

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE PETROLEO

ANALISIS DE LA PRESION BUILD UP EN POZOS
DE PETROLEO

TRABAJO PRESENTADO POR EL EXALUMNO JOSE ALVARADO
FERNANDEZ PARA OBTAR EL TITULO DE INGENIERO DE
PETROLEO

TALARA - PERU

S U M A R I O

- I - Introducción
- II - Teoría de la Presión Build-up - Conceptos Fundamentales
- III - Características Generales de las Curvas de Presión Build-up
- IV - Métodos Mas Usuales Para Determinar la Presión Estática del Reservorio. Métodos de Extrapolación
- V - Análisis de las Curvas de Presión Build-up

I. INTRODUCCION

Las características de la presión build up de los pozos cerrados se vienen usando por años para estimar la presión estática de los reservorios de petróleo. Cuando se registra la variación de la presión en la cara del pozo a una profundidad dada, desde el momento del cierre del pozo hasta que se alcanza virtualmente la presión del reservorio, un gráfico de estas presiones en función del logaritmo del tiempo de cierre toma la forma de una "S" alargada, la última parte de esta "S" es amenudo una línea recta y refleja la conducta del reservorio con respecto a los parámetros que definen su presión. La parte inicial de la curva esta generalmente disturbada por el efecto de la "After production", (producción que sigue fluyendo al pozo inmediatamente después del cierre) y por la reducción de la permeabilidad en la zona vecina a las caras del pozo. Los detalles de las curvas de presión pueden diferir aun para pozos adyacentes que tengan la misma presión flowing y estática.

En 1937 Muskat propuso una relación entre la pendiente de la última parte de la curva de presión build up y la permeabilidad de la formación considerada, así, una información adicional a la presión del reservorio puede ser obtenida de un survey de presión. Desde 1937 muchos métodos de análisis de la presión build up han aparecido en la literatura, los métodos mas recientes pueden ser usados para establecer la existencia de una zona de permeabilidad alterada en la zona adyacente a las caras del pozo, de modo pues que el análisis de la presión build up se ha convertido en un método ampliamente usado para determinar basicamente:

1. La presión estática del reservorio
2. La permeabilidad efectiva promedio de la formación
3. La permeabilidad de la zona vecina al pozo
4. El grado del daño a la formación

El conocimiento de estos factores permite estimar las reservas y/o el potencial de la formación. El item No.4 es particularmente importante porque suministra la información necesaria para determinar la conveniencia de hacer un tratamiento o estimulación al pozo, sobre todo en los casos frecuentes donde la producción inicial del pozo es substancialmente menor que aquella que se predice del análisis de los registros eléctricos, core análisis y otras informaciones asociadas.

Aunque existen muchos factores que tienden a modificar la curva de presión build up apartándola del modelo ideal tales como, los límites del reservorio, la interferencia de los pozos vecinos, la heterogeneidad de las capas litológicas etc... podemos decir que en la mayoría de los casos las curvas de presión build up se acercan mucho a la curva ideal de presión, siempre que los tiempos de cierre correspondan a intervalos adecuados, ya que para propósitos prácticos se considera que el reservorio es infinito y éste se comporta así dentro de ciertos límites de tiempo de cierre, en el cual la presión se manifiesta y alcanza generalmente la porción recta de la curva antes que los otros factores de interferencia empiecen a disturbar la curva.

Hay también que asumir una serie de condiciones ideales que simplifiquen el análisis matemático de la presión build up y permiten derivar las fórmulas convenientes para su adecuada interpretación. La primera consideración es asumir un modelo ideal de reservorio que semeje cercanamente a las condiciones encontradas en los reservorios reales y mientras mayor sea la semejanza los resultados corresponderán mas a la realidad del reservorio. Los recientes métodos de análisis de curvas de presión propuestos en la literatura están clasificados de acuerdo a las condiciones de los límites del reservorio asumidos en la derivación de las fórmulas. Estas condiciones pueden ser que el reservorio es infinito o finito, que la presión en el límite exterior del reservorio es constante, que no hay intercambio de flúidos con el medio circundante, por otra parte, el flujo dentro del reservorio es horizontal, radial y en el sentido del reservorio al pozo y además, el flúido que fluye a través del medio poroso homogéneo es un flúido de una sola fase y sus características son sensiblemente constantes durante la vida productiva del reservorio.

Si bien todas estas asunciones son básicas en el desarrollo de la teoría de la presión build up se ha visto en la práctica que los resultados difieren muy poco cuando se incluye uno o mas de los factores asumidos en la discusión de las fórmulas y que para los efectos prácticos de la ingeniería es innece-

sario incluir todos los factores posibles, siempre que como ya se ha dicho no se pase de ciertos límites en el tiempo de cierre, esto es particularmente cierto para reservorios nuevos o de relativamente corta vida productiva.

El propósito del presente trabajo es primero revisar sumariamente la teoría de la presión build up así como las características más importantes de las curvas de presión build up. Seguidamente se discutirán los métodos más usuales para determinar la presión estática de fondo o presión extrapolada del reservorio. Finalmente se sugiere un procedimiento de análisis de las curvas de presión build up de un pozo estimándose el potencial de la formación productiva, el daño causado a la formación, y toda otra información que en una forma u otra permita conocer y evaluar mejor la potencialidad de las arenas del reservorio.

II. CONCEPTOS FUNDAMENTALES, TEORÍA DE LA PRESIÓN BUILD UP

El análisis matemático del flujo de flúidos a través de un medio poroso homogéneo 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 y práctica para conocer la utilidad y limitaciones de las ecuaciones a que se arriivan. En general se asume que el reservorio es homogéneo horizontal y de espesor uniforme y que los flúidos que contiene siguen la ley de d'Arcy y están presentes en una sola fase líquida, además se asume que la compresibilidad y la viscosidad permanecen constante dentro de los rangos de presión y temperatura usualmente hallados en el reservorio, 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 dada P
- ρ_0 = densidad a una presión P_0 (Presión original del reservorio)
- C = factor de compresibilidad (Asumido Constante)

Si consideramos un pozo en el centro de un reservorio que cumpla con las asunciones arriba mencionadas y 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 d'Arcy para el flujo de fluidos homogéneos en un medio poroso tendremos:

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

A partir de esta ecuación Muskat derivó la relación analítica fundamental que gobierna el flujo de fluidos homogéneos de viscosidad y compresibilidad constantes en un sistema reservorio de simetría radial, cilíndrico, de porosidad y permeabilidad también constantes. Esta ecuación es:

$$\frac{\bar{k}}{r} \frac{\partial (r \frac{\partial \varphi}{\partial r})}{\partial r} = \frac{\partial \varphi}{\partial t} \quad (2)$$

En la cual se asume que la ecuación de estado del fluido es:

$$\varphi = \varphi_0 e^{-c(P_0 - P)}$$

Y la constante de difusibilidad del medio poroso es:

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

donde:

- K = permeabilidad de la formación
- ϕ = porosidad de la formación
- μ = viscosidad del fluido
- C = compresibilidad (asumida constante)

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

$$P = P_0 (1 + C (P - P_0))$$

La cual es una aproximación lineal de la ecuación (1). La ecuación fundamental (2) se transforma en:

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

Que da la variación de la presión en función de la distancia radial r y el tiempo t . La ecuación fundamental (4) desarrollada por Muskat tiene un buen número de soluciones exactas para distintas condiciones de los límites del reservorio, pero estas soluciones exactas tienen la desventaja de que incluyen complicadas integrales y funciones de Bessel que las hacen imprácticas para cálculos de ingeniería. Para obviar este problema Horner propone una solución que él llama "Point-Source Solution" esta solución es:

$$P = P_0 + \frac{q \mu}{4 \pi k h} E_1 \left(-\frac{r^2}{4 \bar{k} t} \right) \quad (5)$$

Donde:

P = presión del reservorio en un tiempo dado t

P_0 = presión original del reservorio

k = permeabilidad del reservorio

h = espesor de la formación

q = rate constante de flujo

r = radio de drenaje

\bar{k} = constante de difusibilidad (Ecuación 3)

t = tiempo

La ecuación (5) es una solución exacta de la ecuación (4) para las siguientes condiciones de límites del reservorio.

El límite exterior del reservorio es infinito a la presión constante P_0 .

El límite interior es sumamente pequeño (radio del pozo) y a través de

de él se efectúa el flujo de rate constante q hacia el centro del reservorio

La ecuación (5) es pues la ecuación fundamental sobre la que se edifica toda la teoría de la presión build up. En esta ecuación la función E_1 esta dada por la ecuación:

$$E_1(-x) = - \int_x^{\infty} \frac{e^{-\mu}}{\mu} d\mu$$

En esta ecuación: la función E_1 es igual a $-\infty$ cuando $x = 0$ y se incrementa hasta un valor cero conforme x crece de cero a $+\infty$. Pero conforme x tiende a cero la función $E_1(-x)$ tiende al $\ln x$ es decir que cuando:

$$\begin{aligned} X &\longrightarrow 0 \\ E_1(-x) &\longrightarrow \ln x \end{aligned}$$

De modo que para valores muy pequeños de x digamos menores que 0.01 podemos escribir que $E_1 \rightarrow \ln X$. Esto significa que la función E_1 puede reemplazarse por la función $\ln X$ para valores de $E_1(-x) < 0.01$, por tanto para valores de $r^2/4Kt$ menores de 0.01 es decir para $t > 25r^2/K$ la ecuación (5) se convierte en:

$$P = P_0 - \frac{qU}{4\pi Kh} \ln \frac{4Kt}{Xr^2}$$

Ecuación en la que la presión P para un radio dado r , es una función lineal del tiempo t . Ahora bien si consideramos un pozo en un reservorio de área infinita el cual ha estado produciendo un tiempo t a un régimen de producción sensiblemente constante q para luego ser cerrado un intervalo de tiempo Δt . La presión a una distancia r a partir del centro del pozo será:

$$P_{\Delta t} = P_0 + \frac{qU}{4\pi kh} \left[E_1 \left(-\frac{r^2}{4K(t+\Delta t)} \right) - E_1 \left(-\frac{r^2}{4K(\Delta t)} \right) \right] \quad (6)$$

Pero para una distancia radial $r = r_w$ (siendo r_w el radio del pozo) es decir la presión en el fondo del pozo la función E_1 de la ecuación (6) puede ser reemplazada como ya hemos visto por la función logarítmica correspondiente, esto es que:

$$P_{\Delta t} = P_0 - \frac{qU}{4\pi kh} \ln \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \quad (7)$$

Que es finalmente la ecuación general para hallar la presión de fondo de un pozo que tiene una vida productiva t a un régimen de producción constante q y que ha sido cerrado un tiempo Δt .

DISCUSION DE LA ECUACION GENERAL

Un estudio de la ecuación general de la presión de fondo nos indica lo siguiente:

1. La ecuación (7) tiene la forma de la ecuación general de la línea recta $y = a \pm m x$, ya que los términos P_0 y $q\mu/4\pi kh$ son por definición constantes. De modo que si se plotean los valores de $P_{\Delta t}$ versus $\log (t + \Delta t)$ los puntos ploteados seguirán una línea recta.
2. Como en la ecuación (7) la pendiente de la variable es $q\mu/4\pi kh$, midiendo esta pendiente será posible conocer la capacidad productiva del pozo (kh). Si se conoce q el rate, y la viscosidad μ , ambas asumidas constantes. Esta capacidad productiva kh es un índice muy importante pues su valor relativo alto es generalmente indicativo de una alta producción.
3. Para un tiempo de cierre infinito la presión de fondo P alcanzará el valor de la presión estática P_0 es decir que para obtener la presión del reservorio la línea recta que representa la ecuación general (7) deberá extrapolarse hasta un valor de $\ln (t + \Delta t) = 0$
4. Finalmente si el tiempo de cierre Δt es muy pequeño comparado con el tiempo de vida productiva del pozo (t) la ecuación general (7) puede escribirse:

$$P_{\Delta t} = P_0 - \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln (t + \Delta t) + \frac{q\mu}{4\pi kh} \ln \Delta t$$

En esta forma de la ecuación se nota que el término $(t + \Delta t)$ es prácticamente constante de modo que la presión P aumenta linealmente con el logaritmo de Δt , sin embargo esto es cierto solamente cuando el pozo ha cumplido una larga vida productiva, ya que es evidente que la suposición de $\ln (t + \Delta t)$ constante conduciría a errores tanto mayores cuanto menores sean los valores de t .

III. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LAS CURVAS DE PRESION BUILD UP

Cuando un pozo flowing es cerrado la presión empieza a subir rápidamente al comienzo y luego mas lentamente hasta alcanzar como límite la presión del reservorio, el rate al cual la presión crece es como hemos visto una función de la permeabilidad de la formación. Usualmente el tiempo de estabilización de la presión hasta alcanzar la presión máxima del reservorio es muy variable e impredecible a menos que se conozcan otras características del reservorio, por esta razón se han desarrollado varios métodos para determinar la presión estática del reservorio, métodos que veremos mas adelante. Si ploteamos el incremento de la presión versus el tiempo de cierre del pozo obtendremos la curva de presión build up. Estas curvas de presión son representativas en general de dos tipos de reservorios; Reservorios de área infinita y Reservorios de área limitada, sinembargo como ya se ha dicho anteriormente esta diferencia se manifiesta solamente cuando los tiempos de cierre son muy largos y usualmente para los efectos prácticos de la ingeniería los tiempos de cierre son razonablemente cortos (24 a 72 horas) y por tanto los reservorios se consideran de área infinita.

A. Curvas de Presión Build Up para Reservorios de Área Infinita.-

La figura 1 representa una curva de presión de un pozo que drena de un reservorio de área muy extensa y que se comporta como si fuera de dimensiones infinitas, la curva puede dividirse en dos ramas bien definidas. La rama inferior I, se extiende entre pocos segundos después de efectuado el cierre del pozo y un período de tiempo que abarca usualmente algunas horas, esta parte refleja predominantemente los efectos de la "After production" es decir la producción del reservorio al pozo inmediatamente después del cierre y los efectos de la zona Skin o sea la zona dañada de la formación y cuya magnitud determina para cada pozo en particular una de las tres formas de la figura 1, en la que se muestra un Skin negativo (a) un Skin nulo (b) y un Skin positivo (c), este grado o factor Skin depende como se verá mas adelante de la naturaleza del daño a la formación causado por las operaciones de perforación y completación o reacondicionamiento del pozo. La rama

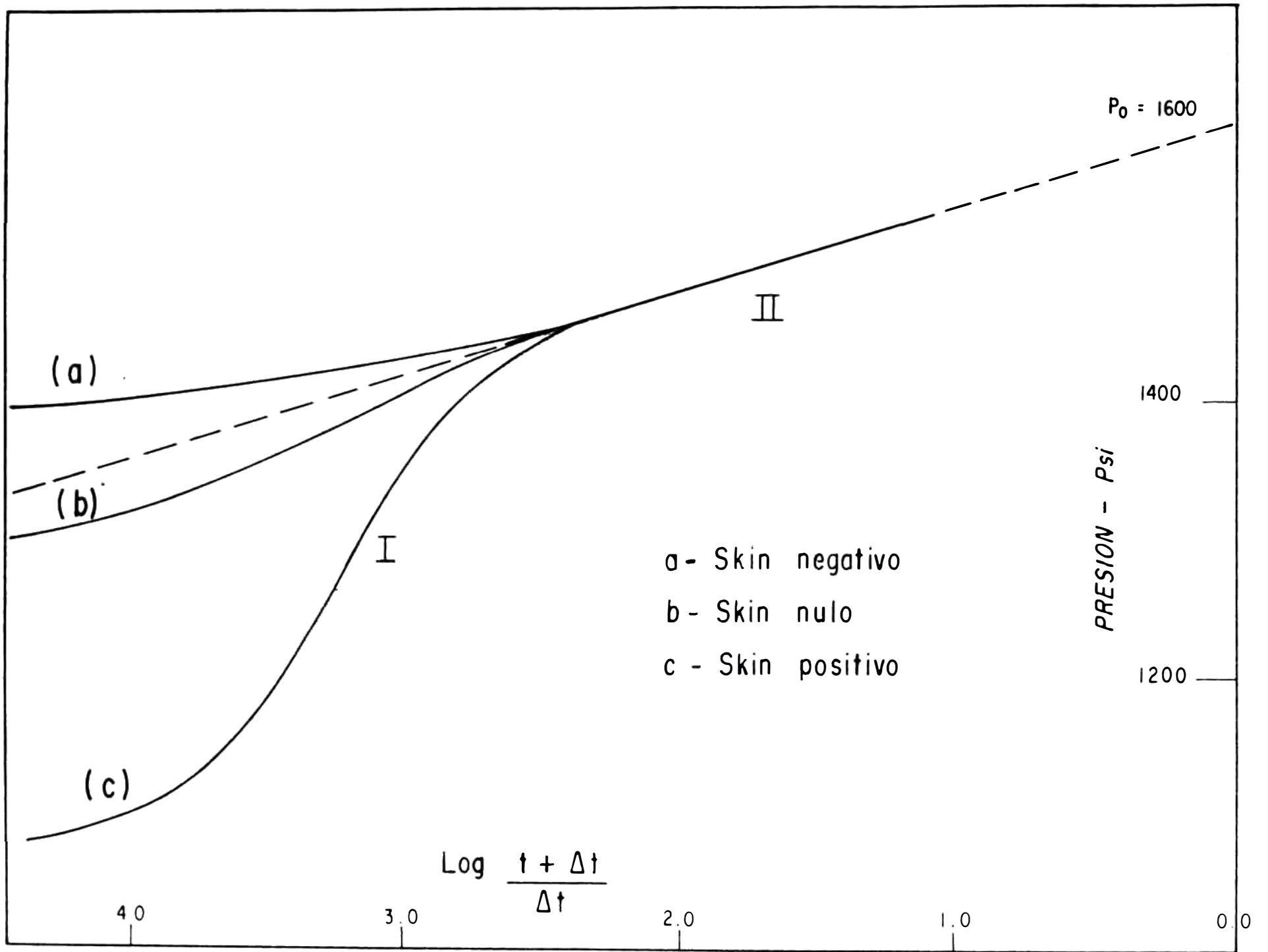


FIGURA No 1

superior o porción II de la curva comprende, desde el momento en que cesan los efectos combinados de la "After Production" y Skin hasta tiempos de cierre muy grandes, que teóricamente pueden llegar a infinito. Esta rama de la curva muestra las propiedades de todo el sistema reservorio-pozo y se usa para determinar los diversos datos del reservorio, así como su presión estática según veremos más adelante. Como es obvio el pozo no puede cerrarse indefinidamente de modo que se aprovecha el carácter lineal de esta rama de la curva para extrapolarla apenas se determina con suficiente certeza su tendencia lineal.

B. Curvas de Presión Build Up para Reservorios de Área Limitada.-

Las curvas de presión build up de pozos que drenan de reservorios de áreas limitadas presentan ~~las~~ porciones o ramas bien definidas según se puede ver en la fig. 2.

La rama I como en el caso de los reservorios de área infinita muestra los efectos de la "After production" y de la zona Skin y por tanto tiene las mismas propiedades y características que aquella que representa la presión en un reservorio infinito.

La rama II refleja el comportamiento de la presión en el área de drenaje no disturbada por los límites del reservorio, esta parte de la curva puede considerarse como indicativa del comportamiento de la presión en la porción del reservorio que actúa como si fuera de dimensiones infinitas. Finalmente la rama III o porción superior constituye la parte peculiar de la curva pues esta parte está disturbada por los efectos de los límites del reservorio, los cuales se manifiestan en una desviación de la curva en sus tramos finales que la apartan de la recta, esta desviación es evidente para tiempos de cierre del pozo generalmente grandes y la forma específica y magnitud de la desviación : cóncava o convexa mas o menos pronunciada, depende de la particular configuración geométrica del área de drenaje y de la

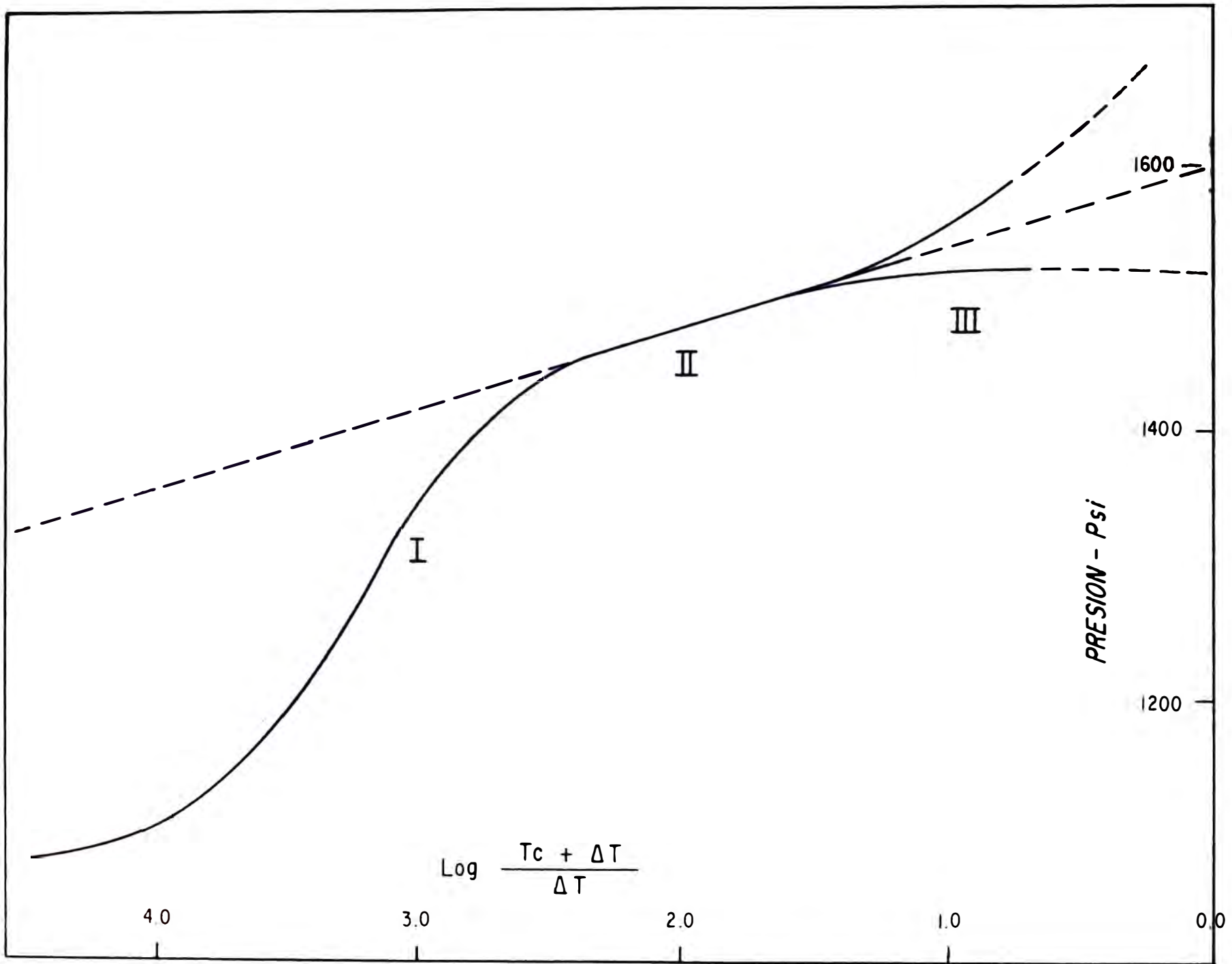


FIGURA No. 2

locección del pozo dentro de esa área, así como también del tiempo de producción del pozo.

Si un pozo produce de un reservorio homogéneo de área de drenaje limitada la presión del pozo estará dado por la fórmula:

$$P = P_0 - \frac{162.6 q \mu}{4 \pi k h} \left[\log \frac{t + \Delta t}{\Delta t} + \frac{\gamma(t + \Delta t) - \gamma(\Delta t) - \gamma(t)}{2.30} \right] \quad (8)$$

donde:

El término $\gamma(t)$ representa los efectos de los límites del reservorio y del tiempo de producción del pozo.

Sin embargo como hemos dicho anteriormente para los efectos prácticos de la ingeniería, el reservorio se considera como de área infinita y la fórmula anterior no tiene valor práctico ya que la permeabilidad calculada del reservorio será siempre la permeabilidad efectiva al aceite dado que en el cálculo se asume el flujo de aceite en una sola fase, líquida.

IV. METODOS MAS USUALES PARA DETERMINAR LA PRESION ESTATICA DEL RESERVORIO - METODOS DE EXTRAPOLACION

Hasta aquí hemos revisado la teoría general de la variación de la presión en los sistemas reservorios que se comportan como unidades homogéneas y donde el drenaje de fluidos se realiza bajo ciertas condiciones, asumidas verdaderas, sólo para propósitos del análisis matemático de las ecuaciones que gobiernan estos cambios de presión. Hemos asumido pues:

1. Que el reservorio es un sistema poroso homogéneo de permeabilidad constante.
2. Que el fluido que fluye a través de tal sistema es un fluido monofásico de viscosidad y compresibilidad constantes y que fluye a un régimen de flujo también constante.

En la práctica estas condiciones nunca se cumplen y si bien la variación de presión sigue una tendencia general similar a las descritas en las ecuaciones matemáticas ellas pueden ser tomadas sólo como un límite hacia el cual tiende la variación de presión.

En las practicas de campo se usa registrar la presión después del cierre del pozo, con un instrumento llamado bomba de presión que no es sino un registrador de presión que se baja al pozo a una profundidad convenientemente elegida. Esta bomba registra en una carta las variaciones de la presión durante el tiempo de cierre, de modo que si luego se plotea las presiones leídas en la carta, versus el tiempo de cierre del pozo, se tendrá la curva de presión build-up real del pozo. El rate al cual la presión se incrementa es función de la permeabilidad de la formación como se ha descrito en la ecuación general de la erección de presión, de modo que para tiempos de cierre iguales se tendrá curvas de muy variadas tendencias como puede verse en la fig. 3.

En esta figura se han graficado tres curvas de presión versus tiempo de cierre, de tres pozos distintos, nótese que en el caso (a) la presión se ha estabilizado a 1,505 psi, mas o menos a las veinte horas de cierre, mientras que en los casos de los pozos (b) y (c), a las 60 horas del cierre del pozo aún siguen subiendo su presión a un rate de 2 y 5 psi/hora respectivamente. Todas estas curvas tienden a alcanzar una presión máxima a la cual se estabilizan, esta presión máxima es comunmente llamada presión estática de fondo y se alcanza cuando la presión del pozo está en equilibrio con la presión del reservorio que la rodea. El conocimiento de esta presión estática de fondo es esencial para los trabajos de ingeniería de reservorios y también para estimar la productividad de los pozos así como para predecir su comportamiento futuro.

A menos que el índice de productividad del pozo sea relativamente bajo, no es siempre conveniente o práctico cerrar el pozo por largo tiempo a fin de hallar su presión estática de fondo. En la práctica el cierre de los pozos no excede de las 48 ó 72 horas, en tales casos la presión estática de los

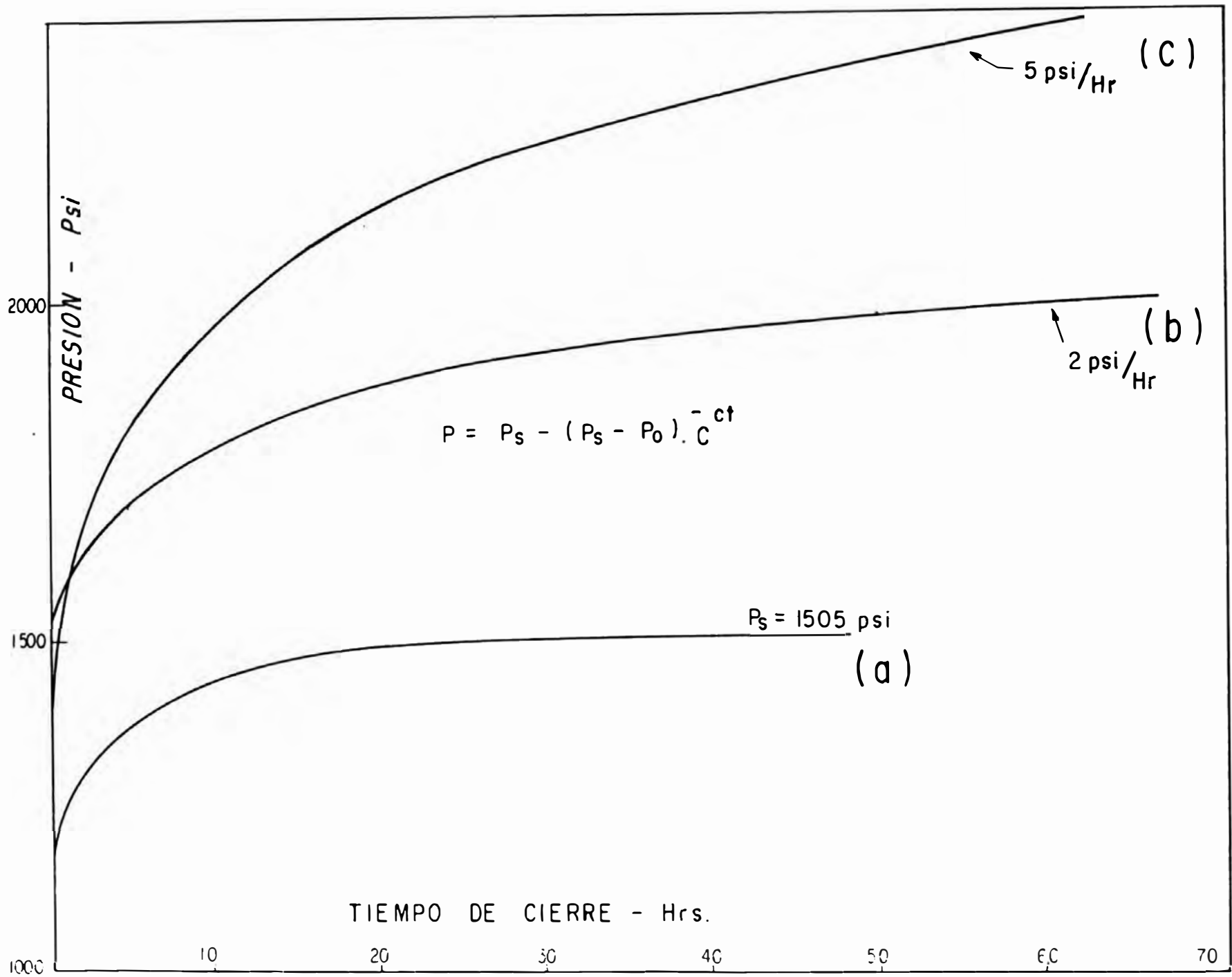


FIGURA No. 3

pozos que no se han estabilizado, es decir aquellos pozos de bajo índice de productividad, debe ser calculada a partir de la serie de presiones registradas durante el tiempo de cierre.

Existen varios métodos para determinar la presión estática de fondo, de estos métodos de extrapolación los mas frecuentemente usados son los de Muskat, Arps y Horner. Vamos a presentar un resumen de estos tres métodos los cuales se han aplicado para determinar la presión estática de fondo en un mismo pozo el que fue cerrado por un período de 17 días, mas ó menos 400 horas.

1. METODO DE 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 que:

$$\frac{dp}{dt} = C (P_s - P) \quad \text{ó también} \quad \frac{dP}{(P_s - P)} = C dt$$

Integrando esta última ecuación obtendremos:

$$\log_e (P_s - P) = \log_e (P_s - P_0) - Ct \quad (9)$$

Esta es la ecuación general de la curva de presión build-up donde:

- P_s = Presión estática de fondo
- P = Presión medida en el survey
- P = Presión al tiempo $t = 0$
- t = Tiempo de cierre

Cuando se toma un survey de presión obtenemos valores de P para tiempos de cierre, t , y el método de Muskat para hallar la presión de fondo P_s consiste entonces en:

1. Asumir un valor de P_s y determinar los valores de $(P_s - P)$ para cada una de las presiones observadas.
2. Flotear los valores de $(P_s - P)$ versus el tiempo t en un papel semi-log. Si el valor de P_s asumido es el correcto el gráfico de la ecuación (9) será una recta o sea que el valor P_s asumido es la presión estática de fondo.

Si el valor de P_g asumido es muy alto el gráfico de la curva se desviará hacia arriba.

Si el valor de P_g asumido es muy bajo el gráfico de la curva se desviará hacia abajo.

Esto es debido a que sólo existe un valor de P_g para el cual la ecuación (9) es una recta, todo otro valor de P_g será solo una aproximación, generalmente se requieren 2 ó 3 tanteos para determinar la presión estática por este método, como puede verse en la fig. 4 en la cual la presión estática calculada es de 2,830 psi.

La ventaja del método de Muskat 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 la ley de Darcy, el método pierde validez.

2. METODO DE HORNER

Este método se basa en la ecuación general descrita anteriormente

$$P = P_o - \frac{q \mu}{4 \pi k h} \ln \frac{t + \Delta t}{\Delta t}$$

Si se plotea los valores de P , medidos durante el survey versus los valores de $t + \Delta t / \Delta t$ correspondientes, en papel semi-log, se obtendrá una recta. Para valores Δt (tiempo de cierre del pozo) muy grandes, t (vida productiva) se hace relativamente muy pequeño y entonces la relación $t + \Delta t / \Delta t$ tiende al valor uno. La presión máxima del reservorio será entonces obtenida cuando la recta de la ecuación se extrapola hasta un valor de $t + \Delta t / \Delta t = 1$. Tal como se ve en el gráfico de la fig. 5 - la presión estática de fondo para el mismo pozo es de 2,895 psi, obtenida extrapolando por el método de Horner. Esta presión es algo más alta que la calculada por el método de Muskat.

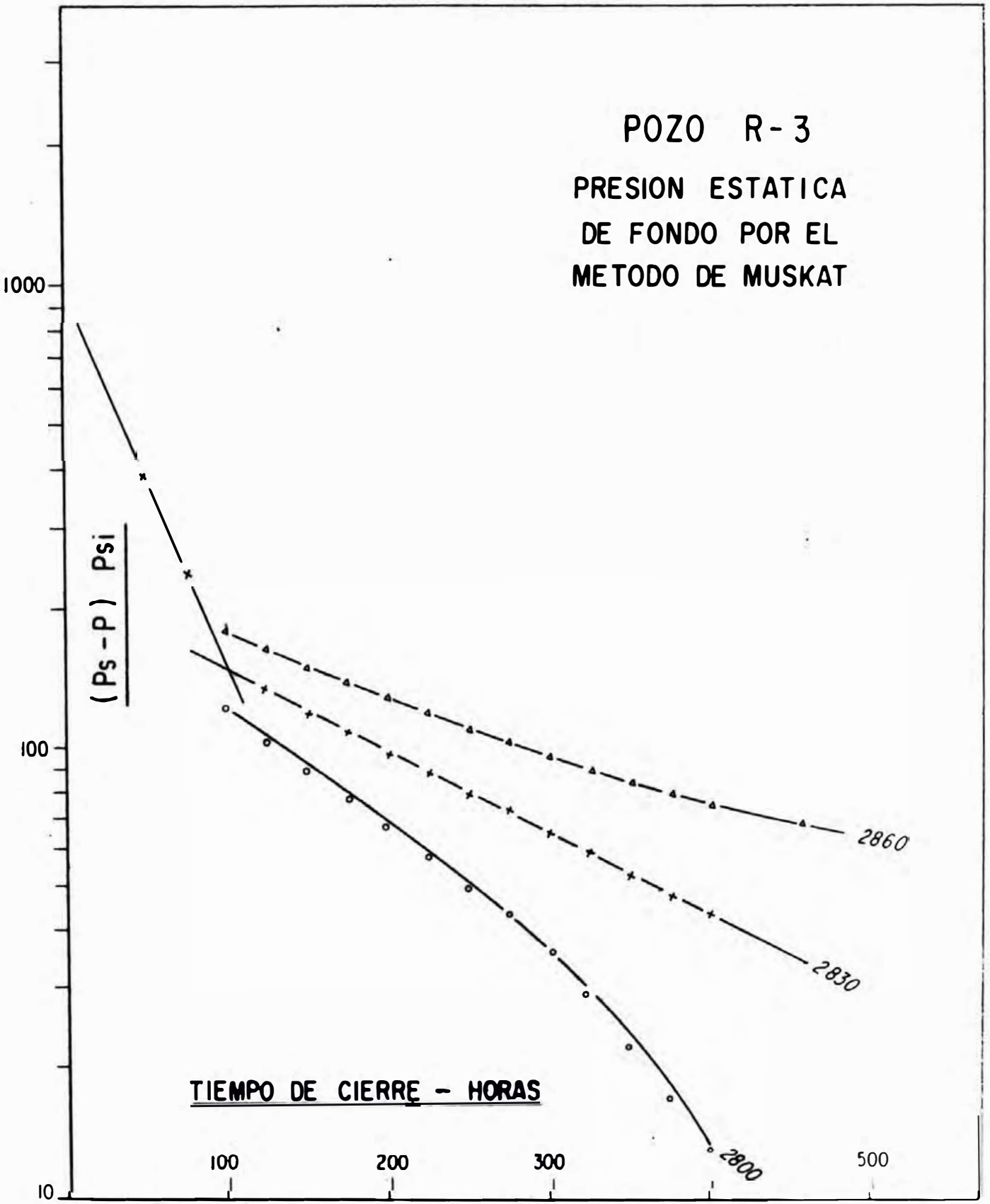


FIGURA No. 4

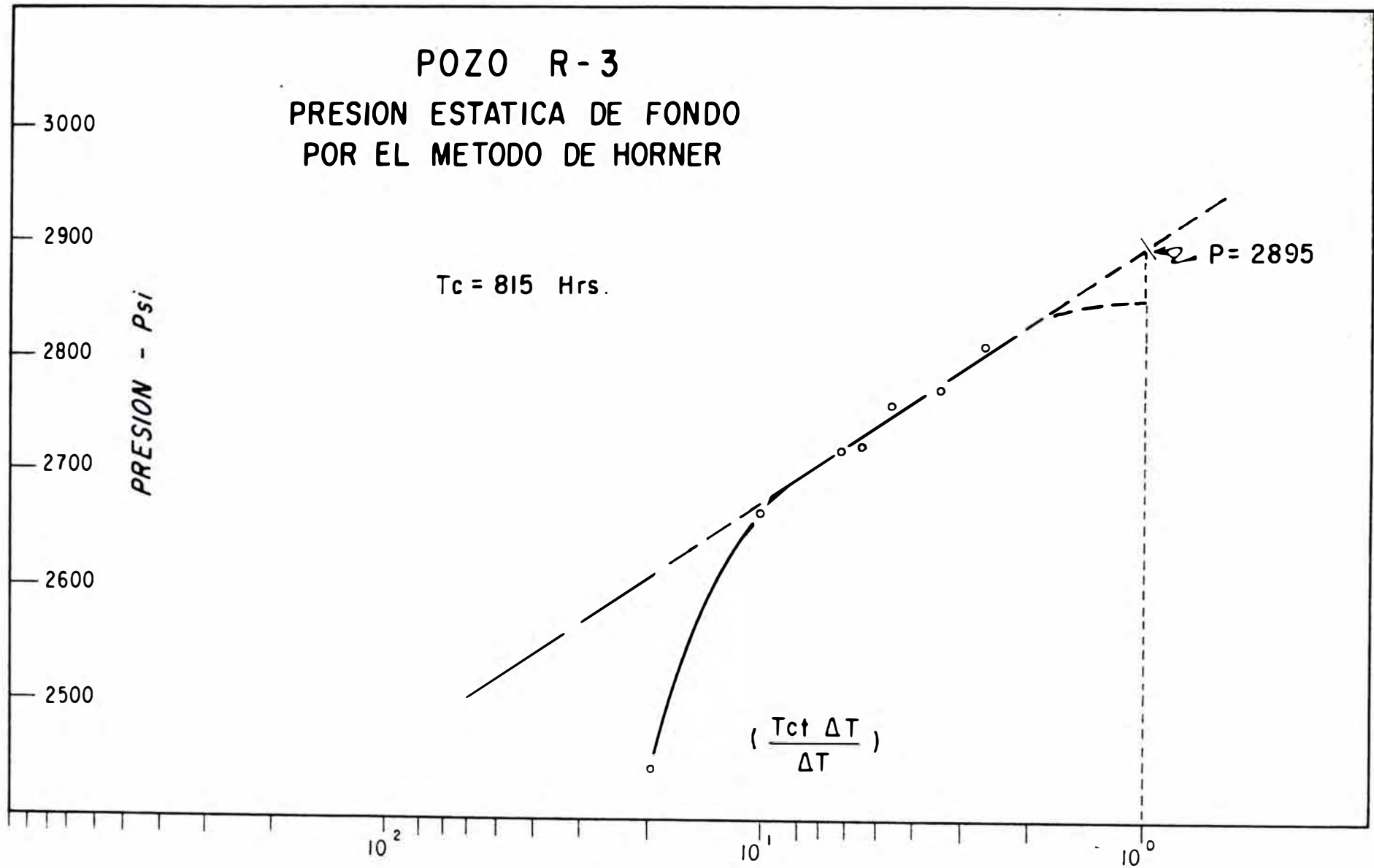


FIGURA No. 5

El método de Horner es confiable y simple, en general da valores algo más altos que los otros métodos, pero tiene la desventaja que hace intervenir la vida productiva del pozo lo cual no siempre es un dato exacto, ya que el rate de flujo, q , no es constante.

3. METODO DE ARPS

Este método es relativamente nuevo y fácil de aplicar. Se basa también en la ecuación:

$$\frac{dP}{dt} = C (P_s - P)$$

El principio del método es que si ploteamos en coordenadas rectas el rate de incremento de presión con el incremento del tiempo, $\Delta P/\Delta t$, versus la presión correspondiente leída para ese rate, los puntos ploteados tenderán a alinearse según una recta, de modo que si extrapolamos esa recta hasta un valor de $\Delta P/\Delta t = 0$ obtendremos que

$$P_s - P = 0 \text{ ó también que: } P_s = P$$

Como puede verse en la fig. 6, la presión de fondo hallada por extrapolación de acuerdo a este método es de 2,827 psi, que es un valor muy aproximado al que se halló previamente por los métodos anteriores.

El método de Arps es bastante rápido y simple pues en el no interviene para nada la vida productiva del pozo, y la única condición es que los intervalos de tiempo en que se miden las presiones sean iguales. No se recomienda usar el método de Arps cuando la expansión de flúidos del reservorio es muy grande, no es aplicable a pozos que producen de zonas de alto GOR.

En la práctica de campo se ha hallado que ninguno de los métodos descritos es definitivo para hallar la presión estática de fondo y generalmente es necesario probar un método cuando otro falla, sin embargo en pozos de índice de productividad mas ó menos alto, los tres métodos descritos

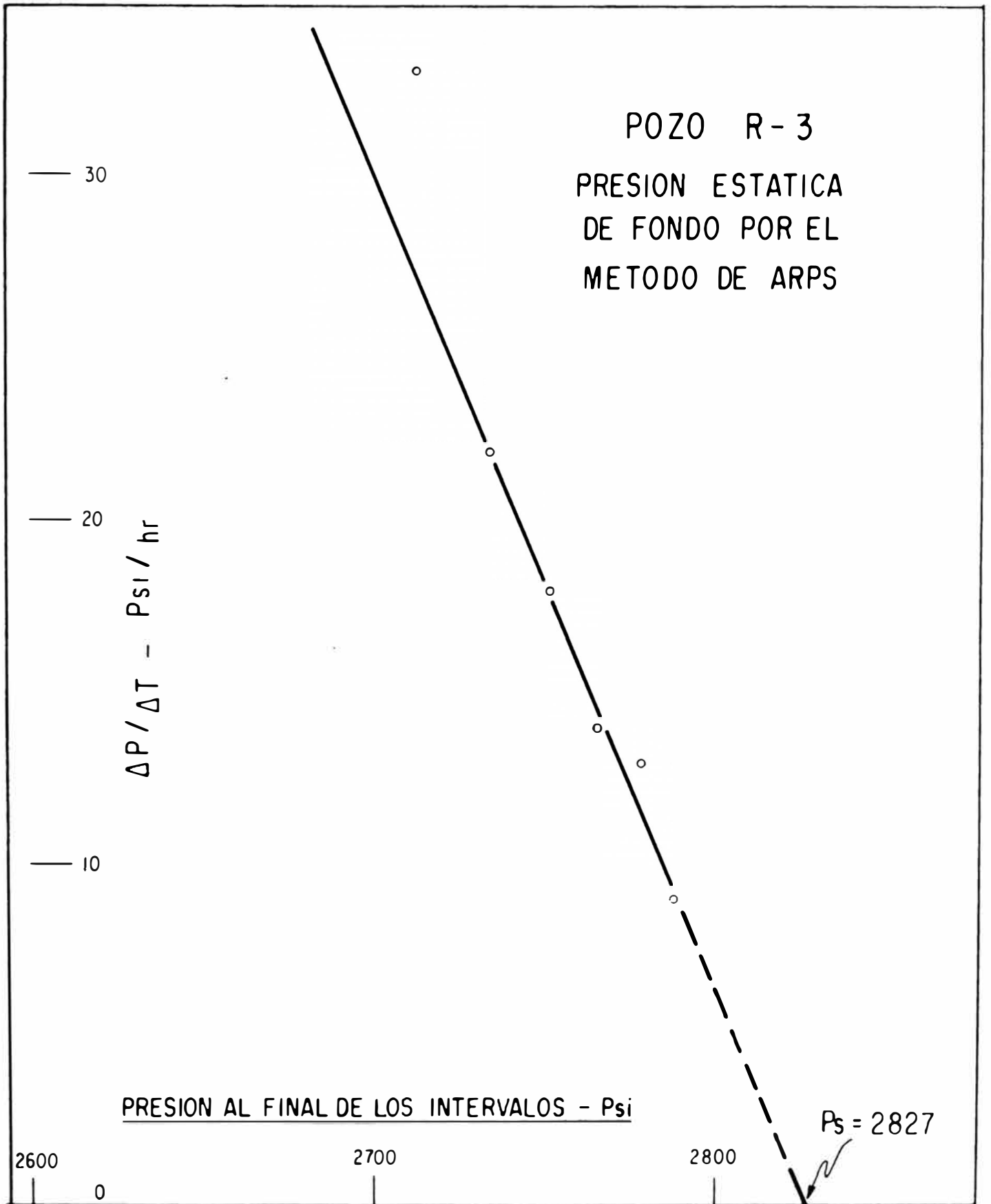


FIGURA No. 6

concuerdan con cierta aproximación en los resultados siendo siempre el método de Horner el que da valores algo más altos, los resultados del survey de presión tomado en nuestro pozo ejemplo, así como los cálculos de la presión de fondo por los métodos antes mencionados pueden ser vistos en el apéndice "A" al final del presente trabajo.

V. ANALISIS DE LAS CURVAS DE PRESION BUILD UP

Existen varios métodos de análisis de las curvas de presión build-up desarrollados por diversos autores. Estos métodos de análisis presentados en la literatura especializada están clasificados convenientemente de acuerdo a las condiciones que dichos métodos imponen con respecto a los límites del reservorio ideado para la derivación de las fórmulas del análisis. Estas condiciones asumidas pueden ser:

1. Un reservorio finito en el que:

El límite interior (well bore) es pequeño pero finito

El radio de drenaje es grande pero finito también

2. Un reservorio en el cual:

El límite interior (well bore) es muy pequeño

El radio de drenaje es infinito

El primer caso se cumple mas cercanamente cuando el pozo considerado está rodeado por otros pozos productores que limitan su área de drenaje.

El segundo caso se cumple cuando se trata de un pozo nuevo, ubicado en un reservorio también nuevo de área considerable. Estas son las consideraciones básicas asumidas para desarrollar los métodos de análisis. Sin embargo la diferencia en los resultados, obtenidos al aplicar ambas condiciones a un mismo caso analizado, son frecuentemente tan pequeñas que carecen de importancia práctica, ya que esa diferencia se pone de manifiesto, sólo en la parte final de la curva es decir para períodos de cierre del pozo excesivamente largos.

Se requiere asumir además algunas condiciones adicionales para que la derivación matemática se cumpla, estas condiciones son:

1. El fluido que fluye en el reservorio es homogéneo y monofásico.
2. Las propiedades del fluido del reservorio no cambian.
3. No hay intercambio de fluidos con el medio que rodea el área de drenaje.
4. La producción debe ser sensiblemente constante al momento de cerrar el pozo.
5. La presión permanece constante en el radio de drenaje después del cierre.
6. El cierre se produce en las caras del pozo (well bore) de modo que no se considera el efecto de "After Flow Production".
7. La arena considerada es una sola capa horizontal de propiedades uniformes.

No todas estas condiciones deben ser llenadas a la vez para obtener buena aplicación práctica de las teorías de análisis de presión build up. Expuestas las condiciones generales asumidas para los propósitos del análisis veamos cuales son los datos e informaciones que podemos obtener de una presión build-up.

1. Presión fluyente del pozo.
2. Presión estática del reservorio.
3. Permeabilidad efectiva de la formación.
4. Permeabilidad en la zona cercana al pozo (well bore).
5. Permeabilidad promedio de la formación.
6. Evaluación de la zona dañada.
7. Evaluación de la eficiencia de flujo
8. Radio equivalente de la zona dañada.

Los distintos métodos de análisis de curvas de presión build-up presentados en la literatura especializada asumen como ya hemos dicho una de las condiciones ideales de un reservorio finito, o de un reservorio infinito, pero las informaciones que ellos suministran son básicamente las mismas salvo algunas diferencias.

Dentro de estos métodos de análisis se ha escogido el método de Van Everdingen para evaluar un survey de presión tomado en un pozo nuevo, este método es muy práctico y simple de aplicar a casos reales pues no requiere de mayor información. El survey que vamos a analizar fue tomado en el pozo al poco tiempo de su completación en un pool de poco desarrollo. Los datos para el survey son:

SURVEY DE PRESION DE FONDO POZO XXX

DATOS DEL POZO

Fecha	Enero 5, 1963
Profundidad media	8,400 ft.
Producción acumulada	3,456 bbls
Rate de producción estabilizado	580 b/D
Tiempo de vida productiva	143 hrs.
Viscosidad del aceite	0.6 Cps
Factor de Volumen	1.45
Porosidad	0.188
Potencia de la arena	67 Ft
Area de drenaje	40 Acres (Asum.)
Factor de Compresibilidad	$150 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$

DATOS DEL SURVEY

<u>Tiempo de Cierre Hrs.</u>	<u>Presión Psi</u>	<u>T + Δt</u>	<u>$\frac{T + \Delta T}{\Delta T}$</u>
0	2,115	143	∞
1	3,555	144	144
2	3,790	145	72.5
3	3,835	146	48.7
4	3,945	147	36.8
6	3,945 - 4,060	149	24.8
20	4,060 - 4,161	163	8.15
48	4,161 - ?	191	3.98
48	4,190 (Traverse)		

T = Vida productiva del pozo en hrs.

ΔT = Tiempo de cierre del pozo en hrs.

Según la tabla anterior vemos que durante las primeras 4 horas la presión subió normalmente, en este momento debido a alguna falla en el instrumento de medida, el indicador de presión se detuvo en 3,945 psi, a las 6 horas la presión subió a 4,060 psi y permaneció en ese valor hasta las 20 horas en que nuevamente subió a 4,161, para permanecer otra vez en ese valor hasta las 48 horas en que el instrumento fue sacado del pozo. Al final se tomó una presión con paradas (traverse) obteniéndose una lectura adicional a 8,400 pies que marcó 4,190 psi.

Para obtener la curva de presión build up del pozo planteamos las presiones obtenidas durante el survey versus el log de $T + \Delta t / \Delta t$. Por conveniencia hemos planteado estas variables en una escala semi-log obteniéndose el gráfico de la fig.7. En este gráfico vemos que la curva presenta dos ramas bien definidas de pendiente diferente.

La primera rama de pendiente, $m = 645$ psi/ciclo, es la porción de la curva que refleja el comportamiento del reservorio en la zona vecina al pozo es decir en la zona afectada por las operaciones de perforación y completación.

La segunda rama de la curva de pendiente, $m = 165$ psi/ciclo nos refleja el comportamiento del reservorio en la parte no afectada por la completación, es decir en la zona de permeabilidad efectiva.

En esta segunda rama de la curva vemos que los últimos puntos son erráticos, debido como ya hemos dicho a una falla de la bomba de presión, sin embargo se nota en ellos una tendencia ascendente, para definir esta tendencia se planteó la presión estática del reservorio que fue de 4,310 psi en un survey anterior, quedando así salvada la deficiencia del instrumento.

Veamos ahora la información que nos va a suministrar este survey de presión la cual es como sigue:

1. Presión Fluente.- Es la presión en la cara del pozo al momento del cierre del pozo, es decir la presión cuando el tiempo de cierre es de cero hrs. En nuestro ejemplo este valor es de 2,115 psi como puede verse en los datos del survey. La presión fluente se lee directamente en la carta de presión del instrumento.

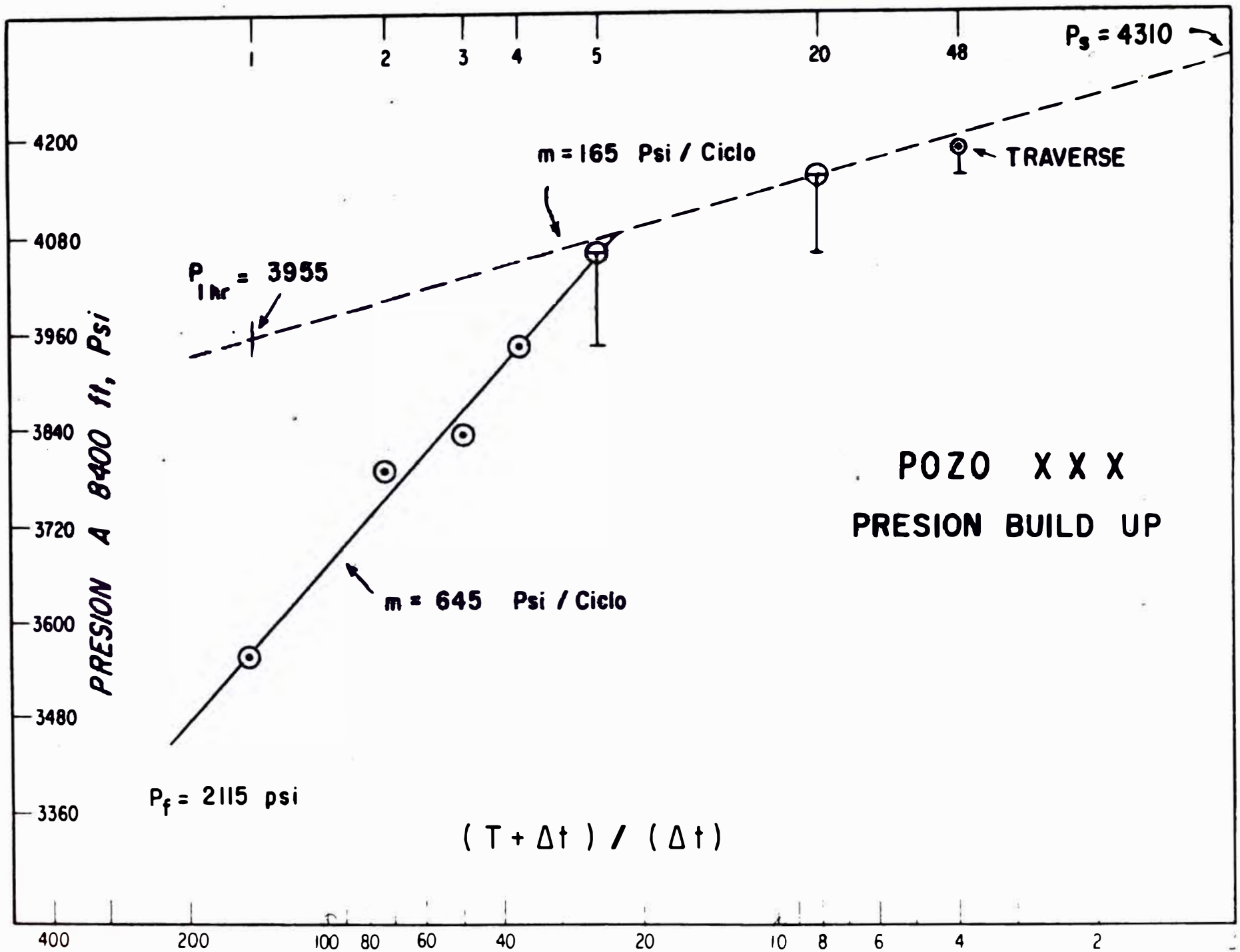


FIGURA No 7

2. Presión Estática del Reservorio.- Es la máxima presión que se puede alcanzar en el pozo, cuando durante el survey no se ha alcanzado esta presión, es necesario calcularla por alguno de los métodos de extrapolación (descritos en la Sección IV de este trabajo.) La presión estática del reservorio es uno de los parámetros mas importantes de un reservorio y es común práctica medir este valor a intervalos regulares de tiempo para conocer la declinación de la presión del reservorio la cual está íntimamente ligada a la recuperación final del reservorio. En nuestro pozo XXX la presión estática fue determinada como ya dijimos, en un survey anterior, y fue de 4,310 psi.

3. Permeabilidad Efectiva de la Formación.- Es la permeabilidad de la formación en la zona no afectada por las operaciones de perforación y completación, es decir la permeabilidad del reservorio mismo cuyo comportamiento se refleja en la segunda porción o rama de la curva de la fig. 7, cuya pendiente M, es de 165 psi/ciclo. La permeabilidad efectiva está dada por la ecuación:

$$K_o = \frac{162.6 \ q \ \mu \ \beta}{m \ h} \quad (10)$$

donde: q = rate estabilizado de producción

μ = viscosidad

β = factor de volumen

h = espesor de la arena

m = pendiente de la curva

En nuestro caso el valor calculado de K_o fue de 7.5 md.

4. Permeabilidad de la Zona Cercana al Pozo (Well Bore).- Es la permeabilidad de la zona dañada, es decir de la zona vecina a las caras del pozo, en esta zona la permeabilidad es generalmente menor debido a que en ella se manifiestan una serie de factores que tienden a restringir el flujo de fluidos del reservorio al pozo. Para evaluar la permeabilidad de esta zona tomamos la pendiente de la primera rama de la curva, $m = 645$ psi/ciclo y reemplazamos otra vez en la ecuación 10. Para el pozo XXX este valor fue de 1.85 md.

5. Permeabilidad Promedio de la Formación.- Es la permeabilidad de la formación considerando ambas zonas, la zona dañada y no dañada y su valor está dado por la ecuación:

$$\bar{k}_o = \frac{142 q \mu \beta \ln r_e / r_w}{(P_s - P_f) h} \quad (11)$$

donde: r_e = es el radio de drenaje
 r_w = radio del pozo
 P_s = presión estática de fondo
 P_f = presión fluyente

Para nuestro pozo analizado este valor fue de 3.7 md.

6. Evaluación del Daño a la Formación:- Cuando se completa un pozo, hay una zona alrededor de las caras del pozo que está influenciada por las operaciones tanto de perforación como de completación, es decir una zona disturbada por la invasión de flúidos de la perforación, cementación, etc., esta zona tiende a reducir la capacidad productiva del pozo, al reducir substancialmente su permeabilidad, y es conocida como la zona skin o zona dañada de la formación.

La zona skin actúa distorcionando la curva de presión build-up en su primera rama o porción inicial, así vemos en la fig. 7, que la primera rama de la curva no sigue la ecuación que corresponde a la segunda porción de la curva que refleja el comportamiento de la parte no afectada del reservorio, en otras palabras que si no existiera la zona skin la curva de la presión build up sería una sola recta que tendría la pendiente de la segunda rama de la curva de la fig. 7.

El efecto de la zona skin sobre la distribución de la presión en el área vecina al pozo, es causar una caída de presión adicional, tal como puede verse en la fig.8, esta caída ΔP -skin debe ser en magnitud igual a la diferencia entre la presión fluyente y la presión del pozo unos minutos después del cierre.

DISTRIBUCION DE LA PRESION EN EL RESERVORIO

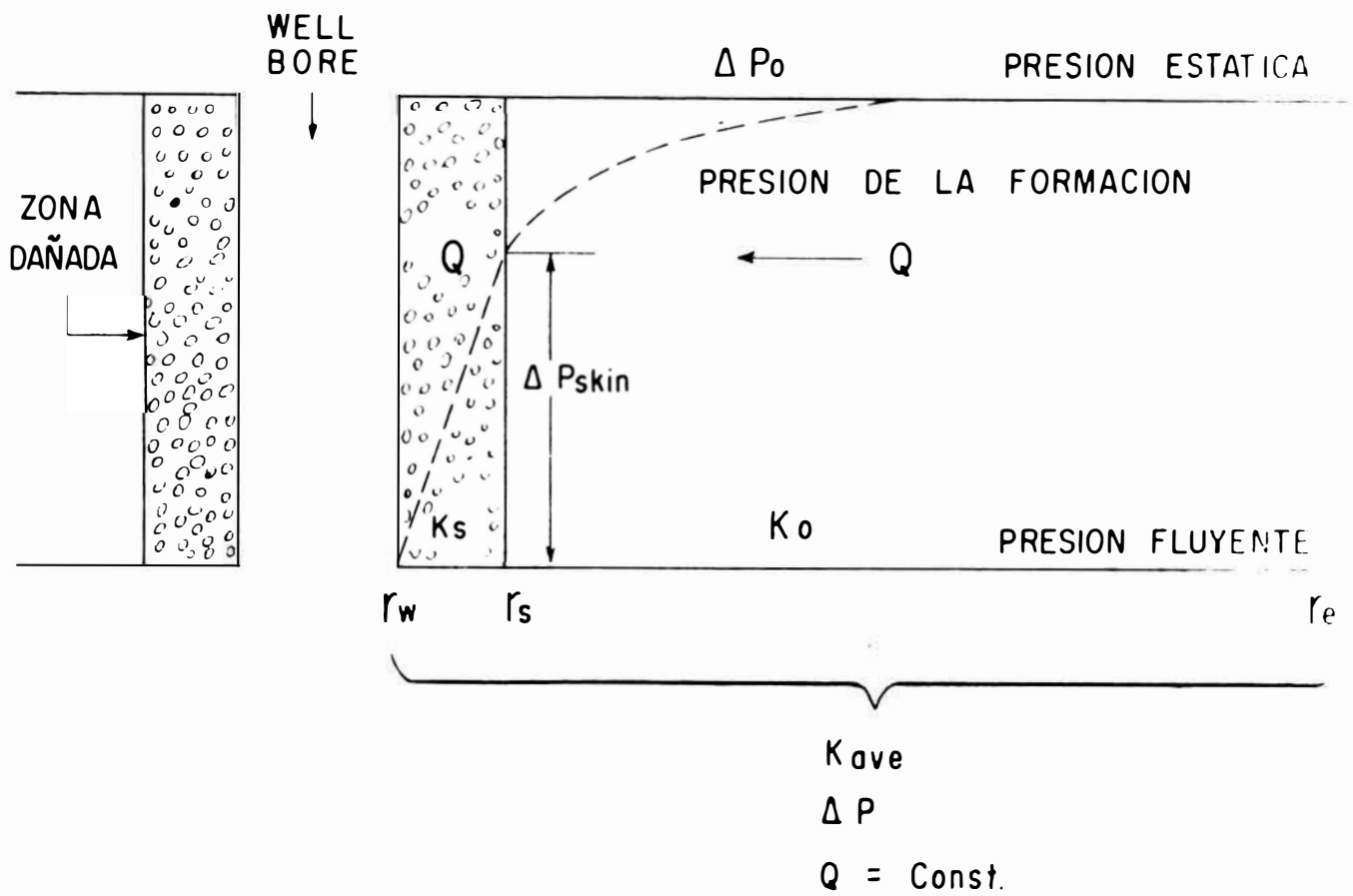


FIGURA No. 8

Quantitativamente el efecto skin está dado por la ecuación de Van Everdingen.

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1 \text{ hr}} - P_f}{m} - \log \left(\frac{K}{\phi \mu c r_w^2} \right) + 1.07 \right] \quad (12)$$

donde:

$P_{1 \text{ Hr}}$ = es la presión una hora después del cierre del pozo, pero léida sobre la parte recta de la curva extrapolada, tal como se ve en la fig. 7.

ϕ = porosidad

C = compresibilidad

K = permeabilidad efectiva de la formación

en nuestro caso el valor del efecto skin S fue de 3.9.

La caída de presión a través de la zona skin es:

$$\Delta P_{\text{skin}} = 0.87 m S \quad (13)$$

donde:

m = pendiente psi/ciclo

S = efecto skin

Como vemos en el pozo que analizamos, el efecto skin es 3.9 y la caída de presión a través de la zona dañada es de 1,280 psi, es decir que de la presión disponible del reservorio (4,310 psi) se gastan 1,280 psi en vencer la restricción debida a la zona skin ó zona dañada de la formación.

7. Evaluación de la Eficiencia de Flujo.— Una medida de la eficiencia de la completación puede ser hecha comparando el índice de productividad real, con el índice de productividad ideal del pozo, es decir que si:

$$PI_{\text{real}} = \frac{q}{P_s - P_f}$$

$$PI_{\text{ideal}} = \frac{q}{(P_s - P_f) - \Delta P_{\text{skin}}}$$

La eficiencia de flujo será:

$$\text{Eficiencia} = \frac{\text{PI real}}{\text{PI ideal}} \quad (14)$$

Para el pozo XXX la eficiencia calculada fue de 0.425, esta eficiencia nos indica que el pozo debe ser tratado para incrementar su productividad. Es fácil deducir que una comparación con la eficiencia de flujo después del tratamiento nos permitirá calcular el grado de incremento de la productividad del pozo, debido al tratamiento.

En algunos casos la eficiencia de flujo de un pozo podría llegar a un valor de uno es decir en pozos donde no hay caída de presión debido a la zona skin.

8. Radio Equivalente de la Zona Dañada.— El concepto físico del radio equivalente a la profundidad de la zona dañada es que todos los factores que tienden a restringir el flujo de aceite del reservorio al pozo se combinan produciendo un solo efecto, restricción del flujo o caída adicional de presión. Estos factores son como ya hemos dicho, debidos a las operaciones de:

Perforación: pérdida de circulación, invasión del filtrado, formación del mud cake, etc.

Completación: invasión del filtrado del cemento, baleo, etc. y a condiciones propias del reservorio tales como separación del gas y el aceite en la zona cercana al pozo, paso del fluido a través de las perforaciones, deposición de parafina, etc.....

Como podemos ver en la fig. 8. La caída de presión total ΔP_t es igual a la caída de presión en la zona skin más la caída de presión en la zona no afectada de modo que podemos establecer la igualdad:

$$\Delta P_t = \Delta P_{\text{skin}} + \Delta P_o \quad (15)$$

Por otra parte sabemos que:

$$Q = \frac{2 \pi K h \Delta P}{\mu \ln r_e/r_w} = \text{Constante} \quad (16)$$

En la ecuación 16 podemos despejar ΔP y tendremos:

$$\Delta P = \left(\frac{Q \mu}{2 \pi h} \right) \left(\frac{\ln r_e/r_w}{K} \right)$$

En la igualdad anterior vemos que el primer término es una constante de modo que la ecuación 15, puede ser escrita bajo la forma:

$$\frac{\ln r_e/r_w}{K_{ave}} = \frac{\ln r_s/r_w}{K_s} + \frac{\ln r_e/r_s}{K_o} \quad (17)$$

En esta última ecuación vemos que todos los valores son conocidos excepto r_s que es el radio equivalente de la zona dañada.

En el caso de nuestro pozo XXX el radio equivalente calculado fue de 4.2 ft este radio no es de ningún modo el radio de la zona skin, sino que es el radio que equivale a una zona de restricción de flujo en que se suman todas las causas que impiden el flujo del reservorio al pozo.

El radio equivalente de la zona dañada es también un índice de la capacidad productiva de un pozo y su magnitud puede ser usada para evaluar cualquier trabajo de estimulación o recompletación. Si se tiene la precaución de tomar un survey de presión de fondo antes y después del trabajo de estimulación o recompletación.

RESUMEN DEL ANALISIS DE LA PRESION BUILD UP DEL POZO XXX

DATOS DEL POZO

Espesor de las arenas	67 ft
Porosidad	18 %
Viscosidad del aceite	0.6 cps
Factor de volumen	1.45
Factor de compresibilidad	150×10^{-6} psi ⁻¹
Area de drenaje	40 Acres (espaciamiento de desarrollo)
Rate estabilizado de flujo	580 BOPD
Tiempo de vida productiva	143 horas
Profundidad media	8400 ft

DATOS DEL ANALISIS

Presión fluyente	2115 psi
Presión estática de fondo	4310 psi
Permeabilidad efectiva	7.5 mds
Permeabilidad de la zona dañada	1.8 mds
Permeabilidad promedio	3.7 mds
Caída de presión a través de la zona skin	1280 psi (30% de la presión del reserv)
Eficiencia de flujo	0.425
Radio equivalente de la zona dañada	4.2 ft

De los datos obtenidos del análisis de la presión build up y de las características de la arena se puede concluir que el Pozo XXX es un pozo cuyas arenas productivas tienen muy baja permeabilidad y están afectadas por una zona dañada relativamente grande. Sin embargo el hecho de tener una alta presión del fondo y un rate de producción estabilizado también relativamente grande junto con una buena porosidad, nos indica que este pozo debe ser tratado mediante un fracturamiento hidráulico, capaz de aumentar la permeabilidad de la arena y reducir el daño a la formación, se estima que el rate de producción puede ser incrementado en un 100% con un adecuado fracturamiento de las arenas. Si consideramos que el 30% de la presión del reservorio se gasta en vencer la restricción de la zona skin, será necesario entonces diseñar un fracturamiento que repare esta zona dañada y a la vez dé un aumento substancial a la permeabilidad media de la formación.

Será recomendable usar grandes volúmenes de arena, 200 a 300 $\frac{1}{2}$ ft de arena neta, de ser posible arena de gran resistencia a la compresión. Las fracturas van a ser necesariamente verticales, pero de todos modos la permeabilidad artificial dentro de las fracturas permitirá compensar la baja permeabilidad tanto vertical como horizontal de la formación.

Finalmente debemos decir que es posible evaluar la eficacia de cualquier trabajo de estimulación o repletación que sea necesario hacer en un pozo si se tiene la precaución de tomar un survey de presión antes y después del trabajo. El análisis de la presión build up puede ser hecho por el método descrito en el presente trabajo o bien puede aplicarse cualquier otro método descrito en la literatura especializada, en todo caso el procedimiento es sencillo y de fácil aplicación. La única condición necesaria es solamente la de obtener surveys de presión confiables tanto por la presión del instrumento como por la adecuada duración del tiempo de cierre, que permita obtener curvas de presión que reflejen el verdadero comportamiento del reservorio.

Las evaluaciones numéricas del análisis del survey de presión del pozo XXX pueden ser vistas en el Apéndice "B" al final de este trabajo.

Talara, Marzo de 1965

APENDICE "A"

Pozo B-3

Survey de Presión de Fondo a 5,100'

<u>Fecha</u>	<u>Hora</u>	<u>Tiempo de Cierre</u>	<u>Presión Leída</u>
Agosto 28'64,	10:20	-	-
" 30	8:25	46	-
" 30	9:25	47	2,445
Sept. 1	9:25	96	2,670
" 4	9:20	167	2,720
" 5	14:45	196	2,725
" 7	14:35	244	2,760
" 12	15:00	365	2,775
" 13	15:00	389	2,780

Cálculo de la Presión Estática Extrapolada

1. Presión Estática de Fondo por el Método de Muskat

<u>ΔT</u> <u>Hrs.</u>	<u>Presión</u> <u>Psi</u>	<u>2,800-P</u>	<u>2,830-P</u>	<u>2,860-P</u>
0	-	-	-	-
25	-	-	-	-
50	2,476	324	354	384
75	2,620	180	210	240
100	2,678	122	152	182
125	2,696	104	134	164
150	2,711	89	119	149
175	2,723	77	107	137
200	2,733	67	97	127
225	2,742	58	88	118
250	2,751	49	79	109
275	2,757	43	73	103
300	2,765	35	65	95
325	2,771	29	59	89
350	2,778	27	52	82
375	2,783	17	47	77
400	2,787	13	43	73

Los valores de 2,800-P; 2,830-P y 2,860-P han sido graficados en la fig.No.4.

Y la presión estática de fondo es de 2,830 psi ya que este valor es la solución exacta de la ecuación 9, por dar una línea recta.

2. Presión Estática de Fondo por el Método de Horner

ΔT Hrs.	P psi.	$T_c + \Delta T$	$\frac{T_c + \Delta T}{\Delta T}$
0	NR	875	∞
47	2,445	922	19.6
96	2,670	971	10.1
167	2,720	1,042	6.2
196	2,725	1,071	5.5
244	2,760	1,119	4.6
365	2,775	1,240	3.4

$T_c = 875$ horas

Los valores $T_c + \Delta T / \Delta T$ han sido ploteados en la fig. 5 y la presión estática es de 2,895 psi, cuando la curva se extrapola hasta un valor de $T_c + \Delta T / \Delta T = 1$.

3. Presión Estática de Fondo por el Método de Arps

ΔT	P	ΔP
100	2,678	
150	2,711	33
200	2,733	22
250	2,751	18
300	2,765	14
350	2,778	13
400	2,787	9

El rate de incremento de la presión ΔP , para intervalos iguales de tiempo ΔT , ha sido ploteada contra la presión leída al final de cada intervalo de tiempo. La presión estática de fondo será alcanzada cuando el rate de incremento de la presión ΔP con respecto al tiempo ΔT sea igual a cero, este valor fue de 2,827 psi como puede verse en la fig. 6.

APENDICE "B"

Análisis de la Presión Build-up del Pozo XXX

Datos del Pozo

Fecha	Enero 5, 1963
Profundidad media	8,400 Ft
Producción acumulada	3,456 Bbls
Rate de producción estabilizado	580 BPD
Tiempo de vida productiva	143 Hrs.
Viscosidad	0.6 Cps.
Factor de volumen	1.45
Porosidad	0.18
Potencia de la arena	67 Ft
Area de drenaje (asumida)	40 Acres
Factor de compresibilidad	150×10^{-6} psi ⁻¹

Información Obtenida del Survey

1. Presión Fluyente

Leída en la carta del instrumento para el tiempo de cierre de cero horas la presión fue de 2,115 psi que es la presión fluyente.

2. Presión Estática del Reservorio

Esta presión fue calculada de un survey anterior al que estamos analizando, la presión extrapolada calculada por los métodos de Muskat, Horner y Arps descritos en el Apéndice A, fue de 4,310 psi.

3. Permeabilidad Efectiva de la Formación

Si en la ecuación 10 reemplazamos valores tendremos que:

$$K_o = \frac{162.6 \times 580 \times 0.6 \times 1.45}{165 \times 67} = 7.5 \text{ md}$$

4. Permeabilidad en la Zona Cercana al Pozo (Well Bore)

Reemplazando valores nuevamente en la ecuación 10 tendremos que:

$$K_s = \frac{162.6 \times 580 \times 0.6 \times 1.45}{645 \times 67} = 1.85 \text{ md.}$$

5. Permeabilidad promedio de la formación.

Reemplazamos los valores dados de la ecuación 11 y así tenemos que:

$$\bar{k}_o = \frac{142 \times 580 \times 0.6 \times 1.45}{(4310 - 2115)} \frac{\log_e 660/0.33}{67} = 3.7 \text{ md.}$$

6. Evaluación de la zona skin

Reemplazando valores en la ecuación 12 tendremos:

$$S = 1.151 \left[\frac{3955-2115}{1.65} - \log \left(\frac{7.5}{0.18 \times 0.6 \times 150 \times 10^{-6} \times 0.33^2} \right) + 1.07 \right] = 8.$$

y la caída de presión a través de la zona skin será:

$$\Delta P_{\text{skin}} = 0.87 \times 1.65 \times 8.9 = 1,280 \text{ psi}$$

7. Evaluación de la eficiencia de flujo.

Si el índice de productividad real es:

$$P_{\text{real}} = \frac{580}{4310 - 2115} = 0.265$$

Y el índice de productividad ideal es

$$P_{\text{ideal}} = \frac{580}{(4310-2115) - 1280} = 0.625$$

La eficiencia de flujo será

$$\text{Eficiencia} = \frac{0.265}{0.625} = 0.425$$

8. Radio equivalente de la zona dañada

Si en la ecuación 17 reemplazamos valores tendremos:

$$\frac{L_n \frac{660}{0.33}}{3.7} = \frac{L_n \frac{r_s}{0.33}}{1.85} + \frac{L_n \frac{660}{r_s}}{7.5}$$

Despejando el valor de r_s y efectuando operaciones tendremos que

$$r_s = 4.2 \text{ Ft.}$$

BIBLIOGRAFIA

1. Permeability from Build-up Curve Analysis - Dyes & Johnston AIME - 1953
2. Analysis of Pressure Build-up and Flow Test Data - G.S. Matthews - Journal of Petroleum Technology Aug. - 1959
3. Pressure Build-up in Wells - D.R. Horner - Third World Pet.Cong. - 1951
4. The Skin Effect and Its Influence on Production Capacity - A.F. Van Everdingen
5. A comparison of Theoretical Pressure Build-up with Field Curves Obtained from Bottom Hole Test - Pitzer AIME - 1959
6. Analysis of Pressure Build Up Curves - L. Perrine API - 1956
7. The Skin Effect and Its Impediment to Fluid-Flow Into a Well Bore - W. Hurst Pet.Eng. - Oct. 1953
8. Permeability and Reservoir Pressure from Bottom Hole Pressure Build-up Characteristics - C. Miller AIME - 1950
9. Another Concept for Final Build-up Pressure - H. Mead - Annual Fall Meeting of SPE - Oct. 1958