

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO  
FACULTAD DE INGENIERIA

1  
20j

"CARACTERIZACION DE YACIMIENTOS DE ALTA  
PERMEABILIDAD POR MEDIO DE PRUEBAS DE PRESION-CAMPO UECH"

ING. GABRIEL CRUZ MUÑOZ  
T E S I S

PRESENTADA A LA DIVISION DE ESTUDIOS DE POSTGRADO DE LA  
FACULTAD DE INGENIERIA DE LA  
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERIA  
(P E T R O L E R A)

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

DIRECTOR DE TESIS: DR. HEBER CINCO LEY

1989



## **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 está 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.

# C O N T E N I D O

Pág.

## Resúmen

I	Introducción	1
II	Comportamientos de Presión en Pozos Parcialmente Penetrantes:	5
	1.- Períodos de Flujo y Ecuaciones	
	a) Radial	
	b) Esférico	
	c) Transitorio	
	d) Período Radial	
	e) Ecuaciones de Presiones de Incremento	
	f) Efectos de localización y tamaño del Intervalo Abierto al Flujo.	
	g) Factor de Pseudodaño	
	h) Comentarios Generales	
	2.- Aplicación de la Derivada de la Presión en Yacimientos de Doble Porosidad.	
III	Metodología de Interpretación	40
	a.- Estimación de la Función Influencia	
	b.- Diagnóstico de Flujo	
	c.- Aplicación de los Métodos Específicos	
	d.- Reproducción de Datos de la Prueba	
IV	Diseño de una Prueba de Interferencia	43

**V Aplicaciones al Campo Uech**

52

- 1.- Características de los Yacimientos de la Zona de Campeche
- 2.- Características del Campo Uech
- 3.- Análisis de la Prueba de Decremento
- 4.- Recomendaciones para la Conducción de Pruebas en el Campo Uech

**Conclusiones****Referencias****Apéndice****Tablas****Figuras**

## Resumen.

Todas las decisiones importantes que se toman en la Industria Petrolera están basadas en el conocimiento del potencial de flujo que tienen los pozos en un yacimiento determinado, de ahí la necesidad de disponer de métodos de análisis de pruebas de variación de presión que permitan realizar estimaciones confiables y oportunas de los parámetros capacidad de la formación,  $Kh$ , permeabilidad,  $K$ , y daño  $S$ , factores importantes en el estudio de yacimientos. Actualmente se cuenta con varios cientos de artículos referidos a la metodología de dichos análisis, se le ha dado importancia a los yacimientos que tienen alta transmisibilidad, con porosidad primaria y secundaria, formaciones anisotrópicas y heterogéneas, además con pozos con entrada de flujo restringido en función directa al gran espesor de los mismos.

Puesto que normalmente se desconocen las características de la roca y de flujo de un yacimiento, se podrían aplicar varios métodos o modelos desarrollados, pero resultaría impráctico proceder de esta forma, sin un diagnóstico apropiado. Por tal motivo, con el objeto de interpretar adecuadamente los datos obtenidos de una prueba de incremento o de decremento de presión, en este trabajo se discuten las técnicas para analizar el comportamiento de un pozo con entrada restringida al flujo, en donde se determinan los períodos de flujo y el pseudodaño. También se discute la aplicación de la derivada de presión para yacimientos con doble porosidad.

La técnica revisada permite obtener una solución directa y mucho más precisa, permitiendo así una mejor caracterización de los yacimientos petrolíferos; indistintamente del tipo de fluido que éstos posean.

Por considerarse conveniente se describen por separado los mé todos seleccionados en forma detallada, mostrando para cada - uno de ellos una secuencia de pasos incluyendo ejemplos de al gunos autores.

También se propone un diseño de una prueba de interferencia, por considerarla como una herramienta adecuada para definir - las características petrofísicas de la formación, así como - las direcciones preferenciales de flujo.

## I. Introducción.

Con la expansión de la industria petrolera nacional en los últimos años, se ha generado un considerable aumento en los volúmenes de trabajo y correlativamente una disminución de personal técnico calificado. Esta circunstancia ha favorecido para que se impulse el desarrollo de nuevas técnicas y equipo, simplificando las labores de los especialistas.

Debido a la gran importancia que tiene la determinación "in situ" de las propiedades petrofísicas de un yacimiento petrolífero, así como de las características de posibles cavernas o fracturas existentes, se han ido perfeccionando los registradores analógico-digital de presión de alta sensibilidad (Hewlett Packard) para que soporten cada vez más altas presiones y temperaturas, y además tener altas resoluciones en la medición de la presión.

En la actualidad existen gran cantidad de métodos para el análisis de pruebas de variación de presión, (incremento, decremento, fall off, etc.), para gasto variable antes del cierre, así como largos períodos de cierre, aplicables a datos obtenidos de pozos perforados en formaciones homogénea o heterogéneas.

En general pueden distinguirse tres grupos principales de técnicas para analizar las pruebas de variación de presión: las que se denominan convencionales (Horner), las de ajuste de curvas tipo y las de ajuste utilizando la computadora. En las primeras se determina básicamente una recta en el ajuste de los datos, cuya pendiente se utiliza para determinar las propiedades petrofísicas de la formación. Los autores de este tipo de técnicas son principalmente Horner<sup>1</sup>, Miller-Dyes-Hutchinson<sup>2</sup>, Clark<sup>3</sup> y Cinco-Samaniego<sup>4</sup>.

Las del segundo grupo fueron propuestas por primera vez en 1970 por Ramey<sup>5</sup>, enfocadas para el análisis de los datos obtenidos al inicio de la prueba de presión, es decir, antes de que se dejen de sentir los efectos de almacenamiento y el posible daño, lo cual sucede a tiempos cortos después de inicia la prueba.

Por último, se han publicado recientemente modelos de interpretación que son usados junto con la computadora, los cuales nos permiten obtener una concepción más detallada del comportamiento del flujo en la formación productora. Por ejemplo, el método de Dominique Bourdet<sup>6</sup> y colaboradores, el cual está basado sobre el análisis de la derivada de la presión con respecto a la función apropiada del tiempo. Este método considera la respuesta como un todo, usando los datos desde tiempos muy cortos hasta los últimos puntos registrados y usa la técnica de ajuste de curvas tipo. Esto proporciona una descripción de la formación a través del comportamiento del flujo, enfatizando el régimen de flujo presente, que es el interés principal en la interpretación de las pruebas de presión de decremento, así como en las de incremento.

Recientemente estas nuevas curvas tipo en términos de la derivada de la presión han sido desarrolladas para vencer los problemas de unicidad para el caso del factor de daño, el almacenamiento<sup>7,8</sup> y para yacimientos fracturados<sup>9,10</sup>. El análisis simultáneo de la presión y de la función derivada de la presión, permite obtener resultados más confiables. Se ha establecido que una gráfica log-log de la función derivada de la presión contra tiempo, es una herramienta efectiva en la identificación de los regímenes de flujo. Este se muestra diferente para cada régimen de flujo, exhiben una línea recta de pendiente diferente, para flujo radial, lineal, bilineal, esféri

co y régimen pseudo-permanente. Las líneas rectas muestran pendientes igual a cero, un medio, un cuarto, menos un medio y uno respectivamente, como se muestra en la figura 1. Este tipo de gráficas puede ser aplicado a presiones de extracción cuando el ritmo es constante o para la función influencia<sup>11</sup> (respuesta de presión por unidad de gasto de flujo), calculada de datos de presión o de cualquier tipo de prueba.

La mayoría de los métodos desarrollados para el análisis de presiones de incremento consideran flujo radial; pero en la práctica esto no es siempre válido. Por ejemplo, en un pozo que penetra parcialmente la formación o un pozo fracturado, se presentan varios regímenes de flujo, además del flujo pseudo radial. Para estos casos, el análisis convencional no siempre es aplicable y otros tipos de gráficas deben ser usadas. De acuerdo al principio de superposición, el dato para una prueba de presión de incremento incluye dos componentes como sigue:

$$P_{ws}(\Delta t) = q \Delta P_1(tp + \Delta t) - q \Delta P_1(\Delta t) \quad (I-1)$$

Donde  $q$  es el gasto de flujo antes del cierre y  $P_1$ , es la función influencia. Si el gasto del flujo cambia, la respuesta durante el incremento está dado por:

$$P_{ws}(\Delta t) = \int_0^{tp} q(z) \frac{\partial \Delta P}{\partial z}(tp + \Delta t + z) dz \quad (I-2)$$

Para identificar los regímenes de flujo que pueden estar presentes durante una prueba, es necesario determinar previamente la función influencia. Esto se lleva a cabo por medio de la Ec. I-1, siempre y cuando  $tp \gg \gg \gg t$ , ya que el primer término de esta ecuación se puede considerar como cons

tante. La Ec. I-2, puede ser fácilmente deconvolucionada para calcular  $\Delta P_1$ , si  $q'(t)$  y  $P_{ws}$  están disponibles. Una vez que la función influencia ha sido determinada, el método para identificar el régimen de flujo puede ser aplicado.

El objeto del presente trabajo es ordenar y complementar la metodología más avanzada de interpretación, disponible hoy en día, para pruebas de presión en pozos con entrada de flujo restringida, así como la definición de las ventajas y limitaciones.

## II. Comportamiento de Presión en Pozos Parcialmente Penetrantes.

Frecuentemente los pozos productores de hidrocarburos que se terminan, tanto en México como en otros países, es muy común abrir al flujo únicamente una sección pequeña de la formación productora, en comparación con el espesor total de la misma. Estas terminaciones se efectúan cuando las características del yacimiento (alta permeabilidad, presiones anormales altas o bajas, etc.), no permiten continuar la perforación del pozo, y por lo tanto la terminación se hace en la cima del yacimiento. En otras ocasiones, aunque se logre atravesar toda la formación productora, la terminación se hace en la parte media, es decir, el intervalo productor queda entre la cima y la base de la formación productora, esto es con la finalidad de evitar la conificación ya sea de gas o de agua. Esta situación es llamada "penetración parcial" o "entrada restringida" y ha llamado considerablemente la atención, tanto en la literatura petrolera analizada por Clark y Raghavan<sup>10</sup>, así como la literatura hidrológica. En las figuras 2A y 2B se ilustran los casos típicos mencionados anteriormente para formaciones anisotrópicas; en el primero de ellos la terminación del pozo está en la cima del yacimiento, tiene un intervalo abierto  $h_f$ , que comparado con el espesor total de la formación resulta pequeño, el radio del agujero del pozo es  $r_w$ . Como se puede observar en la misma figura, las líneas de flujo convergen hacia el intervalo abierto en forma hemisférica y no en forma radial, como en muchos casos se considera. En el segundo caso, que es el más importante de analizar, figura 2B, se tiene un intervalo abierto al flujo de longitud  $h_f$ , este intervalo está localizado aproximadamente en la parte media de la formación productora, tiene una distancia  $Z_f$  que va desde la parte media del intervalo abierto hasta la base de la

formación de interés, el pozo tiene un radio  $r_w$ , la formación tiene una permeabilidad horizontal  $K_r$  y una permeabilidad vertical  $K_z$ , ya que anteriormente se indicó que se trataba de un sistema anisotrópico. Como se puede apreciar en la misma figura, las líneas de flujo convergen hacia el intervalo abierto, en forma de flujo esférico.

Este tipo de terminación de pozos fue primeramente estudiado por Muskat<sup>12</sup> en el año de 1949 y posteriormente ha sido estudiado por una plétora de artículos de diferentes investigadores, todos ellos con la finalidad de examinar la aplicación de las ecuaciones de flujo esférico, a pozos produciendo de una sección limitada del espesor de formación anisotrópica.

Para análisis de pruebas transitorias Moran y Finklea<sup>13</sup> sugieren que a tiempos cortos el comportamiento de la presión puede ser adecuada para una sección de entrada limitada considerada como fuente de flujo esférico. Recientemente Culham<sup>14</sup> ha examinado la aplicabilidad de las ecuaciones de flujo esférico para pruebas de presiones en pozos donde el intervalo - productor es una fracción del espesor total de la formación.

El objetivo principal de este trabajo es, sin embargo, hacer énfasis en que la información que se puede obtener está relacionada específicamente con permeabilidades anisotrópicas.

Este tipo de información es crucial para predecir el comportamiento de zonas de interés bajo una variedad de condiciones, tales como la presencia de barreras y el movimiento de interfaces de fluido.

### Modelo del Yacimiento

Relacionado a la sección transversal del modelo de entrada limitada que está mostrado en la figura 2A, considerar las siguientes suposiciones:

1. El yacimiento tiene espesor uniforme  $h$ , porosidad  $\phi$ , y ex tensión radial infinita.
2. Se considera que fluye en el yacimiento una sola fase de líquido ligeramente compresible, entrando a la sección abierta a un ritmo de flujo constante  $q$ .
3. El fluido es extraído uniformemente a lo largo de la sección abierta del flujo.
4. No hay flujo cruzado en las fronteras superior e inferior del yacimiento, y la presión remanente es inalterable e igual a la presión inicial, cuando la distancia radial tiende a infinito.
5. Los efectos de gravedad son despreciables y la velocidad del flujo es pequeña en el medio poroso.

Para aplicar la metodología del análisis de pruebas de presión es necesario conocer en detalle el comportamiento de la presión del sistema. De acuerdo a varias investigaciones llevadas a cabo en el pasado, <sup>15,16</sup>, la caída de presión adimensional para un pozo parcialmente terminado que fluye con gasto constante está dado por:

$$P_{wD}(Z_D, t_D) = \frac{1}{2} E_1 \left( \frac{r_D^2}{4t_D} \right) + \frac{2h_D}{\pi h_{fD}} \left[ \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\text{sen}(n\pi h_{fD}/2h_D)}{n} \right] \times \\ \cos(n\pi Z_{fD}/h_D) \quad \cos(n\pi Z_D/h_D)$$

$$\int_{b/4t_D}^{\infty} \exp \left( -u - (n \pi / h_D^2)^2 / 4u \right) du \quad \text{II-1}$$

en donde:

$$P_{wD} (z_D, t_D) = \frac{K_r h (P_i - P_{wf})}{\alpha q B U} \quad \text{II2-a}$$

$$t_D = \frac{\beta K_r t}{\phi \mu C_t r_w^2} \quad \text{II2-b}$$

$$h_{fD} = \frac{h_f}{r_w} \sqrt{\frac{K_r}{K_z}} \quad \text{II2-c}$$

$$z_D = \frac{z}{r_w} \sqrt{\frac{K_r}{K_z}} \quad \text{II2-d}$$

$$h_D = \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{K_r}{K_z}} \quad \text{II2-e}$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad \text{II2-f}$$

La figura 2B ilustra este sistema, las Ec. (II2-a) y (II2-b), incluyen los factores de conversión de unidades  $\alpha$  y  $\beta$  definidas en la Tabla 1 para diferentes sistemas de unidades.

De ésto se concluye que, la distribución de presión causada por un pozo con entrada restringida al flujo, es por lo tanto igual a la causada por un pozo que penetra totalmente la formación el cual depende de  $r_D$  y  $t_D$  y una función de pseudodaño

los cuales dependen de  $r_D$ ,  $z_D$  y  $t_D$ . Gringarten y Ramey<sup>16</sup> han demostrado que para tiempos cortos la Ec. (II-1), se reduce a la siguiente expresión:

$$P_D (r_D, z_D, t_D) = -0.5 h_D/h_{fD} \text{Ei} (-r_D^2/4t_D) \quad (\text{II-3})$$

Si  $t_D \leq 0.5 \int_D^2$  y  $(z_{fD} - 0.5 h_{fD}) < z_D < (z_{fD} + 0.5 h_{fD})$ . El símbolo  $\int_D$  representa la distancia vertical adimensional del punto al cual la presión es medida al extremo cerrado del intervalo abierto.

Para valores grandes de tiempo ( $t_D/r_D^2 > 25$  y  $t_D \geq 0.5 h_D^2$ ), - la Ec. (II-1) la podemos escribir como:

$$P_D (r_D, z_D, t_D) = \frac{1}{2} (\ln t_D/r_D^2 + 0.080907) + (4h_D/h_{fD})$$

$$\sum_{n=1}^{\infty} 1/n \text{Sen} (n \pi h_{fD}/2h_D) \times$$

$$\text{Cos} (n \pi z_{fD}/h_D) \text{Cos} (n \pi z_D/h_D) K_0 (n \pi r_D/h_D) \quad (\text{II-4})$$

La solución anterior nos indica que el comportamiento del flujo puede estar dividido en varios períodos: El primero es un período de flujo radial corto localizado dentro de la zona - abierta. Durante este período de flujo el comportamiento del yacimiento es como si el espesor de la formación es igual a - la longitud de la zona abierta. La duración de este período está gobernado por las siguientes causas: La longitud de la zona abierta, localización de la zona abierta con respecto al espesor total del yacimiento, permeabilidad vertical y la altitud del punto de medición en el intervalo abierto. El se--

gundo corresponde a un período llamado flujo de transición; - el tercero es el esférico; el cuarto es otro de transición y posteriormente es un período de flujo pseudo radial.

Durante el período de flujo de transición, puede presentarse el flujo pseudo esférico si la longitud del intervalo abierto es pequeño comparado con el espesor de la formación.

Con base a la sugerencia que hacen Gringarten y Ramey<sup>16</sup>, en este trabajo se hace referencia a la solución de la presión - uniforme en el agujero, como la solución de "Conductividad In finita" y para el caso de la presión variable en el agujero - del pozo, como la solución del flujo uniforme.

Las aproximaciones de flujo esférico que se presentan pueden ser usadas indistintamente, para analizar los datos de presión ya sea por soluciones de flujo uniforme o conductividad infinita.

Las caídas de presión del flujo uniforme en el fondo del pozo son calculadas en el centro del intervalo productor (para el pozo con entrada restringida aproximadamente en la parte media de la formación productora). Con el objetivo de asegurar que los resultados que se obtengan sean lo más aproximados posibles, la solución de flujo uniforme puede ser comparada con los resultados presentados por Hantush<sup>15</sup>.

Dada la importancia que tiene el flujo esférico para lograr - un análisis completo de una prueba de presión en pozos terminados parcialmente, enseguida se analizan los conceptos básicos de este tipo de flujo. Posteriormente se discute el comportamiento del pozo en los diferentes períodos de flujo, así como la gráfica de análisis correspondiente.

## a) Período de Flujo Radial.

A tiempos pequeños la zona afectada por una prueba únicamente incluye las vecindades del intervalo productor; por lo que - las líneas de flujo son esencialmente las correspondientes al flujo radial considerando el espesor del yacimiento abierto - por el intervalo productor, figura 3. Bajo estas circunstancias el cambio de presión en el pozo causado por un gasto  $q$  está dado para propósitos prácticos por:

$$\Delta P_w = \frac{\int q B \mu}{K_r h_f} \log t + \left[ \log \frac{K_r}{\phi \mu c_t r_w^2} - \gamma + 0.87 S \right] \quad (\text{II-5})$$

Donde  $S$  es el factor de daño que incluye el efecto de disparos y de la zona de daño,  $\gamma$  está dado en la tabla 1. Este período de flujo ocurre cuando:

$$t_{\text{erf}} = \frac{\phi \mu c_t h_f}{160 \beta K_z} \quad (\text{II-6})$$

De acuerdo a la ecuación (II-5), los datos de presión que corresponden a este período de flujo pueden analizarse usando - una gráfica de cambio de presión  $\Delta P_w$  contra el logaritmo - del tiempo, tal como se muestra en la figura 4. Los datos de presión generan una línea recta de cuya pendiente es posible obtener el producto  $K_r h_f$ , como sigue:

$$K_r h_f = \frac{1.151 q B \mu}{m_1} \quad (\text{II-7})$$

Según Earlougher<sup>17</sup>, el factor de daño se estima de:

$$S = 1.151 \left[ \frac{(\Delta P_w)_{1 \text{ hr}}}{m_1} - \log \frac{K_r}{\phi \mu c_t r_w^2} + \gamma \right] \quad (\text{II-8})$$

El factor incluye el efecto de los disparos y de la zona de la permeabilidad alterada.

En caso de que los datos de presión de este período de flujo estén afectados por el fenómeno de almacenamiento, estos pueden analizarse utilizando la curva tipo propuesta por Bourdet y Colaboradores<sup>8</sup> (figura 5). Aquí, la caída de presión adimensional se define como:

$$P_{wD} = \frac{K_r h_f \Delta P_w}{\alpha q B \mu} \quad (\text{II-9})$$

Es decir, se debe utilizar  $h_f$  en lugar del espesor total de la formación  $h$ .

#### b) Período de Flujo Esférico.

Continuando con los razonamientos y las sugerencias por - - - Carslaw y Jeager<sup>18</sup>, en el sentido de que la respuesta de presión, debido a una entrada limitada (sumidero esférico) localizado aproximadamente en la parte media de la formación productora, considerada como un medio poroso anisotrópico infinito, se puede expresar a tiempos pequeños como sigue:

$$P(r_s, t) = P_i - (\alpha q B \mu / 2 r_s K_r) \times \operatorname{erfc} \left[ (0.25 \phi \mu c_t r_s^2 K_r / \beta K_r t k_z)^{1/2} \right] \quad (\text{II-10})$$

En donde  $r_s = \sqrt{r^2 K_z / K_r + z^2}$  viene siendo la distancia radial en el sistema de coordenadas esféricas.

Si se toman en cuenta las definiciones de presión y tiempo adimensional que se utilizarán en la Ec. (II-2) para represen

tar en esta forma la Ec. (II-10), queda como sigue:

$$P_D (r_{SD}, t_D) = (h/2 r_S) \operatorname{erfc} \left[ (0.25 K_r r_S^2 / r_W^2 K_z t_D)^{\frac{1}{2}} \right] \quad (\text{II-11})$$

Al calcular la caída de presión en el agujero del pozo con la ecuación anterior y la Ec. (II-1) e igualarlas, el radio real del agujero del pozo tiene que ser relacionado a un radio hipotético esférico del pozo.

Se sabe de dos métodos que se han dado a conocer dentro de la literatura para obtener el radio hipotético esférico de drenaje del pozo. El primero de ellos es el presentado por Culham<sup>14</sup>, en este caso los radios cilíndricos y esféricos son relacionados, dando la siguiente expresión:

$$r_{SW} = \sqrt{r_W h_f / 2} \cdot \sqrt[4]{K_z / k_r} \quad (\text{II-12})$$

La segunda aproximación fue presentada por Rodríguez Nieto y Carter<sup>19</sup> en ella se considera la igualación de la distribución de presión debido a las fuentes cilíndrica y esférica de igual magnitud (potencial), la cual es como sigue:

$$r_{SW} = h_f \left[ \ln \left\{ \frac{0.5 + \sqrt{0.25 + (r_w/h_f)^2 K_z/K_r}}{0.5 + \sqrt{0.25 + (r_w/h_f)^2 / K_z/K_r}} \right\} \right]^{-1} \quad (\text{II-13})$$

Nuevamente si empleamos las variables adimensionales que se definieron en la Ec. (II-12), para representar en estas variables la Ec. (II-11), se obtiene la siguiente expresión:

$$P_D (r_{SWD} t_D) = P_D (1, Z_D, t_D) = H_D \operatorname{erfc} (h_D / 4 H_D \sqrt{1/t_D}) \quad (\text{II-14})$$

En donde  $H_D = h/2r_{SW}$  para condiciones para pequeños valores del argumento ( $< 0.1$ ) la función error complementaria puede ser representada de la siguiente forma:

$$\text{erfc}(x) = 1 - (2/\sqrt{\pi}) x \quad (\text{II-14A})$$

Por lo tanto, la Ec. (II-10) queda expresada como:

$$P(r_{SW}, t) = P_i - (\alpha q \mu B / 2 r_{SW} K_r) \cdot \left[ 1 - .2/\sqrt{\pi} (0.25 \phi \mu C_t r_{SW}^2 K_r / \beta K_r t K_z)^{\frac{1}{2}} \right] \quad (\text{II-15})$$

Y también la Ec. (II-14) puede ser escrita como:

$$P_D(1, Z_D, t_D) = H_D (1 - h_D / 2 H_D \sqrt{1/\pi t_D}) = H_D - (h_D / 2 \sqrt{\pi}) \sqrt{1/t_D} \quad (\text{II-16})$$

Como se puede observar la ecuación anterior indica que la presión adimensional es una función lineal de  $1/\sqrt{t_D}$  durante el régimen de flujo esférico, sin embargo, en ella no se especifican los tiempos en los cuales se adopta la aproximación de flujo esférico. Un método empírico para poder determinarlo es por la graficación de la presión adimensional, como una función de  $1/\sqrt{t_D}$  y buscar la pendiente de la línea igual a  $-h_D/2\sqrt{\pi}$ .

Para tiempos intermedios, si la relación de penetración  $h/h_f$  es mayor que 8, el pozo exhibe un período de flujo en el que el cambio de presión variará con  $1/\sqrt{t}$ . Este tipo de flujo se le ha llamado esférico debido a la relación existente entre  $\Delta P_w$  y  $t$ . Rigurosamente el término esférico no debería

ser usado, más bien el término "pseudoesférico" ya que el pozo actúa como una esfera de radio efectivo  $r_{wsp}$ . Este radio está dado por:

$$r_{wsp} = h_f \left[ \ln \left\{ \frac{0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{r_w}{h_f}\right)^2 \frac{K_z}{K_r}}}{-0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{r_w}{h_f}\right)^2 \frac{K_z}{K_r}}} \right\} \right]^{-1} \quad (II-17)$$

En donde  $r_w^i$  se calcula utilizando el factor de daño estimado del primer flujo radial. Así:

$$r_w^i = r_w e^{-S} \quad (II-18)$$

La Ec. (II-17) es una versión modificada de la que presentan Rodríguez-Nieto y Carter<sup>19</sup>. En este trabajo se utiliza  $r_w^i$  en lugar de  $r_w$ . La Ec. (II-17) es válida siempre y cuando el radio del daño sea pequeño comparado con  $h_f$ .

Se ha demostrado<sup>10</sup> que el cambio de presión para el período de flujo pseudoesférico está dado por:

$$\Delta P_w = \frac{\infty q B \mu}{2 K_r r_{swp}} - \frac{q B}{2 \sqrt{\pi} \beta} \frac{(\phi C_t)^{1/2} \mu^{3/2}}{K_r K_z^{1/2}} \frac{1}{t} \quad (II-19)$$

Basados en esta ecuación, podemos analizar los datos de este período de flujo mediante una gráfica de  $\Delta P_w$  contra  $1/\sqrt{t}$ , como se muestra en la figura 6.

Los datos de presión generan una línea recta de pendiente  $m_{sp}$

de la cual puede estimarse el producto  $K_r \cdot K_z^{1/2}$  como sigue:

$$K_r K_z^{1/2} = - \frac{\alpha q B (\phi C_t)^{1/2} \mu^{3/2}}{2 \sqrt{\pi \beta} m_{sp}} \quad (\text{II-20})$$

Definida la ordenada al origen,  $b_{sp}$ , es posible estimar el ra dio esférico efectivo  $r_{wsp}$ , siempre y cuando se conozca  $K_r$ .

Esto es:

$$r_{wsp} = \frac{q B \mu b_{sp}}{2 K_r} \quad (\text{II-21})$$

El período de flujo pseudoesférico termina cuando:

$$t_{esp} = \frac{\phi \mu C_t h^2}{12 \beta K_z} \quad (\text{II-22})$$

La derivación de esta expresión se muestra en el Apéndice con siderando un 10% de desviación de la pendiente de la línea - recta de la gráfica de  $\Delta P_w$  contra  $1/\sqrt{t}$ .

Hasta aquí se ha considerado que el intervalo productor se en cuentra localizado en el centro o cerca de la parte central - del espesor de la formación. En caso de que el intervalo pro ductor se localice en la parte superior o inferior de la for mación el flujo generado en tiempos intermedios será de tipo semiesférico y las ecuaciones de análisis son:

$$K_r K_z^{1/2} = - \frac{\alpha q B (\phi C_t)^{1/2} \mu^{3/2}}{\sqrt{\pi \beta} m_{sp}} \quad (\text{II-23})$$

$$r_{wsp} = \frac{q B \mu b_{sp}}{K_r} \quad (\text{II-24})$$

$$y \quad t_{\text{exp}} = \frac{\phi \mu c_t h^2}{3 \beta K_z} \quad (\text{II-25})$$

### c) Período de Flujo Transitorio.

En esta sección el objetivo principal es examinar la aplicabilidad de la aproximación de flujo esférico, hacia el flujo transitorio para un medio anisotrópico. Se usará un ejemplo de campo para hacer su demostración<sup>10</sup>.

Se tiene un pozo que su intervalo abierto al flujo está localizado simétricamente cerca del centro de la formación, en la figura 8 se ha graficado la presión adimensional  $P_D$ , contra el tiempo adimensional  $t_D$ . Los datos básicos del yacimiento están mostrados en la tabla 2:

Hay que recordar que el parámetro a determinar es la relación de permeabilidad  $K_r/K_z$ .

Se hace la observación de que los datos presentados en la figura 8 fueron obtenidos por medio de la utilización de la Ec. (II-1) y no por el uso de las ecuaciones de flujo esférico que fueron descritas en la sección anterior.

Con la información anterior y la Ec. (II-4), se determinó el tiempo en el cual inicia el segundo período de flujo radial el cual se representa por una línea punteada en la figura 8, cuya pendiente es igual a 1.1515 por ciclo logarítmico, graficado sobre papel semilogarítmico, como ya se indicó anteriormente, si disponemos de este dato de presión se puede usar la técnica convencional semilogarítmica, pero se hace la observación de que no debe utilizarse esta información para calcular la permeabilidad vertical.

En la Ec. (II-15) y (II-16), se indica que el dato de presión en el período de transición se graficará como una función lineal del recíproco de la raíz cuadrada del tiempo adimensional, cuya pendiente  $m$  es:

$$m = h_D / 2\sqrt{\pi} . \quad (\text{II-26})$$

Nuevamente el dato de presión fue redibujado en la figura 9 - en donde se trató de buscar la línea recta cuya pendiente fuera  $h_D / 2\sqrt{\pi}$ . Efectivamente se pueden determinar, pero para una duración muy limitada, esto está mostrado entre las líneas punteadas. Implica que la aproximación del flujo esférico es válido únicamente para una duración limitada del período de flujo transitorio.

La línea recta correcta fue extrapolada a  $1/\sqrt{t} = 0$ , para determinar si la ordenada fue igual a  $H_D$ , se sabe que  $H_D$  es una función de  $r_{SW}$ , mientras que  $m$  no lo es.

Con la expresión proporcionada por Rodríguez-Nieto y Carter<sup>19</sup> se determinaron los valores de  $H_D$  y al compararlos con los obtenidos por la extrapolación de la línea recta, resultaron muy semejantes en aproximación. No resultando así usando la expresión propuesta por Culham<sup>14</sup>, concluyéndose que la superioridad de la Ec. (II-13) sobre la Ec. (II-12), es realmente evidente. El error de las dos aproximaciones es proporcionado por la tabla 3.

Considerando las observaciones anteriores, la propia línea recta puede ser usada para propósitos interpretativos prácticos. La pendiente de la presión de fondo del pozo  $P_{wf}$  contra  $1/\sqrt{t}$  en donde  $t$  es el tiempo fluyendo en horas, será dado por la siguiente expresión:

$$m' = 2452.91 q \mu B \sqrt{\phi \mu c_t} / K_r K_z^{\frac{1}{2}} \quad (\text{II-27})$$

La ecuación anterior tiene dos incógnitas ( $K_r$  y  $K_z$ ), normalmente  $K_r$  tendrá que ser calculada por otro método. Una vez que  $K_r$  y  $K_z$  han sido determinados una figura similar a la figura 9, será usada mientras que la propia línea recta ha sido seleccionada.

La extrapolación de la línea recta correcta a  $1/\sqrt{t} = 0$  puede también ser empleada para determinar  $K_r$ , la interpretación está dada por la siguiente expresión:

$$K_r = \alpha q \mu B / (2 r_{sw}^2 (\Delta P) (1/\sqrt{t}) = 0 \quad (\text{II-28})$$

En donde  $\Delta P$  será obtenida de datos de campo. Por lo consiguiente para poder determinar  $K_r$  se debe conocer  $K_z$  ya que  $r_{sw}$  es una función de  $K_z$ . Para esto se requiere necesariamente un cálculo de ensaye y error incluyendo las ecuaciones (II-13), (II-27) y (II-28).

#### d) Período de Flujo Pseudoradial.

Para tiempos largos, cuando los estratos superiores e inferiores afectan el comportamiento del pozo, se genera lo que se conoce como flujo pseudoradial. Para este caso, la presión varía con el logaritmo del tiempo y las líneas de flujo en la zona de mayor aportación a la expansión son esencialmente radiales.

La respuesta de presión en el pozo puede ser expresada como<sup>16</sup>:

$$P_w = \frac{\int q B \mu}{K_r h} \left[ \log t + \log \frac{K_r}{\phi \mu c_t r_w^2} - \gamma + 0.87 S_t \right] \quad (\text{II-29})$$

Esta ecuación difiere de la Ec. (II-5) para el período radial inicial en dos factores. Aquí se utiliza el espesor total de la formación  $h$  en vez de la longitud del intervalo de terminación  $h_f$ ; por otro lado, la variable  $S_t$  difiere del factor de daño  $S$ . Estas últimas variables se relacionan del modo siguiente:

$$S_t = S_p + \frac{h}{h_f} S \quad (\text{II-30})$$

Donde  $S_p$  es el factor de pseudodaño causado por la penetración parcial del pozo.

$S_t$  es el factor de daño total que afecta a los datos de presión del período de flujo pseudoradial.

De acuerdo a la Ec. (II-29), una gráfica de  $\Delta P_w$  contra  $\log t$  da una línea recta cuya pendiente  $m_2$  es inversamente proporcional a  $K_r h$  (figura 10). De aquí:

$$K_r h = \frac{\int q B \mu}{m_2} \quad (\text{II-31})$$

El factor de daño total se calcula usando:

$$S_t = 1.151 \left[ \frac{\Delta P_{1hr}}{m_2} - \log \frac{K_r}{\phi \mu c_t r_w^2} + \gamma \right] \quad (\text{II-32})$$

e) Ecuaciones de Presiones de Incremento.

Las presiones de incremento o de cierre a tiempos  $\Delta t$ , después de un período de producción de un pozo que tuvo un tiempo de duración  $t$ , pueden expresarse aplicando el principio de superposición. Se puede generar un pozo inyector que actúa a un ritmo  $q$  sobre el pozo original, el cual es considerado que continúa produciendo. Esto origina un gasto de producción neto de cero, después del tiempo  $t$  en la localización del pozo. Por lo consiguiente la presión de cierre es:

$$P_{ws} = P_i - (\infty q \mu B / K_r h) \left[ P_D (t + \Delta t)_D - P_D (\Delta t)_D \right] \quad (II-33)$$

Suponiendo que ambas expresiones dentro del paréntesis rectangular sobre el lado derecho de la ecuación anterior, pueden ser representados por la Ec. (II-16) (que es el apoyo de la aproximación del flujo esférico) la podemos escribir como:

$$(K_r h / \infty q \mu B) (P_i - P_{ws}) = (h_D / 2\sqrt{\pi}) \times \left[ 1/\sqrt{\Delta t}_D - 1/\sqrt{(t + \Delta t)_D} \right] \quad (II-34)$$

La ecuación anterior viene siendo similar a la aproximación de Horner<sup>1</sup>, para flujo radial transitorio e indica que si el lado izquierdo es graficado como una función de los términos dentro del paréntesis rectangular del lado derecho, resultará una línea recta con una pendiente  $m = h_D / 2\sqrt{\pi}$ , que es independiente del efecto de daño.

Otra gráfica de incremento que puede ser considerada, es la que propone Ramey<sup>20</sup>, en donde usa la definición de la presión fluyendo en el instante del cierre, en consecuencia, se dice que la diferencia entre la presión de cierre y la presión flu

yendo anterior al cierre, es expresada de la siguiente forma:

$$P_{ws} - P_{wf,s} = (\alpha q\mu B/K_r h) \left[ P_D(t_D) - P_D(t + \Delta t)_D + P_D(\Delta t_D) \right] \quad (\text{II-35})$$

Como se puede observar, la ecuación anterior incluye tiempos de cierre, por lo consiguiente si suponemos que el incremento de tiempo  $\Delta t_D$  es pequeño en comparación con el tiempo de producción decimos que tenemos  $(t + \Delta t)_D \approx t_D$ , siendo así, la ecuación anterior queda de la siguiente forma:

$$(K_r h / \alpha q\mu B) (P_{ws} - P_{wf,s}) = P_D(\Delta t_D) \quad (\text{II-36})$$

Al substituir en la ecuación anterior el valor de  $P_D(\Delta t_D)$  obtenido en la Ec. (II-16), nos queda la siguiente expresión:

$$(K_r h / \alpha q\mu B) (P_{ws} - P_{wf,s}) = H_D \left[ 1 - (h_D / 2 H_D) \sqrt{1/\pi \Delta t_D} \right] \quad (\text{II-37})$$

La ecuación anterior indica que si la diferencia entre la presión de cierre y la presión fluyendo (en el instante del cierre), es graficado como una función de  $1/\sqrt{\Delta t}$ , resultará una línea recta cuya pendiente es independiente del efecto de daño.

La Ec. (II-34) se utiliza de base para la gráfica de incremento presentada en la figura 11, usando constante la relación de permeabilidades  $K_r/K_z = 10$ , en donde se tiene como parámetro principal al tiempo de producción. En la misma figura se podrá observar que todas las curvas se desvían para  $t_D = 3.5 \times 10^4$  de la pendiente correcta  $m = h/2\sqrt{\pi}$ , por lo tanto, para tiempo adimensional mucho más grande que este va-

lor, la línea recta no se obtiene; ésto también puede observarse por el análisis de la línea punteada, a la cual le corresponde  $t_D = 1.05 \times 10^5$ . Los respectivos límites superiores de tiempos de producción pueden ser obtenidos de la línea punteada del lado izquierdo de la figura 9. Si el límite superior es alcanzado, la Ec. (II-37) será utilizada, graficando el dato a lo largo de la línea sugerida.

También se analizó el tiempo de cierre requerido para obtener la línea recta. Para el caso mostrado en la figura 11, se determinó que el tiempo de cierre requerido para alcanzar la línea recta, fue independiente del tiempo de producción, resultando  $1/\sqrt{\Delta t_D}$  de 0.0125. Haciendo un análisis de las gráficas de incremento para otros valores de la relación de permeabilidades  $K_r/K_z$  indican un rango de  $1/\sqrt{\Delta t_D}$  que es el orden de 0.01 a 0.02. Como una guía se puede decir que la línea punteada del lado derecho de la figura 9, puede ser utilizada para determinar el mínimo tiempo de cierre requerido para lograr la apropiada línea recta. Para valores de tiempos de cierre menores a los proporcionados por esta línea, no serán usados aún si una línea recta aparente resulta.

#### f) Efecto de la Localización y Tamaño del Intervalo Abierto al Flujo.

Los resultados hasta aquí discutidos estuvieron basados en un valor específico del intervalo abierto del pozo. A continuación se analizarán los dos aspectos importantes del comportamiento de los regímenes de flujo, en relación al tamaño y la localización del intervalo productor del pozo.

Primero se analizará el tamaño del intervalo abierto al flujo

permaneciendo constante los otros parámetros. En la figura - 12 se observa que permanece constante  $K_r/K_z = 10$  y puede verse que las líneas rectas con la pendiente correcta son obtenidas para todos los valores de  $h_f/h$  considerados. La longitud del intervalo abierto al flujo fue variando de 2.5 a 10% en relación al espesor total. Como es de esperarse, la duración de la validéz del flujo esférico es más grande para los valores pequeños de la relación  $h_f/h = 0.0263$ . En la misma figura se aprecian las aproximaciones de inicio y fin del flujo - esférico.

El segundo aspecto es la localización del intervalo abierto - al flujo en relación al espesor total del yacimiento. Está comprobado que si el intervalo abierto quedó localizado en la cima o base de la formación productora, entónces el flujo es hemisférico. En este caso la pendiente de la línea recta es igual a  $h_D/\sqrt{\pi}$  en vez de  $h_D/2\sqrt{\pi}$ . Esto lo podemos observar en la figura 13 en donde el dato de  $P_D-t_D$  para  $Z_f/h = 0.5$  y 0.75 son esencialmente idénticos para el rango de  $0.05 \leq 1/\sqrt{t_D} < 0.01$ . La duración de la aplicabilidad de la aproximación de flujo esférico, sin embargo, es grande para  $Z_f/h = 0.5$ . Lo anterior era de esperarse, ya que la frontera superior o inferior afectarán el comportamiento de la presión únicamente a un tiempo posterior.

#### g) Factor de Pseudodaño, $S_p$ .

En este estudio se presenta el concepto de pseudodaño como - una caída de presión adicional que proviene del agujero del - pozo cuando el intervalo abierto al flujo es pequeño en comparación con el espesor total de la formación productora. Los primeros resultados sobre pseudodaño por penetración parcial

fueron presentados gráficamente por Brons y Marting<sup>21</sup> sus cálculos fueron basados sobre un pozo con flujo uniforme, en un yacimiento de estrato uniforme infinito. Strelsova Adams<sup>22</sup> también estudió este problema y presentó ecuaciones explícitas para determinar el pseudodaño causadas por restricción a la entrada al flujo en forma de series finitas, usando un pozo con flujo uniforme, calculando una caída de presión promedio en el agujero del pozo por la integración a lo largo del intervalo abierto al flujo, y últimamente Odeh<sup>23</sup> proporciona una ecuación simple, que al igual que Strelsova Adams<sup>22</sup> supone dentro de sus sugerencias la aplicación a yacimientos anisotrópicos.

Este efecto de pseudodaño que se va a presentar aquí está expresado en tres variables adimensionales que se definen a continuación:

$$h_{FD} = h_f/h \quad (\text{II-38})$$

$$r_D = r_w/h (K_v/K_r)^{\frac{1}{2}} \quad (\text{II-39})$$

$$h_{1D} = h_1/h \quad (\text{II-40})$$

La expresión que se presenta para el cálculo del factor de pseudodaño es un análisis teórico derivado por Papatzacos<sup>24</sup> que dió el resultado de un pozo con entrada de flujo limitada, teniendo conductividad infinita en un yacimiento infinito. Dicho resultado es usado conjuntamente con el método de Nisle<sup>25</sup> el cual consiste en considerar pozos imagen a través del espesor de la formación, para obtener la caída de presión en régimen permanente en el intervalo productor del pozo. Por lo tanto, la siguiente expresión es así determinada para el pseudodaño en términos adimensionales definidos previamente:

$$S_p = \left( \frac{h}{h_f} - 1 \right) \ln \left( \frac{\pi}{2r_D} \right) + \frac{h}{h_f} \ln \left[ \frac{1}{2h/h_f + 1} \left( \frac{A}{B} - \frac{1}{1} \right)^{\frac{1}{2}} \right] \quad (\text{II-41})$$

donde:

$$A = \frac{h}{h_1 + h_f/4} \quad (\text{II-42})$$

$$B = \frac{h}{h_1 + 3 h_f/4} \quad (\text{II-43})$$

$$y: r_D = \frac{r_w}{h} \left( \frac{K_z}{K_r} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (\text{II-44})$$

$h_1$  es la distancia entre la parte superior del intervalo de terminación y la cima de la formación (ver figura 2B). Esta expresión permite considerar el intervalo de terminación en cualquier posición.

Se puede observar, que el factor  $S_p$  es positivo, aumenta al disminuir la relación de penetración  $h_f/h$  y puede alcanzar valores excesivamente altos en casos de bajas penetraciones. La expresión resulta ser conveniente para ser utilizada en programas de cómputo y no requiere de la evaluación de funciones complicadas.

Este factor se utiliza para tomar en cuenta la caída extra de presión causada por la convergencia de las líneas de flujo hacia el intervalo de terminación del pozo.  $S_p$  es una función de prácticamente todos los factores geométricos y de flujo del sistema.

Como se indicó previamente, se determinó usando el método de

pozos imagen, con lo cual se usó además del pozo real, un número de pozos imagen con la finalidad de generar la condición de que no hay flujo en la cima, ni en la base del yacimiento.

Se presentan en las figuras 14 y 15 una comparación del factor del pseudodaño que ha sido determinado por medio de la Ec. (II-41) y las ecuaciones de otros autores como son Strelsova-Adams<sup>22</sup> y Odeh<sup>23</sup> y Brons-Marting<sup>21</sup>, en donde el valor  $r_D$  es 0.01. Estos dos casos analizados en este trabajo son los principales y a continuación se detallan:

1. En la figura 14 se presenta el caso de un pozo con penetración parcial en donde  $h_{1D} = 0$ . Como podemos observar, la línea es la solución de la Ec. (II-41) y las soluciones de los otros autores están señaladas con símbolos para mayor identificación; podemos apreciar que las soluciones de Strelsova Adams<sup>22</sup>, Brons y Marting<sup>21</sup>, son las que más se ajustan a la línea, no siendo así para Odeh<sup>23</sup>, la cual tiene ligera desviación en relación a la línea llena.
2. El otro caso está mostrado en la figura 15 y también es la aplicación de la Ec. (II-41) comparada con las soluciones de los autores mencionados en el inciso(1) pero aquí considerando la entrada de flujo limitado con un intervalo productor localizado centralmente en la formación productora.

Asimismo se hace una comparación de la Ec. (II-41) con aquella publicada por Reynolds<sup>26</sup> y Bilhartz-Ramey<sup>27</sup>. El ajuste que podemos observar en la tabla 4 es excelente.

La derivación de la Ec. (II-41) está basada por la suposición

de un pozo de línea fuerte, ya que el concepto de un pozo con radio cero, se ha comprobado que causa un error normalmente pequeño comparado con el intervalo abierto al flujo, es decir, la relación de  $r_D/h_{fD}$  será pequeña.

Como una conclusión en la utilización de la Ec. (II-41), podemos decir que es un medio disponible y sencillo para calcular el valor del pseudodaño, en aquellos pozos terminados casi en el centro de la formación productora y por lo tanto tienen entrada de flujo limitada, así como la relación de  $r_D/h_{fD} \ll 0.2$ . Esta condición es satisfactoria en la mayoría de los casos, ya que generalmente  $K_v < K_h$ , mientras que la relación  $r_w/h_f \ll 0.1$ .

#### h) Comentarios Generales.

El comportamiento de un pozo con penetración parcial (entrada restringida) no necesariamente exhibe todos los períodos de flujo discutidos anteriormente; en algunos casos, el período de flujo radial o esférico son enmascarados por los efectos de almacenamiento de fluidos en el pozo.

Por otra parte debe señalarse que los datos de presión no pueden pertenecer simultáneamente a dos períodos de flujos distintos. Esto es, existe entre los diversos períodos una zona de transición.

Para una prueba de decremento la respuesta de presión está dada por:

$$P_{wf}(t) = P_i - \int_0^t q(\bar{z}) \frac{\partial \Delta P_1(t - \bar{z})}{\partial \bar{z}} d\bar{z} \quad (\text{II-45})$$

y para una prueba de incremento la presión de fondo es:

$$P_{ws}(\Delta t) = P_i - \int_0^t P_q(\bar{z}) \frac{\partial \Delta P_1(t_p + \Delta t - \bar{z})}{\partial \bar{z}} d\bar{z} \quad (\text{II-46})$$

Estas expresiones se simplifican si el gasto es constante.

## 2. Aplicación de la Derivada de la Presión en Yacimientos de Doble Porosidad.

En este trabajo se presenta un método de interpretación, basado sobre el análisis de la derivada de la presión con respecto a la apropiada función del tiempo (logaritmo natural del tiempo o Horner). Este método considera la respuesta como un todo, desde los tiempos muy cortos hasta los últimos puntos registrados usando la técnica de ajuste de curvas tipo. La derivada logarítmica permite hablar del régimen de flujo que actúa para una prueba, siendo ésto un paso básico en la interpretación de pruebas de pozo.

El único requisito para utilizar la derivada de presión, es el de tener disponible el dato de la diferenciable de presión transitoria. Por lo tanto, la exactitud y la frecuencia de la medición con presión son necesarias.

La utilización de la derivada de presión se ilustra con ejemplos de comportamiento de yacimientos homogéneos y heterogéneos, haciendo su comparación respectiva con técnicas de interpretación convencionales. Los métodos sugeridos desarrollan un nuevo modelo de interpretación para la descripción del comportamiento dinámico del yacimiento.

## Análisis de Presión Transitoria Aplicado a Yacimientos Homogéneos

La interpretación de pruebas de variación de presión está basada directamente en la solución de yacimientos homogéneos.

Se tienen dos maneras complementarias que se utilizan en la interpretación de presión transitoria:

1. Una aproximación global para diagnosticar el comportamiento de la presión.
2. Otra aproximación para identificar las varias características de los regímenes de flujo.

El diagnóstico del comportamiento de la presión es efectuado por curvas tipo. La figura 16 describe el caso más común en donde un pozo tiene almacenamiento y daño, en un yacimiento de comportamiento homogéneo. Graficando la presión adimensional  $P_D$  contra el tiempo adimensional  $t_D/C_D$  sobre escala doble logarítmica, se obtiene como resultado las curvas características de los grupos dimensionales  $C_D e^{2S}$  correspondiente a las tres posibles condiciones del pozo: dañado, no dañado y estimulado.

En la figura 16 se puede identificar los regímenes de flujo, por la respuesta de presión:

1. A tiempos relativamente muy pequeños, todas las curvas se aproximan asintóticamente a una línea de pendiente igual a la unidad. Esto corresponde únicamente al efecto de almacenamiento del pozo y la presión está dada por la siguiente expresión:

$$P_D = t_D / C_D \quad (\text{II-47})$$

2. Posteriormente cuando el efecto de almacenamiento ha desa parecido y el ritmo de flujo hacia el pozo es constante, es decir, está estabilizado, aparece el comportamiento de presión que produce la usual línea recta sobre una gráfica semilogarítmica dada por:

$$P_D = 0.5 \left[ \ln t_D / C_D + 0.80907 + \ln (C_D e^{2S}) \right] \quad (\text{II-48})$$

A este régimen se le llama flujo radial actuando en yacimiento infinito no muestra en la gráfica doble logarítmica una forma característica. Para indicar el "Inicio aproximado de la línea recta semilogarítmica", se ha señalado con línea punteada sobre la curva tipo de la figura 16.

#### Procedimiento de Interpretación

El procedimiento de interpretación utilizando curvas tipo, es indicado como sigue para una prueba de incremento de presión.

El primer paso es graficar sobre papel doble logarítmico la diferencia de presión de los datos de incremento  $P(\Delta t) - P(\Delta t = 0)$  contra  $\Delta t$ , es decir, el lapso de tiempo desde el cierre del pozo, figura 17. Esta gráfica es comparada con las curvas tipo. La línea recta de pendiente unitaria a tiempos cortos, como ya se indicó antes, es debido al efecto de almacenamiento en el pozo. Ahora, con movimientos a lo largo de esta línea de  $45^\circ$ , se busca la mejor curva semejante a los datos y una vez seleccionada, se obtiene el valor de  $C_D e^{2S}$ , y de inmediato se observa si el pozo está dañado o no, también se determinará el inicio aproximado de la línea recta semilogarítmica.

Después, un análisis semilogarítmico se lleva a cabo sobre - las últimas horas determinadas del paso anterior, en la figura 18 la presión está graficada contra el tiempo logarítmico de Horner, dando al final de la gráfica una línea recta cuya pendiente es  $m$ , que se utiliza para determinar  $Kh/\mu$ ,  $P^*$  - (al extrapolar al tiempo de cierre infinito) y  $S$  (de la línea recta extrapolada a una hora).

### Derivada de la Presión

La figura 19 presenta las mismas respuestas como en la figura 16, pero ahora las curvas son generadas tomando la derivada - de la presión con respecto al logaritmo natural del tiempo.

$$dP_D/d \cdot \ln(t_D/C_D) = (t_D/C_D) \cdot (d_p/d \cdot (t_D/C_D)) = (t_D/C_D) \cdot P_D' \quad (\text{II-49})$$

El comportamiento de la derivada de presión es idéntico a las curvas tipo de la figura 16. Para tiempos cortos, las curvas se inician en una línea de pendiente igual a la unidad. Combinando la Ec. (II-47) con la Ec. (II-49), tenemos:

$$(t_D/C_D) \cdot P_D' = t_D/C_D \quad (\text{II-50})$$

Cuando el régimen de flujo radial ha sido alcanzado, es decir, el efecto de almacenamiento ha desaparecido, el comportamiento de la presión está representado por la Ec. (II-48), en donde la pendiente semilogarítmica es constante.

$$(t_D/C_D) \cdot P_D' = 0.5 \quad (\text{II-51})$$

Por lo tanto, todas las curvas de la derivada de presión tienden a una segunda línea asintótica de 0.5. La gráfica de la derivada de presión puede utilizarse de la gráfica convencional semilogarítmica, para determinar el valor de  $Kh$ . Entre las dos asintotas existen un grupo de curvas para valores de  $C_D e^{2S}$ ; cada una muestra una pendiente mucho más pronunciada que aquellas curvas de presión normal. (Figura 16).

Al efectuar un análisis con la derivada, el proceso se simplifica ya que el método es directo y no hay necesidad de refinamientos. Por otro lado, los resultados son confiables.

El procedimiento de ajuste sobre las curvas tipo de la figura 19, es el siguiente:

1. La parte de la derivada de presión constante del dato graficado se sobrepone a la línea de 0.5 de la curva tipo, - por lo tanto la presión ajustada es correctamente fijada y así se puede determinar  $K h / \mu$ .
2. Ahora el dato graficado de la derivada de presión es desplazado sobre la línea recta de 0.5 hasta la línea del almacenamiento, donde el dato se ajusta sobre el tiempo corto de la asintota de pendiente unitario de la curva tipo. El tiempo ajustado es ahora fijado, con lo cual se puede calcular el almacenamiento  $C$ .
3. Una vez ajustados estos datos, obtenemos directamente el ajuste de las curvas  $C_D e^{2S}$ , entre las dos asintotas, que con este dato se puede determinar el factor de daño  $S$ .

## Aplicación de la Derivada de Presión a Yacimientos Heterogéneos

En artículos recientes se han publicado infinidad de análisis de pruebas de variación de presión, que con la ayuda de las - computadoras llegan a una alta exactitud en sus resultados. De acuerdo a la experiencia, se ha llegado a la conclusión que un 40% de los yacimientos tienen un comportamiento heterogé-- neo. Por naturaleza, se puede decir que todos los yacimien-- tos son heterogéneos, debido a la conformación regional de la formación, así como a los cambios próximos al pozo (disconti-- nuidades radiales de fluido, compactación, flujos con más de una fase, etc.)

En la figura 20 se presenta una gráfica típica logarítmica en donde se tiene  $\Delta P$  vs.  $\Delta t$ . En donde aparecen cuatro dife-- rentes períodos de tiempo que pueden identificar la respuesta de presión.

1. El primer régimen de flujo que aparece está dominado por el efecto de almacenamiento.
2. El comportamiento de presión en este período se ve afecta-- do por penetración parcial, una formación fisurada o frac-- turada, o un yacimiento multiestratificado, etc.
3. Representa comportamiento de flujo radial en sistema ho-- mogéneo, incluyendo todos los elementos de producción.
4. Finalmente a tiempos tardíos los efectos de frontera ac-- túan (sistema de cerrado, presión constante, etc.)

Por lo anterior, muchos regímenes de flujo pueden estar pre--

sentés, antes y después del desarrollo de la línea recta semilogarítmica. Únicamente un diagnóstico global con la identificación de todos los regímenes sucesivos en la respuesta, indica exactamente cuando el análisis semilogarítmico es justificado.

### Modelos de Doble Porosidad

El modelo de doble porosidad fue introducido en la década de los 60's y supone dos medios de diferente permeabilidad y porosidad, es uno de los más frecuentes tipos encontrados de respuesta heterogénea. Dos modelos de comportamiento de doble porosidad son presentados:

El primero se considera régimen de flujo pseudoestacionario interporoso; el segundo supone flujo transitorio interporoso.

#### Modelo de Flujo Pseudoestacionario Interporoso

Supone que la presión en la matriz de la roca es uniforme, es decir, no existe un gradiente de presión en ella.

$$q = \alpha \frac{K_m}{\mu} (\bar{P}_m - \bar{P}_f) \quad (\text{II-52})$$

donde:

$q$  = flujo interporoso por unidad de volumen total por unidad de tiempo.

$\bar{P}_m$  = presión media de la matriz.

$\bar{P}_f$  = presión media de la fractura.

$\alpha$  = factor de forma.

La respuesta de presión de un pozo con almacenamiento y daño en un yacimiento con comportamiento de doble porosidad y régimen de flujo pseudoestacionario, está representado en la figura 21. Dos familias de curvas están super puestas: La primera es designada  $C_D e^{2S}$ , la cual representa el comportamiento homogéneo y la segunda designada por  $\lambda e^{2S}$  correspondiendo - al régimen de transición. Una respuesta típica de doble porosidad se lleva a cabo como se indica a continuación:

1. Cuando el pozo es abierto, puesto a producción, el flujo de fluidos hacia el pozo es primero por medio del sistema de alta permeabilidad (fractura), siendo después alimentado éste por el de menor permeabilidad (matriz). El comportamiento de la presión para este período representa a un yacimiento homogéneo, por lo tanto le corresponde una curva designada  $(C_D e^{2S})_f$ .
2. Como se genera una diferencia de presión entre los dos - sistemas (fractura y matriz), la matriz comienza a aportar fluidos dentro de la fractura. El comportamiento aún no es homogéneo y el dato de presión desviado de la curva  $(C_D e^{2S})_f$  alcanza una curva de transición  $\lambda e^{2S}$ . Por - lo tanto la presión en el sistema de la matriz comienza a caer.
3. A tiempos largos, la diferencia de presión entre la ma- - triz y las fracturas se equilibra y la respuesta de pre- - sión sigue el comportamiento homogéneo, ajustándose a una curva  $(C_D e^{2S})_{f + m}$ , caracterizando el sistema total frac- - tura más matriz.

A continuación se definirán algunos parámetros:

$K_f$  = Permeabilidad de las fracturas.

$K_m$  = Permeabilidad de la matriz.

$V_f$  = Volumen de fractura/Volumen total.

$V_m$  = Volumen de matriz/Volumen total.

$V_f + V_m = 1$

$\phi_f$  = Volumen poroso de fractura/Volumen total fractura; -  
porosidad de fractura.

$\phi_m$  = Volumen poroso de matriz/Volumen total de matriz; po-  
rosidad de matriz.

$\phi = V_f \phi_f + V_m \phi_m$ ; Porosidad de la formación.

$\phi_f V_f \cdot C_{tf} = (\phi V C_t)_f =$  Capacidad de almacenamiento de flui-  
do en las fracturas.

$\phi_m V_m \cdot C_{tm} = (\phi V C_t)_m =$  Capacidad de almacenamiento de flui-  
dos en la matriz.

Los parámetros necesarios para caracterizar la heterogeneidad de un sistema fueron introducidos por Warren y Root<sup>28</sup> y son - la relación de almacenamiento  $W$ , y el parámetro de flujo interporoso  $\lambda$ .

El primero  $W$ : definido en fracción:

$$W = (\phi V C_t)_f / [(\phi V C_t)_f + (\phi V C_t)_f + m] \quad (II-53)$$

Si relacionamos los datos de los dos regímenes homogéneos:

$$W = (C_D e^{2S})_{f+m} / (C_D e^{2S})_f \quad (\text{II-54})$$

Normalmente:  $10^{-3} < W < 5 \times 10^{-1}$

El segundo coeficiente de flujo interporoso:

$$\lambda = \alpha r_w^2 (K_m / K_r) \quad (\text{II-55})$$

Donde:  $\alpha = 4_n (n+2) / L^2$  (Factor de forma)

Y:  $n$  = Número de planos normales de fractura.

$L$  = Dimensión característica de la matriz unitaria.

Como se indicó antes, la respuesta de la presión en la figura 21 sigue primero el comportamiento homogéneo de la fractura correspondiéndole un valor del grupo  $(C_D e^{2S})$ , posteriormente - un comportamiento de transición sobre  $(\lambda e^{2S})$  y finalmente al canza el comportamiento total del sistema homogéneo sobre - -  $(C_D e^{2S})_{f+m}$ . El inicio de la aproximación de la línea rec-ta semilogarítmica indica que esta respuesta producirá una línea recta sobre una gráfica semilogarítmica durante cada uno de los comportamientos homogéneos como se indica en la figura 22.

En la figura 22 se muestran las curvas tipo de la derivada de la presión para yacimientos de doble porosidad (régimen pseudoestacionario). A tiempos cortos la respuesta sigue una curva  $(C_D e^{2S})$  en vista de que a tiempos de transición la hori-zontal del comportamiento de la presión está cambiando a una

tendencia característica de la derivada de presión. El comportamiento del régimen de transición es ahora manifestado por dos familias de curvas: El primero de ellos es el de transición corto que es definido por los grupos adimensionales  $\lambda C_{Df + m}/W$  (1 - W) y el Segundo por transición tardía definida por  $\lambda C_{Df + m}/(1 - W)$ .

### Análisis Cuantitativo de Flujo Interporoso Pseudoestacionario

Del ajuste en presión  $\Delta P_m$ , obtenemos el producto Kh, ya que el flujo del fluido hacia el pozo es principalmente a través de las fracturas, se tiene el único ajuste en presión.

$$K_f h = 141.2 q_B \mu \Delta P_m \quad (\text{II-56})$$

Ahora con respecto al ajuste en tiempo, se obtiene la constante de almacenamiento:

$$C = Kh / (3389 \mu T_m) \quad (\text{II-57})$$

Por lo tanto, se puede determinar ya el coeficiente adimensional de almacenamiento, con la siguiente expresión:

$$C_D = 0.8936 C / \phi C_t h r_w^2 \quad (\text{II-58})$$

Del ajuste de la curva tipo para el sistema total, tenemos el valor de  $(C_D e^{2S})_{f + m}$ , y así podemos obtener el daño S, dado por la siguiente expresión:

$$S = 1/2 \ln (C_D e^{2S})_{f + m} / C_D \quad (\text{II-59})$$

A partir de la curva de transición obtenemos  $\lambda e^{-2S}$ , así podemos calcular  $\lambda$  y por lo tanto podemos determinar la relación de permeabilidades.

$$\lambda = (\lambda e^{-2S}) (C_D e^{2S})_f + m/C_D \quad (\text{II-60})$$

$$\text{Por lo tanto: } K_m/K_f = \lambda / \alpha r_w^2 \quad (\text{II-61})$$

### Modelo de Flujo Interporoso Transitorio

El otro tipo de modelo de doble porosidad, es el considerado por De Swann<sup>29</sup>, en el que supone flujo de interporosidad transitoria. Las curvas tipo correspondientes, están mostradas en la figura 23, en donde el régimen interporoso transitorio, está representado por un grupo de curvas denominadas  $\beta'$  las cuales son idénticas a las curvas homogéneas  $C_D e^{2S}$  con excepción de que la presión y el tiempo están desplazadas por un factor de 2.

La curva tipo está gobernada por cuatro parámetros  $P_D$ ,  $t_D/C_D$ ,  $C_D e^{2S}$  y  $\beta'$  se identifica por el grupo adimensional y se define como:

$$B' = J' (C_D e^{2S})_f + m/\lambda e^{-2S} \quad (\text{II/62})$$

La constante  $J'$  está relacionada al sistema geométrico de la matriz, definidos en la siguiente forma:

$J' = 1.8914$  para bloques de matriz rectangular.

$J' = 1.0508$  para bloques de matriz esférico.

La línea recta semilogarítmica teórica del régimen transitorio (mitad de la pendiente de la semilogarítmica verdadera), - es entonces cambiada dentro de una línea derivada constante - de 0.25. Sobre la respuesta de decremento el modelo transitorio, por lo tanto nunca muestra un punto derivado a bajo de - 0.25 durante la transición como la muestra la figura 23.

**Análisis Cuantitativo Logarítmico. Régimen de Flujo Interporoso Transitorio.**

El análisis es similar al caso del flujo pseudoestacionario - excepto que  $\lambda$  se calcula como sigue:

$$\lambda = J' (C_D e^{2S})_{f+m} / \beta' \lambda e^{2S} \quad (\text{II-63})$$

o bien:

$$\lambda = J' (C_D e^{2S})_{f+m} / \beta' (C_D)_{f+m} \quad (\text{II-64})$$

### III. Metodología de Interpretación.

Las pruebas que comúnmente se llevan a cabo en un solo pozo - son las de decremento y las de incremento de presión.

Las condiciones de medición difieren en la práctica de las - ideales en las que se basan los métodos de interpretación. Ta - les son los casos que están afectados por las variaciones - del gasto o que involucran varios períodos de flujo en una - prueba de incremento.

Un análisis confiable debe incluir la definición del sistema por la naturaleza del comportamiento de los datos y no por - una suposición en relación a sus características. Por ejem- - plo, la existencia de un tipo de flujo en la prueba debe ser detectada en vez de supuesta.

Con esta filosofía en mente, a continuación se describe una - metodología de interpretación basada esencialmente en un pro- - ceso de diagnóstico.

#### a) Estimación de la Función Influencia.

La función influencia se estima de una prueba de decremento - mediante la técnica propuesta por Kucuk y Ayestaran<sup>30</sup>. Este método consiste en resolver la Ec. (II-45) usando los datos - de  $P_{wf}$  y  $q$  medidos durante la prueba. Para evitar oscilacio- nes que comúnmente se tienen cuando se aplica el método basa- do en el principio de superposición, éstos autores recomien- dan el uso del método de Hamming para aproximar la integral - de la Ec. (II-45).

Para pruebas de incremento de presión, se recomienda usar los

métodos presentados por Cinco Ley y Rodríguez de la Garza<sup>21</sup> - de acuerdo a las condiciones de variación del gasto y la duración de la prueba. En caso de que el cierre se lleve a cabo en la superficie y se mide el gasto en el fondo, la función influencia también puede ser estimada usando el procedimiento - de Kucuk y Ayestaran<sup>30</sup>; siempre y cuando exista flujo detectable de almacenamiento durante el cierre.

#### b) Diagnóstico de Flujo

Con la función de derivada de la función influencia  $t \Delta P'$ , se puede detectar la presencia de distintos tipos de flujo; - de acuerdo a la figura 1. La derivada de la función influencia se estima utilizando diferencias centrales, ésto es:

$$(\Delta P'_1)_{i+1/2} = \frac{(\Delta P_1)_{i+1} - (\Delta P_1)_i}{t_{i+1} - t_i} \quad (\text{III-1})$$

Es necesario determinar los tiempos de inicio y final de cada período de flujo con la finalidad de hallar el rango de aplicabilidad del método gráfico de análisis respectivo.

#### c) Aplicación de los Métodos Gráficos Específicos.

Una vez detectados los períodos de flujo y su duración, se pueden usar las gráficas correspondientes a cada tipo de flujo - presente, para calcular los parámetros del yacimiento y del - pozo.

#### d) Reproducción de Datos de la Prueba.

Es conveniente, para aumentar la confiabilidad en el análisis,

reproducir los datos de la prueba usando las Ecuaciones (II-45) y (II-46) y los datos de la función influencia calculada.

#### IV. Prueba de Interferencia.

Las pruebas de interferencia comúnmente permiten estimar las propiedades de la formación productora entre la zona en donde se encuentran los pozos activo y de observación, tal como se muestra en las figuras 24 y 25.

El objetivo principal, no es hacer propiamente el diseño de una prueba de este tipo, sino presentar de una manera unificada la técnica de análisis de pruebas de interferencia mediante la utilización de las curvas tipo, considerando dos geometrías de flujo en el yacimiento. Entre las más comúnmente encontradas en formaciones con espesores grandes son: flujo radial y flujo esférico.

Las pruebas de interferencia fueron estudiadas por primera vez por Jacob<sup>32</sup> para pozos productores de agua, proponiendo un método de análisis gráfico. Actualmente este método se llama "ajuste de curvas tipo" el cual ha sido descrito por Ramey<sup>33</sup> y por Earlougher<sup>17</sup>.

El procedimiento consiste en seleccionar una curva tipo, en la cual se representa el comportamiento de presión en un yacimiento en forma adimensional, en papel doble logarítmico; primero se trazan los ejes principales de la curva tipo sobre un papel semitransparente, etiquetando los ejes en los que se grafican los datos de presión de la prueba de interferencia, ajustando los datos de presión a la curva tipo, moviendo el papel semitransparente sobre la curva tipo de tal manera, que se mantengan en forma paralela ambos ejes de dichas curvas, una vez conseguido el ajuste, se traza una línea sobre la curva tipo para indicar el grado de ajuste que se ha alcanzado y finalmente se selecciona un punto de ajuste, es decir, se con

sidera un punto de intersección entre los ejes principales de referencia trazados en el papel semitransparente y se leen - los valores correspondientes a este punto en la curva tipo; - estos datos se utilizan para estimar las propiedades del yacimiento.

La aplicación del método de ajuste de curvas tipo utiliza la propiedad de los logaritmos que dice: el logaritmo de un producto es igual a la suma de los logaritmos de los factores; - por otra parte, la definición de las variables adicionales - consiste en un producto de un grupo de propiedades de la formación y los datos de la prueba; es decir, para el caso de la caída de presión adimensional es igual a un grupo de varia-bles del yacimiento por la caída de presión real que se tiene en la formación y así, el tiempo adimensional es igual a un - grupo de variables del yacimiento multiplicados por el tiempo real de la prueba.

#### Modelos de Flujo y Ecuaciones

Se considera el flujo transitorio de un yacimiento homogéneo, isotrópico de porosidad y permeabilidad constantes, con un - fluido ligeramente compresible de viscosidad constante; tanto los efectos gravitacionales como los gradientes de presión en el yacimiento son despreciables.

Considerando lo anterior, el flujo transitorio en el yacimiento puede ser descrito por la ecuación de difusión.

$$\nabla^2 P = (\phi \mu c_t) / K \left( \partial P / \partial t \right) \quad (IV-1)$$

La obtención de una solución de la ecuación anterior, en cual

quiera de sus formas para un problema particular, requiere de la definición tanto de las condiciones iniciales del yacimiento como de las condiciones de frontera para realizar su estudio. En seguida se presentan las soluciones de la Ec. (IV-1) para las geometrías de flujo radial y esférico, las cuales servirán de base para establecer los métodos de análisis de la prueba de interferencia.

### Flujo Radial

Considerando el sistema que se muestra en la figura 26 en el que se tiene un yacimiento infinitamente grande, de espesor constante  $h$ , que produce a un gasto constante  $q$ , el yacimiento además posee una permeabilidad  $K$ , una porosidad  $\phi$ , fluido de viscosidad  $\mu$ , una compresibilidad total  $C_t$ , e inicialmente se tiene una presión original uniforme  $P_i$ . Las líneas de flujo para este caso serán radiales y las isobáras serán concéntricas.

La caída de presión que se tiene en el yacimiento bajo estas condiciones, está dada para propósitos prácticos por la solución de línea fuente presentada por Polubarinova Kochina<sup>34</sup>:

$$\Delta P = q \mu / (4 \pi K h) \text{Ei} \left( - \phi \mu C_t \frac{r^2}{4 K t} \right) \quad (\text{IV-2})$$

En donde  $r$  es la distancia radial medida del centro del pozo productor, las variables adimensionales para este caso son las siguientes:

Presión adimensional.

$$P_D = K h \Delta P (r, t) / q \mu B \quad (\text{IV/3})$$

Tiempo adimensional.

$$t_D = \beta k t / \phi \mu c_t r_w^2 \quad (\text{IV}/4)$$

Distancia adimensional.

$$r_D = r/r_w \quad (\text{IV}-5)$$

En términos de las variables adimensionales, la caída de presión en cualquier punto del yacimiento causado por la producción en el pozo a un tiempo cualquiera, está dada por la siguiente expresión:

$$P_D (r_D, t_D) = 1/2 E_1 (r_D^2 / 4 t_D) \quad (\text{IV}-6)$$

#### Flujo Esférico

En este caso se considera un medio poroso isotrópico y homogéneo, en donde el pozo produce a través de una esfera de radio  $r_w$ , bajo condiciones de gasto constante, tal como se muestra en la figura 27. Las líneas de flujo serán radiales hacia el centro de la esfera y las isoboras estarán representadas por esferas. Se consideran las mismas suposiciones involucradas en el modelo de flujo radial.

La distribución de presión en el yacimiento en puntos alejados de la esfera, está dada por la ecuación presentada por W. E. Culham<sup>35</sup>:

$$P_{D \text{ sph}} = (1/r_D) \operatorname{erfc} (r_D/2 t_D) \quad (\text{IV}-7)$$

También la podemos escribir como:

$$P_{D \text{ sph}} = \operatorname{erfc} \left( 1 / \left( 2 t_D / r_D^2 \right) \right) \quad (\text{IV}/8)$$

Esta ecuación está representada en la figura 28 en donde se tiene una gráfica de  $P_{D \text{ sph}} r_D$ , contra  $t_D/r_D$ , dando una línea mediante la cual puede determinarse la caída de presión causada en cualquier punto del yacimiento a cualquier tiempo. Las variables adimensionales para flujo esférico se definen como sigue:

Presión adimensional.

$$P_{D \text{ sph}} = 2K r_w \Delta P / \alpha q \mu B \quad (\text{IV}-9)$$

Tiempo adimensional y la distancia adimensional son las mismas que para flujo radial.

#### Análisis de Datos de Presión para una Prueba de Interferencia

La geometría de flujo para una prueba de interferencia en un yacimiento puede ser lineal, radial y esférico, o una combinación de éstas, por lo tanto es conveniente tratar de determinar bajo qué condiciones está actuando el yacimiento.

La figura 29 muestra una gráfica de una función de caída de presión adimensional contra una función de tiempo adimensional para las diferentes geometrías de flujo mencionadas. La función de  $F_1$  se define para las geometrías de flujo radial y esférico únicamente.

Flujo Radial.

$$F_1 (P_D) = Kh \Delta P / \alpha q \mu B \quad (\text{IV}-10)$$

Flujo Esférico.

$$F_1 (P_D) = K_r \Delta P / \alpha q \mu B \quad (\text{IV-11})$$

y la función de tiempo  $F_2$  se define como sigue:

Flujo Radial.

$$F_2 (t_D) = \beta K t / \phi \mu c_t r^2 \quad (\text{IV-12})$$

Flujo Esférico.

$$F_2 (t_D) = \beta K t / \phi \mu c_t r^2 \quad (\text{IV-13})$$

Se hace notar que en la figura 29, para valores pequeños de tiempo, las diferentes geometrías de flujo muestran casi la misma caída de presión y a medida que el tiempo transcurre, las curvas se separan mostrando diferentes características.

La aplicación de estas curvas se hace utilizando las siguientes ecuaciones:

Flujo Radial.

$$Kh = \alpha q \mu B (F_1 (P_D))_M / (\Delta P)_M \quad (\text{IV-14})$$

$$\phi h c_t = \beta K (t)_M / \mu r^2 (F_2 (t_D))_M \quad (\text{IV-15})$$

Flujo Esférico.

$$K = \alpha q \mu B (P)_M / r (F_1 (P_D))_M \quad (\text{IV-16})$$

$$\phi c_t = \beta K (t)_M / \mu 4^2 F_2 (t_D)_M \quad (\text{IV-17})$$

La experiencia en la aplicación del método de ajuste de curvas tipo, ha mostrado que con este procedimiento se tiene un error en la estimación de los parámetros del orden del 5 al 10%, sin embargo, todos los datos de presión pueden ser analizados independientemente de que alguna porción de los datos se analicen por otro método específico, como es el caso de flujo radial que utiliza la gráfica de presión contra el loga ritmo del tiempo, o para el caso de flujo esférico, en el que se utiliza la gráfica de presión contra el inverso de la raíz cuadrada del tiempo.

Las recomendaciones para la aplicación del método de ajuste de curvas tipo para las pruebas de interferencia, es que deben tener una duración de tal manera que los datos se ajusten a las curvas entre los datos finales de la prueba. Si se ajustan a las curvas entre 1 y 10 de la función adimensional del tiempo, de esta forma el ajuste obtenido es más confiable. Se recomienda también que al llevar a cabo estas pruebas, se trate de mantener un gasto constante, de otra manera, el método expuesto no podrá aplicarse satisfactoriamente.

## V. Aplicaciones al Campo Uech.

Se seleccionó el Campo Uech por ser un campo que contiene las características más idóneas, ya que los pozos que actualmente están terminados en este yacimiento, tienen entrada limitada al flujo en relación al gran espesor de la formación, porosidad primaria y secundaria, alta transmisibilidad, por ser un campo relativamente grande probado en Jurásico y casi aún con sus características originales, tanto en presión como en volumen. Fue escogido para poder aplicar las nuevas técnicas de interpretación de pruebas de variación de presión que se utilizan para este tipo de yacimientos.

### 1. Características de los Yacimientos de la Zona de Campeche.

La Zona de Campeche es actualmente una de las principales zonas de producción petrolera del mundo, descubierta recientemente (1976). Se localiza aproximadamente a unos 90 Kms. al norte de la Isla de Ciudad del Carmen.

En el año de 1972 por parte de Petróleos Mexicanos, se iniciaron los primeros trabajos de gravimetría y sismología en un área explorada de 21 mil kilómetros cuadrados que determinaron la existencia de estructuras (anticlinales) adecuadas y con posibilidades de contener hidrocarburos.

En 1974 se inició con un barco la perforación del primer pozo exploratorio llamado Chac 1, con resultados positivos y cuyas pruebas de producción cuantificaron 950 barriles diarios. El 2 de julio de 1976 se perforó el segundo pozo Bacab 2, resultando productor de aceite y gas. Con la perforación del pozo Akal 1, el 21 de marzo de 1977, se confirmó la potencialidad

de la Sonda de Campeche, ya que este pozo resultó productor - de aceite y gas. De ese tiempo a la fecha, se han descubier- to 17 campos productores, a los que para fines de identifica- ción se les ha dado nombres mayas:

AKAL	NOHOCH
ABKATUM*	POL*
BACAB	KAY*
BATAB*	KU
CAAN	KUTZ
CHAC	IXTOC*
CHUC*	UECH*
EK	ZAZIL-HA
MALOB-ZAAP	

\* Yacimientos de aceite ligero.

De los 21,000 Km<sup>2</sup> que comprenden el área explorada, 700 Km<sup>2</sup> corresponden a la superficie que abarcan las estructuras en - las que se ha concentrado el desarrollo.

La explotación de los campos de la Sonda de Campeche se ini- ció con el pozo Cantarell 1A en junio de 1979, el cual aportó un gasto de 34,000 BPD, con una relación gas-aceite de 80m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. La presión original resultó igual a 246 kg/cm<sup>2</sup> considerada a una profundidad de referencia de 2,000 m.b.n.m.

En la tabla 5, se muestran las características sobresalientes de los yacimientos de la Sonda de Campeche.

Destacan los potentes espesores de las formaciones impregna- das de hidrocarburos que varían de aproximadamente entre los 50 y 800 m. ponderados arealmente, sin embargo, la mayoría - de los yacimientos han sido parcialmente penetrados.

Las extraordinarias productividades de los pozos se atribuye a las altas permeabilidades que tienen las rocas de la mayoría de estos yacimientos, las cuales son del orden de 1 a 5 darcys, debido a que la formación está naturalmente fracturada y cavernosa, ya que la porosidad primaria por lo general es de alrededor de 7 a 10%. Como puede observarse la permeabilidad de estos campos están en unidades de darcys, mientras que en otros campos del mundo se habla de permeabilidades en milidarcys.

En general los aceites producidos del área se clasifican en: "Istmo y Maya". El primero que es el de mayor calidad lo contienen los campos de Abkatun, Batab, Caan, Chuc, Ixtoc y Pol, con valores entre 28° y 35° API de gravedad específica. El tipo Maya lo contienen los campos Akal, Bacab, Chac, Ek, Nohoch, Ku, Kutz, Malob-Zaap y Zazil-Ha; su gravedad varía entre los 16° y 22° API. Los dos últimos campos descubiertos en el área son: Kay que es un yacimiento de gas y condensado de gravedad específica de 45.4° API y el campo Uech clasificado como un yacimiento de aceite volátil, cuya gravedad específica es de 39.5° API.

Otra característica de estos enormes yacimientos es que todos al ser descubiertos en su estado original, se encuentran bajo saturados, es decir, que su presión original está muy arriba de su presión de saturación y que todos los yacimientos que se encuentran actualmente en producción producen con la energía propia del yacimiento.

En la mayoría de los campos de la Zona Marina, las formaciones que comúnmente son de interés por ser rocas almacenadoras de hidrocarburos, aunque algunas son generadoras, están constituidos por cuatro grandes paquetes litológicos, los cuales son:

1. Brecha del Paleoceno, está formada principalmente por rocas calificadas como Mudstone dolomítico cretoso, es la más fracturada y cavernosa en comparación con las demás formaciones subyacentes. Por ser la de mayor espesor en la mayoría de los campos, es la que más aporta producción, aunque también esta formación desaparece en algunos campos debido a efectos tectónicos, como por ejemplo: fallas, plegamientos, etc.
2. Cretácico (superior, medio, inferior) su litología está constituida por un Mudstone blanco cremoso y un Wackstone de Lito y Bioclastos dolomitizado, estas rocas al igual que las anteriores, presentan porosidad secundaria pero en menor grado, ya que se considera que la mayor parte de su producción proviene de la matriz de la roca. Este comportamiento se tiene en las cimas de las estructuras, ya que en sus flancos se presentan algunas zonas o intercalaciones de caliza compacta.
3. Jurásico Superior Tithoniano, está formado por rocas de dolomía calcáreo de color café claro a oscuro. En el campo Batab se presenta esta formación con intercalaciones de anhidrita y con algunas intercalaciones de caliza pero intercomunicada toda la formación.
4. Jurásico Superior Kimmeridgiano, por ser una de las formaciones más profundas tiene unas características muy especiales, está constituida principalmente por un Mudstone y un Wackstone color café grisáceo microcristalino con intercalaciones de calcita, algunas formaciones están constituidas por dolomías microcristalinas con abundantes cristales de calcita que presenta en partes microcavernas, también tiene en algunas partes intercalaciones de anhi--

drita y zonas compactas de caliza. Sin embargo para el campo Uech, la formación se presenta muy limpia y sin ningún tipo de intercalación.

Como información general, se indica que actualmente se tienen equipos de perforación que continúan desarrollando los campos en explotación, y plataformas auto-elevables (Jack-up) para perforar pozos exploratorios, con objeto de llegar a la base de la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano.

## 2. Características del Campo Uech.

El campo Uech se localiza aproximadamente a una distancia de 90 Kms. al Noroeste de Ciudad del Carmen, es uno de los últimos campos productores descubiertos de la Sonda de Campeche, viene siendo uno de los más importantes en cuanto a la calidad de sus hidrocarburos que contiene (39.5° API), su espesor promedio impregnado (200 m) y a su presión original de fondo (709 kg/cm<sup>2</sup> referidos a 4,800 mv). La estructura del yacimiento delimitada por los estudios de sismología, indican que se trata de un anticlinal que tiene su eje principal orientado de Noroeste-Suroeste, afectado por una falla inversa al Noroeste del campo. Su cierre estructural está aproximadamente a la profundidad de 5,300 m., conteniendo un contacto agua-aceite a la profundidad de 5,100 mv, como se puede apreciar en la figura 30. Dicho estudio se ha comprobado con los dos pozos perforados hasta la fecha.

El primer pozo que se perforó fue el Uech-1 (desviado) desde la plataforma auto-elevable (Jack-up) "MAYA" de la Cía. México, logrando atravesar las formaciones de interés que se indican en la tabla 6.

El pozo no logró atravesar toda la formación del Jurásico Superior Kimmeridgiano, quedándose a la mitad únicamente. Como se puede observar en la columna geológica, no aparece la formación de la Brecha de Paleoceno, quizás porque fue erosionada o existe una gran discordancia hacia los campos lejanos que sí contienen esta formación.

En consecuencia, después del terciario, se entró directamente a la formación del Cretácico (sup. med. e inf.) cuya litología está compuesta de un Mudstone y un Wackstone grisáceo no dolomitizado y según los análisis de los registros geofísicos computarizados, no presenta fracturas ni microcavernas, su saturación de agua es del orden del 45 al 55%, y en una porosidad de cerca del 3%. Por lo tanto, no es de interés para proponer que se pruebe en un futuro.

Referente a la formación del Jurásico Superior Tithoniano, los registros geofísicos nos indican que es una zona arcillosa, constituida de Mudstone-arcilloso bituminoso, observándose muy esporádicas zonas de porosidad secundaria, tiene saturaciones de agua que van del 40 al 80%. Como se sabe esta formación es generadora de hidrocarburos y no almacenadora.

La formación Jurásico Superior Kimmeridgiano según lo indican los núcleos cortados en este campo, así como los registros geofísicos computarizados, es una formación limpia y de dolomía calcárea de color café oscuro. Los análisis efectuados de los registros, reportan una saturación de agua media en todo el intervalo del yacimiento del 10% y el valor de la porosidad primaria es de 10%. La porosidad secundaria se aprecia buena en casi todo el tramo analizado.

La cima de la formación productora Jurásico Superior Kimmerid-

giano se encontró a la profundidad de 4,716 mv, y la profundidad hasta donde logró llegar la perforación es de 4,894 mv, - por lo tanto, el espesor bruto conocido de esta formación es de 178 mv. Por los estudios efectuados con los planos sismo--lógicos, se considera un área total de la estructura de 16.33 Km<sup>2</sup>.

La figura 31 muestra la localización del pozo Uech-1, como se puede observar su última tubería de revestimiento es de 4½"Ø-- desde la profundidad de 4,493 mv hasta su profundidad total - de 4,894 mv, cubriendo toda la formación Jurásico Superior - Tithoniano y todo lo que logró atravesar de la formación Ju-- rásico Superior Kimmeridgiano, siendo esta formación la más - importante.

Durante la terminación del pozo (marzo de 1986), se abrió el intervalo 4805 - 4825 m.v.b.M.R., al realizar la última corri-- da de disparos del pozo, tenía una presión en la TP=331kg/cm<sup>2</sup>, se procedió a su limpieza mandando el flujo al quemador por - estrangulador de ½"Ø durante 8 horas, estabilizando la pre-- sión fluyendo en TP = 170 kg/cm<sup>2</sup>, posteriormente se cerró - lentamente preparándolo para la realización de las pruebas de variación de presión, observándose una presión en el manóme-- tro superficial en TP = 447 kg/cm<sup>2</sup>.

Después del cierre del pozo, se procedió a tomarle un regis-- tro de presión de fondo con línea de acero (Amerada) y un re-- gistro de temperatura en forma simultánea. En la tabla 7, se indican los valores obtenidos.

Con la información anterior, acerca de los gradientes que pre-- sentó el registro y la información que aportaron los análisis

de las muestras superficiales que se tomaron durante la limpieza del pozo, indican que se trata de un yacimiento de aceite muy ligero. Como podemos observar, también la presión resultó sumamente alta comparativamente con los yacimientos descubiertos con anterioridad en la misma Zona, tanto en superficie como en el fondo. Quizás en algunos campos de otras áreas del sistema (Reynosa, Tabasco), se cuenten con yacimientos similares.

Posteriormente se bajó equipo de alta sensibilidad (registradores de presión, molinete hidráulico y temperatura) a la profundidad de 4,781 mv, antes de dejarlo en esta profundidad se realizó la calibración del molinete a tres velocidades (40, - 60 y 80 pie/min.), ascendentes y descendentes.

La presión de fondo estático registrada  $P_{ws} = 10065$  psi ( $707.8$   $kg/cm^2$ ) y una presión superficial en TP =  $6300$  psi ( $443kg/cm^2$ ).

Se abrió el pozo por estrangulador de  $\frac{1}{4}"\phi$  estabilizando las presiones  $P_{wf} 10029.4$  psi ( $705.3$   $kg/cm^2$ ), se revisó el estrangulador y aparentemente no estaba abierto el pozo por el estrangulador mencionado y se procedió a cambiarlo por el árbol de estrangulación, indicando que el pozo ahora sí efectivamente estaba abierto por  $\frac{1}{4}"\phi$ , entonces los datos estabilizados son:  $P_{wf} = 9986.8$  psi ( $702.3$   $kg/cm^2$ ) y PTP =  $5901$  psi ( $415$   $kg/cm^2$ ). Por haber fallado el sensor de presión después de estar en el fondo un poco más de siete horas, suspendiendo se totalmente la operación.

Finalmente, dentro de estas actividades se procedió a tomar dos muestras de fluidos a la profundidad de 1022 mv para su análisis PVT respectivo.

El pozo Uech-1 no fue puesto a producir de inmediato por falta de líneas de producción que fuesen a algún complejo de producción o alguna plataforma de enlace. Al tender una línea de producción que va del tetrapodo del Campo Uech para entroncar con el oleogasoducto de 36"Ø que va de Pol "D" a Dos Bocas, tampoco se pudo producir el pozo Uech-1, ya que éste manifestó problemas en el estado mecánico y tuvo que permanecer cerrado hasta que se efectuó la terminación del otro pozo - Uech-21.

En la tabla 8 se presentan algunas características del fluido contenido en el yacimiento como resultado del análisis PVT correspondiente a dicho campo.

Los resultados de esta pequeña prueba, utilizando algunos de estos parámetros serán presentados en una sección más adelante.

Posteriormente se perforó el pozo Uech 21 (vertical) desde la misma plataforma de perforación con la que se perforó el pozo anterior, su localización quedó aproximadamente a una distancia de 925 m al Sureste del pozo Uech-1, como se muestra en la figura 31, cuyo objetivo fue atravesar toda la formación Jurásico Superior Kimmeridgiano. En la tabla 9 se presenta la columna geológica de este pozo.

La cima de la formación de interés fue encontrada a la profundidad de 4,889 m, quiere decir que se tiene un espesor bruto de 397 m. Los registros geofísicos y los registros del computarizado muestran que de la profundidad de 4,889 a 5,100 m se trata de una formación limpia, constituida por una dolomía calcárea, con porosidad primaria del orden de 6 a 8% y saturación de agua de 10 a 15%, observándose también muy poca porosidad secundaria (fracturas y microcavernas).

Las curvas del registro de los rayos gama muestran valores bajos para todo el intervalo, asimismo, las curvas de resistibilidad (conductividad) indican valores altos, ambos en una forma muy homogénea y sin intercalaciones de algún otro mineral que la altere.

Para el intervalo de 5100 a 5286 m, los mismos registros y un núcleo cortado a 5102 - 5108 m, indican que es una dolomía mesocrystalina gruesa café oscuro de aspecto sacaroide con una porosidad secundaria intercrystalina con microcavernas y pirita diseminada. La resistividad baja ligeramente, aumentando - por lo tanto la saturación de agua, su porosidad primaria es del orden de 3 a 7%.

Como se puede observar en la figura 31 el pozo Uech 21, tiene gran parte de tubería de revestimiento de  $4\frac{1}{2}"\phi$  cubriendo las dos formaciones del Jurásico Superior, desde 4582 m hasta la profundidad de 5285 m.

Durante la terminación del pozo se probaron tres intervalos:

El primero (mayo 1987) fue de 5235 - 5260 m. Se trató de inducir con nitrógeno sin lograr manifestar. Se recuperaron - seis muestras de fondo a las que se les determinó una salinidad del agua de formación del orden de 190000 a 260000 ppm, - detectándose el nivel de fluidos a 2500 m. Se colocó un tapón de abandono (TBT) a 5184 m.

El segundo intervalo probado (junio 1987) fue de 5140 - 5160m se abrió por estrangulador de  $\frac{1}{4}"\phi$  con presión en TP=224 Kg/cm<sup>2</sup> abatiéndose a cero en cinco minutos, se amplió a 2"φ y estuvo durante catorce horas con PTP = 7 Kg/cm<sup>2</sup> desalojando aceite = 75%, agua = 25% con una salinidad del agua de formación de -

60000 a 120000 ppm. Al cerrar el pozo se le tomó una presión de fondo estático cuyos datos son: PTP = 227 Kg/cm<sup>2</sup>, a la profundidad de 5090 m, una P<sub>ws</sub> = 728.5 Kg/cm<sup>2</sup>. Finalmente se abrió el pozo por TP - 2"Ø y aportó aceite = 10%, agua = 90% con una salinidad de 165000 ppm. Se procedió a colocar un ta pón de abandono a 5103 m.

Con base a las pruebas mencionadas y con los datos de los aná lisis de los registros geofísicos, global y computarizado, se determinó un contacto agua-aceite a la profundidad de 5100 m. b.M.R. para el campo. Teniendo en consideración la información anterior, se puede decir que el espesor bruto máximo que tie- ne el yacimiento desde el centro de la cima de la estructura a la base de la misma es de aproximadamente de 425m. Quedan- do relativamente el pozo Uech 21, en el flanco Sureste de la estructura y a una distancia lateral del contacto agua-aceite de 1100 m. Ahora teniendo en cuenta que el pozo Uech 21 en-- contró la cima del Jurásico Superior Kimmeridgiano a la pro-- fundidad de 4889m y la determinación del contacto agua-aceite a 5100m, se tiene un espesor bruto de 211 m.

Por lo indicado anteriormente, se tomó la decisión de llevar a cabo la terminación del pozo (agosto 1987) y probar el últi mo intervalo de 4990 a 5015 m, quedando casi a la mitad de la formación productora, ésto fue con la finalidad de evitar por un lado la posible conificación de agua de fondo hacia el in- tervalo abierto y por el otro, en un futuro, el posible avan- ce de un casquete de gas. Debido a la gran producción que pu diera tener este campo y que al igual que el caso anterior, - se conificará dicho gas, en ambos casos se acertaría la vida productiva del pozo.

El 25 de julio de 1987, se limpió el pozo durante 15 horas -

por tubería de producción de 2"Ø con una presión en TP = 53 Kg/cm<sup>2</sup>, observándose en los análisis de las muestras recuperadas superficiales: agua = 0%, sedimento = 0%, densidad = 0.8804 gr/cm<sup>3</sup> (28.9° API). Por comunicación en TP con TR se cambió el aparejo de producción.

El 5 de agosto de 1987 se abrió el pozo por TP - 2"Ø durante 2 horas, por las mismas causas de comunicación entre las tuberías de TP y TR, hubo necesidad de cambiar nuevamente el aparejo de producción.

Del 15 al 17 de agosto de 1987 se abrió el pozo por TP - 2"Ø, al tratar de bajar troqueladores, cortadores de parafina, así como el sensor de PLT, en todas las veces tuvo resistencia a varias profundidades, debido a que el pozo manifestó parafina casi sólida una vez que el pozo dejaba de producir. En relación a los análisis de las muestras tomadas superficialmente resultaron idénticas a las primeras. Se tomó un registro de presión de fondo únicamente hasta donde permitió el sedimento bajar la Amerada, los datos están en la tabla 10.

Se puede concluir del registro de presión de fondo y de los análisis de las muestras superficiales, que el aceite de este pozo tiene una densidad de 10° API menores con respecto al primer pozo y que probablemente dentro del yacimiento exista un gradiente de densidades en relación a la cima con la base del mismo.

Finalmente se indica que no fue posible llevar a cabo ninguna prueba de variación de presión, debido a los problemas de manejo de parafina dentro de la tubería de producción. Esperando llevarlas a cabo cuando se fluya este pozo a producción durante suficiente tiempo o en su defecto, realizarlas en el po

zo Uech 1, cuando se lleve a cabo su reparación.

### 3. Análisis de la Prueba de Decremento en el Campo Uech.

En el pozo Uech 1 se realizó una prueba de variación de presión, el cual tenía un programa para abrir el pozo por varios estranguladores, pero únicamente se pudo efectuar la apertura por  $\frac{1}{4}"\phi$ , como parte de la primera etapa. Referente a la segunda etapa, no fue posible llevarla a cabo por razones operativas (falla en el sistema electrónico del sensor del PLT), - sin embargo, la información obtenida durante las 7 horas que duró la miniprueba, aportó información importante.

El sensor de PLT, se instaló a la profundidad de 4880 md. - - (4780 mv) para efectuar la medición de los registros de presión, temperatura y gasto. Con esta información se intentó - aplicar las técnicas logarítmicas y semilogarítmicas así como la deconvolución y finalmente la derivada de la presión, para poder determinar el régimen de flujo alcanzado, asimismo los parámetros de Kh, K y S.

Teniendo en consideración la información que se obtuvo durante las dos primeras horas de la prueba de presión de decremento como lo más representativo de una curva de decremento, ya que después de este tiempo la presión se manifestó como un incremento y mas adelante hubo variaciones que inclusive hubo - necesidad de cambiar el estrangulador, dando como resultado - grandes alteraciones de presión y el gasto variable, como se puede apreciar en las figuras 32 y 33 respectivamente, por lo cual no se toman en cuenta para el análisis.

La interpretación de la información antes indicada, se llevó a cabo primeramente por personal de la Superintendencia de In

geniería de Yacimientos, así como por la compañía Flopetrol y Schlumberger, en donde se aplicaron varios métodos para su análisis, dando como resultado casi en todos ellos valores altos de la capacidad Kh, permeabilidad K y daño S. Como podemos apreciar en la tabla 11.

Se estimó la función influencia y su derivada usando la técnica de Kucuk y Ayestaran<sup>30</sup>. De acuerdo a la gráfica doble logarítmica de la función de derivada de la función influencia contra tiempo, no es posible detectar período de flujo alguno para análisis de la prueba, (figura 34).

Es importante hacer notar que aunque los datos (Schlumberger y Flopetrol) generan secciones de línea recta en la gráfica semilogarítmica (figura 35) y de flujo esférico ( $\Delta P_1$  vs  $1/\sqrt{t}$ ) (figura 32), su aplicación no es confiable ya que la presencia de los tipos de flujo correspondiente no se detecta en la gráfica de diagnóstico.

Lo anterior indica que la prueba fue incompleta y se recomienda llevar a cabo otra prueba que incluya un período de apertura mayor, ya que de esta manera los datos se verán libres de fenómenos de inercia que pudieron haber influenciado la primera prueba.

Por la importancia que tiene el conocer perfectamente bien estos parámetros del yacimiento, es necesario realizar una prueba de variación de presión más completa, es decir, una curva de decremento y una curva de incremento con mayor duración de tiempo. Considerar también una prueba de interferencia entre ambos pozos en donde se aplique la técnica descrita en el capítulo IV, ya que como se indicó antes, el pozo Uech 1 manifestó aceite muy ligero (39° API) y el pozo Uech 21 aportó -

aceite más denso (29° API) indicativo de que quizás exista un gradiente en la densidad del aceite dentro de la estructura - del yacimiento.

#### 4. Recomendaciones para la Conducción de Pruebas.

Dadas las condiciones de alta permeabilidad, la herramienta - ideal que debe ser utilizada en el área de Campeche debe incluir un registrador de presión de alta resolución, con la ca pacidad de cierre y mediciones de flujo en el fondo. Esto - permite eliminar el efecto de almacenamiento durante la etapa de apertura y de cierre del pozo, dando posibilidades para la detección del flujo radial y esférico.

## CONCLUSIONES:

El principal objetivo de este trabajo es el de presentar las ecuaciones de flujo esférico, para un pozo que tiene un intervalo con sección limitada al flujo en formaciones anisotrópicas. El propósito es analizar las características generales de los datos de presión-tiempo adimensional, que describe este tipo de comportamiento de flujo. Como fue demostrado en el análisis gráfico de la presión y tiempo adimensional que pueden proporcionar información considerando los tiempos de producción y cierre requeridos para aplicar las ecuaciones de flujo esférico. La línea recta es identificada y los valores de permeabilidad son calculados. Con base en el material analizado en este trabajo, se presentan las siguientes conclusiones:

1. Se presenta de una manera lógica y extensa la teoría de comportamiento de presión para pozos de entrada restringida. De aquí se ve que este tipo de pozos puede exhibir varios períodos de flujo: radial, transición, esférico, transición y pseudoradial.
2. La aproximación de flujo esférico se puede usar para describir el comportamiento de la presión en pozos con entrada limitada produciendo de espesores grandes de formaciones anisotrópicas.
3. La permeabilidad vertical se puede determinar usando la aproximación de la pendiente de las gráficas de incremento y de decremento de presión, si la permeabilidad horizontal es conocida.
4. La permeabilidad horizontal puede determinarse utilizando

la aproximación de flujo esférico, si el efecto de daño - es despreciable o si se determina por un análisis independiente.

5. Se presentan nuevas correlaciones para tiempos de comienzo y final de cada período de flujo.
6. Se discute la aplicabilidad de cada uno de los métodos - gráficos de interpretación ( $P$  vs  $\log t$ ,  $P$  vs  $1/\sqrt{t}$  ).
7. Se propone una metodología de interpretación basada en un proceso de diagnóstico de flujo a través de la función de la derivada de la función influencia. El método, por lo tanto, permite concluir el análisis que viene siendo mucho más exacto y seguro. El análisis global es considerado como un todo con inmejorable sensibilidad, obteniendo de las pruebas de pozos con mucho más detalle la descripción dinámica del yacimiento.
8. La aproximación de radios esféricos sugerida por Rodríguez Nieto-Carter es recomendable.
9. Se aplica la metodología al caso Uech 1 y se concluye que a pesar de que los métodos convencionales de análisis exhiben porciones rectas aparentes, la existencia de los períodos de flujo correspondientes no está justificada.
10. Se presentan recomendaciones para el diseño y conducción de pruebas en pozos del área de Campeche.

Referente al cálculo del factor del pseudodaño, se puede afirmar que la utilización de la Ec. (II-41) es un medio

simple y disponible para evaluarlo, para pozos con entrada de flujo limitado, así como la relación  $r_D/h_f D < \sim 0.2$

Esta condición es satisfactoria en la mayoría de los casos, ya que generalmente  $K_V < K_H$  mientras que  $r_w/h_f < \sim 0.1$

REFERENCIAS:

1. Horner, D.F. "Pressure Build Up in Wells", Memorias del - Tercer Congreso Mundial del Petróleo, La Hoya (1951).
2. Miller, C.C. Dyes, A.B. and Hutchinson, C.A. Jr. "The - - Estimation of Primeability and Reservoir Pressure from - Botton Hole Pressure Build Up Characteristics" Trans.AIME (1950).
3. Clark K.R. "Transient Pressure Testing-or Water Injection. Wells" JPT (junio 1968).
4. Cinco, L.H. and Samaniego, V.F. "Transient Pressure Analy sis for Fractured Wells" SPE (octubre 1978).
5. Ramey H.J. Jr. "Short Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage" GPT (enero 1970).
6. Dominique Bourdet, J.A. Ayoub T.M. and Pirar Y.M. "Use of Pressure Derivate in Well Test Interpretation" SPE. (abril 1984).
7. Bourdet, D., Wittle, T.M. Douglas, A.A. and Priard Y.M. - "A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis". World Oil (mayo 1983).
8. Bourdet, D., Ayoub, J.A.; Whittle, T.M.; Pirard, Y.M. and Kniazeff, V. "Interpreting Well Test in Fractured Reserv- oirs" World Oil (octubre 1983).
9. Bourdet, D., Alagoa, A.; Ayoub, J.A. and Pirard, Y.M. - -

- "New Type Curves Aid Analysis of Fissured Zone Well - - Tests". World Oil (Abril 1984).
10. Clark, K.K. and Raghavan, R., "Vertical Permeability -- From Limited Entry Flow Test in Thick Formation" SPE. - (Agosto 1975).
  11. Cinco, Ley H.; Kuchuk, F.; Ayoub, J.A. and Samaniego, Y. F.; S.P.E. (Octubre 1986).
  12. Muskat, M. "Use of Data on Build-up of Botton Hole Pressure" Trans. AIME 1937.
  13. Moran, J.H and Finklea, E.E. "Theoretical Analysis of Presure Phenomena Associated with the Wereline Formation - Test" J.P.T. (Agosto 1962).
  14. Culham, W.E. "Pressure Build-up Ecuation for Spherical - Flow Regime Problems". SPE 4053 (Octubre 1972).
  15. Hantush, M.S. "Hydraulics of Wells Advances in Hydro- - sciences" Ven Te Chow Academics Pycss, New York (1964) Vo- lumen 1.
  16. Gringarten, A.C. and Ramey, J.H. Jr. "Unsteady State - - Pressure Distribution Created by a Well with a Single - Horizontal Fracture, Partial Penetration or Restricted - Entry" Trans. Vol. 257. (1974).
  17. Earlougher, R.C. Jr. "Advances in Well Testing Analysis". Monografía. Vol. 5 S.P.E.(1976).
  18. Carslaw, H.S. and Jaeger, J.C. "Conduction for Heat in - Solids" 2nd. ed. Oxford U. Press Oxford England (1959).

19. Rodríguez-Nieto, R., and Carter, R.D. "Unsteady Three - Dimensional Gas Flow in Thick Reservoirs" S.P.E. 4266.
20. Ramey, H.J. Jr. and Cobb, W.M. "A General Pressure Build up Theory for a Well in Closed Trans." AIME-252.
21. Brons, F., and Marting, V.E. "The Effect Restricted Flow Entry on Well Productivity" J.P.T. (Febrero 1961).
22. Strelsova-Adams, T.D. "Pressure Drawdown in a Well Limited Flow Entry" J.P.T. (Noviembre 1979).
23. Odeh, A.S. "An Ecuation for Calculating Skin Factor Due to Restricted Entry" J.P.T. (Junio 1980).
24. Papatzacos, P. "Evact Solutions for Infinite Conductiv-- ity Wells". (S.P.E. / 13846)
25. Nisle, R.C. "The Effect of Partial Penetration on Pres- - sure Build-up in Oil Well" Trans. AIME (1958).
26. Reynolds, A.C.; Chem J. and Raghavan R. "Pseudoskin Factor Caused by Partial Penetration" J.P.T. (Diciembre - - 1984).
27. Bilhartz, H.J. Jr. and Ramey H.J. Jr. "The Combined - - Effects of Storage Skin and Partial Penetration on Well Test Analysis" S.P.E. (Octubre 1977).
28. Warren, J.E. and Root, P.J. "Behavoir of Naturally - - Fractured Reservoirs" S.P.E. (Septiembre 1963).
29. De Swan, A.O. "Analytic Solution for Determining Naturally Fracture Reservoir Properties by Well Testing", - -

S.P.E. (Junio 1976).

30. Kucuk; F. and Ayestarán, L.: "Analysis of Simultaneously Measured Pressure and Sandface Flow Rate in Transient - Well Testing" J.P.T. (Febrero 1985).
31. Cinco Ley, H. y Rodríguez de la Garza, F. "Nuevos Conceptos para el Diseño, Conducción e Interpretación de Pruebas de Incremento". Artículo enviado a la A.I.P.M., para el XXVI Congreso Anual, 1988.
32. Jacob C.E. "Coefficients of Storage and Transmissibility - obtained from Pumping Tests in the Houston District, -- Texas", Trans., Amex. Geophys Union (1941).
33. Ramey, H.J. Jr., Kumar, A. and Gulati, M.S.; "Gas Well Test Analysis Under Water Drive Conditions", Monografía AGA (1973).
34. Polubarinova - Kochina P. Ya.; "Theory of Ground Water Movement, Princenton Y. Press, Princenton H.J.;" (1962)
35. Culham. W.E.; "Pressure Buildup Equations for Spherical Flow Regime Problems" SPEJ (Dic.1974).

Apéndice Tiempo para el Final del Flujo Pseudoesférico.

El tiempo en el cual ocurre el final del flujo pseudoesférico puede determinarse considerando que la respuesta en un pozo parcialmente penetrante está dada por los efectos del pozo real más los efectos de los pozos imagen que simulan las fronteras superior e inferior (figura 7).

Durante el período pseudoesférico, tanto el pozo real como los pozos imagen, pueden considerarse como esferas. De aquí de acuerdo Raghavan y Clark<sup>10</sup>.

$$(\Delta P_w)_{\text{pozo real}} = \frac{\alpha q B \mu}{2 r_{wsp} K_r} \left[ 1 - \frac{2}{\sqrt{\pi}} \left( \frac{\beta \mu C_t r_{wsp}^2}{4 \beta K_z t} \right)^{1/2} \right] \quad (\text{A-1})$$

$$(\Delta P)_{\text{pozo imagen}} = \frac{\alpha q B \mu}{2 r_s K_r} \operatorname{erfc} \left[ \left( \frac{\beta \mu C_t r_s^2}{4 \beta K_z t} \right)^{1/2} \right] \quad (\text{A-2})$$

donde:

$$r_s = \sqrt{r^2 K_z / K_r + Z^2}$$

La desviación del comportamiento pseudoesférico ocurre cuando la pendiente en la gráfica  $\Delta P_w$  contra  $1/\sqrt{t}$  sufre una variación del 10%. Esta variación es causada principalmente por los pozos imagen vecinos superior e inferior. Para un pozo centrado en la formación ( $Z_F = h/2$ ), lo anterior se puede expresar como:

$$2 \cdot \frac{\partial(\Delta P)_{\text{pozo imagen}}}{\partial 1/\sqrt{t}} = 0.10 \cdot \frac{\partial(\Delta P_w)_{\text{pozo real}}}{\partial 1/\sqrt{t}} \quad (\text{A-3})$$

De acuerdo a las Ecuaciones (A-1) y (A-2), la ecuación (A-3) puede expresarse como:

$$\frac{q B \mu^{3/2} (\phi C_t)^{1/2}}{(\pi B)^{1/2} K_r K_z^{1/2}} e = \frac{\phi \mu C_t r_s^2}{4 \beta K_z t_{esp}} = 0.1 \frac{q B \mu^{3/2} (\phi C_t)^{1/2}}{2(\pi \beta)^{1/2} K_r K_z^{1/2}} \quad (A-4)$$

De aquí:

$$e = \frac{\phi \mu C_t r_w^2}{4 \beta K_z t_{esp}} = \frac{1}{20} \quad (A-5)$$

$$O \quad t_{esp} = \frac{\phi \mu C_t r_s^2}{12 \beta K_z} \quad (A-6)$$

Para el pozo centrado  $Z = h$  y  $r = 0$  representan las coordenadas para tomar en cuenta el efecto del pozo imagen. De aquí:

$$r_s = h \quad y$$

$$t_{esp} = \frac{\phi \mu C_t h^2}{12 \beta K_z} \quad (A-7)$$

Esta expresión proporciona el final del flujo pseudoesférico.

## Nomenclatura

B	Factor de volumen de la formación, vol./vol./psi.
C	Almacenamiento del pozo, bI/psi.
$C_D$	Constante de almacenamiento adimensional.
$C_t$	Factor de compresibilidad total de los fluidos, $\text{psi}^{-1}$
$F_1$	Función de correlación para presión adimensional.
$F_2$	Función de correlación para tiempo adimensional.
h	Espesor de la formación, ft.
$h_1$	Distancia de la cima del intervalo abierto a la - cima de la formación, ft.
$h_D$	Espesor adimensional
$h_f$	Longitud abierta al flujo, ft.
$h_{fD}$	Longitud adimensional abierta del pozo
$K_r$	Permeabilidad de la formación-dirección radial, md.
$K_z$	Permeabilidad de la formación-dirección vertical, md.
m	Pendiente de la línea recta
$(P_D)_M$	Presión adimensional de un punto de ajuste para ana- lisis de curvas tipo
$\Delta P$	Caida de presión, psi.
$\Delta P_1$	Derivada de la función influencia
$P_{wD}$	Caida de presión adimensional
$P_i$	Presión inicial, psi.
$P_{wf}$	Presión de fondo fluyendo, psi.
$P_{ws}$	Presión de fondo cerrado, psi.
q	Gasto de flujo, STB/día
r	Dirección radial, coordenadas cilíndricas

$r_D$	Radio adimensional
$r_w$	Radio del pozo, ft.
$r_{wsp}$	Radio esférico efectivo, ft.
$S$	Factor de daño
$S_p$	Factor de pseudodaño
$S_t$	Factor de daño total
$t$	Tiempo, hr.
$t_D$	Tiempo adimensional
$t_p$	Tiempo de producción, hr.
$\Delta t$	Tiempo de cierre del pozo, hr.
$t_{esp}$	Tiempo de producción flujo esférico, hr.
$z$	Dirección vertical, coordenadas cilíndricas
$Z_f$	Distancia vertical de la base de la formación a la parte media del intervalo abierto, ft.
$\mu$	Viscosidad, cp.
$\phi$	Porosidad
$-Ei(x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$	(integral exponencial)
$Ko(x)$	Función Bessel modificada de segundo genero de orden cero
$\alpha$	Alfa, factor de conversión de unidades
$\beta$	Beta, factor de conversión de unidades
$\gamma$	Gama, factor de conversión de unidades
$\tau$	Tau

- $\delta$  Delta
- $\lambda$  Parámetro de flujo interporosidad pseudo - estacionario
- $\omega$  Relación de almacenamiento

### Subíndices

- f Fisura
- m Matriz
- f+m Sistema total
- D Adimensional.

## Factores de Conversión de Unidades

<u>Variable</u>	<u>U n i d a d e s   d e   C a m p o</u>	
	<u>Inglés</u>	<u>Métrico</u>
presión, P	lb/pulg <sup>2</sup>	Kg/cm <sup>2</sup>
tiempo, t	horas	horas
permeabilidad, K	milidarcy	milidarcy
porosidad, $\phi$	fracción	fracción
viscosidad, U	centipoise	centipoise
compresibilidad, C	pulg <sup>2</sup> /lb	cm <sup>2</sup> / Kg
gasto, q	barriles STD/día	m <sup>3</sup> STD/día
radio del pozo, r <sub>w</sub>	pie	metro
espesor, h	pie	metro
alfa, $\alpha$	141.2	19.03
beta, $\beta$	2.637 x 10 <sup>-4</sup>	3.484 x 10 <sup>-4</sup>
gama, $\gamma$	3.2275	3.1065
delta, $\delta$	162.6	21.9

Tabla 2

Parámetros Básicos, Usados para Generar los Datos  
Mostrados en la Figura 3, Presión Adimensional  
y Tiempo Adimensional

$$K_r = 200, 150, 100, 75, 50, 25 \text{ y } 20 \text{ md}$$

$$K_z = 20 \text{ md}$$

$$r_w = 0.25 \text{ ft.}$$

$$h_f = 2.633 \text{ ft.}$$

$$h = 50 \text{ ft.}$$

Tabla 3

Comparación del Error sobre el Valor Ordinario  
para el Radio Equivalente Esférico  $h_f/h = 0.0526$   
(Según Clark y Raghavan<sup>10</sup>)

Relación de Permeabilidades $K_r/K_z$	Porcentaje de Error	
	<u>Culham</u>	<u>R-N y Carter</u>
0.020	41.68	0.08
0.040	29.56	0.09
0.100	16.57	1.00
0.134	14.71	1.52
0.267	5.64	- 0.25
0.400	- 2.68	0.01
1.000	- 3.17	- 0.65

Tabla 4

## Comparación de Cálculos de Pseudodaño

(Según Papatzacos<sup>24</sup>)

$h_{FD}$	$r_D$	Ref. 26 Valor Calculado	Ref. 27 Valor Calculado	Ec. (II-41) Valor Calculado
0.10	0.0010	41.43	41.62	41.55
	0.0100	-	21.63	20.82
	0.1000	-	6.82	0.10
0.20	0.0010	-	20.46	20.48
	0.0100	-	11.35	11.27
	0.1000	-	3.92	2.06
0.25	0.00025	19.94	-	19.93
	0.0005	17.83	-	17.85
	0.0010	15.71	-	15.77
	0.0025	12.88	-	13.02
0.40	0.0010	-	8.15	8.25
	0.0100	-	4.68	4.79
	0.1000	-	1.73	1.34
0.50	0.0005	6.17	-	6.27
	0.0010	5.47	-	5.58
	0.0020	4.75	-	4.88
	00.50	3.79	-	3.97
0.60	0.0010	-	3.61	3.74
	0.0100	-	2.05	2.21
	0.1000	-	0.73	0.67

T A B L A 5  
 CARACTERISTICAS DE LOS YACIMIENTOS ZONA MARINA  
 SONDA DE CAMPECHE

CAMPO	PRESION. Kg/Cm <sup>2</sup>		P. R. m. b. n. m.	Rsi m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	Bo. m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	ESPESOR PROM. m*	AREA Km <sup>2</sup>	DENSIDAD °API
	INICIAL	SATUR.						
ABKATUN	370	175	3350	130	1.473	278	102.5	28
AKAL	246	150	2000	86	1.251	766	99.7	22
BACAB			3200	86	1.251	114	29.9	17
BATAB	625	218	3600	200	1.729	39	26.4	32
CAAN	352	299	3700	318	2.264	141	10.2	22
CHAC	365	120	3500	86	1.251	38	47.2	20
CHUC	382	228	3985	195	1.735	162	45.5	32
EK	332		3600	86	1.251	189	46.8	16
IXTOC	325	292	3650	203	1.739	39	19.9	30
NOHOCH	258	150	2000	86	1.251	170	13.8	22
KAY	397		4250	269°	0.004°°	6	6.3	45
KU	317	180	3000	108	1.311	377	64.6	24
KUTZ			3200	108	1.311	151	30.8	22
MALOB-ZAAP	291	138	3000	108	1.311	253	73.3	16
POL	412	240	3700	208	1.729	116	100.0	32
UECH	709	364	4900	480	2.791	64	8.8	39
ZAZIL-HA				108	1.311	83	19.3	16

\* Espesor ponderado arealmente,

° Factor RIS

°° Factor BGI

PR - Plano de referencia

## T A B L A 6

## COLUMNA GEOLOGICA DEL POZO UECH - 1

COLUMNA GEOLOGICA	PROFUNDIDAD mvs MR
TERCIARIO	0-4272
CRETACICO SUP.	4272
CRETACICO MED.	4293
CRETACICO INF.	4402
JURASICO SUP. TITHO.	4493
JURASICO SUP. KIMMER	4716
PROF. TOTAL	4894

T A B L A 7  
 POZO UECH - 1  
 REGISTRO DE PRESION DE FONDO ESTATICO  
 31 DE MARZO DE 1986

PROFUNDIDAD		PRESION KG/CM2	$\Delta P$ KG/CM2	$\nabla P$ KG/CM2/M	TEMPERATURA ° C
MD	MV				
00	0	424.65	-	-	30.8
500	500	455.52	30.87	0.0617	46.2
1030	1022	487.52	32.00	0.0613	57.6
1905	1879	538.81	51.29	0.0598	77.2
3014	2960	602.66	63.85	0.0590	99.4
4014	3934	659.37	56.71	0.0582	121.9
4714	4614	698.13	38.76	0.0570	139.7
4814	4714	703.70	5.57	0.0568	141.9
4915	4812	709.14	5.44	0.0544	143.7

Nivel de fluidos: 10 m.

## T A B L A 8

## DATOS DEL ANALISIS "PVT" POZO UECH - 1

Factor del Vol. del aceite a Ps	2.681 M <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Presión de saturación a 144°C	364.30 kg/cm <sup>2</sup>
Relación gas-disuelto	480.45 m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>
Densidad a Ps y Ty	0.4548 gr/cm <sup>3</sup>
Densidad a Pa y 20°C	0.8275 gr/cm <sup>3</sup>
Densidad a Pa y 20°C	39.5 ° API
Compresibilidad del aceite a 144°C de 457.1 a 404.4 Kg/cm <sup>2</sup>	5.127 X 10 <sup>-4</sup> (1/Kg/cm <sup>2</sup> )
386.8 a 364.3 Kg/cm <sup>2</sup>	5.845 X 10 <sup>-4</sup> (1/Kg/cm <sup>2</sup> )
Viscosidad del aceite a 457.1 Kg/cm <sup>2</sup>	0.176 Cp.
Viscosidad del aceite a 364.3 Kg/cm <sup>2</sup>	0.157 Cp.
Viscosidad del aceite a 0.0 Kg/cm <sup>2</sup>	0.710 Cp.

## COLUMNA GEOLOGICA DEL POZO UECH - 21

COLUMNA GEOLOGICA		PROFUNDIAD m.b.M.R.
Mioceno	Superior	425
	Mediano	3520
	Inferior	3600
Oligoceno	Superior	Aus.
	Mediano	Aus.
	Inferior	3925
Eoceno	Superior	4010
	Mediano	4040
	Inferior	4090
Paleoceno	Superior	4225
	Inferior	4295
B. Paleoceno		Aus.
Cretácico	Superior	4312
	Mediano	4390
	Inferior	4460
J.S. Tithoniano		4615
J.S. Kimmeridgiano		4889
Prof. total		5286

T A B L A 10  
 POZO UECH-21  
 REGISTRO DE PRESION DE FONDO ESTATICO  
 16 DE AGOSTO DE 1987

PROFUNDIDAD mv	PRESION Kg/cm <sup>2</sup>	$\Delta P$ Kg/cm <sup>2</sup>	$\nabla P$ Kg/cm <sup>2</sup> /m
0	346.4	-	-
500	389.0	42.6	0.0852
1000	426.6	37.6	0.0752
2000	501.4	74.8	0.0748
3000	575.1	73.7	0.0737
4000	648.1	73.0	0.0730
4410	677.3	29.2	0.0712
4510	684.4	7.1	0.0710
4610	690.7	6.3	0.0700

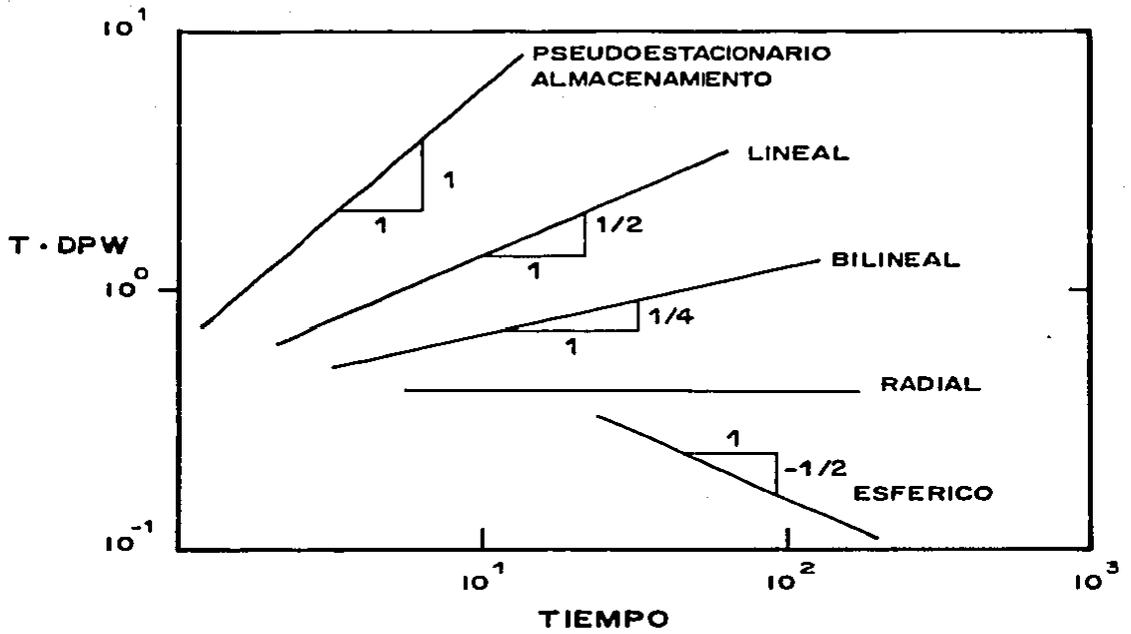
Nivel de fluidos a cero m.

T A B L A 11  
RESUMEN DE RESULTADOS

PARAMETRO	METODO DE ANALISIS		
	N.D.H.*	M.D.H.*	DECONVOLUCION°
Kh (md - pie)	1 318 413	1 482 373	600 580
K (md)	19 088	21 461	8 704
S (Adim)	25	29	1 595

\* Modelo ANAPRE (IMP)

° Modelo Deconvolución (Schlumberger)



**Figura 1. GRAFICA PARA IDENTIFICAR EL REGIMEN DE FLUJO.**  
 (Segun Bourdet y Colaboradores)

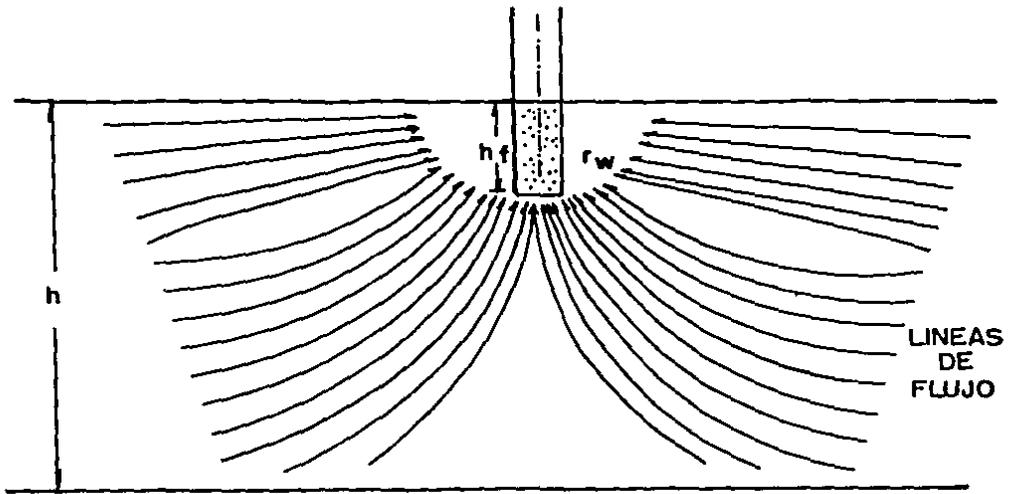


Figura 2A. POZO PENETRANDO PARCIALMENTE AL YACIMIENTO CON ENTRADA DE FLUJO RESTRINGIDO.

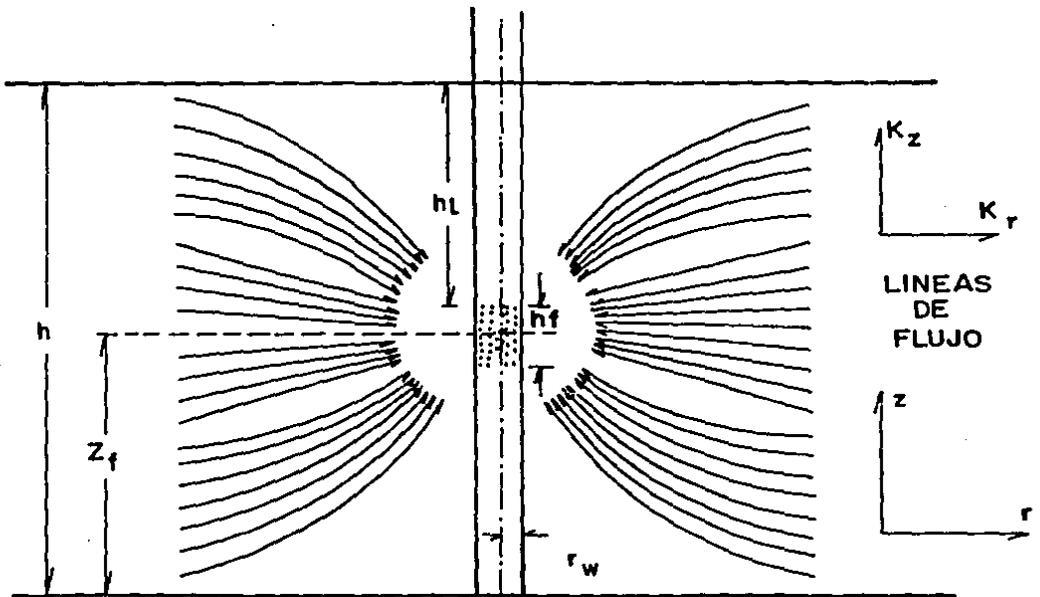


Figura 2B. POZO QUE PENETRO TOTALMENTE EL YACIMIENTO CON ENTRADA DE FLUJO RESTRINGIDO.

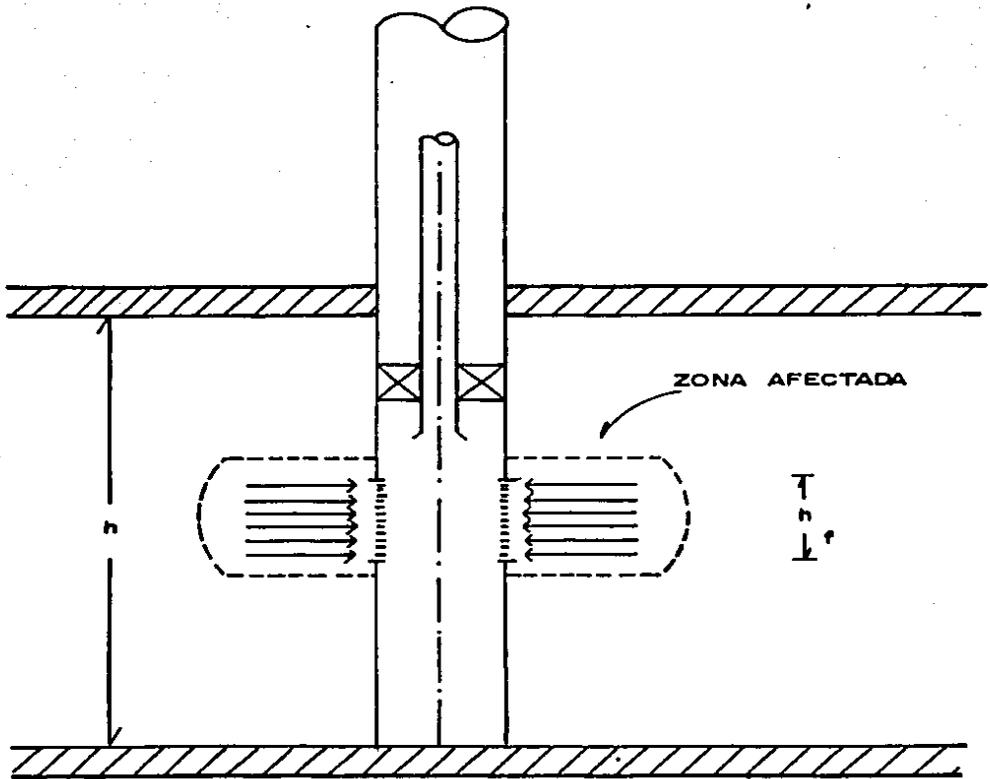


Figura 3. LINEAS DE FLUJO Y ZONA AFECTADA DURANTE EL FLUJO RADIAL INICIAL ( Tiempos Cortos).

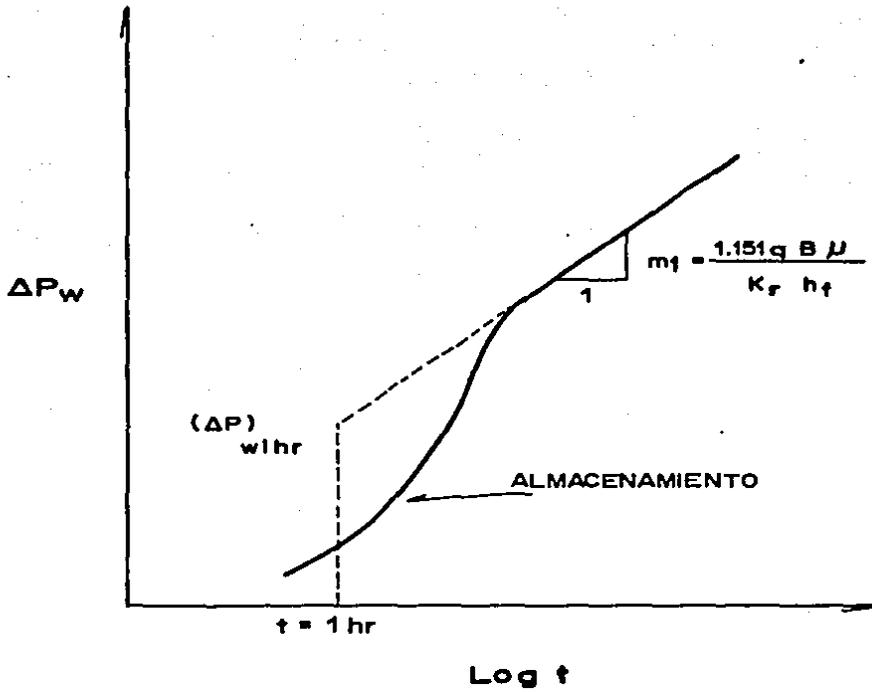


Figura 4. GRAFICA SEMILOGARITMICA APLICADA A DATOS DE FLUJO RADIAL.

WELL WITH WELLBORE STORAGE AND SKIN  
INFINITE ACTING RESERVOIR WITH HOMOGENEOUS BEHAVIOR

The use of the type-curve is described in World Oil - May 1963: A NEW SET OF TYPE CURVES SIMPLIFIES WELL TEST ANALYSIS BY D BOURDET, T M WHITTLE, A A DOUGLAS, Y M PHARAT

REPRODUCED BY PERMISSION

Schlumberger

Copyright Schlumberger  
1963  
This document is the property of Schlumberger  
No part of this document may be reproduced without the written permission of Schlumberger  
Schlumberger, 1221 Avenue de la Prairie  
Bordeaux, France

$$C_D = \frac{0.8936 C}{\phi c_i r_w^2}$$

FOR OIL —  $p_D = \frac{kh}{141.2 q D \mu} \Delta p$

FOR GAS —  $p_D = \frac{p_{sc}}{p} \frac{2}{\gamma} \frac{h}{\mu(p) Z(p)} \Delta p$

$$\frac{1}{C_D} = \frac{0.000295}{h} \frac{kh}{\mu} \frac{\Delta p}{C}$$

$$-\frac{1}{C_D} p_D = \frac{kh}{141.2 q D \mu} \Delta p'$$

$$-\frac{1}{C_D} p_D = \frac{p_{sc}}{p} \frac{2}{\gamma} \frac{h}{\mu(p) Z(p)} \Delta p'$$

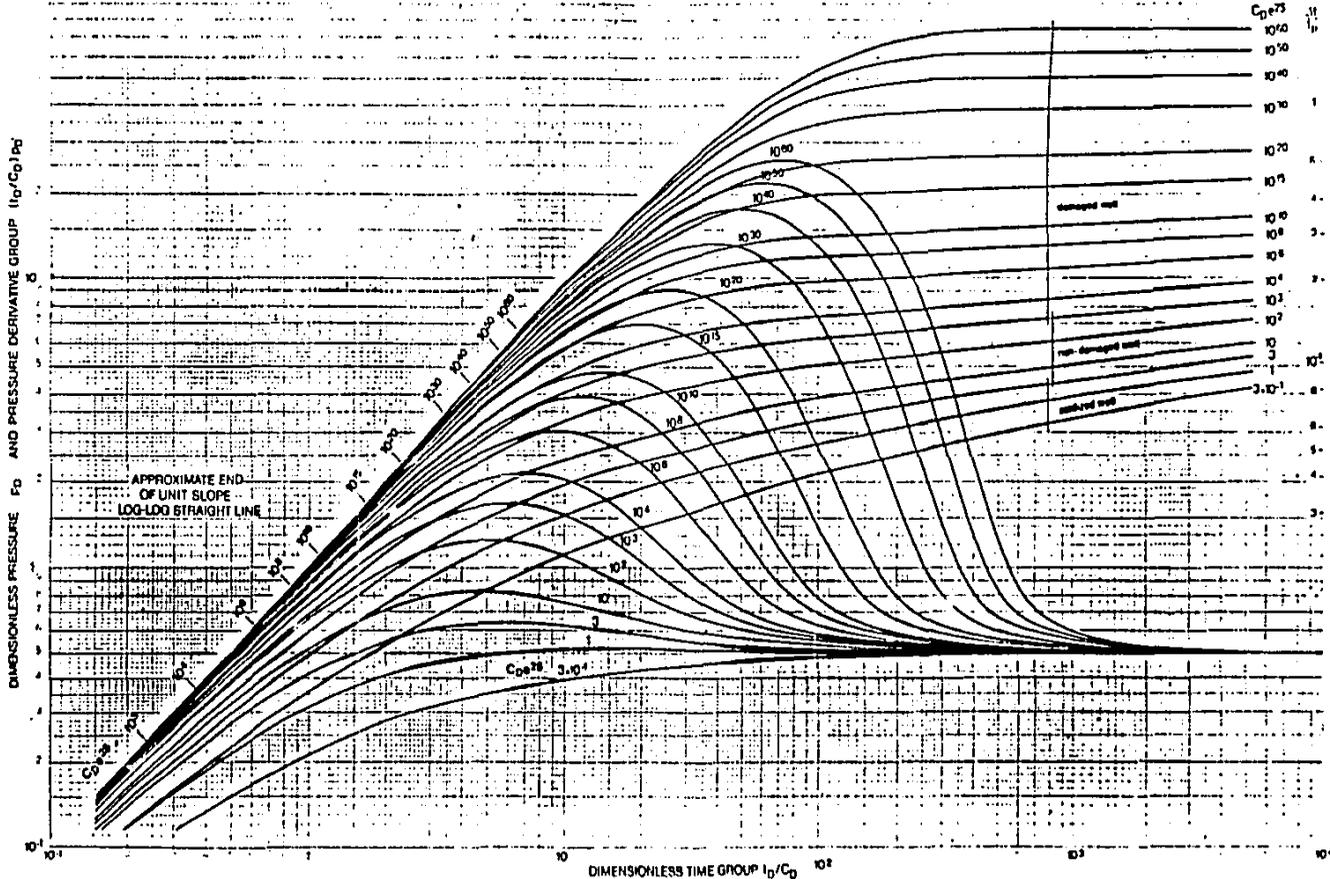


Figure 5

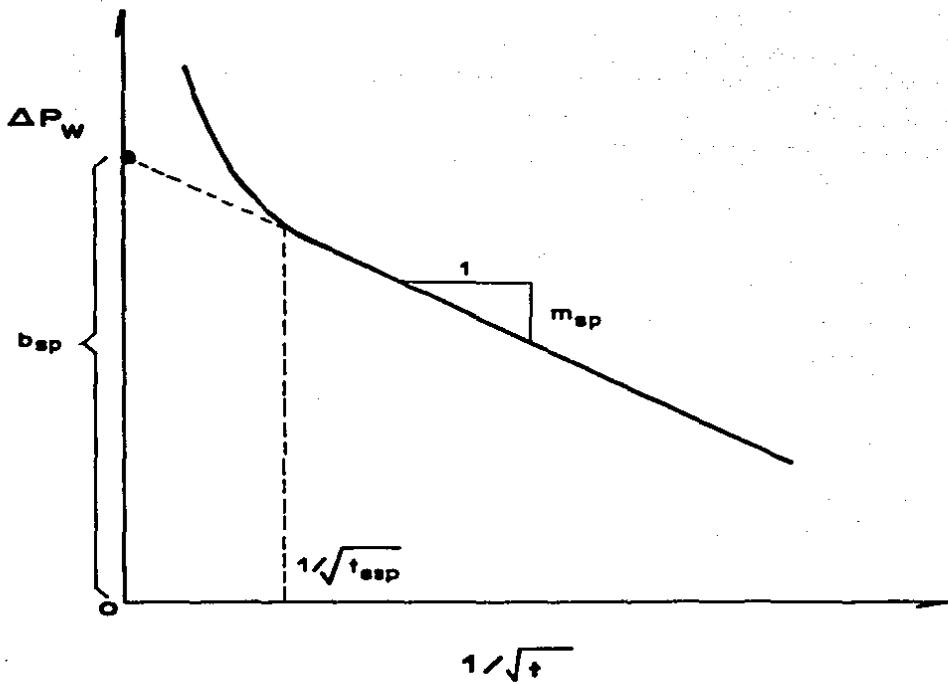
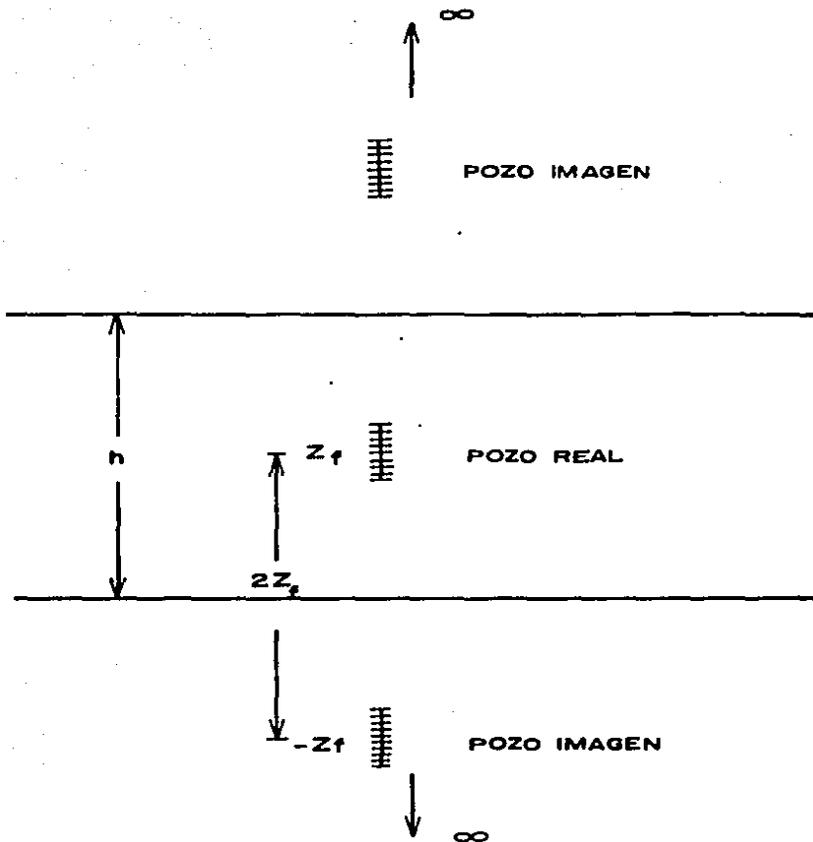


Figura 6. GRAFICA DE ANALISIS PARA DATOS DE PRESION EN FLUJO PSEUDOESFERICO.



**Figura 7. ARREGLO INFINITO DE POZOS IMAGEN PARA SIMULAR UN POZO PARCIALMENTE PENETRANTE.**

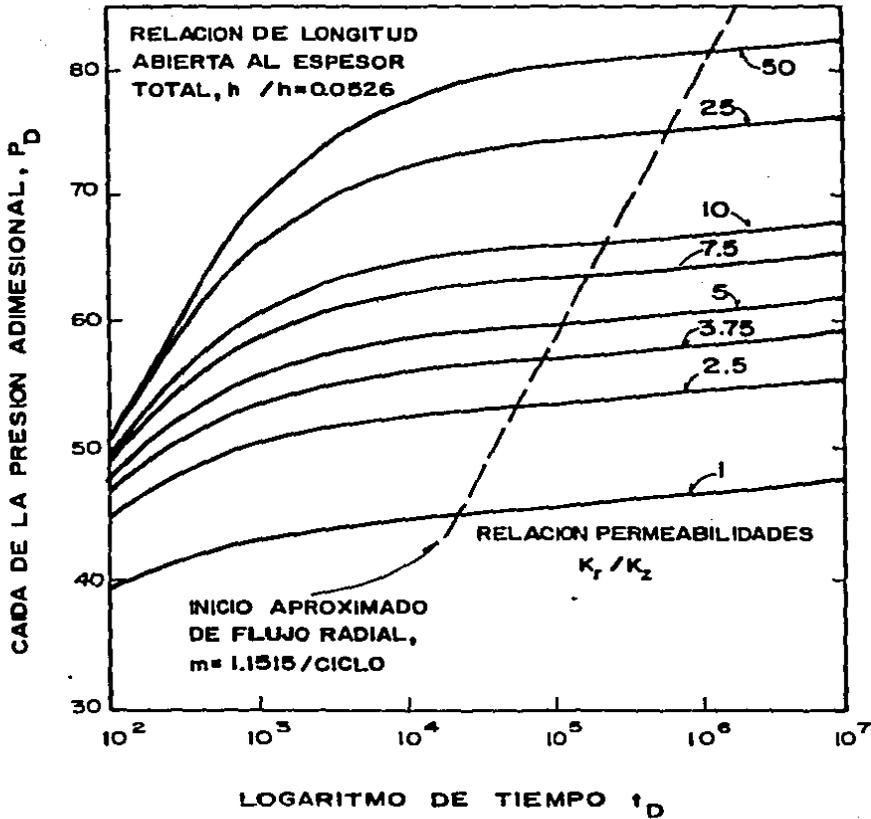


Figura 8. CAIDA DE LA PRESION ADMESIONAL EN EL AGUERO DEL POZO,  $P_D$ , vs EL LOGARITMO DEL TIEMPO,  $t_D$ , PARA UN POZO CON ENTRADA RESTRINGIDA "FLUJO UNIFORME" (Según Clark y Raghavan).

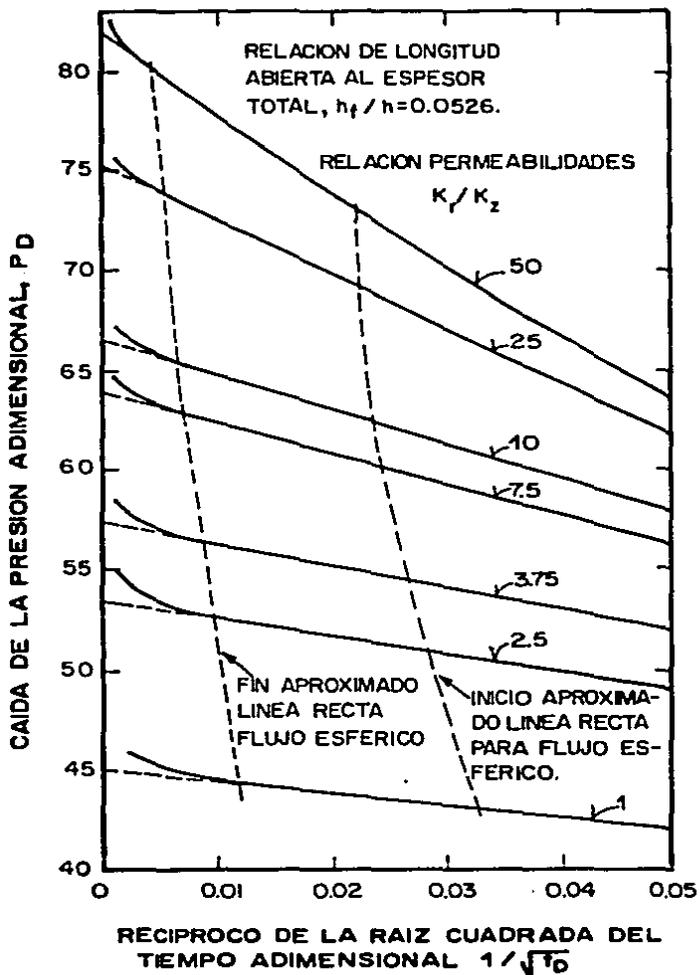


Figura 9. CAIDA DE PRESION ADIMENSIONAL EN EL AGUJERO DEL POZO VS EL RECIPROCO DE LA RAIZ CUADRADA DEL TIEMPO ADIMENSIONAL (Segun Clark y Raghavan<sup>10</sup>).

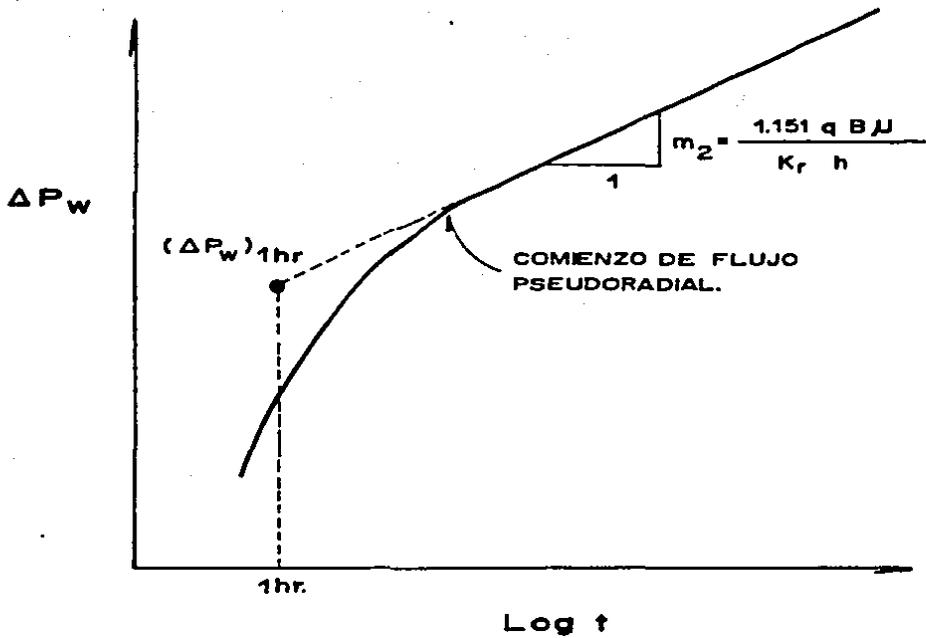


Figura 10. GRAFICA SEMILOGARITMICA DE INTERPRETACION PARA DATOS DE FLUJO PSEUDORADIAL.

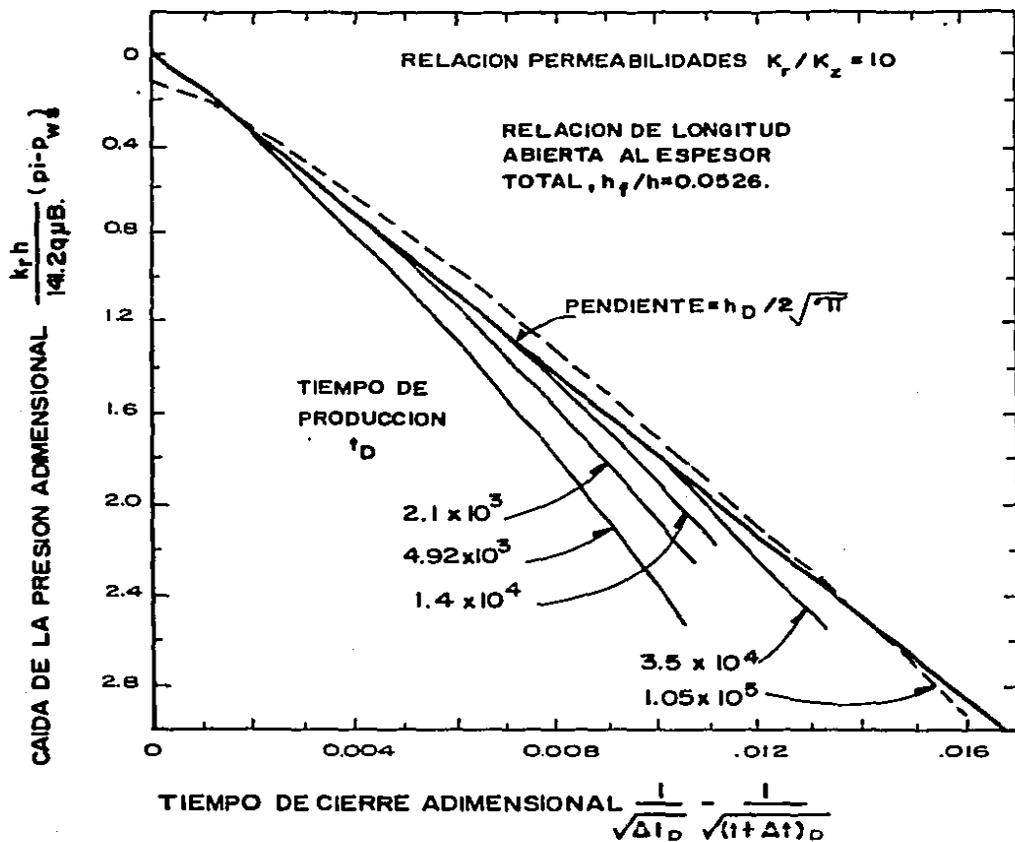


Figura II. GRAFICA GENERALIZADA DE INCREMENTO PARA UN POZO PRODUCIENDO DE UN INTERVALO RESTRINGIDO, (Según Clark y Raghavan<sup>10</sup>).

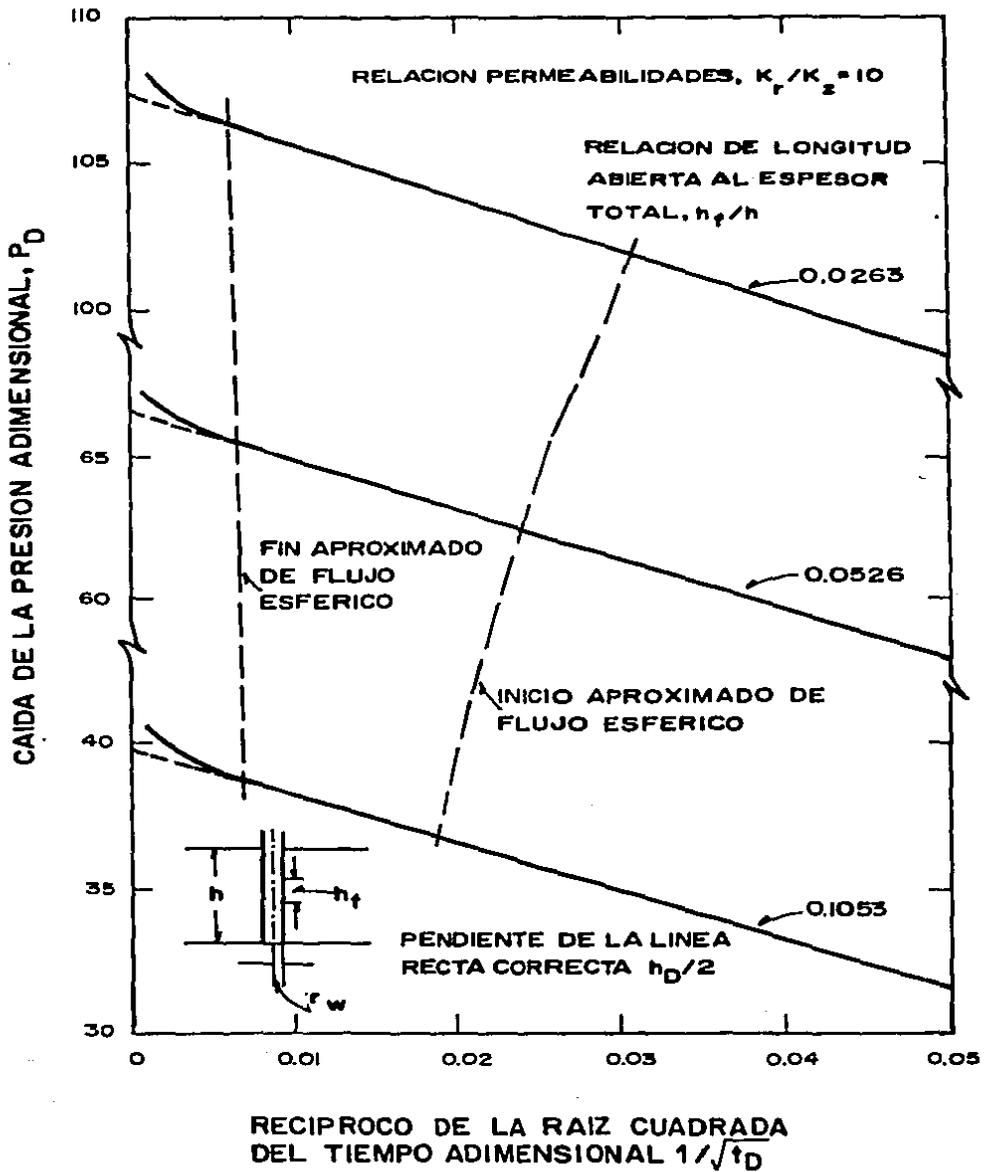


Figura 12. EFECTO DEL TAMAÑO DEL INTERVALO DE PRODUCCION SOBRE LA DURACION DE LA APROXIMACION DEL FLUJO ESFERICO, (Según Clark y Raghavan<sup>19</sup>).

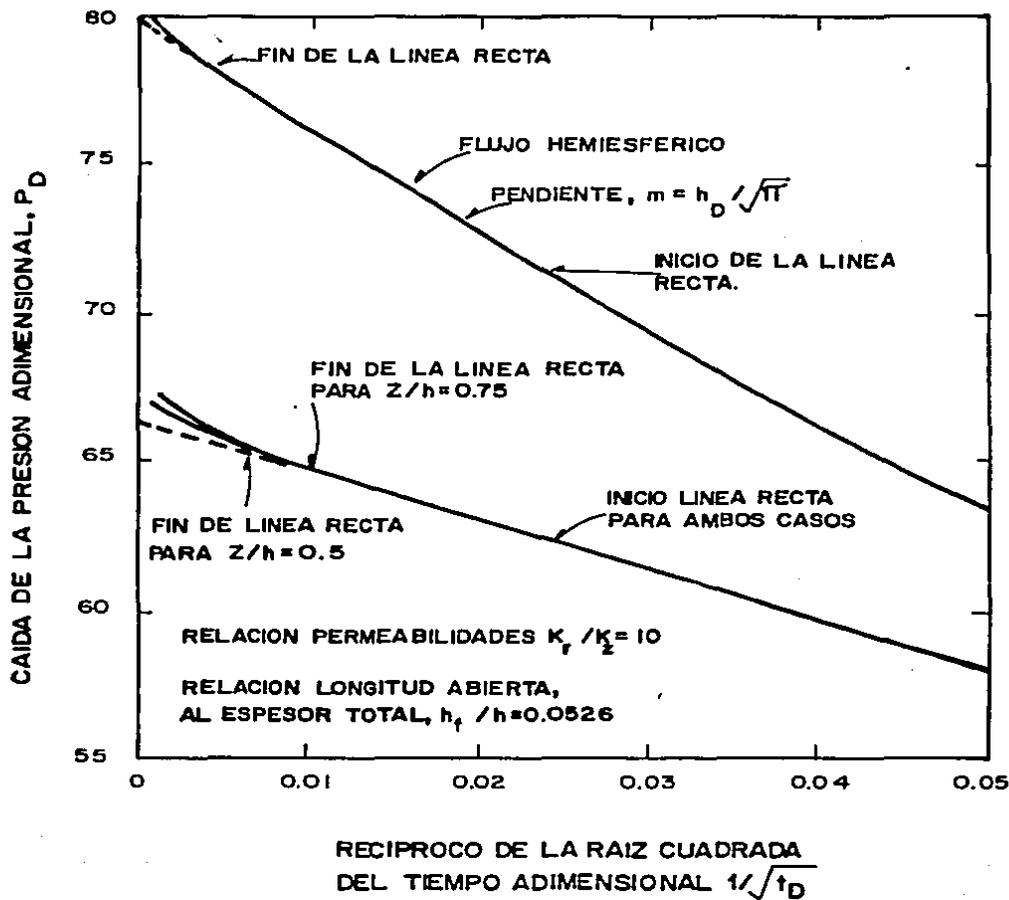


Figura 13. EFECTO DE LA LOCALIZACION DEL INTERVALO DE PRODUCCION SOBRE EL COMPORTAMIENTO DE LA PRESION, (Según Clark y Raghavan).

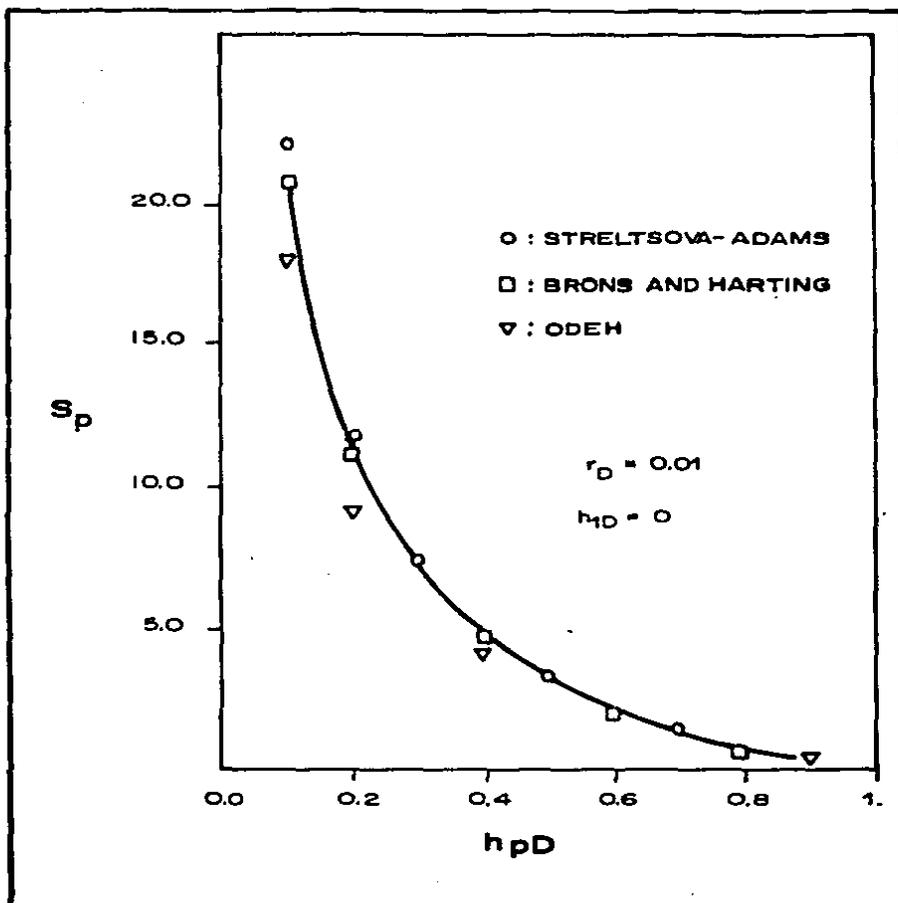
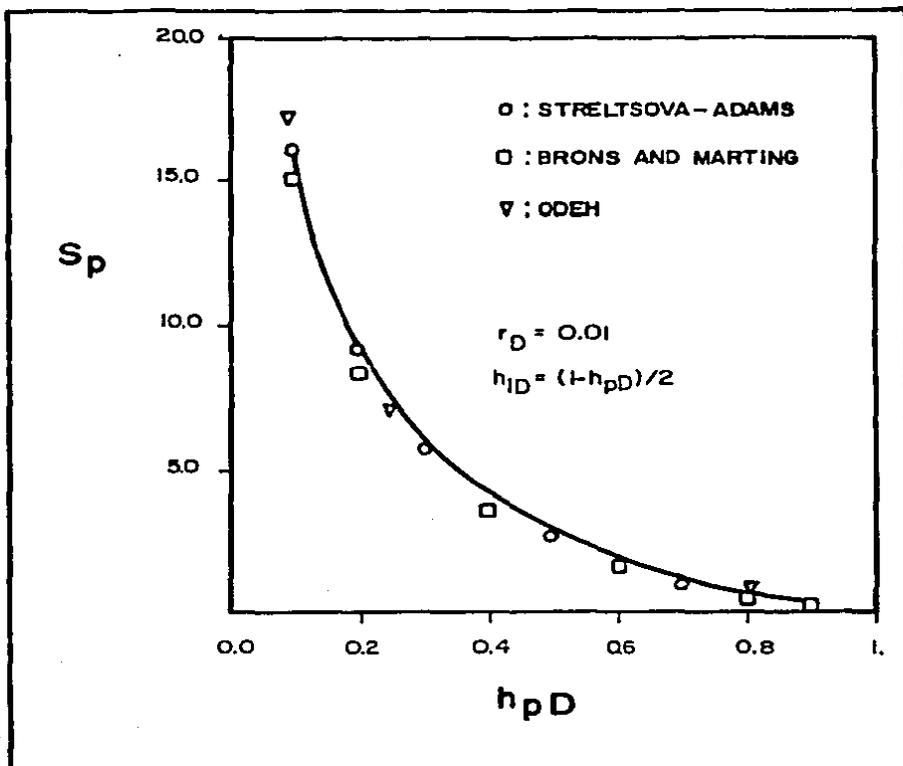


Figura 14. GRAFICA DE PSEUDODANO vs  $h_{pD}$  CUANDO  $h_{ID} = 0$   
 LA LINEA ES LA ECUACION.



**Figura 15. GRAFICA DE PSEUDODANO vs  $h_{pD}$ , CON INTERVALO ABIERTO EN EL CENTRO. LA LINEA LLENA ES LA ECUACION**

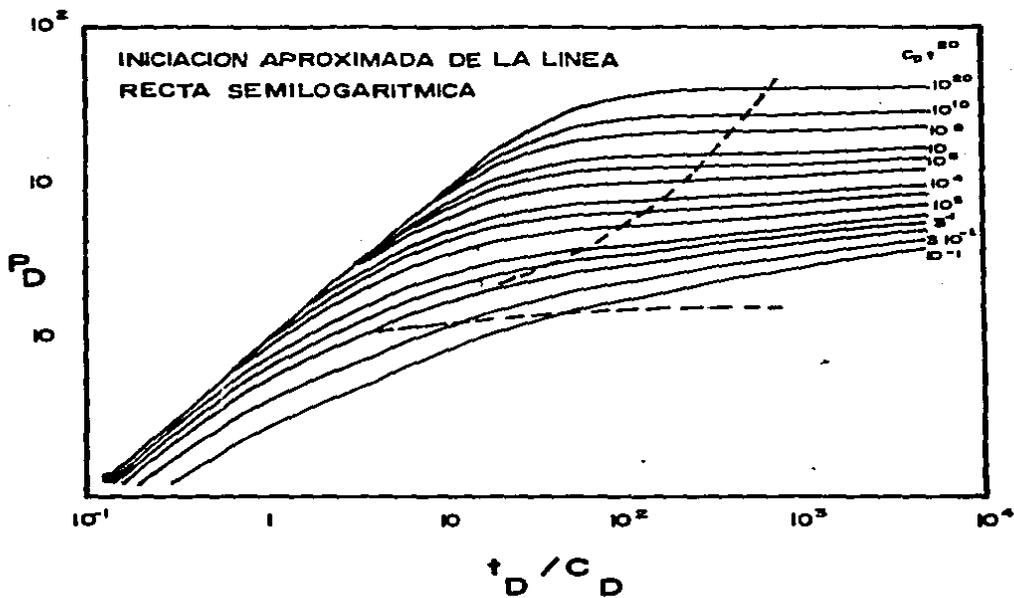


Figura 16. CURVA TIPO CON ALMACENAMIENTO Y DANO PARA UN YACIMIENTO HOMOGENEO, (Segun Bourdet y Colaboradores).

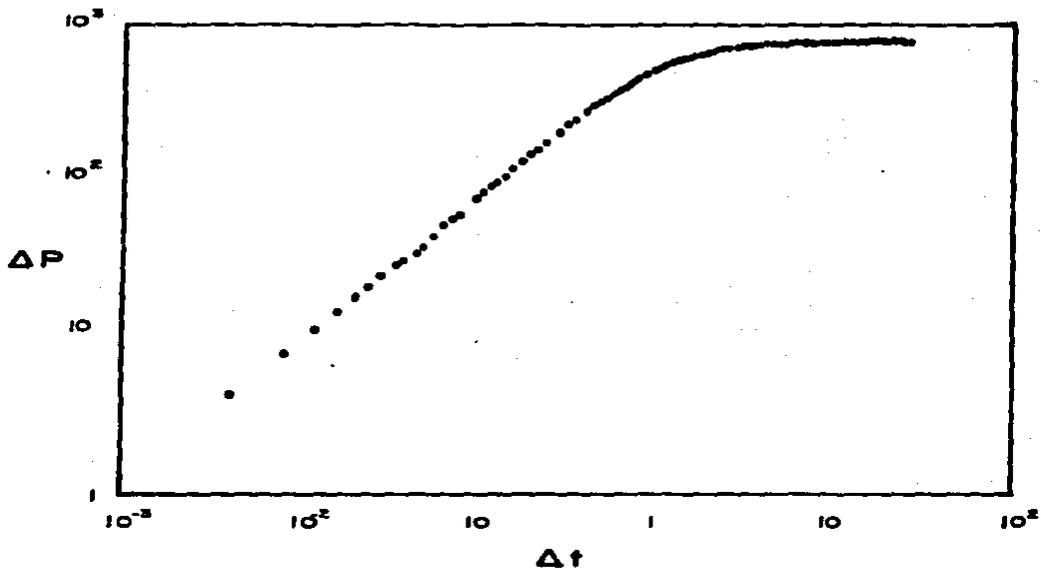


Figura 17. GRAFICA LOG LOG PARA DATO DE INCREMENTO, UNA HERRAMIENTA DE DIAGNOSTICO, (Según Bourdet y Colaboradores<sup>6</sup>).

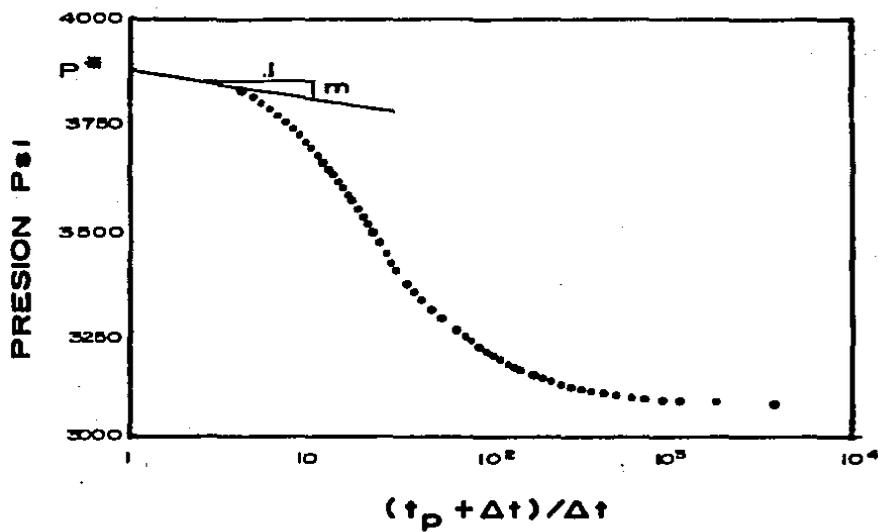


Figura 18. GRAFICA DE HORNER.

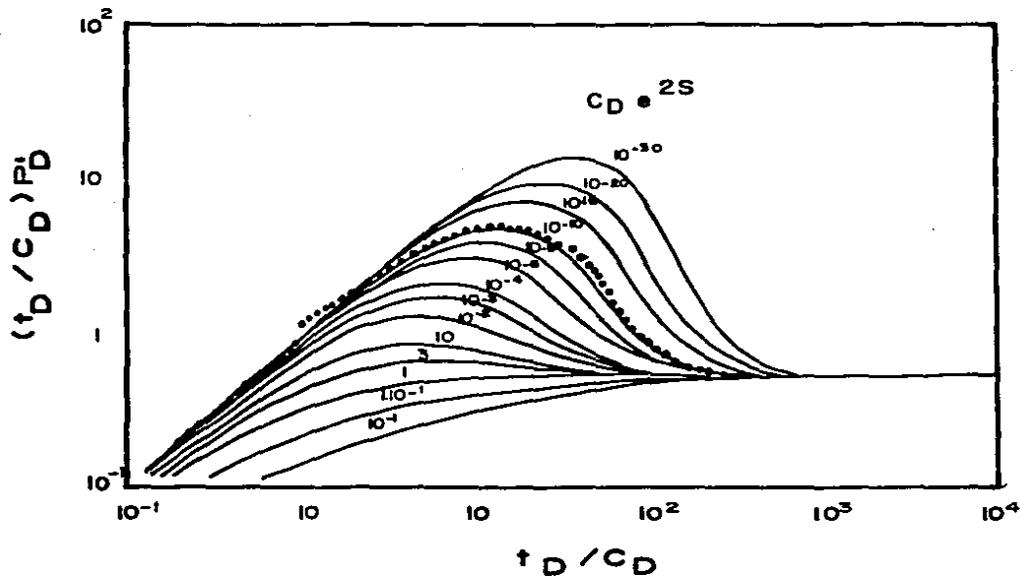


Figura 19. AJUSTE DE LA DERIVADA DE EL DATO REAL (Según Bourdet y Colaboradores<sup>6</sup>).

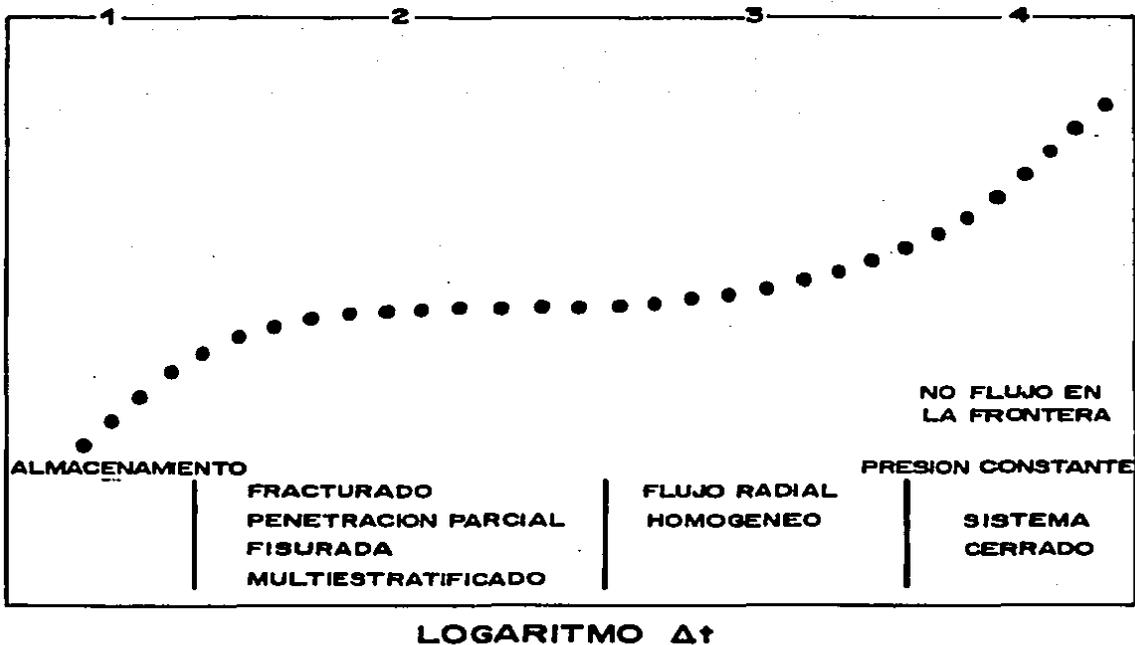


Figura 20. GRAFICA LOG LOG DE UN DECREMENTO TIPICO  
(Segun Bourdet y Colaboradores<sup>6</sup>).

PRESION ADIMENSIONAL,  $P_D$  Y GRUPO  
DE LA DERIVADA DE LA PRESION ( $t_D/C_D$ )  $P'_D$

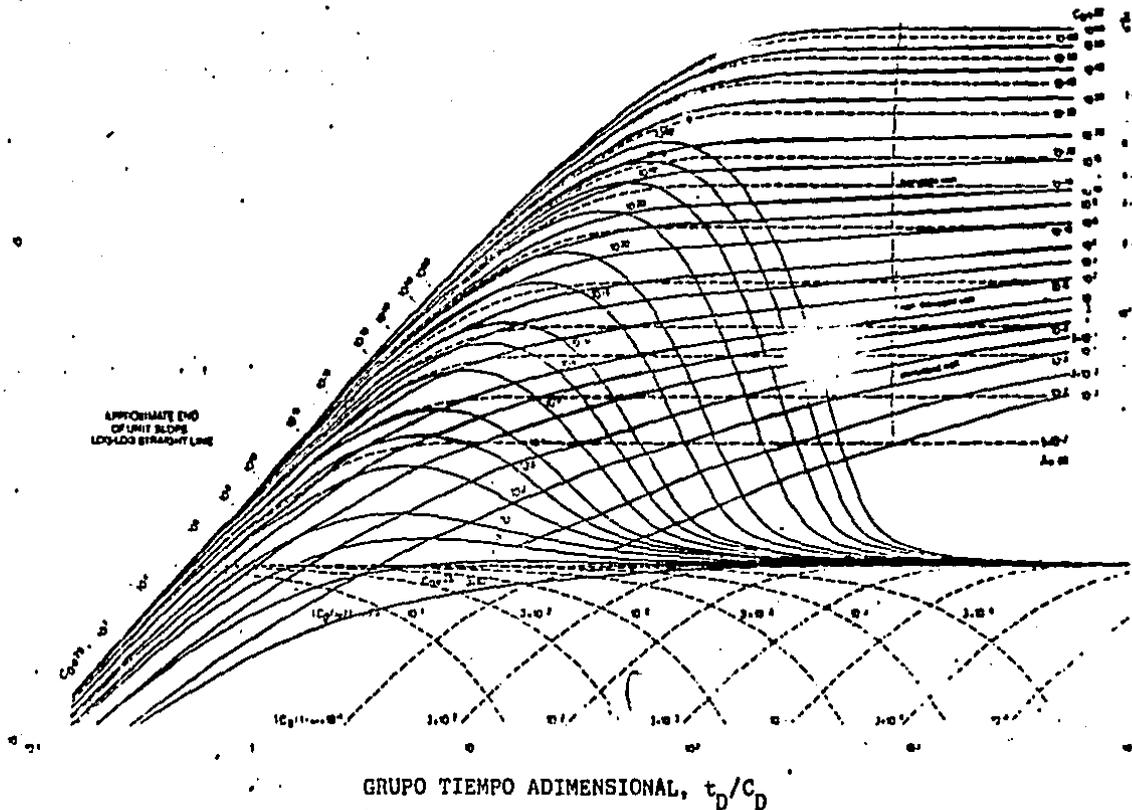


Figura 21. Curva Tipo de Almacenamiento y Daño para un Yacimiento de Doble Porosidad; Flujo Pseudo daño Paquete Fisurado (según Bourdet y colaboradores<sup>6</sup>).

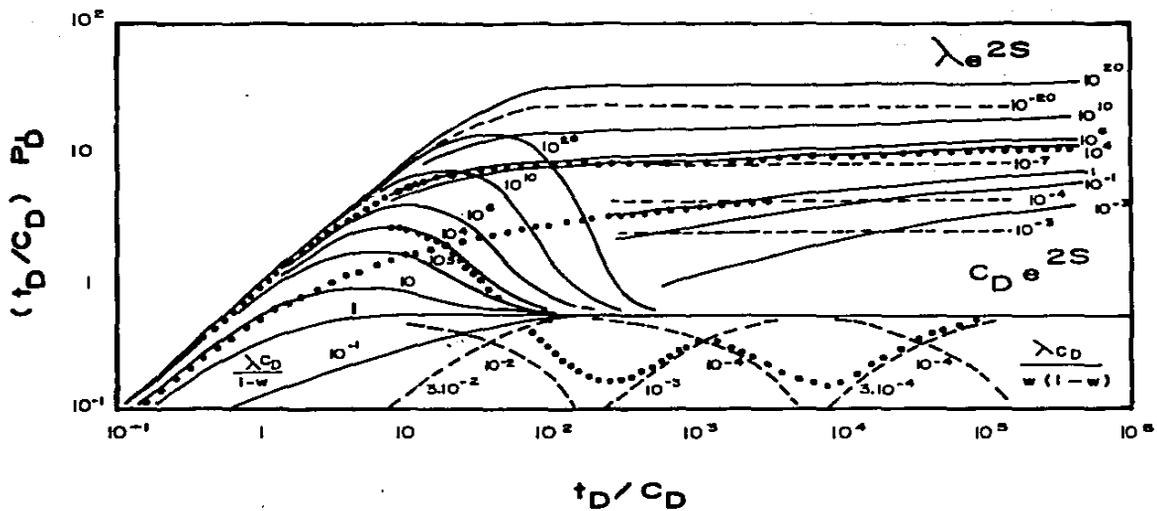


Figura 22. GRAFICA TIPO DE LA DERIVADA PARA YACIMIENTOS DE DOBLE POROSIDAD; FLUJO PSEUDO-ESTACIONARIO, PAQUETE FISURADO (Según Bourdet y Colaboradores<sup>8</sup>).

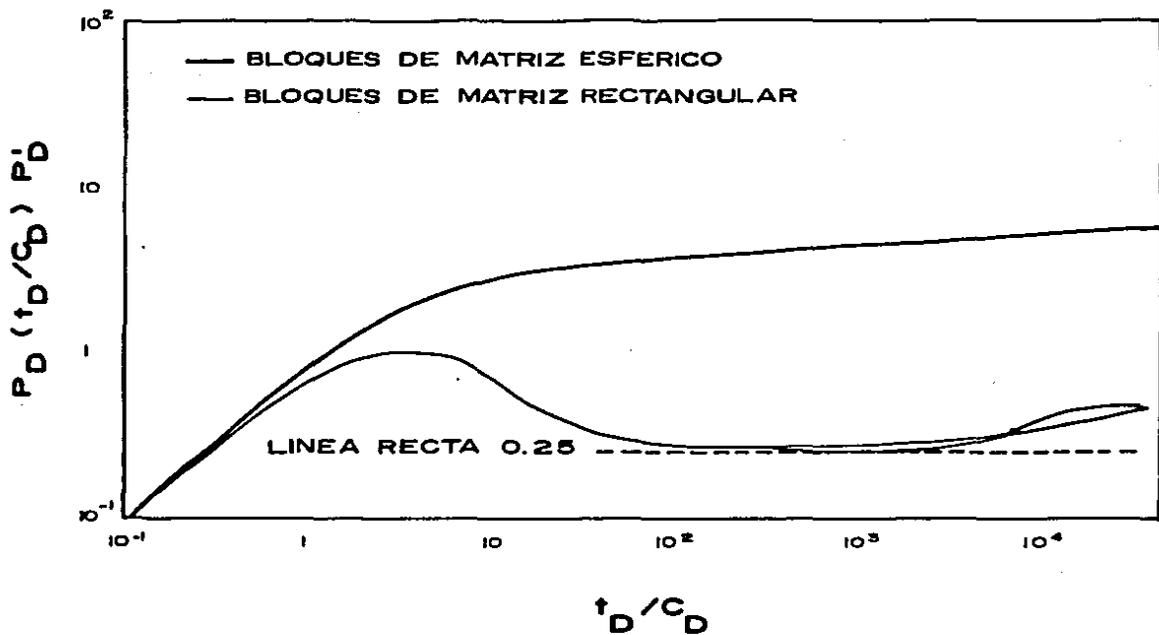
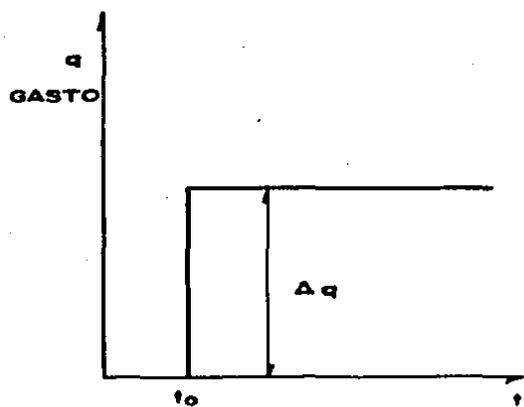


Figura 23. EFECTO DE LA GEOMETRIA DEL PAQUETE SOBRE LA RESPUESTA DE DOBLE POROSIDAD; FLUJO TRANSITORIO PAQUETE FISURADO (Según Bourdet y Colaboradores<sup>6</sup>)

POZO  
ACTIVO



POZO DE  
OBSERVACION

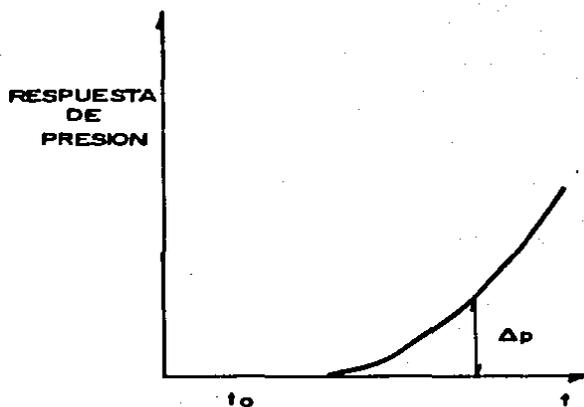


Figura 24. PRUEBA DE INTERFERENCIA DE PRESION



**Figura 25. ZONA EN ESTUDIO PARA UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA**

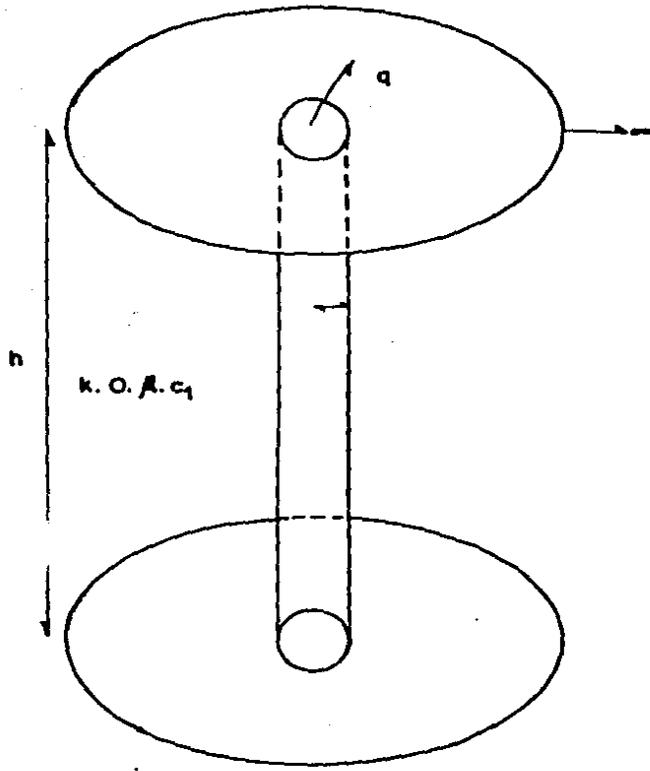


Figura 26. FLUJO RADIAL HACIA UN POZO EN UN YACIMIENTO INFINITO.

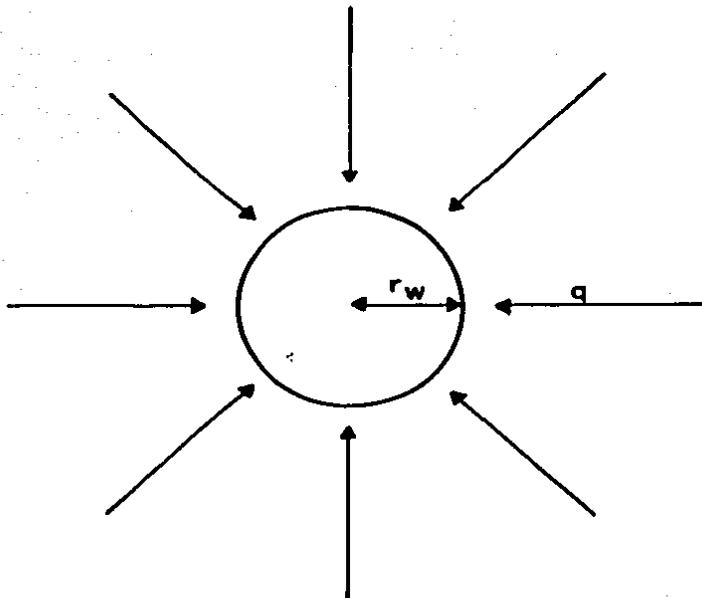


Figura 27. FLUJO HACIA UNA ESFERA.

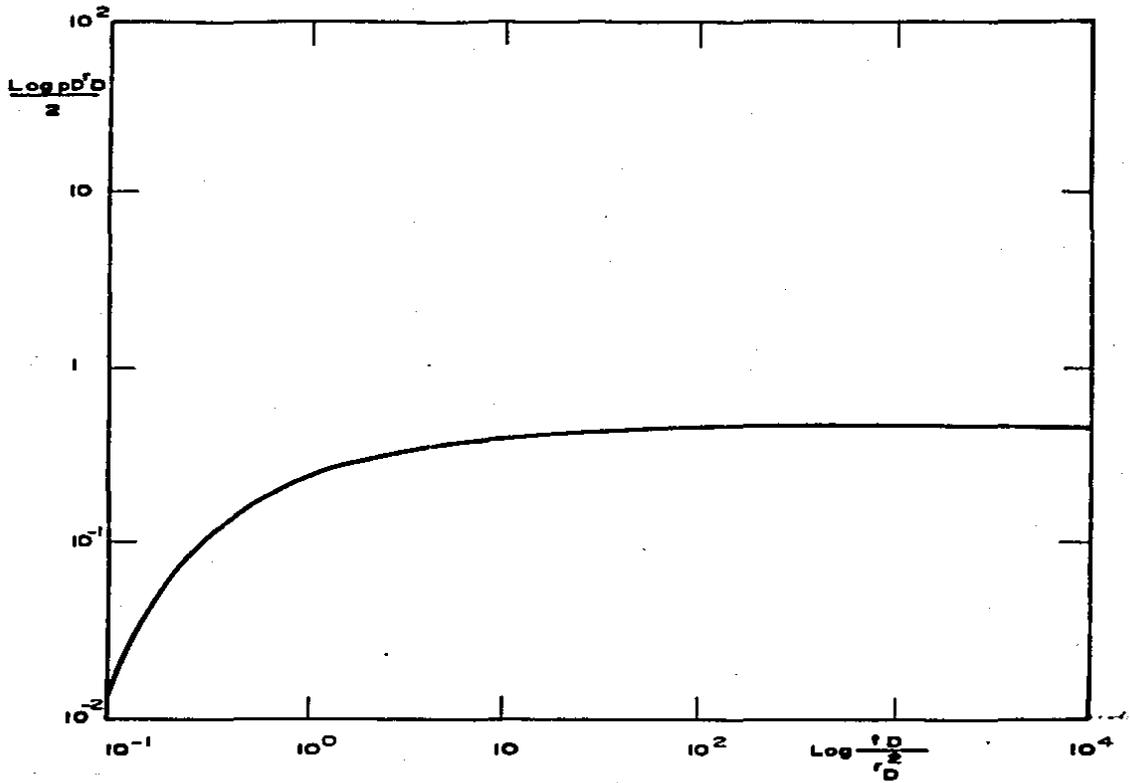


Figura 28. SOLUCION DE PRESION PARA FLUJO ESFERICO

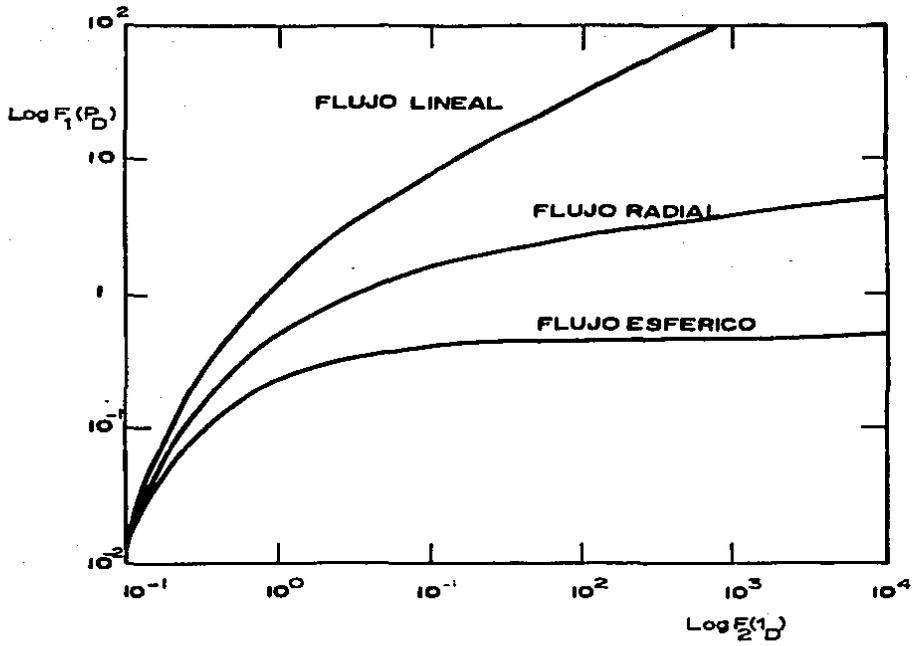


Figura 29. CURVAS TIPO PARA PRUEBA DE INTERFERENCIA

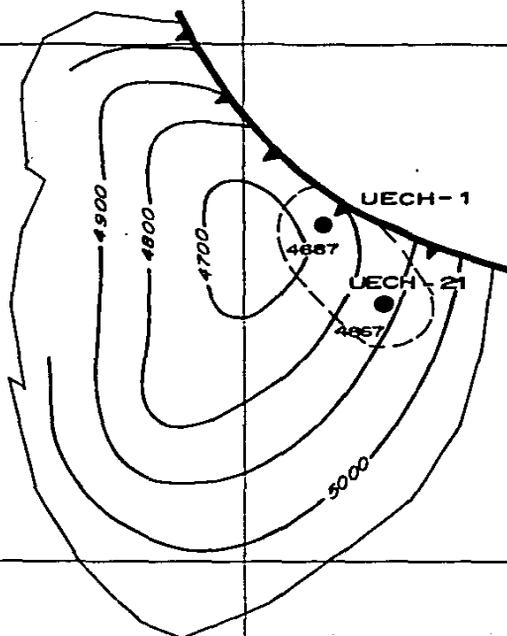
ZONA MARINA  
CAMPO UECH

DISTRITO LIGERO  
FORMACION JURASICO SUP. KIMMER.

550,000

PLANO DE CIMAS

2'115,000

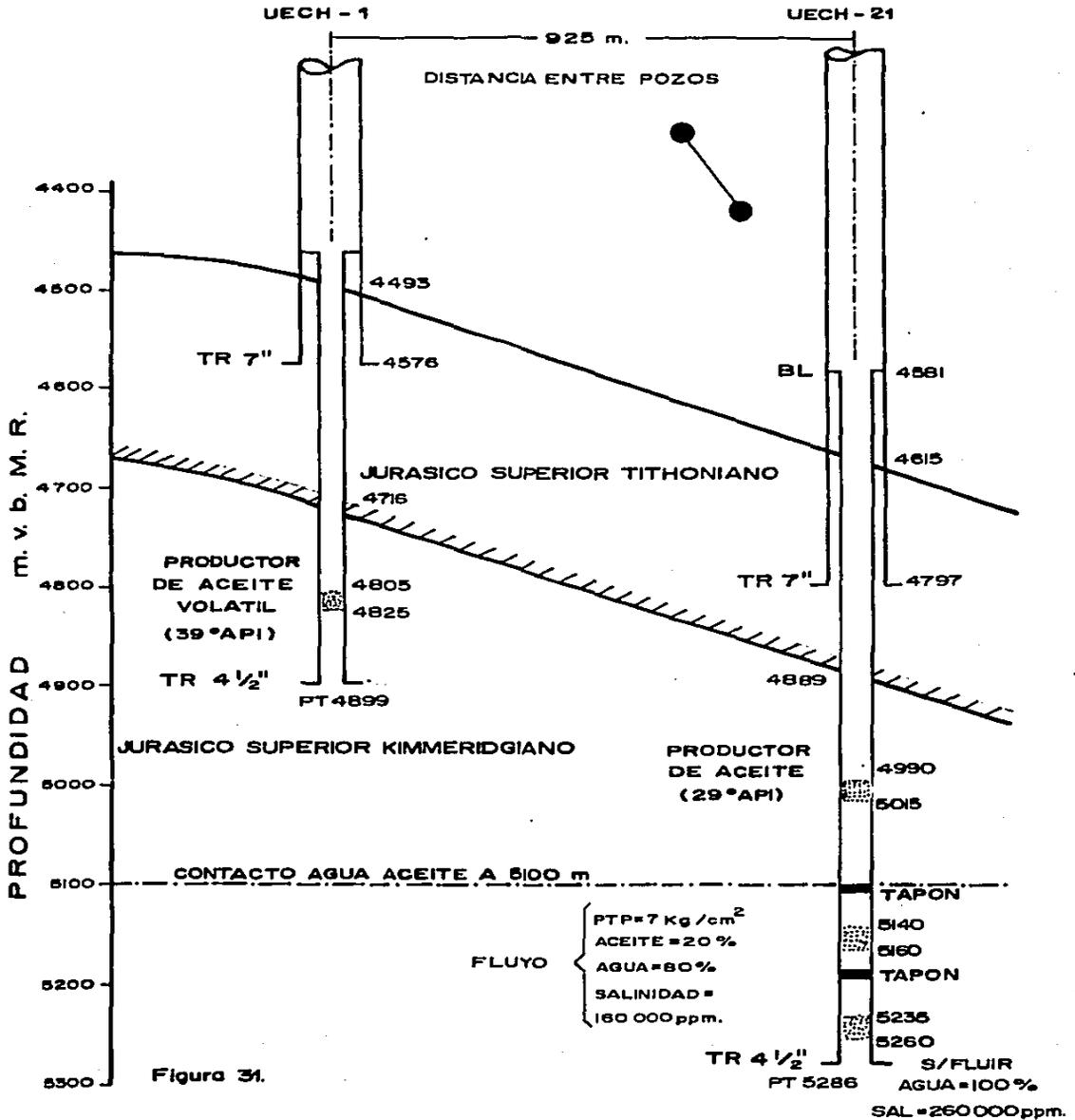


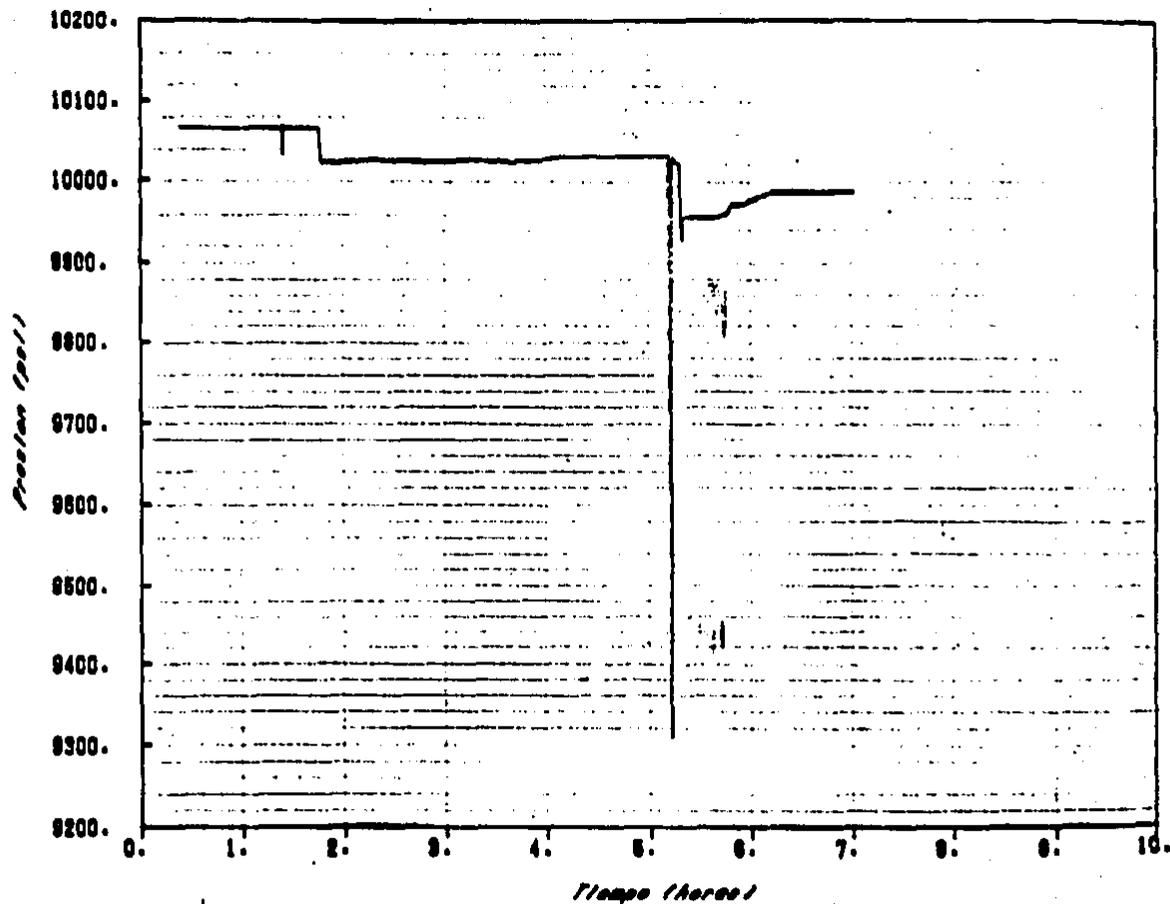
2'110,000

Figura 30.

ESCALA: 1, 50 000

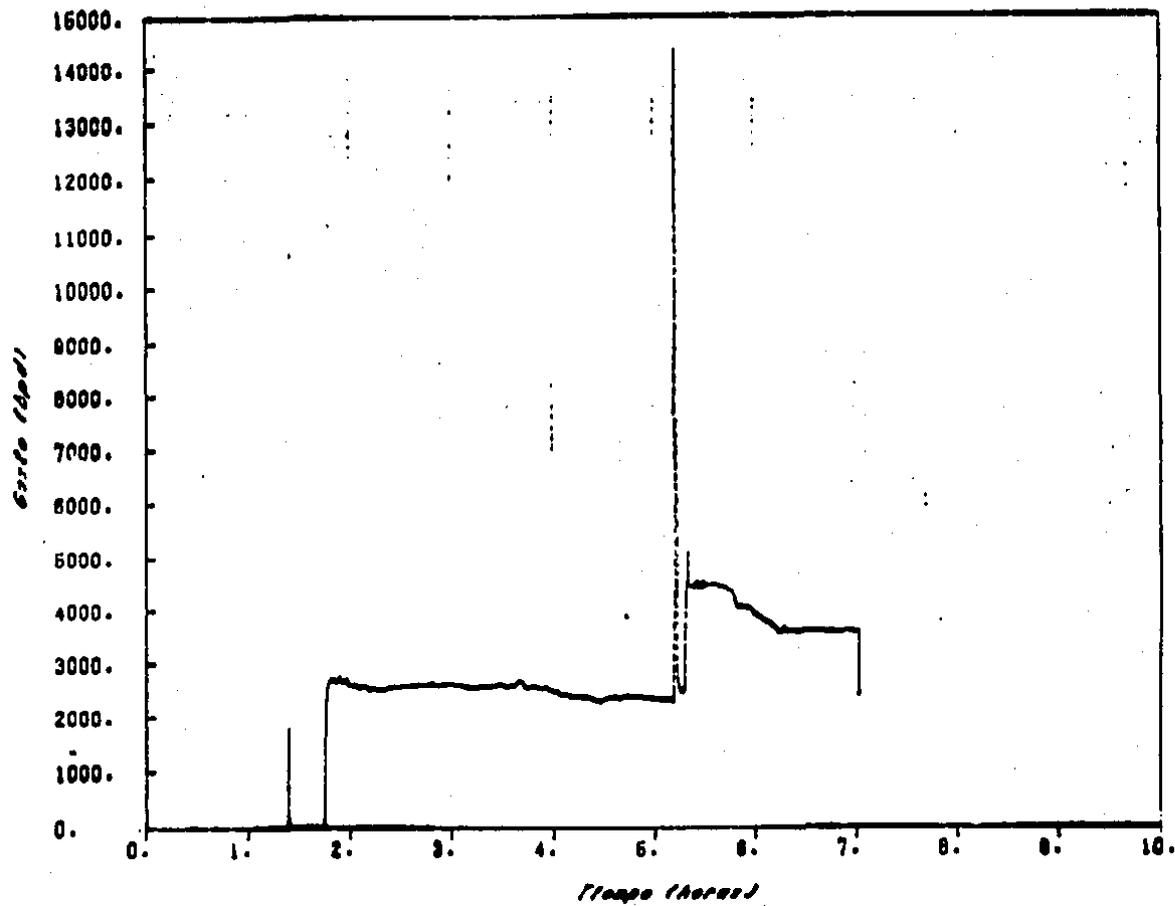
SECCION TRANSVERSAL CAMPO UECH





POZO UECH NO. 1 (15-MARZO 1986).

Figura 32.



POZO UECH NO. 1 (15-MARZO 1986).

Figura 33.

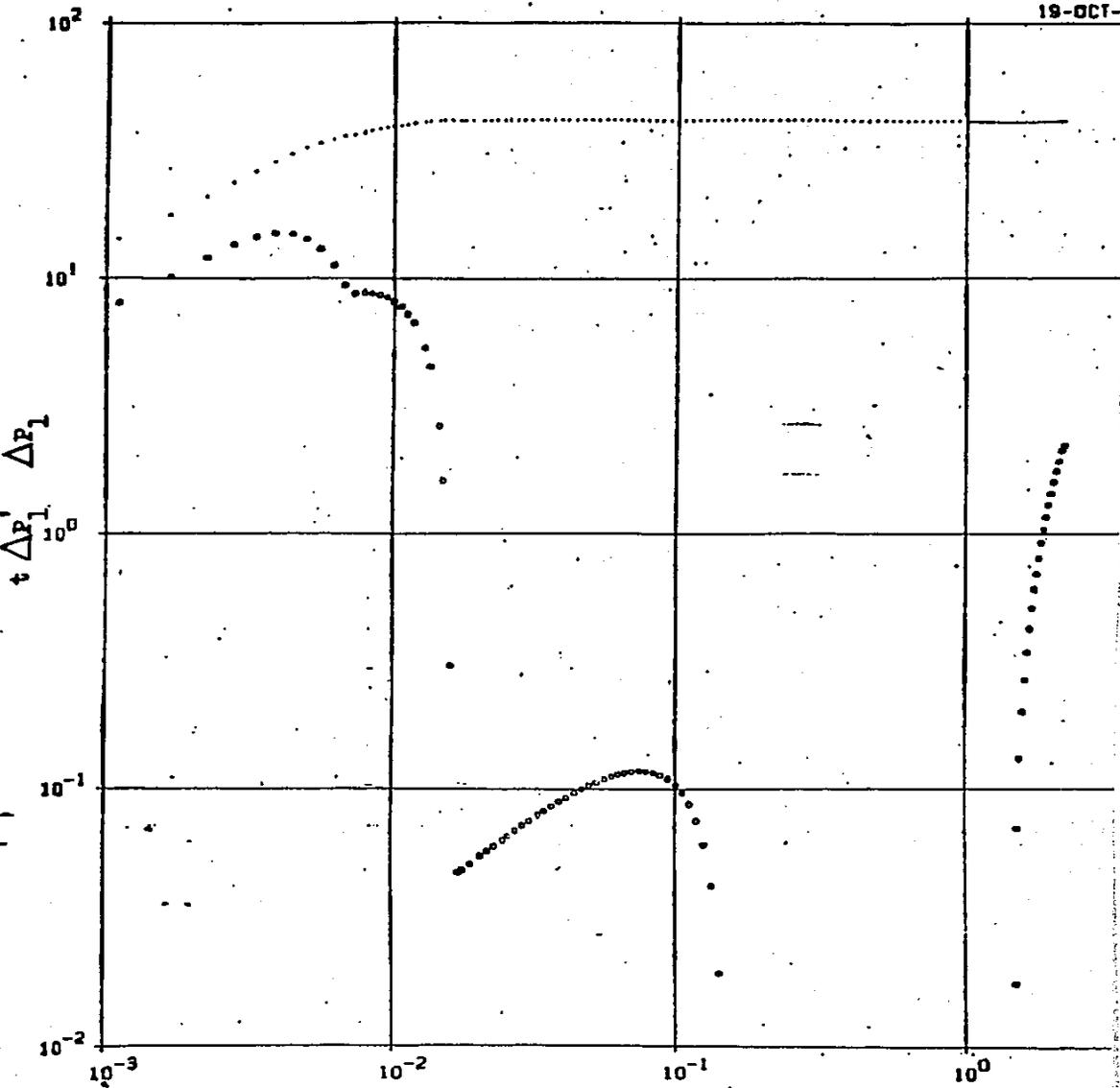


Figura 34.

$\Delta T$  (hrs)

Pozo Uach 1

Gasto de referencia = 8.068 rps

# MDH PLOT

PEMEX

UECH - 1

15 DE MARZO DE 1986

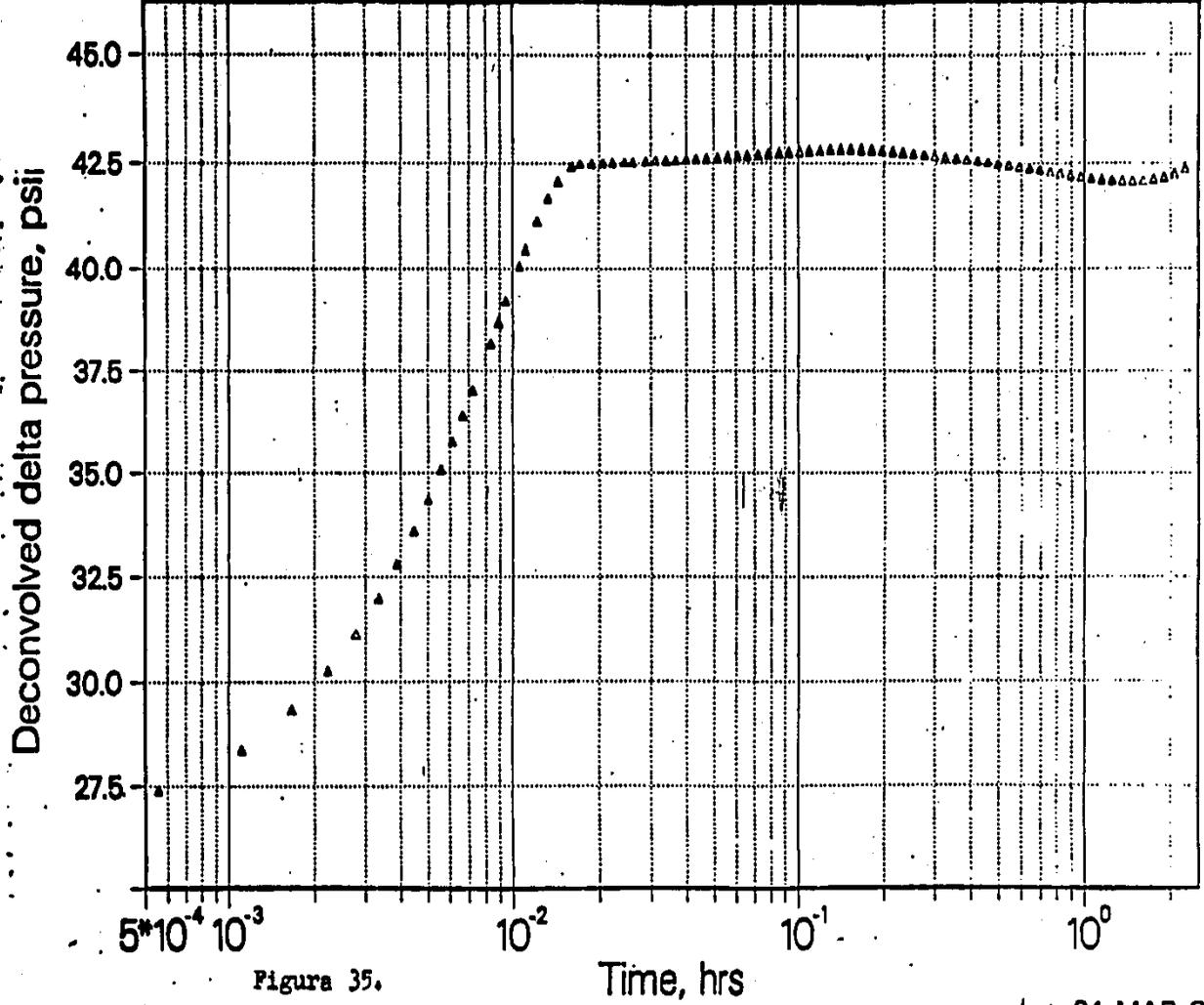


Figura 35.

24-MAR-86

# SPHERICAL PLOT

PEMEX

UECH - 1

15 DE MARZO DE 1986

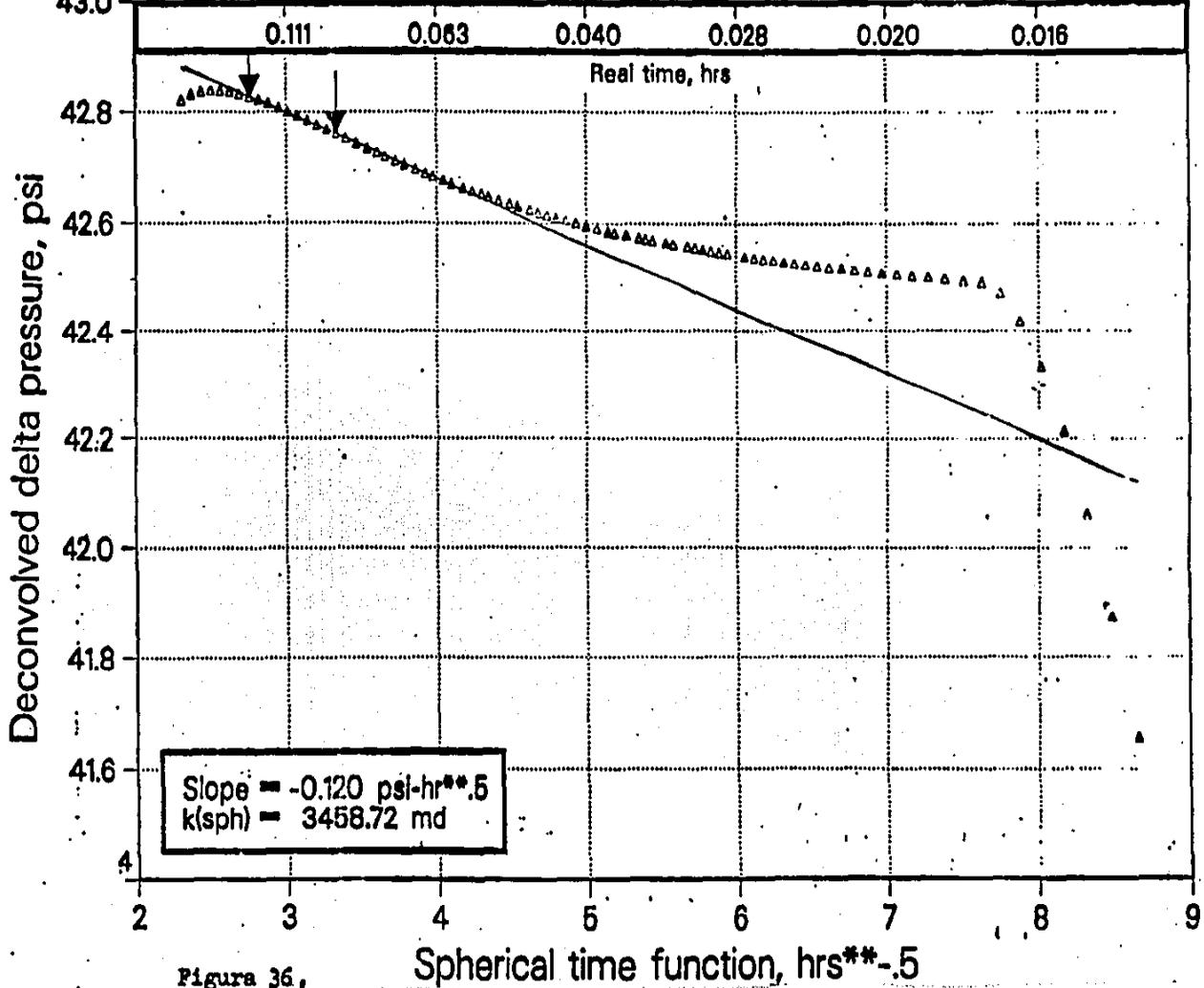


Figura 36,

Spherical time function, hrs<sup>0.5</sup>