

01174

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO  
FACULTAD DE INGENIERIA  
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

10  
2e

**EFFECTOS DE LA PRESION CAPILAR EN PRUEBAS DE PRESION  
EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS CON  
EMPUJE DE GAS EN SOLUCION.**

Por :

**Ing. Guadalupe Téllez Centeno**

Asesor

**Dr. Rodolfo G. Camacho Velazquez**

259964

Un trabajo propuesto y realizado de acuerdo a los requerimientos de la disciplina de Ingeniería Petrolera  
Ciudad Universitaria, D.F.  
México, Enero de 1998.

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

Agradecimientos :

A mis padres :

**Maria Centeno Vda. de Téllez**  
**Sacramento Téllez Osornio †**

Por todo lo que me han brindado: cariño, apoyo y buenos consejos, Gracias.

A mi esposa y mi hijo:

**Katy y Aarón**

Con todo mi amor, los amo y los quiero mucho, son toda mi vida..

A mis hermanos :

**Lilia**  
**Araceli**  
**Matilde**  
**Rafael**  
**Sacramento**  
**Maria del Socorro**

Gracias por su apoyo y recuerden que todo lo que se quiere se logra.

Al Doctor :

**Rodolfo Camacho Velázquez**

Por todo su apoyo y sugerencias valiosas para culminar este trabajo.

A los Doctores: Fernando Samaniego V. , Fernando Rodríguez de la Garza, Jesús Rivera -- Rodríguez, Heber Cinco Ley y al Ing. José Luis Fong Aguilar por sus valiosos conocimientos adquiridos en sus cátedras. A Petróleos Mexicanos. Al Ing. Agustín Galindo Nava e Ing. Roberto Herrera Sixtos por su apoyo durante la elaboración del trabajo. Y a todos mis compañeros de escuela y personal de la DEPMI que de alguna manera me apoyaron.

# INDICE

<b>Resumen</b> .....	1
<b>I- Introducción</b> .....	2
<b>II- Antecedentes</b> .....	4
2.1. Mecanismos de interacción matriz-fractura con flujo multifásico, analizando el efecto de presión capilar tanto en la matriz como en el sistema de fracturas, identificando las hipótesis involucradas en el simulador numérico convencional. ....	4
2.1.1. Fundamentos de la presión capilar en los procesos de flujo. ....	4
2.1.2. Hipótesis involucradas en un simulador convencional. ....	14
2.1.3. Resumen de las hipótesis involucradas en un simulador. ....	20
<b>III- Identificación de efectos capilares en yacimientos homogéneos en la respuesta de presión.</b> .....	21
3.1. Modelo matemático. ....	21
3.2. Corridas con el simulador con y sin presión capilar en yacimientos homogéneos. ....	24
3.3. Uso del número de presión capilar para definir la importancia de efectos capilares. ....	57
3.4. Ejemplos de análisis de pruebas de presión usando los métodos de Perrine-Martin y Pseudopresión. ....	58
<b>IV.- Identificación de efectos capilares en la respuesta de presión en yacimientos naturalmente fracturados.</b> .....	73
4.1. Concepción física del modelo de Warren y Root. ....	73
4.2. Modelo matemático. ....	73
4.3. Análisis de resultados. ....	77
4.3.1. Comparación de resultados numéricos y analíticos.....	77
4.4. Comportamiento de resultados numéricos en condiciones multifásicas. ....	80
4.5. Determinación de los efectos capilares en la transferencia de flujo matriz fractura. ....	128
4.6.-Ejemplos, de análisis de prueba de presión usando el método de Perrine-Martin. ....	129
<b>V.- Conclusiones</b> .....	137
<b>VI.- Observaciones</b> .....	139
<b>VII.- Nomenclatura</b> .....	140
<b>VIII.- Referencias.</b> .....	143
<b>Apéndice A.</b> .....	146

## **Resumen.**

Se pretende identificar el efecto de presión capilar en pruebas de presión en yacimientos homogéneos y naturalmente fracturados con empuje de gas en solución, usando para esto un simulador numérico convencional. Para yacimientos homogéneos se evalúan las diferencias que hay en la determinación de parámetros con métodos tradicionales como los de Perrine-Martin<sup>1</sup> y la función de pseudopresión de Raghavan. Los efectos capilares se observan más fácilmente en pruebas de incremento, aún a tiempos de cierre cortos. En los perfiles de saturación, se observa que conforme crece la distancia, los efectos viscosos decrecen y toman importancia los capilares. Además se determina un número de presión capilar para definir en que parte del yacimiento tienen mayor influencia los efectos de presión capilar sobre los viscosos. Posteriormente, para los yacimientos naturalmente fracturados se simulan pruebas de presión con y sin presión capilar tanto en la matriz de la roca como en el sistema de fracturas, para identificar sus efectos y se estudia la interacción matriz-fractura en el flujo de aceite. El modelo que maneja el simulador numérico, es el propuesto por Warren y Root. Se observa que tanto en pruebas de decremento como en incremento de presión, bajo ciertas condiciones, hay efectos al incluir la presión capilar tanto en la matriz como en la fractura, también, la presión capilar tiene efectos considerables en el sistema de fracturas en el periodo homogéneo debido a que se retiene más el aceite y se libera más fácil el gas, de igual forma, se determinan los efectos capilares en la transferencia de flujo matriz fractura para respuestas de decremento de presión, observando reducción de gasto de aceite por unidad de volumen de roca al incluir presión capilar. Se grafican y se comparan los resultados para diferentes casos variando ciertos parámetros como  $\lambda$  y  $\omega$ , identificándose los efectos capilares en diferentes periodos de flujo.

## I.- Introducción

Debido a la importancia que se tiene en el estudio de yacimientos naturalmente fracturados en México y en el mundo en cuanto a la recuperación de hidrocarburos, es necesario analizar el fenómeno de flujo entre la matriz y la fractura en presencia de la presión capilar, ya que ésta influye en la transferencia de fluidos. Los modelos convencionales que usan la formulación de Warren y Root<sup>3</sup> no consideran explícitamente los fenómenos locales (como imbibición y reinfiltración) que suceden en la interface matriz-fractura. Por ésto, se requiere revisar el efecto de la presión capilar con el apoyo de resultados de experimentos de laboratorio en medios fracturados, previamente publicados en la literatura<sup>4-11</sup>, ya que los efectos de capilaridad y gravedad son de las fuerzas que mayormente actúan en la recuperación y comportamiento de la producción de hidrocarburos en yacimientos naturalmente fracturados. Sin embargo, en este estudio se supone que los fenómenos locales ya están adecuadamente tomados en cuenta, y únicamente nos concentramos en el efecto de la presión capilar en las pruebas de presión.

Primero se identifican las hipótesis más importantes de un simulador convencional en relación con la interacción matriz-fractura en sistemas con empuje de gas en solución, con base en estudios previos, analizando esencialmente los efectos de presión capilar tanto en la matriz como en el sistema de fracturas. Posteriormente, usando un simulador numérico convencional de aceite negro elaborado por Camacho<sup>12</sup>, en yacimientos homogéneos con tres conjuntos de datos<sup>13,14,15</sup>, se definen las condiciones bajo las cuales se pueden presentar diferencias importantes al incluir presión capilar en el estudio de flujo de fluidos en el medio poroso. Con métodos multifásicos como los de Perrine-Martin<sup>1</sup> y la función de Pseudopresión de Raghavan<sup>2</sup> se evalúa la forma en que estas diferencias influyen en la determinación de parámetros del yacimiento, cabe aclarar que no se determina la influencia de éstos parámetros. También se propone un número de presión capilar que identifica las condiciones propicias para que los efectos sean mayores comparados con los viscosos. Después de efectuar el estudio en los yacimientos homogéneos, se analizaron los yacimientos naturalmente fracturados utilizando un simulador numérico

convencional<sup>12</sup> de aceite negro, el cual usa la idealización del modelo de Warren y Root<sup>3</sup>, sin incluir la presión capilar en la matriz ni en el sistema de fracturas, incluyendo la presión capilar en la matriz y no en el sistema de fracturas e incluyendo la presión capilar tanto en la matriz como en el sistema de fracturas, y comparando las diferentes repuestas. Además de analizar las respuestas de pruebas de decremento de presión, también se analizan respuestas de pruebas de incremento de presión con diferentes tiempos de cierre de producción.

Finalmente, se obtienen conclusiones del comportamiento de presión y saturación de gas, tanto en el periodo transitorio como en el dominado por efectos de frontera externa, para yacimientos homogéneos y naturalmente fracturados.

El modelo numérico simula flujo radial isotérmico de aceite y gas a un pozo localizado en el centro de un yacimiento cilíndrico homogéneo o naturalmente fracturado cerrado. El pozo penetra la formación en forma total y puede producir a presión de fondo o gasto de aceite constante, considerando el agua inmóvil. La zona de daño se modela suponiendo una región anular concéntrica con el pozo, con una permeabilidad diferente a la formación. Los efectos de gravedad e inerciales se desprecian y los capilares se pueden tomar en cuenta.

---

<sup>1</sup> Referencias en el capítulo VIII.

## **II.- Antecedentes .**

### **2.1.- Mecanismos de interacción matriz-fractura con flujo multifásico, analizando el efecto de presión capilar tanto en la matriz como en el sistema de fracturas. Identificando las hipótesis involucradas en un simulador numérico convencional.**

Se define a continuación los fundamentos de la presión capilar y la forma como interviene en los procesos de flujo en un yacimiento a través de la interacción matriz-fractura, en base a estudios de laboratorio que se han llevado a cabo por varios investigadores<sup>4,5,7</sup> y después se identifican las hipótesis involucradas en un simulador convencional.

#### **2.1.1.-Fundamentos de la presión capilar en los procesos de flujo.**

Los mecanismos más importantes que actúan en el transporte de fluidos en un medio poroso y permeable, y que ocurren en forma natural son: fuerzas de fricción viscosas, ejercidas por el fluido y por el sólido, fuerzas inerciales, fuerzas de gravedad, dispersión (difusión) y fuerzas capilares o de superficie. Las fuerzas que se pueden oponer al flujo en las dos primeras son los gradientes de presión. Para la tercera y cuarta son los gradientes de densidad y concentración, respectivamente. La última actúa en la interface entre los dos fluidos y sobre la línea donde esta interface encuentra el sólido, y es el resultado de las diferentes fases que se encuentran confinadas en los poros del medio permeable <sup>16</sup>.

La mojabilidad es una propiedad petrofísica que influye directamente en los fenómenos superficiales a nivel microscópico y es una medida de la preferencia de la roca a adsorber un fluido, de entre varios, contenidos en sus espacios porosos. Esta propiedad es un factor capital que regula la localización, el flujo y la distribución de los fluidos en un yacimiento. Los cambios de la mojabilidad afectan la presión capilar, permeabilidad relativa, procesos de desplazamiento, dispersión de trazadores, saturación de agua irreductible ( $S_{wi}$ ), saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ),

y propiedades electricas<sup>29</sup>. Consideremos en una forma idealizada un típico sistema agua-aceite-sólido, como se ilustra en la Fig. 2.1 . Las energías de superficie en un sistema de este tipo se relacionan mediante la ecuación de Young-Dupre, en la forma siguiente<sup>27</sup>:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta \quad (2.1)$$

donde :  $\sigma_{os}$  , tension interfacial aceite - roca.  
 $\sigma_{ws}$  , tension interfacial agua - roca.  
 $\sigma_{ow}$  , tension interfacial aceite - agua.  
 $\theta$  , angulo de contacto.

$\sigma_{ow}$  y  $\theta$  proporcionan una medida de la mojabilidad de la roca, ya que pueden medirse, mientras que  $\sigma_{os}$  y  $\sigma_{ws}$  no.

Respecto a la Fig.2.1. se tienen los siguientes casos :

a.-  $\sigma_{os} > \sigma_{ws}$

De la ec. 2.1. :  $\sigma_{os} - \sigma_{ws} > 0 \rightarrow \cos \theta > 0$

por lo tanto  $0^\circ < \theta < 90^\circ \rightarrow \theta < 90^\circ$  indican :

Roca preferentemente mojable por agua. En este caso el desplazamiento del aceite de la superficie de la roca no requiere la acción de fuerzas externas.

b.-  $\sigma_{os} < \sigma_{ws}$

De la ec. 2.1 :  $\sigma_{os} - \sigma_{ws} < 0 \rightarrow \cos \theta < 0$

por lo tanto  $90^\circ < \theta < 180^\circ \rightarrow \theta > 90^\circ$  indican :

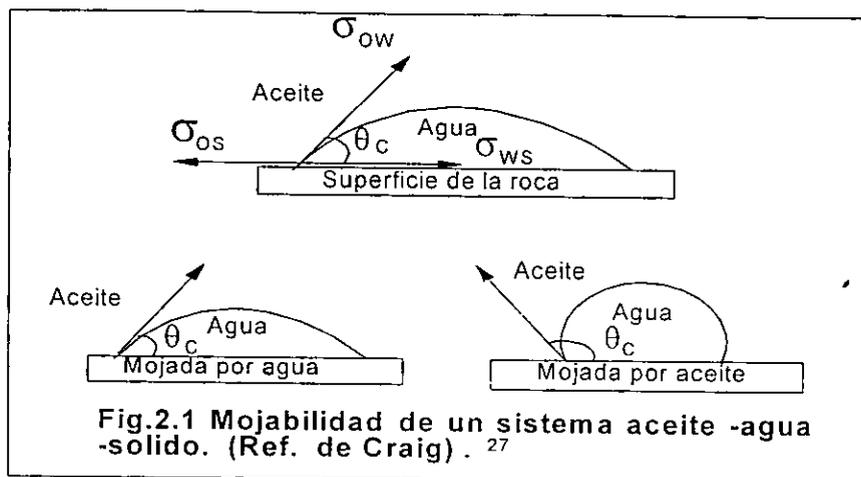
Roca preferentemente mojable por aceite. En este caso el desplazamiento del aceite de la pared de la roca mediante el agua requerirá la acción de alguna fuerza externa.

c.-  $\sigma_{os} = \sigma_{ws} \rightarrow \cos \theta > 0 \rightarrow \theta = 0$  indica :

Roca completamente mojable por agua. El desplazamiento del aceite de la superficie de la roca por el agua será espontáneo.

d.-  $\theta = 180^\circ$  indica :

Roca completamente mojable por aceite. El agua es desplazada de la superficie de la roca por el aceite.



Se procederá a definir la presión capilar y la forma en que interactúa en un medio poroso donde existen dos o más fases de fluidos inmiscibles. La configuración del área interfacial total fluido-fluido se puede describir exactamente por la ecuación de Laplace (ec.2.2.) derivada de los principios básicos hidrostáticos, la cual, relaciona la presión capilar a través de una interfase con la curvatura  $R$ , la tensión interfacial  $\sigma$ , y el ángulo de contacto  $\theta$ . Si la tensión interfacial es cero o la interfase es perpendicular a la pared del tubo, entonces, la presión capilar es cero<sup>21</sup>.

Considérese un tubo capilar conteniendo dos fases (Fig. 2.2), a la izquierda la fase no mojanante y a la derecha la fase mojanante. Si las fases y la interfase en el tubo no están fluyendo, se requiere una presión en la fase no mojanante mayor que la fase mojanante para que exista movimiento en la

interfase. Para determinar la presión capilar se hace un balance estático de fuerzas a través de la interfase no mojante-mojante en dirección paralela al eje del tubo y la diferencia de presiones<sup>21</sup>, la cual, genera la siguiente expresión:

$$p_2 - p_1 = \frac{2\sigma \cos \theta}{R} \equiv p_c \quad (2.2)$$

Para un medio poroso se puede determinar la  $p_c$  usando la función  $J$  de Leveret de la siguiente ecuación :

$$J(S_w) = \frac{p_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad (2.3)$$

El ángulo de contacto puede tomar valores de 0 a 180°. la fase 1 moja la superficie del tubo porque el ángulo de contacto  $\theta$ , medido a través de ésta es menor de 90°, si el ángulo es mayor de 90° con respecto a la fase 1, la  $p_1$  debe ser mayor que la  $p_2$ , por consiguiente, la presión capilar definida por la ec.2.2 llega a ser negativa<sup>21</sup>.

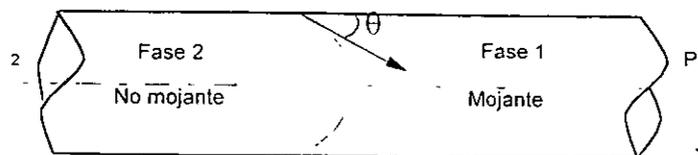


Fig. 2.2. Tubo capilar conteniendo dos fases inmiscibles (Ref. de Lake ).<sup>21</sup>

El ángulo de contacto también sirve para obtener una medida representativa y verdadera de la mojabilidad. El ángulo de avance se puede determinar con pruebas de laboratorio por el método de la colocación de aceite entre dos cristales y haciendo fluir el agua, las dos placas se mueven en tal

forma que el agua avance sobre una parte del cristal previamente cubierto con aceite (ver Fig. 2.3). El ángulo de contacto de la superficie recién expuesta al agua se denomina ángulo de contacto de avance del agua, y se mide como función del tiempo durante el cual el aceite ha estado en contacto con la superficie. El ángulo de contacto de avance en un proceso de desplazamiento de agua por aceite sera mayor que el ángulo de contacto en condiciones estáticas y menor cuando el ángulo esta en condiciones de retroceso, o sea, hay desplazamiento de aceite por agua (ver Fig.2.4).

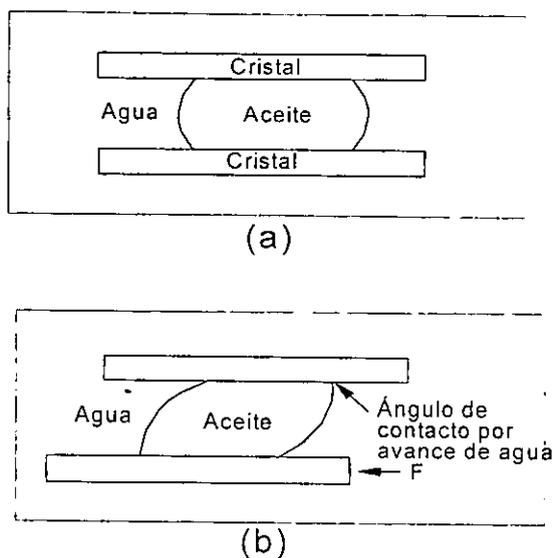


Fig.2.3 Medición del ángulo de contacto por el método de la gota sessile modificado.(Ref. de Craig. 27

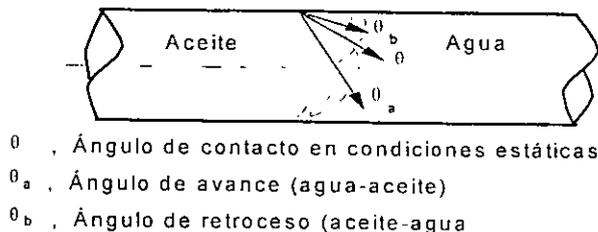


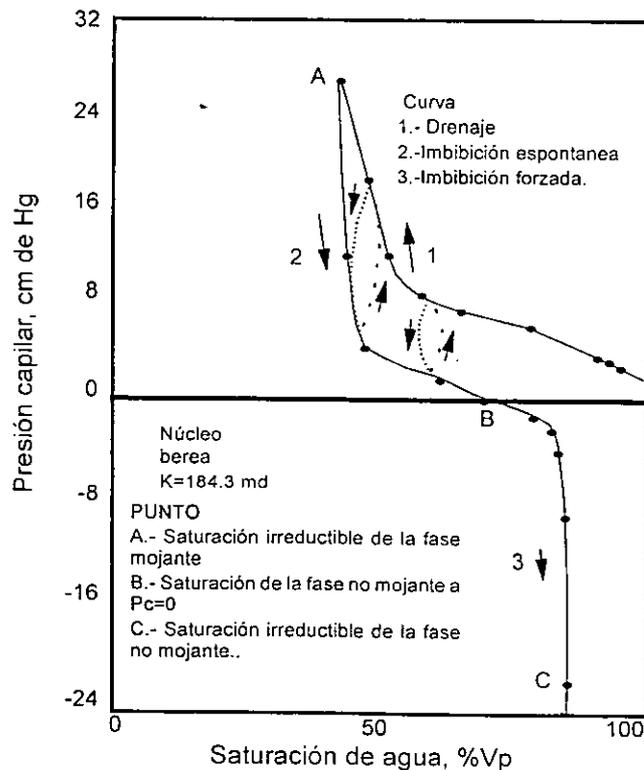
Fig. 2.4. Medición del ángulo de contacto (Ref. de Rivera ).28

Se llama *drene o drenaje* al proceso de desplazamiento inmisible que se realiza en la dirección de cambios decrecientes de saturación de la fase mojante y a la relación entre la presión capilar y la saturación de la fase mojante se le conoce como curva de presión capilar de drene (curva 1 de la Fig. 2.5). Durante un proceso de drene a medida que la saturación de la fase mojante disminuye, porciones de ésta se desconectan y, eventualmente, cuando la presión capilar aplicada externamente sea suficientemente alta, toda la fase mojante restante en el núcleo estará desconectada y la curva de presión capilar será casi vertical. A esta saturación a la cual la continuidad hidráulica de la fase mojante se pierde, se le denomina *saturación irreductible de la fase mojante* (ver Fig. 2.5).

La curva 2 de la Fig. 2.5 representa el proceso de *imbibición* espontánea por presión capilar, determinada después de medir la curva de presión capilar de drenaje. La presión capilar, inicialmente a un gran valor positivo, disminuye gradualmente hasta cero, permitiendo que se imbibiera la fase mojante (agua). La saturación residual de la fase no mojante alcanzada cuando  $P_c=0$  se denomina *saturación de la fase no mojante a la presión capilar cero*; esta saturación residual de la fase no mojante no es irreductible. Para una distribución normal de poros, la presión capilar de imbibición es aproximadamente la mitad en orden de magnitud de la presión de drene, por lo tanto, la curva mostrará una histéresis considerable entre el desplazamiento por drene e imbibición de la misma roca, como lo muestra la Fig 2.5. Generalmente, hay histéresis en la presión capilar a medida que la saturación varia, haciendo que las curvas de drenaje e imbibición sean diferentes; la histéresis del ángulo de contacto es una causa de la histéresis de la presión capilar. Durante el drenaje, el fluido mojante está siendo empujado de regreso a través de las superficies que previamente había cubierto y el ángulo de contacto entre los dos fluidos es el *ángulo de retroceso*. Durante la imbibición el ángulo de la interfase es el de *avance*.

La curva 3 de la Fig. 2.5 es la curva de imbibición forzada, en la cual la presión capilar,  $P_o - P_w$ , disminuye desde cero hasta un gran valor negativo; cuando la presión capilar es negativa, la presión en la fase mojante (agua) es mayor que la presión en la fase no mojante (aceite), forzando al agua a entrar al núcleo. Se destaca el hecho de que aun cuando la presión en el agua es mayor

que la del aceite, no implica que el aceite sea el fluido mojante a estas saturaciones; si el núcleo fuera un manojó de tubos capilares cilíndricos, entonces solo serían posibles presiones capilares negativas si el núcleo fuera mojado por aceite. Por el contrario, la interacción de la estructura porosa y la mojabilidad permite presiones capilares negativas aun para núcleos fuertemente mojados por agua. Gran parte del aceite aún está conectado al final de la curva de imbibición espontánea cuando la presión capilar es cero porque se produce más aceite a medida que la presión capilar se hace negativa; la saturación de aceite disminuye y éste gradualmente se desconecta en tanto la presión capilar se hace más negativa hasta que la curva es casi vertical. A la saturación a la cual se pierde continuidad hidráulica de la fase no mojante, se le denomina *saturación irreductible de la fase no mojante*. Cuando el petróleo es el fluido fuertemente mojante, los papeles del aceite y el agua se invierten con respecto del caso de mojabilidad por agua. Para mostrar el efecto solo basta con voltear de cabeza la Fig. 2.5.

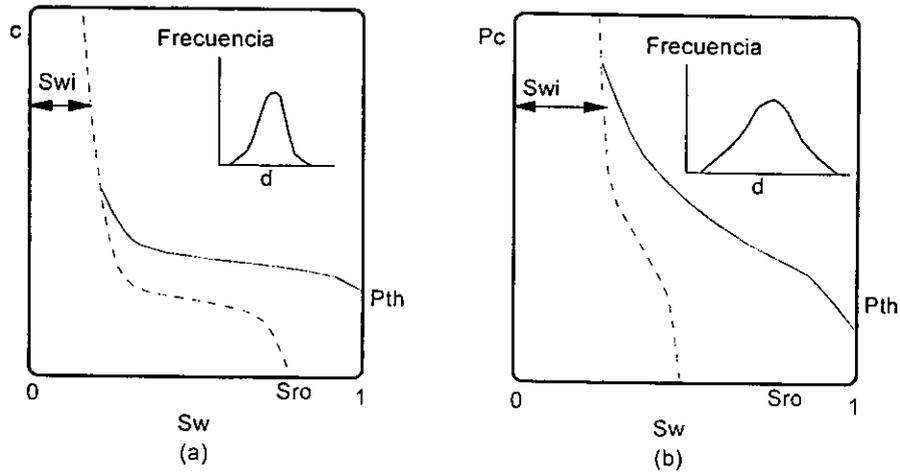


**Fig.2.5** Curva de presión capilar aceite/agua medida en un núcleo Berea mojado por agua. (Ref. de Killins et al.)<sup>30</sup>

La saturación residual de la fase mojante para una roca típicamente inconsolidada se presenta como segmentos individuales aislados de agua circundando los puntos de contacto de partículas adyacentes. En caso de que el agua sea la fase mojante conduce a una estrecha asociación entre  $S_{wi}$  y la distribución del tamaño de poros. La distribución uniforme de una muestra de formación muestra un valor de  $S_{wi}$  similar al comportamiento mostrado en la Fig.2.6.a, pero una distribución amplia del tamaño de poros (ver Fig. 2.6.b) para una muestra, la cual, tiene un diámetro promedio, resulta una  $S_{wi}$  alta en la gráfica de presión capilar. La diferencia se debe al incremento de la heterogeneidad de los poros, la cual, es equivalente a la presencia de un porcentaje grande de poros pequeños.

La forma de la curva de presión capilar refleja la homogeneidad del tamaño de poro. Si sobre un intervalo grande de saturación de agua la  $P_c$  permanece ligeramente constante (ver Fig.2.6.a), esto prueba la homogeneidad de la dimensión del poro y viceversa, la variación de  $P_c$  contra saturación (ver Fig.2.6.b) prueba la heterogeneidad de la dimensión del poro.

De otra manera, solo las curvas de imbibición muestran la existencia de una saturación particular en la saturación de la fase no mojante (en el caso agua-aceite,  $S_{rn}$ ). Esta saturación residual ocurre durante el desplazamiento de imbibición cuando la fase no mojante atrapada llena poros individuales o pequeños grupos de poros vecinos. Este atrapamiento es un resultado de interrupciones parciales de comunicación entre varios poros y, por lo tanto, algunos son evitados durante los desplazamientos por imbibición. Esto parece físicamente evidente que hay cambios mas grandes evitando más poros cuando hay una distribución amplia donde las dimensiones de los mismos reducen la intercomunicación entre ellos. Por lo tanto, una saturación residual de la fase no-mojante puede ocurrir durante los procesos de imbibición si la distribución de poros es similar al caso mostrado en las figura. 2.6.b<sup>17</sup>.



**Fig. 2.6. Curva de Presión capilar en procesos de desplazamiento**

En un medio naturalmente fracturado el mecanismo de drene gravitacional ocurre cuando la fase no mojante, en este caso gas, presente en las fracturas, desplaza a la fase mojante, aceite, en la matriz. En este mecanismo, las fuerzas capilares actúan en contra del desplazamiento mientras que las fuerzas gravitacionales actúan a favor. Las curvas de presión capilar también juegan un papel más importante que en un yacimiento homogéneo. Las fuerzas capilares en yacimientos fracturados son componentes de extrema importancia en el mecanismo de desplazamiento de fluidos, ya que pueden retener el flujo, pero bajo ciertas condiciones pueden favorecerlo, mientras que en los yacimientos no fracturados la dinámica de las fuerzas capilares es más limitada. En resumen las fuerzas capilares pueden contribuir a los procesos de desplazamiento espontáneo de aceite por agua o gas de los bloques de matriz mediante los procesos de imbibición, drene, y reinfiltración.<sup>17</sup>

Durante el periodo inicial de migración en una formación, el gas o el aceite (ambas fases no mojantes) tienden a desplazar al agua (fase mojante). Esto es un proceso típico de drene, el cual, gobierna la migración de los hidrocarburos en los yacimientos. Si el avance de un acuífero desplaza el aceite durante la explotación de un yacimiento, esto puede corresponder a un proceso de imbibición; y viceversa, si el avance de una capa de gas desplaza al aceite, esto corresponde a

un proceso de drene. Todos estos procesos son extremadamente importantes en un yacimiento naturalmente fracturado donde cada bloque de matriz saturado con un fluido, es rodeado por fracturas, las cuales, son saturadas con un fluido diferente, el intercambio completo de fluidos entre matriz-fractura es esencialmente dependiente de presión capilar, expresada por las curvas de presión capilar, estas fuerzas ayudan al desplazamiento espontáneo en los procesos de imbibición, y se oponen al desplazamiento espontáneo en los procesos de drene<sup>17</sup>. Cabe aclarar que esto sólo se realiza cuando se inyecta un segundo fluido (agua o gas), o cuando los avances naturales de un acuífero y/o un casquete de gas ocurren.

En el trabajo de Y.C.Yortsos<sup>24</sup> se usaron números de gravedad y capilaridad para modelar el flujo y el desplazamiento en medios porosos. Se analizaron los efectos de gravedad-capilaridad en la segregación de flujo en desplazamientos miscibles e inmiscibles denotados con las siguientes ecuaciones de velocidad haciendo uso de funciones de flujo fraccional  $f_w(S)$  :

$$u_w = u f_w(S) \quad ; \quad v_w = v f_w(S) \quad (2.3)$$

- donde :
- $u_w$  ; velocidad adimensional horizontal de agua.
  - $v_w$  ; velocidad adimensional vertical de agua.
  - $u$  ; velocidad adimensional horizontal total ( $u_w + u_n$ )
  - $v$  ; velocidad adimensional vertical total ( $v_w + v_n$ )

Cuando los gastos de inyección son suficientemente bajos (pero no muy bajos para que se presente segregación de fases) para que los efectos capilares sean de importancia se usaron los siguientes números, en la cual las ecuaciones 2.3 se modificaron de la siguiente manera para introducir números de presión capilar:

$$\begin{aligned}
u_w &= u f_w(S) + \frac{N_{CT}}{R_L} \kappa_H \lambda_o f_w \frac{\partial \Pi_C}{\partial x} \\
v_w &= v f_w(S) + \kappa_V \lambda_o f_w \left\{ N_{CT} \frac{\partial \Pi_C}{\partial y} - \frac{\delta}{\varepsilon} N_G \right\}
\end{aligned} \tag{2.4}$$

donde :  $N_{CT} \equiv \frac{\sqrt{\kappa_V}}{H N_{CO}}$  ; numero de presión capilar transversal.

$R_L \equiv \frac{L}{H} \sqrt{\frac{\kappa_V}{\kappa_H}}$  ; parametro adimensional de equilibrio vertical.

$N_G \equiv \frac{H \kappa_H g (\rho_w - \rho_o)}{L \mu_o q}$  ; numero de gravedad.

donde se usó una representación de la función J para la presión capilar, y  $\Pi_C$  es la presión capilar dimensional.

En el estudio de Y.C.Yortsos<sup>24</sup> -se menciona también que para capas delgadas de baja permeabilidad vertical, dominan los efectos capilares. La Tabla 1 del artículo de Y.C.Yortsos<sup>24</sup> muestra que cuando los efectos viscosos y gravitacionales son moderados, entonces bajo ciertas condiciones los efectos capilares son fuertes (Equilibrio capilar de Buckley-Leverett), y si hay efectos viscosos y capilares moderados hay efectos gravitacionales fuertes (equilibrio capilaridad-gravedad).

### 2.1.2. Hipótesis involucradas en un simulador convencional .

En el trabajo de A.S. Al-Bemani and I. Ershaghi<sup>20</sup> se estudió la predicción del comportamiento de la respuesta transitoria de presión para yacimientos naturalmente fracturados con un modelo matemático para flujo bifásico agua-aceite (ver desarrollo y discusión en el Apéndice A). En el modelo matemático del comportamiento transitorio de presión se integraron las permeabilidades relativas y la presión capilar asociadas a condiciones prevalecientes de saturación bajo la suposición de que fluyen las dos fases, tanto en la matriz como en la fractura. Se modificaron los

parámetros de flujo interporoso para incorporar la contribución de las permeabilidades relativas y los efectos de la presión capilar asociados con flujo a contracorriente. Con datos de permeabilidades relativas, presión capilar y saturaciones de agua y aceite, tanto para fracturas como para la matriz, el modelo propuesto permite mejorar la estimación del parámetro de flujo interporoso, el factor de forma y el tamaño de bloques para propósitos de ajuste de la historia de producción. El problema considerado está tratado en dos categorías: primero, se modeló el efecto de la saturación parcial de fluidos con factores de forma estimados; segundo, se examinó el efecto de frontera de un mecanismo de empuje de agua en la respuesta de presión y la estimación de parámetros del yacimiento.

Se concluyó que los parámetros  $\lambda$  y  $\omega$  obtenidos mediante el análisis de pruebas de presión, están sujetos a cambiar durante la vida productiva de un yacimiento, los cuales, dependen principalmente de la naturaleza de las condiciones de saturación en los bloques de matriz y fracturas. Además, el no considerar condiciones de flujo bifásico y saturación, conduce a estimaciones inadecuadas de los parámetros del yacimiento, del factor de forma y del tamaño de los bloques de matriz.

Entre las principales hipótesis utilizadas en el trabajo de A.S. Al-Bemani and I. Ershaghi<sup>20</sup>, se encuentran las siguientes :

1. Se considera que las fuerzas gravitacionales y presión capilar en la fractura son despreciables.
2. Se consideran constantes: las saturaciones, permeabilidades relativas, factores de volumen y viscosidades al aceite y al agua.

Los cambios de saturación en la matriz y la fractura para flujo bifásico modifican los parámetros  $\lambda$  y  $\omega$  en comparación con resultados monofásicos. El incremento en saturación de agua reduce la magnitud de  $\lambda$  y aumenta la magnitud de  $\omega$ .

La incorporación de permeabilidades relativas para el agua y aceite tiende a retrasar el soporte de flujo de aceite de la matriz. Con el incremento de los efectos de presión capilar, la respuesta de presión implica alta interporosidad, o sea que acelera la respuesta de la matriz hacia los cambios de presión en las fracturas comparado cuando se incluye solo permeabilidades relativas.

Los efectos de las permeabilidades relativas y de presión capilar tienden a contrarrestarse por si mismas; la permeabilidad relativa tiende a retrasar el soporte de aceite de la matriz, mientras que la presión capilar en conjunto con las permeabilidades relativas tiende a acelerar el soporte de aceite de la matriz. Sin embargo, el efecto combinado puede producir un  $\omega$  mas bajo que cuando se supone una sola fase.

Los estudios efectuados por Firoozbadi e Ishimoto<sup>4,5</sup> y Firoozabadi y Hauge<sup>7</sup> indican cierto grado de interacción capilar entre bloques de matriz; esta incorporación de presión capilar modifica de alguna forma la recuperación de aceite, comparada cuando se considera una discontinuidad capilar (como lo considera implícitamente el modelo de Warren y Root<sup>3</sup>). De hecho las fuerzas capilares juegan un papel muy importante en yacimientos fracturados sujetos a inyección de agua. A continuación se analizan las hipótesis involucradas en un simulador convencional:

1. Las fuerzas gravitacionales y capilares son las que mayormente actúan en yacimientos fracturados, mientras que las viscosas pueden dominar en yacimientos no fracturados; por lo tanto, se puede establecer como hipótesis para nuestro análisis que no se presentan fenómenos de imbibición, ya que consideramos flujo bifásico gas aceite tanto en matriz como en fracturas o yacimiento fracturado con empuje por gas en solución.
2. Se debe tomar en cuenta el efecto de las fuerzas capilares en presencia de flujo bifásico en un medio fracturado, tanto en la matriz como en la fractura. El definir los bloques de matriz en forma discontinua solo es apropiado cuando la presión capilar de la fractura es cero.

3. Una hipótesis importante para nuestro estudio es que la presión capilar en la fractura puede tener influencia en los procesos de drenaje por gravedad en sistemas gas-aceite y capilaridad-imbibición en sistemas agua-aceite. Sin embargo, el efecto de la presión capilar en la fractura es usualmente más pronunciado en un proceso de drenaje por gravedad que por uno de imbibición por capilaridad. La continuidad capilar es quizás el parámetro más importante que afecta el comportamiento y la recuperación de aceite de los yacimientos fracturados en procesos de drenaje por gravedad.

Para definir la continuidad capilar entre los bloques de matriz en forma más real, Firoozabadi e Ishimoto<sup>4,5</sup> representan la presión capilar de la fractura ( $P_{cf}$ ) mediante tres modelos: Modelo 1 con  $P_{cf}=0$ , Modelo 2 con  $P_{cf}=\text{cte}$  y Modelo 3 con  $P_{cf}=P_{cf}(S_w)$ .

El primer modelo se ha usado ampliamente en la simulación numérica de yacimientos naturalmente fracturados; el segundo modelo se basa en la relación existente entre la presión capilar y la distancia o apertura de la fractura y el tercero supone que la curva de presión capilar tiene una forma similar a la de un medio poroso con diferencias mayores en curvatura. Es razonable esperar que la  $P_{cf}$  sea función de una saturación irreducible baja de la fase mojantera comparada con la de la matriz. La consecuencia que se puede esperar de la  $P_{cf}$  en función de la saturación es una continuidad total capilar entre la pila de bloques de matriz. La presión capilar de la fractura, la transmisibilidad de la fractura, y quizá los procesos de re-imbibición, tienen influencia en el gasto de aceite por efecto de drenaje. Esto, nos sirve para establecer otra hipótesis, en la cual, la continuidad capilar entre los bloques de matriz ( $P_{cf}=P_{cf}(S_w)$ ) tiene influencia en la recuperación de hidrocarburos; sin embargo, se considera que no afectará las respuestas de presión en las pruebas de incremento y sobre todo en las pruebas de decremento, lo cual se probará en este estudio.

Firoozabadi y Hauge<sup>7</sup> proponen otro modelo fenomenológico para representar la presión capilar en la fractura, suponiendo que las caras de la fractura están cubiertas con conos, cada uno de los cuales tiene contacto punta a punta con el cono opuesto. Los conos en contacto representan la rugosidad y la apertura de la fractura ( $ef$ ). Usan la solución de la ec. de Young-Laplace de

capilaridad para relacionar la presión capilar en la fractura ( $P_{cf}$ ) con la saturación. El propósito de este trabajo fue proponer el modelo fenomenológico para la presión capilar en la fractura, con base en consideraciones teóricas y reportar sobre nuevos datos experimentales donde se miden presiones capilares en la fractura con valores altos de 30 a 40 psi. Establecen que las características de un medio fracturado que influyen en la presión capilar de la fractura son: la apertura y rugosidad superficial de la fractura y el número de puntos de contacto entre las caras de la fractura.

La Fig.2.7 muestra la presión capilar en la fractura estimada para un  $ef= 100 \mu\text{m}$  y ángulos de ondulación de 5, 15 y 30° medidos de la superficie de la fractura a la arista del cono. Se observa que el ángulo es un parámetro importante que afecta la magnitud de la presión capilar. La Fig.2.7. demuestra que la presión capilar en la fractura puede asumir valores altos cuando la saturación es menor del 2%. Para un ángulo dado, la presión en la fractura estimada es inversamente proporcional a la apertura de la fractura, la Fig.2.8 ilustra este punto, ya que para una saturación dada la presión capilar de la fractura para una  $ef=10 \mu\text{m}$  puede ser el doble de la correspondiente a un  $ef= 20 \mu\text{m}$ .

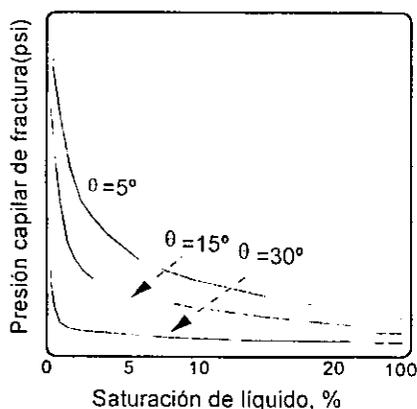


Fig. 2.7. Presión capilar en la fractura para  $ef=100\mu\text{m}$  (Ref. de Firoozabadi y Hauge) <sup>7</sup>

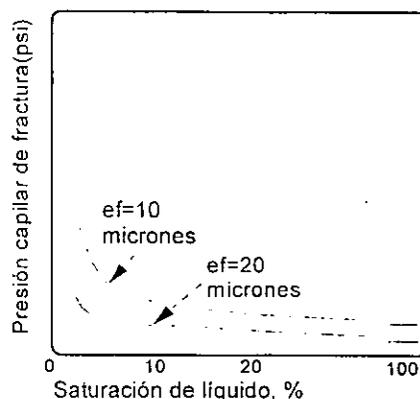


Fig. 2.8. Presión capilar en la fractura para  $\alpha=5^\circ$  (Ref. de Firoozabadi y Hauge) <sup>7</sup>

La teoría de reinfiltración en medios porosos<sup>5</sup> establece que para procesos de drenaje gas-aceite, el líquido drenado de varios bloques no fluye generalmente de una manera bifásica en las fracturas que rodean los bloques, si no que el líquido drenado de bloques superiores se puede reinfiltrar

rápidamente en los bloques de abajo. Este proceso de reinfiltración tiene una fuerte influencia en el flujo bifásico gas-aceite de yacimientos fracturados.

La siguiente ecuación representa el gasto de drene en la cara inferior, y el gasto de reinfiltración en la cara superior de un bloque de matriz :

$$q = \frac{k k_{ro}}{\mu_o} \left[ \Delta p_g - \frac{dP_c}{dS_o} \frac{dS_o}{dz} \right] \quad (2.6.)$$

La Fig. 2.9 muestra la producción acumulada adimensional contra tiempo adimensional para una pila de 3, 5 y 10 bloques, también muestra la producción acumulada cuando la producción de un bloque simple se multiplica por el número de bloques en la pila. Este resultado se asigna a un modelo de doble porosidad (DP) convencional donde la simulación puede dar resultados similares. La Fig. 2.9 muestra también que la reinfiltración tiene efectos importantes sobre el comportamiento de la producción de una pila de bloques. Mientras el número de bloques se incrementa, la diferencia en el comportamiento de la producción a tiempos cortos entre el caso de DP y el de completa reinfiltración también se incrementa. La recuperación final para ambos casos es la misma. Con esta teoría se puede definir la siguiente hipótesis, en la cual, la continuidad capilar entre los bloques de matriz ( $P_{cf} \neq 0$ ) tiene influencia en la recuperación de hidrocarburos; sin embargo, se considera que no afectará las pruebas de incremento y sobre todo a las pruebas de decremento de presión, lo cual se analizará en los capítulos posteriores.

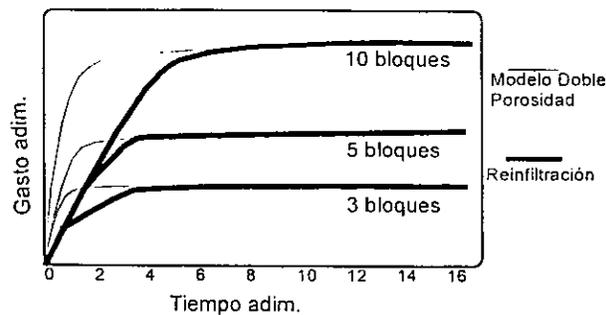


Fig. 2.9. Producción acumulada de bloques apilados (Ref. de Firoozabadi e Ishimoto) <sup>5</sup>

### 2.1.3. Resumen de las hipótesis involucradas en el simulador.

De los estudios de laboratorio realizados por Firoozabadi y cols.<sup>4,5,7</sup> con modelos que permiten representar la presión capilar en la fractura e interactuar con los bloques de matriz para analizar la forma en que varia la recuperación de aceite que se vieron anteriormente mas a detalle, en seguida se enlistan las hipótesis mas importantes encontradas en forma resumida:

1. Se considera que no se presentan fenómenos de imbibición, ya que solo se toma en cuenta el flujo bifásico gas aceite o yacimiento con empuje por gas en solución.
2. Para un yacimiento fracturado los efectos capilares locales en condiciones dinámicas cerca del pozo se suponen despreciables, no así lejos del pozo, o en el periodo dominado por efectos de frontera externa.
3. Se desprecian los efectos gravitacionales e inerciales, y se toma en cuenta la presión capilar.
4. El fenómeno de reinfiltración tiene diferencias con el modelo de doble porosidad aún a tiempos cortos para condiciones de flujo vertical. Se supondrá que a tiempos cortos, la reinfiltración es despreciable en condiciones de flujo radial.
5. La continuidad capilar entre los bloques de matriz ( $P_{cf} \neq 0$ ) tiene influencia en la recuperación de hidrocarburos; sin embargo, se considera que no afectará las pruebas de incremento y decremento de presión.

### III.- Identificación de los efectos capilares en yacimientos homogéneos en la respuesta de presión .

#### 3.1. Modelo matemático

El modelo matemático presentado en este trabajo simula flujo radial isotérmico de aceite y gas a un pozo localizado en el centro de un yacimiento cilíndrico cerrado homogéneo. El pozo penetra la formación en forma total y puede producir ya sea bajo condiciones de presión de fondo o gasto de aceite constante, considerando la saturación de agua congénita como inmóvil. La zona de daño se modela considerando una región anular concéntrica con el pozo, con una permeabilidad diferente a la de la formación. Los efectos de la gravedad e inerciales se desprecian y los capilares se pueden tomar en cuenta.

Las ecuaciones básicas que gobiernan el flujo simultáneo de aceite y gas en coordenadas radiales para un yacimiento homogéneo son las siguientes:

$$1.127 \times 10^{-3} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial t} (r \alpha(p, S_o) \frac{\partial p}{\partial r}) = \frac{1}{5.615} \left( \frac{\phi}{k} \right) \frac{\partial \beta(p, S_o)}{\partial t} \quad (3.1)$$

$$1.127 \times 10^{-3} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial t} (r a(p, S_o) \frac{\partial p}{\partial r}) = \frac{1}{5.615} \left( \frac{\phi}{k} \right) \frac{\partial b(p, S_o)}{\partial t} \quad (3.2)$$

donde :

$$\alpha = k_{ro} / \mu_o B_o$$

$$a = (k_{rg} / (\mu_g B_g) + R_s k_{ro} / (\mu_o B_o))$$

$$\beta = (S_o / B_o)$$

$$b = (S_g / B_g + R_s S_o / B_o)$$

Los datos de permeabilidades relativas, presión capilar, y PVT que se suministran al simulador están dados por los conjuntos 1, 2 y 3 tomados de las referencias 13, 14 y 15, respectivamente, los

cuales se muestran en las Figs.3.1. a 3.5. Cabe mencionar que los datos PVT del conjunto 1 y 2 son los mismos.

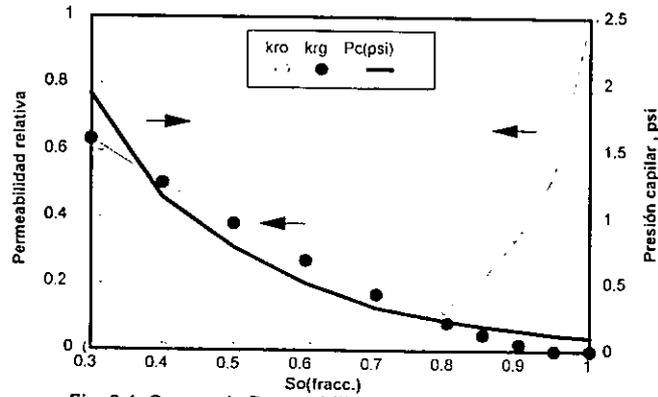


Fig. 3.1. Curvas de Permeabilidades Relativas y Presión Capilar del Conjunto 1 (Ref. de Fung) 13

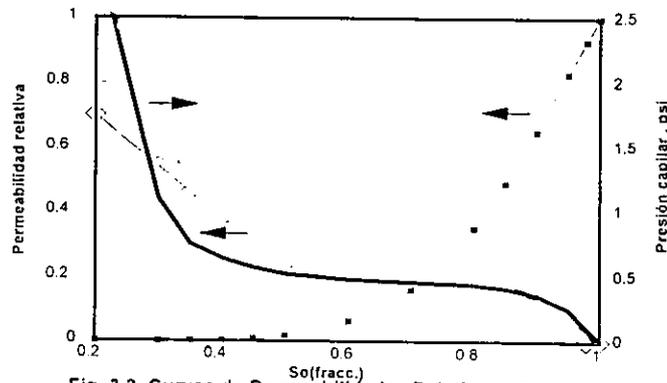


Fig. 3.2. Curvas de Permeabilidades Relativas y Presión Capilar del Conjunto 2 (Ref. de Horie)

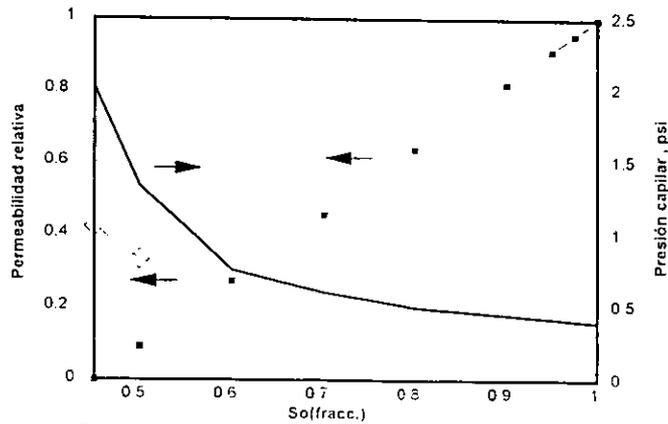


Fig. 3.3. Curvas de Permeabilidades Relativas y Presión Capilar del Conjunto 3 (Ref. de Rossen) 15

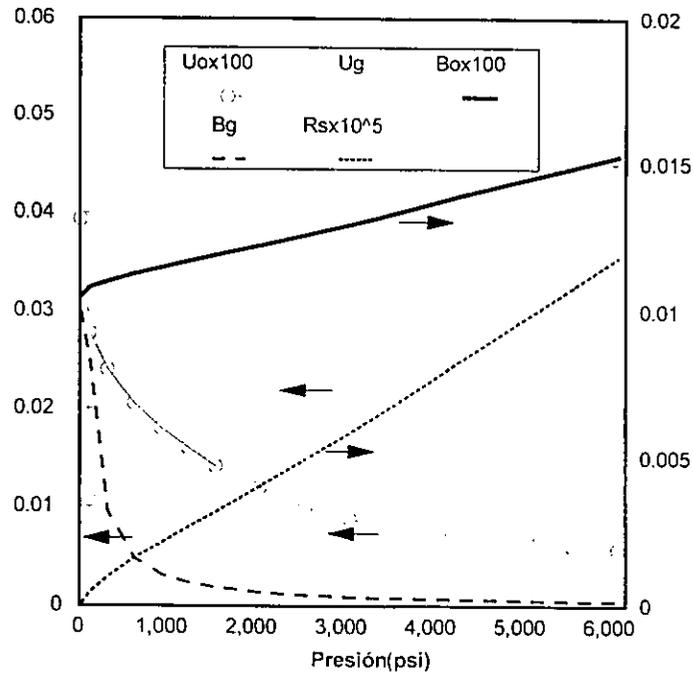


Fig. 3.4. Datos PVT del Conjunto 1 y 2 (Refs. de Fung y Horie)<sup>13,14</sup>

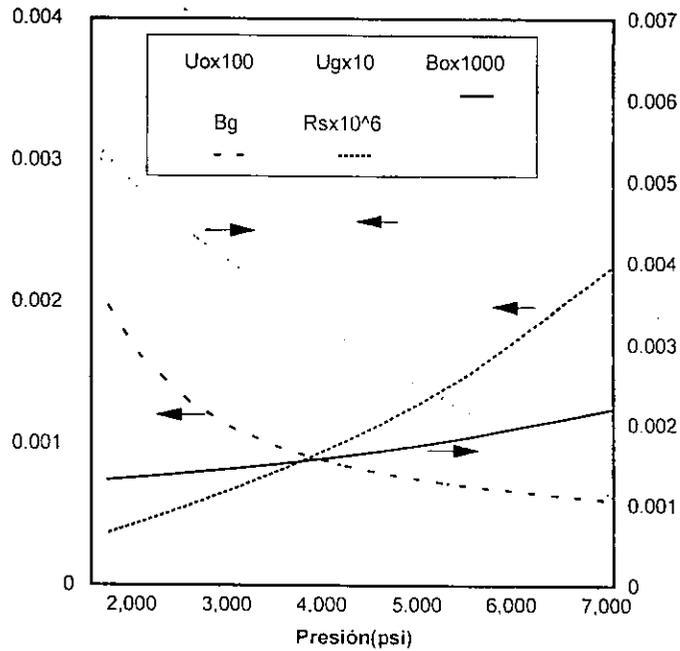


Fig. 3.5. Datos PVT del Conjunto 3 (Ref. de Rossen)<sup>15</sup>

Como se considera un sistema con empuje de gas en solución, las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar corresponden a un proceso de drene. Los datos generales que se usan en las corridas 1 a 4 para yacimientos homogéneos se presentan en la Tabla 3.1 .

Tabla 3.1. Datos usados en las simulaciones para yacimientos homogéneos.

DATOS	CORRIDA 1	CORRIDA 2	CORRIDA 3
h , pies	100	100	100
k , md	5	200	5 , 50
$\phi$ , fracc	0.1	0.1	0.1 , 0.3
$r_w$ , pies	0.5	0.5	0.5
$r_e$ , pies	10000 , 1000	1000	1000
s	0	0 , 10	0
$q_0$ , bls/dia	100 , 500, y 2000	500	500

### 3.2. Corridas con el simulador con y sin presión capilar en yacimientos homogéneos.

Usando los tres conjuntos de propiedades PVT, permeabilidades relativas, y presión capilar, se generaron resultados de pruebas de decremento de presión usando datos de la Tabla 3.1 (corrida 1) con  $r_e = 10000$ pies, para los tres gastos mencionados. No se observó ninguna influencia de la presión capilar en las respuestas de presión ni en la saturación de gas en la cara del pozo. Aún con el gasto menor de 100 bls/día no se observó ninguna influencia en los periodos de flujo transitorio y dominado por frontera. Todos estos resultados tienen en común un valor de permeabilidad bajo (5md).

En las respuestas de incremento de presión para diferentes tiempos de producción tampoco se pudo observar ninguna influencia de la presión capilar, excepto para el gasto de 100bls/día, ya que al considerar tiempos de producción grandes dentro del periodo dominado por frontera se observó cierto predominio en la saturación para tiempos de cierre grandes. Es importante mencionar que el efecto de la presión capilar en los cambios en saturación durante la prueba de incremento se observa al final de la prueba, cuando la magnitud de las fuerzas viscosas disminuye comparada

con la correspondiente a las fuerzas capilares. Estos efectos capilares en la saturación se observan tanto espacialmente (perfiles de saturación) como en tiempo (para una posición fija).

Un comportamiento similar al reportado con el conjunto 1, se observó con los conjuntos 2 y 3. Sin embargo, para el conjunto 3, se pudieron detectar efectos capilares en la saturación durante pruebas de incremento efectuadas aún con tiempos de producción no muy largos al final del periodo transitorio, aunque de nuevo debe observarse que estos efectos se presentaron para tiempos de cierre grandes ( $t_{Dc}=2.6E+10$ ). El efecto capilar en saturación para tiempos de cierre grandes, se observó para el conjunto 3, aún para gastos de producción tan altos como 500bls/día. Esta acentuación del efecto capilar se debe a la forma de la curva de presión capilar (ver Fig. 3.3 ), es decir la presión capilar es diferente de cero aún para saturaciones de aceite altas, de aquí la importancia de usar curvas que nos representen la realidad.

Utilizando los datos de la corrida 1, pero considerando un radio de drenaje de 1000 pies, se generaron dos pruebas de decremento con los conjuntos 1 y 3 (ver Figs.3.6 y 3.7), sin observarse diferencias en las respuestas de presión ni de saturación. Se corrieron también dos pruebas de incremento para cada conjunto 1 (con tiempos de producción de 0.15 y 99 días, Figs.3.8 y 3.9) y el conjunto 3 (con tiempos de producción de 0.13 y 80 días, Figs.3.10 y 3.11), obteniendo diferencias notables en la respuesta de saturación, en el primer bloque radial, para el conjunto 3 a tiempos de cierre grandes. Sin embargo, a pesar de estas diferencias en saturaciones, no se tienen diferencias importantes en la respuesta de presión de cierre. Para el conjunto 1 las diferencias son ligeras, como se observa en la Fig. 3.9.

Utilizando el conjunto de datos 1 también se corrió una prueba de decremento de presión manteniendo la presión de fondo fluyendo constante e igual a 3500psi (con  $p_i = 7000$ psi) y se graficó el inverso del gasto y la saturación en la cara del pozo contra tiempo, sin observarse efectos capilares ni durante el periodo transitorio ni durante el principio del periodo dominado por frontera (Figs.3.12 y 3.13).

En los resultados de decremento con datos de la corrida 2 (Tabla 3.1) y conjunto 3 con  $q_0=500$  bpd,  $s=0$ , y  $k=200$  md, tampoco se observó influencia de la presión capilar en la respuesta de presión (Fig.3.14), pero sí en la respuesta de saturación (Fig. 3.15). Se observa que al incluirse la presión capilar, la  $S_g$  en la celda más cercana al pozo tiende a mantenerse cercana a cero por más tiempo a diferencia del caso cuando no se considera la presión capilar: esto se debe a que la presión capilar en la cara del pozo es cero en las corridas del simulador. En los perfiles de presión durante las pruebas de decremento con duraciones de 199 y 500 días no se observó diferencia apreciable (Fig. 3.16), sin embargo, en los perfiles de saturación se notan diferencias apreciables en la región cercana al pozo como se observa en la Fig. 3.17.

En las respuestas de presión de cierre y saturación de gas, durante el incremento de presión con tiempos de producción más grandes de 199 y 500 días, se observan diferencias cuando se incluye o no la presión capilar aún para tiempos de cierre cortos (Figs.3.18 a 3.21). Dos observaciones son pertinentes en las Figs. 3.18 a 3.21; primero, la existencia de rectas ajustadas en la presión de cierre con diferentes pendientes y ordenadas al origen, para los casos con y sin presión capilar. Esto implica que el método de Perrine-Martin<sup>1</sup> producirá diferentes valores de permeabilidad y daño para los dos casos, y que posiblemente el uso de la pseudopresión<sup>2</sup> de cierre (que utiliza la relación gas-aceite al momento del cierre), tampoco generará los mismos valores de capacidad de flujo ni de factor de daño mecánico para los dos casos con y sin presión capilar. Esto a su vez nos plantearía la necesidad de encontrar cual es la definición apropiada de pseudopresión a utilizar en el caso en que la influencia de la presión capilar sea importante; más adelante se analizan dos ejemplos con el método de Perrine-Martin<sup>1</sup> y de pseudopresión<sup>2</sup>. La segunda observación es la diferencia en el comportamiento de la saturación de gas en el primer nodo. Para el caso en el que se incluye la presión capilar, el gas en la cara del pozo se redissuelve con el incremento del tiempo de cierre, lo cual no ocurre para el caso en que se ignora la presión capilar. Esto se debe a la presencia de un valor menor de  $S_g$  en las cercanías del pozo para el caso que se incluye la presión capilar, lográndose redissolver el gas al viajar los fluidos de regiones exteriores hacia el pozo. Debido a la alta permeabilidad usada en las simulaciones ( $k = 200$  md.) los perfiles de presión (ver Fig. 3.22) y saturación (ver Fig. 3.23 a dos tiempos de cierre) son relativamente planos;

únicamente en las cercanías del pozo el perfil de saturación de gas muestra una declinación abrupta, ya que se considera que la presión capilar en la cara del pozo es cero y por lo tanto implica que la  $S_g$  sea cero. Debido a la alta permeabilidad los incrementos de presión para ambos tiempos de cierre son pequeños (menos de 50 psi).

En las Figs.3.22 y 3.23 se muestran los perfiles de presión y saturación de gas para este incremento, con  $t_p=199$  días. En los perfiles de presión se observa poca influencia de la presión capilar, sin embargo, en los perfiles de saturación de gas, para el caso en que se incluye presión capilar, la  $S_g$  disminuye en las cercanías del pozo, creciendo esta zona con el tiempo del cierre. Esto sugiere la presencia de dos efectos que se contraponen durante el cierre. Primero, al tender la presión dentro del sistema a nivelarse (gradientes menores) los efectos viscosos decrecen, tomando importancia las fuerzas capilares. Segundo, al disminuir la saturación de gas con el tiempo de cierre los valores de presión capilar disminuyen. Sin embargo, es importante notar que para el caso del conjunto 3, el segundo efecto no es importante, porque aunque la  $S_g$  tiende a cero, la presión capilar es diferente de cero, quedando únicamente el primer efecto. Por lo tanto, los efectos capilares aumentan conforme crece el tiempo de cierre (disminuyendo las fuerzas viscosas). Para un tiempo de producción de 500 días se observan diferencias también en los perfiles de presión. En los perfiles de saturación, el comportamiento es similar al descrito arriba.

Con los datos de la corrida 3 (Tabla 3.1) se corrió un decremento de presión, con  $k=50$ md y  $\phi=0.1$  (ver Figs.3.24 y 3.25), observándose resultados similares al caso con  $k=200$ md tanto en la respuesta de presión como en la de saturación de gas en la cara del pozo (ver Figs. 3.14 y 3.15). Para esta misma corrida con  $k=50$ md se simuló un incremento de presión a un tiempo de producción de 400 días (ver Fig.3.26), pudiendo observarse que las respuestas de presión con y sin presión capilar son diferentes, la diferencia en el incremento de presión es mayor que cuando se usa  $k=200$ md, también se observa que al incluir presión capilar hay efectos capilares a tiempos cortos y no se define completamente una línea recta (comportamiento similar al observado con los incrementos de presión con  $k=200$ md). En la Fig. 3.27 se muestra el comportamiento de la saturación de gas en el primer bloque con el tiempo de cierre, observándose diferencias

importantes entre los casos con y sin presión capilar. Con estos mismos datos solo que con  $\phi=0.3$ , se obtuvieron resultados similares en la respuesta de presión y de  $S_g$  durante el decremento que cuando se usó  $\phi=0.1$  (ver Figs. 3.28 y 3.29), solo que al aumentar la porosidad, el tiempo en alcanzar la presión de abandono es mayor y hay más liberación de gas. Para este caso se hizo un incremento a 1001 días observando respuestas similares en la respuesta de presión (Fig.3.30) al caso anterior. En conclusión solo en los incrementos de presión con tiempos de producción suficientemente grandes se puede observar alguna influencia de la presión capilar en la respuesta de la presión de fondo.

Para el conjunto 3 también se realizó una corrida a  $P_{wf}$  constante de 3500psi; en el decremento de gasto de aceite contra tiempo (Fig. 3.31) se observan cambios en el comportamiento de gasto a tiempos de aproximadamente 20 días (periodo dominado por frontera). Se puede apreciar que el gasto declina más rápido cuando se incluyen efectos capilares, esto se debe a que el aceite tiende más a retenerse debido a los efectos capilares (Fig.3.32). Para este mismo caso se calculó la producción acumulada de aceite con y sin presión capilar y se observaron variaciones en 30 días de aproximadamente 1200bls. (Fig.3.33). No se observó para este caso ningún efecto de la presión capilar en el comportamiento de la saturación de gas media contra la presión media.

Fig.3.6 Decremento en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 1.

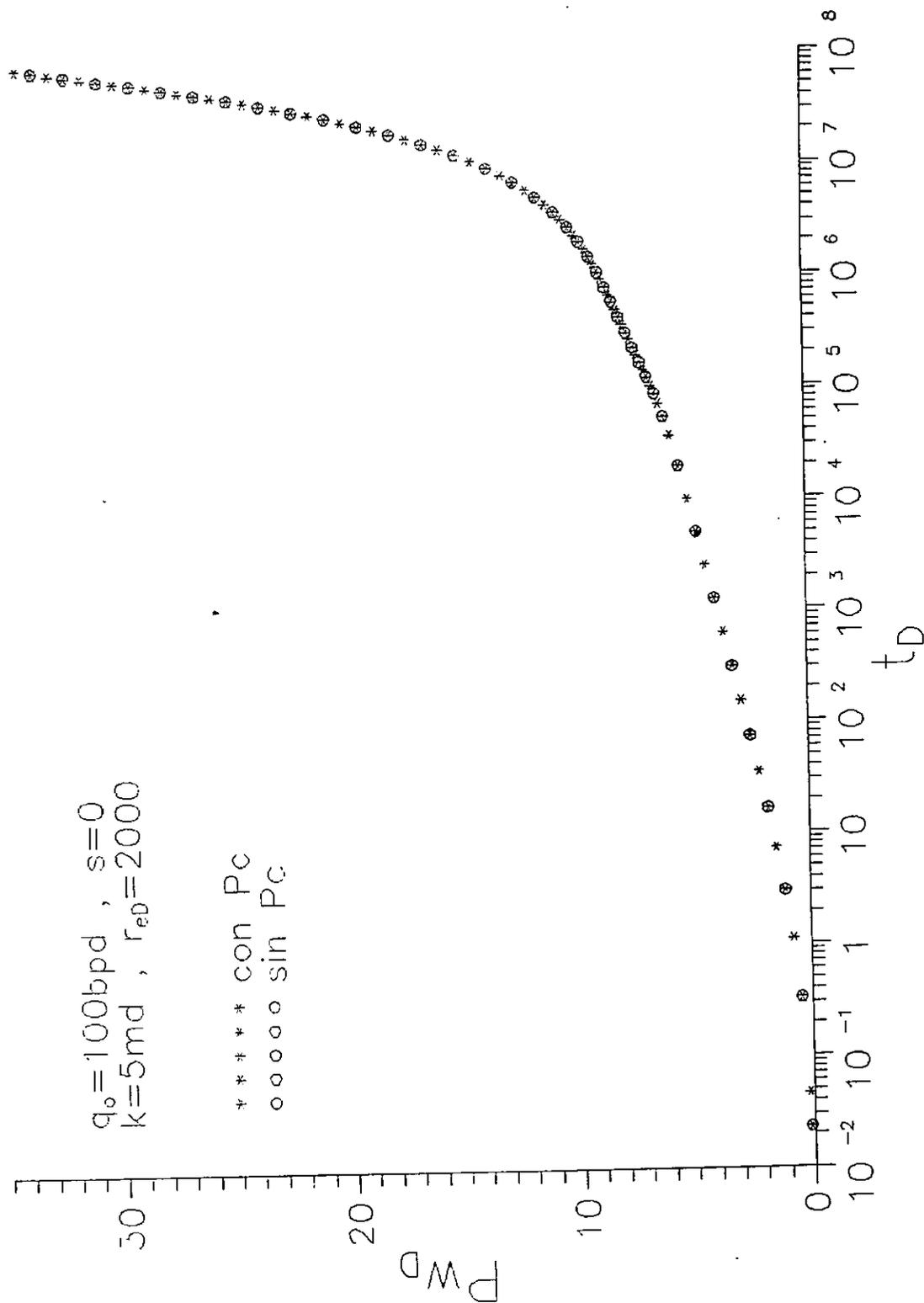


Fig.3.7 Respuesta de presión adimensional en decremento en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 3

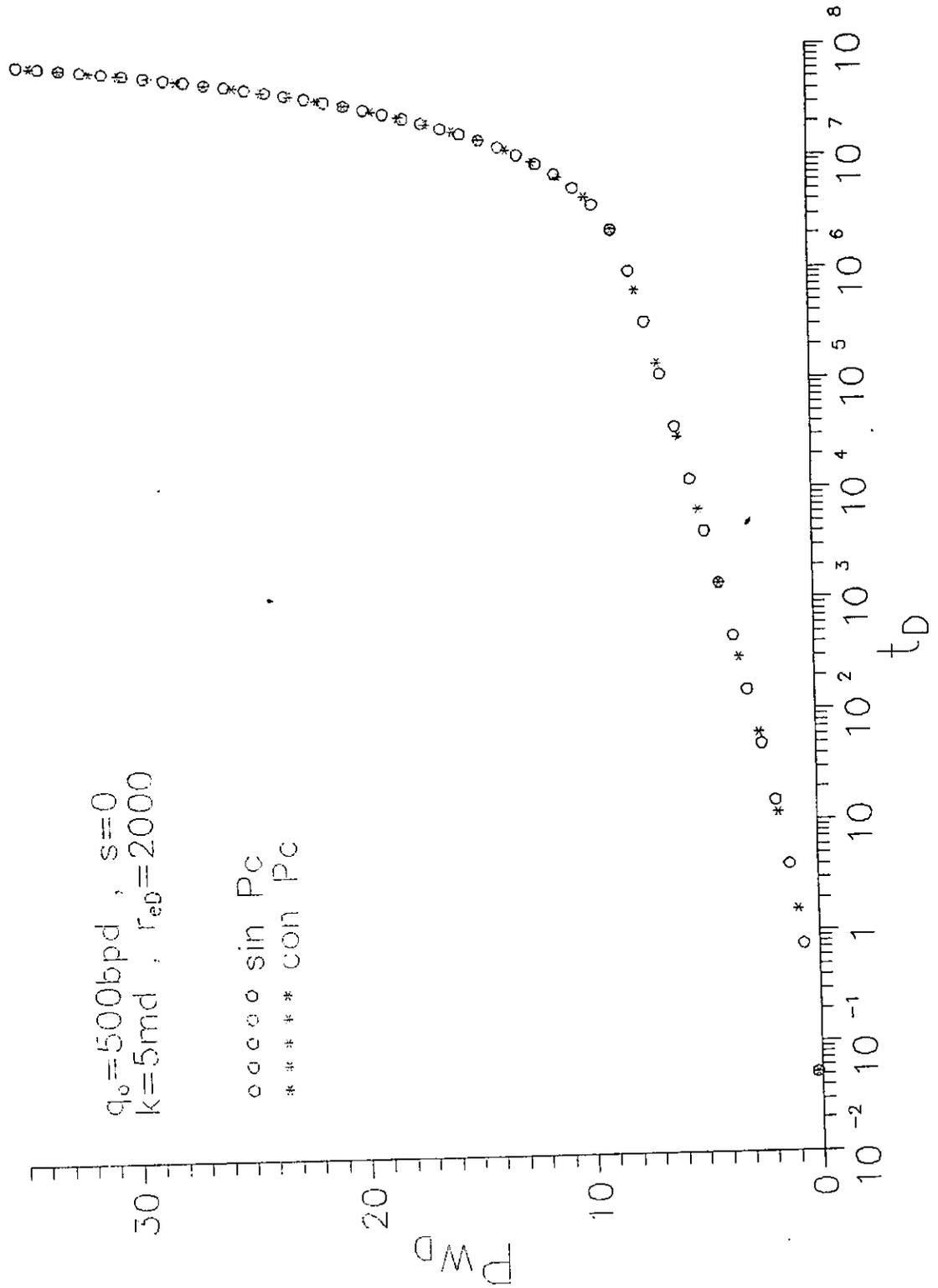


Fig.3.8 Respuesta de incremento de presión adimensional en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 1.

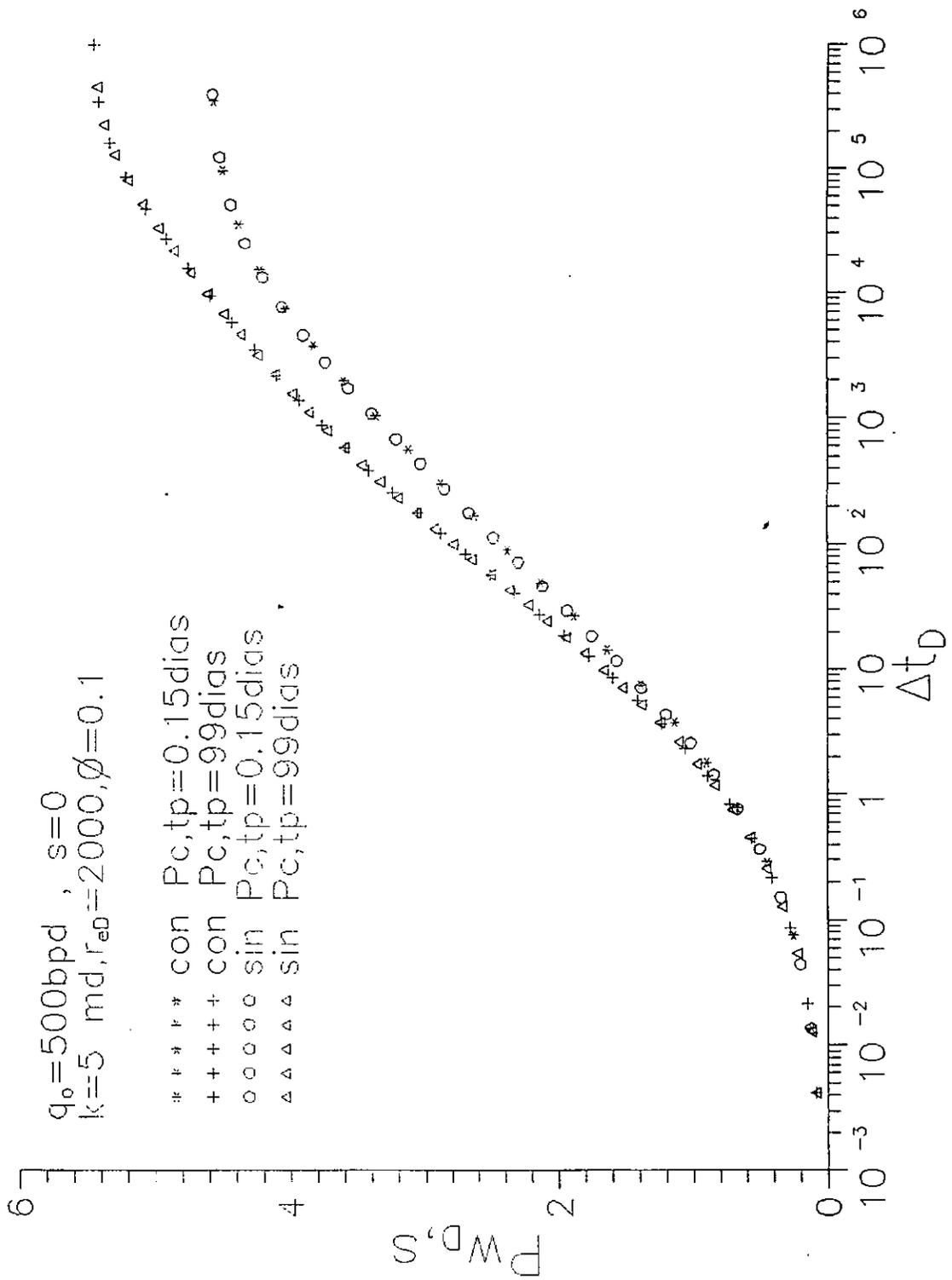


Fig.3.9 Respuesta de incremento de Sg en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 1.

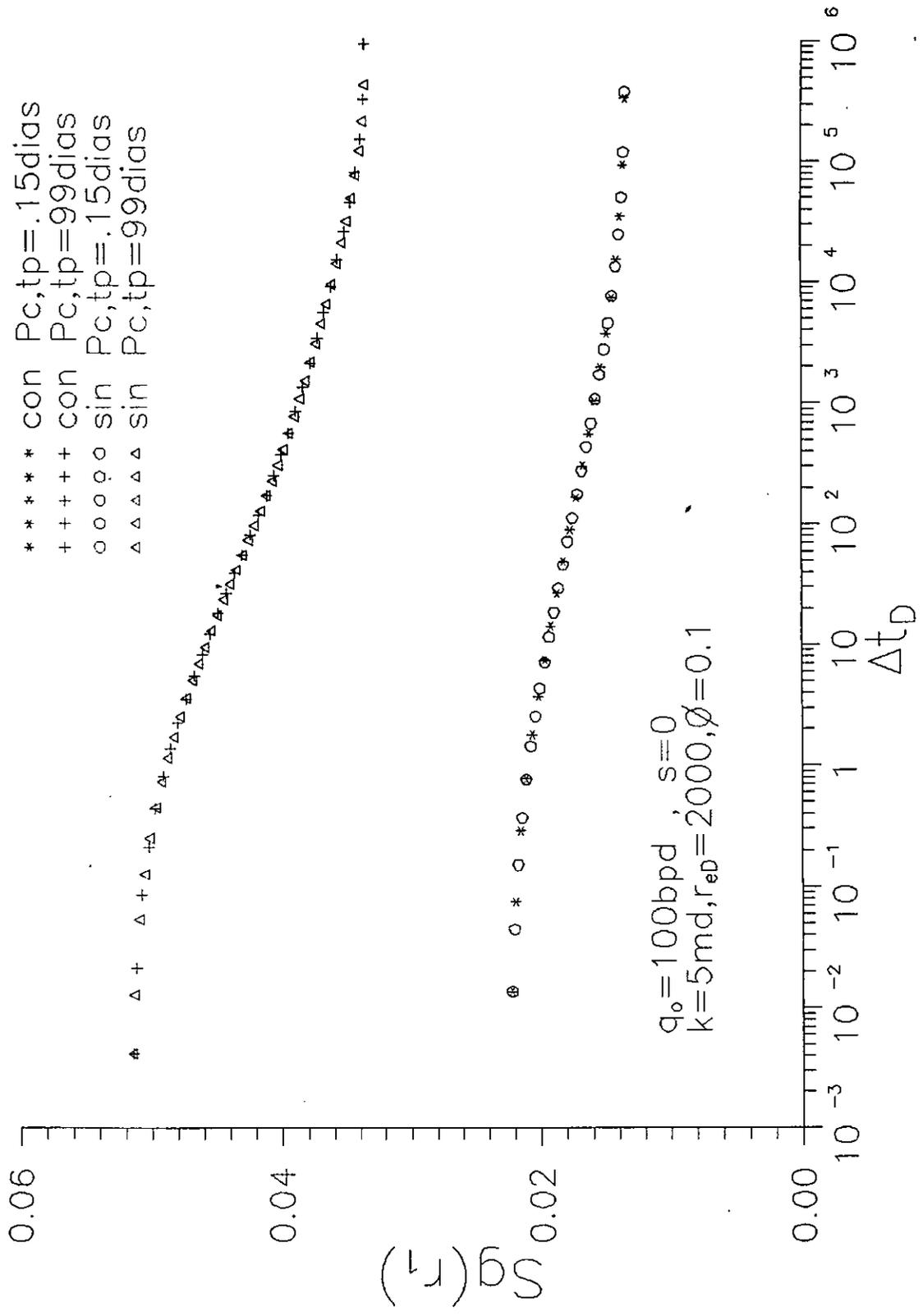


Fig.3.10 Respuesta de incremento de presión adimensional en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 3.

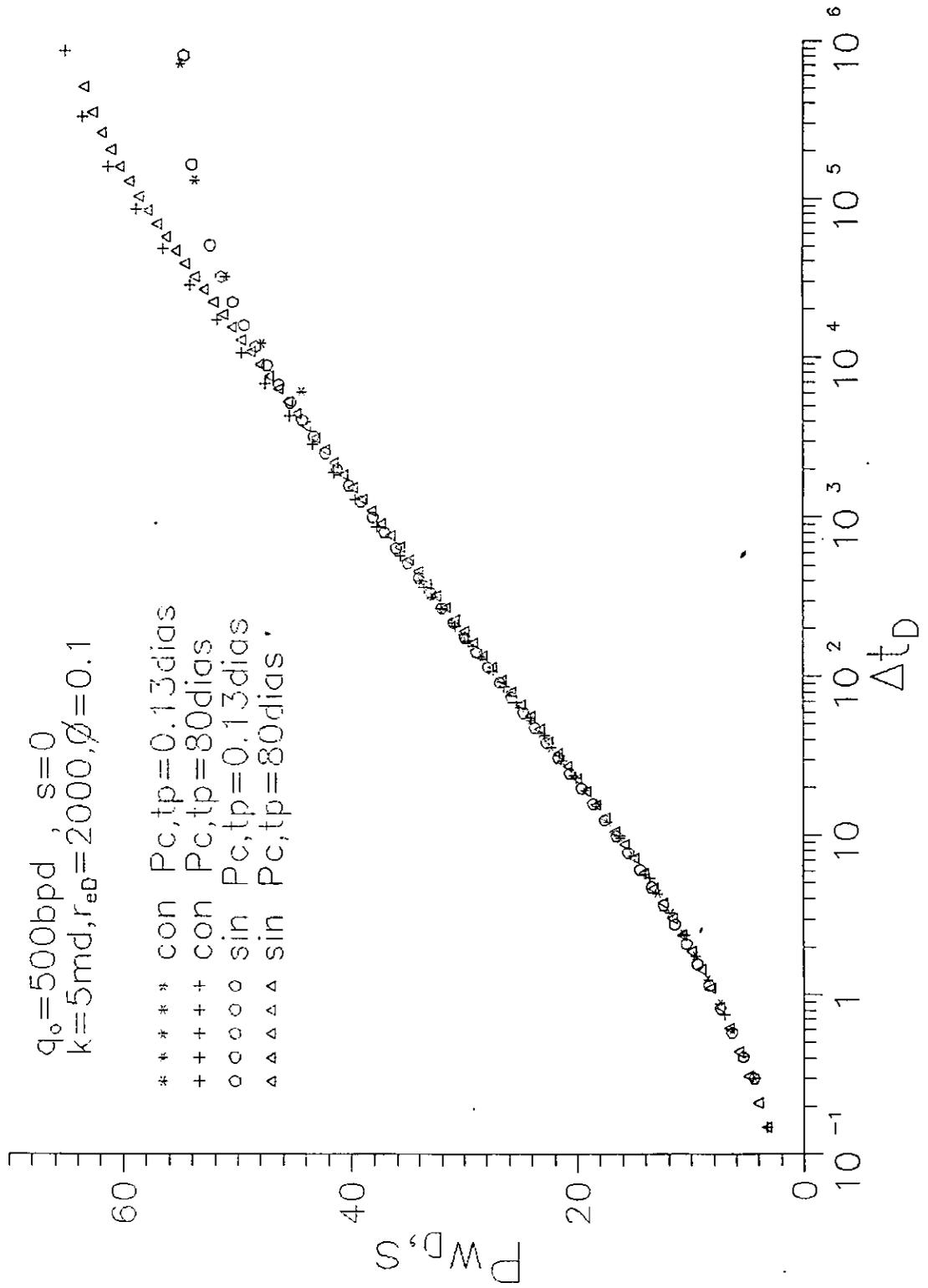


Fig.3.11 Respuesta de saturación de gas en incremento en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 3.

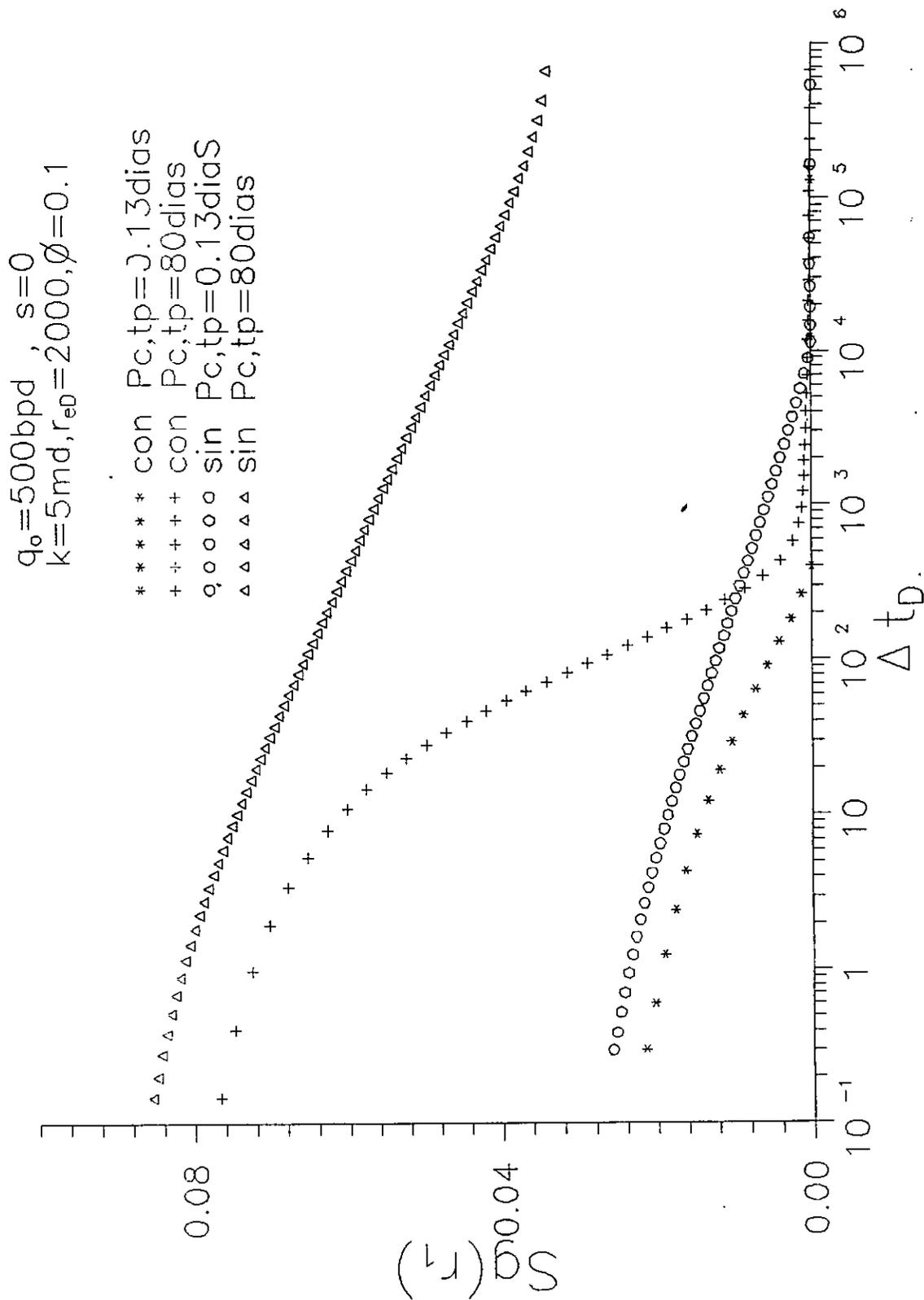


Fig.3.12 Respuesta de decremento de gasto con Pwf constante con datos del conjunto 1.

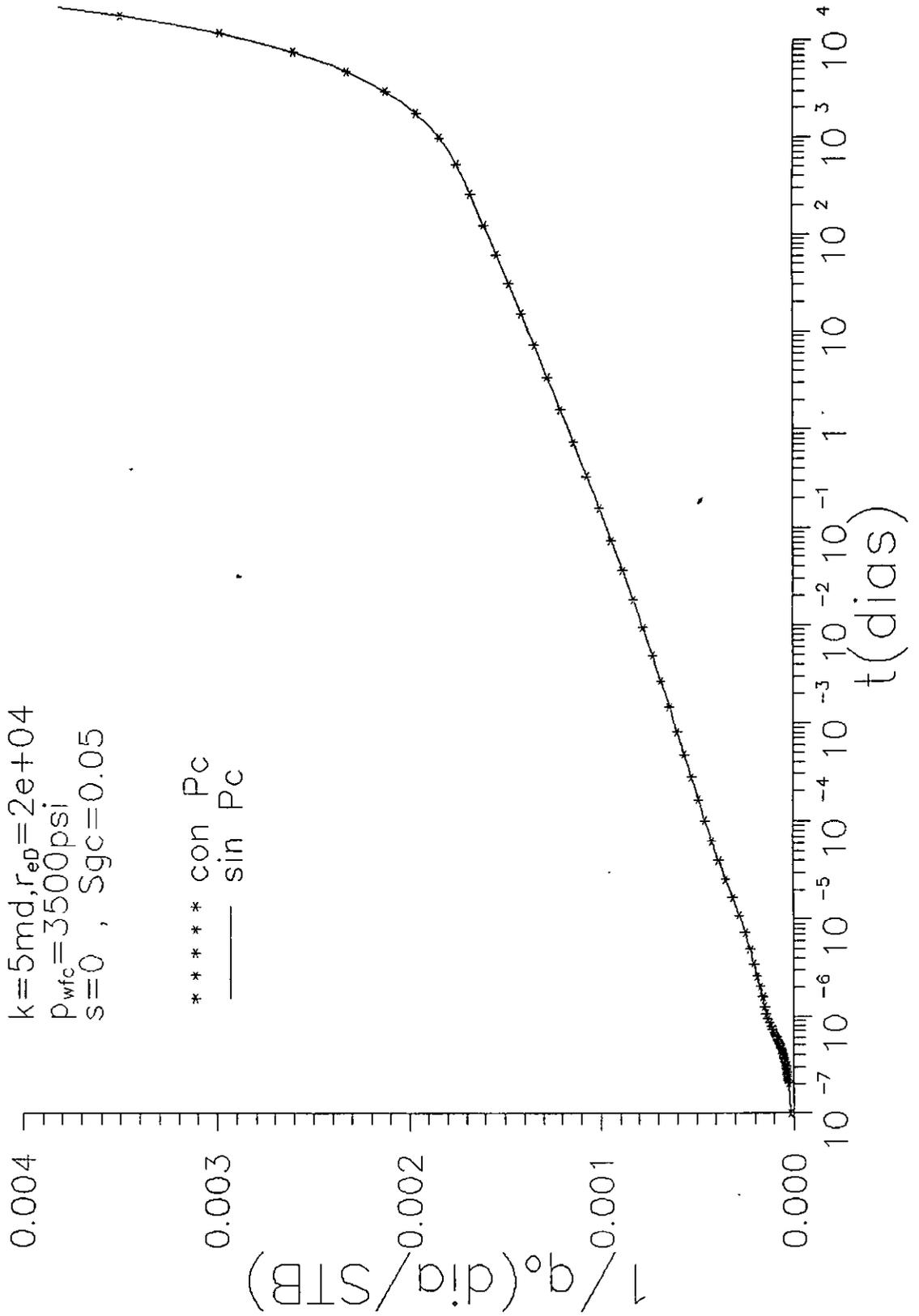


Fig.3.13 Respuesta de decremento de gasto a  $p_{wfc}$  con datos del conjunto 1.

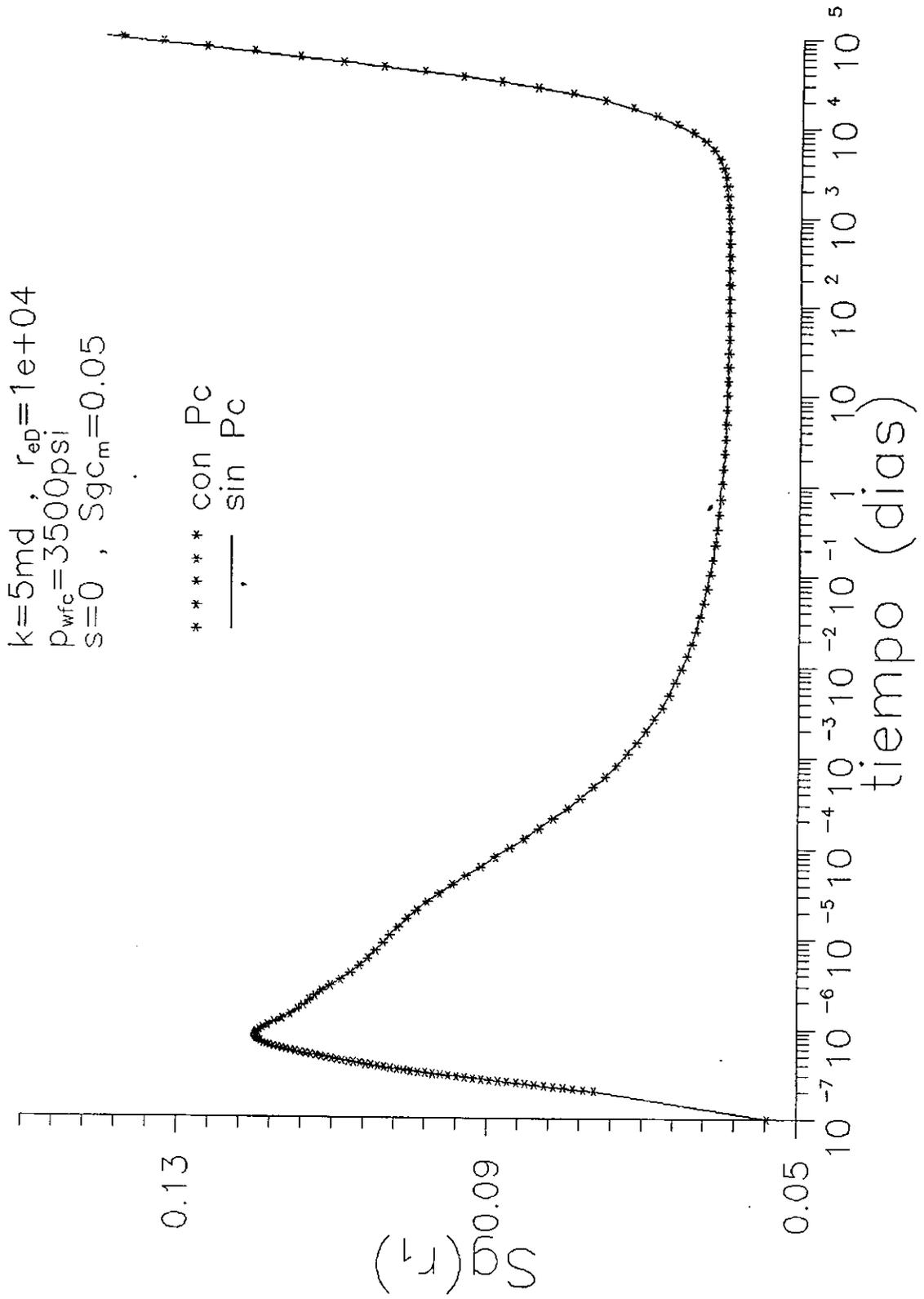


Fig.3.14 Respuesta de decremento de presión en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 3.

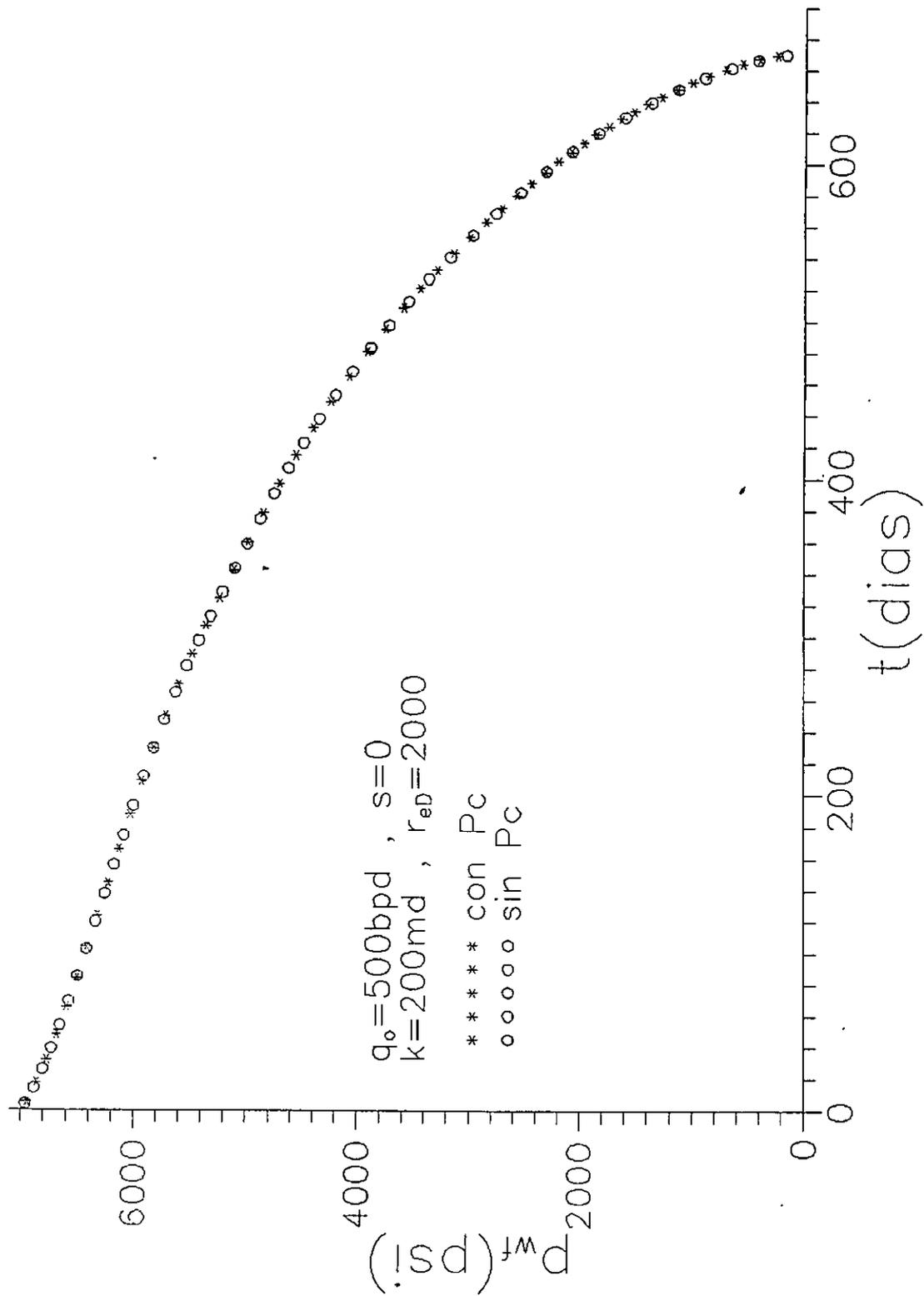


Fig. 3.15 Respuesta de  $S_g$  en Decremento en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 3.

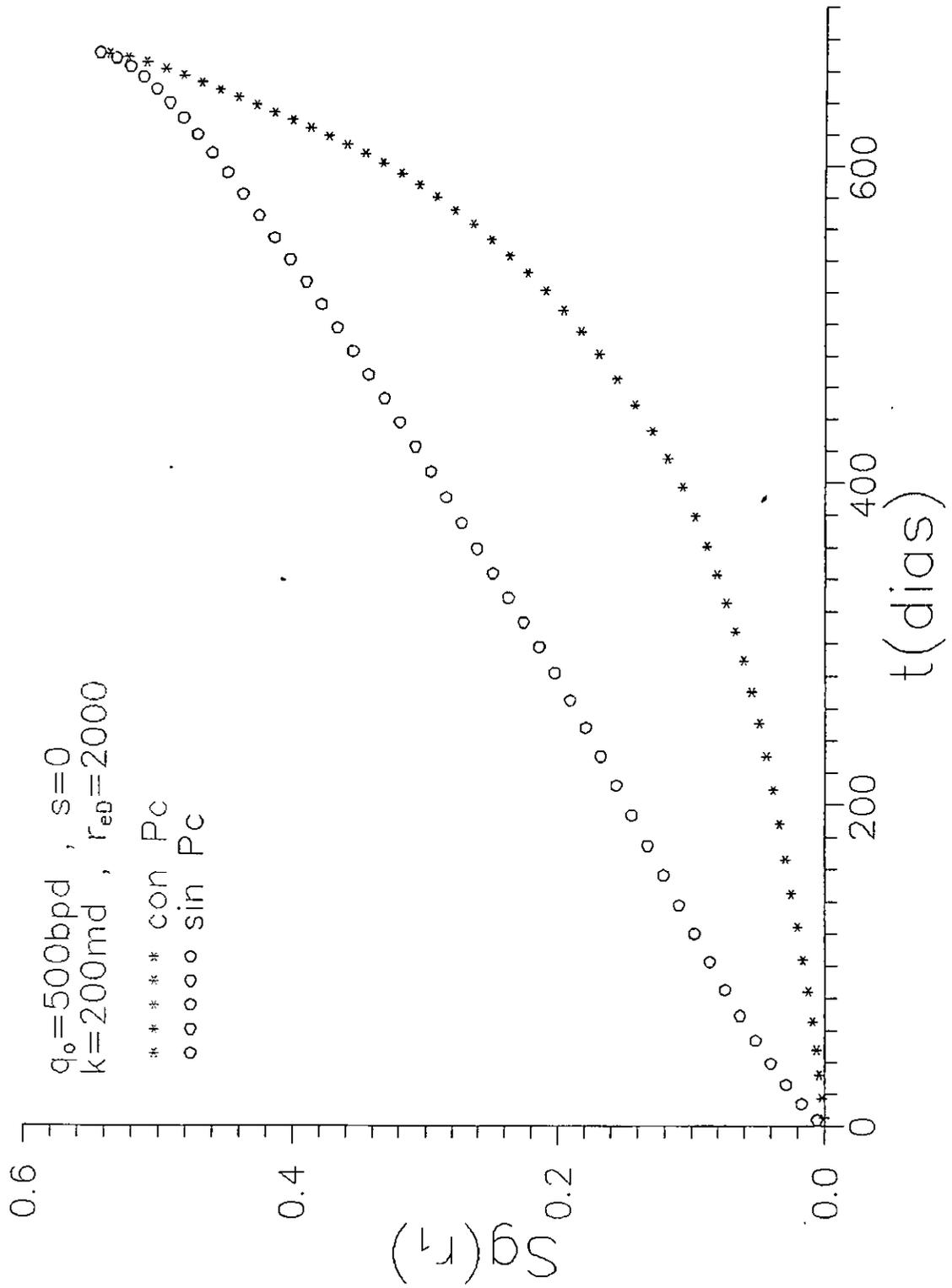


Fig.3.16 Perfil de presión en decremento en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 3.

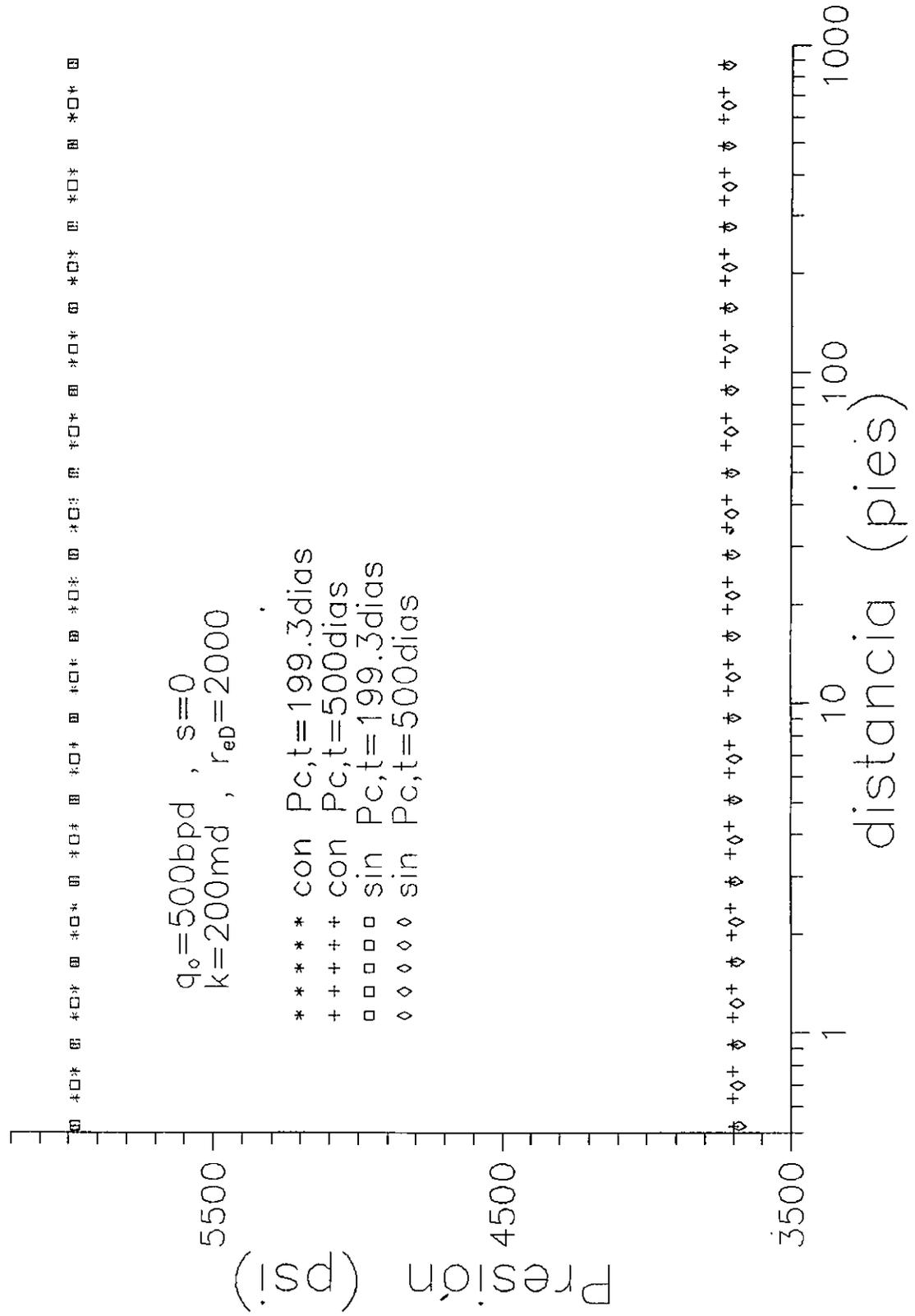


Fig.3.17 Perfil de Sg en decremento en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 3.

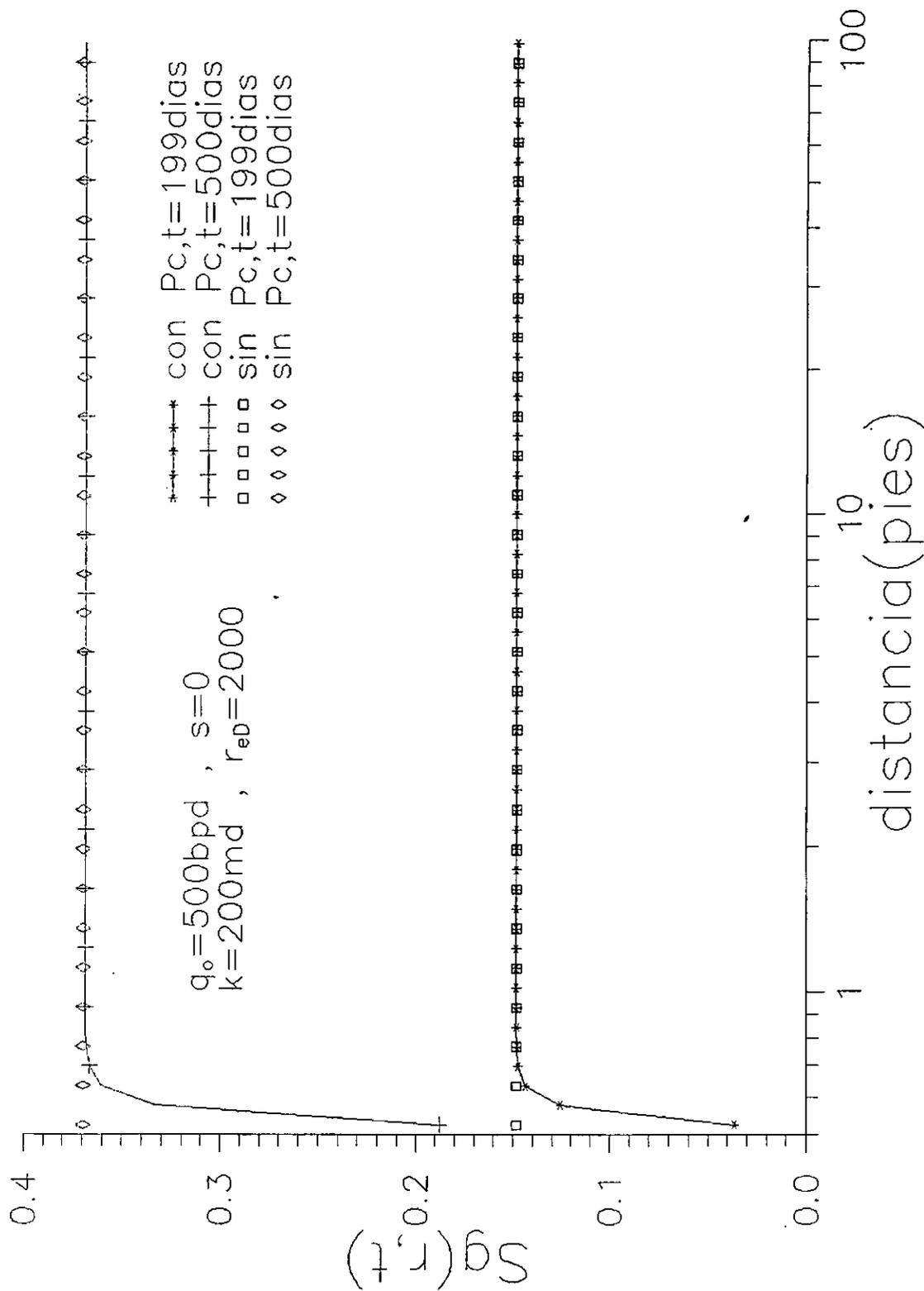


Fig.3.18 Respuesta de presión en incremento en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 3.

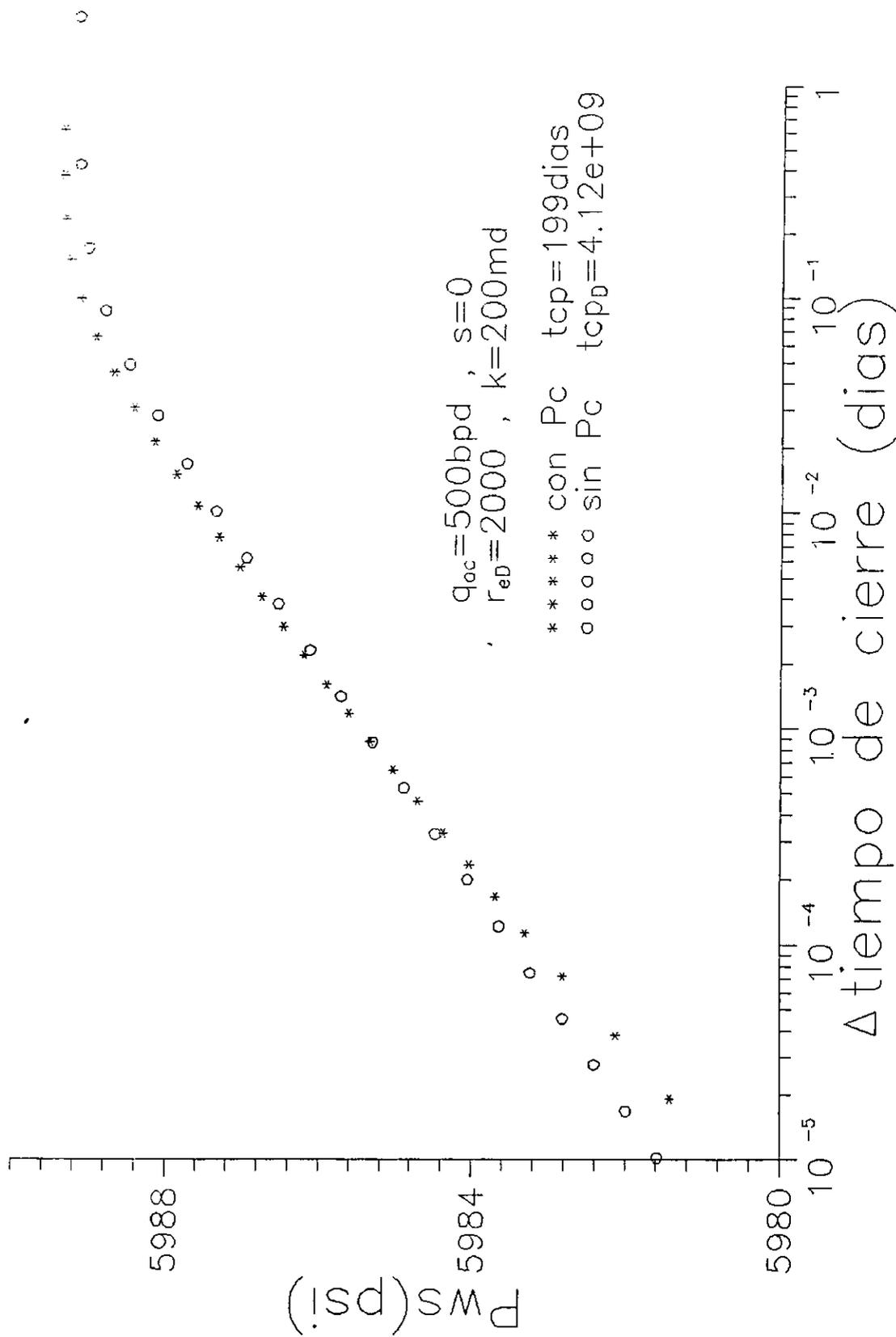


Fig.3.19 Respuesta de  $S_g$  en incremento en yac. homogéneo con datos del conjunto 3.

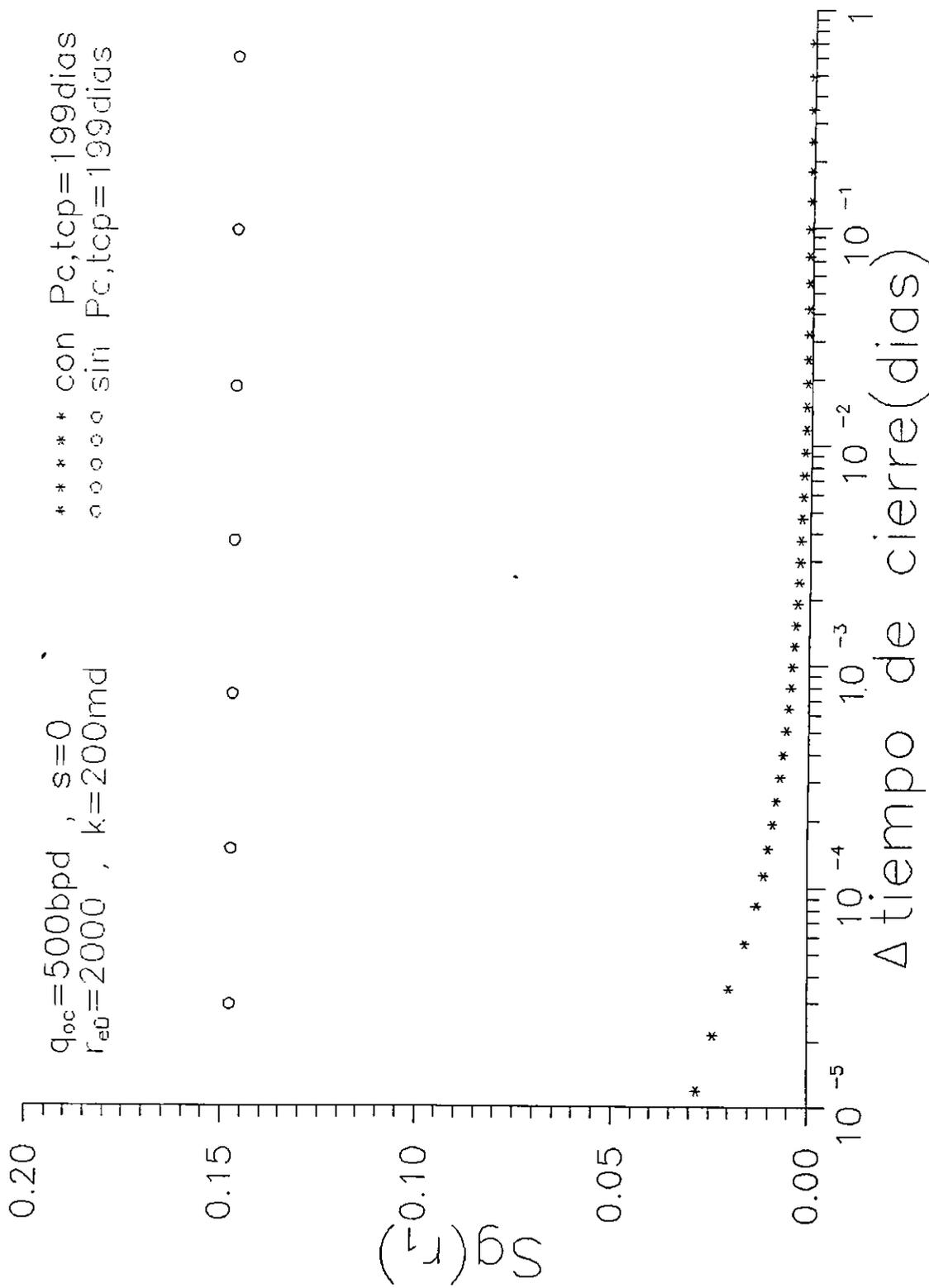


Fig.3.20 Respuesta de presión en incremento en yac.  
homogéneo con datos de conjunto 3

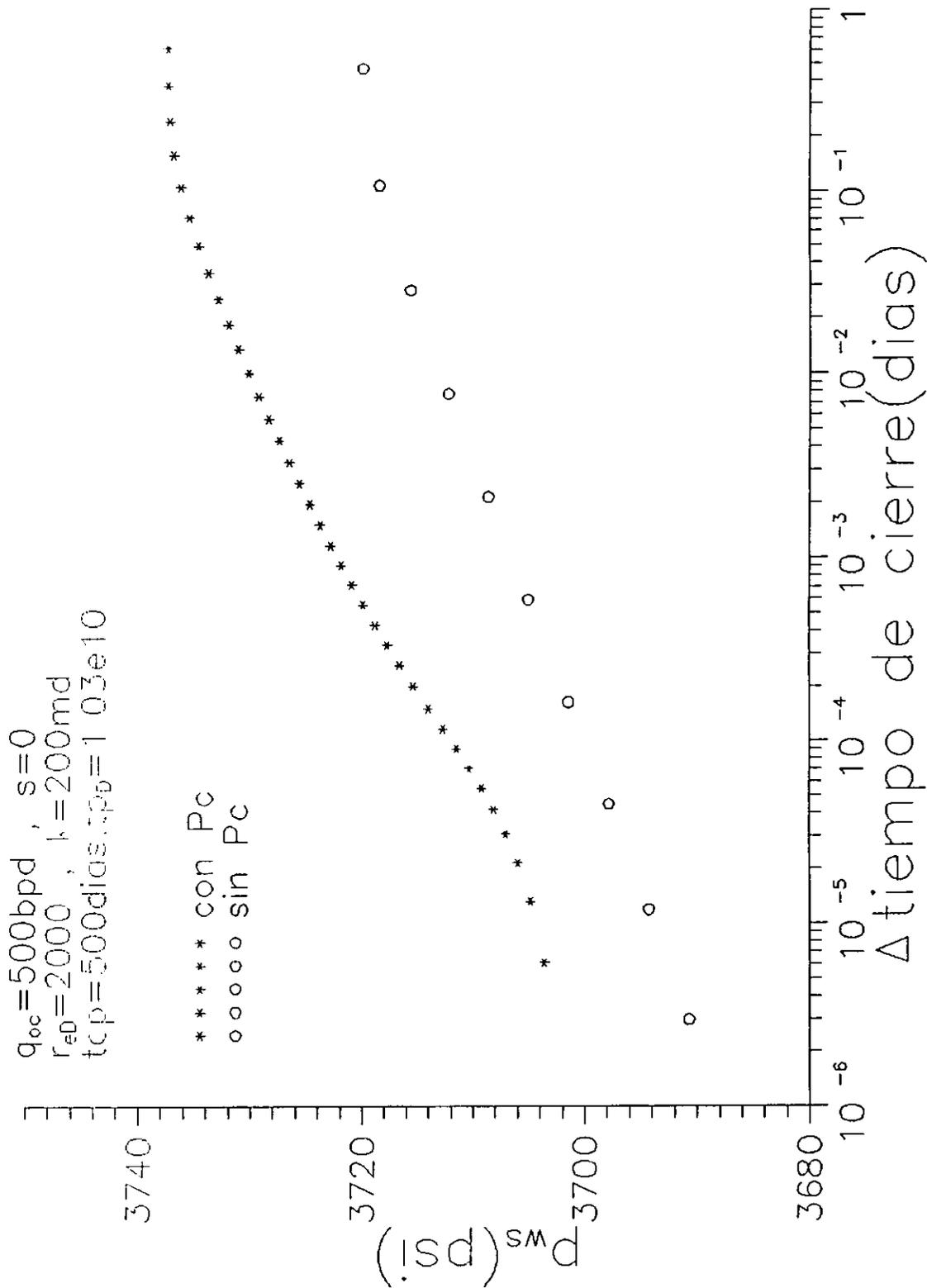


Fig.3.21 Respuesta de Sg en incremento en yac.  
homogéneo con datos del conjunto 3.

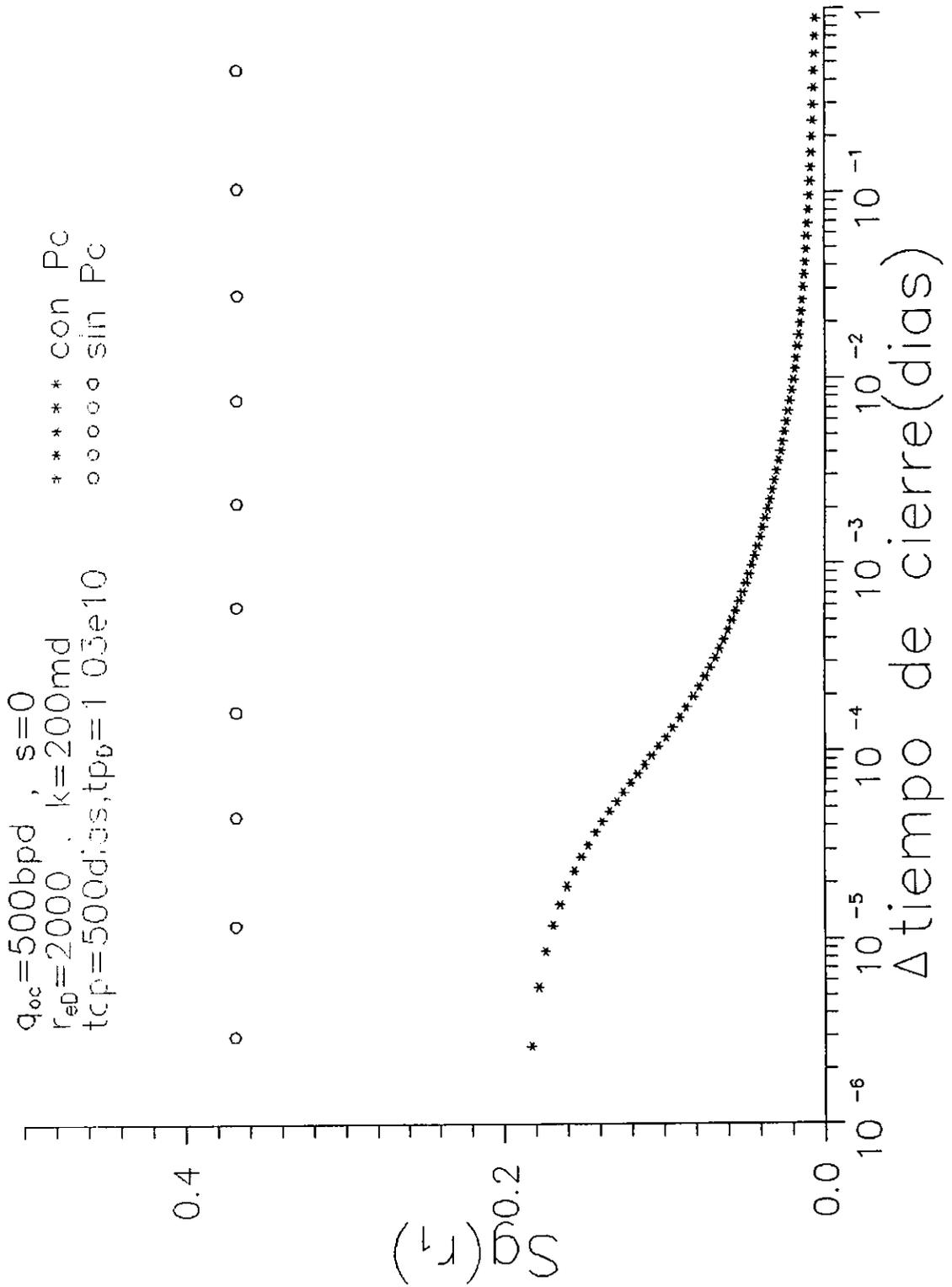


Fig.3.22 Perfil de presión en incremento en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 3.

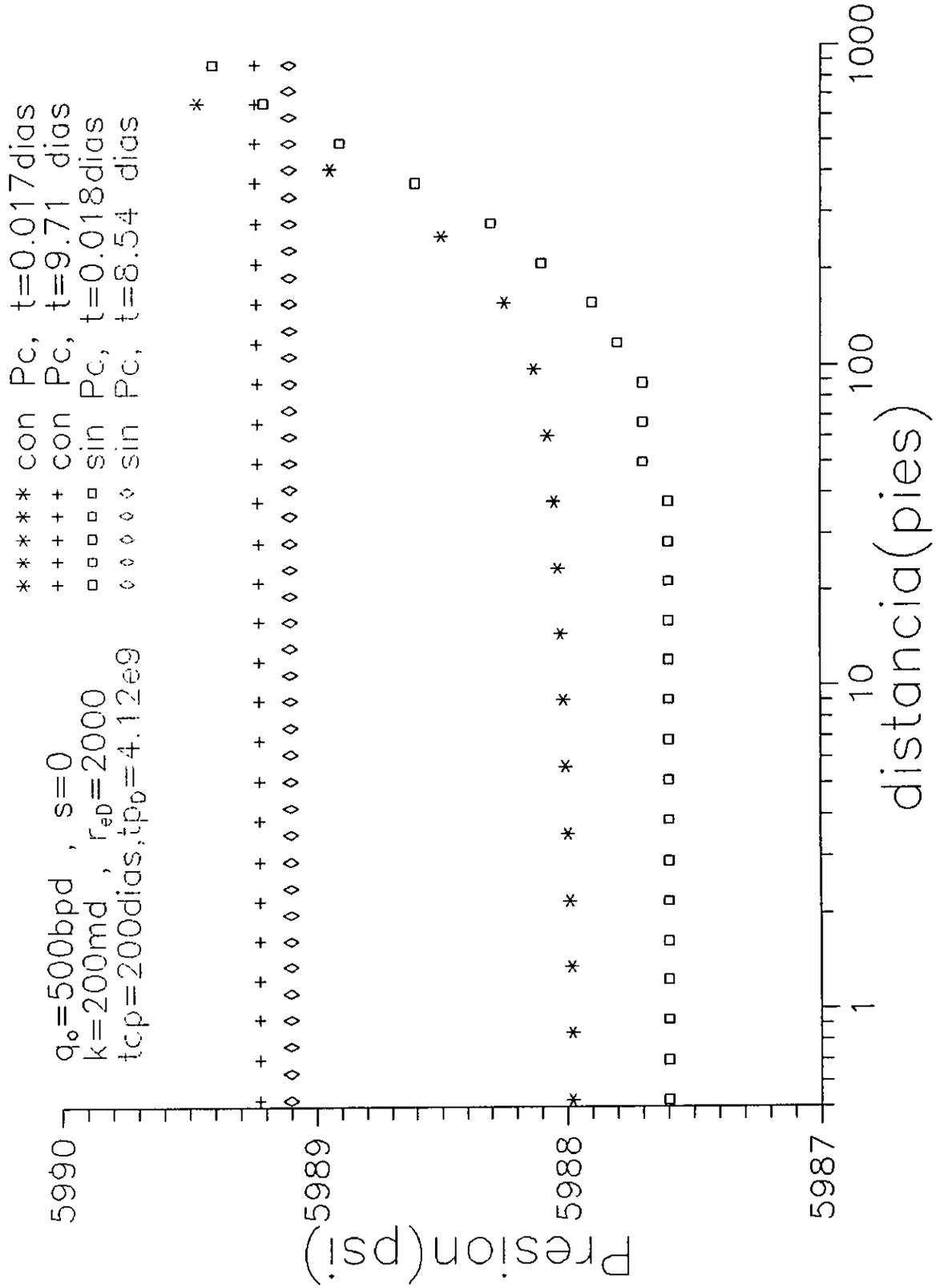


Fig.3.23 Perfil de  $S_g$  en incremento en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 3.

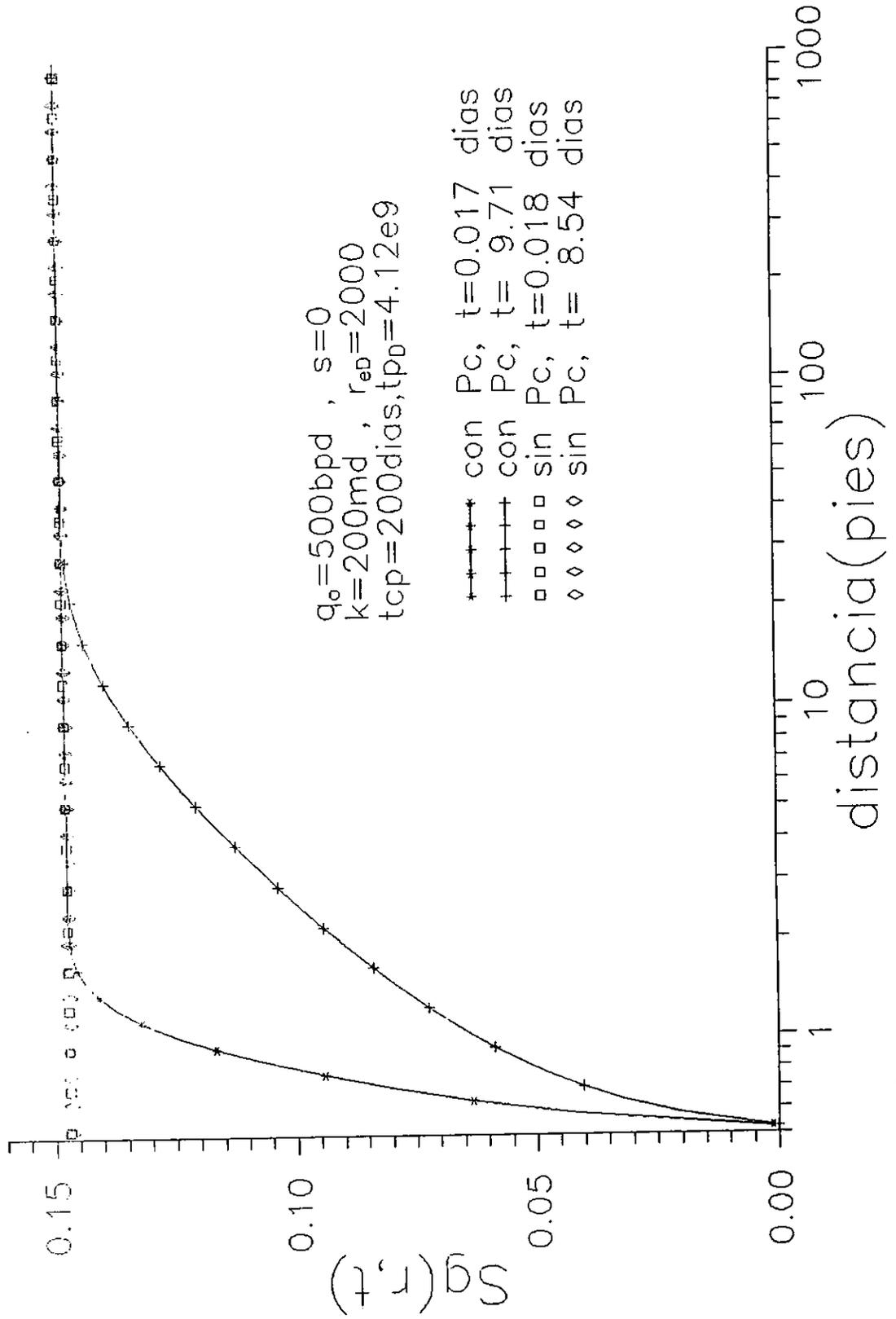


Fig.3.24 Respuesta de decremento de presión en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 3.

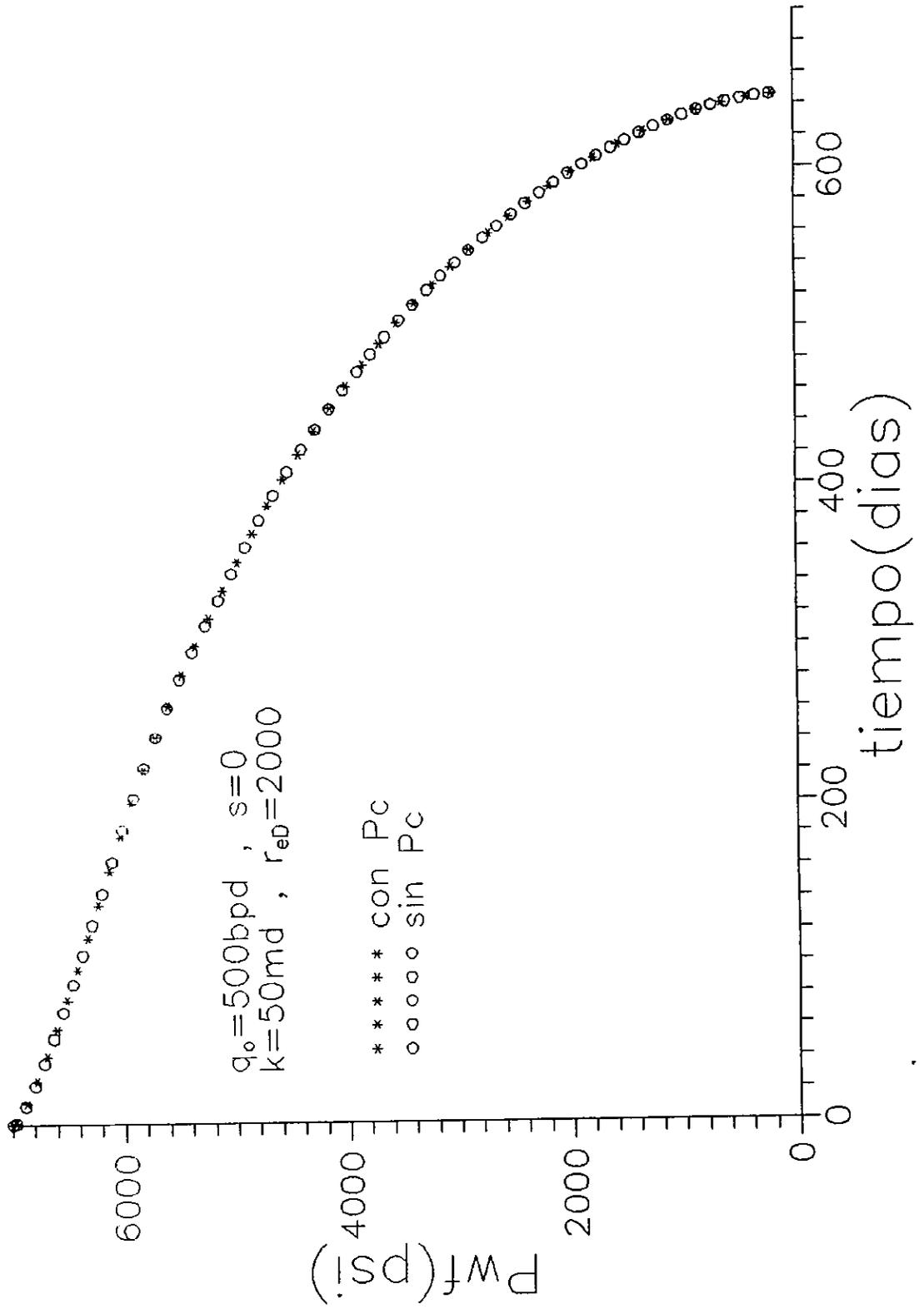


Fig.3.25 Respuesta de saturación en decremento en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 3

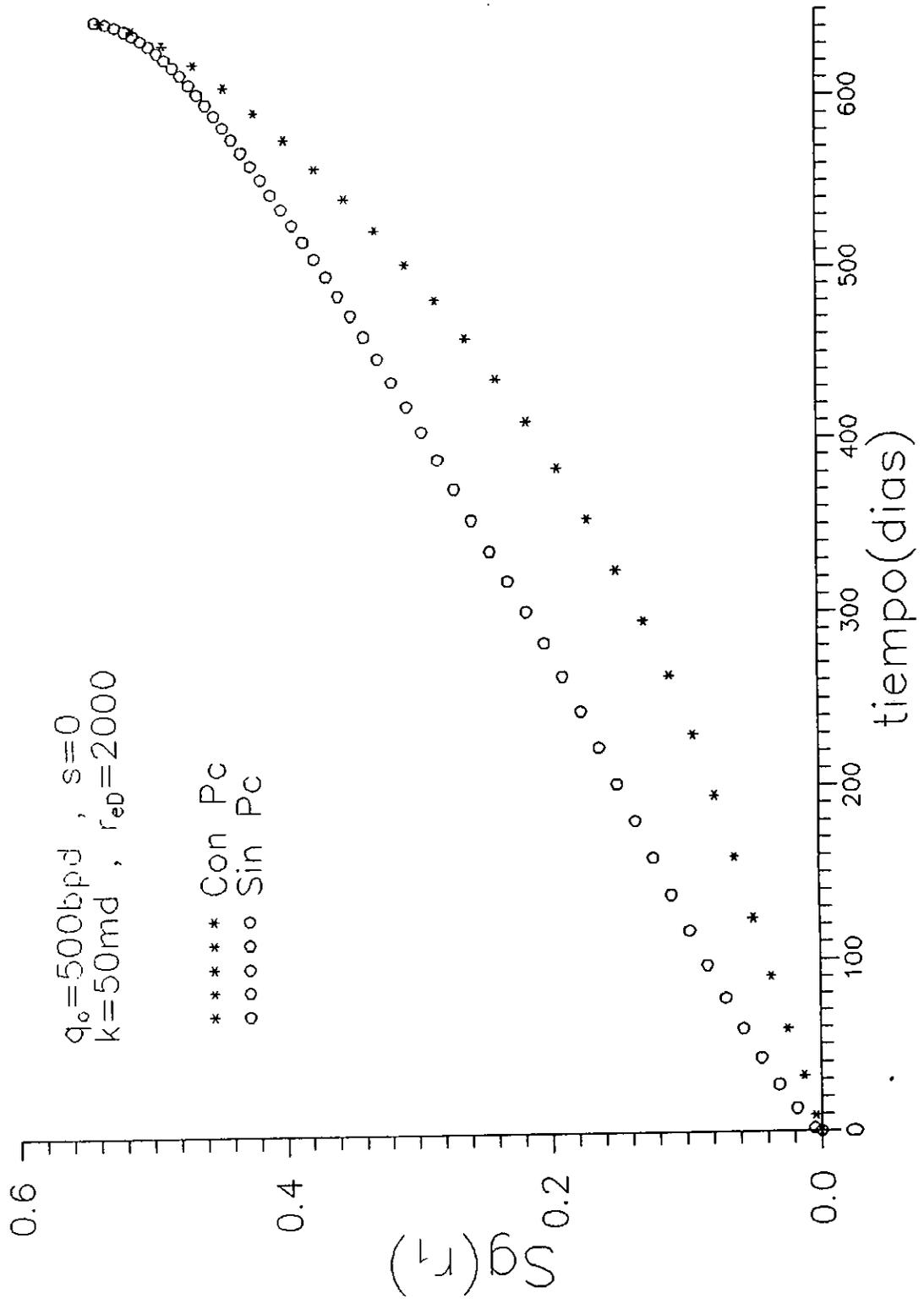


Fig.3.26 Respuesta de presión en incremento en yac.  
homogéneo con datos del conjunto 3

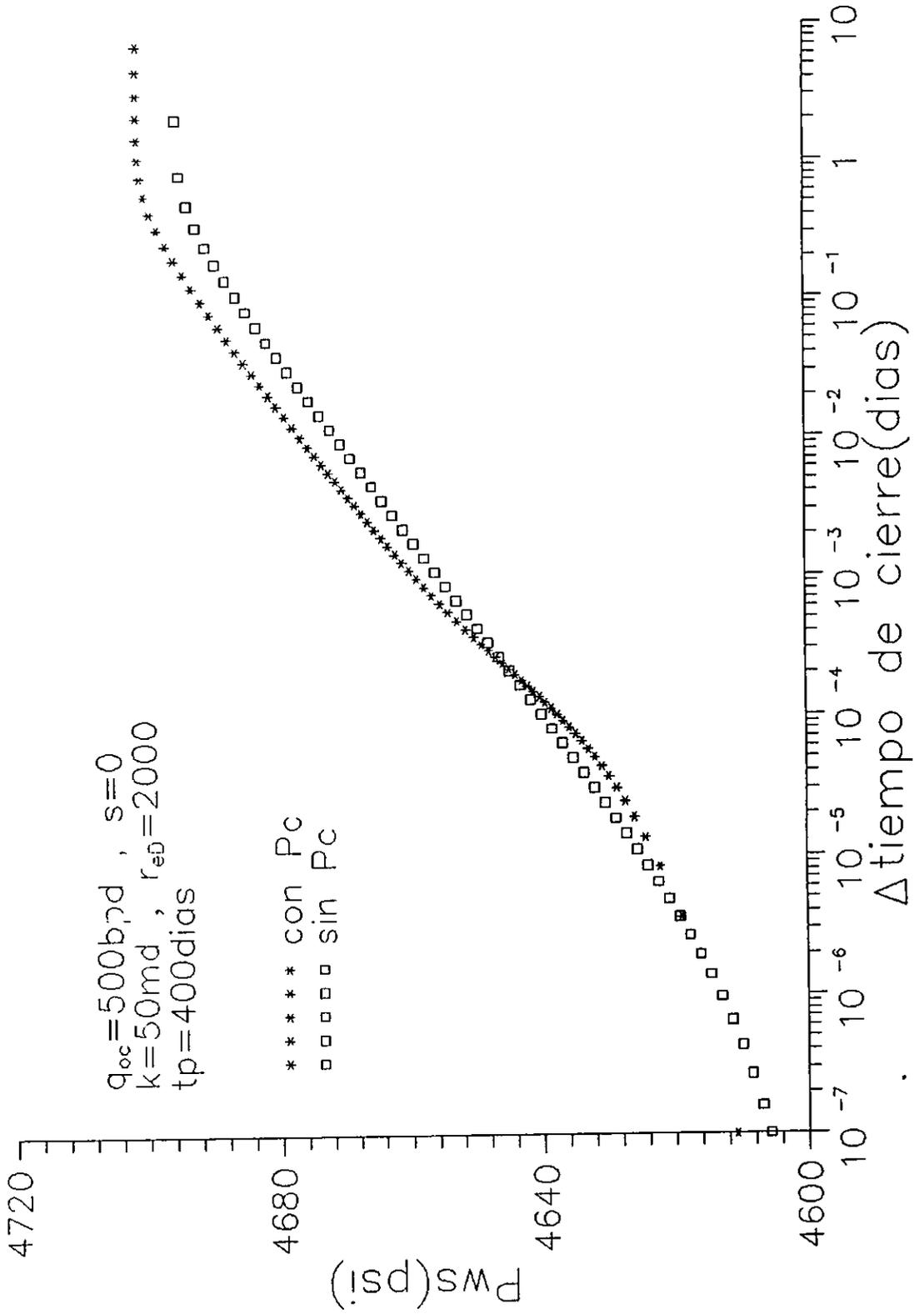


Fig.3.27 Respuesta de  $S_g$  en incremento en  $y_{oc}$ .  
homogéneo con datos del conjunto 3.

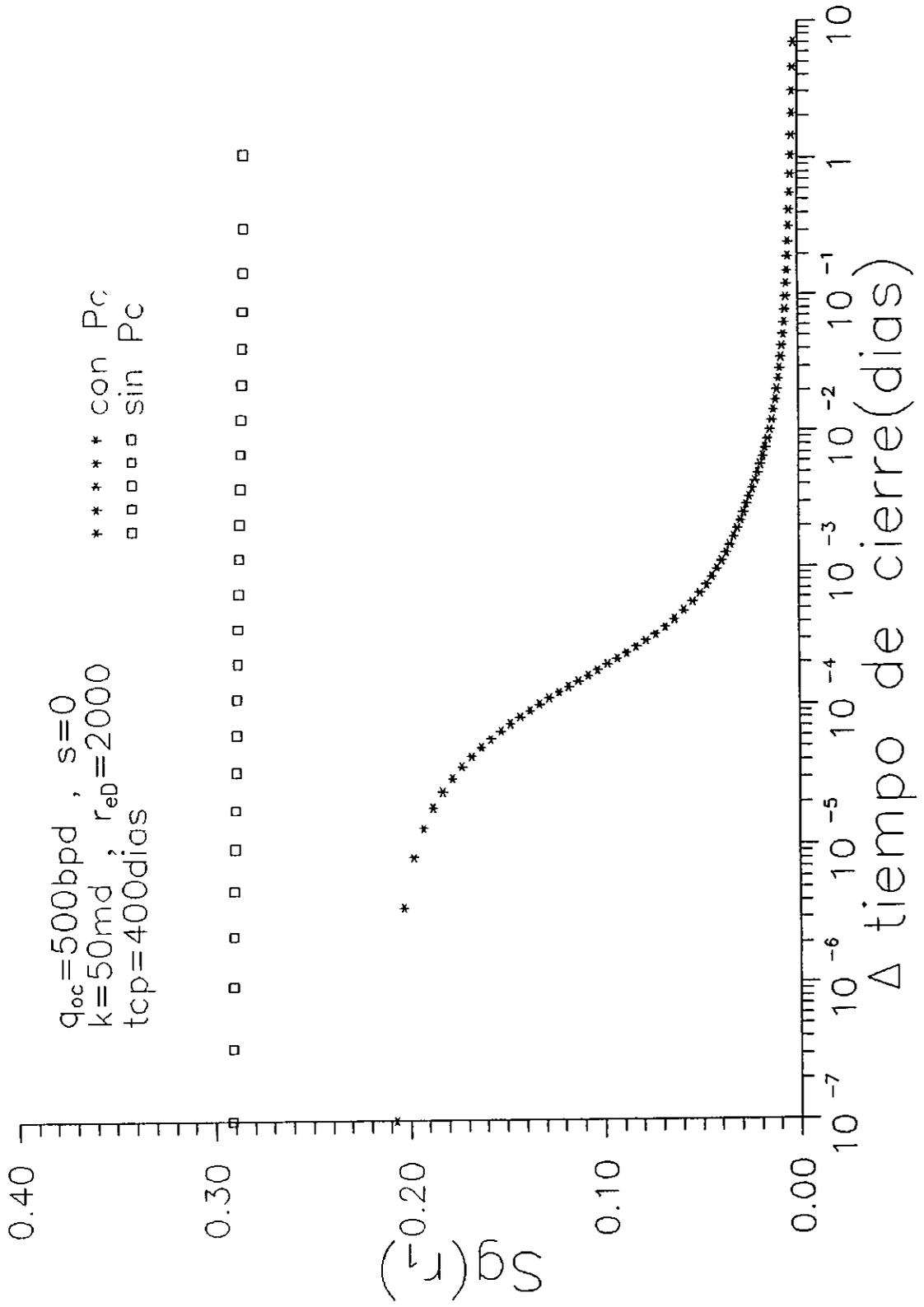


Fig.3.28 Respuesta de presión en decremento en yac. homogéneo con datos del conjunto 3.

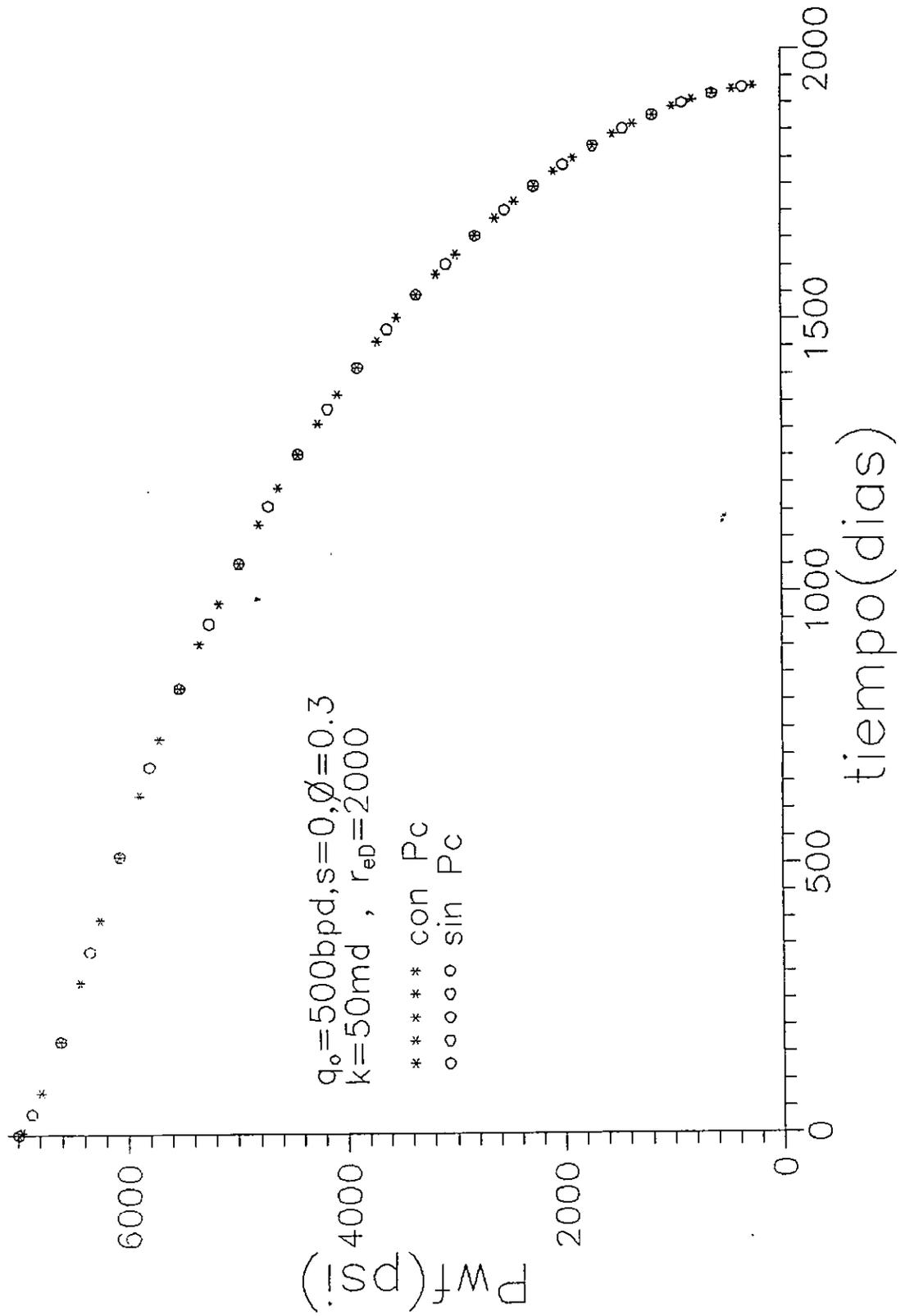


Fig.3.29 Respuesta de  $S_g$  en decremento en yacimiento homogéneo con datos de conjunto 3.

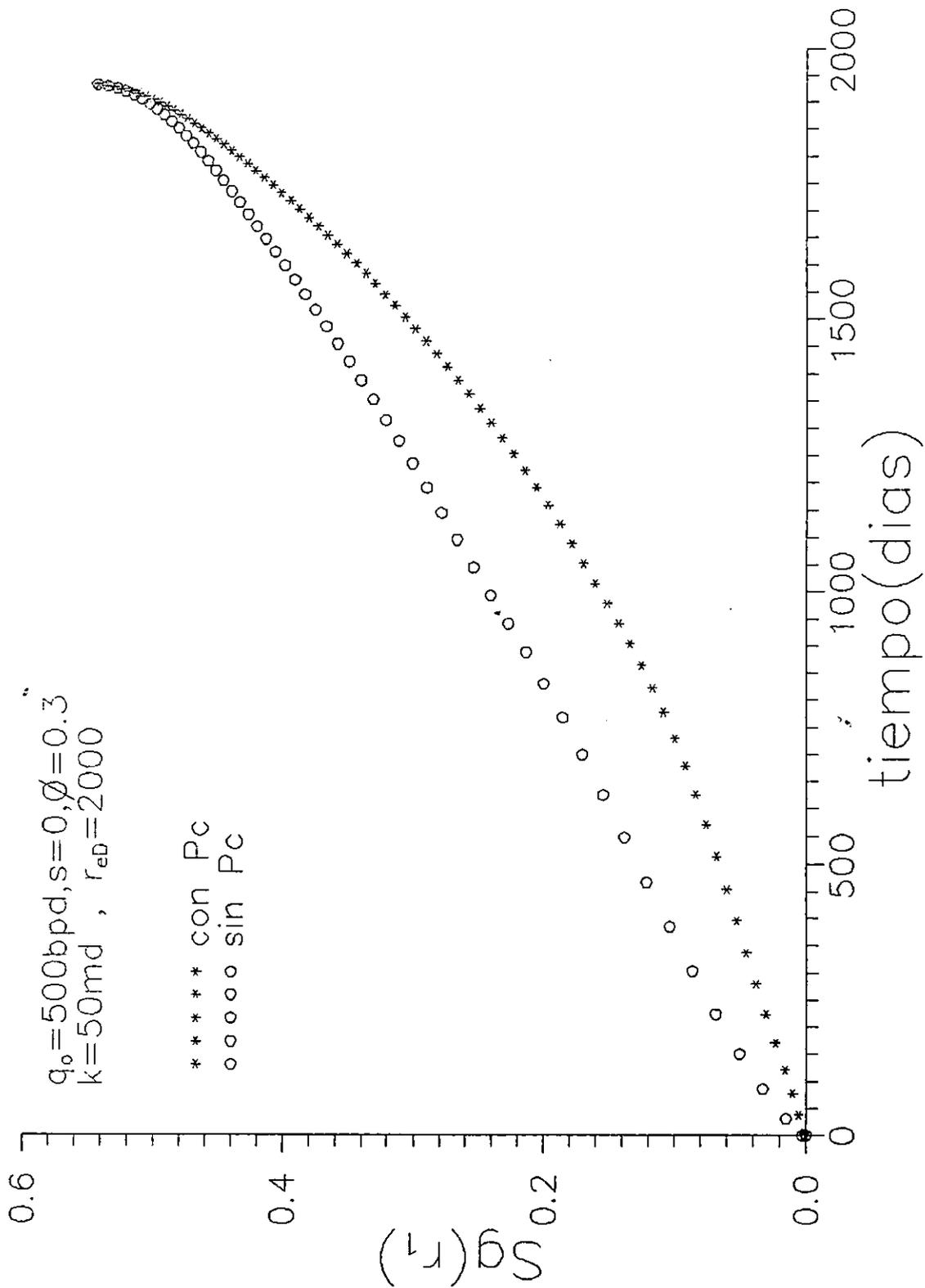


Fig.3.30 Respuesta de presión en incremento en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 3.

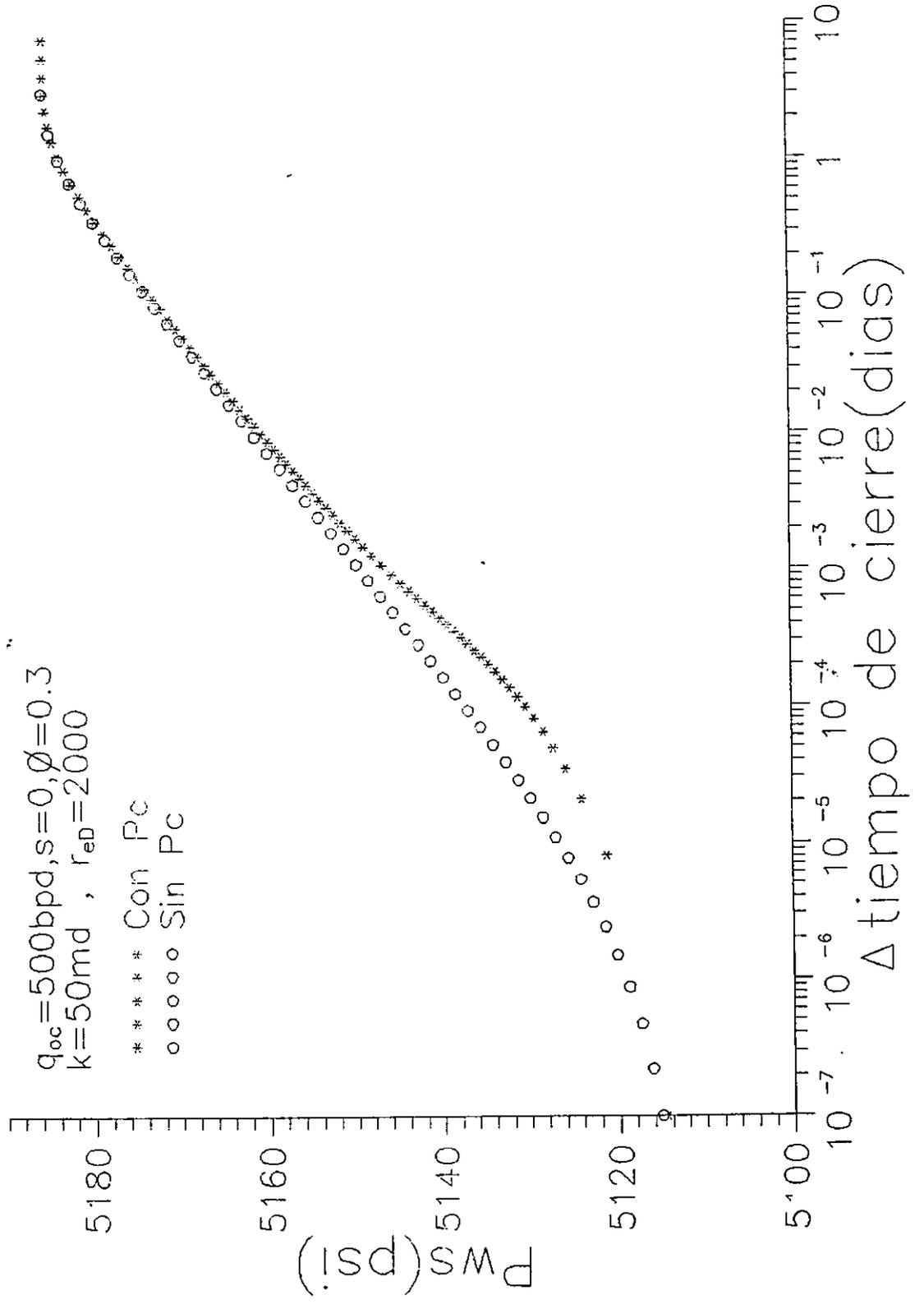


Fig.3.31 Decremento a presión de fondo constante en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 3.

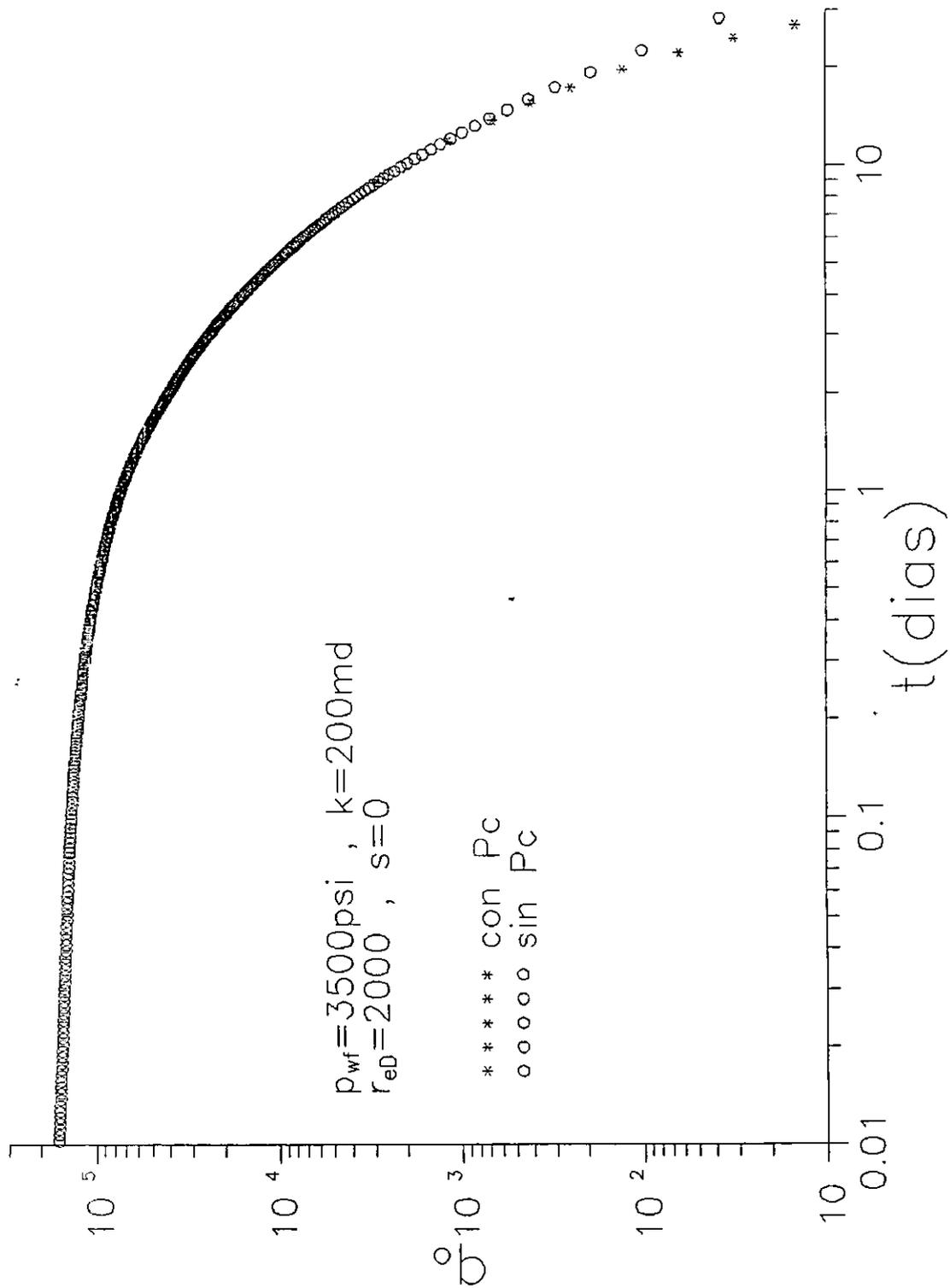


Fig.3.32 Decremento a presión de fondo constante en yacimiento homogéneo con datos del conjunto 3.

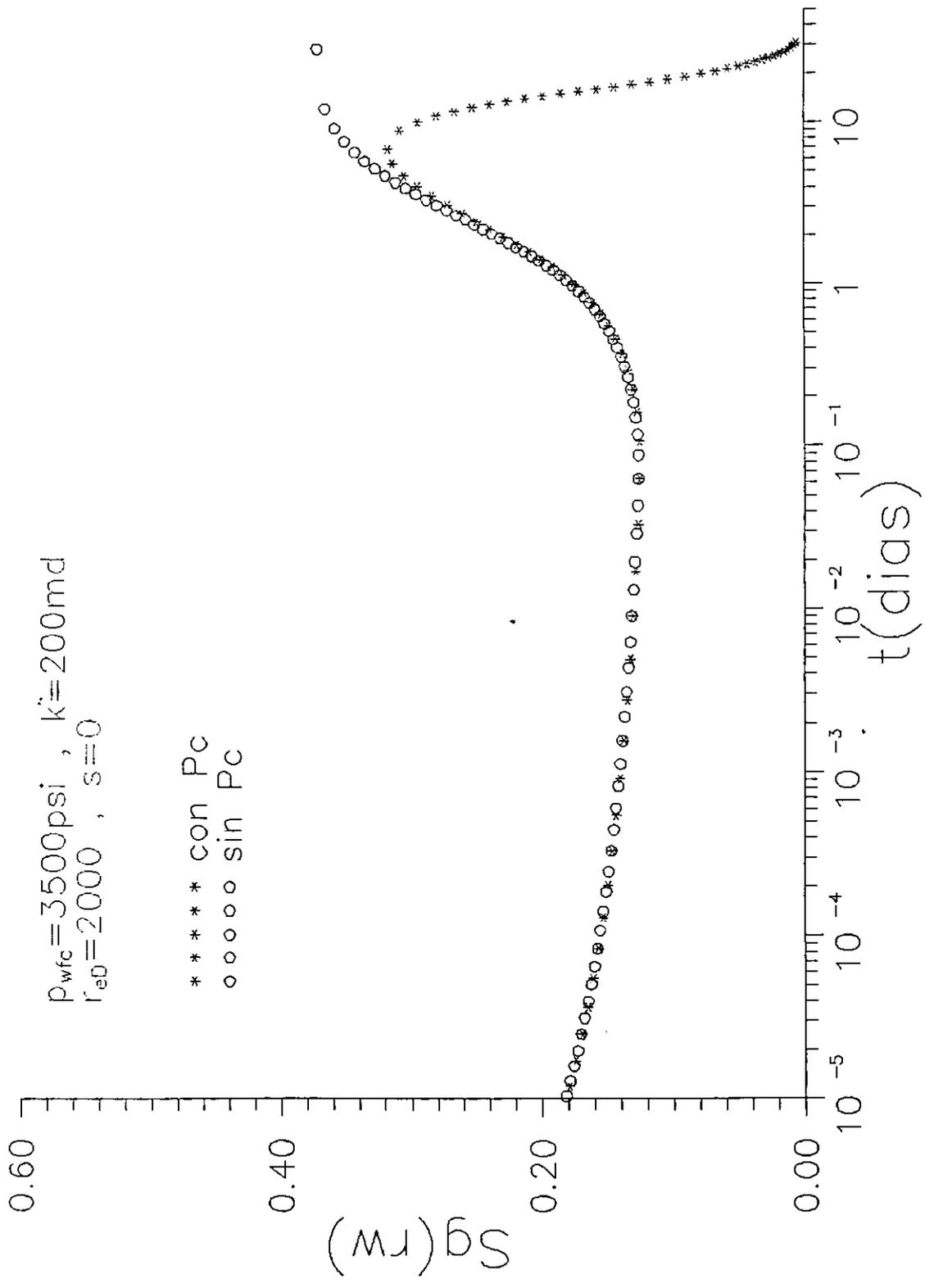
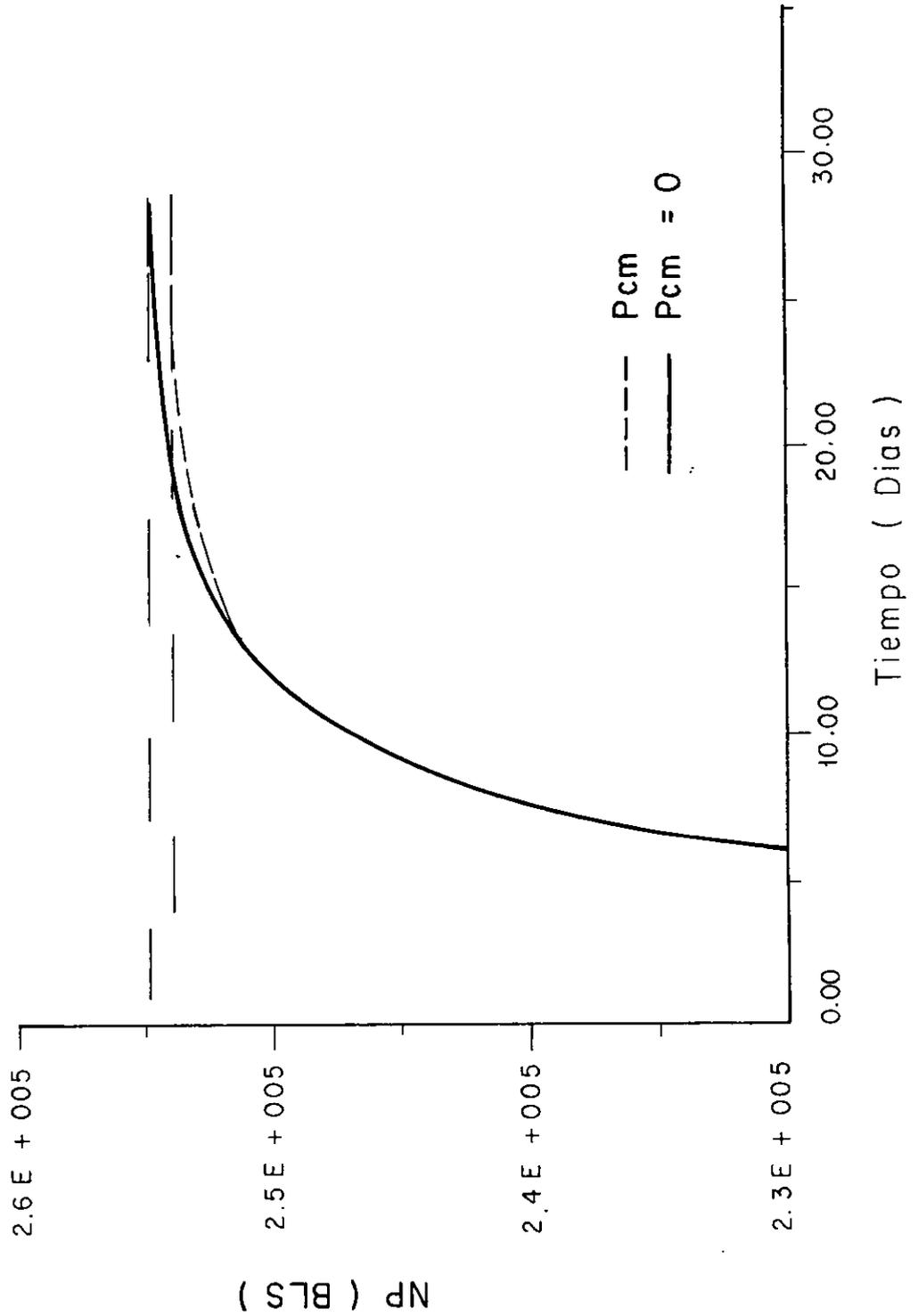


Fig 3.33 Cálculo de producción acumulada en pwfc para el conjunto 3

PWFC = 3500 psi,  $k = 200$  md  
 $reD = 2000$ ,  $S = 0$



### 3.3. Uso del número de presión capilar para definir la importancia de efectos capilares.

Un número de presión capilar similar al que usó Rapoport y Leas<sup>25</sup> para definir la relación de fuerzas viscosas a capilares<sup>21</sup>, el cual, fue derivado de la ecuación de flujo fraccional y de la función J de Leverett<sup>17</sup>, está dado por la ecuación siguiente :

$$N_{pc} = 0.92069 \sqrt{\frac{\phi}{k}} \frac{\mu_o u_o}{k_{ro} \phi P_c} \quad (3.3)$$

Con este número de presión capilar adimensional ( $N_{pc}$ ) es posible conocer en que parte del yacimiento y cuando tienen influencia los efectos de la presión capilar en un yacimiento homogéneo. En la Fig. 3.34 se observan los perfiles de  $S_g$  y presión capilar contra distancia obtenidos con el simulador para un incremento con  $k=200\text{md}$  y  $s=0$  a tres tiempos de cierre diferentes 0.0097, 0.951 y 9.71 días: para un tiempo de producción de 199 días. En la Fig. 3.35 observamos los perfiles correspondientes de velocidad del aceite ( $q_o$  sobre el área de flujo) y el número de presión capilar obtenido con la ec. 3.3. Se puede notar que los perfiles de  $S_g$ , y por lo tanto de  $P_c$  son casi planos, excepto en la región cercana al pozo donde disminuyen ligeramente, también la velocidad en la región cercana al pozo disminuye en forma drástica, sobre todo a tiempos de cierre cortos, ya que a tiempos de cierre mayores (0.951 y 9.71 días) la velocidad del flujo es pequeña en todo el yacimiento. Esta situación ocasiona que la relación de fuerzas viscosas a capilares disminuya, por tal motivo se puede decir que los efectos capilares son mayores en una zona proxima al pozo y cerca de la frontera externa. En las Figs. 3.36 y 3.37 se muestran perfiles similares para un tiempo de producción de 499 días. observandose que los efectos capilares son mayores con respecto a los observados a 199 días de tiempo de producción.

También se determinaron los perfiles de Sg, Pc, velocidad, y Npc a diferentes tiempos de cierre, para una  $k=50\text{md}$ ,  $\phi=0.1$  y  $\phi=0.3$ , ver Figs. 3.38 a 3.41, para tiempos de producción de 400 y 1000 días. Se observó en las gráficas 3.38 y 3.40, al igual que en el caso anterior con  $k=200\text{md}$ , que los perfiles de Pc y Sg son casi planos y disminuyen en la zona cercana al pozo y a tiempos de cierre mayores. La velocidad también disminuye en forma drástica cerca del pozo, incrementándose esta distancia con el tiempo de cierre. (ver Figs. 3.39 y 3.41). Para estos casos la velocidad del fluido y el Npc es mayor que para el caso con  $k=200\text{md}$ . Se puede observar del mismo modo al comparar las Figs. 3.39 y 3.41 que los resultados son menores para porosidades bajas, y por lo tanto, el cociente de fuerzas viscosas a capilares igualmente disminuye, siendo los efectos capilares mayores cerca del pozo y próximos a la frontera externa.

### **3.4. Ejemplos de análisis de pruebas de presión usando los métodos de Perrine-Martín<sup>1</sup> y Pseudopresión<sup>2</sup>.**

Se realizaron 4 pruebas de incremento de presión con y sin Pc a diferentes tiempos de producción usando los métodos de Perrine-Martin y pseudopresión, variando ciertos parámetros de acuerdo a como se muestra en la Tabla 3.2.

Para el método de Perrine-Martin se sustituyeron valores en las siguientes ecuaciones para determinar la movilidad total y el daño, respectivamente:

$$\lambda_o = \frac{162.6 Q_o B_o}{m_m h} \quad (3.4)$$

$$\lambda_x = \frac{162.6 B_g}{m_m h} (Q_x - Q_o R_s) \quad (3.5)$$

$$\lambda_i = \lambda_o + \lambda_x \quad (3.6)$$

$$s = 1.151 \left[ \frac{P_{1hr} - P_i}{m_m} - \log \left( \frac{\lambda_T}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (3.7)$$

Tabla 3.2. Datos y resultados de ejemplos de pruebas de incremento aplicando los métodos de Perrine-Martin y pseudopresión.

	Ejemplo 1		Ejemplo 2		Ejemplo 3		Ejemplo 4	
Datos	c/Pc	s/Pc	c/Pc	s/Pc	c/Pc	s/Pc	c/Pc	s/Pc
$t_p$ , días	199	199	199	199	400	400	1001	1001
$q_{oc}$ , bls/día	500	500	500	500	500	500	500	500
$P_i$ , psi	5977.79	5977.53	5958.53	5957.84	4608.28	4601.7	5113.14	5113.14
$P_{1hr}$ , psi	5991.56	5990.99	5989.21	5988.26	4705.77	4701.9	5185.21	5185.39
$k$ , md	200	200	200	200	50	50	50	50
$h$ , pies	100	100	100	100	100	100	100	100
$s$	0	0	10	10	0	0	0	0
$Ct$ , 1/psi	1.46e-5	1.46e-5	1.46e-5	1.46e-5	4.22e-5	4.22e-5	3.23e-5	3.23e-5
$\lambda_T$ , md/cp	1237.8	1351.8	1282.12	1332.1	429.6	410.2	358.9	367.5
$kp_p$ , md	191.8	201.9	189.7	196.1	47.4	50.0	47.5	49.2
$m_m$	2.040	1.868	1.972	1.899	14.965	15.47	12.27	11.969
$m_R$	4.236	4.025	4.285	4.146	17.166	16.241	17.106	16.539
$s_m$ calc.	0.53	0.83	10.63	11.1	1.30	1.28	1.07	1.249
$s_R$ calc	-0.8	-0.57	8.72	9.25	-0.26	0.07	-0.3	-0.07

Para el método de pseudopresión se usaron las siguientes ecuaciones determinando la permeabilidad absoluta y daño, respectivamente:

$$k = \frac{162.6 Q_o}{m_{R1} h} \quad (3.8)$$

$$s = 1.151 \left[ \frac{\Delta P_{pp} \rho_{hr}}{m_{R1}} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (3.9)$$

En las Figs. 3.42 y 3.43 se muestra un ejemplo de prueba de incremento de presión aplicando el método de pseudopresión en una grafica semilogaritmica y su respectivo ajuste de la pendiente de pseudopresión contra tiempo para evaluar y comparar el daño asignado en el simulador y el calculado con la ec. 3.9.

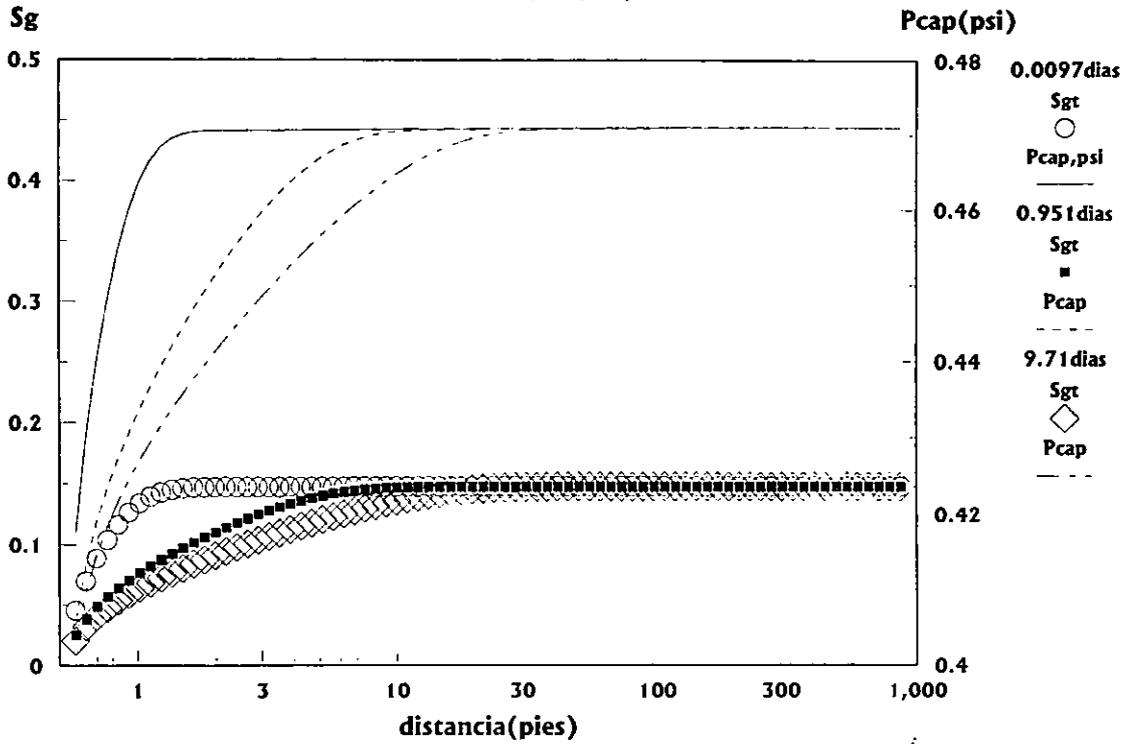
De los resultados anteriores se puede decir que el cálculo del daño mecánico con el método de pseudopresión es más preciso que con el método de Perrine y Martin para los casos en que no se incluye Pc, y para ciertos casos en que se incluye Pc. Sin embargo, el método de Perrine-Martin da resultados no muy alejados de los datos de simulación. Esto se debe a que el procedimiento de Perrine-Martin considera gradientes de presión despreciables, lo cual en estos casos se está cumpliendo. No obstante, si se considerara un gasto y factor de daño mayor, o un espesor menor, entonces sería de esperar que los resultados del método de Perrine-Martin<sup>1</sup> no fueran tan alagadores como los mostrados aquí.

Como se menciona en la referencia 22, para que el método de pseudopresión funcione, se requiere que el perfil de saturación obtenido con la relación gas-aceite al momento del cierre reproduzca el perfil verdadero al momento del cierre. Para comprobar este resultado, se observaron los perfiles de presión y saturación al momento del cierre con y sin presión capilar (ver Figs.3.44 y 3.45), y se graficaron la saturación de gas contra presión al momento del cierre, de simulación y la calculada con la RGA, observando diferencias entre ambos perfiles únicamente en un rango pequeño de presión, lo cual explica los resultados de pseudopresión (ver Fig. 3.46).

Finalmente, se puede concluir que al generar pruebas de decremento e incremento de presión con el simulador considerando yacimientos homogéneos con  $k=5$  md, no hay efectos capilares en el yacimiento; sin embargo, para las pruebas de incremento si hay efectos capilares considerables en la saturación de gas al final del período de incremento (cuando la presión del pozo tiende a la presión promedio del yacimiento) y poco efecto en algunos casos en el periodo transitorio. Esto se explica ya que cuando  $P_{ws}$  tiende a la presión media, los gradientes de presión dentro del yacimiento son cercanos a cero, incrementándose la importancia de las fuerzas capilares sobre las viscosas.

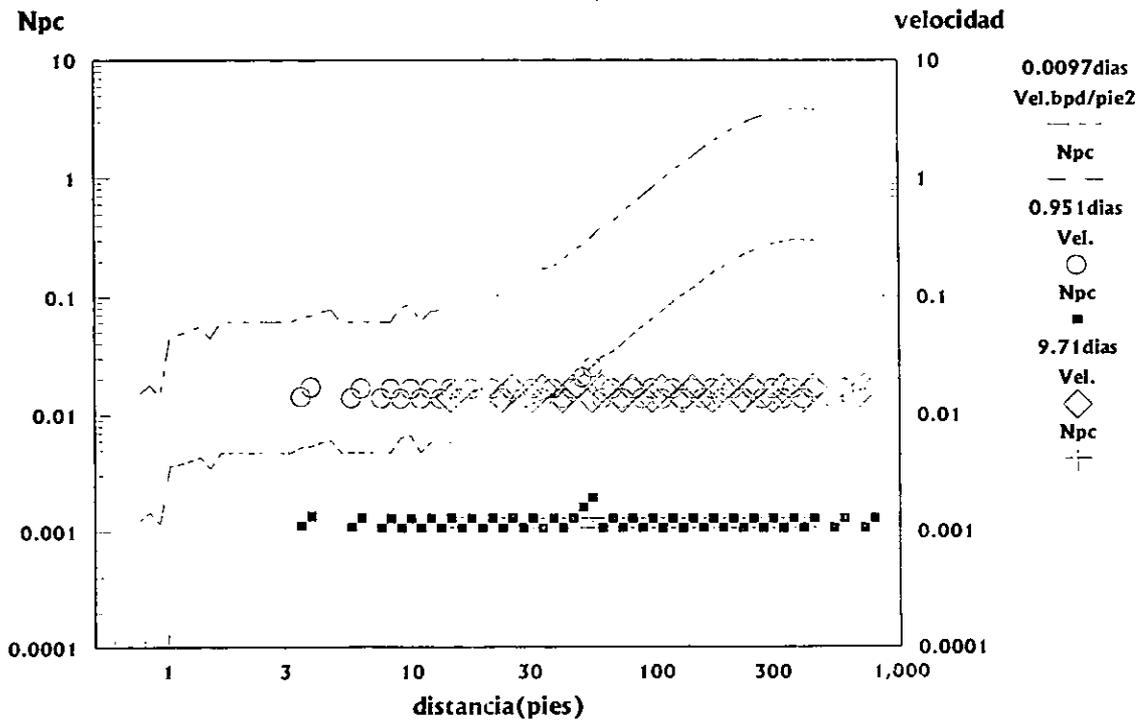
**Fig.3.34 Efectos capilares en yac. homogéneos**

qoc = 500bpd, tcp = 199 días  
 k = 200md, s = 0, Conjunto 3



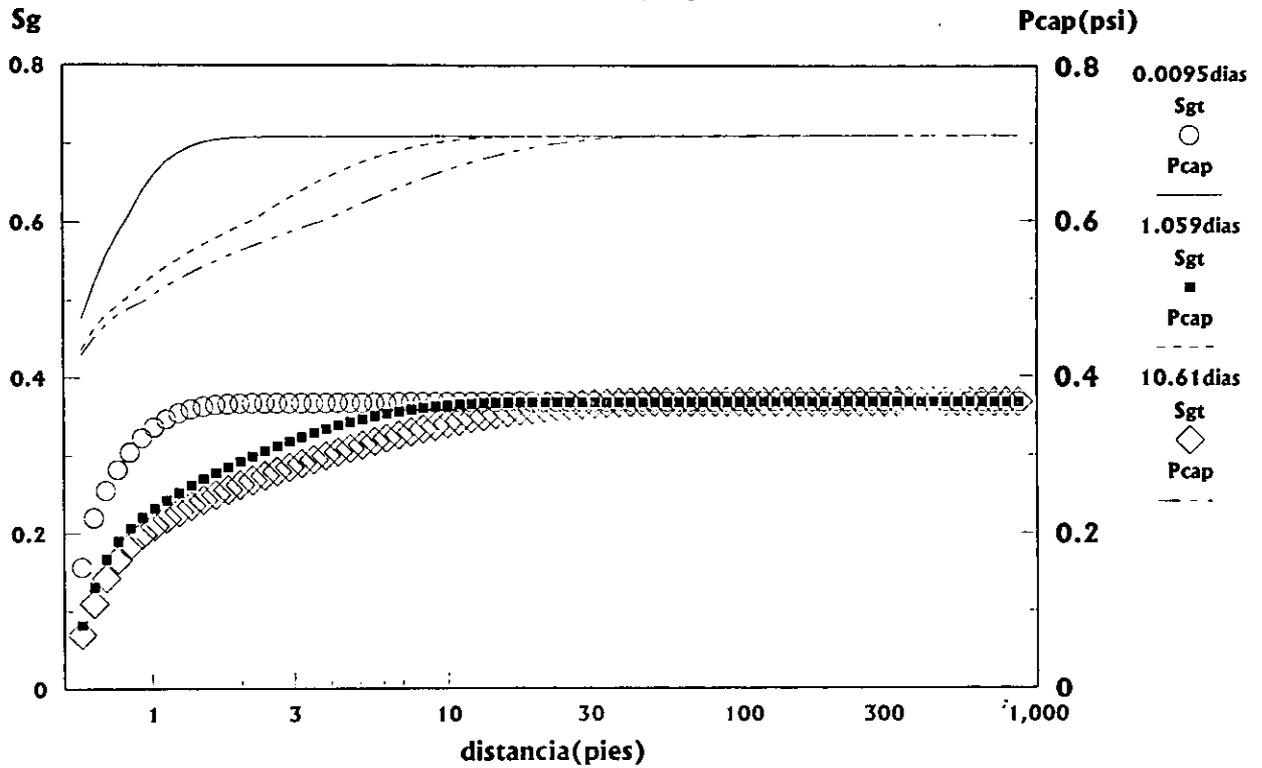
**Fig.3.35 Efectos capilares en yac. homogéneos**

qoc = 500bpd, tcp = 199 días  
 k = 200md, s = 0



**fig.3.36 Efectos capilares en yac. homogéneos**

$q_{oc} = 500 \text{ bpd}, t_{cp} = 199.3 \text{ días}$   
 $k = 200 \text{ md}, s = 0, \text{Conjunto 3.}$



**Fig.3.37 Efectos capilares en yac. homogéneos**

$q_{oc} = 500 \text{ bpd}, t_p = 499 \text{ días}$   
 $k = 200 \text{ md}, s = 0, \text{Conjunto 3.}$

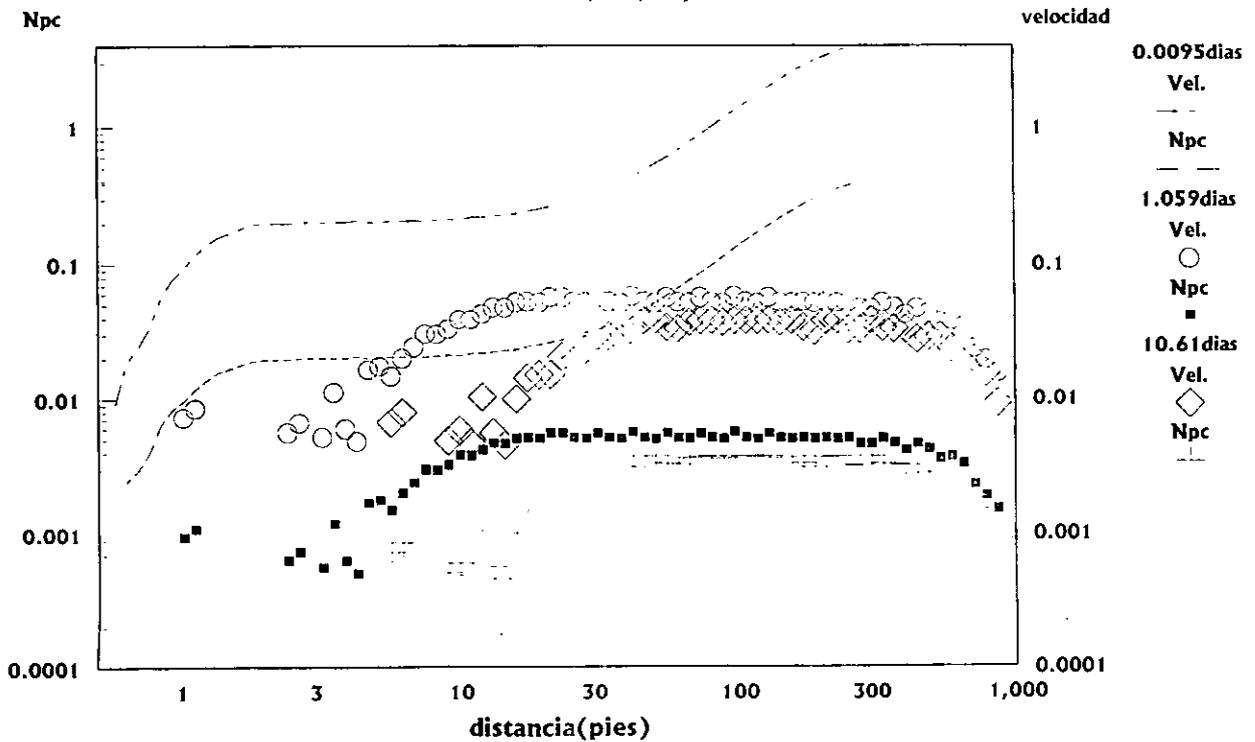


Fig 3.38 Efectos capilares en yacimientos homogéneos  
Conjunto 3

$Q_0 = 500$  bpd,  $K = 50$  md,  $s = 0$ ,  $\rho_{or} = 0.1$   
TCP = 400 Dias TPD =  $2.06 R+03$

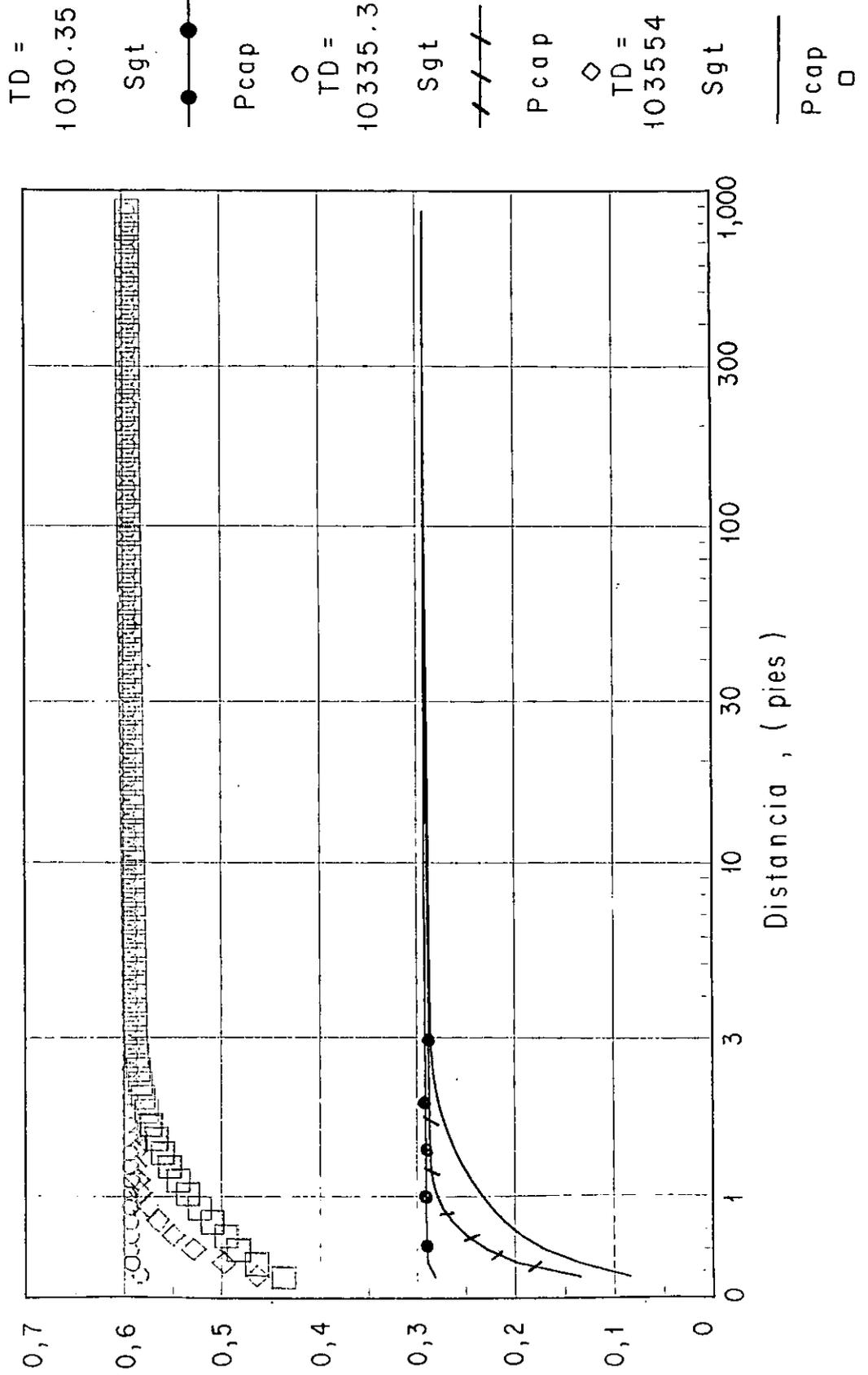


Fig 3.39 Efectos capilares en yacimientos homogéneos  
 Conjunto 3

$Q_0 = 500$  bpd ,  $K = 50$  md ,  $s = 0$  ,  $\text{por} = 0.1$   
 $T_{cp} = 400$  Dias       $TPD = 2.06 R + 05$

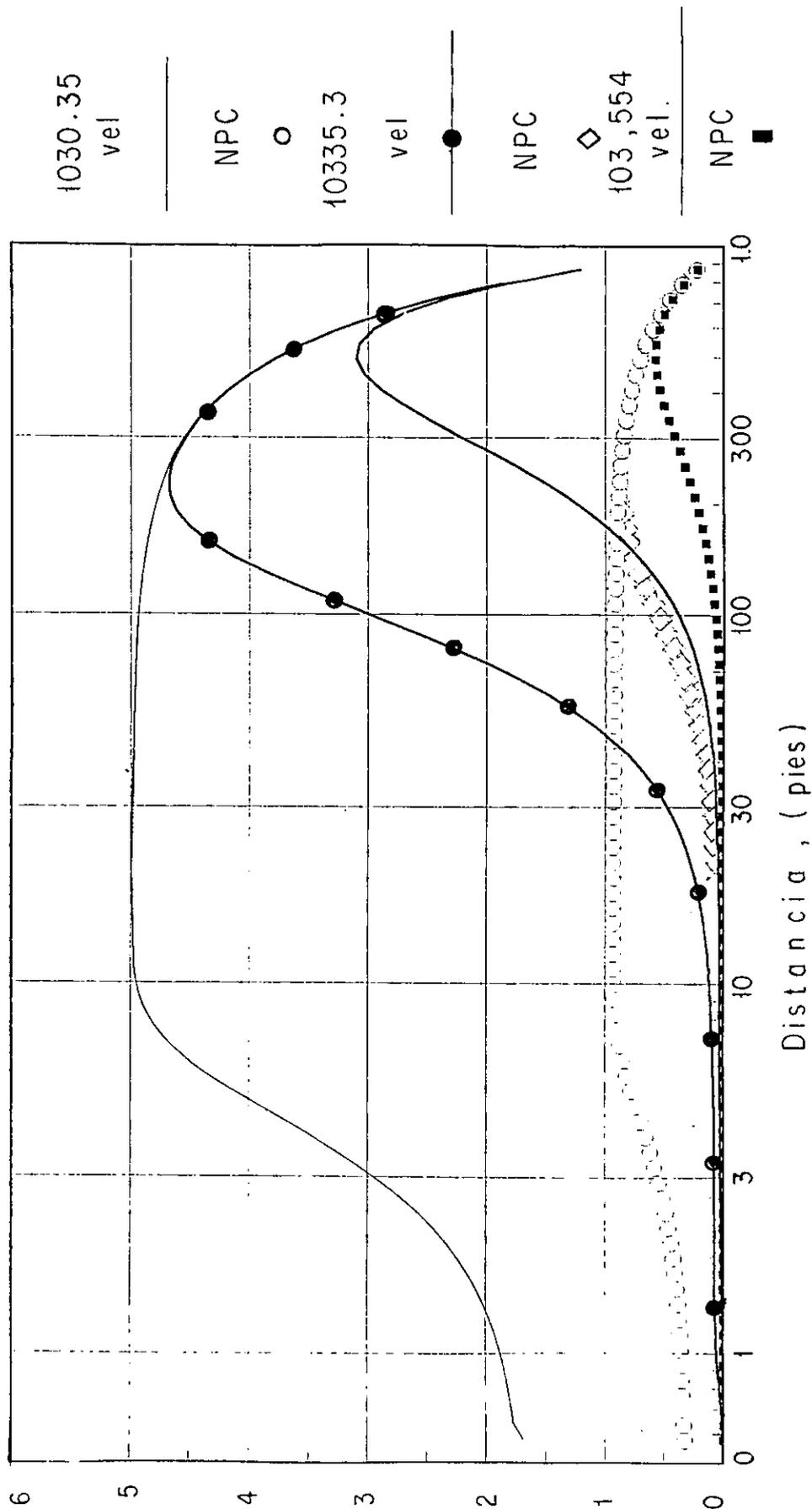


Fig 3.40 Efectos capilares en yacimientos homogéneos  
 Conjunto 3

$Q_0 = 500$  bpd ,  $K = 50$  md ,  $s = 0$  , por = 0.3  
 TCP = 1000 Dias      TPD = 1.7 R+05

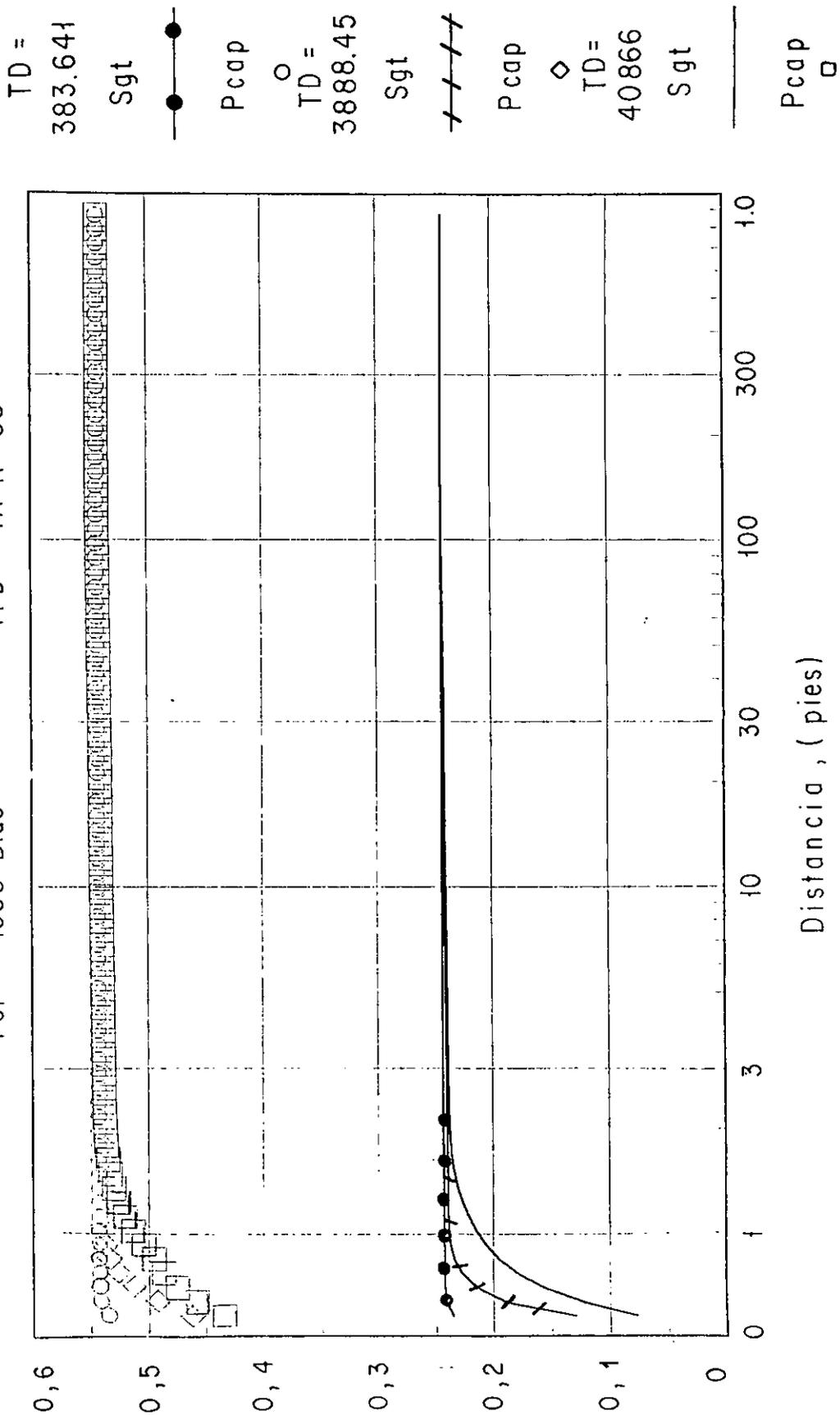


Fig. 3.41 Efectos capilares en yacimientos homogéneos  
 Conjunto 3

$Q_0 = 500$  bpd ,  $K = 50$  md ,  $s = 0$  ,  $por = 0.3$   
 $T_{CP} = 1000$  Dias  $TPD = 1.7 e + 09$

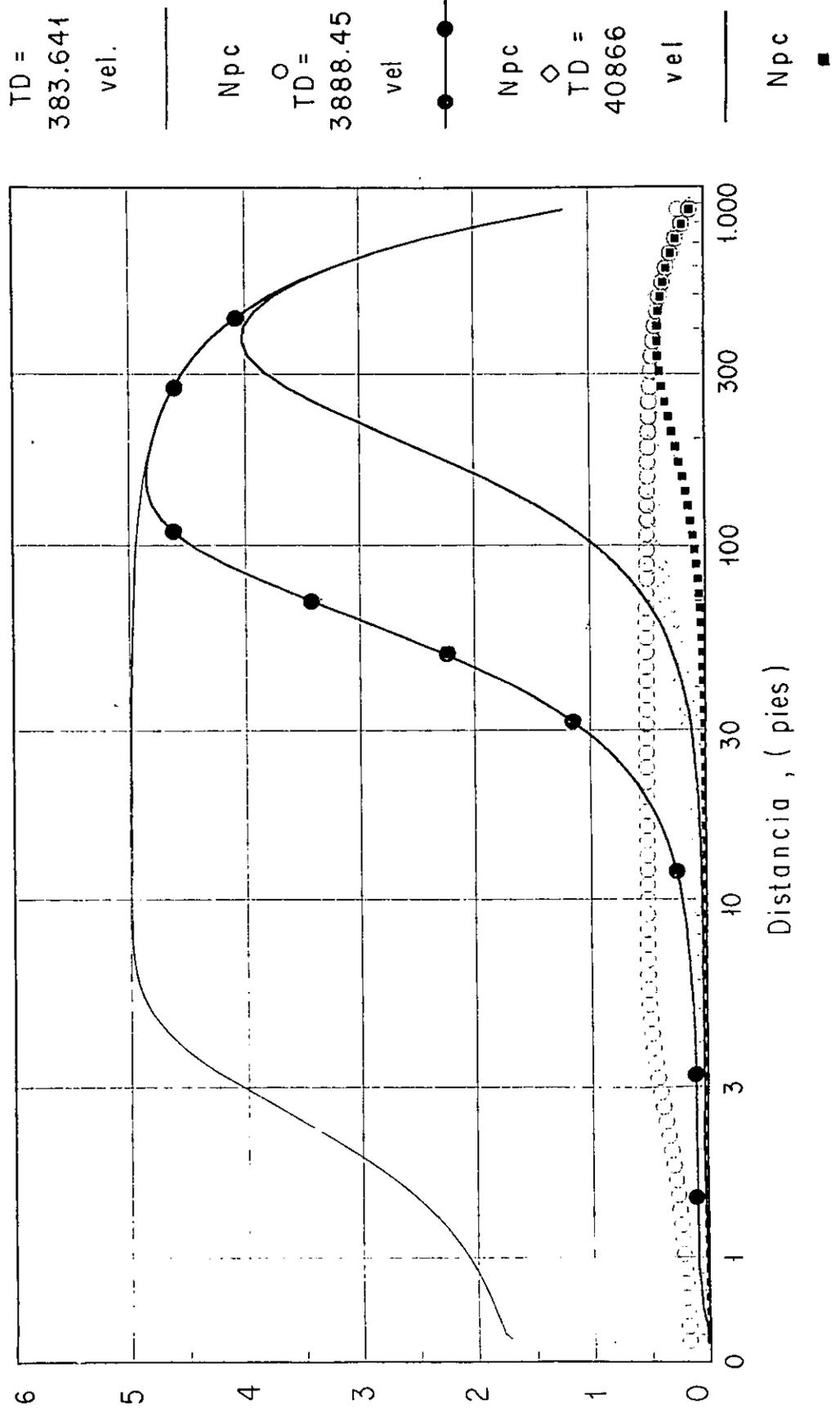


Fig.3.42 Cálculo de pseudopresión en yacimiento homogéneo en incremento con datos del conjunto 3

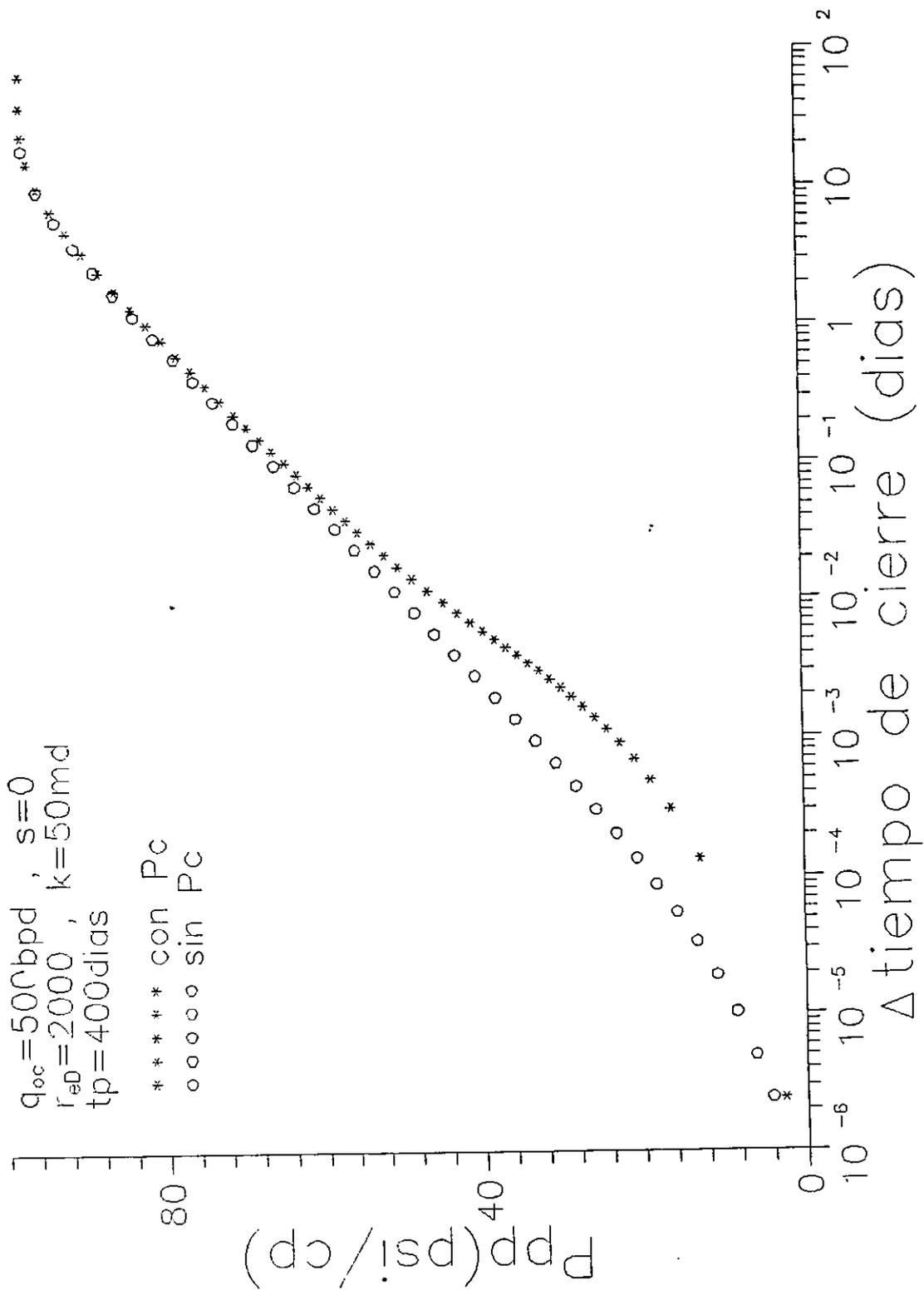


Fig.3.43 Ajuste de línea recta para el cálculo de la pendiente en la grafica de pseudopresión (fig. 3.4.1.)

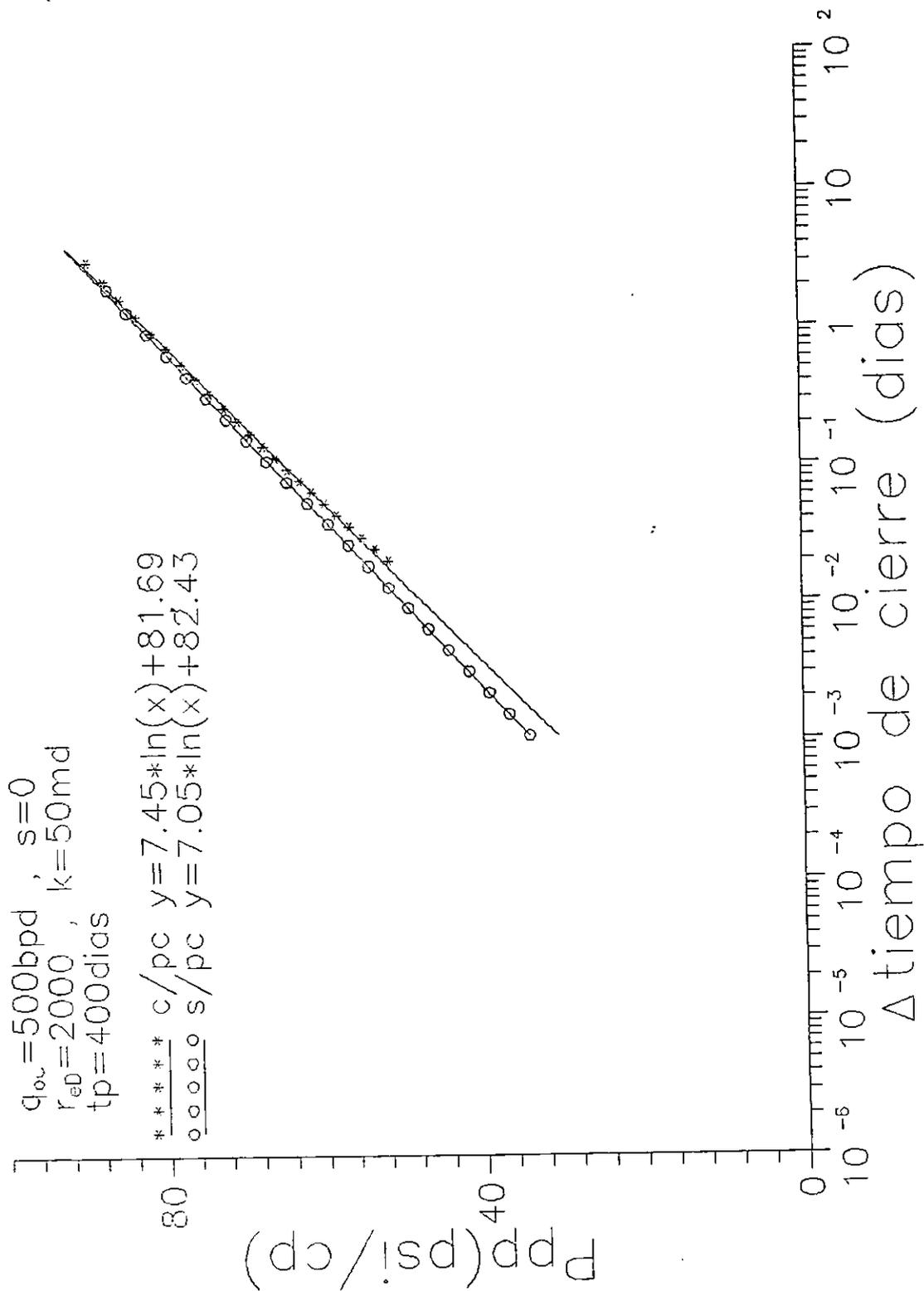


Fig.3.44 Perfil de presión al momento del cierre del conjunto en yac. homogéneo con datos del conjunto 3.

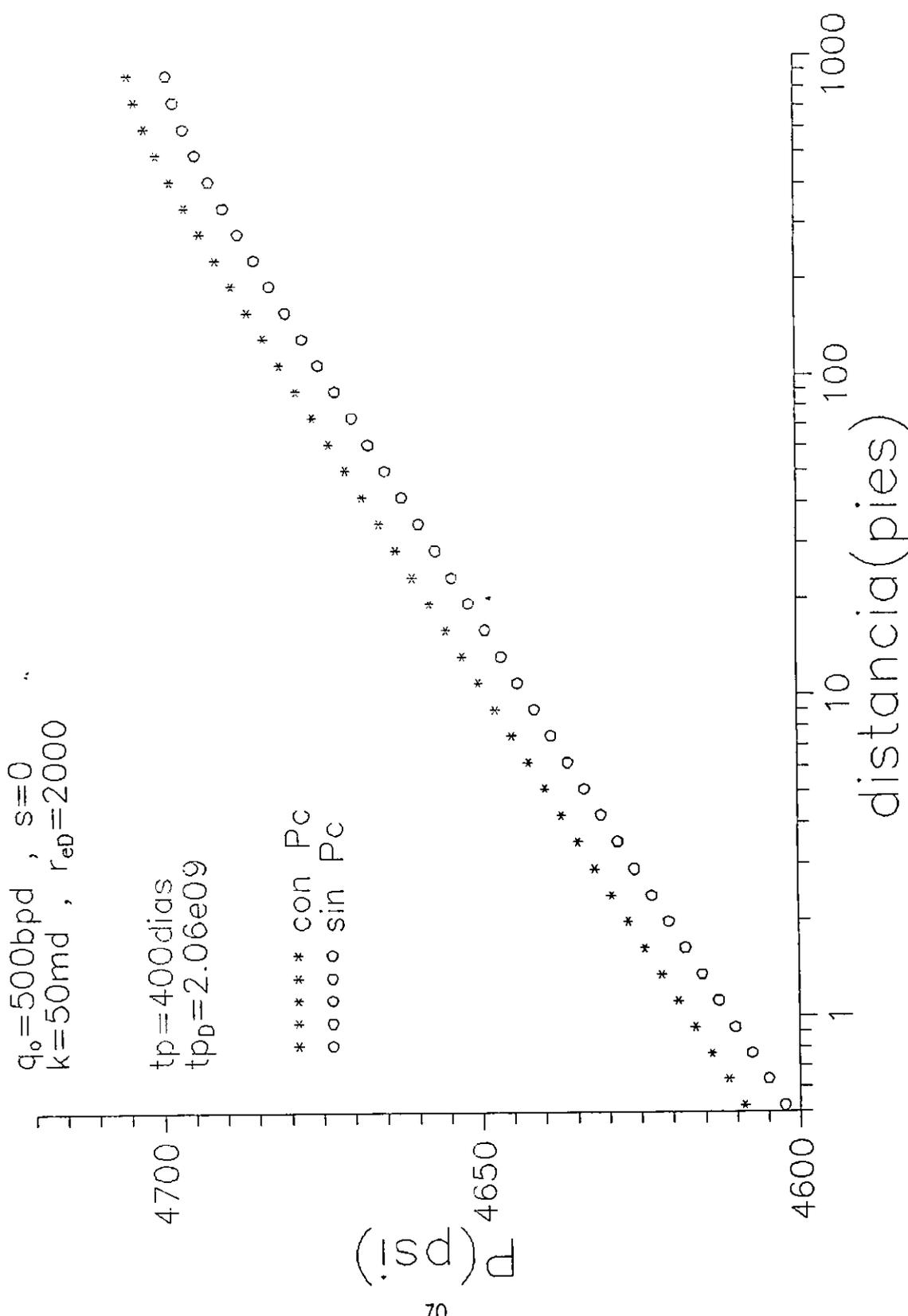


Fig.3.45 Perfil de  $S_g$  al momento de cierre para un yac. homogéneo con datos del conjunto 3

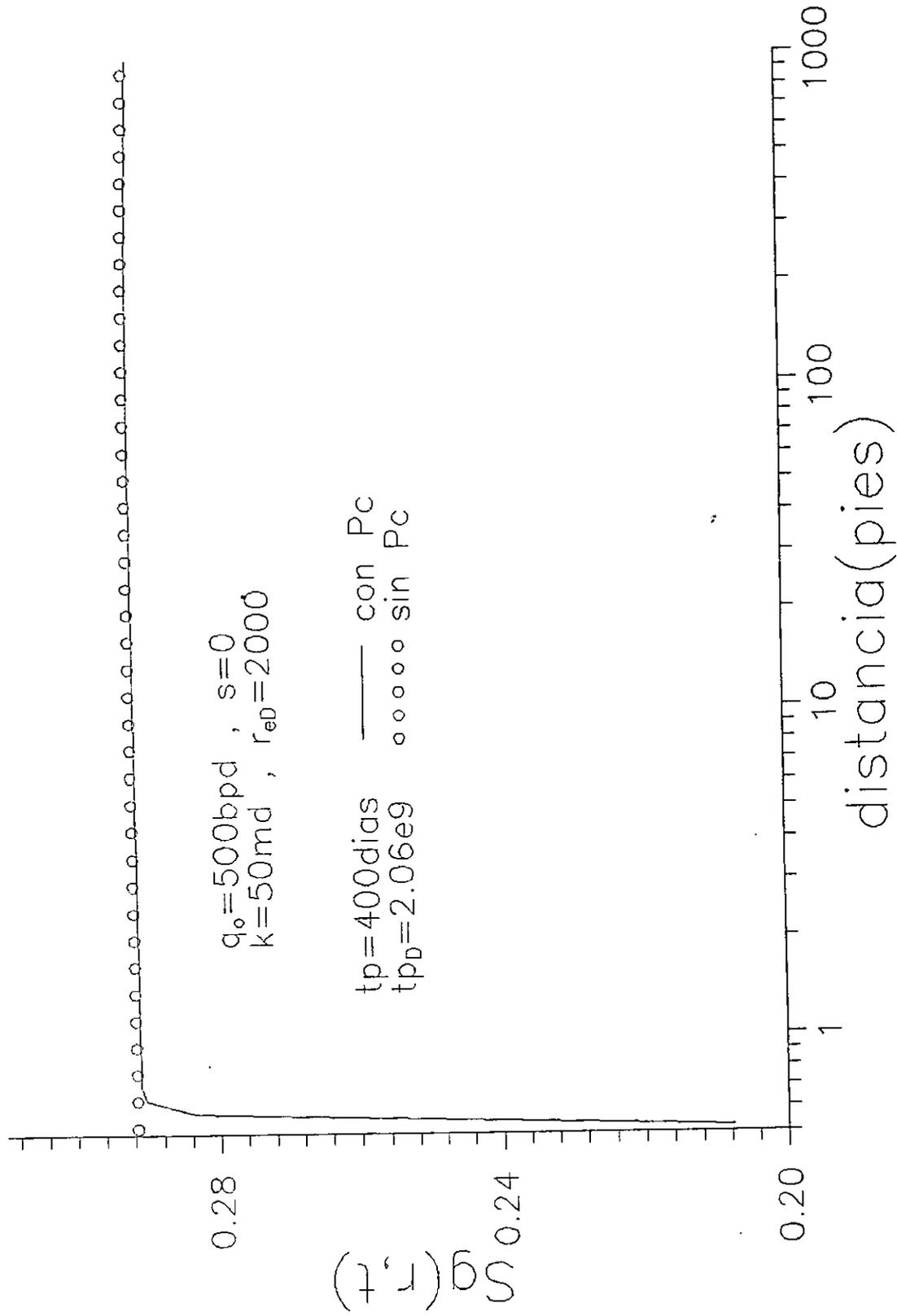
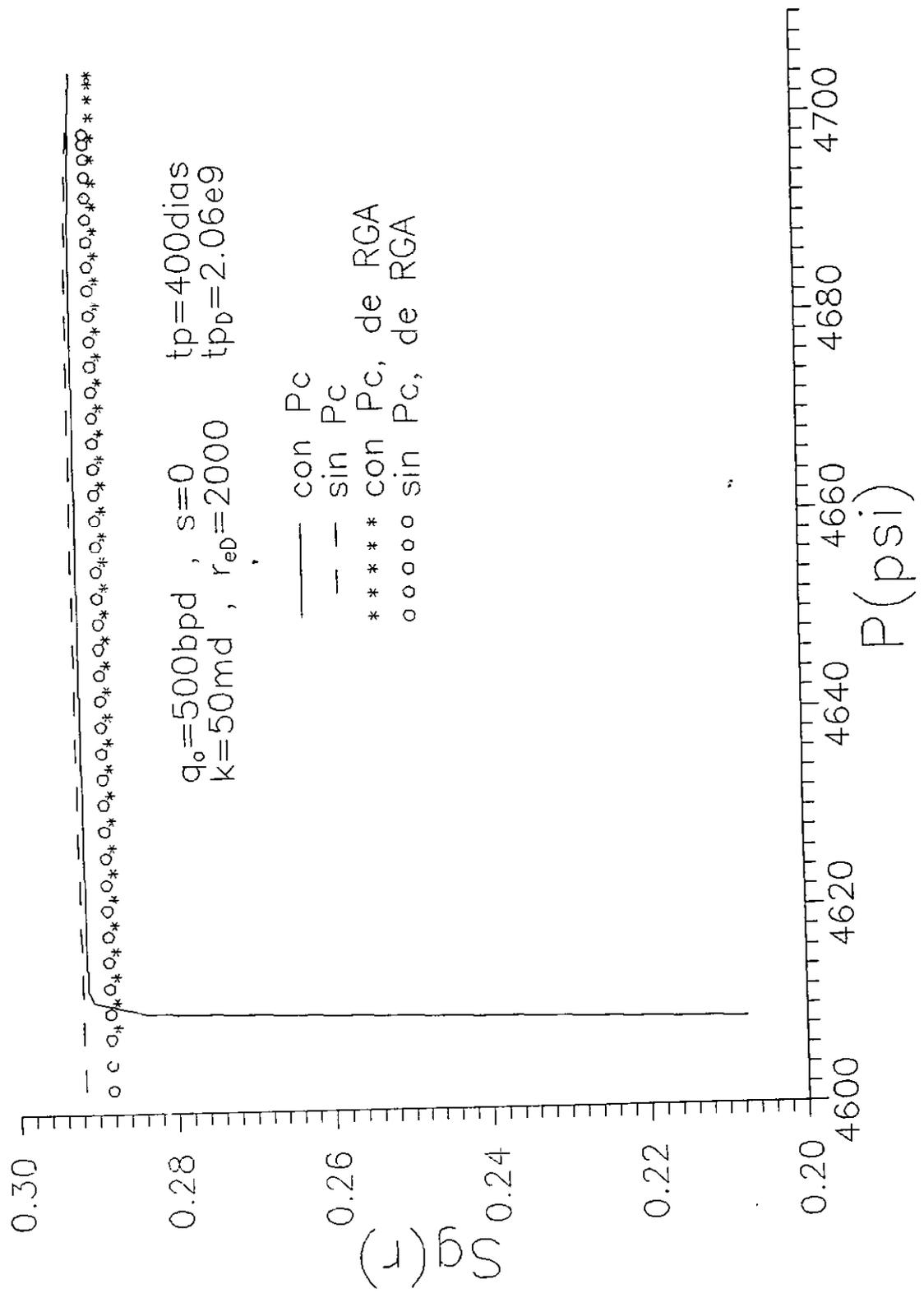


Fig.3.46 Perfil de Sg contra presión en decremento para un yac. homogéneo con datos del conjunto 3.



#### IV.- Identificación de efectos capilares en la respuesta de presión en yacimientos naturalmente fracturados.

##### 4.1. Concepción física del modelo de Warren y Root<sup>3</sup>.

Un yacimiento naturalmente fracturado está formado por dos medios porosos diferentes, fracturas y bloques de matriz, que intercambian fluidos a lo largo del tiempo conforme a las condiciones de presión y saturación de fluidos prevalecientes en el medio fracturado. El modelo de doble porosidad de Warren y Root<sup>3</sup> supone que las fracturas constituyen un medio continuo de alta permeabilidad y baja capacidad de almacenamiento y los bloques de matriz están separados por la red de fracturas uniformemente distribuidas, la matriz es de baja permeabilidad y de alta capacidad de almacenamiento. Para el modelo de doble porosidad la respuesta de presión se puede expresar en términos de los parámetros  $\lambda$  y  $\omega$ ; el primero define el parámetro de flujo interporoso o la relación de permeabilidades de los dos medios y el segundo define la capacidad de almacenamiento en el sistema de fracturas, y se expresan de la siguiente manera :

$$\lambda = \frac{\sigma r_w^2 k_{ma}}{k_v} \quad (4.1)$$

$$\omega = \frac{\phi_f C_{i_f}}{\phi_f C_{i_f} + \phi_{ma} C_{ma}} \quad (4.2)$$

##### 4.2. Modelo matemático.

El modelo numérico empleado en este trabajo simula flujo radial isotérmico de aceite y gas hacia un pozo localizado en el centro de un yacimiento fracturado cerrado en forma cilíndrica, considerando el modelo de Warren y Root<sup>3</sup>, ya que con este modelo se puede describir el

comportamiento de yacimientos naturalmente fracturados compuesto por un sistema de fracturas y un sistema de matriz (roca), se supone también que las fracturas y la matriz se encuentran uniformemente distribuidos, de tal forma que cualquier volumen, por pequeño que éste sea, contendrá ambos sistemas, la transferencia de fluidos de la matriz a las fracturas toma lugar bajo condiciones de flujo pseudoestacionario, es decir, los detalles de flujo dentro de la matriz se ignoran. El objeto de evaluar las pruebas de decremento e incremento de presión incluyendo o no la presión capilar tanto en la matriz de la roca como en el sistema de fracturas, es para identificar sus efectos y analizar la interacción matriz-fractura en el flujo de aceite. Se considera que el pozo penetra completamente la formación y puede producir a presión constante o gasto constante. Se puede tomar en cuenta una región de daño concéntrica con el pozo y de permeabilidad diferente a la formación. No se consideran los efectos gravitacionales e inerciales y se incluyen los efectos capilares, tanto en los bloques de matriz como en el sistema de fracturas.

Los datos PVT (conjuntos 1,2 y 3) que se usan en este estudio, son los mismos que se emplearon para el caso de yacimientos homogéneos. Las curvas de permeabilidades relativas y de presión capilar (conjuntos 1,2 y 3) que se utilizaron en yacimientos homogéneos, se toman en cuenta para la matriz (Figs.3.1 a 3.5), mientras que para el sistema de fracturas se evalúan por el método propuesto por Gilman<sup>18</sup> de la siguiente forma :

$$k_{ro} = k_{ro}(S_{o\max}) \left[ \frac{S_o - S_{or}}{S_{o\max} - S_{or}} \right]^{E_o} \quad (4.3)$$

$$\text{donde } S_{or} \leq S_o \leq S_{o\max}, S_{o\max} = 1 - S_{wir}$$

$$k_{rg} = k_{rg}(S_{or}) \left[ \frac{S_{o\max} - S_o - S_{gc}}{S_{o\max} - S_{or} - S_{gc}} \right]^{E_g} \quad (4.4)$$

$$\text{donde : } S_{or} \leq S_o \leq S_{o\max} - S_{gc}$$

$$P_c = P_{cm}(S_{o,max}) \left[ \frac{S_{o,max} - S_o}{S_{o,max} - S_{or}} \right]^{E_p} \quad (4.5)$$

Los exponentes  $E_o$ ,  $E_g$  y  $E_p$  se pueden evaluar de un ajuste de curvas de permeabilidad relativa y presión capilar con datos de laboratorio. Para las permeabilidades relativas al gas y al aceite de las fracturas se usan valores para cada exponente de 1 y 2. En las Figs.4.1 a 4.3 se muestra el comportamiento del conjunto 1 usando  $P_{cm}(S_{o,max})$ ; se puede observar una variación lineal cuando el exponente tiene un valor de 1. Todas las simulaciones consideran que la presión inicial es igual a la presión de burbuja del sistema.

Las ecuaciones básicas que gobiernan el flujo simultáneo de aceite y gas en coordenadas radiales son :

para el sistema de fracturas :

$$1.127 \times 10^{-3} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r k_f \phi_f \alpha_f \frac{\partial p}{\partial r} \right] + \frac{\bar{\lambda}_0^0}{5.615} (p_m - p) = \frac{\phi_f}{5.615} \frac{\partial \beta_f}{\partial t}$$

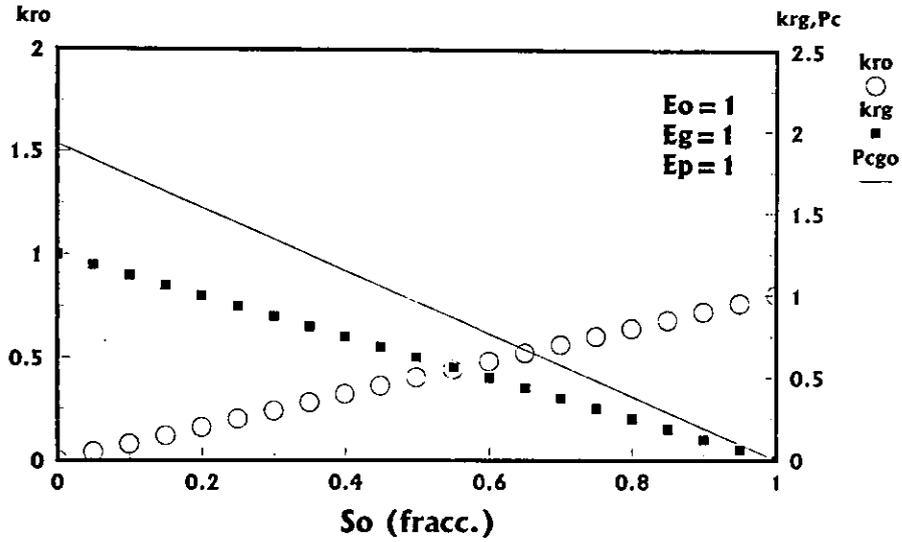
$$1.127 \times 10^{-3} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r k_f \phi_f \alpha_f \frac{\partial p}{\partial r} \right] + \frac{\bar{\lambda}_0^g + \bar{\lambda}_g}{5.615} (p_m - p) = \frac{\phi_f}{5.615} \frac{\partial b_f}{\partial t}$$

y para los bloques de matriz :

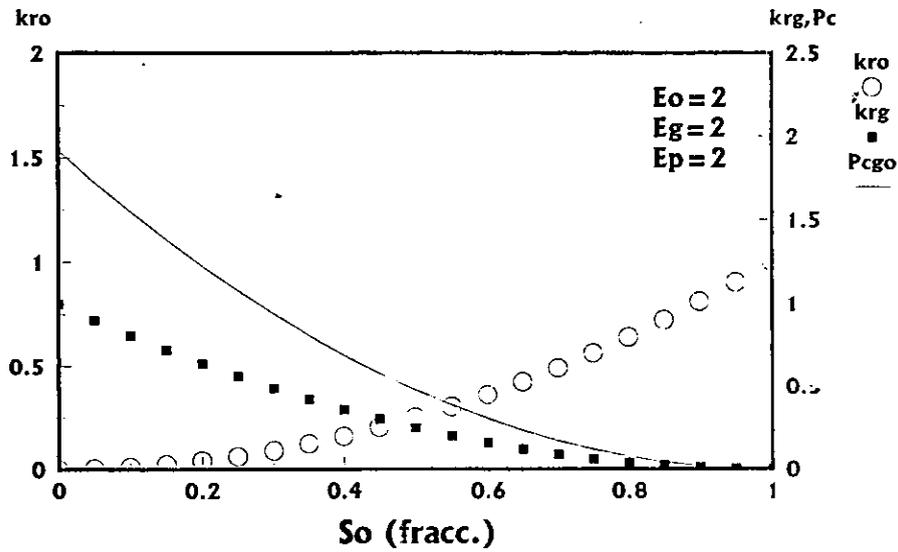
$$1.127 \times 10^{-3} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r k_m (1 - \phi_f) \alpha_m \frac{\partial p_m}{\partial r} \right] - \frac{\bar{\lambda}_0^0}{5.615} (p_m - p) = \frac{\phi_m}{5.615} \frac{\partial \beta_m}{\partial t}$$

$$1.127 \times 10^{-3} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r k_m (1 - \phi_f) \alpha_m \frac{\partial p_m}{\partial r} \right] - \frac{\bar{\lambda}_0^g + \bar{\lambda}_g}{5.615} (p_m - p) = \frac{\phi_m}{5.615} \frac{\partial b_m}{\partial t}$$

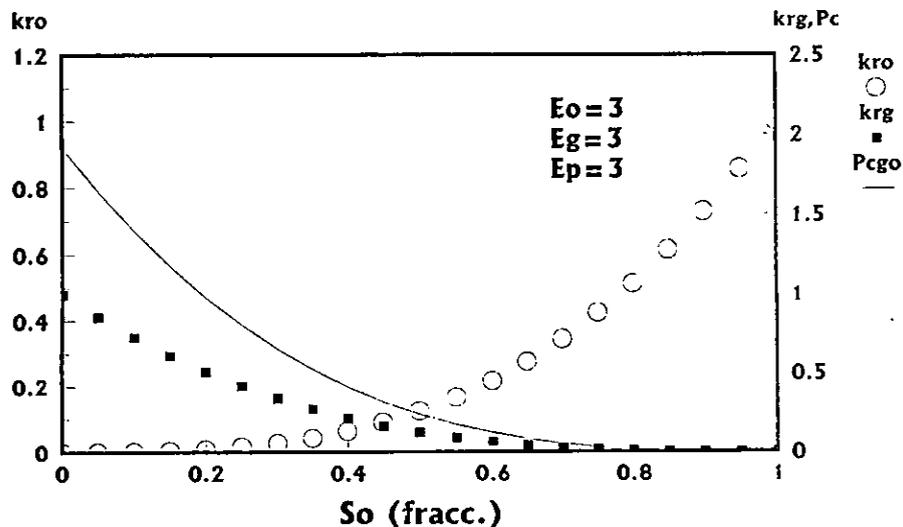
**Fig.4.1. CURVAS DE PERMEABILIDADES Y PRESION  
CAPILAR PARA EL SISTEMA DE FRACTURAS  
CON EXPONENTE DE 1**



**FIG.4.2. CURVAS DE PERMEABILIDADES Y PRESION  
CAPILAR PARA EL SISTEMA DE FRACTURAS CON  
EXPONENTE DE 2.**



**fig.4.3. CURVAS DE PERMEABILIDADES Y PRESION  
CAPILAR PARA EL SISTEMA DE FRACTURAS  
CON EXPONENTE DE 3**



donde :

$$\bar{\lambda}_o^o = 0.00633\sigma k_m \alpha_m$$

$$\bar{\lambda}_o^g + \bar{\lambda}_g = 0.00633\sigma k_m \alpha_m$$

$$\alpha_f = (k_{ro} / \mu_o B_o)_f$$

$$\alpha_f = (k_{rg} / (\mu_g B_g) + R_s k_{ro} / (\mu_o B_o))_f$$

$$\beta_f = (S_o / B_o)_f$$

$$b_f = (S_g / B_g + R_s S_o / B_o)_f$$

$$\alpha_m = (k_{ro} / \mu_o B_o)_m$$

$$\alpha_m = (k_{rg} / (\mu_g B_g) + R_s k_{ro} / (\mu_o B_o))_m$$

$$\beta_m = (S_o / B_o)_m$$

$$b_m = (S_g / B_g + R_s S_o / B_o)_m$$

Para este estudio se considera el modelo de doble porosidad (o sea no se considera flujo primario a través de los bloques de matriz), por lo tanto, el primer término de las ecuaciones de los bloques de matriz no se toma en cuenta.

### 4.3. Análisis de resultados.

#### 4.3.1. Comparación de resultados numéricos y analíticos.

Para comparar las respuestas del simulador numérico, se corrió un caso monofásico ( $k_{rof} = k_{rom} = 1$  y  $k_{rwf} = k_{rwm} = 0$ ) y se comparó con la solución analítica de Warren y Root, obteniendo resultados satisfactorios (Fig.4.4) . La respuesta de presión de un yacimiento naturalmente fracturado con el modelo de doble porosidad en ausencia de efectos de almacenamiento en el pozo presenta el siguiente comportamiento transitorio : una línea recta semilogarítmica inicial (periodo de flujo dominado por las fracturas), un periodo de transición (inicio de aportación de fluido de la matriz hacia las fracturas), y una segunda línea recta semilogarítmica (comportamiento de un yacimiento homogéneo o periodo de flujo dominado por el sistema matriz-fractura). En la Fig.4.4 se observa que la solución numérica se desvía ligeramente de la analítica durante el segundo periodo semilogarítmico debido a que el aceite es

más compresible que el considerado en la solución analítica. Esto se explica adicionalmente a continuación.

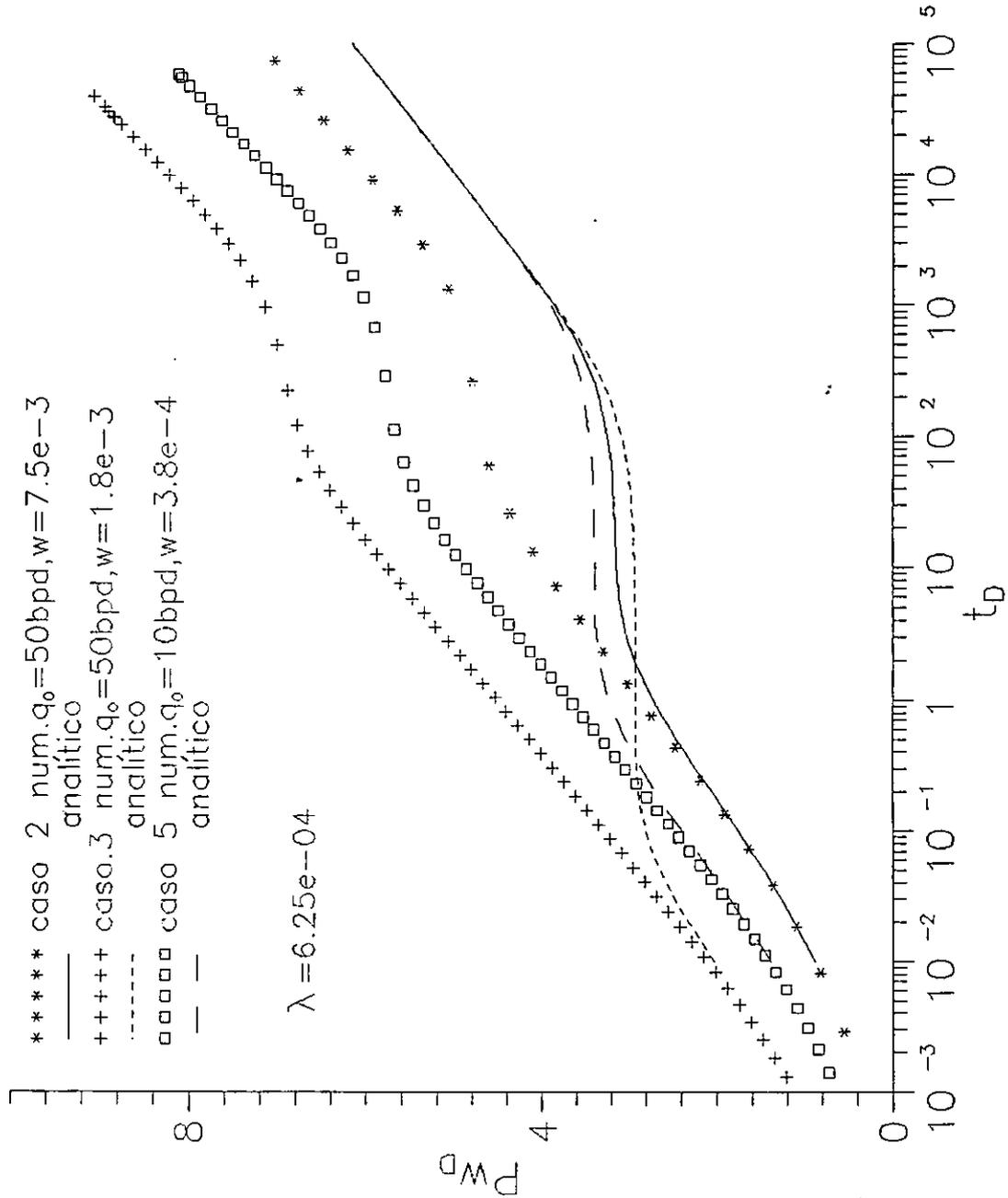
Se compara la solución analítica del artículo de Ershagui et al.<sup>20</sup> con la solución numérica del simulador. En la primera los valores de  $k_{rim}$  ( $i=o$  ó  $w$ ) y  $k_{rif}$  ( $i=o,w$ ) son constantes, se considera flujo bifásico agua-aceite con  $\mu_o$  y  $\mu_w$  constantes, en donde inicialmente se tiene agua y aceite, ambas fases se consideran ligeramente compresibles y no solubles. Para la solución numérica se considera flujo bifásico gas-aceite (con gas en solución); inicialmente se parte de un estado con la presión inicial igual a la presión de burbuja  $P_b = P_i$  con  $\mu_o$  y  $\mu_g$ (igual a  $\mu_w$ ) constantes,  $B_o$  y  $B_g$  son reales, y considerándose entonces gas compresible y soluble ( $R_s$  verdadera). La solución analítica de Ershaghi et al. se anexa en el Apéndice A.

En la Tabla 4.3.1. se muestran los datos generales para obtener las soluciones analítica y numérica que se usan para los casos 2, 3 y 5 de la Referencia 20. Cada caso corresponde a valores diferentes de  $\omega$  y un mismo valor de  $\lambda$ . En la Fig.4.5 se observa que ningún resultado analítico coincide con el comportamiento numérico, esto se debe a que la solución analítica considera al agua y aceite como fases ligeramente compresibles, mientras que la solución numérica considera que existe gas en solución y que tanto el aceite como el gas son compresibles. Como es de inferir que el gas viaje hacia el sistema de fracturas, y como éste tiene alta compresibilidad, entonces se puede esperar separación entre las respuestas de presión analíticas y numéricas.

Tabla 4.3.1. Datos para comparar la solución analítica y numérica de la referencia 20.

Datos	caso 2	caso 3	caso 5
$\mu_o, cp$	2	2	2
$\mu_w, cp = \mu_g, cp$	0.5	0.5	0.5
$k_{rof}$	0.33	0.03	0.137
$k_{rom}$	0.269	0.016	0.095
$k_{rwf}$	0.028	0.733	0.492
$k_{rwm}$	0.026	0.117	0.200

Fig.4.5 Comparacion de soluciones analitica y numerica con datos de ref. de Ershaghi.



#### 4.4. Comportamiento de resultados numéricos en condiciones multifásicas.

Los datos que se usan en esta sección para la matriz son las curvas de permeabilidades relativas y de presión capilar de los conjuntos 1,2 y 3 que se emplearon para los sistemas homogéneos. Para el sistema de fracturas se tomaron diferentes valores en los exponentes  $E_o$ ,  $E_g$  y  $E_p$  involucradas en las Ecs. 4.3 a 4.5. En la Fig.4.6 se muestran las curvas de presión capilar aplicadas en las simulaciones, tanto para el sistema de fracturas, con  $E_p=2$  y 5, como para los bloques de matriz (conjunto 2 y 3). Todas las simulaciones consideran que la presión inicial es igual a la presión de burbuja del sistema.

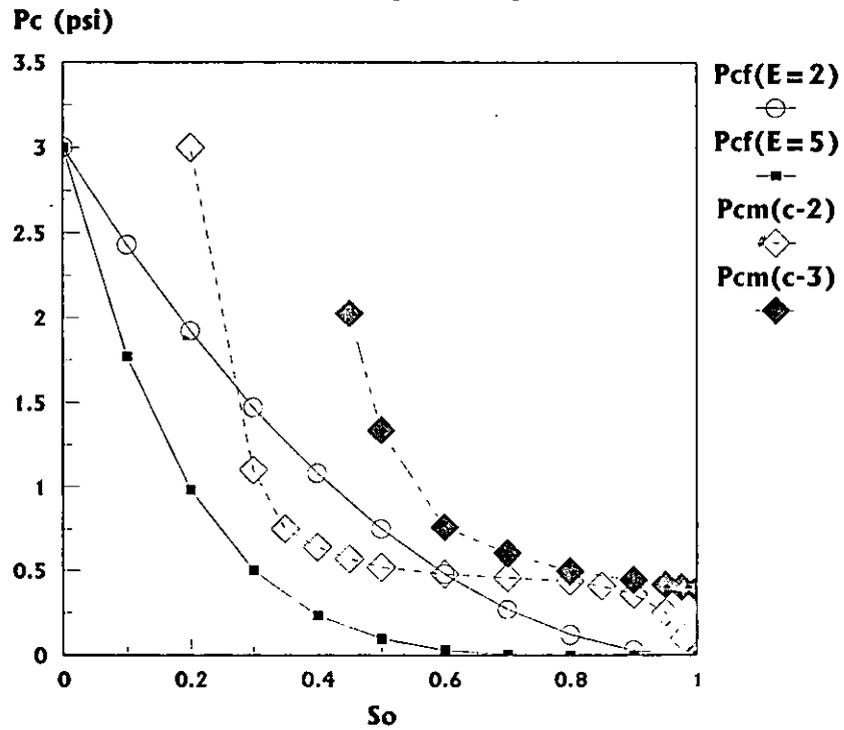
En esta sección se analizan respuestas de decremento e incremento de presión variando los siguientes parámetros:  $\lambda$ ,  $\omega$ ,  $q_o$ ,  $E_o$ ,  $E_g$ ,  $E_p$ , considerando la influencia de la presión capilar en la matriz y en el sistema de fracturas. Además para pruebas de incremento de presión se consideran diferentes tiempos de producción.

Primero se efectuó la corrida 1 (ver Tabla 4.4.1) con cada uno de los conjuntos (1,2 y 3) con  $P_{cm}=P_{cf}=0$ , con exponentes  $E_o=E_g=1$  y  $E_o=E_g=2$  en las curvas de permeabilidades relativas al aceite y al gas, respectivamente, para las fracturas. Se puede observar que con exponentes iguales a 1 se tienen líneas rectas para las curvas de permeabilidades relativas.

Tabla 4.4.1. Datos usados en la simulación de yacimientos fracturados ( $c_{rf}=c_{rm}=0$  psi<sup>-1</sup>),  $r_w=0.5$  pies,  $r_e=1 \times 10^{10}$  pies,  $\phi_m=0.2994$ ,  $\phi=0.2998$

Datos	Corrida 1	Corrida 2	Corrida 3	Corrida 4	Corrida 5	Corrida 6
$k_e$ , md	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6	1.6
$k_f$ , md	1000	1000	1000	1000	100	16000
$k_m$ , md	0.1	1.0	0.01	1	0.1	0.1
$\lambda$	$6.25 \times 10^{-4}$	$9.375 \times 10^{-3}$	$1.562 \times 10^{-5}$	$9.375 \times 10^{-3}$	$6.25 \times 10^{-4}$	$6.25 \times 10^{-4}$
$\omega$	$1.64 \times 10^{-2}$	$1.644 \times 10^{-2}$	$1.644 \times 10^{-2}$	$1.089 \times 10^{-2}$	$2.703 \times 10^{-1}$	$3.333 \times 10^{-4}$
$\sigma$ , pies <sup>2</sup>	0.04	0.06	0.01	0.06	0.04	0.04
$\phi_f$ , fracc.	0.0016	0.0016	0.0016	0.0016	0.016	0.0001

**Fig.4.6** Curvas de presión capilar para el sistema de fracturas y los bloques de matriz



Como se puede observar en la Fig.4.7 los resultados con diferentes exponentes muestran diferentes comportamientos; con exponentes de 1, la respuesta se acerca más a la solución de líquido (curva continua ) que con exponente de 2, lo cual concuerda con lo reportado en la referencia 19. Esto se puede explicar con la ayuda de la Fig.4.8, en la cual se grafica  $S_g(r_1)$  contra  $t_D$  para el sistema de fracturas y para los bloques de matriz. Para las curvas con  $E_o=E_g=1$ , en el primer periodo semilogarítmico, dominado por el sistema de fracturas, la  $S_{gf}$  se va incrementando gradualmente y la  $S_{gm}$  es casi nula, hasta que el periodo de transición la saturación de gas en la matriz empieza a incrementarse. Debido a ésto, la respuesta de presión es muy cercana a la de líquido durante el periodo dominado por el sistema de fracturas. Sin embargo, para el caso de  $E_o=E_g= 2$ , la  $S_{gf}$  y la  $S_{gm}$  son mayores que para el caso con exponente de uno, por lo que se tiene mayor separación con respecto a la respuesta de líquido comparada con la respuesta de exponente uno. Un resultado similar se observó con el conjunto 3 (ver Fig.4.9), solo que las respuestas de presión se alejan más de la respuesta de líquido debido a la forma de las curvas de permeabilidad relativa,  $P_c$  y de los datos PVT.

Al disminuir el gasto a 100 bl/día considerando los mismos parámetros de la corrida 1 (Tabla 4.4.1.), la respuesta de presión se acerca más a la solución analítica. En la Fig.4.10 se muestra el comportamiento, para el mismo caso mostrado en la Fig.4.7, con  $E_o=E_g=2$ , pero con  $q_o=100$  bl/día. También se muestra la respuesta numérica incluyendo la presión capilar en la matriz. No se observa ninguna diferencia apreciable entre las respuestas con y sin  $P_{cm}$ . En la Fig.4.11 se muestra el comportamiento de  $S_g(r_1)$  tanto para el sistema de fracturas como para los bloques de matriz, con y sin  $P_{cm}$ . Como se puede observar los valores de saturación de gas son mucho menores que para el caso con  $q_o=500$  bl/día (Fig.4.8), lo cual explica la mayor cercanía con la solución analítica. Además, no se aprecian diferencias entre las respuestas con y sin  $P_{cm}$ , por lo que sus respuestas de presión son iguales.

En la Fig.4.12 se muestra el comportamiento de presión adimensional de cierre para dos incrementos correspondientes a dos tiempos de producción ( $t_p=0.543$  y  $54.79$ días, correspondiendo a  $tp_D=9.95 \times 10^3$  y  $tp_D=1.0 \times 10^6$ , respectivamente). Estos incrementos parten del

Fig.4.7 Respuesta de presión en decremento del conjunto 1 con  $P_{cm}=P_{cf}=0$ , diferentes  $E_o$  y  $E_g$  (datos de corrida 1).

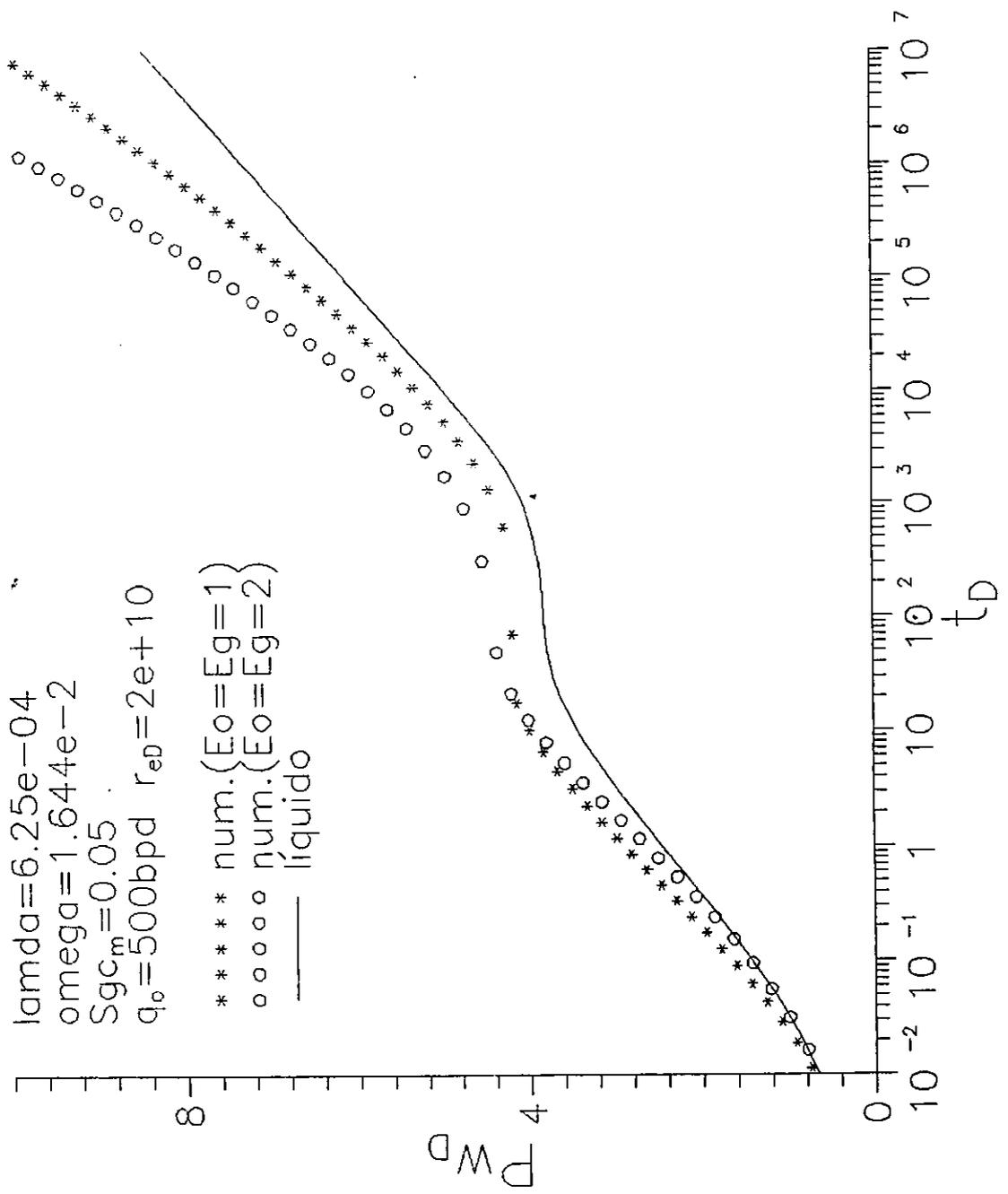


Fig.4.8 Respuesta de Sg con datos del conjunto 1 con  $P_{cm}=P_{cf}=0$  diferentes Eo y Eg en yacimiento fracturado

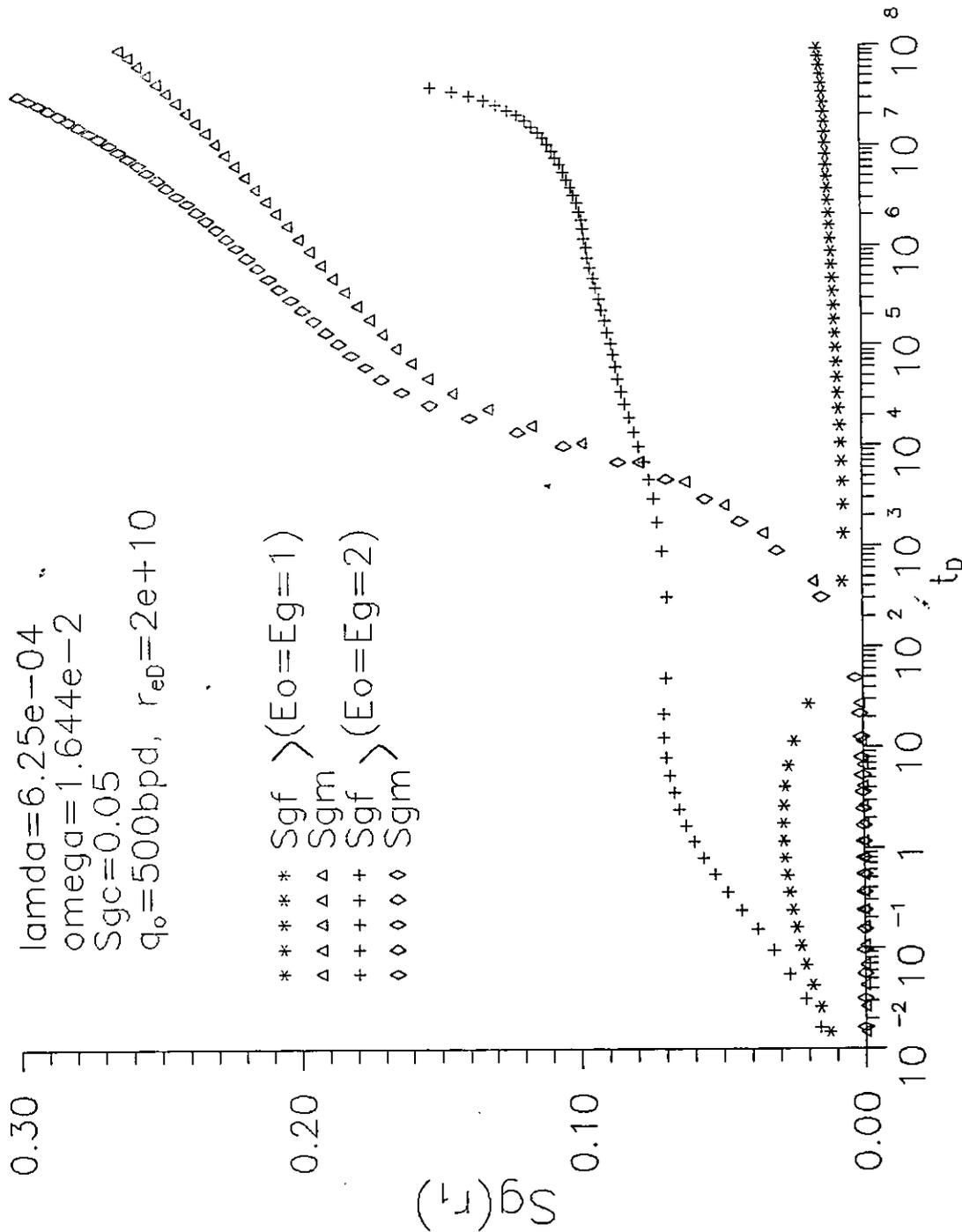


Fig.4.9 Respuesta de presión con datos conjunto 3 con  $P_{cf}=P_{cm}=0$  diferente  $E_o$  y  $E_g$  en yacimiento fracturado

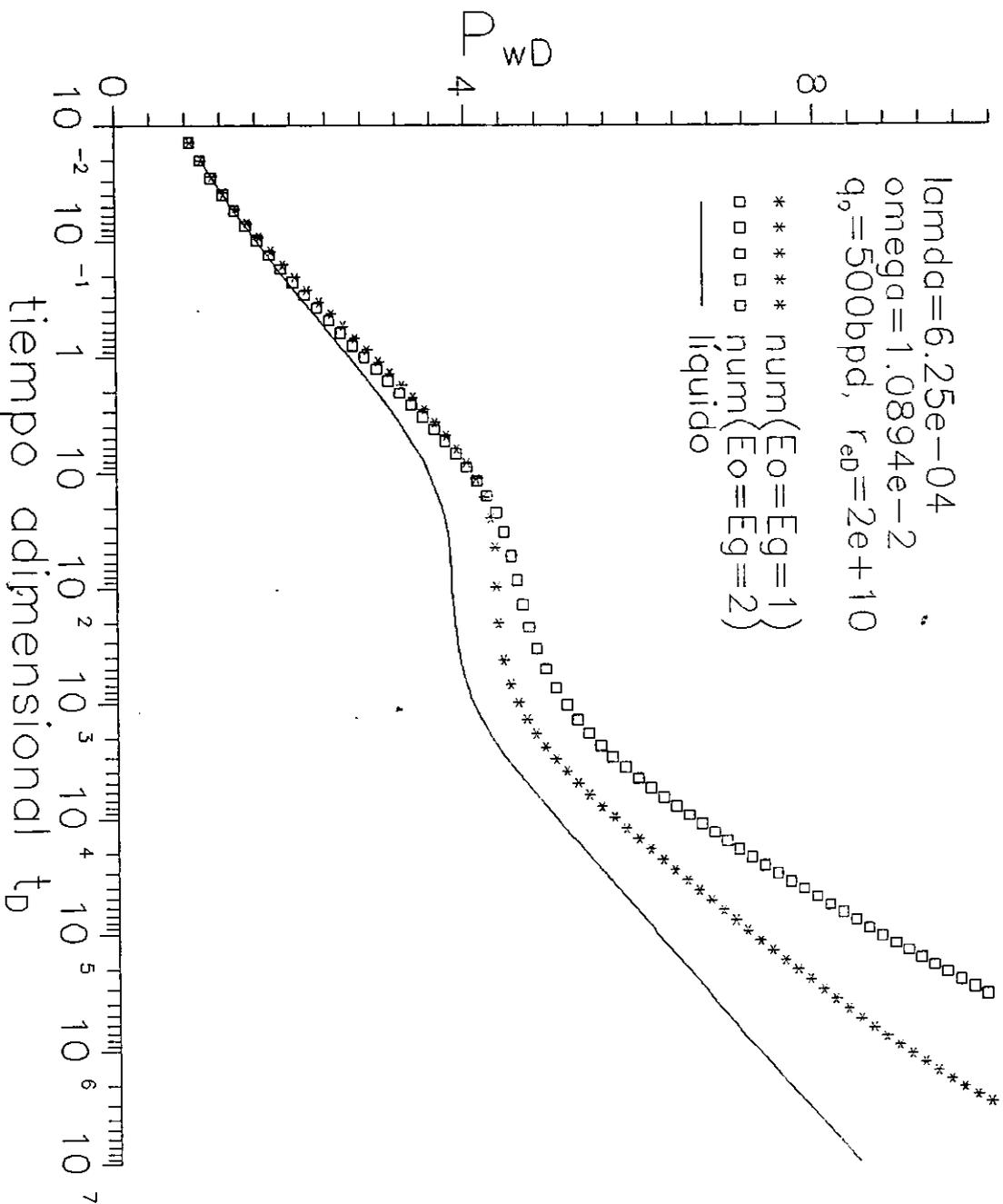


Fig.4.10 Respuesta de presión en decremento en yacimiento fracturado con datos del conjunto 1 y  $Q_0=100$  bpd

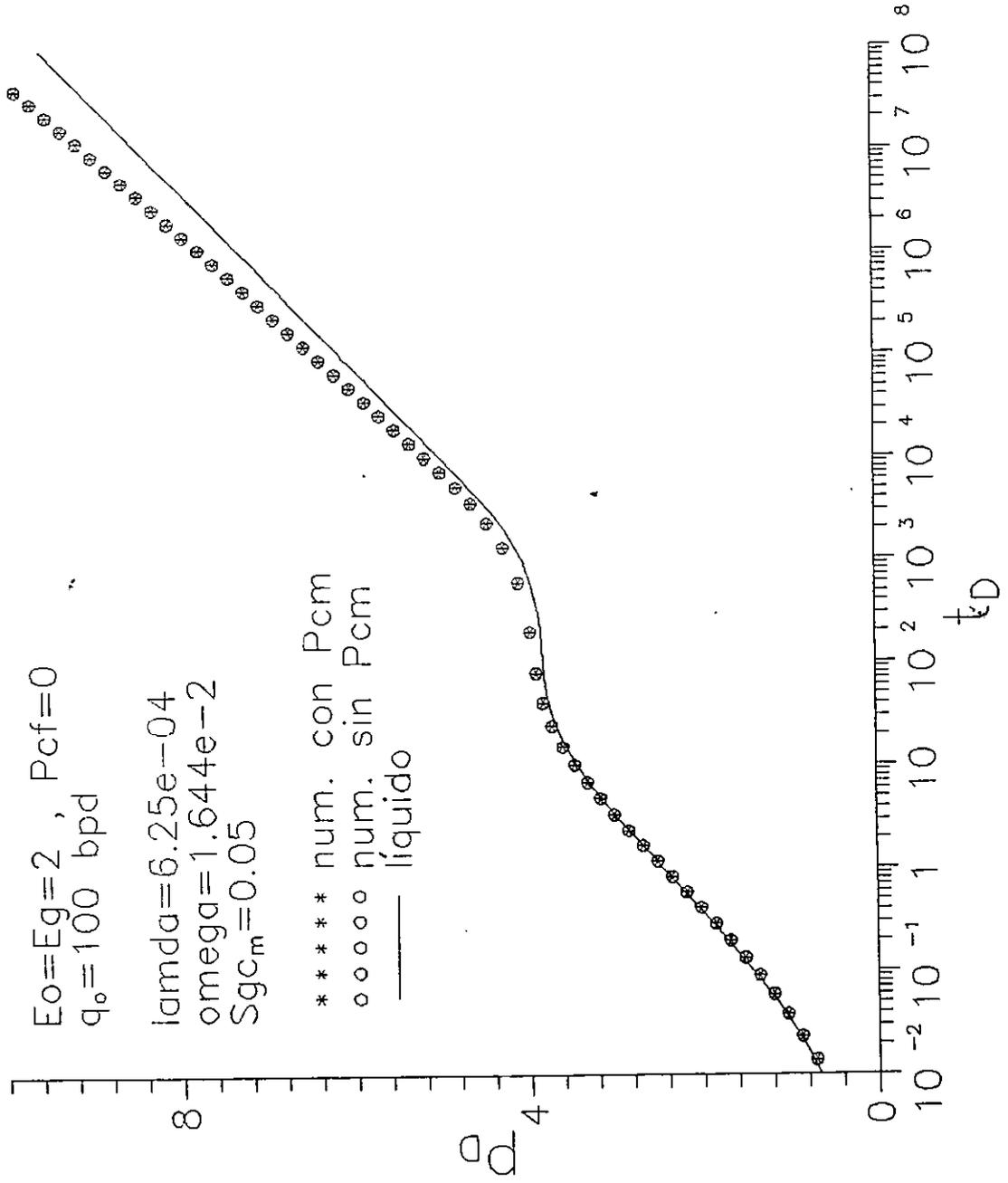


Fig.4.11 Respuesta de Sg en decremento en yac. fracturado con datos del conjunto 1 y  $Q_0=100\text{bpd}$

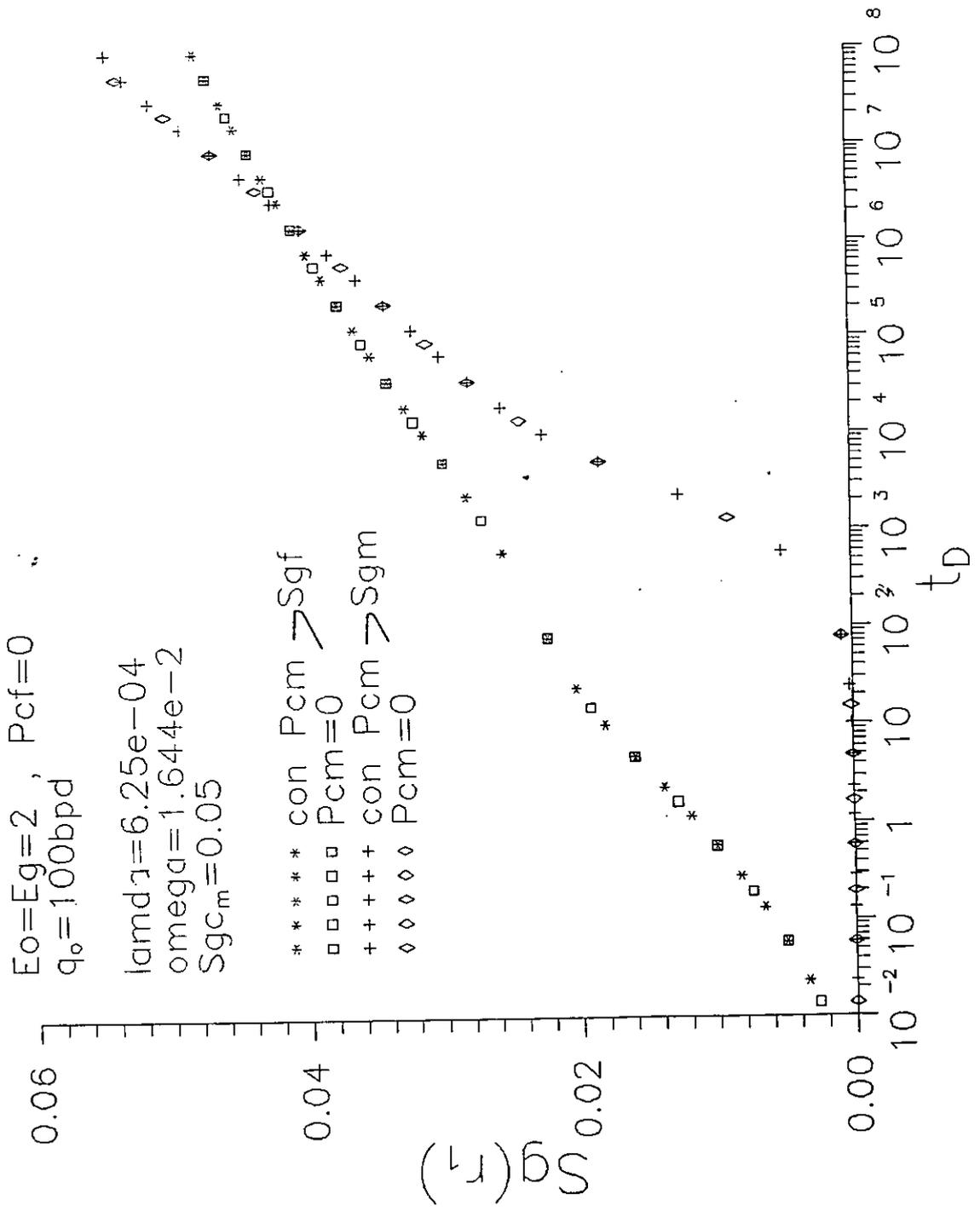
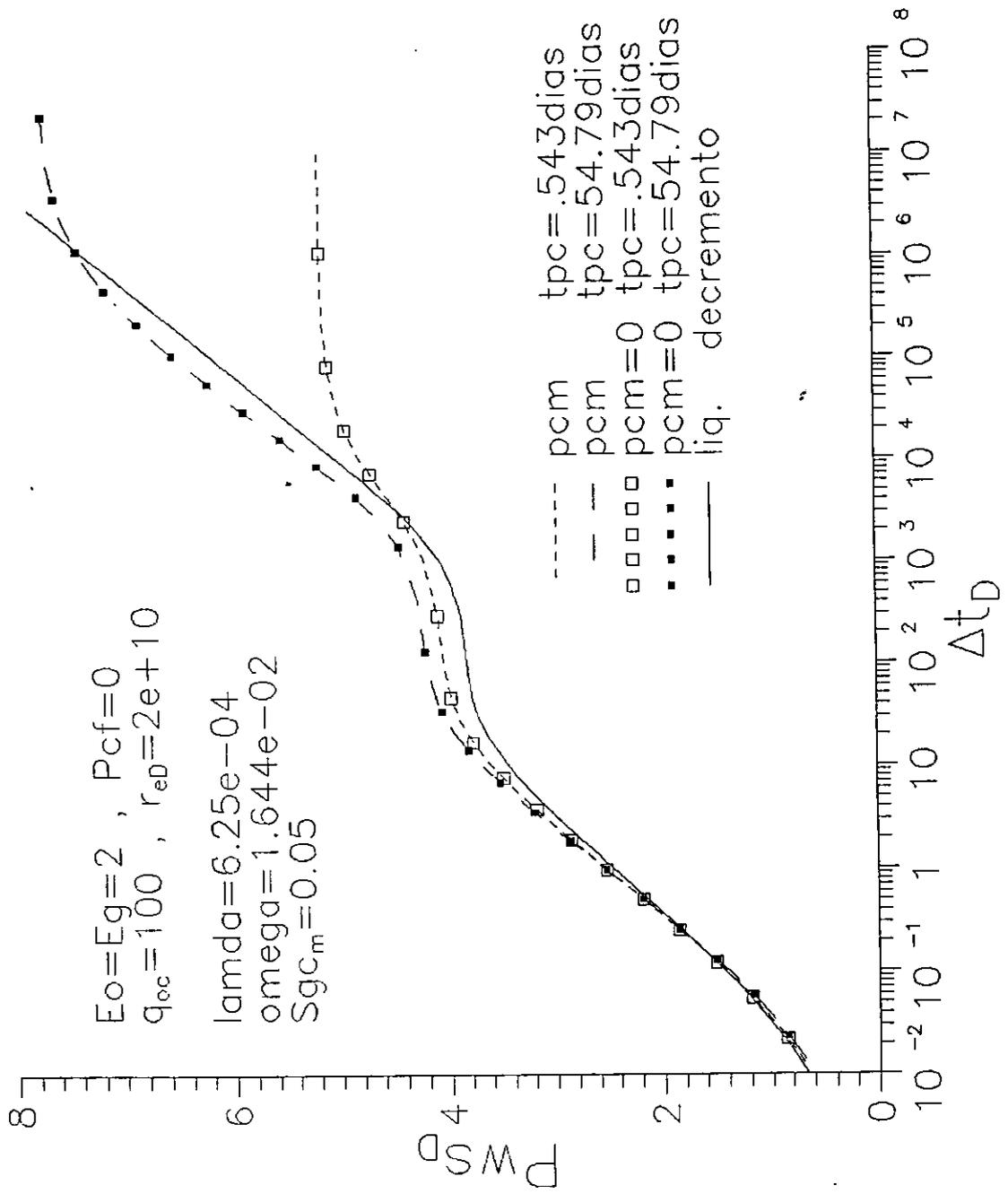


Fig.4.12 Respuesta de presión en incremento en yacimiento fracturado con datos del conjunto 1 y  $Q_{oc}=100\text{bpd}$



decremento mostrado en las Figs.4.10 y 4.11. Como se puede observar, para tener las mismas características en el incremento que en el decremento, es decir dos periodos semilogarítmicos separados por un periodo de transición, se requiere que el tiempo de producción sea lo suficientemente grande para ver estas características durante el incremento. Para el incremento correspondiente al tiempo de producción mayor se puede ver el comportamiento de yacimiento naturalmente fracturado antes de que la presión de cierre tienda a la presión promedio. Es interesante observar como aun durante el incremento no se observa ninguna influencia de  $P_{cm}$ . En la Fig.4.13 se muestra el comportamiento de  $S_g(r_1)$  para el incremento mostrado en la Fig.4.12 donde se puede observar que tanto en la  $S_{gf}$  como en la  $S_{gm}$ , para los dos tiempos de producción, la  $P_{cm}$  no tiene influencia apreciable. También es importante observar como debido al efecto de represionamiento, el gas presente tanto en la matriz como en las fracturas tiende a disminuir con el tiempo de cierre.

Con los mismos datos de la corrida 1 (ver Tabla 4.4.1) con  $\lambda=6.25 \times 10^{-4}$  y  $\omega = 1.64 \times 10^{-2}$ , y los datos del conjunto 2, observamos los siguientes resultados. Considerando  $E_o=E_g=1$ , y un gasto de 500 bpd, se tienen tres casos : incluyendo  $P_{cm}$  y  $P_{cf}$  (con  $E_p=5$ ), con  $P_{cm}$  y  $P_{cf}=0$ , y con  $P_{cm}=P_{cf}=0$ . Se observó la influencia de presión capilar en la matriz en la presión de fondo fluyendo, solo a tiempos muy grandes todavía durante el periodo transitorio (ver Fig.4.14). Para este caso al incluir  $P_{cf}$  se observó una diferencia pequeña a tiempos grandes ( $t= \quad$  hrs.). Al observar el comportamiento de  $S_g(r_1)$ , tanto en la matriz como en el sistema de fracturas para los tres casos mencionados, no se observó de nuevo influencia de  $P_{cf}$  (ver Fig.4.15). A partir del decremento anterior se tomaron 2 incrementos a diferentes tiempos de producción. Los tiempos de producción son  $t_D = 9.5 \times 10^3$  y  $9.6 \times 10^5$  (0.51, y 52.4 días). Se observó que para los dos incrementos no se tuvieron efectos capilares importantes. Es decir las respuestas de incremento para los tres casos concuerdan (ver Fig.4.16). En las respuestas de saturación de gas en matriz y fractura, Figs.4.17 y 4.4.13, respectivamente, en el primer bloque radial contra tiempo de cierre, no se observaron diferencias importantes entre los tres casos mencionados.

Fig.4.13 Respuesta de Sg en yacimiento fracturado con datos del conjunto 1 y Qoc=100bpd

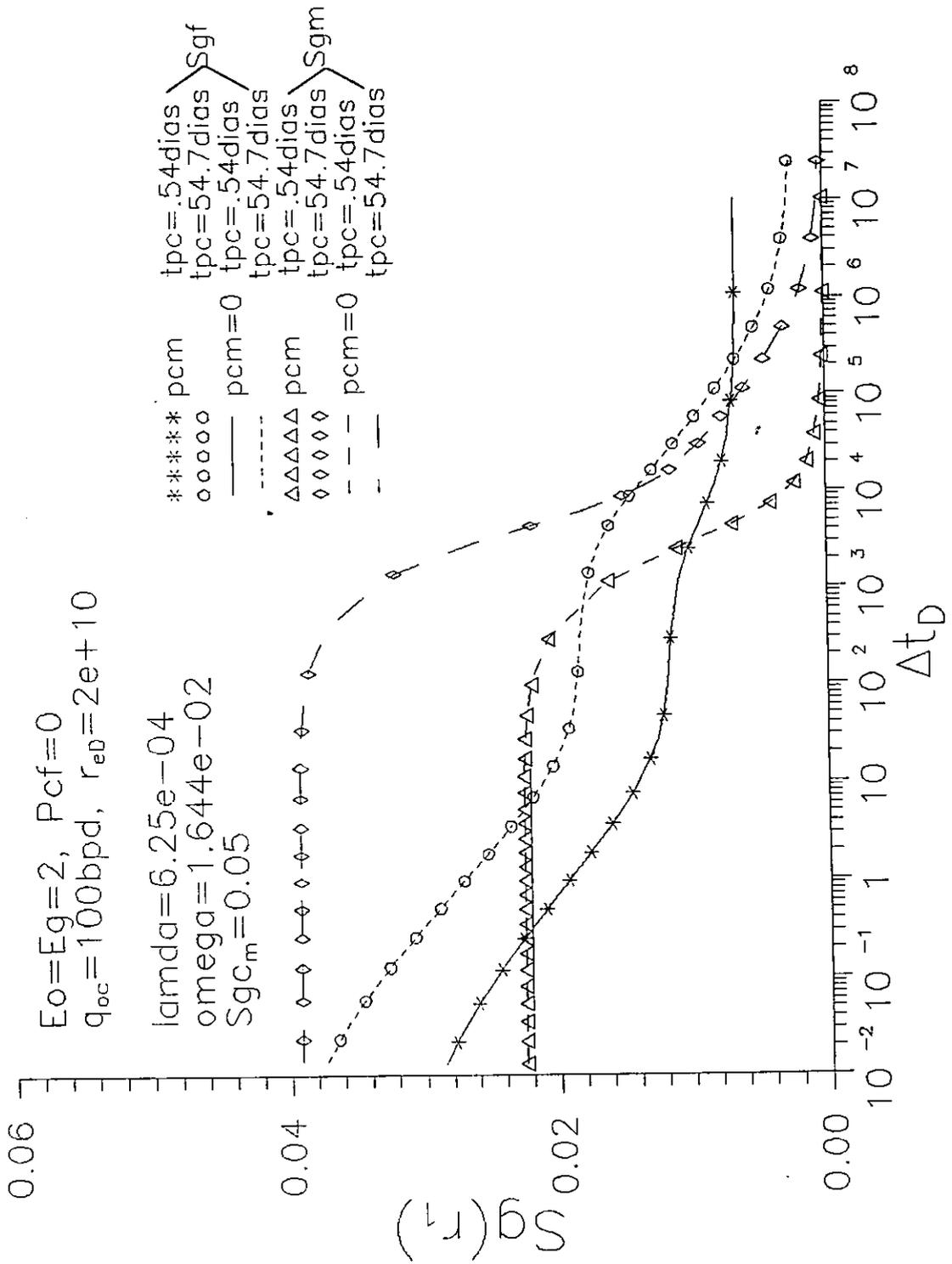


Fig.4.14 Respuesta de presión adim. en decremento en yac. fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 1

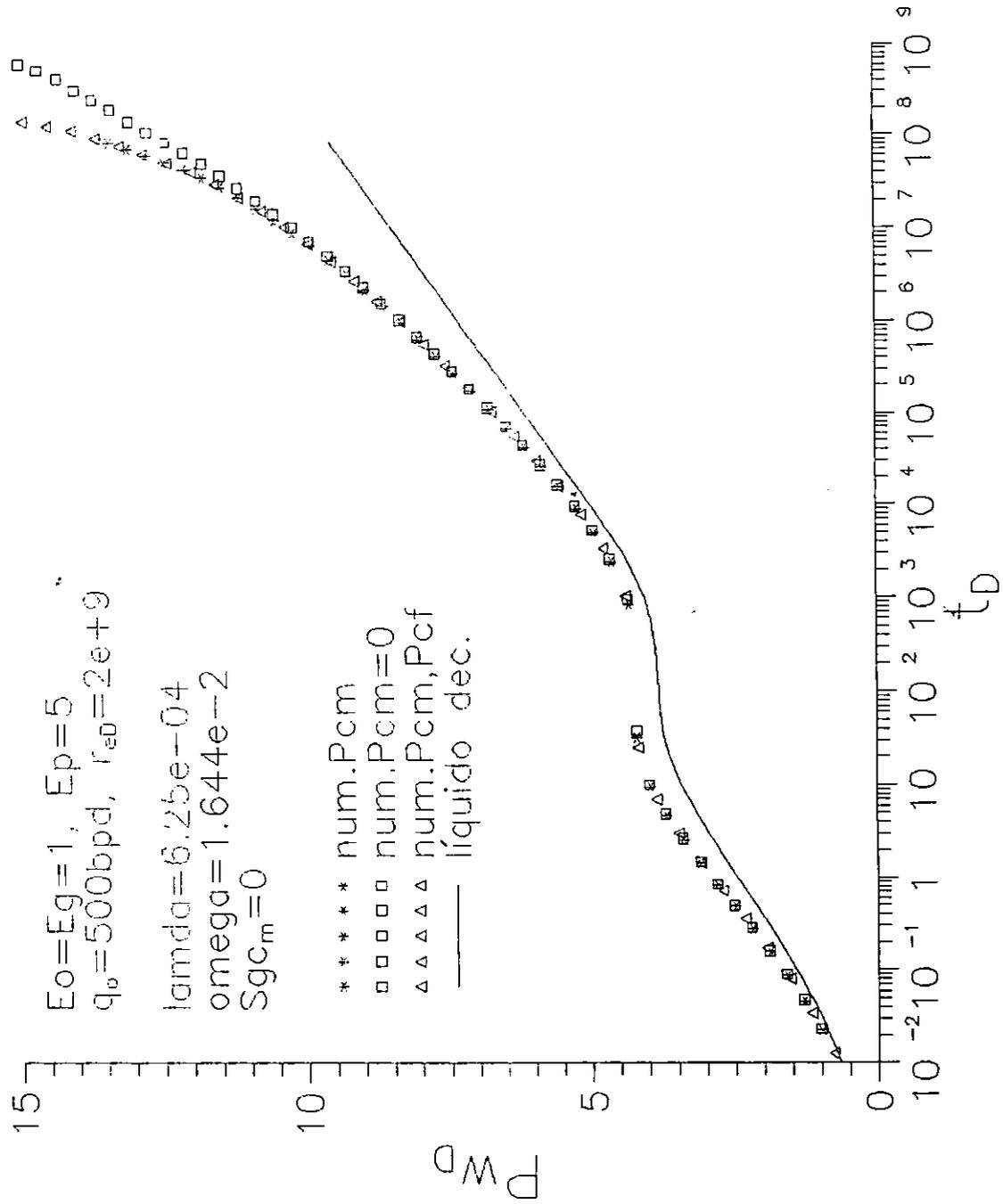


Fig.4.15 Respuesta de Sg en decremento en yacimiento fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 1.

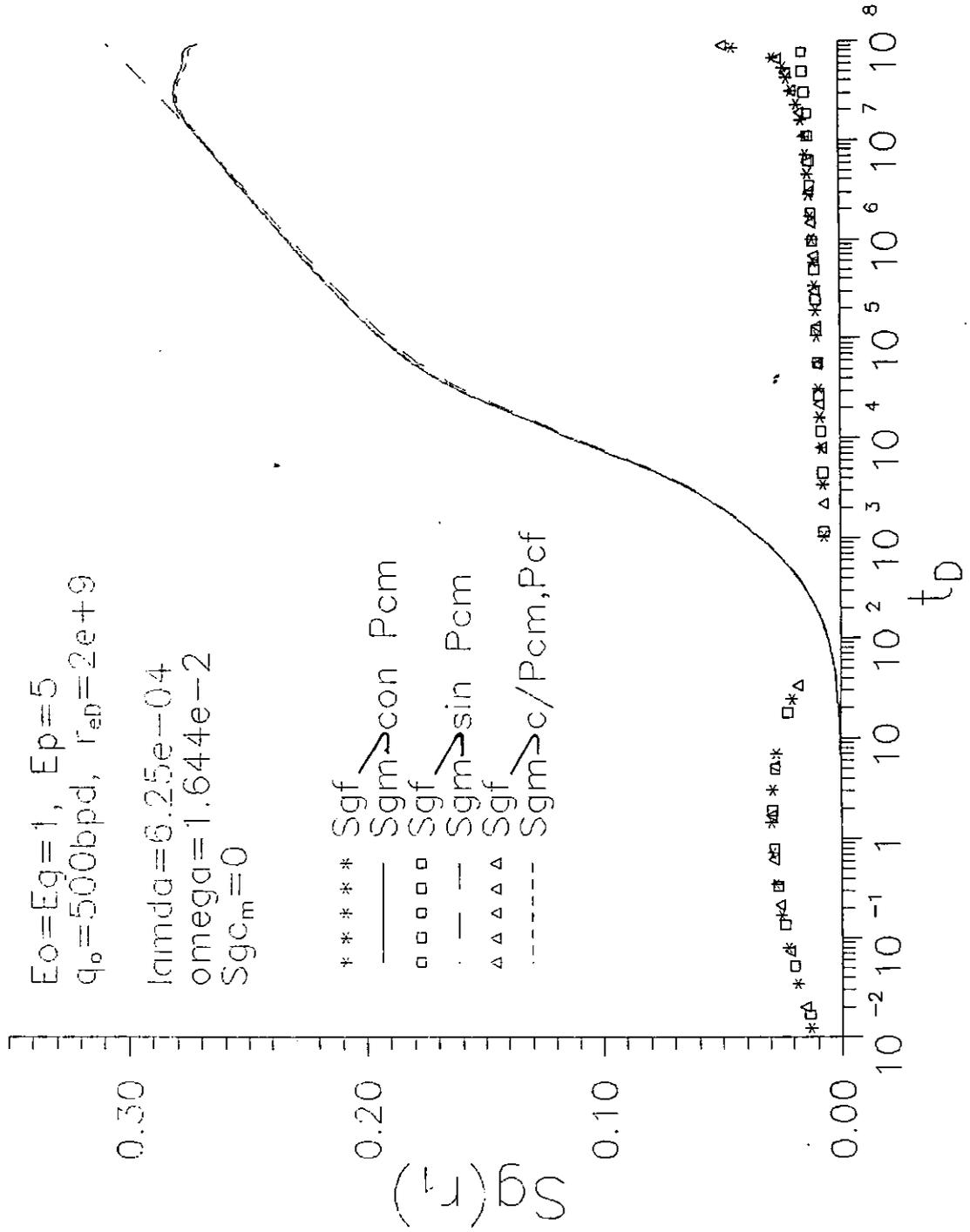


Fig.4.16 Respuesta de presión en incremento en yacimiento fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 1.

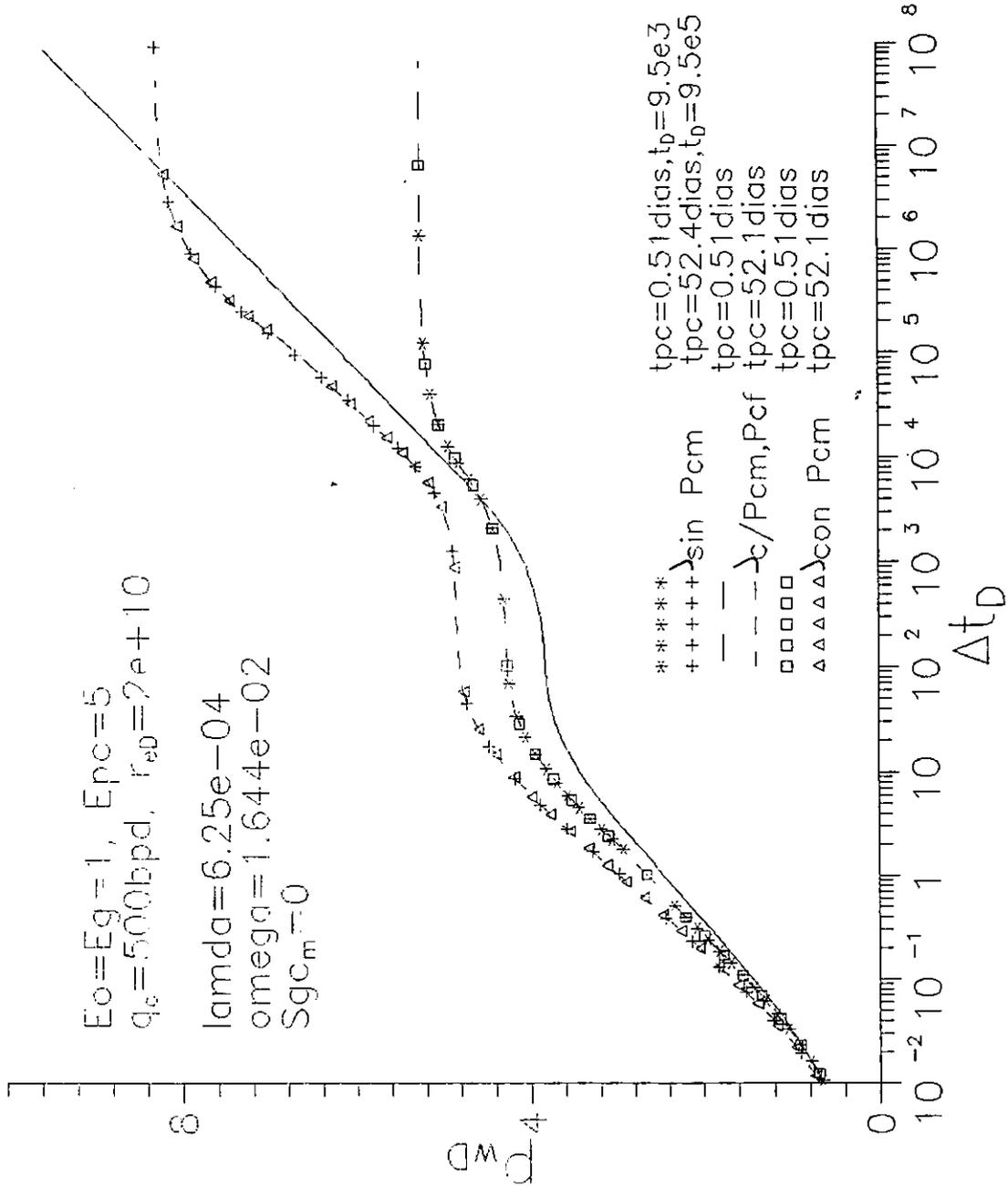
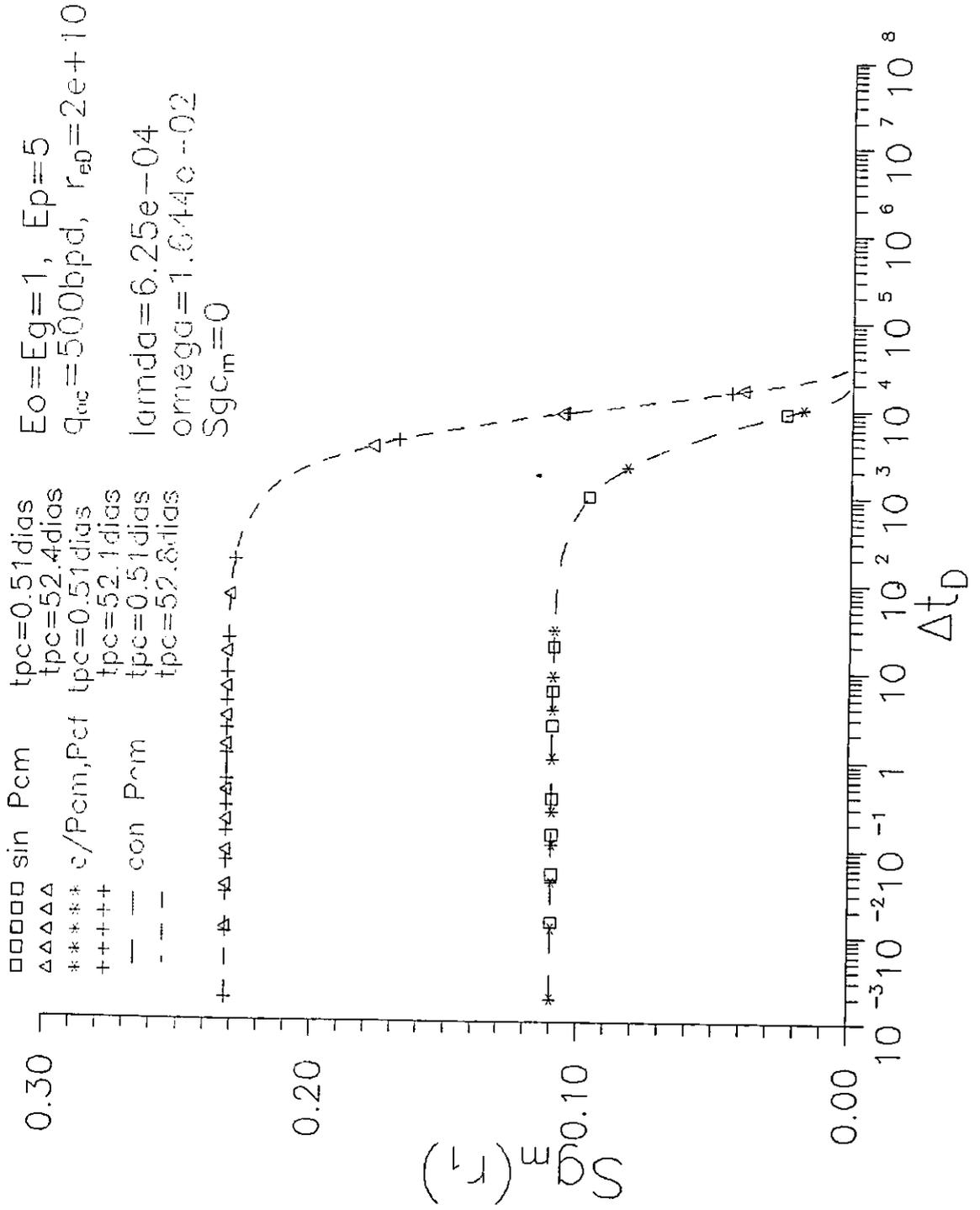


Fig.4.17 Respuesta de Sgm en incremento en yacimiento fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 1.

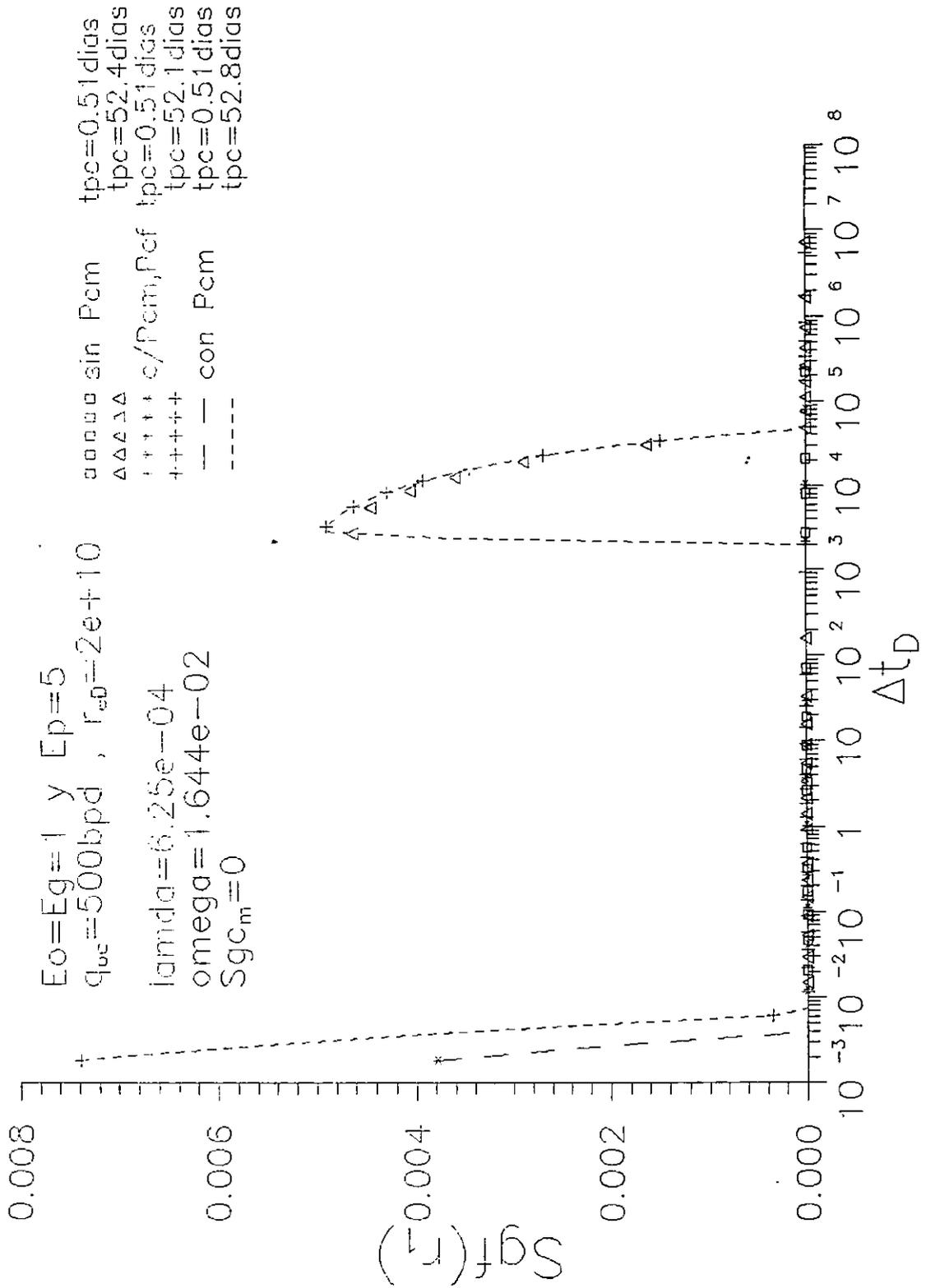


En las Figs.4.19 y 4.20 se muestran los perfiles de presión y saturación de gas tanto en la matriz como en el sistema de fracturas, con y sin presión capilar en la matriz, a dos tiempos diferentes durante el periodo homogéneo. Estos perfiles corresponden al caso mostrado en las Figs.4.14 y 4.15 (con  $E_o=E_g=1$ ). Se observa como los primeros perfiles de presión, los cuales corresponden al final del periodo de transición, no concuerdan los correspondientes a la matriz con los de fractura, sin embargo, los perfiles restantes, tomados durante el periodo homogéneo, si concuerdan. Se observa que la saturación de gas en la matriz es mayor que la existente en el sistema de fracturas, principalmente en la zona cercana al pozo. También se observa que precisamente en la zona cercana al pozo, es donde existe la mayor influencia de la presión capilar en la matriz, excepto en la zona inmediata al pozo donde los efectos viscosos son mucho mayores que los efectos capilares.

Para observar el efecto del valor de  $\lambda$ , manteniendo fijo el valor de  $\omega = 1.64 \times 10^{-2}$ , se efectuó la corrida 2 (Tabla 4.4.1). En esta corrida se usó el conjunto 2 con  $E_o=E_g=1$  para las curvas de permeabilidades relativas en las fracturas. Para obtener un valor de  $\lambda=9.37 \times 10^{-3}$  se utilizó un factor de forma de  $0.06 \text{ 1/pie}^2$  (el cual representa una longitud de bloque de aproximadamente 4.08 pies). Como es de esperarse para valores de  $\lambda$  mayores, el periodo de transición inicia más temprano, debido a que la  $k_m$  es mayor, es decir la matriz responde más rápido. Además, la influencia de la presión capilar de la matriz en la respuesta de presión, se hace evidente a tiempos más cortos que cuando  $\lambda$  es menor.

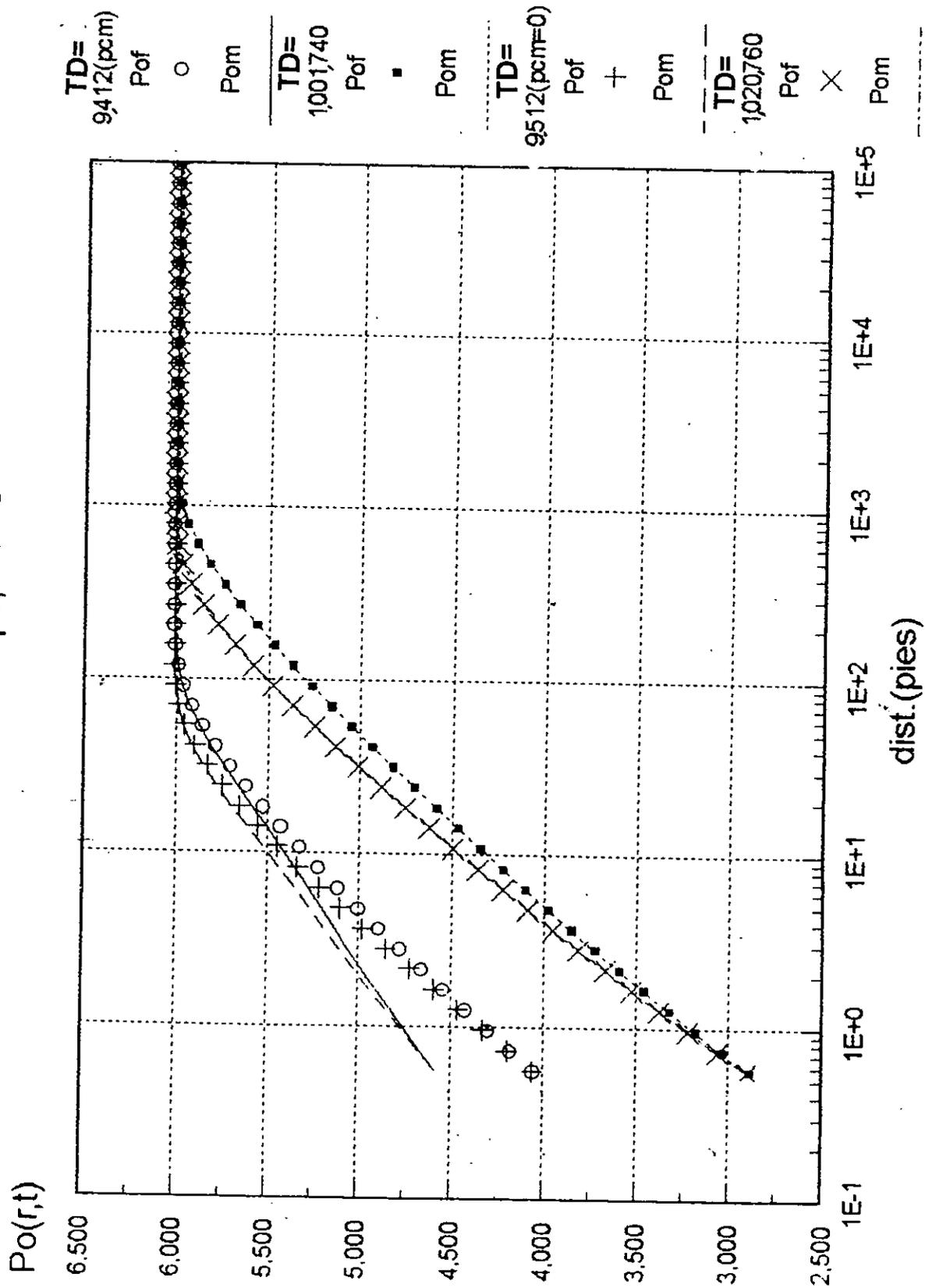
La Fig.4.21 muestra la respuesta de presión adimensional considerando el conjunto 2 con  $E_o=E_g=1$  para el sistema de fracturas, con  $\lambda=9.37 \times 10^{-3}$  y  $\omega = 1.644 \times 10^{-2}$  de la corrida 2. Tanto en la respuesta de presión como en la respuesta de saturación de gas, la influencia de la  $P_{cm}$  es más temprana que la correspondiente cuando  $\lambda=6.25 \times 10^{-4}$  (ver Fig.4.14). Las respuestas que incluyen la presión capilar en el sistema de fracturas son casi iguales a las correspondientes cuando  $P_{cf}=0$ . Se puede observar que la respuesta multifásica más cercana a la solución de líquido (línea continua) es la correspondiente a  $P_{cm}=P_{cf}=0$ . Además, a tiempos grandes durante el periodo transitorio, las respuestas cuando se incluye presión capilar en la matriz se separan de la correspondiente a  $P_{cm}=P_{cf}=0$  no observando una diferencia apreciable cuando se incluye presión capilar en el

Fig.4.18 Respuesta de Sgf en incremento en yac. fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 1.



**Fig. 4.19 Perfiles de presión en yac. fracturado**  
**Datos conjunto 2 (E=1)**

$Q_0=500\text{bpd}$ ,  $P_{cf}=0$



**Fig. 4.20 Perfiles de saturación en yac. fracturado**

Datos conjunto 2 (E=1)

Qo=500bpd, Pcf=0

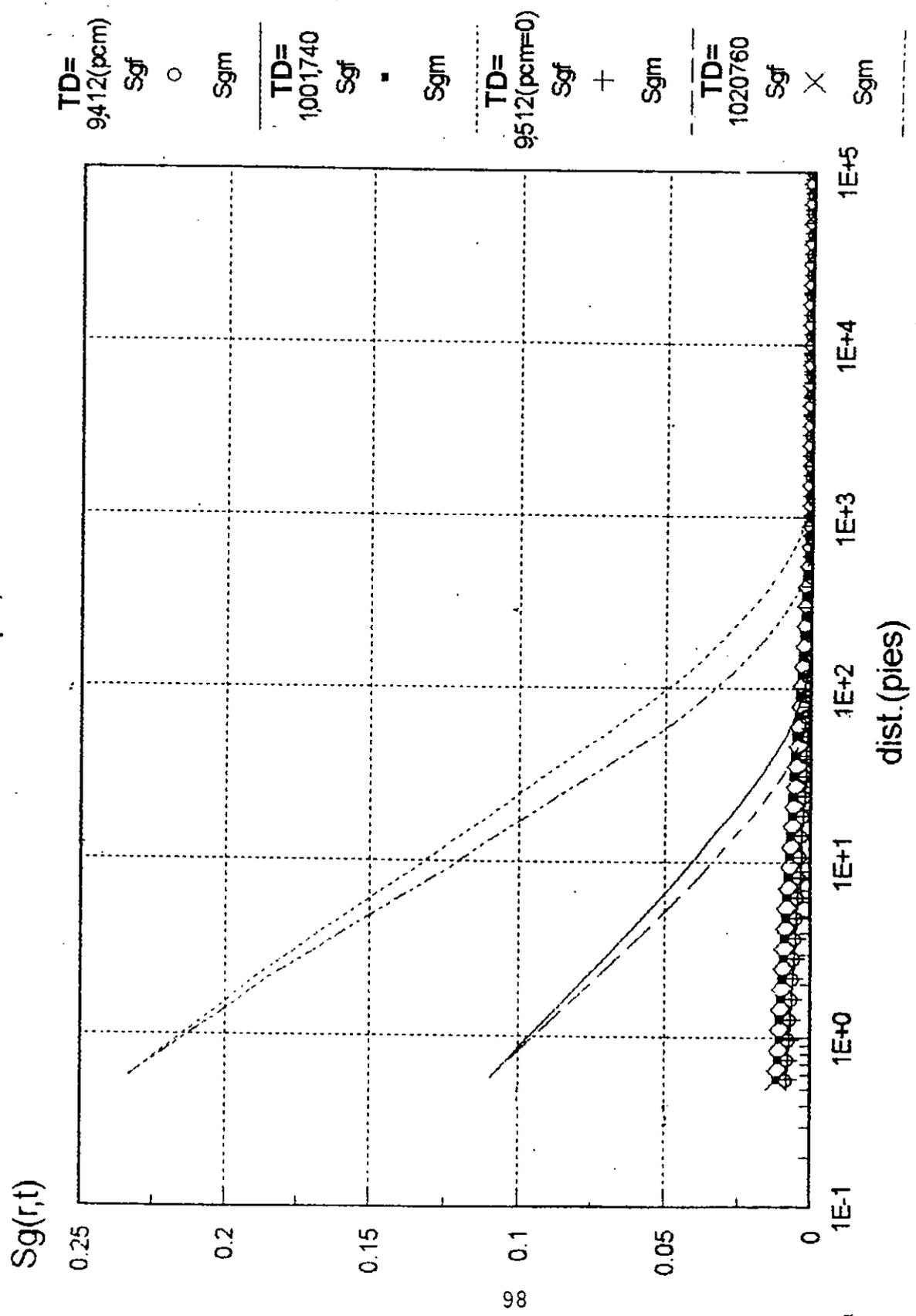
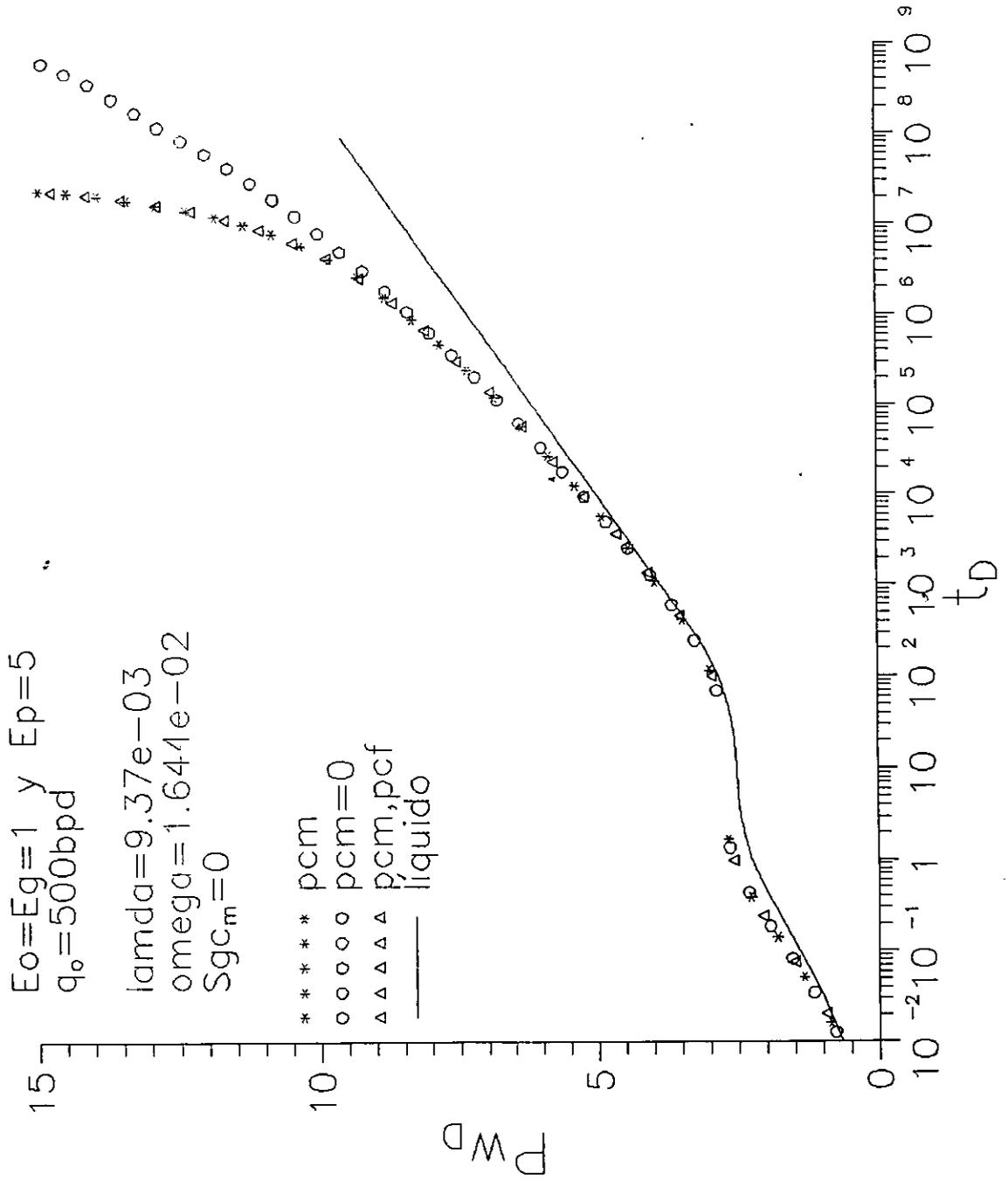


Fig.4.21 Respuesta de presión adim. en decremento en yac. fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 2.



sistema de fracturas  $P_{cf}$ , cuando  $P_{cm}=0$ . El comportamiento de saturación, en el primer bloque radial, tanto en los bloques de matriz como en el sistema de fracturas, se muestra en la Figura 4.22. Se puede observar que hasta  $t_D=1 \times 10^6$ , las respuestas de saturación, en ambos bloques de matriz y fracturas, que incluyen  $P_{cm}$  son cercanas a las correspondientes cuando  $P_{cm}=P_{cf}=0$ . Para tiempos mayores, al considerar  $P_{cm}$ , la saturación de gas en la matriz disminuye mientras en las fracturas aumenta. Esto se debe a que al incluir presión capilar en los bloques de matriz, se retiene el aceite en la matriz y se libera más fácil el gas hacia las fracturas. El incluir la presión capilar en el sistema de fracturas cuando  $P_{cm}$  es diferente de cero no hace ninguna diferencia para este caso.

Usando la respuesta del decremento mostrada en las Figs.4.25 y 4.26, se corrieron tres incrementos a diferentes tiempos de producción 0.59, 59, y 554 días, aproximadamente. Como se observa en la Fig.4.23 ninguna respuesta multifásica es igual a la de líquido, y conforme el tiempo de producción crece la respuesta multifásica se aleja más de la de líquido. Además, para tiempos de producción cortos no se observa ninguna influencia de  $P_{cm}$ , a 59 días ya se empiezan a observar y a 554 días ya hay diferencias importantes de las respuestas cuando se incluye  $P_{cm}$ , con respecto a las que consideran  $P_{cm}=P_{cf}=0$ . Esto también se aprecia en la respuesta de saturación de gas, tanto en la matriz como en el sistema de fracturas, como se muestra en las Figs.4.24 y 4.25, respectivamente. Es interesante observar como la saturación del gas en la matriz se mantiene aproximadamente constante durante el primer periodo semilogarítmico y periodo de transición, y después empieza a disminuir debido al aporte de la matriz hacia el sistema de fracturas, a partir del periodo de comportamiento homogéneo. Se puede observar como, para el caso en que no se incluye la presión capilar en la matriz, la  $S_{gf}(r_1)$  es cero para tiempos de cierre tempranos y muy grandes, solo es diferente de cero al final del periodo de transición y principio del periodo de flujo homogéneo (antes de que se alcance la presión promedio).

En los perfiles de  $S_{gf}(r,t)$  contra distancia al momento de cierre, mostrados en la Fig.4.26 podemos observar, como es mayor la  $S_{gf}$  cuando se incluye  $P_{cm}$  que cuando no se incluye, lo cual concuerda con la observación de que cuando  $P_{cm} \neq 0$  se libera más fácil el gas de los bloques de matriz hacia el sistema de fracturas. Esta diferencia aumenta con el tiempo de cierre. Algo similar

Fig.4.22 Respuesta de Sg en decremento en yacimiento fraturado con datos del conjunto 2 y corrida 2.

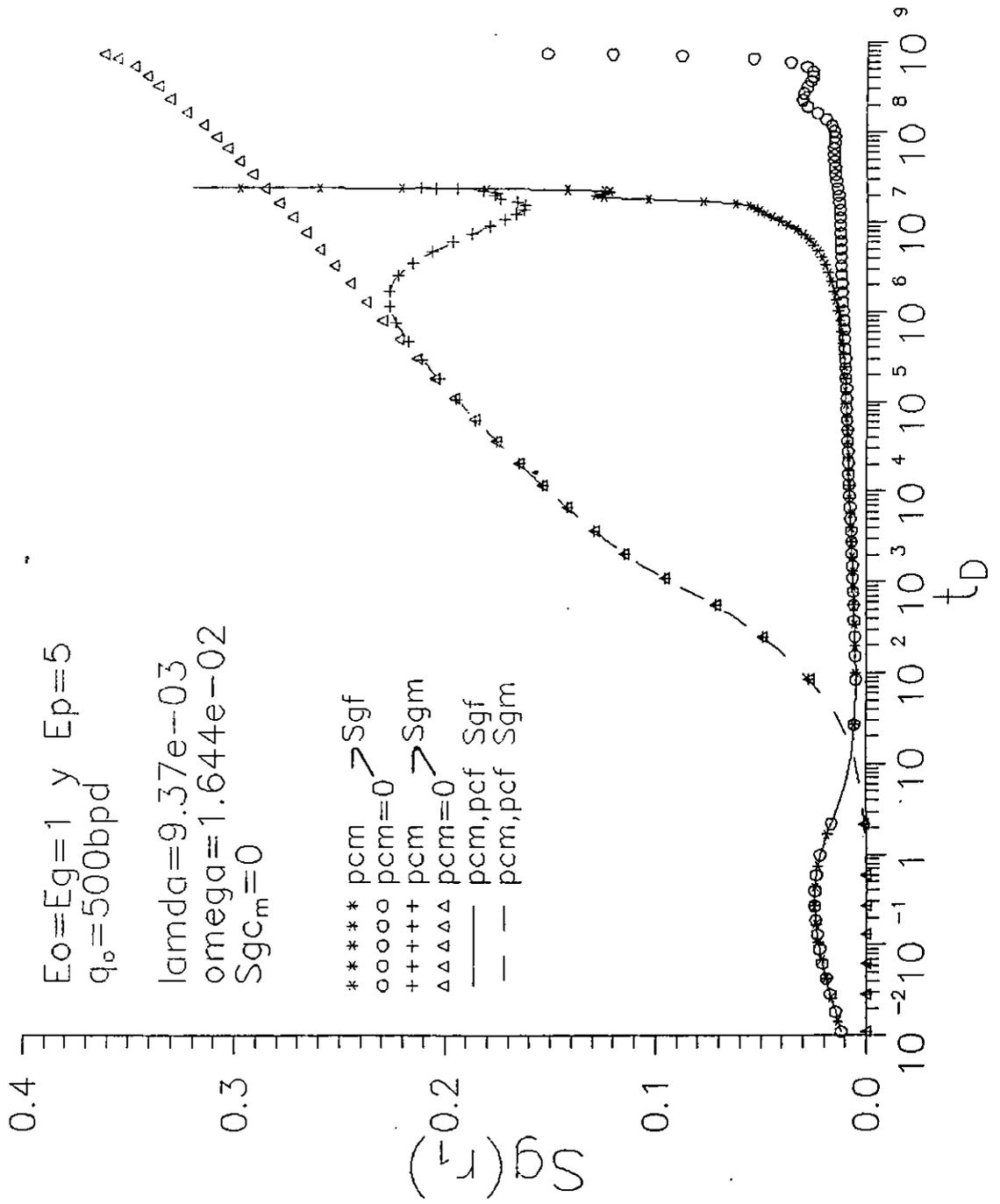


Fig.4.23 Respuesta de presión adim. en incremento en yac. fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 2.

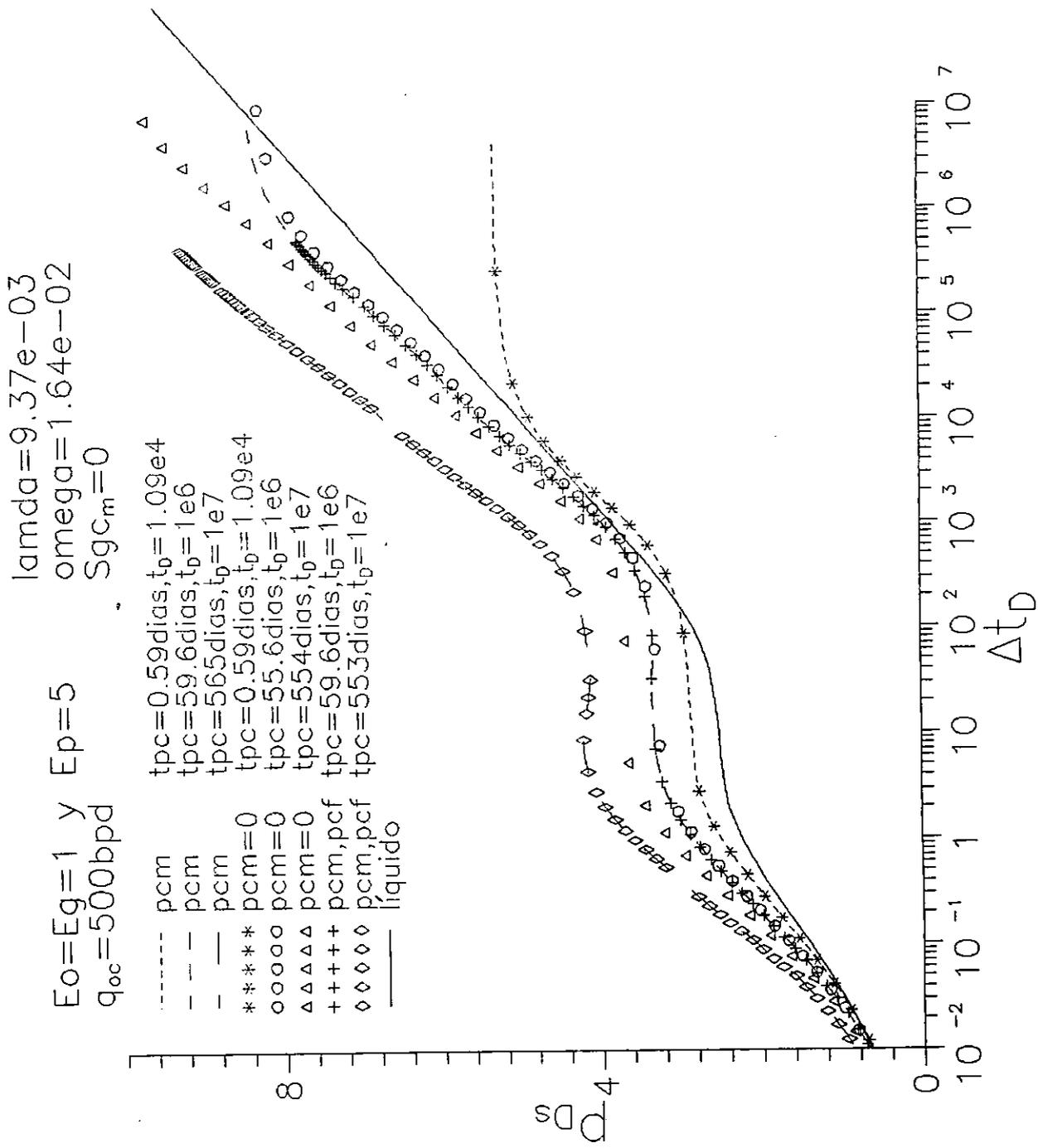


Fig.4.24 Respuesta de Sgm en incremento en yacimiento fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 2.

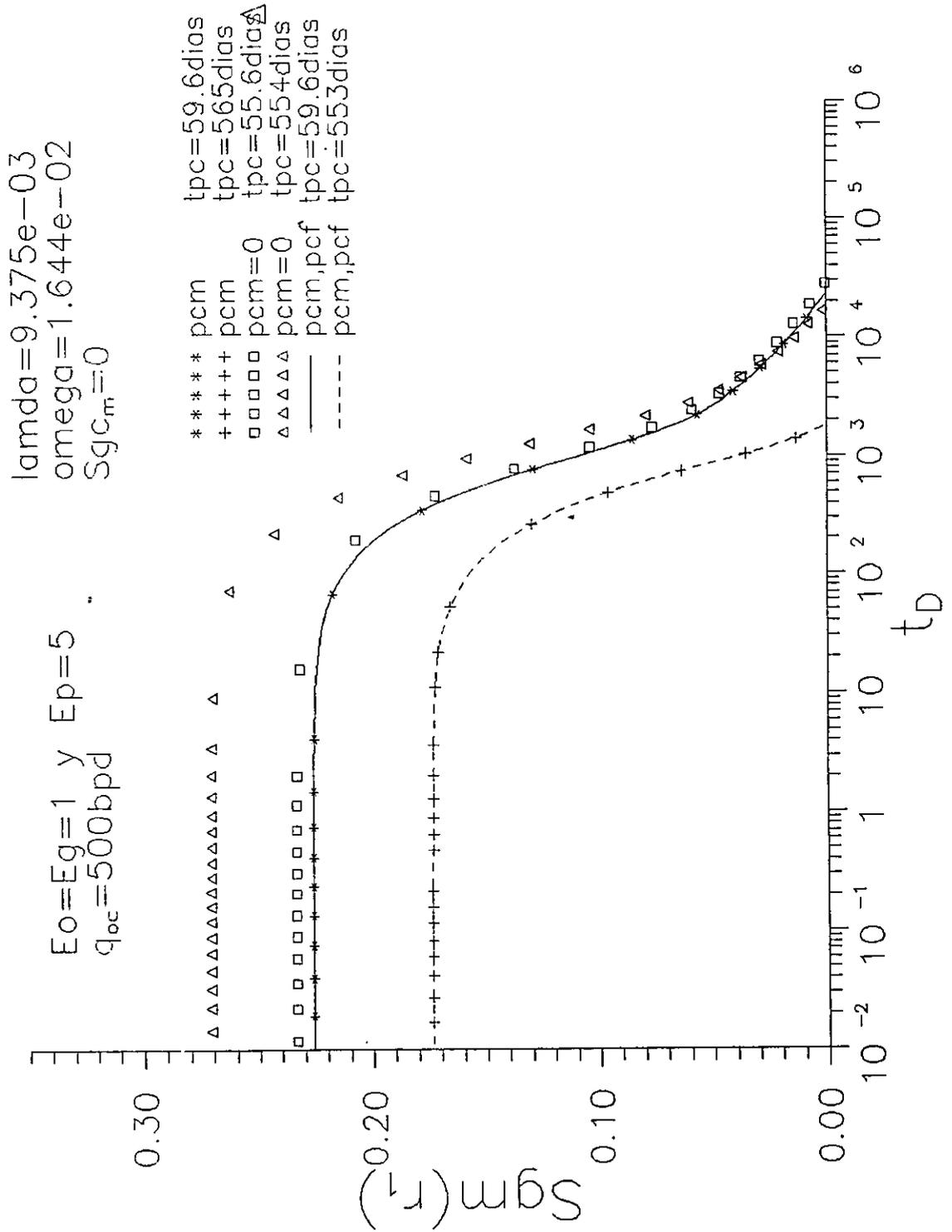


Fig.4.25 Respuesta de Sgf en incremento en yac. fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 2.

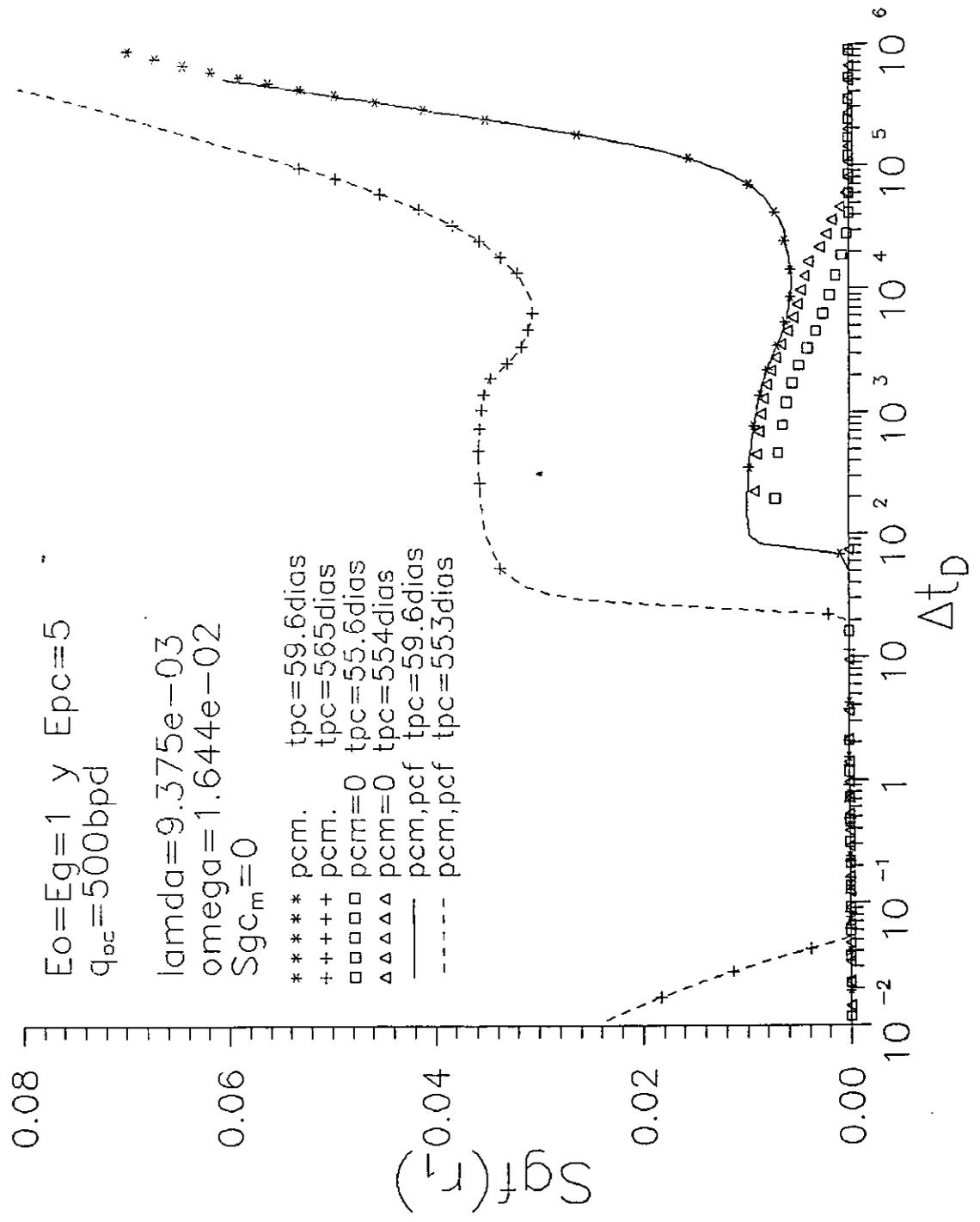
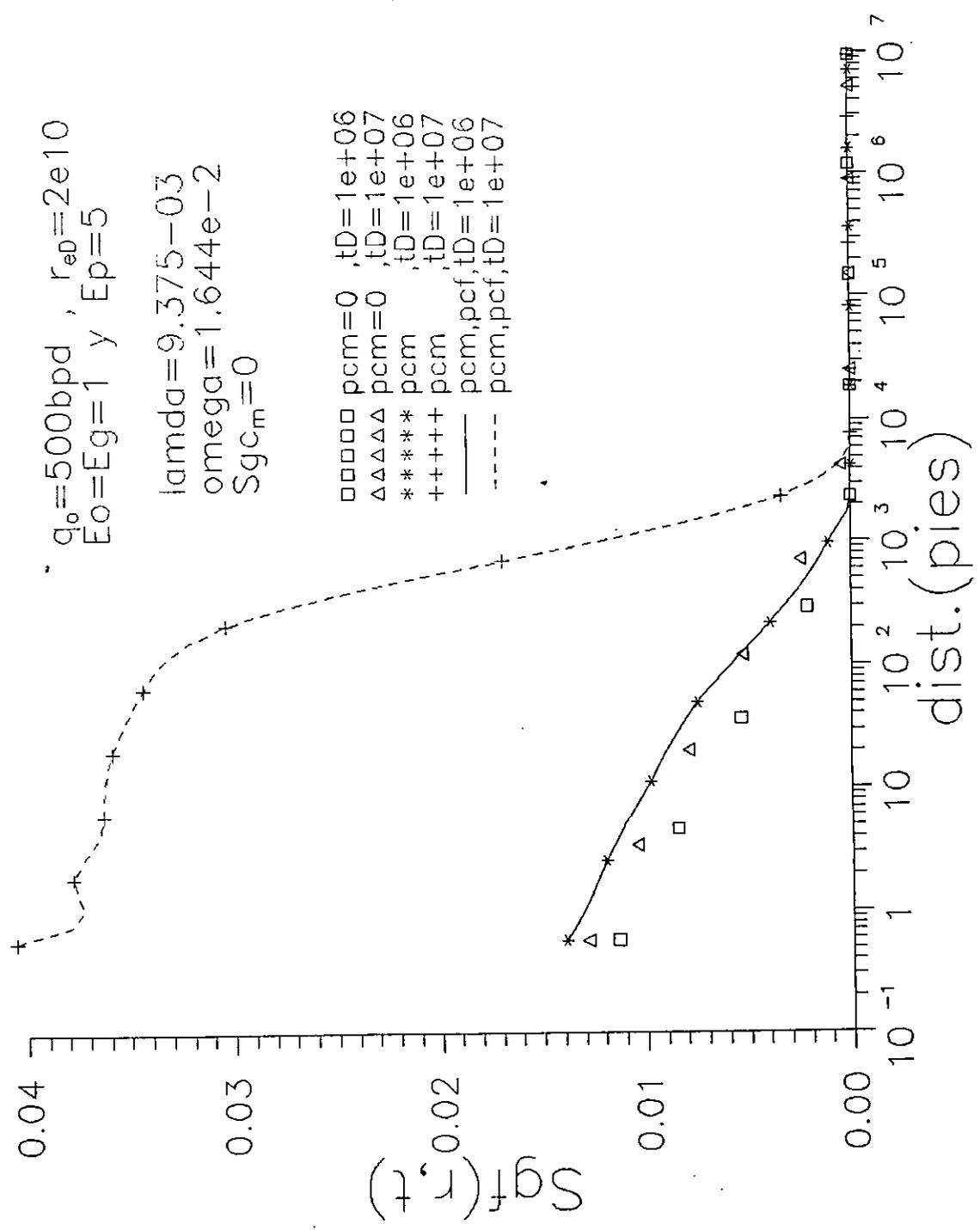


Fig.4.26 Perfil de Sgf contra distancia en yacimiento fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 2.



se observa en la gráfica de RGA contra distancia (ver Fig.4.27). En ambos perfiles no se encuentra ninguna influencia de la presencia de presión capilar en el sistema de fracturas.

Como es de esperarse, por lo mencionado previamente, si se disminuye el valor de  $\lambda$  a  $1.562 \times 10^{-5}$ , manteniendo el valor de  $\omega$  (corrida 3, Tabla 4.4.1), variando  $\sigma$  a  $0.01 \text{pies}^{-2}$  (que corresponde a una longitud de bloque de 10 pies aproximadamente) y reduciendo la  $k_m$  a  $0.01 \text{md}$ , las respuestas de presión y saturación de gas no muestran efectos capilares en el primer bloque, aun a tiempos muy grandes (ver Figs.4.28 y 4.29).

En la Fig.4.30 se muestran respuestas de presión para dos valores de  $\lambda$ ,  $1.562 \times 10^{-5}$  y  $9.37 \times 10^{-3}$ . Con el valor de  $\lambda = 9.37 \times 10^{-3}$ , y valores de los exponentes  $E_o = E_g = 2$  en las curvas de permeabilidad relativa de la fractura y  $E_p = 0$ , se observan efectos capilares de la matriz en la respuesta de presión similares a los observados cuando  $E_o = E_g = 1$  (ver Fig.4.21), sólo que como se mencionó anteriormente las respuestas de presión se separan un poco más de la solución de líquido. En la saturación de gas, tanto en el sistema de fracturas como en la matriz, también se observa diferencia a tiempos grandes cuando se incluye la presión capilar en la matriz. Para tiempos de producción grandes, en la respuesta de incremento se observan diferencias importantes tanto en las respuestas de presión de cierre como en las respuestas de saturación de gas. También en la Fig.4.30 se observa que al disminuir el valor  $\lambda$  a  $1.562 \times 10^{-5}$  no se nota la influencia de  $P_{cm}$  en la respuesta de presión aun a tiempos grandes, durante el periodo de transición existe mas separación de la respuesta de líquido que para el caso de  $\lambda = 9.3 \times 10^{-3}$ .

Al correr el conjunto 2 con  $E_o = E_g = 1$  y  $E_p = 5$  con  $q_o = 300 \text{bpd}$  se observa que al disminuir el gasto, la respuesta de decremento multifásica se acerca más a la respuesta de líquido por más tiempo a diferencia del mismo caso con  $q_o = 500 \text{bpd}$ ; sin embargo, la separación entre ambas respuestas a tiempos grandes es más abrupta como, se muestra en la Fig.4.31. Este comportamiento abrupto también se observa en la respuesta de saturación (ver Fig.4.32).

Fig.4.27 Perfil de RGA contra distancia en yacimiento fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 2.

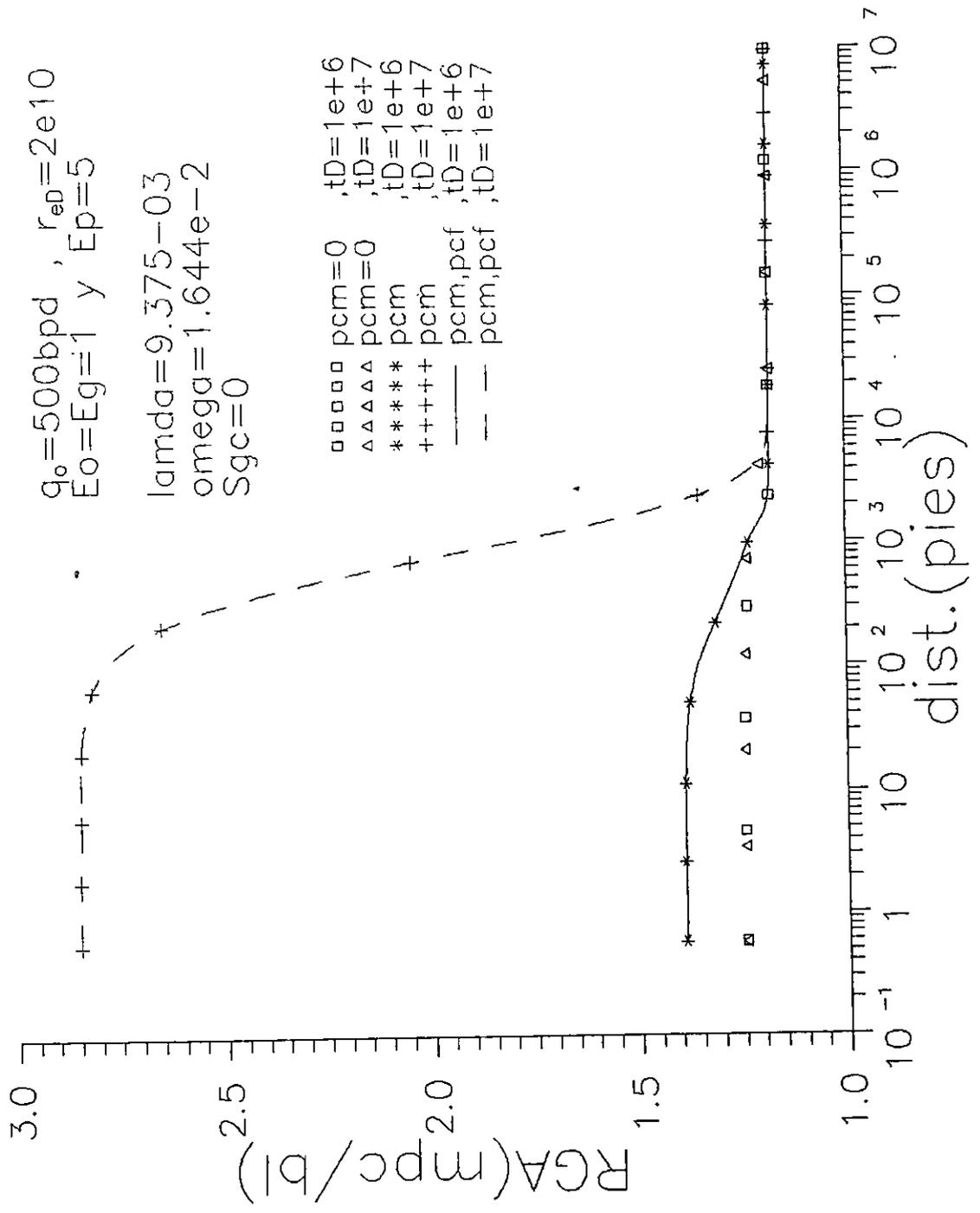


Fig.4.28 Respuesta de presión adim. en decremento en yac. fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 3.

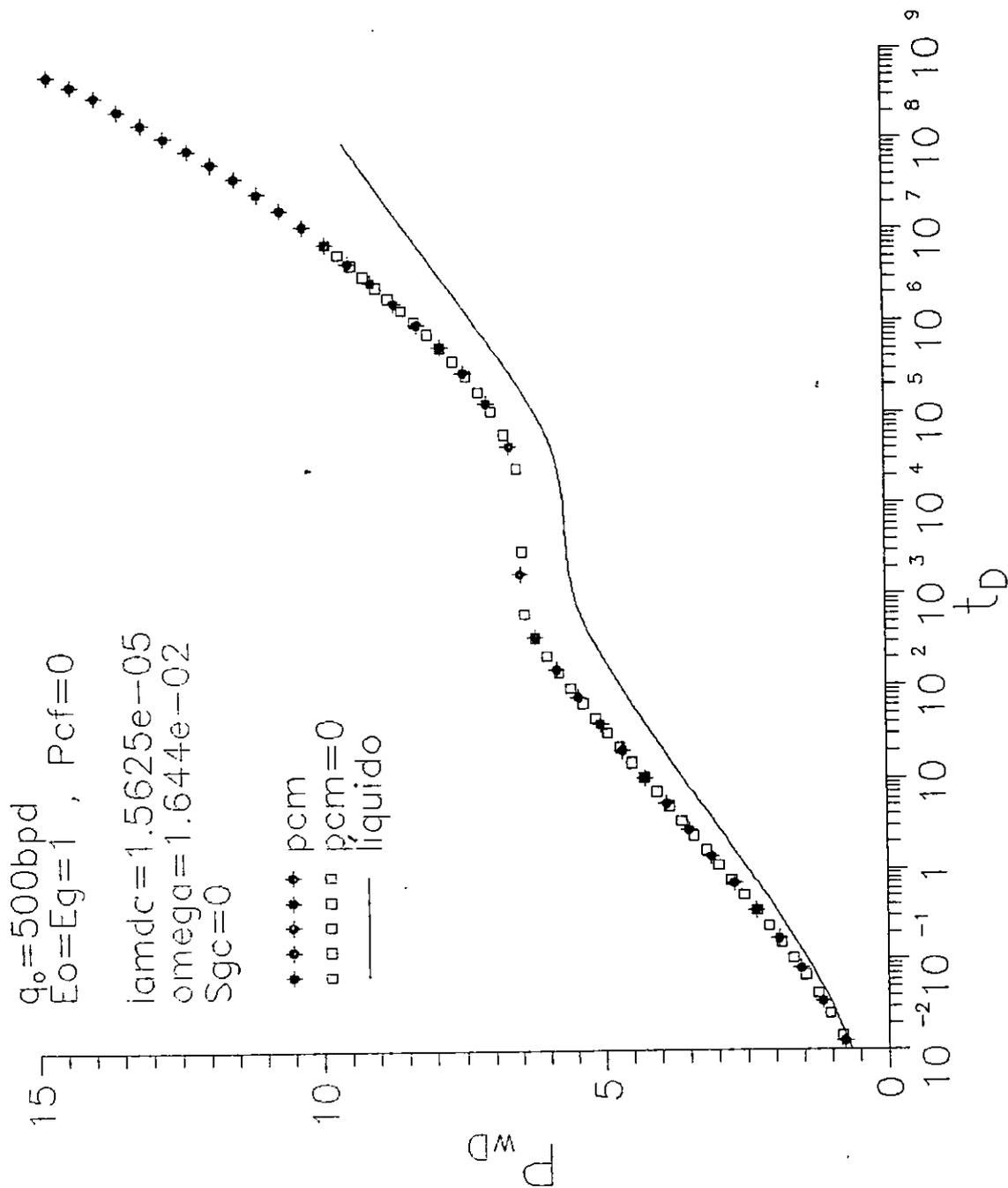


Fig.4.29 Respuesta de Sg en decremento en yacimiento fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 3.

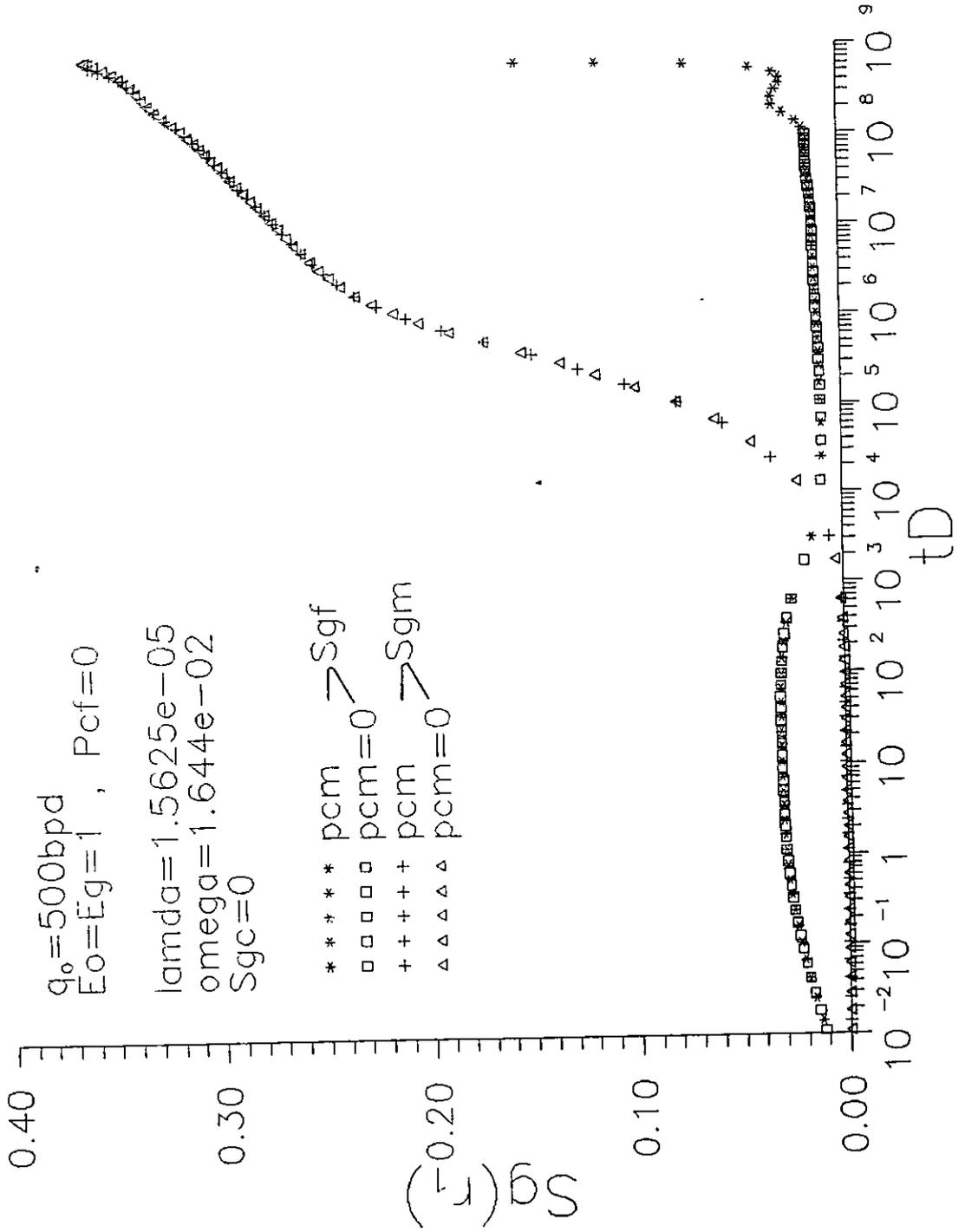


Fig.4.30 Respuesta de presión en decremento en yac. fracturado variando lamda con datos del conjunto 2 y corridas 2 y 3

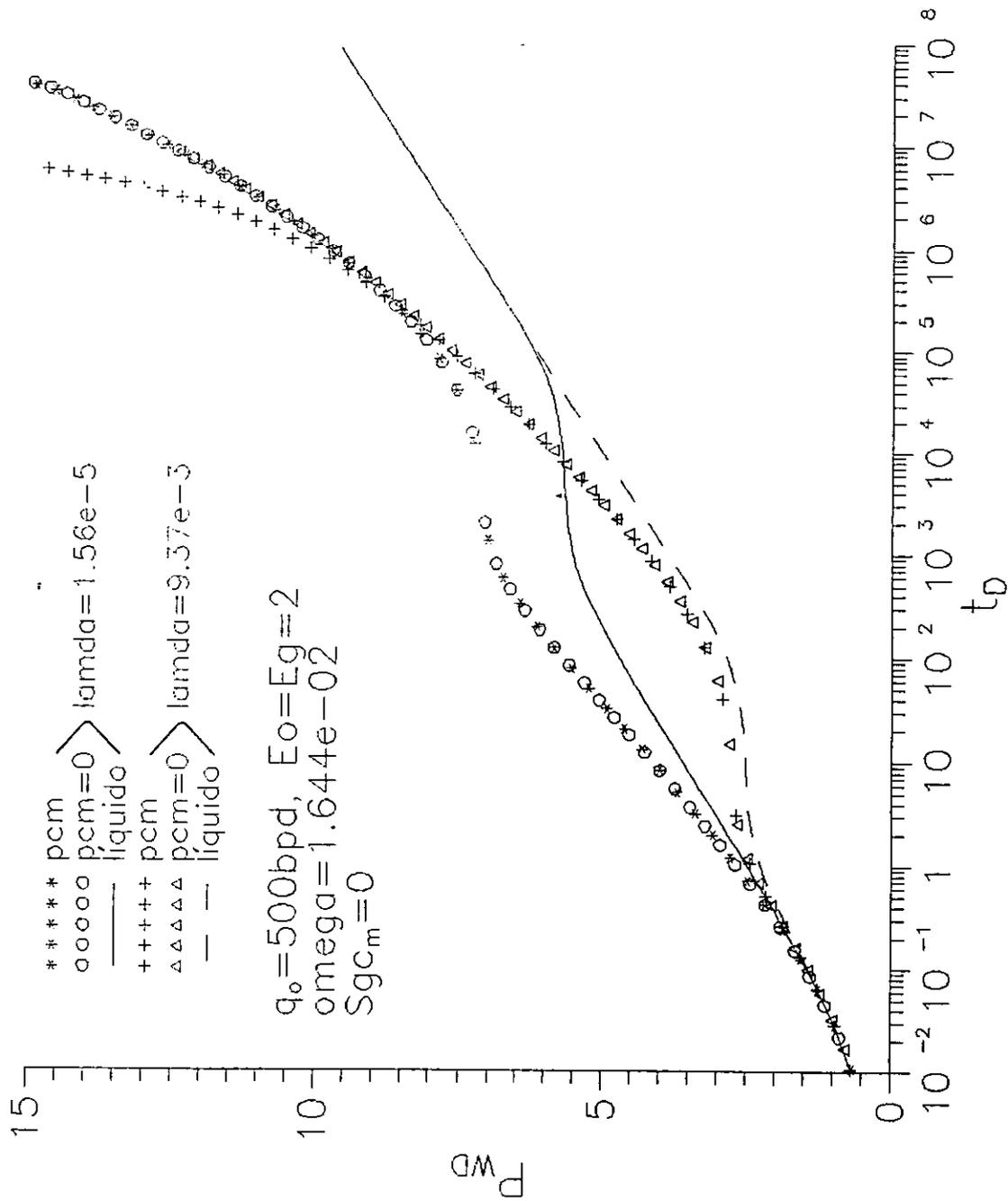


Fig.4.31 Respuesta en decremento de presión en yac. fracturado variando el gasto con datos del conjunto 2 y corrida 2

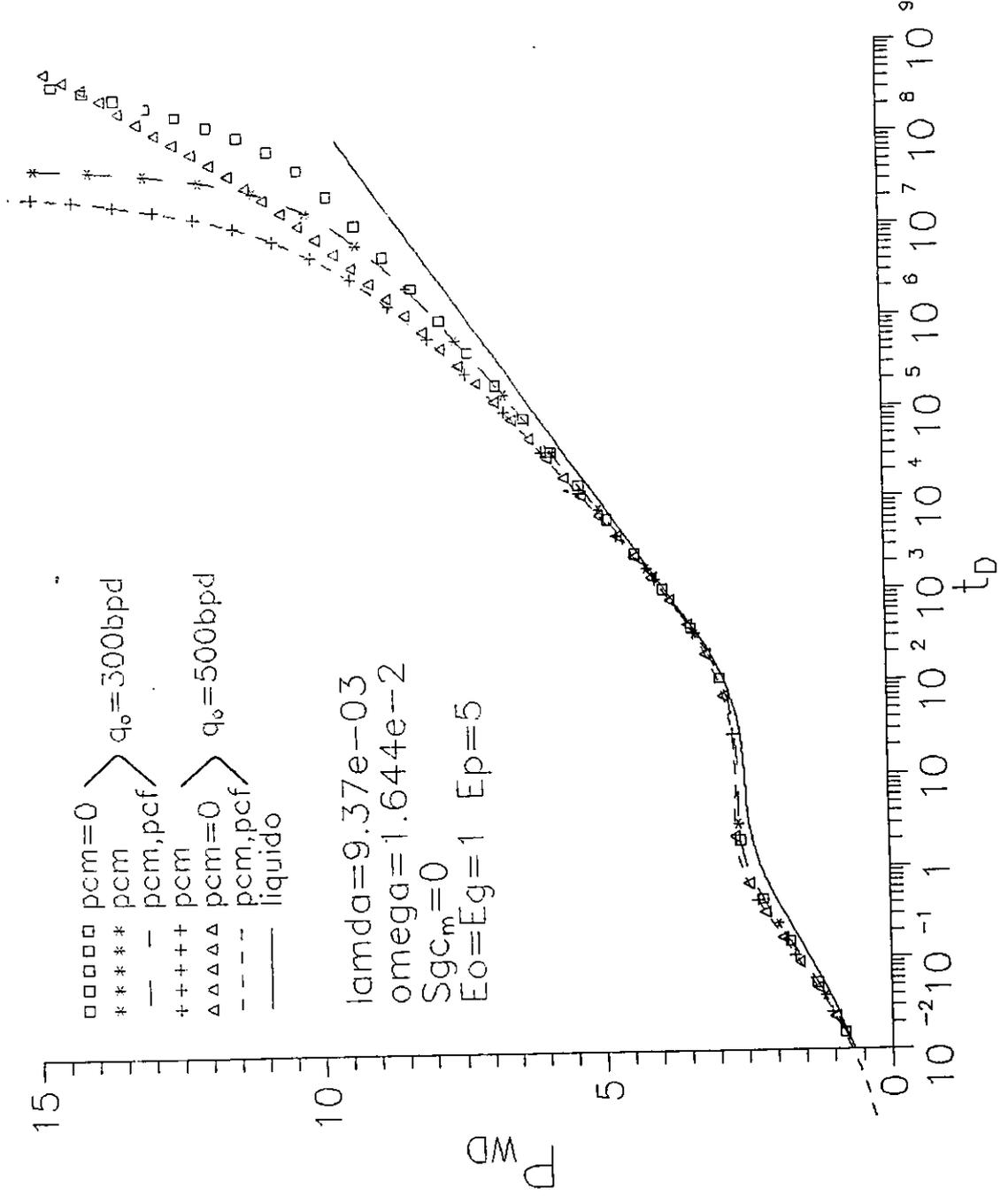
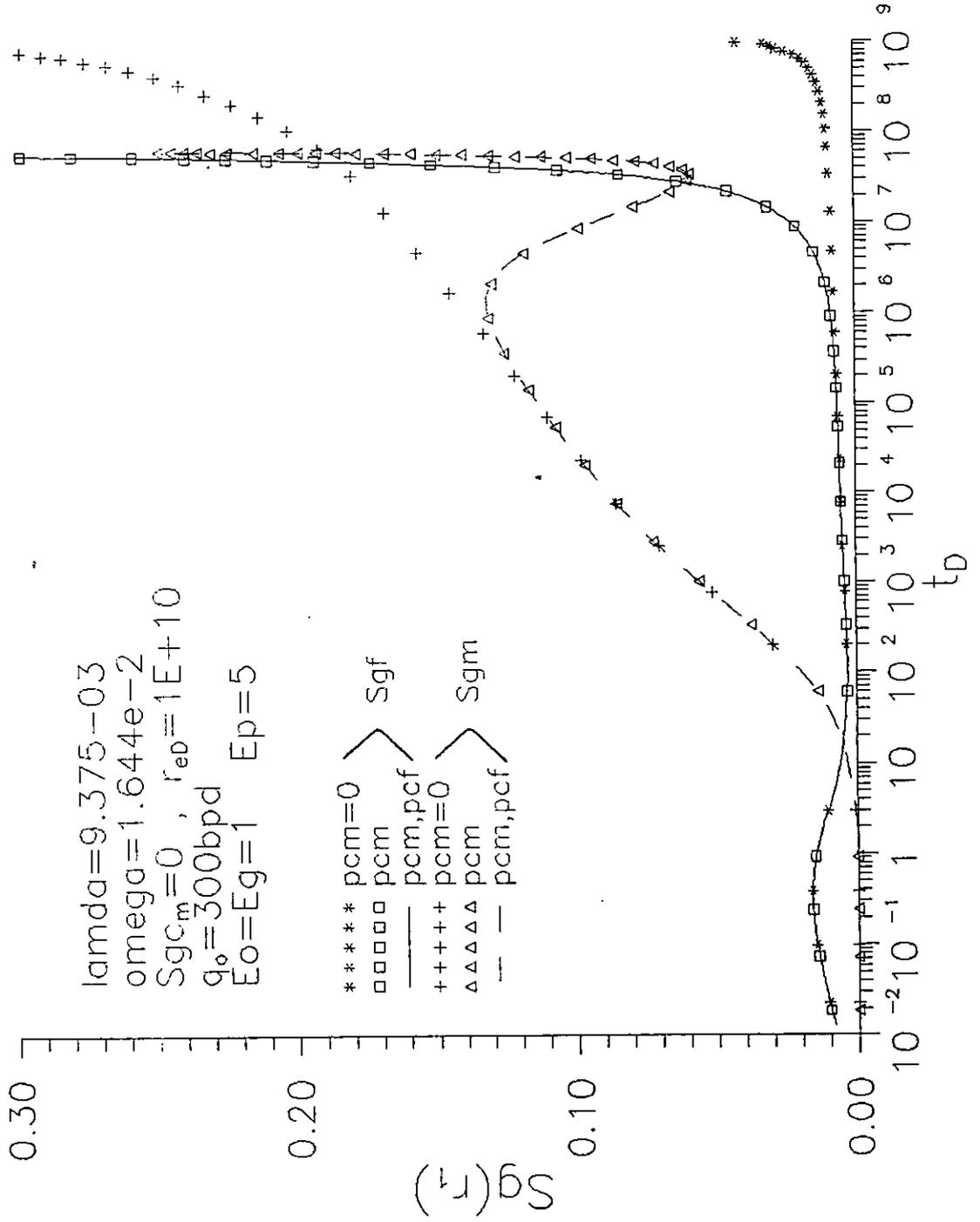


Fig.4.32 Respuesta de Sg en decremento en yac. fracturado con  $Q_0=300\text{bpd}$ , con datos del conjunto 2 y corrida 2.



Las diferencias observadas en el pozo también se presentan a través del yacimiento. En las Figs.4.33 y 4.34 se muestran perfiles de presión y relación gas aceite en el sistema de fracturas, para tres tiempos. Se observa que para el último tiempo adimensional,  $t_D=3.4 \times 10^7$  se presentan diferencias importantes entre los perfiles con y sin Pcm. También se incluyó la Pcf sin tener ésta ninguna influencia apreciable en el rango de tiempo mostrado.

Con el conjunto 3 se efectuó la corrida 4 (Tabla 4.4.1) con el simulador con gastos de 100 y 500 bpd, y exponentes de las curvas de permeabilidades relativas del sistema de fracturas, de uno y dos, obteniendo resultados similares a los observados con los conjuntos 1 y 2, tanto en la presión como en la saturación. En la Fig.4.35 se muestran respuestas para un valor de  $\lambda=9.375 \times 10^{-3}$  y  $\omega = 1.0984 \times 10^{-2}$  con  $q_0 = 500$  bpd. Al igual que para el caso de las Figs.4.21 y 4.22 (del conjunto 2), la influencia de la matriz en las respuestas de presión y saturación de gas se presenta a tiempos más cortos que con  $\lambda = 6.25 \times 10^{-4}$ . Lo relevante de estas figuras es que la influencia de la presión capilar en el sistema de fracturas es más evidente. Se observa que al incluir Pcf la respuesta es menos alejada de la respuesta de líquido que cuando se incluye solo Pcm, o sea que se contrarrestan ligeramente los efectos multifásicos al incluir Pcf. En la gráfica de  $S_g(r_1)$  contra  $t_D$  (Fig.4.36), se observa que al incluir Pcf, ésta no tiene ningún efecto al inicio, y después de un cierto tiempo la  $S_g$  con Pcf, no crece al mismo ritmo que cuando  $Pcf=0$ , y la saturación de gas en la matriz en lugar de crecer (cuando  $Pcf=0$ ) disminuye (cuando  $Pcf \neq 0$ ). Es decir fluye el gas más fácilmente por las fracturas cuando  $Pcf \neq 0$ , lo cual hace que tanto matriz como fracturas retengan al aceite, influyendo en este proceso la baja permeabilidad de la matriz.

Para este caso en los incrementos a diferentes tiempos de cierre se observaron efectos capilares aún con tiempos de producción cortos como 21.2 días ( $t_{pD}=1.02 \times 10^6$ ). También, se observa que las respuestas de presión se separan más de la de líquido debido a efectos multifásicos. La influencia de la Pcf casi es similar a cuando se incluye sólo Pcm.

Con este mismo conjunto de datos y exponentes  $E_o$ ,  $E_g$ , y  $E_p$ , se hizo una corrida con  $q_0 = 1000$  bpd (Fig.4.38), observándose que las respuestas de presión se alejan más de la de líquido. El

Fig.4.33 Perfil de presión en distancia en yacimiento fracturado con  $Q_0=300\text{bpd}$ , con datos del conjunto 2 y corrida 2.

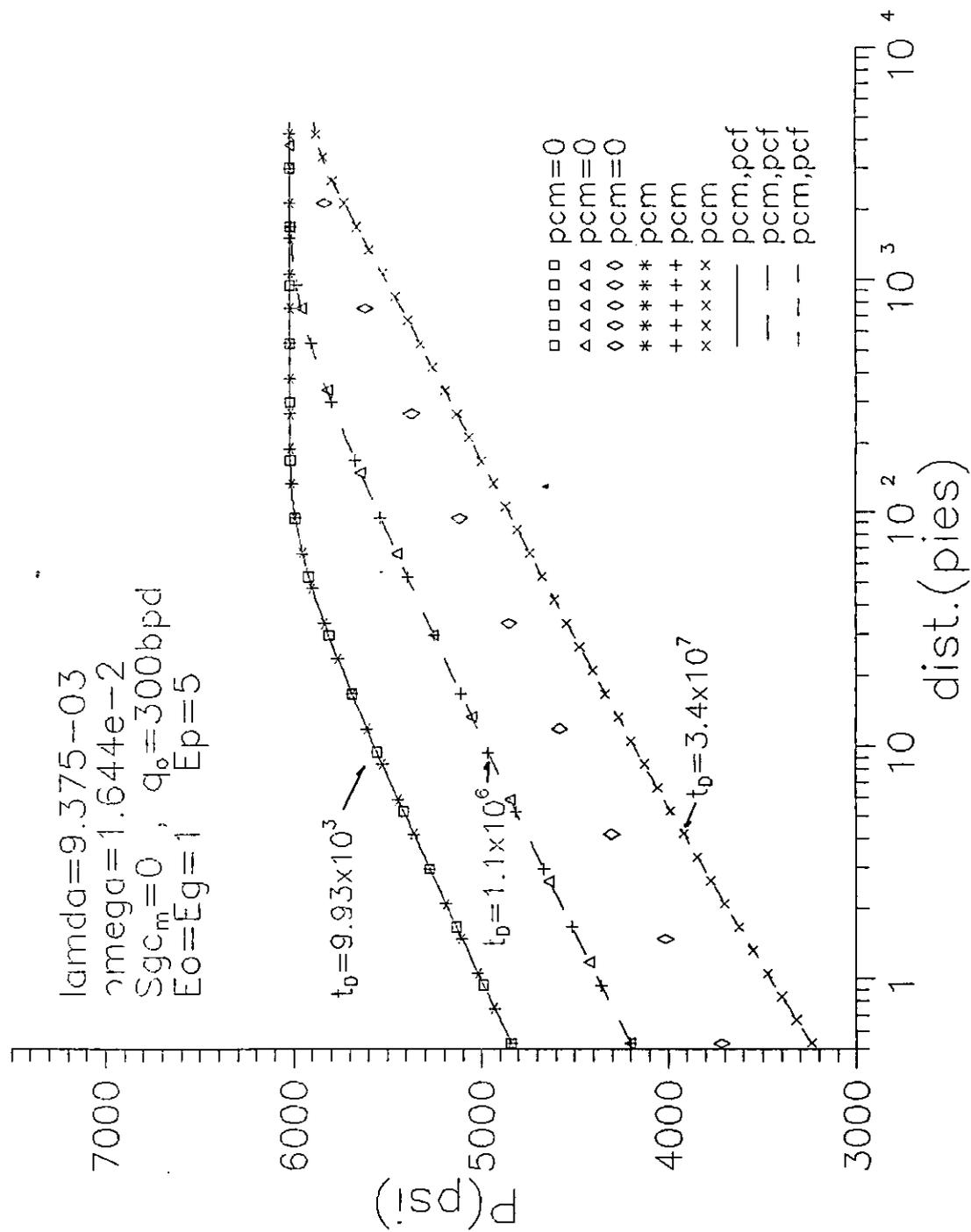


Fig.4.34 Perfil de RGA en distancia para un yacimiento fracturado con  $q_o=300\text{bpd}$ , con datos del conjunto 2 y corrida 2.

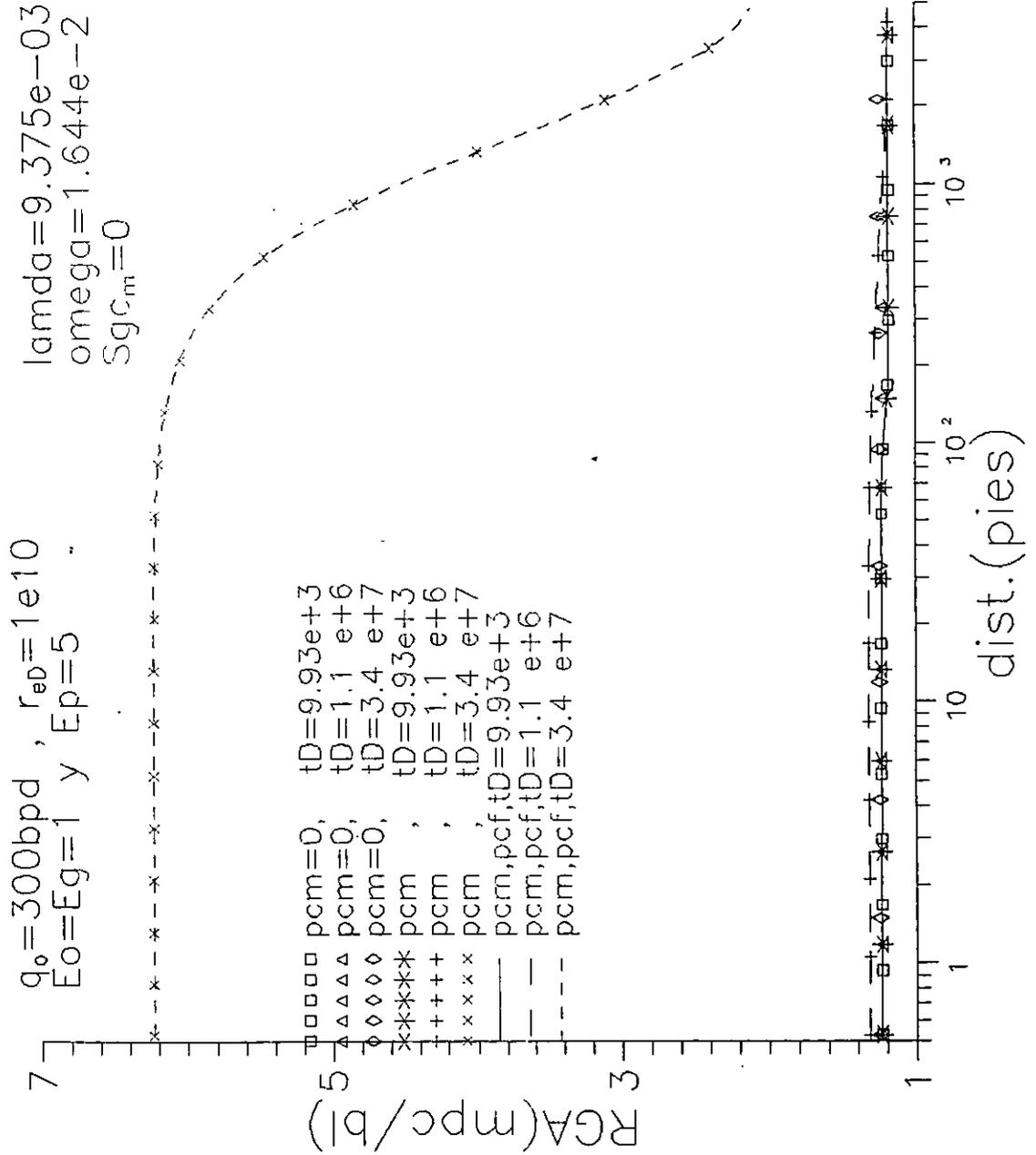


Fig.4.35 Respuesta de presión en decremento en yacimiento fracturado con datos del conjunto 3 y corrida 4

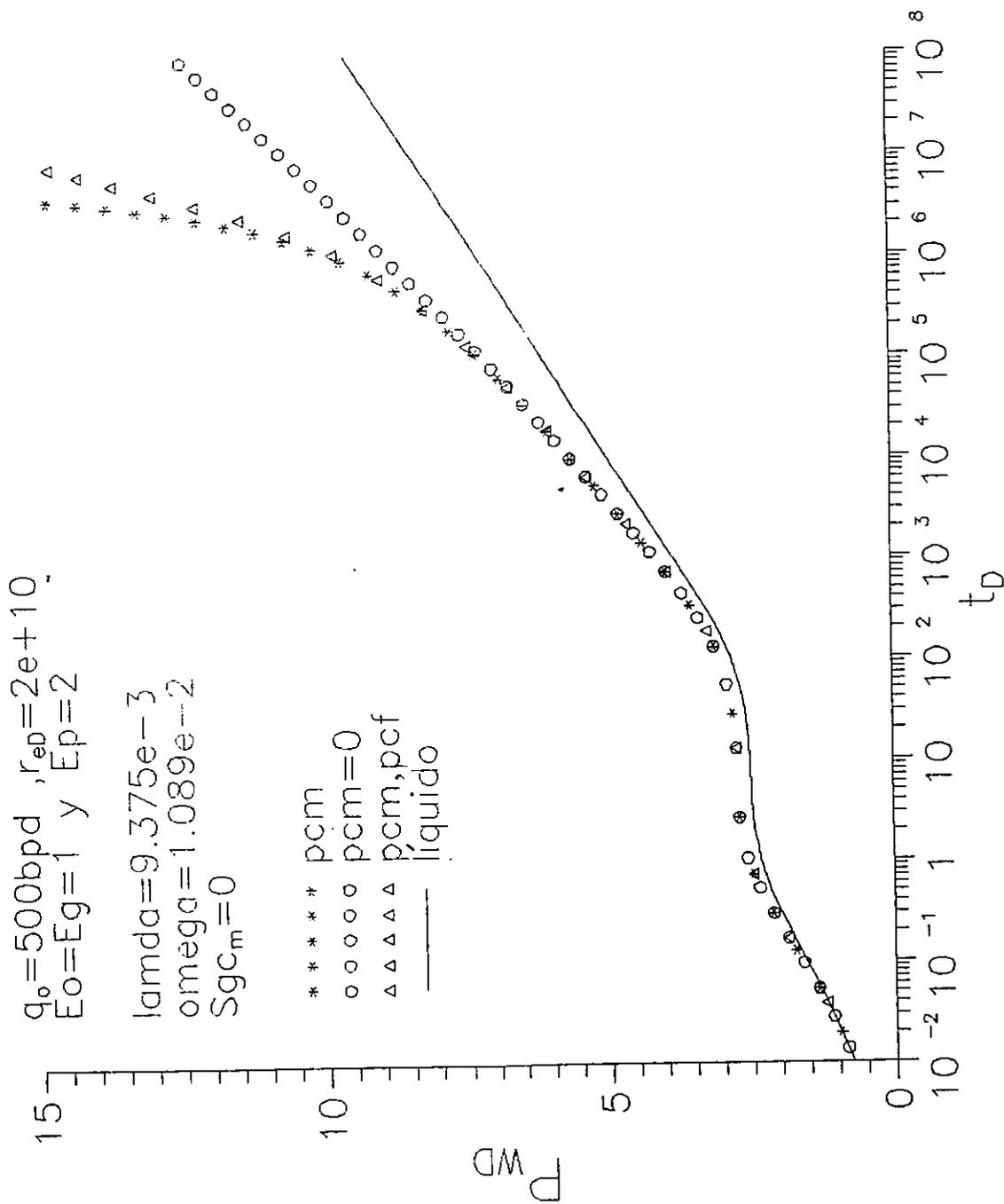


Fig.4.36 Respuesta de Sg en decremento en yacimiento fracturado con datos del conjunto 3 y corrida 4.

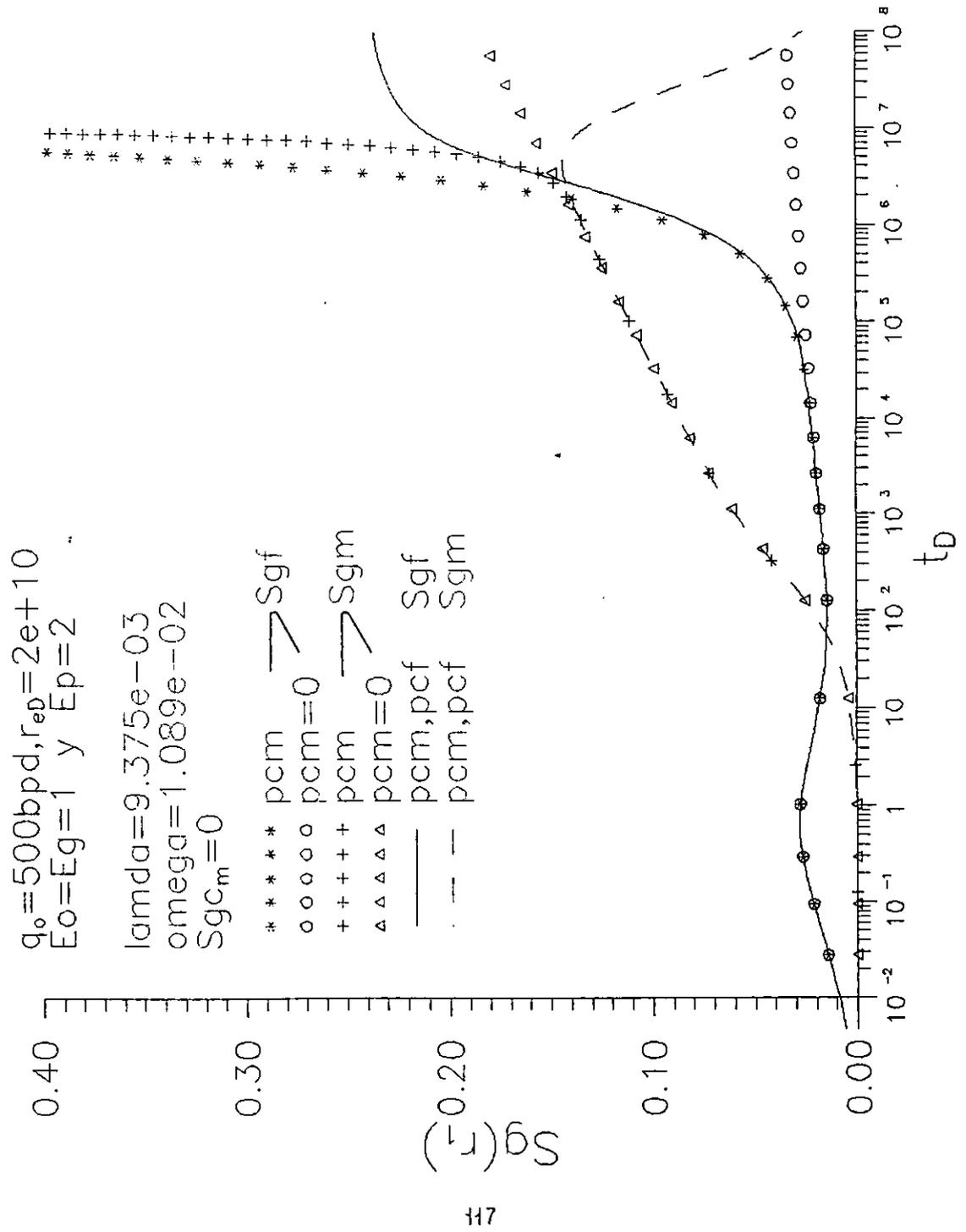


Fig.4.37 Respuesta de presión en incremento en yac. frac-  
 turado con datos del conjunto 3 y corrida 4.

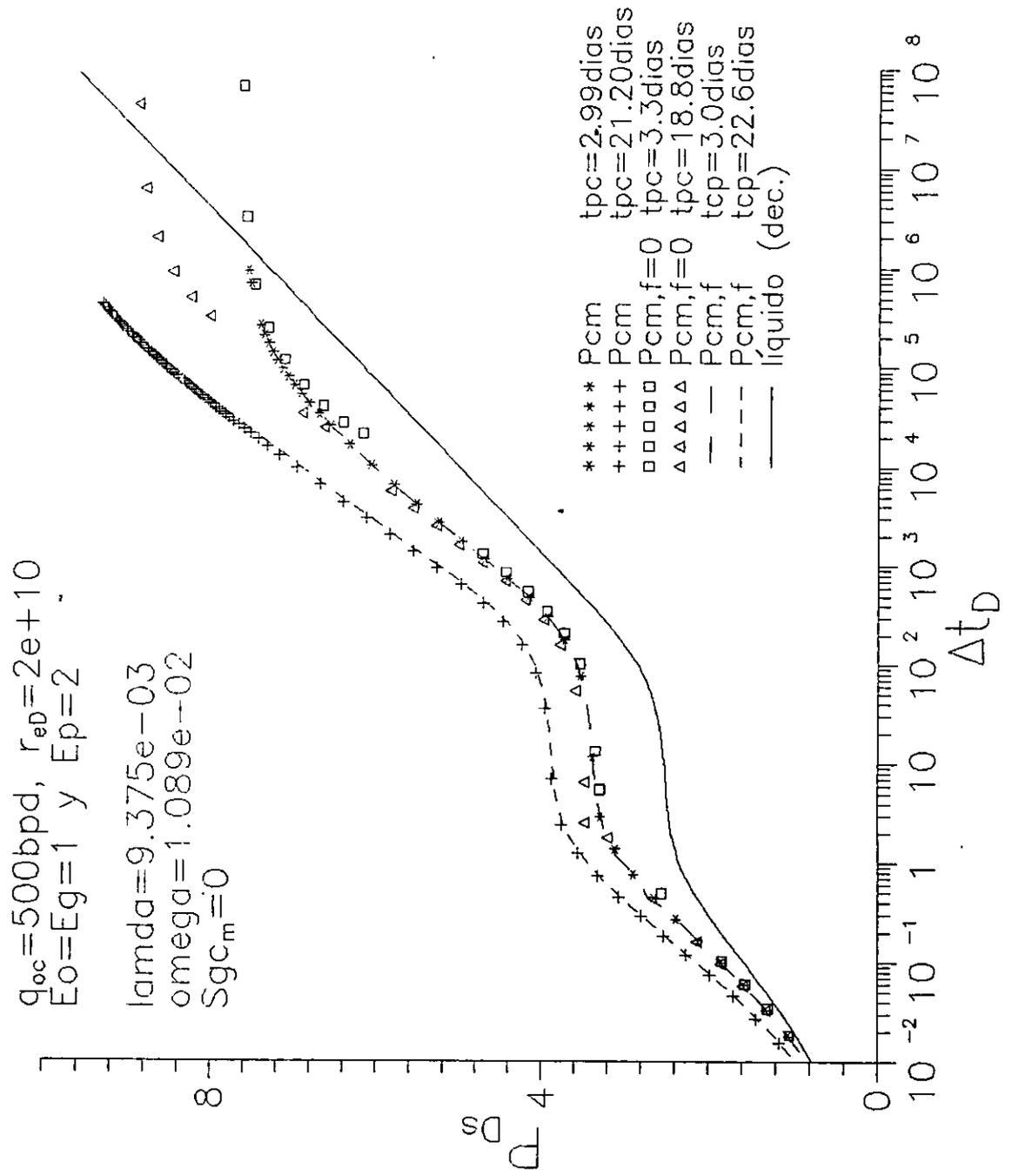
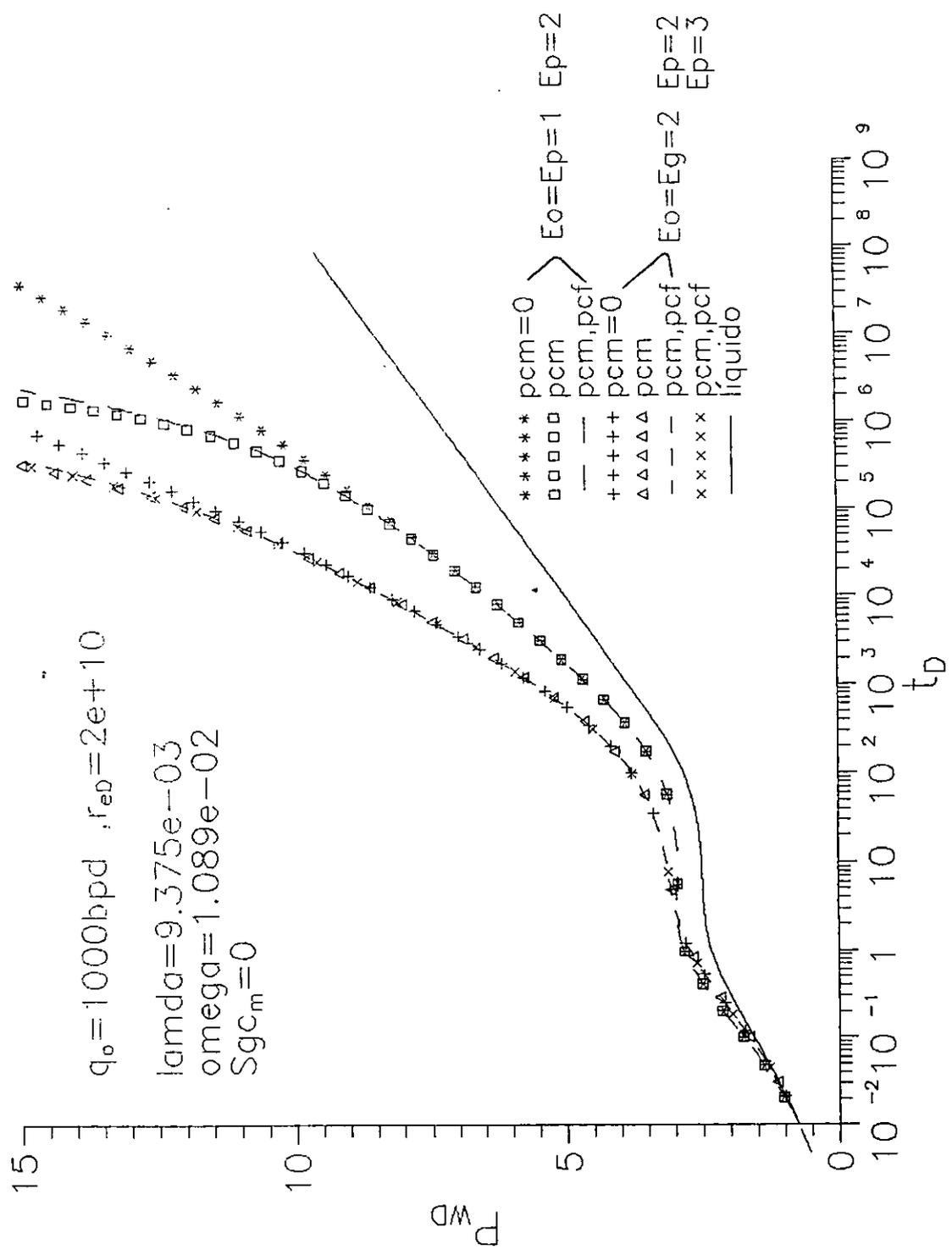


Fig.4.38 Respuesta de presión adim. en yac. fracturado con datos del conjunto 3, diferentes exponentes y corrida 4



efecto de la  $P_{cm}$  y  $P_{cf}$  es menor que con  $q_o=500$ bpd, pero inician los efectos al mismo tiempo aproximadamente. Se ha observado que conforme  $E_p$  crece (mayor curvatura en la curva de  $P_{cf}$ , es decir presión capilar menor a saturaciones de aceite altas, ver Fig.4.1 a 4.3, la influencia de  $P_{cf}$  disminuye, acercándose las respuestas al caso en que  $P_{cf}=0$ .

Para observar la influencia de  $\omega$ , manteniendo el valor de  $\lambda$  fijo, se efectuó la corrida 5 (ver Tabla 4.4.1) variando la  $k_f$  y  $\phi_f$ . En estas corridas se usó el conjunto 2, con  $E_o=E_g=1$  para las curvas de permeabilidades relativas en la fractura, y  $E_p=5$  para la curva de presión capilar. Con  $\omega=2.703 \times 10^{-1}$  el periodo de transición es más corto (ver Fig.4.39 y 4.40) que el observado con  $\omega = 1.64 \times 10^{-2}$  (Fig.4.14), lo cual es similar al comportamiento existente para líquido ligeramente compresible. Al observar las respuestas de presión, no se observan efectos capilares, salvo a tiempos grandes como se observó con  $\omega = 1.64 \times 10^{-2}$ . De nuevo, al igual que para  $\omega = 1.64 \times 10^{-2}$ , coincidieron las respuestas de presión y saturación de gas en el primer bloque, incluyendo  $P_{cm}$  y  $P_{cf}$  con las respuestas con  $P_{cm}$  y  $P_{cf}=0$ , es decir al incluir  $P_{cf}$  no se observó influencia en la respuesta de presión. En la respuesta de incremento correspondiente al decremento, para diferentes tiempos de producción se observó que solo a tiempos de producción grandes se tienen diferencias importantes en las respuestas de presión de fondo (ver Fig.4.41). Para tiempos de producción grandes en la saturación de gas en el primer bloque radial tanto en la matriz como en el sistema de fracturas, se observan diferencias apreciables entre los casos con y sin  $P_{cm}$  (ver Figs.4.42 y 4.43).

Para la corrida 6 (Tabla 4.4.1) se disminuyó  $\omega$  a  $3.333 \times 10^{-4}$ , debido a que se incremento la  $k_f$  y se redujo significativamente la  $\phi_f$ , el periodo de transición es más largo (ver Fig.4.44). Debido al menor almacenamiento del sistema de fracturas se crea un efecto de represionamiento, en la fase gaseosa, durante el primer periodo semilogarítmico. También a tiempos grandes,  $t_D > 5.0 \times 10^7$ , se observan efectos de la presión capilar de la matriz tanto en las respuestas de presión como en las respuestas de  $S_g(r_1)$  (ver Fig.4.45). El comportamiento de incremento para este caso es similar al reportado cuando se utilizó  $\omega = 2.703 \times 10^{-1}$ .

Fig.4.39. Respuesta de presión adim. en decremento en yac. fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 5.

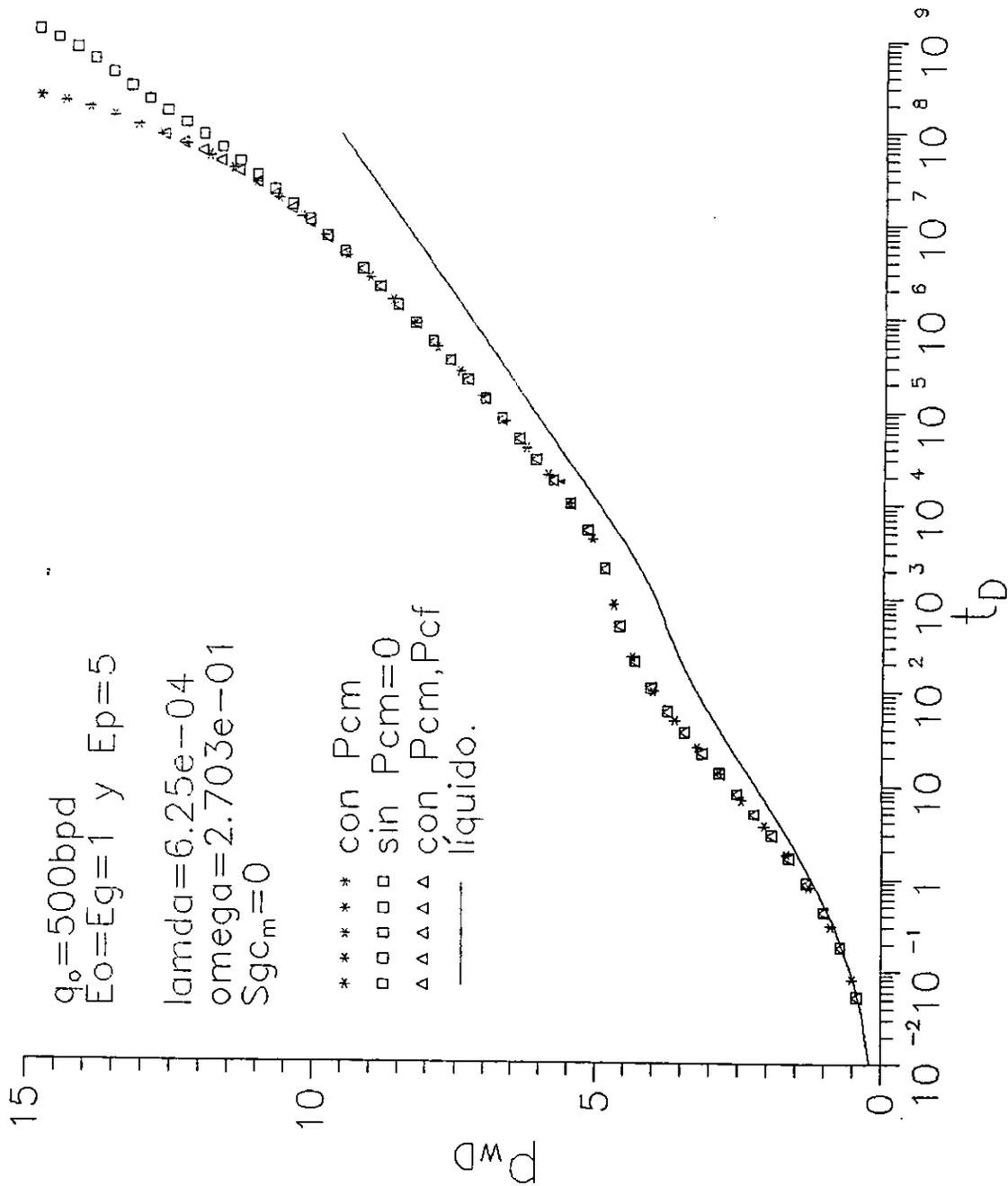


Fig.4.40.Respuesta de Sg en decremento en yacimiento fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 5.

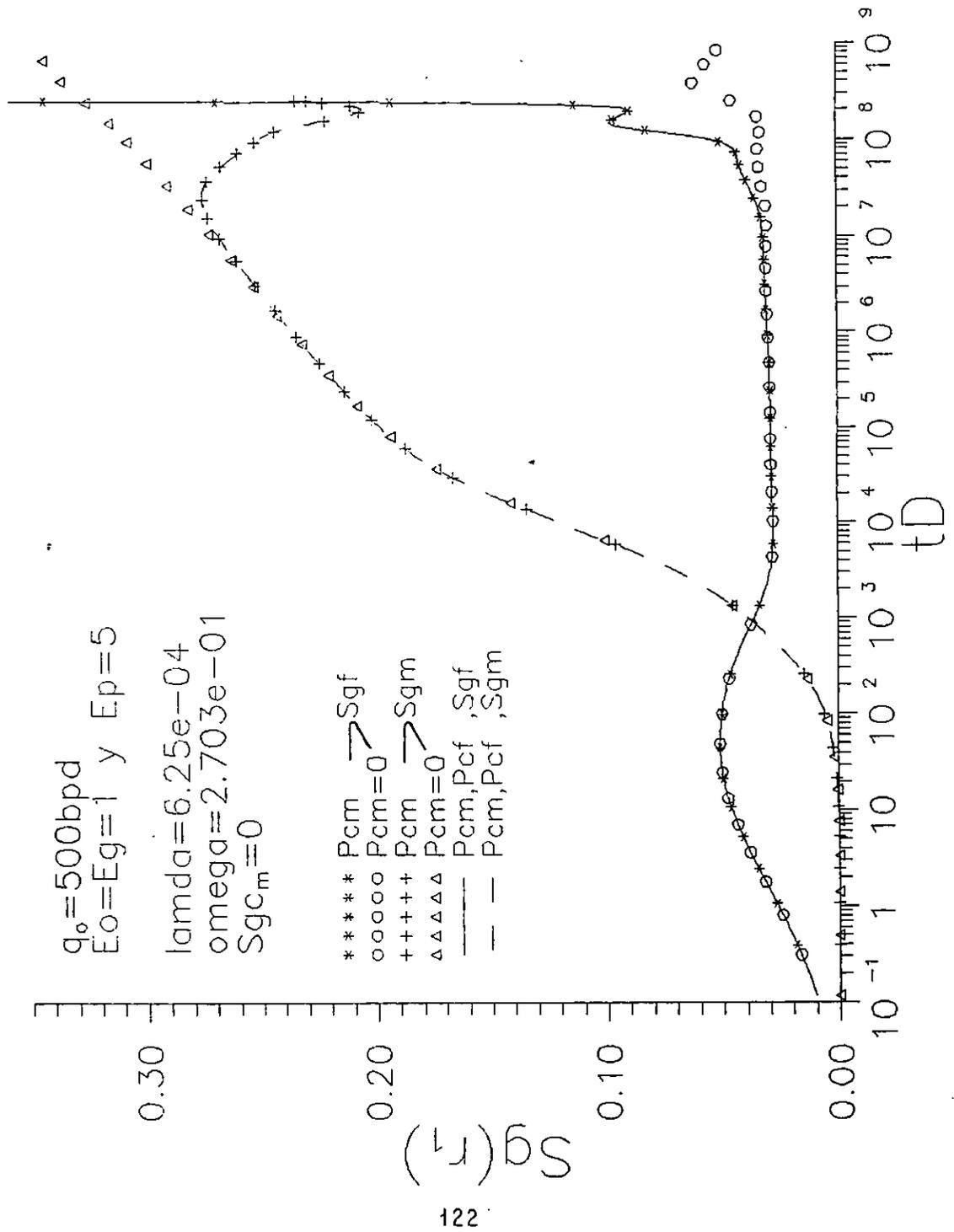


Fig.4.41 Respuesta de presión adimensional en incremento en yac. fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 5

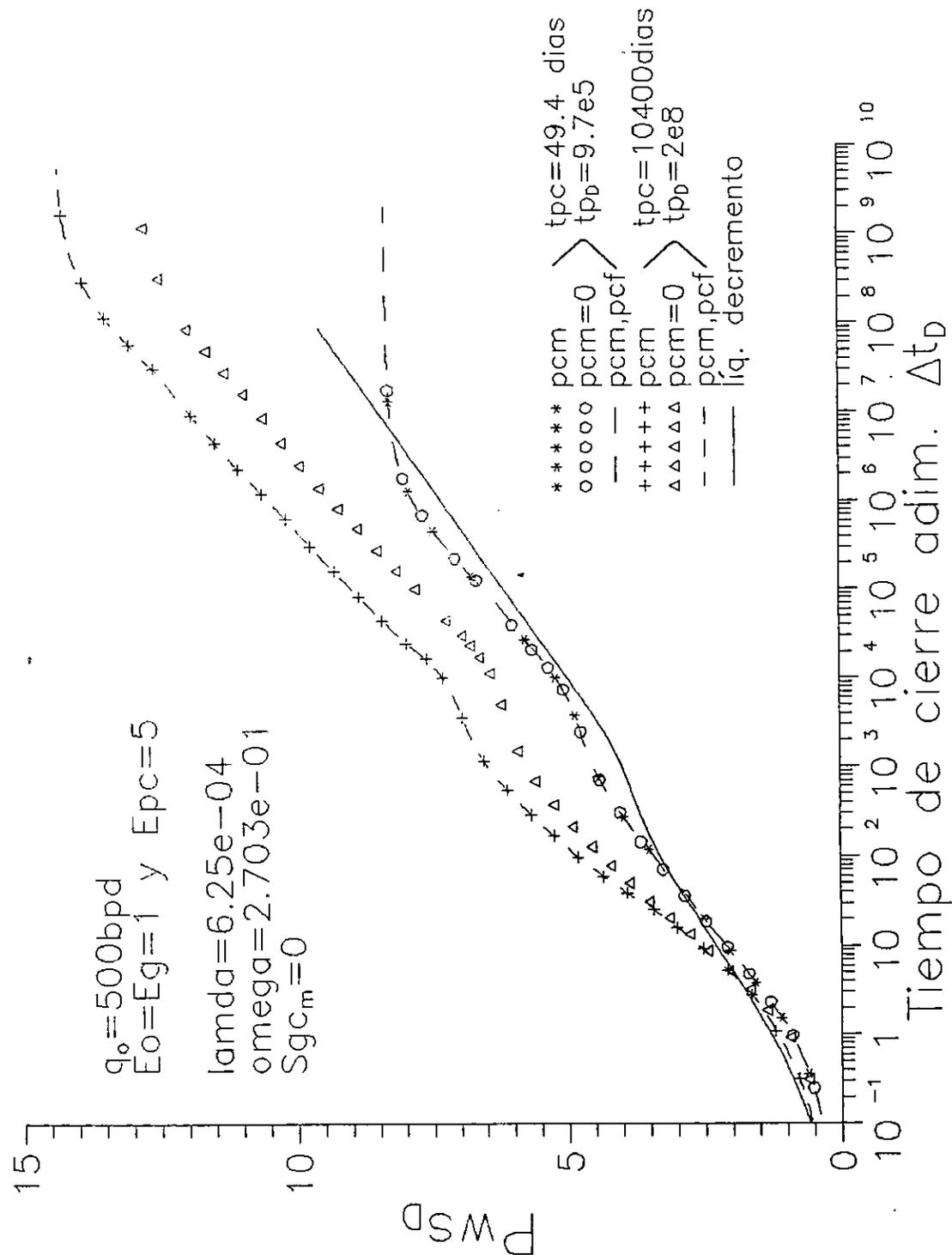


Fig.4.42 Respuesta de Sgm en incremento en yac. fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 5

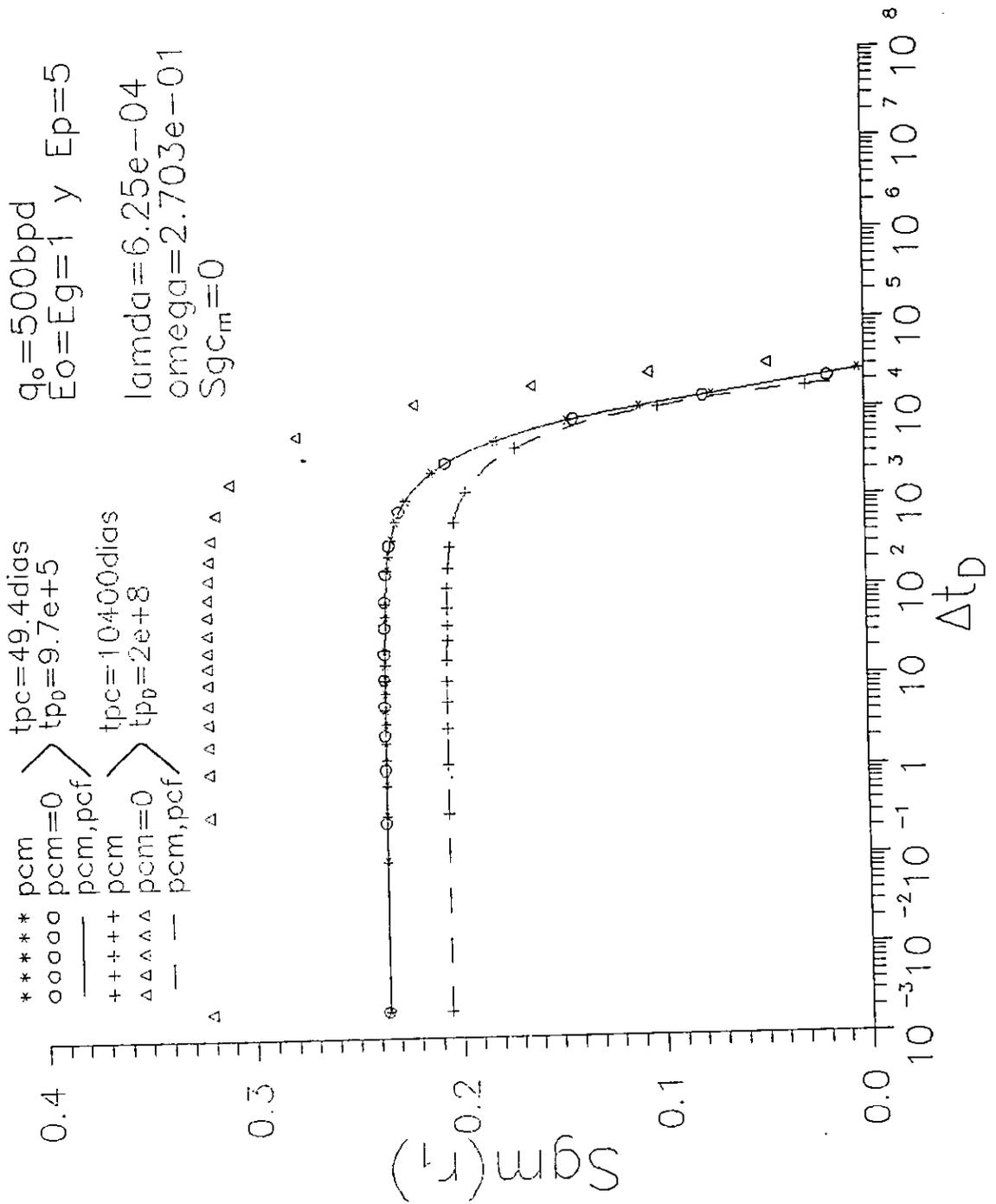


Fig.4.43 Respuesta de Sgf en incremento en yacimiento fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 5.

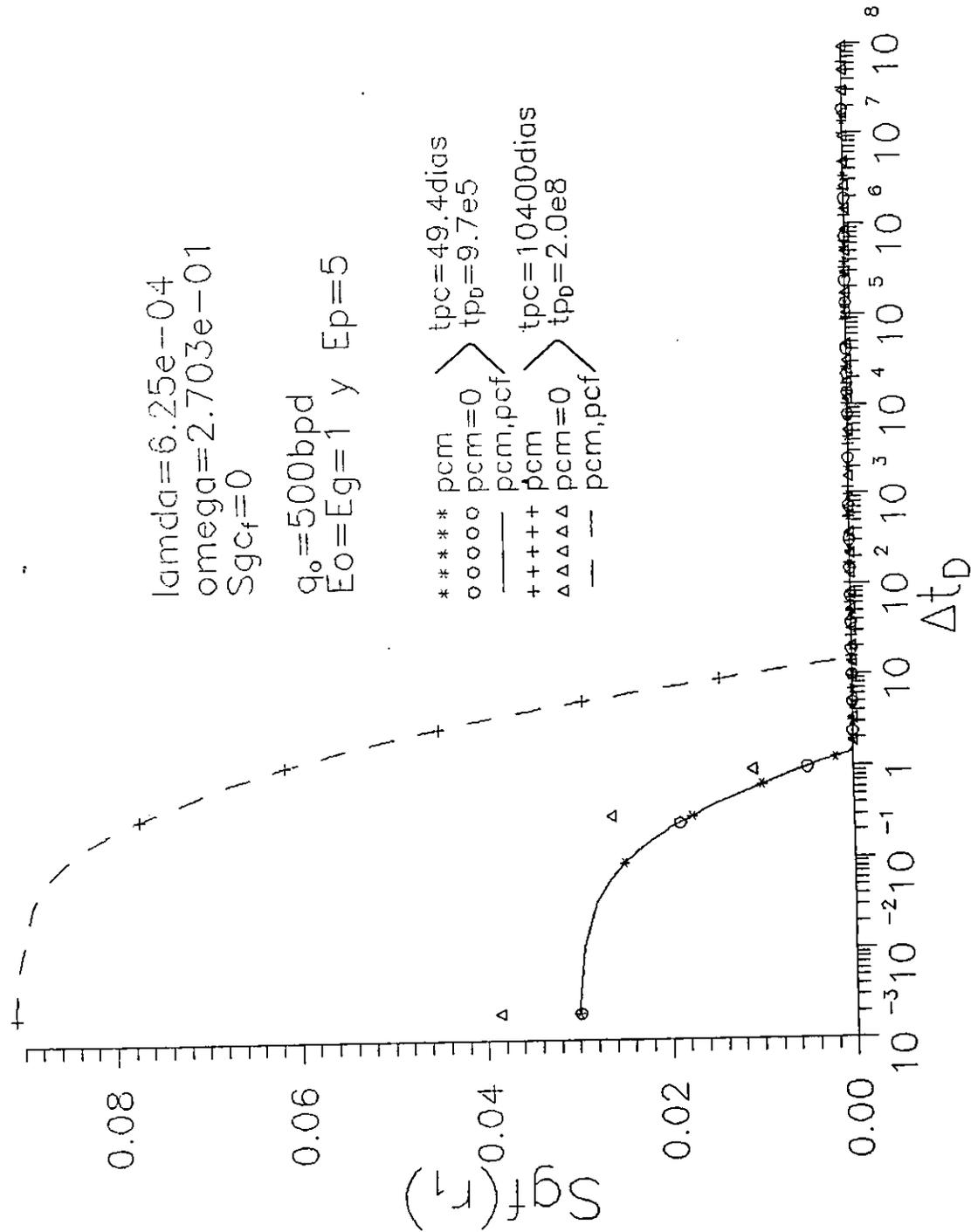


Fig.4.44 Respuesta de presión adim. en decremento en yac. fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 6.

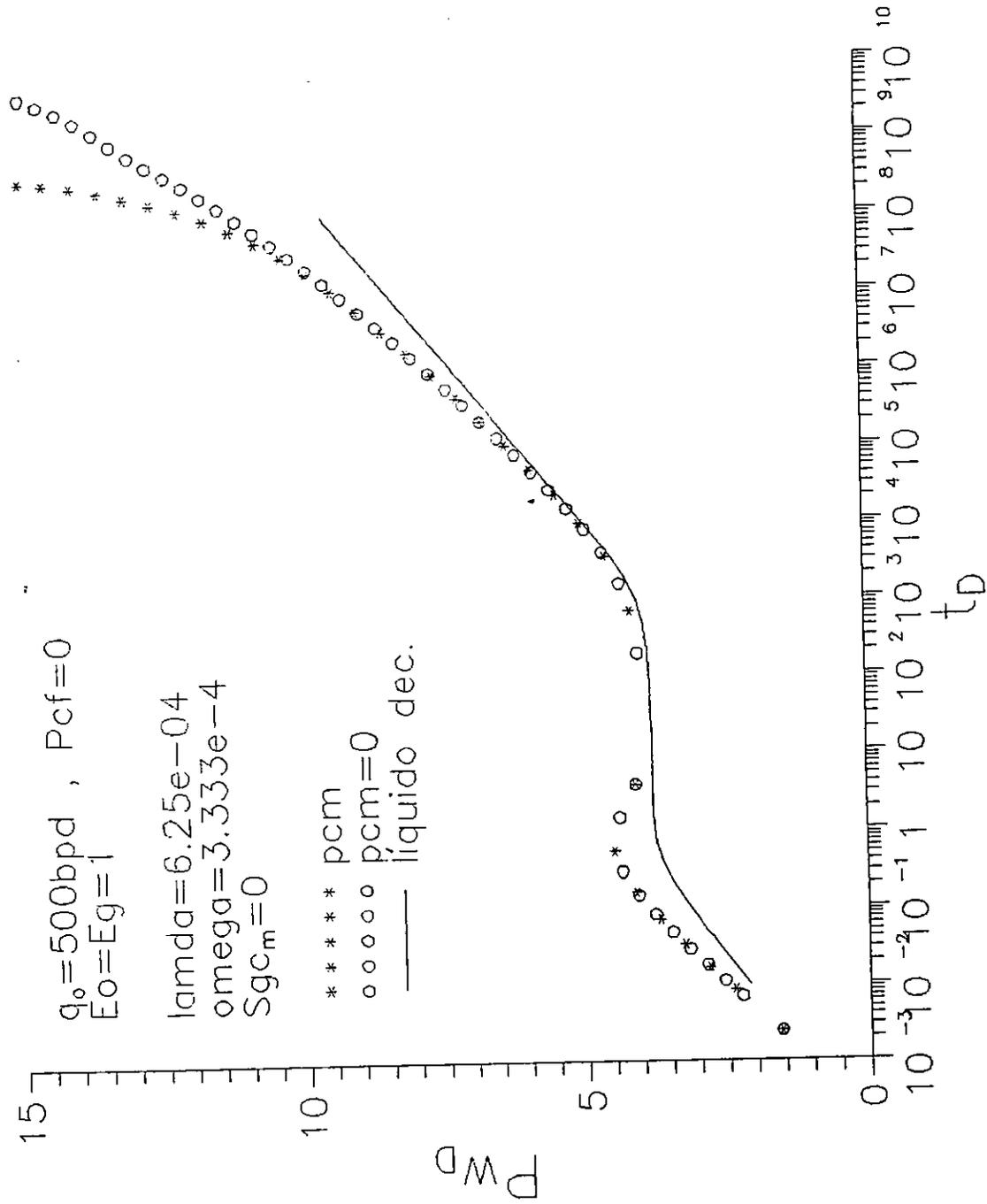
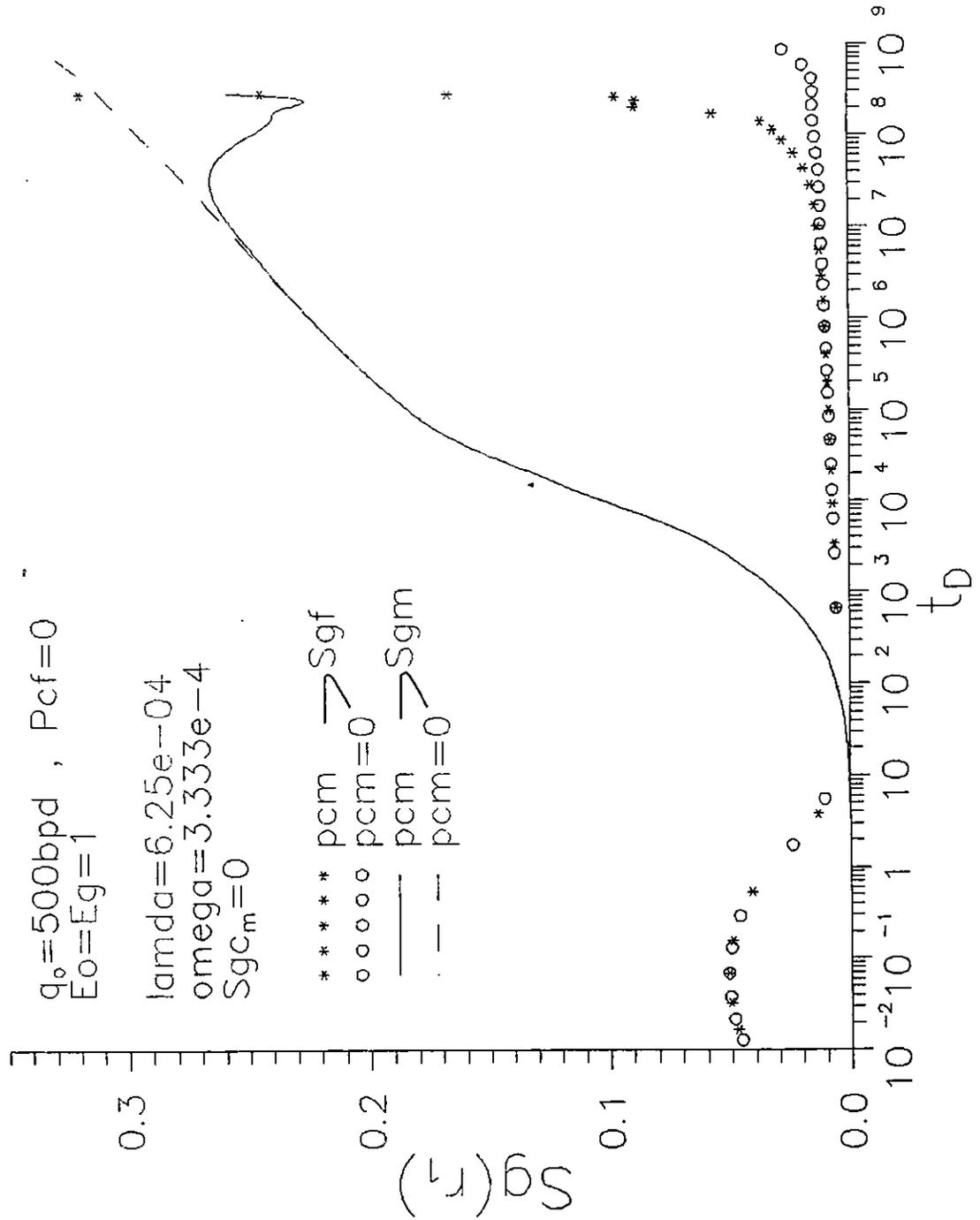


Fig.4.45 Respuesta de  $S_g$  en decremento en yac. fracturado con datos del conjunto 2 y corrida 6



Usando los mismos valores de  $\omega = 2.703 \times 10^{-1}$  y  $3.333 \times 10^{-4}$  solo que con datos del conjunto 3 y  $E_o=E_g=2$ , se observa que las respuesta de decremento de presión se alejan un poco de la respuesta de líquido con respecto a las respuestas con el conjunto 2 debido a las formas de las curvas de permeabilidades relativas y la forma de  $P_{cm}$ (ver Fig.4.46).

En la Fig.4.47 se muestran las respuestas de presión para un valor de  $\omega=1.089 \times 10^{-2}$  cuando  $E_o=E_g=1$  y 2 en las curvas de permeabilidad relativa y  $q_o=1000$ bpd con datos del conjunto 3, acentuándose más las diferencias entre la respuesta multifásica y la respuesta de líquido para el caso en que  $E_o=E_g=2$ . Como puede apreciarse no se observaron efectos de  $P_{cm}$  en las respuestas de presión, durante casi todo el intervalo de tiempo, solo se observa el efecto de las curvas de permeabilidad. Como es de esperarse, la respuesta de presión se aleja más de la solución de líquido al aumentar los gastos de producción debido a la presencia de saturaciones de gas más altas. También al incrementarse la curvatura de la permeabilidad relativa al gas (aumentar  $E_g$ ) se dificulta el flujo del gas a través del sistema de fracturas, lo que ocasiona que la respuesta de presión se aleje más de la respuesta de líquido.

#### **4.5. Determinación de los efectos capilares en la transferencia de flujo matriz fractura.**

Se determino la transferencia de flujo de aceite matriz fractura para los decrementos mostrados en las Figs.4.21 y 4.35 correspondientes a los datos de la corrida 2 y 4 con los conjuntos 2 y 3, respectivamente. En las Figs.4.48 y 4.49 se obtuvo la respuesta con el conjunto 2 para  $t_D = 1.1 \times 10^3$ ,  $1.0 \times 10^5$  y  $4.1 \times 10^6$  observando que se reduce el gasto de aceite por unidad de volumen de roca al incluir  $P_{cm}$  y  $P_{cf}$  con respecto al caso cuando  $P_{cm}=P_{cf}=0$ . Además, se puede notar que conforme crece el tiempo de producción el gasto de transferencia decrece; sin embargo, el área donde este intercambio se lleva a cabo también se incrementa con el tiempo.

También, para el conjunto 3 se observaron respuestas similares a diferentes tiempos ( $t_D = 1.1 \times 10^3$ ,  $8.4 \times 10^4$  y  $3.1 \times 10^6$ ), como se muestra en las Figs.4.50 y 4.51.

#### **4.6.-Ejemplo de análisis de prueba de presión usando el método de Perrine-Martin.**

Usando los datos de la Tabla 4.5 se aplicó el método de Perrine-Martin (Ecs. 2.5-2.8) a incrementos correspondientes a tres tiempos de cierre diferentes, con y sin  $P_c$  en matriz y fractura en el conjunto 2 y  $E_o=E_g=1$  (Fig.4.23). Se determinó las pendientes de las rectas del periodo dominado por el sistema matriz-fractura (periodo homogéneo). Se puede observar que los resultados del daño son negativos, los cuales se deben a la presencia de las fracturas y a que la  $S_{gf}$  es cercana a cero.

Fig.4.46 Respuesta de presión adim. en yac. fracturado con datos del conjunto 3 variando omega

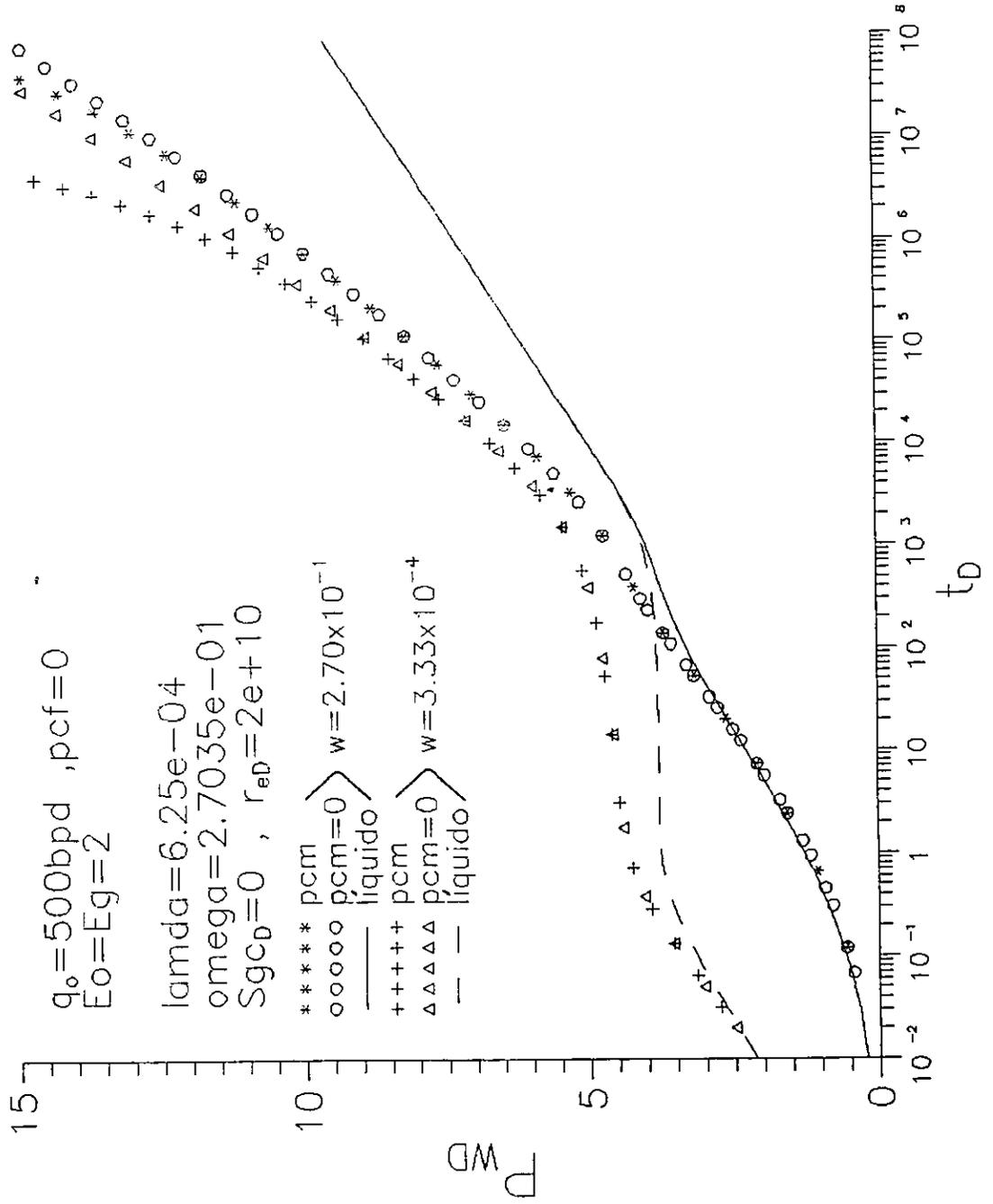


Fig.4.47 Respuesta de presión adim. en yac. fracturado con datos del conjunto 3 variando exponentes

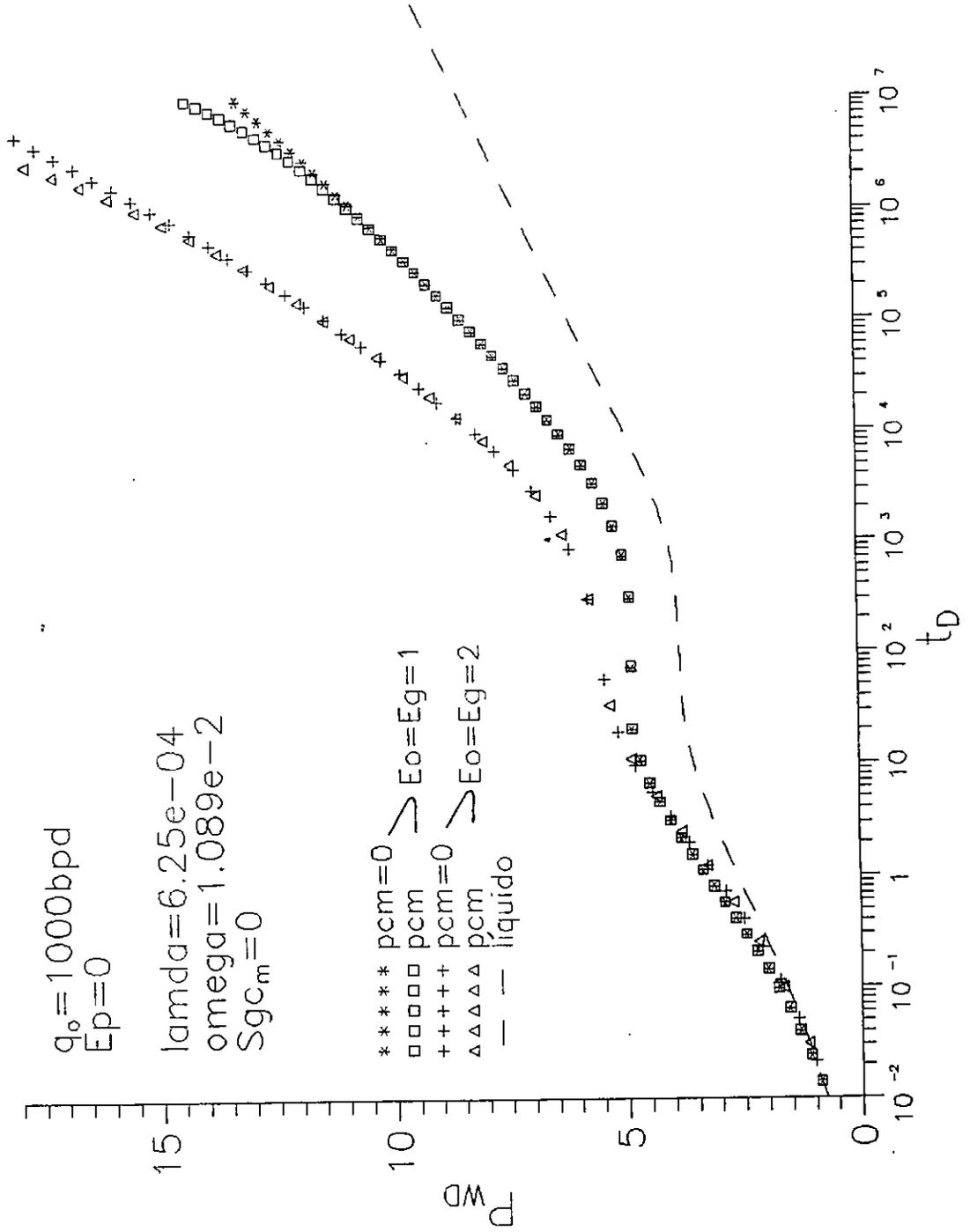


Fig.4.48 Cálculo de la trasferencia de flujo matriz fractura para el conjunto 2 en decremento.

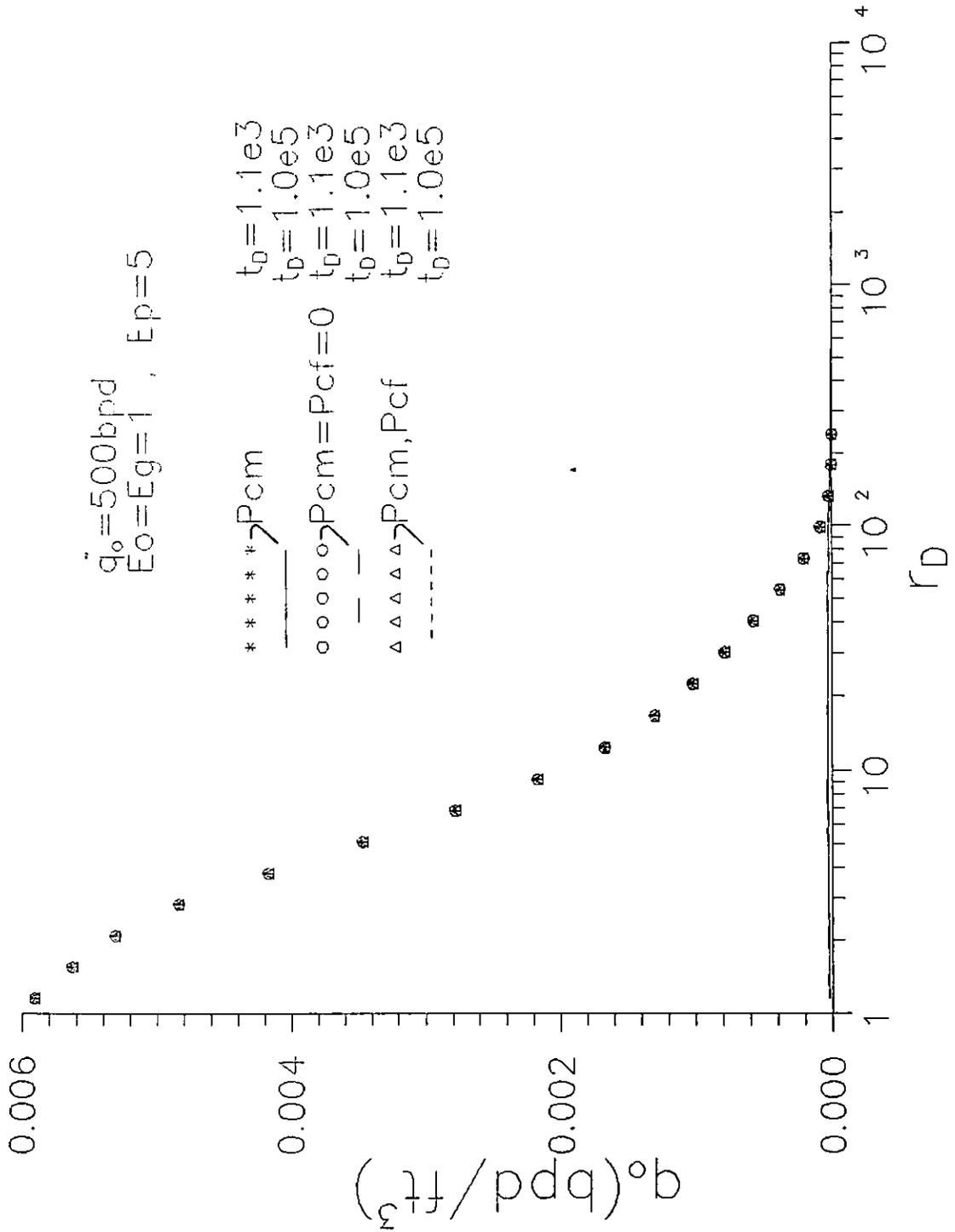


Fig.4.49 Cálculo de la trasferencia de flujo matriz fractura para el conjunto 2 en decremento.

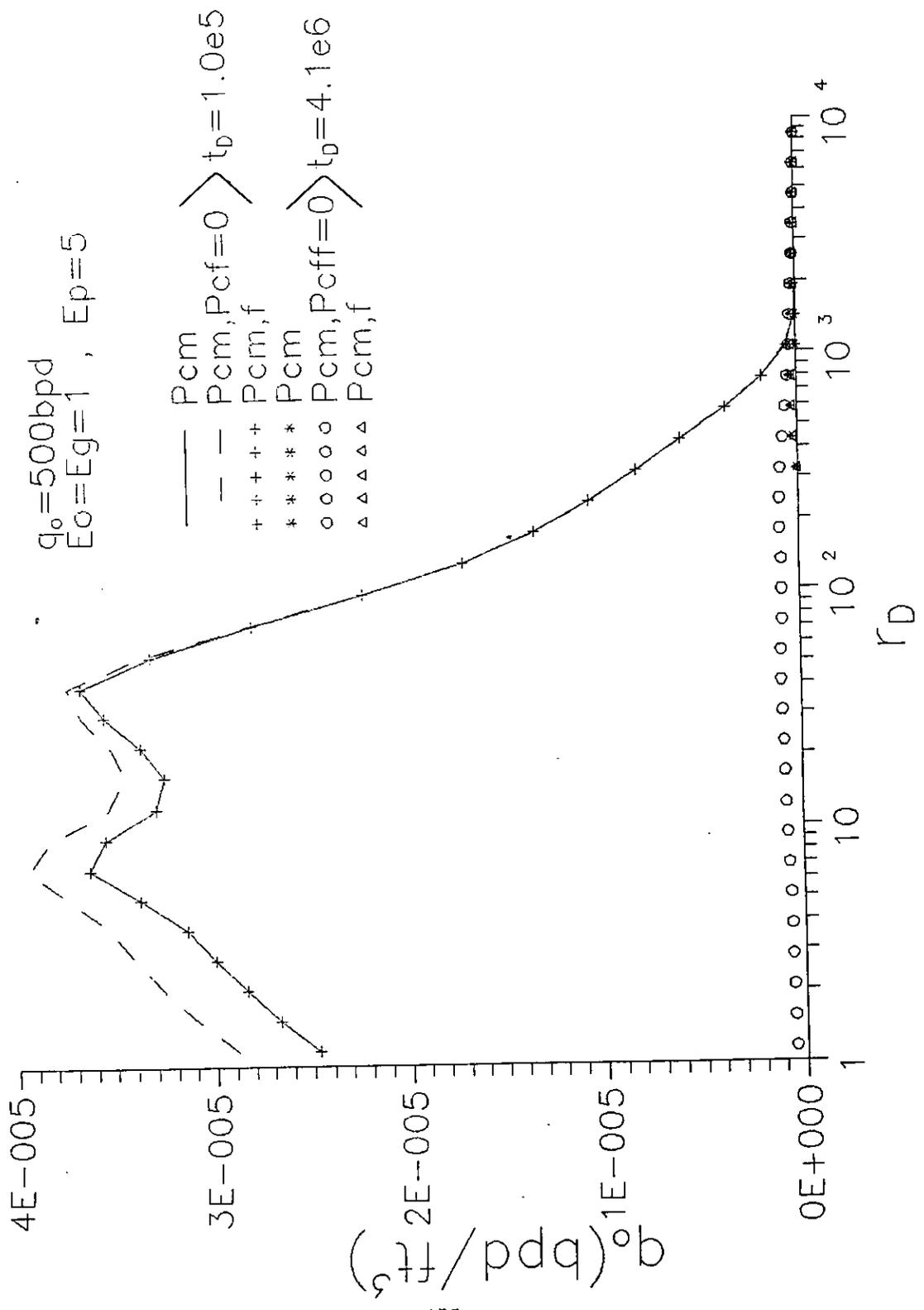


Fig.4.50 Cálculo de la transferencia de flujo matriz fractura con datos del conjunto 3 en decremento

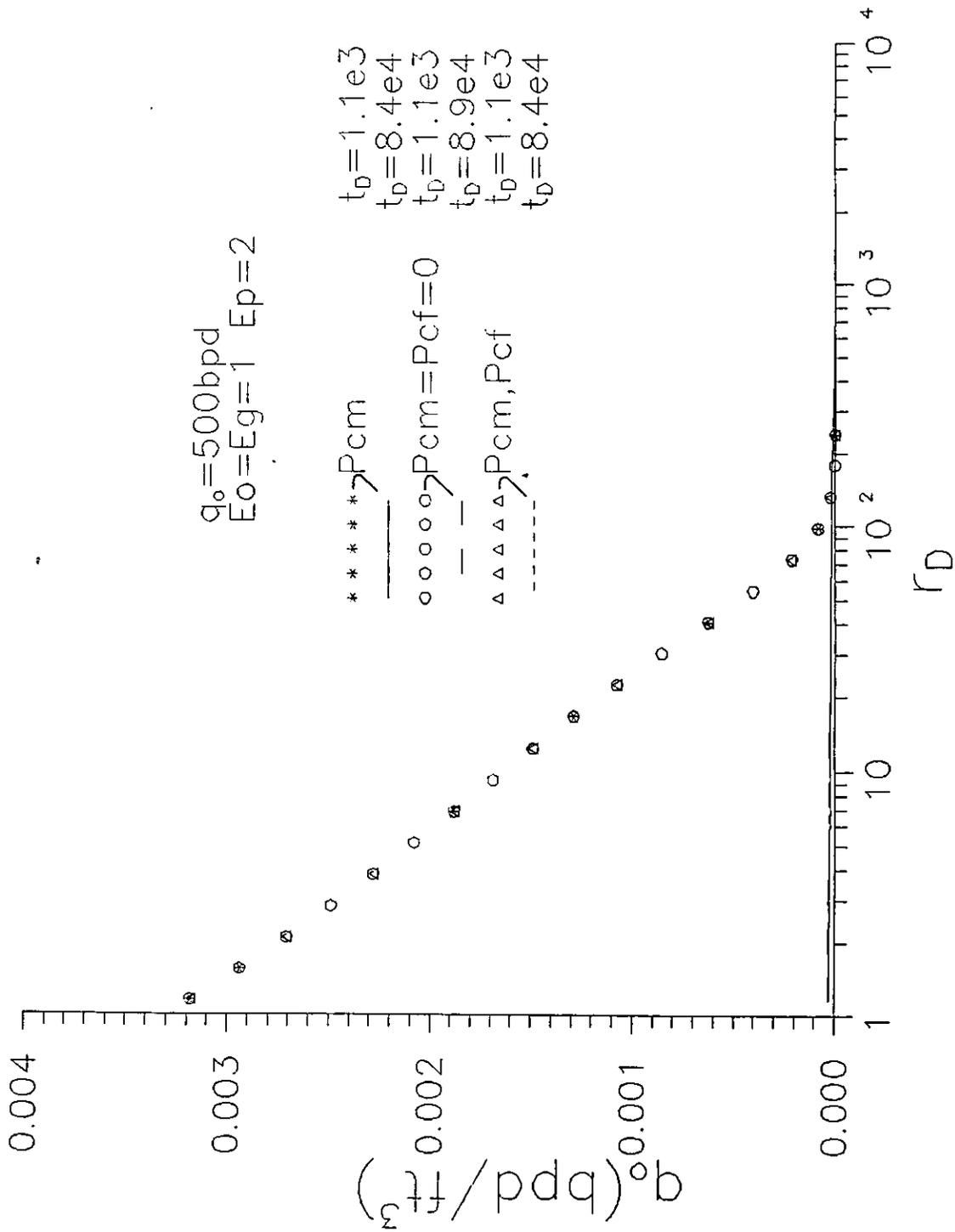


Fig.4.51 Cálculo de la transferencia de flujo matriz fractura para el conjunto 3 en decremento.

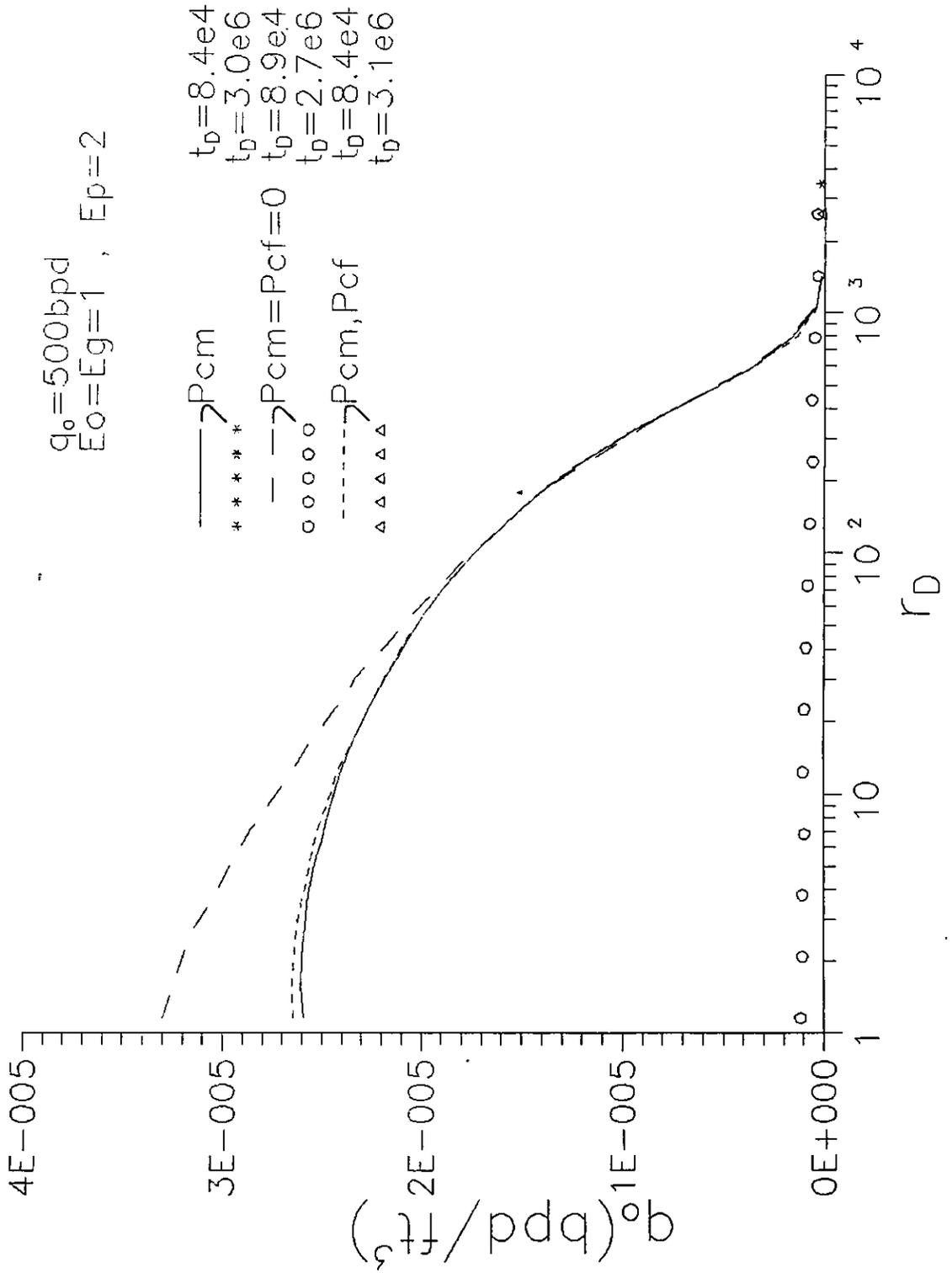


Tabla 4.5. Ejemplo de determinación de daño por el método de Perrine-Martin.

$$k_c = 1.6 \text{ md}, \quad r_w = 0.5 \text{ pies}, \quad q_{oc} = 500 \text{ STB/D}$$

	s/Pc	Pcm	s/Pc	Pcm	Pcm,f	s/Pc	Pcm	Pcm,f	s/Pc	Pcm	Pcm,f
tcp	0,59	0,59	59,6	59,6	59,6	553	553	553	553	553	553
Bo	1,36	1,36	1,27	1,27	1,27	1,227	1,198	1,198	1,198	1,198	1,198
Bg	0,00071	0,00071	0,00096	0,00098	0,00098	0,0013	0,00169	0,00169	0,00169	0,00169	0,00169
Rs	766	766	545,6	535,6	535,6	415,2	336,1	336,1	336,1	336,1	336,1
m	508	508	522,8	539,3	539,3	558,05	620,36	620,36	620,36	620,36	620,36
Pws1hr	5908,3	5908,3	2802,7	2748	2748	2083,6	1636	1636	1636	1636	1636
Pwf,s	3969,02	3968,9	2802,7	2748	2748	2083,6	1636	1636	1636	1636	1636
RGA	1246	1247,5	1246,2	1247,5	1391,18	1846,2	1246	1246	1246	1246	2848,7
C1	6,00E-05	5,50E-05									
$\lambda_0$	2,18	2,18	1,97	1,91	1,91	1,79	1,57	1,57	1,57	1,57	1,57
$\lambda_q$	54,54142	54,71186	104,5915	105,1732	126,3999	271,0194	201,5242	201,5242	201,5242	201,5242	556,4893
$\lambda_t$	56,72	56,89	106,57	107,09	128,31	272,81	203,09	203,09	203,09	203,09	558,06
s	-0,07798	-0,1227	-4,83065	-4,83309	-4,92349	-5,30053	-5,15302	-5,15302	-5,15302	-5,15302	-5,65829

## **V.- Conclusiones.**

De acuerdo a los resultados de los estudios efectuados a yacimientos homogéneos y fracturados se analizó la forma en que puede afectar la presión capilar tanto en las pruebas de incremento como en las pruebas de decremento obteniendo las siguientes conclusiones.

### **Para yacimientos homogéneos :**

- Durante el periodo transitorio, no se observaron efectos capilares importantes en las pruebas de decremento; éstos son más patentes en pruebas de incremento aún para tiempos de cierre cortos.
- Durante las pruebas de incremento, se observaron dos efectos que se contraponen, primero al tender la presión dentro del sistema a la presión promedio, los efectos viscosos decrecen y toman importancia los capilares; el segundo, al disminuir la  $S_g$  con el tiempo de cierre la  $P_c$  disminuye. Sin embargo, los efectos capilares aumentan conforme crece el tiempo de cierre, disminuyendo los efectos viscosos.

### **Para yacimientos fracturados :**

- En decrementos se observó la influencia de  $P_{cm}$  y  $P_{cf}$  sólo a tiempos grandes durante el periodo transitorio. Mientras mayor sea el tiempo de producción, más fuertes son las diferencias entre las respuestas multifásicas y la respuesta del líquido, y además más marcada la influencia de la presión capilar de la matriz.
- Cuando se incluye  $P_{cm}$ , al disminuir la presión, la  $S_{gm}$  decrece mientras que la  $S_{gf}$  aumenta, reteniendo el aceite y liberándose el gas, más fácil hacia las fracturas.
- En general la influencia de  $P_{cf}$  es pequeña; sin embargo cuando la influencia es importante, la respuesta se aleja menos de la respuesta de líquido que cuando se ignora,

contrarrestándose los efectos multifásicos, es decir tanto la matriz como la fractura retienen el aceite y por lo tanto el gas fluye más fácil en ambos sistemas.

- En pruebas de incremento la  $S_{gm}$  es constante hasta el principio del periodo homogéneo, después decrece debido al represionamiento de todo el sistema. También se observa que conforme el tiempo aumenta la respuesta de presión se aleja más de la correspondiente al líquido cuando se incluye  $P_{cm}$  y  $P_{cf}$ .
- Al usar valores diferentes en  $E_o$ ,  $E_g$  y  $E_p$  para los conjuntos de datos se observan diferentes respuestas. Para valores de  $E_o=E_g=1$  las respuestas se acercan a las de líquido y para  $E_o=E_g=2$  se alejan más debido a la forma de las curvas. Cuando  $E_p$  aumenta (mayor curvatura), la  $P_{cf}$  disminuye a saturaciones de aceite mayores implicando que las repuestas sean cercanas a las que se obtienen cuando  $P_{cf}=0$ .
- Con valores de  $\lambda$  mayores, manteniendo fijo el valor de  $\omega$ , se observaron los efectos capilares a tiempos más cortos debido a que  $k_m$  es mayor y el periodo de transición se inicia más pronto.
- A valores de  $\lambda$  pequeños no se presentan efectos capilares en el primer bloque aún a tiempos grandes
- Al variar el valor de  $\omega$  (modificando  $k_f$  y  $\phi_f$ ), y manteniendo fijo el valor de  $\lambda$ , el periodo de transición varía, pero se observaron efectos capilares similares a los demás casos a tiempos grandes.
- La determinación del factor de daño por el método de Perrine-Martin en yacimientos fracturados con empuje de aceite por gas disuelto, en el periodo de flujo homogéneo, es negativo debido a la presencia de fracturas y a que la  $S_{gf}$  es cercana a cero.

## **VI.- Observaciones.**

Los resultados de la simulación a diferentes gastos nos pueden ayudar a pronosticar el comportamiento real de un yacimiento en condiciones multifásicas y nos podría ayudar a encontrar la forma de caracterizar estos yacimientos para su explotación óptima.

El modelo de doble porosidad-doble permeabilidad se puede estudiar en un futuro incluyendo efectos de presión capilar y estimar su comportamiento para relacionarlo con doble porosidad.

Es importante estudiar las respuestas que aportó el simulador con el comportamiento real de un yacimiento fracturado con empuje de gas en solución, ya que, la respuesta que puede dar un pozo en estas condiciones durante en el periodo homogéneo, se puede confundir con efectos de fronteras cerradas.

## VII.- Nomenclatura.

A	Area de flujo, pie <sup>2</sup>
$B_o$	Factor de volumen del aceite
$B_g$	Factor de volumen del gas
$c_t$	Compresibilidad total, 1/psi
$c_{rf}$	Compresibilidad de la frac., 1/psi
$c_{mm}$	Compresibilidad de la matriz, 1/psi
DP	Doble porosidad
h	Espesor de la formación, pies.
ef	Espesor de la fractura, $\mu\text{m}$
$E_p$	Exponente de la ec. de Gilman para la Pcf.
$E_o$	Exponente de la ec. de Gilman para la kro.
$E_g$	Exponente de la ec. de Gilman para la krg.
$f_w(S)$	Función de flujo fraccional.
g	Constante de gravedad.
$g(s)$	Factor función de la morfología de los poros y de la long. característica.
$k$	permeabilidad absoluta, md
$k_e$	Permeabilidad efectiva del sistema matriz fractura
$k_f$	Permeabilidad de la fractura, md
$k_{mu}$	Permeabilidad de la matriz medida de un núcleo homogéneo, md
$k_m$	Permeabilidad absoluta de la matriz, md
$k_{rg}$	Permeabilidad relativa al gas, fracc.
$k_{ro}$	Permeabilidad relativa al aceite, fracc.
$\kappa_{H}$	Permeabilidad adimensional horizontal.
$\kappa_V$	Permeabilidad adimensional vertical.
L	Longitud de la formación, pies.
$m_m$	Pendiente calculada con Perrine-Martin
$m_R$	Pendiente calculada con Pseudopresión
$N_{CT}$	Número de capilaridad transversal
$N_G$	Número de gravedad
$N_{PC}$	Número de presión capilar adimensional
$N_p$	Producción Acumulada de aceite, bls.
$P_1$	Presión de la fase mojante, psi
$P_2$	Presión de la fase no mojante, psi
$P_i$	Presión inicial
$P_{1hr}$	Presión a la primera hora.
$P_c$	Presión capilar, psi
$P_{cf}$	Presión capilar en la fractura, psi
$P_{cm}$	Presión capilar en la matriz, psi

$Pp_p$	Pseudopresión , psi/cp
$Pwf_c$	Presión de fondo fluyendo constante
$Pw_D$	Caida de presión de fondo adimensional
$Pw_{D,S}$	Presión de fondo adimensional de incremento
$Pws$	Presión de fondo de cierre, psi
$Q$	Gasto adimensional
$q_o$	Gasto de aceite , BPD
$RGA$	Relación gas aceite , PCS/D
$R$	Radio de curvatura de la interfase entre dos fluidos.
$R_L$	Parámetro adimensional para justificar el equilibrio vertical
$R_s$	Factor de solubilidad del gas en el aceite , MPC/BL
$r_e$	Radio de drene , pies
$r_eD$	Radio de drene adimensional
$r_w$	Radio del pozo , pies
$s$	Factor de daño , adim.
$S_{gm}$	Saturación de gas en la matriz, fracc.
$S_{gf}$	Saturación de gas en la fractura, fracc.
$S_{gc}$	Saturación de gas crítica , fracc.
$S_{nm}$	Saturación de la fase no mojante.
$S_o$	Saturación de aceite , fracc.
$S_{omax}$	Saturación de aceite máxima , fracc.
$S_{or}$	Saturación de aceite residual , fracc.
$Sw$	Saturación de agua.
$t$	Tiempo, días.
$t_D$	Tiempo adimensional
$tp$	Tiempo de producción del pozo.
$tp$ ó $tpc$	Tiempo al cierre de producción del pozo.
$U_i$	Velocidad del fluido (i=aceite o gas).
$u_w$	Velocidad adim. horizontal.
$v_w$	Velocidad adim. vertical.

#### Simbolos griegos

$\alpha$	Función de presión y saturación.
$\epsilon$	Espesor adimensional.
$\phi$	Porosidad de la formación , fracc.
$\phi_f$	Porosidad secundaria de Warren y Root
$\sigma$	Factor de forma de Warren y Root
$\phi_m$	Porosidad de la matriz (porosidad primaria de Warren y Root)
$\lambda$	Parámetro de flujo interporoso
$\lambda_o$	movilidad del aceite , md/cp
$\lambda_g$	movilidad del gas , md/cp

$\lambda_t$	movilidad total , md/cp
$\lambda_o$	Flujo del aceite de la matriz hacia la fractura
$\lambda_o^g$	Flujo del gas disuelto en el aceite de la matriz hacia la fractura
$\lambda_g$	Flujo del gas hacia la fractura
$\Pi_c$	Presión capilar adimensional
$\gamma$	Constante de Euler
$\rho$	Densidad
$\delta$	$\kappa_H/\kappa_V$
$\theta$	Angulo de contacto, °
$\tau$	Tensión interfacial
$\mu_g$	Viscosidad del gas , cp
$\mu_o$	Viscosidad del aceite , cp
$\omega$	Coefficiente de almacenamiento

## VIII.- Referencias.

- 1.- Martin, J. C.: "Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and the Theoretical Foundation of Multiphase Pressure Buildup Analysis", Trans., AIME (1959) 216, 309-311.
- 2.- Raghavan, R. : "Well Test Analysis: Wells Producing by Solution Gas Drive", SPEJ, August 1976 (196-208)
- 3.-J.E. Warren and P.J. Root. : "The Behavior of naturally Fractured Reservoirs ". Presented at the fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers in Los Angeles on Oct. 7-10, 1962.
- 4.-A.Firoozabadi and K. Ishimoto. : "Laboratory Studies of Capillary Interaction in Fractured/Matrix System". SPERE, August 1990.
- 5.-A. Firoozabadi and K. Ishimoto. : " Theory of Reinfiltration in Fractured Porous Media: Part 1-One-Dimensional Model". SPE 21796, Presented at the Western Regional Meeting held in Long Beach, California, March 20-22, 1991.
- 6.-A. Firoozabadi, K. Ishimoto and B.Dindoruk. : "Theory of Reinfiltration in Fractured Porous Media: Part 2-Two Dimensional Model". SPE 21798, Presented at the Western Regional Meeting held in Long Beach, California, March 20-22 1991.
- 7.-A. Firoozabadi and J. Hauge.: "Capillary Pressure in Fractured Porous Media". JPT, June 1990.
- 8.-A. Labastie. : "Capillary continuity between blocks of a fracture reservoirs ". SPE 20515. Presented at the 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE held in New Orleans, LA. Sept. 23-26, 1990.
- 9.-T. Barkve and A. Firoozabadi.: "Analysis of Reinfiltration in Fractured Porous Media". SPE 24900, Presented at the 67th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE held in Washington, DC, Oct. 4-7, 1992.
- 10.-A. Firoozabadi, L.K. Thomas.: "Sixth SPE Comparative Solution Project: Dual Porosity Simulator ". JPT Jun. 1990.
- 11.-S. Festoy, T.D. Van Golf-racht.: "Gas Gravity Drainage in Fractured Reservoirs Through New Dual Continuum Approach ". SPERE. August 1989.
- 12.-R. G. Camacho Velázquez, "Well Performance Under Solution Gas Drive" , Ph. D. Dissertation, University of Tulsa, Tulsa, Oklahoma. 1985.

- 13.-Larry S.-K.Fung. : "Simulation of Block-to-Block Processes in Naturally Fractured Reservoirs", SPERE. November 1991.
- 14.-T. Horie, A. Firoozabadi, and K. Ishimoto, "Laboratory Studies of Capillary Interaction in Fractured System". SPERE, August 1990 .
- 15.-R.H. Rossen and E.I.C. Shen. : "Simulation of Gas/Oil Drainage and Water/Oil Imbibition in Naturally Fractured Reservoirs", SPERE. November 1989.
- 16.-C.M. Marle. : "Multiphase Flow In Porous Media" Gulf Publishing Company, 1981 Edition.
- 17.-T.D. Van Golf -Racht.: "Fundamentals of fractured Reservoir Engineering" Elsevier Scientific Publishing Company. First Edition 1982 . Third impression 1988.
- 18.-J.R. Gilman. : "Numerical Simulation of Phase Segregation in the Primary Porosity (Matrix Bloks) in Two-Porosity Media", SPE 12271, paper presented at the Reservoir Simulation Symposium held in San Francisco, CA., November 15-19, 1983.
- 19.-R.G. Camacho-V. and R. Raghavan, "Well-test analysis in solution-gas-drive systems for fractured reservoirs" SPE Formation Evaluation, March, 1994.
- 20.-A. S. AL-Bemani and I. Ershaghi, " Two-Phase Flow Interporosity Effects on Pressure Transient Test Response in Naturally Fractured Reservoirs. "SPE 22718 Presented at the 66th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE held in Dallas, TX. Oct. 6-9, 1991.
- 21.-L.W. Lake. : "Enhanced Oil Recovery" Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey 07632, 1989 Edition.
- 22.-R. G. Camacho-V. and R. Raghavan. : "Performance of Wells in Solution-Gas-Drive Reservoirs". SPE Formation Evaluation, December 1989.
- 23.- de Swaan-O, A.: " Analytical Solutions for Determining Naturally Fractured Reservoir Properties by Well Testings," SPEJ, (June 1976),117-122.
- 24.- Y.C. Yortsos.: " A Theoretical Analysis of Vertical Flow Equilibrium". SPE 22612 presented at the 66th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE held in Dallas, Tx. October 6-9, 1991.
- 25.- Rapoport, L.A. and W.S. Leas. : "Properties of Linear Waterfloods," Trans. AIME, 198 (1953),139-148.
- 26.- Kazemi, H. : " Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoirs," Trans. AIME 256 (1969), 451-461.

- 27.- F.F.Craig, JR. " Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua," Monografía Vol. 3 , serie Henry L. Doherty.
- 28.- J.Rivera R. " Recuperación Secundaria de Hidrocarburos," Apuntes de Mestría en Ingeniería Petrolera, DEPMI, UNAM
- 29.- J.E. Ladrón de Guevara T. " Método para Determinar la Mojabilidad de las Rocas Almacenadoras de Hidrocarburos" , Tesis de Licenciatura, UNAM, 1990.
- 30.-Killins, C.R., Nielsen, R.F. and Calhoun, J.C. "Capillary Desaturation and Imbibition in Porous Rocks," Producers Monthly, Vol.18, No. 2, December 1953, pp30-39.

## APÉNDICE A

Del artículo de Al-Bemani e I.Ershagui<sup>20</sup> se programó la solución analítica de un modelo matemático para determinar los efectos capilares en yacimientos fracturados con flujo bifásico agua-aceite y comparar con la solución numérica del simulador a diferentes condiciones (Capítulo 4, sección 4.3.1.). La solución analítica parte de las siguientes ecuaciones de difusividad para un yacimiento naturalmente fracturado de doble porosidad :

para la fase aceite :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{k_{ro}(S_{wf})}{B_o \mu_o} k_r \frac{\partial P_{fo}}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right)_f + n \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right)_{m1} + (1-n) \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right)_{m2} \quad (A.1)$$

para la fase agua:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{k_{rw}(S_{wf})}{B_w \mu_w} k_r \frac{\partial P_{fw}}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right)_f + n \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right)_{m1} + (1-n) \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right)_{m2} \quad (A.2)$$

En las ecuaciones anteriores si  $n=0$  representa un modelo de transferencia transitorio matriz-fractura (modelo de de-Swaan<sup>23</sup> y Kazemi<sup>26</sup>), si  $n=1$  es un modelo de transferencia pseudoestacionario matriz-fractura, es decir el modelo de Warren-Root<sup>3</sup>.

Combinando las ecuaciones A.1. y A.2. resulta la ecuación que describe el comportamiento de flujo bifásico agua-aceite en un yacimiento naturalmente fracturado :

$$M_f k_f \left[ \frac{\partial^2 P_f}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P_f}{\partial r} \right] = (\phi C t)_f \frac{\partial P_f}{\partial t} + n (\phi C t)_{m1} \frac{\partial P_{m1}}{\partial t} + (1-n) (\phi C t)_{m2} \frac{\partial P_{m2}}{\partial t} \quad (A.3)$$

Convirtiéndolas a términos adimensionales en el dominio de Laplace, con las siguientes condiciones iniciales:

$$P_{Df}(t_D = 0) = P_{Dm1}(t_D = 0) = P_{Dm2}(t_D = 0) = 0 \quad (A.4)$$

resulta :

$$\frac{\partial^2 \bar{P}_{Df}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial \bar{P}_{Df}}{\partial r_D} = (\omega_f s \bar{P}_{Df} + n(1 - \omega_f) s \bar{P}_{Dm1} + (1 - n)(1 - \omega_f) s \bar{P}_{Dm2}) \quad (\text{A.5.})$$

Para  $P_{Dm1}$  se considera un modelo pseudoestacionario de flujo matriz - fractura y no requiere condiciones de frontera. Para  $P_{Dm2}$  se considera un modelo de flujo transitorio matriz - fractura, en este caso aplican las siguientes condiciones de frontera :

$$P_{Dm2} = P_{Df} \quad \text{a} \quad Z_{m1} = 0 \quad \text{para toda } t_D$$

$$\frac{\partial P_{Dm2}}{\partial Z_{m1}} = 0 \quad \text{a} \quad Z_{m1} = \frac{1}{2} \quad \text{para toda } t_D$$

donde :  $Z_{m1} = Z_m / H$  ,  $Z_m$ : Coordenada vertical del bloque del bloque de matriz ,  $H$  : espesor del bloque de matriz que fluye a la fractura horizontal

y la relación entre  $\bar{P}_{Dm2}$ , y  $\bar{P}_{Df}$  se obtiene como :

$$\bar{P}_{Dm2} = \bar{P}_{Df} \sqrt{\frac{\lambda_e (1 + C_2)}{(1 - \omega_f) s}} \tanh\left( \sqrt{\frac{(1 - \omega_f) s}{\lambda_e (1 + C_2)}} \right) \quad (\text{A.6.})$$

donde :

$$\lambda_e = \lambda \frac{M_m}{M_f} \quad ; \quad C_2 = \frac{k_{rw}(S_{wDm})}{\mu_w M_m} \frac{P_{cD}}{P_{Dm2}}$$

La relación entre  $\bar{P}_{Dm1}$  y  $\bar{P}_{Df}$  se obtiene de la siguiente ecuación para flujo Pseudoestacionario :

$$\bar{P}_{Dm1} = \frac{\lambda (1+C_1) e}{\lambda (1+C_1) + (1-\omega_f)s} \bar{P}_{Df} \quad (A.7.)$$

donde :

$$\lambda_e = \lambda \frac{M_m}{M_f} \quad ; \quad C_1 = \frac{k_{rw}(S_{w_{Dm}})}{\mu_w M_m} \frac{P_{cD}}{(P_{Df} - P_{Dm1})}$$

Para resolver (A.5.) con respecto a  $\bar{P}_{Df}$ , se relaciona  $\bar{P}_{Dm1}$  y  $\bar{P}_{Dm2}$  con  $\bar{P}_{Df}$  obteniendo :

$$\frac{\partial^2 \bar{P}_{Df}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial \bar{P}_{Df}}{\partial r_D} = s f(s) \bar{P}_{Df} \quad (A.8)$$

donde :

$$f(s) = \omega_f + \frac{n(1-\omega_f)\lambda_e(1+C_1)}{s(1-\omega_f) + \lambda_e(1+C_1)} + (1-n) \sqrt{\frac{(1-\omega_f)\lambda_e(1+C_2)}{s}} \tanh\left(\sqrt{\frac{(1-\omega_f)s}{\lambda_e(1+C_2)}}\right) \quad (A.9)$$

La ec. (A.8.) es una ecuación modificada de Bessel cuya solución general es la siguiente:

$$\bar{P}_{Df}(r_D, s) = A I_0\left(r_D \sqrt{s f(s)}\right) + B K_0\left(r_D \sqrt{s f(s)}\right) \quad (A.10)$$

donde :

$$\lambda = \sigma r_w^2 k_m / k_f$$

$$M_f = \frac{k_{ro}(S_{w_{Df}})}{\mu_o} + \frac{k_{rw}(S_{w_{Df}})}{\mu_w} \quad ; \quad M_m = \frac{k_{ro}(S_{w_{Dm}})}{\mu_o} + \frac{k_{rw}(S_{w_{Dm}})}{\mu_w}$$

$$P_{cD} = \frac{2\pi k_f h M_f}{q_f} P_{c_{ov}}(S_{w_{Dm}}) \quad ; \quad S_{wD} = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{or} - S_{wi}}$$

Aplicando condiciones de frontera interna sin efecto de almacenamiento y daño en  $r=r_w$  :

$$\frac{\partial \bar{P}_{Df}}{\partial r_D} \Big|_{r_{eD}=1} = \frac{-1}{s} \quad (\text{A.11})$$

y la condición de frontera para un yacimiento cerrado :

$$\frac{\partial \bar{P}_{Df}}{\partial r_D} \Big|_{r_D=r_{eD}} = 0 \quad (\text{A.12})$$

se tiene :

$$\bar{P}_{Df}(r_D, s) = \frac{K_1(X_2)I_0(r_D X_1) + I_1(X_2)K_0(r_D X_1)}{sX_1 [ K_1(r_D X_1)I_1(X_2) - K_1(X_2)I_1(r_D X_1) ]} \quad (\text{A.13})$$

$$\text{donde ; } X_1 = \sqrt{s f(s)} \quad \text{y} \quad X_2 = r_{eD} \sqrt{2s f(s)}$$

Para generar el transiente del comportamiento de presión de un pozo con alguna condición deseada actuando uniformemente sobre su radio de drene se usa la superposición de un arreglo infinito de pozos imagen. Se genera un pozo imagen usando dos celdas. Una celda es productora y la otra productora o inyectora, para nuestro caso se consideran las dos productoras representando una frontera cerrada al flujo de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\bar{P}_{Df}(r_D, s) = \bar{P}_{Df}(r_{D1}, s) + (1-2f)\bar{P}_{Df}(r_{D2}, s) \quad (\text{A.14})$$

para nuestro caso  $f = 0$  donde :

$r_{D1}$  ; distancia adimensional a un pozo productor.

$r_{D2}$  ; distancia adimensional a un pozo imagen.

Para el cálculo de la presión se tuvieron dificultades para la evaluación de  $C_1$  cuando existen efectos capilares, ya que, para evaluar ésta se requería conocer  $P_{Df}$  y además se requería conocer  $P_{M1}$  y  $P_{M2}$  , por lo tanto, para resolver lo anterior se generó un proceso iterativo, del cual no se comenta nada en el artículo.