



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA



**NUEVAS CURVAS TIPO PARA EL ANALISIS DE PRUEBAS
DE PRESION**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A
MIREYA CAROLINA LUNA GALVEZ

DIRECTOR DE TESIS:
M. EN I. RAUL LEON VENTURA

MEXICO. D. F.

1989

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

	PAG.
RESUMEN	i
1. INTRODUCCION	1
2. ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION CON CURVAS TIPO	
2.1. GENERALIDADES	5
2.2. CURVA TIPO DE RAMEY	9
2.3. CURVA TIPO DE GRINGARTEN	14
2.4. CURVA TIPO DE LA DERIVADA DE PRESION	24
2.5. CURVA TIPO DEL COCIENTE PRESION/ DERIVADA DE PRESION	33
3. DESARROLLO DE NUEVAS CURVAS TIPO	
3.1. PLANTEAMIENTO	42
3.2. CURVA TIPO DE LA DIFERENCIA DE PRESION-DERIVADA DE PRESION	44
3.3. CURVA TIPO DEL PRODUCTO DE PRESION POR DERIVADA DE PRESION	56
3.4. ANALISIS DE LOS DATOS DE PRESION USANDO CURVAS TIPO "MICALE"	59

4. EJEMPLOS ILUSTRATIVOS

4.1. SISTEMA ALTAMENTE DASADO 68

4.2. SISTEMA ESTIMULADO 78

4.3. POZO JUJO 36-A 85

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 94

NOMENCLATURA 97

REFERENCIAS 99

RESUMEN

Durante varios años se han utilizado las curvas tipo para el análisis de pruebas de variación de presión y han constituido una valiosa herramienta para la caracterización de yacimientos petrolíferos.

Por tanto, este trabajo se inicia con una breve descripción de las diferentes curvas tipo publicadas en la literatura, sobre los conceptos matemáticos, soluciones teóricas que representa y su justificación para su aplicación en la interpretación de datos de presión en pozos con efectos de daño y almacenamiento.

Posteriormente, ante la permanente necesidad de complementar y mejorar el análisis de las pruebas de presión, se desarrollaron dos nuevas curvas tipo (denominadas curvas MICALE) establecidas a través de combinaciones de las curvas de respuesta de presión (p_D) y de la derivada de presión (p'_D). Se consideran dos

modelos distintos: diferencia y producto, los cuales constituyen una posibilidad adicional para la caracterización del sistema pozo-yacimiento. Estas curvas tipo también pueden emplearse en coordenadas semilogarítmicas, útiles para verificar el análisis de los datos.

Además, se presentan ejemplos de aplicación que ilustran satisfactoriamente el uso de ambos modelos propuestos en la interpretación de pruebas de presión.

CAPITULO 1

INTRODUCCION

Una parte importante de la información necesaria para identificar al sistema pozo-yacimiento la proporcionan las pruebas de presión que consisten básicamente en medir la respuesta de presión que se tiene cuando es perturbado el yacimiento, generalmente mediante la extracción o inyección de un gasto. Las variaciones de presión son analizadas y esto permite caracterizar al yacimiento y predecir su comportamiento durante la explotación, ya que aportan información sobre daño, permeabilidad, presión media, distancia a una frontera, límites, discontinuidades, heterogeneidades, etc.

El análisis de datos de presión se realizó inicialmente con los llamados métodos convencionales o semilogarítmicos^(1,2), pero ello obligaba a que los datos

correspondieran a tiempos largos ya que los datos de tiempos cortos se encontraban alterados por los efectos de almacenamiento.

Para manejar estos datos, en 1970⁽³⁾ se introdujo la técnica de "ajuste con curvas tipo" para pozos petroleros. Las curvas tipo son la representación gráfica de un modelo teórico establecido mediante la ecuación de difusividad en forma adimensional, considerando simultáneamente los efectos de daño y almacenamiento. Generalmente son gráficas doble logarítmicas de presión adimensional, p_D , contra tiempo adimensional, t_D . Estos parámetros adimensionales son definidos como el parámetro real en función de un coeficiente determinado por las características del yacimiento.

Son varias las curvas tipo que se han publicado hasta ahora con la finalidad de hacer cada vez más sencillo y preciso el ajuste. La primera curva que aparece en la literatura, la de Ramey⁽³⁾, es una gráfica log-log de p_D contra t_D , en la que se definen diferentes curvas que representan el comportamiento de la presión en los pozos para varios valores de los efectos de almacenamiento y

daño. Posteriormente, Gringarten⁽⁴⁾ hace un manejo de los parámetros adimensionales de tal manera que se agrupan en un sólo término los valores de los efectos de daño y almacenamiento como $C_D e^{2s}$, lo que permite que al graficar $\log p_D$ contra $\log t_D/C_D$ todas las curvas converjan a una línea recta de pendiente unitaria para los tiempos cortos y prácticamente se hacen horizontales para los tiempos largos.

En el afán de mejorar la técnica se observó que era más representativo manejar los datos medidos de la rapidez del cambio de presión con respecto al tiempo, por lo que Bourdet⁽⁷⁾ procedió a construir una gráfica doble logarítmica de p'_D contra t_D/C_D ; sin embargo, la forma adoptada por dicha curva hacía difícil su manejo por lo que la gráfica se modificó a una de $\log p'_D(t_D/C_D)$ contra $\log(t_D/C_D)$, y cada una de las curvas obtenidas fue etiquetada con un valor de $C_D e^{2s}$. Para asegurar un mejor ajuste se superpuso la curva de Gringarten de tal manera que las porciones inicial y final, tiempos cortos y largos respectivamente, se ajustan en ambas curvas para un mismo valor del grupo adimensional $C_D e^{2s}$.

Posteriormente Duong⁽⁸⁾ encontró que el cociente

$p_D/p'_D(t_D/C_D)$ podía emplearse también en el análisis de los datos de presión, al graficarlo contra (t_D/C_D) , en coordenadas logarítmicas, con la ventaja de que el ajuste se reduce a un sólo eje.

Las diferentes curvas tipo publicadas para el análisis de los datos de presión tienen ciertas propiedades que las hacen particularmente útiles en la caracterización de los yacimientos, es decir, todas ellas tienen ventajas y desventajas. Con el propósito de proporcionar una alternativa más para el análisis de datos con curvas tipo, el presente trabajo tiene como objetivo fundamental desarrollar y presentar un nuevo conjunto de curvas tipo para pozos con efectos de almacenamiento y daño en yacimientos homogéneos e isotrópicos. Estas curvas consisten en presentar el comportamiento de la diferencia entre la respuesta de presión y la derivada, $p_D - p'_D(t_D/C_D)$ y el producto de estos términos, $p_D p'_D(t_D/C_D)$, en coordenadas log-log contra t_D/C_D , las cuales definen comportamientos típicos de la presión y son útiles para realizar una buena caracterización de los yacimientos.

C A P I T U L O 2

ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION CON CURVAS TIPO

2.1. GENERALIDADES

La caracterización de yacimientos se ha llevado a cabo, durante muchos años, a partir de pruebas de presión realizadas en pozos perforados en ellos.

La interpretación de dichas pruebas puede hacerse de manera completa mediante dos tipos de métodos:

- a) Semilogarítmicos (Horner, MDH, etc.)
- b) Método de ajuste con curvas tipo.

El método de curvas tipo permite realizar el análisis

de pruebas de presión involucrando también los datos de "tiempos cortos", los cuales están dominados por los efectos del pozo.

Los principios que gobiernan el análisis de las pruebas de pozos son fácilmente entendidos empleando un modelo de interpretación adecuado.

En una prueba de presión se produce una señal (gasto) a un sistema desconocido (pozo-yacimiento) y se recibe una respuesta del mismo (cambio de presión).

El propósito de este modelo de interpretación es identificar el sistema conociendo sólo señales de entrada y salida, además de algunas características tales como : condiciones inicial y de frontera, condiciones mecánicas del pozo, propiedades de los fluidos, etc.

La interpretación de datos de pruebas de presión se basa en la ecuación de difusividad para flujo radial de los fluidos hacia el pozo con las siguientes consideraciones: fluido ligeramente compresible, medio poroso homogéneo e isotrópico y fuerzas gravitacionales despreciables.

La condición inicial indica que en el sistema se tiene una presión constante, igual a P_i , para un radio mayor o igual a r_w y para $t=0$.

La condición de frontera interna está representada por la producción de un gasto constante a través de un pozo, y se asume existencia de daño en la cara de la arena, cuando se tiene un estado estacionario (efecto de almacenamiento cero).

La condición de frontera externa, para tiempos cortos, se considera nula ya que se tiene un medio de extensión infinita. Por tanto, durante todo el tiempo, en la frontera externa se mantiene la presión inicial del yacimiento.

La ecuación de difusividad para flujo radial transitorio en términos de variables adimensionales se puede escribir:

$$\frac{\delta^2 p_D}{\delta r_D^2} + \frac{1}{r} \frac{\delta p_D}{\delta r_D} = \frac{\delta p_D}{\delta t_D} \quad (2.1)$$

La solución de la ecuación para un pozo con efectos de daño y almacenamiento se obtiene empleando las siguientes condiciones inicial y de frontera:

$$p_D(r_D, 0) = 0 \quad \text{Inicial}$$

$$C_D \frac{\delta p_D}{\delta t_D} - \left(\frac{\delta p_D}{\delta r_D} \right)_{r_D=1} \quad \text{Interna}$$

$$\lim_{r_D \rightarrow \infty} p_D(r_D, t_D) = 0 \quad \text{Externa}$$

La evaluación de p_D como una función del daño, del coeficiente de almacenamiento y el tiempo adimensional, se hace aplicando la Transformada de Laplace y su inversión al plano real:

$$p_D(s, C_D, t_D) = \frac{4}{\pi^2} \int_0^{\infty} \frac{(1 - e^{-u^2 t_D}) du}{u^3 \theta} \quad (2.2)$$

$$\theta = [uC_0J_0(u) - (1 - C_0Su^2)J_1(u)]^2 + [uC_0Y_0(u) - (1 - C_0Su^2)Y_1(u)]^2$$

donde J_n y Y_n son funciones Bessel de 1ª y 2ª clase y enésimo orden, respectivamente.

Siendo las aproximaciones para cualquier valor de tiempo:

$$p_D(s, C_D, t_D) = t_D / C_D \quad \text{para } s \geq 0 \quad (2.3)$$

$$p_D(s, 0, t_D) = p_D(t_D) + s \quad \text{para } C_D = 0 \quad (2.4)$$

2.2. CURVA TIPO DE RAMEY

La curva tipo de Ramey⁽³⁾ se construyó basada en los principios anteriores, evaluando numéricamente la ecuación 2.2 para un rango de valores de t_D , C_D y s .

En la figura 2.1 se muestra la representación gráfica

de la ecuación 2.2 donde se observa que para datos de tiempos cortos las curvas presentan una pendiente unitaria provocada por el dominio de los efectos de almacenamiento.

Este comportamiento se debe a que sólo el primer término de la siguiente serie es válido⁽³⁾:

- Para tiempos cortos.

$$p_D(s, C_D, t_D) = \frac{1}{C_D} \left[t_D - \frac{t_D}{2C_D s} + \frac{8t_D^{3/2}}{15\sqrt{\pi} C_D s^2} \right] \quad (2.5)$$

para $s \neq 0$ y $C_D \neq 0$.

$$p_D(0, C_D, t_D) = \frac{1}{C_D} \left[t_D - \frac{4t_D^{3/2}}{3C_D \sqrt{\pi}} + O(t_D^2) \right] \quad (2.6)$$

para $s = 0$ y $C_D \neq 0$.

Por otro lado, el coeficiente de almacenamiento puede

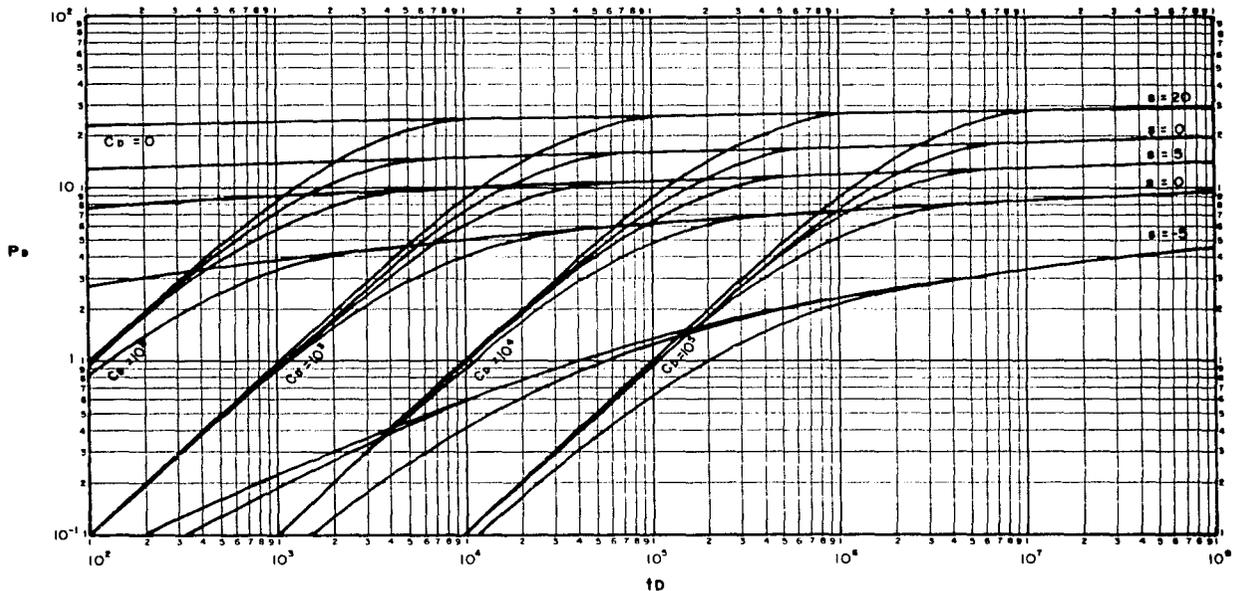


FIG. 21.- PRESION ADIMENSIONAL PARA UN SOLO POZO CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO EN UN YACIMIENTO INFINITO (RAMEY).

determinarse considerando las definiciones adimensionales de presión y tiempo además de datos iniciales de presión.

$$p_D = \frac{kh (p_i - p(r, t))}{141.2 qB\mu} \quad (2.7)$$

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad (2.8)$$

$$C_D = \frac{0.894 C}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad (2.9)$$

Sustituyendo estas definiciones en la ecuación 2.3 y simplificando se tiene:

$$p_i - p_{wf} = p = \frac{qB}{24} \frac{\Delta t}{C} \quad (2.10)$$

El coeficiente de almacenamiento se determina al graficar en un papel doble logarítmico los datos de una

prueba de presión para obtener la línea recta de pendiente unitaria, sobre la cual se elige un punto cualquiera al que corresponden determinados p y t , valores que se sustituyen en la ecuación 2.10, teniéndose que:

$$C = \frac{qB}{24} \frac{\Delta t}{\Delta p} \quad (2.11)$$

Una vez concluido el período de flujo dominado por los efectos de almacenamiento, $C_D = 0$, se está en posibilidad de determinar el efecto de daño y la capacidad de flujo de la formación.

El tiempo aproximado de duración de los efectos de almacenamiento o inicio del flujo radial transitorio puede estimarse a partir de:

$$t_D = (60 + 3.5 s)C_D \quad (2.12)$$

2.3. CURVA TIPO DE GRINGARTEN

Se ha demostrado que el ajuste con curvas tipo es un método general de interpretación de pruebas de presión, pero su aplicación depende esencialmente de las curvas tipo que se utilicen. La principal limitación de las curvas tipo consiste en la falta de información sobre los límites de los diferentes regímenes de flujo (final del período de almacenamiento e inicio del flujo radial semilogarítmico).

Como se ha establecido, las ecuaciones 2.3 y 2.4 representan el comportamiento de la presión en un pozo con efectos de almacenamiento y daño, durante los períodos de almacenamiento y radial transitorio, respectivamente. La ecuación 2.4 también puede escribirse de la siguiente manera:

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0.80907 + \ln(e^2)] \quad (2.13)$$

o bien:

$$\frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0.80907] + p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D) + 0.80907 + \ln(e^2) + \ln C_D - \ln C_D]$$

finalmente:

$$p_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D/C_D) + 0.80907 + \ln(C_D e^{2\lambda})] \quad (2.14)$$

De la ecuación 2.14, si se grafica p_D contra t_D/C_D en coordenadas doble logarítmicas, se obtiene la curva mostrada en la figura 2.2 que representa el comportamiento de la presión en un pozo con efectos de daño y almacenamiento⁽⁴⁾. Esta curva puede utilizarse para analizar pruebas de presión con la técnica de curvas tipo, donde se involucra el término $C_D e^{2\lambda}$ que toma diferentes valores de acuerdo a las condiciones del pozo (dañado, daño cero, acidificado y fracturado).

Este grupo adimensional constituye la principal diferencia con la curva tipo de Ramey.

En la figura 2.2 se observa que todas las curvas convergen a una sola línea recta con pendiente unitaria, que corresponde al periodo de flujo dominado por el efecto de almacenamiento durante los tiempos cortos, con excepción de aquellas curvas caracterizadas por valores bajos de

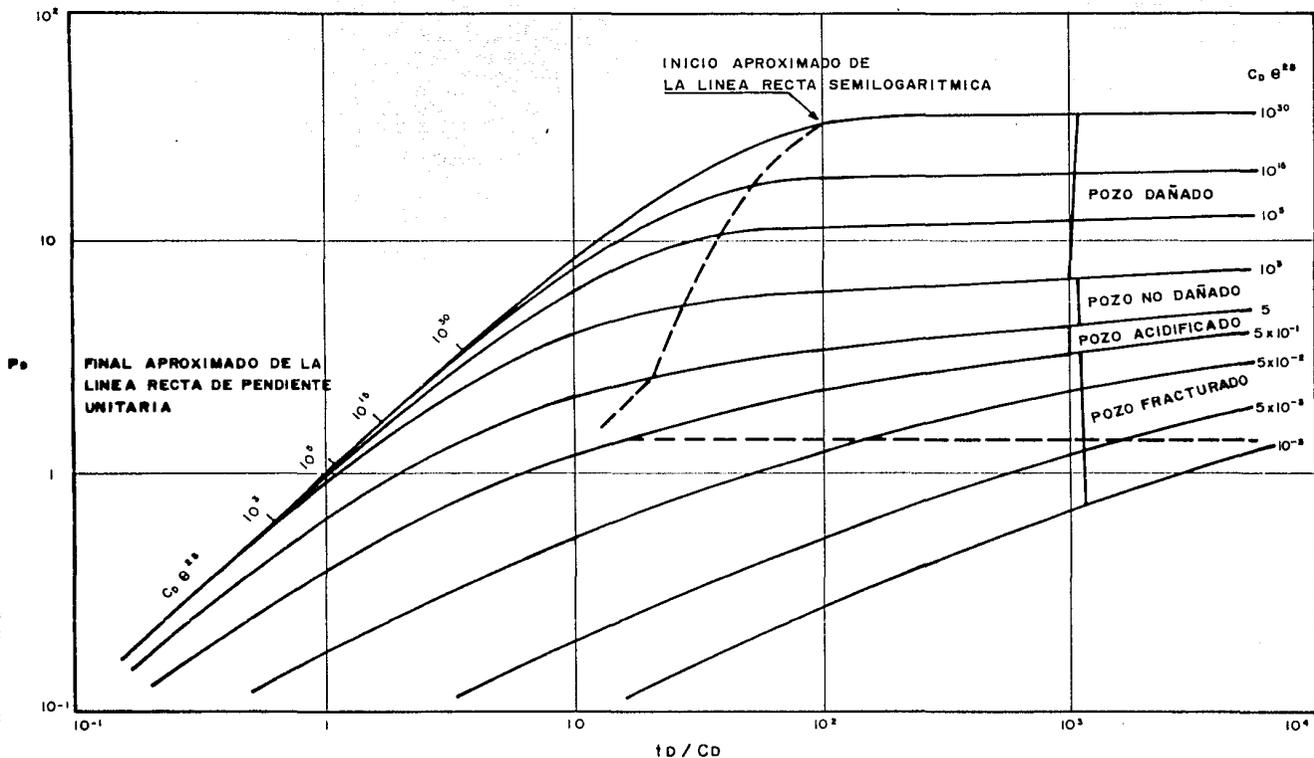


FIG. 2.2.- P_D CONTRA t_D / C_D PARA UN POZO CON EFECTOS DE ALMACENAMIENTO Y DAÑO EN UN YACIMIENTO INFINITO (GRINGARTEN Y COL²).

$C_{De}^2 =$. A tiempos largos, se alcanza el periodo de flujo radial transitorio que está representado por curvas con diferentes valores de $C_{De}^2 =$.

Con esta curva tipo se pueden analizar pozos estimulados o fracturados, para lo cual se consideran fracturas de conductividad infinita para un radio de pozo $r_{we} = r_{we} =$.

Los límites de tiempo para los diferentes regímenes de flujo se estimaron a partir de la diferencia de valores de p_D calculados con la ecuación 2.2 y las aproximaciones presentadas en las ecuaciones 2.3 y 2.14, para flujo con almacenamiento y radial transitorio, respectivamente.

Comparando la línea recta de pendiente unitaria, obtenida con las ecuaciones 2.2 y 2.3, se encuentra el final del periodo de almacenamiento con diferentes porcentajes de aproximación (1, 5 y 10%) como se muestra en la figura 2.3. Estas curvas que representan el valor de t_D/C_D del final del almacenamiento para $C_{De}^2 = > 10^3$, pueden expresarse aproximadamente mediante:

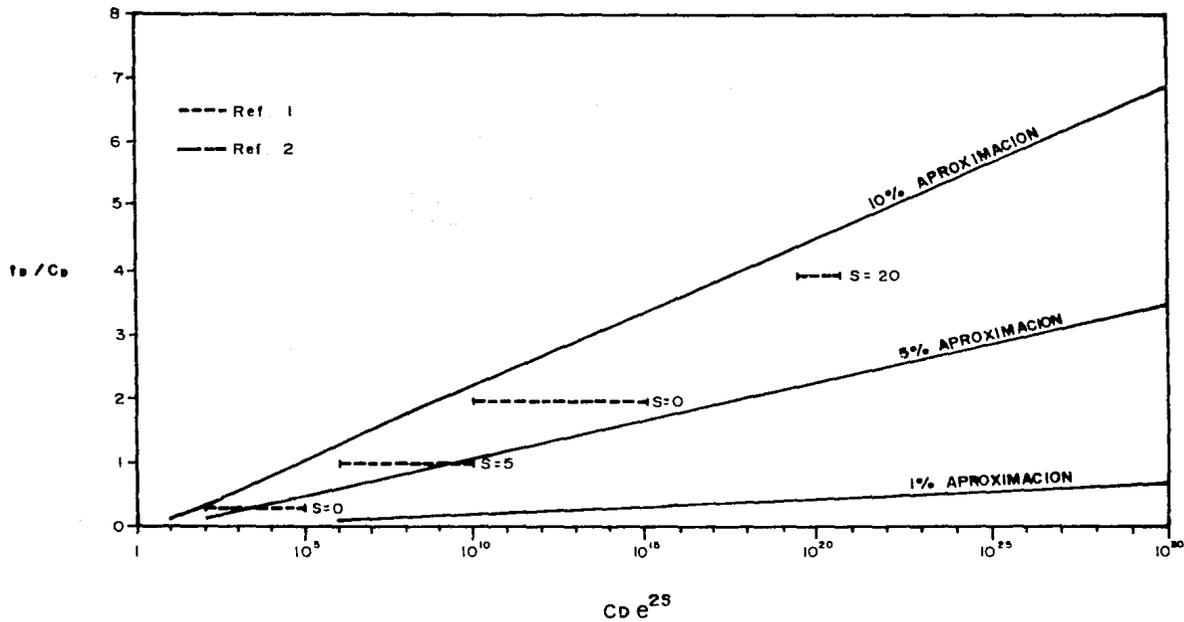


FIG. 2.3.- TIEMPO ADIMENSIONAL DEL FINAL APROXIMADO DE LA PENDIENTE UNITARIA².

$$\frac{t_D}{C_D} = \alpha \ln [3\alpha C_{De}^2] \quad (2.15)$$

donde α representa el porcentaje de diferencia considerado entre las ecuaciones 2.2 y 2.3.

Los tiempos de inicio del flujo radial transitorio (línea recta semilog) se presentan en la figura 2.4, para varios porcentajes de diferencia entre las ecuaciones 2.2 y 2.14 (0.1, 0.5, 1, 5 y 10%). Se observa que para un cierto porcentaje de diferencia el inicio de la línea recta semilog ocurre a tiempos más cortos para pozos acidificados y a tiempos más largos para pozos fracturados, con respecto a pozos con daños positivos. Es evidente que una aproximación de 5% es nuevamente la más apropiada para el análisis de pruebas.

Se ha señalado⁽²⁾ que los datos de incremento de presión pueden ser analizados con curvas de decremento, pero empleando los valores de Δp (diferencia entre la

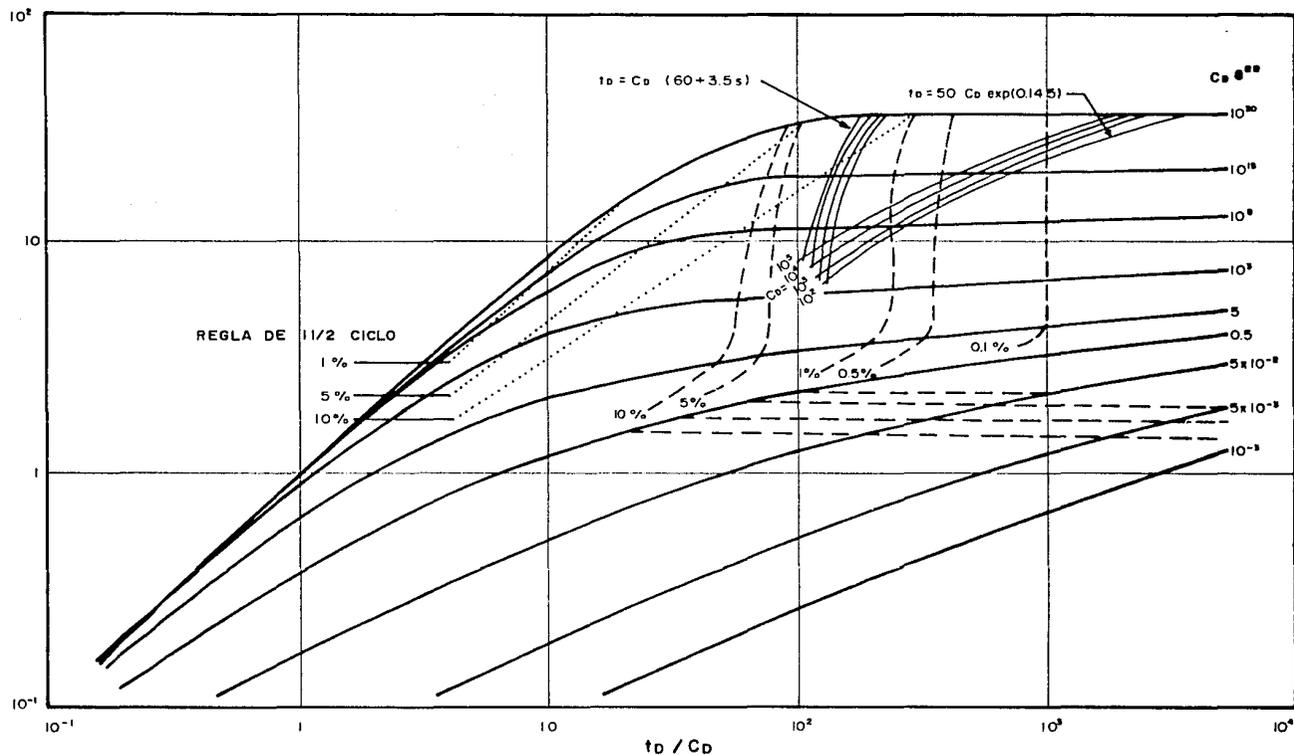


FIG. 2.4.- COMPARACION DE LOS DIFERENTES CRITERIOS PARA EL INICIO DE LA LINEA RECTA SEMILOGARITMICA².

presión durante la prueba y la presión de inicio de la prueba), considerando que el tiempo de producción es mucho mayor que el tiempo de cierre (10 veces mayor se sugiere).

El efecto del tiempo de producción fué recientemente investigado por Raghavan⁽⁶⁾, quien presentó un conjunto de curvas tipo de incremento, con la presión adimensional de incremento:

$$\begin{aligned}
 p_{D\Delta} &= \frac{kh}{141.2qB\mu} [p_{w\Delta}(\Delta t) - p_{w\Delta}(\Delta t=0)] \\
 &= p_D(\Delta t) + p_D(t_p) - p_D(t_p + \Delta t) \quad (2.16)
 \end{aligned}$$

graficada como una función del tiempo de cierre adimensional:

$$t_{D\Delta} = \frac{0.0002637 \cdot k\Delta t}{\phi\mu C_r r_w^2} \quad (2.17)$$

A partir de este estudio⁽⁶⁾ se concluye que para

propósitos prácticos, las soluciones de decrecimiento pueden usarse para el análisis log-log de datos de incremento cuando $t_p/C_D \geq 50$.

En otro trabajo⁽⁴⁾ se presentan curvas tipo de incremento obtenidas con la ecuación 2.16 usando valores de p_D de la figura 2.2 correspondientes a tiempos de producción (t_{pD}/C_D) iguales a 10^2 , 5×10^2 , 10^3 , 5×10^3 y 10^4 , como se muestra en la figura 2.5. Se puede ver que a tiempos largos las curvas tipo de incremento difieren de las curvas de decrecimiento para todos los valores de $C_D e^{2\lambda}$.

A la derecha de la figura 2.2 se tiene el eje de $\Delta t/t_p$, cuyo propósito es verificar la validez del ajuste de datos de incremento con las curvas tipo de decrecimiento; lo cual se realiza de la siguiente manera: se usa la relación $\Delta t/t_p$ correspondiente al último punto de incremento ajustado sobre la curva de decrecimiento, para calcular la mínima duración del periodo de producción para el cual es válido el ajuste; si la duración real del decrecimiento es mayor que dicho valor mínimo, el ajuste probablemente sea correcto. Por otro lado, si la duración del decrecimiento es más pequeña, la curva de incremento corresponde a un valor

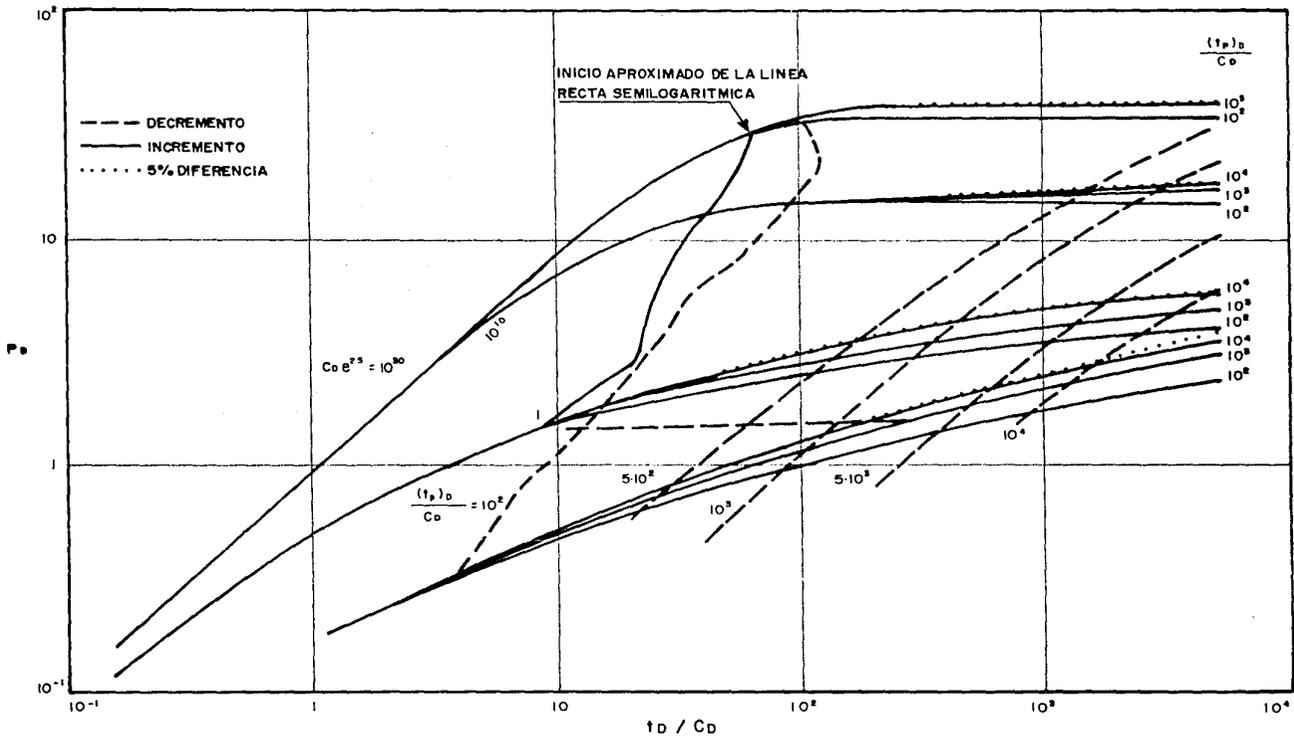


FIG. 2.5.- CURVA DE INCREMENTO DE PRESION PARA UN POZO CON EFECTOS DE DAÑO Y ALMACENAMIENTO².

menor de $C_D e^{2s}$ y debe intentarse un nuevo ajuste. En el nuevo ajuste el punto considerado caería abajo de la curva tipo de decremento.

La curva tipo de Gringarten⁽⁴⁾ fue comparada con aquella de Ramey⁽³⁾ mostrada en la figura 2.1, regraficada como p_D contra t_D/C_D , encontrándose una excelente concordancia como se observa en la figura 2.6. Esto era de esperarse ya que ambas curvas representan el mismo modelo matemático. Por tanto, las curvas darán resultados similares si se usan apropiadamente dentro de sus rangos de validez. Sin embargo, puede notarse que las curvas son ligeramente diferentes para pozos estimulados, ya que Gringarten⁽⁴⁾ utiliza la solución para fracturas verticales de conductividad infinita. En la figura 2.6, la línea discontinua corresponde al inicio de la línea recta semilog, evaluada cualitativamente a partir de la intersección de las curvas de $C_D = 0$ y $C_D \neq 0$ en la figura 2.1.

2.4. CURVA TIPO DE LA DERIVADA DE PRESION

En la caracterización de yacimientos se ha demostrado

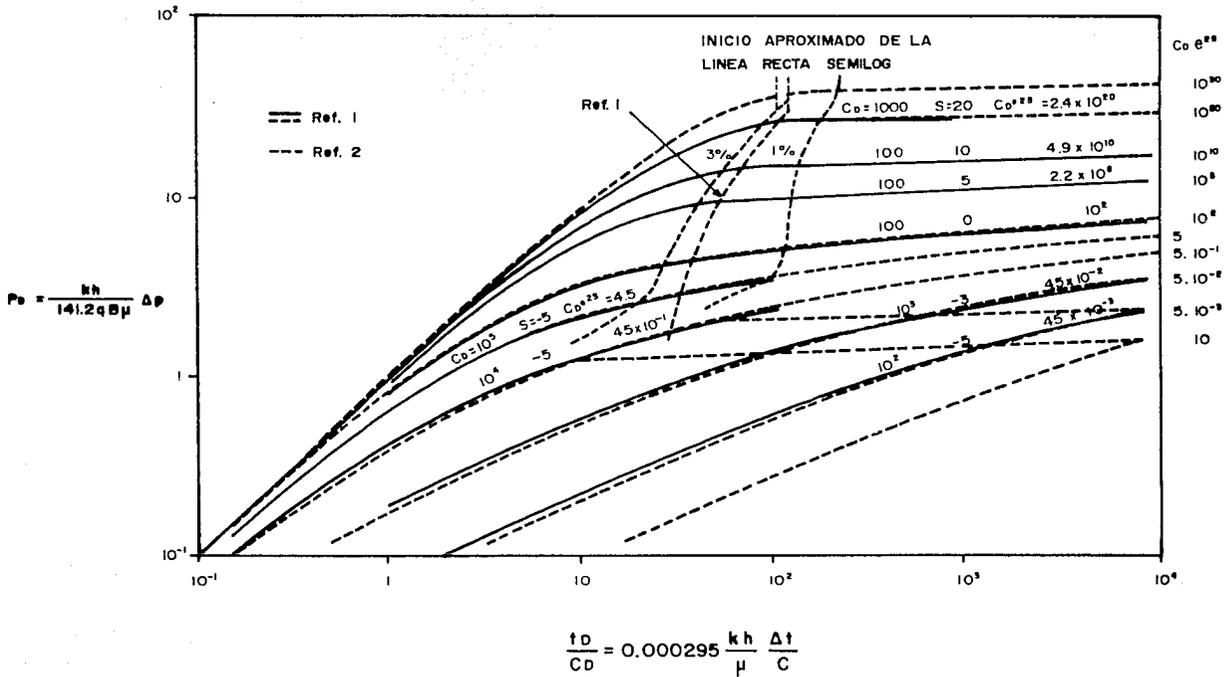


FIG. 2.6.- COMPARACION ENTRE CURVAS TIPO DE LAS FIGURAS 2.1 Y 2.2.

que la mayoría de las pruebas de presión presentan un comportamiento que corresponde al de un pozo que fluye radialmente con efectos de daño y almacenamiento. Las curvas de Ramey⁽³⁾ y Gringarten⁽⁴⁾ permiten realizar un análisis que confirma un diagnóstico inicial e identifica dos regimenes de flujo (almacenamiento y radial transitorio). Sin embargo, comúnmente se encuentran dos problemas en el ajuste con curvas tipo:

- Para valores altos de $C_D e^{2s}$ las curvas tipo toman formas muy similares presentándose la dificultad de no-unicidad de solución.
- Los datos de pruebas de incremento presentan una desviación de los diseñados para pruebas de decremento de presión. La desviación depende de la duración del tiempo de producción previo, t_p .

Como se ha descrito anteriormente, los métodos de análisis de datos de presión están basados en la ecuación de difusividad para el flujo de fluidos a través de medios porosos. Esta ecuación está en términos de la diferencial de presión con respecto al tiempo; siendo esta cantidad la

más importante y que idealmente debería medirse. Sin embargo, los medidores mecánicos de presión de fondo no son capaces de medir la velocidad del cambio de presión con respecto al tiempo, lo cual ha constituido una limitación para el análisis de pruebas de presión en pozos.

La nueva generación de manómetros electrónicos de presión de fondo han permitido la medición de la velocidad del cambio de presión con el tiempo. El análisis basado en esta diferencial de presión, $\Delta p'$, es más sensible y poderoso que el análisis basado solamente en la presión, Δp .

Como se observa en la figura 2.2, a tiempos cortos se define una línea recta de pendiente unitaria correspondiente al flujo dominado por almacenamiento del pozo y a tiempos largos se tienen curvas correspondientes a flujo radial infinito.

Estos dos periodos de flujo definidos en la curva tipo de Gringarten pueden ser diferenciados⁽⁷⁾. Durante el periodo de almacenamiento, ecuación 2.3, puede derivarse p_D

con respecto al término t_D/C_D :

$$\frac{dp_D}{d(t_D/C_D)} = p'_D = 1 \quad (2.18)$$

También durante el periodo de flujo radial infinito en una formación homogénea, ecuación 2.14, se encuentra :

$$\frac{dp_D}{d(t_D/C_D)} = p'_D = 0.5/(t_D/C_D) \quad (2.19)$$

Las ecuaciones 2.18 y 2.19 demuestran que, para tiempos cortos y largos, todos los comportamientos de p'_D son idénticos e independientes del grupo adimensional $C_D e^2$. Graficando p'_D contra t_D/C_D en coordenadas log-log se obtienen las curvas mostradas en la figura 2.7, donde se observa que a tiempos cortos todas las curvas surgen de una línea recta que corresponde a $p'_D = 1$ y a tiempos largos las curvas convergen a una línea recta de pendiente igual a -1 , correspondiente a $p'_D = 0.5/(t_D/C_D)$. También se observan,

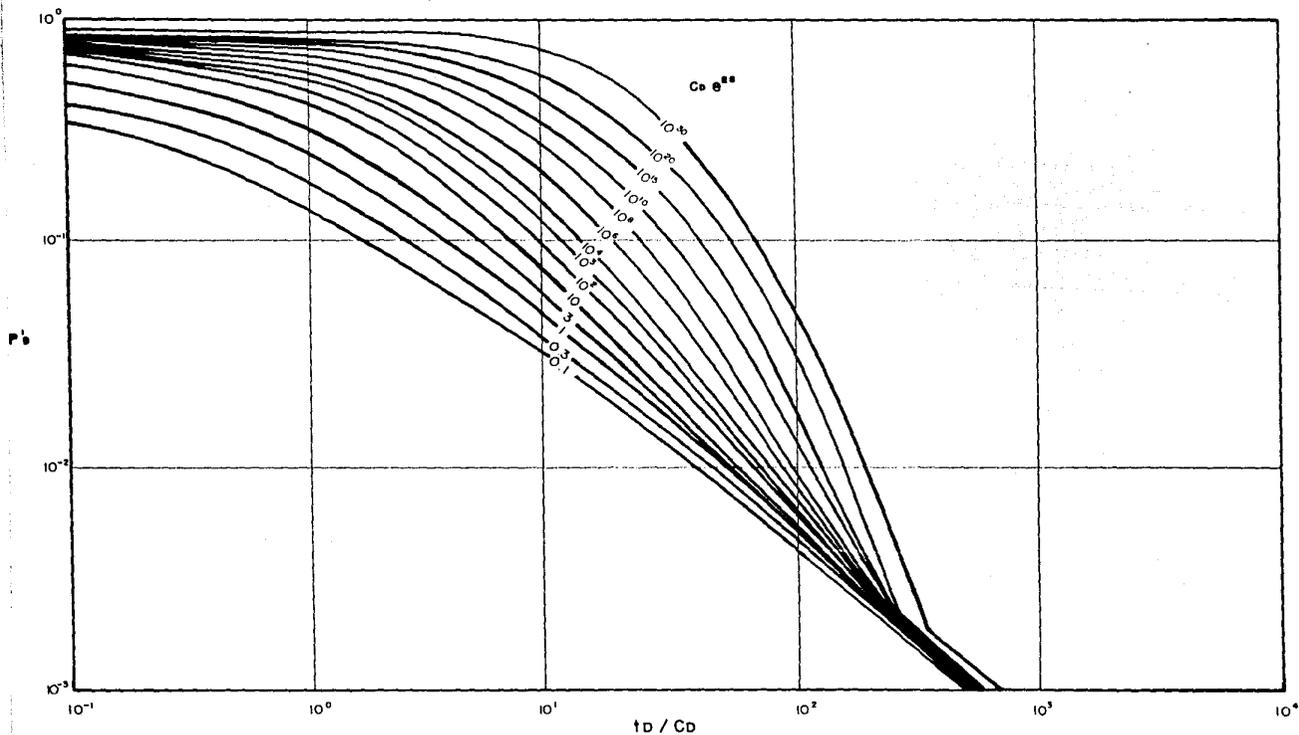


FIG. 2.7.- GRAFICA DE LA DERIVADA DE PRESION ADIMENSIONAL QUE MUESTRA QUE PARA TIEMPOS CORTOS Y LARGOS LAS CURVAS CONVERGEN A LINEAS RECTAS⁵.

a tiempos intermedios, curvas de forma específica para cada valor de $C_D e^{2s}$.

Sin embargo, desde un punto de vista práctico, se encontró que es preferible graficar las curvas tipo como $p'_D(t_D/C_D)$ contra t_D/C_D según se muestra en la figura 2.8 y donde:

$$p'_D(t_D/C_D) = \frac{kh}{141.2qB\mu} (\Delta p' t) \quad (2.20)$$

En esta figura(7), a tiempos cortos las curvas siguen una línea recta de pendiente unitaria y a tiempos largos, cuando se alcanza el flujo radial infinito, las curvas se hacen horizontales para un valor de $p'_D(t_D/C_D) = 0.5$.

Estas curvas tipo son más fáciles de usar que aquellas de presión adimensional, figura 2.2. Para su uso los datos reales deben graficarse como $\Delta p' t$ contra t y si durante

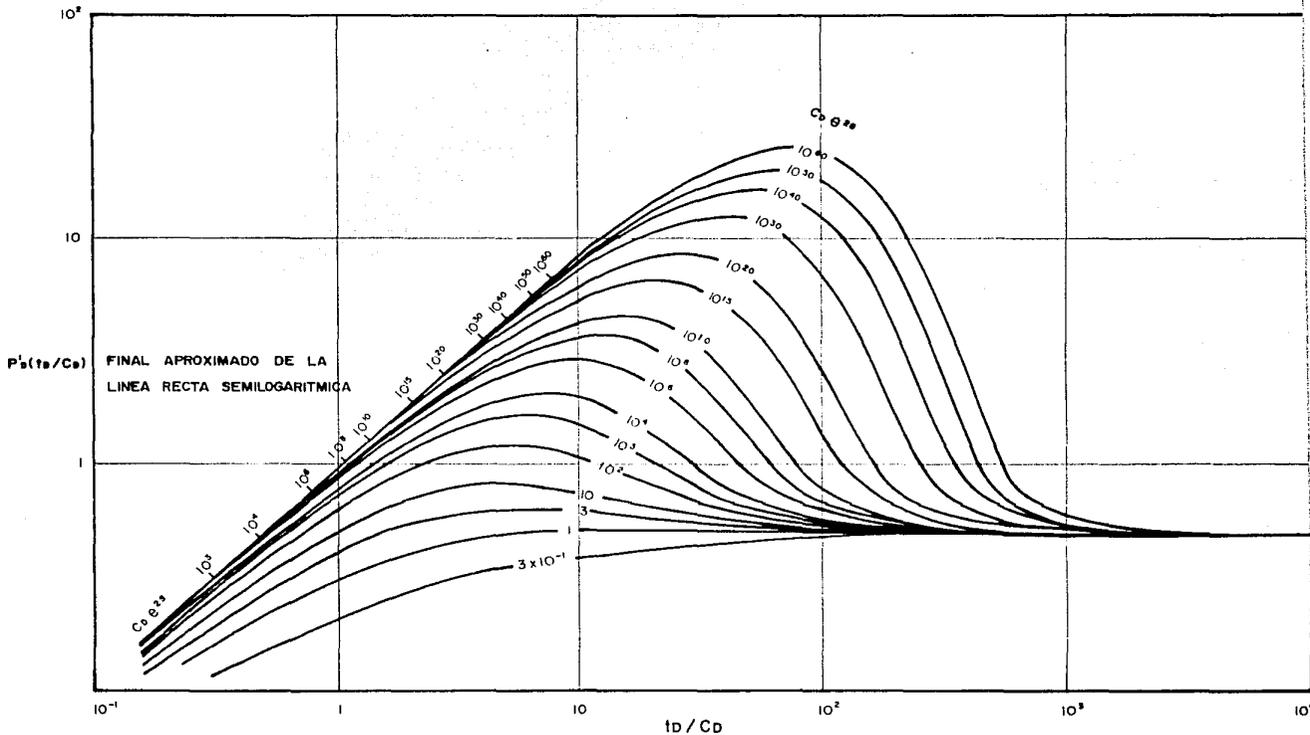


FIG. 2.8.- CURVAS DE $P_D(t_D/C_D)$ CONTRA t_D/C_D PARA UN POZO CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO EN UN YACIMIENTO INFINITO⁵.

la prueba ocurren los periodos de flujo de almacenamiento y de flujo radial infinito, entonces se presentarán las dos líneas rectas. Por tanto, si se ajustan las dos porciones rectas sobre las asíntotas de la curva tipo, se encuentra que solamente es posible realizar un ajuste.

Por otra parte, entre las asíntotas de la curva tipo se tienen diferentes valores de $C_D e^{2s}$, por lo que es más fácil identificar el valor correcto de $C_D e^{2s}$ que corresponde a los datos analizados.

Además de la unicidad y la alta definición, esta curva tipo tiene otra característica muy importante que consiste en la definición de la línea recta semilogarítmica cuando la curva alcanza la línea recta horizontal para el valor de $p'_D(t_D/C_D)=0.5$.

También se observa que tan pronto como el flujo radial es alcanzado, todas las curvas son idénticas e independientes del factor de daño; lo cual significa que el efecto de daño solamente se manifiesta en la curvatura existente entre las dos líneas rectas. La experiencia ha demostrado que en esta porción los datos de la curva no

siempre están bien definidos, por lo que se encontró ser de utilidad realizar la superposición de las curvas tipo de las figuras 2.2 y 2.7 a la misma escala, como se muestra en la figura 2.9. Esta permite realizar el ajuste simultáneo de los datos de cambio de presión (Δp) y de la derivada de presión ($\Delta p/t$). De esta manera se obtiene el ajuste de presión y de tiempo sin ambigüedad y se obtiene el valor de C_{pe}^2 a través de las dos curvas ajustadas.

2.5. CURVA TIPO DEL COCIENTE DE PRESION/DERIVADA DE PRESION

En los últimos años se ha tratado de que el análisis de las pruebas de presión se haga más fácil y preciso, para lo cual se han manejado los conceptos de respuesta de presión (p_D) y derivada de presión (p'_D), los cuales tienen diferentes características para diferentes valores de almacenamiento y daño, indicativas de las condiciones de flujo de los pozos. Los grupos adimensionales de presión y derivada de presión están dados por las ecuaciones 2.7 y

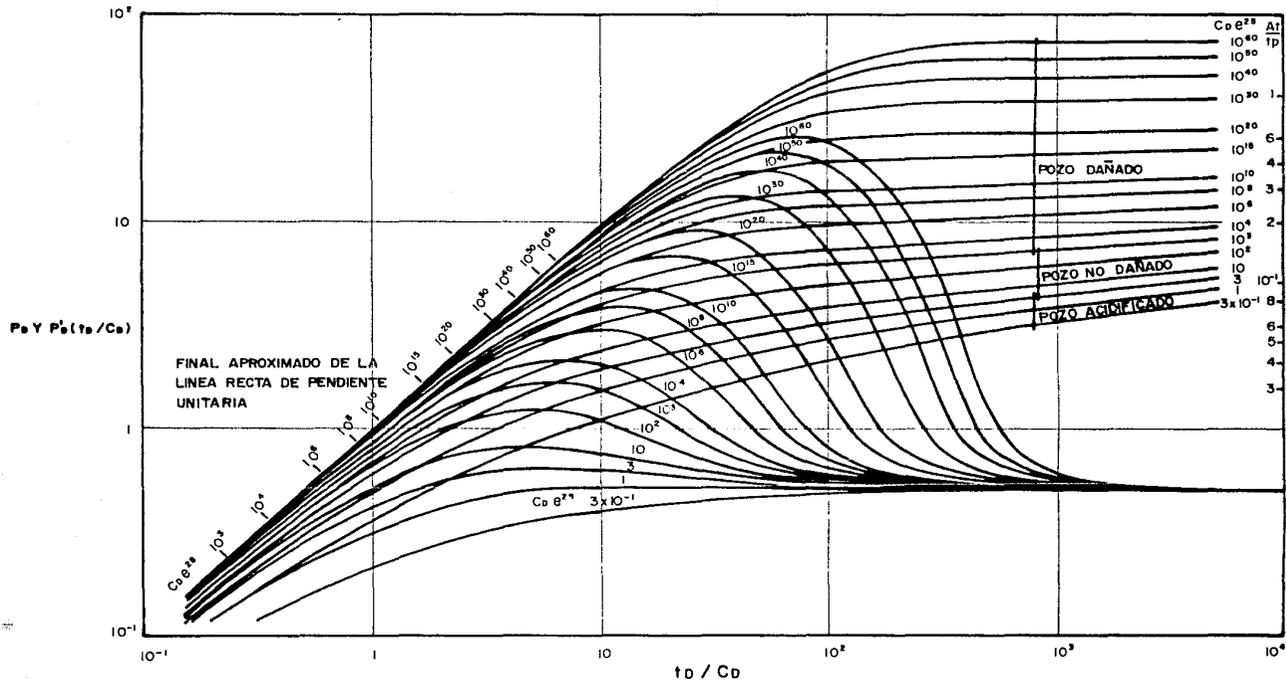


FIG. 2.9.— CURVA TIPO DE LA DERIVADA $P_b(t_d/C_d)$ Y P_d CONTRA t_d/C_d PARA POZOS CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO EN UN YACIMIENTO HOMOGENEO.

2.20, respectivamente.

Con el propósito de simplificar la técnica de ajuste con curvas tipo e identificar los distintos regímenes de flujo (almacenamiento, radial, lineal, bilineal y pseudoestacionario), Duong⁽⁹⁾ estableció la relación entre la respuesta de presión y la derivada de presión dividiendo la ecuación 2.7 por la 2.20:

$$\frac{p_D}{p'_D(t_D/C_D)} = \frac{\frac{kh \Delta p}{141.2 qB\mu}}{kh \Delta p' t} = \frac{\Delta p}{\Delta p' t} \quad (2.21)$$

que por simplicidad, esta relación de presión/derivada de presión fue definida como PDR, siendo:

$$PDR = \frac{p_D}{p'_D(t_D/C_D)} = \frac{\Delta p}{\Delta p' t} \quad (2.22)$$

Graficando esta relación. PDR contra el grupo dimensional t_p/C_D en coordenadas log-log se obtuvo una nueva curva tipo para pozos con efectos de almacenamiento y daño presentada en la figura 2.10. Esta curva tipo también se muestra en una gráfica semi-log en la figura 2.11.

Para facilitar la evaluación de las propiedades de los yacimientos se incluyeron curvas para valores de $2p_D$, según se muestra en las líneas punteadas de la figura 2.12.

Todas las curvas PDR son asintóticas a $PDR=1$ para tiempos cortos, es decir durante el periodo de almacenamiento y para el mismo valor de $C_D e^{2s}$, cuando se alcanza el flujo radial infinito las curvas de respuesta de presión y PDR coinciden en una sola. Para pozos dañados ($C_D e^{2s} > 1000$) las curvas PDR tienen una forma de S, para pozos estimulados ($C_D e^{2s} < 3$) casi son líneas rectas. Con base en la última porción de las curvas PDR, las características del pozo pueden reconocerse como: $PDR > 20$ para pozos dañados, $20 > PDR > 10$ para pozos no dañados y $PDR < 10$ para pozos estimulados.

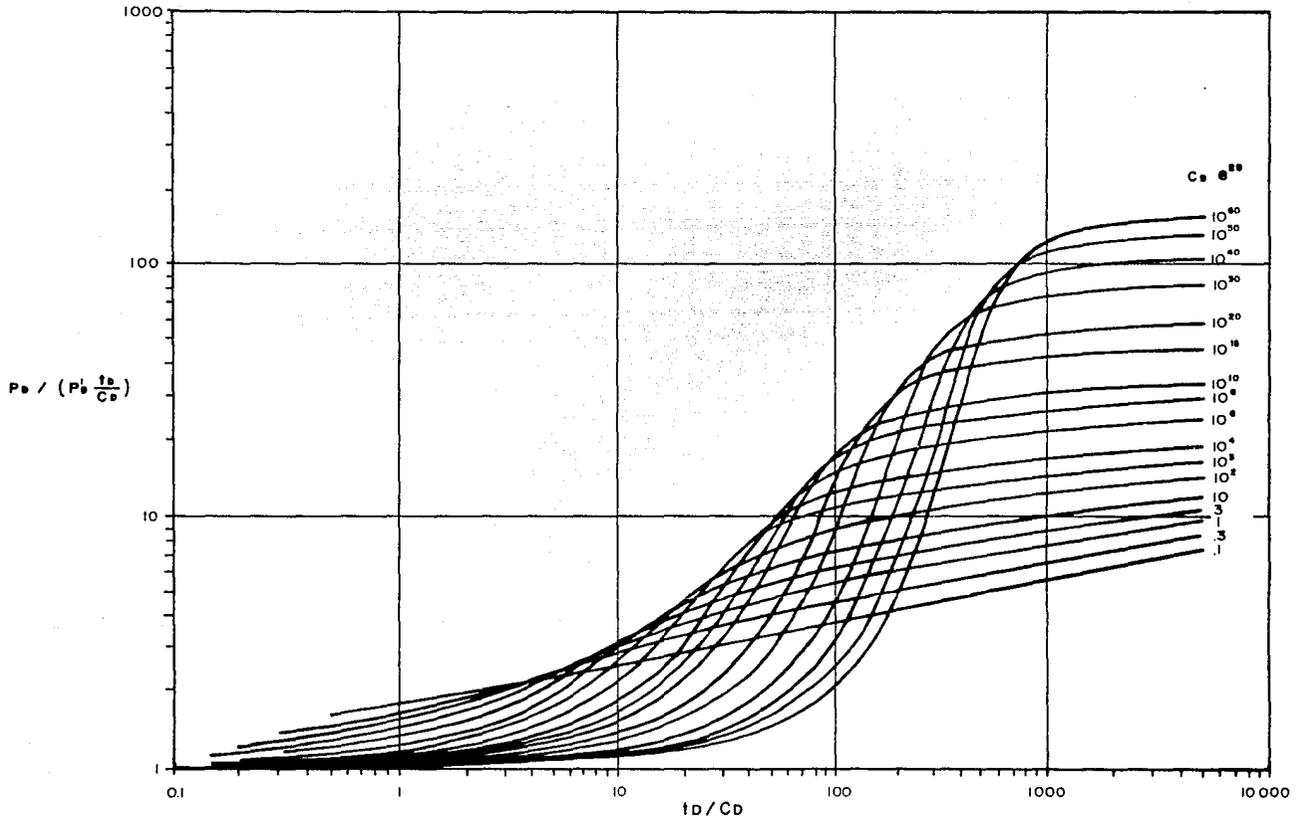


FIG. 2.10.- CURVA TIPO LOG - LOG PARA POZOS CON EFECTO DE ALMACENAMIENTO Y DAÑO⁶.

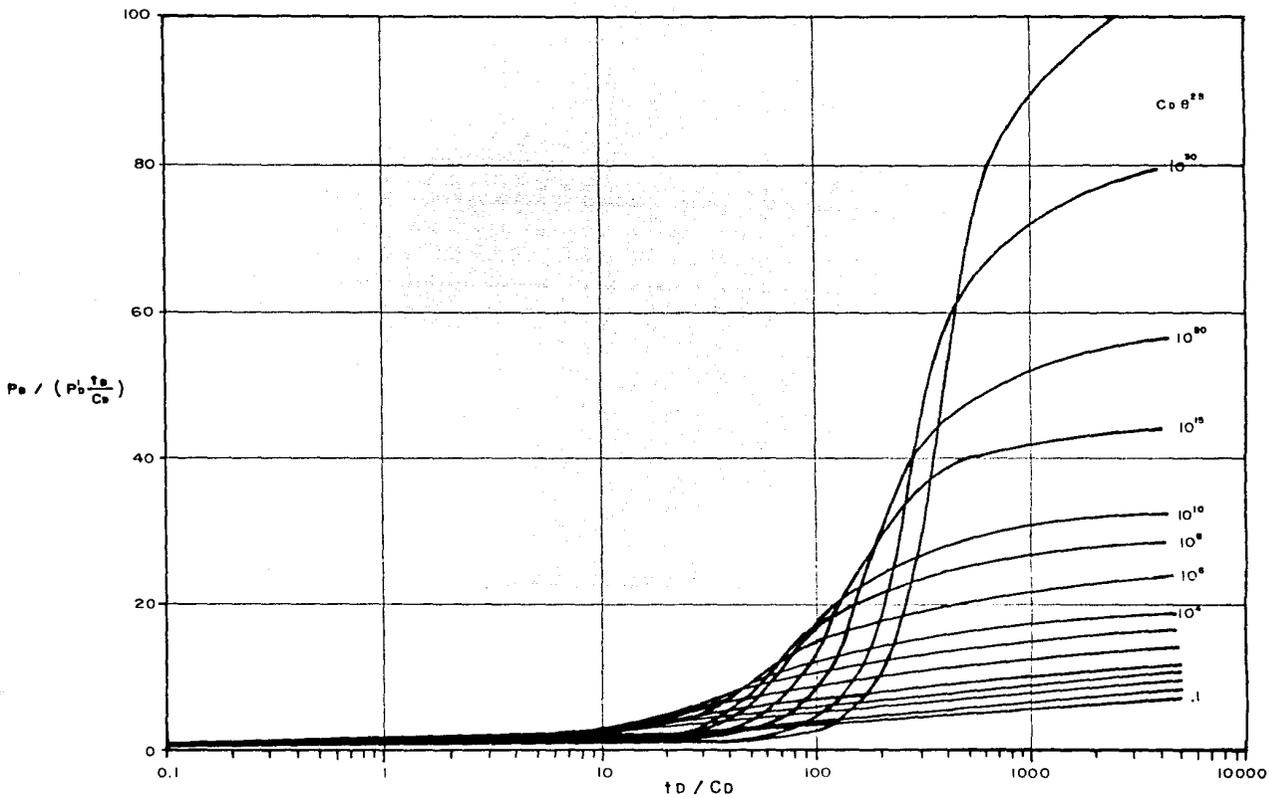


FIG.2.11.- CURVA PDR SEMILOG PARA POZOS CON EFECTOS DE ALMACENAMIENTO Y DAÑO⁶.

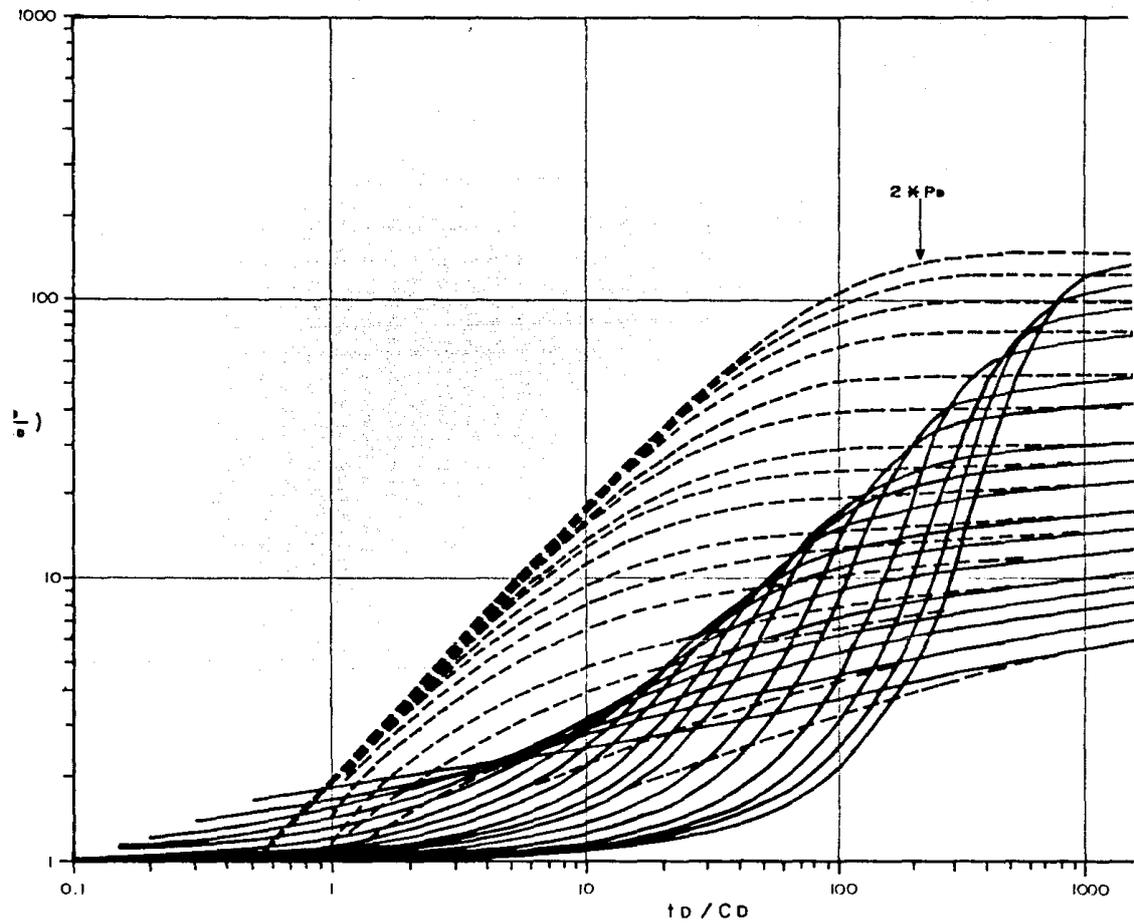


FIG. 2.12.- CURVA TIPO PDR CON 2 * Pd.

Las curvas tipo PDR, figura 2.12, pueden usarse para analizar datos de variación de presión de acuerdo al siguiente procedimiento:

1. Los datos se grafican como $\Delta p/\Delta p' t$ contra t en escala log-log (o semilog) del mismo tamaño que aquella de la curva tipo.
2. Solamente deben ajustarse los ejes horizontales, ya que el valor de PDR es el mismo en ambas curvas.
3. Elegir un punto de ajuste sobre la curva $2p_D$ que corresponda al mismo valor de $C_D e^{2s}$ de la curva PDR. Deben registrarse los valores de $2p_D$, t , Δp y t_D/C_D de este punto, como se ilustra en la figura 2.13.
4. Los valores de la presión ajustada ($2p_D$), el grupo (t_D/C_D) y la curva $C_D e^{2s}$ pueden usarse para estimar la capacidad de flujo de la formación, el coeficiente de almacenamiento y el factor de daño.

La curva tipo PDR mostrada en las figuras 2.10 y 2.11

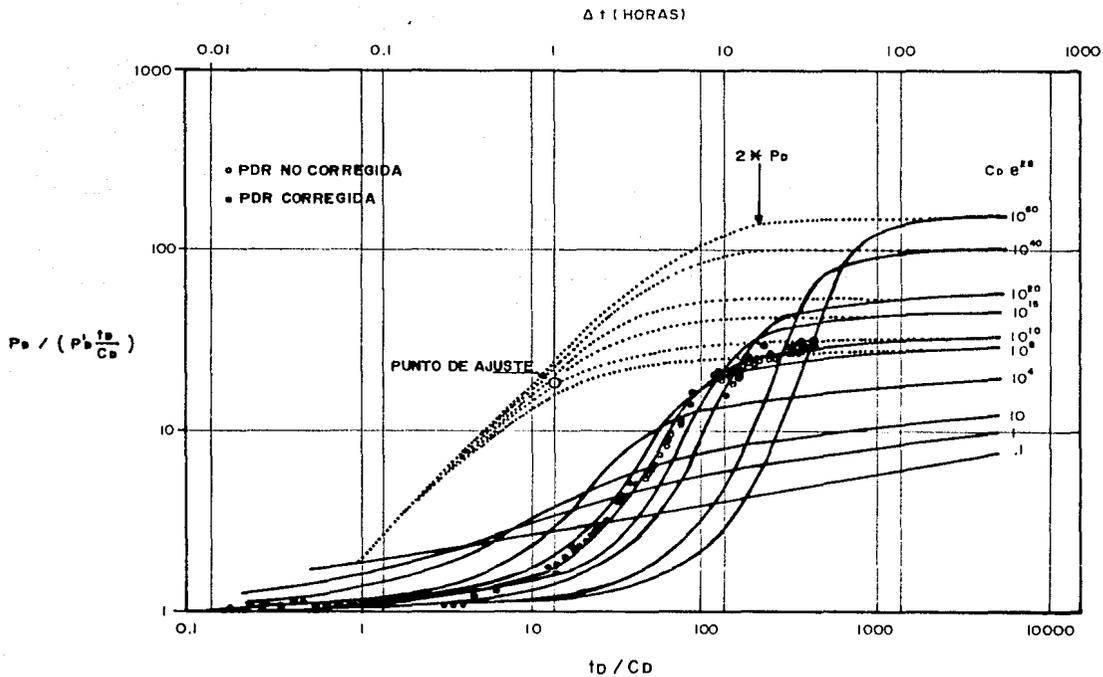


FIG. 2.13.- AJUSTE DE DATOS DE PRESION CON LA CURVA TIPO PDR⁶.

no son suficientes para evaluar los parámetros del modelo, ya que solamente dan el tiempo y la curva de ajuste. Esta limitación fue eliminada introduciendo el término $2p_0$ sobre las curvas tipo PDR (figura 2.12), las cuales son equivalentes a las curvas tipo de Gringarten.

La curva tipo de la figura 2.12 tiene la ventaja de que el eje vertical es el mismo para ella como para la curva de datos. Esto elimina una dirección en el ajuste con curvas tipo. Las curvas PDR pueden usarse también como indicadores de los diferentes regimenes de flujo que pueden presentarse.

C A P I T U L O 3

DESARROLLO DE NUEVAS CURVAS TIPO

3.1. PLANTEAMIENTO

Todos los estudios sobre Ingeniería de Yacimientos requieren de una gran cantidad de información para conocer las características de las formaciones productoras de hidrocarburos, para optimizar su explotación aumentando los factores de recuperación y satisfacer la demanda del mercado. Gran parte de esta información es obtenida a partir del análisis de pruebas de variación de presión, los cuales proporcionan parámetros representativos de los pozos, siempre y cuando se tengan registros de presión de buena calidad y se apliquen las técnicas de análisis apropiadas⁽⁷⁾.

En los últimos años, muchos investigadores se han dedicado a desarrollar técnicas de análisis más completas y precisas tratando de facilitar cada vez más la interpretación de las pruebas de presión. La técnica más referida es la de ajuste de datos con curvas tipo, iniciándose su uso desde 1970⁽³⁾ hasta la aplicación de la derivada⁽⁷⁾ y más recientemente de la curva tipo PDR⁽⁸⁾. En todos los casos se ha tratado de simplificar el análisis, determinar las características del sistema pozo-yacimiento y definir los diferentes periodos de flujo; sin embargo, ninguna de ellas ha sido suficiente para realizar un análisis completo de las pruebas.

Por tanto, a continuación se presentan nuevas curvas tipo basadas en la diferencia y el producto entre las curvas tipo de respuesta de presión y la derivada, las cuales pretenden representar los rasgos característicos de estas nuevas relaciones para facilitar el análisis de los datos.

3.2. CURVA TIPO DE LA DIFERENCIA DE PRESION-DERIVADA DE PRESION

Como se ha descrito anteriormente, los grupos adimensionales de presión y derivada de presión están definidos por las ecuaciones 2.3 y 2.18 para tiempos cortos y 2.14 y 2.19 para tiempos largos, representados gráficamente en las figuras 2.2 y 2.6. Si se hace la diferencia entre las curvas de presión y derivada de presión se tiene:

$$p_D - p'_D = t_D/C_D - 1 \quad (3.1)$$

$$p_D - p'_D = \frac{1}{2} [\ln(t_D/C_D) + 0.80907 + \ln C_D e^2 - (1/(t_D/C_D))] \quad (3.2)$$

para tiempos cortos y largos, respectivamente. Los resultados se pueden ilustrar mediante la superposición de las curvas de presión y derivada de presión, según se muestra en la figura 3.1. Aquí se observa que para

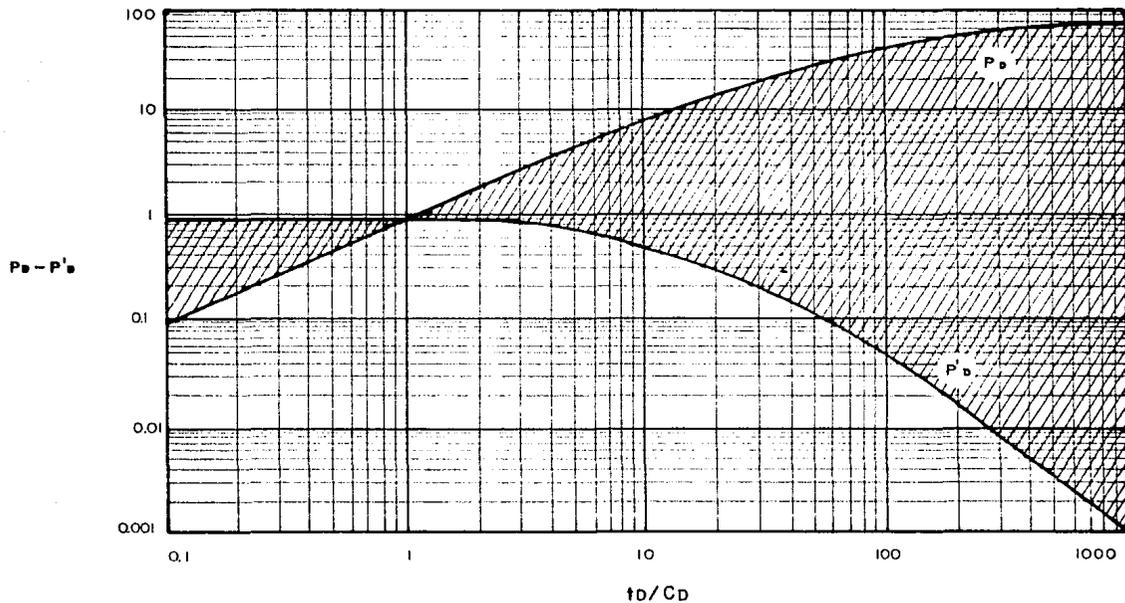


FIG. 3.1.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA DIFERENCIA DE PRESION - DERIVADA DE PRESION.

valores de $t_D/C_D < 1$, $p_D - p'_D$ es menor que cero, para $t_D/C_D = 1$, la diferencia es cero y para $t_D/C_D > 1$ es positiva. También se nota que para tiempos largos, cuando se alcanza el flujo radial infinito, la diferencia $p_D - p'_D$ tiende a ser prácticamente constante lo cual es una característica útil para la interpretación de los datos de variación de presión en yacimientos homogéneos con efectos de daño y almacenamiento. Sin embargo, existe la dificultad de los valores negativos encontrados a tiempos cortos, por lo que la diferencia obtenida solamente se pudo graficar en coordenadas semilogarítmicas, figura 3.2. La gráfica de $p_D - p'_D$ contra $\log t_D/C_D$ muestra una curva con la forma de S que es típica del comportamiento de presión en un pozo dañado.

Se ha encontrado que para tiempos cortos la diferencia de $p_D - p'_D$, da valores negativos y para tiempos largos presenta aún pequeñas variaciones. Por tanto, se decidió utilizar el término $p'_D(t_D/C_D)$, cuyo comportamiento se ha representado en la figura 2.7 y haciendo la diferencia con la curva de presión se obtiene:

$$p_D - p'_D(t_D/C_D) = \frac{t_D}{C_D} - \frac{t_D}{C_D} = 0 \quad (3.3)$$

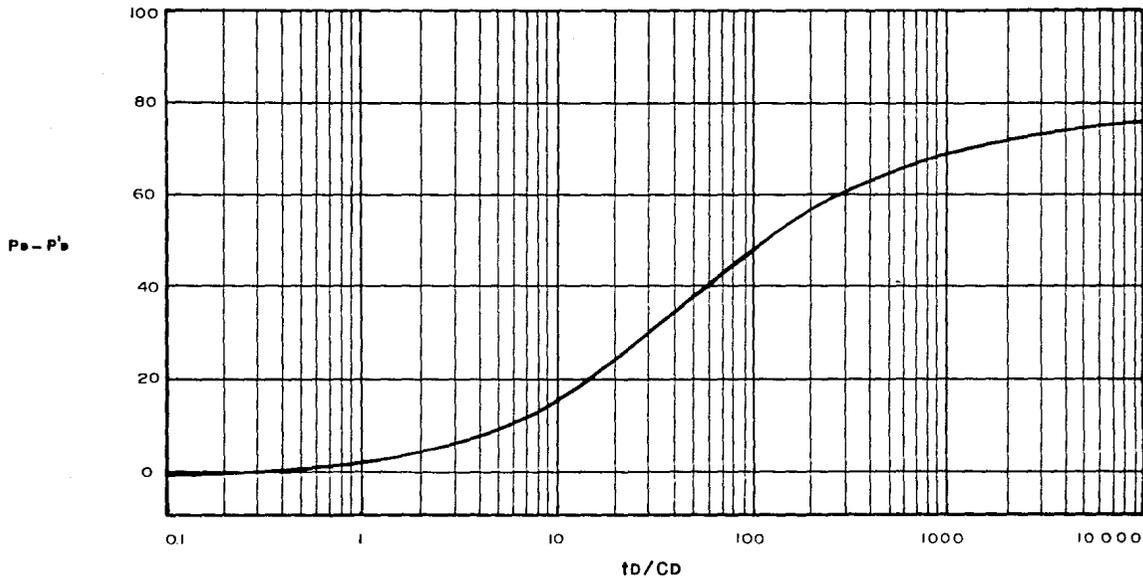


FIG. 3.2 - GRAFICA SEMILOGARITMICA DE LA DIFERENCIA DE PRESION - DERIVADA DE PRESION.

para tiempos cortos, y

$$p_D - p'_D(t_D/C_D) = \frac{1}{2}[\ln(t_D/C_D) + 0.80907 + \ln C_D e^2] - 1 - 0.5$$

$$p_D - p'_D(t_D/C_D) = \frac{1}{2}[\ln(t_D/C_D) + \ln C_D e^2 - (1 - 0.80907)] \quad (3.4)$$

para tiempos largos. La ecuación 3.4 expresada en logaritmos decimales queda:

$$p_D - p'_D(t_D/C_D) = 1.151[\log(t_D/C_D) + \log C_D e^2 - 0.0829] \quad (3.5)$$

Esquemáticamente esta diferencia tiene un valor igual a cero durante el periodo de almacenamiento y va incrementándose, a través de la zona de transición, a medida que aumenta el tiempo hasta un valor constante cuando se alcanza el flujo radial infinito, figura 3.3. El comportamiento de esta diferencia resulta más consistente que en el caso de la figura 3.1; lo cual permite utilizarla más apropiadamente para la identificación de los periodos de flujo presentes durante una prueba de presión.

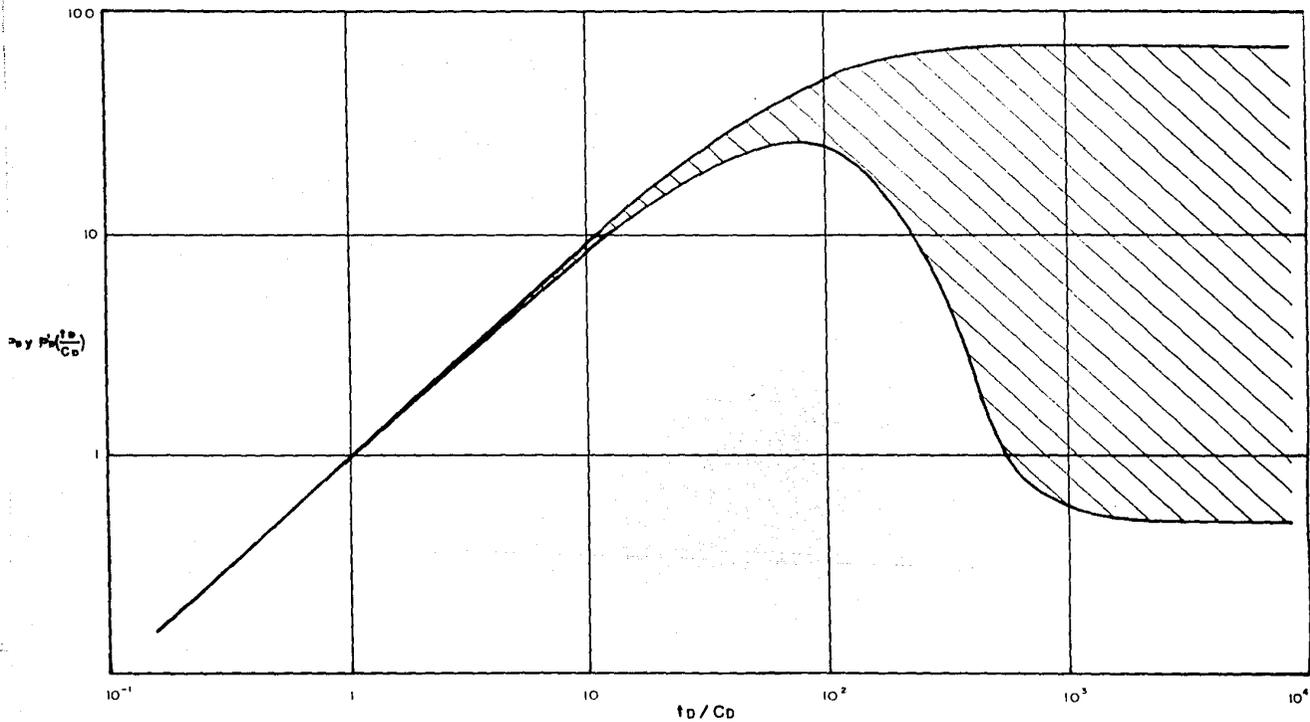


FIG. 3.3.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE LA DIFERENCIA ENTRE LA PRESION Y DERIVADA DE PRESION.

En lo sucesivo al término $p_D - p'_D(t_D/C_D)$ se le denominará DIP, término de diferencia de presiones.

Graficando el término DIP contra (t_D/C_D) en coordenadas doble logarítmicas se obtiene la familia de curvas mostrada en la figura 3.4. Estas curvas presentan las siguientes características:

- a) A tiempos cortos, todas las curvas convergen a valores muy pequeños que tienden aproximadamente a cero.
- b) A medida que aumenta el tiempo y para valores de $C_D e^2$ más pequeños, la pendiente de las curvas se va suavizando para pozos estimulados.
- c) A tiempos largos todas las curvas definen el período de flujo radial transitorio similarmente a la curva tipo de Gringarten.

La ecuación 3.5 permite que al graficar $p_D - p'_D(t_D/C_D)$ contra el $\log(t_D/C_D)$, figura 3.5, se obtenga una línea recta semilogarítmica que tiene una pendiente de 1.151

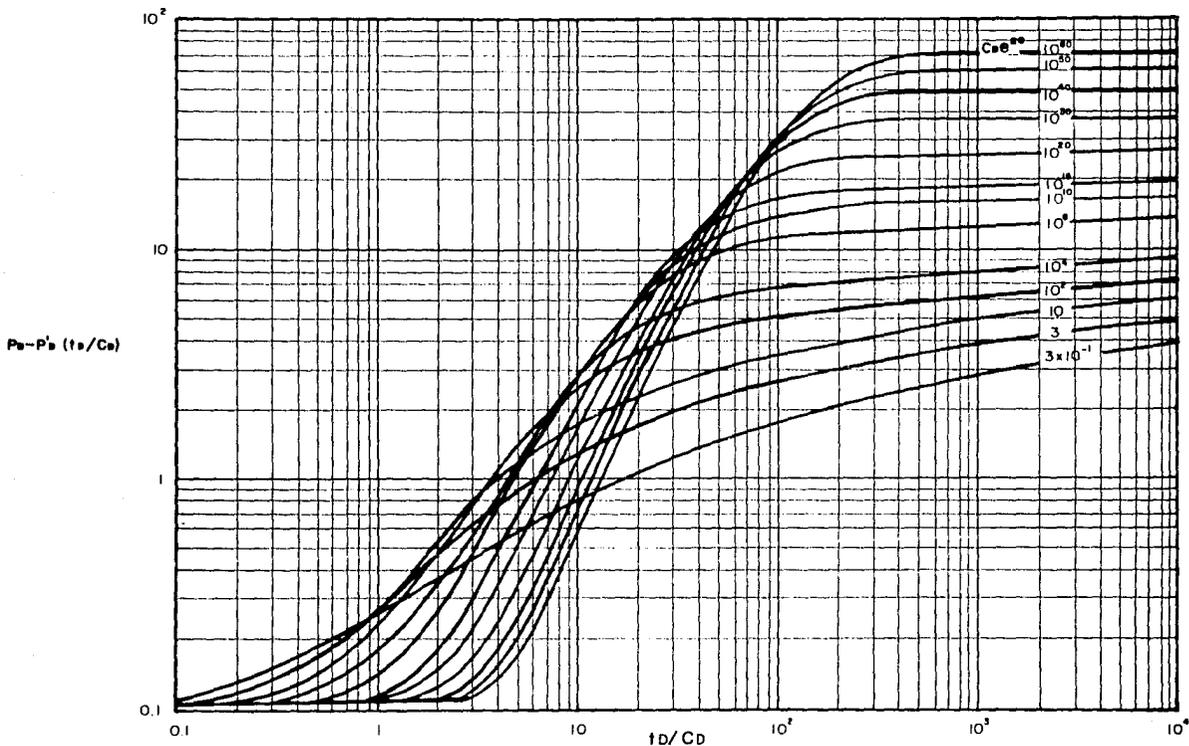


FIG. 3.4.- CURVAS TIPO DE DIFERENCIA DE LA PRESION-DERIVADA DE PRESION PARA POZOS CON EFECTOS DE ALMACENAMIENTO Y DAÑO.

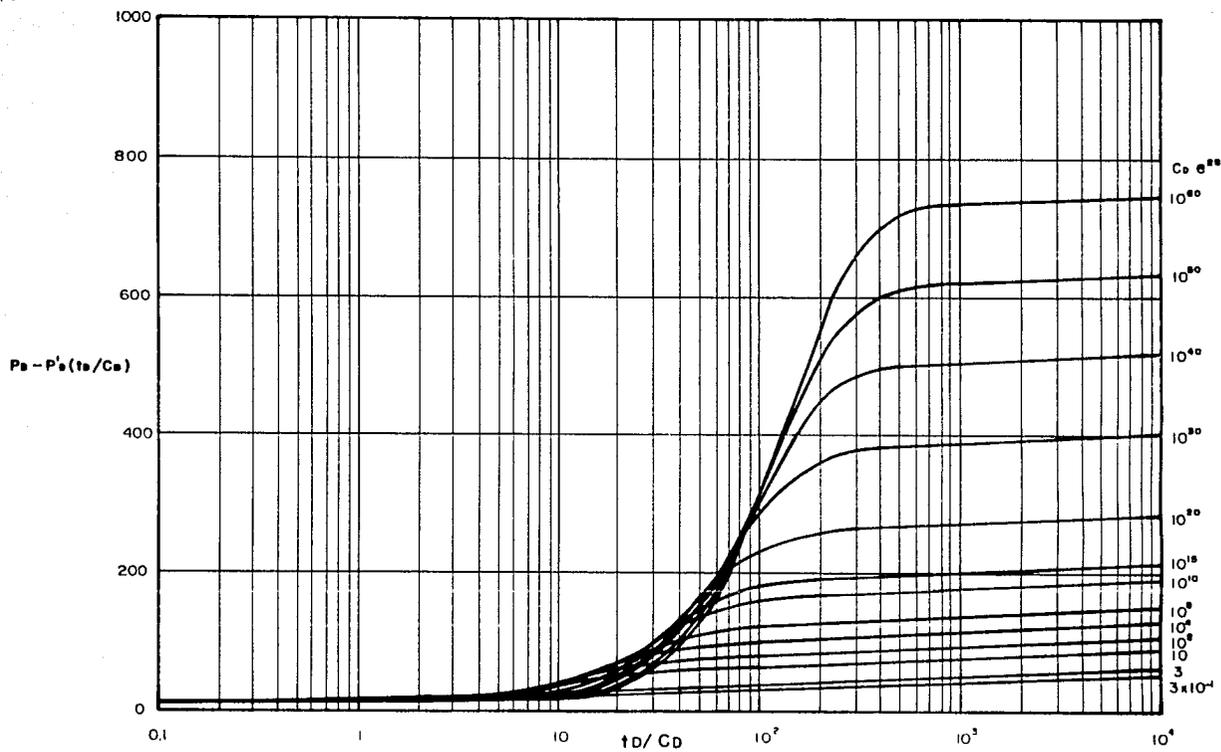


FIG. 3.5.- GRAFICA SEMILOGARITMICA DE LA DIFERENCIA DE PRESION Y DERIVADA DE LA PRESION PARA POZOS CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO.

(correspondiente al flujo radial transitorio). La figura 3.5 también define que para tiempos cortos, durante el dominio del efecto de almacenamiento, las curvas tipo convergen al valor cero y a medida que va disminuyendo el efecto de almacenamiento se observa que las curvas van desarrollando la forma típica de S. Esta forma principalmente es característica para pozos dañados, para valores de $C_{De}^2 \geq 10^3$ aproximadamente, y las curvas se van suavizando para el caso de pozos no dañados hasta llegar a tendencias prácticamente lineales para pozos estimulados y fracturados (curvas de $C_{De}^2 < 3$).

Para construir las curvas tipo de la figura 3.4 fue necesario que se truncaran aquellos puntos que daban una diferencia igual a cero, ya que no sería posible graficarlos en la escala logarítmica. Por tanto, para ser más consistente con los valores, y evitar ese truncamiento a tiempos cortos, al término DIP se le sumó la unidad para aproximar todos los valores a 1 y de esta manera se construyeron las graficas de las figuras 3.6 y 3.7, las cuales resultaron más prácticas en su manejo. A estas curvas tipo, figuras 3.6 y 3.7, se les ha denominado para su identificación como curvas MICALE.

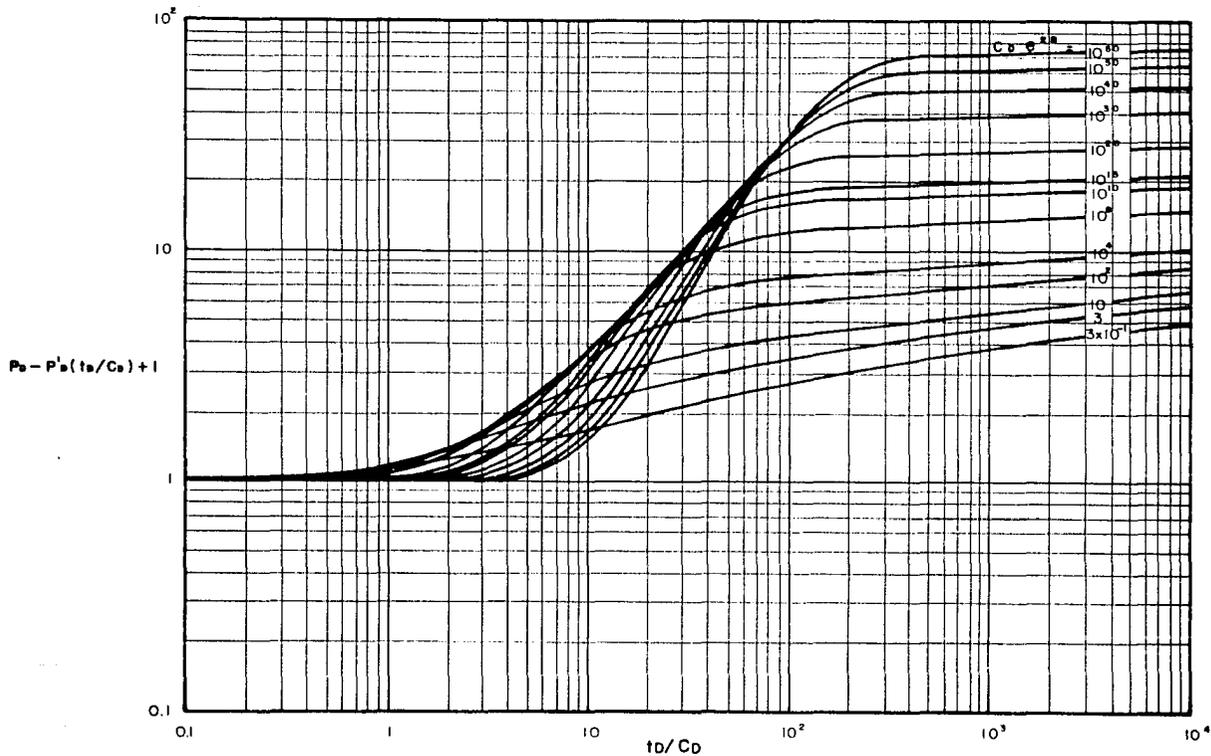


FIG. 3.6.- CURVAS TIPO DE LA DIFERENCIA DE PRESION Y DERIVADA DE LA PRESION (MICALE)
 PARA POZOS CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO.

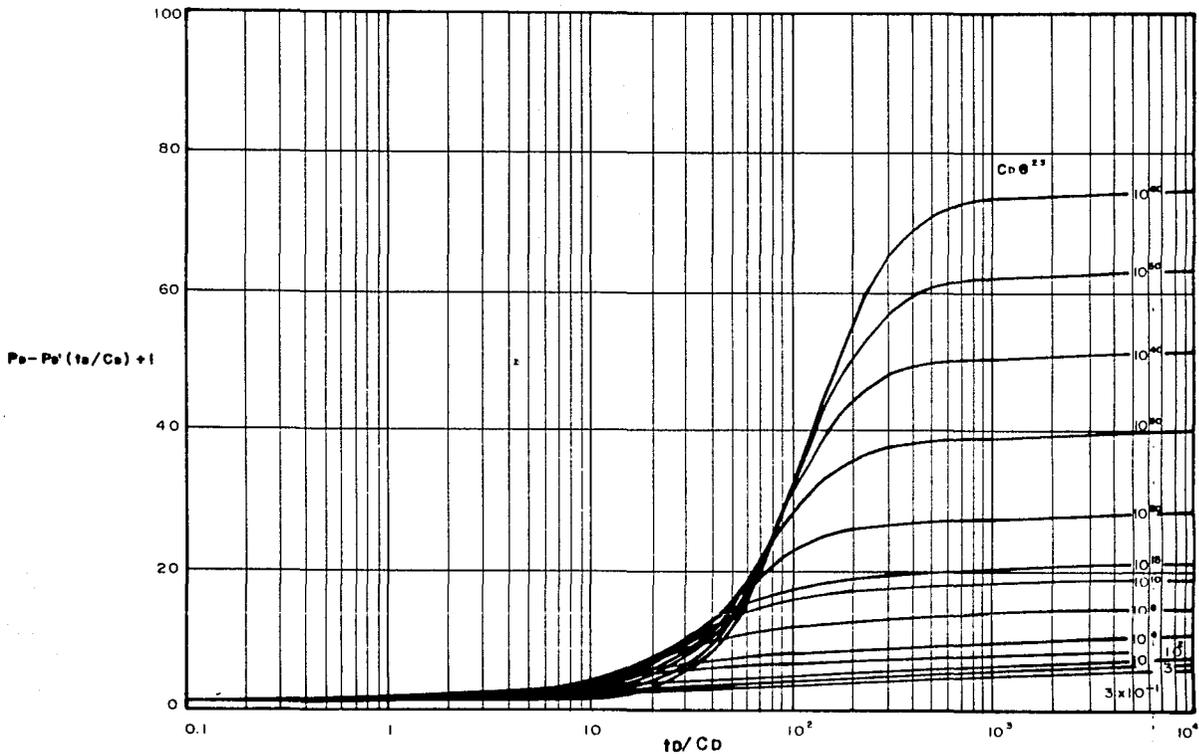


FIG. 3.7 .- GRAFICA SEMILOGARITMICA DE LA DIFERENCIA DE PRESION Y DERIVADA DE LA PRESION MAS LA UNIDAD PARA POZOS CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO.

3.3. CURVA TIPO DEL PRODUCTO PRESION POR DERIVADA DE PRESION

Con el propósito de investigar las diferentes alternativas de combinación de las curvas tipo publicadas, para encontrar otras posibles opciones en el análisis de datos de pruebas de presión con curvas tipo, se realizó el producto de las curvas de presión y derivada de presión; es decir, el producto de las ecuaciones 2.3 y 2.18 para tiempos cortos y 2.14 y 2.19 para tiempos largos, obteniéndose:

$$p_D(p'_D t_D / C_D) = (t_D / C_D)^2 \quad (3.6)$$

y

$$p_D(p'_D t_D / C_D) = \frac{1}{2} [\ln(t_D / C_D) + 0.80907 + \ln C_D e^2] \quad (3.5)$$

$$p_D(p'_D t_D / C_D) = \frac{1}{4} [\ln(t_D / C_D) + 0.80907 + \ln C_D e^2] \quad (3.7)$$

Esta última ecuación expresada en logaritmos decimales queda:

$$p_D(p'_D t_D/C_D) = 0.5757[\log(t_D/C_D) + 0.3513 + \log C_D e^2] \quad (3.8)$$

Al realizar estos productos se están modificando $p'_D(t_D/C_D)$ veces los valores de p_D ; lo cual da como resultado que a tiempos cortos los valores se duplican y a tiempos largos se reducen dos veces.

Al graficar $p_D(p'_D t_D/C_D)$ contra (t_D/C_D) en coordenadas doble logarítmicas se obtiene el conjunto de curvas mostrado en la figura 3.8, las cuales presentan las siguientes características:

- a) A tiempos cortos todas las curvas convergen a una línea recta de pendiente igual a 2, la cual será representativa del periodo dominado por almacenamiento en estas curvas.
- b) En la zona de transición se definen diferentes curvaturas para los distintos valores de $C_D e^2$.
- c) A tiempos largos se define el flujo radial

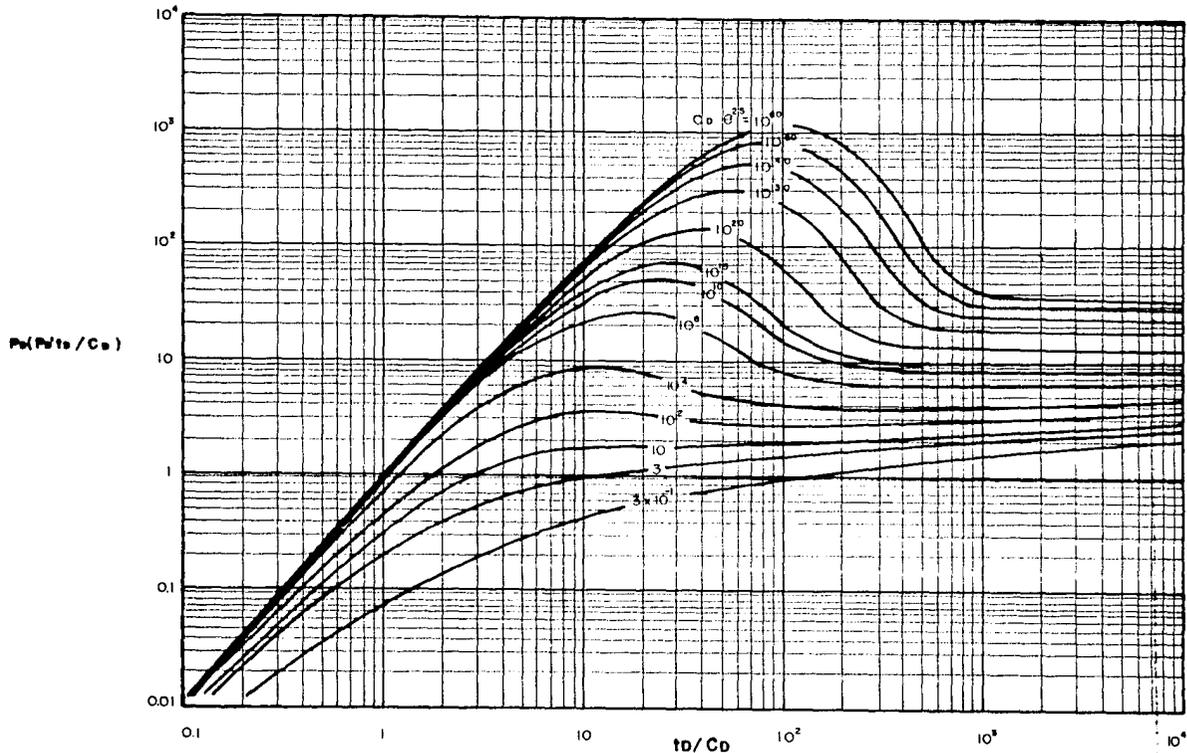


FIG. 3.8 .- CURVAS TIPO DEL PRODUCTO DE LA PRESION Y DERIVADA DE LA PRESION (MICALE) PARA POZOS CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO.

transitorio para las diferentes curvas de $C_D e^{2\alpha}$.
Estas curvas corresponden a valores de $\frac{1}{2}$ de la
respuesta de presión ($\frac{1}{2}p_D$).

Si se grafica $p_D(p'_{D0} t_D / C_D)$ contra $\log t_D / C_D$, según
la ecuación 3.8, se obtiene una familia de curvas
características para los diferentes valores de $C_D e^{2\alpha}$,
figura 3.9. Estas curvas muestran la particularidad de
magnificar el periodo de transición, lo cual permite
identificar con suficiente claridad la tendencia de los
datos de presión para un determinado valor de $C_D e^{2\alpha}$.
También se observa que a tiempos cortos se identifica el
periodo de almacenamiento a través de la convergencia de
todas las curvas sobre una línea horizontal. A tiempos
largos existe una convergencia aparente y se define
perfectamente el periodo de flujo radial transitorio.

3.4. ANALISIS DE DATOS DE PRESION USANDO LAS CURVAS TIPO "MICALE"

En trabajos previos⁽⁷⁾, los grupos adimensionales de
la presión y de la derivada se han definido mediante las

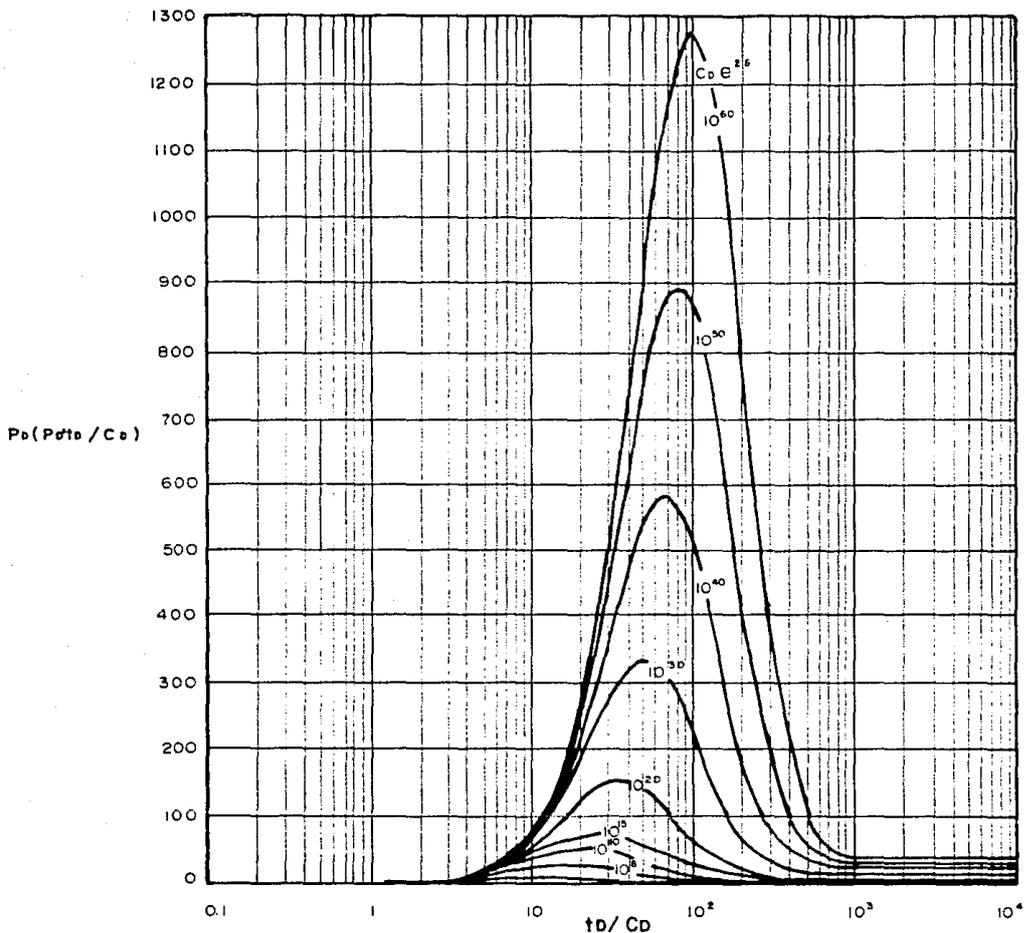


FIG. 3.9.— CURVAS TIPO (MICALE) EN COORDENADAS SEMILOGARITMICAS DEL PRODUCTO DE PRESION Y DERIVADA DE PRESION PARA POZOS CON ALMACENAMIENTO Y DAÑO.

ecuaciones 2.7 y 2.20, respectivamente. Si se hace la diferencia de estas dos ecuaciones y se suma la unidad se obtiene:

$$p_D - p'_{D}(t_D/C_D) + 1 = \frac{kh}{141.2qB\mu} (\Delta p - \Delta p' t + 1) \quad (3.9)$$

y el producto de ambas, ecuaciones 2.7 y 2.19, da:

$$p_D (p'_{D} t_D / C_D) = \left(\frac{kh}{141.2qB\mu} \right)^2 (\Delta p \Delta p' t) \quad (3.10)$$

Expresando las ecuaciones 3.9 y 3.10 en términos logarítmicos quedan:

$$\log(DIP + 1) = \log\left(\frac{kh}{141.2qB\mu}\right) + \log(\Delta p - \Delta p' t + 1) \quad (3.11)$$

$$\log[p_D (p'_{D} t_D / C_D)] = 2 \log\left(\frac{kh}{141.2qB\mu}\right) + \log(\Delta p \Delta p' t) \quad (3.12)$$

respectivamente.

Esto significa que las figuras 3.6 y 3.8 (curvas MICALÉ) se pueden utilizar como curvas tipo para analizar datos de pruebas de variación de presión.

Para realizar el análisis de datos de presión con las curvas tipo MICALÉ, es necesario graficar $(\Delta p - \Delta p'_{t+1})$ contra t y $\Delta p \Delta p'_{t+1}$ contra t en coordenadas doble logarítmicas a la misma escala de aquéllas, y superponiendo las curvas de datos con las curvas MICALÉ correspondientes, se ajustan los datos a una de las curvas de la figura 3.6 ó de la figura 3.8, según sea el caso. Esto se ilustra en las figuras 3.10 y 3.11.

Eligiendo un punto de ajuste común se puede determinar el producto permeabilidad-espesor (kh) con el grupo $DIP+1$ ajustado (figura 3.10):

$$kh = 141.2qB\mu \left[\frac{DIP+1}{\Delta p - \Delta p'_{t+1}} \right] \quad (3.13)$$

o bien con el grupo $p_D p'_{D'} (t_D / C_D)$ ajustado (figura 3.11):

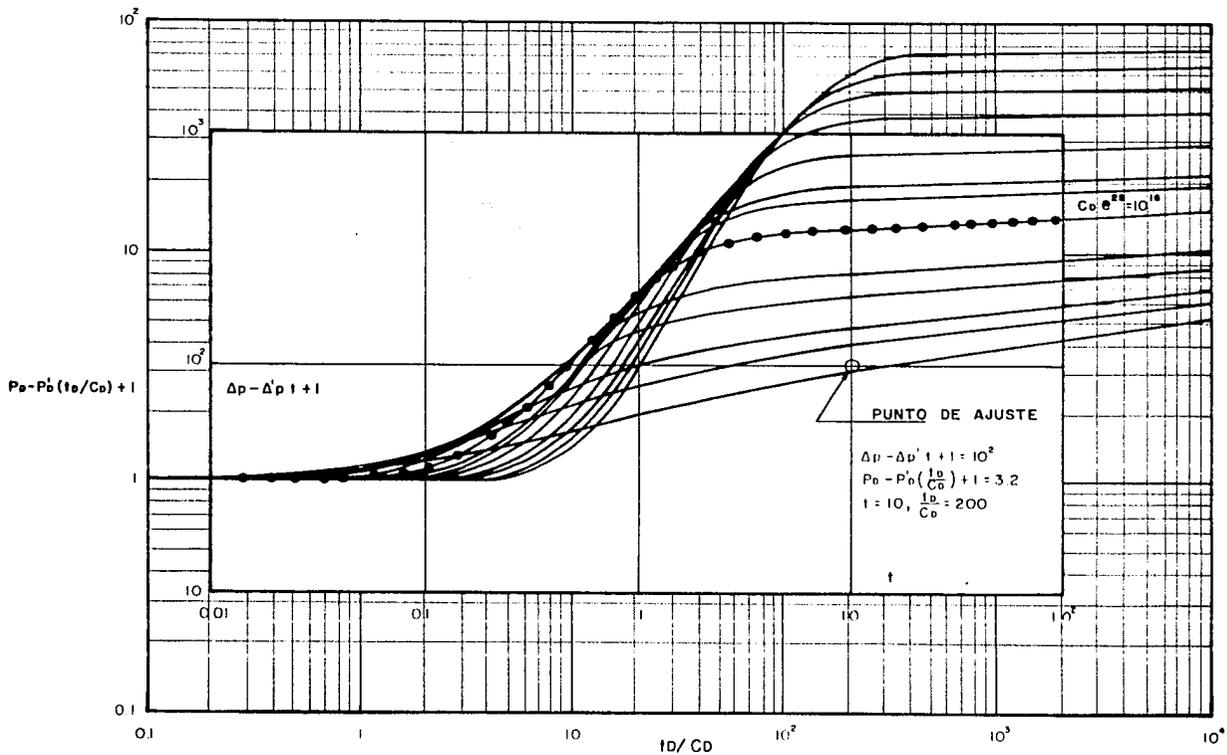


FIG. 3.10.- ILUSTRACION DEL AJUSTE DE DATOS DE PRESION CON LAS CURVAS TIPO "MICALE" (MODELO DE DIFERENCIAS).

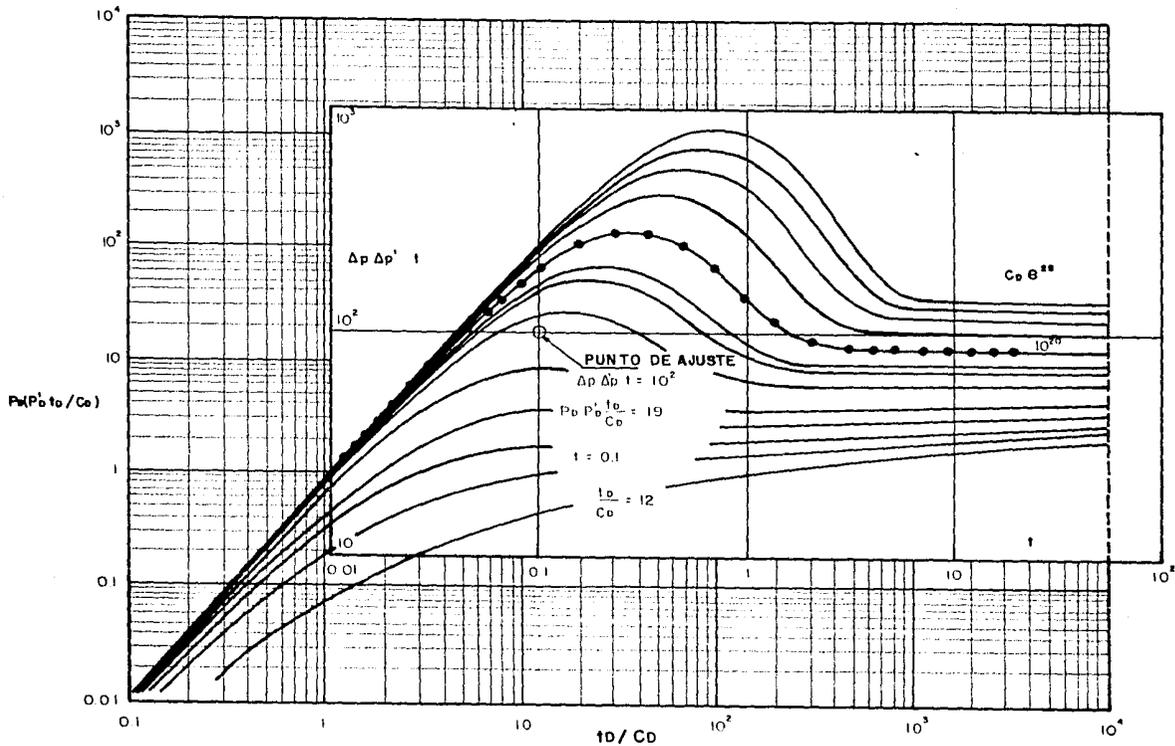


FIG. 3.11.- ILUSTRACION DEL AJUSTE DE DATOS DE PRESION CON LAS CURVAS TIPO "MICALE" (MODELO DEL PRODUCTO).

$$kh = 141.2qB\mu \left[\frac{p_D(p'_{D}t_D/C_D)}{\Delta p \Delta p' t} \right]^{1/2} \quad (3.14)$$

En las ecuaciones 3.13 y 3.14, los términos $(DIP+1)/(\Delta p \Delta p' t+1)$ y $(p_D(p'_{D}t_D/C_D)/\Delta p \Delta p' t)^{0.5}$ corresponden a los valores leídos de los puntos de ajuste elegidos en las figuras 3.10 y 3.11, respectivamente.

Para ambos casos es posible estimar el factor de daño (s) con el valor de $C_D e^{2s}$ de la curva ajustada a los datos de presión:

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{(t_D/C_D)(C_D e^{2s})}{t_D} \right] \quad (3.15)$$

donde t_D es calculado mediante la ecuación 2.8 y usando el tiempo t del punto de ajuste, leído sobre la curva de datos.

Como generalmente sucede, con las curvas MICALE de las figuras 3.6 y 3.8 también se define el inicio aproximado de la línea recta semilogarítmica. Además, dadas las características particulares mencionadas anteriormente, las curvas tipo MICALE permiten realizar un solo ajuste de los datos de presión y de esta manera, se consigue eliminar la incertidumbre del problema de no-unicidad de solución y por ende, hacer la estimación confiable de los parámetros del yacimiento.

Las curvas MICALE construidas en coordenadas semilogarítmicas, figuras 3.7 y 3.9, se pueden utilizar para hacer la verificación o un refinamiento del análisis de los datos de presión. En el caso del modelo de diferencias se necesita realizar la normalización del término $(\Delta p - \Delta p'_{t+1})$ para transformarlo a términos adimensionales, para lo cual se divide por una vez la pendiente de la línea recta semilogarítmica de la gráfica de presión contra el logaritmo del tiempo. Al graficar estos valores normalizados contra $\log t$ a la misma escala de las curvas MICALE (figura 3.7) se pueden ajustar con una curva, logrando definir los diferentes periodos de flujo (almacenamiento y radial infinito) y verificar el valor de $C_D e^{2s}$.

Las curvas tipo MICALE son fáciles de usar, ya que si durante la prueba ocurrieron los dos periodos de flujo, de almacenamiento y radial infinito, entonces una gráfica log-log de los datos de presión, superpuesta a las curvas tipo MICALE definirán también dichos periodos de flujo y como las curvas en la zona de transición son distintivas en su tendencia para diferentes valores de $C_D e^{2s}$, es muy fácil identificar la curva correcta que se ajusta con los datos de la prueba. Además, es muy importante mencionar que, el análisis de datos de presión con el ajuste de las curvas tipo MICALE se realiza con una gráfica de un sólo conjunto de datos y se logra unicidad de solución y una alta definición.

CAPITULO 4

EJEMPLOS ILUSTRATIVOS

Con el propósito de ilustrar la aplicación de las curvas tipo MICALE, en la interpretación de datos de pruebas de presión para pozos con efecto de almacenamiento y daño en yacimientos homogéneos, se presentan tres casos analizados con los dos modelos MICALE: diferencia y producto de la presión y la derivada de la presión.

4.1. SISTEMA ALTAMENTE DAÑADO

Un pozo productor de aceite fue cerrado para registrar una prueba de incremento de presión, con el objetivo de determinar las características del yacimiento y las

condiciones de flujo del pozo. A continuación se presentan los datos generales de la prueba de presión y del sistema:

Δt (hrs)	Δp (psi)	$\Delta p - \Delta p' \Delta t + 1$	$\Delta p \Delta p' \Delta t$	$\frac{\Delta p - \Delta p' \Delta t + 1}{m/2.303}$
0.022	8.599	21.371	70.483	0.954
0.028	10.825	21.428	114.498	0.957
0.037	14.413	21.504	203.065	0.960
0.044	17.075	21.527	285.631	0.961
0.056	21.487	21.640	451.829	0.966
0.084	31.901	21.728	1000.192	0.970
0.112	42.387	21.909	1765.800	0.977
0.167	61.981	21.271	3836.004	0.959
0.223	81.950	21.775	6666.960	0.972
0.280	102.416	22.586	10345.040	1.006
0.333	120.912	24.111	14266.649	1.071
0.396	142.573	25.750	19675.502	1.141
0.445	159.005	27.093	24341.916	1.199
0.499	177.202	29.197	29980.098	1.284
0.560	197.325	31.130	36973.312	1.371
0.838	285.330	46.217	74274.312	2.014
1.117	367.888	65.383	119079.827	2.789
1.671	515.631	121.448	214173.008	5.224
2.500	701.988	223.224	350953.987	9.566
3.335	854.331	339.793	457680.495	14.539
4.447	1013.351	497.535	544165.434	21.269
5.599	1138.082	653.270	575860.387	27.913
8.388	1325.269	962.216	509212.084	41.093
11.170	1421.390	1169.693	317864.639	49.944
16.714	1499.207	1388.061	198384.065	59.260
28.059	1533.406	1516.518	58375.233	64.741
33.348	1537.217	1533.445	38356.639	65.463
44.470	1541.036	1547.345	22915.205	66.013
49.897	1542.255	1550.234	20359.308	66.179
55.985	1543.450	1565.477	19015.304	66.829
83.767	1547.815	1557.439	17863.438	66.486

$$q = 2000 \text{ bbl/día}$$

$$B_o = 1.5 \text{ bbl/bbl}$$

$$\mu = 0.5 \text{ cp}$$

$$r_w = 0.25 \text{ pie}$$

$$h = 100 \text{ pies}$$

$$C = 0.33 \text{ bbl/psi}$$

$$\phi = 0.025$$

$$c_e = 10 \times 10^{-4} \text{ pg}^2/\text{lb}$$

Una vez calculados los términos $\Delta p - \Delta p' \Delta t + 1$ y $\Delta p \Delta p' \Delta t$ se grafican contra Δt en escalas logarítmicas al mismo tamaño de las curvas MICALE, figuras 3.6 y 3.8, y siguiendo el procedimiento tradicional de análisis con curvas tipo se ajustaron los datos de las curvas mostradas en las figuras 4.1 y 4.2.

Con los datos registrados del punto de ajuste elegido en cada caso y utilizando las ecuaciones 3.13 y 3.14 se calcula la capacidad de flujo y la permeabilidad de la formación para el modelo de diferencias y el modelo del producto, respectivamente. El factor de daño se calcula con la ecuación 3.15 para ambos casos. Estos cálculos se presentan a continuación:

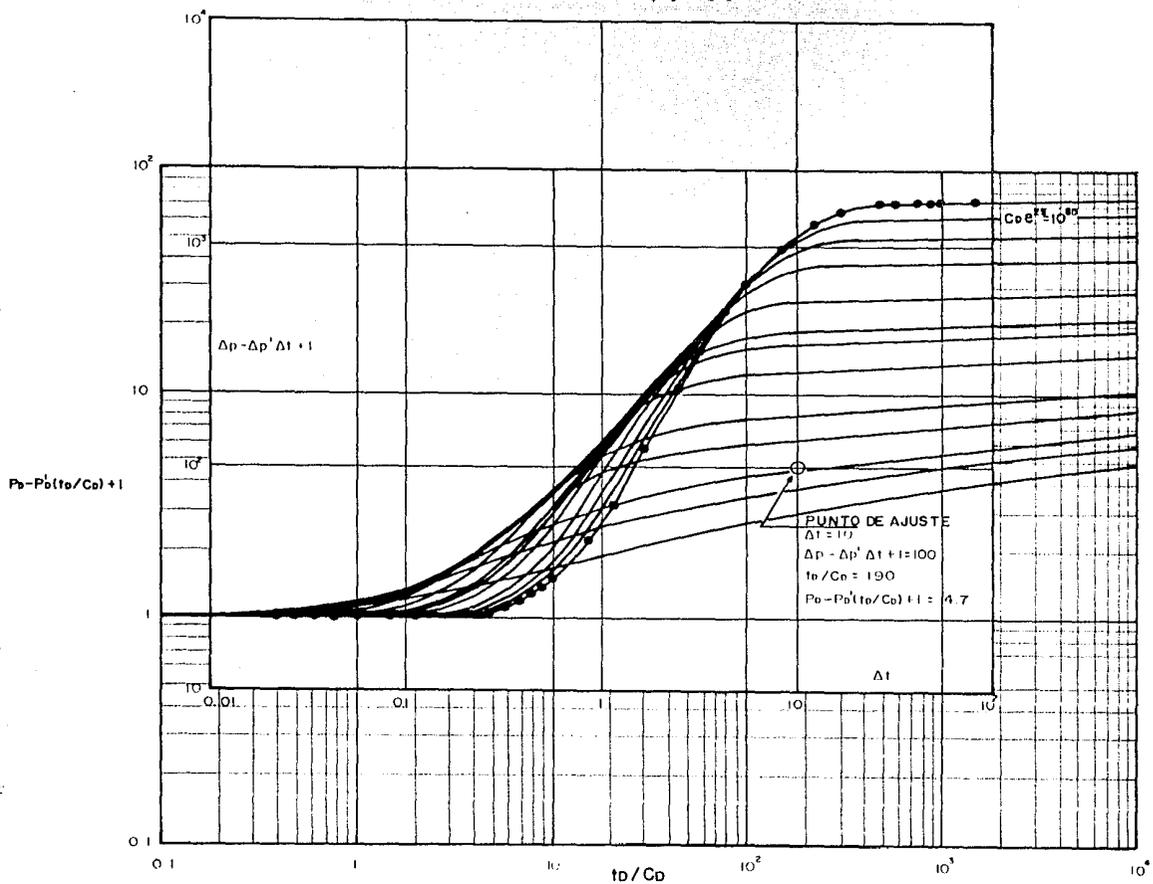


FIG. 4.1.- AJUSTE CON LAS CURVAS "MICALE" (MODELO DE DIFERENCIAS) PARA LOS DATOS DE PRESION DEL SISTEMA ALTAMENTE DAÑADO, EJEMPLO 4.1.

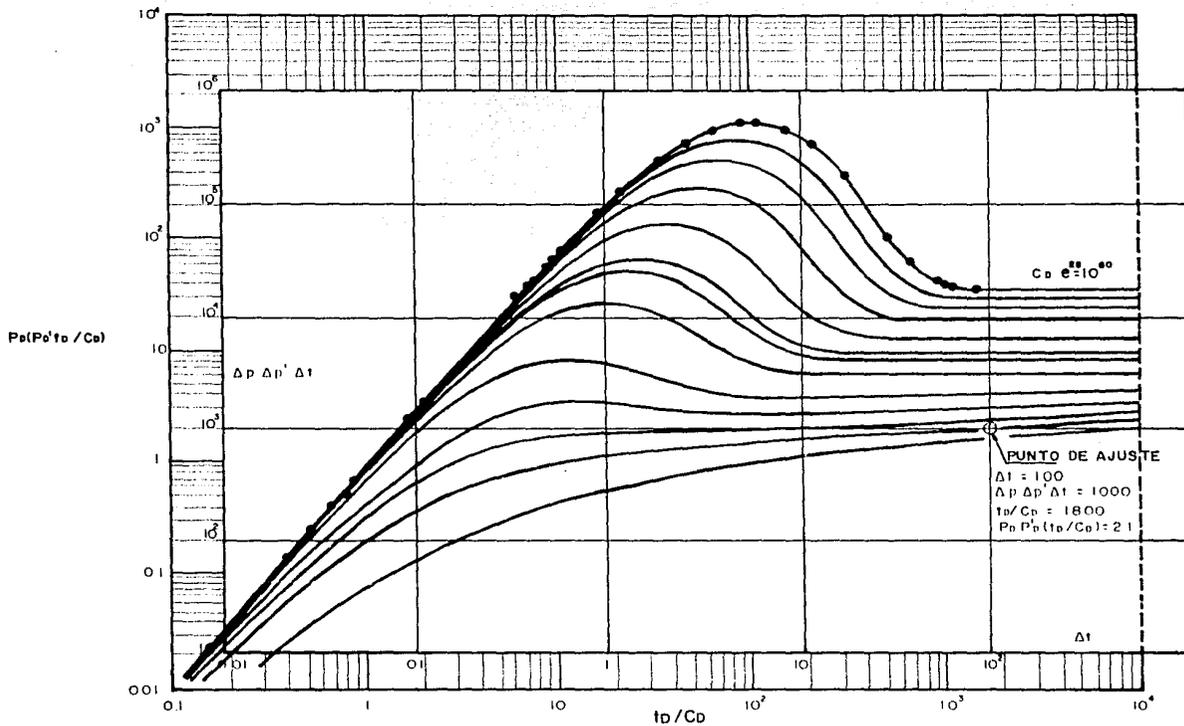


FIG. 4.2.- AJUSTE CON LAS CURVAS "MICALE" (MODELO DEL PRODUCTO) PARA LOS DATOS DE PRESION DEL SISTEMA ALTAMENTE DAÑADO, EJEMPLO 4.1.

a) Del ajuste con el modelo de diferencias:

$$p_D - p'_D (t_D / C_D) + 1 = 4.7$$

$$\Delta p - \Delta p' \Delta t + 1 = 100$$

$$t_D / C_D = 190$$

$$\Delta t = 10$$

$$kh = 141.2(2000)(1.5)(0.5) \left[\frac{4.7}{100} \right]$$

$$kh = 9954.60 \text{ mD-pie}$$

$$k = 99.55 \text{ mD}$$

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{190(10^{-6})}{0.0002637(99.58)(10)} \right] \\ \left[\frac{0.025(0.5)(10 \times 10^{-6})(0.25^2)}{0.0002637(99.58)(10)} \right]$$

$$s = 64.18$$

b) Del ajuste con el modelo del producto:

$$p_D (p'_D t_D / C_D) = 2.1$$

$$\Delta p \Delta p' \Delta t = 1000$$

$$t_D / C_D = 1000$$

$$\Delta t = 100$$

$$kh = [141.2(2000)(1.5)(0.5)] \left[\frac{2.1}{1000} \right]^{1/2}$$

$$kh = 9934.30 \text{ mD-pie}$$

$$k = 99.34 \text{ mD}$$

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{1800(10^{60})}{0.0002637(99.34)(100)} \right. \\ \left. \frac{1}{(0.025)(0.5)(10 \times 10^{-6})(0.25^2)} \right]$$

$$s = 64.16$$

Es evidente la similitud de los resultados obtenidos con ambos modelos ajustados, lo cual demuestra que las curvas tipo MICALE son de gran utilidad para analizar datos de variación de presión.

Para verificar el ajuste de los datos con las curvas tipo MICALE, se construyó la gráfica semilogarítmica mostrada en la figura 4.3, y con la pendiente de la línea recta y la presión a una hora después del cierre

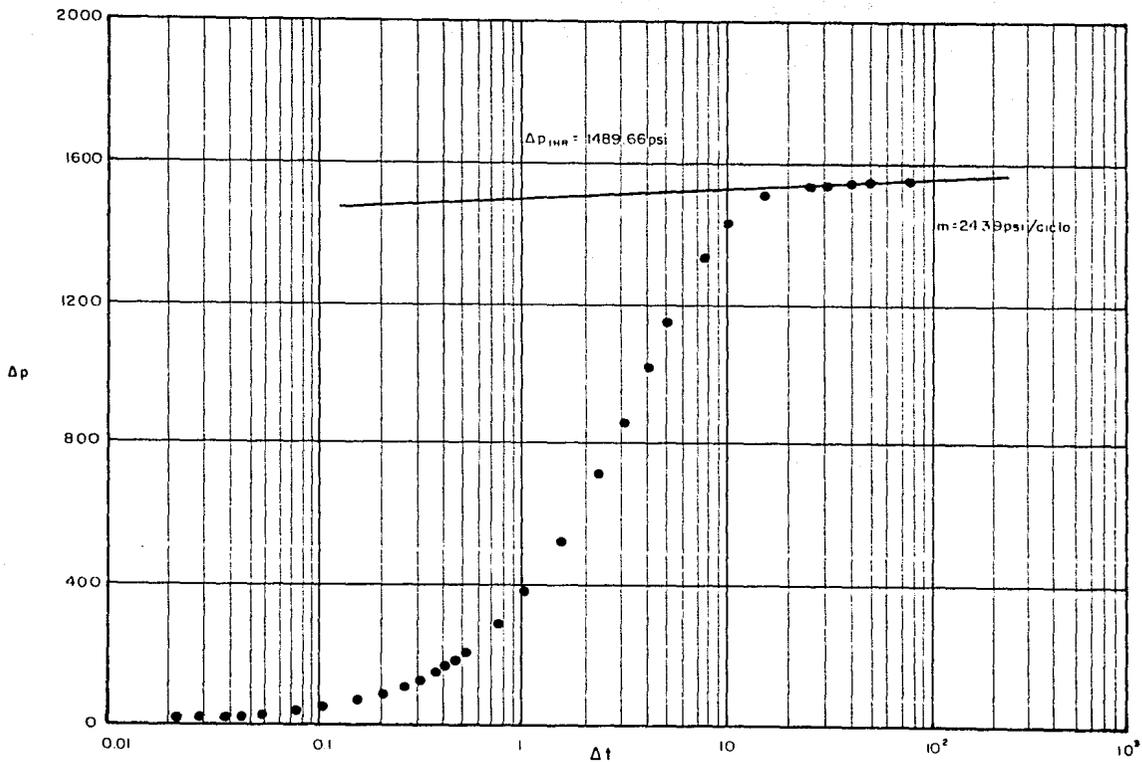


FIG. 4.3.- GRAFICA SEMILOGARTMICA DE Δp CONTRA Δt DE LA PRUEBA DEL EJEMPLO 4.1.

($m = 24.39$ psi/ciclo y $\Delta p_{i,cr} = 1489.90$ psi) se calcularon: $k = 100.00$ mD y $s = 62.38$. Una vez más se encuentran valores muy semejantes a los obtenidos con las curvas tipo.

Con el valor de la pendiente, $m = 24.39$ psi/ciclo, se pueden normalizar los datos, es decir, calcular el término $2.303(\Delta p - \Delta p' \Delta t + 1/m)$, construir la gráfica semilogarítmica y ajustar estos datos con la curva de la figura 3.7 como se ilustra en la figura 4.4. En este caso, el ajuste con la curva tipo semilogarítmica confirma el comportamiento de la presión representado por la curva $C_{pe}^{2.7} = 10^{6.0}$ y por tanto, se tiene que el ajuste inicial es adecuado. Los resultados obtenidos con el análisis de la figura 4.4 son:

$$\frac{2.303}{m} (\Delta p - \Delta p' \Delta t + 1) = 120$$

de donde:

$$\Delta p - \Delta p' \Delta t + 1 = 1270.86$$

por tanto:

$$k = 99.99 \text{ mD}$$

y $s = 63.15$

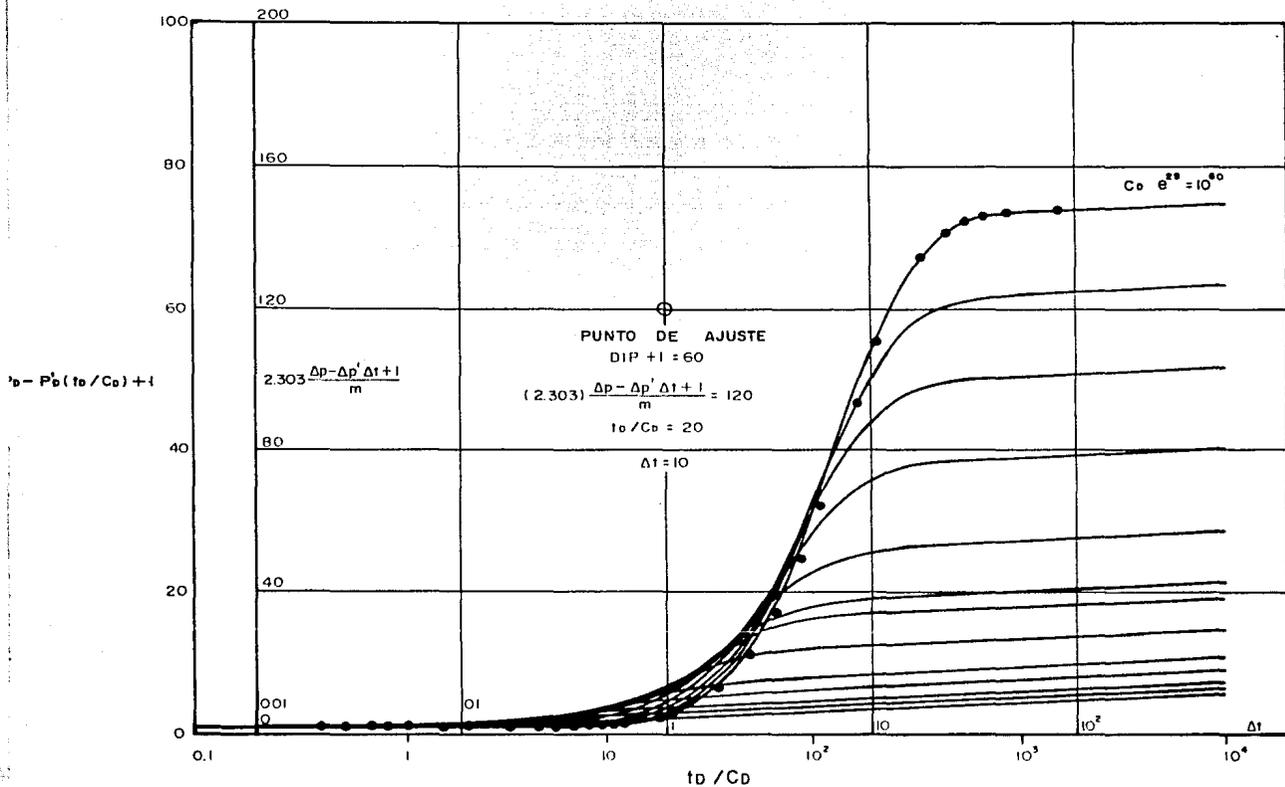


FIG. 4.4. - AJUSTE CON LAS CURVAS "MICALE" GRAFICA SEMILOGARITMICA PARA EL SISTEMA ALTAMENTE DAÑADO (MODELO DE DIFERENCIAS).

Una verificación similar puede hacerse con la curva MICALE de la figura 3.9 (modelo del producto), como se ilustra en la figura 4.5.

4.2. SISTEMA ESTIMULADO

Los datos que se dan a continuación corresponden a una prueba de decremento de presión, registrada durante 52 horas en un pozo productor de aceite que previamente fue estimulado con el propósito de mejorar las condiciones de producción.

A través del análisis de estos datos de presión con las curvas tipo MICALE se puede determinar la permeabilidad de la formación y el factor de daño del sistema.

$$q = 4500 \text{ bbl/día}$$

$$h = 73 \text{ pies}$$

$$B = 1.2 \text{ bbl /bbl}$$

$$\phi = 0.030$$

$$\mu = 0.5 \text{ cp}$$

$$r_w = 0.290 \text{ pie}$$

$$c_e = 15 \times 10^{-9} \text{ pg}^2/\text{lb}$$

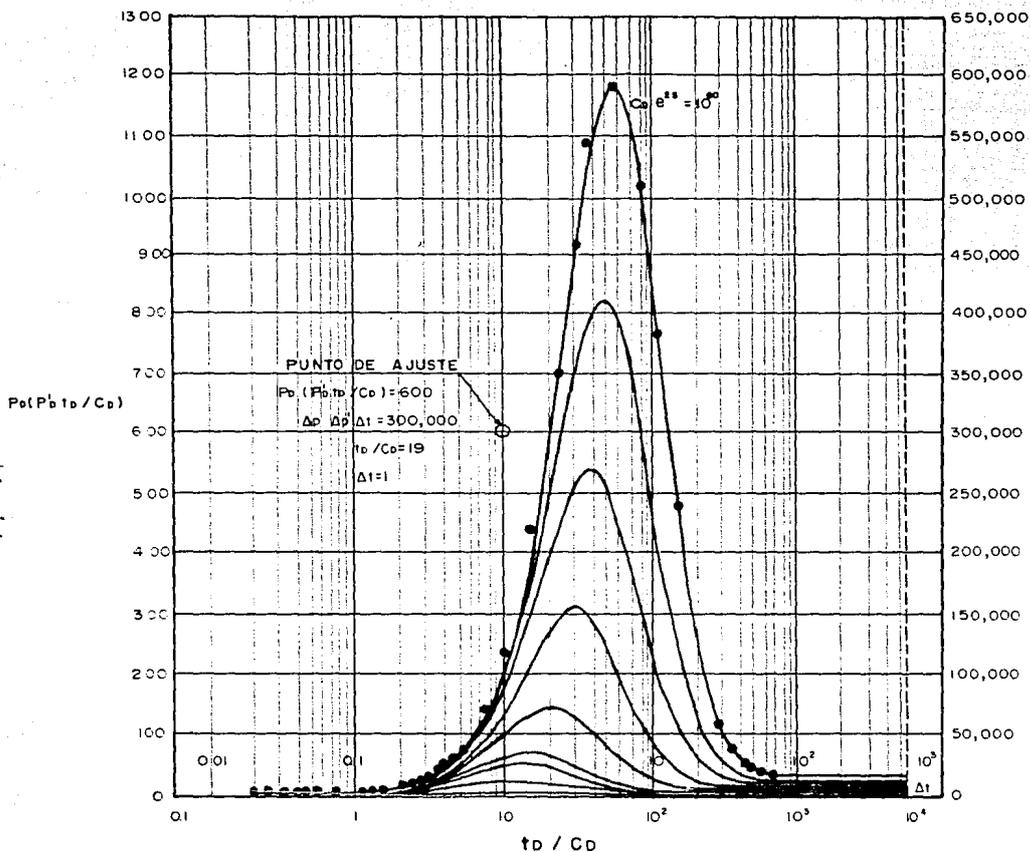


FIG. 4.5. - AJUSTE CON LAS CURVAS "MICALC" SEMILOGARITMICAS (MODELO DEL PRODUCTO) PARA EL SISTEMA ALTAMENTE DAÑADO DEL EJEMPLO 4.1.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

t (hrs)	Δp (psi)	$\Delta p - \Delta p'_{t+1}$	$\Delta p \Delta p'_{t+1}$	$\frac{\Delta p - \Delta p'_{t+1}}{m/2.303}$
0.004	7.065	6.538	0.287	2.029
0.005	7.157	6.532	0.398	2.027
0.009	7.578	6.671	0.960	2.071
0.015	8.232	6.831	2.399	2.120
0.019	8.578	6.945	3.361	2.156
0.022	8.874	7.056	4.280	2.190
0.026	9.203	7.186	5.412	2.230
0.031	9.567	7.352	6.749	2.282
0.039	10.107	7.600	8.946	2.359
0.052	10.868	8.063	12.196	2.503
0.057	11.205	8.245	13.668	2.559
0.093	12.678	9.270	20.986	2.877
0.140	14.116	10.474	27.968	3.251
0.187	15.197	11.413	32.834	3.542
0.280	16.744	12.911	39.189	4.007
0.332	17.411	13.385	41.669	4.149
0.395	18.073	14.250	44.167	4.417
0.557	19.382	15.609	48.528	4.838
0.663	20.027	16.305	50.273	5.054
0.884	21.083	17.448	52.937	5.408
1.401	22.734	19.185	57.543	5.947
1.979	23.543	20.125	58.181	6.238
2.962	25.331	21.912	64.315	6.792
3.952	26.307	22.908	67.256	7.101
5.267	27.281	23.930	69.570	7.417
7.440	28.247	24.977	71.047	7.742
7.842	30.361	27.097	77.817	8.399
18.680	31.869	28.605	82.739	8.866
26.399	32.626	29.362	85.210	9.088
29.620	33.004	29.740	86.444	9.218
39.503	33.948	30.684	89.525	9.511
52.674	34.892	31.628	92.606	9.803

Con los valores calculados de $(\Delta p - \Delta p'_{t+1})$ y $\Delta p \Delta p'_{t+1}$ se construyeron las curvas de datos y se ajustaron a las curvas MICALE, modelo de diferencias y modelo del producto,

como se ilustra en las figuras 4.6 y 4.7, respectivamente. Se observa que en ambos casos los datos de presión se ajustan a la curva tipo de $C_{De}^2 = 3$, correspondiente a un pozo de un yacimiento estimulado. A través de los datos del punto de ajuste elegido en cada caso se pueden realizar los siguientes cálculos:

a) Con el modelo de diferencias:

$$p_D - p'_D(t_D/C_D) + 1 = 1.5$$

$$\Delta p - \Delta p' t + 1 = 10$$

$$t_D/C_D = 260$$

$$t = 10$$

$$kh = 141.2(4500)(1.2)(0.5) \left[\frac{1.5}{10} \right]$$

$$kh = 59092.20 \text{ mD-pie}$$

$$k = 809.48 \text{ mD}$$

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{260(3)}{0.0002637(809.48)(10)} \right] \frac{1}{(0.03)(0.5)(15 \times 10^{-2})(0.290^2)}$$

$$s = -4.79$$

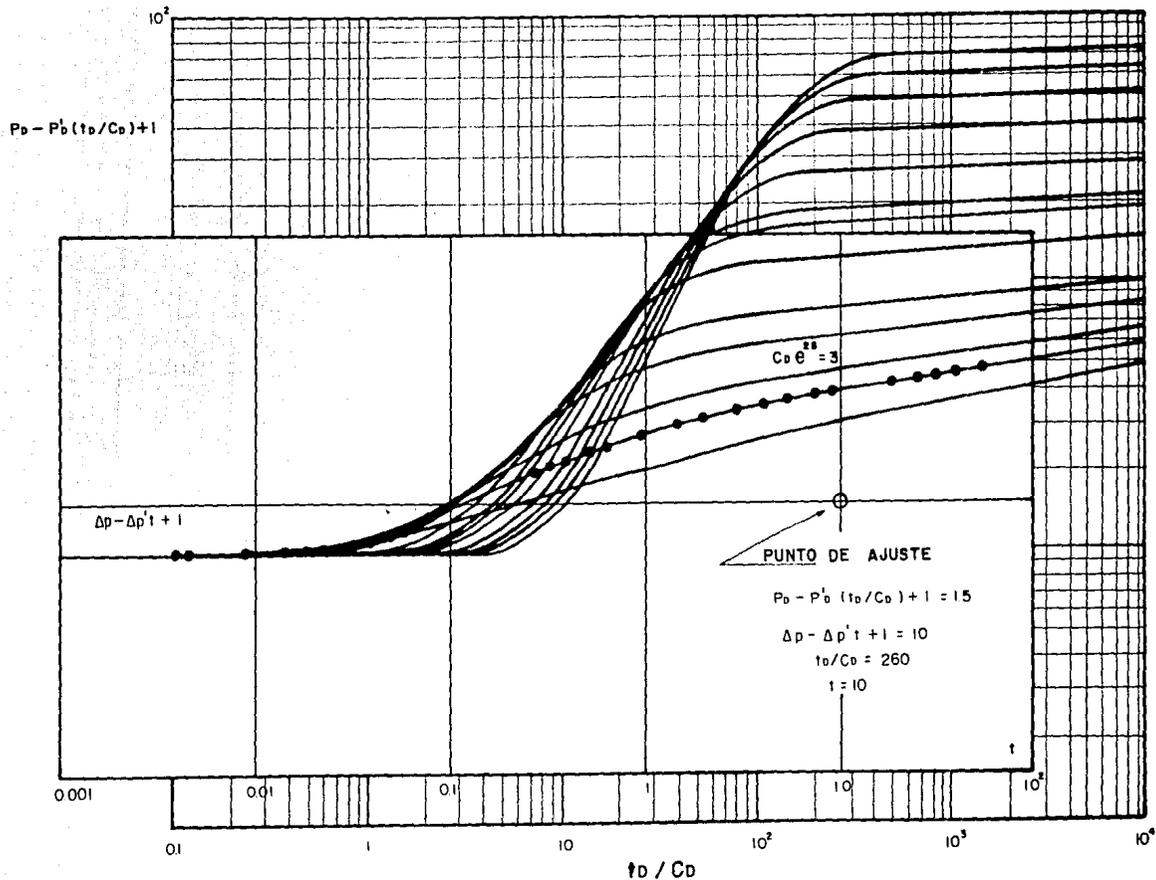


FIG. 4.6.- AJUSTE CON LAS CURVAS TIPO "MICAL" (MODELO DE DIFERENCIAS)
 PARA EL SISTEMA ESTIMULADO DEL EJEMPLO 4.2.

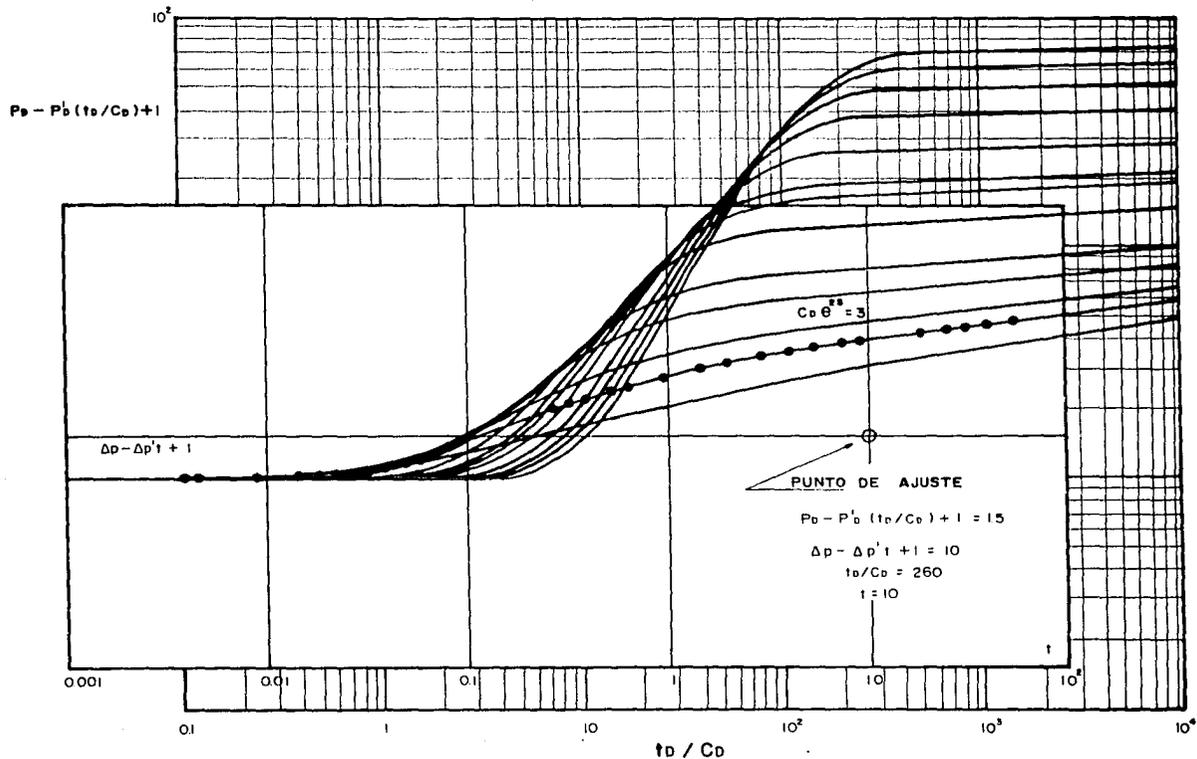


FIG. 4.6.- AJUSTE CON LAS CURVAS TIPO "MICALE" (MODELO DE DIFERENCIAS) PARA EL SISTEMA ESTIMULADO DEL EJEMPLO 4.2.

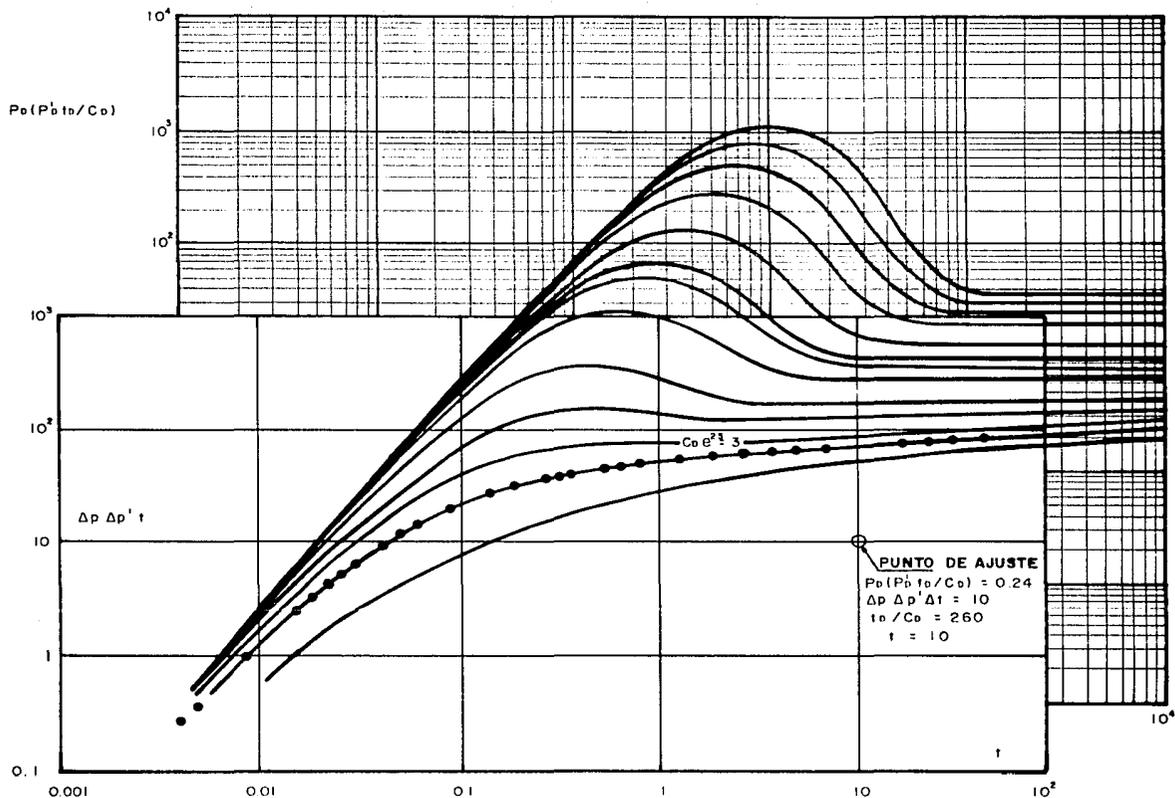


FIG. 4.7.- AJUSTE CON LAS CURVAS TIPO "MICALE" (MODELO DEL PRODUCTO), PARA EL SISTEMA ESTIMULADO DEL EJEMPLO 4.2.

b) Del modelo del producto:

$$p_D(p'_{D} t_D / C_D) = 0.24$$

$$\Delta p \Delta p' t = 10$$

$$t_D / C_D = 260$$

$$t = 10$$

$$kh = [141.2(4500)(1.2)(0.5)] \left[\frac{0.24}{10} \right]^{1/2}$$

$$kh = 59061.01 \text{ mD-pie}$$

$$k = 809.06 \text{ mD}$$

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{260 (3)}{0.0002637 (809.06) (17)} \right] \frac{1}{(0.03)(0.5)(15 \times 10^{-2})(0.290^2)}$$

$$s = - 4.79$$

Los valores de permeabilidad y daño resultaron iguales para los dos ajustes realizados con las curvas tipo MICALE. De esta manera se confirma una vez más la utilidad de estas curvas tipo para el análisis de pruebas de presión en pozos.

Para realizar la verificación de este análisis se construyó la gráfica semilogarítmica de Δp contra t , tal como se muestra en la figura 4.8. Aquí, la línea recta trazada a través del periodo de flujo radial transitorio, tiene una pendiente $m = 7.43$ psi/ciclo y la $\Delta p_{1HR} = 15.52$ psi, obteniéndose una permeabilidad $k = 809.13$ mD y un factor de daño $s = -4.96$. Nuevamente se obtienen los mismos resultados que con el ajuste con las curvas tipo MICALE.

Utilizando la pendiente de la línea recta de la gráfica semilogarítmica, se pueden normalizar los términos de diferencia : $2.303(\Delta p - \Delta p' t + 1)/m$, como se presenta en la última columna de datos. La gráfica de estos datos normalizados contra el $\log(t)$ a la misma escala de la curva tipo MICALE semilogarítmica (figura 3.7) y haciendo el ajuste de estas curvas se confirma una vez más el ajuste con la curva de $C_{pe}^2 = 3$ y los valores de la permeabilidad de la formación y el factor de daño, figura 4.9. De esta manera se logra la caracterización del sistema pozo-yacimiento con un alto nivel de confianza.

4.3. POZO JUJO 36-A

El pozo 36-A situado en el Campo Jujo, en el

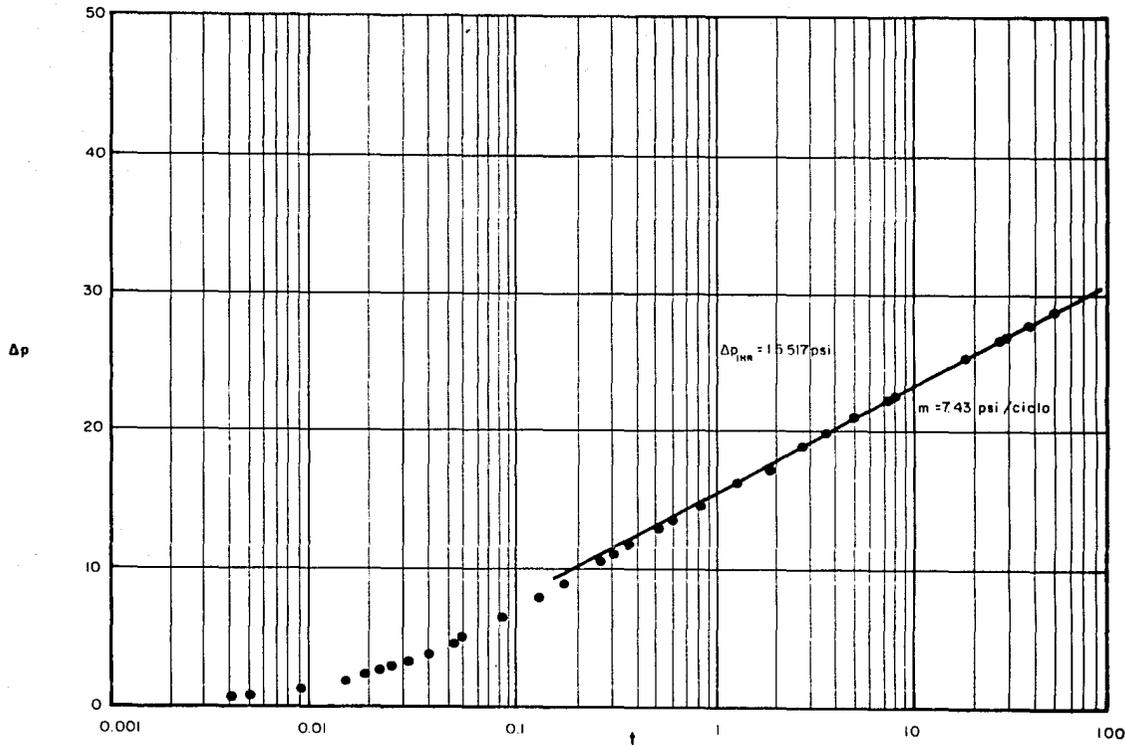


FIG. 4.8.- GRAFICA SEMILOGARITMICA DE Δp CONTRA t .

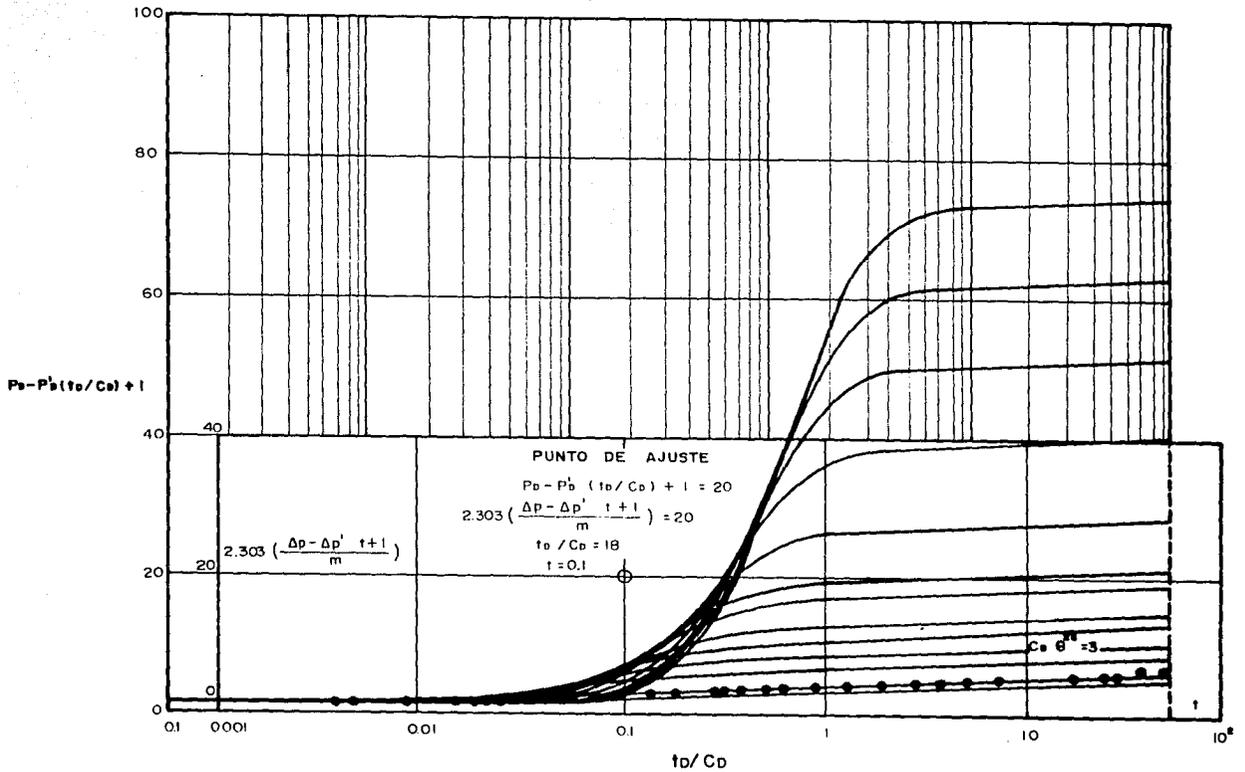


FIG. 4.9.- AJUSTE CON LAS CURVAS "MICALE" SEMILOGARITMICAS (MODELO DE -
 DIFERENCIAS) PARA EL SISTEMA ESTIMULADO DEL EJEMPLO 4.2.

Δt (hrs)	Δp (psi)	$\Delta p - \Delta p' \Delta t + 1$	$\Delta p \Delta p' \Delta t$
0.032	281.95	131.62	44077.25
0.038	306.54	160.17	46707.50
0.041	317.20	174.15	47278.66
0.046	335.82	201.56	47102.11
0.049	343.84	214.22	46631.58
0.060	369.66	258.02	43486.80
0.068	383.73	287.80	39113.60
0.077	394.52	312.61	34682.25
0.085	402.84	332.81	30627.92
0.102	414.28	363.89	23361.25
0.118	421.33	386.75	17097.57
0.135	425.71	402.11	12601.02
0.160	429.56	416.83	8045.66
0.177	431.10	423.48	5871.58
0.193	432.13	427.71	4502.79
0.227	433.40	427.89	2821.43
0.243	433.80	429.52	2290.46
0.277	434.37	431.36	1741.82
0.293	434.59	431.98	1568.87
0.327	434.94	432.80	1365.71
0.360	435.23	433.21	1314.39
0.393	435.50	433.47	1319.56
0.477	436.06	434.03	1321.26
0.643	437.00	434.78	1407.14
0.727	437.39	435.16	1412.77
0.810	437.74	435.48	1427.03
0.893	438.06	435.79	1432.45
0.977	438.35	436.09	1429.02
1.143	438.86	436.60	1395.57
1.227	439.08	436.92	1387.49
1.393	439.49	437.27	1415.16
1.560	439.85	437.67	1398.72
1.893	440.45	438.30	1387.42
2.143	440.84	438.71	1379.83
2.393	441.18	439.07	1372.07
2.643	441.49	439.42	1355.37
2.893	441.76	444.69	1356.20
3.143	442.02	444.94	1361.42
3.393	442.25	440.20	1348.86
3.643	442.47	440.41	1353.96
3.893	442.67	440.56	1376.70
4.393	443.07	440.56	1555.18
4.643	443.27	440.56	1644.53
4.893	443.47	440.59	1720.66
5.393	443.86	440.38	1988.49

Haciendo el ajuste con ambos modelos se tiene:

a) Del ajuste del modelo de diferencias, figura 4.10:

$$p_D - p'_D (t_D / C_D) + 1 = 1.7$$

$$\Delta p - \Delta p' \Delta t + 1 = 10$$

$$t_D / C_D = 260$$

$$\Delta t = 0.1$$

$$kh = 141.2(2230)(1.6)(0.248) \left[\frac{1.7}{10} \right]$$

$$kh = 21,240.3 \text{ mD-pie}$$

$$k = 16.39 \text{ mD}$$

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{260(10^{20})}{0.0002637(16.39)(0.1)} \right] \\ \left[\frac{1}{(0.02)(0.248)(0.405 \times 10^{-4})(0.21^2)} \right]$$

$$s = 67.71$$

b) Del ajuste con el modelo del producto, figura 4.11:

$$p_D p'_D (t_D / C_D) = 29$$

$$\Delta p \Delta p' \Delta t = 1000$$

$$t_D / C_D = 270$$

$$\Delta t = 0.1$$

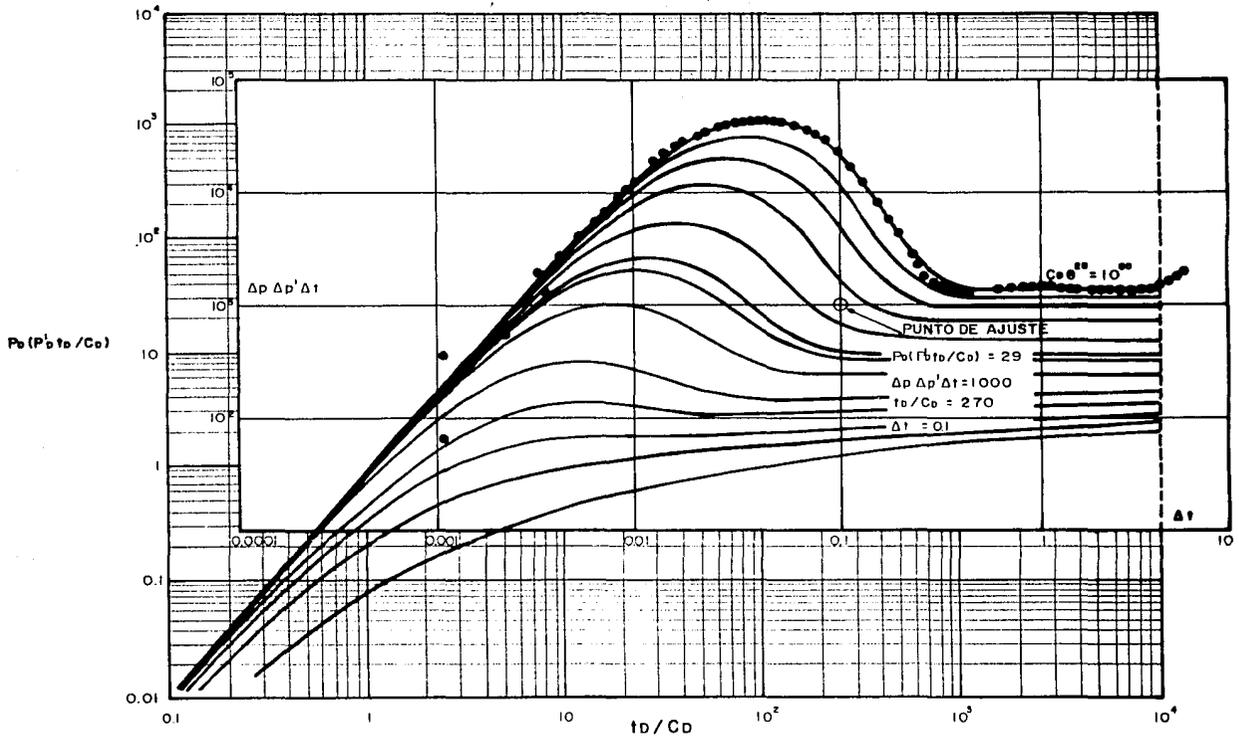


FIG 4. II.- AJUSTE CON LAS CURVAS TIPO "MICALE" (MODELO DEL PRODUCTO), PARA EL POZO JUJ 36-A, EJEMPLO 4.3.

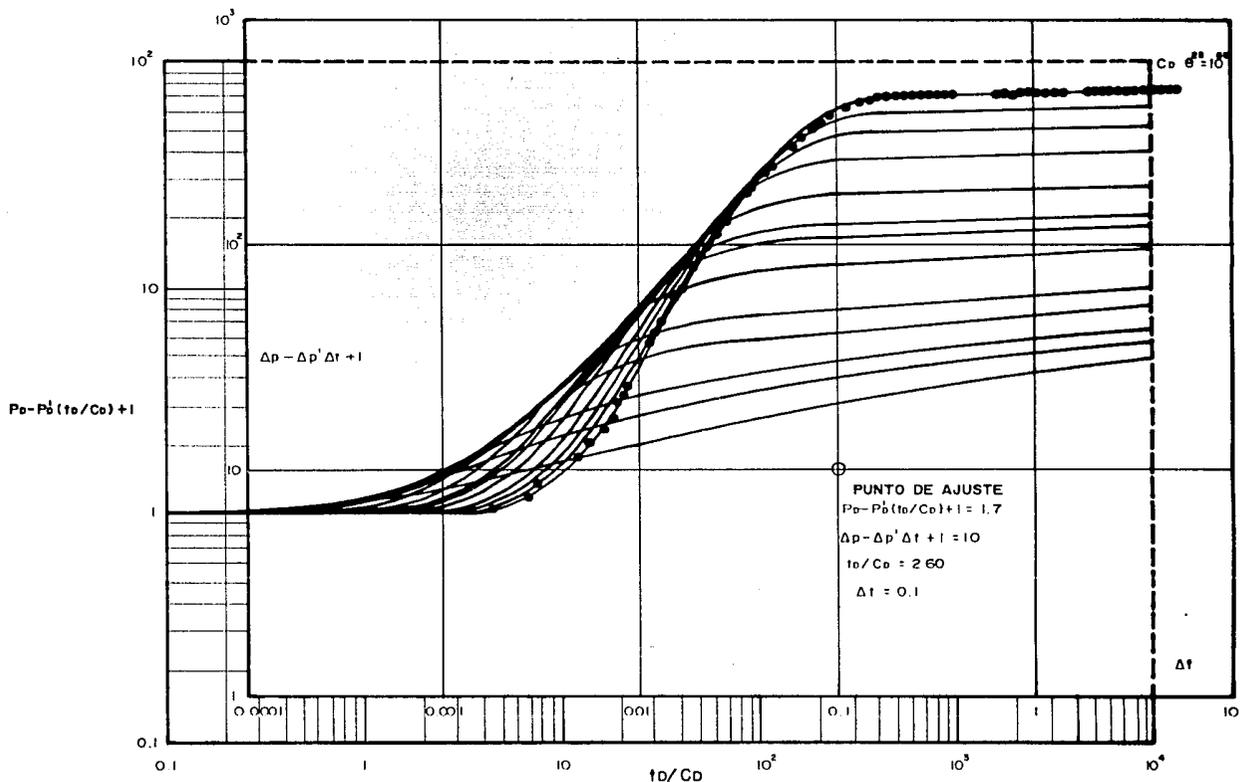


FIG. 4.10.- AJUSTE CON LAS CURVAS "MICALE" (MODELO DE DIFERENCIAS) PARA EL POZO JUJO 36-A, EJEMPLO 4.3.

$$kh = 141.2(2230)(1.6)(0.248) \left[\frac{29}{1000} \right]^{\frac{1}{2}}$$

$$kh = 21,276.9 \text{ mD-pie}$$

$$k = 16.42 \text{ mD}$$

$$s = \frac{1}{2} \ln \left[\frac{270(10^{60})}{0.0002637(16.42)(0.1)} \right] / \left[(0.02)(0.248)(0.405 \times 10^{-4})(0.21^2) \right]$$

$$s = 67.63$$

De los resultados obtenidos se observa que el ajuste con la curva de $C_{be}^2 = 10^{60}$ es el más satisfactorio, por lo que este pozo está altamente dañado y requiere de un tratamiento para reducirlo. Estos valores fueron confirmados con los encontrados a través del análisis de estos datos mediante otras técnicas¹⁰.

C A P I T U L O 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Es posible realizar satisfactoriamente una buena caracterización de yacimientos mediante el análisis de pruebas de variación de presión, las cuales constituyen una valiosa fuente de información que representa las condiciones de flujo del pozo y la respuesta de presión del yacimiento.

La técnica de ajuste con curvas tipo se ha usado ampliamente para analizar datos de pruebas de presión, y es de gran importancia ya que permite determinar todos los parámetros característicos, definir los distintos periodos de flujo desarrollados durante la prueba y conocer el modelo representativo del yacimiento en estudio.

Las curvas tipo MICALE, modelo de diferencias y modelo del producto, constituyen combinaciones de la respuesta de presión y la derivada de presión, y ofrecen una posibilidad adicional para el análisis de datos de presión con curvas tipo. En ambas curvas se definen con precisión los periodos de flujo de almacenamiento, transición y radial infinito.

En el modelo de diferencias todas las curvas convergen al valor de la unidad para tiempos cortos (periodo de almacenamiento) y para tiempos largos, el flujo radial transitorio se define para diferentes valores de $C_D e^{2u}$. Al ajustar los datos de presión habrá un sólo ajuste, ya que estos únicamente alcanzarán la tendencia de una sola curva $C_D e^{2u}$.

El modelo del producto define el periodo de almacenamiento por medio de una línea recta con pendiente igual a 2 y a tiempos largos se tienen diferentes curvas de $C_D e^{2u}$, correspondientes a valores de $\frac{1}{2}p_D$. En este caso, también es posible lograr un solo ajuste ya que las curvas magnifican la zona de transición y permiten ajustar con suficiente claridad la tendencia de los datos de presión para un determinado valor de $C_D e^{2u}$.

Las curvas MICALE facilitan el análisis de los datos de presión, porque solamente se necesita graficar una curva de datos y los ajustes se reducen sobre un eje, horizontal o vertical, para los modelos de la diferencia y del producto, respectivamente.

Si las pruebas de presión desarrollan todos los periodos de flujo, las curvas tipo MICALE permiten determinar todos los parámetros del sistema para pozos dañados y estimulados, y definen también el inicio aproximado de la línea recta semilogarítmica.

Las curvas MICALE en coordenadas semilogarítmicas son útiles para realizar la verificación o un refinamiento del análisis de los datos de presión. Por tanto, es posible determinar las características del sistema pozo-yacimiento con un alto nivel de confianza.

La aplicación de las curvas tipo MICALE ha sido suficientemente ilustrada mediante diferentes casos teóricos y de campo, justificándose su uso como una alternativa en la interpretación de pruebas de presión en pozos de yacimientos homogéneos con efectos de daño y almacenamiento.

NOMENCLATURA

B_o	Factor de volumen,	bbl_{sc}/bbl_{sc}
C	Coeficiente de almacenamiento,	bbl/psi .
C_D	Coeficiente de almacenamiento adimensional.	
C_t	Compresibilidad total de la formación,	pg^2/lb .
h	Espesor de la formación,	pie.
J_n	Función Bessel de primera clase y orden enésimo.	
k	Permeabilidad de la formación,	mD.
m	Pendiente de la línea recta semilogarítmica,	$psi/ciclo$.
p_D	Presión adimensional.	
PDR	Relación presión/derivada de presión.	
p'_D	Derivada de presión adimensional.	
p_{DB}	Presión adimensional de incremento.	
p_i	Presión inicial,	lb/pg^2 .
p_{wf}	Presión de fondo fluyendo,	lb/pg^2 .

p_{we}	Presión estática,	lb/pg ² .
q	Gasto de producción,	bbl/día.
r_D	Radio de drene adimensional.	
r_w	Radio del pozo,	pie.
r_{we}	Radio efectivo del pozo,	pie.
s	Factor de daño.	adim.
t	Tiempo,	hrs.
t_D	Tiempo adimensional.	
t_p	Tiempo de producción,	hrs.
t_{pD}	Tiempo de producción adimensional.	
Y_n	Función Bessel de segunda clase y enésimo orden.	
α	Parámetro de correlación.	
ΔP	Cambio de presión,	lb/pg ² .
ΔP_D	Cambio de presión adimensional.	
Δp_{wf}	Cambio de presión de fondo fluyendo,	lb/pg ² .
$\Delta p'_{wf}$	Cambio de presión de fondo fluyendo adimensional.	
Δt	Tiempo de cierre del pozo,	hrs.
Δt_D	Tiempo adimensional	
μ	Viscosidad del fluido,	cp

REFERENCIAS

1. Horner, D. R.: "Pressure Build-up in Wells". Memorias del Tercer Congreso Mundial del Petróleo, (1951).
2. Miller, C.C., Dyes, A.B. and Hutchinson, C. A.Jr: "The Estimation of Permeability and Pressure from Bottom-Hole Pressure Build-up Characteristics". Trans. AIME, (1950).
3. Agarwal, R., Al-Hussayni, R. and Ramey, H. J.Jr.: "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow. I: Analytical Treatment". Soc. Pet. Eng. J., (Sept. 1970).
4. Gringarten, A. C., Bourdet, D. P., et. al.: "A Comparison Between Different Skin and Wellbore Storage Type-Curves for Early-Time Transient Analysis". Society of Petroleum Engineers (Sept. 1979).
5. Ramey, H. J. Jr. : "Short-time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage". J. Pet. Tech., (Jan 1970).

6. Raghavan, R. : "The Effect of Producing Time on Type-Curve Analysis". Submitted for publication to the Society of Petroleum Engineers.
7. Bourdet, D. P., Whittle, T. M., et. al. : "A New Set of Type Curves Simplifies Well Test Analysis". World Oil, (May 1983).
8. Duong, A. N. : "A New Set of Type Curves for Well Test Interpretation Using the Pressure-Derivate Ratio". SPE 16812, presented at the 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE of AIME, Dallas, Tx (Sept. 27-30, 1987).
9. Earlougher R.C.: "Advances in Well Test Analysis". Monograph Volume 5, SPE of AIME (1977).
10. Nieves G. R. y León Ventura R.: "Proyecto D-5083. Servicio de Análisis e Interpretación de Pruebas de Presión en Pozos. Pozo Jujo 36-A". División de Evaluación de Formaciones, IMP (1989).