



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
DE LA FACULTAD DE INGENIERIA

**UN NUEVO METODO PARA DETERMINAR
RADIO DE DRENE**

T E S I S

Que para Obtener el Grado de :

MAESTRIA EN INGENIERIA PETROLERA

P R E S E N T A :

CARLOS BALDERAS JOERS



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
SECCION DE INGENIERIA PETROLERA

TESIS QUE PRESENTA




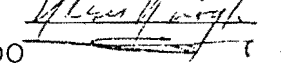
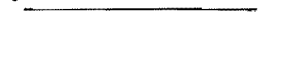
CARLOS BALDERAS JOERS

PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERIA PETROLERA

CREDITOS ASIGNADOS A LA TESIS 9

JURADO:

DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO
FIS. CANDELARIO PEREZ ROSALES
M. en C. CARLOS MORALES GIL
M. en C. ULISES RICOY SALDAÑA
M. en C. FRANCISCO SANCHEZ ARREDONDO


JEFE DE LA SECCION

DR. JESUS RIVERA RODRIGUEZ


SECRETARIO ACADEMICO

ING. SERGIO TIRADO LEDESMA

C. U. MEXICO, D. F. OCTUBRE DE 1981

UN NUEVO MÉTODO PARA DETERMINAR
RADIO DE DRENE

CARLOS BALDERAS JOERS



DEPFI

T. UNAM

1981

BAL

Ej. 2

CON CARIÑO Y RESPETO A MI MADRE
SRA. MA. CONCEPCION JOERS

CON AMOR A MI ESPOSA
O T Y
POR SU COMPRESION DURANTE
ESTA ETAPA DIFICIL DE NUESTRA VIDA

A MIS HIJOS:

CHARLIE Y
CHRISTOPHER

CON SINCERO RECONOCIMIENTO AL
FISICO CANDELARIO PEREZ ROSALES
QUIEN CON SUS ATINADAS OBSERVACIONES
Y CONSEJOS HIZO POSIBLE LA ELABORACION
DE ESTE TRABAJO.

MI ETERNO AGRADECIMIENTO AL
ING. CELESTINO PEREZ ROSALES
POR DARME LA OPORTUNIDAD DE
REALIZAR ESTOS ESTUDIOS.

A LAS AUTORIDADES DEL INST.
MEX. DEL PET., EN ESPECIAL
AL ING. JOAQUIN TEYSSIER S.,
POR LAS FACILIDADES BRINDADAS
EN LA ELABORACION DE ESTE TRA
BAJO.

CON RESPETO Y GRATITUD AL
ING. J. JESUS GAYTAN RANGEL
POR SUS DESINTERESADOS CON-
SEJOS DURANTE MI ETAPA PRO-
FESIONAL.

A TODAS AQUELLAS PERSONAS
QUE EN UNA U OTRA FORMA -
AYUDARON EN LA ELABORACION
DE ESTE TRABAJO.

INDICE

RESUMEN	1
INTRODUCCION	3
METODOS PREVIOS	8
2.1 MÉTODO DE MUSKAT	9
2.2 MÉTODO DE BROWNSCOMBE Y KERN	12
2.3 METODO DE MILLER, DYES Y HUTCHINSON	13
2.4 MÉTODO DE CHATAS	15
2.5 MÉTODO DE TEK, GROVE Y POETMAN	15
2.6 MÉTODO DE JONES	17
TEORIA BASICA	22
3.1 INTRODUCCIÓN	22
3.2 LEY DE DARCY	24
3.3 LEY DE CONSERVACIÓN DE MASA	26
3.4 ECUACIÓN DE ESTADO	27
3.5 ECUACIÓN DE DIFUSIÓN	27
3.6 PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN	33
3.7 ANÁLISIS DEL PULSO ESCALÓN	36
3.8 VELOCIDAD DE PROPAGACIÓN DEL PULSO ESCALÓN	39
METODO PROPUESTO	49
4.1 INTRODUCCIÓN	49

4.2 DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD	50
4.3 VARIACIÓN DE LA PRESIÓN EN UN POZO	52
4.4 DETERMINACIÓN DEL RADIO DE DRENE	56
APLICACION DE CAMPO	61
5.1 INTRODUCCION	61
5.2 SISTEMA DE UNIDADES	61
5.3 DETERMINACIÓN DE Δt_e	63
5.4 RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE EL PROGRAMA DE CÓMPUTO	66
5.5 ANÁLISIS DE LAS GRÁFICAS DE Δt_e VS Δt	66
5.6 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	69
TABLAS Y GRAFICAS	72
CONCLUSIONES	110
NOMENCLATURA	112
APENDICE	115
REFERENCIAS	120

RESUMEN

Se presenta un nuevo método para calcular el radio de drene de un pozo productor de hidrocarburos.

Tomando como base los principios de la dinámica de la propagación de la perturbación producida al cerrar el pozo, se establece una ecuación que permite calcular el radio de influencia de éste. Los parámetros que se encuentran en esta expresión se pueden determinar fácilmente mediante el análisis convencional de las propiedades de los fluidos y la roca, y de una forma especial de graficación de la información obtenida a través de una prueba de incremento de presión. Para probar este método, se aplicó a once casos de campo en donde los resultados obtenidos muestran que, a excepción

de un caso, los demás valores son lógicos y están de acuerdo con las características de los yacimientos.

En este trabajo se incluye, además de una breve descripción de los trabajos técnicos publicados previamente sobre la evaluación de radio de drene y tiempo de estabilización, un análisis de los principios en los cuales se basa el método aquí propuesto. Asimismo, se presenta, en el apéndice, el programa de cómputo que permite obtener para cada pozo, la información procesada, en forma tabular y gráfica, que se requiere para aplicar este nuevo método.

CAPITULO 1

INTRODUCCION

Uno de los problemas de interés en diversos procesos que involucran flujo de fluidos en medios porosos es la obtención del radio de drenaje o radio de influencia de un pozo productor de hidrocarburos. Es por eso que cuando se perfora un pozo y se descubre que está asociado a un volumen de hidrocarburos que conviene ser explotado comercialmente, el ingeniero petrolero debe encontrar respuesta a una serie de preguntas tales como: ¿Cuál es la capacidad de flujo de la estructura productora? ¿Cuántos pozos se requieren perforar para explotar en forma satisfactoria el volumen asociado? ¿a qué distancia se deben perforar los demás pozos para obtener

una recuperación eficiente? Estas y otras preguntas relacionadas con la explotación de yacimientos se ha planteado sin que a la fecha les haya encontrado una respuesta totalmente satisfactoria.

Desde el punto de vista práctico, se puede considerar que el pozo tiene un volumen de hidrocarburos asociado del cual se va a recuperar un cierto porcentaje, dependiendo del tipo de yacimiento y del mecanismo de producción al cual esté sujeto, lo cual indica que se requiere perforar un número suficiente de pozos para afectar todo el volumen bruto del yacimiento; por lo que el siguiente pozo debe de perforarse a una distancia tal que no interfiera el volumen a ser recuperado por el pozo vecino, ni quede lo suficientemente lejos, de tal forma que algún volumen no sea afectado.

Para un yacimiento homogéneo, isotrópico y de espesor constante y uniforme, el área asociada a cada pozo es circular y el radio correspondiente es lo que se ha definido como "radio de drene o radio de influencia" de un pozo.

Es frecuente que el campo que almacena los hidrocarburos se desarrolle de acuerdo a estimaciones hechas en

campos vecinos o en estructuras productoras semejantes, de acuerdo a las características propias de los fluidos producidos, o de acuerdo a ciertos patrones de flujo prestablecidos para alguna necesidad futura; pero en todos los casos anteriores queda la duda de si todo el volumen de hidrocarburos almacenado en el yacimiento ha sido afectado por la perturbación originada por la producción de los pozos.

Debe hacerse notar que para poder estimar el radio de drene de un pozo utilizando cualquier método analítico, es necesario perforar previamente un pozo y con la información obtenida evaluar este parámetro.

Como se puede ver, el conocimiento del radio de influencia de un pozo es de suma importancia, ya que permitirá estimar el número óptimo de pozos requeridos para desarrollar totalmente el volumen asociado a la estructura productora y que la recuperación de hidrocarburos sea eficiente en cuanto al número de pozos perforados.

La estimación de este parámetro ha sido un tema que varios investigadores¹⁻⁷ han tratado, y cada uno de ellos ha desarrollado una expresión matemática de acuerdo a la definición que han utilizado para el radio de

drene. La mayoría de estas expresiones conducen a resultados similares entre sí, debido principalmente a que utilizan los mismos conceptos propuestos por Muskat¹.

En este trabajo se presenta una nueva alternativa para determinar el radio de drene de un pozo. Este método, al igual que algunas de las técnicas de uso común, requiere de la información obtenida al efectuar una prueba de incremento de presión. Sin embargo, el nuevo método presenta notables diferencias con respecto a los demás, ya que éste toma en cuenta la dinámica de la propagación de la perturbación producida al cerrar el pozo, además de requerir una forma diferente de graficación de la información obtenida durante la prueba de incremento de presión. Para probar la validez del método propuesto, se presentan once diferentes casos de campo, en los cuales se puede observar que a excepción de solo uno, en todos los demás se obtuvieron resultados que están de acuerdo con la realidad.

El material cubierto por esta tesis se puede resumir de la siguiente forma: con el objeto de poder establecer una comparación entre el método propuesto en este trabajo y los métodos anteriormente desarrollados que

son de uso común, en el capítulo 2 se hace una breve - descripción de los principios en los cuales se basaron para desarrollar la expresión matemática que permite - evaluar el radio de drene de un pozo. En el capítulo 3 se presenta la teoría básica que está relacionada con - la propagación de la perturbación producida en el seno de un yacimiento. Los principios en los cuales está ba- sado el método propuesto, se comentan con detalle en el capítulo 4. Finalmente, en el capítulo 5 se presentan al gunas aplicaciones de campo, con las cuales se ha proba do la validez del método propuesto. En este trabajo se incluye, además, un Apendice que contiene el programa - de cómputo que se elaboró para la determinación del ra- dio de drene.

CAPITULO 2

METODOS PREVIOS

Como se mencionó en el capítulo 1, existen diferentes métodos que se han desarrollado con el fin de evaluar el volumen de hidrocarburos que está siendo afectado por el pozo. Las diferentes expresiones que se han presentado en la literatura especializada están basadas en la definición, un tanto arbitraria, que han usado para el radio de drene.

En este capítulo se presenta un breve análisis de los diferentes métodos anteriormente propuestos.

2.1 MÉTODO DE MUSKAT

En la literatura especializada, Muskat¹ aparece como uno de los primeros investigadores que tratan el problema de determinar el radio de drene de un pozo. En el desarrollo de su método hace una serie de suposiciones con el fin de representar el sistema de flujo. Entre las primeras, considera que el medio poroso está representado por un sistema homogéneo, isotrópico y de espesor constante que contiene un volumen total de aceite a una presión constante p_i , hasta un instante antes de hacerlo producir. Este volumen lo representa por:

$$Q = \pi \phi h (r_b^2 - r_w^2) \dots \dots \dots (2.1)$$

Otras suposiciones importantes son las de representar el flujo de fluidos en el medio poroso por una serie continua de flujos en regímenes permanentes y que cada volumen de fluidos que se produce del yacimiento esta representado por:

$$Q_{rem} = \pi \phi h c (p_i - p_w) \left(\frac{r_b^2 - r_w^2}{2 \ln \frac{r_b}{r_w}} - r_w^2 \right) \dots \dots \dots (2.2)$$

Generalmente, r_w es muy pequeño comparado con r_b , por lo tanto $r_b^2 - r_w^2$ tiende a r_b^2 y la ecuación 2.2 se representa por:

$$Q_{rem} = \pi \phi h c (p_i - p_w) \left(\frac{r_b^2}{2 \ln \frac{r_b}{r_w}} \right) \dots \dots \dots (2.3)$$

Al extraer este volumen de fluidos se origina un perfil de presiones que se representa por:

$$q = \frac{2 \pi kh(p_i - p_w)}{\mu \ln \frac{r_b}{r_w}} \dots \dots \dots (2.4)$$

Esto indica que en la vecindad del pozo la presión es menor a p_i , y que se tiene flujo radial tipo darcy. Al aparecer este nivel de presión, en la ecuación 2.4, se indica que en ese momento se tiene el primer régimen permanente del sistema.

Dado que supone que el volumen de fluidos producidos se hace a un gasto constante, el tiempo necesario - para alcanzar el primer régimen permanente estará dado por:

$$t = \frac{Q_{rem}}{q} \dots\dots\dots (2.5)$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.3 y 2.4 en 2.5 se tiene:

$$t = \frac{\frac{\pi \phi h c (p_i - p_w) r_b^2}{2 \ln \frac{r_b}{r_w}}}{\frac{2 \pi k h (p_i - p_w)}{\mu \ln \frac{r_b}{r_w}}} \dots\dots\dots (2.6)$$

simplificando términos semejantes, se llega a la expresión:

$$t = \frac{\phi c \mu r_b^2}{4 k} \dots\dots\dots (2.7)$$

de donde se puede obtener el radio de drene, quedando la expresión:

$$r_b = 2 \left(\frac{k \cdot t}{\phi c \mu} \right)^{\frac{1}{2}} \dots\dots\dots (2.8)$$

De esta expresión se puede observar que r_b es un parámetro que está creciendo continuamente con el tiempo.

Recuérdese que el desarrollo de esta ecuación está basado, principalmente, en suponer que el sistema está sometido a un gasto constante de extracción y en representar aquél por un conjunto discontinuo de transientes que van desde un estado altamente transitorio a un estado permanente.

2.2 MÉTODO DE BROWNSCOMBE Y KERN

Estos autores², a través de soluciones gráficas a problemas con flujo radial, encontraron una expresión para el tiempo en el cual se alcanza lo que denominan "estado de equilibrio". Esta expresión es:

$$t_s = \frac{\phi_{ucr}^2}{3.18 k} \dots \dots \dots (2.10)$$

Brownscombe y Kern establecen que el tiempo necesario para alcanzar un estado de equilibrio, estado en

el cual los cambios de presión con el tiempo son constantes, para cualquier yacimiento es infinito. Sin embargo, desde el punto de vista práctico, definen este tiempo como el tiempo requerido para que el yacimiento, sometido a un gasto constante de extracción, alcance el estado de equilibrio en el cual los cambios de presión sean menores del 2%.

2.3 MÉTODO DE MILLER, DYES Y HUTCHINSON

Estos investigadores³ usan el método propuesto por brownscombe y Kern y además, presentan una relación para el caso de flujo de fluidos en dos fases. En el desarrollo de estas expresiones suponen que el fluido es homogéneo y compresible en todo el medio poroso y que en el yacimiento, en un punto alejado del pozo, la presión es casi constante, por lo que las variables que son función de la presión, tales como, μ_l , μ_g , F , ρ , y S , deben considerarse constantes; asimismo, suponen una saturación de fluidos constante a través de todo el yacimiento y, por lo tanto, las permeabilidades relativas a las fases fluyendo; es decir; k_{ro} y k_{rg} deben ser constantes.

Bajo estas consideraciones, presentan las siguientes expresiones para la estimación del tiempo de estabilización para los casos de una y dos fases fluyendo en el yacimiento.

Para una fase:

$$t_s = \frac{f c \mu r_e^2}{k} \dots \dots \dots (2.11)$$

Para dos fases:

$$t_s = \frac{50 f c_t \mu_l r_e^2}{k \left(\frac{d_l + d_g R}{F d_t} \right)} \dots \dots \dots (2.12)$$

donde t_s es el tiempo, en días, requerido para obtener el estado permanente del sistema.

En la práctica se ha visto que el término

$$\frac{d_l + d_g R}{F d_t}$$

es un valor muy cercano a la unidad.

2.4 MÉTODO DE CHATAS

Chatas utiliza los mismos conceptos que Muskat en el desarrollo de su trabajo⁴, respecto al tiempo de estabilización, y desarrolla dos ecuaciones, una para flujo radial y otra para flujo lineal.

La expresión que desarrolla para flujo radial es igual a la que presenta Muskat; es decir, a la ecuación 2.7, mientras que para flujo lineal encontró la siguiente expresión:

$$t = \frac{\phi \mu c x^2}{2 k} \dots\dots\dots(2.13)$$

donde la variable x representa la distancia o longitud de influencia.

2.5 MÉTODO DE TEK, GROVE Y POETTMANN

Estos autores encaminan su trabajo⁵ a estudiar el comportamiento de pozos con flujo de gas natural y determinan ecuaciones que permiten estimar lo que deno-

minan "índice de prueba", así como una expresión para calcular el radio de drene y otra para el radio efectivo del pozo.

Para el objetivo de este trabajo, la expresión que desarrollaron se basa en la siguiente definición: "el radio de drene para un pozo de gas, es aquella distancia más allá de la cual ningún gas natural fluye hacia el pozo productor". La ecuación es la siguiente:

$$r_e = 0.0704 \left(\frac{4 k t}{\phi \mu B} \right)^{\frac{1}{2}} \dots \dots \dots (2.14)$$

donde:

$$B = \frac{14.65}{P_o} \left(1 - \frac{P_o}{Z_o} \left(\frac{\delta z}{\delta P} \right)_o \right) \dots \dots \dots (2.15)$$

Como se puede ver, estas ecuaciones tienen mucha semejanza con las expresiones desarrolladas por otros autores para el caso de flujo de aceite en un medio poroso. Donde el parámetro B involucra a las propiedades del gas.

2.6 MÉTODO DE JONES

Jones presenta dos definiciones en su trabajo de investigación⁶, una para el radio de drene de un pozo, el cual presenta como: "aquel punto donde el cambio en presión es menor o igual al uno por ciento", y otra para el tiempo de estabilización o tiempo de viaje, como también lo denomina, y que define como: "el tiempo necesario para que un disturbio en la presión sea perceptible a una distancia r alejada del pozo."

La expresión que Jones desarrolló y que presenta en su trabajo es:

$$r = 4 \left(\frac{k t}{\phi c \mu} \right)^{\frac{1}{2}} \dots \dots \dots (2.16)$$

Rearreglando esta ecuación obtiene el tiempo de viaje:

$$t_t = \frac{\phi \mu c r^2}{16 k} \dots \dots \dots (2.17)$$

Esta expresión la desarrolló tomando como base la analogía que existe entre el flujo de calor en una placa semi-infinita y el flujo de fluidos en un sistema lineal.

El principio en el cual está basada esta deducción establece que si una placa se encuentra a una temperatura constante y, posteriormente, ésta se incrementa a través de uno de los extremos, la distribución o cambio de temperatura con respecto a la distancia esta dada por:

$$T - T_0 = (T_1 - T_0) \left(1 - \operatorname{erf} \frac{y}{(4\alpha t)^{\frac{1}{2}}} \right) \dots\dots (2.18)$$

Esta ecuación tiene gran semejanza a la utilizada para el flujo de un fluido presurizado dentro de un núcleo lineal. Esta expresión es como sigue:

$$P - P_0 = (P_1 - P_0) \left(1 - \operatorname{erf} \left(\frac{\phi \mu c x^2}{4 k t} \right)^{\frac{1}{2}} \right) \dots (2.19)$$

Utilizando la definición que propone para el radio de drene y la ecuación 2.19 concluye que:

$$x = 4 \left(\frac{k t}{\phi \mu c} \right)^{1/2} \dots\dots\dots (2.20)$$

Que es una ecuación muy semejante a la expresión 2.16, ya que el valor radial r es reemplazado por el valor lineal x .

Jones, en su artículo de prueba de límite de yacimientos⁴, hace uso de una función Y que define como:

$$Y = \left(\frac{dp}{dt} \right) \dots\dots\dots (2.21)$$

y las funciones que presenta como solución para un yacimiento infinito y otro finito son:

$$Y_{\text{infinito}} = \frac{\mu}{4 \pi k h t} \dots\dots\dots (2.22)$$

$$Y_{\text{finito}} = \frac{1}{\pi h (r_b^2 - r_w^2) c \phi} \dots \dots \dots (2.23)$$

La expresión se puede expresar como:

$$Y_{\text{finito}} = \frac{1}{N_c}$$

donde

$$N_c = \pi h (r_b^2 - r_w^2) c \phi$$

es el volumen poroso conectado asociado al pozo lo que indica que la solución que se da para un yacimiento finito es inversamente proporcional al volumen poroso asociado al pozo.

A través del breve comentario que se ha hecho de los métodos desarrollados con el fin de evaluar el ra di o d e d r e n e d e u n p o z o, se observa que todas las expresiones están en función de dos parámetros importan tes como son la permeabilidad promedio de la formación, variable que generalmente no se conoce con precisión, y del tiempo de estabilización, el cual no se puede es tim ar directamente por los métodos anteriores.

En los siguientes capítulos, se verán los principios en los cuales se basa el método aquí propuesto, así como el procedimiento que permite evaluar el tiempo en el cual los efectos de frontera se hacen presentes en el pozo y finalmente se presentará la expresión para calcular el radio de influencia de un pozo, la cual como se verá es independiente de la permeabilidad promedio de la formación.

CAPITULO 3

TEORIA BASICA

3.1 INTRODUCCION

En este capítulo se presenta la teoría básica y suposiciones principales en las cuales se apoya el método propuesto para determinar el radio de drene de un pozo.

Un yacimiento petrolífero se puede considerar como un sistema físico sumamente complejo, formado por un cuerpo poroso impregnado con fluidos saturantes que al ser sometidos a un gradiente de presión adquieren un estado dinámico. La complejidad del sistema no per

mite sujetarlo a un análisis matemático riguroso, de ahí que en el desarrollo matemático de expresiones que permitan conocer el flujo de fluidos dentro del medio poroso sea necesario hacer ciertas consideraciones sobre las propiedades físicas del medio poroso que almacena a los hidrocarburos para que lo conduzcan a un modelo ideal, cuyo comportamiento, a nivel macroscópico, sea similar al comportamiento del sistema real.

Generalmente un yacimiento que contiene hidrocarburos se considera como un sistema infinito, homogéneo, isotrópico y de espesor constante, cuyos poros conectados están ocupados por un fluido en una sola fase, de compresibilidad pequeña y constante.

La mayoría de los investigadores han tratado de describir el flujo de fluidos en medios porosos basándose en tres principios físicos fundamentales:

1) Una ley de movimiento: Generalmente se utiliza la Ley de Darcy.

2) Una ley de conservación de masa: Basada en el principio de continuidad.

3) Una ley o ecuación de estado: Que está dada en función del fluido presente en el sistema.

Una breve descripción de cada uno de estos principios se hace a continuación.

3.2 LEY DE DARCY

La ley de Darcy⁸ es una ecuación de movimiento de tipo empírico, obtenida con base en experimentos de flujo de agua a través de empacamientos con arena. Esta ley establece que el gasto volumétrico por unidad de área perpendicular al flujo, en cualquier punto de un medio poroso uniforme, es proporcional al gradiente del potencial de flujo en ese punto. Matemáticamente se puede representar por medio de la expresión:

$$\bar{U} = - \frac{k \rho}{\mu} \nabla \phi \dots\dots\dots (3.1)$$

dónde $\nabla \phi$ es el gradiente del potencial en la dirección de flujo. El signo menos indica que el flujo ocurre en la dirección en que disminuye el potencial. La constante de proporcionalidad, k , es la permeabilidad del me-

dio poroso y es una característica propia del sistema poroso. Esta ley es válida cuando se tienen condiciones de flujo en régimen laminar dentro del medio poroso.

Hubbert⁹ al estudiar esta ley encontró ciertas limitaciones en cuanto a su aplicación y presentó una expresión para relacionar el potencial con la presión y así tomar en cuenta otros factores. La expresión que presenta es:

$$\phi = \int_{P_0}^{\bar{P}} \frac{dp}{\rho} + gz \dots\dots\dots (3.2)$$

donde el primer término del lado derecho de la ecuación 3.2 representa la energía de presión y el segundo la energía potencial.

Al combinar esta expresión con la ecuación 3.1, demostró que la ley de Darcy se puede expresar como:

$$\bar{U} = - \frac{k}{\mu} \bar{\nabla} p \dots\dots\dots (3.3)$$

donde

$$\nabla p = \frac{\delta p}{\delta x} + \frac{\delta p}{\delta y} + \frac{\delta p}{\delta z} + \rho g \dots\dots\dots (3.4)$$

La ley de Darcy fue desarrollada tomando como base un sistema lineal, pero se ha hecho extensiva a sistemas radiales en cuyo caso se expresa como:

$$q = \frac{2 \pi k h}{\mu} r \left(\frac{\delta p}{\delta r} \right)_{r_w} \dots\dots\dots (3.5)$$

3.3 LEY DE CONSERVACION DE MASA

Este principio físico establece que cualquier cantidad física se conserva; es decir, nada se crea ni se destruye. Por lo anterior a esta ley también se le conoce como Ley de Continuidad.

El principio de conservación de masa se puede expresar simplemente como:

(cantidad de masa que entra a una región) + (cantidad de masa que sale de la región) + (cantidad neta de masa introducida por fuentes y sumideros a la región) es

igual al (cambio del contenido de masa dentro de la región) (3.6)

3.4 ECUACION DE ESTADO

Una ecuación de estado trata de representar el comportamiento de un fluido que es sometido a diferentes condiciones de presión y temperatura. La ecuación de estado seleccionada deberá estar de acuerdo con las características propias del fluido almacenado dentro del sistema. En nuestro caso, se considerará la expresión que corresponde a un fluido en una sola fase, de compresibilidad pequeña y constante y cuyo flujo se realiza en condiciones isotérmicas.

3.5 ECUACION DE DIFUSION

La combinación de las tres leyes anteriores da origen a una ecuación diferencial que describe el flujo de fluidos dentro de un medio poroso y que se conoce como Ecuación de Difusión.

Por medio de esta expresión es posible conocer la

variación de la presión en el espacio y en el tiempo, dentro de un sistema roca-fluido.

La deducción de la ecuación de difusión ha sido abordada por varios investigadores¹⁰ usando cada uno de ellos conceptos y métodos diferentes. Esta expresión se puede escribir, para un sistema en coordenadas cartesianas, como:

$$\frac{\delta^2 p}{\delta x^2} + \frac{\delta^2 p}{\delta y^2} + \frac{\delta^2 p}{\delta z^2} = \frac{\phi c \mu}{k} \frac{\delta p}{\delta t} \dots\dots\dots (3.7)$$

Cuando el flujo se realiza bajo condiciones de flujo radial, la ecuación 3.7 se expresa como:

$$\frac{\delta^2 p}{\delta r^2} + \frac{1}{r} \frac{\delta p}{\delta r} = \frac{c \mu \phi}{k} \frac{\delta p}{\delta t} \dots\dots\dots (3.8)$$

Estas expresiones son análogas a las ecuaciones derivadas en la conducción de calor y en el flujo eléctrico.

En resumen, las suposiciones que se hacen durante el desarrollo matemático para la obtención de la ecuación

ción 3.8 son las siguientes:

- a) Flujo radial hacia el pozo.
- b) Todo el espesor disparado.
- c) Medio poroso homogéneo e isotrópico.
- d) Porosidad y permeabilidad constante (independiente de la presión).
- e) Fluido de compresibilidad pequeña y constante.
- f) Viscosidad del fluido constante.
- g) Gradientes de presión pequeños.
- h) Fuerzas gravitacionales despreciables.

La solución de la ecuación 3.8, aunque es lineal, no es sencilla si se quieren aplicar métodos directos, por lo que es necesario recurrir al auxilio de la Transformada de Boltzman^{10,11}. Esto nos permite transformar la ecuación diferencial parcial en una ecuación diferencial ordinaria.

La transformada de Boltzman es definida como:

$$y = \frac{\phi \mu c r^2}{4 k t} \dots \dots \dots (3.9)$$

es decir, que con ayuda de la ecuación 3.9, la expresión 3.8 se transforma en:

$$y \frac{d^2 p}{dr^2} + (1 + y) \frac{dp}{dy} = 0 \quad \dots\dots\dots(3.10)$$

Para obtener una solución particular de esta ecuación es necesario fijar ciertas condiciones, ya sea iniciales o de frontera, de tal forma que caractericen la situación física real del sistema en estudio.

En el caso que se trata aquí, se requiere de un gas constante en el pozo. Tomando como base las condiciones que se muestran en la figura 3.1, la ecuación de Darcy se puede expresar como:

$$\lim_{r \rightarrow 0} r \left(\frac{\delta p}{\delta r} \right) = \frac{q \mu}{2 \pi k h} \quad \dots\dots\dots(3.11)$$

la cual será una condición de frontera. A esta condición también se le conoce como "aproximación o solución por medio de la línea fuente".

Otra condición de frontera que se puede establecer es cuando la frontera externa está a una distancia lo

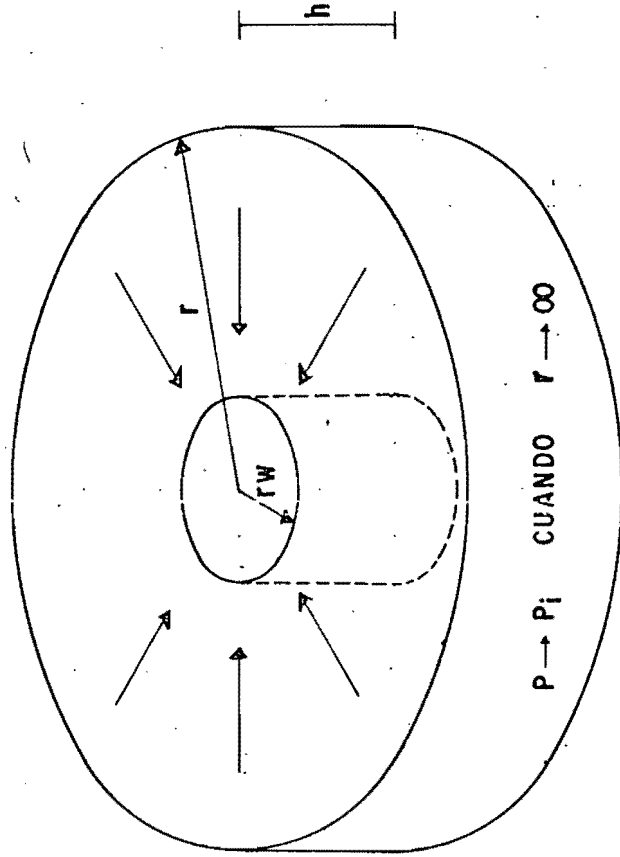


FIG. 3.1 - ESQUEMA DEL FLUJO RADIAL HACIA UN POZO.
(SISTEMA INFINITO)

suficientemente alejada del punto donde el fluido es extraído o inyectado y se puede establecer como:

$$P \longrightarrow P_i \quad \text{cuando} \quad r \longrightarrow \infty \quad \dots (3.12)$$

La integración de la ecuación 3.10 junto con las condiciones de frontera establecidas por las ecuaciones 3.11 y 3.12, conducen a la siguiente expresión, que es solución particular de la ecuación 3.8.

$$p = p_i - \frac{qu}{4\pi kh} \int_y^\infty \frac{e^{-u}}{u} du \quad \dots (3.13)$$

donde la expresión

$$\int_y^\infty \frac{e^{-u}}{u} du$$

es conocida como la integral exponencial y se simboliza por $-E_i(-y)$, y cuyo valor se encuentra tabulado en la literatura especializada¹².

Con base en la ecuación anterior, la ecuación 3.13 se puede escribir como:

$$p(r,t) = p_i - \frac{q\mu}{4\pi kh} \left(-E_i \left(-\frac{\phi\mu cr^2}{4kt} \right) \right) \dots (3.14)$$

cuyas unidades corresponden al sistema darcy.

Por medio de la ecuación 3.14, se puede conocer la variación de la presión en cualquier punto y a cualquier tiempo para un sistema radial e infinito que se encuentra fluyendo a un gasto constante.

Cuando el sistema es sometido a un ritmo variable de extracción y se desea conocer el cambio de la presión con respecto al tiempo y al espacio, se recurre al auxilio de los principios de superposición, tanto en tiempo como en espacio.

3.6 PRINCIPIO DE SUPERPOSICION

Como se mencionó en la sección anterior, existen dos principios básicos de superposición. Dichos principios están basados, en su forma más simple, en que

cualquier combinación lineal de dos o más soluciones de una ecuación diferencial lineal, es también una solución de la ecuación diferencial para diferentes condiciones de frontera.

El principio de superposición ha sido ampliamente tratado por Matthews y Russell¹⁰ y Earlougher¹³. El proceso consiste en aplicar la ecuación 3.14 a cada una de las diferentes etapas del proceso y superponer los efectos causados por cada una de ellas. Físicamente representa que en vez de considerar un sólo pozo, se consideran varios pozos actuando en el mismo lugar y cada uno de ellos con un comportamiento independiente de los demás. Este efecto se conoce como "superposición en tiempo".

Aplicando lo anterior para cuando se tiene un proceso de "n" etapas, como se muestra en la figura 3.2, se puede escribir lo siguiente:

$$\Delta p = - \frac{\mu B}{4\pi kh} \sum_{i=1}^n (q_i - q_{i-1}) E_i \left(- \frac{\phi \mu c r^2}{4k(t - t_{i-1})} \right) \dots \dots \dots (3.15)$$

que es válida para $q_0 = 0$

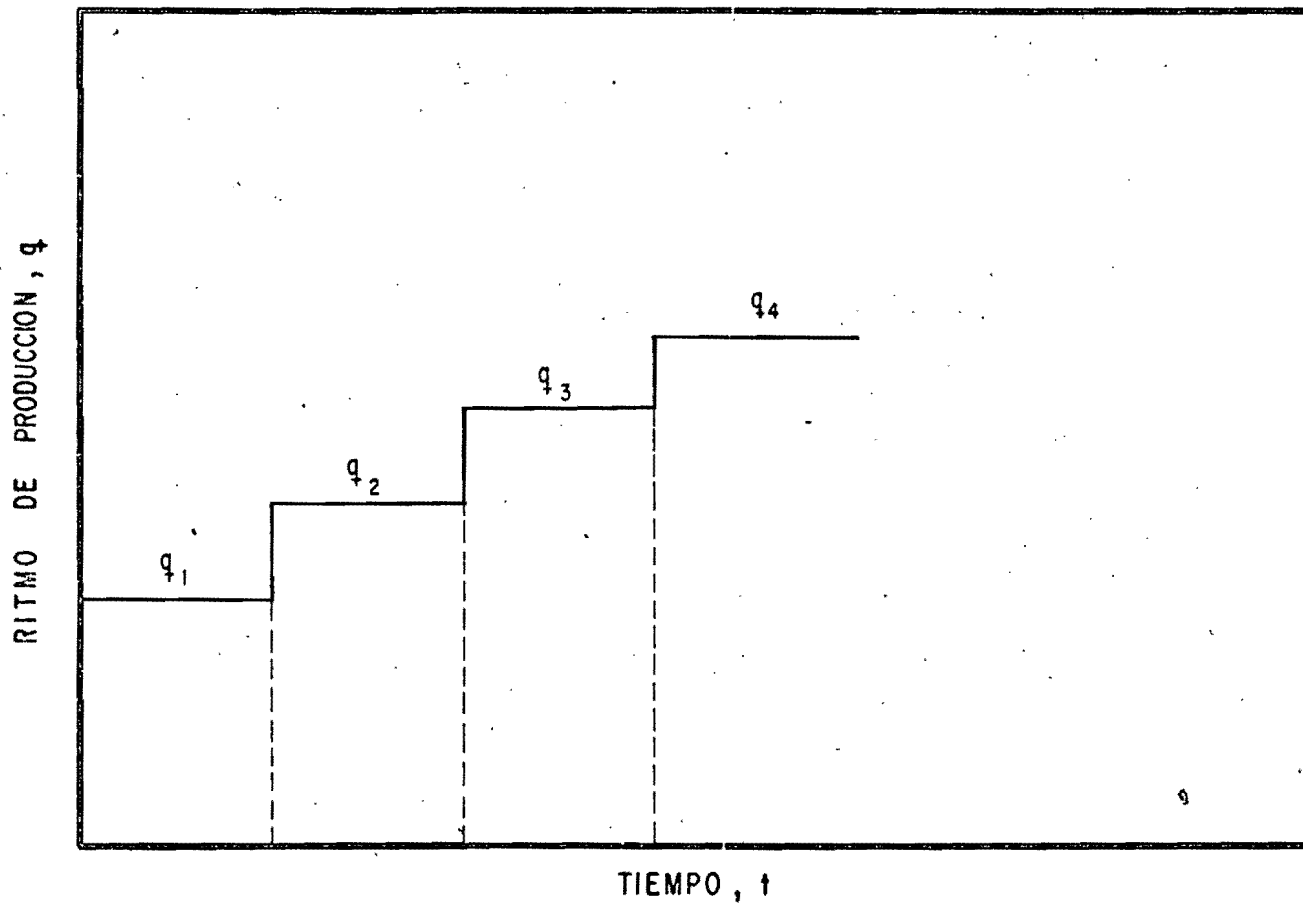


FIG.3.2.- VARIACION DEL RITMO DE PRODUCCION CONTRA EL TIEMPO PARA UN PROCESO DE n ETAPAS.

El otro efecto, "superposición en espacio", toma en cuenta los disturbios ocasionados por pozos localizados en áreas vecinas y que actúan simultáneamente con el pozo productor.

En el desarrollo de este trabajo sólo se tomará en cuenta el principio de superposición en tiempo.

3.7 ANALISIS DEL PULSO ESCALON

El pulso escalón es el estímulo más elemental para producir perturbaciones en el pozo y se puede generar cerrando el pozo productor. Al efectuar esta operación el gasto del pozo cambia desde un valor determinado hasta alcanzar un valor cero, como se muestra en la figura 3.3

Aplicando el principio de superposición en este proceso se tiene lo siguiente:

$$p(r,t) = p_i - \frac{qB\mu}{4\pi kh} \left(-E_i \left(-\frac{\phi\mu cr^2}{4kt} \right) + E_i \left(-\frac{\phi\mu cr^2}{4k\Delta t} \right) \right) \dots\dots\dots (3.16)$$

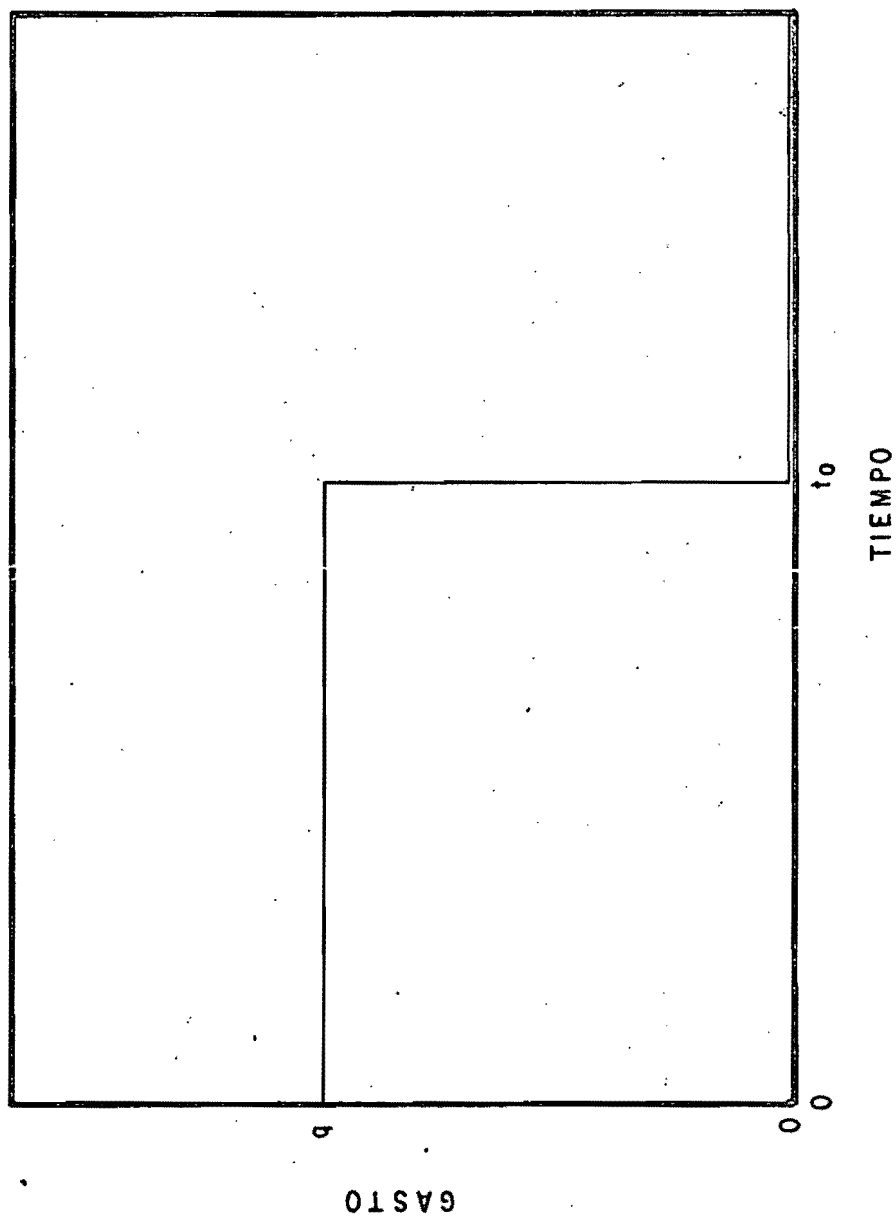


FIG. 3.3 - ESQUEMA REPRESENTATIVO DE UN PULSO ESCALON.

donde Δt es el tiempo transcurrido a partir del instante en que el pozo es cerrado, y t es el tiempo total.

Si se supone que el pozo es cerrado en el tiempo t_0 , como se muestra en la figura 3.3, se tiene que

$$t = t_0 + \Delta t$$

por lo que la ecuación 3.16 se puede escribir como:

$$p(r,t) = p_i - \frac{qB\mu}{4\pi kh} \left(-E_i \left(-\frac{\phi\mu cr^2}{4k(t_0 + \Delta t)} \right) + E_i \left(-\frac{\phi\mu cr^2}{4k\Delta t} \right) \right) \dots\dots\dots(3.17)$$

En ingeniería de yacimientos, el proceso de cerrar y registrar la variación de la presión a diferentes tiempos se conoce como "prueba de incremento de presión". Debido a que este tipo de pruebas se realiza una vez que el pozo ha estado produciendo durante un tiempo relativamente largo, se tiene que t_0 es mucho mayor que Δt , con lo cual puede hacerse la aproximación:

$$t_0 + \Delta t \approx t_0$$

por lo que la ecuación 3.17 se puede escribir como:

$$p(r, \Delta t) = p_i - \frac{qB\mu}{4\pi kh} \left(-E_i \left(-\frac{\phi_{\mu cr}^2}{4kt_0} \right) + E_i \left(-\frac{\phi_{\mu cr}^2}{4k\Delta t} \right) \right) \dots\dots\dots (3.18)$$

Por medio de la expresión 3.18 se puede conocer la forma en que se propaga el pulso generado al cerrar el pozo; es decir, que por medio de la ecuación anterior se puede conocer la presión a cualquier distancia y a cualquier tiempo cuando se tiene un sistema radial de flujo.

3.8 VELOCIDAD DE PROPAGACION DEL PULSO ESCALON

Para el desarrollo del método que se propone en este trabajo, es necesario obtener una expresión para la velocidad de propogación de la perturbación producida al cerrar el pozo, de ahí que esta sección esté dedicada a este problema.

¿Cómo se puede determinar el tiempo en que la perturbación llega a un punto situado a una distancia determinada? La manera más sencilla de dar respuesta a esta pregunta consiste en colocar un detector de presión en ese punto y observar las variaciones de presión con el tiempo. Como toda perturbación que se propaga tiene la propiedad de transmitir energía, el tiempo de llegada es aquél en que la potencia registrada por el detector es máxima.

Ahora bien, la energía recibida por un elemento del fluido en contacto con el detector, en un tiempo $d\Delta t$, está dado por:

$$dW = - p dV \dots\dots\dots (3.19)$$

Además, para un proceso isotérmico, se tiene que

$$dV = \frac{\delta V}{\delta p} dp \dots\dots\dots (3.20)$$

y de la definición de compresibilidad, c ,

$$\frac{\delta V}{\delta p} = - cV \dots\dots\dots (3.21)$$

Sustituyendo las ecuaciones 3.20 y 3.21 en la ecuación 3.19, se llega a

$$dW = c_p V dp \dots\dots\dots(3.22)$$

En un proceso isotérmico, las variaciones del producto pV son tan pequeñas que, para fines prácticos, se puede considerar como despreciables; por lo tanto, la ecuación 3.22 toma la forma

$$dW = C dp \dots\dots\dots(3.23)$$

donde C es una constante.

En consecuencia, la potencia está dada por

$$P = \frac{dW}{d\Delta t}$$

de donde finalmente

$$P = C \frac{dp}{d\Delta t} \dots\dots\dots(3.24)$$

de donde se ve que la potencia máxima se alcanza cuando $dp/d\Delta t$ es máxima.

En la figura 3.4 se presenta una gráfica que describe el comportamiento de la presión con el tiempo, para un detector colocado a una distancia r del pozo. Al principio, la presión crece lentamente, a un ritmo ascendente, hasta alcanzar el máximo ritmo de cambio, lo cual ocurre en el tiempo correspondiente al punto de inflexión marcado con la letra I. Después de esto, la presión sigue creciendo, pero a un ritmo descendente. En este proceso, el arribo de la perturbación está asociado con el tiempo de respuesta máximo, o sea el correspondiente al punto I.

El tiempo de arribo de la perturbación se puede apreciar mejor en la figura 3.5, donde se ha graficado el tiempo transcurrido contra la derivada de la presión con respecto al tiempo. Obviamente, el tiempo de llegada de la perturbación es el correspondiente al punto máximo M.

Por las razones expuestas en esta sección, se infiere que, para obtener por medios analíticos el tiempo de arribo de la perturbación, basta con diferenciar la ecuación 3.18 dos veces con respecto al tiempo de cierre e igualar con cero, como sigue:

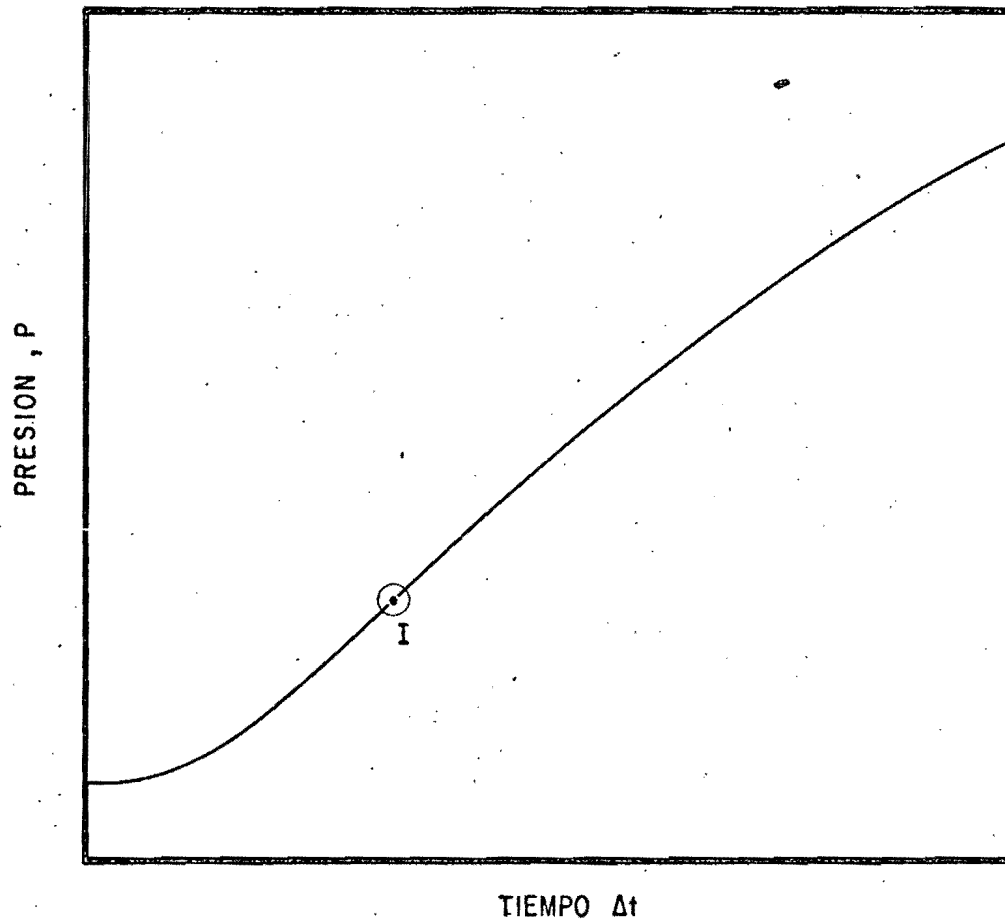


FIG. 3.4 - COMPORTAMIENTO DE LA PRESION CON EL TIEMPO PARA UN OBSERVADOR SITUADO A UNA DISTANCIA $r = R$.

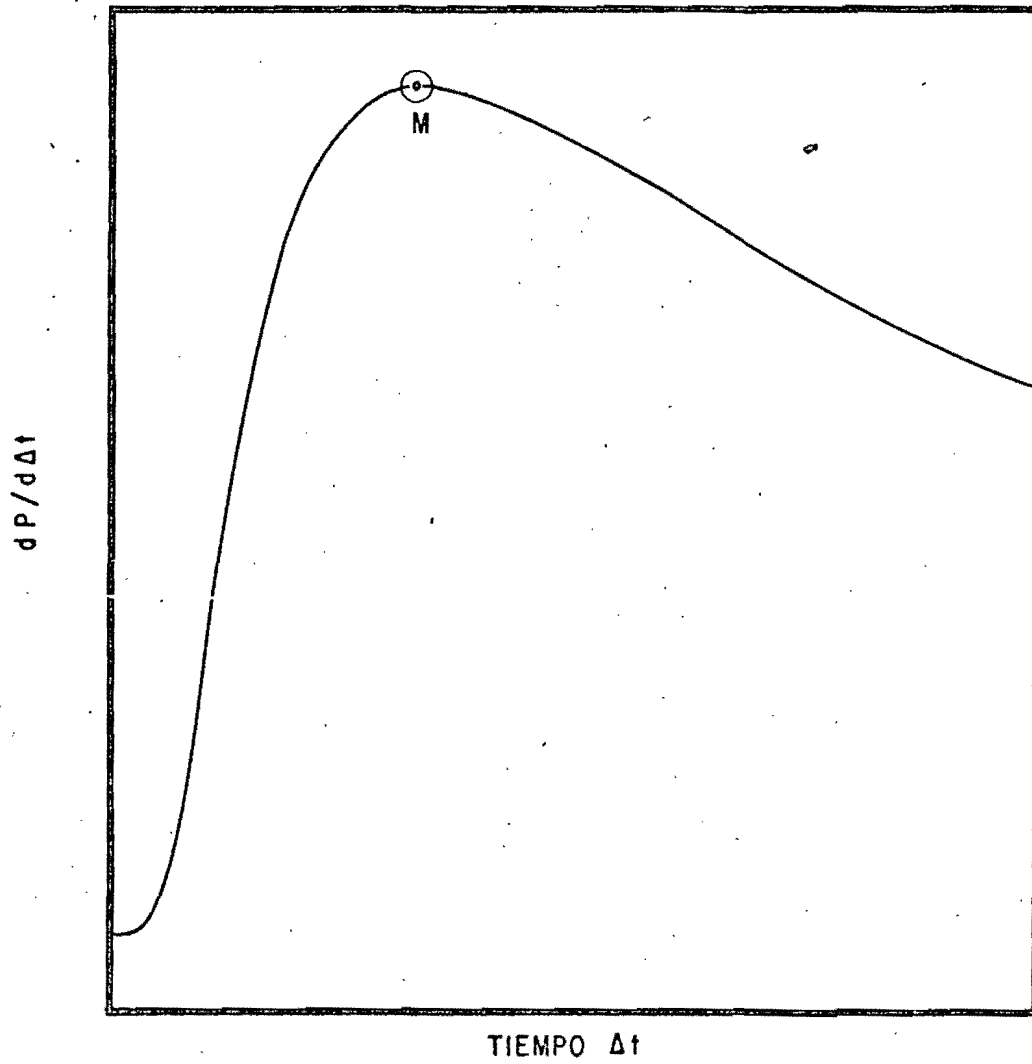


FIG. 3.5.- FORMA EN QUE VARIA EL RITMO DE CAMBIO DE LA PRESION.

Al diferenciar la primera vez, se tiene:

$$\frac{\delta p}{\delta \Delta t} = \frac{\delta p_i}{\delta \Delta t} - \frac{qB\mu}{4\pi kh} \left(\frac{\delta}{\delta \Delta t} (-E_i(-\frac{\phi\mu cr^2}{4kt_o})) + \frac{\delta}{\delta \Delta t} (E_i(-\frac{\phi\mu cr^2}{4k\Delta t})) \right)$$

simplificando y haciendo operaciones, vemos que:

$$\frac{\delta p}{\delta \Delta t} = - \frac{qB\mu}{4\pi kh} \left(\frac{\delta}{\delta \Delta t} \left(E_i \left(-\frac{\phi\mu cr^2}{4k\Delta t} \right) \right) \right) \dots (3.25)$$

Por otro lado se sabe que, por definición,

$$-E_i(-y) = \int_y^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$$

y derivando con respecto al tiempo de cierre, Δt , se tiene

$$\frac{\delta E_i(-y)}{\delta \Delta t} = - \frac{\delta}{\delta \Delta t} \int_y^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$$

Asímismo, aplicando la relación que existe entre la derivada y la integral, sustituyendo límites y aplicando

la regla de la cadena, se ve que:

$$\begin{aligned} \frac{\delta E_i(-y)}{\delta \Delta t} &= \frac{dE_i(-y)}{dy} \frac{\delta y}{\delta \Delta t} \\ &= - \left(\frac{e^{-\infty}}{\infty} \frac{\delta y}{\delta \Delta t} - \frac{e^{-y}}{y} \frac{dy}{\delta \Delta t} \right) \end{aligned}$$

Sustituyendo el valor de "y" mostrado en la ecuación 3.25 se tiene que:

$$\frac{\delta E_i(-y)}{\delta \Delta t} = \frac{e^{-\frac{\phi \mu c r^2}{4k\Delta t}}}{\frac{\phi \mu c r^2}{4k\Delta t}} \left(- \frac{\phi \mu c r^2}{4k(\Delta t)^2} \right)$$

simplificando, finalmente se tiene que:

$$\frac{\delta E_i(-y)}{\delta \Delta t} = - \frac{1}{\Delta t} e^{-\frac{\phi \mu c r^2}{4k\Delta t}}$$

Sustituyendo esta expresión en 3.25, se ve que

$$\frac{\delta p}{\delta \Delta t} = \frac{qB\mu}{4\pi kh} \frac{1}{\Delta t} e^{-\frac{\phi \mu c r^2}{4k\Delta t}} \dots\dots\dots (3.26)$$

y diferenciando nuevamente

$$\frac{\delta^2_p}{\delta(\Delta t)^2} = \frac{qB\mu}{4\pi kh} \left(\frac{1}{\Delta t} \frac{\phi_{\mu cr}^2}{4k(\Delta t)^2} e^{-\frac{\phi_{\mu cr}^2}{4k\Delta t}} - \frac{1}{(\Delta t)^2} e^{-\frac{\phi_{\mu cr}^2}{4k\Delta t}} \right)$$

haciendo operaciones

$$\frac{\delta^2_p}{\delta(\Delta t)^2} = \frac{qB\mu}{4\pi kh} \left(\frac{1}{(\Delta t)^3} \frac{\phi_{\mu cr}^2}{4k} e^{-\frac{\phi_{\mu cr}^2}{4k\Delta t}} - \frac{1}{(\Delta t)^2} e^{-\frac{\phi_{\mu cr}^2}{4k\Delta t}} \right)$$

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

$$\frac{\delta^2_p}{\delta(\Delta t)^2} = \frac{qB\mu}{4\pi kh} \frac{1}{(\Delta t)^3} \left(\left(\frac{\phi_{\mu cr}^2}{4k} - \Delta t \right) e^{-\frac{\phi_{\mu cr}^2}{4k\Delta t}} \right)$$

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

$$\Delta t = \frac{\phi \mu c r^2}{4 k} \dots\dots\dots (3.27)$$

Esta expresión indica que la perturbación se propaga de manera tal que el área barrida por el frente de avance es proporcional al tiempo transcurrido. Esta misma expresión fue obtenida por Muskat¹, ecuación 2.7, siguiendo un procedimiento completamente diferente.

Despejando la distancia radial y derivando nuevamente con respecto al tiempo, se encuentra la velocidad de propagación, v , la cual se puede expresar como:

$$v = \frac{dr}{d\Delta t} = \left(\frac{k}{\phi \mu c \Delta t} \right)^{1/2} \dots\dots\dots (3.28)$$

CAPITULO 4

METODO PROPUESTO

4.1 INTRODUCCION

Como se mencionó en el capítulo 2, existen diferentes métodos para determinar el radio de drene de un pozo, que van de acuerdo a la definición propuesta por cada uno de los autores para este parámetro y, como se observó, cada expresión está en función del tiempo de estabilización y de la permeabilidad promedio de la formación productora, dos variables que en ocasiones son difíciles de determinar.

El método propuesto en este capítulo no requiere del conocimiento explícito de esos parámetros, lo cual

representa por sí solo una ventaja desde el punto de vista de la facilidad para determinar el radio de drenaje de un pozo productor de hidrocarburos.

4.2 DETERMINACION DE LA PERMEABILIDAD

La ecuación 3.27 indica la forma en la cual se propaga la perturbación generada al cerrar el pozo que ha estado produciendo durante un tiempo relativamente largo; esta expresión permite obtener el tiempo Δt necesario para que el pulso generado recorra una distancia r alejada del pozo. Como se verá más adelante, esta ecuación es fundamental para la determinación del radio de drenaje.

Como se puede observar en la ecuación 3.27, uno de los parámetros que intervienen es la permeabilidad promedio de la formación, por lo que es necesario considerar algún método que permita su determinación. A continuación se presenta una técnica desarrollada que es de gran utilidad para los fines que se persiguen en el presente trabajo.

Tomando como punto de partida la ecuación 3.26,

se ve que cuando la distancia es muy pequeña, es decir, cuando se aproxima a cero, la función exponencial se aproxima a uno, de tal forma que la presión se convierte en una función del tiempo solamente. Por lo tanto, las mediciones de la variación de la presión hechas en el pozo se pueden representar por:

$$\frac{dp}{d\Delta t} = \frac{qB\mu}{4\pi kh} \frac{1}{\Delta t} \dots\dots\dots(4.1)$$

Invirtiendo esta ecuación y haciendo que

$$\frac{d\Delta t}{dp} = \Delta t'$$

se tiene lo siguiente:

$$\Delta t' = \frac{4\pi kh \Delta t}{qB\mu} \dots\dots\dots(4.2)$$

Esta ecuación indica que si se gráfica $\Delta t'$ contra Δt se debe obtener una línea recta que pasa por el origen y cuya pendiente es proporcional a la permeabilidad promedio de la formación, es decir, que se puede

expresar como:

$$m = \frac{4 \pi k h}{q B \mu}$$

tal como se muestra en la figura 4.1

4.3 VARIACION DE LA PRESION EN UN POZO

Cuando un pozo ha estado en producción por un tiempo relativamente largo y luego es cerrado, el comportamiento típico de la presión de fondo es como se muestra en la figura 4.2 .

La variación de la presión con el tiempo se puede describir en términos de tres períodos consecutivos. Durante la etapa inicial de cierre del pozo 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 llega a un período conocido como "período pseudoestacionario o cuasiestacionario." Durante esta etapa, la presión varía muy lentamente.

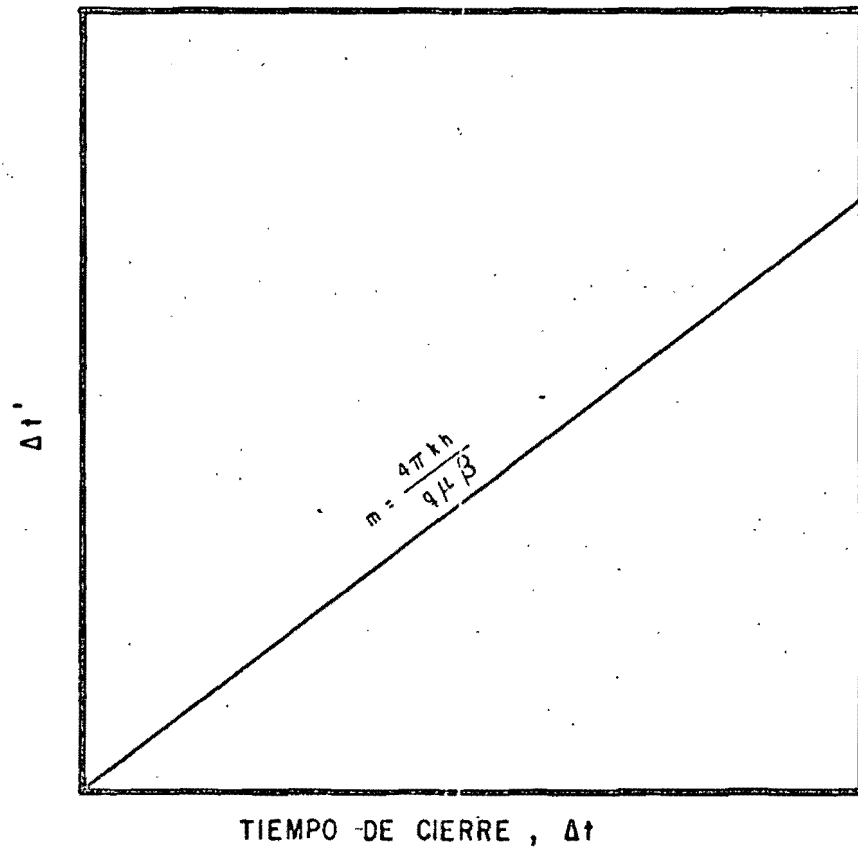


FIG. 4.1 - GRAFICA QUE PERMITE DETERMINAR LA PERMEABILIDAD DE LA FORMACION.

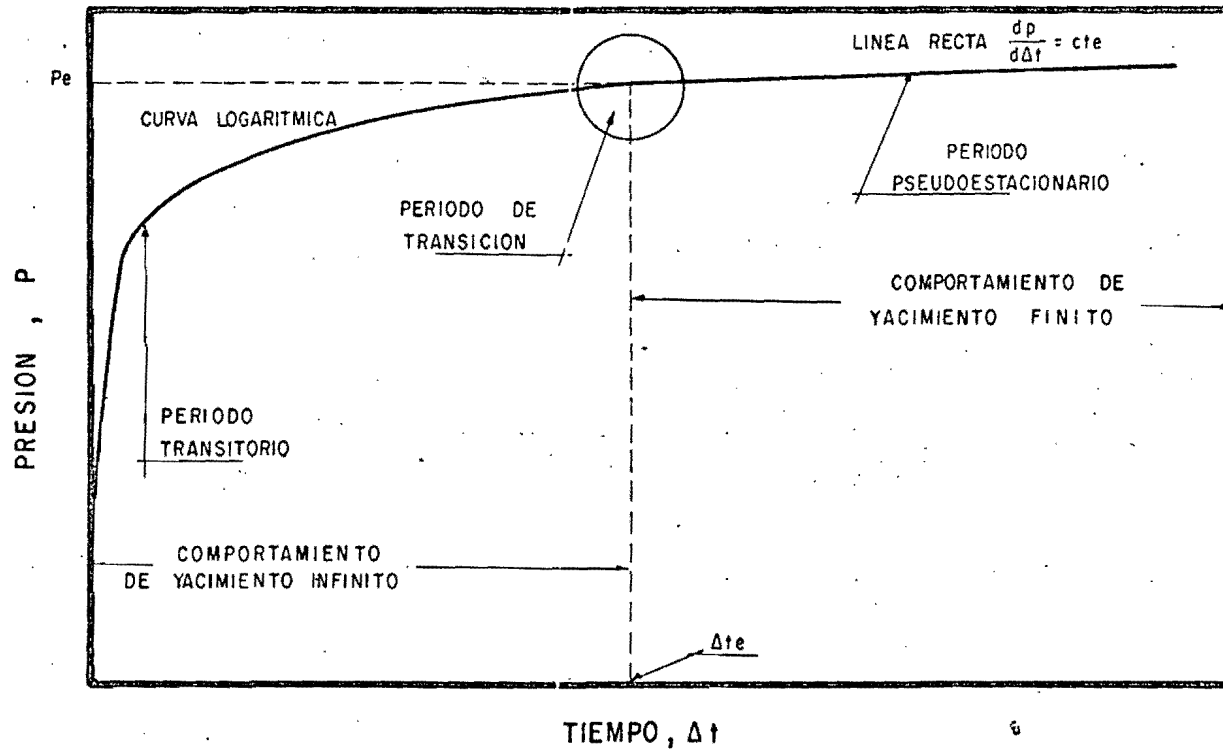


FIG. 4.2 - COMPORTAMIENTO TÍPICO DE LA VARIACION DE LA PRESION EN FUNCION DEL TIEMPO DE CIERRE EN UN POZO PRODUCTOR DE ACEITE.

te en todas partes del yacimiento y se observa que se mantiene una relación lineal con el tiempo, es decir, que durante esta etapa, el yacimiento se comporta como si fuera un yacimiento finito y en donde los efectos de frontera han llegado a las vecindades del pozo.

Entre estos dos períodos hay un estado conocido como "período de transición". Este período se puede considerar como el final del período transitorio, o el inicio del período pseudoestacionario. Este período ha sido indicado en la figura 4.2 con un círculo cuyo centro tiene por coordenadas $(\Delta t_e, p_e)$, donde se supone que termina la parte curva y se inicia la parte recta de la curva que representa la variación 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 radio de drene ó límite de yacimientos¹⁴ se han desarrollado algunas expresiones para tratar de evaluar este parámetro, pero todas estas ecuaciones han quedado como función del radio de drene, el cual para estos casos es supuesto.

El comportamiento de la presión también se puede escribir en términos de la variable $\Delta t'$ que fue definida en la sección anterior como la derivada del tiempo con respecto a la presión.

Durante el comportamiento del yacimiento como si fuera infinito, se satisface la ecuación 4.2, en cambio para la segunda etapa, yacimiento limitado, esta derivada es constante y su valor se obtiene al sustituir Δt por Δt_e en la ecuación 4.2, esto es:

$$\Delta t' = \text{cte} = \Delta t'_e$$

$$\Delta t'_e = \frac{4\pi kh \Delta t_e}{qB\mu} \dots\dots\dots (4.3)$$

En consecuencia, una gráfica de $\Delta t'$ contra Δt es como se ilustra en la figura 4.3.

4.4 DETERMINACION DEL RADIO DE DRENE

Para el establecimiento de una técnica para determinar el radio de drene es necesario dar una definición

precisa de lo que ese concepto significa. Intuitivamente el radio de drene se asocia con un volumen de hidrocarburos asociado al pozo productor, de ahí que algunos autores lo denominen como radio de influencia del pozo productor. Una consideración básica para el establecimiento de una definición del radio de drene es la de que los fluidos del yacimiento localizados 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 se produce una perturbación que avanza con una velocidad decreciente, de acuerdo con la ecuación 3.28. 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, ya que las observaciones del comportamiento del pulso generado sólo se hacen en el pozo en el cual se generó dicho pulso. Sin embargo, a través de mediciones hechas en el pozo, 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: "radio de drene es la distancia que recorre el pulso en un tiempo igual al necesario para que se inicie el comportamiento finito".

Sea Δt_e 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 3.27, está dado por:

$$r_e^2 = \frac{4k \Delta t_e}{\phi \mu c} \dots\dots\dots (4.4)$$

Despejando la permeabilidad de la formación, k , de la ecuación 4.3 y sustituyendola en 4.4 se obtiene lo siguiente:

$$r_e^2 = \frac{qB \Delta t_e}{\pi hc \phi} \dots\dots\dots (4.5)$$

Esta es la ecuación fundamental en que se basa el método propuesto para determinar el radio de drene de un pozo con hidrocarburos.

Como se puede ver, la determinación del radio de drene no requiere del conocimiento explícito de la permeabilidad de la formación ni del tiempo de estabilización.

Los valores de las variables que intervienen en esta ecuación, como son, el gasto del pozo, el factor de volumen del aceite, el espesor de la formación productora, así como su porosidad y la compresibilidad total del sistema se determinan por los métodos tradicionales y el valor de $\Delta t'_e$ se obtiene de una gráfica como la mostrada en la figura 4.3.

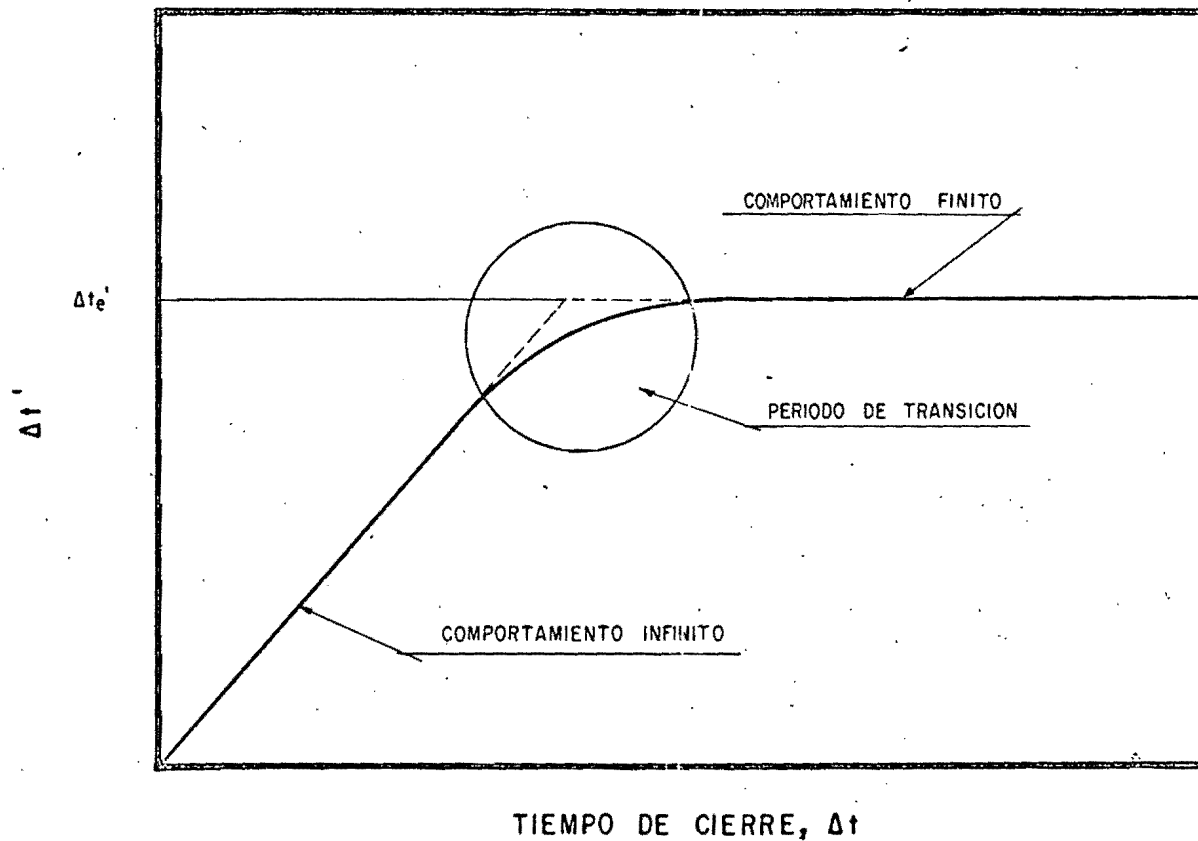


FIG. 4.3 - GRAFICA QUE REPRESENTA EL COMPORTAMIENTO TIPICO DE LA VARIACION DE $\Delta t'$ CONTRA Δt .

CAPITULO 5

APLICACIONES DE CAMPO

5.1 INTRODUCCION

Para mostrar la forma en que la teoría antes desarrollada se puede aplicar a casos reales de campo, en este capítulo se presentan once diferentes casos, correspondientes a diversas formaciones del territorio nacional. Los resultados así obtenidos demuestran la validez del método propuesto.

5.2 SISTEMA DE UNIDADES

En las formulaciones matemáticas desarrolladas

anteriormente, se han utilizado unidades correspondientes al sistema Darcy. Sin embargo, cuando se requieren efectuar aplicaciones de campo es más conveniente el uso de unidades prácticas de campo correspondientes al sistema métrico. A continuación se presentan las variables usadas en las diferentes ecuaciones, con sus correspondientes unidades en ambos sistemas.

VARIABLE	SISTEMA	UNIDADES
	DARCY	DE CAMPO
B	cm^3/cm^3	m^3/m^3
c	$\text{cm}^3/\text{cm}^3/\text{atm}$	$\text{m}^3/\text{m}^3/\text{kg}/\text{cm}^2$
h	cm	m
k	darcy	milidarcy
p	atm	kg/cm^2
q	cm^3/seg	$\text{m}^3/\text{día}$
r	cm	m
t	seg	hora
ϕ	fracción	fracción
μ	centipoise	centipoise

Con el uso de las unidades prácticas de campo, la ecuación 4.5, en la cual se basa el método propuesto, se puede expresar como sigue:

$$r_e^2 = \frac{0.01326 \ q \ B \ \Delta t_e'}{\phi \ c \ h} \dots\dots\dots(5.1)$$

Esta es la ecuación de interpretación que será utilizada en los ejemplos de campo que serán presentados en este capítulo.

5.3 DETERMINACION DE $\Delta t_e'$

En el lado derecho de la ecuación 5.1 se puede observar que con excepción de la variable $\Delta t_e'$, los demás parámetros pueden ser evaluados usando técnicas y procedimientos bien definidos. La variable $\Delta t_e'$ se define gráficamente en la fig 4.3 y para su determinación se requiere de un procedimiento sencillo. Con este fin, se elaboró un programa de cómputo, el cual se presenta en el Apéndice de este trabajo.

El programa de cómputo requiere como información de entrada, los datos de presión de fondo cerrado y tiempo de cierre obtenidos durante la prueba de incremento de presión y suministra como información de salida un listado que contiene en forma tabulada los diferentes pasos por los que atraviesa la secuencia de cálculo.

Debe hacerse notar que, debido a que la diferenciación es una operación matemática que introduce lo que se denomina como "ruido", el programa tiene una técnica de ajuste llamada promedio móvil, con el objeto de suavizar la segunda gráfica y así compensar el efecto perturbador del ruido.

La descripción de la tabla generada por el programa de cómputo es como sigue: la primera columna presenta el tiempo de cierre, en el cual se efectuó una medición de presión de fondo cerrado, la cual se presenta en la columna 2; la columna 3 presenta el 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 muestra los incrementos de

de presión obtenidos para cada paso de tiempo; la raíz cuadrada correspondiente a los valores mostrados en la columna 3 se muestran en la columna 6; la columna 7 muestra la raíz cuadrada de los valores obtenidos al dividir la columna 4 entre la columna 5; y finalmente, después de aplicar el promedio móvil a la columna 7, se presentan, en la columna 8, la raíz cuadrada de los valores de $\Delta t'_e$.

A partir de esta información, se generan dos gráficas. En la primera de ellas se muestra el comportamiento de la presión de fondo cerrado contra el tiempo de cierre, es decir, en esta gráfica se puede observar el comportamiento típico de una curva de incremento de presión. En la segunda gráfica se presenta la variación que se tiene cuando se grafican los valores correspondientes de $(TM)^{1/2}$ y $(\Delta t'_e)^{1/2}$, a partir de esta gráfica se puede estimar el valor de $\Delta t'_e$, que al ser sustituido junto con los demás parámetros en la ecuación 5.1 permite calcular el radio de drenaje de un pozo.

5.4 RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE EL PROGRAMA DE COMPUTO

Los resultados que se presentan a continuación fueron obtenidos al aplicar el programa de cómputo a once diferentes casos de campo correspondientes a diversas formaciones del país. Para cada uno de los casos se presenta la siguiente información:

- a) Una tabla de datos que contiene la información de entrada y salida. Tablas de la 5.1 a la 5.11.
- b) Una gráfica que muestra el comportamiento de la presión de fondo cerrado versus el tiempo de cierre. Figuras de la 5.1A a la 5.11A.
- c) Una gráfica que representa la variación de $(\Delta t_e)^{1/2}$ versus $(TM)^{1/2}$. Figuras de la 5.1B a la 5.11B.

5.5 ANALISIS DE LAS GRAFICAS DE Δt_e vs Δt

El construir y analizar las gráficas de Δt_e versus Δt es una de las etapas más importantes del método propuesto, ya que esta gráfica permite estimar

el valor de $\Delta t_e'$ al prolongar la parte horizontal de la recta hasta cortar el eje de las ordenadas. Así mismo, con la parte inicial de la curva, se puede determinar la permeabilidad promedio de la formación productora.

Al analizar el juego de gráficas que se construyeron para los once casos de campo, se puede observar que no todas ellas exhiben el mismo comportamiento en la parte inicial de la curva, de ahí la necesidad de hacer algunos comentarios al respecto.

Estas gráficas se pueden dividir en tres grupos; el primero de ellos consta de seis ejemplares, los cuales se ajustan perfectamente a la teoría aquí desarrollada. En estos ejemplos se puede observar que, en la primera etapa de la curva, a los puntos calculados se les puede ajustar una recta, con una cierta pendiente, que pase por el origen; esto indica que en el yacimiento existe una cierta homogeneidad. Además, la parte final de la curva se hace horizontal, indicando que el tiempo de cierre fue suficiente para que los efectos del periodo pseudoestacionario se manifestaran.

El segundo grupo consta de cuatro casos, pozos 7 al 10; este grupo se caracteriza porque cada caso presenta una cierta concavidad hacia arriba en la parte inicial de la curva, es decir, que la pendiente de la curva crece continuamente antes de hacerse horizontal. Esto indica que en la vecindad del pozo se tiene un marcado efecto de daño a la formación, ejemplo de ello es el pozo no. 7, al cual se le determinó un factor de daño igual a diez, es decir, $S = 10$. Aunque gran parte de este daño se debe a que son pozos de gran espesor y actualmente se encuentran parcialmente penetrados y la teoría en que se basa este método está desarrollada suponiendo flujo radial.

Finalmente, en el último de los grupos, que es de un sólo caso de campo, el pozo 11, se observa un efecto contrario al presentado en el grupo anterior, es decir, que este ejemplo presenta una concavidad hacia abajo, lo cual indica que la pendiente de la recta, en la primera etapa de la curva, disminuye continuamente, lo que representa un beneficio a la formación en la vecindad del pozo. Esto tiene una explicación, ya que el pozo 11 pertenece a una región donde los pozos son fractura-

dos hidráulicamente antes de hacerlos producir.

Independientemente de las características antes señaladas para cada uno de los grupos, lo realmente importante, desde el punto de vista de este estudio, es que en todos los casos se puede observar la porción horizontal de la curva, lo que confirma la validez del método aquí presentado.

5.6 PRESENTACION DE RESULTADOS

La tabla 5.12 muestra la información de laboratorio y de campo que fue utilizada para cada uno de los ejemplos. La descripción de esta tabla es como sigue; en la primera columna se muestra el número del pozo, el cual, al momento de la prueba tenía el ritmo de extracción que se presenta en la columna 2; la columna 3 presenta el factor de volumen de la fase fluyendo; la porosidad promedio de la formación se muestra en la columna 4; la columna 5 muestra el valor de la compresibilidad total del sistema; y finalmente, en la columna 6 se presenta el espesor de la formación expuesto al flujo.

En la tabla 5.13 se presentan los resultados obte-

nidos para cada uno de los pozos. La columna 1 muestra el número asignado al pozo. El valor estimado de las gráficas 5.1B a 5.11B se muestran en la columna 2; la columna 3 representa el radio de drene calculado mediante la ecuación 5.1; y finalmente, como información adicional, en la columna 4 se presenta la permeabilidad promedio de la formación productora, obtenida de la parte inicial de la curva.

La unidades en las cuales se encuentran estos parámetros se muestran en cada una de las tablas.

Como se mencionó al principio de este capítulo, los resultados del radio de drene obtenidos están dentro de los valores reales.

En la actualidad, los pozos 1, 2, 3, 5, 9 y 11, se han perforado con base en un arreglo regular que los separa 400 metros unos de los otros, pero se estima que este espaciamiento debe ser menor, debido a que cuando se perfora un nuevo pozo, algunas veces este presenta un valor de presión mayor que el que tienen los pozos vecinos, es decir, que en la nueva área perforada no se ha sentido la influencia de los pozos vecinos, a

pesar de que han producido durante un período sumamente grande. Los resultados muestran que en todos estos casos se requiere de un radio de drene menor de 200 metros.

Los otros pozos, 4, 6, 7, 8 y 10 se encuentran con un espaciamiento de 1000 metros. Los resultados obtenidos muestran que los valores calculados están cercanos a este valor, a excepción del pozo no. 4. En estos pozos no se puede hacer una comparación semejante a la anterior, ya que todos ellos pertenecen a campos diferentes que tienen un sólo pozo.

T A B L A S
Y
G R A F I C A S

TABLA 5.1.- INFORMACION REQUERIDA PARA LA ESTIMACION

DE Δt_e CORRESPONDIENTE AL:

POZO NO. 1

* TIEMPO*	* PRESION*	* T M *	* D T *	* D P *	* TM**0.5*	(DT/DP)**0.5*	* PROM. *
* HRS *	* KG/CM2*	* *	* *	* *	* *	* *	* MOVIL *
* .00*	* 76.400*						
* 10.00*	* 78.400*	5.00*	10.00*	2.00 *	2.24 *	2.24 *	
* 20.00*	* 80.400*	15.00*	10.00*	2.00 *	3.87 *	2.24 *	2.69 *
* 21.30*	* 80.500*	20.65*	1.30*	.10 *	4.54 *	3.61 *	5.30 *
* 31.40*	* 80.600*	26.35*	10.10*	.10 *	5.13 *	10.05 *	5.37 *
* 32.00*	* 80.700*	31.70*	.60*	.10 *	5.63 *	2.45 *	5.99 *
* 38.00*	* 80.900*	35.00*	6.00*	.20 *	5.92 *	5.48 *	5.00 *
* 48.00*	* 81.100*	43.00*	10.00*	.20 *	6.56 *	7.07 *	7.16 *
* 56.00*	* 81.200*	52.00*	8.00*	.10 *	7.21 *	8.94 *	7.70 *
* 66.00*	* 81.400*	61.00*	10.00*	.20 *	7.81 *	7.07 *	7.92 *
* 78.00*	* 81.600*	72.00*	12.00*	.20 *	8.49 *	7.75 *	8.59 *
* 90.00*	* 81.700*	84.00*	12.00*	.10 *	9.17 *	10.95 *	10.71 *
* 108.00*	* 81.800*	99.00*	18.00*	.10 *	9.95 *	13.42 *	11.78 *
* 120.00*	* 81.900*	114.00*	12.00*	.10 *	10.68 *	10.95 *	11.54 *
* 141.00*	* 82.100*	130.50*	21.00*	.20 *	11.42 *	10.25 *	10.23 *
* 168.00*	* 82.400*	154.50*	27.00*	.30 *	12.43 *	9.49 *	10.66 *
* 198.00*	* 82.600*	183.00*	30.00*	.20 *	13.53 *	12.25 *	12.41 *
* 222.00*	* 82.700*	210.00*	24.00*	.10 *	14.49 *	15.49 *	13.57 *
* 264.00*	* 82.950*	243.00*	42.00*	.25 *	15.59 *	12.96 *	13.45 *
		276.00*	24.00*	.17 *	16.61 *	11.88 *	13.72 *

TABLA 5.1.- (continuación)

POZO NO. 1

* TIEMPO*	* PRESION*	* T M	* D T	* D P	* TM**0.5*	(DT/DP)**0.5*	* PROM. *
* HRS *	* KG/CM2*	*	*	*	*	*	* MOVIL *
* 268.00*	83.120*	300.00*	24.00*	.09 *	17.32 *	16.33	* 13.55 *
* 312.00*	83.210*	336.00*	48.00*	.31 *	18.33 *	12.44	* 13.67 *
* 360.00*	83.520*	384.00*	48.00*	.32 *	19.60 *	12.25	* 13.39 *
* 408.00*	83.840*	420.00*	24.00*	.10 *	20.49 *	15.49	* 13.46 *
* 432.00*	83.940*	456.00*	48.00*	.30 *	21.35 *	12.65	* 13.40 *
* 480.00*	84.240*	504.00*	48.00*	.33 *	22.45 *	12.06	* 13.53 *
* 528.00*	84.570*	552.00*	48.00*	.19 *	23.49 *	15.89	* 13.68 *
* 576.00*	84.760*	600.00*	48.00*	.28 *	24.49 *	13.09	* 13.62 *
* 624.00*	85.040*	648.00*	48.00*	.34 *	25.46 *	11.88	* 13.49 *
* 672.00*	85.380*	696.00*	48.00*	.20 *	26.38 *	15.49	* *
* 720.00*	85.580*						* *

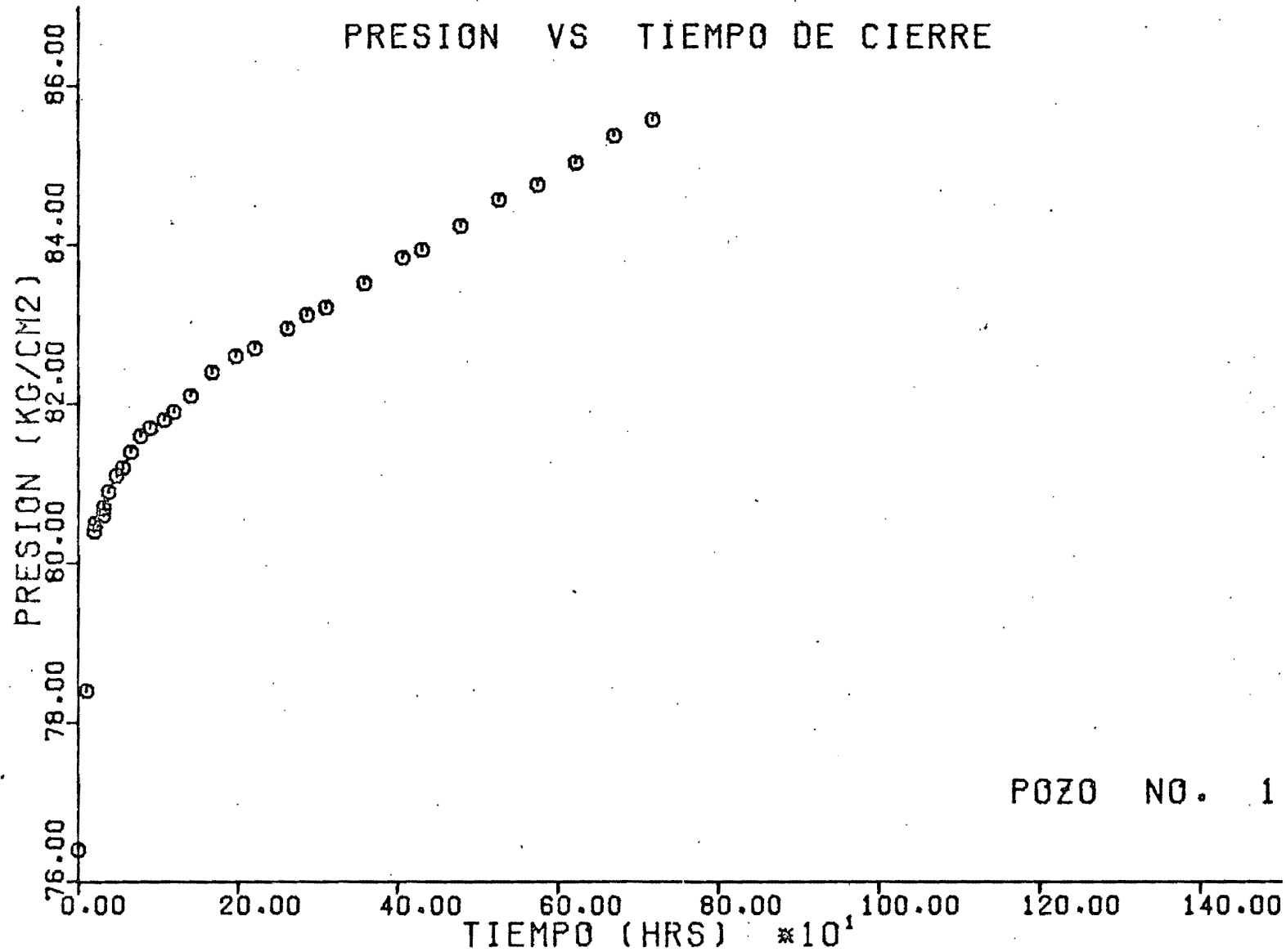


FIG. 5.1A- CURVA DE INCREMENTO DE PRESION CORRESPONDIENTE AL POZO No. 1.

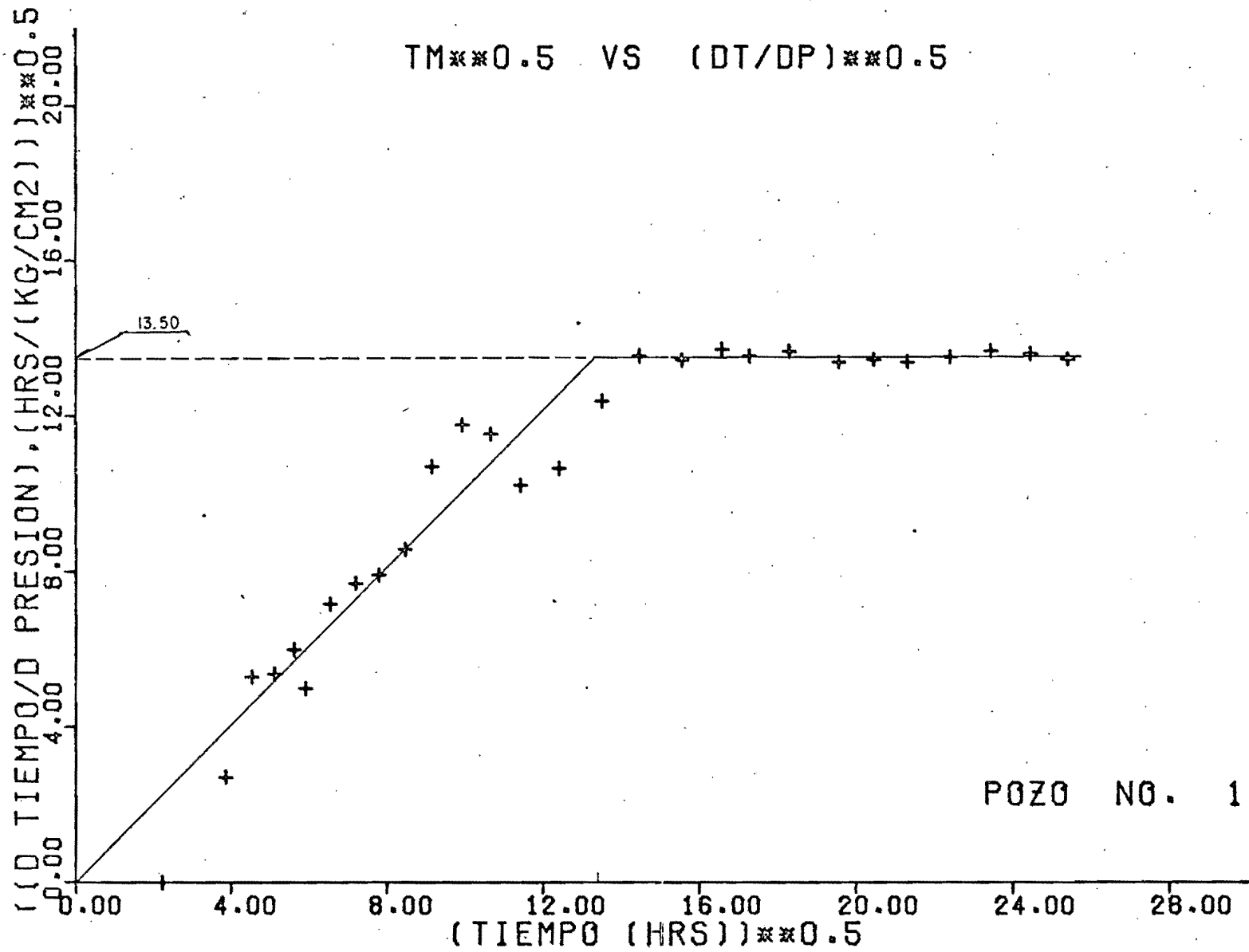


FIG. 5.1B.- CURVA PARA DETERMINAR EL VALOR DE $(\Delta t'_e)^{0.5}$ CORRESPONDIENTE AL POZO No. 1.

TABLA 5.2.- INFORMACION REQUERIDA PARA LA ESTIMACION

DE Δt_e CORRESPONDIENTE AL:

POZO NO. 2

* TIEMPO*	* PRESION*	* T M *	* D T *	* D P *	* TM**0.5*	(DT/DP)**0.5*	* PROM. *
* HRS *	* KG/CM2*	* *	* *	* *	* *	* *	* MOVIL *
* .00*	* 71.700*						* *
* *	* *	2.00*	4.00*	4.90 *	1.41 *	.90 *	* *
* 4.00*	* 76.600*						* *
* *	* *	6.00*	4.00*	.80 *	2.45 *	2.24 *	* 2.10 *
* 8.00*	* 77.400*						* *
* *	* *	11.00*	6.00*	.60 *	3.32 *	3.16 *	* 2.95 *
* 14.00*	* 78.000*						* *
* *	* *	17.00*	6.00*	.50 *	4.12 *	3.46 *	* 3.70 *
* 20.00*	* 78.500*						* *
* *	* *	25.00*	10.00*	.50 *	5.00 *	4.47 *	* 4.47 *
* 30.00*	* 79.000*						* *
* *	* *	36.00*	12.00*	.40 *	6.00 *	5.48 *	* 4.53 *
* 42.00*	* 79.400*						* *
* *	* *	46.00*	8.00*	.60 *	6.78 *	3.65 *	* 4.87 *
* 50.00*	* 80.000*						* *
* *	* *	56.00*	12.00*	.40 *	7.48 *	5.48 *	* 5.62 *
* 62.00*	* 80.400*						* *
* *	* *	68.00*	12.00*	.20 *	8.25 *	7.75 *	* 6.99 *
* 74.00*	* 80.600*						* *
* *	* *	80.00*	12.00*	.20 *	8.94 *	7.75 *	* 7.75 *
* 86.00*	* 80.800*						* *
* *	* *	92.00*	12.00*	.20 *	9.59 *	7.75 *	* 8.24 *
* 98.00*	* 81.000*						* *
* *	* *	106.50*	17.00*	.20 *	10.32 *	9.22 *	* 7.79 *
* 115.00*	* 81.200*						* *
* *	* *	119.50*	9.00*	.22 *	10.93 *	6.40 *	* 7.72 *
* 124.00*	* 81.420*						* *
* *	* *	130.00*	12.00*	.21 *	11.40 *	7.56 *	* 7.74 *
* 136.00*	* 81.630*						* *
* *	* *	142.00*	12.00*	.14 *	11.92 *	9.26 *	* 8.19 *
* 148.00*	* 81.770*						* *
* *	* *	160.00*	24.00*	.40 *	12.65 *	7.75 *	* 8.25 *
* 172.00*	* 82.170*						* *
* *	* *	184.00*	24.00*	.40 *	13.56 *	7.75 *	* 8.15 *
* 196.00*	* 82.570*						* *
* *	* *	202.00*	12.00*	.15 *	14.21 *	8.94 *	* 7.97 *
* 208.00*	* 82.720*						* *
* *	* *	214.00*	12.00*	.23 *	14.63 *	7.22 *	* 8.11 *

TABLA 5.2.- (continuación)

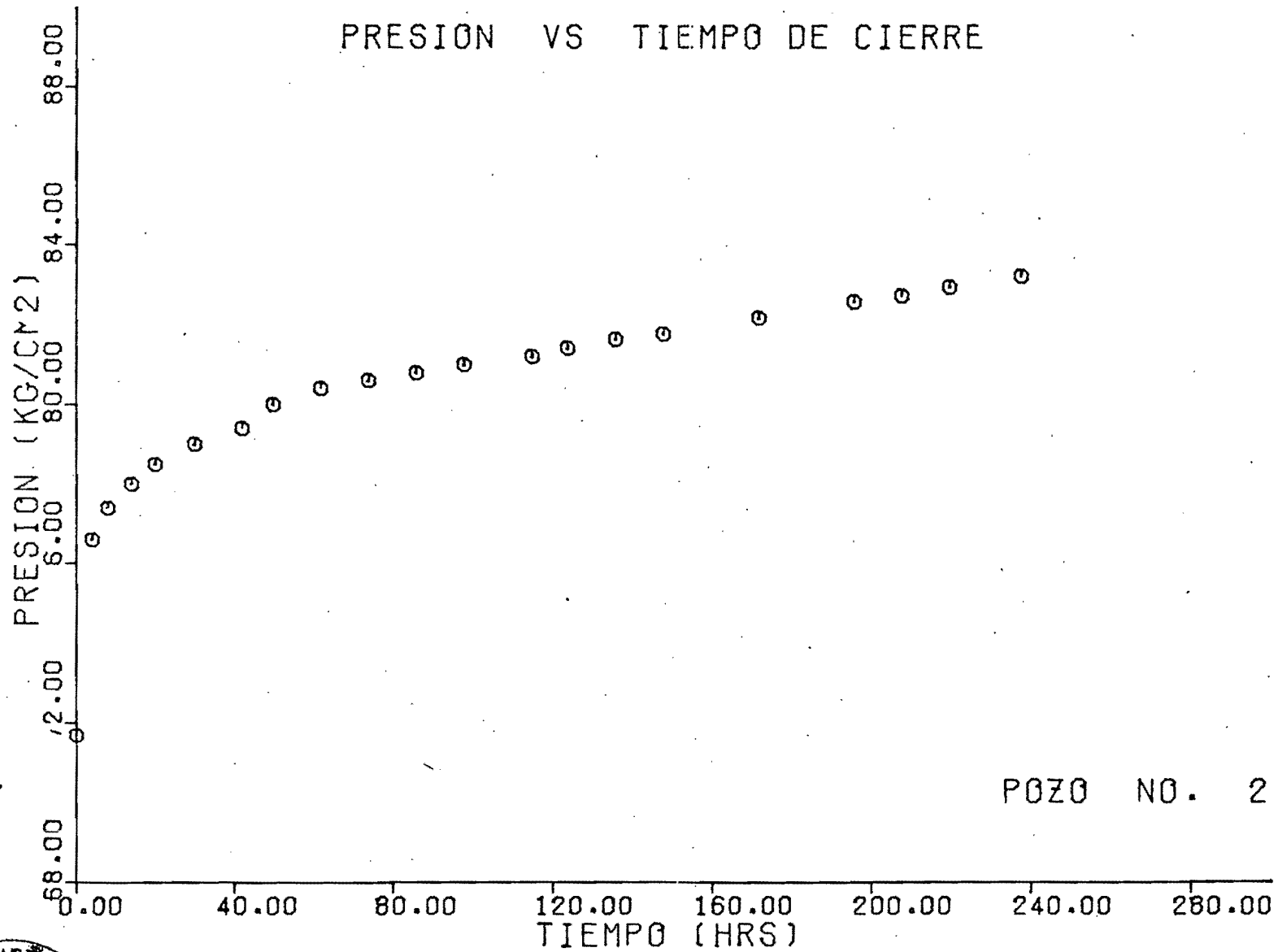
POZO NO. 2

```

*****
* TIEMPO* PRESION* T M * D T * D P * TM**0.5* (DT/DP)**0.5* PROM. *
* HRS * KG/CM2* * * * * * * MOVIL *
*****
* 220.00* 62.950*
* * * 229.00* 18.00* .27 * 15.13 * 8.16 *
* 238.00* 83.220*
*****

```

PRESION VS TIEMPO DE CIERRE



POZO NO. 2

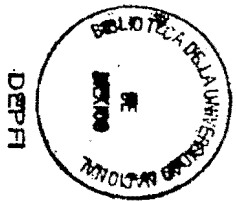


FIG. 5.2A.- CURVA DE INCREMENTO DE PRESION CORRESPONDIENTE AL POZO No. 2.

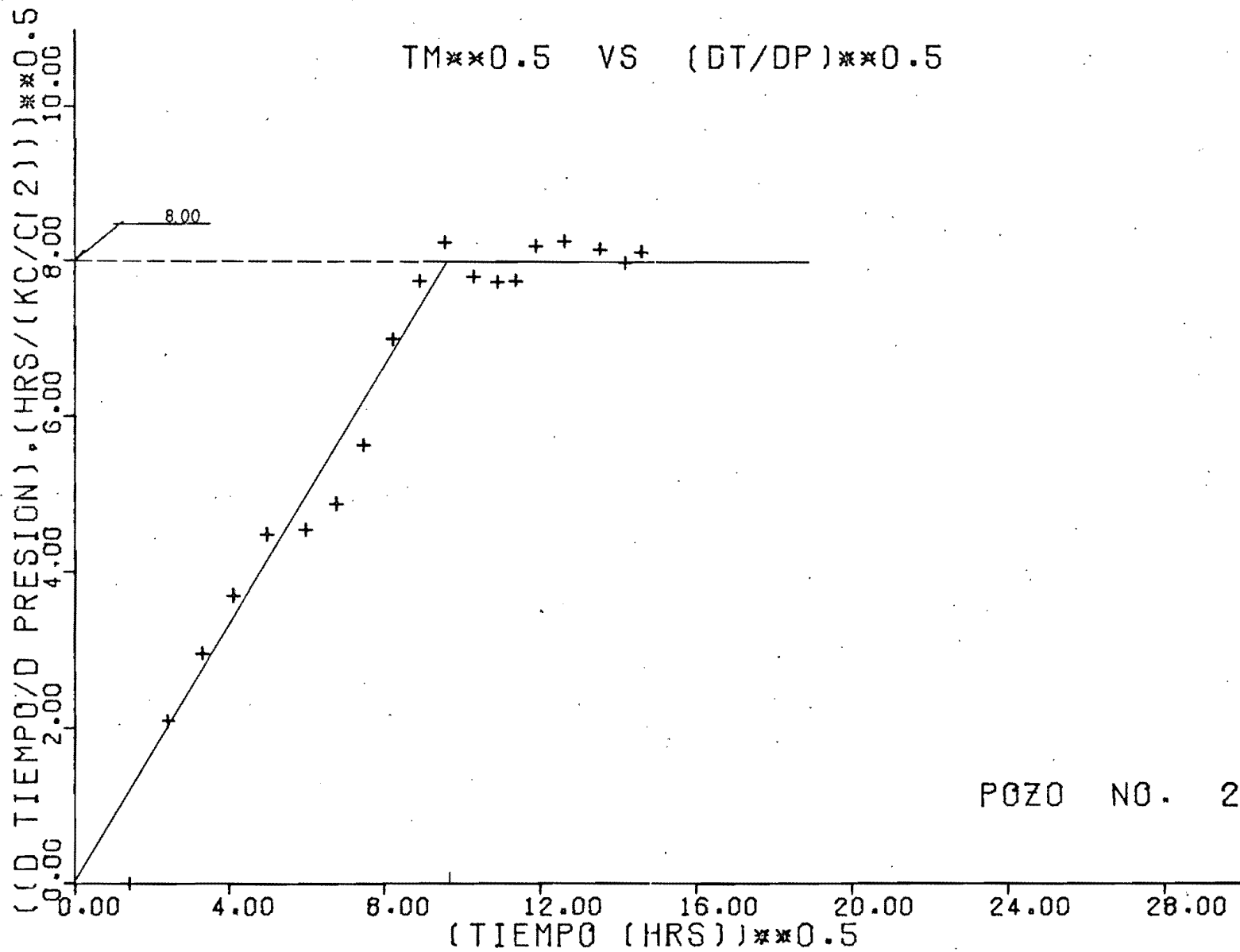


FIG. 5.2B.- CURVA PARA DETERMINAR EL VALOR DE $(\Delta t'_e)^{0.5}$ CORRESPONDIENTE AL POZO No. 2 .

TABLA 5.3.- INFORMACION REQUERIDA PARA LA ESTIMACION

DE Δt_e CORRESPONDIENTE AL:

POZO NO. 3

TIEMPO HRS	PRESION KG/CM2	T M	D T	D P	TM**0.5	(DT/DP)**0.5	PROM. MOVIL
.00	84.300						
		3.00	6.00	1.20	1.73	2.24	
6.00	85.500	9.00	6.00	.50	3.00	3.46	3.19
12.00	86.000	21.00	18.00	1.20	4.58	3.87	3.60
30.00	87.200	33.00	6.00	.50	5.74	3.46	4.53
36.00	87.700	55.50	39.00	1.00	7.45	6.24	6.28
75.00	88.700	112.50	75.00	.90	10.61	9.13	7.31
150.00	89.600	165.00	30.00	.70	12.85	6.55	7.81
180.00	90.300	195.00	30.00	.50	13.96	7.75	7.52
210.00	90.800	234.00	48.00	.70	15.30	8.28	8.54
258.00	91.500	264.00	12.00	.13	16.25	9.61	8.96
270.00	91.630	285.00	30.00	.37	16.88	9.00	11.20
300.00	92.000	322.50	45.00	.20	17.96	15.00	10.36
345.00	92.200	352.50	15.00	.30	18.77	7.07	10.52
360.00	92.500	382.50	45.00	.50	19.56	9.49	9.99
405.00	93.000	423.00	36.00	.20	20.57	13.42	10.48
441.00	93.200	453.00	24.00	.33	21.28	8.53	10.99
465.00	93.530	487.50	45.00	.37	22.08	11.03	10.55
510.00	93.900	540.00	60.00	.41	23.24	12.10	
570.00	94.310						

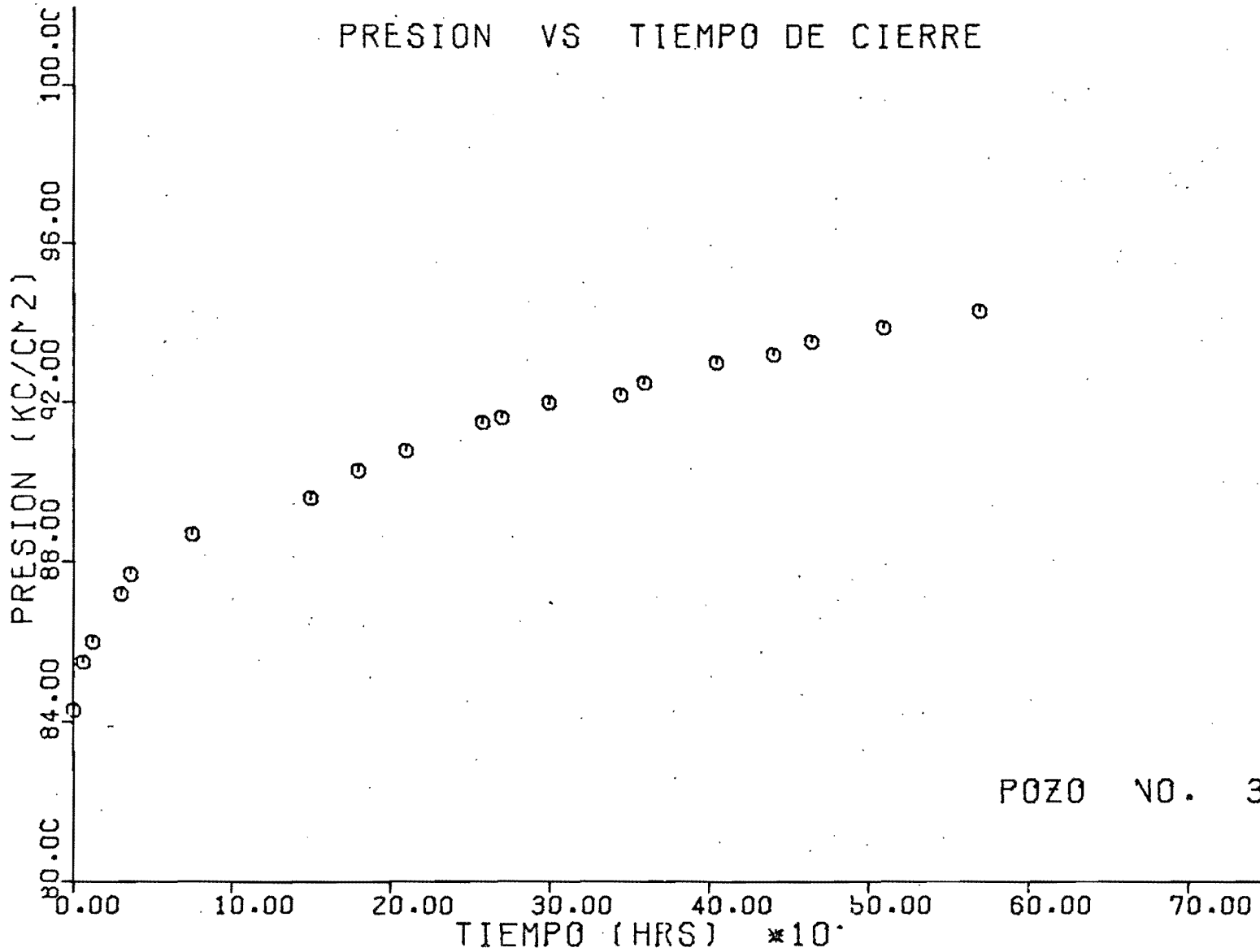


FIG. 5.3A.- CURVA DE INCREMENTO DE PRESION CORRESPONDIENTE AL POZO No. 3

TM**0.5 VS (DT/DP)**0.5

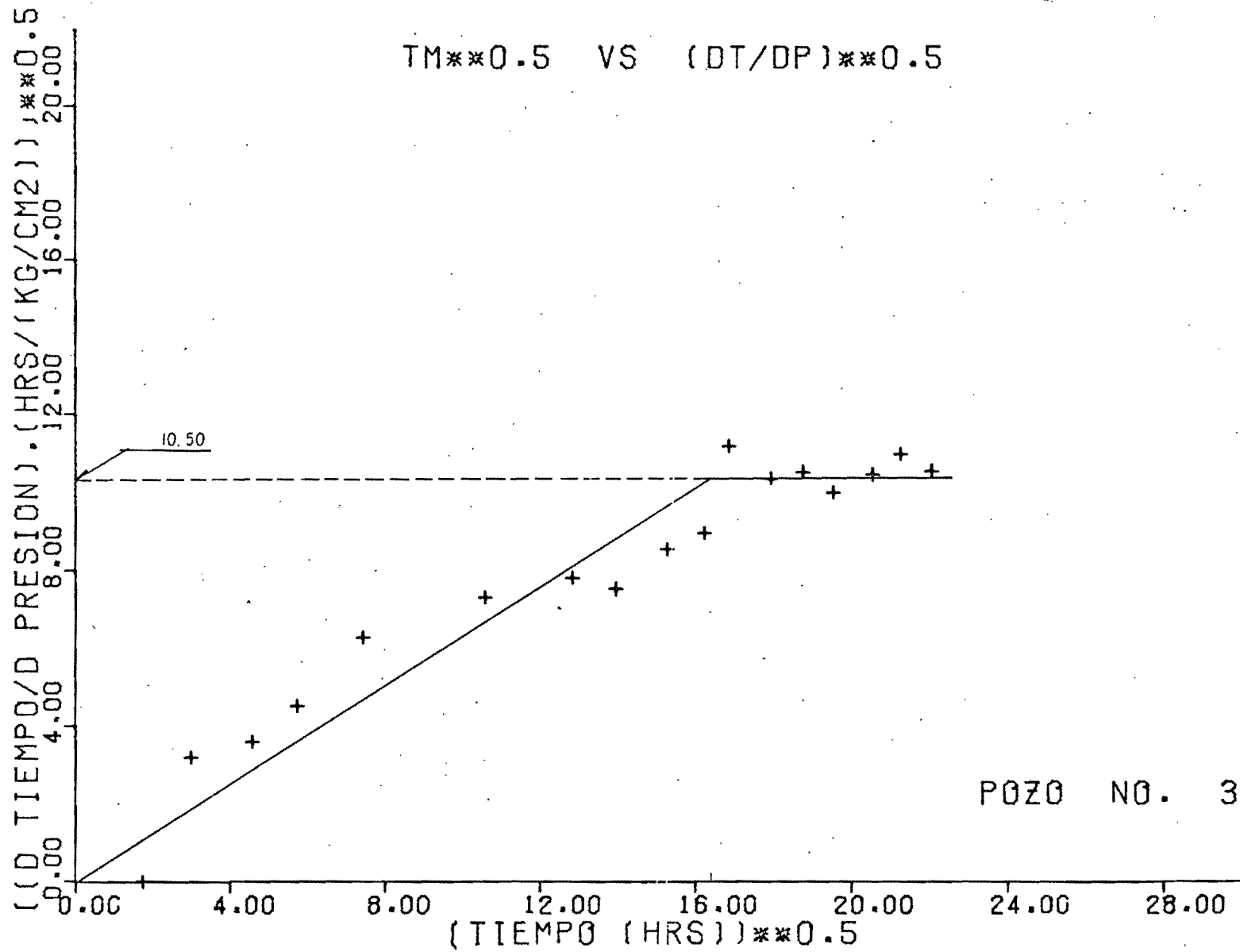


FIG. 5.3B.- CURVA PARA DETERMINAR EL VALOR DE $(\Delta t'_e)^{0.5}$ CORRESPONDIENTE AL POZO No. 3 :

TABLA 5.4.- INFORMACION REQUERIDA PARA LA ESTIMACION

DE Δt_e CORRESPONDIENTE AL:

POZO NO. 4

* TIEMPO*	* PRESION*	* T M *	* D T *	* D P *	* TM**0.5*	(DT/DP)**0.5*	* PROM. *	*****	
* HRS *	* KG/CM2*	* *	* *	* *	* *	* *	* MOVIL *	*****	
* .00*	417.000*								*
* *	*	.01*	.02*	.20 *	.10 *	.32	*		*
* .02*	417.200*								*
* *	*	.02*	.01*	.30 *	.16 *	.18	*	.25	*
* .03*	417.500*								*
* *	*	.04*	.02*	.30 *	.20 *	.26	*	.23	*
* .05*	417.800*								*
* *	*	.06*	.02*	.36 *	.24 *	.24	*	.51	*
* .07*	418.160*								*
* *	*	.20*	.26*	.24 *	.45 *	1.04	*	.92	*
* .33*	418.400*								*
* *	*	.66*	.67*	.30 *	.82 *	1.49	*	1.48	*
* 1.00*	418.700*								*
* *	*	1.41*	.83*	.23 *	1.19 *	1.90	*	1.62	*
* 1.83*	418.930*								*
* *	*	1.91*	.17*	.08 *	1.38 *	1.46	*	1.57	*
* 2.00*	419.010*								*
* *	*	2.25*	.50*	.27 *	1.50 *	1.36	*	1.59	*
* 2.50*	419.280*								*
* *	*	2.75*	.50*	.13 *	1.66 *	1.96	*	1.55	*
* 3.00*	419.410*								*
* *	*	3.25*	.50*	.28 *	1.80 *	1.34	*	1.60	*
* 3.50*	419.690*								*
* *	*	3.75*	.50*	.22 *	1.94 *	1.51	*	1.63	*
* 4.00*	419.910*								*
* *	*	4.25*	.50*	.12 *	2.06 *	2.04	*		*
* 4.50*	420.030*								*

PRESION VS TIEMPO DE CIERRE

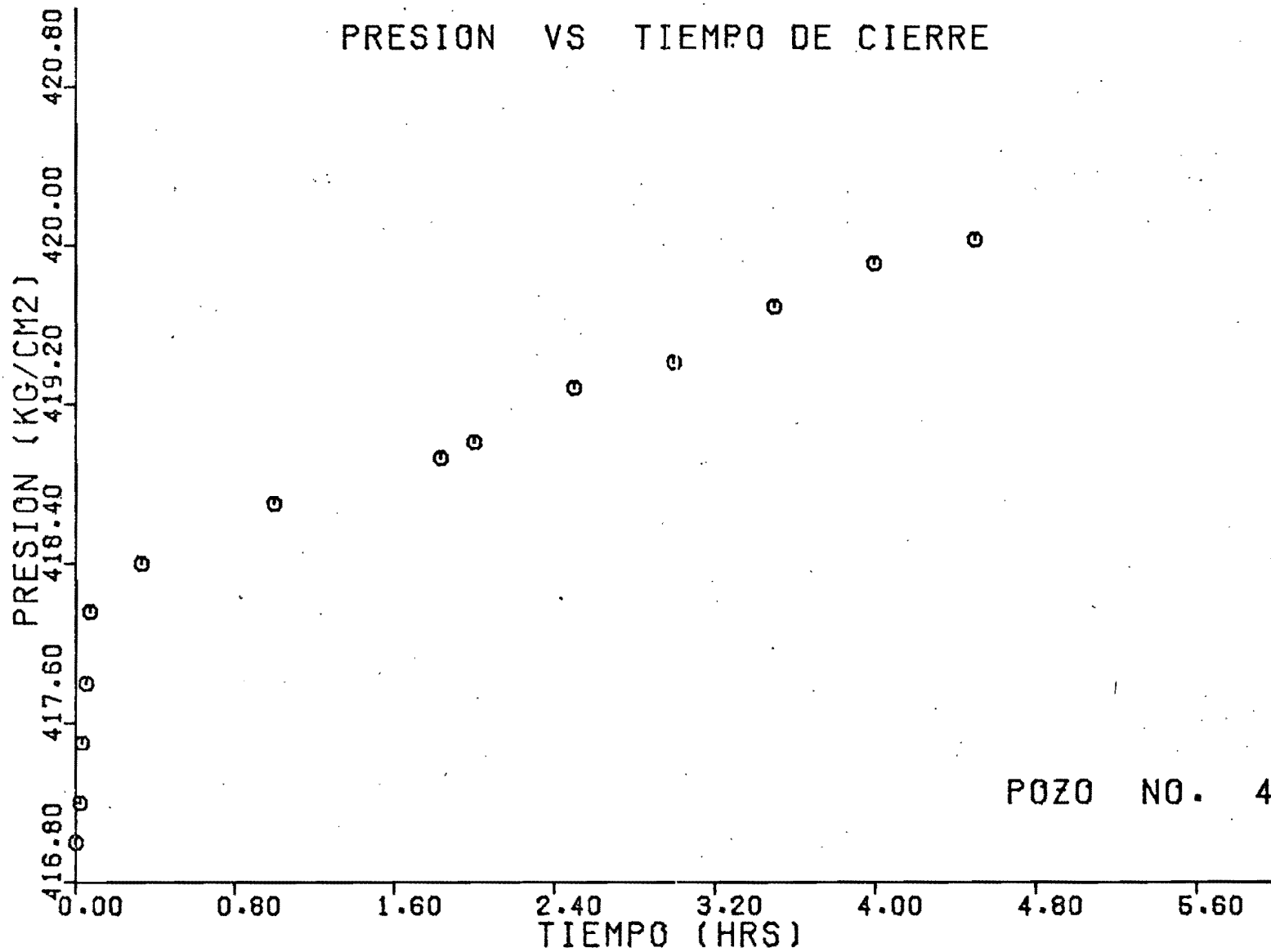


FIG. 5.4A- CURVA DE INCREMENTO DE PRESION CORRESPONDIENTE AL POZO No. 4.

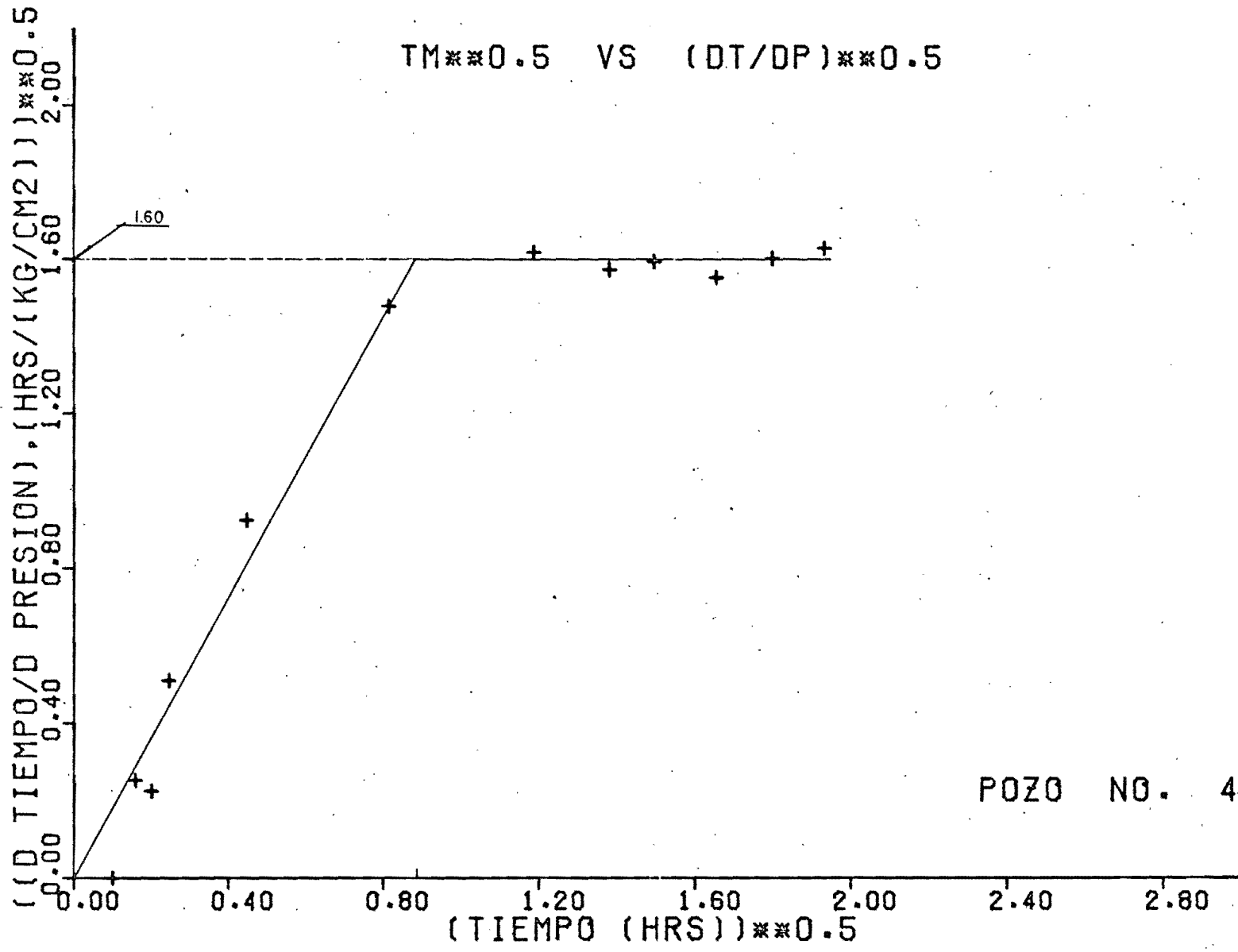


FIG. 5.4B.- CURVA PARA DETERMINAR EL VALOR DE $(\Delta t'_e)^{0.5}$ CORRESPONDIENTE AL POZO No. 4.

TABLA 5.5.- INFORMACION REQUERIDA PARA LA ESTIMACION
DE Δt_e CORRESPONDIENTE AL:

POZO NO. 5

* TIEMPO*	* PRESION*	* T M	* D T	* D P	* TM**0.5*	(DT/DP)**0.5*	* PROM.
* HRS *	* KG/CM2*	*	*	*	*	*	* MOVIL *
* .00*	81.650*						*
* 9.00*	82.220*	4.50*	9.00*	.57 *	2.12 *	3.97	*
* 15.00*	82.510*	12.00*	6.00*	.29 *	3.46 *	4.55	* 3.80 *
* 36.00*	85.060*	25.50*	21.00*	2.55 *	5.05 *	2.87	* 3.80 *
* 45.00*	85.630*	40.50*	9.00*	.57 *	6.36 *	3.97	* 4.04 *
* 66.00*	86.380*	55.50*	21.00*	.75 *	7.45 *	5.29	* 5.25 *
* 84.00*	86.810*	75.00*	18.00*	.43 *	8.66 *	6.47	* 6.05 *
* 102.00*	87.250*	93.00*	18.00*	.44 *	9.64 *	6.40	* 6.57 *
* 146.00*	88.190*	124.00*	44.00*	.94 *	11.14 *	6.84	* 7.47 *
* 172.00*	88.500*	159.00*	26.00*	.31 *	12.61 *	9.16	* 7.41 *
* 201.00*	89.250*	186.50*	29.00*	.75 *	13.66 *	6.22	* 8.97 *
* 225.00*	89.430*	213.00*	24.00*	.18 *	14.59 *	11.55	* 9.65 *
* 255.00*	89.670*	240.00*	30.00*	.24 *	15.49 *	11.18	* 10.64 *
* 316.00*	90.390*	285.50*	61.00*	.72 *	16.90 *	9.20	* 10.25 *
* 360.00*	90.800*	338.00*	44.00*	.41 *	18.38 *	10.36	* 10.39 *
* 426.00*	91.290*	393.00*	66.00*	.49 *	19.82 *	11.61	* 10.53 *
* 490.00*	91.980*	458.00*	64.00*	.69 *	21.40 *	9.63	* 10.41 *
* 516.00*	92.240*	503.00*	26.00*	.26 *	22.43 *	10.00	* 10.56 *
* 580.00*	92.680*	548.00*	64.00*	.44 *	23.41 *	12.06	*

PRESION VS TIEMPO DE CIERRE

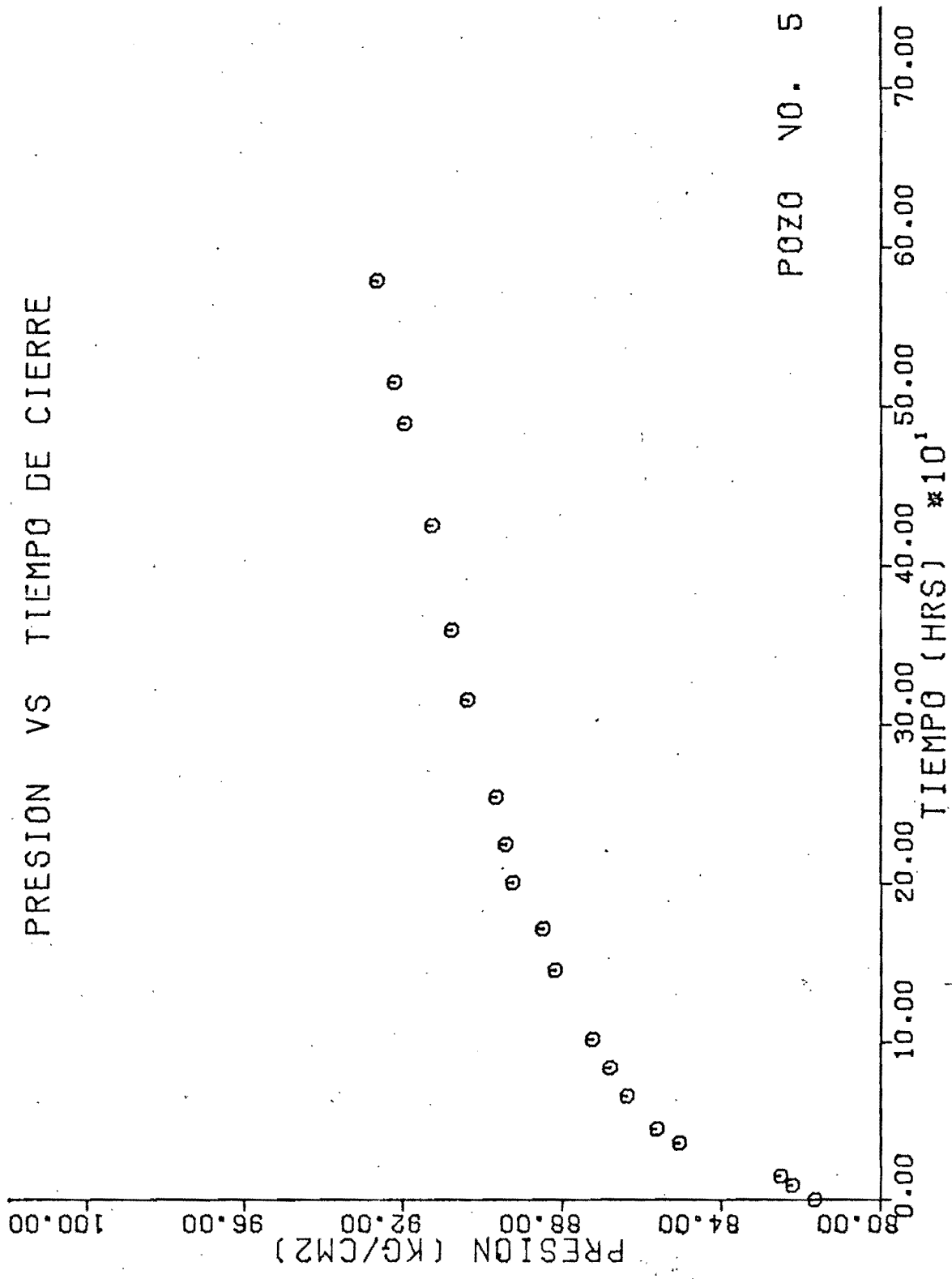


FIG. 5.5A.- CURVA DE INCREMENTO DE PRESION CORRESPONDIENTE AL POZO No. 5.

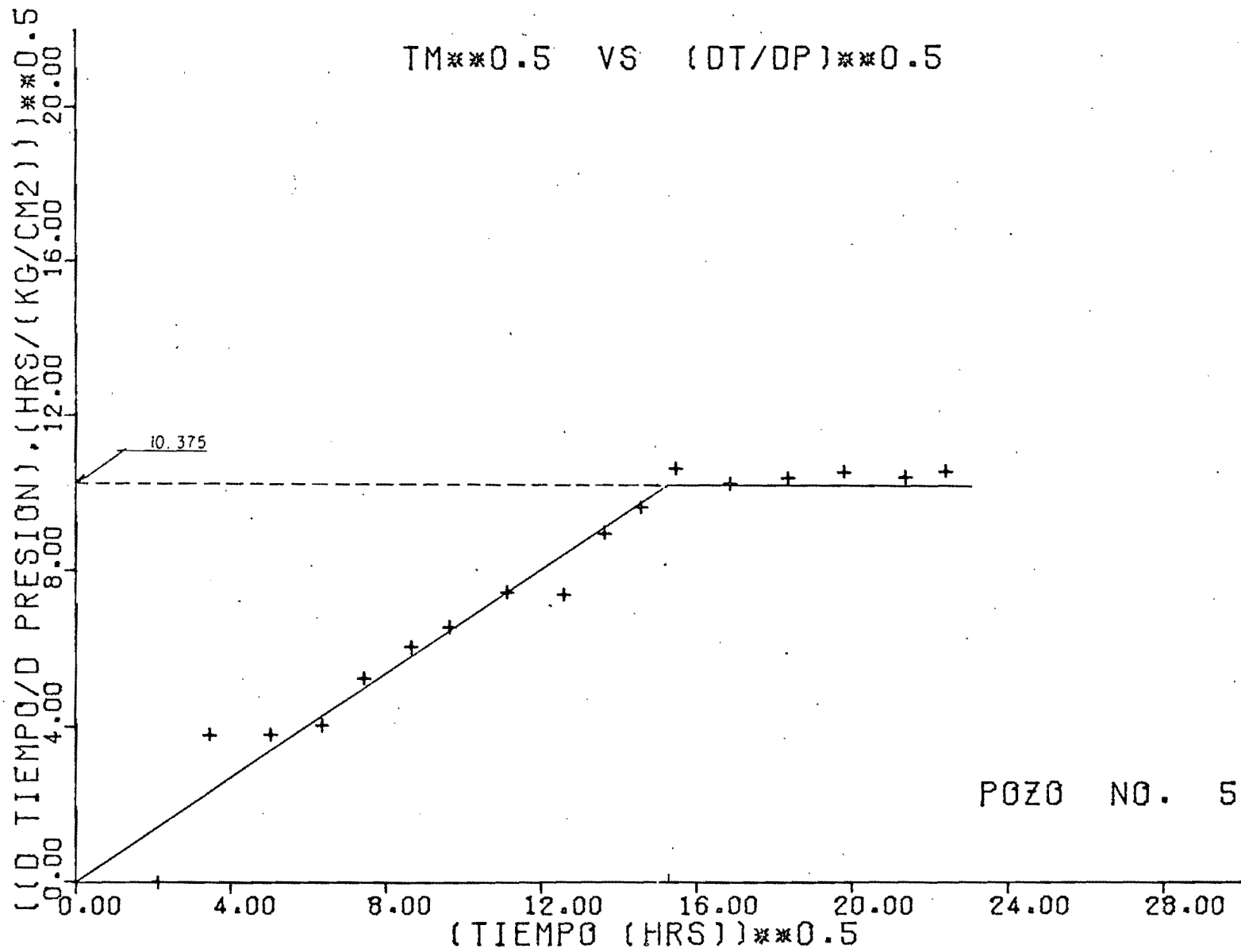


FIG. 5.5B.- CURVA PARA DETERMINAR EL VALOR DE $(\Delta t'_e)^{0.5}$ CORRESPONDIENTE AL POZO No. 5.

TABLA 5.6.- INFORMACION REQUERIDA PARA LA ESTIMACION
DE Δt_e CORRESPONDIENTE AL:

POZO NO. 6

TIEMPO*	PRESION*	T M	D T	D P	TM**0.5*	(DT/DP)**0.5*	PROM.
HRS	KG/CM2*						MOVIL *
.00*	227.430*	.00*	.01*	.01 *	.06 *	.89 *	*
.01*	227.440*	.02*	.02*	.01 *	.13 *	1.38 *	1.19 *
.03*	227.450*	.04*	.02*	.01 *	.19 *	1.30 *	.97 *
.04*	227.460*	.05*	.00*	.09 *	.22 *	.24 *	.53 *
.05*	227.550*	.05*	.01*	1.69 *	.23 *	.06 *	.11 *
.06*	229.240*	.06*	.01*	4.43 *	.24 *	.04 *	.05 *
.06*	233.670*	.06*	.01*	5.08 *	.25 *	.04 *	.04 *
.07*	238.750*	.07*	.01*	3.03 *	.27 *	.05 *	.09 *
.08*	241.780*	.12*	.08*	3.12 *	.34 *	.16 *	1.62 *
.16*	244.900*	.38*	.43*	.02 *	.61 *	4.65 *	2.57 *
.59*	244.920*	.68*	.17*	.02 *	.82 *	2.89 *	3.80 *
.76*	244.940*	.84*	.15*	.01 *	.91 *	3.87 *	3.61 *
.91*	244.950*	.99*	.17*	.01 *	1.00 *	4.08 *	4.01 *
1.08*	244.960*	1.16*	.17*	.01 *	1.08 *	4.09 *	4.10 *
1.24*	244.970*	1.33*	.17*	.01 *	1.15 *	4.12 *	4.08 *
1.41*	244.980*	1.50*	.16*	.01 *	1.22 *	4.04 *	4.07 *
1.58*	244.990*	1.66*	.16*	.01 *	1.29 *	4.04 *	*
1.74*	245.000*						*

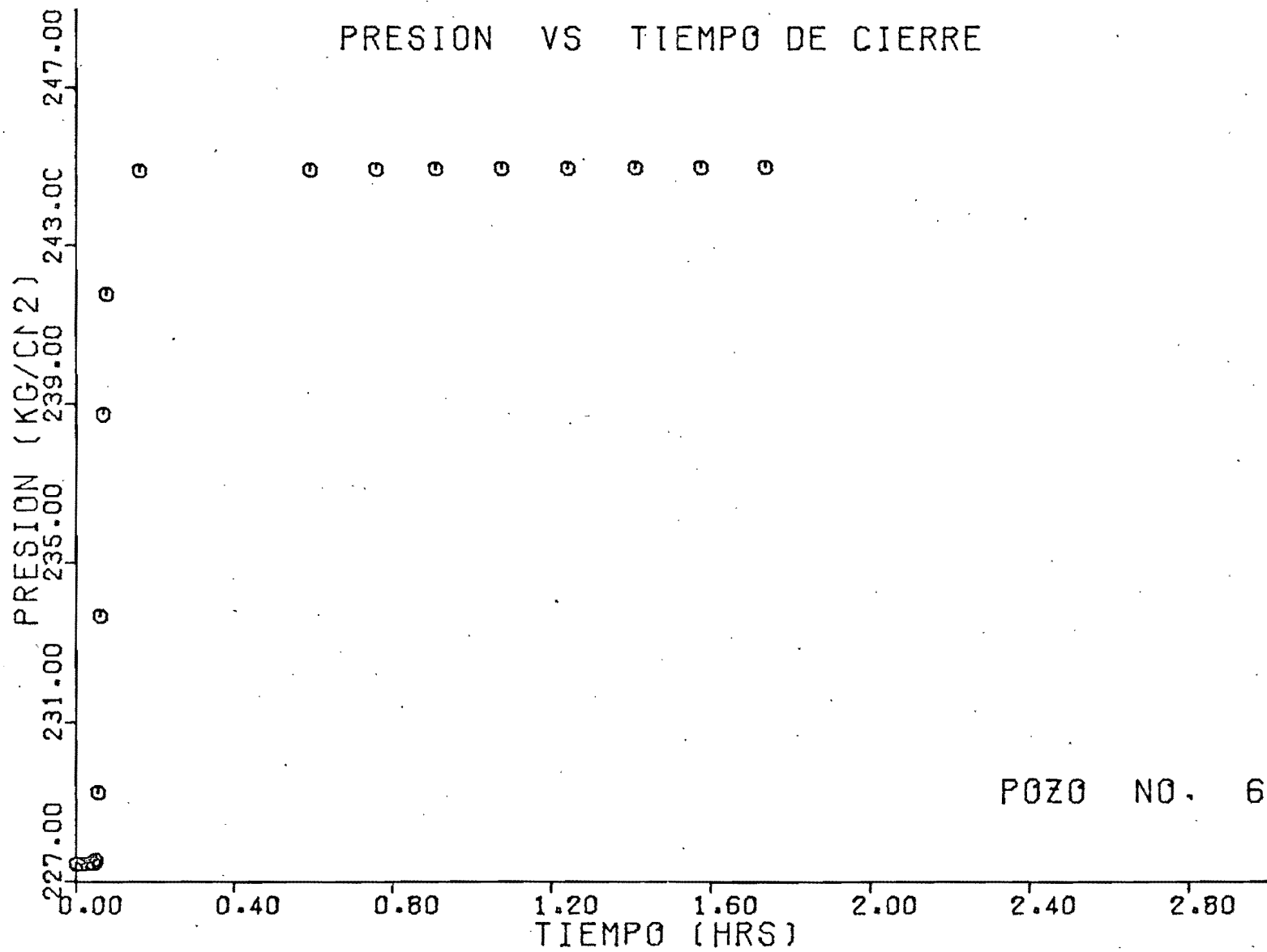


FIG. 5.6A - CURVA DE INCREMENTO DE PRESION CORRESPONDIENTE AL POZO No. 6 .

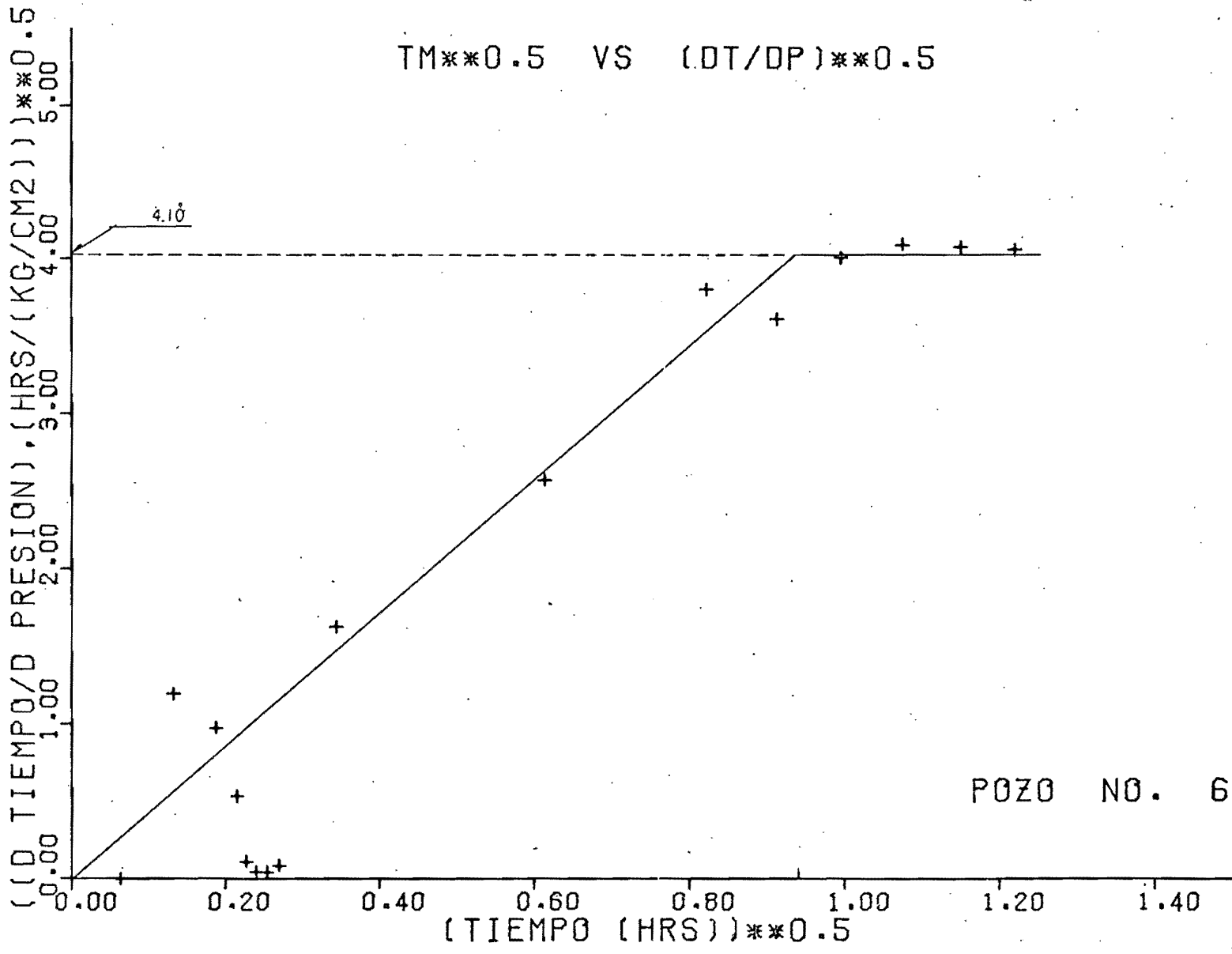


FIG. 5.6B- CURVA PARA DETERMINAR EL VALOR DE $(\Delta t'_e)^{0.5}$ CORRESPONDIENTE AL POZO No. 6.

TABLA 5.7.- INFORMACION REQUERIDA PARA LA ESTIMACION

DE Δt_e CORRESPONDIENTE AL:

POZO NO. 7

```

*****
* TIEMPO* PRESION* T M * D T * D P * TM**0.5* (DT/DP)**0.5* PROM. *
* HRS * KG/CM2 * * * * * * * * MOVIL *
*****
* .00* 200.900*
* * * .13* .25*30.40 * .35 * .09 *
* .25* 231.300*
* * * .38* .25*22.00 * .61 * .11 * .12 *
* .50* 253.300*
* * * .63* .25*10.00 * .79 * .16 * .21 *
* .75* 263.300*
* * * .83* .17* 1.30 * .91 * .36 * .39 *
* .92* 264.600*
* * * .96* .08* .20 * .98 * .64 * .99 *
* 1.00* 264.800*
* * * 1.25* .50* .13 * 1.12 * 1.96 * 1.65 *
* 1.50* 264.930*
* * * 1.75* .50* .09 * 1.32 * 2.36 * 2.27 *
* 2.00* 265.020*
* * * 2.25* .50* .08 * 1.50 * 2.50 * 2.33 *
* 2.50* 265.100*
* * * 2.75* .50* .11 * 1.66 * 2.13 * 2.38 *
* 3.00* 265.210*
* * * 3.25* .50* .08 * 1.80 * 2.50 * 2.38 *
* 3.50* 265.290*
* * * 3.75* .50* .08 * 1.94 * 2.50 *
* 4.00* 265.370*
*****
    
```

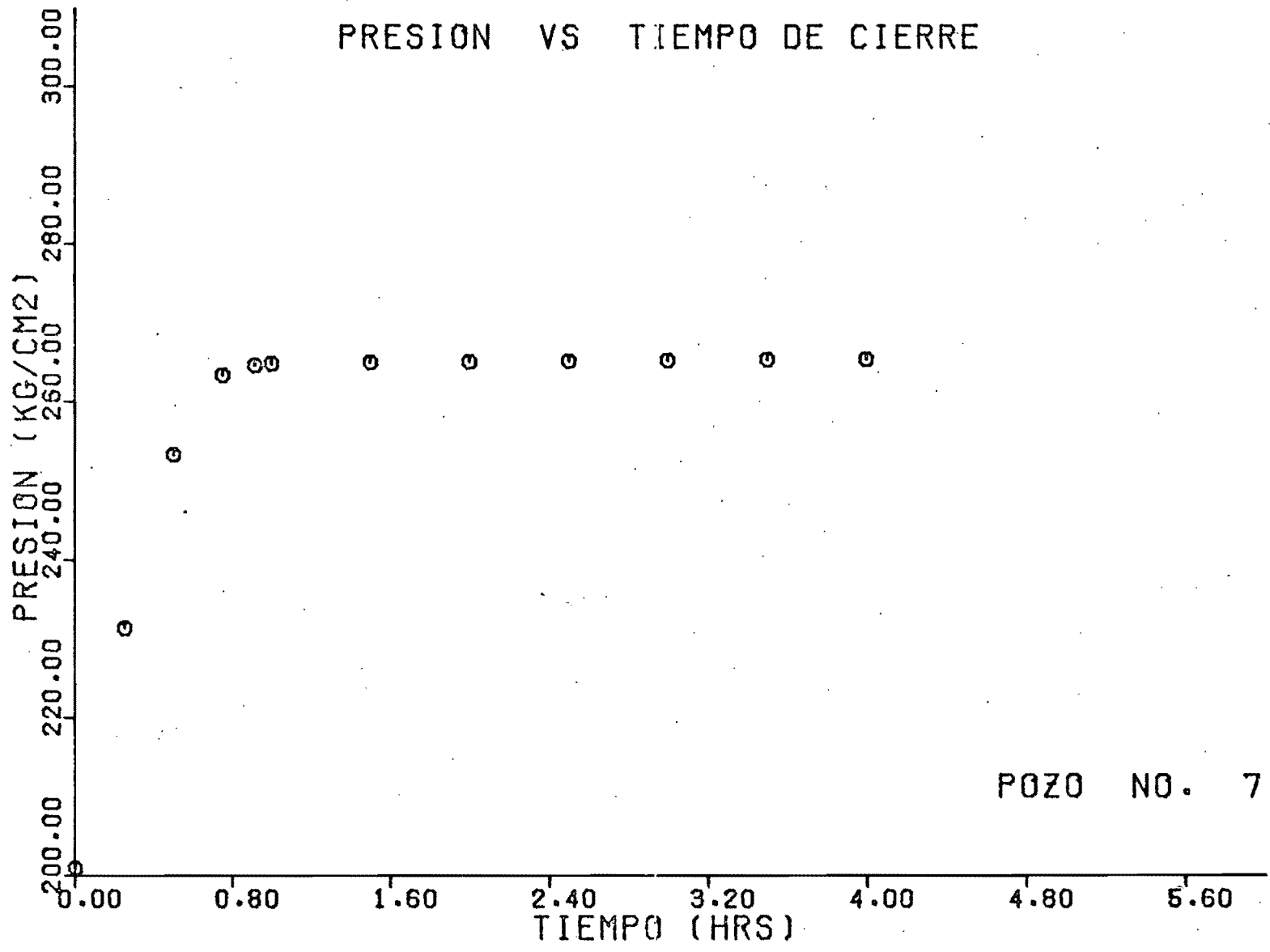



FIG. 5.7A.- CURVA DE INCREMENTO DE PRESION CORRESPONDIENTE AL POZO No. 7.

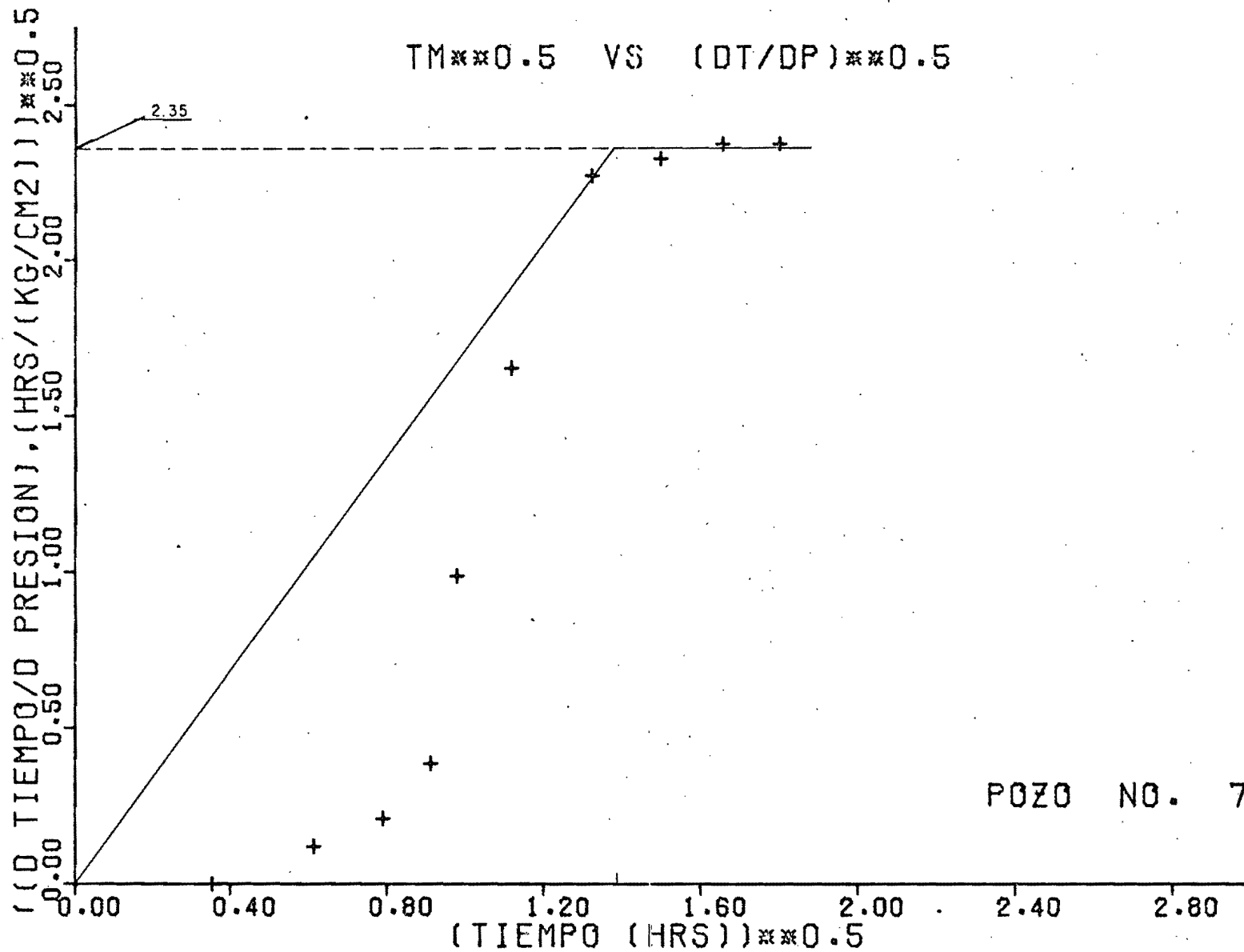


FIG. 5.7B- CURVA PARA DETERMINAR EL VALOR DE $(\Delta t'_e)^{0.5}$ CORRESPONDIENTE AL POZO No. 7.

TABLA 5.8.- INFORMACION REQUERIDA PARA LA ESTIMACION

DE Δt_e CORRESPONDIENTE AL:

POZO NO. 8

* TIEMPO*	* PRESION*	* T M *	* D T *	* D P *	* TM**0.5*	(DT/DP)**0.5*	* PROM. *
* HRS *	* KG/CM2*	* *	* *	* *	* *	* *	* MOVIL *
* .00*	356.300*						*
* .04*		.04*	.08*	99.70 *	.20 *	.03	*
* .08*	456.000*						*
* .13*		.13*	.09*	8.90 *	.35 *	.10	* .10 *
* .17*	464.900*						*
* .21*		.21*	.08*	2.90 *	.46 *	.17	* .20 *
* .25*	467.800*						*
* .29*		.29*	.08*	.70 *	.54 *	.34	* .27 *
* .33*	468.500*						*
* .50*		.50*	.34*	3.90 *	.71 *	.30	* .33 *
* .67*	472.400*						*
* .84*		.84*	.33*	2.50 *	.91 *	.36	* .36 *
* 1.00*	474.900*						*
* 1.16*		1.16*	.33*	1.80 *	1.08 *	.43	* .47 *
* 1.33*	476.700*						*
* 1.66*		1.66*	.67*	1.80 *	1.29 *	.61	* .58 *
* 2.00*	478.500*						*
* 2.50*		2.50*	1.00*	2.10 *	1.58 *	.69	* .72 *
* 3.00*	480.600*						*
* 3.50*		3.50*	1.00*	1.40 *	1.87 *	.85	* .91 *
* 4.00*	482.000*						*
* 4.50*		4.50*	1.00*	.70 *	2.12 *	1.20	* 1.51 *
* 5.00*	482.700*						*
* 5.50*		5.50*	1.00*	.16 *	2.35 *	2.50	* 2.09 *
* 6.00*	482.860*						*
* 6.50*		6.50*	1.00*	.15 *	2.55 *	2.58	* 2.14 *
* 7.00*	483.010*						*
* 7.50*		7.50*	1.00*	.55 *	2.74 *	1.35	* 2.12 *
* 8.00*	483.560*						*
* 8.50*		8.50*	1.00*	.17 *	2.92 *	2.43	* 2.12 *
* 9.00*	483.730*						*
* 9.50*		9.50*	1.00*	.15 *	3.08 *	2.58	* *
* 10.00*	483.880*						*

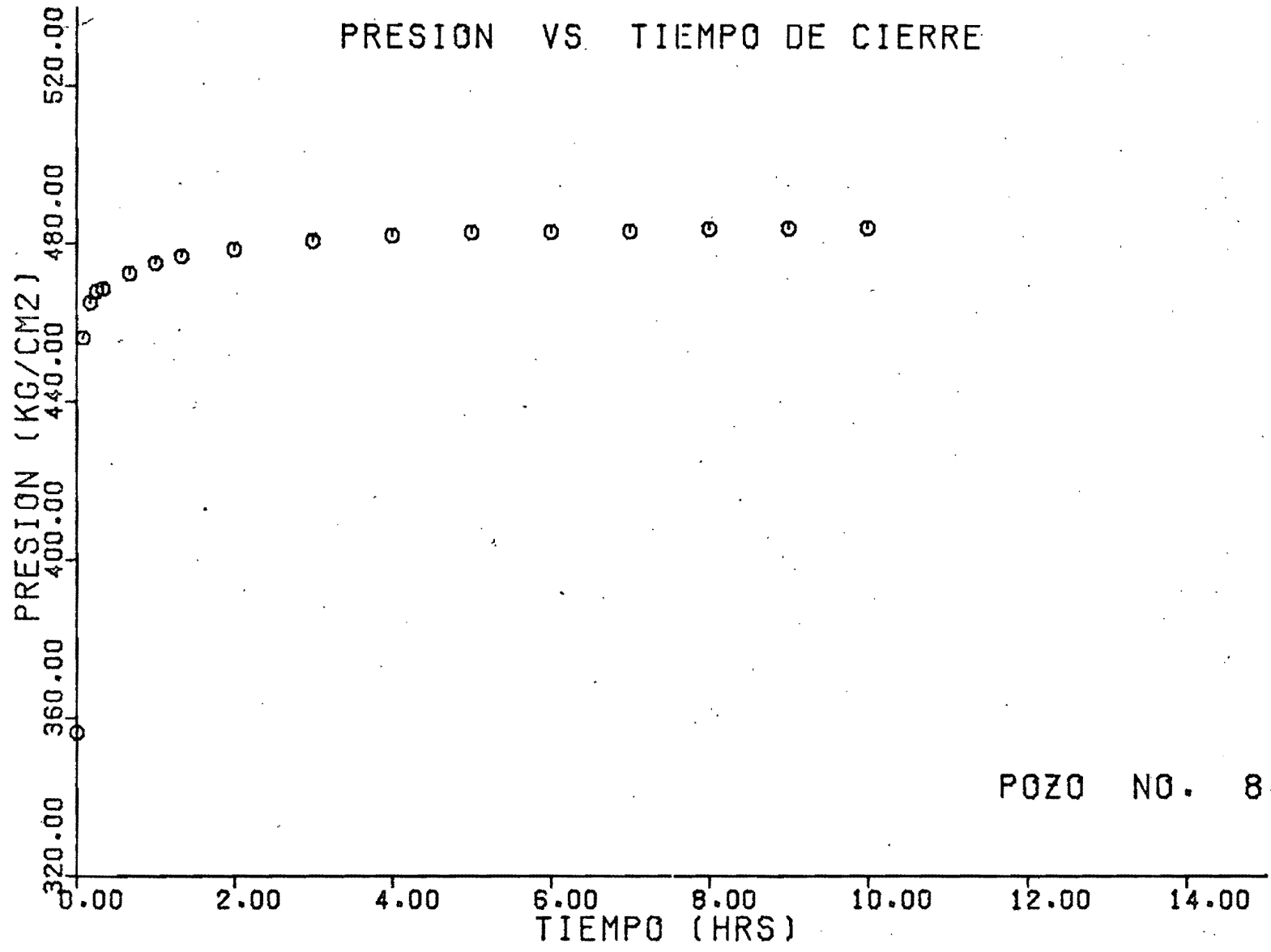


FIG. 5.8A.- CURVA DE INCREMENTO DE PRESION CORRESPONDIENTE AL POZO No. 8.

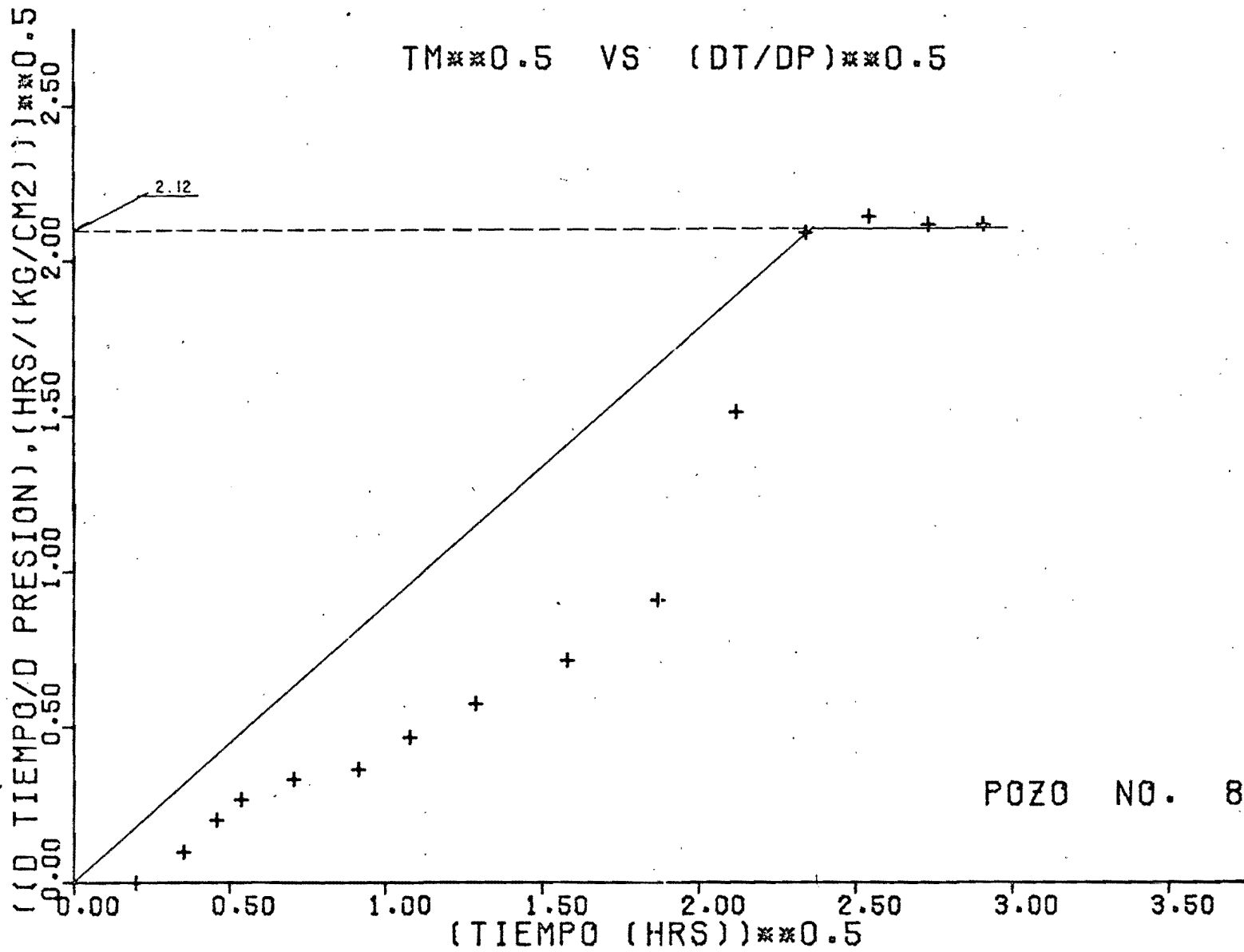


FIG. 5.8B.- CURVA PARA DETERMINAR EL VALOR DE $(\Delta t'_e)^{0.5}$ CORRESPONDIENTE AL POZO No. 8

TABLA 5.9.- INFORMACION REQUERIDA PARA LA ESTIMACION
DE Δt_e CORRESPONDIENTE AL:

POZO NO. 9

```

*****
* TIEMPO* PRESION* T M * D T * D P * TM**0.5* (DT/DP)**0.5* PROM. *
* HRS * KG/CM2* * * * * * * * * * * * * * * * * * * * * * * * * * * * *
*****
* .00* 75.700*
* * * .50* 1.00* .70 * .71 * 1.20 *
* 1.00* 76.400*
* * * 2.50* 3.00* 4.70 * 1.58 * .80 * 1.25 *
* 4.00* 81.100*
* * * 6.50* 5.00* 1.60 * 2.55 * 1.77 * 1.66 *
* 9.00* 82.700*
* * * 12.50* 7.00* 1.20 * 3.54 * 2.42 * 2.22 *
* 16.00* 83.900*
* * * 20.00* 8.00* 1.30 * 4.47 * 2.48 * 2.64 *
* 24.00* 85.200*
* * * 30.00* 12.00* 1.30 * 5.48 * 3.04 * 3.03 *
* 36.00* 86.500*
* * * 43.00* 14.00* 1.10 * 6.56 * 3.57 * 3.49 *
* 50.00* 87.600*
* * * 56.00* 12.00* .80 * 7.48 * 3.87 * 4.50 *
* 62.00* 88.400*
* * * 73.00* 22.00* .60 * 8.54 * 6.06 * 5.89 *
* 84.00* 89.000*
* * * 90.00* 12.00* .20 * 9.49 * 7.75 * 8.25 *
* 96.00* 89.200*
* * * 108.00* 24.00* .20 * 10.39 * 10.95 * 9.21 *
* 120.00* 89.400*
* * * 132.00* 24.00* .30 * 11.49 * 8.94 * 9.61 *
* 144.00* 89.700*
* * * 156.00* 24.00* .30 * 12.49 * 8.94 * 9.61 *
* 168.00* 90.000*
* * * 180.00* 24.00* .20 * 13.42 * 10.95 * 9.66 *
* 192.00* 90.200*
* * * 208.50* 33.00* .40 * 14.44 * 9.08 *
* 225.00* 90.600*
*****
    
```

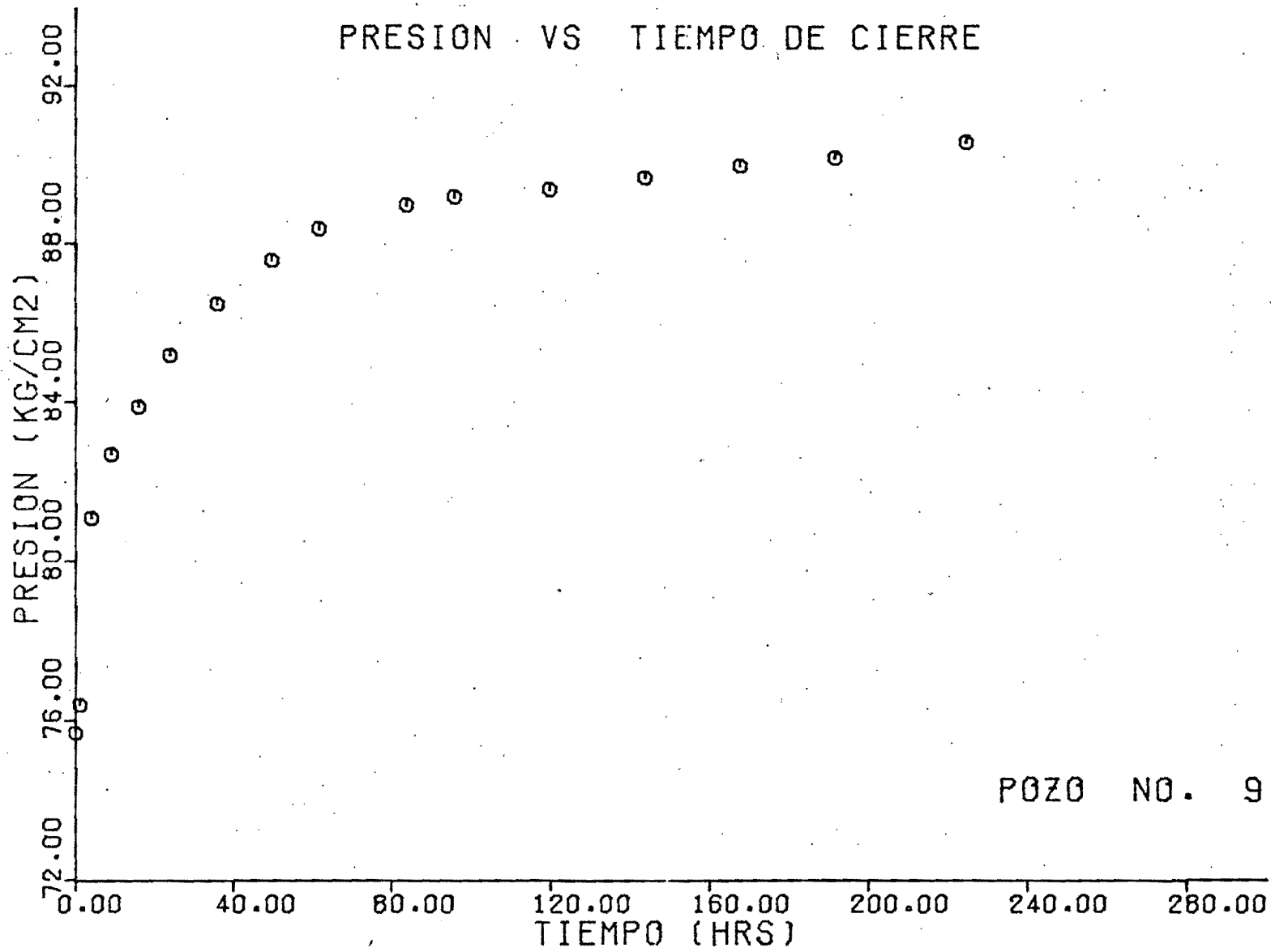


FIG. 5.9A.- CURVA DE INCREMENTO DE PRESION CORRESPONDIENTE AL POZO No. 9.

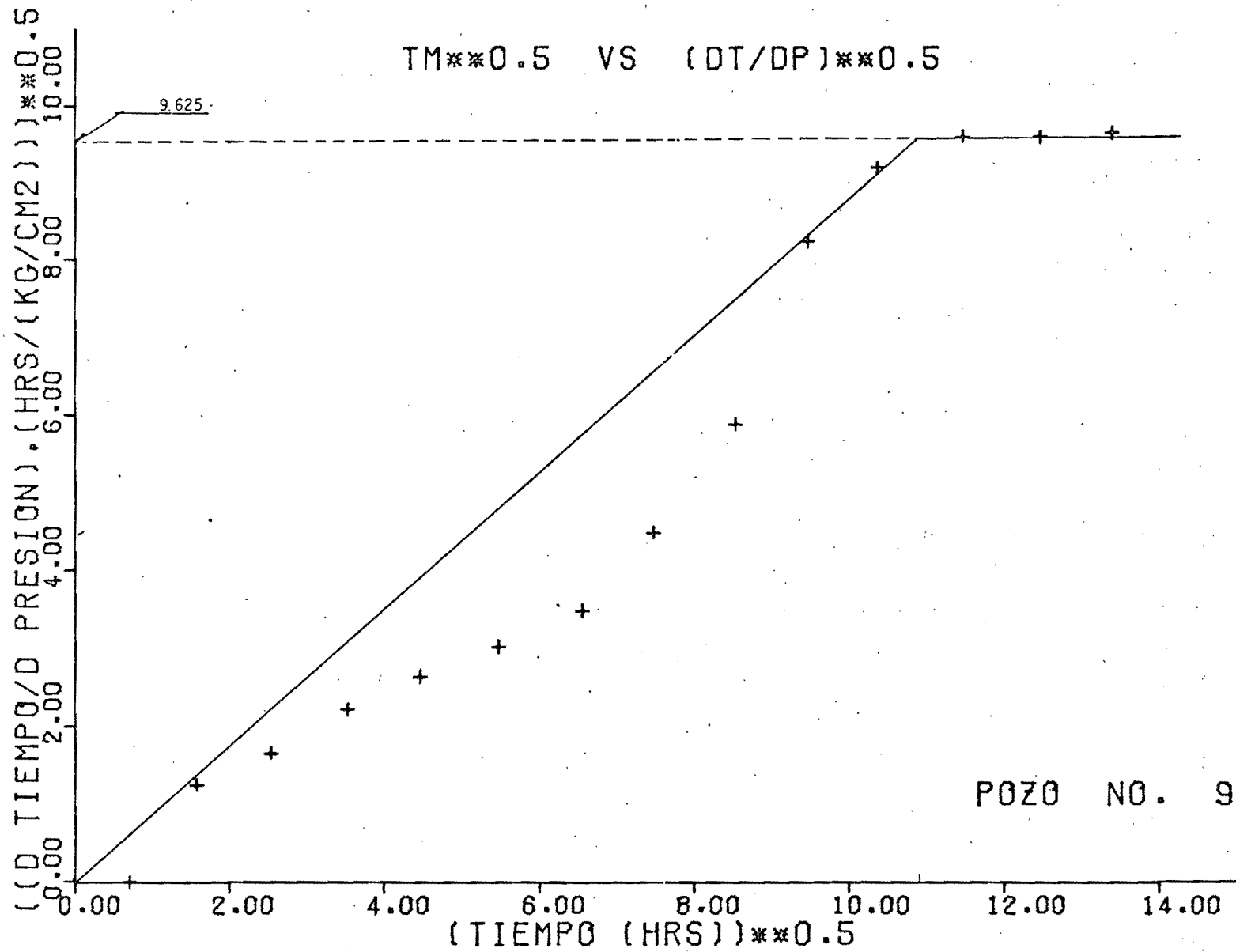


FIG. 5.9B.- CURVA PARA DETERMINAR EL VALOR DE $(\Delta t'_e)^{0.5}$ CORRESPONDIENTE AL POZO No. 9.

TABLA 5.10.- INFORMACION REQUERIDA PARA LA ESTIMACION
DE Δt_e CORRESPONDIENTE AL:

POZO NO. 10

* TIEMPO*	* PRESION*	* T M *	* D T *	* D P *	* TM**0.5*	(DT/DP)**0.5*	* PROM. *
* HRS *	* KG/CM2*	* * *	* * *	* * *	* * *	* * *	* MOVIL *
* .00*	540.390*						
* * *	* * *	.02*	.03*	.90 *	.12 *	.18 *	
* .03*	541.290*						
* * *	* * *	.05*	.04*	.90 *	.22 *	.21 *	.19 *
* .07*	542.190*						
* * *	* * *	.08*	.03*	.90 *	.29 *	.18 *	.19 *
* .10*	543.090*						
* * *	* * *	.12*	.03*	.90 *	.34 *	.18 *	.22 *
* .13*	543.990*						
* * *	* * *	.15*	.04*	.50 *	.39 *	.28 *	.40 *
* .17*	544.490*						
* * *	* * *	.25*	.16*	.30 *	.50 *	.73 *	.69 *
* .33*	544.790*						
* * *	* * *	.50*	.34*	.30 *	.71 *	1.06 *	.95 *
* .67*	545.090*						
* * *	* * *	.84*	.33*	.30 *	.91 *	1.05 *	1.31 *
* 1.00*	545.390*						
* * *	* * *	1.50*	1.00*	.30 *	1.22 *	1.83 *	1.82 *
* 2.00*	545.690*						
* * *	* * *	3.00*	2.00*	.30 *	1.73 *	2.58 *	1.90 *
* 4.00*	545.990*						
* * *	* * *	4.50*	1.00*	.60 *	2.12 *	1.29 *	1.85 *
* 5.00*	546.590*						
* * *	* * *	5.50*	1.00*	.35 *	2.35 *	1.69 *	1.85 *
* 6.00*	546.940*						
* * *	* * *	6.50*	1.00*	.15 *	2.55 *	2.58 *	
* 7.00*	547.090*						

PRESION VS TIEMPO DE CIERRE

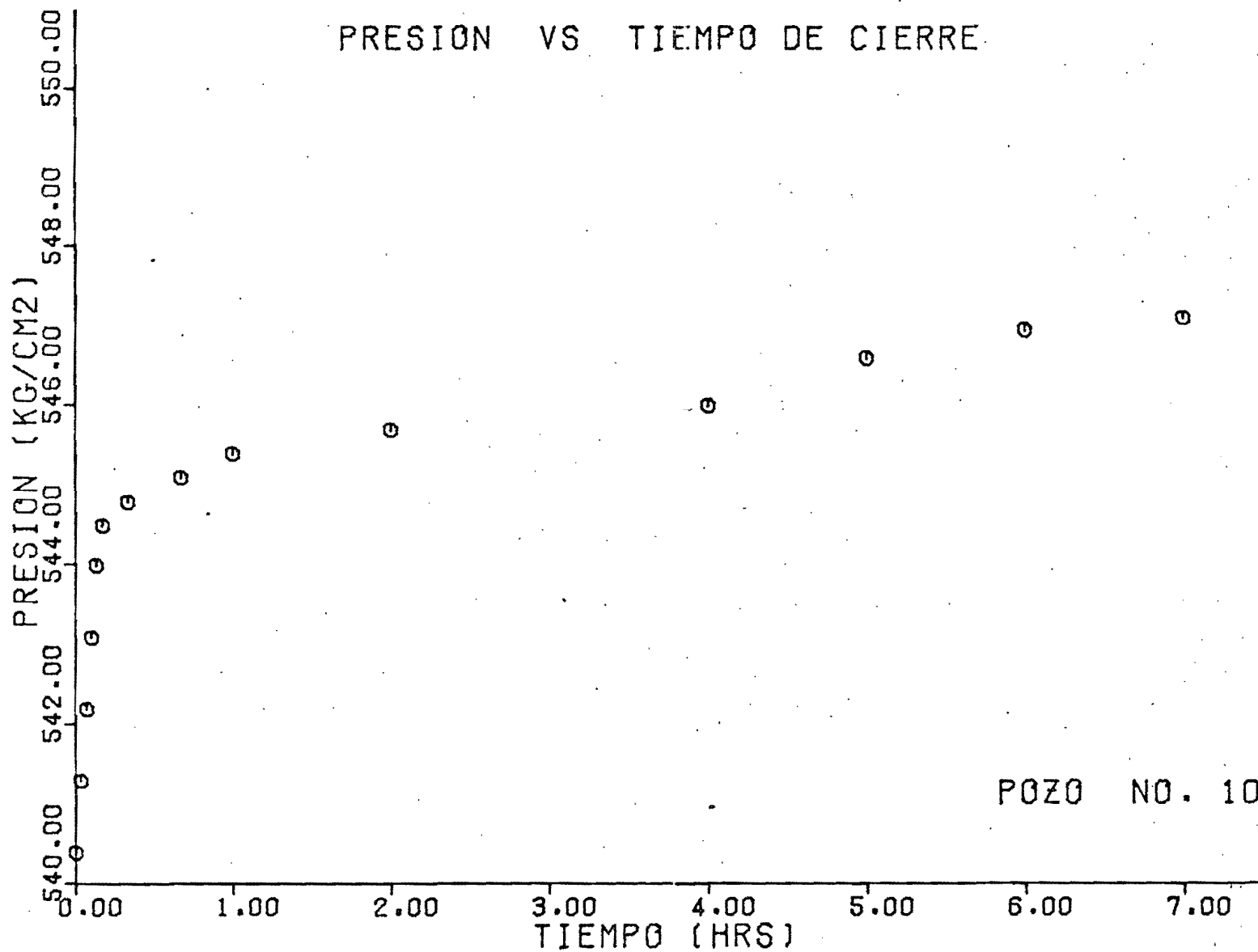


FIG. 5.10A - CURVA DE INCREMENTO DE PRESION CORRESPONDIENTE AL POZO No. 10.

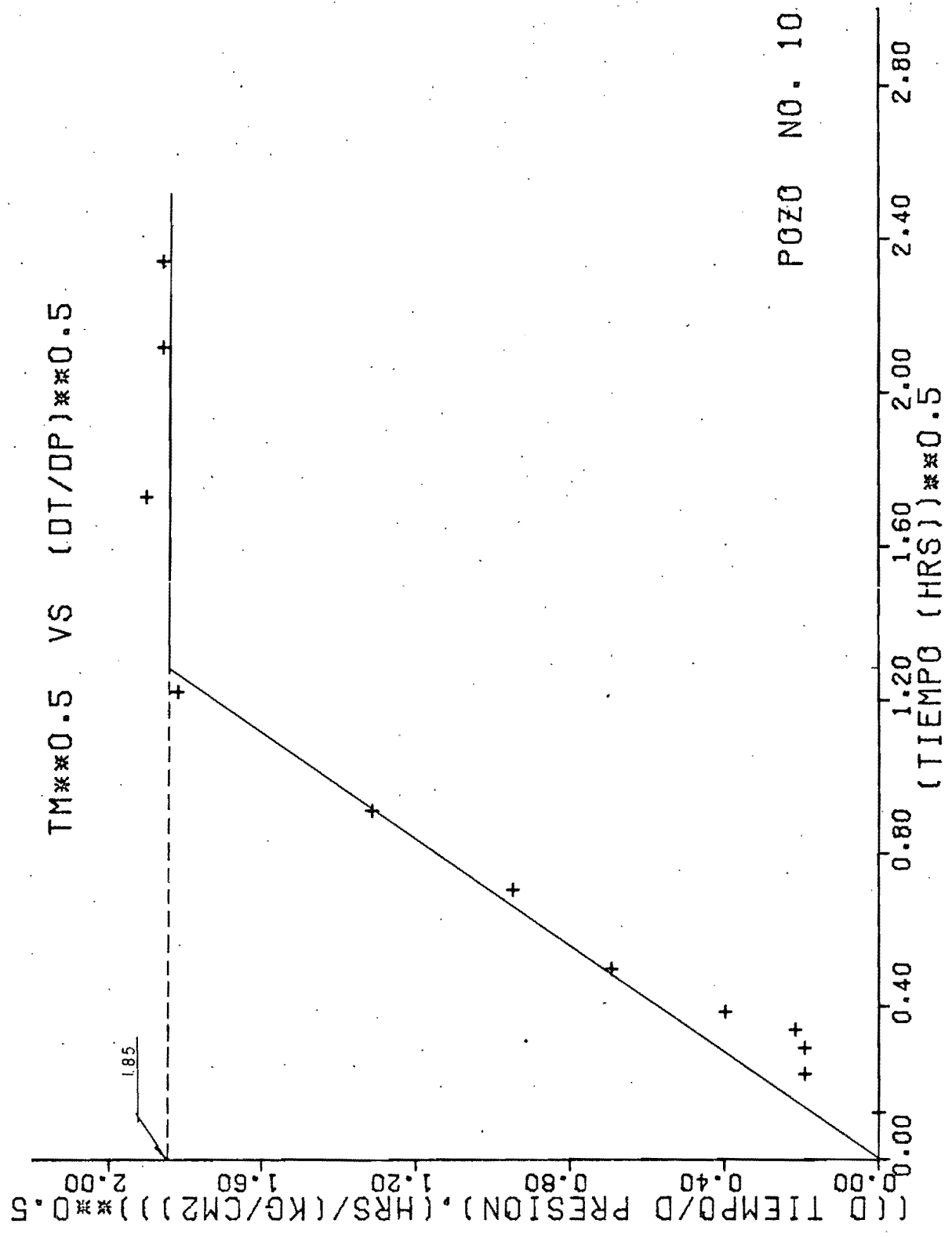


FIG. 5.10B.- CURVA PARA DETERMINAR EL VALOR DE (Δt_e)^{0.5} CORRESPONDIENTE AL POZO No. 10.

TABLA 5.11.- INFORMACION REQUERIDA PARA LA ESTIMACION

DE Δt_e CORRESPONDIENTE AL:

POZO NO. 11

```

*****
* TIEMPO* PRESION* T M * D T * D P * TM**0.5* (DT/DP)**0.5* PROM. *
* HRS * KG/CM2* * * * * * * * * * * MOVIL *
*****
* .00* 122.200*
* * * 1.00* 2.00* .20 * 1.00 * 3.16 *
* 2.00* 122.400*
* * * 7.00* 10.00* .20 * 2.65 * 7.07 * 6.10 *
* 12.00* 122.600*
* * * 18.50* 13.00* .20 * 4.30 * 8.06 * 6.10 *
* 25.00* 122.800*
* * * 25.50* 1.00* .10 * 5.05 * 3.16 * 5.85 *
* 26.00* 122.900*
* * * 30.00* 8.00* .20 * 5.48 * 6.32 * 6.14 *
* 34.00* 123.100*
* * * 54.00* 40.00* .50 * 7.35 * 8.94 * 8.25 *
* 74.00* 123.600*
* * * 83.00* 18.00* .20 * 9.11 * 9.49 * 9.99 *
* 92.00* 123.800*
* * * 112.00* 40.00* .30 * 10.58 * 11.55 * 11.09 *
* 132.00* 124.100*
* * * 147.00* 30.00* .20 * 12.12 * 12.25 * 13.12 *
* 162.00* 124.300*
* * * 222.50*121.00* .50 * 14.92 * 15.56 * 16.02 *
* 283.00* 124.800*
* * * 344.50*123.00* .30 * 18.56 * 20.25 * 15.59 *
* 406.00* 125.100*
* * * 409.00* 6.00* .05 * 20.22 * 10.95 * 15.23 *
* 412.00* 125.150*
* * * 422.50* 21.00* .10 * 20.55 * 14.49 * 15.52 *
* 433.00* 125.250*
* * * 491.00*116.00* .26 * 22.16 * 21.12 *
* 549.00* 125.510*
*****

```

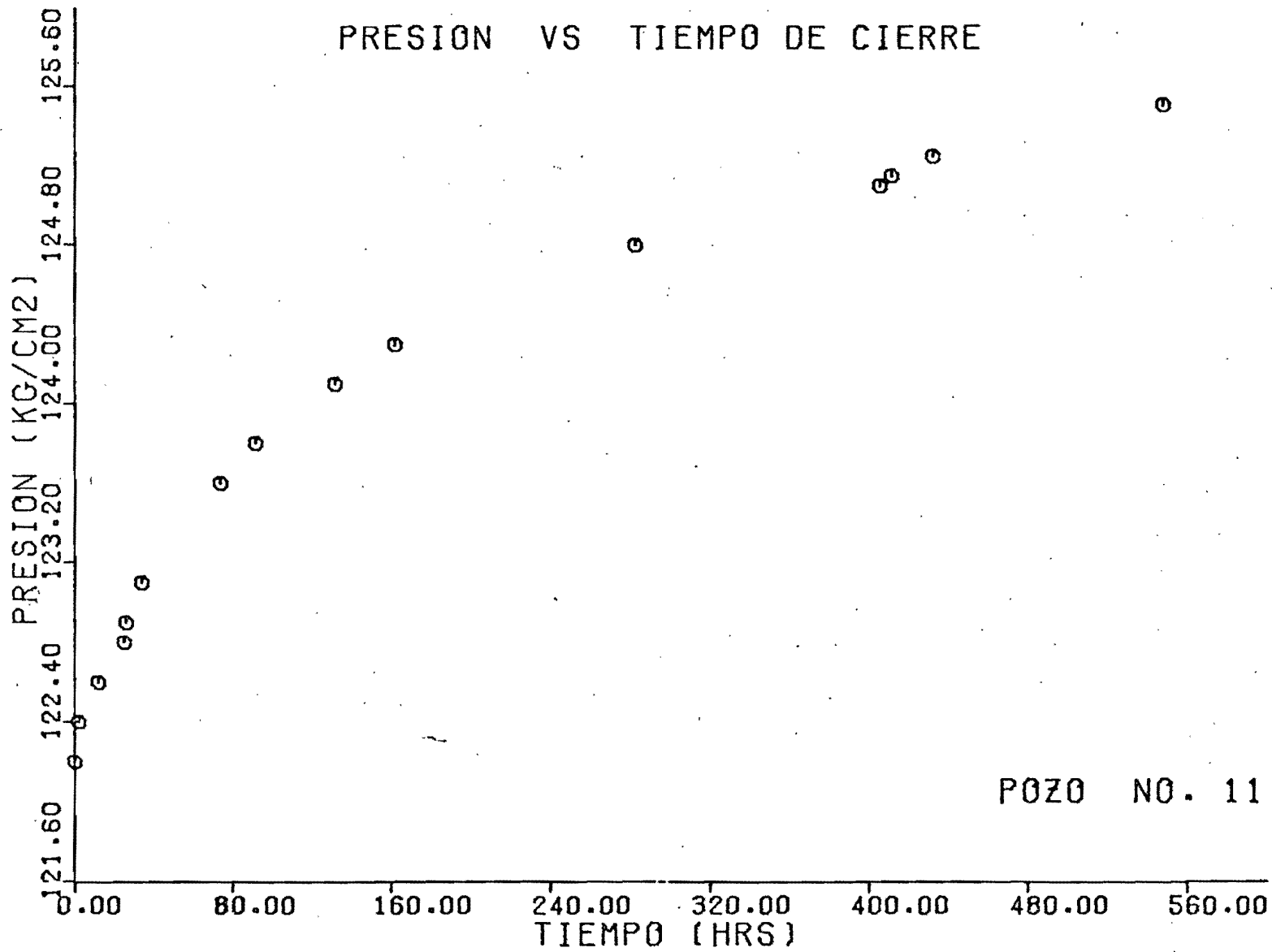


FIG. 5.IIA - CURVA DE INCREMENTO DE PRESION CORRESPONDIENTE AL POZO No. II.

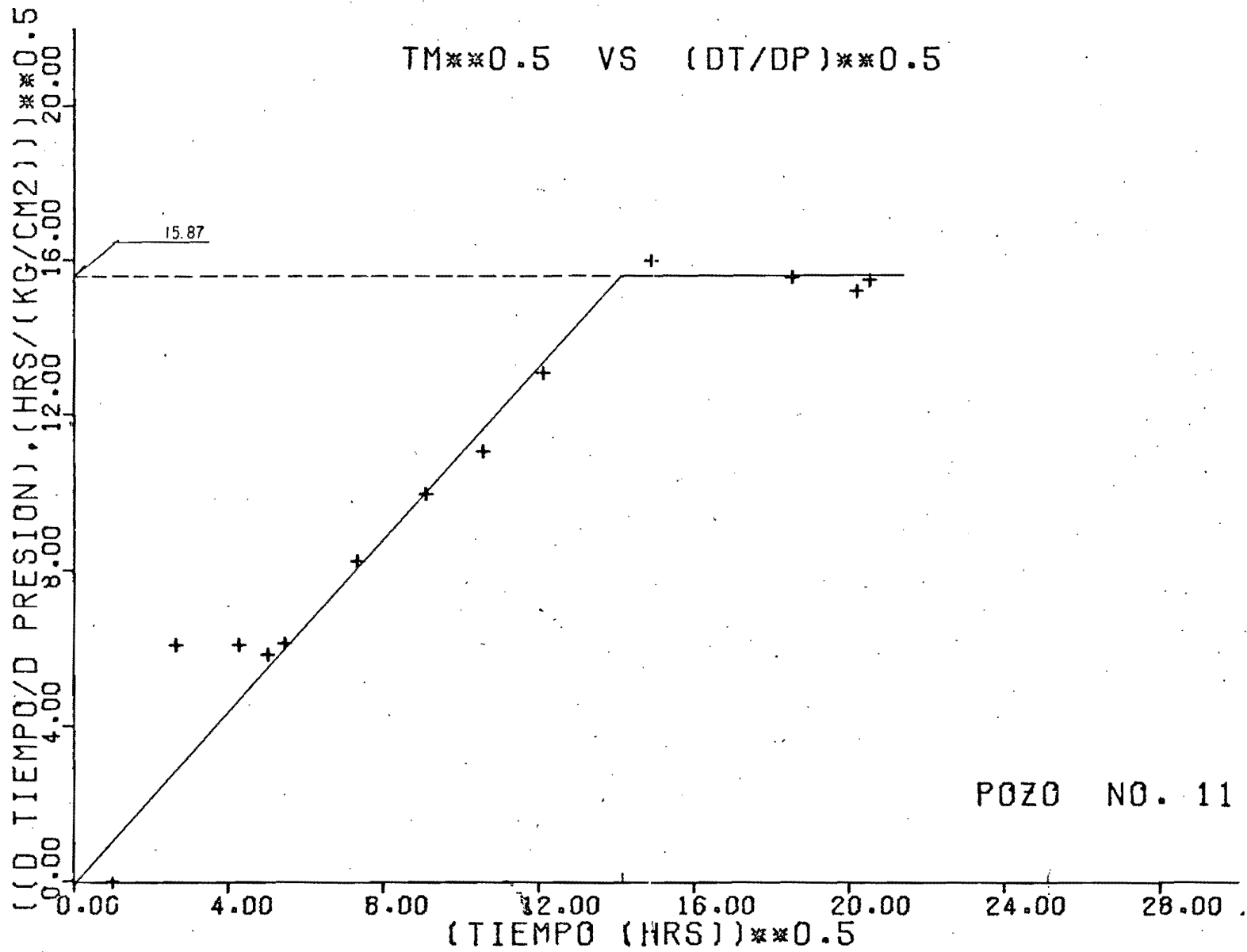


FIG. 5.IIB.- CURVA PARA DETERMINAR EL VALOR DE $(\Delta t_e)^{0.5}$ CORRESPONDIENTE AL POZO No. 11.

TABLA 5.12.- INFORMACION UTILIZADA EN EL CALCULO DEL RADIO DE DRENE PARA CADA UNO DE LOS EJEMPLOS DE CAMPO.

POZO No.	GASTO m ³ /día	B m ³ /m ³	∅ fracción	c 10 ⁴ (kg/cm ²) ⁻¹	h m
1	10.0	1.232	0.080	1.39	75
2	15.2	1.235	0.070	2.14	100
3	15.6	1.235	0.085	2.14	100
4	1543916.0	0.003	0.080	2.08	100
5	15.7	1.235	0.070	2.14	100
6	1638.0	1.260	0.074	2.12	164
7	692.0	1.700	0.064	1.21	67
8	645.0	2.186	0.054	1.21	70
9	23.0	1.235	0.150	1.96	80
10	3278121.0	0.0024	0.070	2.08	130
11	11.0	1.233	0.090	2.14	80

TABLA 5.13.- RESULTADOS OBTENIDOS EN EL CALCULO
DEL RADIO DE DRENE PARA CADA UNO DE LOS
EJEMPLOS DE CAMPO.

POZO No.	$\Delta t_e'$ hrs/kg/cm ²	r_e m	k md
1	182.25	189	2.8
2	64.00	103	1.6
3	110.25	119	1.2
4	2.54	307	41.5
5	107.74	136	1.2
6	16.81	423	5276
7	5.52	407	1314
8	4.50	446	31.6
9	92.54	123	4.5
10	3.42	434	32.0
11	251.86	171	3.3

CONCLUSIONES

- 1.- Se presenta un nuevo método para calcular el radio de drene asociado a un pozo utilizando la información obtenida en una prueba de incremento de presión.
- 2.- Los parámetros que intervienen en la expresión que se presenta en este trabajo para evaluar el radio de drene se obtienen fácilmente del análisis de los fluidos y la roca del yacimiento, y de la prueba de presión.
- 3.- El método propuesto no requiere del conocimiento explícito de la permeabilidad de la formación, ni del tiempo de estabilización.
- 4.- Los resultados obtenidos en las pruebas de campo muestran que el método conduce a resultados realistas. En los pozos 1,2,3,5,9

y 11 se calculó un espaciamiento comprendido entre 206 y 378 metros. En esta área se estima que el espaciamiento entre los pozos debe estar comprendido entre 250 y 300 m, debido a las condiciones de flujo que presenta la formación productora.

5.- Los pozos 6,7,8 y 10 operan con un radio de drene de 500 m; los resultados obtenidos aplicando el método propuesto están muy cercanos a este valor.

6.- La forma de graficación de la información obtenida en la prueba de presión permite identificar fácilmente los tres períodos de flujo que se presentan en una prueba de incremento de presión.

7.- La información procesada, al graficarse, permite estimar el valor de la permeabilidad promedio de la formación; asimismo, se puede observar, en forma cualitativa, el tipo de daño que presenta la formación en la vecindad del pozo.

NOMENCLATURA

B	factor de volumen
c	compresibilidad total
c_T	compresibilidad total del sistema
d_L	densidad del líquido
d_g	densidad del gas
d_t	densidad total
f	porosidad del yacimiento
F	factor de volumen
g	aceleración de la gravedad
h	espesor de la formación
k	permeabilidad promedio de la formación
k_{ro}	permeabilidad relativa al aceite
k_{rg}	permeabilidad relativa al gas
log	logaritmo base 10
L_n	logaritmo natural base e
N_c	volumen poroso conectado asociado al pozo
p	presión
p_i	presión inicial
p_w	presión en el pozo
p_o	presión estática del yacimiento
$p(r,t)$	presión al tiempo t y la distancia r

q	gasto de extracción
q_i	gasto inicial
Q	volumen total de aceite
Q_{rem}	volumen de aceite removido
r	distancia radial
r_b	radio de drene
r_e	radio de drene
r_w	radio del pozo
R	relación gas-aceite
t	tiempo
t_s	tiempo en el cual se alcanza el estado de equilibrio
t_t	tiempo de viaje
t_i	tiempo inicial
T	temperatura
\bar{U}	vector velocidad
V	volumen
W	trabajo
X	distancia lineal
z	altura del palno de referencia
z_o	factor de compresibilidad del gas natural la presión estática del yacimiento

Letras Griegas

β	pseudocompresibilidad del gas
∇	gradiente
Φ	potencial
ρ	densidad
ϕ	porosidad
Δt	intervalo de tiempo
μ	viscosidad

A P E N D I C E


```

61:      READ(5,102)RLLG
62:      0 READ(5,100)I,P,ZI,POZO
63:      NL=0
64:      00 10 I=1,MP
65:      10 READ(5,101)TS(I),PS(I)
66:C      *****
67:C      *****  CALCULA LOS PARAMETROS NECESARIOS *****
68:C      *****
69:      20 20 I=1,MP
70:      J=I
71:      I=I+1
72:      TSM(J)=(TS(I)+TS(I))/2.
73:      DTS(J)=TS(I)-TS(I)
74:      DPS(J)=PS(I)-PS(I)
75:      TSM2(J)=TS(I)*.5
76:      20 COSE(J)=(DTS(J)/DPS(J))*0.5
77:      J=J+1
78:      00 30 K=2,MP
79:      J=K
80:      J=K+1
81:      J=K-1
82:      20 PM(K)=(COSE(J)+COSE(JJ)+COSE(JJJ))/3.
83:      PM=MP-2
84:      30 30 I=1,MP
85:      K=I
86:      J=I
87:      IF(NL-21)11,15,12
88:C      *****
89:C      *****  IMPRESION DE RESULTADOS *****
90:C      *****
91:      15 WRITE(5,205)
92:      12 WRITE(6,200)I,POZO
93:      WRITE(5,206)
94:      WRITE(6,204)
95:      NL=0
96:      11 IF(J-1.P)60,50,50
97:      60 IF(I-1)14,13,10
98:      13 WRITE(6,203)TS(I),PS(I),TSM(J),DTS(J),DPS(J),TSM2(J),COSE(J)
99:      GO TO 30
100:      10 IF(I-PM)14,14,13
101:      14 WRITE(6,201)TS(I),PS(I),TSM(J),DTS(J),DPS(J),TSM2(J),COSE(J),PM
102:      30 NL=NL+1
103:      50 WRITE(5,202)TS(I),PS(I)
104:      WRITE(6,205)
105:C      *****
106:C      *****  INICIA PROCESO PARA GRAFICAR *****
107:C      *****
108:      1 IF(RONT.EQ.1)60 TO 4
109:      IF(RONT.EQ.3)60 TO 7
110:      CALL PLOT(-1.75,-2.25,-3)
111:      CALL PLOT(0.6,8.5,-3)
112:      GO TO 5
113:      7 RONT=1
114:      CALL PLOT(-1.75,-2.25,-3)
115:      CALL PLOT(11.0,-8.5,-3)
116:      GO TO 5
117:      0 CALL PLOT(1.0,1.0,-3)
118:C      *****
119:C      *****  LLABORA LOS MARCOS DE LAS GRAFICAS *****
120:C      *****

```



```

121: 5 CALL RECT(0.,0.,3.5,11.0,0.,3)
122: CALL PLOT(0.5,0.5,-3)
123: CALL RECT(0.,0.,7.5,10.0,0.,3)
124: CALL PLOT(1.25,1.75,-3)
125: IF (KONT.EQ.2) GO TO 2
126: IF (KONT.EQ.3) GO TO 9
127: C *****
128: C ***** ELABORA LA PRIMERA GRAFICA *****
129: C *****
130: CONT=NF+1
131: NP2=NP+2
132: CALL SCALE(TS,7.0,MP,1)
133: CALL SCALE(PS,5.0,MP,1)
134: CALL AXIS(0.0,0.0,'TIEMPO (HRS)',-12,7.5,0.0,TS(NP1),TS(NP2))
135: CALL AXIS(0.0,0.0,'PRESION (KG/CM2)',16,5.5,90.0,PS(NP1),PS(NP2))
136: CALL LINE(TS,PS,0,1,-1,1)
137: CALL SYMBOL(5.7,0.5,0.14,NPOZO,0.0,30)
138: CALL SYMBOL(1.7,5.25,0.14,20HPRESION VS TIEMPO DE CIERRE,0.0,2)
139: 3 KONT=KONT+1
140: GO TO 1
141: C *****
142: C ***** ELABORA LA SEGUNDA GRAFICA *****
143: C *****
144: 2 NN1=NF+1
145: NN2=NP+2
146: AUX1=TSM2(1)
147: AUX2=PM(1)
148: TSM2(1)=0.
149: PM(1)=0.
150: CALL SCALE(TSM2,7.0,NN1,1)
151: CALL SCALE(PM,5.0,NN1,1)
152: CALL AXIS(0.0,0.0,'(DT/DP)*(TIEMPO (HRS))',-19,7.5,0.0,TSM2(NN1),
153: 1 TSM2(NN2))
154: CALL AXIS(0.0,0.0,'(D-TIEMPO/D PRESION) (HRS/(KG/CM2))',15.5,90.0,PM(NN1),PM(NN2))
155: TSM2(1)=AUX1
156: PM(1)=AUX2
157: CALL LINE(TSM2,PM,NN1,1,-1,3)
158: CALL SYMBOL(5.7,0.5,0.14,NPOZO,0.0,30)
159: CALL SYMBOL(2.0,5.25,0.14,25H TH**0.5 VS (DT/DP)**0.5,0.0,26)
160: KONT=KONT+1
161: C *****
162: C ***** FINALIZA PROCESO DE GRAFICAR *****
163: C *****
164: C *****
165: C *****
166: NRG=NRG-1
167: DO 40 I=1,99
168: TS(I)=0.
169: TSM(I)=0.
170: PTS(I)=0.
171: DPS(I)=0.
172: TSM2(I)=0.
173: COSE(I)=0.
174: 40 PS(I)=0.
175: IF (NRG) 5,8,6
176: 5 CALL FINAL
177: STOP
178: END
179: JASO,THJ C915,T,C915
180: CUSE 2,C915

```

181: JWP TPF5.GRAPHYCALDS
 182: L. TPF5.DA1.
 183: L1: KF+SOFRABS.
 184: END
 185: LKOT TPF5.GRAPHYCALDS
 186: 1
 187: 30 P020 NO. 1
 188: 0.00 75.4000
 189: 10.00 78.4000
 190: 20.00 80.4000
 191: 21.30 80.5000
 192: 31.40 80.6000
 193: 32.00 80.7000
 194: 33.00 80.8000
 195: 43.00 81.1000
 196: 50.00 81.2000
 197: 60.00 81.4000
 198: 70.00 81.6000
 199: 80.00 81.7000
 200: 100.00 81.8000
 201: 120.00 81.9000
 202: 141.00 82.1000
 203: 160.00 82.4000
 204: 190.00 82.6000
 205: 222.00 82.7000
 206: 264.00 82.9000
 207: 280.00 83.0000
 208: 312.00 83.2000
 209: 360.00 83.5000
 210: 400.00 83.7000
 211: 432.00 83.8000
 212: 430.00 84.1000
 213: 520.00 84.3000
 214: 570.00 84.5000
 215: 624.00 84.7000
 216: 672.00 85.0000
 217: 720.00 85.2000
 218: END

END ONSITE PRINTOUT ON OCTOBER 6, 1961 AT 16:30:03
 DB+CBJOERS(1).PRUEBA(0)

REFERENCIAS

- 1.- Muskat, M., "Flow of Homogeneous Fluids Through Porous Media": McGraw Hill, 1946, Ch. X, Sec. 10.13.
- 2.- Brownscombe, E. R., Kern, L. R., "Graphical Solution of Single Phase Flow Problems"; The Petroleum Engineer, B- 70, 1951.
- 3.- Miller, C. C., Dyes, A. B., and Hutchinson, G. A., "The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure From Bottom Hole Pressure Buildup Characteristics", Journal of Petroleum Technology 2, 91, April 1950.
- 4.- Chatas, A. T., "A practical Treatment of Nonsteady State Flow Problems in Reservoir Systems, Part. 3": Petroleum Engineer, B-44, August 1953.
- 5.- Tek, M. R., Grove, M. L., and Poettmann, F. H., "Method for Predicting the Back Pressure Behavior of Low Permeability Natural Gas Well": Trans. AIME, 210-302, 1957.
- 6.- Jones, P., "Reservoir Limits Test on Gas Wells": Journal of Petroleum Technology, June 1962, pag 613.
- 7.- Bird, R. B., Stewart, V. E., and Lightfoot, E. N., "Transport Phenomena" : John Wiley & Son, 1960, Pag 354.

- 8.- Amyx, J. W., Bass, D. M. Jr. and Whitting, R. L.:
"Petroleum Reservoir Engineering" ; McGraw Hill Book
Company, New York, 1960.
- 9.- Hubbert, M. H., "Darcy's Law and the Field Equations
of the Flow of Underground Fluids." Trans. AIME Vol 207
pag 222-239, 1956.
- 10.- Matthews, C. S. and Russell, D. G.: "Pressure
Buildup and Flow Tests in Wells." : Monograph Series,
Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Tex.
1967, Vol. 1 , pag 130, Apendice A.
- 11.- Polubarinova Kochina, P. Ya.: "Theory of Ground
Water Movement." : Princeton University Press, Princeton,
N. J. 1962
- 12.-Abramowitz, M., and Stegun, I. A. : "Handbook of
Mathematical Functions"; Ams 55.
- 13.- Earlougher, R. C. Jr.: "Advances in Wells Test
Analysis." : Monograph Series, Society of Petroleum
Engineers of AIME, Dallas, Tex. 1977, Vol. 5.
- 14.- Van Poolen, H. K.: "A Hard Look al Radius of Draina
ge and Stabilization Time Equations." : Oil and Gas Jour
nal, September 1964.