

Universidad Nacional de Ingeniería

Programa Académico de Petróleo y Petroquímica

«Teoría y Aplicación de Nuevas Técnicas
a Pruebas de Presión en Pozos de Petróleo»

Tesis Profesional

para optar el Título de

INGENIERO DE PETROLEO

Rigoberto Francia Gonzaga

LIMA · PERU

1973

INDICE

	<u>Pág.</u>
CAPITULO I: INTRODUCCION - Reseña Histórica	8
CAPITULO II: CONSIDERACIONES TEORICAS DE LAS TECNICAS CONVENCIONALES Y NO CONVEN CIONALES ACEPTADAS EN LAS PRUEBAS DE PRESION EN POZOS DE PETROLEO	13
-- Métodos Convencionales	18
- Método Horner	18
- Método Muskat	20
- Método Arps	21
-- Nuevas Técnicas	22
- Método Ramey -- Generación de Curvas tipo	23
- Método McKinley -- Generación de Cur vas tipo	27
- Aplicación de las nuevas técnicas en la evaluación de los datos de las pruebas de formación	31
CAPITULO III: PROCEDIMIENTO A SEGUIR EN LA APLICACION DE LAS NUEVAS TECNICAS EN POZOS DE PE- TROLEO	35
- Procedimiento - Método Ramey	36
- Procedimiento - Método McKinley	39

	<u>Pág.</u>
- Ecuaciones a usarse en el estudio comparativo	42
- Cálculos adicionales en la evaluación de los datos de las pruebas de formación por las Técnicas de Ramey y Mc Kinley	42
CAPITULO IV: APLICACIONES PRACTICAS DE LAS NUEVAS TECNICAS A EJEMPLOS TIPICOS Y SU COMPARACION CON LAS TECNICAS CONVENCIONALES	
- Aplicaciones a Ejemplos típicos	
- Aplicaciones a pozos peruanos	
- Aplicaciones a pruebas de formación (DST)	
- Resultados	
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	63
BIBLIOGRAFIA	71
SIMBOLOGIA	74
APENDICES	77
Apéndice I: Ejemplo de cálculo	77
Apéndice II: Uso del factor de Corrección para "F"	83
Apéndice III: Duración del Efecto de Almacenaje en el pozo	86

NOMOGRAMAS

1. Cálculo de F Método McKinley
2. Cálculo de permeabilidad - Método Mc Kinley
3. Constante de llenado - Método Ramey
4. Constante de llenado adimensional - Método Ramey
5. Cálculo de permeabilidad - Método Ramey
6. Cálculo de porosidad - Método Ramey

CURVAS TIPO

- Curva tipo - Método Ramey
- Curva tipo - Método Mc Kinley

C A P I T U L O I

INTRODUCCION

Los costos involucrados en las pruebas convencionales de presión en pozos de Petróleo y la necesidad de obtener información adicional, ha permitido el desarrollo de nuevas técnicas en el análisis de dichas pruebas.

Estas pruebas de presión constituyen uno de los tópicos más estudiados dentro del campo de la Ingeniería de Yacimientos, ya que se han convertido en una de las herramientas más valiosas de la evaluación de las formaciones, dada la información que de ellas se puede obtener. Tal información, (permeabilidad, presión estática, efecto skin, etc.) es calculada convencionalmente a partir de aquellos datos de la prueba que proporcionan la línea recta apropiada al representar gráficamente P_w en función de $\log(t + \Delta t / \Delta t)$. La obtención de la línea recta adecuada requiere en la mayoría de los casos que las pruebas de presión sean de duración considerable haciéndolos poco atractivos desde el punto de vista económico, además el control en el manejo de los yacimientos resulta menos efectivo debido al gran lapso de tiempo que usualmente media entre dos pruebas sucesivas.

Como es conocido, la teoría sobre el análisis de las curvas de restauración de presión supone el cierre del pozo en la cara de la arena y la no existencia de producción hacia el pozo después del cierre. Sin embargo, en la

práctica el pozo se cierra en la superficie continuando la producción desde la formación hacia el pozo durante cierto tiempo hasta que se produce el "llenado" en el mismo. Este período se denomina "tiempo de llenado", y su efecto sobre la curva de restauración de presión es en muchos casos considerable dificultando el reconocimiento y elección de la línea recta apropiada.

Muchas de las investigaciones que se han hecho sobre el período de llenado están encaminados ya sea a determinar su duración o a corregir los datos de presión por tales efectos, sin embargo investigaciones más recientes demuestran que una interpretación apropiada de los datos de presión obtenidos durante este período nos pueden proveer de información valiosa.

El propósito de este trabajo es establecer una comparación simultánea de dos nuevas técnicas que analizan la primera porción de las curvas de restauración y que corresponde a la etapa de llenado, que fueron presentadas por H. J. Ramey y R. M. McKinley, y los métodos clásicos conocidos sobre el análisis de dichas curvas, con el fin de deducir conclusiones de orden práctico.

HISTORIA

El primer estudio sobre el comportamiento de la presión con el tiempo en yacimientos de petróleo fue presentado en 1937 por Muskat; este dedujo matemáticamente un método para extrapolar la presión medida del pozo a la presión estática verdadera, pero este método tenía sus limitaciones ya que no tomaba en cuenta la compresibilidad siendo su aplicación solo cualitativa. El primer trabajo sobre el comportamiento de la presión en pozos de petróleo y que incluye los efectos de compresibilidad fue presentado por Miller, Dyes y Hutchinson en 1950. En 1951 Horner D. R. presentó un trabajo algo diferente al anterior pero que incluye todos los factores principales. Estos dos últimos trabajos han constituido la base fundamental de la teoría moderna y el análisis del comportamiento de la presión en pozos de petróleo. Muchos trabajos presentados posteriormente han permitido perfeccionar y extender estas técnicas.

La mayoría de los trabajos presentados sobre el estudio de la primera porción de las curvas de restauración de presión estuvieron encaminados ya sea a corregir los datos de presión o a determinar la duración de los efectos. Trabajos presentados por Gladfelter, Russell y Ramey tratan sobre estos problemas.

Un estudio sobre el comportamiento de la presión en el período de llenado fue presentado por Papadopolus y Cooper y más recientemente H. J. Ramey y R. M. McKinley presentaron estudios sobre los efectos de llenado y daño en las pruebas de presión.

C A P I T U L O I I

CONSIDERACIONES TEORICAS DE LAS TECNICAS CONVENCIONALES
Y NO CONVENCIONALES ACEPTADAS EN LAS PRUEBAS DE PRESION
EN LOS POZOS DE PETROLEO

CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LAS CURVAS DE RESTAURACION
DE PRESION

En cuanto a los conceptos teóricos sobre las curvas de restauración de presión, trataré de hacer un resumen sobre los puntos básicos ya que ésto ha sido muy estudiado en otros trabajos presentados.

El análisis matemático del flujo de flúidos a través de un medio poroso, homogéneo e isotrópico, requiere de sustanciales simplificaciones, es decir asunciones en cuanto a la naturaleza del medio poroso y de los flúidos que contiene, de modo que la solución obtenida del análisis matemático requiere considerable experimentación práctica para conocer la utilidad y las limitaciones de las ecuaciones a que se llegan. En general se asume que el reservorio es homogéneo horizontal y de espesor uniforme y que los flúidos que contiene siguen la Ley de Darcy y están presentes en una sola fase, además se asume que la compresibilidad y viscosidad permanecen constantes dentro de los rangos de presión y temperatura usualmente encontrados en el yacimiento y que la densidad de los flúidos sigue la ley exponencial

$$\rho = \rho_0 e^{-c (P_0 - P)} \quad (1)$$

donde:

ρ = densidad a una presión P (psia)

ρ_0 = " " " " P_0 (psia) (Presión original del yacimiento)

c = Factor de Compresibilidad (asumido etc.) Vol/Vol/psi

Si consideramos un pozo en el centro de un reservorio que cumpla con las asunciones antes mencionadas, consideramos además que el flujo del reservorio al pozo es radial, lo cual implica que el reservorio sea finito o infinito de acuerdo a la ley de Darcy para el flujo de flúidos homogéneos en un medio poroso

Tendremos:

$$V_x = \frac{K}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

donde:

V_x = Componente de la Velocidad en la dirección x

$\frac{dp}{dx}$ \equiv Gradiente de presión

A partir de esta ecuación Muskat derivó la relación analítica que gobierna el flujo de flúidos homogéneos de viscosidad y compresibilidad constantes en un sistema de yacimiento de simetría radial de porosidad y permeabilidad también constantes.

Esta ecuación es:

$$\frac{K}{r} \cdot \frac{\partial (r \frac{\partial p}{\partial r})}{\partial r} = \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2)$$

En la cual se asume que la ecuación de estado del fluido sigue la relación (I) y la constante de difusividad del medio poroso es

$$= \frac{K}{\phi \mu c} \quad (3)$$

donde:

- K = Permeabilidad de la formación
- ϕ = Porosidad de la formación
- μ = Viscosidad del fluido
- c = Compresibilidad (asumida constante)
- r = radio (variable)

Sin embargo como es preferible expresar los cambios de presión del yacimiento, en vez de los cambios de densidad de sus fluidos introduciendo en la ecuación (2) la siguiente expresión:

$$\rho = \rho_0 [1 + c (P_0 - P)]$$

lo cual es una aproximación lineal de la ecuación (1), la ecuación (2) se transforma en:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{1}{K} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (4)$$

que da la variación de la presión en función de la distancia radial r y el tiempo t, la ecuación (2) desarrollada por Muskat tiene un buen número de soluciones exactas pero para distintas condiciones de los límites del reservorio,

pero estas soluciones exactas tienen la desventaja de que incluyen complicadas integrales y funciones Bessel que las hacen imprácticas para cálculos de Ingeniería.

Para obviar este problema Horner propone una solución que él llama "Point Source Solution" y que se cumple para el caso de un pozo situado en un medio poroso de extensión radial infinita, esta solución es:

$$P = P_o + \frac{q\mu}{4\pi Kh} E_i \left[\frac{-r^2}{4\bar{K}t} \right] \quad (5)$$

donde:

P = Presión del reservorio a tiempo t

P_o = Presión original del reservorio

K = Permeabilidad

h = Espesor de la formación

q = Rata constante de flujo

r = Radio de drenaje

\bar{K} = Constante de difusividad (Ec^3)

t = Tiempo

Esta ecuación (5) es pues la ecuación fundamental sobre la que se basa toda la teoría de las curvas de restauración de presión, en esta ecuación E_i está dada por la ecuación:

$$E_i(-x) = \int_x^{\infty} \frac{e^{-u}}{u} du$$

Existen otras soluciones de la ecuación (4) para el caso de un pozo de un reservorio de área limitada, pero para los efectos prácticos de Ingeniería, el yacimiento se considera como de área infinita y la ecuación (5) se considera una buena solución, para el caso de este trabajo. No entraré en detalle, en cuanto a las otras soluciones, y para propósito de comparación se seguirá estas ecuaciones.

METODOS CONVENCIONALES

Se consideran como métodos convencionales aquellos que son conocidos y que han sido ampliamente usados en la Ingeniería de Yacimiento, entre estos tenemos una gran variedad de ellos, pero para el propósito de este trabajo haré un breve comentario sobre 2 métodos sencillos y prácticos, pero de aplicación limitada como son los de Muskat y Arps y un tercer método que ha sido el que mejores resultados ha dado, éste es el propuesto por Horner y que será usado para propósitos de comparación con los resultados de las nuevas técnicas.

METODO HORNER

Siguiendo un proceso matemático y haciendo una

serie de suposiciones Horner transforma la ecuación (5) en lo siguiente:

$$P = P_0 - \frac{q\mu}{4\pi Kh} \ln \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (6)$$

Si expresamos esta ecuación anterior en unidades usuales se obtiene la siguiente:

$$P = P_0 - 162.6 \frac{q\mu B}{\Delta u Kh} \log \left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (7)$$

Esta ecuación (7) es la que usa Horner en su método. Si se plotea los valores de P medidos durante la prueba con los valores de $(t + \Delta t)/\Delta t$ correspondientes en papel se mi log. se obtendrá una línea recta para valores de Δt (tiempo de cierre del pozo) muy grandes y en este caso t (vida pro ductiva) se hace relativamente muy pequeño y entonces la relación $\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$ tiende al valor de uno. La presión máxima del yacimiento se obtendrá entonces cuando la recta de la ecuación se extrapola a un valor $t + \Delta t/\Delta t = 1$.

El método Horner es confiable y simple y en general da valores algo más altos que los otros métodos convencionales, pero tiene la desventaja que hace intervenir la vida pro ductiva del pozo lo cual no siempre es un dato exacto ya que la rata de flujo q no es constante. En la práctica se toma q inmediatamente después del cierre del pozo.

La figura (1) nos presenta una forma clásica de la curva de restauración de presión con tres secciones claramen-

I Parte
Sección analizada por
las técnicas de Ramey
y McKinley

II Parte
Sección analizada por las
Técnicas convencionales
(Horner)

III Parte
Sección afectada por
los límites del área
de drenaje

P_{ws} (psi)

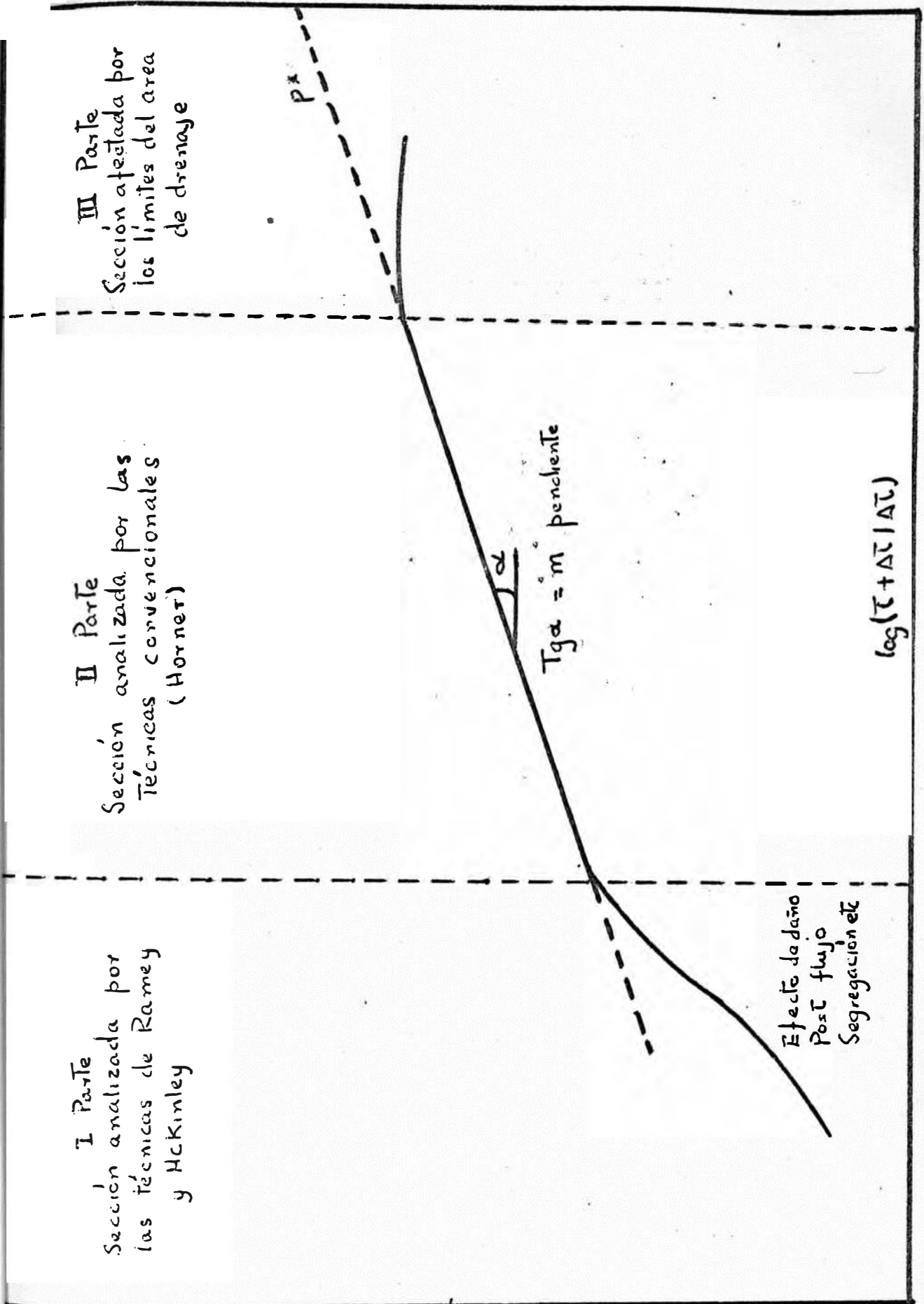
$Tg\alpha = m$ pendiente

α

Efecto dañado
Post flujo
Segregación etc

$\log(\tau + \Delta\tau / \Delta\tau)$

P^*



te marcadas. La primera sección es la analizada por las nuevas técnicas, la segunda sección es analizada por las técnicas convencionales en este caso la de Horner y la tercera sección ha sido ampliamente estudiada por la ingeniería de yacimientos proporcionando información muy útil.

METODO MUSKAT

Si la variación de la presión con respecto al tiempo es proporcional a la diferencia entre la presión del reservorio P_s y la presión del pozo P podemos escribir:

$$\frac{dP}{dt} = c (P_e - P) \quad (8)$$

$$\text{ó } \frac{dp}{P_e - P} = C dt$$

integrando esta ecuación tendremos

$$\ln (P_e - P) = \ln (P_e - P_0) - Ct \quad (9)$$

Donde:

P_e Presión Estática de fondo

P Presión medida en la prueba

P_0 Presión al tiempo $t = 0$

t Tiempo de cierre.

Cuando se toma una prueba de presión obtenemos valores de P para tiempos de cierre t y el método de Muskat

para hallar presión de fondo P_e consiste entonces en:

1.- Asumir un valor P_e para cada una de las presiones observadas, determinando los valores de $P_e - P$.

2.- Plotear los valores de $P_e - P$ Vs tiempo T , en papel semi log. Si el valor de P_e asumido es la presión estática de fondo, si el valor de P_e asumido es muy alto el gráfico de la curva se desviará hacia arriba. Si el valor de P_e asumido es muy bajo el gráfico de la curva se desviará hacia abajo. Esto es debido a que sólo existe un valor P_e para el cual las ecuaciones (9) es una recta.

La ventaja de este método es que no interviene para nada la vida productiva del pozo y que se cumple para tiempos de cierre muy cortos.

La desventaja mayor del método es que cuando el índice de productividad del pozo no es constante, es decir se aparta de la condición de flujo descrita por Darcy el método pierde validez.

METODO ARPS

Este método es relativamente fácil de aplicar; se basa también en la ecuación:

$$\frac{dp}{dt} = c (P_e - P) \quad (10)$$

El principio del método es que si ploteamos en coor

denadas rectilíneas, la rata de incrementos de presión con el incremento de tiempo $\Delta p/\Delta t$ vs. P leída para esta rata, los puntos ploteados tenderán a alinearse según una recta, de modo que si extrapolamos esa recta hasta un valor $p/ t=0$ obtendremos que:

$$P_e - P = 0$$

$$P = P_e$$

Este método es bastante rápido y simple pues no interviene la vida productiva del pozo y la única condición es que los intervalos de tiempo a que se miden las presiones sean iguales. No se recomienda usar este método cuando la expansión de fluidos sea muy alta. No es aplicable a zonas productivas de altos GOR.

NUEVAS TECNICAS

Las nuevas técnicas de pruebas de presión analizan los datos obtenidos antes de alcanzar la usual línea recta de los métodos convencionales.

Como ya se había mencionado la teoría sobre el análisis de las curvas de restauración de presión supone el cierre del pozo en la cara de la arena y la no existencia de producción hacia el pozo después del cierre. Sin embargo en la práctica del pozo se cierra en la superficie continuando

la producción desde la formación hacia el pozo durante cierto tiempo hasta que se produce el llenado del mismo, este período se conoce como tiempo de llenado o período de post producción.

Estudios realizados indican que durante los primeros momentos de iniciar una prueba, las presiones del pozo parecen estar controladas por la "capacidad de almacenamiento" del pozo, y los datos no pueden ser usado para evaluar la "capacidad del flujo" de la formación o el efecto Skin; sin embargo los datos pueden ser interpretados para evaluar la constante de almacenamiento del pozo. Después del período inicial tiene lugar una etapa de transición entre el efecto del control de almacenamiento de pozo y el correspondiente a la usual línea recta. Datos obtenidos durante este período pueden ser interpretados para obtener la "capacidad de flujo de la formación" y en algunos casos el efecto Skin y la presión estática.

Las técnicas que describiré tratan sobre los puntos antes señalados y fueron propuestos por H. J. Ramey y R. M. McKinley.

METODO RAMEY

El método propuesto por H. J. Ramey se basa en el

estudio del efecto de almacenamiento de fluido en el pozo, en las curvas de restauración o declinación de presión este efecto puede ser debido principalmente a compresión de fluido en un pozo totalmente lleno o por movimiento del nivel de la interfase gas-líquido en el anillo.

Este método propuesto por Ramey se fundamenta en el trabajo de Agarwal y colaboradores quienes analizan diversas soluciones de la ecuación de la difusividad, tomando en cuenta el efecto de almacenaje de fluidos y presentan gráficos de presión adimensional en función del tiempo adimensional para diversos valores de almacenaje de fluido y efecto Skin.

Generación de Curvas Tipo

El problema considerado fue el del flujo de fluidos ligeramente comprensibles en un sistema radial ideal.

Consideramos que el medio es de extensión infinita desde que existe mayor interés en tiempos suficientemente cortos para que los efectos externos no afecten al pozo. La condición inicial es tomada como presión constante P_i para radio mayor o igual a r_w . Las condiciones internas fueron tomadas como una rata constante de producción superficial al pozo y se asumirá que un efecto skin estabilizado (capacidad de almacenamiento = 0) existe en la cara de la arena.

La ecuación de difusividad para flujo de fluidos en terminos de variables adimensionales es:

$$\frac{\partial Pd}{\partial r_d^2} + \frac{1}{r_d} \frac{\partial Pd}{\partial r_d} = \frac{\partial Pd}{\partial t_d} \quad (11)$$

donde las condiciones inicial y externa son:

$$Pd(r_d, 0) = 0 \quad (12)$$

$$\lim_{r_d \rightarrow \infty} \{Pd(r_d, t_d)\} = 0 \quad (13)$$

La condición interna es:

$$\frac{d Pd}{d t_d} - \left(\frac{Pd}{r_d}\right)_{r_d=1} = 1 \quad (14)$$

y

$$P_{wd} = \left[Pd - S \left(\frac{\partial Pd}{\partial r_d} \right) \right]_{r_d=1} \quad (15)$$

La solución de estas ecuaciones fue hecha numéricamente para un rango de valores de tiempo, constante de almacenamiento y Efecto Skin de -5, 0, 5, 10 y 20.

La solución gráfica de dichas ecuaciones es mostrada en forma de curvas tipo y que es adjuntada en este trabajo. Las definiciones de los grupos adimensionales usados son:

Tiempo adimensional

$$t_d = 0.000264 \frac{Kt}{\phi C_r r_w^2} \quad (16)$$

Presión adimensional

$$Pd = \frac{Kh (P_i - P_{wf})}{141.4 q \mu B} \quad (17)$$

Constante de almacenamiento dimensional

$$C = \frac{C}{2\pi h \phi c_t r_w^2} \quad (18)$$

Siendo C la constante de llenado superficial

$$C = \frac{q_s B_o \Delta t}{24\Delta P} \quad (19)$$

El efecto de Skin es el mismo definido por Van Everdingen

$$S = \frac{Kh \Delta P_{skin}}{141.4 q \mu B_o} \quad (20)$$

Se debe notar que el efecto de almacenamiento es la causada de la línea de pendiente unitaria en los gráficos log-log para tiempos inmediatamente después del cierre del pozo. Los datos obtenidos en la prueba deben ser graficados en papel log-log con el logaritmo de la diferencia entre la presión inicial al comienzo del cierre y la presión a algún tiempo después del cierre, con el logaritmo del tiempo correspondiente. El resultado debería ser un ploteo similar al mostrado en las figuras de las curvas tipo; entonces haciendo una superposición apropiada de acuerdo al procedimiento que se mostrará en el siguiente capítulo, es posible obtener valores para la permeabilidad, difusividad hidráulica y efecto skin.

La razón básica para la superposición con las curvas tipo puede ser vista si tomamos logaritmos de las ecuaciones (16) y (17).

$$\text{Log } td = \log \left(\frac{0.000263 K}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + \log t \quad (21)$$

$$\log P_d = \log \left(\frac{K}{141.4 q \mu B_o} \right) + \log (P_i - P_{wf}) \quad (22)$$

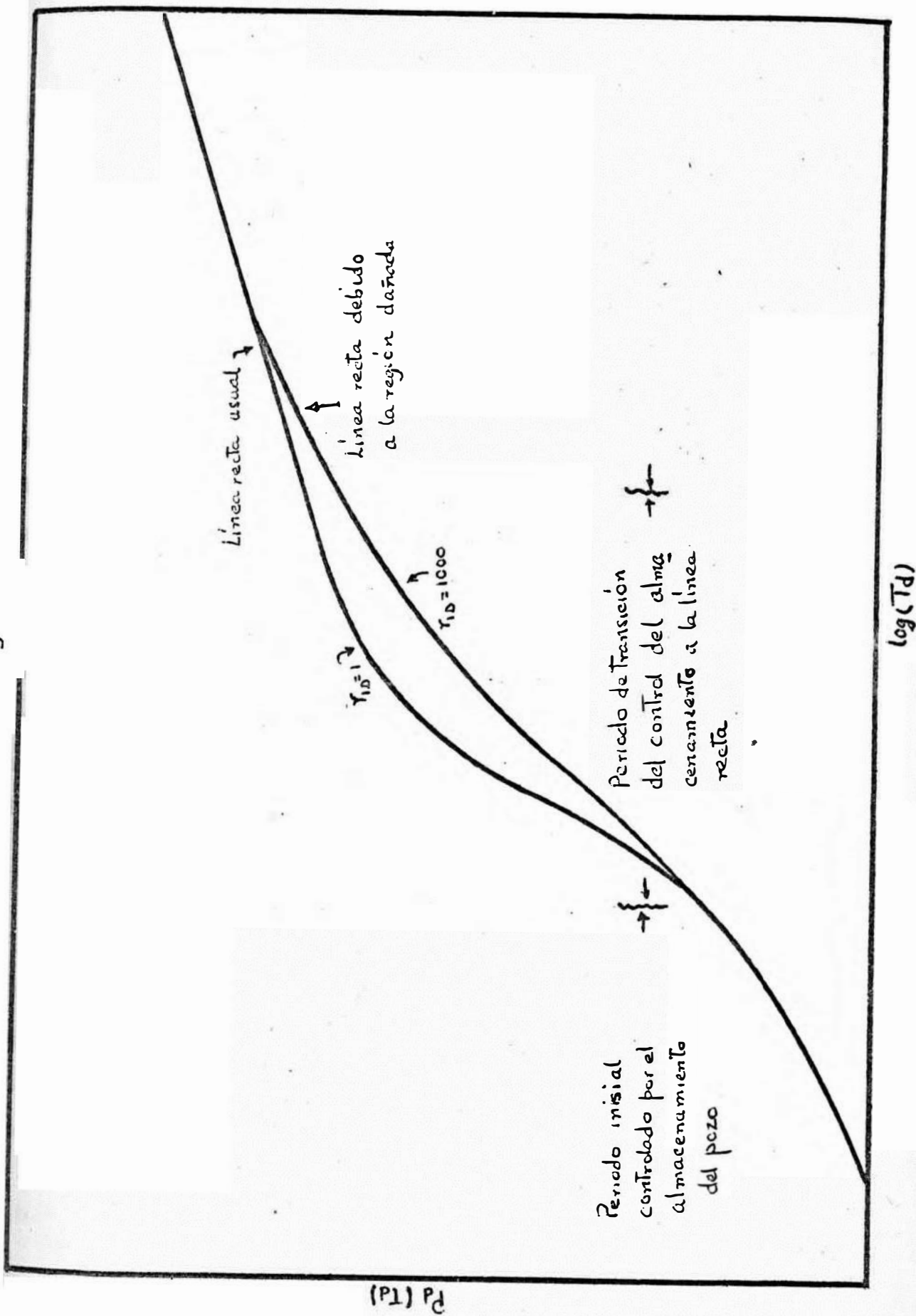
Entonces la sola diferencia entre los ploteos log-log de presión y tiempo adimensional con el de diferencia de presión y tiempo reales es una traslación de ambas coordenadas por constantes apropiadas, las cuales se pueden obtener por medio de una superposición conveniente.

Un resultado importante en el estudio de Agarwal como ya se había mencionado fue que el almacenamiento del pozo es el efecto controlante a un tiempo inmediatamente después del inicio de la prueba tal como es indicado por la pendiente unitaria en las curvas tipo. Otro resultado importante fue que la naturaleza física del efecto skin podría influenciar la interpretación de los datos de corta duración para tiempos después de completado el control del almacenamiento, o sea la profundidad del daño de la formación podría cambiar la forma de transición de la línea de pendiente unitaria al comienzo de la línea recta usual (ver fig. II).

METODO MCKINLEY

Se basa en la suposición de que el cambio de presión en el pozo durante la producción después del cierre, debe reflejar un balance dinámico entre la capacidad del pozo para almacenar fluido y la facilidad con que la formación

Fig II



transmite fluido hacia el pozo lo cual es un índice de la transmisibilidad de la formación en la zona alrededor del pozo.

En este método ninguna corrección es hecha a los datos medidos en las pruebas de presión utilizándose tal como son obtenidos.

Con la ayuda de un grupo de curvas tipo preparadas para restauración de presión en un yacimiento homogéneo radial y finito la transmisibilidad ($\frac{Kn}{\mu}$) puede calcularse directamente de los datos de restauración, además la forma en la cual estos se comportan con respecto a las curvas tipo indicará si la transmisibilidad de la formación es mayor, igual o menor que la vecindad del pozo, así el análisis de las curvas tipo proporciona un índice comparativo o aunque el valor numérico puede no ser una transmisibilidad física real pudiéndose en algunos casos estimarse la presión estática.

Generación de Curvas Tipo

Si a un tiempo $t = 0$ la producción comienza a una rata $q(t) = R B/D$ de un pozo previamente cerrado entonces los cambios posteriores de presiones desde las condiciones estáticas es gobernada por las dos siguientes ecuaciones:

$$P_w(t) - P_w(0) = K \int_0^t q_f(\tau) - q(\tau) d\tau \quad (23)$$

$$P_w(t) - P_w(0) = \frac{70.6}{T} \int_0^t q_f(\tau) U'(t-\tau) d\tau \quad (24)$$

donde:

K es un parámetro conteniendo el efecto de almacenamiento del pozo.

$$K = 6.95 \times 10^4 \times \frac{1}{c_w v} \quad \text{pozos llenos}$$

$$F = 5.6 C_w v$$

$$K = 3.9 \times 10^3 \frac{G}{A} \quad \text{pozos parcialmente llenos con presión constante en el tubing}$$

$$F = A/G.$$

q_f rata de flujo de la formación dentro del pozo (rata de llenado)

$$T = \frac{kh}{\mu c_p} \quad (\text{md.-pie}) \quad \text{trasmisibilidad de la formación}$$

t tiempo en minutos

U (t) respuesta de la presión adimensional para una rata unitaria constante de inyección dentro de la formación.

$$U'(t) = \frac{dU}{dt}$$

$c_w \text{Psi}^{-1}$ compresibilidad del fluido del pozo

v volumen del pozo (bls)

A sección transversal del pozo (pies²)

G = $\rho/144$ gradiente del fluido del pozo (psi/pie)

densidad del fluido del pozo lib/pie³.

El uso de estas ecuaciones requiere algunas asunciones en la función unitaria U para la formación, para la

serie de curvas tipo en este trabajo U es tomado como la solución "line source" para una formación homogénea de radio infinito.

$$U(t) = -i \left[-\frac{rw^2}{4n^*t} \right] \quad (25)$$

donde

$E_1(x)$ integral exponencial

n^* difusividad hidráulica pies²/minuto

$$n^* = \frac{0.00633}{1440} \frac{K}{\phi c \mu}$$

la naturaleza de las ecuaciones (23), (24) y (25) es obtenida a partir de un análisis de frecuencias dando como resultado que la presión estabilizada responde a una rata de producción sinusoidal de frecuencia angular. En base a estos principios una serie de curvas fueron computadas numéricamente usando un valor de $r_w^2/n^* = 0.02275$ minutos, como representativo de las condiciones de campo y con una distribución uniforme de presión.

La serie de curvas tipo que van adjuntas al presente trabajo está formada por tres gráficos cubriendo valores de tiempo de cierre de 0.01 a 10^6 minutos. El tiempo de cierre t (minutos) es la ordenada con el grupo P ploteado a lo largo de la absisa, este grupo incluye además la rata de producción $q B/d$ antes del cierre, y un factor llamado F y que ya ha sido definido.

Cada curva es para un valor constante del parámetro T/F donde T en md.-pie/cp. es la transmisibilidad del pozo. Se puede ver en las figuras que las curvas llegan a ser paralelas a una línea de 45° para algún tiempo después que la rata de post producción es esencialmente constante. La rapidez con que las curvas se aproximan a la línea de 45° es un reflejo de la rapidez a la cual los efectos de postproducción están desapareciendo. Para tiempos posteriores las curvas llegan a ser verticales indicando la influencia de un radio de drenaje a (presión externa constante). Si se desea la localización de este radio de drenaje para una aplicación específica este se puede estimar de la siguiente ecuación:

$$\frac{r_e}{r_w} = \sqrt{\frac{n^* \Delta t^*}{r_w^2}} \quad (26)$$

con un estimado para n^* y el tiempo Δt^* al cual la curva apropiada llega a ser vertical.

En la serie de curvas tipo el parámetro F denota tanto M/G o ya sea $5.6 c_w v$ según sean los casos ya definidos. El valor de este parámetro F es de poco interés práctico y es sólo un intermediario en la determinación de T .

APLICACION DE LAS TECNICAS DE RAMEY Y MCKINLEY EN LA
EVALUACION DE LOS DATOS DE LAS PRUEBAS DE FORMACION

Las técnicas de Ramey y McKinley y en especial es-

ta última han sido usadas con gran éxito en la evaluación de los datos obtenidos durante las pruebas de formación.

Un programa de investigación fue recientemente completado usando datos de las pruebas de formación para calcular transmisibilidad y permeabilidad usando las técnica de Mckinley por su relativa fácil aplicación. Los resultados fueron satisfactorios en los casos donde las condiciones se acercan a las asunciones básicas, sin embargo en muchos casos las desviaciones son considerables siendo necesario el uso de factores de corrección. Con la determinación de la permeabilidad efectiva por el método de Mckinley podemos computar la pendiente de la línea recta en el ploteo Horner, y consecuentemente podremos calcular también la razón de daño y el radio de investigación de la prueba.

FACTOR DE CORRECCION PARA EL FACTOR DE ALMACENAMIENTO F DEBIDO AL CAMBIO DE COMPRESIBILIDAD DURANTE LA RESTAURACION DE PRESION

La asunción para la generación de las curvas tipo que la compresibilidad permanece constante no se cumple en las condiciones de campo.

Desde que el factor de almacenamiento F es computado como:

$F = 5.6 c_w v$ para pozos llenos

el cambio de presión desde el comienzo de la prueba de restauración hasta alcanzar el estado estabilizado requiere que se haga una corrección para el factor de almacenamiento F , este factor de corrección debería ser la presión promedio durante la postproducción dividida por la presión promedio durante la etapa estabilizada.

$$\text{Factor de corrección} = \frac{P_{af} (\text{Avg})}{P_{ss} (\text{Avg})}$$

sin embargo la presión promedio durante la etapa estabilizada es desconocida para este tipo de prueba, entonces una buena aproximación para el factor de corrección se puede hacer tomando el promedio de superposición para el pozo, dividido por la diferencia entre la presión original del yacimiento (estática) y la presión final de flujo.

$$C_c = \frac{\frac{\Delta P_1 (\Delta F) + \Delta P_2 (\Delta F)}{2}}{\Delta P_o} \quad (27)$$

donde

$\Delta P_1 (\Delta F)$ cambio de presión al comienzo de la superposición para el pozo.

$\Delta P_2 (\Delta F)$ cambio de presión al final de la superposición para el pozo.

$\Delta P_o =$ presión del yacimiento (P_e) - presión final de flujo (P_{wf}).

Teóricamente este factor debe aplicarse sólo a flujo de gas, pero se ha encontrado igual aplicación a pozos de petróleo que producen con GOR considerables. Para el caso que se produzca agua el factor no debe ser usado.

CAPITULO III

PROCEDIMIENTO A SEGUIR EN LA APLICACION DE LAS
NUEVAS TECNICAS EN LAS PRUEBAS DE PRESION EN
POZOS DE PETROLEO

En cuanto al procedimiento de campo a seguir en la realización de las pruebas, se hace siguiendo las reglas ya conocidas y que han sido expuestas en trabajos anteriores. Para el caso de la evaluación de los datos obtenidos usando las nuevas técnicas, se hacen siguiendo los procedimientos que en este capítulo se presenta. También se hace un breve comentario acerca de las ecuaciones a usarse en las técnicas convencionales para la evaluación de los datos de presión.

En el apéndice (I) se presenta un ejemplo, de cálculo siguiendo los procedimientos a describirse, así también se presenta una serie de monogramas que permiten hacer los cálculos en forma rápida y precisa.

METODO RAMEY

El procedimiento a seguirse en este método es el siguiente:

- 1.- Representar gráficamente la diferencia de presión (ΔP .PSI) entre la presión de restauración (P_{ws}) y la presión de fondo flu~~x~~ente (P_{wf}) en función del tiempo de cierre (Δt hs) en papel log 3x3 ciclos. (K E Tipo 467402).
- 2.- Calcular el valor de la constante de llenado C por la ecuación:

$$C = \frac{q_s B_o \Delta t}{24 \Delta P} \quad (27)$$

Se recomienda que el punto usado para este cálculo (Δt , ΔP) sea el primero de los datos de la prueba de presión ya que se considera que es el más afectado por el efecto de llenado.

Gráficamente este cálculo puede hacerse con el monograma N° 3

- 3.- Calcular el valor de la constante de llenado adimensional \bar{C} por la ecuación:

$$\bar{C} = \frac{0.895 C}{\phi h C_t r_w^2} \quad (28)$$

Gráficamente este cálculo puede hacerse con el monograma N° 4.

- 4.- Los primeros puntos de las curvas de los datos deben caer sobre una línea recta de pendiente unitaria, lo cual indica que están afectadas por el llenado del pozo. En la carta de representación de las curvas tipo, trazar suavemente una línea de 45° de acuerdo al valor \bar{C} calculado en la etapa 3. Esta línea será el eje del grupo de curvas al cual pertenecerá la curva real y sobre la línea de 45° de las curvas tipo, buscar una superposición apropiada.
- 5.- Una vez lograda la superposición apropiada, leer

el valor de S (efecto Skin) de la carta de curvas tipos. Esto nos indicará la existencia de daño o no en forma cuantitativa. Escoger un punto cualquiera (ΔP , Δt) de la carta de la curva real y leer su correspondiente (P_d , T_d) de la carta de curvas tipo.

- 6.- Con el valor ΔP y P_d en la ecuación (17) podemos calcular K por la ecuación:

$$K = 141.4 \frac{q_s \mu B_o P_d}{h \Delta P} \quad (29)$$

Esto puede efectuarse gráficamente con el monograma N° 5.

- 7.- Con el valor de K , Δt y t_d en la fórmula (16) puede calcularse por la ecuación:

$$\phi = \frac{0.000264 K \Delta t}{\mu C_v r_w^2 t_d} \quad (30)$$

Si el valor de ϕ chequea satisfactoriamente con el usado en el paso 3, indica que se ha procedido correctamente en la superposición y se han obtenido los valores más representativos posibles.

Gráficamente este cálculo puede hacerse con el monograma N° 6.

- 8.- El procedimiento descrito anteriormente puede efectuarse en el caso que se pueda calcular los pasos 2 y 3. Si ello no es posible, una manera de operar

es buscar la superposición apropiada desplazando la curva real sobre las cartas de curvas tipos, una vez lograda se procede igual que en los pasos 5, 6, 7. Además el valor de \bar{C} puede ahora estimarse de la superposición.

- 9.- Cuando se tiene suficiente información de modo que la curva real se haga asintótica a un valor P_d , puede calcularse la presión estática a partir de este valor P_d y K calculada según la ecuación (29) por la ecuación:

$$P_e = P_{wf} + \Delta P^* \quad (31)$$

METODO MCKINLEY

Para el análisis de las curvas tipo, en relación con los datos de prueba de presión se requieren las siguientes etapas:

1.- Representar el tiempo de cierre (Δt minutos) como función de la diferencia de presión (ΔP psi) entre la presión de restauración (P_{ws}) y la presión de fondo fluyente (P_{wf}). Esta representación se efectúa en papel Log-Log 3x3 ciclos (K.E. tipo 4674.02).

2.- Superponer el eje del tiempo de la representación obtenida en la etapa (1) de la curva real con el apro-

piado de la representación de las curvas tipo y desplazar la curva real paralelamente al eje de las abscisas (horizontalmente) de la carta tipo hasta hacerla coincidir con una de las curvas tipo, interpolando si es necesario. En esta etapa pueden presentarse 3 casos:

- a).- Que la curva representativa de los datos coincida en toda su extensión con la tipo, en cuyo caso la transmisibilidad alrededor del pozo es igual a la de la formación, esto es $(J/F)_f = (J/F)_p$ en cuyo caso puede concluirse que la zona alrededor del pozo no se ha alterado.
- b).- Que la curva representativa de los datos coincida con la curva tipo en los primeros puntos (etapa de post flujo) pero desplazándose en la parte final hacia la derecha de la curva tipo, esto es $(j/F)_p > (J/F)_f$, en cuyo caso existe estimulación alrededor del pozo.
- c).- Que la curva representativa de los datos coincida con la curva tipo en la parte inicial pero desplazándose en la parte final hacia la izquierda, esto es $(J/F)_f < (J/F)_p$, en cuyo caso existe daño alrededor del pozo. Obsérvese que el daño no puede ser expresado cuantitativamente según este método sino cualitativamente.

3.- Registrar los valores de $(J/F)_p$ y $(J/F)_f$ según sea el caso de la etapa 2.

4.- Escoger un punto (ΔP) en la parte donde coincidan las dos curvas y leer el correspondiente valor $(\frac{\Delta P \cdot F}{q})$ en la carta teórica.

5.- Con la información de la etapa 4 puede calcularse el valor de F con la ecuación:

$$F = \left(\frac{\Delta P \cdot F}{q} \right) \frac{q_s B_o}{\Delta P} \quad (32)$$

gráficamente esto se resuelve del monograma N° 1.

6.- Con el valor de F puede calcularse J_p y/o J_f de la etapa 2 con la ecuación:

$$J_p = (J/F)_p \cdot F \quad (33)$$

$$J_f = (J/F)_f \cdot F \quad (34)$$

7.- Si son conocidos H y u entonces puede obtenerse fácilmente K así:

$$J = \frac{K h}{u} \quad (35)$$

Gráficamente sólo se resuelve según el monograma N° 2.

8.- Si después de haber logrado la superposición más apropiada entre la curva real y la tipo, la parte final de la real se hace asintótica a un valor $(\frac{\Delta P^*}{q} F)$ entonces puede obtenerse el valor de la presión estática de la siguiente manera:

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

ECUACIONES A USARSE EN EL ESTUDIO COMPARATIVO

Para propósitos de comparación de resultados se ha escogido el método Horner por ser el que mejores resultados ha dado. Los datos a evaluarse por este método son factor Skin, permeabilidad, y presión estática. Para obtener la presión estática se hace siguiendo la técnica ya descrita. Las ecuaciones a usarse en la evaluación de los otros parámetros son:

$$K_f = 162.6 \frac{q_s \mu B_o}{m h}$$

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{w1hora} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{K_f}{\mu C_o} r_w^2 \right) + 3.23 \right]$$

CALCULOS ADICIONALES EN LA EVALUACION DE LOS DATOS DE LAS PRUEBAS DE FORMACION POR LAS TECNICAS DE RAMEY Y MCKINLEY.

1.- Cálculo de la pendiente "m"

Usando la ecuación de Horner

$$m = 162.6 \frac{q B_o}{\left(\frac{K_h}{\mu} \right)}$$

2.- Razón de daño

Usando la ecuación empírica para el factor de daño pre-

sentada por Van Everdingen y Hurst y el concepto desarrollado por Griffin y Zak resulta en una ecuación para el estimado de la razón de daño.

$$EDR = \frac{P_e - P_{wf}}{m(\log t + 2.65)}$$

Radio de investigación de la prueba.

El radio de investigación de la prueba puede ser estimado por varias ecuaciones, aquí se usará la propuesta por Van Poolen

$$R_I = \sqrt{\frac{Kt}{57600 \phi \mu C}}$$

CAPITULO IV

APLICACIONES PRACTICAS DE LAS NUEVAS TECNICAS
A EJEMPLOS TIPICOS Y SU COMPARACION CON LAS
TECNICAS CONVENCIONALES

En este capítulo presento algunas aplicaciones prácticas de los técnicos de Ramey y Mckinley a ejemplos típicos de pozos de petróleo, así como a algunos pozos pertenecientes al Nor Oeste y Oriente del Perú. En adición a estas técnicas se analizó las pruebas de presión por el método clásico de Horner con el propósito de comparación.

Las técnicas fueron utilizadas para analizar los datos obtenidos de pruebas de restauración de presión y los obtenidos durante los períodos de cierre de las pruebas de formación.

Los parámetros que fueron evaluados son el factor "Skin", la permeabilidad de la zona dañada, la permeabilidad de la formación, la presión estática y además el índice de productividad y la razón de daño para el caso de las pruebas de formación.

Se presentan también las representaciones que fueron obtenidas y en algunos casos se hace un estimado del tiempo de llenado.

La tabla I que presento nos muestra los datos adicionales usados en los análisis correspondientes. La tabla II nos muestra un resumen detallado de los resultados obtenidos.

POZO N° 1

Este pozo fue sometido a una prueba de restauración

de presión cuando su producción acumulada era de 50,000 B/~~D~~ siendo su última tasa de producción estabilizada de 340 STB/D. Los datos obtenidos de la prueba son los siguientes:

Pws (Psi)	Δt (horas)
2000	0.0
2430	0.5
2798	1.0
3323	2.0
3630	4.0
3718	6.0
3745	9.0
3763	12.0
3783	24.0
3798	42.0

El análisis dió los siguientes resultados:

	Mckinley	Ramey	Horner
S	daño	20	23.7
Kp	4.92		
Kf	49.2	47.2	53.4
Pe	3931	3920	3935

Se puede observar gran similitud entre los valores resultantes y además de las respectivas representaciones se puede observar que el tiempo de llenado es de aproximadamente 1 hora y que con un cierre de 9 horas hubiese sido suficiente

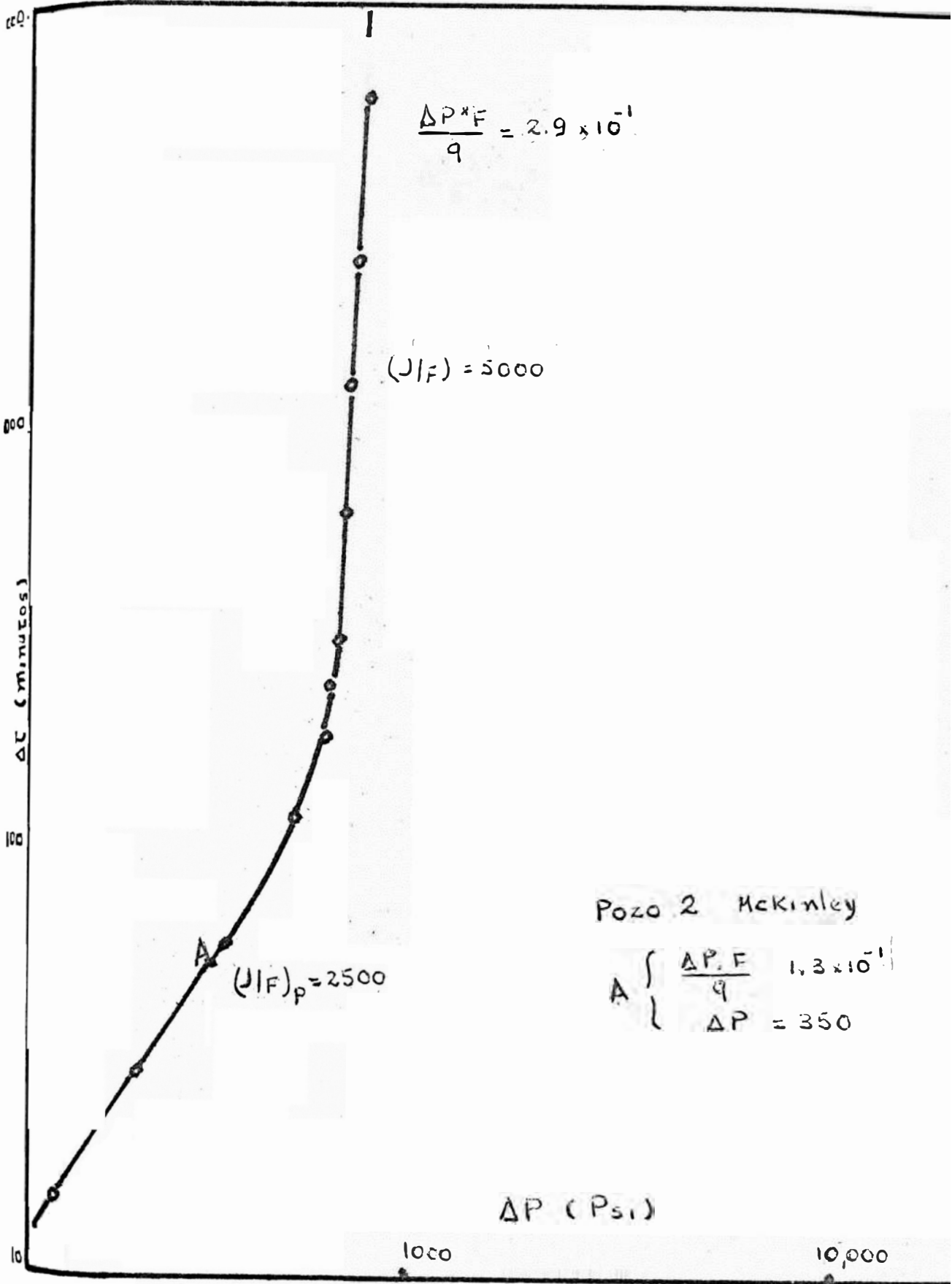
para calcular la presión estática.

Este pozo produce con un GOR moderado, y la porosidad obtenida por el método Ramey fue de 0.154 contra 0.140 que es el valor obtenido del análisis de núcleos. Los cálculos detallados así como las respectivas representaciones de este pozo se pueden ver en el apéndice N° 1.

POZO N° 2

Este pozo fue sometido a una prueba de restauración de presión cuando su producción acumulada era de 16660 STB siendo su última tasa de producción estabilizada 200 STB/D. Además se calculó su punto de burbuja que era 1500 psi. Los datos obtenidos de la prueba son los siguientes:

Pws (psi)	Δt (horas)
2000	0
211.5	0.25
2230	0.5
2370	1
2540	2
2620	3
2650	4
2670	5
2685	7
2700	10



$$\frac{\Delta P \cdot F}{q} = 2.9 \times 10^{-1}$$

$$(J/F) = 5000$$

$$(J/F)_p = 2500$$

Pozo 2 McKinley

$$A \left\{ \begin{array}{l} \frac{\Delta P \cdot F}{q} = 1.3 \times 10^{-1} \\ \Delta P = 350 \end{array} \right.$$

ΔP (Psi)

1000

10,000

1000

100

10

10

Δt (MINUTOS)

Pozo 2 RAMEY

$$T_D = 1.48 \times 10^4$$

$$\Delta C = 1.3 \text{ ms}$$

$$\Delta P = 700 \text{ Psi} \quad P_D = 7$$

A (

0000

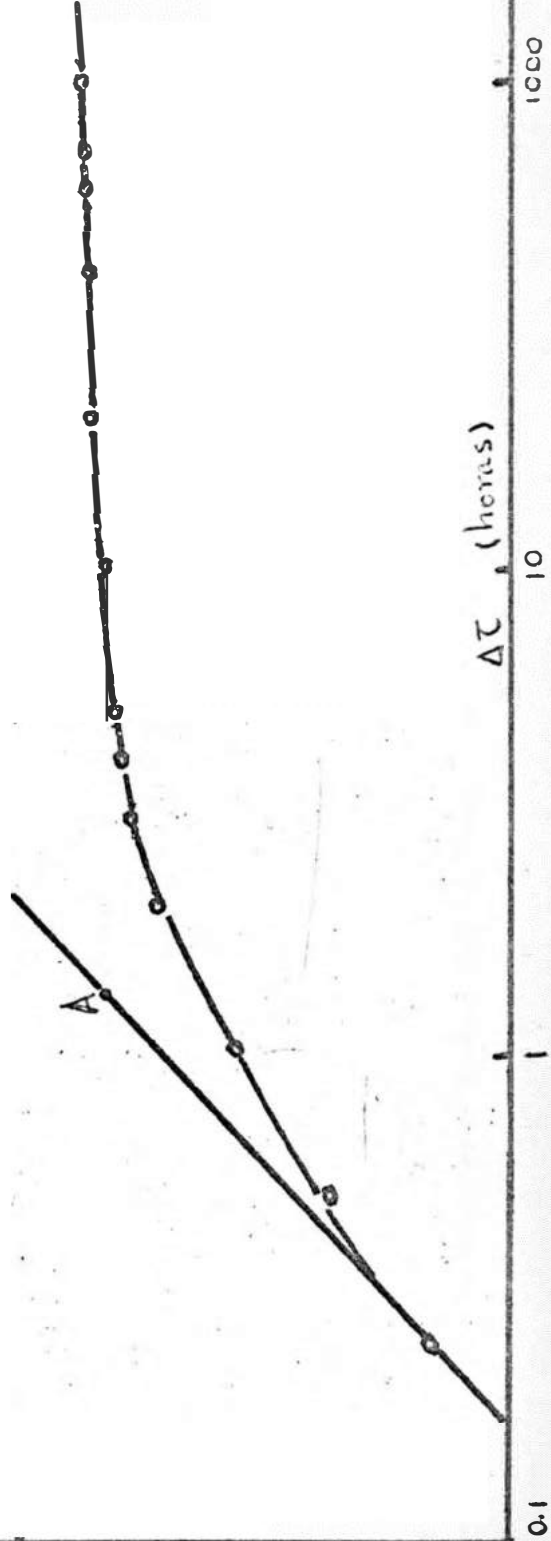
ΔP (Psi)

1000

00

10

$P_D^* = 8$
 $S \approx 1$



1000

ΔT (horas)

10

1

$P \approx 2930$ psi

$m = 100$ psi/ciclo

$P_{1\text{ hora}}$
2600 psi

POZO 2 HORNER

$\frac{\tau_c + \Delta\tau}{\Delta\tau}$

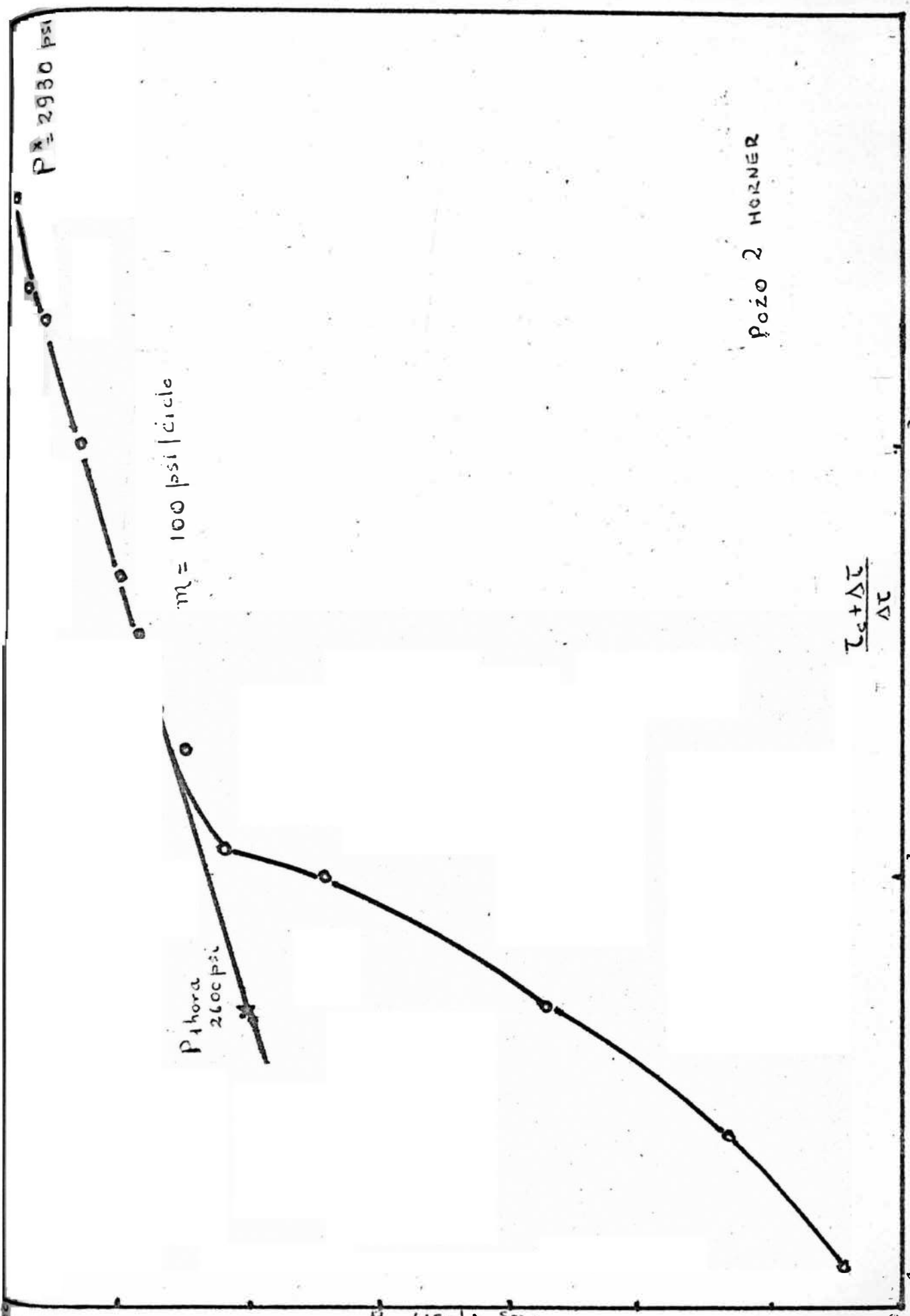
P_{ws} (psi)

10⁴

10³

10²

10



Pws (psi)	Δt (horas)
2730	20
2760	40
2775	60
2789	80
2800	100

El análisis dió los siguientes resultados:

	Mckinley	Ramey	Horner
S	daño	1	1.77
Kp	5.25		
Kf	10.5	8.8	10
Pe	2855	2800	2930

Se puede observar gran similitud en los resultados a excepción de las presiones estáticas ya que este es el caso típico de un pozo que drena un área limitada. Si se aplica el método de Mathews - Brons y Hazcbrock para estos casos se obtiene un valor de 2851 psi que es cercano a los obtenidos por las nuevas técnicas.

De las respectivas representaciones se puede observar que el tiempo de llenado parece no ser mayor de 1 hora y que un tiempo de cierre de 10 horas hubiese sido suficiente para calcular la Presión estática.

La porosidad obtenida por el método Ramey fue de 0.164 contra 0.14 que es el valor real.

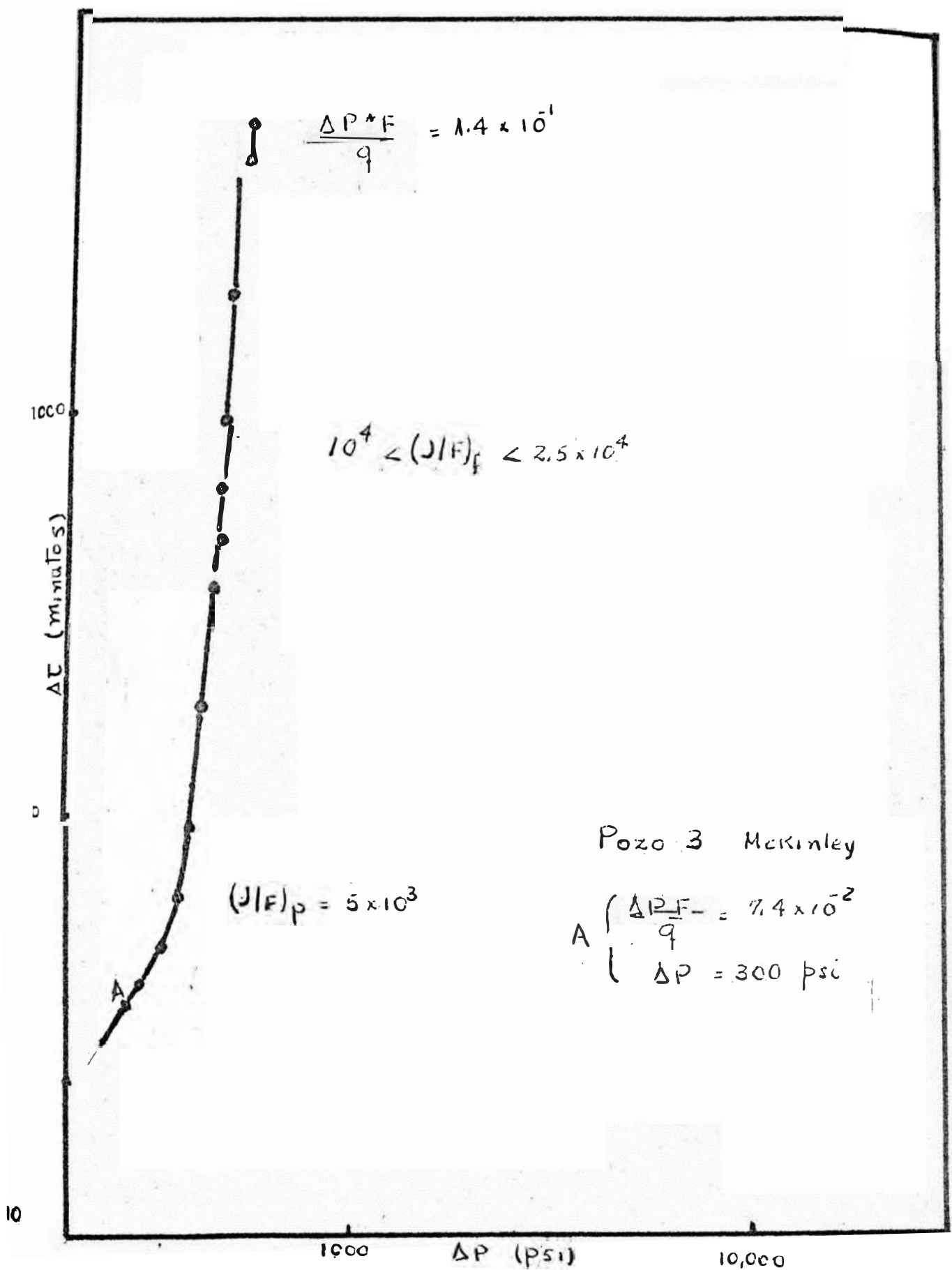
POZO N° 3

Este pozo fue sometido a una prueba de restauración de presión cuando su producción acumulada era de 60060 STB y su tasa de producción estabilizada era de 924 STB/D. Este pozo se encontraba produciendo con un GOR de 6028 SCF/STB. Otros datos además de los mostrados en la tabla se tiene:

$$\begin{array}{ll}
 C_w = 3 \times 10^6 & S_o = 59.4 \\
 C_f = 4 \times 10^6 & S_g = 15.6 \% \\
 C_g = 3.8 \times 10^4 & S_{w-} = 2.5 \% \\
 R_s = 450 \text{ SCF/STB} & \frac{d R_s}{d p} = 0.270 \text{ SCF/STB/psi} \\
 \mu_o = 0.6 \text{ Cps.} & \\
 \mu_g = 0.15 \text{ Cps.} & \frac{d B_o}{d p} = 1.45 \times 10^4 \text{ bls/STB/psi.}
 \end{array}$$

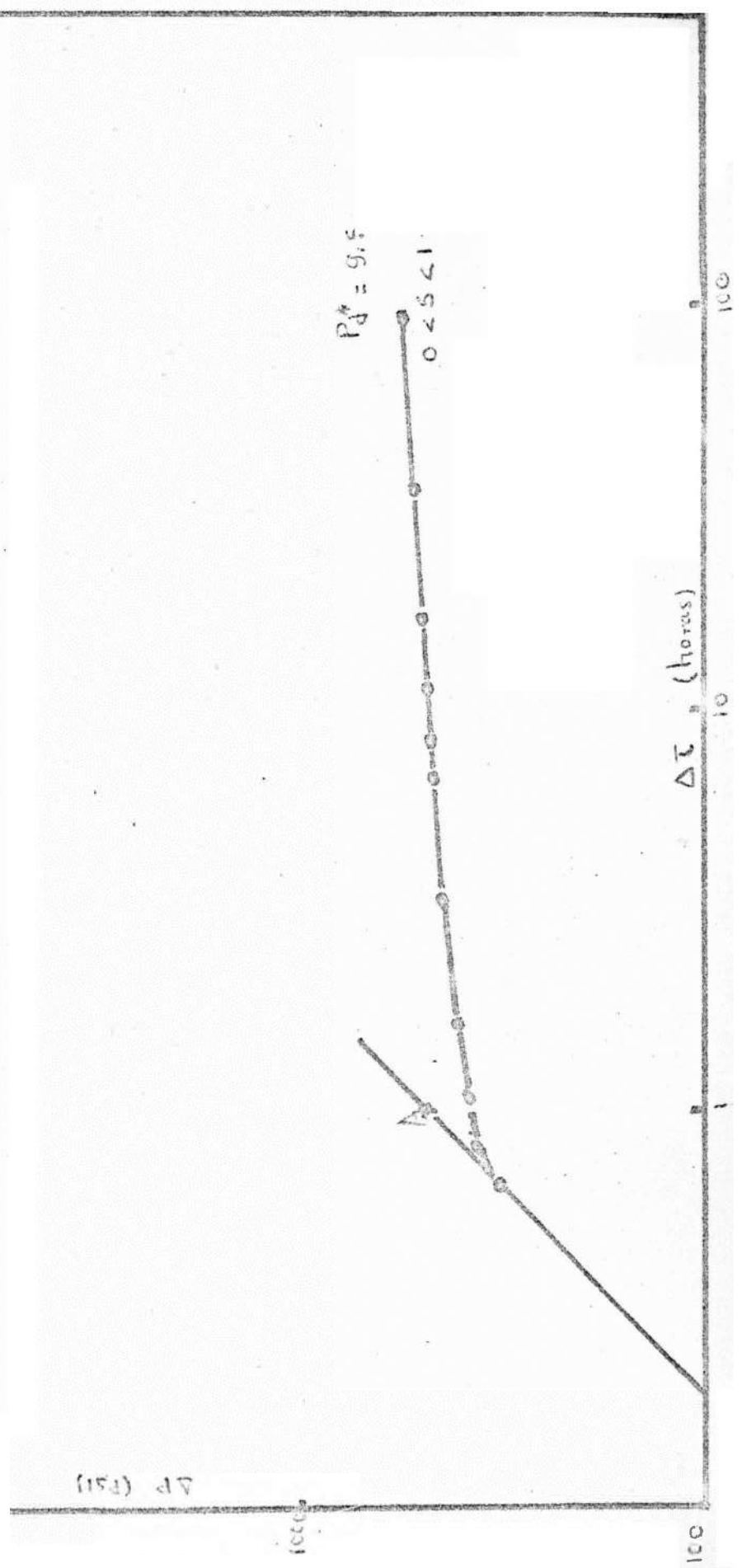
Los datos de la prueba son los siguientes:

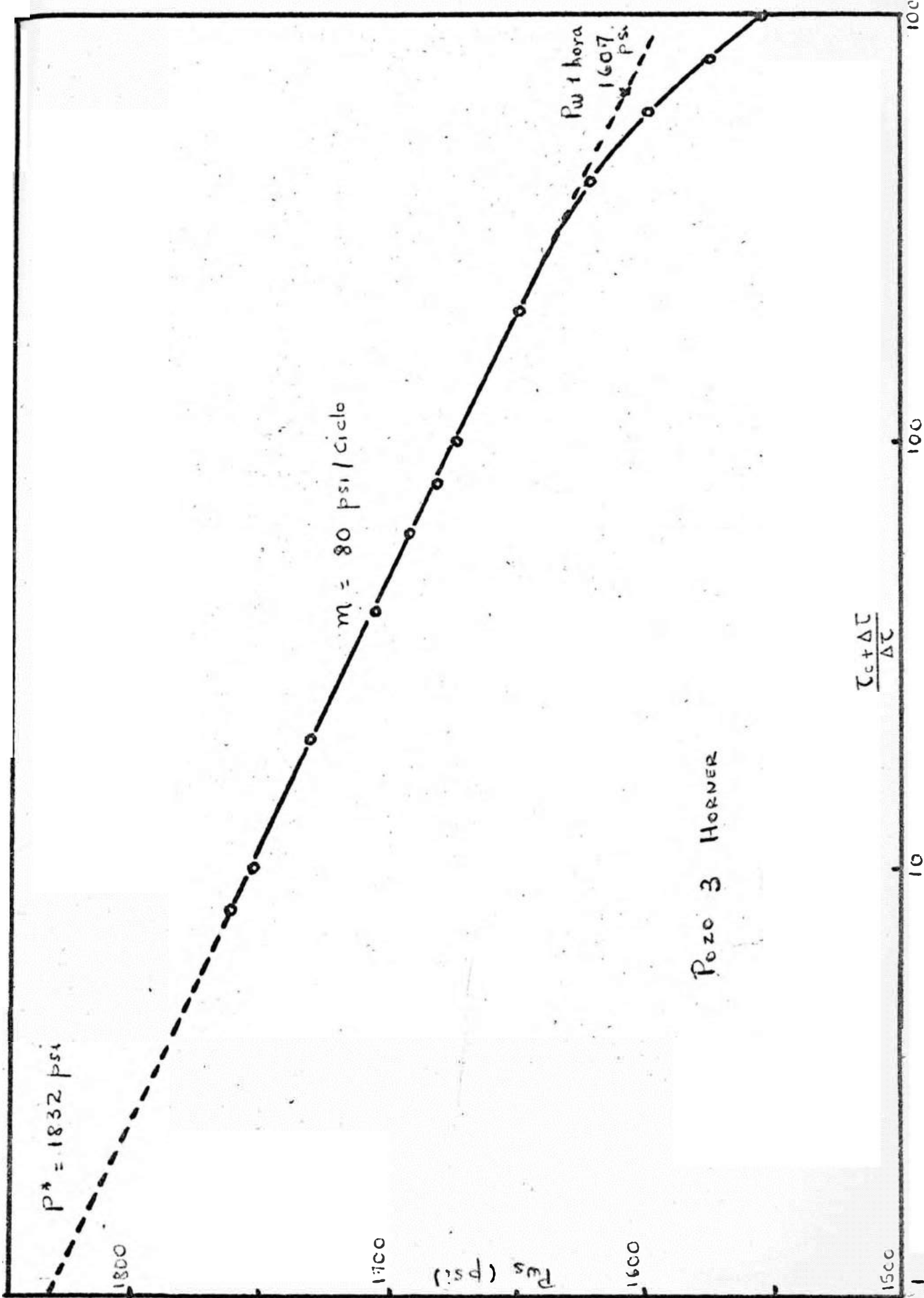
Pws (psi)	Δt (horas)
1200	0
1553	0.65
1573	0.82
1595	1.08
1620	1.62
1648	3.26
1672	6.56
1680	8.35



Pozo 3 Ramia

A { $\Delta C = 1 \text{ h}$ $R_1 = 8.5$
AP 500 ps $C_d = 1.75 \times 10^5$





P_{ws} (psi)	t (horas)
1690	11.1
1704	16.7
1728	34.2
1752	72.1
1760	93.0

De los análisis correspondientes se obtuvo los siguientes resultados:

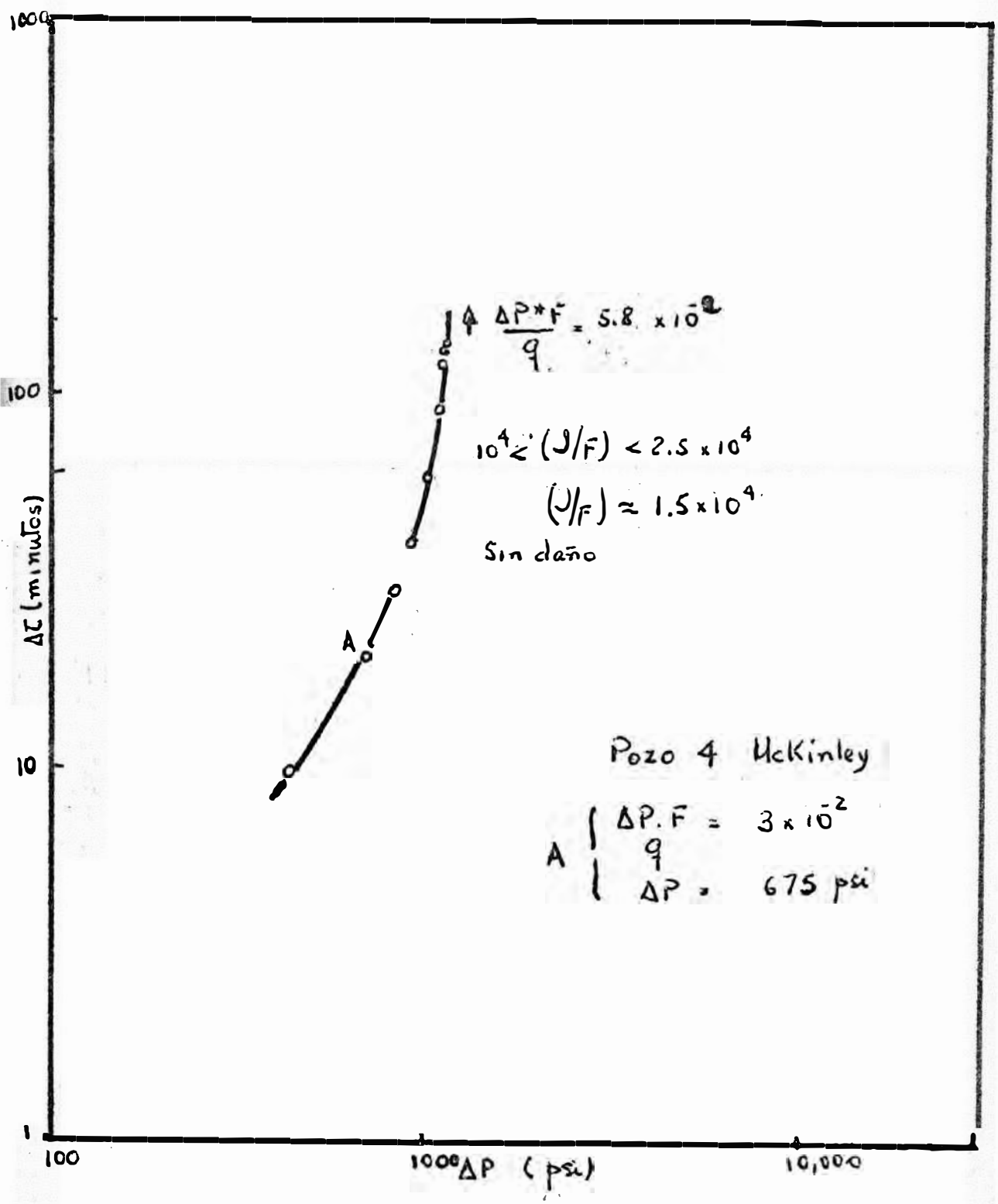
	Mckinley	Ramey	Horner
S	daño	0	0.26
$(\frac{K}{\mu})_p$	74.5	-	-
$(\frac{K}{\mu})_f$	$149 < (\frac{K}{\mu})_f < 373$	145	261.7
Pe	1772	1762	1832

Este es el caso típico de un pozo que produce con alto GOR entonces las técnicas de Ramey y Mckinley no dan resultados confiables por lo que es aconsejable usar la técnica de Horner adaptada especialmente para estos casos.

POZO N° 4

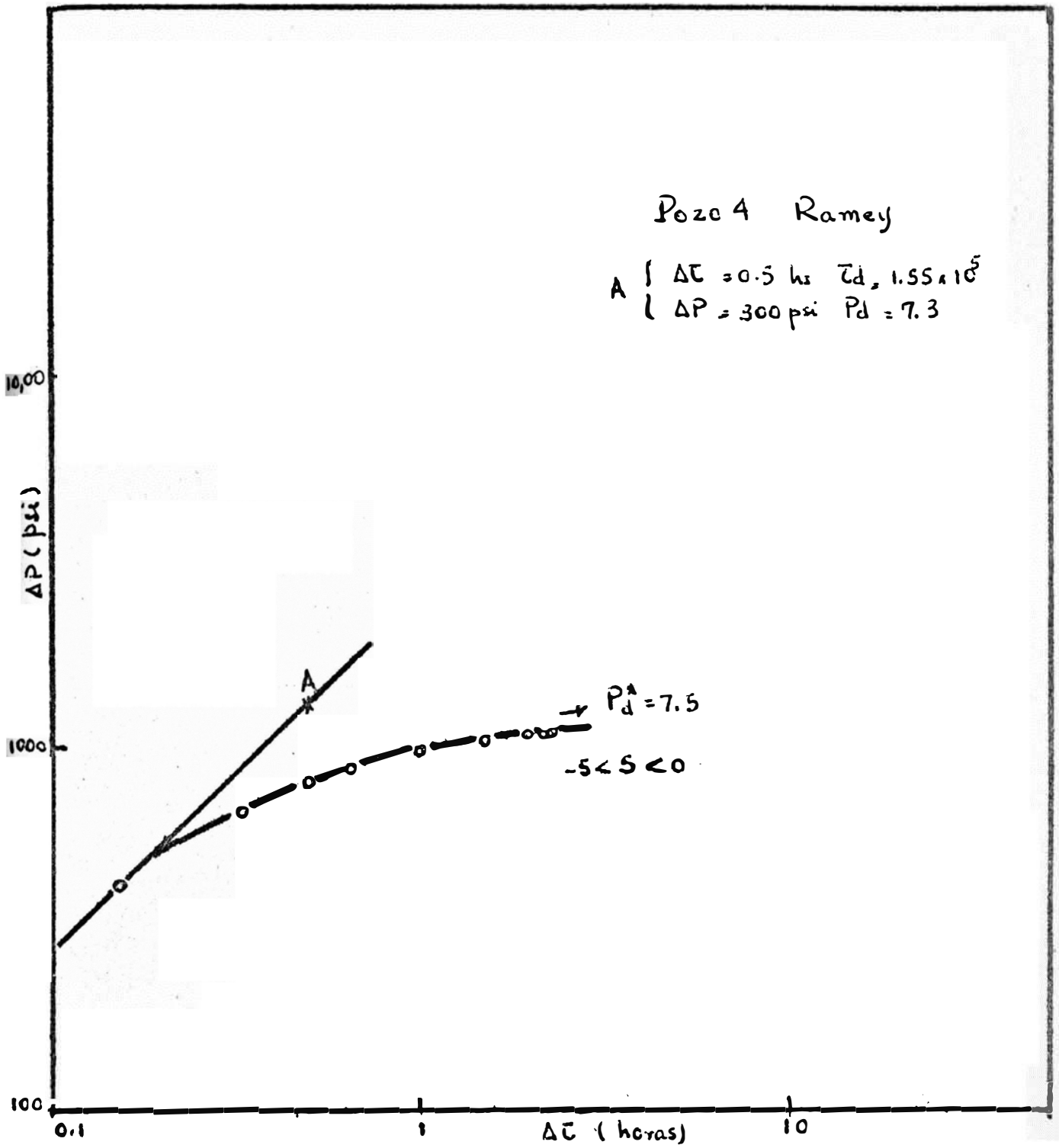
Este pozo fue sometido a una prueba de restauración de presión cuando sólo tenía 24 horas de producción y su producción estabilizada era de 1040 STB/d.

Los datos de la prueba son los siguientes:



Pozo 4 Ramey

A | $\Delta t = 0.5$ hr $\tau_d = 1.55 \times 10^5$
| $\Delta P = 300$ psi $P_d = 7.3$



$P^* = 2965 \text{ psi}$

$m = 245 \text{ psi/ciclo}$

P_w 1 hora
2620 psi

Pozo 4 HORNER

$$\frac{\tau_c + \Delta\tau}{\Delta\tau}$$

3000

P_s (psi)

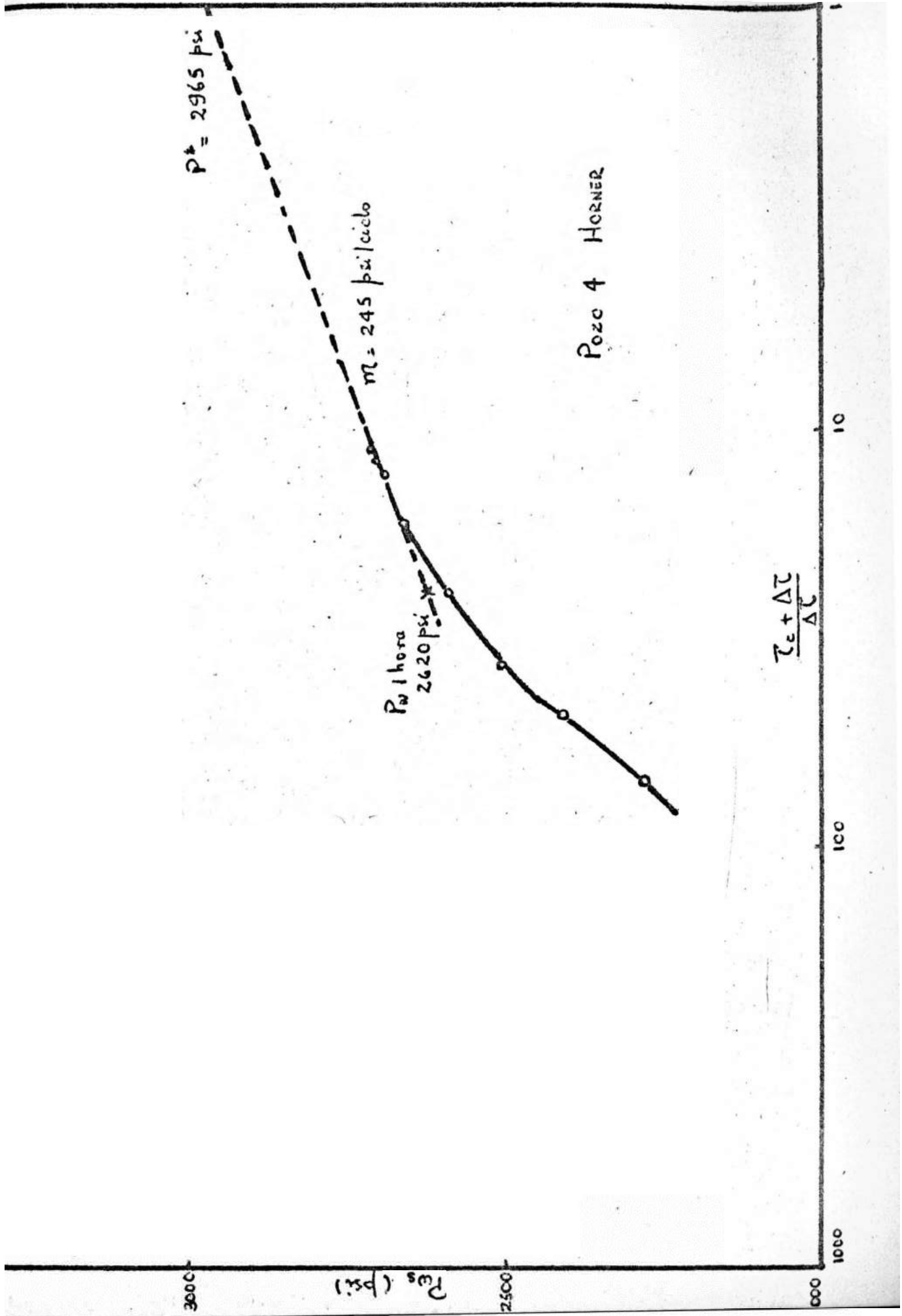
2500

000

100

10

1000



Pws (psi)	Δt (minutos)
1610	0
2030	10
2285	20
2410	30
2505	40
2595	60
2660	90
2690	120
2705	130
2710	135

De los análisis correspondientes se obtuvo los siguientes resultados:

	Mckinley	Ramey	Horner
S	Sin daño	$S < 0$	-1.9
Kp	56		
Kf	56	68	57
Pe	2965	2967	2965

Obsérvese que este pozo fue cerrado por tiempo relativamente corto y los resultados obtenidos son del todo razonables. El pozo no produce gas.

En las representaciones correspondientes se observa que el tiempo de llenado es de aproximadamente 20 minutos y que con dos horas de prueba es suficiente para calcular la

presión estática.

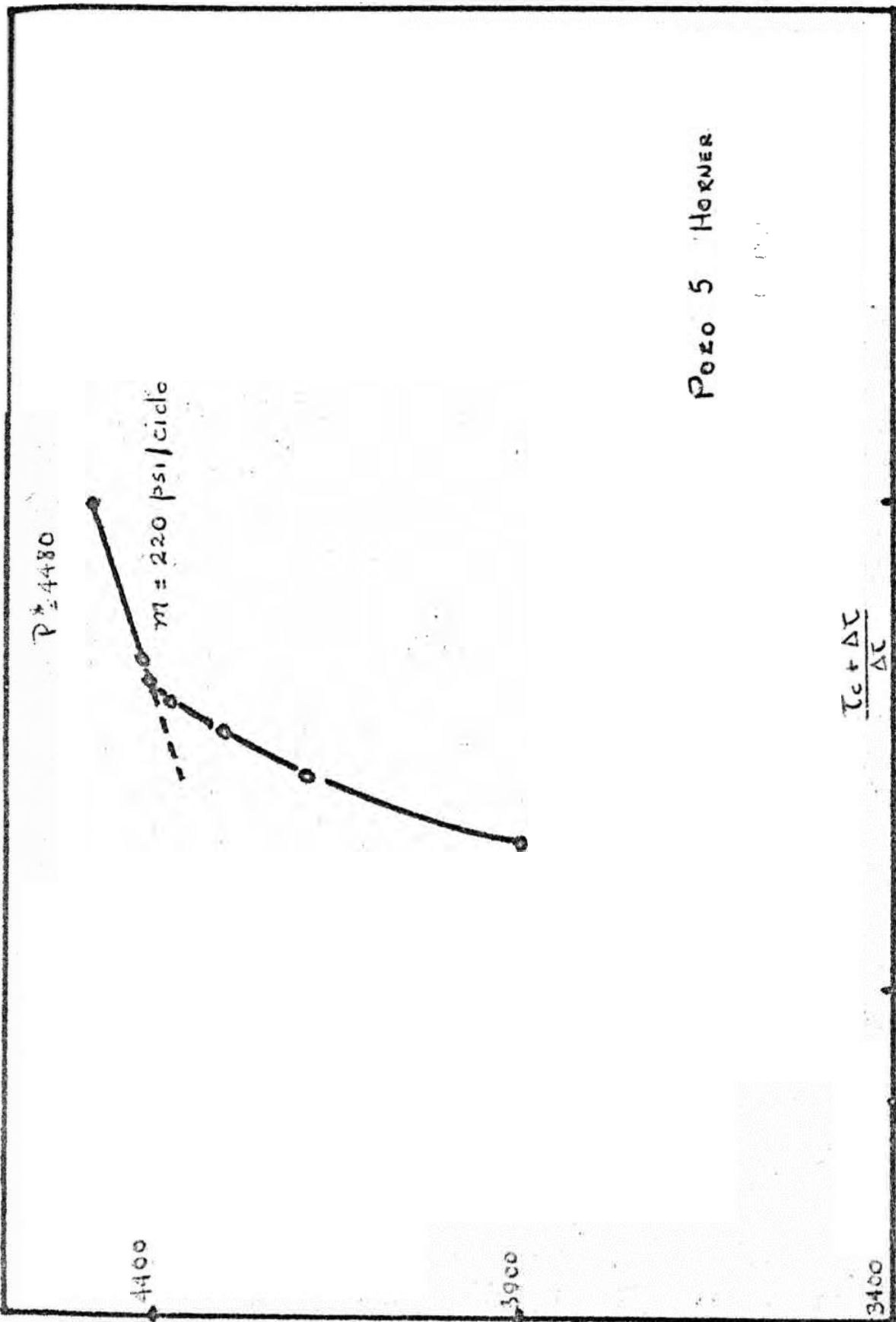
POZO N° 5

A este pozo se le tomó una prueba de formación ~~si~~en do la duración de la prueba de 170 minutos, con dos períodos de flujo que dan un total de 80 minutos, y dos períodos de cierre siendo el final de 70 minutos. El cálculo del petróleo recuperado durante la prueba dió 1980 B/D, sin producción de gas. Los datos de presión obtenidos durante el período final de cierre fueron:

Pws (psi)	Δt (minutos)
2700	0
3460	10
20	1200
30	1490
40	1600
50	1675
60	1700
70	1710

Del análisis de los datos se obtuvo lo siguiente:

	Mckinley	Horner
S	daño	daño
Kp	13.1	
Kf	32.7	30



Pe	4490	4480
Jo	1.11	1.11
EDR	1.82	2

Se puede observar gran similitud entre los parámetros obtenidos por ambas técnicas. No se aplicó la técnica de Ramey debido a la gran cantidad de variables involucradas en los cálculos y que generalmente no están disponibles.

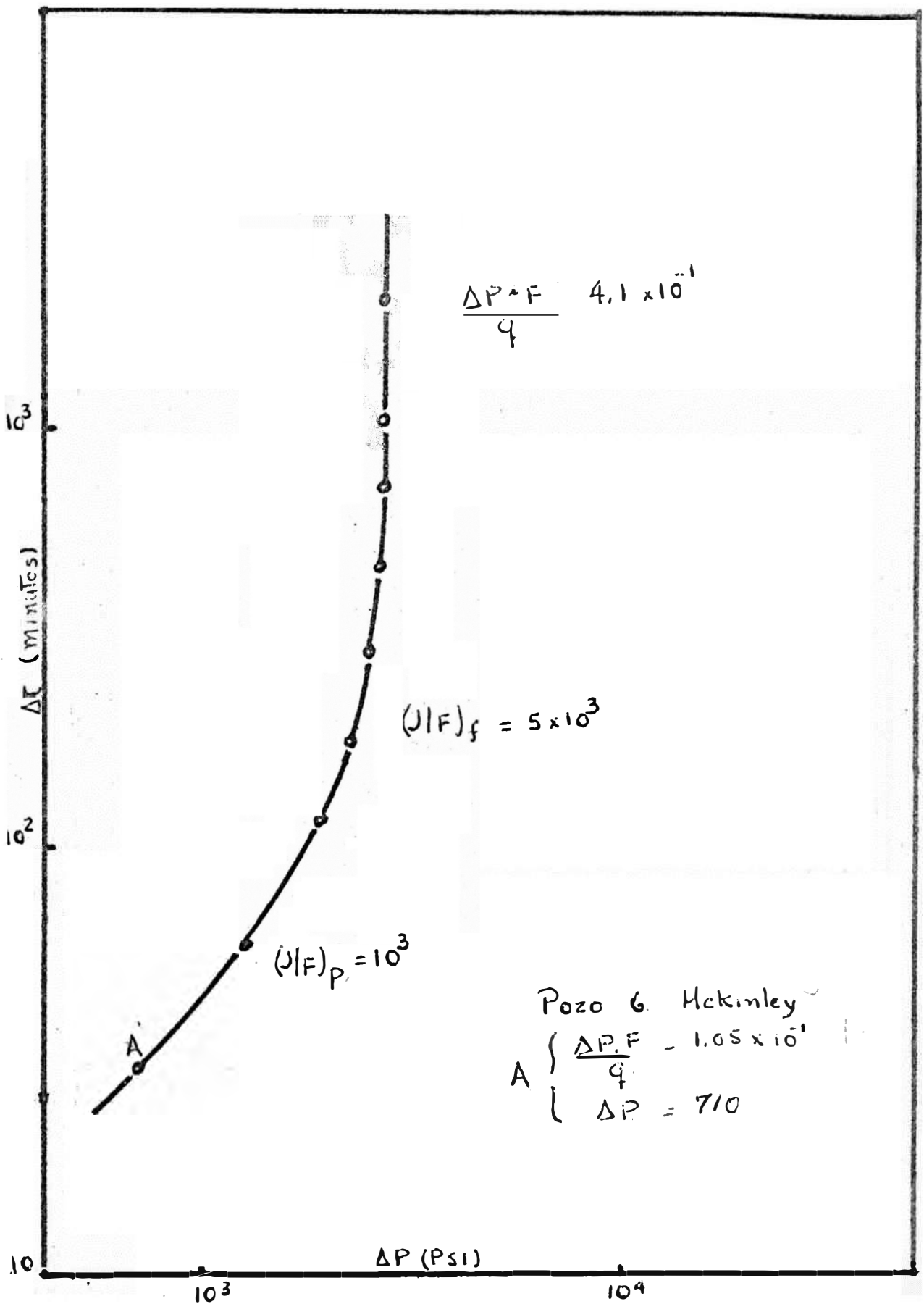
De las respectivas representaciones se puede observar que los tiempos de llenado en estos casos son muy pequeños.

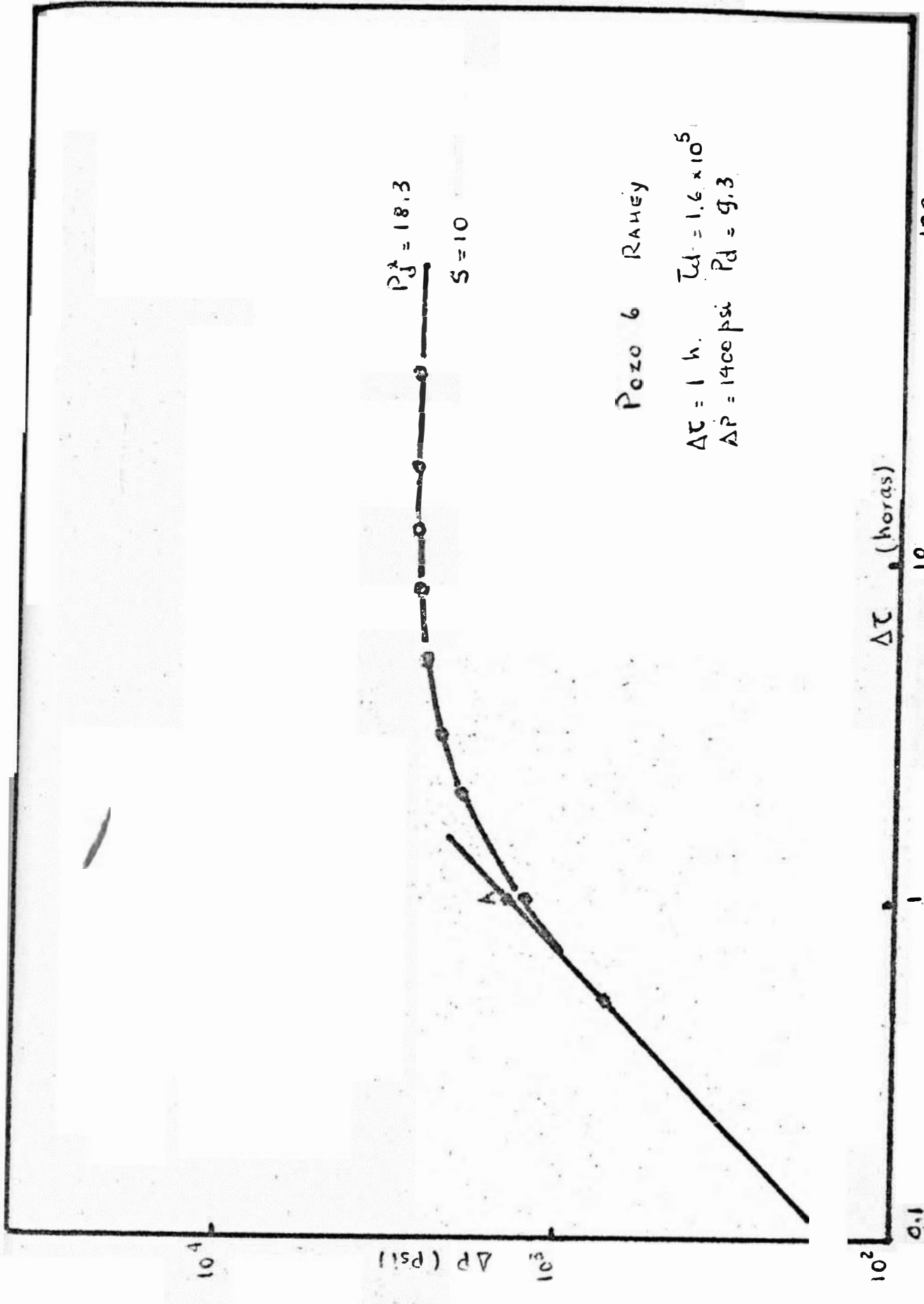
POZO N° 6

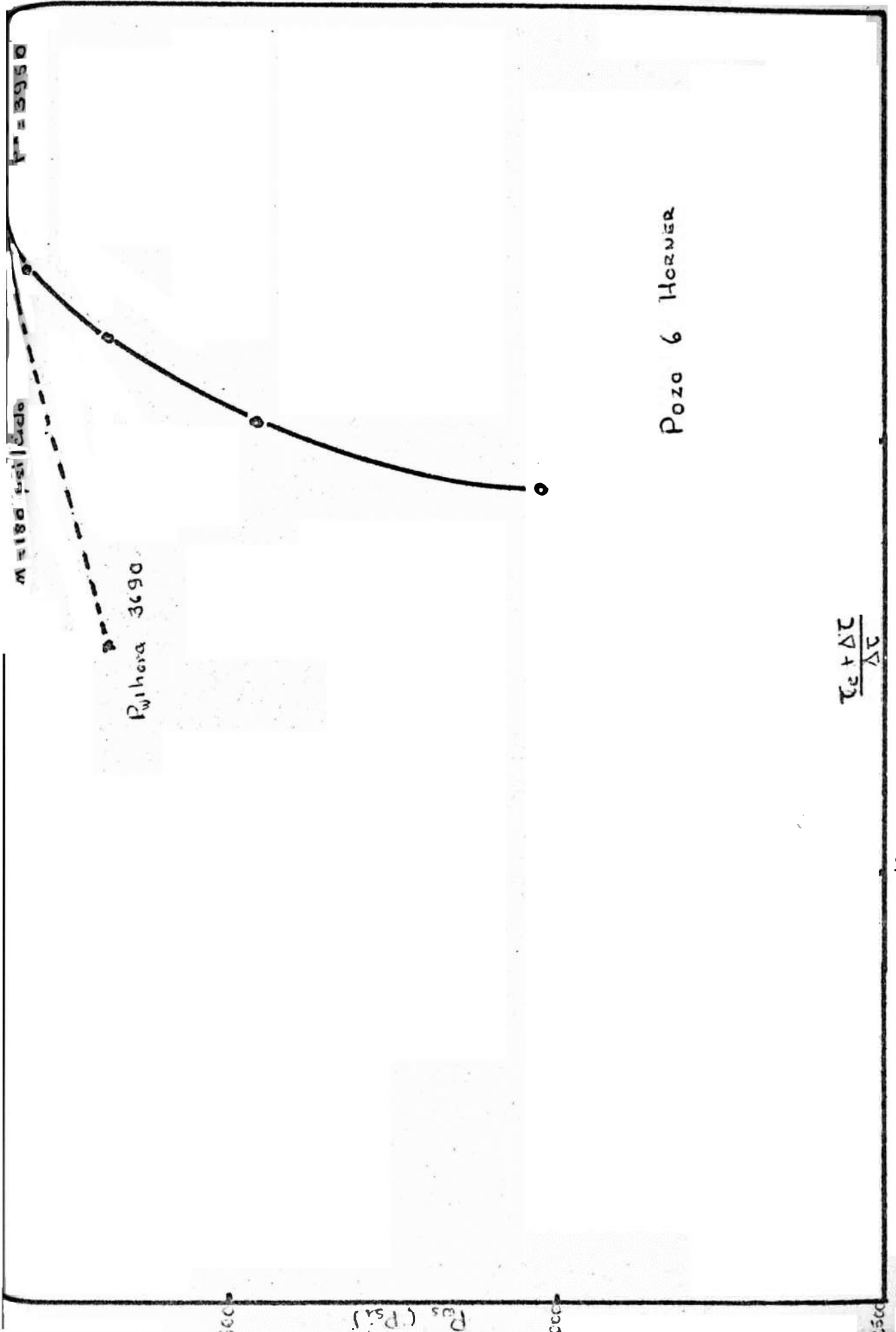
En este pozo se efectuó una prueba de restauración de presión cuando apenas había producido 24 horas siendo su rata de producción al momento de la prueba de 585 STB/D.

Los datos obtenidos de la prueba son los siguientes:

Pws (psi)	Δt (hs.)
1190	0
1900	0.5
2450	1
3110	2
3460	3
3690	5







Pozo 6 Hornier

$$\frac{\tau_e + \Delta\tau}{\Delta\tau}$$

P_s (psi)

1000

100

10

$P^* = 3950$

$h = 180 \text{ psi} / 2400$

Rilhera 3690

Pws (psi)	Δt (hs.)
3810	8
3865	12
3875	18
3875	34

Del análisis respectivo se obtuvo los siguientes resultados:

	Mckinley	Ramey	Horner
S	daño	10	9.6
Kp	8		
Kf	40	51	48
Pe	3900	3950	3950

De las respectivas representaciones se puede observar que el tiempo de llenado parece ser no mayor de 1 1/2 horas y que un cierre de 8 horas hubiese sido suficiente para calcular la presión estática. La porosidad obtenida del método Ramey es de 0.148 contra 0.136 que es el valor real; obsérvese la gran similitud entre los resultados obtenidos.

POZO N° 7

En este pozo se efectuó una prueba de restauración de presión cuando su producción acumulada era de 843 STB y su rata de producción estabilizada era de 307 STB/D. Además el pozo se encontraba produciendo con un GOR de 680 SCF/STB.

Los datos obtenidos de la prueba son los siguientes:

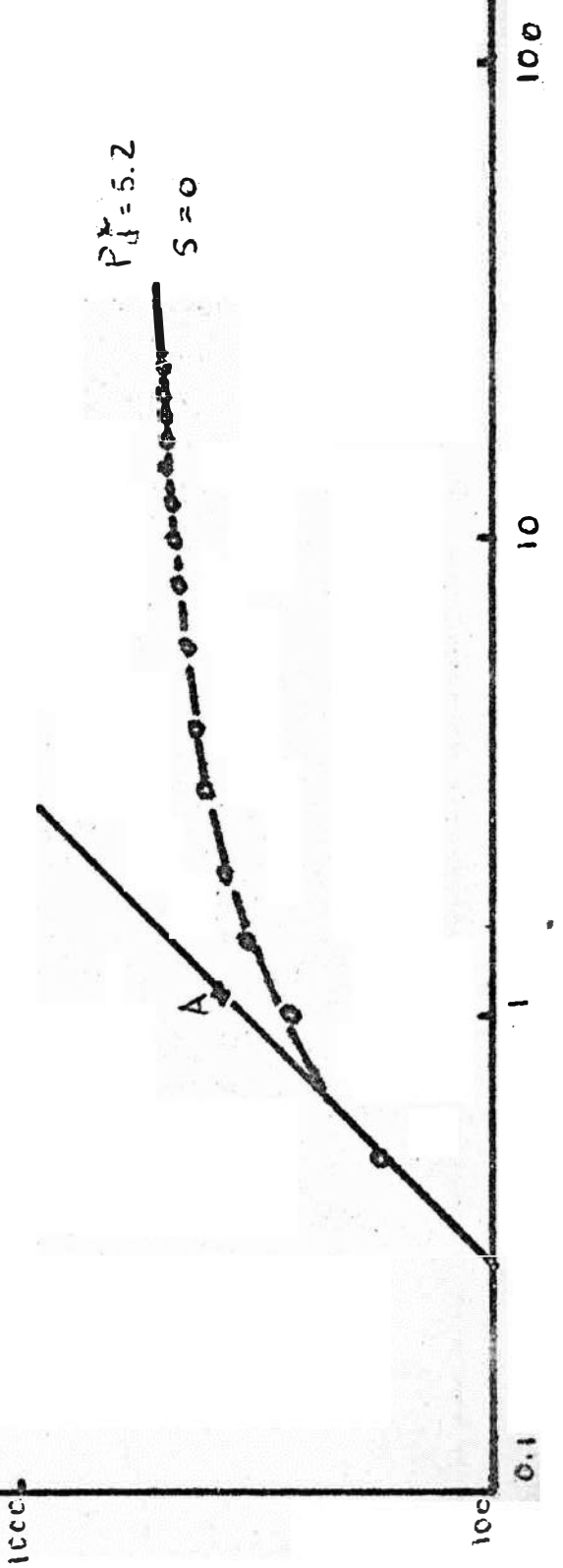
Pws (psi)	Δt (minutos)
946	0
1116	30
1214	60
1281	87
1318	120
1355	180
1370	240
1393	360
1406	480
1422	600
1432	723
1438	840
1443	963
1447	1083
1449	1200
1452	1380

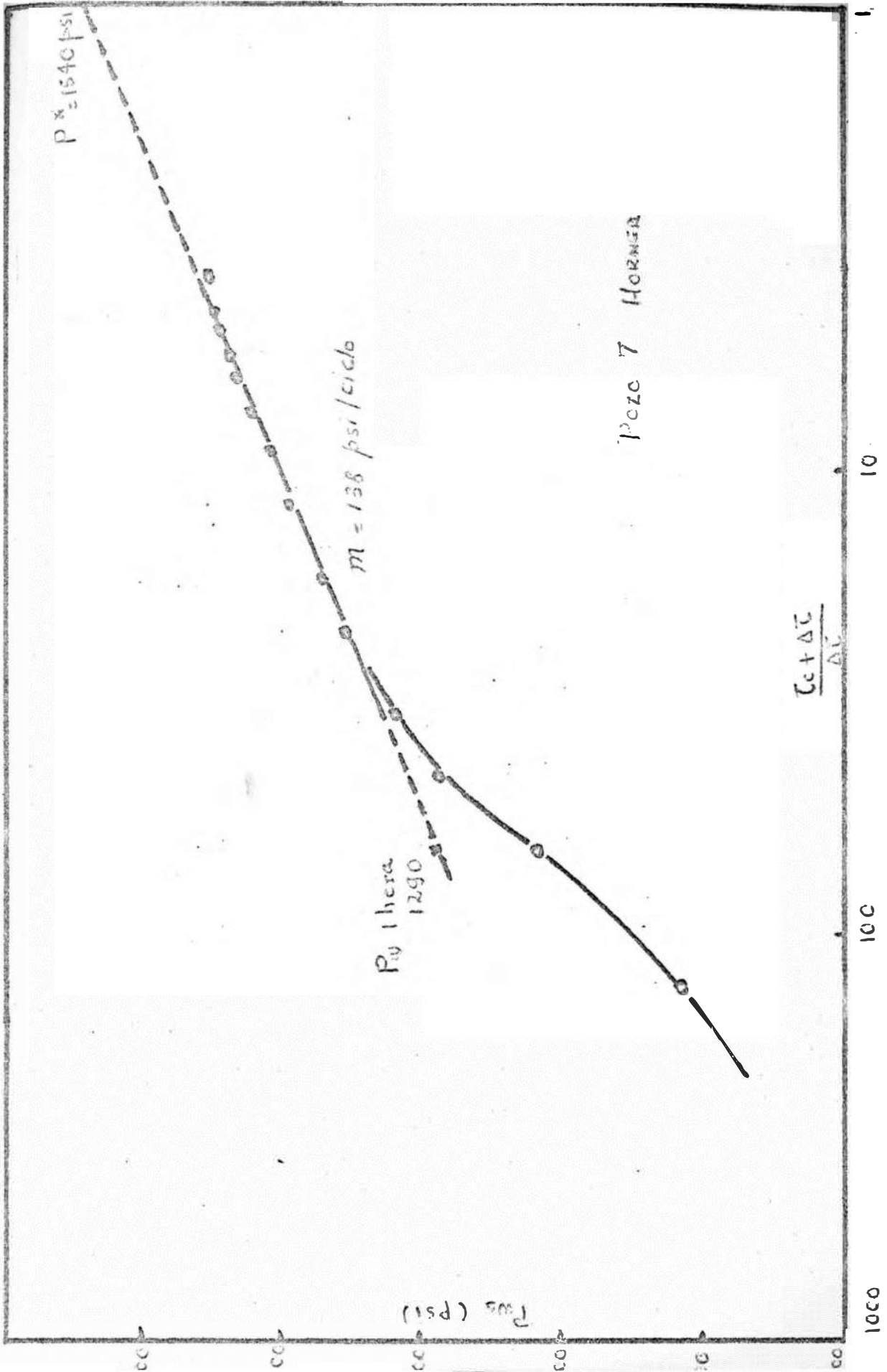
Del análisis correspondiente se obtuvo:

	Mckinley	Mckinley corregido	Ramey	Horner
S	daño	daño	0	-0.375
Kp	2.95	1.35		
Kf	5.8	2.7	3.33	2.81
Pe	1481	1481	1466	1540

Pozo 7 RAMEY

$$A \left\{ \begin{array}{l} \Delta C = 1.1 \text{ ks} \\ \Delta P = 380 \text{ psi} \\ P_d = 3.8 \end{array} \right. \quad T_d = 4 \times 10^2$$





Este pozo pertenece al Nor Oeste del Perú y se puede ver de los resultados del análisis que las técnicas de Ramme y McKinley dan valores algo más altos para las permeabilidades. Sin embargo usando el factor de corrección para la técnica de McKinley se puede notar gran similitud con los resultados obtenidos por la técnica de Horner.

El valor negativo obtenido para el factor Skin en la técnica de Horner podría atribuirse a las heterogeneidades de la formación.

De las respectivas representaciones se puede ver que el tiempo de llenado parece ser menor de 1 hora.

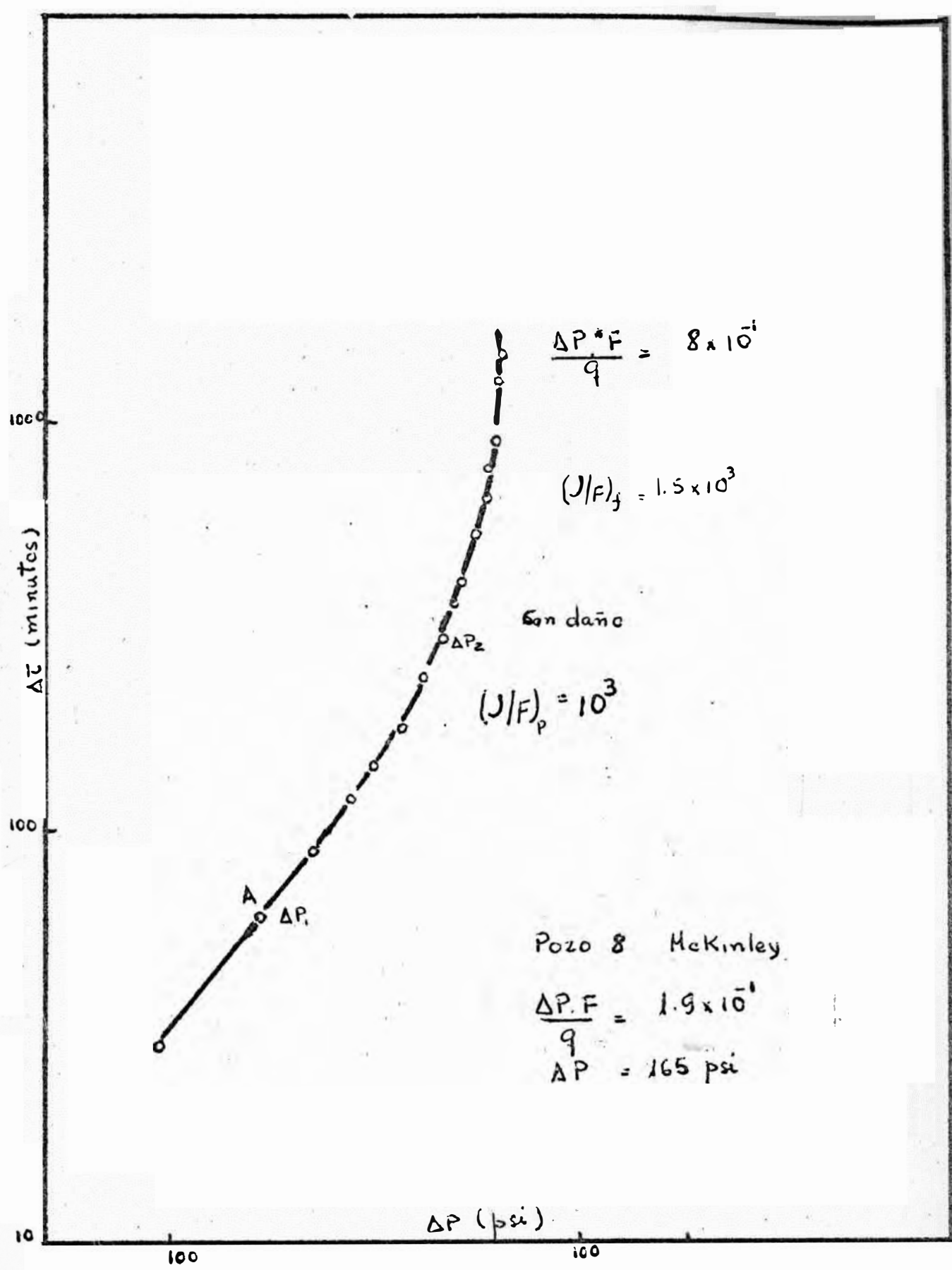
Las presiones estáticas obtenidas por las nuevas técnicas no son confiables ya que las representaciones no alcanzan valores asintóticos.

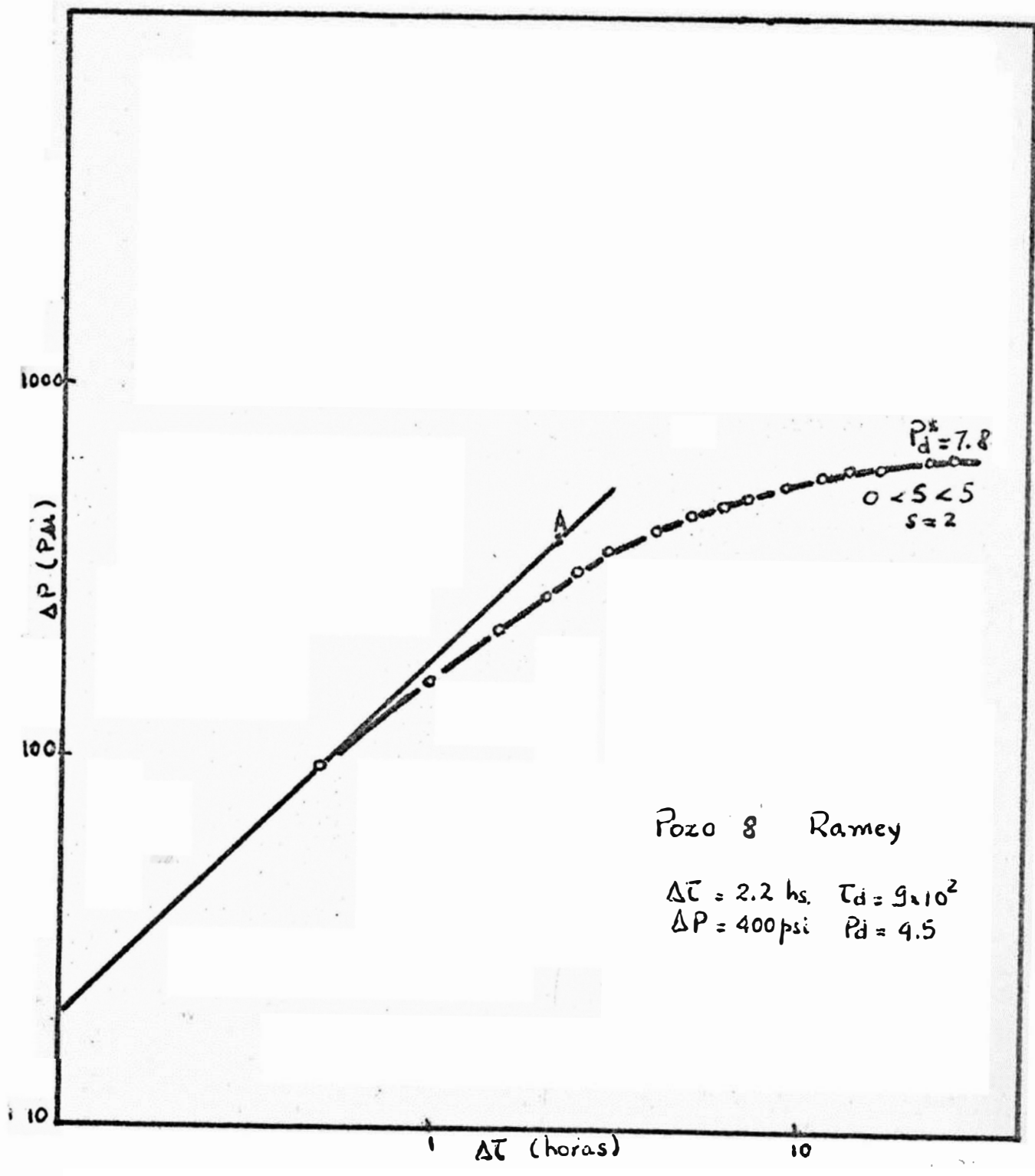
POZO N° 8

Este pozo fue sometido a una prueba de restauración de presión cuando sólo tenía 450 STB de producción acumulada y su tasa de producción estabilizada era de 216 B/D y un GOR de 760 SCF/STB.

Los datos obtenidos de la prueba son los siguientes:

P_{ws} (psi)	Δt (minutos)
812	0





$P^* = 1585 \text{ psi}$

$m = 225 \text{ psi / cycle}$

Porothera
1165 psi

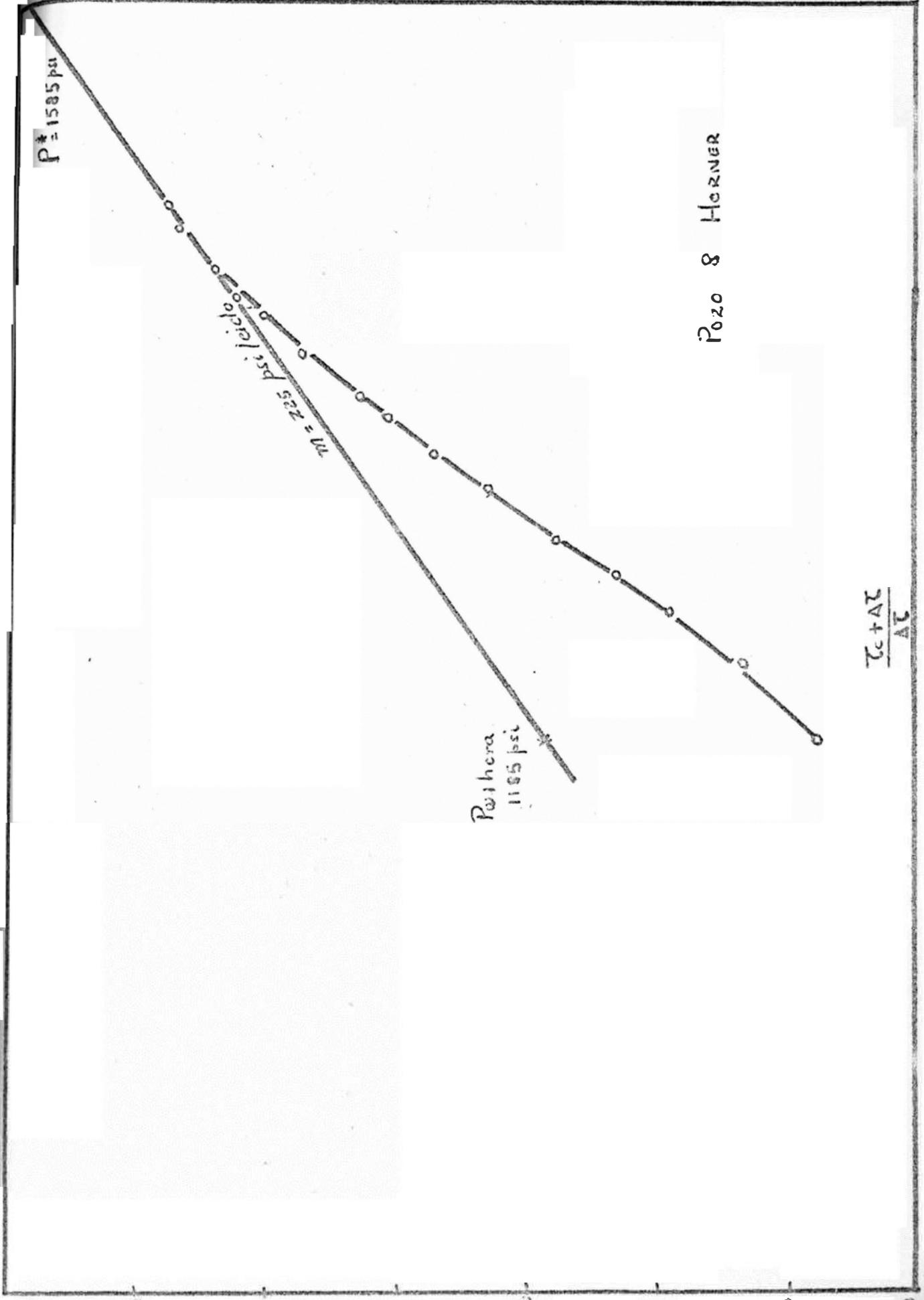
Pozo 8 HERNER

$\frac{r_c + \Delta r}{\Delta r}$

10

100

1000



Pws (psi)	Δt (minutos)
906	30
977	60
1033	90
1089	120
1131	147
1177	177
1229	237
1272	294
1302	360
1327	414
1371	534
1401	637
1421	780
1439	897
1464	1260
1475	1475

Del análisis correspondiente se obtuvo:

	Mckinley	Mckinley corregido	Horner	Horner
S	daño	daño	$S \approx 2$	-1.15
Kp	2.28	0.89	-	-
Kf	2.28	1.27	3.15	1.37
Pe	1507	1507	1505	1585

Este pozo al igual que el N° 7 pertenece al Nor Oeste del Perú y las observaciones que se puedan hacer son similares a las de éste. Este pozo al igual que el número 7 fueron evaluados usando el factor de corrección para la técnica de Mckinley obteniéndose resultados muy satisfactorios. En el apéndice II se puede ver la aplicación del factor de corrección para este pozo.

POZO N°-9

Este pozo fue sometido a una prueba de formación con dos períodos de flujo de 55 minutos, y un período final de cierre de 20 minutos. La tasa de producción que se obtuvo fue de 659 B/d.

Los datos obtenidos de la prueba son:

Pws (psi)	Δt (minutos)
0	656
2	1003
4	1025
6	1040
8	1051
10	1059
12	1066
14	1072
16	1077
18	1081
20	1084

Pozo 9 McKinley

$$\frac{\Delta P F}{q} = 8 \times 10^3$$
$$\Delta P = 347 \text{ psi}$$

8

ΔE (minutos)

10

$$\frac{\Delta P * F}{q} = 1 \times 10^3$$

$$(J/F) = 5 \times 10^3$$

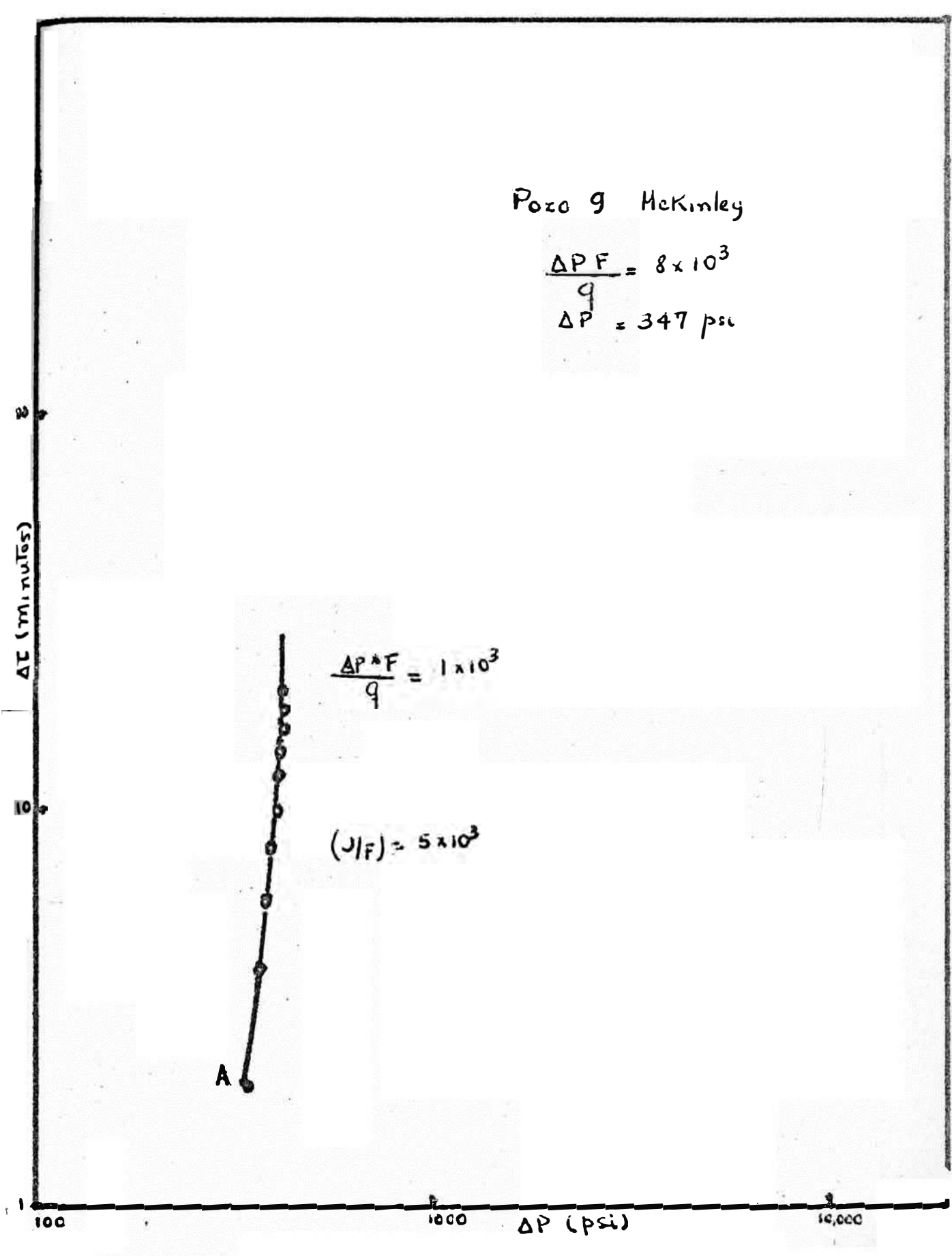
A

100

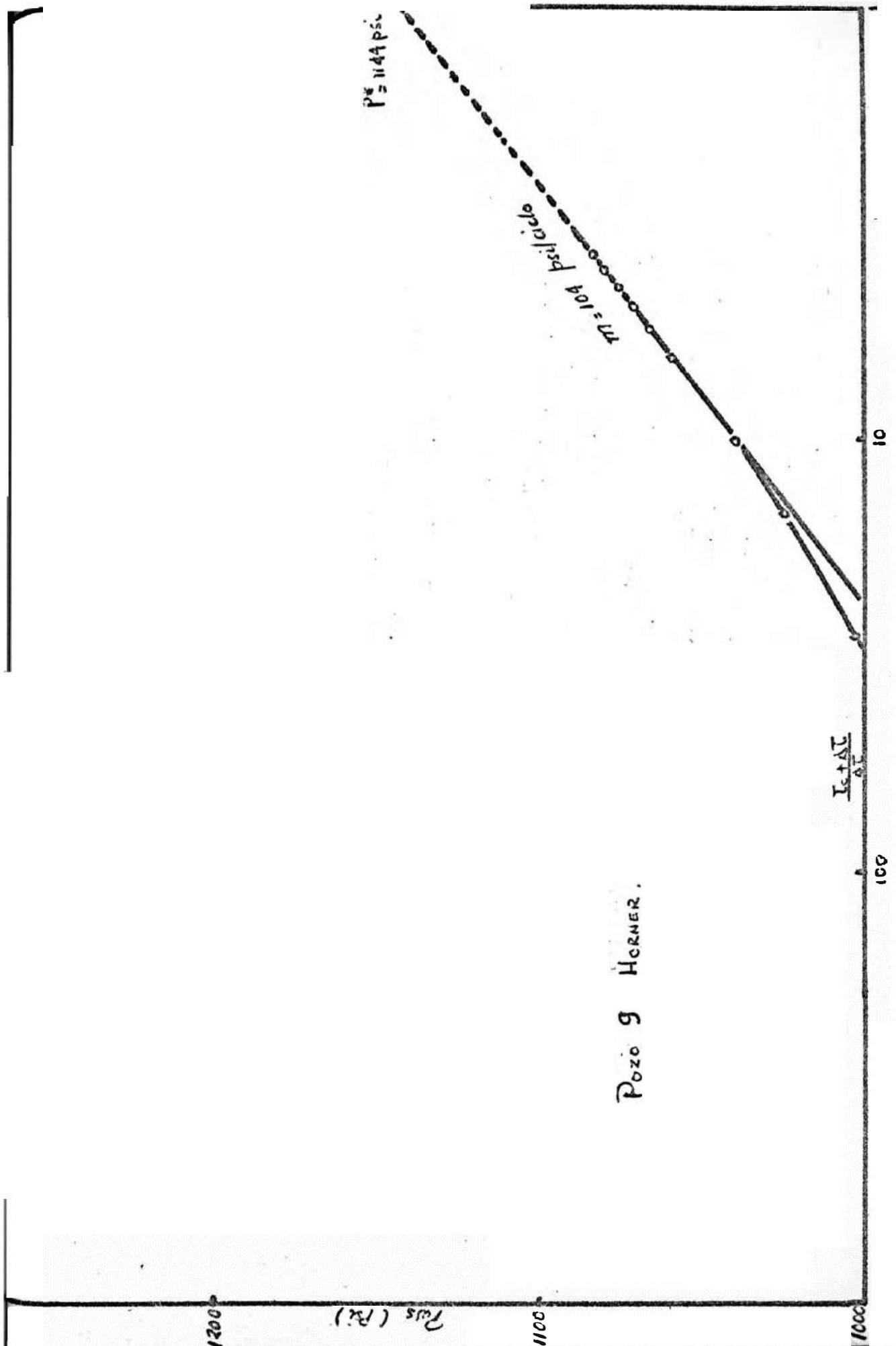
1000

ΔP (psi)

10,000



Pozo 9 HORNER.



Del análisis correspondiente se obtuvo:

	Mckinley	Horner
S	Sin daño	≈ 0
Kp	26.3	
Kf	26.3	35.6
Pe	1092	1144
Jo	1.51	1.35
EDR	0.79	1.07

Se puede observar gran similitud en los resultados obtenidos por ambas técnicas.

POZO N° 10

Este pozo fue sometido a una prueba de restauración de presión cuando su producción acumulada era de 3960 STB y su rata promedia de producción era de 1750 STB/d., y un GOR de 75 ft³/bbi.

Los datos obtenidos de la prueba son los siguientes:

Pws (psi)	Δt (horas)
3781	-
4091	0.5
4163	1
4180	2
4200	4

Pws (psi)	Δt (horas)
4213	6
4221	8
4237	13
4242	18
4243	22
4244	23

A partir del análisis correspondiente se obtuvo lo siguiente:

	Mckinley	Ramey	Horner
S	daño	0	-0.52
Kp	191		
Kf	286	313	285
Pe	4261	4251	4287

Este pozo pertenece a la región del oriente peruano y produce cantidades insignificantes de gas, se puede ver gran similitud en los resultados. De las respectivas representaciones se puede ver que el tiempo de llenado es menor de una hora.

TABLA

<u>Pozo</u>	<u>H (PIES)</u>	<u>Ø (FRACCIÓN)</u>	<u>CI (PSI.)</u>	<u>RW (PIES)</u>	<u>Qs (STB/D)</u>	<u>Bo BL/STB</u>	<u>M (cps)</u>
1	24	0.14	10×10^{-6}	0.29	340	1.327	1.1
2	40	0.16	20×10^{-6}	0.25	200	1.230	1.0
3	20	0.20	-	0.25	924	1.300	-
4	9	0.14	10×10^{-6}	0.29	1040	1.570	0.47
5	20	-	-	-	1980	-	0.4
6	8	0.136	13.1×10^{-6}	0.290	585	1.41	0.523
7	129	0.198	171×10^{-6}	0.3125	307	1.315	0.750
8	105	0.198	146×10^{-6}	0.3125	216	1.336	0.72
9	69	-	-	-	659	-	2.4
10	34	0.18	7.92×10^{-6}	0.333	1750	1.11	2.3

TABLA J.I

Pozo	S			K _P	K _F			P _E		
	M	R	H		M	R	H	M	R	H
1	DAÑO	20	23.7	4.92	49.2	47.2	53.4	3931	3920	3935
2	DAÑO	1	1.77	5.25	10.5	8.8	10	2855	2800	2930
3	DAÑO	0	0.26	$(\frac{K}{A})_p 74.5$	$149 < (\frac{K}{A})_F < 373$	145	261.7	1772	1762	1832
4	0	-5 < S < 0	- 1.9	56	56	68	57	2965	2967	2965
5	DAÑO	-	DAÑO	13.1	32.7	-	30	4490	-	4480
6	DAÑO	10	9.6	8	40	51	48	3900	3950	3950
7	Poco DAÑO	0	- 0.375	* 1.35	* 2.7	3.33	2.81	1481	1466	1540
8	Poco DAÑO	2	- 1.15	* 0.89	* 1.27	3.15	1.37	1507	1505	1585
9	0	0	0	26.3	35.6	-	35.6	1092	-	1144
10	DAÑO	0	- 0.52	191	286	313	285	4261	4251	4287

M = MÉTODO MCKINLEY
R = MÉTODO RAMEY
H = MÉTODO HORNER
* = MCKINLEY CORREGIDO.

Pozo 10 McKinley

$$\left. \begin{array}{l} \frac{\Delta P \cdot F}{q} = 4.5 \times 10^{-2} \\ \Delta P = 310 \end{array} \right\} A$$

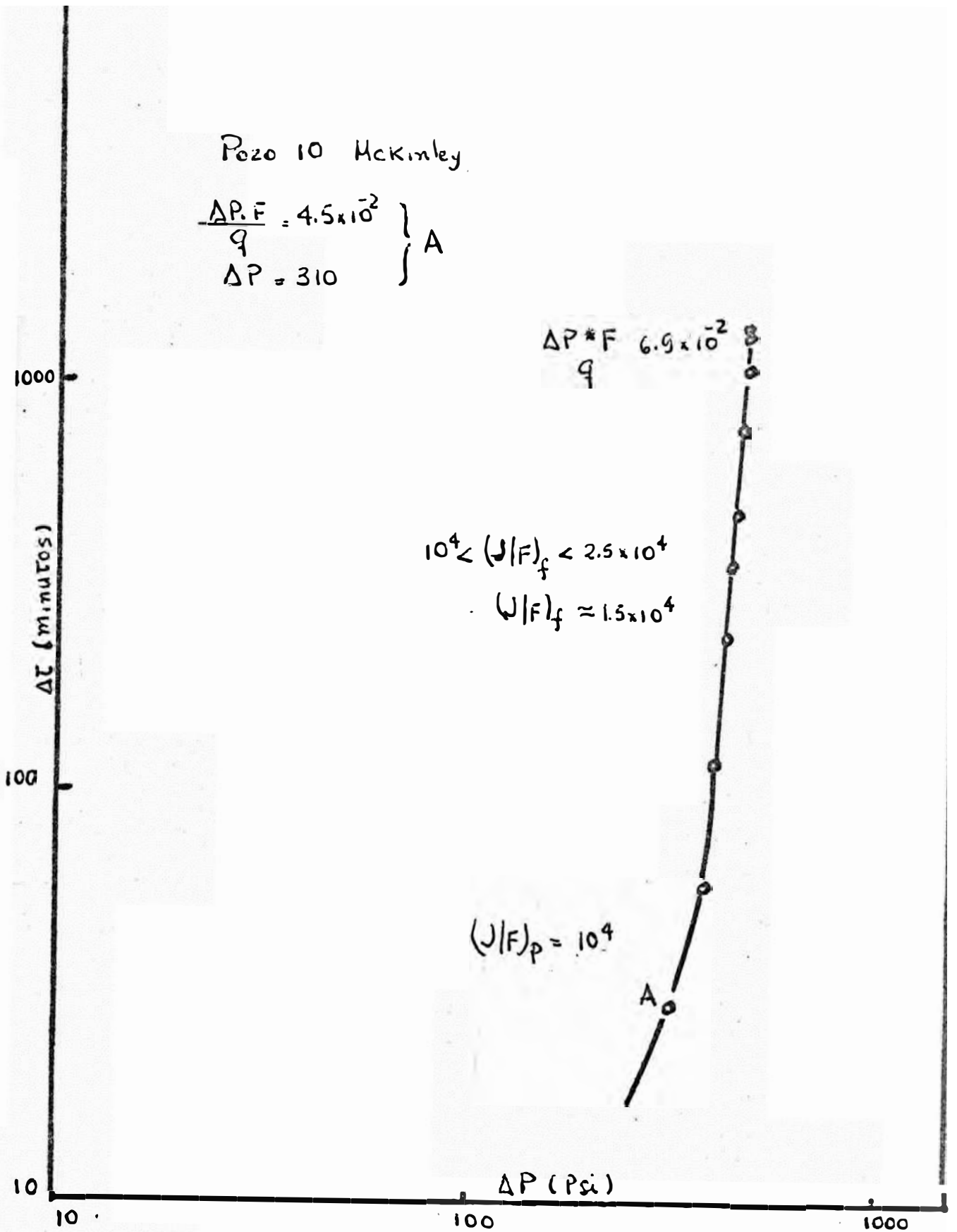
$$\frac{\Delta P \cdot F}{q} = 6.9 \times 10^{-2}$$

$$10^4 < (J/F)_f < 2.5 \times 10^4$$

$$(J/F)_f \approx 1.5 \times 10^4$$

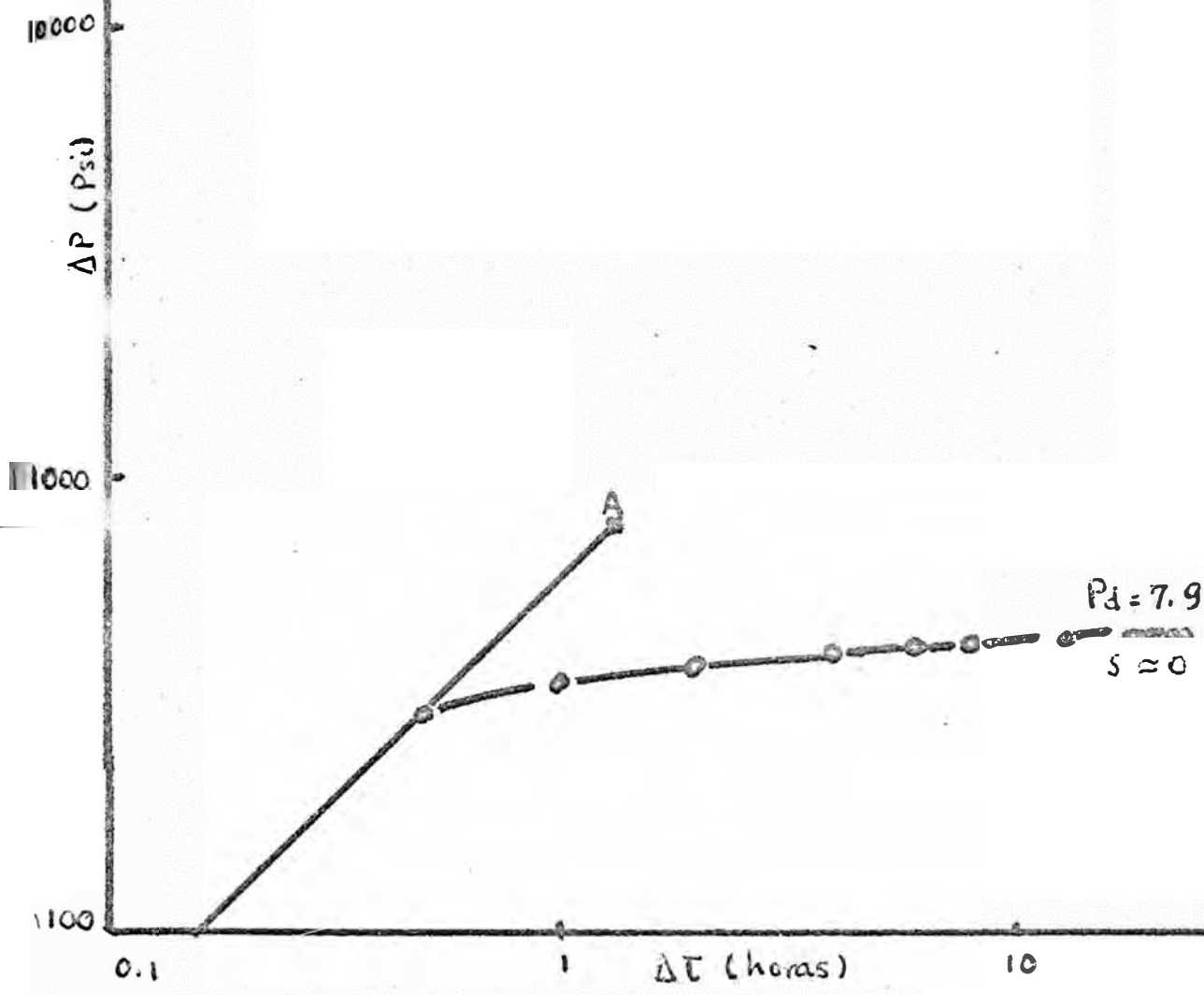
$$(J/F)_p = 10^4$$

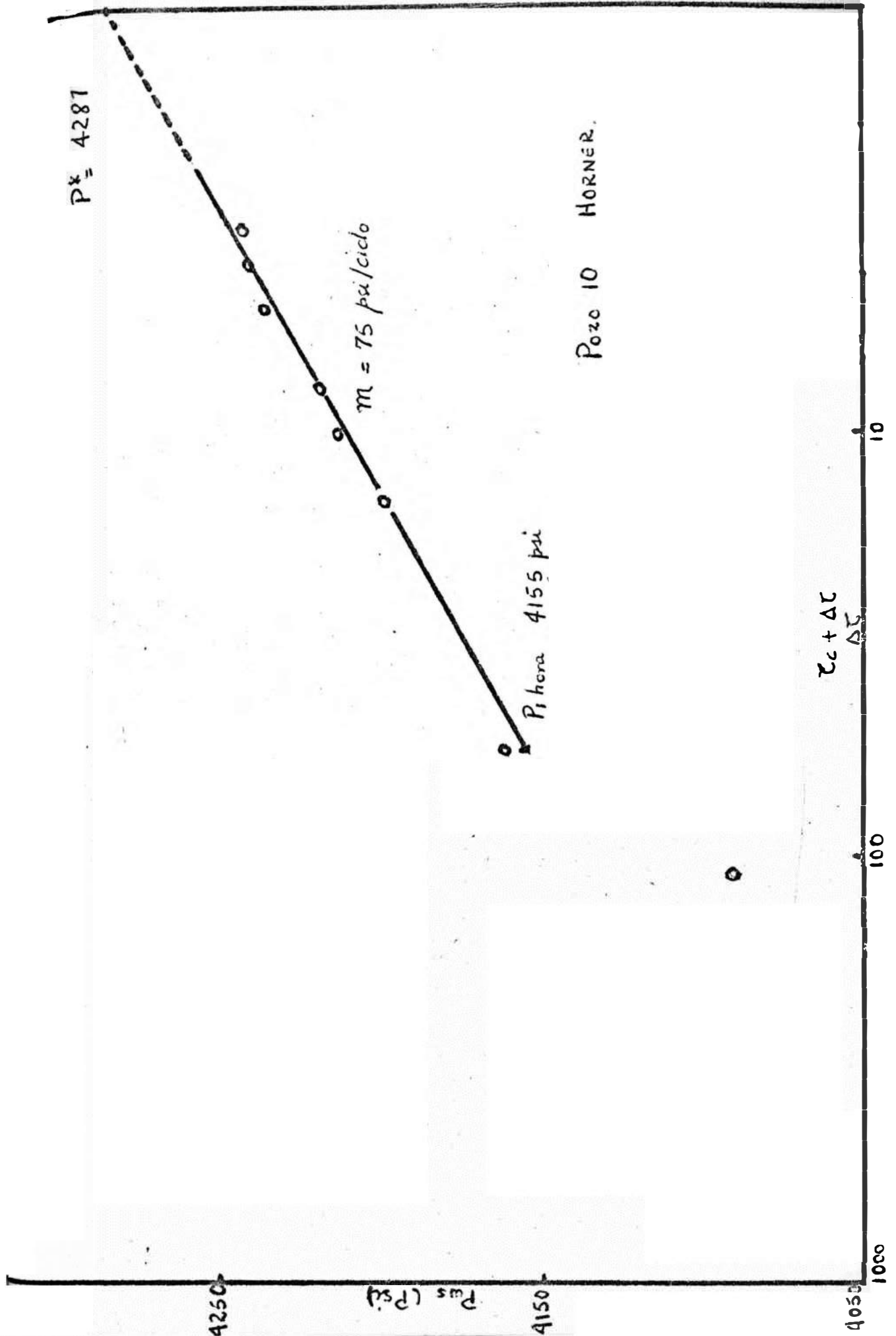
A



POZO 10 RAMEY

A $\Delta T = 1.6$ $\tau_d = 3 \times 10^5$
L $\Delta P = 800$ $P_d = 13.5$





CAPTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

El análisis de las pruebas de presión por las nuevas técnicas de Ramey y McKinley en conjunto con la muy conocida de Horner nos permite la obtención de algunas conclusiones bastante interesantes, aunque su validez tiene un carácter cualitativo debido al reducido número de ejemplos analizados. Las conclusiones obtenidas en este trabajo son:

1a.- Para el caso de pozos que producen con altos GOR las técnicas de Ramey y McKinley no dan resultados confiables debido principalmente a los efectos causados por el flujo turbulento del gas (flujo no darciniano) y que no han sido considerados en los estudios de Ramey y McKinley. Como sugerencia podría usarse las técnicas usadas con pozos de gas.

2a.- Para pozos que no producen gas o que producen con GOR moderados las técnicas dan resultados confiables tal como se puede ver en la gran similitud obtenida en los parámetros evaluados.

3a.- Los resultados obtenidos en los pozos pertenecientes al Nor Oeste del Perú son mas o menos satisfactorios, sin embargo en cuanto al factor de daño se puede ver una diferencia notoria en los resultados. La técnica de Horner nos da valores negativos para el "Skin" lo que nos indica estimu

lación mientras que las técnicas de Ramey y Mckinley muestran un pozo con poco daño, lo que es más lógico suponer ya que los pozos quedan generalmente dañados durante la perforación.

4a.- El método propuesto por Mckinley nos permite el cálculo de la permeabilidad de la zona dañada la que a su vez nos puede servir para el cálculo del radio de dicha zona, éste constituye un parámetro muy importante en el diseño de trabajos de estimulación. Una ecuación para evaluar el radio de la zona dañada es la propuesta por Hawkins :

$$S = \left(\frac{K_f}{K_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right)$$

donde:

S = factor de daño - se puede calcular por cualquiera de las técnicas.

Kf - permeabilidad de la formación - Se calcula por cualquiera de las técnicas.

Ks - Permeabilidad de la zona dañada - Se obtiene del método Mckinley

r_s - Radio de la zona dañada - incógnita

r_w - radio del pozo.

5a.- Las técnicas propuestas por Ramey y Mckinley se pueden aplicar a pozos fluyentes o con ^{equipo}ejemplo artificial; sin embargo los ejemplos presentados aquí pertenecen a pozos fluyentes. Para el caso de pozos con unidad artificial es

recomendable hacer las pruebas mediante mediciones en el anillo ya que en el caso de retirar el equipo artificial generalmente no se puede hacer mediciones al tiempo del cierre por lo que no se podrían usar estas nuevas técnicas que precisamente analizan esta primera etapa del cierre del pozo.

6a.- Para el caso del pozo perteneciente a la región del Oriente del Perú, las técnicas de Ramey y McKinley dan resultados muy satisfactorios, tal como se puede ver en los resultados correspondientes. Los pozos de la zona del oriente producen cantidades insignificantes de gas y las arenas son de alta permeabilidad por lo que las técnicas dan muy buenos resultados.

7a.- Con sólo pocos datos posteriores a la etapa de llenado y efecto "skin" podría extrapolarse la curva resultante en cualquiera de las dos técnicas y así tener un valor asintótico de P_d^* o $(\Delta P^* F/q)$ que permitan calcular la presión estática. Sin embargo los valores obtenidos para las presiones estáticas por estas técnicas son menores que el obtenido por Horner ya que en algunos casos las curvas no se hacen asintóticas y entonces se ha estimado un valor para P_d^* o $(\Delta P^* .F/q)$. Los valores obtenidos por Horner son más confiables, sin embargo hay que recordar que el tiempo de cierre puede ser muy grande.

8a.- Las nuevas técnicas permiten disminuir consi-

derablemente los tiempos de duración de las pruebas de presión como podrá observarse en algunos de los ejemplos en que con cierres del orden de las 10 horas, hubiese sido suficiente para evaluar todos los parámetros básicos.

9a.- Desde el punto de vista económico, estas nuevas técnicas son del todo satisfactorias ya que reducen los costos involucrados en las pruebas convencionales, esto incluye pérdidas por ingresos durante largos períodos de cierre, costo de operación y a veces permiten la disponibilidad de bombas de presión de fondo donde es necesario probar gran número de pozos.

10a.- Las técnicas de Ramey y McKinley se pueden usar también para analizar datos de pruebas de flujo (drawdown test), sin embargo en este trabajo me he limitado al análisis de las pruebas de restauración de presión.

11a.- Las técnicas de Ramey y McKinley se pueden usar en el análisis de pruebas de presión en pozos de gas, pero otros factores deben ser incluidos.

12a.- Para el caso de pozos estimulados por acidificación, las técnicas pueden ser usadas. En el caso de pozos fracturados el efecto de flujo lineal hacia las fracturas introduce otros factores, entonces existen ciertas variaciones de estas técnicas que se pueden usar para estos casos pero que no han sido incluidos en este trabajo.

13a.- La técnica propuesta por Mckinley se puede usar con éxito en el análisis de los periodos de cierre de las pruebas de formación (DST) tal como se puede ver en los resultados obtenidos de los ejemplos analizados (Pozos 5 y 9). La técnica de Ramey no fue usada aquí debido a la gran cantidad de variables involucradas en los cálculos y que generalmente no están disponibles.

14a.- El método propuesto por Mckinley es más sencillo en cuanto a procedimiento y uso ya que los cálculos no requieren conocer gran cantidad de variables como en el caso del método Ramey. Además es un método que permite observar cualitativamente y rápidamente la existencia de daño.

15a.- El método propuesto por Ramey es muy útil porque permite calcular con los resultados obtenidos de la prueba la porosidad de la arena, la cual en comparación con la usada en la etapa 3 del procedimiento (cálculo de \bar{C}), da una idea sobre la confiabilidad de los resultados y si son o no representativos los valores de los otros parámetros usados.

16a.- Ramey en su trabajo recomienda usar su técnica solamente en pozos donde el tiempo de flujo (t_c) es mucho mayor que el tiempo de cierre (Δt) de la prueba. Sin embargo como se puede ver en algunos de los ejemplos presentados este método puede aplicarse a pozos con cortos tiempos de producción.

17a.- El uso del factor de corrección para la técnica de Mckinley nos permite la obtención de valores más parecidos a los obtenidos por la técnica de Horner, tal como se puede ver en los pozos 7 y 8. Para el caso de la técnica de Ramey debería también usarse un factor de corrección para la compresibilidad.

RECOMENDACIONES

1a.- El análisis de las pruebas de presión pertenecientes a las regiones del Nor Oeste y Oriente del Perú y en especial este último dan resultados del todo satisfactorios, sin embargo un estudio de mayor número de pruebas nos podría ofrecer conclusiones con mayor grado de certidumbre, es entonces recomendable, en el futuro, analizar las pruebas de presión mediante estas nuevas técnicas.

2a.- En caso de pozos perforados en zonas nuevas es conveniente usar estas dos técnicas en combinación con cualquiera de los métodos clásicos de análisis de pruebas de presión, ya que ello dará mayor confiabilidad a los resultados.

3a.- Es recomendable usar la técnica de Mckinley para el análisis de los datos obtenidos durante los períodos de cierre y flujo de las pruebas de formación (DST) ya que

comparando con los resultados obtenidos por las técnicas conocidas, nos darán resultados más confiables.

4a.- Por último es interesante hacer notar que con el establecimiento de las pruebas de corta duración no se pretende la eliminación de las pruebas convencionales de restauración de presión ya que éstas seguirán siendo necesarias al comienzo de la vida de yacimientos nuevos. En todo caso las nuevas técnicas ayudarían a corroborar los resultados obtenidos con pruebas convencionales usando la misma información y sin costo adicional, que es en realidad una aptimización de las pruebas en tal forma que sea compatible con el propósito de evaluar una formación tan rápidamente como sea posible.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- RAMEY H. J. Jr.
"Short time well test data interpretation in the presence of skin effect and wellbore storage".
J.P.T. January 1970 - Pág. 97 - 104.
- 2.- MCKINLEY, R.M.
"Wellbore trasmissability from after flow dominated Pressure Build up data".
J.P.T. July 1971 - Pág. 863 - 872.
- 3.- HORNER, D.R.
"Pressure Build up in Wells" Petroleum transactions Serie N° 9 - "Pressure analysis methods".
- 4.- AGARWAL, R.G. - ALL HUSSAINY - RAMEY H. J. Jr.
"An investigation of Wellbore Storage and Skin effect in Unsteady siquid flow" - I "Analytical treatment".
J.P.T. Sept. 1970 - Pág. 279 - 290.
- 5.- WATTEMBARGER, R.A. and RAMEY H. J. Jr.
"An investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in transient liquid flow" II "Finite Difference treatment".
Soc. Pet. Eng. (Sept. 1970) 291 - 297.

- 6.- RAMEY H. J. Jr.
 "Non Darcy flow and Wellbore Storage effects in Pressure Build up and Draw Down of Gas Wells".
 J. P. T. Feb. 1965 - 223 - 233.
- 7.- MATTHEWS, C.S. and RUSSELL, D.G.
 "Pressure Build Up and flow tests in Wells".
 Monography Series, Society of Petroleum Engineers, Dallas Tex. 1967 - 1.
- 8.- VAN EVERDINGEN, A.F.
 "The Skin Effect and its Influence on the Productive capacity of a Well".
 Trans AIME (1953) - 198, 171 - 176.
- 9.- MCKINLEY, R.M.
 Comunicación privada.
- 10.- JOHNSTON SCHLUMBERGER
 "Review of Basic formation evaluation".
- 11.- RUSSELL, D.G.
 "Extensions of Pressure Build Up Analysis Methods".
 J.P.T. (Dec. 1966) 1624 - 1636.
- 12.- HURST, W.
 "Establishment of the Skin Effect and its impediment to fluid flow into Wellbore".
 Petr. Eng. (Oct. 1953) 25, 13-6.

13.- E. E. MILNER - D. A. WARREN.

Drillstem Test Analysis utilizing McKinley System of
after flow Dominated Pressure Build Up.

No publicado.