



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO**

---

---

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO  
EN INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

***“NUEVA METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS  
DE PRUEBAS DE PRESIÓN, EN YACIMIENTOS  
NATURALMENTE FRACTURADOS”***

***TESIS***

**QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:**

**MAESTRA EN INGENIERÍA**

**INGENIERÍA PETROLERA Y GAS NATURAL- YACIMIENTOS**

**PRESENTA:**

**SILVIA MARÍA CHÁVEZ MORALES**

**TUTOR: DR. HÉBER CINCO LEY**



**2006**

## AGRADECIMIENTOS

*A mi **Madre**, por estar siempre a mi lado y por enseñarme el significado de la familia.*

*A **Goyo** por todo tu apoyo y por enseñarme que el ejemplo dice más que mil palabras.*

*A mis **hermanos**, por su cariño y por todos los momentos compartidos*

*A **Guevara, Ivan y Selene**, por enseñarme el verdadero significado de la amistad.*

*Al **Dr. Héber Cinco Ley**, por la confianza y el apoyo que me brindo.*

*A **CONACYT**, por el apoyo económico recibido durante mis estudios de maestría.*

*A **Josue**, por ser un angel en mi vida.*

*A la **UNAM**, por todas las experiencias y conocimientos adquiridos.*

*A ti, por enseñarme que la separación física no acaba con el amor y porque siempre te llevo conmigo, gracias por todo **Papi**.*

## INDICE

	PÁGINA
<b>RESUMEN</b>	
<b>CAPÍTULO I.- Revisión Bibliográfica</b>	1
<b>CAPÍTULO II.- Conceptos Básicos</b>	8
Conceptos Básicos	8
<i>Porosidad</i>	9
<i>Saturación</i>	10
<i>Permeabilidad</i>	11
Yacimientos Naturalmente Fracturados	11
<i>Fractura</i>	11
<i>Matriz</i>	12
Modelos Básicos de Flujo	12
Geometrías de Flujo en Yacimientos	14
<i>Flujo Radial</i>	15
<i>Flujo Esférico</i>	16
<i>Flujo Lineal</i>	16
<i>Flujo Bilineal</i>	17
<i>Tipos de Flujo</i>	18
<b>CAPÍTULO III.- Planteamiento del Problema y Alcances de la Investigación</b>	19
<b>CAPÍTULO IV.- Desarrollo de la Metodología</b>	21
Gasto Matriz-Fractura	35
Gasto Matriz Adimensional para Bloques de Matriz en Forma de Estratos y Esferas, flujo transitorio matriz-fractura	41
Expansión de la Matriz	47
Curvas Tipo para Pruebas de Interferencia, utilizando el Modelo de Warren y Root	53
Ejemplo de Campo para Prueba de Interferencia	59
Ejemplo de Campo para el Cálculo de $\omega$	62
<b>CAPÍTULO V.- Conclusiones</b>	64
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	65
<b>NOMENCLATURA</b>	68

## RESUMEN

Desde el punto de vista de pruebas de presión, existen dos parámetros necesarios para caracterizar a los Yacimientos Naturalmente Fracturados de doble porosidad, dichos parámetros son la capacidad de almacenamiento de las fracturas ( $\omega$ ) y el parámetro de flujo interporoso ( $\lambda$ ), los cuales controlan la diferencia con respecto a los sistemas homogéneos.

Uno de los objetivos del presente trabajo es demostrar que es posible calcular dichos parámetros del análisis de pruebas de interferencia, mediante el empleo de curvas tipo desarrolladas para el Modelo de Warren y Root. Por su parte, para pruebas de un solo pozo se desarrolló una metodología para calcular en forma práctica la capacidad de almacenamiento de las fracturas ( $\omega$ ).

También se desarrollaron gráficas del gasto matriz-fractura para el caso de flujo interporoso pseudo-estacionario y transitorio (estratos y esferas), en las cuales se muestra la aportación de fluido de la matriz a la fractura a diferentes radios y para diferentes valores de  $\omega$  y  $\lambda$ .

Finalmente, se utilizó el concepto de expansión de la matriz, el cual se obtuvo para los modelos mencionados anteriormente, pudiendo observarse que existe un momento de máxima expansión, donde la matriz aporta mas fluidos que las fracturas.

## **CAPÍTULO I**

### **REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA**

Los yacimientos naturalmente fracturados tienen muchas heterogeneidades y discontinuidades como resultado de los dos sistemas de porosidad diferente (matriz y fractura). La matriz es un sistema que contiene finos poros y puede tener una alta capacidad de almacenamiento pero una baja capacidad de flujo, la cual esta en contacto con la red de fracturas, las cuales tienen baja capacidad de almacenamiento pero alta capacidad de flujo. Existe una gran cantidad de artículos que tratan los yacimientos naturalmente fracturados, a continuación se mencionan solo algunos de ellos.

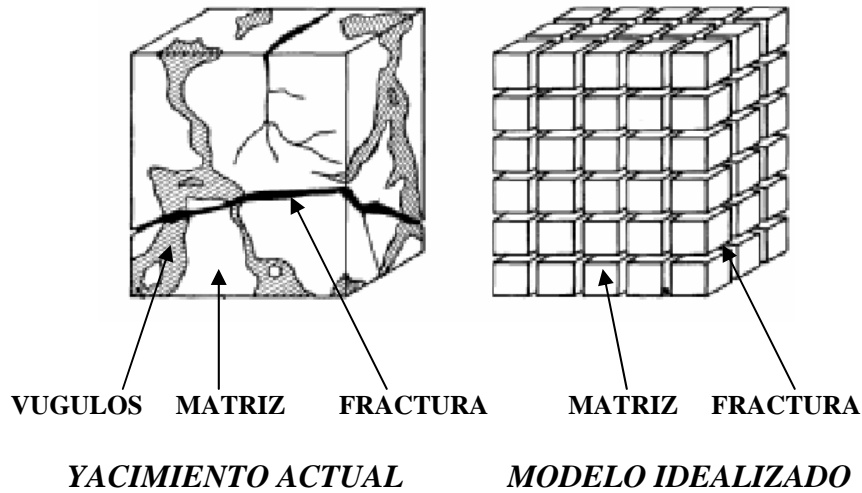
Barenblatt *et al* (1960) introdujo los principios físicos de un sistema con fracturas o grietas, en el cual una roca porosa con presencia de fracturas puede ser representada como la superposición de dos medios porosos con diferentes tamaños de poro. Barenblatt considera dos presiones y dos velocidades:  $p_1$  y  $v_1$  para el líquido en las fracturas y  $p_2$  y  $v_2$  para los bloques. La interacción entre estos dos medios puede ser expresada por la siguiente relación:

$$q = \rho \alpha (p_2 - p_1), \tag{I.1}$$

Donde  $\alpha$  es característica del medio fracturado.

Esta teoría puede ser considerada como el paso inicial en la formulación del modelado matemático de un Sistema Naturalmente Fracturado.

Warren y Root (1963) presentaron un modelo basado en el concepto matemático de la superposición de dos medios, previamente introducido por Barenblatt y cols., en el cual presentan un sistema idealizado formado por paralelepípedos rectangulares idénticos, separados por una red ortogonal de fracturas, como se muestra en la Figura I.1.



**Figura I.1.** Idealización de un medio poroso heterogéneo (Warren y Root)

Warren y Root consideran que el flujo primario sólo ocurre en la red de fracturas y que la matriz alimenta continuamente el sistema fracturado bajo condiciones de flujo pseudo-estacionario (p.e. gradiente lineal de presiones). Aplicando la ecuación de continuidad, la Ley de Darcy y la ecuación de estado, Warren y Root, obtuvieron las ecuaciones siguientes (en forma adimensional):

$$\frac{\partial^2 p_{fD}}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_{fD}}{\partial r_D} = (1 - \omega) \frac{\partial p_{mD}}{\partial t_D} + \omega \frac{\partial p_{fD}}{\partial t_D} \quad (I.3)$$

y

$$(1 - \omega) \frac{\partial p_{mD}}{\partial t_D} = \lambda (p_{fD} - p_{mD}), \quad (I.4)$$

Donde  $\omega$  y  $\lambda$  son dos parámetros característicos del yacimiento en estudio. Estos dos parámetros representan el conjunto mínimo necesario para caracterizar a los Yacimientos Naturalmente Fracturados desde el punto de vista de pruebas de presión. Además, dichos parámetros controlan la diferencia con respecto a los medios porosos homogéneos. Warren y Root definen  $\omega$  y  $\lambda$  de la forma siguiente:

$$\omega = \frac{\phi_2 c_2}{(\phi_1 c_1 + \phi_2 c_2)}; \quad (I.5)$$

$$\lambda = \alpha \frac{k_1}{k_2} r_w^2, \quad (I.6)$$

Donde  $\omega$ , es una medida de la capacidad de almacenamiento de las fracturas; es decir es el cociente del almacenamiento en la porosidad secundaria con respecto al sistema total y  $\lambda$ , es un parámetro que gobierna el flujo interporoso, es decir, la facilidad con que la matriz aporta fluidos a la fracturas (ambos parámetros son adimensionales). Básicamente, este modelo genera dos rectas paralelas en una gráfica semi-logarítmica, la primera correspondiente al sistema de fracturas y la segunda al sistema total matriz y fractura.

Odeh (1965) presentó un modelo para la interpretación de datos de presión transitorios en pozos terminados en yacimientos naturalmente fracturados; su modelo es similar al modelo de Warren y Root; dicho autor concluye que no existe distinción entre los yacimientos fracturados y los homogéneos si nos basamos en datos de presión de incremento y/o decremento. Del estudio de datos de varios yacimientos fracturados Odeh observó que no se obtenían las dos líneas paralelas, lo cual probablemente lo llevó a concluir que las ecuaciones que describen el comportamiento de un yacimiento fracturado, son idénticas a las que describen el comportamiento transitorio de un yacimiento homogéneo. Odeh obtuvo las ecuaciones de flujo siguientes:

$$\frac{\partial^2 p_f}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p_f}{\partial r} = \frac{\mu \phi_f c_f}{k_f} \frac{\partial p_f}{\partial t} + \frac{V_m c_m \phi_f \mu}{V_f k_f} \frac{\partial p_m}{\partial t} \quad (I.7)$$

y

$$\frac{d p_m}{d t} = -\frac{a k_m}{c_m \phi_m \mu} (p_m - p_f) = -c (p_m - p_f), \quad (I.8)$$

para fracturas y matriz, respectivamente. Un aspecto importante del trabajo de Odeh es el hecho de que muchos yacimientos naturalmente fracturados se comportan como

homogéneos. Este punto se ha observado en muchas pruebas de presión de yacimientos de México, en los cuales las evidencias de petrofísica, núcleos, registros de imágenes y otras fuentes de información muestran que el yacimiento en estudio es naturalmente fracturado; sin embargo, la mayoría de las pruebas de presión, muestran una respuesta de yacimiento tipo homogéneo, debido a que la primera recta aparece a tiempos muy cortos, normalmente afectados por el almacenamiento en el pozo.

Kazemi (1969) presentó un modelo para el análisis de presión transitoria en yacimientos naturalmente fracturados con distribución de fractura uniforme. El autor idealizó el yacimiento fracturado, el cual consiste en un conjunto de capas de matriz horizontalmente espaciadas y uniformes, así como un conjunto de fracturas espaciadas. Este sistema se muestra en la Figura I.2, donde existe un contraste de las permeabilidades entre las capas de matriz y fracturas y en donde la matriz contribuye al flujo dentro del pozo.



**Figura I.2.** Idealización de un Yacimiento Fracturado hecha por Kazemi, en la cual se muestra una sección representativa del yacimiento

El flujo dentro del yacimiento es transitorio y está descrito por las ecuaciones siguientes:

Para la matriz:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial \Phi_m}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 \Phi_m}{\partial z^2} = \frac{\phi_m \mu c_m}{k_m} \frac{\partial \Phi_m}{\partial t}, \tag{I.9}$$

donde  $\frac{\delta}{2} < z < \frac{h}{2}$



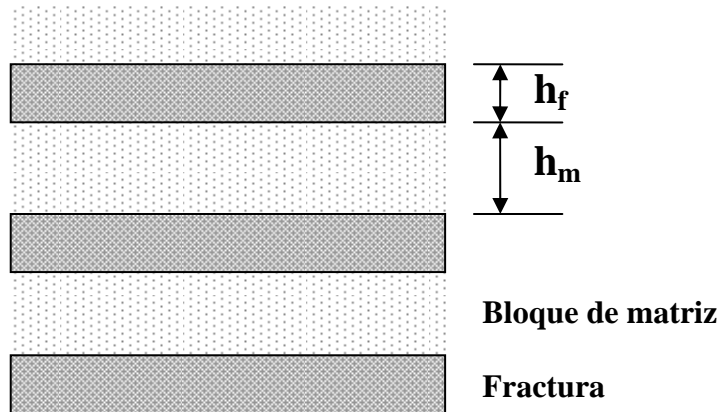
Para las fracturas:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( k_f r \frac{\partial \Phi_f}{\partial r} \right) + \frac{k_m}{\delta/2} \left( \frac{\partial \Phi_f}{\partial z} \right)_{z=\delta/2} = \phi_f \mu c_f \frac{\partial \Phi_f}{\partial t}, \tag{I.10}$$

donde  $0 < z < \frac{\delta}{2}, r_w < r < r_e$  y  $\Phi$  es el potencial.

El modelo de Kazemi también genera dos líneas rectas paralelas como en el caso de Warren y Root, sólo que la duración de la primera recta es menor y la duración de la transición es mayor.

De Swaan (1976) presentó un modelo para determinar propiedades de yacimientos naturalmente fracturados utilizando la interpretación de pruebas de pozos. El modelo considera estado transitorio para el sistema de porosidad primaria. Las dos geometrías consideradas son: fracturas y bloques horizontales e infinitos (ver Figura I.3), y bloques de matriz esféricos.



**Figura I.3.** Idealización de un yacimiento fracturado realizada por De Swaan.

De Swaan hizo uso del factor de forma y los bloques de matriz pueden ser aproximados a sólidos regulares, donde el comportamiento de la presión transitoria está dado por funciones conocidas en la teoría de flujo de calor. Básicamente, la ecuación que gobierna el flujo del fluido en las fracturas considera una fuente externa (matriz) tal como en los

modelos anteriores; la diferencia es que la expresión para el flujo en los bloques de fracturas está descrita por la convolución:

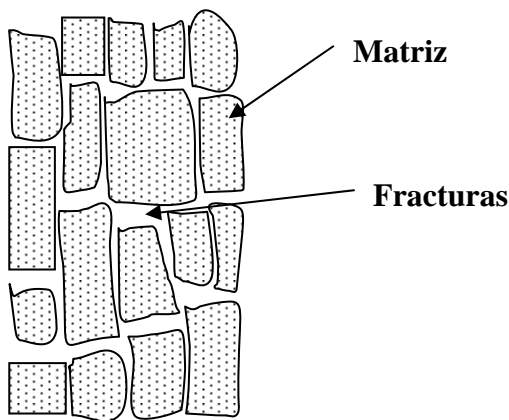
$$q_{ma} = \frac{-2}{A_{ma} h_f} \int_0^t \frac{\partial \Delta p_f}{\partial \tau} q_{uma}(t-\tau) d\tau. \quad (I.11)$$

Este término se sustituyó en la ecuación de difusión para las fracturas, quedando de la manera siguiente:

$$\frac{k_f}{\mu} \nabla^2 \Delta p_f = \phi_f c \frac{\partial \Delta p_f}{\partial t} - q_{ma}. \quad (I.12)$$

De Swaan presentó soluciones para tiempos cortos y largos, observando nuevamente que se generan dos líneas rectas paralelas en gráficas semi-logarítmicas.

Cinco Ley y Samaniego (1985) presentaron un modelo analítico que estudia el comportamiento de la presión transitoria en yacimientos naturalmente fracturados, los cuales están compuestos por una red de fracturas y tamaños múltiples de bloques de matriz, como se muestra en la Figura 4.



**Figura I.4.** Yacimiento naturalmente fracturado con bloques de matriz de tamaño múltiple

Cinco y Samaniego (1985) suponen que el fluido se transfiere solo a través de la red de fracturas, y que este flujo obedece a la ley de Darcy, así como que los gradientes de presión son pequeños y los efectos de gravedad son despreciables.

El flujo de fluidos en la red de fracturas en este tipo de yacimientos está descrito en términos de variables adimensionales de la manera siguiente:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left( r_D \frac{\partial p_{fD}}{\partial r_D} \right) - 8(1 - \omega) \sum_{i=1}^{NB} f_i n_{maDi} \int_0^{t_D} \frac{\partial p_{fD}(\tau)}{\partial \tau} \sum_{n=0}^{\infty} e^{-(2n+1)^2 \pi^2 n_{maDi} (t_D - \tau)} d\tau = \omega \frac{\partial p_{fD}}{\partial t_D}, \quad (I.13)$$

Donde  $f_i$  representa el volumen poroso almacenado en los bloques de matriz de tamaño  $h_{mai}$ , expresado como una fracción del volumen poroso total de la matriz en el yacimiento, y NB es el número total de tamaños de bloque.

Los autores concluyeron que el uso del modelo de Warren y Root puede justificarse considerando una zona dañada entre los bloques de matriz y las fracturas. Concluyeron también que el comportamiento de un pozo en un sistema de tamaño de bloque múltiple puede presentar el comportamiento clásico de doble porosidad, con tamaño de bloque uniforme, y que la primera recta semi-logarítmica no existe en el comportamiento de presión cuando el tamaño de bloque tiene un rango amplio, incluyendo bloques de matriz muy pequeños.

**CAPITULO II****CONCEPTOS BÁSICOS**

Una porción considerable de la producción de aceite y gas en la actualidad se extrae de acumulaciones en los espacios porosos de las rocas del yacimiento, las cuales, generalmente son areniscas, calizas o dolomitas. La cantidad de aceite o gas contenida en una unidad volumétrica del yacimiento es el producto de su porosidad por su saturación de hidrocarburos.

Además de estos dos parámetros ( $\phi$ , S), se requiere el volumen de la formación que contiene hidrocarburos para calcular las reservas totales y determinar si (la reserva) es comercial, para lo cual es necesario conocer el espesor y el área del yacimiento para calcular dicho volumen.

Para evaluar la productividad del yacimiento, es necesario saber con qué facilidad puede fluir el líquido a través del sistema poroso. Esta propiedad de la roca depende de la manera en que los poros están intercomunicados, y se le llama permeabilidad.

Los principales parámetros petrofísicos requeridos para evaluar un yacimiento son entonces:

- Porosidad
- Saturación de hidrocarburos
- Espesor
- Área
- Permeabilidad

***POROSIDAD***

La porosidad es el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación; es la fracción del volumen total de una muestra que es ocupada por poros o huecos. Su símbolo es  $\phi$ .

Las porosidades se clasifican según la disposición física del material que rodea a los poros y a la distribución y forma de los poros. En una arena limpia, la matriz de la roca se compone de granos de arena individuales, con una forma más o menos esférica, y apiñados, de manera que los poros se hallan entre los granos. A esta porosidad se le llama *Porosidad intergranular, sucrosica o de matriz*. Por lo general ha existido en las formaciones desde el momento en que se depositaron. Por esta razón se le conoce como *Porosidad Primaria*.

La *Porosidad Secundaria* se debe a la acción de aguas de formación o fuerzas tectónicas en la matriz de roca después del depósito. Por ejemplo, las aguas de infiltración ligeramente ácidas pueden crear y agrandar los espacios porosos al desplazarse a través de los canales de interconexión en las calizas; y los caparazones de pequeños crustáceos atrapados en el interior pueden disolverse y formar cavidades. Por otro lado, las aguas de infiltración ricas en minerales pueden formar depósitos que sellan parcialmente varios poros o canales de una formación. De este modo, reducen la porosidad de la formación y/o alteran la geometría de los poros.

Se pueden presentar tensiones en la formación causando redes de grietas, fisuras o fracturas, que se agregan al volumen de los poros. Sin embargo, en general, el volumen real de las fracturas es relativamente pequeño, dichas tensiones normalmente no aumentan la porosidad de la roca de manera significativa, aunque si pueden aumentar su permeabilidad en gran medida.

***SATURACIÓN***

La saturación de una formación es la fracción de su volumen poroso que ocupa el líquido en consideración. Por lo tanto, la saturación de agua es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. Si sólo existe agua en los poros, una formación tiene una saturación de agua del 100%. El símbolo de saturación es  $S$ ; se utilizan varios subíndices para denotar la saturación de un líquido en particular (  $S_w$  saturación de agua;  $S_o$  saturación de aceite;  $S_h$  saturación de hidrocarburos, etc.)

La saturación de aceite o gas es la fracción del volumen poroso que contiene aceite o gas. Los poros deben saturarse con algún líquido. De este modo, la suma de todas las saturaciones de una determinada roca de formación debe ser igual al 100%.

La saturación de agua de una formación puede variar de un 100% hasta un valor muy pequeño; sin embargo rara vez llega a ser nula. Sin importar que tan “rica” sea la roca del yacimiento de aceite o gas, siempre habrá una pequeña cantidad de agua capilar que el aceite no puede desalojar; generalmente dicha saturación se conoce como *saturación de agua irreductible o congénita*. De igual manera a la cantidad de hidrocarburos que permanece atrapada en partes del volumen poroso, se le conoce como *saturación de aceite residual*.

En un yacimiento que contenga agua en el fondo y aceite en la parte superior, la separación no siempre será clara; se presenta una zona de transición de un 100% de agua hasta un mayor contenido de aceite. Si el intervalo con contenido de aceite es suficientemente grande, la saturación de agua en la parte superior se aproxima a un valor mínimo llamado saturación de agua irreductible,  $S_{wi}$ . Debido a las fuerzas capilares, cierta cantidad de agua se adhiere a los granos y no es posible desalojarla. Una formación con saturación de agua irreductible producirá hidrocarburos sin presencia de agua.

***PERMEABILIDAD***

La permeabilidad es una medida de la facilidad con que los líquidos fluyen a través de un medio poroso. En una determinada muestra de roca y con cualquier líquido homogéneo, la permeabilidad será una constante siempre y cuando el líquido no interactúe con la roca en sí. La unidad de permeabilidad son  $L^2$ . En la industria petrolera se utiliza el “Darcy” . Por lo tanto comúnmente se utiliza la milésima parte: el milidarcy (md). El símbolo para representar a la permeabilidad es k.

Una roca debe tener fracturas, capilares o poros interconectados para ser permeable. Así, existe cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad. Por lo general, una permeabilidad mayor se acompaña de una porosidad mayor, sin embargo esto no es una regla absoluta, sobre todo en yacimientos naturalmente fracturados.

***YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS***

Más del 90 por ciento de los yacimientos de hidrocarburos nacionales se ubican en la clasificación de naturalmente fracturados.

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

***FRACTURA***

Las fracturas se definen como superficies planas de discontinuidad, en donde la roca ha perdido cohesión.

Desde una perspectiva general se manejan diversos modelos para representar los medios fracturados. En el más simple se consideran bloques de roca, separados por planos de ancho variable, representando fracturas.

Uno de los principales aspectos de las fracturas es la habilidad de mejorar la permeabilidad total de la roca (fractura y matriz rocosa), lo cual tiene una influencia significativa en la producción del pozo.

### ***MATRIZ***

La matriz es el medio que almacena la mayor parte del fluido. Su área superficial está expuesta a una red de fracturas, lo que permite que exista transferencia de fluidos entre ambos medios.

Las permeabilidades de la matriz tienen un rango muy bajo de hasta 0.001md, mientras que las permeabilidades de la fractura son muy altas, desde pocos mD hasta miles de md.

Las porosidades de la matriz son muy altas, de hasta 40%, mientras que las porosidades de las fracturas son muy bajas, llegando a ser de hasta 0.01%.

La matriz puede contener más fluido porque tiene una porosidad intergranular más alta mientras que las fracturas tienen una muy baja capacidad de almacenamiento, actuando solo como un medio de conducción primario. En los modelos de doble porosidad se establece que la matriz actúa como el medio de almacenamiento, y las fracturas como medios de conducción y transmisión de fluidos, hacia los pozos productores.

### ***MODELOS BÁSICOS DE FLUJO***

El fenómeno de flujo que ocurre en el yacimiento involucra cambios en la presión, ya que el sistema roca-fluido se expande o contrae. La producción de fluidos la genera la



expansión del yacimiento (Fluido-Roca), la cual se puede cuantificar a través de la compresibilidad total  $c_t$

$$c_t = c_f + S_o c_o + S_g c_g + S_w c_w , \quad (\text{II.1})$$

Donde:

$c_f$  = Compresibilidad de la formación =  $1/\phi (\partial\phi/\partial p)_T$

$S_i$  = Saturación de la fase i

$c_o$  = Compresibilidad del aceite + gas disuelto

$c_g$  = Compresibilidad del gas libre

$c_w$  = Compresibilidad del agua

Existen dos variables que tienen un efecto importante en la manera en que se transmiten los cambios de presión en el yacimiento, estas variables son:

- Transmisibilidad
- Coeficiente de difusividad hidráulica

La *Transmisibilidad* representa la facilidad con que fluye el fluido en el medio poroso y es proporcional a la permeabilidad y al espesor del yacimiento e inversamente proporcional a la viscosidad.

$$T = \frac{kh}{\mu} . \quad (\text{II.2})$$

El *coeficiente de difusividad hidráulica* representa la rapidez con que se transmiten los cambios de presión y es directamente proporcional a la permeabilidad e inversamente proporcional al producto de la viscosidad, la porosidad y la compresibilidad total.

$$\eta = \frac{k}{\phi\mu c_t} \quad (\text{II.3})$$

***GEOMETRÍAS DE FLUJO EN YACIMIENTOS***

La producción de hidrocarburos genera patrones de flujo que siguen diversas geometrías. Generalmente se asocia una geometría de flujo con un patrón de variación de la presión de fondo con el tiempo. La variación de presión en el pozo es afectada por la geometría de flujo de la zona que más aporta a la expansión que genera el flujo.

La zona que mayor expansión aporta se transmite a través del yacimiento y al inicio de la producción se encuentra localizada en las vecindades del pozo, y a medida que transcurre el tiempo cubre una mayor área.

La geometría de flujo que posee la zona que mayor expansión aporta tiene gran influencia sobre la variación de presión en diversos puntos del yacimiento.

La producción de hidrocarburos se lleva a cabo a través del proceso de flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo, el cual puede ocurrir bajo condiciones diversas en relación al número de fases fluyentes y a la geometría del proceso.

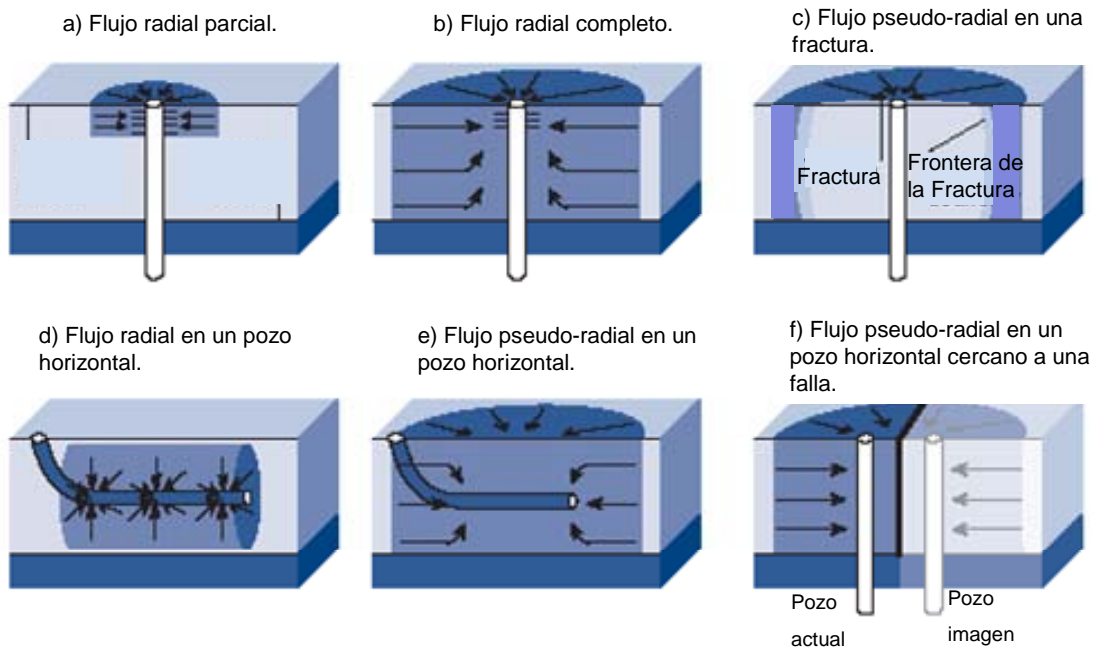
La geometría del flujo en el yacimiento puede seguir diversos modelos, entre los cuales están:

- Radial
- Esférico
- Lineal
- Bilineal

Esta geometría de flujo depende de la manera en que esté terminado el intervalo productor, de los elementos que limitan el medio poroso y de las heterogeneidades presentes (Fallas, anisotropía, acuñaientos, heterogeneidades, entre otros).

**FLUJO RADIAL**

Es el tipo de régimen de flujo más importante para el análisis de pruebas de presión. La geometría de flujo radial se identifica porque las líneas de flujo convergen hacia un cilindro circular, como se muestra en la figura II.1. En pozos completamente terminados el cilindro puede representarse por una porción del pozo que intersecte la formación (Fig. II.1b). En formaciones parcialmente penetrantes o pozos parcialmente terminados, el flujo radial puede estar restringido a tiempos cortos, ya que se observa solo en la sección en donde el espesor de la formación está directamente en la boca del pozo (Fig. II.1a). Cuando el pozo está hidráulicamente estimulado (Fig. II.1c) o se encuentra terminado horizontalmente (Fig. II.1e), el radio efectivo para el flujo radial aumenta. Los pozos horizontales pueden presentar flujo radial a tiempos cortos en el plano vertical del pozo (Fig. II.1d). Si el pozo está localizado cerca de las barreras al flujo, o cerca de una falla, la respuesta de presión transitoria puede mostrar flujo radial en el pozo.

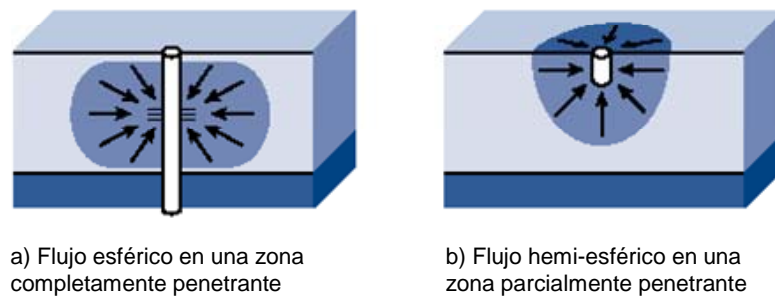


**Fig. II.1.** Tipos de régimen de flujo radial\*

\* Figuras tomadas de apuntes de Internet de la compañía Schlumberger.

**FLUJO ESFÉRICO**

El flujo esférico ocurre cuando las líneas de flujo convergen a un mismo punto (Fig. II.2). Este tipo de régimen de flujo se encuentra en pozos parcialmente terminados (Fig. II.2a) y en formaciones parcialmente penetrantes (Fig.II.2b). Para el caso de terminación o penetración parcial cerca del límite de la base o de la cima, la capa impermeable más cercana impone un régimen de flujo hemisférico. Tanto el flujo esférico como hemisférico muestran una derivada negativa con pendiente  $-1/2$ .

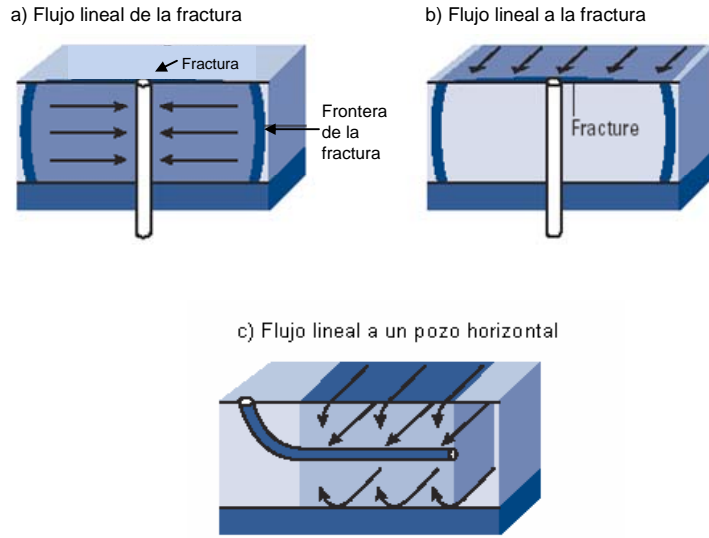


**Fig. II.2.** Régimen de flujo esférico\*

**FLUJO LINEAL**

La geometría de las líneas de flujo lineal consiste en líneas de flujo paralelas. El flujo lineal muestra una derivada con una pendiente positiva de  $1/2$ . La Fig. II.3 muestra este tipo de flujo, desarrollado para pozos fracturados verticales y para pozos horizontales. El pozo está produciendo a lo largo del intervalo productor y las líneas de flujo convergen hacia un mismo plano. Los parámetros asociados con el régimen de flujo lineal son la permeabilidad de la formación en la dirección de las líneas de flujo y del área normal a estas líneas.

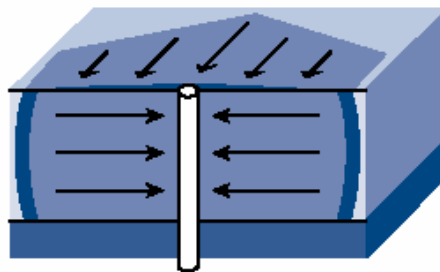
\* Figuras tomadas de apuntes de Internet de la compañía Schlumberger.



**Fig. II.3.** Régimen de flujo lineal\*

**FLUJO BILINEAL**

Este régimen de flujo resulta de la combinación simultánea de dos patrones de flujo lineales en direcciones normales (ver Figura II.4). Este régimen de flujo se observa comúnmente en pruebas de pozos hidráulicamente fracturados, y ocurre por una fractura de conductividad finita en donde el flujo lineal se da tanto en la fractura como en el plano fracturado. Este régimen de flujo se reconoce por tener una pendiente de  $1/4$  en una gráfica log-log de función derivada.



**Fig. II.4.** Régimen de flujo bilineal

\* Figuras tomadas de apuntes de Internet de la compañía Schlumberger.

## TIPOS DE FLUJO

En la Figura II.5 se muestra una síntesis de algunas pendientes usadas en el análisis de pruebas de presión usadas para identificar los tipos de flujo.

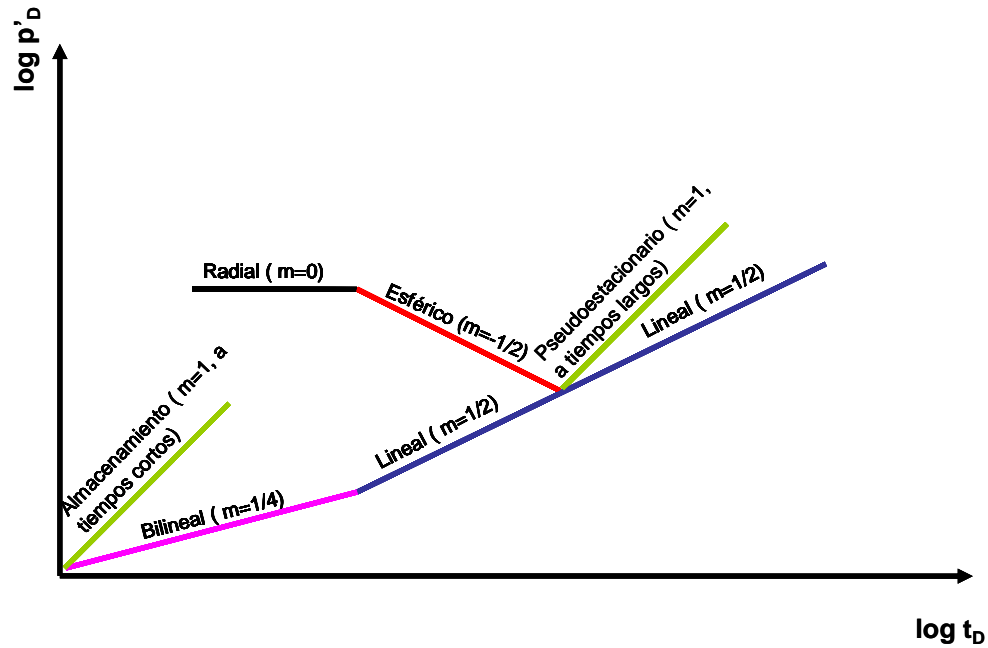
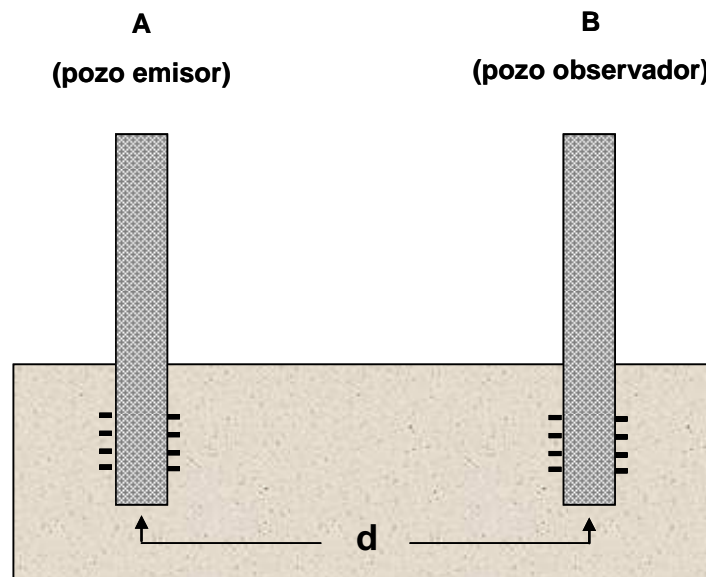


Fig. II.5. Tipos de flujo

## CAPÍTULO III

## PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA Y ALCANCES DE LA INVESTIGACIÓN

En este capítulo se describe el planteamiento del problema a resolver así como los alcances de la investigación. Uno de los objetivos del presente trabajo es demostrar que es posible calcular los parámetros  $\lambda$  y  $\omega$  para caracterizar a los yacimientos naturalmente fracturados mediante el análisis de pruebas de interferencia. En la Figura III.1 se observan dos pozos, el pozo emisor A y el pozo observador B, separados por una distancia “d” y localizados en un yacimiento naturalmente fracturado.



**Figura III.1.** Pozo emisor (A) y pozo observador (B) localizados en un yacimiento naturalmente fracturado.

Para lograr el objetivo planteado previamente, se propone construir curvas tipo para pruebas de interferencia considerando el modelo de Warren y Root (1963), y de esta forma calcular la capacidad de almacenamiento de las fracturas  $\omega$ , el cual es un parámetro muy importante para la determinación de la compresibilidad de los medios fracturados así como para la simulación numérica de yacimientos. Del ajuste de la curva tipo también se puede

determinar el coeficiente de flujo interporoso matriz-fractura, el cual está asociado al tamaño de bloque de matriz. Mediante las curvas tipo desarrolladas, también se estimarán los productos  $\phi c_t$  y  $kh$ .

Otro objetivo es desarrollar una metodología práctica para estimar la capacidad de almacenamiento de las fracturas usando pruebas de presión de un solo pozo, mediante el desarrollo de una correlación que relacione el área del valle de la función derivada con el parámetro  $\omega$ , sin la necesidad de realizar cálculos previos de otros parámetros, tal como permeabilidad, por ejemplo.

Como se sabe, el modelo de Warren y Root es el que mejor ajusta a los casos de campo en las pruebas de presión, además, es la base para la construcción de algunos simuladores numéricos, de tal manera que su uso es amplio en la industria petrolera. En este trabajo también se plantea como objetivo analizar el modelo mencionado, mediante el concepto de expansión de la matriz con respecto a la expansión del sistema total. Además, se pretende mostrar como es la aportación de fluido de la matriz a la fractura a diferentes radios, mediante la construcción de las gráficas del gasto matriz-fractura.



## CAPÍTULO IV

## DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

En este capítulo se obtiene una nueva metodología para el análisis de pruebas de presión en Yacimientos Naturalmente Fracturados; este tipo de sistema comúnmente se representa con los modelos de doble porosidad (Warren y Root, 1963; Kazemi, 1969; Bourdet y Gringarten, 1980; Deruyck y Bourdet, 1982). En la práctica el modelo más usado es el de Warren y Root (1963), en el cual la ecuación para las fracturas y la matriz en términos de variables adimensionales son las siguientes:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left( r_D \frac{\partial p_{Df}}{\partial r_D} \right) + \lambda (p_{Dm} - p_{Df}) = \omega \frac{\partial p_{Df}}{\partial t_D}, \quad (\text{IV.1})$$

y

$$-\lambda (p_{Dm} - p_{Df}) = (1 - \omega) \frac{\partial p_{Dm}}{\partial t_D}. \quad (\text{IV.2})$$

Las ecuaciones (IV.1) y (IV.2) se resuelven con las condiciones iniciales y de frontera siguientes:

$$p_{Df}(r_D, 0) = 0; \quad (\text{IV.3})$$

$$p_{Dm}(r_D, 0) = 0; \quad (\text{IV.4})$$

$$\frac{\partial p_{Df}(1, t_D)}{\partial r_D} = -1; \quad (\text{IV.5})$$

$$\lim_{r_D \rightarrow \infty} p_{Df}(r_D, t_D) = 0. \quad (\text{IV.6})$$

Las ecuaciones anteriores establecen que la distribución de presión inicial (matriz y fractura) es uniforme, que el gasto en el pozo es constante y que el yacimiento es infinito. La solución en el espacio de Laplace es (Warren y Root, 1963):

$$\frac{p_{wD}}{p_i} = \frac{K_0(\sqrt{sf(s)})}{s\sqrt{sf(s)}K_1(\sqrt{sf(s)})}, \quad (IV.7)$$

Donde  $f(s)$  es la Función de Transferencia y está dada por:

$$f(s) = \frac{\omega(1-\omega)s + \lambda}{\lambda + (1-\omega)s}. \quad (IV.8)$$

La solución a tiempos intermedios en el espacio real está dada por la siguiente expresión (Warren y Root, 1963):

$$p_{wD}(t_D) = \frac{1}{2} \left[ \ln(t_D) + 0.80908 + E_1\left(\frac{-\lambda t_D}{\omega(1-\omega)}\right) - E_1\left(\frac{-\lambda t_D}{(1-\omega)}\right) \right]. \quad (IV.9)$$

A tiempos cortos la solución está dada por:

$$p_{wD}(t_D) = \frac{1}{2} \left[ \ln\left(\frac{t_D}{\omega}\right) + 0.80908 \right]. \quad (IV.10)$$

La expresión anterior indica que a tiempos cortos la respuesta de presión está controlada por el sistema de fracturas. A tiempos largos:

$$p_{wD}(t_D) = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0.80908] \quad (IV.11)$$

La ecuación IV.11 es la misma que para un yacimiento homogéneo. A continuación se muestran las ecuaciones obtenidas en el espacio de Laplace, así como su respectiva Función de Transferencia obtenida por diferentes autores:

Cinco y Samaniego (1982), obtuvieron la expresión siguiente para la presión en términos adimensionales, para Yacimientos Naturalmente Fracturados:

$$\bar{p}_{fD} = \frac{1}{s^{3/2} \sqrt{\omega + [1 - \omega] A_{fD} f(\eta_{maD}, s)}} \frac{K_0 \left( r_D \sqrt{s [\omega + (1 - \omega) A_{fD} f(\eta_{maD}, s)]} \right)}{K_1 \left( \sqrt{s [\omega + (1 - \omega) A_{fD} f(\eta_{maD}, s)]} \right)} \quad (IV.12)$$

Definiendo a  $f(\eta_{maD}, s)$  como la Función de Transferencia, la cual depende de la geometría de la matriz:

Para estratos:

$$f(\eta_{maD}) = \sqrt{\frac{\eta_{maD}}{s}} \tanh \left( \frac{\sqrt{s/\eta_{maD}}}{2} \right); \quad (IV.13)$$

Para esferas:

$$f(\eta_{maD}, s) = \sqrt{\frac{\eta_{maD}}{s}} \left[ \coth \left( \frac{\sqrt{s/\eta_{maD}}}{2} \right) - 2 \sqrt{\frac{\eta_{maD}}{s}} \right]. \quad (IV.14)$$

Posteriormente Cinco y Samaniego (1985), obtuvieron una expresión para Yacimientos Naturalmente Fracturados con tamaño múltiple de bloques de matriz:

$$\bar{p}_{fD}(r_D, s) = \frac{K_0 \left[ r_D s^{1/2} (\omega + (1 - \omega) 2 \sum_{i=1}^{NB} f_i \sqrt{\frac{\eta_{maDi}}{s}}) \right]}{s^{3/2} \left[ \omega + (1 - \omega) 2 \sum_{i=1}^{NB} f_i \sqrt{\frac{\eta_{maDi}}{s}} \tanh \left( \frac{\sqrt{s/\eta_{maDi}}}{2} \right) \right]^{1/2} \left[ \tanh \left( \frac{\sqrt{s/\eta_{maDi}}}{2} \right) \right]^{1/2}}{K_1 \left[ s^{1/2} (\omega + (1 - \omega) 2 \sum_{i=1}^{NB} f_i \sqrt{\frac{\eta_{maDi}}{s_{Di}}} \tanh \left( \frac{\sqrt{s/\eta_{maDi}}}{2} \right) \right]} \quad (IV.15)$$

Mavor y Cinco (1979), obtuvieron la siguiente expresión adimensional para la presión de fracturas, incluyendo efecto de almacenamiento del pozo y daño:

$$\bar{p}_D(s) = \frac{K_0 [\sqrt{s f(s)}] + S \sqrt{s f(s)} K_1 [\sqrt{s f(s)}]}{s [\sqrt{s f(s)} K_1 [\sqrt{s f(s)}] + s C_D \{K_0 [\sqrt{s f(s)}] + S \sqrt{s f(s)} K_1 [\sqrt{s f(s)}]\}]}, \quad (IV.16)$$

Donde  $f(s)$  está dada por la ecuación IV. 8. Posteriormente Bourdet y Deruyck (1982), obtuvieron la expresión siguiente para la presión en forma adimensional:

$$\bar{p}_{fD} = \frac{K_0 [\sqrt{s f(s)} r_D]}{s \sqrt{s f(s)} K_1 [\sqrt{s f(s)}]}, \quad (IV.17)$$

En donde  $f(s)$  depende de la geometría de la matriz. Para matriz con forma de cubos en términos de los parámetros  $\lambda$  y  $\omega$ :

$$f(s) = \omega + \sqrt{\frac{1}{3} \frac{\lambda(1-\omega)}{s}} \tanh \sqrt{\frac{3(1-\omega)s}{\lambda}}; \quad (IV.18)$$

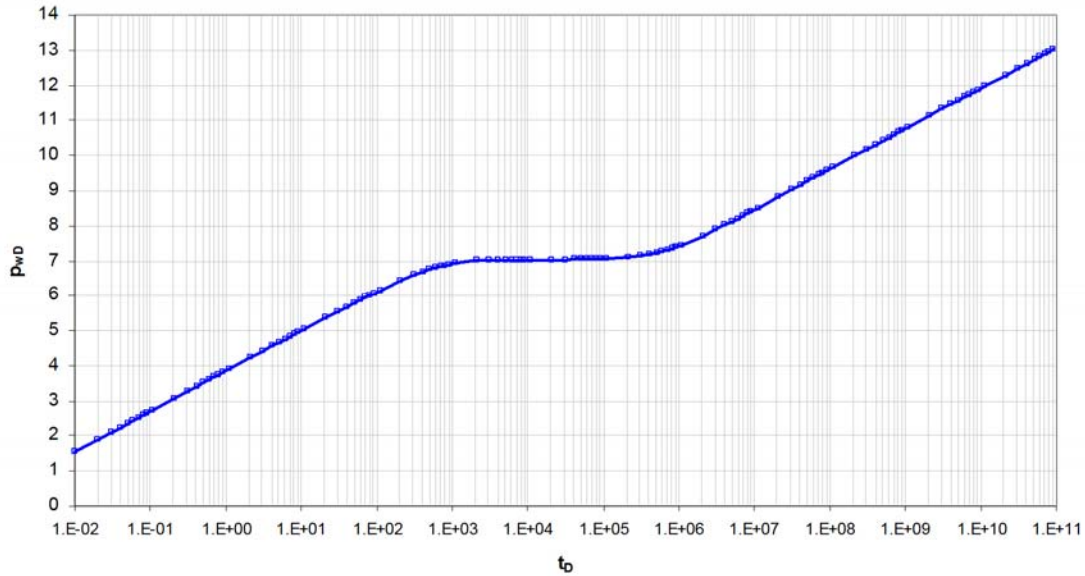
Para matriz con forma esférica:

$$f(s) = \omega + \frac{1}{5} \frac{\lambda}{s} \left[ \sqrt{\frac{15(1-\omega)}{\lambda}} \coth \sqrt{\frac{15(1-\omega)s}{\lambda}} - 1 \right]. \quad (IV.19)$$

Al graficar la Función Derivada de la presión en Yacimientos Naturalmente Fracturados, se forma un valle, el cual depende de los parámetros  $\lambda$  y  $\omega$ .

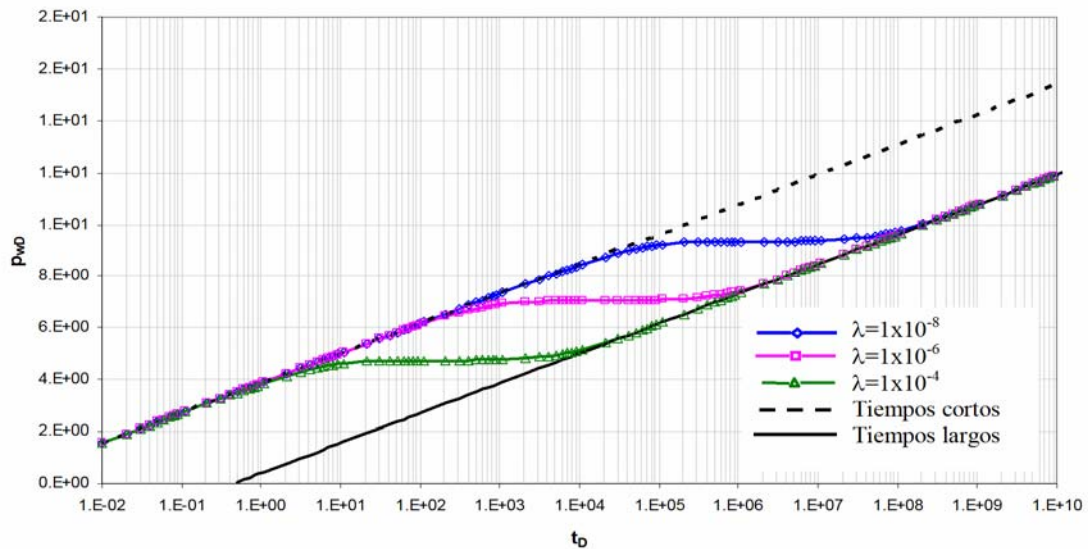
A continuación se muestra un procedimiento para calcular el área del valle formado en la función derivada, con el objetivo de determinar si existe relación entre el área de dicho valle y el parámetro de flujo interporoso  $\lambda$ , así como la capacidad de almacenamiento de las fracturas  $\omega$ .

En la figura IV.1 se muestra la solución de la ecuación (IV.9) en el espacio real, utilizando un valor de  $\omega = 1 \times 10^{-3}$  y de  $\lambda = 1 \times 10^{-6}$ .



**Figura IV.1.** Comportamiento de  $p_{wD}$  para Yacimientos Naturalmente Fracturados (Warren y Root, 1963).

En la figura IV.2 se muestra como varía la solución obtenida en la ecuación (IV.9) con el parámetro  $\lambda$ , así como las soluciones obtenidas a tiempos cortos (IV.10) y tiempos largos (IV.11).



**Figura IV.2.** Comportamiento de  $p_{wD}$  para Yacimientos Naturalmente Fracturados,  $\omega = 1 \times 10^{-3}$  y  $\lambda$  variable (Warren y Root, 1963).

De igual forma se graficó como varía la respuesta de presión dada por la ecuación (IV.9) con el parámetro  $\omega$ , lo cual se muestra en la Figura IV.3.

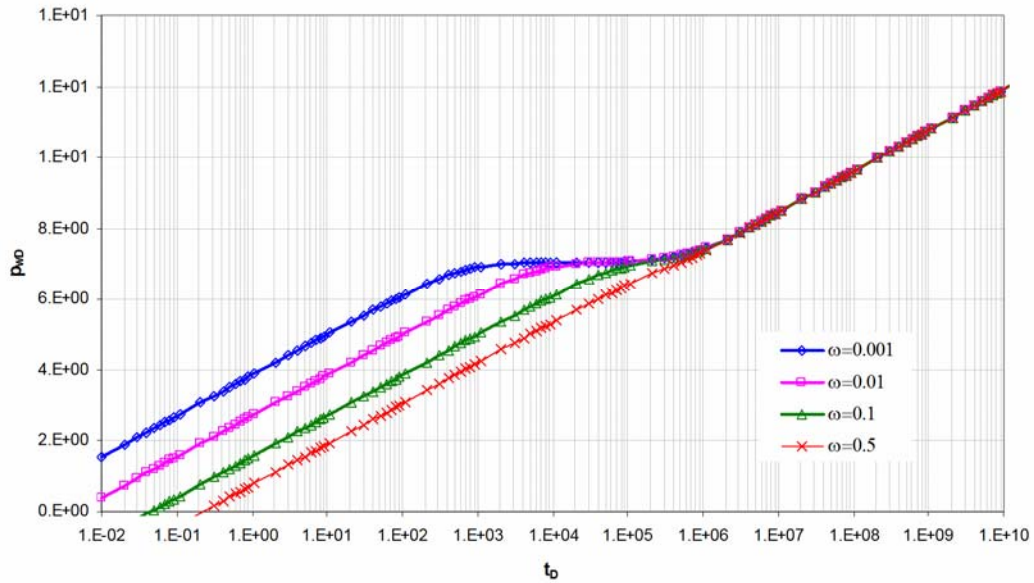


Figura IV.3. Comportamiento de  $p_{wD}$  para Yacimientos Naturalmente Fracturados para  $\lambda=1 \times 10^{-6}$  y  $\omega$  variable (Warren y Root, 1963).

Una de las herramientas de diagnóstico más importantes en la teoría de pruebas de presión es la Función Derivada, la cual se representa gráficamente con la respuesta de presión en gráficas log-log (curvas tipo). En la Figura IV.4 se muestran las curvas tipo para el modelo de Warren y Root (1963).

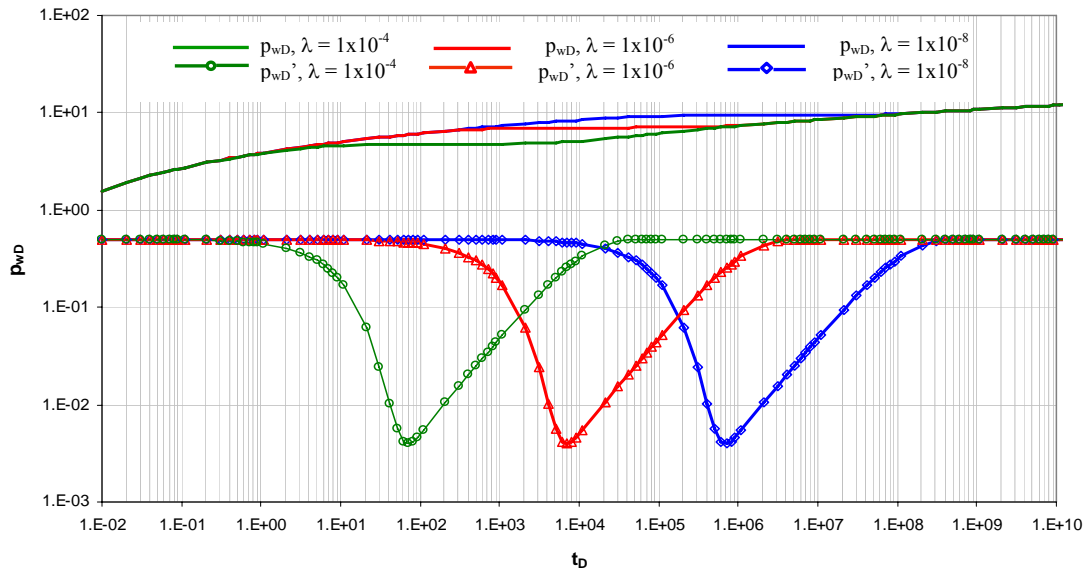
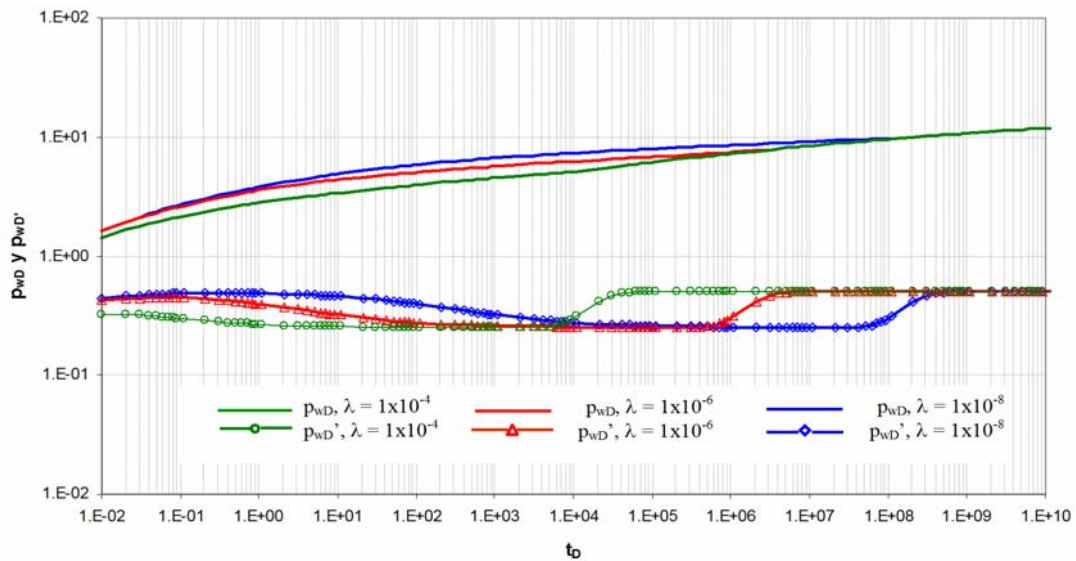


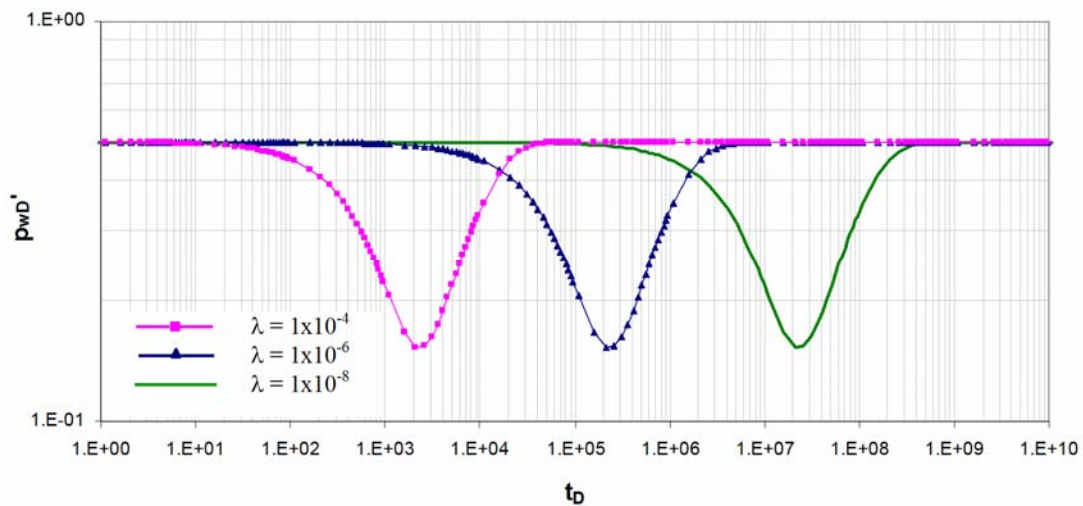
Figura IV.4. Comportamiento de  $p_{wD}$  y  $p'_{wD}$  para Yacimientos Naturalmente Fracturados  $\omega=1 \times 10^{-3}$  y  $\lambda$  variable (Warren y Root, 1963).

Utilizando el modelo de Deruyk y Bourdet (1982), Figura IV.5, para el caso de estratos, se observa que la Función Derivada es menos pronunciada.



**Figura IV.5.** Comportamiento de  $p_{wD}$  y  $p'_{wD}$  para Yacimientos Naturalmente Fracturados con  $\omega=1 \times 10^{-3}$  y  $\lambda$  variable (Bourdet y Deruyk, 1982).

Como se observa en las dos figuras anteriores la forma del valle de la función derivada depende de si la transferencia de flujo interporoso es pseudo-estacionario o transitorio. A continuación se muestra la variación de la Función Derivada para el modelo de Warren y Root (1963), cuando  $\omega$  permanece constante y  $\lambda$  varía.



**Figura IV.6.** Función Derivada  $p'_{wD}$  para Yacimientos Naturalmente Fracturados con  $\omega=1 \times 10^{-1}$  variando el parámetro  $\lambda$ .

Como se observa en la Figura IV.6, al disminuir el parámetro de flujo interporoso  $\lambda$ , el mínimo de la Función Derivada se recorre hacia la derecha. En esta gráfica también se observa que la forma del valle es la misma independientemente del valor de  $\lambda$ , lo cual sugiere que el área del valle es la misma; esto se demuestra con la Figura IV.7, en la

cual se observa que si se grafica la Función Derivada versus  $\lambda t_D$  los valles observados en la Figura IV.6, colapsan en una sola curva, lo cual implica que el área delimitada por el valle no depende del valor de  $\lambda$ .

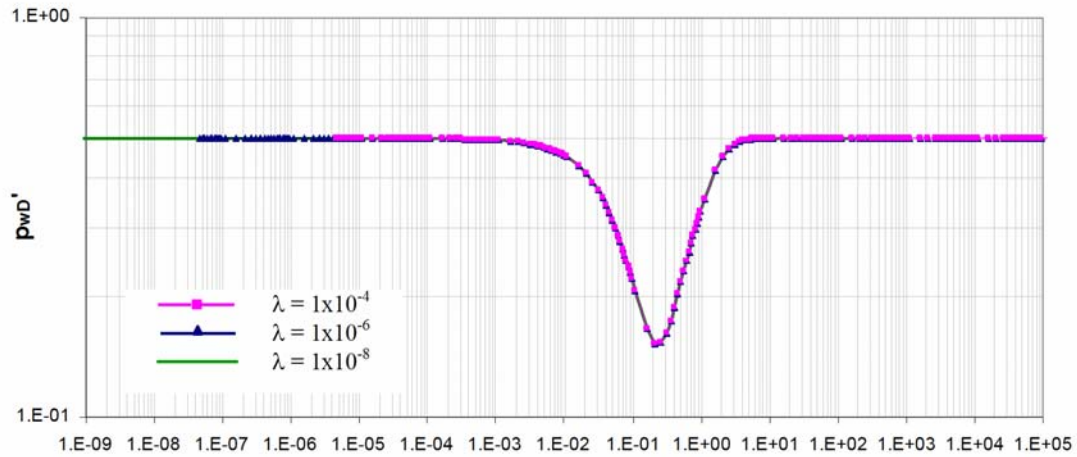


Figura IV.7. Función Derivada  $p'_{wD}$  en función de  $\lambda t_D$ , Modelo de Warren y Root.

Las gráficas anteriores se obtuvieron usando la ecuación (IV.9), en la cual se supone que el radio del pozo es infinitesimalmente pequeño. De igual forma se obtuvieron estas curvas, Figuras IV.8 y IV.9 pero utilizando la ecuación en el espacio de Laplace dada por la ecuación (IV.7), la cual supone radio finito del pozo e invirtiendo con el algoritmo de Stehfest (1970);

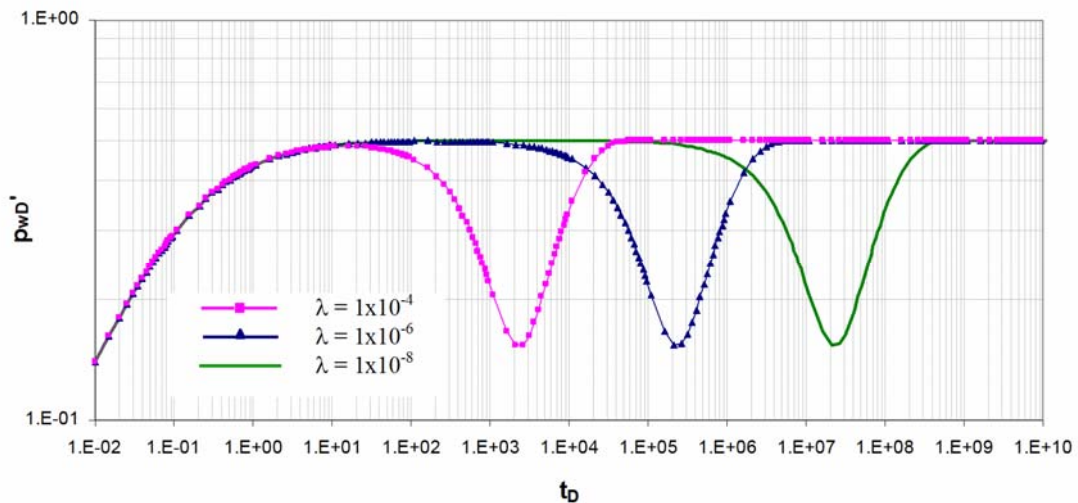


Figura IV.8. Cálculo de  $p'_{wD}$  utilizando la ecuación de radio finito, para  $\omega = 1x10^{-1}$  variando  $\lambda$ .



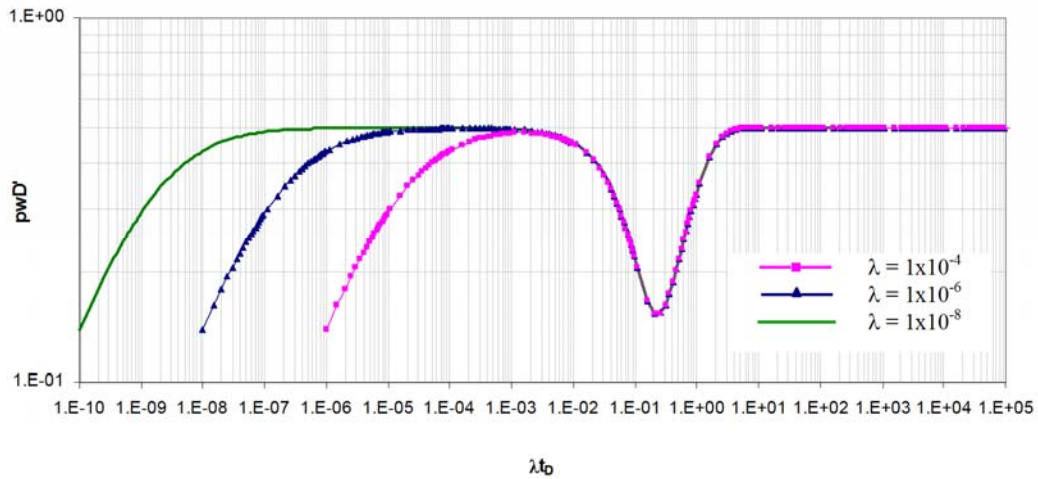


Figura IV.9. Función Derivada  $p'_{wD}$  en función de  $\lambda t_D$  utilizando la ecuación Iv.7 para radio finito.

En las Figuras IV.8 y IV.9 se observa que también para el caso de radio finito de pozo, el área del mínimo es independiente de  $\lambda$ . A continuación se muestra la Función Derivada para el modelo de Warren y Root utilizando la ecuación (IV.7), para el caso en el que  $\lambda=1 \times 10^{-6}$ , variando  $\omega$ .

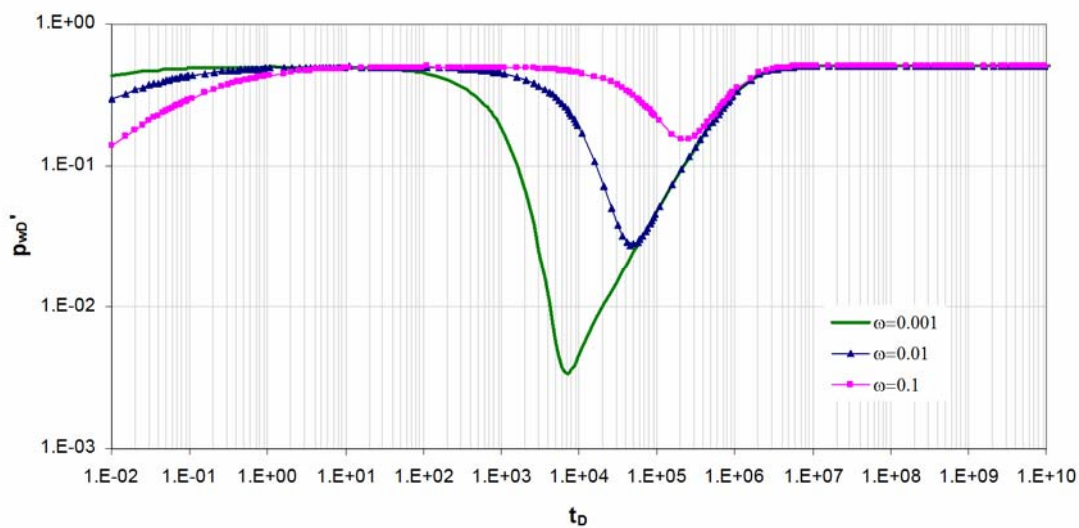


Figura IV.10. Cálculo de  $p'_{wD}$  utilizando la ecuación de radio finito para  $\lambda=1 \times 10^{-6}$  variando  $\omega$ .

Como se observa en la Figura IV.10 el mínimo de la Función Derivada disminuye y se desplaza a la izquierda conforme el parámetro de  $\omega$  es menor, lo que indica que existe una dependencia entre el área del valle y la capacidad de almacenamiento de las fracturas  $\omega$ .

En la Figura IV.11, se muestran las áreas delimitadas por el valle de la Función Derivada para el caso de flujo interporoso pseudo-estacionario y transitorio (Esferas). En este caso, el objetivo es determinar una relación funcional entre el área indicada y el parámetro  $\omega$ , para cada uno de los modelos.

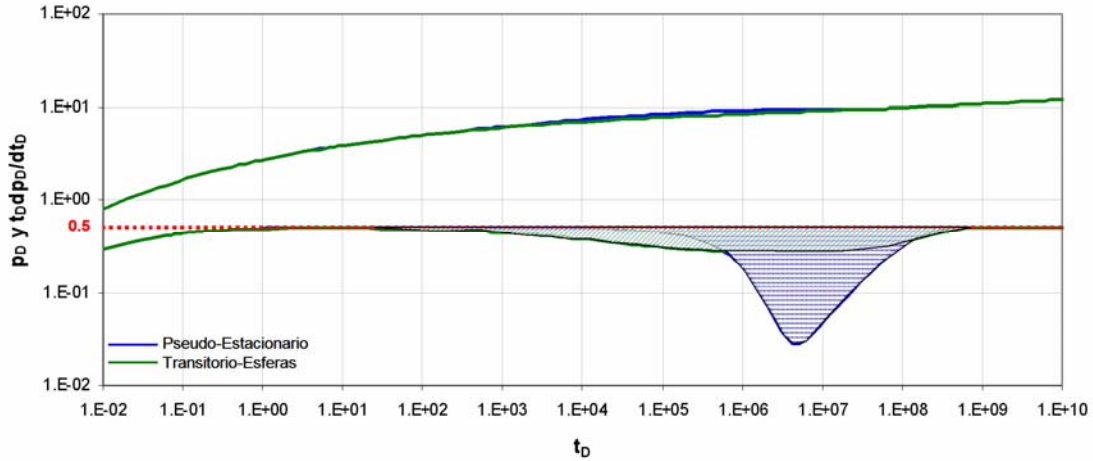


Figura IV.11. Área del valle para el modelo de flujo interporoso pseudo-estacionario y transitorio (Esferas).

Podemos definir al área semi-logarítmica debajo del valle de la función derivada mediante la expresión siguiente:

$$A_{SL} = \int_{t_{1D}}^{t_{2D}} \frac{\partial p_{Df}}{\partial \ln t_D} d \ln t_D. \tag{IV.20}$$

En la Figura IV.12 se observa que el área del valle es la resta del área correspondiente a un yacimiento homogéneo entre  $t_{1D}$  y  $t_{2D}$  menos el área correspondiente a la integral representada por la ecuación (IV.20).

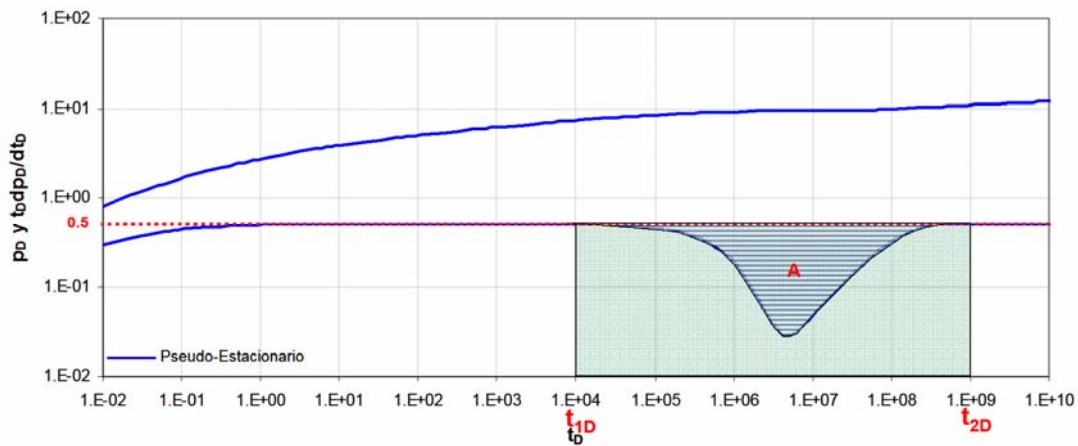


Figura IV.12. Área del valle para el modelo de flujo interporoso pseudo-estacionario.

De la ecuación (IV.9):

$$\frac{\partial p_{Df}}{\partial \ln t_D} = \frac{1}{2} \left[ 1 + e^{-\frac{\lambda t_D}{\omega(1-\omega)}} - e^{-\frac{\lambda t_D}{1-\omega}} \right]. \quad (IV.21)$$

Sustituyendo (IV.21) en (IV.20) tenemos:

$$A_{SL} = \frac{1}{2} \ln \left( \frac{t_{2D}}{t_{1D}} \right) + \frac{1}{2} \int_{t_{1D}}^{t_{2D}} \frac{e^{-\frac{\lambda t_D}{\omega(1-\omega)}} - e^{-\frac{\lambda t_D}{1-\omega}}}{t_D} dt_D. \quad (IV.22)$$

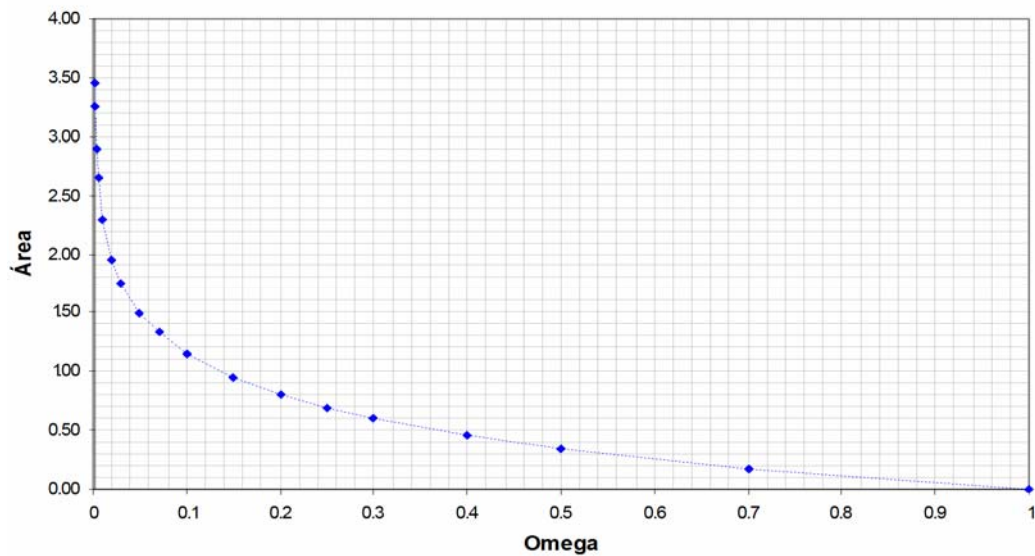
El área entre  $t_{1D}$  y  $t_{2D}$  para un yacimiento homogéneo es:

$$A_{YH} = \frac{1}{2} \ln \left( \frac{t_{1D}}{t_{2D}} \right) \quad (IV.23)$$

De lo anterior, el área del valle es:

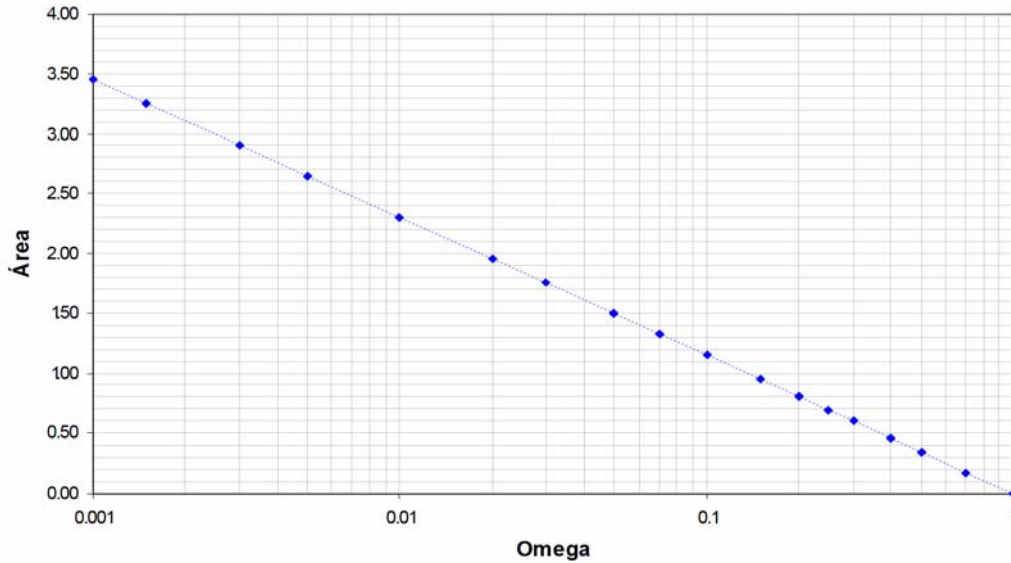
$$A = A_{YH} - A_{SL} = \frac{1}{2} \int_{t_{1D}}^{t_{2D}} \frac{e^{-\frac{\lambda t_D}{1-\omega}} - e^{-\frac{\lambda t_D}{\omega(1-\omega)}}}{t_D} dt_D \quad (IV.24)$$

Para determinar la relación existente entre el Área delimitada por el valle de la Función Derivada y  $\omega$  mediante la evaluación de la integral (IV.24), se calculó el área para diferentes valores de  $\omega$ , de lo cual se obtuvo la gráfica mostrada en la Figura IV.13.



**Figura IV.13.** Relación del Área semi-logarítmica del valle con  $\omega$  (Modelo de Warren y Root).

Si la gráfica anterior se muestra en coordenadas semi-logarítmicas, se obtiene la Figura IV.14. En la cual se observa que existe una relación lineal entre el Área semi-logarítmica del valle y el logaritmo de  $\omega$ .



**Figura IV.14.** Relación del Área semi-logarítmica del valle con  $\omega$ . Modelo de Warren y Root. Coordenadas semilogarítmicas.

Al usar una regresión lineal en la Figura IV.14, se obtiene la relación funcional siguiente entre el Área y la capacidad de almacenamiento de las fracturas:

$$A = -\frac{1}{2} \ln \omega . \tag{IV.25}$$

Es importante mencionar que la ecuación obtenida es la misma que relaciona la distancia vertical entre las dos rectas paralelas con  $\omega$  en una gráfica semi-log:

$$\Delta p_{wDv} = -\frac{1}{2} \ln \omega . \tag{IV.26}$$

En la expresión anterior,  $\Delta p_{wDv}$  es la distancia vertical adimensional entre las dos líneas rectas paralelas en una gráfica semi-log. También se determinó la relación entre el área semilogarítmica y  $\omega$  para los casos de flujo interporoso transitorio, para los casos en que los bloques de matriz tienen forma de estratos y esferas, obteniéndose la misma ecuación, lo cual implica que la relación determinada es independiente del tipo de

transferencia entre matriz y fractura, lo cual fue demostrado por De Swaan (1976), Kazemi (1969), Cinco y Samaniego (1982), entre otros.

Definamos el área logarítmica de la siguiente forma:

$$A_L = \int_{t_{Di}}^{t_{Df}} \frac{\partial \log p_{Df}}{\partial \ln t_D} d \log t_D \tag{IV.27}$$

El área de la ecuación anterior es el área logarítmica debajo del valle de la Función Derivada. Si restamos ésta a la correspondiente a un yacimiento homogéneo para determinar el área del valle mostrado en la Figura IV.12, obtenemos la siguiente gráfica:

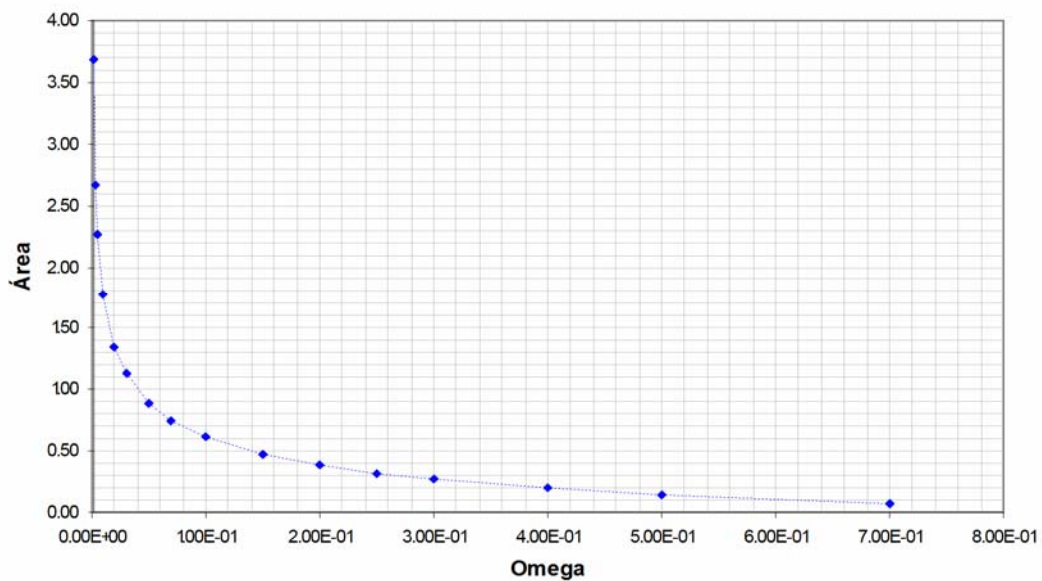


Figura IV.15. Relación del Área logarítmica del valle con  $\omega$  (Modelo de Warren y Root).

La Figura IV.16 muestra la gráfica en coordenadas semi-logarítmicas:

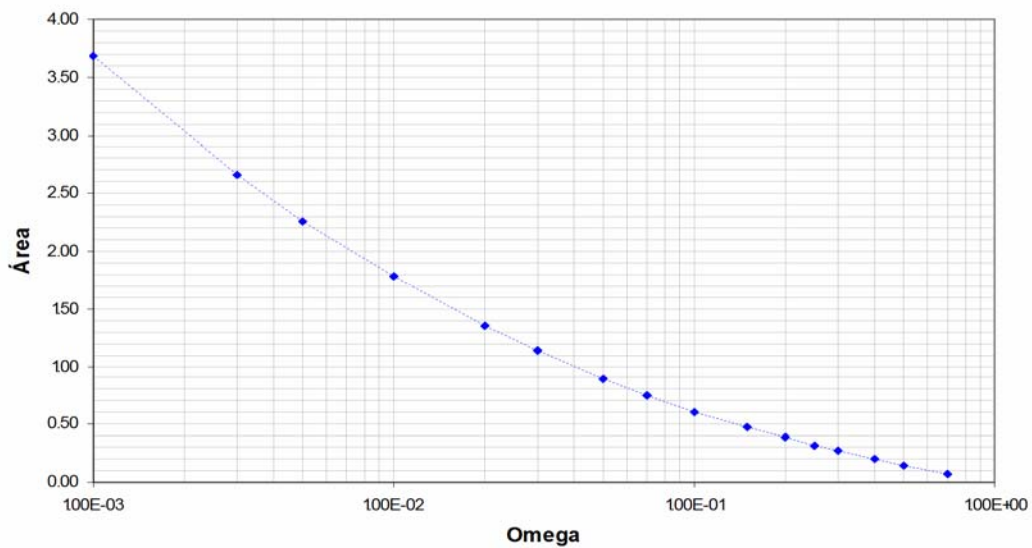
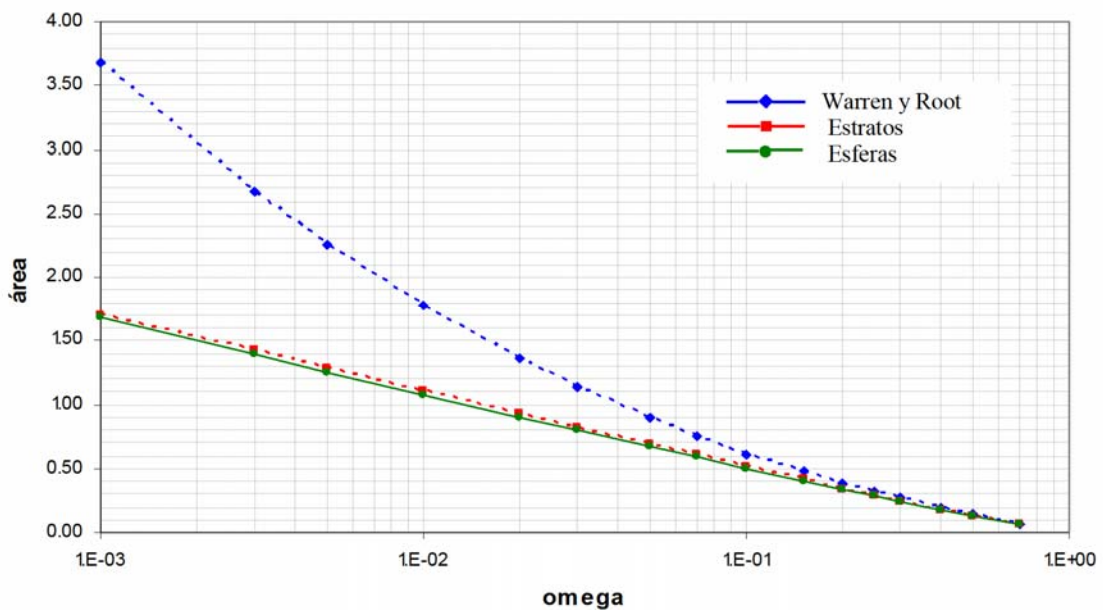


Figura IV.16. Relación del Área logarítmica del valle con  $\omega$ . Modelo de Warren y Root. Coordenadas semi-logarítmicas.

Como se observa en la gráfica anterior, no existe una relación lineal entre el área logarítmica y el logaritmo de  $\omega$ , tampoco entre el logaritmo de ambos parámetros. Sin embargo, esta última gráfica es de gran utilidad porque ofrece una relación directa entre el área logarítmica del valle y  $\omega$ , independientemente de la escala en que esté graficada la función derivada, por lo que es una de las herramientas de la metodología propuesta para determinar la capacidad de almacenamiento de las fracturas en una forma directa.

La Figura IV. 17 muestra el área logarítmica en función de omega para los casos de flujo interporoso pseudo-estacionario y transitorio (estratos y esferas). Como se observa, el área del valle del caso transitorio es menor que la del caso pseudo-estacionario, lo cual es evidente en la figura IV.11, tomando en cuenta que el área logarítmica de un ciclo logarítmico es igual a 1.



**Figura IV.17.** Correlación para los modelos de Warren y Root, estratos y esferas. Coordenadas semi-logarítmicas.

**GASTO MATRIZ-FRACTURA**

A diferencia de la formulación para yacimientos homogéneos, en el caso de yacimientos naturalmente fracturados se incluye un término fuente en las ecuaciones de fractura y matriz, el cual representa el gasto matriz-fractura. En este trabajo se obtuvo una ecuación para el gasto o transferencia matriz-fractura  $q_{maD}$  para diferentes modelos. A continuación se presentan los resultados obtenidos.

**Gasto matriz-fractura adimensional para el Modelo de Warren y Root**

La expresión siguiente relaciona la presión de matriz con la de fracturas en el espacio de Laplace:

$$\bar{p}_{mD} = \frac{\lambda}{\lambda + (1 - \omega)s} \bar{p}_{fD}. \quad (IV.28)$$

Por otro lado, el gasto matriz-fractura es proporcional a la diferencia de presión entre fracturas y matriz, donde el factor de proporcionalidad es el coeficiente de flujo interporoso:

$$\bar{q}_{maD} = -\lambda(\bar{p}_{mD} - \bar{p}_{fD}), \quad (IV.29)$$

Donde  $\bar{q}_{ma}$  se ha definido como:

$$\bar{q}_{maD} = \frac{2\pi h r_w^2}{qB} q_{ma}^*; \quad (IV.30)$$

$q_{ma}^*$  es el gasto matriz-fractura por unidad de volumen. Sustituyendo la ecuación (IV.28) en la ecuación (IV.29) tenemos:

$$\bar{q}_{maD} = -\lambda(\bar{p}_{mD} - \bar{p}_{fD}) = -\lambda \left[ \frac{\lambda}{\lambda + (1 - \omega)s} - 1 \right] \bar{p}_{fD} = \frac{\lambda(1 - \omega)s}{\lambda + (1 - \omega)s} \bar{p}_{fD}. \quad (IV.31)$$

Definiendo:

$$\alpha(s) = \frac{\lambda(1 - \omega)s}{\lambda + (1 - \omega)s}; \quad (IV.32)$$

por lo que la ecuación para  $\bar{q}_{maD}$  queda finalmente como:

$$\bar{q}_{maD} = \alpha(s) \bar{p}_{fD}. \quad (IV.33)$$

El gasto adimensional matriz fractura ( $q_{maD}$ ) para el modelo de Warren y Root, se obtuvo variando algunos parámetros importantes como  $\lambda$ ,  $\omega$  y  $r_D$ . En las siguientes figuras  $q'_{maD}$  se define como la derivada de  $q_{maD}$  con respecto al logaritmo natural de  $t_D$ . En la Figura IV.18 se presentan el  $q_{maD}$  y  $q'_{maD}$  en el radio del pozo variando el coeficiente de almacenamiento  $\omega$ , de lo cual podemos observar que a tiempos cortos el gasto es muy pequeño el cual va aumentando conforme transcurre el tiempo llegando a ser cero a tiempos largos. Conforme el valor de  $\omega$  incrementa, el gasto matriz-fractura es menor, debido a que la matriz tiene menos capacidad de almacenamiento.

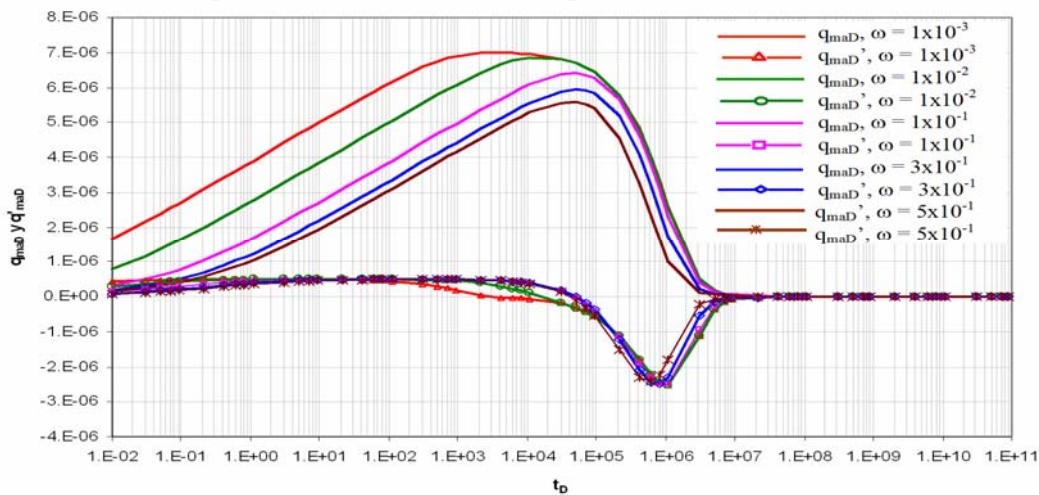


Figura IV.18.  $q_{maD}$  y  $q'_{maD}$  variando  $\omega$  para  $\lambda=1 \times 10^{-6}$  y  $r_D=1$ , en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.

En la Figura IV.19 se varió el parámetro de flujo interporoso  $\lambda$ , observándose que conforme aumenta  $\lambda$ , la curva se hace más pronunciada; para  $\lambda$  muy pequeñas el valor de  $q_{maD}$  es casi cero, lo cual nos indica que no existe transferencia de fluidos entre la matriz y la fractura.

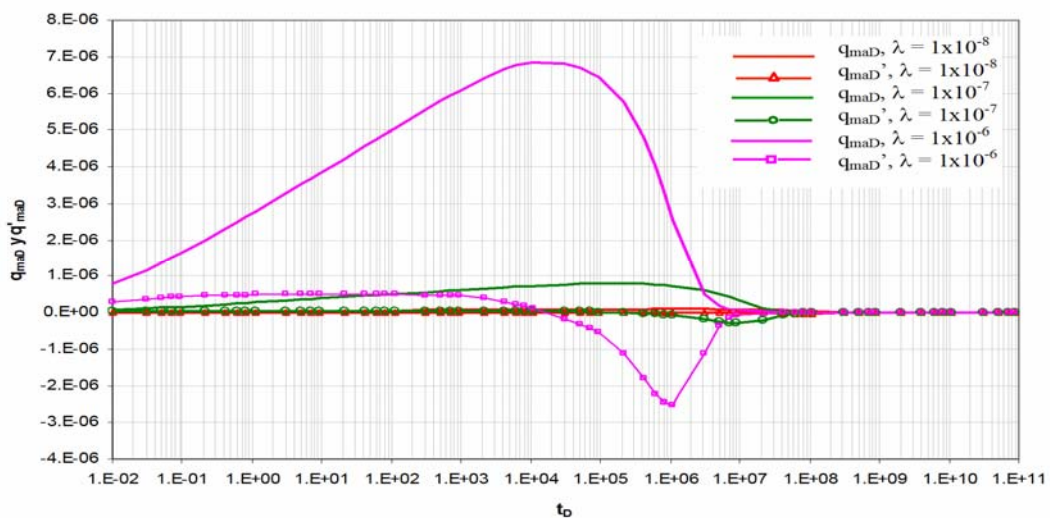
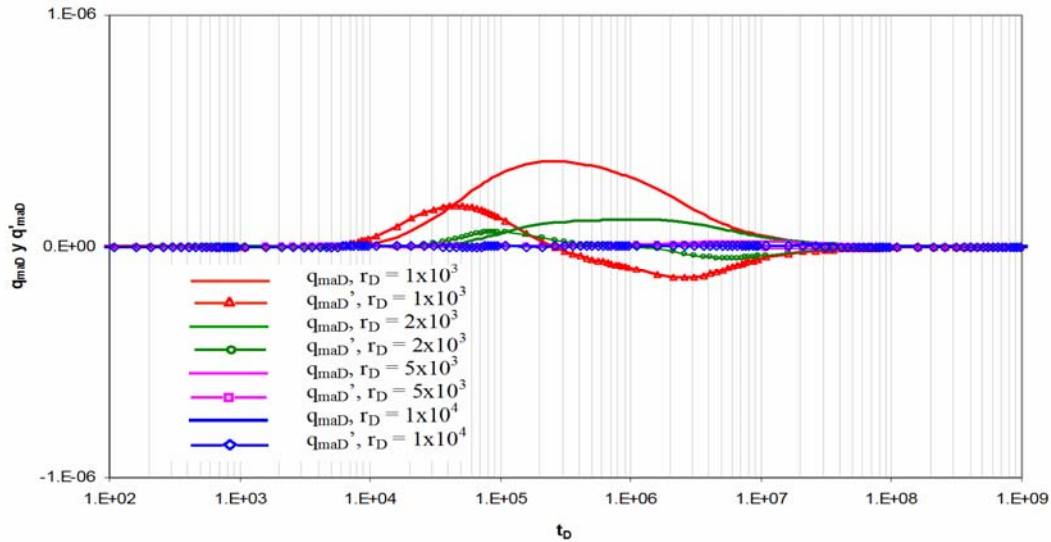


Figura IV.19.  $q_{maD}$  y  $q'_{maD}$  variando  $\lambda$  para  $\omega=1 \times 10^{-2}$  y  $r_D=1$ , en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.

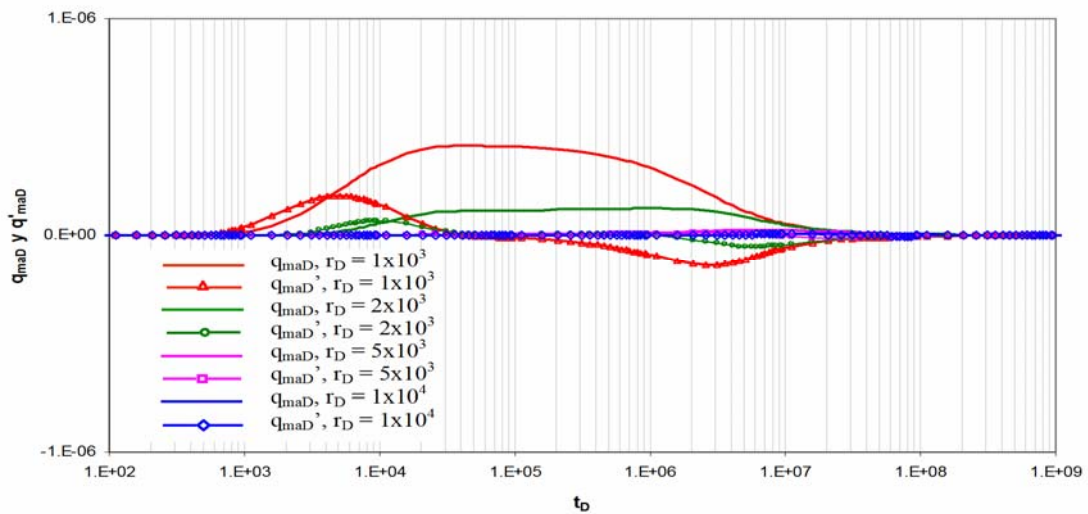


A continuación se muestra el comportamiento de  $q_{maD}$  y  $q'_{maD}$  para diferentes valores de  $r_D$ , observándose que conforme el radio aumenta el gasto matriz fractura se hace cero, lo cual físicamente es correcto, ya que conforme la distancia al pozo aumenta, el efecto del disturbio de presión es menor.



**Figura IV.20.**  $q_{maD}$  y  $q'_{maD}$  variando  $r_D$ , para  $\lambda=1 \times 10^{-6}$  y  $\omega=1 \times 10^{-1}$  en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root .

En la Figura IV.21 se volvió a variar el  $r_D$ , pero con un valor de  $\omega$  más pequeño, pudiendo observar que conforme este parámetro es más pequeño,  $q_{maD}$  es ligeramente mayor, pero a tiempos y radios grandes el gasto se hace cero de manera similar que lo mostrado en la Figura IV.20.



**Figura IV.21.**  $q_{maD}$  y  $q'_{maD}$  variando  $r_D$ , para  $\lambda=1 \times 10^{-6}$  y  $\omega=1 \times 10^{-2}$ , en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.

A continuación se obtuvo el gasto matriz-fractura variando el valor del parámetro  $\lambda$ , para diferentes escenarios. En la figura siguiente se muestra la tendencia del gasto matriz-fractura variando el parámetro  $\lambda$ , para un  $r_D = 2 \times 10^3$  y  $\omega = 1 \times 10^{-1}$ , observándose que conforme  $\lambda$  aumenta, la amplitud de las curvas es mayor.

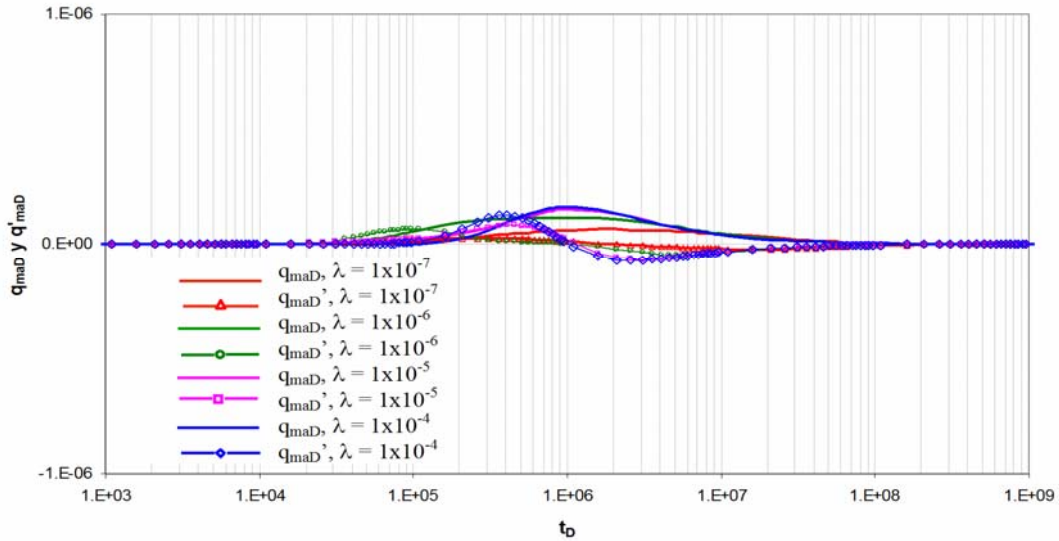


Figura IV.22.  $q_{mad}$  y  $q'_{mad}$  variando  $\lambda$  para  $r_D = 2 \times 10^3$  y  $\omega = 1 \times 10^{-1}$ , en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.

En la Figura IV.23 se utilizó una  $\omega = 1 \times 10^{-2}$  para el mismo  $r_D$  ( $2 \times 10^3$ ) y la misma variación del parámetro  $\lambda$  mostrado en la figura anterior. Se observa que las curvas se hicieron más alargadas conforme  $\omega$  es más pequeña.

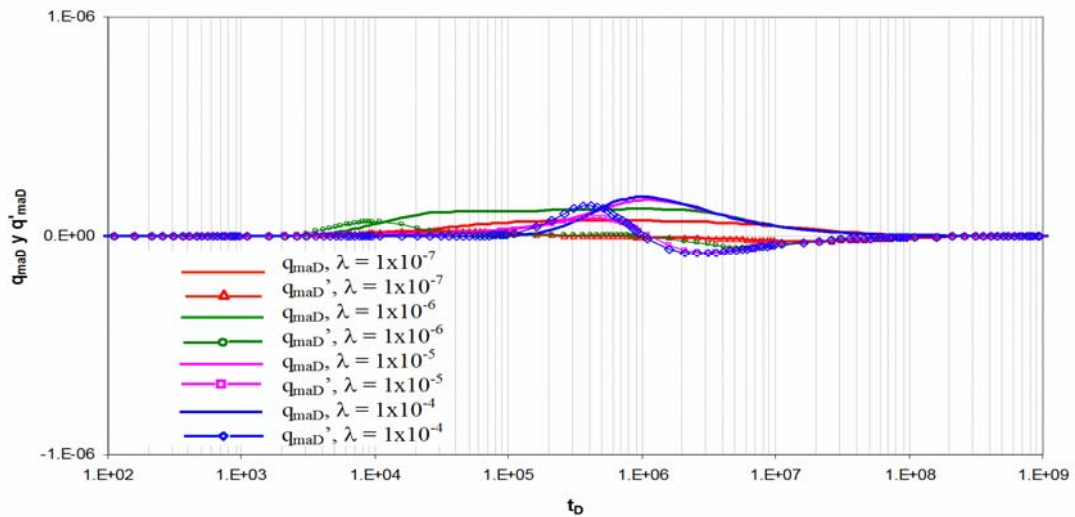


Figura IV.23.  $q_{mad}$  y  $q'_{mad}$  variando  $\lambda$  para  $r_D = 2 \times 10^3$  y  $\omega = 1 \times 10^{-2}$ , en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.

En la Figura IV.24 se varió el valor de  $\lambda$  para un  $r_D$  menor, observándose que las curvas se hacen mas pronunciadas y amplias, es importante mencionar que el valor de  $q_{maD}$  permanece en el rango de 0 a  $1 \times 10^{-6}$  en todos los casos en los que se varió el parámetro de flujo interporoso  $\lambda$ .

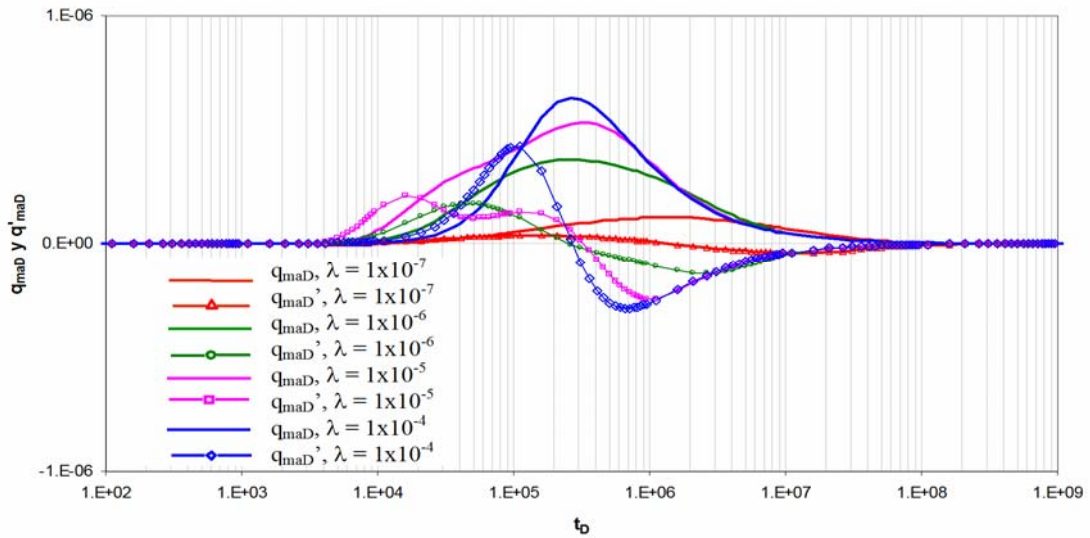


Figura IV.24.  $q_{mad}$  y  $q'_{mad}$  variando  $\lambda$  para  $r_D=1 \times 10^3$  y  $\omega=1 \times 10^{-1}$ , en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.

En la Figura IV.25 se utilizó un valor mas pequeño de  $\omega$ , (con el mismo  $r_D$  de la figura anterior), observándose que la matriz aporta fluidos durante un tiempo mayor, ya que el tiempo donde comienza a aportar es menor que la curva anterior.

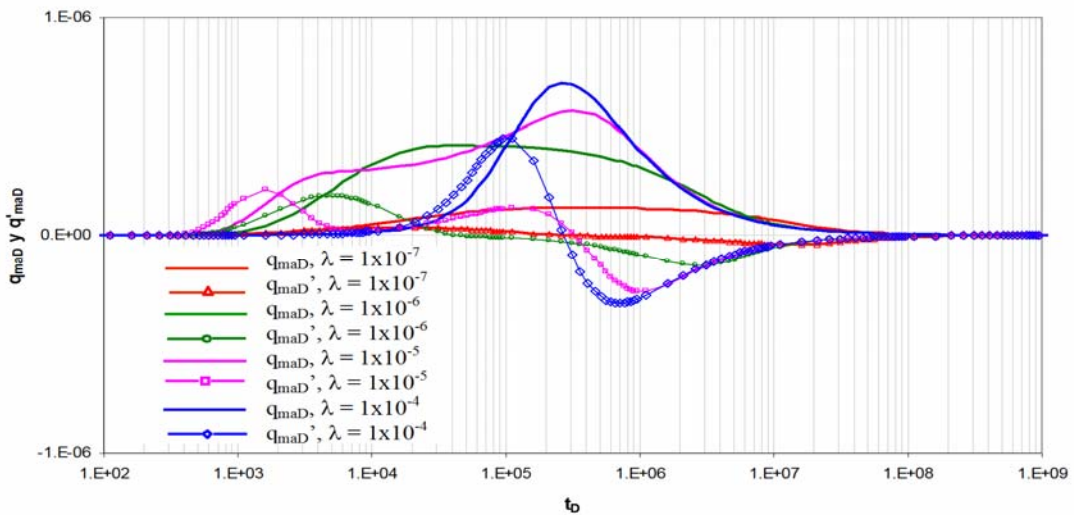
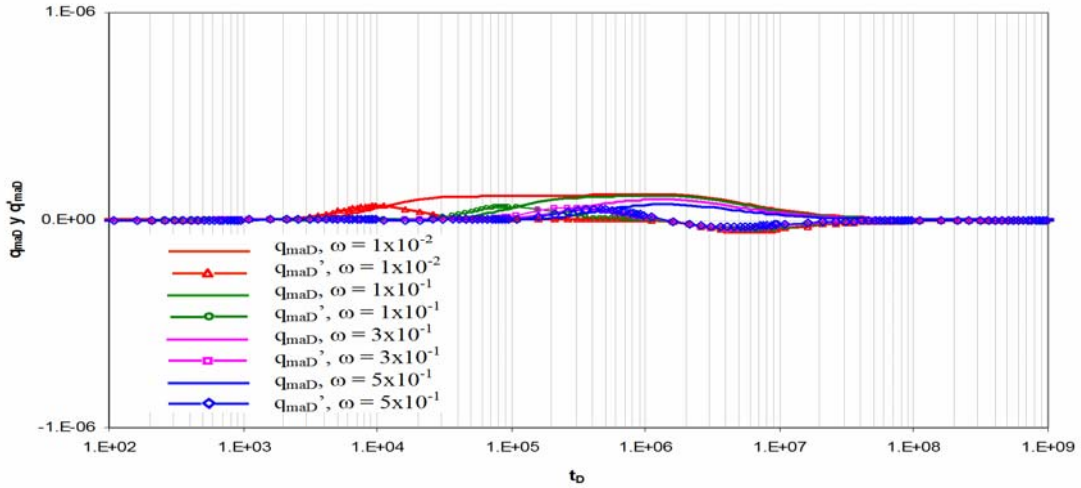


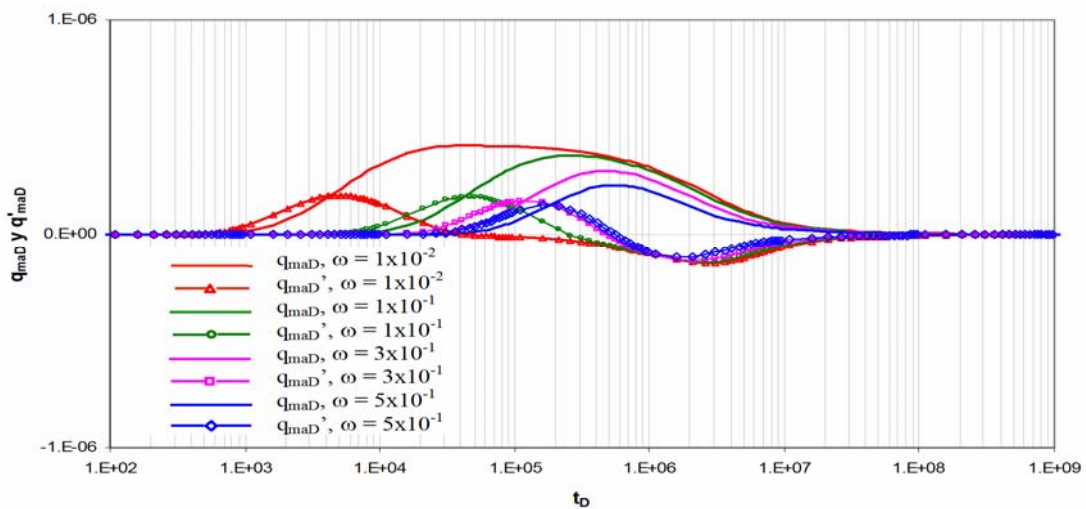
Figura IV.25.  $q_{mad}$  y  $q'_{mad}$  variando  $\lambda$  para  $r_D=1 \times 10^3$  y  $\omega=1 \times 10^{-2}$ , en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.

En la Figura IV.26 se varió el parámetro  $\omega$ , pudiendo observarse que conforme éste incrementa el gasto matriz-fractura disminuye, lo cual es correcto ya que al ser mayor este parámetro significa que la matriz tiene menos fluido, razón por la cual las curvas son más estrechas.



**Figura IV.26.**  $q_{mad}$  y  $q'_{mad}$  variando  $\omega$  para  $r_D=2 \times 10^3$  y  $\lambda=1 \times 10^{-8}$ , en ordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.

De manera similar se obtuvo la Figura IV.27, pero en ésta el  $r_D$  que se utilizó fue de  $1 \times 10^3$ , menor que en la figura anterior, obteniéndose que la amplitud de las curvas es mayor, ya que la distancia al pozo es menor con respecto a la Figura anterior.



**Figura IV.27.**  $q_{mad}$  y  $q'_{mad}$  variando  $\omega$  para  $r_D=1 \times 10^3$  y  $\lambda=1 \times 10^{-8}$ , en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.

**Gasto matriz-fractura adimensional para bloques de matriz en forma de estratos y esferas, flujo transitorio matriz-fractura.**

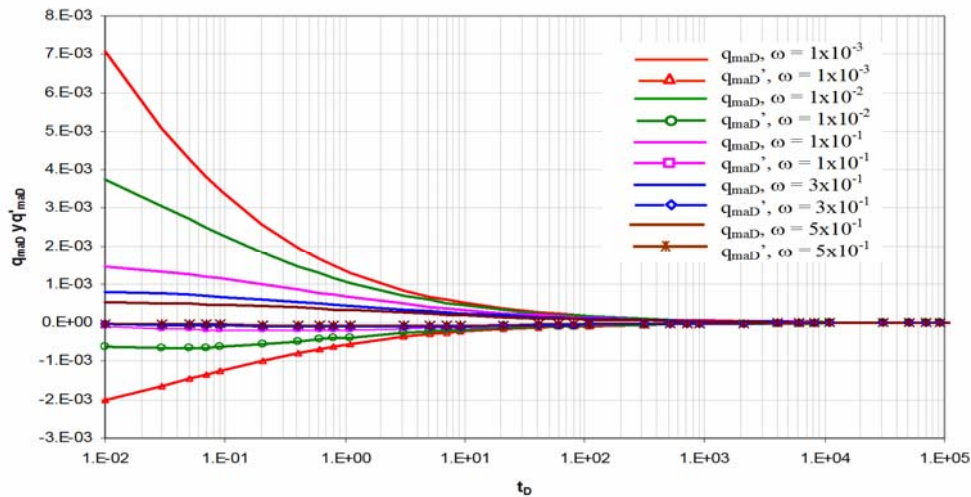
Cuando los bloques de matriz tienen forma de estratos, el gasto adimensional matriz-fractura está dada por la ecuación (IV.33) solo que la función  $\alpha(s)$  está dada por:

$$\alpha(s) = \sqrt{\frac{\lambda(1-\omega)s}{3}} \tanh \sqrt{\frac{3(1-\omega)s}{\lambda}} \tag{IV.34}$$

Para bloques de matriz en forma de esferas:

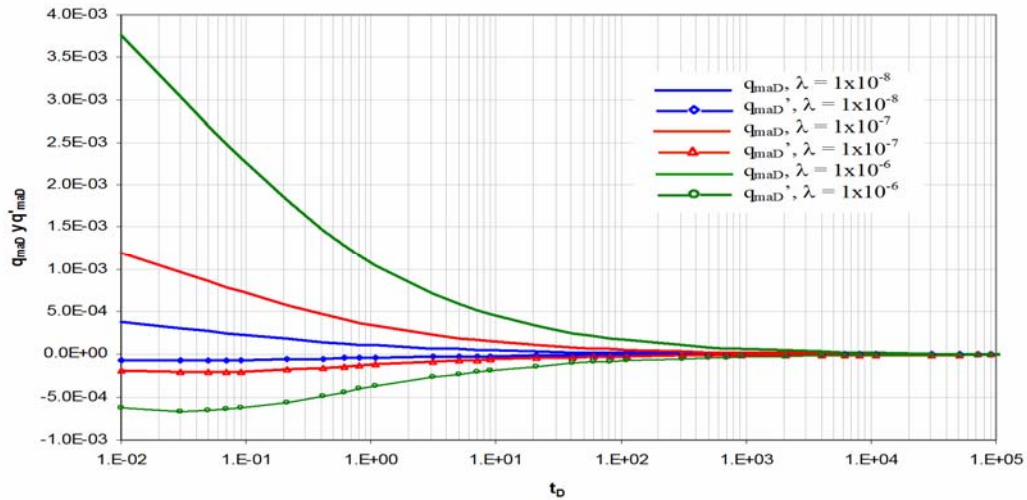
$$\alpha(s) = \frac{\lambda}{5} \left[ \sqrt{\frac{15(1-\omega)s}{\lambda}} \coth \sqrt{\frac{15(1-\omega)s}{\lambda}} - 1 \right] \tag{IV.35}$$

Para matriz en forma de estratos se muestra el comportamiento de  $q_{maD}$  variando el parámetro  $\omega$  para una  $\lambda=1 \times 10^{-6}$  y un  $r_D=1$ , de lo cual podemos observar que a diferencia del Modelo de Warren y Root (WR) la matriz empieza a aportar fluido a tiempos cortos. Conforme  $\omega$  es mayor la aportación de fluido de la matriz es menor, de forma similar que el modelo de WR.



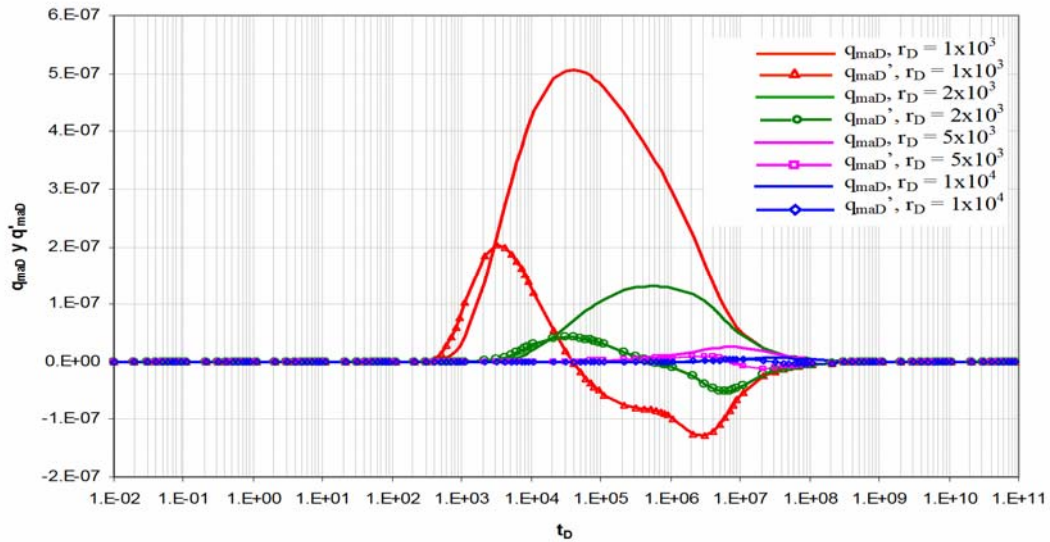
**Figura IV.28.**  $q_{mad}$  y  $q'_{mad}$  para matriz en forma de estratos variando  $\omega$ , para  $\lambda=1 \times 10^{-6}$  y  $r_D=1$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.

En la Figura IV.29 se observa que al variar el parámetro  $\lambda$  las curvas tienen una tendencia similar a la Figura IV.28, conforme  $\lambda$  disminuye, el gasto matriz-fractura es menor, lo cual indica que para este modelo transitorio matriz-fractura, el parámetro  $\lambda$  también controla la cantidad de fluido que se transfiere a las fracturas.



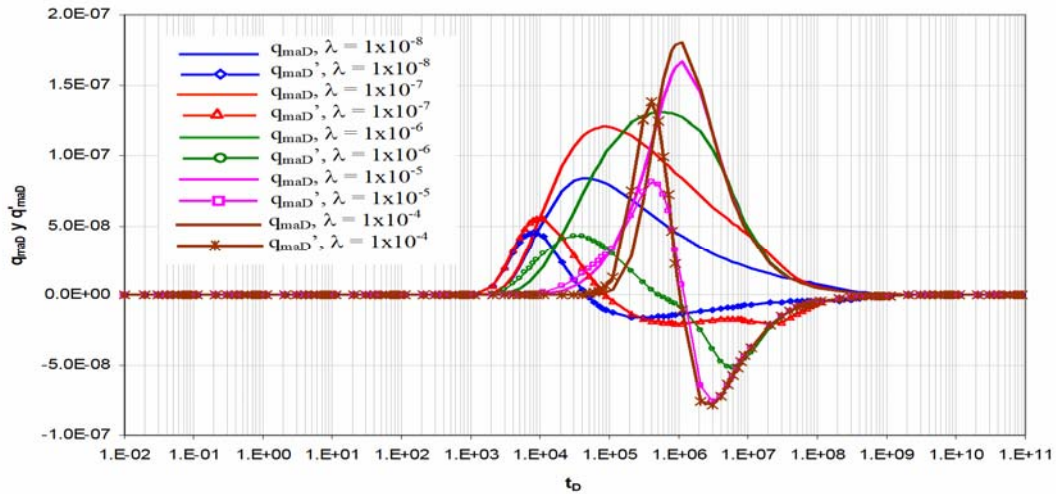
**Figura IV.29.**  $q_{mad}$  y  $q'_{mad}$  para matriz en forma de estratos, variando  $\lambda$ , para  $\omega=1 \times 10^{-2}$  y  $r_D=1$  en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.

A continuación en la Figura IV.30 se muestra la variación de  $q_{mad}$  al variar el radio adimensional, de lo cual se observa que conforme aumenta el radio el gasto tiende a cero.



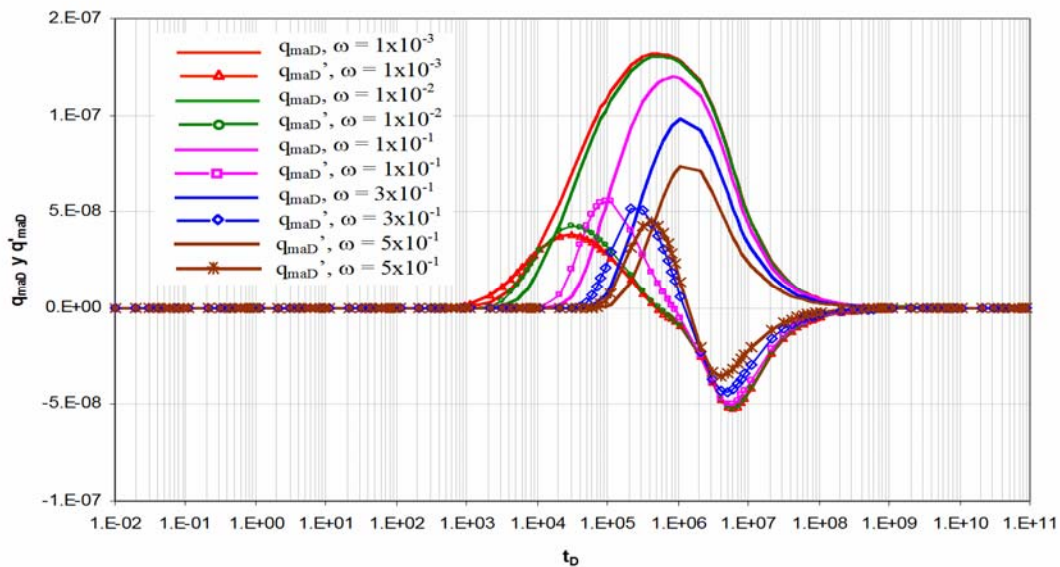
**Figura IV.30.**  $q_{mad}$  y  $q'_{mad}$  para matriz en forma de estratos variando  $r_D$  para  $\lambda=1 \times 10^{-6}$  y  $\omega=1 \times 10^{-2}$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.

En la Figura IV.31 se muestra la variación del gasto con respecto al parámetro  $\lambda$ , para una  $\omega=1 \times 10^{-2}$  y un  $r_D=2 \times 10^3$ , observándose que conforme  $\lambda$  es mayor, el valor del punto máximo también aumenta.



**Figura IV.31.**  $q_{mad}$  y  $q'_{mad}$  para matriz en forma de estratos variando  $\lambda$  para  $r_D=2 \times 10^3$  y  $\omega=1 \times 10^{-2}$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.

En la siguiente Figura IV.32 se muestra como al aumentar el parámetro  $\omega$  el gasto matriz-fractura es menor y comienza a transferir fluido a tiempos a mayores que para  $\omega$  pequeñas.



**Figura IV.32.**  $q_{mad}$  y  $q'_{mad}$  para matriz en forma de estratos variando  $\omega$ , para  $r_D=2 \times 10^3$  y  $\lambda=1 \times 10^{-6}$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.

A continuación, la Figura IV.33 muestra la variación del gasto matriz-fractura variando el valor de  $r_D$ ,  $\lambda$  y  $\omega$ , para bloques de matriz con forma de esferas, observándose que presentan una tendencia similar a las obtenidas para matriz en forma de estratos, solo que el rango de valores de  $q_{maD}$  es mayor para este caso de esferas. En la Figura IV.33 podemos observar que conforme aumenta  $\omega$  el gasto matriz-fractura disminuye; bajo estas mismas condiciones se puede notar que los valores de  $q_{maD}$  son ligeramente mayores para el caso de esferas si los comparamos con respecto a los de la Figura IV.28 para estratos.

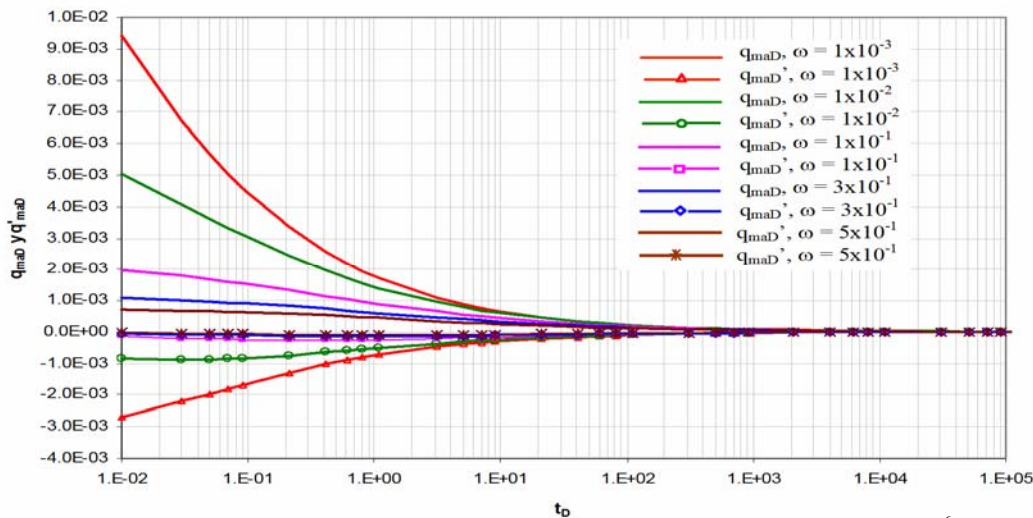


Figura IV.33.  $q_{maD}$  y  $q'_{maD}$  para matriz en forma de esferas variando  $\omega$ , para  $\lambda=1 \times 10^{-6}$  y  $r_D=1$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.

En la Figura IV.34 se muestra que conforme  $\lambda$  aumenta el valor de  $q_{maD}$  es mayor; en este caso, para una  $\lambda=1 \times 10^{-6}$  el valor de  $q_{maD} = 5 \times 10^{-3}$  en  $t_D=1 \times 10^{-2}$ , a diferencia del valor obtenido para matriz en forma de estratos de  $q_{maD}=3.7 \times 10^{-3}$ .

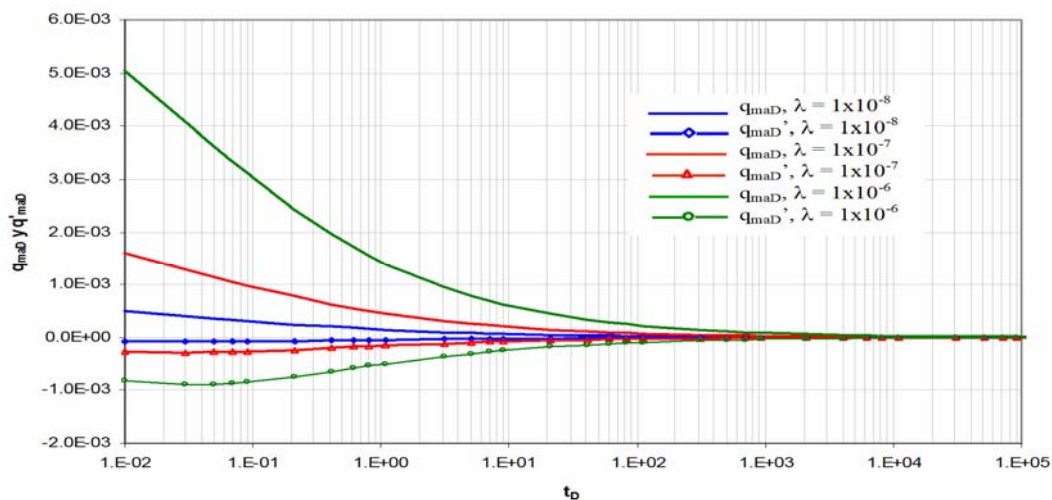


Figura IV.34.  $q_{maD}$  y  $q'_{maD}$  para matriz en forma de esferas variando  $\lambda$ , para  $r_D=1$  y  $\omega=1 \times 10^{-2}$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.



En la Figura IV.35 podemos comprobar una vez más que conforme  $r_D$  aumenta el gasto matriz-fractura tiende a cero, empezando a transferirse a tiempos mas largos, lo cual se debe a que el disturbio de presión es menor (la distancia al pozo es mayor).

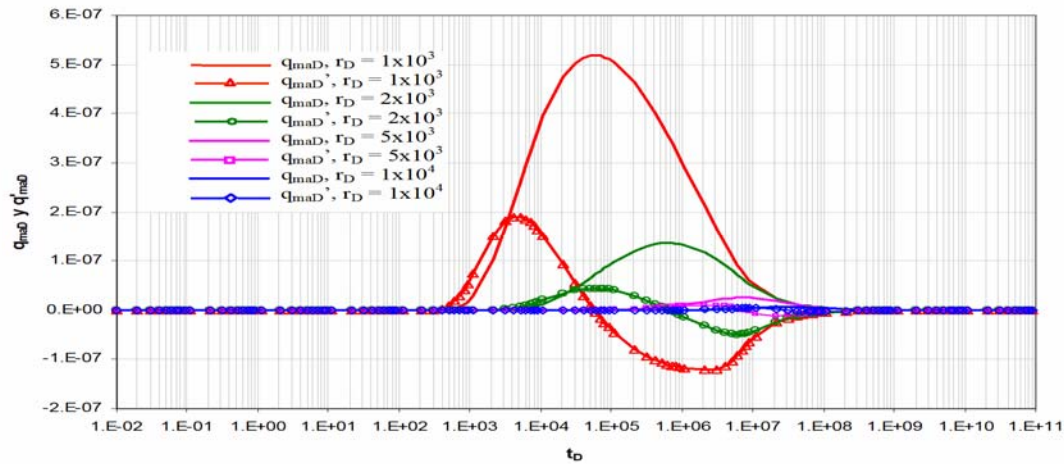


Figura IV.35.  $q_{maD}$  y  $q'_{maD}$  para matriz en forma de esferas variando  $r_D$ , para  $\lambda = 1 \times 10^{-6}$  y  $\omega = 1 \times 10^{-2}$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.

A continuación se muestra que conforme el valor de  $\lambda$  es más pequeño la aportación de fluidos empieza antes que para valores de  $\lambda$  mayores, pero el valor de  $q_{maD}$  es menor y el valor del punto máximo se presenta a tiempos menores. Cuando tenemos valores grandes de  $\lambda$ , por ejemplo de  $1 \times 10^{-4}$ , la amplitud de la curva es mayor.

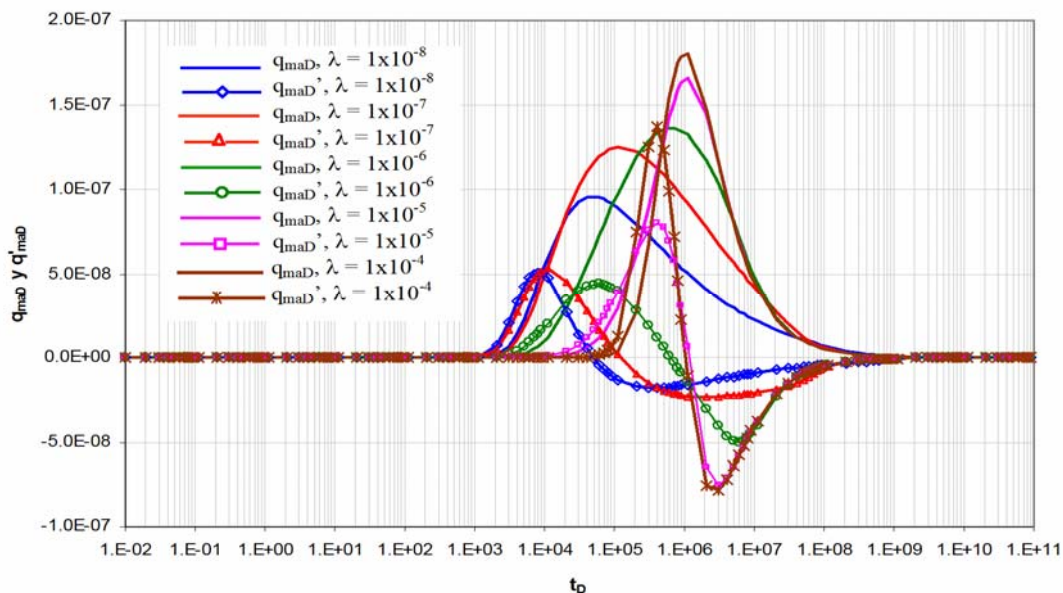


Figura IV.36.  $q_{maD}$  y  $q'_{maD}$  para matriz en forma de esferas variando  $\lambda$ , para  $r_D = 2 \times 10^3$  y  $\omega = 1 \times 10^{-2}$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.

Al aumentar el valor para el parámetro  $\omega$ , el gasto  $q_{maD}$  disminuye, y empieza a incrementarse a tiempos mas largos, tal como se muestra en la Figura IV.37.

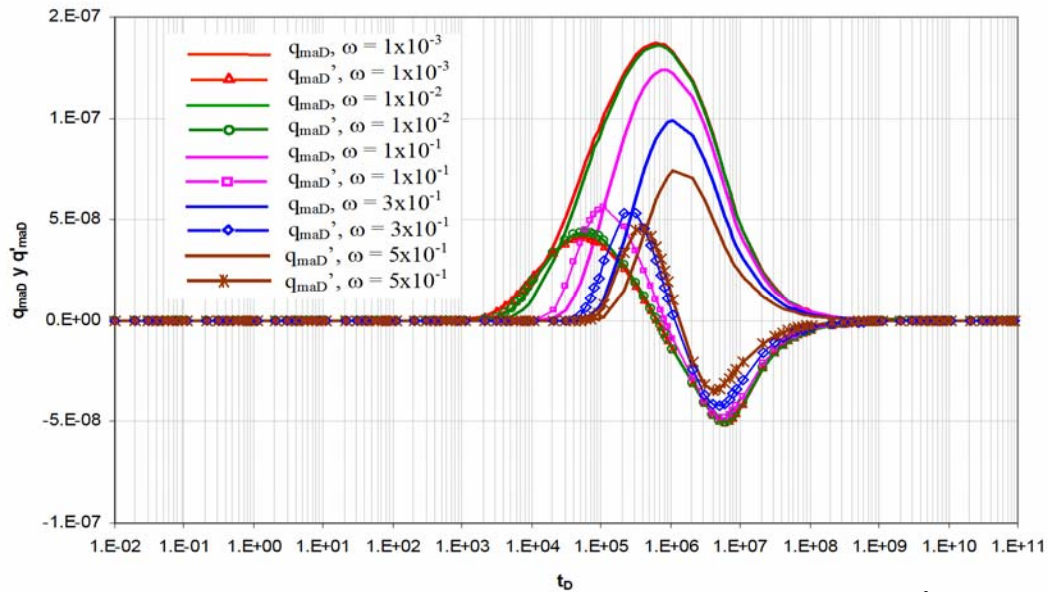


Figura IV.37.  $q_{maD}$  y  $q'_{maD}$  para matriz en forma de esferas variando  $\omega$ , para  $r_D=2 \times 10^3$  y  $\lambda=1 \times 10^{-6}$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.

A continuación se muestra una grafica comparativa del comportamiento del gasto matriz-fractura para los tres diferentes modelos manejados en este trabajo, que son: Modelo de Warren y Root, y para el caso de flujo transitorio matriz-fractura, matriz en forma de estratos y matriz en forma de esferas.

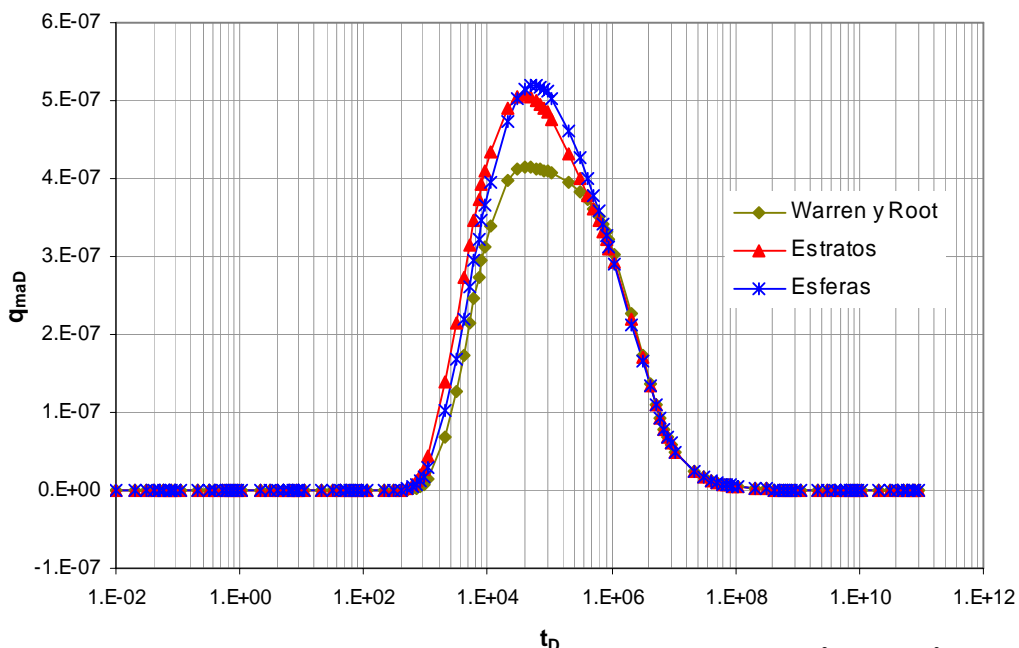


Figura IV.38. Comportamiento de  $q_{maD}$  para los tres modelos utilizando  $\omega=1 \times 10^{-2}$ ,  $r_D=1 \times 10^3$  y  $\lambda=1 \times 10^{-6}$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.

**EXPANSIÓN DE LA MATRIZ**

En esta sección se analiza la expansión de la matriz, la cual definimos mediante la siguiente expresión:

$$\frac{E_{ma}}{E_T} = \frac{(\phi_{ct})_m \frac{\partial \bar{p}_m}{\partial t}}{(\phi_{ct})_f \frac{\partial p_f}{\partial t} + (\phi_{ct})_m \frac{\partial \bar{p}_m}{\partial t}} \quad (IV.36)$$

Físicamente la ecuación anterior cuantifica la capacidad de expansión de la matriz con respecto al sistema total, en función del tiempo. Sabemos que:

$$\omega = \frac{(\phi_{ct})_f}{(\phi_{ct})_m + (\phi_{ct})_f} \quad (IV.37)$$

Por lo que, usando las dos expresiones anteriores y las definiciones para las variables adimensionales, se tiene:

$$\frac{E_{ma}}{E_T} = \frac{(1-\omega) \frac{\partial \bar{p}_{mD}}{\partial t_D}(r_D, t_D)}{\omega \frac{\partial \bar{p}_{fD}}{\partial t_D}(r_D, t_D) + (1-\omega) \frac{\partial \bar{p}_{mD}}{\partial t_D}(r_D, t_D)} \quad (IV.38)$$

Para evaluar la expresión anterior de acuerdo al modelo de Warren y Root ,se utilizó la ecuación (IV.28) para calcular la presión en la matriz . Para bloques de matriz en forma de estratos (flujo transitorio) se usó la relación:

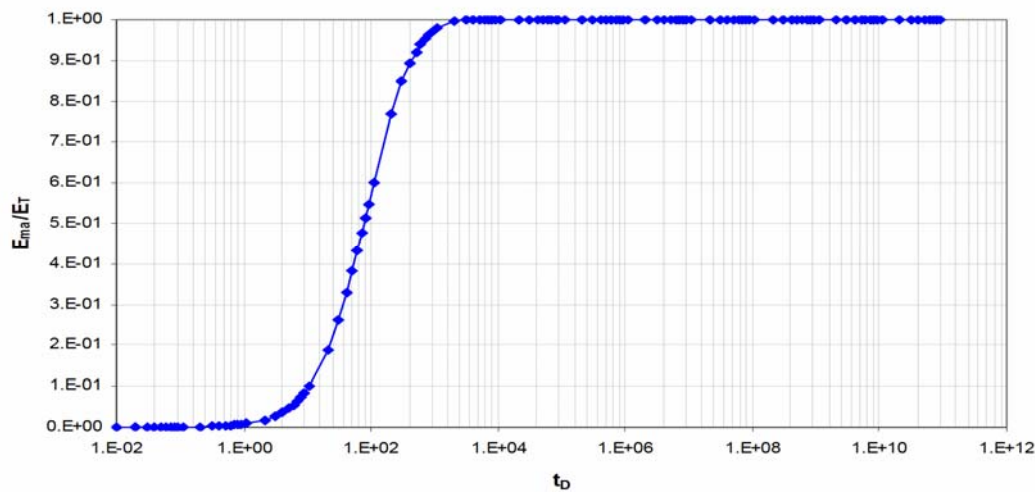
$$\bar{p}_{mD} = \frac{1}{\cosh \left[ \sqrt{\frac{3(1-\omega)s}{\lambda}} \right]} \bar{p}_{fD} \quad (IV.39)$$

La expresión anterior considera que  $z = h_{ma}/2$ , es decir, se calcula la presión de la matriz en el punto medio de los estratos, en función de la distancia al pozo y del tiempo. Para bloques de matriz en forma de esferas:

$$\bar{P}_{mD} = \frac{\sqrt{\frac{15(1-\omega)s}{\lambda}}}{\sinh\left[\sqrt{\frac{15(1-\omega)s}{\lambda}}\right]} \bar{P}_{fD} \tag{IV.40}$$

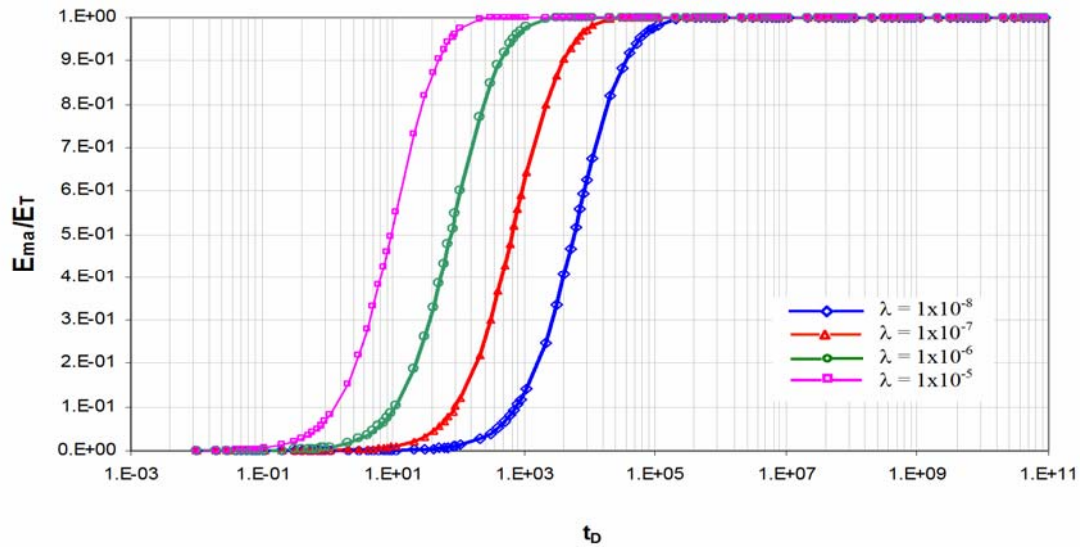
Mediante la ecuación anterior se calcula la presión de la matriz en el centro de las esferas en función de la distancia al pozo y del tiempo.

A continuación se presenta el comportamiento de la expansión para el modelo de Warren y Root. En la Figura IV.39 podemos observar que a tiempos cortos la expansión de la matriz es igual a cero; posteriormente aumenta en forma gradual, para finalmente alcanzar su valor máximo de 1.



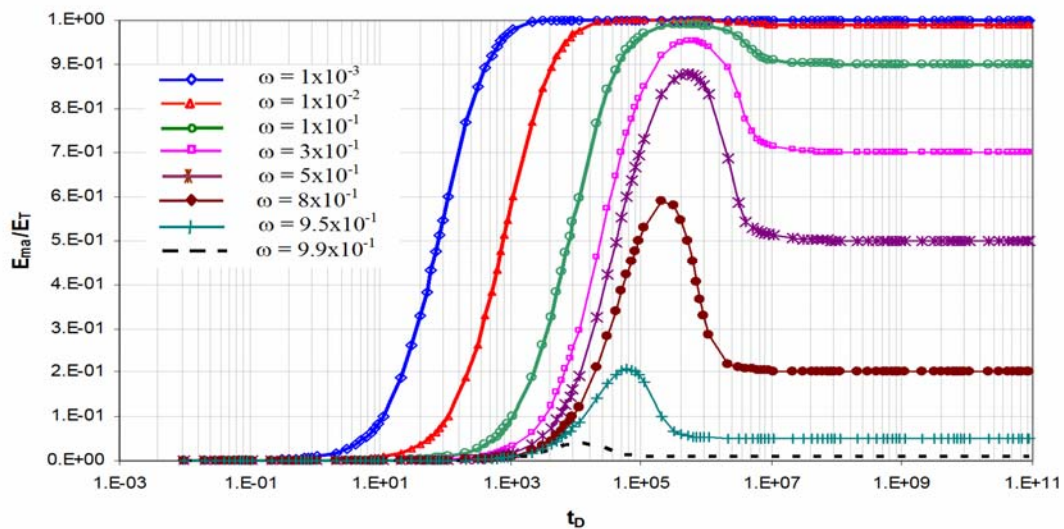
**Figura IV.39.**  $E_{ma}/E_T$  para  $r_D=1 \times 10^0$ ,  $\lambda=1 \times 10^{-6}$  y  $\omega=1 \times 10^{-3}$  en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.

En la Figura IV.40 se observa que conforme aumenta el parámetro  $\lambda$ , las curvas de expansión se mueven hacia la izquierda; es decir,  $\lambda$  controla el tiempo en el cual la matriz comienza a expandirse.



**Figura IV.40.**  $E_{ma}/E_T$  para la matriz variando  $\lambda$  para  $r_D=1 \times 10^0$  y  $\omega=1 \times 10^{-3}$  en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.

Al aumentar  $\omega$  para un  $r_D=1$  y una  $\lambda=1 \times 10^{-6}$  la expansión de la matriz obtenida para el modelo de Warren y Root empieza a crecer y a expandirse a tiempos mayores, observándose que cada curva se estabiliza en el valor límite de  $(1-\omega)$ . Tal y como se muestra en la Figura IV.41, para  $\omega$  mayores a  $1 \times 10^{-1}$  la expansión de la matriz forma una joroba y después se estabiliza en  $(1-\omega)$ .



**Figura IV.41.**  $E_{ma}/E_T$  para la matriz variando  $\omega$  para  $r_D=1 \times 10^0$  y  $\lambda=1 \times 10^{-6}$  en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.

De manera similar a la figura anterior pero considerando  $r_D=1 \times 10^3$ , se observa en la Figura IV.42 que las expansión de la matriz empieza más rápido conforme el parámetro  $\omega$  es más pequeño y todas las curvas estabilizan en  $(1-\omega)$ , sólo que el incremento de expansión antes de este período es menos abrupto que para el pozo ( $r_D=1$ ).

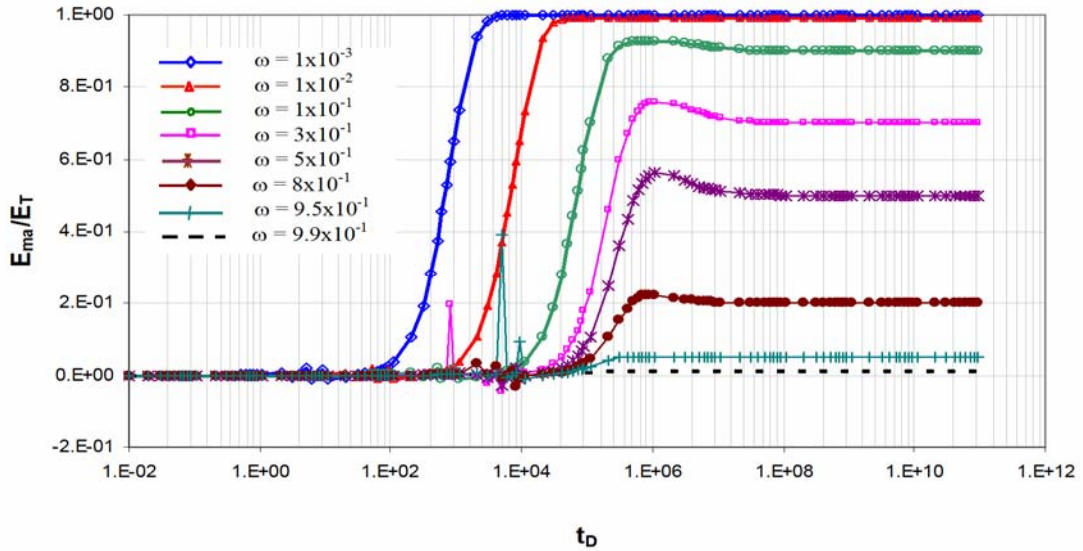


Figura IV. 42.  $E_{ma}/E_T$  para la matriz variando  $\omega$  para  $r_D=1 \times 10^3$  y  $\lambda=1 \times 10^{-6}$  en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.

En la Figura IV.43 se muestra la expansión para el modelo pseudoestacionario (WR) y transitorio (estratos y esferas), pudiendo observar que para el modelo de Warren y Root la expansión comienza mucho antes que para el caso de los modelos transitorios, los cuales empiezan a expandirse hasta valores de  $1 \times 10^6$  y  $1.7 \times 10^6$  para estratos y esferas respectivamente.

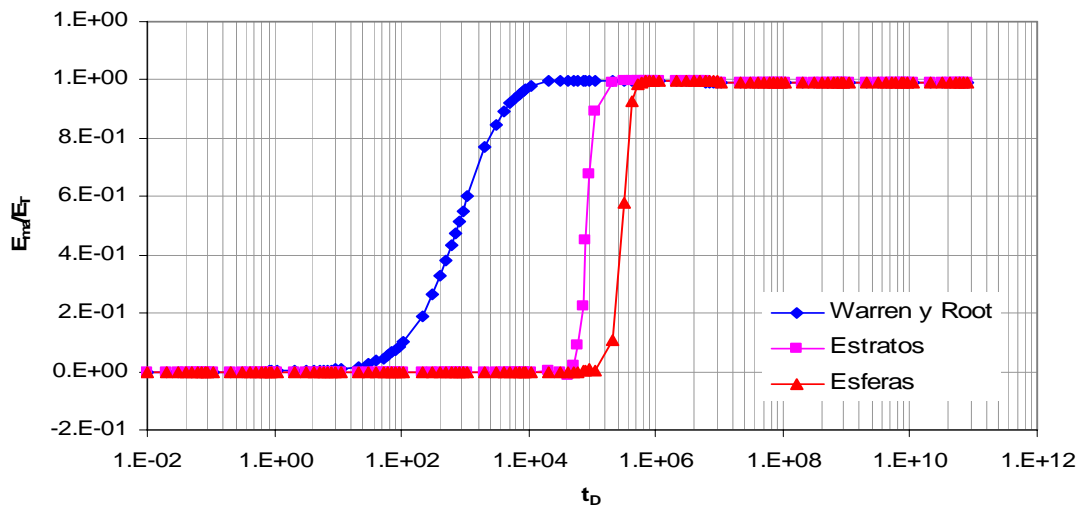
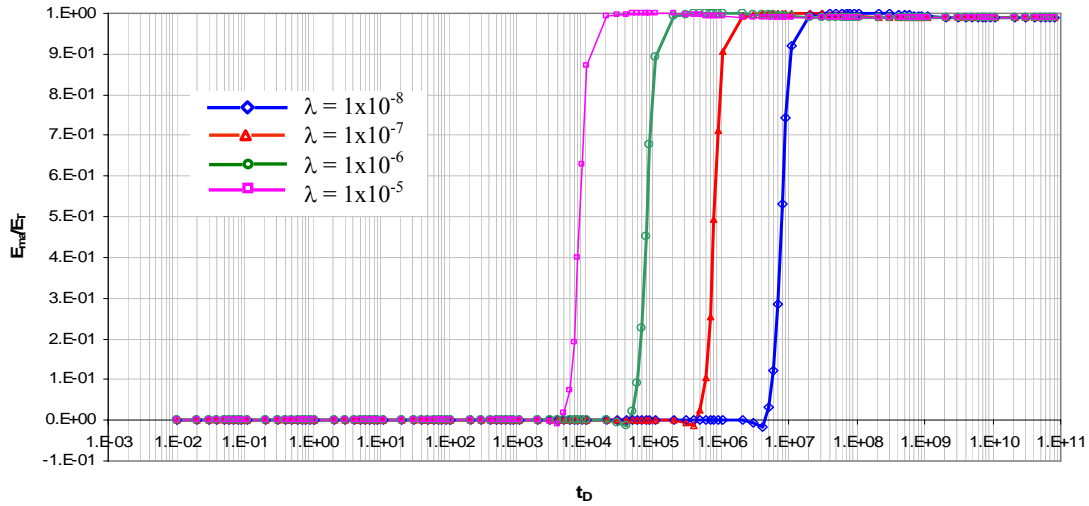


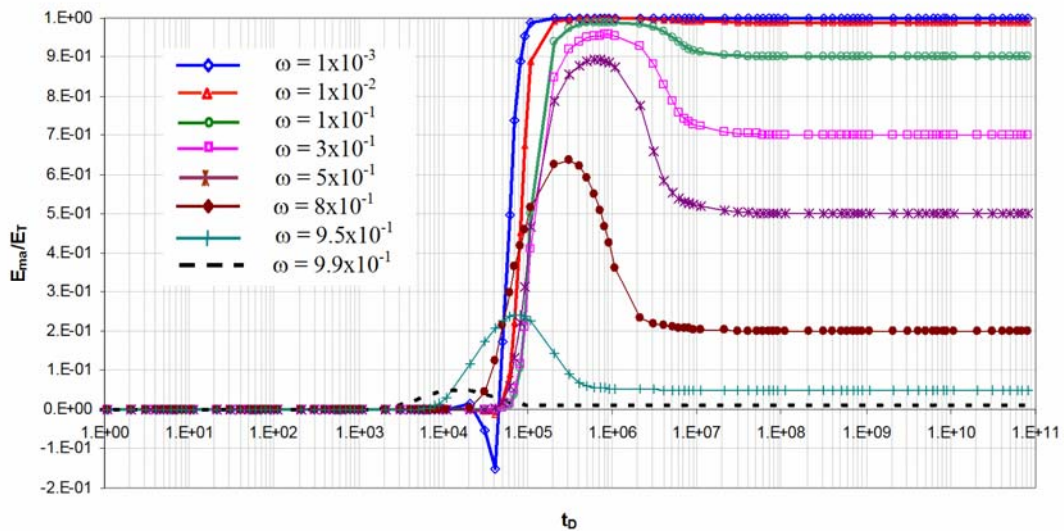
Figura IV. 43.  $E_{ma}/E_T$  para la matriz utilizando el modelo pseudoestacionario y el transitorio (estratos y esferas), para  $r_D=1 \times 10^0$  y  $\lambda=1 \times 10^{-8}$  y  $\omega=1 \times 10^{-3}$  en coordenadas semilogarítmicas.

Para el modelo transitorio utilizando matriz en forma de estratos puede observarse en la Figura IV.44 de manera similar que para el modelo de Warren y Root, que conforme  $\lambda$  aumenta las curvas de expansión se mueven hacia la izquierda.



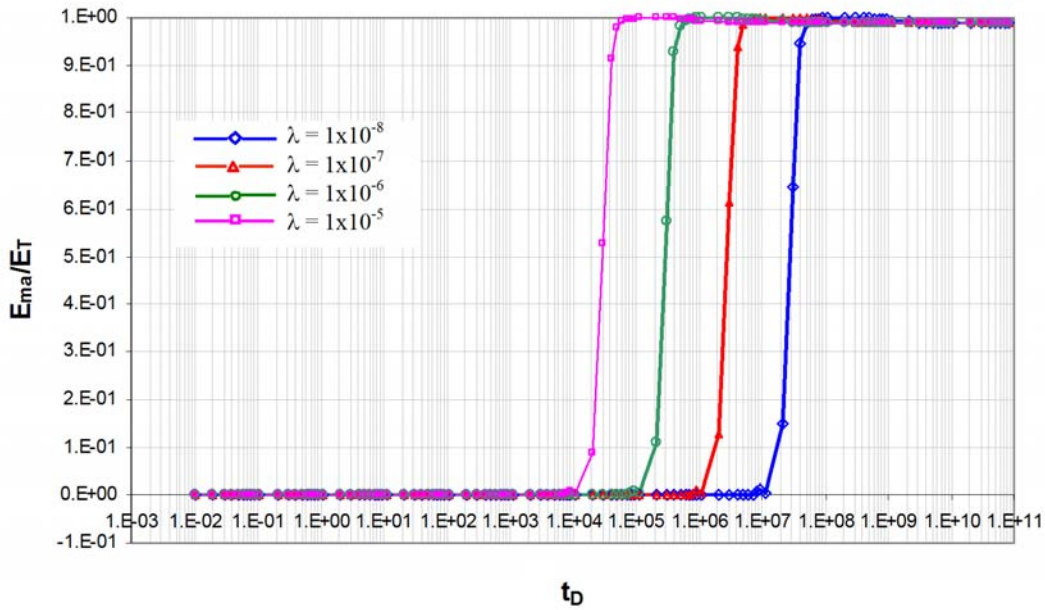
**Figura IV. 44.**  $E_{ma}/E_T$  para la matriz utilizando matriz en forma de estratos, variando  $\lambda$ , para  $r_D=1 \times 10^0$  y  $\omega=1 \times 10^{-3}$  en coordenadas semilogarítmicas.

De forma similar a la figura anterior, en la Figura IV.45 se muestra el comportamiento de la expansión para una matriz en forma de estratos, pero ahora variando  $\omega$ .



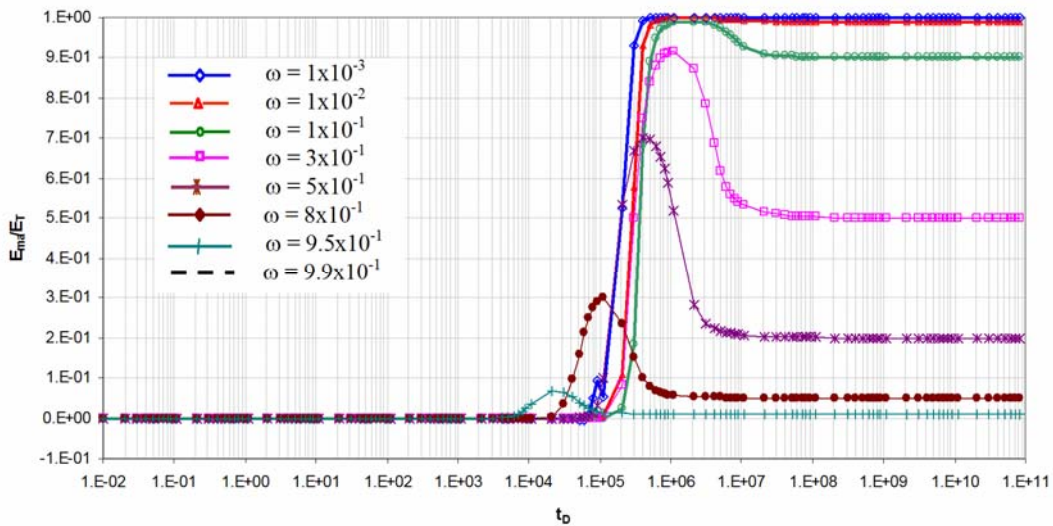
**Figura IV. 45.**  $E_{ma}/E_T$  para la matriz utilizando matriz en forma de estratos, para  $r_D=1 \times 10^0$  y  $\lambda=1 \times 10^{-6}$  en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.

La Figura IV.46 muestra la expansión cuando los bloques de matriz tienen forma esférica; en esta figura se varía  $\lambda$ .



**Figura IV. 46.**  $E_{ma}/E_T$  para la matriz utilizando matriz en forma de esferas, variando  $\lambda$ , para  $r_D=1x10^0$  y  $\omega=1x10^{-3}$  en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.

En la Figura IV.47 se varía  $\omega$  para bloques de matriz esféricos, donde se observa que se tienen tendencias similares a las de Warren y Root y para estratos (Figura IV.45).

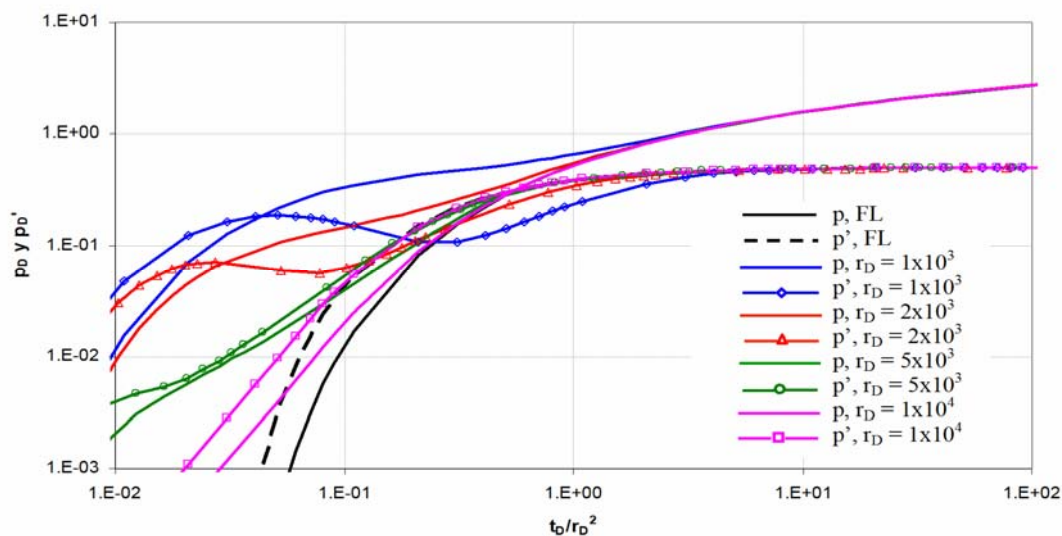


**Figura IV. 47.**  $E_{ma}/E_T$  para la matriz utilizando matriz en forma de esferas, para  $r_D=1x10^0$  y  $\lambda=1x10^{-6}$  en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.



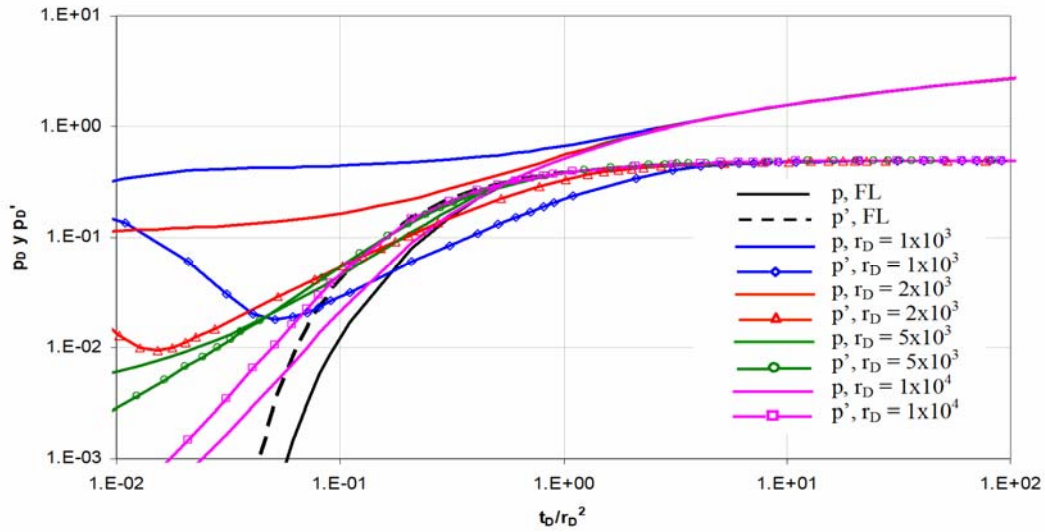
### CURVAS TIPO PARA PRUEBAS DE INTERFERENCIA, UTILIZANDO EL MODELO DE WARREN Y ROOT

En esta sección, se presentan las curvas tipo de presión y derivada usando el modelo de Warren y Root. En la Figura IV.48 se muestra que el efecto de la doble porosidad se observa tanto en presión como en la función derivada a tiempos cortos de la prueba. A modo de referencia, se ha incluido en color negro la solución Fuente Lineal (FL) para yacimientos homogéneos. En esta Figura se fijaron los valores de  $\omega$  y  $\lambda$ ; el valor de  $r_D$  se varió desde  $1 \times 10^3$  hasta  $1 \times 10^4$ .



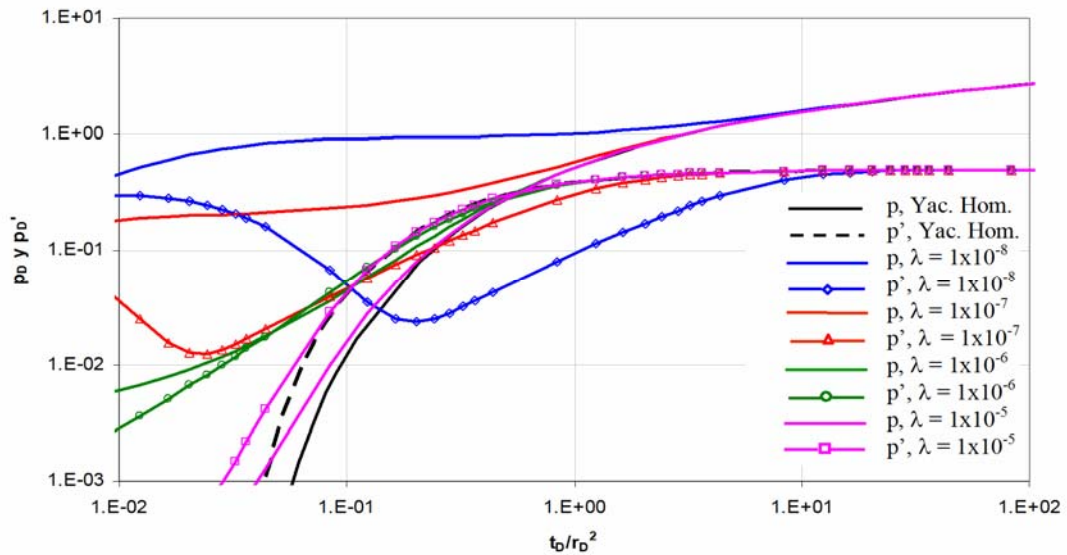
**Figura IV.48.** Curva tipo para prueba de interferencia. Modelo de Warren y Root ( $\omega=1 \times 10^{-1}$ ,  $\lambda=1 \times 10^{-6}$  y variando  $r_D$ ).

En la Figura IV.49 se muestran las curvas análogas a las mostradas en la figura anterior, solo que el valor de  $\omega$  se redujo a  $1 \times 10^{-2}$ . Como se observa, las tendencias son similares, solo que el mínimo en la función derivada es más profundo y se desplaza ligeramente a la izquierda, tal y como sucede para pruebas en un solo pozo.



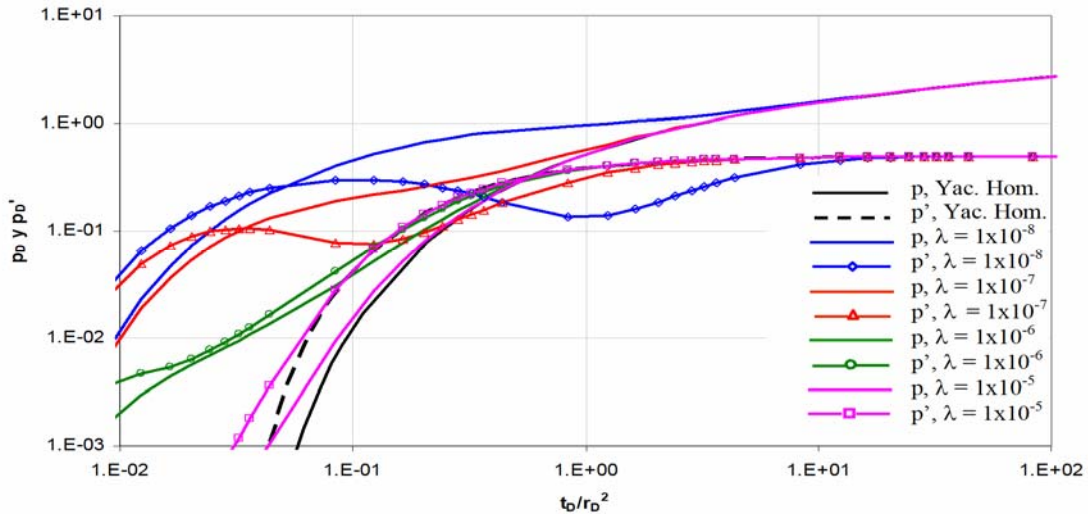
**Figura IV.49.** Curva tipo para prueba de interferencia. Modelo de Warren y Root ( $\omega=1 \times 10^{-2}$ ,  $\lambda=1 \times 10^{-6}$  y variando  $r_D$ ).

En la Figura IV.50 se muestran las curvas tipo variando el parámetro de flujo interporoso  $\lambda$ . Como se observa, este parámetro controla la posición del punto mínimo; hay casos en los que, dependiendo de su valor, el mínimo no se observa (en particular para estos resultados a partir de  $\lambda \geq 1 \times 10^{-6}$ ).



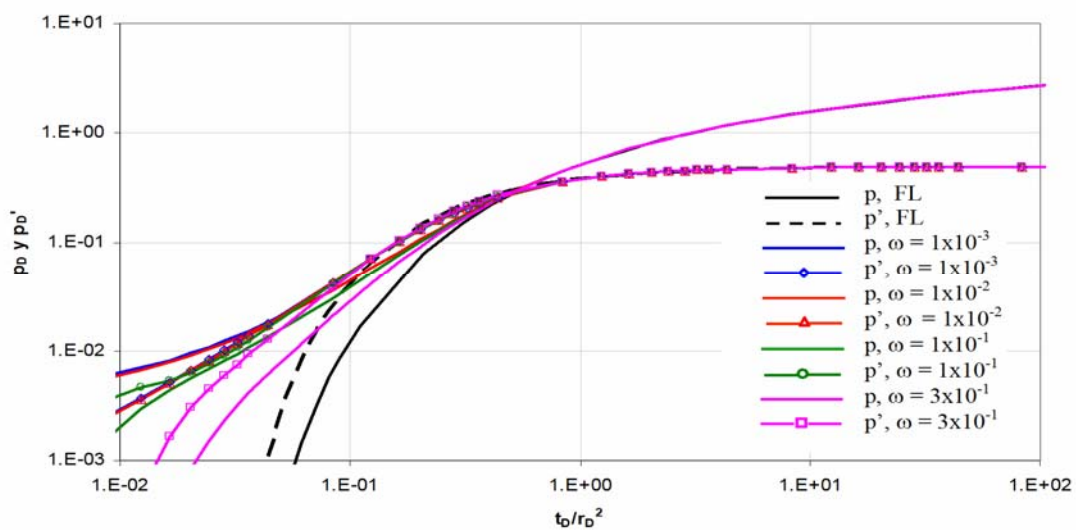
**Figura IV.50.** Curva tipo para prueba de interferencia. Modelo de Warren y Root ( $\omega=1 \times 10^{-2}$ ,  $r_D=5 \times 10^3$  y variando  $\lambda$ ).

En la Figura IV.51 se varía  $\lambda$  en el mismo rango de la figura anterior, sólo que para un valor de  $\omega$  igual a  $1 \times 10^{-1}$ . En este caso, sólo para valores pequeños de  $\lambda$  se logra observar el mínimo en la función derivada.



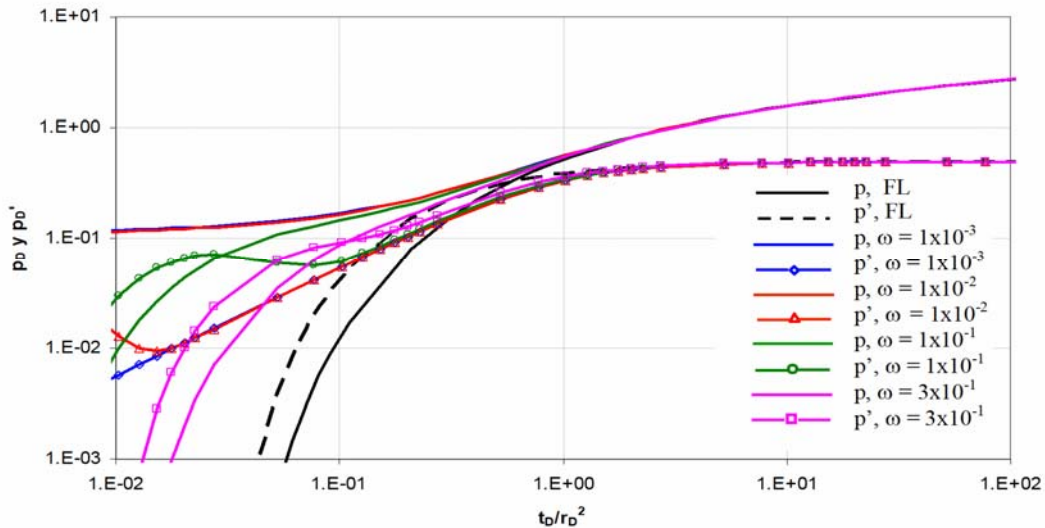
**Figura IV.51.** Curva tipo para prueba de interferencia. Modelo de Warren y Root ( $\omega=1 \times 10^{-1}$ ,  $r_D=5 \times 10^3$  y variando  $\lambda$ ).

En la Figura IV.52 se mantienen fijos  $\lambda$  y  $r_D$ , mientras se varía el parámetro  $\omega$ . Se logra observar que la respuesta de presión a tiempos cortos puede estar influenciada fuertemente por la capacidad de almacenamiento de las fracturas, ya que conforme  $\omega$  decrece, las respuestas de presión y derivada se alejan más del comportamiento de yacimiento homogéneo.



**Figura IV.52.** Curva tipo para prueba de interferencia. Modelo de Warren y Root ( $\lambda=1 \times 10^{-6}$ ,  $r_D=5 \times 10^3$  y variando  $\omega$ ).

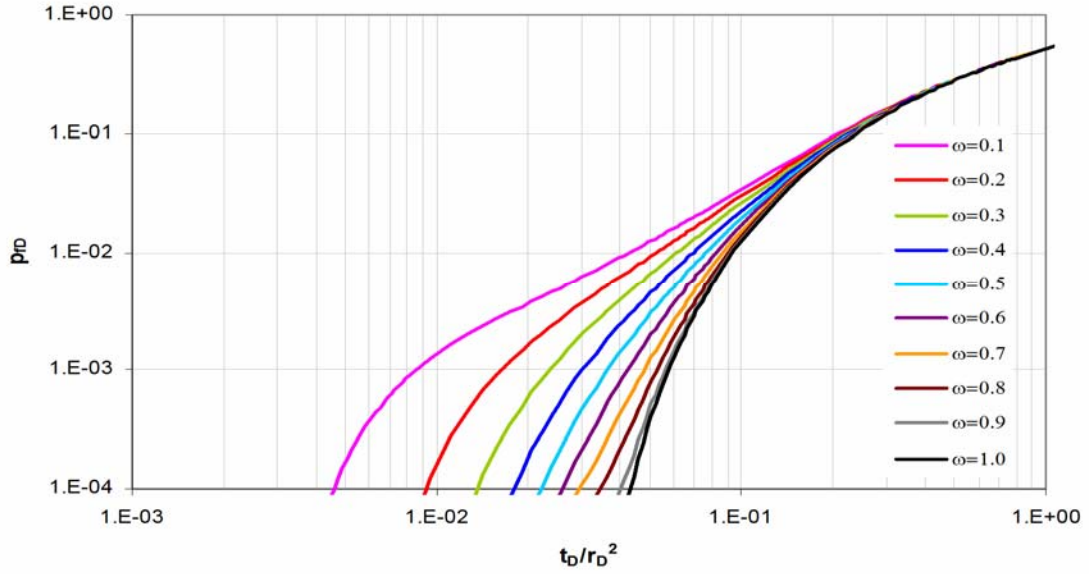
En la Figura IV.53 se varía  $\omega$  en el mismo rango de la figura anterior, sólo que con un valor de  $r_D$  menor ( $2 \times 10^3$ ). En este caso, sí se generan unas curvas que tienden a mostrar un mínimo en la función derivada.



**Figura IV.53.** Curva tipo para prueba de interferencia. Modelo de Warren y Root ( $\lambda=1 \times 10^{-6}$ ,  $r_D=2 \times 10^3$  y variando  $\omega$ ).

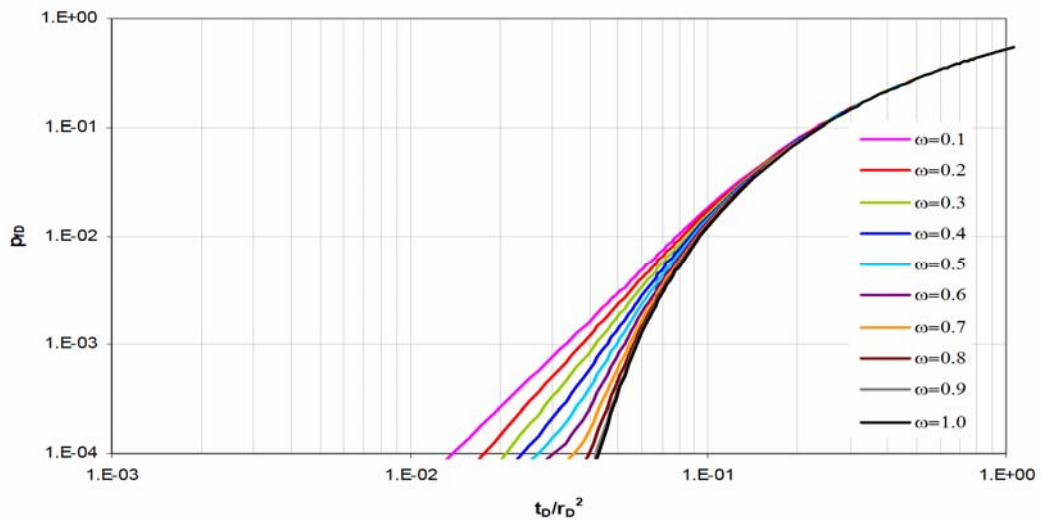
Para generar las curvas tipo mostradas en las gráficas anteriores, se generó un código de computadora, con el cual se pueden variar los parámetros que intervienen en la solución en cualquier rango de interés. De las gráficas mostradas, se concluye que la respuesta de presión sí depende de la distancia  $r_D$  al graficar  $p_D$  en función de  $t_D/r_D^2$ , a diferencia del comportamiento para yacimientos homogéneos, donde se tiene una sola curva. Así, a continuación se presenta una serie de curvas tipo con  $r_D=7954$ , el cual es el valor de la distancia adimensional para el caso de campo que se mostrará en la sección siguiente.

La figura IV.54 muestra la respuesta de presión variando  $\omega$ , en la cual se observa que al disminuir dicho parámetro, la respuesta de presión se aleja del comportamiento para un yacimiento homogéneo.



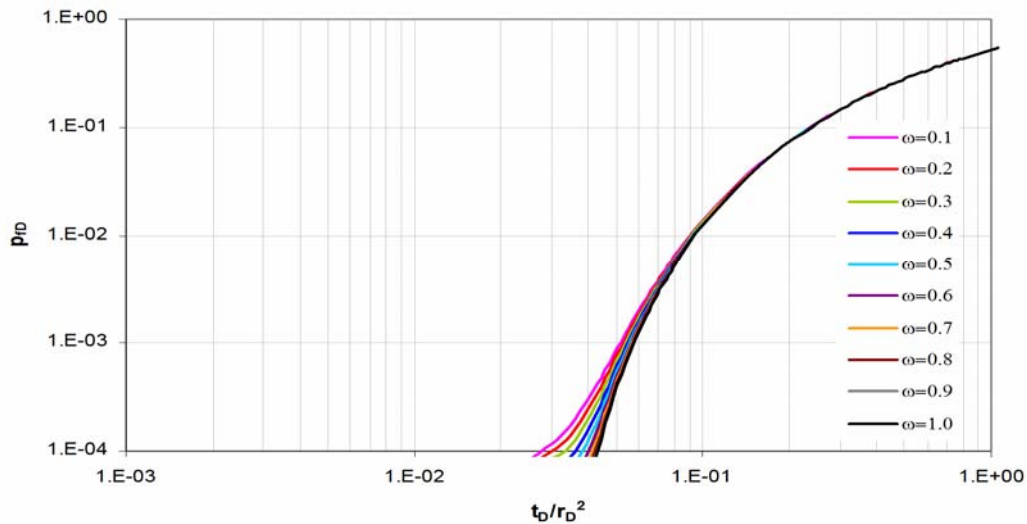
**Figura IV.54.** Curvas tipo para prueba de interferencia. Modelo de Warren y Root variando el parámetro  $\omega$  ( $r_D=7954$  y  $\lambda=5 \times 10^{-7}$ ).

En la Figura IV.55 se muestra también el efecto de  $\omega$  solo que con un valor de  $\lambda$  mayor que el usado en la figura anterior.



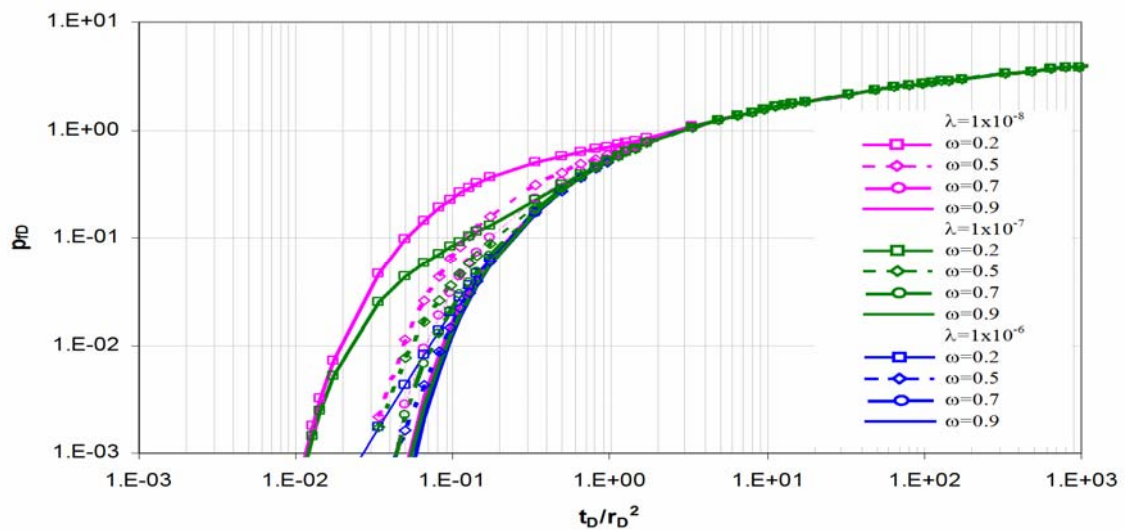
**Figura IV.55.** Comportamiento de  $p_{TD}$  para el Modelo de Warren y Root variando el parámetro  $\omega$  ( $r_D=7954$  y  $\lambda=2 \times 10^{-6}$ ).

En la siguiente figura se realiza un análisis de sensibilidad similar a las dos anteriores, pero usando un valor de  $\lambda$  igual a  $1 \times 10^{-5}$  (mayor que en las dos figuras anteriores), en donde podemos observar que al aumentar  $\omega$  no hay una variación significativa en las curvas obtenidas.



**Figura IV.56.** Comportamiento de  $p_{FD}$  para el Modelo de Warren y Root variando el parámetro  $\omega$  ( $r_D=7954$  y  $\lambda=1 \times 10^{-5}$ ).

Finalmente, en la figura IV.57 se muestra simultáneamente el efecto de  $\lambda$  y  $\omega$  en la respuesta de presión usando el mismo valor de  $r_D$  (7954). Se puede observar que al disminuir  $\lambda$  las curvas se mueven hacia la izquierda, para el caso en que  $\omega$  aumenta las curvas se mueven hacia la derecha, llegando a ser la misma para los tres casos de  $\lambda$  y para una  $\omega = 0.9$ .



**Figura IV.57.** Comportamiento de  $p_{FD}$  para el Modelo de Warren y Root variando el parámetro  $\omega$  ( $r_D=7954$  y  $\lambda=1 \times 10^{-8}, 1 \times 10^{-7}$  y  $1 \times 10^{-6}$ ).

## EJEMPLO DE CAMPO PARA PRUEBA DE INTERFERENCIA

Se tiene una prueba de interferencia que se realizó en un campo localizado en el sureste de la República Mexicana. Las rocas del yacimiento son dolomías, en una trampa tipo estructural. El yacimiento es de tipo de aceite volátil, con una densidad de 38° API. La estructura del campo es un anticlinal con una orientación noroeste a sureste, limitado al oriente por una falla inversa, que corre en dirección noroeste a sureste; asimismo, el campo está dividido en una serie de bloques originados por una serie de fallas normales.

Las formaciones productoras son el Cretácico Inferior (KI), Jurásico Tithoniano (JST) y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK). El espesor promedio de la zona impregnada de hidrocarburos es de 787 metros, con una porosidad principalmente intercrystalina, y secundaria por fracturas, con rangos entre 2 al 3.3%.

En la Figura IV.58 se muestra la secuencia de gastos y la respuesta de presión del pozo observador, el cual se encuentra a una distancia adimensional de 7954 con respecto al pozo emisor.

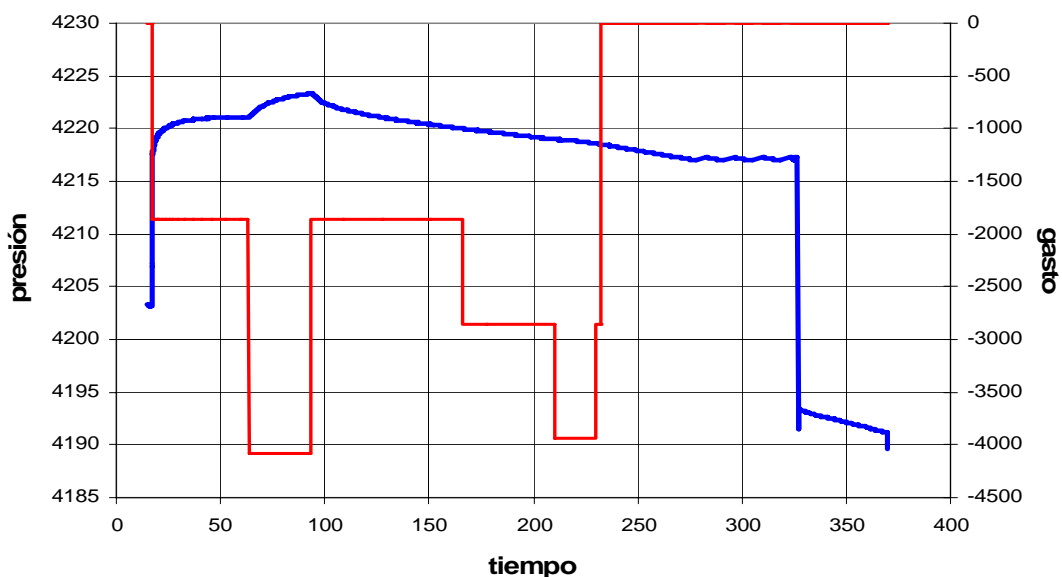


Figura IV.58. Valores presión y gasto obtenidos en la prueba de interferencia A.

En la Figura IV.59 se muestra la curva tipo del segundo incremento de la figura anterior. Como se observa, se alcanza a definir un periodo de flujo radial y a tiempos cortos, de acuerdo al análisis de la sección anterior, se observa que los datos pueden ajustarse a las curvas tipo generadas.

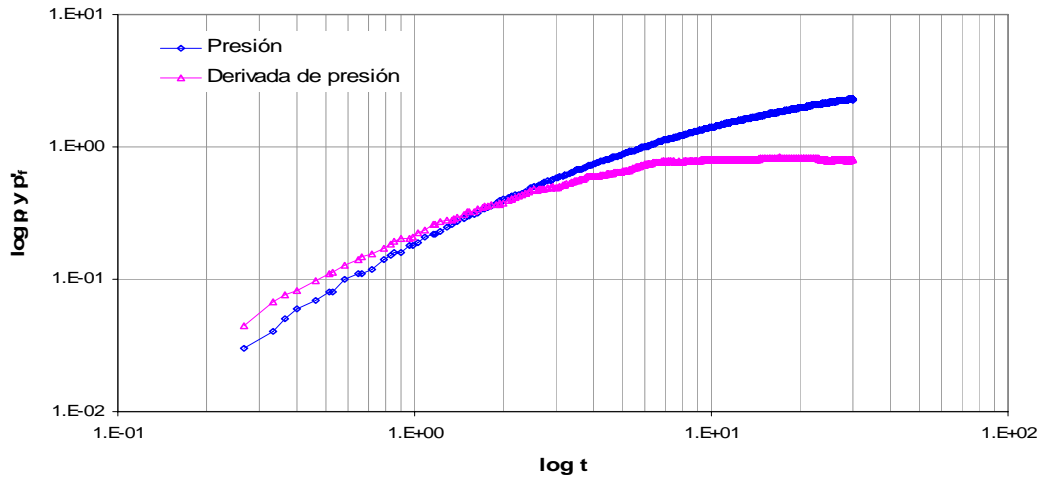


Figura IV.59. Valores de presión y derivada de presión de los datos reales obtenidos en la prueba de interferencia A.

Se realizó un análisis de sensibilidad, en el cual mediante la metodología de ajuste de curvas tipo, se ajustó la curva de  $p_f$  obtenida de la prueba de interferencia, determinándose que las curvas que proporcionan el mejor ajuste, son las que se muestran en la Figura IV.60 y Figura IV. 61; como se observa, el ajuste es muy bueno.

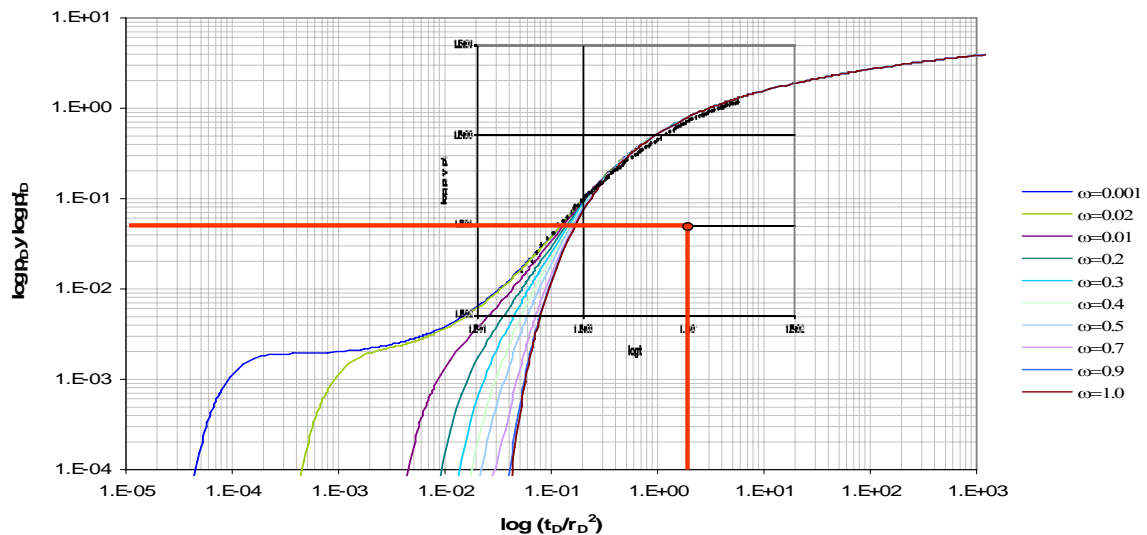


Figura IV.60. Ajuste 1 para la prueba de interferencia utilizando las curvas tipo obtenidas para el modelo de Warren y Root, para un  $r_D=7954$ ,  $\lambda=5 \times 10^{-7}$  y  $\omega=0.02$ .



Del ajuste con las curvas tipo se obtuvieron los valores siguientes:

$$t_r = 1 \times 10^1 \text{ hrs.} \quad \text{y} \quad t_D / r_D^2 = 2.3 \times 10^0$$

$$p_r = 1 \times 10^{-1} \text{ psi} \quad \text{y} \quad p_D = 6.3 \times 10^{-2}$$

Empleando las definiciones para las variables adimensionales, se obtiene:

$$k = \frac{141.2 p_D q B \mu}{\Delta p h} \tag{IV.41}$$

y

$$\phi C_t = \frac{2.637 \times 10^{-4} k t}{t_D / r_D^2 \mu r^2} \tag{IV.42}$$

Entonces, para el Ajuste 1:

$$k = 86.64 \text{ md} \quad \text{y} \quad \phi c_t = 2.37 \times 10^{-7} \text{ psi}^{-1}$$

Para matriz en forma de esferas se tiene la definición siguiente:

$$\lambda = 15 \frac{k_m r_w^2}{k_f L_c^2}; \tag{IV.43}$$

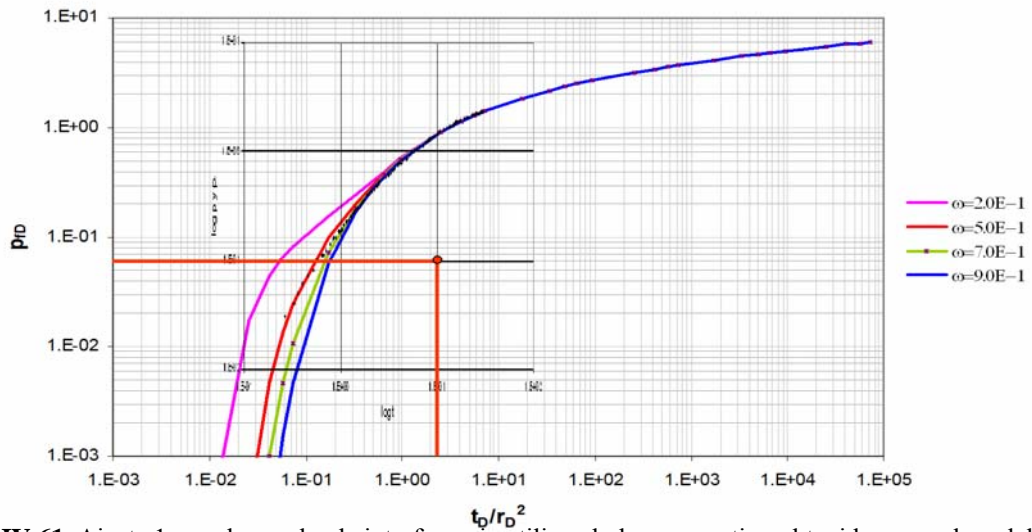
de la cual obtenemos:

$$L_c = \left( \frac{15 k_m r_w^2}{\lambda k_f} \right)^{1/2} \tag{IV.44}$$

Sustituyendo valores tenemos que la longitud característica de las esferas es:

$$L_c \text{ (esferas)} = 62 \text{ ft.}$$

Se obtuvo un segundo ajuste, al cual llamamos Ajuste 2, el cual se muestra en la Figura IV.61.



**Figura IV.61.** Ajuste 1 para la prueba de interferencia utilizando las curvas tipo obtenidas para el modelo de Warren y Root, para un  $r_D=7954$ ,  $\lambda=7 \times 10^{-8}$  y  $\omega=0.5$ .

De lo cual obtenemos:

$$k = 92.51 \text{ md} \quad \text{y} \quad \phi c_t = 2.20 \times 10^{-7} \text{ psi}^{-1}$$

$L_c$  (esferas) = 160 ft.

### EJEMPLO DE CAMPO PARA EL CÁLCULO DE $\omega$

A continuación se muestra una prueba de un pozo que pertenece a un yacimiento localizado geográficamente en la porción sur de la republica Mexicana. Las rocas del yacimiento son carbonatos de plataforma en una trampa de tipo estructural. El campo se encuentra localizado sobre una larga estructura confinada por dos importantes fallas normales que corren de manera paralela en dirección de noroeste a sureste.

La principal roca generadora de los hidrocarburos contenidos en este campo fueron lutitas bituminosas y las calizas arcillosas, con abundante materia orgánica, del Jurásico Superior Tithoniano.

El espesor promedio del yacimiento es de 150 metros, con una porosidad que va del 3 al 5 por ciento. La densidad del aceite es de 36 API.

En la Figura IV.62 se muestra la curva tipo de los datos de una prueba de incremento tomada en el pozo descrito en los párrafos previos. En esta figura podemos observar que se forma un valle en la función derivada, lo cual nos indica que se trata de un medio de doble porosidad. A esta curva le aplicaremos la metodología desarrollada para obtener el parámetro  $\omega$ , a través del área calculada en este valle.

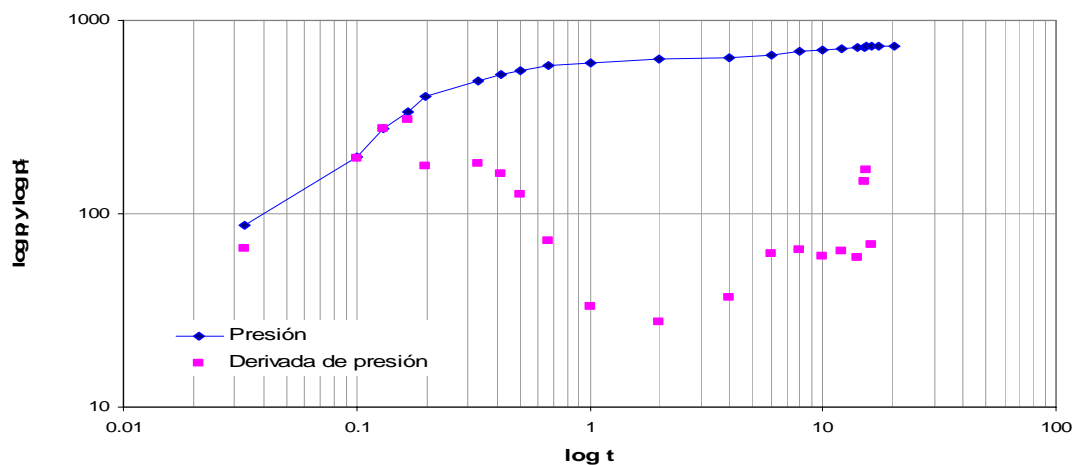
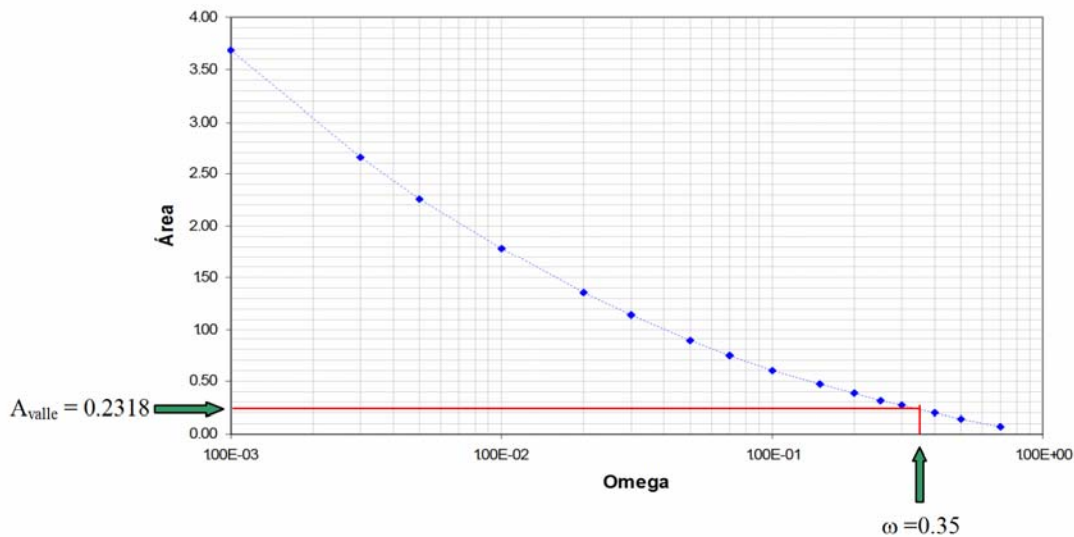


Figura IV.62. Presión y derivada de presión para la primera curva de incremento de un pozo.

Se procedió a calcular el área del valle formado en la derivada de presión, obteniéndose un valor de 0.2318. El valor del área del valle se localiza en la Figura IV.16, de lo cual obtenemos un valor de  $\omega = 0.35$ , tal y como se muestra en la Figura IV.63.



**Figura IV.63.** Obtención del parámetro  $\omega$  mediante la curva semilogarítmica obtenida en este trabajo, para el pozo C-103.

La correlación mostrada en la Figura IV.63 se puede programar muy fácilmente en una hoja de Excel, y de esta forma se obtiene un valor numérico más preciso. Es evidente que el efecto de almacenamiento afecta el área que forma el valle, por lo que si se estima el área con efecto de almacenamiento considerable, ésta será, en general, menor que el área real, ya que el almacenamiento de pozo tiende a enmascarar el mínimo. Como al disminuir el área el valor de omega crece, es de esperarse que si se tienen efectos de almacenamiento, el valor de  $\omega$  estimado será mayor que el valor real.

De la definición de omega tenemos:

$$(\phi c_t)_f = \left( \frac{\omega}{1 - \omega} \right) (\phi c_t)_m = 0.54 (\phi c_t)_m \tag{IV.45}$$

Lo cual indica que la capacidad de almacenamiento de las fracturas representa un 54% de la capacidad de almacenamiento de la matriz.

## **CAPÍTULO V**

### **CONCLUSIONES**

Con base en el desarrollo presentado en este trabajo, a los resultados obtenidos y a los casos de campo analizados, se concluye lo siguiente:

- 1.- Es posible determinar los parámetros  $\lambda$  y  $\omega$  de las pruebas de interferencia, además de los productos  $\phi c_t$  y  $kh$  mediante el uso de curvas tipo, por lo cual estas pruebas son una alternativa para conocer dichos parámetros, ya que con base en la experiencia, es muy difícil observar el efecto de doble porosidad en las pruebas de un solo pozo (pruebas de incremento y decremento) y porque las mediciones en el pozo de observación no están afectados, por el almacenamiento del pozo, el cual enmascara el comportamiento de doble porosidad.
- 2.- Se desarrolló una nueva metodología para calcular la capacidad de almacenamiento de las fracturas en forma práctica mediante una correlación que relaciona el área del valle en la función derivada con el parámetro  $\omega$ .
- 3.- La correlación mencionada en el punto anterior, se generó para flujo interporoso pseudo-estacionario y transitorio. Además, no depende de las unidades usadas ni de la determinación previa de otros parámetros.

## NOMENCLATURA

$A$  = Área,  $\text{ft}^2$

$B_o$  = Factor de volumen del aceite,  $\text{RV/STB}$

$c$  = Compresibilidad,  $\text{psi}^{-1}$

$E_i$  = Integral exponencial

$f_i$  = Volumen poroso almacenado en los bloques de matriz del tamaño  $h_{mai}$

$h$  = Espesor de la formación,  $\text{ft}$

$k$  = Permeabilidad,  $\text{md}$

$K_n$  = Funciones Bessel modificada de segundo tipo de orden  $n$

$p$  = Presión,  $\text{psi}$

$NB$  = Número total de tamaños de bloque

$q$  = Gasto de producción,  $\text{STB/D}$

$q_{maD}$  = Gasto adimensional matriz-fractura

$r$  = Distancia radial,  $\text{ft}$

$r_D$  = Radio adimensional

$S$  = Saturación

$S_w$  = Saturación de agua

$S_o$  = Saturación de aceite

$S_h$  = Saturación de hidrocarburos

$T$  = Transmisibilidad,  $\text{md ft / cp}$

$t$  = Tiempo,  $\text{hrs.}$

$t_D$  = Tiempo adimensional

$t_{1D}$  = Tiempo 1 adimensional para el cálculo del área bajo la curva (Yacimiento homogéneo)

$t_{2D}$  = Tiempo 2 adimensional para el cálculo del área bajo la curva (Yacimiento homogéneo)

$u_{ma}$  = Flujo causado por la pérdida de presión unitaria sobre una superficie

$\alpha$  = Característica del medio fracturado

$\lambda$  = Parámetro de flujo interporoso, adimensional

$\mu_o$  = Viscosidad del aceite, cp

$\sigma$  = Factor de forma

$\phi$  = Porosidad

$\omega$  = Capacidad de almacenamiento de la fractura

$\rho$  = Densidad

$\eta$  = Coeficiente de difusividad hidráulica,

## SUBÍNDICES

D = Adimensional

f = Fracturas

i = Irreductible

m = Matriz

t = Total

w = Pozo

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA	PÁGINA
<b>Figura I.1.</b> Idealización de un medio poroso heterogéneo (Warren y Root).	2
<b>Figura I.2.</b> Idealización de un Yacimiento Fracturado hecha por Kazemi, en la cual se muestra una sección representativa del yacimiento.	4
<b>Figura I.3.</b> Idealización de un yacimiento fracturado realizada por De Swaan.	5
<b>Figura I.4.</b> Yacimiento naturalmente fracturado con bloques de matriz de tamaño múltiple	6
<b>Fig. II.1.</b> Tipos de régimen de flujo radial	15
<b>Fig. II.2.</b> Régimen de flujo esférico	16
<b>Fig. II.3.</b> Régimen de flujo lineal	17
<b>Fig. II.4.</b> Régimen de flujo bilineal	17
<b>Fig. II.5.</b> Tipos de flujo	18
<b>Figura III.1.</b> Pozo emisor (A) y pozo observador (B) localizados en un yacimiento naturalmente fracturado.	19
<b>Figura IV.1.</b> Comportamiento de $p_{wD}$ para Yacimientos Naturalmente Fracturados (Warren y Root, 1963).	25
<b>Figura IV.2.</b> Comportamiento de $p_{wD}$ para Yacimientos Naturalmente Fracturados, $\omega=1 \times 10^{-3}$ y $\lambda$ variable (Warren y Root, 1963).	25
<b>Figura IV.3.</b> Comportamiento de $p_{wD}$ para Yacimientos Naturalmente Fracturados para $\lambda=1 \times 10^{-6}$ y $\omega$ variable (Warren y Root, 1963).	26
<b>Figura IV.4.</b> Comportamiento de $p_{wD}$ y $p'_{wD}$ para Yacimientos Naturalmente Fracturados $\omega=1 \times 10^{-3}$ y $\lambda$ variable (Warren y Root, 1963).	26
<b>Figura IV.5.</b> Comportamiento de $p_{wD}$ y $p'_{wD}$ para Yacimientos Naturalmente Fracturados con $\omega=1 \times 10^{-3}$ y $\lambda$ variable (Bourdet y Deruyk, 1982).	27
<b>Figura IV.6.</b> Función Derivada $p'_{wD}$ para Yacimientos Naturalmente Fracturados con $\omega=1 \times 10^{-1}$ variando el parámetro $\lambda$ .	27
<b>Figura IV.7.</b> Función Derivada $p'_{wD}$ en función de $\lambda t_D$ , Modelo de Warren y Root.	28
<b>Figura IV.8.</b> Cálculo de $p'_{wD}$ utilizando la ecuación de radio finito, para $\omega = 1 \times 10^{-1}$ variando $\lambda$ .	28
<b>Figura IV.9.</b> Función Derivada $p'_{wD}$ en función de $\lambda t_D$ utilizando la ecuación de radio finito.	29
<b>Figura IV.10.</b> Cálculo de $p'_{wD}$ utilizando la ecuación de radio finito para $l=1 \times 10^{-6}$ variando $\omega$ .	29
<b>Figura IV.11.</b> Área del valle para el modelo de flujo interporoso pseudo-estacionario y transitorio (Esferas).	30
<b>Figura IV.12.</b> Área del valle para el modelo de flujo interporoso pseudo-estacionario.	30

<b>Figura IV.13.</b> Relación del Área semi-logarítmica del valle con $\omega$ (Modelo de Warren y Root).	31
<b>Figura IV.14.</b> Relación del Área semi-logarítmica del valle con $\omega$ . Modelo de Warren y Root. Coordenadas semilogarítmicas.	32
<b>Figura IV.15.</b> Relación del Área logarítmica del valle con $\omega$ (Modelo de Warren y Root).	33
<b>Figura IV.16.</b> Relación del Área logarítmica del valle con $\omega$ . Modelo de Warren y Root. Coordenadas semi-logarítmicas.	33
<b>Figura IV.17.</b> Correlación para los modelos de Warren y Root, estratos y esferas. Coordenadas semi-logarítmicas.	34
<b>Figura IV.18.</b> $q_{\text{mad}}$ y $q_{\text{maD}}$ variando $\omega$ para $\lambda=1 \times 10^{-6}$ y $r_D=1$ , en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.	36
<b>Figura IV.19.</b> $q_{\text{mad}}$ y $q_{\text{maD}}$ variando $\lambda$ para $\omega=1 \times 10^{-2}$ y $r_D=1$ , en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.	36
<b>Figura IV.20.</b> $q_{\text{mad}}$ y $q_{\text{maD}}$ variando $r_D$ , para $\lambda=1 \times 10^{-6}$ y $\omega=1 \times 10^{-1}$ en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.	37
<b>Figura IV.21.</b> $q_{\text{mad}}$ y $q_{\text{maD}}$ variando $r_D$ , para $\lambda=1 \times 10^{-6}$ y $\omega=1 \times 10^{-2}$ , en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.	37
<b>Figura IV.22.</b> $q_{\text{mad}}$ y $q_{\text{maD}}$ variando $\lambda$ para $r_D=2 \times 10^3$ y $\omega=1 \times 10^{-1}$ , en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.	38
<b>Figura IV.23.</b> $q_{\text{mad}}$ y $q_{\text{maD}}$ variando $\lambda$ para $r_D=2 \times 10^3$ y $\omega=1 \times 10^{-2}$ , en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.	38
<b>Figura IV.24.</b> $q_{\text{mad}}$ y $q_{\text{maD}}$ variando $\lambda$ para $r_D=1 \times 10^3$ y $\omega=1 \times 10^{-1}$ , en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.	39
<b>Figura IV.25.</b> $q_{\text{mad}}$ y $q_{\text{maD}}$ variando $\lambda$ para $r_D=1 \times 10^3$ y $\omega=1 \times 10^{-2}$ , en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.	39
<b>Figura IV.26.</b> $q_{\text{mad}}$ y $q_{\text{maD}}$ variando $\omega$ para $r_D=2 \times 10^3$ y $\lambda=1 \times 10^{-8}$ , en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.	40
<b>Figura IV.27.</b> $q_{\text{mad}}$ y $q_{\text{maD}}$ variando $\omega$ para $r_D=1 \times 10^3$ y $\lambda=1 \times 10^{-8}$ , en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.	40
<b>Figura IV.28.</b> $q_{\text{mad}}$ y $q_{\text{maD}}$ para matriz en forma de estratos variando $\omega$ , para $\lambda=1 \times 10^{-6}$ y $r_D=1$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.	41
<b>Figura IV.29.</b> $q_{\text{mad}}$ y $q_{\text{maD}}$ para matriz en forma de estratos, variando $\lambda$ , para $\omega=1 \times 10^{-2}$ y $r_D=1$ en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.	42
<b>Figura IV.30.</b> $q_{\text{mad}}$ y $q_{\text{maD}}$ para matriz en forma de estratos variando $r_D$ para $\lambda=1 \times 10^{-6}$ y $\omega=1 \times 10^{-2}$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.	42
<b>Figura IV.31.</b> $q_{\text{mad}}$ y $q_{\text{maD}}$ para matriz en forma de estratos variando $\lambda$ para $r_D=2 \times 10^3$ y $\omega=1 \times 10^{-2}$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.	43
<b>Figura IV.32.</b> $q_{\text{mad}}$ y $q_{\text{maD}}$ para matriz en forma de estratos variando $\omega$ , para $r_D=2 \times 10^3$ y $\lambda=1 \times 10^{-6}$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo	43



transitorio matriz-fractura.	
<b>Figura IV.33.</b> $q_{mad}$ y $q'_{maD}$ para matriz en forma de esferas variando $\omega$ , para $\lambda=1 \times 10^{-6}$ y $r_D=1$ , en coordenadas semilogarítmicas.	44
<b>Figura IV.34.</b> $q_{maD}$ y $q'_{maD}$ para matriz en forma de esferas variando $\lambda$ , para $r_D=1$ y $\omega=1 \times 10^{-2}$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.	44
<b>Figura IV.35.</b> $q_{maD}$ y $q'_{maD}$ para matriz en forma de esferas variando $r_D$ , para $\lambda=1 \times 10^{-6}$ y $\omega=1 \times 10^{-2}$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.	45
<b>Figura IV.36.</b> $q_{maD}$ y $q'_{maD}$ para matriz en forma de esferas variando $\lambda$ , para $r_D=2 \times 10^3$ y $\omega=1 \times 10^{-2}$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.	45
<b>Figura IV.37.</b> $q_{maD}$ y $q'_{maD}$ para matriz en forma de esferas variando $\omega$ , para $r_D=2 \times 10^3$ y $\lambda=1 \times 10^{-6}$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.	46
<b>Figura IV.38.</b> Comportamiento de $q_{maD}$ para los tres modelos utilizando $\omega=1 \times 10^{-2}$ , $r_D=1 \times 10^3$ y $\lambda=1 \times 10^{-6}$ , en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.	46
<b>Figura IV.39.</b> $E_{ma}/E_T$ para $r_D=1 \times 10^0$ , $\lambda=1 \times 10^{-6}$ y $\omega=1 \times 10^{-3}$ en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.	48
<b>Figura IV.40.</b> $E_{ma}/E_T$ para la matriz variando $\lambda$ para $r_D=1 \times 10^0$ y $\omega=1 \times 10^{-3}$ en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.	49
<b>Figura IV.41.</b> $E_{ma}/E_T$ para la matriz variando $\omega$ para $r_D=1 \times 10^0$ y $\lambda=1 \times 10^{-6}$ en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.	49
<b>Figura IV. 42.</b> $E_{ma}/E_T$ para la matriz variando $\omega$ para $r_D=1 \times 10^3$ y $\lambda=1 \times 10^{-6}$ en coordenadas semilogarítmicas, utilizando el modelo de Warren y Root.	50
<b>Figura IV. 43.</b> $E_{ma}/E_T$ para la matriz utilizando el modelo pseudoestacionario y el transitorio (estratos y esferas), para $r_D=1 \times 10^0$ y $\lambda=1 \times 10^{-8}$ y $\omega=1 \times 10^{-3}$ en coordenadas semilogarítmicas.	50
<b>Figura IV. 44.</b> $E_{ma}/E_T$ para la matriz utilizando matriz en forma de estratos, variando $\lambda$ , para $r_D=1 \times 10^0$ y $\omega=1 \times 10^{-3}$ en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.	51
<b>Figura IV. 45.</b> $E_{ma}/E_T$ para la matriz utilizando matriz en forma de estratos, para $r_D=1 \times 10^0$ y $\lambda=1 \times 10^{-6}$ en coordenadas semilogarítmicas.	51
<b>Figura IV. 46.</b> $E_{ma}/E_T$ para la matriz utilizando matriz en forma de esferas, variando $\lambda$ , para $r_D=1 \times 10^0$ y $\omega=1 \times 10^{-3}$ en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.	52
<b>Figura IV. 47.</b> $E_{ma}/E_T$ para la matriz utilizando matriz en forma de esferas, para $r_D=1 \times 10^0$ y $\lambda=1 \times 10^{-6}$ en coordenadas semilogarítmicas, flujo transitorio matriz-fractura.	52
<b>Figura IV.48.</b> Curva tipo para prueba de interferencia. Modelo de Warren y Root ( $\omega=1 \times 10^{-1}$ , $\lambda=1 \times 10^{-6}$ y variando $r_D$ ).	53

<b>Figura IV.49.</b> Curva tipo para prueba de interferencia. Modelo de Warren y Root ( $\omega=1 \times 10^{-2}$ , $\lambda=1 \times 10^{-6}$ y variando $r_D$ ).	54
<b>Figura IV.50.</b> Curva tipo para prueba de interferencia. Modelo de Warren y Root ( $\omega=1 \times 10^{-2}$ , $r_D=5 \times 10^3$ y variando $\lambda$ ).	54
<b>Figura IV.51.</b> Curva tipo para prueba de interferencia. Modelo de Warren y Root ( $\omega=1 \times 10^{-1}$ , $r_D=5 \times 10^3$ y variando $\lambda$ ).	55
<b>Figura IV.52.</b> Curva tipo para prueba de interferencia. Modelo de Warren y Root ( $\lambda=1 \times 10^{-6}$ , $r_D=5 \times 10^3$ y variando $\omega$ ).	55
<b>Figura IV.53.</b> Curva tipo para prueba de interferencia. Modelo de Warren y Root ( $\lambda=1 \times 10^{-6}$ , $r_D=2 \times 10^3$ y variando $\omega$ ).	56
<b>Figura IV.54.</b> Curvas tipo para prueba de interferencia. Modelo de Warren y Root variando el parámetro $\omega$ ( $r_D=7954$ y $\lambda=5 \times 10^{-7}$ ).	57
<b>Figura IV.55.</b> Comportamiento de $p_{fD}$ para el Modelo de Warren y Root variando el parámetro $\omega$ ( $r_D=7954$ y $\lambda=2 \times 10^{-6}$ ).	57
<b>Figura IV.56.</b> Comportamiento de $p_{fD}$ para el Modelo de Warren y Root variando el parámetro $\omega$ ( $r_D=7954$ y $\lambda=1 \times 10^{-5}$ ).	58
<b>Figura IV.57.</b> Comportamiento de $p_{fD}$ para el Modelo de Warren y Root variando el parámetro $\omega$ ( $r_D=7954$ y $\lambda=1 \times 10^{-8}$ , $1 \times 10^{-7}$ y $1 \times 10^{-6}$ ).	58
<b>Figura IV.58.</b> Valores presión y gasto obtenidos en la prueba de interferencia A	59
<b>Figura IV.59.</b> Valores de presión y derivada de presión de los datos reales obtenidos en la prueba de interferencia A.	60
<b>Figura IV.60.</b> Ajuste 1 para la prueba de interferencia utilizando las curvas tipo obtenidas para el modelo de Warren y Root, para un $r_D=7954$ , $\lambda=5 \times 10^{-7}$ y $\omega=0.02$ .	60
<b>Figura IV.61.</b> Ajuste 1 para la prueba de interferencia utilizando las curvas tipo obtenidas para el modelo de Warren y Root, para un $r_D=7954$ , $\lambda=7 \times 10^{-8}$ y $\omega=0.5$ .	61
<b>Figura IV.62.</b> Presión y derivada de presión para la primera curva de incremento del pozo C-103	62
<b>Figura IV.63.</b> Obtención del parámetro $\omega$ mediante la curva semilogarítmica obtenida en este trabajo, para el pozo C-103.	63

## BIBLIOGRAFÍA

1. Alagoa,A., Bourdet, D y Ayoub, J.A.: “How to simplify The Analysis of Fractured Well Tests”, *Worl Oil* (Oct. de 1985) 97-102.
2. Barenblatt, Zheltov y Kochina: “Basic Concepts in the Theory of Seepage of Homogeneous Liquids in Fissured Rocks (strata)”, *PMM*, Vol.24, No.5, Moscu (Junio 20 de 1960), 852-864.
3. Belani,A.K. y Jalali-Yazdi, Y.: “Estimation of Matriz Block Size Distribution in Naturally Fractured Reservoirs”, Artículo presentado en el “nombre congreso, ciudad *SPE* 18171. Oct. 2-5 de 1988.
4. Bourdet, D. y Gringarten, A.C.: “Determination of Fissure Volume and Block Size in fractured Reservoirs by Type-Curve Analysis”, artículo presentado en la 55<sup>th</sup> Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Dallas TX, *SPE* 9293, Sept. 21-24 de 1980.
5. Braester,C.: “Influence of block Size on the Transition Curve for Drawdown Tests in Naturally Fractured Reservoir”, *SPEJ* (Oct. de 1984),498-504.
6. Cinco, L. H: y Samaniego, V. F.: “Pressure Transient Analysis for naturally Fractured Reservoirs”, artículo presentado en la 57<sup>th</sup> Annual Fall Technical Conference and Exhibition, N. Orleans, La. *SPE* 11026, Sept. 26-29. de 1982.
7. Cinco, L. H: y Samaniego, V. F.: “The Pressure Transient Behavior of Naturally Fractured Reservoirs With Multiple Block Size”, artículo presentado en la 60<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition”, Las Vegas, *SPE* 14168 Sept. 22-25 de 1985.

8. Da Prat G.: *Well Test Analysis for Fractured Reservoir Evaluation*, Developments in Petroleum Science 27, 1990.
9. De Swan, A.: “Analytic Solutions for the Determination of the Naturally Fractured Reservoirs Properties by Well Testing”, *SPEJ*, Jun. 117-122 de 1976.
10. De Swaan, A.: “Theory of Waterflooding in Fractured Reservoirs”, *SPEJ*, Abril 117-122 de 1987.
11. Deruyck, B. y Bourdet, D.: “Interpretation of Interference Tests in Reservoirs With Double Porosity Behavior-Theory and Field Examples”, artículo presentado en la 57th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Dallas, *SPE* 11025, Sept. 26-29 de 1982.
12. Gringarten, A.C.: “How to Recognize Double Porosity Systems from Well Tests”, *JPT*, Jun. 631-633 de 1987.
13. Gringarten, A.C.: “Interpretation of tests in Fissured and multilayered Reservoirs With Double Porosity Behavior: Theory and Practice”, *JPT*, Abr. 549-564 de 1984.
14. Kazemi, H.: “Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution”, *SPEJ*, Dic. 451-458 de 1969.
15. Najurieta, L. H.: “A Theory for Pressure Transient Analysis in Naturally Fractured reservoirs”, *JPT*, Jul. 1241-1250 de 1980.
16. Odeh, A.A.: “Unsteady-State Behavior of Naturally Fractured Reservoirs” *SPEJ*, Mar. 60-66 de 1965.
17. Sánchez, B. J. L. y Cinco, L. H.: “Análisis de Pruebas de presión en Yacimientos Naturalmente Fracturados”, *Rev. Ingeniería Petrolera*, Abr. 7-18 de 1990.

18. Stehfest, H.: "Numerical Inversion of Laplace Transform", *Communications of the ACM*, Ene. 47-49, 13, No.1 de 1970.
19. Warren, J.E. y Root, P. J.: "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs". *SPEJ*, Sep. 245-255 de 1963.