

01174

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

---

---



**Modelado de Flujo de Fluidos  
Matriz-Fractura en la Zona  
Invadida por Agua**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:  
**MAESTRO EN INGENIERÍA (PETROLERA)**

PRESENTA:  
**ING. RICARDO ORTEGA GALINDO**

281517

ASESOR:  
**DR. FERNANDO RODRÍGUEZ DE LA GARZA**

MÉXICO, D.F.

JULIO DEL 2000



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.

*Rocío*

Gracias por ser siempre el motor en mi vida,  
Por impulsarme y apoyarme en todos sentidos.  
Por tu infinito amor y comprensión.

*Sandy y Gaby*

Gracias por su amor y comprensión,  
por el tiempo empleado en ésta etapa de mi vida y que no les dedique.

*A mis padres*

Un agradecimiento especial por su amor incondicional,  
y apoyo para superarme continuamente.

*Lilia, Martha y Javier*

Gracias por el apoyo para culminar esta meta.

Mi agradecimiento para

Dr. Fernando Rodríguez de la Garza.

Dr. Fernando Samaniego Verduzco.

Dr. Rodolfo Camacho Velázquez.

Dr. José Luis Sánchez Bujanos.

MI. Agustín P. Galindo Nava.

por compartir su tiempo y conocimientos.

En especial al Dr. Fernando Rodríguez por su acertada dirección y al  
MI. Agustín Galindo por su valiosa asistencia en el manejo y modificación del  
simulador.

A PETROLEOS MEXICANOS por las facilidades y apoyo.

# ÍNDICE

<b>RESUMEN</b>	ii
<b>LISTA DE TABLAS</b>	iv
<b>I. INTRODUCCIÓN</b>	1
<b>II. DESCRIPCIÓN DEL MODELO UTILIZADO</b>	6
<b>III. MODELADO DE UN SOLO BLOQUE</b>	14
III.1 Un bloque de matriz preferentemente mojado por agua.	14
III.1.1 Fracturas inicialmente saturadas de agua	14
III.1.2 Fracturas inicialmente saturadas de aceite	22
III.2 Un bloque de matriz preferentemente mojado por aceite.	28
III.2.1 Fracturas inicialmente saturadas de agua	28
III.2.2 Fracturas inicialmente saturadas de aceite	37
III.3 Un bloque de matriz con mojabilidad intermedia.	41
III.3.1 Fracturas inicialmente saturadas de agua	41
III.3.2 Fracturas inicialmente saturadas de aceite	45
<b>IV. FUNCIONES DE TRANSFERENCIA</b>	50
IV.1. Cálculo analítico de los gastos de transferencia.	50
IV.2. Definición de Funciones de Transferencia	62
<b>V. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS FUNCIONES DE TRANSFERENCIA</b>	65

V.1 Sistema mojado preferentemente con agua, fracturas inicialmente saturadas totalmente de aceite.	65
V.1.1 Análisis de sensibilidad al número de bloques	65
V.1.2 Análisis de sensibilidad a la presión capilar	73
V.1.3 Análisis de sensibilidad a la permeabilidad de la matriz	81
V.1.4 Análisis de sensibilidad a la porosidad de la matriz	89
V.1.5 Análisis de sensibilidad al tamaño de bloque de matriz	98
V.2 Sistema mojado preferentemente con aceite, fracturas saturadas inicialmente de agua	105
V.2.1 Análisis de sensibilidad al número de bloques	105
V.2.2 Análisis de sensibilidad a la presión capilar	111
V.2.3 Análisis de sensibilidad a la permeabilidad de la matriz	118
V.2.4 Análisis de sensibilidad a la porosidad de la matriz	125
V.2.5 Análisis de sensibilidad al tamaño de bloque de matriz	134
V.3 Sistema con mojabilidad mixta, fracturas inicialmente saturadas inicialmente de agua.	140
V.3.1 Análisis de sensibilidad al número de bloques	140
V.3.2 Análisis de sensibilidad a la presión capilar	146
V.3.3 Análisis de sensibilidad a la permeabilidad de la matriz	153
V.3.4 Análisis de sensibilidad a la porosidad de la matriz	160
V.3.5 Análisis de sensibilidad al tamaño de bloque de matriz	169
V.4 Sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente de aceite.	175
V.4.1 Análisis de sensibilidad al número de bloques	175
V.4.2 Análisis de sensibilidad a la presión capilar	181
V.4.3 Análisis de sensibilidad a la permeabilidad de la matriz	188
V.4.4 Análisis de sensibilidad a la porosidad de la matriz	195
V.4.5 Análisis de sensibilidad al tamaño de bloque de matriz	203
V.5 CONCLUSIÓN SISTEMA CON MOJABILIDAD MIXTA	209
<b>VI. FACTORES DE ESCALAMIENTO.</b>	213
<b>VII. MODELADO DE UN BLOQUE CON VÚGULOS</b>	225
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	262
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	264
<b>NOMENCLATURA</b>	266

## RESUMEN

En este trabajo se estudió el comportamiento de la transferencia de los fluidos entre matriz y fracturas en la zona invadida por el agua en un yacimiento naturalmente fracturado. El modelado del flujo de fluidos se hace numéricamente considerando a los medios de fracturas y de bloques de matriz como un medio continuo, de una sola porosidad, con características y propiedades correspondientes a cada medio. Se analizaron sistemas con diferentes mojabilidades: *i) roca preferentemente mojada por agua, ii) mojabilidad mixta y iii) preferentemente mojada por aceite*; así como distintas condiciones iniciales en el sistema de fracturas: *i) fracturas saturadas con agua y ii) fracturas saturadas con aceite*.

El dominio está discretizado con una malla multimodal en tres direcciones. Se inyecta agua en la base del apilamiento a un gasto pequeño y constante, tal que en el proceso de flujo únicamente actúen fuerzas capilares y gravitacionales; en la cima del apilamiento se produce a presión constante a través de la fractura superior.

Los experimentos se realizaron en un solo bloque y en una pila de bloques de matriz. En el estudio de un solo bloque se analizó el comportamiento en detalle de la transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura a través de todas las caras del bloque. Observando la presión y saturación de agua medias, así como los gastos de aceite y agua totales, se encontró que existen periodos de flujo bien definidos y característicos de algunas de las fuerzas dominantes (capilares o gravitacionales). Se observó que el comportamiento del sistema con mojabilidad mixta es la consecución de los comportamientos del sistema mojado por agua y del sistema mojado por aceite.

Con la pila de 5 bloques se estudió el comportamiento de los gastos de reinfiltración y drene de aceite y agua. Para el sistema mojado por aceite el intercambio de aceite entre los bloques de matriz y fractura puede ser representado por lo menos de 3 curvas, que describen el comportamiento del bloque inferior, el del bloque inmediato superior y el resto de los bloques respectivamente, a diferencia del sistema mojado por agua en el que se requieren solo dos; para el sistema con mojabilidad mixta se requieren como mínimo de tres curvas.

Un análisis de sensibilidad al número de bloques en el apilamiento, la altura, la permeabilidad, la porosidad y la presión capilar de los bloques de matriz fue realizado, de donde se observó que los sistemas no son sensibles a la porosidad de la matriz en un  $\pm 20\%$  del valor de referencia, y que el comportamiento a diferentes valores de permeabilidad puede ser obtenido mediante factores de escalamiento, a partir de uno conocido.

Finalmente se trabajó con un bloque heterogéneo e isotrópico, donde la heterogeneidad está representada como celdas vóculo, y se observó que la recuperación final de aceite está directamente relacionada con la porosidad total, y es independiente de la posición de los vóculos. También se encontró que independientemente del volumen poroso total las funciones de transferencia tienden a agruparse en una sola, difiriendo cuando los vóculos están orientados en la dirección de flujo.

# I. INTRODUCCIÓN

El comportamiento del flujo de fluidos en formaciones geológicas fracturadas ha sido siempre de interés en la ingeniería de yacimientos petroleros, en los estudios de hidrología de aguas subterráneas y en la ingeniería del medio ambiente.

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

Los mecanismos de recuperación de aceite de sistemas fracturados son significativamente diferentes de los correspondientes a los sistemas de porosidad sencilla, debido a que además de la porosidad y permeabilidad de la matriz se debe de considerar la permeabilidad de la fractura; así como los factores que controlan el intercambio de fluidos entre los dos sistemas. Estos mecanismos son complejos debido a que la expansión de fluidos expulsa los hidrocarburos de la porosidad de la matriz hacia las fracturas, mientras que las fuerzas de gravedad y capilares pueden mejorar o inhibir la recuperación de fluidos de la matriz.<sup>3</sup>

Durante el intercambio de fluidos matriz-fractura, se generan perfiles de saturación y presión que no son uniformes a través de todo el bloque de matriz. Las fuerzas capilares producen perfiles que varían radialmente del centro hacia fuera de un bloque de matriz, mientras las fuerzas de gravedad crean perfiles que varían solo en la dirección vertical.

Predecir el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados ha representado un reto para los ingenieros de yacimientos por muchos años. Se han realizado esfuerzos considerables para entender los procesos físicos que ocurren en éstos para representarlos adecuadamente en modelos matemáticos para su análisis. El uso de simuladores numéricos como una herramienta predictiva ha sido complicada por la enorme discrepancia en las propiedades de la matriz y del sistema de fracturas que las interconectan <sup>2</sup>, así como por las relaciones de transferencia entre ambos sistemas. El aspecto más importante y difícil de modelar en un yacimiento naturalmente fracturado es el intercambio de fluidos matriz-fractura; varios autores han publicado modelos para manejar este problema <sup>2,4,5,6</sup>.

Warren & Root<sup>1</sup> proponen una aproximación de dos medios superpuestos para modelar el sistema naturalmente fracturado, las fracturas son tratadas como un medio continuo y los bloques de matriz como un medio discontinuo, en el cual las fracturas forman un sistema ortogonal orientado con los ejes principales de permeabilidad. También presentaron una solución analítica para el flujo de una fase en régimen pseudopermanente entre matriz y fractura y transitorio en las fracturas; donde suponen que el flujo puede ocurrir entre la matriz y las fracturas, pero no puede ocurrir entre bloques de matriz.

Kazemi<sup>8</sup> extiende el modelo previo de flujo multifásico. El flujo puede ocurrir entre los bloques de matriz y las fracturas ó entre fracturas adyacentes, pero no entre bloques de matriz. El flujo entre la matriz y la fractura es proporcional a un “**factor de forma**” generalmente representado como  $\sigma$  y la fuerza de empuje es la diferencia de potencial entre un bloque de matriz y las fracturas circundantes.

Rossen<sup>2</sup> representa la contribución de los bloques de matriz como términos fuente y sumidero; estos términos fueron determinados usando simulaciones de malla fina de un bloque de matriz rodeado de fracturas y dependen de presión, del contenido de fluidos en la fractura y del tiempo en que el contenido de fluidos en la fractura cambia (funciones de pseudopresión).

En otros estudios<sup>23,24,25</sup> se ha concluido que además de la expansión de fluidos, la reducción del volumen poroso, la diferencia de potencial entre la matriz y la fractura, la imbibición y segregación gravitacional, las variables como la reinfiltración de aceite y la continuidad capilar influyen mucho en el comportamiento de transferencia matriz-fractura y deben de considerarse en la simulación de yacimientos naturalmente fracturados.

En sistemas gas-aceite, Fung<sup>9</sup> definió la reinfiltración como la re-entrada de aceite drenado por bloques de matriz a bloques subyacentes. Este término será aplicado en este trabajo para el caso de sistemas agua-aceite en el que el aceite drenado puede ser reinfiltrado por un bloque suprayacente.

DuPrey<sup>10</sup> supuso que el aceite drenado por un bloque de matriz superior en el casquete de gas, es absorbido por el bloque cercano inferior, los resultados de la simulación de una pila de 8 bloques mostraron que la producción de aceite se retrasa considerablemente al compararla con resultados que consideran que el aceite viaja por las fracturas.

Saidi et al<sup>11</sup> observaron a través de trabajos experimentales físicos y numéricos que cuando el aceite es suministrado para saturar completamente un bloque de matriz, con una altura menor que la presión capilar ( $P_c$ ) a las condiciones iniciales, el aceite prefiere viajar a través de los bloques de matriz en lugar de las fracturas.

Así como estos autores, otros han tratado de representar el comportamiento de la transferencia matriz-fractura mediante términos de gravedad explícitos en los términos de flujo de las ecuaciones que describen el comportamiento de fluidos. Algunos mas han propuesto dividir el dominio de un bloque de matriz rodeado de fracturas en varios subdominios<sup>12</sup>; aunque con este tratamiento se incrementa el tiempo de cómputo en más de 10 veces comparado con simuladores convencionales de doble porosidad.

En la actualidad, el modelado de la transferencia de fluidos matriz fracturas, en la simulación numérica del flujo en yacimientos naturalmente fracturados, se hace básicamente empleando pseudofunciones o términos explícitos de presión capilar y efectos gravitacionales. Colocar los términos de gravedad directamente en los términos de intercambio requiere una simplificación: considerar segregación de fluidos en la matriz; con esta suposición; el nivel de la interfase en la matriz puede ser calculada; sin embargo en muchos casos la segregación no existe. La formulación resultante también puede implicar que el gasto de drene de aceite inicial de un bloque de matriz rodeado por gas sea proporcional a su altura vertical, esto no es correcto en casos donde el drene es dominado por el gasto al cual el aceite puede moverse hacia abajo a través de la matriz<sup>2</sup>.

Tan & Firoozabadi<sup>13</sup> estudiaron el comportamiento de fluidos en un sistema gas-aceite, para una pila de bloques de matriz en una sola celda de simulación (no existe transferencia matriz-matriz entre celdas de simulación), utilizando el modelo analítico desarrollado por Firoozabadi & Ishimoto<sup>21</sup>. Observaron con una malla fina de simulación y con el modelo analítico que el aceite drenado de los bloques de matriz superiores se reinfiltra totalmente en los bloques inferiores, cuando la pila está rodeada por gas. Al graficar el gasto de drene normalizado por el volumen poroso del bloque versus Sgi notaron que el comportamiento para los bloques 2 a N era muy similar, no así para el primero de ellos. Encontrando de esta forma una relación funcional entre la saturación media de gas de los bloques y el gasto de transferencia matriz-fractura, y que dos pseudofunciones son suficientes para representar el comportamiento de N bloques apilados. En su trabajo muestran la forma de estas pseudofunciones y el procedimiento para modelar la reinfiltración en la pila de bloques de matriz.

Como se ha mencionado, las investigaciones de transferencia de fluidos se han orientado principalmente en bloques saturados de aceite rodeados con fracturas saturadas con gas (zona del casquete de gas). Recientemente Vicencio<sup>7</sup> investigó la zona invadida por agua y consideró bloques de matriz con una mojabilidad preferente por agua, homogéneos e isotrópicos rodeados de fracturas saturadas con agua, y define relaciones funcionales tales como las reportadas por Firoozabadi<sup>13</sup>.

En este trabajo se pretende investigar el comportamiento de la transferencia de fluidos entre matriz y fracturas en la zona invadida por agua en yacimientos naturalmente fracturados, considerando combinaciones de bloques de matriz homogéneos e isotrópicos, con diferentes mojabilidades: *i) roca preferentemente mojada por agua, ii) mojabilidad mixta y iii) preferentemente mojada por aceite*, y distintas posiciones del bloque de matriz con respecto al contacto agua-aceite: *i) sistema de fracturas saturadas 100% con agua y ii) fracturas saturadas 100% con aceite*, teniendo como objetivo principal: desarrollar formas simples alternas (pseudofunciones) para representar en la simulación numérica la transferencia de fluidos matriz fractura, en un sistema naturalmente fracturado, conteniendo agua y aceite.

## II. DESCRIPCION DEL MODELO UTILIZADO

Para lograr los objetivos planteados se utilizó el simulador "SIMPUMA", para yacimientos homogéneos, como un laboratorio, donde se representa un bloque de matriz rodeado de fracturas.

Se consideró un bloque de matriz de 1ft x 1ft x 2ft, Fig. II.1. Debido a la simetría en el flujo en las direcciones  $x$ ,  $y$ , se empleó para fines de este estudio solo un cuarto del bloque; por lo tanto, las fronteras internas del bloque de matriz son de no flujo. La frontera superior del bloque está abierta al flujo a una presión fluyendo constante y en la frontera inferior se inyecta agua a un gasto constante.

El dominio está discretizado con una malla fina multimodal<sup>a 22</sup> en tres direcciones (4x4x12), en el que las celdas de menor tamaño ( $X=1$ ,  $Y=1$ ,  $Z=1$ ,  $Z=12$ ) tienen características y propiedades representativas del sistema fracturado y el resto de las celdas corresponden al bloque de matriz. Se utilizó este tipo de malla por que se ha demostrado<sup>7</sup> que representa mejor los cambios fuertes de saturación cerca de las fracturas, sobre todo cuando se utiliza el tamaño de la primera celda igual a la abertura de la fractura, además que la estabilidad del simulador es mejor, redundando en menores tiempos de cómputo.

Las características de un bloque de matriz y de las fracturas se presentan en la Tabla II.1. y en la Fig. II.1.

---

<sup>a</sup> Malla no uniforme, que es caracterizada mediante dos parámetros: el número de segmentos y la relación  $R_x$  (relación del tamaño de la última celda con respecto a la primera). También puede ser definida mediante el tamaño de la primera celda,  $\Delta x_1$ , en lugar de  $R_x$

	Matriz	Fractura
Porosidad [fracc]	0.12	1.00
Permeabilidad abs [Darcy's]	0.050	200
Compresibilidad de la formación [ $\text{psi}^{-1}$ ]	$5 \times 10^{-6}$	
Presión inicial [psi]	2000	
Presión de fondo fluyendo [psi]	1995	
Ancho de las fracturas [pies]		0.0005
Saturación de agua inicial [fracc]	Según modelo	Según modelo 0.0 ó 1.0
Dimensiones del bloque de matriz	$L_x = L_y = 0.5 \text{ ft}$	
	$L_z = 2 \text{ ft}$	

Tabla II.1. Características del modelo de simulación.

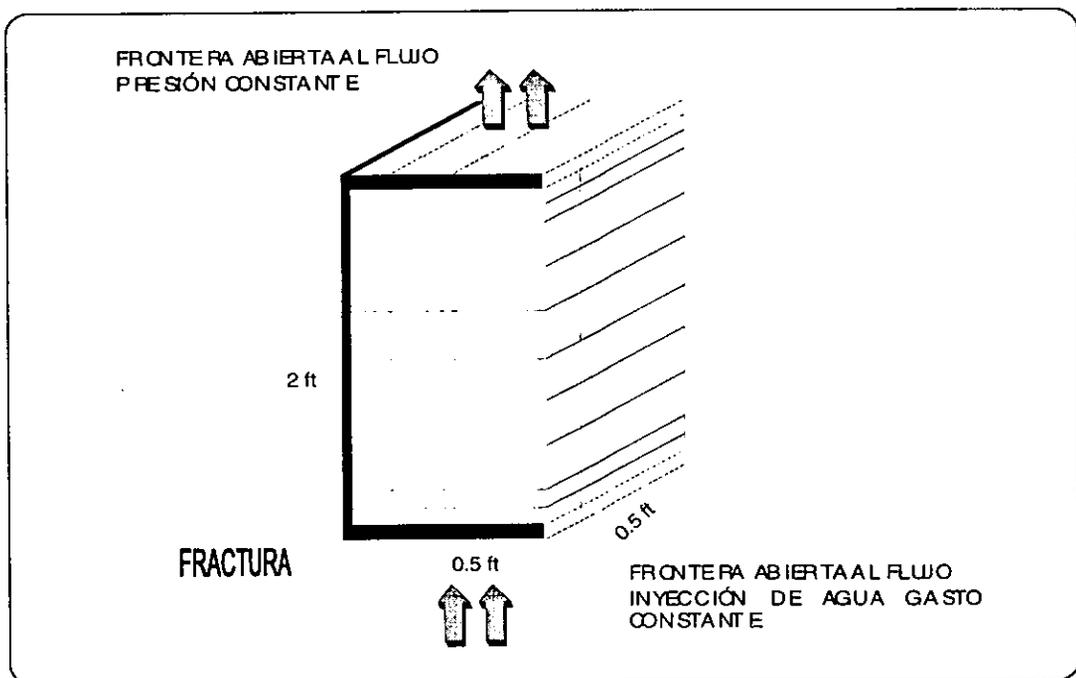


Fig.II.1. Características del modelo de simulación.

Los bloques de matriz presentan una saturación congénita de agua y residual de aceite de acuerdo al sistema analizado, como se indica en la Tabla II.2

<b>MOJABILIDAD</b>	<b><i>Swc (fracc)</i></b>	<b><i>Sor (fracc.)</i></b>
<b>AGUA</b>	0.25	0.27
<b>INTERMEDIA</b>	0.33	0.13
<b>ACEITE</b>	0.15	0.33

**Tabla II.2. Características del modelo de simulación, saturaciones límite.**

Los valores de permeabilidad relativa de la matriz cumplen con las reglas prácticas de la referencia 14 para diferentes mojabilidades de sistemas, de acuerdo con la Tabla II.3.

	<b>MOJADO POR AGUA</b>	<b>MOJADO POR ACEITE</b>
Sat. de agua congénita	Menor de 20% a 25% de $V_p$	Menor de 15% de $V_p$
Sat donde $K_{ro}$ y $K_{rw}$ son iguales	Mas de 50% de $S_w$	Menor de 50% de $S_w$
$K_{rw}$ a la máxima $S_w$ (al barrido total)	Menor del 30%	Mas del 50% con tendencia a 100%

**Tabla II.3. Reglas prácticas para diferenciar mojabilidad de sistemas<sup>14</sup>.**

Las permeabilidades relativas de la fractura se consideraron como una función lineal de la saturación de agua, sin daño. La presión capilar es cero para el medio de fracturas.

Las propiedades de la roca preferentemente mojada por agua se tomaron de la literatura<sup>7,14</sup> y se muestran en las Figs. II.2.

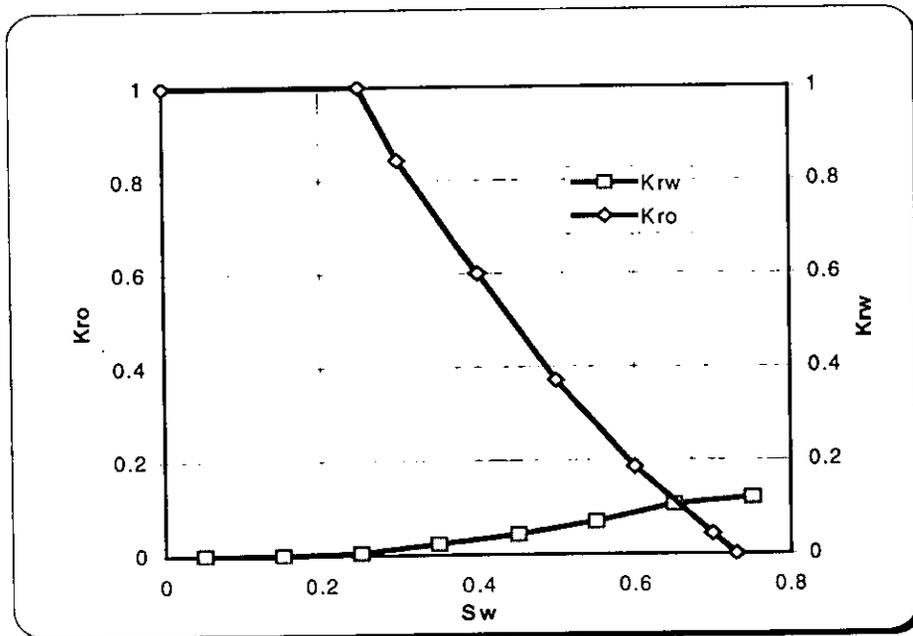
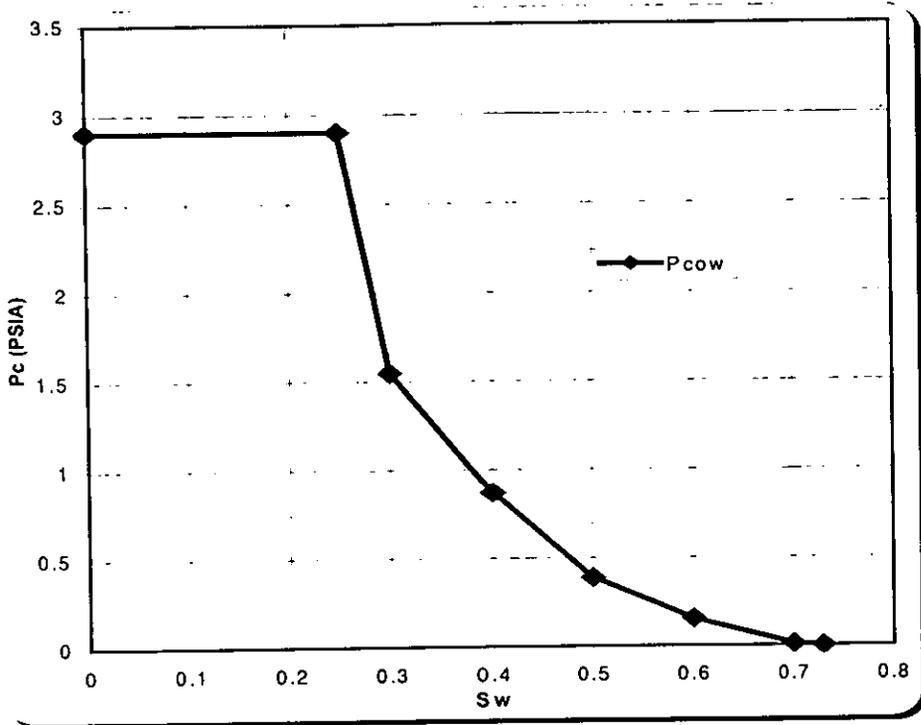


Fig. II.2 Propiedades de la roca preferentemente mojada por agua.

Para el tipo de roca con una marcada mojabilidad con aceite no se encontraron datos petrofísicos completos de permeabilidades relativas ( $k_r$ ) y presión capilar ( $P_c$ ) para la misma muestra. De la referencia 14 se obtuvieron datos de  $P_c$  vs.  $S_w$  para una roca con una marcada mojabilidad por aceite y utilizando el método propuesto por Fatt & Dykstra<sup>15</sup>, se obtuvo la curva de permeabilidad relativa para la fase mojante (aceite), de acuerdo a la siguiente relación:

$$K_{rwt} = \frac{\int_0^{S_{wt}} \frac{ds}{P_c^3}}{\int_0^1 \frac{ds}{P_c^3}} \quad \text{II.1}$$

donde  $K_{rwt}$  = Permeabilidad relativa de la fase mojante.

$P_c$  = Presión capilar de la roca (para un proceso de drene).

$dS$  = Diferencial de saturación.

$S_{wt}$  = Saturación de la fase mojante.

De la misma manera con la relación propuesta por Burdine<sup>16</sup>, se obtuvo la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante (agua):

$$K_{rmwt} = \frac{\int_{S_{wt}}^1 \frac{ds}{P_c^3}}{\int_0^1 \frac{ds}{P_c^3}} \quad \text{II.2}$$

donde  $K_{rmwt}$  = Permeabilidad relativa de la fase no mojante.

$P_c$  = Presión capilar de la roca (para un proceso de drene).

$dS$  = Diferencial de saturación.

$S_{wt}$  = Saturación de la fase mojante.

En la Fig. II.3 se muestra los valores de  $P_c$  vs.  $S_w$  obtenidos de la referencia 14, así como los valores calculados de permeabilidad relativa para la fase mojante y no mojante.

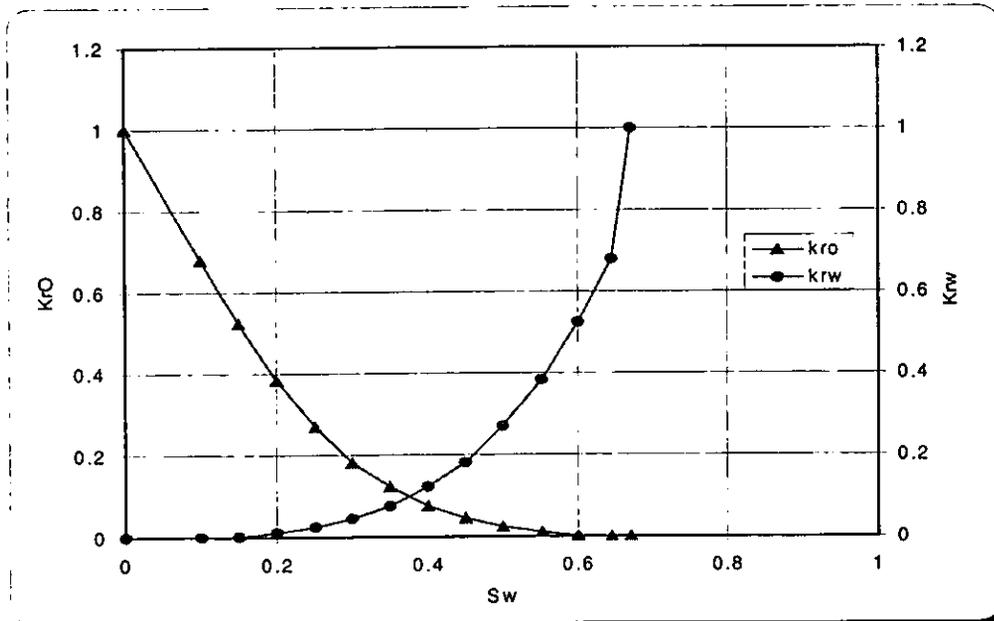
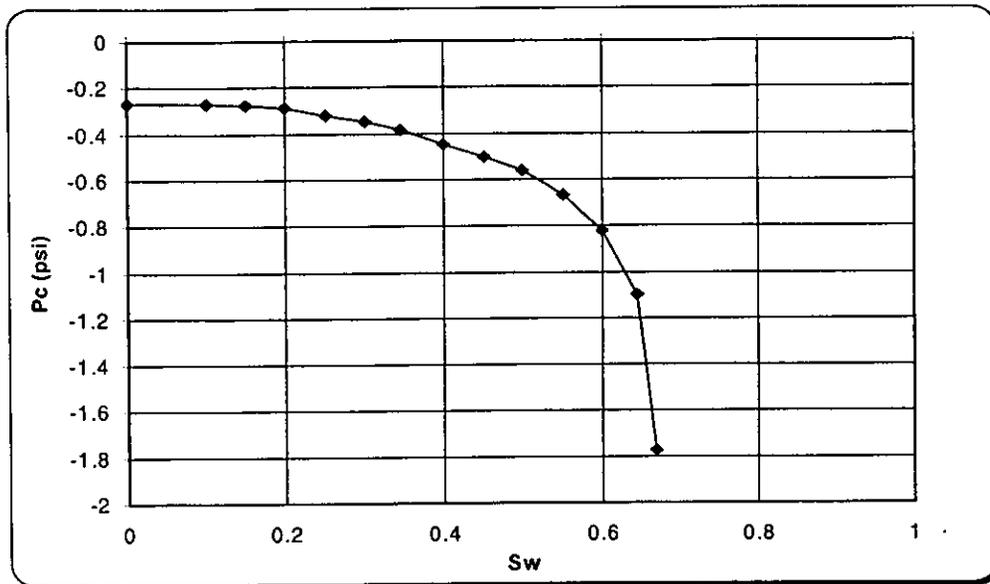


Fig. II.3. Propiedades de la roca preferentemente mojada por aceite.

Al igual que en el sistema preferentemente mojado por aceite, en la literatura tampoco se encontraron datos completos para un sistema con mojabilidad intermedia. Nuevamente de la referencia 14 se obtuvieron datos de  $P_c$  vs.  $S_w$ , y utilizando las ecuaciones II.1 y II.2, se obtuvieron las curvas de permeabilidad relativa de las fases.

En las Figs. II.4 se muestran los valores de  $P_c$  vs.  $S_w$  obtenidos y los valores de permeabilidad relativa calculados.

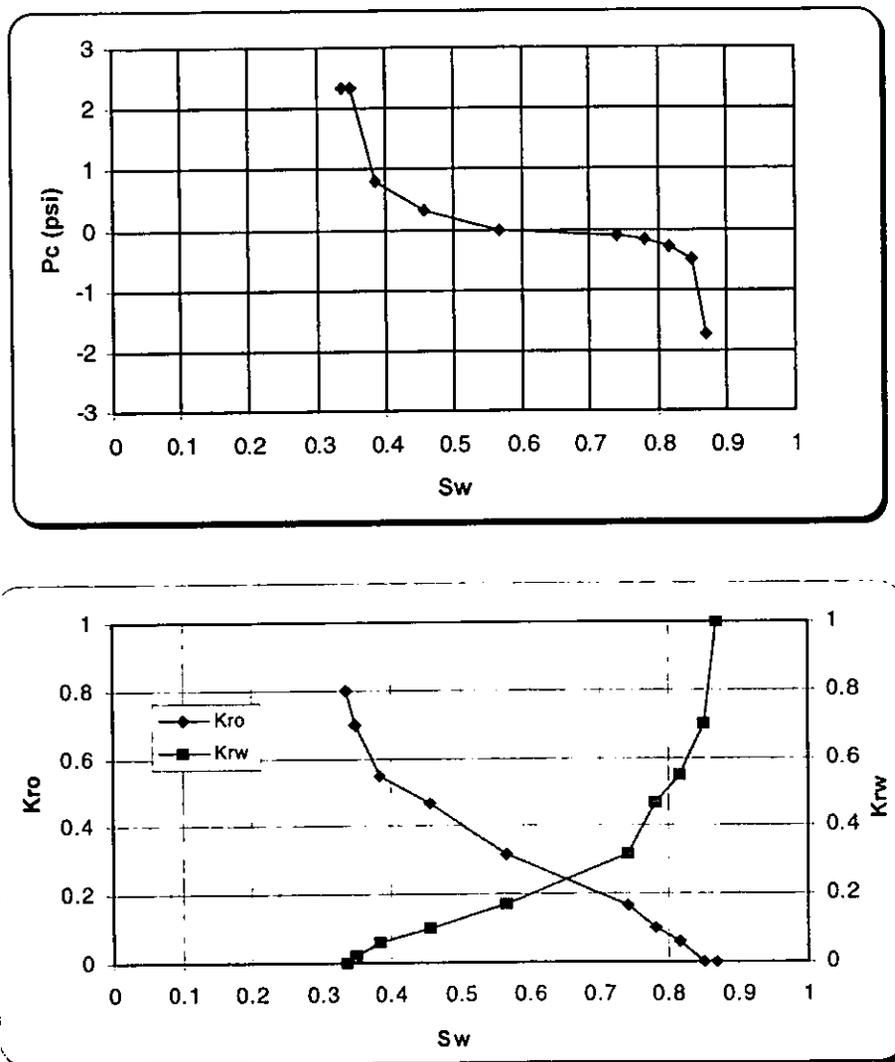


Fig. II.4 Propiedades de la roca con mojabilidad mixta.

Se está considerando un aceite negro tomado de la literatura<sup>18</sup> como fluido saturante. Las propiedades del agua congénita también se obtuvieron de literatura, empleando correlaciones<sup>19</sup>, estos valores se muestran a continuación:

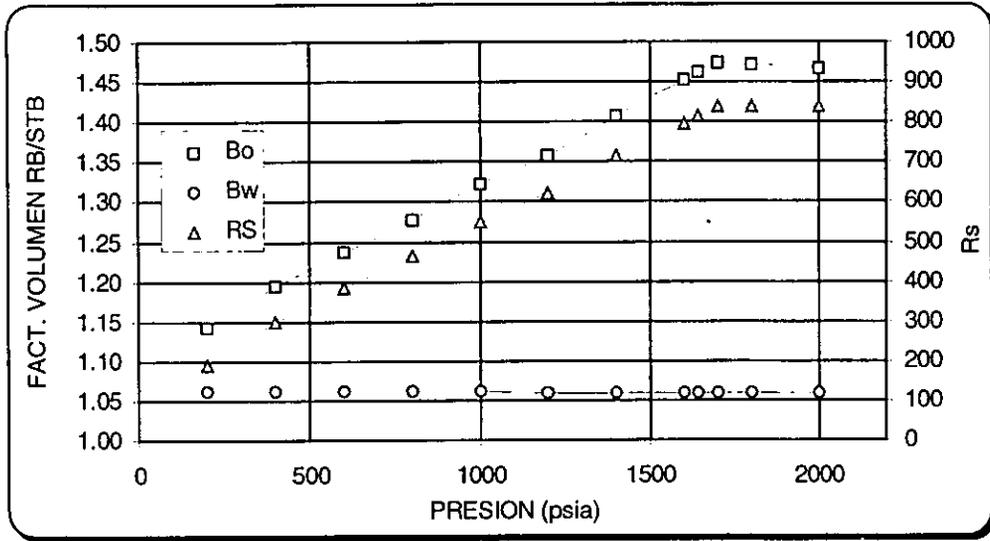


Fig. II.5. Propiedades del aceite saturante.

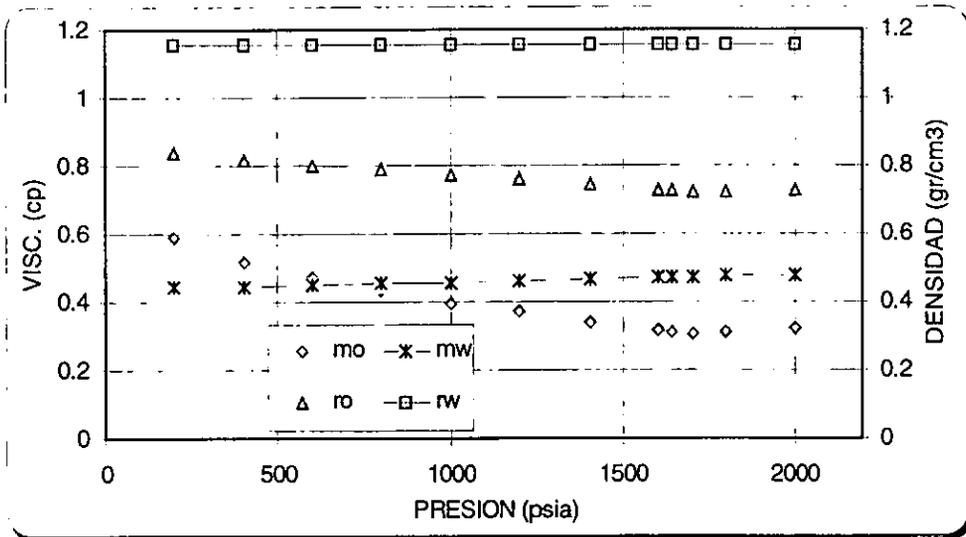


Fig. II.6 Propiedades de los fluidos.

### III. MODELADO DE UN SOLO BLOQUE.

#### III.1 UN BLOQUE DE MATRIZ PREFERENTEMENTE MOJADO POR AGUA.

La experimentación numérica se realizó inicialmente en un bloque de matriz rodeado de fracturas, con una malla multimodal de 4x4x12 en las direcciones x, y, z, respectivamente, con el tamaño de la primera celda igual al ancho de la fractura (0.005 pies), la cual se comprobó<sup>7</sup> ser una dimensión óptima para este tipo de estudios. Los parámetros de simulación utilizados se muestran a continuación:

Tolerancia en presión para el método de Newton-Rapshon	0.001 psia
Tolerancia en saturación para el método de Newton-Rapshon	0.001 fracc
Cambio de tiempo mínimo	$1.0 \times 10^{-14}$ días
Cambio de tiempo máximo	5 días
$\Delta t$ inicial	$1.0 \times 10^{-7}$

Tabla III.1. Parámetros de simulación.

##### III.1.1 FRACTURAS INICIALMENTE SATURADAS DE AGUA.

En el trabajo de Vicencio<sup>7</sup> se observó que el gasto de inyección tiene una fuerte influencia en la recuperación de aceite, arriba de ciertos valores, y se definió el gasto máximo práctico bajo el cual podían eliminarse los efectos viscosos en la transferencia de fluidos matriz fractura, siendo este proceso dominado por fuerzas gravitacionales y capilares. También se observó que al reducir el gasto de inyección se tiene un gasto mínimo en el que el comportamiento del simulador es inestable.

Se encontraron gastos de inyección máximos y mínimos para diferentes valores de permeabilidad de las fracturas, y al graficar los valores máximo y mínimo permisibles en una gráfica doble logarítmica de gastos de inyección vs. permeabilidad absoluta en la fractura, se definen tres zonas, como se muestra en la Figura. III.1

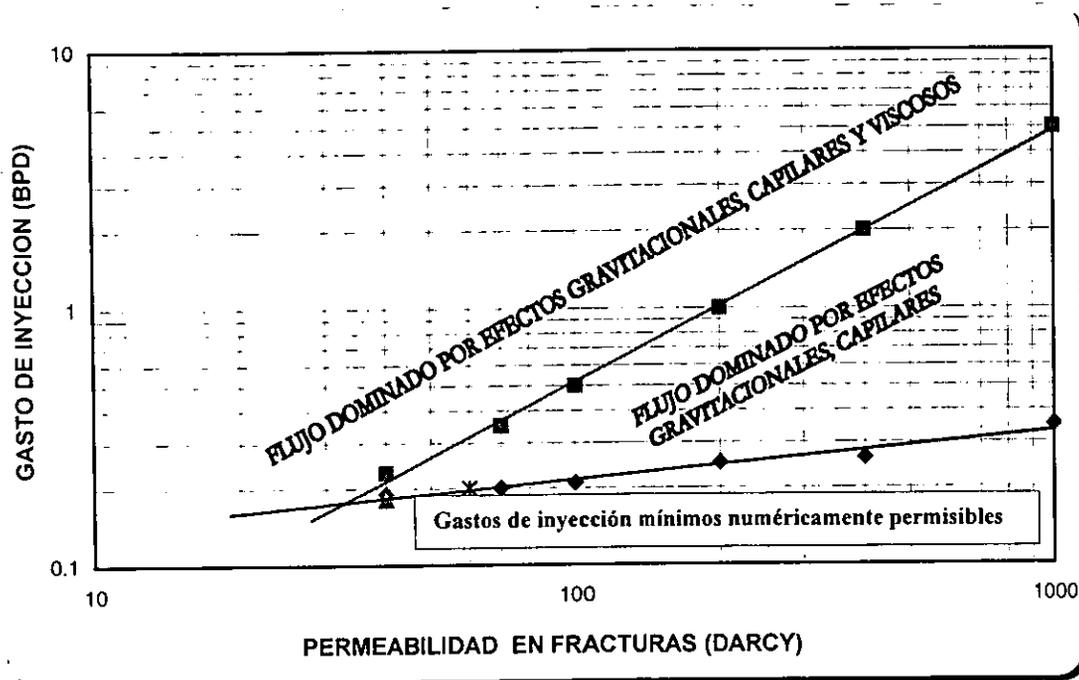


Fig. III.1. Relación  $Q_{w_{iny}}$  vs.  $K_f$  prácticos.

En este trabajo se analizaron los gastos mínimo y máximo permisibles, definidos anteriormente, con diferentes valores de permeabilidad vertical en las fracturas. Los valores utilizados fueron:  $K_{fx} = K_{fy} = 300, 400$  y  $1000$  Darcy's y la permeabilidad vertical de las fracturas se obtuvieron a las siguientes relaciones de  $k_v/k_h = 0.125, 0.33$  y  $0.5$ .

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla III.2. Estos valores se superpusieron a los anteriores en la gráfica doble logarítmica, observándose que con un

promedio armónico de las permeabilidades en la fractura se ajustan los valores mínimos pero se define una nueva recta para los gastos máximos, como se observa en la Fig. III.2

$K_{xf}=K_{yf}$ Darcy's	$K_v/K_h$ Fracción	$K_{armonica}$	$Q_{mínimo}$ BlS/día	$Q_{máximo}$ BlS/día
300	0.333	60	0.20	0.50
400	0.125	40	0.18	0.35
400	0.500	100	0.21	1.00
1000	0.500	250	0.28	3.00

Tabla III.2. Resultados del análisis de sensibilidad.

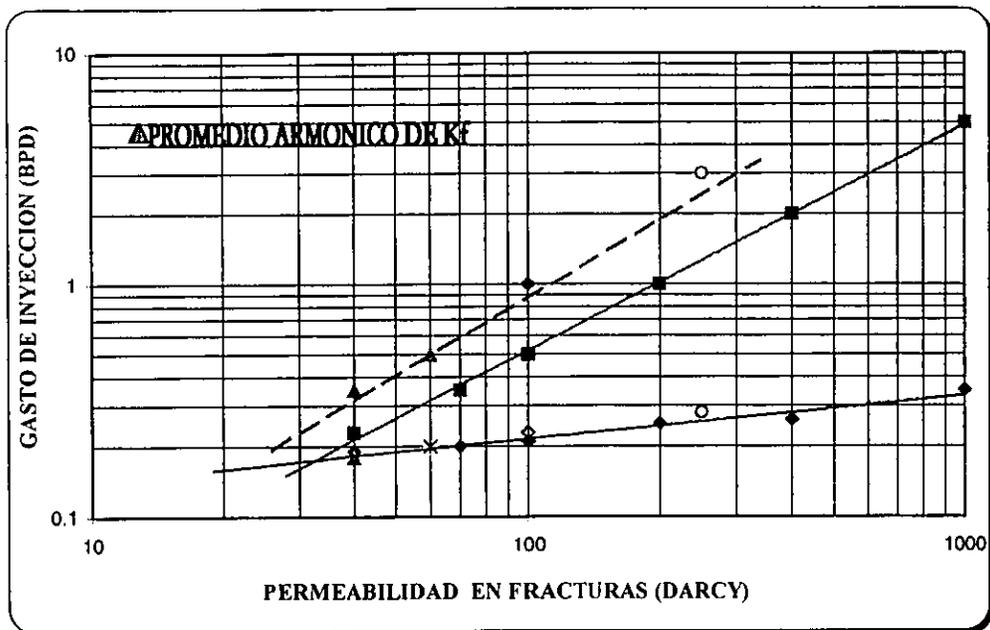


Fig. III.2. Relación  $Q_{winy}$  vs.  $K_f$  abs prácticos, considerando un promedio armónico de  $K_f$ .

En otro análisis, se modificó la permeabilidad de la matriz en la dirección Z con valores de  $K_{m_z}/K_f = 0.000125, 0.0000625$  y  $0.000025$ , manteniendo los valores de  $K_{m_x}$  y  $K_{m_y}$  en el valor original de 0.05 D, así como el valor de la permeabilidad en la fracturas de 200 Darcy's.

Siguiendo la misma metodología, se realizaron simulaciones a diferentes gastos de inyección de agua ( $Q_{iny} = 0.25, 0.5$  y  $1.0$  BPD), Fig. III.3 a III.5, sin llegar a definir ninguna nueva relación, porque al comparar los resultados que corresponden al mismo gasto se observó que no existen variaciones apreciables en el comportamiento de la presión y saturación de agua media del bloque ni en los gastos de aceite y agua totales, Fig. III.6, lo que indica que el sistema no es sensible a cambios en la permeabilidad vertical en la matriz.

Este análisis se realizó solamente para estudiar la sensibilidad a cambios en la permeabilidad vertical de la matriz, aunque no es común contar con este tipo de información.

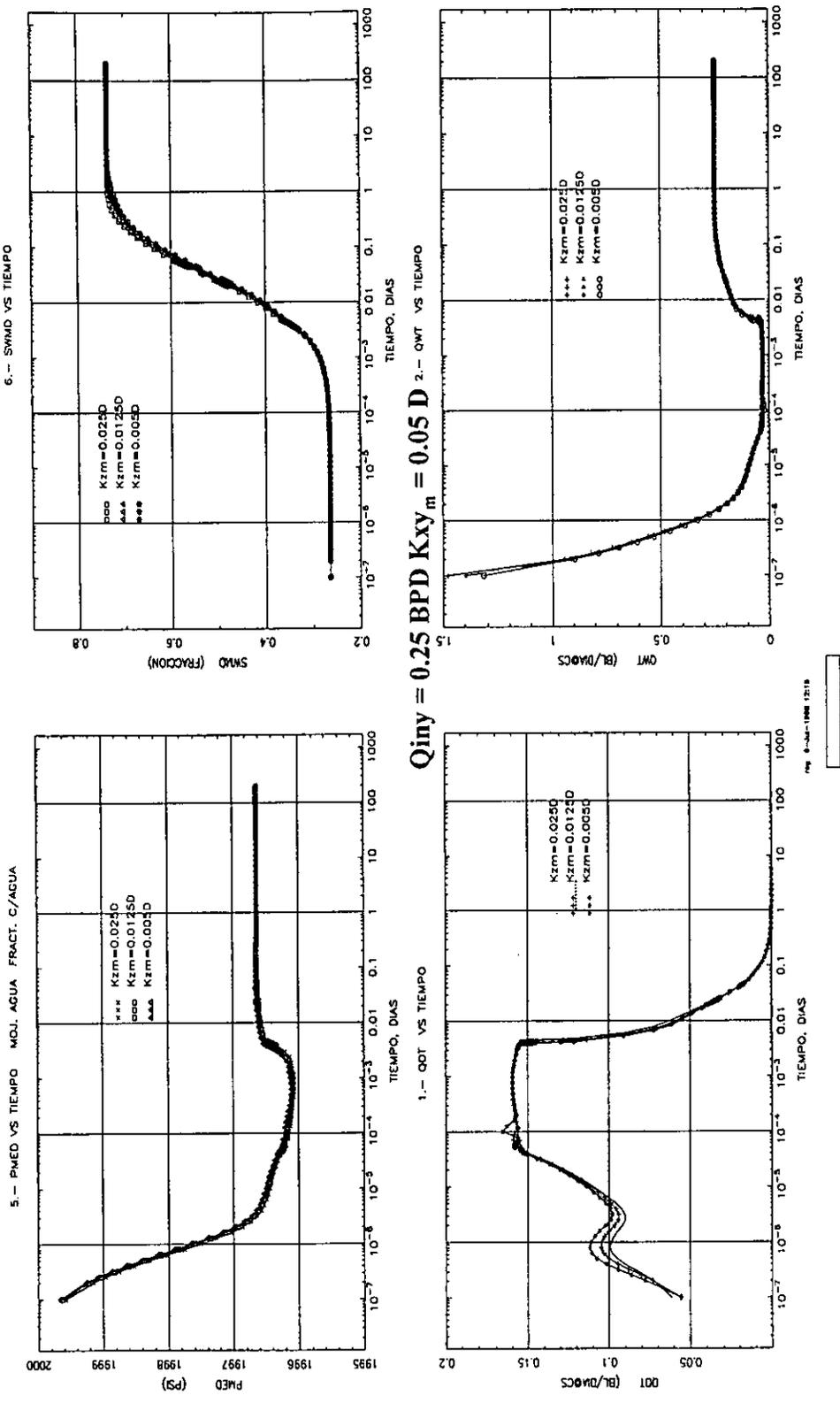
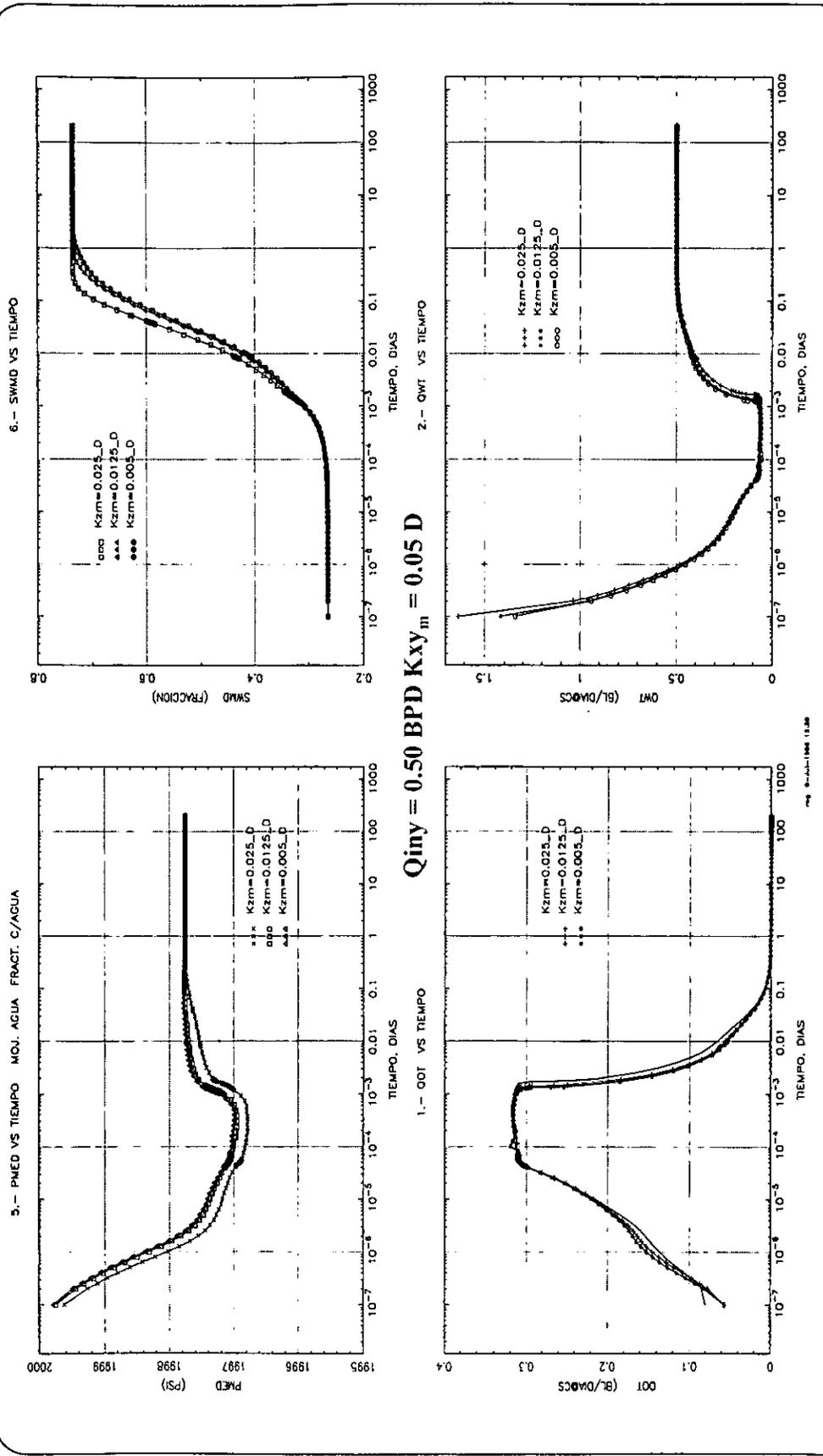


Fig. III.3 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, para el caso de roca mojada por agua y fracturas saturadas inicialmente con agua.



**Fig. III.4 Comportamiento de la saturación de agua y gastos totales de aceite y agua del sistema, para el caso de roca mojada por agua y fracturas saturadas inicialmente con agua.**

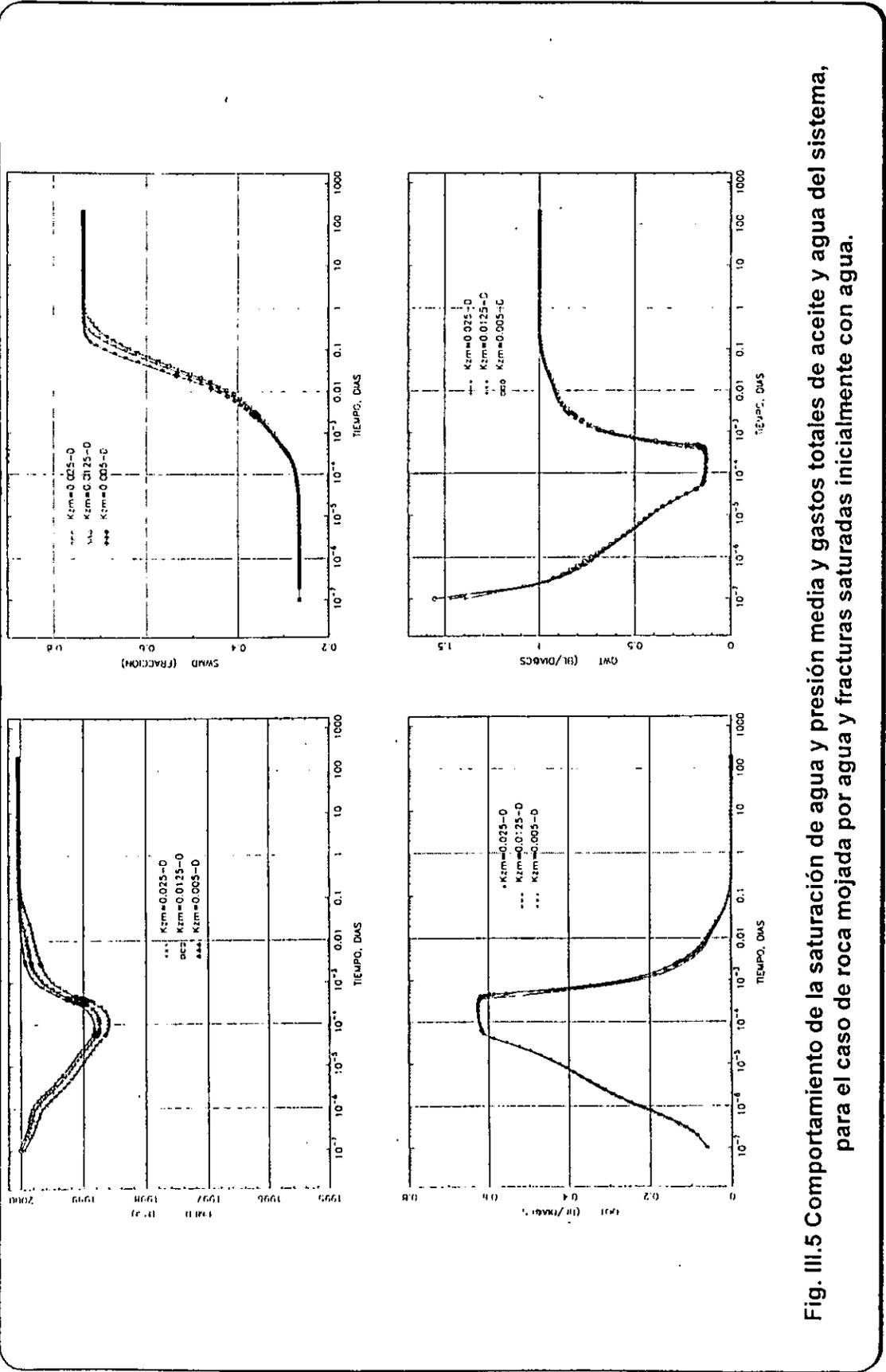


Fig. III.5 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, para el caso de roca mojada por agua y fracturas saturadas inicialmente con agua.

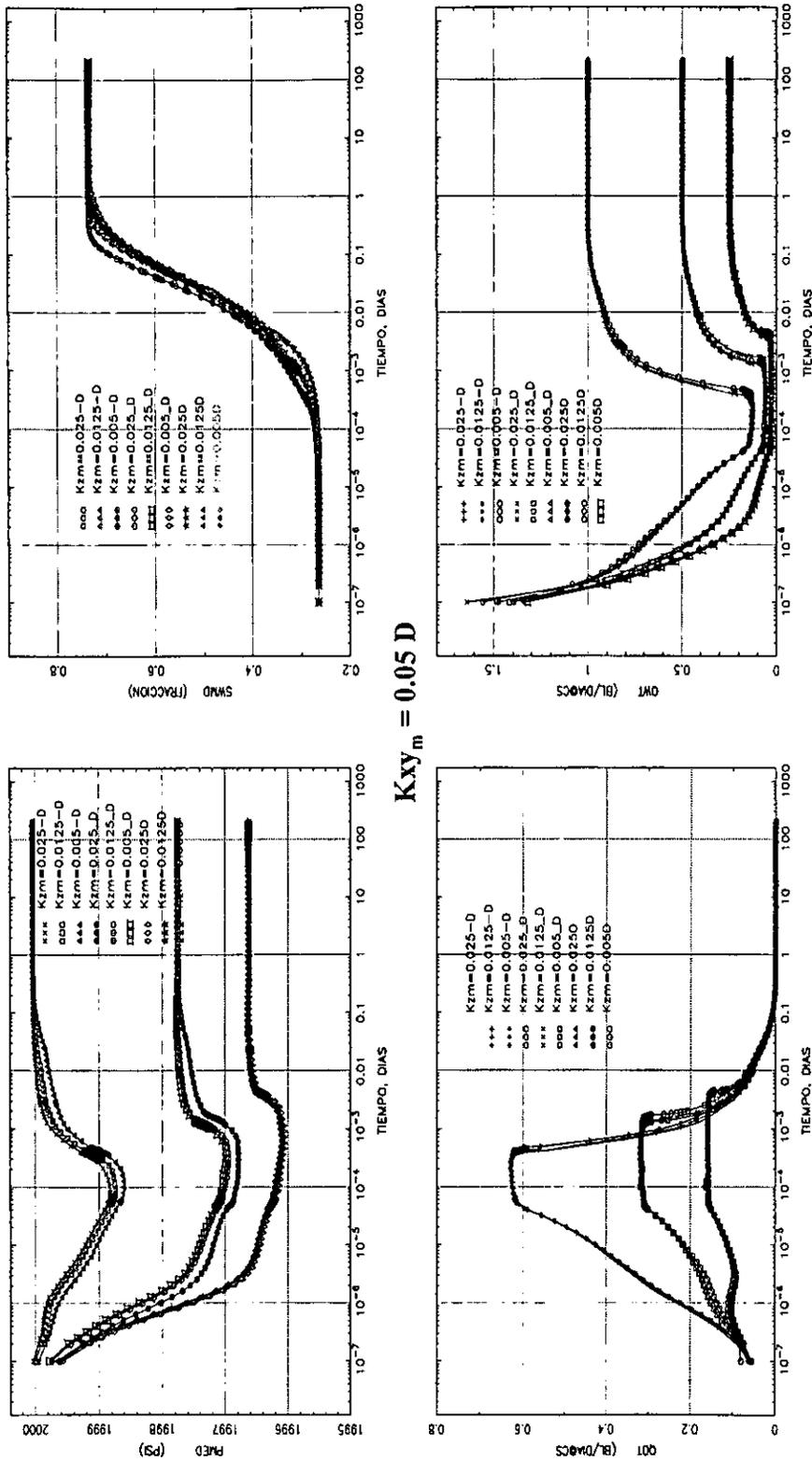


Fig. III.6 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, a diferentes gastos de inyección, para el caso de roca mojada por agua y fracturas saturadas inicialmente con agua

### III.1.2 FRACTURAS INICIALMENTE SATURADAS DE ACEITE.

Como se mencionó, uno de los objetivos de este trabajo es estudiar el comportamiento de un bloque de matriz en diferentes posiciones en el yacimiento, con respecto al contacto agua-aceite, por lo tanto se ajustó el simulador para que la región definida con características del sistema de fracturas, se encontrara inicialmente saturadas totalmente de aceite. Esto sería equivalente a que el bloque estuviera justo arriba del contacto agua-aceite, en la zona de expansión de aceite<sup>17</sup>, como se muestra en la Figura III.7.

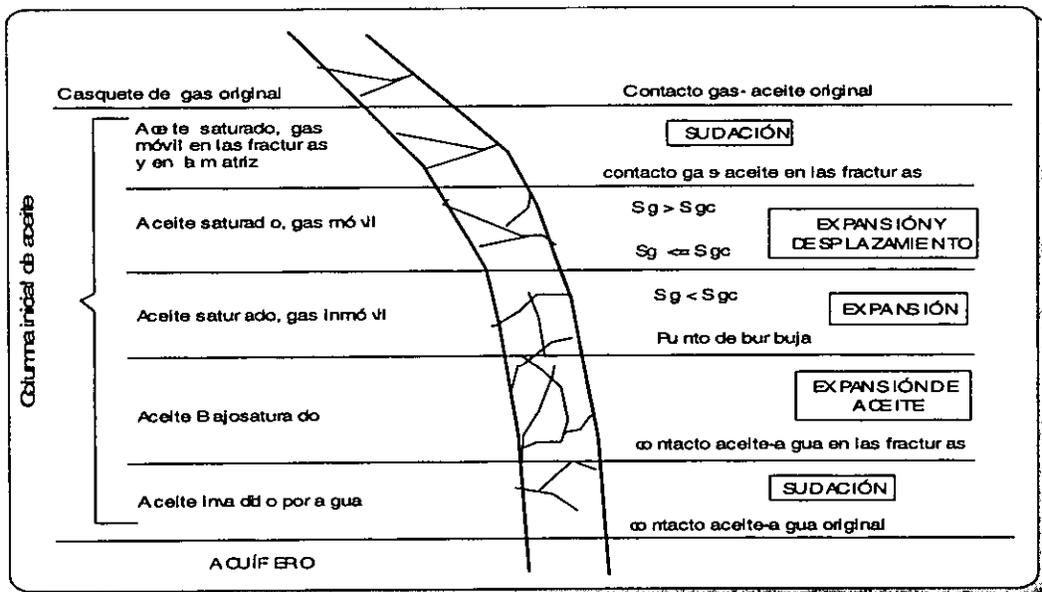


Fig. III.7 Mecanismos Simultáneos de Recuperación <sup>17</sup>.

Se realizó un análisis de sensibilidad con diferentes gastos de inyección, considerando una permeabilidad absoluta en las fracturas,  $K_f$ , de 200 Darcy's. Se consideraron los valores de 1.00 BPD (máximo práctico), 0.50BPD y 0.25 BPD (mínimo práctico).

El comportamiento de la presión y saturación medias del bloque en este sistema es similar al que se presentó cuando las fracturas se encontraban inicialmente totalmente saturadas con agua, pero el comportamiento del gasto de aceite es diferente, teniendo

valores muy altos al inicio del experimento (180 BPD en un  $t=1 \times 10^{12}$  días) y descendiendo hasta un gasto de prácticamente cero.

Analizando el comportamiento de la presión media del sistema, los gastos totales de aceite y agua, Fig. III.8 y III.9, y con la ayuda de la salida gráfica del simulador para visualizar los cambios en la saturación de agua de cada una de las celdas, se pueden definir 4 períodos principalmente:

- 1) Fracturas saturadas totalmente con aceite. El aceite de las fracturas es producido inmediatamente, a un ritmo mayor que el agua, por lo que la presión media disminuye (A).
- 2) Se produce el aceite de las fracturas, el aceite de la matriz es expulsado y satura las fracturas a un gasto constante, al mismo tiempo en el que el agua es embebida por la matriz (B).
- 3) Fracturas verticales saturadas parcialmente con agua, debido a que el aceite del bloque es desplazado hacia las celdas superiores, el gasto de aceite disminuye y el de agua aumenta (C).
- 4) El aceite móvil contenido en la matriz es desplazado totalmente, se alcanza la saturación de aceite residual, el gasto de aceite es prácticamente cero y las fracturas se saturan totalmente de agua (D).

De este análisis se observa que el gasto de inyección utilizado tiene una influencia directa en el comportamiento del sistema, como se observa en la gráfica de saturación de agua contra tiempo de la Fig. III.8 y III.9, y en la de la producción acumulada contra tiempo, Fig. III.10, donde ocurre un retraso en la recuperación, por la diferencia en los gastos de aceite, como se observa en la Fig. III.9 que es una amplificación del comportamiento de los gastos de aceite y agua totales. Esta diferencia es debida a que adicionalmente a las fuerzas capilares y gravitacionales están actuando, ligeramente, fuerzas viscosas.

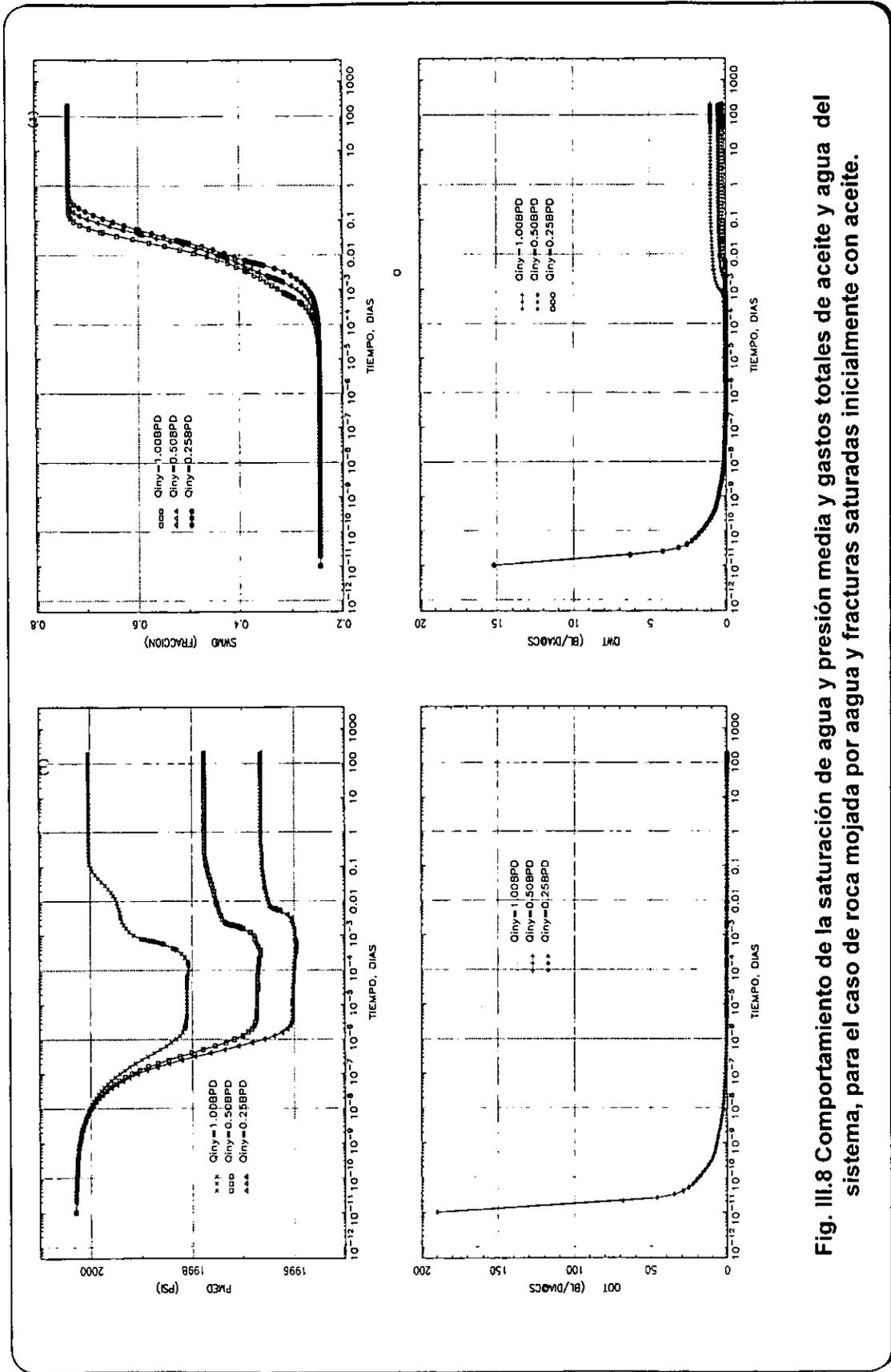


Fig. III.8 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, para el caso de roca mojada por agua y fracturas saturadas inicialmente con aceite.

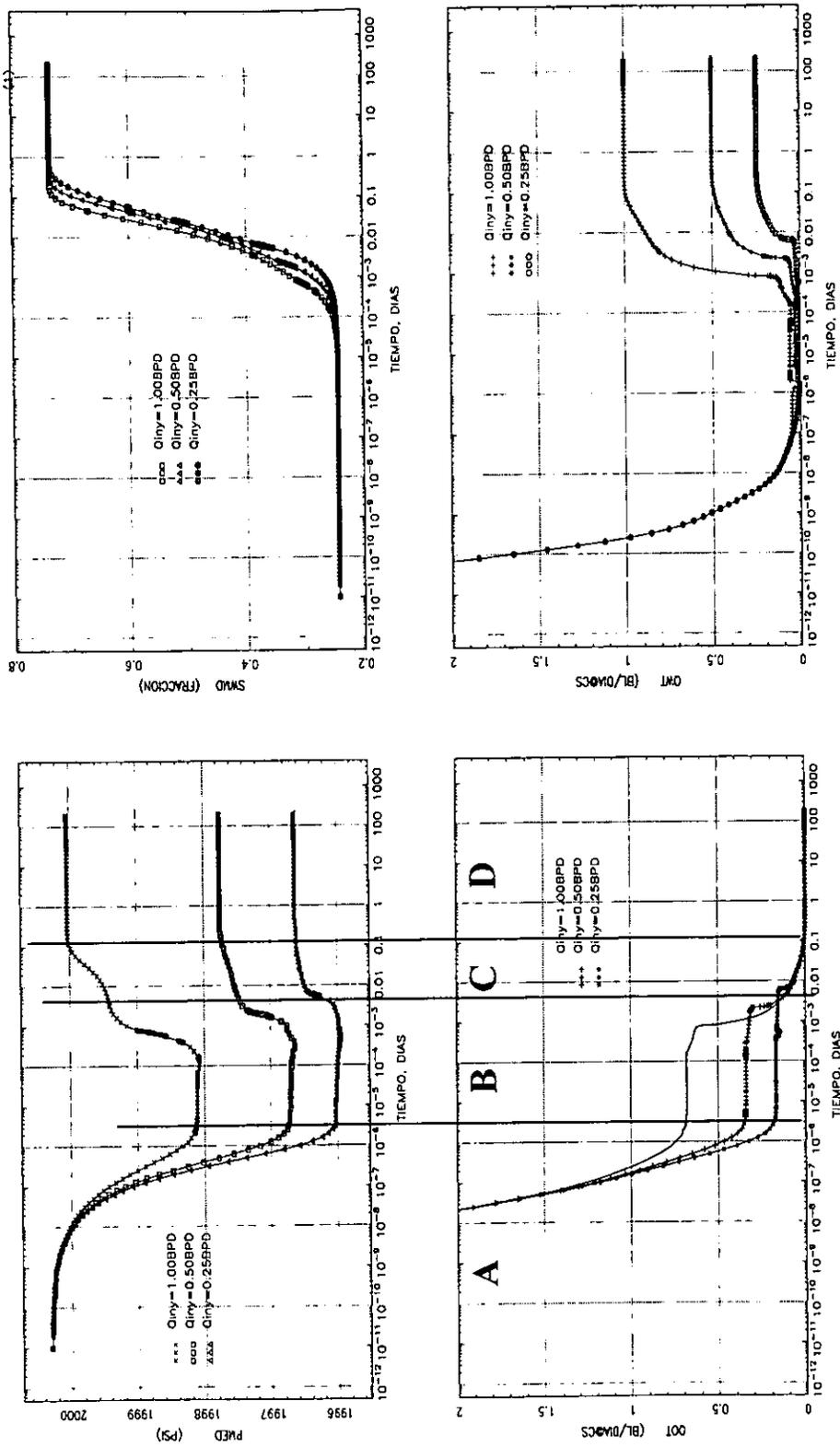


Fig. III.9 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, para el caso de roca mojada por agua y fracturas saturadas inicialmente con aceite.

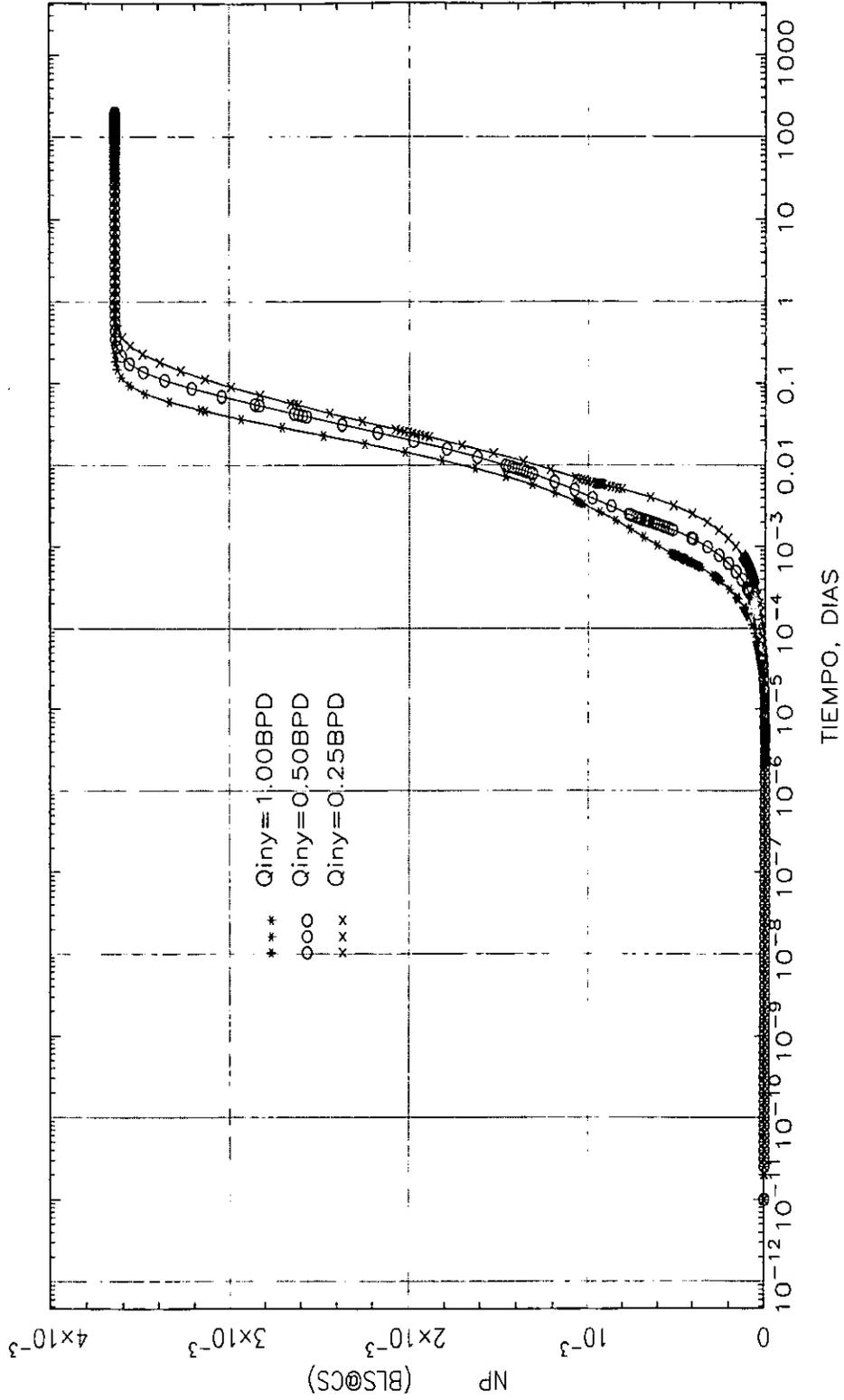


Fig. III.10 Comportamiento de la recuperación de aceite variando los gastos de inyección, sistema mojado por agua, fracturas saturadas inicialmente con aceite.

El tiempo CPU se muestra en la Figura III.11. Es importante notar los pasos de tiempo cortos que realizó el simulador y que inició con valores  $1 \times 10^{-12}$  días, esto se traduce en incrementos de casi un 100% en tiempo CPU (104 segundos a 197 segundos para corridas de características similares), comparado cuando las fracturas fueron saturadas inicialmente con agua.

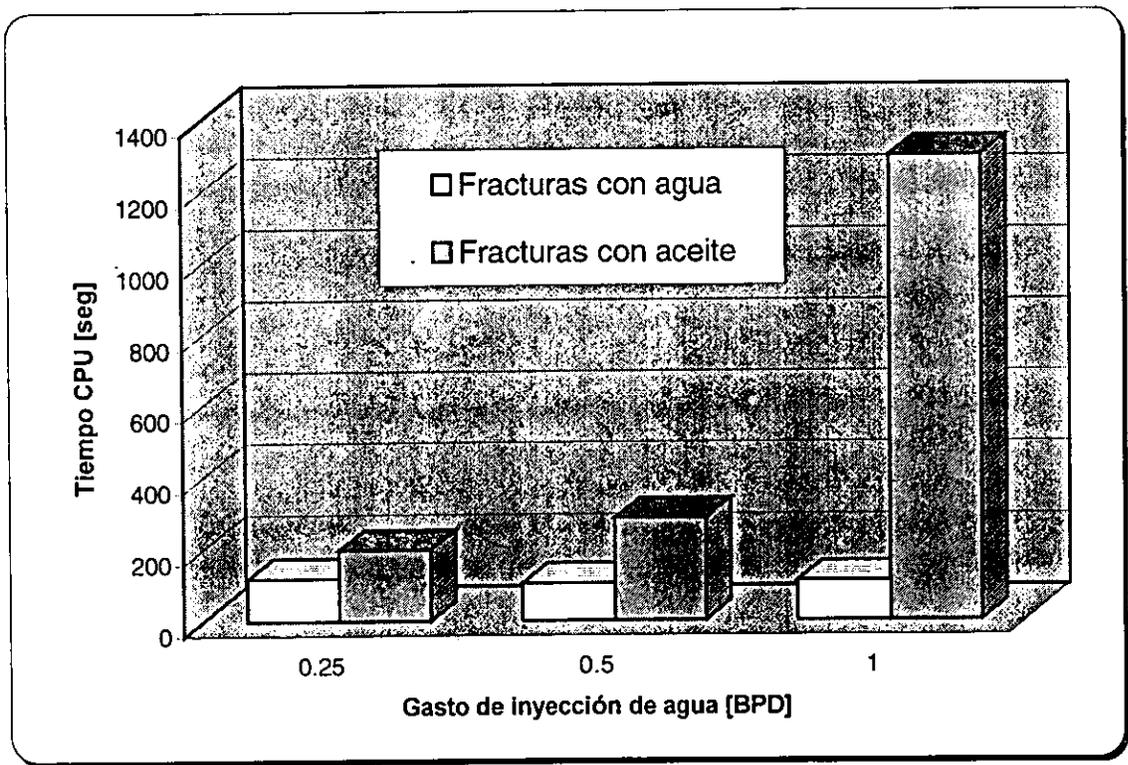


Fig. III.11. Comparación de Tiempos CPU.

## III.2 UN BLOQUE DE MATRIZ PREFERENTEMENTE MOJADO POR ACEITE.

### III.2.1 FRACTURAS INICIALMENTE SATURADAS DE AGUA.

Otro de los objetivos de este trabajo es el estudiar diferentes condiciones en las que puede encontrarse un yacimiento naturalmente fracturado, de esta forma se tiene ahora un bloque de matriz con propiedades de una roca preferentemente mojada por aceite y colocado en la zona de sudación<sup>17</sup> (Fig. III.7), donde los efectos capilares y gravitacionales tienen una marcada influencia.

Con la malla multimodal de 4 x 4 x 12 utilizada en el sistema anterior, se realizó un análisis de sensibilidad al gasto de inyección y la permeabilidad absoluta en las fracturas, para encontrar la relación práctica  $K_f - Q_{iny}$ . Los resultados se muestran en la Tabla III.3.

$K_f$ Darcy's	$Q_{mínimo}$ Bls/día	$Q_{máximo}$ Bls/día
50	0.10	0.40
100	0.10	0.80
200	0.10	1.25

**Tabla III.3. Resultados del análisis de sensibilidad.**

La Figura III.12, muestra los resultados en una gráfica doble logarítmica y en la que se definen también las tres regiones de influencia de las fuerzas capilares, gravitacionales y viscosas. En este caso el valor mínimo del gasto de inyección se

consideró de 0.1 BPD, aunque no se tuvieron problemas de estabilidad numérica en el simulador, se estimó que este es un valor suficientemente pequeño.

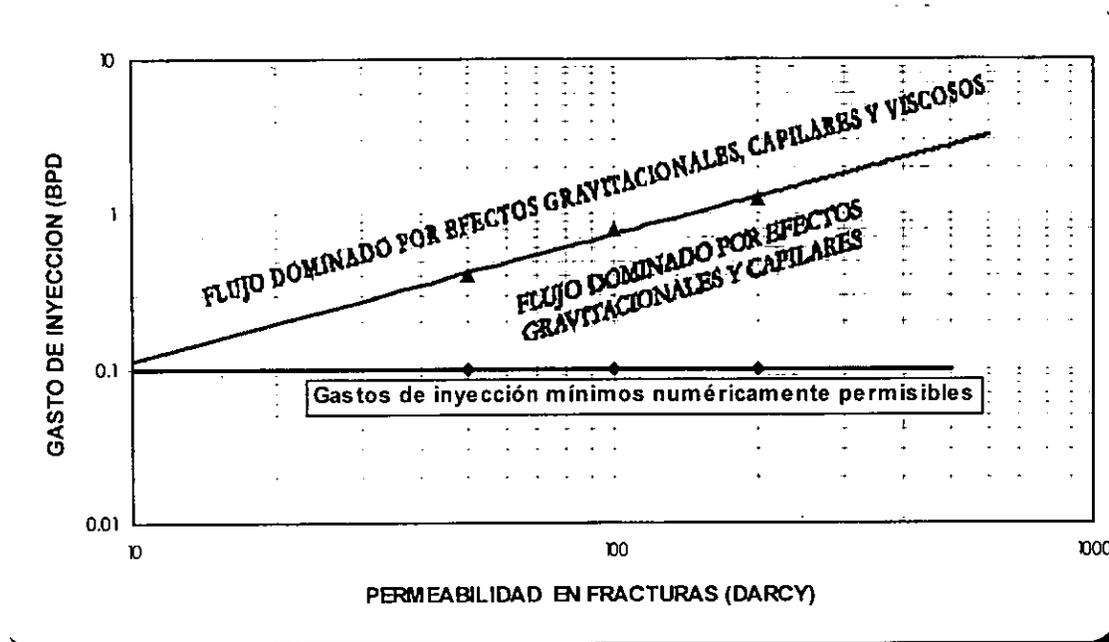


Figura III.12. Relación  $Q_{w_{iny}} - K_f$  abs

En las Figuras III.13 a III.15 se observa el comportamiento de la presión y saturación medias, así como los gastos de aceite y agua totales. Es notable el disturbio que se presenta en el gasto total de aceite, entre  $10^{-3}$  y  $10^{-4}$  días, la cual está asociada a un ligero decremento de presión media. Observando con el software asociado al simulador se correlaciono este punto en el tiempo con un cambio súbito en la saturación de agua en las fracturas (de 30 % a 100%).

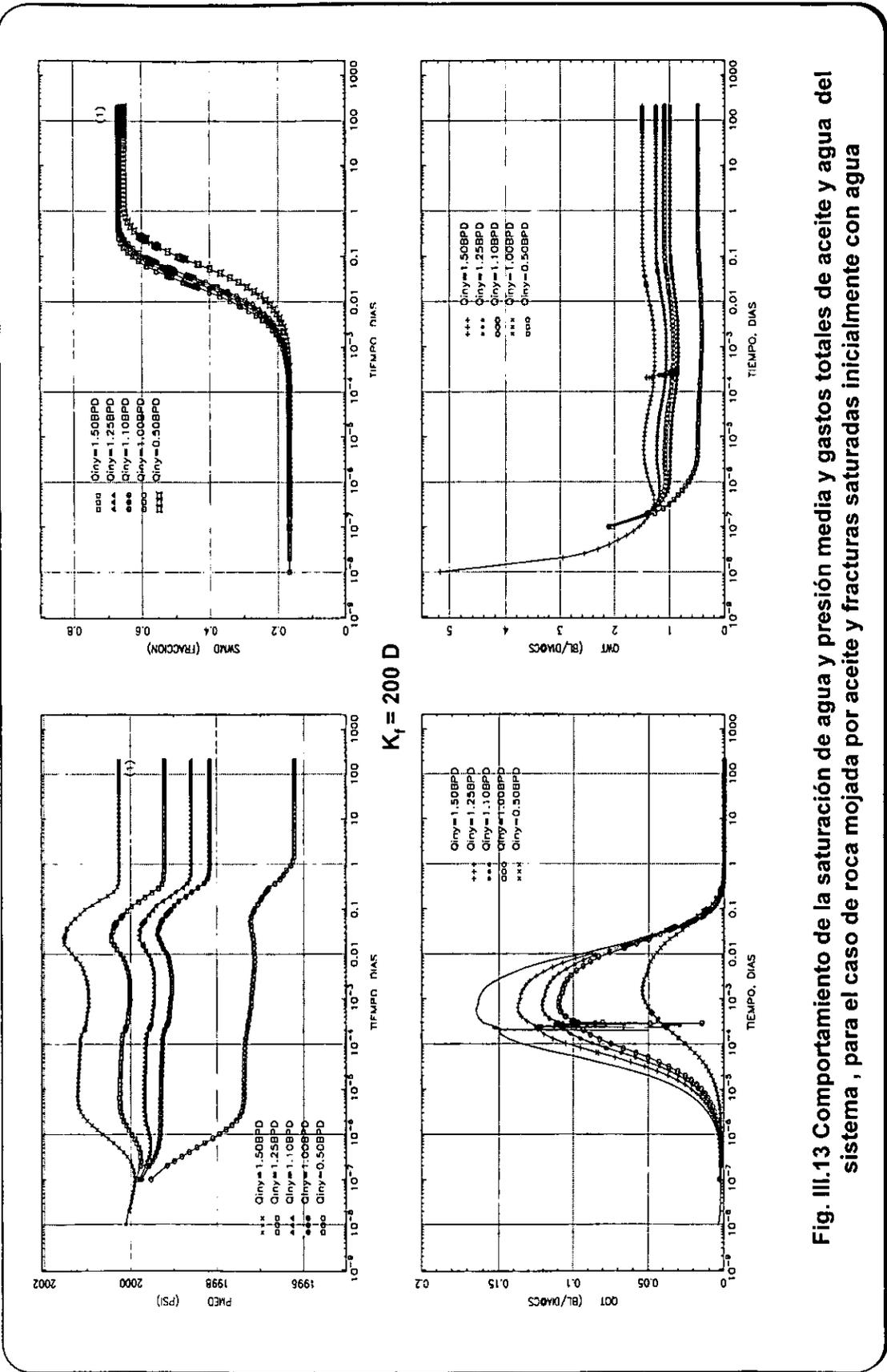


Fig. III.13 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, para el caso de roca mojada por aceite y fracturas saturadas inicialmente con agua

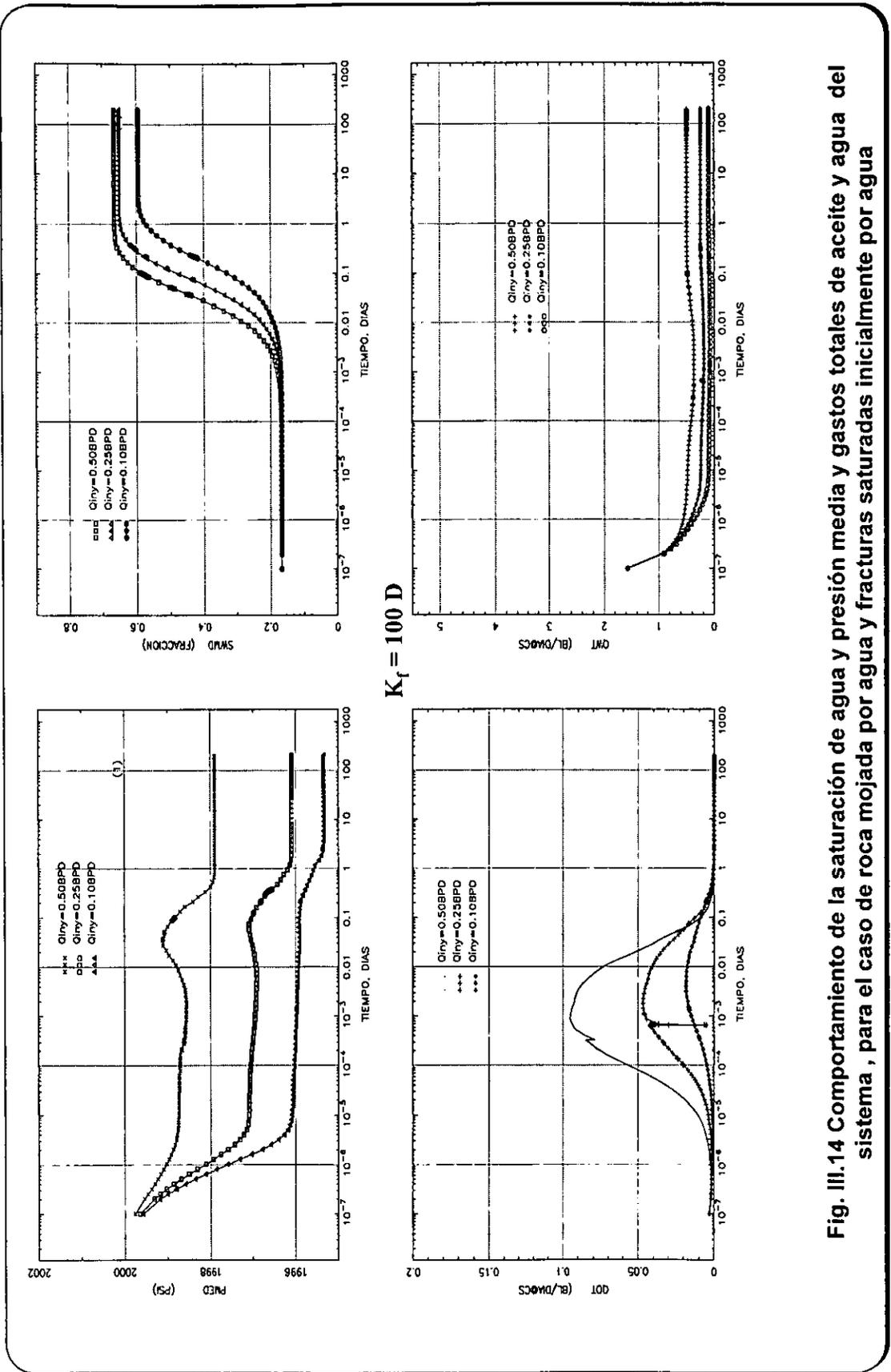


Fig. III.14 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, para el caso de roca mojada por agua y fracturas saturadas inicialmente por agua

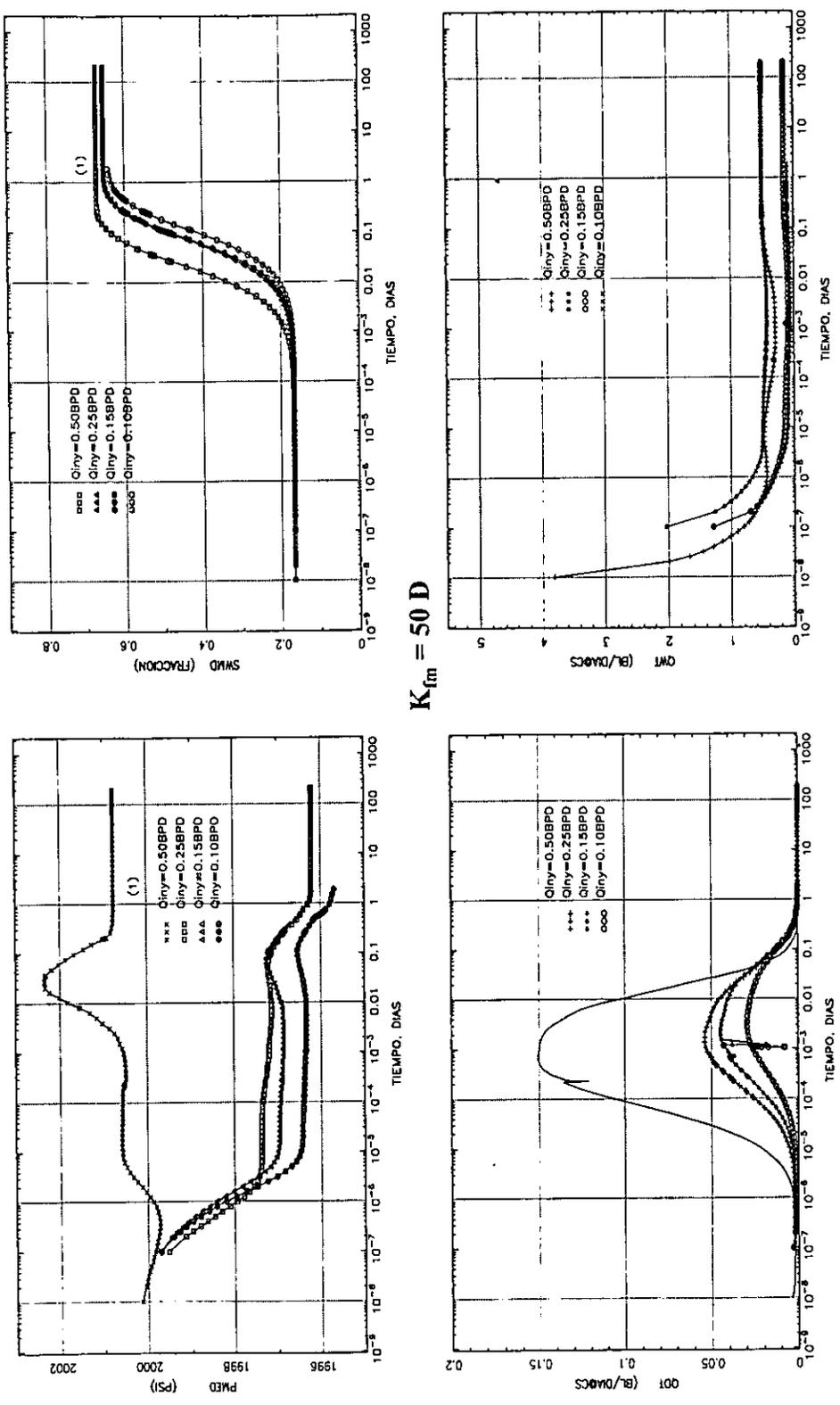
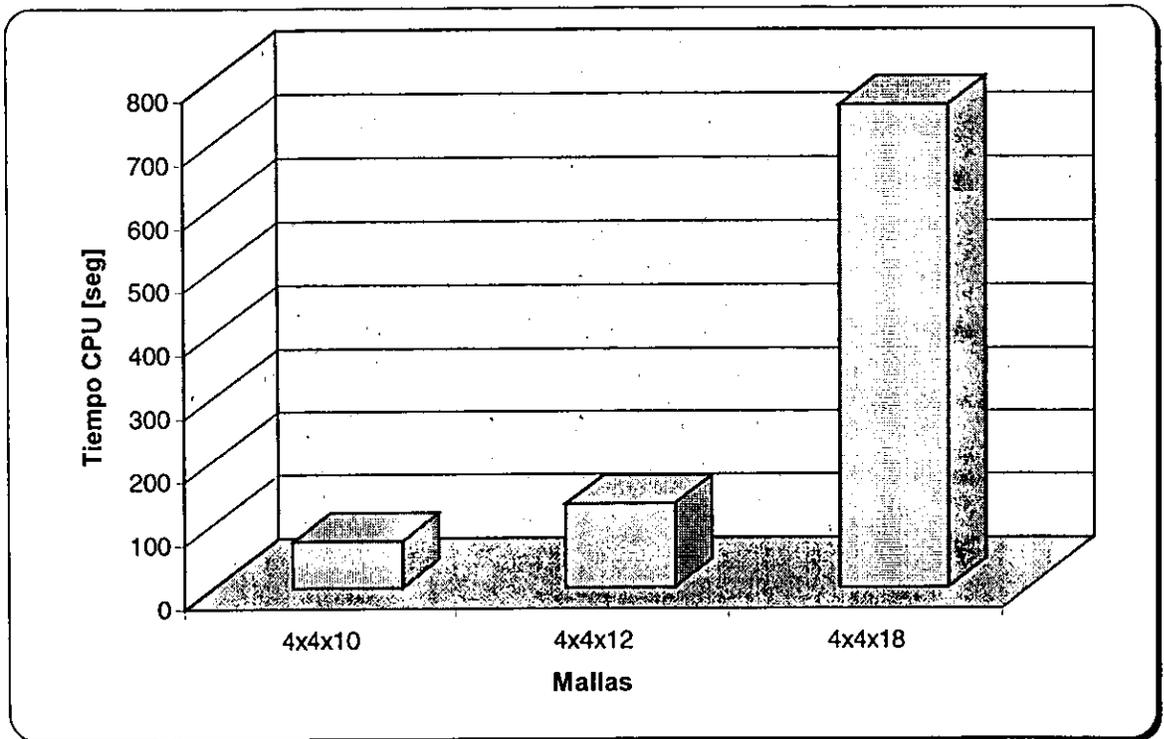


Fig. III.15 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, para el caso de roca mojada por aceite y fracturas saturadas inicialmente por agua

Como se cambió el tipo de roca, se realizó un análisis de sensibilidad al número de celdas en la dirección vertical, para verificar que los comportamientos observados fueran confiables. Se utilizaron mallas multimodales de 4x4x10, 4x4x12 y 4x4x18.

No se tienen apreciables diferencias entre utilizar una malla u otra, Figs. III.17 y 18, por lo que basados también en la Fig. III.16, que muestra el tiempo CPU utilizado por cada experimento, se puede afirmar que la malla 4x4x12 es apropiada para este estudio.



**Fig. III.16** Tiempo CPU para diferente número de celdas.

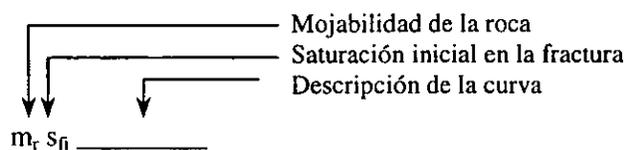
Con auxilio de la salida de resultados gráficos con que cuenta el simulador se logró visualizar la saturación de agua en cada celda, con lo que se pudo establecer que existen tres períodos de flujo perfectamente definidos cuyas características son como sigue; y pueden ser correlacionados con la presión media y los gastos totales de aceite y agua del sistema, Fig. III.17.

- 1) Al inicio el agua en las fracturas es producida inmediatamente, es decir no es imbibida por la matriz (A).
- 2) El aceite es producido por la cima del bloque cambiando la saturación de la fractura superior hasta estar 100 % saturada de aceite, mientras que el agua inicia a desplazar aceite en la base del bloque. La saturación de agua en la fractura vertical cambia de acuerdo al nivel saturación de agua en el bloque (B).
- 3) El agua satura nuevamente la fractura superior hasta un 100%, el bloque está rodeado completamente de agua, alcanzándose la saturación de aceite residual en todo el bloque (C).

El disturbio que se observa en la gráfica de gasto de aceite total vs. tiempo, de la Fig. III.17, es producido porque en un instante (un paso de tiempo de simulación) la fractura inferior cambia de un valor de saturación de 0.5 a 1.0, y empieza a entrar agua en el bloque de matriz.

---

Nota: La nomenclatura que se utilizará en las gráficas para los diferentes experimentos realizados en este trabajo, es como sigue:



en donde  $m_r$  (mojabilidad preferencial de la roca) puede tener los valores de:

$o$  = aceite  
 $w$  = agua  
 $i$  = mixta

y  $s_{fi}$ :

$o$  = fractura saturada inicialmente 100% de aceite  
 $w$  = fractura saturada inicialmente 100% de agua

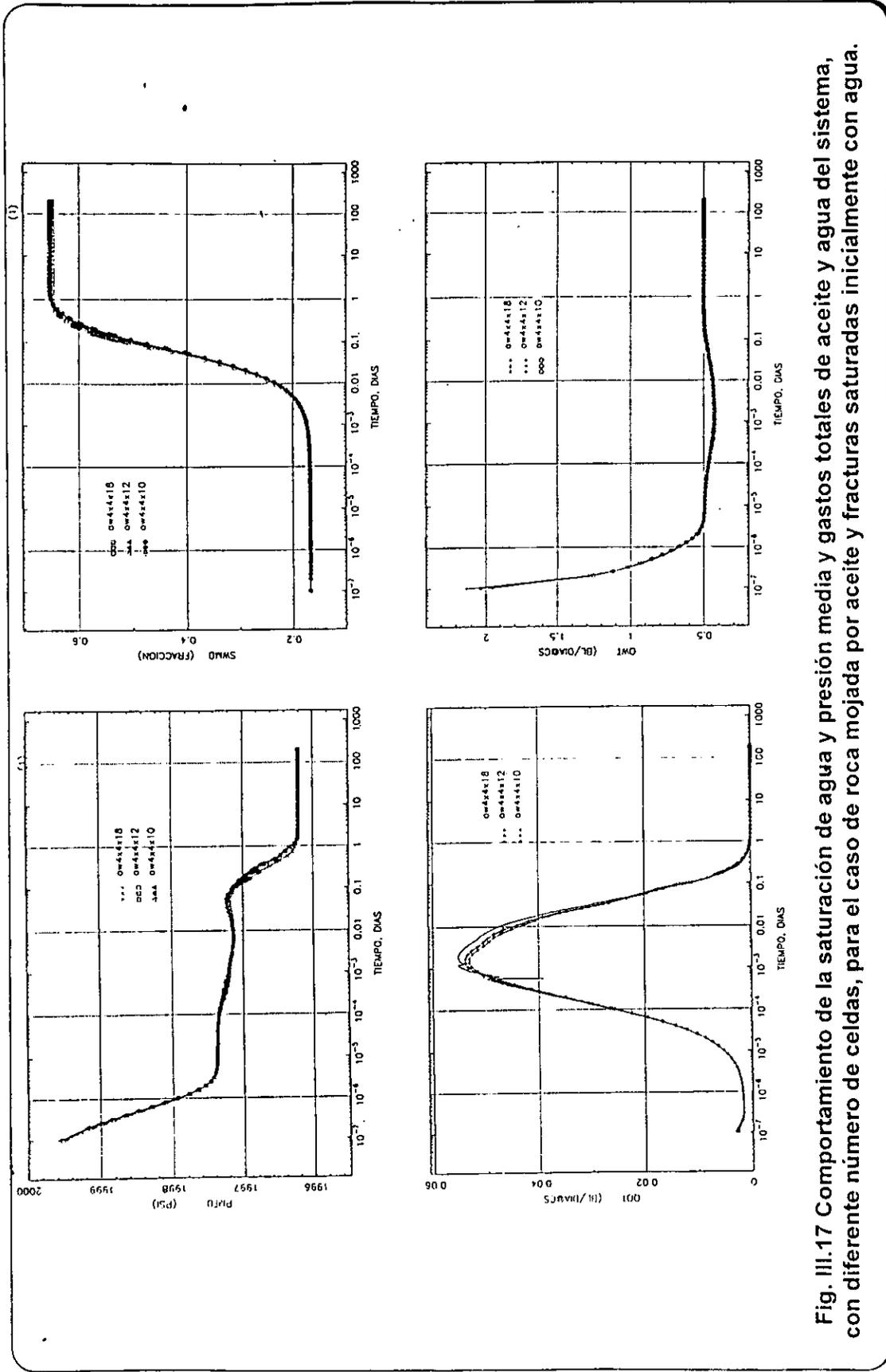


Fig. III.17 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, con diferente número de celdas, para el caso de roca mojada por aceite y fracturas saturadas inicialmente con agua.

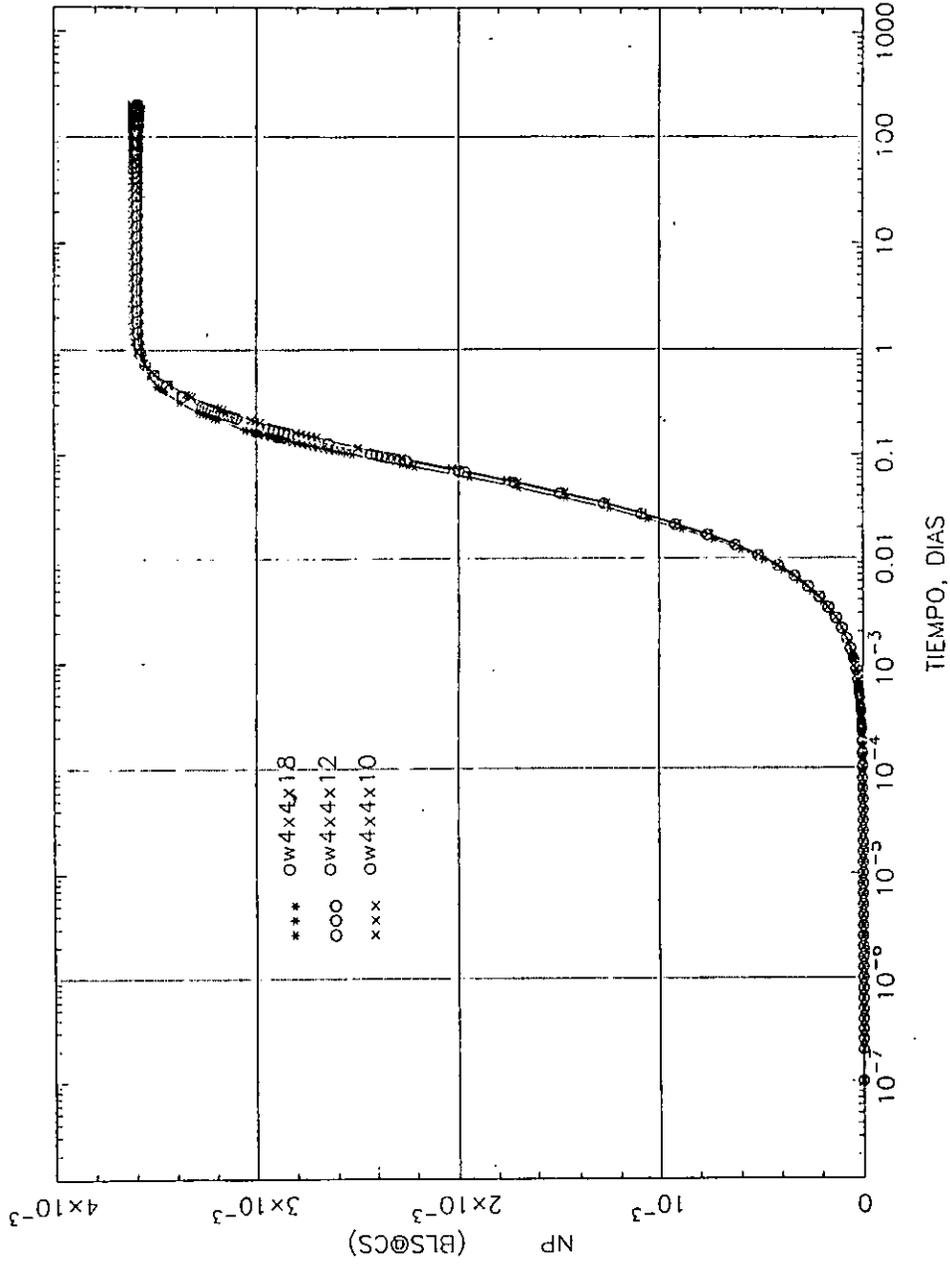


Fig. III.18 Comportamiento de la recuperación de aceite variando el número de celdas en la dirección "Z", sistema mojado por aceite y fracturas saturadas inicialmente con agua.

### III.2.2 FRACTURAS INICIALMENTE SATURADAS DE ACEITE.

De la misma forma que con el sistema mojado por agua, se condicionó al simulador para que las fracturas se encontraran inicialmente saturadas con aceite. Con este arreglo se encontraron problemas de convergencia al tiempo en que la saturación de agua media en el bloque empieza a aumentar.

De la experiencia se ha observado que existe un gasto de inyección mínimo práctico arriba del cual ya no se tienen problemas de estabilidad numérica, por lo que se realizaron varios intentos modificando dicho gasto, sin lograr que se simulara todo el experimento, esto es, hasta alcanzar la saturación residual de aceite en los bloques de matriz. Algunos experimentos fueron interrumpidos por requerir demasiado tiempo de CPU, sin lograr resolver el problema, y otros fueron terminados por los controles del simulador al intentar realizar incrementos de tiempo más pequeños que  $1 \times 10^{-14}$ . Un resumen de los intentos realizados es presentado en la Tabla III.4.

Qiny BPD	TIEMPO DE SIMULACION DIAS	TIEMPO DE CPU MINUTOS/HRS	OBSERVACIONES
0.10	$2.280 \times 10^{-5}$	7.08 / 0.118	Se alcanzó $\Delta t$ mínimo
0.25	$1.0449 \times 10^{-5}$	951.65 / 15.861	Interrumpido
0.50	—	—	Se alcanzó $\Delta t$ mínimo
1.00	$1.4964 \times 10^{-4}$	1075.43 / 17.924	Interrumpido
2.00	$6.7771 \times 10^{-5}$	282.52 / 4.708	Interrumpido
5.00	$3.080 \times 10^{-5}$	716.92 / 11.948	Interrumpido

**Tabla III.4. Resumen de corridas para un sistema mojado por aceite con fracturas saturadas inicialmente con aceite**

En la Fig. III.19, se observa el comportamiento de la presión y saturación medias y los gastos de aceite y agua totales del sistema, y en la Figura III.20 es notorio el comportamiento de los gastos de aceite y agua cuando el simulador empieza a tener problemas de estabilidad.

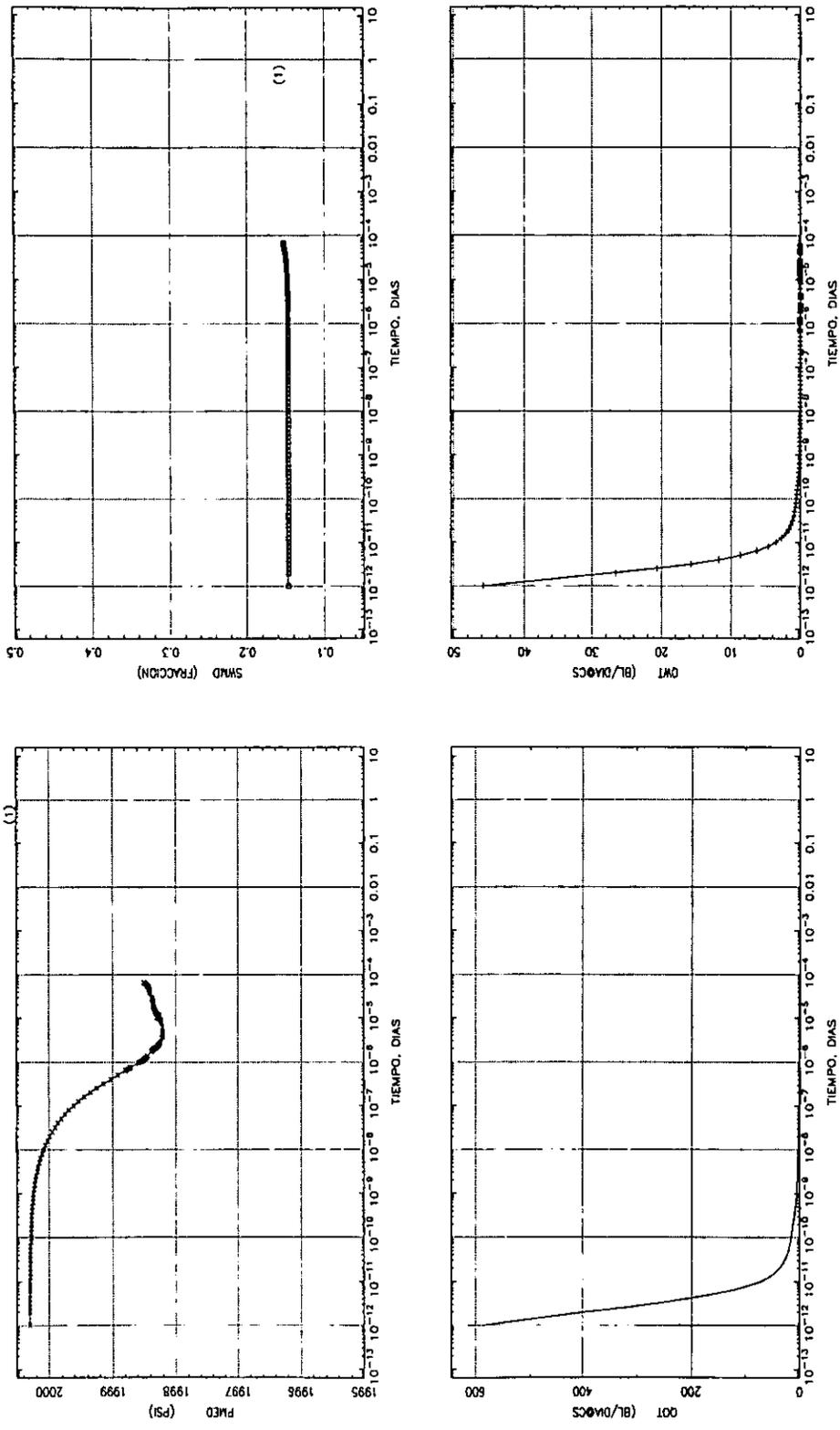


Fig. III.19 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema , para el caso de roca mojada por aceite y fracturas saturadas inicialmente por aceite.

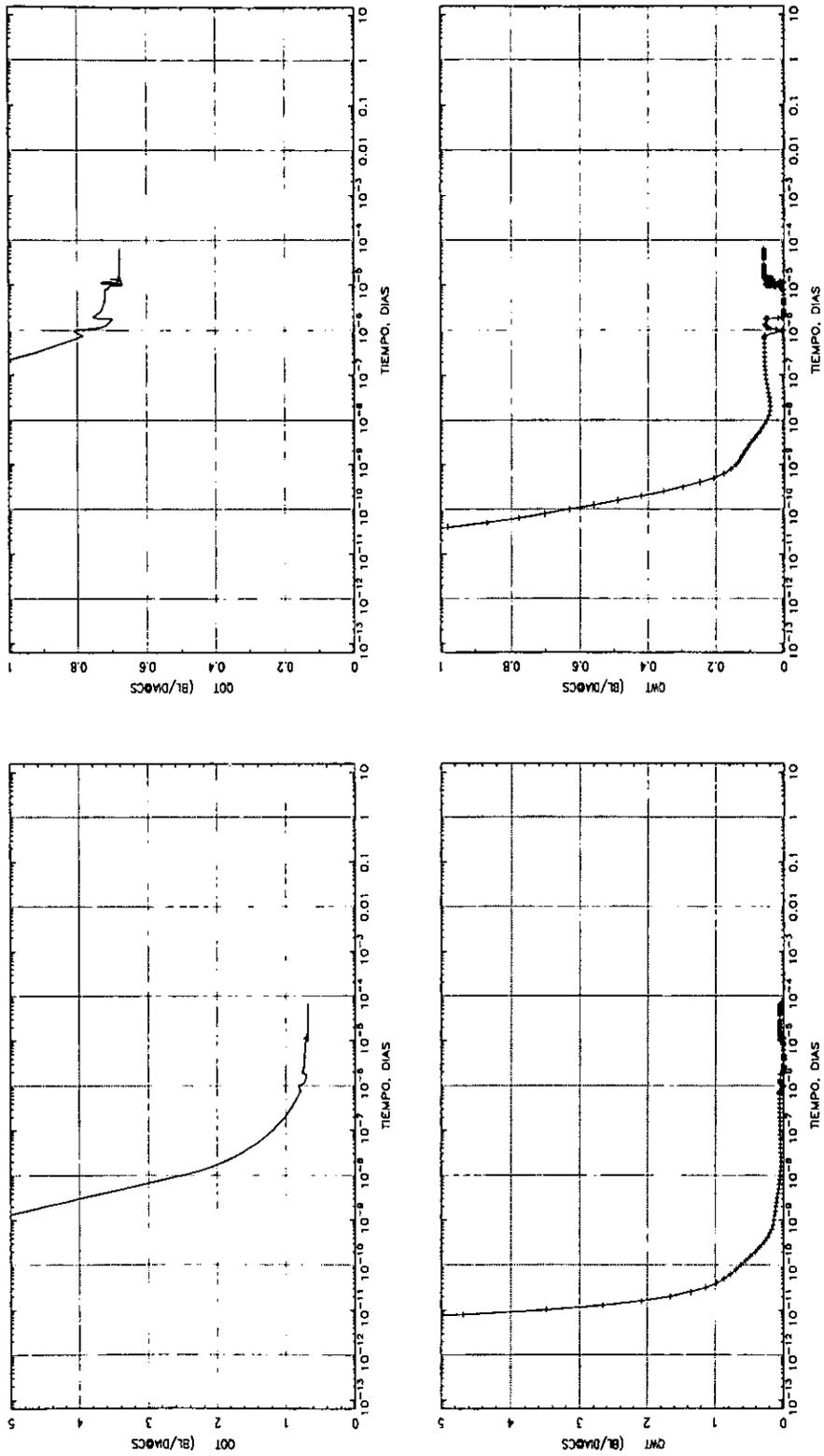


Fig. III.20 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, para el caso de roca mojada por aceite y fracturas saturadas inicialmente con aceite.

### **III.3 UN BLOQUE DE MATRIZ CON MOJABILIDAD INTERMEDIA**

#### **III.3.1 FRACTURAS INICIALMENTE SATURADAS DE AGUA.**

Como se ha mencionado, se intenta estudiar el comportamiento de un bloque de matriz con diferentes características de mojabilidad y posición dentro del yacimiento, por lo que se creó mediante diferentes métodos un sistema con mojabilidad intermedia, como se explicó anteriormente. Siguiendo la metodología expuesta para el sistema mojado por agua y el sistema mojado por aceite, se simuló el caso en que las fracturas están inicialmente saturadas con agua.

No se realizó el análisis de sensibilidad para encontrar la relación de  $K_f - Q_{iny}$ , ni de la malla de simulación porque se consideró que el análisis hecho en los casos previos aplica al caso que nos ocupa; solamente se buscaron los gastos máximo y mínimo para la permeabilidad en la fractura del modelo (200 Darcy's), siendo estos de 1.0 BPD y 0.50 BPD, respectivamente.

En la Figura III.21 se observa el comportamiento de la presión y saturación media del bloque y los gastos de aceite y agua totales en donde pueden ser correlacionadas algunas formas características de las curvas de presión y gastos con los tres períodos de flujo característicos, observados con la subrutina gráfica acoplada al simulador, como sigue:

- 1) El agua de las fracturas es parcialmente embebida por la matriz y por lo tanto empieza a existir drene de aceite, aumentando este gasto y disminuyendo el de agua (A).

- 2) Las fracturas están saturadas con aceite unos instantes, después los gastos de aceite y agua se mantienen constantes. El agua es embebida y empieza a desplazar aceite del bloque (B).
  
- 3) Las fracturas verticales están prácticamente saturadas con agua hasta desplazar totalmente el aceite de la matriz (C).

Es importante resaltar el comportamiento de la presión media, ya que pueden observarse dos comportamientos generales bien definidos, el primero antes de 0.03 días, y el segundo después de este tiempo.

El primero es una semejanza total con el sistema mojado por agua y el segundo de uno mojado por aceite; es decir primero disminuye la presión luego se recupera y tiende a mantenerse constante y después tiende a la presión en la cima del bloque. El gasto de aceite también muestra estos dos comportamientos aunque menos marcados.

El tiempo de 0.03 días corresponde con el momento en que el bloque alcanza una saturación promedio entre 0.5 y 0.6, aproximadamente, y la presión capilar vale cero, Fig. II.4

Por otra parte se observa que el gasto de inyección tiene influencia en la recuperación de aceite, como se muestra en la gráfica de saturación media contra tiempo y en la de recuperación de aceite contra tiempo, Fig. III.22.

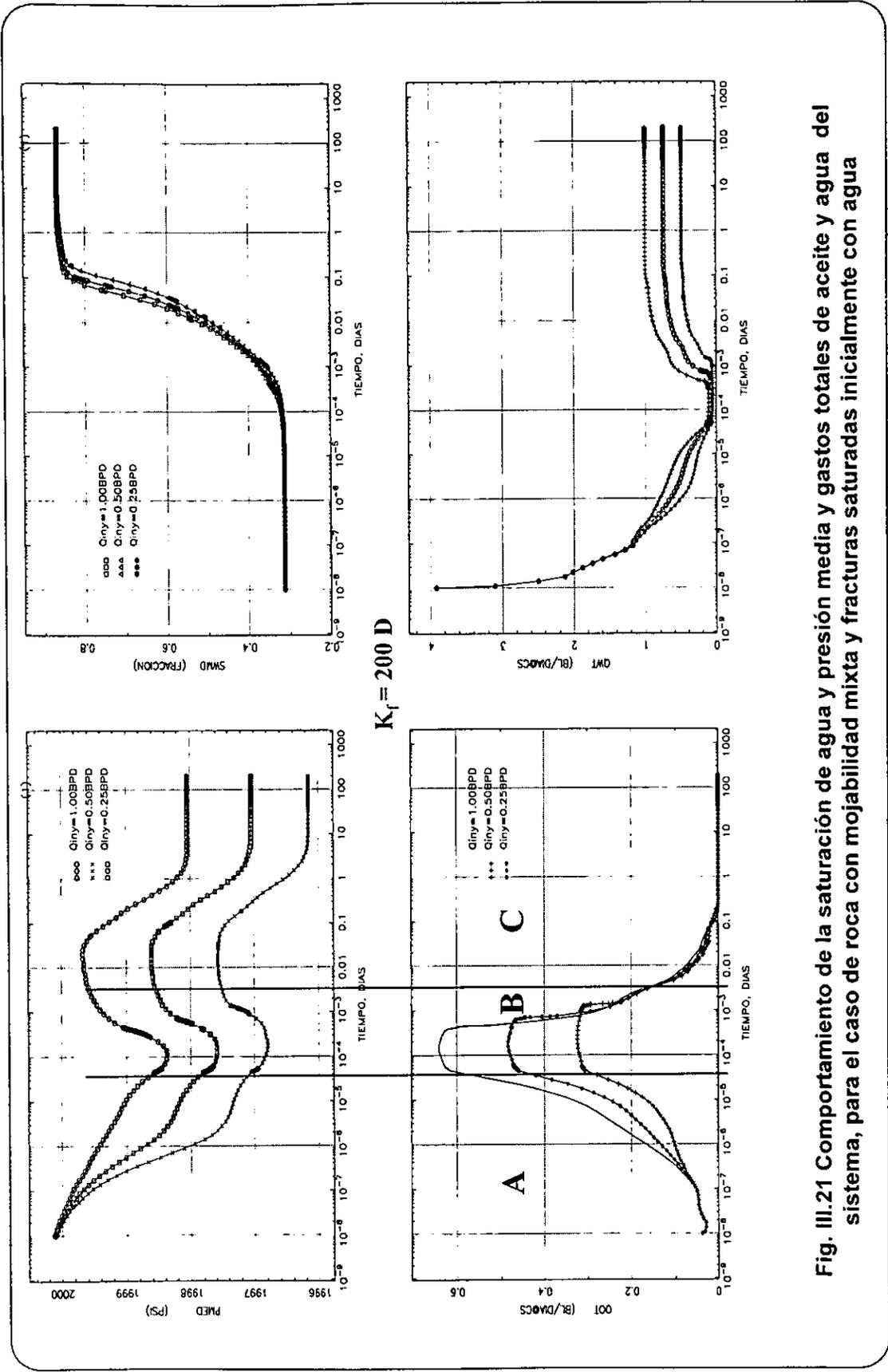


Fig. III.21 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, para el caso de roca con mojabilidad mixta y fracturas saturadas inicialmente con agua

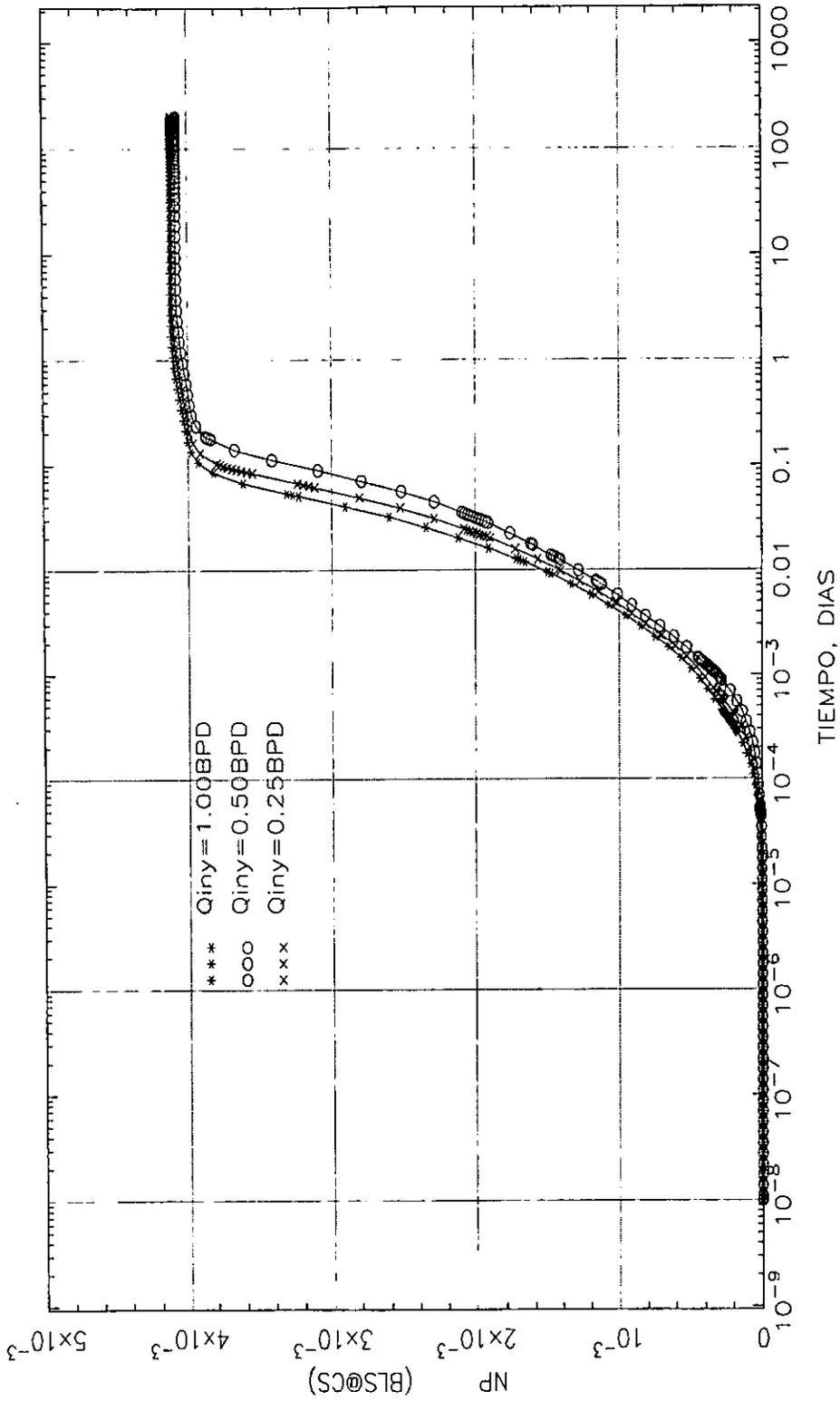


Fig. III.22 Comportamiento de la recuperación de aceite sistema con mojabilidad mixta y fracturas saturadas inicialmente con agua.

### III.3.2 FRACTURAS INICIALMENTE SATURADAS DE ACEITE.

Éste fue el último modelo con el que se experimentó, y la diferencia con el modelo anterior (III.3.1) es solamente en que la saturación inicial de las fracturas es 100% aceite.

Tampoco se realizó el análisis de sensibilidad para encontrar la relación de  $K_f - Q_{iny}$ , ni de la malla de simulación porque, al igual que en el caso anterior se considera que son representativos los ya realizados. Solo se realizó un análisis de sensibilidad al gasto máximo y mínimo de inyección para la permeabilidad en la fractura del modelo (200 Darcy's), siendo estos de 1.0 BPD y 0.25 BPD, respectivamente.

Como se muestra en las Figuras III.23 a III.25, se pueden apreciar períodos de flujo definidos, observados con la subrutina gráfica acoplada al simulador, de la siguiente forma: *i)* primero por la producción de aceite contenido en las fracturas y donde prácticamente no existe imbibición de agua (A), *ii)* posteriormente los gastos son constantes en el tiempo en que en las fracturas inferior y verticales aumentan la saturación de agua (B), y *iii)* finalmente empieza a ser desplazado aceite del bloque de matriz y a aumentar la saturación de agua en el mismo; la fractura horizontal superior permanece con una saturación de aceite cercana al 100%, y el gasto de aceite prácticamente es cero y el de agua alcanza el valor de inyección (C).

Es importante señalar que también se presenta un comportamiento combinado en la presión media del sistema, es decir se comporta como un sistema mojado por agua hasta 0.01 días y posteriormente como un sistema mojado por aceite. Este tiempo es correlacionable con el tiempo en que la saturación de agua media del bloque es de 0.50.

En estas gráficas también se puede observar que el gasto de inyección tiene una influencia en la producción acumulada de aceite del bloque y la saturación de agua media del bloque, a menor gasto de inyección menor recuperación.

Analizando los dos últimos comportamientos (mojabilidad intermedia fracturas con saturación inicial de agua y saturación inicial de aceite), **se puede concluir que el comportamiento de este sistema denominado comúnmente de mojabilidad intermedia, es una combinación de los sistemas mojados preferentemente por agua y por aceite, mas que un sistema independiente, por lo que se propone que sea denominado como un SISTEMA DE MOJABILIDAD MIXTA, y así se utilizará para el resto del trabajo.**

Una diferencia importante con respecto al caso anterior es en los pasos de tiempo mas cortos al inicio del experimento ( $1 \times 10^{-12}$  días). Debido a esto el tiempo CPU se incrementa en un 50% aproximadamente. Y también cuando las fracturas están inicialmente saturadas con aceite el incremento en la saturación de agua media se ve ligeramente retrasado, pero se alcanza el mismo valor de aceite residual al final del experimento.

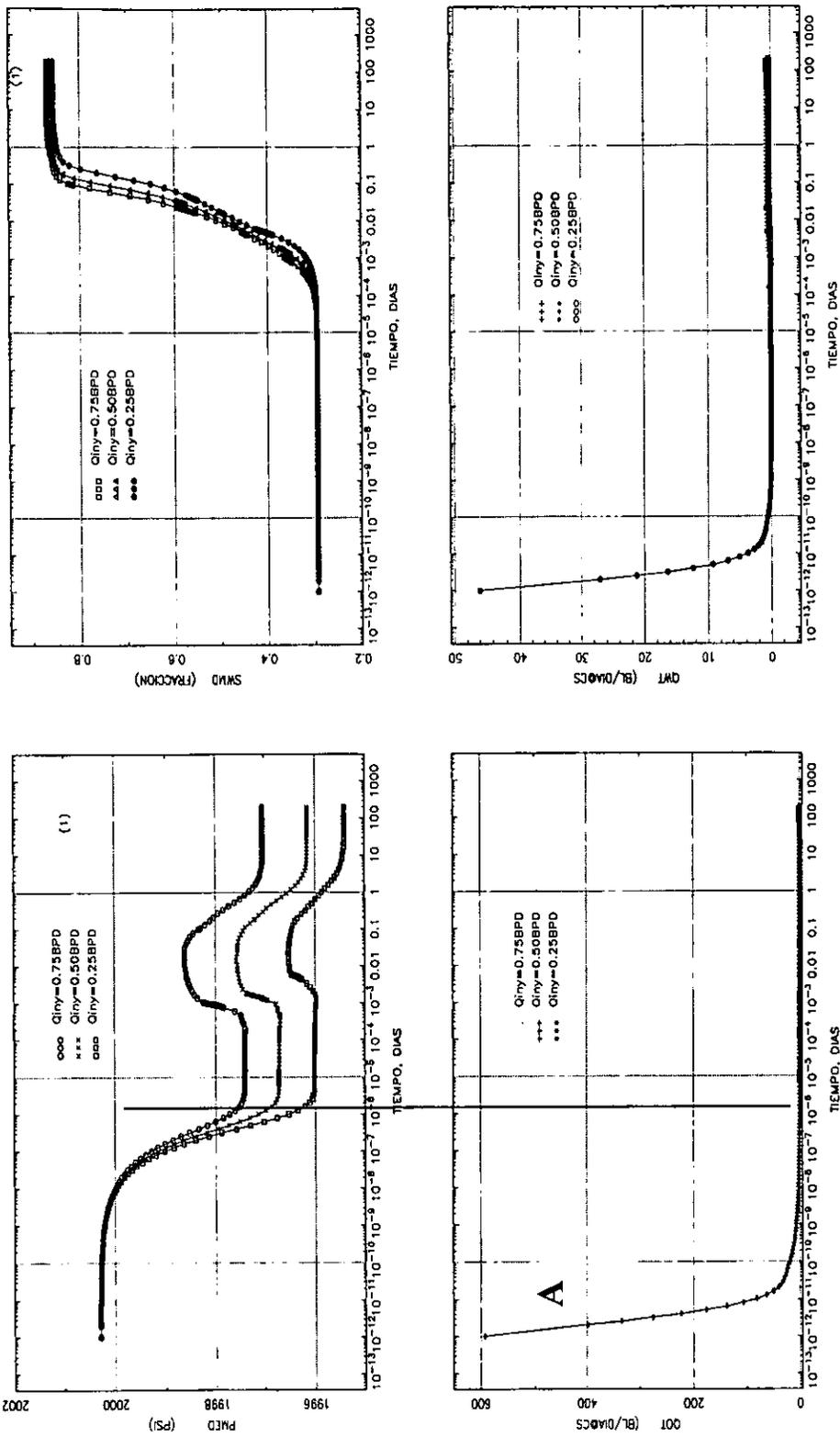


Fig. III.23 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, para el caso de roca con mojabilidad mixta y fracturas saturadas inicialmente con aceite.

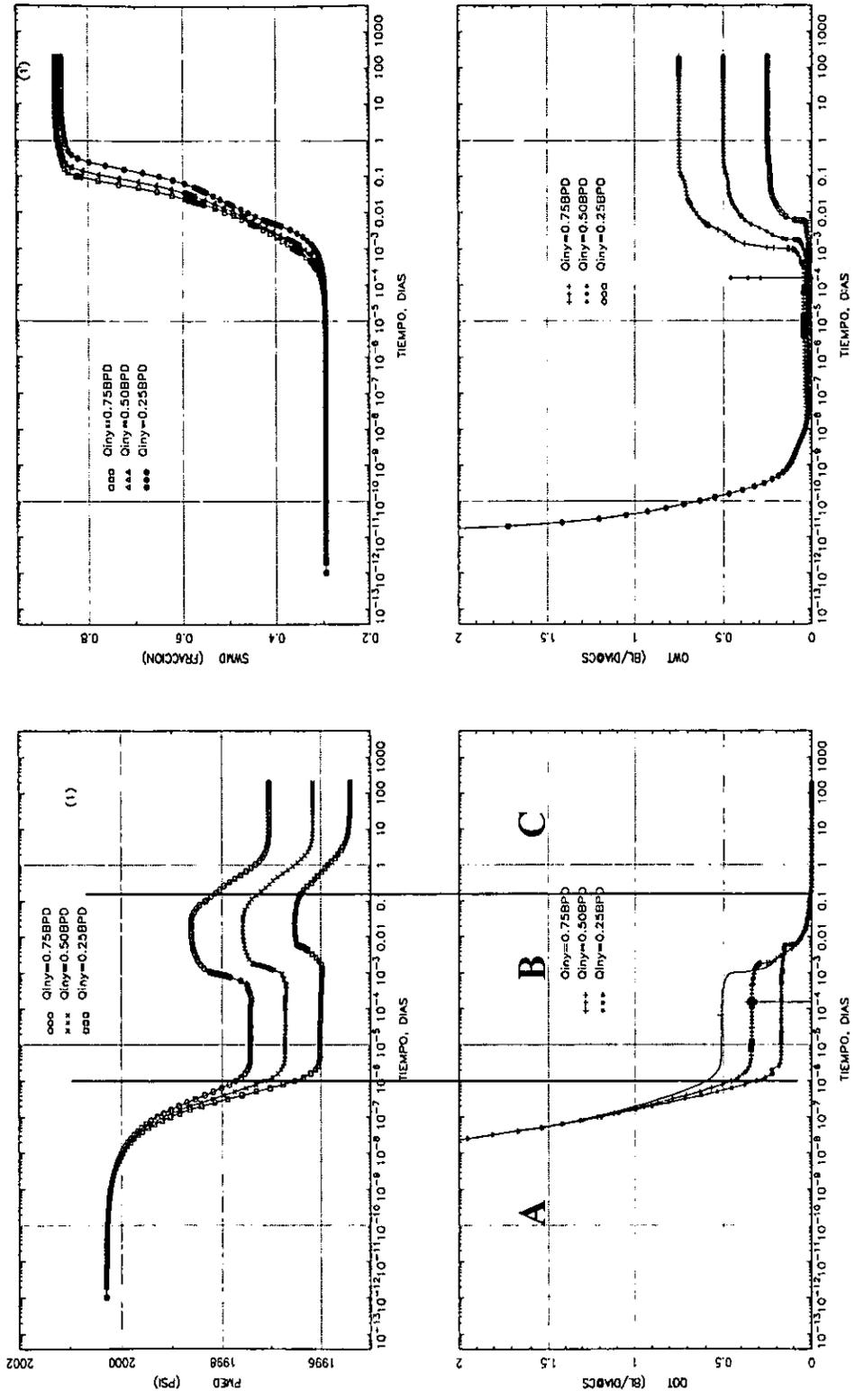


Fig. III.24 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, para el caso de roca con mojabilidad mixta y fracturas saturadas inicialmente con ceite.

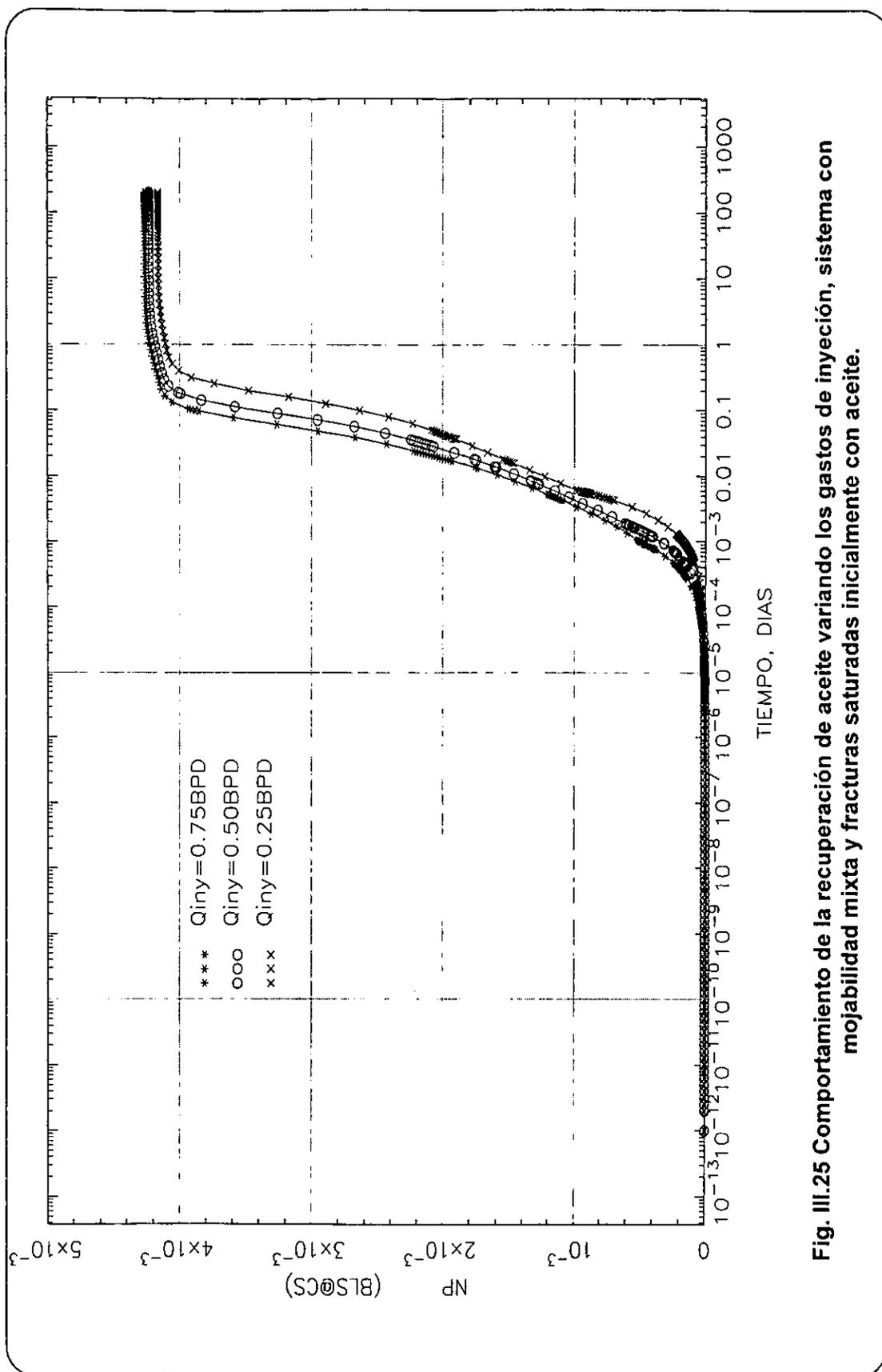


Fig. III.25 Comportamiento de la recuperación de aceite variando los gastos de inyección, sistema con mojabilidad mixta y fracturas saturadas inicialmente con aceite.

## IV. FUNCIONES DE TRANSFERENCIA.

### IV.1 CÁLCULO ANÁLITICO DE LOS GASTOS DE TRANSFERENCIA.

Utilizando la metodología desarrollada en la referencia 7, para la determinación de los gastos de transferencia entre un bloque de matriz y las fracturas que lo rodean, se comprueba que el principio de balance de materia se cumple para todos los sistemas analizados en este trabajo.

Se utilizó un apilamiento de dos bloques de matriz, el cuál se presenta en la Fig. IV.1.

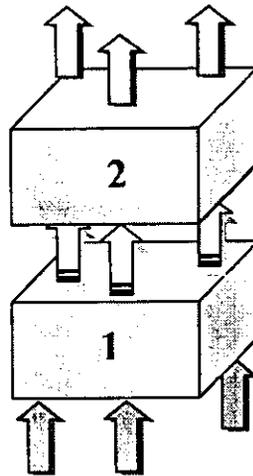


Fig. IV.1. Apilamiento de dos bloques

Los gastos netos de transferencia se calcularon analíticamente bajo el siguiente esquema:

Entonces para el **Agua**:

$$q_{w_{ij}} - q_{w_{oj}} = (\phi h A)_j \left( \frac{d\bar{S}_{w_j}}{dt} \right) \quad (IV.2)$$

$$j = 1, 2, 3, \dots, n$$

Donde:

$q_{w_{ij}}$  = Gasto de imbibición de agua para el bloque j, Bls/día @ c.y.

$q_{w_{oj}}$  = Gasto de drene de agua para el bloque j, Bls/día @ c.y.

$(\phi h A)_j$  = Volumen poroso del bloque de matriz j, barriles

$\left( \frac{d\bar{S}_{w_j}}{dt} \right)$  = cambio diferencial en el tiempo de la saturación media de agua para el

bloque j; se obtuvo a partir de la saturación media de agua para cada paso de tiempo, 1/día

$n$  = Número de bloques en el apilamiento.

Despejando de (IV.2):

$$q_{w_{oj}} = \phi h A \left( \frac{d\bar{S}_{w_j}}{dt} \right) + q_{w_{ij}} \quad (IV.3)$$

Y para el **Aceite**:

$$q_{o_{Rj}} - q_{o_{DMFj}} = (\phi h A)_j \left( \frac{d\bar{S}_{o_j}}{dt} \right) \quad (IV.4)$$

$$j = 1, 2, 3, \dots, n$$

Donde:

$q_{orj}$  = Gasto de reinfiltración de aceite para el bloque j, Bls/día @ c.y.

$q_{odmfj}$  = Gasto de aceite matriz-fractura para el bloque j, Bls/día @ c.y.

$n$  = Número de bloques en el apilamiento.

$\left(\frac{d\bar{S}o_j}{dt}\right)$  = cambio diferencial en el tiempo de la saturación media de aceite  
para el bloque j, 1/día

Despejando de (IV.4):

$$q_{odmfj} = - (\phi h A)_j \left(\frac{d\bar{S}o_j}{dt}\right) + q_{orj} \quad (IV.5)$$

y si  $\bar{S}o_j = 1 - \bar{S}w_j$

sustituyendo en (IV.5) y desarrollando la derivada, tenemos:

$$q_{odmfj} = (\phi h A)_j \left(\frac{d\bar{S}w_j}{dt}\right) + q_{orj} \quad (IV.6)$$

En las Figuras IV.2 a IV.9 se comparan los resultados del modelo (ecs. IV.3 y IV.6) con los obtenidos de la simulación con malla fina para los cuatro modelos analizados en este trabajo: sistema mojado por agua y fracturas con aceite inicialmente, sistema mojado por aceite y fracturas inicialmente con agua y sistema con mojabilidad mixta y fracturas con agua y con aceite al inicio del experimento, en donde se observa un ajuste excelente entre las curvas.

Es necesario notar que en los sistemas mojado por aceite con fracturas inicialmente con agua y mojado por agua con fracturas inicialmente con aceite, los cambios en saturación son muy fuertes en las fracturas verticales, por lo que los incrementos de tiempo son muy pequeños ( $1 \times 10^{-11}$  días).

Los gastos laterales son considerables, aunque la saturación de agua media del bloque no se modifica apreciablemente; estos cambios son del orden de  $1 \times 10^{-9}$  (fracción). Debido a esto se modificó el simulador para obtener mayor número de dígitos significativos y reproducir los gastos calculados con la malla fina.

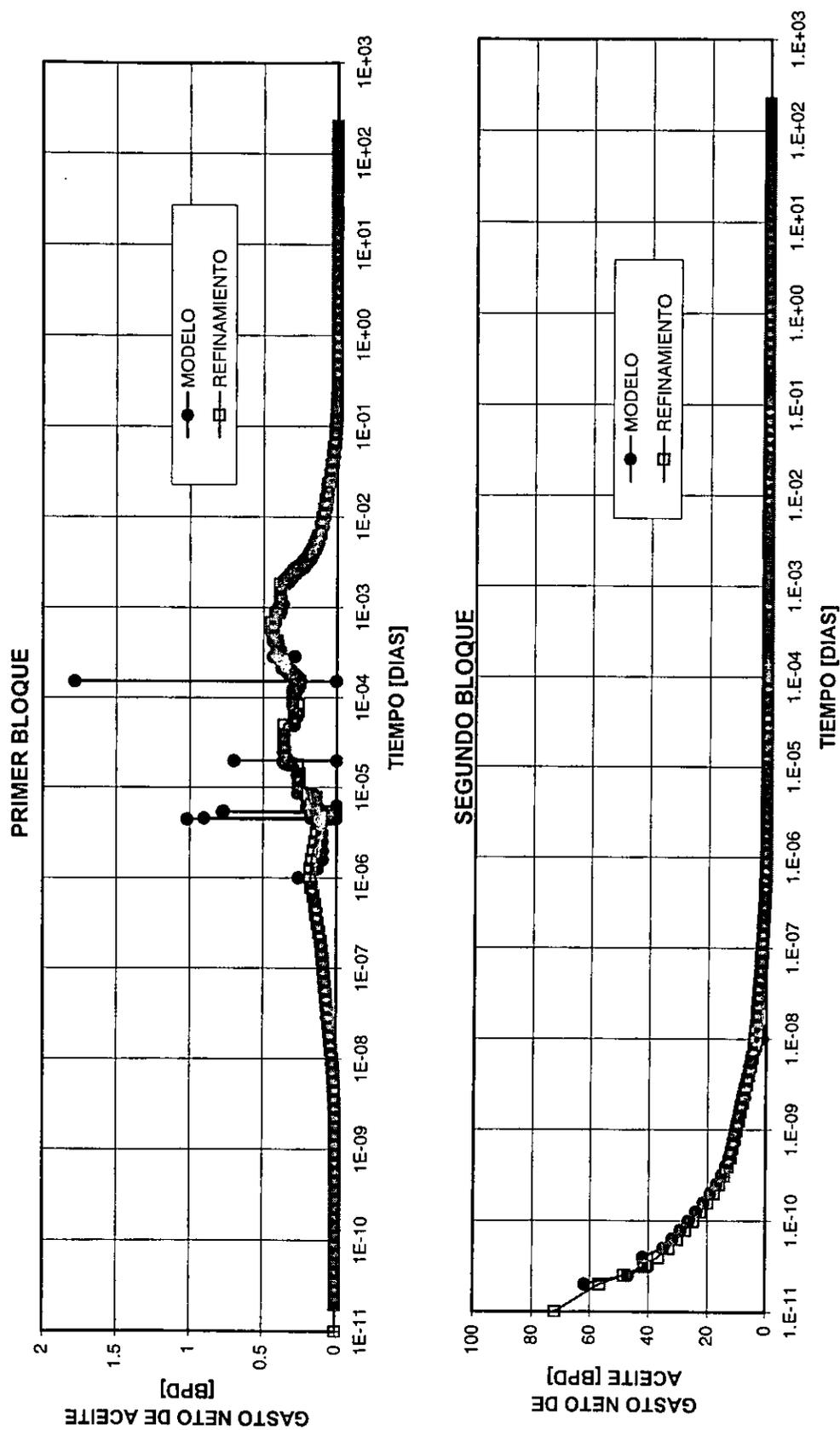
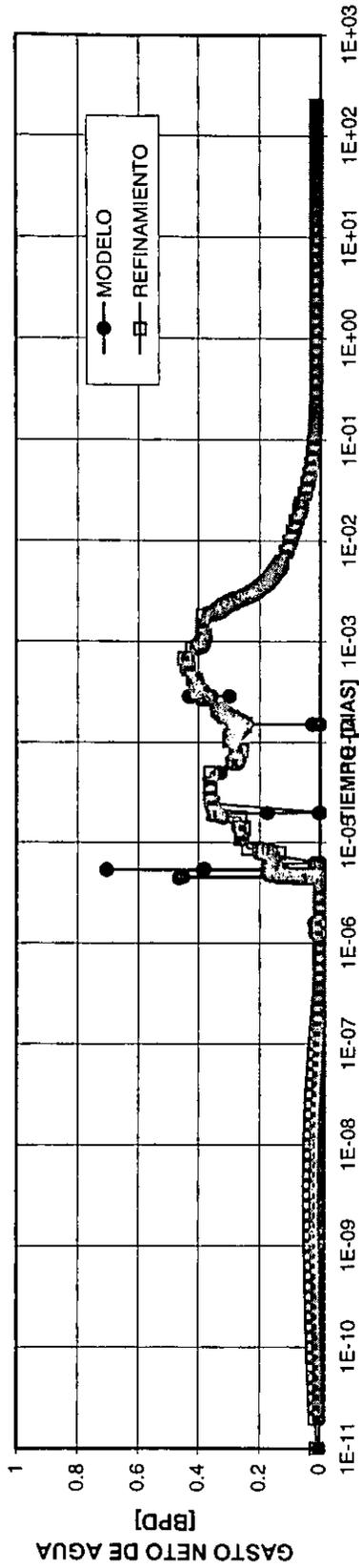


Fig. IV.2. Comparación de resultados de gasto netos de aceite, bloque mojado por agua, fracturas saturadas inicialmente con aceite.

PRIMER BLOQUE



SEGUNDO BLOQUE

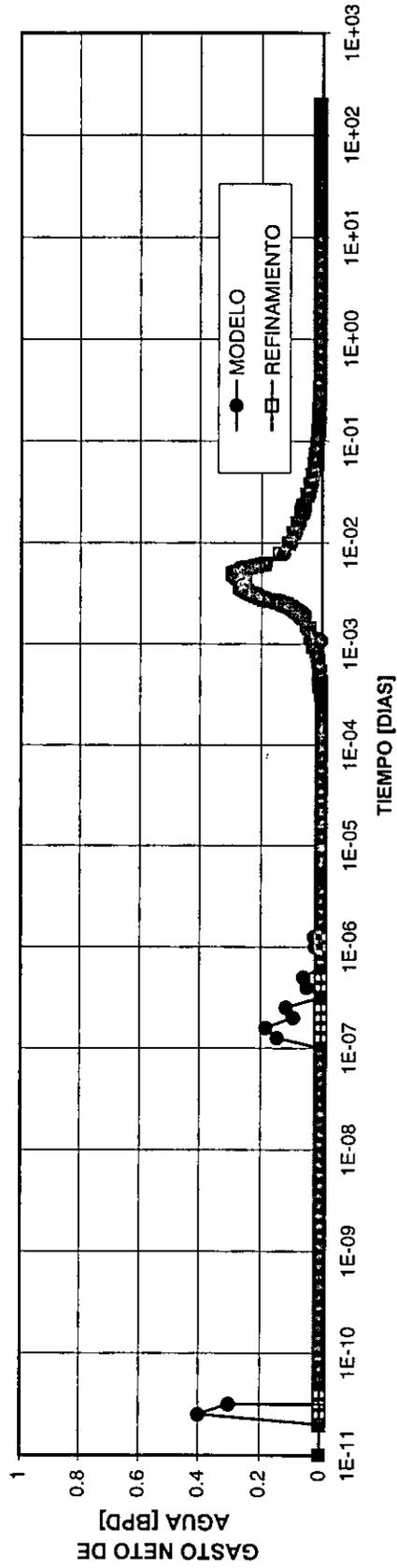
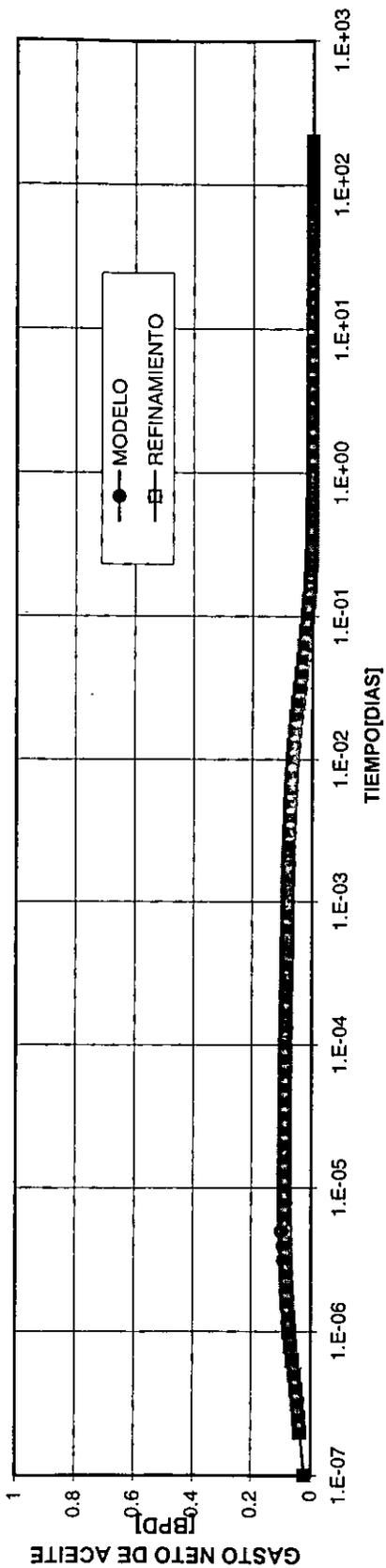


Fig. IV.3. Comparación de resultados de gastos netos de agua, sistema mojado por agua, fracturas saturadas inicialmente con aceite.

PRIMER BLOQUE



SEGUNDO BLOQUE

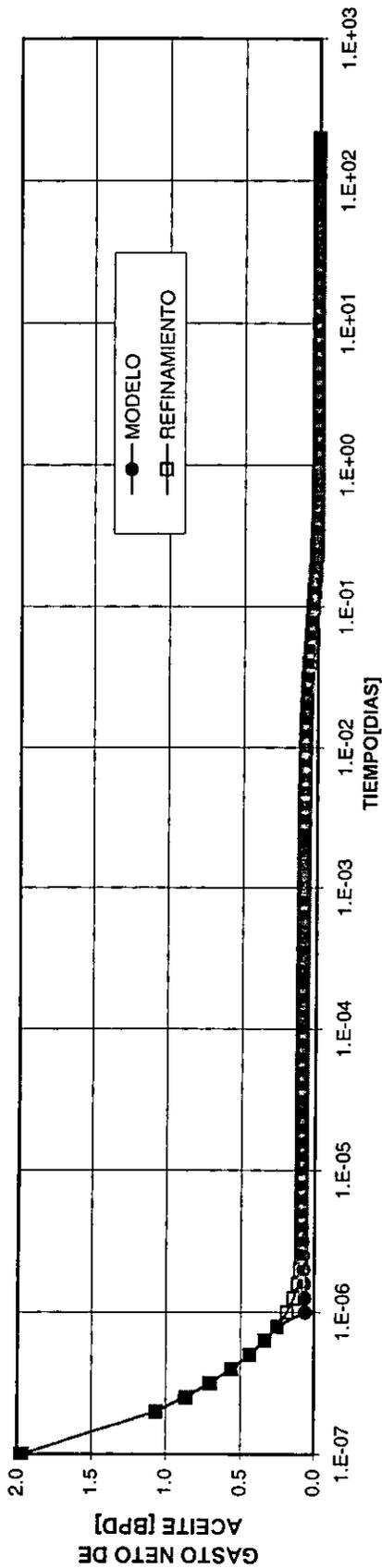
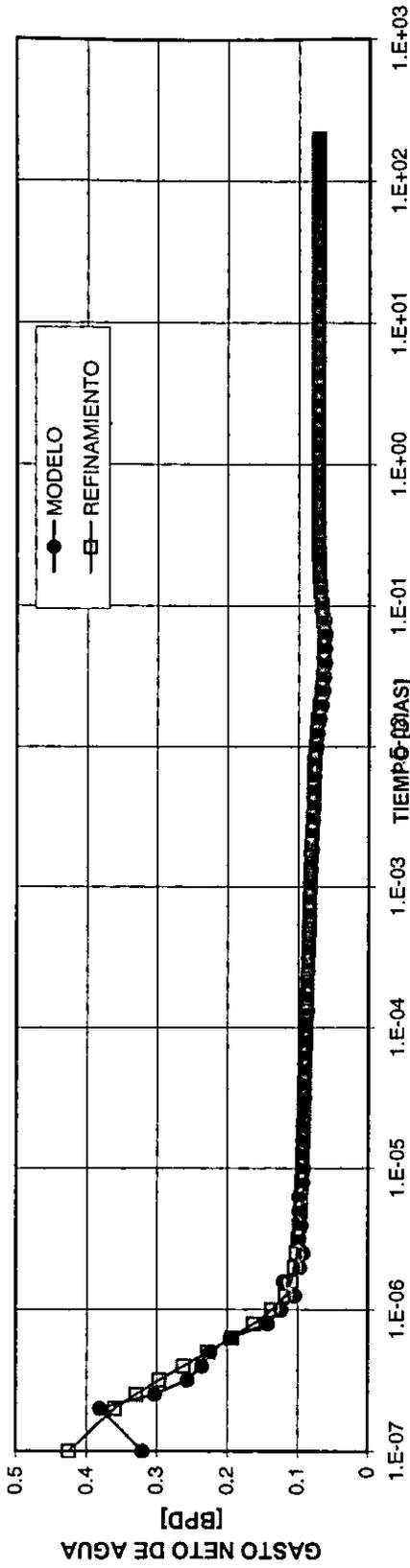


Fig. IV.4. Comparación de resultados de gastos netos de aceite, sistema mojado por aceite, sistema mojado por aceite, fracturas saturadas inicialmente de agua.

PRIMER BLOQUE



SEGUNDO BLOQUE

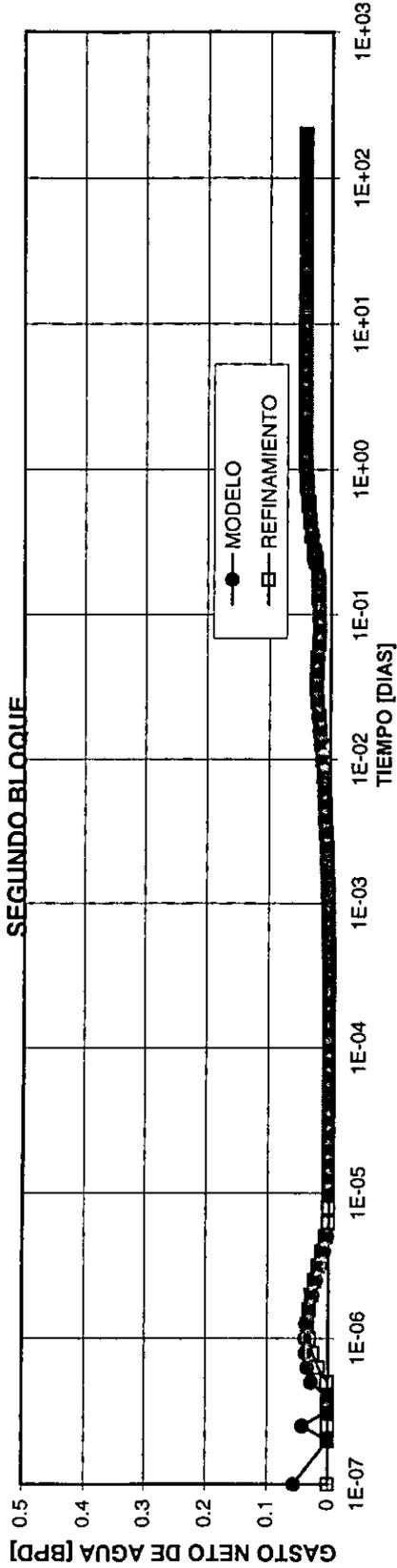
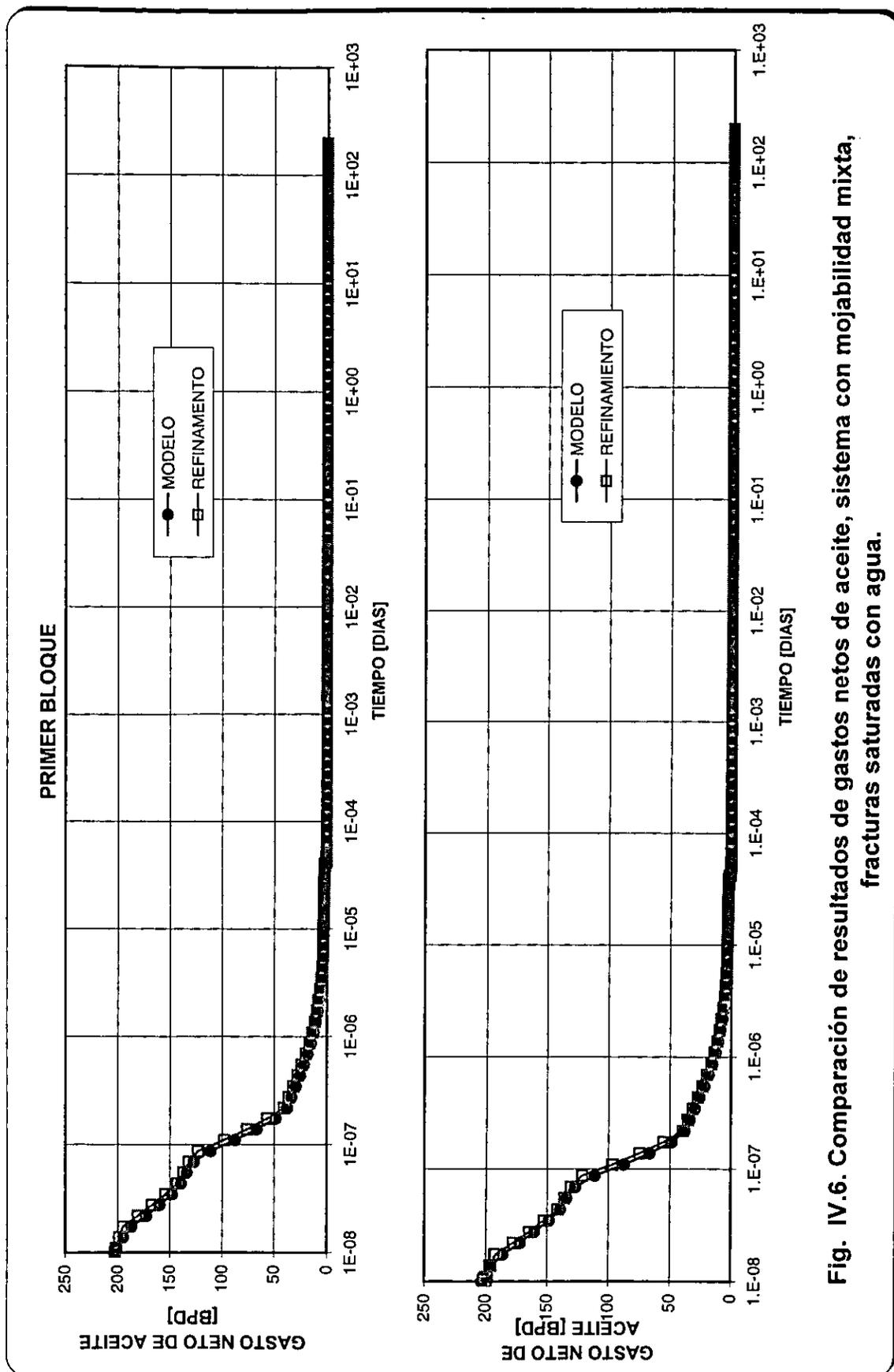


Fig. IV.5. Comparación de resultados de gastos netos de aceite, sistema mojado por aceite, fracturas saturadas inicialmente de agua.



**Fig. IV.6. Comparación de resultados de gastos netos de aceite, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas con agua.**

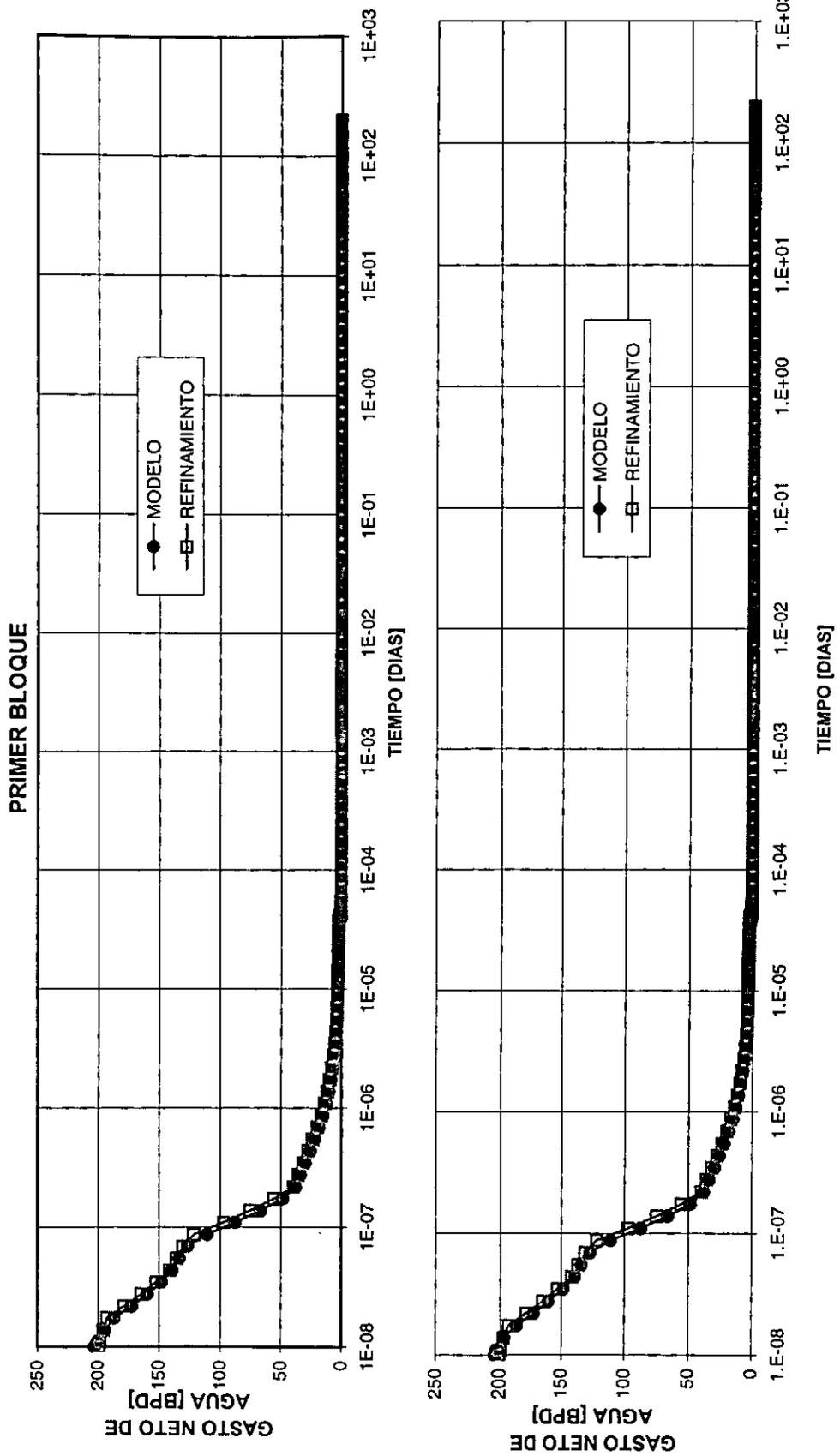


Fig. IV.7. Comparación de resultados de gastos netos de aceite, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas con agua.

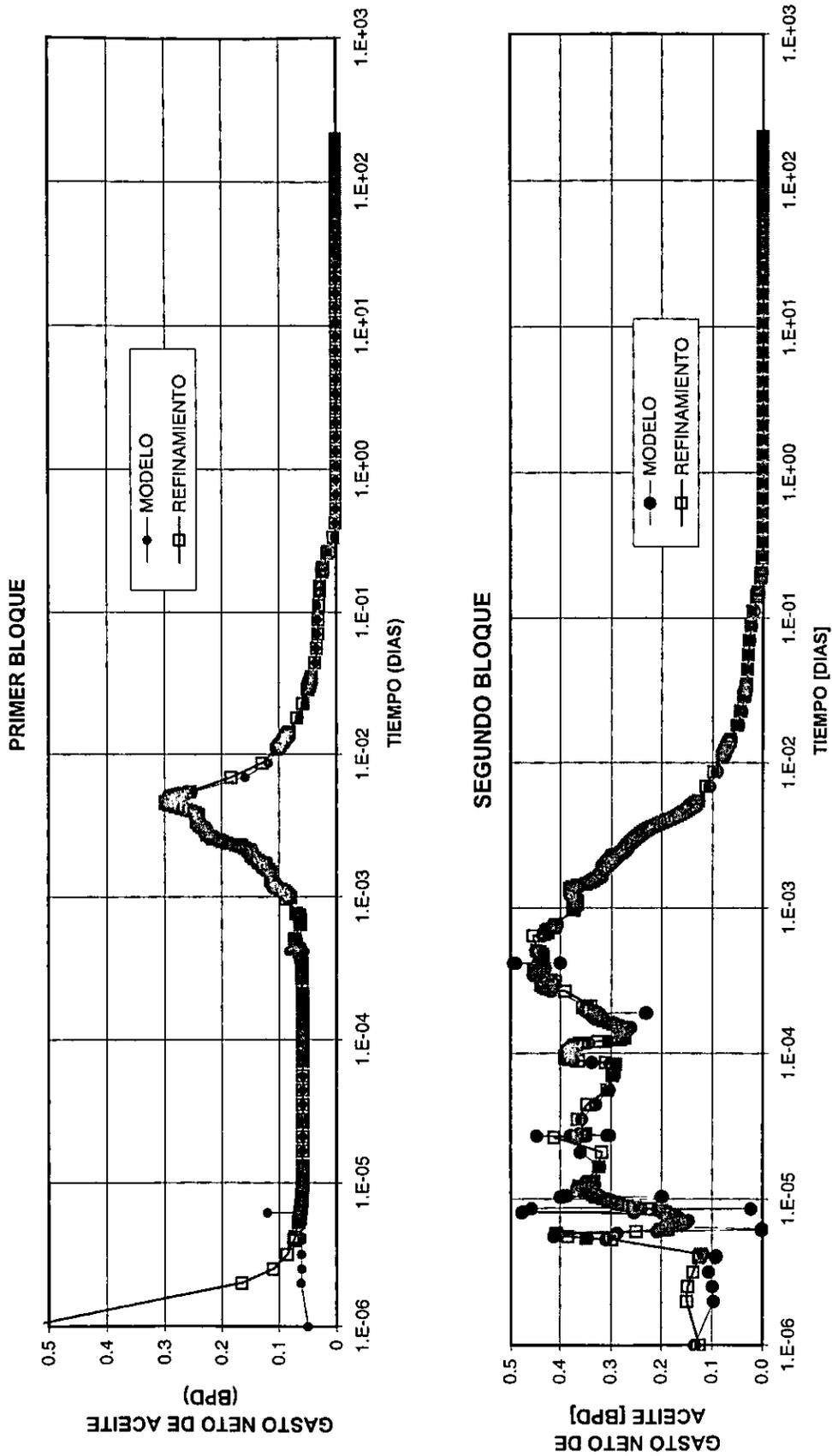


Fig. IV.8. Comparación de resultados de gastos netos de aceite, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con aceite,

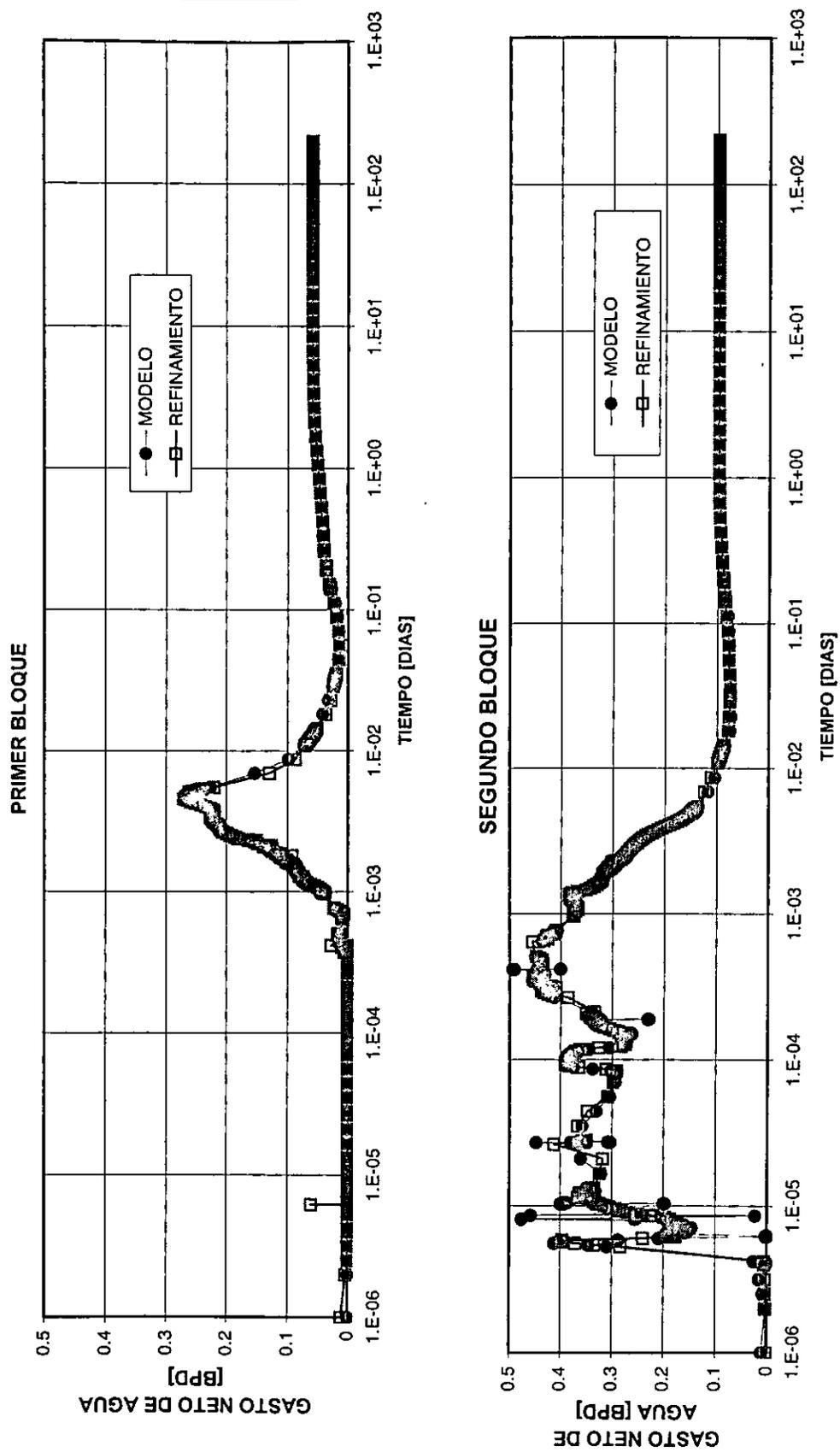


Fig. IV.9. Comparación de resultados de gastos netos de aceite, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con aceite,

## IV.2 DEFINICIÓN DE FUNCIONES DE TRANSFERENCIA.

Al trabajar con los gastos de transferencia se observa que existe cierta relación o agrupamiento de las curvas representativas de cada uno de los 2 bloques, como se muestra la Fig. IV.10 para un sistema mojado por agua; pero esta relación en tiempo no es conveniente ni práctica, debido a que depende de muchas de las características del modelo, es decir que al variar una de ellas, por ejemplo: altura del bloque, ésta relación cambia de manera considerable.

Por esta razón se buscó otra variable independiente de tiempo para encontrar esta relación, una de ellas es la saturación de agua media del bloque. Al graficar los gastos netos de transferencia vs. la saturación de agua se observa mejor definición de las funciones.

**Así se puede definir a las funciones de transferencia como las curvas que representan la cantidad de aceite expelido o reinfiltrado (gasto neto) por un elemento de matriz, que fluye a, ó de, las fracturas circundantes, como una función de la saturación de agua media de la matriz.**

En las Figuras IV.11 a IV.14 se muestran las funciones de transferencia para un apilamiento de dos bloques para los sistemas descritos anteriormente.

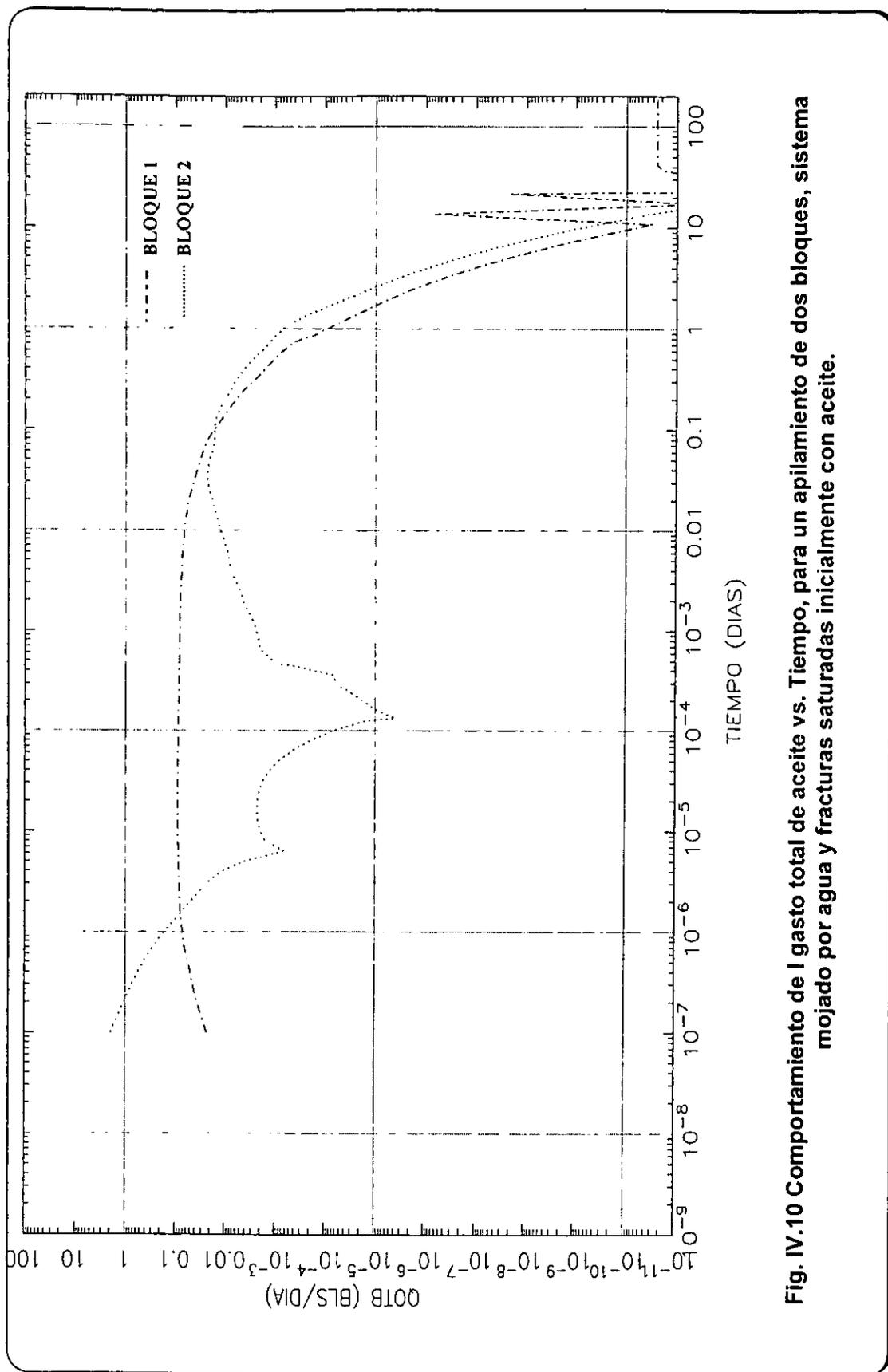
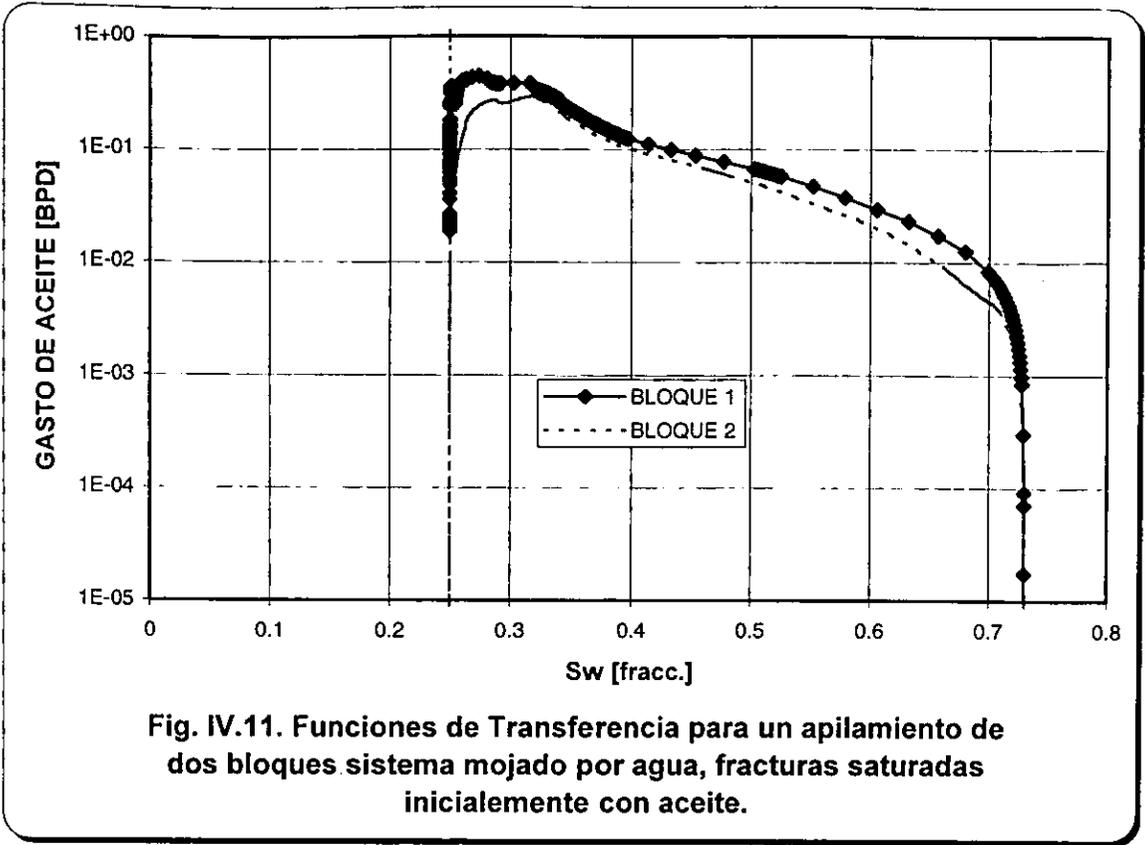
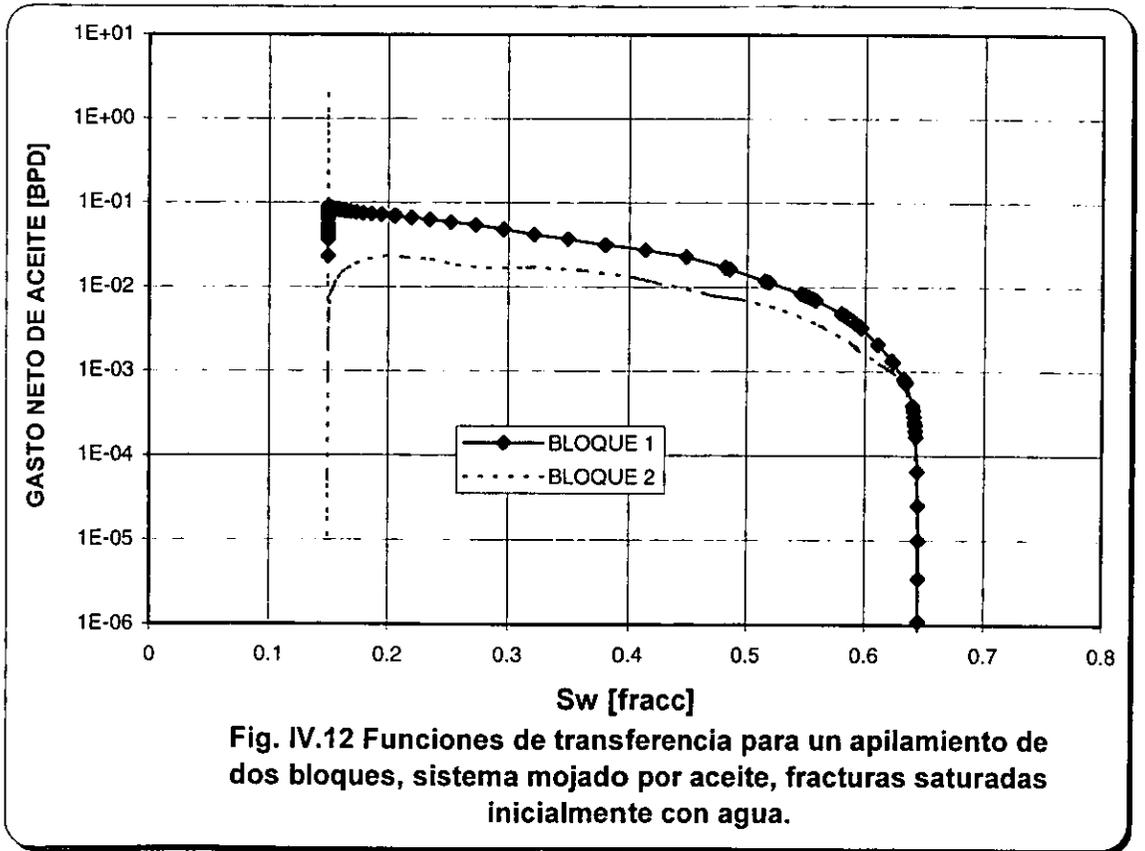


Fig. IV.10 Comportamiento de l gasto total de aceite vs. Tiempo, para un apilamiento de dos bloques, sistema mojado por agua y fracturas saturadas inicialmente con aceite.



**Fig. IV.11. Funciones de Transferencia para un apilamiento de dos bloques sistema mojado por agua, fracturas saturadas inicialmente con aceite.**



**Fig. IV.12 Funciones de transferencia para un apilamiento de dos bloques, sistema mojado por aceite, fracturas saturadas inicialmente con agua.**

## **V. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LAS FUNCIONES DE TRANSFERENCIA.**

### **V.1 SISTEMA MOJADO PREFERENTEMENTE CON AGUA FRACTURAS INICIALMENTE SATURADAS TOTALMENTE DE ACEITE.**

#### **V.1.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL NÚMERO DE BLOQUES.**

Para realizar este análisis sólo se incrementó el número de bloques de matriz a 5 y 7 en el apilamiento de 2 bloques. Todas las características de los modelos, descritas en las Tablas II.1 y II.2, se mantuvieron constantes e iguales para los nuevos bloques, incluyendo la presión capilar en las fracturas igual a cero.

En las Figuras IV.11, V.1 y V.2 se observan las funciones de transferencia para cada apilamiento. Las curvas tienden a agruparse en dos principalmente; una para el bloque inferior y otra para el resto de los bloques, al igual que lo encontrado por Firoozabadi<sup>13</sup> y por Vicencio<sup>7</sup>.

Es notable que a saturaciones medias de agua en los bloques menores de 35%, aproximadamente, las curvas se separan unas de otras; al analizar el período en que esto ocurre con la subrutina acoplada al simulador, se observó que los gastos laterales son mayores que los de la cima y la base, lo que hace suponer que en este período las funciones de transferencia dependen principalmente de la cantidad de aceite que se transfiere entre la matriz y la fractura lateralmente, ó que el disturbio de flujo y presión no ha alcanzado todas las fronteras, es decir se encuentra en régimen transitorio y posteriormente se alcanza un régimen pseudopermanente.

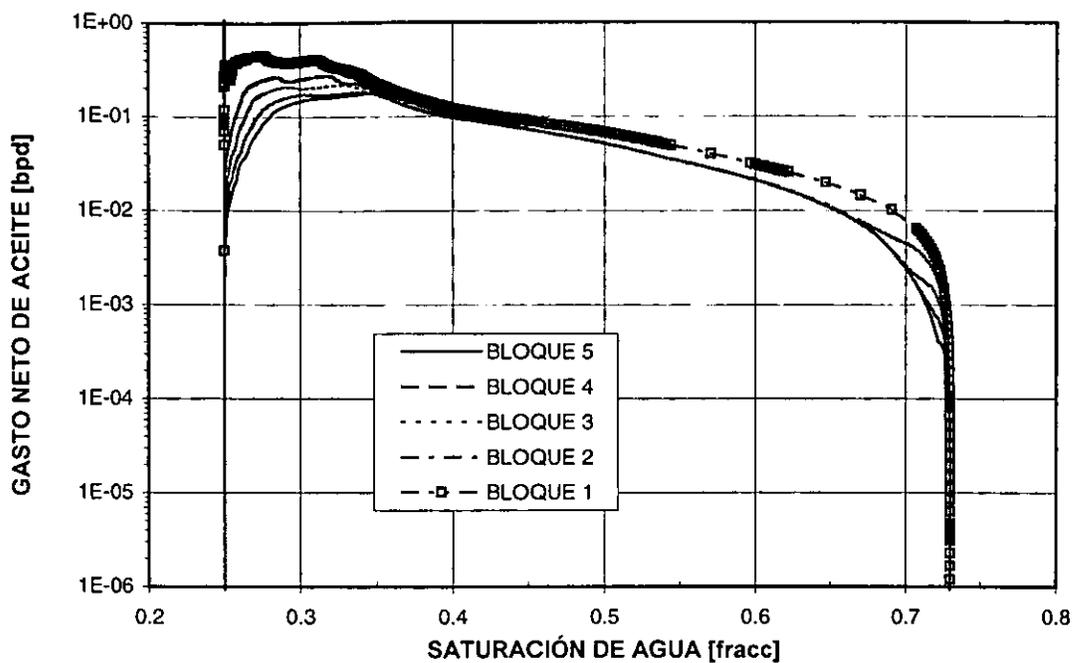


Fig. V.1. Funciones de transferencia para un apilamiento de 5 bloques.

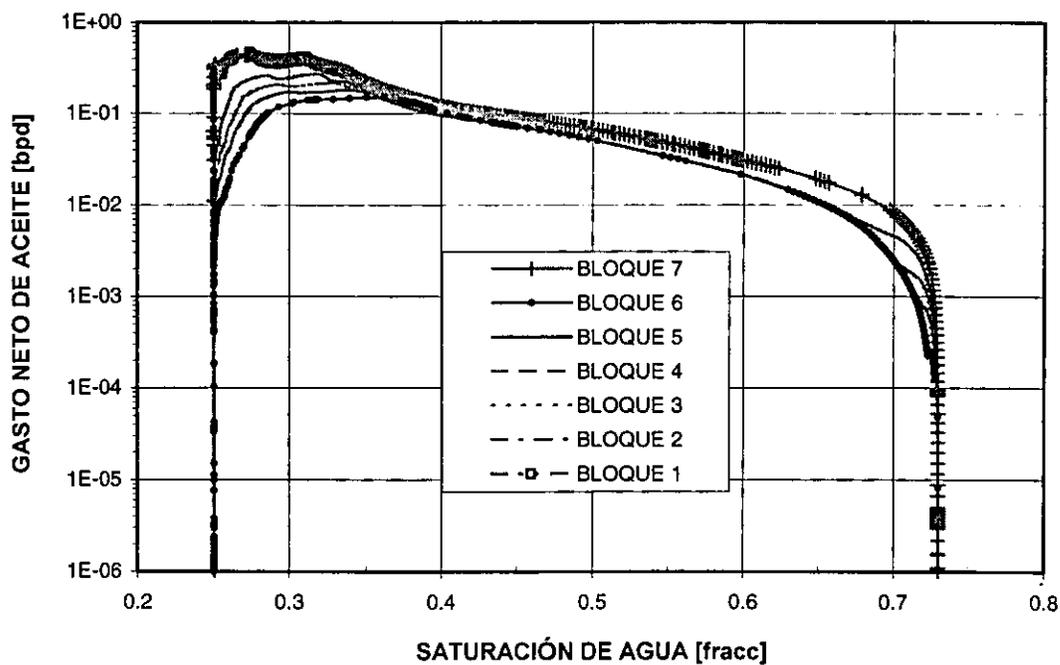


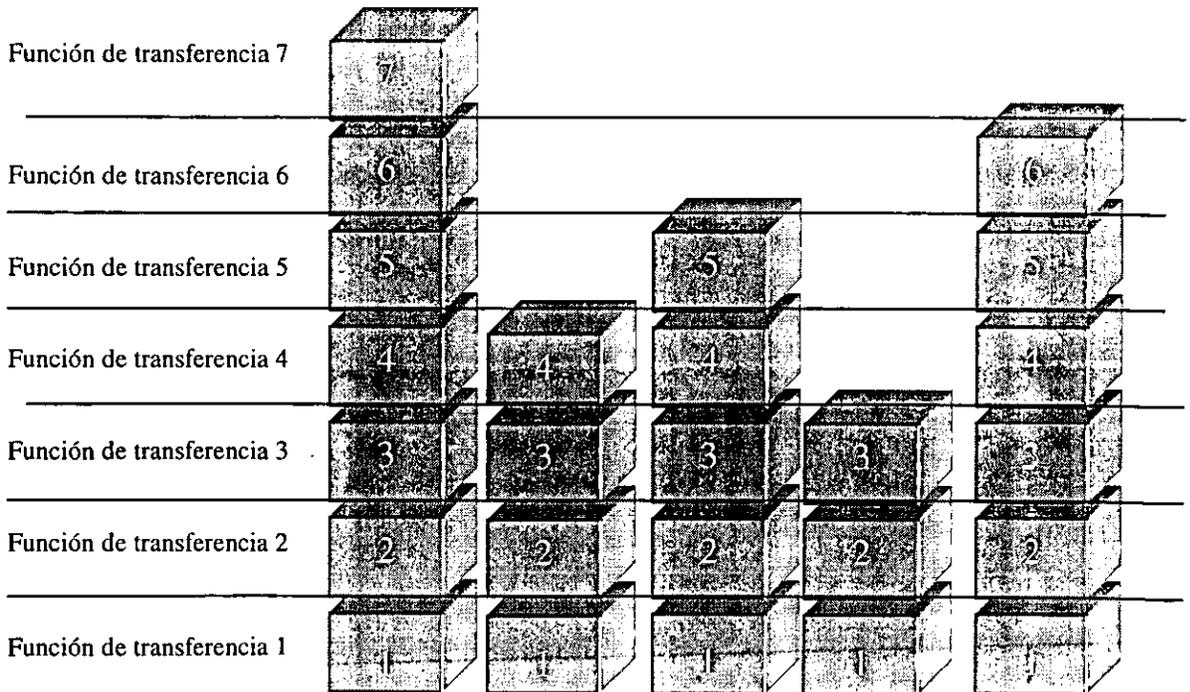
Fig. V.2. Funciones de transferencia para un apilamiento de 7 bloques.

Por otra parte, los comportamientos individuales de los bloques 1, 2, 4 y 5 de cada apilamiento se superpusieron en forma separada, Figs. V.4 a V.7, dando una sola función de transferencia para cada bloque respectivo sin importar el número de bloques en el apilamiento, lo cual confirma la conclusión de que:

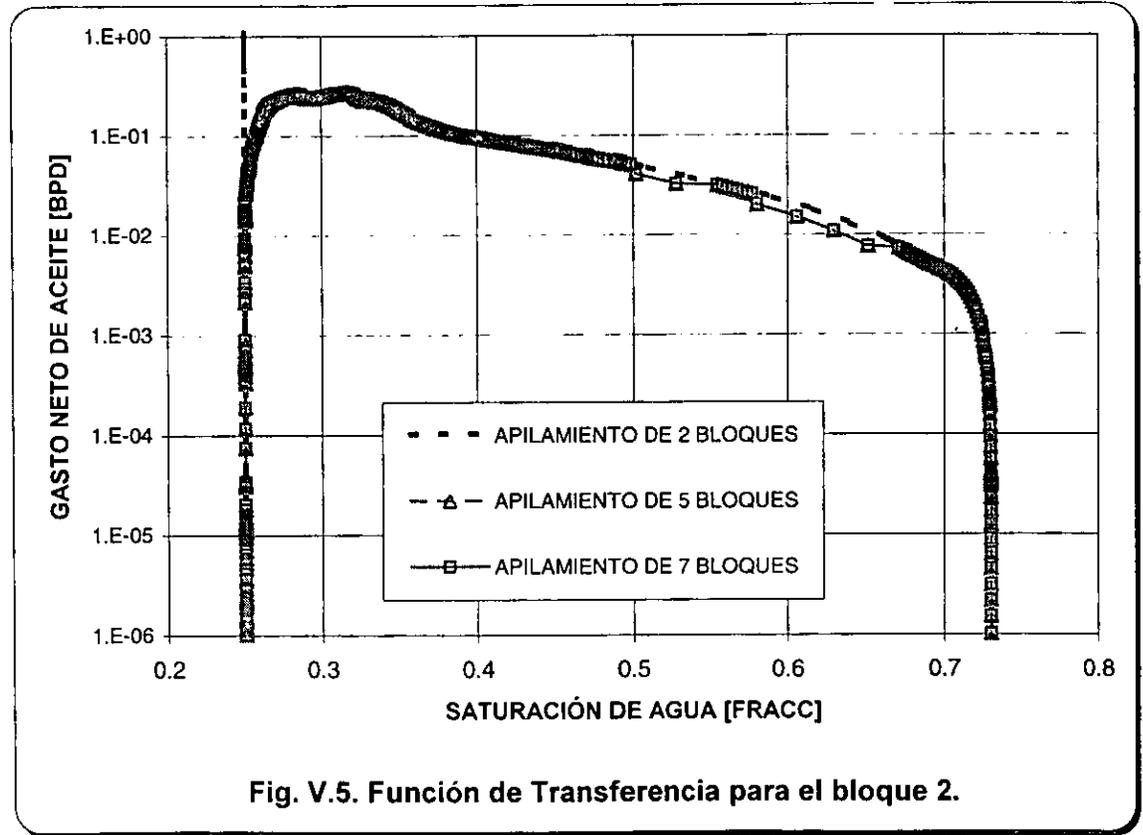
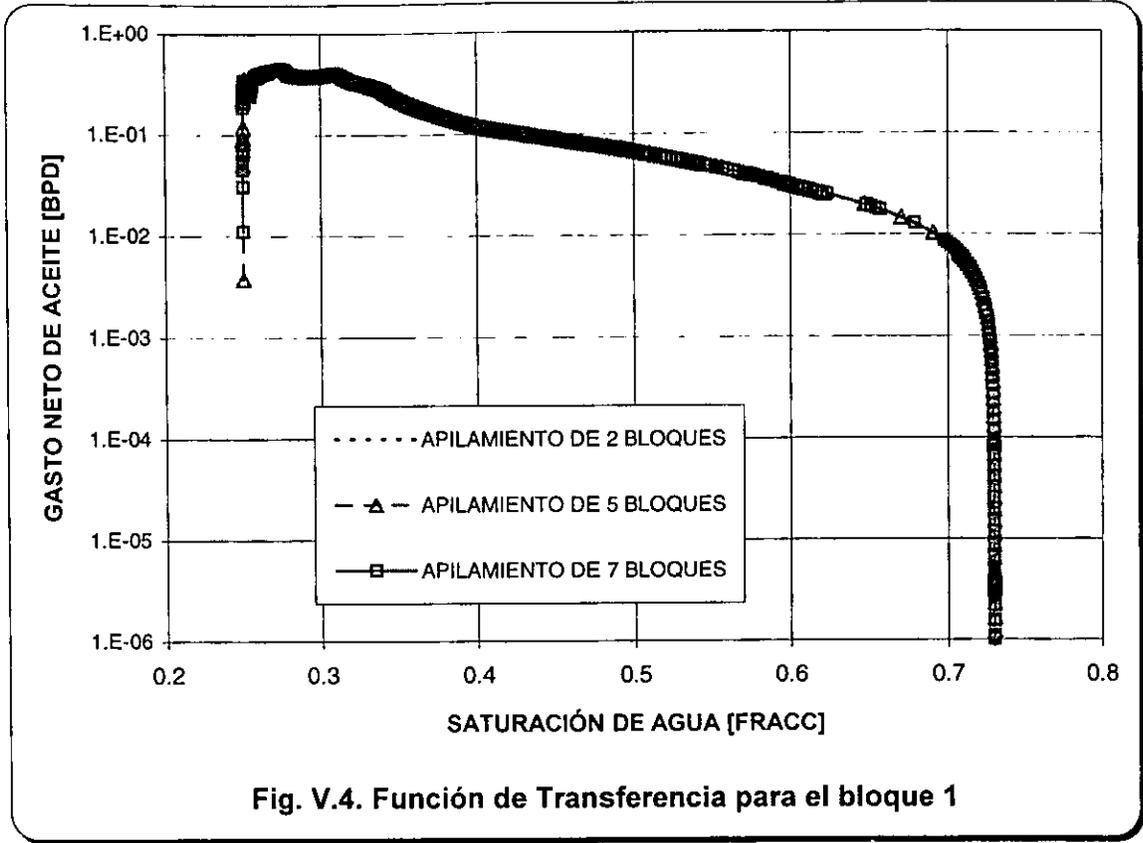
*“Bajo un sistema con valores en las propiedades matriz-fractura, fluidos y formación similares, mismo tamaño de bloque y diferente número de bloques, las funciones de transferencia pueden ser correlacionadas<sup>7</sup>”.*

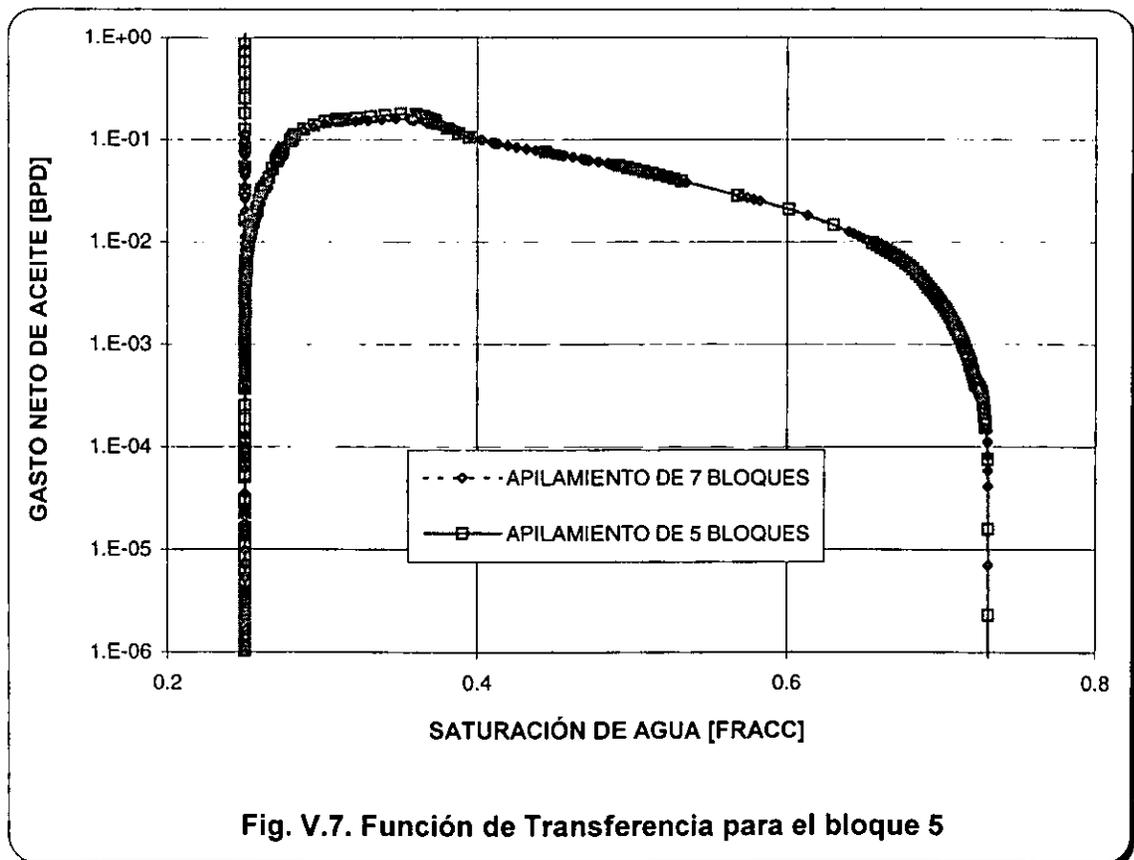
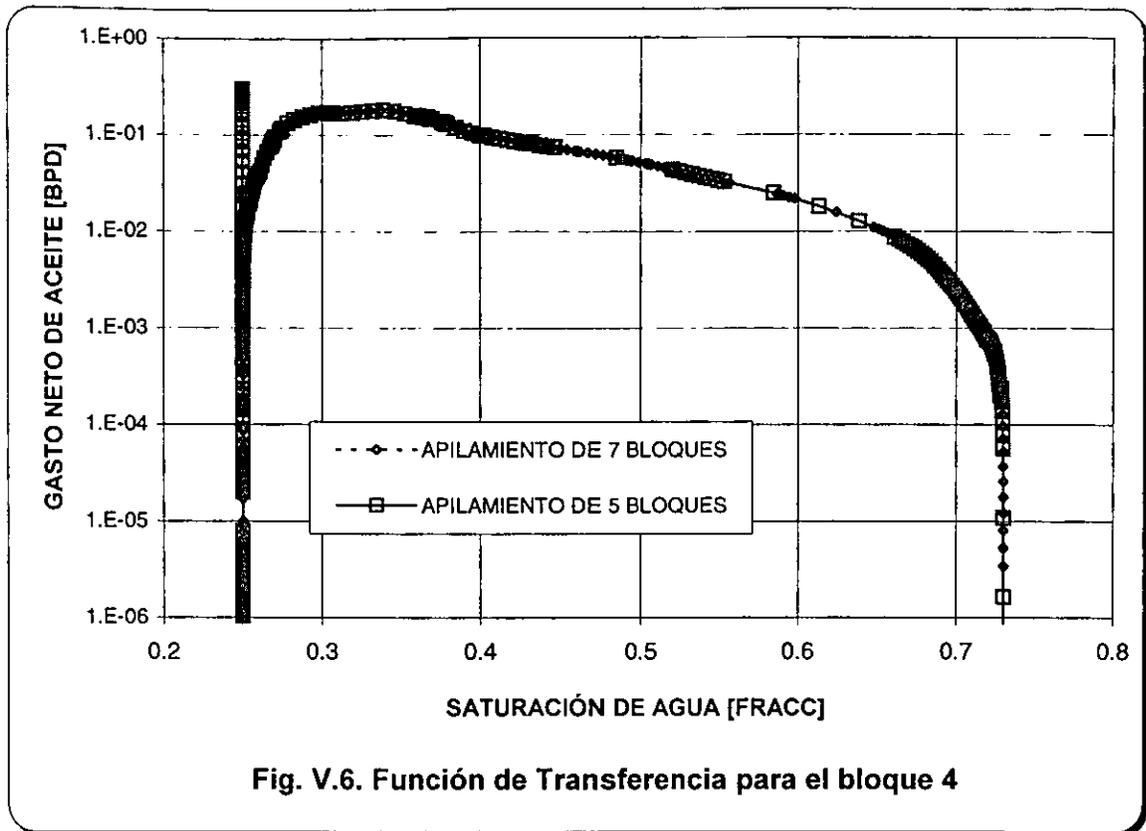
Esta conclusión es válida también para los otros tres sistemas analizados en este trabajo, como se verá en los siguientes apartados.

La correlación de las funciones se puede representar en una forma esquemática como en la Fig. V.3, de donde podemos decir que la función de transferencia de un bloque en específico es la misma sin importar el número de bloques en el apilamiento.



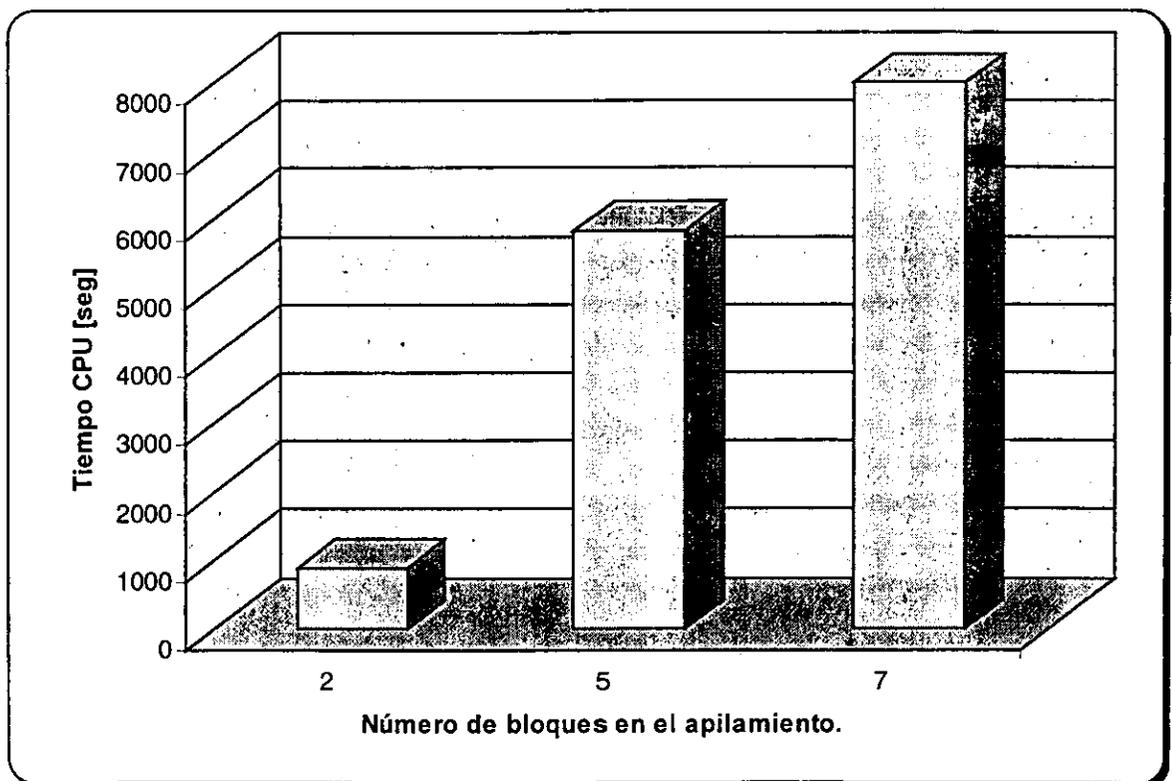
**Fig. V.3. Correlación de funciones de transferencia para diferentes apilamientos<sup>7</sup>.**



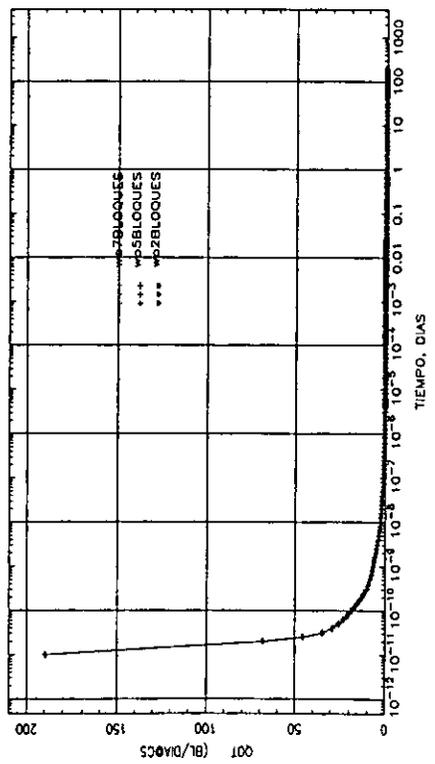
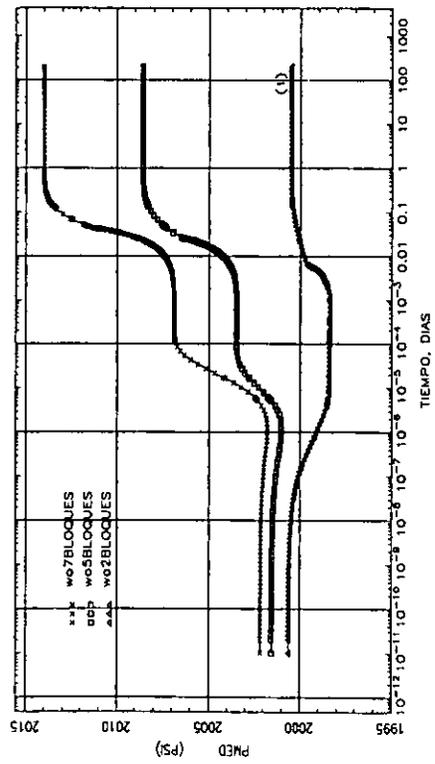
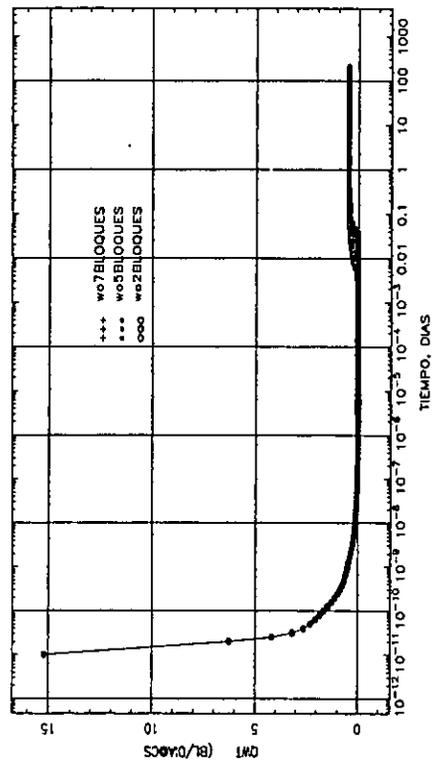
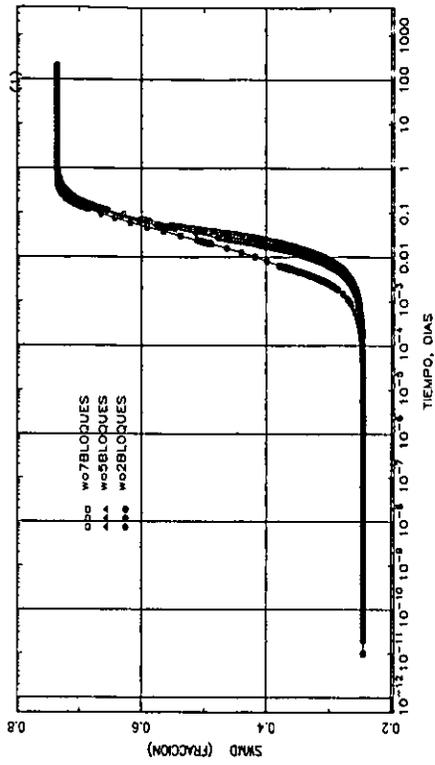


El comportamiento de saturación de agua y presión medias y el de gastos de aceite y agua totales del sistema para los 3 apilamientos se muestra en la Fig. V.9. Se observa que el sistema es represionado, pero esto no afecta significativamente las funciones de transferencia, ni la producción acumulada de aceite, Fig. V.10, debiéndose la mayor producción acumulada al mayor volumen inicial de hidrocarburos presente en cada apilamiento. En todos los casos la presión en la cima es de 2000 psi.

Los tiempos CPU se fueron incrementando conforme se aumentó el número de bloques en el apilamiento, debido al mayor número de celdas consideradas en el experimento, como se ve en la Fig.V.8. En todos los casos se discretizó cada bloque con una malla multimodal de 4x4x12.



**Fig. V.8. Comparación tiempo CPU para diferentes apilamientos (malla 4x4x12 x bloque).**



**Fig. V.9 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de agua y presión media y gastos totales de agua y fracturas saturadas inicialmente con aceite, para el caso de roca mojada por agua y fracturas saturadas inicialmente con aceite.**

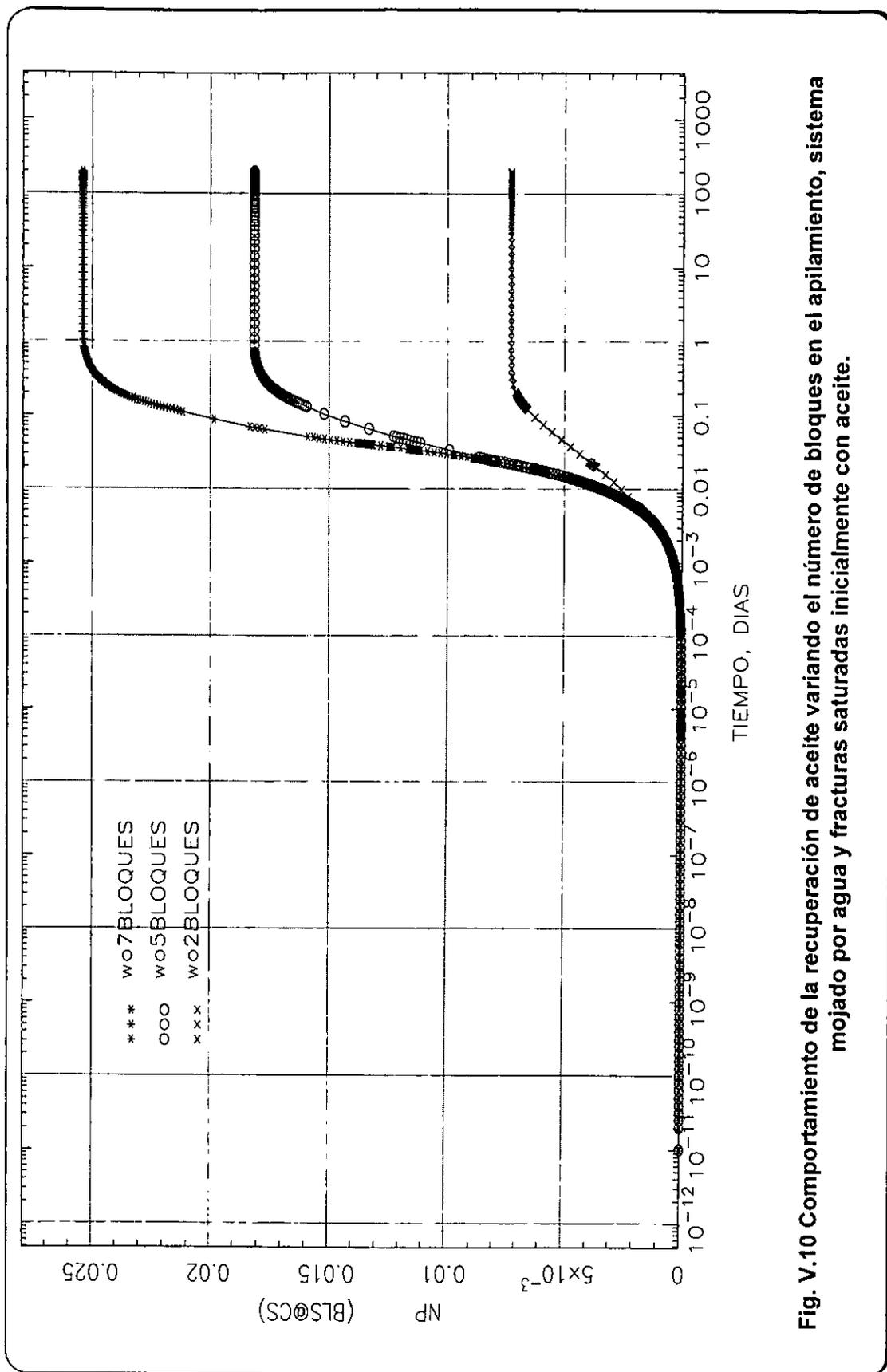


Fig. V.10 Comportamiento de la recuperación de aceite variando el número de bloques en el apilamiento, sistema mojado por agua y fracturas saturadas inicialmente con aceite.

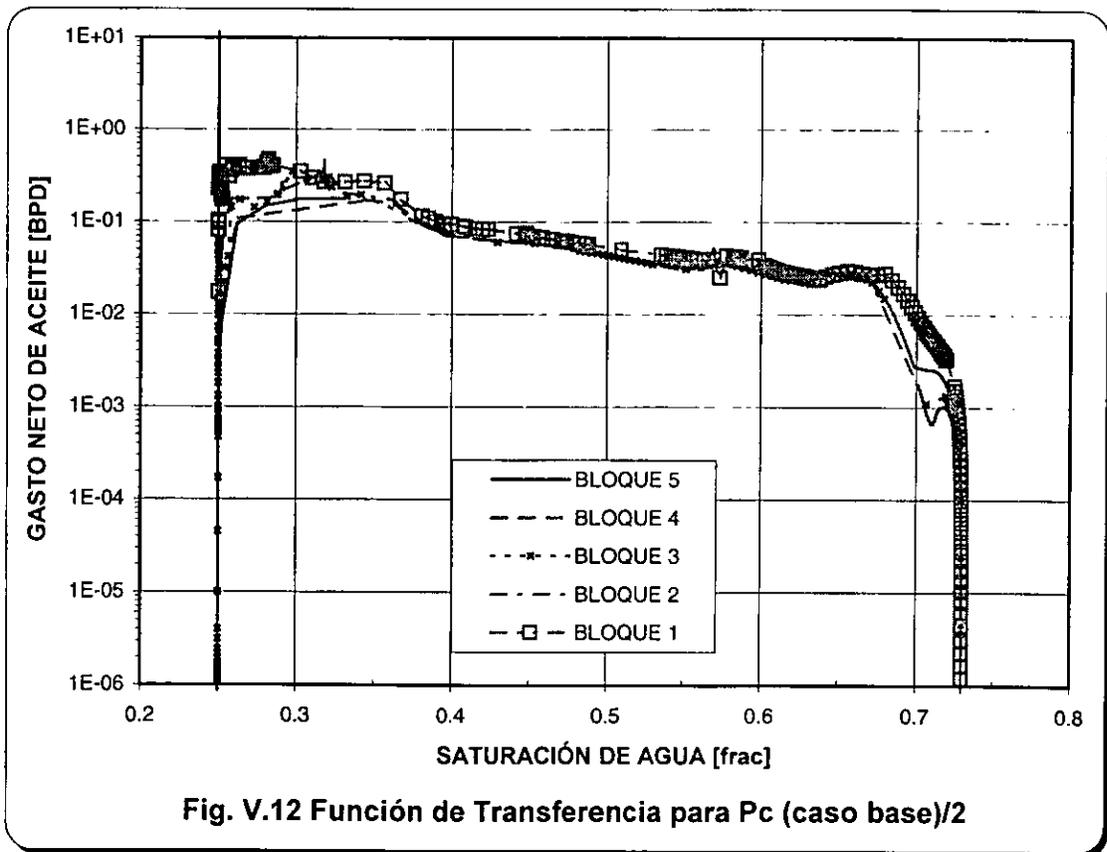
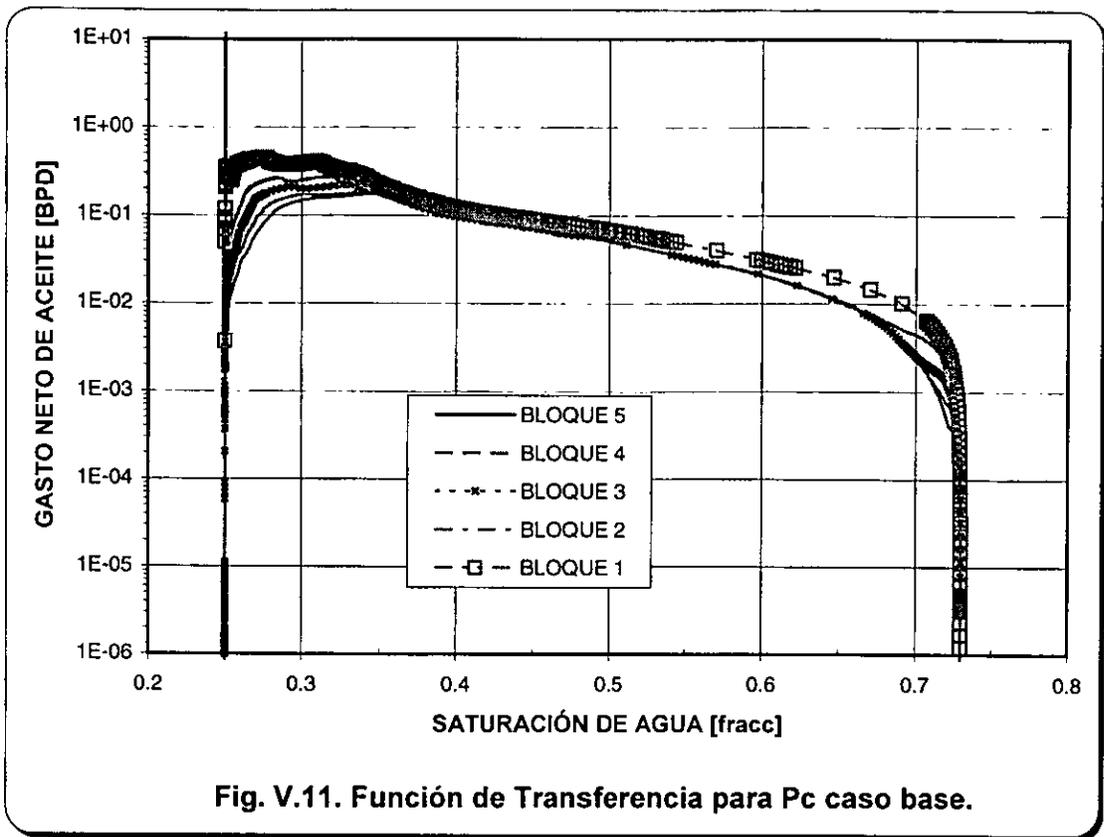
## V.1.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA PRESIÓN CAPILAR.

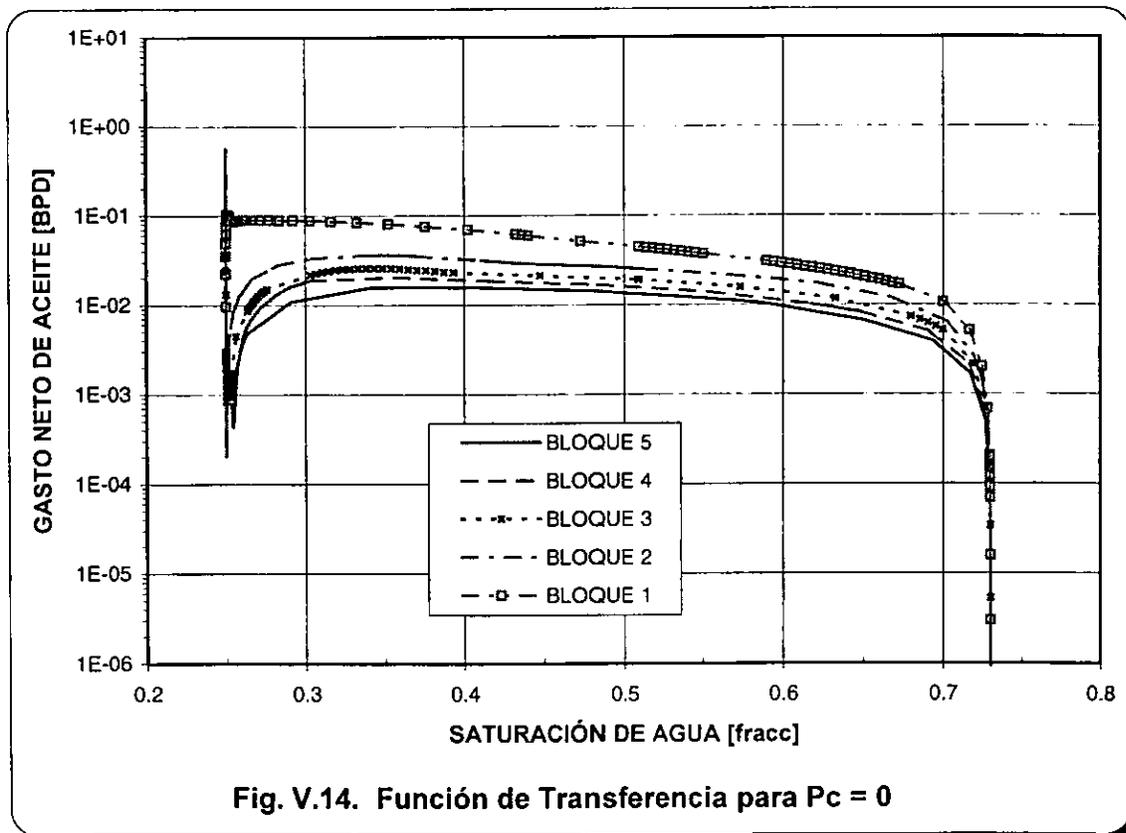
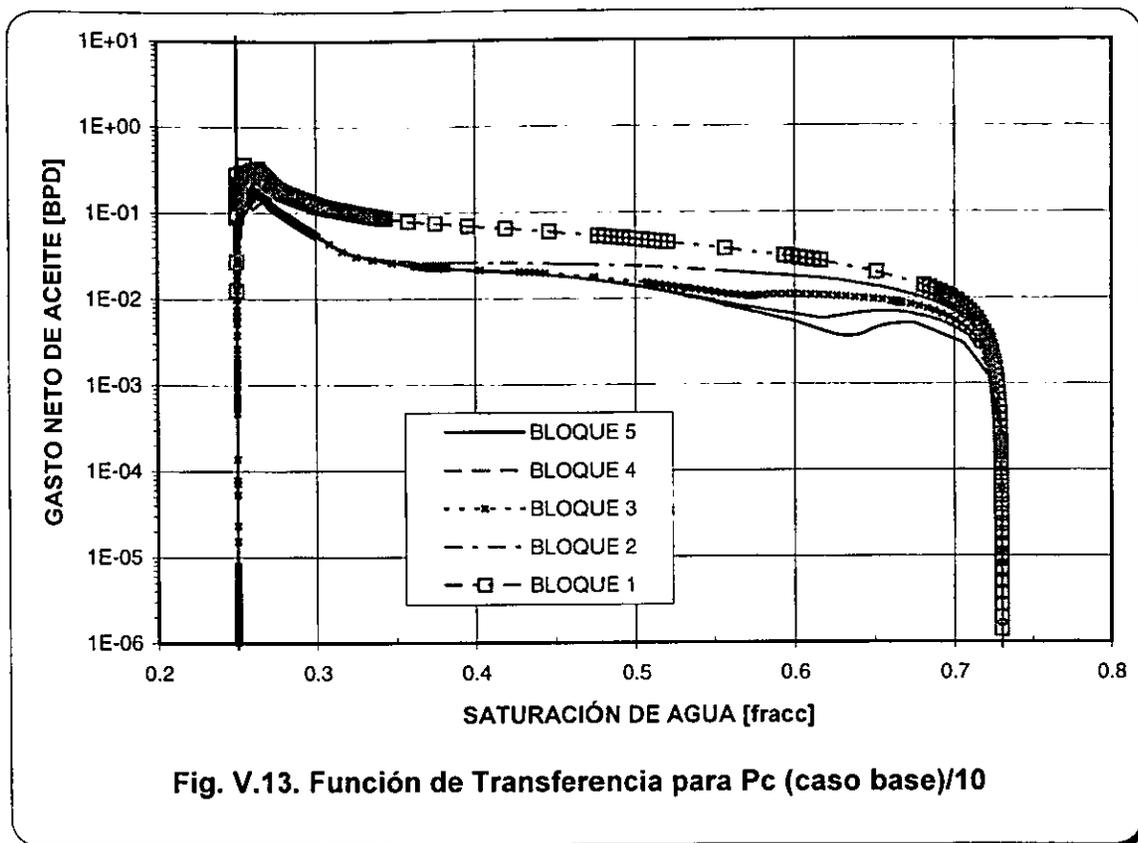
Para analizar el efecto de la presión capilar de la matriz sobre el comportamiento de la transferencia de fluidos matriz-fracturas, se utilizó un apilamiento de 5 bloques, porque se obtienen curvas representativas y el tiempo de cómputo no es excesivo. Los valores de presión capilar de la matriz del caso base, Fig. II.2, se modificaron empleando factores de 0.5, 0.1 y 0 (sin Presión Capilar), mientras que el resto de las características permanecieron sin cambio

En las Figuras V.11 a V.14 se muestran las funciones de transferencia que se obtuvieron en estos casos, incluyendo el caso base. Se observa que las curvas tienden a agruparse esencialmente en dos, pero a valores de presión capilar bajos las curvas se desagrupan para cualquier valor de saturación. Los gastos de aceite son ligeramente menores a  $S_w$  bajas, pero en términos prácticos son los mismos para todos los casos.

El comportamiento de la saturación de agua y presión medias y los gastos de aceite y agua totales del sistema se muestran en la Figs. V.15 y V.16, donde se observa que la saturación de agua en el bloque es menor, a un tiempo dado, a valores de presión capilar bajos (ej. a 0.1 días el valor de  $S_w$  llega a ser aproximadamente el doble comparando la  $P_c$  del caso base a cuando no se tiene presión capilar), aunque el valor final es el mismo. La presión media se incrementa en un tiempo menor cuando la presión capilar es cero. Esto es debido a que la presión del aceite es igual a la del agua cuando  $P_c = 0$ .

Los gastos de aceite son muy altos al inicio del experimento debido a que las fracturas se encuentran 100% saturadas de aceite, pero al final del experimento todos los gastos son prácticamente los mismos, ligeramente menores con presión capilar cero.





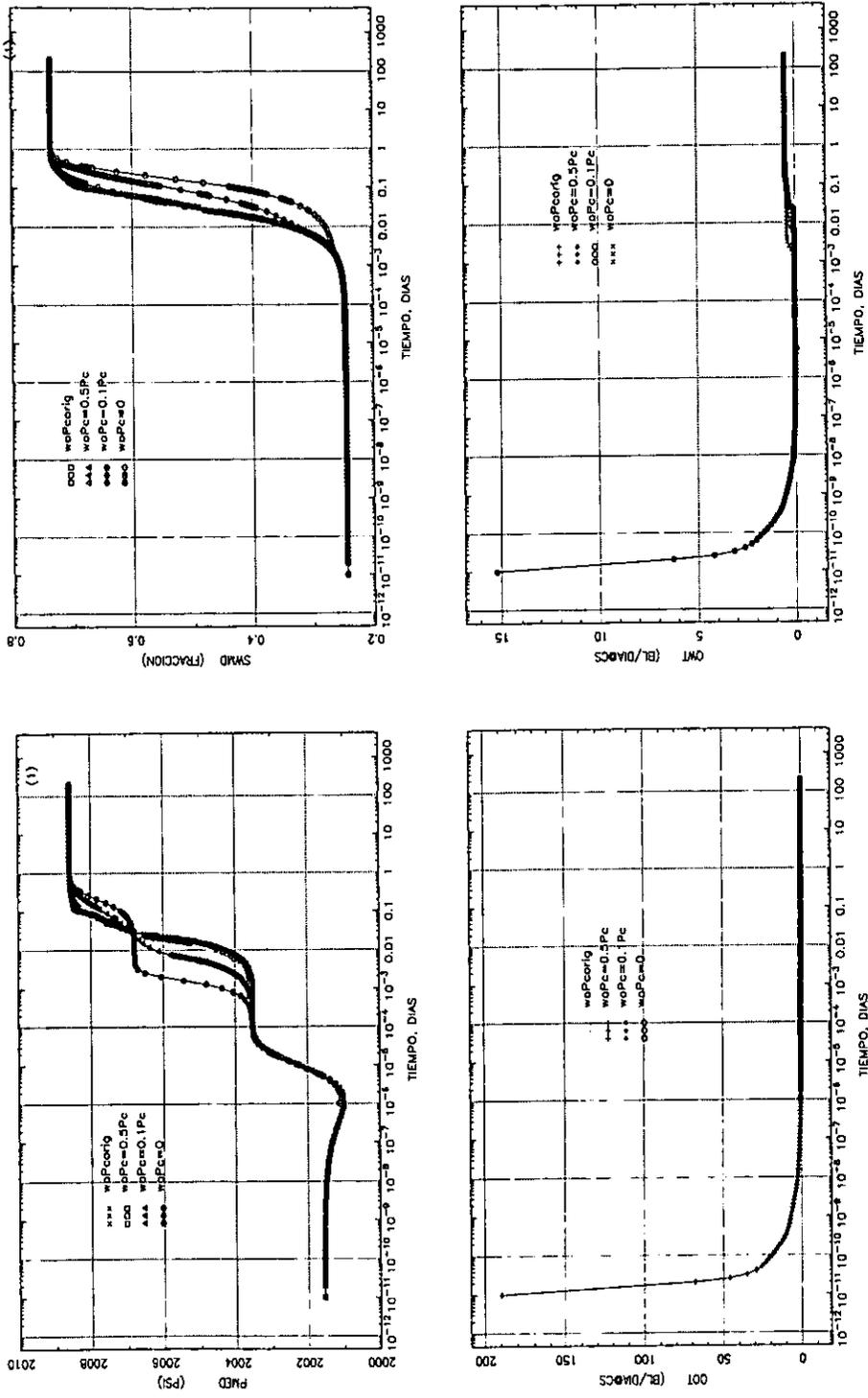


Fig. V.15 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de agua y fracturas saturadas inicialmente con aceite.

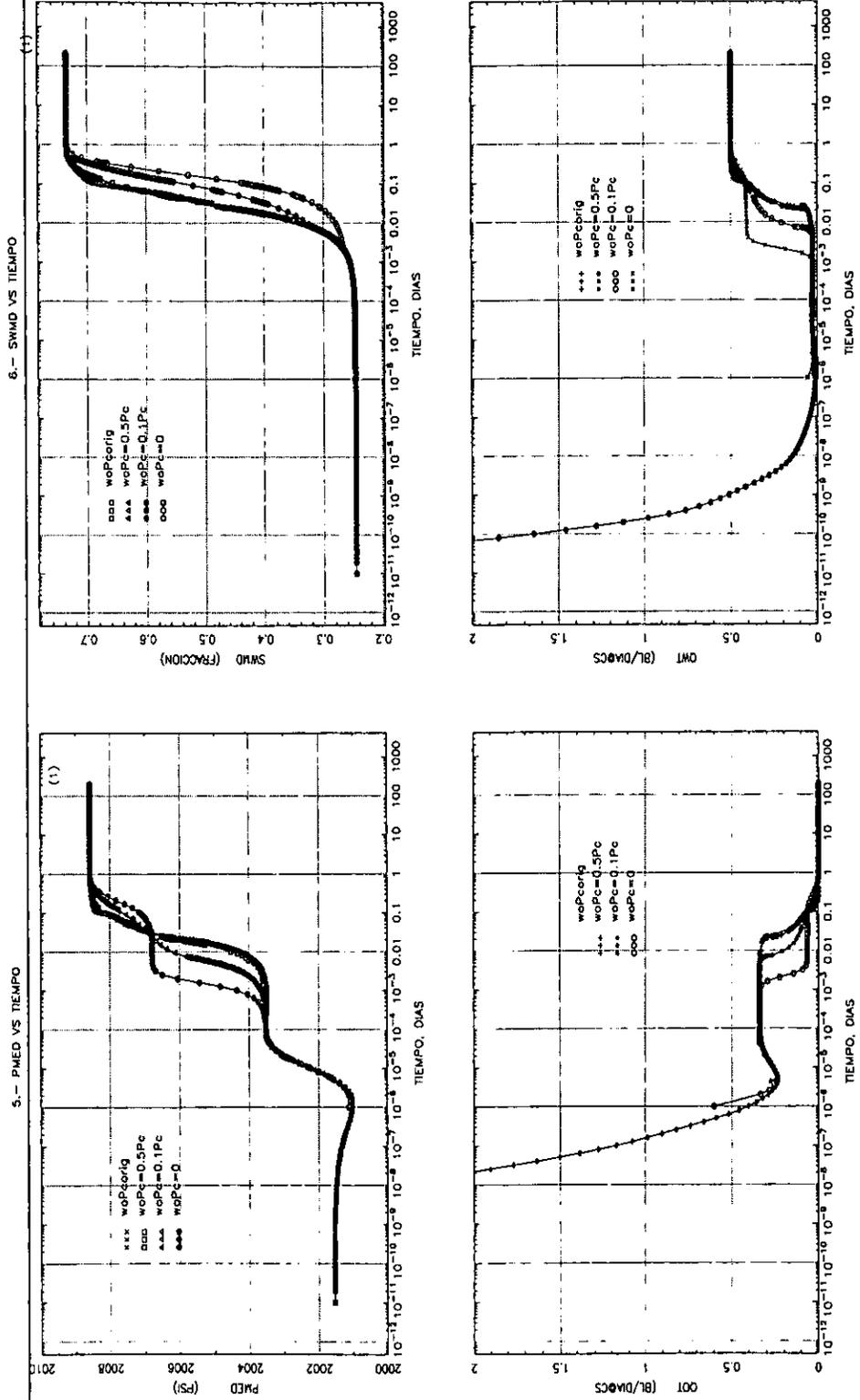


Fig. V.16 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, para el caso de roca mojada por agua y fracturas saturadas inicialmente con aceite (ampliación).

La gráfica semilog de la recuperación de aceite, Fig. V.18, muestra que a valores de presión capilar bajos, ésta se ve retrasada, debido a que el gradiente por presión capilar disminuye y el término gravitatorio tiende a ser el único que actúa, aunque la recuperación final es la misma en todos los casos.

Así mismo la Fig. V.19, muestra la recuperación de aceite entre el volumen poroso de bloques de matriz en una gráfica doble logarítmica donde se aprecia un comportamiento lineal cuando las fuerzas capilares tienen un mayor impacto<sup>10</sup> (aproximadamente entre  $1 \times 10^{-5}$  y  $2 \times 10^{-2}$  días), existe un período corto en que ésta linealidad se pierde a presiones capilares bajas (aproximadamente entre  $2 \times 10^{-3}$  y  $2 \times 10^{-1}$  días), posiblemente cuando el efecto gravitacional es preponderante.

El tiempo CPU es mayor para cuando se tienen valores de presión capilar altos, como se muestra en la Fig. V.17.

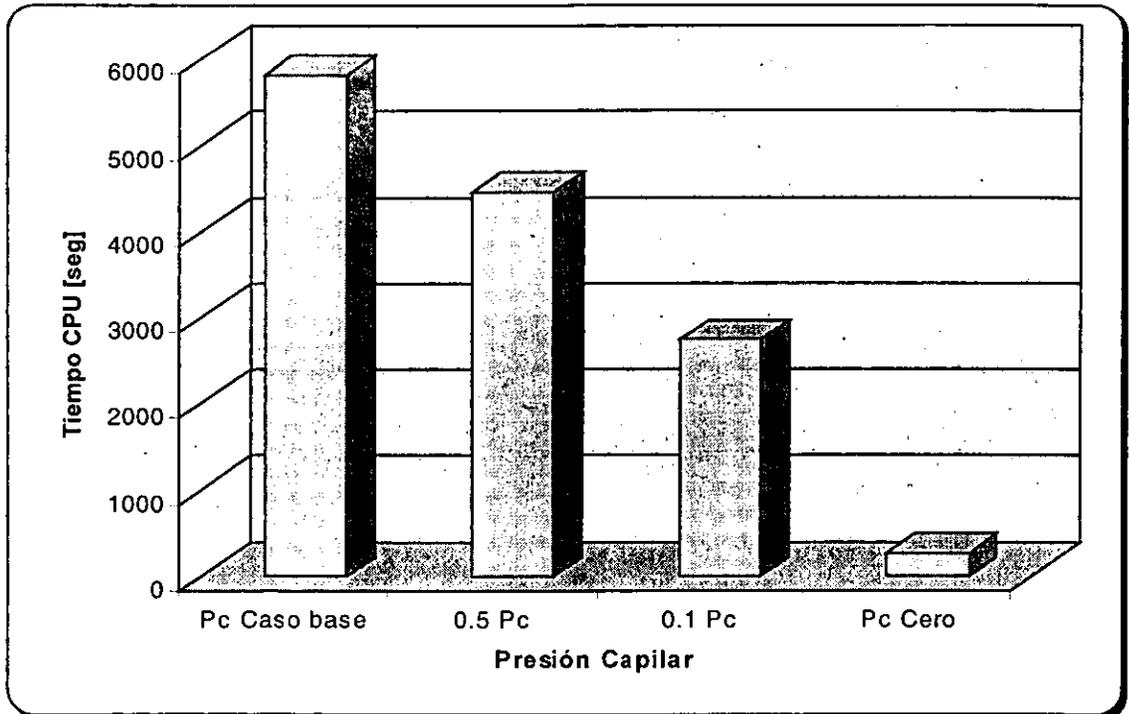


Fig. V.17 Tiempo CPU para diferentes valores de Presión Capilar.

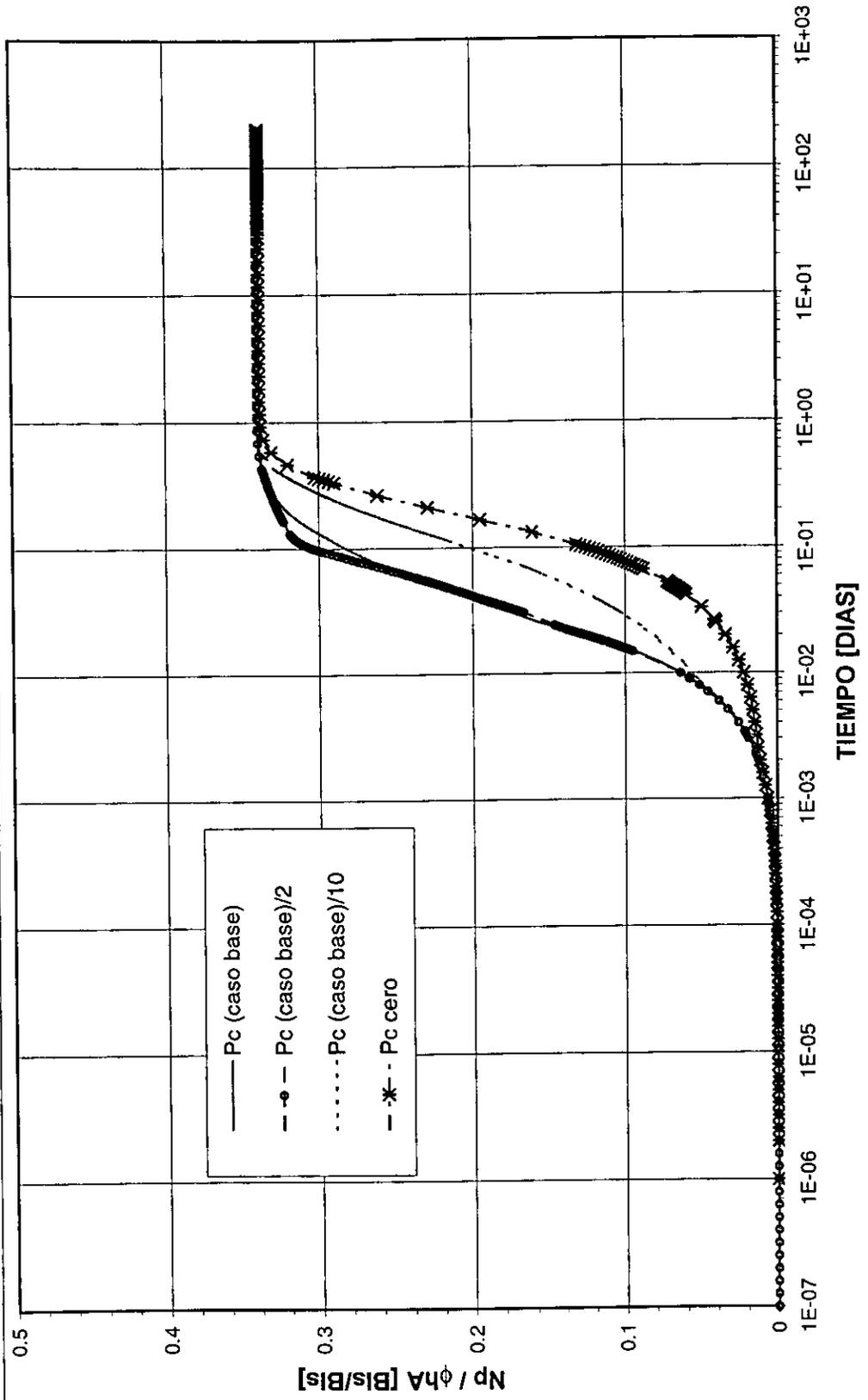


Fig. V.18. Comportamiento de la recuperación de aceite variando la presión capilar, sistema mojado por agua fracturas inicialmente saturadas con aceite.

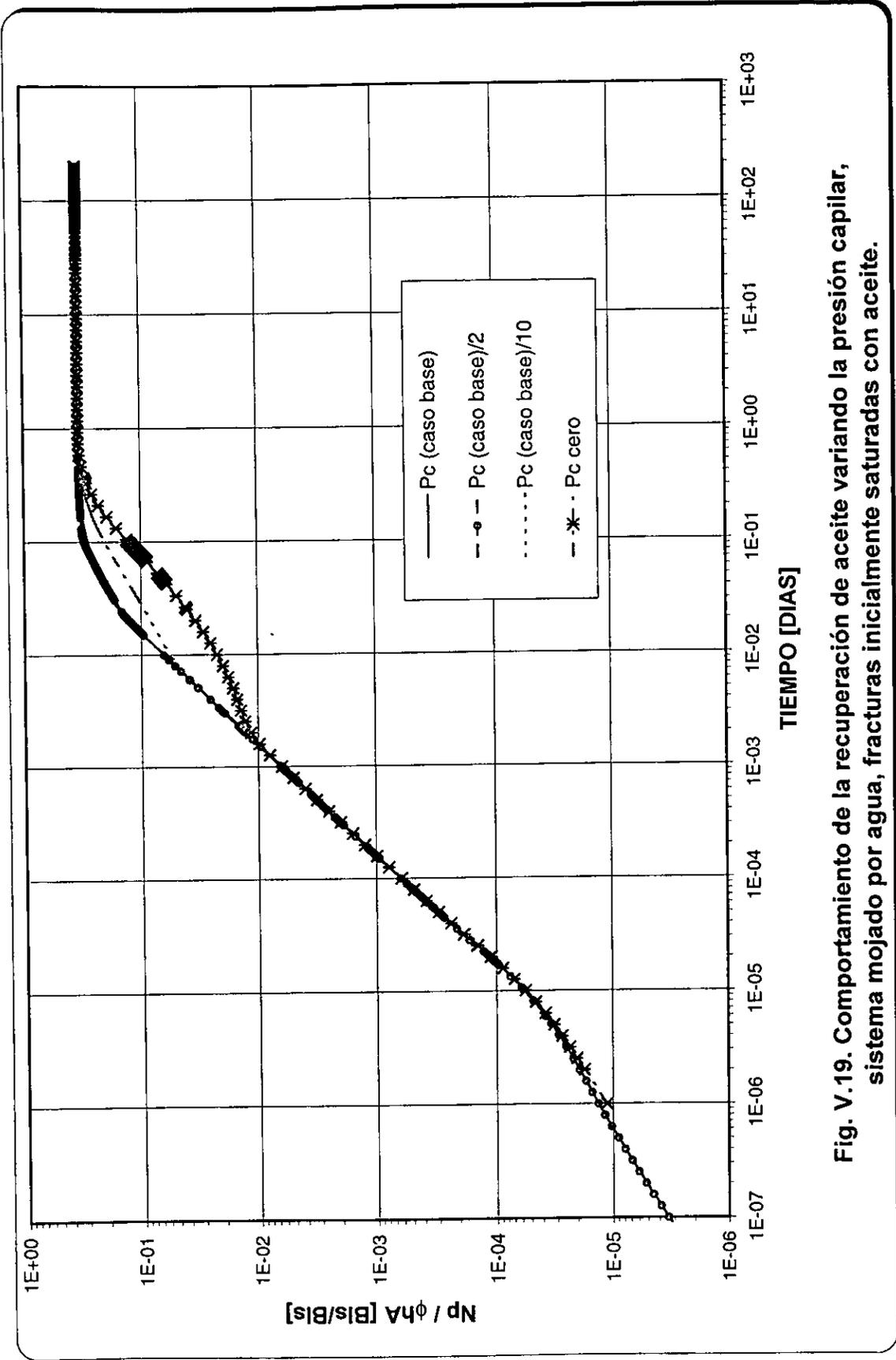


Fig. V.19. Comportamiento de la recuperación de aceite variando la presión capilar, sistema mojado por agua, fracturas inicialmente saturadas con aceite.

### V.1.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA PERMEABILIDAD DE LA MATRIZ.

Este análisis se realizó con un apilamiento de 5 bloques variando únicamente la permeabilidad de la matriz partiendo del caso base de 0.05 D, con valores de 0.075 (50% más), 0.040 (20% menos), 0.025 (50% menos) y 0.010 (80% menos) Darcy's.

La Fig. V.20 muestra el comportamiento de las funciones de transferencia para el caso base y en las Figs. V.21 a V.24 se ilustran el comportamiento de las funciones de transferencia correspondientes a los diferentes valores de permeabilidad. Se observa que a valores menores de permeabilidad, el período en que los efectos de los gastos laterales de aceite son apreciables disminuye.

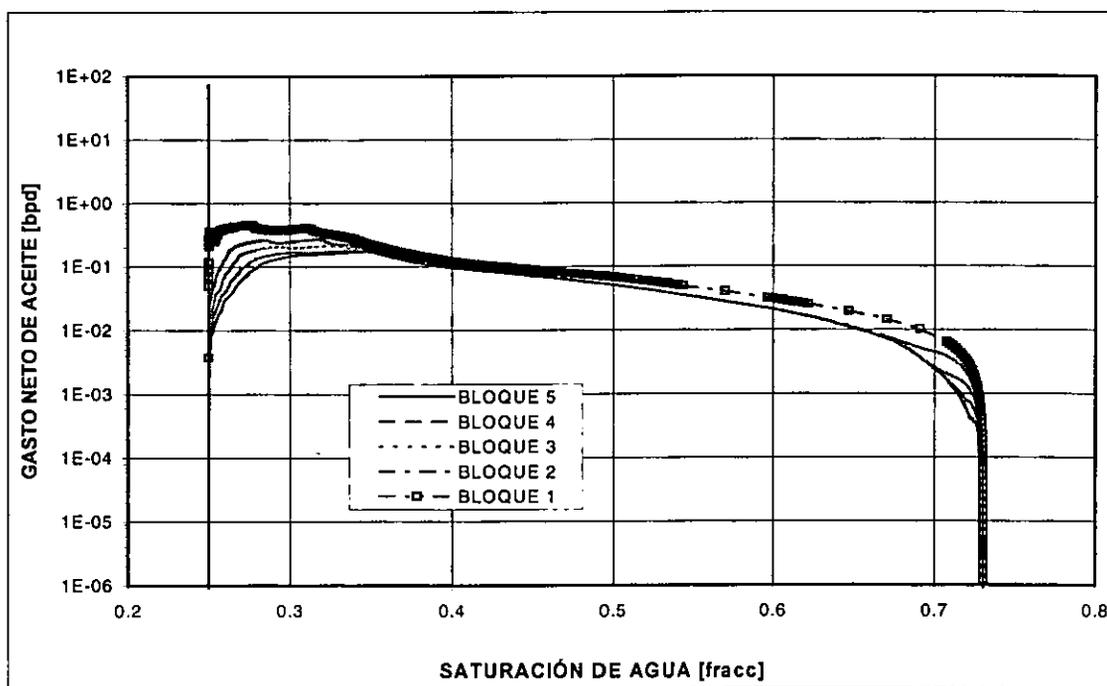


Fig. V.20. Función de transferencia para una permeabilidad en la matriz de 0.05 Darcy's (caso base).

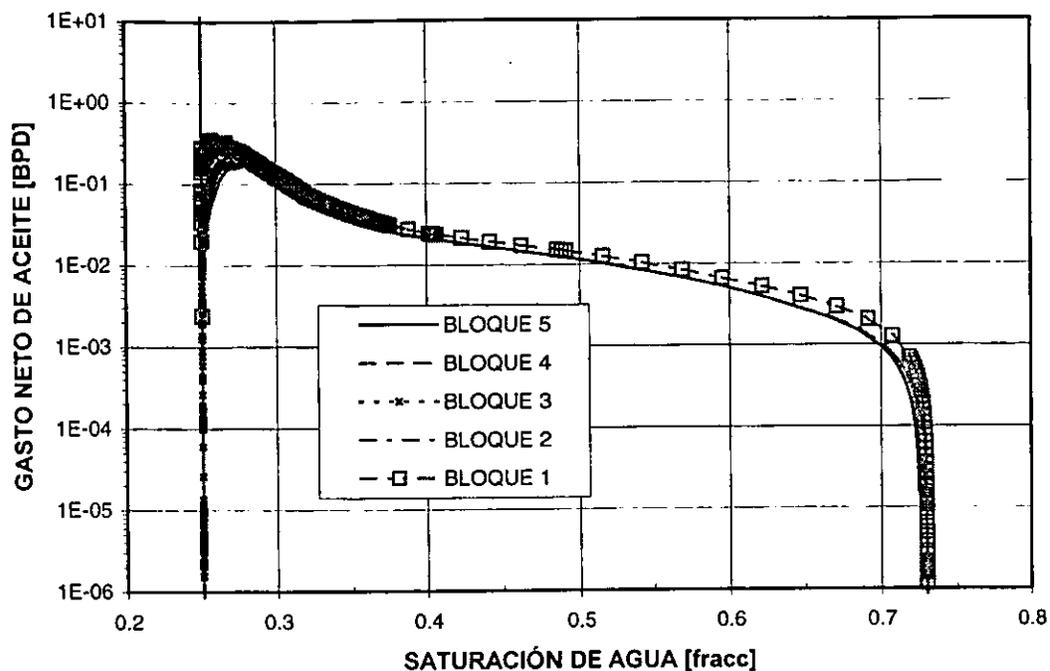


Fig. V.21 Función de Transferencia para Permeabilidad de la matriz  $K_m=0.010$  D

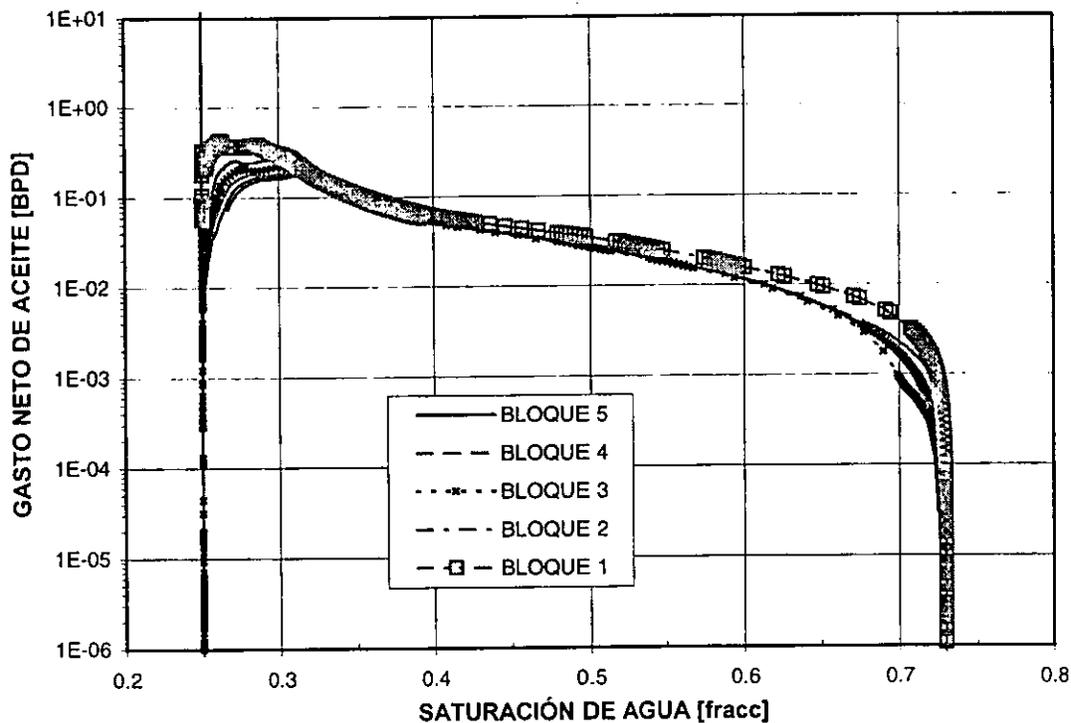
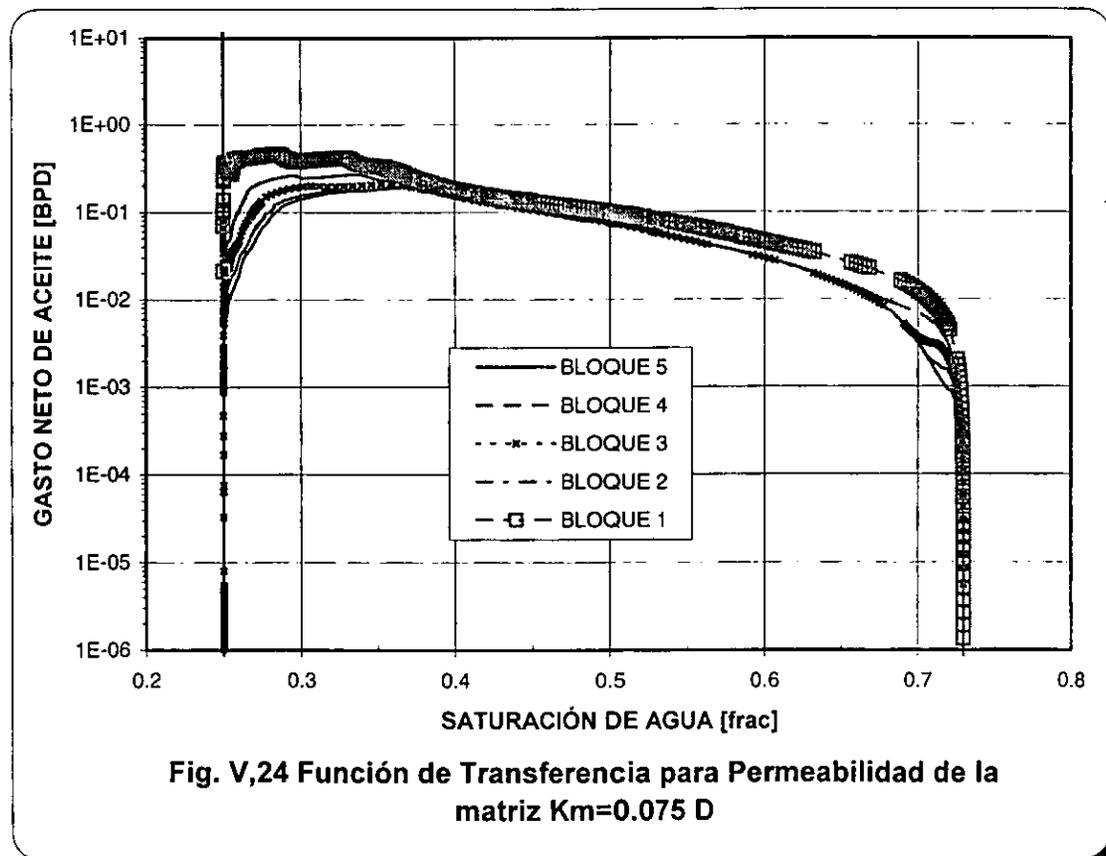
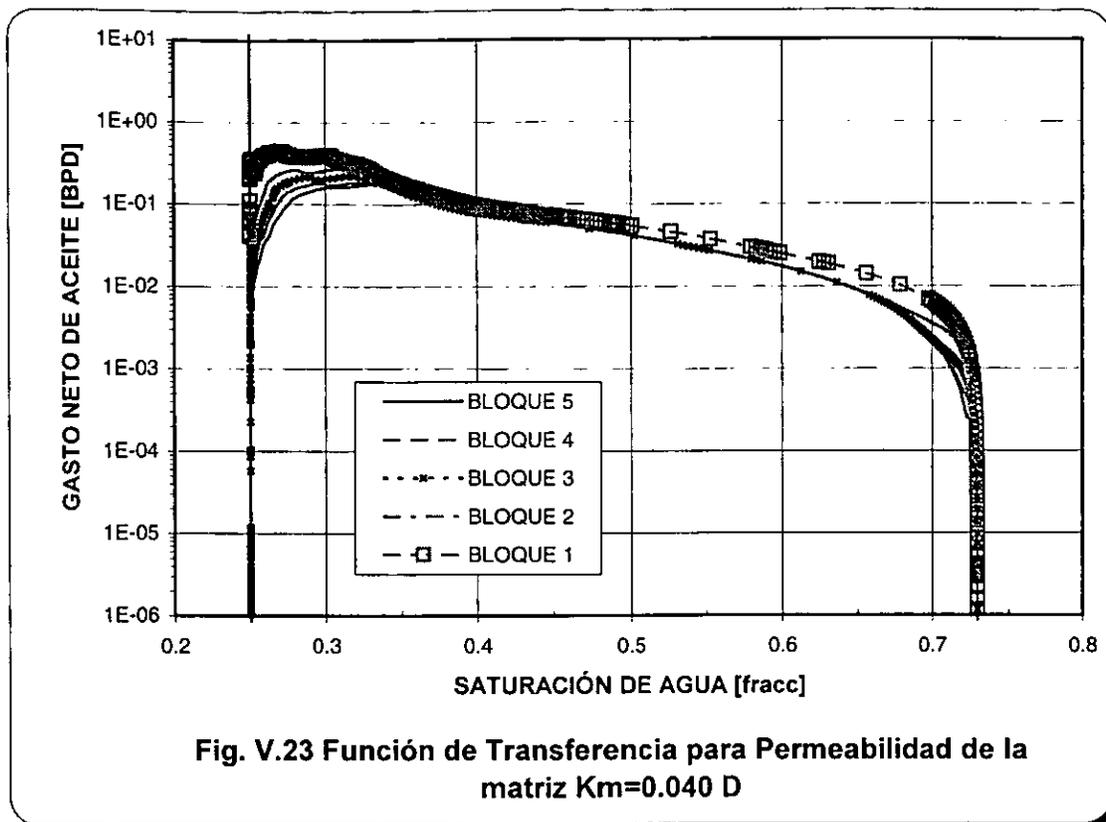
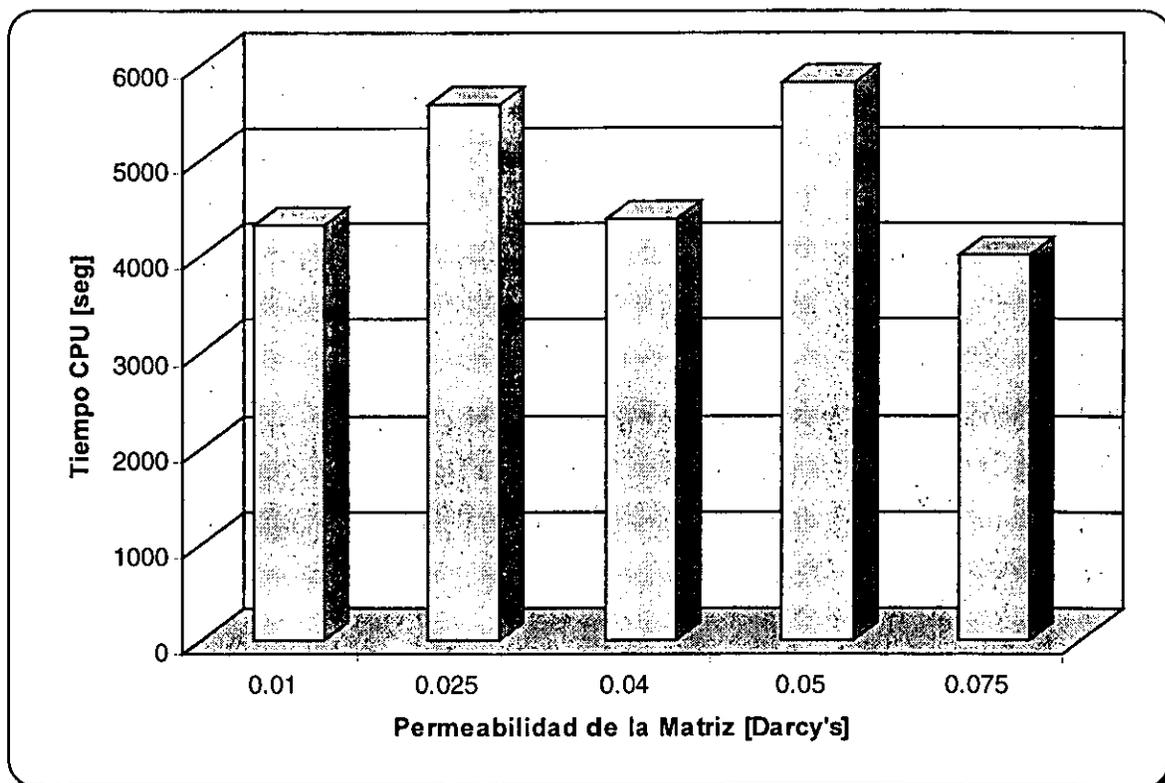


Fig. V.22 Función de Transferencia para Permeabilidad de la matriz  $K_m=0.025$  D



El comportamiento de la saturación de agua y presión medias y gastos de aceite y agua totales del sistema para los 5 experimentos se muestra en las Figs. V.26 y V.27, en donde se destaca que con valores de permeabilidad menores el sistema es ligeramente represionado al momento de ser desplazado el aceite contenido en el bloque. Los gastos de aceite son ligeramente menores para valores de permeabilidad pequeños en un tiempo dado (0.01 a 1 días), lo que origina que la saturación de agua media en el bloque sea menor en ese tiempo, y esto se ve reflejado también como un retraso en la recuperación de aceite, Fig. V.28, aunque la producción acumulada final es la misma para todos los casos. Este comportamiento también se observa en la Fig. V.29, y además la linealidad antes descrita, aproximadamente entre  $4 \times 10^{-5}$  días y  $1 \times 10^{-2}$  días.

No se tiene un comportamiento definido en el tiempo de cómputo requerido en cada uno de los casos, como se muestra en la siguiente figura:



**Fig. V.25. Tiempo CPU para diferentes valores de Permeabilidad en la Matriz.**

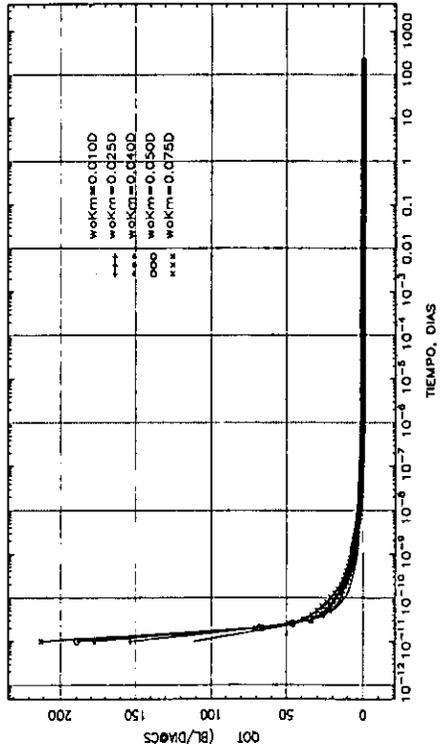
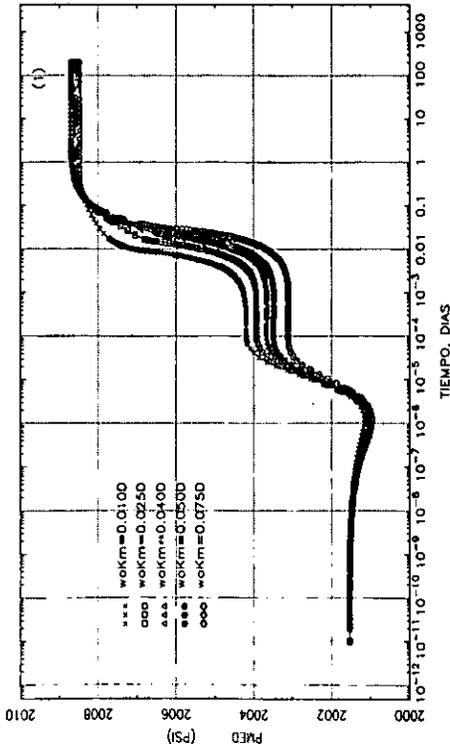
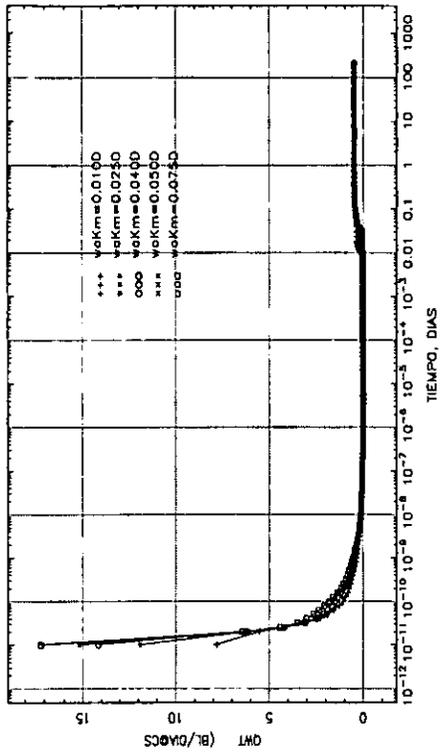
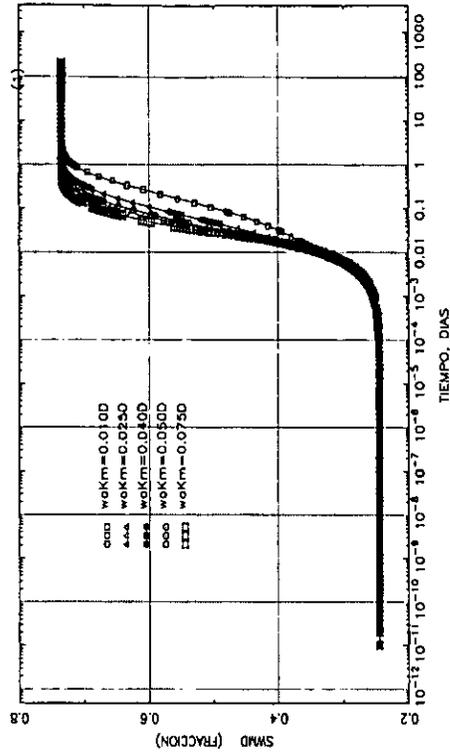


Fig. V.26 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de agua y agua del sistema, para el caso de roca mojada por agua y fracturas saturadas inicialmente con aceite.

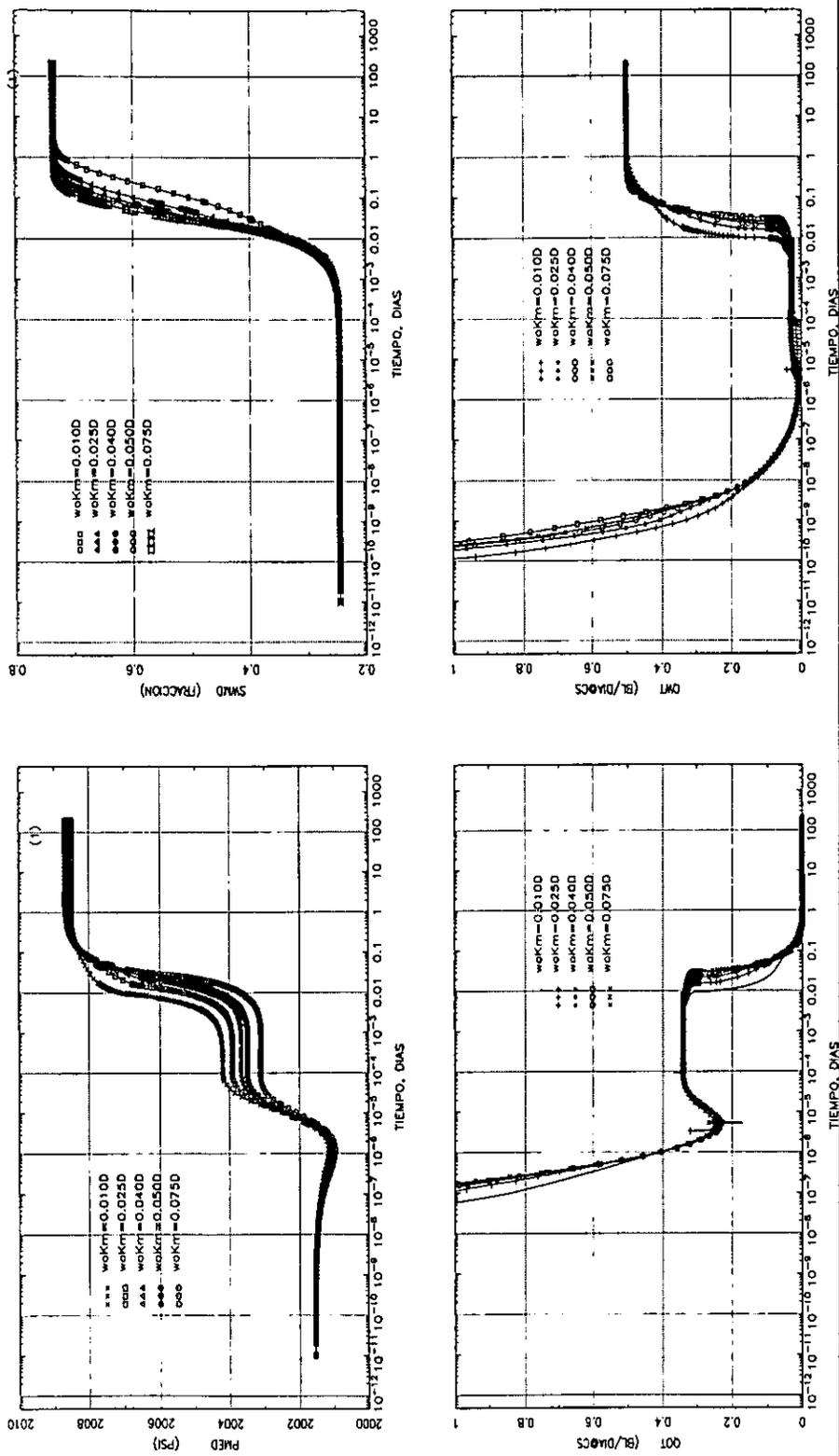


Fig. V.27 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, para el caso de roca mojada por agua y fracturas saturadas inicialmente con aceite (ampliación).

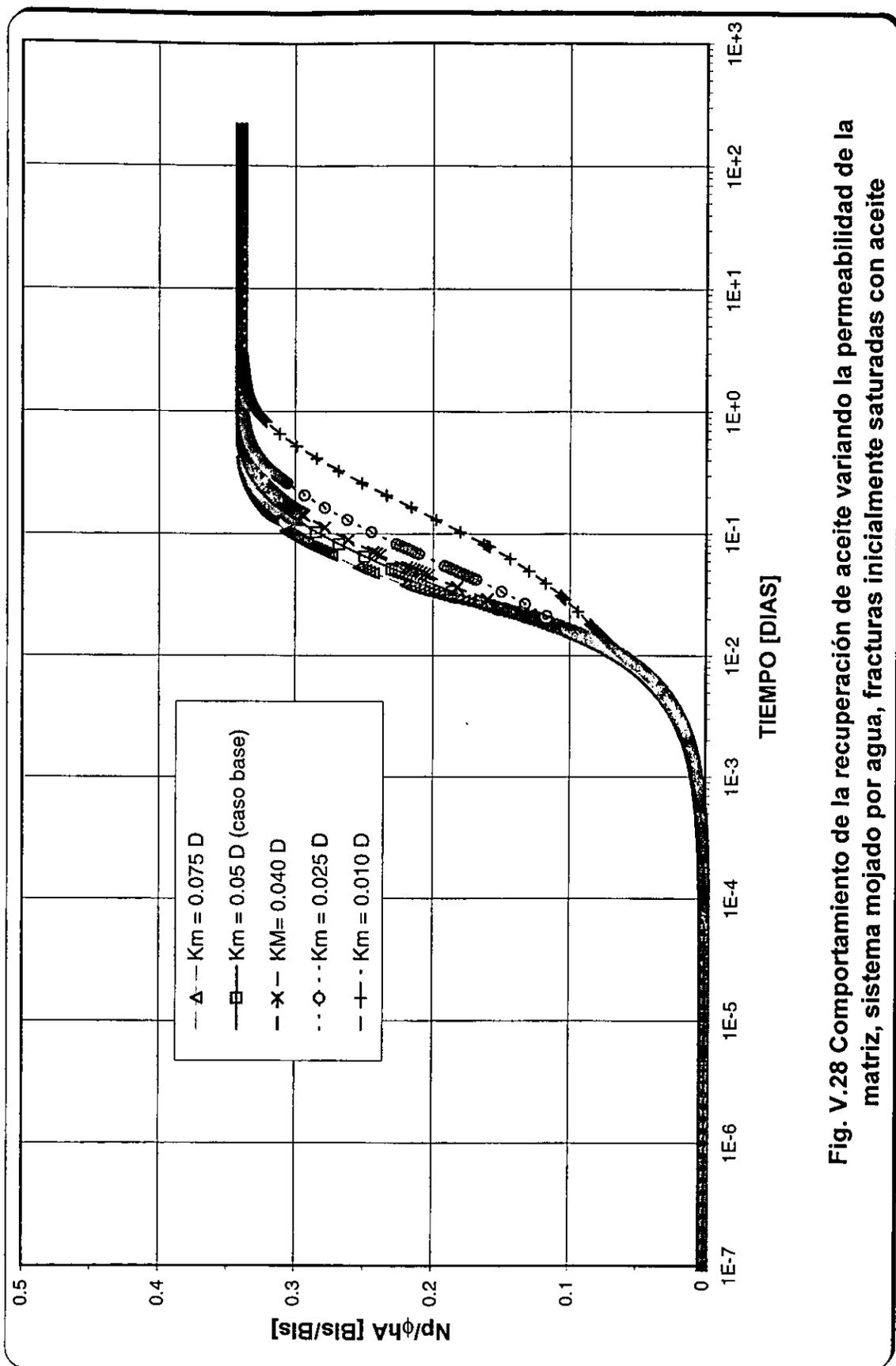


Fig. V.28 Comportamiento de la recuperación de aceite variando la permeabilidad de la matriz, sistema mojado por agua, fracturas inicialmente saturadas con aceite

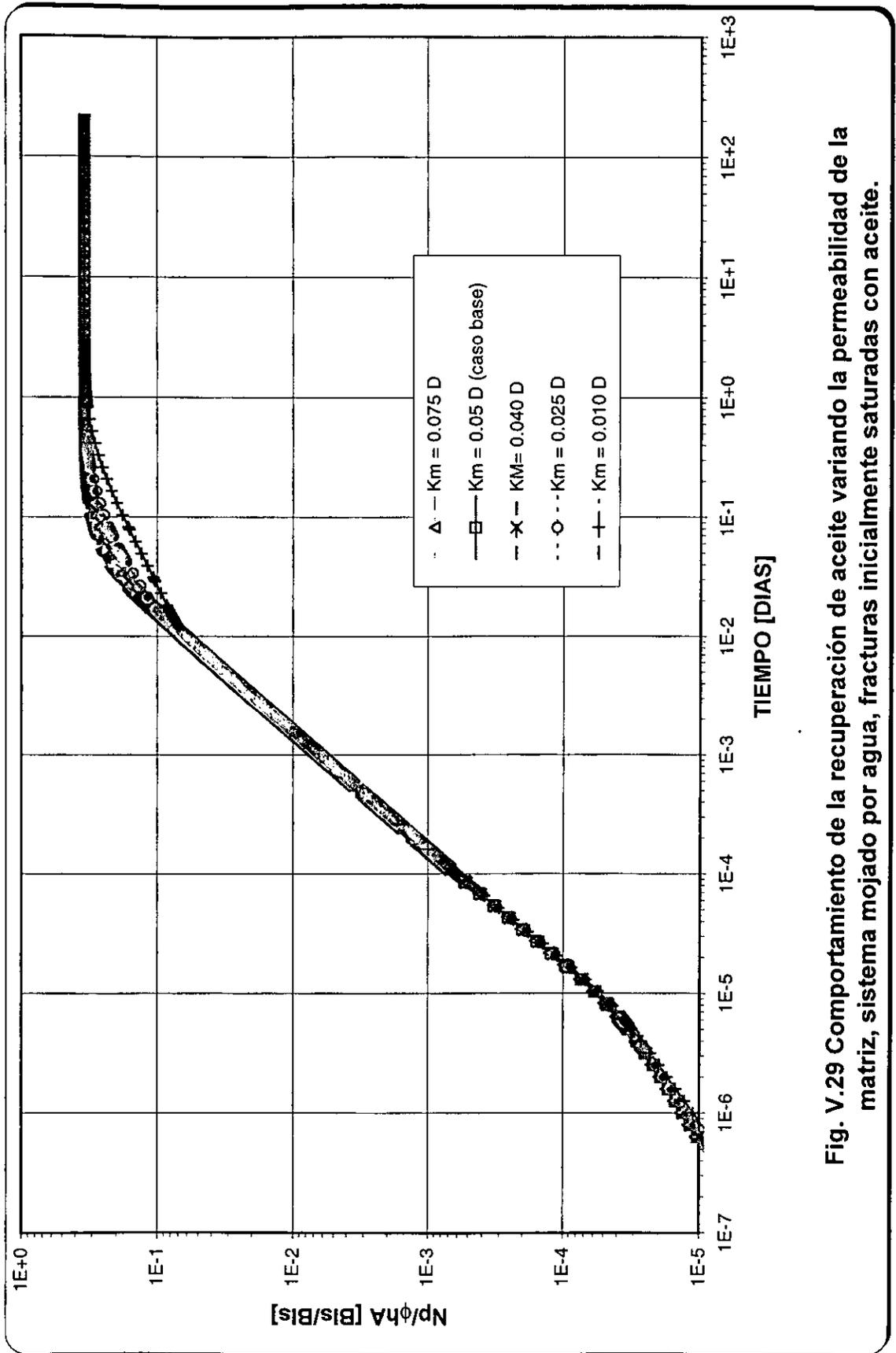
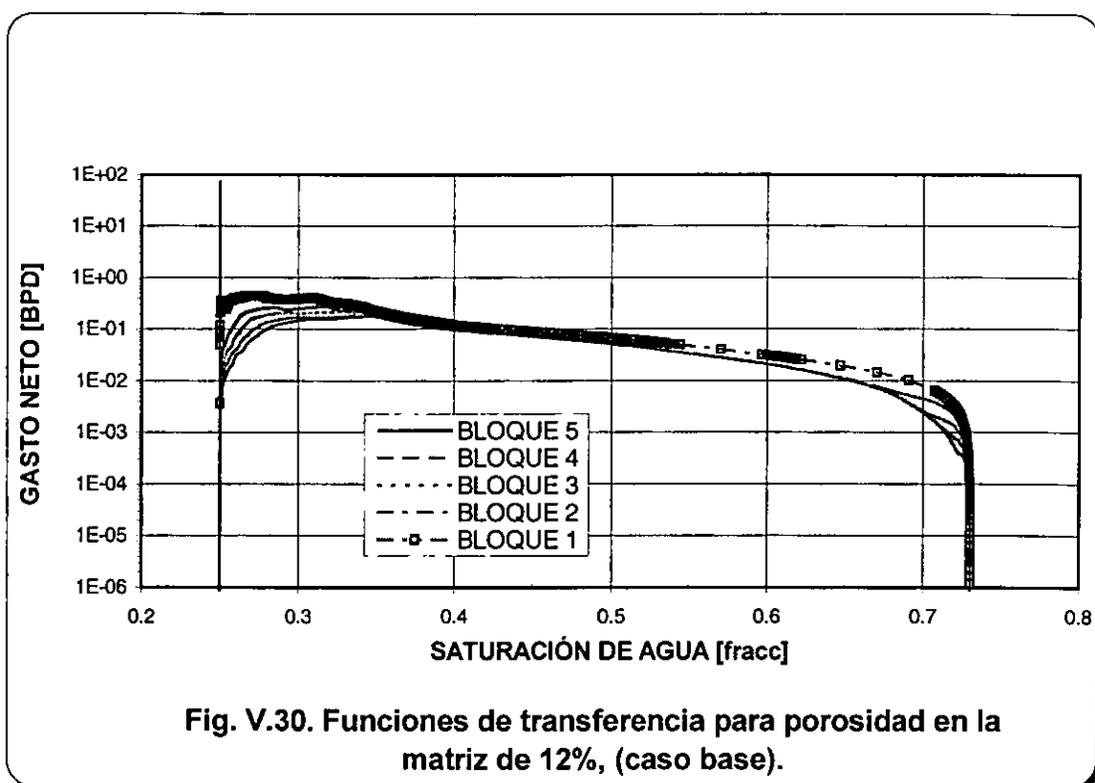


Fig. V.29 Comportamiento de la recuperación de aceite variando la permeabilidad de la matriz, sistema mojado por agua, fracturas inicialmente saturadas con aceite.

### V.1.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA POROSIDAD DE LA MATRIZ.

Se analizó la sensibilidad del sistema a la porosidad de la matriz, variando el valor de ésta en un 20% arriba del caso base (0.12 fracc.) y 20%, 40% y 60% aproximadamente debajo del valor del caso base, manteniendo los demás parámetros sin modificar. Los casos de porosidad estudiados, en fracción, son 0.15, 0.10, 0.08, y 0.06.

Como se observa en las figuras V.30 a V.34, los resultados no muestran una diferencia apreciable en las funciones de transferencia, dado que no dependen de porosidad ni de tiempo.



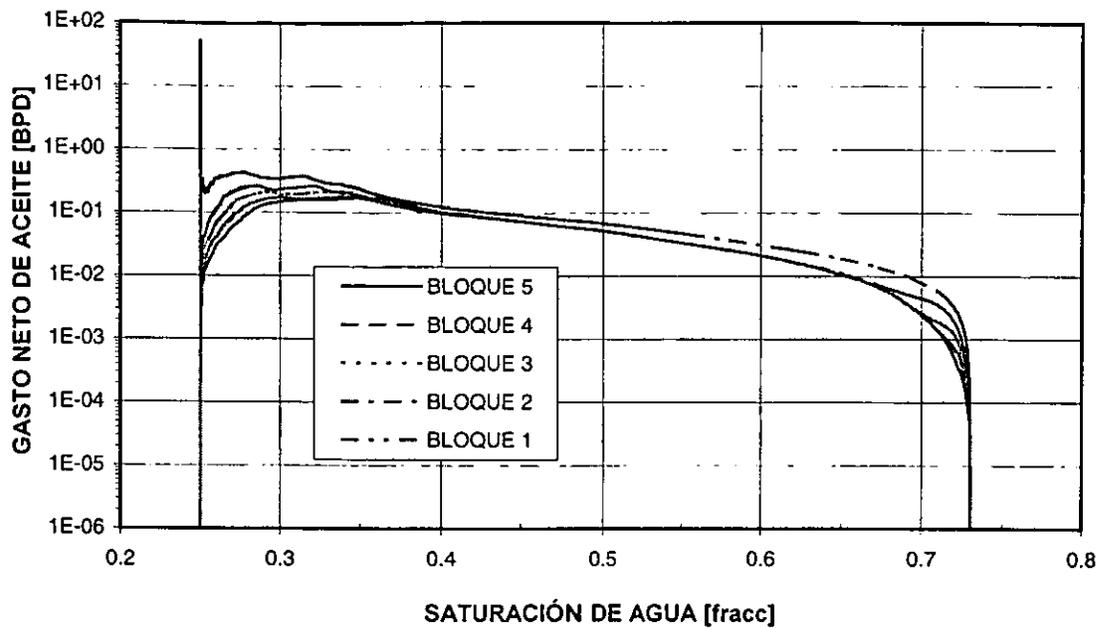


Fig. V.31 Función de Transferencia para Porosidad  $\phi=0.06$

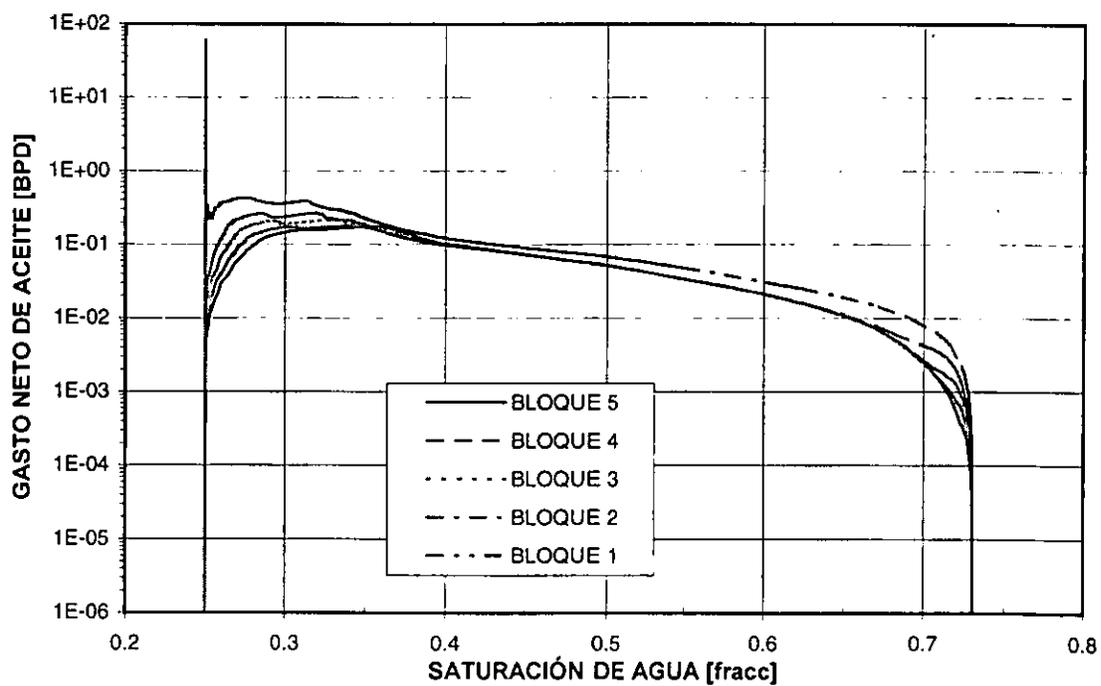
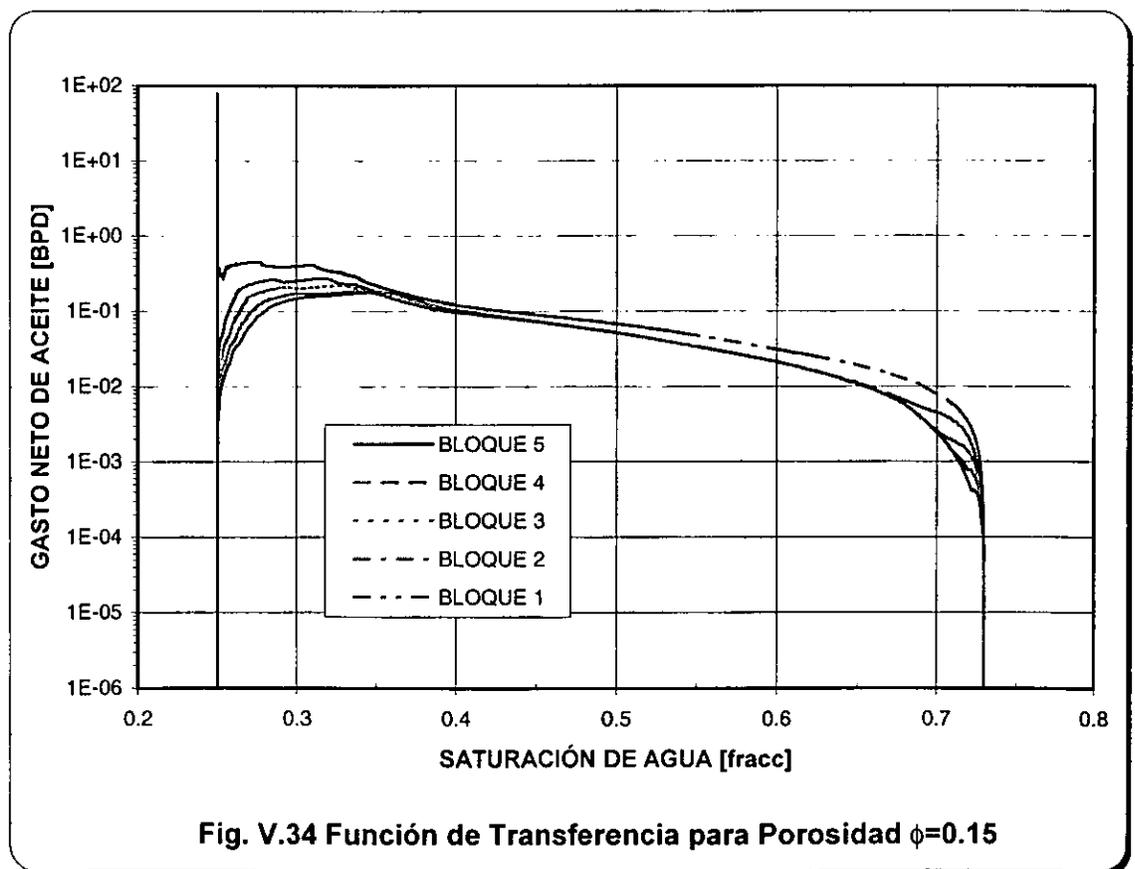
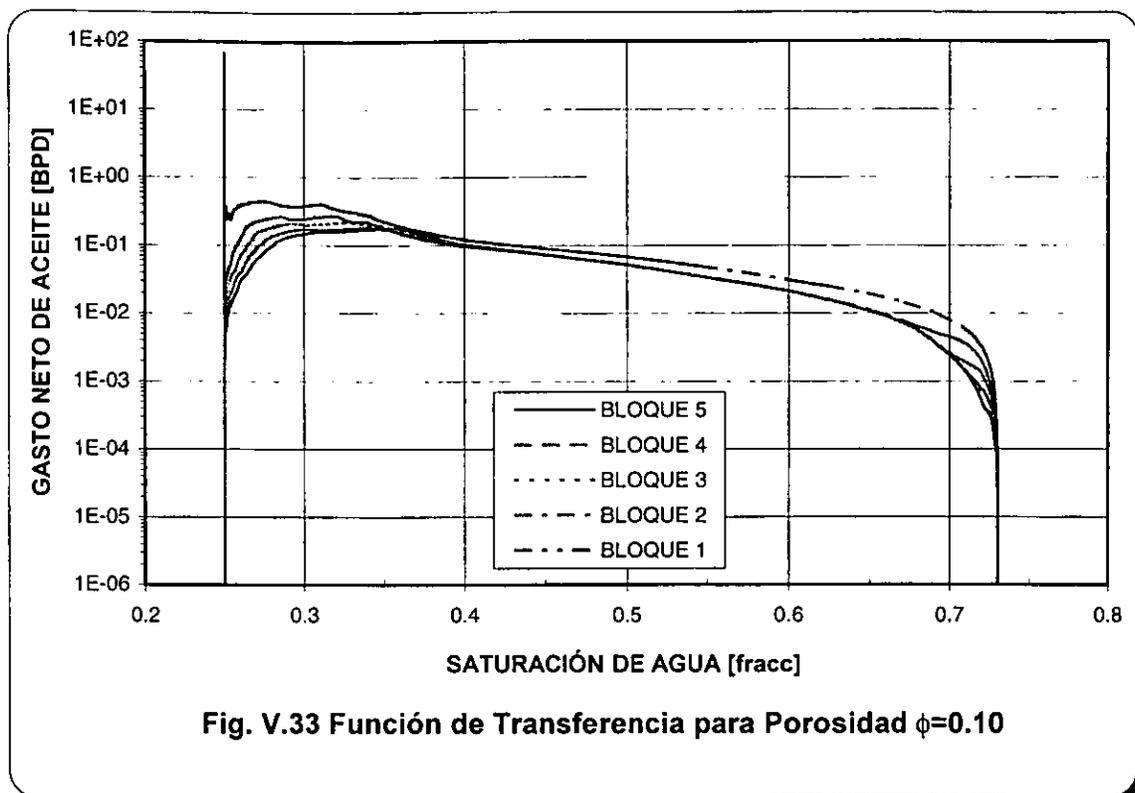
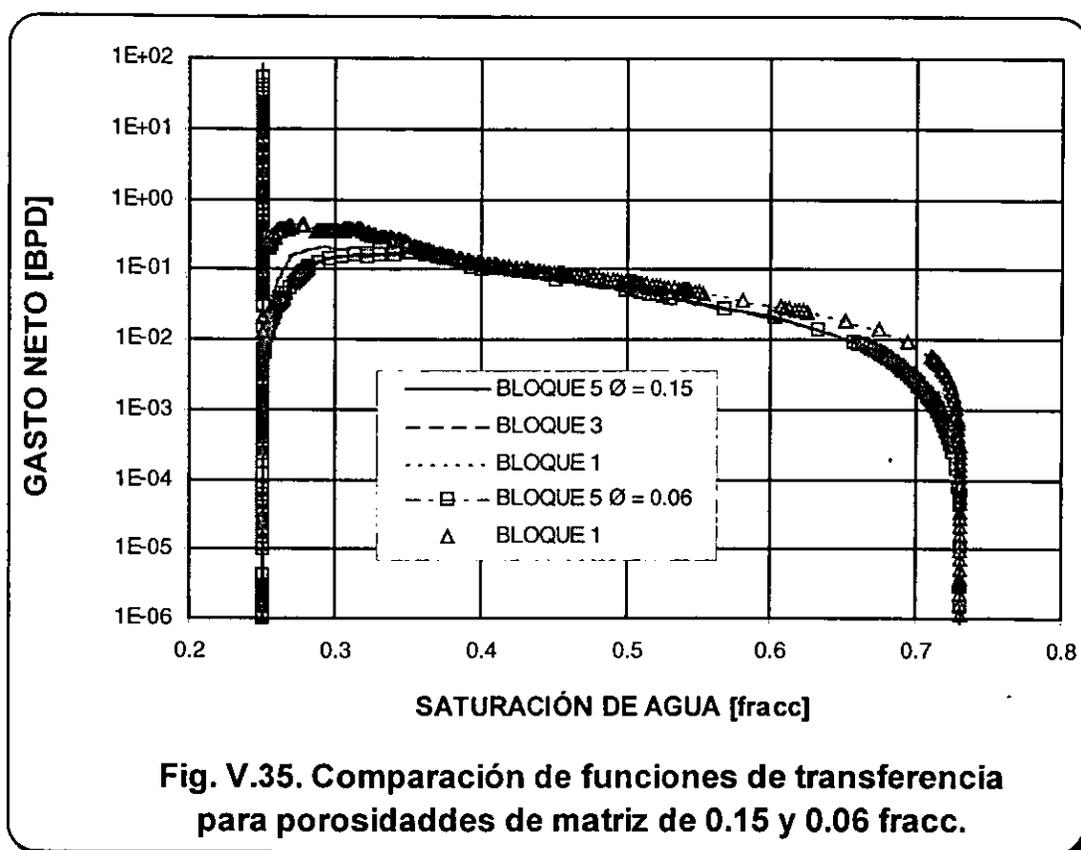


Fig. V.32 Función de Transferencia para Porosidad  $\phi=0.08$



Debido a que se observó una similitud muy grande en los gastos netos de aceite, se superpusieron las funciones para diferentes valores de porosidad, siendo en todos los casos prácticamente los mismos para los bloques respectivos; como ejemplo se muestra en la siguiente figura las funciones para valores de porosidad en fracción de 0.15 y 0.06.



En la Fig.V.36 se presenta el comportamiento de la saturación de agua y presiones medias y gastos de aceite y agua totales del sistema y se observa que a valores de porosidad mayores el incremento en la saturación de agua se ve ligeramente retardado, debido posiblemente a la diferente relación  $Q_{wi}/\phi hA$ .

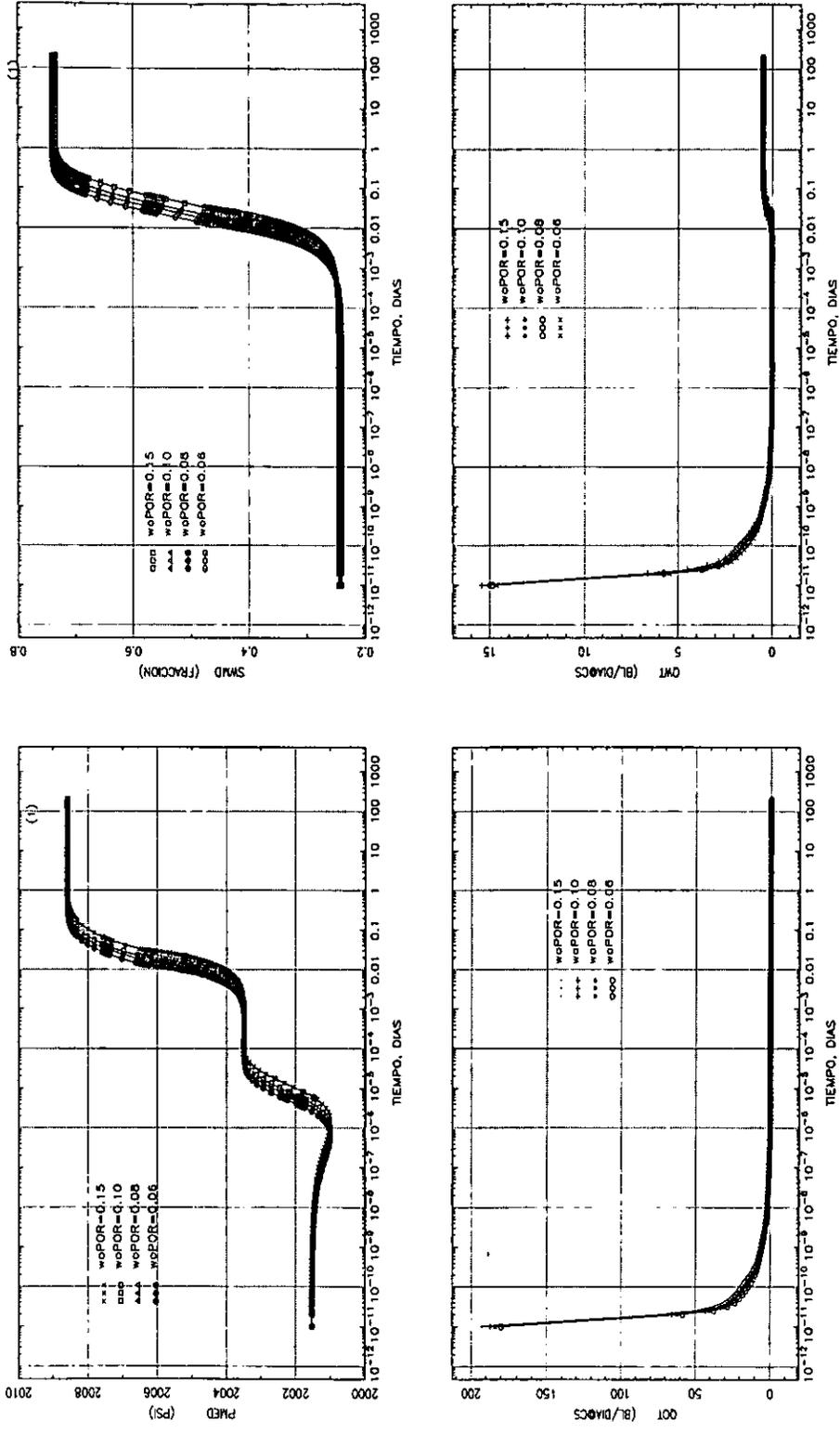


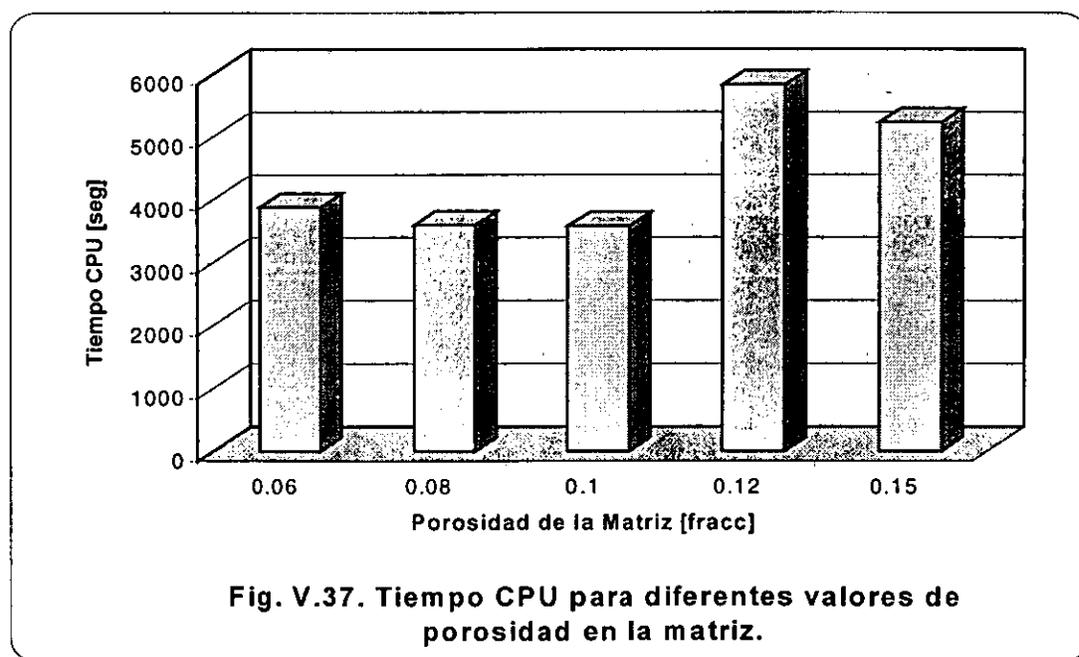
Fig. V.36 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, variando la porosidad de la matriz, para el caso de roca mojada por agua y fracturas saturadas inicialmente con aceite.

En todos los casos anteriores se ha utilizado los gastos y la recuperación de aceite normalizadas por el volumen poroso del bloque de matriz, pero éste es uno de los casos en que se vuelve crítica ésta normalización, porque como es de esperarse a mayor porosidad, mayor volumen de hidrocarburos y por consiguiente la recuperación final es mayor, lo que podría ser interpretado erróneamente.

En las Figuras V.38 y V.39 se muestra la recuperación de aceite en una gráfica semilog sin normalizar y normalizada, respectivamente. En la gráfica de recuperación normalizada se observa que a mayor porosidad la recuperación es ligeramente menor por unidad de volumen de poros, en este punto se vuelve a reflejar la diferente relación  $Q_{wi}/\phi hA$ , ya que el gasto de inyección permaneció constante para todos los casos.

La Figura V.40 muestra el mismo comportamiento de la recuperación en una gráfica doble logarítmica y se observa que la linealidad en las funciones prevalece, aproximadamente entre  $5 \times 10^{-5}$  días y  $1 \times 10^{-2}$  días, aunque no se agrupan para ningún período.

El tiempo de computo no varía de una manera definida, como se muestra en la Fig. V.37



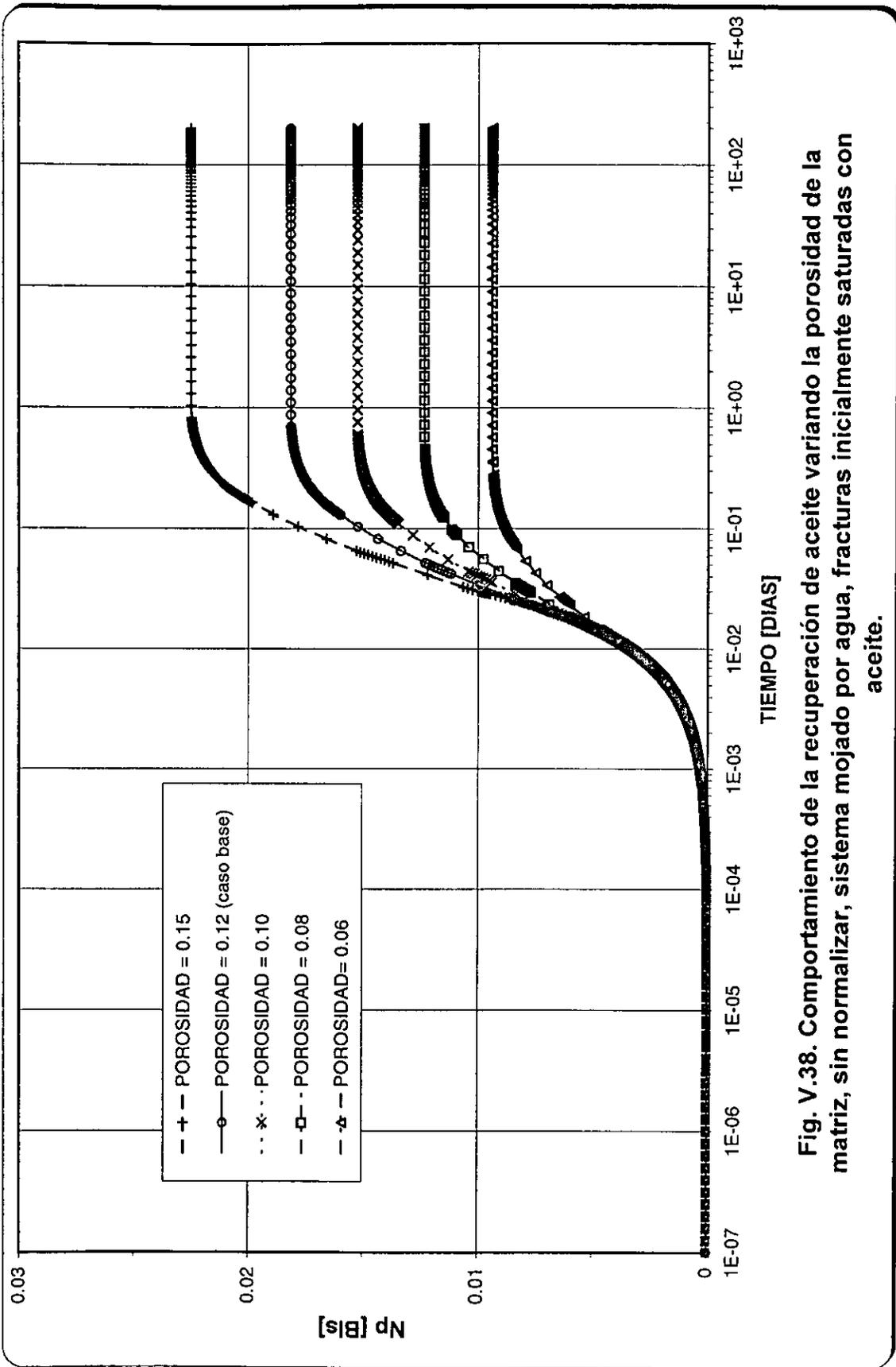


Fig. V.38. Comportamiento de la recuperación de aceite variando la porosidad de la matriz, sin normalizar, sistema mojado por agua, fracturas inicialmente saturadas con aceite.

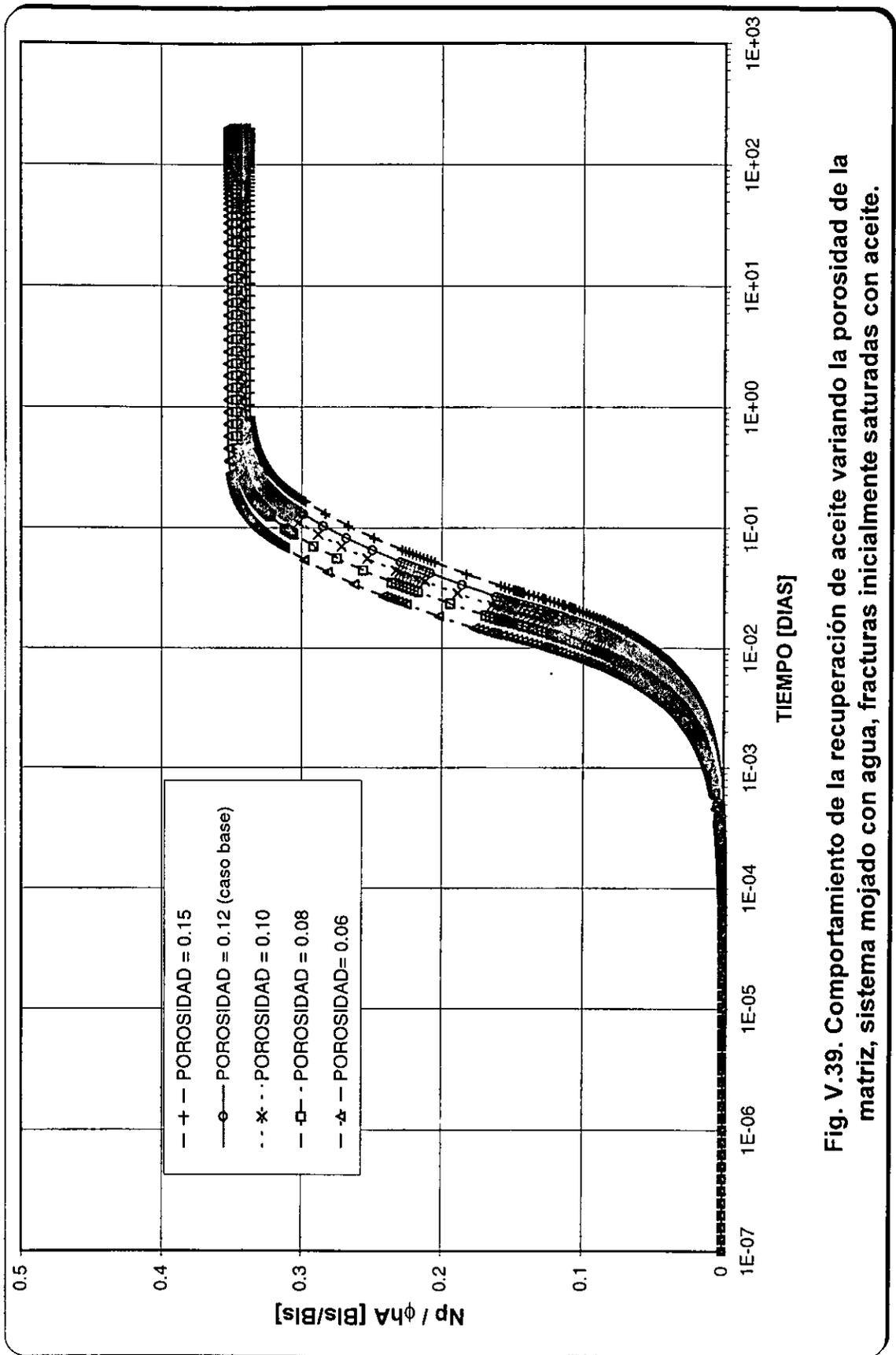


Fig. V.39. Comportamiento de la recuperación de aceite variando la porosidad de la matriz, sistema mojado con agua, fracturas inicialmente saturadas con aceite.

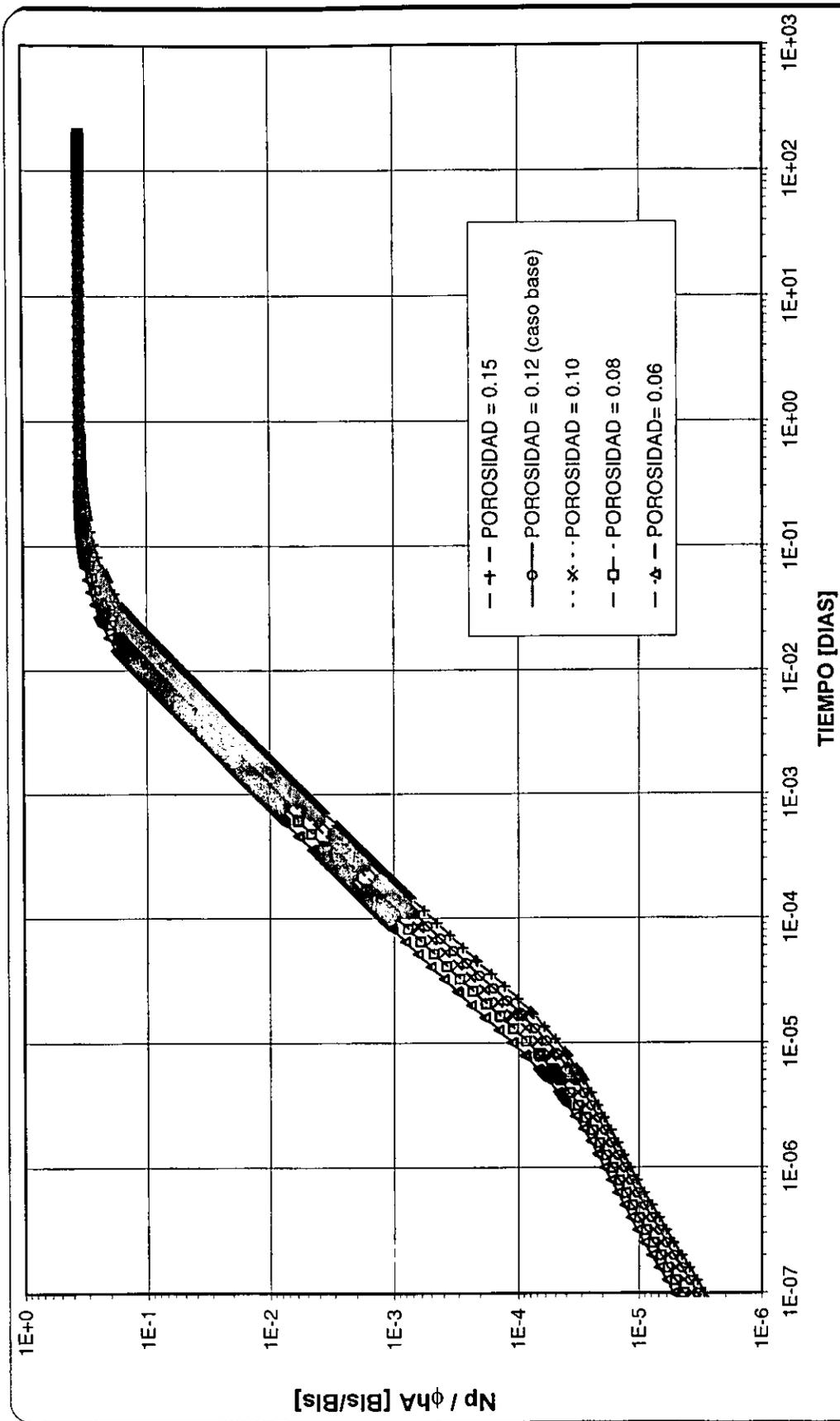


Fig. V.40. Comportamiento de la recuperación de aceite variando la porosidad de la matriz, sistema mojado con agua, fracturas inicialmente saturadas con aceite.

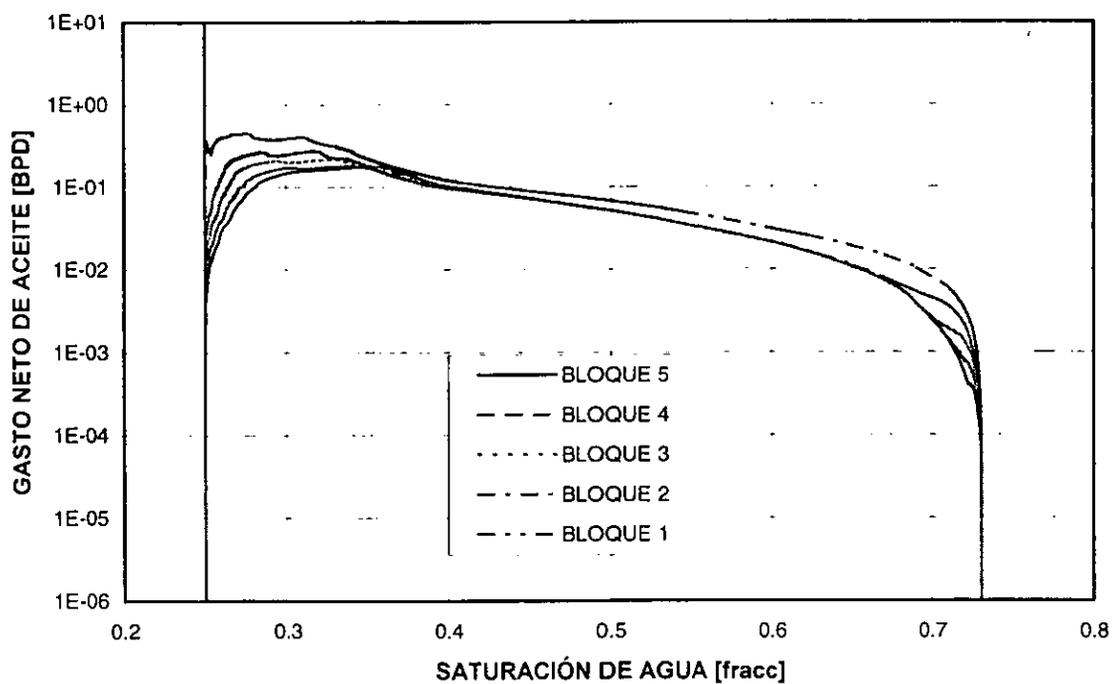
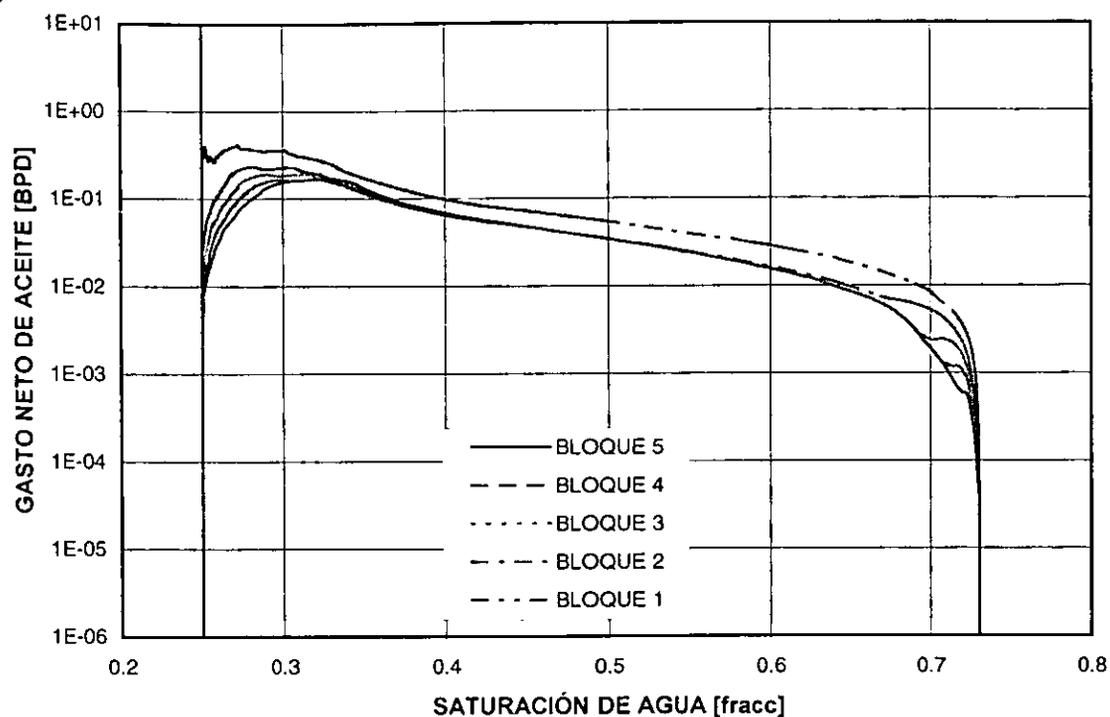
### V.1.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL TAMAÑO DE BLOQUE DE MATRIZ.

Para este análisis se utilizó un apilamiento de 5 bloques y solo se modificó la longitud vertical de cada uno de ellos, con valores de 1, 4 y 6 pies. Las Figuras V.41 a V.44 muestran el comportamiento de las funciones de transferencia para cada uno de los experimentos y se observa que a medida que el tamaño de los bloques aumenta los gastos de aceite son mayores y también que la influencia de los gastos laterales continúa presente a una mayor  $S_w$ .

La Fig. V.45 muestra los comportamientos de saturación de agua y presiones medias y gastos de aceite y agua totales, en donde existe un represionamiento con tamaños de bloque mayores. Esto es debido a que la base se encuentra a una mayor profundidad, pero no afecta significativamente las funciones de transferencia.

Los gastos de aceite son prácticamente los mismos hasta antes de que en cada caso se alcance el volumen de hidrocarburos por drenar.

Las Figuras V.46 y V.47 muestran la recuperación de aceite, en donde se observa que la recuperación normalizada final es la misma para todos los casos. Se observa en la gráfica doble logarítmica,  $N_p$  normalizada por volumen poroso, la linealidad descrita en los análisis anteriores, aproximadamente entre  $1 \times 10^{-4}$  días y  $1 \times 10^{-2}$  días, pero no agrupadas, esto es debido a que las fuerzas capilares son de diferente magnitud para cada uno de los experimentos, por la diferente altura de los bloques (diferente saturación inicial de fluidos).



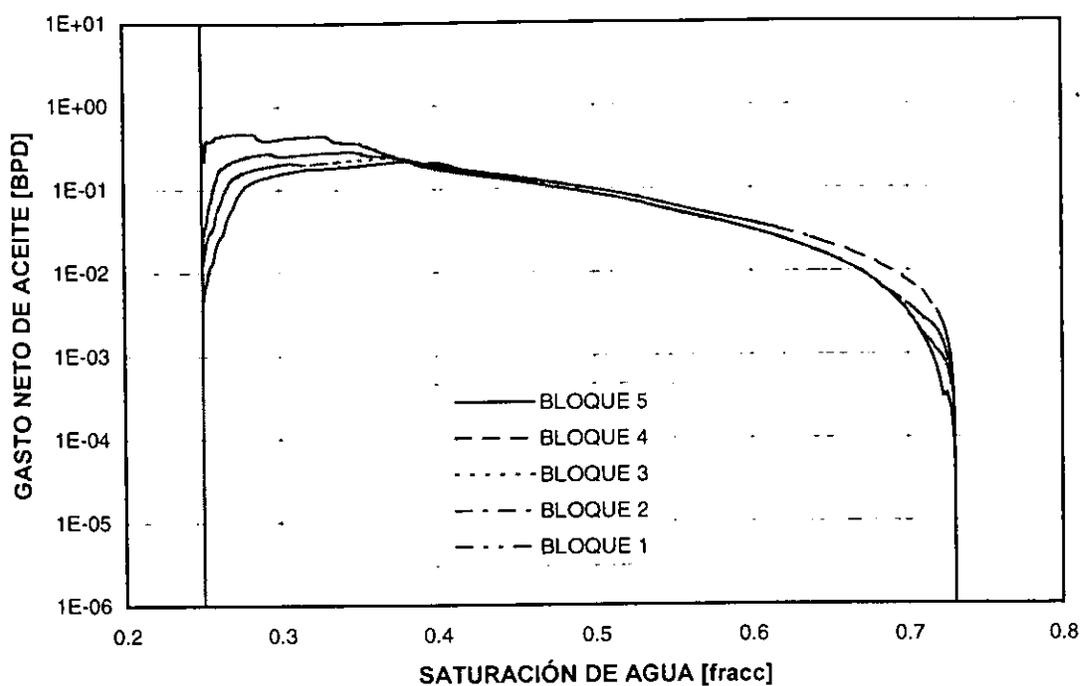


Fig. V.43 Función de Transferencia para Tamaño de Bloque  
Lz=4 ft

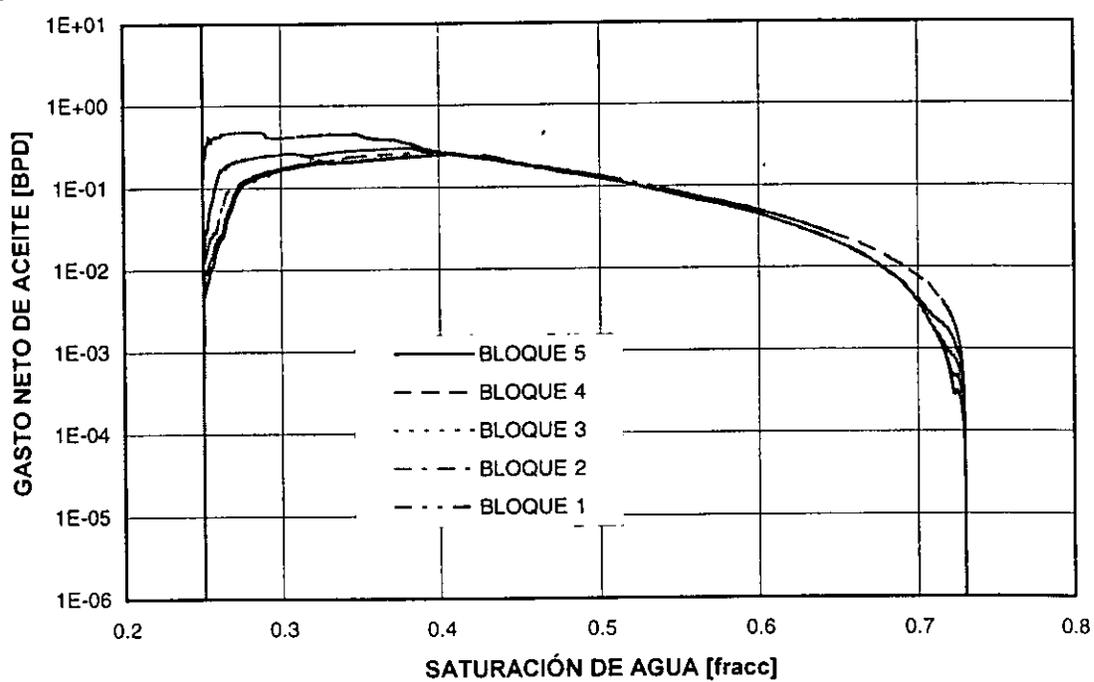


Fig. V.44 Función de Transferencia para Tamaño d Bloque  
Lz=6 ft

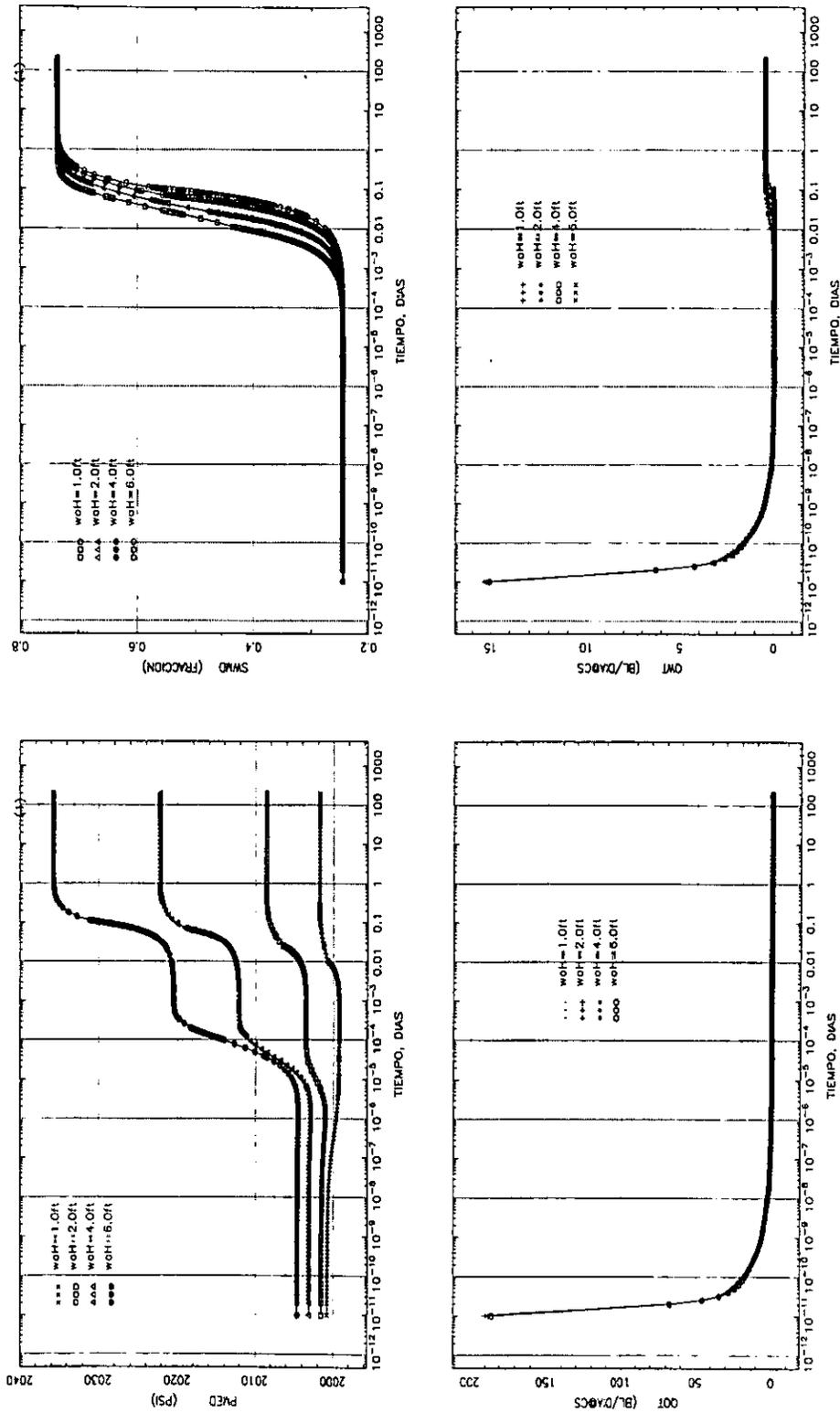


Fig. V.45 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, variando la altura del bloque para el caso de roca mojada por agua y fracturas saturadas inicialmente con aceite.

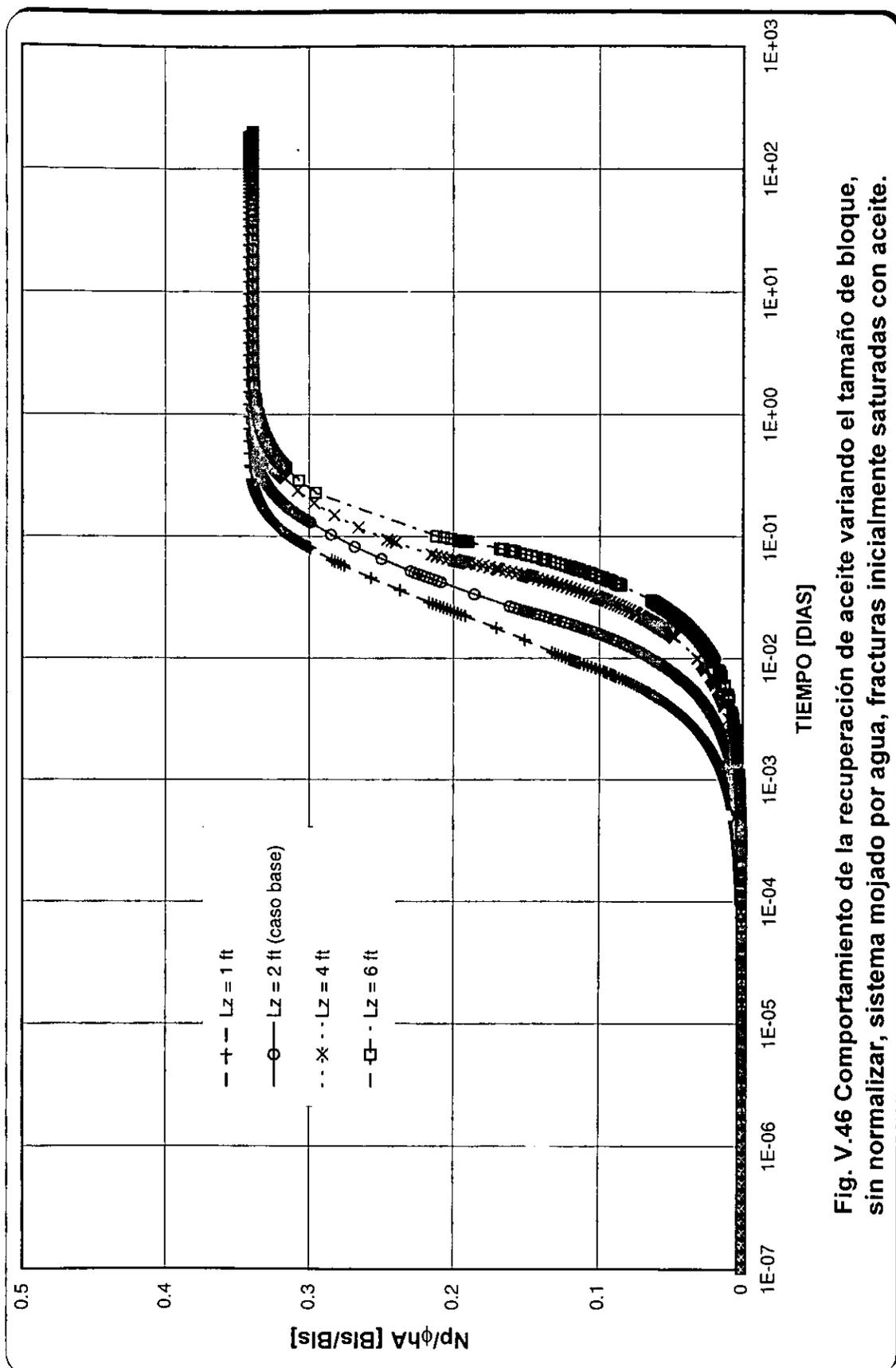


Fig. V.46 Comportamiento de la recuperación de aceite variando el tamaño de bloque, sin normalizar, sistema mojado por agua, fracturas inicialmente saturadas con aceite.

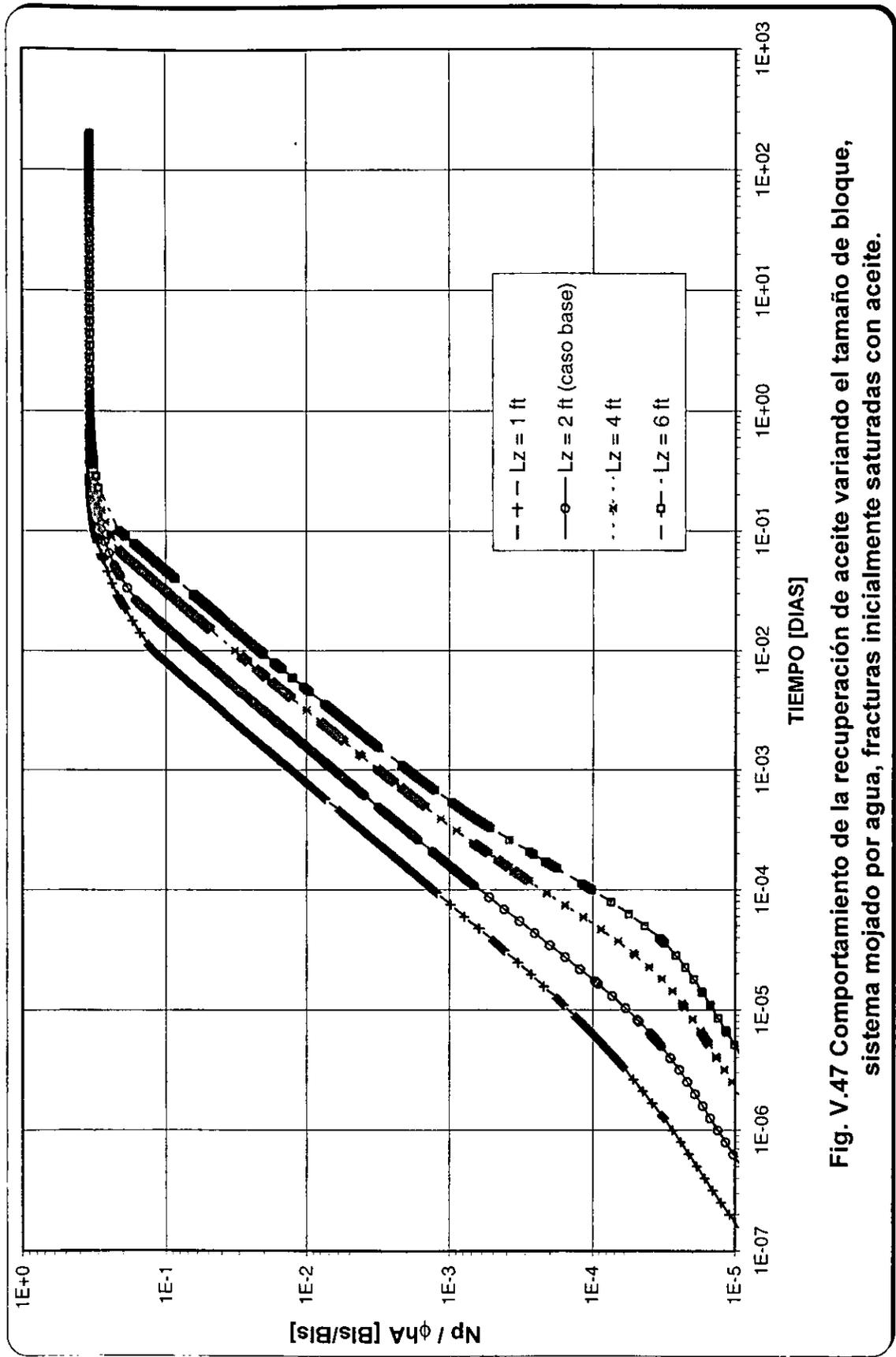
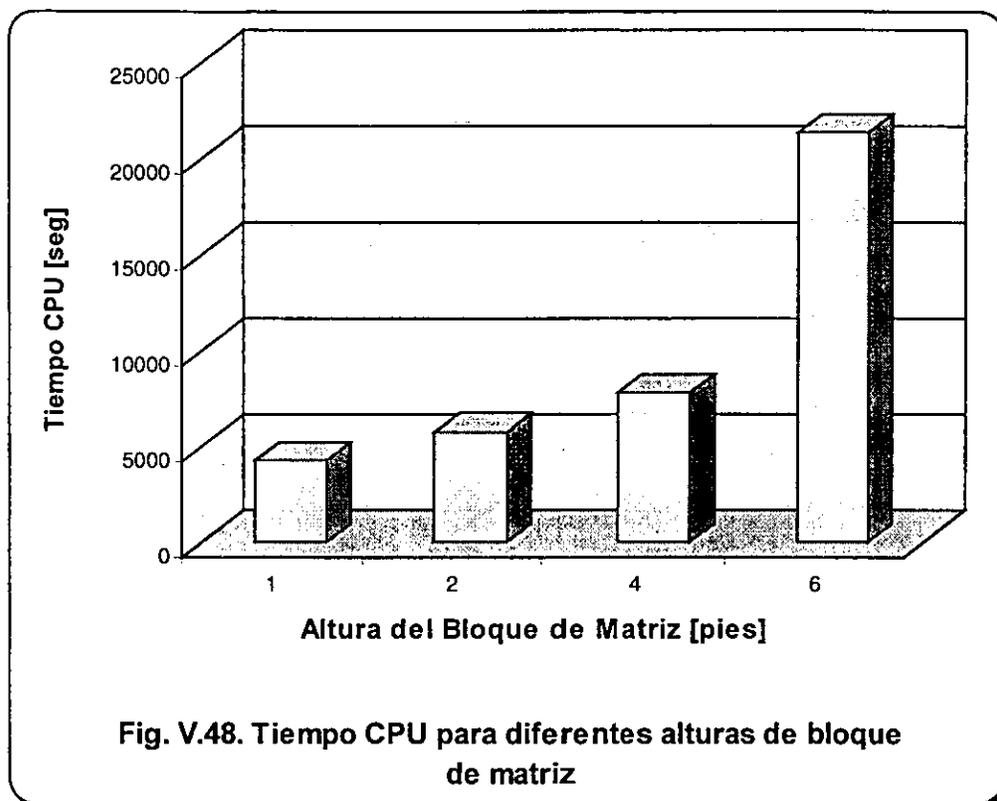


Fig. V.47 Comportamiento de la recuperación de aceite variando el tamaño de bloque, sistema mojado por agua, fracturas inicialmente saturadas con aceite.

El tiempo CPU se incrementa al incrementarse la altura de los bloques de matriz, debido principalmente a que las celdas en que está discretizado cada bloque son mayores (en todos los casos la malla utilizada es de  $4 \times 4 \times 12$  celdas).



## V.2 SISTEMA MOJADO PREFERENTEMENTE CON ACEITE FRACTURAS SATURADAS INICIALMENTE DE AGUA.

### V.2.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL NÚMERO DE BLOQUES

Para realizar este análisis sólo se incrementó el número de bloques de matriz a 5 y 7 en el apilamiento de 2 bloques. Todas las características de los modelos, descritas en las Tablas II.1 a II.2, se mantuvieron constantes e iguales para los nuevos bloques.

En las Figuras IV.12, V.49 y V.50 se observan las funciones de transferencia para cada apilamiento. Las curvas tienden a agruparse en tres principalmente, una para el bloque inferior, una para el bloque 2 y otra para el resto de los bloques, aunque no es muy marcado este agrupamiento, a diferencia de lo encontrado por Firoozabadi<sup>13</sup> y Vicencio<sup>7</sup>, aunque cabe aclarar que ninguno de estos autores utilizó un sistema con una mojabilidad preferente al aceite.

Es notable que en todo el experimento las curvas se mantienen separadas unas de otras; al analizar este comportamiento con la subrutina acoplada al simulador, se observó que las fracturas permanecen todo el tiempo saturadas de agua, con pequeños períodos en los que la saturación de aceite aumenta ligeramente. Los gastos laterales sólo son importantes al inicio del experimento y predominan los gastos en la cima y base de cada bloque.

Por otra parte, los comportamientos individuales de los bloques 1 y 2 de cada uno de los apilamientos se superpusieron, al igual que en el modelo mojado por agua, Figs. V.51 a V.52. Como se observa en éstas figuras, las funciones de transferencia para bloques equivalentes son las mismas, independientemente del número de bloques en el apilamiento. Ésta conclusión fue presentada por Vicencio<sup>7</sup> y la correlación se muestra en la Fig. V.3.

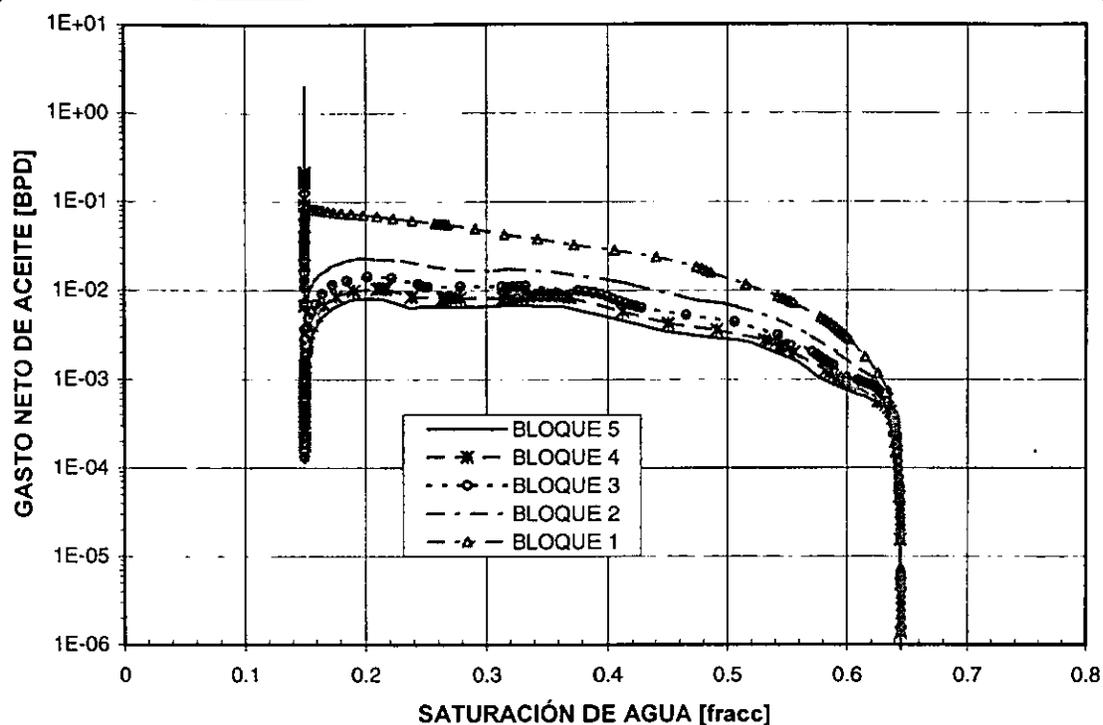


Fig. V.49. Función de transferencia para un apilamiento de 5 bloques.

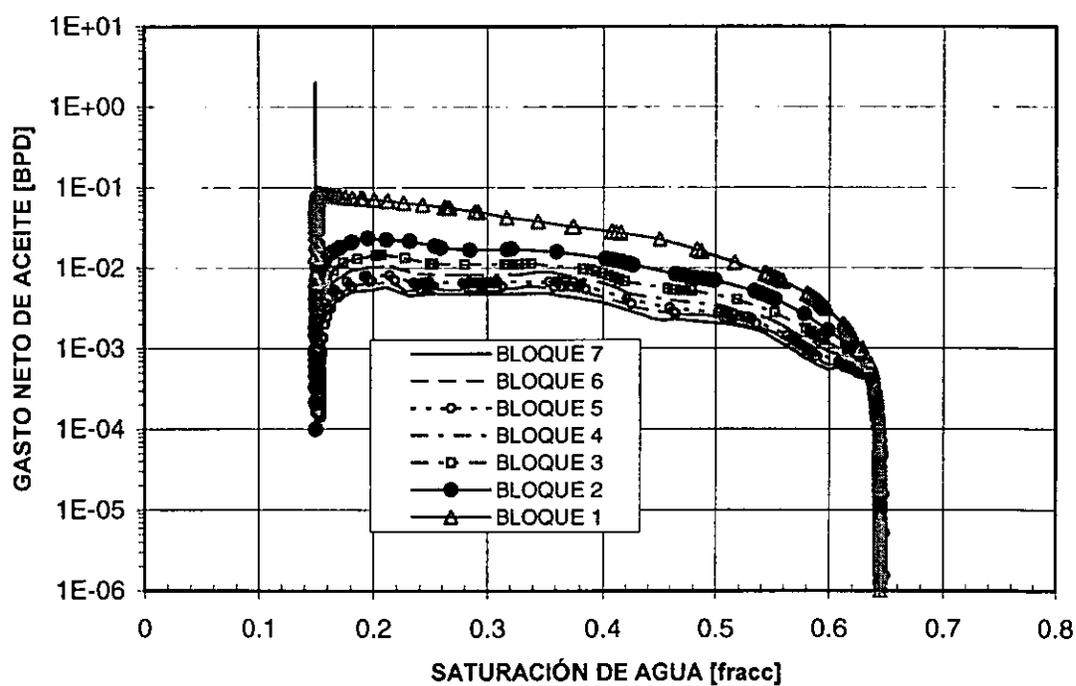
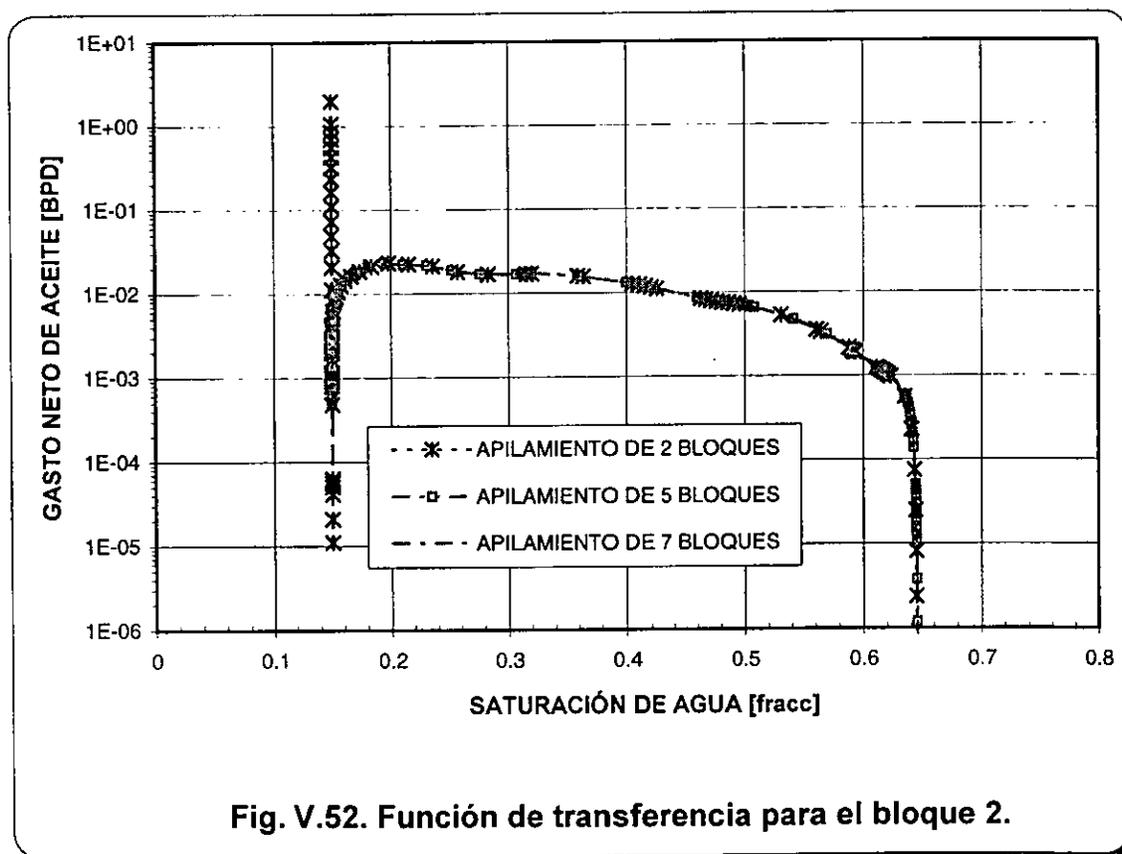
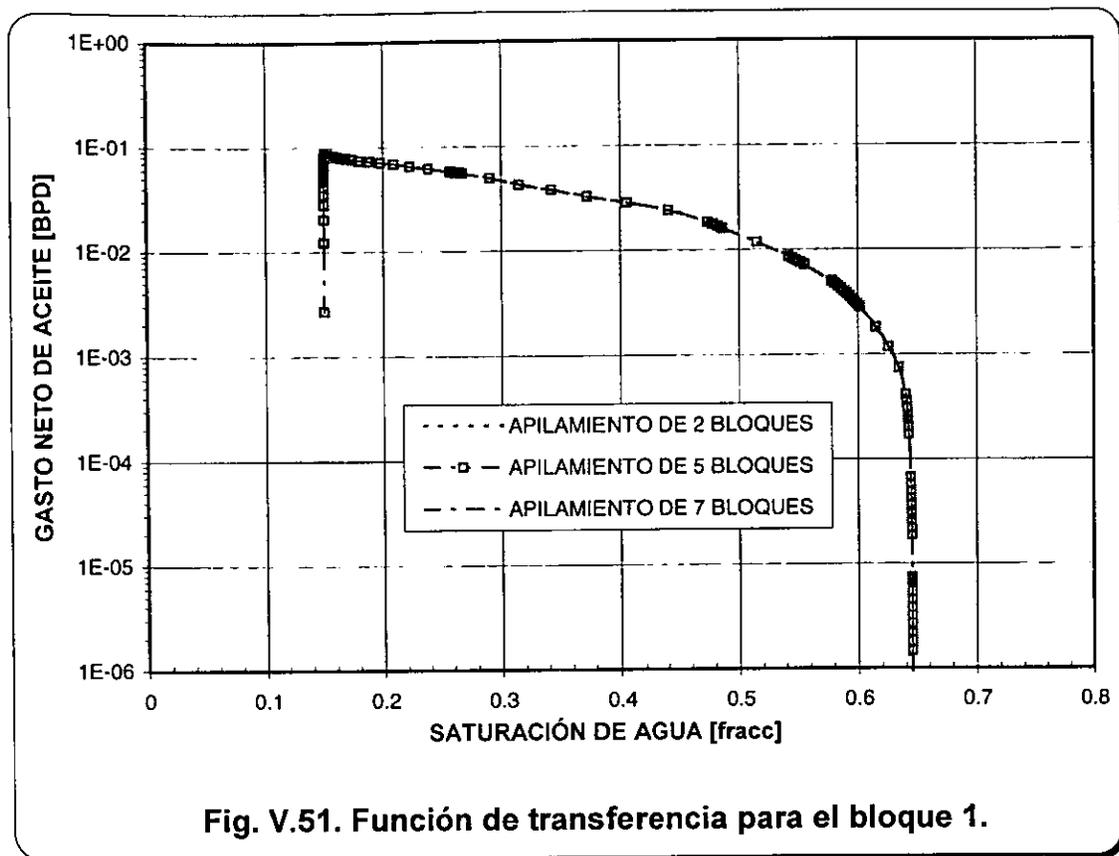
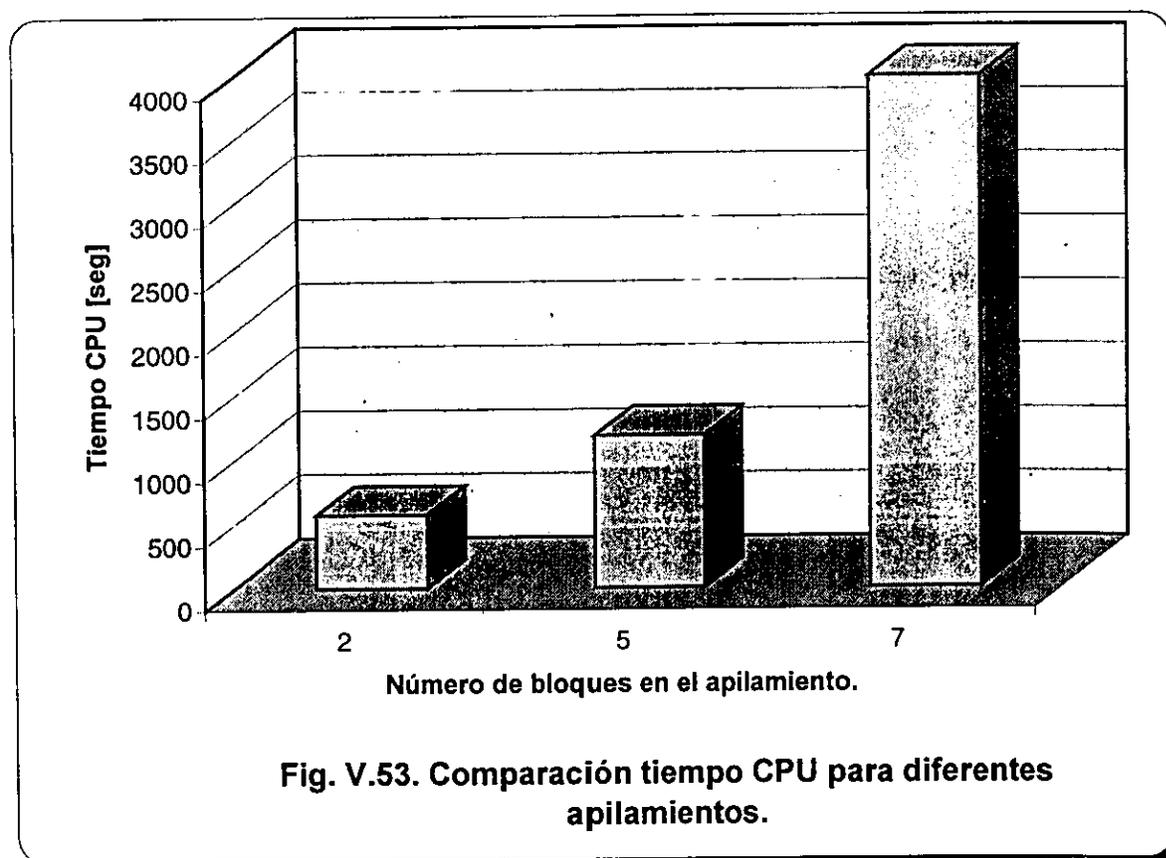


Fig. V.50. Función de transferencia para un apilamiento de 7 bloques.



El comportamiento de la saturación de agua y presión medias y gastos de aceite y agua totales del sistema para los 3 apilamientos se muestra en la Fig. V.54. Se observa que el sistema es ligeramente represionado desde el inicio del experimento, pero esto no afecta significativamente las funciones de transferencia. La saturación de agua media del apilamiento se incrementa en un menor tiempo cuando se tiene un menor número de bloques, esto es por la diferencia en volúmenes porosos y la altura del bloque superior con respecto a la base del apilamiento donde se inyecta el agua. En todos los casos la presión en la cima del apilamiento es de 2000 psi. La producción acumulada final de aceite se muestra en la Fig. V.55.

Los tiempos CPU se fueron incrementando conforme se incrementó el número de bloques en el apilamiento, esto es debido al mayor número de celdas consideradas en el experimento, como se ve en la Fig.V.53.



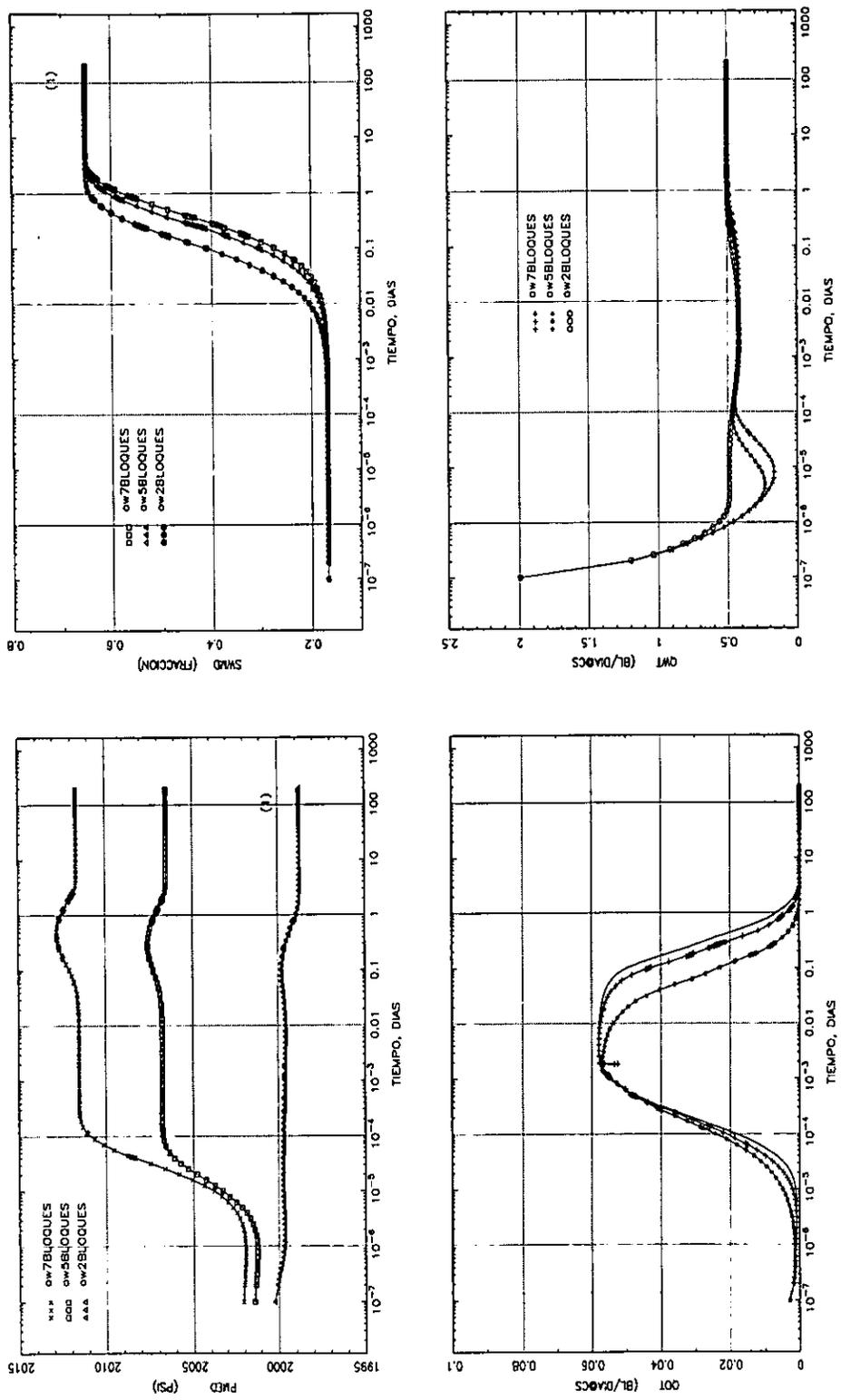


Fig. V.54 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, variando el número de bloques para el caso de roca mojada por aceite y fracturas saturadas inicialmente con agua.

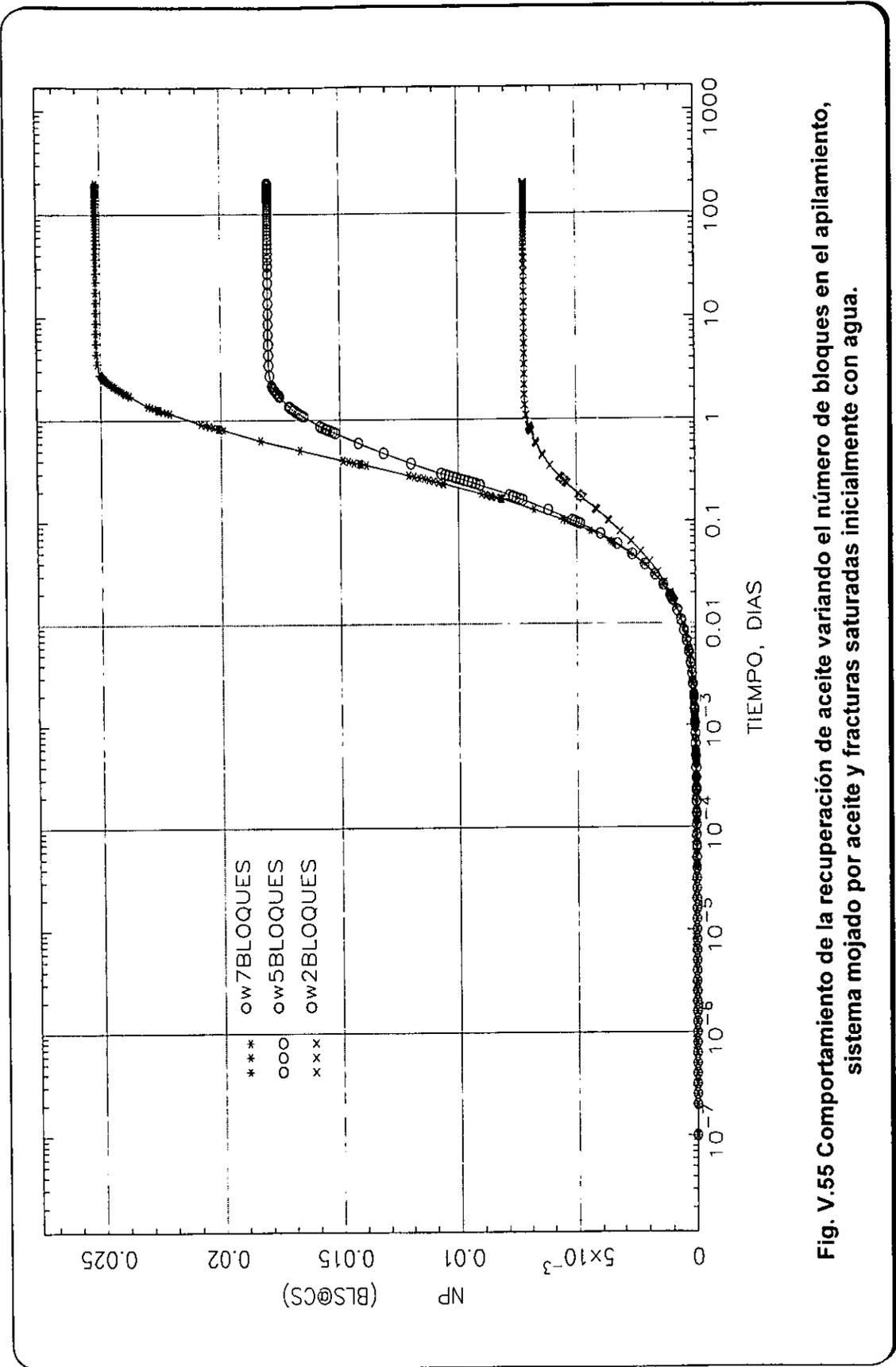


Fig. V.55 Comportamiento de la recuperación de aceite variando el número de bloques en el apilamiento, sistema mojado por aceite y fracturas saturadas inicialmente con agua.

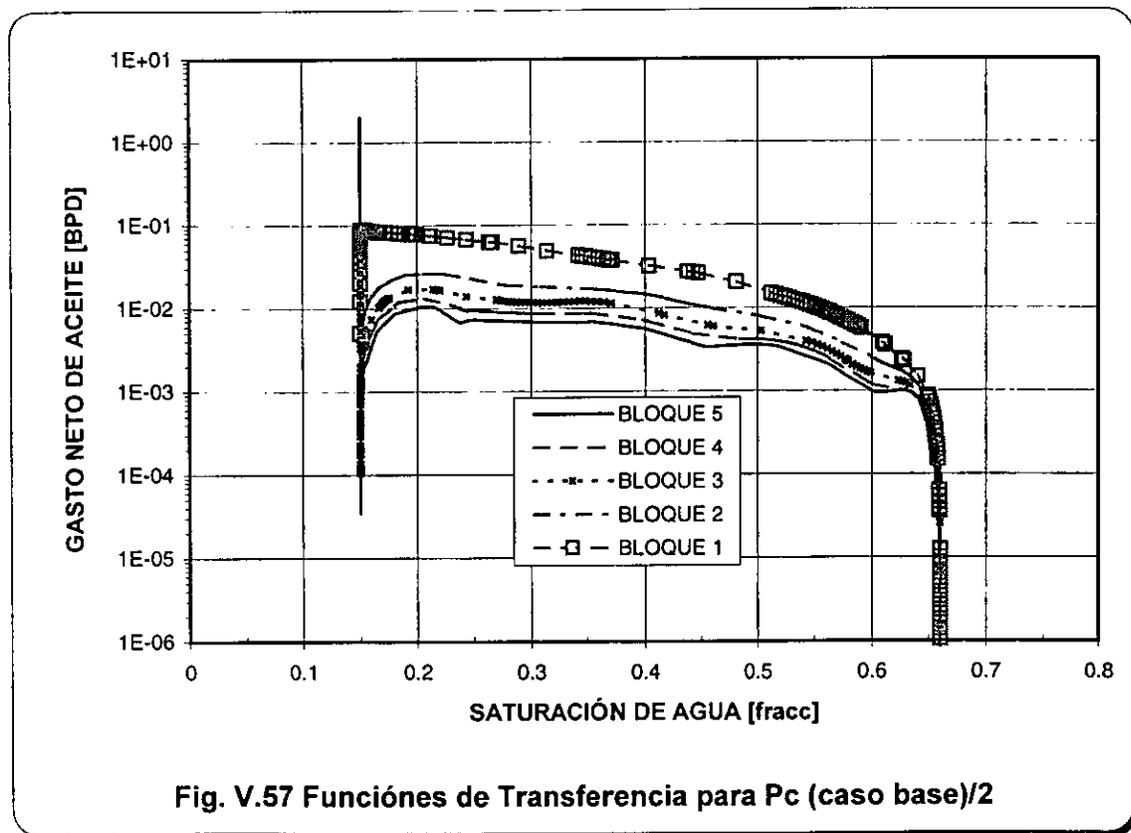
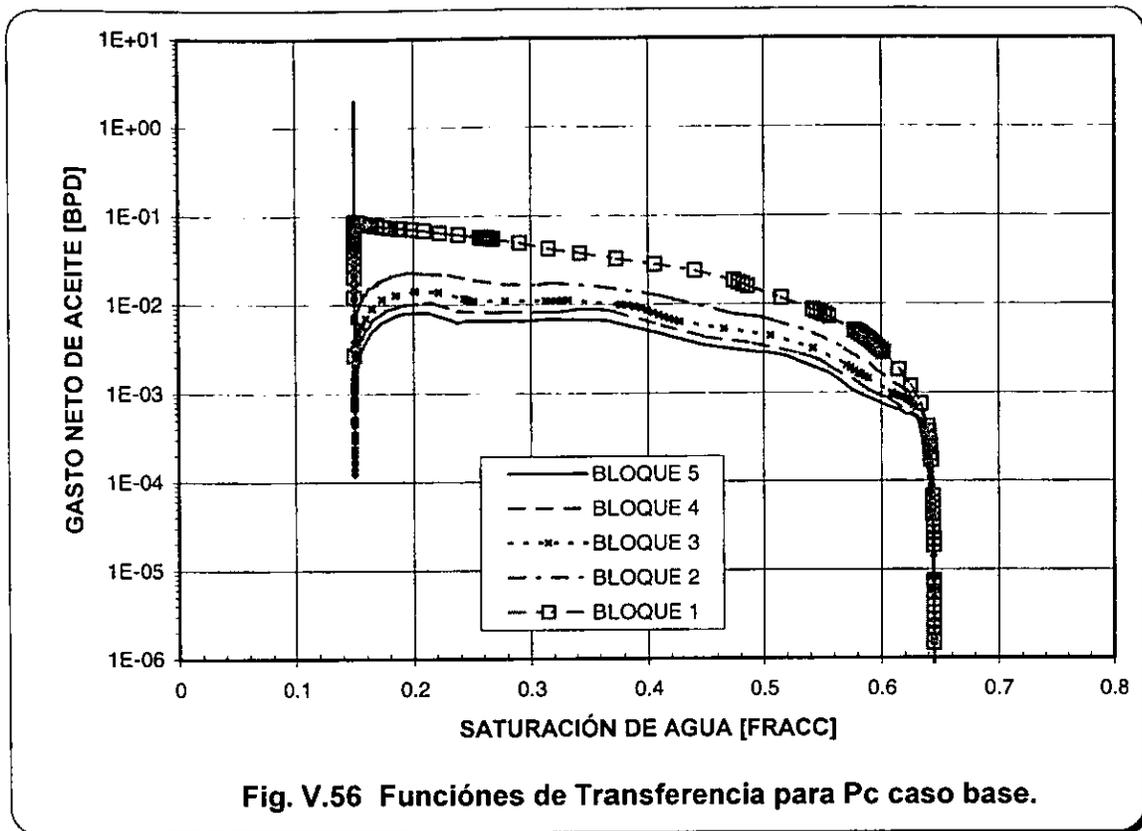
## V.2.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA PRESIÓN CAPILAR.

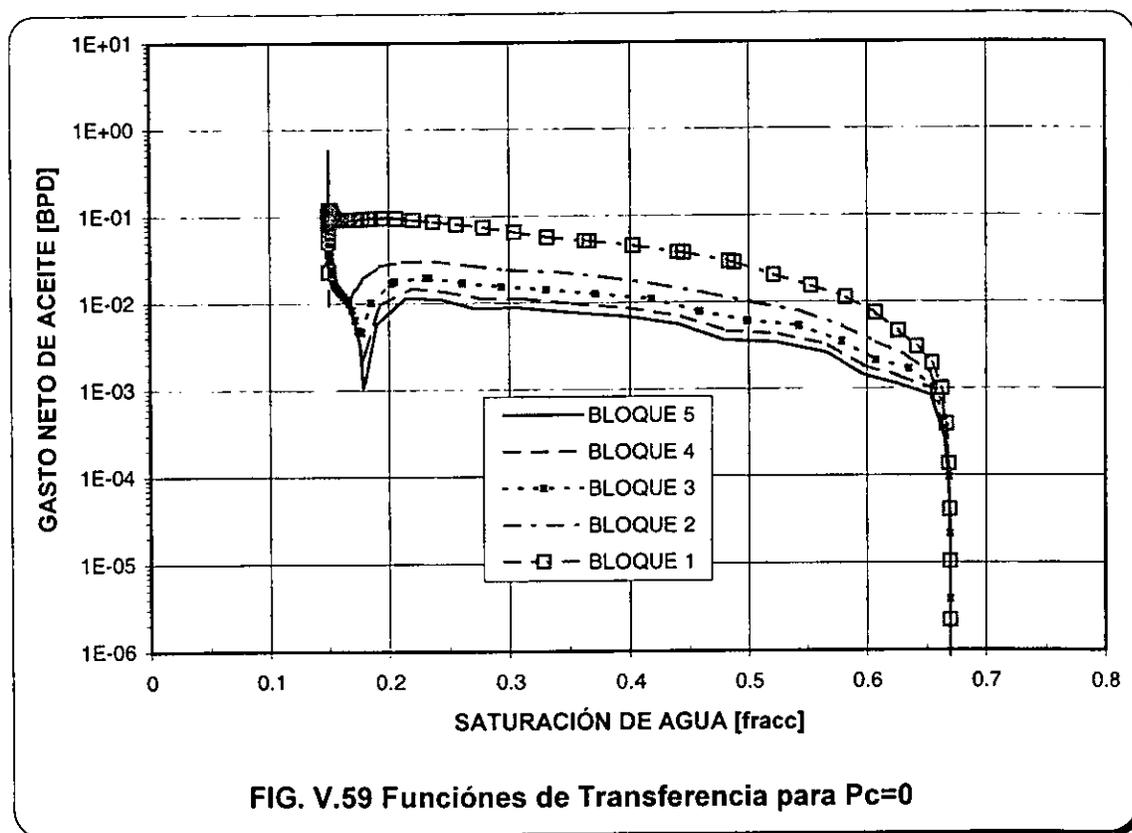
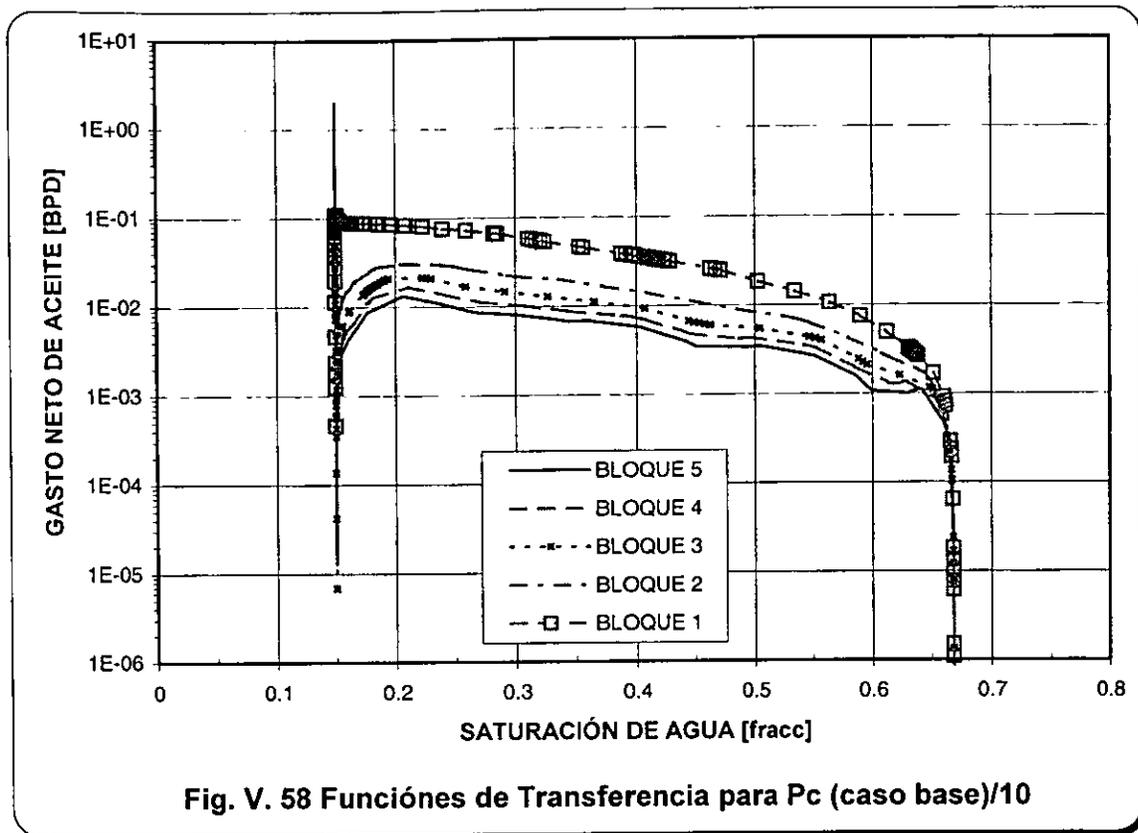
Para analizar el efecto de la presión capilar sobre el comportamiento de la transferencia de fluidos matriz-fracturas, se utilizó un apilamiento de 5 bloques, porque se obtienen curvas representativas y el tiempo de cómputo no es excesivo. Los valores de presión capilar del caso base, Fig. II.3, se modificaron empleando factores de 0.5, 0.1 y 0 (sin presión capilar), mientras que el resto de las características permanecieron sin cambio

En las Figuras V.56 a V.59 se muestran las funciones de transferencia que se obtienen en estos casos, incluyendo el caso base. Se observa que las curvas tienden a agruparse en tres esencialmente, pero al igual que el caso anterior no es muy marcado. A valores de presión capilar bajos las curvas se desagrupan para cualquier valor de saturación de agua. Este comportamiento tal vez se deba a que los valores originales de presión capilar son bajos (-0.27 psi @  $S_{wi}$ ), por lo que es recomendable conseguir un juego de datos petrofísicos, con el valor de presión capilar mayor, y repetir los experimentos. Cuando no se tiene presión capilar el comportamiento es ligeramente diferente al inicio del experimento ( $S_w < 0.20$ ), y para el resto los gastos de aceite son prácticamente los mismos.

La saturación de agua y presión media y los gastos totales de aceite y agua del sistema se muestran en la Fig. V.60, donde se observa que la saturación de agua media en el bloque es aproximadamente la misma para cualquier valor de presión capilar, y solamente al final difieren. La presión media muestra un incremento casi inmediato para todos los experimentos y al final es mayor para valores de presión capilar cero.

Los gastos de aceite tienen un comportamiento muy similar uno de otro y solo con presión capilar cero aumenta. Esto tiene sentido debido a que al no tener presión capilar las fuerzas gravitacionales son dominantes.





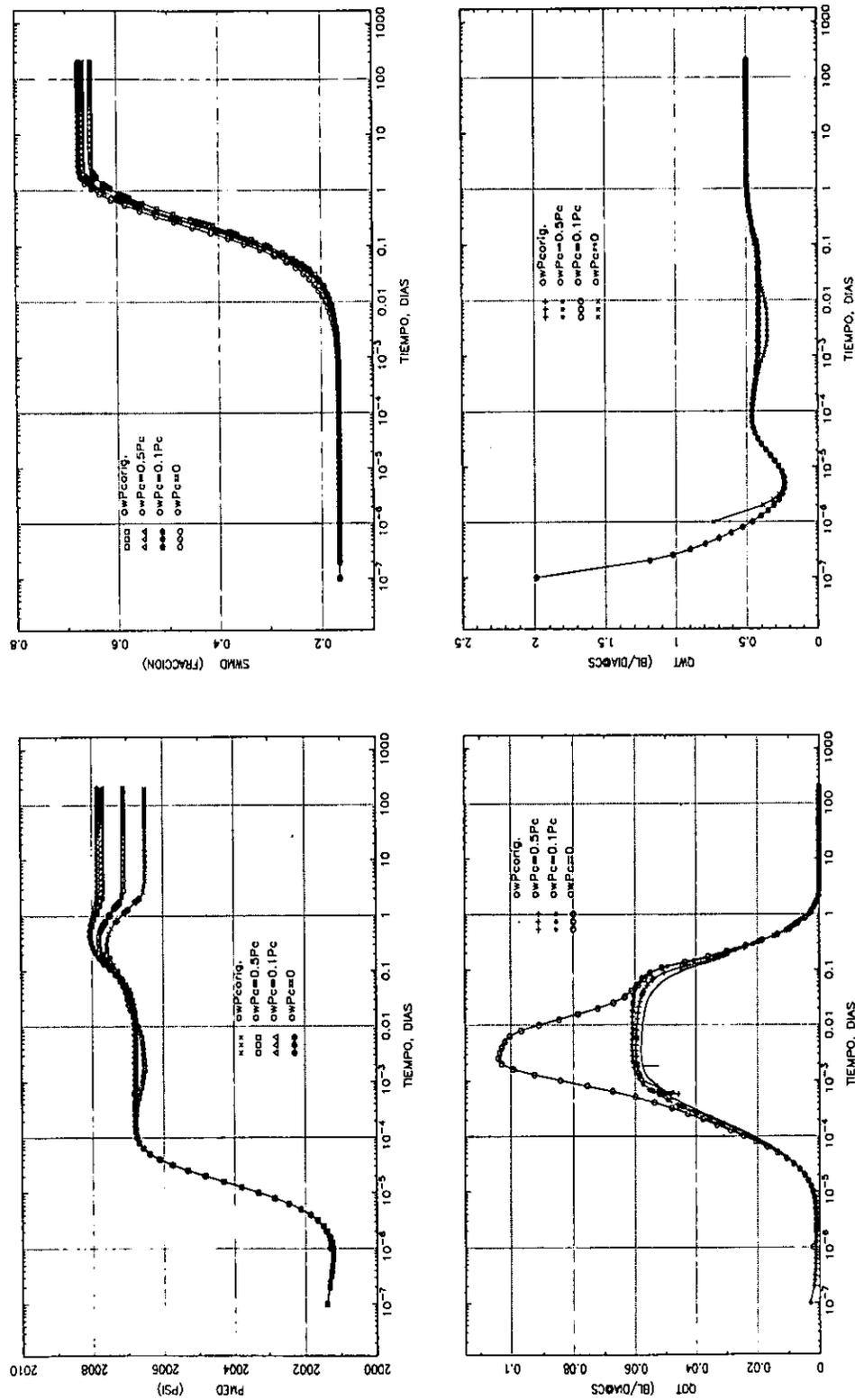
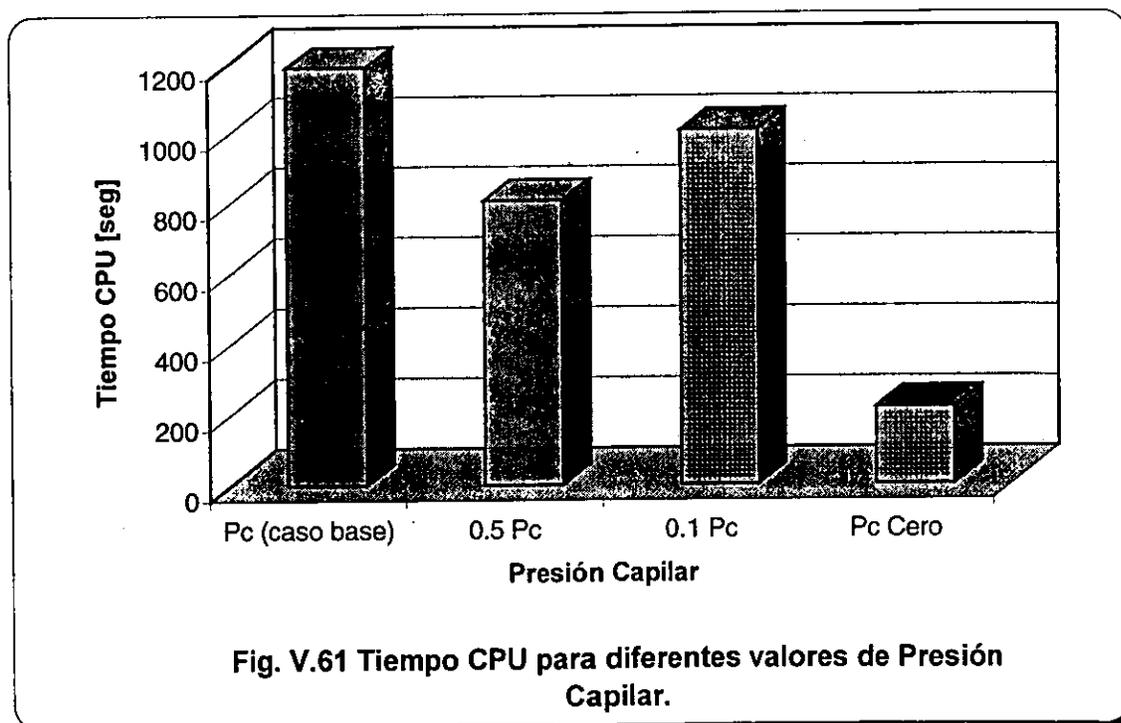


Fig. V.60 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, variando la presión capilar, para el caso de roca mojada por aceite y fracturas saturadas inicialmente con agua.

El efecto de no tener presión capilar es notorio también en la gráfica semilog de la recuperación de aceite, Fig. V.62, donde se observa que a valores de presión capilar mayores la recuperación es menor que a valores pequeños.

Así mismo la Fig. V.63, muestra la recuperación de aceite en una gráfica doble logarítmica donde se aprecia un comportamiento lineal (aproximadamente entre  $1 \times 10^{-3}$  días y  $8 \times 10^{-2}$  días) cuando las fuerzas capilares tienen un mayor impacto<sup>10</sup>, y en el mismo período ésta linealidad se pierde a presión capilar cero, posiblemente cuando el efecto gravitacional es preponderante.

El tiempo CPU no muestra un comportamiento definido para los diferentes valores de presión capilar, como se muestra en la Fig. V.61.



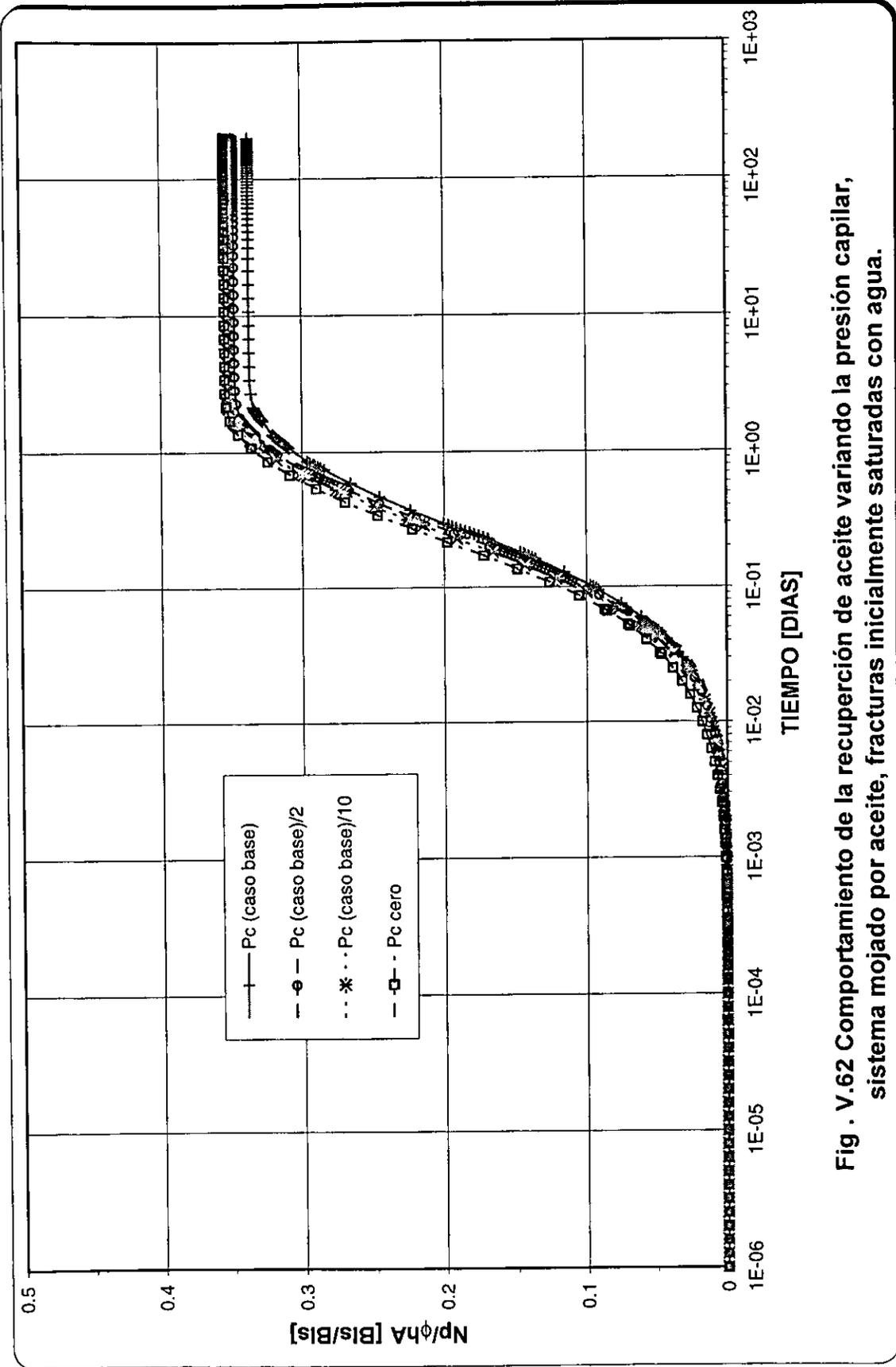


Fig . V.62 Comportamiento de la recuperación de aceite variando la presión capilar, sistema mojado por aceite, fracturas inicialmente saturadas con agua.

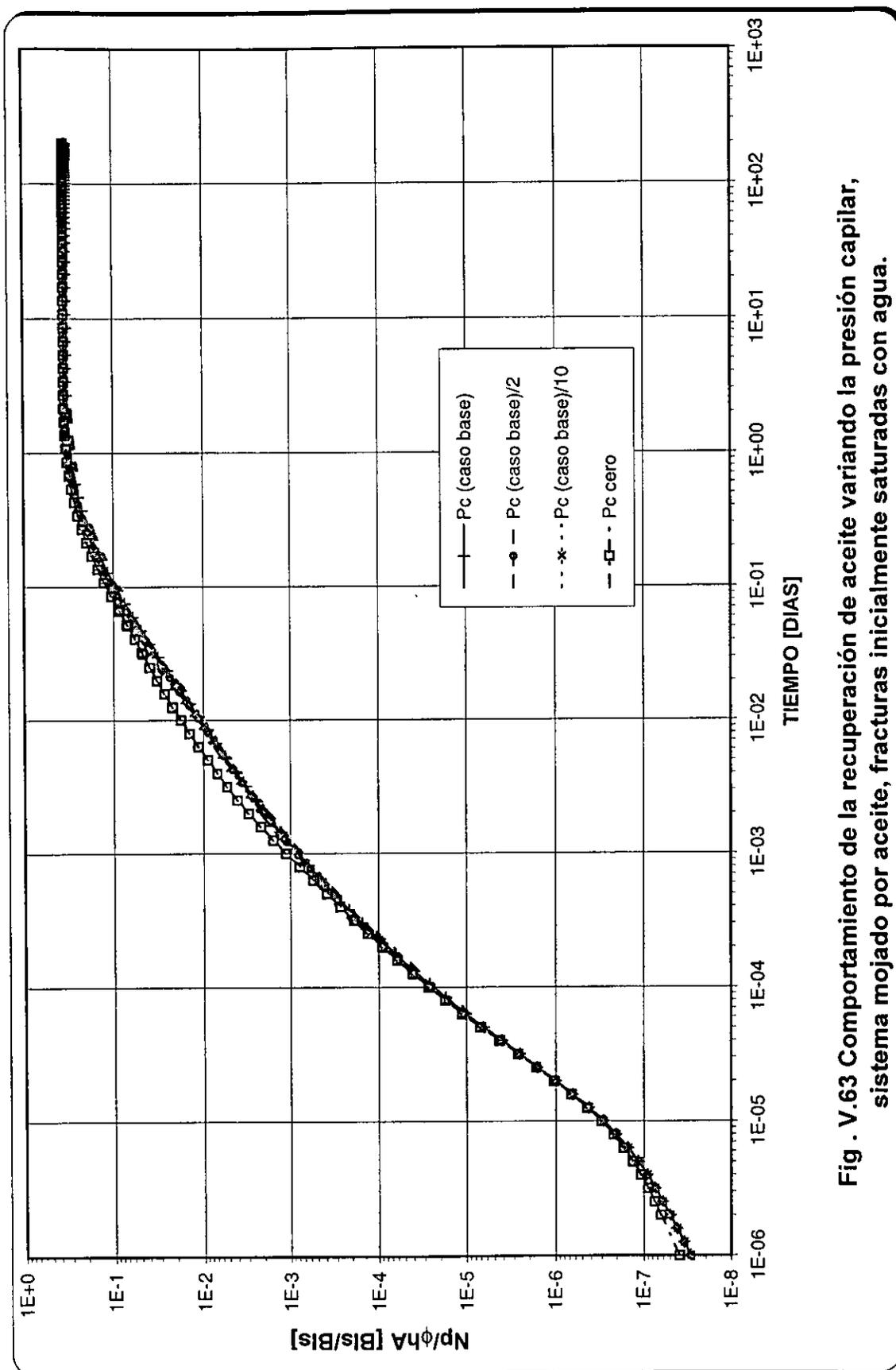
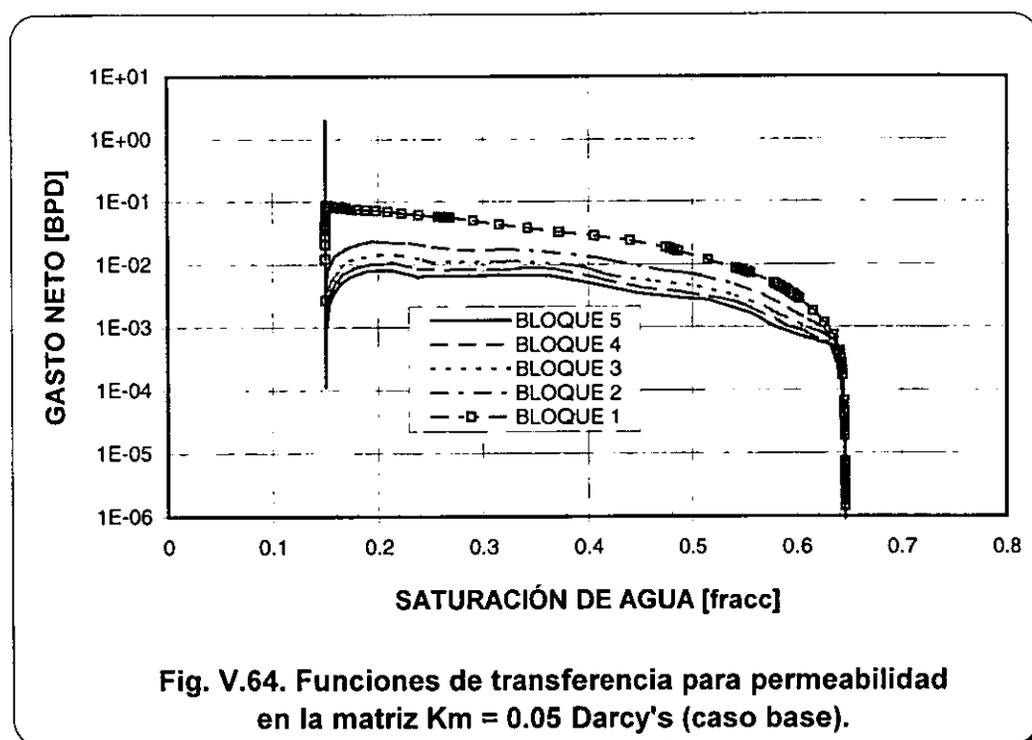


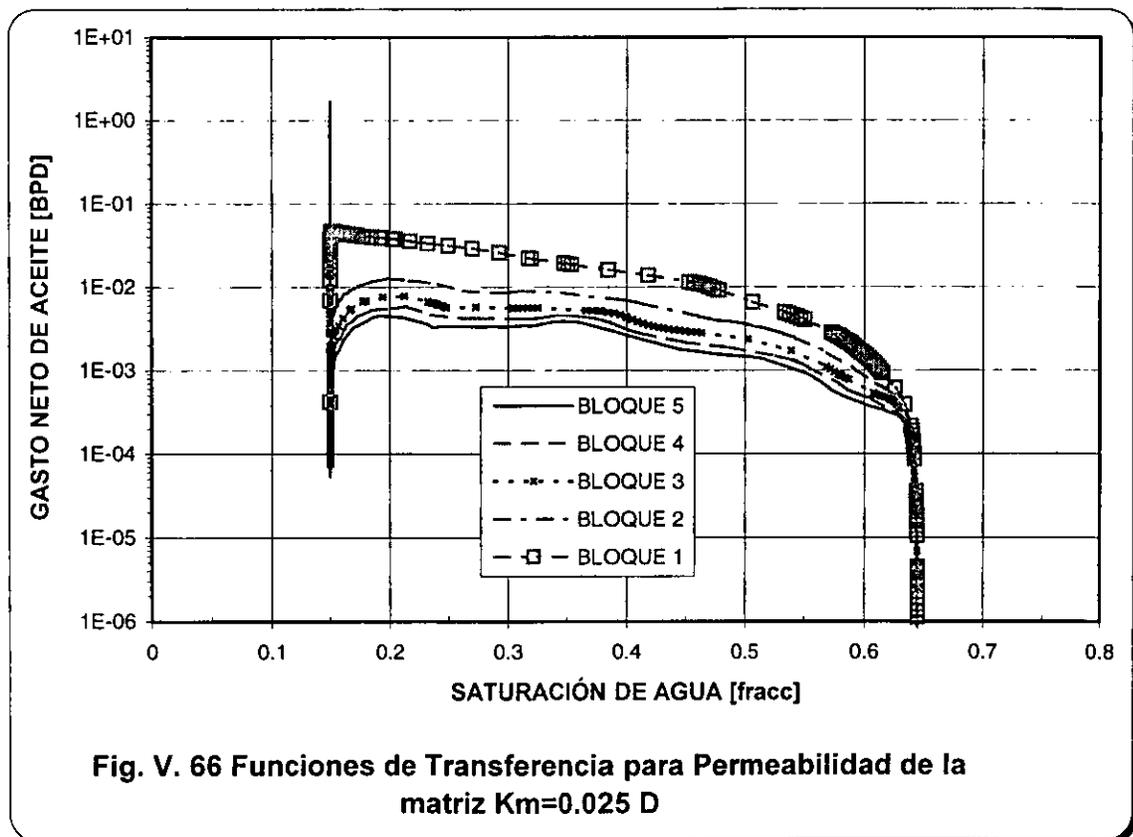
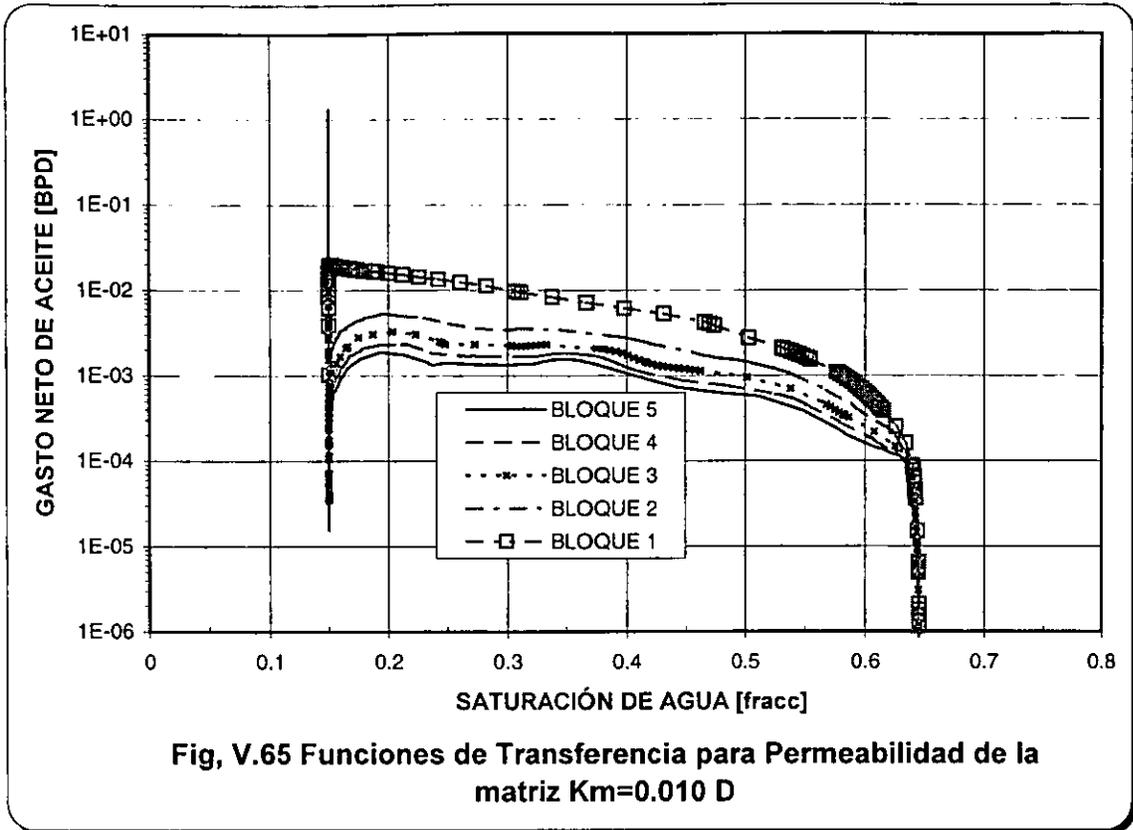
Fig . V.63 Comportamiento de la recuperación de aceite variando la presión capilar, sistema mojado por aceite, fracturas inicialmente saturadas con agua.

### V.2.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA PERMEABILIDAD DE LA MATRIZ.

Este análisis se realizó con un apilamiento de 5 bloques variando únicamente la permeabilidad de la matriz con valores de 0.075, 0.040, 0.025 y 0.010 Darcy's.

La Figura V.64 muestra el comportamiento de las funciones de transferencia para el caso base (0.050 Darcy's) y en las Figuras V.65 a V.68 se ilustra el comportamiento de las funciones de transferencia correspondientes a los diferentes valores de permeabilidad. Se observa que a valores menores de permeabilidad los gastos de aceite son menores y no se agrupan de una forma definida.





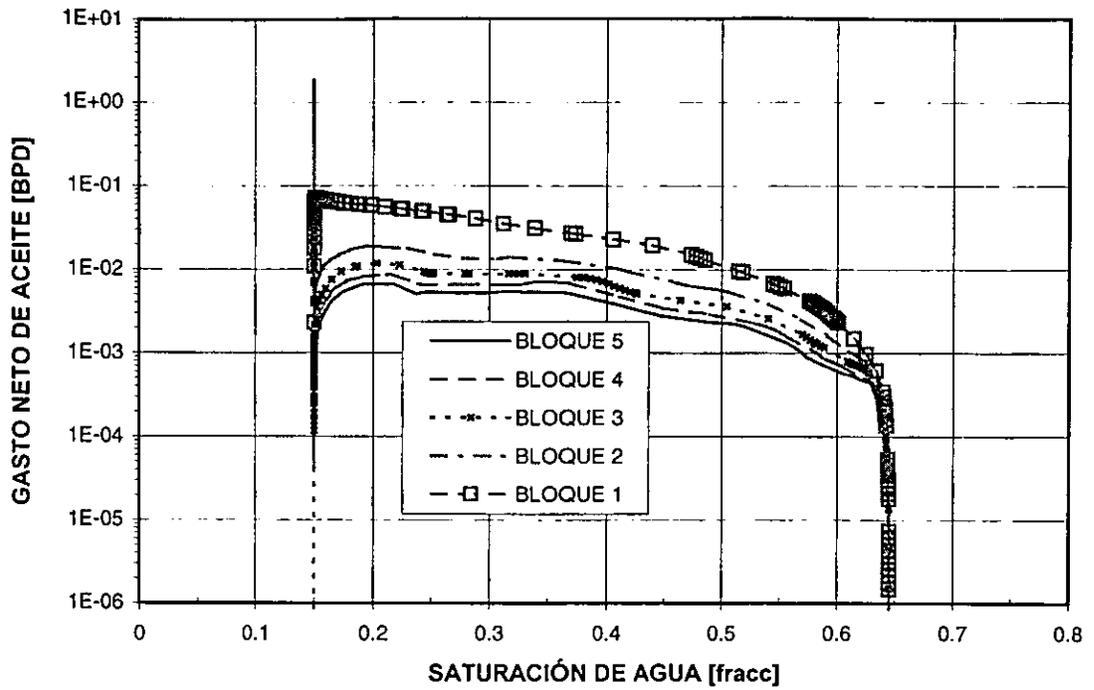


Fig. V.67 Funciones de Transferencia para Permeabilidad de la matriz  $K_m=0.040$  D

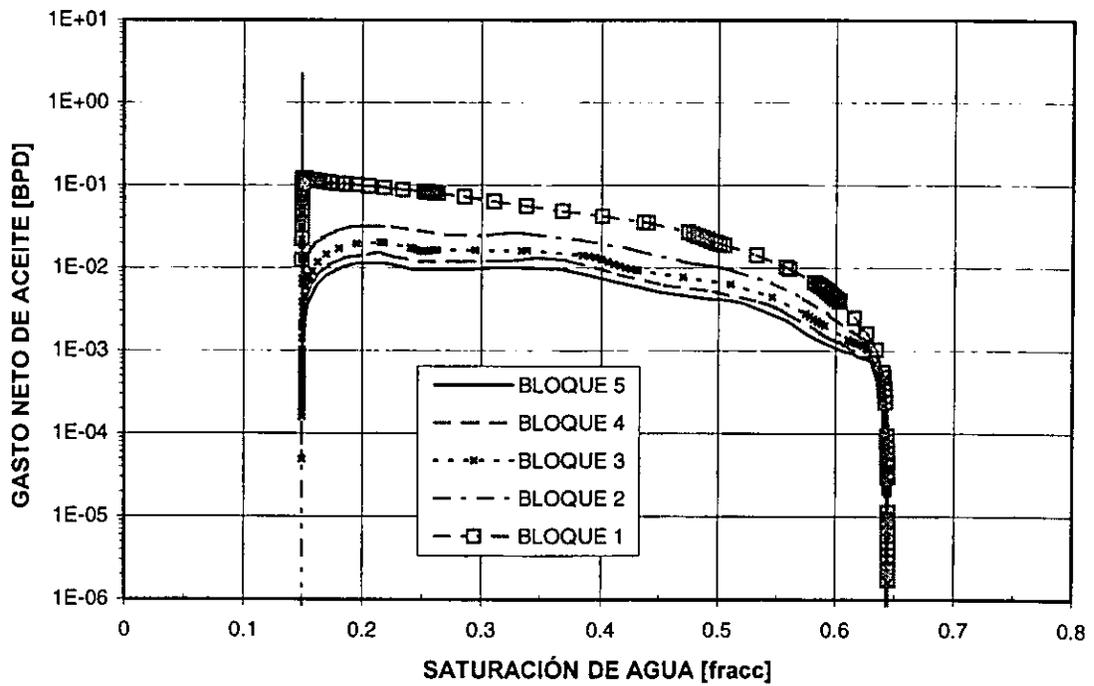
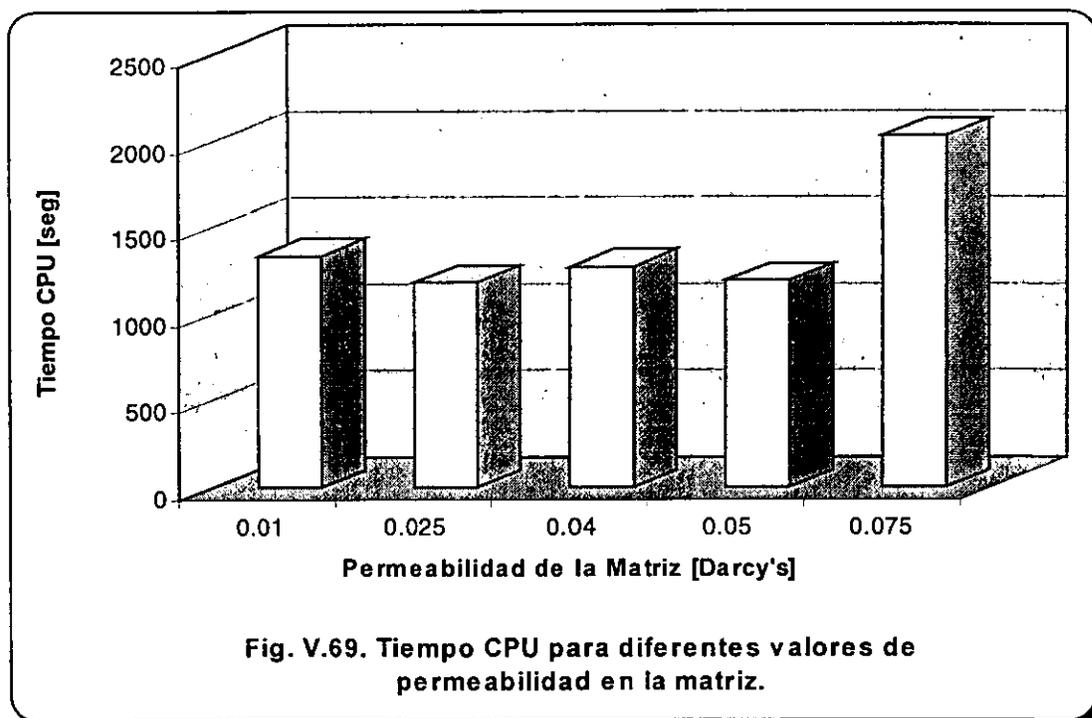


Fig. V.68 Funciones de Transferencia para Permeabilidad de la matriz  $K_m=0.075$  D

El comportamiento de la saturación de agua y presión medias y gastos de aceite y agua totales para los 5 experimentos se muestra en la Fig. V.70 en donde se destaca que con valores de permeabilidad menores el sistema es ligeramente represionado al momento de ser desplazado el aceite contenido en el bloque, aunque en general todos son represionados desde el inicio. Los gastos de aceite son menores para valores de permeabilidad pequeños, lo que origina que la saturación de agua media se incremente en un tiempo menor y exista un retraso en la recuperación de aceite, Fig. V.71, aunque al final se recupera la misma cantidad de aceite para todos los casos. Este comportamiento también se observa en la Fig. V.72, y además no se presenta la linealidad antes descrita, exceptuando en una pequeña porción de la curva (aproximadamente entre  $5 \times 10^{-3}$  días y 0.1 días).

No se tiene un comportamiento definido en el tiempo de cómputo requerido en cada uno de los casos, como se muestra en la siguiente figura:



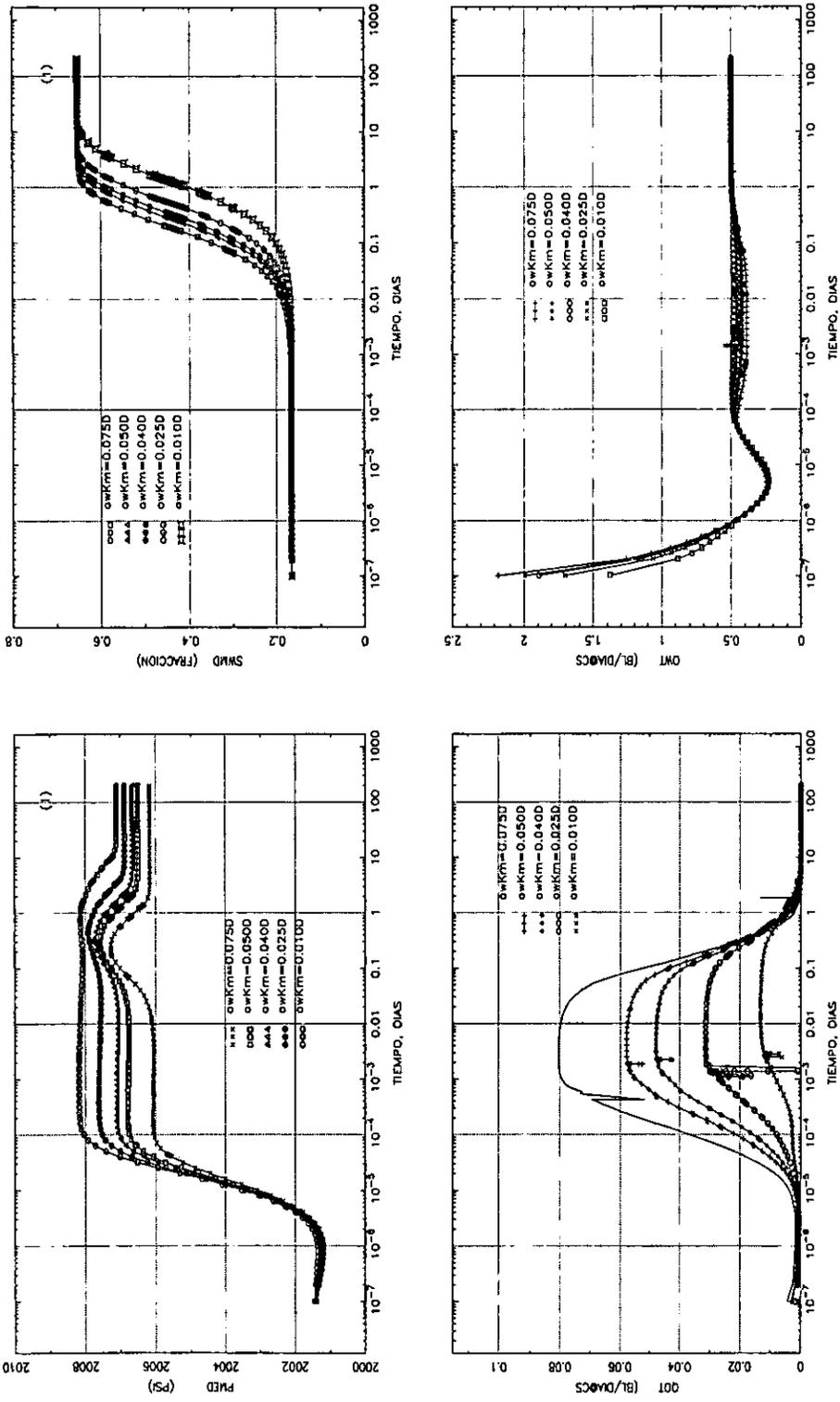


Fig. V.70 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, variando la permeabilidad de la matriz, para el caso de roca mojada por aceite y fracturas saturadas inicialmente con agua.

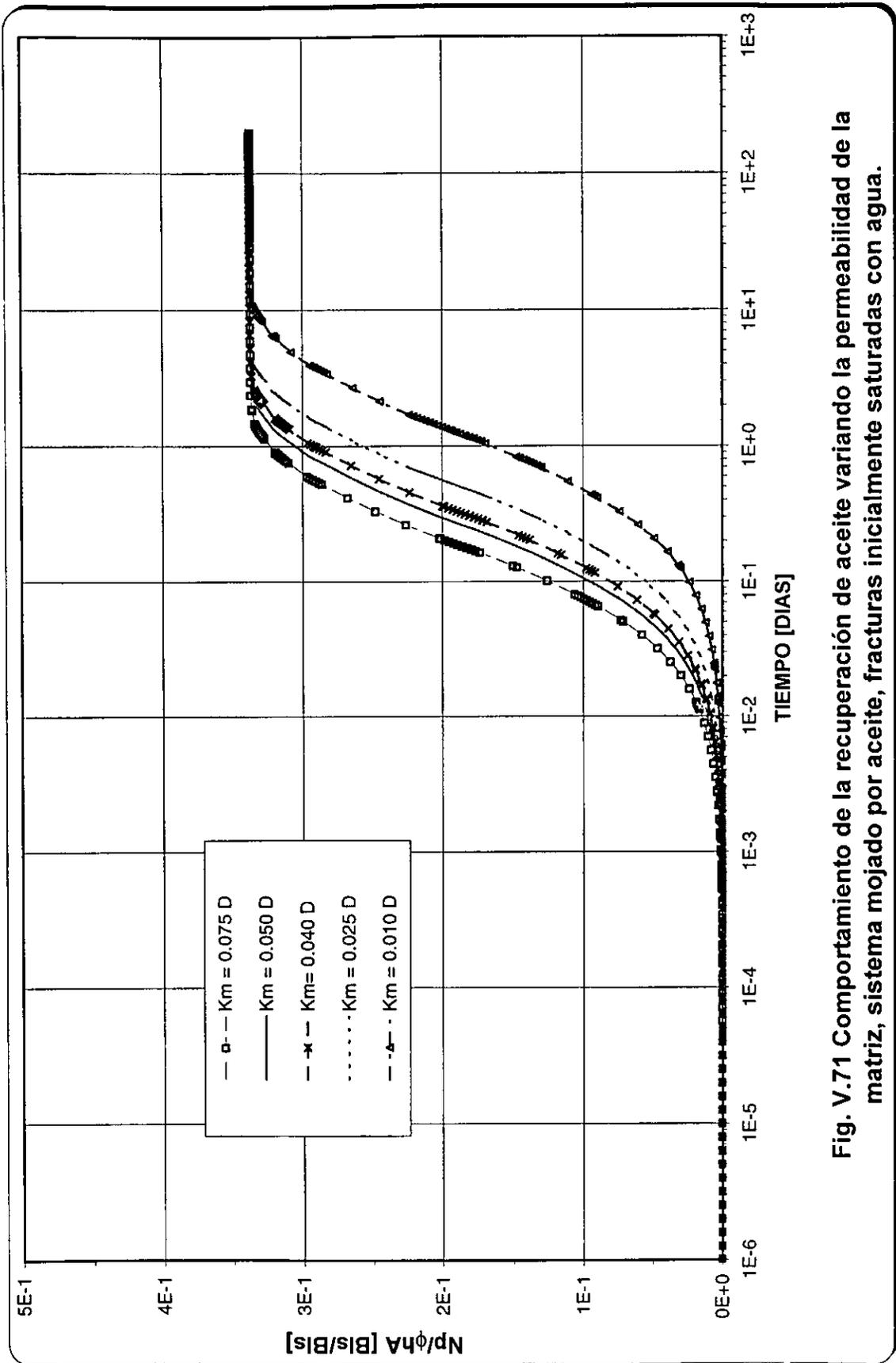


Fig. V.71 Comportamiento de la recuperación de aceite variando la permeabilidad de la matriz, sistema mojado por aceite, fracturas inicialmente saturadas con agua.

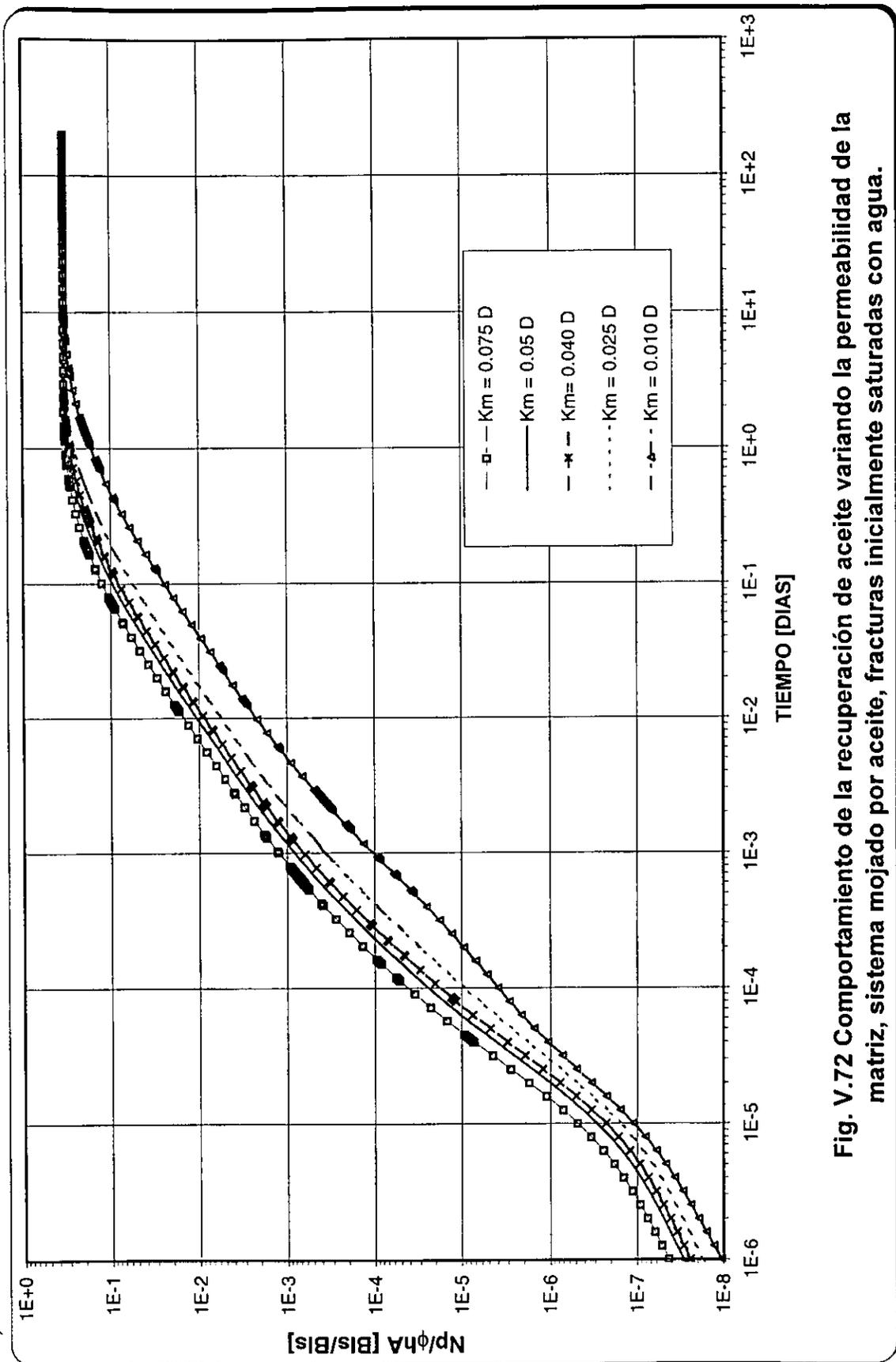
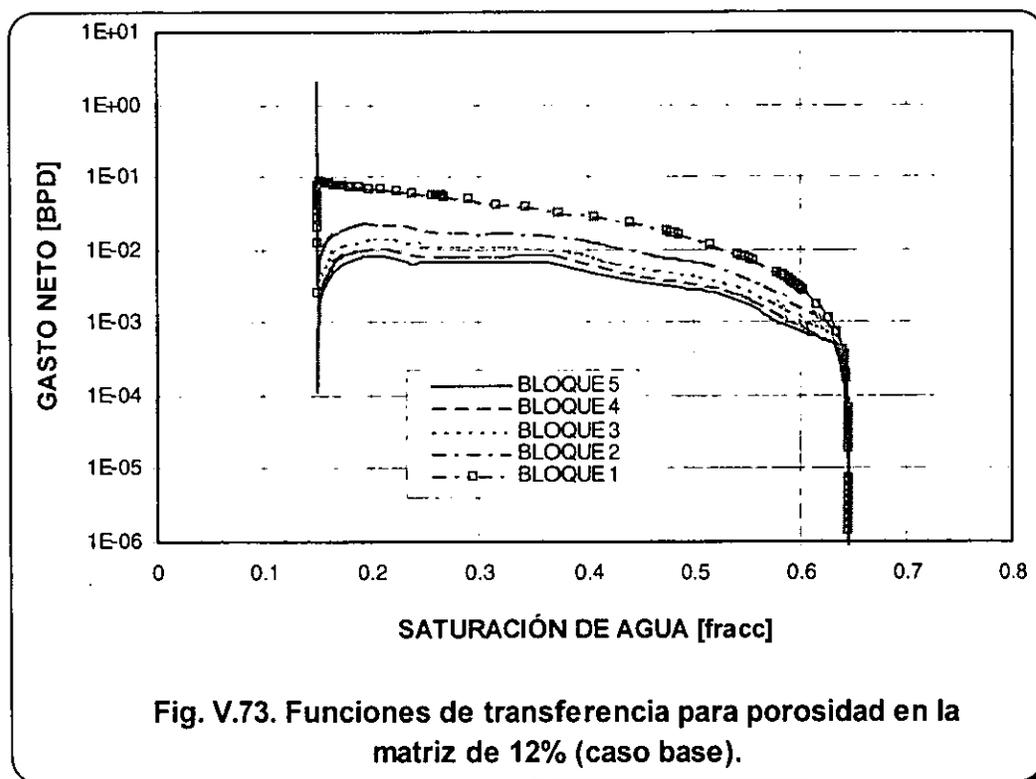


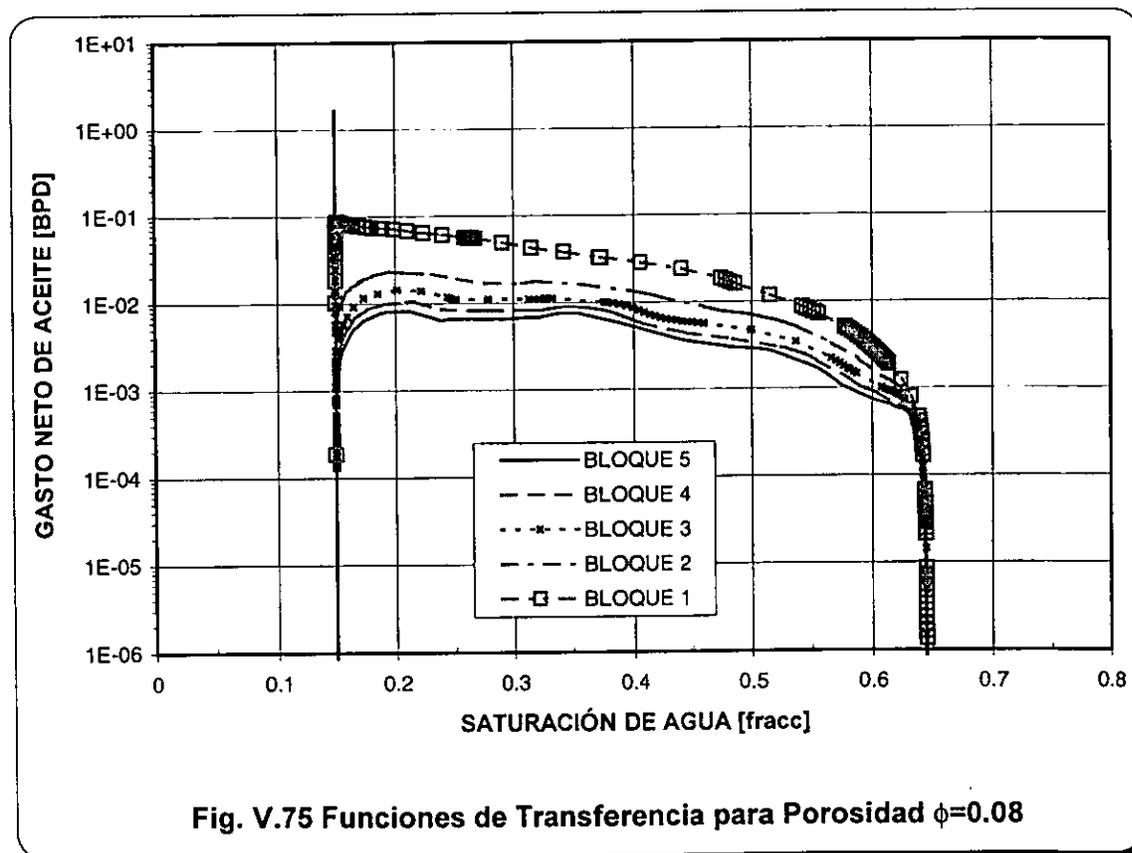
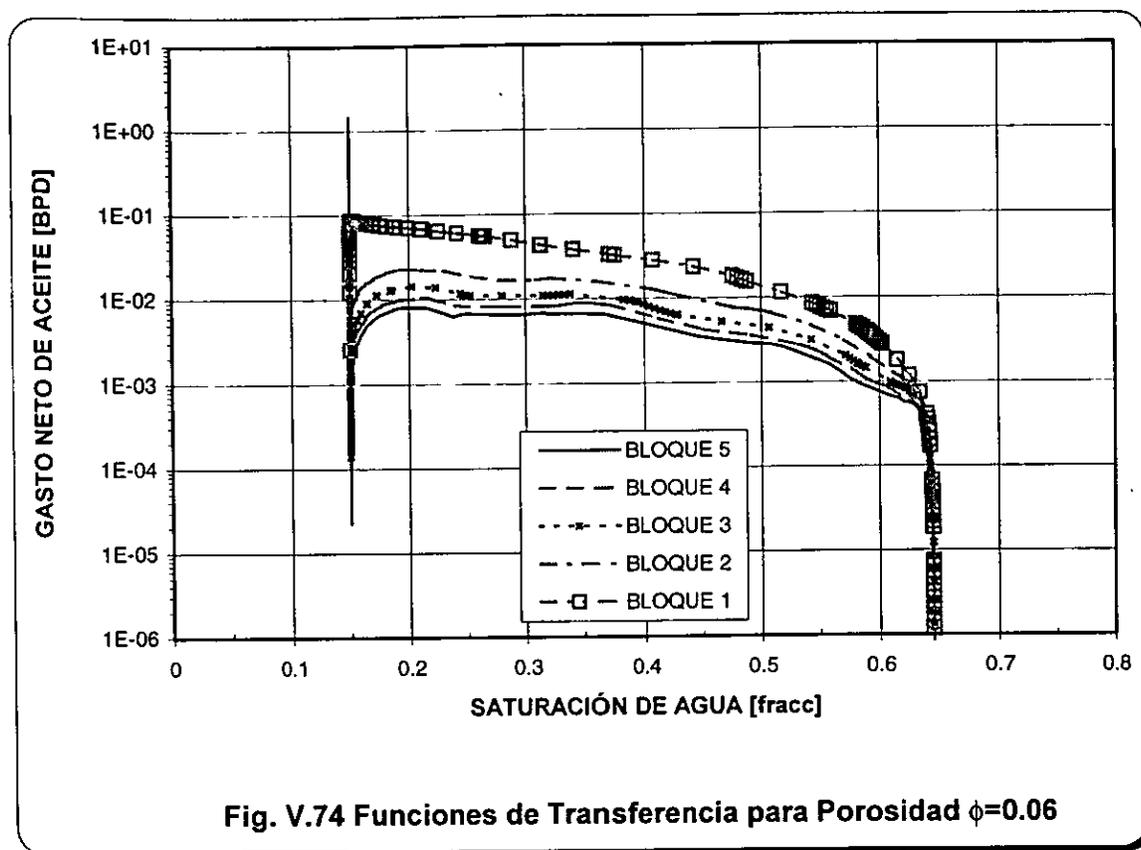
Fig. V.72 Comportamiento de la recuperación de aceite variando la permeabilidad de la matriz, sistema mojado por aceite, fracturas inicialmente saturadas con agua.

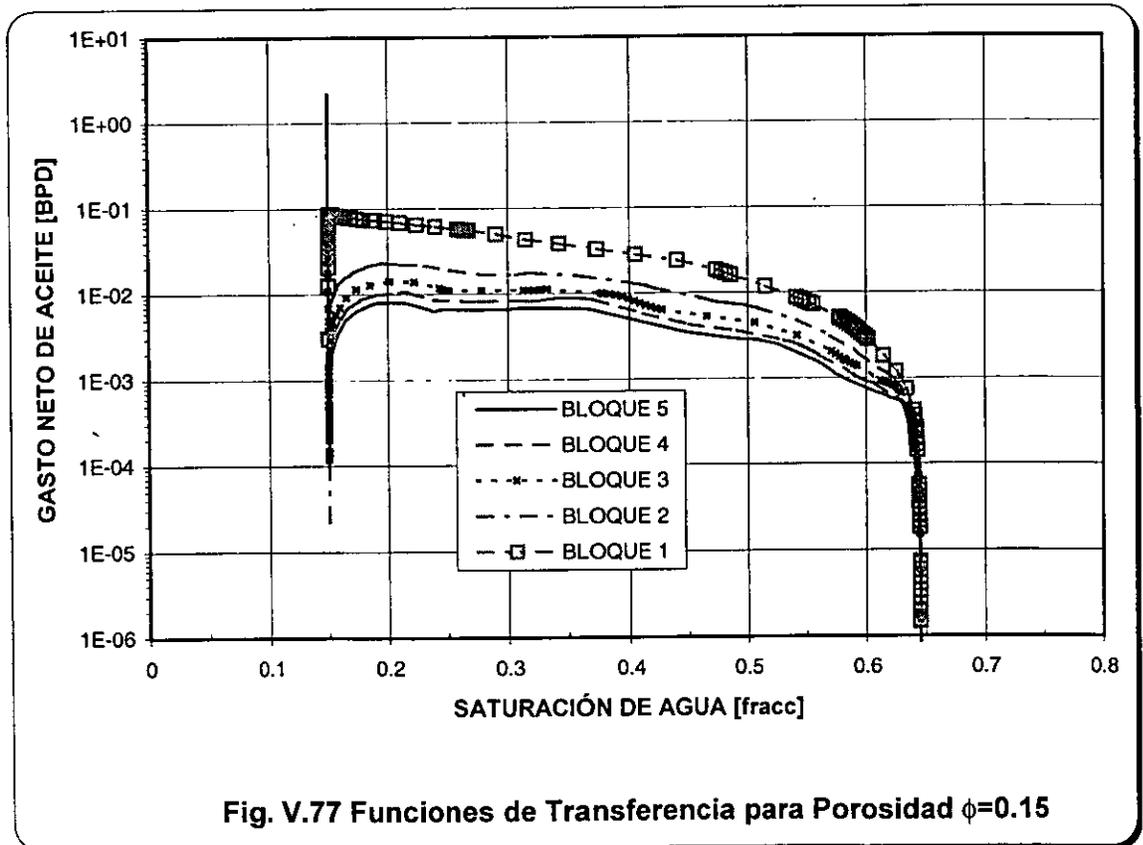
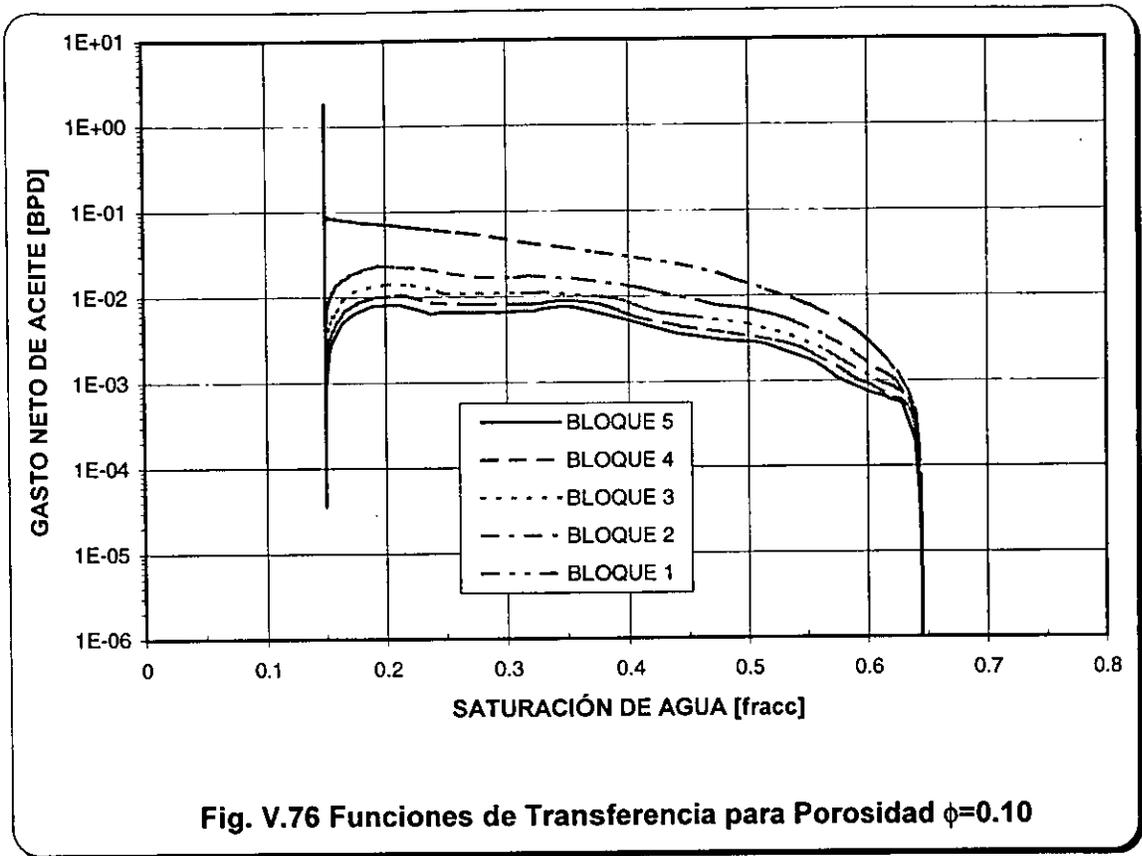
## V.2.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA LA POROSIDAD DE LA MATRIZ.

Se analizó la sensibilidad del sistema a la porosidad en la matriz, variando el valor de ésta en un 20% arriba del valor del caso base (0.12 fracc.) y 20%, 40% y 60% aproximadamente debajo del valor del caso base, manteniendo los demás parámetros sin modificar.

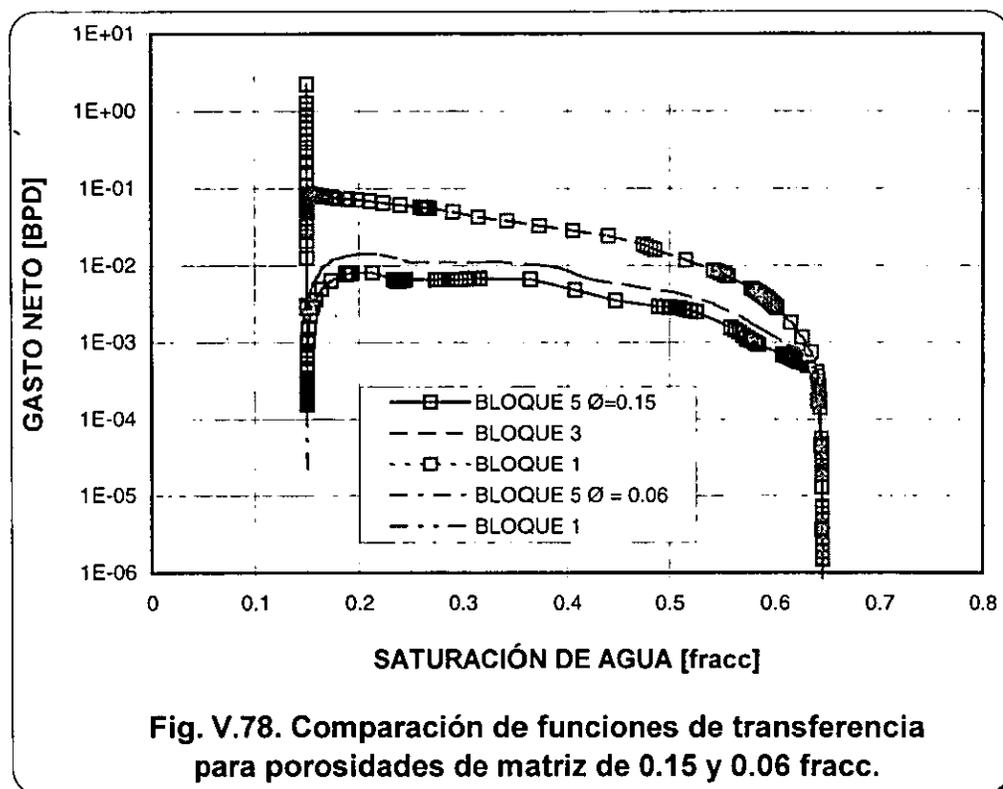
Los casos de porosidad estudiados, en fracción, son 0.15, 0.10, 0.08, y 0.06. Como se observa en las Figuras V.73 a V.78, los resultados no muestran una diferencia apreciable en las funciones de transferencia.







Debido a que se observó una similitud muy grande en los gastos netos de aceite, se superpusieron el comportamiento de las funciones de transferencia para diferentes valores de porosidad, siendo en todos los casos prácticamente los mismos para los bloques respectivos, como ejemplo se muestra en la siguiente figura las funciones para valores de porosidad en la matriz, en fracción, de 0.15 y 0.06



El comportamiento de la saturación de agua y presión medias y los gastos totales de aceite y agua del sistema se muestran en la Fig.V.79 y se observa que la saturación de agua media se incrementa en menor tiempo para valores de porosidad menores y que corresponde con el menor gasto total de aceite después de 0.01 días; la presión no muestra diferencias que impacten en las funciones de transferencia.

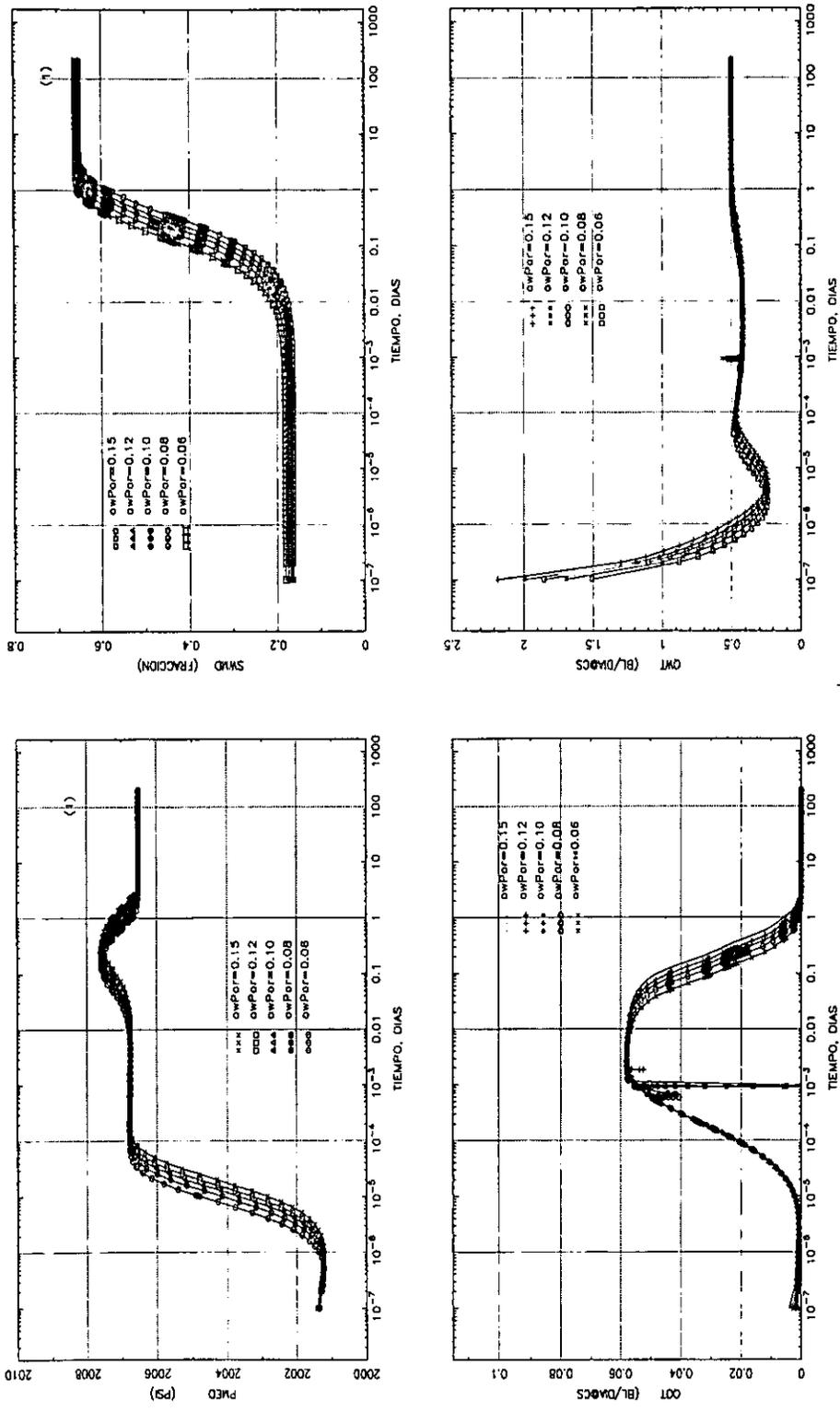
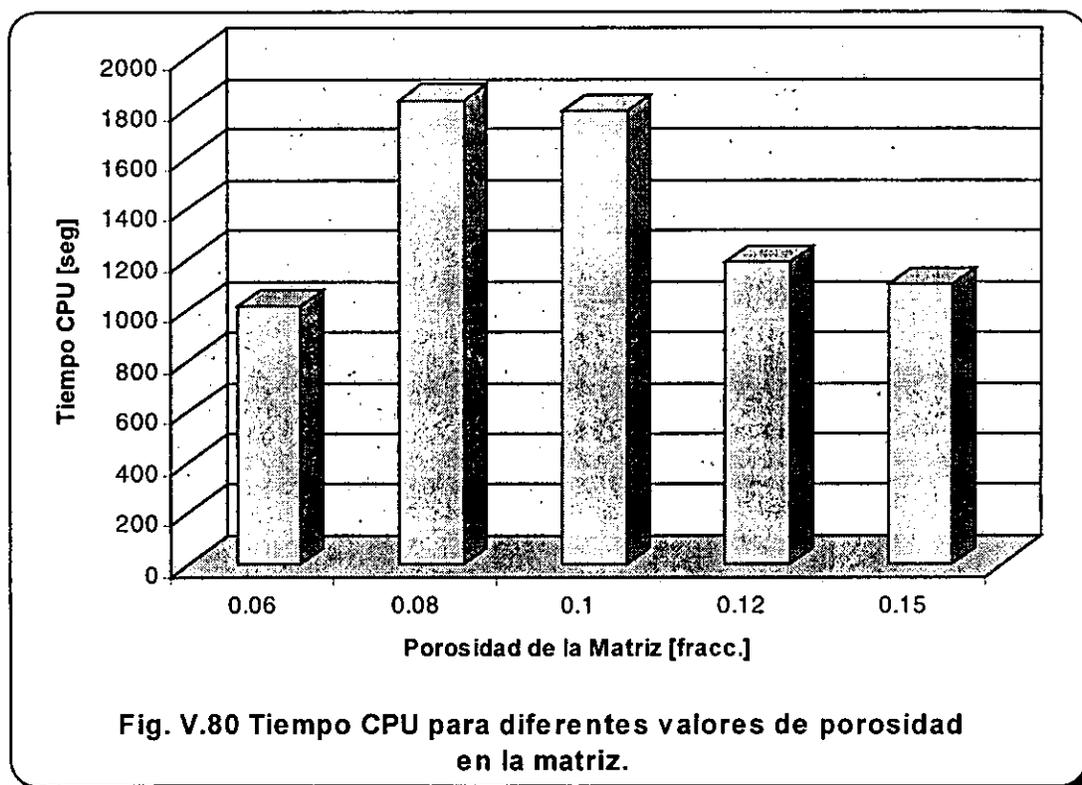


Fig. V.79 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, variando la porosidad para el caso de roca mojada por aceite y fracturas saturadas inicialmente con agua.

En las figuras V.81 y V.82 se muestran la recuperación de aceite en una gráfica semilog sin normalizar y normalizada, respectivamente. En la gráfica de recuperación de aceite normalizada se observa que se tiene la misma recuperación para todos los casos por unidad de volumen de poros, aunque al incrementar los valores de porosidad se retrasa la recuperación.

La figura V.83 muestra el comportamiento de la recuperación de aceite en una gráfica doble logarítmica, observándose que la linealidad en las funciones solo se presenta en una pequeña porción de las curvas (aproximadamente entre  $1 \times 10^{-5}$  días y  $1 \times 10^{-4}$  días) y se agrupan sólo al final del experimento.

El tiempo de computo efectivo no varía de una manera definida, como se muestra en la Fig. V.80



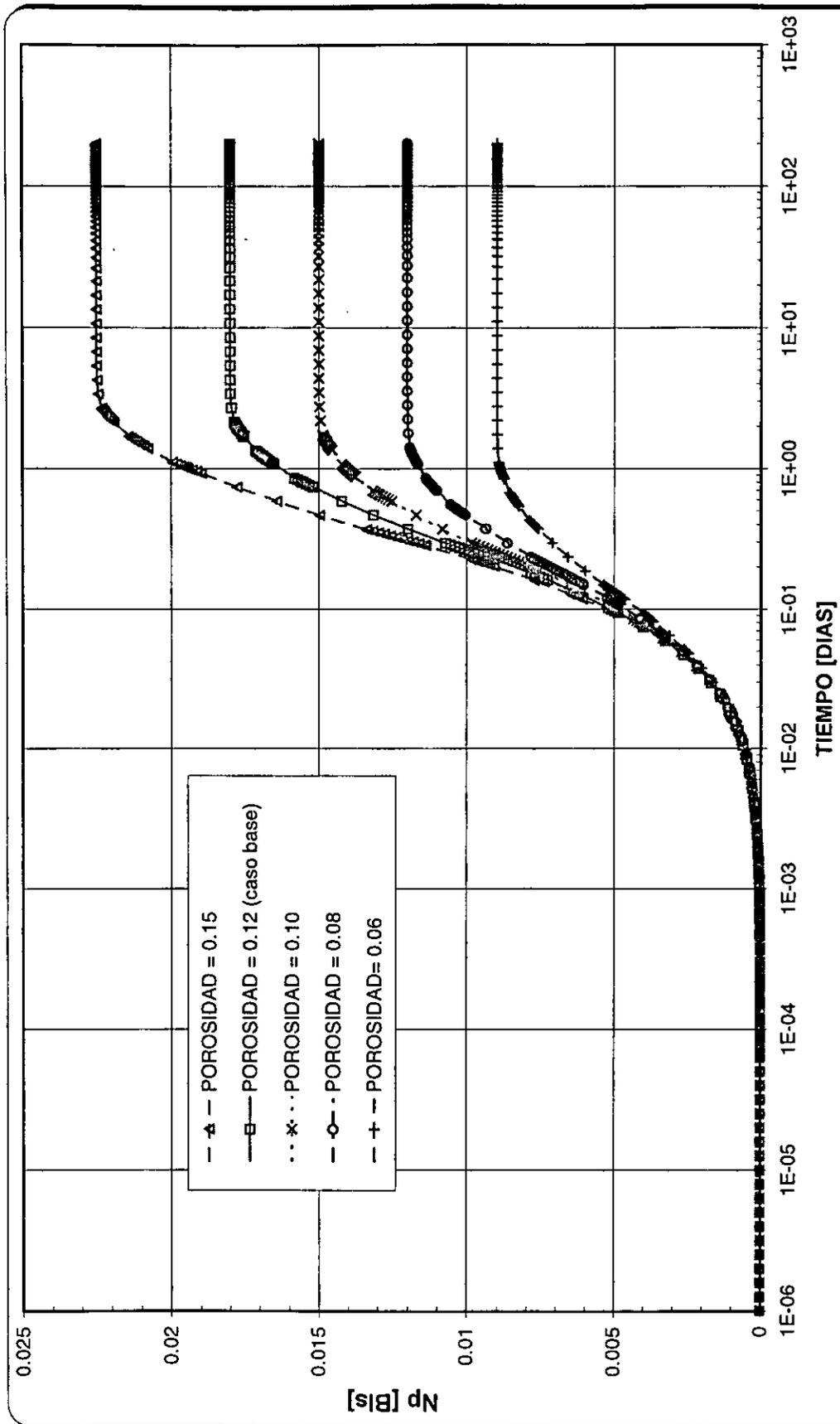


Fig. V. 81 Comportamiento de la recuperación de aceite variando la porosidad de la matriz, sistema mojado por aceite, fracturas inicialmente saturadas con aceite.

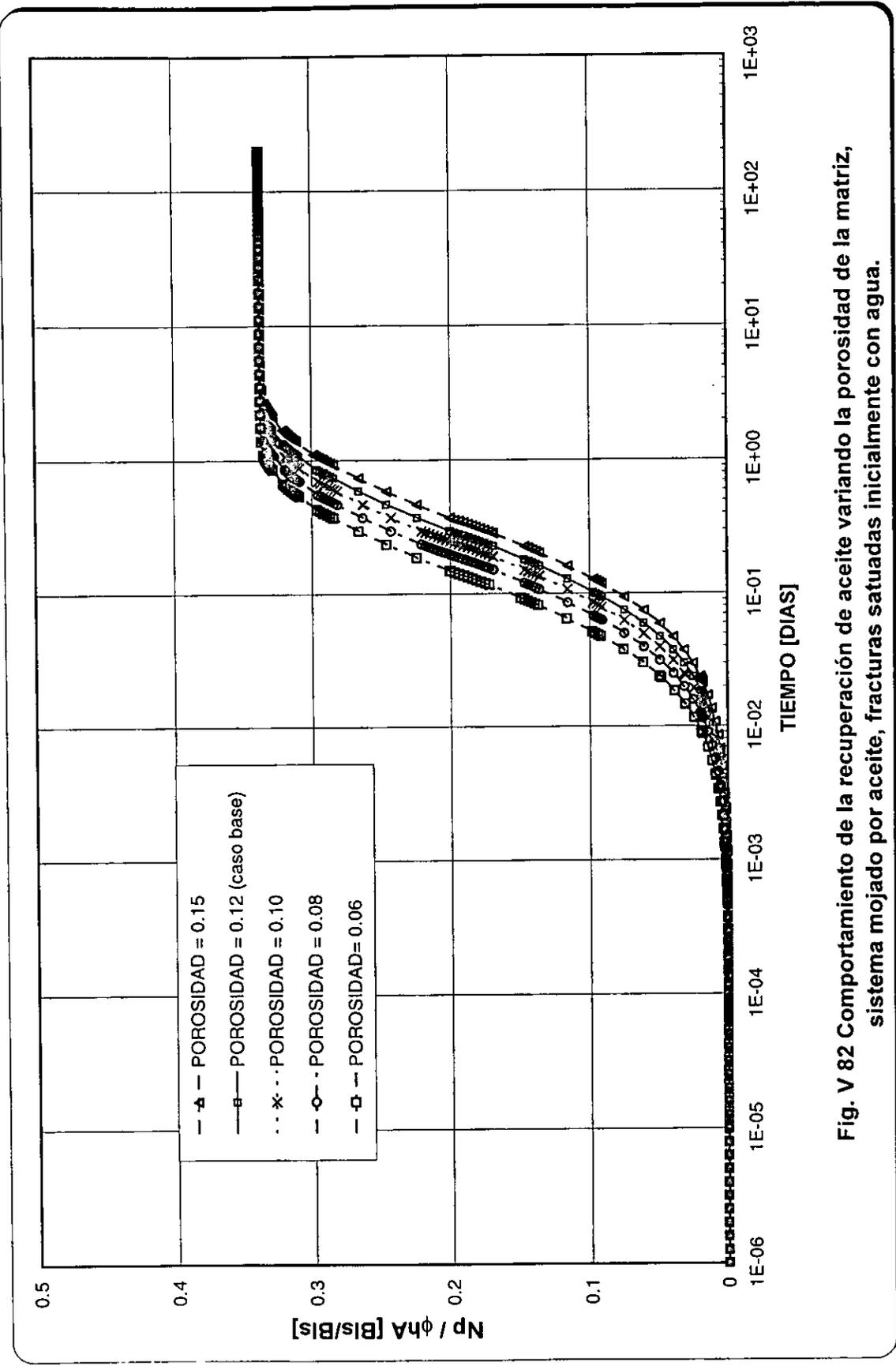


Fig. V 82 Comportamiento de la recuperación de aceite variando la porosidad de la matriz, sistema mojado por aceite, fracturas satuidas inicialmente con agua.

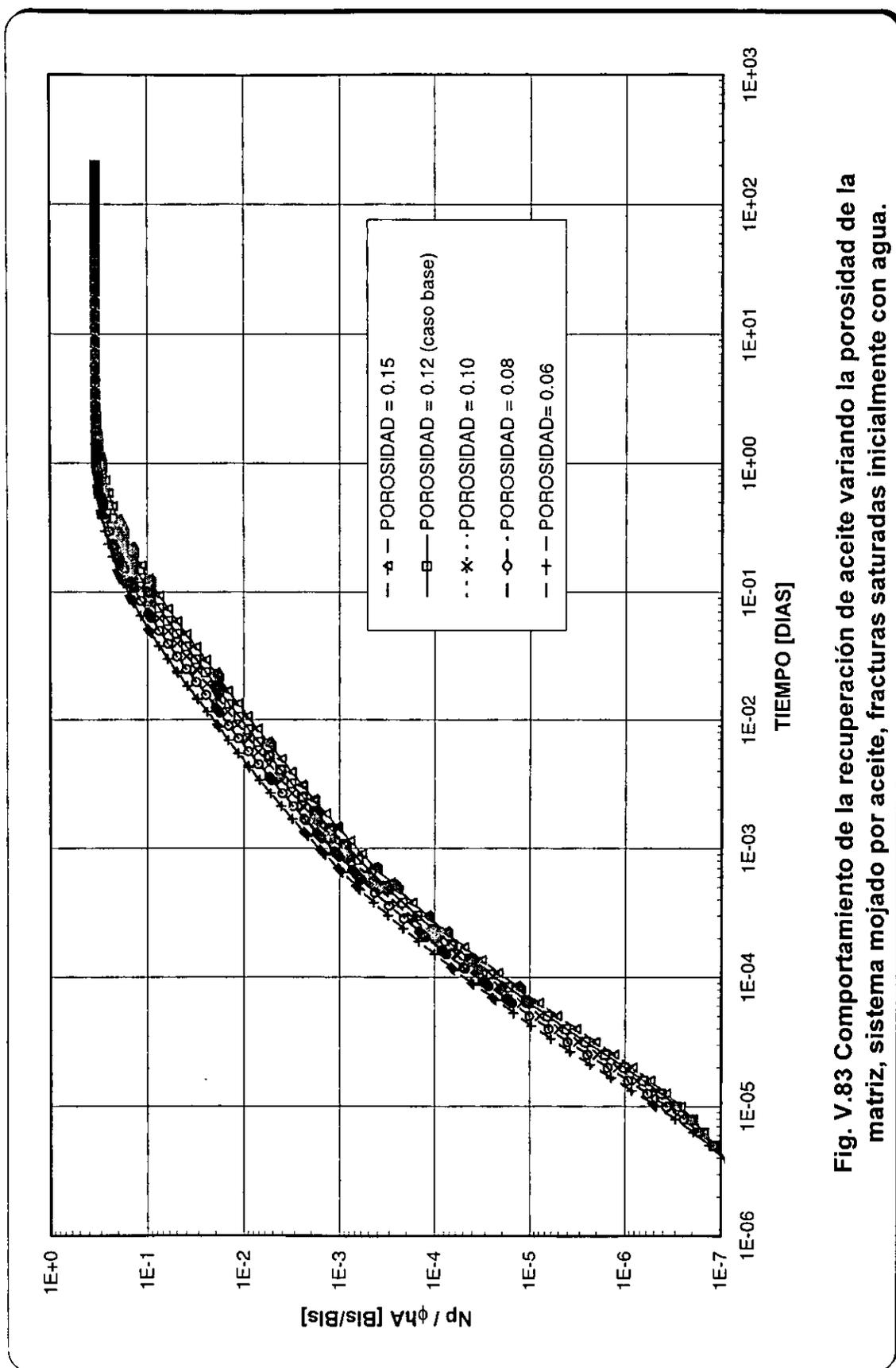


Fig. V.83 Comportamiento de la recuperación de aceite variando la porosidad de la matriz, sistema mojado por aceite, fracturas saturadas inicialmente con agua.

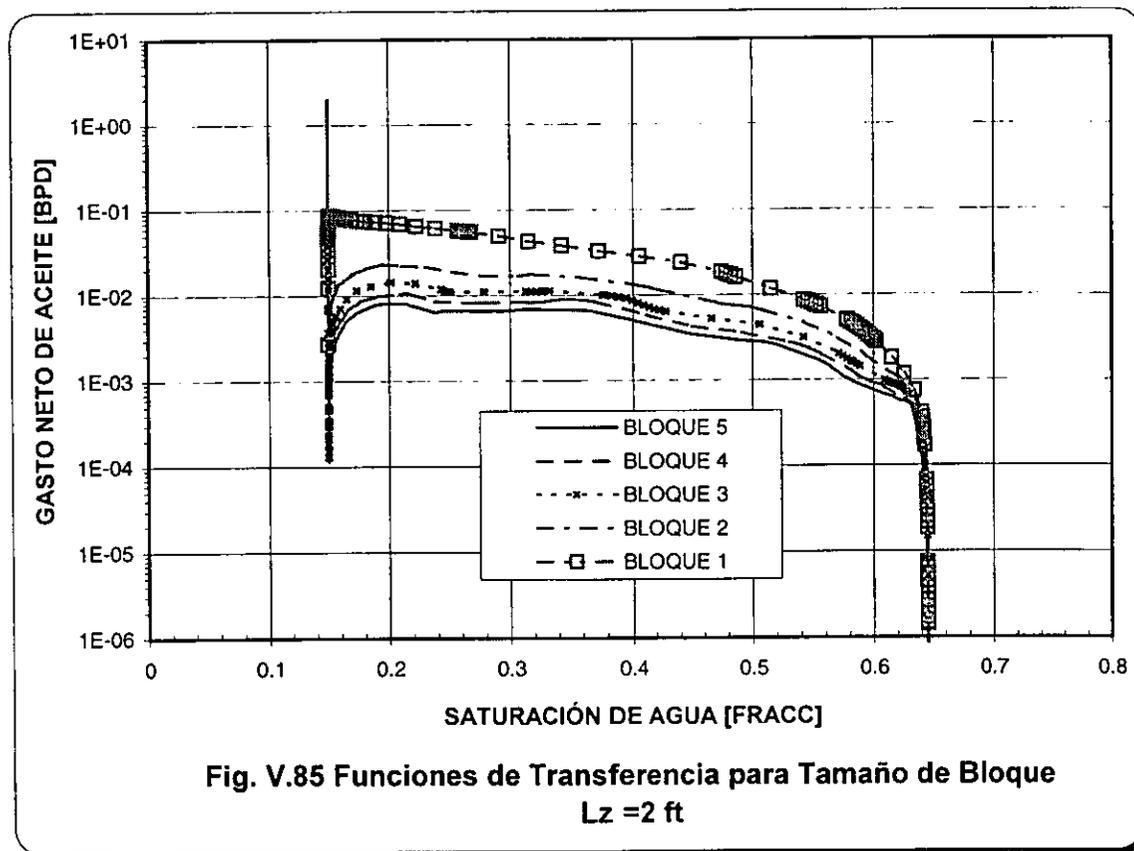
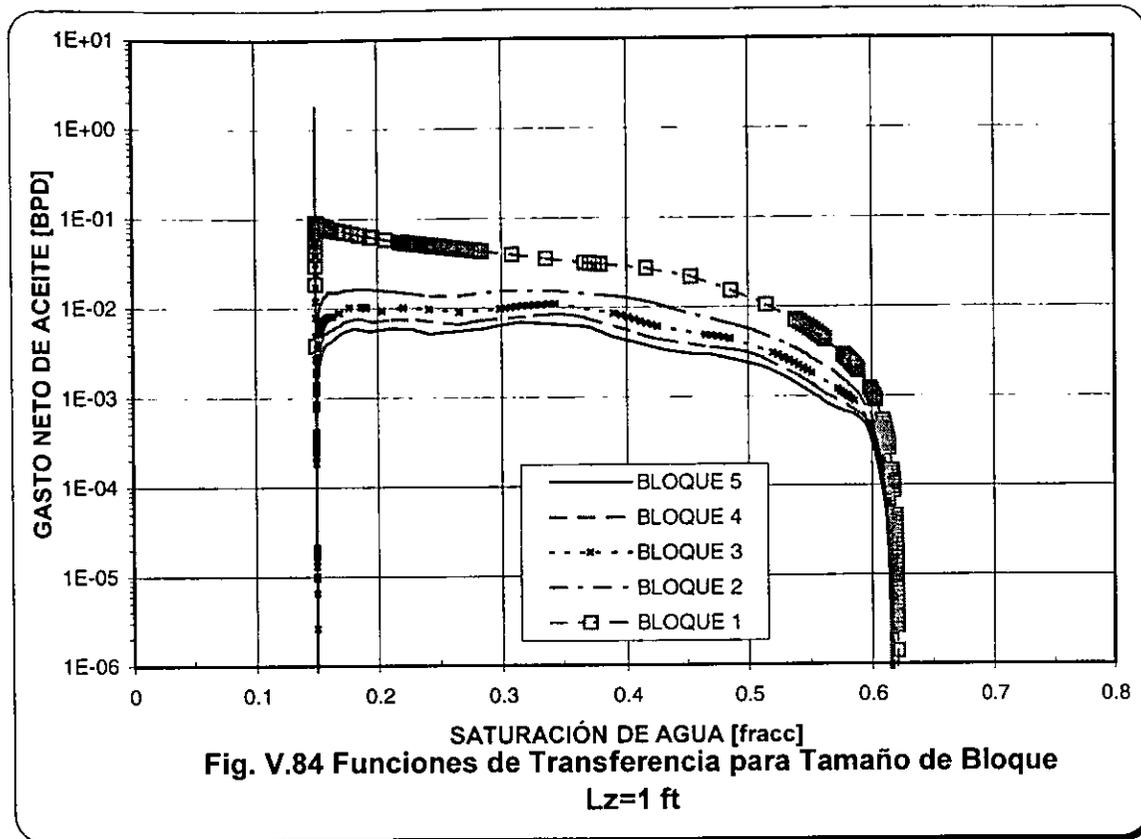
## V.2.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL TAMAÑO DE BLOQUE DE MATRIZ.

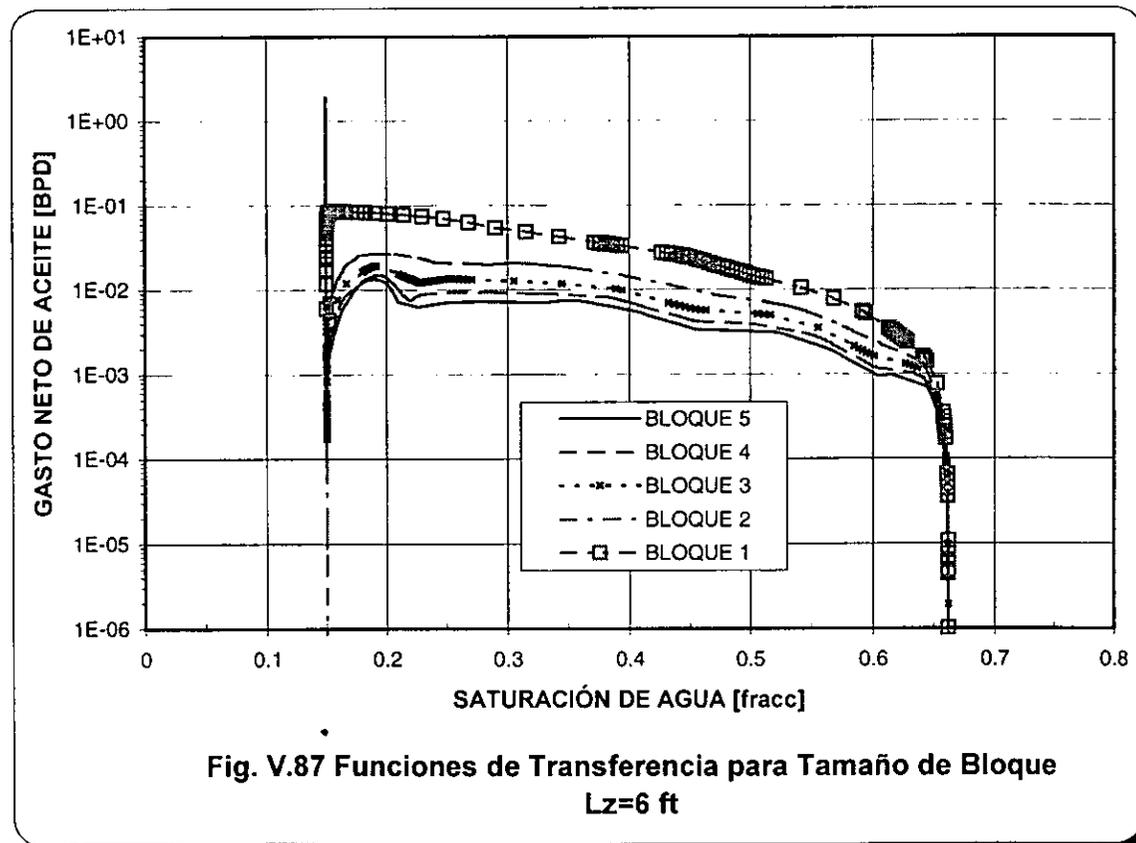
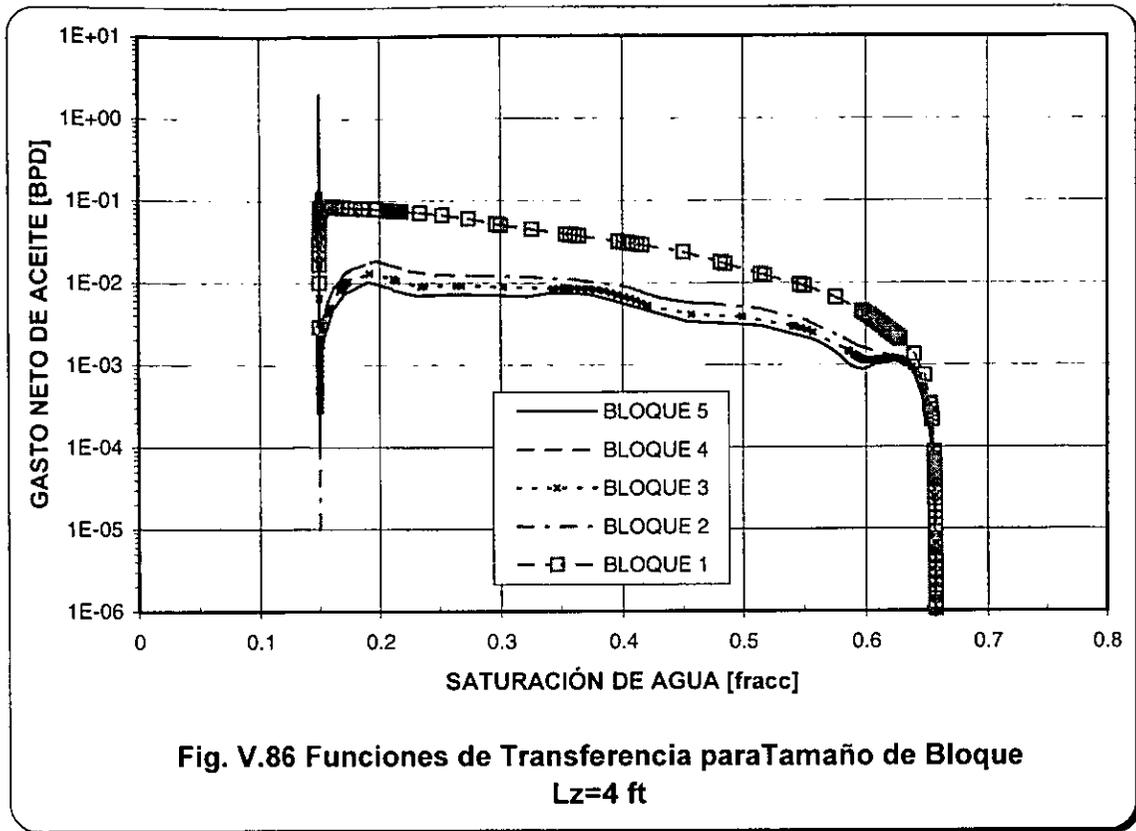
Para este análisis se utilizó un apilamiento de 5 bloques y solo se modificó la longitud vertical de cada uno de ellos, con valores de 1, 2 (caso base), 4 y 6 pies de altura. Las Figs. V.84 a V.87 muestran el comportamiento de las funciones de transferencia para cada uno de los experimentos y se observa que a medida que el tamaño de los bloques aumenta, la saturación de agua media final aumenta, por lo que el comportamiento es diferente para cada caso, pero en general conservan la misma distribución, y los gastos iniciales son los mismos. Cuando se tiene una altura de bloque de 1 pie es cuando se presenta la mayor discrepancia, con gastos menores.

La Fig. V.88 muestra el comportamiento de la saturación de agua y presión medias y el gasto de aceite y agua totales de sistema, en donde existe un represionamiento con tamaños de bloque mayores. Esto es debido a que la base se encuentra a una mayor profundidad, pero no afecta significativamente las funciones de transferencia.

Los gastos de aceite, en su punto máximo, se mantienen por un tiempo mayor, a valores de altura de bloque mayores, correspondiendo con las diferencias en saturaciones de agua (aproximadamente entre 0.01 días y 1 día), posiblemente debido a la distribución inicial de saturaciones de agua dentro del bloque de matriz variable por la diferente altura de cada bloque.

Las Figuras V.89 y V.90 muestran la recuperación de aceite, en donde se observa que es proporcionalmente la misma para todos los casos. Se observa en la gráfica doble logarítmica que no existen porciones rectas en las curvas claramente definidas, y solo con alturas de bloque mayor de 4 pies se tiene una pequeña porción lineal entre 0.01 días y 0.1 días.





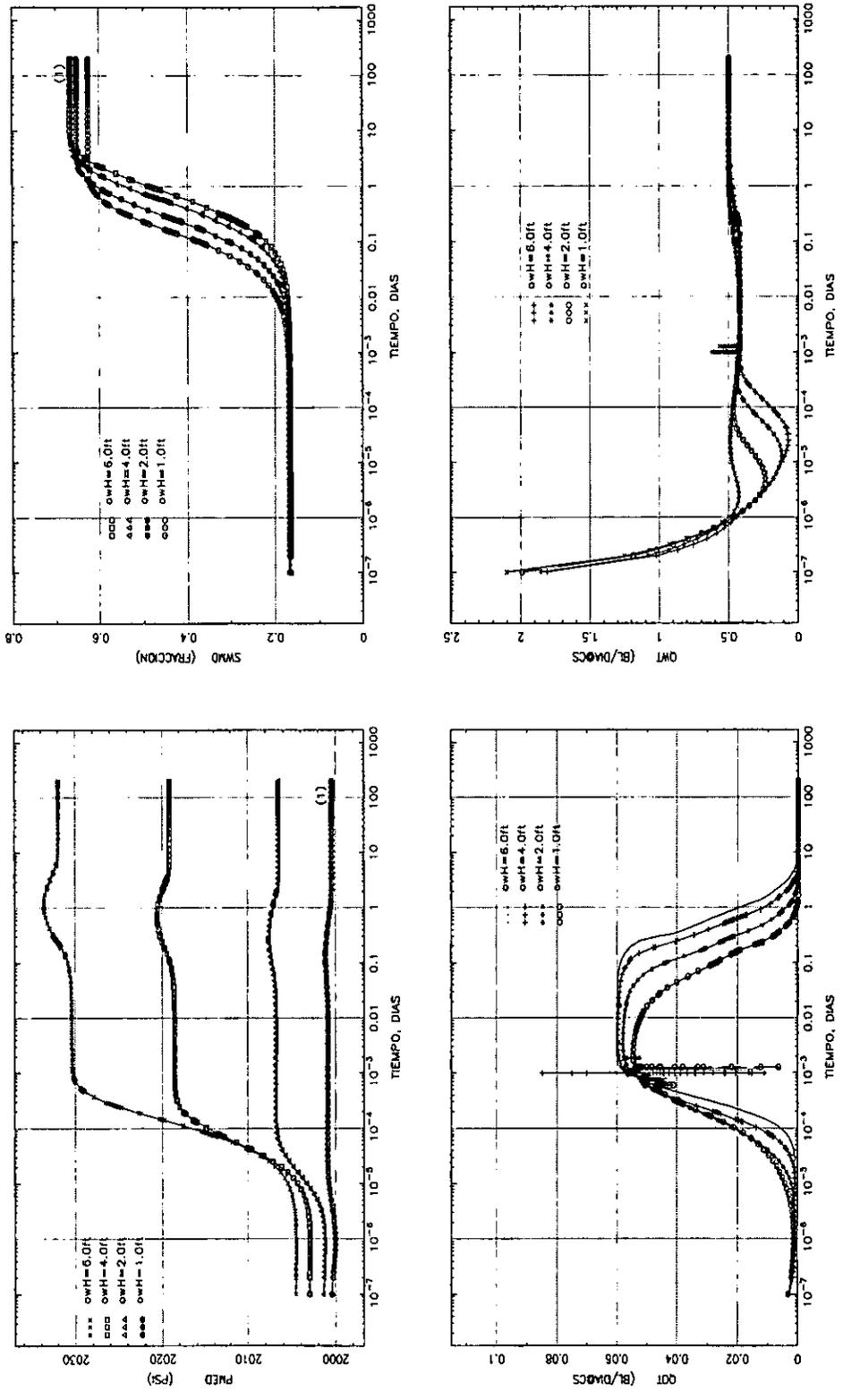


Fig. V.88 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, variando el tamaño de bloque para el caso de roca mojada por aceite y fracturas saturadas inicialmente con agua.

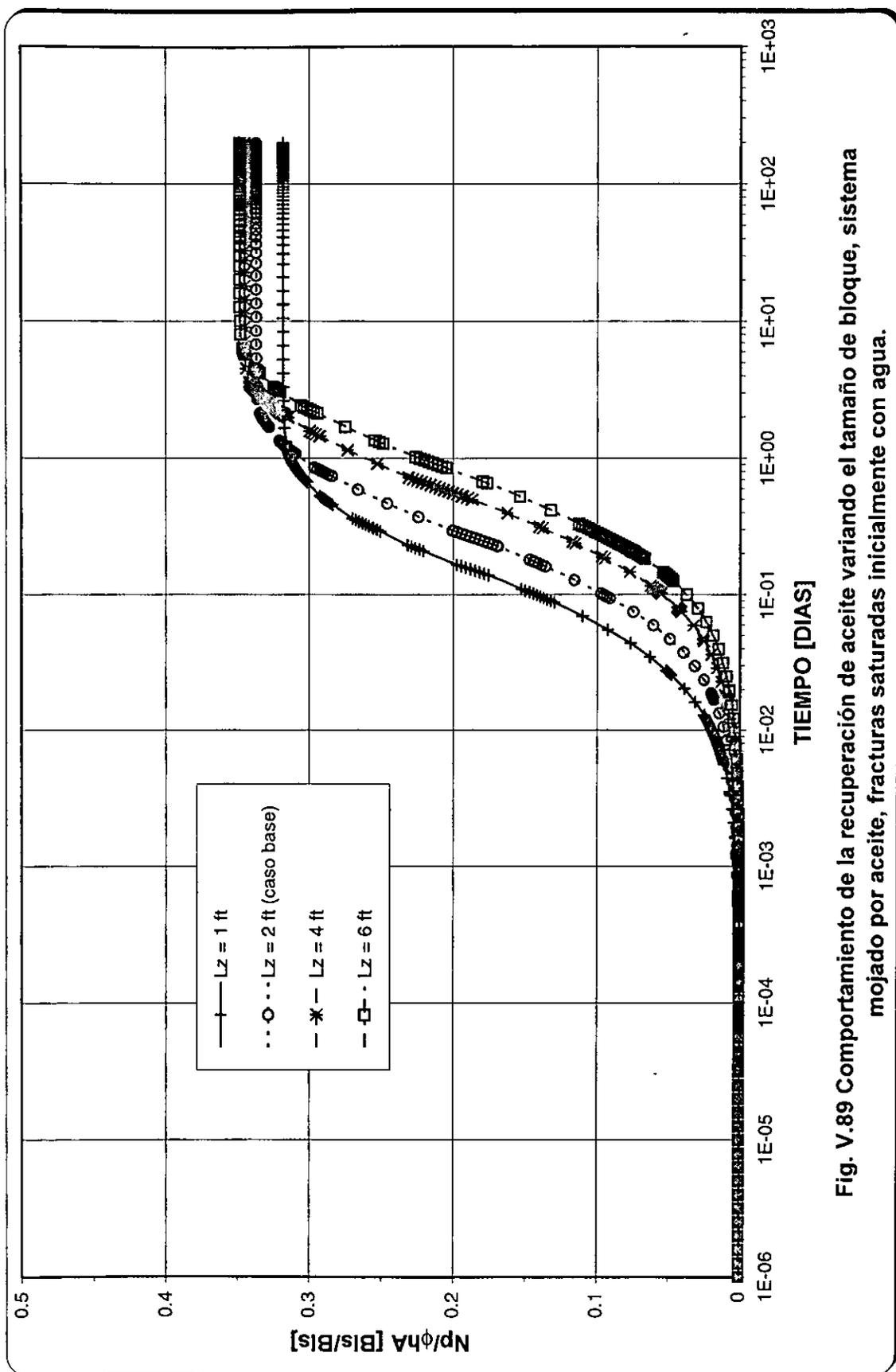


Fig. V.89 Comportamiento de la recuperación de aceite variando el tamaño de bloque, sistema mojado por aceite, fracturas saturadas inicialmente con agua.

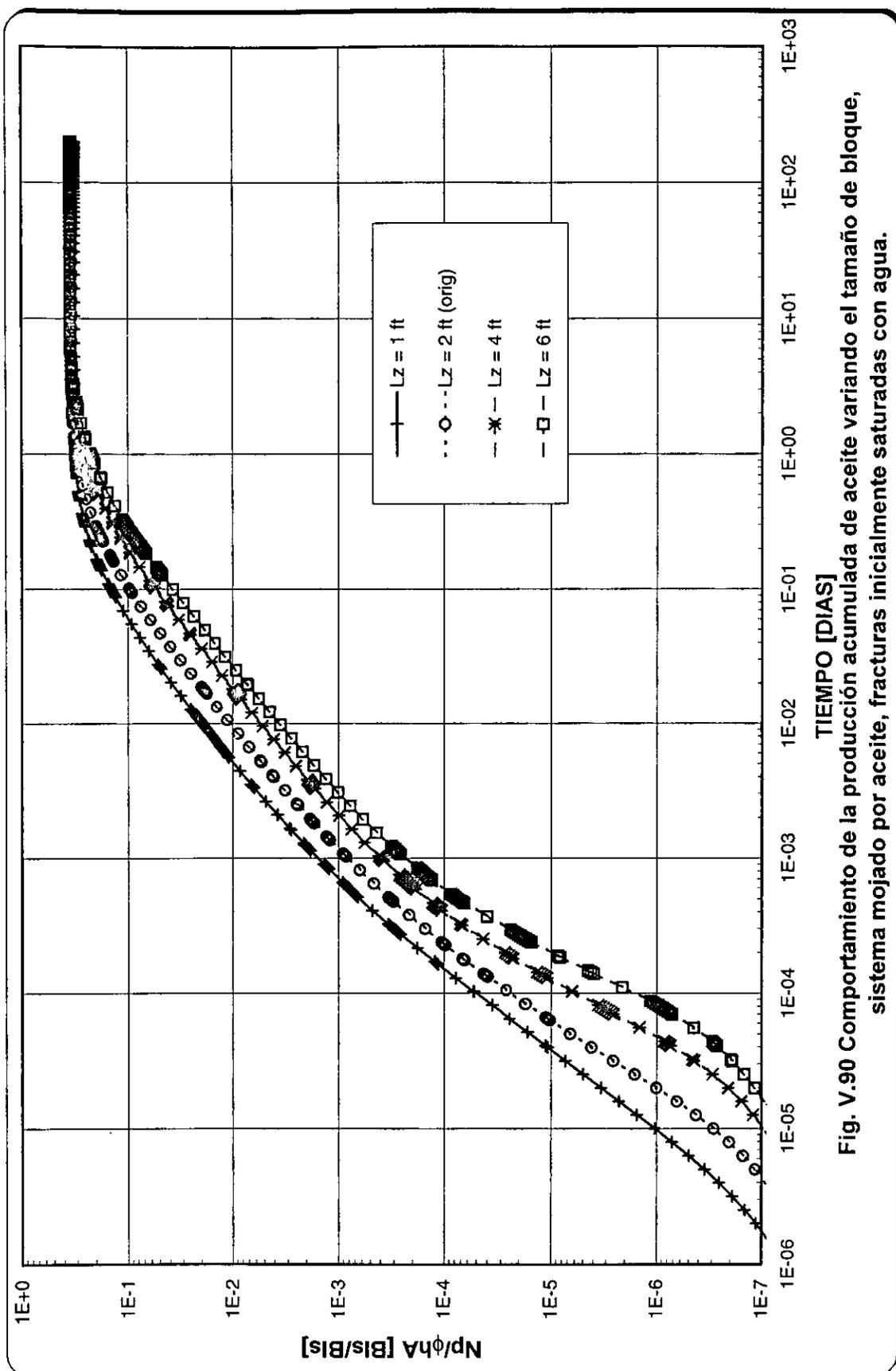


Fig. V.90 Comportamiento de la producción acumulada de aceite variando el tamaño de bloque, sistema mojado por aceite, fracturas inicialmente saturadas con agua.

## V.3 SISTEMA CON MOJABILIDAD MIXTA, FRACTURAS SATURADAS INICIALMENTE DE AGUA.

### V.3.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL NÚMERO DE BLOQUES

Para realizar este análisis sólo se incrementó el número de bloques de matriz a 5 y 7 en el apilamiento de 2 bloques. Todas las características de los modelos, descritas en las Tablas II.1 a II.2, se mantuvieron constantes e iguales para los nuevos bloques.

En las Figuras IV.13, V.91 y V.92 se observan las funciones de transferencia para cada apilamiento. Las curvas de los bloques 2 a 5 ó 2 a 7, según el caso, tienen un comportamiento particular y tienden a agruparse en una sola hasta un valor de  $S_w$  aproximadamente de 0.51, y después se desagrupan; es decir, primero se comportan como un sistema mojado por agua y posteriormente como un sistema mojado por aceite. El cambio entre los comportamientos ocurre a un valor de  $S_w$  muy cercano a aquél en que la presión capilar es cero, Fig. II.4.

Las curvas del bloque 1 en los diferentes apilamientos tienen un comportamiento independiente de los demás bloques, por lo que en general se puede decir que con el número de curvas representativas del sistema mojado por aceite, se puede tener caracterizado el sistema de mojabilidad mixta. En este trabajo se recomienda que para el sistema mojado por agua al menos sean 2 bloques en el apilamiento (dos pseudocurvas) y tres bloques para el sistema mojado por aceite.

Al analizar la primera parte del comportamiento de las curvas también se observa en este caso que a saturaciones de agua medias en los bloques menores de 35% las curvas se separan unas de otras, como se mencionó para el sistema mojado por agua; al analizar el período en que esto ocurre se observó que los gastos laterales son mayores que los de la cima y la base, lo que hace suponer que en esta parte, las funciones de transferencia dependen principalmente de la cantidad de aceite que se transfiere entre la matriz y la fractura lateralmente.

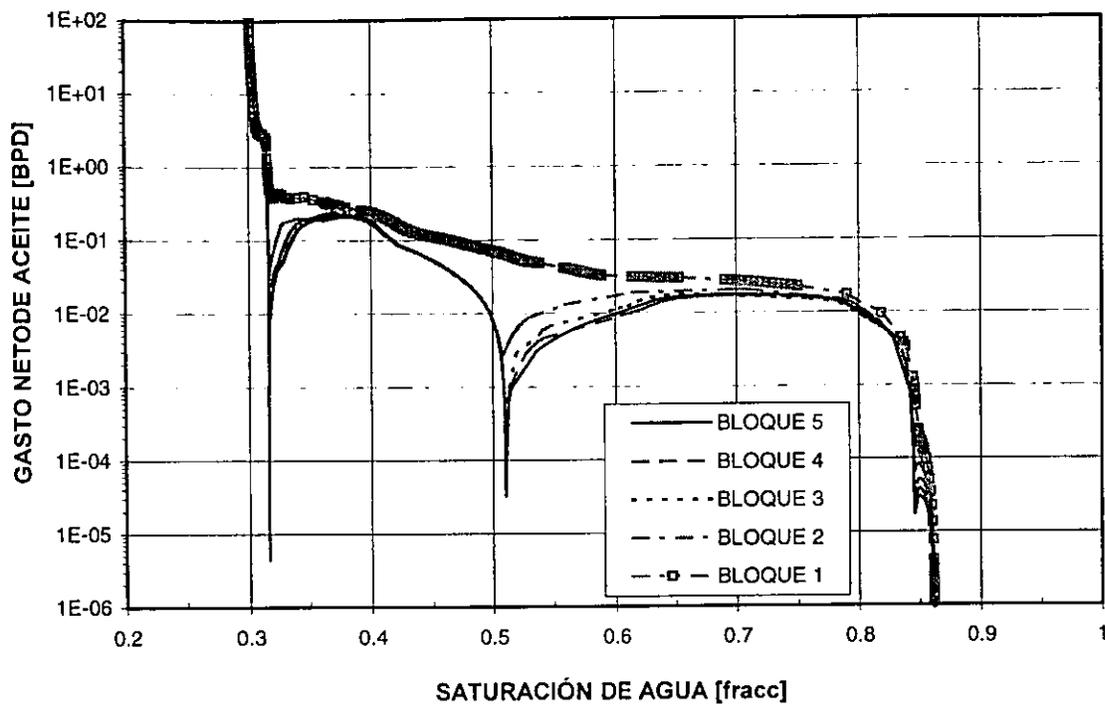


Fig. V.91 Funciones de transferencia para un apilamiento de 5 bloques.

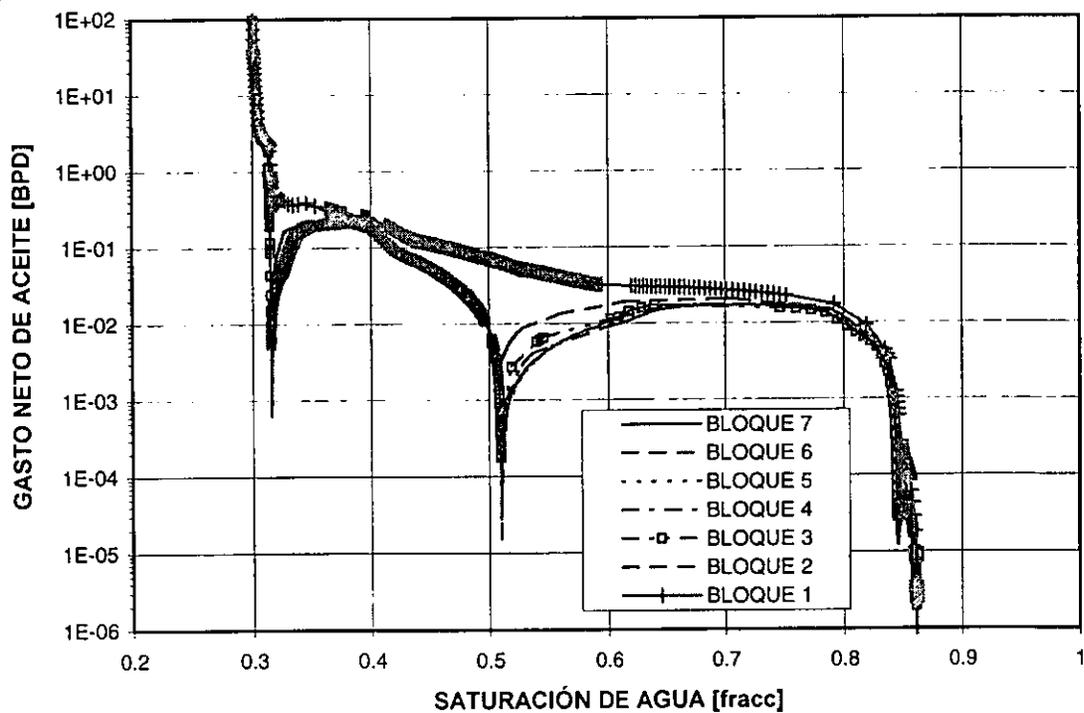
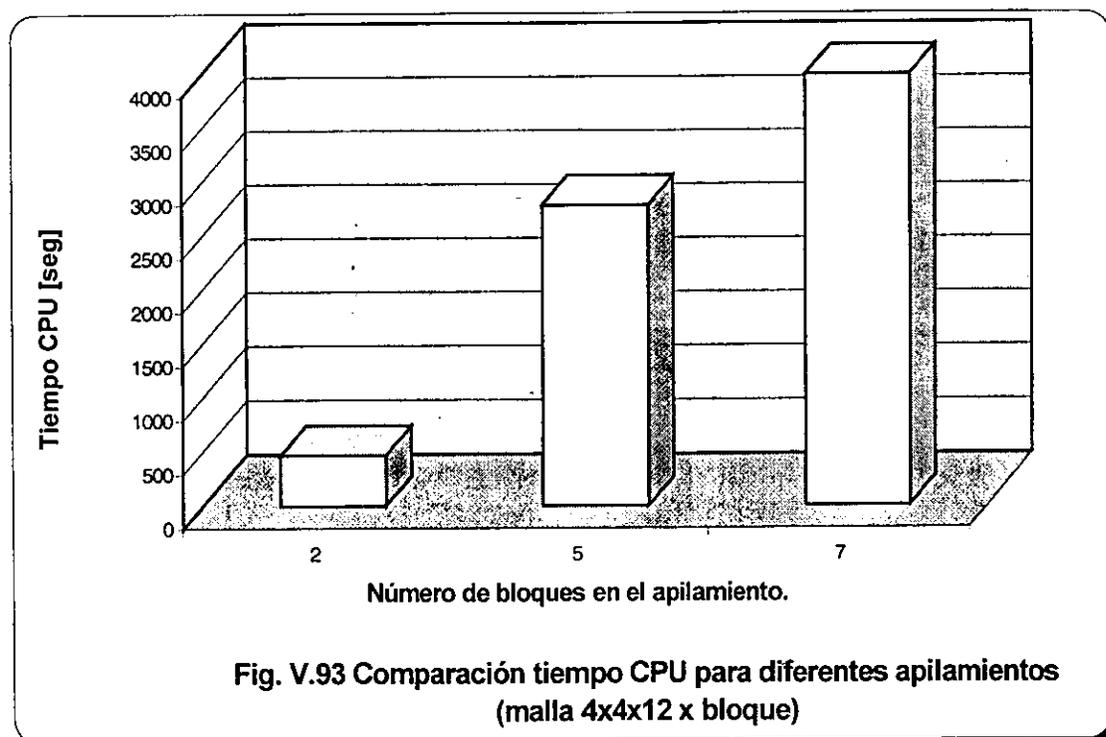


Fig. V.92. Funciones de transferencia para un apilamiento de 7 bloques.

Por otra parte, los comportamientos individuales de los bloques 1 y 2 de cada uno de los apilamientos se superpusieron, Figs. V.94 y V.95. Como se observa en estas figuras, las funciones de transferencia para bloques equivalentes son las mismas, independientemente del número de bloques en el apilamiento. Esta conclusión fue presentada por Vicencio<sup>7</sup> y la correlación se muestra en la Fig. V.3.

El comportamiento de la saturación de agua y presión medias y gastos de aceite y agua totales del sistema para los 3 apilamientos se muestra en la Fig. V.96. Se observa que el sistema es ligeramente represionado, pero esto no afecta significativamente las funciones de transferencia, ni la recuperación final de aceite, Fig. V.97. La saturación de agua media se incrementa en un menor tiempo cuando se tiene un menor número de bloques. En todos los casos la presión en la cima al inicio del experimento es de 2000 psi.

Los tiempos CPU se fueron incrementando conforme se incrementó el número de bloques en el apilamiento, esto es debido al mayor número de celdas consideradas en el experimento, como se ve en la Fig. V.93.



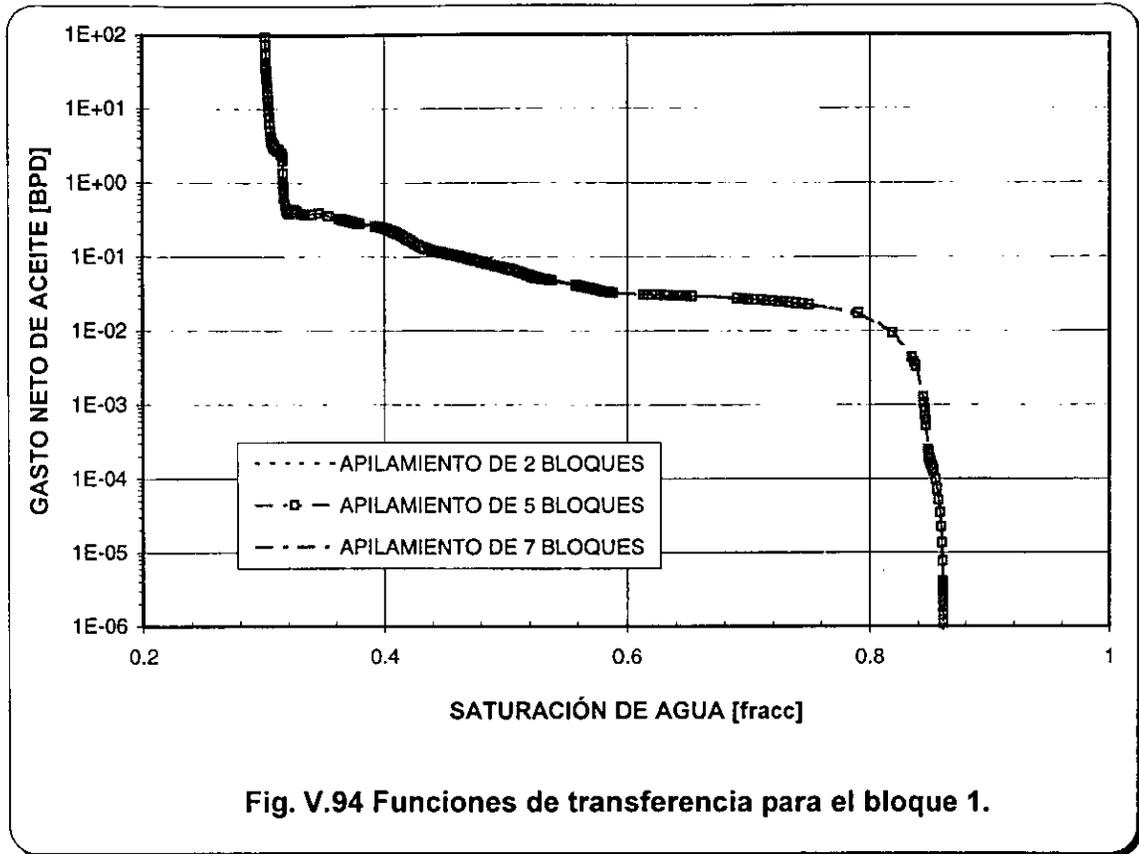


Fig. V.94 Funciones de transferencia para el bloque 1.

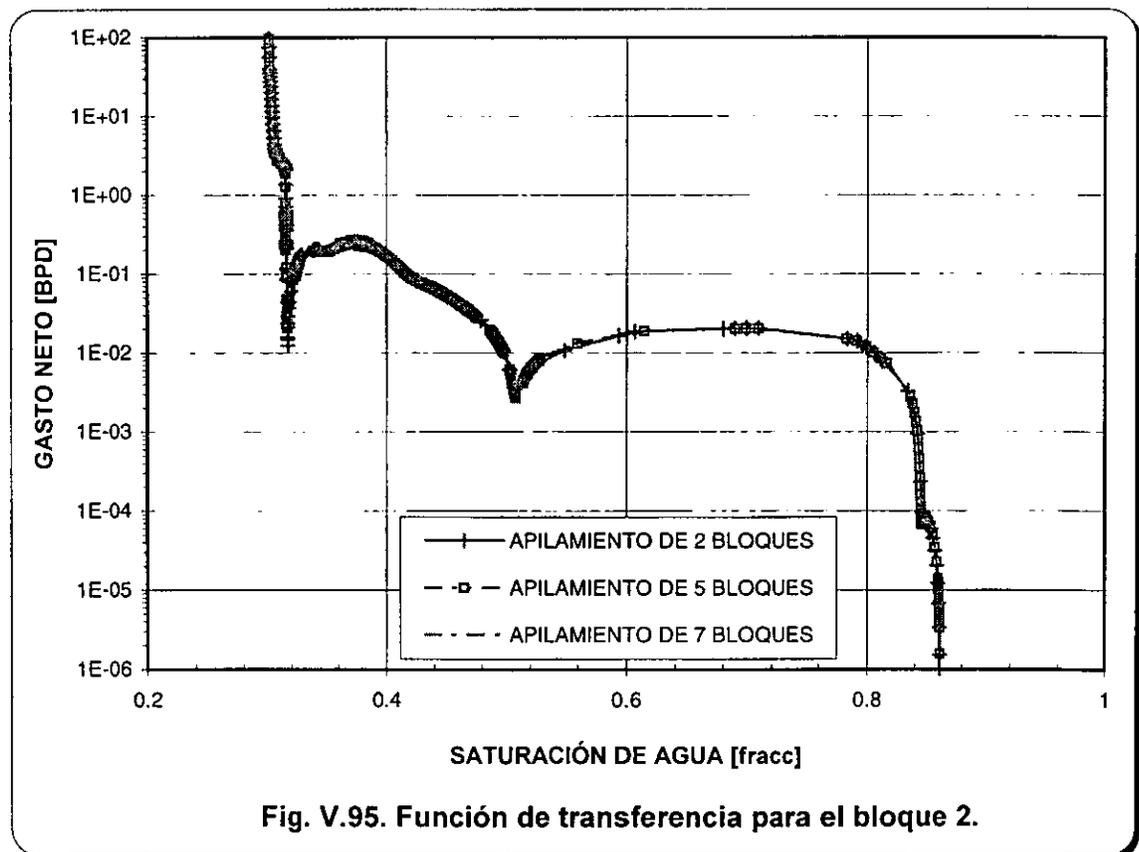


Fig. V.95. Función de transferencia para el bloque 2.

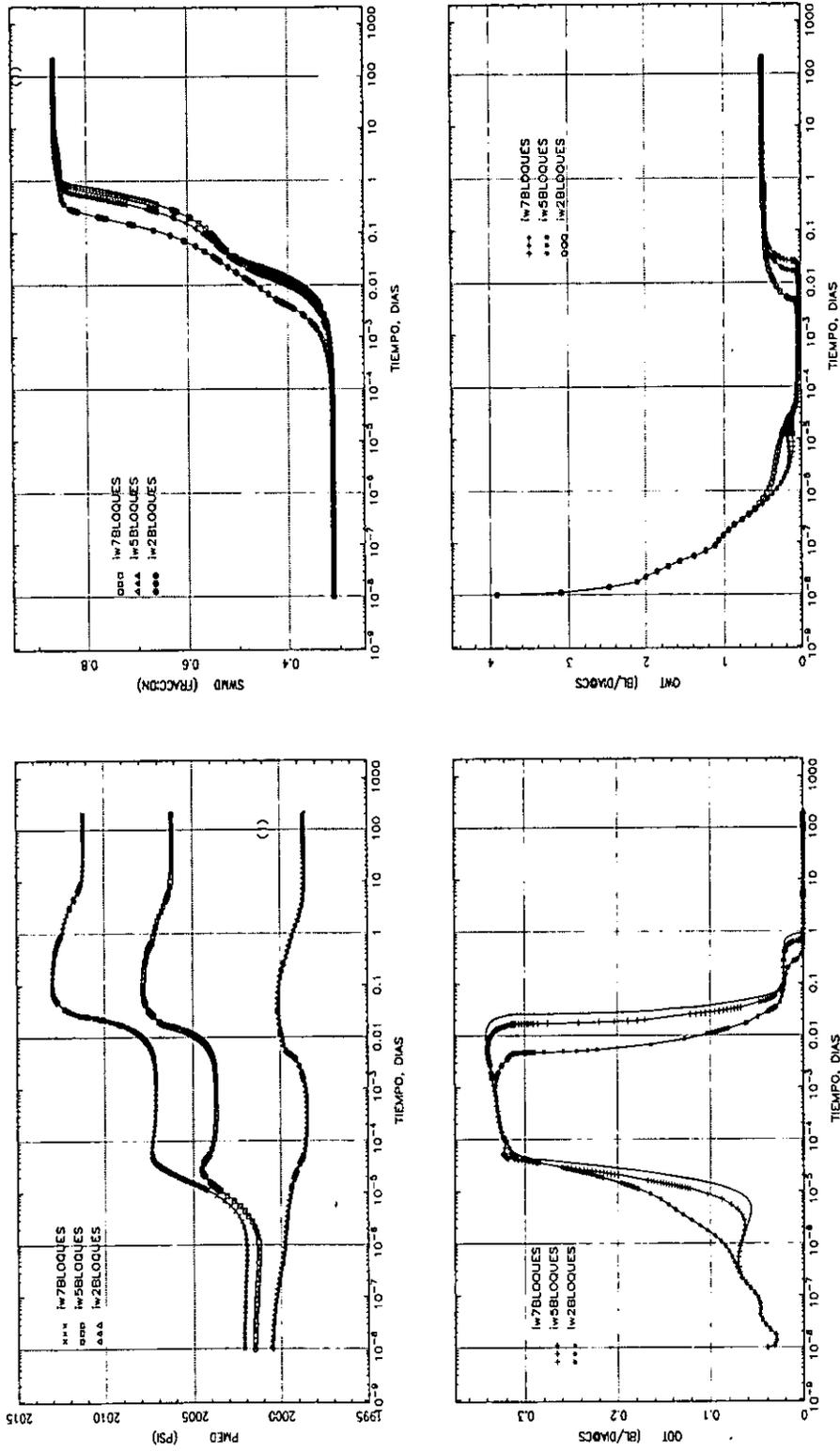


Fig. V.96 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, variando el número de bloques para el caso de roca con mojabilidad mixta y fracturas saturadas inicialmente con agua.

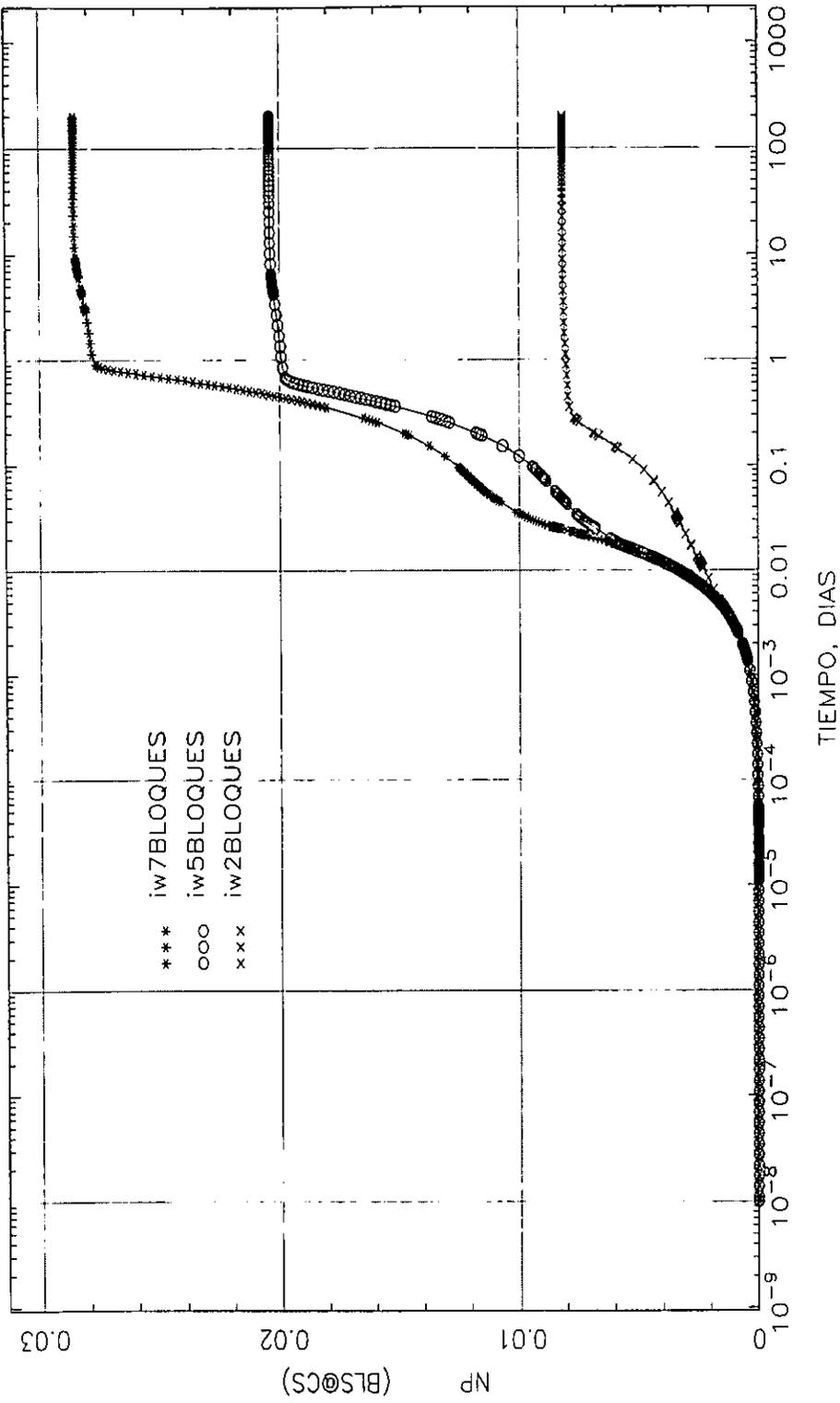


Fig. V.97 Comportamiento de la recuperación de aceite variando el número de bloques en el apilamiento, sistema con mojabilidad mixta y fracturas saturadas inicialmente con agua.

### V.3.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA PRESIÓN CAPILAR.

Para analizar el efecto de la presión capilar sobre el comportamiento de la transferencia de fluidos matriz-fracturas en sistemas de mojabilidad mixta, se utilizó un apilamiento de 5 bloques. Los valores de presión capilar del caso base, Fig. II.4, se modificaron empleando factores de 0.5, 0.1 y 0.0 (sin presión capilar), mientras que el resto de características permanecieron sin cambio.

En las Figuras V.98 a V.101 se muestran las funciones de transferencia que se obtienen en estos casos, incluyendo el caso base, se observa que las curvas tienden a agruparse esencialmente en dos al inicio del experimento y en tres a una saturación de agua mayor de 0.51, mostrando el comportamiento mixto mencionado anteriormente. Nótese que a valores de presión capilar bajos las curvas se desagregan para cualquier valor de saturación cuando el sistema se comporta como mojable por agua y los gastos de aceite son menores. Cabe hacer mención que al final del experimento las curvas tienden a agruparse aunque no de una manera clara, como el comportamiento mostrado por el sistema mojado por aceite.

La saturación de agua y presión medias y gastos de aceite y agua totales del sistema se muestran en la Fig. V.102, donde se observa que el aumento de saturación de agua en el bloque se retrasa por un corto período, a valores de presión capilar bajos, para después tener el mismo valor final. La presión media en el bloque muestra un incremento casi inmediato cuando la presión capilar es cero, y se observa que la presión se mantiene constante por mayor tiempo cuando la presión capilar existe. Al finalizar el experimento, después de 0.02 días, se nota claramente el comportamiento de un sistema mojado por aceite

Los gastos de aceite son altos al inicio del experimento debido a los efectos de imbibición, mostrándose mucho menor cuando la presión capilar es cero.

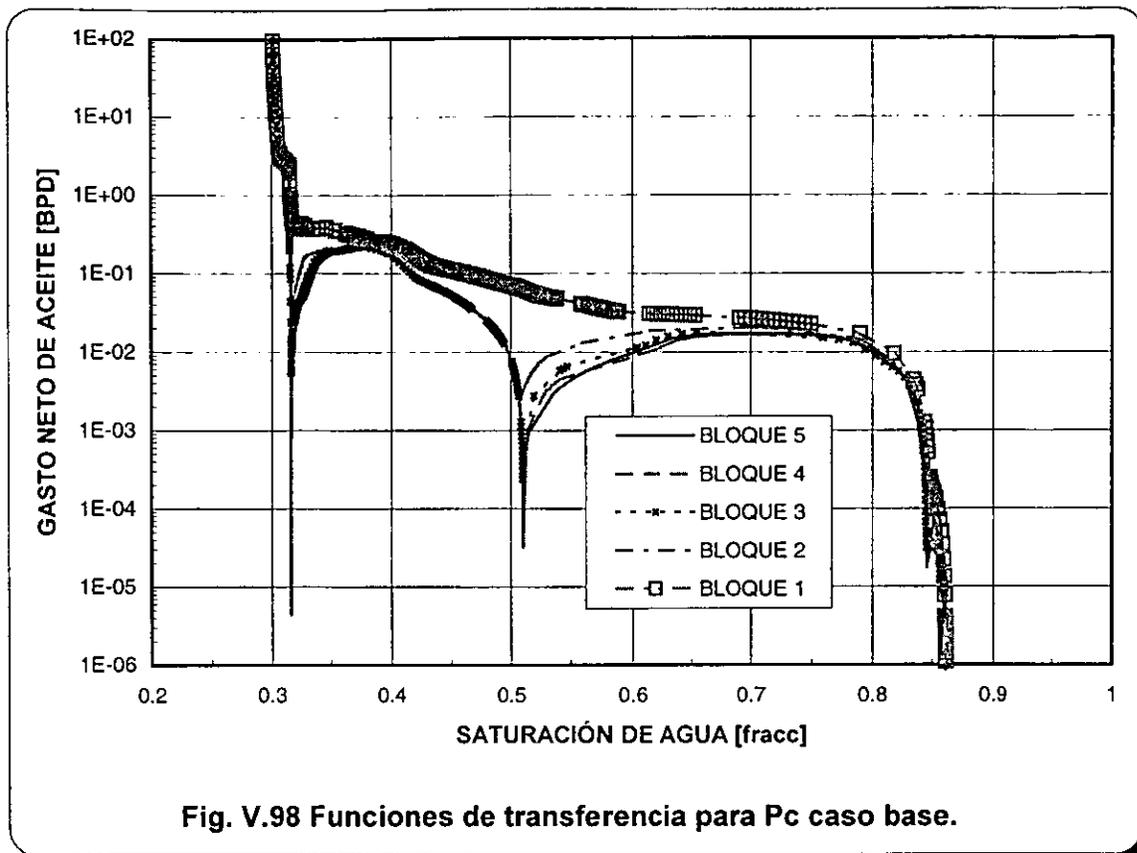


Fig. V.98 Funciones de transferencia para Pc caso base.

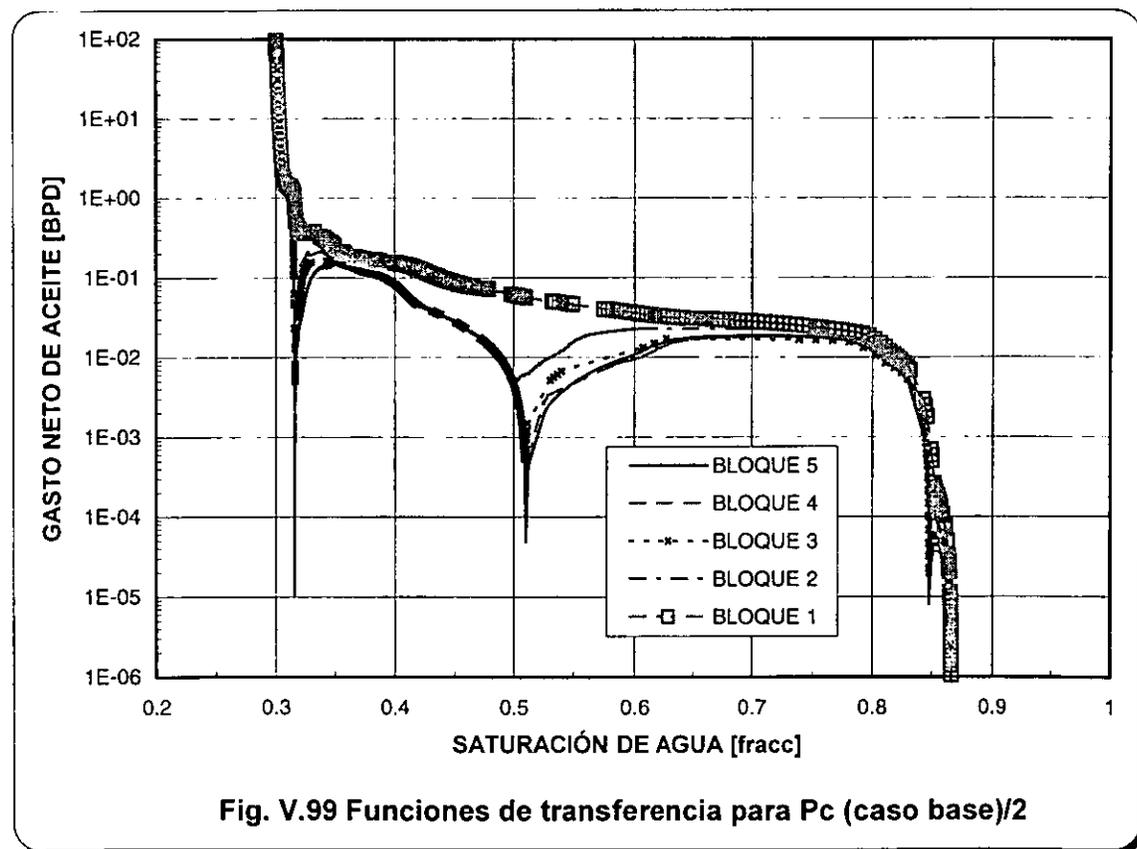
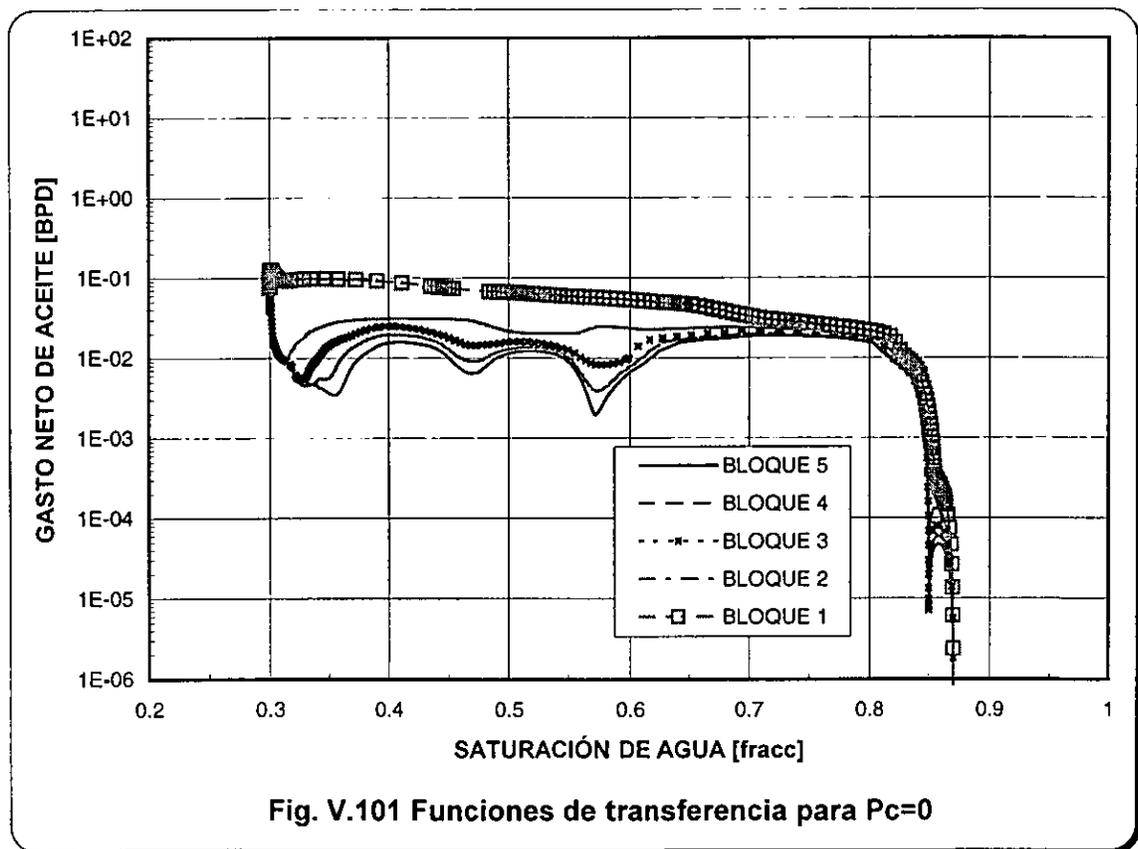
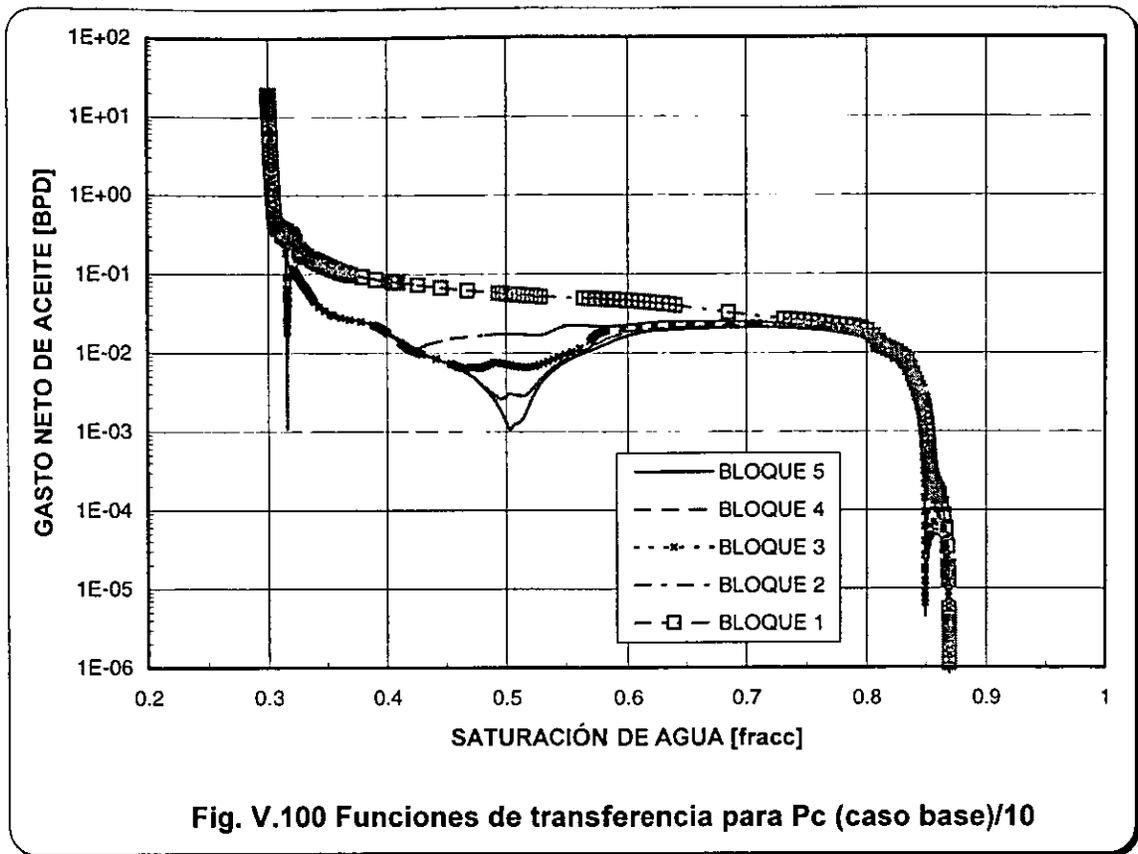


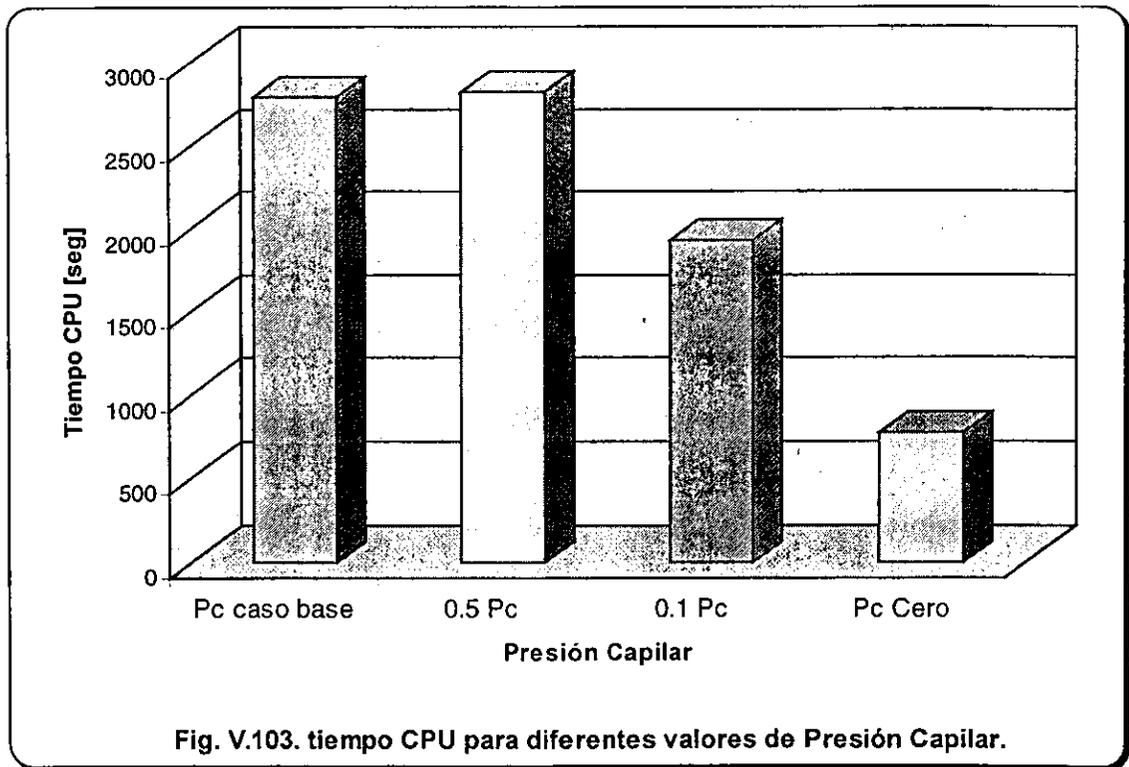
Fig. V.99 Funciones de transferencia para Pc (caso base)/2



La gráfica semilog de la recuperación de aceite, Fig. V.104, muestra que a valores de presión capilar altos la recuperación es más rápida, durante el período de  $1 \times 10^{-3}$  y 0.2 días, siendo esto un reflejo de los gastos de aceite totales, Fig. V.98, y después es prácticamente la misma para todos los casos, como un sistema mojado por aceite; para éste segundo período los gastos de aceite y agua totales son muy similares.

Así mismo, la Fig. V.105, muestra la recuperación de aceite en una gráfica doble logarítmica donde se aprecia un comportamiento lineal cuando las fuerzas capilares tienen un mayor impacto<sup>10</sup> (aproximadamente entre  $8 \times 10^{-5}$  y 0.02 días), no siendo muy clara ésta linealidad a presiones capilares bajas, posiblemente cuando el efecto gravitacional es preponderante.

El tiempo CPU es mayor para cuando se tienen valores de presión capilar altos, como se muestra en la Fig. V.103.



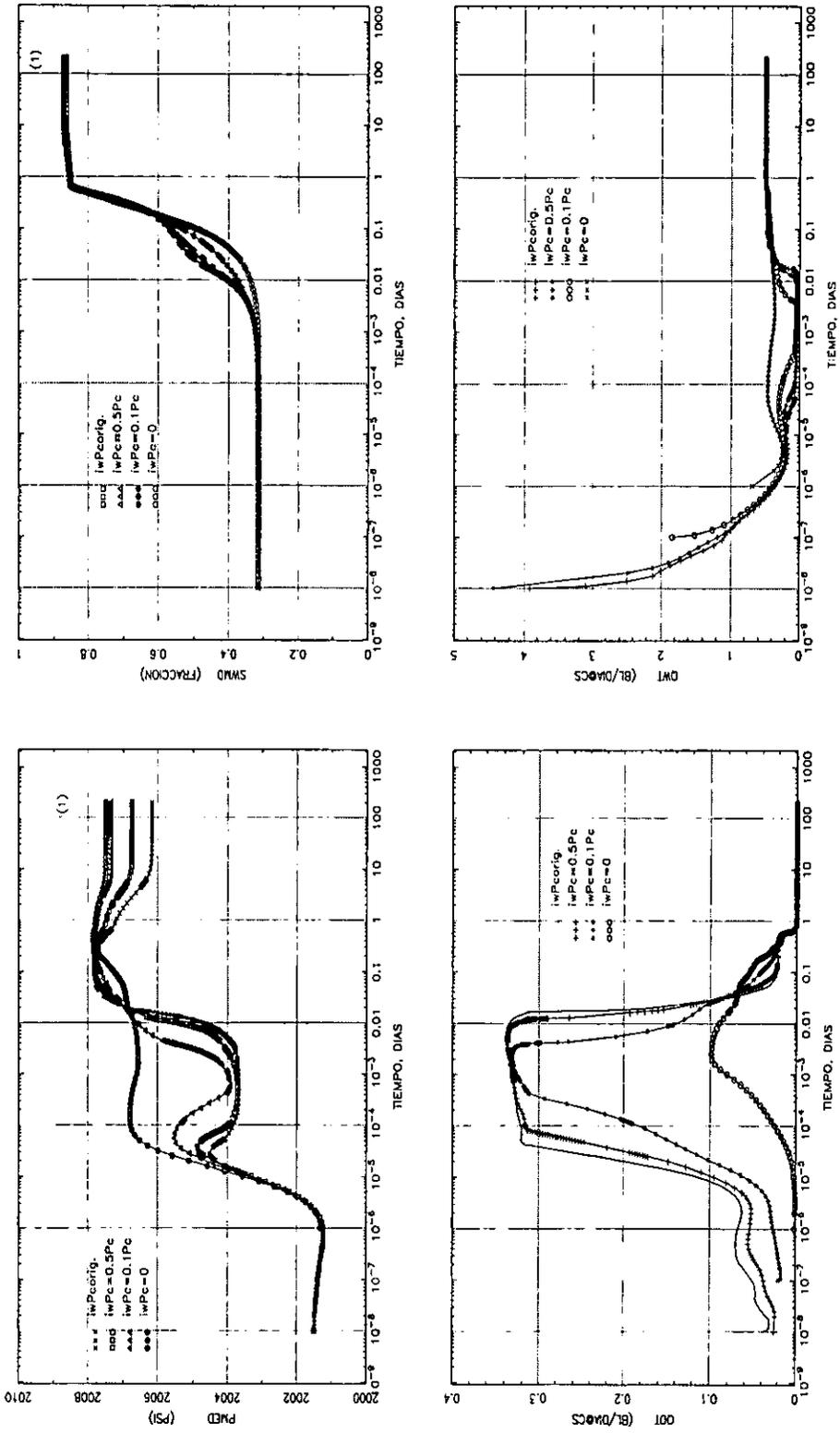


Fig. V.102 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, variando la presión capilar para el caso de roca con mojabilidad mixta y fracturas saturadas inicialmente con agua.

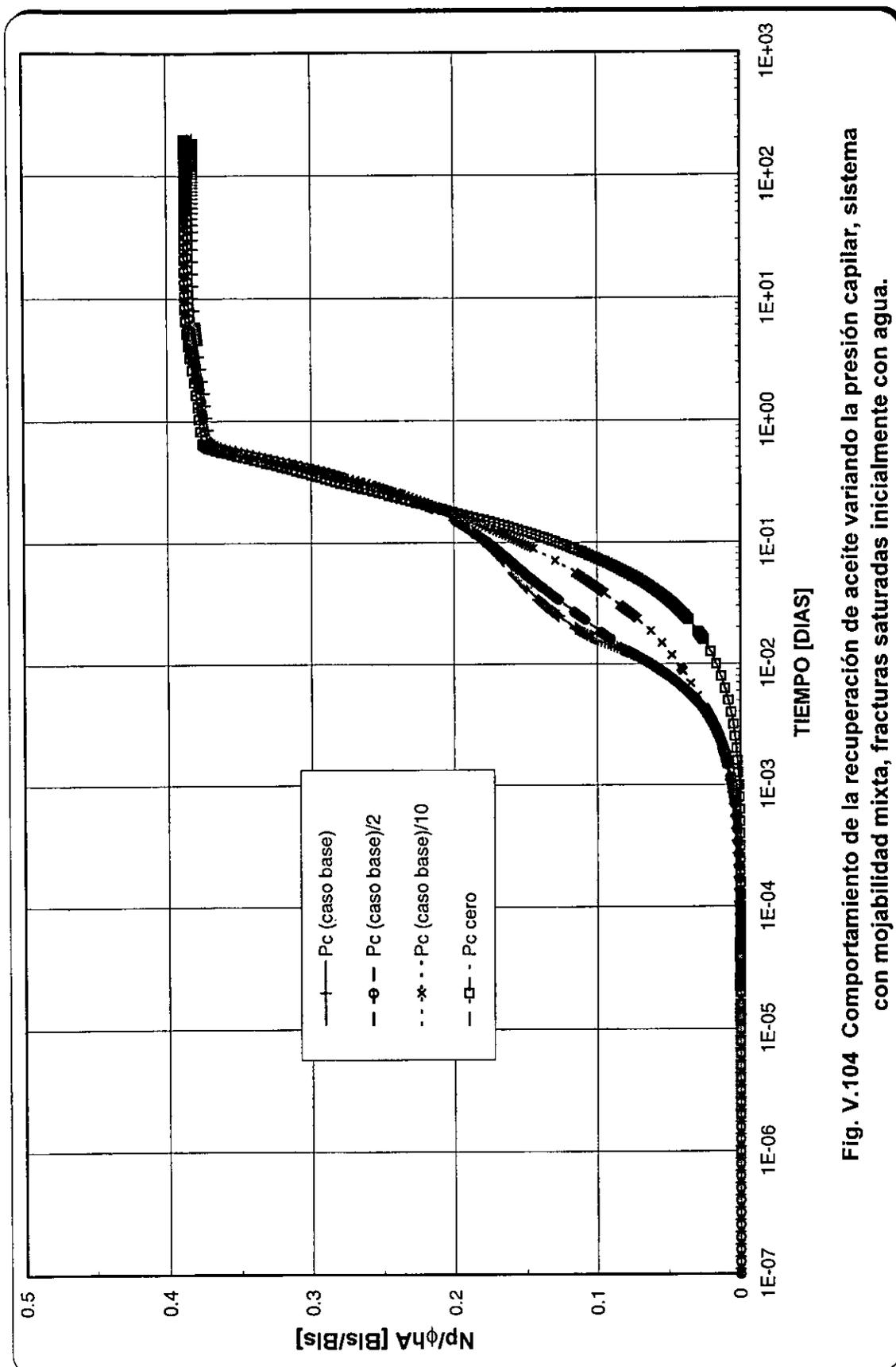


Fig. V.104 Comportamiento de la recuperación de aceite variando la presión capilar, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con agua.

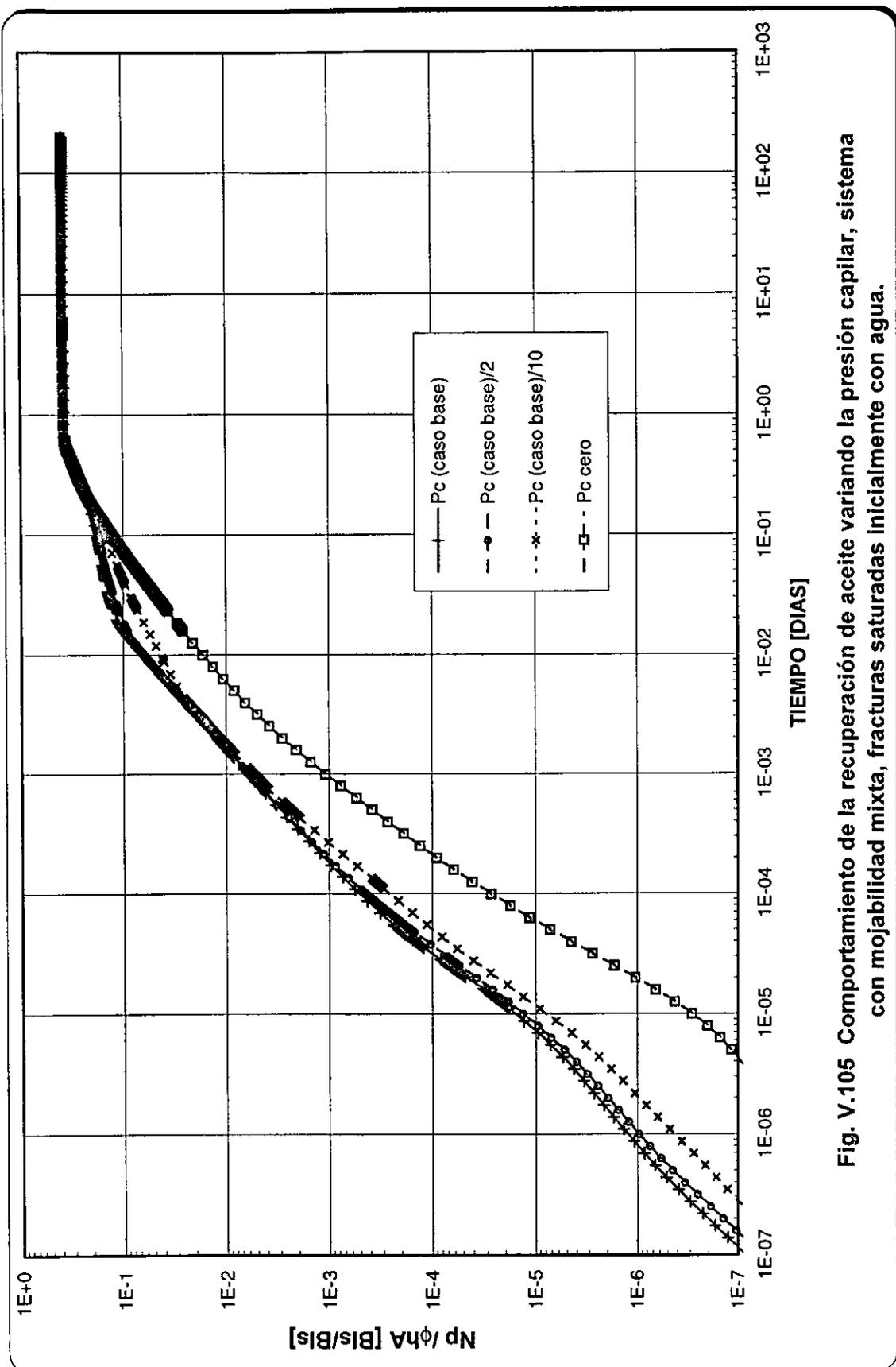
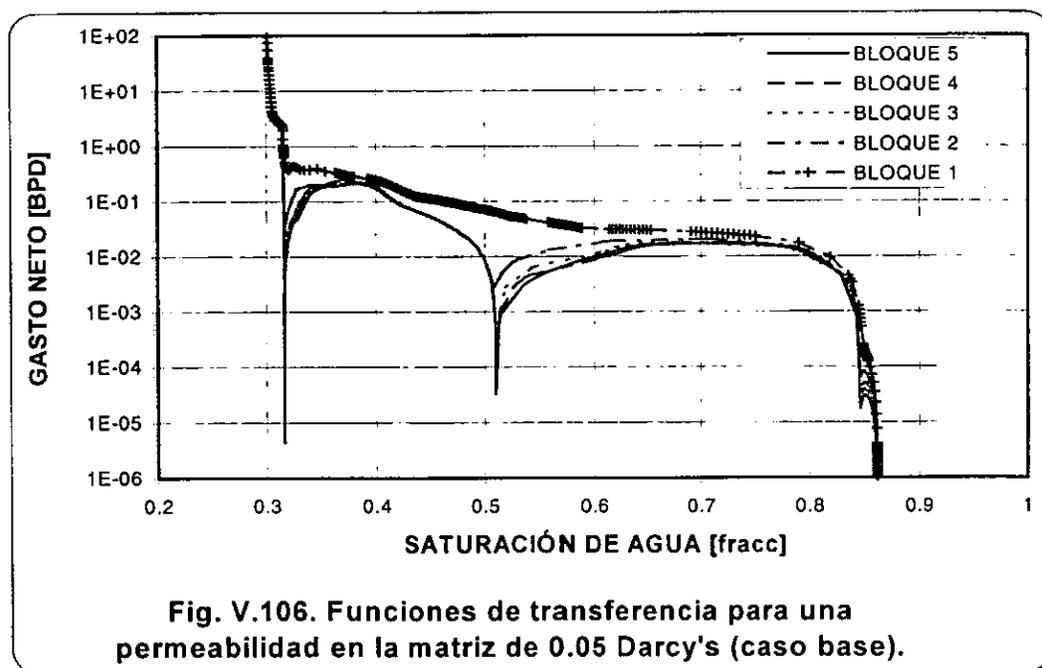


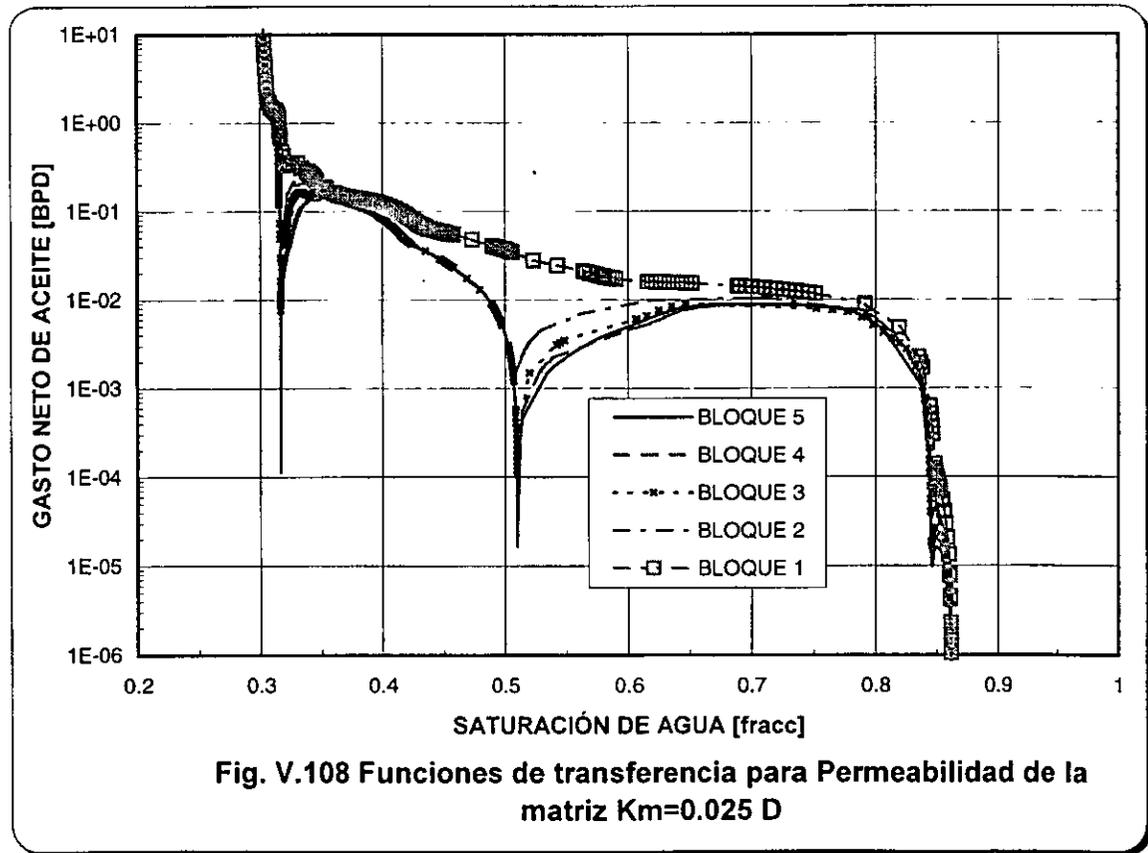
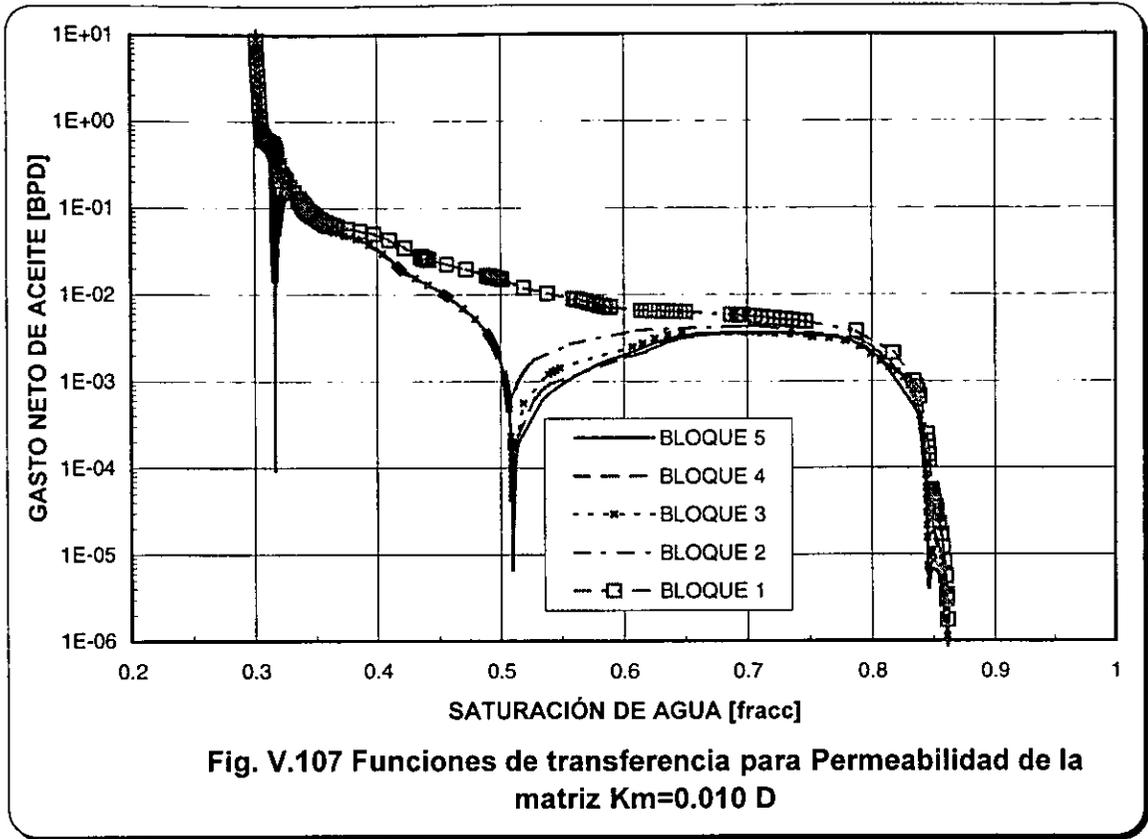
Fig. V.105 Comportamiento de la recuperación de aceite variando la presión capilar, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con agua.

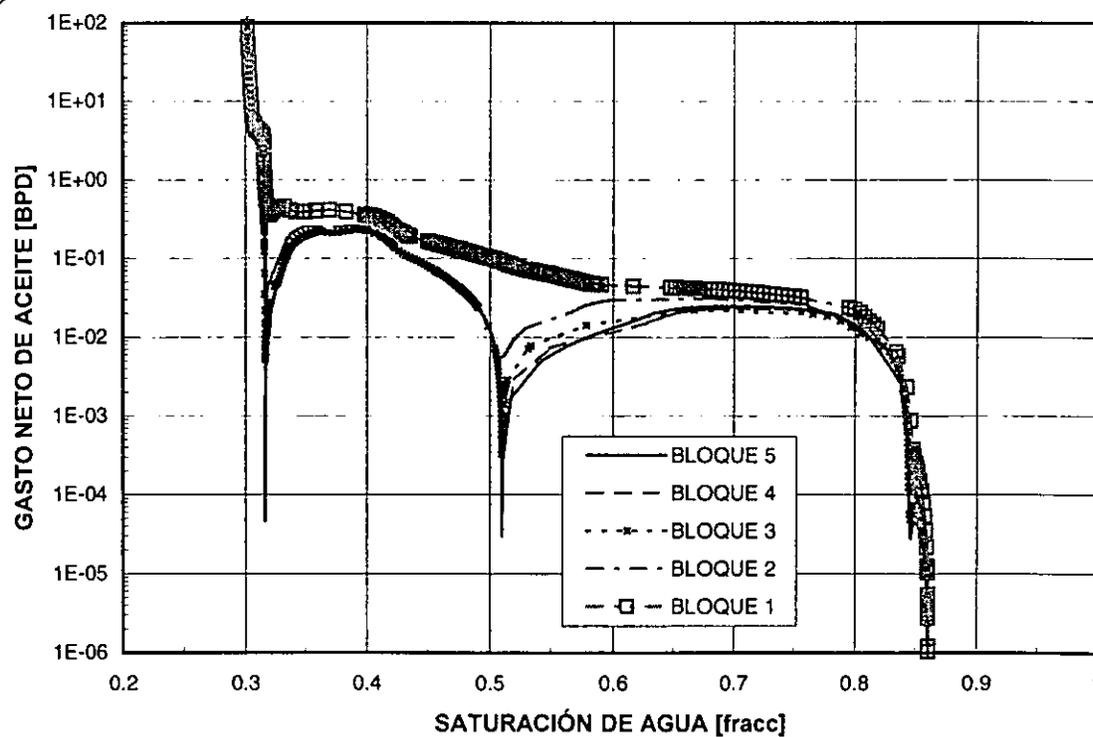
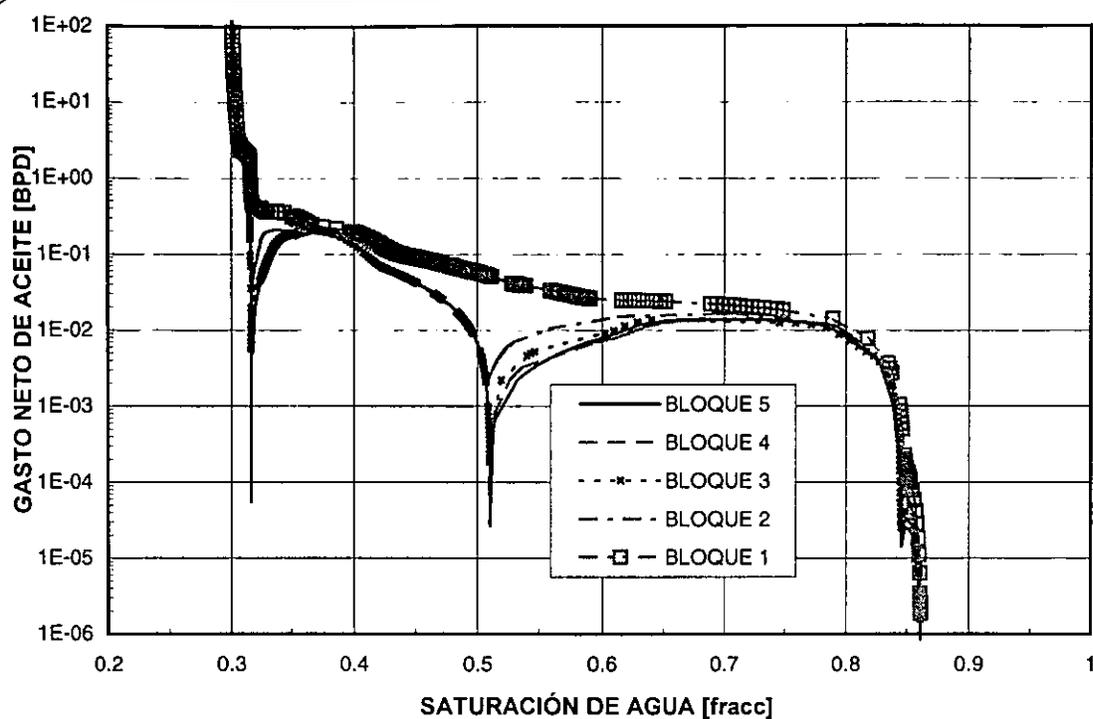
### V.3.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA PERMEABILIDAD DE LA MATRIZ.

Este análisis se realizó con un apilamiento de 5 bloques variando únicamente la permeabilidad de la matriz con valores de 0.075, 0.040, 0.025 y 0.010 Darcy's.

La Figura V.106 muestra el comportamiento de las funciones de transferencia para el caso base (0.050 Darcy's) y en las Figuras V.107 a V.110 se ilustra el comportamiento de las funciones de transferencia correspondientes a los diferentes valores de permeabilidad. Se observa que a valores menores de permeabilidad, el período en que los efectos de los gastos laterales de aceite son apreciables y/o en que se alcanza el flujo pseudoestacionario, disminuye. El efecto combinado de los sistemas mojado por agua y por aceite vuelve a ser evidente, conservando las características descritas anteriormente para cada uno de estos sistemas.

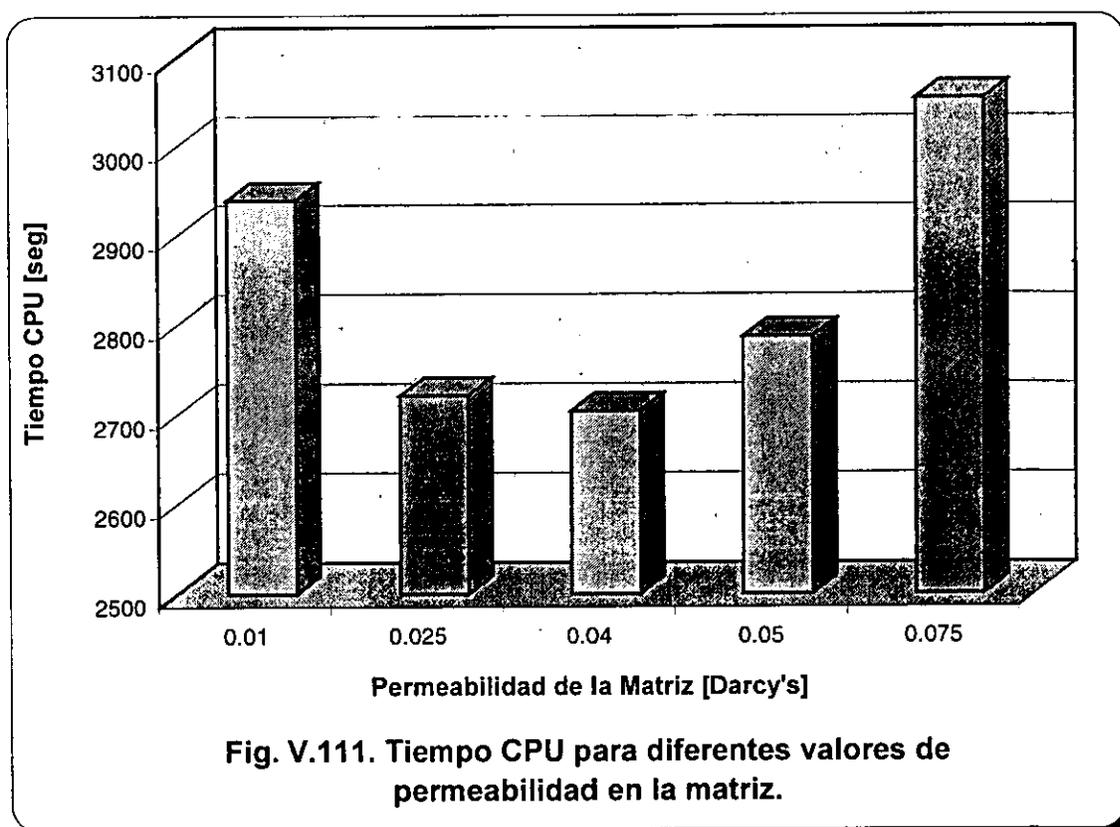


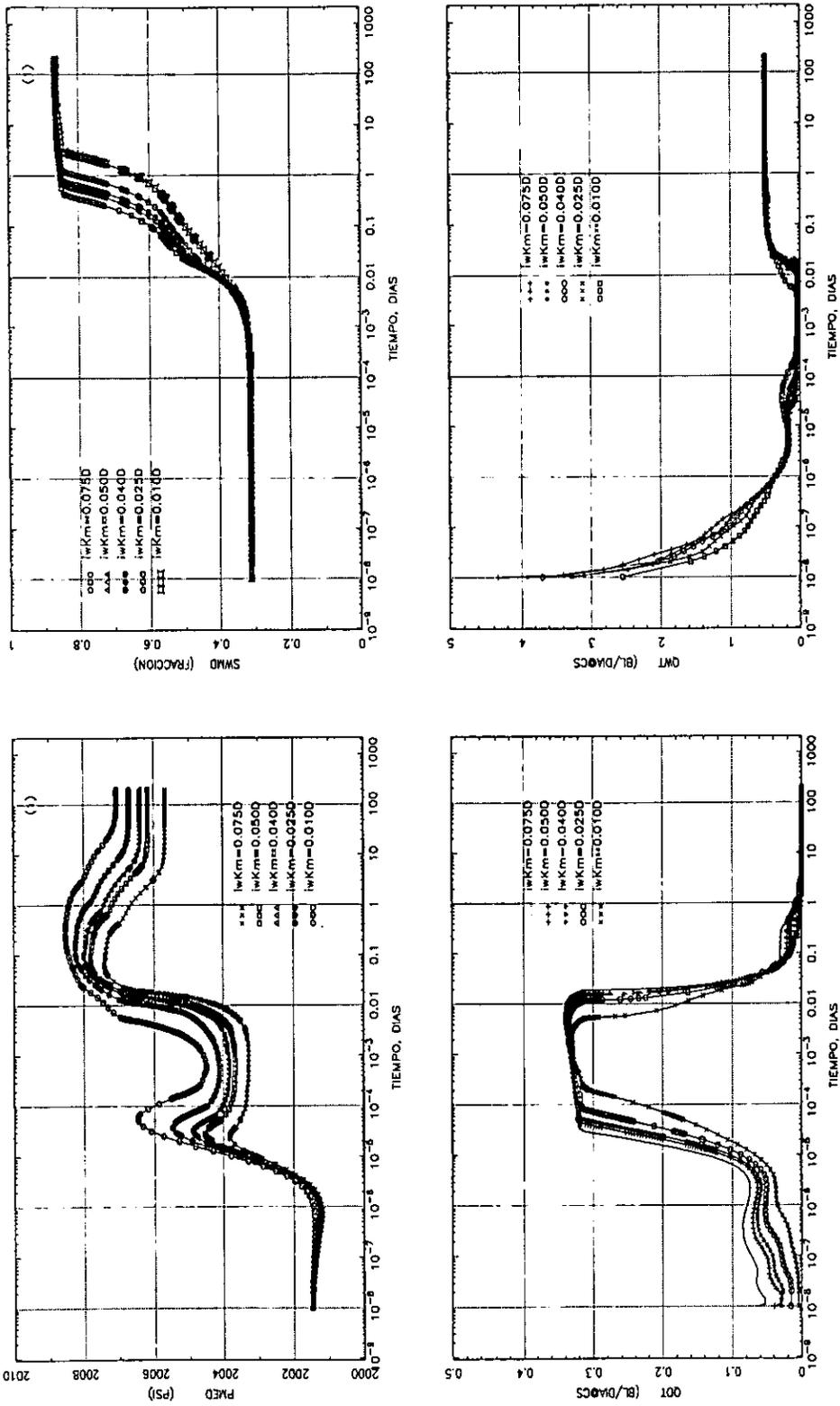




El comportamiento de la saturación de agua y presión medias y gastos de aceite y agua totales para los 5 experimentos se muestra en la Fig. V.112, donde se destaca que con valores de permeabilidad menores el sistema es ligeramente represionado al momento de ser desplazado el aceite contenido en el bloque. Los gastos de aceite son ligeramente menores para valores de permeabilidad pequeños en un tiempo dado ( $1 \times 10^{-3}$  a 1 días), lo que origina que la saturación de agua media en el apilamiento sea menor en ese tiempo, y esto se ve reflejado también como un retraso en la recuperación de aceite, Fig. V.113, aunque al final la recuperación de aceite es la misma en todos los casos. Este comportamiento también se observa en la Fig. V.114, y además la linealidad antes descrita, en el período comprendido entre  $5 \times 10^{-4}$  y  $2 \times 10^{-2}$  días.

No se tiene un comportamiento definido en el tiempo de cómputo requerido en cada uno de los casos, como se muestra en la siguiente figura:





**Fig. V.112** Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, variando la permeabilidad de la matriz, para el caso de roca con mojabilidad mixta y fracturas saturadas inicialmente con agua.

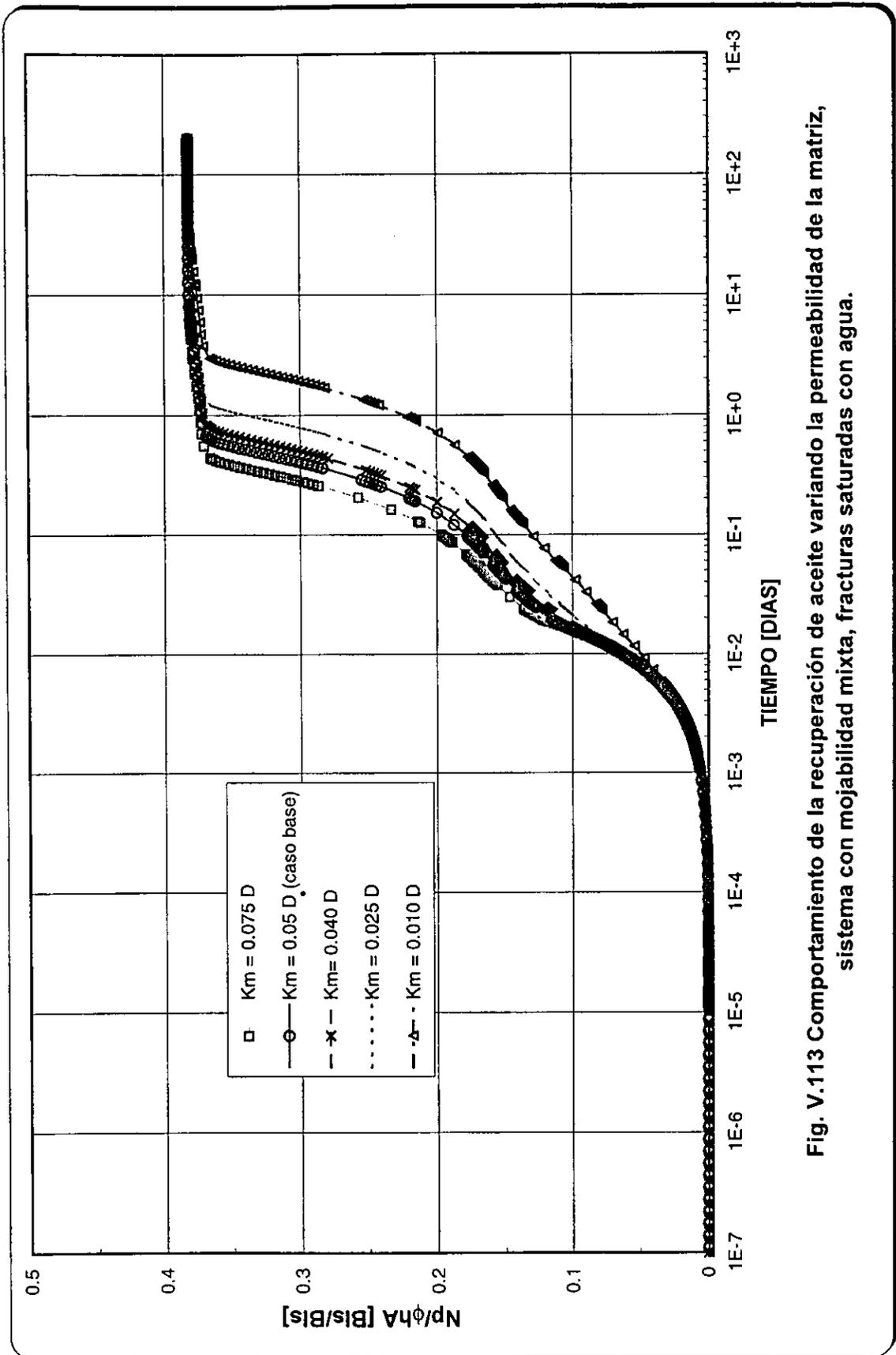


Fig. V.113 Comportamiento de la recuperación de aceite variando la permeabilidad de la matriz, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas con agua.

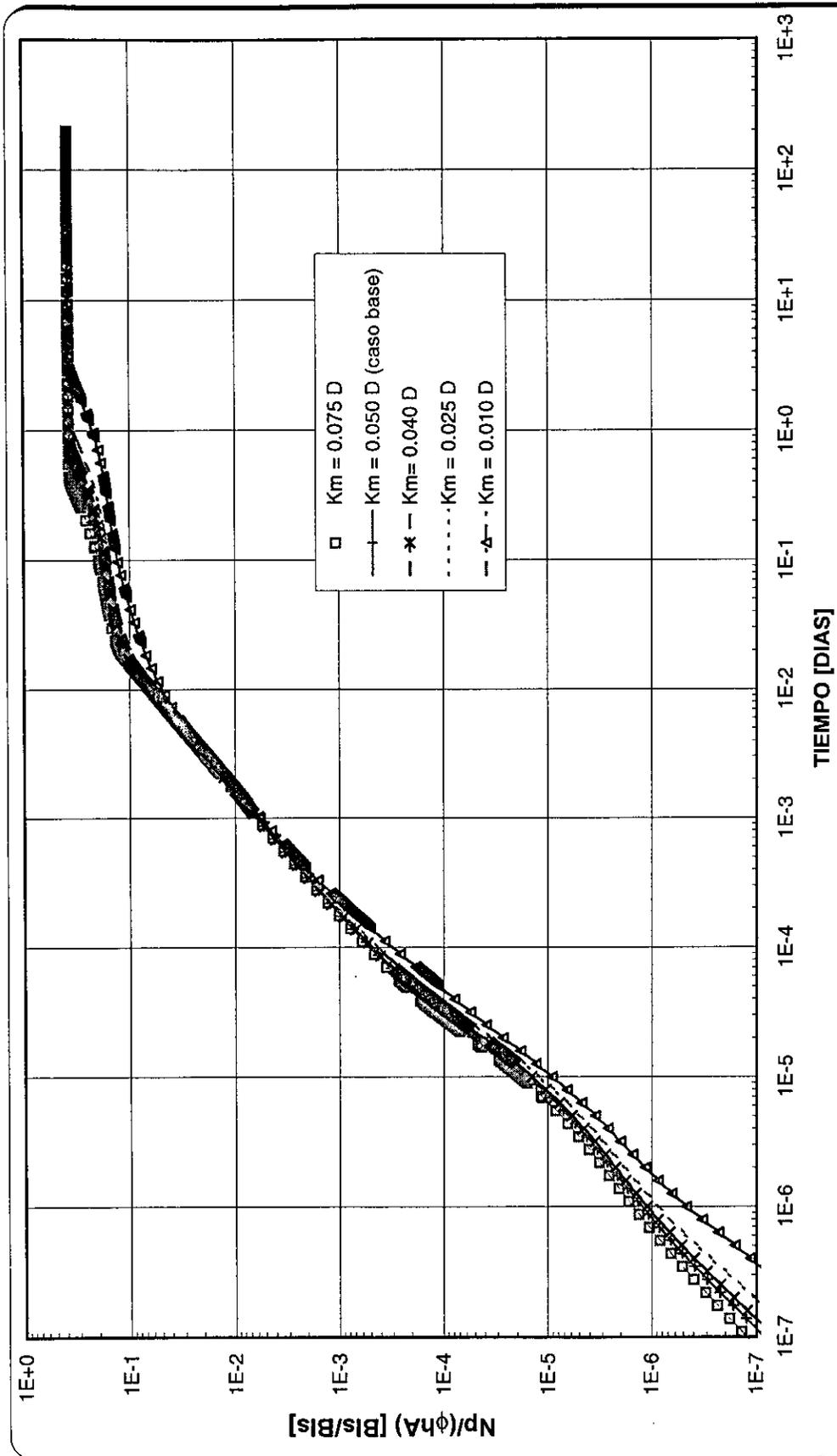
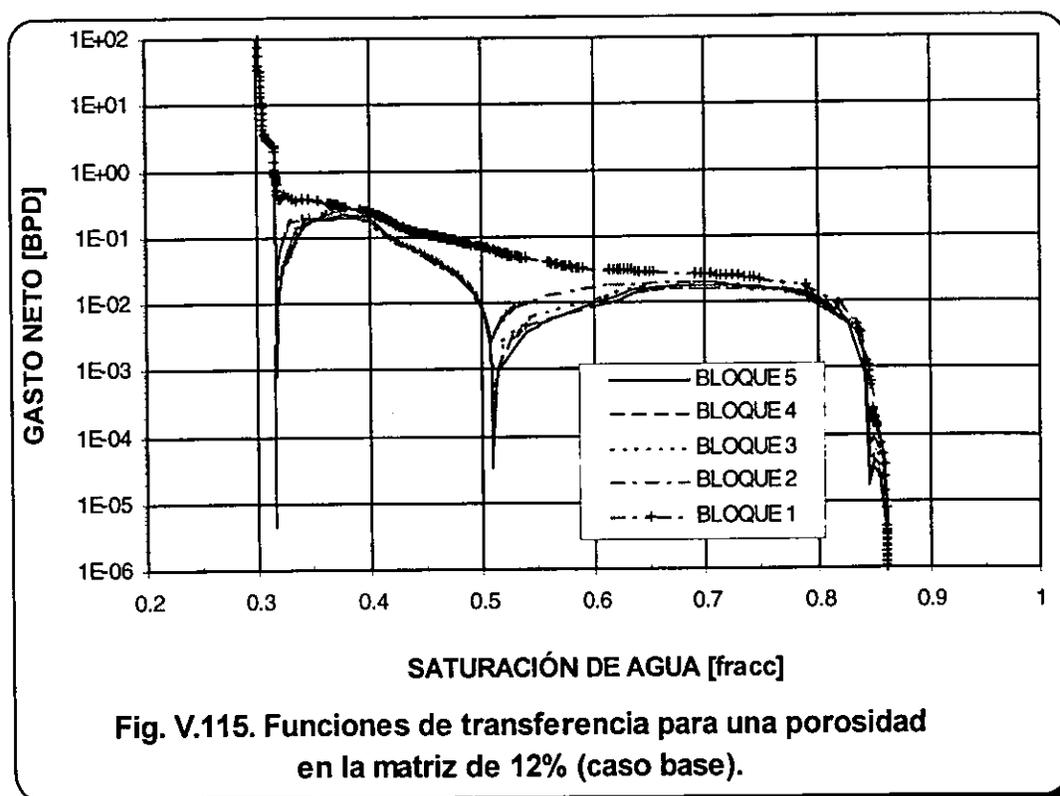


Fig. V.114. Comportamiento de la recuperación de aceite variando la permeabilidad de la matriz, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas con agua.

### V.3.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA POROSIDAD DE LA MATRIZ.

Se realizó el análisis de sensibilidad del sistema a la porosidad de la matriz variando el valor de ésta en un 20% arriba del valor del caso base (0.12 fracc.) y 20%, 40% y 60% aproximadamente debajo del valor del caso base, manteniendo los demás parámetros sin modificar. Los casos de porosidad estudiados, en fracción, son 0.15, 0.10, 0.08, y 0.06.

Como se observa en las figuras V.115 a V.119, los resultados no muestran una diferencia apreciable en las funciones de transferencia, dado que no dependen de porosidad (en el rango estudiado) ni tiempo.



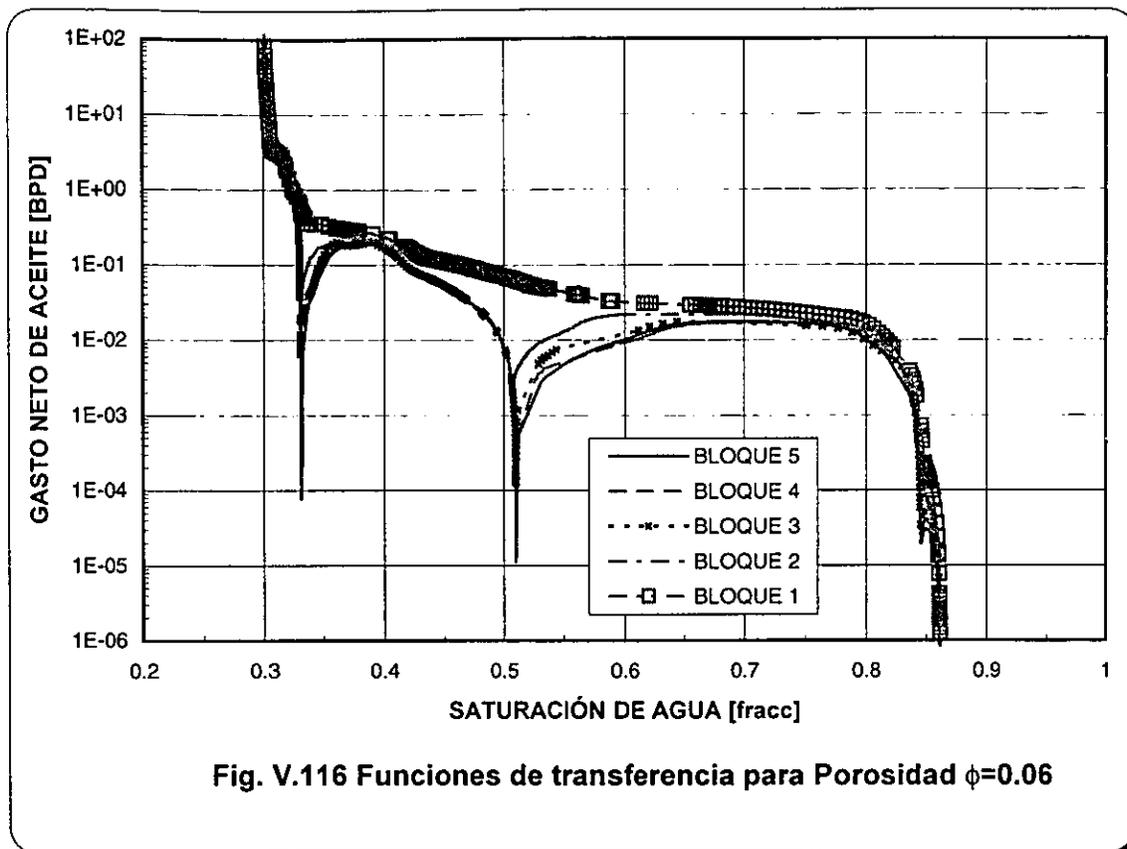


Fig. V.116 Funciones de transferencia para Porosidad  $\phi=0.06$

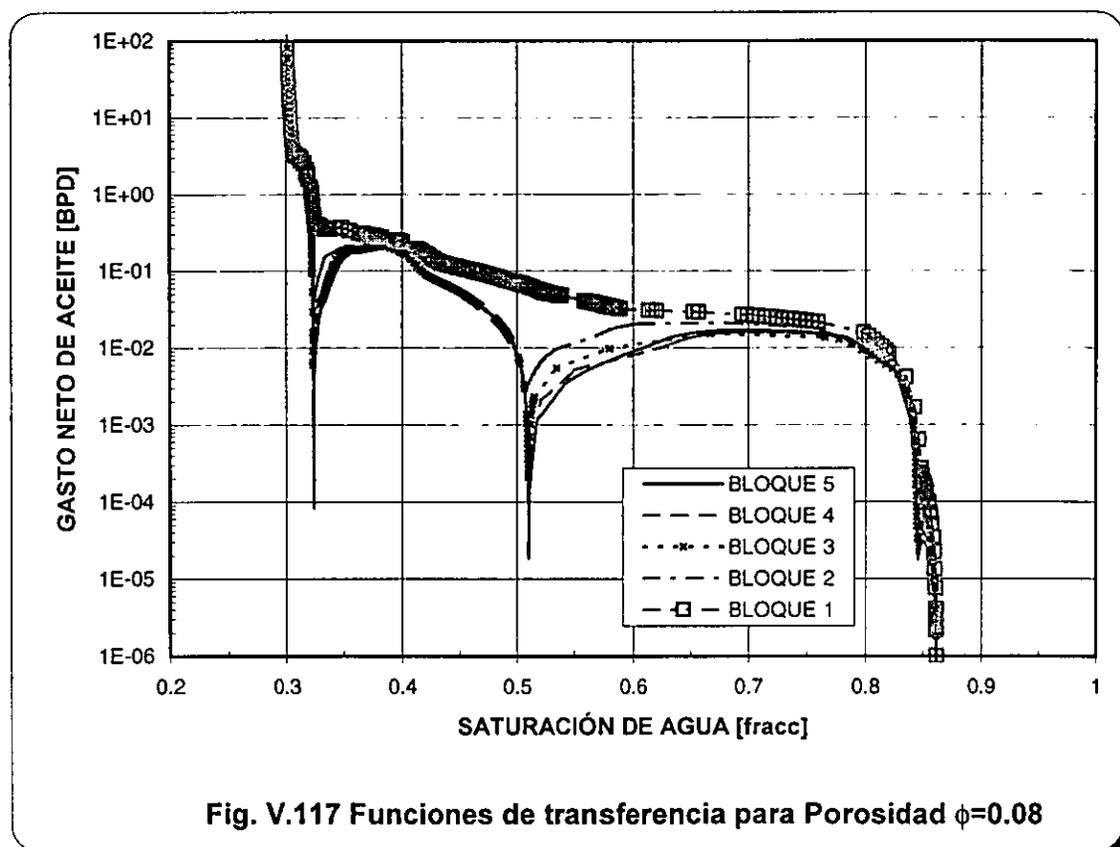
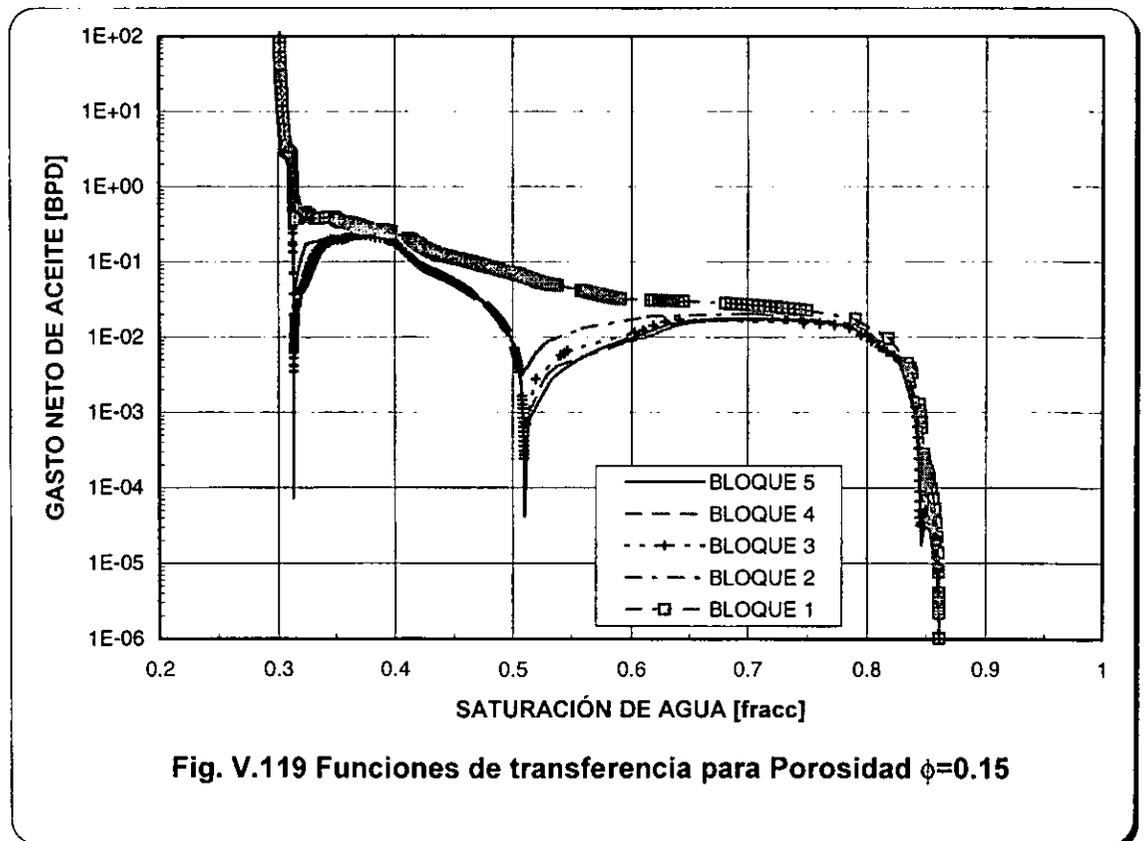
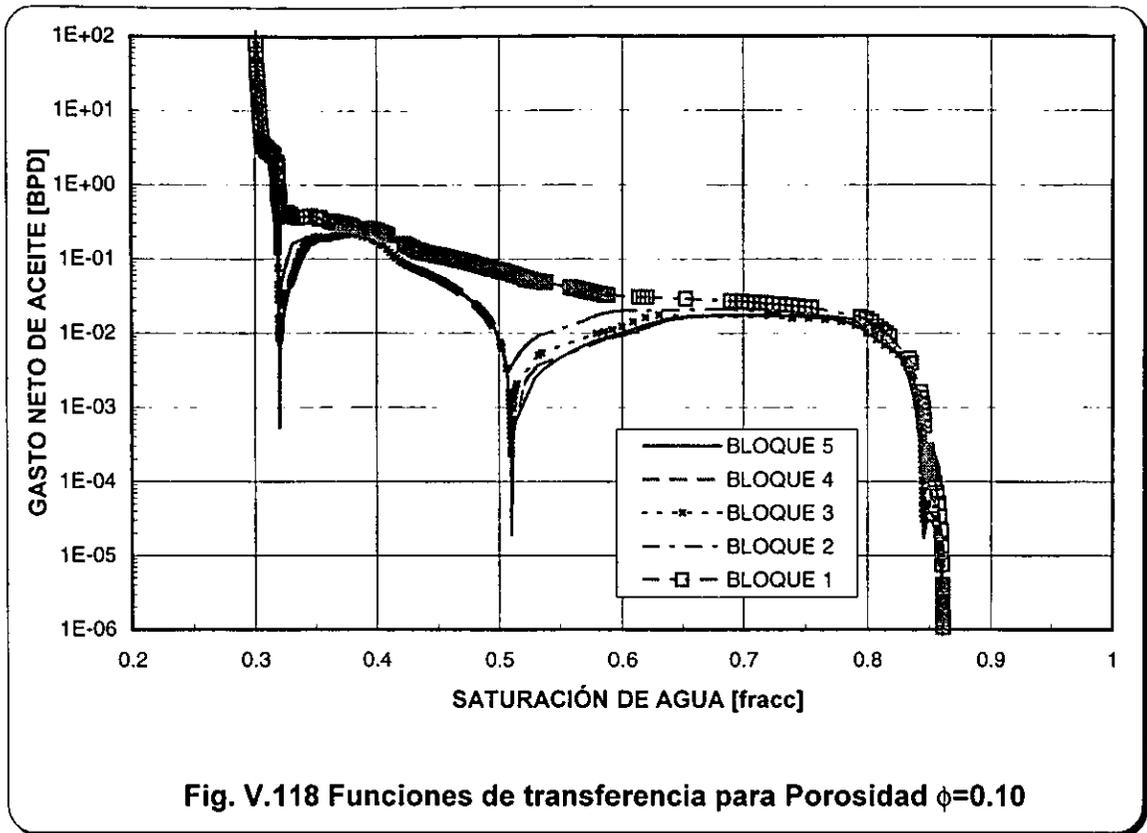
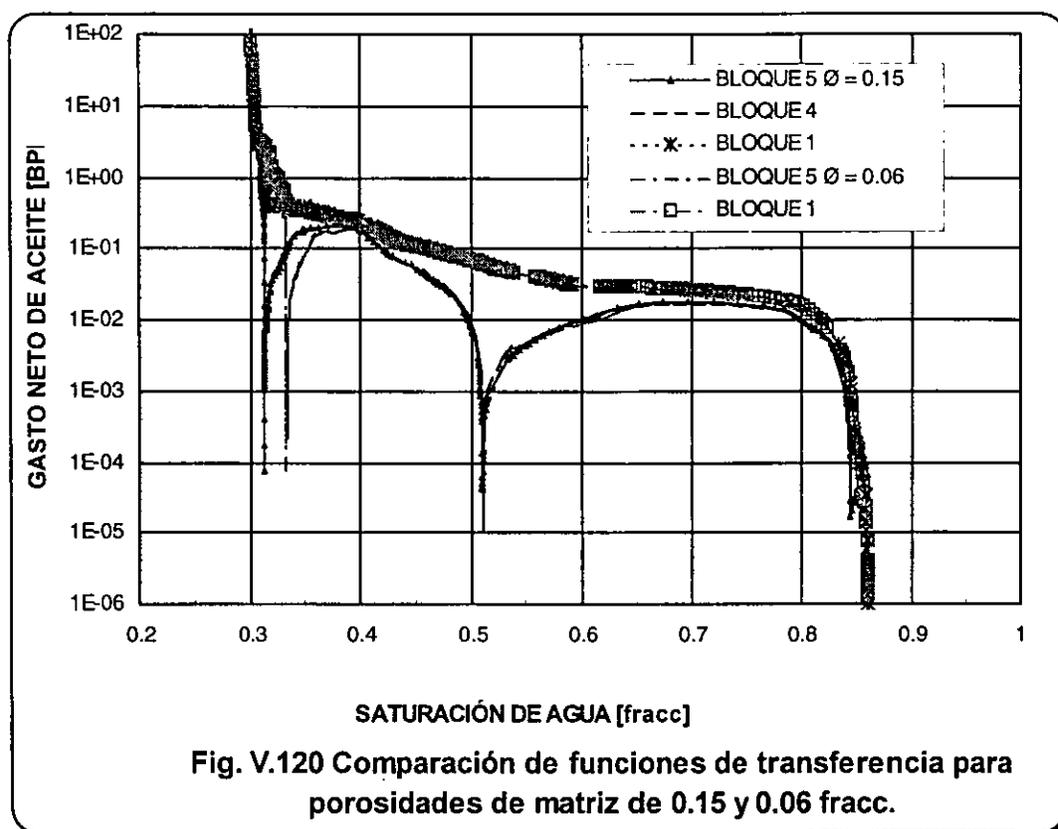


Fig. V.117 Funciones de transferencia para Porosidad  $\phi=0.08$



Debido a que se observó una similitud muy grande en los gastos netos de aceite se superpusieron las funciones para diferentes valores de porosidad, siendo en todos los casos prácticamente los mismos, variando solo a saturaciones de agua bajas, hasta aproximadamente  $S_w = 0.38$ , en el caso más crítico. Como ejemplo se muestra en la Fig. V.120 las funciones para valores de porosidad, en fracción, de 0.15 y 0.06



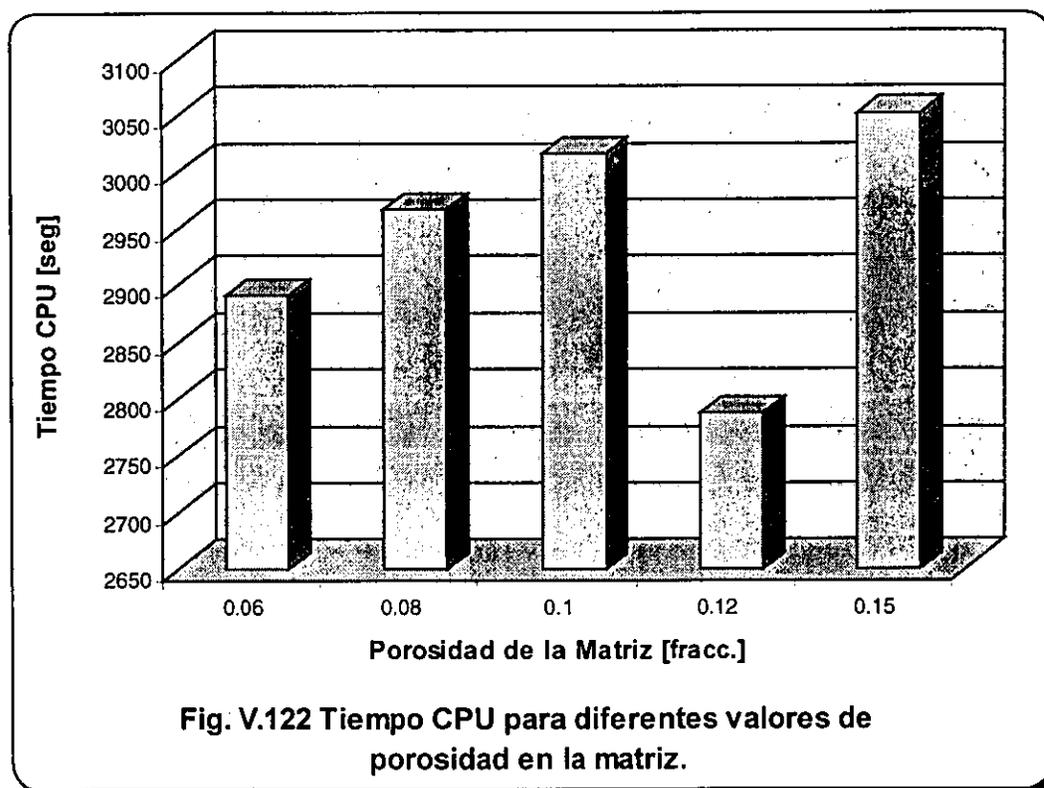
En la Fig. V.121 se presenta el comportamiento de la saturación de agua y presión medias y gastos de aceite y agua totales del sistema y se observa una discrepancia en la saturación de agua media, siendo retardado el incremento a valores de porosidad mayores, el gasto de aceite neto muestra el mismo comportamiento, esto es debido posiblemente a la diferente relación  $Q_{wi}/\phi hA$ .



Las figuras V.123 y V.124 muestran la recuperación de aceite en una gráfica semilog sin normalizar y normalizada por volumen poroso respectivamente, en donde se observa que se tiene la misma producción acumulada para todos los casos por unidad de volumen de poros, aunque al incrementar los valores de porosidad se retrasa la recuperación, pudiéndose deber a la diferente relación  $Q_{wi}/\phi hA$ , ya que el gasto de inyección permaneció constante para todos los casos.

La figura V.125 muestra el mismo comportamiento de la recuperación en una gráfica doble logarítmica y se observa la linealidad mencionada en apartados anteriores en dos períodos, primero al inicio del experimento, hasta antes de  $1 \times 10^{-5}$  y después en el rango comprendido de  $1 \times 10^{-4}$  y  $1 \times 10^{-2}$  días; en este segundo período se desagrupan las curvas

El tiempo de computo no varía de una manera definida, como se muestra en la Fig. V.122.



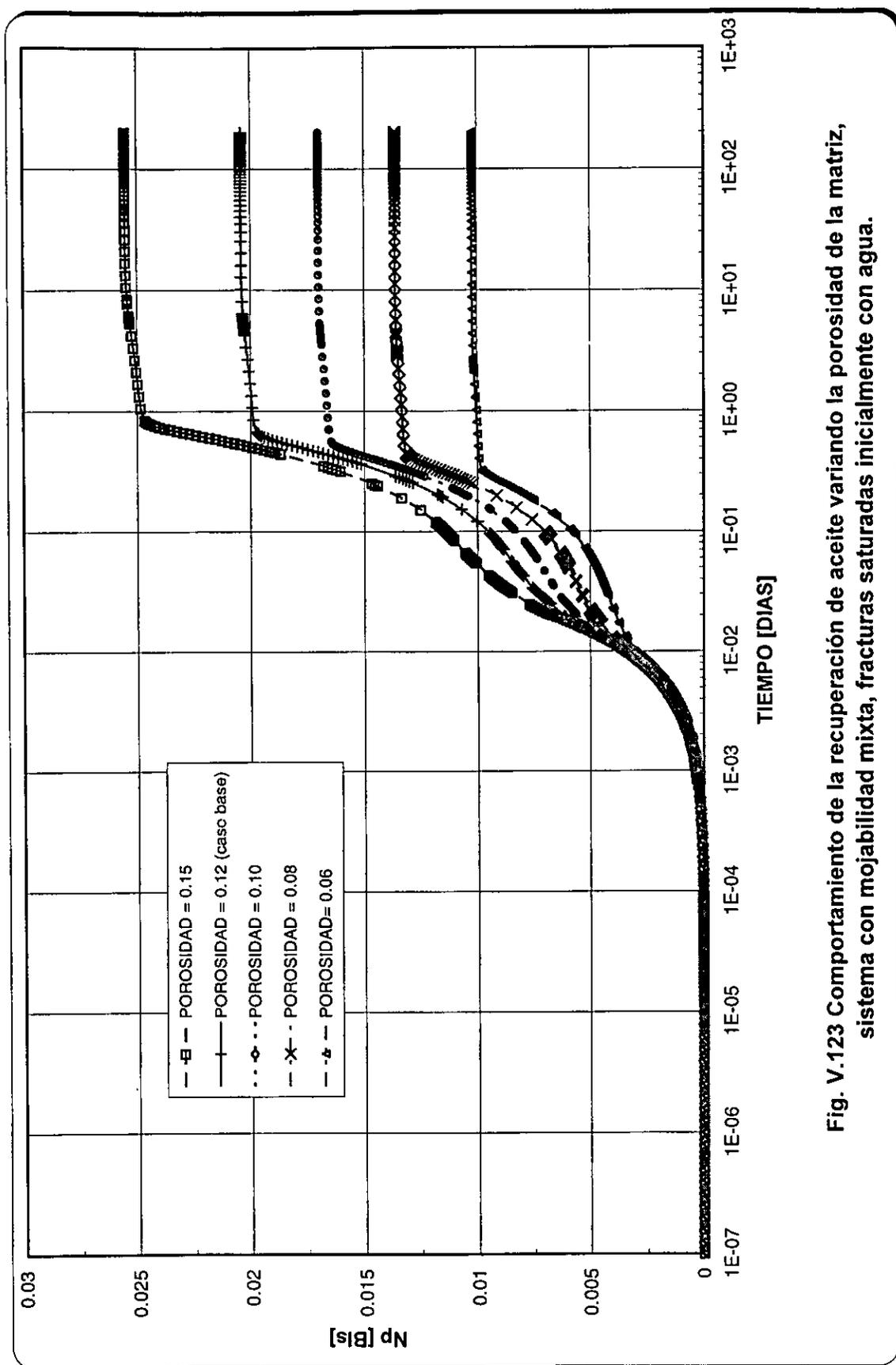


Fig. V.123 Comportamiento de la recuperación de aceite variando la porosidad de la matriz, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con agua.

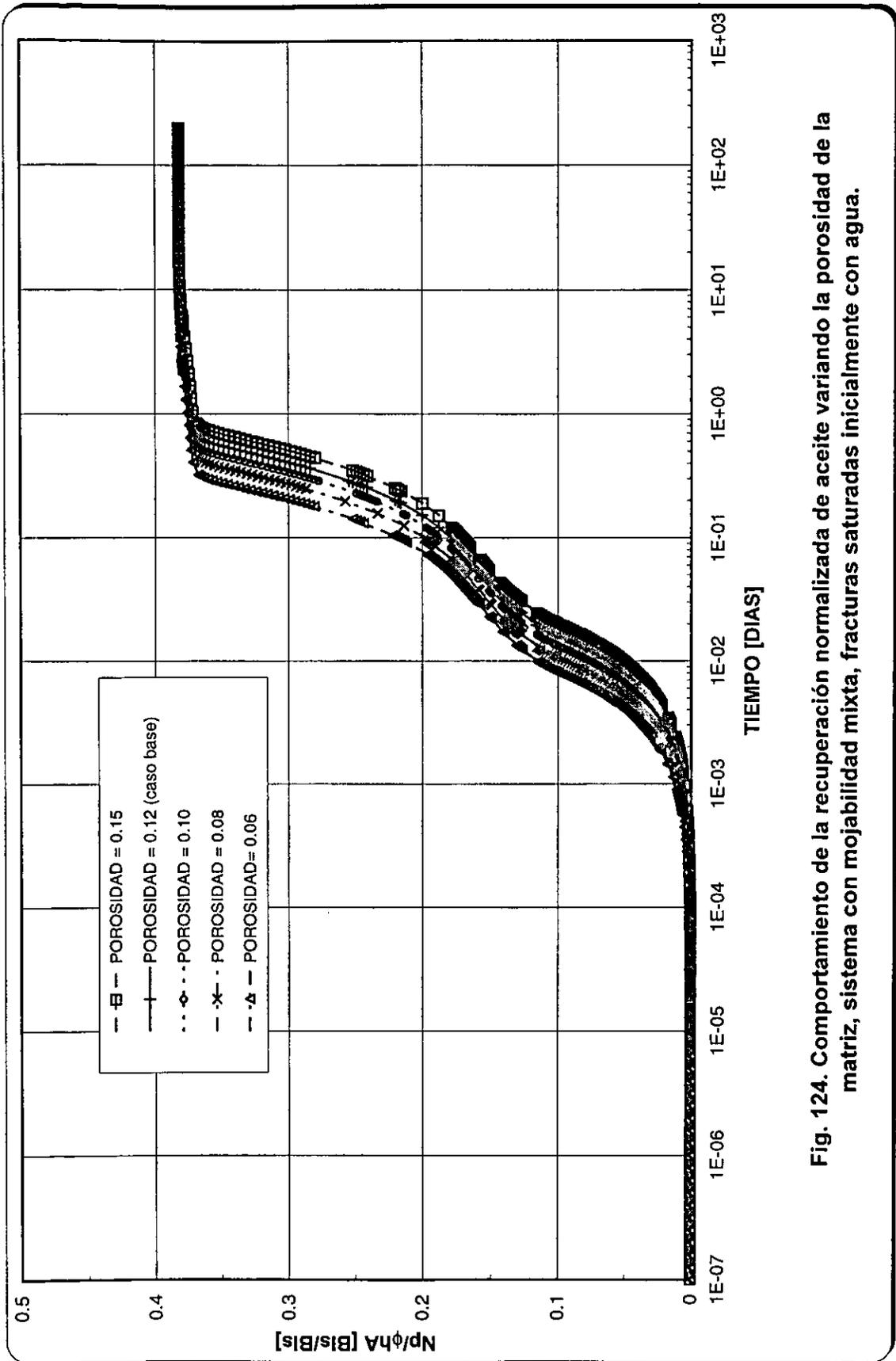


Fig. 124. Comportamiento de la recuperación normalizada de aceite variando la porosidad de la matriz, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con agua.

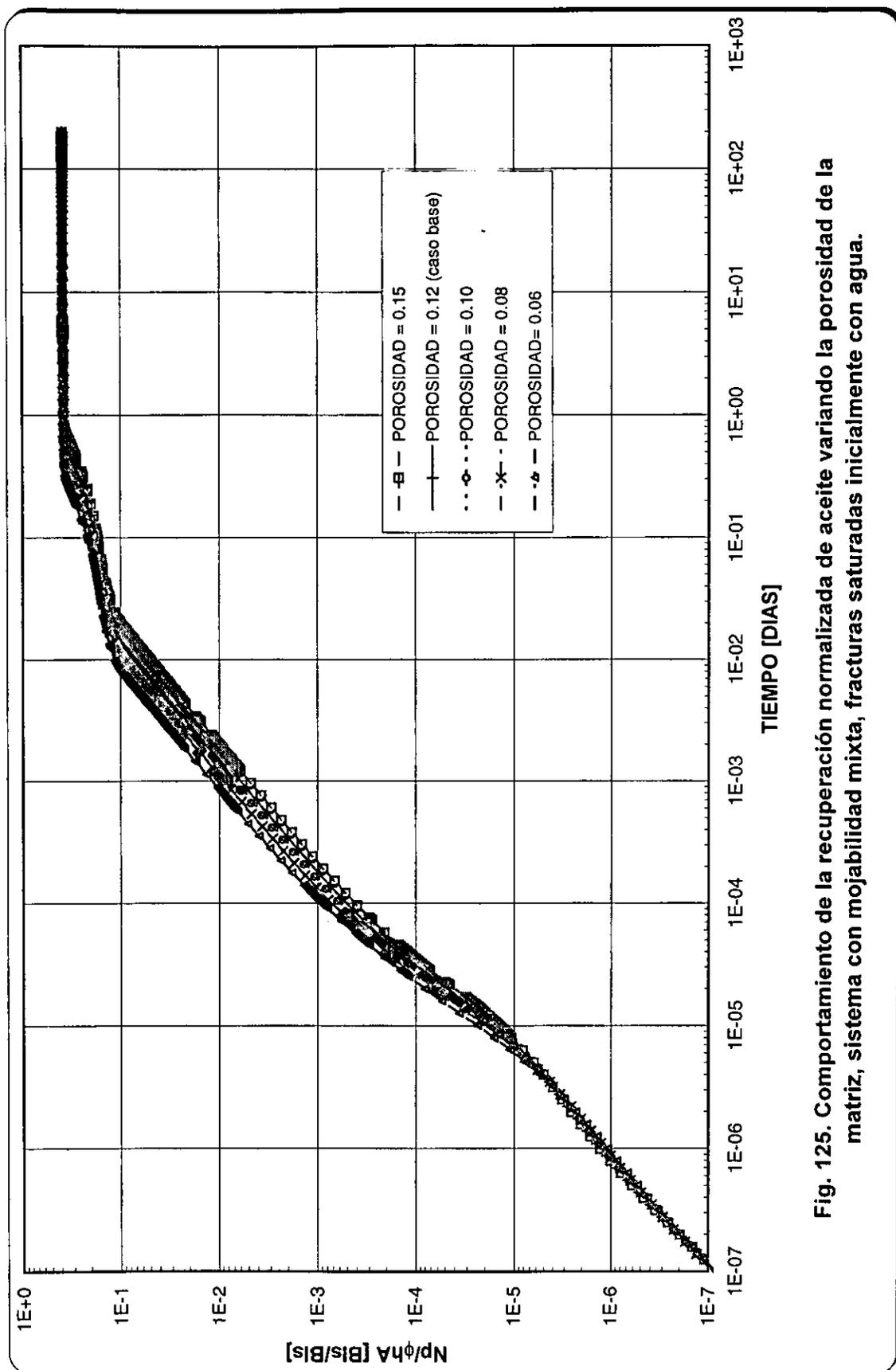


Fig. 125. Comportamiento de la recuperación normalizada de aceite variando la porosidad de la matriz, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con agua.

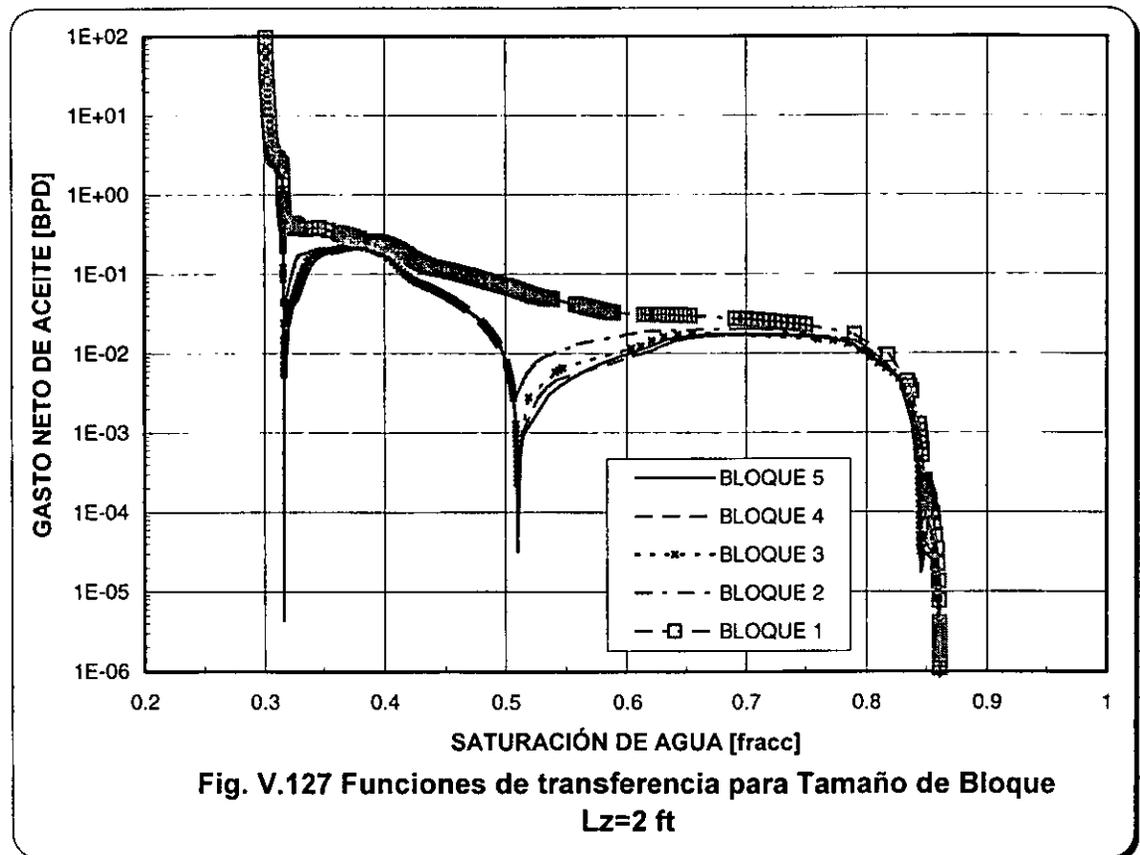
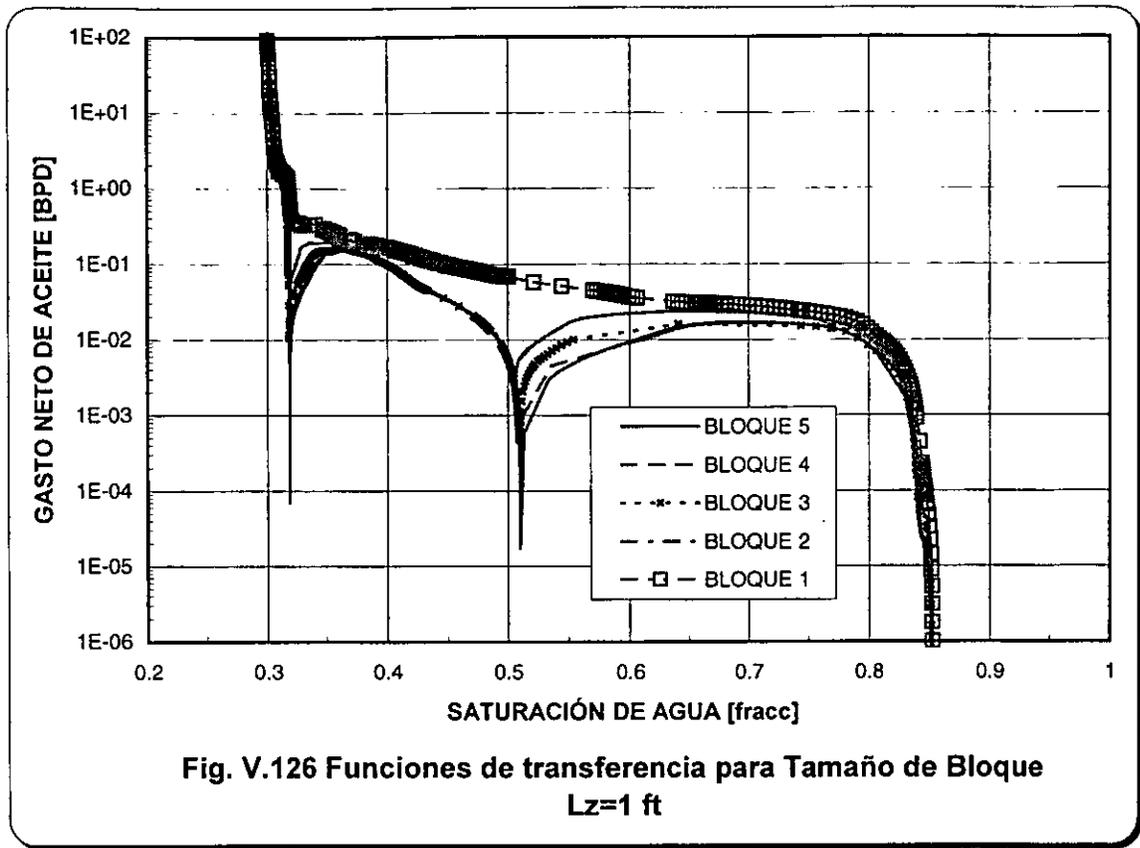
### V.3.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL TAMAÑO DE BLOQUE DE MATRIZ.

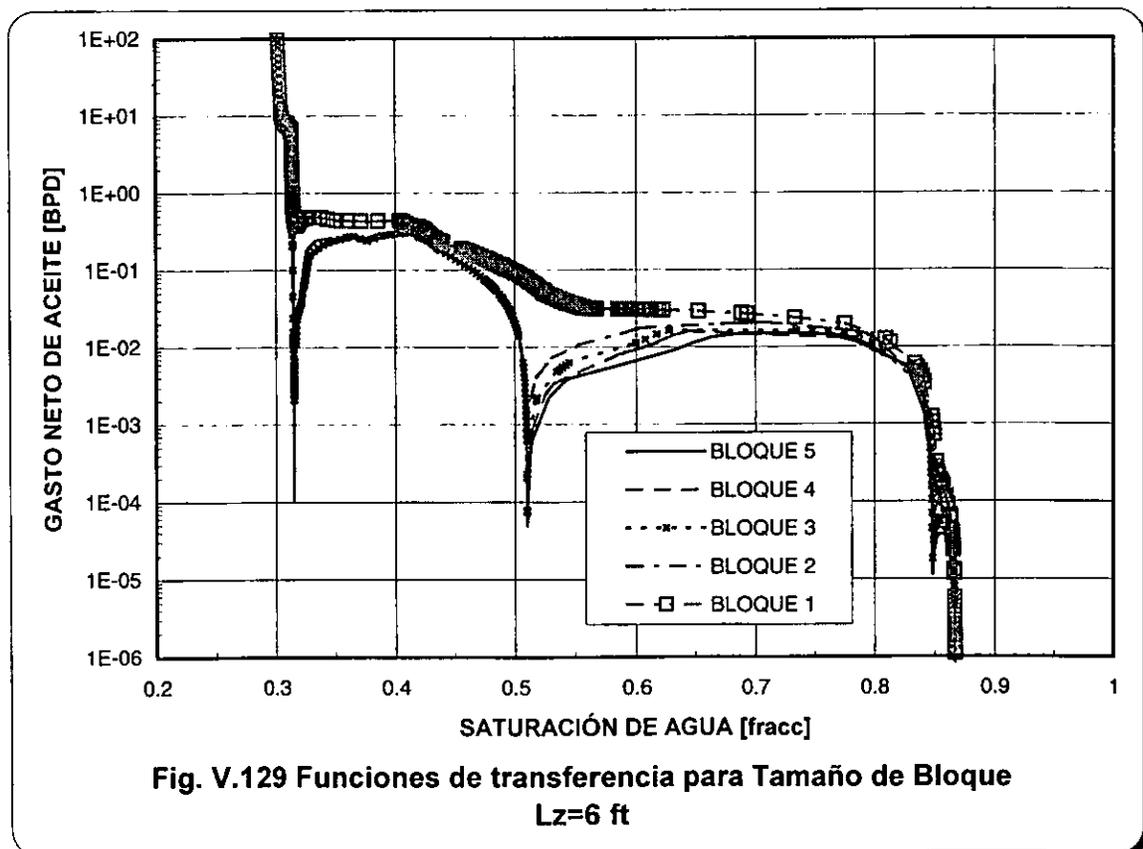
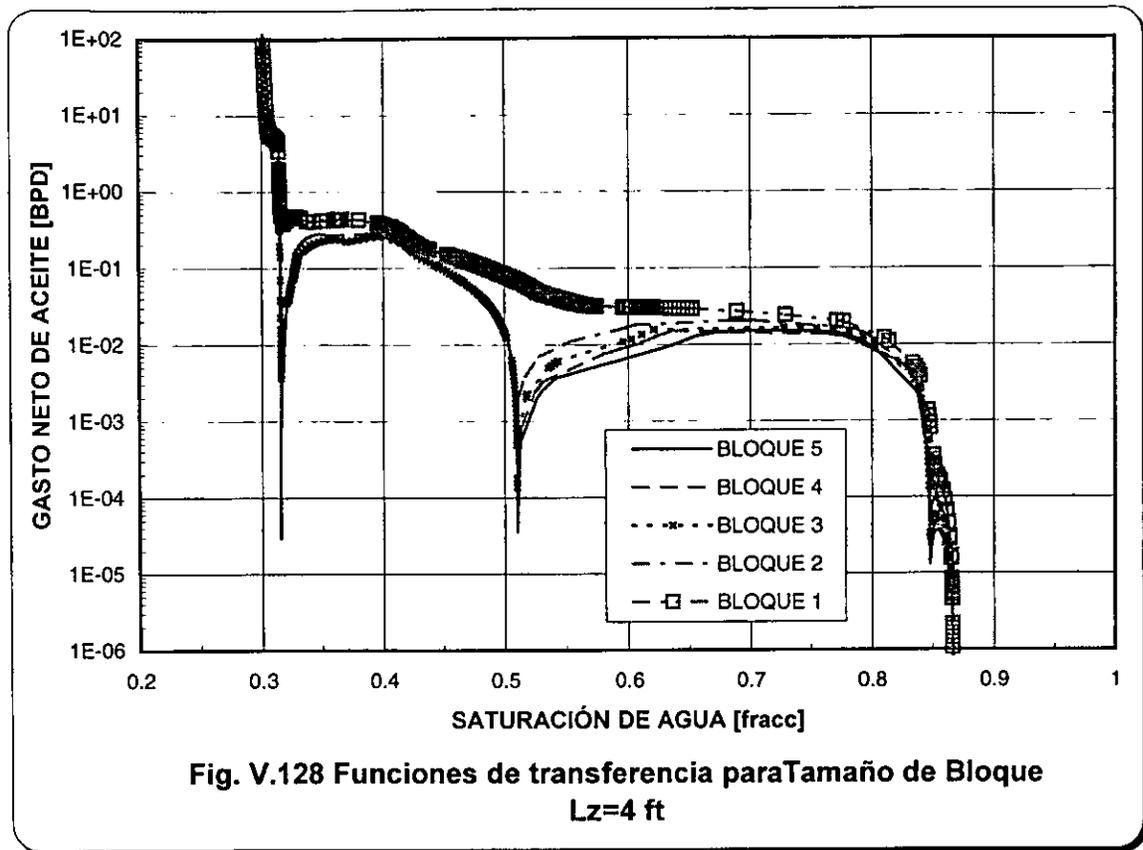
Para este análisis se utilizó un apilamiento de 5 bloques con valores de 1, 2 (caso base), 4 y 6 pies. Las figuras V.126 a V.129 muestran el comportamiento de las funciones de transferencia para cada uno de los experimentos y se observa que a mayor tamaño de bloque los gastos de aceite para los bloques 2 a 5 tienden a agruparse cuando su comportamiento es similar a un sistema mojado por agua, esto es a valores menores de 0.5 de saturación de agua; pero se desagregan al inicio del comportamiento mojado por aceite.

La fig. V.130 muestra el comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos de aceite y agua totales del sistema, en donde existe un represionamiento con tamaños de bloque mayores. Esto es debido a que la base se encuentra a una mayor profundidad, pero no afecta las funciones como se indicó anteriormente.

El comportamiento de los gastos de aceite totales, son similares a los mostrados para el sistema mojado por aceite y se ve que en el punto máximo que alcanzan todos los casos es desfasado, ocurriendo primero para valores de altura del bloque menores y es ligeramente menor, influyendo en la recuperación de aceite, como se verá adelante. El comportamiento muestra también la combinación de dos sistemas.

Las figuras V.131 y V.132 muestran la recuperación de aceite, en donde se observa que para bloques de altura pequeña la producción acumulada es menor, aún normalizando éstas por volumen poroso y se da en un menor tiempo. Se observa en la gráfica doble logarítmica que existen dos partes rectas, en diferentes períodos, primero al inicio del experimento antes de  $5 \times 10^{-6}$  días y después entre  $5 \times 10^{-4}$  días y  $1 \times 10^{-2}$  días, y se agrupan solo al final.





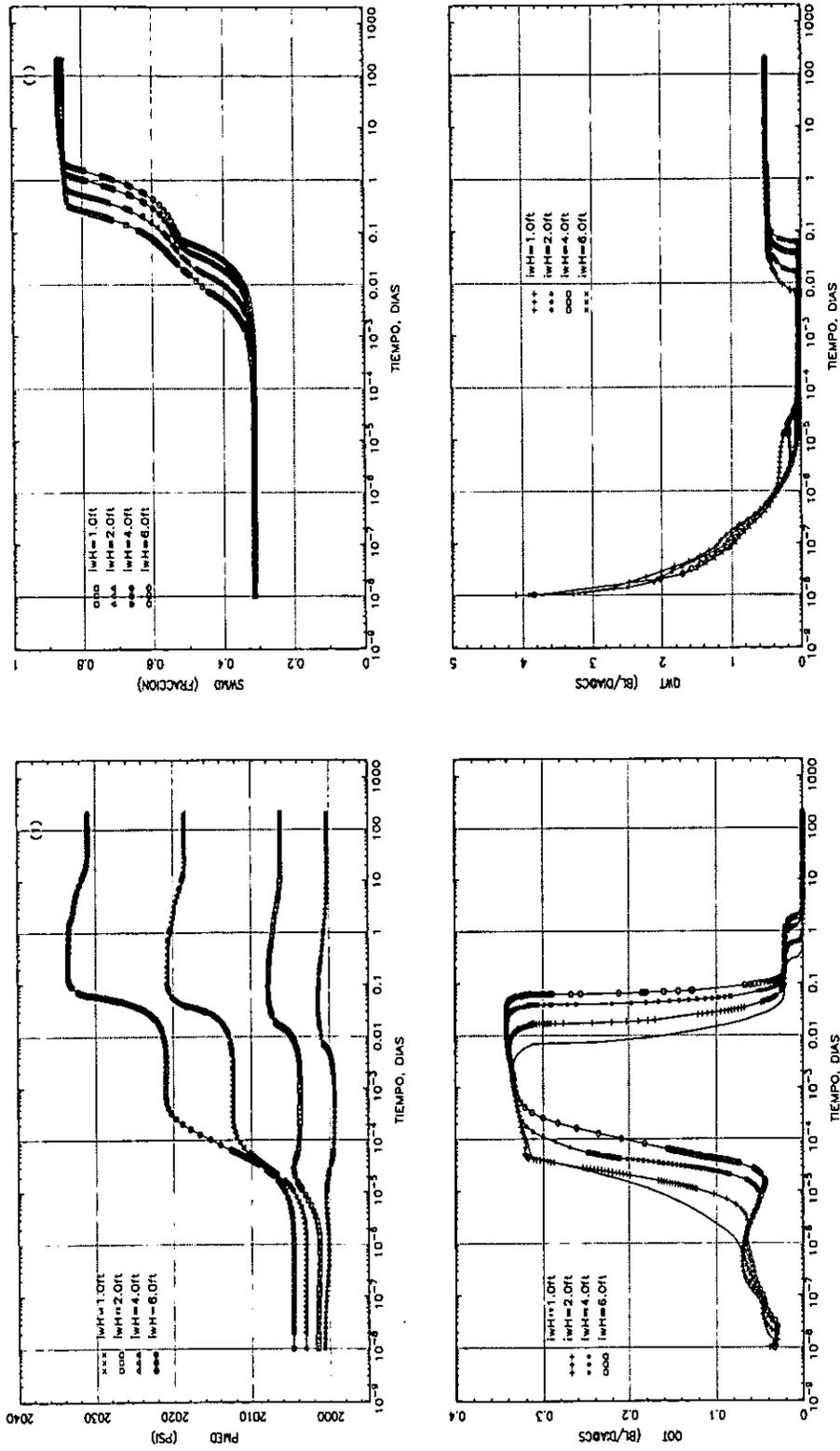


Fig. V.130 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, variando la altura del bloques para el caso de roca con mojabilidad mixta y fracturas saturadas inicialmente con agua.

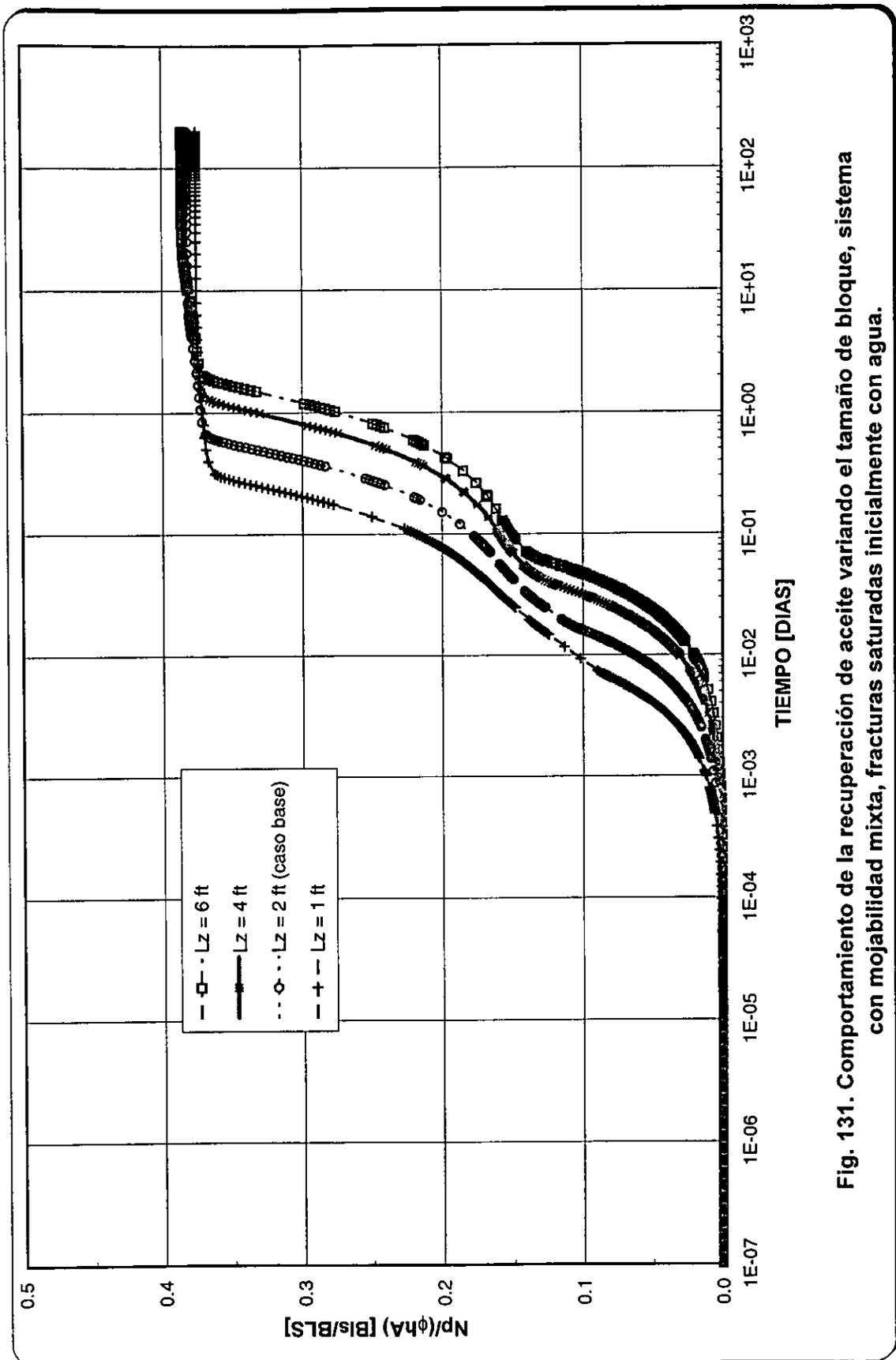


Fig. 131. Comportamiento de la recuperación de aceite variando el tamaño de bloque, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con agua.

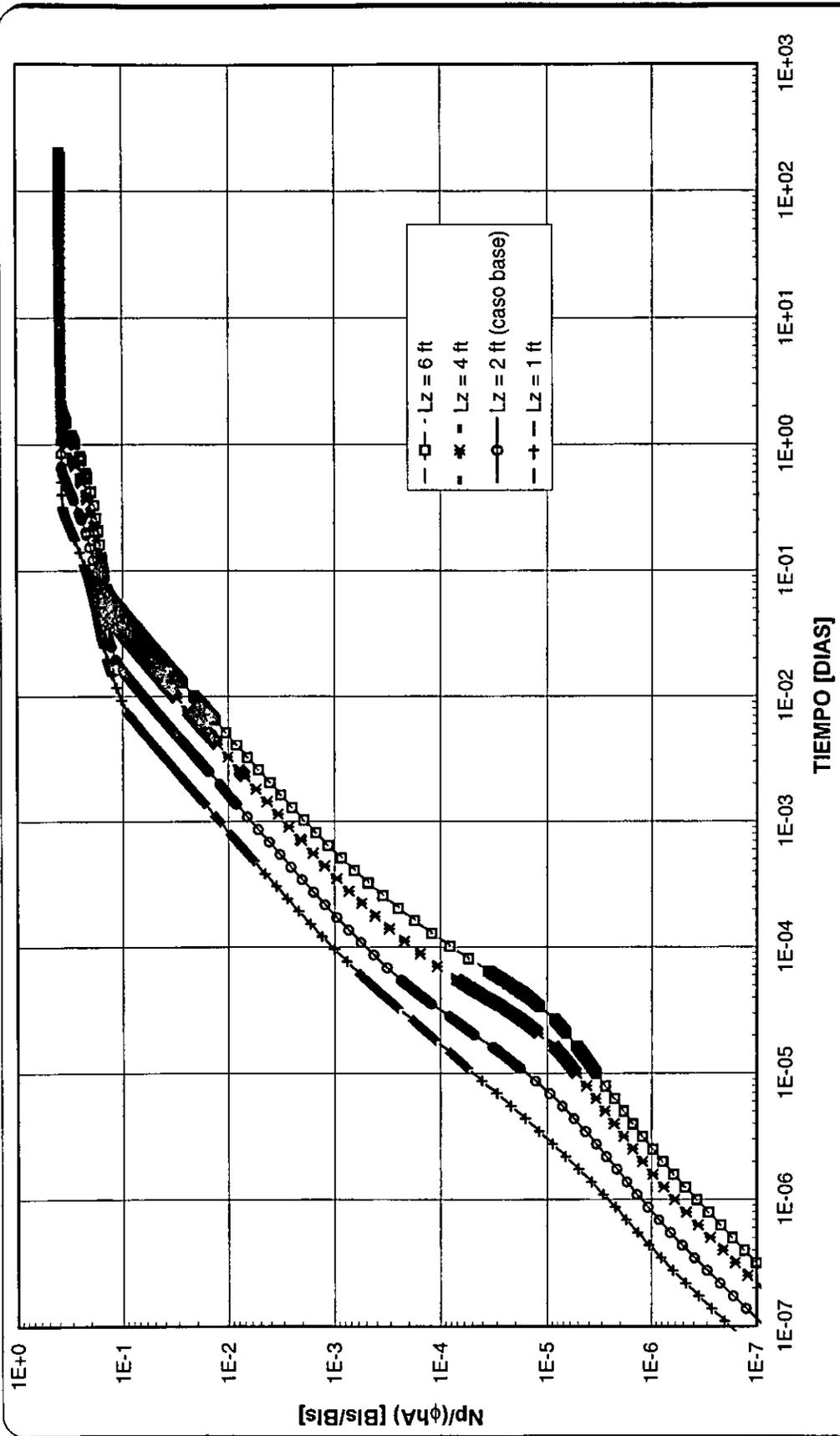


Fig. V.132. Comportamiento de la recuperación de aceite variando el tamaño de bloque, sistema con mojabilidad mixta, fracturasa con agua.

## **V.4 SISTEMA CON MOJABILIDAD MIXTA FRACTURAS SATURADAS INICIALMENTE DE ACEITE.**

### **V.4.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD AL NÚMERO DE BLOQUES**

Para realizar este análisis sólo se incremento el número de bloques de matriz a 5 y 7 en el apilamiento de 2 bloques. Todas las características de los modelos, descritas en las Tablas II.1 y II.2, se mantuvieron constantes e iguales para los nuevos bloques.

En las Figuras IV.14, V.133 y V.134 se observan las funciones de transferencia para cada apilamiento. Las curvas de los bloques 2 a 5 ó a 7, según el caso, tienen un comportamiento particular y tienden a agruparse en una sola hasta un valor de  $S_w$  aproximadamente de 0.51 y después se desagregan, es decir primero se comportan como un sistema mojado por agua y posteriormente como un sistema mojado por aceite. El cambio entre los comportamientos ocurre a un valor de  $S_w$  muy cercano a aquél en que la presión capilar es cero, Fig. II.4.

Las curvas del bloque 1 en los diferentes apilamientos tienen un comportamiento independiente de los demás bloques, por lo que en general se puede decir que con el número de curvas representativas del sistema mojado por aceite, se puede tener caracterizado el sistema de mojabilidad mixta. En este trabajo se recomienda que para el sistema mojado por agua al menos sean 2 bloques en el apilamiento (dos pseudocurvas) y tres bloques para el sistema mojado por aceite.

Al analizar la primera parte del comportamiento de las curvas ( $S_w < 0.51$ ) también se observa que a saturaciones de agua menores de 40% las curvas se separan ligeramente unas de otras, como se mencionó en el sistema mojado por agua; al analizar con la subrutina gráfica acoplada al simulador, el período en que esto ocurre se observó que los gastos laterales son mayores que los de la cima y la base, lo que hace suponer que en esta parte, las funciones de transferencia dependen de la cantidad de aceite que se transfiere entre la matriz y la fractura lateralmente.

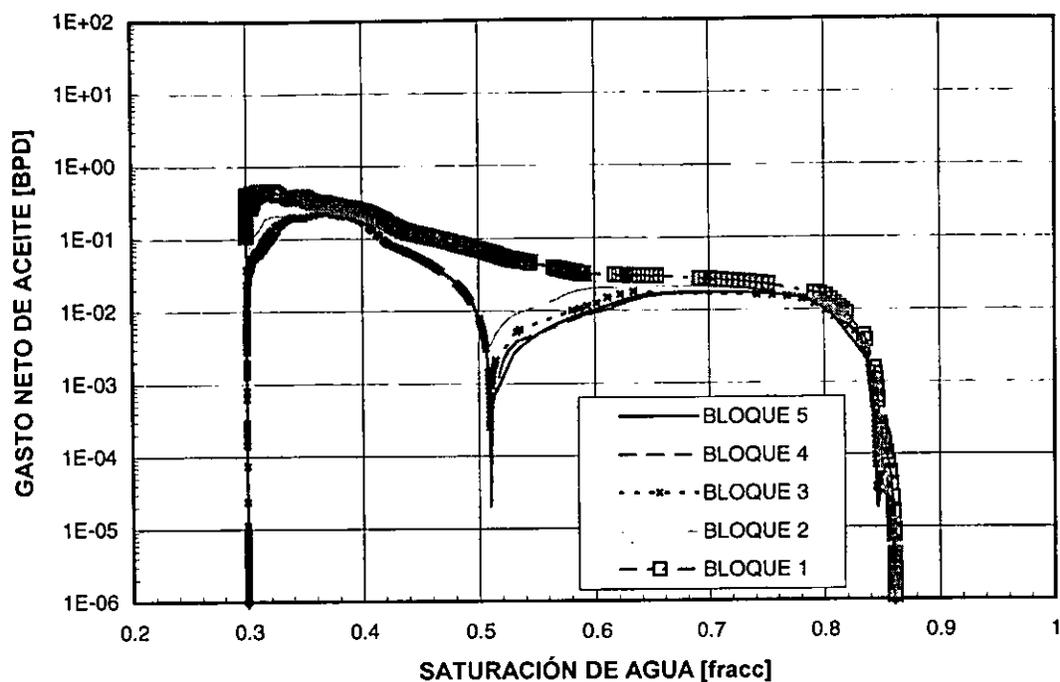


Fig. V.133. Funciones de transferencia para un apilamiento de 5 bloques.

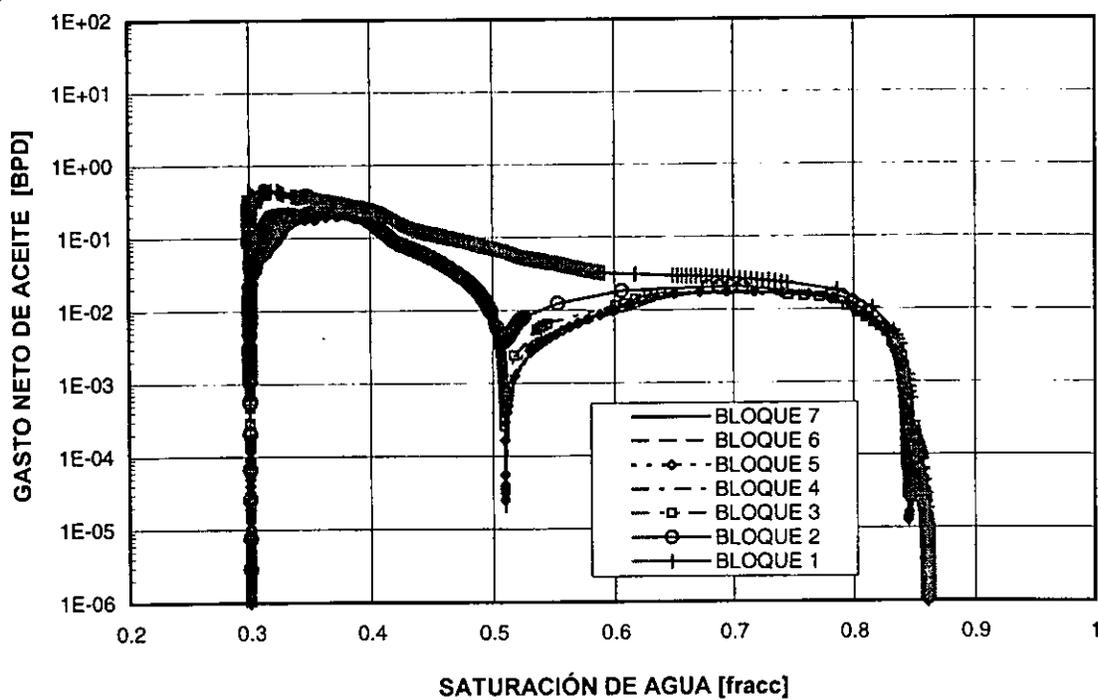
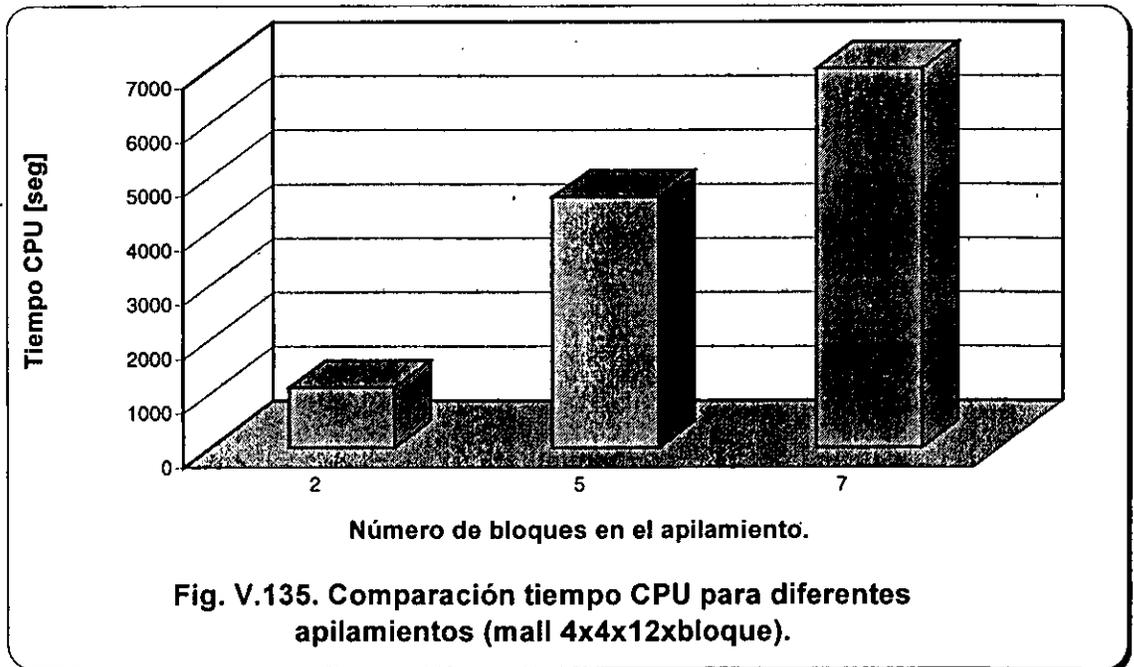


Fig. V.134. Funciones de transferencia para un apilamiento de 7 Bloques.

Por otra parte, los comportamientos individuales de los bloques 1 y 2 de cada uno de los apilamiento se superpusieron, Figs. V.136 y V.137. Como se observa en estas figuras, las funciones de transferencia para bloques equivalentes son las mismas, independientemente del número de bloques en el apilamiento. Esta conclusión fue presentada por Vicencio<sup>7</sup> y la correlación puede observarse en la Fig. V.3.

El comportamiento de la saturación de agua y presión medias y gastos de aceite y agua totales del sistema para los 3 apilamientos se muestra en la Fig. V.138. Se observa que el sistema es ligeramente represionado, pero esto no afecta significativamente las funciones de transferencia, ni la recuperación final de aceite, Fig. V.139. La saturación de agua media se incrementa en un menor tiempo cuando se tiene menor número de bloques en la pila. En todos los casos la presión en la cima del apilamiento, al inicio del experimento es de 2000 psi.

Los tiempos CPU se fueron incrementando conforme se incrementó el número de bloques en el apilamiento, esto es debido al mayor número de celdas consideradas en el experimento, como se ve en la siguiente figura:



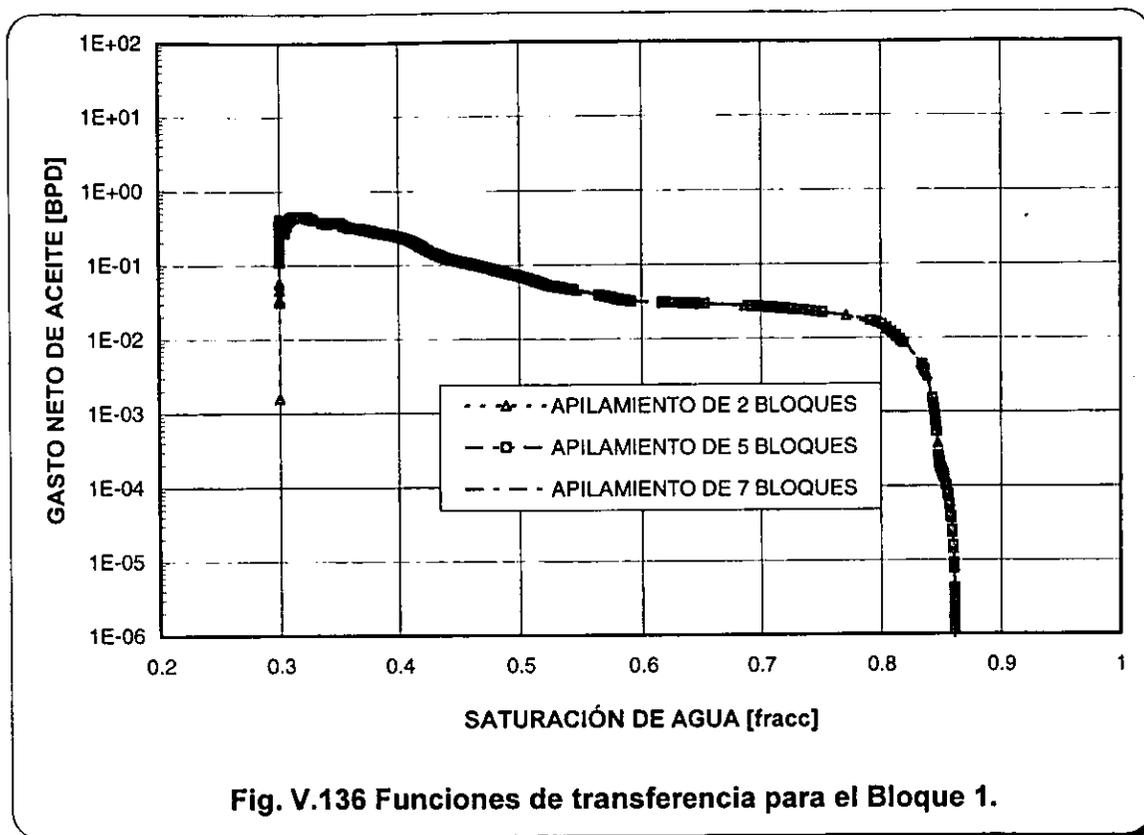


Fig. V.136 Funciones de transferencia para el Bloque 1.

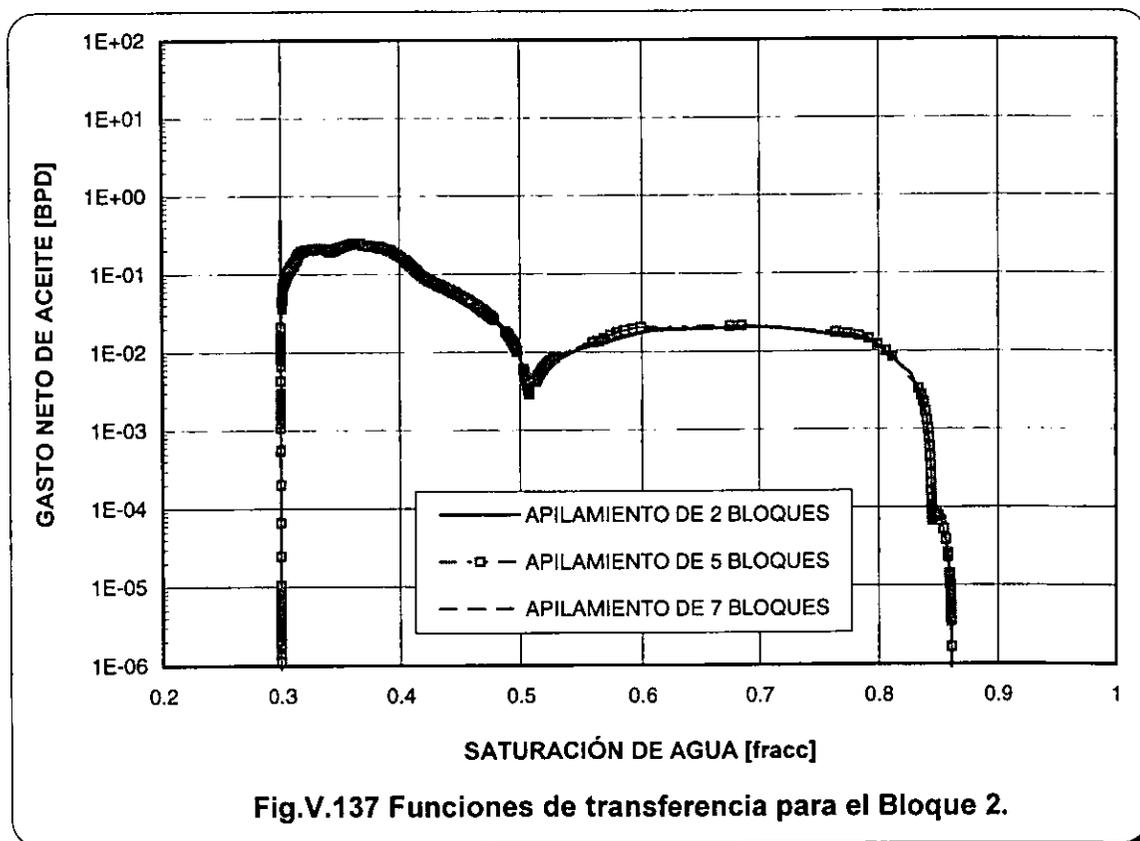
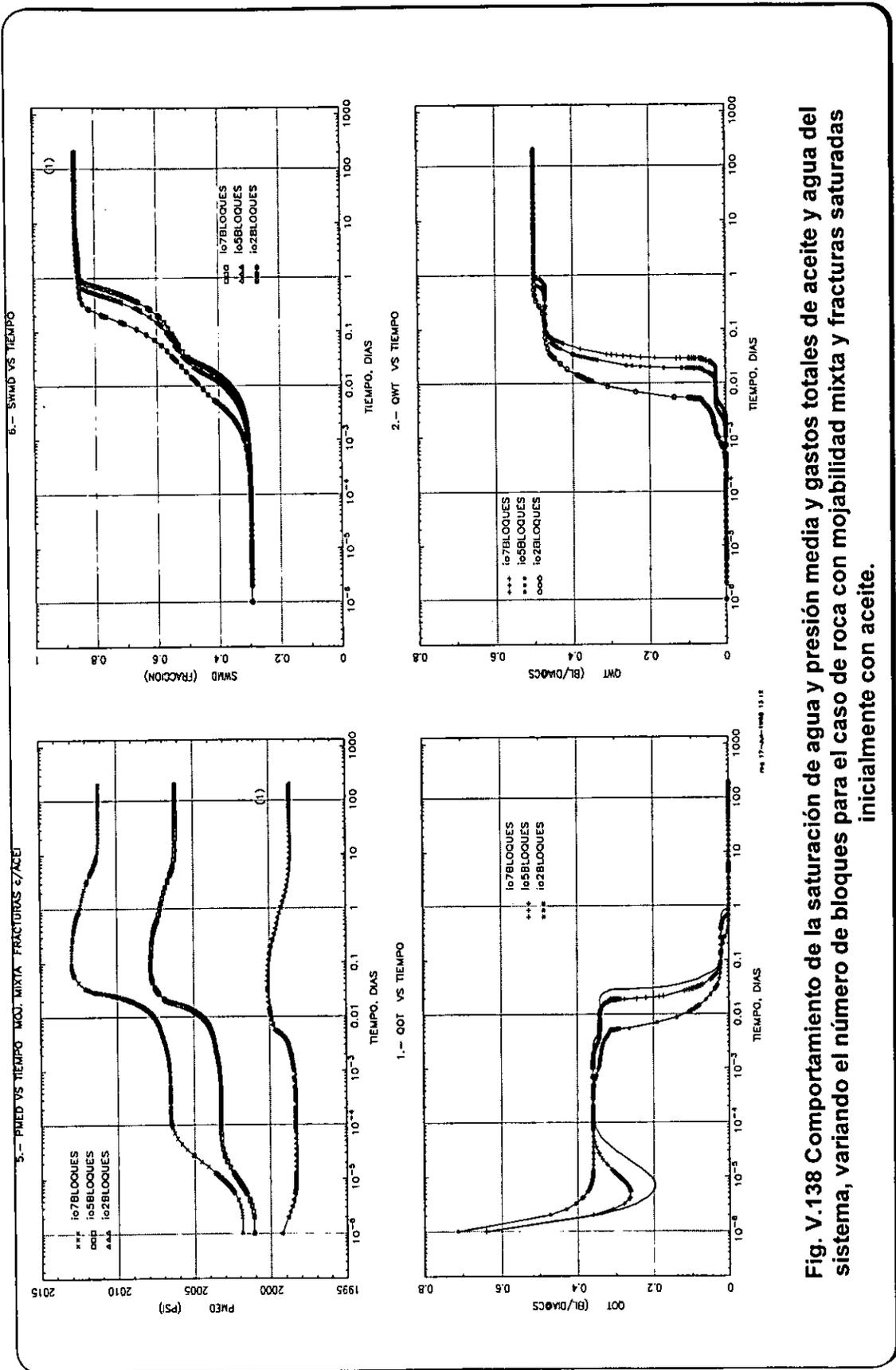


Fig. V.137 Funciones de transferencia para el Bloque 2.



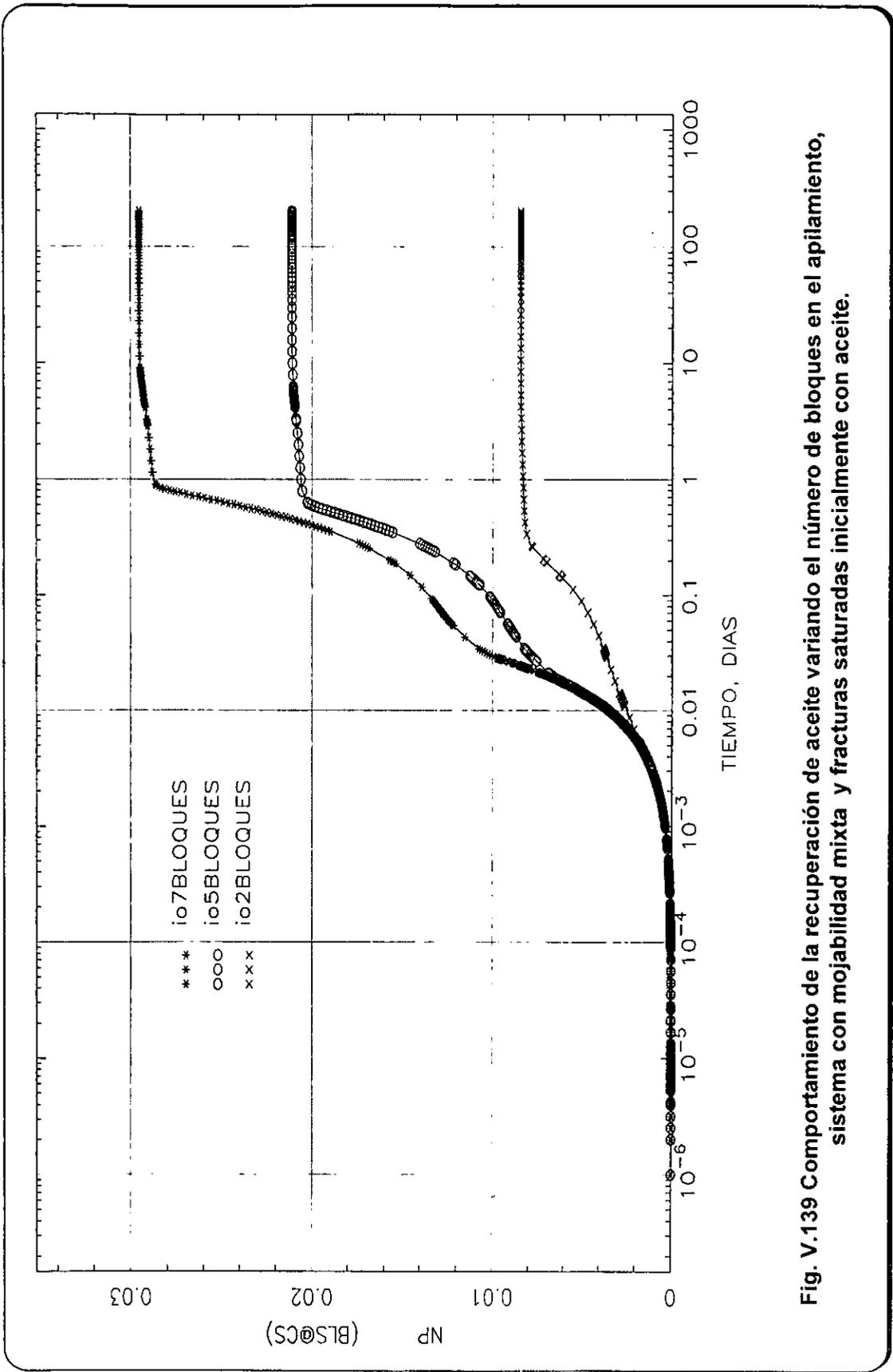


Fig. V.139 Comportamiento de la recuperación de aceite variando el número de bloques en el apilamiento, sistema con mojabilidad mixta y fracturas saturadas inicialmente con aceite.

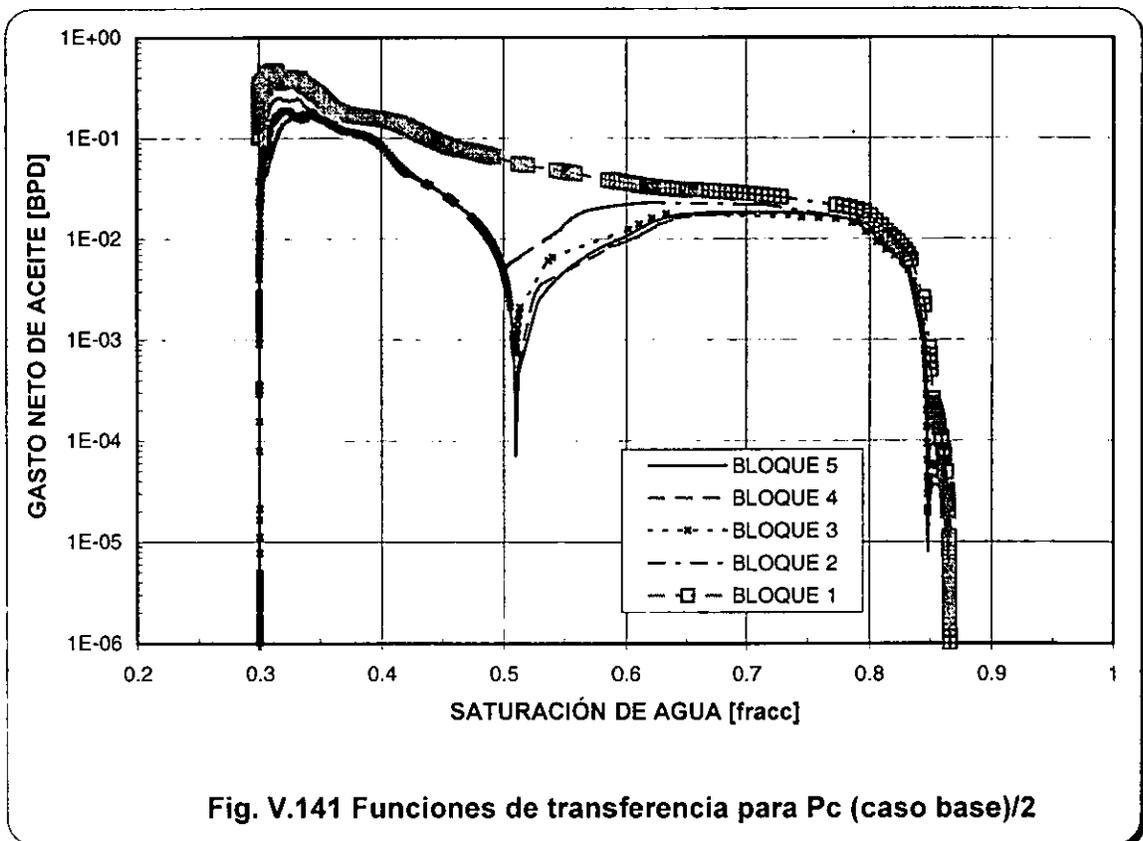
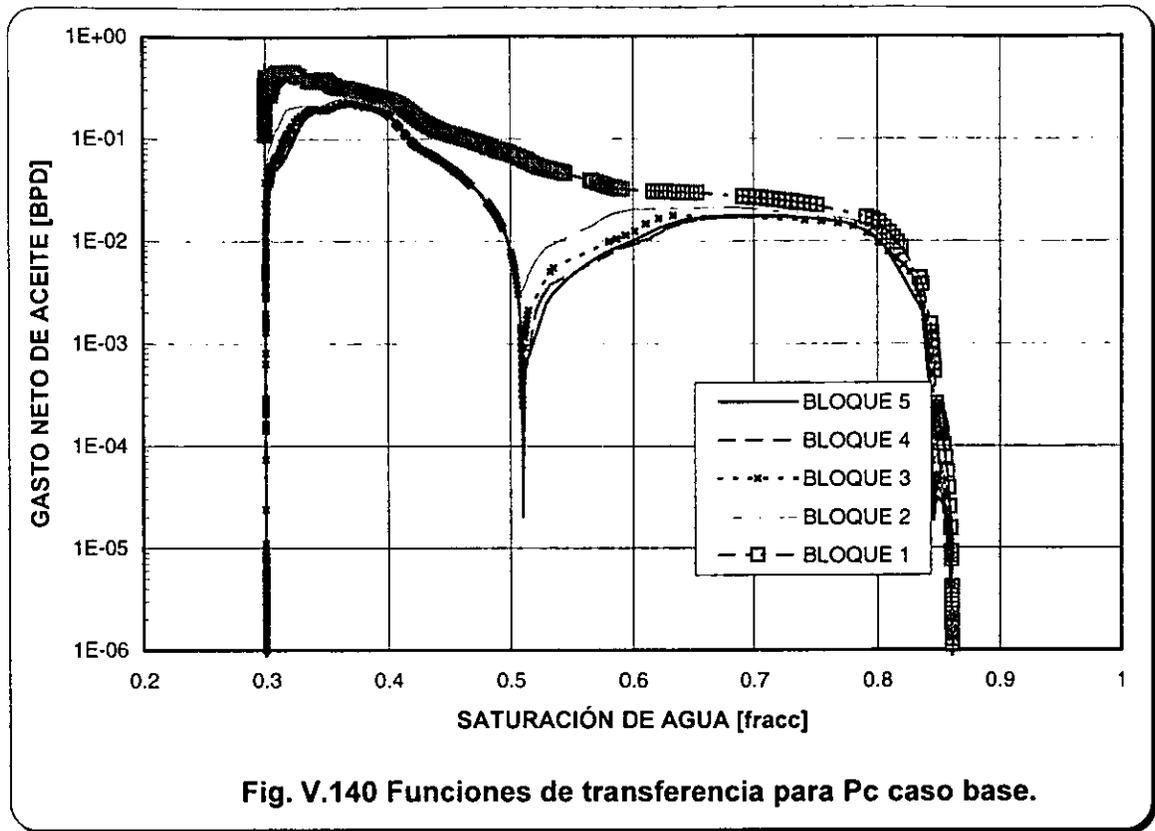
#### V.4.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CON DIFERENTE PRESIÓN CAPILAR.

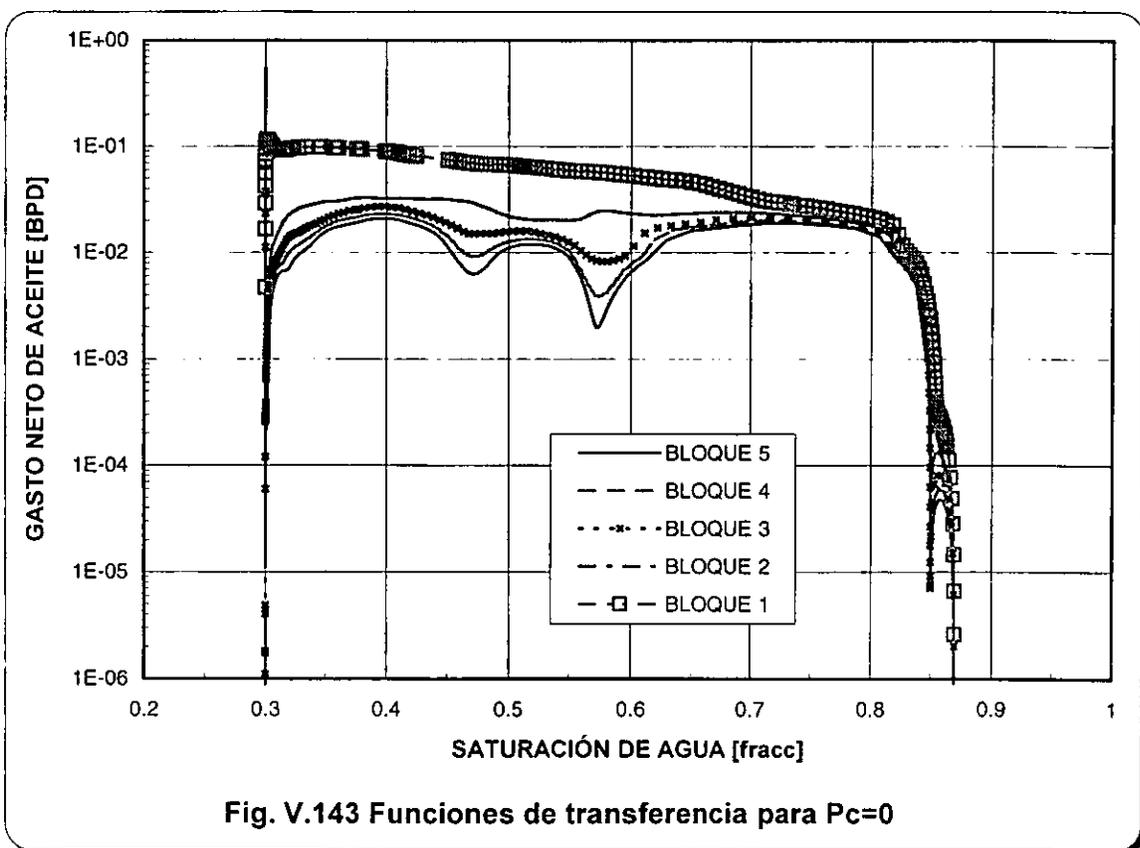
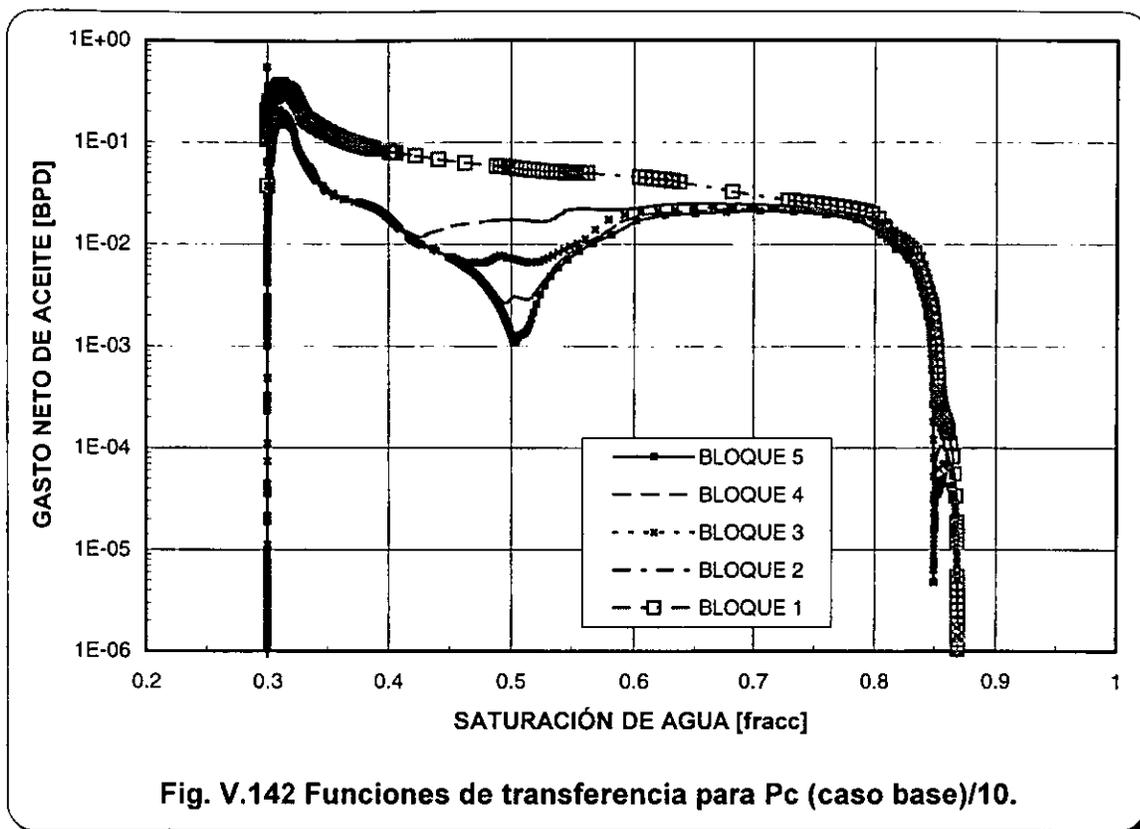
Para analizar el efecto de la presión capilar sobre el comportamiento de la transferencia de fluidos matriz-fracturas en sistemas de mojabilidad mixta, se utilizó un apilamiento de 5 bloques. Los valores de presión capilar del caso base, Fig. II.4, se modificaron empleando factores de 0.5, 0.1 y 0.0 (sin presión capilar) mientras que el resto de las características permanecieron sin cambio

En las Figs. V.140 a V.143 se muestran las funciones de transferencia que se obtienen en estos casos, incluyendo el caso base, se observa que las curvas tienden a agruparse esencialmente en dos al inicio del experimento y en tres a una saturación de agua mayor de 0.51 mostrando el comportamiento mixto mencionado anteriormente. Nótese que a valores de presión capilar bajos, las curvas se desagregan para cualquier valor de saturación y los gastos de aceite son menores. Cabe hacer mención que al final del experimento las curvas tienden a agruparse aunque no de una manera clara, como el comportamiento mostrado por el sistema mojado por aceite.

La saturación de agua y presión medias y gastos de aceite y agua totales del sistema se muestran en la Fig. V.144, donde se observa que el aumento de saturación de agua en el bloque se retrasa por un corto período, a valores de presión capilar bajos, para después tener el mismo valor final. La presión media muestra un incremento casi inmediato cuando la presión capilar es cero, y se observa que la presión se mantiene constante. Al finalizar el experimento, después de 0.5 días, se nota claramente el comportamiento de un sistema mojado por aceite

Los gastos de aceite no son relativamente altos al inicio del experimento con respecto al comportamiento general, debido a los efectos de imbibición, sin importar el valor de la presión capilar.





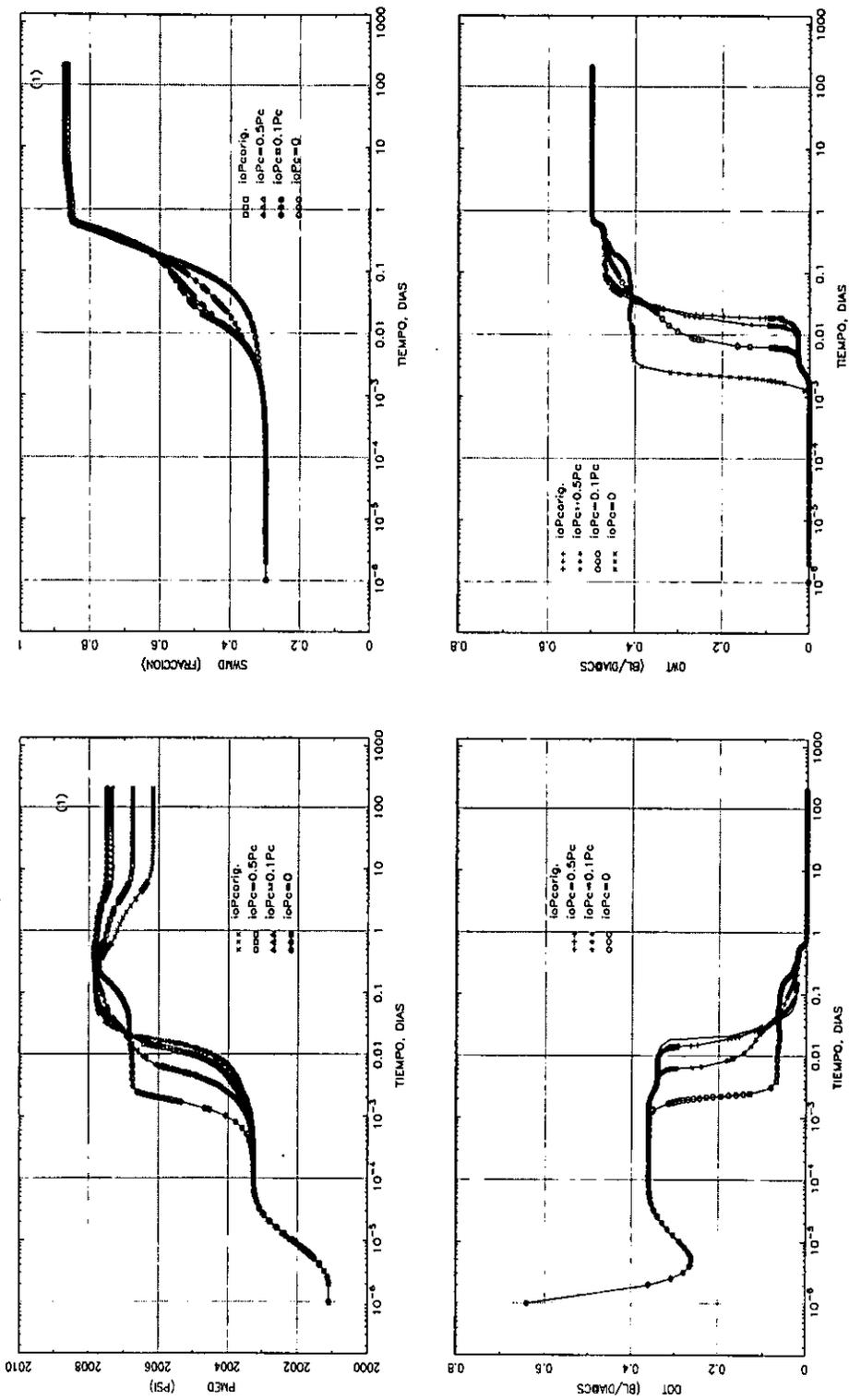
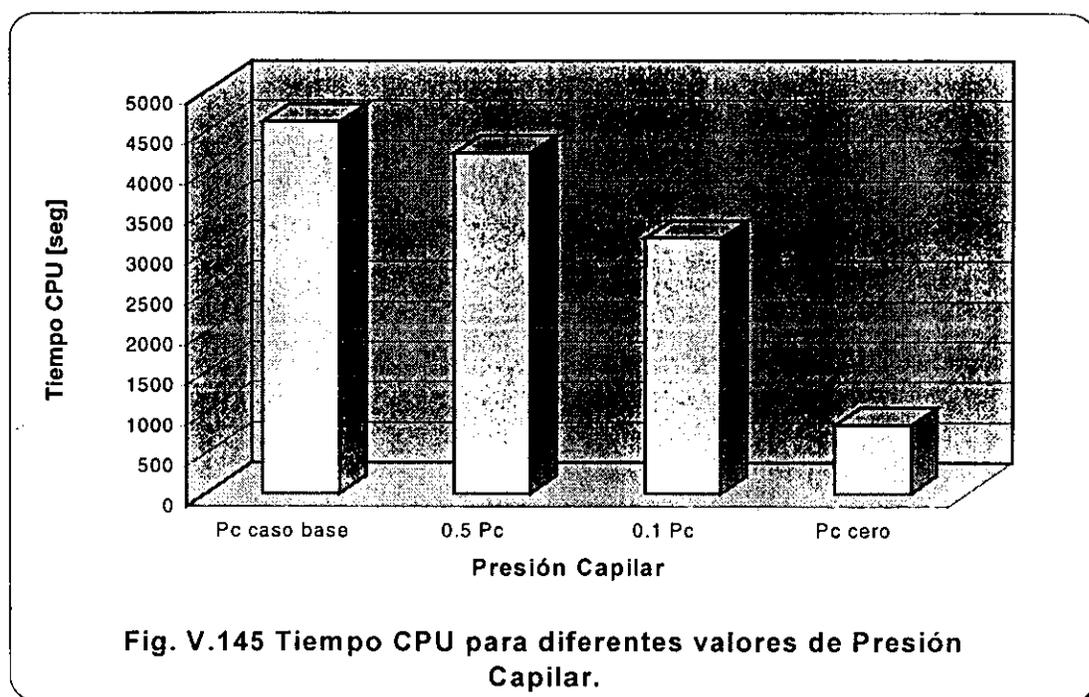


Fig. V.144 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, variando la presión capilar para el caso de roca con mojabilidad mixta y fracturas saturadas inicialmente con aceite.

La gráfica semilog de la recuperación de aceite, Fig. V.146, muestra que a valores de presión capilar altos la recuperación es más rápida durante el período de  $4 \times 10^{-3}$  días y 0.2 días, siendo esto reflejo de los gastos de aceite totales y después es prácticamente la misma para todos los casos, como un sistema mojado por aceite, para este segundo período los gastos de aceite y agua totales son muy similares entre los bloques.

Así mismo la Fig. V.147, muestra la recuperación de aceite en una gráfica doble logarítmica donde se aprecia un comportamiento lineal cuando las fuerzas capilares tienen un mayor impacto<sup>10</sup> (aproximadamente entre  $2 \times 10^{-5}$  y 0.02 días). Existe un corto período en que esta linealidad se pierde a presiones capilares bajas, posiblemente cuando el efecto gravitacional es preponderante.

El tiempo de cómputo es mayor para cuando se tienen valores de presión capilar altos, como se muestra en la siguiente figura:



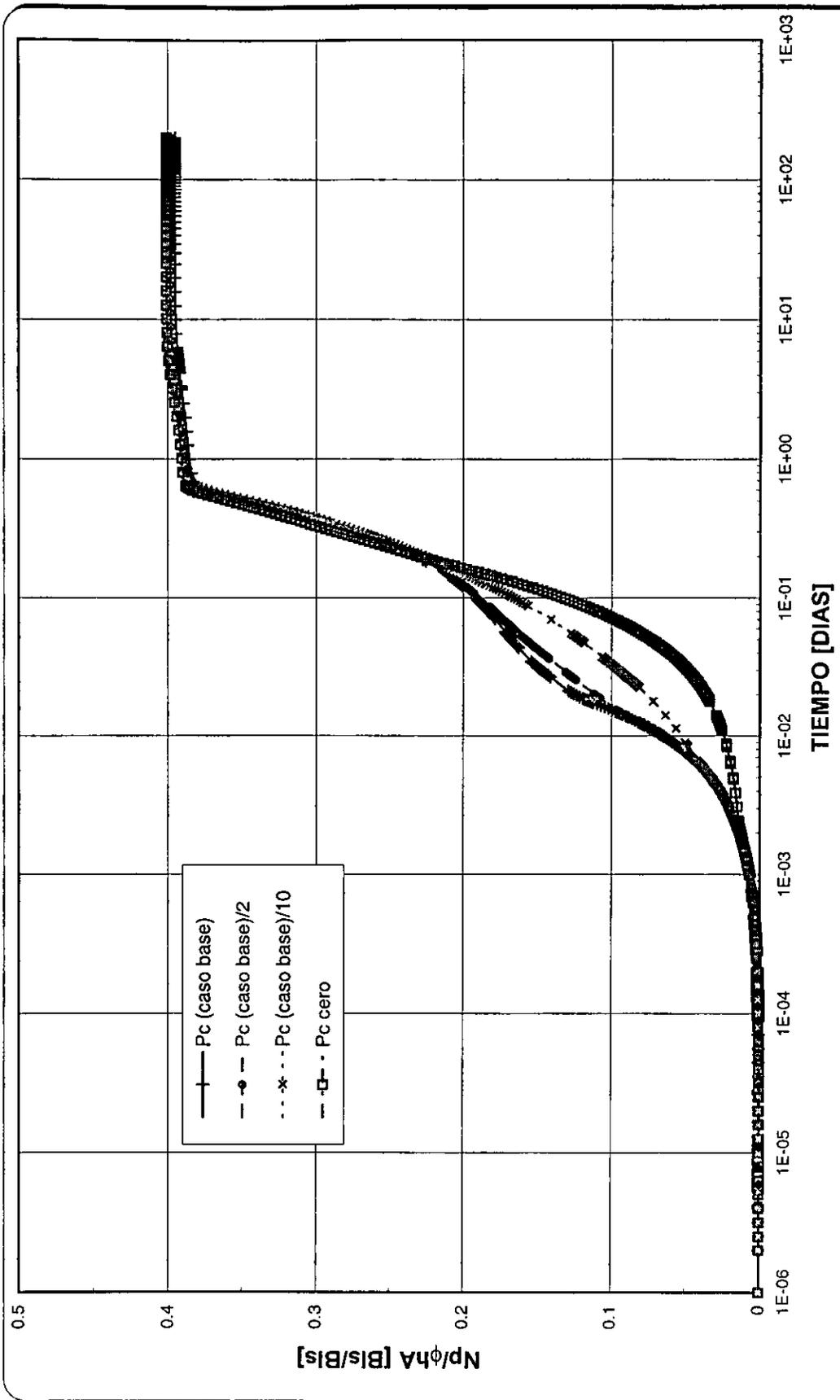


Fig. V.146 Comportamiento de la recuperación de aceite variando la presión capilar, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con aceite.

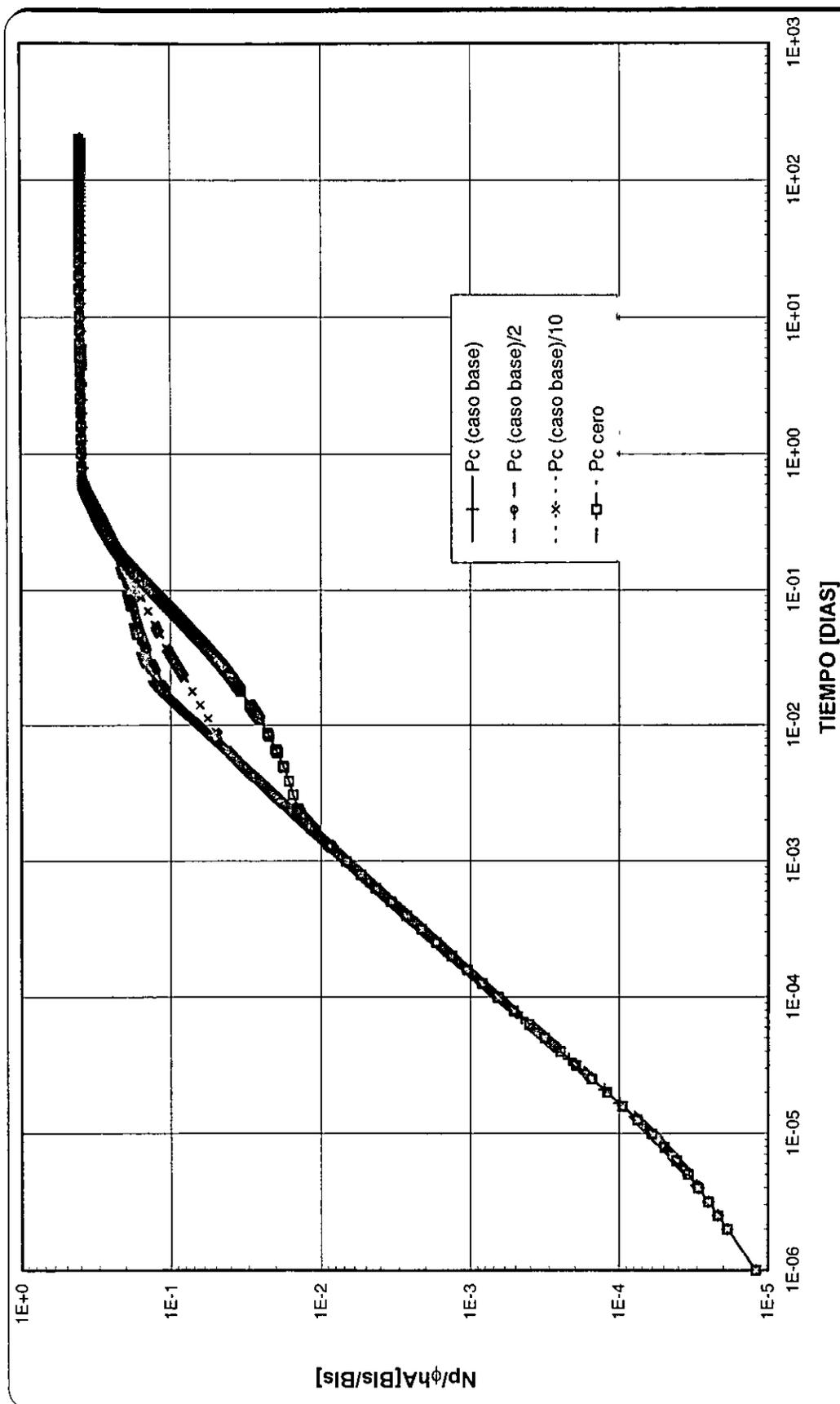
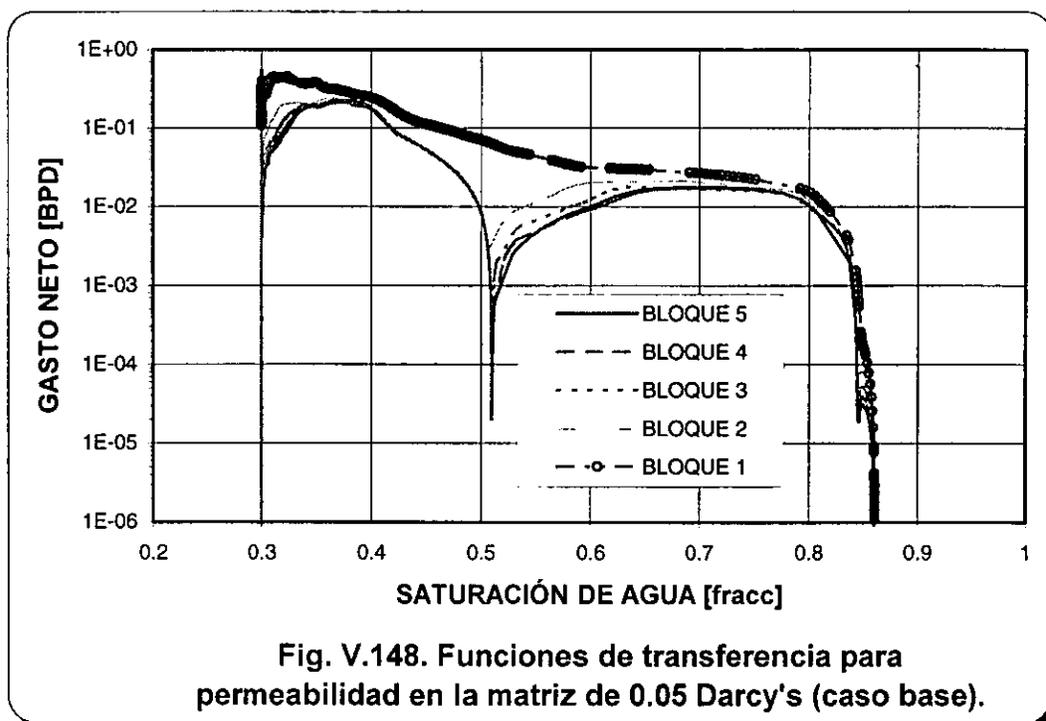


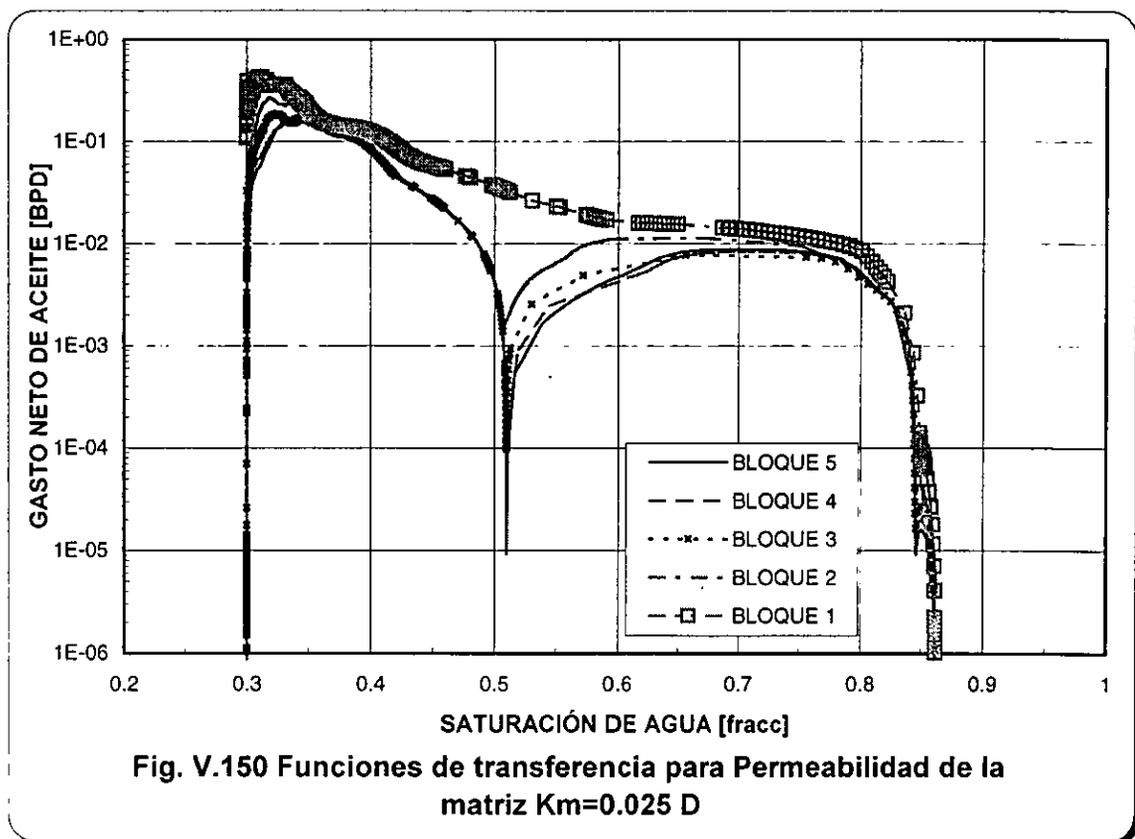
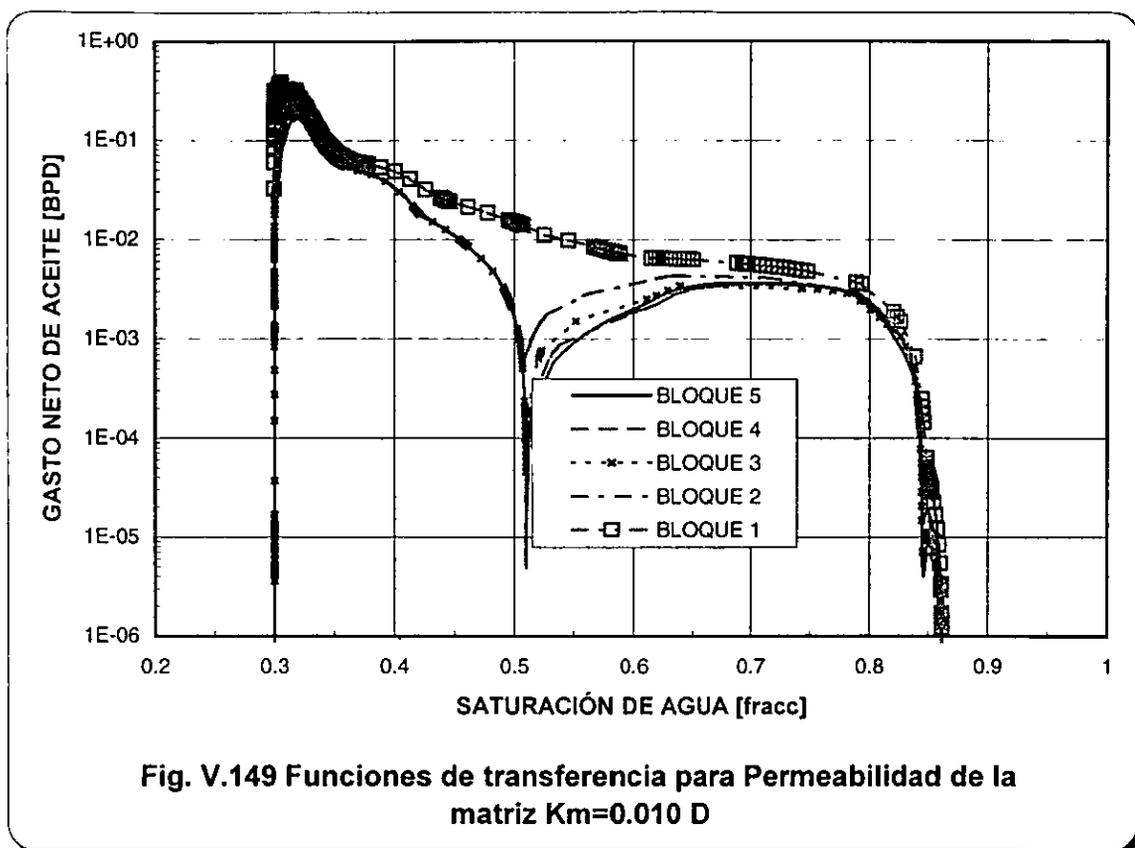
Fig. V.147 Comportamiento de la recuperación de aceite variando la presión capilar, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con aceite.

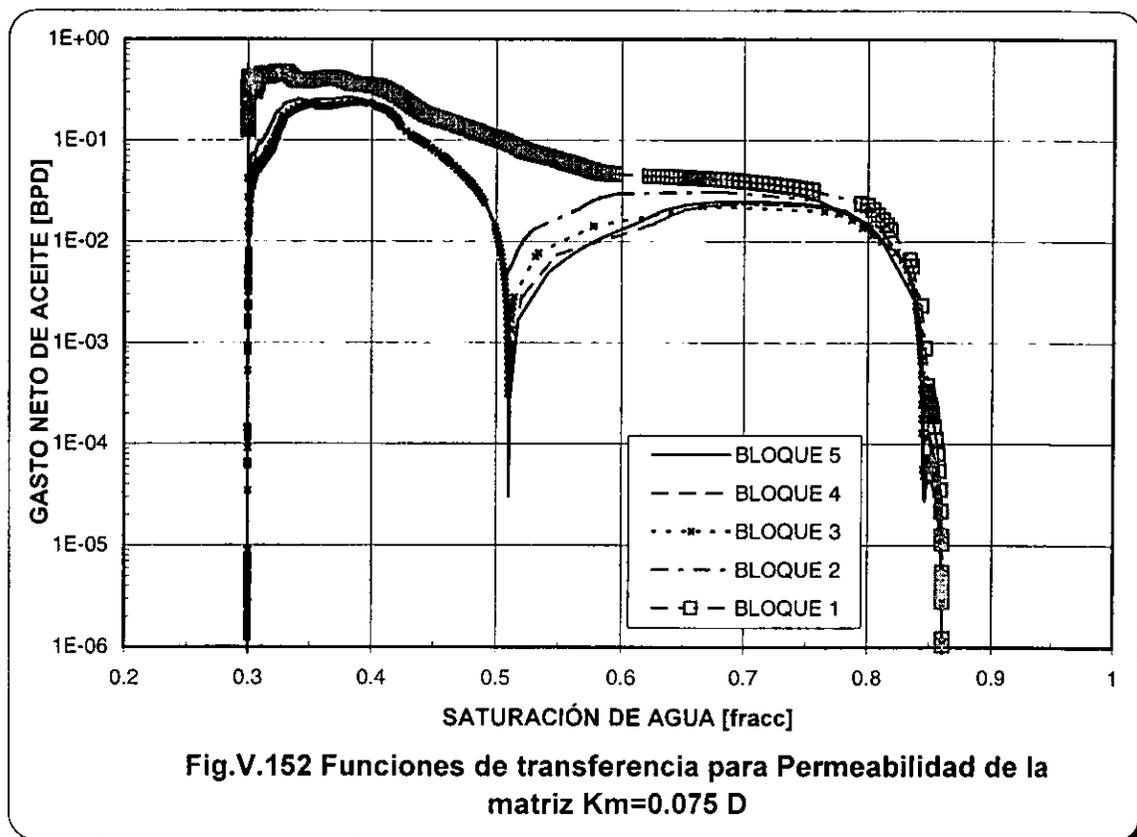
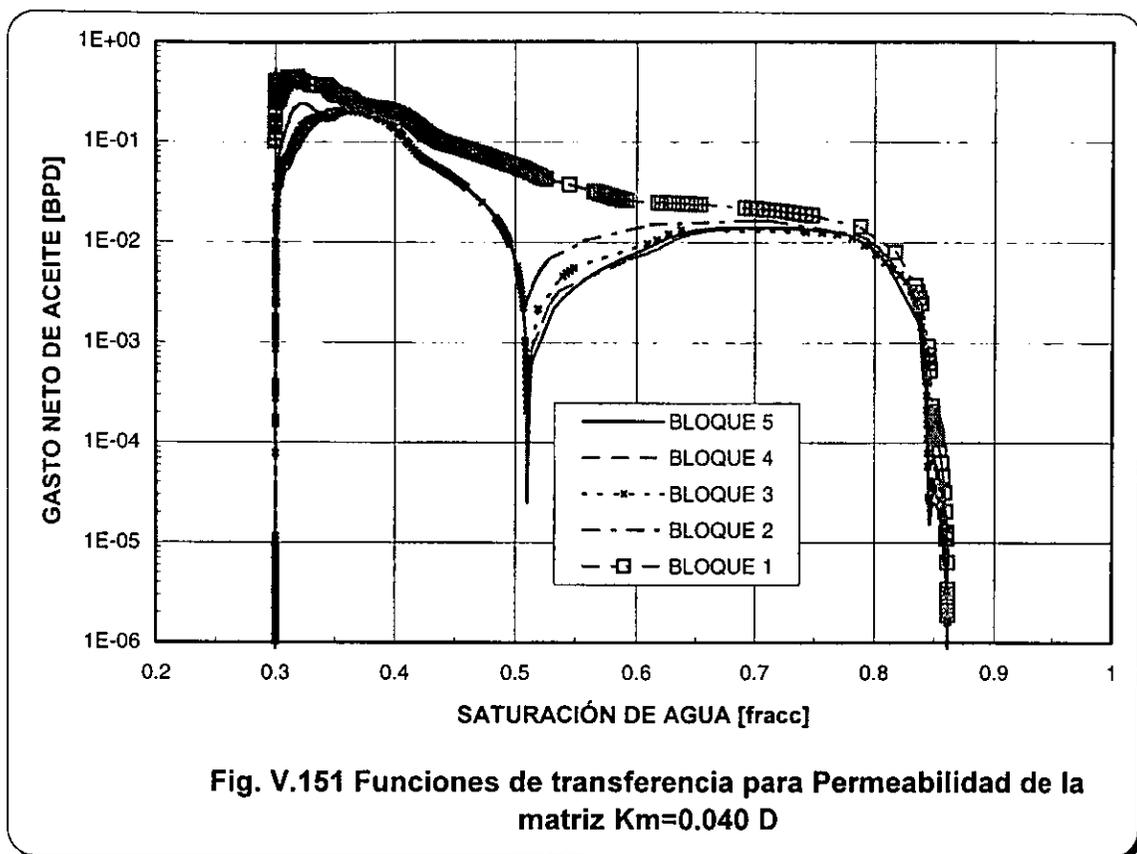
### V.4.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA PERMEABILIDAD DE LA MATRIZ.

Este análisis se realizó con un apilamiento de 5 bloques variando únicamente la permeabilidad de la matriz con valores de 0.075, 0.040, 0.025 y 0.010 Darcy's.

La Fig. V.148 muestra el comportamiento de las funciones de transferencia para el caso base (0.050 Darcy's) y en las Figs. V.149 a V.152 se ilustra el comportamiento de las funciones de transferencia correspondientes a los diferentes valores de permeabilidad. Se observa que a valores menores de permeabilidad el período en que los efectos de los gastos laterales de aceite son apreciables disminuye. El efecto combinado de los sistemas mojado por agua y por aceite vuelve a ser evidente, conservando las características anteriormente descritas de cada uno.

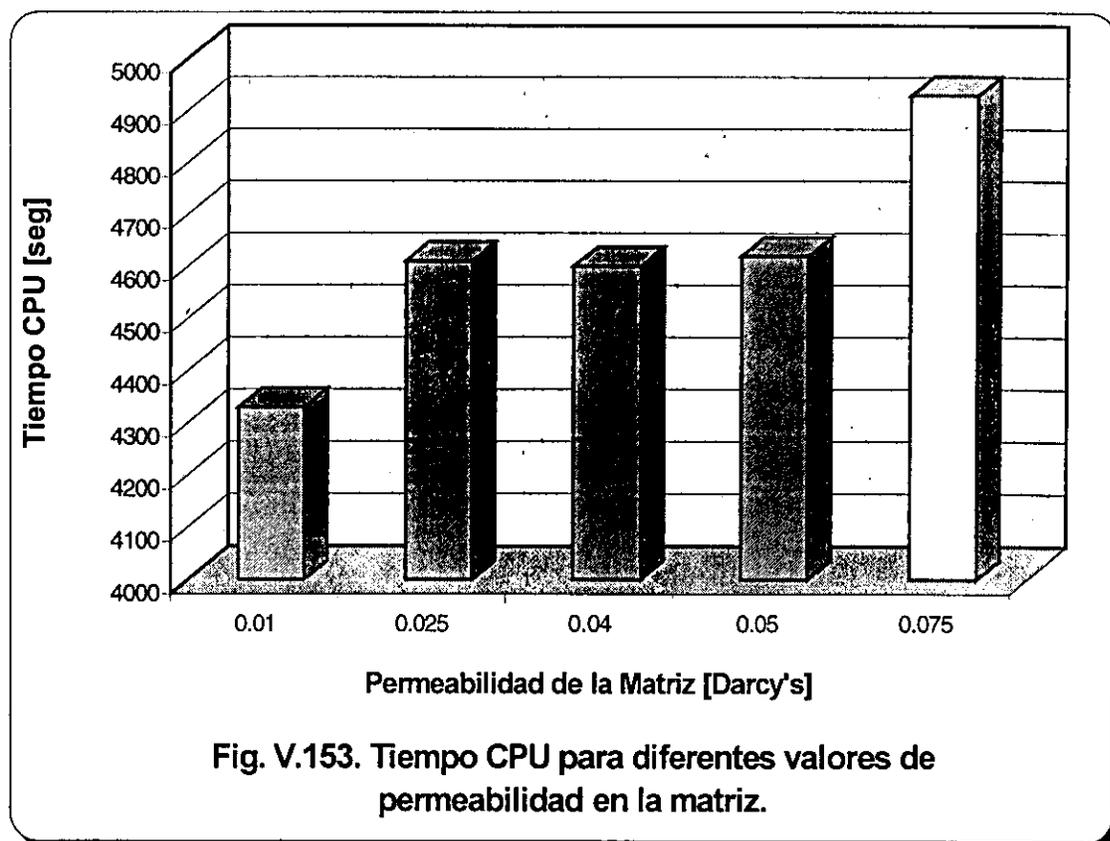






El comportamiento de la saturación de agua y presiones medias y gastos de aceite y agua totales del sistema para los 5 experimentos se muestra en la Fig. V.154, donde se destaca que con valores de permeabilidad menores el sistema es ligeramente represionado al momento de ser desplazado el aceite contenido en el bloque. Los gastos de aceite son prácticamente del mismo valor aunque existe un corto período en que los gastos son menores ( $5 \times 10^{-2}$  a 2 días) con permeabilidades menores, lo que origina que la saturación de agua media en el apilamiento sea menor en ese tiempo, y esto también se refleja en el retraso en la recuperación de aceite, Fig. V.155, aunque al final es la misma cantidad para todos los casos. Este comportamiento también se observa en la Fig. V.156, y además la linealidad antes descrita, en el período comprendido entre  $5 \times 10^{-5}$  días y  $2 \times 10^{-2}$  días.

No se tiene un comportamiento definido en el tiempo de computo requerido en cada uno de los casos, como se muestra en la siguiente figura:



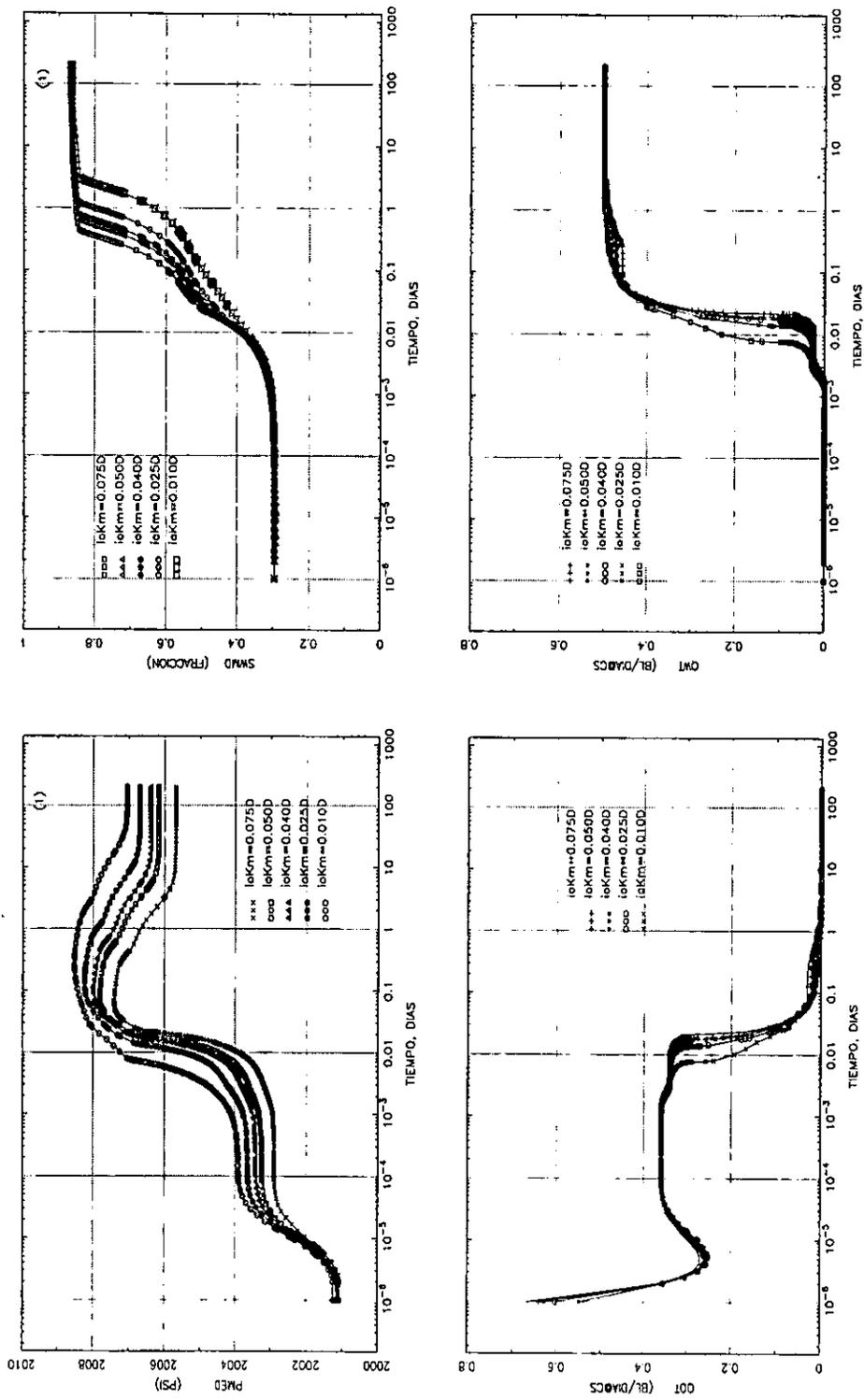


Fig. V.154 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, variando la permeabilidad para el caso de roca con mojabilidad mixta y fracturas saturadas inicialmente con aceite.

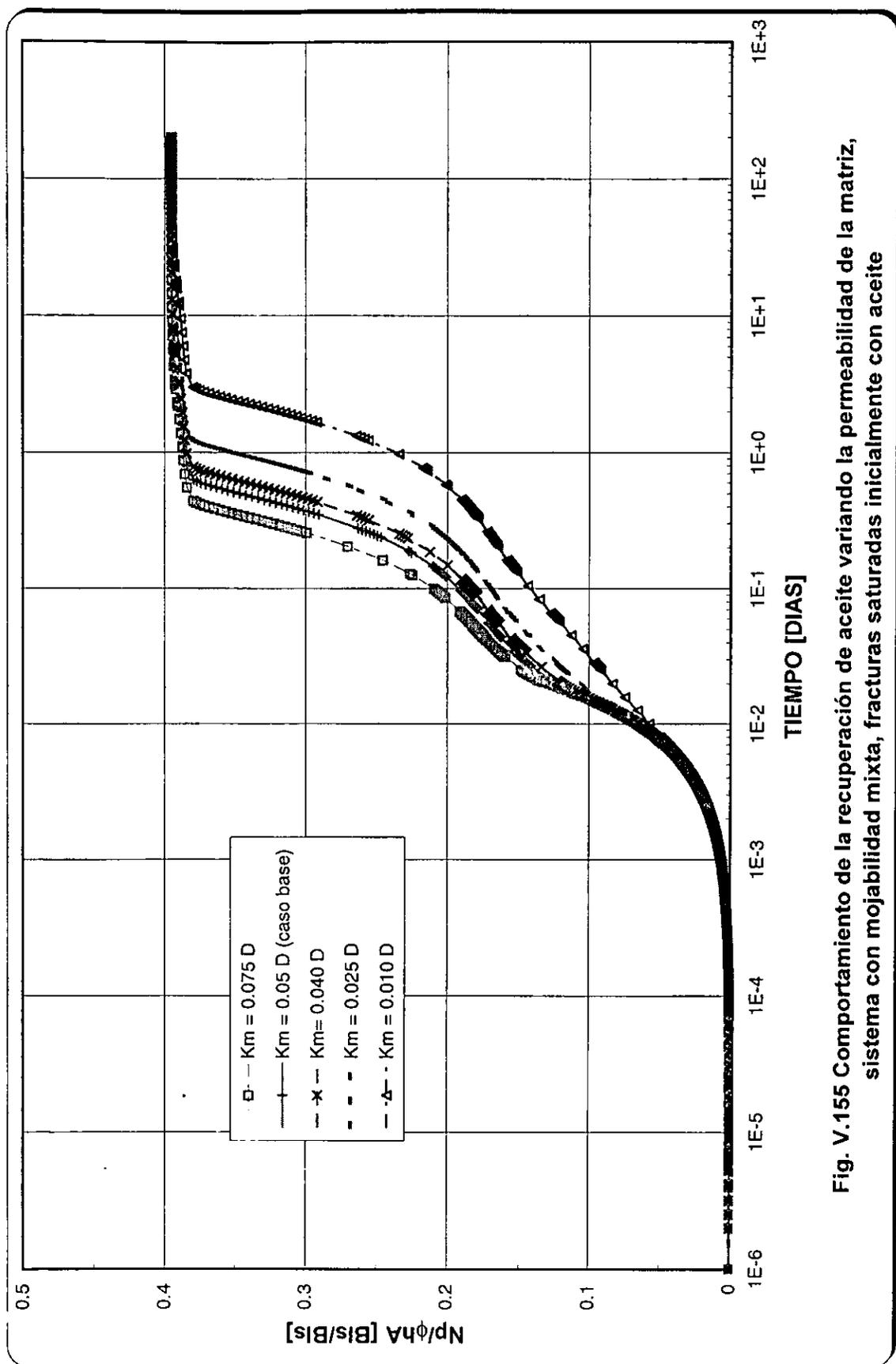


Fig. V.155 Comportamiento de la recuperación de aceite variando la permeabilidad de la matriz, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con aceite

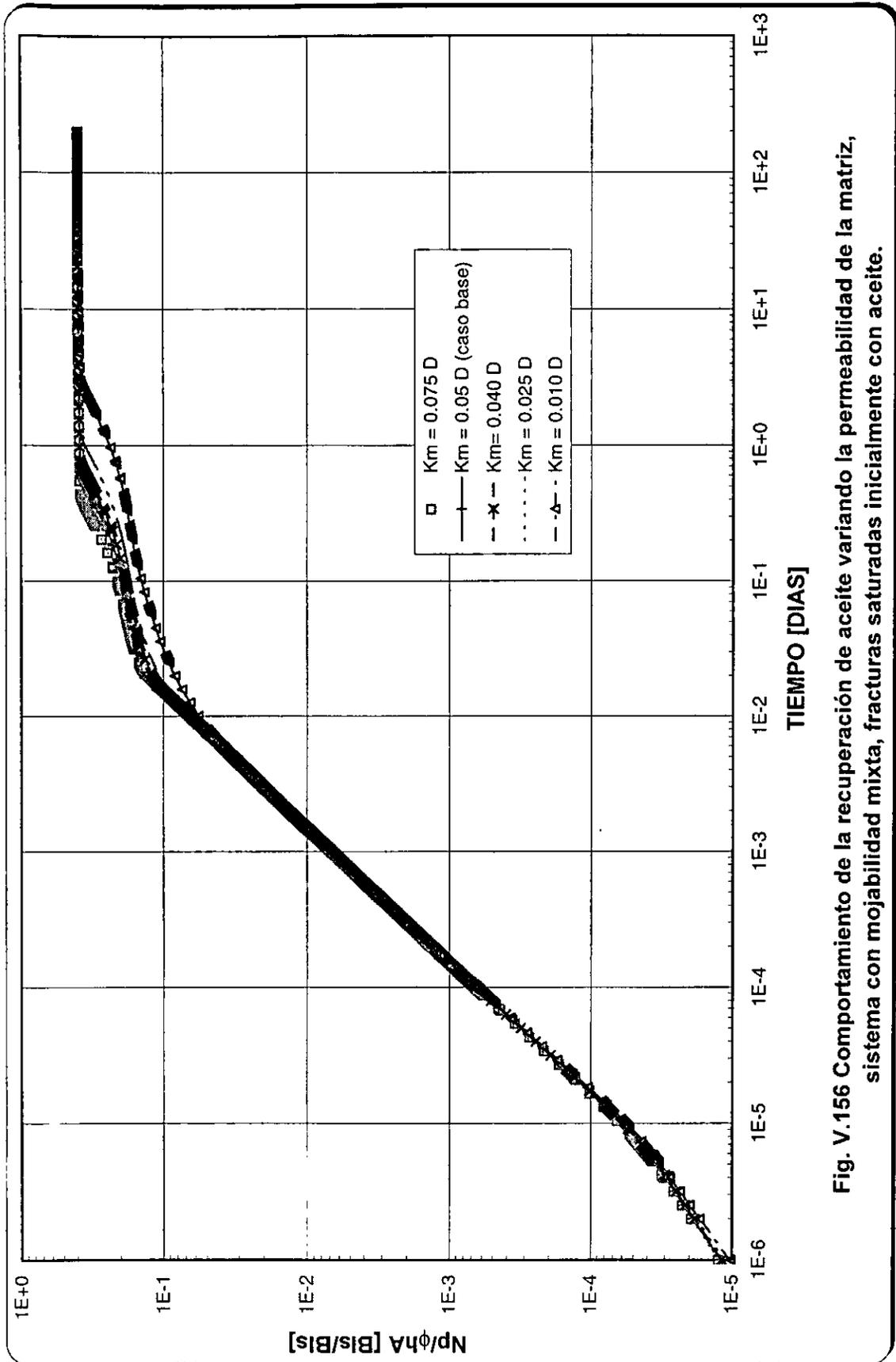
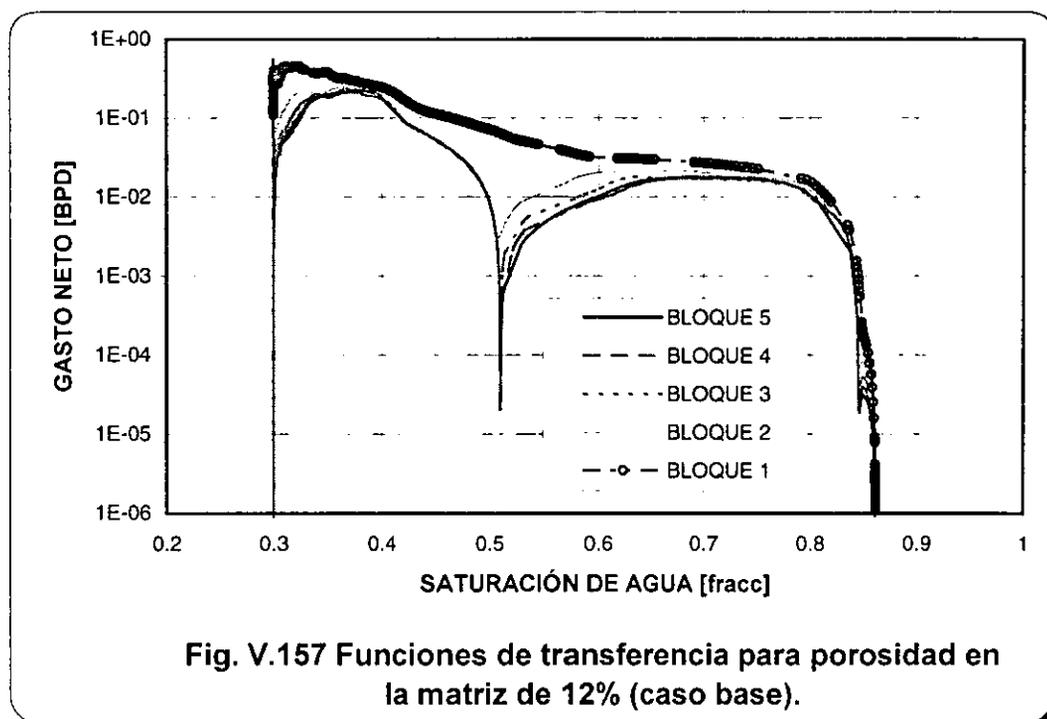


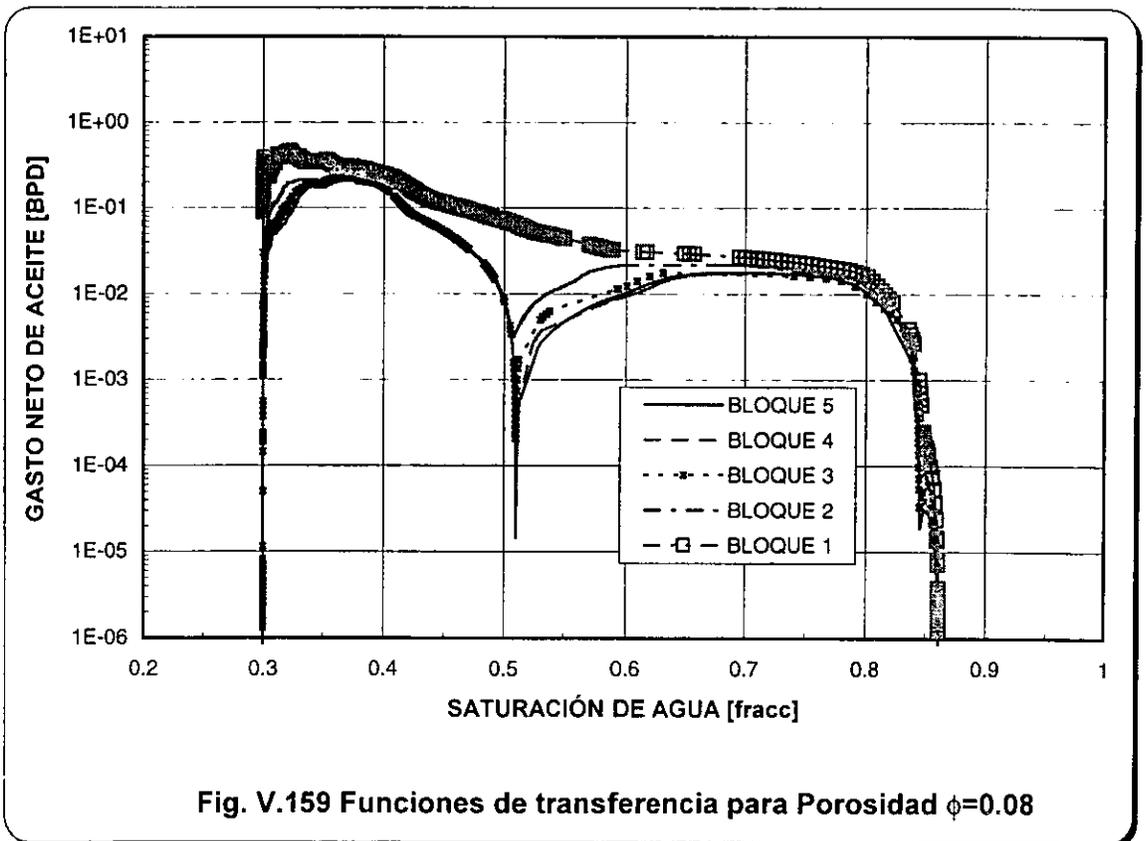
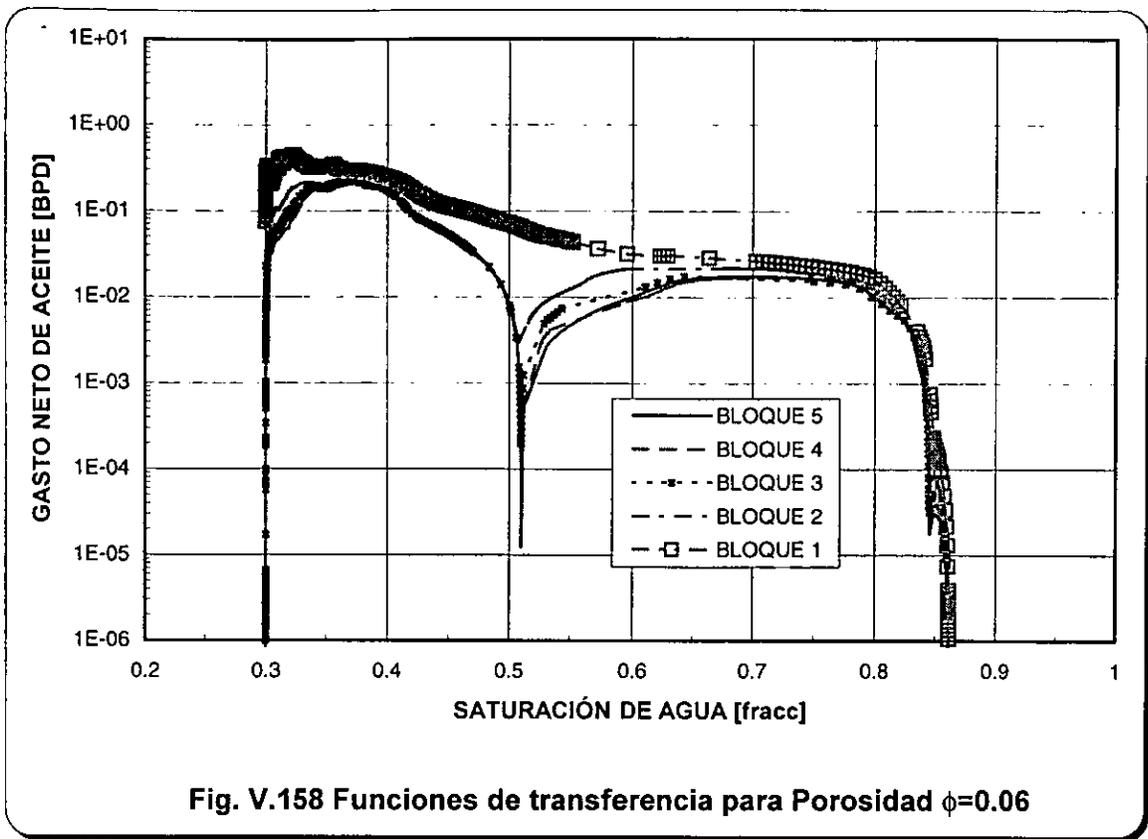
Fig. V.156 Comportamiento de la recuperación de aceite variando la permeabilidad de la matriz, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con aceite.

#### V.4.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD A LA POROSIDAD DE LA MATRIZ.

Se realizó el análisis de sensibilidad del sistema a la porosidad de la matriz variando el valor de ésta en un 20% arriba del valor del caso base (0.12 fracc) y 20%, 40% y 60% aproximadamente debajo del valor del caso base, manteniendo los demás parámetros sin modificar. Los casos de porosidad estudiados, en fracción, son 0.15, 0.10, 0.08 y 0.06.

Como se observa en las Figuras V.157 a V.161, los resultados no muestran una diferencia apreciable en las funciones de transferencia, dado que no dependen de porosidad (en el rango estudiado) ni tiempo.





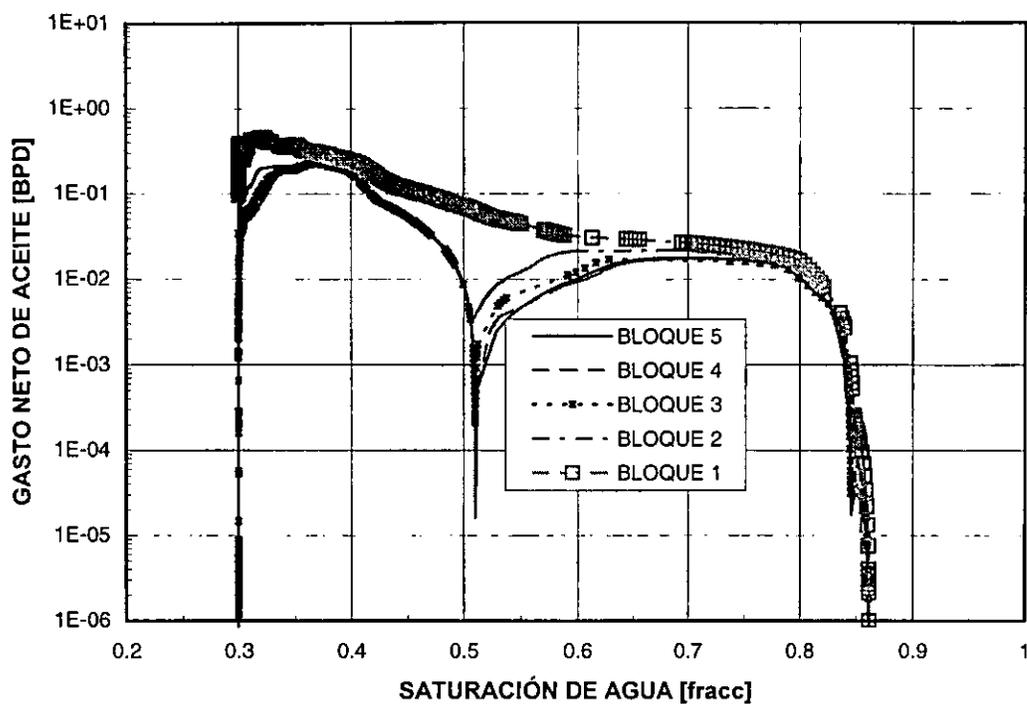


Fig. V.160 Funciones de transferencia para Porosidad  $\phi=0.10$

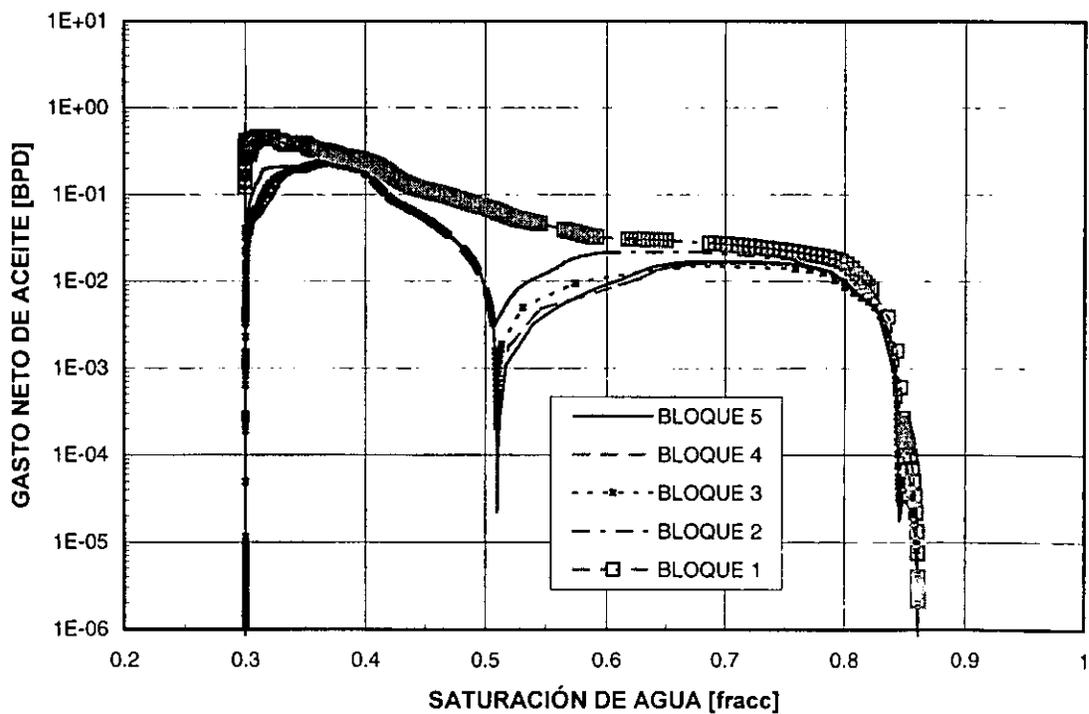
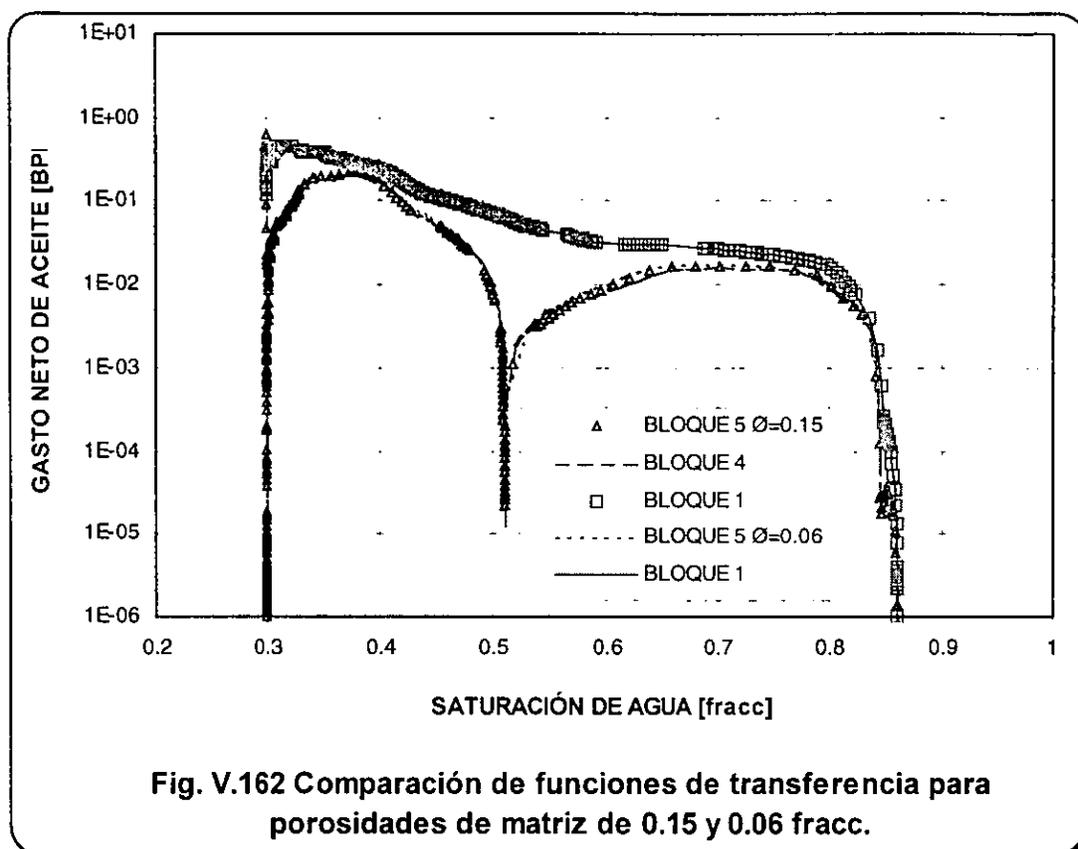


Fig. V.161 Funciones de transferencia para Porosidad  $\phi=0.15$

Debido a que se observó una similitud muy grande en los gastos netos de aceite se superpusieron el comportamiento de las funciones de transferencia para diferentes valores de porosidad, siendo en todos los casos prácticamente los mismos para los bloques respectivos, como ejemplo se muestra en la siguiente Fig. V.162 las funciones para valores de porosidad en la matriz, en fracción, de 0.15 y 0.06.

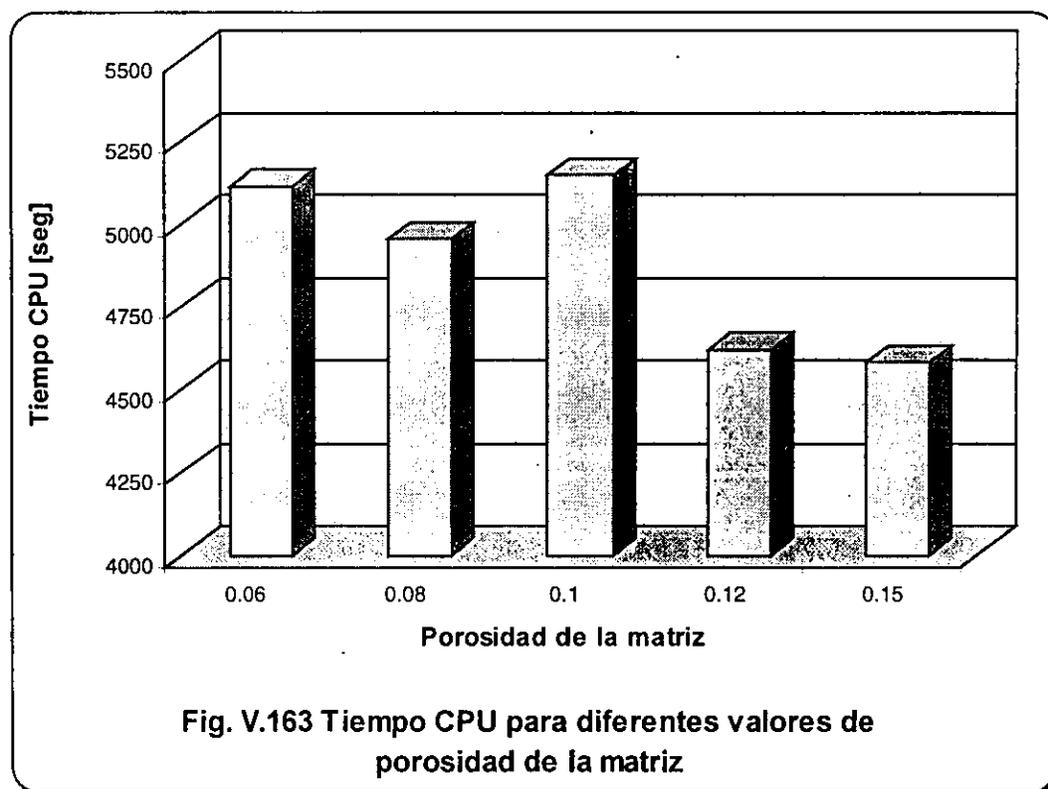


El comportamiento de la saturación de agua y presión medias y gastos de aceite y agua totales del sistema se observan en la Fig.V.164 y se observa que la saturación de agua media se incrementa en menor tiempo para valores de porosidad menores y que corresponde con el menor gasto total de aceite después de 0.01 días; la presión media no muestra diferencias que impacten en las funciones de transferencia.

En la Figura V.165 se muestran la recuperación de aceite en una gráfica semilogarítmica sin normalizar, la Fig. V.166 muestra el comportamiento de la recuperación de aceite normalizada por volumen poroso en una gráfica doble logarítmica en donde se observa que se tiene la misma recuperación para todos los casos por unidad de volumen poroso, aunque al incrementar los valores de porosidad se retrasa ligeramente la recuperación, pudiéndose deber a la diferente relación  $Q_{wi}/fhA$ , ya que el gasto de inyección permaneció constante para todos los casos.

Se observa la linealidad mencionada en apartados anteriores, en el período comprendido entre  $1 \times 10^{-5}$  días y  $1 \times 10^{-2}$  días.

El tiempo de cómputo no varía de una manera definida, como se muestra en la Fig. V.163.



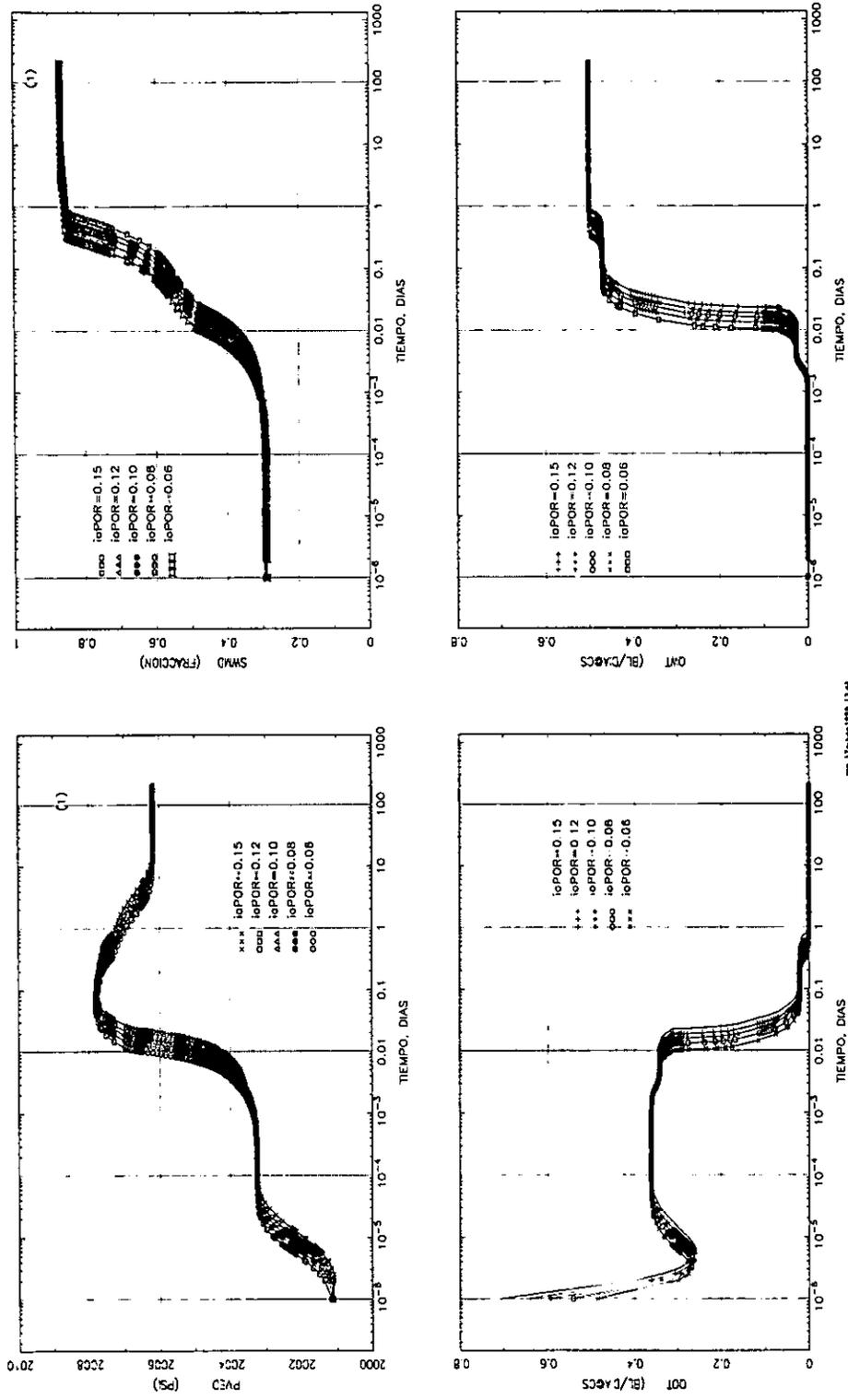


Fig. V.164 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, variando la porosidad para el caso de roca con mojabilidad mixta y fracturas saturadas inicialmente con aceite.

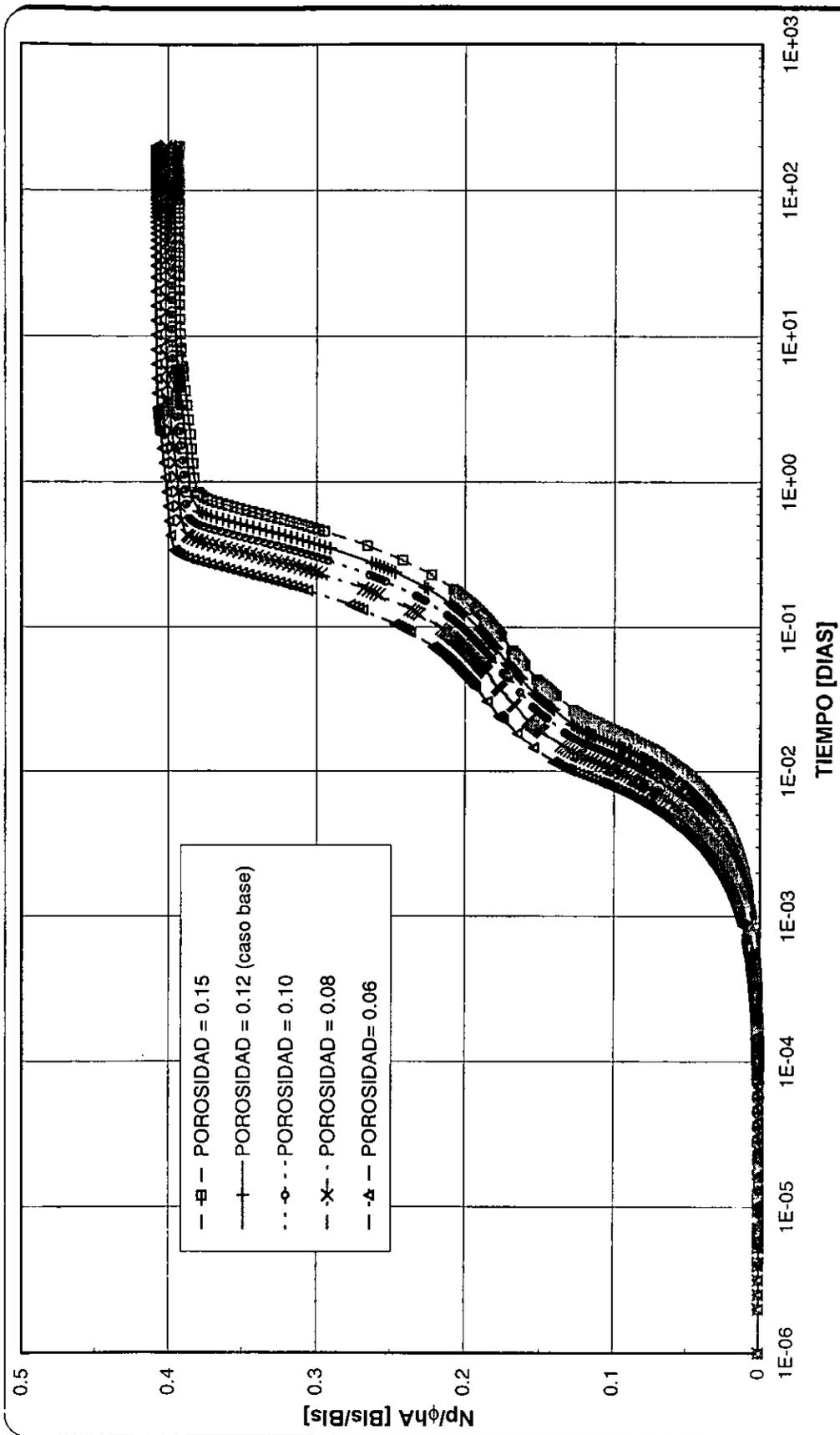


Fig. V.165. Comportamiento de la recuperación de aceite variando la porosidad de la matriz, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con aceite.

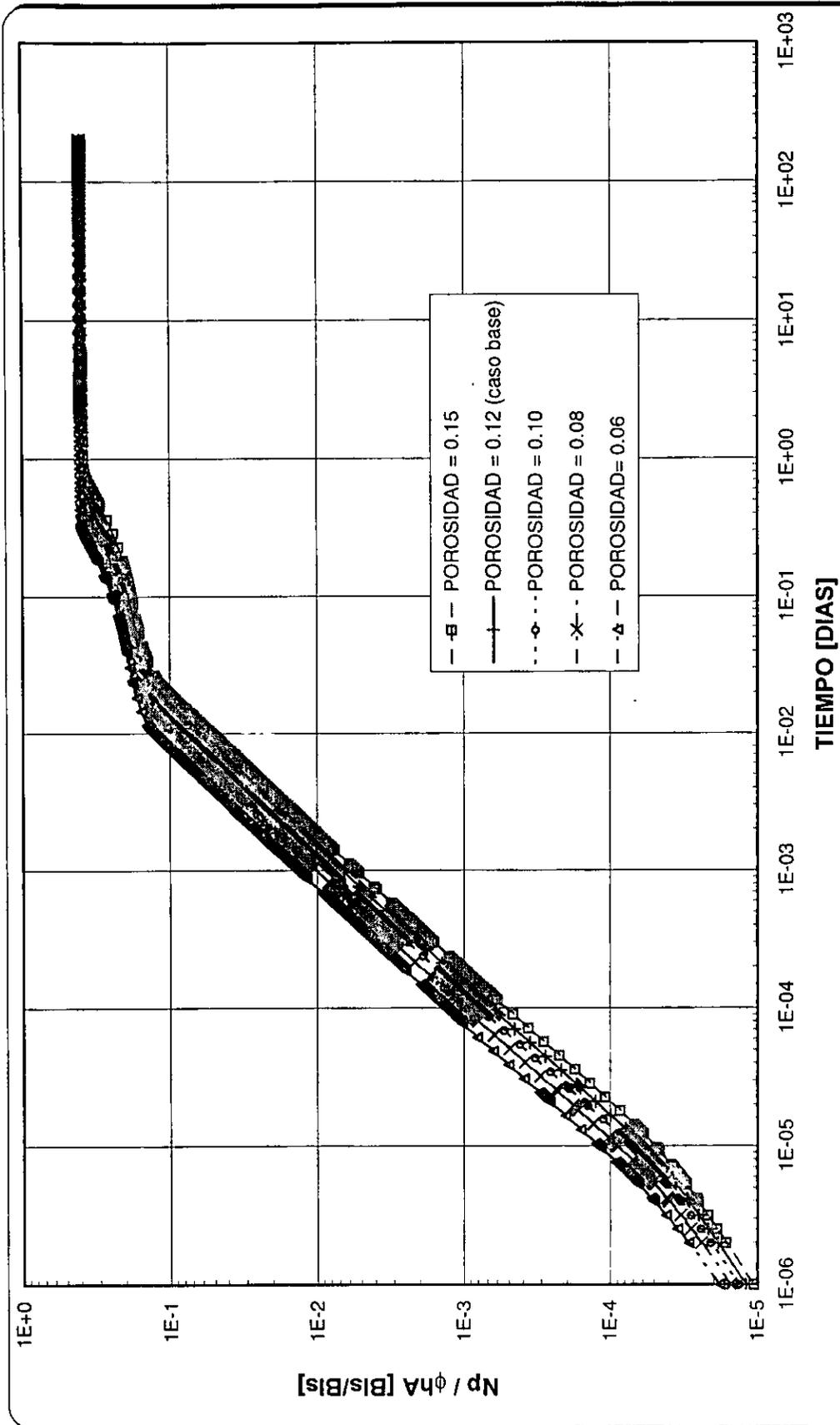


Fig. V.166. Comportamiento de la producción acumulada de aceite variando la porosidad de la matriz, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con aceite.

#### V.4.5 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CON DIFERENTES TAMAÑOS DE BLOQUE DE MATRIZ.

Para este análisis se utilizó un apilamiento de 5 bloques con valores de 1, 2 (caso base), 4 y 6 pies. Las Figs. V.167 a V.170 muestran el comportamiento de las funciones de transferencia para cada uno de los experimentos y se observa que a mayor tamaño de bloque los gastos de aceite para los bloques 2 a 5 tienden a agruparse cuando su comportamiento es similar a un sistema mojado por agua, esto es a valores menores de 0.5 de saturación de agua; pero se desagregan al inicio del comportamiento mojado por aceite.

La Fig. V.171 muestra los comportamientos de la saturación de agua y presiones medias y gastos totales de aceite y agua del sistema, en donde existe un represionamiento con tamaños de bloque mayores, esto es debido a que la base se encuentra a una mayor profundidad, pero no afecta las funciones como se vio anteriormente.

Los gastos de aceite se desfazan siendo mayores para altura de bloques mayores, aunque en todos los casos se alcanza el mismo punto. El comportamiento parecido a mojado por aceite se observa después de 0.01 días, que es cuando disminuyen rápidamente. La combinación de comportamientos se refleja en los mismos tiempos para el gasto total de agua y la saturación de agua media, y en ésta última el valor se ve retasado cuando se tienen valores de altura de bloques mayores.

Las Figuras V.172 y V.173 muestran la recuperación de aceite, en donde se observa que recuperación es la misma normalizando por volumen poroso. En la gráfica doble logarítmica se nota que existe en una porción de las curvas una parte recta, en el rango de  $1 \times 10^{-4}$  días y  $1 \times 10^{-2}$  días, pero no se agrupan, sino después de 1 día.

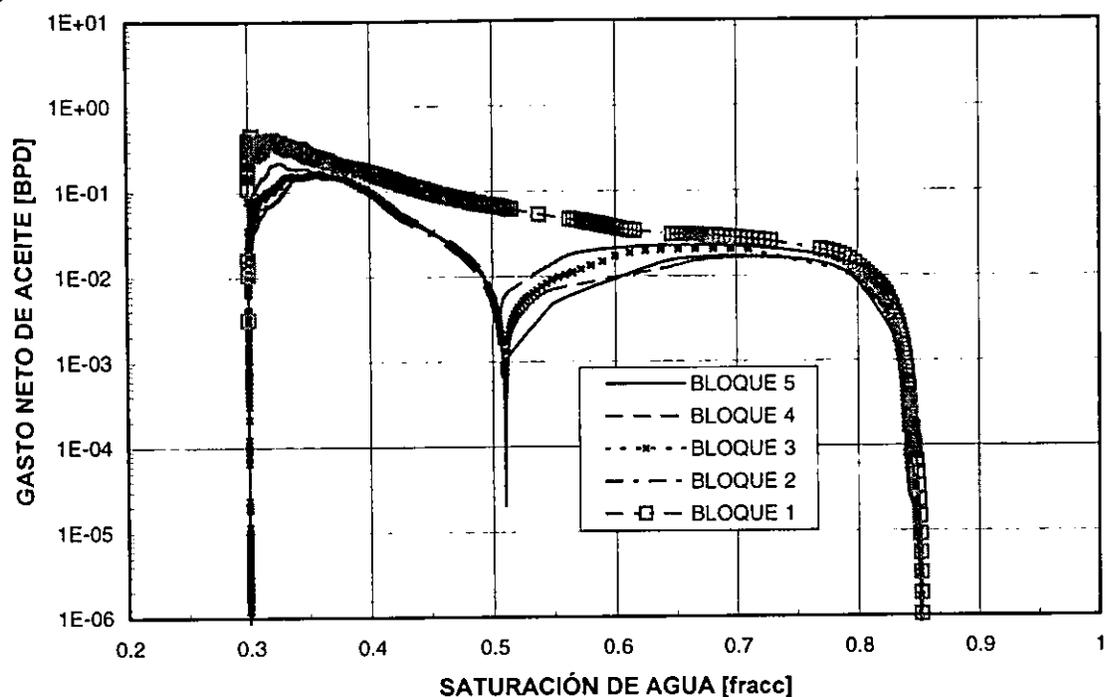


Fig. V.167 Funciones de transferencia para Tamaño de Bloque  $L_z = 1$  ft

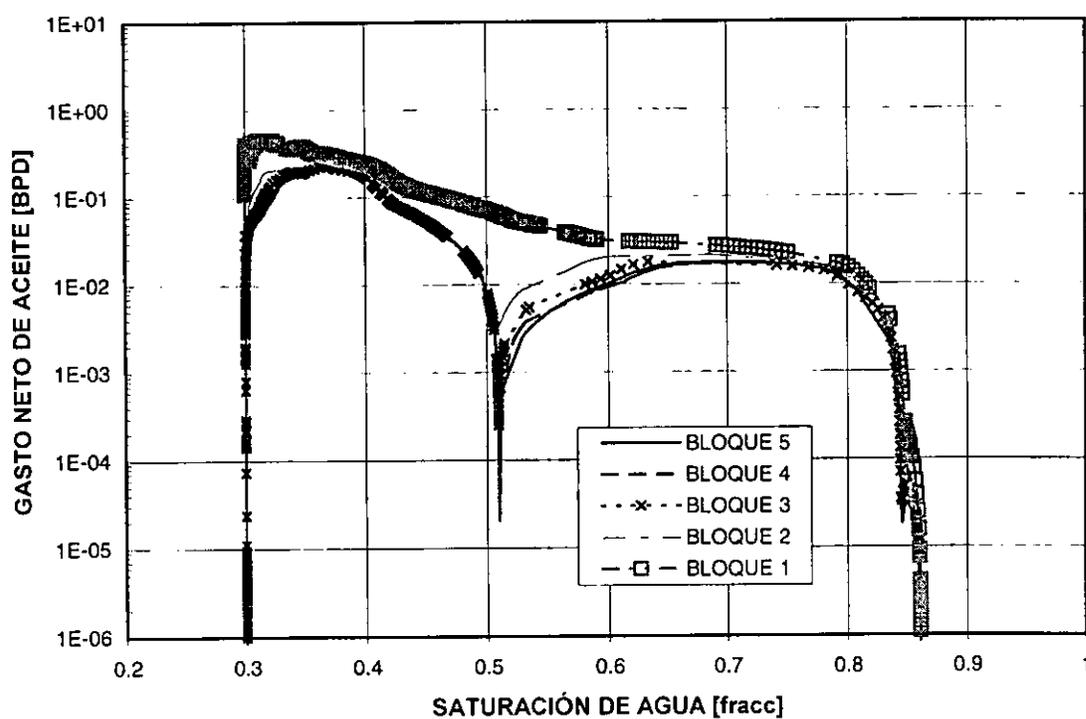


Fig. V.168 Función de transferencia para Tamaño de Bloque  $L_z = 2$  ft (caso base)

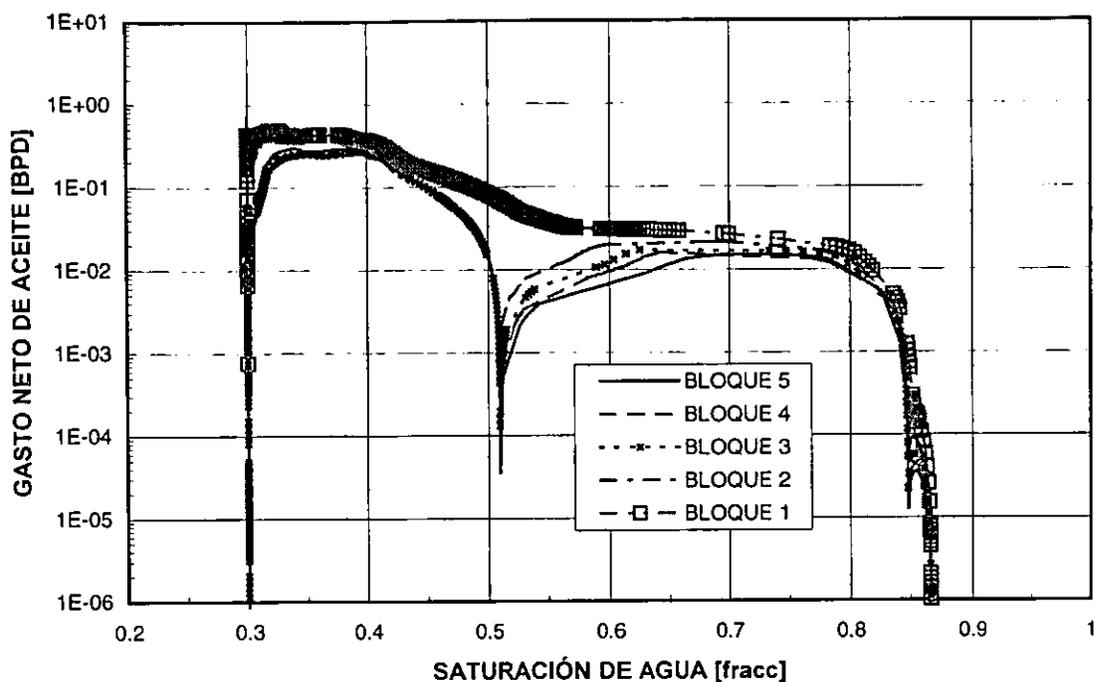


Fig. V.169 Funciones de transferencia para Tamaño de Bloque  $L_z = 4$  ft

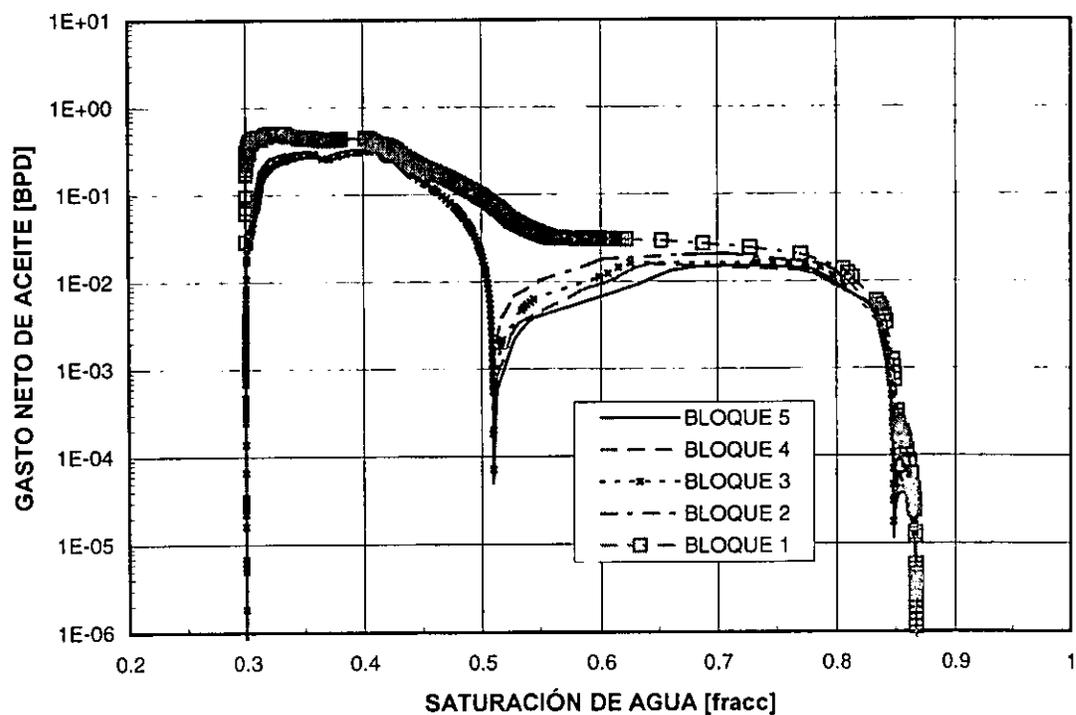
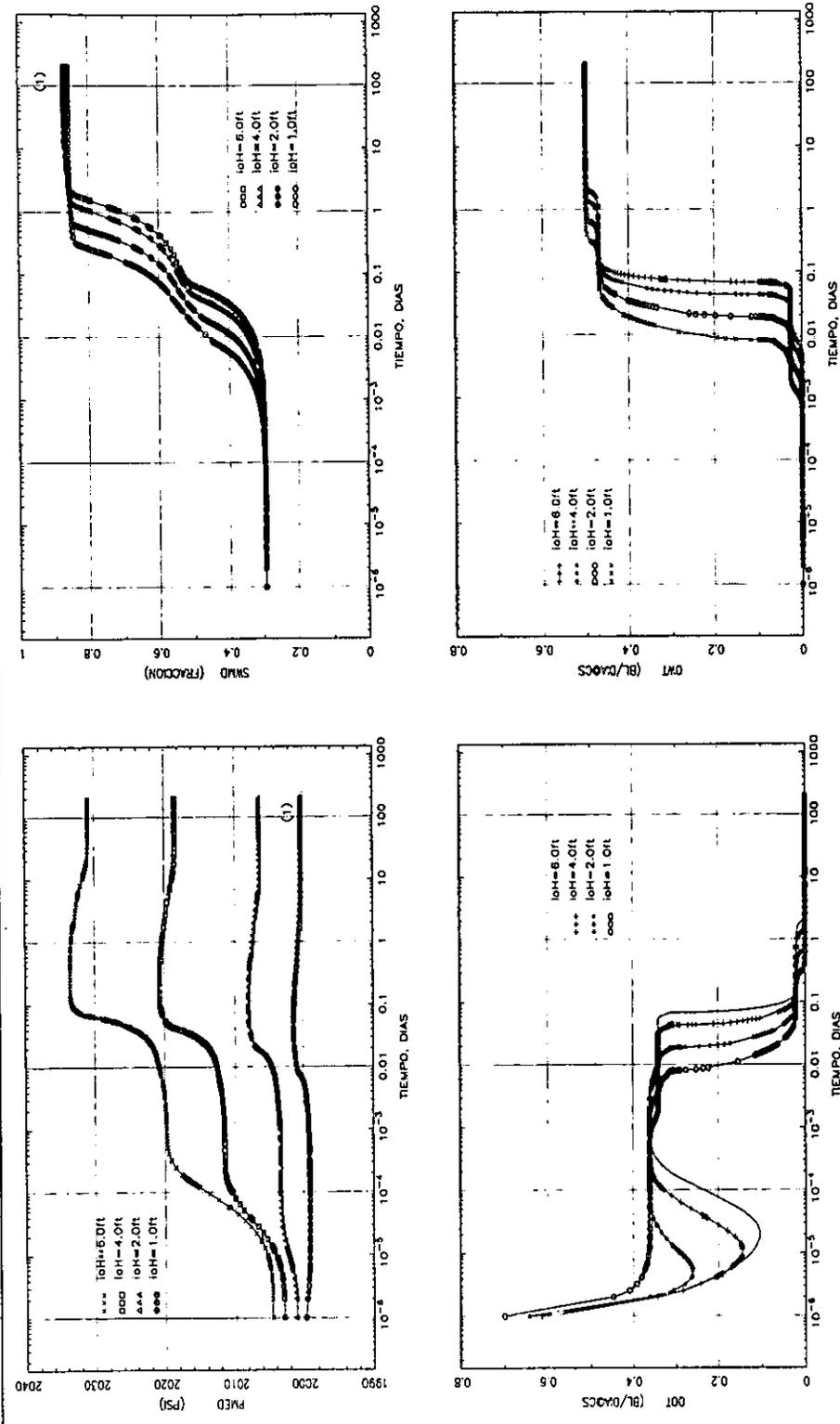


Fig. V.170 Función de transferencia para Tamaño de Bloque  $L_z = 6$  ft



**Fig. V.171** Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, variando la altura del bloque para el caso de roca con movilidad mixta y fracturas saturadas inicialmente con aceite.

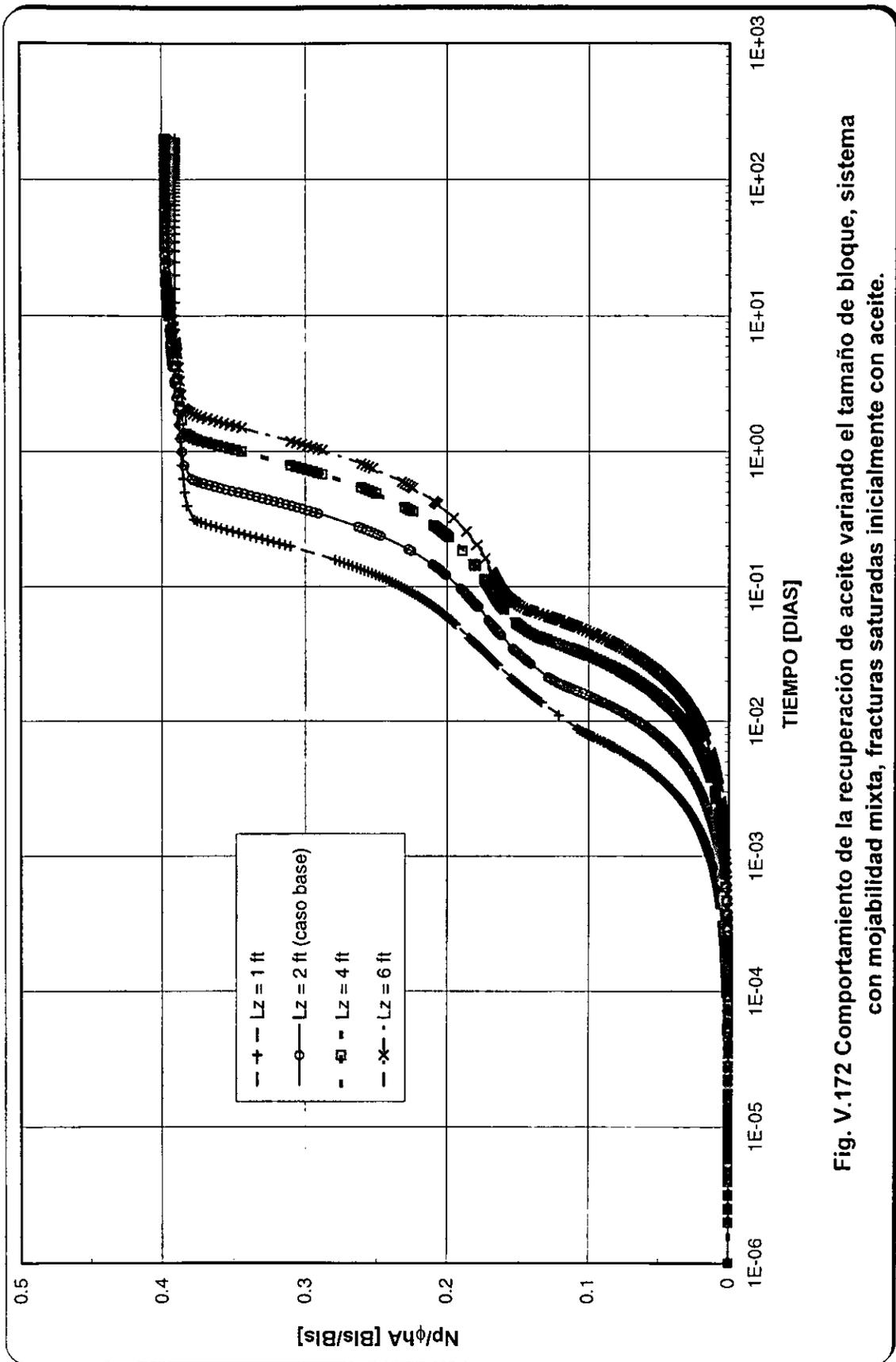


Fig. V.172 Comportamiento de la recuperación de aceite variando el tamaño de bloque, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con aceite.

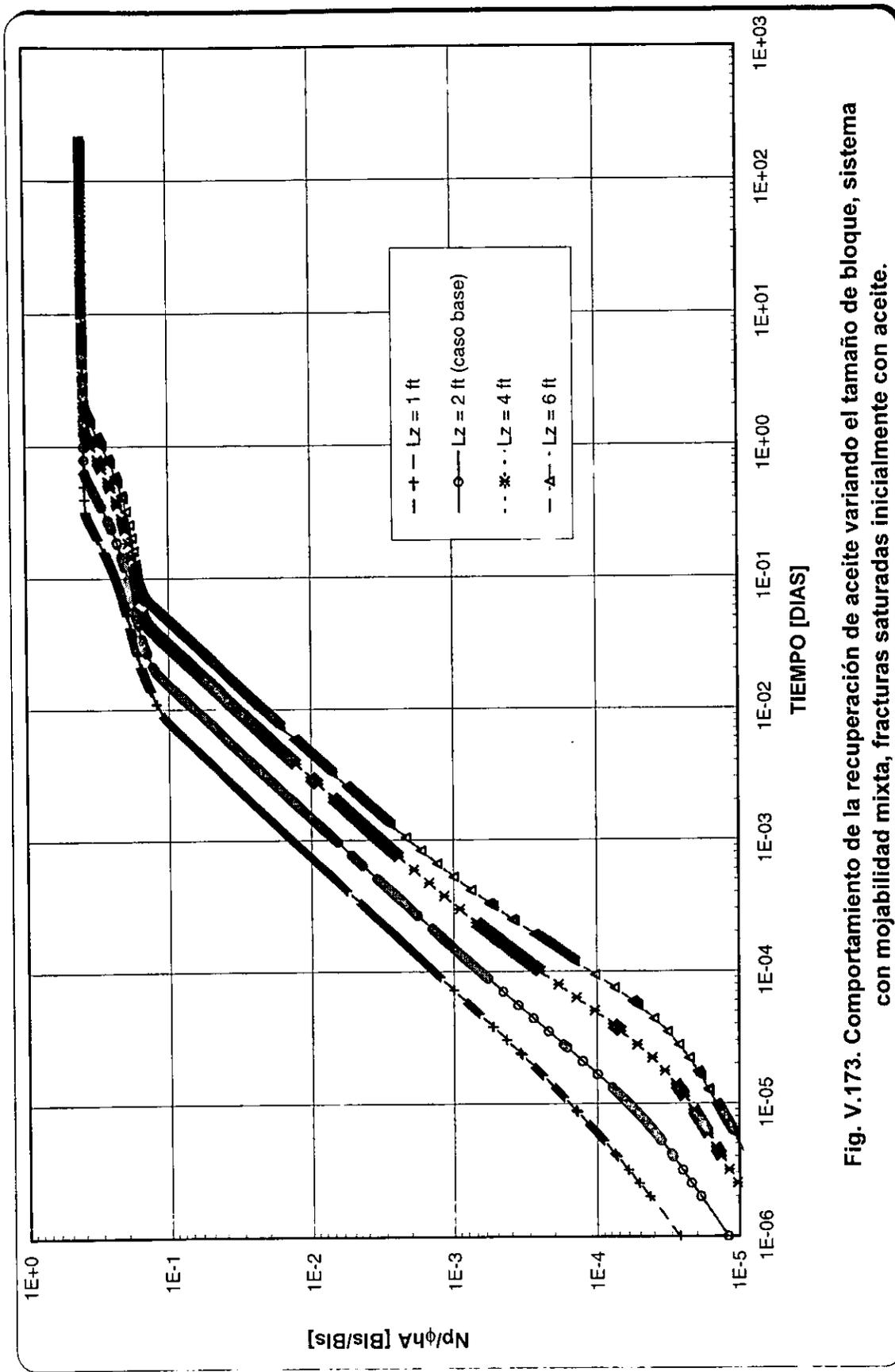


Fig. V.173. Comportamiento de la recuperación de aceite variando el tamaño de bloque, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con aceite.

## V.5 CONCLUSION SISTEMA CON MOJABILIDAD MIXTA.

Es importante resaltar que al sobreponer las funciones de transferencia para el sistema con mojabilidad mixta cuando las fracturas se encuentran saturadas inicialmente con aceite o con agua, muestran casi el mismo comportamiento durante todo el experimento, difiriendo solamente cuando el bloque de matriz tiene una saturación de agua baja.

Como ejemplo, en las Figs. V.174 y V.175, se muestra el comportamiento de las funciones de transferencia para los bloques 1 y 4, respectivamente, cuando las fracturas se encuentran saturadas inicialmente con agua o con aceite. Aproximadamente a partir de una saturación de agua de 35% el comportamiento es prácticamente el mismo. Para valores menores de saturación de agua de 35 %, la diferencia en gastos netos de aceite es importante, entre 3 y 8 órdenes de magnitud.

Esta gran diferencia de gastos netos al inicio del experimento puede deberse al efecto de las fuerzas capilares dominantes, que se manifiestan como altos gastos laterales. Debido a que este sistema se comporta al inicio como un sistema mojado por agua los bloques de matriz tienden a embeber agua y a expulsar aceite a un ritmo alto, contrario a cuando las fracturas están saturadas con aceite.

La diferencia en gastos netos podría no ser significativa debido a que la saturación de agua media de 35% se da a tiempos muy pequeños; los gastos totales de aceite muestran esta diferencia pero también a tiempos muy pequeños, Fig. V.176, y afecta en un  $\pm 3\%$  la recuperación final de aceite de la pila de bloques, como se muestra en la Fig. V.177.

Lo anterior hace suponer que el sistema con mojabilidad mixta puede ser representado con un solo conjunto de funciones de transferencia sin importar el fluido inicial en las fracturas, con un margen de error de  $\pm 5\%$  en la recuperación final. Esto debe de comprobarse con experimentos usando otros sistemas con mojabilidad mixta y también al comprobar las funciones de transferencia en un modelo de doble porosidad modificado (en donde estén incluidas estas pseudofunciones de transferencia, considerando un sistema agua-aceite).

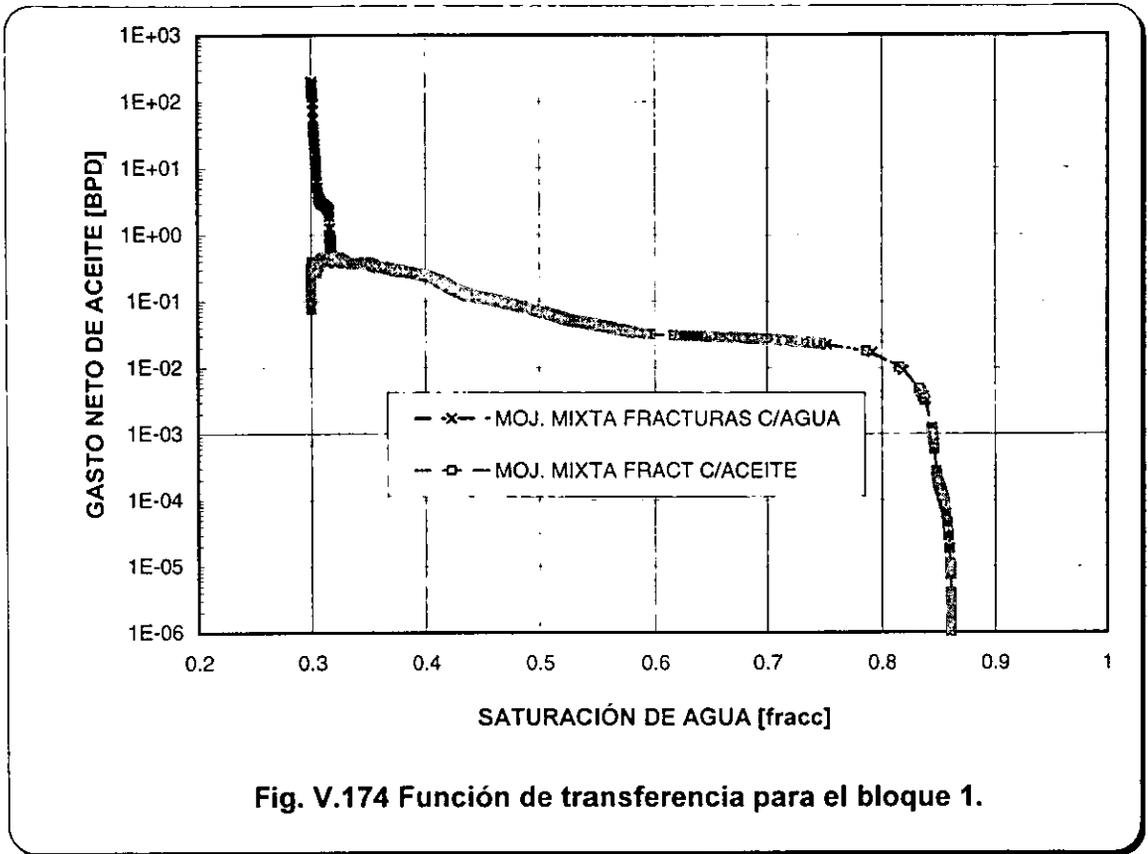


Fig. V.174 Función de transferencia para el bloque 1.

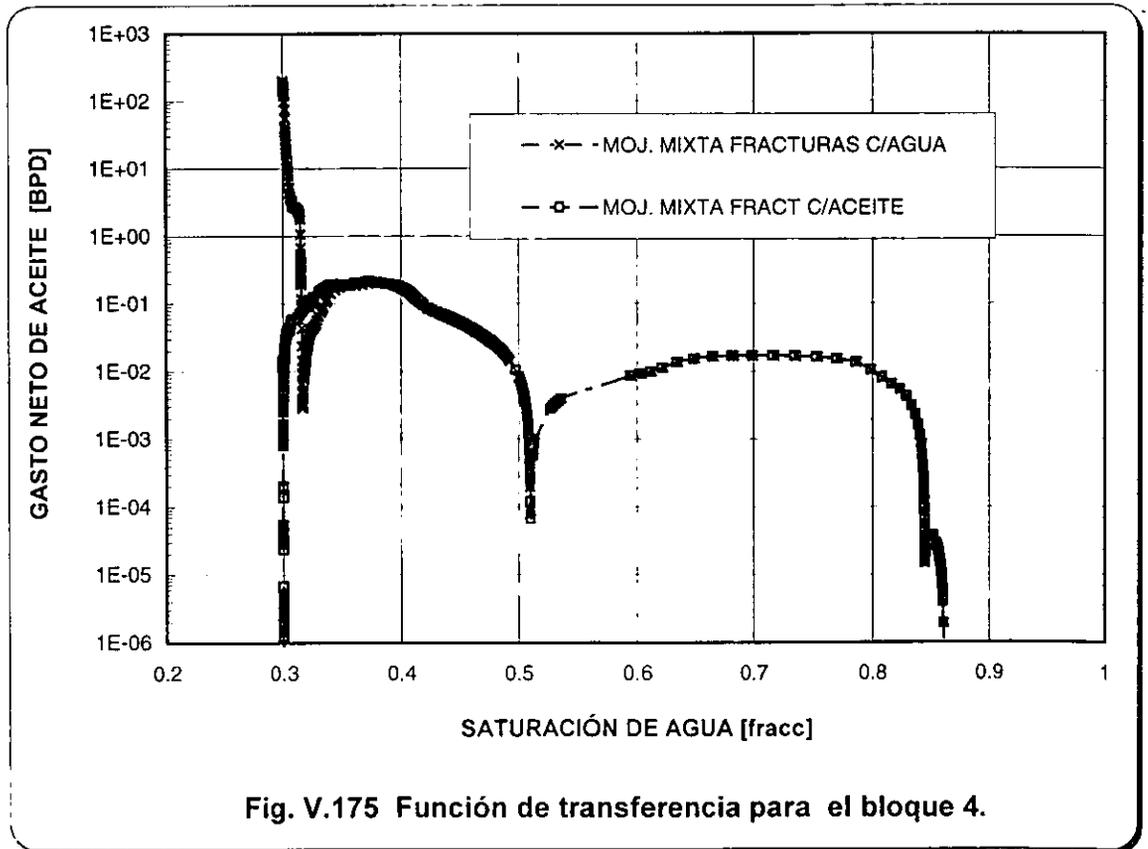


Fig. V.175 Función de transferencia para el bloque 4.

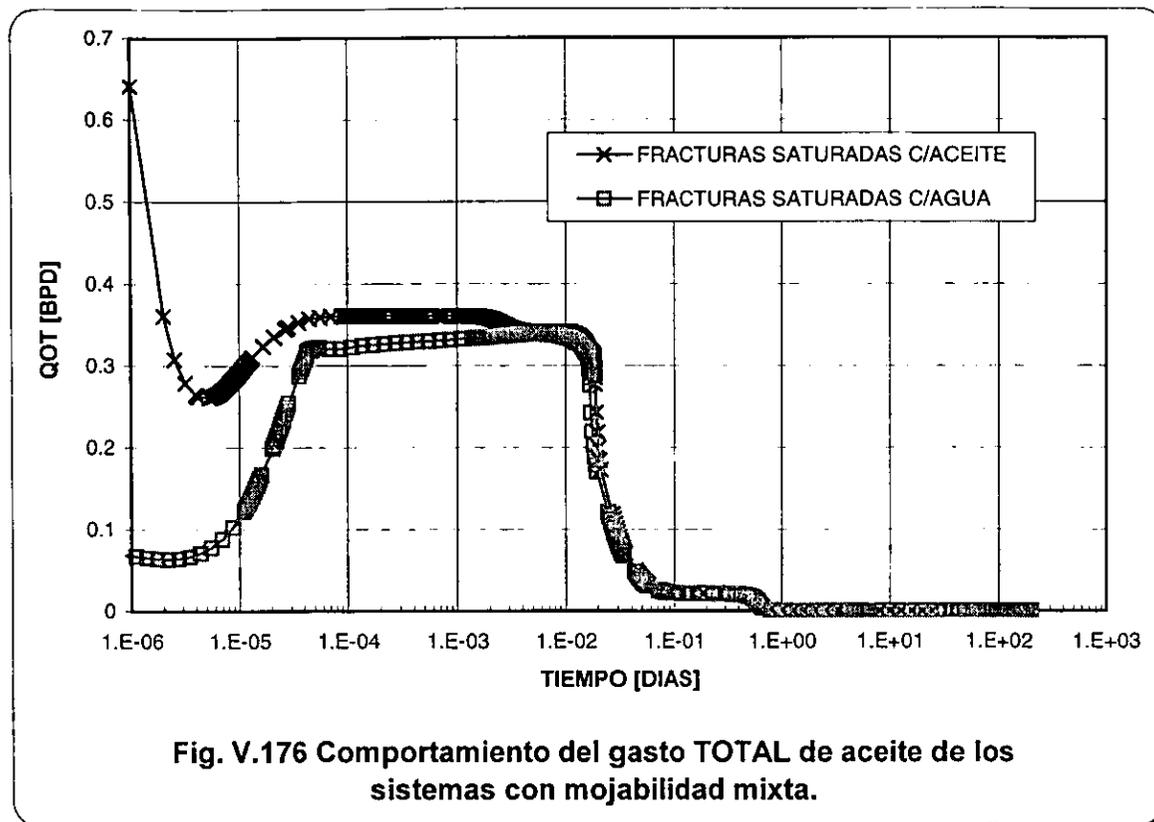


Fig. V.176 Comportamiento del gasto TOTAL de aceite de los sistemas con mojabilidad mixta.

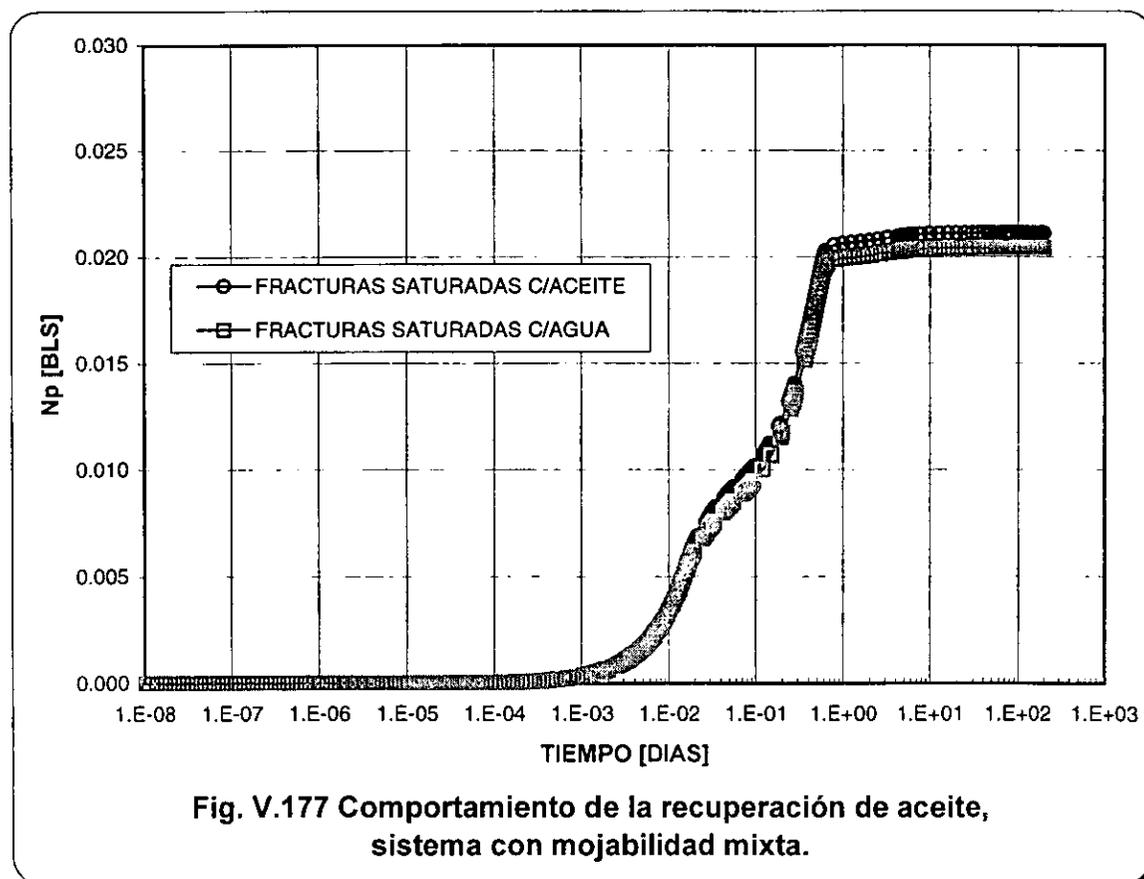


Fig. V.177 Comportamiento de la recuperación de aceite, sistema con mojabilidad mixta.

## VI. FACTORES DE ESCALAMIENTO.

Siguiendo con la idea de trabajos anteriores<sup>7,13</sup>, de reducir el número de simulaciones para obtener funciones de transferencia, se utilizaron los factores de escalamiento para calcular nuevas funciones de transferencia de un sistema con parámetros diferentes, de una manera práctica.

Firoozabadi et al<sup>13</sup> utilizaron un sistema gas-aceite, en el que las fracturas se encontraban saturadas 100% de gas durante todo el experimento, por lo que el drene es el fenómeno predominante, es decir no existe intercambio considerable de fluidos lateralmente. Debido a esto, los factores de escalamiento resultaron sencillos y con una excelente aproximación.

Vicencio<sup>7</sup> utilizó un sistema aceite-agua en una roca con marcada mojabilidad por agua y con las fracturas saturadas inicialmente con agua, donde están presentes los fenómenos de drene e imbibición, y por lo tanto la saturación de fluidos en la fractura vertical cambia durante el experimento. Con este sistema las funciones escaladas para permeabilidad en la matriz no tienen una buena aproximación para ciertos períodos donde las fracturas no permanecen predominantemente saturadas con agua.

El mismo autor menciona que esto es originado al utilizar el criterio de “corriente arriba” en el simulador para evaluar la permeabilidad relativa, con lo cuál, para los periodos en que el agua entra a las celdas de matriz, la transmisibilidad es evaluada con valores diferentes de saturación de agua y los factores de escalamiento sean también función de saturación en las fracturas.

En el presente trabajo se observa el mismo fenómeno para los sistemas con mojabilidad intermedia y preferentemente mojada por agua, no así para el sistema con marcada mojabilidad por aceite, en donde el escalamiento es excelente para todo el experimento.

Analizando el comportamiento, con la subrutina gráfica acoplada al simulador, de los intercambios de fluidos en la cima, base y lateral, para todos los sistemas, se observa que existe una marcada relación en los períodos en que no se tiene una buena aproximación de las funciones y los períodos en los que existe un intercambio de fluidos lateral apreciable, es decir las funciones de transferencia dependen en un mayor grado del intercambio lateral mas que de la saturación en las fracturas.

Aunque sigue siendo válido el análisis de que la falta de reproducción se origina por el criterio de "corriente arriba" al evaluar la permeabilidad relativa, ya que es el parámetro que puede variar directamente, en un punto y tiempo dados, al variar la saturación de agua con que se evalúa el gasto escalado, como se observa en el siguiente procedimiento presentado por Vicencio en la referencia 7.

Si se define el gasto neto de transferencia como:

Gasto neto de transferencia ( $Q_f^n$ ) = Transmisibilidad ( $T_f$ ) \* Gradiente de potencial ( $\nabla \Phi$ )

$$Q_f^n = \frac{A K K_{rf}}{\mu_f B_f \Delta L} (\Delta P + \Delta P_c - \Delta D \gamma_i) \quad (VI.1)$$

Donde:

f = fase o, w

n = índice de bloque

Entonces se puede escribir, para cuando cambie alguna propiedad, la relación siguiente:

$$\frac{(Q_f^n)^*}{(T_f \Phi)^*} = \frac{(Q_f^n)}{(T_f \Phi)} \quad (\text{VI.2})$$

donde el asterisco (\*) son datos conocidos.

Como se observa en las Figuras V.25, V.70, V.112 y V.154, al modificar la permeabilidad de la matriz la presión media del sistema no varía considerablemente (< de 1 psi), por lo que se puede considerar prácticamente constante; a su vez la presión capilar es evaluada a los mismos valores de saturación de agua y por lo tanto el término del potencial puede eliminarse, quedando la ecuación anterior como:

$$\frac{(Q_f^n)^*}{(T_f)^*} = \frac{(Q_f^n)}{(T_f)} \quad (\text{VI.3})$$

Ahora sustituyendo la definición de Transmisibilidad:

$$\frac{(Q_f^n)^*}{(A K k_{rf})^* / (\mu f B_f \Delta L)^*} = \frac{(Q_f^n)}{(A K k_{rf}) / (\mu f B_f \Delta L)} \quad (\text{VI.4})$$

De la Ecuación VI.4 se observa que como el factor de volumen y la viscosidad dependen de presión y ésta es considerada constante pueden ser eliminadas de ambos miembros de ésta ecuación, así mismo el área expuesta al flujo y la distancia no varían. La permeabilidad relativa y la presión capilar se evalúan a los mismos valores de saturación de agua, por lo que la ecuación (VI.2) queda:

$$\frac{(q_f^n)^*}{(K)^*} = \frac{(q_f^n)}{(K)} \quad (\text{VI.5})$$

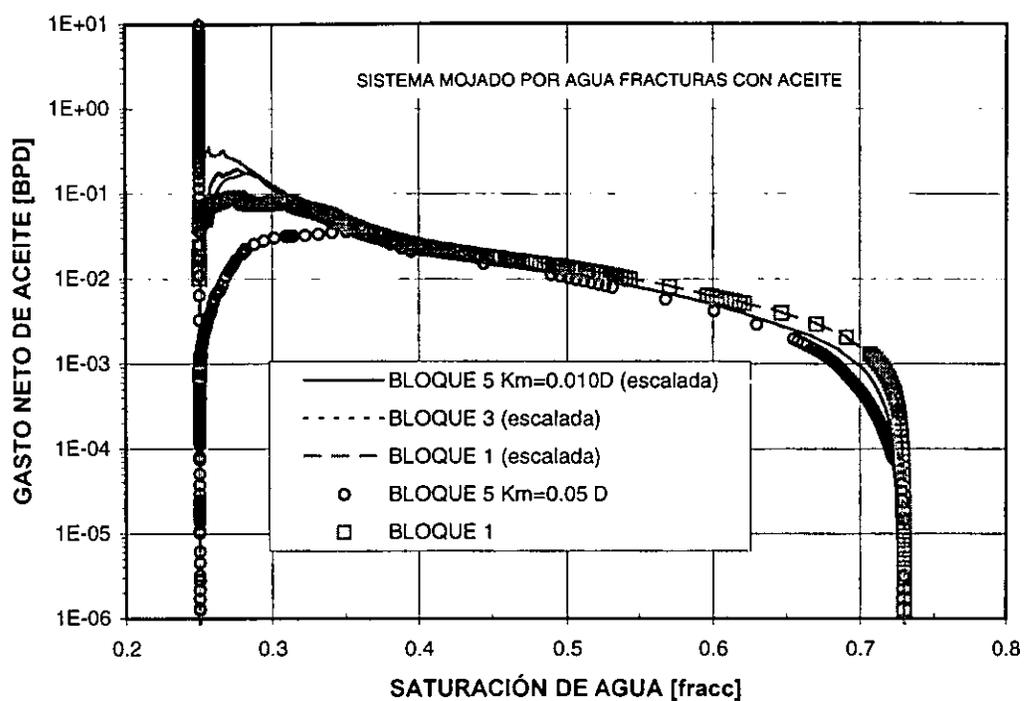
Y despejando el gasto para el nuevo valor de permeabilidad:

$$q_f^n = \frac{(q_f^n)^* K}{K^*} \quad (\text{VI.6})$$

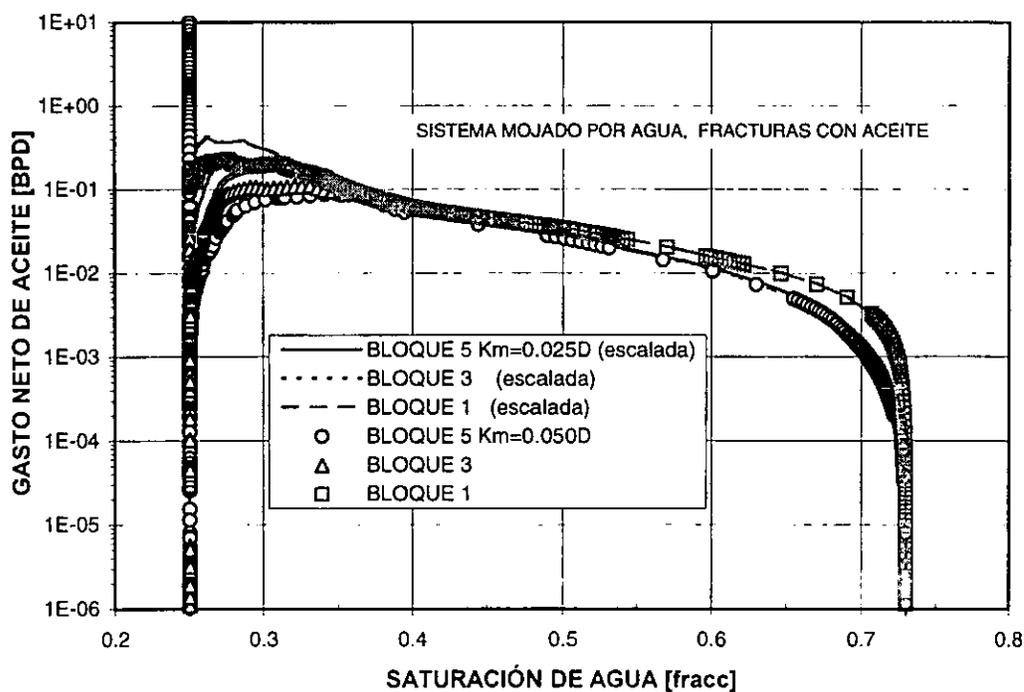
De (VI.2) se puede observar que el escalamiento no resulta en una relación práctica para ninguna otra propiedad, debido a que el gradiente de potencial es la suma de varios factores y no pueden ser despejados directamente.

En las Figuras VI.1 a VI.16 se muestra el comportamiento de las funciones de transferencia con permeabilidad de 0.050 Darcy's al escalarse a los valores de 0.075, 0.040, 0.025 y 0.010 Darcy's utilizando la Ecuación (VI.6), para cada uno de los sistemas considerados en el trabajo. En todas se tiene una excelente reproducción, a excepción del inicio del experimento cuando los gastos laterales son importantes.

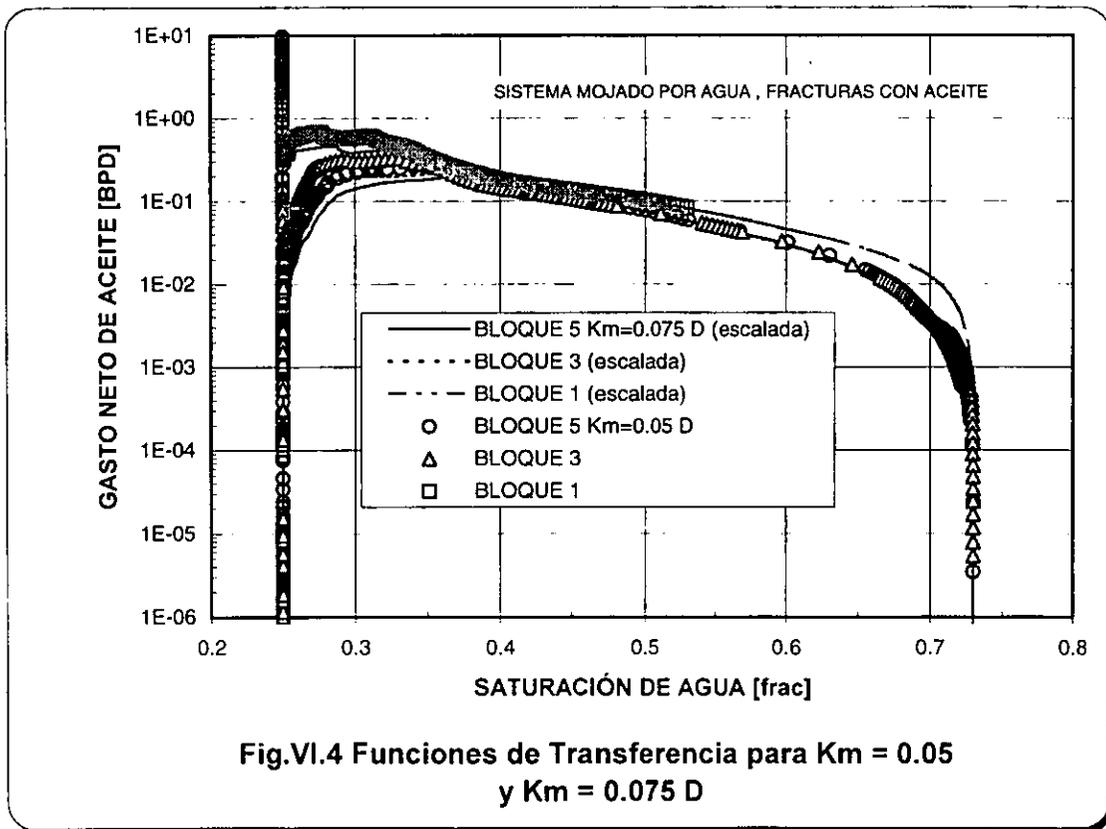
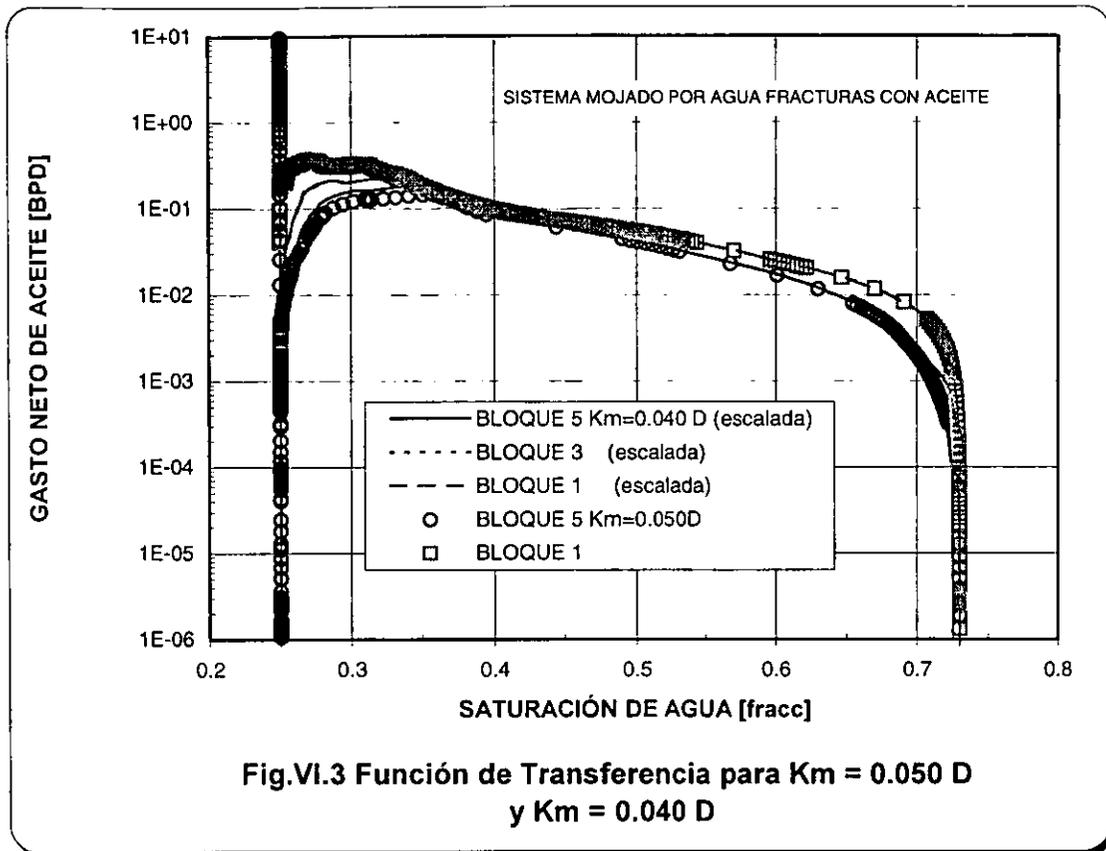
Es necesario resaltar que en el sistema mojado por aceite (Figs. VI.5 a VI.8), no se observa el problema descrito anteriormente porque el intercambio lateral deja de ser considerable antes de que la saturación de agua media de los bloques de matriz aumente del valor de saturación de agua inicial.

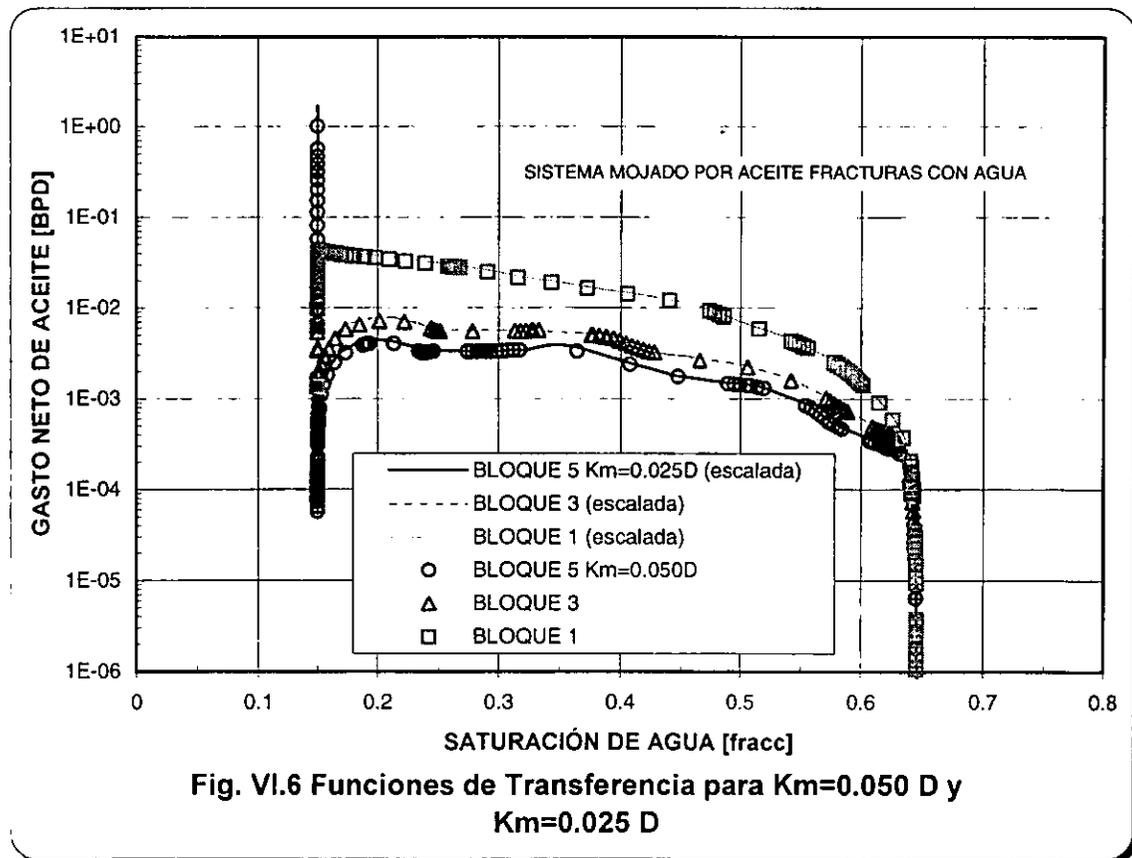
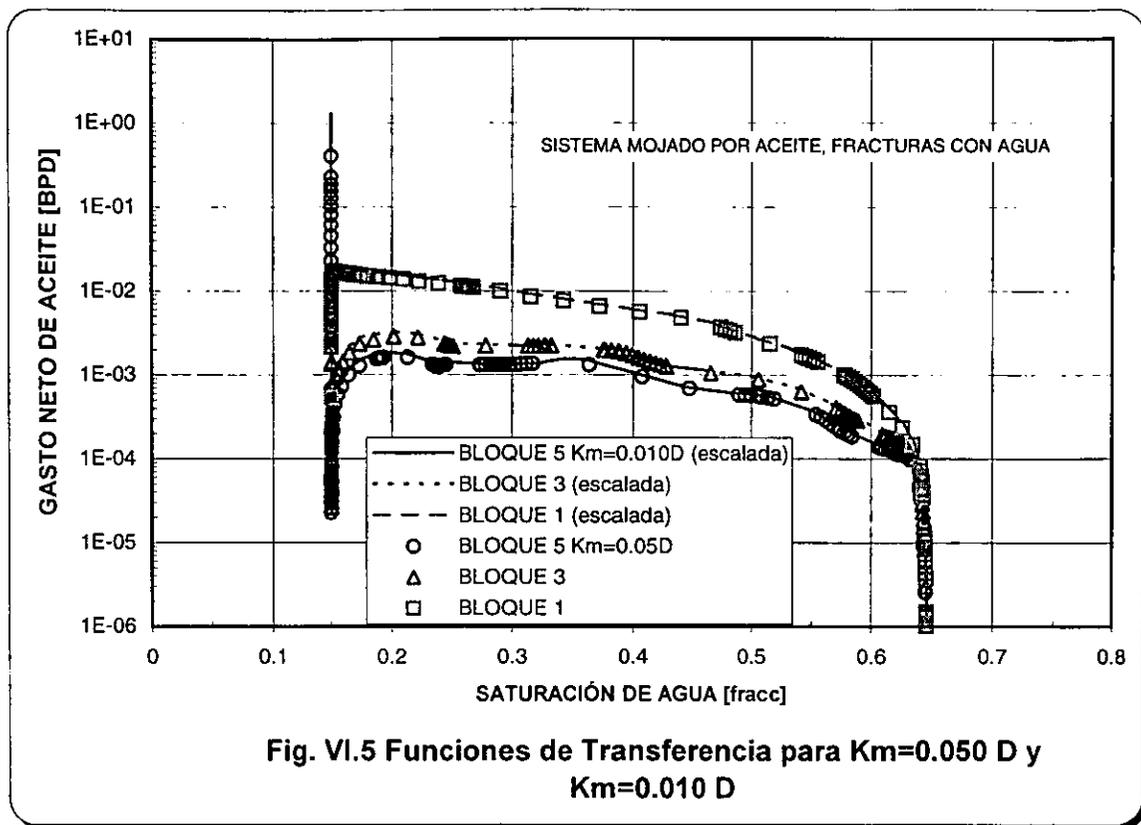


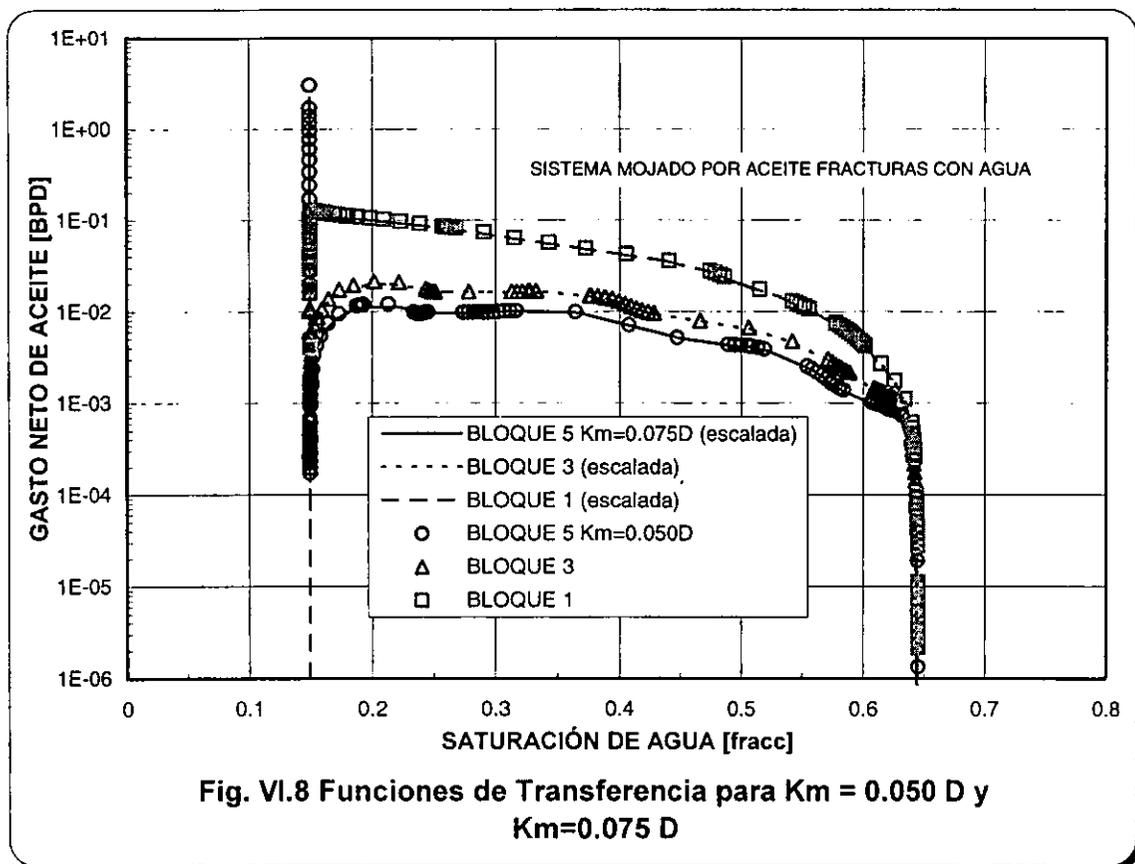
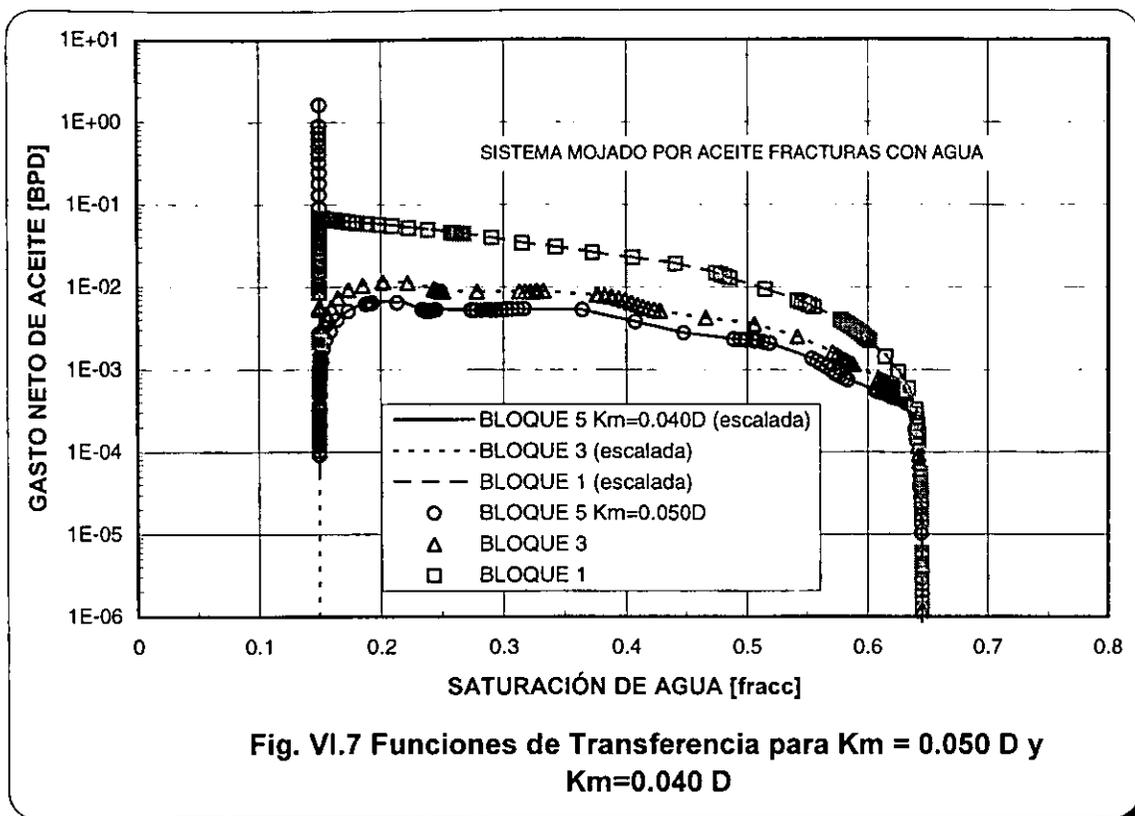
**Fig VI.1 Función de Transferencia para  $K_m=0.050$   
y  $K_m=0.010 D$**

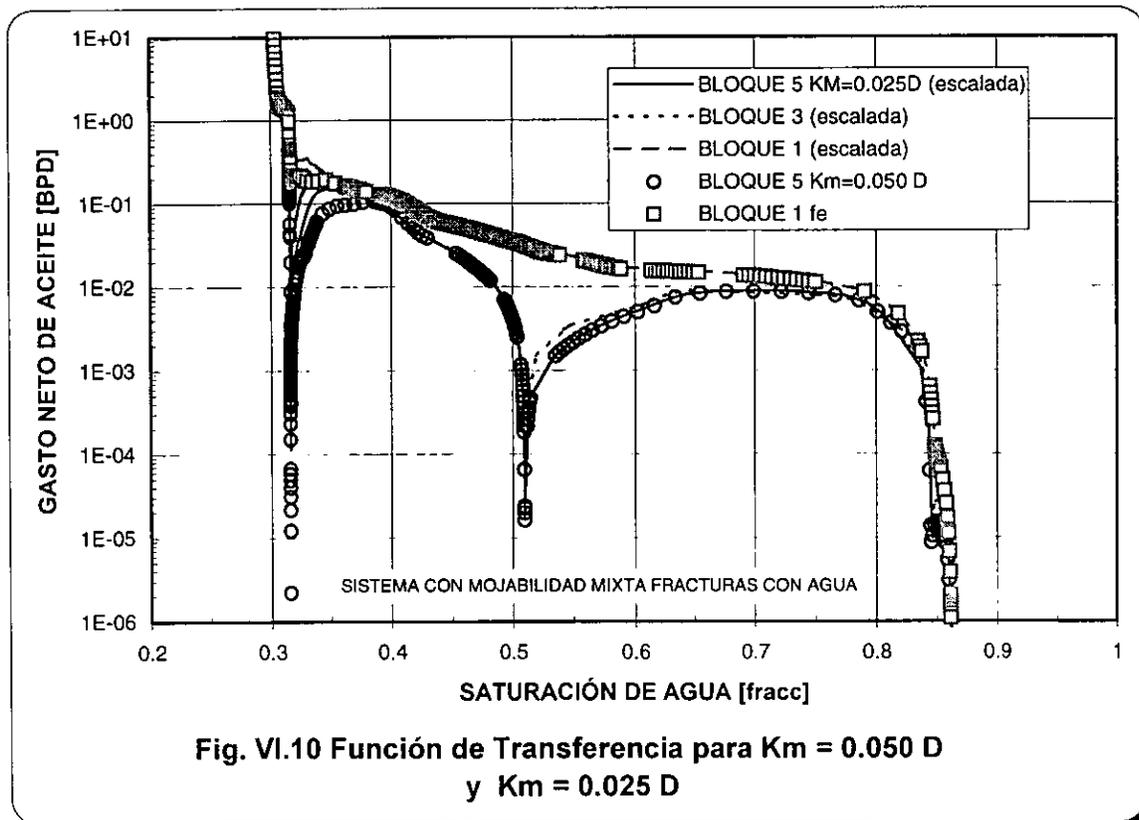
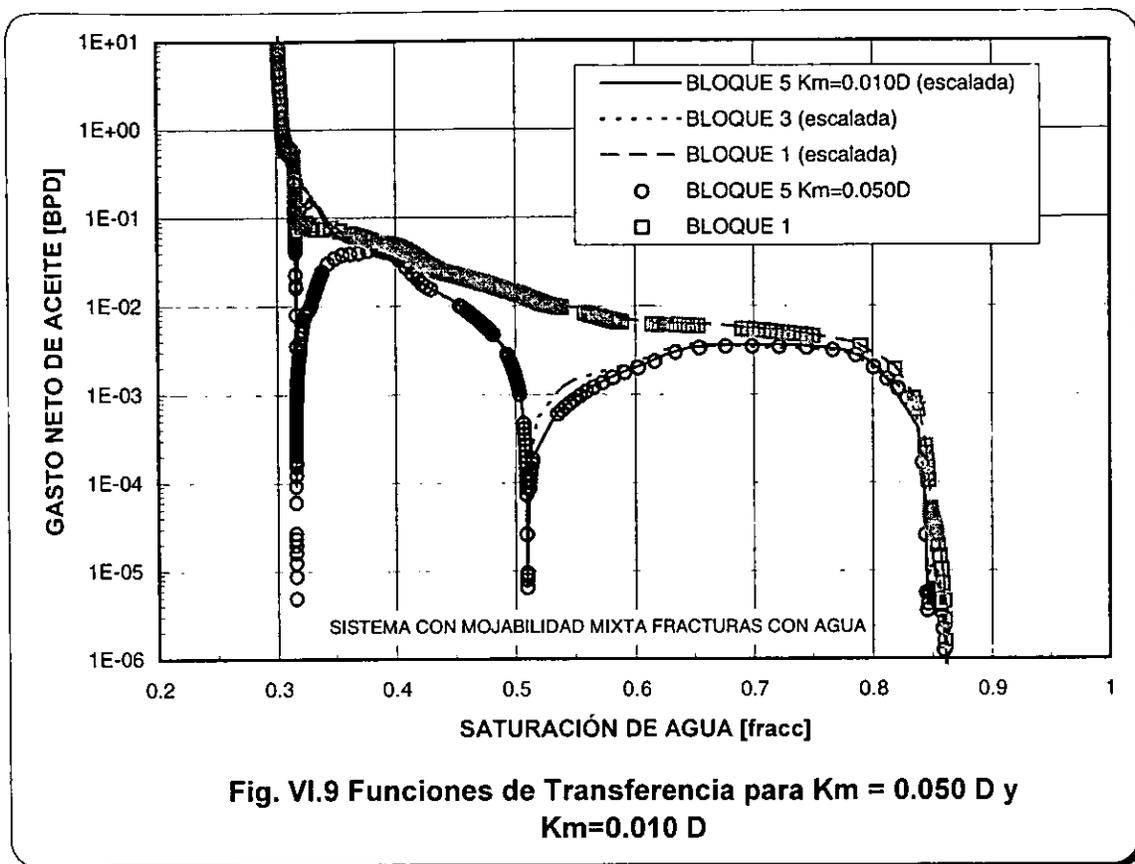


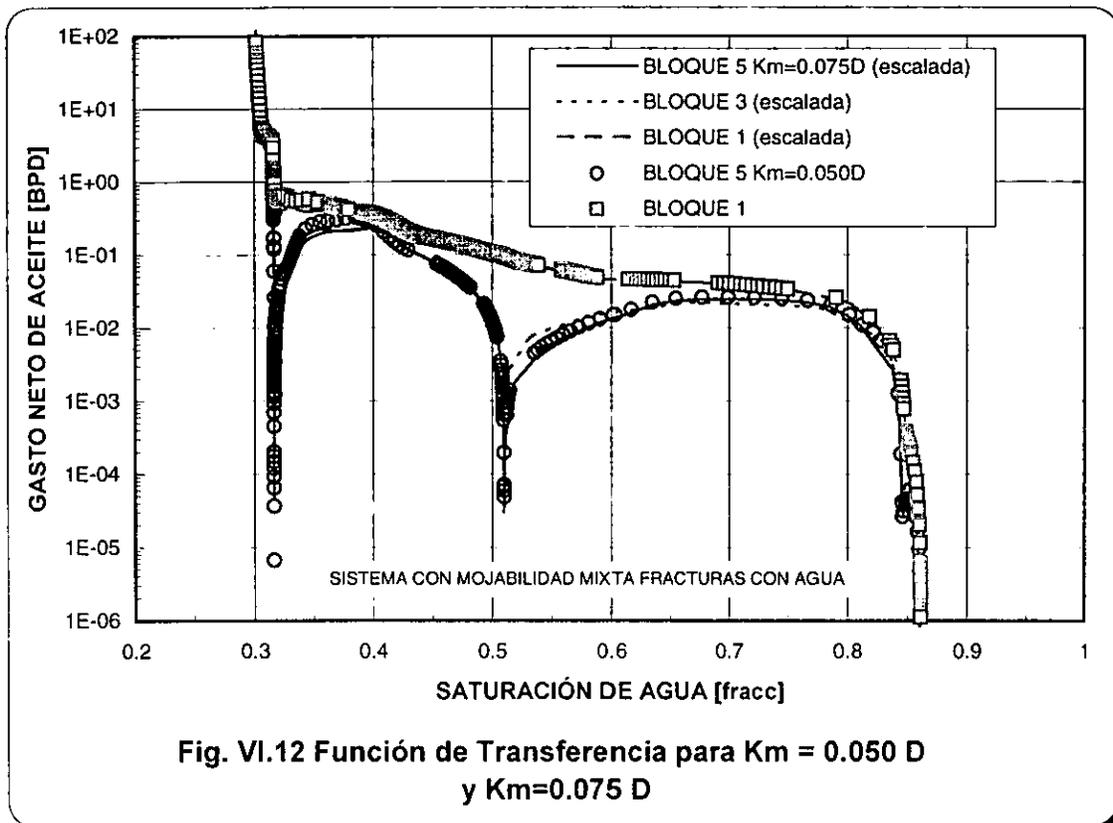
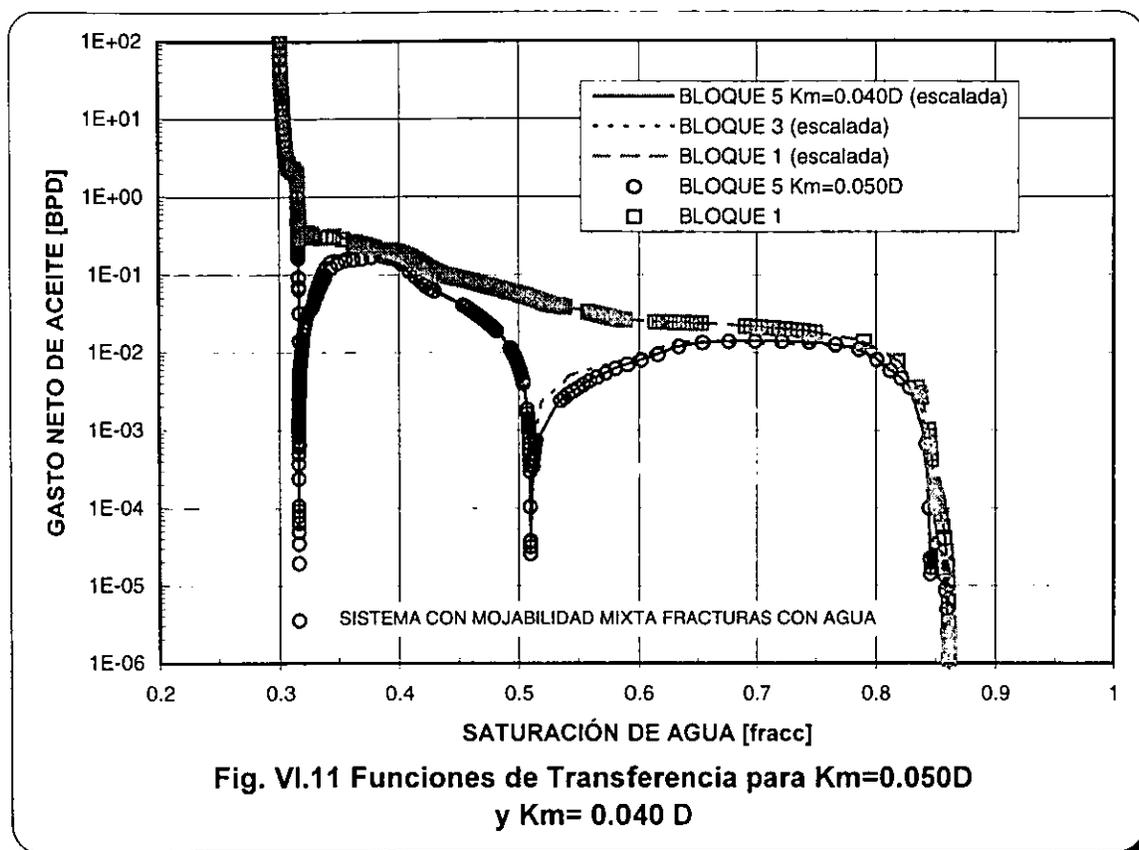
**Fig. VI.2 Función de Transferencia para  $K_m= 0.05$   
y  $K_m = 0.025 D$**

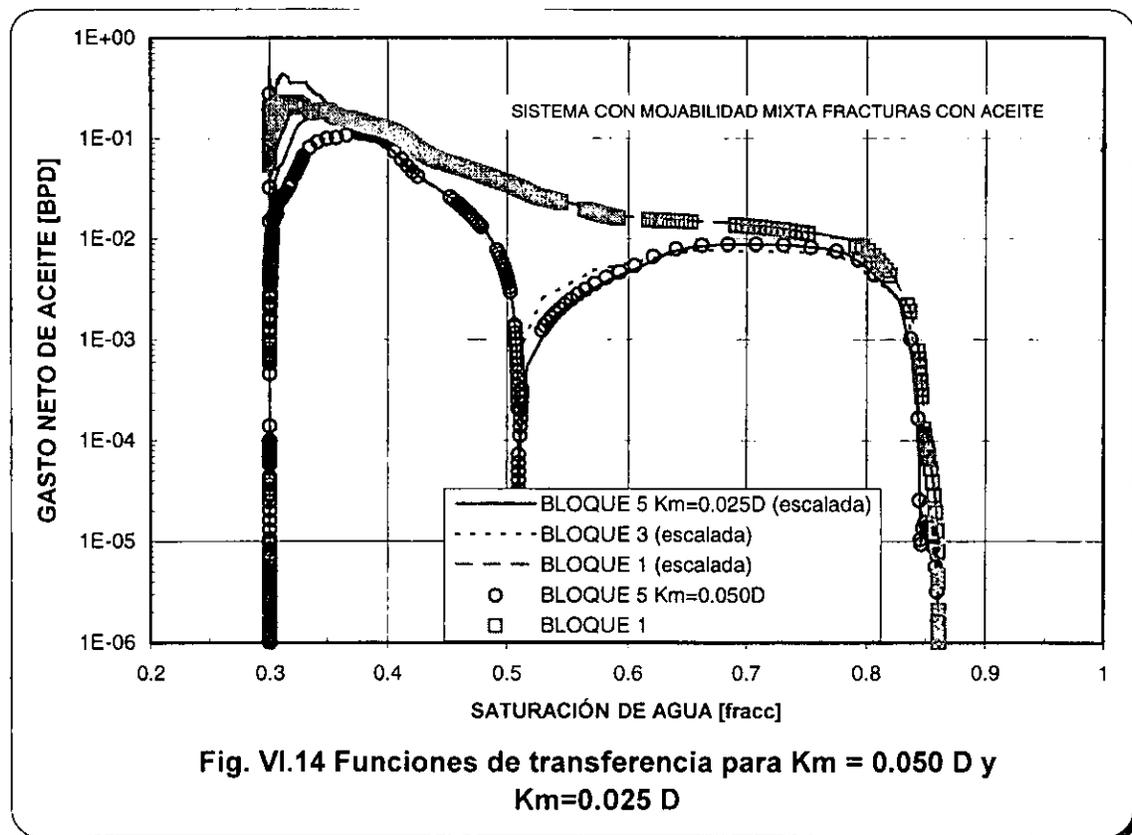
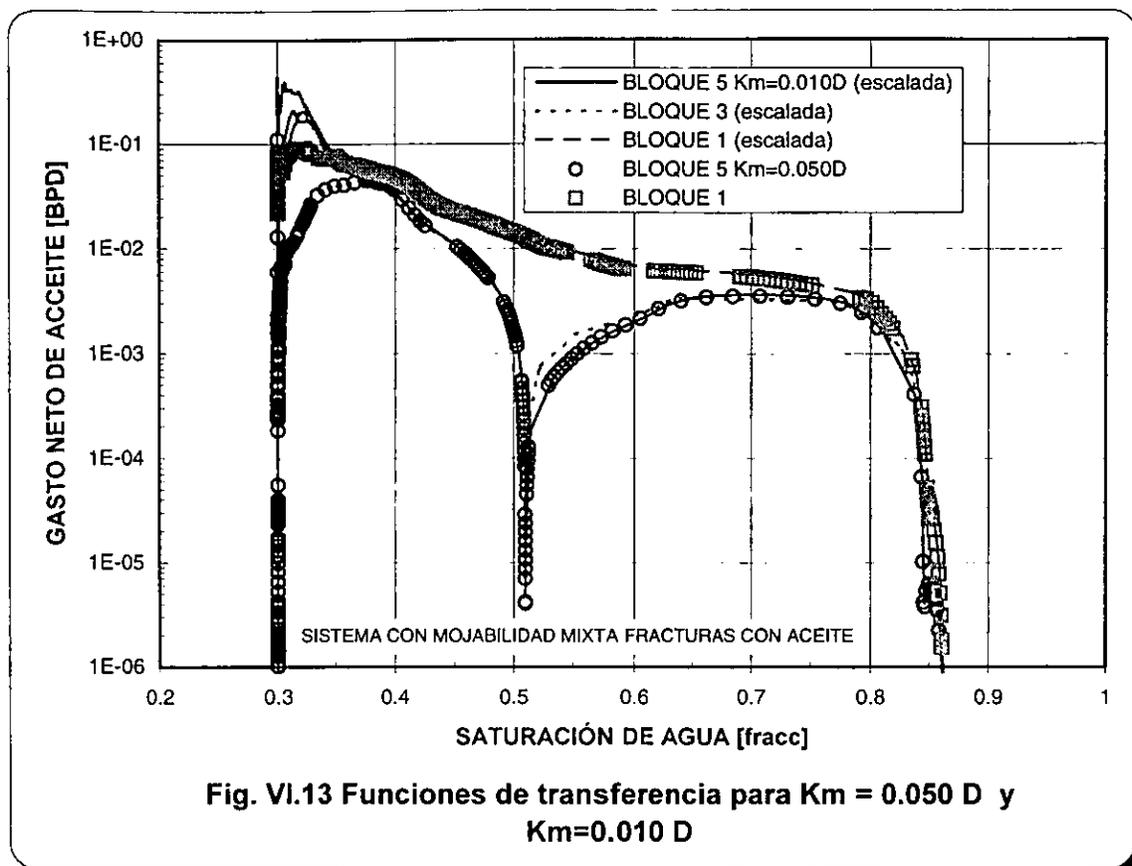


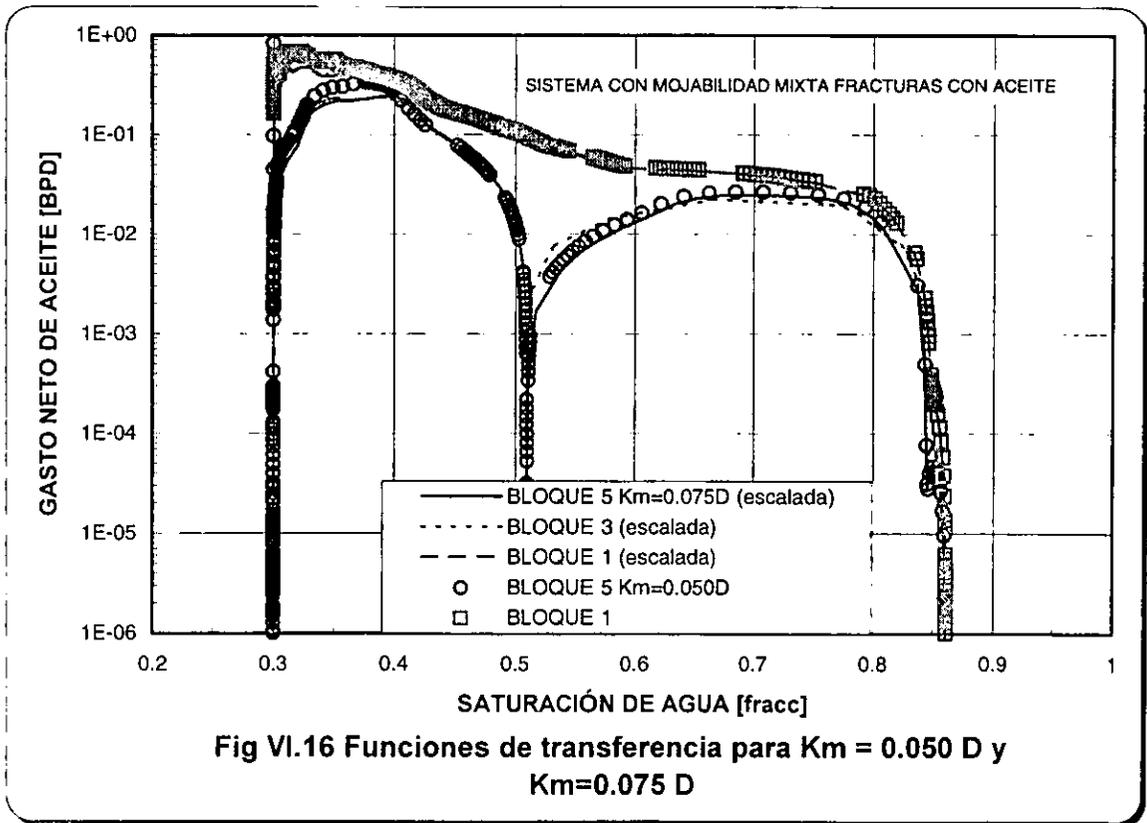
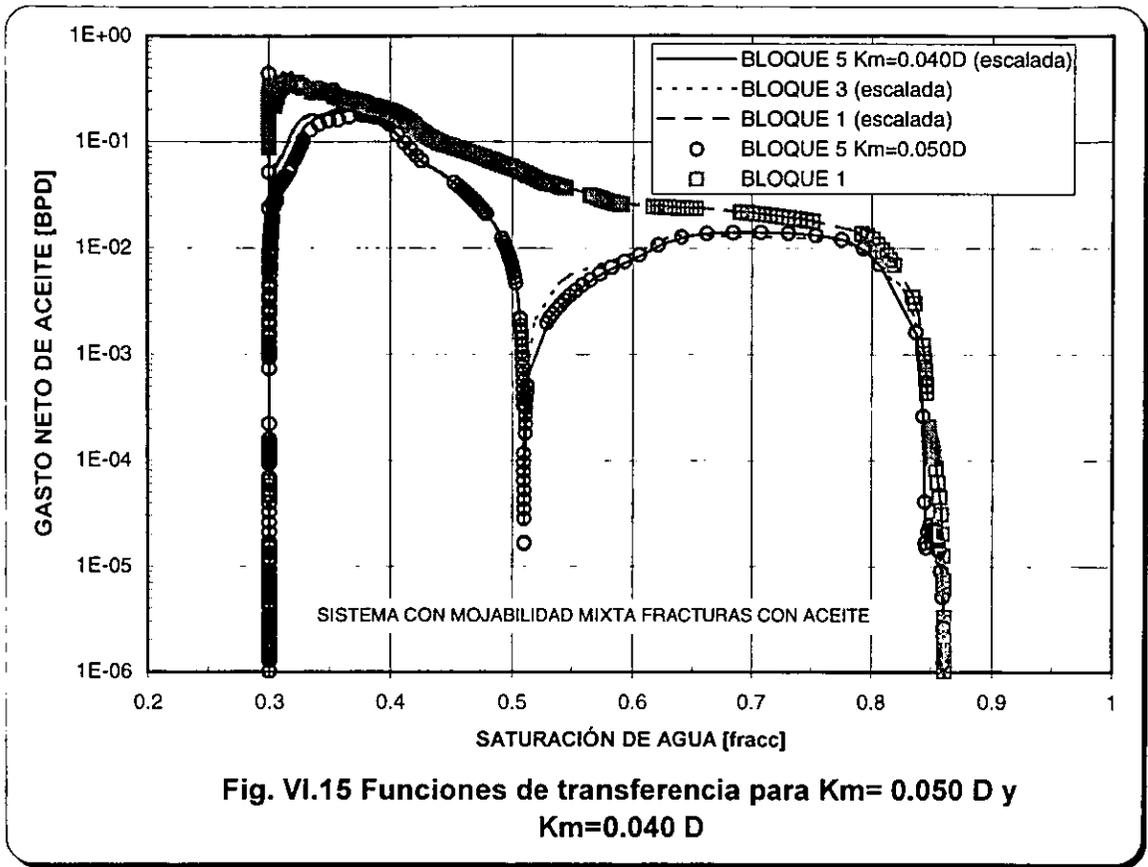












## VII. MODELADO DE UN BLOQUE CON VÚGULOS

En algunas rocas carbonatadas, la percolación (proceso parecido a la filtración de agua que reacciona con las rocas carbonatadas y genera ácido carbónico,  $\text{HCO}_3$ , lo cuál da el nombre a las aguas ácidas) puede provocar porosidad y permeabilidad por disolución de la matriz<sup>26</sup>. La transformación de calcita a dolomita da como resultado una disminución del volumen de roca, lo cual crea huecos, estos huecos se denominan vúgulos, los cuales pueden estar parcial o totalmente llenos con cristales de diferente composición mineral<sup>27</sup>.

Para analizar el comportamiento de flujo debido a la presencia de vúgulos se empleó el mismo modelo del capítulo III, donde se añadió una nueva región petrofísica para representar a éstos, con las mismas características de las fracturas, es decir funciones lineales para permeabilidades relativas y presión capilar igual a cero. Para tener control sobre la distribución y número de los vúgulos, se colocaron manualmente las regiones petrofísicas a las que pertenece cada celda del dominio discretizado. La porosidad de las celdas-vúgulo es de 1.00 y la permeabilidad en las tres direcciones es de 200 Darcy's, con lo que se continuó trabajando con un modelo isotrópico.

Se analizaron 7 diferentes porcentajes de vúgulos en el bloque, así como diferente distribución de los mismos. En la Tabla VII.1 se muestra la posición coordenada de los vúgulos, de acuerdo a la Fig. VII.1, y los valores de volumen poroso total, de matriz, fractura y vúgulos.

En las Figs. VII.2 a VII.8, se representa esquemáticamente la posición de los vúgulos, para cada uno de los modelos analizados.

MODELO	COORDENADAS CELDA-VÚGULO			VOLUMEN POROSO [ 10 <sup>-2</sup> BLS]			Vpv/Vpt %	OBSERVACIONES
	X	Y	Z	TOTAL	MATRIZ	VÚGULO		
A	0	0	0	1.0650	1.0650	0	0.0%	Caso base
B	4	2	3 5 8 10	1.1879	1.0493	0.1386	11.7%	
C	4	1	4	1.3165	1.0317	0.2848	21.6%	
	4	2	3 5 8 10					
D	4	1	3 4 10	1.3758	1.0236	0.3522	25.6%	
	4	2	3 5 8 10					
E	4	1	4 9	1.4452	1.0142	0.4310	29.8%	
	4	2	3 5 8 10					
F	4	1	3 5 8 10	2.2419	0.9055	1.3364	59.6%	
G	2 3 4	2	6	1.3756	1.0237	0.3513	25.5%	Vúgulos horizontales* comunicados con fracturas verticales
	2 3 4	3	6					
H	3	1	2 3 4 5 6	1.4261	1.0168	0.4093	28.7%	Vúgulos verticales** comunicados con fractura horizontal superior
	3	2	2 3 4 5 6					

**Tabla VII.1. Características de los modelos con vúgulos**

\*Las celdas vúgulo horizontales se conectan, en su cara vertical (menor área) con las celdas consideradas fracturas. Estas celdas son perpendiculares al flujo principal.

\*\*Las celdas vúgulo verticales se conectan, en su cara vertical (mayor área) con las celdas consideradas fracturas. Estas celdas son paralelas al flujo principal.

FRONTERA ABIERTA AL  
FLUJO A PRESIÓN  
CONSTANTE

$$\Delta (X=1, Y=4, Z=1, Z=12) = 0.005 \text{ ft}$$

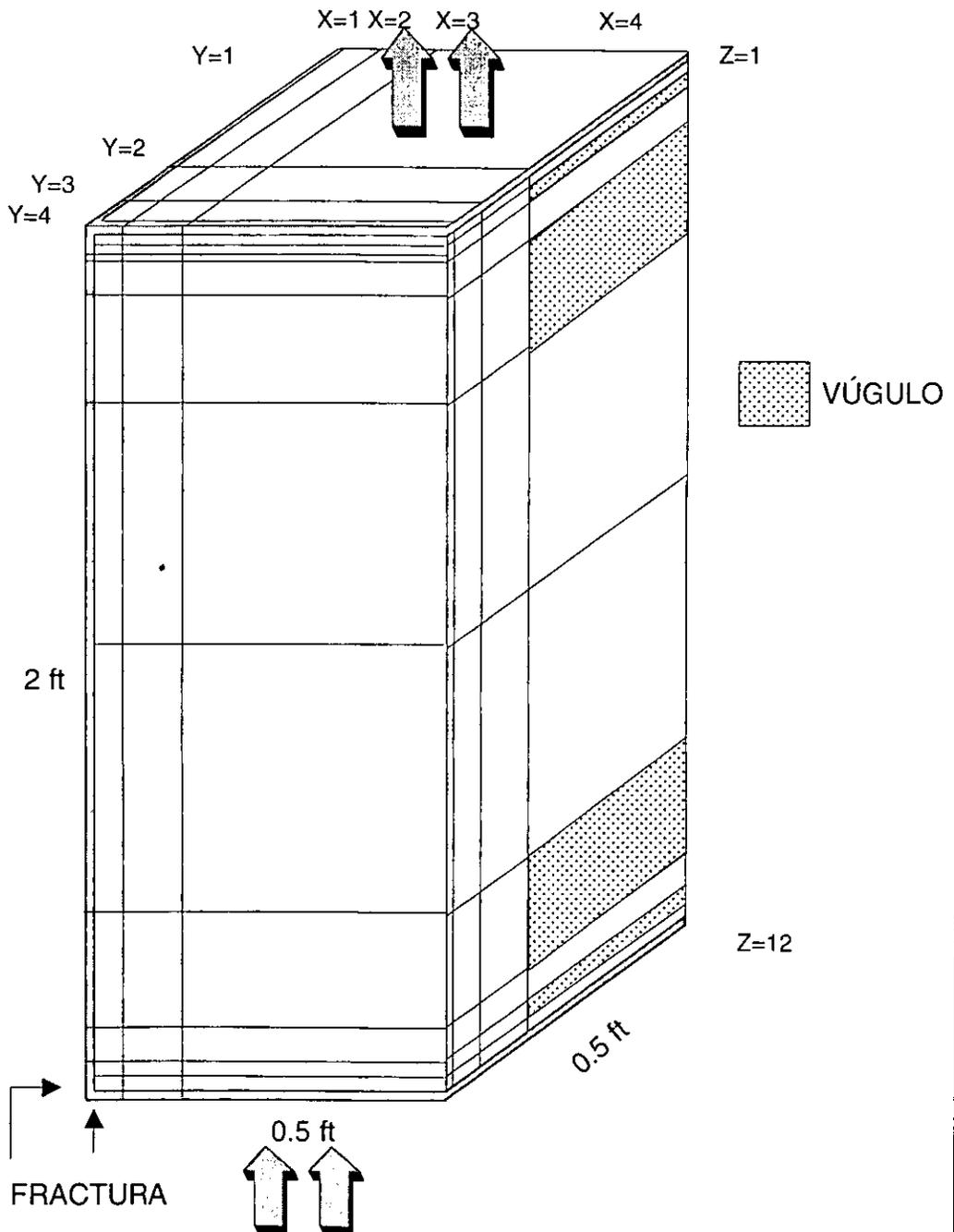


Fig. VII.1 Un bloque de matriz rodeado de fracturas, discretizado con una malla multimodal de 4x4x12, con vúgulos (ej.. Caso "F").

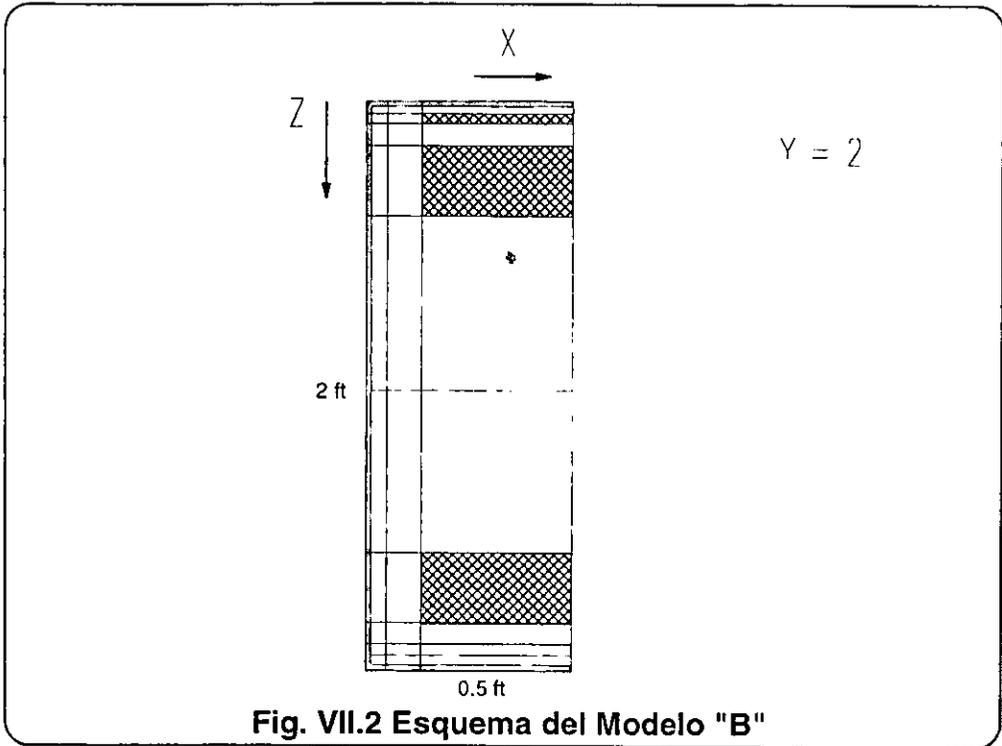


Fig. VII.2 Esquema del Modelo "B"

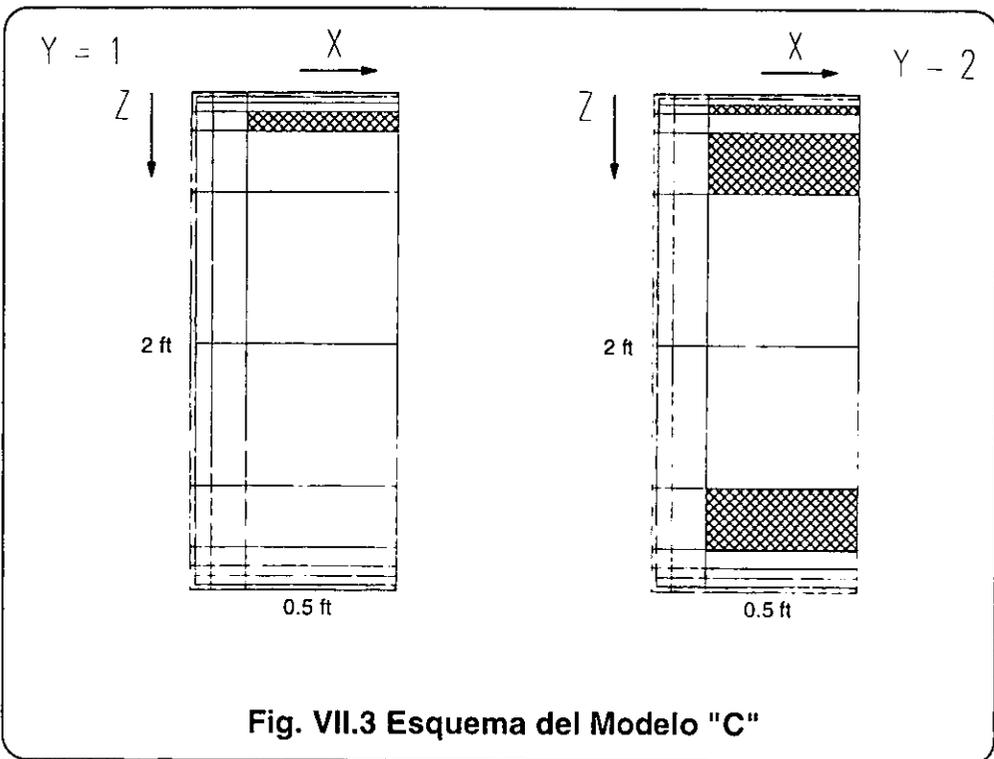
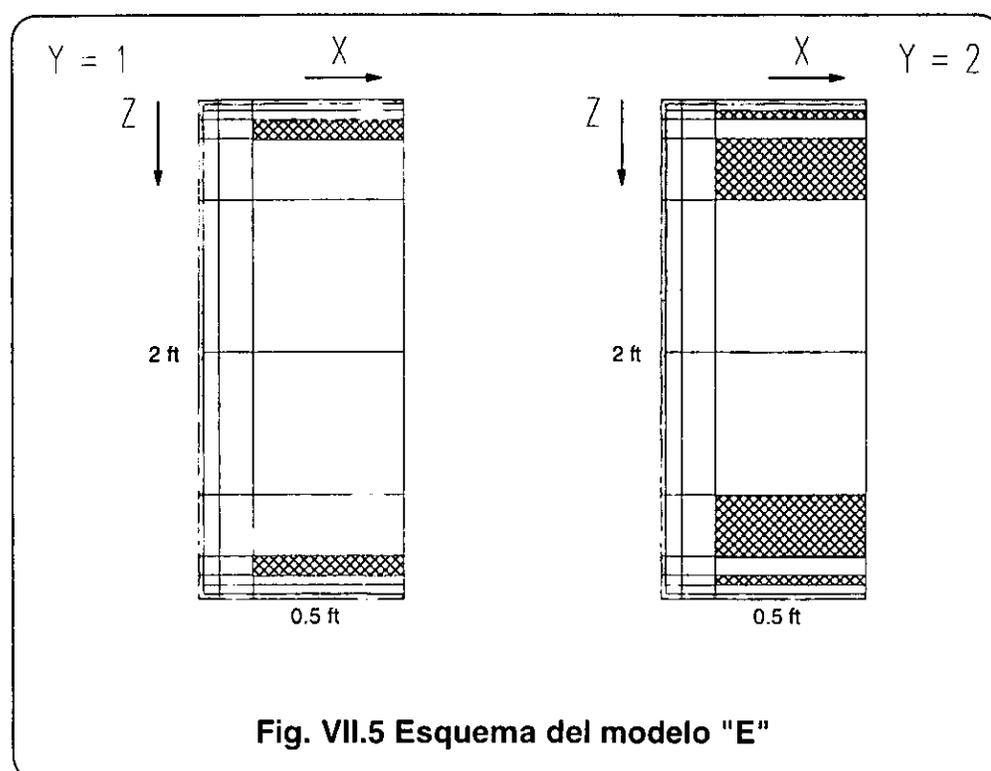
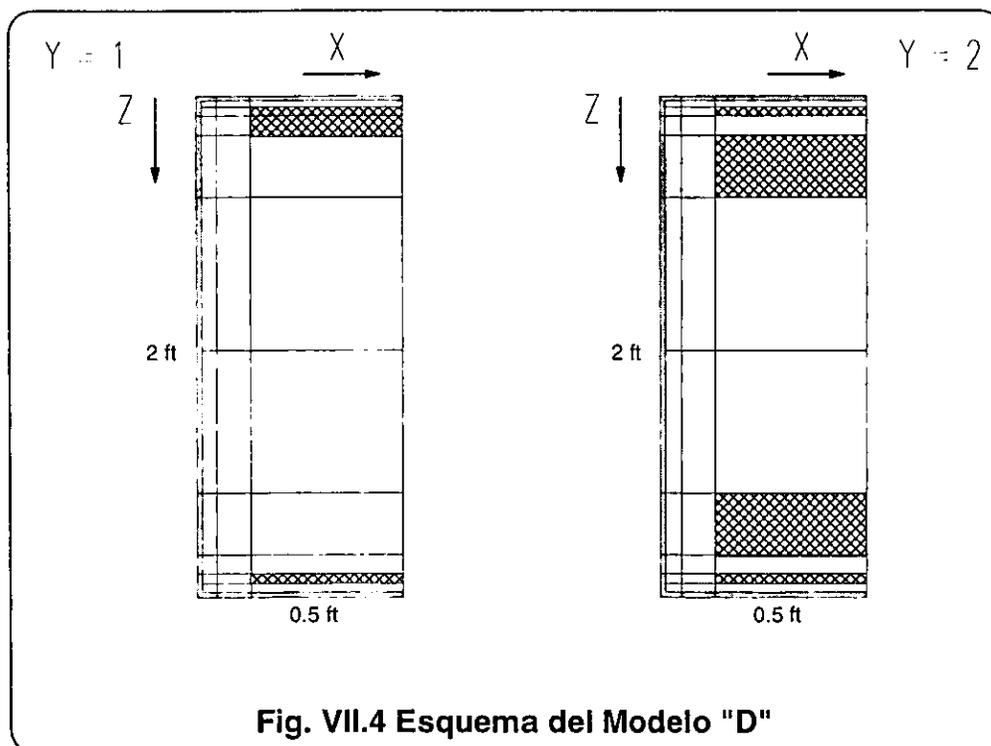
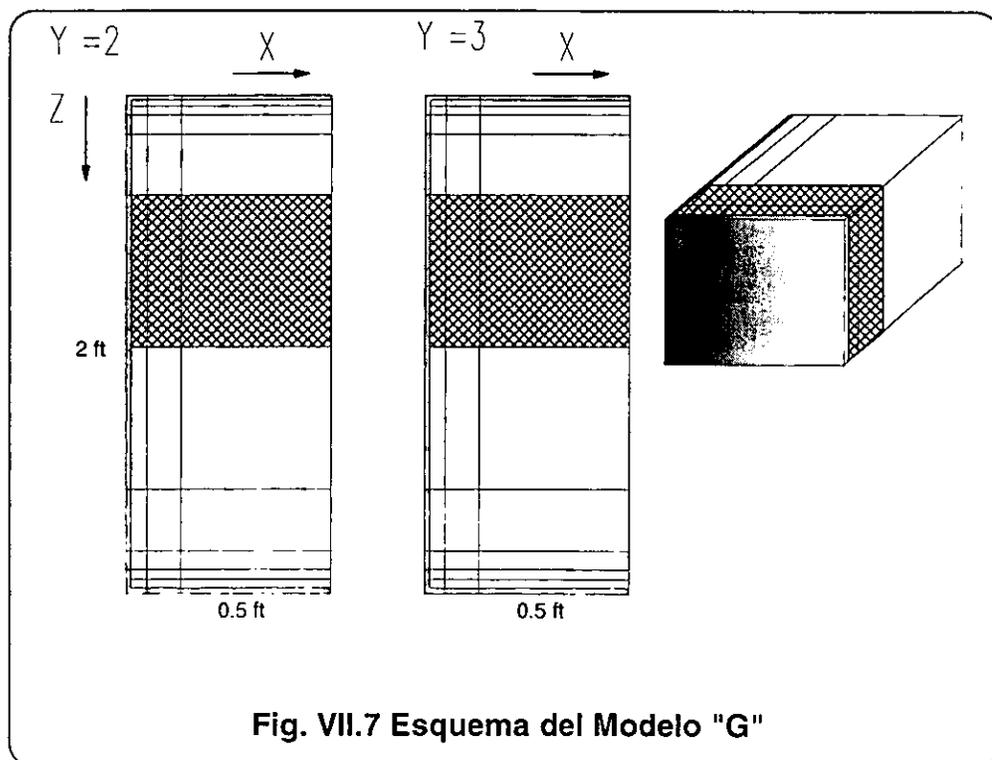
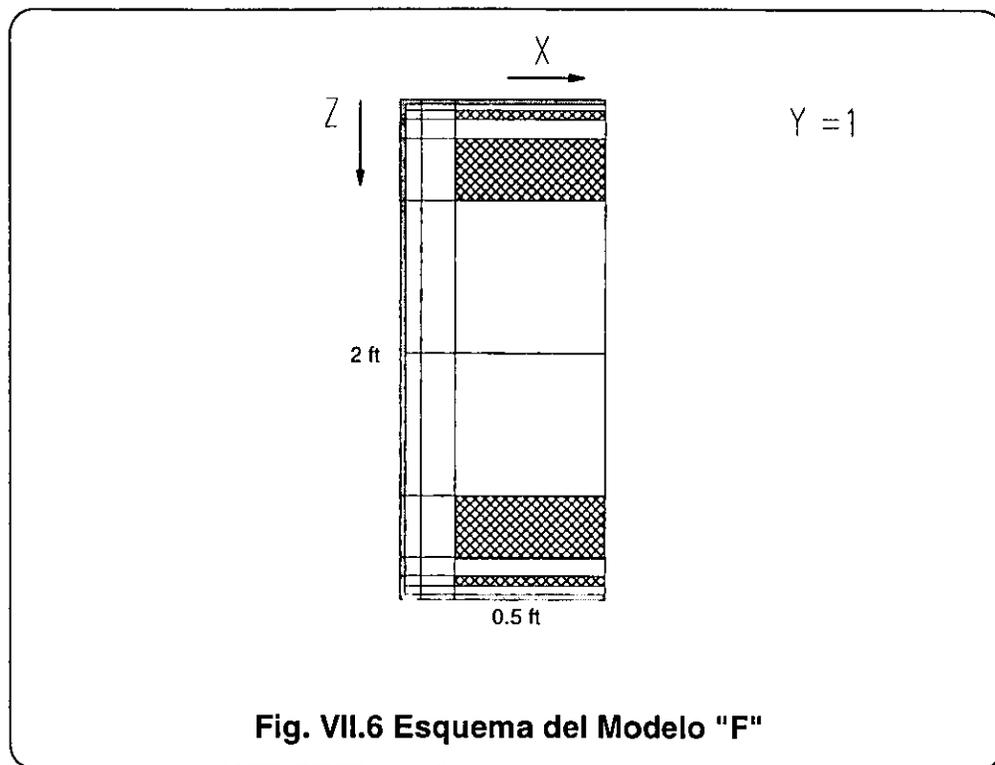
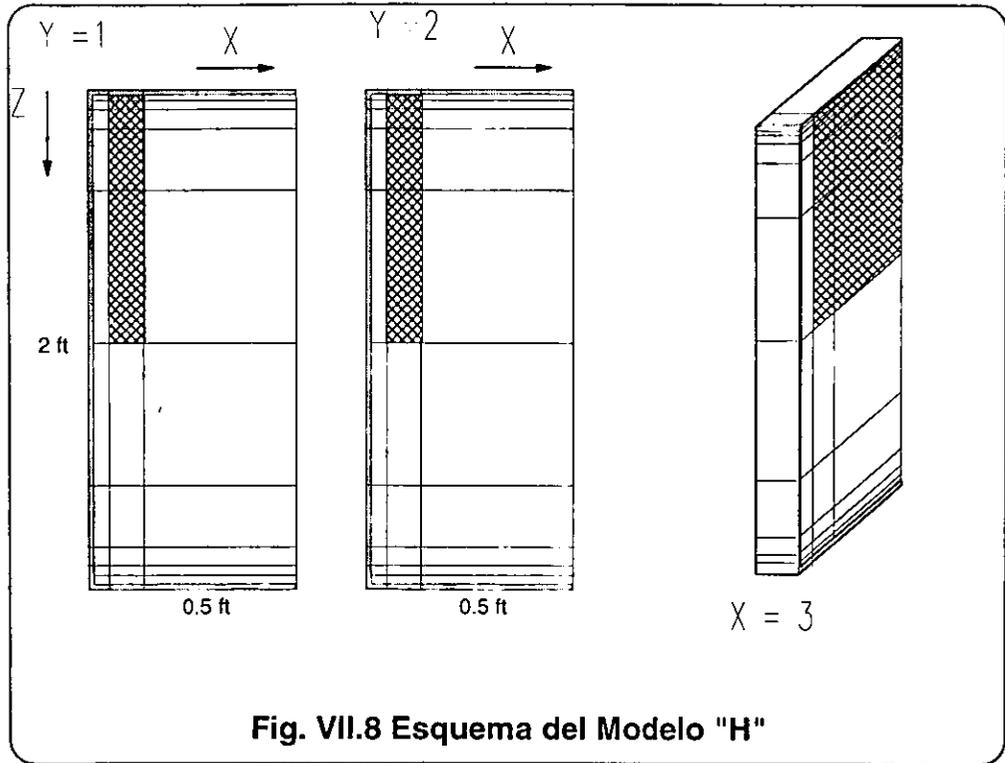


Fig. VII.3 Esquema del Modelo "C"







**Fig. VII.8 Esquema del Modelo "H"**

En la Fig. VII.9 se muestran, como ejemplo, los comportamientos de la saturación de agua y presión medias y gastos de aceite y agua totales del sistema mojado por agua y fracturas totalmente saturadas con aceite para los modelos **B** y **F**, donde se observa que el comportamiento de la presión media es similar al caso base **A** (sin v́gulos), a diferencia de la saturacíon de agua media donde por los efectos de mayor volumen de aceite las saturaciones promedio de agua inicial y residual de aceite cambian con respecto al caso base, aunque la forma y el tiempo en que ocurren los cambios de pendiente son semejantes. Este problema tal vez sea eliminado si se normaliza la saturacíon por volumen poroso de hidrocarburos.

Los gastos de aceite y agua no vaŕan significativamente, ślo son un poco menores, al inicio del experimento, cuando no se tienen v́gulos. Esto se ve reflejado en la recuperacíon de aceite, Fig. VII.10, aunque pudiera estar influyendo tambíen el mayor volumen de hidrocarburos presentes en cada caso, por lo que es necesario normalizar todas las propiedades por volumen poroso.

En la Fig.VII.11 se muestra la recuperacíon ( $N_p$ ) normalizada por volumen poroso total en el bloque ( $V_{pt}$ ) vs. tiempo, de las 7 relaciones de volumen poroso de v́gulo a volumen poroso total en el bloque, correspondientes a cada uno de los modelos descritos para el mismo sistema. Se observa que existe una relacíon directa entre el volumen poroso de v́gulos y la recuperacíon normalizada, es decir a mayor volumen poroso de v́gulos la recuperacíon es mayor, aś mismo el factor de recuperacíon es mayor.

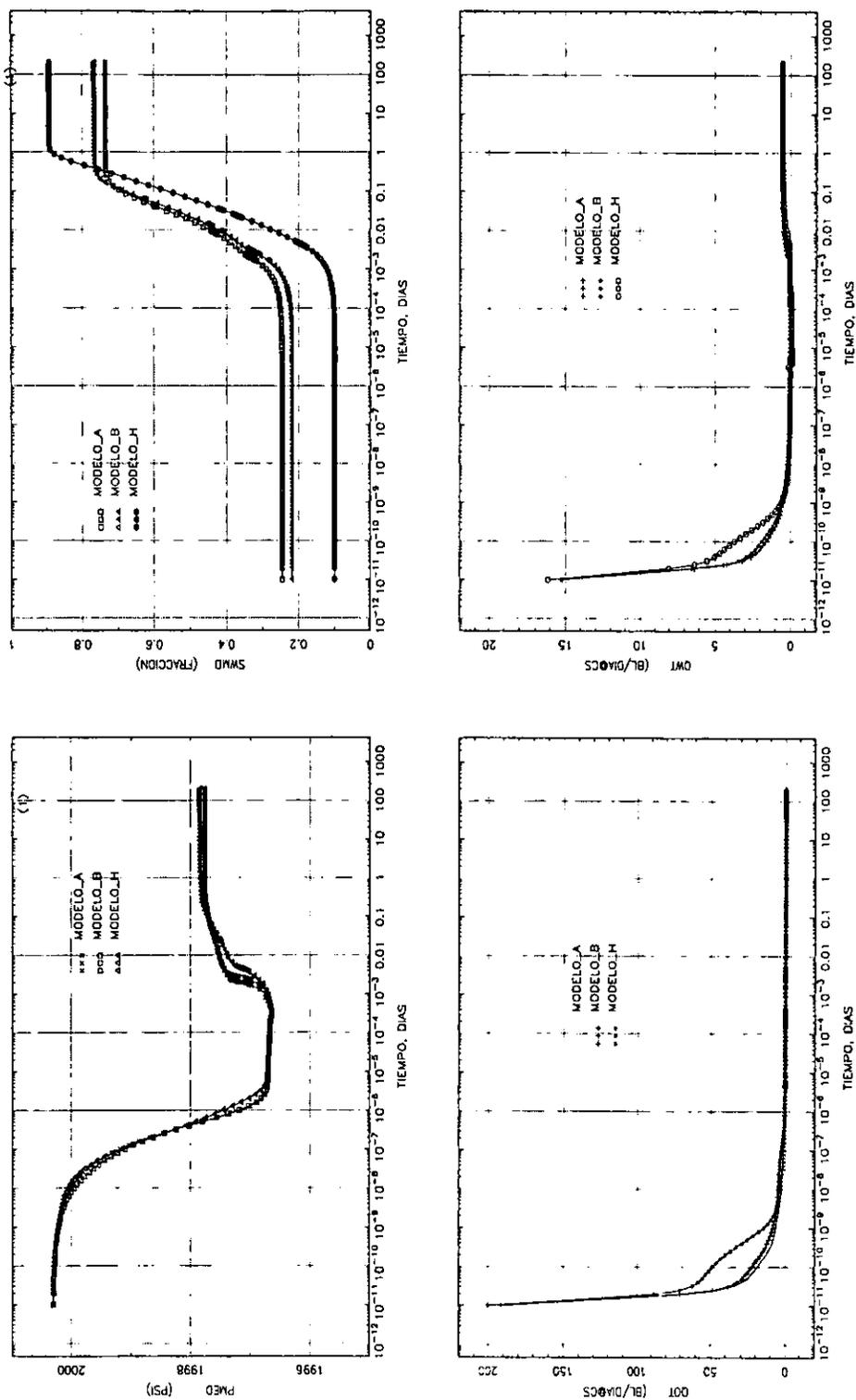


Fig. VII.9 Comportamiento de la saturación de agua y presión media y gastos totales de aceite y agua del sistema, variando el volumen de vórgulos, para el caso de roca mojada por agua y fracturas saturadas inicialmente con aceite.

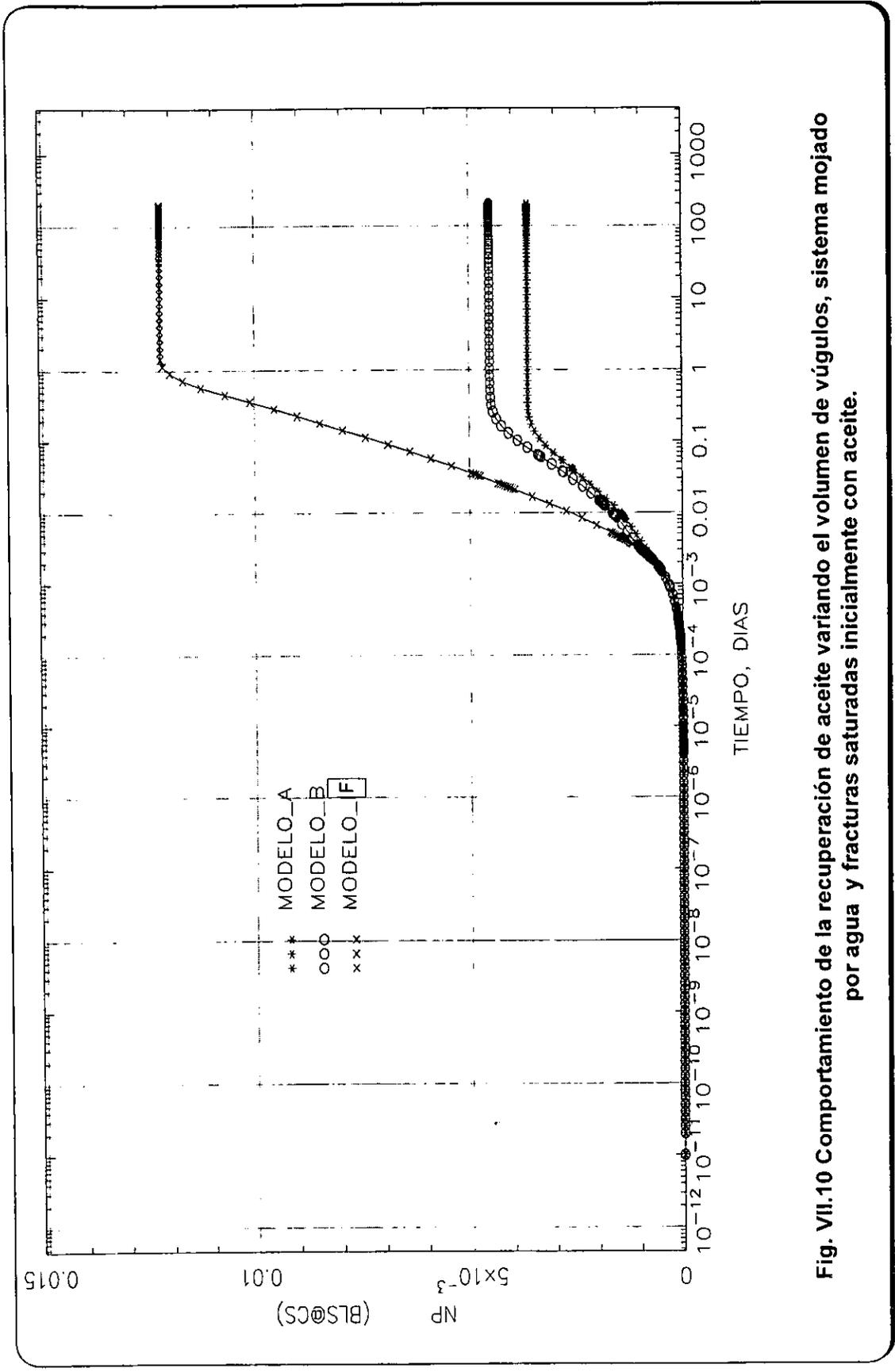


Fig. VII.10 Comportamiento de la recuperación de aceite variando el volumen de vórgulos, sistema mojado por agua y fracturas saturadas inicialmente con aceite.

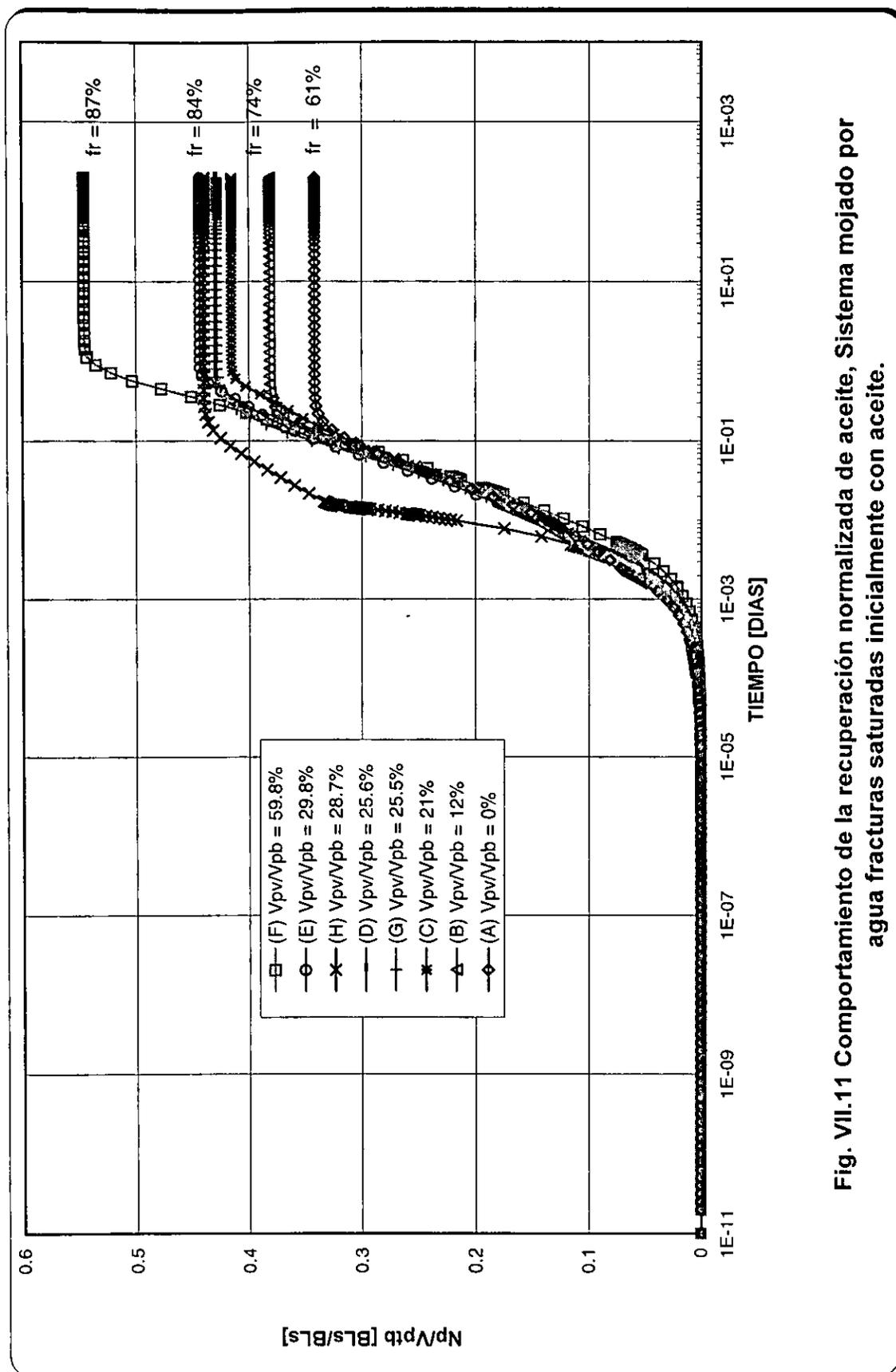


Fig. VII.11 Comportamiento de la recuperación normalizada de aceite, Sistema mojado por agua fracturas saturadas inicialmente con aceite.

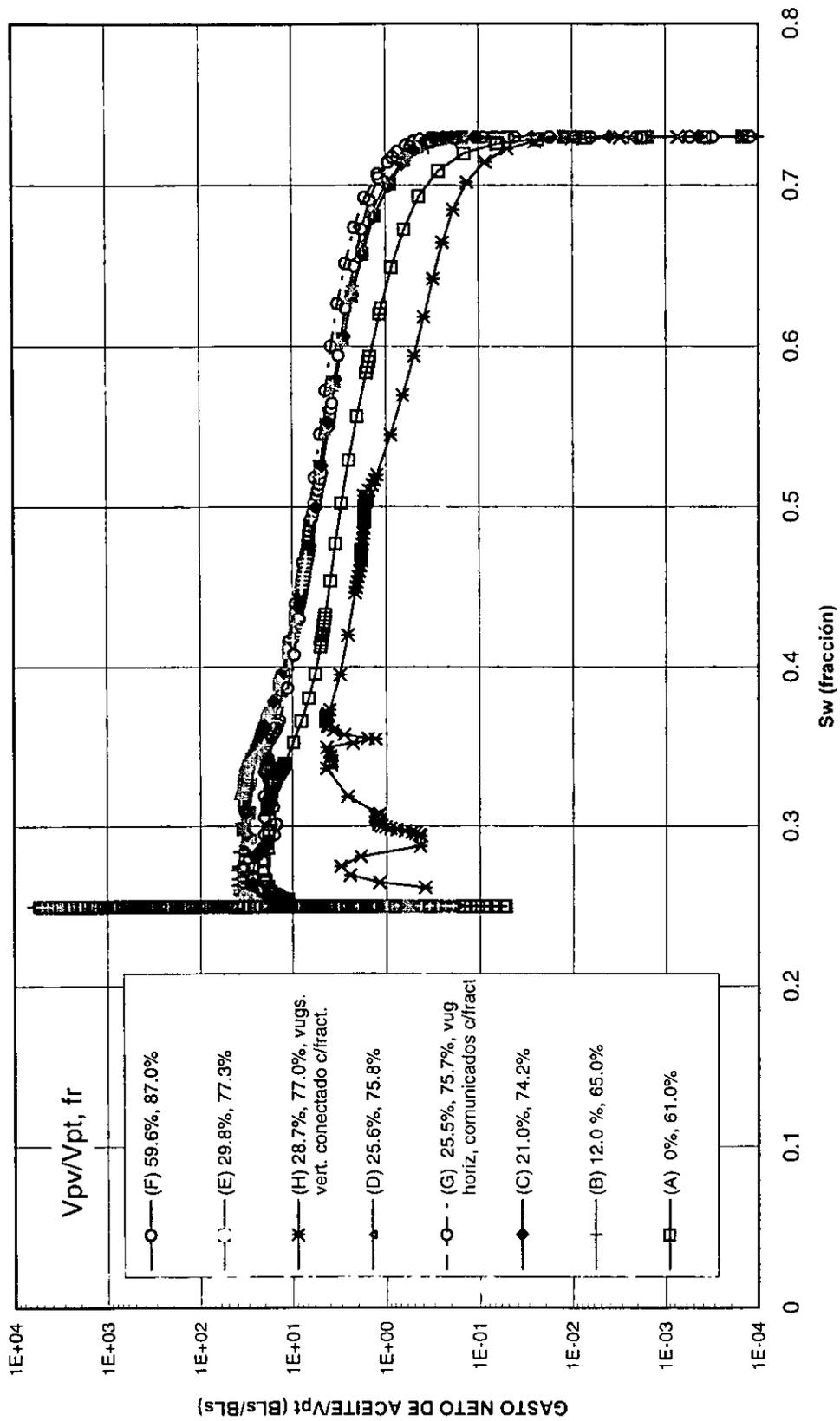
En la Fig. VII.12, se muestran las funciones de transferencia, resaltando que casi todas tienden a agruparse en una sola curva, sin importar el volumen poroso, ni la ubicación de los vgulos. Una de las dos curvas que se desagrupan es la del caso sin vgulos y la otra es cuando los vgulos estn colocados en forma vertical (en la dirección de flujo) y conectados a la fractura horizontal superior (modelo **H**, Fig. VII.6).

El comportamiento singular para este último modelo podría ser equivalente a tener una fractura vertical a mitad de bloque de dimensiones muy grandes, con un ancho de fractura equivalente de  $4.65 \times 10^{-2}$  pies (1.4 cm). Al analizar el comportamiento de los gastos de aceite se observa que al inicio del experimento, el bloque de matriz embebe aceite a través de esta "fractura", y posteriormente inicia a drenar aceite, aunque a un ritmo ligeramente menor, pero no influye en la recuperación final.

En las Figs. VII.13 y VII.14, se muestra este comportamiento (modelo **H**) en forma aislada y se compara con el modelo **E**, que tiene aproximadamente la misma relación de volumen poroso de vgulos a total de bloque. La recuperación es más rápida cuando los vgulos estn comunicados, pero la recuperación total corresponde a la relación de volúmenes descrita párrafos arriba.

De la misma forma, en las Figs. VII.15 y VII.16, se aisló el comportamiento del modelo **G**, cuando los vgulos estn conectados horizontalmente entre sí, y conectados a las fracturas verticales. En este caso no se observa un comportamiento diferente cuando se compara con el modelo **D** que tiene el mismo volumen poroso de vgulos.

Estos comportamientos llevan a la conclusión esperada de que **la recuperación es más rápida cuando los vgulos estn conectados en la dirección de flujo.**



**Fig. VII.12 Funciones de transferencia, sistema mojado por agua fracturas saturadas inicialmente con aceite.**

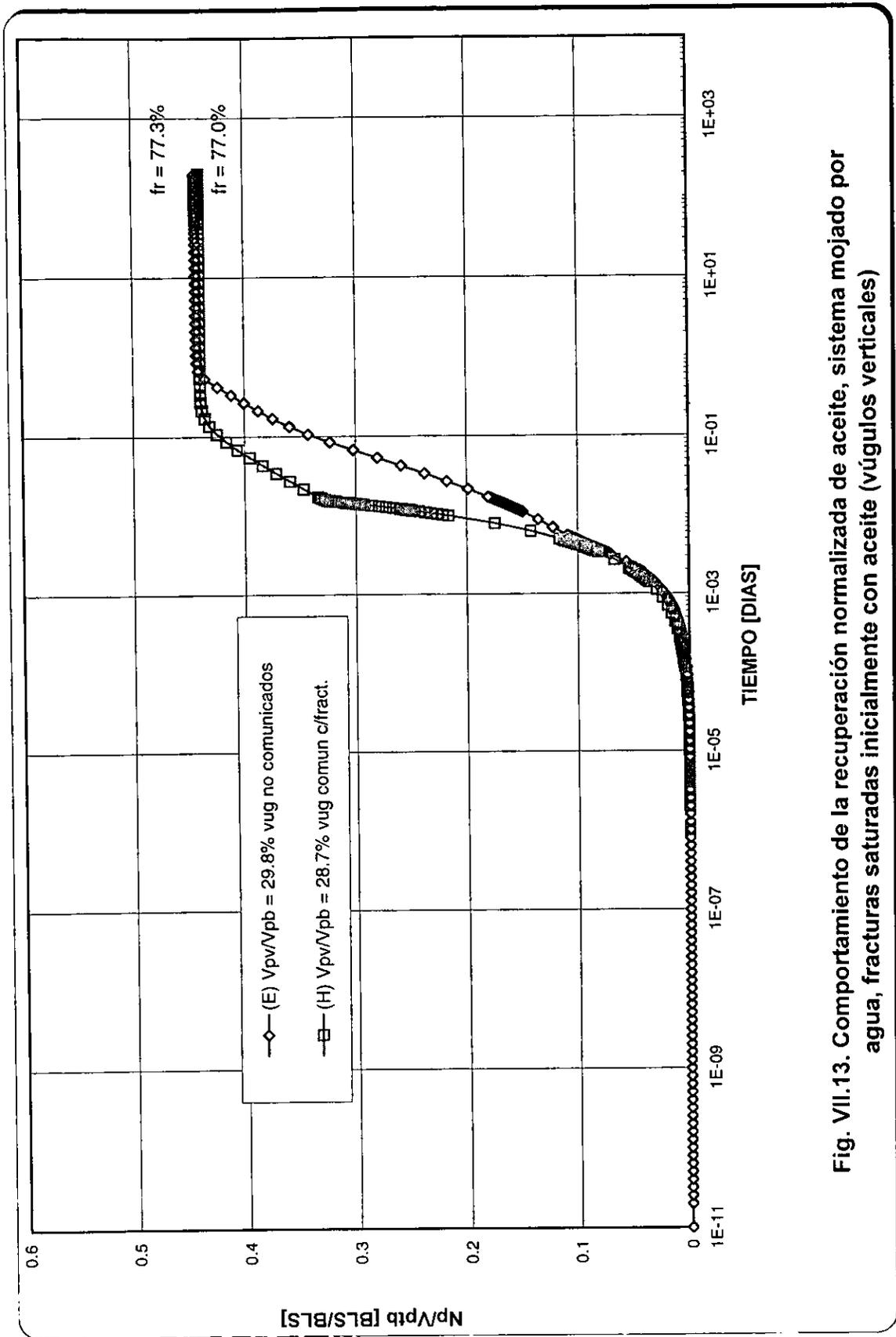
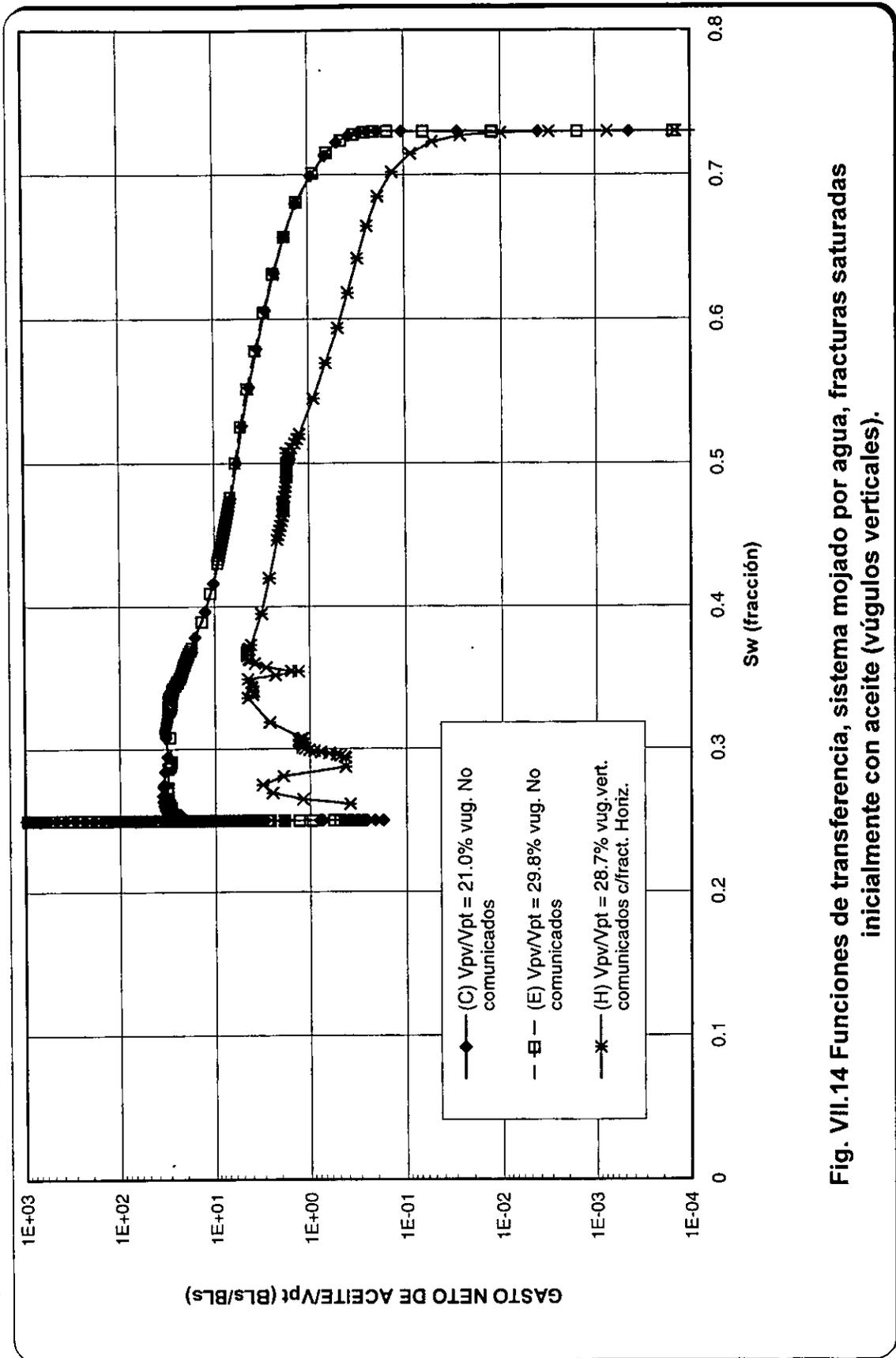


Fig. VII.13. Comportamiento de la recuperación normalizada de aceite, sistema mojado por agua, fracturas saturadas inicialmente con aceite (vúgulos verticales)



**Fig. VII.14 Funciones de transferencia, sistema mojado por agua, fracturas saturadas inicialmente con aceite (vúgulos verticales).**

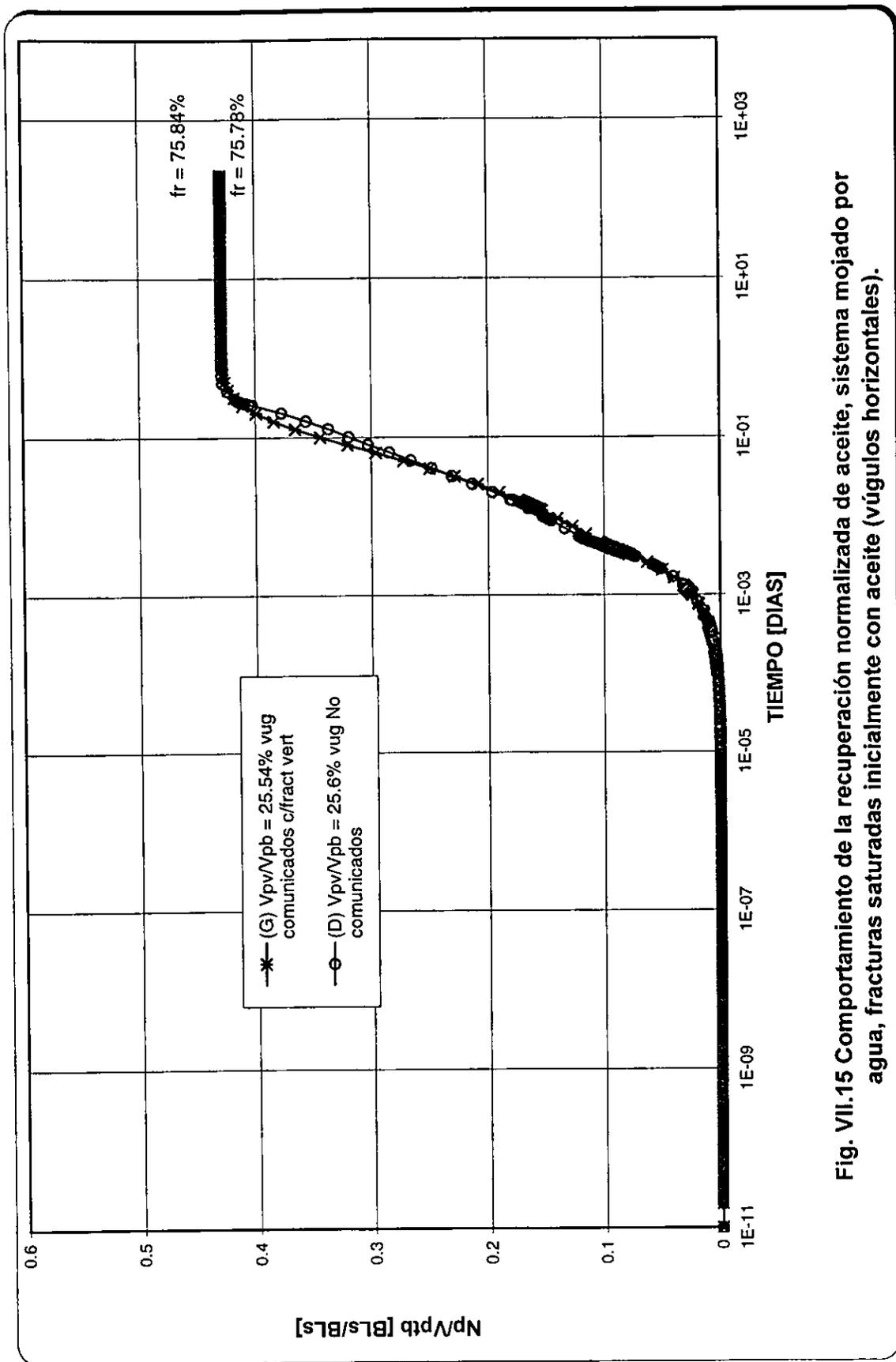
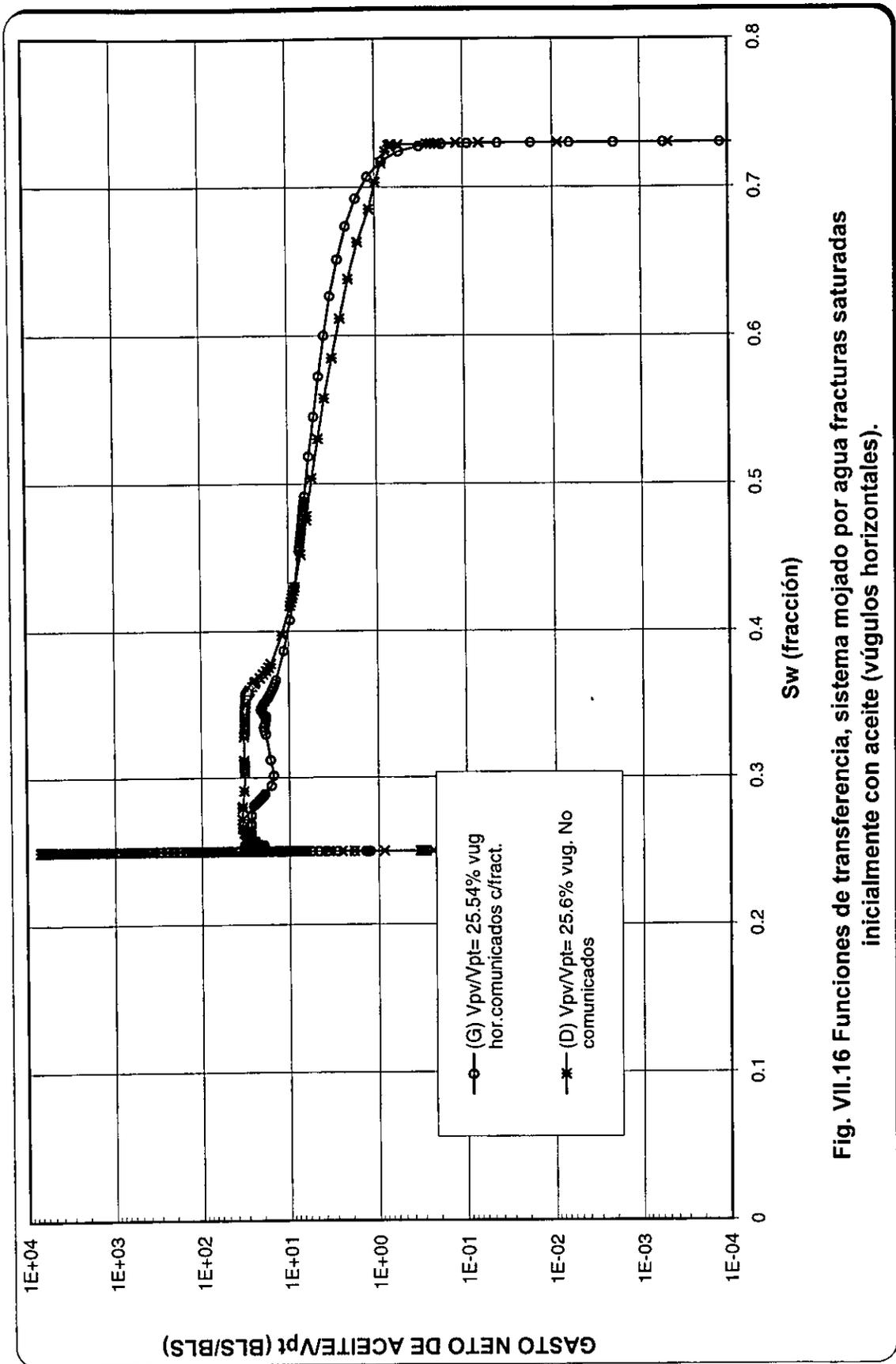


Fig. VII.15 Comportamiento de la recuperación normalizada de aceite, sistema mojado por agua, fracturas saturadas inicialmente con aceite (vúgulos horizontales).



**Fig. VII.16 Funciones de transferencia, sistema mojado por agua fracturas saturadas inicialmente con aceite (vúgulos horizontales).**

En las Figuras VII.17 a VII.34 se muestran las recuperaciones normalizadas por volumen poroso de bloque y las funciones de transferencia para los sistemas preferentemente mojado por aceite, con fracturas saturadas inicialmente con agua y mojabilidad mixta con fracturas saturadas inicialmente con agua y saturadas inicialmente con aceite.

En todos los casos, lo descrito anteriormente es válido en lo general. Es recomendable realizar experimentos con otras posiciones de vórgulos y relaciones de volumen poroso, para validar lo descrito en este capítulo.

El factor de recuperación se calculó como sigue,

Partiendo de la definición de factor de recuperación:

$$fr = \frac{\text{recuperación acumulada } (Np)}{\text{volumen original de hidrocarburos } (Voh)} \quad (\text{VII.1})$$

si definimos en función de volúmenes porosos:

$$Np_{\max} = Vpv + Vpm (1 - Swi - Sor) \quad (\text{VII.2})$$

$$Voh = Vpv + Vpm (1 - Swi) \quad (\text{VII.3})$$

Donde:

$Vpv$  = Volumen poroso de vórgulos.

$Vpm$  = Volumen poroso de matriz.

$Swi$  = Saturación de agua inicial,

$Sor$  = Saturación de aceite residual.

Sustituyendo las ecuaciones (VII.2) y (VII.3) en la ecuación (VII.1) y dividiendo por el volumen poroso del bloque ( $V_{pb}$ ), para normalizar

$$fr = \frac{(V_{pv} + V_{pm}(1 - S_{wi} - S_{or})) / V_{pb}}{(V_{pv} + V_{pm}(1 - S_{wi})) / V_{pb}} \quad (\text{VII.4})$$

realizando operaciones

$$fr = \frac{(V_{pv} + V_{pm}(1 - S_{wi})) / V_{pb}}{(V_{pv} + V_{pm}(1 - S_{wi})) / V_{pb}} - \frac{(V_{pm} S_{or}) / V_{pb}}{(V_{pv} + V_{pm}(1 - S_{wi})) / V_{pb}} \quad (\text{VII.5})$$

$$fr = 1 - \frac{(V_{pm} S_{or}) / V_{pb}}{(V_{pv} + V_{pm}(1 - S_{wi})) / V_{pb}} \quad (\text{VII.6})$$

$$fr = 1 - \frac{\left(1 - \frac{V_{pv}}{V_{pb}}\right) S_{or}}{\left(\frac{V_{pv}}{V_{pb}}\right) + \left(1 - \frac{V_{pv}}{V_{pb}}\right) (1 - S_{wi})} \quad (\text{VII.7})$$

finalmente:

$$fr = 1 - \frac{S_{or}}{\left(\frac{V_{pv}}{V_{pb}}\right) - \frac{1}{\left(1 - \frac{V_{pv}}{V_{pb}}\right)} + (1 - S_{wi})} \quad (\text{VII.8})$$

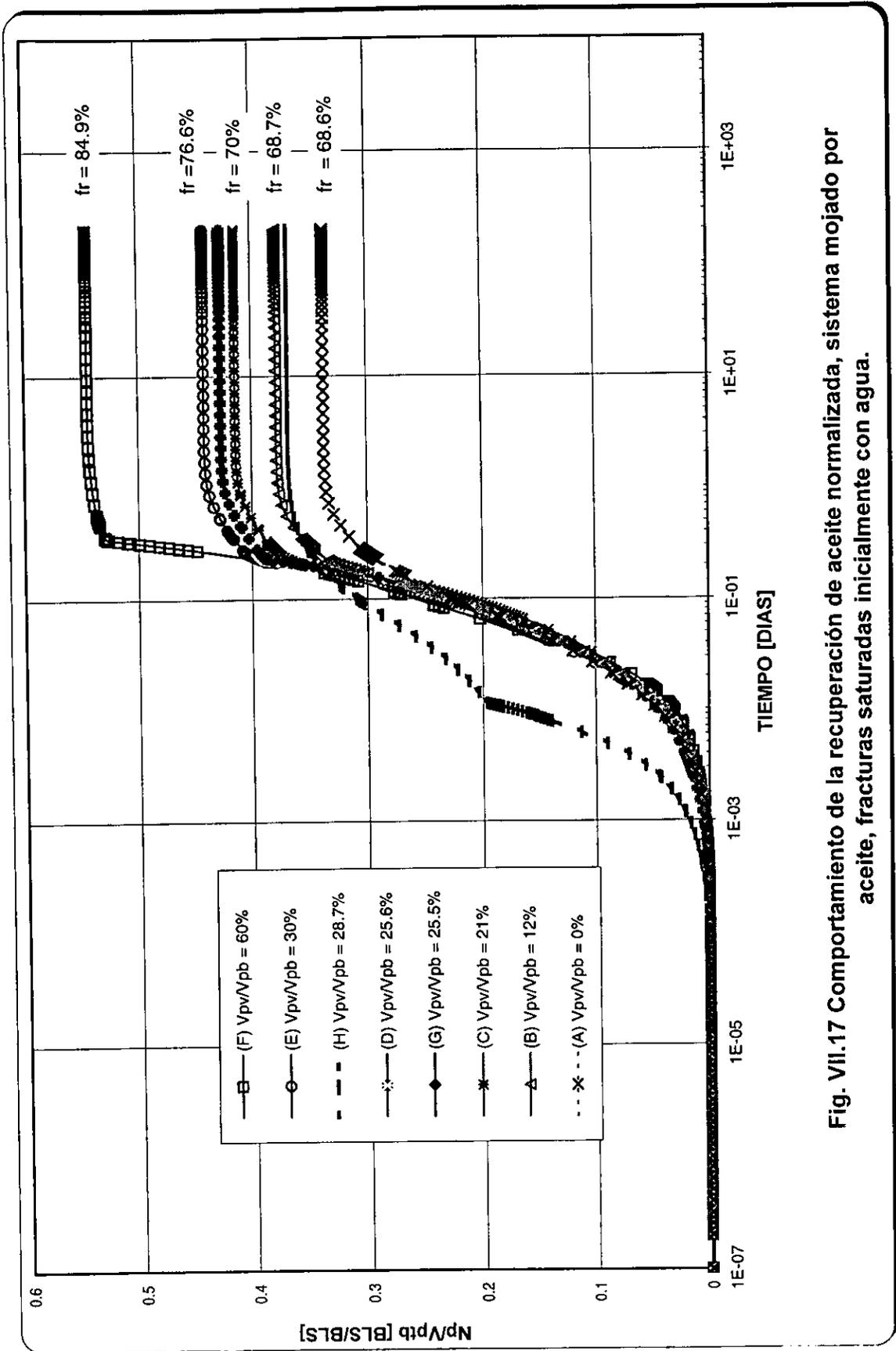
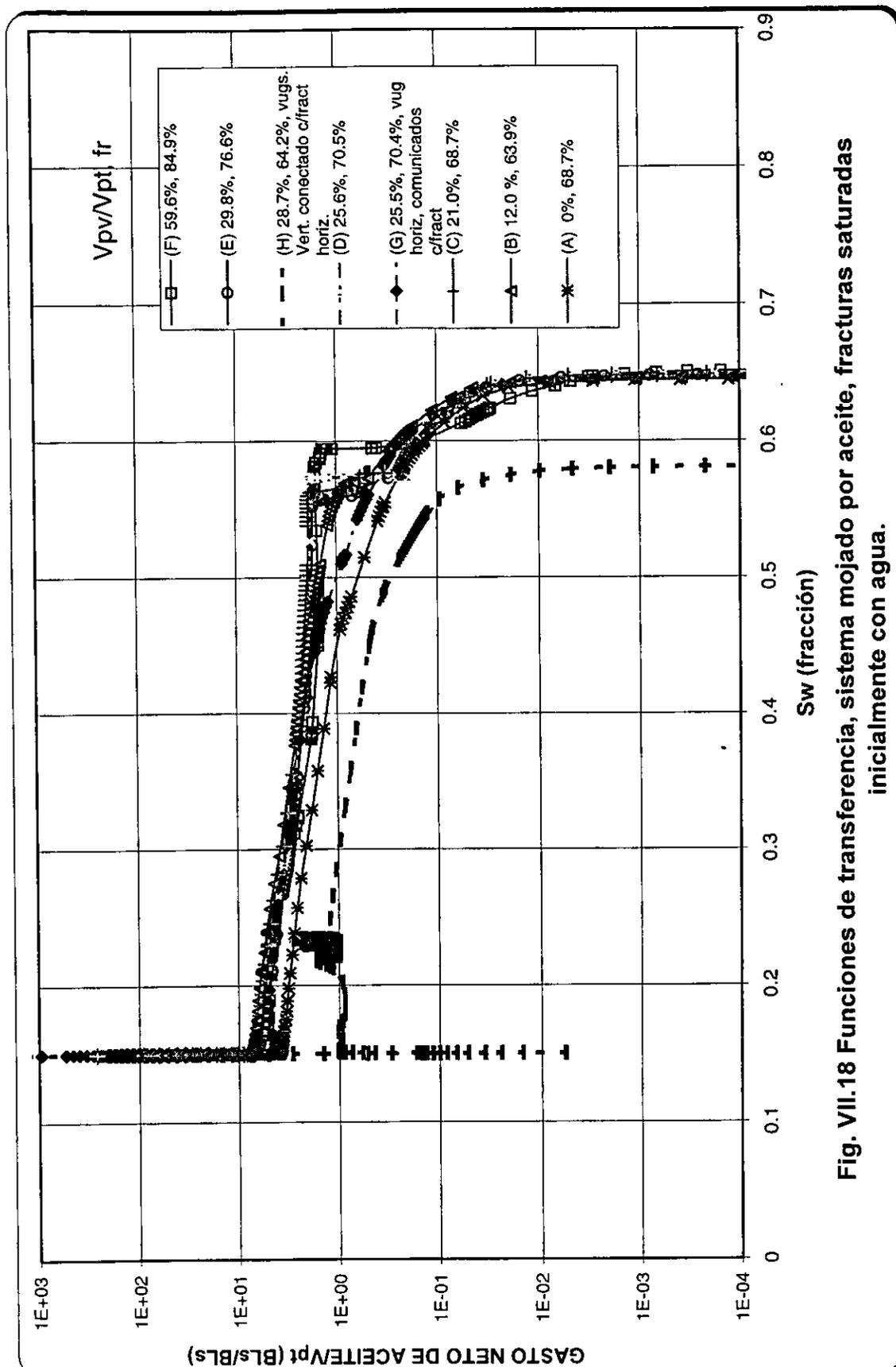


Fig. VII.17 Comportamiento de la recuperación de aceite normalizada, sistema mojado por aceite, fracturas saturadas inicialmente con agua.



**Fig. VII.18 Funciones de transferencia, sistema mojado por aceite, fracturas saturadas inicialmente con agua.**

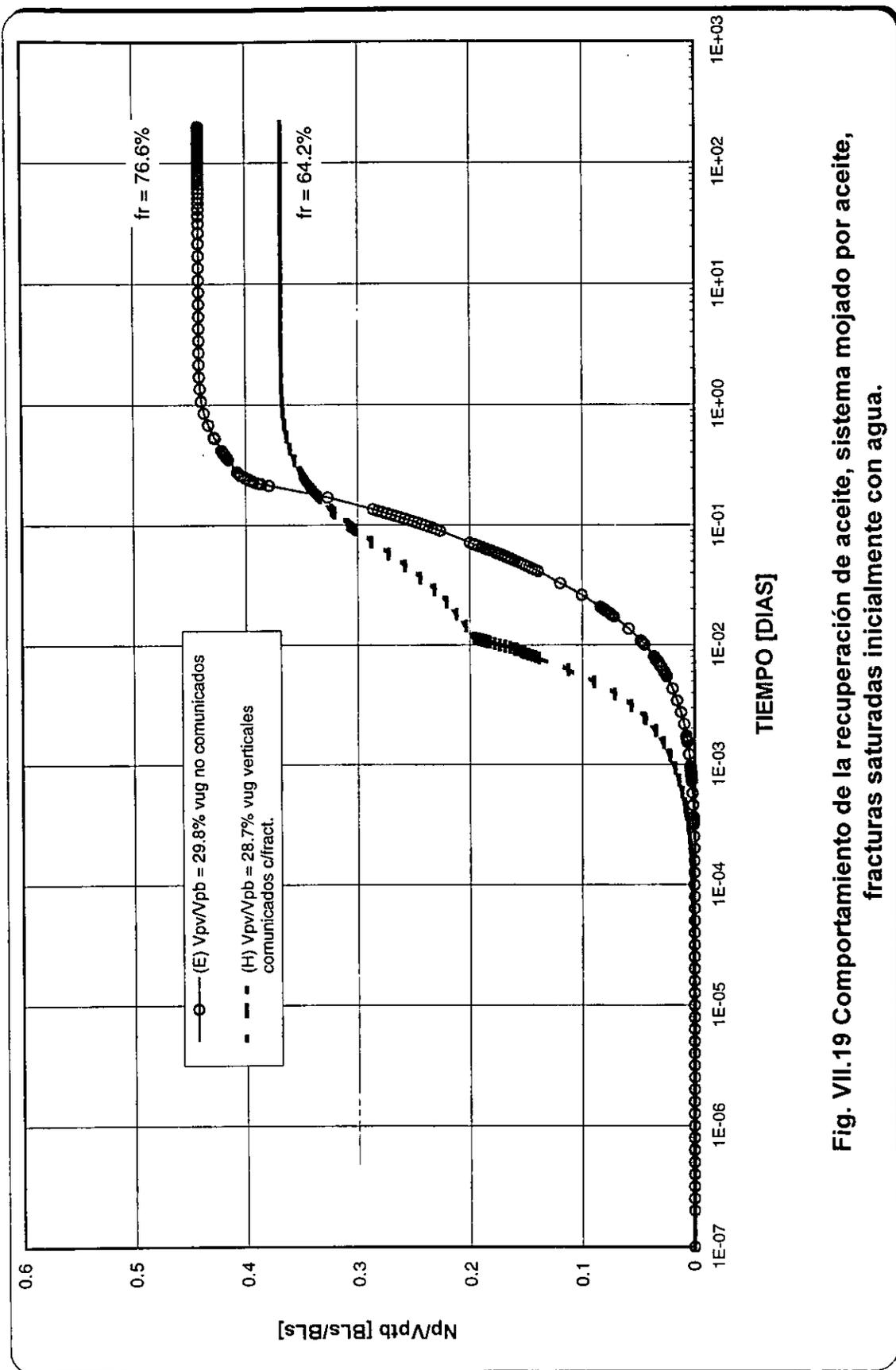
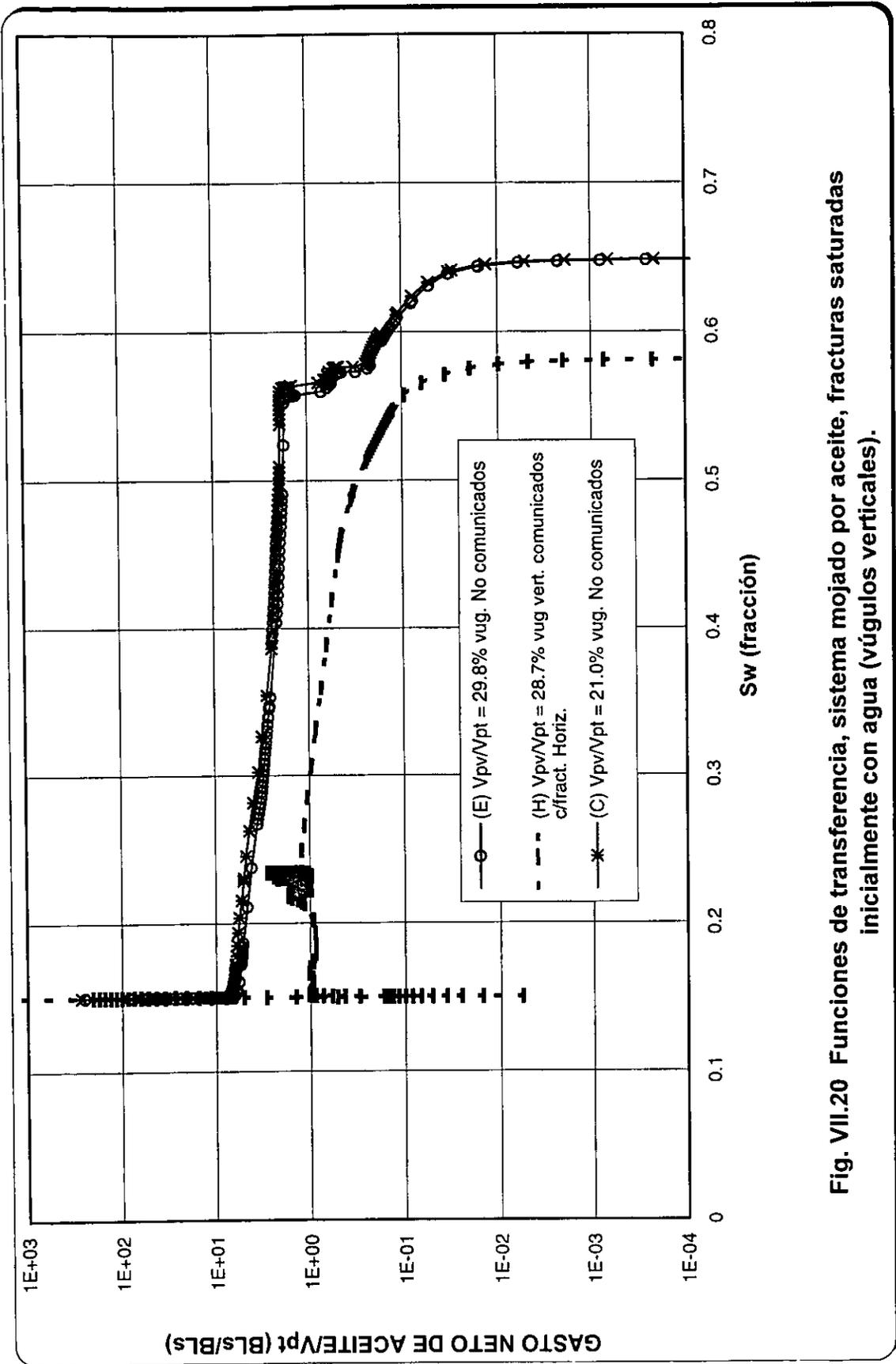


Fig. VII.19 Comportamiento de la recuperación de aceite, sistema mojado por aceite, fracturas saturadas inicialmente con agua.



**Fig. VII.20 Funciones de transferencia, sistema mojado por aceite, fracturas saturadas inicialmente con agua (vúgulos verticales).**

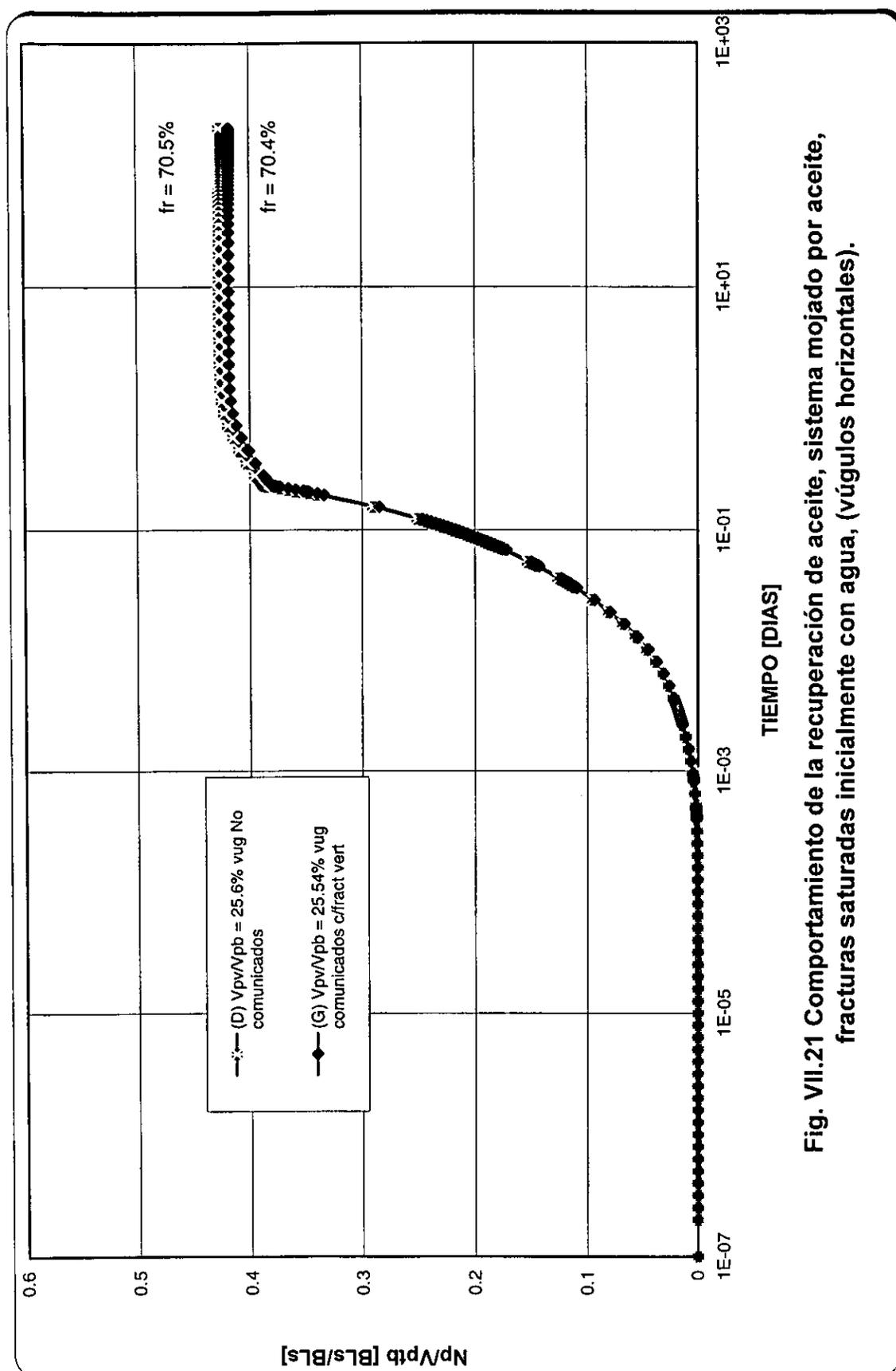
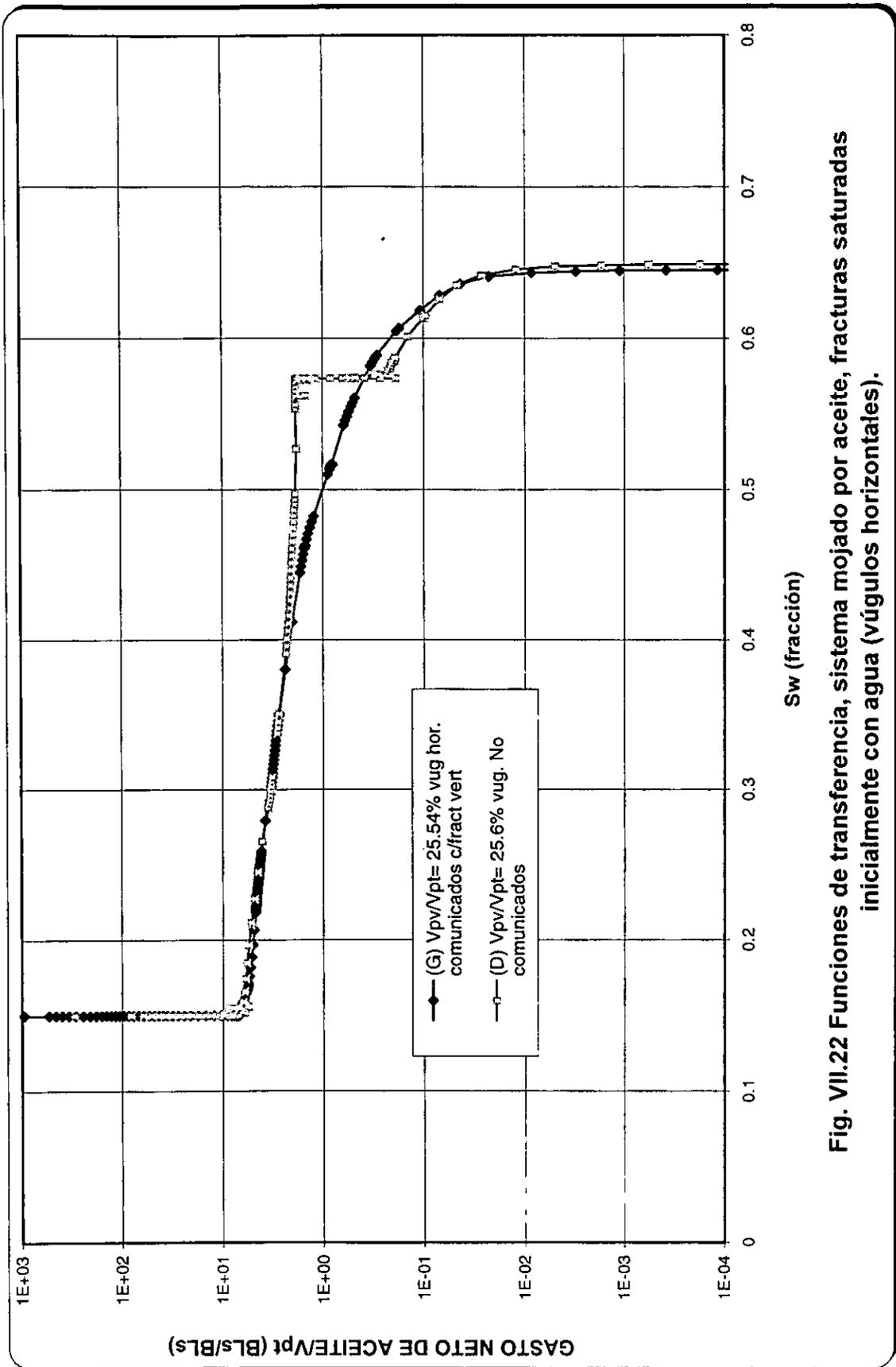


Fig. VII.21 Comportamiento de la recuperación de aceite, sistema mojado por aceite, fracturas saturadas inicialmente con agua, (vúgulos horizontales).



**Fig. VII.22 Funciones de transferencia, sistema mojado por aceite, fracturas saturadas inicialmente con agua (vúgulos horizontales).**

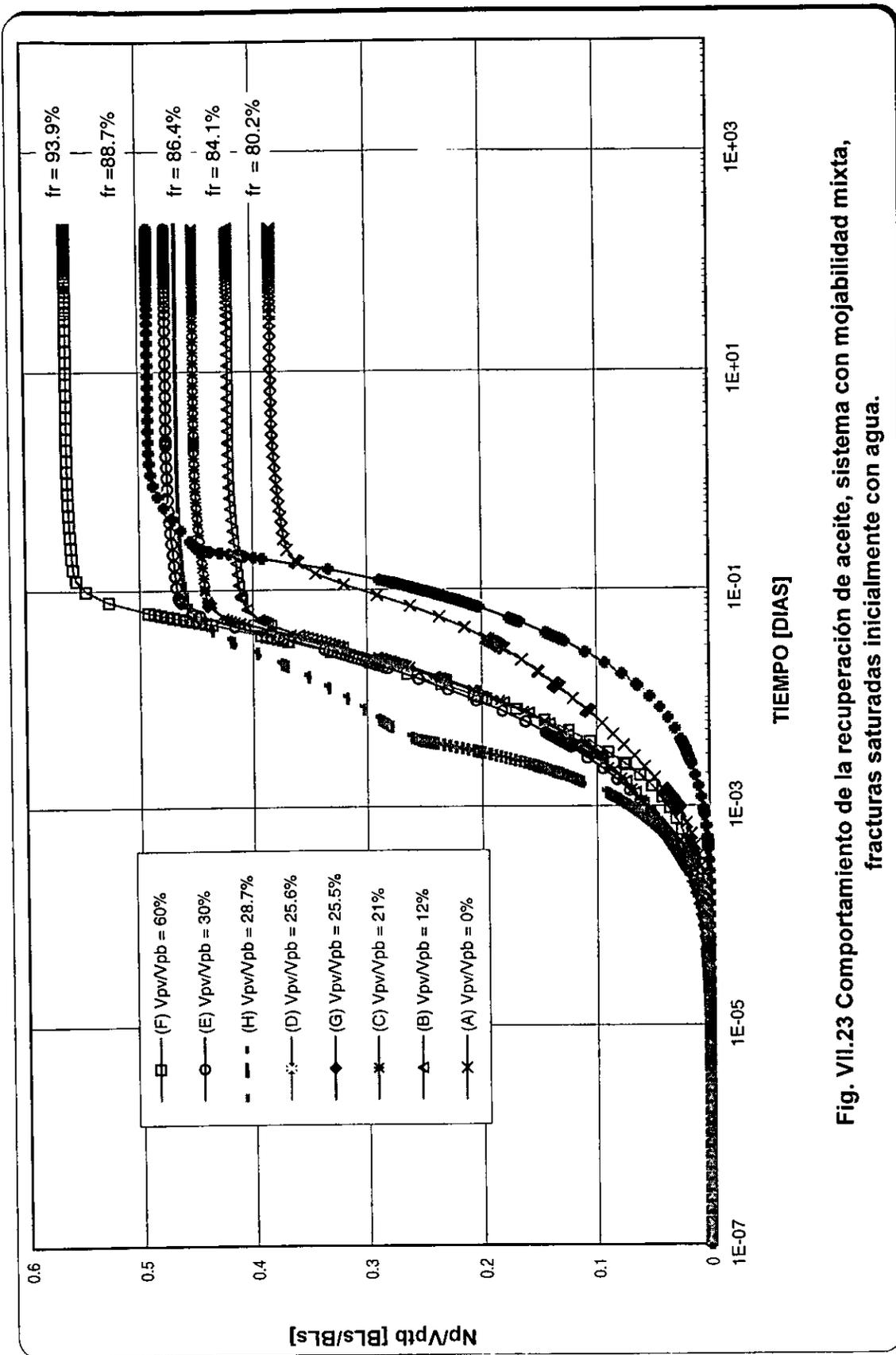
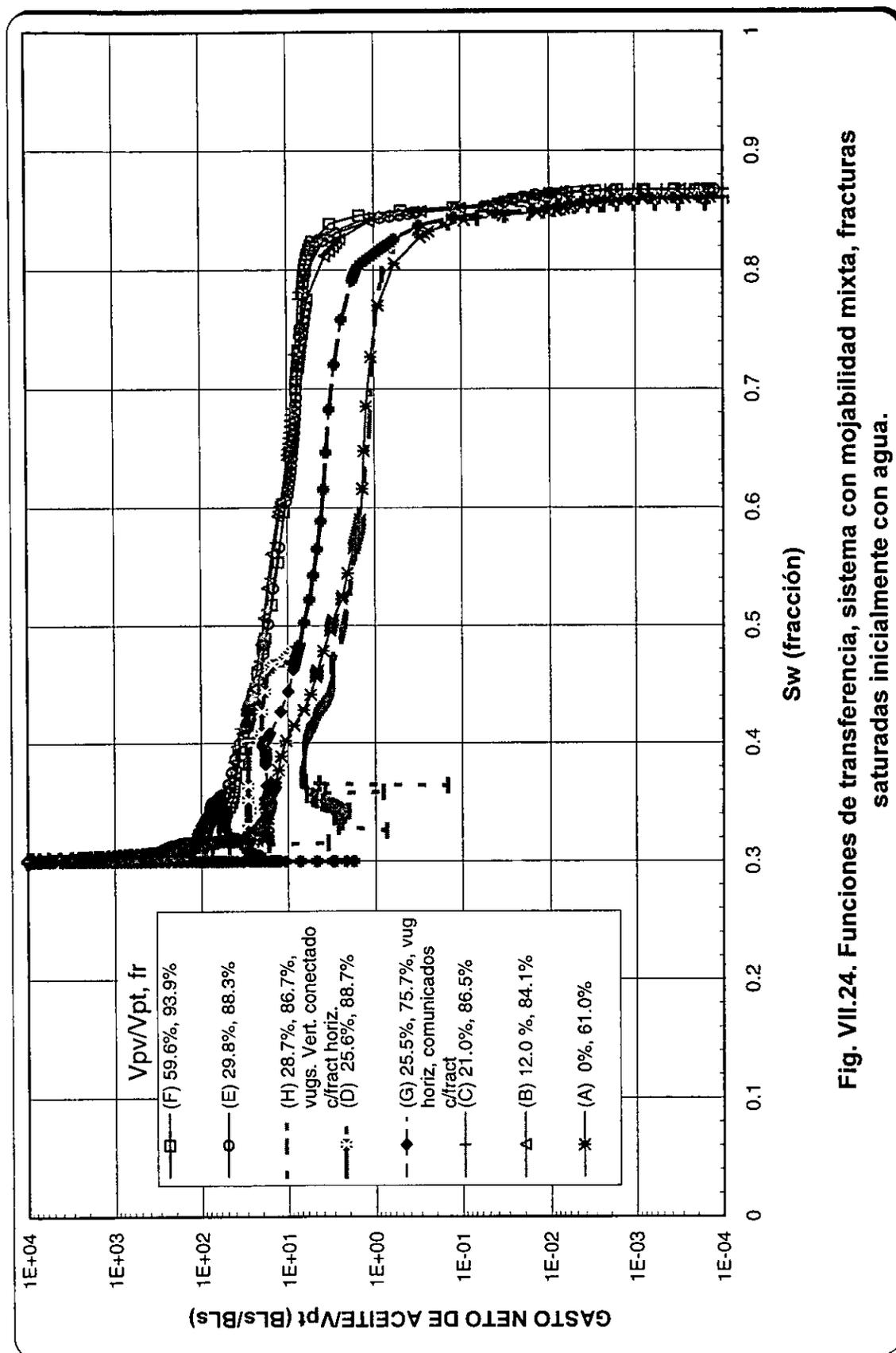


Fig. VII.23 Comportamiento de la recuperación de aceite, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con agua.



**Fig. VII.24. Funciones de transferencia, sistema con movilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con agua.**

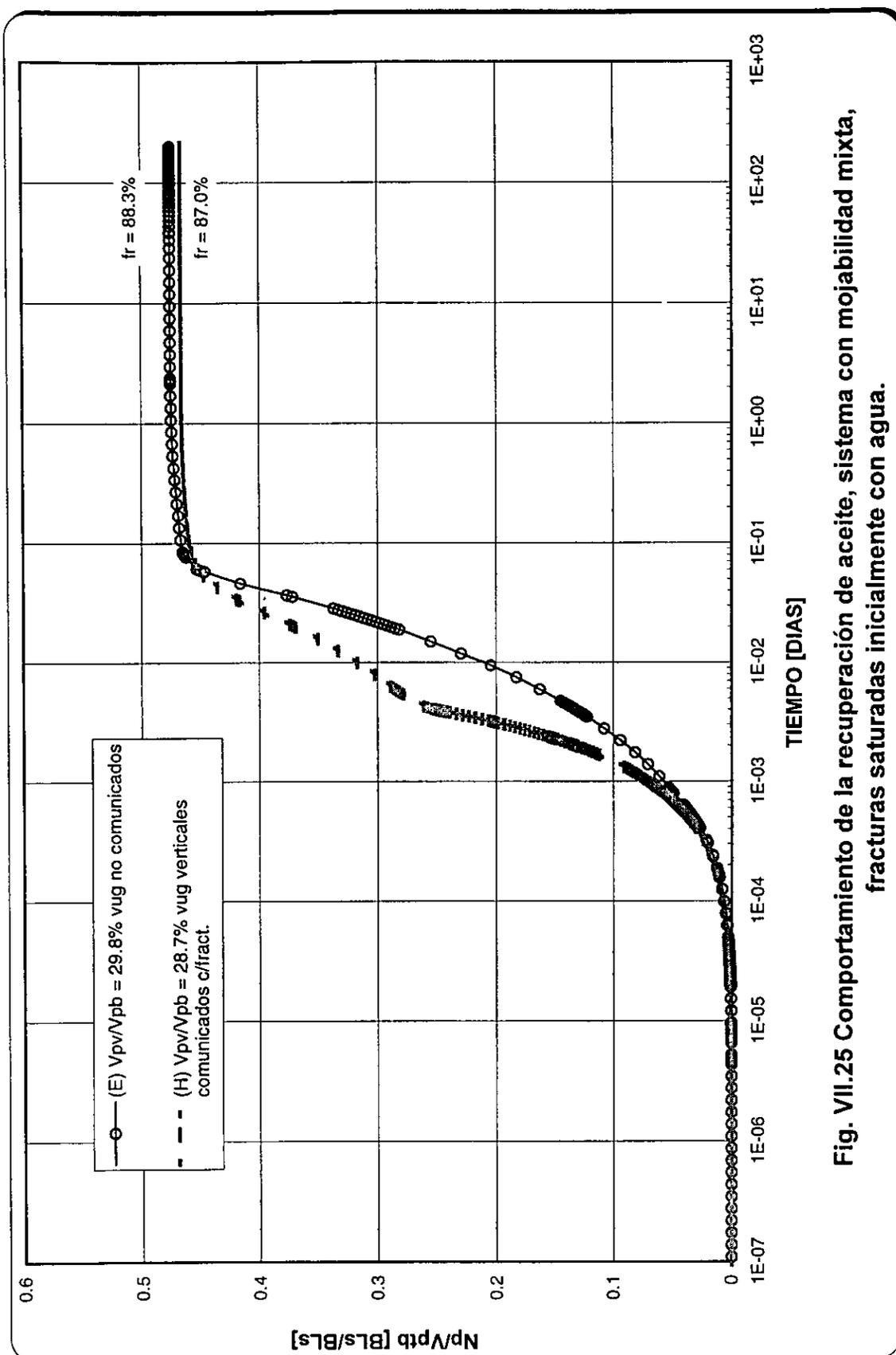


Fig. VII.25 Comportamiento de la recuperación de aceite, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con agua.

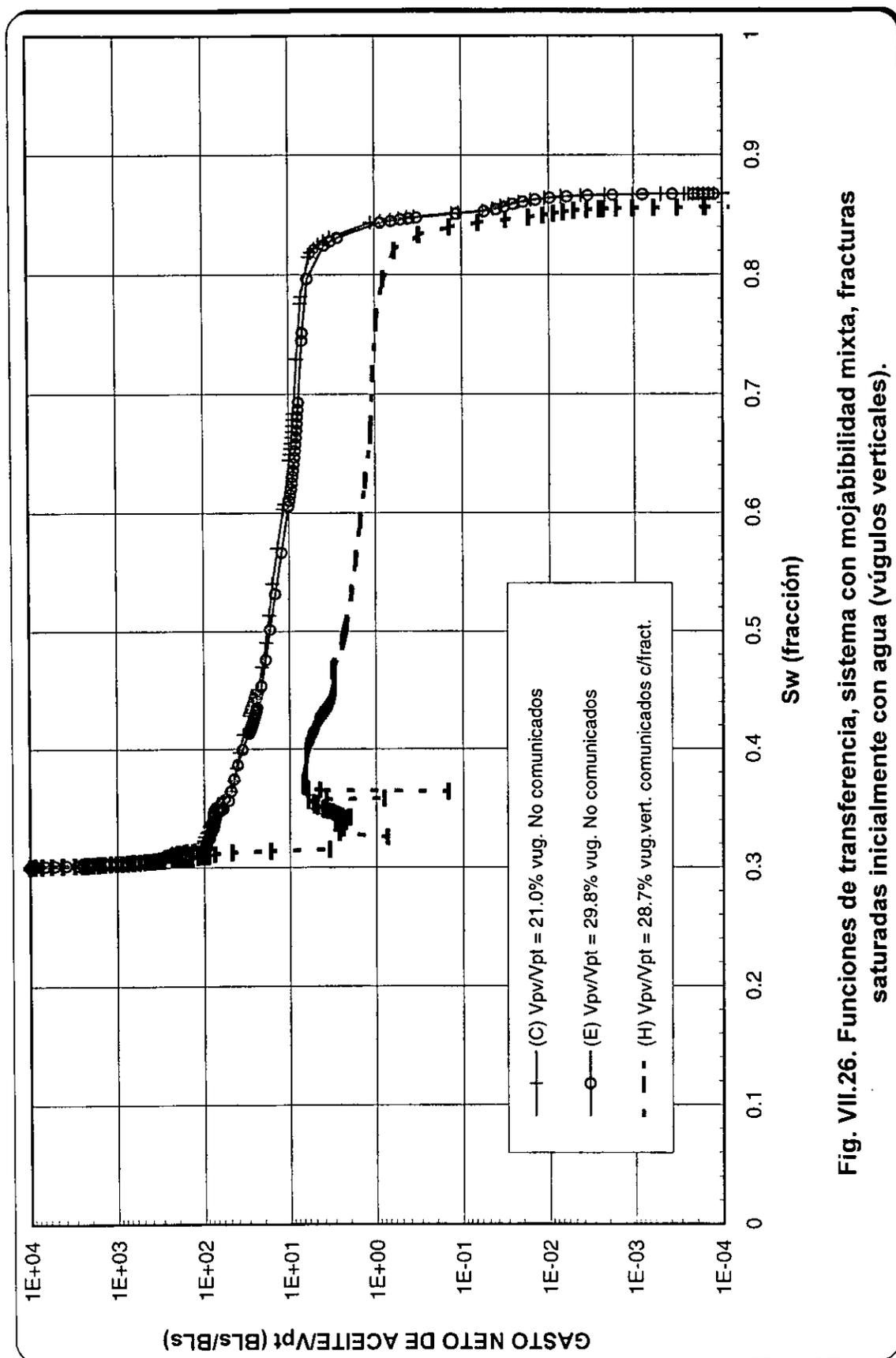


Fig. VII.26. Funciones de transferencia, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con agua (vúgulos verticales).

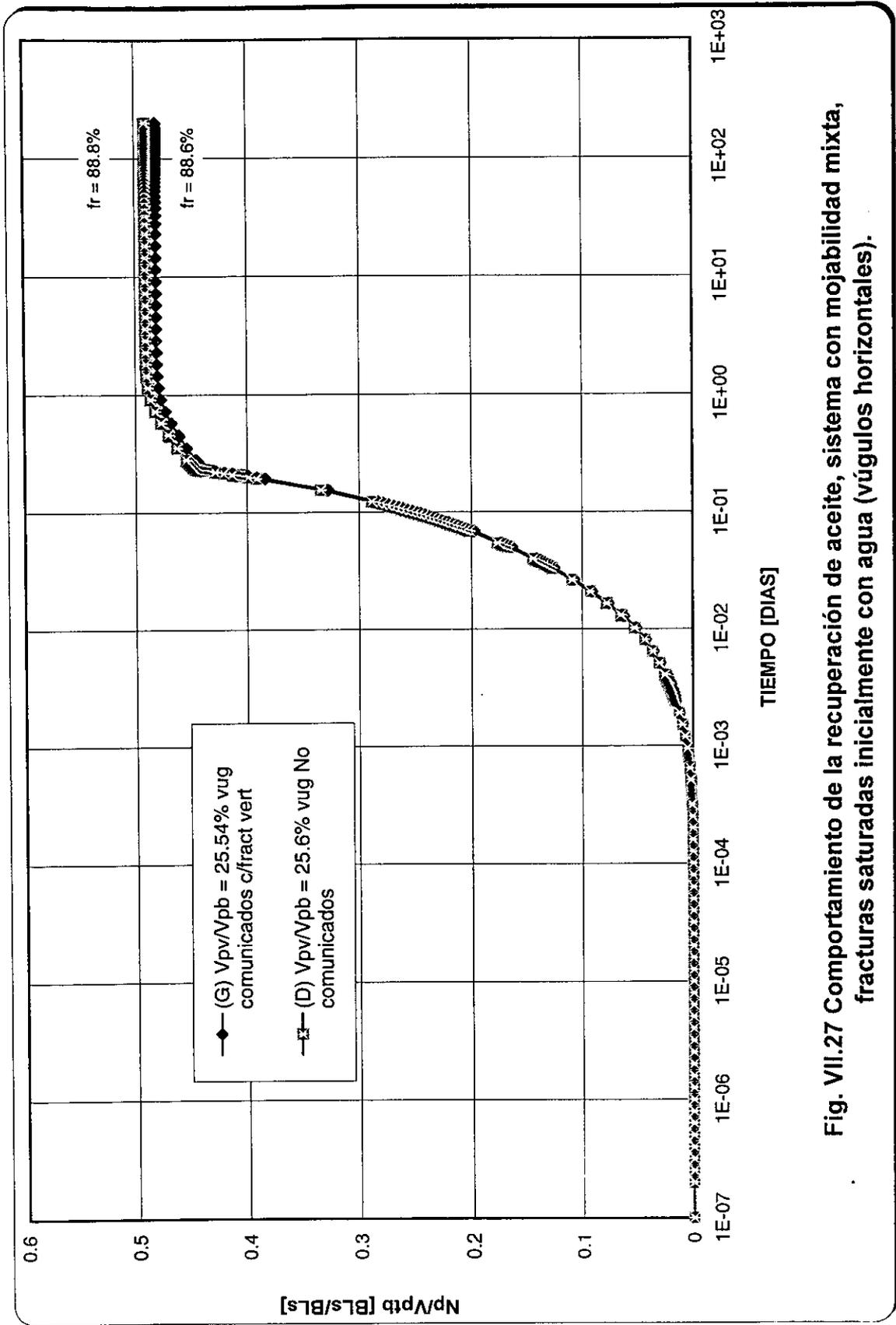
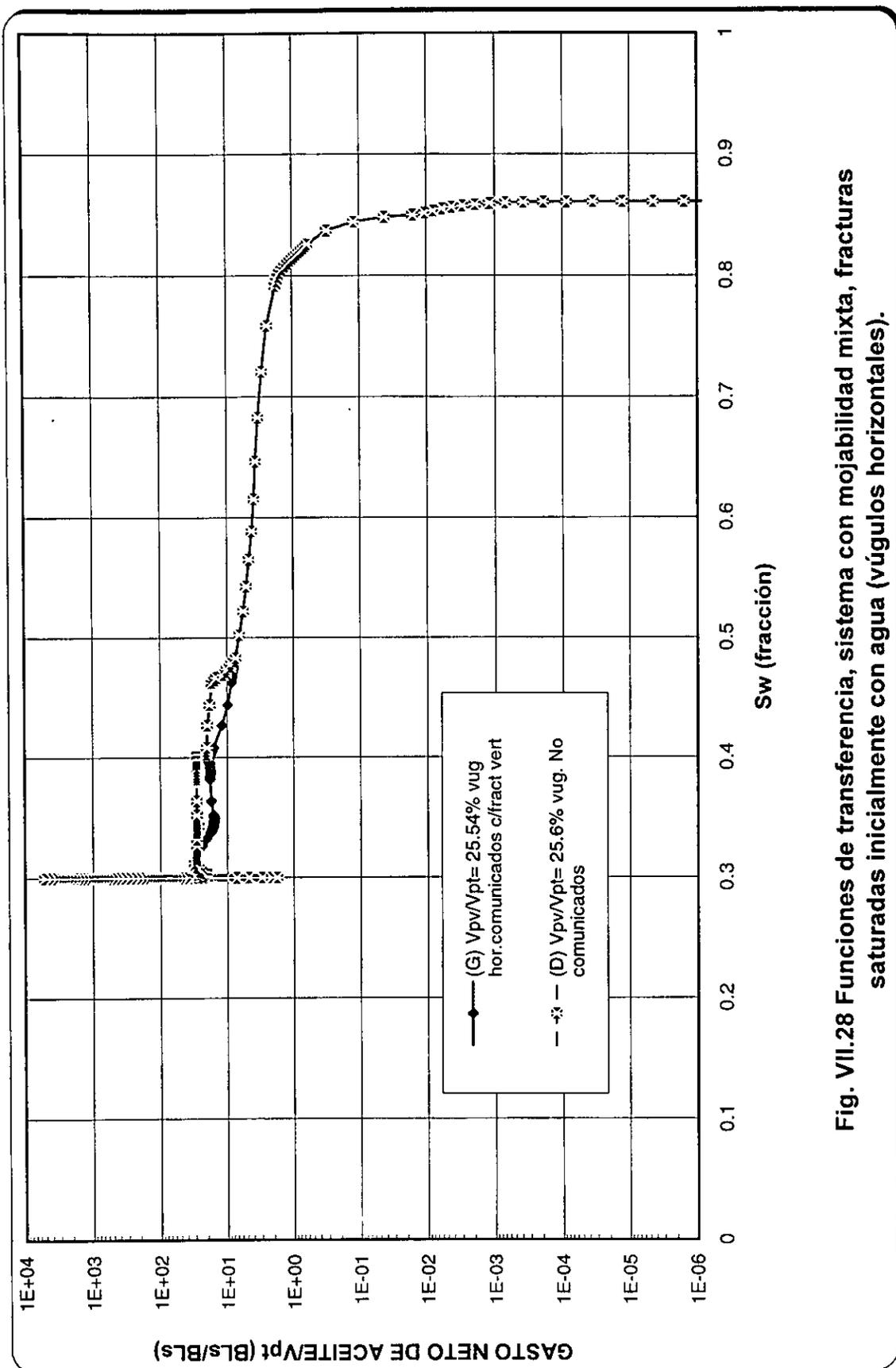


Fig. VII.27 Comportamiento de la recuperación de aceite, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con agua (vúgulos horizontales).



**Fig. VII.28 Funciones de transferencia, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con agua (vúgulos horizontales).**

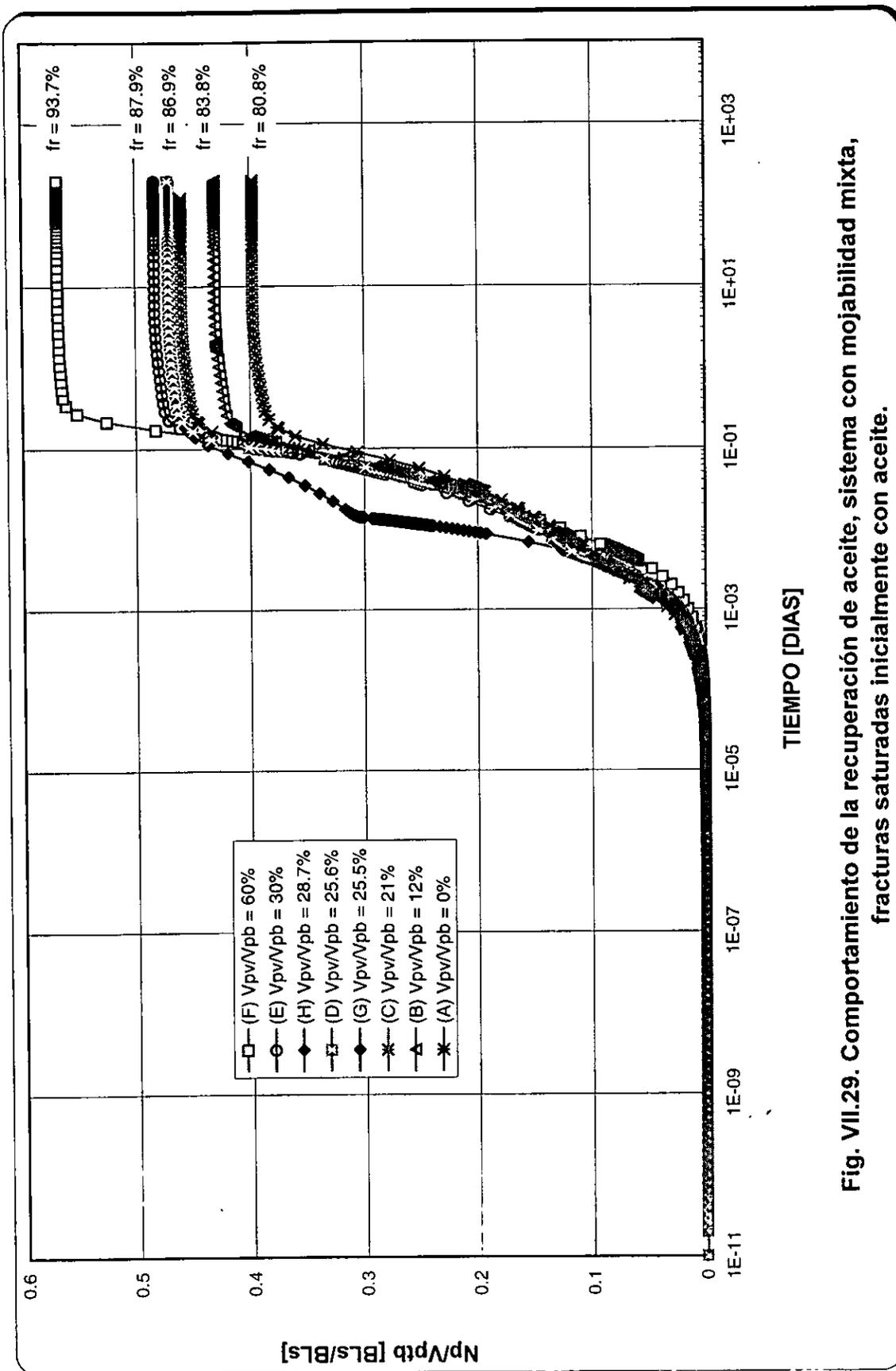
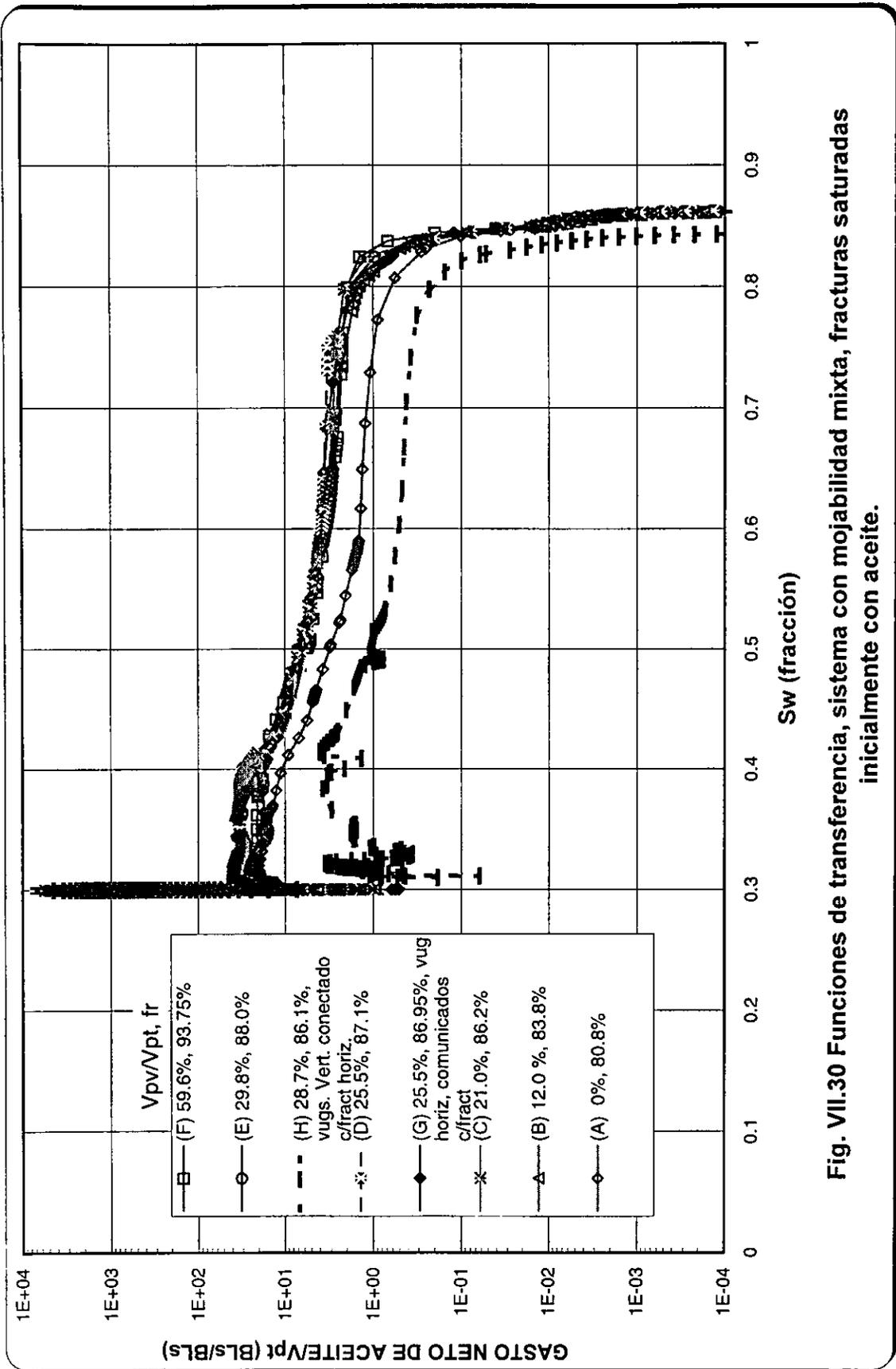


Fig. VII.29. Comportamiento de la recuperación de aceite, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con aceite.



**Fig. VII.30 Funciones de transferencia de transferencia, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con aceite.**

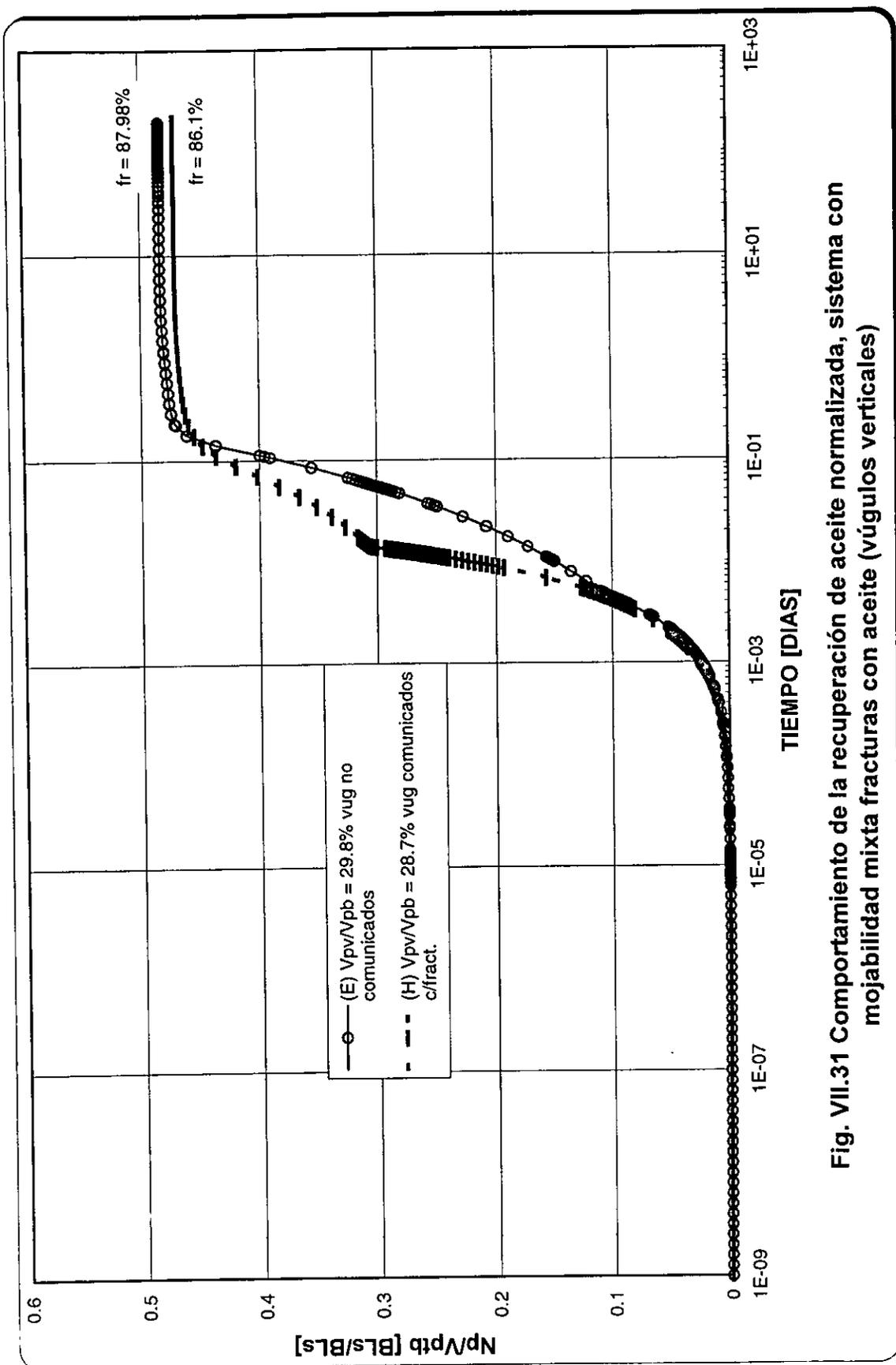
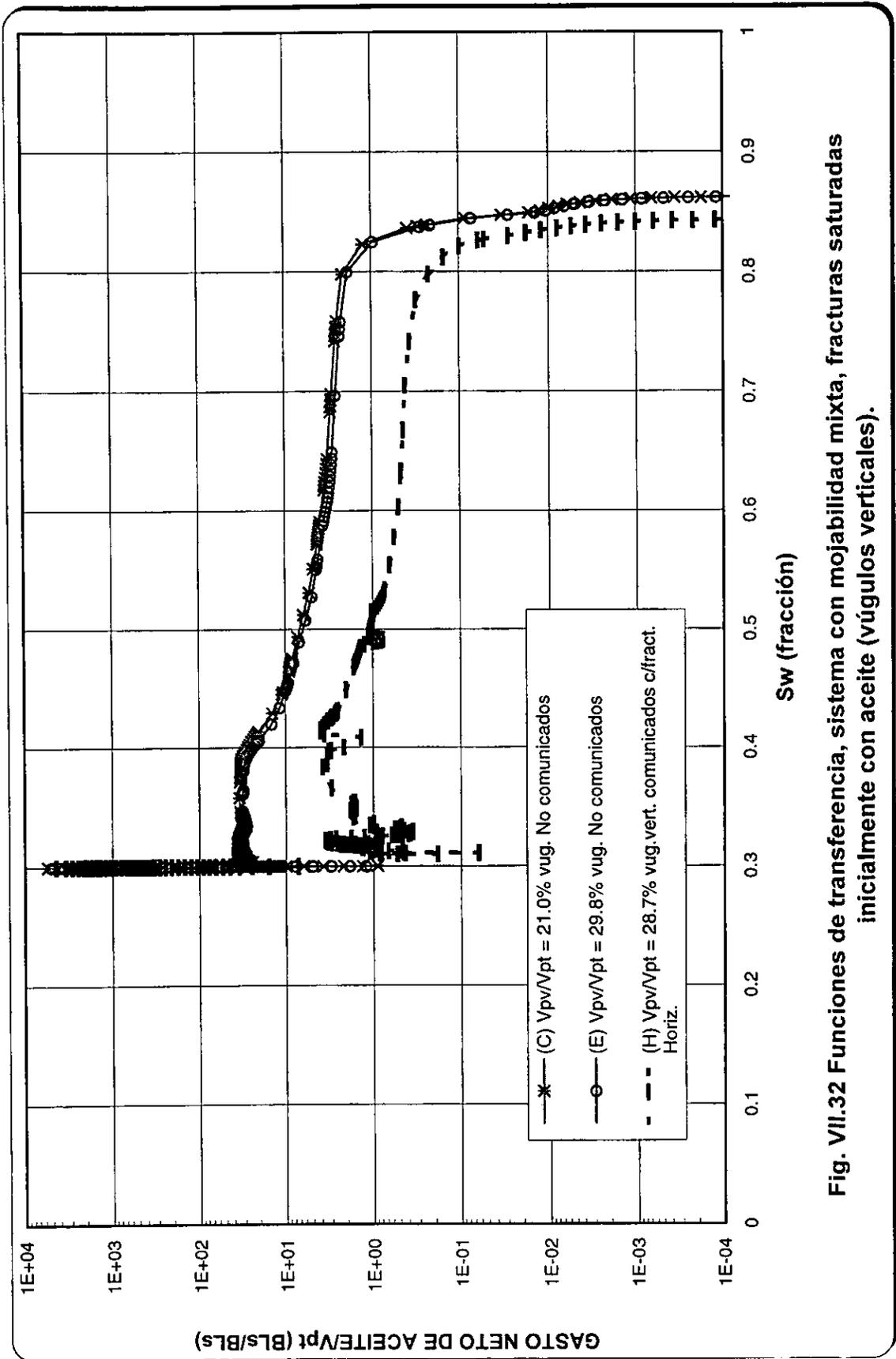


Fig. VII.31 Comportamiento de la recuperación de aceite normalizada, sistema con mojabilidad mixta fracturas con aceite (vúgulos verticales)



**Fig. VII.32 Funciones de transferencia, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con aceite (vúgulos verticales).**

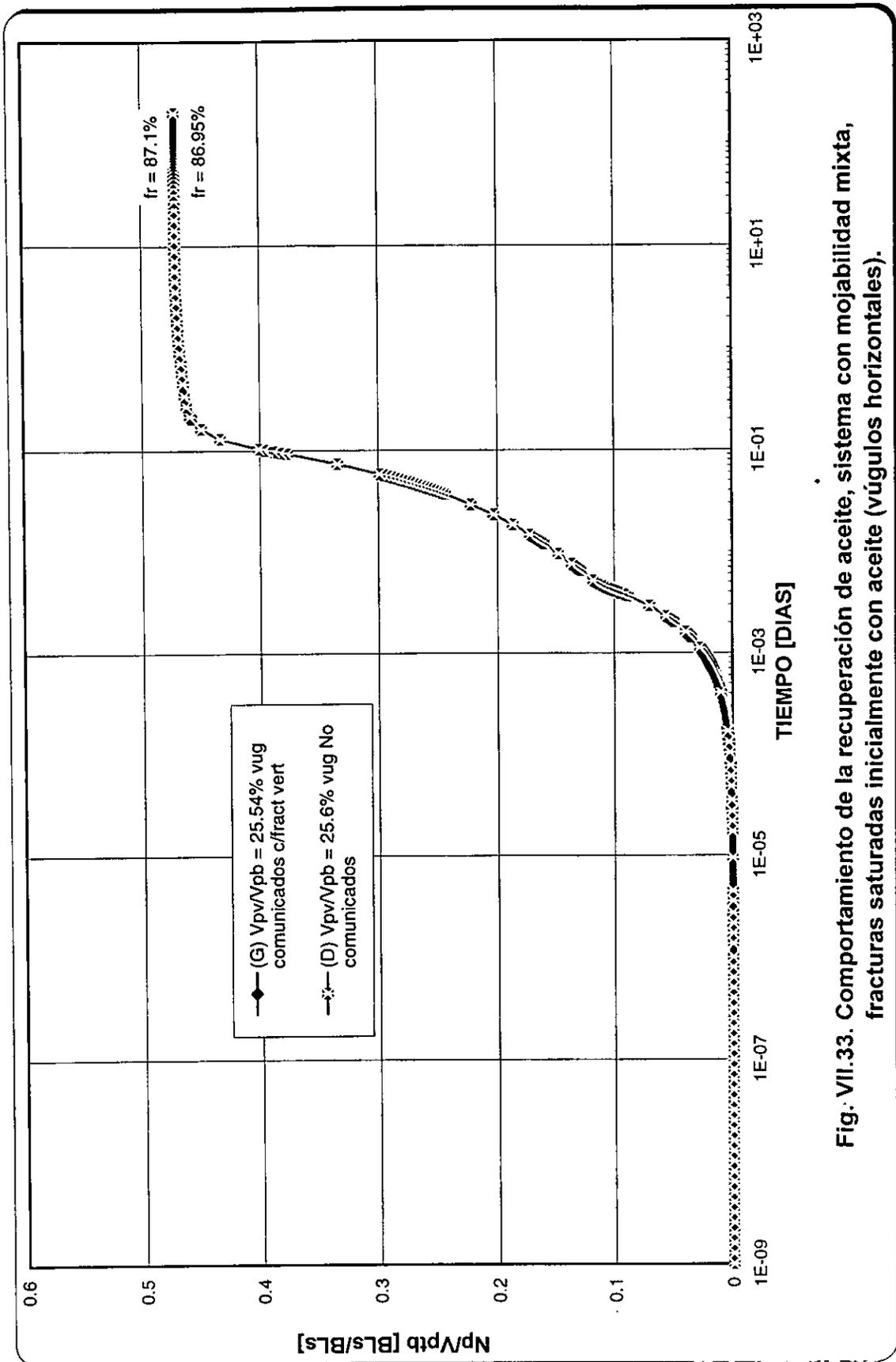


Fig. VII.33. Comportamiento de la recuperación de aceite, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con aceite (vúgulos horizontales).

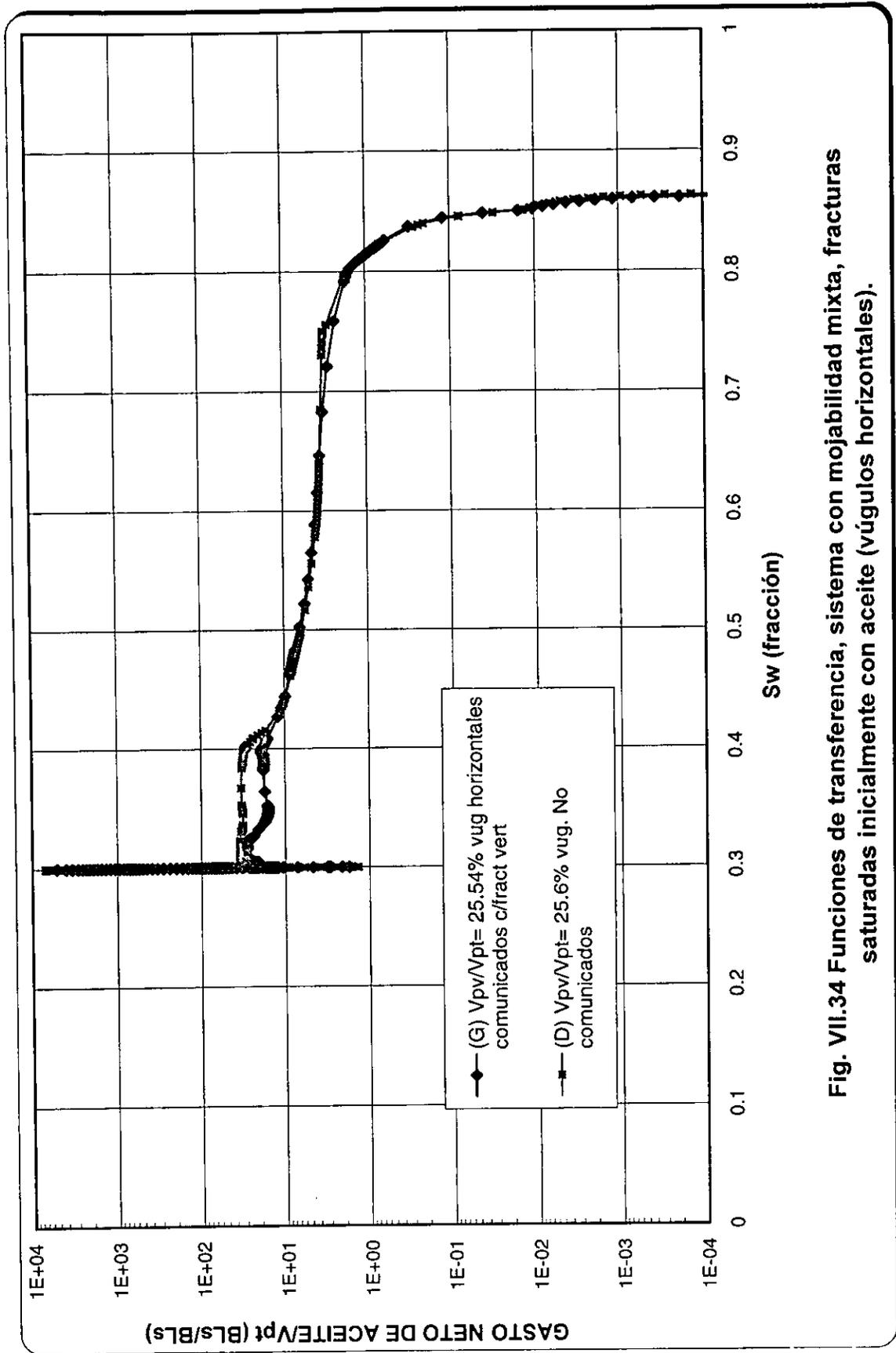


Fig. VII.34 Funciones de transferencia, sistema con mojabilidad mixta, fracturas saturadas inicialmente con aceite (vúgulos horizontales).

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

- I. Un apilamiento de 3 bloques es suficiente para el cálculo de las funciones de transferencia para sistemas mojados preferentemente por agua, aceite y con mojabilidad mixta, aunque debe confirmarse con un modelo de doble porosidad modificado.
- II. La saturación inicial en las fracturas es la que determina el comportamiento inicial diferente de los gastos de aceite y agua, después es igual, y la mojabilidad del bloque de matriz es la responsable del comportamiento de la presión media del sistema.
- III. El comportamiento del sistema denominado comúnmente de MOJABILIDAD INTERMEDIA, es una combinación consecutiva de los sistemas mojados preferentemente por agua y por aceite, mas que un sistema independiente, por lo que se propone sea denominado como un SISTEMA DE MOJABILIDAD MIXTA.
- IV. El sistema con mojabilidad mixta puede ser representado con un solo conjunto de funciones de transferencia sin importar el fluido inicial en las fracturas, con un margen de error de  $\pm 5\%$  en la recuperación final. Esto debe de comprobarse con experimentos con otros sistemas con mojabilidad mixta y también al comprobar las funciones de transferencia
- V. Se observa que en general el comportamiento de la saturación de agua y presiones medias del sistema con y sin vugulos son similares, entonces se esperaría que las funciones de transferencia también fueran similares, y si este es el caso no sería de trascendencia el volumen poroso de vugulos, tal vez solo sería necesario normalizar por volumen poroso.

- VI. Se recomienda investigar el comportamiento del sistema mojado preferentemente por aceite cuando las fracturas están inicialmente saturadas 100% con aceite. Posiblemente refinando la malla junto a las fracturas se evite el problema de estabilidad numérica, y se puedan investigar los gastos laterales al inicio del experimento.
  
- VII. Se recomienda seguir investigando los arreglos posibles de mojabilidad y saturación inicial en las fracturas, con diferentes número y posición de vórgulos.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Warren, J. E. and Root, P.J.: "The behavior of naturally fractured reservoirs," SPEJ (Sep 1963) 245-55; TRANS., AIME, 228
2. Rossen, R.H., & Shen, E.I.C.: "Simualtion of gas/oil drainage and water/oil imbibition in naturally fractured reservoirs", SPERE (Nov 1989) 464-70.
3. Dean, R.H. and Lo, L.L.: "Simulation of naturally fractured reservoirs", SPERE (may 1988) 638-48, TRANS. AIME, 285.
4. Sonier, F., Souillard, P., & Blaskovich, F.T.: "Numerical simulation of naturally fractured reservoirs", SPERE (Nov. 1988) 1114-22; TRANS, AIME, 285.
5. Thomas, L. K., Dixon, T. N., & Pierson, R.G.: "Fractured reservoir simulation", SPEJ (Feb. 1983) 42-54.
6. Gilman, J.R.: "An efficient finite-diference method for simulating phase segregation in the matrix blocks in double-porosity reservoirs", SPERE (July 1986) 403-13.
7. Vicencio F., Omar A., "Estudio de la transferencia de fluidos matriz-fractura en yacimientos naturalmente fracturados; en la zona invadida por agua", Tesis Maestría, 1998, DEPMI, UNAM.
8. Kazemi, H. et.al.: "The behavior of naturally fractured reservoirs", SPEJ (September 1963) 245-255.
9. Larry S.-K. Fung, "Simulation of block-to-block processes in naturally fractured reservoirs", SPERE (Nov 1991) 477-84
10. Du Prey, E. Lefebvre, "Gravity and capillarity effects on imbibition in porous media", SPEJ (June 1978) 195-206
11. Saidi, A. M, Tehrani, D. H., & Wit, K.: "Mathematical simulation of fractured reservoirs performance based on physical model experiments", Proc. 10<sup>th</sup> world petroleum congress, bucharest (1979) paper pd10(3), 255-33
12. Gilman, J.R.: "An efficient finite-diference method for simulating phase segregation in the matrix blocks in double-porosity reservoirs", SPERE (July 1986) 403-13.
13. Tan, J. C. and Firoozabadi A.: "Dual-porosity simulation incorporating reinfiltration and capilarity continuity concepts part I: single cell," SPE 29113 presented at the 13<sup>th</sup> SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Tx., Feb. 12-15, 1995.

14. Forrest F., Craig, Jr., "Aspectos de ingeniería de inyección de agua", monografía vol.3 SPE, 1982.
15. Fatt, I., & Dykstra, H., "Relative permeability studies", TRANS, AIME, 192, 1951,259-256
16. Honarpour, M., Koederitz, L., & Harvey, A. H., "Relative permeability of petroleum reservoirs", 1986, CRC Press, inc.
17. Reiss, L. H.: "The reservoir engineering aspects of fractured formations", Institut Francais du Pétrole, 1980.
18. M. P. WALsh, Joseph Ansah, & Rajagopal Raghavan, " The new generalizaed material balance as a equation of a straigh line: part 1 - aplicaciones to undesaturated, volumetric reservoirs", SPE 27684, presented at the 1994 SPE Permian basin oil and gas recovery conference, Midland, Tx., March. 16-18, 1994.
19. W. D. McCain Jr. "Reservoir-fluid property correlations-state of the art", SPE Reservoir Engineering, (may 1991).
20. Simulador numérico trifásico tridimensional "SIMPUMA", División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM.
21. Firozabidi & Ishimoto
22. Rodríguez de la Garza, Fernando, "Un simulador de flujo multifásico hacia pozos naturalmente fracturados", Revista Ingeniería Petrolera, Vol. XXVII, No. 6, Junio 1987.
23. DuPrey , E. Lefebvre, "Cascade drainage of blocks in a fisure ed reservoir", Rev. Inst. Francais du Petrole (jan-Feb 1976)
24. Por, G.J., Boerrigter, P., Maas, J.G. and de Vries, A., "A fractured reservoir simulator capable of modeling block-block interation", SPE 19807, presented at the 1989 Annual Tchnical Conference and Exhibition, San Antonio, TX, Oct. 8-11, 1989.
25. Vidal, J., "Gas-Oil gravity drainage: Laboratory study of oil reimbibition and streaming between stacked matrix blocks", SPE 25074, presented at the European Petroleum Conference, Cannes, France, November 16-18,1992.
26. Comunicación con el Ing. Miguel del Angel Alvarez, Activo de Exploración Comalcalco, Región Sur.
27. Correa López, Ma. de Jesús "Simulación numérica de pruebas de desplazamiento realizadas en el laboratorio de núcleos naturalmente fracturados", Tesis profesional, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1997, pp47.

# NOMENCLATURA

$A$  = Área

$B_f$  = Factor de volumen de la fase  $f$

$dS$  = Diferencial de saturación.

$f$  = fase o,w

$fr$  = Factor de volumen

$h$  = Altura del bloque

$K$  = Permeabilidad

$K_f$  = Permeabilidad absoluta en la fractura

$K_{fx}$  = Permeabilidad absoluta en la fractura en la dirección  $x$

$K_{rf}$  = Permeabilidad relativa de la fase  $f$

$K_{fy}$  = Permeabilidad absoluta en la fractura en la dirección  $y$

$K_m$  = Permeabilidad absoluta de la matriz

$K_{ro}$  = Permeabilidad relativa del aceite

$K_{rw}$  = Permeabilidad relativa del agua

$K_{rwt}$  = Permeabilidad relativa de la fase mojante.

$K_{rnt}$  = Permeabilidad relativa de la fase no mojante.

$K_v$  = Permeabilidad vertical

$L_z$  = Longitud del bloque en la dirección  $z$

$N_p$  = Recuperación de aceite

$n$  = Número de bloques en el apilamiento, índice de bloque

$P_c$  = Presión Capilar

$q_{orj}$  = Gasto de reinfiltración de aceite para el bloque  $j$ , Bls/día @ c.y.

$q_{ODMFj}$  = Gasto de aceite matriz-fractura para el bloque  $j$ , Bls/día @ c.y.

$q_{wij}$  = Gasto de imbibición de agua para el bloque  $j$

$q_{wdj}$  = Gasto de drene de agua para el blo  $V_{pt}$  = Volumen poroso total

$Q_o$  = Gasto de aceite

$Q_{ot}$  = Gasto neto de aceite

**Rs** = Relación de solubilidad .

**Sw** = Saturación de agua

**Swc** = Saturación de agua congenita

**Sor** = Saturación de aceite residual

**Swf** = Saturación de la fase mojante.

**Tr** = Transmivibilidad de la fase *f*

**Voh** = Volumen original de hidrocarburos

**Vpv** = Volumen poroso de vóculos

**Vpm** = Volumen poroso de matriz

**Vpb** = Volumen poroso de bloques

**Vp** = Volumen poroso

*x, y, z* = Direcciones en un sistema ortogonal.

**Δt** = Diferencial de tiempo

**ΔL** = Diferencia de longitud entre celdas adyacentes

**ΔP** = Gradiente de presión

**ΔPc** = Gradiente de presión capilar

**ΔDγ<sub>f</sub>** = Gradiente gravitacional

**Φ** = Potencial

**(φhA)<sub>j</sub>** = Volumen poroso del bloque de matriz *j*

**μ<sub>f</sub>** = viscosidad de la fase *f*

$\left( \frac{dSw_j}{dt} \right)$  = cambio diferencial en el tiempo de la saturación media de agua para el  
bloque *j*

$\left( \frac{dSo_j}{dt} \right)$  = cambio diferencial en el tiempo de la saturación media de aceite para el  
bloque *j*

**φ** = Porosidad

**Q<sub>f</sub><sup>n</sup>** = Gasto neto de transferencia de la fase *f* en el bloque *n*