

T  
622.1828/MG42

# Escuela Superior Politécnica del Litoral

1973



**ANALISIS PRACTICO COMPARATIVO ENTRE LOS METODOS  
RECIENTES DE MCKINLEY Y RAMEY Y LOS  
CONVENCIONALES EN PRUEBAS DE PRESION**

---

**BOLIVAR MIRANDA A.**

**GUAYAQUIL - ECUADOR**

" ANALISIS PRACTICO COMPARATIVO ENTRE LOS METODOS  
RECIENTES DE MCKINLEY Y RAMEY Y LOS CONVENCIO-  
NALES EN PRUEBAS DE PRESTION "

T E S I S

Bolívar Miranda A.

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA  
DEL LITORAL

1 9 7 3

TITULO DE TESIS

" ANALISIS PRACTICO COMPARATIVO ENTRE LOS METODOS RECIENTES DE McKINLEY Y RAMEY Y LOS CONVENCIONALES EN PRUEBAS DE PRESION "

TESIS PRESENTADA PARA OPTAR EL TITULO DE  
INGENIERO DE PETROLEOS EN LA  
ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Por

Bolívar Miranda Aguirre

Director de Tesis: Ing. Heinz Terán

Guayaquil - Ecuador

1 9 7 3

"ANALISIS PRACTICO COMPARATIVO ENTRE LOS METODOS RE -  
CIENTES DE McKINLEY Y RAMEY Y LOS CONVENCIONALES EN  
PRUEBAS DE PRESION"

Por

A handwritten signature in cursive script, reading "Bolívar Miranda Aguirre", written over a horizontal line.

Bolívar Miranda Aguirre

---

Ing. Heinz Terán  
Director de Tesis



**ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL  
BIBLIOTECA CENTRAL**

**HOJA DE TRABAJO PARA DESCRIPCION DE TESIS**

1. NOMBRE DEL ARCHIVO ESPOL \_\_\_\_\_ 2. NUMERO DE ACCESO \_\_\_\_\_  
 3. UBICACION FISICA ESPOL -BC%T \_\_\_\_\_  
 4. TIPO DE LITERATURA T \_\_\_\_\_ 5. NIVEL BIBLIOGRAFICO m \_\_\_\_\_ 6. NIVEL DE REGISTRO m \_\_\_\_\_  
 7. NOMBRE CENTRO PARTICIPANTE EC - ESPOL - BC \_\_\_\_\_  
 8. NUMERO CONTROL CENTRO PARTICIPANTE 593-3111000-00040 \_\_\_\_\_

**NIVEL MONOGRAFICO**

16. AUTOR PERSONAL % Gilvando, Nelson A.  
 18. TITULO \_\_\_\_\_  
 20. PAGINAS p \_\_\_\_\_ 21. NUMERO DE VOLUMEN \_\_\_\_\_

**DATOS DE EDICION**

38. EDITORIAL \_\_\_\_\_  
 39. CIUDAD DE LA EDITORIAL \_\_\_\_\_ 40. PAIS EDITORIAL EC \_\_\_\_\_  
 42. INFORMACION DESCRIPTIVA \_\_\_\_\_  
 43. FECHA DE PUBLICACION 19 \_\_\_\_\_

**TESIS**

22. DIRECTOR DE TESIS T. G. Tejada, Heinz  
 50. INSTITUCION ESPOL \_\_\_\_\_  
 51. GRADO ACADEMICO \_\_\_\_\_

**INFORMACION COMPLEMENTARIA**

68. NOTAS T. G.

**ANALISIS DE CONTENIDO**

73. NUMERO DE REFERENCIAS \_\_\_\_\_  
 76. DESCRIPTORES: CONTENIDO TEMATICO ( INDUSTRIA PETROLERA / RESERVORIOS - GEOLOGIA )  
 80. CATEGORIA TEMATICA PRIMARIA (CP-TEC) \_\_\_\_\_  
 81. CATEGORIA TEMATICA SECUNDARIA (CS- \_\_\_\_\_ ) (CS- \_\_\_\_\_ )

**ANALISIS DE CONTENIDO**

72. RESUMEN Se aplica nuevas técnicas de corto tiempo de duración para la obtención de ciertos parámetros característicos de presencia de hidrocarburos tales como índice de productividad, permeabilidad, datos de estimulación y presión estática de la formación, utilizando los puzos de restauración de pozos. Se aplicaron de 6 a 8 inyectores que involucran conceptos de x 1/2 de métodos convencionales utilizados en la industria petrolera.  
 INFORMACION ADICIONAL

90. CONTROL: FECHAS DE PROCESAMIENTO \_\_\_\_\_  
 91. DOCUMENTALISTAS \_\_\_\_\_  
 153. FECHA EN REGISTRO ENTRADA \_\_\_\_\_ 100. MES DE ENTRADA A LA BASE \_\_\_\_\_  
 154. NUMERO EJEMPLAR EN REGISTRO \_\_\_\_\_  
 155. MENCION DE AUTOR \_\_\_\_\_

" LA RESPONSABILIDAD POR LOS HECHOS, IDEAS Y  
DOCTRINAS EXPUESTOS EN ESTA TESIS CORRESPONDEN EX -  
CLUSIVAMENTE AL AUTOR "

EL PATRIMONIO INTELECTUAL DE ESTA TESIS DE GRADO  
CORRESPONDE A LA ESCUELA POLITECNICA DEL LITORAL  
(REGLAMENTO DE EXAMENES Y TITULOS PROFESIONALES,  
SEGUN RESOLUCION DEL CONSEJO ACADEMICO DEL 19 DE  
ENERO DE 1970)

## A G R A D E C I M I E N T O

A todas aquellas personas que de una u otra forma han colaborado en la preparación de este trabajo. En especial al Dr. Pierre Lichaa y al Ing. Heinz Terán, quienes con su oportuno asesoramiento coad  
yuvaron con nuevas ideas para el mejor desarrollo del mismo, a la Phillips Petroleum Company y Corporación Venezolana del Petróleo por haber facili  
tado gentilmente los datos y demás información ne  
cesaria.

DEDICATORIA

A mis padres

A mi esposa e hija

A mis hermanos

## EXTRACTO DE TESIS

El presente trabajo aplica nuevas técnicas de corto tiempo de duración para la obtención de ciertos parámetros característicos de reservorios de hidrocarburos (tales como índice de productividad, permeabilidad, daño o estimulación y presión estática de la formación), utilizando las pruebas de restauración de presión. La aplicabilidad de los mismos ha sido evaluada comparativamente por medio de métodos convencionales utilizados en la industria petrolera .

" ANALISIS PRACTICO COMPARATIVO ENTRE LOS METODOS  
RECIENTES DE McKINLEY Y RAMEY Y LOS CONVENCIONA-  
LES EN PRUEBAS DE PRESION "

CAPITULO I

INTRODUCCION

CAPITULO II

REVISION DE LITERATURA

CAPITULO III

CONSIDERACIONES TEORICAS

- a) Flujo En Medios Porosos: Ecuación de Difusividad
- b) Método de Ramey
- c) Método de McKinley
- d) Métodos Convencionales
- e) Otros métodos usuales de determinación
- f) Efectos secundarios presentes en las pruebas

CAPITULO IV

PROCEDIMIENTOS

- a) Método de McKinley
- b) Método de Ramey
- c) Método Convencional
- d) Equipo de trabajo en toma de presiones
- e) Procedimiento de Toma de presiones en el campo

## CAPITULO V

### APLICACION DE LOS METODOS BAJO DIFERENTES CONDICIONES PRESENTES.

- a) Pozos Nuevos (Mecanismo de gas en solución en producción)
- b) Pozos Viejos (Mecanismo de producción de gas en solución)
- c) Pozos con efectos de falla cercano
- d) Pozos con efectos de "Hump" presente
- e) Pozos con empuje hidrostático de fondo

## CAPITULO VI

### DISCUSION DE RESULTADOS

## CAPITULO VII

### CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

APLICACION EN EL PAIS

CAPITULO VIII

NOMENCLATURA

REFERENCIAS

CAPITULO IX

APENDICES

- a) Apéndice I . . . . Tablas
- b) Apéndice II . . . . Figuras

## C A P I T U L O I

### INTRODUCCION

Las técnicas que se han desarrollado, basadas en pruebas de restauración de presión para la obtención de ciertos parámetros característicos de un yacimiento, requieren que el pozo permanezca cerrado por un tiempo conveniente; de tal forma que la representación de los datos de presión observados en función del tiempo cerrado permitan determinar, en base a la estabilización del pozo, datos de permeabilidad promedio de la formación, índice de productividad del pozo, presión estática, daño o estimulación en la formación.

Sin embargo, es el factor económico un renglón determinante que se trata de resolver con estos métodos de corto tiempo de duración necesario para la determinación de los mismos parámetros; que en las pruebas convencionales requiere de un tiempo relativamente grande con la consiguiente pérdida de producción.

Estas nuevas técnicas tratan de interpretar los datos de presión obtenidos en el lapso de tiempo inmediatamente después del cierre. Dichos resultados se encuentran afectados por la acumulación de fluido en el pozo, redistribución de fases, taponamiento de la formación, etc. Por medio de curvas tipo, se obtienen observaciones cualitativas y cuantitativas de daño o estimulación, permeabilidad, y es posible determi-

nar también la presión estática.

En el presente trabajo se aplican estas técnicas en pozos de gas-lift, pozos fluyentes con gas disuelto y en pozos que producen en un yacimiento con empuje hidrostático de fondo. La aplicabilidad de los métodos ha sido evaluada por medio del método de Horner que se aplica tanto en yacimientos finitos e infinitos.

## C A P I T U L O    I I

### REVISION DE LITERATURA

En el desarrollo del presente trabajo se analiza el efecto de almacenaje que ocurre de manera más o menos determinante en los pozos y la caída de presión que la producción de los mismos conlleva.

Hurst<sup>(1)</sup> consideró un efecto mecánico, al observar una rata constante en la superficie que no es igual a la que ocurre frente a la cara de la arena. El fluido del espacio anular que desplaza el petróleo en la tubería de producción al inicio de la prueba, provoca dicho comportamiento en superficie.

Matheus y Stegemeier<sup>(2)</sup> encontraron mediante análisis prácticos experimentales, que la redistribución de fases afectaba los resultados de las pruebas de restauración de presión; especialmente en pozos con alta relación gas-líquido. Dicho caso se presenta generalmente en pozos de gas-lift.

Van Der Vuurst<sup>(3)</sup> derivó las ecuaciones básicas para controlar dicha redistribución de fases considerada como una anomalía en las pruebas de presión. Tomó en consideración el factor de expansión del gas, la determinación del factor de orificio y la rata de fuga de gas del casing hacia el tubing a través del orificio de la válvula de gas-lift.

Russell<sup>(4)</sup> presentó un trabajo de extensión de los métodos

convencionales de restauración de presión considerando el comportamiento del pozo durante el llenado o producción después del cierre, y el efecto de límite del yacimiento. Expuso además las condiciones básicas del método por prueba y error.

Gladfelter y asociados<sup>(5)</sup> estudiaron un método para corregir el efecto de almacenamiento producido en los pozos de gas en las pruebas de restauración de presión.

Ramey<sup>(6)</sup> luego determinó el tiempo de duración del efecto de almacenaje en pozos de gas, realizado anteriormente por Gladfelter y asociados<sup>(5)</sup>. Luego, basado en un trabajo de Agarwal y asociados<sup>(7)</sup> (quien presentó estudios analíticos del almacenaje de fluido en el pozo, fundamentado en gráficos de presión y tiempo adimensional) aplicó dicho trabajo a la determinación de la presencia del efecto de almacenaje a fin de obtener datos característicos del yacimiento, de la primera parte de la curva antes de que se obtenga la línea recta en una representación de restauración de presión por métodos convencionales.

Papadopulos y Cooper<sup>(8)</sup> mediante desarrollos numéricos presentaron una solución para declinación de presión en un pozo de gran diámetro que descarga a una tasa constante de un acuífero homogéneo, radial e infinito. Presentaron curvas tipo, para determinados valores de almacenaje de fluido. Estas curvas permiten determinar la transmisibilidad del acuífero. Además determinaron que el efecto de producción después del cierre se podría reducir considerablemente por un

buen análisis de la transmisibilidad del acuífero, y que la forma de las curvas de declinación de presión no eran afectadas por el almacenaje de la formación.

McKinley<sup>(9)</sup> presentó un nuevo método para determinar propiedades de transmisibilidad de las zonas alrededor del pozo y de la formación no alterada durante el período de producción después del cierre y además determinar cualitativamente el estado de daño o estimulación en el pozo.

Burns<sup>(10)</sup> desarrolló un método en que demuestra la aplicabilidad de las pruebas de tiempo corto para determinar las permeabilidades vertical y horizontal. Para tal efecto utilizó un conjunto de curvas en gráficos log-log de variación de presión adimensional. El método se puede utilizar para determinar la existencia de comunicación vertical entre dos estratos adyacentes.

## C A P I T U L O    I I I

### CONSIDERACIONES    TEORICAS

En las pruebas de restauración de presión, el almacenamiento del fluido forma parte de una de las cuatro divisiones en que se zonifica una curva tipo generalmente. En la figura Nº 1 podemos observar que la sección 1 corresponde a la parte afectada por la redistribución de fases en la tubería, y que normalmente se encuentra incluida, para estudio, en conjunto con la zona 2 objeto de nuestra investigación, en la cual observamos el efecto de almacenaje del pozo.

La tercera parte de la curva de restauración de presión corresponde a la zona intermedia de la prueba, y permite investigar una zona distante del pozo en que no está afectada por la zona alrededor del pozo ni por los límites del área de drenaje. Esta es estudiada por los llamados métodos convencionales.

La última parte de la curva de restauración de presión está afectada por los límites del área de drenaje e interferencia de pozos.

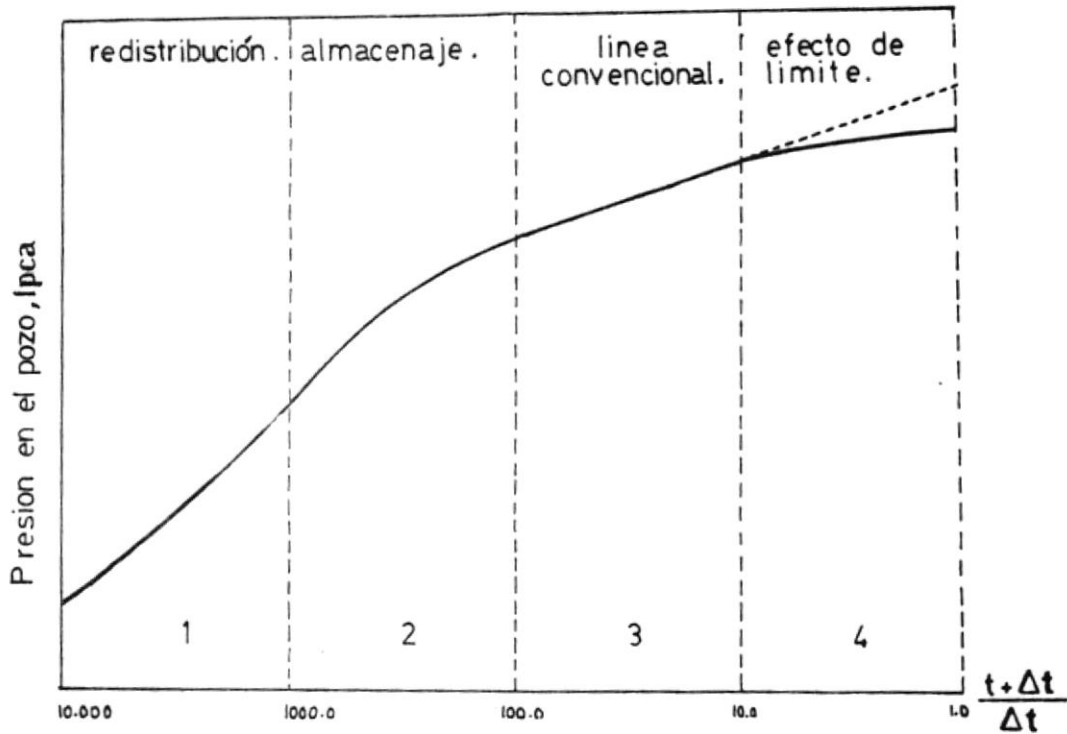


Fig -1 Curva tipo de análisis de restauración de presión.

a) Flujo en medios porosos : Ecuación de Difusividad

El movimiento de fluidos en la roca del reservorio va acompañado por variaciones en la presión, velocidad, compresibilidad, viscosidad y saturación. Todos estos parámetros varían de acuerdo a su posición en el reservorio, con el tiempo y con la geometría del flujo.

El flujo de fluidos puede clasificarse de acuerdo a su configuración geométrica, a la naturaleza de los fluidos, al comportamiento de las tasas y presión con respecto al número de fluidos fluyendo.

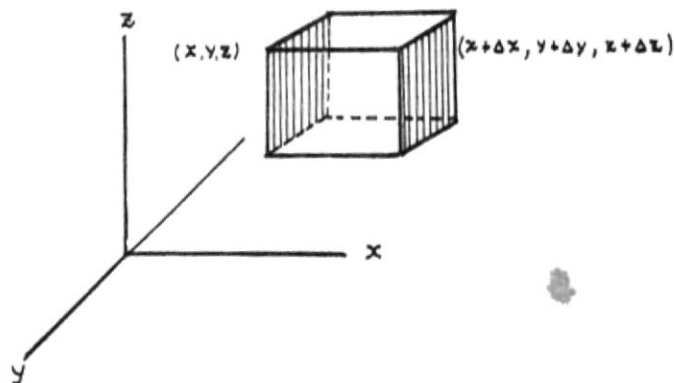
En base a lo anterior, se ha determinado la ecuación que rige el movimiento de los fluidos llamada también ecuación de difusividad. Cada tipo de flujo, de acuerdo a los parámetros ya expuestos, tiene una ecuación de difusividad característica, ya sea para líquido o para gas.

La deducción de esta famosa ecuación se basó en las tres leyes siguientes:

- a) Ley de Darcy
- b) Ley de conservación de masa
- c) Ley de estado

A continuación en este trabajo consideraremos un sistema líquido de flujo lineal, monofásico y tridimensional.

Considerando un volumen unitario como el que se presenta a continuación:



Según la ley de Darcy:

Tendremos una velocidad o razón de cambio por unidad de área en cada una de las tres dimensiones .

Se supone que no existe interacción entre el fluido y el medio poroso.

$$U_x = - \frac{K_x}{\mu} \cdot \frac{\partial P}{\partial x} \quad (1)$$

$$U_y = - \frac{K_y}{\mu} \cdot \frac{\partial P}{\partial y} \quad (2)$$

$$U_z = - \frac{K_z}{\mu} \left( \frac{\partial P}{\partial z} + \rho g \right) \quad (3)$$

Según la ley de continuidad:

Considerando la dirección  $x$ . El fluido entra a una velocidad  $U_x$  y sale a una velocidad  $U_{x+\Delta x}$ .

Lo mismo para  $U_y$  y  $U_z$  en las direcciones  $y$  y  $z$ .

Volumen de fluido que entra al cubo:

$$U_x \cdot \Delta y \cdot \Delta z \cdot \rho_x = (U\rho)_x \cdot \Delta y \cdot \Delta z \quad (4)$$

Volumen de fluido que sale

$$U_{x+\Delta x} \cdot \Delta y \cdot \Delta z \cdot \rho_{x+\Delta x} = (U\rho)_{x+\Delta x} \cdot \Delta y \cdot \Delta z \quad (5)$$

de manera similar se trabaja en las direcciones  $Y$  y  $Z$ .

Luego la entrada neta en las tres direcciones será:

$$\begin{aligned} & \left[ (U\rho)_x - (U\rho)_{x+\Delta x} \right] \Delta y \cdot \Delta z + \left[ (U\rho)_y - (U\rho)_{y+\Delta y} \right] \Delta x \cdot \Delta z + \dots \\ & \dots \left[ (U\rho)_z - (U\rho)_{z+\Delta z} \right] \Delta x \Delta y + (q\rho)_{x,y,z} = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \cdot \Delta x \Delta y \Delta z \right] \rho \quad (6) \end{aligned}$$

donde  $q$  será positivo o negativo según se trate de un pozo inyector o productor respectivamente.

Dividiendo entre  $\Delta x \cdot \Delta y \cdot \Delta z$  y tomando los límites  $\Delta x, \Delta y, \Delta z \rightarrow 0$  (que tienden a cero) y resolviendo la ecuación(1) tenemos

$$-\frac{\partial}{\partial x}(\rho U_x) - \frac{\partial}{\partial y}(\rho U_y) - \frac{\partial}{\partial z}(\rho U_z) \pm \frac{q\rho}{\Delta v} = \frac{\partial}{\partial t}(\rho\phi) \quad (7)$$

combinando el valor de la velocidad  $U_x, U_y, U_z$  de la ecuación de Darcy en la ec. de continuidad obtenemos la siguiente expresión:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left| \rho \frac{\partial P}{\partial x} \right| + \frac{\partial}{\partial y} \left| \rho \frac{\partial P}{\partial y} \right| + \frac{\partial}{\partial z} \left| \rho \frac{\partial P}{\partial z} \right| \pm \frac{q\rho u}{K\Delta v} = \frac{\phi u (\partial \rho)}{K \partial t} \quad (8)$$

que es la ecuación general de Difusividad

Según la ecuación de estado:

$$\mathcal{C}_0 = - \frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (9)$$

$$\int_{P_0}^P \mathcal{C} dP = - \int_{V_0}^V \frac{dV}{V} \quad (10)$$

para fluidos ligeramente compresibles  $\mathcal{C} = \text{cte.}$  y pequeño

$$\mathcal{C}(P - P_0) = - \ln \frac{V}{V_0} \quad (11)$$

$$V = V_0 e^{-\mathcal{C}(P - P_0)} \quad (12)$$

$$\frac{M}{V} = \frac{M}{V_0} e^{\mathcal{C}(P - P_0)} \quad (13)$$

$$\rho = \rho_0 e^{\mathcal{C}(P - P_0)} \quad (14)$$

La ecuación (2) puede escribirse

$$\rho \left[ \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \right] + \frac{\partial \rho}{\partial x} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial \rho}{\partial y} \frac{\partial P}{\partial y} + \frac{\partial \rho}{\partial z} \frac{\partial P}{\partial z} + \frac{q \rho u}{K \Delta V} = \dots$$

$$\dots \frac{\phi u}{K} \cdot \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (15)$$

Observamos según la ecuación (3), que

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \rho_0 \mathcal{C} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \therefore \quad \frac{\partial \rho}{\partial i} = \rho_0 \mathcal{C} \frac{\partial P}{\partial i} \quad \dots \dots (i = x, y, z)$$

Sustituyendo en la ecuación superior

$$\rho \left| \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \right| + \rho_0 \mathcal{C} \left| \left( \frac{\partial P}{\partial x} \right)^2 + \left( \frac{\partial P}{\partial y} \right)^2 + \left( \frac{\partial P}{\partial z} \right)^2 \right| + \frac{q \rho u}{K \Delta V} = \dots$$

$$\dots = \frac{\phi u}{K} \rho_0 c \frac{\partial P}{\partial t} \quad (16)$$

Considerando que los gradientes de presión son pequeños, sus cuadrados serán mucho menor entonces:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)^2 = 0 \quad \left(\frac{\partial P}{\partial y}\right)^2 = 0 \quad \left(\frac{\partial P}{\partial z}\right)^2 = 0$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} + \frac{q u}{K \Delta V} = \frac{\phi u c}{K} \rho_0 \frac{\partial P}{\partial t} \quad (17)$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} + \frac{q u}{K \Delta V} = \frac{\phi u c}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (18)$$

que es para las condiciones enunciadas la ecuación de difusividad que deberá ser resuelta.

#### b) Método de Ramey

El método de Ramey(6) se basa en el estudio del efecto de

almacenaje en el pozo por el fluido observado en las curvas de restauración y declinación de presión. El almacenamiento del fluido puede ocurrir de diferentes maneras;

- a) Por compresión en un pozo completamente lleno de fluido;
- b) Por movimiento de la interfase gas líquido llamada también redistribución de fases, y
- c) Por descarga del fluido desde el espacio anular hacia la tubería de producción.

Se basa en el trabajo de Agarwal y asociados (7) quienes analizan soluciones para la ecuación de difusividad tomando en cuenta el efecto de almacenaje de fluido en el pozo. Presenta Agarwal además, gráficos de presión adimensional como función de tiempo adimensional (fig. 5) para diferentes valores de almacenaje de fluido y efectos superficiales, en un medio isotrópico, considerando un flujo radial infinito y con fuerzas de gravedad despreciables.

La ecuación de difusividad para el presente problema, en términos de presión y tiempo adimensionales, se expresa de la manera siguiente:

$$\frac{\partial^2 R_p}{\partial r_p^2} + \frac{\partial R_p}{\partial r_p} \frac{1}{r_p} = \frac{\partial R_p}{\partial t_p} \quad (19)$$

En este método se utilizaron las diferencias de los grupos adimensionales desarrollados por Ramey, Agarwal y asocia-

dos. A continuación se definen previamente los siguientes términos. Hurst y Van Everdingen definieron la constante de almacenaje adimensional .

$$\bar{C} = \frac{C}{2 \pi \phi h c_t r_w^2} \quad (20)$$

tiempo adimensional

$$t_D = \frac{0.000264 K \Delta t}{\phi u c_t r_w^2} \quad (21)$$

presión adimensional

$$P_D = \frac{2 \pi K h (P_i - P_{wf})}{q_y u} \quad (22)$$

El efecto superficial ó pelicular

$$S = \frac{2 \pi K h (\Delta P_s)}{q_y u} \quad (23)$$

El radio adimensional

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad \text{sistema C.G.S.} \quad (24)$$

Las condiciones iniciales y de contorno para la solución de la ecuación de difusividad son

- 1.- La presión del yacimiento al tiempo inicial ( $t = 0$ ) es uniforme;

$$P(r, 0) = P_i \quad (25)$$

$$P_D(r, 0) = 0 \quad (26)$$

2.- Condiciones límite:

a) Condición exterior

$$\lim_{r \rightarrow \infty} P(r, t) = P_i \quad (27)$$

$$\lim_{t_D \rightarrow \infty} P(r_D, t_D) = 0 \quad (28)$$

b) Condición interior

$$\frac{qCA}{q_N} = 1 - C \frac{d(P_i - P_{wf})}{dt} \quad (29)$$

$$\frac{qCA}{q_N} = 1 - \bar{C} \frac{d\bar{P}_D}{dt_D} \quad (30)$$

$$\frac{qCA}{q_N} = \frac{2\pi K h r_w}{q u} \left( \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r=r_w} \quad (31)$$

3.- La diferencial de presión  $P_i - P_{wf} = \Delta P_T$  (figura 2) puede dividirse en dos componentes; una presión diferencial teórica  $\Delta P_t$  (si no existiera daño), más una presión diferencial  $\Delta P_s$  debida al daño.

Esta condición puede expresarse con la inclusión del efecto superficial de la siguiente manera;

$$P_D = \left[ \bar{P}_D - S \left( \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r=r_w} \right]_{t_D, r_D}$$

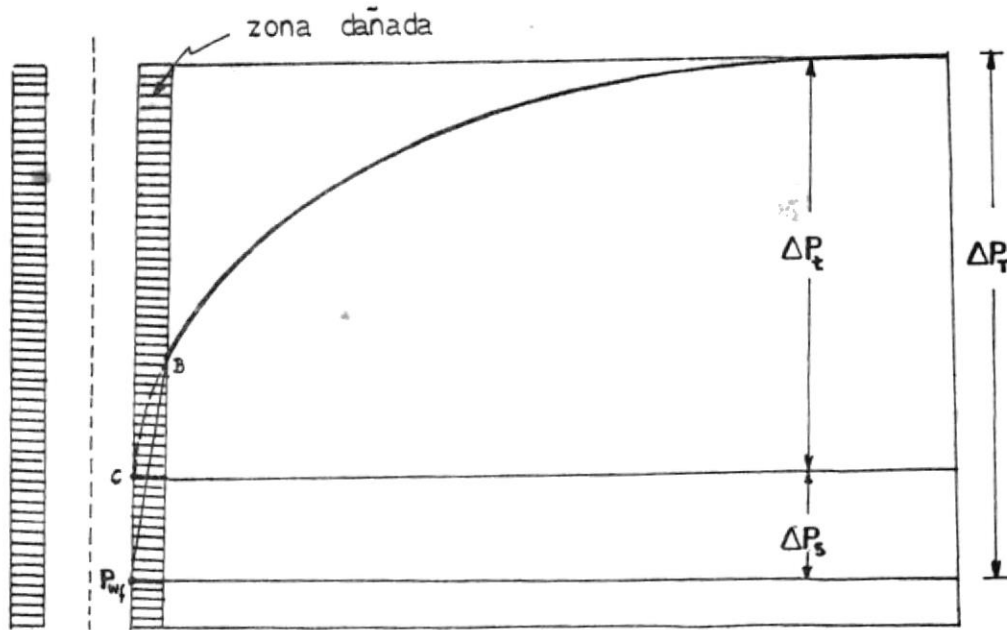


Fig N° 2

Distribución de Presión con distancia en presencia de daño en el pozo

La solución de la ecuación (19) considerando las condiciones anteriores, fue presentada por Blackwell de la siguiente manera

$$P(S, \bar{C}, t_D) = \frac{4}{\pi^2} \int_0^{\infty} \frac{(1 - e^{-v^2 t_D}) dv}{v^3 \left\{ \left[ \sqrt{\bar{C}} J_0(v) - (1 - \bar{C} S v^2) J_1(v) \right]^2 + \left[ \sqrt{\bar{C}} Y_0(v) - (1 - \bar{C} S v^2) Y_1(v) \right]^2 \right\}} \quad (32)$$

donde  $J_0(u)$ ,  $J_1(u)$ ,  $Y_0(u)$ ,  $Y_1(u)$  son funciones de Bessel de primera clase  $J$  y segunda clase  $Y$ , de orden cero y uno respectivamente. Esta ecuación fue evaluada por Agarwal y colaboradores.

Otra solución a la ecuación 1 en que se aplica el prin-

cipio de la superposición y representando el pozo como una línea fuente continua, se tiene a continuación:

$$P_D(S, \bar{C}, t_D) = \int_0^\infty \frac{(1 - e^{-v^2 t_D}) J_0(v) dv}{v \left\{ \left[ 1 - v \bar{C} S + \frac{1}{2} m v^2 \bar{C} Y_0(v) \right]^2 + \left[ \frac{1}{2} \pi \bar{C} v^2 J_0(v) \right]^2 \right\}} \quad (33)$$

Estas ecuaciones fueron evaluadas; con los resultados se representaron las curvas tipo usadas en el método de Ramey.

Jaeger<sup>(10)</sup> y Blackwell<sup>(5)</sup> presentaron soluciones aproximadas de la ecuación de difusividad (19) para tiempos pequeños:

a) Para  $S, \bar{C} \neq 0$

$$P_D(S, \bar{C}, t_D) = \frac{1}{\bar{C}} \left\{ t_D - \frac{t_D^2}{2ES} - \frac{8 t_D^{3/2}}{15\sqrt{\pi} \bar{C}} + O(t_D^3) \right\} \quad (34)$$

El miembro  $O(t_D^3)$  representa de que orden es el error de  $t_D^3$

b) Para  $S=0$  ;  $C \neq 0$

$$P_D(S, \bar{C}, t_D) = \frac{1}{\bar{C}} \left\{ t_D - \frac{4 t_D^{3/2}}{3\sqrt{\pi}} + O(t_D^2) \right\} \quad (35)$$

para valores de  $t_D$  pequeños solo el primer término derecho de las ecuaciones (34) y (35) no es despreciable reduciéndose a :

$$P(S, \bar{C}, t_D) = \frac{1}{\bar{C}} t_D \quad (36)$$

Lo cual indica que para tiempos pequeños el gráfico en papel doble logarítmico de  $P_D$  versus  $t_D$  como se observa en los gráficos tipo deben presentar una pendiente unitaria en su parte inicial.

En los gráficos presentados por Agarwal( ) interpreta las pruebas de restauración de presión incluyendo la parte que corresponde a la producción después del cierre. De la misma forma aplicando el principio de superposición se obtiene que:

$$\frac{2\pi Kh}{q u} \left\{ P_i - P_w(t+\Delta t) \right\} = P_D(S, \bar{C}, t+\Delta t) - P_D(S, \bar{C}, \Delta t) \quad (37)$$

$$\text{o también } \frac{2\pi Kh}{q u} (P_i - P_{wf}) = P_D(S, \bar{C}, t) \quad (38)$$

$$\frac{2\pi Kh}{q u} \left\{ P_w(t+\Delta t) - P_{wf} \right\} \implies \text{restando el primer miembro entre (38) y (37) .}$$

Combinando las dos ecuaciones anteriores resulta:

$$\frac{2\pi Kh}{q u} \left\{ P_w(t+\Delta t) - P_{wf} \right\} = P_D(S, \bar{C}, t) - P_D(S, C, t+\Delta t) + P_D(S, C, \Delta t) \quad (40)$$

Para el caso de que  $\Delta t$  sea pequeño comparado con  $t$  ;  $t + \Delta t$  puede aproximarse a  $t$  y la ecuación anterior queda como:

$$\frac{2\pi K h}{q u} \left\{ P_w(t + \Delta t) - P_{wf} \right\} = P_D(S, \bar{C}, \Delta t) \quad (41)$$

así  $\log \left[ P_w(t + \Delta t) - P_{wf} \right]$  puede ser representado en función de  $\log$  resultando un gráfico similar a las curvas tipo.

Para la aplicación del método de Ramey<sup>(6)</sup> los datos de pruebas de restauración o declinación de presión deben representarse en papel log-log igual al de los gráficos tipo. La pendiente inicial debe ser unitaria, lo cual indica que la prueba está controlada por el efecto de almacenaje.

A continuación se hace coincidir el gráfico de la prueba con los gráficos tipo, y se pueda obtener la difusividad hidráulica o capacidad de la formación, y también la presión estática mediante las ecuaciones (21) y (22), donde los valores de  $P_D$ ,  $t_D$ ,  $\Delta P$ ,  $\Delta t$ , son obtenidos en cualquier punto coincidente de la escala donde se representan los gráficos de campo con los tipo.

### c) Método de McKinley

Se basa este método en asumir que el cambio de presión en

el pozo como consecuencia de la producción después del cierre del pozo, debe reflejar un balance dinámico entre la capacidad del pozo para almacenar fluido y la facilidad con que la formación transmite fluido al pozo. Lo cual es un índice de la transmisibilidad de la formación en la zona alrededor del pozo.

Para la obtención de las curvas tipo, McKinley considera un yacimiento radial infinito y homogéneo. Si en un pozo que ha estado cerrado comienza la producción  $q(t)$  en BY/D a un tiempo  $t = 0$ ; el cambio en la presión de fondo puede representarse mediante las siguientes ecuaciones:

$$P_w(t) - P_w(0) = K \int_0^t [q_f(\tau) - q(\tau)] d\tau \quad (42)$$

$$P_w(t) - P_w(0) = - \frac{70.6}{J} \int_0^t q(\tau) U'(t-\tau) d\tau \quad (43)$$

Siendo  $K_M$  un parámetro que involucra el almacenaje de fluido en el pozo:

$$K_M = \begin{cases} 6.95 \cdot 10^{-4} \frac{1}{C_w V} & \text{para pozos llenos de fluido} \\ 3.90 \cdot 10^{-3} \frac{G}{\Delta} & \text{para pozos parcialmente llenos de fluido y con presión constante en el cabezal de la tubería de producción.} \end{cases}$$

Las ecuaciones (42) y (43) se pueden deducir a partir de la ecuación de difusividad; aplicando la fórmula de Duhamel( ) con transformadas de Laplace.

Para el uso de las ecuaciones (42) y (43) se debe suponer,  $\mu$  el cual se tomó como la solución de línea fuente para una formación homogénea e infinita, o sea:

$$\mu(t) = -Ei\left(\frac{r_w^2}{4n^*t}\right) \quad (44)$$

donde  $Ei\left(\frac{r_w^2}{4n^*t}\right)$  es la función exponencial y  $n^*$  es la difusividad hidráulica (pies<sup>2</sup>/min)

$$n^* = \frac{0,00633}{1,440} \frac{K}{\phi uc} \quad (45)$$

La solución de las ecuaciones (42) y (43) dadas por McKinley se obtiene por análisis de respuestas frecuenciales usando transformadas de Laplace, y es la siguiente:

$$M_n = \frac{Ker^2(\sqrt{r_w^2 w/n^*}) + Kei^2(\sqrt{r_w^2 w/n^*})}{Ker(\sqrt{r_w^2 w/n^*}) + \left[ Kei(\sqrt{r_w^2 w/n^*}) + 2 \frac{\pi JK}{w} \right]^2} \quad (46)$$

donde  $Ker(x)$  y  $Kei(x)$  son los argumentos correspondientes a las funciones de Bessel  $ber$  y  $bei$ .

A continuación se concluye, observando el gráfico semi-logarítmico de la fig. 3 que el parámetro  $\frac{JK}{w}$  ejerce mayor influencia

cia que  $\frac{r_w^2}{n^*}$  sobre  $M_m$ . Por esta razón, y para simplificar las soluciones numéricas, el factor  $\frac{r_w^2}{n^*}$  es considerado constante

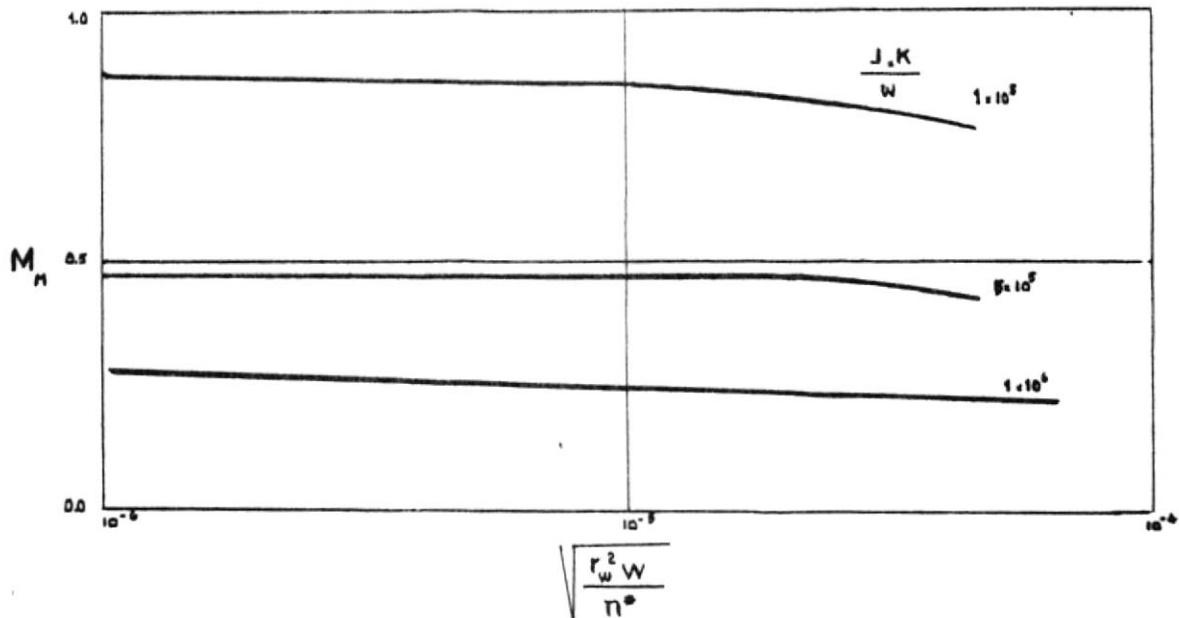


Fig. 3 Cambio de presión en el pozo debido a producción sinusoidal

Esto permite que el conjunto de curvas tipo de las soluciones de McKinley, puedan caracterizarse por el parámetro más sencillo .

Debido a la dificultad en resolver analíticamente las ecuaciones (42) y (43) para obtener los datos con los cuales se representaron las curvas tipo, se prefiere resolverlos aplicando diferencias finitas como se observa a continuación:

$$\frac{\Delta P}{Kq_y} = \int_0^t (\bar{q} - 1) d\tau \quad (47)$$

$$\frac{\Delta P}{Kq_y} = -\frac{70.6}{J} \int_0^t q U'(t - \tau) d\tau \quad (48)$$

donde  $\bar{q} = \frac{q_f}{q_y}$  (49)

de esta manera, con ayuda de la computadora puede resolverse.

Las limitaciones consideradas por McKinley para la elaboración de sus gráficos son las siguientes:

- a)  $\frac{r_w^2}{h^2} = 2.3 \times 10^{-2}$  lo cual introduce un pequeño error.
- b) Yacimiento circular con un radio de drenaje  $r_e = 2000 r_w$

Las soluciones se presentan en gráficos en escalas, cubriendo tiempos desde 0.01 hasta 10.6 minutos. En la ordenada se representa tiempo de cierre en minutos, y  $\frac{\Delta P \cdot F}{q_y}$  en la abscisa. El parámetro F caracteriza el tipo de fluido y su nivel en el pozo, así:

$$F = \begin{cases} \frac{A}{G} & \text{para pozos parcialmente llenos con fluido.} \\ 5.6 C_w V & \text{para pozos completamente llenos con fluido.} \end{cases}$$

Cada una de las curvas tipo está dada para determinados parámetros  $\frac{J}{F}$  donde  $J$  es la transmisibilidad de la zona alrededor del pozo. Representando los datos de presión del campo y haciéndolas coincidir con las curvas tipo, se puede estudiar la permeabilidad de la zona alrededor del pozo y decirse si existe daño o estimulación en el pozo, y es posible en ciertos casos obtener un valor de la presión estática.

#### d) Métodos Convencionales

Entre los métodos comunmente empleados para la determinación de la permeabilidad, daño o estimulación y presión estática de las formaciones, se encuentran los de Horner; Millers Dyes y Hutchinson; Matheus, Brons y Hazebrook .

Para objeto del presente trabajo se utilizará el método de Horner como comparativo dada su gran aceptación como método base en el estudio de pruebas de restauración de presión, tanto para yacimientos finitos como infinitos.

#### a) Caso de yacimiento finito

La solución de la ecuación de difusividad para yacimientos finitos para el caso de rata constante y límite exterior cerrado está dada por :

$$P_{wf} = P_i - \frac{q u B_o}{4\pi K h} \left\{ \frac{4 t_D}{r_{eD}^2} + 2 \ln r_{eD} - \frac{3}{2} + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{e^{-\alpha_n^2 t_D} J_1(\alpha_n r_{eD})}{\alpha_n^2 [J_1^2(\alpha_n r_{eD}) - J_1^2(\alpha_n)]} \right\} \quad (50)$$

donde  $r_{ep} = \frac{r_e}{r_w}$  (51)

Las  $\alpha_n$  son las raíces de la ecuación:

$$J_1(\alpha_n, r_{ep}) Y_1(\alpha_n) - J_1(\alpha_n) Y_1(\alpha_n r_{ep}) = 0 \quad (52)$$

Si a la ecuación ( ) se suma y se resta  $\frac{q, u, B}{4\pi K h} Ei\left(\frac{\phi u c r_w^2}{4 K t}\right)$

$$P_w = P_i + \frac{q u B}{4\pi K h} \left[ Ei\left(-\frac{\phi u c r_w^2}{4 K t}\right) - Y(U) \right] \quad (53)$$

donde  $Y(U)$  es igual a:

$$Y(U) = Ei\left(\frac{-\phi u c r_w^2}{4 K t}\right) + \frac{4t_p}{r_{ep}^2} + 2 \ln r_{ep} - \frac{2}{3} + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \quad (54)$$

b) Caso de yacimiento infinito

La ecuación básica de restauración de presión puede obtenerse aplicando el principio de superposición.

$$P_w = P_i - \frac{q u B}{4\pi K h} \ln\left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t}\right) \quad (55)$$

Como puede observarse, la ecuación (53) difiere de esta ecuación (55) en el término  $\frac{q u B}{4\pi K h} Y(U)$ , el cual representa la caída de presión adicional que ocurre en yacimientos finitos en comparación con yacimientos infinitos.

Para el presente desarrollo de la ecuación de difusividad, se hicieron las siguientes consideraciones

- 1) Rata de flujo constante antes de cerrar el pozo, y presión constante en el límite exterior.
- 2) El flujo es igual a cero en el límite exterior.

La solución a estas condiciones es la siguiente:

$$\Delta P = \frac{P_w - P_{wf}}{141.2 \frac{q u B}{K h}} \quad (56) - a$$

$$\Delta P = \frac{P_w - P_{wf}}{162.6 \frac{2}{2.3} \frac{q u B}{K h}} \quad (56) - b$$

Según la figura N<sup>o</sup> 8 obtenemos tanto para el caso de que no exista flujo en el límite exterior, como para el caso de presión constante en el límite exterior el valor de  $\Delta P(t_p)$  para luego encontrar el valor buscado de presión estática del reservorio.

La permeabilidad será determinada de acuerdo principalmente al valor de la pendiente obtenida, luego de que  $t_p$  cumpla la condición de pertenecer al rango previsto.

Método de Miller, Dyes y Hutchinson

Este método considera que de la restauración de presión e índice de productividad, la relación de permeabilidad de algunas áreas; arbitrariamente especificadas alrededor del pozo, y la permeabilidad efectiva de la mayoría de las áreas de drenaje, puede ser computada.

Los principales objetivos son determinar la permeabilidad efectiva y presión del reservorio; además de dar una información complementaria para evaluar el grado de daño de la permeabilidad en el área del reservorio inmediatamente alrededor del pozo.

Se supone además, que no hay flujo en el límite exterior para una formación uniforme y que si se tiene un estado continuo debe cumplir la condición de que el valor de se encuentra en el rango siguiente:

$$0.01 \leq t_D \leq 0.1$$

donde  $t_D$  se representa por

$$t_D = \frac{2.636 \cdot 10^{-4} K \Delta t}{\phi \mu c r_w^2} \quad (57)$$

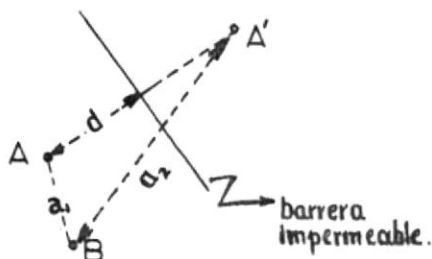
Para ecuación de Difusividad

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \eta \frac{\partial P}{\partial t} \quad (58)$$

METODO DE MATHEUS, BRANS Y HAZEBROCH

Para este caso se considera un reservorio limitado dividido en volúmenes de drenaje de acuerdo a que su flujo es continuo. Se supone un reservorio horizontal homogéneo isotrópico y de espesor uniforme en que la presencia de una zona alterada de permeabilidad en la vecindad del pozo no afecta la determinación de la presión promedio.

Considerando un area de drenaje, se considera el principio de imágenes para yacimientos limitados por polígonos para determinar la presión promedio del yacimiento. Considerando dos puntos en el yacimiento que pueden ser dos pozos. La caída de presión en el segundo es igual a:



$$\Delta P_T = P_i - P_{wf} \quad (59)$$

$$\Delta P_T = -\frac{q u B_o}{4\pi K h} \left[ E_i\left(-\frac{\phi u c \bar{a}_1^2}{4} \right) + E_i\left(-\frac{\phi u c \bar{a}_2^2}{4} \right) \right]$$

donde  $\bar{a}_1$  es la distancia entre el pozo A y B y  $\bar{a}_2$  entre el pozo B y el imagen A'.

Si el pozo B coincide con el pozo A luego  $a_1 = r_w$  y  $a_2 = 2d$  (siendo  $d$  distancia desde la falla al pozo A o desde la falla al pozo A'). Por lo tanto el efecto de la falla sobre el pozo A, debido a su propia producción está dado por:

luego en forma general :

$$P_{wf} = P_i + \frac{q u B_o}{4 \pi K h} \left[ E_i \left( -\frac{\phi u c r_w^2}{4 K t} \right) + \sum_{j=1}^{\infty} E_i \left( -\frac{\phi u c a_j^2}{4 K t} \right) \right] \quad (60)$$

donde  $a_j$  es la distancia del pozo considerado en el area de drenaje a cada uno de los pozos imágenes  $j$  .

Considerando ahora una prueba de restauración de presión en los pozos dentro del area de drenaje aplicando el principio de superposición visto antes

$$P_w = P_i + \frac{q u B_o}{4 \pi K h} \left[ E_i \left( -\frac{\phi u c r_w^2}{4 K (t+\Delta t)} \right) - E_i \left( -\frac{\phi u c r_w^2}{4 K \Delta t} \right) + \dots \right. \\ \left. \dots + \sum_{j=1}^{\infty} E_i \left( -\frac{\phi u c a_j^2}{4 K (t+\Delta t)} \right) - \sum_{j=1}^{\infty} E_i \left( -\frac{\phi u c a_j^2}{4 K \Delta t} \right) \right] \quad (61)$$

tomando un valor de  $\Delta t$  grande se cumple que  $\frac{\phi u c r_w^2}{4 K \Delta t} < 0.01$  las dos primeras funciones  $E_i$  pueden aproximarse por sus funciones logarítmicas a:

$$P_w = P_i - \frac{q u B_o}{4 \pi K h} \left[ \ln \frac{t+\Delta t}{\Delta t} - \sum_{j=1}^{\infty} E_i \left( -\frac{\phi u c a_j^2}{4 K (t+\Delta t)} \right) + \sum_{j=1}^{\infty} E_i \left( -\frac{\phi u c a_j^2}{4 K \Delta t} \right) \right] \quad (62)$$

En cambio para valores de  $\Delta t$  pequeños, el término  $(t+\Delta t)$  será aproximadamente igual a  $t$  y la sumatoria de  $E_i$  que contiene  $\Delta t$  puede considerarse despreciable.

$$P_w = P_i - \frac{q u B_o}{4\pi K h} \left[ \ln \frac{t+\Delta t}{\Delta t} - \sum_{j=1}^{\infty} E_i \left( \frac{\phi u c a_j^2}{4 K t} \right) \right] \quad (63)$$

donde el ploteo de  $P_w$  versus  $\ln \left[ \frac{(t+\Delta t)}{\Delta t} \right]$  es una línea recta. Obteniéndose luego  $P^*$  al extrapolar para un valor de  $\Delta t \rightarrow \infty$ .

$$P^* = P_i + \frac{q u B_o}{4\pi K h} \sum_{j=1}^{\infty} E_i \left( -\frac{\phi u c a_j^2}{4 K t} \right) \quad (64)$$

La presión promedio en el área de drenaje  $A$  después que el pozo ha producido una rata constante  $q_y$  durante un tiempo  $t$  estará dada por :

$$\bar{P} = P_i - \frac{q B_o t}{\Delta h \phi c} = P_i - \frac{q u B_o}{4\pi K h} \frac{4\pi K t}{\phi u c A} \quad (65)$$

Se toma la diferencia entre las ecuaciones (64) y (65) :

$$\frac{P^* - \bar{P}}{\frac{q u B}{4\pi K h}} = \frac{4\pi K t}{\phi u c A} + \sum_{j=1}^{\infty} E_i \left( -\frac{\phi u c a_j^2}{4 K t} \right)$$

Se define  $t_{DA} = \frac{K t}{\phi u c A}$

$$\frac{P^* - \bar{P}}{\frac{q u B}{4\pi K h}} = 4\pi t_{DA} + \sum_{j=1}^{\infty} E_i \left( -\frac{a_j^2}{4 A t_{DA}} \right) \quad (66)$$

$$\frac{p^4 - \bar{p}}{4\pi Kh} = 4\pi t_D + \sum_{j=1}^{\infty} Ei \left( -\frac{a_j^2}{4At_D} \right) \quad (67)$$

donde el término de la izquierda también se expresa como  $F(t_{DA})$

Esta función ha sido graficada como función de  $t_{DA}$  para varias áreas de drenaje como se observa en Matheus<sup>(15)</sup>.

f) Efectos Secundarios presentes en las pruebas .-

Se han observado efectos presentes adicionales a los comunes en las pruebas de restauración de presión, tales como flujo cruzado entre estratos adyacentes y el efecto de joroba . Tales observaciones son cualitativas en la representación de los datos de presión del campo en la ordenada en función de en la abcisa.

El efecto de flujo cruzado practicamente en pruebas de campo, no se ha detectado con mucha frecuencia por falta de medios que definan su ocurrencia, de tal manera que a continuación trataremos el segundo efecto llamado de joroba presente principalmente en pozos de gas-lift (los cuales forman parte del presente trabajo).

El segundo efecto es causado principalmente por la diferencial de presión existente entre las presiones downstream y upstream en la válvula de gas-lift, debido a lo cual se produce una fuga de gas hacia el tubing al cerrar simultáneamente el tubing y el casing. Este efecto es causado por una redistribución de fases en el eductor, después del cierre en la superficie. Cuando este gas llega a la superficie, retendrá en parte esta alta presión debido a la pequeña compresibilidad de la fase aceite y en consecuencia incrementará la presión en el

cabezal. Asumiendo que el volumen de masa permanece constante y que no existe cambio, la presión del fondo incrementará de igual forma como la presión del cabezal.

Este fenómeno está presente principalmente en a) Po - zos con permeabilidad moderada (en que no existe re - greso del fluido hacia la formación y alto efecto de costra), b) En pozos con problemas mecánicos que per - miten altas presiones de entradas de gas de otros in - tervalos; c) En pozos de gas-lift cuando existe fuga de gas del casing hacia el tubing y está acompañado de una considerable producción de agua en ciertos ca - sos.

El tercer caso (c) parece estar presente en el pozo del presente trabajo. A continuación se pueden obser -

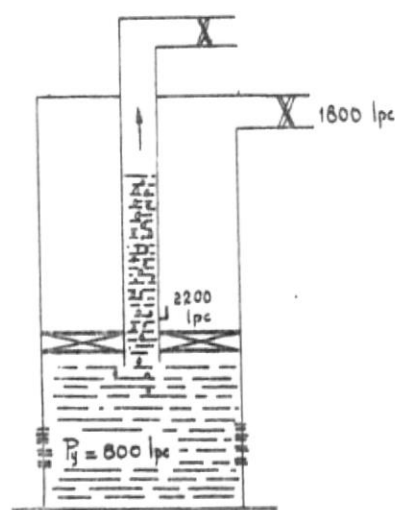


Fig No 4

var (fig. 4) las presiones existentes al momento del cierre del casing y tubing que pueden producir el efecto.

Las variables que influyen en forma determinante para la ocurrencia de este efecto son los siguientes:

- 1) Volumen de gas o volumen anular
- 2) Presión de inyección de gas-lift por el casing
- 3) Tamaño del orificio
- 4) Presión de fondo fluyente con sin gas-Lift

La presente anomalía produce valores errados de cálculo en la presión estática del yacimiento. Para corregir esta anomalía se estimó un tiempo prudencial (bleed-off time) antes de que se lleve a cabo la prueba de presión para evitar el efecto en los pozos en que este se presenta. Según este tiempo se permite estabilizar las presiones existentes tanto en el casing como en el tubing.

Dos asunciones se hicieron con este fin;

- 1) El factor de expansión del gas es una función lineal de la presión;
- 2) El flujo a través del orificio es siempre flujo crítico para lo cual debe cumplirse :

$$P_{dt} \leq \frac{1}{2} P_u$$

donde :

$P_{dt}$  = presión downstream (Lpc)

$P_u$  = presión upstream (Lpc)

e) Otros métodos usuales de determinación

También son usuales otros métodos diferentes a pruebas de presión que tienen la finalidad de determinar parámetros del yacimiento. Tales técnicos entre otros son las siguientes:

- 1.- Prueba de pulsación
- 2.- Prueba de interferencia

1.- Prueba de Pulsación .- Un nuevo método para evaluación de reservorios con el fin de descubrir propiedades de las formaciones entre pozos. La prueba de pulsación utiliza una medida de presión diferencial sensible a la respuesta de un pozo para medir y registrar la respuesta generada por una serie de cambios (pulsos) de ratas de flujo en pozos adyacentes o depulsación.

Debido a que los instrumentos de pruebas de pulsación tienen una sensibilidad de 0.001 lpc, pulsos de varias horas o menos en duración generarán una respuesta medible en la mayoría de los reservorios.

Por este motivo muchos pares de pozos pueden ser probados en un corto período de tiempo con pequeñas interferencias en operaciones de campo.

Esta técnica puede ser capaz de determinar la transmisibilidad y el almacenaje. Cualitativamente el método puede ser usado para descubrir comunicación a través de fallas o entre zonas.

- 2.- Prueba de Interferencia .- Esta técnica se refiere a la estimación de la comunicación o interacción existente entre dos pozos adyacentes produciendo de un yacimiento común.

Una solución asintótica a la ecuación que describe el flujo de un fluido ligeramente compresible en un medio poroso infinito se usa en este caso.

Stevens y Thodos<sup>(16)</sup> presentaron un método para estimar las características de interferencia de dos pozos adyacentes. Ellos definieron tiempo de interferencia como aquel durante el cual es causada una caída de presión específica en un mismo punto dentro del reservorio.

Según otro método la interfeerencia ocurre cuando la máxima presión a lo largo de la línea de conexión entre los dos pozos cae bajo algún nivel predeterminado.

Con este método es posible la determinación de fracturas y su orientación, el area de drenaje de los po

zos y con ello el espaciamiento requerido para el reservorio.

PROCEDIMIENTOS

a) Método de Ramey.-

El presente método requiere de los siguientes pasos para su desarrollo:

1. Representación de la diferencial de presión  $\Delta P = P_w - P_{wf}$  en la ordenada como función del tiempo de cierre ( $\Delta t$ ) en papel log-log igual al de las curvas tipo (fig. 5 ). Los puntos iniciales de los datos representados deben formar una línea recta de pendiente unitaria.

2. Se calcula la constante de almacenaje usando la ecuación siguiente

$$C = \frac{q_N \cdot B_o \cdot \Delta t}{24 \cdot \Delta P} \quad (68)$$

donde  $\Delta t$  y  $\Delta P$  se eligen en cualquier punto de la línea de 45° de la figura construída según el paso 1.

3. Se calcula la constante de almacenaje adimensional  $\bar{C}$  por medio de la ecuación ( 20 )

$$\bar{C} = 0.8936 \frac{C}{h \phi c_t r_w^2}$$

El valor de  $\bar{C}$  calculado indica la curva tipo sobre la cual se va a tratar de hacer coincidir con el gráfico obtenido de los datos de campo.

4. Una vez localizado el valor de  $\bar{C}$  en las curvas tipo , se desplaza el gráfico de campo sobre las curvas tipo hasta encontrar una coincidencia apropiada. Si se carece de información para calcular  $\bar{C}$  , se intenta la superposición en cualquier dirección hasta conseguirla, obteniéndose de esta forma el valor de  $\bar{C}$  .
5. Simultáneamente luego de encontrar  $\bar{C}$  se lee el valor del efecto superficial,  $S$  , de las curvas tipo. Se es coge un punto cualquiera  $(\Delta P, \Delta t)$  del gráfico de campo y se lee el correspondiente  $(P_p, t_p)$  de las curvas ti po.
6. A continuación se calcula la permeabilidad usando la siguiente ecuación:

$$K = 1414 \frac{q_N \cdot \mu_o \cdot B_o \cdot P_o}{h \cdot \Delta P}$$

donde  $\Delta P$  y  $P_p$  se han determinado según el paso 5.

7. El siguiente paso es el cálculo de la porosidad; valor que debe aproximarse al utilizado en el cálculo de  $\bar{C}$  .

$\Delta t$  ,  $t_p$  fueron calculados en el paso 5.

8. Si los últimos valores de la curva real de campo son asintóticos, es posible determinar la presión estática según la ecuación

$$P_e = P_{wf} + \Delta P$$

El valor de  $\Delta P^*$  se calcula de la ecuación ( 22 ) para un valor de  $P_b^*$  (extrapolado).

b) Método de McKinley.-

El desarrollo del método de McKinley implica los siguientes pasos:

1. Se representa la presión diferencial ( $\Delta P = P_w - P_{wf}$ ) en la abcisa en función del tiempo de cierre en papel doble logarítmico similar al de las curvas tipo (Fig. 6)
2. Se hace coincidir el eje de tiempo del gráfico referido en (1) con el eje de tiempo del gráfico de las curvas tipo, haciendo corresponder las escalas. Se mueve la curva obtenida con los datos de campo paralelamente a la abcisa del gráfico tipo apropiado hasta que coinciden con una de las curvas tipo.

Luego de la coincidencia pueden presentarse tres casos:

- 2-1 Que todos los puntos de la curva problema coincidan con la curva tipo. En este caso no hay daño ni estimulación en el pozo.
- 2-2 Si los puntos representados se desplazan hacia la izquierda, indica que existe daño alrededor del pozo.
- 2-3 Si los puntos representados se desplazan hacia la derecha, significa que existe estimulación en la

formación.

3. Se selecciona un punto  $\Delta P$  y se lee  $\frac{\Delta P_r F}{q_y}$  en el gráfico tipo correspondiente.

4. Se leen los parámetros  $(J/F)_{vp}$  y  $(J/F)_f$ , para lo cual se debe tener en cuenta:

a) Si todos los puntos coinciden

$$(J/F)_{vp} = (J/F)_f$$

b) Si los puntos de la curva de campo se desplazan hacia la izquierda de la curva tipo  $(J/F)_{vp} < (J/F)_f$ ; se lee el valor de  $(J/F)_{vp}$  que es el mismo de la curva tipo sobre la cual está la parte inicial de la curva considerando que todos los puntos coinciden. Para encontrar el valor de  $(J/F)_f$  se debe interpolar si es necesario y encontrar dicho valor desplazando la curva hacia la izquierda, hasta que los últimos puntos de la curva problema coincidan con una curva tipo.

c) Si los puntos de la curva de campo se desplazan hacia la derecha de la curva tipo  $(J/F)_{vp} > (J/F)_f$  y se determina el valor de  $(J/F)_f$  de igual manera que en el caso anterior y  $(J/F)_{vp}$  en dirección contraria al desplazamiento anterior hasta encontrar coincidencia entre curvas de campo y tipo.

5. Se calcula a continuación el valor del parámetro  $F$  con  $\frac{\Delta P_r F}{q_y}$  y  $\Delta P$  del paso 3.

6. Luego se calcula  $J_{vp}$  y  $J_f$  de las siguientes ecuaciones

$$J_{vp} = (J/F)_{vp} \cdot F$$

$$J_f = (J/F)_f \cdot F$$

7. Se calculan las permeabilidades a partir de:

$$K = (u/h) \cdot J$$

8. Si los últimos puntos de la curva real son asintóticos a un valor  $\Delta P^* F/q$ , se puede determinar los valores de presión estática.

$$P_e = P_{wf} + \Delta P^*$$

### c) Método Convencional

El procedimiento a seguir para el desarrollo del presente método de Horner es el siguiente:

#### a) Caso de yacimiento infinito:

- 1º Se representan los valores de la presión después del cierre en la ordenada en función de la razón  $\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$
- 2º Si es posible se determina y dibuja una línea recta a través de los puntos representados, obteniéndose la pendiente  $m$  y luego extrapolando la curva para  $\frac{t + \Delta t}{\Delta t} = 1$  se determina la  $P^*$  (presión extrapolada).

3º La presión extrapolada  $P^*$  es la presión final de la restauración de presión, y es igual a la presión original del yacimiento  $P_e$  puesto que se está considerando un yacimiento infinito.

4º Se calcula luego la permeabilidad (o la capacidad productiva), representativa del área de drenaje total por medio de:

$$K = \frac{162.6 q_o \cdot u_o \cdot B_o}{m \cdot h}$$

b) Caso de yacimiento finito:

Para este caso es necesario conocer la presión original del yacimiento

1º Se determina el tiempo de producción estabilizada  $t_e$ .

2º Se representan los valores obtenidos de la prueba. La presión después del cierre  $P_w$  en la ordenada, en función de la razón  $\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$ .

3º Se dibuja una línea recta a través de los puntos representados y se obtiene la pendiente  $m$  de dicha recta y extrapolando para  $\frac{t + \Delta t}{\Delta t} = 1$  se determina la presión extrapolada  $P^*$ .

4º La presión extrapolada  $P^*$  en este caso no es la verdadera presión estática del yacimiento. En este caso es calculada de la siguiente manera.

$$P^* = P_e - \frac{q \cdot u}{4\pi \cdot K \cdot h} \gamma(u)$$

donde

$P^*$  en unidades prácticas

$$P^* = P_e - \frac{m}{2.303} Y(U)$$

$$P^* = P_e - 0.434 m Y(U)$$

según la figura ( 9 ) gráfico de la función  $Y(U)$  se determina el valor de  $U$  .

Por último se calcula la  $P_{ec}$  (presión estática corregida para yacimientos finitos) por medio de la siguiente ecuación.

$$P_{ec} = P_e' - 0.434 m \frac{1}{U}$$

#### d) Equipo de Trabajo en Toma de Presiones

A continuación se especifican los componentes del equipo utilizado en la toma de pruebas de presión con la finalidad de enfocar este problema de presiones desde el punto de vista de aplicación práctica.

La figura (7) representa el esquema detallado del sistema de operación utilizado el cual se desglosa en las siguientes partes principales (según el método de cable):

a.- Lubricador que atenúa la diferencial de presión entre la presión en el tubing (antes de bajar la sonda al

abrir y cerrar el pozo, y luego en el momento de sacarla) y la presión atmosférica.

- b.- Malacate que transmite el movimiento de un motor a un cable que sube y baja la herramienta al pozo; utilizando para el efecto un sistema de poleas.
- c.- Válvula de descarga que iguala presiones al introducir y sacar las herramientas del pozo.
- d.- Medidor del peso que soporta el cable al subir y bajar la sonda.
- e.- Poste telescópico: facilita la sacada de las herramientas del pozo.

e) Procedimiento en Toma de Presiones en el Campo

Los trabajos de pruebas de presión se programan en forma similar dependiendo ciertas variantes de las características del yacimiento en estabilizarse, y del grado de rango de presión existente en las formaciones.

Generalmente las bases de la programación de una prueba de presión a realizarse en un pozo, conlleva las siguientes etapas:

- 1º Las profundidades son referidas a la plataforma (de pozos en mar abierto) o a la mesa rotatoria (en tierra) .
- 2º Se saca la válvula de seguridad que pudiera tener el pozo.
- 3º Se chequea la profundidad del pozo.
- 4º Se cierran las arenas que no interesan para la prueba de producción.
- 5º Se bajan al pozo en la herramienta dos elementos de presión (con un buen rango de presión), con relojes de 24, 48 o más horas, de acuerdo al tiempo de estabilización del mismo.
- 6º Se mantiene el pozo cerrado por un lapso de 24, 48 o más horas, luego de haber hecho paradas cada cinco minutos, con el pozo fluyendo cada 500 o 1.000 pies, y en el nivel Datum por un tiempo de media hora aproximadamente.
- 7º Se suben luego las bombas haciendo paradas cada 500 o 1.000 pies.
- 8º Luego del tiempo estipulado en los relojes, la herramienta es sacada, y las cartas leídas en un microscopio de deflexión. A continuación según una carta cali-

brada se transforman los valores de deflexión a datos de presión.

- 9º Por último, el pozo es abierto, fluyendo a la estación correspondiente.

C A P I T U L O V

APLICACION DE LOS METODOS BAJO DIFERENTES

CONDICIONES PRESENTES

a) Pozo nuevo .-

En este pozo se realizan pruebas en cada arena por tratarse de un pozo nuevo. La arena 3 se escogió para estudiar su prueba de restauración de presión. Estuvo produciendo a una rata de 500 BN/D en un tiempo de 496 horas antes de que se llevara a cabo la prueba.

$\Delta t$ (horas)	$t+\Delta t$ (horas)	$\frac{t+\Delta t}{\Delta t}$	$P_w$ (lpc)	$P_w - P_{wf}$ (lpc)	$\Delta t$ (minutos)
0.00	496.0	$\infty$	849	0	0
0.25	496.25	1985	1.227	378	15
0.50	496.50	993	1.520	671	30
0.75	496.75	662.3	-	-	45
1.00	497.0	497	1.822	973	60
2.00	498	249	2.171	1.322	120
3.00	499	166	2.393	1.544	180
4.00	500	125	2.467	1.618	240
5.00	501	100	2.503	1.654	300
6.00	502	83.6	2.531	1.681	360
7.00	503	71.8	2.546	1.697	420
8.00	504	63.0	2.558	1.709	480
9.00	505	56.1	2.570	1.721	540
10.00	506	50.6	2.581	1.732	600
12.00	508	42.3	2.594	1.745	720

14.00	510	36.4	2.605	1.756	840
16.00	512	32.0	2.615	1.766	960
18.00	514	38.5	2.625	1.776	1.080
20.00	516	2.8	2.632	1.783	1.200
24.00	520	21.6	2.642	1.793	1.440
28.00	524	18.7	2.652	1.803	1.680
32.00	528	16.5	2.663	1.814	1.920
36.00	532	14.77	2.670	1.821	2.160
40.00	536	13.4	2.676	1.827	2.400
43.00	539	12.5	2.683	1.834	2.580

El valor de  $\phi$  es obtenido previamente de análisis de núcleos, y el resto de parámetros  $B_o, \rho_t, u$ , de análisis PVT del yacimiento al cual pertenece el pozo en estudio.

R a m e y : De acuerdo al procedimiento estipulado en el capítulo cuarto

1) Ploteo de  $P_w$  versus  $\Delta t$  en horas (Fig.10)

$$\text{punto escogido A} = \begin{cases} \Delta t = 0.25 \\ \Delta P = 355 \end{cases}$$

El valor de la constante de almacenaje será:

$$C = \frac{q \cdot B_o \cdot \Delta t}{24 \cdot \Delta P} = \frac{500 \cdot 1.3 \cdot 0.25}{24 \cdot 355}$$

$$C = 0.01905$$

$$\bar{C} = 0.8936 \frac{C}{h \phi \epsilon_t r_w} = \frac{0.8936 \cdot 0.01905}{40 \cdot 0.156 \cdot 1.9 \cdot 10^{-4} \cdot 0.09}$$

$$\bar{C} = 1.59 \cdot 10^2$$

Luego de superponer la curva de campo sobre la curva tipo para el valor de  $\bar{C}$  calculado, se obtuvo en la coincidencia de curvas un valor del efecto de daño  $S = 5$

$$K = \frac{141.4 q \cdot u \cdot B_o \cdot P_b}{h \cdot \Delta P} = \frac{141.4 \cdot 500 \cdot 1.3 \cdot 10}{40 \cdot 1700}$$

Punto escogido  $B = \left[ \begin{array}{l} P_b = 10 ; \quad t_b = 1.5 \cdot 10^{-3} \\ \Delta P = 1750 ; \quad \Delta t = 1.5 \end{array} \right.$

$$K = 17.5 \text{ md.}$$

$$\phi = \frac{0.000264 K \cdot \Delta t}{u \cdot \epsilon \cdot r_w^2 \cdot t_D} = \frac{0.000264 \cdot 17.5 \cdot 1.5}{1.3 \cdot 1.9 \cdot 10^{-4} \cdot 0.12 \cdot 1.5 \cdot 10^3}$$

$$\phi = 0.189 \quad (\text{calculada})$$

$$P_b^* = 7.7$$

$$\Delta P^* = \frac{141.4 q \cdot u \cdot B_o \cdot P_b^*}{h \cdot k} = \frac{141.4 \cdot 500 \cdot 1.3 \cdot 1.3 \cdot 7.7}{40 \cdot 17.5}$$

$$\Delta P^* = 1.314 \text{ lpc.}$$

$$P_e = P_{wf} + \Delta P^* = 849 + 1314 = \underline{2.163} \text{ lpc.}$$

M c k i n l e y :

1) Ploteo  $\Delta P$  vs  $\Delta t$  (ver fig. 11)

$$(J/F)_{vp} = 2.500 ; (J/F)_f = 4.000$$

Luego existe daño en los alrededores del pozo

punto escogido

$$A = \left\{ \begin{array}{l} \frac{\Delta P \cdot F}{q} = 9.5 \cdot 10^{-2} \\ \Delta P = 680 \end{array} \right.$$

$$F = \frac{\Delta P \cdot F}{q_y} \left( \frac{q_N B_o}{\Delta P} \right) = \frac{9.5 \cdot 10^{-2} \cdot 500 \cdot 1.3}{680} = 0.0907$$

2) Cálculo de la transmisibilidad

$$J_{vp} = F_{vp} (J/F)_{vp} = 2.500 \times 0.0907 = 227 \text{ (md-pie/cps)}$$

$$J_f = F_f (J/F)_f = 4.000 \times 0.0907 = 362.8 \text{ (md-pie/cps)}$$

3) Cálculo de la permeabilidad

$$K_{vp} = \frac{J_{vp} \cdot u}{h} = 227 \cdot \frac{1.3}{40} = 7.3 \text{ md.}$$

$$K_f = \frac{J_f \cdot u}{h} = 363 \cdot \frac{1.3}{40} = 12 \text{ md.}$$

$$\frac{\Delta P_x^* F}{q} = 2.5 \times 10^{-1}$$

$$\Delta P^* = \frac{\Delta P_x^* F}{q_y} \frac{q_{N.B.}}{F} = \frac{2.5 \cdot 10^{-1} \times 500 \times 1.3}{0.0907}$$

$$\Delta P^* = 1792 \text{ lpc.}$$

$$P_e = P_{wf} + \Delta P = 849 + 1792$$

$$P_e = \underline{\underline{2641 \text{ lpc}}}$$

H o r n e r :

1) Ploteo  $P_w$  vs  $\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$  (ver fig. 12)

2) Cálculo de la pendiente  $m$

$$m = 164 \text{ lpc/ciclo}$$

3) Cálculo de la permeabilidad

$$K = \frac{162.6 \cdot q \cdot u \cdot B_o}{h \cdot m} = \frac{162.6 \cdot 500 \cdot 1.3 \cdot 1.3}{40 \cdot 164}$$

$$K = 16.2 \text{ md.}$$

$$S = 1,151 \left[ \frac{P_h - P_{wf}}{m} - \log \left( \frac{K}{\phi u c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

$$S = 1.151 \left[ \frac{1820 \cdot 840}{164} - \log \left( \frac{16}{0.157 \cdot 1.3 \cdot 1.9 \cdot 10^{-4} \cdot 0.12} \right) + 3.23 \right]$$

$$S = 9.9 \text{ (daño)}$$

#### 4) Cálculo de la presión estática:

Caso de yacimiento finito:

$$P^* = P_o - A \frac{q u}{c_i K h} Y \left( \frac{\phi u c r_w^2 B_o}{K t} \right)$$

Se utiliza la función:  $Y(U) = Y \left( \frac{\phi u c r_w^2 B_o}{K t} \right)$

$$Y(U) = P_o - \frac{P^*}{\frac{A \cdot m}{162.6}} = 3850 - \frac{2850}{71.3} = 13.88$$

según figura N°

$$U = 0.059 \quad \text{para} \quad Y(U) = 13.88$$

$$P_e = 3850 - \frac{A \cdot m}{162.6} \frac{1}{U} = 3850 - 71.3 \frac{1}{0.059}$$

$$P_e = \underline{\underline{2.643 \text{ lpc}}}$$

b) Pozo viejo .-

Este pozo fué sometido a una prueba de restauración de presión luego de haber producido 4'020.263 BN durante un tiempo de 26.982 horas a una rata de 149 BN/D. Este es un pozo de gas-lift con elevado rango de relación gas líquido.

$\Delta t$ (horas)	$t + \Delta t$ (horas)	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	$P_w$ ( lpc)	$P_w - P_{wf}$ ( lpc)	$\Delta t$ (minutos)
0.00	26.982	.	2.736	0	0
0.25	26.982,25	107.929	2.984	248	15
0.50	26.982,50	53.965	3.017	281	30
0.75	26.982,75	35.977	3.028	292	45
1.00	26.983	26.983	3.039	303	60
1.25	26.983,25	21.586	3.049	311	75
1.50	26.983,5	17.989	3.053	317	90
1.75	26.983,75	15.419	3.055	319	105
2.00	26.984	13.492	3.058	320	120
2.25	26.984,25	11.993	3.064	328	135
2.50	26.984,5	10.794	3.066	330	150
2.75	26.984,75	9.812	3.069	333	165
3.00	26.985	8.995	3.069	333	180
4.00	26.986	6.747	3.077	341	240
6.00	26.988	4.498	3.086	350	360

9.00	26.991	2.999	3.102	366	540
12.00	26.994	2.250	3.110	374	720
18.00	27.000	1.500	3.121	385	1.080
21.00	27.003	1.286	3.127	391	1.260

R a m e y : Cumpliendo el procedimiento del capítulo 4º

1) Ploteo de  $\Delta P$  vs  $\Delta t$  (ver fig. 13)

$$\text{Punto en línea de } 45^\circ \text{ A} = \begin{cases} \Delta P = 240 \\ \Delta t = 0.32 \end{cases}$$

$$C = \frac{q_N \times B_o \times \Delta t}{24 \times \Delta P} = \frac{3.576 \times 1.3 \times 0.30}{24 \times 240}$$

$$C = 0.269$$

$$\bar{C} = 0.8936 \frac{C}{h \phi \mu_t r_w^2} = \frac{0.8936 \times 0.269}{70 \times 0.29 \times 19.10^4 \times 0.12}$$

$$C = 4.72 \cdot 10^2$$

corresponde un  $S = 2$  (daño mínimo)

## 2) Cálculo de la permeabilidad

$$\text{punto escogido } B = \begin{cases} P_D = 10 & t_D = 1.3 \cdot 10^5 \\ \Delta P = 460 & \Delta t = 4.3 \end{cases}$$

$$K = \frac{141.4 \cdot q_w \cdot u \cdot B_o \cdot P_D}{h \cdot \Delta P} = \frac{141.4 \cdot 3.576 \cdot 1.3 \cdot 1.3 \cdot 10}{70 \cdot 420}$$

$$K = 2.900 \text{ md.}$$

$$\phi = \frac{0.000264 \cdot K \cdot \Delta t}{u \cdot c_e \cdot r_w^2 \cdot t_D} = \frac{0.000264 \cdot 2.900 \cdot 4.3}{1.3 \cdot 1.9 \cdot 10^{-4} \cdot 0.12 \cdot 1.3 \cdot 10^5}$$

$$\phi = 0.32$$

$$P_D^* = 9.4 \text{ (observado)}$$

$$\Delta P^* = \frac{141.4 \cdot q_w \cdot u_o \cdot B_o \cdot P_D^*}{K \cdot h} = \frac{141.4 \cdot 3.576 \cdot 1.3 \cdot 1.3 \cdot 9.4}{2.900 \cdot 70}$$

$$\Delta P^* = 40 \text{ lpc}$$

$$P_e = P_{wf} + \Delta P^* = 2.736 + 40 = 2.776 \text{ lpc.}$$

$$P_e = \underline{2776 \text{ lpc.}}$$

M c K i n l e y :      figura 14

1) Ploteo  $\Delta P$  vs  $\Delta t$  (minutos)

$$\text{Punto escogido A = en la línea inicial} \quad \left\{ \begin{array}{l} \Delta P \cdot F / q = 1.1 \cdot 10^{-2} \\ \Delta P = 250 \end{array} \right.$$

$$F = \frac{\Delta P \cdot F}{q_y} \frac{q_w B_o}{\Delta P} = \frac{1.1 \cdot 10^{-2} \cdot 3576 \cdot 1.3}{250} = 0.205$$

2) Cálculo de la transmisibilidad

$$J_f = J_{vp} = (J/F) \cdot F = 50000 \cdot 0.205 = 10.250 \frac{\text{md-pie}}{\text{cps}}$$

3) Cálculo de la permeabilidad

$$K_{vp} = K_f = J_{vp} \frac{u}{h} = 10.250 \cdot \frac{1.3}{70} = 190.3 \text{ md.}$$

4) Cálculo de la presión estática

$$\frac{\Delta P^* F}{q_y} = 1.6 \cdot 10^{-2}$$

$$\Delta P^* = \frac{\Delta P \cdot F}{q_y} \frac{q_w B_o}{F} = \frac{1.6 \cdot 10^{-2} \cdot 3576 \cdot 1.3}{0.205}$$

$$\Delta P^s = 362 \text{ lpc.}$$

$$P_e = P_{wf} + \Delta P^s = 2736 + 362 = 3098 \text{ lpc.}$$

$$P_e = \underline{\underline{3098 \text{ lpc}}}$$

H o r n e r :        figura 15

1) Ploteo de  $P_w$  vs  $\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$

2) Cálculo de la pendiente  $m$

$$m = 65 \text{ lpc/ciclo } \checkmark$$

3) Cálculo de la permeabilidad

$$K = \frac{162.6 \cdot q \cdot u \cdot B_o}{h \cdot m} = \frac{162.6 \cdot 3.576 \cdot 1.3 \cdot 1.3}{70 \cdot 65}$$

$$K = 213 \text{ md.}$$

4) Efecto pelicular:

$$S = 1.151 \left[ \frac{P_h - P_w}{m} - \log \left( \frac{K}{\phi u c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

$$S = 1,151 \left[ \frac{3040 - 2376}{65} - \log \left( \frac{213 \times 10^4}{0.29 \times 1.3 \times 1.9 \times 0.12} \right) + 3.23 \right]$$

$S = -3.6$  pequeña estimulación en el pozo.

5) Presión estática para yacimiento finito

$$Y(U) = P_o - \frac{P^*}{\frac{A \cdot m}{162,6}} = \frac{5485 - 3.325}{\frac{70.6 \times 65}{162.6}}$$

$U = 0.12$  para  $Y(U) = 5.67$

$$P_e = P_o - \frac{70.6 \times m}{162.6} \times \frac{1}{U} = \frac{5485 - 70.6 \times 65 \times 1}{162.6 \times 0.12}$$

$$P_e = \underline{\underline{3181 \text{ lpc.}}}$$

c) Pozo con Efecto de Falla Cercana .-

Este pozo ha producido hasta la fecha de realización de la prueba de restauración de presión la cantidad de 4'061.579 BN durante un tiempo de 78.993 horas,

produciendo a una rata de 1.234 BN/D . El presente es un pozo de gas lift.

$\Delta t$ (horas)	$t + \Delta t$ (horas)	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	$P_w$ (lpc)	$P_w - P_{wf}$ (lpc)	$\Delta t$ (minutos)
0.00	78.993		1.703	0	0
0.25	78.993,25	315.973	1.797	94	15
0.55	78.993,5	135.987	1.852	149	30
0.75	78.993.75	105.325	1.913	210	45
1.00	78.994	78.994	1.933	230	60
1.25	78.994.25	63.195	1.955	252	75
1.50	78.994.50	52.663	1.975	272	90
1.75	78.994.75	45.140	1.995	292	105
2.00	78.995	39.498	2.013	310	120
2.25	78.995.25	35.109	2.035	332	135
2.50	78.995.5	31.598	2.055	352	150
2.75	78.995.75	28.726	2.090	387	165
3.00	78.996	26.332	2.099	396	180
4.00	78.997	19.749	2.148	445	240
6.00	78.999	13.167	2.233	530	360
9.00	79.002	8.778	2.324	621	540
12.00	79.005	6.584	2.384	681	720
18.00	79.011	4.390	2.458	755	1.080
22.00	79.015	3.592	2.493	790	1.320

R a m e y :

1) Ploteo de  $\Delta P$  vs  $\Delta t$  (ver figura 10 )

punto escogido en la  
recta de  $45^\circ$

$$A = \begin{cases} \Delta P = 93. \\ \Delta t = 0,25 \end{cases}$$

$$C = \frac{q \times B_o \times \Delta t}{24 \times \Delta P} = \frac{1234 \times 1,68 \times 0,25}{24 \times 93} = 0,232$$

$$\bar{C} = \frac{0,8936 \times 0,232}{h \times \phi \times c_t \times r_w^2} = \frac{0,8936 \times 0,232}{100 \times 0,23 \times 1,9 \times 10^{-4} \times 0,12^2}$$

$$\bar{C} = 5,02 \times 10^3$$

y luego de la superposición de gráficos determinamos  $S = 2$  (daño mínimo)

## 2) Cálculo de la permeabilidad

punto escogido

$$B = \begin{cases} P_p = 36 & t_p = 3,6 \times 10^4 \\ \Delta P = 3100 & \Delta t = 33 \end{cases}$$

$$K = \frac{141.4 \cdot q_N \cdot u \cdot B_o \cdot P_o}{h \cdot \Delta P} = \frac{141.4 \cdot 1234 \cdot 1.3 \cdot 168 \cdot 36}{50 \cdot 3100}$$

$$K = 18.3 \text{ md.}$$

3) Cálculo de la porosidad

$$\phi = \frac{0.000264 \cdot K \cdot \Delta t}{u \cdot c_i \cdot r_w^2 \cdot t_D} = \frac{0.000264 \cdot 18.3 \cdot \Delta t}{1.3 \cdot 1.9 \cdot 10^{-4} \cdot 0.12 \cdot t_D}$$

$$\phi = \frac{0.0048312 \cdot 33}{0.296 \cdot 3.6 \cdot 10^4} = 0.17$$

4) Cálculo de la presión estática del yacimiento aproximada

$$P_s^* = 4.4$$

$$\Delta P^* = \frac{141.4 \cdot q_N \cdot u_o \cdot B_o}{K \cdot h} = \frac{141.4 \cdot 1234 \cdot 1.3 \cdot 168 \cdot 44}{18.3 \cdot 50}$$

$$\Delta P^* = 1.850 \text{ lpc}$$

$$P_e = P_{wf} + \Delta P^* = 1703 + 1850 = 3.553 \text{ lpc}$$

$$P_e = \underline{\underline{3.553 \text{ lpc}}}$$

M c K i n l e y :      figura N° 11

1) Ploteo  $P_w$  vs  $\Delta t$  (minutos)

5.000 para  $(\frac{J}{F})_{vp}$  ;       $(\frac{J}{F})_f = \text{no puede determinarse}$

punto seleccionado en la  
primera parte de la curva

$$A = \begin{cases} \Delta P = 93 \\ \frac{\Delta P_s F}{q_y} = 4.2 \times 10^{-4} \end{cases}$$

$$F = \frac{(\Delta P_s F)}{q_y} \frac{q_{N_s} B_o}{\Delta P} = \frac{4 \times 10^{-4} \times 1.234 \times 1.68}{93}$$

$$F = 0.892$$

## 2) Cálculo de la transmisibilidad

$$J_{vp} = \left( \frac{J}{F_{vp}} \right) F = 5000 \times 0.892 = 4460 \frac{\text{md-pie}}{\text{cps}}$$

## 3) Cálculo de la permeabilidad

$$K_{vp} = \frac{u}{h} \times J_{vp} = \frac{1.3}{100} \times 4460 = 57.9 \text{ m.d.}$$

No es posible obtener un valor de  $\frac{\Delta P_x F}{q_y}$  por el efecto de falla cercana que es visible con mucha exactitud. Sin embargo para efecto de obtener un estimado de la presión estática del yacimiento y extrapolando se obtiene:

$$\frac{\Delta P_x F}{q_y} = 6 \times 10^{-1}$$

$$\Delta P^* = \frac{\Delta P_x F}{q_y} \frac{q_w B_o}{F} = \frac{6.0 \times 10^{-1} \times 1234 \times 168}{0.89}$$

$$\Delta P = 1.397 \text{ lpc.}$$

$$P_e = P_{wf} + \Delta P^* = 1.703 + 1.397 = 3.100 \text{ lpc}$$

$$P_e = \underline{3.100} \text{ lpc}$$

H o r n e r :

figura N° 12

En este caso especial de falla cercana al pozo, debido al efecto de límite que produjo el consiguiente aumento de presión, no es posible obtener un valor real de la presión estática del yacimiento.

d) Pozos con Efecto de Joroba Presente en las Curvas de Restauración de Presión .-

El pozo en estudio pertenece a un grupo de pozos productores por levantamiento artificial por gas. Es una zona nueva con 455 horas escasamente de producción a una rata de 400 BN/D .

El resultado obtenido en valores de presión se representa a continuación:

$\Delta t$ (horas)	$t + \Delta t$ (horas)	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	$P_w$ (lpc)	$P_w - P_{wt}$ (lpc)	$\Delta t$ (minutos)
0.00	455		2.086		
0.25	455.25	1.821	2.300	214	15
0.50	455.5	911	2.300	-	30
0.75	455.75	607.6	2.599	513	45

1.00	456	456	2.751	665	60
2.00	457	228.5	2.781	695	120
3.00	458	152.6	2.764	698	180
4.00	459	114.7	2.781	695	240
5.00	460	92.0	2.780	694	300
6.00	461	76.8	2.780	694	360
7.00	462	66.0	2.778	692	420
8.00	463	57.8	2.775	689	480
9.00	464	51.5	2.774	688	540
10.00	465	46.5	2.773	687	600
12.00	467	38.9	2.772	686	720
14.00	469	33.5	2.770	684	840
16.00	471	29.4	2.768	682	960
18.00	473	26.2	2.767	681	1.080
20.00	475	23.7	2.766	680	1.200
23.00	478	20.7	2.766	680	1.380

R a m e y :            figura N° 19

1) Ploteo de  $P_w$  vs  $\Delta t$  (horas)

$$\text{punto escogido } A = \begin{cases} \Delta P = 214 \\ \Delta t = 0.25 \end{cases}$$

$$C = \frac{q \times B_o \times \Delta t}{24 \times \Delta P} = \frac{400 \times 1.3 \times 0.25}{24 \times 214} = 0.025$$

$$\bar{C} = \frac{0.8936 C}{h \cdot \phi \cdot u \cdot c_t \cdot r_w^2} = \frac{0.8936 \times 0.025}{20 \times 0.23 \times 1.3 \times 1.9 \times 10^4 \times 0.12} = 1.64 \cdot 10^2$$

No es posible determinar más parámetros en este caso porque la curva de campo no coincide con ninguna curva tipo.

M c K i n l e y :            figura N° 20

1) Ploteo de  $F_w$  vs  $\Delta t$  (minutos)

$$\left(\frac{J}{F}\right)_{vp} = 2.500 \quad ; \quad \left(\frac{J}{F}\right)_f = 5000 \quad \text{luego existe daño.}$$

$$\text{Punto escogido A} = \begin{cases} \Delta P = 513 \\ \frac{\Delta P \times F}{q} = 1.2 \times 10^{-1} \end{cases}$$

$$F = \frac{\Delta P \times F}{q_v} \cdot \frac{q_v \times B_o}{\Delta P} = \frac{1.2 \times 10^{-1} \times 400 \times 1.3}{513} = 0.12$$

2) Cálculo de la transmisibilidad

$$J_{vp} = \left(\frac{J}{F}\right)_{vp} \times F = 2.500 \times 0.12 = 300 \frac{\text{md-pie}}{\text{cps}}$$

$$J_f = \left(\frac{J}{F}\right)_f \times F = 5.000 \times 0.12 = 600 \frac{\text{md-pie}}{\text{cps}}$$

Es posible obtener estos datos con McKinley debido a la pequeña influencia en el comportamiento normal de la parte superior de la curva; tomando en consideración que la primera parte de la curva después del cierre no ha sido suficientemente afectada.

$$K_{vp} = J_{vp} \frac{u}{h} = 300 \frac{1.3}{20} = 19.5 \text{ md}$$

$$K_f = J_f \frac{u}{h} = 600 \frac{1.3}{20} = 39.0 \text{ md}$$

### 3) Cálculo aproximado de la presión estática

$$\frac{\Delta P_x^* F}{q_y} = 1.8 \times 10^{-1}$$

$$\Delta P_x^* = \frac{\Delta P_x^* F}{q_y} \times \frac{q_n B_o}{F} = \frac{1.8 \times 10^{-1} \times 400 \times 1.3}{0.12} = 780 \text{ lpc}$$

$$P_e = P_{wf} + \Delta P = 2086 + 780 = 2.866 \text{ lpc}$$

$$P_e = \underline{\underline{2.866 \text{ lpc}}}$$

H o r n e r :            figura Nº 21

Por este método no es posible determinar ningún valor de los diferentes parámetros y características del yacimiento por el comportamiento falso de la curva.

e) Pozos con Empuje Hidrostático de Fondo .-

El presente ejemplo es un pozo perteneciente a un yacimiento cuyo mecanismo de producción es por empuje hidrostático. Este pozo ha producido hasta la fecha --- 12,420 BN durante 18 horas de tiempo a una rata de 690 BN/D por la zona en estudio.

Se obtuvo el siguiente registro de presión en la prueba llevada a cabo.

$\Delta t$ (horas)	$t + \Delta t$ (horas)	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	$P_w$ (lpc)	$P_w - P_{wf}$ lpc	$\Delta t$ (minutos)
0.00	18		3.714	0	0
0.50	18.5	37.0	4.066	352	30
1.00	19.0	19.0	4.081	367	60
2.00	20.0	10.0	4.099	385	120
3.00	21.0	7.0	4.105	391	180
4.00	22.0	5.5	4.110	396	240
5.00	23.0	4.6	4.113	399	300
6.00	24.0	4.0	4.113	399	360
9.00	27.0	3.0	4.120	406	540
12.00	30.0	2.5	4.120	406	720

15.00	33.0	2.2	4.121	407	900
27.00	45.0	1.66	4.123	409	1.620

R a m e y : figura N<sup>o</sup> 22

No puede aplicarse en este caso debido a que no se produce el efecto de almacenaje.

M c K i n l e y : figura N<sup>o</sup> 23

1) Ploteo de  $P_w$  vs  $\Delta t$  (minutos)

$$\left. \begin{array}{l} \left(\frac{J}{F}\right)_{vr} = 50.000 \\ \left(\frac{J}{F}\right)_f = 50.000 \end{array} \right\} \text{no existe da\~{n}o ni estimulaci3n}$$

$$\text{punto escogido A} = \left\{ \begin{array}{l} \Delta P = 35.0 \\ \frac{\Delta P F}{q_y} = 1.3 \times 10^{-2} \end{array} \right.$$

$$F = \frac{\Delta P_x F}{q} \frac{q_w, B_o}{\Delta P} = \frac{1.3 \times 10^{-2} \times 690 \times 1.12}{350} = 0.0286$$

## 2) Cálculo de la transmisibilidad

$$J_f = J_{vp} = \left(\frac{J}{F}\right)_{vp} \cdot F = 50.000 \times 0.0286 = 1430 \frac{\text{md-pie}}{\text{cps}}$$

$$\text{donde } J = \frac{K h}{u}$$

$$K = J \frac{u}{h} = 1.430 \times \frac{1.5}{50} = 43 \text{ md.}$$

## 3) Cálculo de la presión estática

$$P^* = 4.140 \text{ lpc,} \quad (\text{extrapolada})$$

$$\Delta P^* = \frac{\Delta P_w^* F}{q_y} \times \frac{q_w B_o}{F} = \frac{1.5 \times 10^{-2} \times 690 \times 1.12}{F} = 405 \text{ lpc}$$

$$P_e = P_{wf} + \Delta P^* = 3714 + 405$$

$$P_e = \underline{4.119 \text{ lpc}}$$

H o r n e r :            figura N° 24

1) Ploteo de  $P_w$  vs  $\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$

2) Cálculo de la pendiente  $m$

$$m = 42 \text{ lpc / ciclo} \quad \checkmark$$

3) Cálculo de la presión estática

$$P^* = 4140 \text{ lpc} = P_e$$

por tratarse en este caso  
de un yacimiento infinito

4) Cálculo de la permeabilidad

$$K = \frac{162.6 \ q \ u_o \ B_o}{h \ m} = \frac{162.6 \cdot 690 \cdot 1.5 \cdot 1.12}{42 \cdot 50}$$

$$K = 89.8 \text{ md.}$$

## CAPITULO VI

### DISCUSION DE RESULTADOS

Se estudió la aplicabilidad de los métodos de McKinley y Ramey en 25 pozos pertenecientes a tres diferentes tipos de producción;

- (a) Con mecanismo de producción de gas disuelto para un petróleo liviano,
- (b) Con mecanismo de gas en solución y produciendo por levantamiento artificial por gas, y
- (c) Con mecanismo de empuje hidrostático.

Se escogieron estos tres tipos de yacimientos, a fin de establecer las diferencias más sobresalientes en la aplicación de los métodos de Ramey y McKinley.

Se trata de campos con petróleos de baja viscosidad en el orden promedio de 1.3 cps; los pozos de gas lift producen con una relación gas/líquido entre 500 y 1.500 PCS/B.

El método de Ramey fué posible aplicar en 18 pozos, de los cuales 8 pertenecen al tipo de producción(b) descrito anteriormente, y 10 pertenecientes al tipo(a). No pudo aplicarse en ningún pozo del tipo(c) de mecanismo de empuje hidros

tático porque no se produjo el efecto de drenaje en las pruebas.

En presencia del efecto de joroba, para este método, no fue posible obtener resultados de los parámetros característicos del yacimiento, ya que a pesar de observarse el efecto de almacenaje, la curva de campo no se superpuso a ninguna curva tipo. Cabe indicar que el pozo que presentó este efecto, produjo con un 80% de agua en dicha arena; sin embargo, en pruebas realizadas en el mismo pozo en diferentes arenas, no se observó dicho efecto.

La aplicación del método de Ramey en presencia de una falla es aceptable por la pequeña desviación observada en la curva de campo con respecto a la curva tipo.

A diferencia de McKinley, en que no es posible obtener datos de permeabilidad de la formación, ni de la presión estática.

En lo relativo a la utilidad del método de McKinley, se observó que tiene una buena aplicación en la totalidad de los pozos estudiados, en lo referente a la determinación de la presión estática, lo cual no ocurre en la determinación de los valores de la permeabilidad de la formación, que no tienen coincidencia alguna con los determinados por el método clásico de Horner.

Un factor importante que puede influir desfavorablemente en

la aplicación de los métodos de Ramey y McKinley, (principalmente en el primero de los nombrados) al representar los datos de pruebas de presiones de manera conveniente, es la coincidencia que se necesita lograr entre la curva problema y la curva tipo. En el método de McKinley la coincidencia puede lograrse más fácilmente y con mayor preci-sión debido a que solo se requiere un desplazamiento horizontal, mientras que en el método de Ramey es necesario hacerlo en las direcciones vertical y horizontal.

Otra limitación de los métodos discutidos es la no inclu - sión de los efectos de redistribución de fases en el pozo.

El porcentaje de coincidencia entre los métodos para los valores del efecto de daño, fueron los siguientes: para tápo de yacimiento (a) en el 90% de los casos se aproximaron bas - tante aceptablemente los valores; para el tipo (b) en el 50% de los casos, y para el tipo de mecanismo por empuje hidrostático de fondo, no se obtuvieron valores por el método de Ramey y se observó una coincidencia del 100% entre el méto - do de McKinley y el convencional de Horner.

## C A P I T U L O    V I I

### CONCLUSIONES:

- 1.- La permeabilidad calculada por los Métodos de Ramey y McKinley difiere apreciablemente de la obtenida por el método convencional de Horner, como puede observarse en la tabla N<sup>o</sup> 2.
- 2.- El uso de los métodos de Ramey y McKinley permiten determinar con bastante seguridad el estado de la formación alrededor del pozo. Esto puede justifi - carse tomando en consideración que los valores para daños o estimulación de los pozos estudiados entre los métodos recientes y el convencional son muy a- proximados.
- 3.- Teniendo en consideración que al emplear los métodos de Ramey y McKinley en las pruebas de presión, se obtendría una reducción de costos de operación con la utilización de menor tiempo de corrida del instrumen- to.
- 4.- El método de Ramey permite obtener mayor información sobre las propiedades del pozo; sin embargo el de McKinley es más fácil de aplicar.

- 5.- Debido a que estos métodos recientes basan su comportamiento en datos obtenidos inmediatamente después del cierre, la precisión de los datos obtenidos al comienzo de las pruebas de presiones es muy importante en la aplicación de los métodos estudidos.
- 6.- Debe considerarse el método de McKinley como un auxiliar de los convencionales y no como su reemplazo a pesar del corto tiempo de prueba. No se puede decir lo mismo del de Ramey que fundamentalmente solo se aplica a yacimientos de gas en solución con crudos livianos.
- 7.- Se observa que el espesor de la arena en que se realiza la prueba de presión desempeña un factor importante para la buena aplicación de los métodos, siendo la relación inversamente proporcional, o sea que tiene mayor aplicación en arenas de poco espesor.
- 8.- La corrección realizada en el método de Horner para yacimiento finito permite obtener valores de comparación confiables, al reducir el porcentaje de error y desviación con respecto a los resultados de los métodos de Ramey y McKinley.

## RECOMENDACIONES

- 1.- Estudiar más particularmente el efecto e influencia de los espesores de las arenas en la mayor o menor aplicación de los métodos estudiados.
- 2.- Reiterar la importancia de que éstos métodos de corto tiempo de duración sean probados con mayor interés y prioridad en crudos pesados y en mecanismos de empuje de producción donde realmente el tiempo de las pruebas representa un serio problema económico.
- 3.- La conveniencia de realizar comparaciones de valores obtenidos de permeabilidad por análisis de núcleos en laboratorio y los calculados por los métodos conocidos, cuando se tenga arenas de poco espesor, en que según el presente estudio los valores de presión estática son mas similares entre los métodos recientes de Ramey y Mckinley con el convencional de Horner, como puede observarse en la tabla Nº 2

## APLICACION EN EL PAIS

Dada la importancia que implica la reducción del costo de corrida del instrumento de pruebas de presión en un pozo con la disminución del tiempo por medio de la aplicación

de los recientes métodos de Ramey y McKinley; es menester luego de conocido el aparente mecanismo de producción de los nuevos yacimientos de la región oriental del país, probar los presentes métodos en discusión y corroborar las conclusiones que este trabajo ha determinado.

Desde el punto de vista económico y técnico, la aplicación del método de McKinley es muy aceptable como auxiliar de los convencionales; de allí que se recomienda su aplicación en nuestros yacimientos orientales.

Tomando en cuenta que estos métodos se basan en el estudio del flujo de fluidos en medios porosos, y que por ende cumplen con la ecuación de difusividad, su aplicación es posible en cualquier tipo de yacimiento.

Considerando que el empleo de los métodos de Ramey y McKinley se pueden utilizar para un tiempo más corto de prueba, lo cual involucra disminución de costos de operación, es menester que los mismos sean probados una vez que se conozcan los mecanismos de producción de los yacimientos del Oriente Ecuatoriano, a fin de verificar los resultados obtenidos a través de este estudio.

## C A P I T U L O    V I I I

### NOMENCLATURA

<u>SIMBOLO</u>	<u>SIGNIFICADO</u>	<u>UNIDADES</u>
$B_o$	factor volumétrico del fluido	BY/BN
$C$	constante de almacenaje del fluido en el pozo	BY/lpc
$\bar{C}$	constante de almacenaje adimensional	
$c$	compresibilidad	$lpc^{-1}$
$Ei(x)$	función integral exponencial	
$F$	parámetro que caracteriza el tipo de fluido en el pozo	
$h$	espesor de la formación	Pies

<u>SIMBOLO</u>	<u>SIGNIFICADO</u>	<u>UNIDADES</u>
J	transmisibilidad de la formación	$\frac{\text{md-pie}}{\text{cps}}$
$J_0, J_1$	funciones de Bessel de primera clase, orden cero y uno respectivamente	
K	permeabilidad	md
$Ker, Kei$	argumentos correspondientes a las partes real e imaginaria de las funciones de Bessel.	
m	pendiente de la sección recta de la curva de restauración de presión	lpc/ciclo
$M_m$	razón de amplitud del cambio relativo de la presión de una zona permeable a otra no permeable	
P	presión del yacimiento	lpc
$P_e$	presión estática del yacimiento	lpc

<u>SIMBOLO</u>	<u>SIGNIFICADO</u>	<u>UNIDADES</u>
$P_D$	caída de presión adimensional en la formación alrededor de la zona alterada	adim.
$P_D^*$	presión adimensional extrapolada a condiciones estáticas	adim.
$P_i$	presión inicial del yacimiento	lpc
$P_w$	presión del pozo	lpc
$P_{wf}$	presión fluyente del pozo	lpc
$P_{1h}$	presión a $\Delta t = 1$ hora	
$P^*$	presión extrapolada obtenida al tiempo de cierre infinito de la sección recta de la curva de restauración de presión	lpc
$q_n$	tasa de producción del fluido	BN/D
$q_y$	tasa de producción del fluido del yacimiento	BY/D
$r$	distancia radial	pies

<u>SIMBOLO</u>	<u>SIGNIFICADO</u>	<u>UNIDADES</u>
$r_e$	radio de drenaje	pies
$r_w$	radio del pozo	pies
S	efecto pelicular o superficial .	adim .
t	tiempo de producción	horas
U, V	variables de integración	
U(t)	respuesta de la formación en forma de presión adimensional debido al aumento de presión que experimenta al inyectar una tasa unitaria	
U'(t)	derivada parcial de U con respecto a t	
$Y_0, Y_1$	funciones de Bessel de segunda clase orden cero y uno respectivamente	
$\Delta P$	diferencial entre las presiones medidas en la prueba de restauración de presión y la presión fluyente	lpc

<u>SIMBOLO</u>	<u>SIGNIFICADO</u>	<u>UNIDADES</u>
$\Delta P^*$	diferencial de presión extrapolada a condiciones estáticas	lpc
$\Delta P_s$	diferencial de presión en la zona afectada por el efecto <u>su</u> perficial	lpc
$\Delta t$	tiempo de cierre	horas, minutos
$\phi$	porosidad	%
$n^*$	difusividad hidráulica	pies <sup>3</sup> /minuto
$\tau$	variable de integración	
$u$	viscosidad	cps
$w$	frecuencia angular	rad/seg
$P_{vp}$	Presion en la vecindad del pozo	lpc

## REFERENCIAS

- 1.- W. Hurst "Establishment of the skin effect and its impediment to fluid flow into a well bore". The petroleum engineer, Octubre 1953 .
- 2.- Matheus and Stegemeyer "A study of anomalous pressure. Build up behavior" . Petroleum Transaccion re - print series Nº 9 AIME
- 3.- Van der Vuurst "Derivation of basic equations in a method to avoid anomalous pressure Build-up surveys in gas lift wells". Petroleum engineer report Nº TR-4215 (263). Compañía Shell de Venezuela Ltda.
- 4.- Russell "Extensions of Pressure Build-up Analisis methods". SPE 1513 Julio 29, 1966 .

- 5.- Gladfelter y asociados  
Blackwell "Selecting wells which will respond to production, stimulation treatment" Drill. and Prod. Practice. APL 1955 P - 117 .
- 6.- Ramey "Non darcy flow and wellbore storage effect in pressure build-up and drawdown of gas wells" AIME Septiembre 1970
- 7.- Agarwal y asociados "An Investigation of wellbore and skin effect in unsteady state liquid flow: analitical treatment" JPT Septiembre 1970 .
- 8.- Papadopolus and Cooper "Citado en la referencia 9 .
- 9.- McKinley "Wellbore transmisibility from after flow Dominated pressure Build up date" JPT Julio 1971 pag. 863 - 872
- 10.- Dolan y Einarsen  
Jaeger . "Special application of drill stem test pressure date" Transacciones del AIME 1957 .

- 11.- Hurst Heynie, Walter "New concepts extend pressure Build-up Analysis" The petroleum engineer, Agosto 1962 .
- 12.- A.F. Van Everdingen "The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs" , AIME Febrero 1960 .
- 13.- Russell; M. Prats "The practical aspects of inter-layer Crossflow". Society of Petroleum Engineers, Marzo 1962 .
- 14.- Burns "New single well test for determining vertical permeability" . JPT Junio 1969 .
- 15.- Matheus, Russell "Pressure build-up and flow tests in wells"

C A P I T U L O    I X

APENDICES

- a) Apéndice I . . . . . Tablas
- b) Apéndice II . . . . . Figuras

T A B L A   N º   1

CARACTERISTICAS ESPECIALES DE LOS POZOS ESTUDIADOS

POZOS DE FLUJO ARTIFICIAL (GAS LIFT)

<u>POZO</u>	<u>TASA DE PETROLEO</u>	<u>PORCENTAJE DE AGUA</u>	<u>VISCOSIDAD DEL PETROLEO</u>	<u>FACT. VOLUMET. DEL PETROLEO</u>	<u>ESPESOR NETO DE LA ARENA</u>	<u>COMPRESIBILIDAD TOTAL</u>	<u>PRODUCCION DE GAS</u>
	(B / D)	( % )	( CP )	(BY/BN)	(PIES)	( LPC <sup>-1</sup> )	
A	1.356	30	1.3	1.3	8.0	2.0 10	Si
B	1.234	20	1.3	1.68	100.0	1.9 10	Si
C	3.576	20	1.3	1.3	70.0	1.9 10	Si
D	416	5	1.3	1.3	40.0	1.9 10	Si
E	300	2	1.3	1.3	20.0	1.9 10	Si
F	1.434	20	1.3	1.3	100.0	1.9 10	Si
G	2.194	25	1.3	1.3	100.0	1.9 10	Si
H	400	80	1.3	1.3	20.0	1.9 10	Si
I	1.230	25	1.3	1.3	80.0	1.9 10	Si
J	890	20	1.3	1.3	40.0	1.9 10	Si

**TABLA Nº 1 (Continuación)**

**POZOS DE FLUJO NATURAL (GAS DISUELTO)**

K	354	10	0.60	1.39	7.0	1.25	10	Si
L	120	15	1.25	1.30	18.0	1.0	10	Si
LL	110	10	1.20	1.30	19.0	1.10	10	Si
M	400	10	1.20	1.30	20.0	1.0	10	Si
N	250	13	0.60	1.40	13.0	1.2	10	Si
O	335	15	1.20	1.33	25.0	1.0	10	Si
P	1.000	15	0.50	1.60	10.0	1.0	10	Si
Q	250	10	1.80	1.30	30.0	1.0	10	Si
R	520	10	1.10	1.25	25.0	1.0	10	Si
S	840	13	0.60	1.50	12.0	1.0	10	Si

**POZOS DE FLUJO NATURAL (EMPUJE HIDROSTATICO)**

T	690	30	1.50	1.12	50.0	15.0	10	No
V	2.720	35	2.14	1.12	70.0	6.58	10	No
W	3.360	40	2.0	1.12	120.0	6.35	10	No
Y	978	25	1.50	1.20	67.0	15.0	10	No
Z	504	20	1.50	1.12	50.0	15.0	10	No

T A B L A    N<sup>o</sup>    2

RESULTADOS DE LA APLICACION DE LOS METODOS DE RAMEY Y MCKINLEY

POZOS DE FLUJO ARTIFICIAL (GAS-LIFT)

POZO	DAÑO O ESTIMULACION			PERMEABILIDAD				PRESIONES ESTATICAS		
	Ramey S	McKinley Estado	Convenc. S	Ramey K <sub>f</sub>	McKinley K <sub>vp</sub>	K <sub>f</sub>	Convenc. K <sub>f</sub>	Ramey	McKinley	Convencional
A	-2	PD	5.72	31.2	14	40	30	2.114	2.181	2.415
R	-2	E	-2.73	18.0	57.9	-	14.4	3.553	3.100	-
C	2	CI	-3.59	2900.0	42.4	42.4	213.0	2.776	3.098	3.181
D	3	D	9.9	17.5	7.3	13.2	16.25	2.163	2.641	2.643
E	4	D	19.5	13.3	19.0	13.5	58.8	3.000	2.424	2.560
F	-3	E	-5.58	34.2	108.0	70.0	18.0	2.691	2.499	2.910
G	-	CI	2.14	-	997.0	197.0	194.5	-	2.869	-
H	-	-	-	-	19.5	-	-	-	-	-
I	2	CI	5.4	27.5	18.0	18.0	57.0	2.156	2.200	2.380
J	-2	E	-3.0	32.0	29.0	22.0	63.0	2.630	2.550	2.580

PE = Poco Estimulado

PD = Poco Daño

E = Estimulado

CI = Comportamiento Ideal

D = Daño

TABLA Nº 2 (Continuación)

POZOS DE FLUJO NATURAL (GAS DISUELTO)

K	5	PD	7.0	30	6	35	30	4.410	4.415	4.403
L	25	D	30.0	38	7	45	49	2.100	2.110	2.105
LL	30	D	32.0	33	5	42	40	2.030	2.035	2.020
M	5	PD	3.0	60	21	55	66	2.089	2.078	2.097
N	8	PD	8.0	18	6	20	22	3.960	3.973	4.200
O	17	D	25.0	46	10	50	59	3.950	3.946	3.940
P	- 2	PE	- 2.0	57	58	60	68	2.970	2.966	2.967
Q	20	D	23.0	150	19	162	162	4.670	4.675	4.685
R	5	PD	4.5	55	29	56	59	1.965	1.950	1.960
S	- 3	PD	- 5.0	109	75	85	100	4.925	4.916	4.930

POZOS DE FLUJO NATURAL (EMPUJE HIDROSTATICO)

T	-	D	15.0	-	43	43	89	-	4.119	4.140
V	-	PD	4.5	-	360	371	757	-	4.214	4.222
W	-	E	- 5.2	-	288	275	628	-	3.682	3.691
Y	-	D	10.5	-	1698	1746	40	-	3.677	3.702
Z	-	D	11.5	-	29	33	76	-	4.090	4.118

$P_D$  vs  $t_D$  FOR WELL WITH STORAGE AND SKIN EFFECT

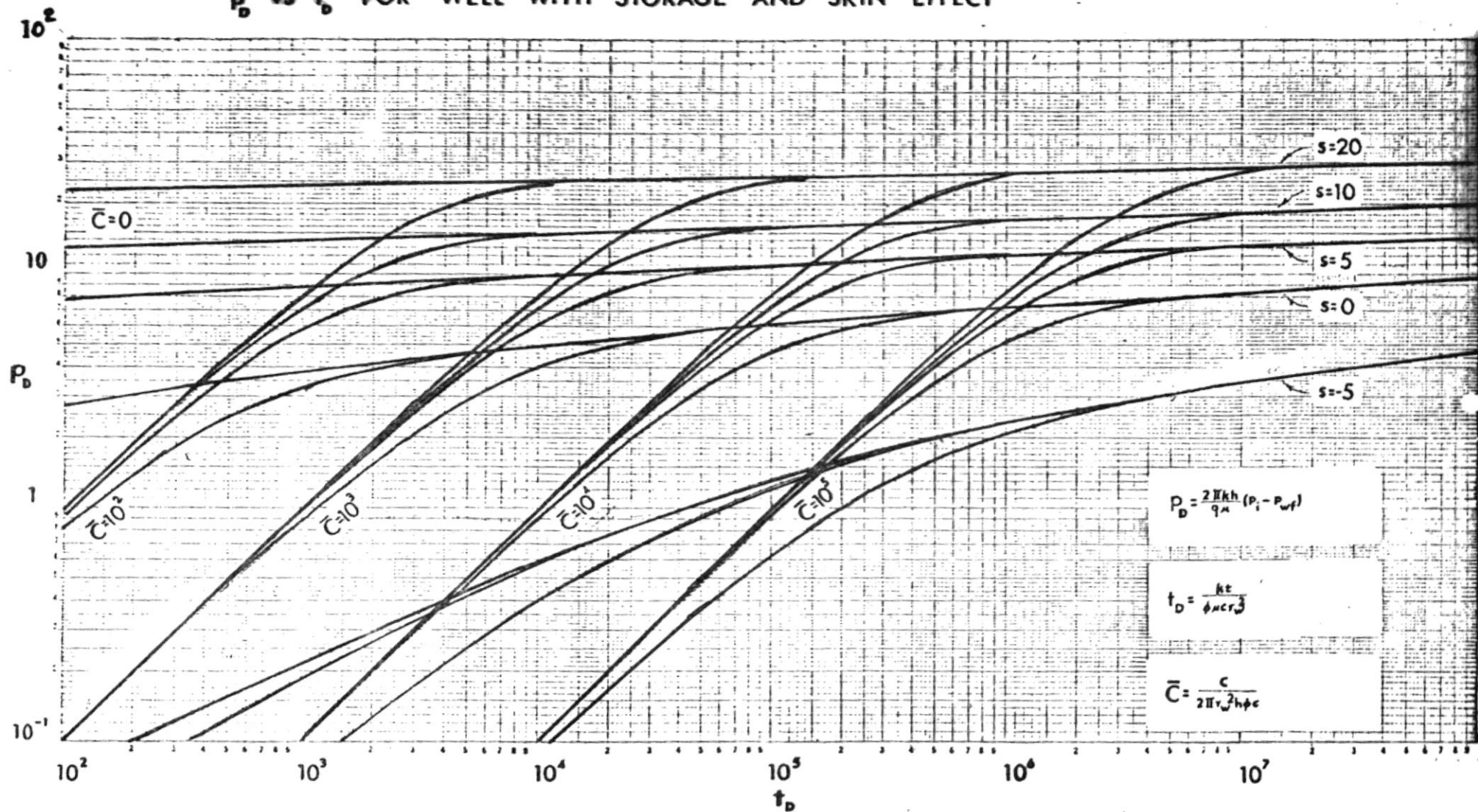


FIGURA N° 5

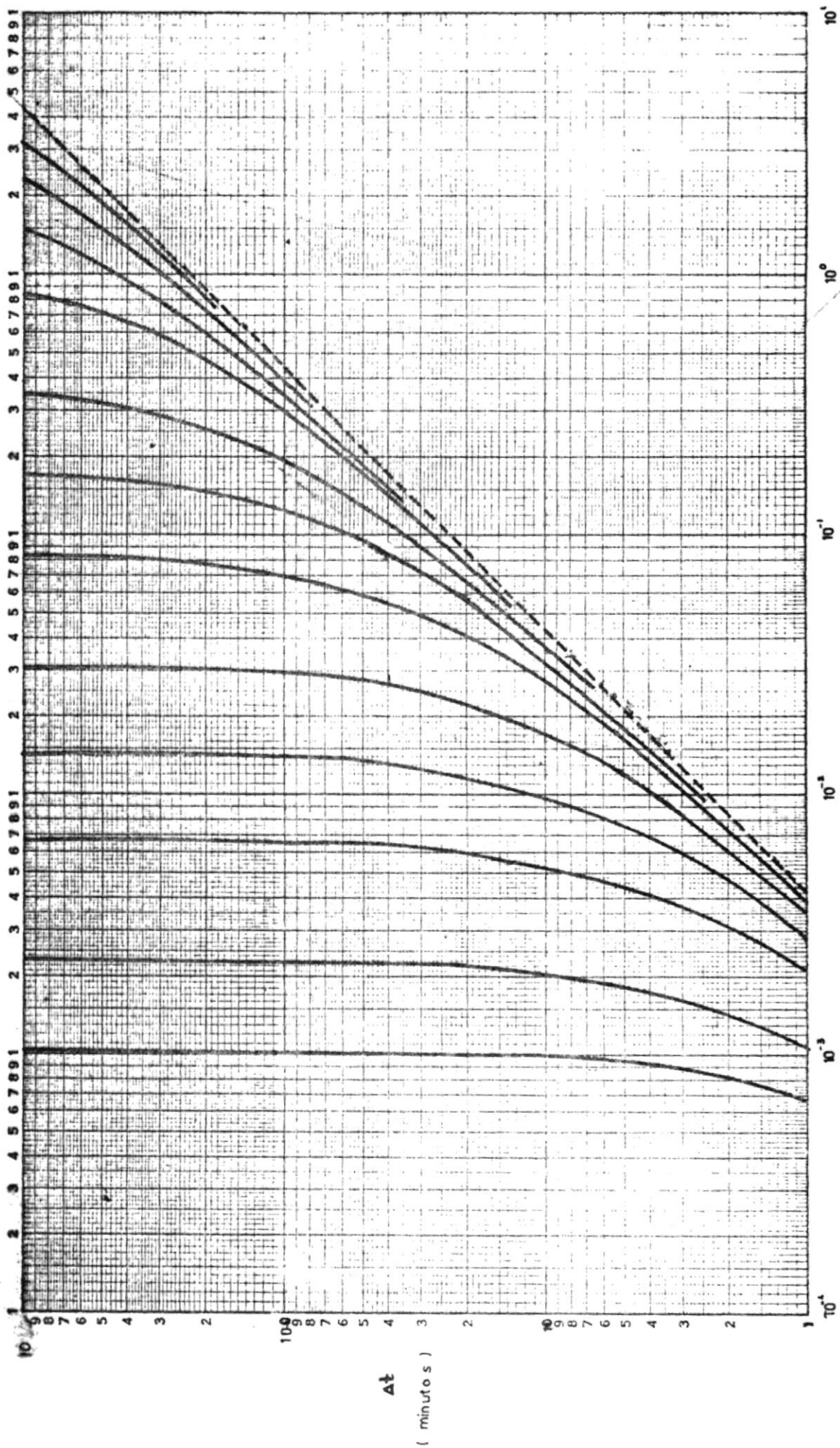


FIGURA Nº 6

ARF / q

# EQUIPO DE SUPERFICIE DEL METODO A CABLE

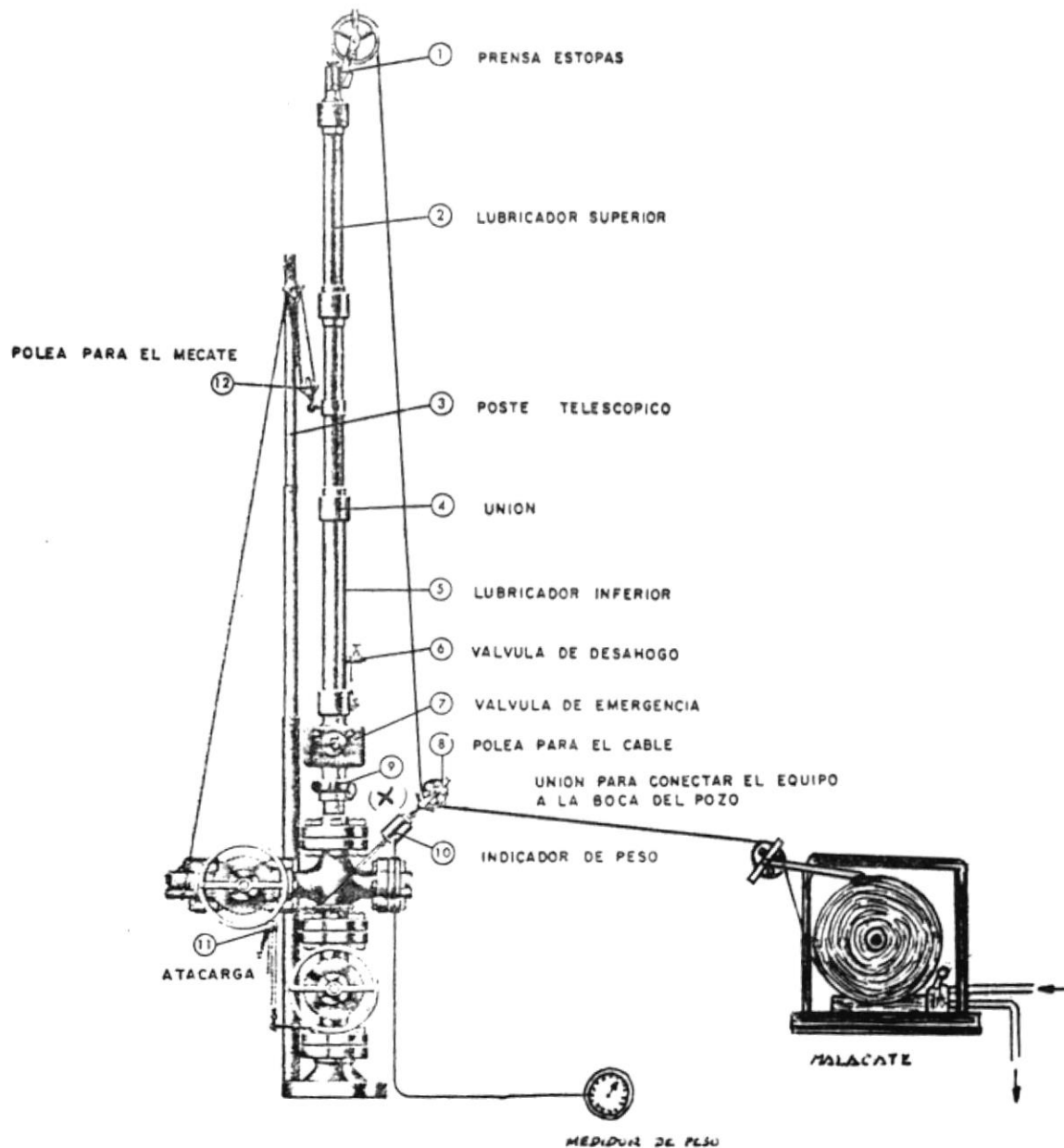


FIGURA N° 7

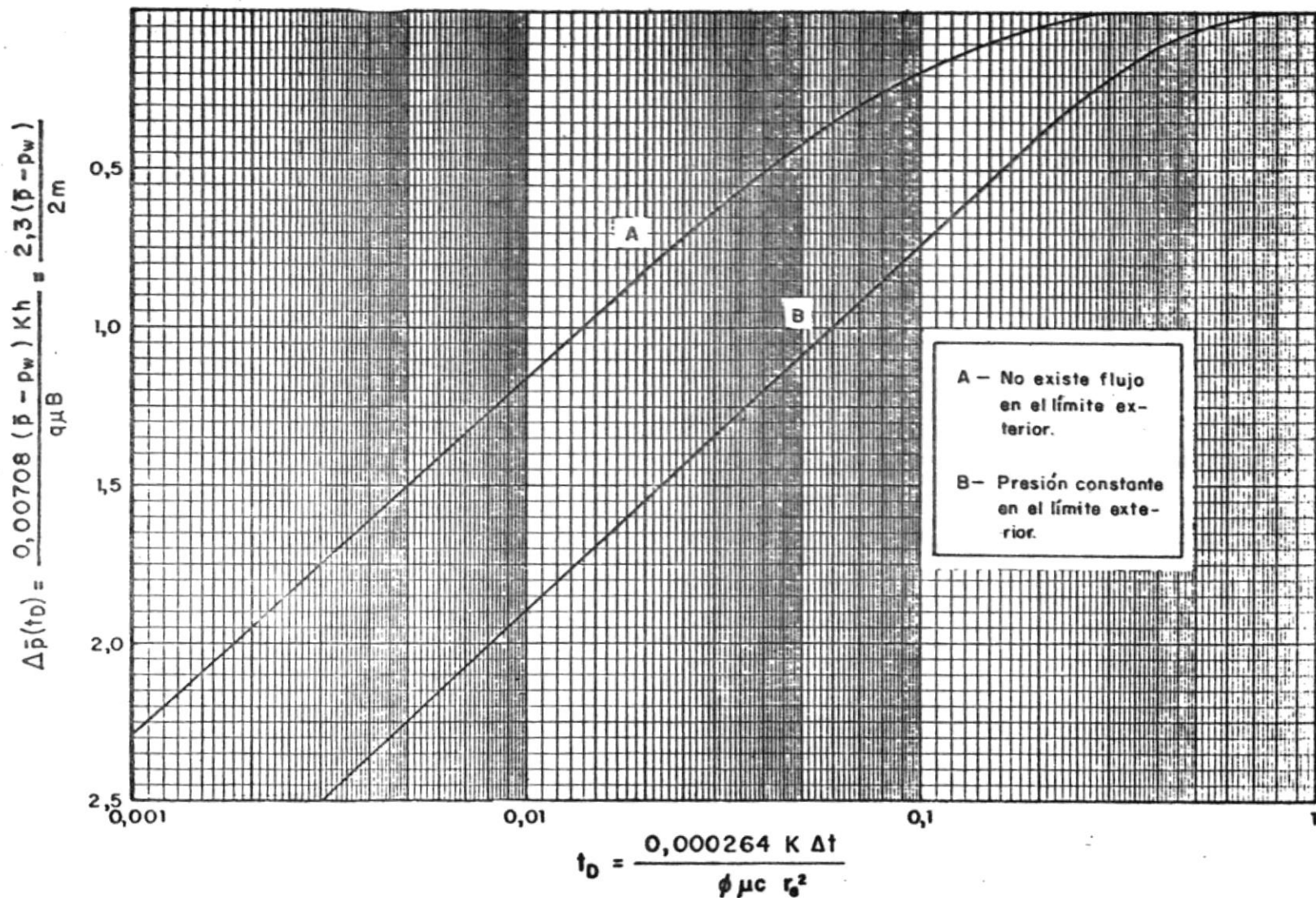


Fig. 8 - Curvas teóricas de restauración de presión de Miller, Dyes y Hutchinson.

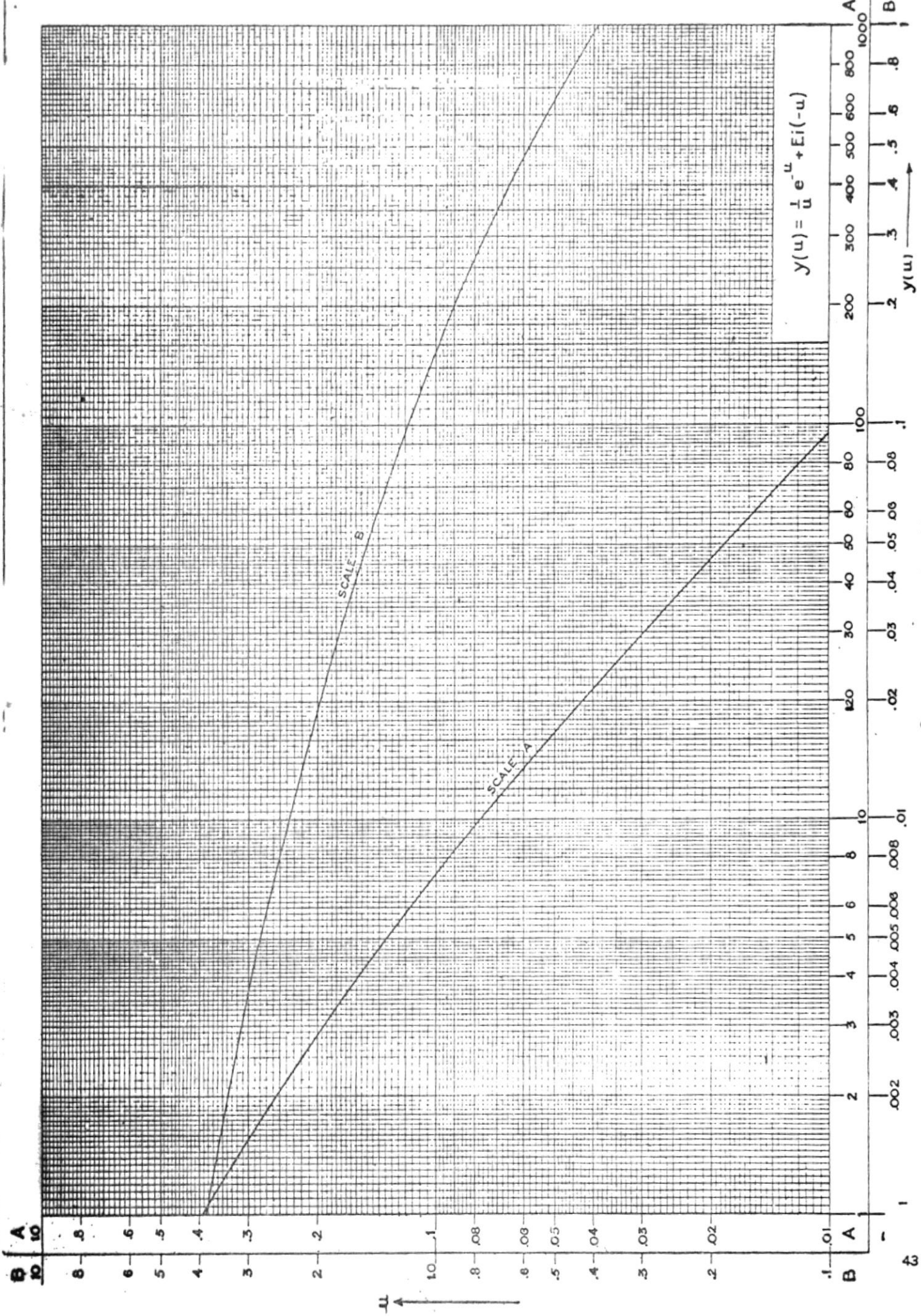


Fig. 9 Graph of the function  $y(u)$ .

POZO - B

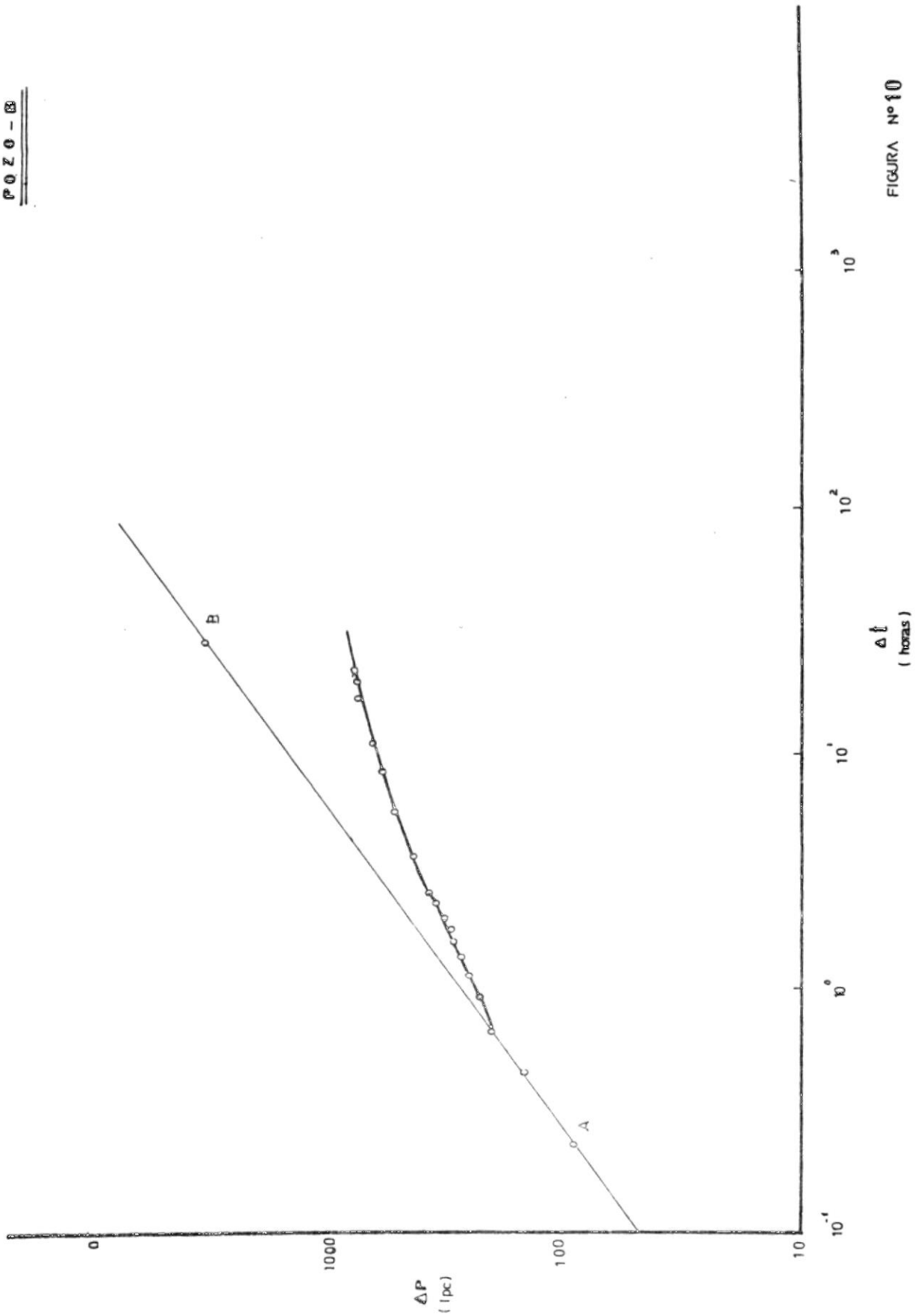


FIGURA N°10

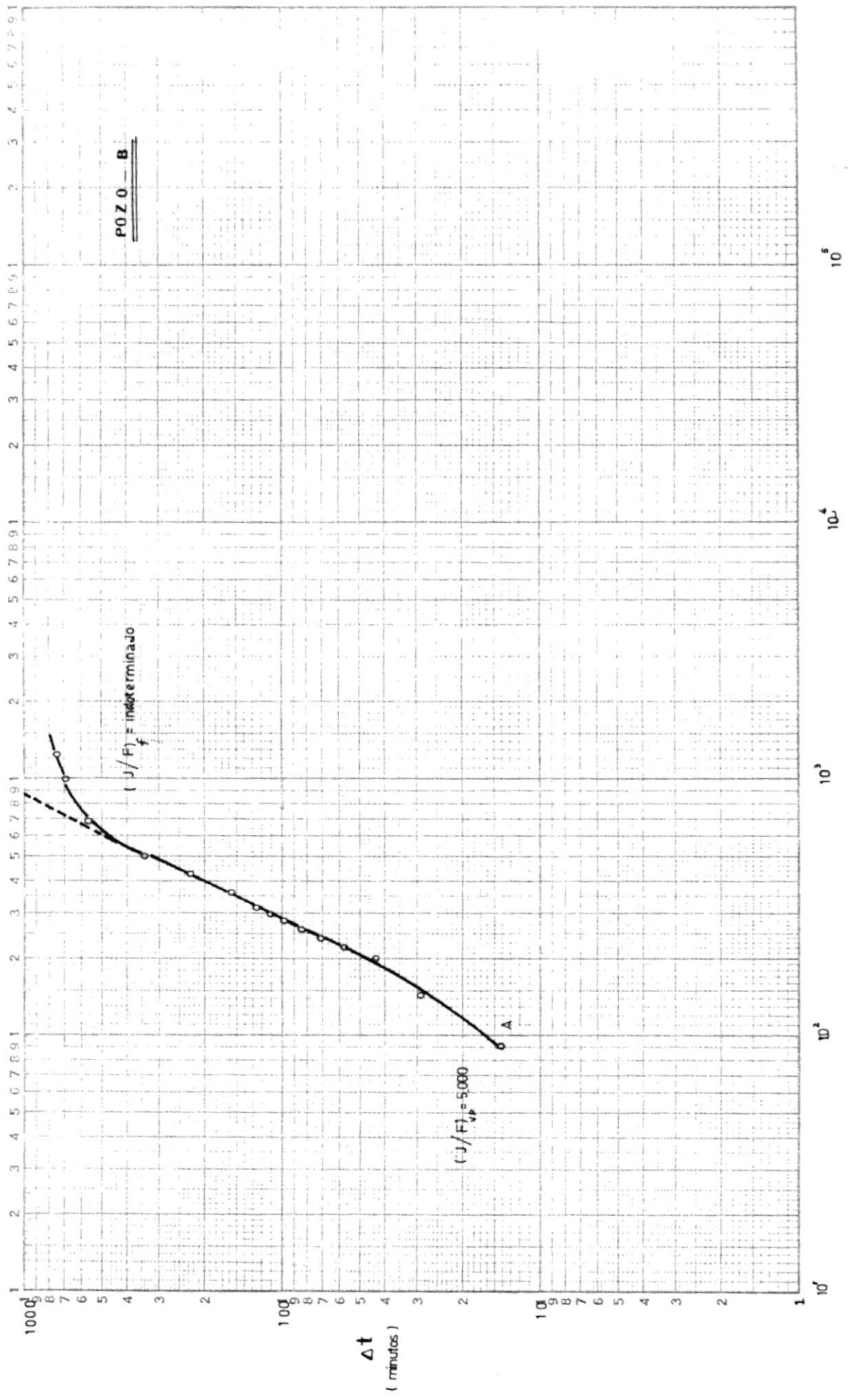
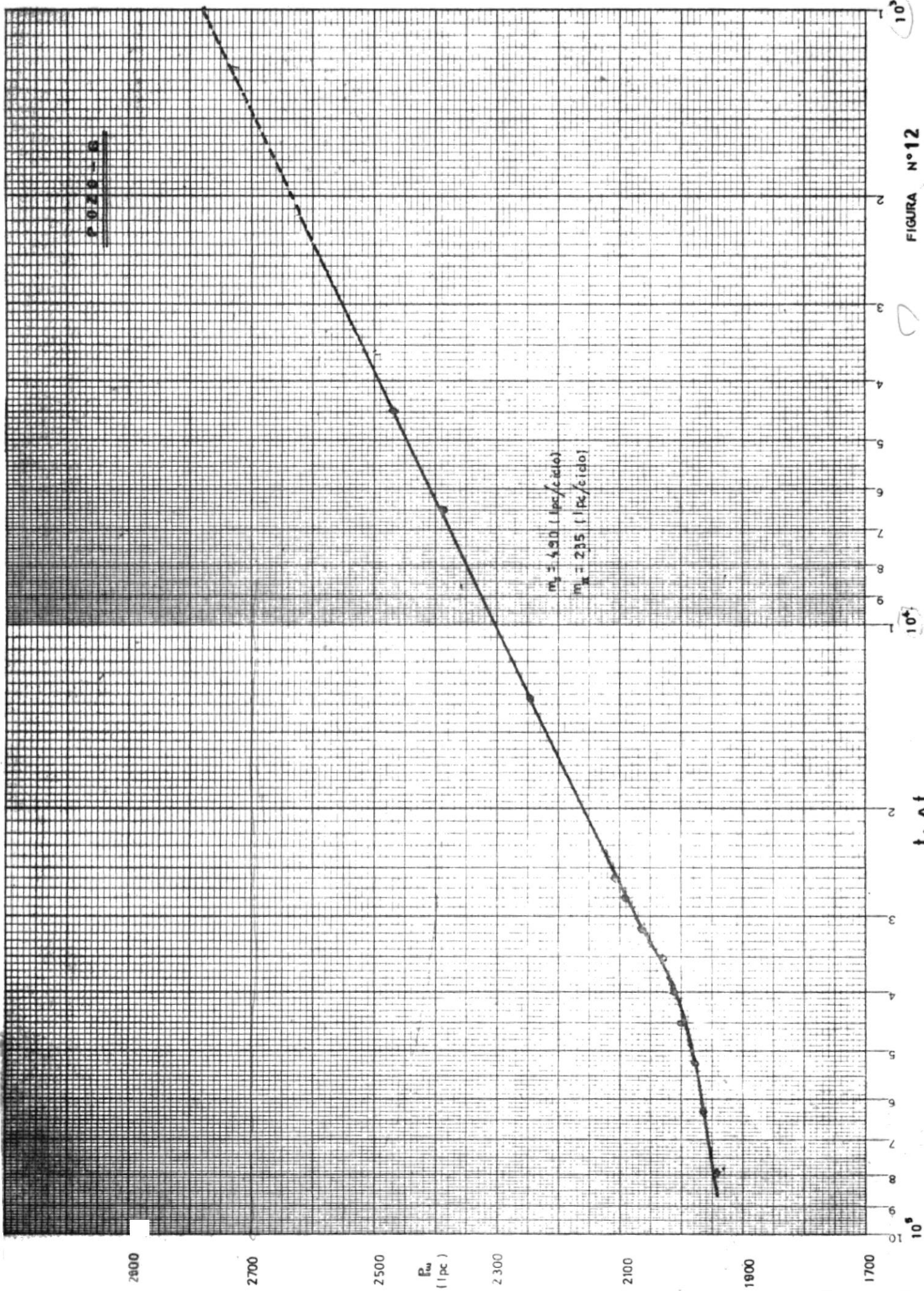


FIGURA N°11

$\Delta P$   
( lpc )

FIGURA Nº 12



10<sup>4</sup>

10<sup>5</sup>

100

$\frac{t \cdot \Delta t}{\Delta t}$

POZOS - B

2800

2700

2500

$E_w$   
(lpc)

2300

2100

1900

1700

POZO - C

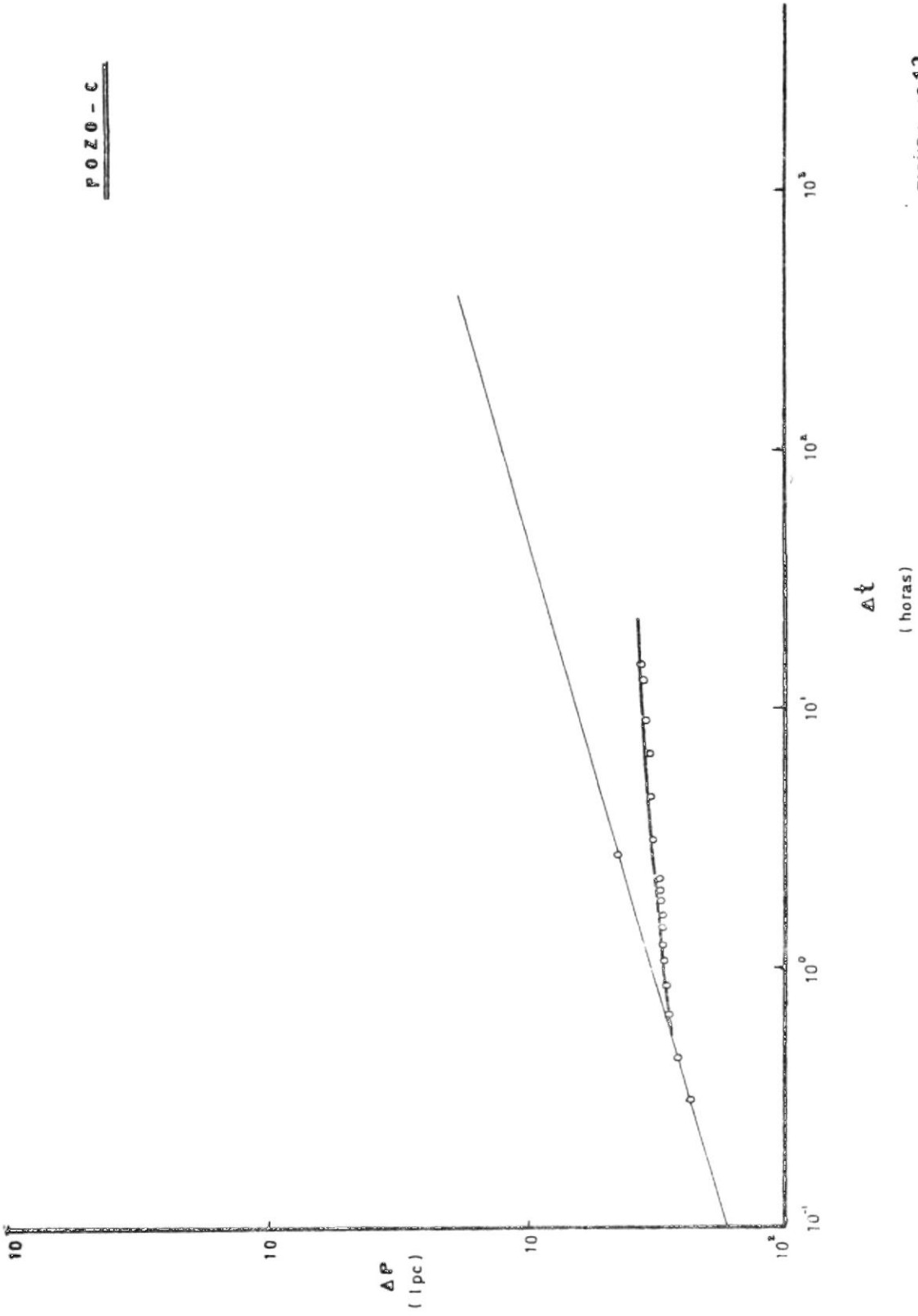


FIGURA Nº 13

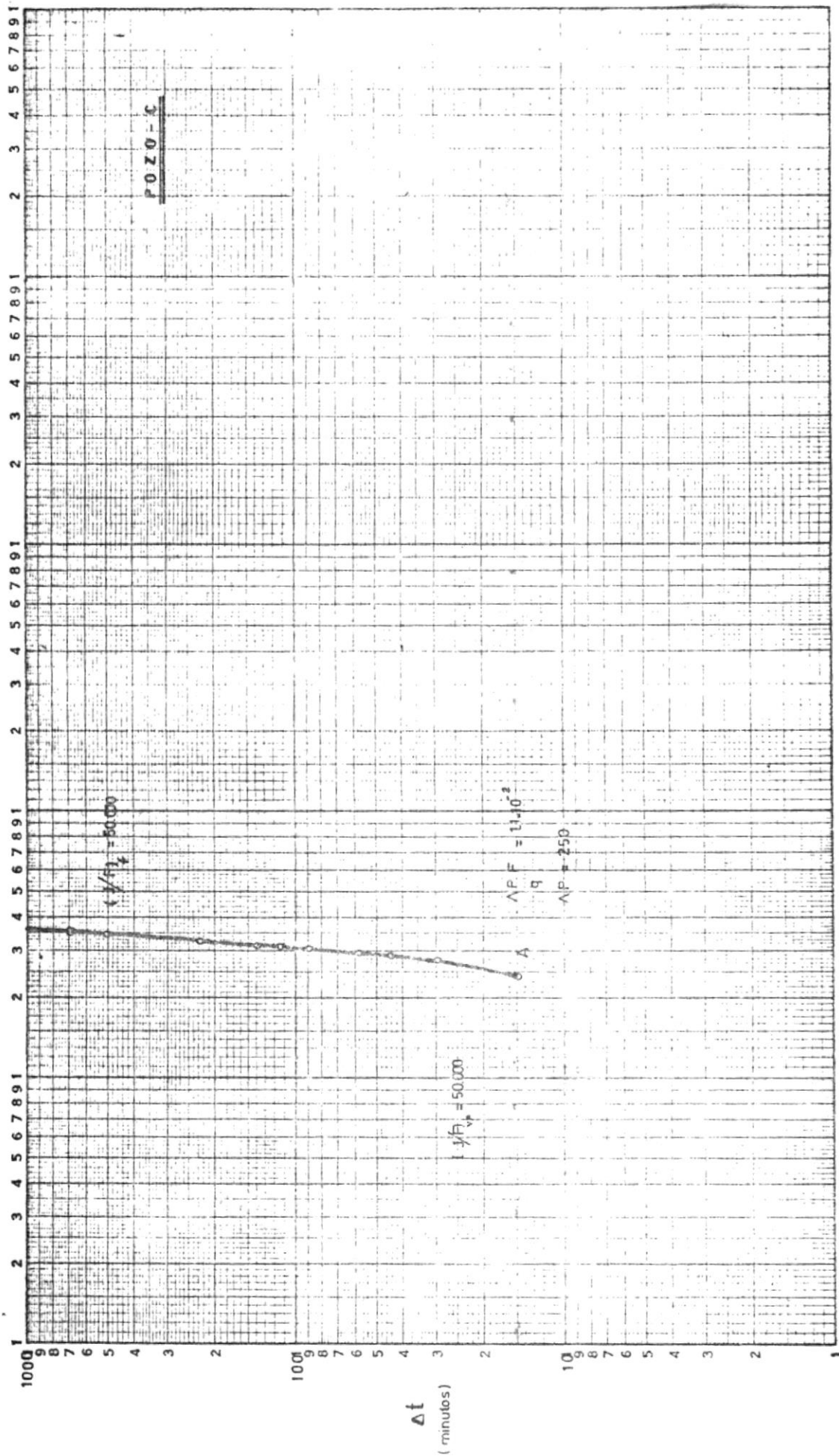
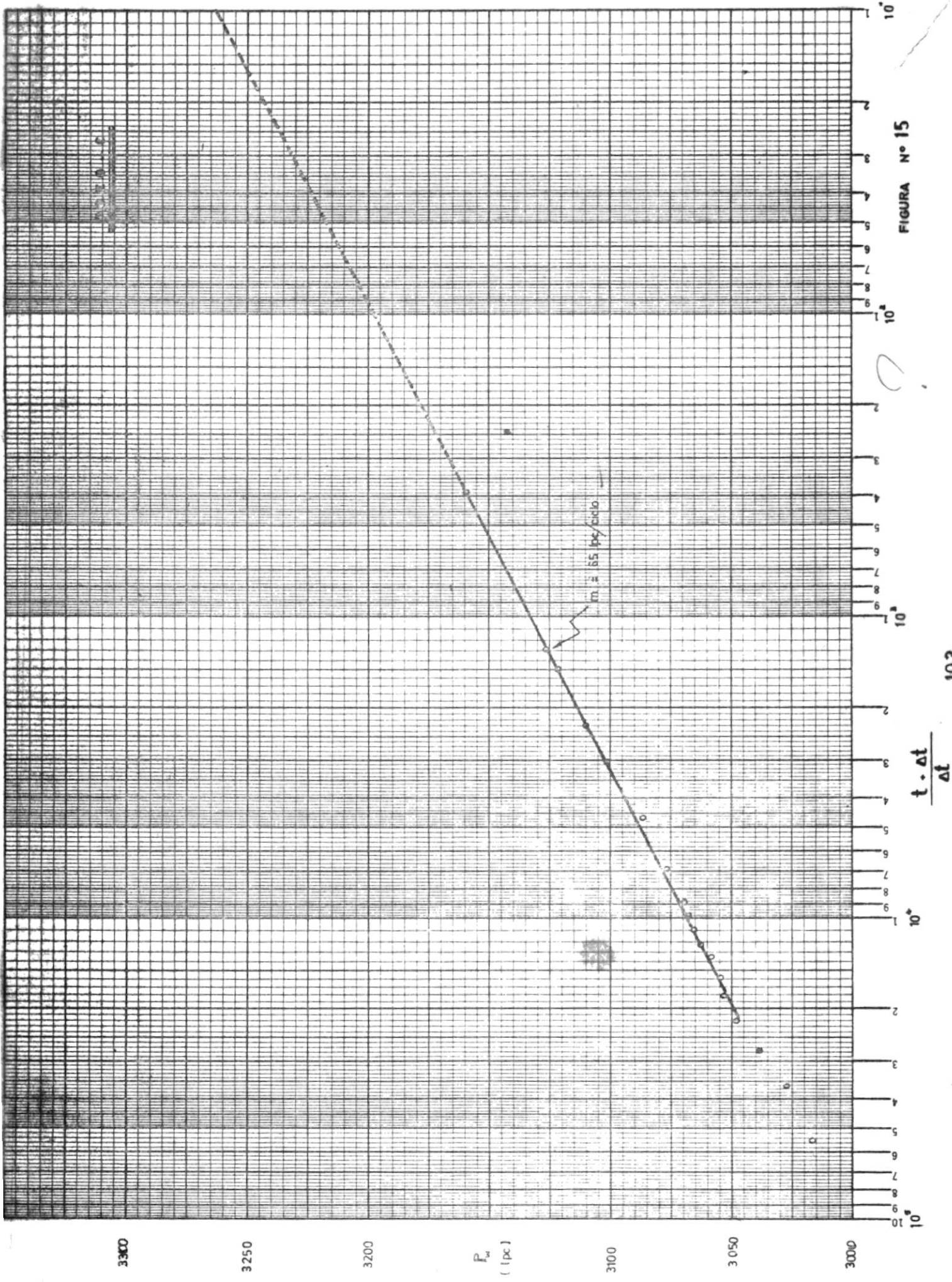


FIGURA Nº14

FIGURA Nº 15



POZ 6-0

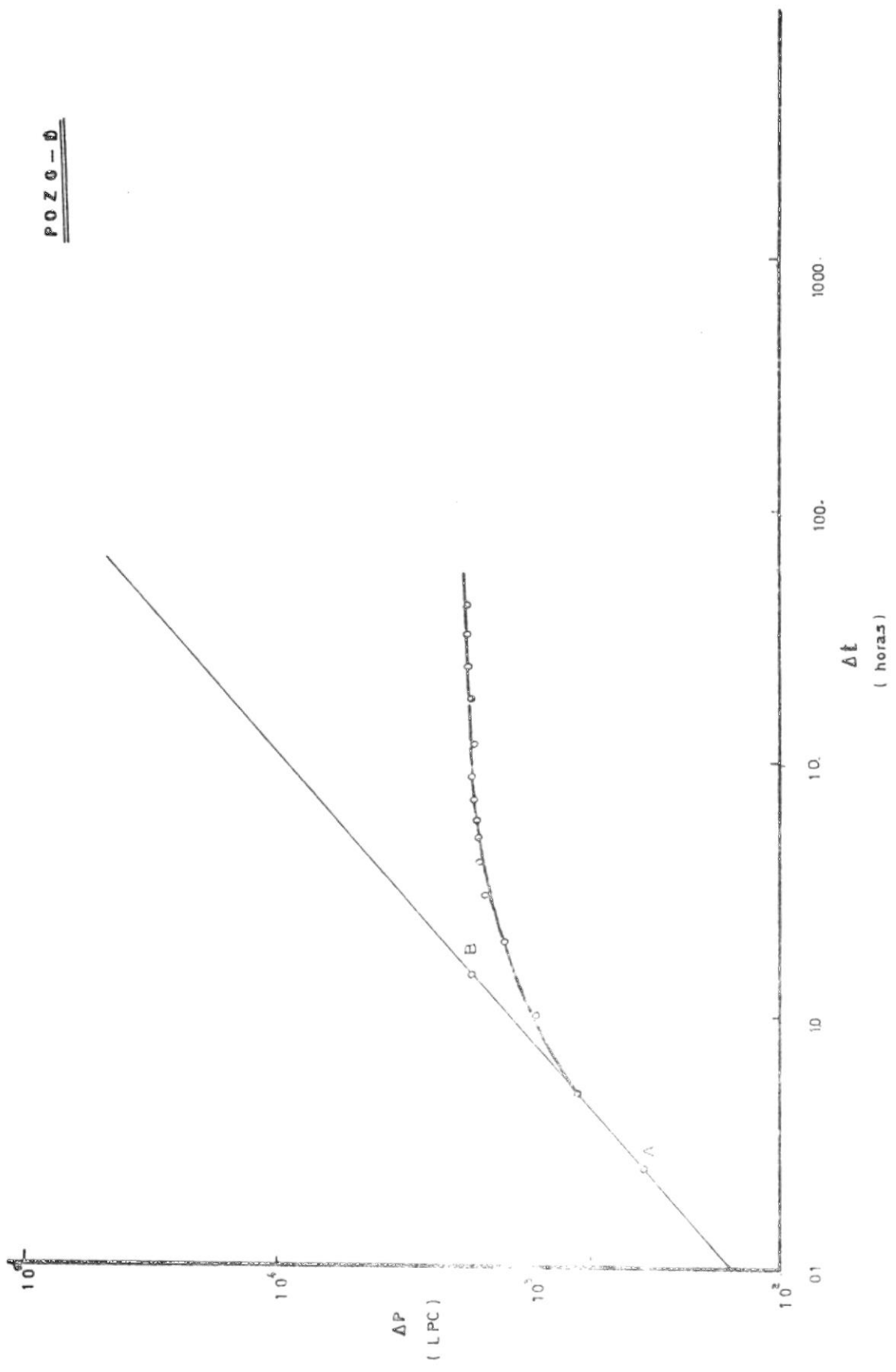


FIGURA N°16

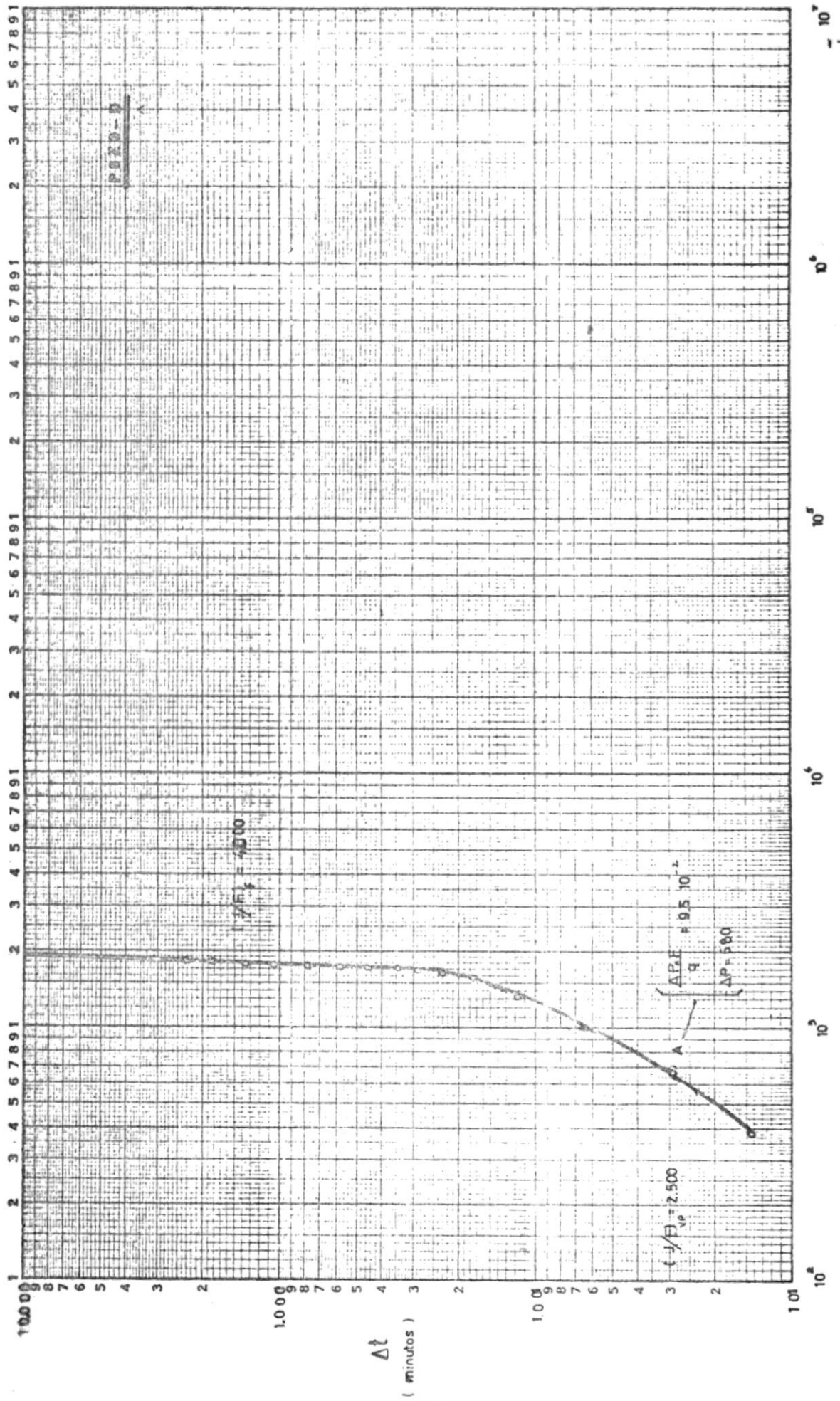
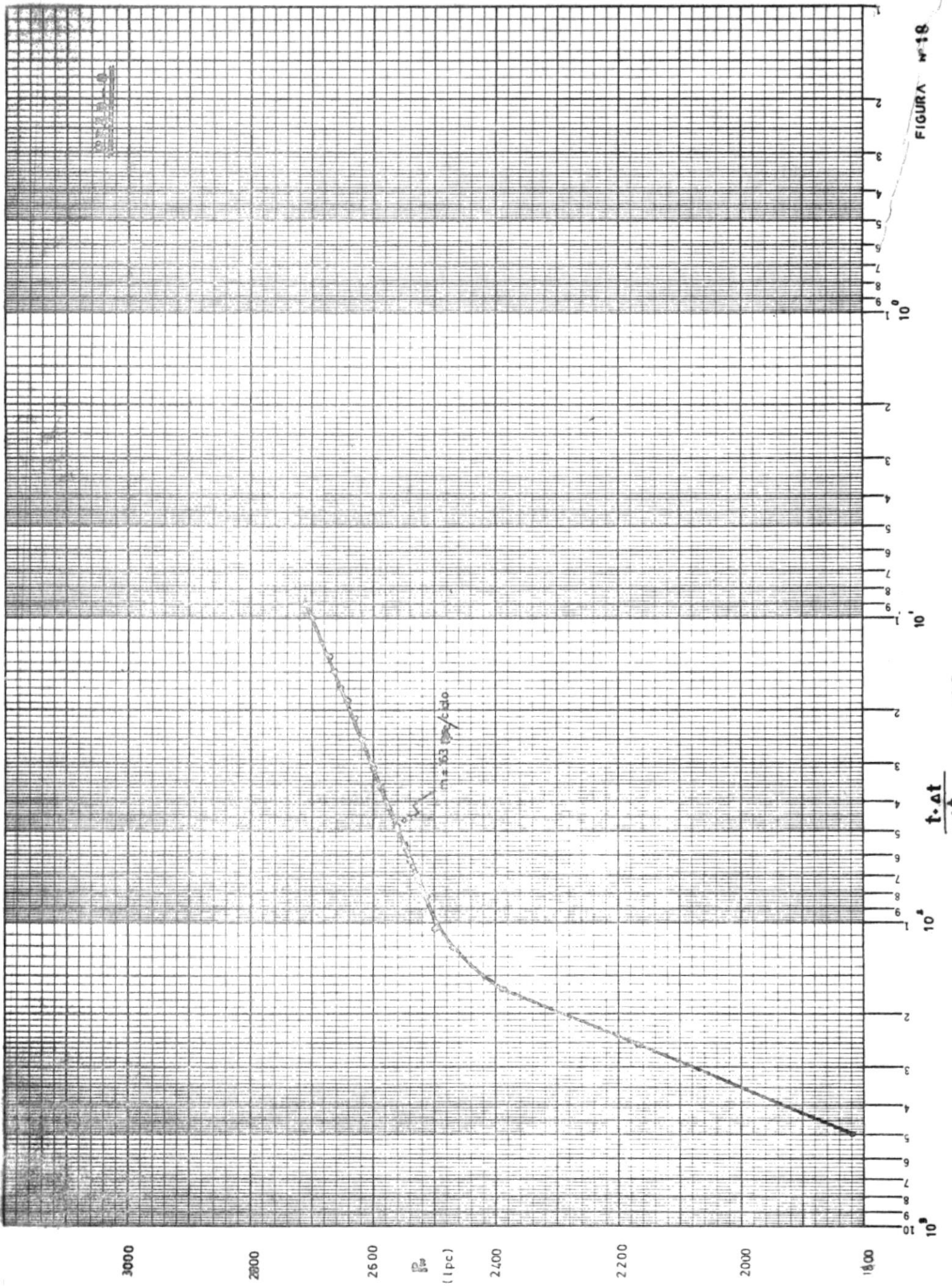


FIGURA Nº17



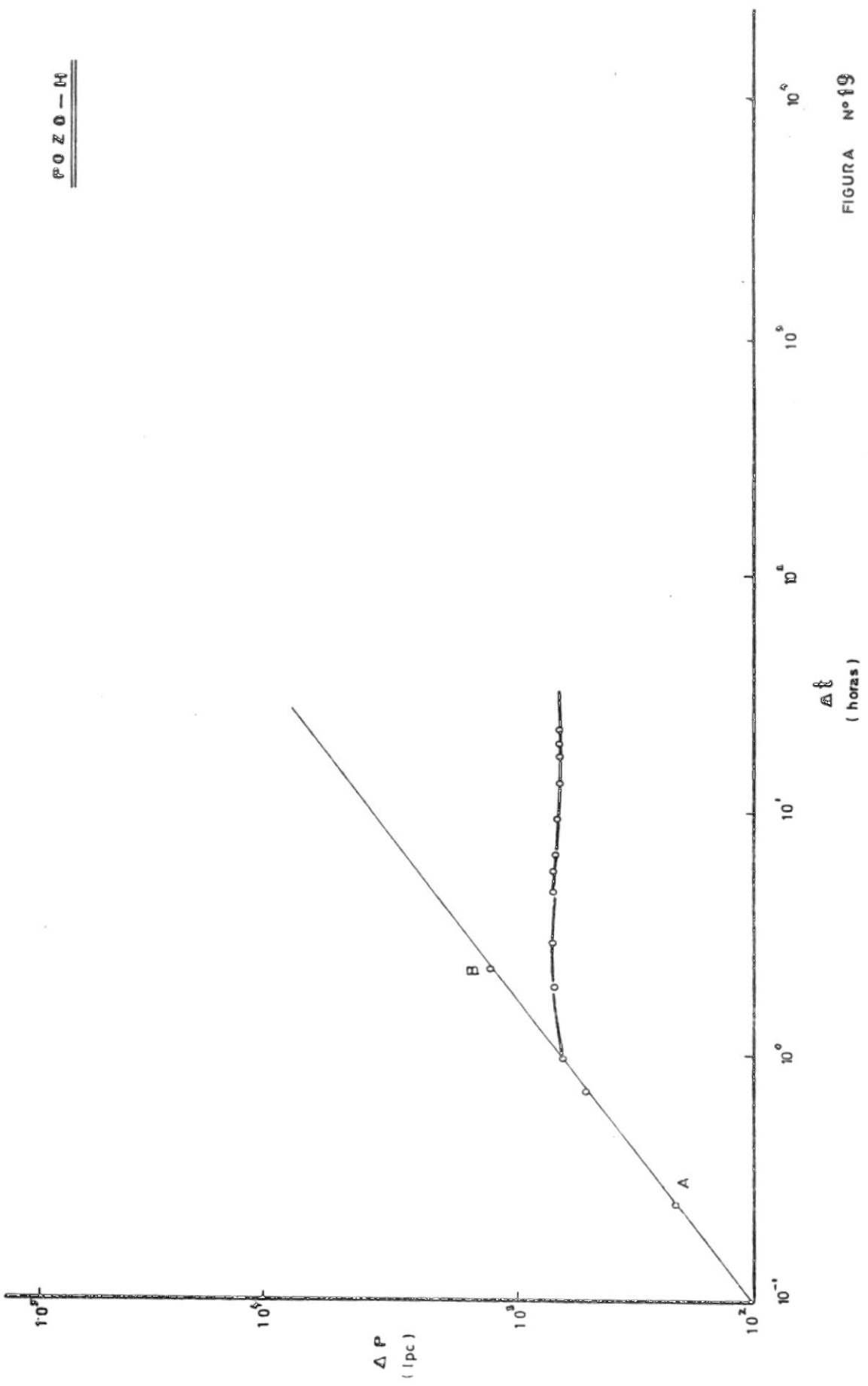


FIGURA N° 19

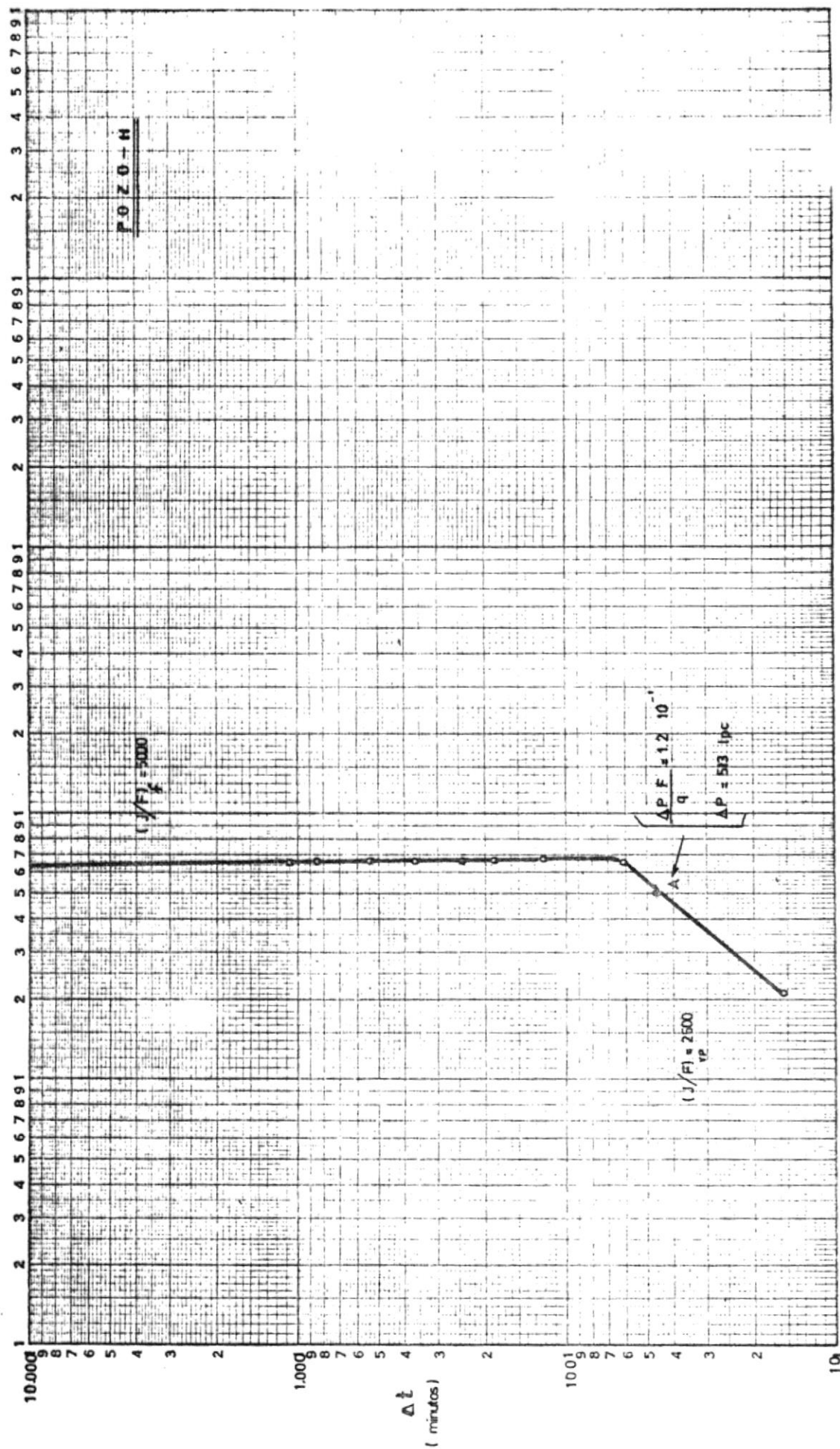


FIGURA Nº 20

10

10

10

10

10

$\Delta P$   
(lpc)

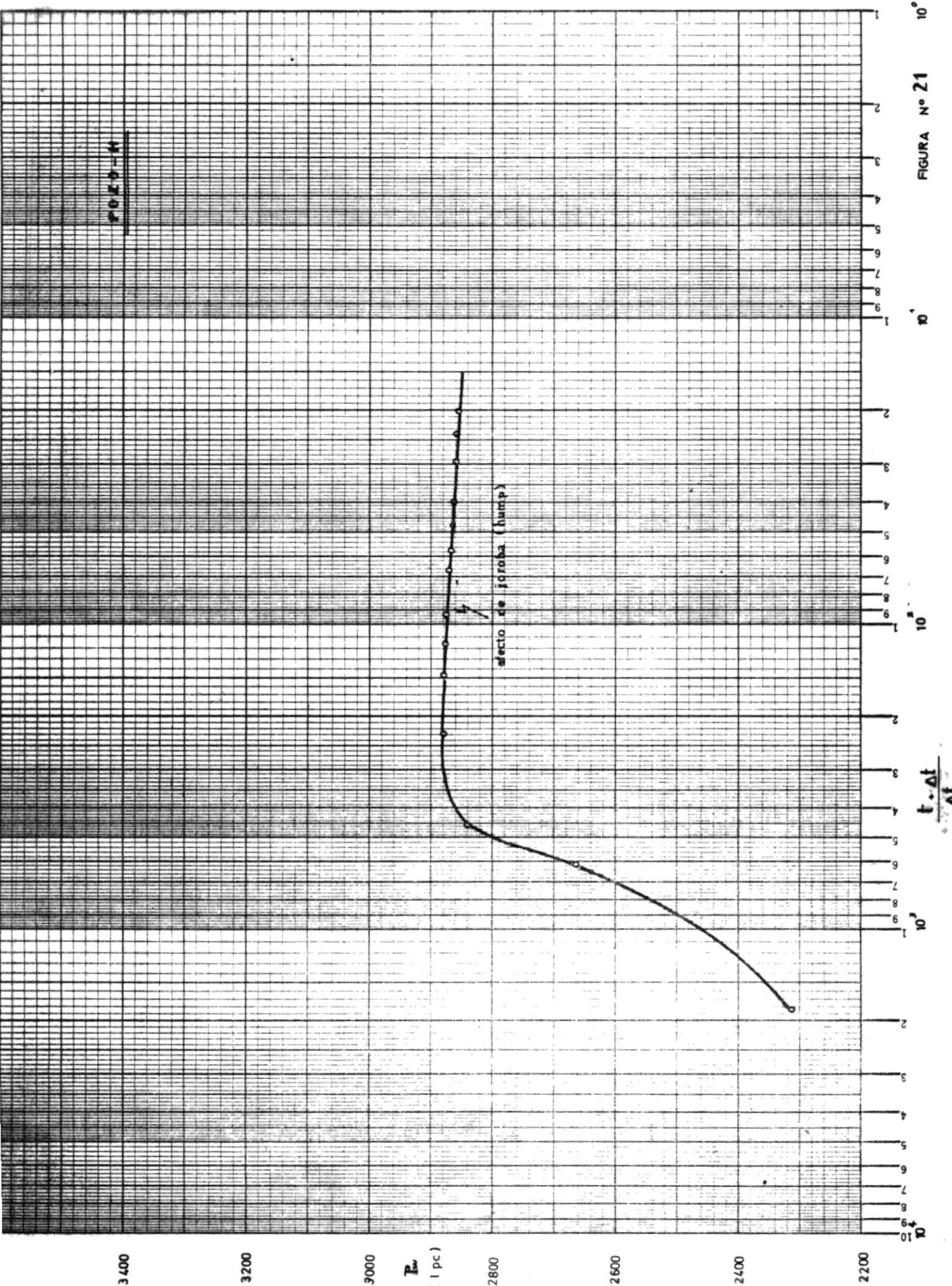


FIGURA N° 21

POZO-T

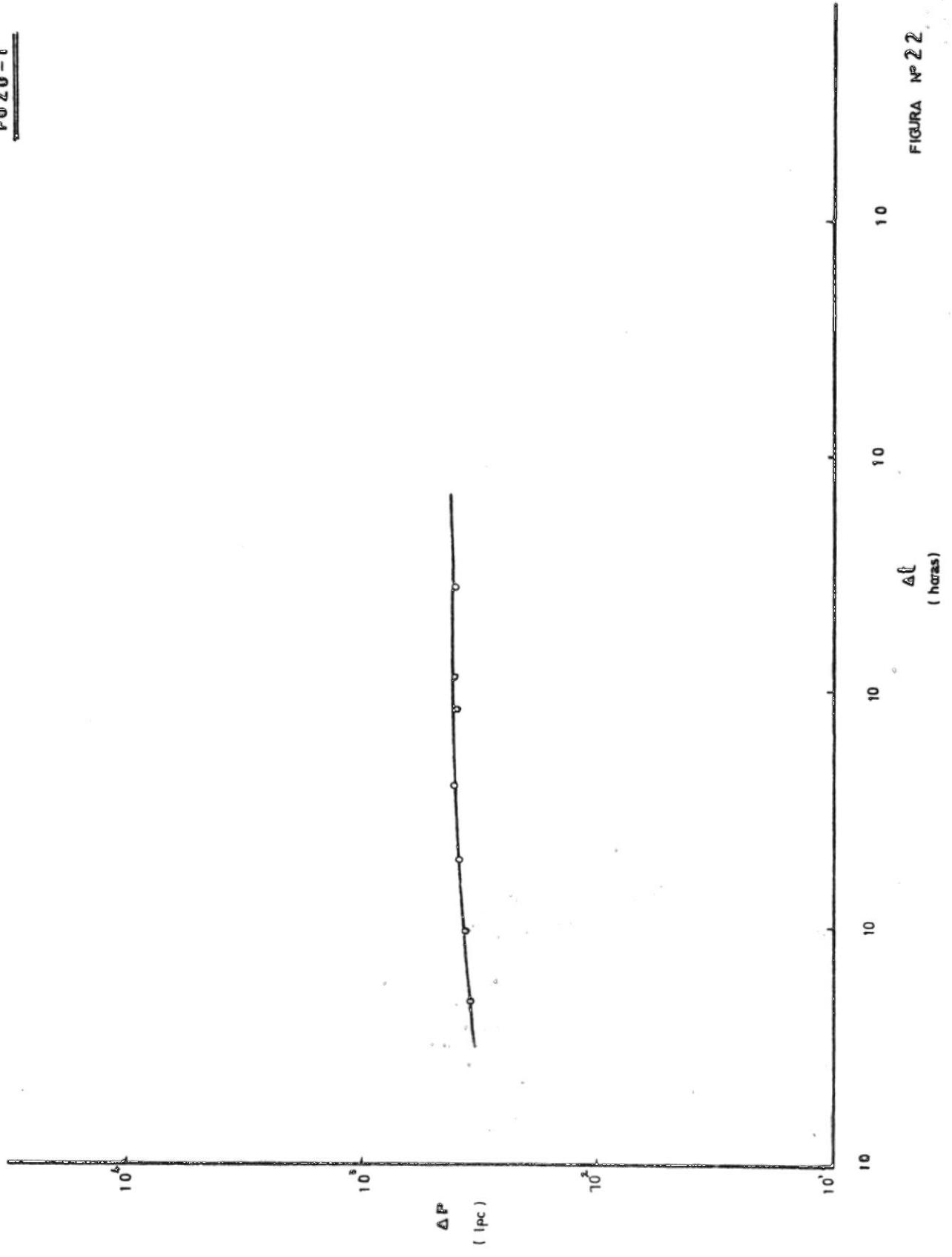


FIGURA Nº 22

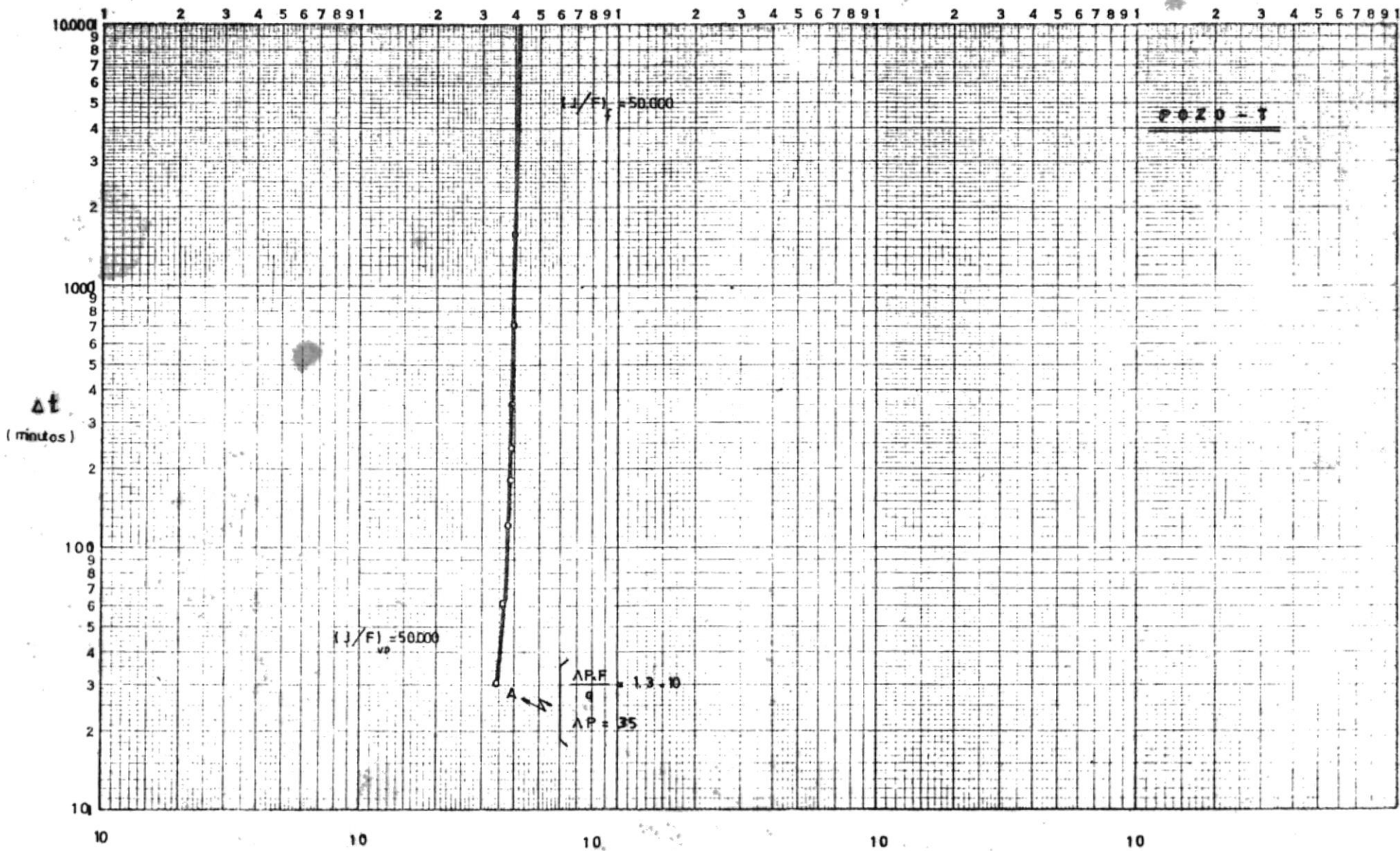


FIGURA Nº 23

POZO - T

m = 12 lpc/ciclo

$P_w$

$\frac{t \cdot \Delta t}{\Delta t}$

112

4120

4110

$P_w$   
(lpc)

4100

4090

4080

4070

10<sup>2</sup>

10<sup>1</sup>

2

3

4

10

