



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACION DE
PRODUCCION EN YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS CONSIDERANDO FLUJO
NO LAMINAR.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

JESUS RODRIGUEZ ROMAN



DIRECTOR DE TESIS: DR. RODOLFO G. CAMACHO V.

MEXICO, D. F.

1996

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**
**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-066

SR. JESUS RODRIGUEZ ROMAN
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

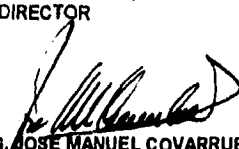
**ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACION DE PRODUCCION EN YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS CONSIDERANDO FLUJO NO LAMINAR**

- I INTRODUCCION
- II ANTECEDENTES
- III SIMULACION NUMERICA DE RESULTADOS

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 19 de octubre de 1995
EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*gtg

Enero 1996.

Gracias a Dios y a todas las personas que hicieron posible ésto.

Jesús Rodríguez Román.

CONTENIDO

RESUMEN	
I. INTRODUCCIÓN	1
II. ANTECEDENTES	4
II.1. INTRODUCCIÓN	4
II.2. LEY DE DARCY PARA FLUJO DE FLUIDOS A TRAVÉS DE MEDIOS POROSOS	5
II.3. LOS LÍMITES DE LA ECUACIÓN DE DARCY	7
II.4. LA ECUACIÓN DE FORCHHEIMER	7
II.5. GRUPOS ADIMENSIONALES	8
II.6. ANÁLISIS DE GASTOS CONSIDERANDO FLUJO LAMINAR EN YACIMIENTOS FRACTURADOS	10
II.6.1. Ecuaciones Diferenciales Parciales Para Yacimientos Fracturados	10
II.6.2. Método de Solución	12
II.6.3. Soluciones de Gasto	12
II.6.3.A. Yacimiento Infinito	13
II.6.3.B. Frontera Exterior Cerrada	14
II.6.4. Análisis de Predicción de Producción para Flujo Laminar	17
II.6.5. Análisis de Curvas de Declinación con Flujo Laminar Empleando Curvas Tipo	19
II.6.6. Cálculo del Área de Drene	21
II.7. ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN CON FLUJO NO DARCIANO, PARA EL CASO DE FLUIDOS LIGERAMENTE COMPRESIBLES EN YACIMIENTOS HOMOGÉNEOS	23
II.8. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS CONSIDERANDO FLUJO NO DARCIANO	26
III. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE RESULTADOS	30
III.1. SIMULADOR NUMÉRICO	30
III.2. VALIDACIÓN DEL SIMULADOR PARA EL CASO LAMINAR	32
III.3. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN CON FLUJO NO LAMINAR, CON RESPECTO A LAS LAMINARES EN YACIMIENTOS FRACTURADOS	32
III.4. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN CON FLUJO NO LAMINAR, CON RESPECTO A LAS LAMINARES AL VARIAR EL PARÁMETRO λ EN YACIMIENTOS FRACTURADOS	34
III.5. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN CON FLUJO NO LAMINAR, CON RESPECTO A LAS LAMINARES AL VARIAR EL PARÁMETRO ω EN YACIMIENTOS FRACTURADOS	35
III.6. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN CON FLUJO NO LAMINAR, CON RESPECTO A LAS LAMINARES AL VARIAR EL PARÁMETRO r_{eD} EN YACIMIENTOS FRACTURADOS	37

III.7.	ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN CON FLUJO NO LAMINAR, CON RESPECTO A LAS LAMINARES EN EL PERIODO DE FLUJO TRANSITORIO EN YACIMIENTOS FRACTURADOS	38
III.8.	ANÁLISIS DE DATOS NO LAMINARES, CON CURVAS TIPO PARA FLUJO LAMINAR	40
III.9.	PRODUCCIÓN ACUMULADA PARA FLUJO NO LAMINAR	41
III.10.	NORMALIZACIÓN DE DATOS NO LAMINARES	41
III.11.	CÁLCULO DEL ÁREA DE DRENE	42
	CONCLUSIONES	45
	NOMENCLATURA	47
	REFERENCIAS	50
	FIGURAS	54

RESUMEN

La mayoría de los trabajos teóricos sobre curvas de declinación, considerando flujo no laminar, está relacionada con sistemas de gas seco y yacimientos homogéneos, por lo que el propósito del presente trabajo es analizar curvas de declinación, considerando flujo de líquido y efectos no-Darcianos, en sistemas de doble porosidad donde se mantiene la presión de fondo fluyendo constante.

La presencia de efectos inerciales distorsionan la forma de las curvas de declinación laminar, causando que el análisis por curvas tipo para flujo laminar produzca estimaciones erróneas de los parámetros del yacimiento y del pozo. También, si se intenta realizar una predicción del comportamiento de producción en un yacimiento afectado por flujo no-Darciano, empleando un simulador que utilice la ley de Darcy en su formulación, será necesaria una alteración en las propiedades del yacimiento.

Los periodos de flujo transitorio y dominado por frontera, así como la influencia de los parámetros que definen al sistema (λ , ω , y r_{eD}) en el comportamiento de dichas curvas, bajo efectos laminares y no laminares, fueron examinados mediante un simulador de aceite negro de diferencias finitas, con una formulación de punto de burbuja variable. Se realizaron comparaciones entre ambas respuestas.

Durante el periodo transitorio, se investiga la posible presencia de una recta semilogarítmica del recíproco del gasto contra tiempo, ambos adimensionales. En general, cuando los efectos inerciales son importantes y la presión de fondo fluyendo se mantiene constante, se podría considerar la existencia de una línea recta del inverso del gasto, pero dicha recta no tiene una pendiente semejante al caso laminar de 1.151; además la pendiente y ordenada de esta "línea recta" son funciones de la presión de fondo fluyendo.

Se realizan comparaciones entre la producción total acumulada bajo efectos laminares y no laminares, donde se observa que la producción será diferida para el caso

no laminar, pero se obtendrá al final de la explotación la misma recuperación final total para ambos casos, para sistemas de líquido ligeramente compresible.

Se investiga el comportamiento a tiempos grandes, para los cuales el efecto inercial tiende a desaparecer, lo que se comprueba al normalizar los datos de tiempo, uniéndose a la respuesta laminar en una línea recta de pendiente igual a -1, en una gráfica doble logarítmica. El punto donde las respuestas laminar y no laminar se unen, es en el momento en que se produce un cambio muy drástico en la pendiente de la gráfica doble logarítmica del número de Reynolds contra el tiempo.

Además se investiga el efecto del flujo no laminar en el cálculo del área de drenaje de un yacimiento, obteniéndose valores muy cercanos a los reales, con lo que se comprobó que los efectos inerciales desaparecen al iniciarse la declinación exponencial (declinación final) en el periodo de flujo dominado por frontera.

I. INTRODUCCIÓN

Los yacimientos naturalmente fracturados consisten de un medio poroso heterogéneo donde las aberturas (fisuras y fracturas) varían considerablemente de tamaño. Las aberturas de gran tamaño forman canales y hasta cavernas interconectadas, donde las grietas finas forman sistemas de bloques los cuales son el cuerpo principal del yacimiento. Los bloques porosos almacenan la mayor parte de los fluidos en el yacimiento y generalmente son de baja permeabilidad. La mayor parte del flujo de fluidos es a través de las fisuras, con los bloques actuando como suministradores de fluido. Aunque la permeabilidad volumétrica promedio en un sistema de doble porosidad es baja, estos sistemas generalmente muestran una permeabilidad efectiva que es mayor que la de la matriz, y se comporta diferente de un medio homogéneo ordinario.

Una curva de declinación de gasto es la representación gráfica del gasto contra tiempo, y su análisis es una de las herramientas más antiguas y con más frecuencia empleadas para la estimación de la producción de un pozo; es por lo tanto una técnica de predicción directa. Así mismo, por medio del ajuste con curvas tipo de declinación, es posible obtener parámetros tanto del pozo como del yacimiento.

Los trabajos desarrollados para curvas de declinación existentes en la literatura para yacimientos naturalmente fracturados son básicamente los propuestos por:

* Prats¹ et al, que tratan del efecto de las fracturas verticales en el comportamiento del yacimiento para el caso de fluidos compresibles; al analizar el caso de presión constante encontraron que el yacimiento se puede representar por un yacimiento equivalente que tenga el mismo comportamiento de producción. Este yacimiento equivalente se define como aquel que no ha sido fracturado y que tiene un pozo y un radio de drenaje tal que el comportamiento de producción sea similar al de un yacimiento fracturado de igual área de drenaje. El radio efectivo del pozo de este yacimiento equivalente es igual a un cuarto de la longitud total de la fractura.

¹ Referencias al final del trabajo

I. INTRODUCCIÓN

Fikri Kuchuk² derivó una solución analítica para un pozo con fractura vertical de conductividad infinita en un yacimiento infinito, y para un pozo produciendo a presión de fondo constante, sugiriendo la posibilidad de emplear el principio de superposición para derivar la solución para gasto constante.

Fetkovich³ nos muestra ejemplos para el análisis de curvas de declinación para pozos fracturados empleando curvas tipo.

Da Prat⁴ et al nos muestran las soluciones para la producción a presión constante que definen la razón de declinación de producción para yacimientos naturalmente fracturados, en yacimientos finitos e infinitos, mostrando curvas tipo para el análisis de los datos de declinación.

Sageev⁵ et al presentan curvas tipo que permiten la estimación de λ , ω , r_{eD} y S , a partir de datos de declinación.

El problema de flujo no-Darciano a través de medios porosos fue analizado inicialmente por Forchheimer⁶, mostrándo una ecuación para modificar la ley de Darcy cuando los efectos inerciales sean importantes. Se ha llegado a la conclusión que para medios porosos heterogéneos y consolidados existen desviaciones apreciables del comportamiento de flujo con respecto al que predice la ley de Darcy para números de Reynolds de orden uno.

El número de estudios relacionados con el flujo de alta velocidad en medios fracturados para curvas de declinación no es tan numeroso. Guppy⁷ et al estudiaron el efecto del flujo no-Darciano en yacimientos de gas a presión constante para pozos fracturados, encontrando que la conductividad de la fractura no es aparentemente constante, sino que varía con el tiempo, y proporcionan curvas tipo para el caso mencionado.

Los libros de Reiss⁸ y van Golf-Racht⁹ tratan el tema de flujo no-Darciano. Baker¹⁰ muestra que en un campo del medio oriente se presentó en muchos pozos el efecto no-Darciano, y en otras pruebas tomadas en pozos marinos del área de Campeche que producen en formaciones fracturadas también muestran flujo a alta velocidad; Jones¹¹ et al mostraron que

I. INTRODUCCIÓN

para flujo en una sola fase a través de fracturas naturales es posible tener condiciones de flujo a alta velocidad en la zona cercana al pozo.

Villalobos¹² et al estudiaron el efecto de flujo a alta velocidad de un líquido de compresibilidad pequeña y constante, en el comportamiento de presión transitoria de un yacimiento naturalmente fracturado produciendo a gasto constante, concluyendo que después que la región de flujo no-Darciano se estabiliza, la pendiente de la línea recta semilogarítmica para flujo dominado por la matriz es igual al valor característico de 1.151, mostrando que el método de análisis de la derivada con curvas tipo, debe ser tomado con precaución cuando se tiene flujo a alta velocidad. Es importante notar que el número de Reynolds se limitó a cierto rango de valores.

Camacho¹³ et al realizaron un estudio del comportamiento de curvas de declinación considerando flujo no-Darciano en yacimientos homogéneos, demostrando que este efecto tiene un carácter dramático sobre la declinación de la producción, presentando una expresión para el número de Reynolds cuando se presenta producción a presión de fondo constante.

Camacho¹⁴ et al presentaron expresiones analíticas para la caída de presión y su pendiente semilogarítmica en pruebas de presión considerando flujo a alta velocidad, y una gráfica de diagnóstico para identificar la presencia de efectos inerciales, al graficar la derivada de la presión contra el inverso de la raíz cuadrada del tiempo en coordenadas cartesianas, para el caso de producción a gasto constante.

El propósito de este trabajo es mostrar el efecto que tiene el flujo no-Darciano en el comportamiento de curvas de declinación de producción a presión de fondo constante, así como la influencia que tienen los parámetros λ , ω , r_{aD} en el comportamiento de dichas curvas bajo este efecto, tanto para el periodo de flujo transitorio como para el periodo dominado por frontera, lo cual ha sido desarrollado mediante la comparación de las respuestas de flujo bajo condiciones laminares y no laminares.

II. ANTECEDENTES

II.1. INTRODUCCIÓN

En el pasado, el análisis de datos de gasto a tiempos cortos (periodo transitorio) para obtener parámetros del yacimiento no era una técnica común, debido principalmente a las dificultades en obtener mediciones precisas del gasto de la formación $q (t)$ comparado con las mediciones de presión de alta resolución. Aunque, con la llegada de nuevas herramientas de producción, tales como el medidor de flujo de tiempo real, se ha hecho posible el análisis simultáneo de mediciones de presión y gasto de la formación en una prueba transitoria de pozo. La ventaja de incorporar la medición del gasto, $q (t)$, es que la técnica de curvas tipo es mejorada, obteniéndose mayor información con respecto a las características particulares del yacimiento a ser evaluado, como el tipo de yacimiento a considerar, por ejemplo, fracturado, estratificado, compuesto, etc.

En una formación fracturada se pueden tener pozos que inicialmente producen a un gasto alto donde, en algunos casos, la producción empieza a declinar después de unas cuantas horas sin una clara explicación. Por lo que, analizando el comportamiento transitorio del gasto en un pozo produciendo en una formación fracturada se adicionará información, lo que dará lugar a un análisis más completo. Desde un punto de vista ingenieril, la declinación inicial podría ser un factor clave en la decisión de continuar o abandonar la explotación del pozo. En el caso de un sistema homogéneo, esta declinación es la única observada, pero para yacimientos fracturados, la declinación inicial no siempre representa el estado final de depresionamiento. En esta sección, se dan los principios básicos que permiten la comprensión del comportamiento transitorio y dominado por frontera del gasto para un pozo produciendo en una formación fracturada, considerando flujo laminar, además de la teoría desarrollada hasta la fecha para el análisis de flujo no darciano en: curvas de declinación en yacimientos homogéneos, así como para pruebas de presión en yacimientos fracturados, con el fin de sentar las bases necesarias para nuestro análisis.

II.2. LEY DE DARCY PARA FLUJO DE FLUIDOS A TRAVÉS DE MEDIOS POROSOS.

La ley de Darcy¹⁵ establece que la velocidad del fluido, v , es proporcional en magnitud al gradiente negativo del potencial de campo. La ecuación básica puede ser establecida como:

$$v = -\frac{K\rho}{\mu} \nabla\Phi, \quad (1)$$

donde ρ es la densidad del fluido, K es la permeabilidad del medio, μ es la viscosidad del fluido, y Φ es el potencial de flujo o energía mecánica por unidad de masa. Una expresión para el potencial, se puede derivar por la consideración del trabajo que debe ser realizado para transferir a una unidad de masa de líquido, que está en reposo en el estado estándar al estado de líquido fluyendo en el medio poroso. De las condiciones generales de energía se puede mostrar que el potencial de flujo a una elevación z es:

$$\Phi = \int_{p'}^p w dp_1 + gz + \frac{u^2}{2}. \quad (2)$$

Aquí w es el inverso de la densidad del fluido, Z es la elevación del punto sobre el nivel de referencia (supuesto como cero), p es la presión en el punto Z , p' es la presión en el nivel de referencia, y U es la velocidad microscópica promedio en el punto Z . El tercer término del lado derecho de la ecuación (2) representa la energía cinética del fluido, mientras que el segundo representa la energía potencial. Usualmente U puede ser despreciable debido a la enorme área de la matriz sólida y así las fuerzas viscosas controlan generalmente el movimiento de los fluidos. Para fluidos incompresibles y energía cinética despreciable:

$$\Phi = w(p - p') + gz. \quad (3)$$

En esta etapa se debe hacer notar que la ley de Darcy fue concebida con el flujo de agua en una capa filtrante lineal; a través de una serie de experimentos se demostró que la relación de flujo de agua es:

- Proporcional a lo que es conocido como la diferencia de potencial entre los extremos de la capa filtrante.

¹⁵ Nomenclatura al final del trabajo.

- Inversamente proporcional a la longitud de la columna porosa.

Darcy supuso implícitamente que el gasto era proporcional al área de la capa filtrante.

En el experimento que realizó Darcy, desconocía qué dirección de flujo tendría el fluido en el medio poroso; se acepta que el flujo es a lo largo del gradiente de potencial, además de que la velocidad en la ecuación (1) es una velocidad hipotética y se supone que el fluido fluye a través de la sección transversal adecuada, la que no está obstruida por granos de arena.

Para propósitos prácticos, la estructura interna del medio poroso no se considera. Así normalmente se refiere a la velocidad en la ecuación (1) como una velocidad macroscópica. Otras suposiciones implícitas son las siguientes:

- Los potenciales en el experimento de Darcy son potenciales en superficies hipotéticas, y no se refieren a la estructura del medio poroso, aunque el flujo total y el potencial sobre una superficie están relacionados con la distribución verdadera del flujo, y el potencial sobre el espacio poroso, respectivamente.
- El elemento esencial de la ley de Darcy es que el cuerpo es suficientemente grande, en comparación con el tamaño de los poros, y puede ser considerado como un cuerpo uniforme. Esta hipótesis permite considerar la sección transversal del cuerpo poroso como un número de elementos de sección transversal unitaria que conducirá el fluido a razones imperceptibles de otros elementos cuando son sujetos a la misma diferencia de potencial.
- El gasto en la columna porosa es inversamente proporcional a la longitud de la columna . Además se supone que el medio poroso es estable y no reacciona con el fluido, y no existe variación en los granos de la formación .

Finalmente, se debe notar que la ley de Darcy indica que el movimiento es dependiente sólo de la distribución de potencial y es independiente del tiempo. Phillip¹⁰ (1957) mostró que el tiempo que toma el fluido en reposo para pasar a régimen estacionario, en valor es muy pequeño (del orden de algunos segundos), y que este tiempo es independiente del gradiente de potencial o de las dimensiones del medio poroso.

II.3. LOS LÍMITES DE LA ECUACIÓN DE DARCY.

La ecuación de flujo de Darcy relaciona la caída de presión necesaria para mantener el flujo de un fluido a través de un medio poroso, a un gasto determinado. Se ha demostrado que para altos ritmos de flujo, el comportamiento de la presión-flujo no se satisface. Por lo que, está limitada a ciertos rangos de número de Reynolds, y la ley de Darcy se puede generalizar para valores altos con la inclusión de parámetros adicionales. Además, es bien conocido que a medida que el número de Reynolds se incrementa, la ley de Darcy pierde gradualmente su aproximación y finalmente llega a ser completamente inválida; entonces, es muy importante considerar el flujo a alta velocidad.

II.4. LA ECUACIÓN DE FORCHHEIMER.

Ya se ha apuntado que la aplicabilidad de la ley de Darcy está limitada por el número de Reynolds. Para números de Reynolds altos, Forchheimer⁸ (1901) sugirió que se reemplazara la ecuación (1) por la fórmula siguiente, ignorando la gravedad :

$$-\frac{\delta P}{\delta x} = \alpha v + b|v|v . \quad (4)$$

Si se considera flujo laminar entonces $b \approx 0$, y $\alpha = \frac{\mu}{K}$.

De acuerdo con la hipótesis de Linquist¹⁷, los efectos inerciales son los responsables de las desviaciones de la ley de Darcy. Los trabajos recientes de Mei y Aurieault¹⁸ (1991) indican que para un medio poroso homogéneo e isótropo, los efectos inerciales conducen a un término de corrección que es proporcional a v^3 [esta observación no viola la ecuación (4)]. Además, el rol de la inercia parece ser mucho más importante a nivel de poro que a nivel macroscópico.

El interés en el flujo no lineal, para el presente trabajo, radica principalmente en el flujo de líquido en yacimientos fracturados. Diversos experimentos realizados indican que $b = \rho\beta$, donde β es una función de las propiedades del medio poroso. La correlación utilizada en este trabajo, y que además es la más comúnmente empleada para determinar β , es la que desarrolló Geertsma¹⁹ (1974) :

$$\beta = \frac{48511}{\phi^{5.5} K^{0.5}} \quad (5)$$

Muchas otras correlaciones son dadas en la literatura, por ejemplo la de Firoozabadi y Katz²⁰ (1979), Ávila y Evans²¹ (1984). Wong²² (1970) y Tiss y Evans²³ (1989) muestran que el coeficiente β también depende de la existencia de una segunda fase. Los experimentos de Wong indican que en presencia de agua, el coeficiente β para un gas puede ser mayor o menor que los valores de β obtenidos cuando el agua no está presente. Tiss y Evans²³ notan que el esfuerzo de sobrecarga y la temperatura influyen en β . También, Felkovich²⁴ (1975) notó que en estudios de campo el valor de β puede ser una o dos veces mayor en magnitud que los valores obtenidos de experimentos de laboratorio. Es por esta razón que se refiere al flujo de alta velocidad como flujo no-Darciano.

II.5. GRUPOS ADIMENSIONALES

La ventaja básica de estos grupos es que permiten comprender la estructura de las soluciones de interés sin considerar valores específicos de las propiedades de la formación, de los fluidos o del gasto. El objetivo aquí es obtener una solución que no contenga dimensión o parámetros. Comúnmente se emplean grupos adimensionales siguiendo el trabajo de van Everdingen y Hurst²⁵ (1949).

Los grupos adimensionales empleados en el análisis de pruebas de pozo son identificados por el examen del flujo hacia el pozo. Para el problema en consideración, la más simple escala para la longitud que se puede emplear es el radio del pozo, r_w . Se denota el radio adimensional por el símbolo r_D , que se definirá como:

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (6)$$

II. ANTECEDENTES

Se denota al tiempo adimensional universal para yacimientos homogéneos, el cual es directamente proporcional al tiempo, y se define por la relación:

$$t_D = \frac{\theta_1 K t}{\mu C_T \phi r_w^2} \quad (7)$$

donde θ_1 es una constante de conversión.

La tarea más difícil es la selección de la definición para la presión adimensional, y depende esencialmente de la condición del pozo, ya sea producción a gasto constante o a presión de fondo fluendo constante. Para el caso de gasto constante, se define a la presión adimensional de modo que la condición inicial sea igual a cero a través del yacimiento, y que la relación de producción en el pozo sea igual a -1. Para lograr estos objetivos, se define a la presión adimensional mediante la relación:

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{2\pi K h}{\theta_2 q B \mu} (P_i - P(r, t)) \quad (8)$$

En las soluciones para un pozo que produce a presión constante, que es el caso que interesa, se emplea la presión adimensional, $P_D(r_D, t_D)$ definida por:

$$P_D(r_D, t_D) = \frac{P_i - P(r, t)}{P_i - P_{wf}} \quad (9)$$

donde P_{wf} es la presión de fondo fluendo, supuesta constante. Esta definición también satisface que $P_D(r_D, t_D)$ sea inicialmente cero para toda r_D .

Para el gasto adimensional, se emplea la relación:

$$q_D(r_D, t_D) = \frac{\theta_2 B \mu q(r, t)}{2\pi K h (P_i - P_{wf})} \quad (10)$$

II.6. ANÁLISIS DE GASTOS CONSIDERANDO FLUJO LAMINAR EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

II.6.1. Ecuaciones Diferenciales Parciales Para Yacimientos Fracturados.

En esta sección se presentan las ecuaciones diferenciales parciales básicas para flujo de fluidos en formaciones fracturadas. Las ecuaciones están basadas en un modelo presentado originalmente por Warren y Root²⁶ en 1953. El modelo fue ampliado por Mavor y Cinco Ley²⁷ (1979) al incluir los efectos de almacenamiento y de daño, y después por Da Prat²⁸ (1980) y por Da Prat⁴ et al. (1981) al estudiar el comportamiento del gasto adimensional para un pozo produciendo a una presión constante, para yacimientos fracturados infinitos o finitos.

Las ecuaciones diferenciales parciales fundamentales son :

$$\frac{\delta^2 P_{fd}}{\delta r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\delta P_{fd}}{\delta r_D} = (1-\omega) \frac{\delta P_{md}}{\delta t_D} + \omega \frac{\delta P_{fd}}{\delta t_D}, \quad (11)$$

$$(1-\omega) \frac{\delta P_{md}}{\delta t_D} = \lambda (P_{fd} - P_{md}), \quad (12)$$

donde λ y ω son parámetros asociados con las propiedades del fluido y del yacimiento. ω relaciona el almacenamiento de la porosidad secundaria al total del almacenamiento y es dada por:

$$\omega = \frac{(\phi V_c)_f}{(\phi V_c)_f + (\phi V_c)_m}, \quad (13)$$

o

$$\omega = \frac{(\phi C_T)_f}{(\phi C_T)_f + (\phi C_T)_m}.$$

λ controla el flujo interporoso y es dada por:

II. ANTECEDENTES

$$\lambda = \alpha \frac{K_m}{K_e} r_w^2, \quad (14)$$

donde α es el factor de forma de flujo interporoso en pies². P_D y t_D están definidos como:

$$P_D = \frac{K_e h (P_i - P)}{141.2 q \mu B} \quad (15)$$

y

$$t_D = \frac{2.637 \times 10^{-4} K_e t}{\left((\phi C_T)_f + (\phi C_T)_m \right) \cdot \mu r_w^2}. \quad (16)$$

Una definición matemática completa requiere de ecuaciones adicionales, las cuales representen adecuadamente las condiciones tanto inicial como de frontera. Para un sistema fracturado, inicialmente a presión constante, la condición inicial esta dada por:

$$P_D(r_D, 0) = 0. \quad (17)$$

La condición de frontera interna en este caso a una presión de producción constante es:

$$\left(P_D - S \frac{\delta P_D}{\delta t_D} \right)_{r_D=1} = 1, \quad (18)$$

donde S es el factor de daño mecánico. Dos condiciones de frontera externa son consideradas: un yacimiento infinito y una frontera cerrada. Para un yacimiento infinito, la condición es:

$$\lim_{r_D \rightarrow \infty} P_D(r_D, t_D) = 0. \quad (19)$$

Para la frontera cerrada, la condición es:

$$\lim_{r_D \rightarrow r_{eD}} \frac{\delta P_{jD}}{\delta r_D} = 0 \quad (20)$$

El gasto adimensional en el pozo es dado por :

$$q_D = - \left(\frac{\delta P_D}{\delta r_D} \right)_{r_D=1} \quad (21)$$

La producción acumulada está relacionada con el gasto por:

$$Q_D = \int_0^{tD} q_D dt_D \quad (22)$$

Las ecuaciones presentadas en la primera parte de este capítulo definen el enunciado del problema por completo. En la siguiente sección se describirá el método de solución.

II.6.2. Método de Solución.

Un método común para solucionar las ecuaciones (11) y (12) bajo las condiciones dadas por las ecuaciones (17) a (21), es emplear la transformación de Laplace. Las ventajas de este método fueron descritas por van Everdingen y Hurst²⁵ (1949). Por este método, las ecuaciones son transformadas en un sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias las cuales pueden ser solucionadas analíticamente. La solución resultante en el espacio transformado es una función de la variable de Laplace, s, y la variable espacial, r_D. Para invertir la solución a espacio y tiempo real, se emplea la transformación inversa de Laplace.

II.6.3. Soluciones de Gasto

Dos tipos de yacimientos son considerados: los yacimientos infinitos (no limitados) y los cerrados (yacimientos limitados). Las soluciones para yacimientos fracturados no limitados han aparecido en un gran número de publicaciones (Mavor y Cinco Ley²⁷, 1979). Las soluciones para yacimientos limitados, sistemas cerrados, fueron presentadas por Da Prat²⁸ (1980), y Da Prat⁴ et al. (1981). Para cada tipo de yacimiento, las aproximaciones a tiempos cortos y largos son realizadas mediante las expresiones correspondientes para el gasto

adimensional en el espacio de Laplace. La inversa de las soluciones resultantes han aparecido en tablas de transformadas de Laplace (Abramowitz y Stegun²⁹, 1972). Los resultados proveen una verificación de la validez del algoritmo de la inversión numérica, y obteniéndose resultados confiables en la interpretación de los resultados observados.

II.6.3.A. Yacimiento Infinito

Las soluciones de gasto transitorio para un yacimiento infinito reflejan el comportamiento antes de que los efectos de frontera lleguen a ser evidentes.

Para una λ dada diferente de cero, el gasto depende inicialmente de t_D y ω . Conforme el tiempo se incrementa, la interacción entre la matriz y las fracturas es reflejada en un periodo de flujo constante después del cual la solución llega a ser la misma que para un yacimiento homogéneo infinito. Mediante una aproximación a tiempos largos y cortos de la ecuación que representa el problema en el espacio de Laplace, se pueden obtener expresiones simples para el gasto que pueden ser empleadas para comprender el comportamiento observado. Para tiempos pequeños, la expresión para el gasto, Q_D , está dada por :

$$q_D = \sqrt{\frac{\omega}{\pi t_D}} \quad (23)$$

o, en términos de la producción acumulada, Q_D ,

$$Q_D(t_D) = 2\sqrt{\frac{t_D \omega}{\pi}} \quad (24)$$

Para $\omega = 1$ la ecuación (24) es idéntica a la ecuación presentada por van Everdingen y Hurst²⁵ (1949). La expresión obtenida para el gasto puede ser asociada con un yacimiento homogéneo con un tiempo efectivo $t' = t_D / \omega$.

De hecho, de la definición de t_D :

$$t'_D = \frac{t_D}{\omega} = \frac{2.637 \times 10^{-4} K_e t}{\phi_f C_f \mu r_w^2} \quad (25)$$

Así, para un sistema fracturado en un medio infinito inicialmente no se detecta la presencia de la porosidad primaria; éste se comporta como un yacimiento homogéneo. Para

II. ANTECEDENTES

una matriz no comunicante ($\lambda = 0$), la solución depende de t_D / ω para todo tiempo, como se observa en la figura (1) donde varias curvas son mostradas dependiendo del grado de almacenamiento en la fractura, ω .

Se observa en la figura (2) que para una λ dada, la solución se aproxima al caso homogéneo a tiempos largos. A medida que el valor de λ se incrementa, la transición se lleva a cabo más pronto. La solución depende del logaritmo de t_D para los tiempos largos. Esto se obtiene de la aproximación a tiempos largos de la solución en el espacio de Laplace, como fue derivado por Da Prat²⁸ (1980), es decir a tiempos largos :

$$q_D = \frac{2}{\ln t_D + 0.80907} \quad (26)$$

la cual es la solución para un yacimiento homogéneo, como la obtuvieron Jacob y Lohman³⁰ (1952).

II.6.3.B. Frontera Exterior Cerrada.

El comportamiento de un yacimiento homogéneo con frontera cerrada ha sido estudiado por muchos autores. van Everdingen y Hurst²⁵ (1949) presentaron una solución para el gasto acumulado en el caso de una presión terminal constante. Fetkovich³ (1980) discutió los hallazgos de Tsarevich y Kuranov³¹ (1956) de que la declinación exponencial es una solución a tiempos largos del caso de presión constante. Una razón de declinación exponencial corresponde a un periodo de pseudo estacionaridad para el caso de gasto constante cuando la presión de producción finalmente alcanza algunos de los valores límites tales como la presión de línea o la presión atmosférica.

Da Prat⁴ et al. (1981) han estudiado el comportamiento del gasto para un pozo con presión de producción constante en un yacimiento fracturado. Sus principales resultados se presentan en esta sección.

* Las figuras se muestran al final del trabajo.

II. ANTECEDENTES

Las soluciones para $r_{eD} = 50$, y varios valores de λ y ω son mostrados en la figura (3).

Los resultados son sorprendentes: El gasto al principio muestra una rápida declinación y entonces llega a ser casi constante por un largo periodo, después del cual una declinación a un gasto final se lleva a cabo. Para tiempos cortos, el gasto depende de t_D y ω , pero para tiempos largos depende de λ , ω y r_{eD} . Comparado con el caso homogéneo, ($\omega = 1$), se requieren tiempos largos para depresionar a un sistema de doble porosidad. El valor del gasto durante el periodo de razón constante depende en gran medida de la razón de permeabilidades matriz-fractura, λ .

Fetkovich³ (1980) observó que para sistemas homogéneos en el principio del depresionamiento (dentro del periodo dominado por frontera), todas las soluciones para varios valores de r_{eD} , describen una relación de declinación exponencial y convergen a una sola curva, como se muestra en la figura (4). En esta figura el tiempo adimensional t_{DA} está basado en el área de drene, es decir:

$$t_{DA} = \frac{t_D r_w^2}{A} \quad (27)$$

Esta afirmación no es válida para yacimientos fracturados. La figura (5) es una gráfica de q_D ($\ln r_{eD} - 3/4$) vs $t_{DA} / (\ln r_{eD} - 3/4)$ para $\omega = 0.01$, $\lambda = [10]^{-6}$ y varios valores de r_{eD} . Se puede observar que las soluciones no convergen a una sola curva. Con el fin de explicar el comportamiento observado, Da Prat²⁸ (1980) presentó aproximaciones a tiempos cortos y largos de la ecuación que representa la solución para el gasto adimensional para un yacimiento cerrado; lo que proveyó expresiones simples para el gasto y la producción acumulada, como se muestra a continuación.

Una aproximación a tiempos largos para q_D o Q_D es dada por:

$$q_D = \frac{r_{eD}^2 - 1}{2} \lambda \text{EXP} \left(- \frac{\lambda}{1 - \omega} t_D \right), \quad (28)$$

y para la producción acumulada :

$$Q_D(t_D) = \frac{r_{wd}^2 - 1}{2} (\omega - 1) \text{EXP} \left(-\frac{\lambda t_D}{1 - \omega} + 1 \right). \quad (29)$$

La figura (6) muestra la solución para Q_D obtenida numéricamente, y que se obtiene por la ecuación (28). A tiempos largos ambas soluciones concuerdan.

De la ecuación (28) para tiempos largos, se puede observar una declinación exponencial, lo que es la solución para el caso de producción a una presión constante. De esta forma un resultado conocido para sistemas homogéneos se puede extender a yacimientos fracturados. No obstante, en un yacimiento fracturado, la declinación final toma lugar en un tiempo mayor al compararlo con un sistema homogéneo ($\omega = 1$). Esto es, que toma un tiempo mayor el agotamiento en un sistema fracturado. Esto puede ser explicado empleando la ecuación (28) . La ecuación representaría la solución a un sistema homogéneo si $\omega = 1$ ó $\lambda \rightarrow \infty$. Tomando el límite se produce :

$$\lim_{\substack{\lambda \rightarrow \infty \\ \omega \rightarrow 1}} \left\{ q_D = \frac{r_{wd}^2 - 1}{2} \lambda \text{EXP} \left(-\frac{\lambda}{1 - \omega} t_D \right) \right\} = 0 \quad (30)$$

un resultado bien conocido para tiempos largos. Aunque, la producción acumulada es la misma que para un sistema homogéneo a tiempos largos:

$$\lim_{t_D \rightarrow \infty} Q_D(t_D) = \frac{r_{wd}^2 - 1}{2}. \quad (31)$$

Lo cual es mostrado en la figura (7), para un radio de drene adimensional de 50.

La solución a tiempos largos [ecuación (28)] se puede emplear para explicar el período observado de gasto constante. La expansión en serie de Taylor para la exponencial es:

$$e^{-x} = 1 - x + \frac{x^2}{2!} - \frac{x^3}{3!} + \dots \quad (32)$$

Si x es pequeño, entonces $e^{-x} \approx 1$. Entonces se pueda decir que para $\frac{\lambda t_D}{1 - \omega} \ll 1$:

$$q_D = \frac{r_{eD}^2 - 1}{2} \lambda, \quad (33)$$

la cual es independiente del tiempo. Como el tiempo se incrementa, el término exponencial en la ecuación (28) comienza a dominar hasta que el gasto llegue a ser cero.

II.6.4. Análisis de Predicción de Producción para Flujo Laminar.

En esta sección la declinación inicial observada en el gasto se estudia con más detalle. Desde un punto de vista ingenieril, la declinación inicial podría ser el factor clave en la terminación o abandono de un pozo. Para sistemas homogéneos y fracturados, esta declinación es observada, sin embargo para los yacimientos fracturados esta declinación inicial no siempre corresponde a un estado final de depresionamiento como fue señalado por Da Prat⁴ et al (1981).

El objetivo de esta sección es mostrar que las decisiones con respecto a la predicción de la producción y las estimaciones del tamaño de los yacimientos fracturados no deben estar basadas solamente en la declinación observada inicialmente. Por ejemplo, tomando el caso de $\omega = 0.001$ y $\lambda = 10^{-6}$, en la figura (3). Basados solamente en la declinación inicial y considerando un sistema homogéneo, tratándose entonces con un yacimiento de radio adimensional exterior r_{eD} menor de 5. (Lo que puede observarse al graficar la solución sobre curvas tipo presentadas en la figura 2a de Fetkovich³, 1980). La producción acumulada adimensional final sería de 12. En realidad, el tamaño del sistema r_{eD} es de 50 y la producción acumulada adimensional final es de 1250. Por lo que, ignorar la presencia de un sistema fracturado puede producir un error muy grande.

Se comenzará el análisis de la declinación inicial por la consideración del caso simple de una matriz no comunicante, $\lambda = 0$. En este caso, el comportamiento es el mismo que para un sistema homogéneo, pero con $t'_D = t_D / \omega$. La figura (8) muestra el comportamiento del gasto adimensional contra t_D para diferentes valores de almacenabilidad, ω .

Todas las curvas muestran una declinación exponencial bien definida, la cual es única. Una expresión para q_D puede derivarse en este caso. Para un sistema homogéneo, el estado de la declinación exponencial puede ser derivado de la función de presión de pozo adimensional para un gasto constante de producción después del principio del estado pseudo

II. ANTECEDENTES

estacionario. Mavor y Cinco Ley²⁷ (1979) mostraron que para un sistema cerrado de doble porosidad, P_{WD} está dada por (para gasto constante):

$$P_{WD} = 2\pi \frac{t_{DA}}{\omega} + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{2.2458A}{C_A r_w^2} \right). \quad (34)$$

Esta expresión es válida para $t_{DA} / \omega > 30.1$, y $\lambda = 0$.

Para un yacimiento circular limitado, la solución para el gasto adimensional es:

$$q_D = \frac{1}{\ln r_{eD} - \frac{3}{4}} \text{EXP} \left(- \frac{2t_D}{r_{eD}^2 \left(\ln r_{eD} - \frac{3}{4} \right) \omega} \right). \quad (35)$$

La figura (9) muestra la solución dada por el algoritmo numérico y empleando la ecuación (35) para el caso de $\lambda = 0$ y $\omega = 0.01$.

Ambas soluciones son las mismas después de $t_D > \omega 0.1 \pi r_{eD}^2$. Entonces, en este caso de matriz no comunicante, la declinación inicial es de naturaleza exponencial, y puede ser descrita por la ecuación (35).

Para una matriz comunicante ($\lambda \neq 0$), la declinación inicial no es el estado final de depresionamiento. Esto puede ser considerado como un indicador de un sistema no homogéneo. La solución para un sistema comunicante a tiempos largos es dada por la ecuación (28).

La figura (10) muestra la solución numérica para el caso donde $\omega = 0.01$ y $\lambda = 10^6$. La solución analítica para $\lambda = 0$ [ecuación (35)] y la solución para tiempos largos [ecuación (28)] proveen buenas aproximaciones a la solución numérica o real. Desde un punto de vista práctico y económico , dando un valor inicial para el gasto, es importante conocer que tanto tiempo tomará para depresionar por completo al yacimiento fracturado.

Como se ve en la figura (10), el gasto comienza a declinar hasta que alcanza un valor aproximado de:

$$q_D = \frac{r_{eD}^2 - 1}{2} \lambda \quad (36)$$

ésto ocurre a un tiempo dado por:

$$t_D = \frac{\ln\left(\frac{r_{eD}^2 - 1}{2}\right) \ln\left(r_{eD} - \frac{3}{4}\right)}{\lambda - \omega - \frac{r_{eD}^2 \ln\left(r_{eD} - \frac{3}{4}\right) \omega}{2}} \quad (37)$$

después de este tiempo permanecerá constante hasta que la solución a tiempos largos comience a ser la dominante.

II.6.5. Análisis de Curvas de Declinación con Flujo Laminar Empleando Curvas Tipo.

Fetkovich³ (1980) describió un procedimiento para el empleo de ajustes por curvas tipo doble logarítmicas para analizar datos de gasto contra tiempo para un sistema homogéneo. El mismo método se puede aplicar a sistemas de doble porosidad como lo mostraron Da Prat⁴ et al (1981) y Sageev⁵ et al (1985); la relación entre q_D y t_D es controlada por ω y λ además de otros parámetros por lo que más de una curva tipo puede ser necesaria. Los valores de ω y λ pueden obtenerse del análisis de pruebas de presión. Más adelante se presentará un método donde ω y λ pueden obtenerse por el análisis de datos de gasto transitorio. Las curvas correspondientes para $\omega = 0.01$, $\lambda = 1 \times 10^{-5}$ y diferentes valores de r_{eD} se muestran en las figuras (11-A) y (11-B).

Es posible obtener ω y λ de datos de pruebas de presión, y ya sea generar o seleccionar la curva tipo apropiada, la cual puede ser empleada para determinar los gastos de un yacimiento en particular. Un ajuste por curvas tipo deberá proveer información relativa a la permeabilidad de la fractura y almacenamiento total. Básicamente el gasto de producción puede graficarse como una función del tiempo, y entonces colocar sobre la curva tipo

II. ANTECEDENTES

seleccionada, y a partir del punto de ajuste, la permeabilidad de la fractura se puede obtener del ajuste mediante:

$$K_e = \frac{141.2\mu B}{h(P_i - P_{wf})} \left(\frac{q}{q_D} \right)_{AJUSTE} \quad (38)$$

y de igual forma, el almacenamiento total se obtiene:

$$[(\phi C)_m + (\phi C)_f] = \frac{2.637 \times 10^{-4} K_e}{\mu r_w^2} \left(\frac{t}{t_D} \right)_{AJUSTE} \quad (39)$$

con el tiempo en horas.

Como ω y λ fueron determinados por la selección de la curva tipo, y además K_m se obtiene del análisis de núcleos, el factor de forma puede obtenerse por la relación:

$$\alpha = \frac{\lambda K_e}{r_w^2 K_m} \quad (40)$$

La almacenabilidad de la fractura se puede obtener mediante:

$$(\phi C)_f = [(\phi C)_f + (\phi C)_m] \cdot \omega \quad (41)$$

Desde un punto de vista práctico, este procedimiento es simple si conoce ω y λ , de otra forma más de una curva tipo será necesaria para obtener el mejor ajuste. Por ejemplo para un r_{eD} dado, será necesario considerar de 3 a 4 valores de ω y de 4 a 5 valores de λ para cada valor de ω , por lo que muchos pares de ω y λ serán necesarios para encontrar la curva tipo adecuada.

En caso donde no se cuente con la información de ω , λ ni r_{eD} y solamente se tenga acceso a datos de gasto y tiempo, es posible obtener ω y λ por el ajuste a una curva tipo, dependiendo de la duración de la prueba, además de r_{eD} . Sageev⁵ et al presentaron una

II. ANTECEDENTES

serie de curvas tipo que permiten la estimación de ω , λ y r_{eD} , apartir de datos de declinación de producción, un ejemplo de ellas se presenta en la figura (12). En dichas curvas se emplea t_D / ω en lugar de t_D en el eje de las abscisas. Para emplear estas curvas se grafica en coordenadas doble logarítmicas, y a la misma escala que las curvas tipo, los datos de gasto contra tiempo, se sobrepone sobre la curva tipo, generalmente se partirá de la curva de valor $\omega = 1$, los datos se separaran de esta curva y se estabilizarán en forma de una línea recta siguiendo una línea que marca el valor correspondiente a λ , después de ésto los datos, dependiendo de la duración de la prueba, decaerán y se ajustarán a una nueva curva la cual indicará el valor de ω , si ésto no ocurre se considera que ω tiene un valor límite a la curva más cercana en valor de ω al finalizar el registro de datos. Si los datos tienen una declinación final, se podrán ajustar a la curva tipo siguiendo la curva correspondiente al valor de r_{eD} . Las ecuaciones (38) a (41) se pueden emplear para determinar los demás parámetros del yacimiento. Esta curva tipo también muestra diferentes valores del factor de daño mecánico, S.

II.6.6. Cálculo del Área de Drene³².

Para un pozo produciendo a presión constante en un área de drene limitada, el efecto del límite de yacimiento causa una declinación exponencial en el gasto. La ecuación exacta para el estado de declinación exponencial está dada por:

$$q_D(t_D) = \frac{2}{\ln \frac{4A}{\gamma C_A r_w^2}} \left(\frac{EXP \frac{-4\pi t_{DA}}{\ln \frac{4A}{\gamma C_A r_w^2}}}{\ln \frac{4A}{\gamma C_A r_w^2}} \right), \quad (42)$$

para $t_{DA} > (t_{ps})_D$, donde $(t_{ps})_D$ es el tiempo requerido para alcanzar un estado pseudoestacionario real y depende de la forma del yacimiento.

Para pozos produciendo a presión constante durante suficiente tiempo para que se presente una declinación exponencial en el gasto, existen pruebas de límite semejantes a las que se llevan a cabo en pozos produciendo a gasto constante en un estado de flujo pseudoestacionario. Las pruebas de límite pueden ser empleadas para proveer información

II. ANTECEDENTES

acerca del tamaño y forma del área de drenaje si se conocen la permeabilidad y la porosidad del yacimiento. De la ecuación (42):

$$\ln q = \frac{4\pi I_{DA}}{\ln \frac{4A}{\gamma C_A r_w^2}} + \ln \left[\frac{4\pi K h (P_i - P_{wf})}{\mu \ln \frac{4A}{\gamma C_A r_w^2}} \right] \quad (43)$$

Así, una gráfica de $\log q$ vs t tendrá su ordenada al origen q_{int} y pendiente m' (en unidades consistentes) dados por:

$$q_{int} = \frac{4\pi K h (P_i - P_{wf})}{\mu \ln \left(\frac{4A}{\gamma C_A r_w^2} \right)} \quad (44)$$

$$m' = \frac{4\pi K}{\phi \mu C_T A \ln(10) \ln \frac{4A}{\gamma C_A r_w^2}} \quad (45)$$

Dividiendo la ecuación (44) entre la (45) y despejando A, se obtiene en unidades consistentes:

$$A = \frac{q_{int}}{\ln(10) m' \phi C_T h (P_i - P_{wf})} \quad (46)$$

Entonces, C_A puede ser estimado de la ecuación (44) o (45):

$$C_A = \frac{4A}{\gamma r_w^2} \text{EXP} \left(\frac{-4\pi K h (P_i - P_{wf})}{q_{int} \mu} \right) \quad (47)$$

o

$$C_A = \frac{4A}{\gamma r_w^2} \text{EXP} \left(\frac{-4\pi Kh}{\ln(10) \cdot m' \phi \mu C_T A} \right) \quad (48)$$

Se presenta una modificación en la ecuación (45), y por ende en las ecuaciones (46) y (48) contenidas originalmente en el artículo de Ehlig-Economides³², al dividir sobre el $\ln(10)$, ya que en el artículo original no se consideró al transformar los logaritmos naturales a base 10, para obtener las ecuaciones de la pendiente y la ordenada al origen en la gráfica $\log q_0$ vs t .

II.7. ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN CON FLUJO NO DARCIANO, PARA EL CASO DE FLUIDOS LIGERAMENTE COMPRESIBLES EN YACIMIENTOS HOMOGÉNEOS.

Los resultados en esta sección, se presentan en términos de variables adimensionales. Esta forma de presentación proporciona dos ventajas, primeramente, es que los resultados se pueden generalizar para otros valores de los parámetros presentados en las tablas. En segundo lugar, los resultados se pueden comparar con soluciones analíticas existentes para flujo laminar. El gasto y tiempo adimensionales están dados en unidades de campo inglesas, respectivamente, como sigue:

$$q_D = \frac{141.2q\mu B}{Kh(P_i - P_{wf})} \quad (49)$$

$$t_D = \frac{0.0002637Kt}{\phi \mu C_T r_w^2} \quad (50)$$

con el tiempo en horas.

Para el caso de yacimientos productores de líquido ligeramente compresible bajo régimen laminar, C. A. E. Economides³² presentó la siguiente expresión para q_D durante los periodos transitorio y dominado por frontera, respectivamente:

$$\frac{1}{q_D} = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{4t_D}{1.781} \right) + S, \quad (51)$$

y

$$q_D = \frac{1}{D} \text{EXP} \left(-\frac{2\pi t_{D1}}{D} \right), \quad (52)$$

con:

$$D = \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S, \quad (53)$$

donde $t_{DA} = t_D r_w^2 / A$, con A representando el área de drenaje. Para el caso de un yacimiento cilíndrico con el pozo en el centro, r_e representa el radio de drenaje del yacimiento. Para cualquier otro tipo de geometría del sistema pozo-yacimiento, la expresión de D es la siguiente:

$$D = \frac{1}{2} \ln \frac{4A}{1.781 C_A r_w^2}, \quad (54)$$

donde C_A es el factor de forma de Dietz.

Para un yacimiento cilíndrico con el pozo en el centro, el fin del periodo transitorio y el principio del dominado por frontera se denota por $t_{DA} = 0.1$.

Es importante señalar que para el caso de flujo laminar, no importando el nivel de presión de fondo fluyendo, siempre se genera una sola curva de q_D contra t_D , siguiendo la ecuación (51) ó (52) durante los periodos transitorio y dominado por frontera, respectivamente.

Las figuras (13) a (15) presentan el comportamiento del inverso del gasto adimensional contra el logaritmo del tiempo adimensional, el cual es un reflejo del comportamiento de las variables reales. Se consideran tres valores del factor de daño mecánico : 0, 20 y -2. En estas figuras, la línea gruesa sin símbolos es la respuesta del yacimiento en presencia de flujo laminar, en el cual se desarrolla una recta semilogarítmica durante el periodo transitorio de acuerdo a la Ecuación (51), en el periodo indicado. Los círculos, cuadros, rombos y triángulos son los resultados del mismo yacimiento, pero en presencia de efectos inerciales.

II. ANTECEDENTES

Se puede observar en las figuras anteriores, que la respuesta para flujo laminar es independiente del nivel de presión de fondo fluyendo, lo cual no es así para el caso de flujo no laminar donde para cada presión de fondo se genera una curva distinta. Para cualquier valor del factor de daño mecánico se observa que conforme el valor de presión de fondo decrece, la respuesta no laminar se aleja de la respuesta laminar, lo cual tiene sentido, ya que al ser más pequeño el valor de P_{wf} , se esperan velocidades más altas de flujo en la región cercana al pozo y por lo tanto, la componente no laminar de la ecuación de Forchheimer incrementa su valor, alejándose de la respuesta de flujo laminar. Para todos los valores del factor de daño y nivel de presión, se desarrolla un período semilogarítmico con una pendiente menor para el caso de flujo no laminar, que para el laminar.

Camacho¹³ et al presentaron una expresión general para calcular el daño total, el daño mecánico más el debido a los efectos inerciales. Esta expresión, se derivó en forma analítica utilizando el concepto de que el período transitorio se puede visualizar como una sucesión de períodos estacionarios. Expresada en unidades de campo se tiene:

$$S_T = \frac{(9.115 \times 10^{-13} \rho \beta_S \Delta P)^{0.5}}{887.2 \frac{\mu}{K} \sqrt{r_w}}, \quad (55)$$

donde: β_S está dada por la ecuación (5) considerando la permeabilidad en la zona de daño, ρ es la densidad, $\Delta P = (P_i - P_{wf})$, y μ , K son la viscosidad del fluido y la permeabilidad de la formación, respectivamente. Conociendo los parámetros involucrados en esta expresión, se puede predecir fácilmente la dimensión del daño, debido a los efectos inerciales sin necesidad de registrar prueba alguna de pozo. El valor del factor de daño calculado con la ecuación (55) para diferentes condiciones de presión de fondo y daño mecánico, es muy cercano al valor de la ordenada al origen de la recta semilogarítmica, en variables adimensionales.

Al efecto de flujo no laminar, muchos autores lo denominan como efecto de daño dependiente del gasto, el cual forma parte importante del daño total. En el caso de producción a presión de fondo constante, el daño debido a efectos inerciales es dependiente del nivel de presión de fondo como se constata en la ecuación (55).

II. ANTECEDENTES

Las figuras (16) a (18) muestran el comportamiento del gasto adimensional, q_D , contra el tiempo adimensional, t_D , al final del periodo transitorio y durante el periodo dominado por frontera. Se consideran tres valores del factor de daño mecánico, $s = 0, 20, -2$. Una característica común en estas figuras, es que el periodo de declinación del gasto es retrasado cuando los efectos inerciales son importantes en el yacimiento. En estos casos, el análisis por curvas tipo, existentes para flujo laminar, producirá valores erróneos de los parámetros del pozo y del yacimiento, tales como el factor de daño, la capacidad de flujo de la formación y el área de drene.

Se puede observar en las figuras anteriores que las respuestas no-laminares se encuentran por debajo de la laminar durante el periodo transitorio, y parte del periodo dominado por frontera, sin embargo, al final del periodo dominado por frontera se invierte la situación. Esto se debe al hecho de que una cantidad mayor de aceite se encuentra en el yacimiento para el caso no-laminar que para el caso laminar, y además por la presencia de mayores gradientes de presión en la región cercana al pozo en el caso no-laminar que en laminar.

II.8. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS CONSIDERANDO FLUJO NO DARCIANO.

De acuerdo al análisis desarrollado por Villalobos¹² et al, se encontró que los efectos de flujo no-Darciano para el caso de líquido ligeramente compresible en un yacimiento fracturado, se describen adecuadamente por medio del coeficiente de alta velocidad adimensional, β_D , dado por:

$$\beta_D = \frac{K_{fb} \rho q \beta}{2\pi h r_w \mu} \quad (56)$$

La figura (19) presenta el efecto de alta velocidad en pruebas de decremento de presión para un yacimiento de doble porosidad. Esta figura corresponde para el caso de un valor fijo de $\omega = 10^{-3}$ y variaciones de λ en el rango de $10^{-7}, 10^{-5}, 10^{-3}$. Del análisis de dicha figura se observa que para tiempos dentro del periodo de flujo homogéneo, la pendiente de las curvas para el caso de $\beta_D = 1.0$ presentan el valor característico de 1.1513 paralelo al caso de flujo laminar, desplazada de ésta por un valor S_{Rv} , dado por:

$$S_{hv} = D_t q \quad (57)$$

donde D_t es el coeficiente de turbulencia definido por:

$$D_t = \frac{\rho K_{fb} \beta}{2\mu\pi h r_w} \left[K_{SD}^{-1.201} \left(1 - \frac{1}{r_{SD}} \right) + \left(\frac{1}{r_{SD}} - \frac{1}{r_{hD}} \right) \right] \quad (58)$$

donde K_{fb} es la permeabilidad de la formación naturalmente fracturada, r_{hD} es la distancia radial adimensional máxima a la cual se tiene flujo a alta velocidad, y depende únicamente de β_D de acuerdo a la relación empírica:

$$r_{hD} = 107\beta_D \quad ; \beta_D \geq 0.05 \quad (59)$$

y K_{SD} es la permeabilidad adimensional en la zona de daño, y está definida por :

$$K_{SD} = \frac{1}{\frac{S}{\ln r_{SD}} + 1} \quad (60)$$

y r_{sD} es el radio adimensional de la zona dañada.

Si se considera el efecto de daño en el comportamiento de la presión en un pozo, se tendría que la caída de presión extra debida al flujo a alta velocidad se incrementa gradualmente a medida que el daño aumenta.

El comportamiento de las curvas para tiempos grandes, (dentro del periodo homogéneo) presenta la línea recta con pendiente de 1.1513 característica de los métodos semilogarítmicos del análisis de pruebas de presión para condiciones de flujo darciano, pero desplazada con respecto al caso de $S = 0$, por una cantidad igual a la caída de presión extra causada por un factor de daño aparente S' , y para este caso el daño total se expresa de la siguiente manera:

$$S' = S + S_{hv} = S + D_t q, \quad (61)$$

quedando descrito el comportamiento de la presión para este caso dado por:

II. ANTECEDENTES

$$P_{WD} = \frac{1}{2} (Lnt_D + 0.80907) + S + D_1 q \quad (62)$$

para calcular S y D_1 se puede utilizar el método propuesto por Ramey³³.

Si se considera el efecto de almacenamiento del pozo, éste afecta únicamente la respuesta de presión a tiempos cortos, concluyéndose que el efecto de alta velocidad con el almacenamiento no afecta a la pendiente en la parte final de las curvas para la solución de una prueba de decremento de presión.

Del análisis anterior se tiene que la capacidad de flujo de las fracturas $K_{fD} h$, puede estimarse con exactitud, aún si la prueba está bajo la influencia de alta velocidad.

La conclusión principal del trabajo presentado por Villalobos¹² et al, para pruebas de decremento de presión, es que el efecto de daño, almacenamiento y alta velocidad no afectan a la pendiente semilogarítmica de la prueba de presión. Cabe hacer notar que el máximo valor de β_D , que estos autores utilizan es de 1, por lo cual estos resultados sólo son válidos para valores de $\beta_D \leq 1$. Otra observación importante del trabajo de Villalobos¹² es que un análisis por gráfica de presión y derivada de Bourdet³⁴ et al. para el análisis de datos que están bajo la influencia del efecto de alta velocidad, no es adecuado, debido a que las curvas se desplazan a medida que β_D aumenta.

El tiempo al cual termina el efecto de almacenamiento de fluidos en el pozo, puede estimarse por medio de la correlación de Ramey³⁵ et al, sustituyendo el factor de daño S por el factor de daño aparente S' definido por la ecuación (61). Es decir,

$$t_{Dss1} = C_D (60 + 3.5S') \quad (63)$$

Para el análisis de pruebas de incremento, se considera que el efecto de alta velocidad está presente antes del cierre. La figura (20) muestra una gráfica semilogarítmica de P_{WSD} contra $(t_{pD} + \Delta t_D) / \Delta t_D$, con un tiempo adimensional de producción $t_{pD} = 1 \times 10^6$ en un yacimiento de doble porosidad, en la que se observa que el comportamiento de la presión, después de un periodo de tiempo de cierre corto, los efectos de alta velocidad desaparecen completamente, juntándose estas curvas con las correspondientes para flujo Darciano. La

II. ANTECEDENTES

capacidad de flujo de las fracturas $K_b h$, se puede estimar con exactitud, aunque el pozo este bajo condiciones de flujo no Darciano.

Si se considera el efecto combinado de flujo a alta velocidad y el daño a la formación, permanecerá activo algún efecto residual debido a la alta velocidad después del cierre, pero para tiempos posteriores los efectos desaparecen, de tal modo que la solución es la misma que para el caso de flujo Darciano.

Al considerar el efecto combinado del almacenamiento con el flujo de alta velocidad, el efecto de almacenamiento dominará el comportamiento de la presión a tiempos cortos y posteriormente desaparece conjuntamente con el flujo a alta velocidad.

Si se toman en cuenta los efectos simultáneos de daño, almacenamiento y alta velocidad, realizando un análisis se obtienen las mismas conclusiones que para el caso de daño a la formación y almacenamiento en forma separada. Concluyéndose en forma general que la conductividad de las fracturas $K_b h$ puede estimarse con precisión a partir de pruebas de incremento de presión y que el factor de daño, S , y el coeficiente de turbulencia D_1 , se pueden determinar a partir del método de Ramey³³.

Lo anterior solamente es aplicable para $\beta_D \leq 1$, bajo estas condiciones las rectas semilogarítmicas obtenidas bajo condiciones no laminares son paralelas a las laminares. Para $\beta_D \geq 1$ Camacho¹⁴ et al demostraron que bajo condiciones no laminares durante el periodo de flujo transitorio, la pendiente de la respuesta de presión es función del tiempo y tiende a 1.151 a medida que el tiempo se incrementa, bajo la condición de que los efectos de frontera sean despreciables. Para obtener el factor de daño total proponen la siguiente ecuación:

$$S_T \approx N_{RE} = \frac{9.115 \times 10^{-13} \rho \beta_s q_o B}{887.2 \frac{\mu}{K} 2\pi h r_w} \quad (64)$$

En trabajos posteriores Roldán³⁸, considerando flujo no laminar para yacimientos homogéneos, demostró que la pendiente a tiempos largos no es de 1.1513. Es decir la pendiente cambia de valor cuando existen efectos inerciales importantes con $\beta_D \gg 1$.

III. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE RESULTADOS

Del análisis de la bibliografía referente al tema a que atañe este trabajo, se observa que no existe un estudio que trate el tema del análisis de las curvas de declinación en sistemas de doble porosidad considerando flujo de líquido ligeramente compresible bajo condiciones no laminares, la mayoría de los trabajos se presentan para flujo de gas o yacimientos homogéneos. Es por ésto que se intenta con este trabajo mostrar los efectos no laminares en dichas curvas, así como tratar de determinar como afecta la variación de los parámetros que definen a un sistema de estas características, tales como λ , ω , además del radio de drene r_{eD} , considerando tanto condiciones transitorias como dominadas por frontera.

Para obtener los resultados buscados se empleó un simulador de yacimientos elaborado por el Dr. Rodolfo Camacho Velázquez. Realizándose alrededor de 100 corridas, considerando diversas condiciones de flujo y características del yacimiento tanto bajo condiciones laminares como no laminares, con el fin de comparar las respuestas obtenidas gráficamente y tratar de dar una explicación a ellas.

III.1. SIMULADOR NUMÉRICO

Para el desarrollo del presente trabajo se empleó un simulador numérico de diferencias finitas para aceite negro con una formulación completamente implícita. Las corridas de simulación, consideran un pozo que penetra completamente un yacimiento de doble porosidad, en el cual se incluye un sistema de líquido ligeramente compresible, considerando tanto condiciones de flujo laminar como no-laminar.

El simulador básicamente trabaja bajo las siguientes consideraciones:

- Los límites tanto superior como inferior están cerrados.
- La frontera exterior puede ser impermeable (cerrada) o a presión constante, para este análisis se consideró una frontera impermeable.

III. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE RESULTADOS.

- Se da la opción de incluir un máximo de 3 estratos. Cada uno de ellos con una variación de porosidad y permeabilidad, o propiedades constantes de cada uno de ellos. En este trabajo sólo se considera una capa.
- Se puede incluir una zona dañada, empleando un promedio armónico para la permeabilidad radial. Se considera daño mecánico nulo para este trabajo.
- Punto de burbujeo variable. En este estudio se consideran sistemas bajo saturados, por lo que esta opción no es aplicable.
- Comportamiento según el modelo de Warren y Root.
- Se empleó un modelo de 60 celdas en la dirección radial y 1 en la dirección vertical.
- Se utilizó un método directo de solución del sistema matricial (Yale).
- La malla radial se generó por el método de Coats.
- No se consideraron efectos gravitacionales.
- La permeabilidad no es susceptible al esfuerzo (se mantiene constante).

Para realizar el estudio del efecto no laminar se hace uso de la ecuación de flujo de Forchheimer, la cual incluye tanto efectos Darcianos como no-Darcianos para describir el flujo de fluidos. Esta ecuación se describió en el capítulo II y corresponde a la ecuación (4), donde el parámetro β se obtiene de la relación de Geertsma, la cual para el caso de un líquido ligeramente compresible, en unidades de campo está dada por la ecuación (5).

Se observa que la ecuación de Forchheimer contiene en primer término una componente laminar, seguida de otra no-laminar. De esta forma, cuando la velocidad de flujo se incrementa, la segunda componente aumenta en forma más importante en comparación con el primer término.

Los datos de declinación se generaron considerando P_{wf} , la presión de fondo fluyendo, constante. Este modo de producción se puede presentar, ya sea en yacimientos de baja permeabilidad o en yacimientos con una presión sujeta a una contrapresión constante en las instalaciones de separación o en la tubería de producción.

En la tabla I se presentan los datos empleados en la simulación.

III. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE RESULTADOS.

r_w	0.5 pies
r_e	25, 250, 1000 pies
P_i	5704.8 psi
P_{wf}	5000, 2000 psi
K_e	100 mD
α	0.12 pies ⁻²
ω	0.01, 0.001, 0.0001 adim
λ	1×10^{-3} , 1×10^{-5} , 1×10^{-7} adim

TABLA I. DATOS GENERALES EMPLEADOS EN EL SIMULADOR.

III.2. VALIDACIÓN DEL SIMULADOR PARA EL CASO LAMINAR.

Para realizar la validación del simulador para el caso laminar, se comparó la respuesta del simulador con la respuesta que da el modelo de Warren y Root, la cual se programó para obtener los resultados correspondientes, así como también las dadas por Da Prat et al. En la figura (21) se presenta una comparación de los resultados arrojados por el simulador y por la solución de los autores antes indicados. Al realizar la comparación gráfica de los resultados arrojados por el simulador con los resultados de los autores señalados se observa que se obtienen muy buenas aproximaciones.

III.3. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN CON FLUJO NO LAMINAR, CON RESPECTO A LAS LAMINARES EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

En yacimientos fracturados si se considera flujo laminar, y dependiendo de las propiedades del sistema, se pueden presentar una o dos declinaciones muy marcadas a tiempos cortos en flujo transitorio la producción irá disminuyendo en forma muy suave hasta alcanzar un

III. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE RESULTADOS.

tiempo en que la declinación será muy rápida, la cual se puede estabilizar a una declinación muy ligera, pareciendo que el cambio es mínimo, la cual se puede mantener por un largo periodo de tiempo hasta que inicia la declinación final en el periodo dominado por frontera. El primer periodo se debe a un abatimiento del sistema de fracturas y el segundo al sistema compuesto matriz-fractura. En términos adimensionales la respuesta laminar no es función de la diferencia entre la presión inicial y la presión de fondo fluyendo constante.

Si se considera flujo no laminar los gastos a tiempos cortos serán pequeños, pero se mantendrán casi sin variación por un largo periodo de tiempo, después se presentará una declinación, que en la gráfica doble logarítmica es semejante a una parábola, la declinación es más bien suave en el cambio de su pendiente, este periodo de declinación durará un lapso de tiempo grande y al final de éste se presentará la declinación final. La respuesta no laminar aún en tiempos adimensionales es función de la diferencia de presión entre la inicial y la presión de fondo fluyendo.

Se pueden considerar como las principales diferencias entre el caso laminar y el no laminar, considerando diferentes presiones de fondo fluyendo para el caso no laminar, mostradas en las figuras (22) y (23), las siguientes:

- En el periodo de flujo transitorio y parte del dominado por frontera los gastos en flujo laminar serán mayores que para flujo no laminar. Esta observación es similar a lo reportado por Camacho¹³ et al, para yacimientos homogéneos.
- Al tener una presión de fondo fluyendo mayor, en el caso no laminar, se tendrán gastos mayores a tiempos cortos, haciéndose ésto más notorio para el caso en que λ sea mayor, pero en el periodo dominado por frontera y dependiendo de los valores de λ y ω , se diferenciarán muy poco, sin embargo, se obtendrán gastos mayores para presiones de fondo fluyendo menores.
- En un momento en el periodo de flujo dominado por frontera, los gastos no laminares serán mayores que el laminar, e incluso no se presentará la declinación final hasta un tiempo mayor que para flujo laminar.

Las diferencias anteriores se pueden explicar por que a tiempos cortos si se considera flujo no laminar los gradientes de presión alrededor del pozo serán mayores, por lo que se tendrán mayores pérdidas de energía en flujo no darciano, que en el darciano por lo que se

III. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE RESULTADOS.

tendrán gastos menores en el primero que en el segundo. En el caso del periodo de flujo dominado por frontera, lo que ocurre se debe al hecho de que una cantidad mayor de aceite se encuentra en el yacimiento para el caso no-laminar que para el caso laminar, lo mismo ocurre si se tiene una presión de fondo fluyendo menor en el caso de flujo no laminar, en este periodo de flujo se observa una respuesta mayormente influenciada por la cantidad de fluido presente en el yacimiento. Como los gastos iniciales fueron menores para el caso no laminar, el yacimiento tiene mayor cantidad de hidrocarburos almacenados cuando se presenta el periodo dominado por frontera por lo que los gastos en este periodo serán mayores.

III.4. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN CON FLUJO NO LAMINAR, CON RESPECTO A LAS LAMINARES AL VARIAR EL PARÁMETRO λ EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

En yacimientos fracturados si se considera flujo laminar y se varía el valor de λ , manteniendo los demás parámetros del yacimiento y del fluido constantes, se presenta el siguiente comportamiento, las curvas parten de una misma curva inicial pero al iniciar la primera declinación las curvas se separarán, presentándose que a mayor λ el gasto se estabilizará a un valor mayor, esto se debe a que la matriz responde más rápido al abatimiento del sistema de fracturas, pero en el periodo dominado por frontera al presentarse la declinación final, éste se presentará a un tiempo menor, es decir en este periodo los gastos, dependiendo del valor de λ , serán mayores a menor λ [ver figura (3)].

Si se considera flujo no laminar se presentará algo similar, a tiempos cortos se presenta una estabilización del gasto, a λ mayor el gasto será mayor, para tiempos cortos, pero el tiempo en que esta estabilización se mantiene será menor a mayor valor de λ ; después de este periodo de estabilización se presenta un periodo de declinación que en una gráfica doble logarítmica se asemeja a una parábola, es decir menos abrupta que en el caso laminar (no es exponencial, seguida de un periodo de gasto constante), presenta la declinación final similar a la laminar (es decir exponencial). En el periodo dominado por frontera se alcanza un tiempo en que los gastos para λ menores serán mayores que los correspondientes a λ mayores.

III. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE RESULTADOS.

Las principales diferencias al comparar el comportamiento de las curvas de declinación con efectos laminares y no laminares al variar λ (manteniendo fijos los demás parámetros del yacimiento y de los fluidos), las cuales se observan en las figuras (24) a (26), son las siguientes:

- Al inicio del periodo de flujo transitorio, a tiempos cortos, para el caso de flujo no laminar no parten de una curva común, a diferencia del laminar donde esto sí ocurre.
- Durante el periodo de flujo transitorio y parte del dominado por frontera los gastos serán mayores para el caso de flujo laminar que para el no laminar.
- Debido a la mayor producción inicial para el caso laminar, la producción no laminar se mantendrá por más tiempo que la laminar, y obviamente su declinación final se presentará mucho después, es decir se difiere la producción para el caso de flujo no-laminar.

El parámetro λ relaciona la permeabilidad de la matriz y de la fractura, y por lo tanto su valor dependerá de esta relación. Entre mayor sea el valor de λ , la permeabilidad de la matriz se acercará a la de la fractura, por lo que la matriz tendrá mayor facilidad de aportar hidrocarburos al sistema de fracturas, es por esto que en el periodo transitorio se tendrán gastos mayores si el valor de λ es mayor y viceversa. Pero como se consideró que el parámetro adimensional de almacenamiento en la fractura y r_{eD} son constantes, entonces el yacimiento bajo ambas condiciones tiene el mismo volumen de hidrocarburos original, por lo que al tener gastos mayores con λ mayor se tendrá una menor cantidad de hidrocarburos en el yacimiento en el periodo dominado por frontera, con lo cual la declinación final se presentará a un tiempo menor que cuando λ es menor.

III.5. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN CON FLUJO NO LAMINAR, CON RESPECTO A LAS LAMINARES AL VARIAR EL PARÁMETRO ω EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

Si se considera flujo laminar en sistemas de doble porosidad y se varía el valor de ω , conservando los demás parámetros del yacimiento y de los fluidos constantes, se presenta el siguiente comportamiento, las curvas al inicio parten de diferentes puntos teniendo un gasto

III. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE RESULTADOS.

mayor a mayor valor de ω , después de un periodo inicial de declinación exponencial se obtiene un periodo de estabilización del gasto igual para todos los valores de ω , el tiempo en que se obtiene el periodo de estabilización depende esencialmente del radio de drene del yacimiento, ya que este tiempo será mayor a mayor radio de drene. Antes del segundo periodo de declinación, las curvas para diferentes valores de ω se unen.

Si se considera flujo no laminar las tendencias anteriormente señaladas cambian por completo, las curvas tienden a superponerse una sobre otra en el periodo de flujo transitorio y durante el periodo dominado por frontera, excepto cuando el valor de λ tiende a ser muy pequeño, si éste es el caso a tiempos cortos las curvas a ω grandes tienen un gasto ligeramente mayor que para ω menores, lo que se conservará hasta alcanzar el periodo de flujo dominado por frontera donde las curvas se cruzan, produciéndose la declinación de producción final para ω mayores a un tiempo menor, ocasionando que se tenga ahora un gasto mayor a menor ω .

Las principales diferencias al comparar el comportamiento de las curvas de declinación con efectos laminares y no laminares al variar ω , manteniendo los demás parámetros del yacimiento y del fluido constantes, las cuales pueden ser observadas en las figuras (27) a (29), son:

- Los gastos son mayores para flujo laminar que para no laminar, durante el periodo de flujo transitorio y parte del dominado por frontera.
- La producción no laminar se mantendrá por más tiempo que la laminar, y obviamente su declinación final se presentará mucho después.
- Las curvas laminares no tienen un origen común pero tienden a converger a una misma curva en el periodo de estabilización del gasto, cosa que no ocurre con la no laminar ya que parece que estas curvas, dependiendo del valor de λ , si tienen un origen común si el valor de λ es grande, o se tendrán gastos ligeramente mayores a ω grandes para valores pequeños de λ . En este último caso (λ pequeñas), las curvas en el periodo dominado por frontera si muestran diferencias para diferentes valores de ω para el caso no laminar.

El parámetro ω relaciona la capacidad de almacenamiento de la fractura comparada con el sistema completo matriz-fractura, como a tiempos cortos se tiene el aporte preferencialmente de la fractura, entonces se tienen gastos ligeramente mayores si ω es grande, lo que se

III. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE RESULTADOS.

mantendrá durante parte del periodo transitorio y el primer periodo de declinación. Después del primer periodo de declinación para el caso laminar no hay influencia del valor de α . Sin embargo, para el caso no laminar se tienen mayores gastos para valores mayores de α y durante el periodo final de declinación domina el fluido almacenado en la matriz, y por lo tanto el gasto se mantendrá por mayor tiempo.

III.6. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN CON FLUJO NO LAMINAR, CON RESPECTO A LAS LAMINARES AL VARIAR EL PARÁMETRO r_{eD} EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

Si se considera flujo laminar en sistemas de doble porosidad y se varía el valor de r_{eD} , conservando los demás parámetros del yacimiento y de los fluidos constantes, se presenta el siguiente comportamiento. Las curvas al inicio parten de una curva común pero a diferentes tiempos se presentará la primera y segunda declinación exponenciales, a mayor valor de r_{eD} ambas declinaciones de presentarán a tiempos mayores.

Si se considera flujo no laminar las tendencias anteriormente indicadas cambian en dos aspectos a tiempos cortos no se presenta una curva común para todos los valores de r_{eD} , estas curvas se unen al inicio del primer periodo de declinación (parabólico) y la declinación final se presenta similar al caso laminar dependiendo del valor de r_{eD} , es decir a menor radio de drenaje la declinación final se presentará más rápido y viceversa.

Las principales diferencias al comparar el comportamiento de las curvas de declinación con efectos laminares y no laminares al variar r_{eD} , al observar las figuras (30) a (32), son:

- Gastos mayores para flujo laminar que para no laminar, durante el periodo de flujo transitorio y parte del dominado por frontera.
- La producción no laminar se mantendrá por más tiempo que la laminar, y obviamente su declinación final se presentará mucho después.
- Las curvas laminares tienen una curva común de origen pero dependiendo de su radio de drenaje se separarán al irse produciendo las declinaciones exponenciales. En el caso no

III. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE RESULTADOS.

laminar a tiempos cortos no sucede esto, las curvas están separadas hasta el inicio del primer periodo de declinación (parabólico). Durante el segundo periodo de declinación se presenta el mismo comportamiento que para flujo laminar pero a tiempos mucho mayores.

El parámetro r_{eD} , relacionado con el tamaño del yacimiento y por ende el volumen de hidrocarburos almacenados. A tiempos cortos se tienen que para el comportamiento no laminar se presentan gastos mayores a menor r_{eD} . esto se debe principalmente a que el flujo a estos tiempos es preferencialmente por las fracturas, pero aquí la matriz tiene un papel fundamental ya que si el radio de drene es pequeño, la matriz iniciará a aportar hidrocarburos más rápido que cuando el radio de drene es mayor, por lo que a estos tiempos la matriz tendrá mayor aporte en cuanto menor sea el r_{eD} . La declinación final se presenta similar a la que se observa en el caso laminar.

III.7. ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LAS CURVAS DE DECLINACIÓN CON FLUJO NO LAMINAR, CON RESPECTO A LAS LAMINARES EN EL PERIODO DE FLUJO TRANSITORIO EN YACIMIENTOS FRACTURADOS

Si se considera flujo laminar en sistemas de doble porosidad y se observa el comportamiento en una gráfica semilogarítmica $1/q_D$ vs t_D , se pueden llegar a observar hasta tres periodos en los que se puede definir líneas rectas, antes de que los datos se vean afectados por la frontera. Un primer periodo semilogarítmico representando un comportamiento radial del sistema de fracturas, seguido por un periodo de transición con una pendiente cercana a cero, y finalmente un segundo periodo radial con pendiente igual al primer periodo, donde actuarán conjuntamente las fracturas y la matriz (periodo de flujo homogéneo), para finalmente alcanzar el periodo dominado por frontera. En todos los casos se genera una sola curva para diferentes valores de presión de fondo en términos de variables adimensionales.

Para flujo no laminar se generan diferentes curvas para diferentes valores de presión de fondo, con el siguiente comportamiento. Un primer periodo corto con gasto casi constante y después se alcanzan rápidamente valores muy grandes de $1/q_D$, donde se observa una tendencia casi lineal en la gráfica semilogarítmica con pendientes mucho mayores que para el caso laminar, donde las rectas a menor presión a tiempos cortos tendrán mayores valores de $1/q_D$, pero después de un tiempo las respuestas se cruzan siendo ahora las de mayor valor las

III. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE RESULTADOS.

de mayor P_{wf} . Generalmente este cruce se observa antes de alcanzar el período dominado por frontera, a menos que se combinen valores pequeños de λ , y ω tendiendo hacia un yacimiento homogéneo ($\omega = 1$) que es cuando el cruce ocurre después de alcanzar el período dominado por frontera, y además no se presenta una respuesta lineal en este caso. Las gráficas para comparar las respuestas laminares y no laminares durante el período de flujo transitorio se muestran en las figuras (33-A) y (33-B).

Las principales diferencias al comparar el comportamiento de las curvas de declinación con efectos laminares y no laminares son:

- La respuesta de $1/q_D$ será mayor para flujo no-laminar que para laminar, durante el período de flujo transitorio y la primera parte del dominado por frontera.
- El tiempo que tarda en alcanzar el período dominado por frontera es mayor en el caso no-laminar.
- Se observa una sola respuesta para el caso laminar, mientras que dependiendo de la P_{wf} , se tendrán diversas respuestas no-laminares.
- Las respuestas no laminares tendrán una tendencia aproximadamente lineal semilogarítmica con pendientes mucho mayores que la laminar, y dependiendo de los parámetros que definen al yacimiento de doble porosidad las rectas se cruzarán antes de alcanzar el período dominado por frontera.

Al ser más pequeña la presión de fondo fluyendo se esperan velocidades más altas de flujo en la zona cercana al pozo, por lo cual la componente no laminar de la ecuación de Forchheimer se incrementa en valor.

El parámetro que tiene mayor influencia en la respuesta no laminar durante el período transitorio es λ , ya que la respuesta depende en gran medida de su valor, lo que se observa en las figuras (34-A) y (34-B). A mayor valor de λ , las respuestas a tiempos cortos tendrán menor valor de $1/q_D$ y viceversa. Entre mayor sea el valor de λ , la permeabilidad de la matriz se acercará a la de la fractura, por lo que la matriz tendrá una facilidad mayor de aportar

III. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE RESULTADOS.

hidrocarburos al sistema de fracturas, por lo que en el periodo transitorio se tendrán gastos mayores si el valor de λ es mayor y por consiguiente menores valores de $1/q_D$.

El parámetro ω tiene una influencia, en flujo no laminar, dependiente del valor de λ , a valores grandes de λ las curvas tienden a unirse [ver figura (35)], pero a medida que este valor es más pequeño las curvas tienden a separarse, sobretodo si el valor de ω tiende a la unidad, y el valor de λ es muy pequeño. El parámetro ω relaciona la capacidad de almacenamiento de la fractura comparada con el sistema completo matriz-fractura, como a tiempos cortos se tiene el aporte preferencialmente de la fractura, entonces se tienen gastos ligeramente mayores si ω es grande, lo que se mantendrá durante el periodo transitorio y el primer periodo de declinación, teniéndose mayores gastos para valores mayores de ω .

Para el caso laminar se puede observar una pendiente característica de 1.151, para los periodos de respuesta radial, pero en el caso del flujo no laminar, las pendientes de las tendencias rectas, están muy alejadas del valor característico.

III.8. ANÁLISIS DE DATOS NO LAMINARES, CON CURVAS TIPO PARA FLUJO LAMINAR.

Si se intenta realizar un ajuste de datos de gastos en yacimientos fracturados con flujo no laminar, empleando curvas tipo desarrolladas para flujo laminar, con datos obtenidos durante toda la vida productiva del pozo, no es posible realizar un ajuste con ninguna curva tipo laminar. Sin embargo, si se contara con datos solamente del periodo dominado por frontera, se realizaría el ajuste dependiendo del número de datos que se tengan, tal y como se muestra en la figura (38). Ahora bien si se considera que los ajustes realizados son correctos, y se calcula la permeabilidad efectiva, K_e , se tendría que la K_e obtenida por el primer ajuste sería igual a 0.03756 mD, y para el segundo ajuste 0.03339 mD, pero de acuerdo con los datos de simulación empleados $K_e = 100$ mD, por lo que el error asociado es muy grande, lo que obviamente se tiene que bajo estas consideraciones los ajustes no serían confiables.

III.9. PRODUCCIÓN ACUMULADA PARA FLUJO NO LAMINAR.

El comportamiento de la producción acumulada adimensional para los casos laminar y no laminar se observan en la figura (37), durante un periodo de tiempo la recuperación total será mayor para el caso laminar, pero se alcanzará un tiempo, donde la producción acumulada para flujo no laminar será igual a la laminar, es decir que la recuperación total final será la misma para ambos casos pero se alcanzarán a diferentes tiempos, por lo que para estas condiciones se deben considerar las estrategias de explotación así como el punto de vista económico. Es decir cuando existe flujo no laminar en el yacimiento se difiere la producción. Nótese que la escala empleada de tiempo es logarítmica, por lo que la diferencia en tiempo para alcanzar la recuperación final puede ser muy grande (órdenes de magnitud mayores para el caso no laminar).

III.10. NORMALIZACIÓN DE DATOS NO LAMINARES.

Al realizar una normalización del tiempo adimensional, dividiendo la producción acumulada sobre el gasto se puede observar en una gráfica doble logarítmica de q_D vs Q_D / q_D , lo que se muestra en la figura (38), que los efectos no laminares tienen gran influencia durante la mayor parte de la vida productiva del pozo, estos efectos se observan por la diferencia de las curvas laminar y no laminar en la gráfica antes mencionada, pero después de determinado valor de Q_D / q_D , las curvas laminar y no laminar se unen, lo que indica que se tiene flujo laminar en ambos casos. Ésto se puede comprobar al graficar el número de Reynolds (N_{RE}) calculado con la ecuación (64) con K_0 en lugar de K , y ϕ_f en lugar de ϕ para el cálculo de β mediante la ecuación (5), contra el tiempo adimensional en una gráfica doble logarítmica, mostrado en la misma figura, en donde se observa que los valores mayores de N_{RE} se encuentran en el inicio de la explotación, sin embargo después de un tiempo se tiene una disminución drástica en su valor, donde las curvas en la primer gráfica se unen.

III.11. CÁLCULO DEL ÁREA DE DRENE.

A continuación se mostrarán los cálculos realizados para obtener el área de drene por el método propuesto por Ehlig-Economides³², tanto con datos en flujo laminar como en no-laminar.

El área real buscada es de un yacimiento limitado de radio de drene igual a 250 pies, y los datos de gastos fueron obtenidos mediante simulación tanto para el caso laminar como no-laminar.

Los datos comunes para los cálculos se presentan en la tabla II.

$\phi_m + \phi_f$	0.1
C_T	$1 \times 10^{-6} \text{ pg}^2 / \text{lb}$
h	50 pies
P_i	$5704.8 \text{ lb} / \text{pg}^2$
B_o	1.0

TABLA II. PARÁMETROS COMUNES PARA LOS AJUSTES REALIZADOS POR EL MÉTODO DE EHLIG-ECONOMIDES

Para el cálculo del área real se emplea la ecuación del área de un círculo:

$$A = \pi r_e^2 \quad (65)$$

entonces:

$$A = \pi(250 \text{ pies})^2 = 1.96349 \times 10^5 \text{ pies}^2$$

Empleando el método de Ehlig-Economides³², se emplea un factor de 5.6150 en la ecuación (46) y se multiplica q_{int} por el factor de volumen del aceite, para emplear unidades de campo.

III. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE RESULTADOS.

Se muestran a continuación dos ejemplos no laminares y uno laminar, en los cuales se calcula el área de drenaje por el método antes señalado así como su error asociado, para verificar la validez de estas ecuaciones bajo condiciones de flujo no laminares. En las gráficas (39) y (40) se muestran los ajustes de los datos para obtener los parámetros necesarios de la recta en la gráfica $\log (q_o)$ vs t, para cada caso. Es importante señalar que para realizar el ajuste se emplearon datos pertenecientes al último periodo de declinación exponencial.

• CASO LAMINAR

m'	43.92975543 ciclo / día
q_{int}	12818.3 bl / día
P_{wf}	5000 lb / pg^2

$$A = \frac{(12818.3 \text{ bl / día})(5.615 \text{ pies}^3 / \text{bl})(1.0)}{(43.92975 \text{ ciclo / día})(0.1)(1 \times 10^{-6} \text{ pg}^2 / \text{lb})(\ln 10)(5704.8 \text{ lb / pg}^2 - 5000 \text{ lb / pg}^2)(50 \text{ pies})} =$$

$$A = 2.01915 \times 10^5 \text{ pies}^2$$

El error asociado para este caso es 2.83 %

• CASO NO LAMINAR I.

m'	0.018603221 ciclo / día
q_{int}	28.3894 bl / día
P_{wf}	2000 lb / pg^2

$$A = \frac{(28.3894 \text{ bl / día})(5.615 \text{ pies}^3 / \text{bl})(1.0)}{(0.018603221 \text{ ciclo / día})(0.1)(1 \times 10^{-6} \text{ pg}^2 / \text{lb})(\ln 10)(5704.8 \text{ lb / pg}^2 - 2000 \text{ lb / pg}^2)(50 \text{ pies})} =$$

$$A = 2.00894 \times 10^5 \text{ pies}^2$$

El error asociado para este caso es 2.314 %

III. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE RESULTADOS.

- CASO NO LAMINAR II

m'	0.017601217 ciclo / día
q_{int}	5.08819 bl / día
P_{wf}	5000 lb / pg ²

$$A = \frac{(5.08819 \text{ bl / día})(5.615 \text{ pies}^3 / \text{bl})(1.0)}{(0.017601217 \text{ ciclo / día})(0.1)(1 \times 10^{-6} \text{ pg}^2 / \text{lb})(\ln 10)(5704.8 \text{ lb / pg}^2 - 5000 \text{ lb / pg}^2)(50 \text{ pies})} =$$

$$A = 2.00040 \times 10^5 \text{ pies}^2$$

El error asociado para este caso es 1.88 %

Como se observa en los cálculos anteriores, aún bajo la influencia de flujo no darciano, se obtienen valores confiables del área de drenaje, con lo que se comprueba que a tiempos largos en una declinación exponencial, los efectos inerciales tienden a desaparecer.

CONCLUSIONES

El principal objetivo del presente trabajo es reportar el comportamiento de curvas de declinación, en yacimientos de doble porosidad, bajo condiciones de flujo no laminares; dicho objetivo ha sido desarrollado mediante la comparación de las respuestas de flujo bajo condiciones laminar y no laminar, ya que la presencia de efectos inerciales en el yacimiento podría explicar las diferencias entre la teoría y la realidad cuando se analizan los datos de producción.

Con base en los resultados presentados en este trabajo, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

- i. El inverso del gasto contra el logaritmo del tiempo aparentemente produce una recta semilogarítmica de pendiente mucho mayor a 1.151, dependiendo su valor de los niveles de presión de fondo fluyendo, a diferencia del caso laminar.
- ii. La presencia de flujo no laminar en yacimientos naturalmente fracturados difiere la producción, teniéndose menores gastos que en el caso de flujo laminar, durante la primera etapa de la vida productiva.
- iii. Si existen efectos inerciales importantes, la forma de las curvas de declinación, para yacimientos naturalmente fracturados, será diferente a la correspondiente a las curvas laminares. Principalmente el primer periodo de declinación exponencial y el periodo de gasto contante se modifican en presencia de efectos inerciales, por lo cual un análisis con las curvas tipo de Da Prat et al, producirán valores poco confiables.
- iv. Si se tienen efectos inerciales importantes, para r_{eD} pequeños se tendrán a tiempos cortos gastos mayores, debido a que la matriz aportará hidrocarburos a tiempos menores que para r_{eD} mayores, y la declinación final se presentará de forma similar al caso laminar.

- v. Las diferencias entre las curvas bajo efectos laminares y no laminares se deben a que a tiempos cortos, para el caso de flujo no laminar, los gradientes de presión serán mayores que para el caso laminar en el periodo de flujo transitorio y parte del dominado por frontera, y después de esto se tendrá una respuesta dominada por la cantidad de fluido presente en el yacimiento (mayor en el caso no laminar, ya que se pospone la producción).
- vi. En el caso de flujo no laminar, el parámetro λ tiene influencia en los gastos iniciales y el inicio del periodo dominado por frontera, a λ mayores se tendrán gastos iniciales mayores, pero su periodo de flujo dominado por frontera se presentará a un tiempo menor que si λ es pequeña, en cuyo caso los gastos iniciales serán mucho menores.
- vii. Si se tienen efectos de flujo no laminar, y dependiendo del valor de λ , la influencia de ω es relativamente pequeña, ya que las curvas de declinación de producción tienden a superponerse (λ grandes) o para ω grandes se tendrán gastos ligeramente mayores durante el periodo de flujo transitorio, que si el valor correspondiente fuera menor, mientras que en el periodo dominado por frontera esta situación se revierte.
- viii. Los efectos de flujo no laminar se presentan durante la mayor parte del tiempo de explotación, pero se alcanzará flujo laminar a tiempos grandes, cuando se tenga un cambio muy brusco de pendiente en una gráfica doble logarítmica de N_{RE} contra t , (que es el periodo donde se presenta una declinación exponencial).
- ix. Si se tiene la presencia de flujo no laminar y se intentara calcular el área de drenaje por el método de Ehlig-Economides, considerando una declinación exponencial a tiempos largos (durante el periodo dominado por frontera) este proceso daría resultados muy cercanos a la realidad con lo cual se verifica que a tiempos grandes los efectos inerciales tienden a desaparecer.

NOMENCLATURA

a	Coefficiente de la velocidad a la primera potencia en la ecuación de Forchheimer.	
A	Área	[L ²], pies ²
b	Coefficiente de la velocidad a la segunda potencia en la ecuación de Forchheimer.	
B	Factor de volumen	[L ³ / L ³], adim
B_o	Factor de volumen del aceite	[L ³ / L ³], adim
C_A	Factor de forma de Dietz	
C_D	Constante de almacenamiento adimensional	adim
C_f	Compresibilidad de la fractura	[Lt ² / m], pg ² / libras
C_T	Compresibilidad total	[Lt ² / m], pg ² / libras
D_t	Coefficiente de turbulencia.	
h	Espesor	[L], pies
K	Permeabilidad.	[L ²], mD
K_e	Permeabilidad efectiva	[L ²], mD
K_{fb}	Permeabilidad de la formación naturalmente fracturada.	[L ²], mD
K_m	Permeabilidad de la matriz	[L ²], mD
K_{sD}	Permeabilidad adimensional	adim
m'	Pendiente de la recta en una gráfica log (q) vs t	[ciclo/ t], ciclo / día
N_{RE}	Número de Reynolds	adim
p	Presión en el punto z.	[m / Lt ²], libras / pg ²
p'	Presión en el nivel de referencia	[m / Lt ²], libras / pg ²
P	Presión	[m / Lt ²], libras / pg ²

P_D	Presión adimensional	adim
P_{fD}	Presión de fractura adimensional	adim
P_{mD}	Presión en la matriz adimensional	adim
P_i	Presión inicial	$[m / Lt^2]$, libras / pg^2
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo	$[m / Lt^2]$, libras / pg^2
q	Gasto	$[L^3 / t]$, bl / día
q_D	Gasto adimensional	adim
q_{int}	Ordenada al origen de la recta en una gráfica $\log(q)$ vs t	$[L^3 / t]$, bl / día
q_o	Gasto de aceite	$[L^3 / t]$, bl / día
Q_D	Producción acumulada adimensional	adim
r	Radio	$[L]$, pies
r_D	Radio adimensional	adim
r_e	Radio de drenaje	$[L]$, pies
r_{eD}	Radio de drenaje adimensional	adim
r_{hVD}	Distancia radial máxima a la cual se tiene flujo a alta velocidad.	adim
r_{sD}	Radio de daño adimensional	adim
r_w	Radio del pozo.	$[L]$, pies
s	Variable de Laplace	
S	Daño	
S'	Factor de daño aparente	
S_{hv}	Daño por alta velocidad	
S_T	Daño total.	
t	Tiempo	$[t]$, días, horas.
t_D	Tiempo adimensional .	adim

t_{DA}	Tiempo adimensional basado en el área	adim
$(t_{pss})_D$	Tiempo adimensional requerido para alcanzar un estado pseudoestacionario real	adim
u	Velocidad microscópica en el punto z.	[L / t]
v	Velocidad del Fluido.	[L / t]
V_C	Razón del volumen medio al volumen total	[L ³ / L ³], adim
w	Inverso de la densidad del fluido.	[L ³ / m]
x	Variable	
α	Factor de forma	[L ⁻²], ples ⁻²
β	Coefficiente inercial.	[L ⁻¹], ples ⁻¹
β_D	Coefficiente inercial adimensional	adim
γ	Constante exponencial de Euler = 1.781	
ΔP	Caída de presión	[m / Lt ²], lb / pg ²
ϕ	Porosidad.	[L ³ / L ³], adim.
ϕ_f	Porosidad de la fractura	[L ³ / L ³], adim.
ϕ_m	Porosidad de la matriz	[L ³ / L ³], adim.
Φ	Potencial de flujo o energía mecánica por unidad de masa	[L ² / t ²]
λ	Coefficiente de flujo interporoso	adim
μ	Viscosidad	[m / Lt], cpoise
μ_o	Viscosidad del aceite	[m / Lt], cpoise
θ_1	Constante de conversión	
ρ	Densidad del fluido	[m / L ³], libras / ples ³
ω	Almacenabilidad adimensional en las fracturas	adim
π	Constante = 3.141592	

REFERENCIAS

1. Prats, M. : " *Effect of Vertical Fractures on Reservoir Behavior -Compressible- Fluid Case*, " SPEJ , June 1962, 87-94.
2. Kuchuk, Fikri : " *The Pressure Distribution caused by a vertically Fracture Well Produced at Constant Pressure*, " A MASTER OF SCIENCE REPORT, April 1975.
3. Fetkovich, M. J. : " *Decline Curve Analysis Using Type Curves*, " JPT , June 1980, 1065-1077.
4. Da Prat, G., Cinco-Ley, H., and Ramey, H. : " *Decline Curve Analysis Using Type Curves for Two Porosity Systems*, " SPEJ , June 1981, 354-362.
5. Sageev, A. , Da Prat, G., and Ramey, H. J. : " *Decline Curve Analysis for a Double-Porosity System*, " SPE PAPER 13630 , Cal. Reg. Met., Bakersfield California, March 27-29, 1985 .
6. Forchheimer, P.H. : " *Wasserbewegung Durch Boden*, " Zeitz ver Deutsh Ing. 45, 1901, 1782.
7. Guppy, K. H., Cinco-L., H. and Ramey, H. J. : " *Effect of Non-Darcy Flow on the Constant Pressure Production of Fractured Wells*, " SPEJ , June 1981, 390-400.
8. Reiss, L. H. : *The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations*, Houston, Gulf Publishing Co., 1980.
9. van Golf-Racht, T. D. : *Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering*, Amsterdam, Elsevier, 1982 .
10. Baker, W. J. : " *Flow on Fissured Formations*, " *Proceedings Fourth World Petroleum Congress, Section II / E*, paper 7, 379-393.

11. Jones, T. A., Wooten, S. O. and Kaluza, T. J. : " *Single-Phase Flow Through Natural Fractures*, " Paper SPE 18175 presented at SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Houston, October 2-5 1988.
12. Villalobos López, H. : *Análisis de Pruebas de Presión en Yacimientos Naturalmente Fracturados Considerando el Efecto de Flujo de Alta Velocidad*, Tesis de Maestría, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, 1990.
13. Camacho-V, R. , Vázquez-C., M., and Padilla-S, R. : " *New Results on Decline Curves Considering Non-Darcy Flow Effects*, " Paper SPE 24058. Western Regional Meeting, Bakersfield California, March 30 - April 1 1992.
14. Camacho-V, R., Vázquez-C., M., Roldan-C, J., Samaniego-V, F. and Macías-C, L.: " *New Results on Transient Well Test Analysis Considering Nonlaminar Flow in the Reservoir*, " PAPER SPE 26180. SPE Gas Technology Symposium, Calgary Alberta, Canada, 28-30 June 1993.
15. Darcy, H. : *Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon*, París, Victor Dalmont, 1856.
16. Phillip, J. R. : " *Transient Fluid Motions in Saturated Porous Media*, " Aust. J. of Physics, Vol. 10, 1957, 43-53.
17. Lindquist, E. : " *On the Flow of Water Through Porous Soil*, " 1st Congress des Grands Barrages, Stockholm, Vol. 5, 1933, 91-101.
18. Mei, C. C. , and Auriault, J. L. : " *The Effect of Weak Inertia on Flow Through a Porous Medium*, " Jour. Fluid. Mech., Vol. 222, 1991, 647-663.
19. Geertsma, J. : " *Estimating the Coefficient of Inertial Resistance in Fluid Flow Through Porous Media*, " SPEJ , Oct. 1974, 445-450.

20. Firoozabadi, A., and Katz, D. L. : " *An Analysis of High Velocity Flow Through Porous Media*," JPT , Feb. 1979 , 211-216.
21. Avila, C. E., and Evans, R. D. : " *The Effect of Temperature and Overburden Pressure Upon the Non-Darcy Flow Coefficient in Porous Media*," Proc. 27th U.S. Symposium on Rock Mechanics, University de Alabama , 1986, 623-634
22. Wong, S. W. : " *Effect of Liquid Saturation on Turbulence Factors for Gas Liquid Systems*," Jour. Can. Pet. Tech. , Oct.-Dec. 1970, 274-278.
23. Tiss, N., and Evans, R. D. : " *Measurement and Correlation of Non-Darcy Flow Coefficient in Consolidated Porous Media*," Journal of Petroleum Science and Engineering 3 , 1989, 19-33.
24. Fettkovich, M. J. : " *Multipoint Testing of Gas Wells*," SPE MID-CONTINENT SECTION, CONTINUING EDUCATION, March 1975.
25. van Everdingen, A. F., and Hurst, W. : " *The application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs*," Trans. AIME vol. 186, p. 305-324B, 1949.
26. Warren, J. E., and Root, P. J. : " *The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs*," SPEJ No. 3, 1963, 245-255.
27. Mavor, M. J., and Cinco, H. : " *Transient Pressure Behavior of Naturally Fractured Reservoirs*," SPE PAPER 7977. SPE Cal. Reg. Meet., Ventura Calif., April 18-20 1979.
28. Da Prat, G. : *Well Test Analysis for a Naturally Fractured Reservoir*, Ph. D. Thesis, Stanford University, Stanford California. 1980.
29. Abramowitz, M., and Stegun, I. A. : *Handbook of Mathematical Functions*, Dover, New York, N. Y. , 1972.

30. Jacob, C. E., and Lohman, S. W. : " *Nonsteady Flow to a Well of Constant Drawdown in an Extensive Aquifer*," Trans. Am. Geophys. Union, Vol. 33, No. 4, Aug. 1952, 559-569.
31. Tsarevich, K.A., and Kuranov, I. F. : *Problems of Reservoir Hydrodynamics. 1. Calculation of the Flow Rates for the Center Well in a Circular Reservoir under Elastic Conditions*, Leningrad, 1956, 9-34.
32. Ehlig-Economides, C. A. and Ramey, H. J. Jr. : " *Transient Rate Decline Analysis for Wells Produced at Constant Pressure*," SPEJ, Feb. 1981, 98-104.
33. Ramey, H. J., Jr. : " *Non-Darcy Flow and Wellbore Storage Effects in Pressure Buildup and Drawdown of Gas Wells*," JPT, Feb. 1965, 223-233.
34. Bourdet, D., Whittle, T. M., Douglas, A. A. and Pirat, V. M. : " *A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis*," World Oil, May 1983, 95-106.
35. Ramey, H. J., Jr ; Kuinar, A. and Gulati, M.S. : " *Gas Well Test Analysis Under Water-Drive Conditions*," American Gas Association Monography, 1973.
36. Roldán Cortés, José Luis : *Análisis de Datos de Presión con Efectos no Laminares en Yacimientos Homogéneos*. Tesis de Maestría, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la U.N.A.M., 1996.

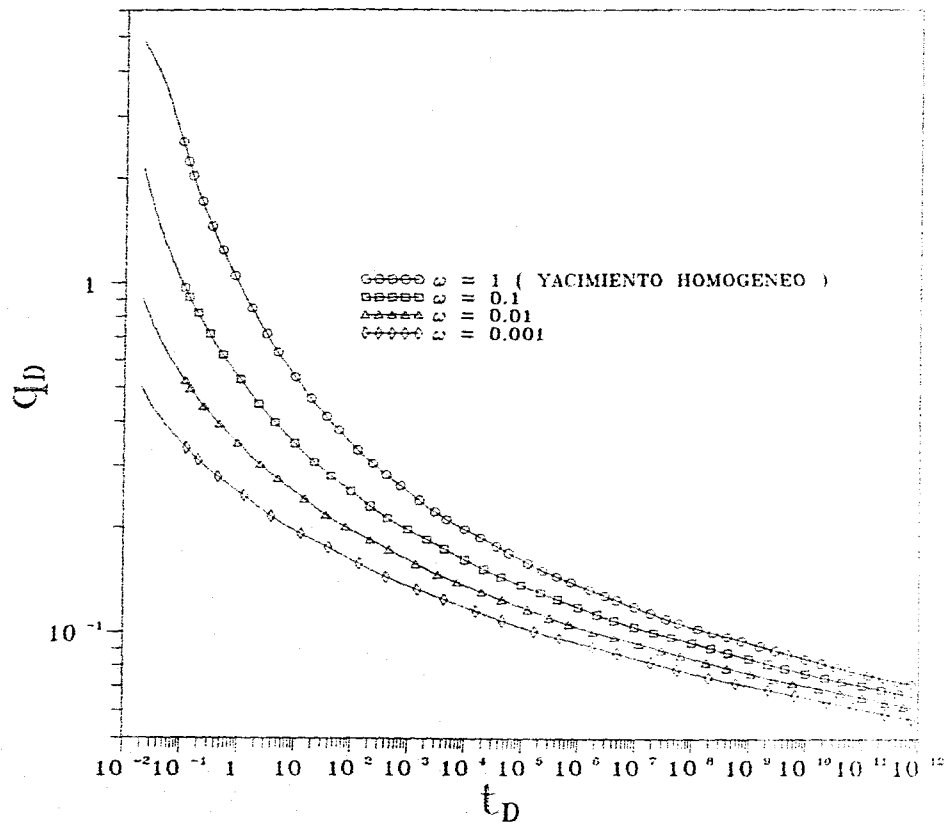


FIGURA 1.- q_D vs t_D PARA PRODUCCION A PRESION CONSTANTE
 YACIMIENTO INFINITO, $\lambda = 0$ Y $S = 0$, FLUJO LAMINAR

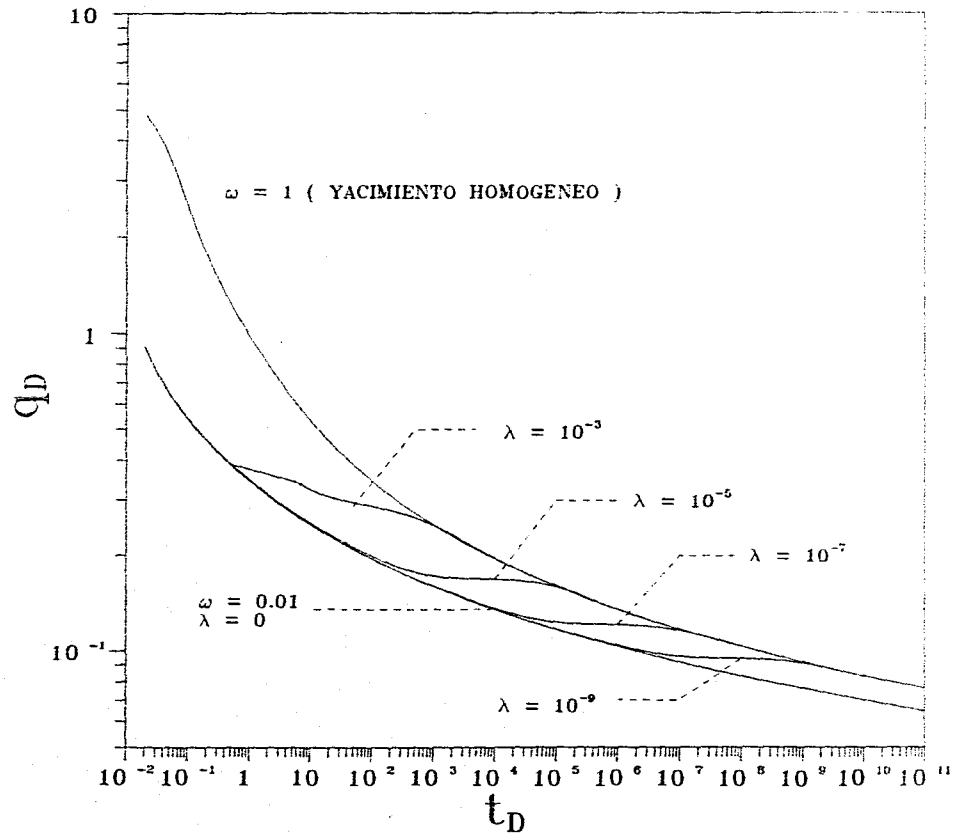


FIGURA 2.- q_D vs t_D PARA PRODUCCION A PRESION CONSTANTE
YACIMIENTO INFINITO Y $S = 0$, FLUJO LAMINAR

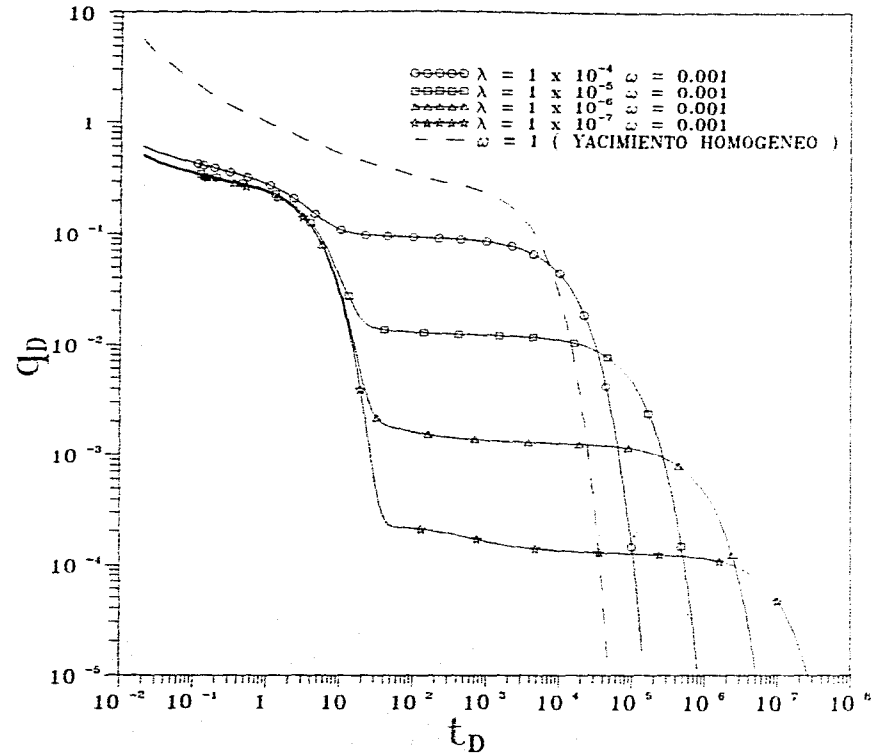


FIGURA 3. q_D vs t_D PARA PRODUCCION A PRESION CONSTANTE
 YACIMIENTO CON FRONTERA IMPERMEABLE ($r_{eD} = 50$, $S = 0$), FLUJO LAMINAR.

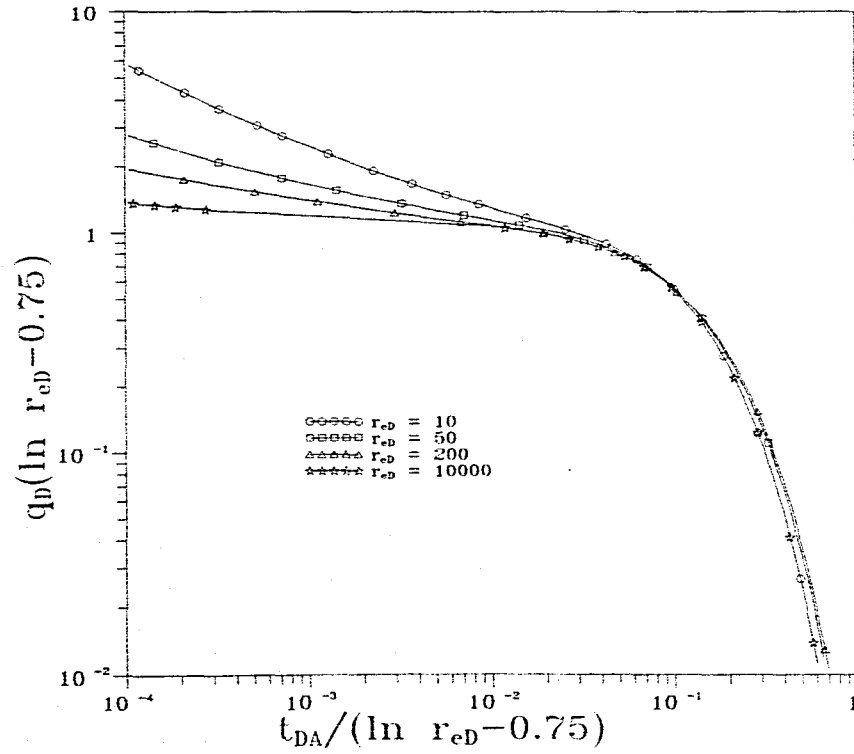


FIGURA 4.- SOLUCIONES DE GASTO ADIMENSIONAL ESPERADAS PARA YACIMIENTOS HOMOGENEOS

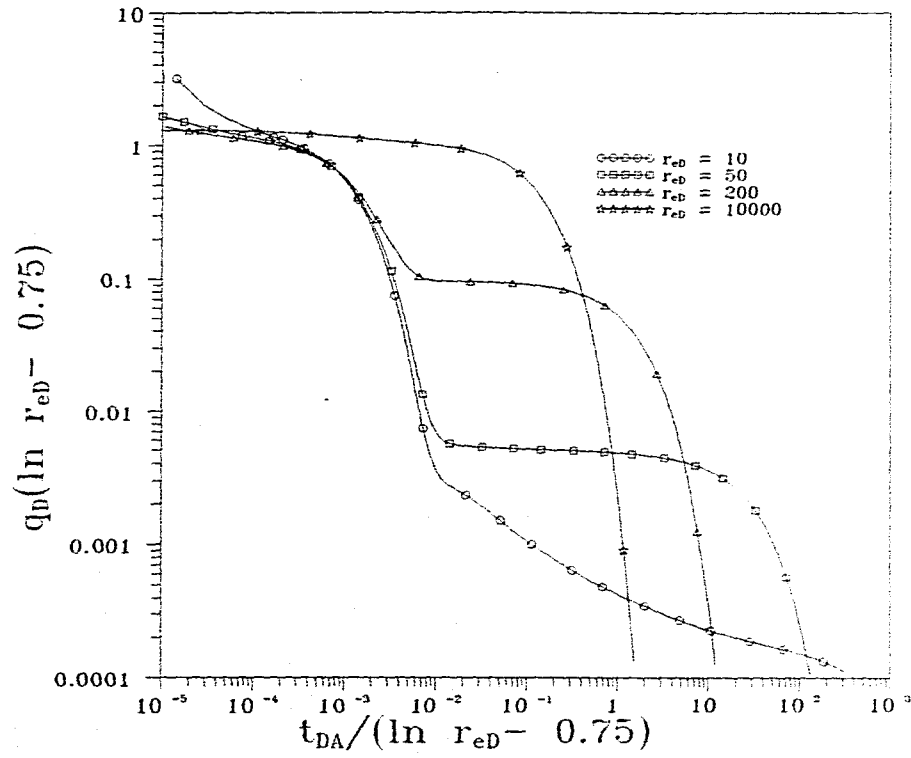


FIGURA 5.- SOLUCIONES DE GASTO ADIMENSIONAL ESPERADAS PARA YACIMIENTOS FRACTURADOS CON $\omega = 0.01$ Y $\lambda = 1 \times 10^{-5}$ FLUJO LAMINAR

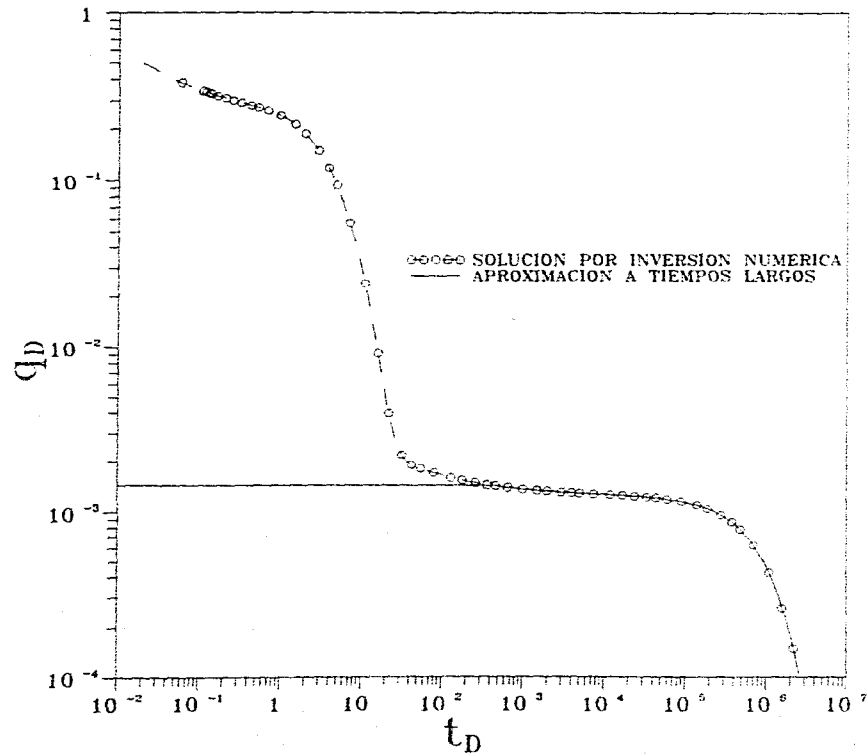


FIGURA 6.- q_D vs t_D , APROXIMACIONES NUMERICA Y A TIEMPOS LARGOS
 ($\omega = 0.001$; $\lambda = 1 \times 10^{-6}$; $r_{eD} = 50$; $S = 0$). FLUJO LAMINAR

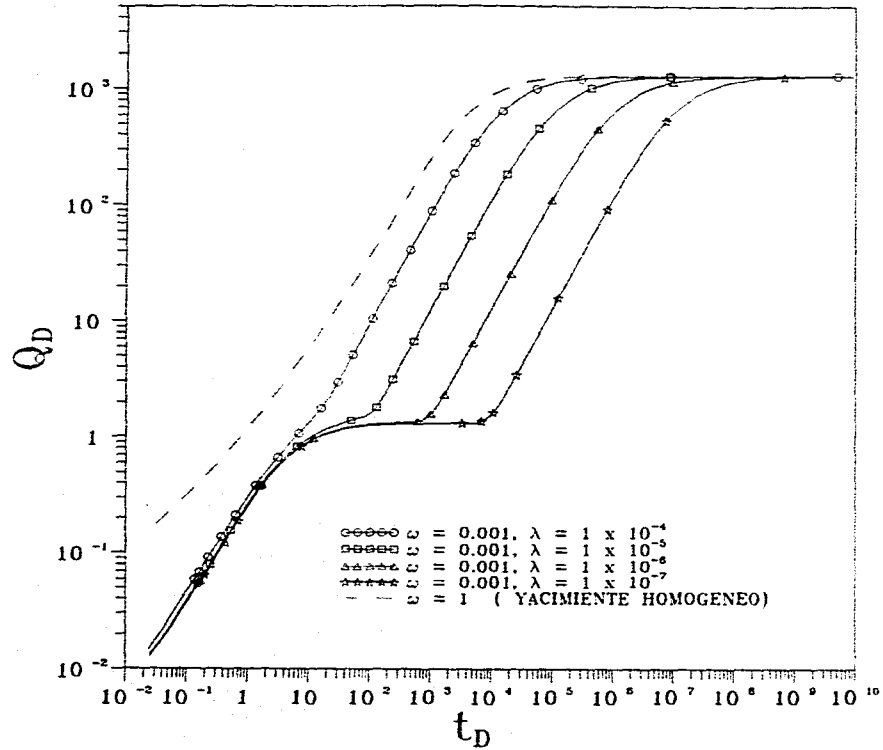


FIGURA 7.- Q_D vs t_D PARA UN YACIMIENTO CERRADO
 ($r_{eD} = 50, S = 0$), FLUJO LAMINAR.

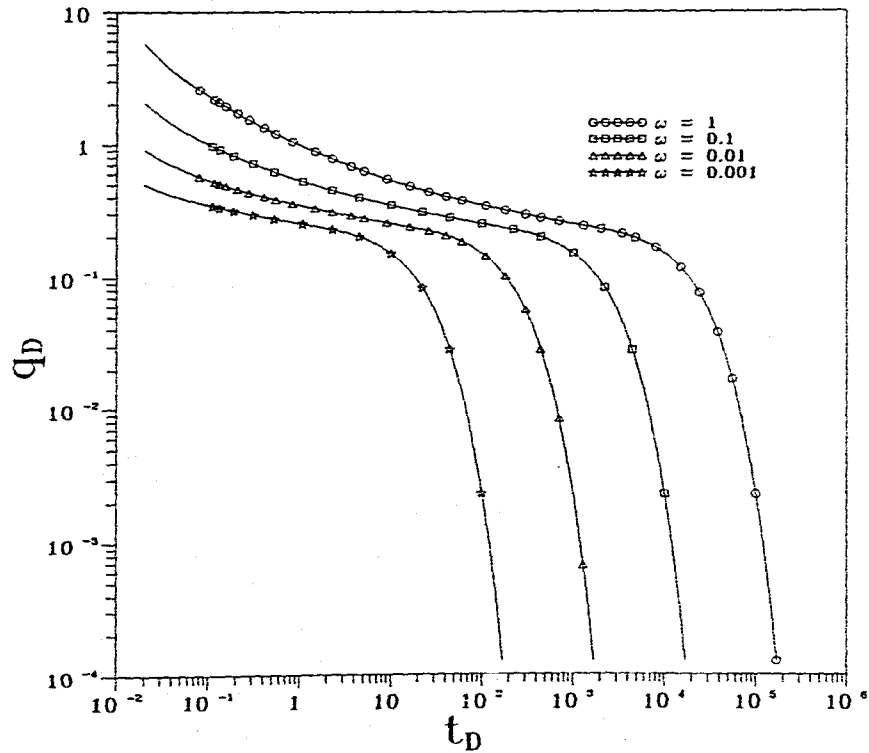


FIGURA 8.- q_D vs t_D PARA DIFERENTES VALORES DE ω
 ($r_{cb} = 50$; $\lambda = 0$; $S = 0$) FLUJO LAMINAR.

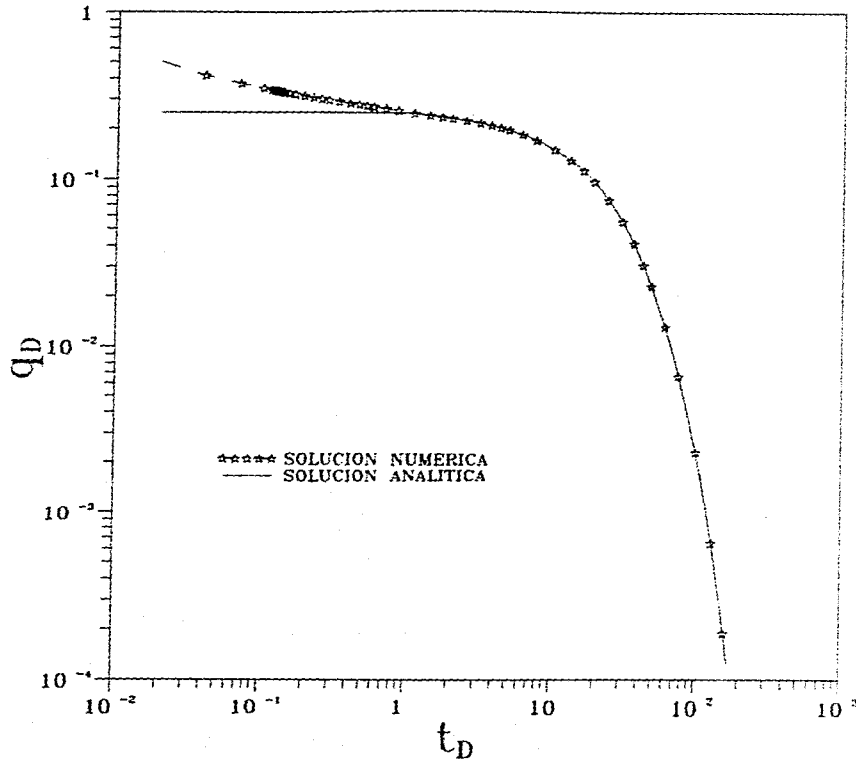


FIGURA 9.- COMPARACION ENTRE LAS SOLUCIONES NUMERICA Y ANALITICA PARA UN YACIMIENTO FRACTURADO ($\omega = 0.001$; $\lambda = 0$; $r_{eD} = 50$; $S = 0$). FLUJO LAMINAR

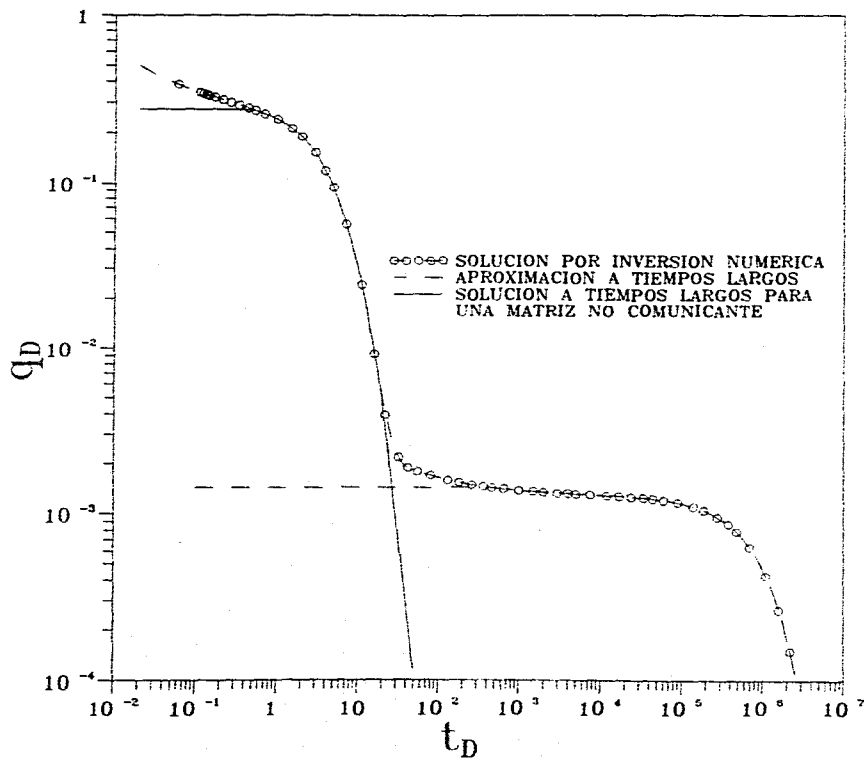


FIGURA 10.- COMPARACION ENTRE LAS APROXIMACIONES NUMERICA Y ANALITICA EN UN YACIMIENTO FRACTURADO. ($r_{eD} = 50$; $\lambda = 1 \times 10^{-6}$; $\omega = 0.001$;) FLUJO LAMINAR

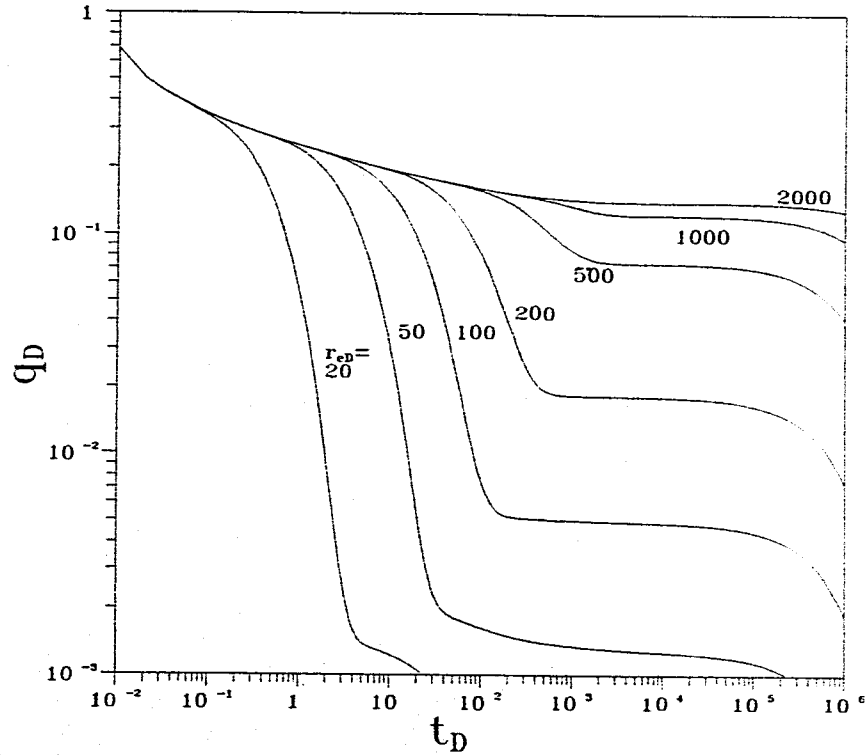


FIGURA 11-A. CURVA TIPO EMPLEADA PARA ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACION EN YACIMIENTOS FRACTURADOS CARACTERIZADOS POR $\lambda = 1 \times 10^{-6}$, $\omega = 0.001$ Y $S = 0$. FLUJO LAMINAR

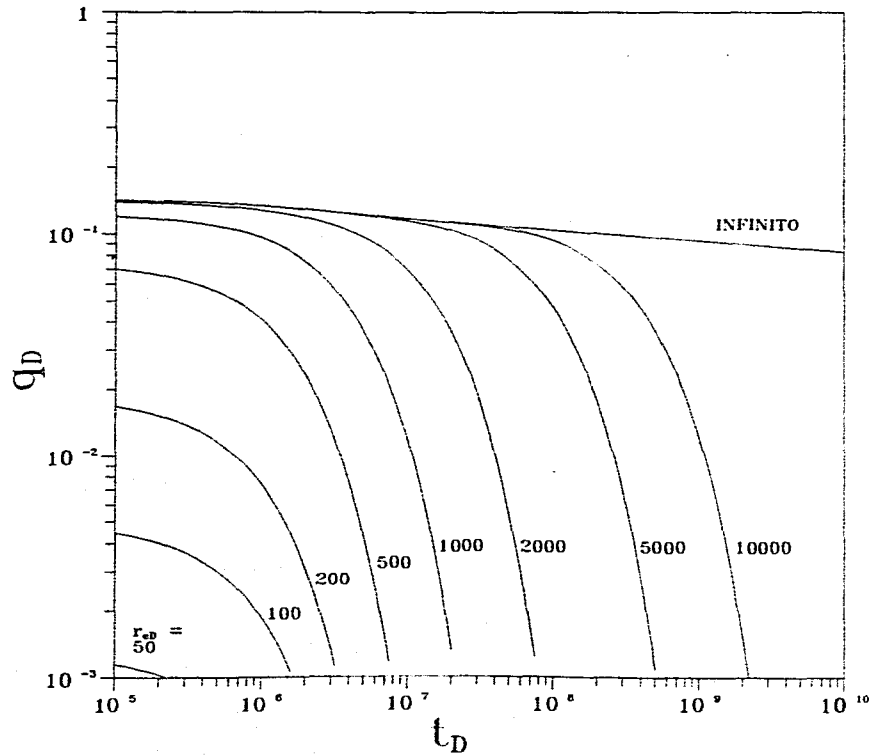


FIGURA 11-B. CURVA TIPO EMPLEADA PARA ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACION EN YACIMIENTOS FRACTURADOS CARACTERIZADOS POR $\lambda = 1 \times 10^{-6}$ $\omega = 0.001$ Y $S = 0$. FLUJO LAMINAR

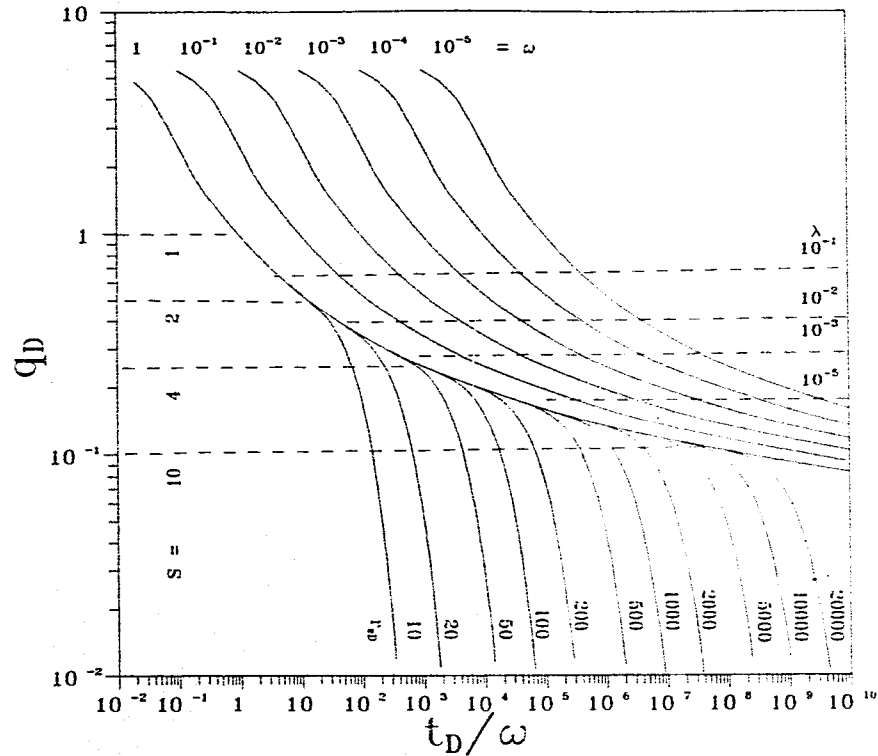


FIGURA 12.- CURVA TIPO DE SAGEEV PARA ANALISIS DE CURVAS DE DECLINACION EN YACIMIENTOS FRACTURADOS. SOLUCIONES PARA SISTEMAS FINITOS E INFINITOS.

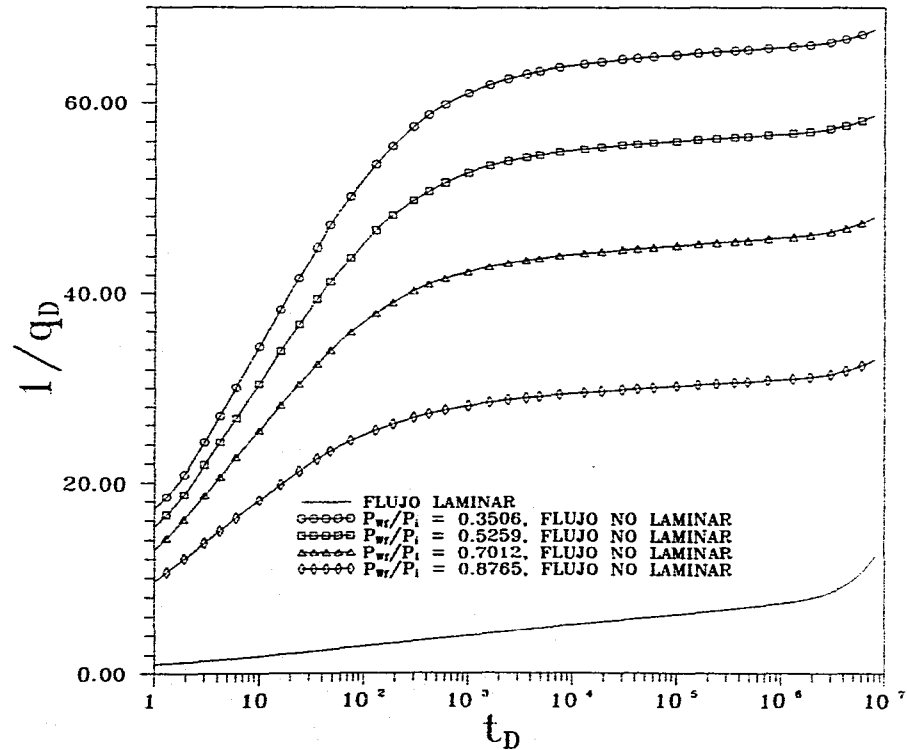


FIGURA 13.- COMPARACION DE LAS RESPUESTAS DEL GASTO DURANTE EL PERIODO DE FLUJO TRANSITORIO EN YACIMIENTOS HOMOGENEOS ($S = 0$).

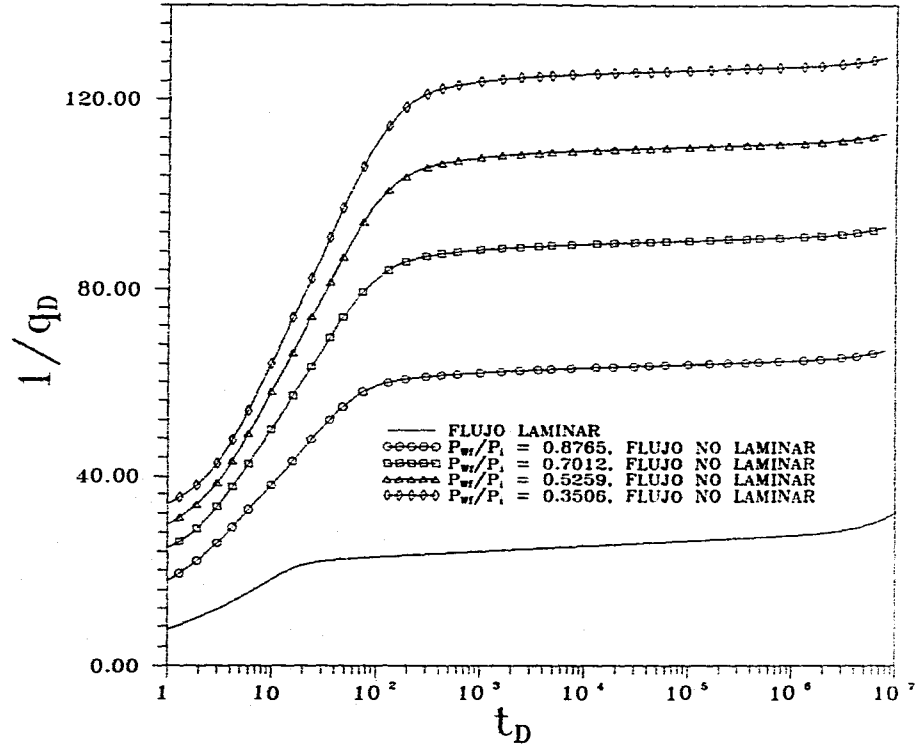


FIGURA 14.- COMPARACION DE LAS RESPUESTAS DEL GASTO DURANTE EL PERIODO DE FLUJO TRANSITORIO EN UN YACIMIENTO HOMOGNEO (S = 20).

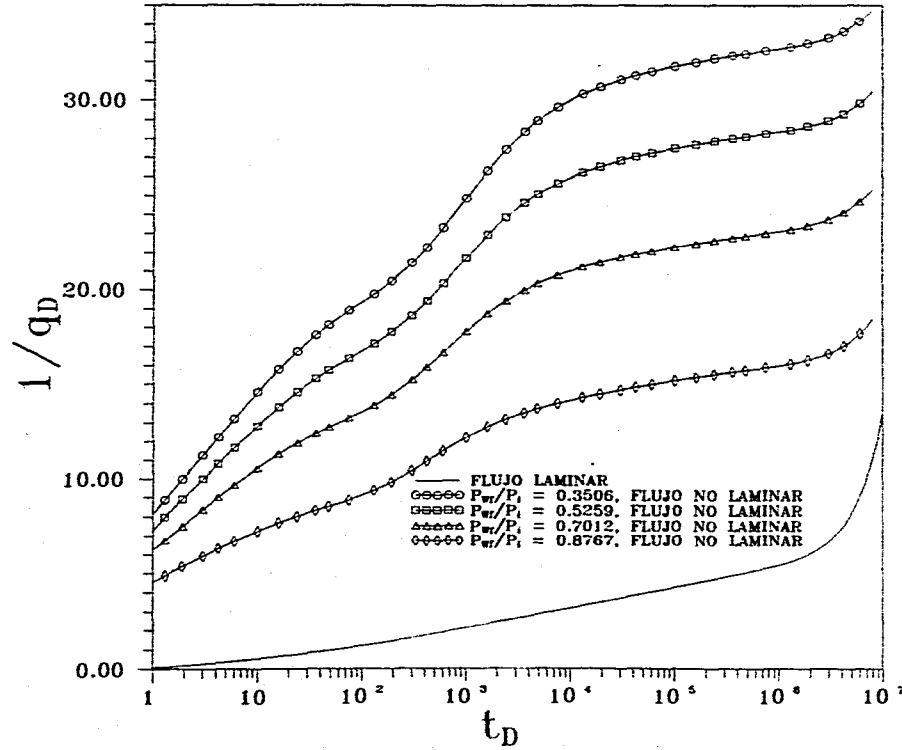


FIGURA 15.— COMPARACION DE LAS RESPUESTAS DE GASTO DURANTE EL PERIODO DE FLUJO TRANSITORIO EN UN YACIMIENTO HOMOGENEO ($S = -2$).

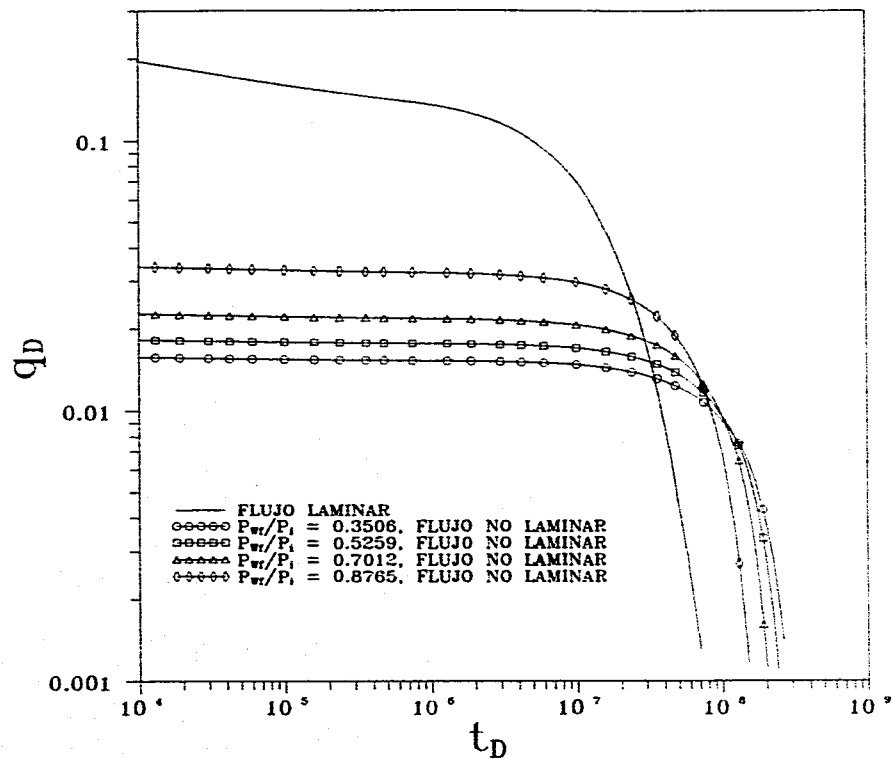


FIGURA 16.- COMPARACION DE LA RESPUESTA DE GASTO DURANTE EL PERIODO DE FLUJO DOMINADO POR FRONTERA EN UN YACIMIENTO HOMOGENEO ($S = 0$).

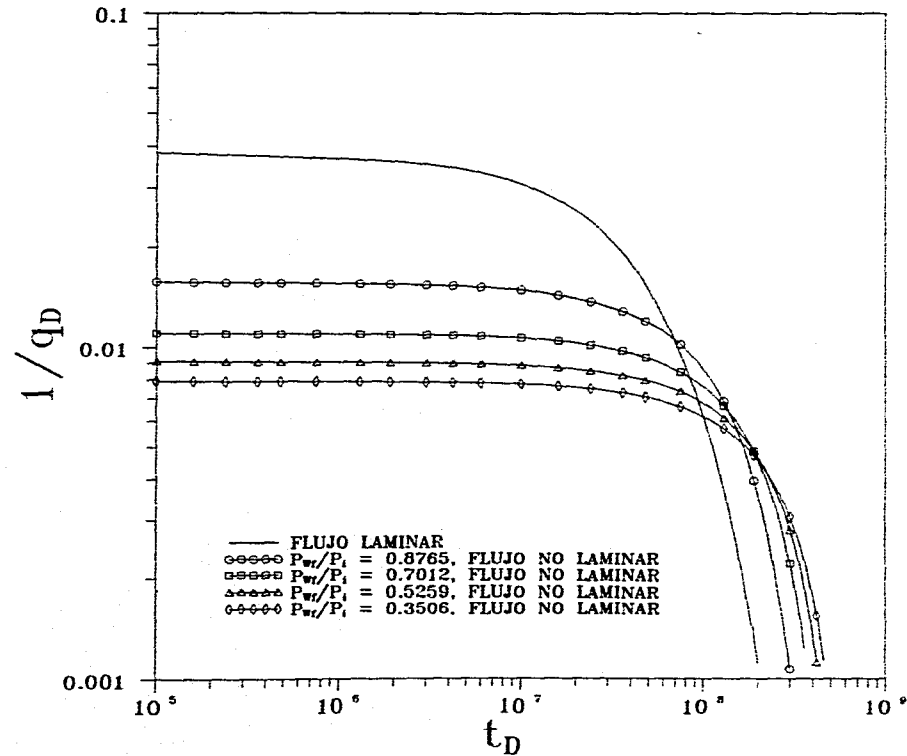


FIGURA 17.- COMPARACION DE LAS RESPUESTAS DE GASTO DURANTE EL PERIODO DE FLUJO DOMINADO POR FRONTERA ($S = 20$).

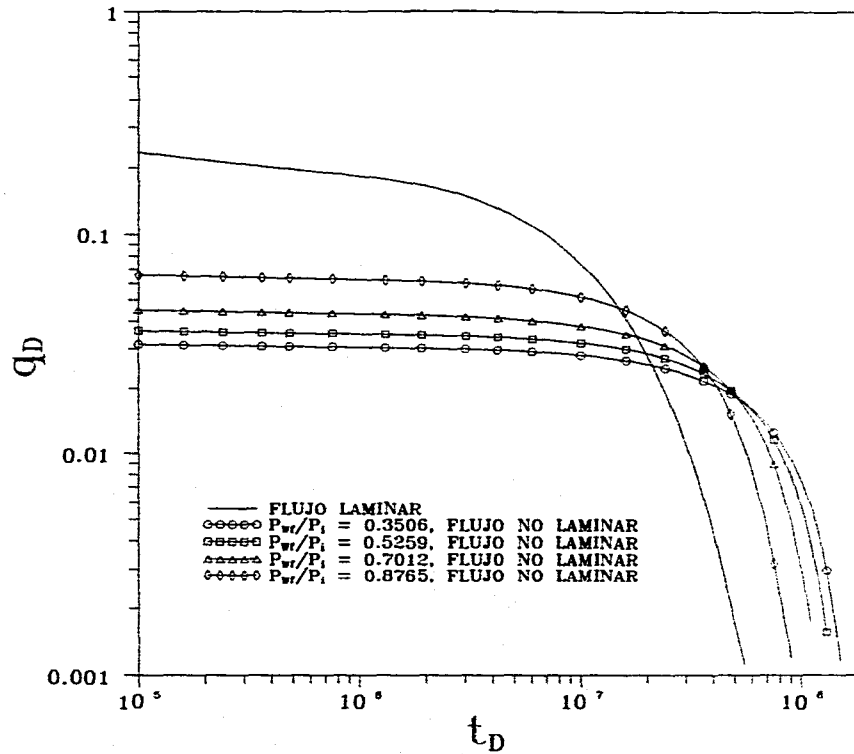


FIGURA 18.- COMPARACION DE LA RESPUESTA DE GASTO DURANTE EL PERIODO DE FLUJO DOMINADO POR FRONTERA EN UN YACIMIENTO HOMOGENEO ($S = -2$).

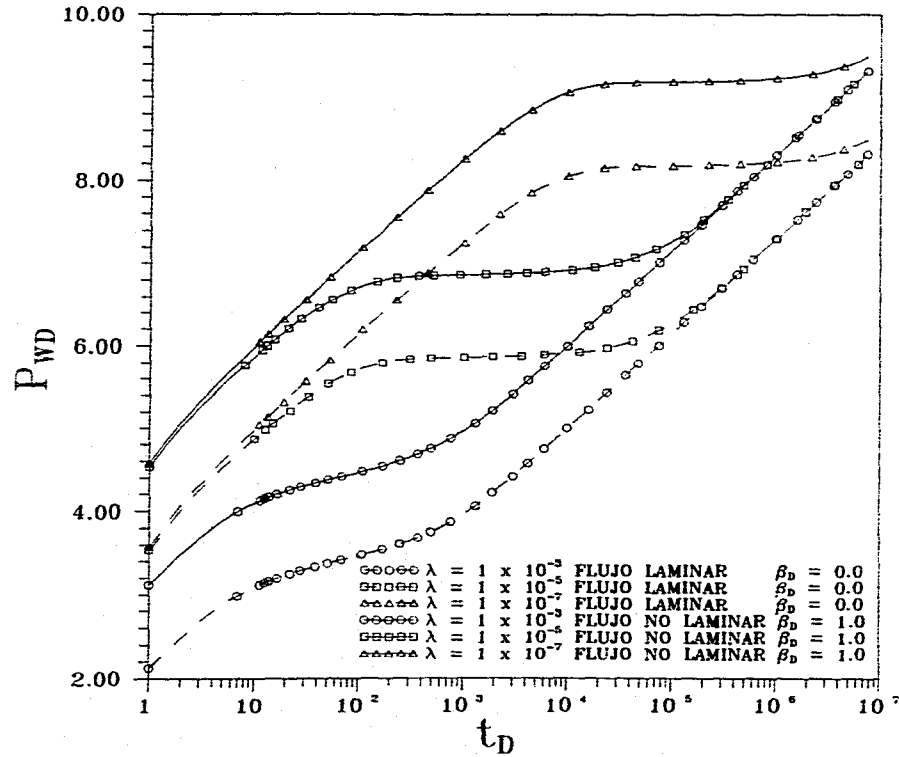


FIGURA 19.- EFECTO DEL FLUJO NO DARCIANO EN PRUEBAS DE DECREMENTO PARA UN SISTEMA DE DOBLE POROSIDAD ($\omega = 0.001$).

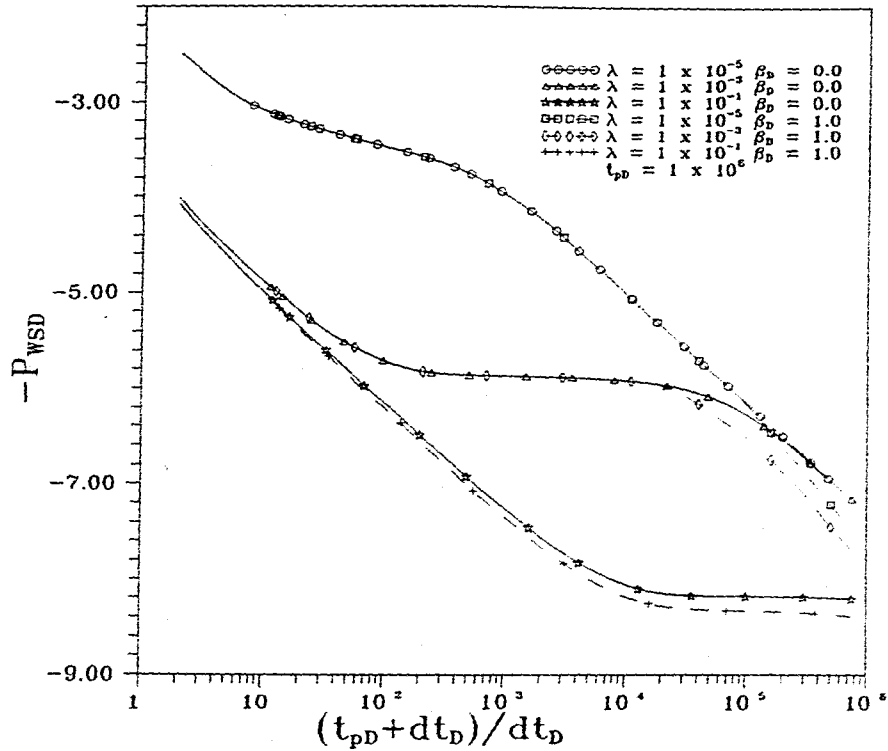


FIGURA 20.- PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION EN UN YACIMIENTO DE DOBLE POROSIDAD CONSIDERANDO FLUJO NO LAMINAR. $\omega = 0.001$

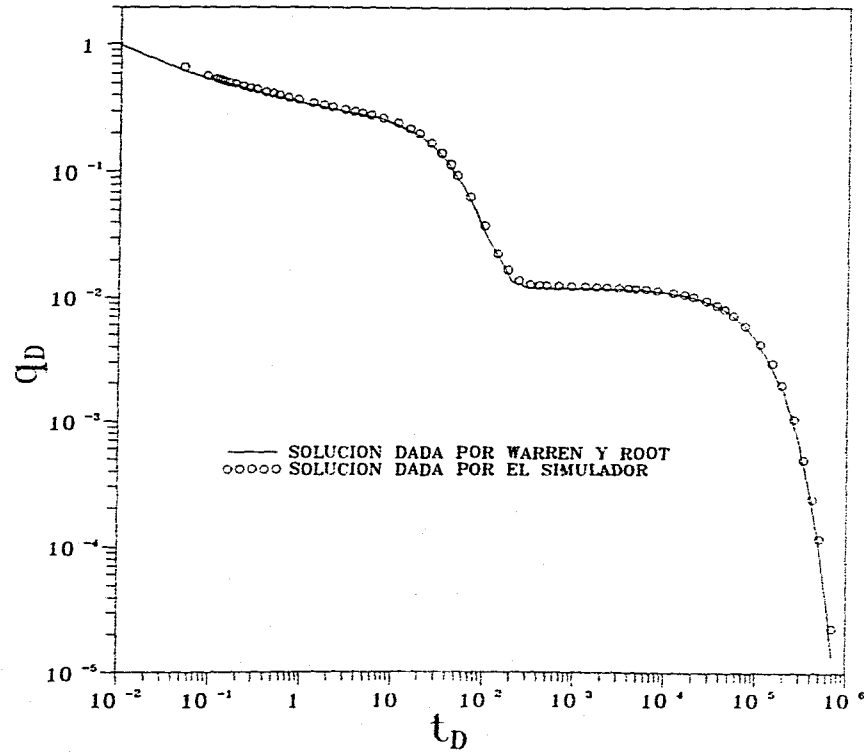


FIGURA 21.- VALIDACION GRAFICA DEL SIMULADOR PARA EL CASO LAMINAR AL COMPARAR CON EL EL MODELO DE WARREN Y ROOT, DADO POR DA PRAT. CON $r_{eb} = 50$, $\omega = 0.01$ Y $\lambda = 1 \times 10^{-5}$

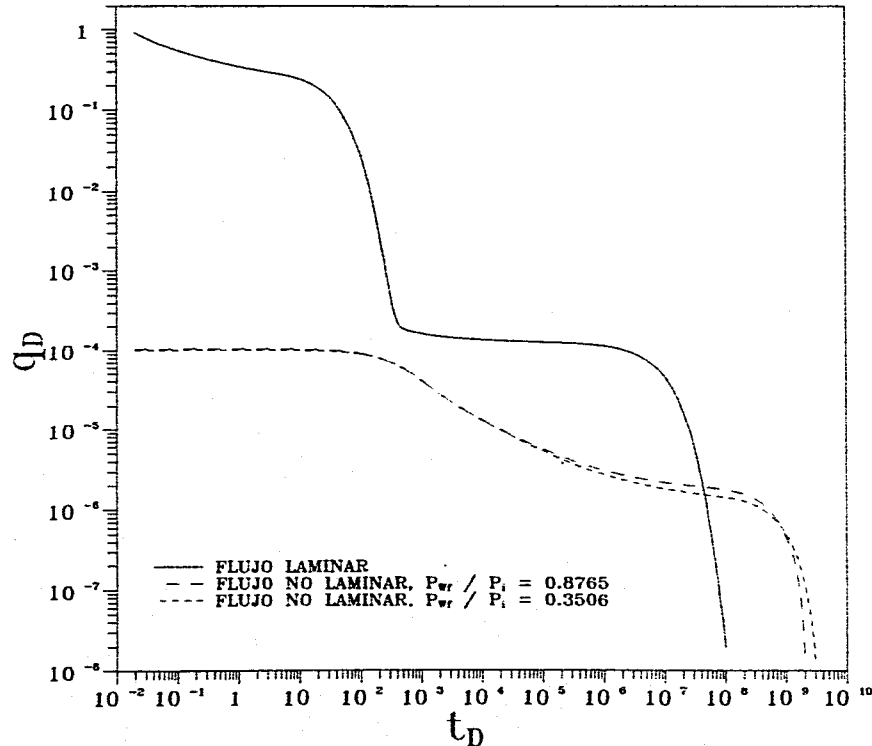


FIGURA 22.- COMPARACION DE LAS RESPUESTAS LAMINAR Y NO LAMINARES A DIFERENTES P_{wf} , PARA UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO DE $r_{eD} = 50$, $\omega = 0.01$
 Y $\lambda = 1 \times 10^{-7}$.

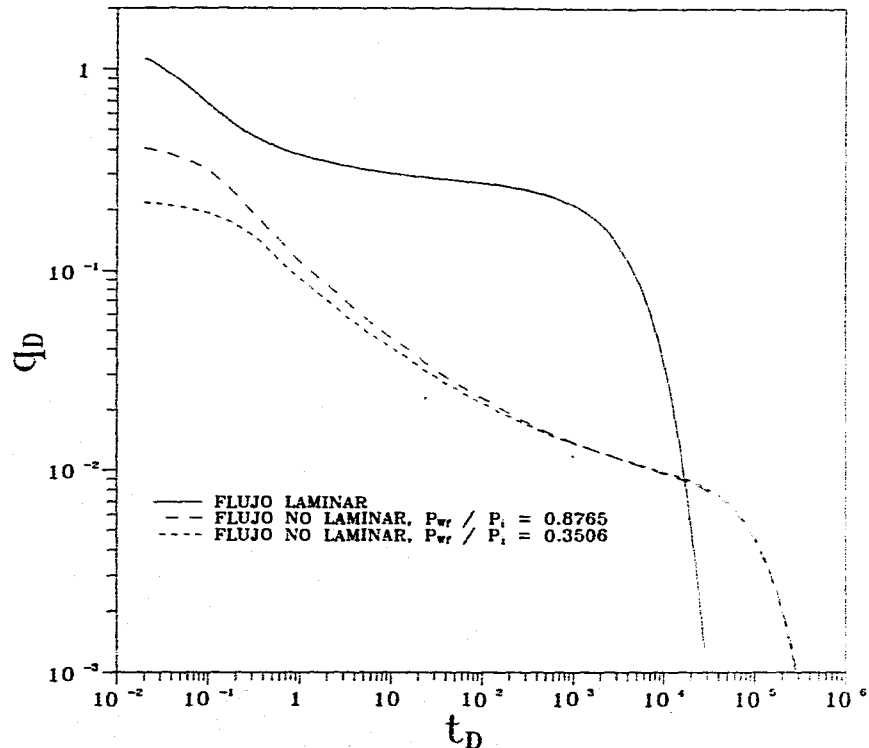


FIGURA 23.- COMPARACION DE LAS RESPUESTAS LAMINAR Y NO LAMINARES A DIFERENTES P_{wr} , PARA UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO DE $r_{cd} = 50$, $\omega = 0.001$ Y $\lambda = 1 \times 10^{-3}$.

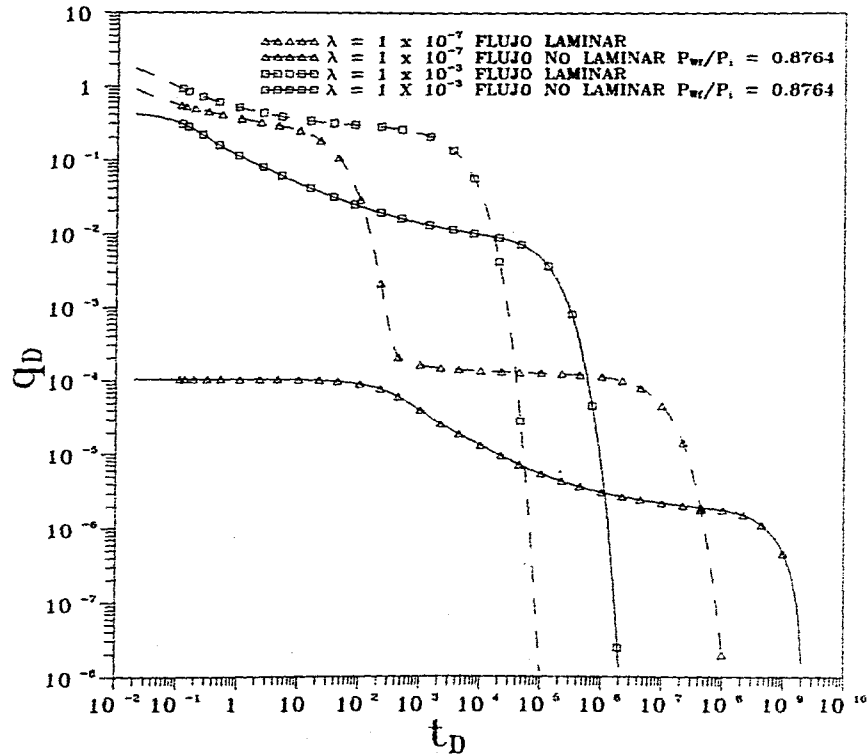


FIGURA 24.- RESPUESTAS LAMINARES Y NO LAMINARES EN UN YACIMIENTO FRACTURADO AL VARIAR λ , CON $\omega = 0.01$ Y $r_{eD} = 50$

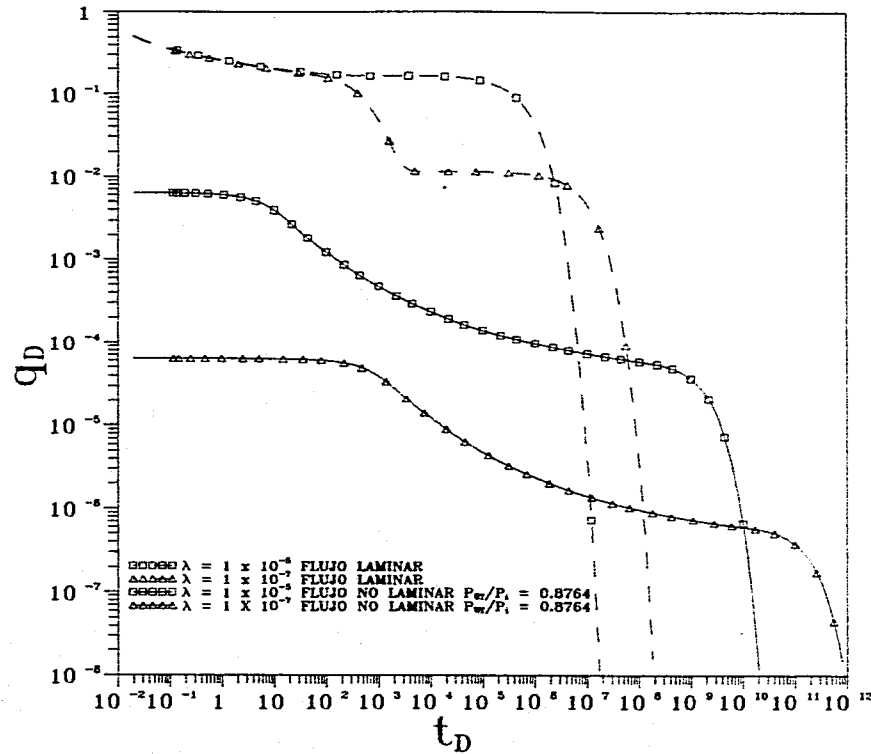


FIGURA 25.- RESPUESTAS LAMINARES Y NO LAMINARES EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO AL VARIAR λ , CON $\omega = 0.001$ Y $r_{eD} = 500$

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

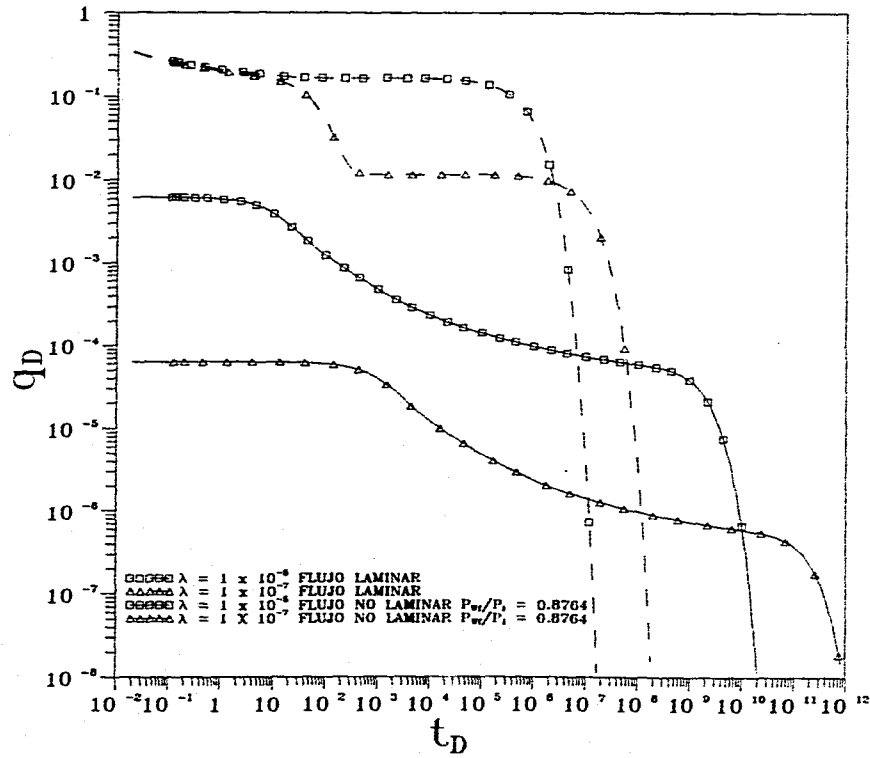


FIGURA 26.- RESPUESTAS LAMINARES Y NO LAMINARES EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO AL VARIAR λ , CON $\omega = 0.0001$ Y $r_{eD} = 500$

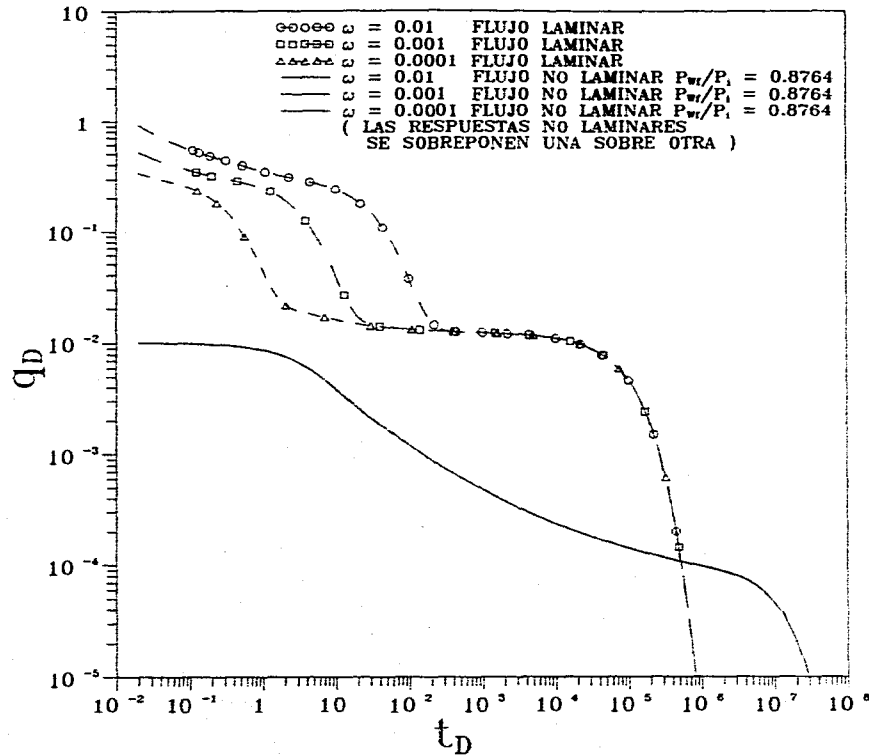


FIGURA 27.- RESPUESTAS LAMINARES Y NO LAMINARES EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS AL VARIAR ω , CON $\lambda = 1 \times 10^{-5}$ Y $r_{eD} = 50$

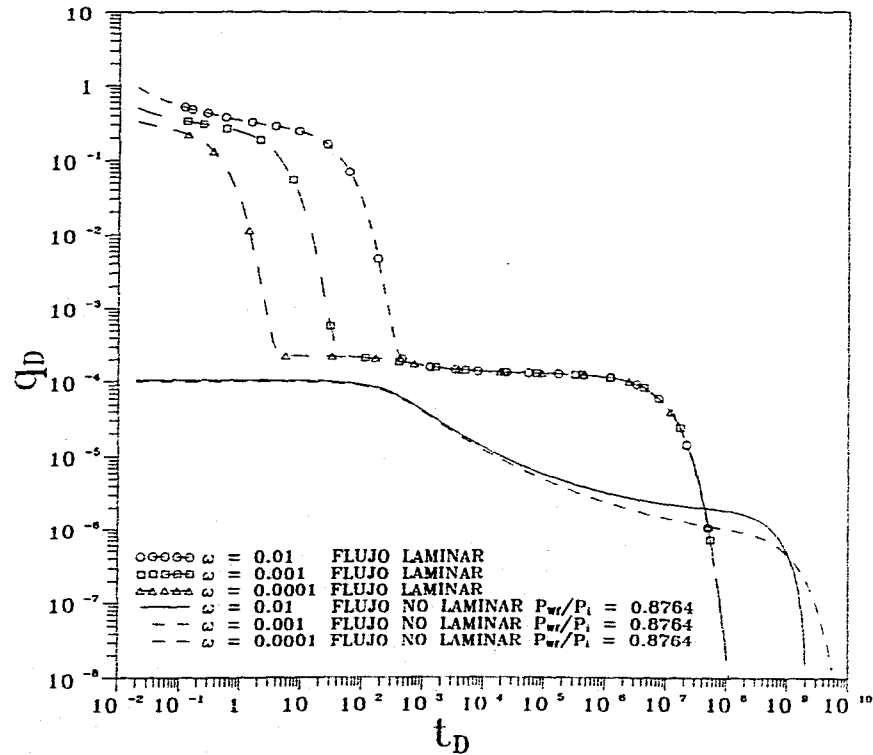


FIGURA 28.- RESPUESTAS LAMINARES Y NO LAMINARES EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO AL VARIAR ω , CON $\lambda = 1 \times 10^{-7}$ Y $r_{eD} = 50$

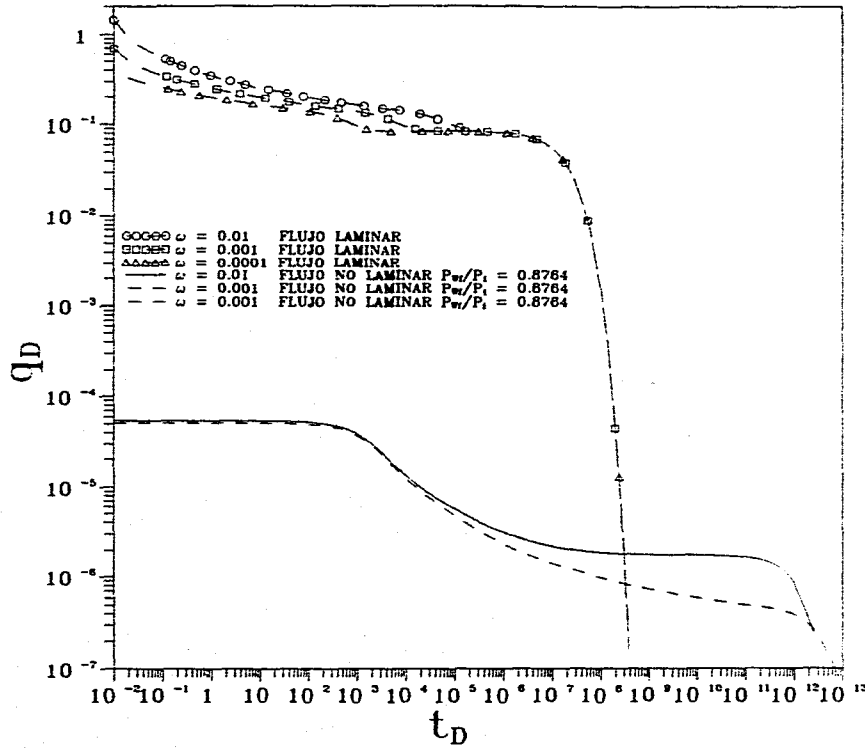


FIGURA 29.- RESPUESTAS LAMINARES Y NO LAMINARES EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO AL VARIAR ω , CON $\lambda = 1 \times 10^{-7}$ Y $r_{eD} = 2000$

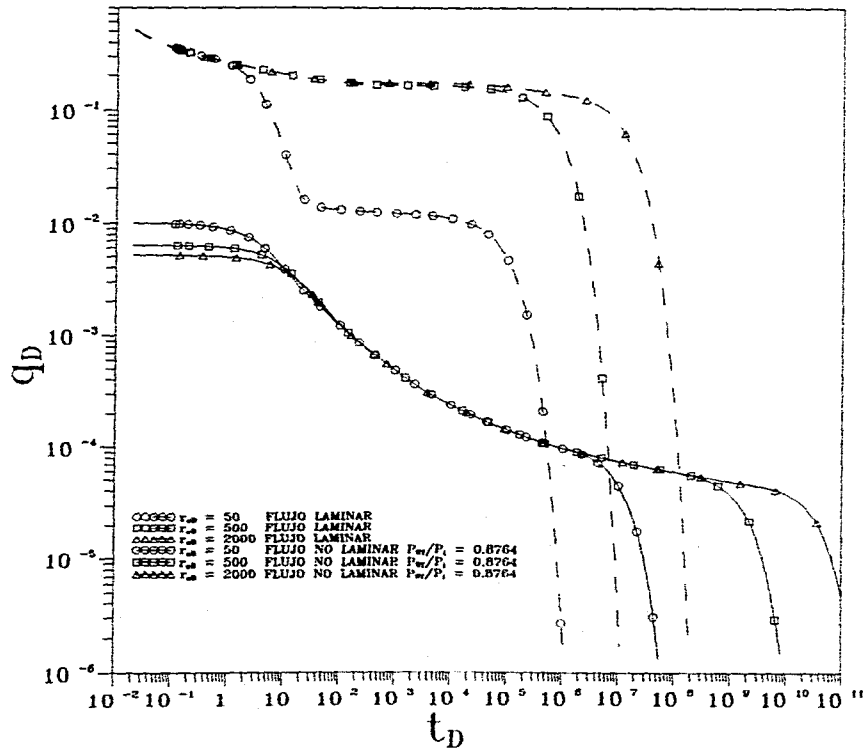


FIGURA 30.- RESPUESTAS LAMINARES Y NO LAMINARES EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO AL VARIAR r_{eD} , CON $\omega = 0.001$ Y $\lambda = 1 \times 10^{-5}$

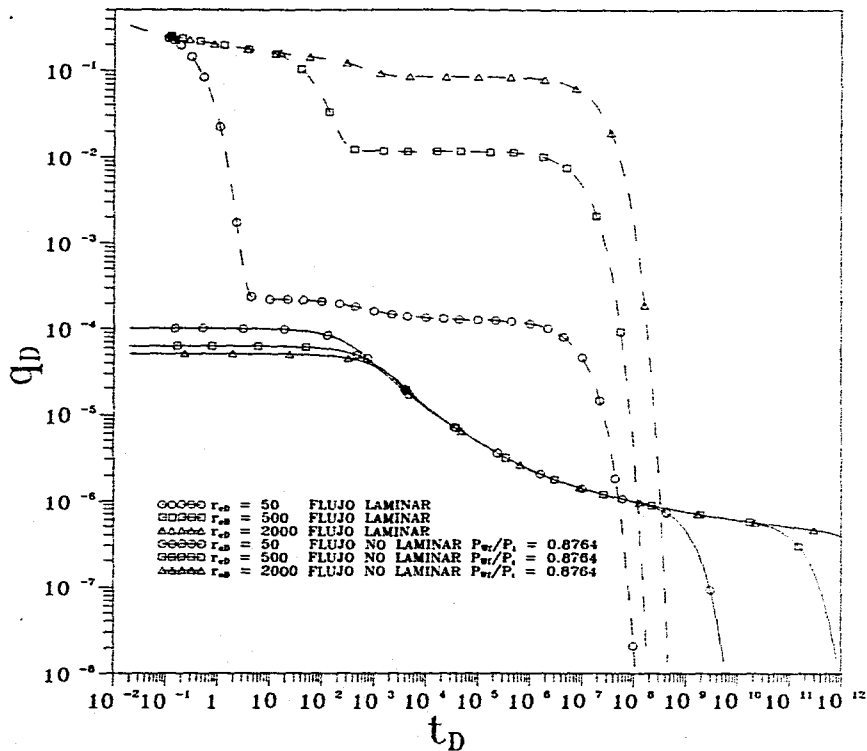


FIGURA 31.- RESPUESTAS LAMINARES Y NO LAMINARES EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO AL VARIAR r_{cb} , CON $\omega = 0.01$ Y $\lambda = 1 \times 10^{-7}$

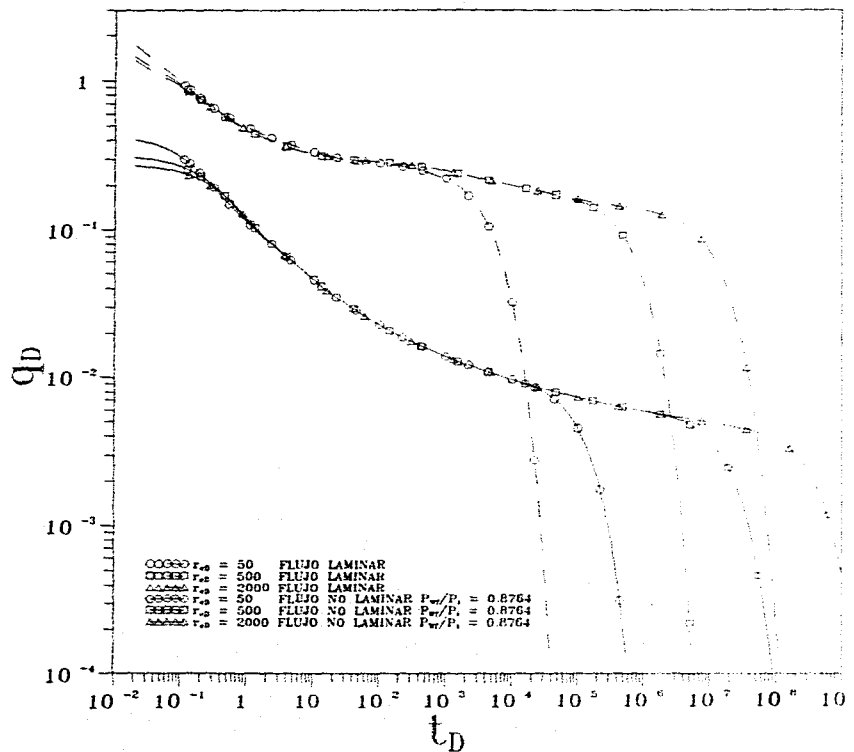


FIGURA 32.- RESPUESTAS LAMINARES Y NO LAMINARES EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO AL VARIAR r_{fd} CON $\omega = 0.01$ Y $\lambda = 1 \times 10^{-3}$

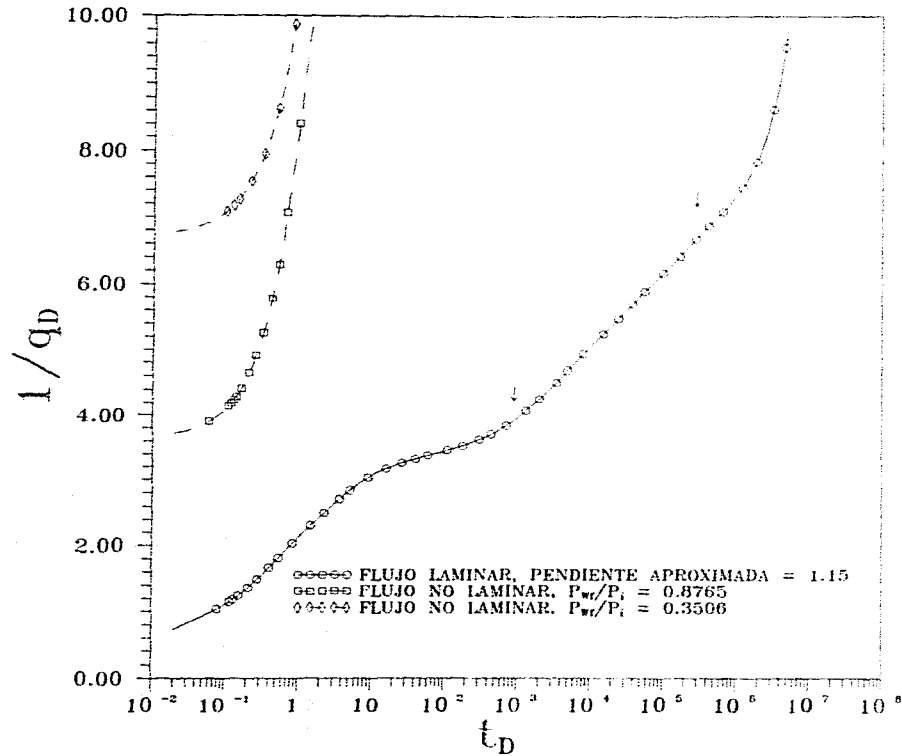


FIGURA 33-A.- RESPUESTAS LAMINARES Y NO LAMINARES DURANTE EL PERIODO DE FLUJO TRANSITORIO AL VARIAR P_{wf} EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO
 $r_{eD} = 2000$, $\omega = 0.01$, $\lambda = 1 \times 10^{-3}$

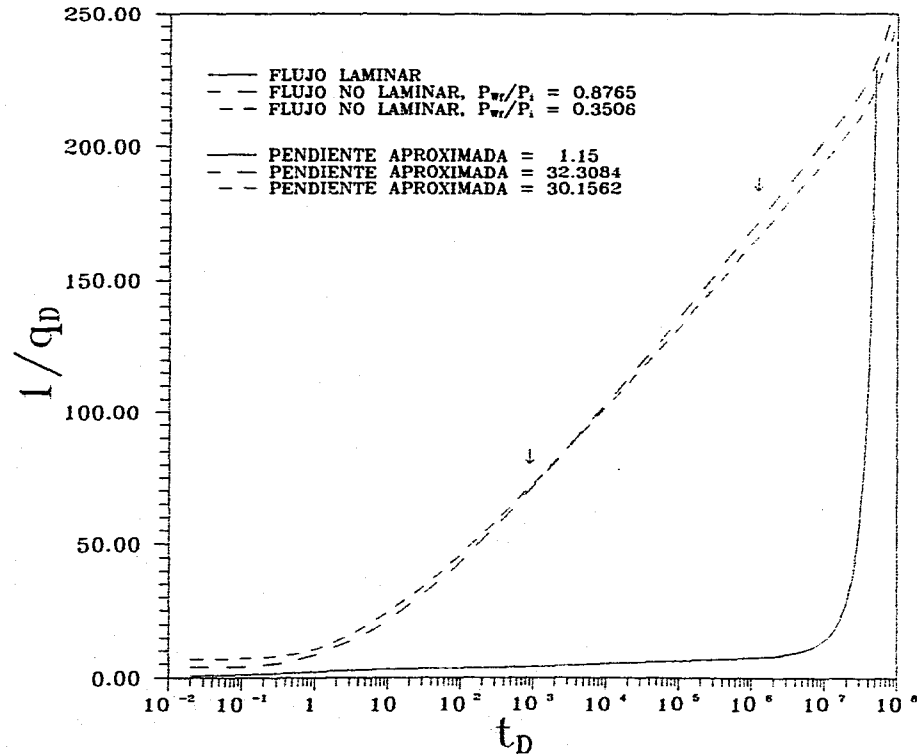


FIGURA 33-B.- RESPUESTAS LAMINARES Y NO LAMINARES DURANTE EL PERIODO DE FLUJO TRANSITORIO AL VARIAR P_{wf} EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO
 $r_{eD} = 2000$, $\omega = 0.01$, $\lambda = 1 \times 10^{-3}$

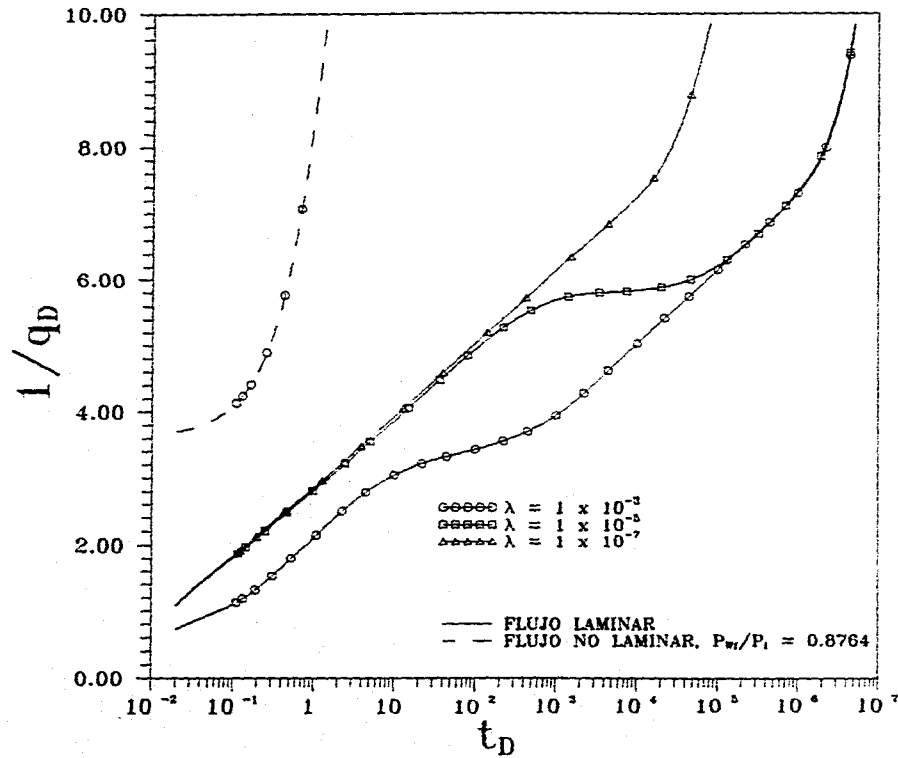


FIGURA 34-A.- INFLUENCIA DE LA VARIACION DE λ EN LAS RESPUESTAS LAMINARES Y NO LAMINARES DURANTE EL PERIODO DE FLUJO TRANSITORIO, EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO $r_{eD} = 2000$, $\omega = 0.01$

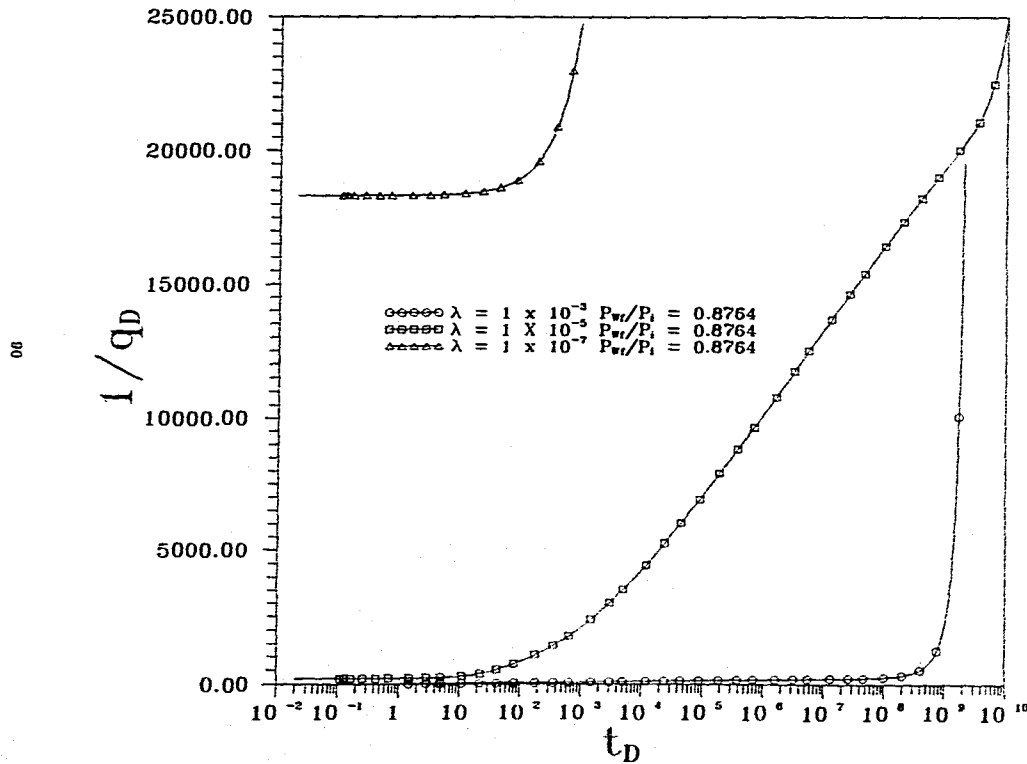


FIGURA 34-B.- EFECTO DE λ EN LA RESPUESTA DE FLUJO TRANSITORIO BAJO EFECTOS NO LAMINARES EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS, $\omega = 0.01$, $r_{eD} = 2000$

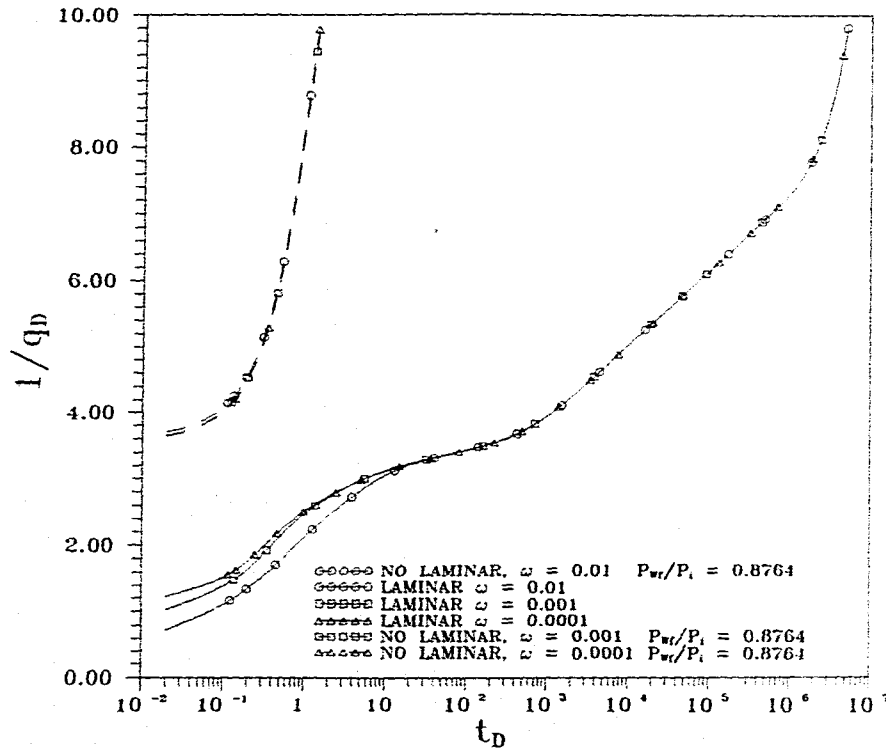


FIGURA 35.- INFLUENCIA DE LA VARIACION DE ω EN LAS RESPUESTAS LAMINARES Y NO LAMINARES DURANTE EL PERIODO DE FLUJO TRANSITORIO. EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO $r_{fd} = 2000$, $\lambda = 1 \times 10^{-3}$

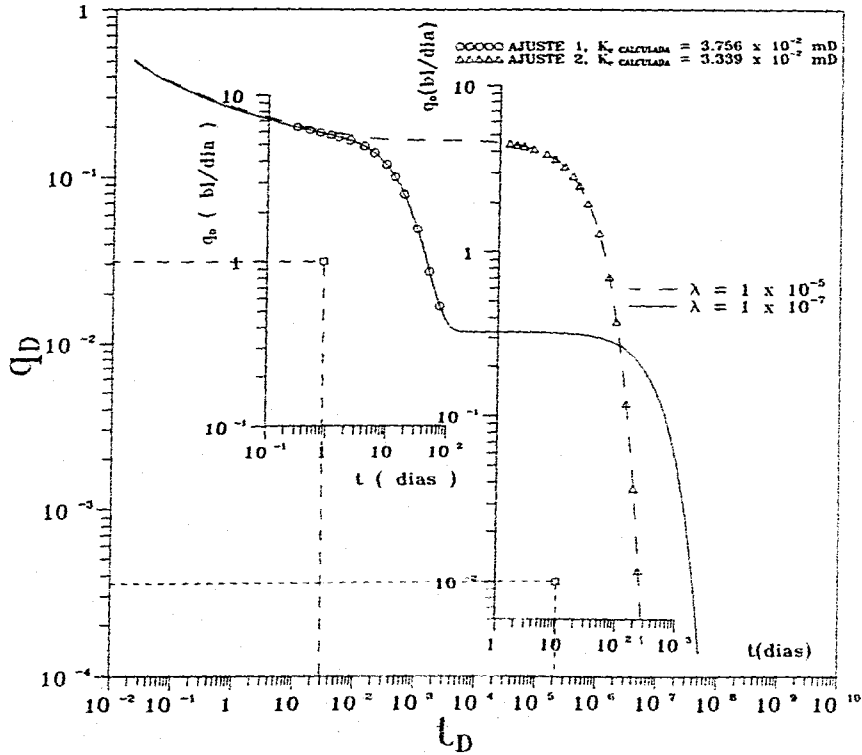


FIGURA 36.- AJUSTES POR CURVAS TIPO DE DA PRAT, DATOS NO LAMINARES EN SISTEMAS DE DOBLE POROSIDAD $r_{cD} = 500$, $\omega = 0.001$, $P_{wf}/P_i = 0.8764$

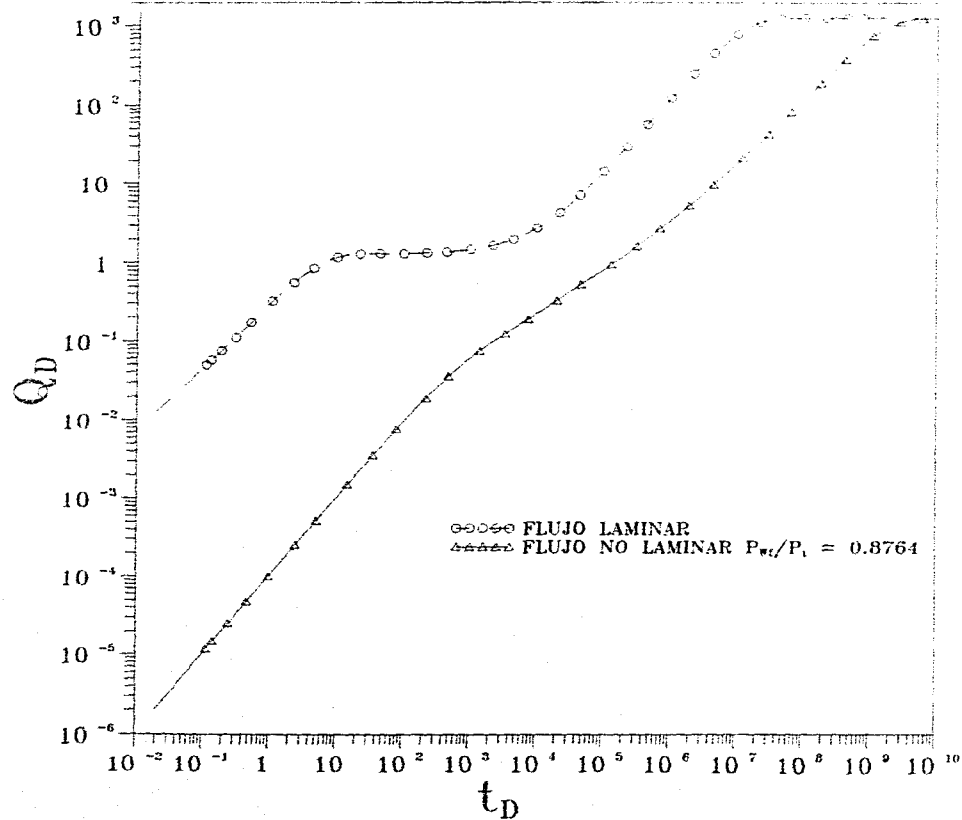


FIGURA 37.- PRODUCCION ACUMULADA PARA CASOS LAMINAR Y NO LAMINAR EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO, CON $r_{eD} = 50$, $\omega = 0.001$, $\lambda = 1 \times 10^{-7}$

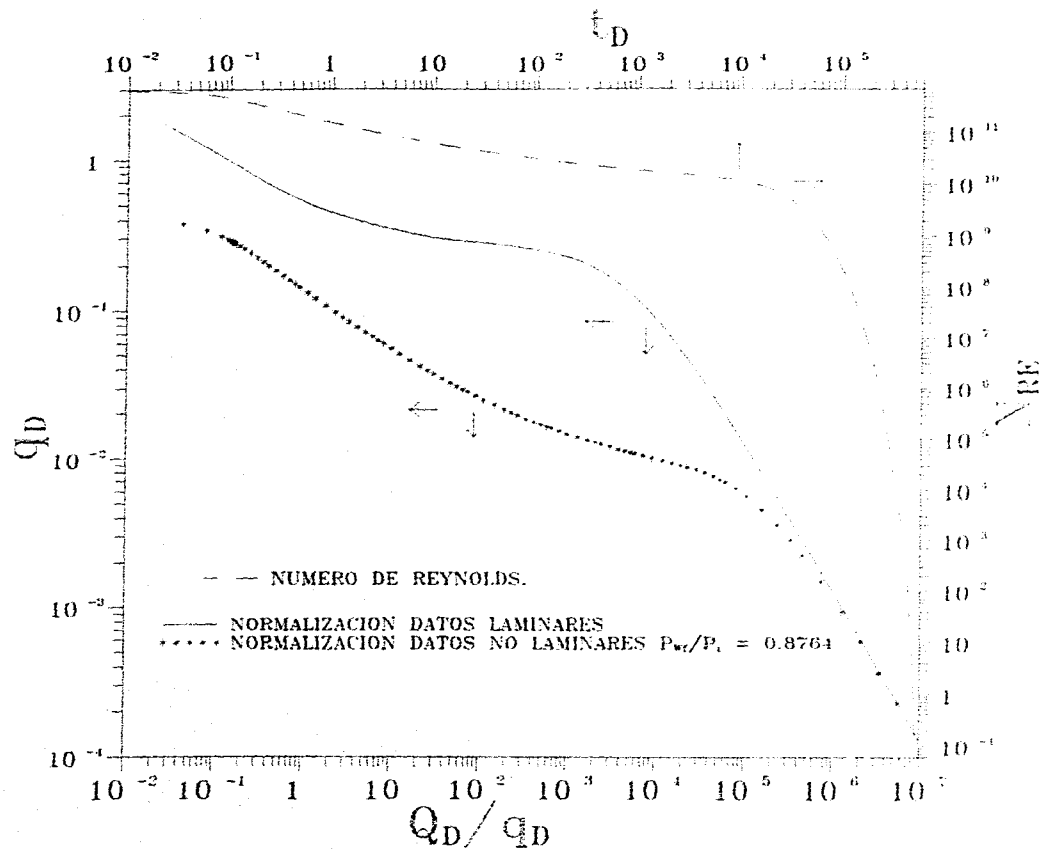


FIGURA 38.- NORMALIZACION DE DATOS LAMINARES Y NO LAMINARES, ASI COMO NUMERO DE REYNOLDS PARA EL CASO NO LAMINAR, EN UN YACIMIENTO DE DOBLE POROSIDAD, CON $r_{eD} = 50$, $\lambda = 1 \times 10^{-23}$, $\omega = 0.01$.

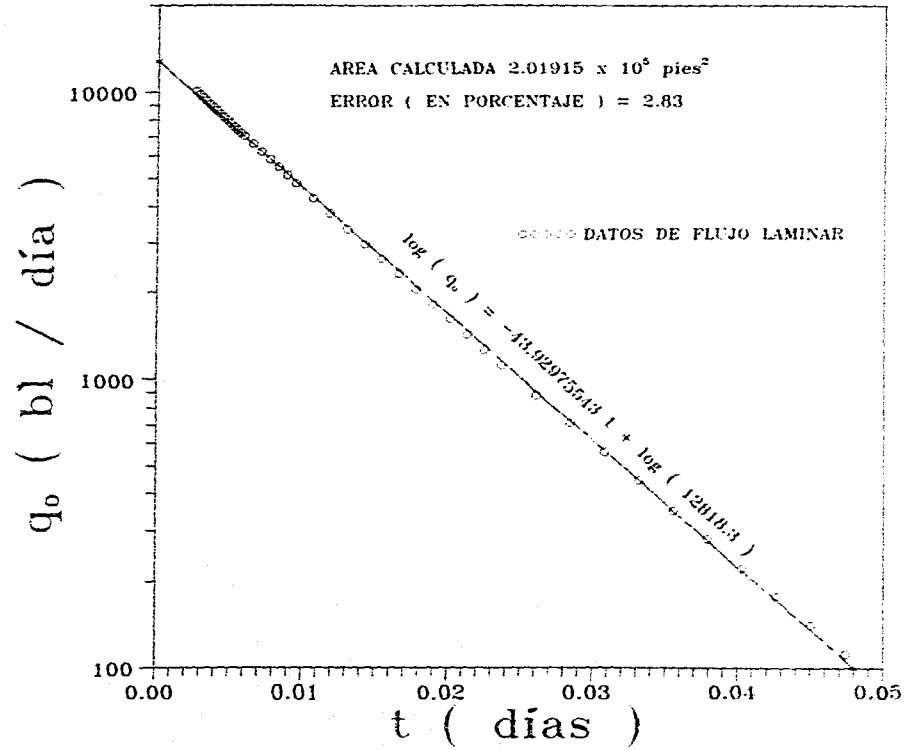


FIGURA 39.- AJUSTE PARA CALCULAR EL AREA PARA UN CASO LAMINAR EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO $r_{cb} = 500$ $\omega = 0.001$, $\lambda = 1 \times 10^{-5}$

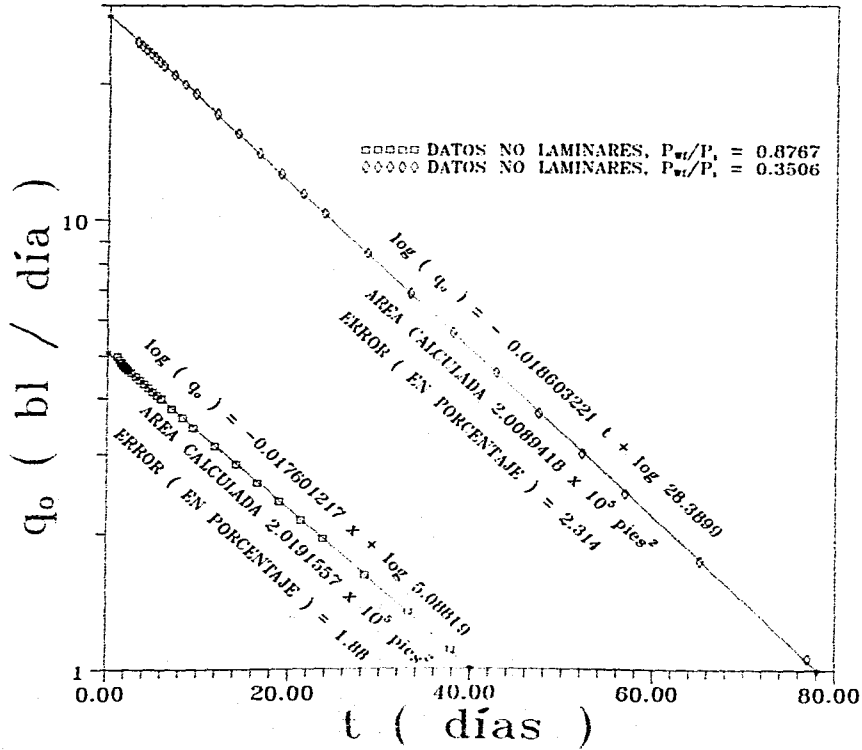


FIGURA 40.- AJUSTE PARA CALCULAR EL AREA PARA CASOS NO LAMINARES EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO $r_{cd} = 500$ $\omega = 0.001$, $\lambda = 1 \times 10^{-5}$