



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

2ej. 45

FACULTAD DE INGENIERIA

El Area de Drene para la estimación de la
Presión Estática de los Yacimientos Petrolíferos

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE :

INGENIERO PETRLOERO

P R E S E N T A

Ricardo Toledo Piña

MEXICO D. F.

1984



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 .

	<u>Pág.</u>
<u>C A P I T U L O I</u>	
RESUMEN	1
INTRODUCCION	2
 <u>C A P I T U L O I I</u>	
II.1 ANTECEDENTES TEORICOS	
Ecuación de difusividad	6
Ecuación del comportamiento de incremento de presión - para yacimientos infinitos	8
Ecuación del comportamiento de incremento de presión - para yacimientos finitos	9
Ecuación de la pendiente de la recta de una gráfica - semilogarítmica	11
 <u>C A P I T U L O I I I</u>	
DETERMINACION DE LA PRESION MEDIA DE LOS YACIMIENTOS.	
III.1 METODO DE MUSKAT	12
III.2 METODO DE HORNER	20
Ecuación del tiempo de producción	21
Ecuación de la presión falsa	22
Ecuación para obtener la presión media por el método - de Horner	22

	<u>Pág.</u>
III.3 METODO DE MILLER-DYES-HUTCHINSON.	23
Ecuación de la presión media por el método de -	
M - D - H	24
III.4 METODO DE MATTEWS - BRONS - HAZEBROEK	27
Ecuación de la presión media por el método de -	
M - B - H	28
Tiempo pseudoestacionario	29
III.5 METODO DE DIETZ	34
Factor de forma	37
Tiempo de cierre por el método de Dietz para -	
estimar la presión media	40
III.6 METODO DE ODEH y AL-HUSSAINY	42
Estimación de la presión media por ODE, AL-HUSSAINY	45

C A P I T U L O I V

IV.1 ESTIMACION DEL AREA DE DRENE.	
IV.2 METODO DE MATTHEWS-BRONS-HAZEBROEK	51
Estimación del volúmen de drene	51
Estimación del área de drene por M-B-H	52
IV.3 METODO DE BALDERAS	54
Estimación del radio de drene	54
Estimación del área de drene por el método de -	
Balderas	69

C A P I T U L O V

ESTIMACION DE LA PRESION MEDIA CON UNA CALCULADORA

HP - 41C 61

C A P I T U L O V I

EJEMPLOS PRACTICOS DE APLICACION 68

IV.1 Ejemplo aplicado al pozo Tajín No. 758 68

Datos y resultados del ejemplo del pozo -

Tajín No. 758 78

IV.2 Ejemplo aplicado al pozo Tajín No. 653 79

Datos y resultados del ejemplo del pozo --

Tajín No. 653 85

C A P I T U L O V I I

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 86

R E F E R E N C I A S 88

N O M E N C L A T U R A 90

R E S U M E N

En este trabajo se describen en forma breve los principios del análisis de pruebas de incremento de presión utilizados para estimar la presión-media de los yacimientos. También se discuten rápidamente los diferentes trabajos publicados para estimar la presión media; así como el estudio de algunos procedimientos útiles para la estimación del área de drene asociada a los pozos.

Además, se presenta un programa de cómputo desarrollado con una calculadora programable HP-41C, el cual permite obtener alternadamente el valor de la presión media por medio de los diferentes métodos, así como del área de drene. Este programa es aplicado a dos ejemplos de campo, con el objeto de mostrar su aplicación, también se presenta un diagrama de flujo y un listado de este programa.

C A P I T U L O I

I N T R O D U C C I O N

La estimación del área de drene de los pozos productores es de gran importancia en la Ingeniería Petrolera, debido a la influencia que tiene en un yacimiento al perforar un pozo petrolero, ya que a cada pozo perforado dentro del yacimiento le corresponde un volumen de hidrocarburos.

La recuperación de hidrocarburos depende del tipo de yacimiento y al mecanismo de producción al cual está sujeto. Para afectar el volumen total del yacimiento es necesario perforar un número suficiente de pozos con un espaciamiento adecuado entre ellos, para que el volumen recuperado de cada pozo no interfiera con los vecinos y para no dejar volúmenes de yacimiento sin drenar.

Considerando que se tiene un yacimiento homogéneo, isotrópico y de espesor constante, el área de drene asociada a cada pozo productor es circular y el radio que le corresponde se define como "radio de drene o de influencia", de un pozo.

El área de drene juega un papel muy importante para definir el número óptimo de pozos requeridos, para el desarrollo del volumen asociado al pozo y tener una eficiente recuperación de hidrocarburos.

Por otro lado, la variación de la presión con el tiempo se puede describir en términos de tres períodos consecutivos. Durante la etapa inicial de cierre se habla de un período transitorio; en esta etapa el sistema se comporta como si fuera un yacimiento infinito y la presión se incrementa rápidamente de acuerdo a una función logarítmica. Después de un período de tiempo suficientemente largo, el sistema alcanza un período denominado "pseudoequilibrio o cuasiestacionario". Durante este período de flujo, la presión varía muy lentamente en todas partes del yacimiento y se observa que se mantiene una relación lineal con el tiempo; es decir que durante este período, el yacimiento se comporta como si fuera finito y los efectos de frontera han llegado a sentirse en el pozo.

Entre estos períodos, hay uno conocido como período de transición, el cual se puede considerar como el final del período transitorio o el inicio del período pseudoequilibrio. Este período ha sido indicado en la Fig. I.1 con un círculo cuyo centro tiene por coordenadas (A_{te}, P_e) donde se supone que termina la parte curva y se inicia la porción recta que representa la variación lineal de la presión con respecto al tiempo.

El tiempo que se requiere para alcanzar este último período se denomina tiempo de estabilización. En la literatura relacionada con el límite de yacimientos, se han desarrollado algunas expresiones para tratar de evaluar la presión media del yacimiento, \bar{p} ; generalmente están en función del radio de drenaje.

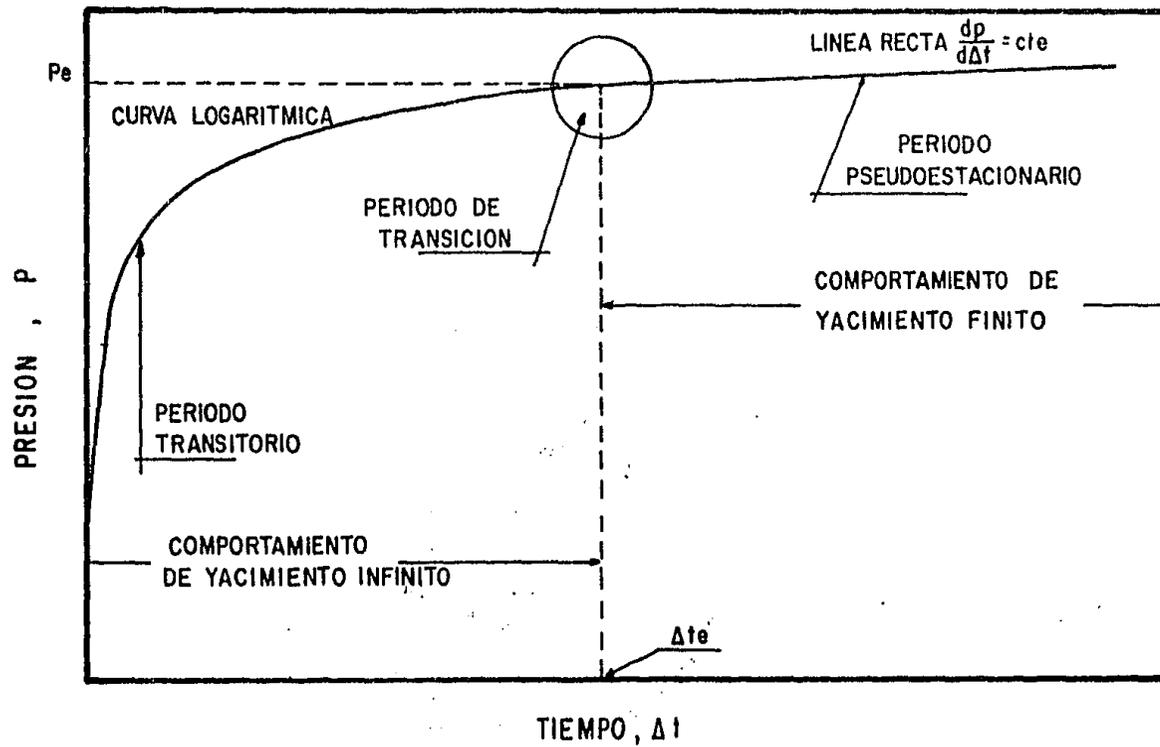


FIG.I.1. - COMPORTAMIENTO TIPICO DE LA VARIACION DE LA PRESION EN FUNCION DEL TIEMPO DE CIERRE DE UN POZO PRODUCTOR DE ACEITE

La estimación de estos dos parámetros: el área de drene y la presión media, ha sido un tema que han tratado varios investigadores y cada uno de ellos ha desarrollado una expresión matemática de acuerdo a la definición que han utilizado. La mayoría de estas expresiones conducen a resultados similares entre sí, debido principalmente a que utilizan el mismo principio, basado en la ecuación de balance de materia.

El objetivo principal de este trabajo consiste en describir los métodos existentes para calcular el área de drene, necesaria para estimar la presión media de los yacimientos.

Los principios básicos de los métodos para estimar el área de drene, como para calcular la presión media, son los mismos principios de las pruebas de incremento de presión. Otra finalidad de este trabajo es desarrollar un programa de cómputo para estimar la \bar{p} , en una calculadora programable HP-41C, conjuntando varios métodos para obtener los resultados de una forma rápida y precisa.

C A P I T U L O I I

ANTECEDENTES TEORICOS.

La teoría para el análisis de pruebas de variación de presión, registradas en el fondo de un pozo se basa fundamentalmente en la ecuación de difusividad:

$$\nabla^2 p = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (\text{II.1})$$

donde se desprecian los gradientes de presión al cuadrado y los efectos gravitacionales; y se considera que la permeabilidad y la viscosidad son constantes y que el medio es poroso homogéneo, isotrópico y de espesor constante. Bajo condiciones de flujo radial se tiene:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (\text{II.2})$$

La solución de esta ecuación para el caso de un yacimiento infinito -- con un pozo que produce a gasto constante se obtiene con las siguientes con diciones:

$$1) p(r, 0) = p_i \quad \forall r \geq 0$$

$$2) \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} = - \frac{q \mu}{2 \pi k h} \quad \forall t > 0$$

$$3) \lim_{r \rightarrow \infty} p(r, t) = p_i \quad \forall t > 0$$

Aproximando la segunda condición con la siguiente expresión:

$$\lim_{r_w \rightarrow 0} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = - \frac{q \mu}{2 \pi k h} \quad \forall t > 0$$

y resolviendo la ecuación (II.2) se tiene:

$$p = p_i + \frac{q \mu}{4 \pi k h} \operatorname{Ei} \left(- \frac{0.183 c_t r^2}{4 k t} \right) \quad (\text{II.3})$$

Para valores de $\operatorname{Ei}(-x) < 0.0025$ puede tenerse la siguiente aproximación:

$$\operatorname{Ei}(-x) \approx \ln x + 0.5772 \quad (\text{II.4})$$

Sustituyendo esta aproximación logarítmica en la ecuación (II.3):

$$p_p = p_i + \frac{q \mu}{4 \pi k h} \left[\ln \left(\frac{0.48 C_t r^2}{4 k t} \right) + 0.5772 \right] \quad (\text{II.5})$$

Aplicando el principio de superposición y considerando un pozo fluyendo a un gasto constante; la presión de fondo es:

$$p_{ws} = p_i + \frac{q \mu}{4 \pi k h} \ln \left(\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t} \right) \quad (\text{II.6})$$

Que representa el comportamiento de la presión cuando un pozo es cerrado en un yacimiento infinito.

Usando unidades prácticas se tiene:

$$p_{ws} = p_i + 162.6 \frac{q \mu B}{k h} \log \left(\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t} \right) \quad (\text{II.7})$$

Por otro lado, utilizando las siguientes condiciones:

$$1) \quad p(r, 0) = p_i, \quad r \geq 0$$

$$2) \quad \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} = - \frac{q \mu}{2 \pi k h}, \quad t > 0$$

$$3) \quad \left(\frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_e} = 0, \quad t > 0$$

se obtiene la solución de la ecuación (II.2) para un yacimiento finito con flujo igual a cero en la frontera externa:

$$p = p_i - \frac{q \mu}{4 \pi k h} \left[Ei \left(- \frac{\phi \mu c_t r^2}{4 k t} \right) - \gamma \left(\frac{\phi \mu c_t r_e^2}{4 k t} \right) \right] \quad (II.8)$$

Donde:

$$\gamma(u) = Ei(-u) + \frac{1}{u} e^{-u} \quad (II.9)$$

Esta ecuación se resuelve con la gráfica de la Fig. II.1

Utilizando el principio de superposición para un incremento de presión:

$$p_{ws} = p_i + \frac{q \mu}{4 \pi k h} \left[\ln \left(\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t} \right) + \gamma \left(\frac{\phi \mu c_t r_e^2}{4 k (t_p + \Delta t)} \right) - \gamma \left(\frac{\phi \mu c_t r_e^2}{4 k \Delta t} \right) \right] \quad (II.10)$$

Para valores muy grandes de Δt la función $\gamma \left(\frac{\phi \mu c_t r_e^2}{4 k \Delta t} \right)$ se aproxima a cero y la ecuación (II.10) se reduce a:

$$p_{ws} = p_i + \frac{q \mu}{4 \pi k h} \left[\ln \left(\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t} \right) + \gamma(u_i) \right] \quad (II.11)$$

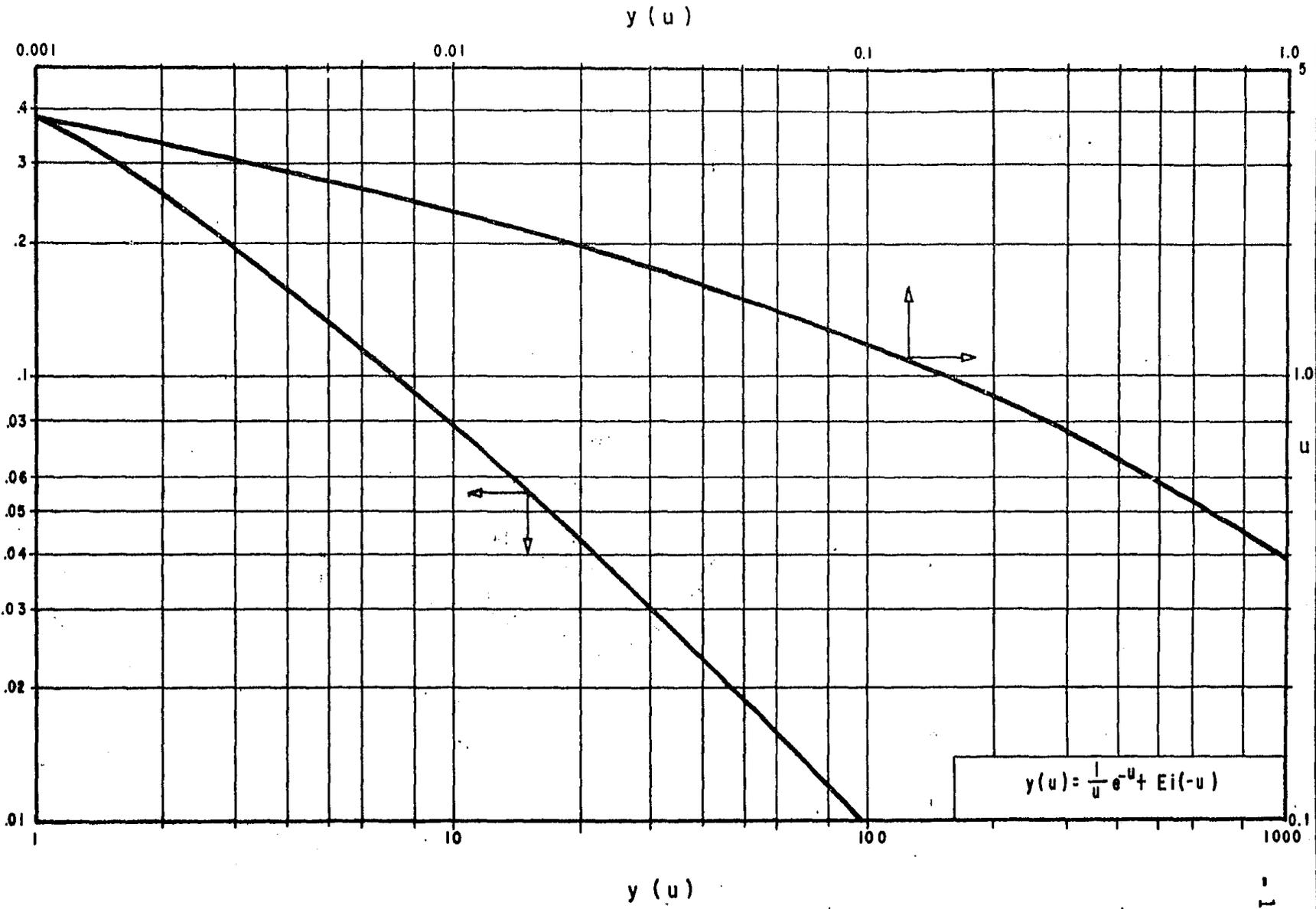


FIG. II. I. - GRAFICA DE LA FUNCION Y (u)

Expresando la ecuación (II.10) en unidades prácticas:

$$pws = pi - 162.6 \frac{q \mu B}{k h} \left[\log \left(\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t} \right) + \gamma(\mu_i) \right] \quad (II.12)$$

Las ecuaciones (II.7) y (II.12) representan una línea recta al graficar - -
pws contra $\log \left(\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t} \right)$ cuya pendiente es:

$$m = 162.6 \frac{q \mu B}{k h} \quad (II.13)$$

C A P I T U L O I I I

DETERMINACION DE LA PRESION MEDIA DE LOS YACIMIENTOS.

III.1 METODO DE MUSKAT

Este método está basado en la observación del nivel del fluido de producción dentro del pozo y en la presión de fondo, cuando el pozo está cerrado y se ha alcanzado la estabilización del fluido o de la presión.

Cuando un pozo es cerrado se tiene una altura del fluido productor (H) y una densidad media del fluido (γ_0) como se muestra en la Fig. III.1, entonces la presión en el fondo del pozo es $p = \gamma_0 g H$.

Llamando a al área transversal del agujero o tubería y asumiendo un ritmo de producción uniforme antes del cierre (q) :

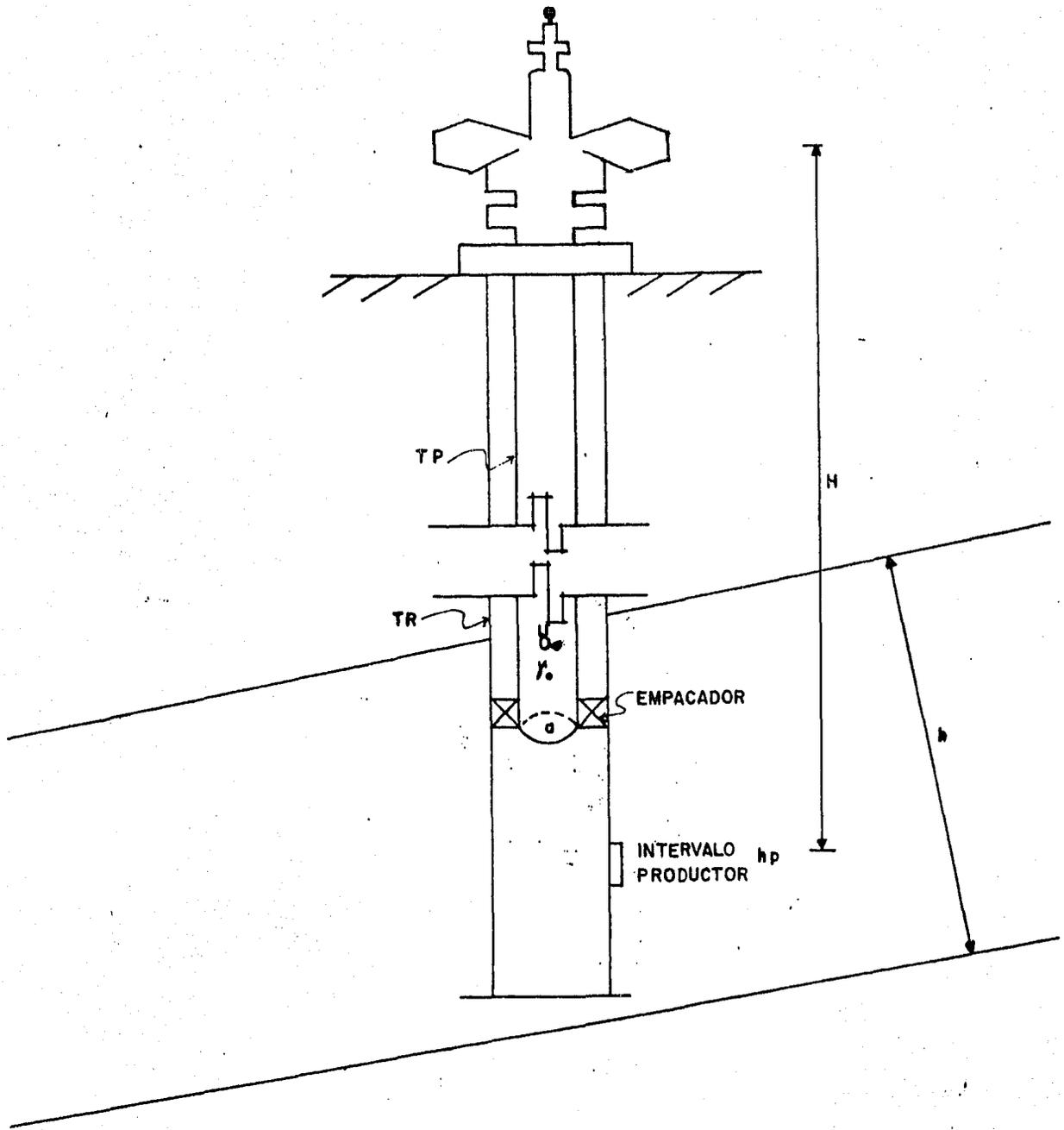


FIG. III. I.- ESQUEMA DE UN POZO CERRADO PRODUCTOR DE ACEITE.

$$q = a \frac{\partial H}{\partial t} = \frac{a}{\gamma_0 g} \frac{\partial p}{\partial t} = f(p) \quad (\text{III.1})$$

Es decir que el gasto es una función de la presión; por tanto, de los datos de una prueba de incremento de presión cuando empieza la estabilización se ve afectado el ritmo de producción por una constante y despreciando los efectos del gas sobre la ley de flujo:

$$q = \eta (\bar{p} - p_w) \quad (\text{III.2})$$

Donde η es una constante que depende de las características del yacimiento:

$$\eta = \frac{2\pi k h}{\mu l_n (r_e / r_w)} \quad (\text{III.3})$$

Igualando las ecuaciones (III.1) y (III.2), se tiene:

$$\eta (\bar{p} - p_w) = \frac{a}{\gamma_0 g} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (\text{III.4})$$

Agrupando términos e integrando:

$$\frac{\gamma_0 g \eta}{a} \int_0^t dt = - \int_{p_i}^p \frac{dp}{(\bar{p} - p)}$$

$$\frac{y_0 g n t}{a} = - \ln(\bar{p} - p) \Big|_{p_i}^p = \left[\ln(\bar{p} - p) - \ln(p - p_i) \right] \quad (\text{III.5})$$

Reagrupando términos:

$$- \frac{y_0 g n t}{a} = \ln \left(\frac{\bar{p} - p}{p - p_i} \right) \quad (\text{III.6})$$

Sacando antilogaritmos:

$$e^{-\frac{y_0 g n t}{a}} = \frac{\bar{p} - p}{p - p_i} \quad (\text{III.7})$$

despejando p se tiene:

$$p = \bar{p} - (\bar{p} - p_i) e^{-\left(\frac{y_0 g n t}{a}\right)} \quad (\text{III.8})$$

Restando p_i en ambos lados de la ecuación:

$$p - p_i = (\bar{p} - p_i) - (\bar{p} - p_i) e^{-\left(\frac{y_0 g n t}{a}\right)} \quad (\text{III.9})$$

Nuevamente despejando p :

$$p = p_i + (\bar{p} - p_i) \left[1 - e^{-\left(\frac{y_0 g n t}{a}\right)} \right] \quad (\text{III.10})$$

De un procedimiento similar al anterior se obtiene:

$$H = H_i + (\bar{H} - H_i) \left[1 - e^{-\left(\frac{y_0 g n t}{a}\right)} \right] \quad (\text{III.11})$$

Para $t = 0$ se tiene en ambas ecuaciones (III.10) y (III.11):

$$p = p_i + (\bar{p} - p_i) \left[1 - e^{-\left(\frac{\gamma_0 g n(t)}{a}\right)} \right] = p_i$$

$$H = H_i + (H - H_i) \left[1 - e^{-\left(\frac{\gamma_0 g n(t)}{a}\right)} \right] = H_i$$

y para $t = \infty$:

$$p = p_i + (\bar{p} - p_i) \left[1 - e^{-\left(\frac{\gamma_0 g n(\infty)}{a}\right)} \right] = \bar{p}$$

$$H = H_i + (\bar{H} - H_i) \left[1 - e^{-\left(\frac{\gamma_0 g n(\infty)}{a}\right)} \right] = \bar{H}$$

Por tanto, las ecuaciones (III.10) y (III.11) cumplen con las condiciones - de frontera e iniciales donde \bar{p} y \bar{H} son valores reales del yacimiento.

La ecuación (III.6) también puede escribirse:

$$-\left(\frac{\gamma_0 g n t}{a}\right) = \log \frac{(\bar{p} - p)}{(\bar{p} - p_i)} = \log \frac{(\bar{H} - H)}{(\bar{H} - H_i)} \quad (III.12)$$

Despejando n :

$$n = \frac{a}{\gamma_0 g t} \log \frac{(\bar{p} - p_i)}{(\bar{p} - p)} = \frac{a}{\gamma_0 g t} \log \frac{(\bar{H} - H_i)}{(\bar{H} - H)} \quad (III.13)$$

Por otro lado, el valor de n puede conocerse de la máxima capacidad de producción, donde $p = 0$, a partir de la ecuación (III.2) :

$$q = n \bar{p} \quad (III.14)$$

Sustituyendo en la ecuación (III.13) :

$$q = n \bar{p} = \frac{a \bar{p}}{\gamma_0 \Delta t} \log \frac{(\bar{p} - p_i)}{(\bar{p} - p)} = \frac{a \bar{H}}{t} \log \frac{(\bar{H} - H_i)}{(\bar{H} - H)} \quad (III.15)$$

De esta ecuación se puede conocer n y q , sin necesidad de conocer el valor de la densidad γ_0 .

El valor de n también puede obtenerse al graficar el $\log (\bar{p} - p_w)$ - contra el tiempo de cierre (Δt); donde $(\log n/a)$ es el valor de la pendiente de una línea recta como se ve en la Fig. III.2 y el valor de la presión de equilibrio es \bar{p} .

La ecuación (III.3) en unidades prácticas de campo puede escribirse:

$$n = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_0 h}{B_0 \mu_0 \ln (r_e / r_w)} \quad (III.16)$$

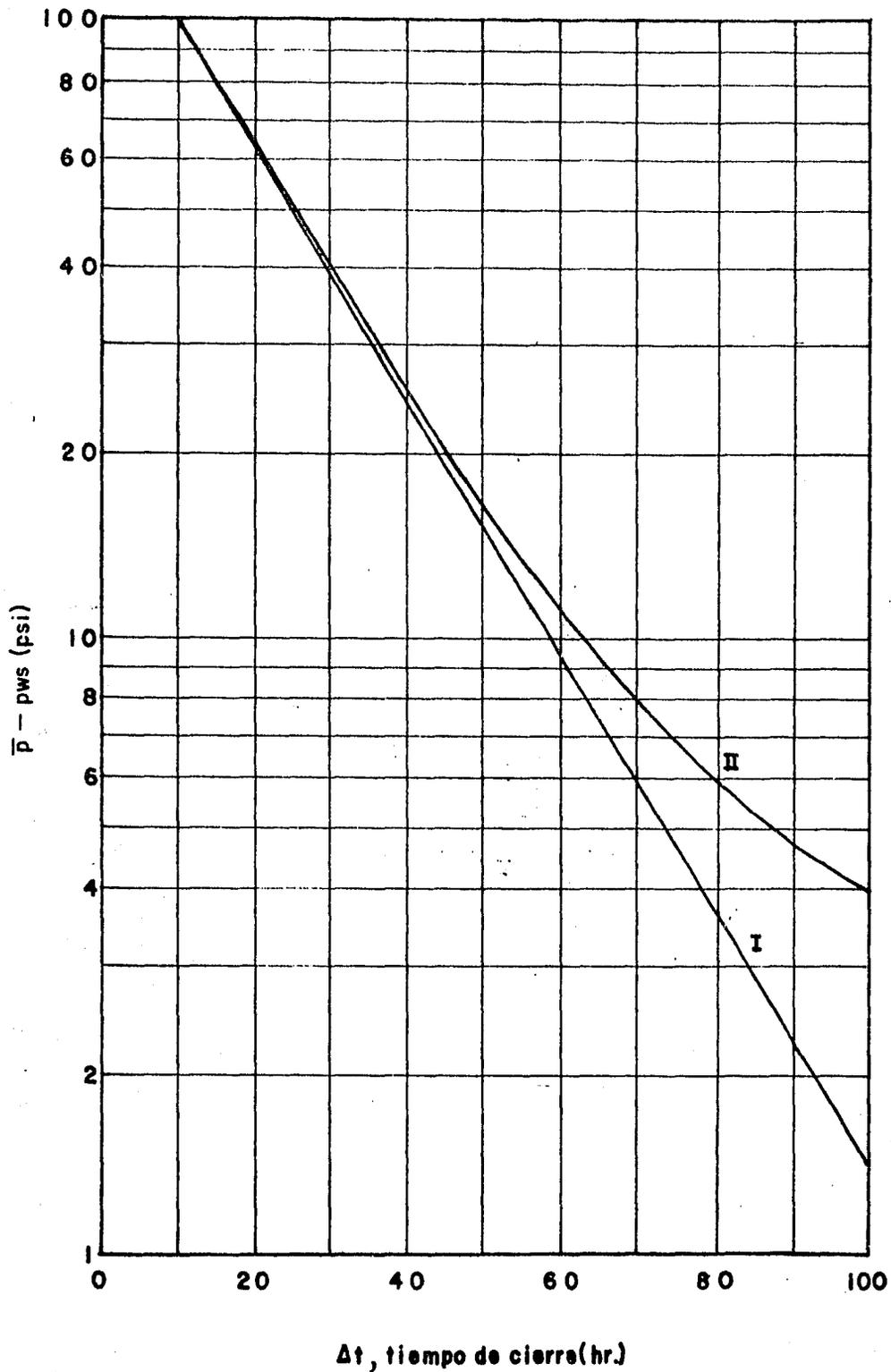


FIG. III. 2.- GRAFICA DE $\text{Log}(\bar{p}-p_{ws})$ CONTRA Δt MOSTRANDO EL METODO DE ENSAYO Y ERROR DE MUSKAT.

Para el cálculo de la presión media, es necesario graficar los datos de una prueba de incremento de presión obteniendo una curva de incremento similar a la gráfica de la figura I.1, de donde se obtiene la presión de estabilización (p_e) que es el valor donde empieza a aplanarse la curva de incremento.

Del valor obtenido de p_e se grafica el $\log (p_e - p_{ws})$ contra Δt obteniendo una curva como se muestra en la Fig. III.2. En caso de que ésta no sea una línea recta, p_e no corresponde al valor de \bar{p} y es necesario escoger otro valor de p_e , y graficar nuevamente. Este procedimiento debe repetirse hasta obtener una línea recta en la gráfica semilogarítmica, cuya pendiente corresponde a la ecuación (III.16).

III.2.- METODO DE HORNER.

Horner ⁽³⁾ hace una modificación del método de análisis para curvas de incremento en yacimientos infinitos, con objeto de aplicarlo en yacimientos finitos; que consiste en un balance de materia y es usado para aproximar el cambio en las condiciones de frontera.

Este método se aplica a yacimientos infinitos o a pozos que todavía no han producido suficiente fluido, como para haber disminuido la presión estática en todos los puntos del yacimiento, es decir; un pozo cuya producción- acumulada sea pequeña y en consecuencia, los efectos de frontera del yacimiento no se han dejado sentir.

Durante el análisis desarrollado para obtener la presión original o -- inicial del yacimiento el autor hace las siguientes consideraciones:

- a) Yacimiento infinito, homogéneo, con espesor uniforme y presión constante en la frontera.
- b) Fluido en una fase, de viscosidad y compresibilidad constantes.
- c) Flujo radial y obedece a la ley de darcy.

Para determinar la presión estática en yacimientos infinitos se grafican los datos de P_{ws} contra el $\log (\Delta t / (t_p + \Delta t))$, se determina la porción lineal y se extrapola a un tiempo infinito de cierre obteniendo en este punto la presión original (p_i) del yacimiento como se ve en la Fig. (VI.3)

y que cumple con la ecuación (II.7)

Donde:

$$t_p = \frac{24 \times \text{Producción acumulada antes del cierre (m}^3\text{)}}{\text{Gasto constante antes del cierre (m}^3\text{/día)}} \quad (\text{III.17})$$

Para yacimientos finitos el método de Horner considera un yacimiento circular o sea que deja sentir los efectos de influencia en el límite del radio de drene.

Para este caso, Horner⁽³⁾ hace un desarrollo semejante al que se presenta en el capítulo II para yacimientos finitos, ecuación (II.12). En esta ecuación:

$$Y(u_1) = \frac{\phi \mu C_t r_e^2}{4 k t_p} \quad (\text{III.18})$$

De la ecuación (II.11) graficando, P_{ws} contra $\log \left(\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t} \right)$ se obtiene una línea recta, la cual puede extrapolarse a un tiempo de cierre infinito, indicando un valor de presión que se considera falso y se denomina presión falsa (p^*).

Por tanto, de la ecuación (II.11)

$$p^* = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \gamma(u_i) \quad (III.19)$$

y la ecuación (II.11) queda:

$$p_{ws} = p^* - \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln\left(\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t}\right) \quad (III.20)$$

Sustituyendo la ecuación (III.18) en (III.19) y considerando por otra parte que de esta sustitución también se tiene la presión estática⁽⁸⁾:

$$\bar{p} = p_i - \left(\frac{q\mu}{4\pi kh}\right) \cdot \left(\frac{4kt_p}{\phi\mu c_t r_e^2}\right) \quad (III.21)$$

Que con unidades prácticas de campo queda:

$$\bar{p} = p_i - \frac{162.6 q\mu B}{kh} \cdot t_{pDA} \quad (III.22)$$

Donde t_{pDA} es el tiempo adimensional:

$$t_{pDA} = \frac{2.637 \times 10^{-4} k t_p}{\phi\mu c_t A} \quad (III.23)$$

y $m = \frac{162.6 q\mu B}{kh}$ es la pendiente de la porción recta de la gráfica-

de Horner. Para yacimientos finitos este método es poco utilizado debido al error que se obtiene en su aplicación.

III.3. METODO DE MILLER-DYES-HUTCHINSON.

La ecuación que proponen estos autores⁽³⁾ para la estimación de la presión media (\bar{p}) en un pozo, es desarrollada a partir de la ecuación de incremento para un yacimiento finito, comparando las condiciones existentes en la frontera finita e infinita, utilizando en su estudio un analizador eléctrico, con el cual observaron los cambios que ocurren en la formación y para la aplicación de su método hacen las siguientes suposiciones:

- a) Una frontera del yacimiento es grande pero finita (radio de drene)
- b) Flujo radial en régimen permanente.
- c) Fluido en una sola fase, de compresibilidad y viscosidad constante.
- d) Yacimiento homogéneo y de espesor constante.

Cuando el tiempo de cierre del pozo es muy pequeño comparando con el tiempo que ha estado produciendo, es decir que $t_{cc} \ll t_p$, entonces la ecuación de Horner puede simplificarse. Es decir, de la ecuación (II.20):

$$p_{ws} = p^* - m (\ln(t_p) - \ln \Delta t) \quad (III.24)$$

y si se considera un tiempo de cierre igual a una hora se tiene:

$$p^* = p_{ws} (\Delta t = 1 \text{ hora}) + m \log t_p \quad (III.25)$$

Combinando las ecuaciones (III.24) y (III.25) se obtiene

$$p_{ws} = p(1 \text{ hora}) + m \log \Delta t \quad (\text{III.26})$$

Graficando p_{ws} contra $\log \Delta t$ se obtiene una línea recta, donde m es la pendiente de la curva de incremento.

Para determinar la presión estática los autores dan la siguiente ecuación que la obtienen de la definición de presión adimensional:

$$\bar{p} = p_{ws} + m \frac{P_{DMDH}(\Delta t DA)}{1.1513} \quad (\text{III.27})$$

Donde $\Delta t DA$ es el tiempo de cierre dimensional referido al área de drenaje; que se define de la siguiente manera:

$$\Delta t DA = \Delta t D \left(\frac{r_w^2}{A} \right) = \frac{k \Delta t}{\phi \mu c_t A} \quad (\text{III.28})$$

Para unidades prácticas de campo queda:

$$\Delta t DA = \frac{2.637 \times 10^{-4} k \Delta t}{\phi \mu c_t A} \quad (\text{III.29})$$

Donde A es el área de drenaje ($A = \pi r_e^2$) cuyo valor es obtenido por el método mostrado en el capítulo IV, y k , es calculado de la ecuación (II.13).

El valor de m , de P_{ws} , y de Δt son leídos de la gráfica semilogarítmica, donde m es la pendiente, P_{ws} es el valor leído de la ordenada cuando la presión empieza a estabilizarse y Δt es el valor correspondiente a P_{ws} .

El valor de P_{DMDH} , es la presión adimensional definida en la gráfica de la Fig. III.3 y su valor es leído en ésta, de acuerdo al valor de $\Delta t \Delta A$ calculado con la ecuación (III.29).

Una vez que se tienen estos valores, utilizando la ecuación (III.27) - se realiza la estimación de la presión media del yacimiento.

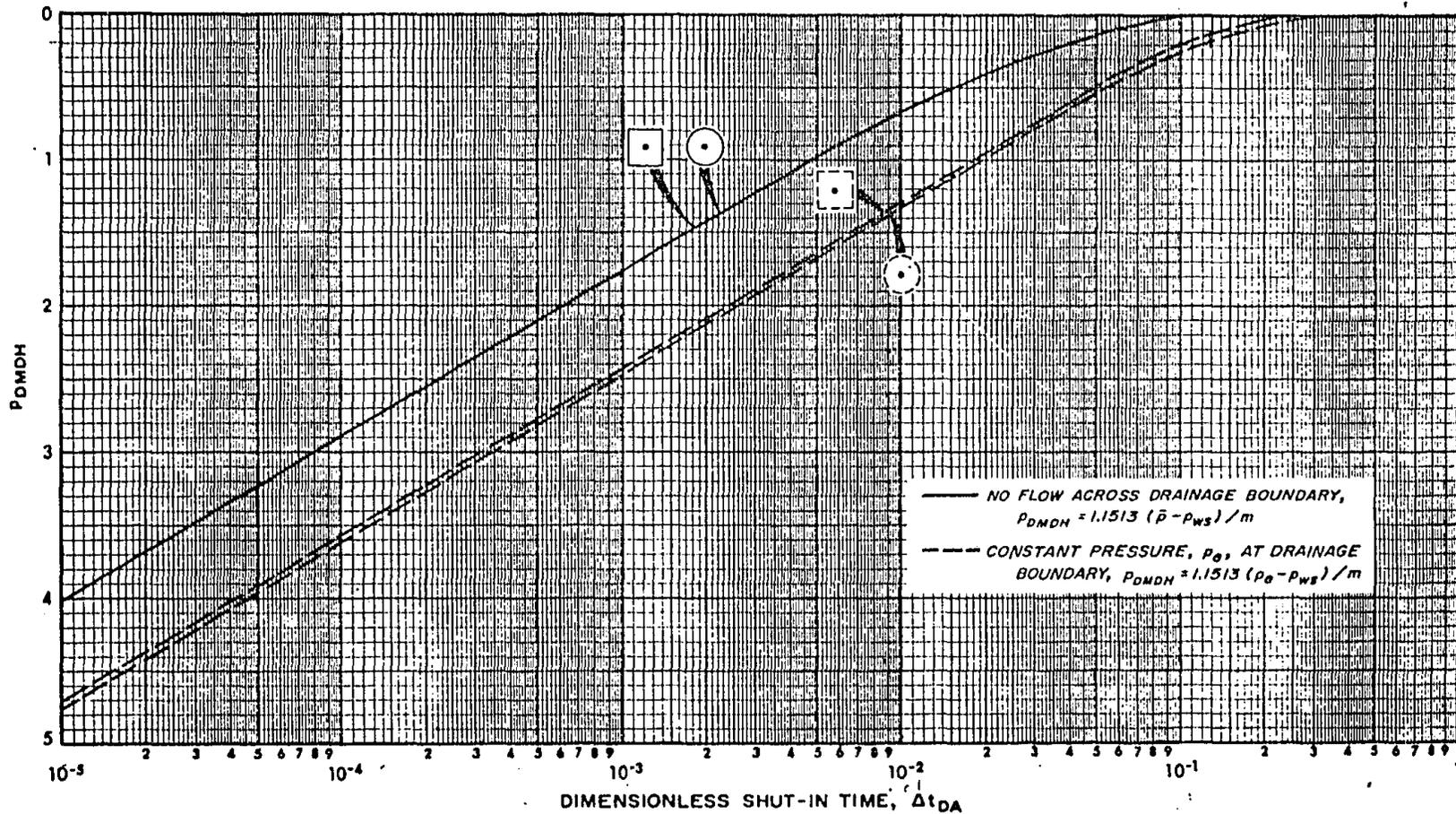


FIG.III.3- CURVAS CONSTRUIDAS POR MILLER-DYES-HUTCHINSON DE LA FUNCION DE LA PRESION ADIMENSIONAL PARA AREAS DE DRENE CIRCULAR Y CUADRADA.

III.4 METODO DE MATTHEWS - BRONS - HAZEBROEK.

Matthews - Brons - Hazebroek⁽⁵⁾, modificaron el método presentado por Horner, introduciendo un factor de corrección para determinar la presión estática en pozos localizados en yacimientos finitos o limitados.

Los factores de corrección son desarrollados por los autores, en soluciones gráficas adimensionales para diferentes posiciones del pozo en fronteras simétricas y asimétricas.

Este método se puede aplicar a un pozo que esté produciendo a un gasto constante en estado pseudoestacionario antes del cierre y tomando las siguientes suposiciones:

- a) Yacimiento horizontal, homogéneo e isotrópico.
- b) Espesor uniforme de la capa.
- c) El fluido en una sola fase de compresibilidad y viscosidad constantes.

La gráfica que utiliza este método es la que se muestra en la Fig. - - VI.2 donde se grafica P_{ws} contra $\log \left(\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t} \right)$ observándose al inicio de esta curva los efectos de almacenamiento; posteriormente se tiene una porción lineal y finalmente se observa un aplanamiento de la curva hasta alcanzar el punto de la \bar{p} . Si se extrapola la porción lineal hasta el log - -

se obtiene la presión falsa (p^*), representada por la ecuación (III.19).

Por otro lado, se tiene que la ecuación para un fluido de compresibilidad pequeña y constante es:

$$p_i - \bar{p} = \frac{q t_p}{\phi C_t h A} = \frac{q \mu}{4 \pi k h} \cdot \frac{4 \pi k t_p}{\phi \mu C_t A} \quad \text{(III.30)}$$

De las ecuaciones (III.19) y (III.30) se despeja (p_i) y se igualan, -- haciendo un balance de materia:

$$p^* - \bar{p} = \frac{q \mu}{4 \pi k h} \left[\frac{4 \pi k t_p}{\phi \mu C_t A} + \gamma(\mu_i) \right] \quad \text{(III.31)}$$

Representando esta ecuación en unidades prácticas de campo y sustituyendo la ecuación (III.31) se tiene:

$$2.303 (p^* - \bar{p}) = m t_p D A + \gamma(\mu_i) \quad \text{(III.32)}$$

Los valores calculados de $(p^* - \bar{p})$ 2.303/m, son mostrados en la Fig. - III.4, donde se observa que para valores de $t_p D A \geq 0.1$, los términos de la función $\gamma(\mu_i)$ son despreciados, como lo indica la linealidad de ésta figura y para valores de $t_p D A \leq 0.05$ se tiene:

$$t_p D A \approx \frac{2.303 (p^* - \bar{p})}{m} \quad \text{(III.33)}$$

De esta ecuación los autores definen la corrección de la presión mostrándola como una presión adimensional:

$$P_{DMBH}(t_{pDA}) = 2.303 \frac{(p^* - \bar{p})}{m} \quad (III.34)$$

Para la obtención de la gráfica de las figuras III.4 a III.7 se utiliza el método de imágenes, considerando diferentes formas de área de drenaje y diferentes localizaciones del pozo.

Para estimación de la presión media se despeja \bar{p} de la ecuación (III.34):

$$\bar{p} = p^* - \frac{m P_{DMBH}(t_{pDA})}{2.303} \quad (III.35)$$

Donde p^* y m son obtenidos de la gráfica semilogarítmica de Horner, y t_{pDA} es calculado de la ecuación (III.23). El valor de t_p debe ser comparado con t_{pss} , donde:

$$t_{pss} = \frac{\phi \mu c t A}{2.367 \times 10^{-4} k} (t_{DA})_{pss} \quad (III.36)$$

Donde $(t_{DA})_{pss}$ es el tiempo adimensional en estado pseudoestacionario cuyo valor se lee de la tabla III.1 y que es una función de la forma del área de drenaje asociado en el pozo en el momento del análisis.

Si $t_p > 10 t_{pss}$, entonces se calcula el valor de t_{pss} , ecuación (III.36) y éste es sustituido en la ecuación (III.24) sustituyéndolo por t_p . Una vez calculado el valor de t_{pDA} , se lee el valor correspondiente de P_{MBH} en las Figs. (III.4) a (III.7); y con estos valores se obtiene el valor de \bar{p} por medio de la ecuación (III.35).

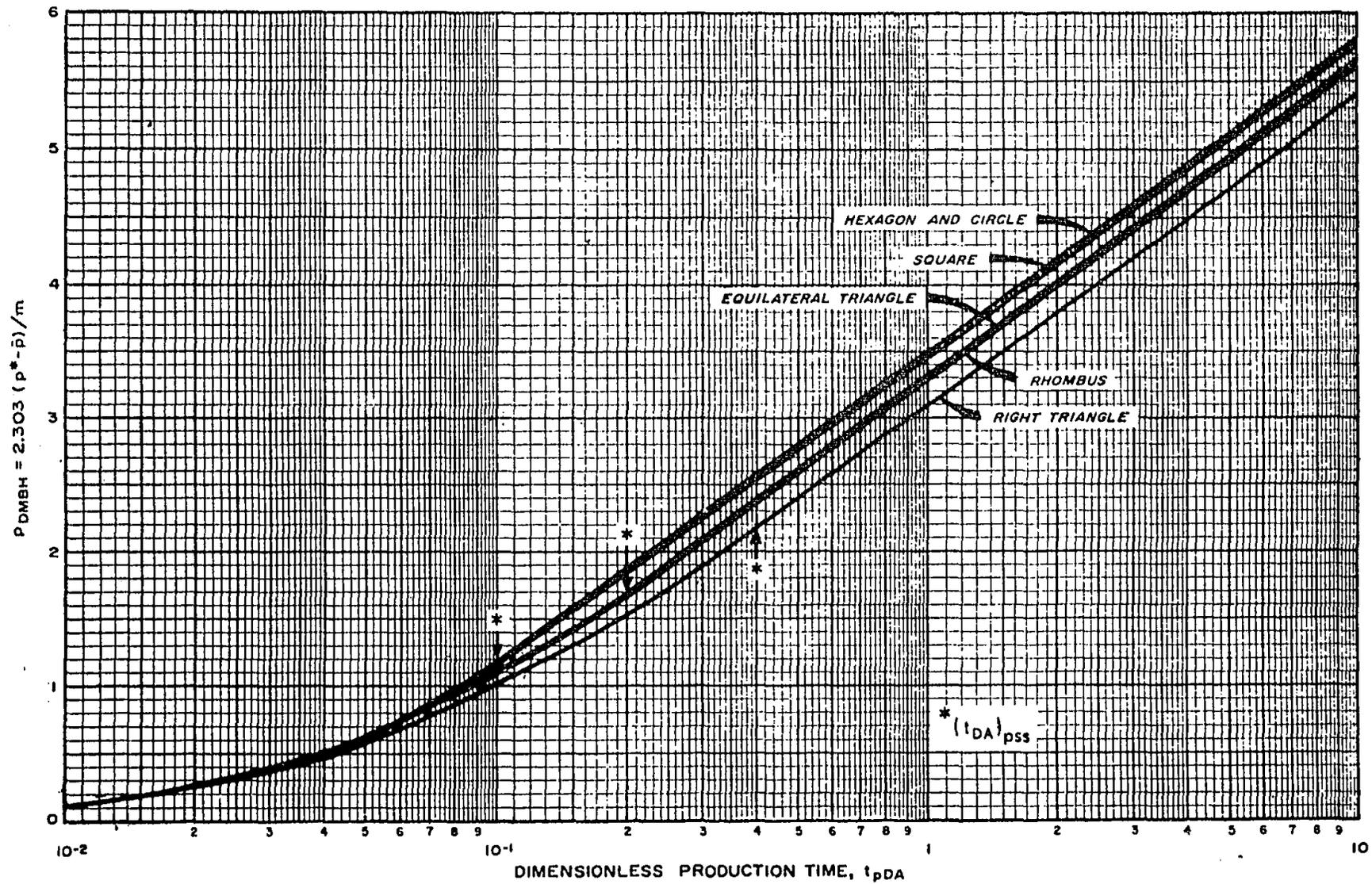


FIG. III.4- PRESION ADIMENSIONAL DE MATTHEWS-BRONS-HAZEBROEK PARA POZOS LOCALIZADOS EN EL CENTRO DE AREAS DE DRENE SIMÉTRICOS.

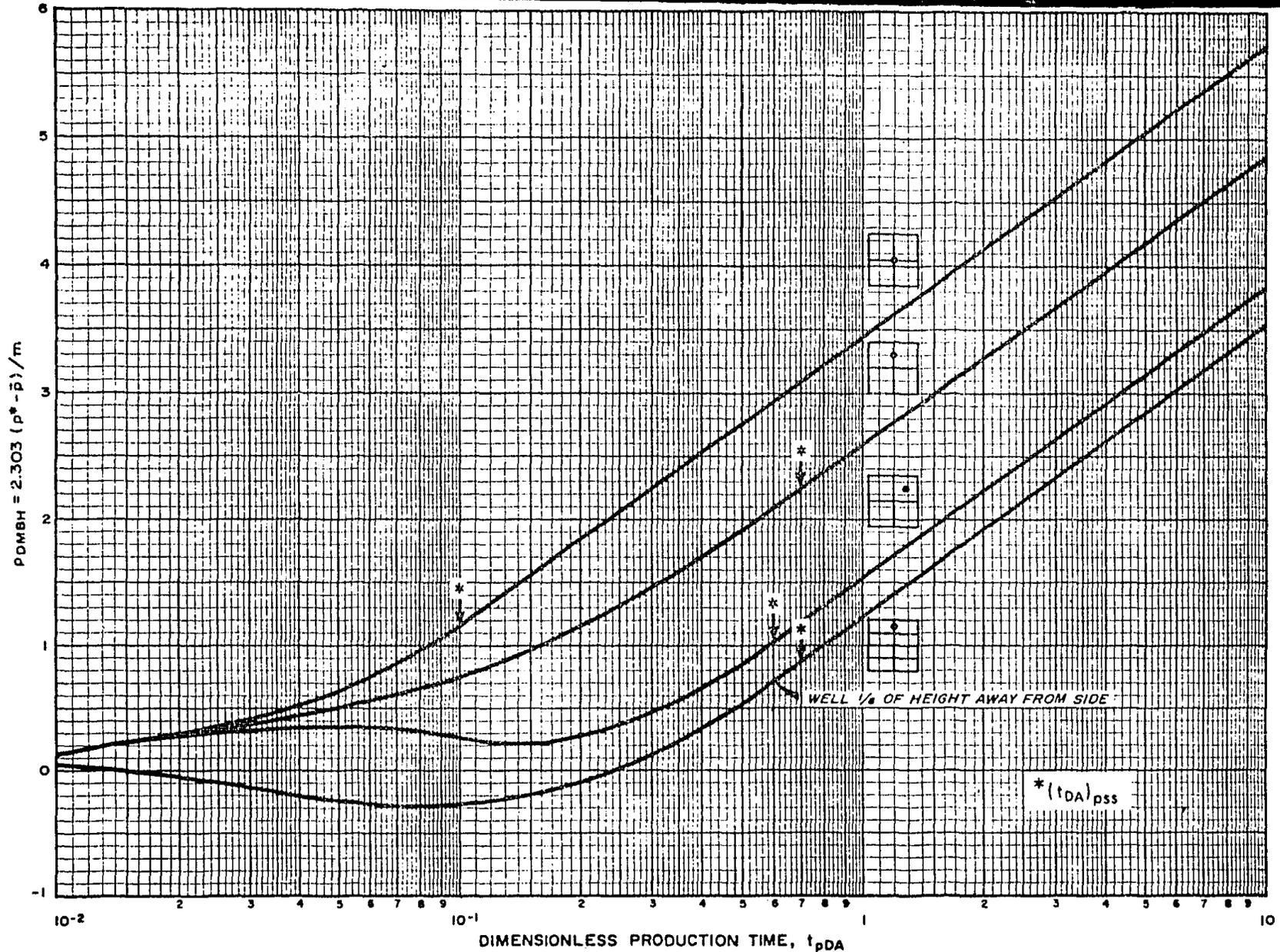


FIG.III.5- PRESION ADIMENSIONAL DE MATTHEWS-BRONS-HAZEBROEK PARA DIFERENTES LOCALIZACIONES DEL POZO DENTRO DE AREAS DE DRENE CUADRADAS

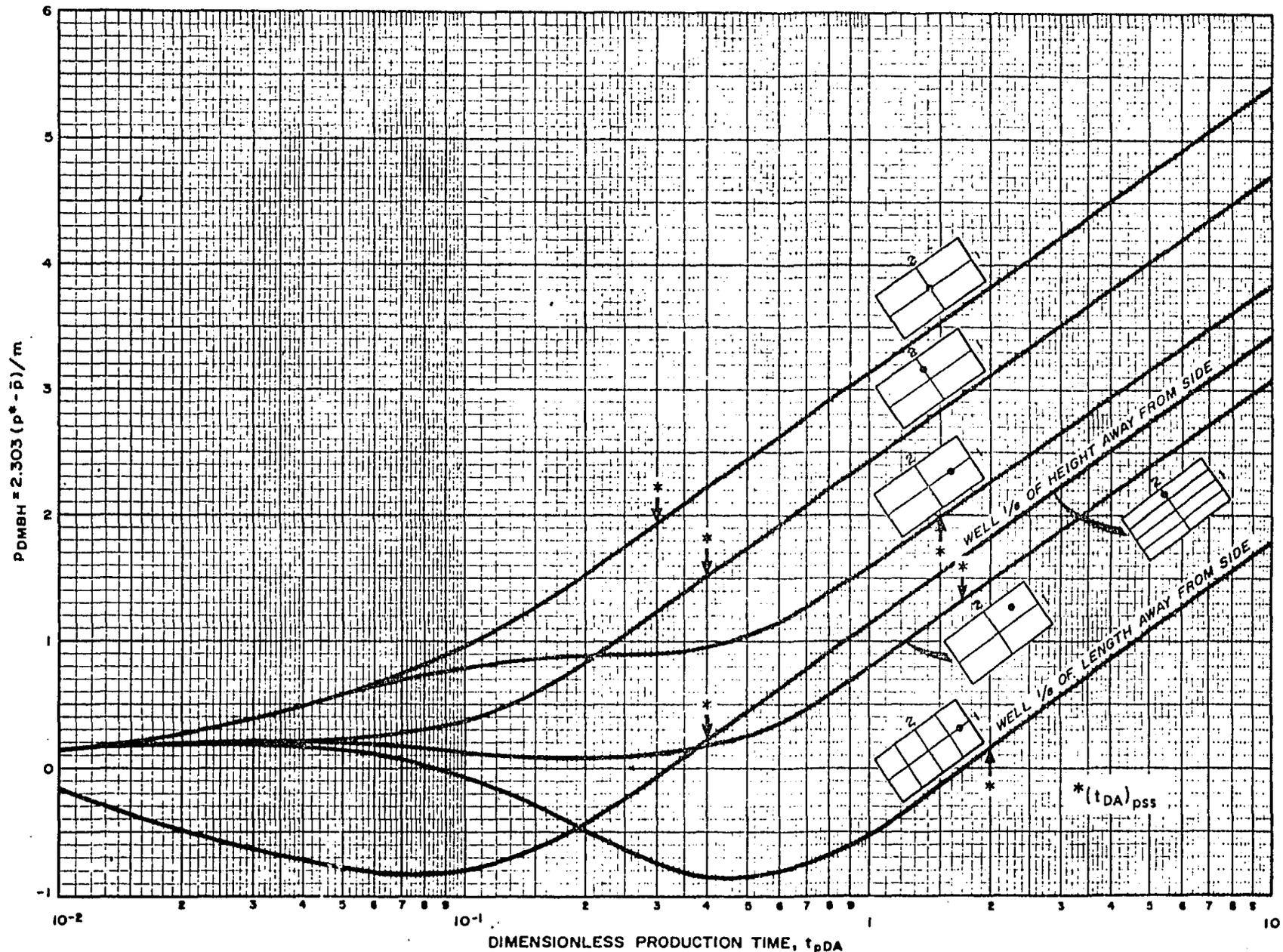


FIG.III.6- PRESION ADIMENSIONAL DE MATTHEWS-BRONS-HAZEBROFK PARA DIFERENTES LOCALIZACIONES DEL POZO EN AREAS DE DRENE RECTANGULARES 2:1

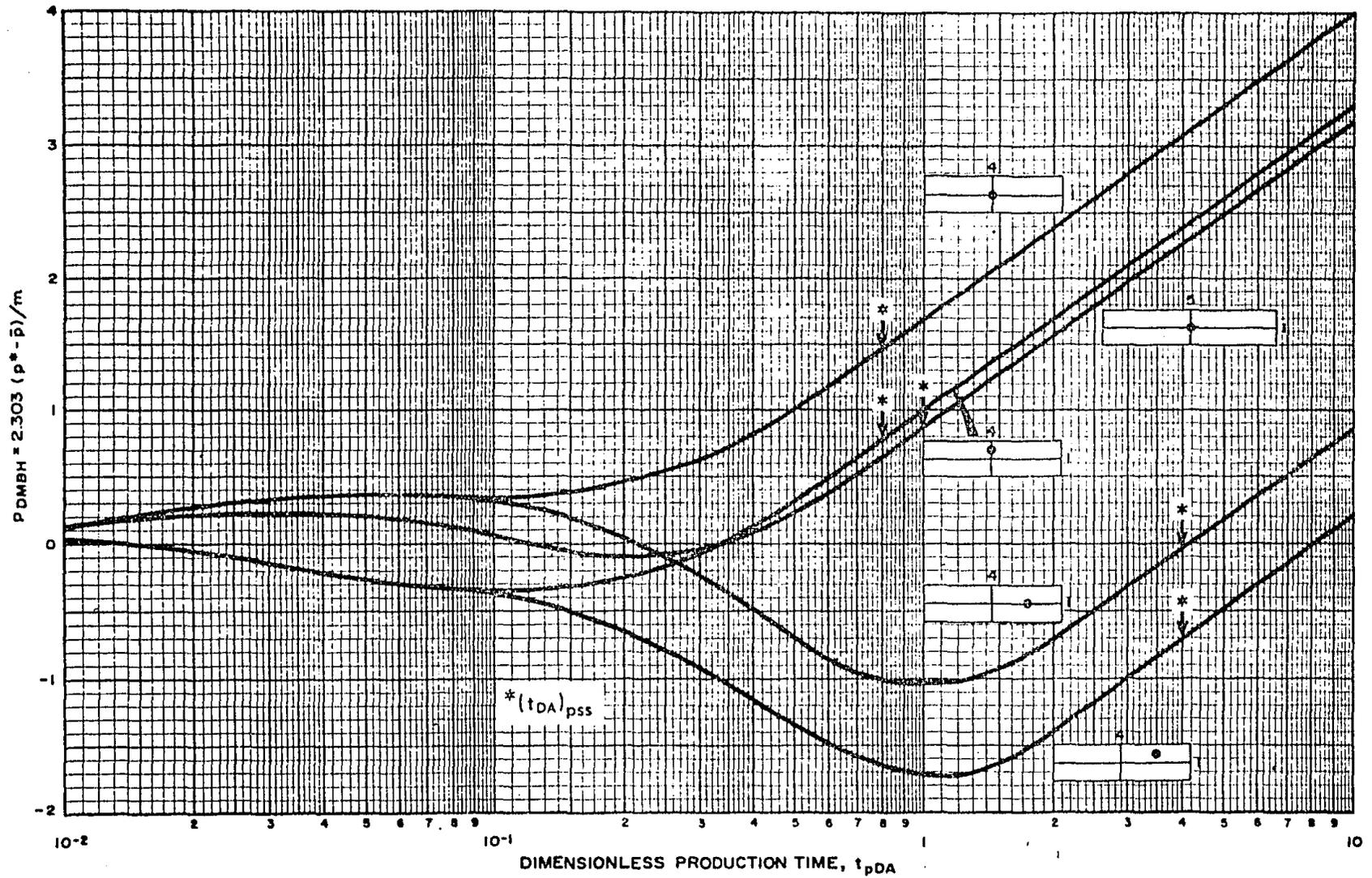


FIG.III.7- PRESION ADIMENSIONAL DE MATTHEWS-BRONS-HASEBROEK PARA DIFERENTES LOCALIZACIONES DEL POZO EN AREAS DE DRENE-RECTANGULARES 4:1 y 5:1

III.5.- METODO DE DIETZ.

Dietz⁽⁶⁾ propone este método tratando de mostrarlo más simple que el presentado por M-B-H, obteniendo idénticos resultados, en condiciones donde predomina el flujo pseudoestacionario.

Para la aplicación de éste método se toman las mismas suposiciones que son vistas en el método de M-B-H.

El desarrollo en sus ecuaciones son semejantes o tienen la misma finalidad que la del Capítulo II. Sin embargo, este autor⁽⁶⁾ utiliza otro camino para llegar a las ecuaciones de incremento haciendo el desarrollo, para un yacimiento de área circular con el pozo localizado en el centro. Partiendo de la ecuación diferencial de flujo radial que puede ser escrita como:

$$\frac{k}{\mu} 2\pi kh \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = 2\pi \phi h C_t r \frac{\partial p}{\partial t} \quad (\text{III.37})$$

Por otro lado, el gasto de producción del pozo en estado pseudoestacionario es igual al gasto de expansión del fluido contenido en el área de drenaje, de tal manera que se tiene:

$$q = \pi r_e^2 h \phi C_t \frac{\partial p}{\partial t} \quad (\text{III.38})$$

Despejando $\partial p / \partial t$ y sustituyendo en la ecuación (III.37):

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = - \frac{q \mu r}{\pi k h r_e^2} \quad (\text{III.39})$$

e integrando con respecto al radio (r), ésta ecuación queda:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = - \frac{q \mu}{2\pi k h r e^2} r + \frac{c_1}{r} \quad (\text{III.40})$$

pero como $(\partial p / \partial r) = 0$, para $r = r_e$, se puede escribir como:

$$\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{q \mu}{2\pi k h} \left(\frac{1}{r} - \frac{1}{r_e^2} \right) \quad (\text{III.41})$$

Integrando nuevamente con respecto a la presión y al radio, respectivamente se obtiene:

$$p = \frac{q \mu}{2\pi k h} \left(\ln r - \frac{r^2}{2r_e^2} \right) + c_2 \quad (\text{III.42})$$

Por otro lado, la presión media también puede ser expresada como:

$$\bar{p} = \frac{1}{\pi r_e^2} \int_0^{r_e} p 2\pi r dr = \frac{2}{r_e^2} \int_0^{r_e} p r dr \quad (\text{III.43})$$

Sustituyendo en la ecuación (III.42) el valor de p en la ecuación (III.43) e integrando:

$$\bar{p} = \frac{2}{r_e^2} \int_0^{r_e} \left[\frac{q \mu}{2\pi k h} \left(\ln r - \frac{r^2}{2r_e^2} \right) + c_2 \right] r dr$$

$$\bar{p} = \frac{2q \mu}{r_e^2 2\pi k h} \int_0^{r_e} (\ln r) dr - \int_0^{r_e} \frac{r^3 dr}{2 r_e^2} + \int_0^{r_e} c_2 r dr$$

$$\bar{p} = \frac{q\mu}{r_e^2 \pi kh} \left[r_e^2 \left(\ln r_e^2 - \frac{r_e^4}{8r_e^2} \right) + \frac{r^2}{2} + C_2 \right]$$

$$\bar{p} = \frac{q\mu}{\pi kh} \left\{ \frac{\ln r_e}{2} - \frac{3}{8} \right\} + C_2$$

(III.44)

Cambiando las ecuaciones (III.44) y (III.42), evaluando C_2 y aplicándolas al radio de un pozo en condiciones pseudoestacionarias;

$$p_w = \bar{p} - \frac{q\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \quad (III.45)$$

La ecuación (II.3) para un límite grande del yacimiento, después del cierre de un pozo, sin tomar en cuenta el tiempo de producción se incrementa de acuerdo a:

$$\Delta p_w = - \frac{q\mu}{4\pi kh} \operatorname{Ei} \left(- \frac{\phi\mu c_t r_w^2}{4k\Delta t} \right) \quad (III.46)$$

y para $\frac{\phi\mu c_t r_w^2}{4k\Delta t} < 0.01$, la ecuación (III.46) puede aproximarse a su forma logarítmica, quedando:

$$\Delta p_w = - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left(\ln \left(\frac{\phi\mu c_t r_w^2}{4k\Delta t} \right) + 0.5772 \right) \quad (III.47)$$

Sumando las ecuaciones (III.47) y (III.44) se encuentra una expresión de la línea recta de la curva de incremento, al graficar Pws contra $\log \Delta t$, así:

$$p_w(\Delta t) = \bar{p} - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[\ln \left(\frac{\phi \mu c_t r_w^2}{4k \Delta t} \right) - \frac{3}{2} + 0.5772 + \ln \left(\frac{r_e^2}{r_w} \right) \right] \quad (III.48)$$

Reduciendo la ecuación (III.48) se tiene que:

$$p_w(\Delta t) = \bar{p} - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[\ln \left(\frac{\phi \mu c_t r_e^2}{4k \Delta t} \right) - 0.9228 \right] \quad (III.49)$$

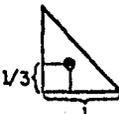
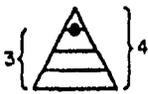
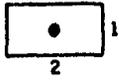
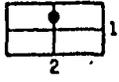
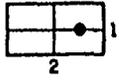
El valor de p es dada donde se va desvaneciendo la forma puntual sobre la extrapolación de la línea recta. Para estos propósitos, sobre esta línea se puede leer $\Delta t \bar{p}$, y como se observa en la Fig. (III.11) y que equivale a:

$$(\Delta t) \bar{p} = \frac{\phi \mu c_t r_e^2}{4k e^{-0.9228}} = \frac{\phi \mu c_t r_e^2}{10.07k} = \frac{\phi \mu c_t A}{31.6k} \quad (III.50)$$

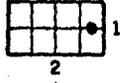
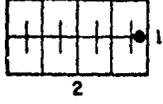
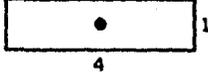
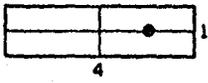
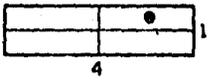
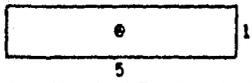
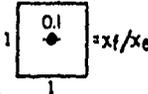
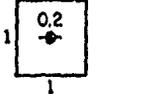
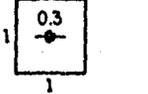
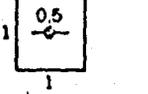
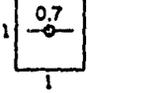
La ecuación (III.50) es aplicable solo al área de drene circular con localización en el centro donde: $CA = 31.6$

Donde, CA es el factor de forma y depende de la forma de drene del límite del yacimiento. Los valores de CA se pueden leer de la Tabla III.1 -- Una forma general de presentar la ecuación (III.50) es la siguiente:

TABLA III.1 FACTOR DE FORMA PARA VARIAS AREAS DE DRENE DE UN POZO LIMITADO.

IN BOUNDED RESERVOIRS	C_A	$\ln C_A$	$1/2 \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right)$	EXACT FOR $t_{DA} >$	LESS THAN 1% ERROR FOR $t_{DA} >$	USE INFINITE SYSTEM SOLUTION WITH LESS THAN 1% ERROR FOR $t_{DA} <$
	31.62	3.4538	-1.3224	0.1	0.06	0.10
	31.6	3.4532	-1.3220	0.1	0.06	0.10
	27.6	3.3178	-1.2544	0.2	0.07	0.09
	27.1	3.2995	-1.2452	0.2	0.07	0.09
	21.9	3.0865	-1.1387	0.4	0.12	0.08
	0.098	-2.3227	+1.5659	0.9	0.60	0.015
	30.8828	3.4302	-1.3106	0.1	0.05	0.09
	12.9851	2.5638	-0.8774	0.7	0.25	0.03
	4.5132	1.5070	-0.3490	0.6	0.30	0.025
	3.3351	1.2045	-0.1977	0.7	0.25	0.01
	21.8369	3.0836	-1.1373	0.3	0.15	0.025
	10.8374	2.3830	-0.7870	0.4	0.15	0.025
	4.5141	1.5072	-0.3491	1.5	0.50	0.06
	2.0769	0.7309	+0.0391	1.7	0.50	0.02
	3.1573	1.1497	-0.1703	0.4	0.15	0.005

CONTINUACION DE LA
T A B L A III.I

	C_A	$\ln C_A$	$1/2 \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right)$	EXACT FOR $t_{DA} >$	LESS THAN 1% ERROR FOR $t_{DA} >$	USE INFINITE SYSTEM SOLUTION WITH LESS THAN 1% ERROR FOR $t_{DA} <$
	0.5813	-0.5425	+0.6758	2.0	0.60	0.02
	0.1109	-2.1991	+1.5041	3.0	0.60	0.005
	5.3790	1.6825	-0.4367	0.8	0.30	0.01
	2.6896	0.9894	-0.0902	0.8	0.30	0.01
	0.2318	-1.4619	+1.1355	4.0	2.00	0.03
	0.1155	-2.1585	+1.4838	1.0	2.00	0.01
	2.3606	0.8589	-0.0249	1.0	0.40	0.025
<i>IN VERTICALLY-FRACTURED RESERVOIRS</i>						
	2.6541	0.9761	-0.0835	0.175	0.08	CANNOT USE
	2.0348	0.7104	+0.0493	0.175	0.09	CANNOT USE
	1.9986	0.6924	+0.0583	0.175	0.09	CANNOT USE
	1.6620	0.5080	+0.1505	0.175	0.09	CANNOT USE
	1.3127	0.2721	+0.2685	0.175	0.09	CANNOT USE
	0.7887	-0.2374	+0.5232	0.175	0.09	CANNOT USE
<i>IN WATER-DRIVE RESERVOIRS</i>						
	19.1	2.95	-1.07	—	—	—
<i>IN RESERVOIRS OF UNKNOWN PRODUCTION CHARACTER</i>						
	25.0	3.22	-1.20	—	—	—

USE $(x_e/x_f)^2$ IN PLACE OF A/r_w^2 FOR FRACTURED SYSTEMS

$$(\Delta t) \bar{p} = \frac{\phi \mu c_t A}{C_A k} \quad (\text{III.51})$$

Las unidades de la ecuación (III.51) obedecen a la ley de Darcy y para presentarla en unidades prácticas de campo se puede escribir de la manera siguiente:

$$(\Delta t) \bar{p} = \frac{\phi \mu c_t A}{2.637 \times 10^{-4} C_A k} \quad (\text{III.52})$$

Este método, tiene la ventaja de estimar la \bar{p} de una manera práctica y sencilla; pero es aplicable a pozos que tienen un factor de daño, $S > -3$; o un radio de pozo aparente, $r_{wa} < 0.05 r_e$, causado por acidificación o fracturamiento. (6)

Para la estimación de la presión media se gráfica P_w contra $\log \Delta t$ de los datos de incremento de presión. Con la ecuación (III.52) se obtiene $(\Delta t) \bar{p}$, con el cual se entra a la gráfica semilogarítmica y se lee el valor correspondiente de P_{ws} , y que corresponde al valor de \bar{p} .

Ramey y Cobb⁽⁶⁾ describen un método para la extrapolación de la línea recta sobre la gráfica de Horner, hasta la presión media del yacimiento:

Para $t_p > 10 t_{pss}$, ellos muestran que:

$$\left(\frac{\Delta t + t_p}{\Delta t} \right) \bar{p} = C_A t_p \Delta A = \frac{2.637 \times 10^{-4} k t_p C_A}{\phi \mu c_t A} \quad (\text{III.53})$$

La estimación de la \bar{p} con la gráfica de Horner se hace calculando - -

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) \bar{p} \quad \text{con la expresión (III.53),}$$

con este valor se entra a esta gráfica y se lee el correspondiente en las -
ordenadas que será el valor de la \bar{p} , en la gráfica semilog de M-D-H.

Los métodos de M-B-H, Dietz y Ramey - Cobb, requieren del conocimiento del factor de forma y del área de la región de drene, así como también de -
la localización del pozo, el criterio para escoger y calcular los valores -
de estos parámetros, para estimar la presión media, se presenta en el Capí-
tulo IV.

III.6.- METODO DE ODEH Y AL - HUSSAINY.

Este método⁽⁷⁾ es desarrollado a partir de las ecuaciones, de M-B-H y Dietz. Haciendo una analogía en estas ecuaciones, los autores construyen -- gráficas de $\frac{p_i - \bar{p}}{m}$ contra $\frac{p_i - p^*}{m}$, mostrando curvas para diferentes -- formas de área de drene y diferentes localizaciones del pozo, Fig. III.8.

Utiliza las mismas suposiciones que son mencionadas en el método de -- M-B-H y hace uso de las gráficas de Horner. Para este método es necesario -- conocer con exactitud la presión original.

De la ecuación de balance de materia, ecuación (III.33) se puede escri -- bir como:

$$t_{pDA} = \frac{2.303}{4 \pi} \frac{(p_i - \bar{p})}{m} \quad (III.54)$$

Por otro lado, añadiendo (p_i/m) a la ecuación (III.34), que es la ecua -- ción de corrección de presión desarrollada por M-B-H, quedando la ecuación:

$$\frac{p_i}{m} + \frac{p^* - \bar{p}}{m} = \frac{p_i}{m} + \frac{1}{2.303} \quad \text{PDMBH (tDA)} \quad (III.55)$$

Por conveniencia se arregla de la siguiente manera:

$$\frac{p_i - p^*}{m} = \frac{p_i - \bar{p}}{m} - \frac{1}{2.303} \quad \text{PDMBH (tDA)} \quad (III.56)$$

De la ecuación (20) de la referencia⁽⁶⁾ se tiene la siguiente expresión para flujo en estado pseudoestacionario:

$$PDMBH (tDA) = 2.303 \log tDA CA \quad (III.57)$$

Sustituyendo la ecuación (III.54) en la ecuación (III.57), queda la siguiente igualdad:

$$PDMBH (tDA) = 2.303 \log \left(\frac{2.303}{4\pi} \right) + \log \frac{(p_i - \bar{p})}{m} + \log CA \quad (III.58)$$

Sustituyendo en la ecuación (III.56) queda una expresión como se muestra a continuación:

$$\frac{p_i - p^*}{m} = \frac{p_i - \bar{p}}{m} - \frac{1}{2.303} \left[2.303 \log \frac{2.303}{4} + \log \frac{(p_i - \bar{p})}{m} + \log CA \right] \quad (III.59)$$

Reduciendo la ecuación (III.59)

$$\frac{p_i - p^*}{m} = \frac{p_i - p^*}{m} \log \frac{p_i - p^*}{m} - \log CA + 0.74 \quad (III.60)$$

La expresión (III.60) es representada en la gráfica de la Fig. III.8, la cual da diferentes curvas que dependen de la forma de la región de drene.

Para la estimación de la presión media es necesario conocer la presión original del yacimiento, y graficando en papel semilogarítmico los datos de una prueba de presión, la Pws contra $\log \left(\frac{\Delta t}{t_p + \Delta t} \right)$ se obtiene la p^* y la pendiente m , obteniendo un valor con la relación $\frac{p_i - p^*}{m}$

$\frac{P_i - \bar{P}}{m}$ CONTRA $\frac{P_i - p^*}{m}$

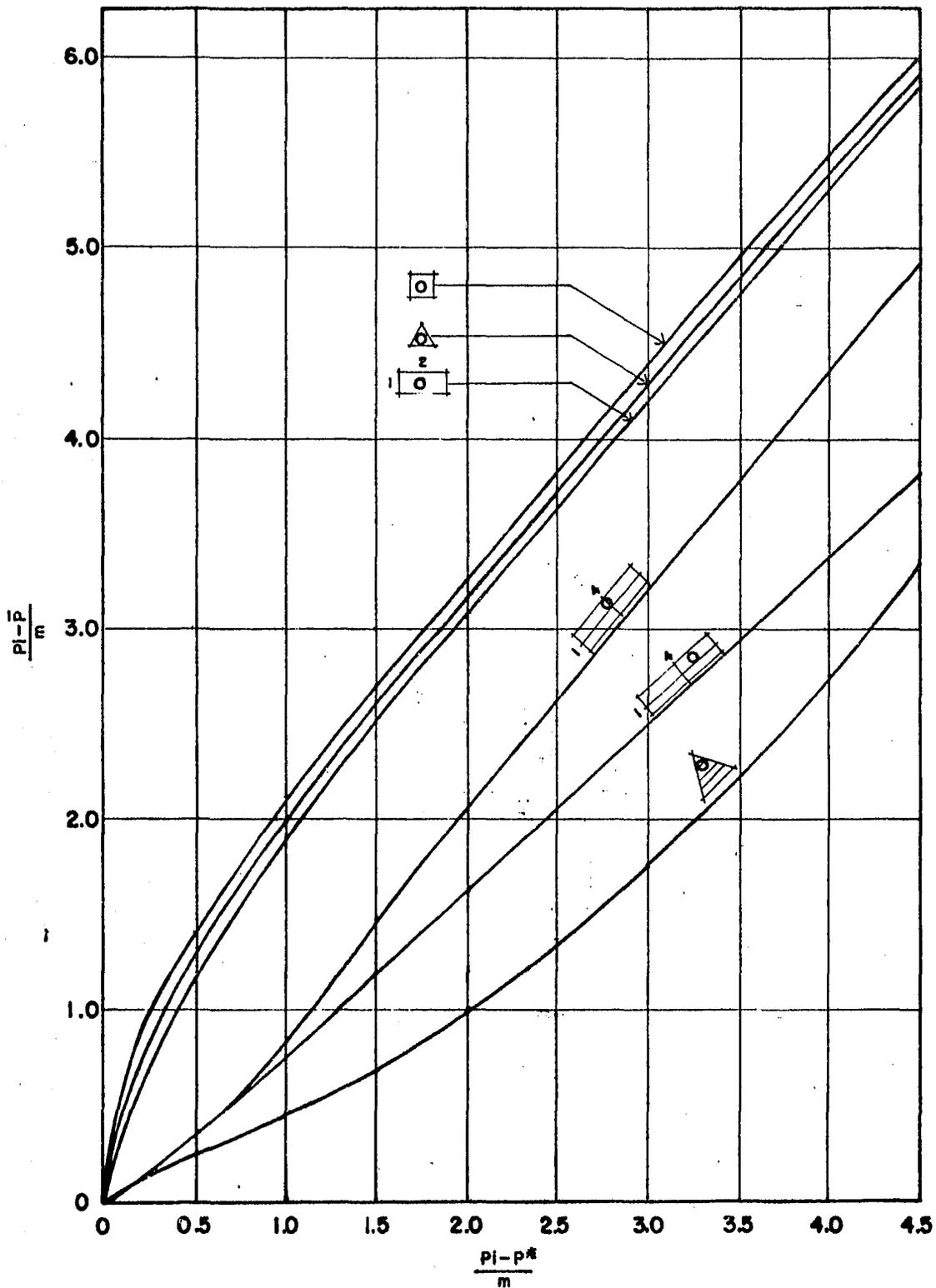


FIG. III. 8.- GRAFICA OBTENIDA POR ODEH-ALL-HUSSAIN Y PARA DIFERENTES FORMAS DE AREA DE DRENE.

Con este valor se entra a la gráfica de la Fig. (III.8) y con la forma del área de drene que se tenga, se lee sobre las ordenadas el valor de - -

$\frac{p_i - \bar{p}}{m}$ y despejando de éste la \bar{p} .

C A P I T U L O I V

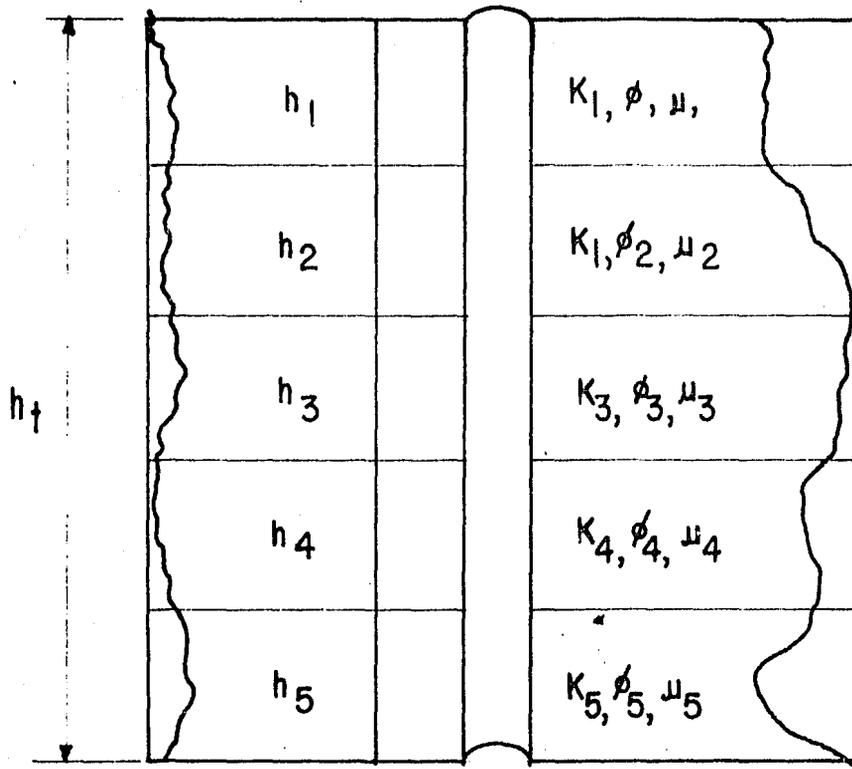
IV.1 . ESTIMACION DEL AREA DE DRENE

Se ha considerado que los fluidos en la roca del yacimiento están restringidos a una cierta área en el que si pueden mover hacia el pozo de producción; las fuerzas que desplazan a los fluidos en el medio poroso pueden ser originados por :

- a) La presión ejercida por el empuje de agua.
- b) El empuje de gas libre.
- c) La expansión del gas disuelto en el aceite.
- d) La segregación gravitacional.

Estos efectos se dajan sentir al abrir un pozo a producción, en el contorno de éste, a la distancia donde hay un drenado de fluidos denominando - les " Area de Drene " que da una forma geométrica irregular como se puede - ver en la figura IV.1 donde se tiene la configuración para formaciones es - tratificadas.

Para cada una de estas capas se tienen determinadas características, - que es lo que hace que cada capa tenga su propia área de drene.



$$h_1 \neq h_2 \neq h_3 \neq h_4 \neq h_5$$

Fig. IV. I.- Area de drene para un yacimiento estratificado

Se ha considerado el sistema de flujo radial como el más adecuado para representar el flujo de los fluidos hacia el pozo, quedando que para diferentes tiempos de producción el paraca de drene va cambiando el comportamiento de la presión como se puede ver en la Fig. (IV.2), donde se presentan -- curvas de la variación de la presión con la distancia radial para diferentes tiempos de producción.

El flujo o movimientos de los fluidos se supone que ocurre entre dos superficies cilíndricas concéntricas, una exterior que corresponde al radio de drene (r_e) y la interior que corresponde al radio del pozo (r_w) a cada uno de estos radios le corresponde un valor constante de presión P_e y P_w . La fig. IV.3 ilustra estas superficies así como el área de drene.

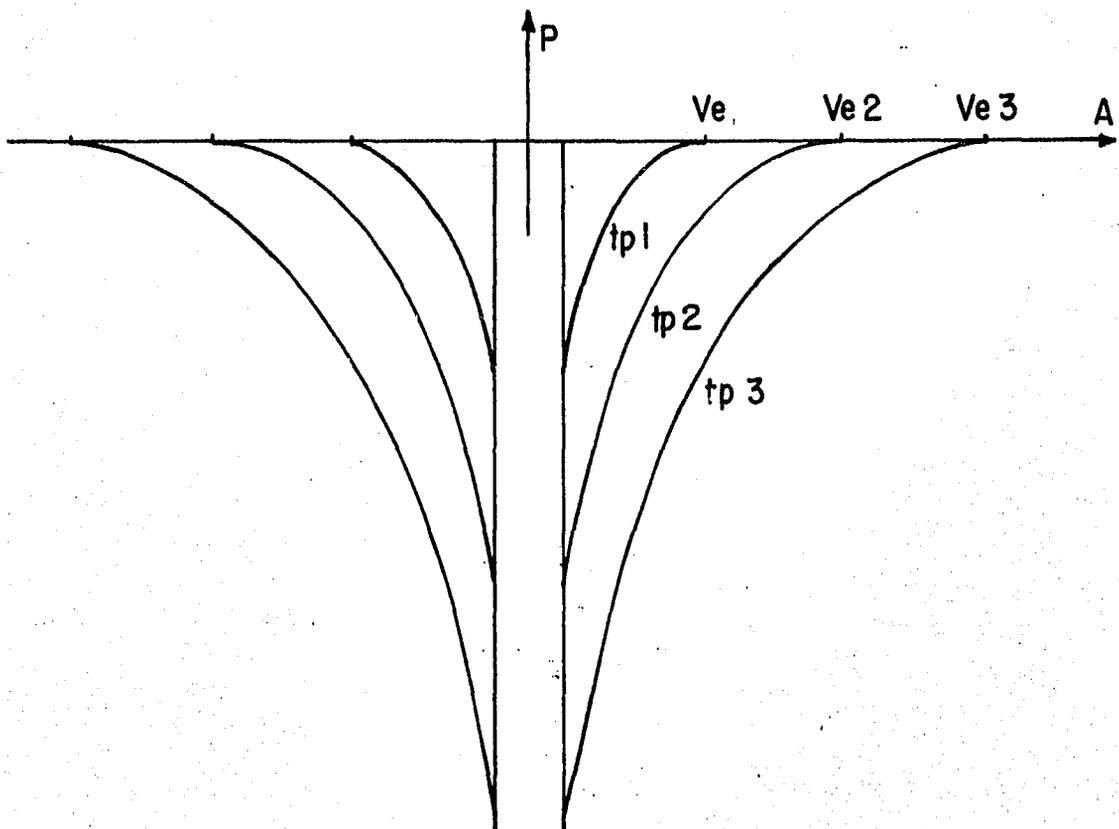


Fig. IV. 2.- Comportamiento de la presión con la distancia radial a diferentes tiempos de producción

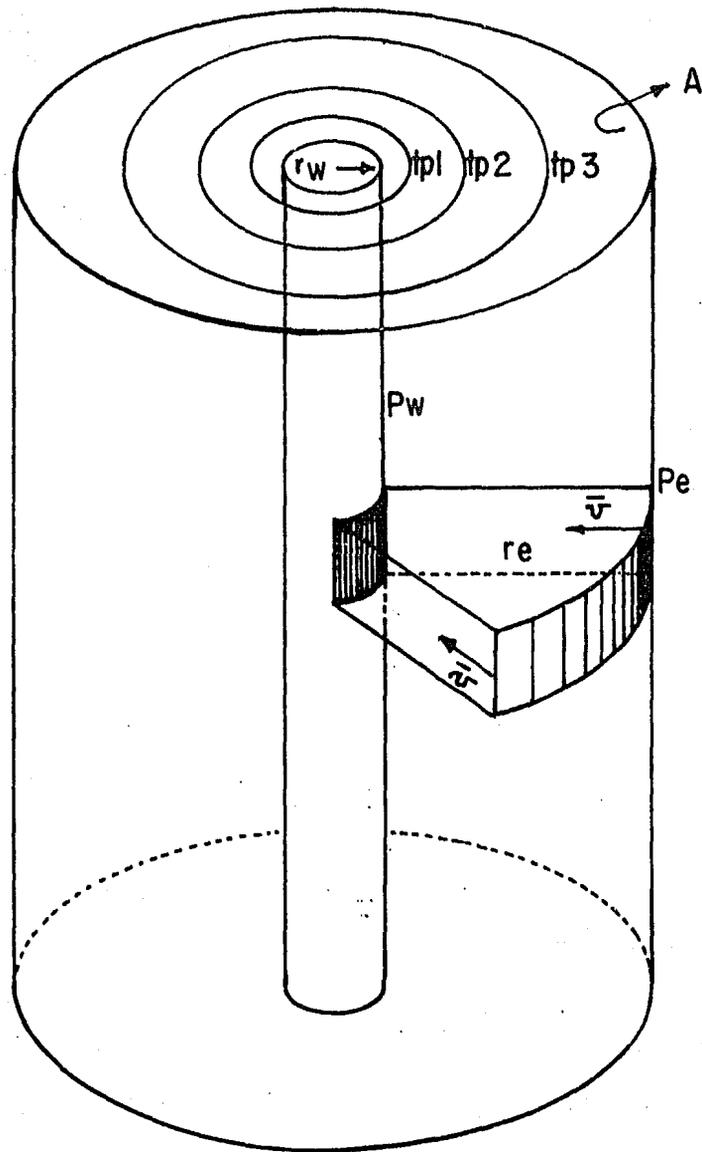


Fig. IV. 3.- Areas de drenaje para un sistema de flujo radial a diferentes tiempos de producción.

IV.2 METODO DE MATTHEWS - BRONS - HAZEBROEK

Matthews - Brons - Hazebroek, proponen un procedimiento para la estimación del " Area de drene ", la cual consiste en subdividir el volumen total de un yacimiento de acuerdo al número de pozos productores y dentro de esta subdivisión se superponen los efectos de drene de cada pozo.

Se supone que después de un tiempo el ritmo de producción declina constantemente e igual en todas partes; por lo tanto, para cada pozo declina su ritmo de producción aproximadamente a un valor; $q/\phi C_t V$ (Volumen de drene). Así, para dos pozos uno j y otro k de un yacimiento produciendo en estado pseudoestacionario, la variación de presión con respecto al tiempo, $\frac{\Delta p}{\Delta t}$, es constante, así se tiene:

$$\frac{q_j}{\phi V_j} = \frac{q_k}{\phi V_k} \quad (IV.1)$$

Donde V_j y V_k son el volumen de drene de los pozos j y k, respectivamente.

El volumen de drene de un yacimiento limitado es proporcional al gasto de cada volumen producido; por lo tanto, se puede ver que el gasto de producción del pozo (q_i) del volumen total de drene V_t con un gasto total de q_t tiene un volumen de drene relativo:

$$\frac{V_i}{V_t} = \frac{q_i}{q_t} \quad (IV.2)$$

Esta ecuación puede ser usada para estimar el volumen de drene de cada pozo, así como el área de drene, de la manera siguiente:

- a) trazando una Línea entre el pozo en cuestión y uno adyacente, localizando la posición del límite de drene a lo largo de esa línea a una distancia d_i de un pozo como se ilustra en la Fig. IV.4, donde:

$$\frac{d_i}{d_{ij}} = \frac{q_i}{q_i + q_j} \quad (IV.3)$$

Donde d_{ij} es la distancia del pozo i al pozo j , q_i y q_j son los ritmos de producción de cada pozo.

- b) Esquematizando todas las áreas de drene y compararlas con las calculadas con la ecuación (IV.1) y si no coinciden se hace un ajuste con las áreas de drene esquematizadas, hasta establecer y satisfacer la ecuación (IV.1).
- c) De un área de yacimiento se toma el ritmo de producción, antes del cierre de cada pozo estimando V_i/V_t de la ecuación (IV.2), después se pondera un espesor medio de la capa h_j y se calcula A_j/A_t y con la relación siguiente se obtiene el área de drene:

$$\frac{A_j}{A_t} = \left(\frac{V_j}{V_t} \frac{1}{h_j} \right) / \left(\sum \frac{V_j}{V_t} \frac{1}{h_t} \right) \quad (IV.4)$$

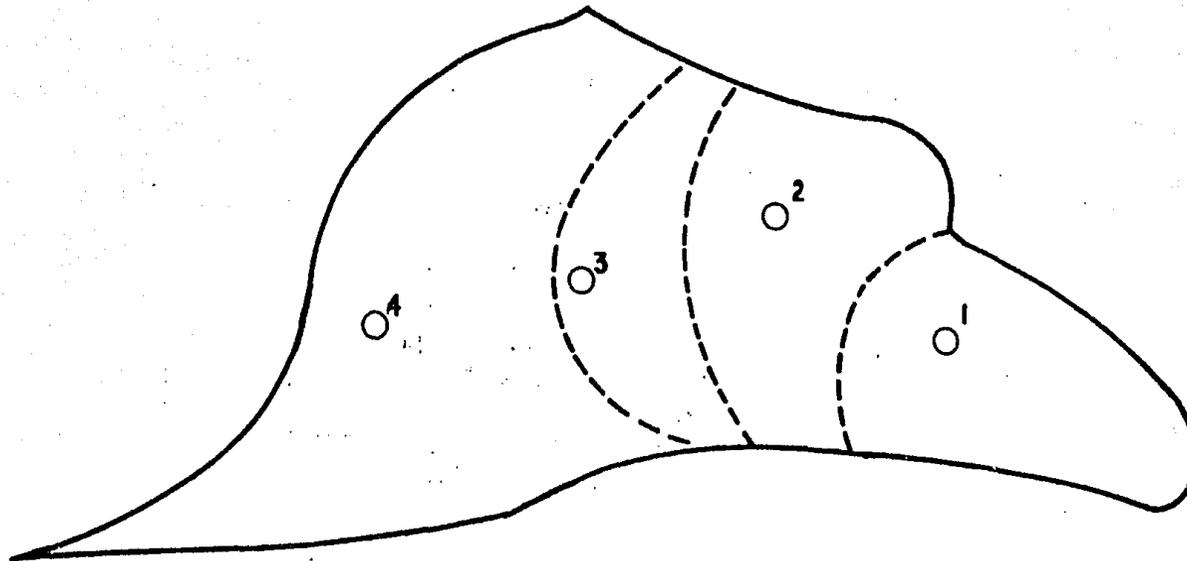


FIG. IV.4.- REPRESENTACION DE UN YACIMIENTO CON 4 POZOS
ESQUEMATIZANDO SU AREA DE DRENE

IV.3 METODO DE C. BALDERAS.

El método propuesto por Balderas⁽⁹⁾ no requiere del conocimiento explícito del tiempo de estabilización y de la permeabilidad promedio de la formación productora, dos variables que en ocasiones son difíciles de determinar, lo cual representa por sí sola una ventaja desde el punto de vista de la facilidad para determinar el área de drene de un pozo productor de hidrocarburos.

Intuitivamente el radio de drene se asocia a un volumen de hidrocarburos el cual es asociado al pozo productor, de ahí que algunos autores lo denominan como radio de influencia del pozo productor. Una consideración básica para el establecimiento de una definición del área de drene es la que -- considera que los fluidos del yacimiento localizado a una distancia mayor -- que la del radio de drene no "sienten" los cambios de presión que ocurren -- en el pozo. Para poder establecer una definición cuantitativa a partir de -- estas ideas debe tenerse presente que cuando el pozo se cierra, produce una perturbación que avanza con una velocidad decreciente. El pulso se amortigua con la distancia y finalmente se hace imperceptible. La distancia recorrida por el pulso en este tiempo, es precisamente el radio de drene del -- pozo.

En la práctica, esta distancia recorrida por el pulso no se puede medir directamente. Sin embargo, es posible determinar el tiempo en el que el pulso llega al límite de la zona de influencia, pues coincide con el tiempo en que el yacimiento pasa del comportamiento infinito al comportamiento finito. En consecuencia, se puede establecer la siguiente definición "área de drene", es el área perturbada por el pulso en un tiempo igual al necesario para que inicie el comportamiento finito".

A continuación se presenta la técnica que es de gran utilidad para los fines que se persiguen en este trabajo, partiendo de la ecuación (II.3) y aplicando al principio de superposición:

$$p(r, \Delta t) = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[E_i \left(-\frac{\phi\mu C_t r^2}{4k\Delta t} \right) - E_i \left(-\frac{\phi\mu C_t r^2}{4k(t_p + \Delta t)} \right) \right] \quad (IV.5)$$

que para una $t_p \gg t$; $t_p + \Delta t \approx t_p$, por lo tanto, la ecuación (IV.5) se puede escribir como:

$$p(r, \Delta t) = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[E_i \left(-\frac{\phi\mu C_t r^2}{4k\Delta t} \right) - E_i \left(-\frac{\phi\mu C_t r^2}{4kt_p} \right) \right] \quad (IV.6)$$

Diferenciando con respecto a Δt :

$$\frac{\partial p}{\partial \Delta t} = \frac{\partial p_i}{\partial \Delta t} - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[\frac{\partial}{\partial \Delta t} \left(E_i \left(-\frac{\phi\mu C_t r^2}{4k\Delta t} \right) \right) - \frac{\partial}{\partial \Delta t} \left(E_i \left(-\frac{\phi\mu C_t r^2}{4kt_p} \right) \right) \right] \quad (IV.7)$$

Simplificando ésta:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \Delta t} = - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left[\frac{\partial}{\partial \Delta t} \left(\text{Ei} \left(- \frac{\phi \mu c_t r^2}{4 k \Delta t} \right) \right) \right] \quad (\text{IV.8})$$

por otro lado, se sabe que, por definición:

$$\text{Ei}(-x) = - \int_x^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du \quad (\text{IV.9})$$

y derivando con respecto a Δt se tiene:

$$\frac{\partial \text{Ei}(-x)}{\partial \Delta t} = - \frac{\partial}{\partial \Delta t} \int_x^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du \quad (\text{IV.10})$$

Así mismo, aplicando la relación que existe entre la derivada y la integral sustituyendo límites y aplicando la regla de la cadena:

$$\frac{\partial \text{Ei}(-x)}{\partial \Delta t} = \frac{d \text{Ei}(-x)}{d y} \frac{d y}{d \Delta t} = - \left(\frac{e^{-\infty}}{\infty} \frac{d y}{d \Delta t} - \frac{e^{-y}}{y} \frac{d y}{d \Delta t} \right) \quad (\text{IV.11})$$

y simplificando finalmente se tiene que:

$$\frac{\partial E_i}{\partial \Delta t} = - \frac{1}{\Delta t} e^{-\frac{\phi \mu C_t r^2}{4 k \Delta t}} \quad (IV.12)$$

sustituyendo esta expresión en (IV.8)

$$\frac{\partial p}{\partial \Delta t} = \frac{q \mu}{4 \pi k h} \frac{1}{\Delta t} e^{-\frac{\phi \mu C_t r^2}{4 k \Delta t}} \quad (IV.13)$$

Diferenciando nuevamente con respecto a Δt :

$$\frac{\partial^2 p}{\partial (\Delta t)^2} = \frac{q \mu}{4 \pi k h} \left(\frac{1}{\Delta t} \frac{\phi \mu C_t r^2}{4 k (\Delta t)^2} e^{-\frac{\phi \mu C_t r^2}{4 k \Delta t}} - \frac{1}{\Delta t^2} e^{-\frac{\phi \mu C_t r^2}{4 k \Delta t}} \right) \quad (IV.14)$$

haciendo operaciones:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial (\Delta t)^2} = \frac{q \mu}{4 \pi k h} \left(\frac{1}{\Delta t^3} \frac{\phi \mu C_t r^2}{4 k} e^{-\frac{\phi \mu C_t r^2}{4 k \Delta t}} - \frac{1}{\Delta t^2} e^{-\frac{\phi \mu C_t r^2}{4 k \Delta t}} \right)$$

al colocar a $(\Delta t)^3$ como factor común, la expresión anterior se puede expresar de la siguiente manera:

$$\frac{\partial p}{\partial (\Delta t)^2} = \frac{q \mu}{4 \pi k h} \frac{1}{\Delta t^3} \left[\left(\frac{\phi \mu C_t r^2}{4 k} - \Delta t \right) e^{-\frac{\phi \mu C_t r^2}{4 k \Delta t}} \right]$$

igualando esta expresión con cero, se obtiene el "tiempo de arribo de la perturbación", el cual se puede expresar como:

$$t = \frac{\phi C_t r^2}{4 k} \quad (IV.15)$$

esta expresión permite obtener el tiempo necesario para que el pulso generado recorra una distancia r alejada del pozo.

De la ecuación (IV.13) se ve que cuando la distancia es muy pequeña se aproxima a cero y la función exponencial se aproxima a uno, de tal forma que la presión se convierte en una función del tiempo solamente. Por lo tanto, la variación de la presión se puede representar:

$$\frac{dp}{dt} = \frac{q\mu}{4\pi R h} \frac{1}{\Delta t} \quad (IV.16)$$

Invirtiendo esta ecuación y haciendo que:

$$\frac{d\Delta t}{dp} = \Delta t' \quad (IV.17)$$

Donde:

$$\Delta t' = \frac{4\pi R h \Delta t}{q\mu} \quad (IV.18)$$

Esta ecuación se satisface cuando el comportamiento del yacimiento es infinito, pero un cambio para la etapa de yacimiento limitado hace que la derivada sea constante y su valor se obtiene al sustituir Δt por Δt_e en la ecuación (IV.18), ésto es:

$$\Delta t' = cte = \Delta t_e'$$

$$\Delta t_e' = \frac{4\pi R h \Delta t_e}{q\mu} \quad (IV.19)$$

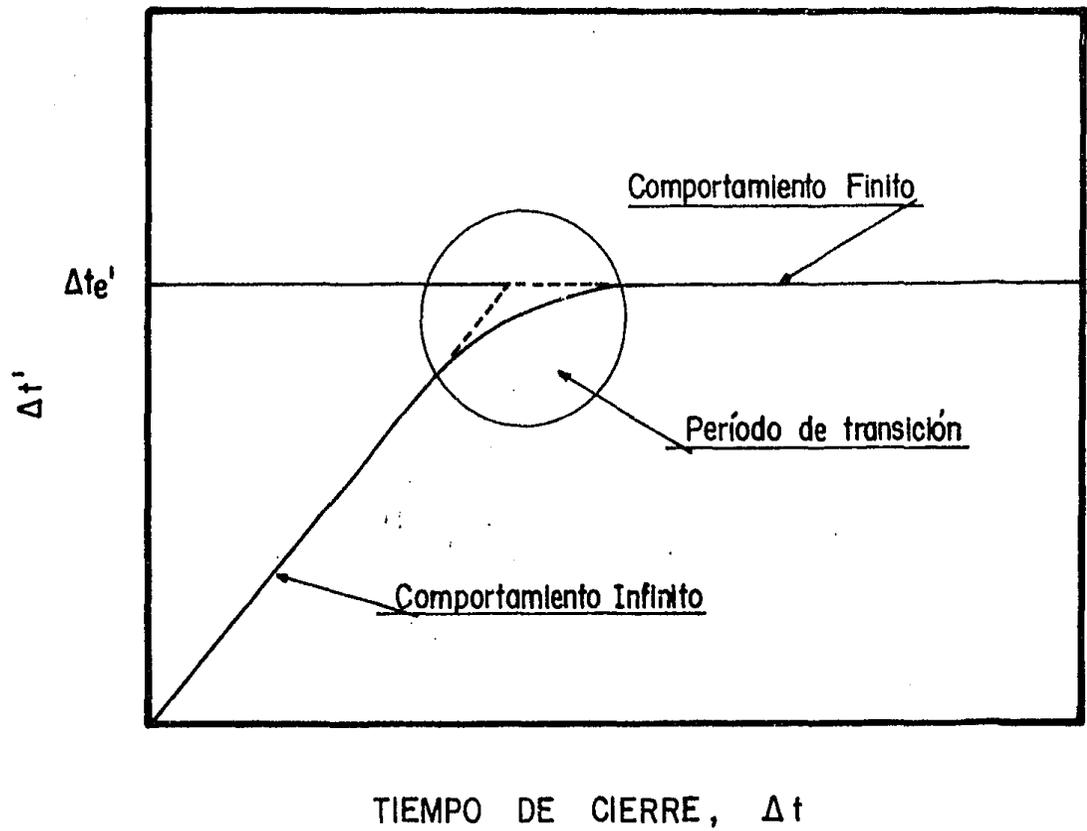


Fig. IV. 5.- Gráfica que representa el comportamiento típico de la variación de $\Delta t'$ contra Δt .

En consecuencia, una gráfica de At' contra At es como se ilustra en la Fig. IV.5

Sea Ate el tiempo requerido para que se inicie el comportamiento finito. La distancia que el pulso recorre en ese tiempo, es decir, el radio de drene, de acuerdo con la ecuación (IV.15) está dado por:

$$re^2 = \frac{4 k Ate}{\phi \mu C t} \quad (IV.20)$$

Despejando la permeabilidad de la ecuación (IV.19) y sustituyendo en la ecuación (IV.20) se tiene:

$$re^2 = \frac{q Ate'}{\pi h C t \phi} \quad (IV.21)$$

De la ecuación (IV.21) se obtiene la relación para estimar el área de drene con la ecuación siguiente:

$$A = \frac{q Ate'}{h C t \phi} \quad (IV.22)$$

Esta ecuación es la función fundamental en que se basa el método propuesto para determinar el área de drene de un pozo con hidrocarburos. Como se puede ver la determinación del área de drene no requiere del conocimiento explícito de la permeabilidad de la formación ni del tiempo de estabilización; Las ecuaciones anteriormente vistas les corresponden las unidades - Darcy; se tiene que la ecuación (IV.22) en unidades prácticas de campo es:

$$A = \frac{0.07257 q Ate'}{h C t \phi} \quad (IV.23)$$

C A P I T U L O V

ESTIMACION DE LA PRESION MEDIA CON UNA CALCULADORA HP-41C

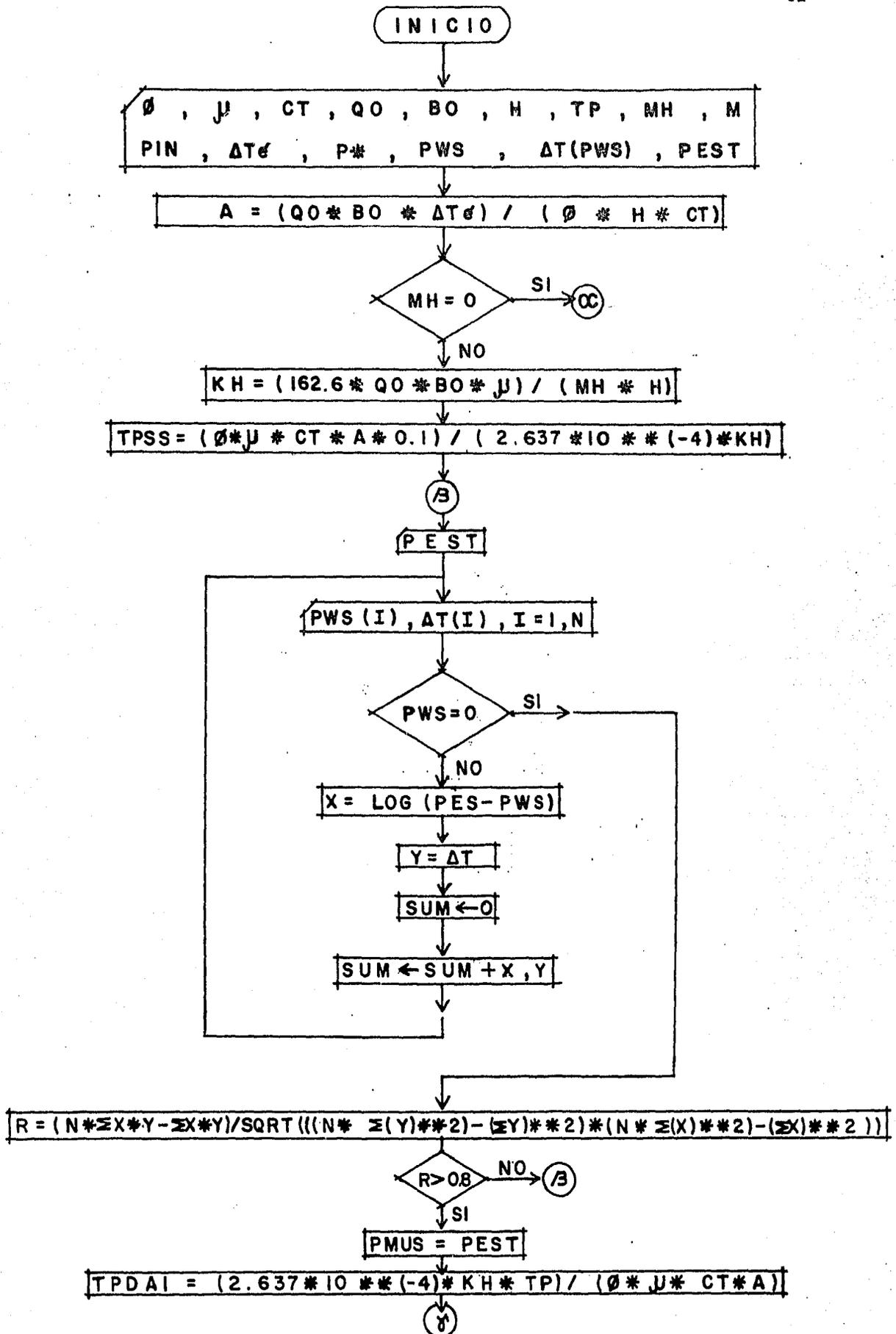
En la tabla V.I., se muestra un diagrama de flujo el cual presenta, un algoritmo para calcular el área de drene y estimar la presión media de un yacimiento.

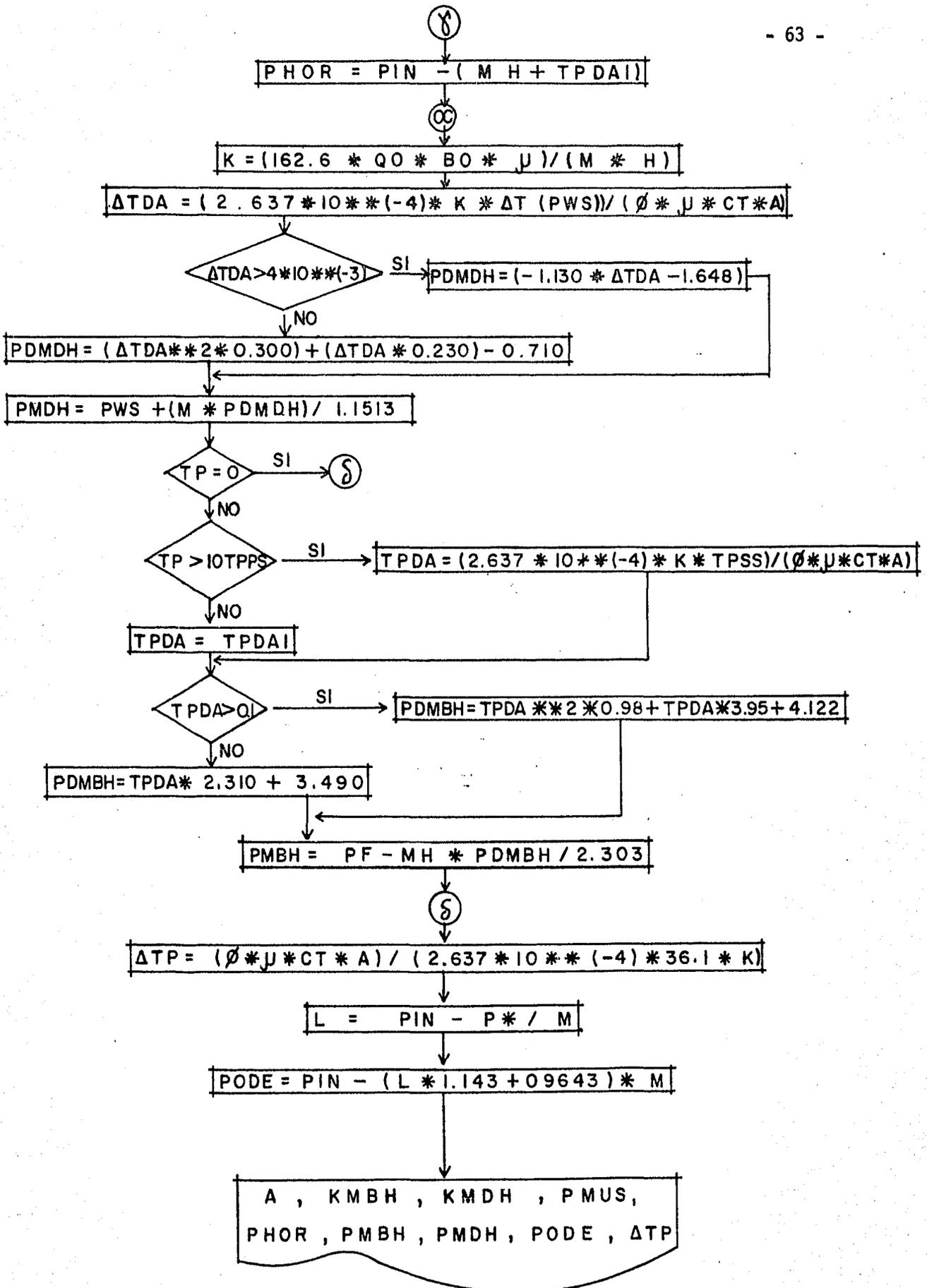
El cálculo del área de drene se obtiene con la ecuación (IV.22), en la cual los parámetros pueden ser evaluados usando técnicas y procedimientos bien definidos como se indica en el Capítulo VI, con excepción de la variable A_{te}' que es obtenida con la gráfica de la Fig. (VI.5), la cual es construida con los datos de una prueba de incremento de presión.

Posteriormente se estima la presión media de acuerdo a las diferentes ecuaciones que se presentan en el Capítulo III, que de acuerdo con cada uno de los métodos descritos cada una de estas ecuaciones estará en función de diferentes parámetros.

Para la obtención de la \bar{p} con el método de Muskat, es necesario conocer el tiempo pseudoestacionario el cual se calcula con la ecuación (III.36) A partir de este tiempo se introducen los datos de la prueba de incremento de presión y con ayuda del factor de correlación (R):

TABLA V. 1.- DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA ESTIMACION DEL AREA DE ARENA Y DE LA PRESION MEDIA DE UN YACIMIENTO.





$$R = \frac{N \sum xy - \sum x \sum y}{\sqrt{[N \sum (y)^2 - (\sum y)^2] [N \sum (x)^2 - (\sum x)^2]}} \quad (V.I.)$$

se obtiene la \bar{p} . Donde N es el número de pares de datos que se introduzcan en el programa, \underline{X} es el log (Ps - Pws) y \underline{Y} es el tiempo de cierre, Δt . El valor de R varía entre 0 y 1.

Para el método de M-D-H, es posible obtener la \bar{p} utilizando la gráfica de la Fig. III.3. Sin embargo se ha ajustado una ecuación para representar la curva de esta figura con la cual se facilita el cálculo.

En el método de M-B-H, no es necesario consultar las Figs. III.4 a - - III.7, después de estimar el tiempo de producción adimensional, ya que fue posible ajustar ecuaciones a cada una de las curvas que se presentan en estas gráficas.

En el método de Dietz nada más se obtiene, la $(At) \bar{p}$ y de esta se consulta en la gráfica de M-D-H.

En el método de Ode - Al - Husainny se ajustaron ecuaciones a las curvas de sus gráficas, por tanto, no es necesario recurrir a estas y fue posible simplificar este método.

En la tabla V.2 se muestra el listado de pasos del programa de cómputo de la calculadora HP-41C, en la cual vienen desarrollados los métodos, para

estimar el área de drene y la presión media, de acuerdo al diagrama de flujo de la Tabla V.I. Para los datos de ϕ , Δt , μ se utilizó FI, ΔT y μ , -- respectivamente. Las unidades de entrada y salida de los datos corresponden a las de campo, como se indica en la nomenclatura.

TABLA V.2 Listado del Programa de Cálculo de la Presión Media y Area de Drene en la Calculadora HP-41C

01*LBL "PREMH"	56 PROMPT	111 Σ+
02 "FI?"	57 STO 18	112 GTO 02
03 PROMPT	58 "DT?"	113*LBL 03
04 "CT?"	59 PROMPT	114 RCL 11
05 PROMPT	60 STO 19	115 RCL 13
06 *	61 RCL 03	116 *
07 STO 00	62 6.29	117 RCL 16
08 "MU?"	63 /	118 RCL 15
09 PROMPT	64 RCL 07	119 *
10 STO 01	65 *	120 -
11 *	66 RCL 00	121 RCL 16
12 2.637 E-4	67 14.22	122 RCL 14
13 /	68 *	123 *
14 STO 02	69 /	124 RCL 13
15 "00?"	70 RCL 05	125 X+2
16 PROMPT	71 .3048	126 -
17 "00?"	72 *	127 RCL 16
18 PROMPT	73 /	128 RCL 12
19 *	74 .01326	129 *
20 STO 03	75 *	130 RCL 11
21 RCL 01	76 .3048	131 X+2
22 *	77 X+2	132 -
23 162.6	78 /	133 *
24 *	79 STO 20	134 SORT
25 "H?"	80 .1	135 /
26 PROMPT	81 *	136 .8
27 STO 05	82 RCL 02	137 X>Y?
28 /	83 *	138 GTO 01
29 STO 04	84 RCL 04	139 RCL 02
30 "TP?"	85 RCL 09	140 1/X
31 PROMPT	86 X=0?	141 RCL 06
32 STO 06	87 GTO 12	142 *
33 "DTe?"	88 /	143 RCL 23
34 PROMPT	89 STO 23	144 *
35 3.7709	90 /	145 RCL 20
36 *	91 STO 21	146 /
37 X+2	92 "TPSS="	147 STO 24
38 STO 07	93 ARCL X	148 RCL 09
39 "GRAF HOR"	94 AVIEW	149 *
40 PROMPT	95 STOP	150 CHS
41 "P IN?"	96*LBL 01	151 RCL 08
42 PROMPT	97 CLΣ	152 X=0?
43 STO 08	98 "P EST?"	153 GTO 10
44 "MH?"	99 PROMPT	154 +
45 PROMPT	100 STO 22	155*LBL 12
46 STO 09	101*LBL 02	156 STO 25
47 "P*?"	102 RCL 22	157*LBL 10
48 PROMPT	103 "PWS?"	158 RCL 04
49 STO 10	104 PROMPT	159 RCL 17
50 "GRAF NDH"	105 X=0?	160 /
51 PROMPT	106 GTO 03	161 STO 28
52 "M?"	107 -	162 RCL 19
53 PROMPT	108 LOG	163 *
54 STO 17	109 "DT?"	164 RCL 20
55 "PWS?"	110 PROMPT	165 /

Continuación de la Tabla V 2.

166 RCL 02	223 RCL 31	279 +
167 1/X	224 LOG	280*LBL 11
168 *	225 2.30854719	281 STO 32
169 STO 26	226 *	282 "RESULTADOS"
170 4 E-3	227 3.48942567	283 AVIEW
171 X>Y?	228 +	284 RCL 20
172 GTO 04	229 GTO 09	285 "A ="
173 RCL 26	230*LBL 08	286 ARCL X
174 LOG	231 RCL 31	287 AVIEW
175 X^2	232 X=0?	288 STOP
176 .029775286	233 GTO 13	289 RCL 23
177 *	234 LOG	290 "K MBH="
178 RCL 26	235 X^2	291 ARCL X
179 LOG	236 .975029957	292 AVIEW
180 .229939277	237 *	293 STOP
181 *	238 RCL 31	294 RCL 28
182 +	239 LOG	295 "K MDH="
183 .071040354	240 3.946503582	296 ARCL X
184 -	241 *	297 AVIEW
185 GTO 05	242 +	298 STOP
186*LBL 04	243 4.122435436	299 RCL 22
187 RCL 26	244 +	300 "P MUS="
188 LOG	245*LBL 09	301 ARCL X
189 -1.12981798	246 RCL 09	302 AVIEW
190 *	247 *	303 STOP
191 1.648467431	248 2.303	304 RCL 25
192 -	249 /	305 "P HOR="
193*LBL 05	250 CHS	306 ARCL X
194 RCL 17	251 RCL 10	307 AVIEW
195 *	252 +	308 STOP
196 1.1513	253*LBL 13	309 RCL 27
197 /	254 STO 27	310 "P MBH="
198 RCL 18	255 31.6	311 ARCL X
199 -	256 1/X	312 AVIEW
200 CHS	257 RCL 02	313 STOP
201 STO 30	258 *	314 RCL 30
202 RCL 21	259 RCL 20	315 "P MDH="
203 10	260 *	316 ARCL X
204 *	261 RCL 28	317 AVIEW
205 RCL 06	262 /	318 STOP
206 X>Y?	263 STO 29	319 RCL 32
207 GTO 06	264 RCL 08	320 "P ODE="
208 RCL 24	265 X=0?	321 ARCL X
209 GTO 07	266 GTO 11	322 AVIEW
210*LBL 06	267 RCL 10	323 STOP
211 RCL 24	268 -	324 RCL 29
212 RCL 06	269 RCL 09	325 10
213 X=0?	270 /	326 *
214 GTO 13	271 1.142857143	327 "DTP ="
215 /	272 *	328 ARCL X
216 RCL 21	273 .964285714	329 AVIEW
217 *	274 +	330 STOP
218*LBL 07	275 RCL 09	331 END
219 STO 31	276 *	
220 .1	277 CHS	
221 X>Y?	278 RCL 08	
222 GTO 08		

C A P I T U L O V I

EJEMPLOS PRACTICOS DE APLICACION.

VI.1.- Ejemplo No. 1 (Pozo con flujo de una sola fase). Curva de incremento obtenida en el pozo Tajín No. 758.

La información necesaria para calcular el área de drene y la presión - media se obtuvo del análisis PVT de una muestra de fondo de éste mismo pozo, de la interpretación de registros eléctricos y de la curva de incremento, - presión.

D A T O S

I. De Producción:

Gasto de aceite antes del cierre	$Q_0 = 56 \text{ Bls/A.}$
Reducción acumulada de aceite	$N_p = 560 \text{ Bls.}$
Intervalo Disparado	$h_p = 15 \text{ m.}$

En la Tabla VI.I se muestra la variación de la presión contra el tiempo obtenida el 29 de Julio de 1979 a una profundidad de 1902 mbmr.

2. Del análisis PVT:

Factor de Volumen del aceite

$$Bo = 1.18 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

Viscosidad del aceite

$$\mu_o = 22.0 \text{ cp}$$

comprensibilidad total del

Sistema roca - fluido

$$CT = 8.35 \times 10^{-4} (\text{ps}')^{-1}$$

3. De registros eléctricos

Espesor de la formación

$$h = 42.96 \text{ ft}$$

Porosidad

$$\phi = 0.0156$$

De la ecuación (III.17)

$$t_p = \frac{N_p}{Q_o} = \frac{560}{56} \times 24 = 240 \text{ horas.}$$

La Tabla VI.1 muestra en la primera columna el tiempo de cierre, en el cual se efectuó una medición de presión de fondo cerrado, la columna 2; la columna 3 presenta la raíz cuadrada del tiempo correspondiente a la parte media de un incremento de tiempo; con la información de la columna 1, se determinó la columna 4, la cual presenta un incremento de tiempo; la columna 5 presenta los incrementos de presión obtenidos en la columna 2; en la columna 6 se muestra la raíz cuadrada de los valores obtenidos de la columna 4 entre la columna 5; después de aplicar el promedio móvil a la columna (6), se presenta en la columna 7, la raíz cuadrada de los valores de $\Delta t e'$; en la columna 8 se muestran los valores obtenidos de $\Delta t / (t_p + \Delta t)$.

TABLA VI.1 DATOS DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO TAJIN No. 658.

	(1) At (HRS)	(2) Pws (PSI)	(3) (TM) ^{1/2}	(4) A(Δt) (HRS)	(5) ΔP (PSI)	(6) $\frac{\Delta(\Delta t)}{\Delta p}$	(7) PROM. MOVIL	At/(tp+At)
1	0.00	2163.146						
2	1.00	2278.328	0.71	1.00	115.18	0.09		0.0041
3	2.00	2367.914	1.22	1.00	89.54	0.11	0.10	0.0083
4	3.00	2444.702	1.58	1.00	76.79	0.11	0.12	0.0123
5	4.00	2498.738	1.87	1.00	54.04	0.14	0.13	0.0164
6	5.00	2548.508	2.12	1.00	49.77	0.14	0.14	0.0204
7	6.00	2612.498	2.35	1.00	63.99	0.13	0.14	0.0244
8	7.00	2656.580	2.55	1.00	44.08	0.15	0.14	0.0283
9	9.00	2751.854	2.83	2.00	95.27	0.14	0.15	0.0361
10	11.00	2828.642	3.16	2.00	76.79	0.16	0.16	0.0438
11	15.00	2967.998	3.61	4.00	139.36	0.17	0.18	0.0588
12	19.00	3067.538	4.12	4.00	99.54	0.20	0.20	0.0734
13	23.00	3138.638	4.58	4.00	71.10	0.24	0.23	0.0875
14	24.92	3171.344	4.98	1.92	32.71	0.24	0.31	0.0941
15	25.83	3175.610	5.04	0.91	4.27	0.46	0.33	0.0972
16	31.83	3242.444	5.37	6.00	66.83	0.30	0.39	0.1171
17	37.83	3279.416	5.90	6.00	36.97	0.40	0.40	0.1362
18	43.83	3302.168	6.39	6.00	22.75	0.51	0.48	0.1544
19	49.83	3323.498	6.84	6.00	21.33	0.53	0.56	0.1719
20	55.83	3337.718	7.27	6.00	14.22	0.65	0.62	0.1887
21	61.83	3350.516	7.67	6.00	12.80	0.68	0.63	0.2049
22	67.83	3369.002	8.05	6.00	18.49	0.57	0.63	0.2203
23	73.83	3383.222	8.42	6.00	14.22	0.65	0.63	0.2353
24	79.83	3396.020	8.77	6.00	12.20	0.68	0.70	0.2496
25	85.83	3405.974	9.10	6.00	9.95	0.78	0.68	0.2634
26	91.83	3423.038	9.42	6.00	17.06	0.59	0.46	0.2767
27	96.91	3423.038	9.71	5.08	0	0	0.20	0.2876
28	97.74	3423.038	9.87	0.83	0	0	0.22	0.2894
29	103.74	3437.258	10.04	6.00	14.22	0.65	0.61	0.3018
30	109.74	3441.524	10.33	6.00	4.27	1.19	0.89	0.3138
31	115.74	3450.056	10.62	6.00	8.53	0.84	0.68	0.3253
32	121.74	3450.056	10.90	6.00	0	0	0.28	0.3365
33	127.74	3450.056	11.17	6.00	0	0	0.26	0.3474

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	
	At (HRS)	Pws (PSI)	(TM) ^{1/2}	A(At) (HRS)	AP (PSI)	$\frac{A(At)}{Ap}$	PROM. MOVIL	At/(tp+At)
34	133.74	3460.010	11.43	6.00	9.95	0.78	0.66	0.3578
35	139.74	3464.276	11.69	6.00	4.27	1.19	0.94	0.3680
36	145.74	3472.808	11.95	6.00	8.53	0.84	0.90	0.3778
37	149.50	3481.340	12.15	3.76	8.53	0.66	0.50	0.3838
38	150.16	3481.340	12.24	0.66	0	0	0.22	0.3849
39	156.16	3481.340	12.38	6.00	0	0	0	0.3942
40	168.16	3481.340	12.73	12.00	0	0	0	0.4120
41	174.16	3481.340	13.08	6.00	0	0	0	0.4205
42	186.16	3481.340	13.42	12.00	0	0	0.40	0.4368
43	192.16	3485.606	13.75	6.00	4.27	1.19	0.79	0.447
44	198.16	3489.872	13.97	6.00	4.27	1.19	0.79	0.4523
45	204.16	3489.872	14.18	6.00	0	0	0.66	0.4597
46	210.16	3499.826	14.39	6.00	9.95	0.78	0.47	0.4669
47	217.66	3518.312	14.63	7.50	18.49	0.64	0.87	0.4756
48	223.66	3522.578	14.85	6.00	4.27	1.19	1.01	0.4824
49	229.66	3526.894	15.06	6.00	4.27	1.19	1.19	0.4890
50	235.66	3531.110	15.25	6.00	4.27	1.19	1.19	0.4954
51	241.66	3535.376	15.45	6.00	4.27	1.19	0.79	0.5017
52	247.66	3535.376	15.64	6.00	0	0	0.40	0.5079
53	265.66	3535.376	16.02	18.00	0	0	0	0.5254
54	283.66	3535.376	16.57	18.00	0	0		0.5417

TABLA VI.I CONTINUACION DE LOS DATOS DE CURVA DE INCREMENTO
DE PRESION DEL POZO TAJIN No. 758.

De la Tabla VI.I se construyen las gráficas que nos dan los valores -- que se necesitan para estimar el área de drene y la presión media.

De las columnas 1 y 2 se construye la curva de incremento de presión - de Pws contra At en ésta gráfica obtenemos la presión estabilizada, para -- utilizarlo en el método de Muskat; de las columnas 3 y 6 si construye la - gráfica (VI.2), de esta gráfica, se estima el valor de Ate' al prolongar la parte horizontal de la recta hasta cortar el eje de las ordenadas; de las co - lumnas 1 y 2 se construye la gráfica semilog. propuesta por M-D-H, como se - ve en la Fig. (VI.3) al graficar Pws contra $\log (At)$; y la gráfica de la - Fig. (VI.4) se construye de las columnas 2 y 8 al graficar Pws contra $\log - At/(tp + At)$ que es la que utiliza el método de Horner y M-B-H.

Nota: Debido a que la diferenciación es una operación matemática que intro - duce lo que se denomina ruido, se tiene una técnica de ajuste llamado promedio móvil (columna 7 de la Tabla VI.I), con el objeto de suavi - zar la gráfica (VI.2) y así compenzar el efecto perturbador del ruido.

Datos que se obtienen de las gráficas.

De la figura VI.I

Presión estabilizada

$$P_{est} = 3535.376 \text{ lb/pg}^2$$

De la Figura IV.2 se estima:

$$Ate' = 1.19$$

De la Figura IV.3 se tiene:

La pendiente de la línea recta $m = 459.21 \frac{\text{psi}}{\text{ciclo}}$

y la presión falsa $p^* = 3672.58 \text{ lb/pg}^2$

De la Fig. IV.4

La pendiente de la línea recta $m = 356.52 \frac{\text{psi}}{\text{ciclo}}$

la presión fondo cerrado estabilizada $p_{ws} = 2535.376 \text{ lb/pg}^2$

tiempo de cierre correspondiente a la presión anterior

$$\Delta t = 241.66 \text{ horas.}$$

Otros datos con los que se cuentan es

la presión inicial $P_{IN} = 3299.56 \text{ lb/pg}^2$

El factor de daño $S = -5.04$

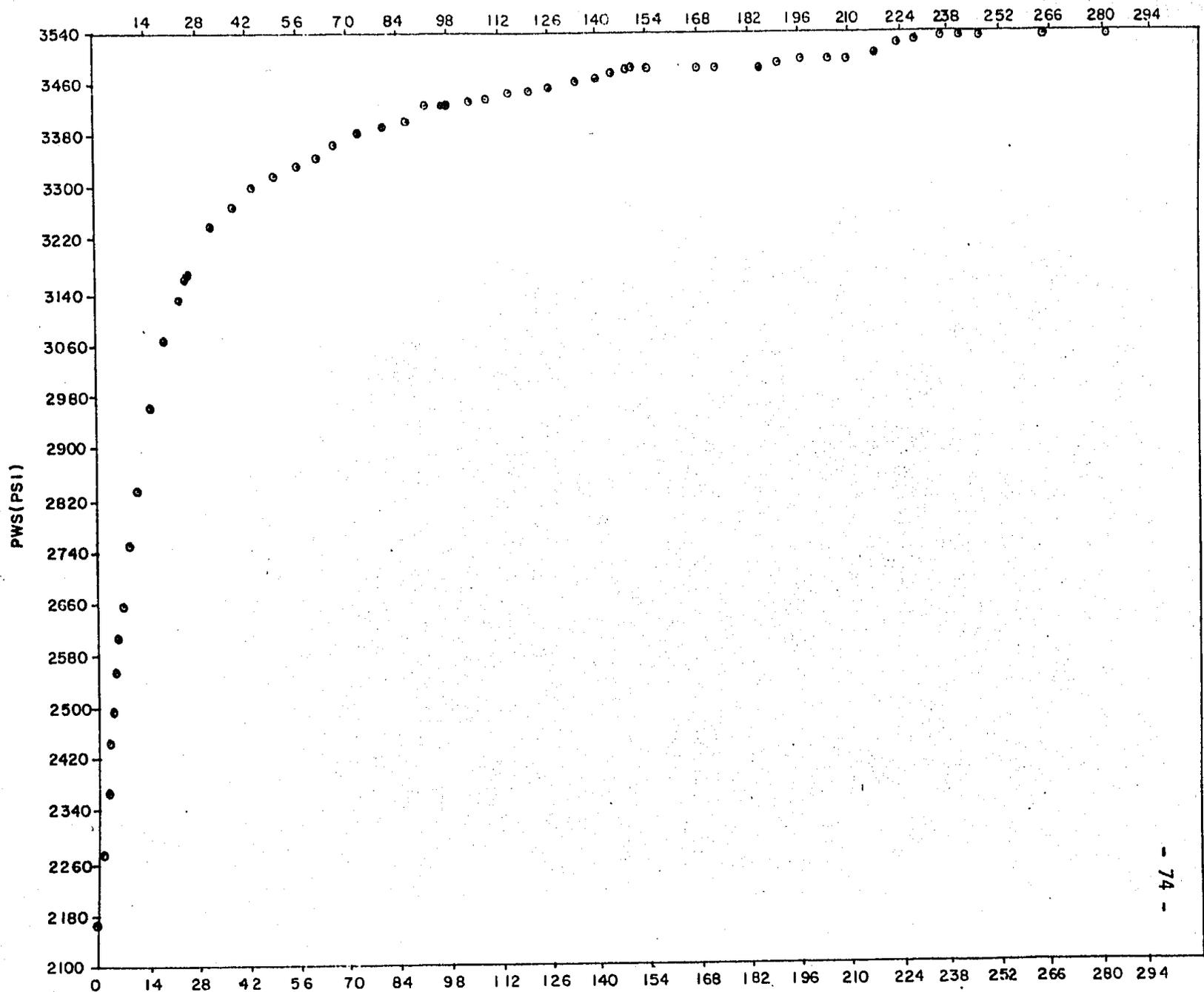


FIG. VI.1.-GRAFICA DE LA CURVA DE INCREMENTO CORRESPONDIENTE AL POZO TAJIN N° 758. Δt (HRS)

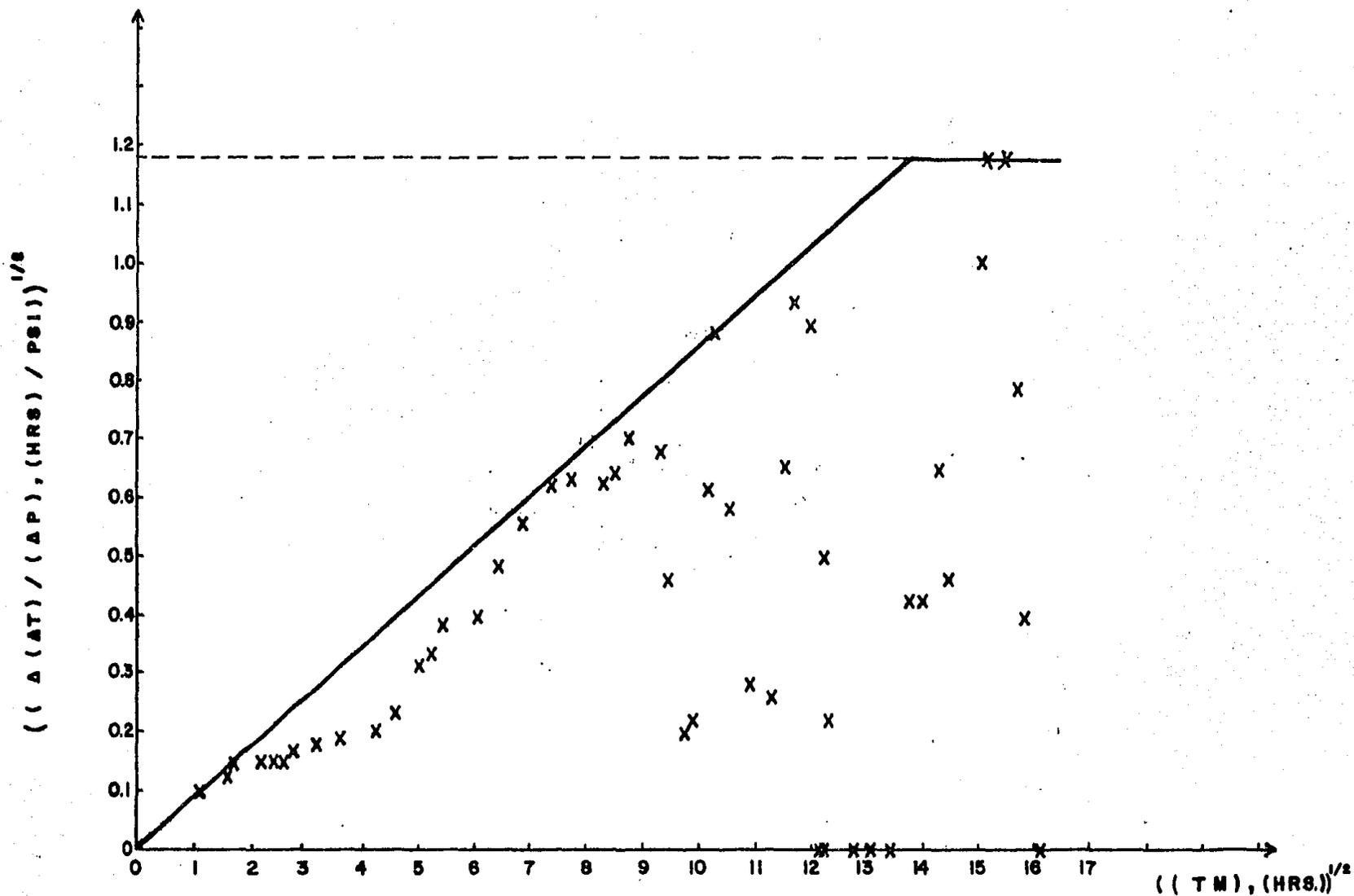


FIG.VI.2.- CURVA PARA DETERMINAR EL VALOR DE $(\Delta t_e)_{0.5}$ CORRESPONDIENTE AL POZO TAJIN N° 758.

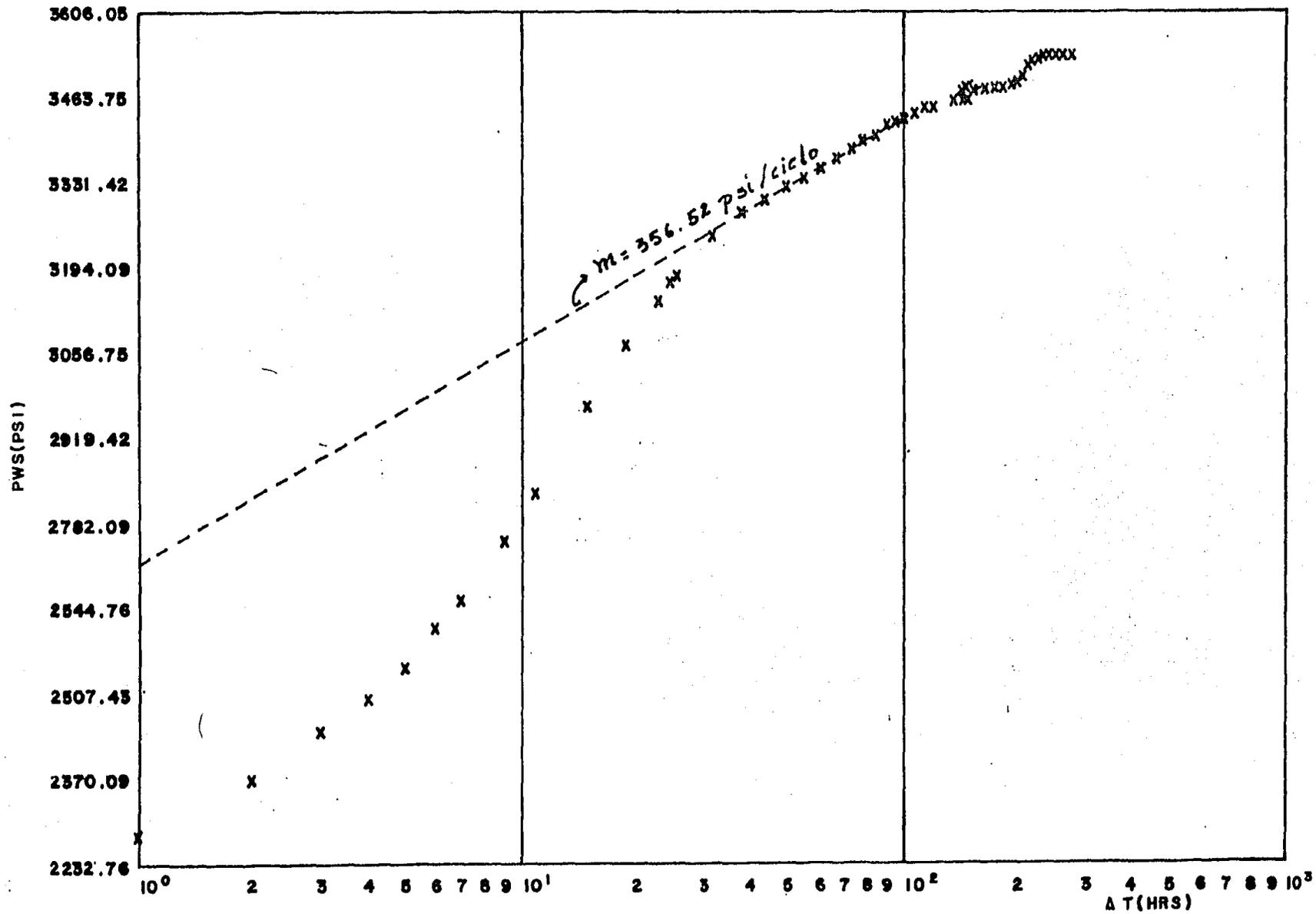


FIG. N° .VI.4.-GRAFICA SEMILOG DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO TAJIN N° . 758

Datos y Resultados del Ejemplo VI-

	REQ "PREMA"		PWS?		RESULTADOS	
FI?			3,472.888	RUN	A =124,487.87	
	.156	RUN		DT?		RUN
CT?			145.74	RUN	K MBH=11.98	
	8.35-06	RUN		PWS?		RUN
MU?			3,481.340	RUN	K MDH=15.43	
	22.00	RUN		DT?		RUN
GO?			149.50	RUN	P MUS=3,535.38	
	56.00	RUN		PWS?		RUN
BO?			3,464.276	RUN	P HOR=3,200.94	
	1.18	RUN		DT?		RUN
H?			150.16	RUN	P MBH=3,286.36	
	42.96	RUN		PWS?		RUN
TP?			3,477.874	RUN	P MDH=3,413.02	
	240.00	RUN		DT?		RUN
DTe?			156.16	RUN	P ODE=3,283.20	
	1.19	RUN		PWS?		RUN
GRAF HOR.			3,481.340	RUN	DTP =27.74	
		RUN		DT?		
P IN?			168.16	RUN		
	3,298.55	RUN		PWS?		
MH?			3,481.340	RUN		
	459.21	RUN		DT?		
P*?			174.16	RUN		
	3,672.58	RUN		PWS?		
GRAF MDH			3,481.340	RUN		
		RUN		DT?		
M?			186.16	RUN		
	356.52	RUN		PWS?		
PWS?			3,485.686	RUN		
	3,481.34	RUN		DT?		
DT:			192.16	RUN		
	168.16	RUN		PWS?		
TPSS=112.90			3,489.872	RUN		
		RUN		DT?		
P EST?			198.16	RUN		
	3,535.376	RUN		PWS?		
PWS?			3,489.872	RUN		
	3,450.056	RUN		DT?		
DT?			204.16	RUN		
	115.74	RUN		PWS?		
PWS?			3,518.312	RUN		
	3,450.056	RUN		DT?		
DT?			217.66	RUN		
	121.74	RUN		PWS?		
PWS?			3,522.578	RUN		
	3,450.056	RUN		DT?		
DT?			223.66	RUN		
	127.74	RUN		PWS?		
PWS?			3,526.844	RUN		
	3,460.01	RUN		DT?		
DT?			229.66	RUN		
	133.74	RUN		PWS?		
PWS?			3,531.11	RUN		
	3,464.276	RUN		DT?		
DT?			235.66	RUN		
	139.74	RUN				

VI.2 Ejemplo No. 2 (Pozo con flujo de una sola fase).- Curva de incremento obtenida en el pozo Tajín No. 653.

La información necesaria para calcular el área de drene y la presión-media se obtuvo, del análisis PVT de una muestra de fondo de este mismo pozo, de la interpretación de registros eléctricos y de la curva de incremento de presión.

D A T O S

1.- De producción :

Gasto de aceite antes del cierre $Q_0 = 63.90$ BRL/DIA

Producción acumulada de aceite $N_p = S/Daños.$

Intervalo disparado $h_p = 38$ pies.

En la Tabla VI.2 se muestra la variación de la presión contra el tiempo obtenida el 30 de Mayo de 1980, al 10 de Noviembre de 1980, a una profundidad de 1538.

2.- Del análisis PVT :

Factor de Volumen del aceite $B_0 = 1.18$ M³/M³

Viscosidad del aceite $\mu_0 = 22$ (cp)

Comprensibilidad total del

Sistema Roca - fluido $CT = 8.35 \times 10^{-6}$ (Psi)⁻¹

3.- De Registros Eléctricos

Espesor de la formación

$h = 65.60$ pies

Porosidad

$\phi = 0.16$

El valor de T_p no se pudo estimar, ya que no se obtuvo la información del volumen de aceite acumulado durante su producción.

La Tabla VI.2 se obtiene de la forma semejante a la Tabla VI.I que se presenta en el ejemplo anterior.

TABLA VI.2.- DATOS DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO TAJIN No. 653.

(1) AT (HRS)	(2) Pws (PSI)	(3) (TM) ^{1/2}	(4) A (ΔT) (HRS)	(5) ΔP (PSI)	(6) $\frac{A(\Delta T)}{\Delta P}$	(7) PROM. MOVIL
0.00	2294.192			0.00		
0.33	2294.212	0.41	0.33	0.01	4.86	
1.33	2294.212	0.91	0.91	0	0	1.67
2.33	2332.606	1.35	1	38.34	0.16	0.05
3.33	2332.606	1.68	1	0	0	0.13
4.33	2351.092	1.96	1	18.49	0.23	0.22
5.33	2356.780	2.20	1	5.69	0.42	0.22
6.33	2356.780	2.41	1	0	0	0.22
7.33	2375.266	2.66	1	18.49	0.23	0.08
8.33	2375.266	2.80	1	0	0	0.18
9.33	2386.642	2.97	1	11.38	0.30	0.21
10.33	2396.596	3.14	1	9.95	0.32	0.39
15.33	2412.660	3.58	5	17.06	0.54	0.44
21.33	2440.678	4.28	6	27.02	0.47	0.53
27.33	2459.164	4.93	6	18.49	0.57	0.56
33.33	2473.384	5.51	6	14.22	0.65	0.60
39.33	2491.870	6.03	6	18.49	0.57	0.48

(1) AT (HRS)	(2) Pws (PSI)	(3) (TM) ^{1/2}	(4) A(AT) (HRS)	(5) AP (PSI)	(6) $\frac{A(AT)}{AP}$ ^{1/2} AP	(7) PROM. MOVIL
44.58	2614.162	6.48	5.25	122.29	0.21	0.50
50.53	2625.538	6.90	6.0	11.38	0.73	0.50
56.58	2644.024	7.32	6.0	18.49	0.57	0.62
62.58	2662.510	7.72	6.0	18.49	0.57	0.66
68.58	2671.042	8.10	6.0	8.53	0.84	0.65
74.58	2690.950	8.46	6.0	19.91	0.55	0.72
80.50	2700.904	8.81	6.0	9.95	0.78	0.79
86.58	2706.592	9.14	6.0	5.69	1.03	0.60
92.58	2706.592	9.46	6.0	0	0	0.34
98.58	2706.592	9.78	6.0	0	0	0
104.58	2706.592	10.08	6.0	0	0	0
110.58	2706.592	10.37	6.0	0	0	0
116.58	2706.592	10.66	6.0	0	0	0
140.58	2706.592	11.34	6.0	0	0	0

Datos que se obtienen de las gráficas VI.5 a VI.7.

De la Fig. VI.5

Presión estabilizada

$$P_{est} = 2706.592 \text{ lb/pg}^2$$

De la Fig. VI.6

$$(Ate')^{1/2} = 0.66$$

De la Fig. VI.7

La pendiente de la línea recta

$$m = 372.86 \text{ psi/ciclo}$$

La presión de fondo estabilizada

$$pws = 2706.592 \text{ psi}$$

El tiempo de cierre correspondiente a pws

$$At = 140.58 \text{ hrs.}$$

Otro dato con el se cuenta:

El factor de daño

$$S = - 4.94$$

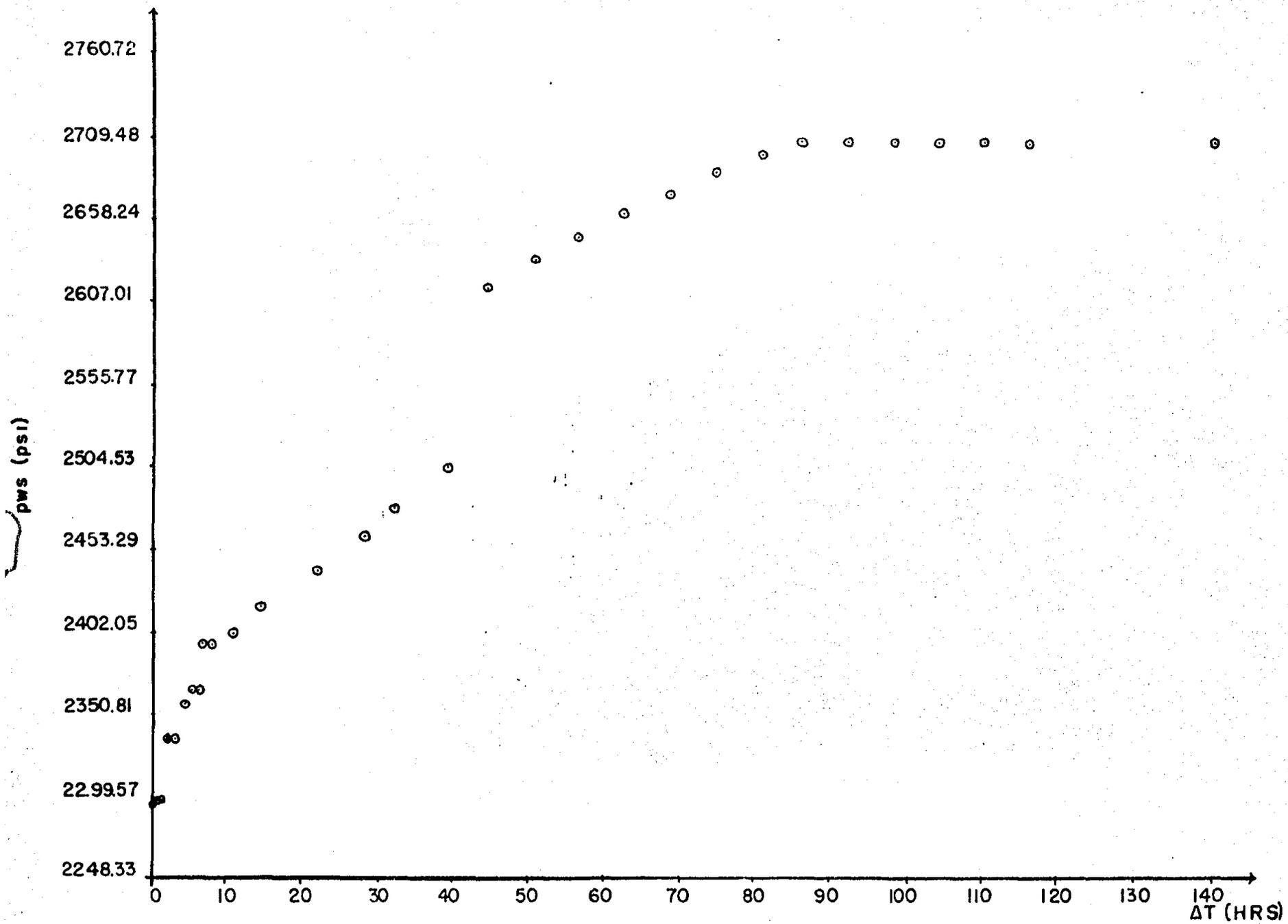


Fig. VL 5 Curva de Presión Correspondiente al Pozo Tajin N°. 653

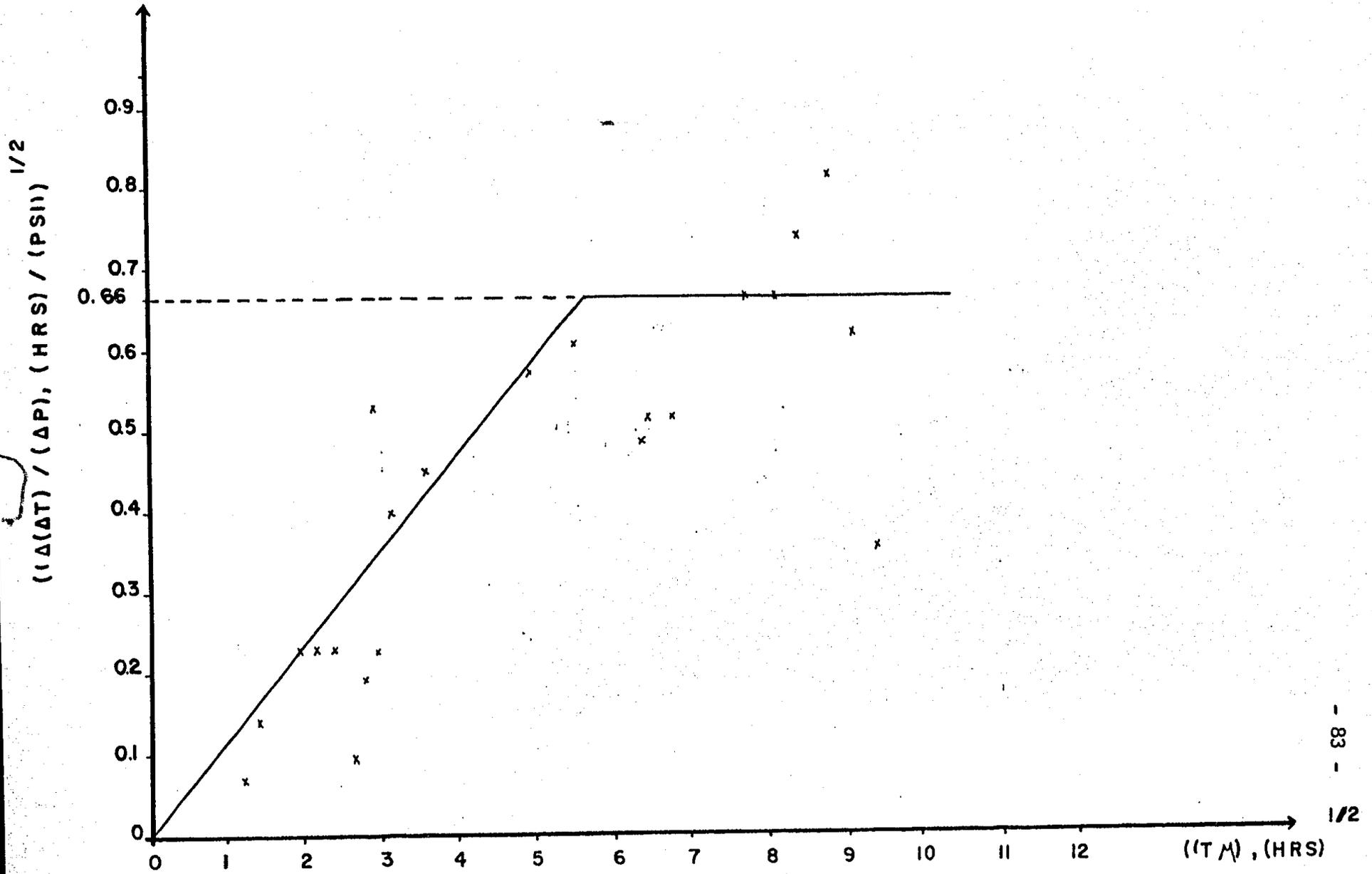


Fig. VI.6.- Curva para Determinar el Valor de (Ate') Correspondiente al Pozo Tajin N° 653

Datos y Resultados del Ejemplo VI.2

	XEQ "PREMA"		RESULTADOS	
FI?			A =27,899.657	
	.160	RUN	.	RUN
CT?			K MBH=1.026E11	
	8.35-86	RUN		RUN
MU?			K MDH=11.027	
	22.000	RUN		RUN
00?			P MUS=0.000	
	63.900	RUN		RUN
B0?			P HOR=0.000	
	1.100	RUN		RUN
H?			P MBH=0.000	
	65.600	RUN		RUN
TP?			P MDH=2,765.255	
	0.000	RUN		RUN
DTe?			P ODE=0.000	
	.660	RUN		RUN
GRAF HOR			DTP =89.239	
		RUN		
P IN?				
	0.000	RUN		
MH?				
		RUN		
P*				
		RUN		
GRAF MDH				
		RUN		
M?				
	372.860	RUN		
PMS?				
	2.706.592	RUN		
DT?				
	86.580	RUN		

C A P I T U L O V I I

C O N C L U S I O N E S Y R E C O M E N D A C I O N E S

Se presentan seis métodos para calcular la presión media de un pozo y dos métodos para estimar el área de drene de un pozo, utilizando la información obtenida de una prueba de incremento de presión.

Los parámetros que intervienen en las expresiones que se presentan en este trabajo para evaluar, tanto, la presión media como para el área de drene se obtienen fácilmente del análisis de los fluidos y la roca del yacimiento, y de una prueba de incremento de presión.

Para la estimación del área de drene, se utiliza el método de Balderas en los dos ejemplos que se presentan como se puede ver no requiere del conocimiento explícito de la permeabilidad, ni del tiempo de estabilización, el método de Matthews - Brons - Hazebroek no se aplicó debido a que no se tenía la información necesaria. Los resultados al aplicar este método son satisfactorios como se ve en los ejemplos, donde el área de drene estimado es cercano al que se estimó por su espaciamiento.

En la estimación de la presión media, se aplicaron los seis métodos en el ejemplo No. 1, ya que fue posible obtener los datos de las característi-

cas de la roca - fluido así como historia de producción y datos iniciales - del pozo, para el ejemplo No. 2 se aplicó el método de Miller - Dyes - Hutchinson, ya que no fue posible calcular el tiempo de producción, por falta de información, el método de Dietz no se pudo aplicar en los dos ejemplos - ya que el factor de daño de estos pozos son menores de - 3.

Se recomienda, que la pendiente m del método de Horner y de Miller - Dyes - Hutchinson se obtienen de la diferencia de la presión por donde pasa la recta en un ciclo, los datos que se introduzcan en el programa que tengan las unidades prácticas de campo que son los que indican en la nomenclatura, los resultados se presentan en las mismas unidades.

R E F E R E N C I A S

- 1.- Earlongher, R. C. Jr.: "Advances in Well Test Analysis. "
Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas Tex. 1977. Vol. 5.
- 2.- M. Muskat: "Use of Data on the Buil. Up of Botton Hole Pressures."
Trans. AIME 1937.
- 3.- Miller, C. C., Dyes, A.B. and Hütchinson, G. A.:
"The Estimation of Permeability and Reservoir Pressore from Botton
Hole Pressure Build - Up Characteristics", Journal of Petroleum --
Technology, April 1950.
- 4.- Horner D.R. : "Presure Buld-Up in Wells", Proc. Third World Pet.
Cong., E.J. Brill, Leiden (1951).
- 5.- Matthews, C.S., Brons, and Hazebroek, P.:
"A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded
Reservoir", Trans., AIME (1954).
- 6.- Dietz, D.N.: "Determination of Average Reservoir Pressure From
Buil-Up Surveys", S. P. E. (Junio 1965).

- 7.- Odeh, A. S., All - Hussainy, R. : "A Method for Determining the Static Pressure of a Well from Build-Up Data", Trans., AIME (Mayo 1971).

- 8.- Ibarra G. O. M. y Salgado C. M. S. " Determinación Optima de la -- Presión Media de los Yacimientos a partir de Pruebas de Presión ", Tesis Profesional, UNAM. 1984.

- 9.- Balderas, J. C. " Un Nuevo Método para Determinar Radio de Drene". Tesis de Maestría, U.N.A.M. 1981.

N O M E N C L A T U R A .

SISTEMA DE UNIDADES DE CAMPO.

SIMBOLOGIA	DEFINICION	UNIDADES
A	Area de drene	(in) ²
A _t	Area total de un yacimiento.	(in) ²
a	Area transversal	(in) ²
B _o	Factor del volumen del aceite.	$\frac{m^3 \text{ o } C. s.}{m^3 \text{ o } C. y.}$
CA	Factor de forma del área de drene	Adimensional.
C _t	Compresibilidad total del sistema roca-fluido.	(psi) ⁻¹
E _i (-u)	Integral Exponencial	Adimensional.
g	Aceleración gravitacional.	(pies/s ²)
H	Altura del fluido productor.	(pies)
h	Espesor de la formación	(pies)
k	Permeabilidad afectiva	(md)
Log	Logaritmo base 10	Adimensional.
L _n	Logaritmo natural base e	Adimensional.
m	pendiente de la recta de la gráfica semilog.	(psi/ciclo)
n	constante de las propiedades de un yacimiento.	Adimensional.

SIMBOLOGIA	DEFINICION	UNIDADES
N_p	Producción Acumulada	(pies ³ /día)
p	Presión	(psi)
p_i	Presión inicial de yacimiento.	(psi)
p_{ws}	Presión de fondo de cierre de un pozo.	(psi)
p_e	Presión estática del yacimiento.	(psi)
\bar{p}	Presión media de un yacimiento.	(psi)
$p(r,t)$	Presión al tiempo t al radio r .	(psi)
PDMDH	Presión adimensional de M-D-H.	Adimensional.
PDMBH	Presión adimensional de M-B-H.	Adimensional.
q	Gasto de producción antes del cierre de un pozo.	(Bls/día)
R	Factor de correlación	Adimensional.
r	Distancia radial	(pies)
r_e	Radio de drene	(pies)
r_w	Radio del pozo	(pies)
S	Factor de daño	Adimensional
t	Tiempo	(Hrs)
t_s	Tiempo en el cual se alcanza el estado de equilibrio	(Hrs)
t_p	Tiempo de producción	(Hrs)
t_{pDA}	Tiempo de producción adimensional.	Adimensional.

SIMBOLOGIA	DEFINICION	UNIDADES
tpss	Tiempo en estado pseudo-estacionario.	(Hrs)
AtDA	Tiempo de cierre adimensional.	Adimensional.
tDA	Tiempo adimensional.	Adimensional.
At	Intervalo del tiempo de cierre de un pozo.	(Hrs)
y(u)	Función que relaciona a re y rw.	Adimensional.
u	Transformación de Boltzman.	Adimensional.

SISTEMA DE UNIDADES DE DARCY

SIMBOLOGIA	DEFINICION	UNIDADES
Bo	Factor de Volumen del aceite	(cm ³ /cm ³)
Ct	Compresibilidad total del sistema roca - fluidos.	(Kg/cm ²) ⁻¹
h	Espesor de la formación	(cw)
k	Permeabilidad efectiva	(darcy)
p	Presión	(kg/cm ²)
q	Gasto antes del cierre de un pozo.	(cm ³ /seg)
r	Distancia radial	(cm)
t	Tiempo	(seg)

LETRAS GRIEGAS

SIMBOLOGIA	DEFINICION	UNIDADES
∅	Porosidad	Fracción
μ	Viscosidad	(cp)
γ _o	Densidad del aceite	(lb/pie ³)