

17  
27



# Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

## ANALISIS CON CURVAS TIPO DE PRUEBAS DE PRESION EN YACIMIENTOS HOMOGENEOS

### TESIS PROFESIONAL

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A

TERESITA HAR-ANIT HERNANDEZ MERCADO

DIRECTOR DE TESIS  
M.I. Raul Leon Ventura

MEXICO, D. F.

1985



## **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

	PAG
I INTRODUCCION	1
II EFECTOS DE DAÑO Y ALMACENAMIENTO	3
II.1 EFECTO DE DAÑO	3
II.2 EFECTO DE ALMACENAMIENTO	12
III EL USO DE CURVAS TIPO PARA YACIMIENTOS HOMOGENEOS	28
III.1 PLANTEAMIENTO TEORICO	28
III.2 REPRESENTACION GRAFICA	35
III.3 JUSTIFICACION AL USO DE CURVAS TIPO	43
IV PROCEDIMIENTO DE ANALISIS CON LA TECNICA DE AJUSTE CON CURVAS TIPO	47
V EJEMPLOS DE APLICACION	57
V.1 EJEMPLO 1	57
V.2 EJEMPLO 2	62
VI CONCLUSIONES	67
NOMENCLATURA	69
REFERENCIAS	73

# CAPITULO I

## INTRODUCCION

En años recientes se ha desarrollado un método de análisis - de pruebas de pozos utilizando los datos de tiempos cortos <sup>(1-5)</sup>. Datos de "tiempos cortos" pueden ser definidos como información de presión obtenidos antes de la porción usual de línea recta en pruebas de pozos. Por algún tiempo hubo una creencia general, que los factores que afectan a los datos de tiempos cortos eran demasiado complejos para interpretaciones comprensibles, Entre estos factores están el coeficiente de almacenamiento, varios efectos de daño, tales como perforaciones, fracturas de varios tipos, etc.

Durante el inicio de la prueba, las presiones en el pozo -- están dominadas totalmente por el efecto de almacenamiento y los datos no pueden ser interpretados para obtener la capacidad de -- flujo de la formación o el efecto de daño. Los datos pueden ser interpretados para obtener la constante del coeficiente de almacenamiento. Después del periodo inicial una transición toma lugar-- hasta antes de alcanzar la línea recta semilogarítmica correspondiente al periodo de flujo radial transitorio del yacimiento. Los datos obtenidos durante este último periodo de flujo pueden ser - interpretados para obtener la capacidad de flujo de la formación- y el efecto de daño en algunos casos.

Con el auxilio de la técnica de ajuste con Curvas Tipo se ha podido obtener más información sobre datos de tiempos cortos.

Con esta técnica se ha podido obtener información de las propiedades del yacimiento cuando las pruebas en los pozos no han durado suficiente tiempo para alcanzar la línea real semilogarítmica y utilizar los métodos convencionales de análisis de datos de presión.

El propósito fundamental de este trabajo consiste en describir detalladamente la técnica de ajuste con Curvas Tipo para analizar datos de presión a tiempos cortos y tratar de presentar las características importantes del método para lograr el uso óptimo de estas Curvas Tipo para realizar la caracterización de los yacimientos de una manera más confiable.

# CAPITULO II

## EFFECTOS DE DAÑO Y ALMACENAMIENTO

### II.1 EFECTO DE DAÑO

En muchos casos se ha encontrado que la permeabilidad de la formación alrededor del pozo se ha reducido como resultado de las operaciones de perforación y terminación. Invasión de fluidos de perforación, dispersión de arcillas, presencia de enjarre de lodo y de cemento, presencia de una alta saturación de gas alrededor del pozo, penetración parcial del pozo, diseño de disparos, etc., son algunos factores que ocasiona la reducción de la permeabilidad. El efecto de la reducción en la permeabilidad cerca del pozo puede ser considerada, como una caída de presión adicional,  $\Delta p_s$ , proporcional al gasto de producción  $q$ . En la figura (1) se observa que la caída de presión adicional se debe a que el fluido tiene que atravesar una zona alrededor del pozo que está dañada.

Si se tiene un gasto adimensional unitario ( $\frac{q\mu}{2\pi kh} = 1$ ) da una caída de presión de tal manera que el gasto  $(1 - e^{-\beta t_D})$  durante el decremento de presión dará una caída de presión la cual es dada por la relación:

$$\Delta p_D = \int_0^{t_D} (1 - e^{-\beta t_D}) p'_D (t_D - t'_D) dt'_D \dots (1)$$

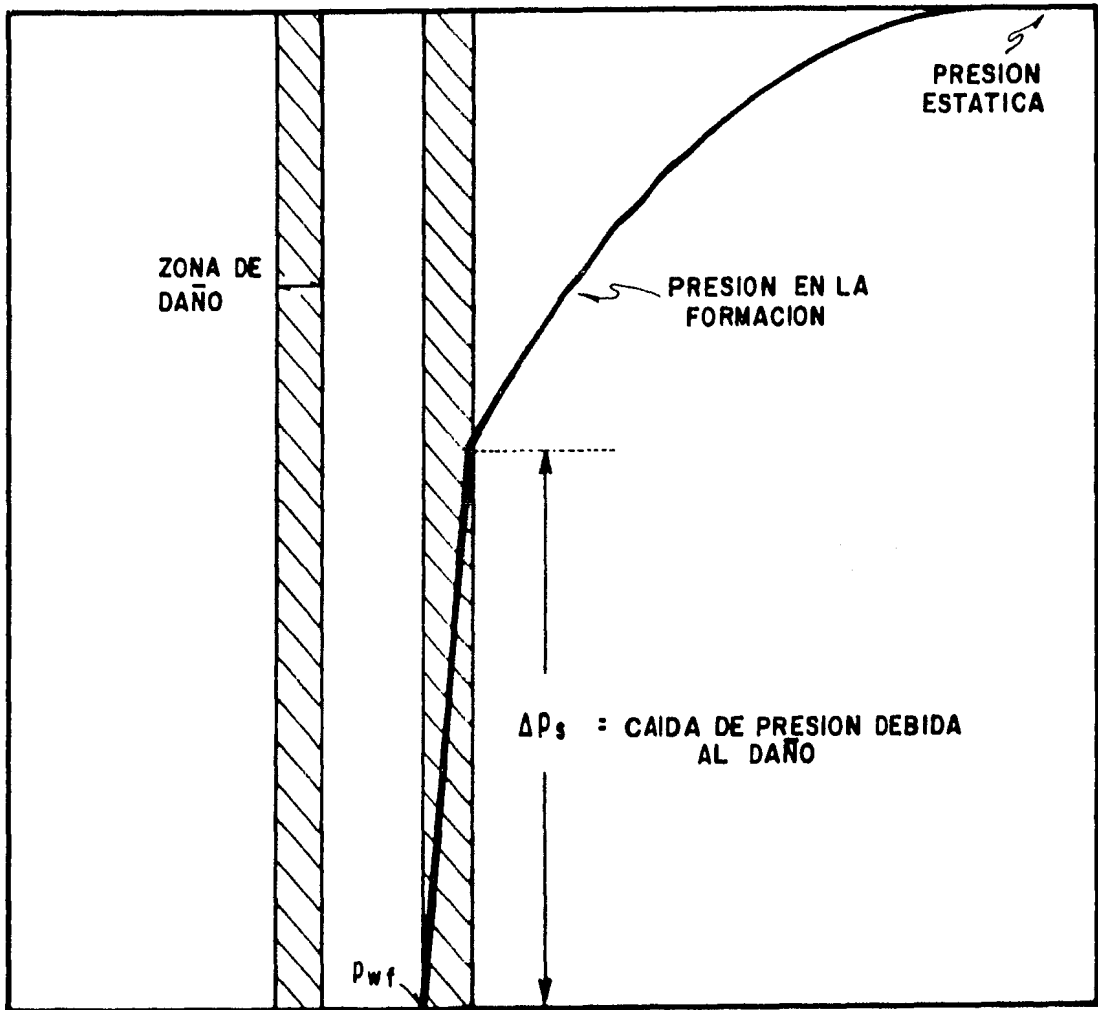


FIGURA (1) - DISTRIBUCION DE PRESION EN UN YACIMIENTO CON DAÑO<sup>(8)</sup>

donde  $p'(t_D)$  es la diferencia de la función unitaria  $p_D(t_D)$  con respecto al tiempo; y  $\beta = \frac{\alpha \phi \mu c_t r_w^2}{k}$  donde  $\alpha$  es una constante valuada de las observaciones de producción y  $t_D = \frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2}$

Utilizando  $\frac{1}{2}(-Ei(-\frac{t_D}{4}))$  para la caída de presión causada por un gasto unitario de producción se encuentra la solución de la ecuación (1):

$$\Delta p_D = p_D(t_D) - \frac{1}{2} e^{-\beta t_D} \left[ -\ln \beta - 2\gamma + \ln 4 + Ei(\beta t_D) \right] \quad \dots (2)$$

Quando se tiene un daño en la formación se provoca una alteración de la permeabilidad en una zona de casi 20 pies alrededor del agujero. Entonces el efecto de una reducción en la permeabilidad puede ser tomada como una caída de presión adimensional, proporcional en todos los tiempos al gasto de producción. Por esta razón la caída de presión por gasto unitario, incluyendo el efecto de daño, es expresada por:

$$\Delta p_D = \int_0^{t_D} (1 - e^{-\beta t_D}) p_D'(t_D - t_D') dt_D' + (1 - e^{-\beta t_D}) s \quad \dots (3)$$

donde  $s$  es el factor de daño.

La solución de la ecuación (3) es:

$$\Delta p_D = p_D(t_D) + s - \frac{1}{2} e^{-\beta t_D} \left[ \ln \beta - 2\gamma + \ln 4 + Ei(\beta t_D) + 2s \right] \quad \dots (4)$$

donde  $\gamma = 0.57722$  es la constante de Euler; y  $Ei(\beta t_D) = \int_{-\infty}^{\beta t_D} (e^u/u) du$ .



Se observa que para tiempos largos  $e^{-\beta t_D}$  se convierte en cero, entonces la ecuación queda:

$$\Delta p_D = [p_D(t_D) + s] \dots \dots \dots (5)$$

Como  $p_D(t_D)$  es una función que representa la caída de presión causada por un gasto unitario, se tiene:

$$p_D = \frac{1}{2} \left[ \ln\left(\frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) + 0.80907 \right] \dots \dots (6)$$

Por otro lado, la caída de presión adimensional está definida por:

$$\Delta p_D = \frac{2 \pi k h}{q \mu} \Delta p \dots \dots \dots (7)$$

despejando  $\Delta p$ :

$$\Delta p = \frac{q \mu}{2 \pi k h} \Delta p_D$$

$$\Delta p = \frac{q \mu}{2 \pi k h} [p_D(t_D) + s] \dots \dots \dots (8)$$

sustituyendo (6) en (8):

$$\Delta p = \frac{q \mu}{2 \pi k h} \left[ \frac{1}{2} \left( \ln\left(\frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) + 0.80907 \right) + s \right]$$

$$\Delta p = \frac{q \mu}{4 \pi k h} \left[ \ln\left(\frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) + 0.80907 + 2s \right] \dots (9)$$

Expresando la ecuación (9) en unidades prácticas de campo -- que son: lb/pg<sup>2</sup>, B/D cp, md, pies, se convierte en:

$$\Delta p = \frac{162.2 q \mu B}{kh} \left[ \log\left(\frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87 s \right] \quad \dots (10)$$

De los métodos convencionales de análisis de datos de presión:

$$m = 162.6 \frac{q \mu B}{kh}$$

tal que:

$$\Delta p = m \left[ \log\left(\frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87 s \right]$$

Despejando para obtener s:

$$\frac{\Delta p}{m} = \log\left(\frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87 s$$

$$\frac{\Delta p}{m} - \log\left(\frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) + 3.23 = 0.87 s$$

$$s = \frac{1}{0.87} \left[ \frac{\Delta p}{m} - \log\left(\frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) + 3.23 \right]$$

$$s = 1.151 \left[ \frac{\Delta p}{m} - \log\left(\frac{kt}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) + 3.23 \right] \quad \dots (11)$$

Donde  $\Delta p = p_i - p_{1 \text{ hr}}$  para pruebas de decremento y ---  
 $\Delta p = p_{1 \text{ hr}} - p_{wf}$  para pruebas de incremento de presión.

Por otro lado, se ha considerado <sup>(1)</sup> que existe una zona dañada alrededor del pozo,  $r_s$ , con permeabilidad  $k_s$ . La caída de -

presión adicional debida al daño que causa una reducción de la permeabilidad debe ser calculada con suficiente exactitud usando la ecuación de flujo estacionario incompresible ; se ha demostrado que practicamente no hay diferencia entre los estados de flujo estacionario compresible e incompresible, en la vecindad del agujero, y que el pequeño volumen de fluido en la vecindad del agujero hace innecesario el uso de flujo no estacionario. La ecuación de flujo estacionario incompresible es:

$$p(r) = p_{wf} + \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r}{r_w} \dots \dots \dots (12)$$

Donde  $p_{wf}$  es la presión de fondo fluyendo en un pozo con radio  $r_w$ , y  $p(r)$  es la presión a la distancia  $r$  del pozo.

Entonces la caída de presión debida al daño auxiliándonos con la figura (2) es:

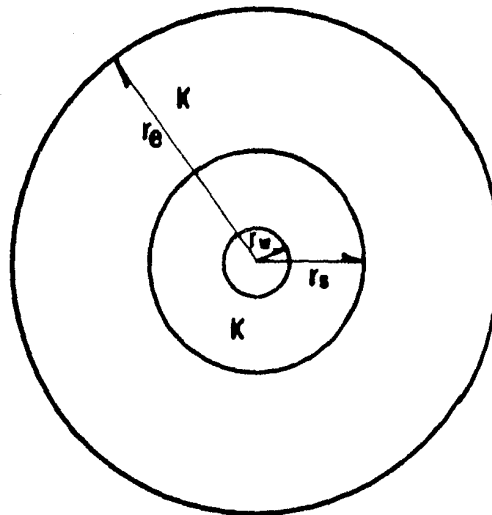
$$\Delta p_1 = p_{wf} + \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (\text{sin daño})$$

$$\Delta p_2 = p_{wf} + \frac{q\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (\text{con daño})$$

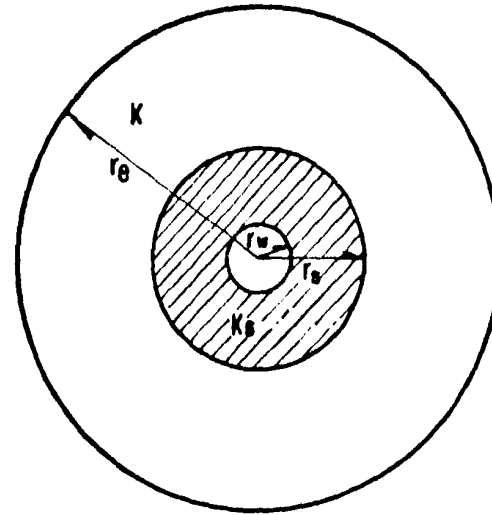
$$\Delta p_2 - \Delta p_1 = \Delta p_s = \frac{q\mu}{2\pi k_s h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{q\mu}{2\pi kh} \ln \frac{r_s}{r_w}$$

$$\Delta p_s = \frac{q\mu}{2\pi h} \left[ \frac{1}{k_s} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{1}{k} \ln \frac{r_s}{r_w} \right]$$

$$\Delta p_s = \frac{q\mu}{2\pi h} \left( \frac{k - k_s}{k_s k} \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots \dots \dots (13)$$



a) SIN DAÑO



b) CON DAÑO

FIGURA (2)- REPRESENTACION DEL DAÑO DE LA FORMACION ALREDEDOR DEL POZO<sup>(1)</sup>.

Sumando a la ecuación (13) la caída de presión debido a la formación se obtiene la caída de presión total.

$$\Delta p_T = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ \ln\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 0.80907 \right] + \frac{q\mu}{2\pi h} \left(\frac{k - k_s}{k_s k}\right) \ln \frac{r_s}{r_w}$$

$$\Delta p_T = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ \ln\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 0.80907 + 2k \left(\frac{k - k_s}{k_s k}\right) \ln \frac{r_s}{r_w} \right]$$

$$\Delta p_T = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ \ln\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 0.80907 + 2\left(\frac{k(k - k_s)}{k_s k}\right) \ln \frac{r_s}{r_w} \right]$$

$$\Delta p_T = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ \ln\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 0.80907 + 2\left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln \frac{r_s}{r_w} \right] \dots \dots \dots (14)$$

Igualando la caída de presión total definida en la ecuación (9) con la ecuación (14):

$$\frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ \ln\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 0.80907 + 2s \right] = \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[ \ln\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 0.80907 + 2\left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln \frac{r_s}{r_w} \right]$$

$$2s = 2\left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \ln \frac{r_s}{r_w}$$

$$s = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \dots \dots \dots (15)$$

Así si:

$k_s < k$ ,  $\frac{k}{k_s} > 1$  y  $s > 0$ , entonces existe daño.

$k_s = k$ ,  $s = 0$ , no existe daño.

$k_s > k$ ,  $\frac{k}{k_s} < 1$  y  $s < 0$ , hay estimulación.

Nótese que aún si tenemos  $k$ ,  $s$ , y  $r_w$  no es posible tener  $k_s$  y  $r_s$  de la ecuación (15). Para resolver esto, se define el "radio efectivo del pozo" ( $r_w'$ ), como aquel radio en el cual se calcula la caída de presión en un yacimiento ideal igual a la caída de presión en un yacimiento con daño. Así:

$$\ln \frac{r_e}{r_w'} = \ln \frac{r_e}{r_w} + s$$

~~$$\ln r_e - \ln r_w' = \ln r_e - \ln r_w + s$$~~

$$\ln r_w' = \ln r_w - s$$

$$r_w' = r_w e^{-s} \dots \dots \dots (16)$$

De manera que:

si  $s > 0$ ,  $r_w' < r_w$

El fluido debe viajar a través de una formación adicional para dar la  $\Delta p$  requerida.

si  $s = 0$ ,  $r_w' = r_w$

si  $s < 0$ ,  $r_w' > r_w$

[El fluido viaja a través de una formación -  
sin producir caída de presión.]

Esto se ilustra detalladamente en la figura (3).

## II.2 EFECTO DE ALMACENAMIENTO

Cuando un pozo se cierra en la superficie no implica que el gasto de flujo en la cara de la arena cese inmediatamente, sino que el fluido continua entrando en el agujero durante un cierto periodo de tiempo hasta que se alcance la presión de la formación. El flujo que entra al pozo en la cara de la arena después del cierre fue llamado "efecto de llenado". Este fenómeno es similar al denominado "descarga anular", para un caso donde el pozo se abre en la superficie. Cuando un pozo se abre en la superficie, inicialmente el gasto  $q$ , se debe a la descarga anular del pozo. Como esta descarga gradualmente disminuye a cero, el flujo de la formación se incrementa de cero a  $q$ . Por consiguiente un gasto constante en la superficie es la suma de dos gastos que cambian en sentidos opuestos, esto es, la descarga anular del pozo que disminuye de  $q$  a cero, mas el flujo de la formación que aumenta de cero a  $q$ . Ambos efectos de llenado y de descarga anular constituyen el almacenamiento de fluido en el agujero. Ambos fenómenos son ahora llamados efecto del almacenamiento del agujero. Por esta razón hay un atraso en el incremento para tiempos cortos co

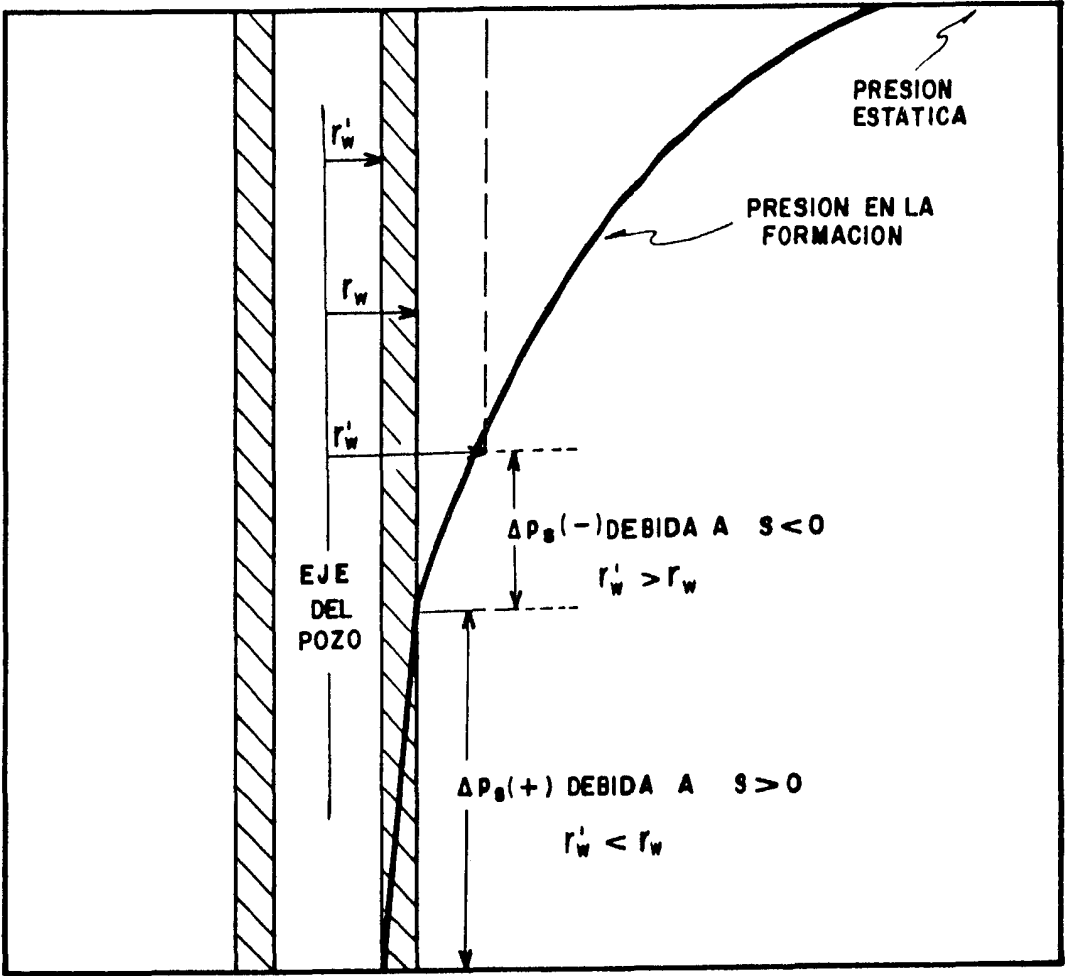


FIGURA (3).- ESQUEMA DEL PERFIL DEL RADIO EFECTIVO DEL POZO<sup>(8)</sup>.



mo se muestra en la figura (4).

El almacenamiento del pozo puede originarse de varias maneras. Los casos más comunes son la compresión del fluido y el movimiento de una interfase.

a) Caso de cambio del nivel del líquido:

Si una parte del fluido producido en la superficie se origina por la descarga del mismo pozo, el resultado de la producción puede ser una caída del nivel del líquido en el espacio anular -- entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. Esta situación ocurre cuando un pozo de bombeo mecánico sin empacadores abierto.

El balance de masa en el pozo, es mostrado en la figura (5), - donde el gasto almacenado es:

$$\frac{d}{dt} \left( \frac{24 V_w}{5.615} \right) = \frac{24 A_w}{5.615} \frac{dz}{dt} \dots \dots (17)$$

donde  $A_w$  es constante.

Del balance de masa:

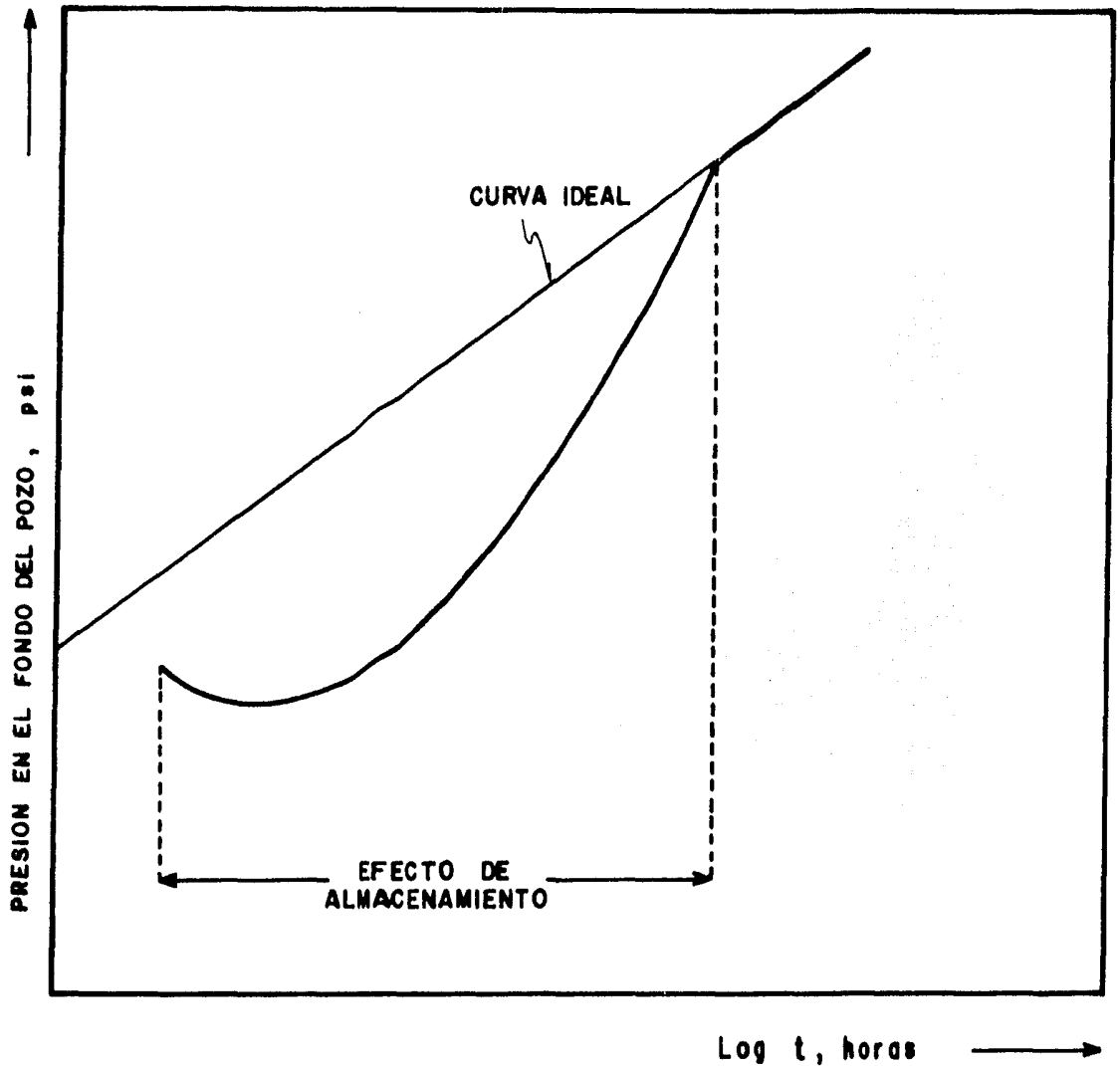
$$\left[ \text{gasto que entra } (q_{sf}) \right] - \left[ \text{gasto que sale } (q) \right] = \left[ \text{gasto adimensional en el pozo} \right]$$

$$(q_{sf} - q)B = \frac{24 A_w}{5.615} \frac{dz}{dt} \dots \dots \dots (18)$$

donde  $B$  es constante.

La presión en el fondo del pozo es:

$$p_w = p_s + \frac{\rho z}{144} \frac{g}{gc}$$



**FIGURA (4).- ILUSTRACION DEL EFECTO DE ALMACENAMIENTO EN EL COMPORTAMIENTO DE LA PRESION.<sup>(8)</sup>**

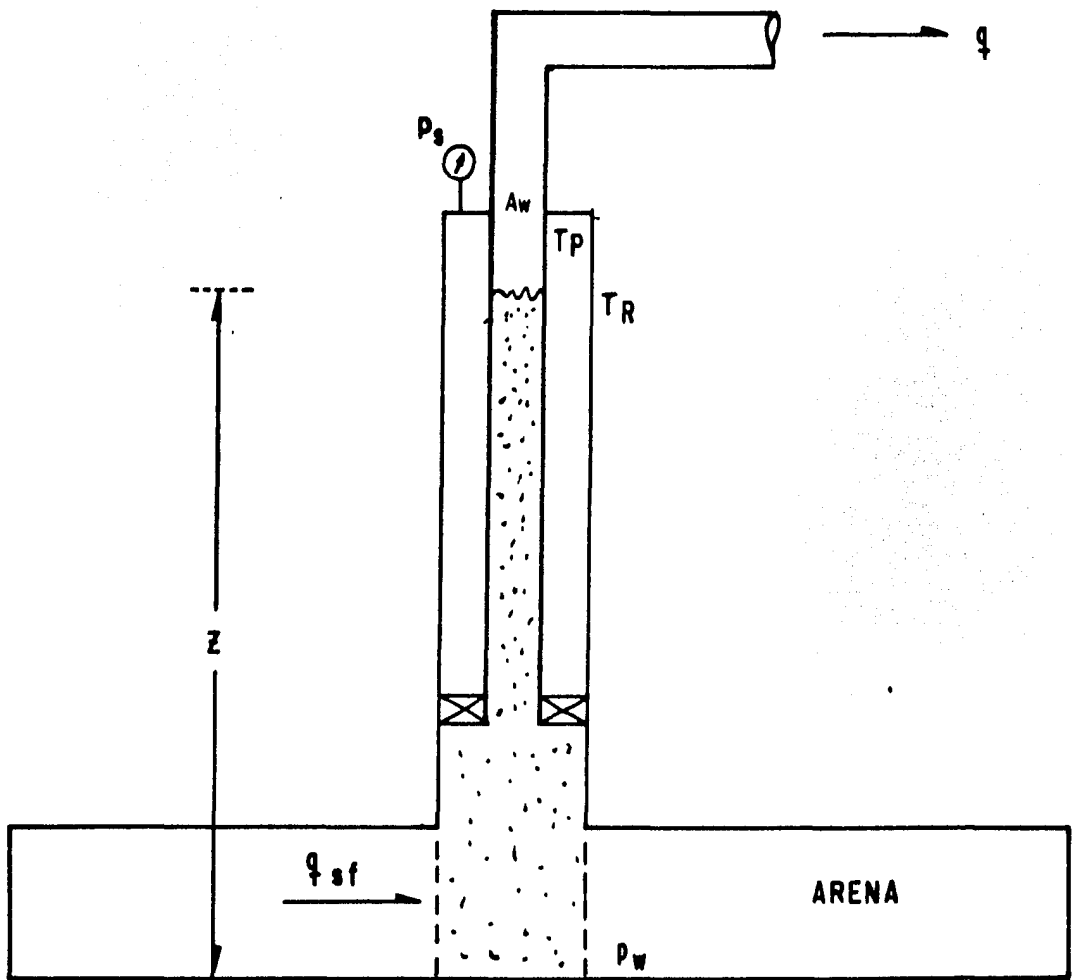


FIGURA (5)- EFECTO DE ALMACENAMIENTO DEBIDO AL CAMBIO DE NIVEL DE LIQUIDO EN EL POZO.

derivando con respecto al tiempo:

$$\frac{d(p_w - p_s)}{dt} = \frac{\rho}{144} \frac{g}{g_c} \frac{dz}{dt}$$

$$\frac{dz}{dt} = \frac{144 g_c}{\rho g} \frac{d(p_w - p_s)}{dt}$$

sustituyendo  $\frac{dz}{dt}$  en la ecuación (18):

$$(q_{sf} - q)B = \frac{24 A_w}{5.615} \frac{144 g_c}{\rho g} \frac{d(p_w - p_s)}{dt} \dots (19)$$

Por tanto se puede escribir:

$$C = \frac{V_w}{\frac{\rho g}{144 g_c}} \dots (20)$$

La ecuación (20) es válida para columnas del líquido subiendo o bajando (pozos llenándose o descargándose).

$$(q_{sf} - q)B = 24C \frac{d(p_w - p_s)}{dt}$$

$$q_{sf} = q + \frac{24C}{B} \frac{d(p_w - p_s)}{dt} \dots (21)$$

Si  $p_s$  es constante:

$$q_{sf} = q + \frac{24 C}{B} \frac{dp_w}{dt}$$

en variables adimensionales:

$$q_{sf} = q - \frac{0.894qC}{\phi c_t h r_w^2} \frac{dp_D}{dt_D}$$

donde:

$$C_D = \frac{0.894C}{\phi c_t h r_w^2} \dots \dots \dots (22)$$

$$q_{sf} = q \left( 1 - C_D \frac{dp_D}{dt_D} \right)$$

para tiempos largos:

$$\frac{q_{sf}}{q} = 1 - C_D \frac{dp_D}{dt_D} \dots \dots \dots (23)$$

y para tiempos cortos:

$$0 \approx 1 - C_D \frac{dp_D}{dt_D}$$

$$p_D = \frac{t_D}{C_D} \dots \dots \dots (24)$$

b) Caso de un sólo fluido (Compresión o Expansión).

Si el pozo está completamente lleno de un líquido bajo saturado de gas se tiene el siguiente balance de masa:

$$\left[ \begin{array}{l} \text{gasto que} \\ \text{entra } (q_{sf}) \end{array} \right] - \left[ \begin{array}{l} \text{gasto que} \\ \text{sale } (q) \end{array} \right] = \left[ \begin{array}{l} \text{gasto almacenado} \\ \text{en el pozo} \end{array} \right]$$

$$(q_{sf} - q)B = 24 V_w c_w \frac{dp_w}{dt} \dots \dots \dots (25)$$

$$q_{sf} = q + \frac{24 V_w c_w}{B} \frac{dp_w}{dt}$$

$$C = V_w c_w \dots \dots \dots (26)$$

$$q_{sf} = q + \frac{24C}{B} \frac{dp_w}{dt} \dots \dots \dots (27)$$

La ecuación (27) es exactamente igual a la ecuación (21) con la única excepción de que el coeficiente del almacenamiento está definido de diferente manera.

Escribiendo la ecuación (24) en términos logarítmicos se tiene:

$$\log p_D = \log t_D - \log C_D \dots \dots \dots (28)$$

que al graficar el  $\log p_D$  contra  $\log t_D$  se obtiene una línea recta de pendiente unitaria y la ordenada al origen es  $-\log C_D$ , como se muestra en la figura (6).

Nótese que la compresibilidad del fluido debe ser evaluada a la temperatura media del pozo y no a la temperatura de la formación. En las ecuaciones (20) y (26) se utiliza a  $C$  como una constante; realmente esto no es así, ya que la compresibilidad del fluido depende de la presión; entonces el coeficiente de almacenamiento puede variar con la presión. Tal variación solamente es importante en pozos de gas o en pozos con un nivel de líquido variable durante la prueba.

La duración de los efectos de almacenamiento son proporcionales a  $C$ .

En la figura (7) se muestra esquemáticamente la relación del gasto en la cara de la arena,  $q_{sf}$ , al gasto en la superficie,  $q$ ,

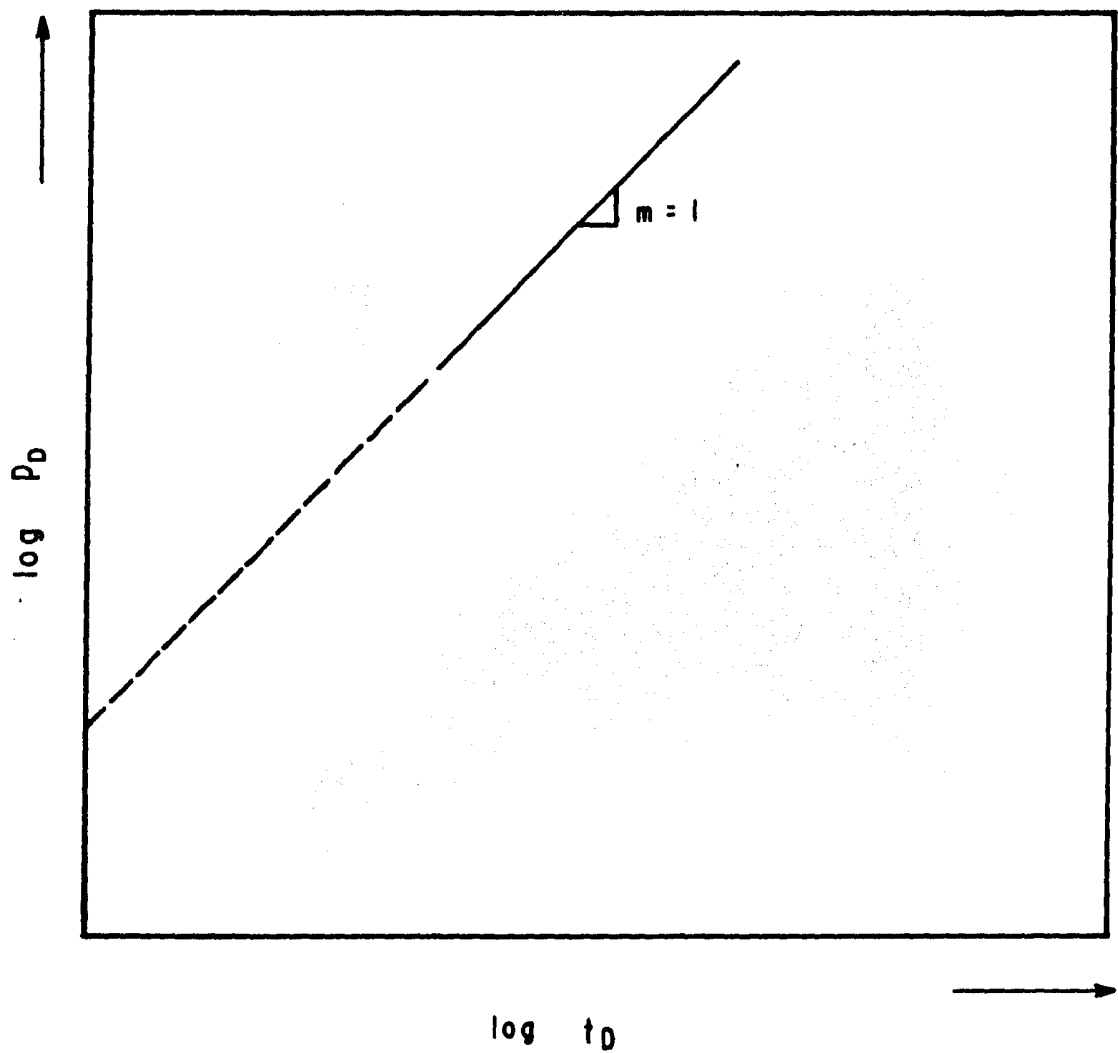
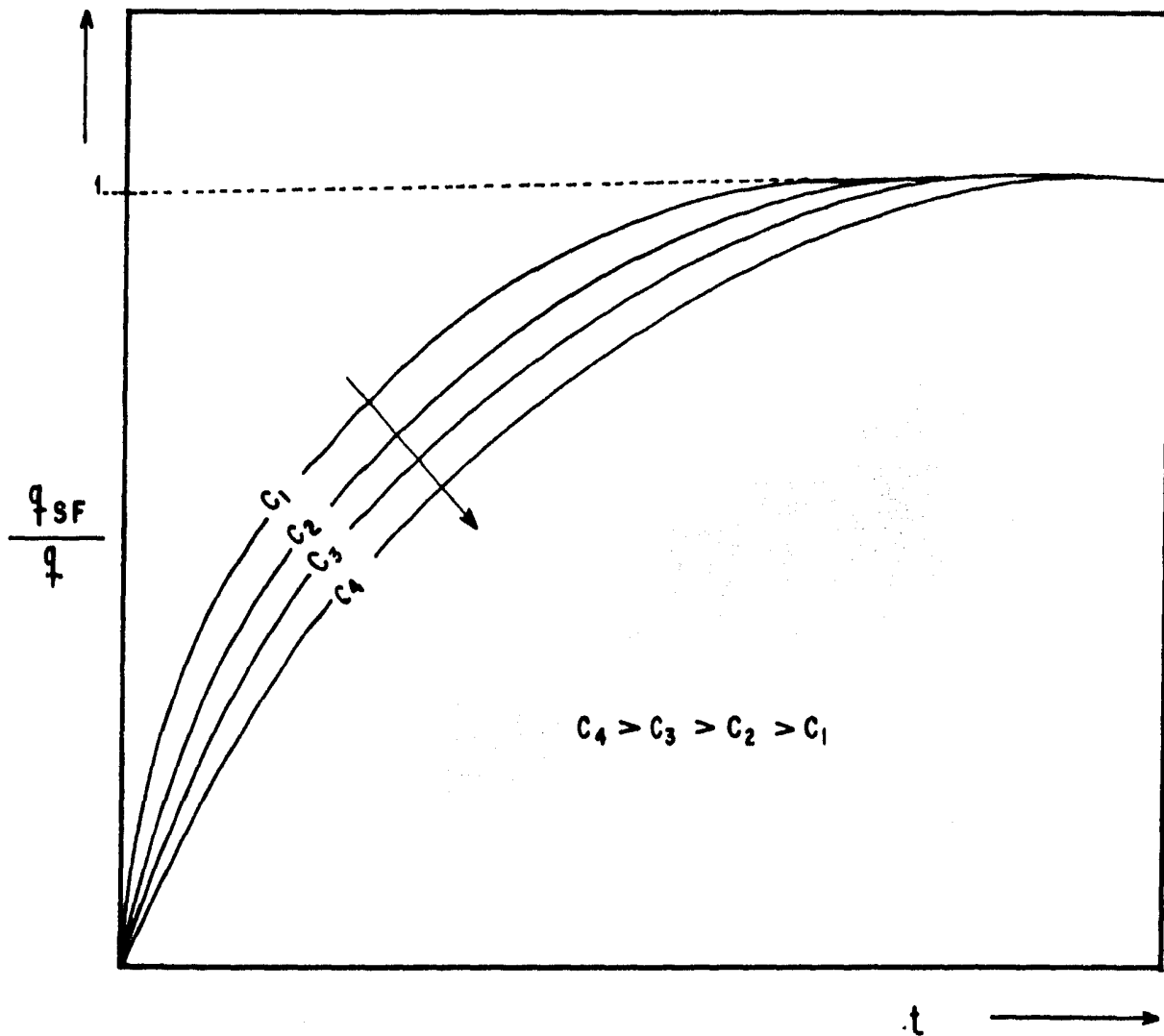


FIGURA (6).- REPRESENTACION GRAFICA DE LA ECUACION (27).



FIGURA(7).- COMPORTAMIENTO DEL COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO <sup>(9)</sup>.



cuando el gasto en la superficie cambia de cero a  $q$  en el tiempo-cero. Cuando  $C = 0$ ,  $q_{sf}/q = 1$  para todo tiempo. Para  $C > 0$ ,  $q_{sf}/q$  cambia gradualmente de cero a uno. Mientras más grande es  $C$  la región de transición es mayor.

Frecuentemente el coeficiente de almacenamiento de un pozo no es constante durante una prueba de transmisión de presión. Cambios repentinos en el coeficiente de almacenamiento son fáciles de visualizar y ocurren con relativa frecuencia. En la figura (8) se muestran las condiciones de un pozo que pueden causar un incremento en el coeficiente de almacenamiento. Cuando un pozo inyector con una alta presión en la cabeza del pozo es cerrado para una prueba "fall-off" la presión en la cabeza del pozo permanece alta inmediatamente después del cierre, sin embargo, unos minutos después la presión del pozo cae por debajo de la presión hidrostática, el nivel del líquido comienza a caer y forma un vacío; cuando esto sucede, el coeficiente de almacenamiento se incrementa de un coeficiente de compresibilidad de fluido, ecuación (26) a otro por caída de nivel del líquido, ecuación (20). En la figura (9) se muestra el comportamiento teórico de presión para un incremento del valor de  $C_D$ .

Una disminución del coeficiente de almacenamiento puede ocurrir durante una prueba de incremento de presión en un pozo productor con bombeo mecánico. En la figura (10) se muestra la terminación típica de un pozo productor que puede causar una disminución en el coeficiente de almacenamiento. Mientras el pozo está bom-

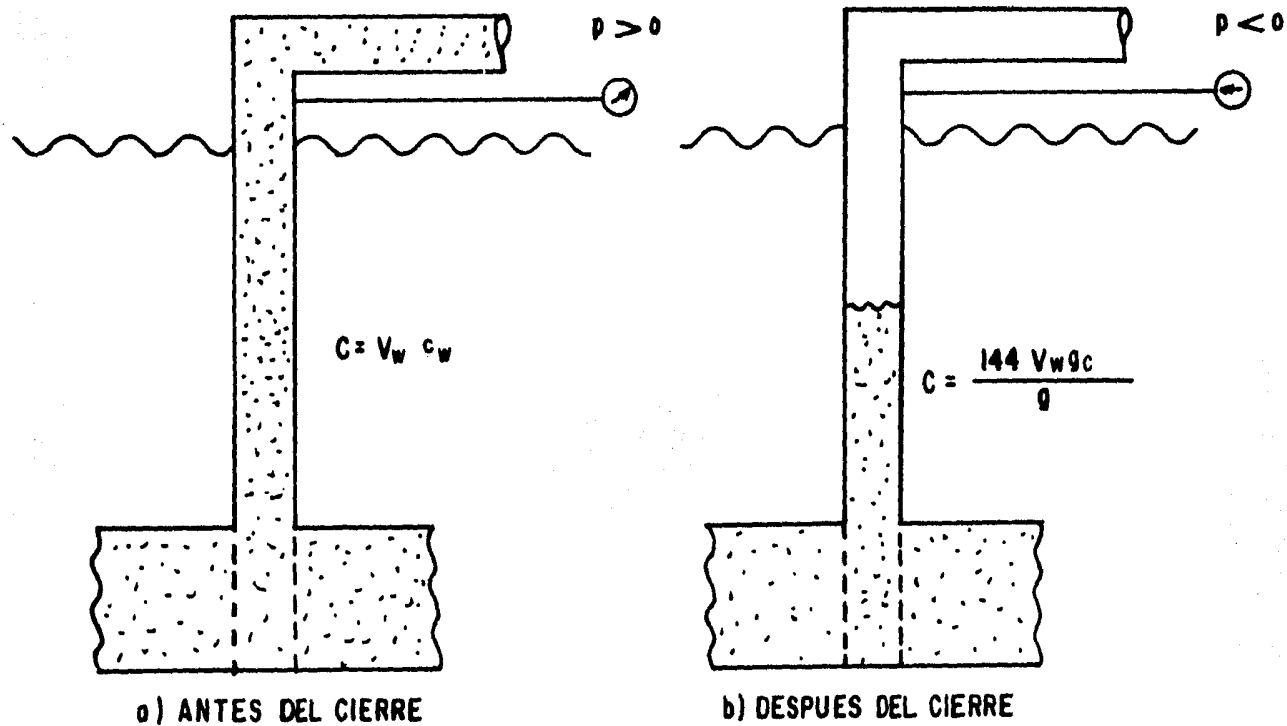


FIGURA (8).- ILUSTRACION DE UN INCREMENTO DE ALMACENAMIENTO <sup>(9)</sup>.

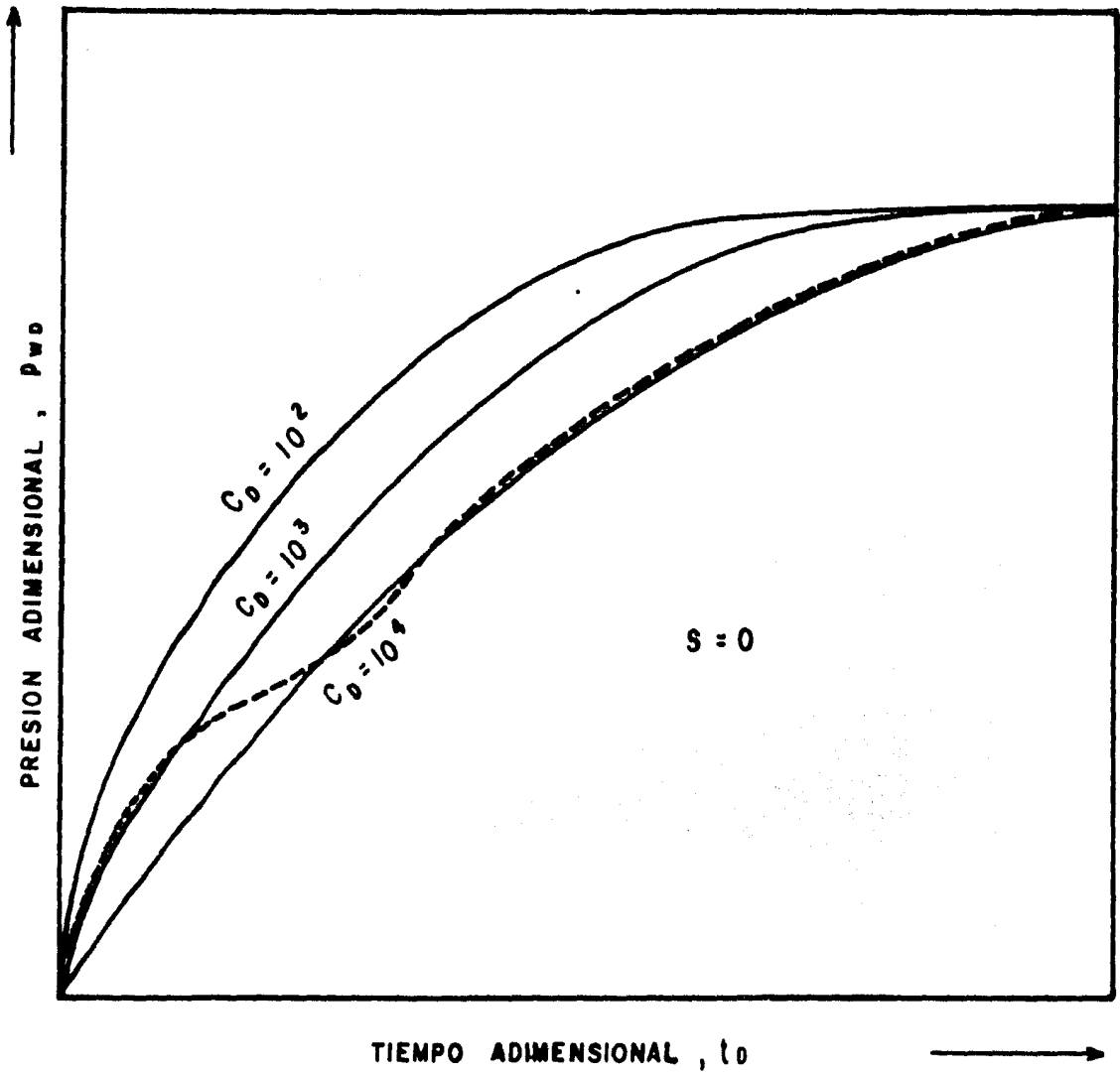
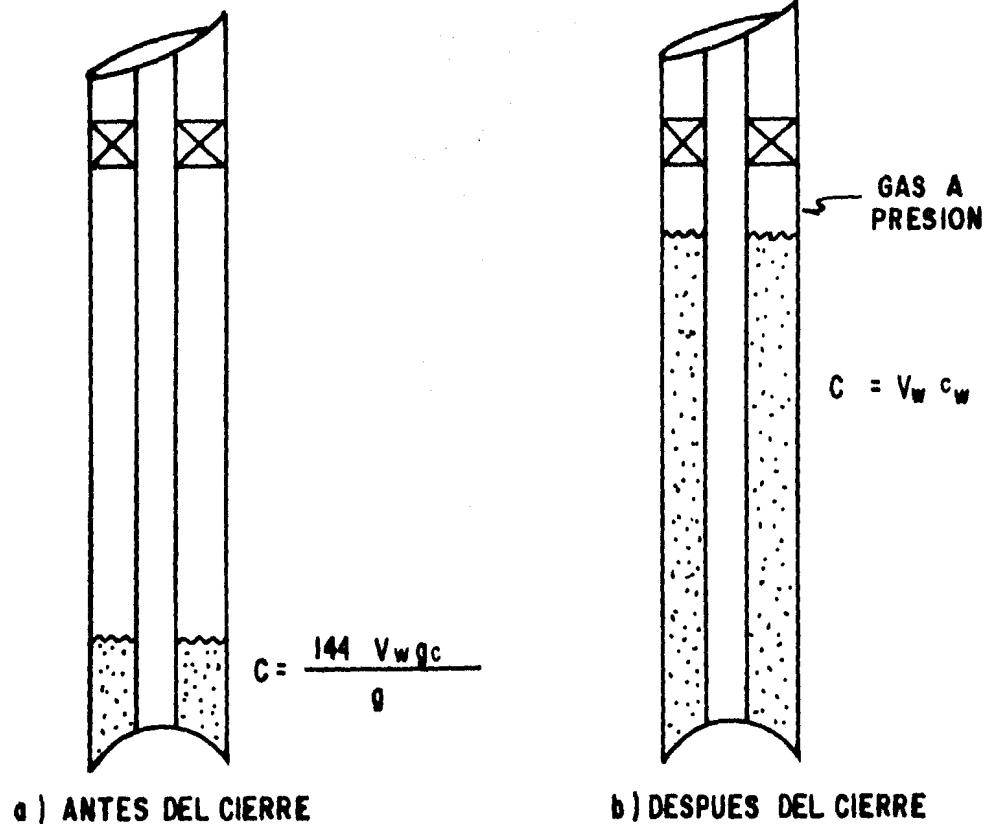


FIGURA (9).- ILUSTRACION DEL COMPORTAMIENTO TEORICO DE PRESION PARA UN INCREMENTO DE VALOR DE  $C_D$ .



**FIGURA (10).- ILUSTRACION DE UNA DISMINUCION DEL EFECTO DE ALMACENAMIENTO <sup>(9)</sup>.**

beando, el nivel del líquido es bajo inmediatamente después del -  
cierre, pero sube cuando la presión aumenta. Cuando el nivel del  
líquido alcanza al empacador (ahí puede existir un pequeño amorti-  
guador de gas), el coeficiente de almacenamiento cae de un valor-  
relativamente grande por un nivel variable de líquido a un valor-  
relativamente pequeño por compresión. La figura (11) muestra el  
comportamiento de la presión para un caso donde existe una dismi-  
nución de  $C_D$ .

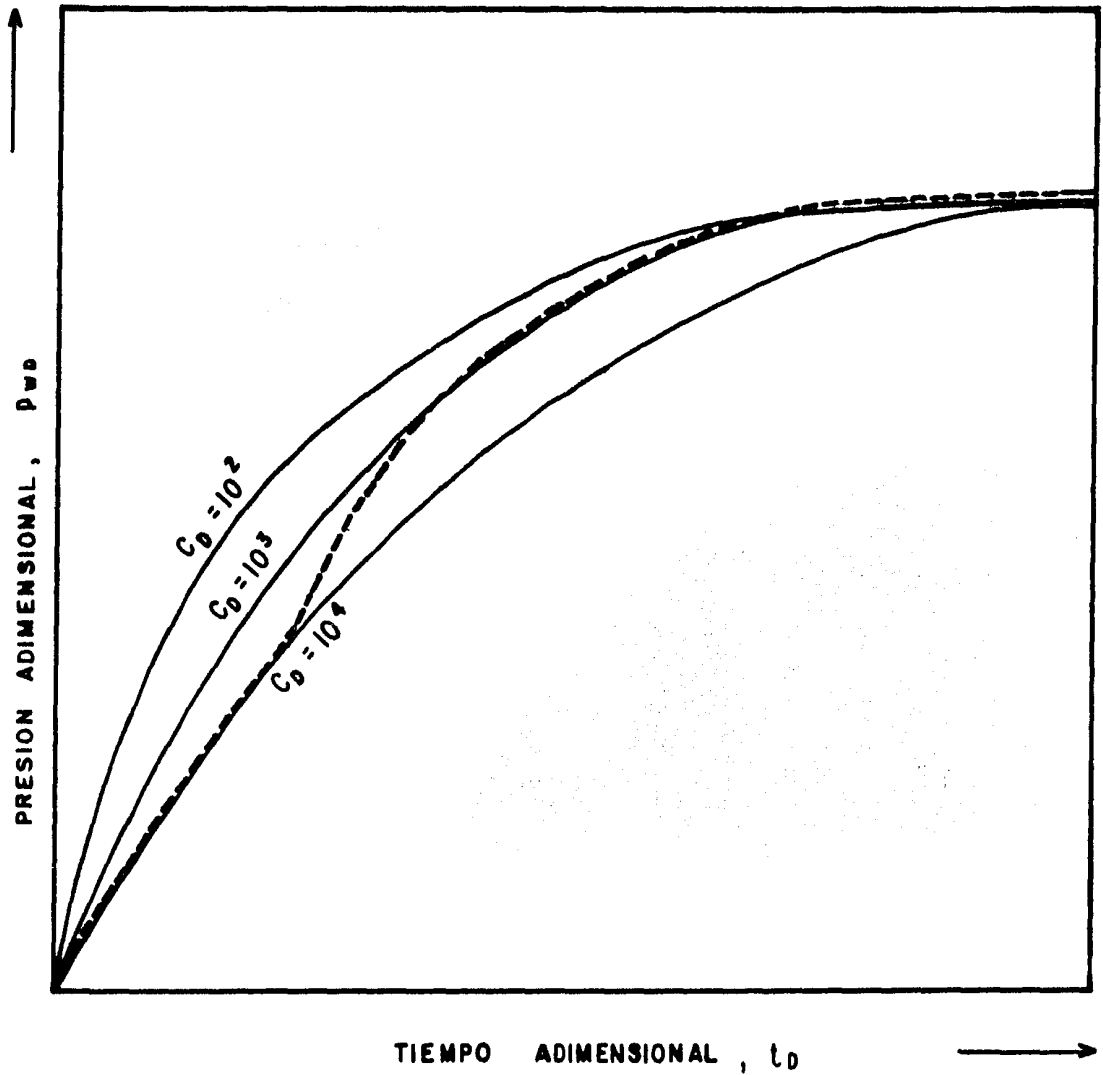


FIGURA (II).- ILUSTRACION DEL COMPORTAMIENTO TEORICO DE PRESION PARA UNA DISMINUCION DE  $C_D$ .

# CAPITULO III

## EL USO DE CURVAS TIPO PARA YACIMIENTOS HOMOGENEOS

### III.1 PLANTEAMIENTO TEORICO

El problema matemático considerado es el clásico, un flujo de fluido con compresibilidad pequeña, gradientes de presión despreciables, el fluido en un sistema de flujo radial, esto es, el flujo es perfectamente radial a un pozo de radio  $r_w$  en un medio poroso, homogéneo, isotrópico, y las fuerzas gravitacionales son despreciables. Considerando que el medio es infinito en extensión - para tiempos suficientemente cortos los efectos de frontera externa no se sienten en el pozo. La condición inicial es tomada como presión constante,  $p_i$  para un radio mayor o igual a  $r_w$ .

La condición de frontera interna se toma como la producción en la superficie a gasto constante de un agujero de volumen finito y se asume que en un estado permanente (capacidad de almacenamiento cero) el efecto de daño existe en la cara de la arena.

La ecuación de difusividad para flujo radial transitorio en términos de variables adimensionales es:

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \dots \dots \dots (29)$$

Las condiciones inicial y de frontera externa son:

$$p_D(r_D, 0) = 0 \quad . . . . . (30)$$

$$\lim_{r_D \rightarrow \infty} \{p_D(r_D, t_D)\} = 0 \quad . . . . (31)$$

mientras que la condición de frontera interna es:

$$C_D \frac{dp_{wD}}{dt_D} - \left[ \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right]_{r_D} = 1 \quad . . . . . (32)$$

La ecuación (32) establece que el gasto adimensional del agujero más el gasto adimensional del flujo en la cara de la arena - debe ser igual a la unidad (gasto de flujo en la superficie). Además, se nota que:

$$\frac{q_{sf}}{q} = - \left[ \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right]_{r_D} = 1$$

$$\frac{q_{sf}}{q} = 1 - C_D \frac{dp_D}{dt_D} \quad . . . . . (23)$$

es la ecuación (23) del capítulo anterior.

Además, se tiene:

$$p_{wD} = \left[ p_D - s \left( \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) \right]_{r_D} = 1 \quad . . . . . (33)$$



Esta ecuación introduce el efecto de daño,  $s$ , y por tanto, - una caída de presión que es proporcional al gasto en la cara de la arena.

Aplicando la transformada de Laplace<sup>(2)</sup> a la ecuación (29), - da la solución de dicha ecuación en el plano de Laplace y volviendo al plano real se tiene:

$$\begin{aligned}
 p_{WD}(s, C_D, t_D) = & \frac{4}{\pi^2} \int_0^{\infty} \left[ (1 - e^{-u^2 t_D}) du \div \right. \\
 & \div u^3 \left[ \{u C_D J_0(u) - (1 - C_D s u^2) J_1(u)\}^2 + \right. \\
 & \left. \left. + \{u C_D Y_0(u) - (1 - C_D s u^2) Y_1(u)\}^2 \right] \right] \\
 & \dots \dots \dots (34)
 \end{aligned}$$

Muchas evaluaciones de la integral de la ecuación (34) se -- han realizado considerando un factor de daño igual a cero ( $s = 0$ ), es decir que no existe resistencia al flujo en la cara de la arena.

Representando al pozo como una línea fuente y utilizando el principio de superposición se ha obtenido otra solución de la ecuación (29), aplicando la transformada de Laplace y su inversión al plano real se tiene:

$$\begin{aligned}
p_{wD}(s, C_D, t_D) = & \int_0^{\infty} \left[ (1 - e^{-u^2 t_D}) J_0(u) du \div \right. \\
& \div u \left[ (1 - u^2 C_D s + \frac{1}{2} \pi u^2 C_D Y_0(u))^2 + \right. \\
& \left. \left. + \left\{ \frac{1}{2} \pi u^2 C_D J_0(u) \right\}^2 \right] \right] \\
& \dots \dots \dots (35)
\end{aligned}$$

Posteriormente, otros investigadores<sup>(6)</sup> presentaron aproximaciones de la solución exacta representada por la ecuación (34); - la solución para tiempos largos es:

$$\begin{aligned}
p_{wD}(s, C_D, t_D) = & \frac{1}{2} \left[ \ln 4t_D - \gamma + 2s + \frac{1}{2t_D} \left[ \ln 4t_D - \gamma + 1 - \right. \right. \\
& \left. \left. - 2C_D (\ln 4t_D - \gamma + 2s) \right] + O(t_D^{-2}) \right] \\
& \dots \dots \dots (36)
\end{aligned}$$

y para tiempos cortos se tienen las siguientes aproximaciones:

$$\begin{aligned}
p_{wD}(s, C_D, t_D) = & \frac{1}{C_D} \left[ t_D - \frac{t_D^2}{2C_D s} + \frac{8t_D^{5/2}}{15\sqrt{\pi} C_D s^2} + O(t_D^3) \right] \\
& \dots \dots \dots (37)
\end{aligned}$$

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

$$\begin{aligned}
p_{wD}(0, C_D, t_D) = & \frac{1}{C_D} \left[ t_D - \frac{4 t_D^{3/2}}{3 C_D \sqrt{\pi}} + O(t_D^2) \right] \\
& \dots \dots \dots (38)
\end{aligned}$$

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

La solución de la ecuación (29), sin efecto de daño ni almacenamiento, tiene la siguiente forma aproximada para tiempos largos ( $t_D > 100$ ):

$$p_D(t_D) \approx \frac{1}{2} \left[ \ln(4 t_D) - \gamma \right] \dots \dots \dots (39)$$

Comparando las ecuaciones (36) y (39) se obtiene para  $t$  mayor que 100:

$$p_{wD}(s, C_D, t_D) = \left[ p_D(t_D) + s \right] \left[ 1 + \frac{1}{2t_D} - \frac{C_D}{t_D} \right] - \frac{(2s - 1)}{4t_D} + \frac{1}{2} O(t_D^{-2}) \dots \dots \dots (40)$$

Como puede verse en la ecuación (40) los términos que influyen a  $t_D$  son despreciables para  $t_D > 100$ , así como también los términos del orden  $t_D^{-2}$ . Por tanto, se concluye que para tiempos muy grandes:

$$p_{wD}(s, C_D, t_D) \approx p_D(t_D) + s \dots \dots \dots (41)$$

Por otro lado, se presentaron dos formas correctas para cualquier valor de tiempo:

$$p_{wD}(s, C_D, t_D) = \frac{t_D}{C_D}, \text{ para } s = \infty \dots \dots \dots (42)$$

y

$$p_{wD}(s, C_D, t_D) = p_D(t_D) + s, \text{ para } C_D = 0 \dots \dots \dots (43)$$

La ecuación (42) representa la condición de la formación completamente cerrada al flujo o el agotamiento del volumen del pozo. La ecuación (43) representa el comportamiento con un efecto de daño pero sin almacenamiento. En realidad la solución indicada -- por esta última ecuación constituye la base fundamental para la mayoría de las pruebas de incremento y decremento de presión comúnmente utilizadas en la actualidad, puesto que se cumple cuando han cesado los efectos de almacenamiento.

Finalmente, Jaeger <sup>(2)</sup>, presentó la solución de conducción de calor análogo al problema de flujo de fluidos. La solución involucra la repentina apertura de un estrangulador en el fondo del agujero en un pozo donde la tubería ha sido presionada inicialmente y la válvula en la cabeza del pozo ha sido cerrada. El efecto de daño fue incluido, y la solución permite estimar la disipación de la presión del pozo a la formación, esta solución está relacionada con la derivación de  $p_{wD}$  con respecto al tiempo, y así puede ser usada para calcular el gasto de descarga de flujo en el pozo, y consecuentemente el gasto de flujo en la cara de la arena. Además, se puede describir la variación del gasto de flujo causada -- por el problema del almacenamiento del pozo, por medio de la superposición del agotamiento del fluido en la tubería de revestimiento para una formación con el comportamiento de un pozo producido a gasto constante.

La solución es:

$$C_D \frac{dp_{wD}}{dt_D} = \frac{4 C_D}{\pi^2} \int_0^{\infty} \left[ e^{-u^2} t_D du \div \right. \\ \div u^3 \left[ \{u C_D J_0(u) - (1 - C_D s u^2) J_1(u)\}^2 + \right. \\ \left. \left. + \{u C_D Y_0(u) - (1 - C_D s u^2) Y_1(u)\}^2 \right] \right] \\ \dots \dots \dots (44)$$

La ecuación (23) indica que la ecuación (44) proporciona la fracción del gasto del flujo total producido en la superficie de la tubería en cualquier tiempo (así como el gasto de flujo en la cara de la arena). Es claro que la ecuación (44) es simplemente el producto de  $C_D$  y la derivada con respecto al tiempo de la ecuación (34). Se tienen soluciones de la ecuación (44), para tiempos cortos y largos.

Para tiempos cortos, e involucrando al efecto de daño,  $s$ , diferente de cero:

$$C_D \frac{dp_{wD}}{dt_D} = 1 - \frac{t_D}{C_D} + O(t_D^{3/2}), \quad C_D \neq 0 \quad \dots (45)$$

Para tiempos cortos y efecto de daño,  $s$ , igual a cero:

$$C_D \frac{dp_{wD}}{dt_D} = 1 - \frac{2}{C_D} \sqrt{\frac{t_D}{\pi}} + \frac{t_D}{C_D} \left( \frac{1}{C_D} - \frac{1}{2} \right) + \\ + O(t_D^{3/2}); \quad C_D \neq 0 \quad \dots \dots (46)$$

Para tiempos largos:

$$C_D \frac{dp_{WD}}{dt_D} = \frac{C_D}{2t_D} + \frac{C_D^2}{2t_D^2}(2s - 1) - \frac{C_D(1 - 2C_D)}{4t_D^2} \left[ \ln(4t_D) - \gamma \right] + O\left(\frac{\ln t_D}{t_D^3}\right) \dots \dots \dots (47)$$

La ecuación (47) puede también ser escrita en términos de la función  $p_D$  de acuerdo a la ecuación (39):

$$C_D \frac{dp_{WD}}{dt_D} = - \left[ p_D + s \right] \left[ \frac{C_D(1 - 2C_D)}{2t_D} \right] + \frac{C_D}{2t_D^2} \left[ t_D - C_D + s \right] + O\left(\frac{\ln t_D}{t_D^3}\right); \quad t_D \geq 100 \dots \dots \dots (48)$$

### III.2 REPRESENTACION GRAFICA

Para establecer métodos útiles en la interpretación de pruebas de pozos se han evaluado numéricamente las ecuaciones (34) y (35) a través de métodos sofisticados de integración. Esta evaluación se ha realizado para un rango de valores de  $t_D$ ,  $C_D$  y  $s$ ; los resultados se han presentado en la literatura cuya representación gráfica es la figura (12).

Cuando los efectos de daño son iguales a mayores que cero, todas las curvas presentan una pendiente unitaria para tiempos cortos, lo cual se debe a que el comportamiento inicial de la pre

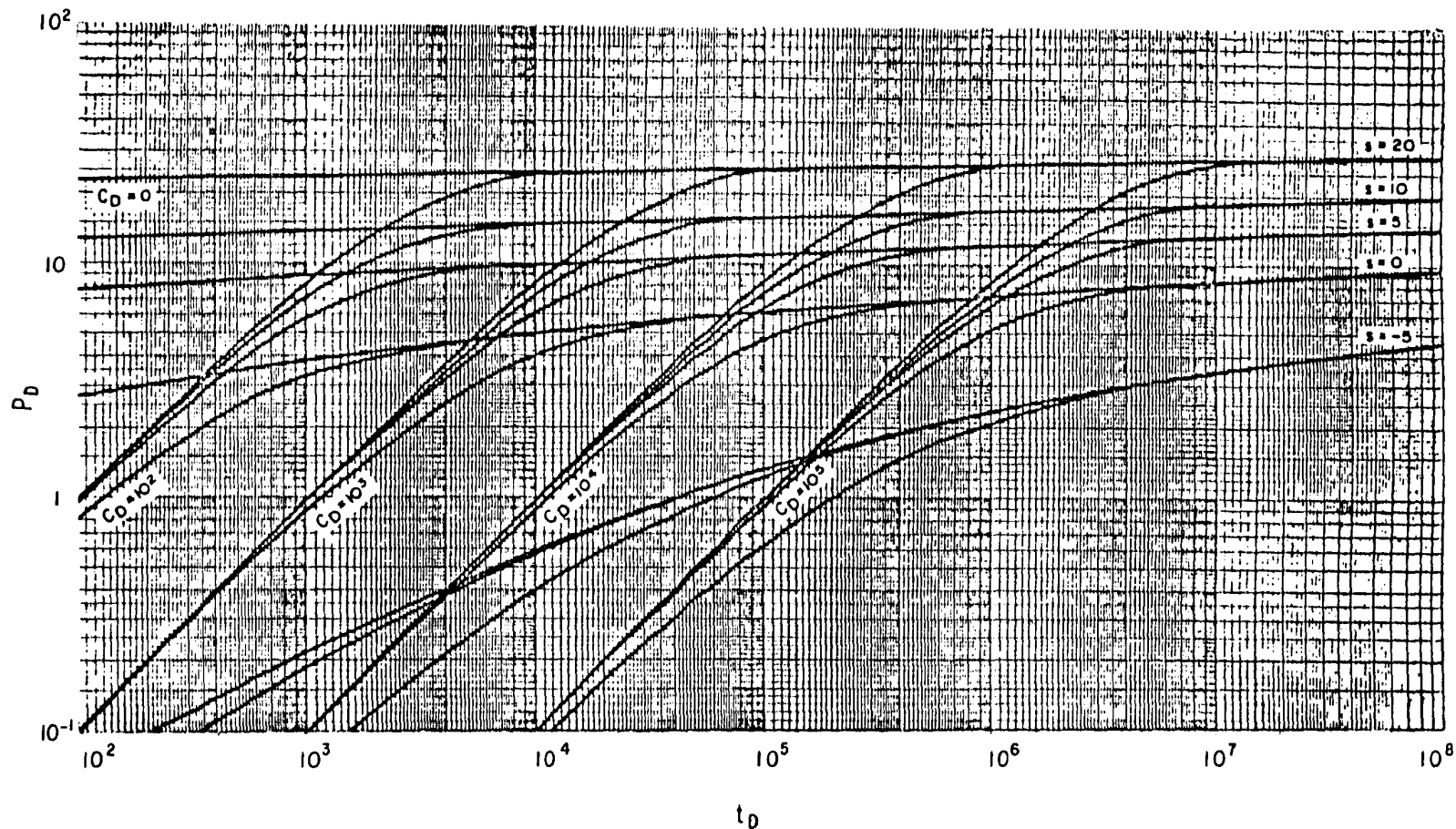


FIGURA (12).- REPRESENTACION GRAFICA DEL COMPORTAMIENTO DE  $P_D$  CONTRA  $t_D$  EN UN POZO CON EFECTOS DE DAÑO Y ALMACENAMIENTO <sup>(2)</sup>.

sión es controlada totalmente por el almacenamiento.

Este comportamiento es el resultado de que solamente el primer término de las series en las ecuaciones (37) y (38) es importante para tiempos cortos. Por tanto, para estos tiempos se tiene la ecuación (42) que indica que solamente el coeficiente de -- almacenamiento puede determinarse a partir de los datos iniciales de presión, de tal manera que sustituyendo  $C_D$  en la ecuación (42) y considerando las definiciones adimensionales de presión y tiempo se obtiene:

$$P_D = \frac{kh(p_i - p(r, t))}{141.2 qB\mu} \dots \dots \dots (49)$$

$$t_D = \frac{0.0002637 kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \dots \dots \dots (50)$$

$$\frac{kh(p_i - p_{wf})}{141.2 qB\mu} = \frac{0.0002637 kt}{\phi \mu c_t r_w^2} \times \frac{kh \phi c_t r_w^2}{0.894 C}$$

$$\frac{(p_i - p_{wf})}{141.2 qB} = \frac{0.0002637 t}{0.894 C}$$

$$p_i - p_{wf} = \frac{141.2 qB (0.0002637 t)}{0.894 C}$$

$$p_i - p_{wf} = \Delta p = \frac{qB}{24} \frac{t}{C} \dots \dots \dots (51)$$

Esta expresión puede ser útil para determinar el coeficiente de almacenamiento de la siguiente manera: graficando en un papel doble logarítmico los datos de una prueba de incremento de presión para obtener la línea recta de pendiente unitaria y sobre esta lf-



nea recta se elige un punto cualquiera como se muestra en la figura (13). De este punto se leen los valores de  $\Delta p$  y  $\Delta t$  y se sustituye en la ecuación (51):

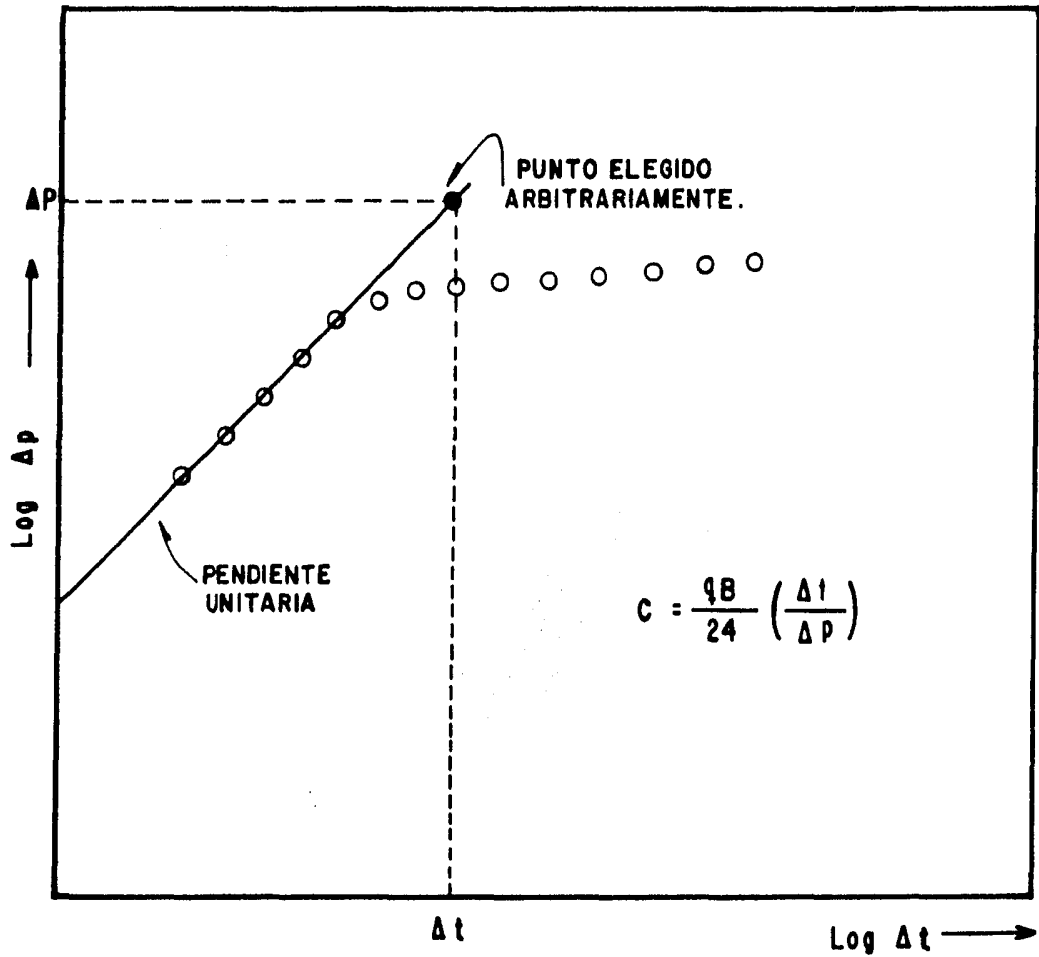
$$C = \frac{q B \Delta t}{24 \Delta p} \dots \dots \dots (52)$$

Por otro lado, este análisis indica que los datos de presión no pueden usarse para determinar el efecto de daño o la capacidad de flujo para tiempos donde la presión adimensional en la figura (12) corresponden a la línea recta de pendiente unitaria indicada por la ecuación (42).

En la figura (12) también se observa que al finalizar el periodo dominado por los efectos de almacenamiento se presenta un periodo de transición que termina cuando se alcanza la línea definida por la ecuación (43), es decir cuando cesan los efectos de almacenamiento,  $C_D = 0$ . Cuando ya no existen efectos de almacenamiento se tienen datos que pueden usarse para determinar el efecto de daño y la capacidad de flujo de la formación.

Una aproximación del tiempo de duración del efecto de almacenamiento se puede obtener suponiendo que el gasto de flujo en la cara de la arena es el 20 % del gasto de flujo en la superficie y resolviendo la ecuación (45):

$$C_D \frac{dp_{wn}}{dt_D} = 1 - \frac{t_D}{C_{Ds}}$$



**FIGURA(13).- ILUSTRACION GRAFICA PARA EFECTUAR LA ESTIMACION DEL COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO.**

$$1 - C_D \frac{dp_{WD}}{dt_D} = \frac{t_D}{C_D s}$$

y de la ecuación (23):

$$\frac{q_{sf}}{q} = \frac{t_D}{C_D s}$$

por tanto, considerando que:

$$\frac{q_{sf}}{q} = 0.2$$

$$0.2 = \frac{t_D}{C_D s}$$

$$t_D = 0.2 C_D s \quad \dots \dots \dots (53)$$

De la figura (12) se leen los valores de  $t_D$  cuando se terminan los efectos de almacenamiento para  $s = 0,5,10$ , y  $20$ ; para  $C_D = 10^2, 10^3, 10^4$  y  $10^5$  como se puede ver en la Tabla I

TABLA I.- VALORES DE  $t_D$  CORRESPONDIENTES AL FINAL DEL EFECTO DE ALMACENAMIENTO.

COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO $C_D$	VALORES DE TIEMPO ADIMENSIONAL, $t_D$			
	$s = 0$	$s = 5$	$s = 10$	$s = 20$
$10^2$	$6 \times 10^3$	$7.75 \times 10^3$	$9.5 \times 10^3$	$1.3 \times 10^4$
$10^3$	$6 \times 10^4$	$7.75 \times 10^4$	$9.5 \times 10^4$	$1.3 \times 10^5$
$10^4$	$6 \times 10^5$	$7.75 \times 10^5$	$9.5 \times 10^5$	$1.3 \times 10^6$

En la figura (14) se muestran los valores anteriores graficados y extrapolados para obtener la ordenada al origen para cada recta, y en forma de ecuación:

$$\text{para } s = 0; \quad \log t_D = \log 60 + \log C_D$$

$$\text{para } s = 5; \quad \log t_D = \log 77.5 + \log C_D$$

$$\text{para } s = 10; \quad \log t_D = \log 95 + \log C_D$$

$$\text{y para } s = 20; \quad \log t_D = \log 130 + \log C_D$$

se observa de cada ecuación:

$$\log t_D = \log (60 + 0) + \log C_D$$

$$\log t_D = \log (60 + 17.5) + \log C_D$$

$$\log t_D = \log (60 + 35) + \log C_D$$

$$\log t_D = \log (60 + 70) + \log C_D$$

y también se puede escribir:

$$\log t_D = \log (60 + 3.5 (0)) + \log C_D$$

$$\log t_D = \log (60 + 3.5 (5)) + \log C_D$$

$$\log t_D = \log (60 + 3.5 (10)) + \log C_D$$

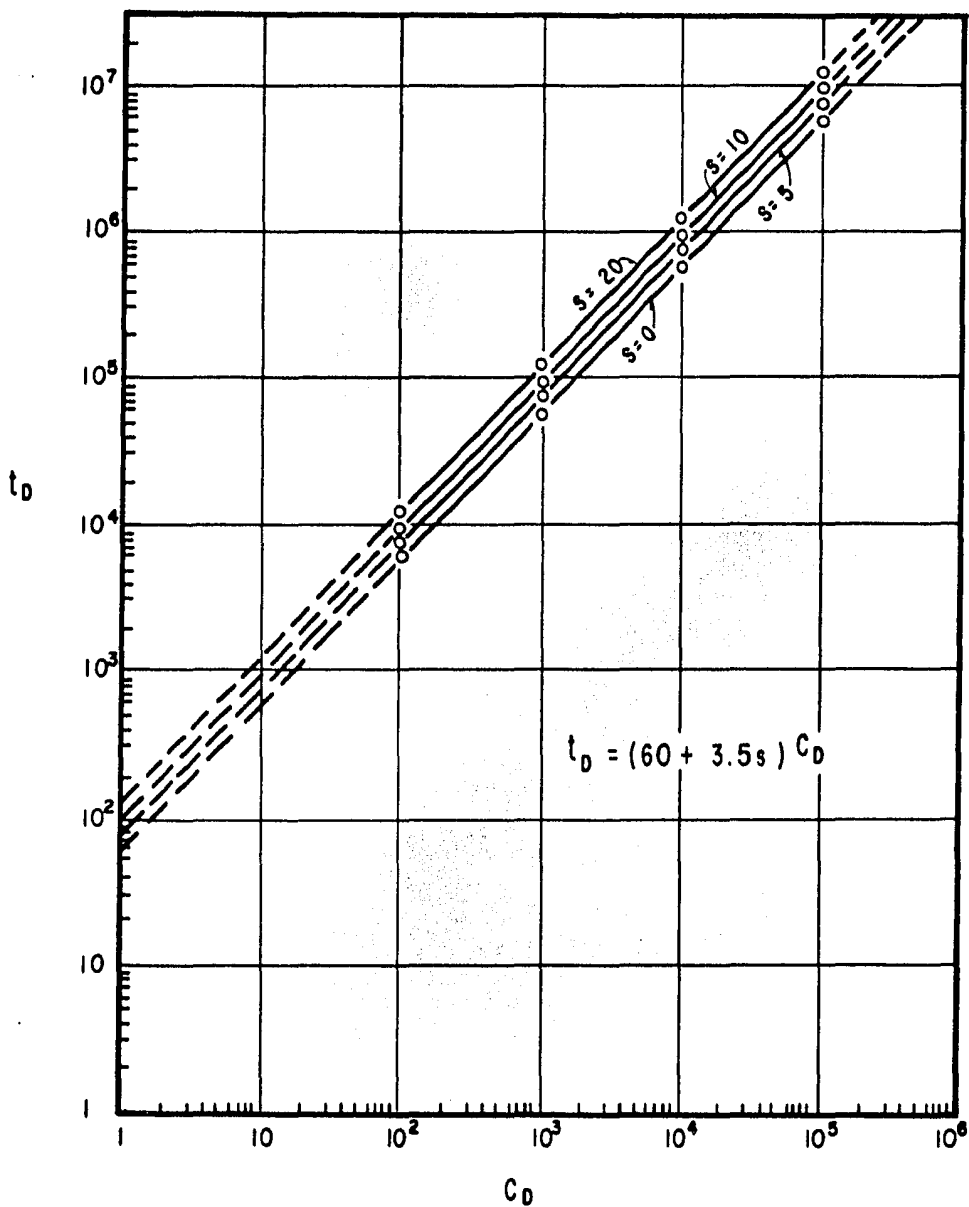
$$\log t_D = \log (60 + 3.5 (20)) + \log C_D$$

Se observa que el número que multiplica a 3.5 es el valor de  $s$ ; así que una ecuación representativa sería:

$$\log t_D = \log (60 + 3.5 (s)) + \log C_D$$

$$t_D = (60 + 3.5 (s)) C_D \quad . . . . . (54)$$

que es otra aproximación para estimar la terminación de los efectos de almacenamiento.



FIGURA(14)- REPRESENTACION GRAFICA DEL TIEMPO FINAL DE LOS EFECTOS DE ALMACENAMIENTO .

### III.3 JUSTIFICACION AL USO DE CURVAS TIPO

La razón básica para que el ajuste de Curvas Tipo pueda ser usado, se observa al expresar logarítmicamente los términos de la presión adimensional y del tiempo adimensional es decir:

$$\log p_D = \log \left( \frac{k h}{141.2 q \mu B} \right) + \log (p_i - p_{wf}) \dots \dots (55)$$

$$\log t_D = \log \left( \frac{0.0002637 k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + \log t \dots \dots \dots (56)$$

Así, la única diferencia entre una gráfica de la  $\Delta p$  real y del tiempo real es una translación de ambas coordenadas por las constantes apropiadas. El ajuste con Curvas Tipo permite determinar las constantes apropiadas, por ejemplo el término del primer parentesis del lado derecho de las ecuaciones (55) y (56) .

Para ilustrar más detalladamente la justificación para el uso de las Curvas Tipo en el análisis de las pruebas de variación de presión se pueden leer de la figura (12) los valores de  $p_D$  y  $t_D$  para  $s = 0$  y  $C_D = 10^4$  que son:

$t_D$	$p_D$
1000	0.0984
2000	0.1944
5000	0.4697
10000	0.8925
20000	1.6274
50000	3.2108
100000	4.6772
200000	5.8870
500000	6.7894

y además considerando los siguientes datos:

$q_o = 179 \text{ B/D}$	$\mu = 1.2 \text{ cp}$
$B_o = 1.2$	$c_t = 8.2 \times 10^{-6} \text{ 1/lb/pg}^2$
$h = 3.5 \text{ pies}$	$r_w = 0.525 \text{ pies}$
$\phi = 18 \%$	$k = 120 \text{ md}$

entonces resolviendo las ecuaciones (49) y (50) para  $\Delta p$  y  $\Delta t$ :

$$\Delta p = \frac{141.2 (179) (1.2)}{120(35)} p_D$$

$$\Delta p = 8.67 p_D \dots \dots \dots (57)$$

$$\Delta t = \frac{0.18 (1.2) (8.2 \times 10^{-6}) (0.276)}{0.0002637 (120)} t_D$$

$$\Delta t = 1.55 \times 10^{-5} t_D \dots \dots \dots (58)$$

Sustituyendo los valores de  $p_D$  y  $t_D$  en las ecuaciones (57) y (58), respectivamente:

$\Delta t$	$\Delta p$
0.015	0.85
0.031	1.68
0.077	4.07
0.155	7.73
0.31	14.10
0.775	27.83
1.55	40.55
3.1	51.04
7.75	58.86

En la figura (15) se muestran las gráficas superpuestas de  $\Delta p$  contra  $\Delta t$  y  $p_D$  contra  $t_D$ , de tal manera que los puntos de una caigan sobre una curva continua. Eligiendo un punto cualquiera se puede leer:

$$(\Delta t) \text{ ajustada} = 1.0$$

$$(t_D) \text{ ajustada} = 6.45 \times 10^4$$

$$(\Delta p) \text{ ajustada} = 10$$

$$(p_D) \text{ ajustada} = 1.15$$

dividiendo estos valores:

$$\left(\frac{\Delta p}{p_D}\right) \text{ ajustada} = \left(\frac{10}{1.15}\right) = 8.69$$

$$\left(\frac{\Delta t}{t_D}\right) \text{ ajustada} = \left(\frac{1.0}{6.45 \times 10^4}\right) = 1.55 \times 10^{-5}$$

Con lo anterior se observa que el ajuste con Curvas Tipo es posible, porque la constante obtenida será casi idéntica a los valores reales que se están buscando.



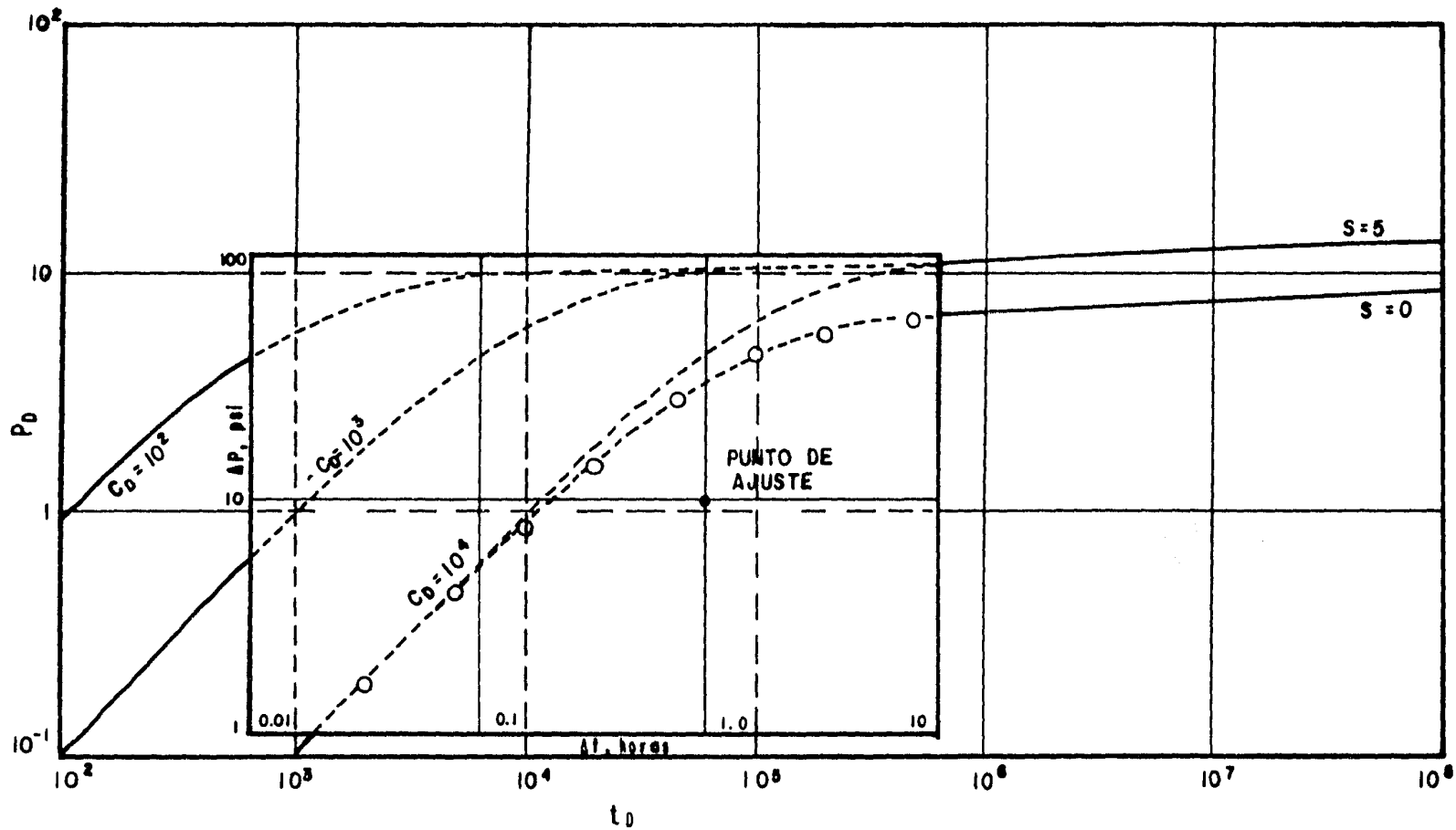


FIGURA (15)- OBTENCION DE UN PUNTO DE AJUSTE PARA LA JUSTIFICACION DEL USO DE CURVAS TIPO.

## CAPITULO IV

### PROCEDIMIENTO DE ANALISIS CON LA TECNICA DE AJUSTE CON CURVAS TIPO

Para analizar datos de presión utilizando la técnica de ajuste con Curvas Tipo <sup>(4)</sup>, se han establecido los siguientes puntos:

1.- Elegir una Curva Tipo, comúnmente es una gráfica log-log de  $p_D$  contra  $t_D$ . Cuando se trata de un solo pozo con efectos de almacenamiento y daño en un sistema infinito, se utilizan las Curvas Tipo de la figura (12). Debemos graficar los datos observados de la prueba, es decir,  $\Delta p$  contra tiempo de prueba,  $t$ , a la misma escala de la Curva Tipo. Para pruebas de decremento la diferencia de presión es:

$$\Delta p = p_i - p_{wf}(t) \dots \dots \dots (59)$$

En general para cualquier tipo de prueba:

$$\Delta p = \left[ p_w (\Delta t = 0) - p_w (\Delta t) \right] \dots \dots (60)$$

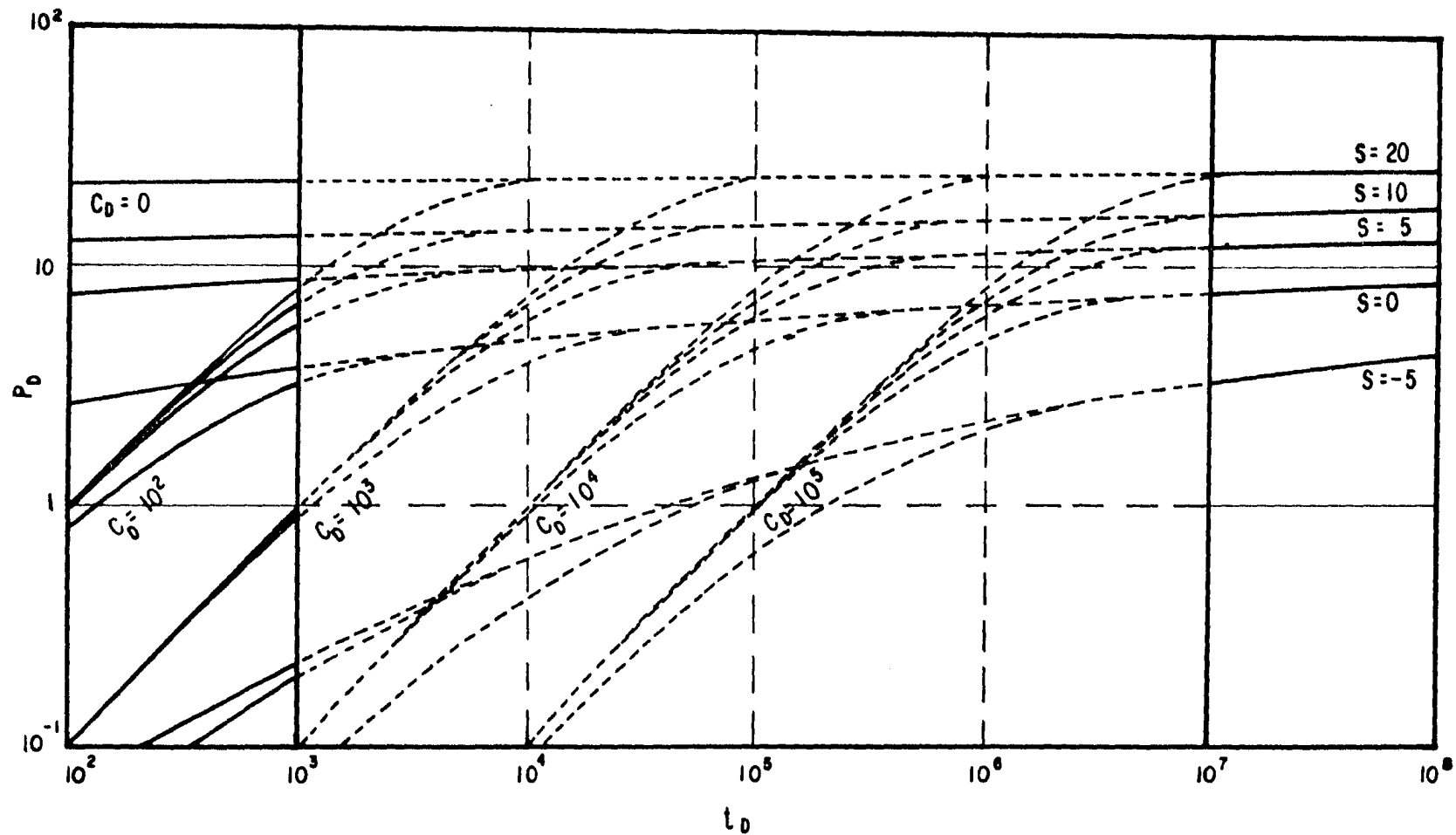
Observe que  $\Delta p$  es siempre calculada como un número positivo. El parámetro tiempo, es el tiempo de la prueba corrida,  $\Delta t$ .

2.- Superponer un papel transparente sobre las Curvas Tipo.- Figura (16a); y tomando a ésta como referencia, trazar las líneas principales de la malla; figura (16b); marcar las escalas de  $\Delta p$  - (psi) y  $\Delta t$  (horas) en las ordenadas y abscisas, respectivamente;- figura (16c).

3.- Usando la malla de la Curva Tipo observada a través del papel transparente, graficar los datos de  $\Delta p$  contra  $\Delta t$  para obtener la curva de datos correspondiente a la prueba que se analiza; figura (16d). De esta manera, la curva de datos y las Curvas Tipo tienen la misma escala.

4.- Deslizar el papel transparente con los datos graficados, manteniendo paralelos los ejes principales, hasta que la curva de datos se ajusten a una de las Curvas Tipo; figura (16e). Comúnmente las Curvas Tipo tienen una forma similar, tal que se puede presentar el problema de no unicidad de soluciones, lo cual dificulta el proceso de ajuste.

5.- Se elige un punto de ajuste sobre la curva de datos (puede ser la intersección entre líneas principales de la malla); figura (16e). Registrar los valores de ese punto de ajuste en la curva de datos ( $\Delta p$ ) y ( $\Delta t$ ) y los valores correspondientes de ese punto en la malla de la Curva Tipo ( $p_D$ ) y ( $t_D$ ). Los datos del punto de ajuste se pueden usar para estimar propiedades de la formación.



FIGURA(16 a) - SE SUPERPONE EL PAPEL TRANSPARENTE.

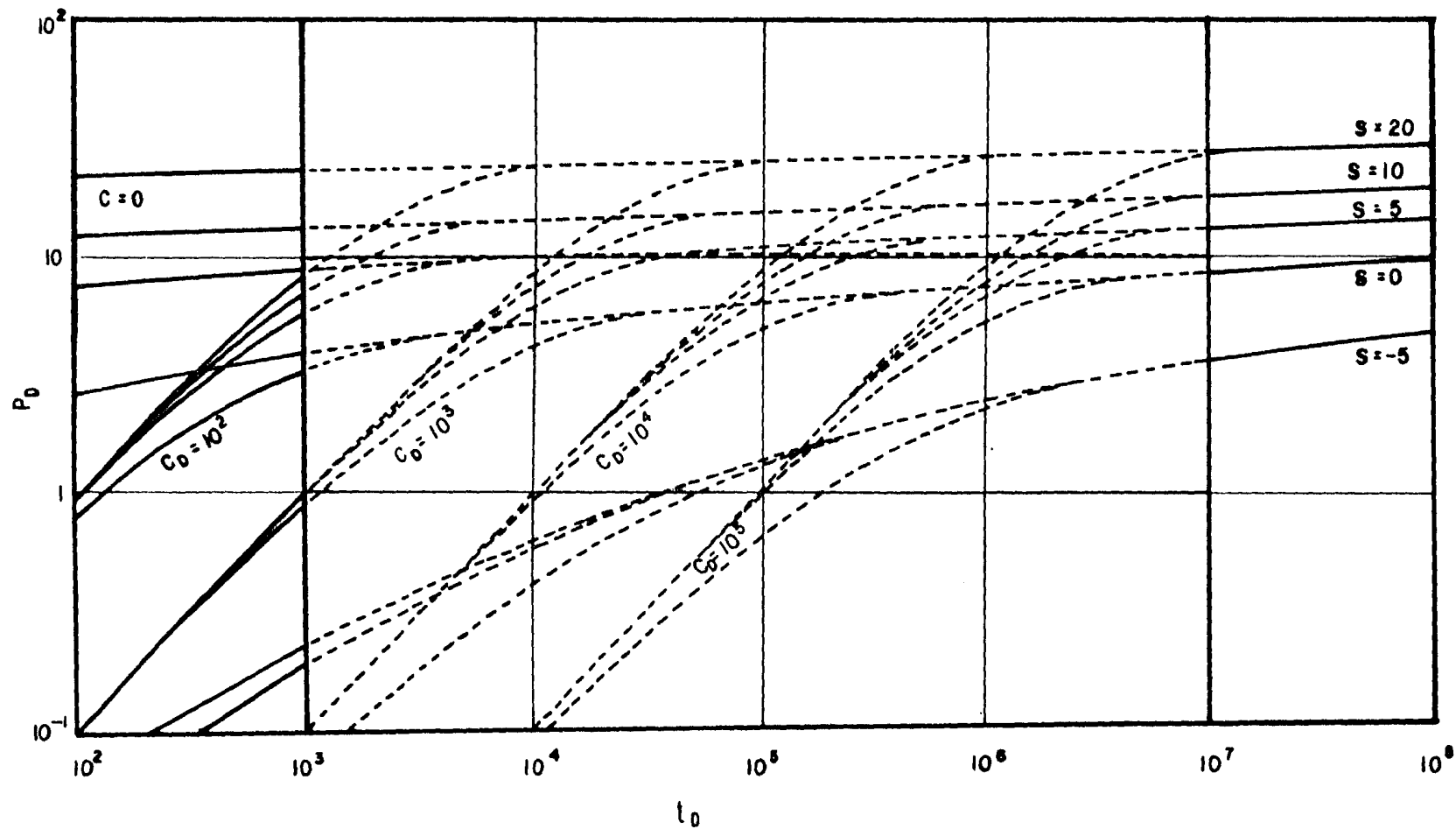
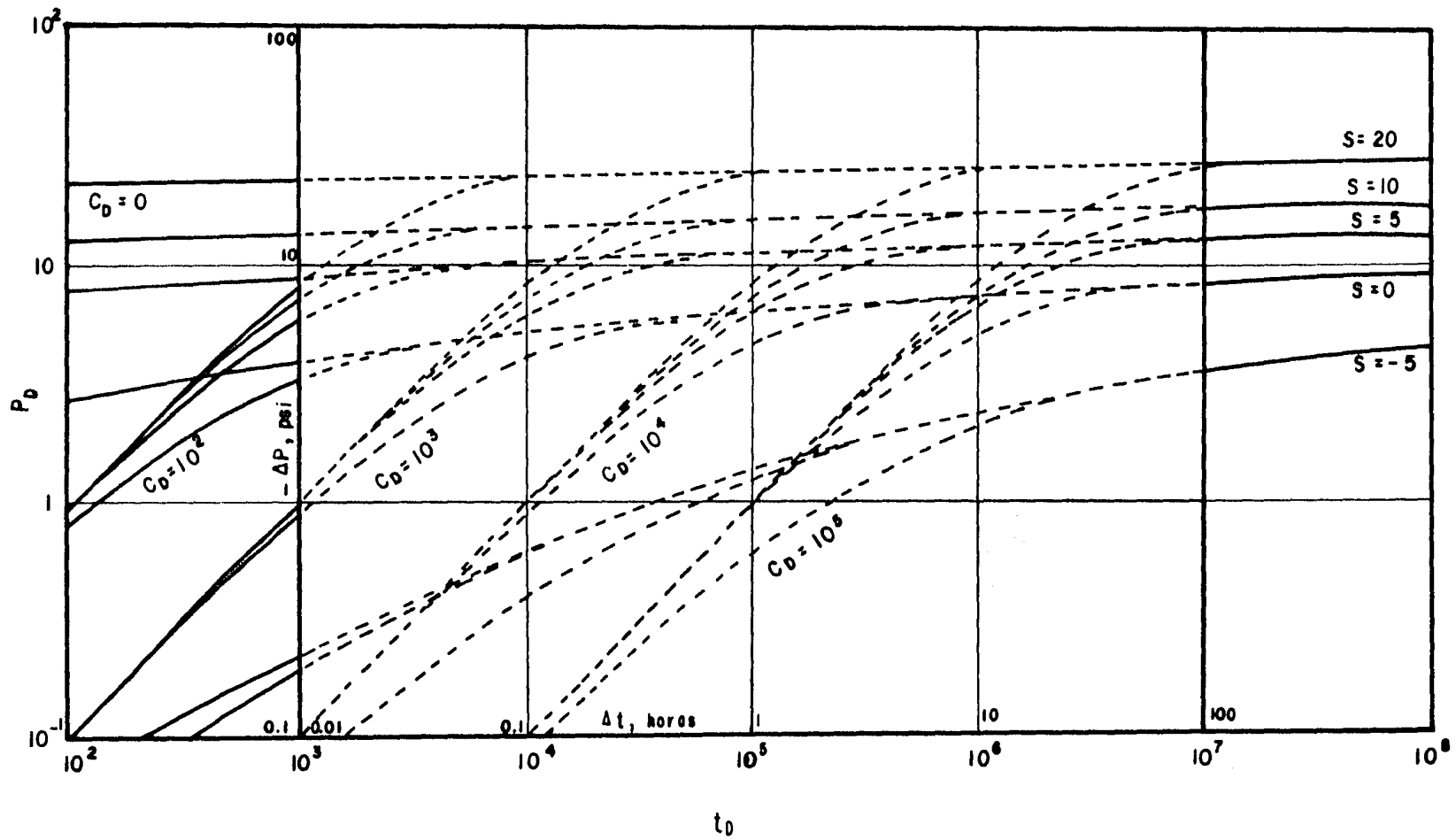


FIGURA (16 b):- SE TRAZAN LOS EJES PRINCIPALES .



FIGURA(16 c)- SE ETIQUETA LOS EJES.

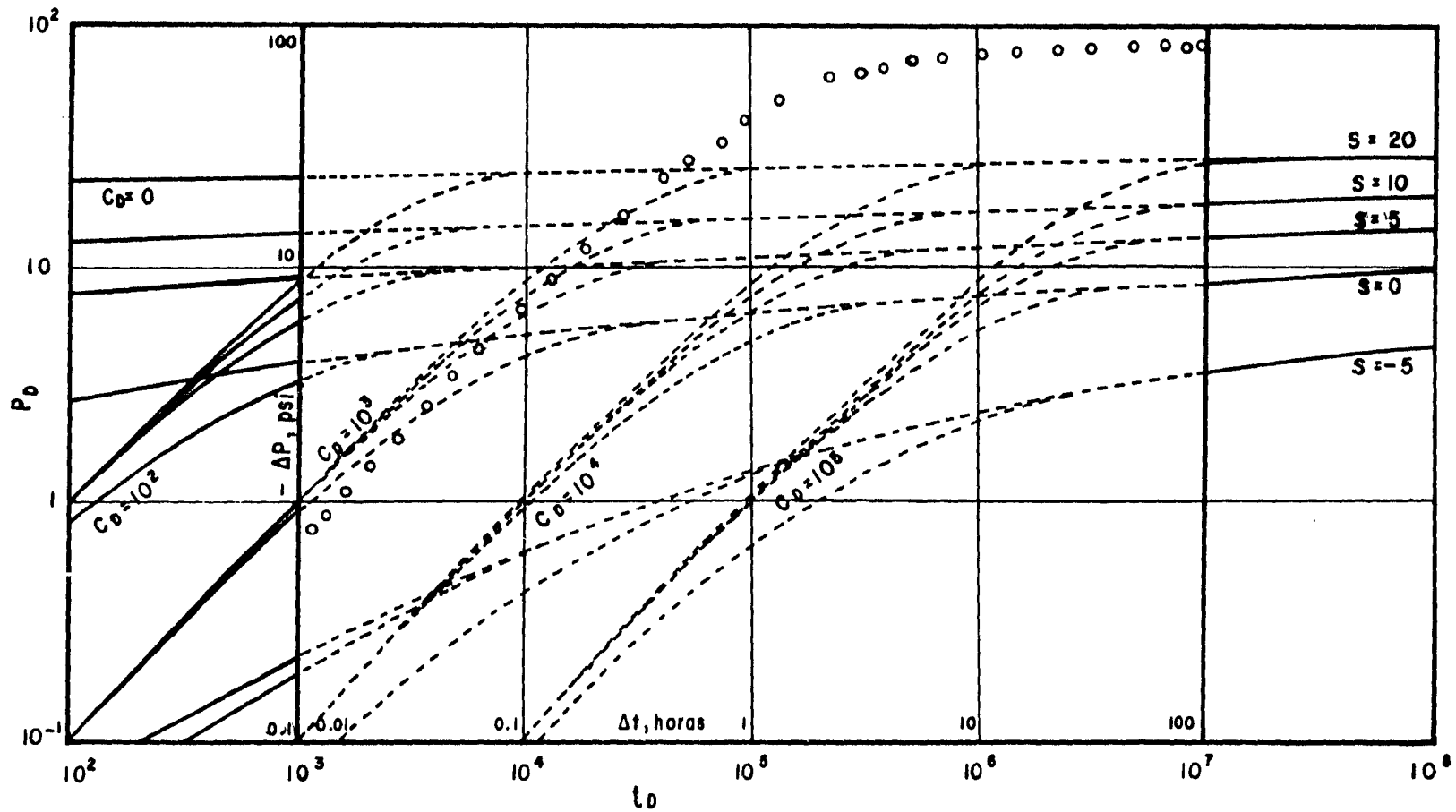


FIGURA (16 d).- SE GRAFICAN LOS DATOS.

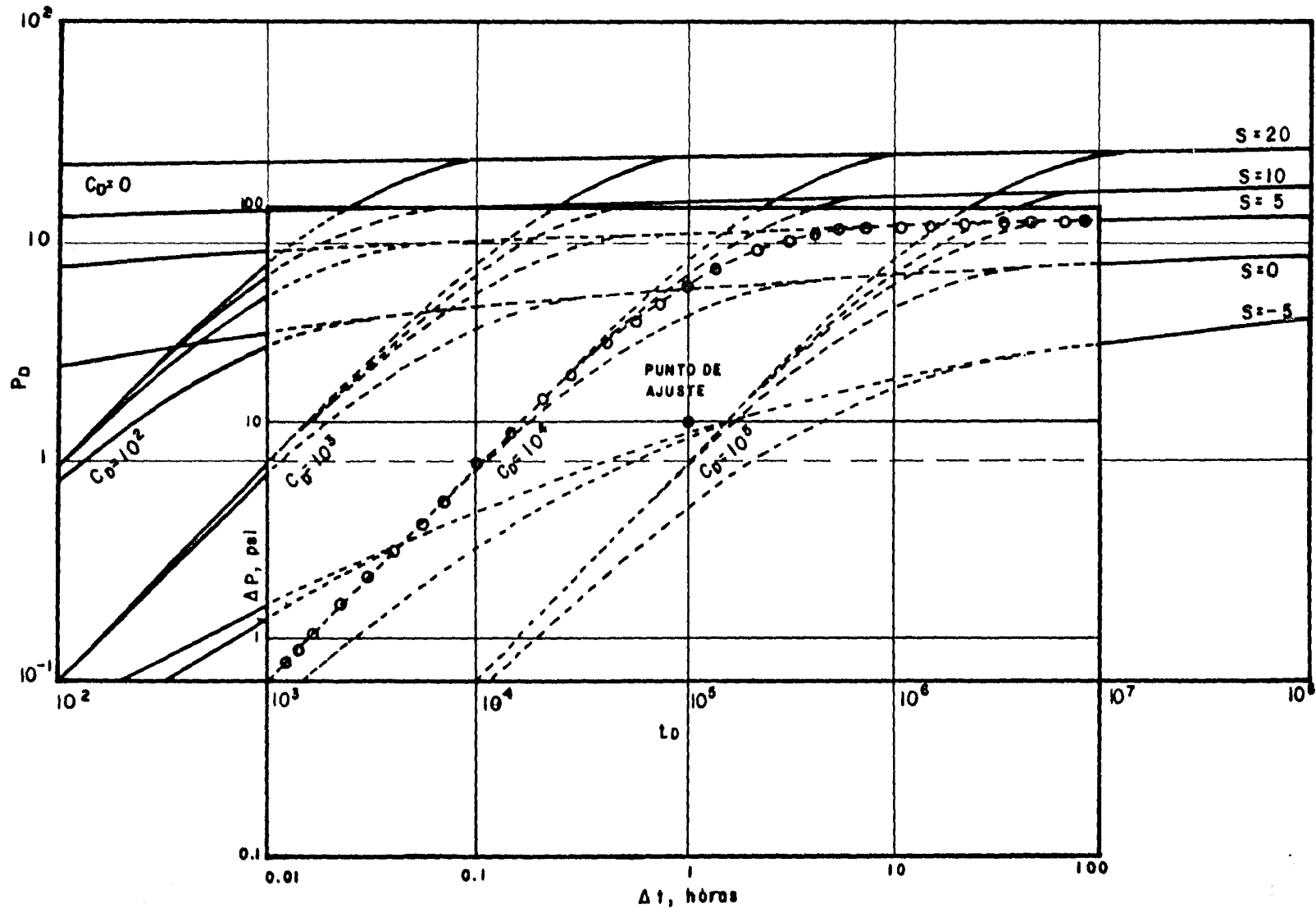


FIGURA (16 e).- SE ELIGE UN PUNTO DE AJUSTE .



Las figuras (16a) a (16e) muestran la secuencia del procedimiento de ajuste con Curvas Tipo<sup>(4)</sup>

6.- Una vez que se ha realizado un ajuste satisfactorio, definir el inicio aproximado de la porción recta semilogarítmica, el cual se presenta cuando cesa los efectos de almacenamiento, es decir, cuando  $C_D = 0$ . Para facilitar la identificación del tiempo de inicio de la porción recta semilogarítmica, se pueden utilizar las siguientes reglas prácticas:

a) La línea recta apropiada semilogarítmica se inicia aproximadamente a uno y medio ciclos después del tiempo en que termina la línea dependiente unitaria<sup>(5)</sup>. En la figura (17), si la línea dependiente unitaria termina en el punto A, la línea recta semilogarítmica debe empezar en el punto B.

b) La línea recta semilogarítmica puede iniciarse aproximadamente cuando el tiempo sea igual a 50 veces el tiempo final de la línea dependiente unitaria<sup>(6)</sup>

7.- En la figura (12) (y en algunas otras de las Curvas Tipo que pueden usarse) se tiene que la ordenada es la presión adimensional. Substituyendo los valores del punto de ajuste definido en el punto 5, puede determinarse la permeabilidad de la formación:

$$k = \frac{141.2 q B \mu}{h} \left( \frac{p_D}{\Delta p} \right)_{\text{ajuste}} \dots (61)$$

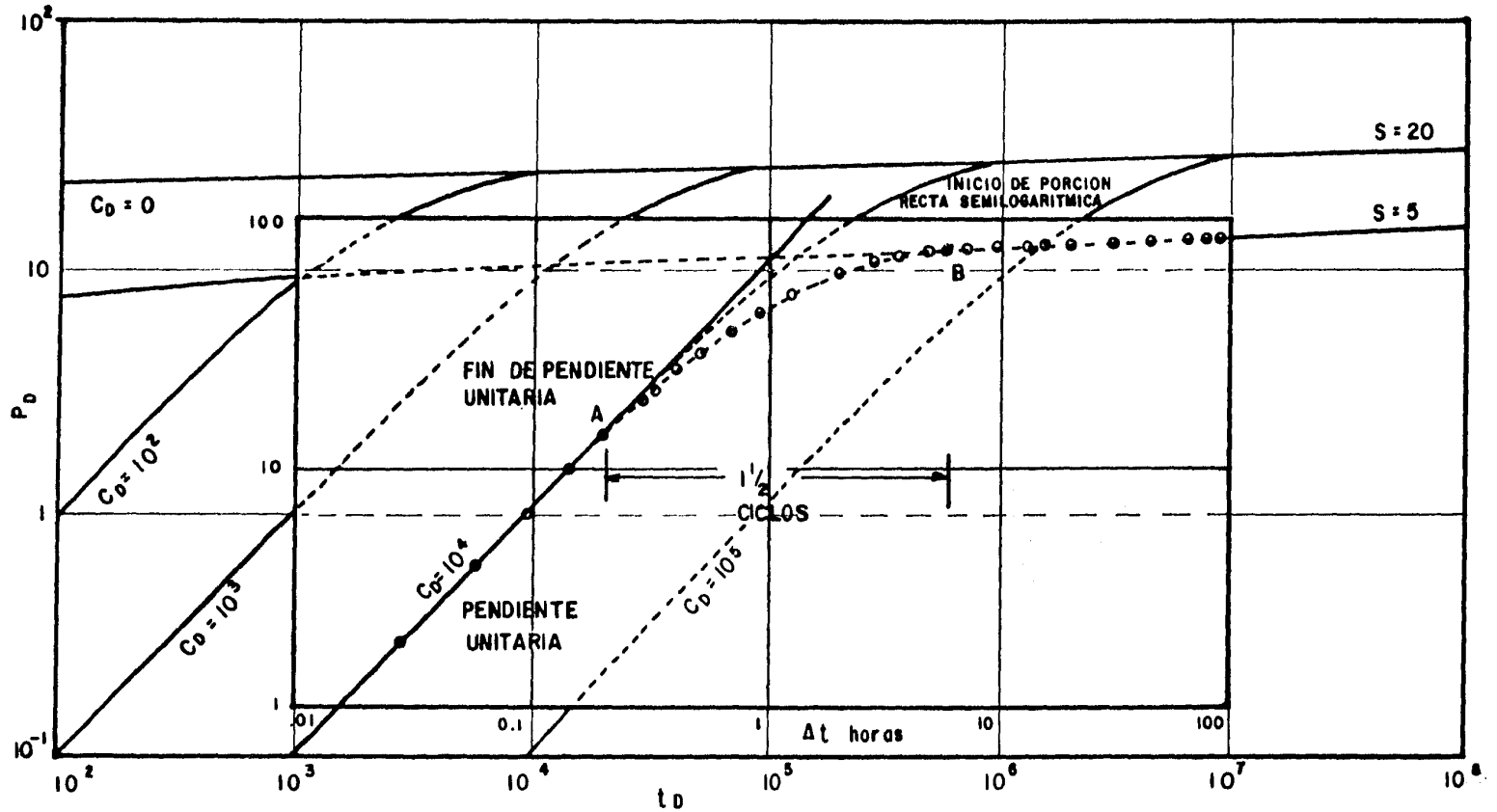


FIGURA (17).- TENDENCIA DE LOS DATOS DE UNA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION CON ALMACENAMIENTO<sup>(6)</sup>.

8.- De la misma manera, estando la definición de las abscisas de las Curvas Tipo, se tiene el tiempo adimensional.- Con los datos del tiempo ( $\Delta t$ ) y del tiempo adimensional ( $t_D$ ) del punto de -ajuste y usando la permeabilidad determinada en el punto anterior, es posible estimar el producto porosidad-compresibilidad del yacimiento:

$$\phi c_t = \frac{0.0002637 k}{\mu r_w^2} \left( \frac{\Delta t}{t_D} \right)_{\text{ajuste}} \dots \dots \dots (62)$$

Las ecuaciones (61) y (62) están expresadas en unidades convencionales de campo.

# CAPITULO V

## EJEMPLOS DE APLICACION

Con el propósito de ilustrar el uso de las Curvas Tipo en el análisis de datos de variación de presión se presentan dos ejemplos típicos de pruebas de presión analizadas mediante esta técnica estudiada en este trabajo.

### V.1 Ejemplo 1

De un trabajo publicado en la literatura<sup>(7)</sup> se eligió una prueba de decremento de presión para ilustrar el análisis mediante el ajuste con Curvas Tipo.

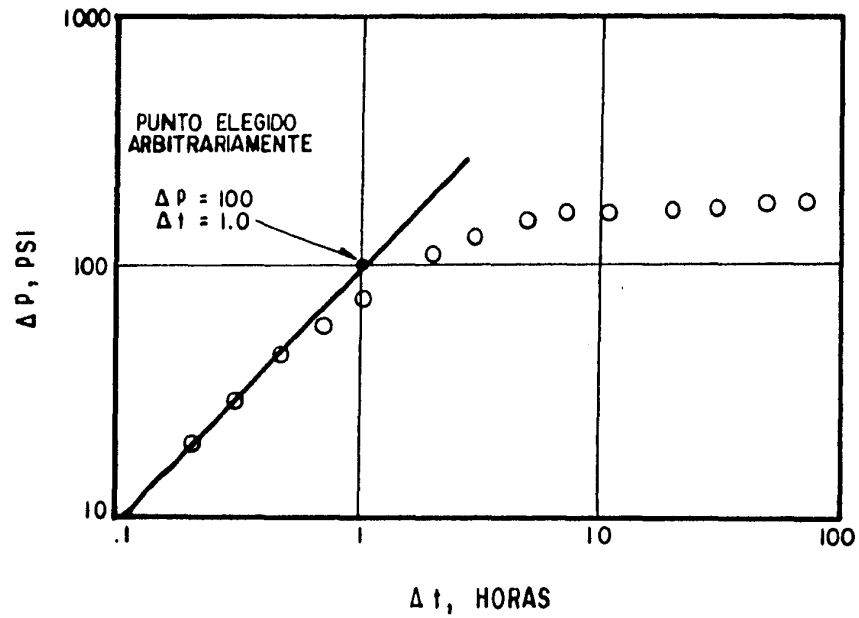
En la Tabla II se dan los datos de presión y tiempo, así como otros datos del yacimiento y del pozo.

Desarrollando los pasos uno a cuatro del procedimiento establecido en el capítulo 4 se obtiene la figura (18). De la figura (18) se elige un punto arbitrariamente para obtener el coeficiente de almacenamiento con la ecuación (52):

$$C = \frac{179 (1.2)}{24} \left( \frac{1.0}{100} \right)$$

$$C = 0.0895 (b1/lb/pg^2)$$

y el coeficiente de almacenamiento adimensional con la ecuación (22):



**FIGURA (18).- CURVA DE DATOS DE LA PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESION DEL EJEMPLO 1 .**

TABLA II.- DATOS DE PRESION PARA EL EJEMPLO 1.

$q_o = 179$ B/D	$c_t = 8.2 \times 10^{-6}$ 1/lb/pg <sup>2</sup>
$B_o = 1.2$	$r_w = 0.276$ pies
$h = 35$ pies	$\phi = 19$ por ciento
$t$ , horas	$\Delta p$ , lb/pg <sup>2</sup>
0.2	19.7
0.3	28.1
0.5	43.1
0.7	58.3
1.0	75.1
2.0	114.5
3.0	135.5
5.0	152.2
7.0	163.2
10.0	166.7
20.0	171.2
30.0	173.9
50.0	175.2
70.0	177.1

$$C_D = \frac{(0.894)(0.0895)}{(.18)(8.2 \times 10^{-6})(35)(0.276)^2}$$

$$C_D = 20,332.36$$

Luego, se realiza el ajuste con Curvas Tipo como se observa en la figura (19); eligiendo la curva de  $C_D = 10^4$  porque  $C_D$  calculada de la ecuación (22) es mayor que 10,000 y mucho menor que --

100,000. De la figura (19) se elige un punto de ajuste con cuyos -  
 datos se obtiene de la ecuación (61):

$$\frac{k}{\mu} = \frac{141.2 (179) (1.2)}{35} \left( \frac{10}{100} \right)$$

$$\frac{k}{\mu} = 86.65 \frac{\text{md}}{\text{cp}}$$

$$\frac{kh}{\mu} = 3032.97 \frac{\text{md-pies}}{\text{cp}}$$

$$s = 10$$

$$C_D = 10^4$$

Estos resultados son aproximados<sup>(7)</sup>. Esta prueba tiene sufi-  
 cientes datos para realizar el análisis por métodos convencionales.  
 En este caso los resultados obtenidos<sup>(7)</sup> fueron:

$$\frac{kh}{\mu} = 3500 \frac{\text{md-pies}}{\text{cp}}$$

$$s = 12$$

como se observa, estos resultados concuerdan con aquellos obteni-  
 dos por medio del ajuste con Curvas Tipo.





## V.2 Ejemplo 2

También se eligió una prueba de incremento de presión, pozo No. 34 del campo Jujo <sup>(11)</sup>

En la Tabla III se dan los datos de presión y tiempo, así como otros datos de yacimiento y del pozo.

En la figura (20) se tienen los datos graficados y se lee un punto cualquiera de la línea de pendiente unitaria para obtener el coeficiente de almacenamiento con la ecuación (52):

$$C = \frac{(5705)(2.99)}{24} \left( \frac{0.35}{2700} \right)$$

$$C = 0.092 \text{ (bl/lb/pg}^2\text{)}$$

y de la ecuación (22) se obtiene el coeficiente de almacenamiento adimensional:

$$C_D = \frac{0.894(0.092)}{0.028(0.23 \times 10^{-4})(157.44)(0.208)^2}$$

$$C_D = 18\,749.846$$

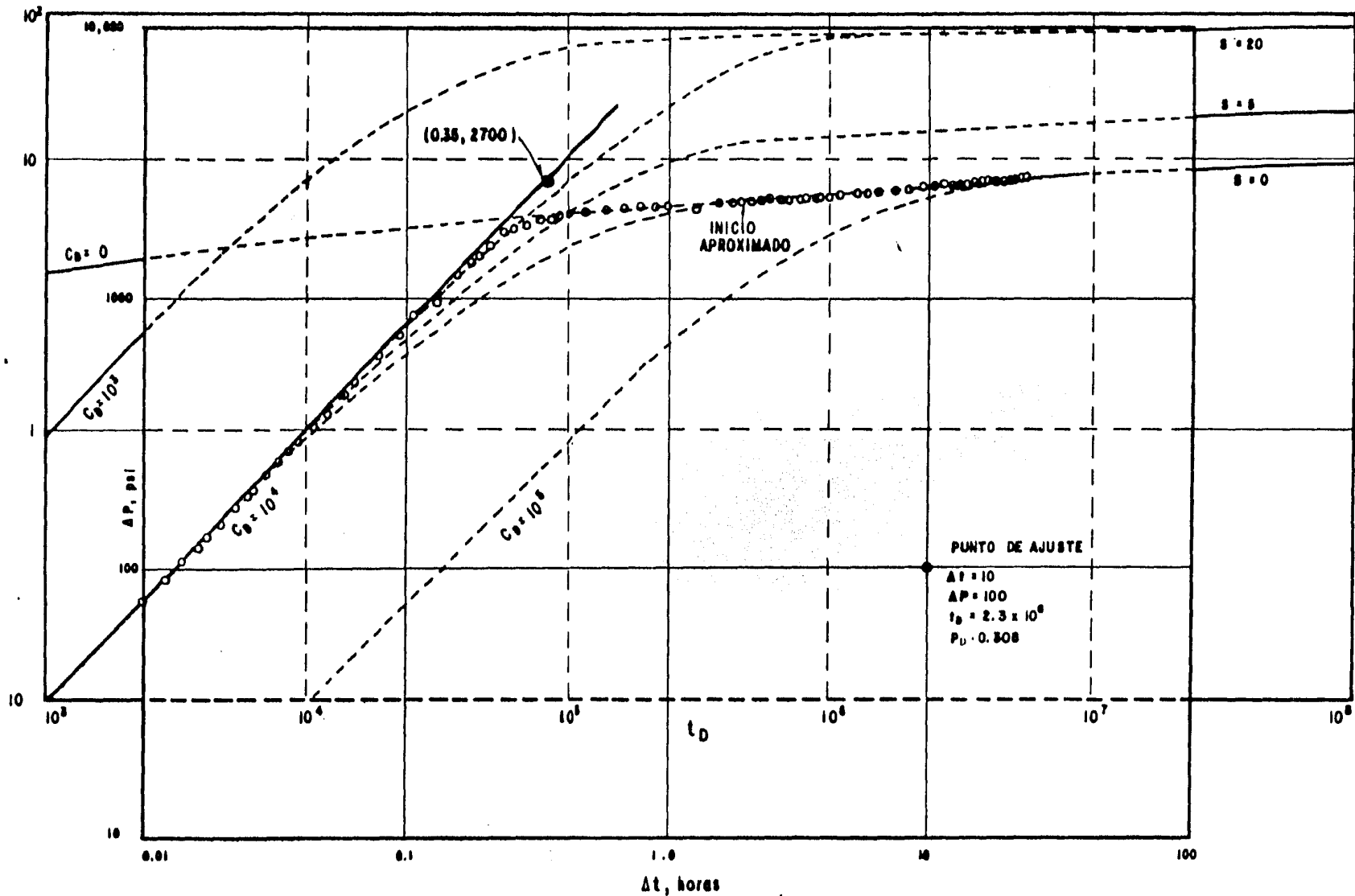
En la figura (20) se obtiene el ajuste con Curvas Tipo, para lo cual se elige la curva de  $C_D = 10^4$  porque  $C_D$  calculada es -----  
 $10\,000 \leq C_D \leq 100\,000$ . Eligiendo un punto de ajuste se obtiene de la ecuación (61):

$$k = \frac{141.2(5705)(2.99)(0.39)}{157.44} \left( \frac{.308}{100.0} \right)$$

$$k = 18.37 \text{ md}$$

TABLA III.- DATOS DE PRESION PARA EL EJEMPLO 2.

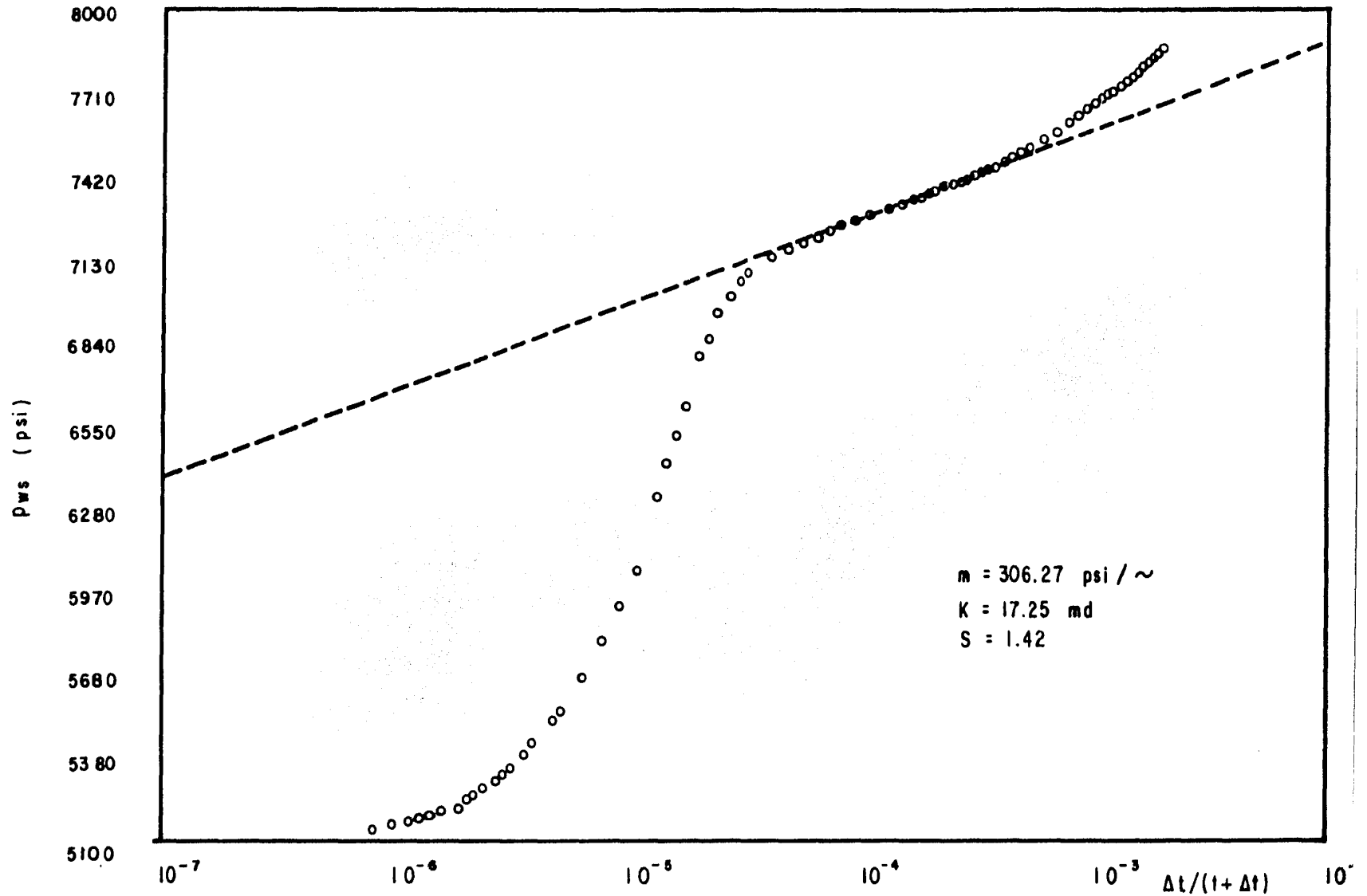
$h = 157.44$ pies	$\mu = 0.39$ cp	$r_w = 0.208$ pies
$q = 5705.00$ B/D	$\phi = 0.0280$	
$B_o = 2.99$	$c_t = 0.253 \times 10^{-4}$	$1/lb/pg^{-2}$
$\Delta t$ , horas	$\Delta p$ , lb/pg <sup>2</sup>	
.010	74.072	
.012	91.221	
.014	107.546	
.016	120.486	
.017	131.763	
.019	147.006	
.022	167.355	
.025	188.330	
.026	199.436	
.029	220.893	
.033	250.784	
.036	271.190	
.039	293.231	
.044	335.322	
.05	375.024	
.06	446.380	
.065	487.049	
.08	609.412	
.097	736.383	
.11	864.932	
.13	996.339	
.16	1244.236	
.18	1357.782	
.197	1461.034	
.21	1554.929	
.24	1732.280	
.26	1799.413	
.29	1889.881	
.33	1949.150	
.36	1991.070	
.39	2022.354	
.44	2057.264	
.49	2083.287	
.59	2108.087	
.69	2134.450	
.79	2159.876	
.89	2179.016	
.99	2194.416	
1.14	2213.528	
1.31	2231.587	
1.64	2260.681	
1.81	2272.896	
1.98	2284.358	
2.14	2294.909	
2.31	2304.635	
2.48	2314.006	
2.81	2331.198	
2.98	2338.877	
3.31	2354.263	
3.48	2361.601	
3.81	2357.622	
3.98	2382.376	
4.31	2395.259	
4.65	2408.100	
4.98	2420.031	
5.48	2437.365	
5.98	2454.045	
6.48	2469.971	
7.48	2499.890	
8.48	2527.491	
9.48	2553.457	
10.48	2577.745	
11.56	2602.303	
12.56	2624.216	
13.56	2644.721	
14.31	2659.951	
15.56	2683.613	
16.56	2701.800	
17.56	2719.248	
18.31	2731.790	
19.31	2747.802	
20.31	2763.387	
21.31	2778.332	
22.31	2792.765	
23.31	2806.729	



FIGURA(20).- AJUSTE CON CURVAS TIPO DE LOS DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO JUJO No. 34, ZONA SUR<sup>(1)</sup>.

Con los datos de este ejemplo se puede construir una gráfica de Horner ( $p_{ws}$  contra  $\frac{\Delta t}{t+\Delta t}$ ) la cual es mostrada en la figura (21) y así observar que los resultados obtenidos con el ajuste -- con Curvas Tipo son casi idénticos a los obtenidos con el método de Horner tanto para la permeabilidad como para el factor de daño. El trazo de la línea recta se hizo con base en el ajuste con la Curva Tipo indicado en la figura (20).

Esto quiere decir que, cuando se realiza adecuadamente el -- ajuste con Curvas Tipo, y cuando los datos lo permiten, los resultados deben coincidir con los obtenidos con otras técnicas convencionales.



**FIGURA ( 21 ).- GRAFICA SEMILOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO  
 JUJO No. 34<sup>(iii)</sup>.**

## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES

Los conceptos de almacenamiento del pozo y del efecto de daño indican que es posible realizar una interpretación adecuada de datos de presión a tiempos cortos bajo condiciones favorables.

Se ha encontrado que, conociendo el efecto de almacenamiento del pozo, es posible estimar la duración del periodo de flujo inicial (tiempos cortos) controlado por el almacenamiento. Durante este tiempo, es posible encontrar el coeficiente de almacenamiento a partir de los datos de pruebas de presión, pero no pueden determinarse la capacidad de flujo de la formación y el efecto de daño.

Mediante la técnica de ajuste con Curvas Tipo es posible realizar el análisis de datos de presión para determinar la capacidad de flujo y el efecto de daño; por tanto, constituye una útil herramienta de interpretación de datos medidos antes de alcanzar la línea recta en una gráfica convencional semilogarítmica.

El procedimiento de análisis planteado es aplicable para el uso de la Curva Tipo para yacimientos homogéneos y también para cualquier otra de las Curvas Tipo publicada en la literatura. La justificación de su uso es general.

Definiendo el final del periodo dominado por los efectos de almacenamiento, o bien, realizando el ajuste de datos de presión con Curvas Tipo se logra establecer el inicio aproximado de la línea recta semilogarítmica.

Es importante enfatizar que el uso de las Curvas Tipo no pretenden reemplazar los métodos convencionales de análisis de pruebas de presión. Más bien, constituye una herramienta complementaria y de diagnóstico, la cual combinada con las otras técnicas, permite realizar una interpretación más confiable de los datos de variación de presión.

Los ejemplos presentados ilustran claramente la aplicación de ajuste con Curvas Tipo.

El análisis de tiempos cortos utilizando Curvas Tipo se puede aplicar también a prueba de presión en pozos de gas y se extiende al análisis de pruebas de decremento, incremento, inyektividad, --fall-off, interferencia de presión, etc.

# NOMENCLATURA

$A_w$  = Area de la tubería, pies<sup>2</sup>

$B$  = Factor del volumen de la formación,

$$\frac{B1 @ c, y}{B1 @ c, s}$$

$C$  = Coeficiente de almacenamiento del agujero,  $b1/lb/pg^2$

$C_D$  = Coeficiente adimensional de almacenamiento del agujero.

$c_t$  = Compresibilidad total del yacimiento,  $1/lb/pg^2$

$c_w$  = Compresibilidad del fluido contenido en el pozo,  $1/lb/pg^2$

$E_i$  = Integral exponencial.

$g$  = Aceleración gravitacional, 32.2 pies/seg<sup>2</sup>

$g_c$  = Constante de conversión

$$32.2 \frac{lb_m - \text{pies}}{lb_f - \text{seg}^2}$$

$h$  = Espesor de la formación, pies.

$J_0, J_1$  = Funciones Bessel de primera clase, orden cero y uno.



- $k_0, k_1$  = Funciones Bessel modificadas de primera clase, orden cero y uno.
- $k$  = Permeabilidad de la formación, md.
- $k_s$  = Permeabilidad de la región alterada inmediatamente cerca del pozo, md.
- $m$  = Pendiente de la línea recta semilogarítmica, lb/pg<sup>2</sup>/ciclo.
- $p_D$  = Caída de presión adimensional.
- $p_D'$  = Diferencial de la función unitaria  $p_D(t_D)$  con respecto al tiempo.
- $p_i$  = Presión inicial en la formación, lb/pg<sup>2</sup>
- $p_s$  = Presión estática, lb/pg<sup>2</sup>
- $p_w$  = Presión del pozo, lb/pg<sup>2</sup>
- $p_{wf}$  = Presión del fondo fluyente, lb/pg<sup>2</sup>
- $p_{1hr}$  = Presión a una hora después de abrir o cerrar un pozo, leída sobre la línea recta semilogarítmica, lb/pg<sup>2</sup>
- $q$  = Gasto de flujo en la superficie, bl @c.s
- $q_{sf}$  = Gasto de flujo en la cara de la arena, bl @c.s

- $r$  = Distancia radial, pies.  
 $r_D$  = Radio adimensional.  
 $r_e$  = Radio de drene, pies.  
 $r_s$  = Radio en la región de permeabilidad alterada, pies.  
 $r_w$  = Radio del agujero, pies.  
 $r_w'$  = Radio efectivo del pozo, pies.  
 $s$  = Factor de daño, adimensional.  
 $t$  = Tiempo de flujo, horas.  
 $t_D$  = Tiempo adimensional.  
 $u$  = Variable de integración.  
 $V_w$  = Volumen del pozo, barriles.  
 $Y_0, Y_1$  = Funciones Bessel de segunda clase, orden cero y uno.  
 $z$  = Altura del fluido en la tubería, pies.  
 $\alpha$  = Constante de conversión de unidades.  
 $\gamma$  = Constante de Euler, 0.57722

- $\rho$  = Densidad, lb/pies<sup>3</sup>
- $\Delta p$  = Caída de presión, lb/pg<sup>2</sup>
- $\Delta t$  = Tiempo de cierre, horas.
- $\mu$  = Viscosidad del fluido, cp.
- $\phi$  = Porocidad de la formación, fracción.

## REFERENCIAS

- 1.- Hawkins M.F. Jr. "A Note on the Skin Effect". Petroleum Transaction of AIME. Vol. 207 (195).
- 2.- Ramey H. J. Jr., Agarwal, L.G. and Al-Hussainy R. "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I. Analytical Treatment". Soc. Pet. Eng. J.C. (Sep., 1970) 279-290; Trans. AIME, 249.
- 3.- Mckinley R.M. "Wellbore Transmissibility from after Flow Dominated Pressure Buildup Data", J.P.T. (July ,1971) 863-872, Trans., AIME, 251.
- 4.- Earllougher, R.C. Jr. "Advances in Well Test Analysis". Monograph Series Vol. 5, Soc. Pet. Eng. of AIME (1977).
- 5.- Ramey, H.J. Jr. "Short-Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage". J. Pet. Tech. (Jun., 1970).
- 6.- Lira S.C. "Automatización del Análisis de Pruebas de Incremento de Presión con Métodos Semilogarítmicos". Tesis Profesional, Facultad de Ingeniería, UNAM 1982.
- 7.- Earllougher R.C. Jr., and Kersch K. M., "Analysis of Short-Time Transient Test Data by Type-Curve Matching"., Journal of Petroleum Technology, (July, 1974).

- 8.- Matthews C. S. and Russell D.F. "Pressure Buildup and Flow Test in Wells". Monograph Vol. 1, SPE of AIME (1967).
- 9.- Valderrábano A., Rayón C.R. y Rodríguez N. R. "Evaluación de la Producción". Facultad de Ingeniería, UNAM (1982).
- 10.- Van Everdingen A.F. "The Skin Effect and its Influence of the Productive Capacity of a Well". Petroleum Transaction of AIME Vol. 198 (1953).
- 11.- Sánchez, T.A. y León V.R. "Estudio de Evaluación de las Formaciones Productoras del Area Huimanguillo, Tab. Campo Jujo" Evaluación de la Formación (Segundo reporte) Subdirección de Tecnología de Explotación, Instituto Mexicano del Petróleo (1985).
- 12.- Ramey H.J. Jr., "Non-Darcy Flow and Wellbore Storage Effects in Pressure Build-up and Drawdown of gas Wells". J. Pet. Tech. (February, 1963) 223-233.