio) son :

- * diferente pendiente durante el período de saturación de aceite de las fracturas verticales
- * y una menor recuperación de aceite al inicio del desplazamiento.

Los sistemas con presión capilar nula, donde el efecto gravitacional únicamente está actuando, tienen un comportamiento de la recuperación de aceite diferente, al de los sistemas con presión capilar.

FIG. 5.21 PMED VS. TIEMPO

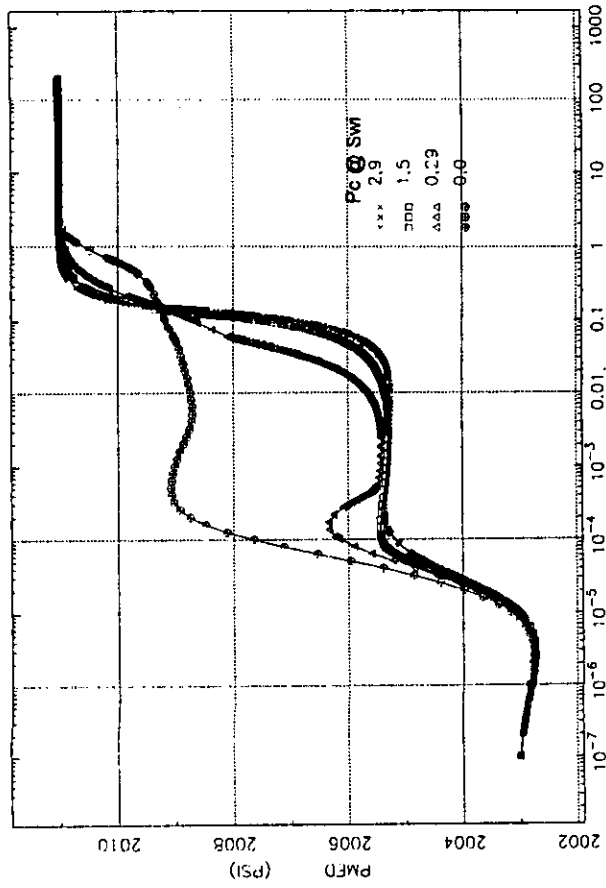


FIG. 5.22 SWMD VS. TIEMPO

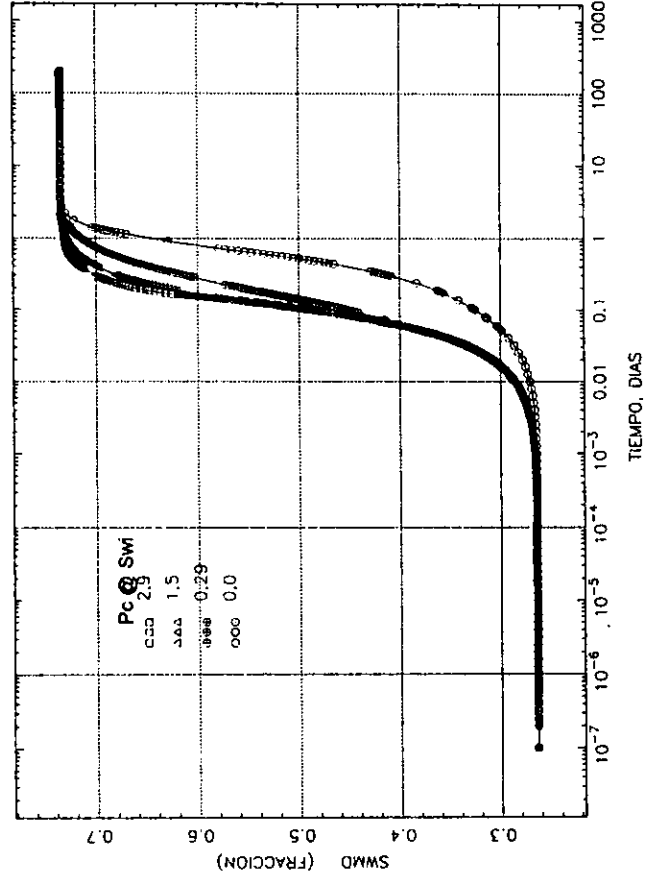


FIG. 5.23 QOT VS. TIEMPO

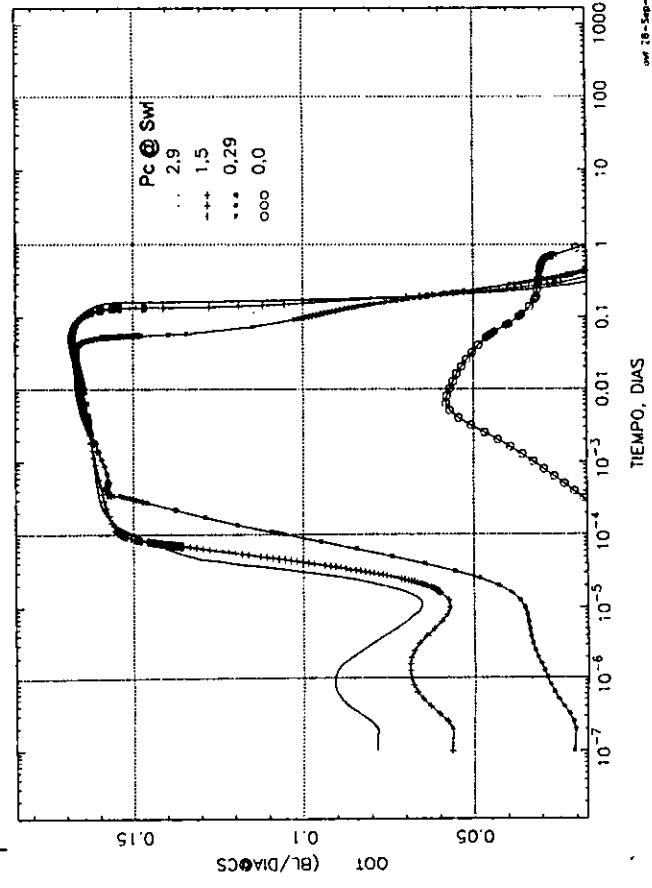


FIG. 5.24 QWT VS. TIEMPO

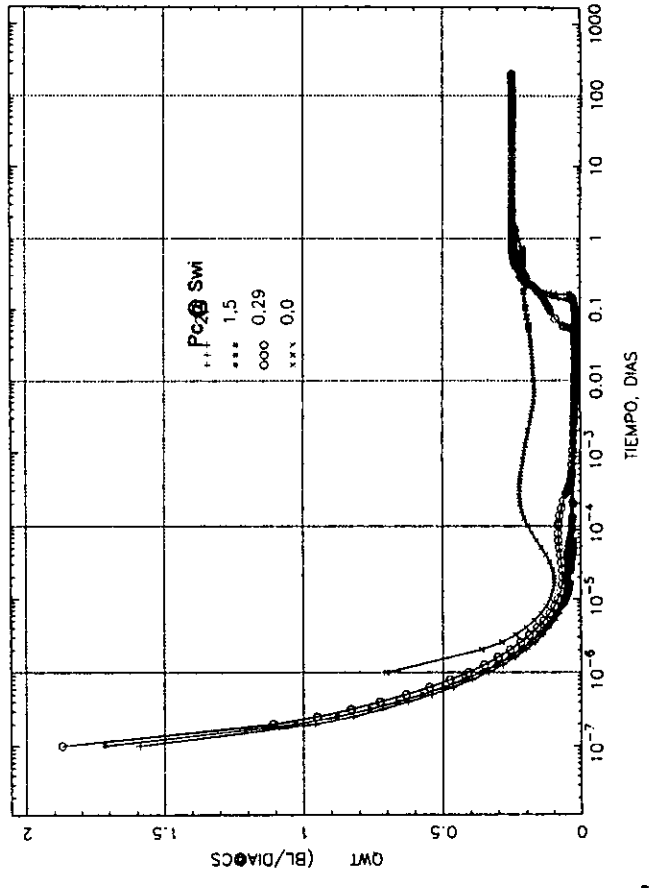


FIG. 5.25 NP VS. TIEMPO

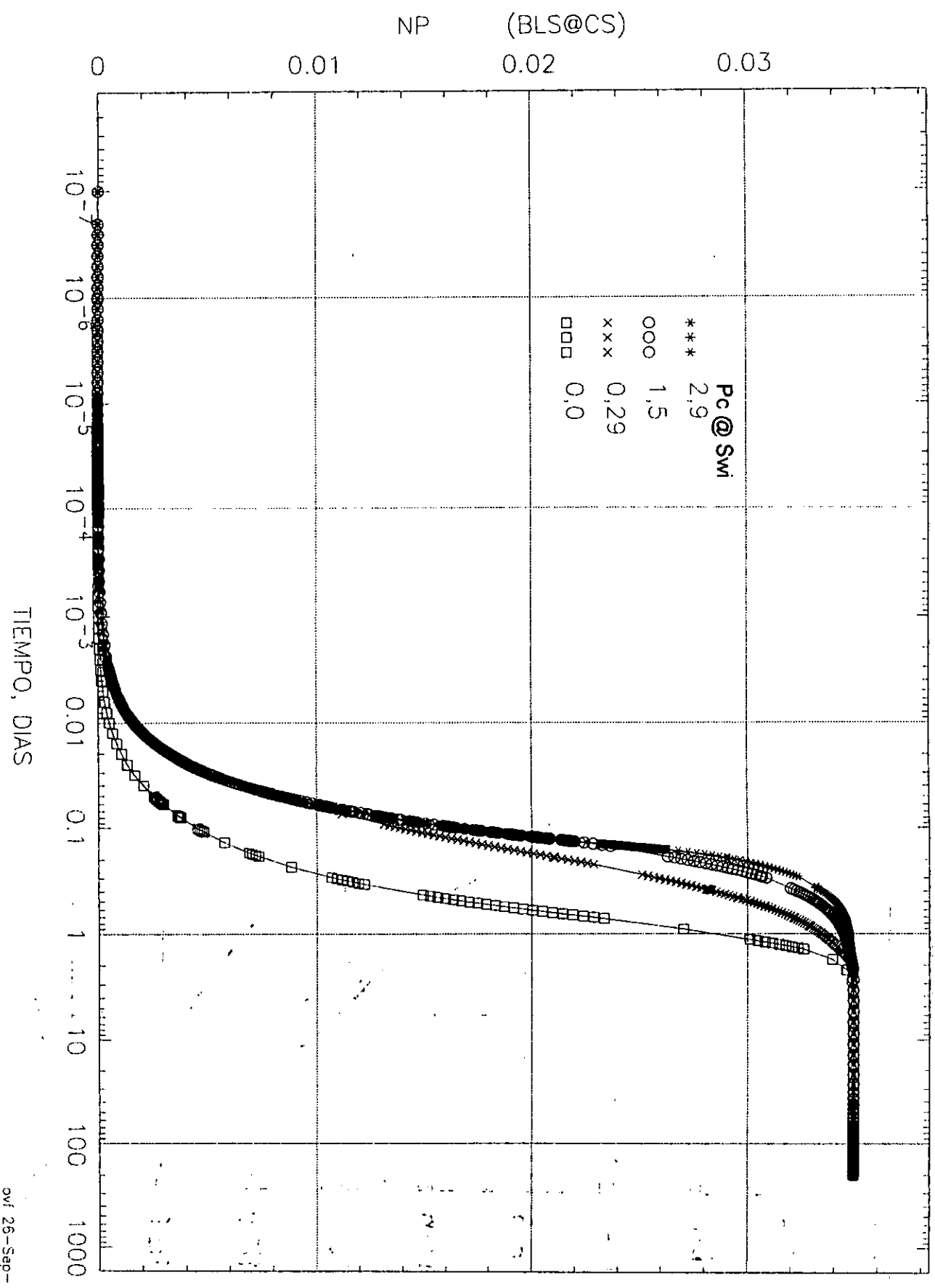
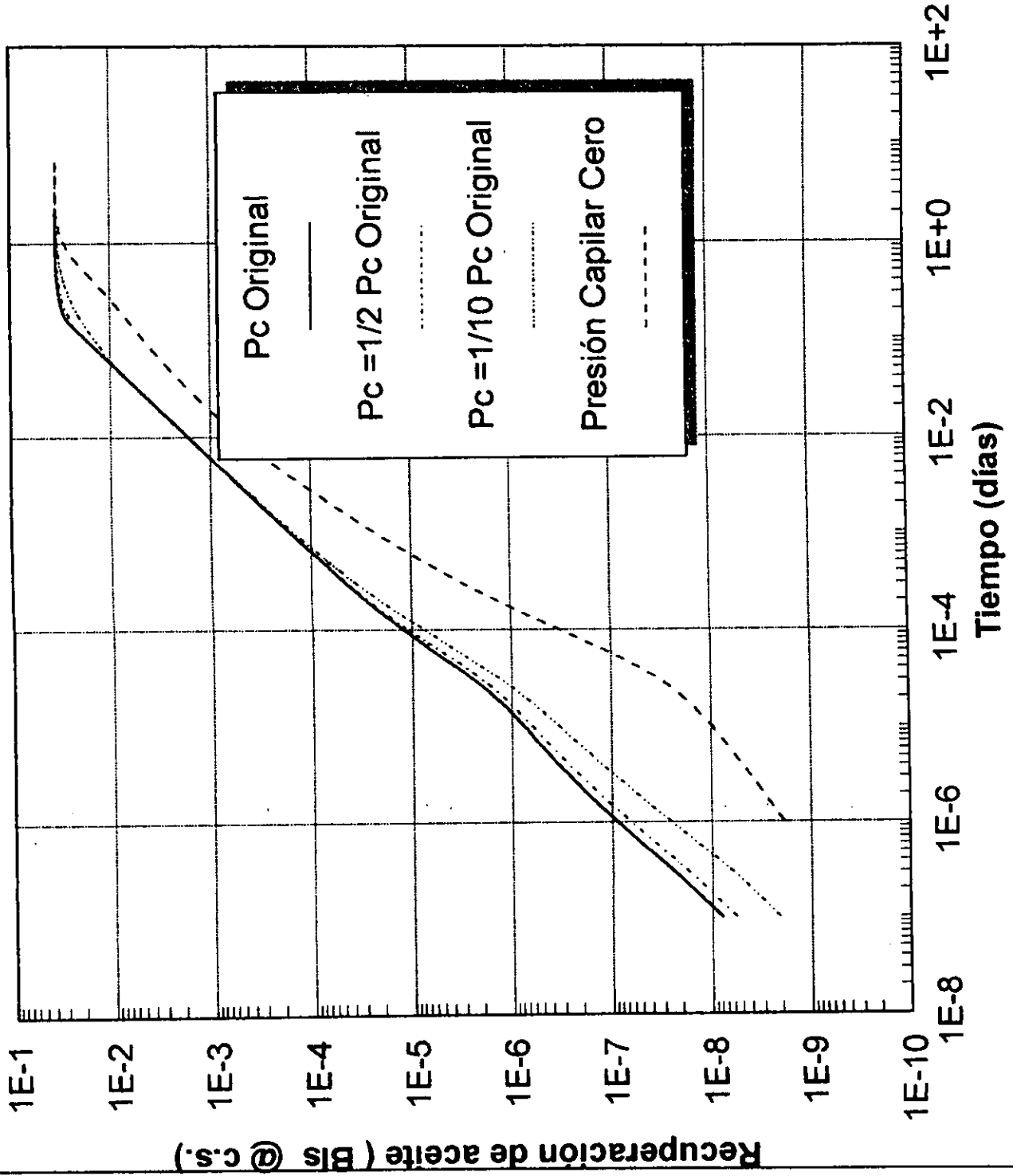


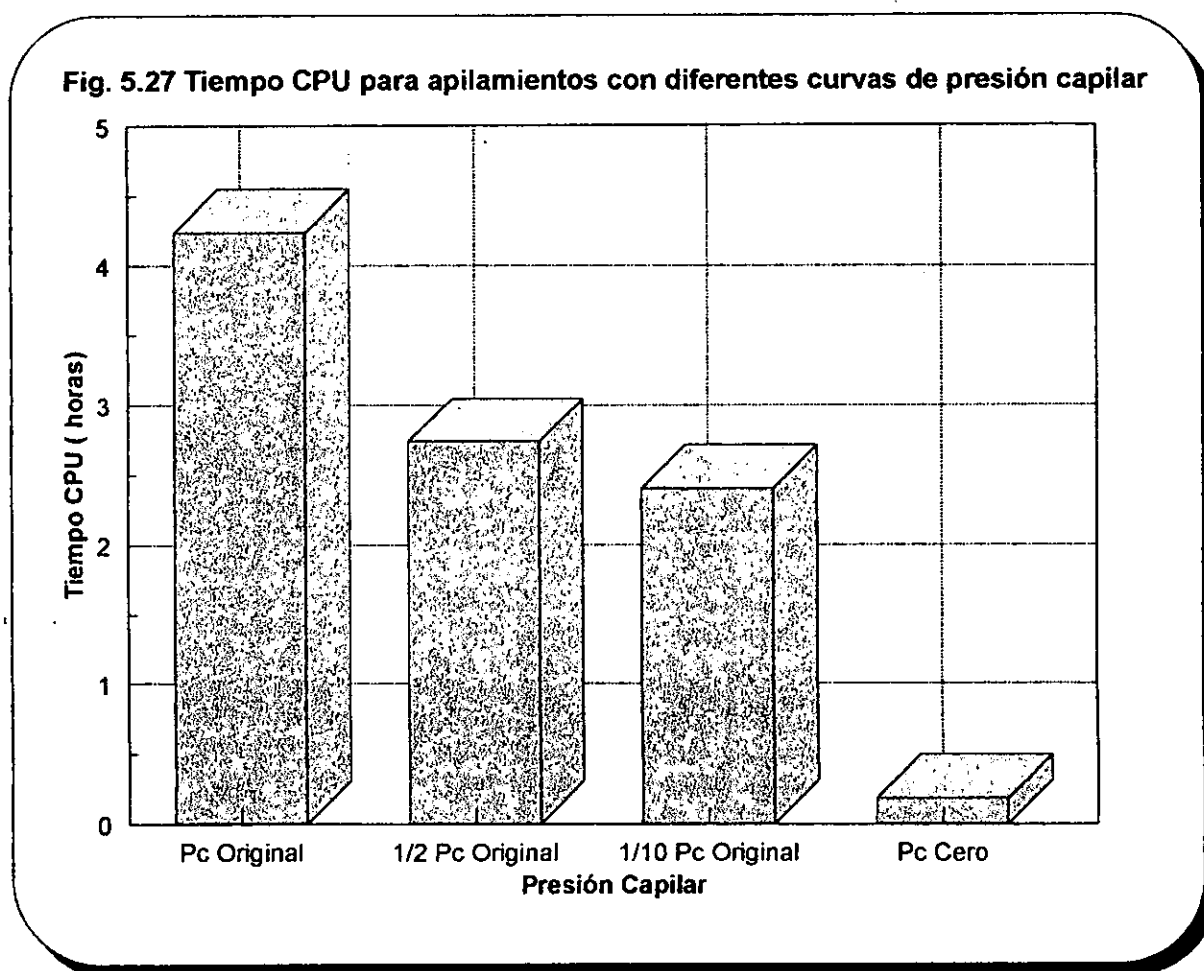


Fig. 5.26 Comportamiento de la Recuperación de Aceite para un Apilamiento de 10 bloques variando la presión capilar





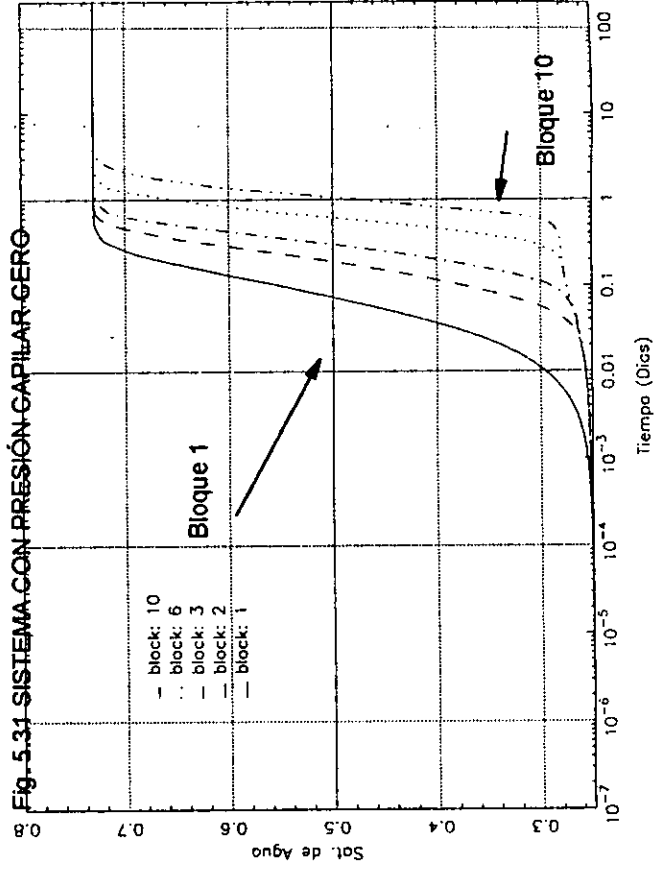
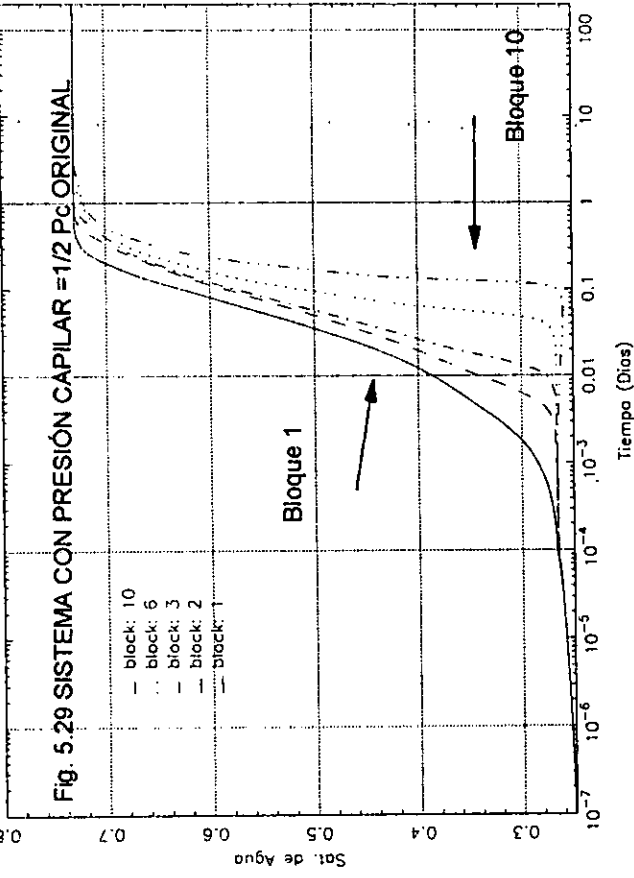
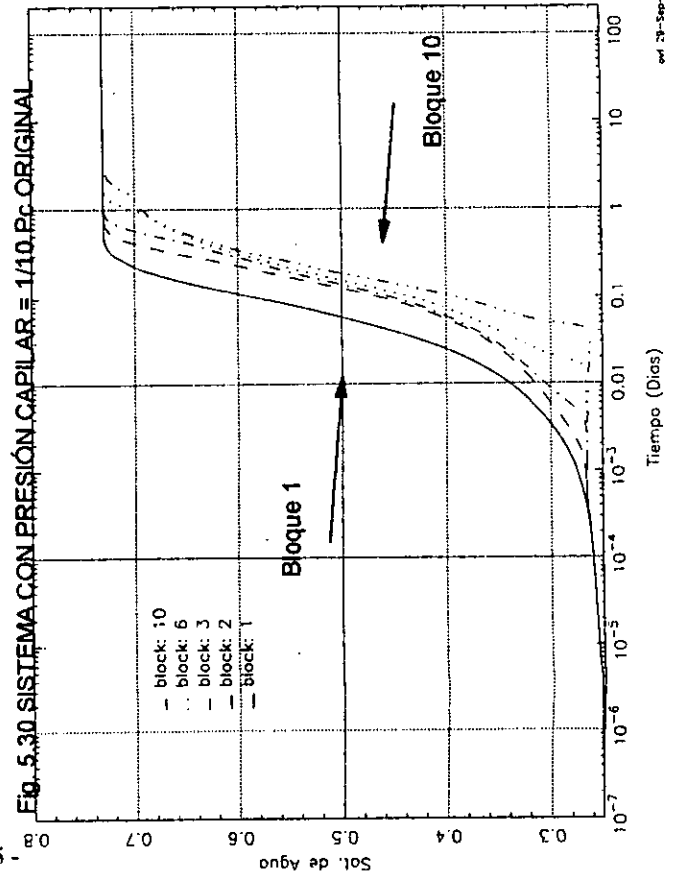
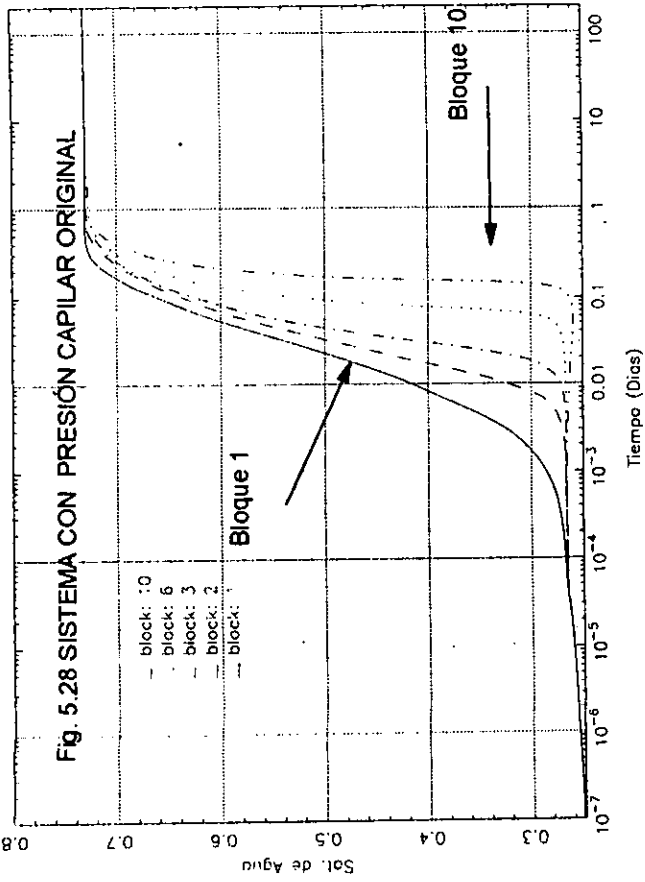
El tiempo de cómputo disminuye al utilizar valores de presión capilar más pequeños, como se ilustra en la figura 5.27.



Los valores de saturación de cada bloque, para cada caso, se ilustran en las siguientes cuatro gráficas (5.28 a 5.31).

En ellas puede observarse claramente que la saturación de agua en cada bloque de matriz aumenta rápidamente en los sistemas con mayor presión capilar, debido al fenómeno de imbibición.

COMPORTAMIENTO DE LA SATURACIÓN DE AGUA PARA CADA BLOQUE





5.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA LA PERMEABILIDAD DE LA MATRIZ

Se realizó el análisis de sensibilidad con la permeabilidad de la matriz con un apilamiento de 10 bloques, para valores de 0.050, 0.040, 0.025 y 0.010 darcies. Los resultados de los gastos netos de aceite, se muestran en las figuras 5.33, 5.34, 5.35 y 5.36, se observa claramente, que el período de saturación de aceite en las fracturas verticales, disminuye en sistemas con valores de permeabilidad de matriz menores.

El tiempo de cómputo utilizado en los casos antes mencionados se muestra en la figura 5.32.

Fig. 5.32 Tiempo CPU para apilamientos con diferente permeabilidad absoluta de la matriz

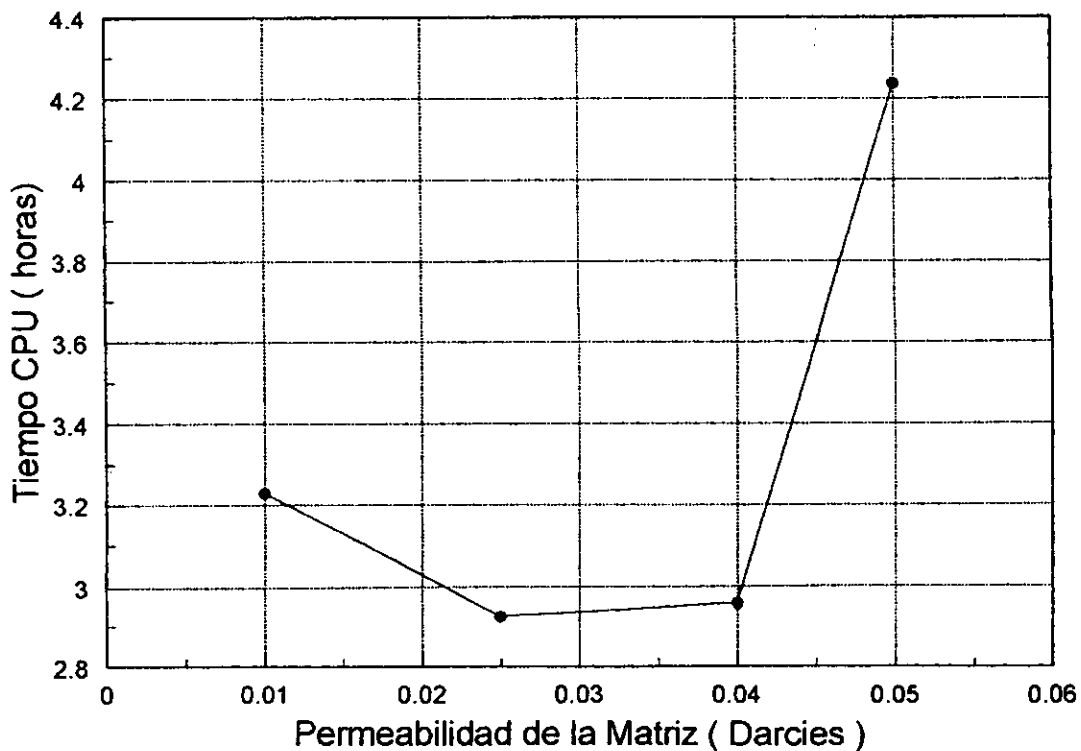


Fig. 5.33 Función de Transferencia para Permeabilidad de la Matriz = 0.050 Darcies (Datos Originales)

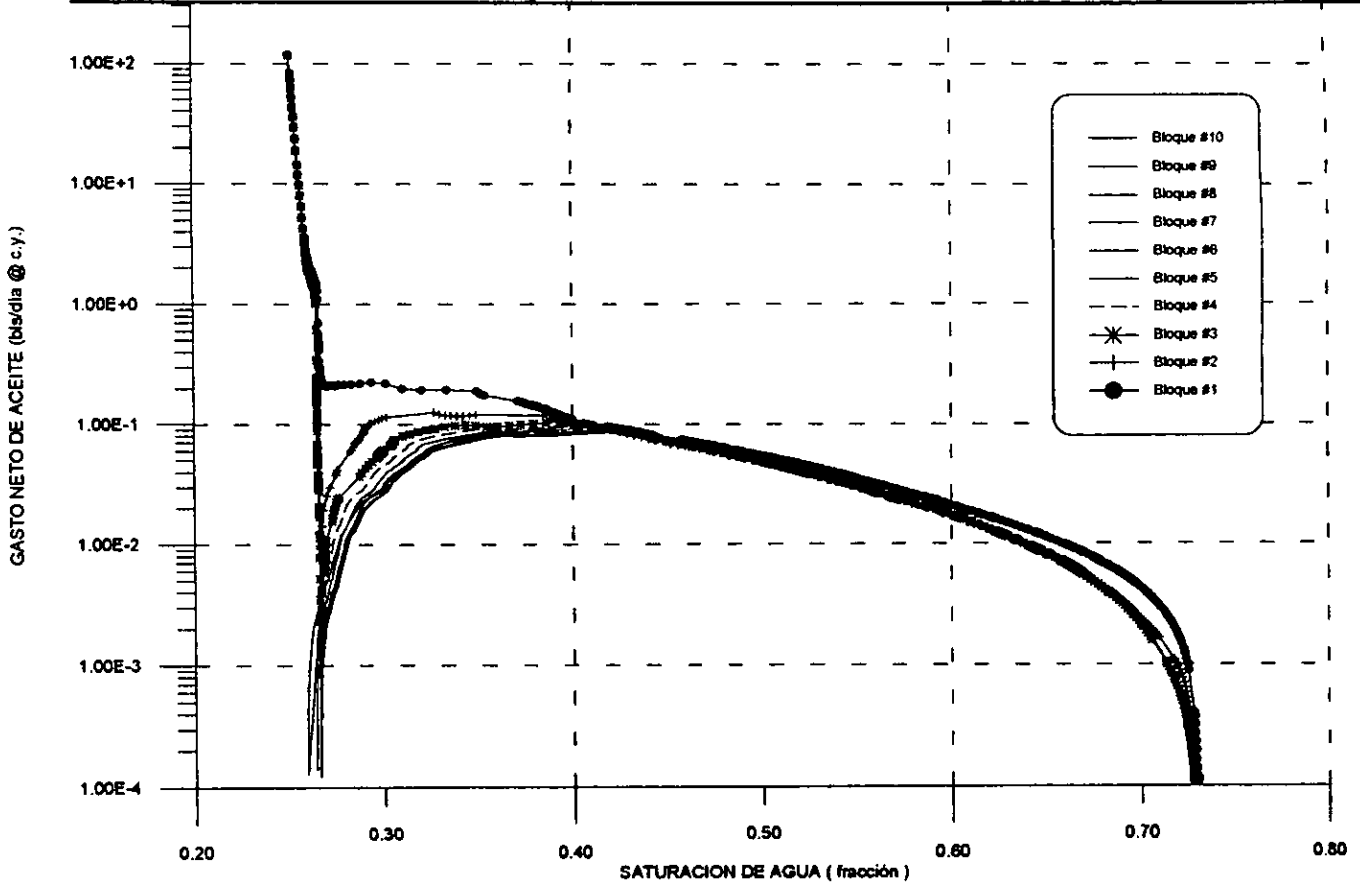
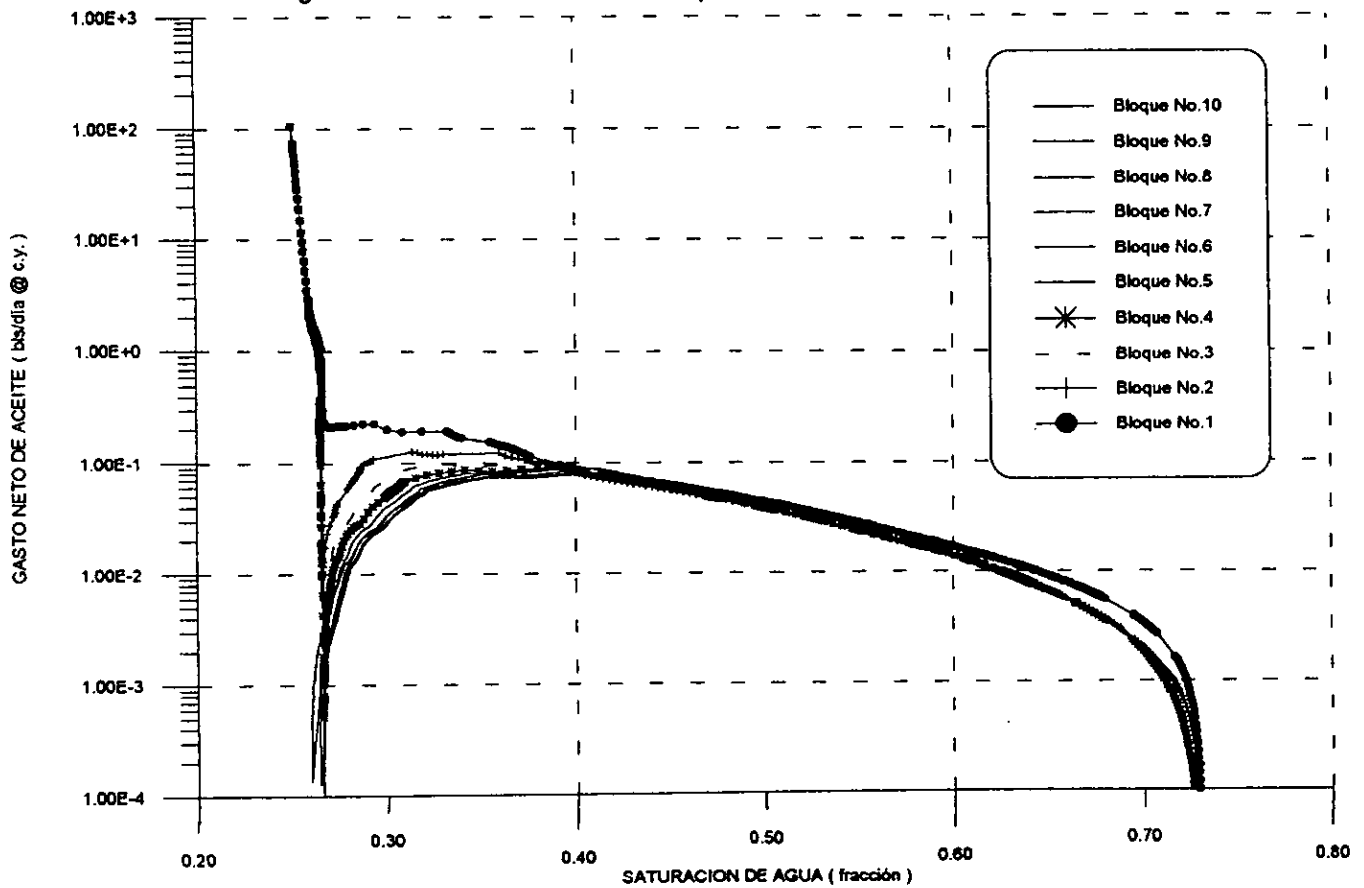


Fig. 5.34 Función de Transferencia para Permeabilidad de la Matriz = 0.040 Darcies



Función de Transferencia para Permeabilidad de Matriz = 0.025 Darcies

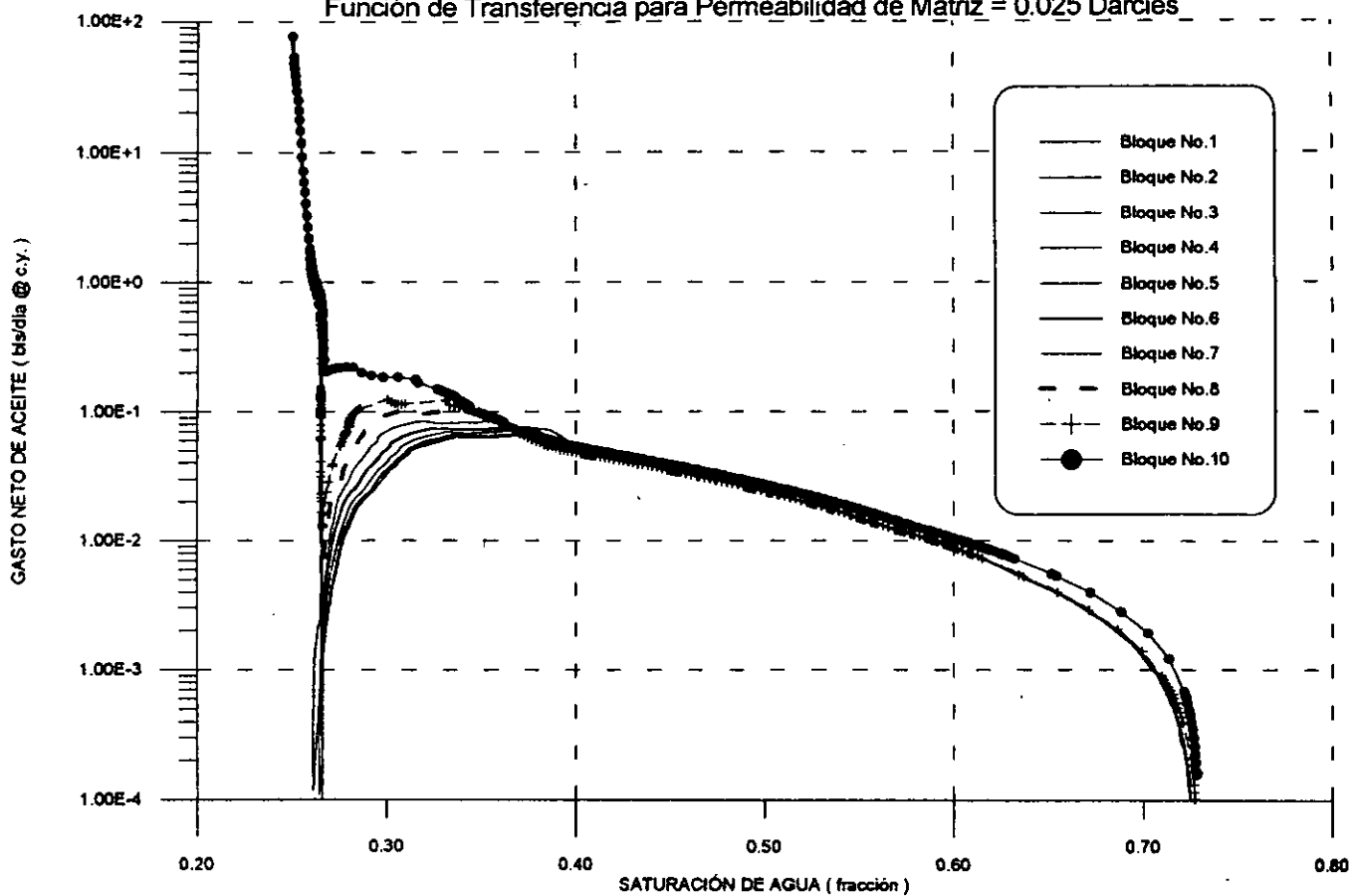
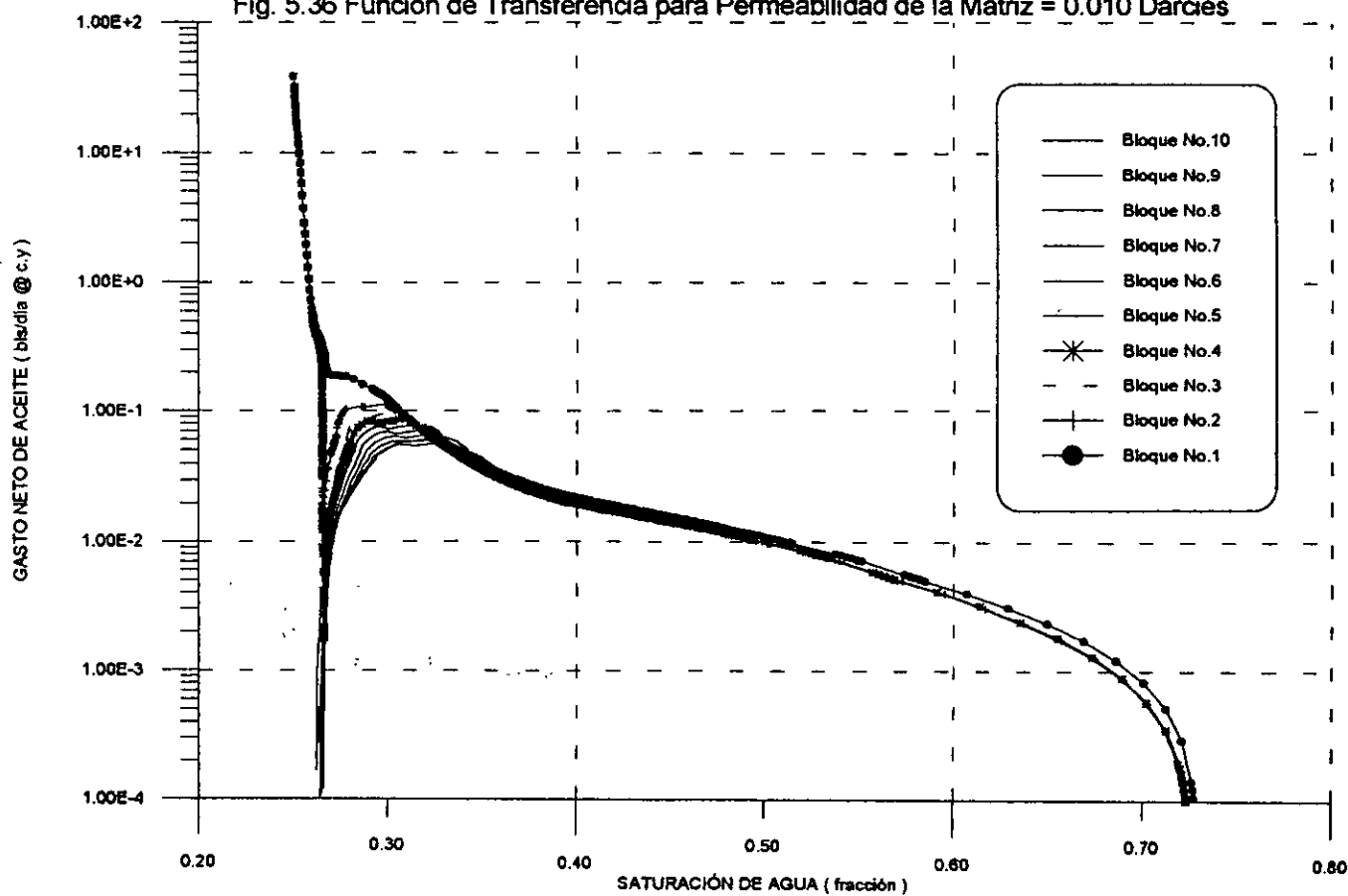


Fig. 5.36 Función de Transferencia para Permeabilidad de la Matriz = 0.010 Darcies





En las figuras 5.37, 5.38, 5.39 y 5.40, se muestran los comportamientos de las propiedades medias de la matriz y en las figuras 5.41 y 5.42 la recuperación de aceite en escalas semilogarítmica y doble logarítmica. Los resultados muestran que en sistemas con permeabilidad de matriz pequeña, la presión media del sistema matriz se incrementa durante el experimento, y en la etapa final del experimento el valor es el mismo para todos los casos.

Debido a las altas permeabilidades de la matriz los gastos netos de aceite son mayores. La figura 5.41 muestra que la recuperación de aceite es más rápida cuando las permeabilidades de la matriz son mayores.

El comportamiento de la recuperación de aceite vs. tiempo en una escala doble logarítmica muestra en la figura 5.42 una linealidad en todos los casos simulados; esto ocurre, cuando las fracturas verticales están predominantemente saturadas con agua y es debido a los altos valores de capilaridad.

En la figura 5.42 se ilustra que la recuperación de aceite tiene un comportamiento lineal durante el período de saturación de agua de las fracturas verticales, esto ocurre para cualquier caso simulado con diferente permeabilidad de matriz y con valores muy similares. Esta tendencia durante la etapa de saturación de agua de las fracturas verticales coincide con el uso de los factores de escalamiento que posteriormente se explica en el Capítulo VI.

A tiempos cortos, durante el inicio del experimento se observa que no existe linealidad en este proceso; sin embargo, el porcentaje de recuperación de aceite para este período de tiempo es insignificante comparado con la recuperación total del sistema.

Por otra parte, es necesario que este proceso se muestre debido a que es una etapa importante donde el fenómeno de imbibición de agua tiene un gran impacto sobre el sistema y representa el comportamiento real de un sistema mojado por agua.

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

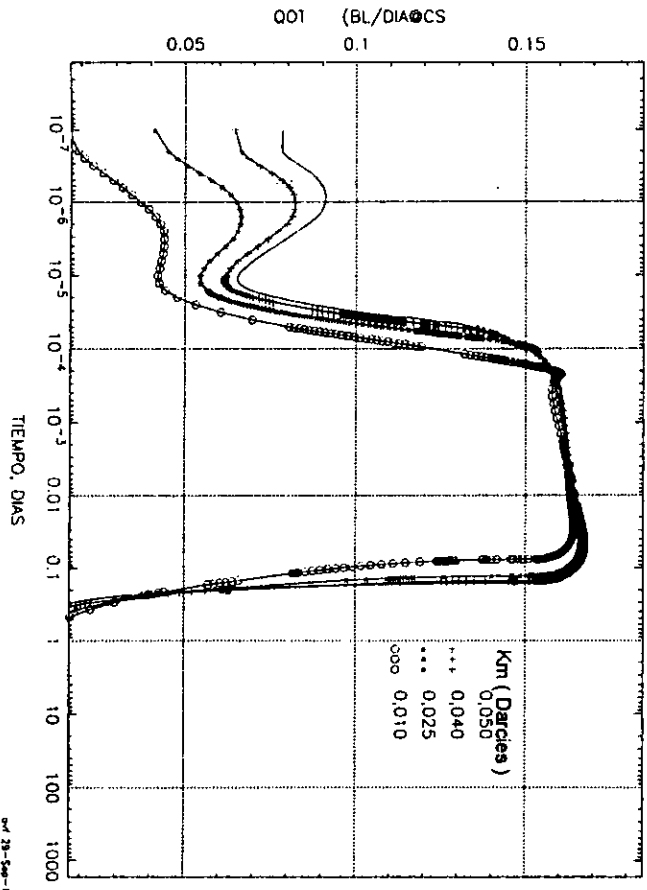


FIG. 5.39 QOT VS. TEMPO

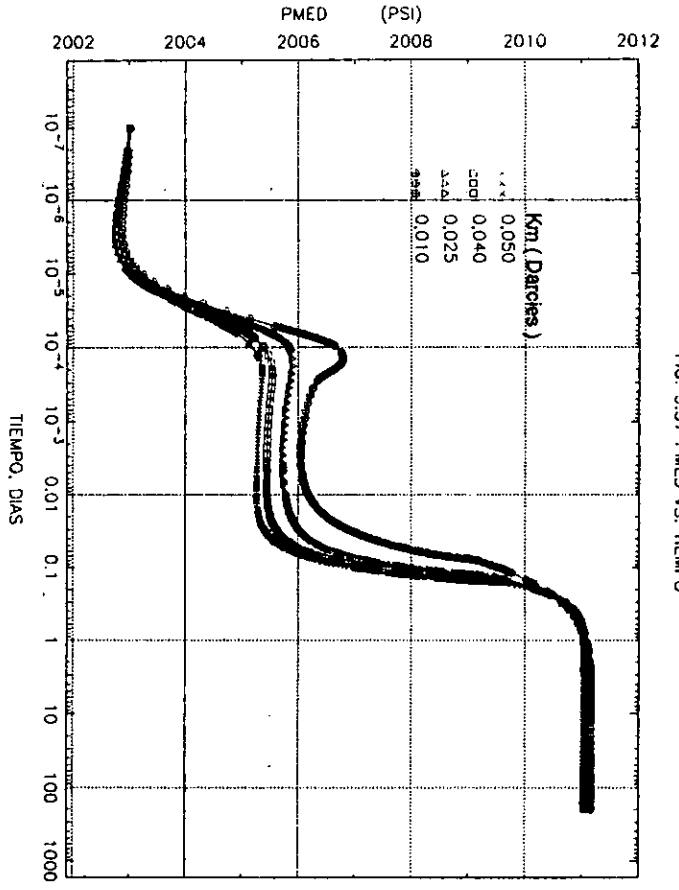


FIG. 5.37 PMED VS. TEMPO

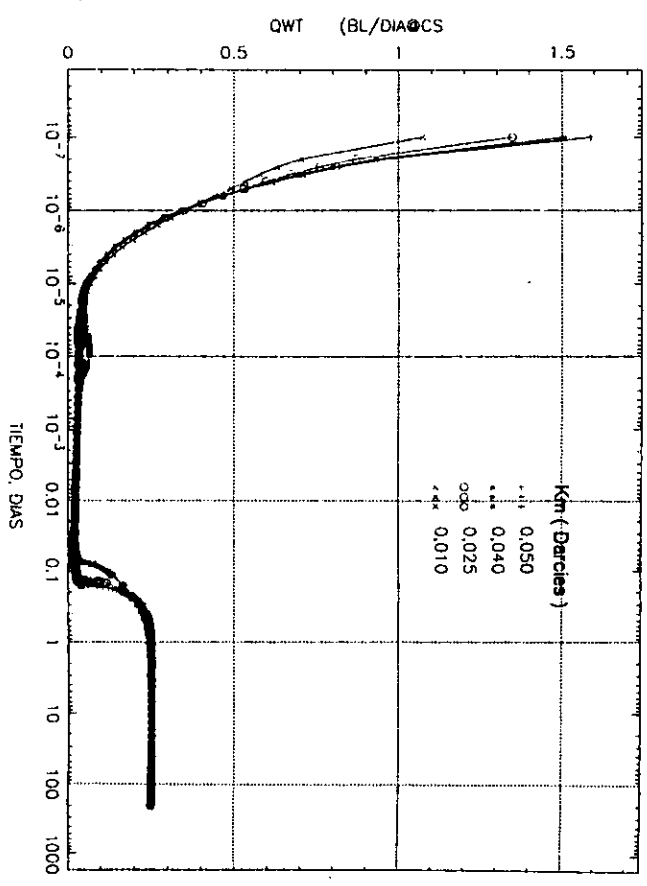


FIG. 5.40 QWT VS. TEMPO

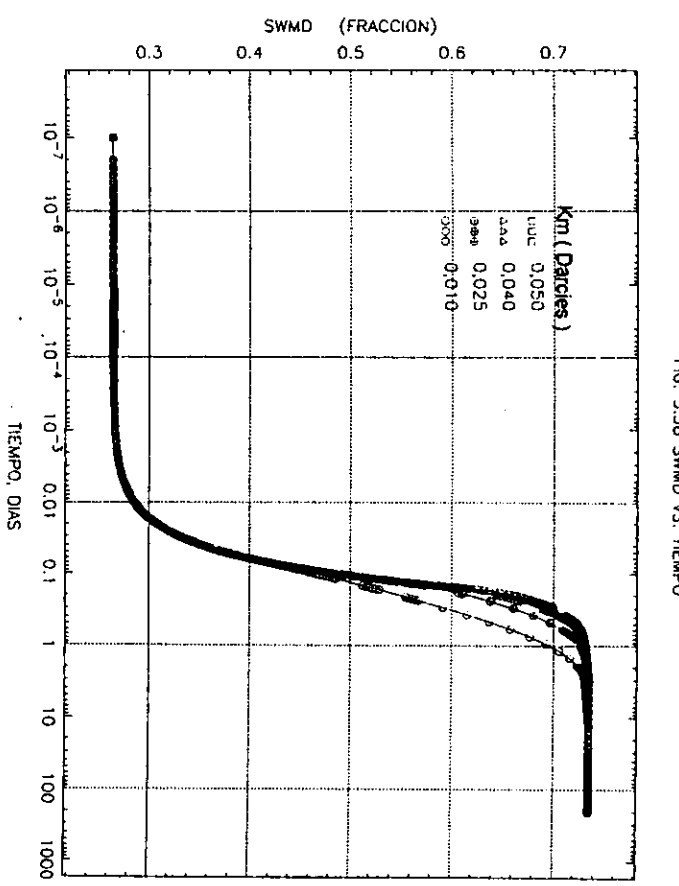


FIG. 5.38 SWMD VS. TEMPO

FIG. 5.41 NP VS. TIEMPO

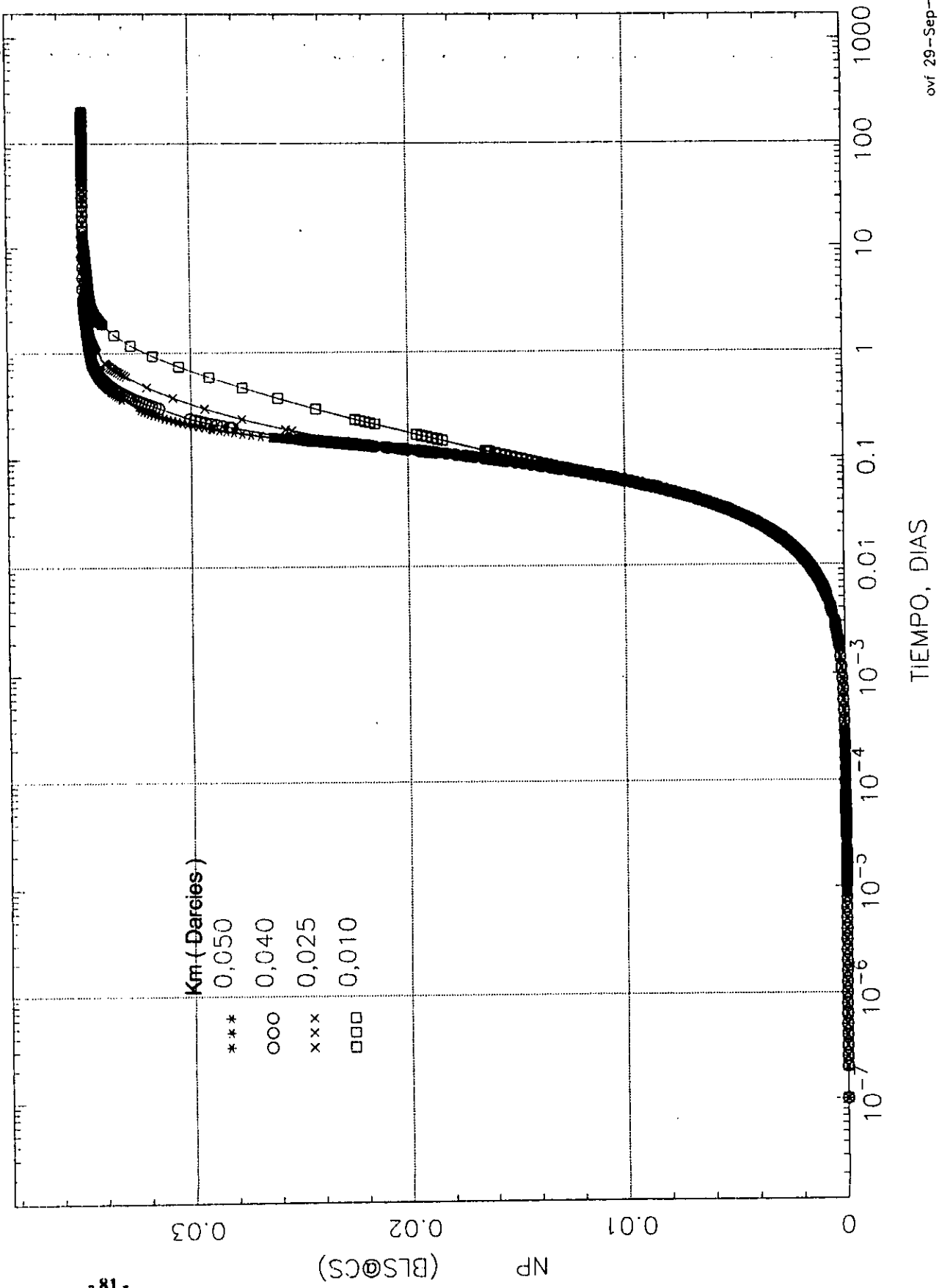
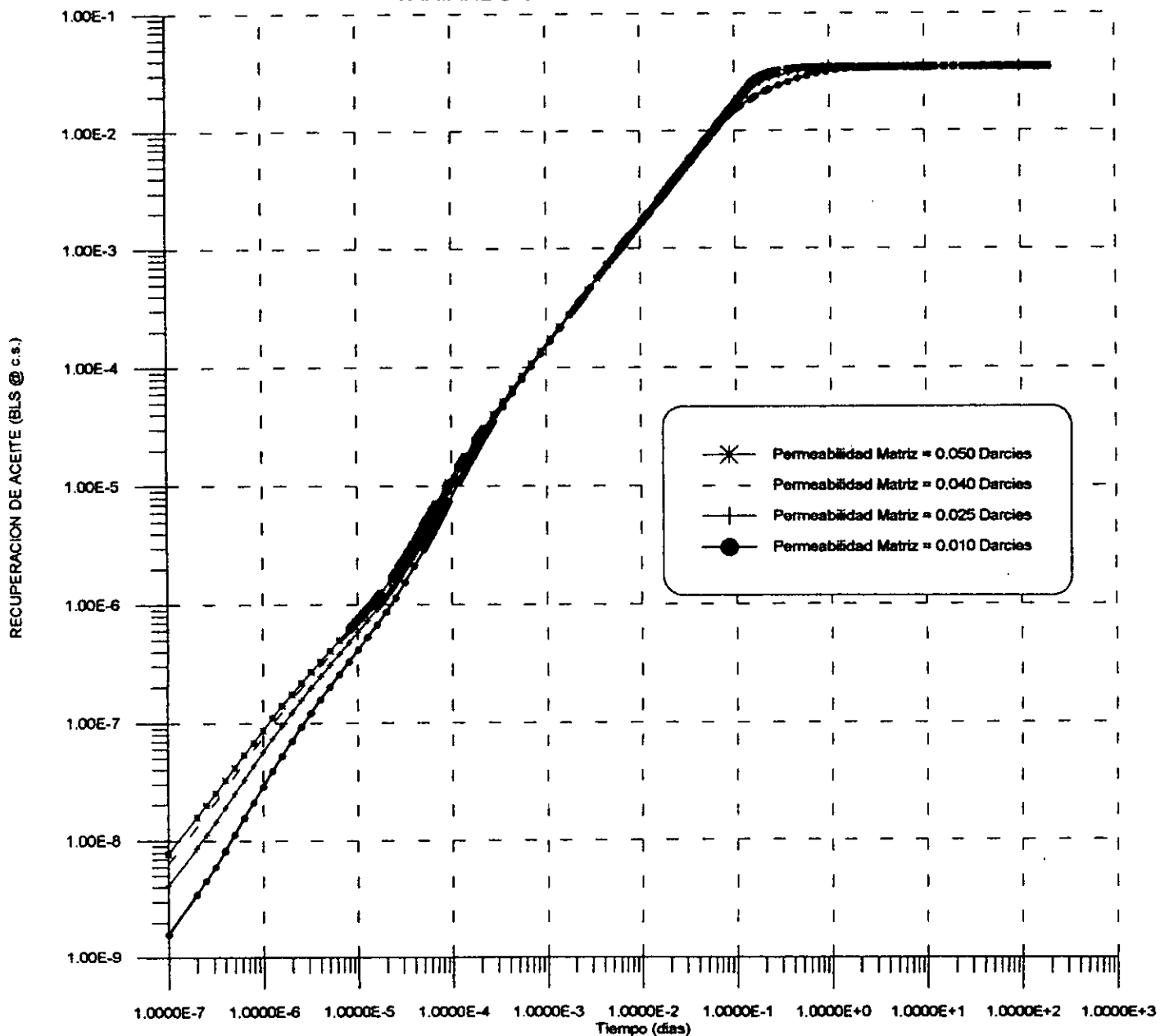




Fig. 5.42 COMPORTAMIENTO DE LA RECUPERACIÓN DE ACEITE EN UN APILAMIENTO CON 10 BLOQUES
VARIANDO LA PERMEABILIDAD DE LA MATRIZ

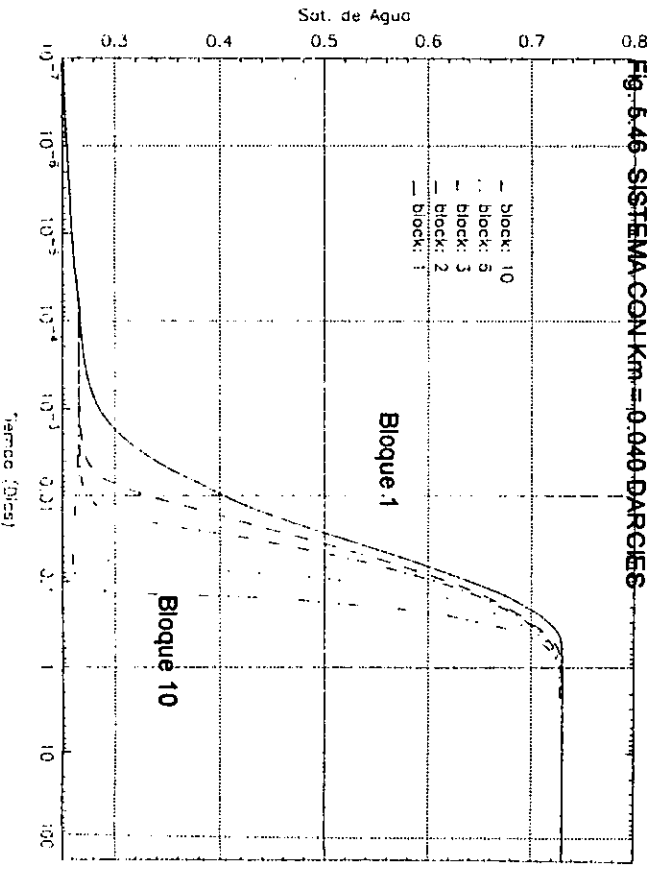
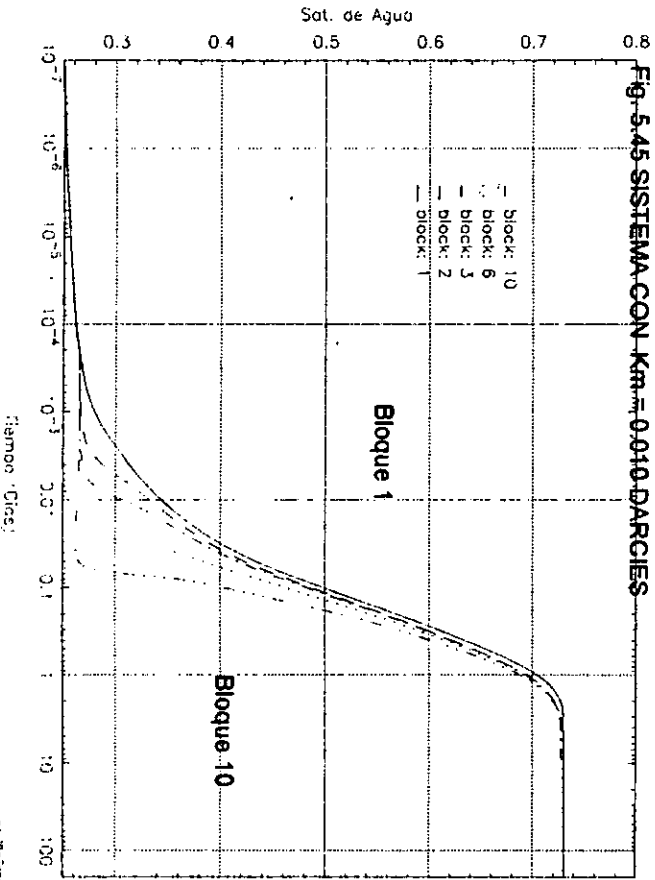
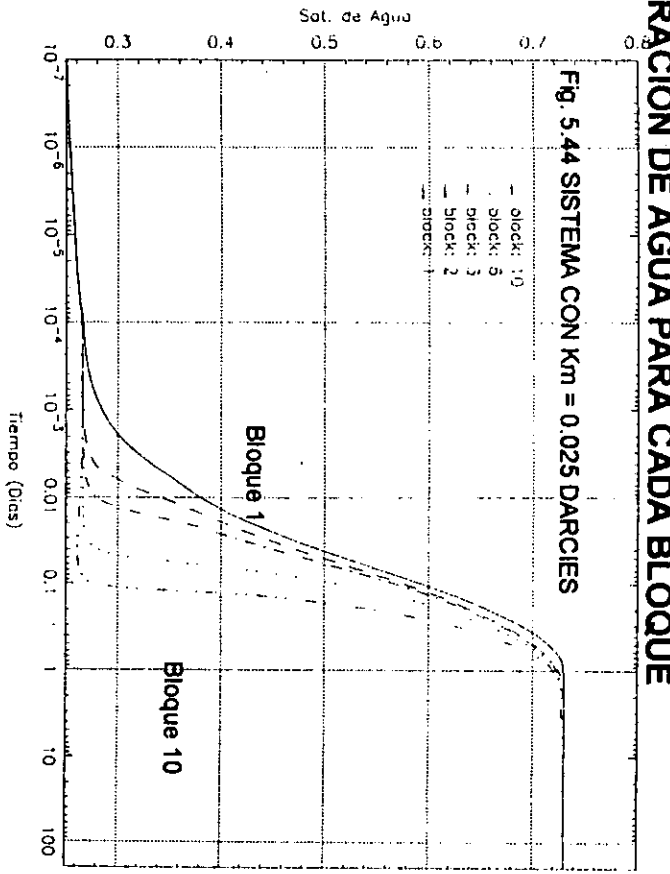
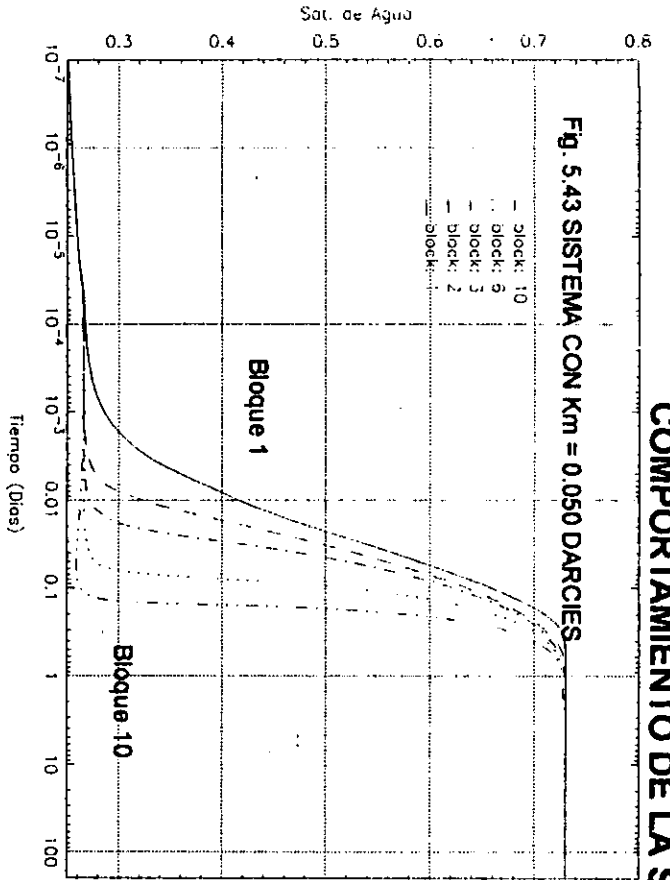




Los comportamientos de la saturación de agua para cada bloque, se ilustran en las figuras 5.43, 5.44, 5.45 y 5.46; estos valores, deberán de ser reproducidos con el modelo de doble porosidad modificado propuesto, utilizando las funciones de transferencia previamente desarrolladas.

En estas gráficas se muestran los comportamientos de saturación de agua para los bloques de matriz 10, 6, 3, 2 y 1 para cuatro casos con diferentes valores de permeabilidad (50, 40, 25 y 10 md); Observando que las curvas de saturación de agua con valores de permeabilidades de matriz de 10 md tienden a unirse durante la etapa final del experimento y para los casos con mayor permeabilidad de matriz, la distribución de saturación de agua para cada bloque varía notablemente tendiendo a separarse las curvas.

COMPORTAMIENTO DE LA SATURACIÓN DE AGUA PARA CADA BLOQUE





5.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CON LA POROSIDAD DE LA MATRIZ.

Se realizó el análisis de sensibilidad variando la porosidad de la matriz, con un apilamiento de 10 bloques, manteniendo los demás parámetros constantes. Los casos simulados se efectuaron para porosidades de 0.12 (datos originales), 0.13, 0.10, 0.08 y 0.05; y los resultados muestran comportamientos de las funciones de transferencia muy similares como se muestran en las figuras 5.47, 5.48, 5.49, 5.50 y 5.51.

Fig. 5.47 Función de Transferencia para Porosidad de Matriz = 0.12 (Datos Originales)

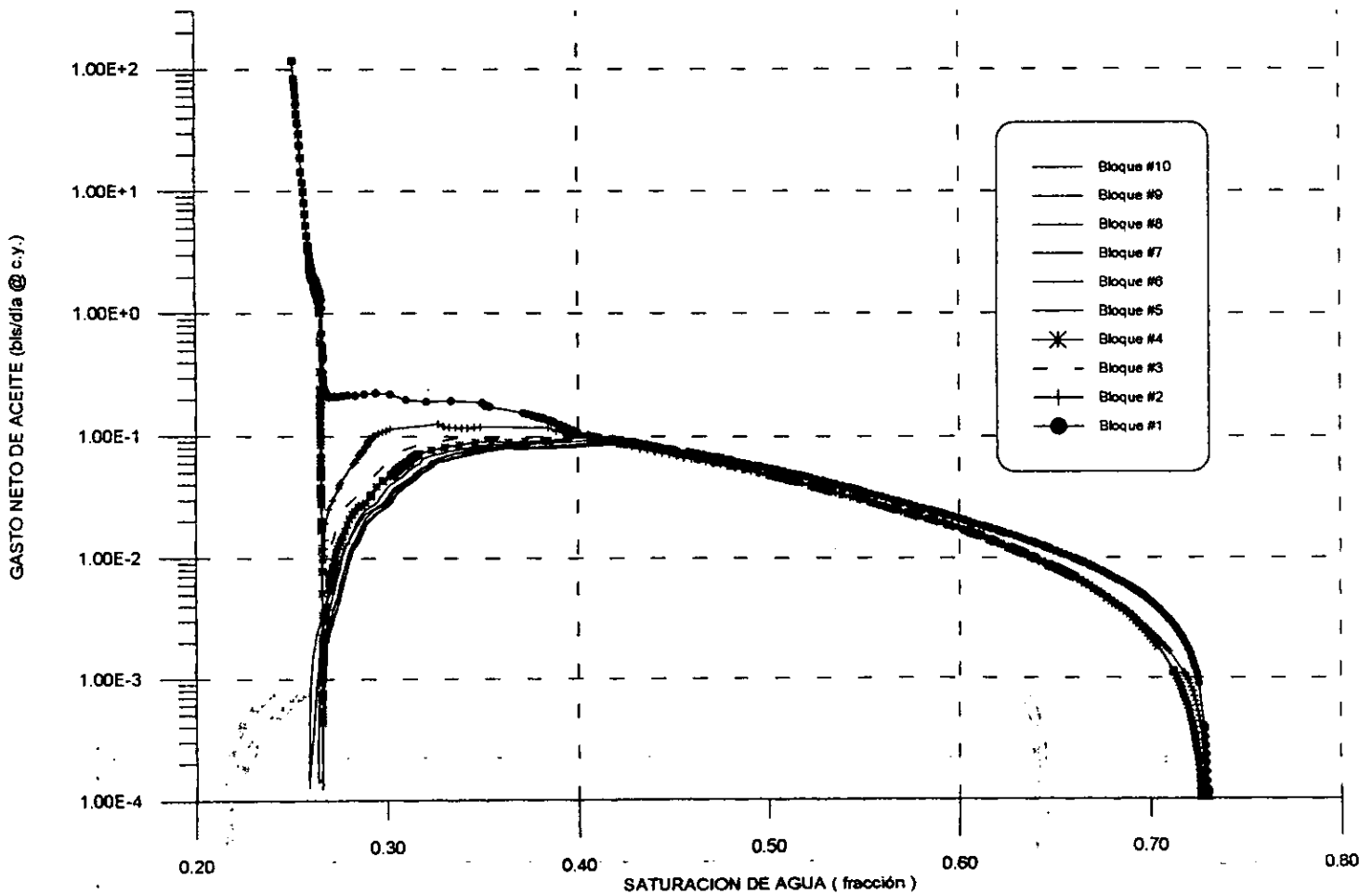


Fig. 5.48 Función de Transferencia para Porosidad de Matriz = 0.13

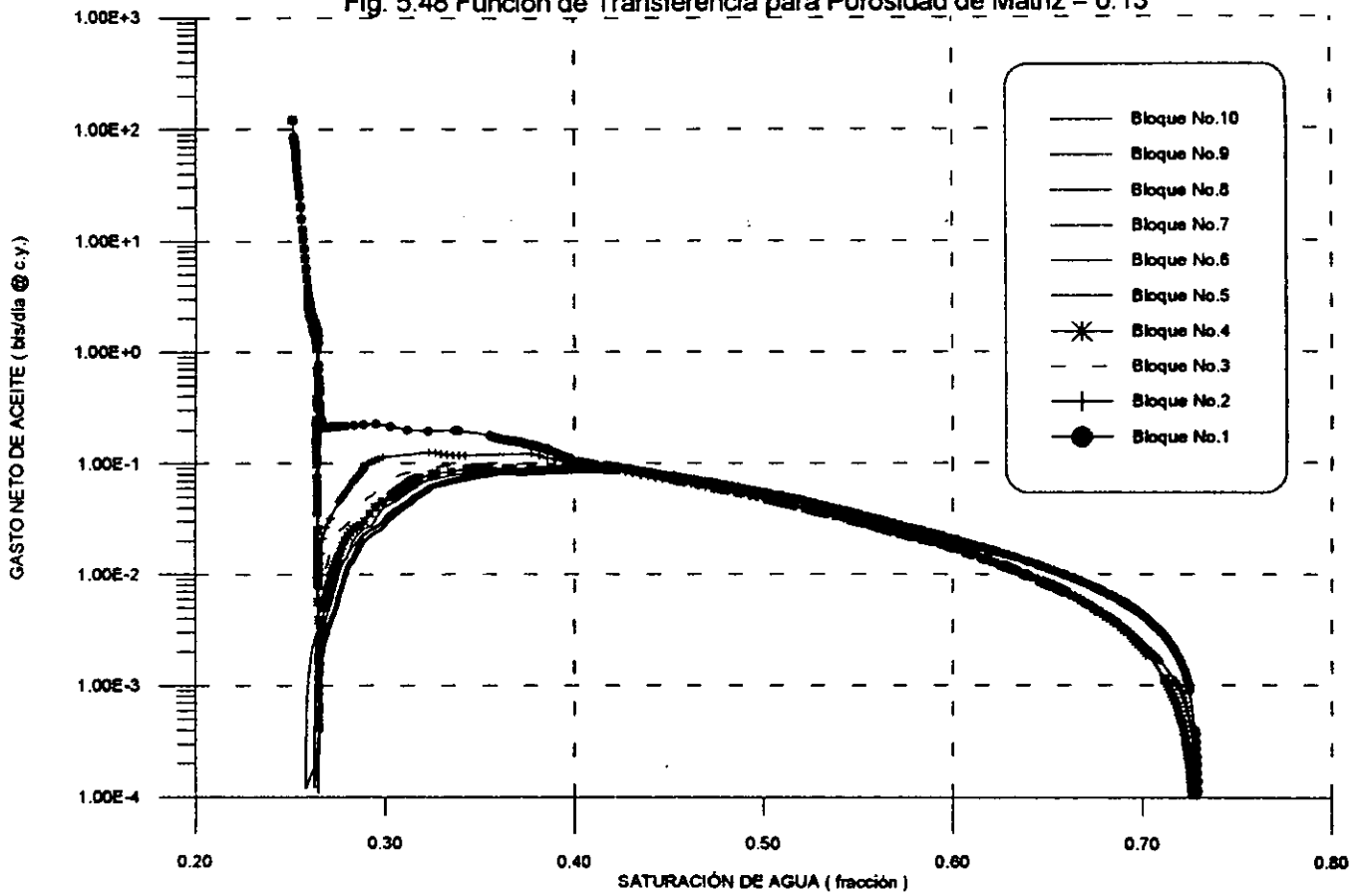


Fig. 5.49 Función de Transferencia para Porosidad de Matriz = 0.10

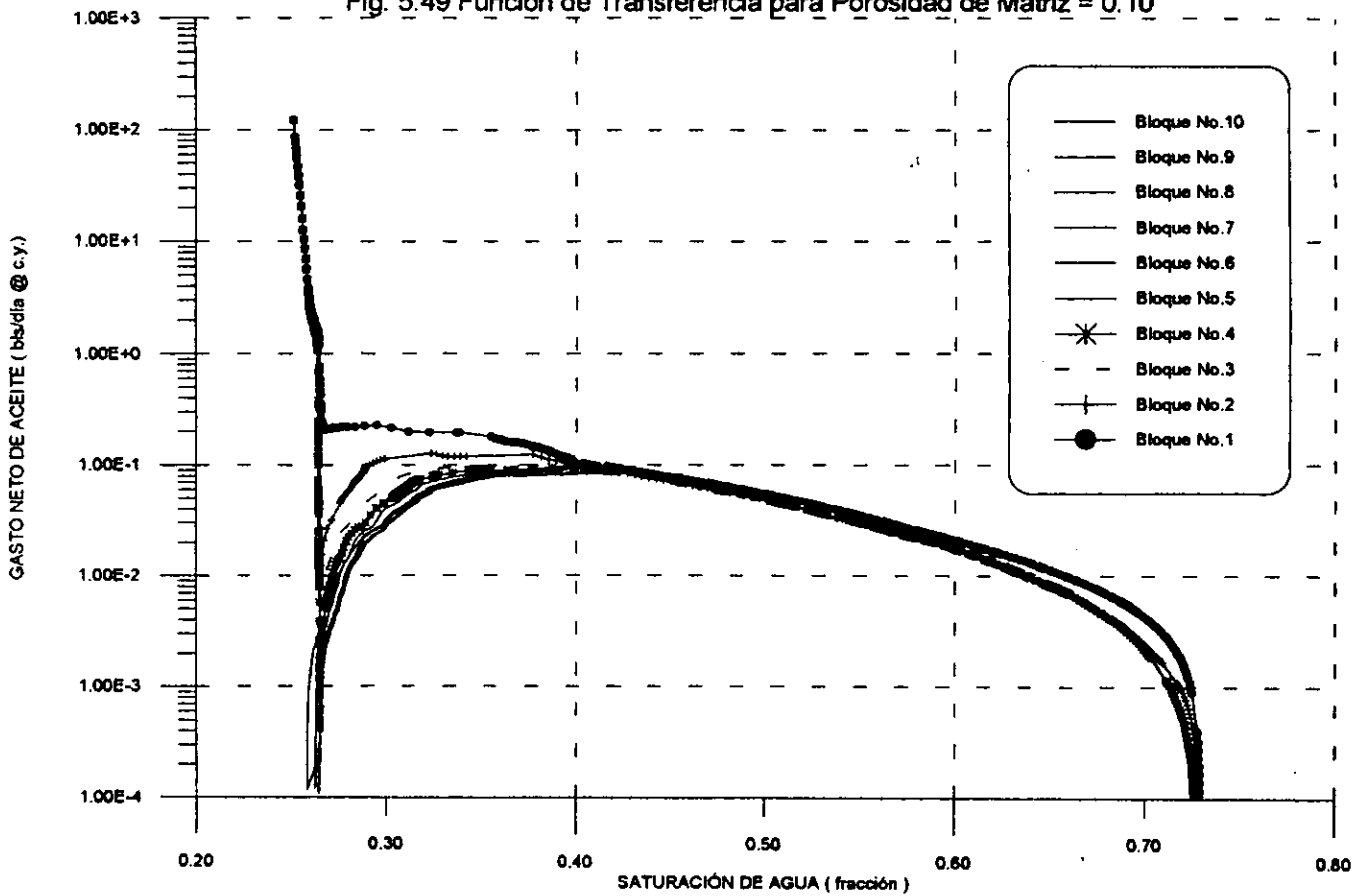


Fig. 5.50 Función de Transferencia para Porosidad de la Matriz = 0.08

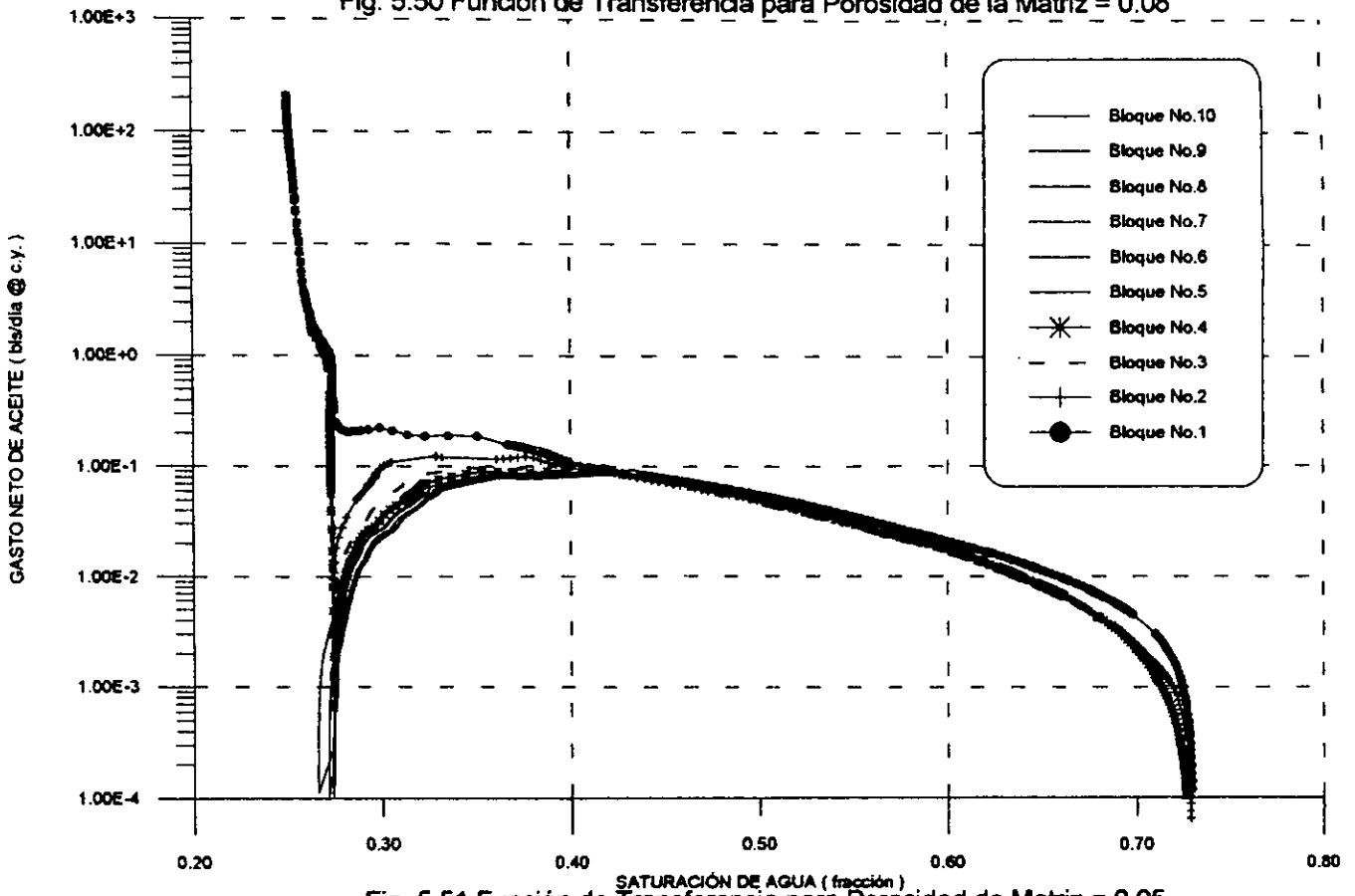
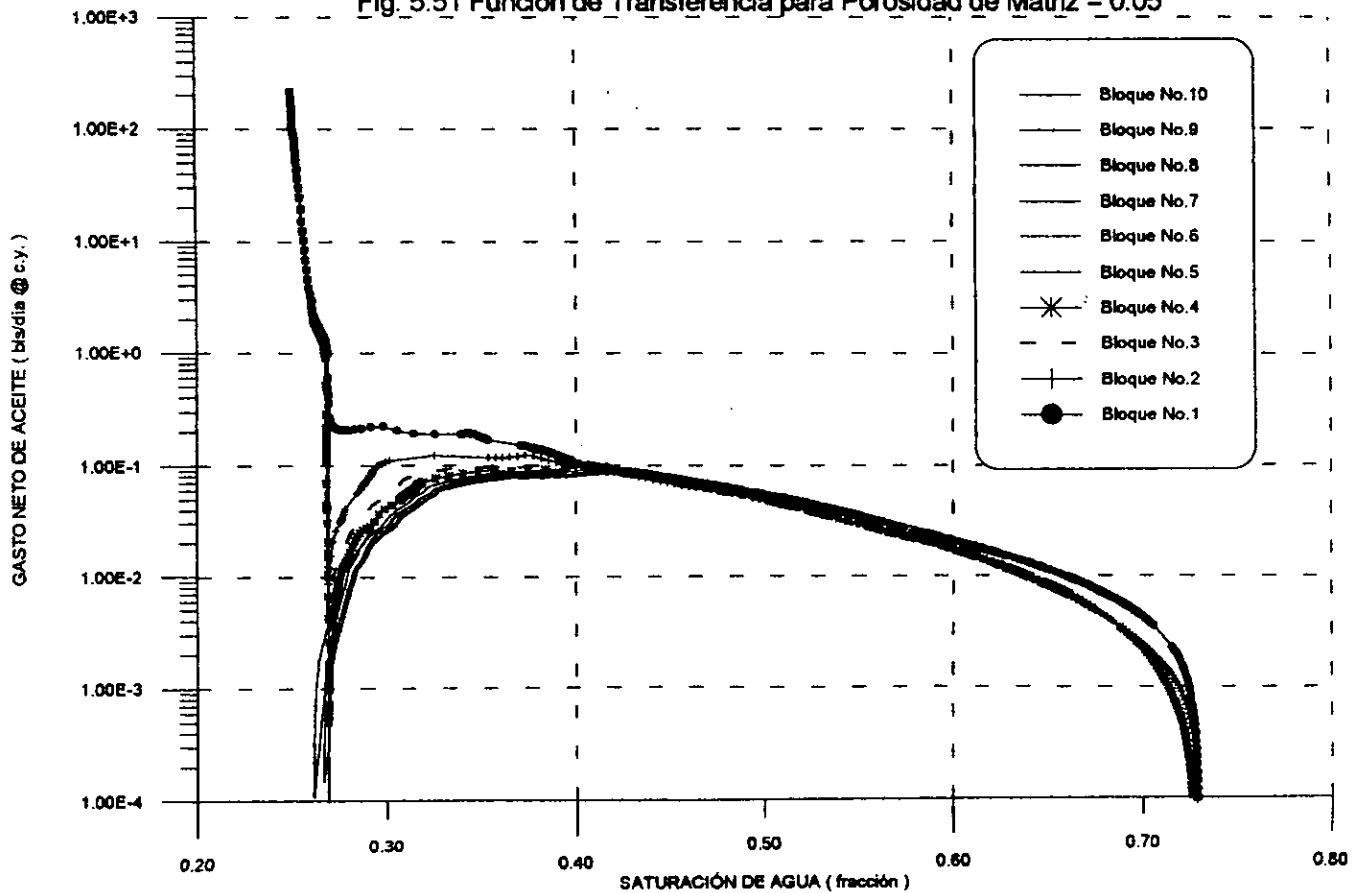


Fig. 5.51 Función de Transferencia para Porosidad de Matriz = 0.05





Al comparar los comportamientos de las funciones de transferencia con el caso original (porosidad de la matriz = 0.12%) como se ilustra en las figuras 5.52, 5.53, 5.54 y 5.55, se observa en todos los casos simulados que los gastos netos de aceite son iguales durante todo el proceso.

Fig. 5.52 FUNCION DE TRANSFERENCIA PARA POROSIDADES DE MATRIZ = 0.12 y 0.08

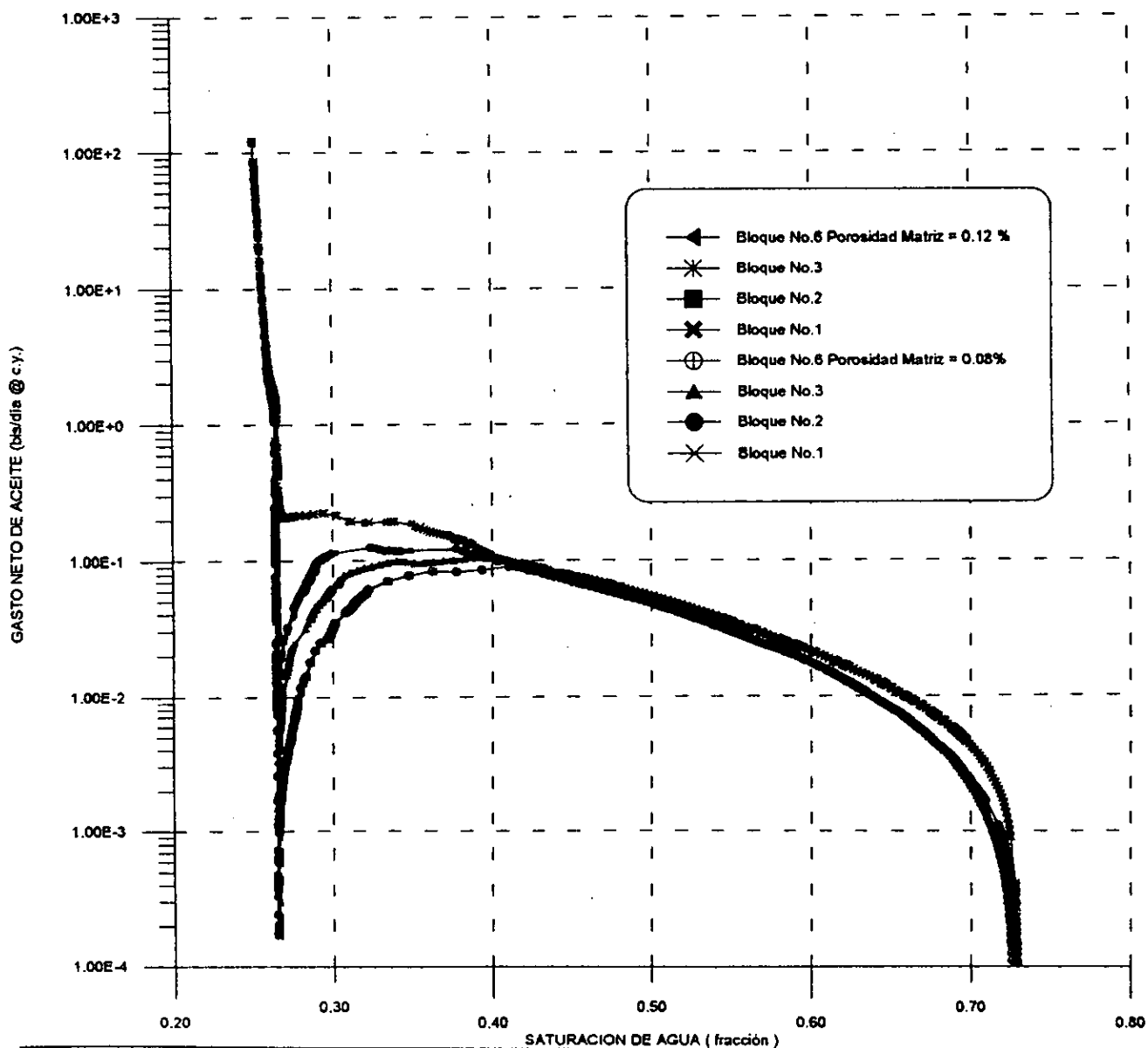




Fig. 5.53 FUNCION DE TRANSFERENCIA PARA POROSIDADES DE MATRIZ DE 0.12 Y 0.05

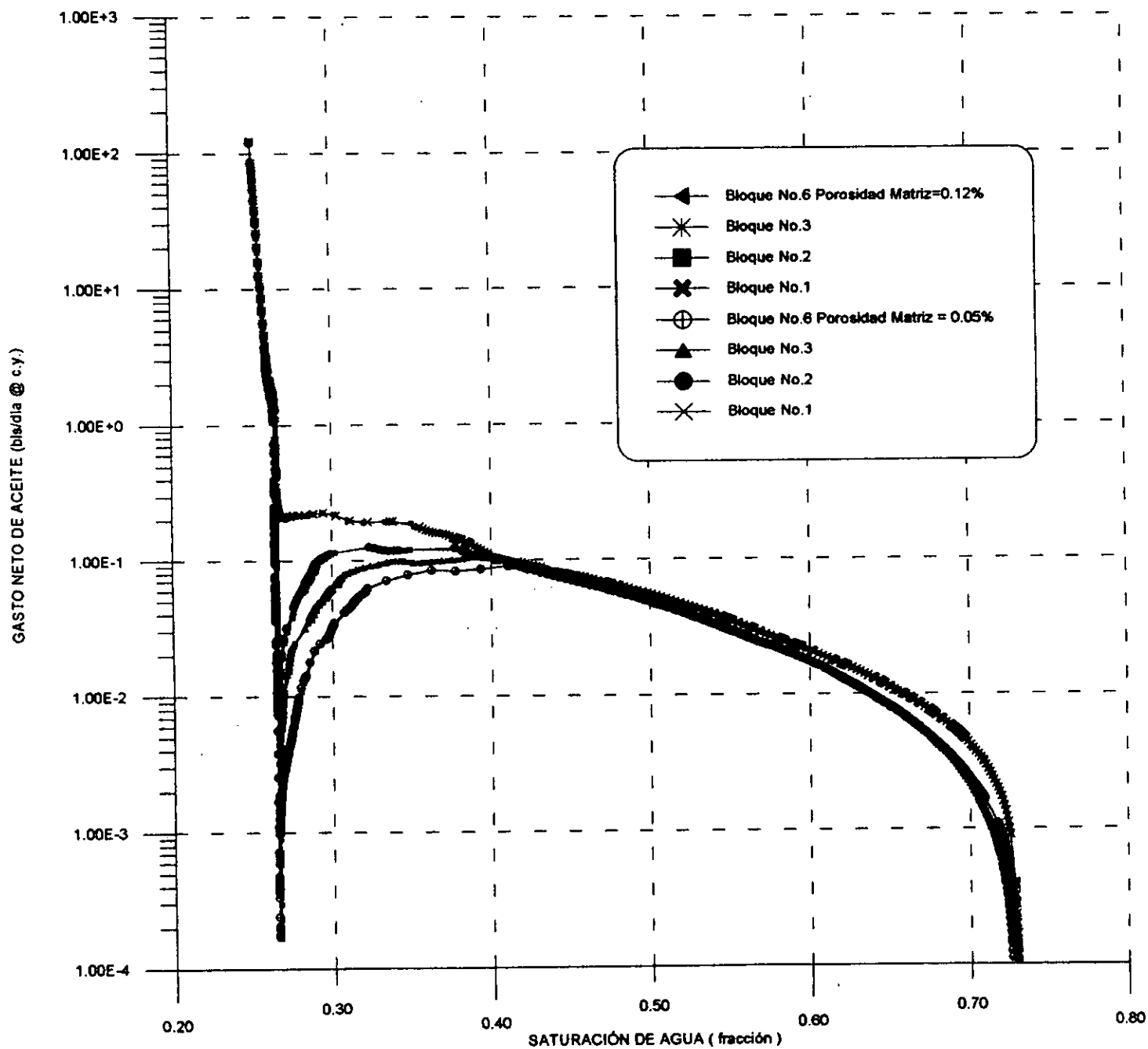




Fig. 5.54 FUNCION DE TRANSFERENCIA PARA POROSIDADES DE MATRIZ = 0.12 Y 0.10

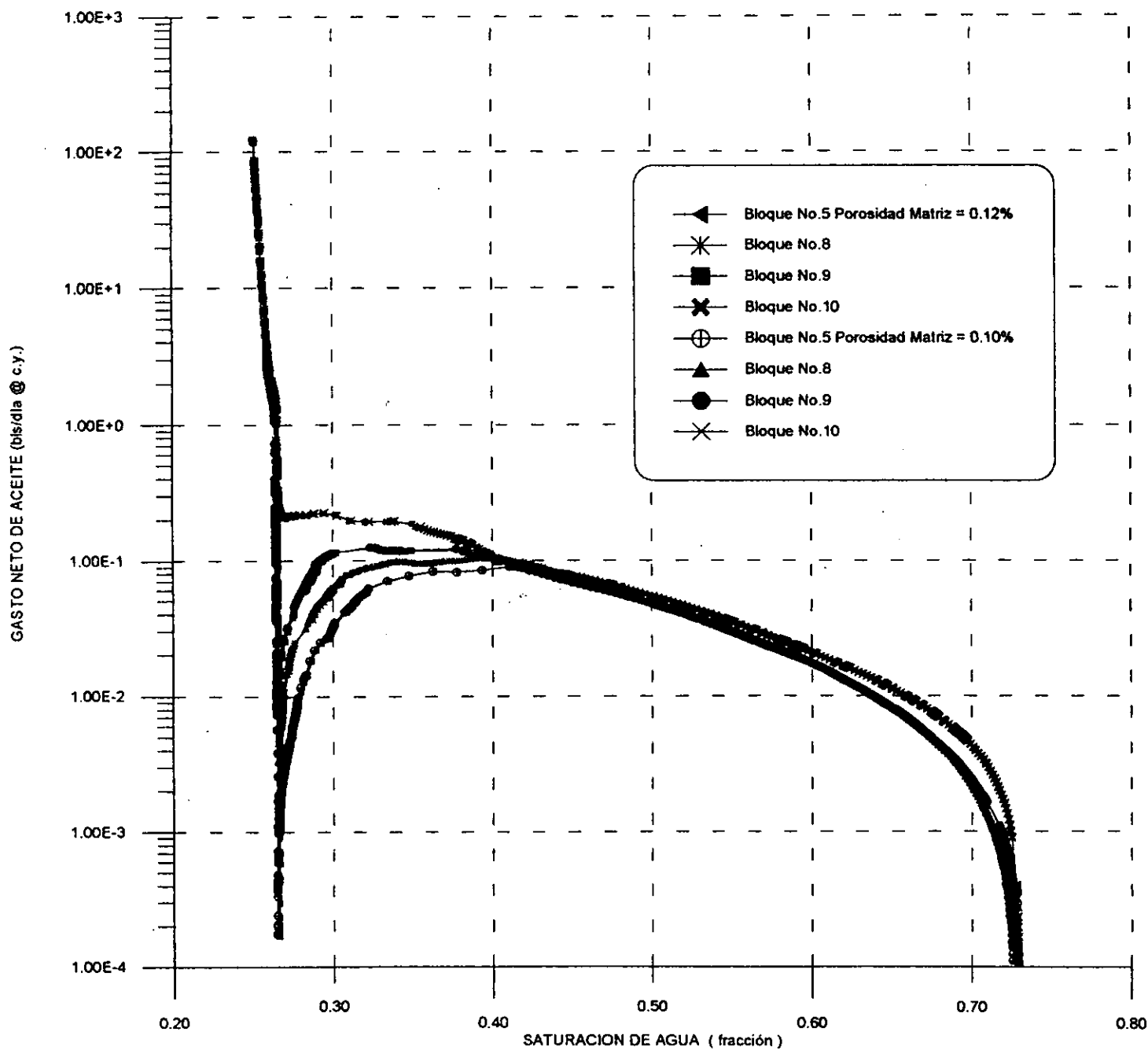
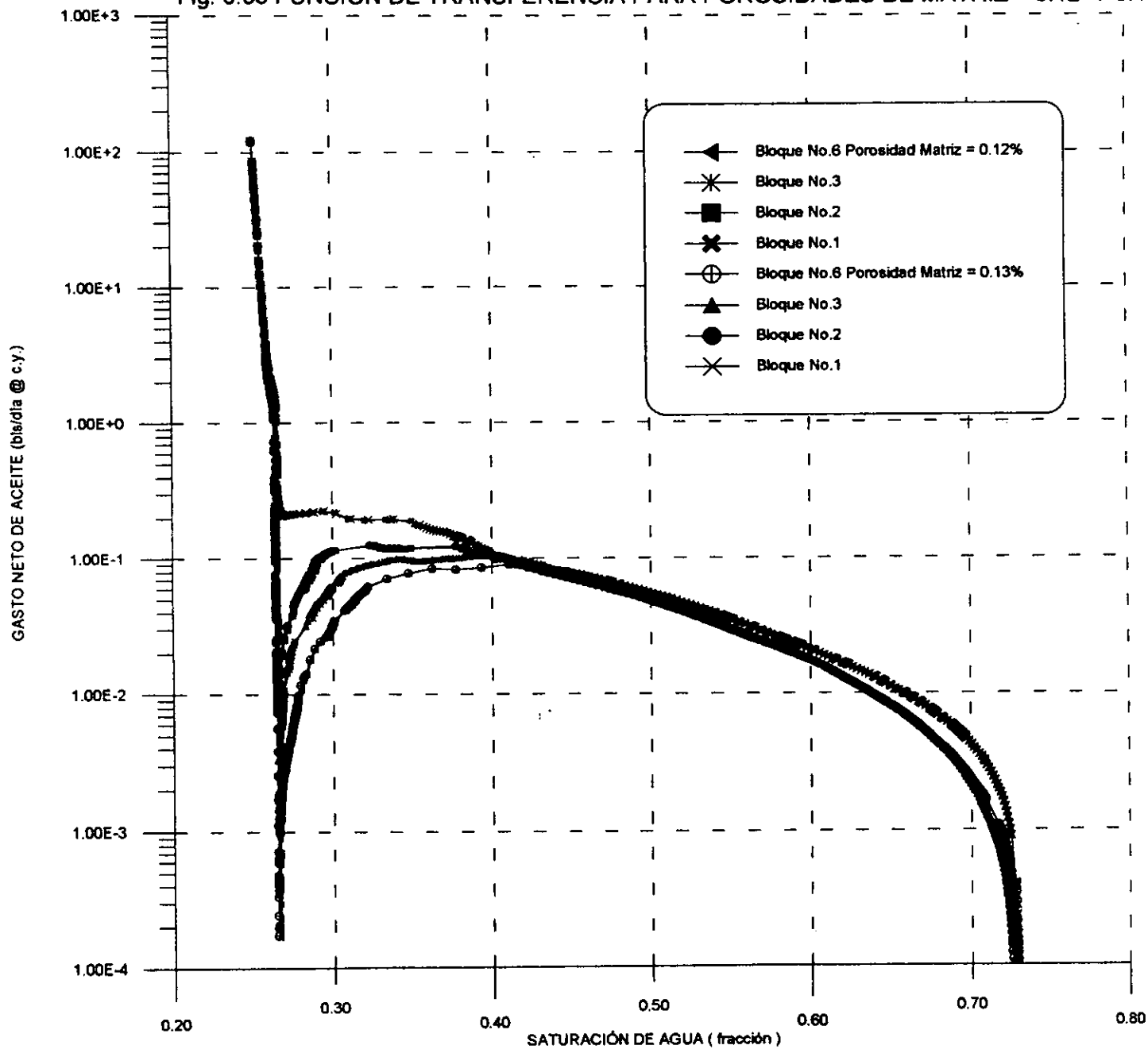




Fig. 5.55 FUNCION DE TRANSFERENCIA PARA POROSIDADES DE MATRIZ = 0.12 Y 0.13





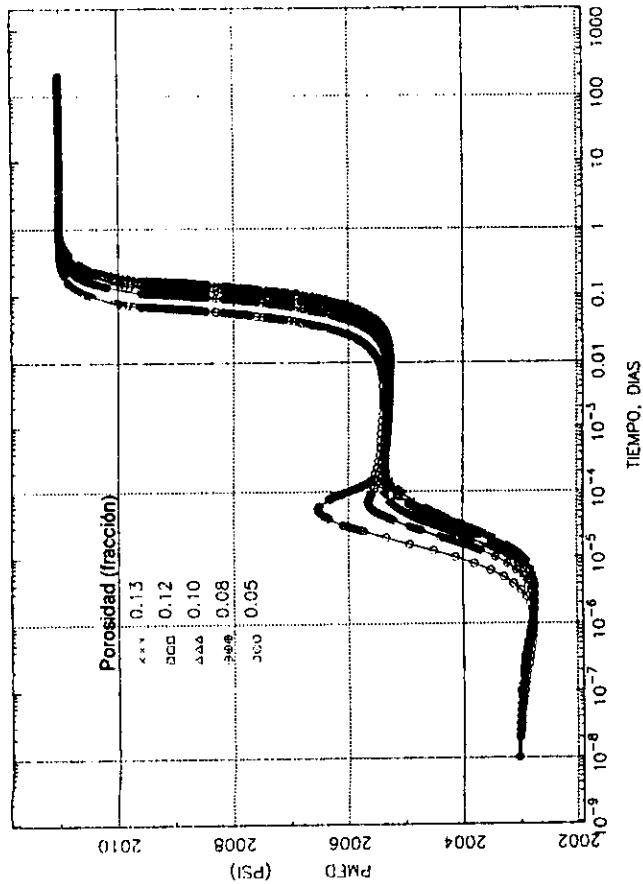
Los resultados de las propiedades medias tienen comportamientos muy diferentes al variar este parámetro, se observa en la figura 5.56, que la presión media del sistema matriz se incrementa durante el experimento al utilizar valores de porosidad bajos.

Los gastos de aceite, son mayores al inicio del experimento en sistemas con mayor porosidad de matriz y durante la etapa final del desplazamiento, su comportamiento es inverso.

La figura 5.60 muestra que la recuperación de aceite vs. tiempo, en escala semilogarítmica, es menor en medios porosos pequeños y su comportamiento durante casi todo el experimento es el mismo que el observado para sistemas con diferentes valores de porosidad.

En las figuras 5.61, 5.62, 5.63 y 5.64 se muestran los comportamientos de la saturación de agua a nivel bloque de cada caso simulado, los cuales son muy parecidos.

FIG. 5.56 PMED VS. TIEMPO



-63-

FIG. 5.58 OOT VS. TIEMPO

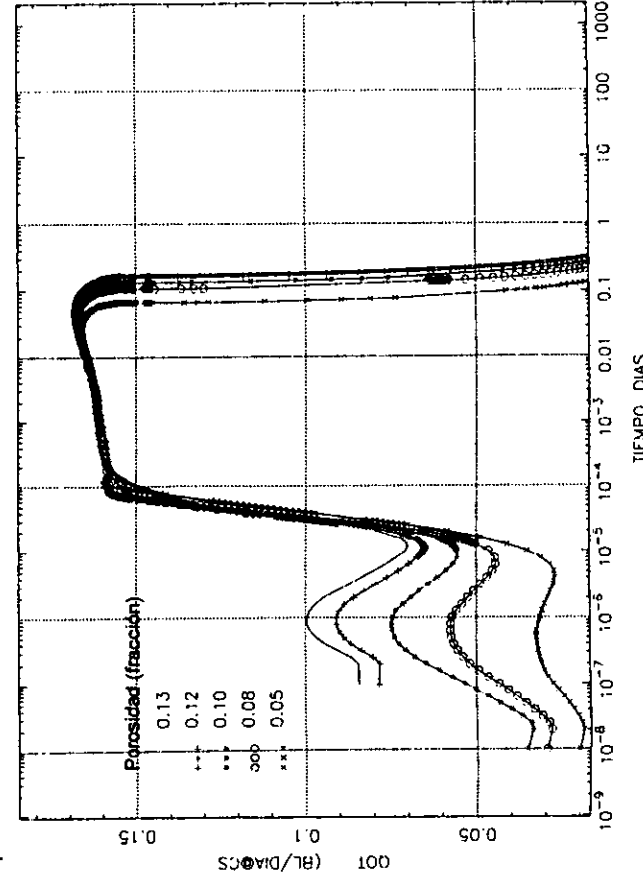


FIG. 5.57 SWMD VS. TIEMPO

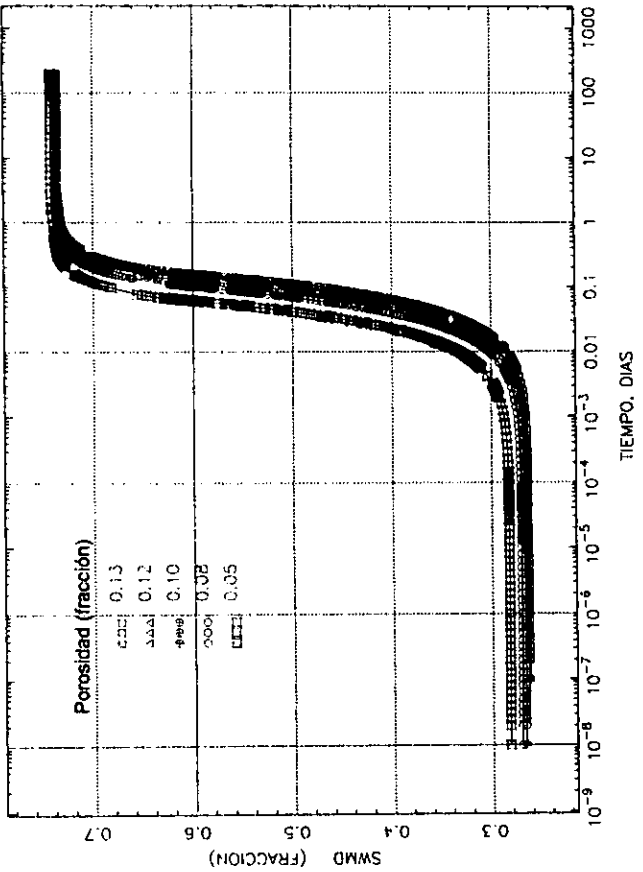


FIG. 5.59 QWT VS. TIEMPO

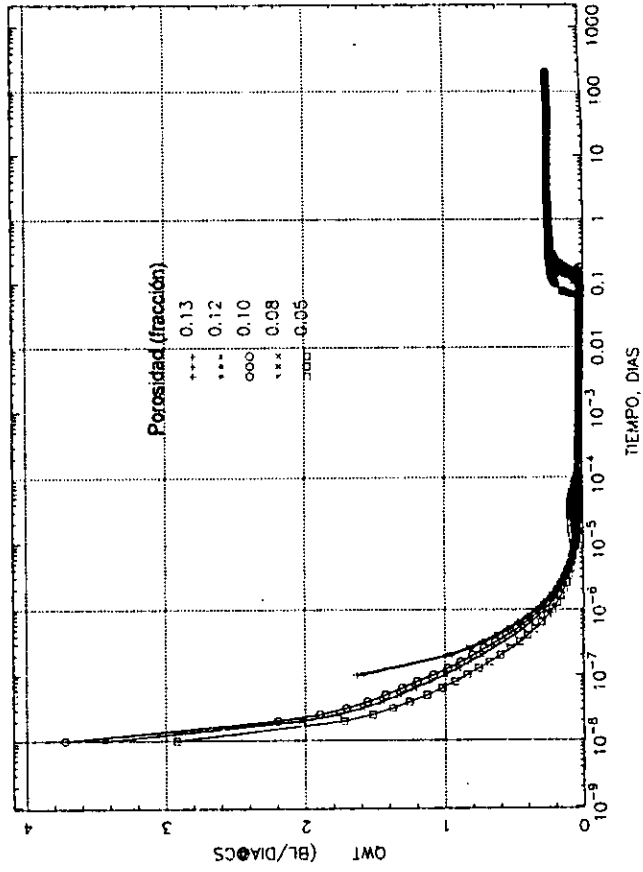
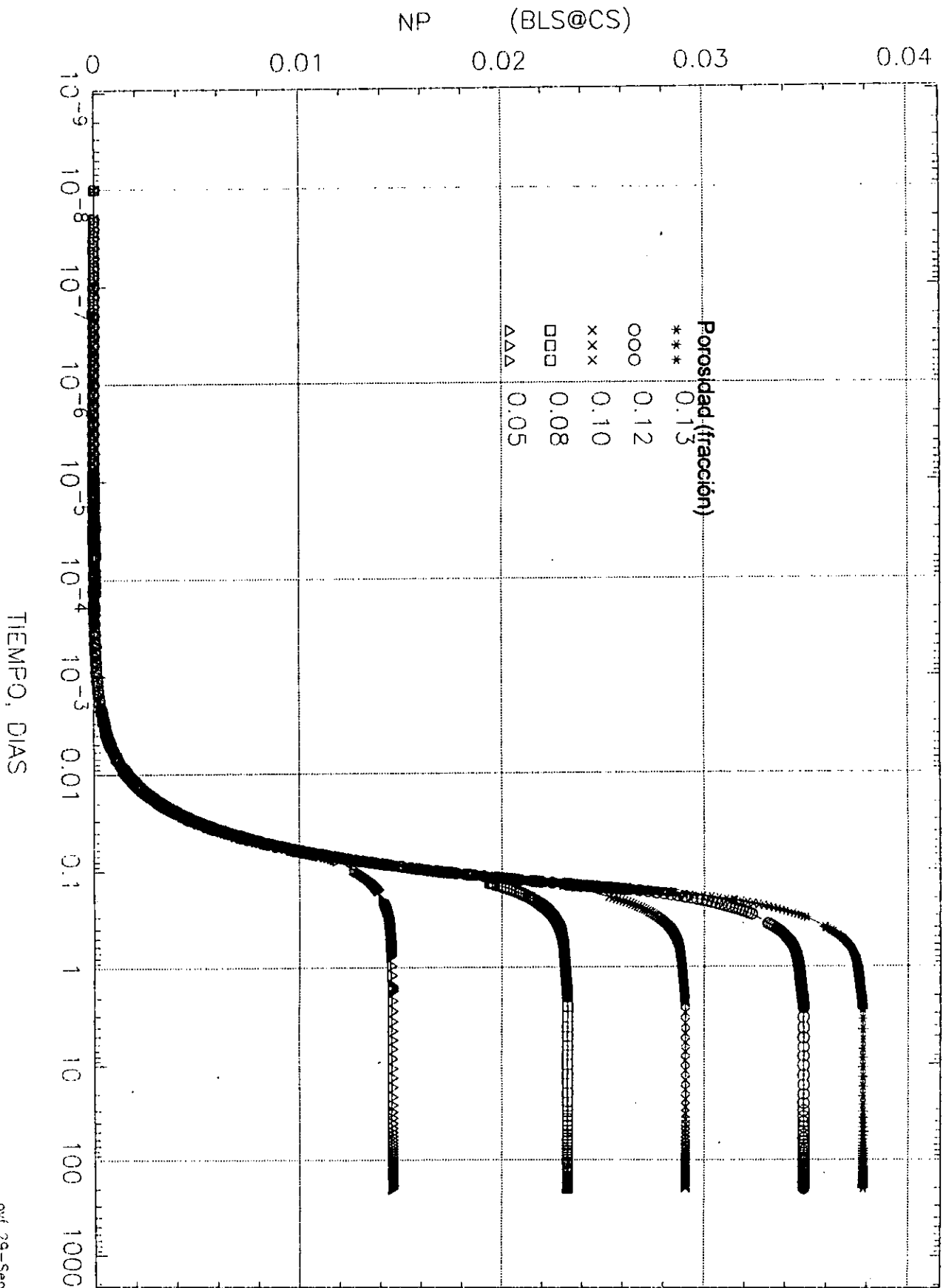
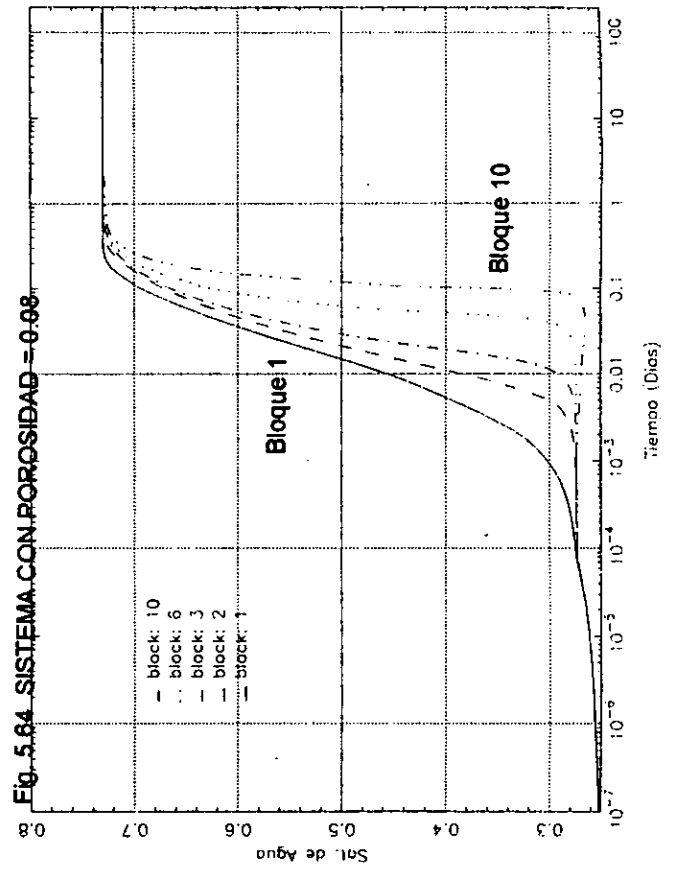
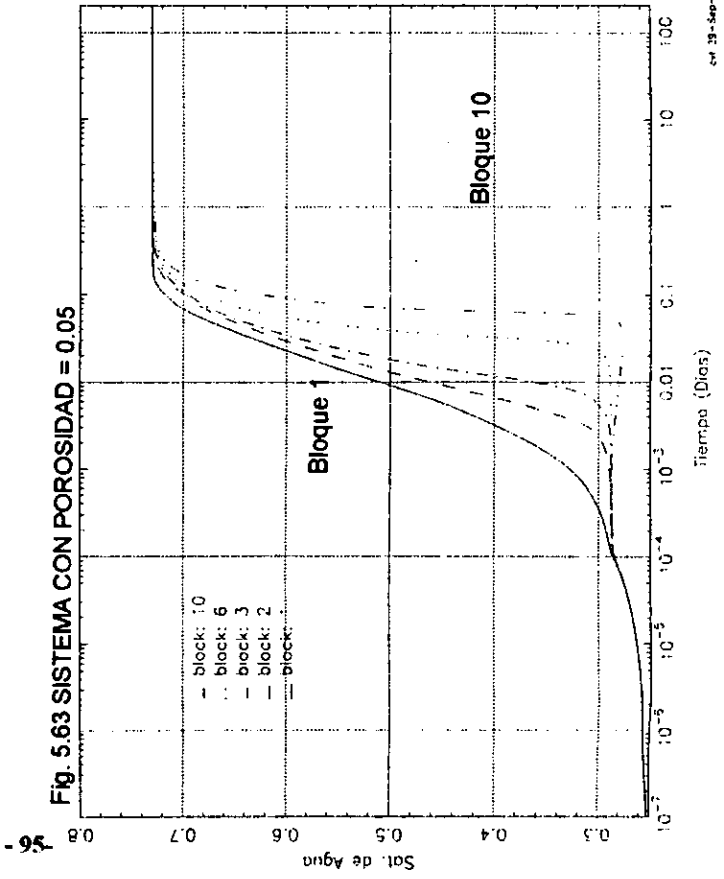
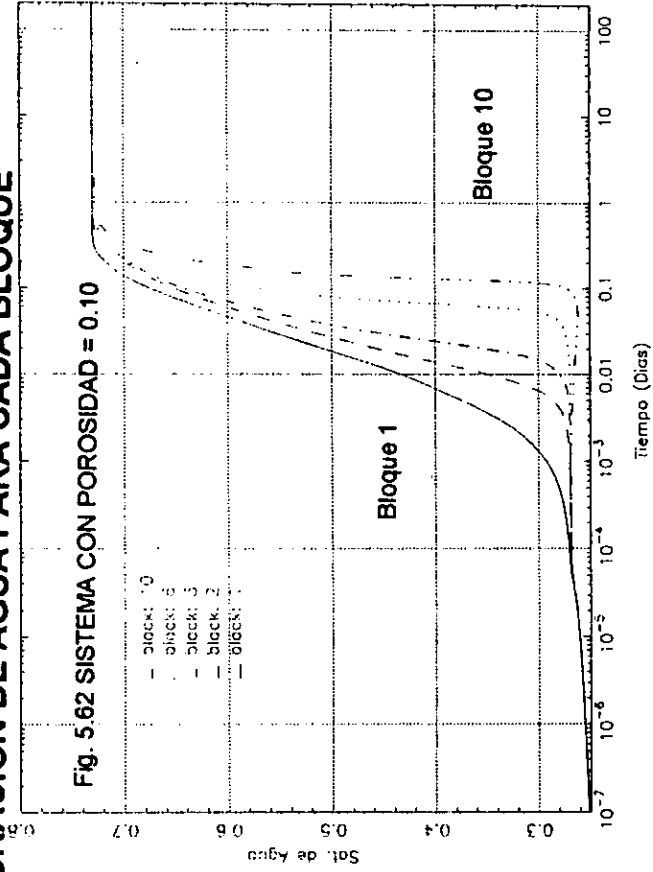
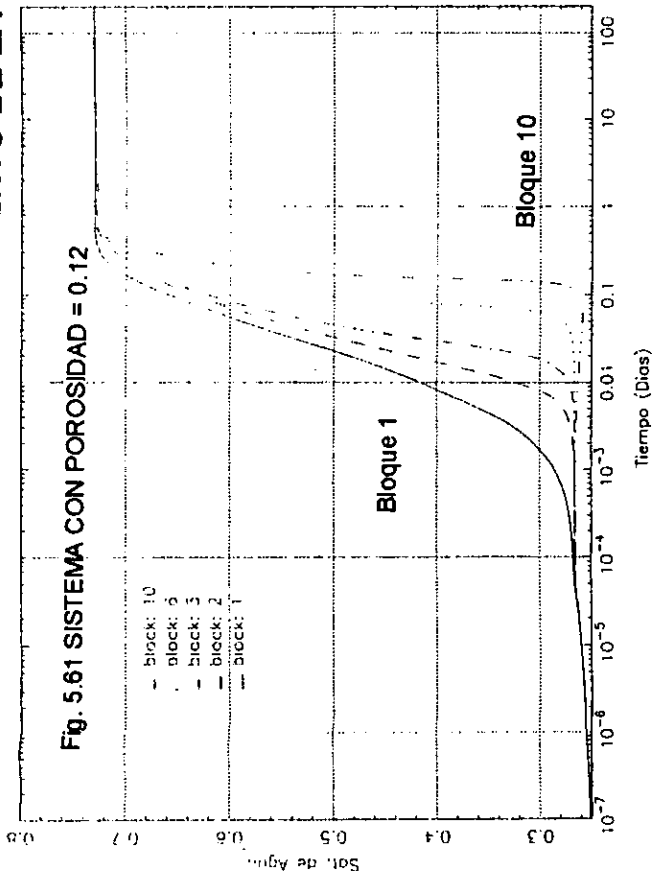


FIG. 5.60 NP VS. TIEMPO



COMPORTAMIENTO DE LA SATURACIÓN DE AGUA PARA CADA BLOQUE





5.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CON EL TAMAÑO DE BLOQUE DE MATRIZ

El análisis se realizó con un apilamiento de 10 bloques, variando únicamente el tamaño del bloque de matriz. Los casos simulados para analizar el comportamiento de las funciones de transferencia fueron tamaños de 2 (caso original), 4 y 6 pies, y los comportamientos de los gastos netos de aceite se muestran en las figuras 5.65, 5.66 y 5.67. Claramente se observa, que el tiempo transcurrido para saturar de agua a las fracturas verticales, es mayor para apilamientos con bloques grandes.

Fig. 5.65 FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA PARA UN TAMAÑO DE BLOQUE DE 2 PIES (Datos Originales)

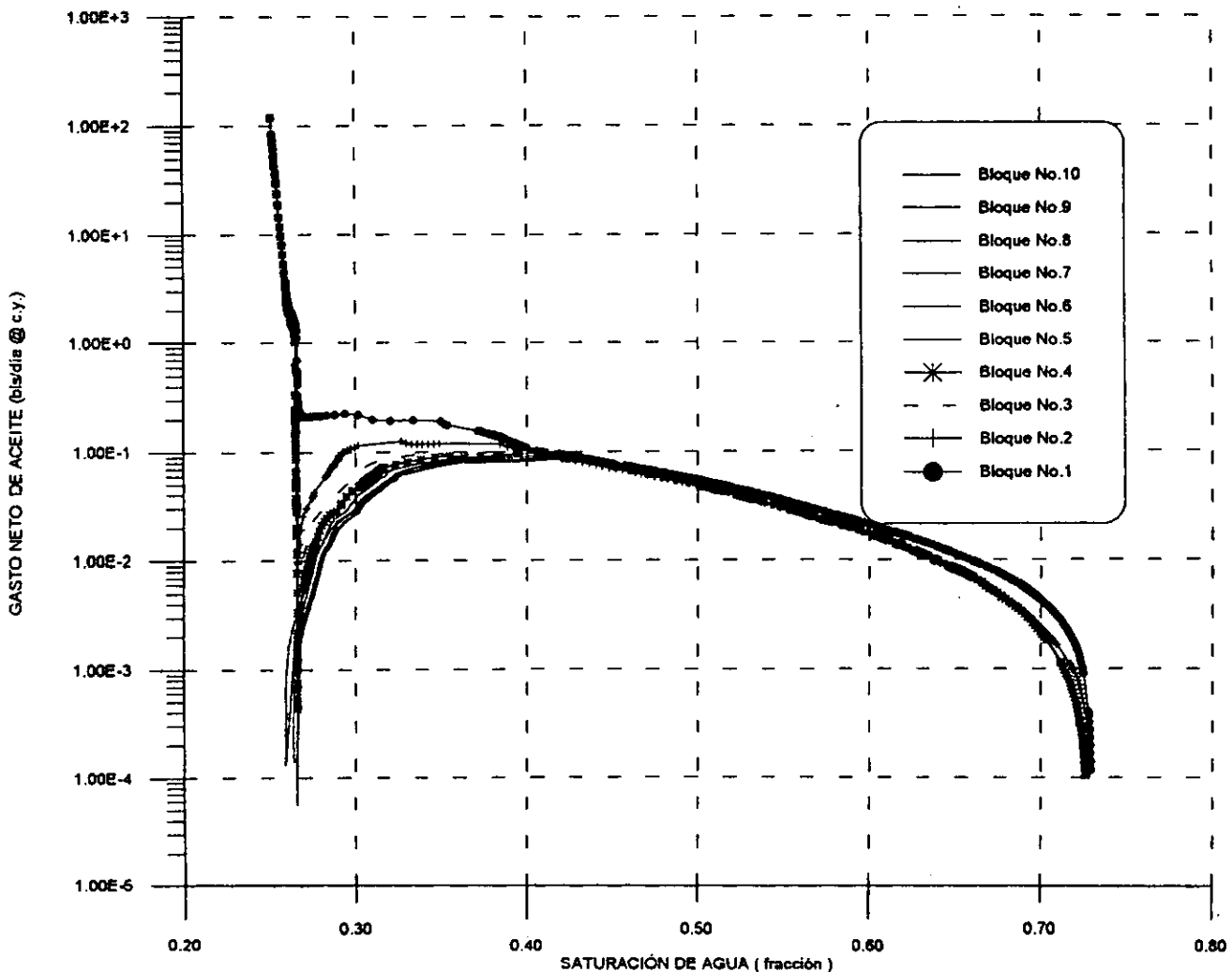




Fig. 5.66 FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA PARA UN TAMAÑO DE BLOQUE DE 4 PIES

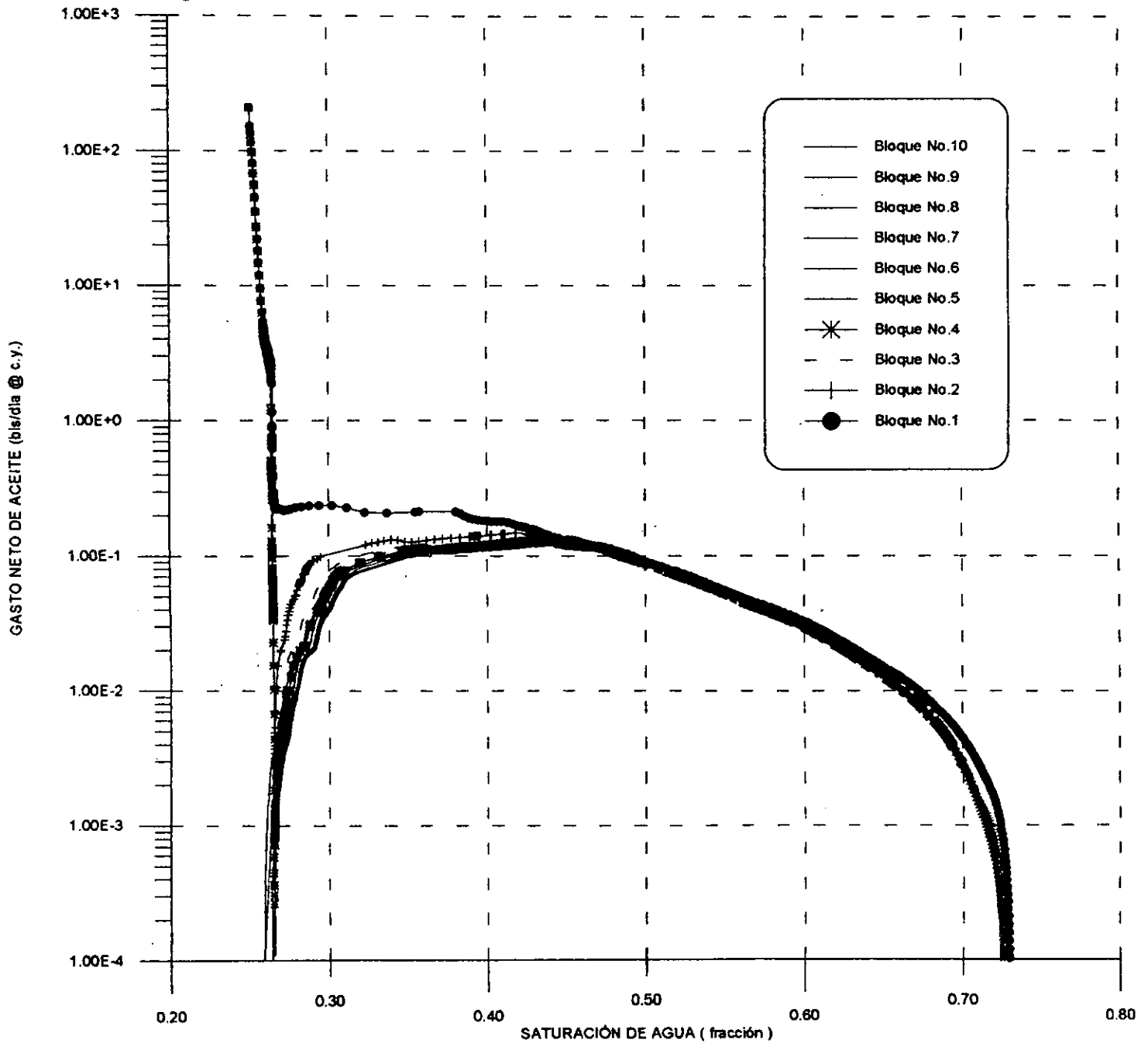
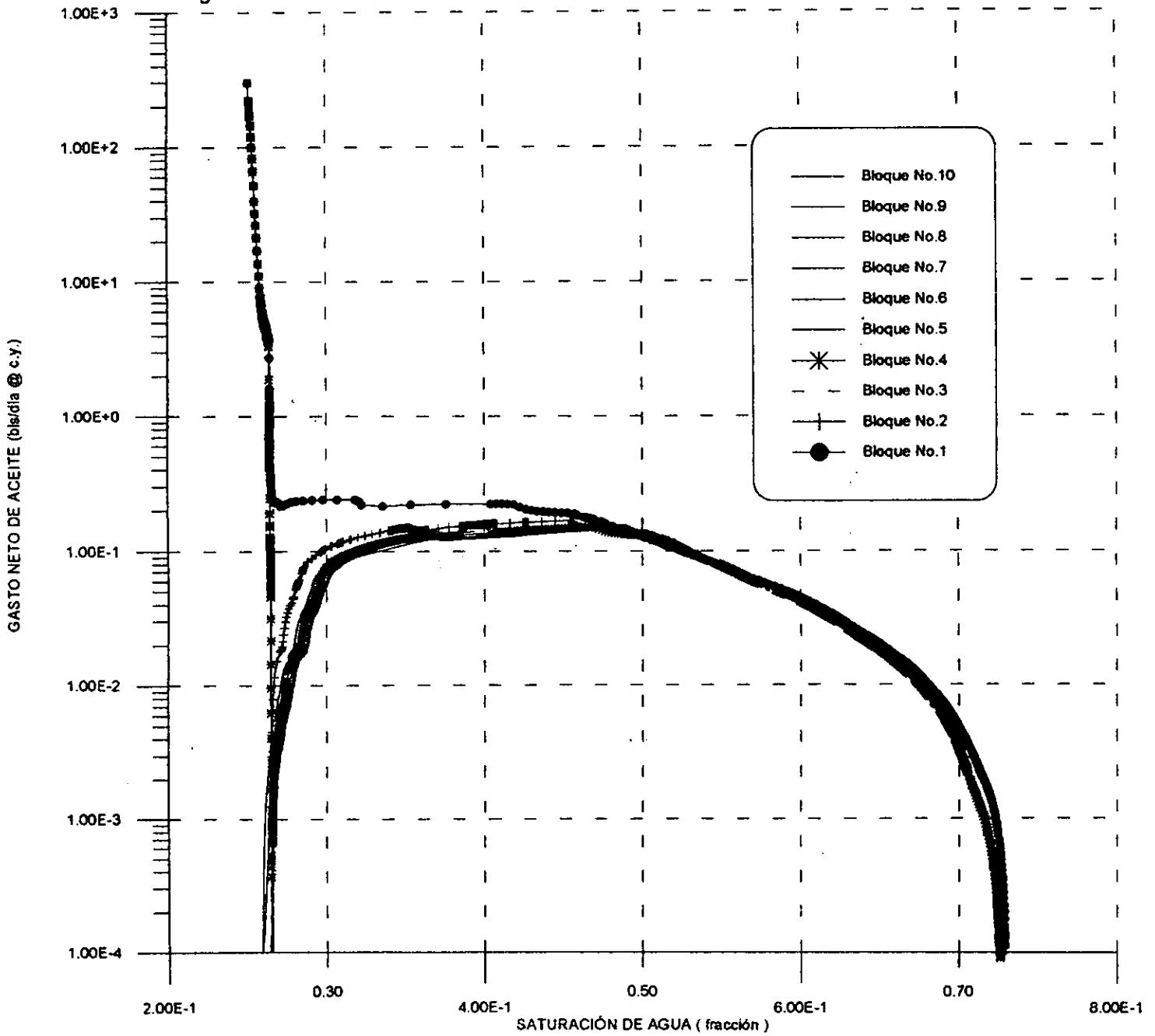




Fig. 5.67 FUNCIÓN DE TRANSFERENCIA PARA UN TAMAÑO DE BLOQUE DE 6 PIES





En las figuras 5.68 y 5.69, se comparan las funciones de transferencia para los casos simulados, y se concluye, que no es posible utilizar un factor lineal de escalamiento para definir, con un caso simulado, el comportamiento de las funciones de transferencia de otros tamaños de bloque. Esto es debido a:

- * el agrupamiento distinto de las funciones de transferencia y
- * la variación de la diferencia de potencial de cada caso, debido al término de gravedad.

La figura 5.70 muestra en escala doble logarítmica, la linealidad de la recuperación de aceite en todos los casos simulados, durante el período de saturación de agua en las fracturas verticales, con un corrimiento en tiempo.

La figura 5.71 muestra el efecto de la altura de bloque en la recuperación de aceite vs. tiempo, observando un comportamiento lineal ocasionado por el impacto de la presión capilar. Los resultados obtenidos son similares a los encontrados en otras investigaciones¹⁵, y la linealidad es observada hasta una recuperación de aceite menor al 80%.



Fig. 5.68 COMPARACIÓN DE LAS FUNCIONES DE TRANSFERENCIA PARA DIFERENTE TAMAÑO DE BLOQUE (2 Y 4 PIES)

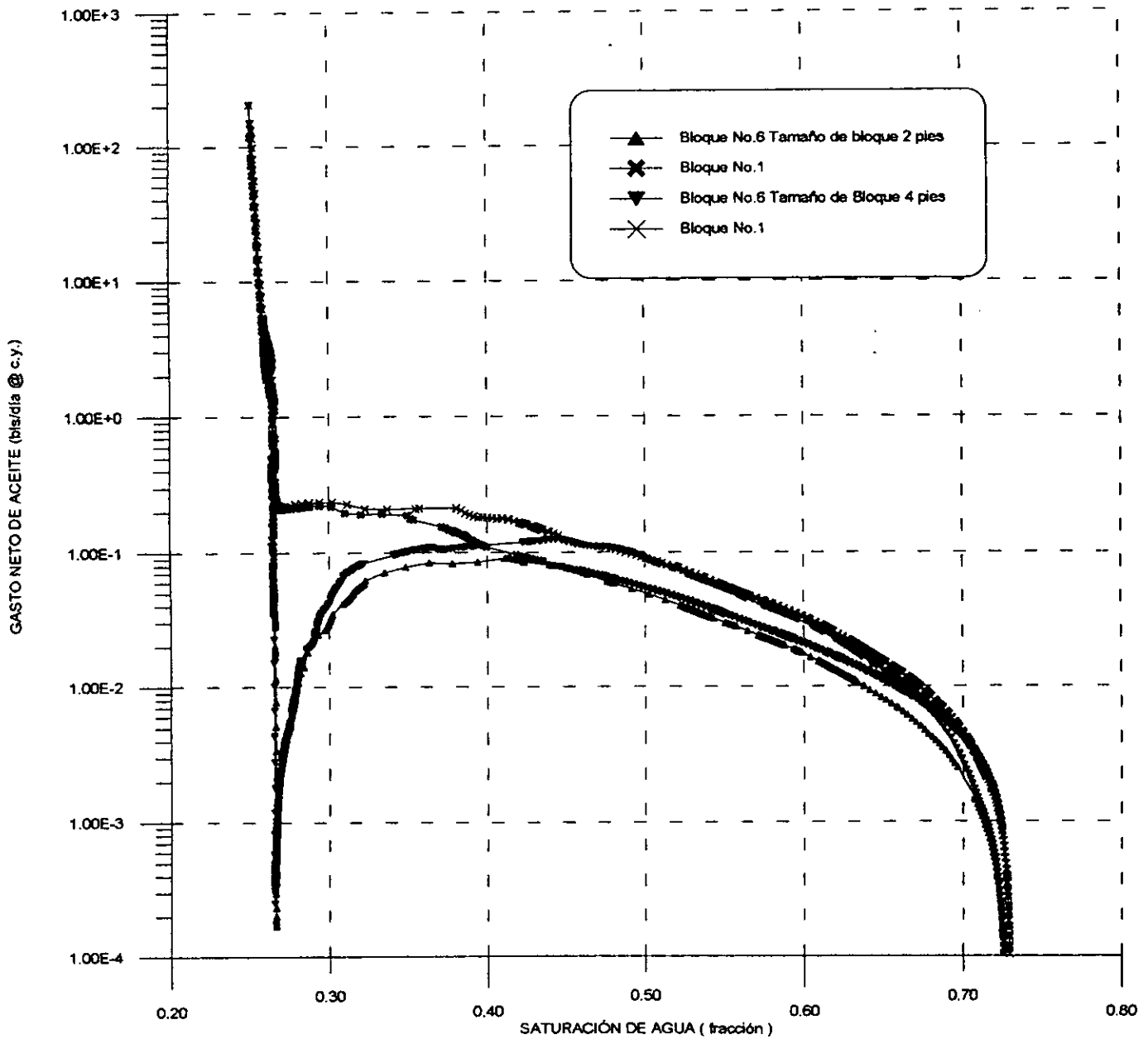




Fig. 5.69 COMPARACIÓN DE LAS FUNCIONES DE TRANSFERENCIA PARA DIFERENTE TAMAÑO DE BLOQUE (2 Y 6 PIES)

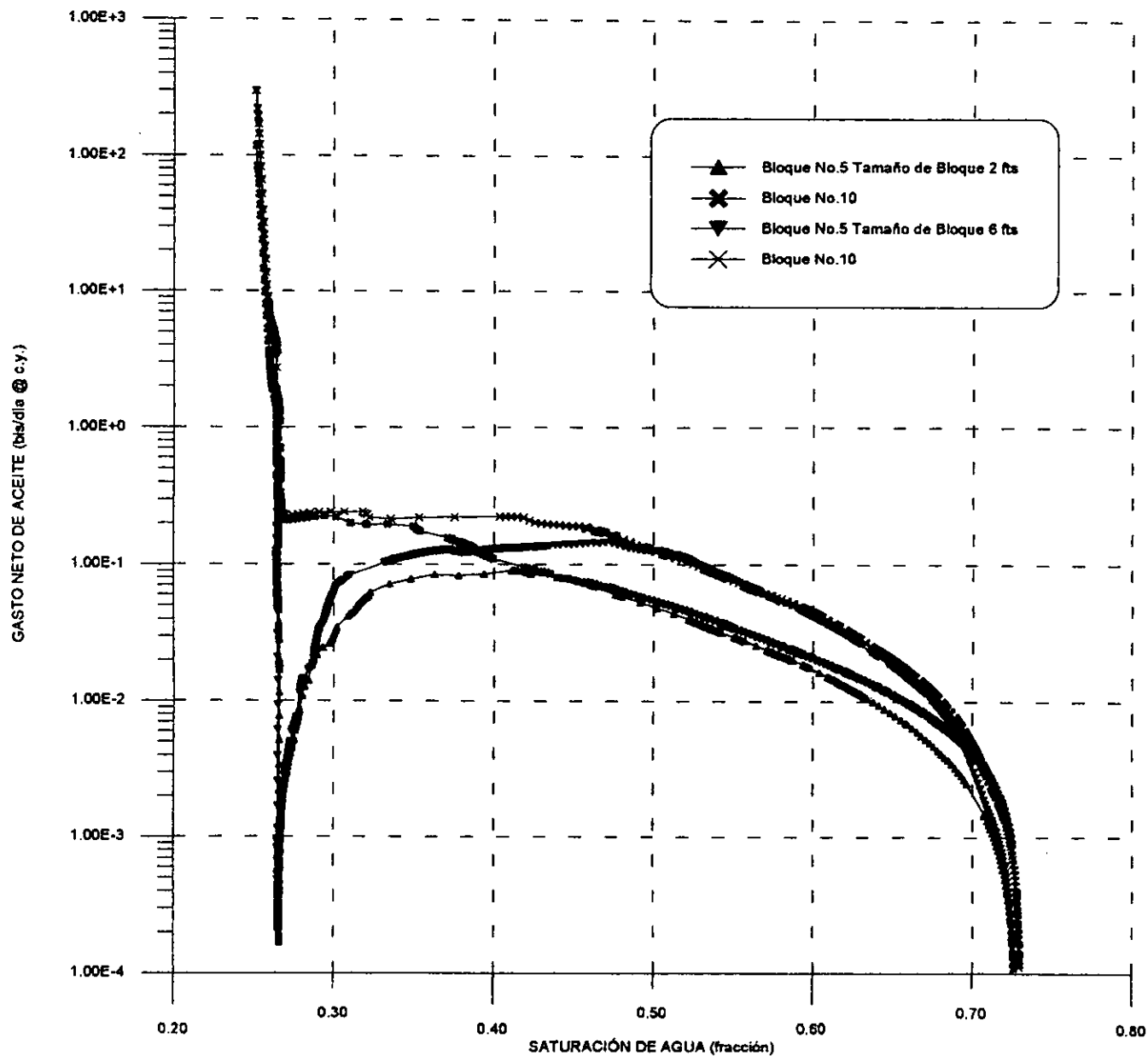
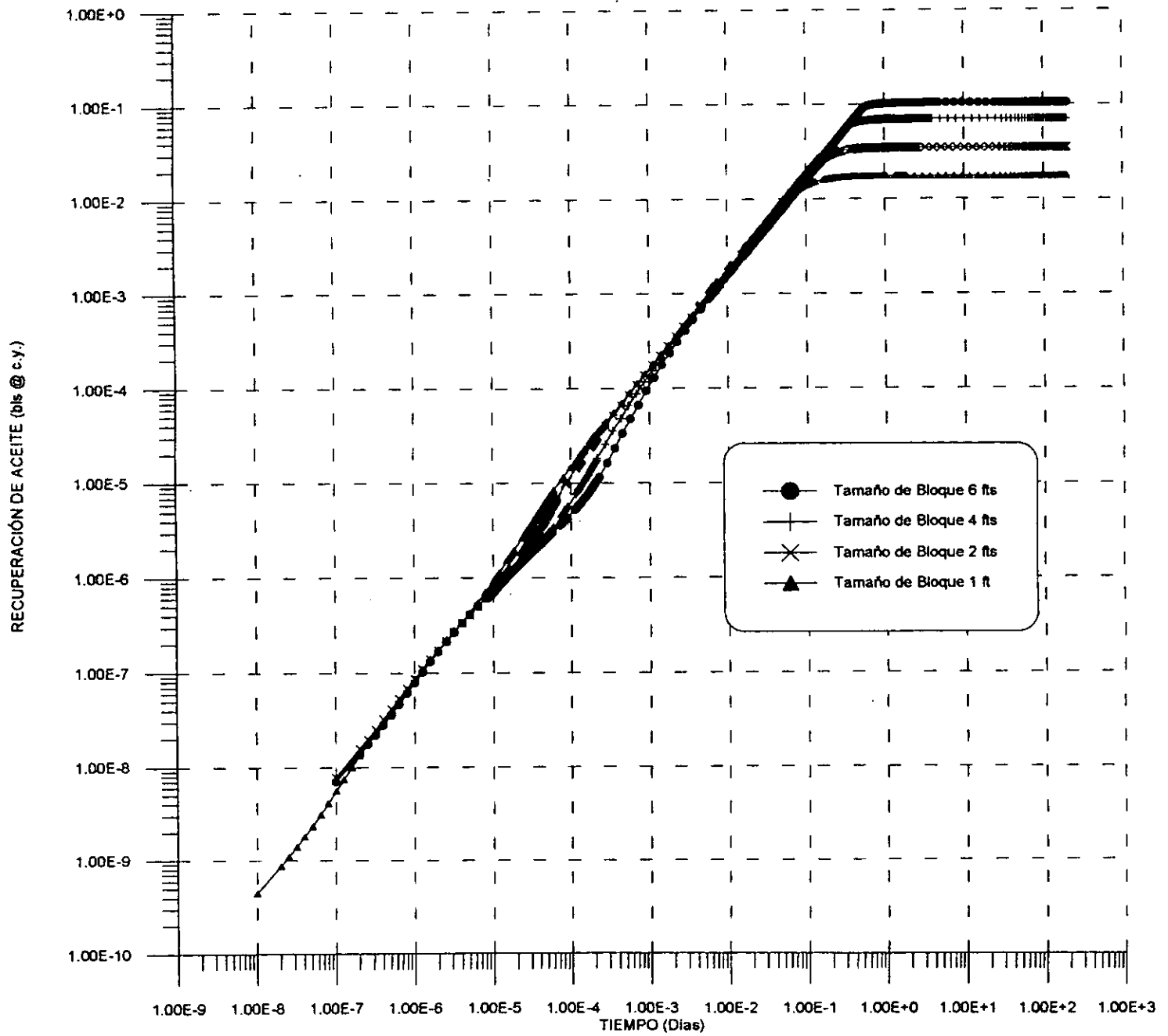
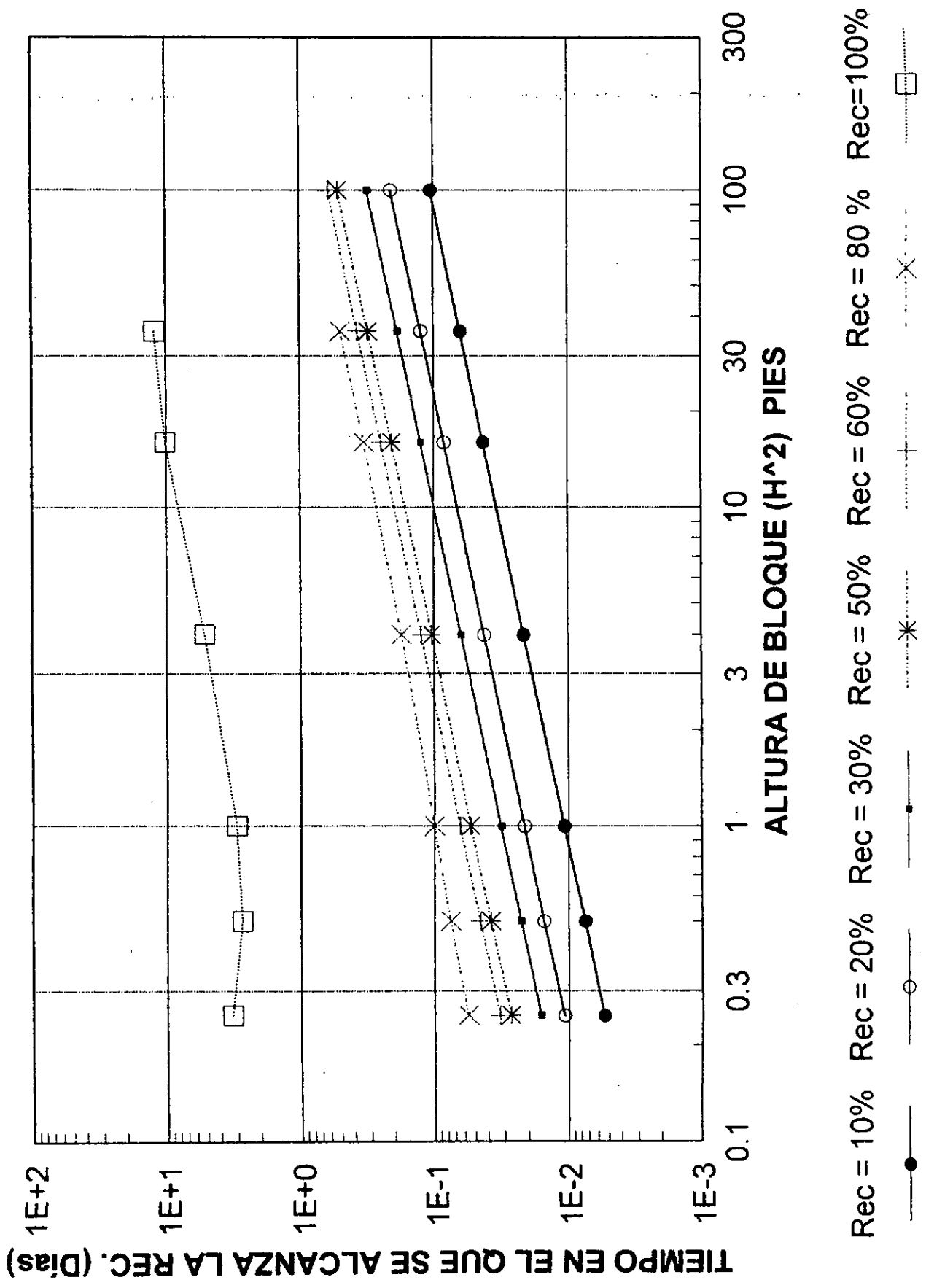




Fig. 5.70 COMPORTAMIENTO DE LA RECUPERACIÓN DE ACEITE VS. TIEMPO



**Fig. 5.71 EFECTO DE LA ALTURA DE BLOQUE EN LA RECUPERACIÓN DE ACEITE
 APILAMIENTO DE 10 BLOQUES (DATOS ORIGINALES)**



6.- FACTORES DE ESCALAMIENTO



6.1 CÁLCULO Y USO DE FACTORES DE ESCALAMIENTO.

Con la finalidad de disminuir el número de simulaciones para obtener las funciones de transferencia de un mismo sistema con parámetros diferentes; se han desarrollado factores de escalamiento que nos permiten calcular estas nuevas funciones de una manera práctica.

La idea de utilizar factores de escalamiento ha sido tomada del trabajo de Firoozabadi¹ y colaboradores. En su trabajo, el autor utilizó un sistema gas-aceite y los factores de escalamiento resultaron más sencillos, debido a que en todo momento las fracturas se encuentran saturadas de un solo fluido (gas), el fenómeno de drene es el dominante y todo el aceite drenado fluye al siguiente bloque sin un intercambio de masa lateral considerable.

En este trabajo, se obtuvieron factores de escalamiento para sistemas con diferente permeabilidad de matriz, utilizando la definición de gasto de transferencia. Sin embargo; su uso hasta el momento, no garantiza el escalamiento completo de una función de transferencia, sino sólo durante ciertos periodos durante el experimento. Ésto es debido a los cambios de saturación en la fractura vertical durante el experimento, que tienen un gran impacto en el cálculo de las funciones de transferencia.

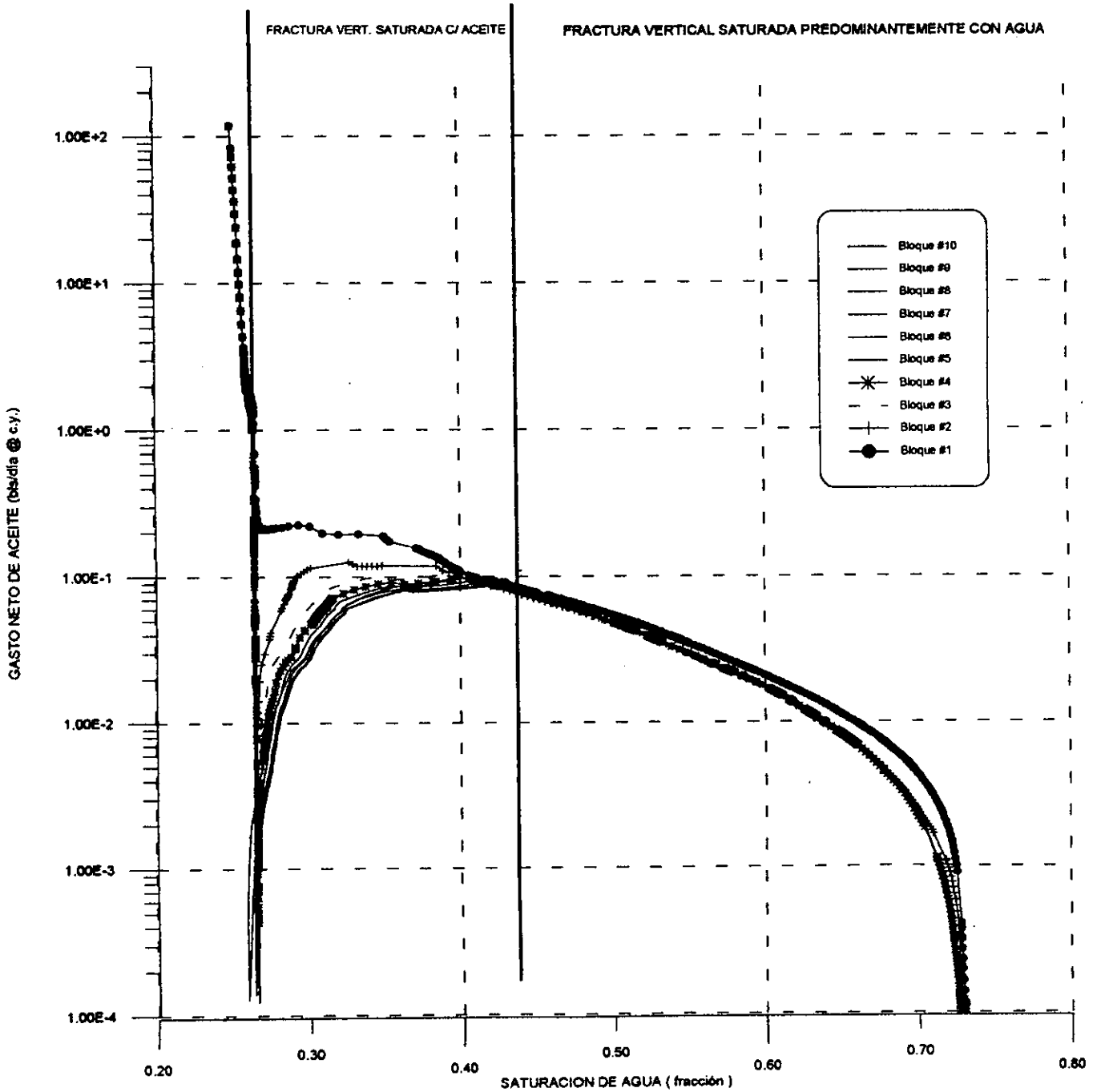
Durante el experimento, se observa que al entrar agua a las celdas de la matriz cercanas a las fracturas, de acuerdo al criterio de corriente arriba, la permeabilidad relativa es evaluada en la celda de donde proviene el flujo; en este caso de las fracturas. Esto origina que la transmisibilidad sea evaluada con saturaciones distintas de la matriz y además, muy variadas durante el experimento, ya que la saturación de fluidos en las fracturas presenta cambios muy fuertes.

Estos cambios de saturación en las fracturas se reflejan en la forma de las curvas de las funciones de transferencia, como se observa en la figura 6.1.



Fig. 6.1 Función de Transferencia para 10 bloques (Datos Originales)

Datos Originales $K_m=0.050$ Darcies, Area = 0.5×0.5 ft², $L_z=2$ ft





Esto implica que los factores de escalamiento son también función de la saturación de agua en las fracturas.

Debido a la no linealidad que se presenta en las funciones de transferencia durante la saturación de aceite en las fracturas verticales; los factores de escalamiento pueden ser aplicables para el período donde las fracturas permanecen predominantemente saturadas con agua solo en algunos casos.

En el siguiente análisis se muestra analíticamente que el cálculo de los factores de escalamiento no resulta práctico, al variar algunos parámetros.

Se ha definido el gasto neto de Transferencia como:

GASTO NETO = TRANSMISIBILIDAD (T_0) * DIFERENCIA DE POTENCIAL ($\Delta\Phi$)

$$QOT = \frac{A_K K_{ro}}{\mu_o B_o \Delta L} (\Delta P + \Delta P_c - \Delta D\gamma_o)$$

donde QOT representa el gasto neto de aceite que fluye a través de la cima, base y laterales del bloque de matriz.

Al escalar el sistema original con otras propiedades distintas se tiene:

$$\frac{(QOT)^*}{(T_o\Delta\Phi)^*} = \frac{(QOT)}{(T_o\Delta\Phi)} \dots\dots\dots(6.1)$$

donde el asterisco * se refiere al caso simulado originalmente (resultados conocidos).

Claramente se puede determinar de la ecuación 6.1, que el escalamiento no resulta práctico cuando la diferencia de potencial varía notablemente, ya que el proceso completo tendría que ser simulado nuevamente. Debido a esto, se recomienda escalar con propiedades que no afecten la diferencia de potencial.

Con base a esta observación, se tiene que los cambios en la permeabilidad absoluta de la matriz, cuando las fracturas se mantienen predominantemente llenas con agua pueden ser escalados a partir de una relación lineal práctica.



6.2 FACTOR DE ESCALAMIENTO PARA CAMBIOS DE PERMEABILIDAD EN LA MATRIZ.

Al cambiar la permeabilidad absoluta de la matriz, la presión media del sistema no presenta cambios fuertes; por lo tanto, no se tiene un fuerte impacto del gradiente de potencial, debido a que la presión capilar es evaluada para los mismos valores de saturación de agua y se considera que no hay cambio de la presión capilar al variar la permeabilidad de la matriz. Por lo tanto, la ecuación 6.1 puede ser reducida a:

$$\frac{(QOT)^*}{(To)^*} = \frac{(QOT)}{To}$$

Sustituyendo la definición de Transmisibilidad, se tiene:

$$\frac{(QOT)^*}{((A_K_Kro)/(\mu_Bo_DL))^*} = \frac{QOT}{(A_K_Kro)/(\mu_Bo_DL)}$$

Debido a que los cambios de presión media del sistema no presenta cambios fuertes, la viscosidad y el factor de volumen del agua permanecen sin cambio; y pueden ser cancelados. Además, los valores de permeabilidad relativa son evaluados con valores de saturación de agua muy similares, y también pueden ser despreciados.

Quedando la expresión anterior como:

$$\frac{(QOT)^*}{(AK/DL)^*} = \frac{(QOT)}{(AK/DL)} \dots\dots\dots(6.2)$$

Las relaciones de áreas de flujo en ambos sistemas y las distancias de flujo no varían; por lo tanto, la expresión final para el escalamiento de funciones de transferencia donde sólo la permeabilidad de la matriz cambia es:

$$QOT = \frac{(QOT)^*_K}{K^*} \dots\dots\dots(6.3)$$

En las figuras 6.2 y 6.3 se muestran los comportamientos de las funciones de transferencia para los datos originales ($K_m = 0.050$ Darcies) y los casos $K_m = 0.025$ y 0.01 Darcies y en las figuras 6.4 y 6.5, se muestra el excelente ajuste obtenido al utilizar el factor de escalamiento con la ecuación 6.3; durante el período de saturación con agua de las fracturas verticales.



Fig. 6.2 Funciones de Transferencia para $K_m = 0.050$ y 0.025 Darcies

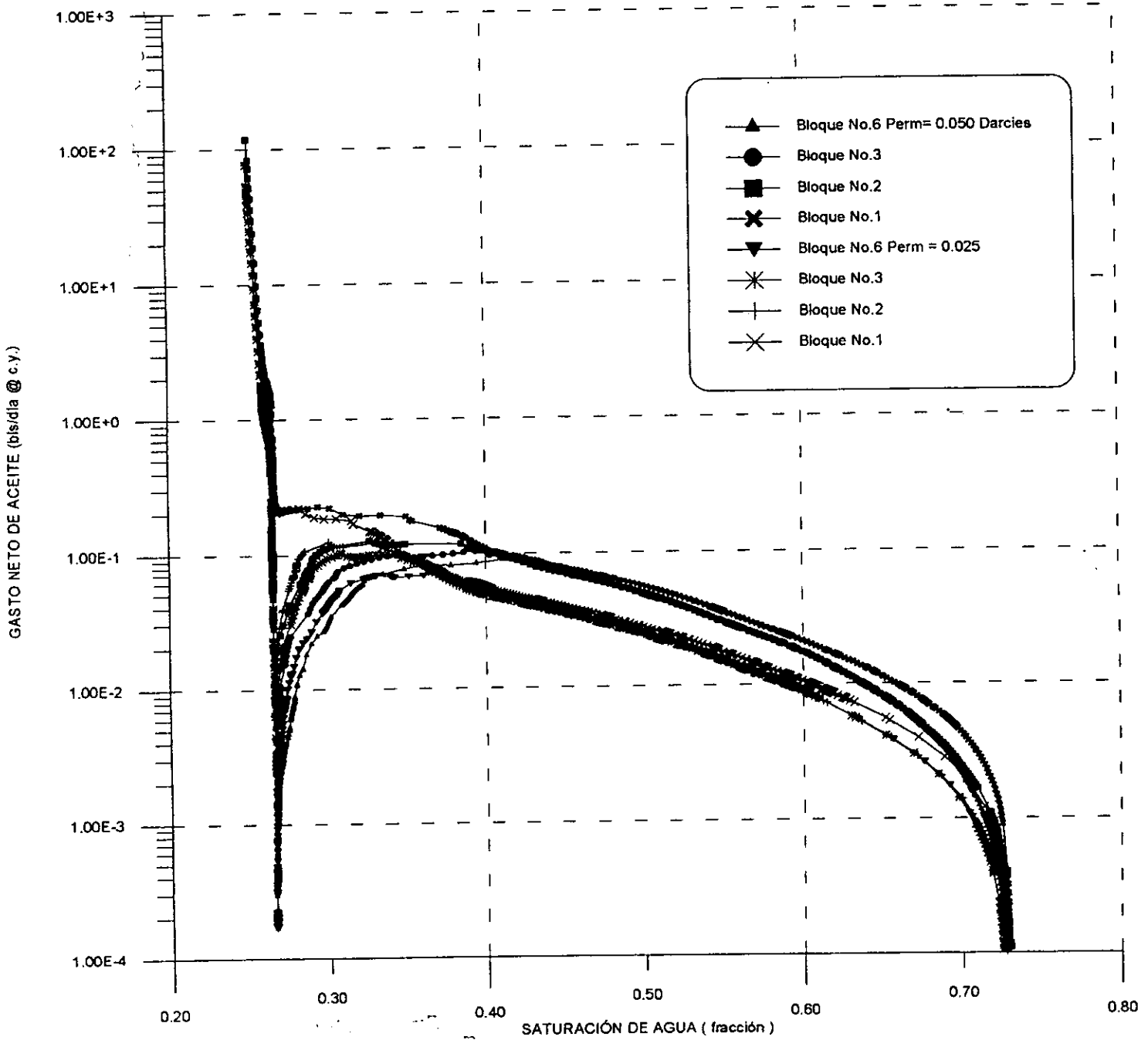




Fig. 6.3 Funciones de Transferencia para $K_m=0.050$ y 0.010 Darcies

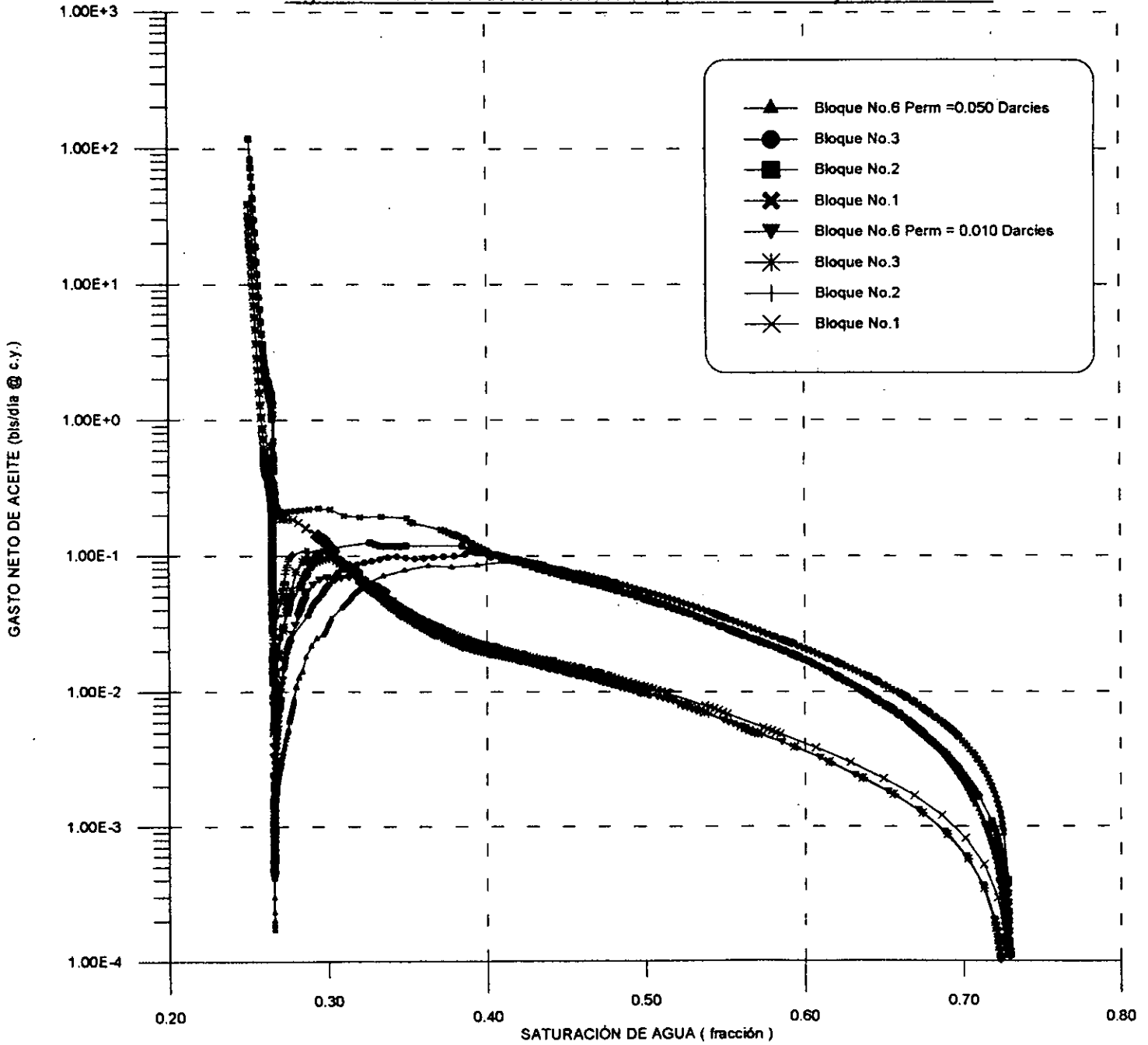




Fig. 6.4 Funciones de Transferencia utilizando Factor de Escalamiento de $K_m=0.050$ a $K_m=0.025$

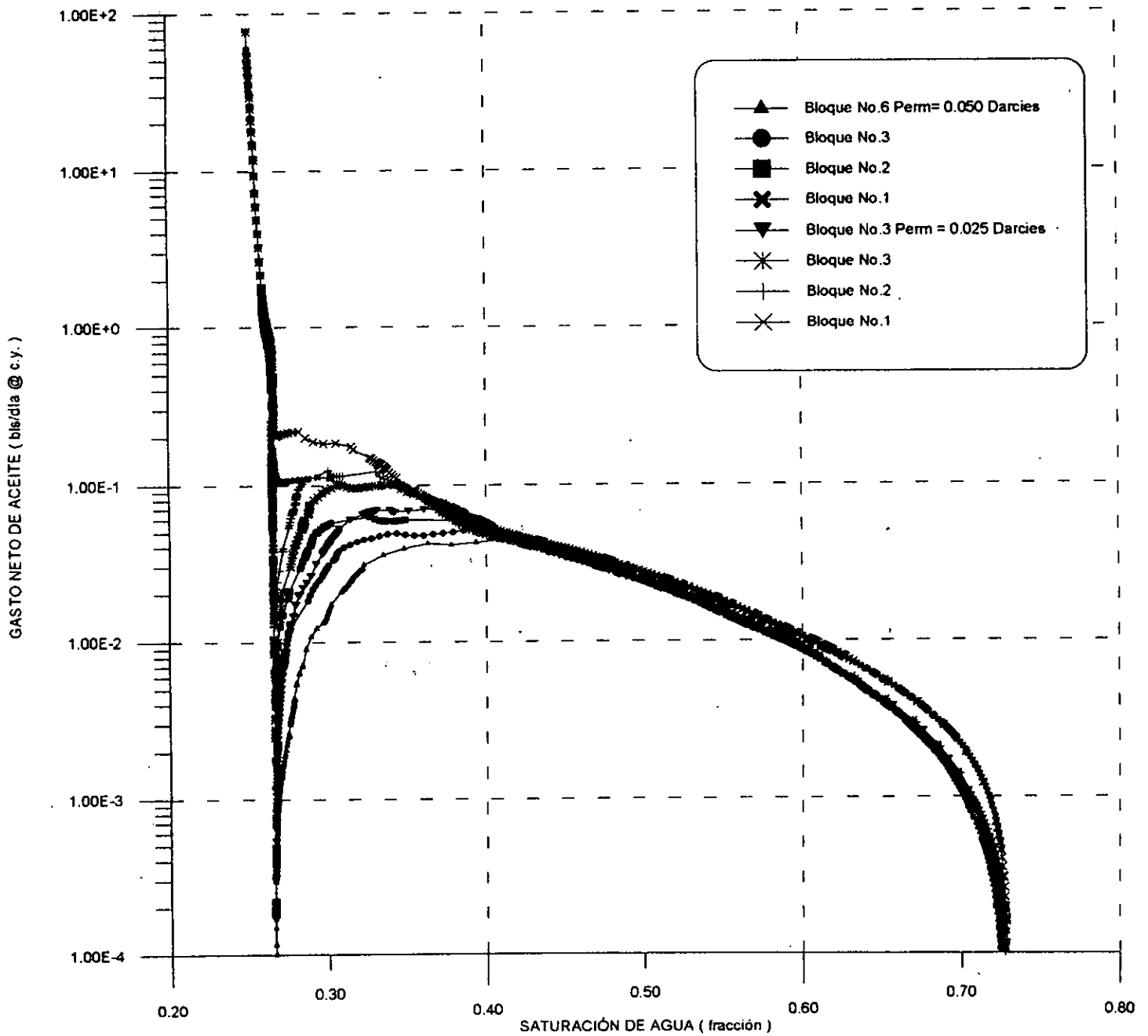
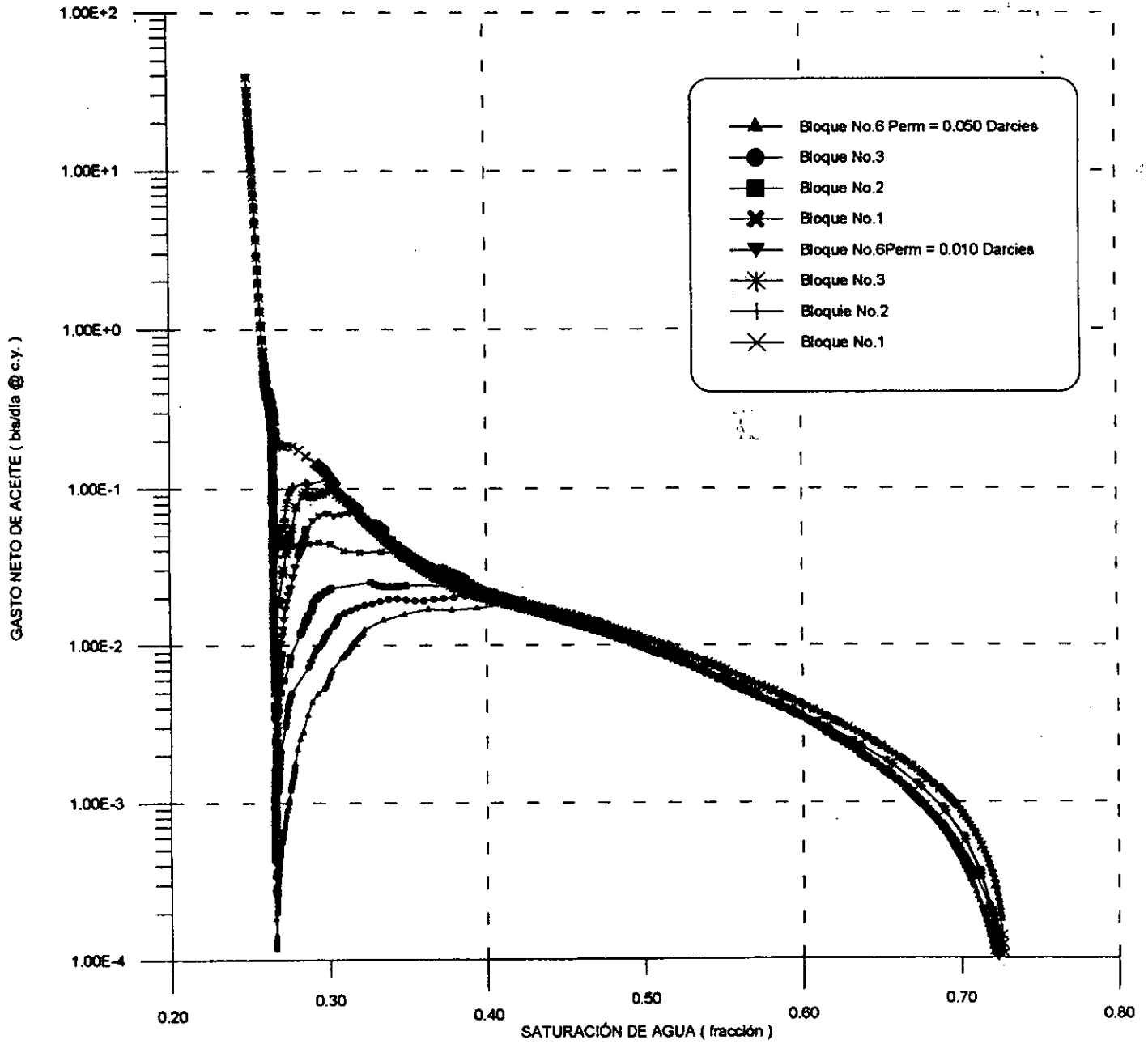




Fig. 6.5 Funciones de Transferencia utilizando Factor de Escalamiento de $K_m=0.050$ a 0.010 Darcies





CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El uso de la simulación numérica de yacimientos constituye una herramienta poderosa para definir los fenómenos y funciones de transferencia que se presentan en un yacimiento naturalmente fracturado. La metodología presentada en este trabajo es de gran ayuda para definir dichas funciones de transferencia en sistemas con diferentes condiciones de explotación.

Con la malla multimodal se representan mejor los cambios fuertes de saturación cercanos a la fractura y las ventajas que ofrece sobre una malla rectangular uniforme son:

- Reducción del tiempo CPU
- Estabilidad del simulador
- Archivos de salida manejables
- Menor dimensionamiento y
- Resultados precisos y confiables.

El análisis de los resultados de múltiples experimentos numéricos, muestra tres períodos de flujo:

1) Un período intermedio, dominado por fuerzas capilares, donde el agua en las fracturas es rápidamente embebida por la matriz, provocando la expulsión de aceite hacia las fracturas saturándolas completamente de aceite, 2) un período intermedio, donde el aceite en las fracturas es desplazado por el agua inyectada, parte de esta se imbebe dentro de la matriz y la reinfiltración de aceite a través de la cara inferior de los bloques de matriz comienza durante este período, y 3) Un período final, dominado por fuerzas gravitacionales y capilares, donde parte del aceite expulsado de la matriz es reinfiltrado en el bloque continuo a través de las fracturas horizontales, la fase agua satura predominantemente las fracturas verticales durante este período.

El intercambio neto de aceite entre las fracturas y la matriz, considerando efectos de imbibición gravitacional y reinfiltración de aceite, como una función de la saturación de agua promedio de los bloques de matriz, se encontró que puede ser considerado por dos curvas características durante el período de saturación de agua de las fracturas verticales. La primera curva describe el comportamiento del bloque de matriz en el bloque inferior del apilamiento y la segunda curva describe el comportamiento del resto de los bloques de matriz.

Las funciones de transferencia pierden su agrupamiento cuando las fracturas verticales están saturadas con agua y la presión capilar en la matriz es pequeña.



El fenómeno de reinfiltración de aceite está presente en sistemas mojados por agua; en menor escala que los fenómenos de drene de aceite y la imbibición de agua.

Se ha desarrollado un modelo sencillo que valida el cálculo de los gastos de transferencia obtenidos de la simulación a detalle del flujo en un apilamiento; partiendo del principio de conservación de materia para gastos netos.

Los valores de gastos mínimos permisibles definidos para un solo bloque, son aplicables para apilamientos de n bloques, debido a que el bloque inferior domina la estabilidad del simulador para cualquier apilamiento.

Para reproducir el movimiento de fluidos en un modelo de doble porosidad utilizando las funciones de transferencia encontradas, se recomienda aplicar todas las curvas de los bloques; y posteriormente, definir agrupamientos para optimizar su uso.

El comportamiento de las funciones de transferencia para diferente tamaño de bloque, son diferentes debido a que el período de saturación de aceite de las fracturas verticales en cada caso, varía y la agrupación de dichas funciones se reduce a una, cuando los bloques son pequeños.

El fenómeno de imbibición tiene un mayor impacto cuando la presión capilar en los bloques de matriz se incrementa.

Es posible utilizar factores de escalamiento para las funciones de transferencia que permiten disminuir la cantidad de simulaciones; esto solo durante el último período de flujo y con variaciones en la permeabilidad de la matriz.

Los fenómenos observados durante el experimento, coinciden con los resultados realizados anteriormente por otros investigadores¹⁵, y la recuperación de aceite graficada en escala doble logarítmica con el tiempo tiene un comportamiento lineal cuando el sistema tiene valores altos de presión capilar; sin embargo, cuando esta propiedad disminuye se pierde la linealidad.



BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Firoozabadi, Abbas. "Reservoir Engineering Research Institute.: "Dual-porosity simulation incorporating reinfiltration and capillary continuity concepts". Part I: single gridcell. (in review) 1995.
- 2 Comunicación con Dr. Fernando Rodríguez de la Garza y Dr. Ali Saidi
- 3 Kazemi. H. et al.: " The behavior of naturally fractured reservoirs", SPEJ (September 1963) 245-255
- 4.- Thomas, Dixon and Pierson "Fracture reservoir simulation"; SPEJ (Feb 1983) 42-54. Phillips Petroleum Co..
- 5.- Gilman, Kazemi h. "Improved calculations for viscous and gravity displacement in matriz blocks in dual porosity simulators", JPT, January 1988. SPE, Marathon Oil Co.
- 6.- Rossen R.H. , Shen E.I.C. "Simulation of gas/oil drainage and water/oil imbibition in naturally fractured reservoirs" SPE, November 1989 464-70. Exxon Production Reserch Co.
- 7.- Fung Larry S.K.: "Simulation of block-to-block processes in naturally fractured reservoirs". SPE , November 1991 (477-484)
- 8.- Firoozabadi Abbas and Thomas L. Kent. "Sixth spe comparative solution project: dual-porosity simulators", JPT(June 1990) 710-715.
- 9.- Warren J.E. and Root P.J. " The behavior of naturally fractured reservoirs", SPEJ (September 1963) 245-254.
- 10.- Firoozabadi Abbas and Markeset. " Fractured-liquid transmissibility in fractured porous media", SPE (August 1994) 201-207.
- 11.- Reiss Louis H. : " The reservoirs engineering aspects of fractured formations" Institut Francais Du Pétrole . 1980 . Translation from the French by Max Creusot.



-
- 12.- Saidi Ali. " The reservoir engineering of fractured reservoirs". 1987. TOTAL Edition Presse.
 - 13.- M.P.Walsh, Joseph Ansah. "The new, generalized material balance as an equation of a straight line: part 1, SPE 27684, March 1994.
 - 14.- W.D.Mccain Jr. Reservoir-fluid property correlations - state of the art", SPE Reservoir Engineering, May 1991
 - 15.- Du Prey, E. Lefevbre. "Gravity and capillarity effects on imbibition in porous media". SPE 6192, June 1978.
 - 16.- Forrest F. Craig,Jr. "Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua". Monografía, Volumen 3.
 - 17.- Rodriguez de la Garza, Fernando. "Un simulador de flujo multifásico hacia pozos naturalmente fracturados". Revista Ingeniería Petrolera, Vol. XXVII , No.6, Junio 1987.
 - 18.- Firoozabadi Abbas and Hauge Jan. "Capillary pressure in fractured porous media", JPT (June 1990) 784-791.



APÉNDICE No.1

FORMULACIÓN DEL MODELO DE DOBLE POROSIDAD.

Se considera flujo bifásico de fluidos beta, agua y aceite, en un yacimiento naturalmente fracturado.

La transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura, es básicamente debida a:

- * La diferencia de presión Matriz-Fractura
- * Fuerzas gravitacionales y capilares.

Se considera, que el intercambio de fluidos, ocurre en un bloque de malla.

Las ecuaciones en diferencias finitas, escritas en forma residual, son las siguientes:

Flujo de Aceite en las Fracturas:

$$F_{o,i}^{n+1} = \Delta[T_o(\Delta p_o - \gamma_o \Delta D)]_i^{n+1} + \tau_{omf,i}^{n+1} + FT_{o,i}^{n+1} - (V_i/\Delta t)\Delta_t[\phi(1 - S_w)/B_o]_i = 0$$

Flujo de Agua en las Fracturas:

$$F_{w,i}^{n+1} = \Delta[T_w(\Delta p_o + \Delta p_{c_{wo}} - \gamma_w \Delta D)]_i^{n+1} + \tau_{wmf,i}^{n+1} + FT_{w,i}^{n+1} - (V_i/\Delta t)\Delta_t[\phi S_w/B_w]_i = 0$$

Flujo de Aceite en la Matriz:

$$F_{om,i}^{n+1} = -\tau_{omf,i}^{n+1} - FT_{o,i}^{n+1} - (V_i/\Delta t)\Delta_t[\phi(1 - S_w)/B_o]_{m,i} = 0$$

Flujo de Agua en la Matriz:

$$F_{wm,i}^{n+1} = -\tau_{wmf,i}^{n+1} - FT_{w,i}^{n+1} - (V_i/\Delta t)\Delta_t[\phi S_w/B_w]_{m,i} = 0$$

para $i = 1, 2, \dots, I$, $n = 0, 1, 2, \dots$

En las ecuaciones descritas arriba,

$\tau_{pmf,i}$ =gasto de intercambio del pseudocomponente p, aceite o agua, debido a la diferencia de presión matriz - fractura en la celda i.



$FT_{w,i} = FT_{o,i} = FT_{p,i}$ = Función de Transferencia, definida a través de gastos netos en un refinamiento del medio poroso. En ella se encuentra implícito la re-infiltración de aceite, gasto de aceite matriz-fractura, drene e imbibición de agua.

El gasto de intercambio de pseudocomponente m , debido a la diferencia de presión matriz-fractura está dado por:

$$\tau_{pmf,i} = T_{pmf,i}(p_{om} - p_o)_i \text{ donde, } T_{pmf,i} = V_i \sigma \lambda_{pmf,i}$$