

2ej 14



# Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

USO DE CURVAS TIPO EN EL ANALISIS DE  
PRUEBAS DE INTERFERENCIA Y DE UN SOLO PULSO

## TESIS PROFESIONAL

Que para obtener el Título de  
**INGENIERO PETROLERO**  
P r e s e n t a

**MA. EUGENIA GUTIERREZ RUIZ**



México, D. F.

1984



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## RESUMEN

	PAG.
I.- INTRODUCCION	1
II.- PRUEBAS DE PRESION ENTRE DOS O MAS POZOS	4
III.- MODELOS DE FLUJO Y ECUACIONES DE COMPORTAMIENTO DE PRESION	16
IV.- METODO DE INTERPRETACION UTILIZANDO CURVAS TIPO	41
V.- EJEMPLOS DE APLICACION DE LAS CURVAS TIPO	50
VI.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	65

## CAPITULO I

### INTRODUCCION

Desde hace varias décadas, los datos de presión de fondo de un pozo han sido utilizados con eficacia para estimar - las propiedades del yacimiento, así como las condiciones de daño del pozo y también para detectar heterogeneidades de - la formación y calcular la presión promedio del área de drenaje del pozo.

Inicialmente el objetivo de medir la presión de fondo de un pozo era la determinación de la llamada "presión estática" del yacimiento. Posteriormente, se encontró que la rapidez de recuperación de presión que mostraba un pozo al cerrarse estaba relacionada con las propiedades del yacimiento, es decir, a mayor capacidad de flujo de la formación mayor rapidez de recuperación de la presión.

Con base en la observación anterior y tomando en cuenta las soluciones matemáticas del problema de flujo transitorio en yacimientos presentados por Hurst<sup>1</sup> y Van Everdingen y Hurst<sup>2</sup> se desarrollaron los métodos de análisis de Horner<sup>3</sup> y de Miller, Dyes y Hutchinson<sup>4</sup> referidos como "métodos convencionales" que consisten en graficar los datos de presión en papel semilogarítmico para estimar la capacidad de flujo de la formación (kh, permeabilidad - espesor).

Posteriormente se definió el concepto de factor de daño

de pozo<sup>5,6</sup> y se establecieron técnicas para determinar la presión promedio del yacimiento<sup>7</sup>. Los desarrollos subsecuentes en el área de análisis de datos de presión estuvieron relacionados con la detección y caracterización de las heterogeneidades del yacimiento.

En la década de los sesentas se puntualizó que una porción importante de los datos de presión de fondo eran distorsionados por los efectos de almacenamiento (llenado) de fluidos en el pozo y por las condiciones de daño en la formación. Esta situación fue revisada y varios autores propusieron métodos de análisis destacando entre ellos Ramey<sup>8</sup> con la introducción del método de ajuste de curva tipo como herramienta de diagnóstico. Este hecho representa el inicio de una nueva etapa en el campo de análisis de presiones y da origen a los procedimientos del "análisis moderno" cuyo objetivo es aumentar la confiabilidad de los resultados.

Actualmente existen varios tipos de pruebas de presión para pozos: 1) Pruebas de abatimiento, 2) Pruebas de recuperación, 3) Pruebas de varios gastos, 4) Pruebas de interferencia, 5) Pruebas pulsantes, 6) Pruebas de formación, etc. Cada una de estas pruebas tiene un objetivo específico y ventajas y desventajas diversas. Así, las pruebas de abatimiento, recuperación y de varios gastos permiten estimar las propiedades de la formación en la zona que rodea al pozo. Por otro lado, las pruebas pulsantes y de interferencia permiten estimar las propiedades de la formación productora en la zona que se encuentra entre los pozos activos y

de observación.

Una excelente descripción de los métodos para analizar - pruebas de presión se puede encontrar en los trabajos de - Matthews y Russell<sup>9</sup>, Earlougher<sup>10</sup> y Ramey<sup>11,12</sup>.

El propósito del presente trabajo es presentar de una manera unificada el análisis de pruebas de interferencia y de un solo pulso mediante el uso de curvas tipo considerando - diferentes geometrías de flujo en el yacimiento.

## CAPITULO II

### PRUEBAS DE PRESION ENTRE DOS O MAS POZOS

Como se ha mencionado, las pruebas en un solo pozo permiten únicamente determinar las propiedades del área de drenaje tales como permeabilidad, tamaño del área de drenaje, volumen poroso y el factor de daño en el pozo. Para proyectos de recuperación secundaria o proyectos de recuperación mejorada es necesario conocer las heterogeneidades que presenta un yacimiento. Heterogeneidades tales como anisotropía, zona de alta y baja permeabilidad, a fin de detectar la dirección en que se pueden canalizar los fluidos de inyección y evitar el fracaso del proyecto.

Para poder determinar las heterogeneidades mencionadas es imprescindible llevar a cabo pruebas entre dos o más pozos, como lo son las pruebas de interferencia o las pruebas de pulso de presión. En seguida se describen cada una de estas pruebas y se define cual es el tipo de información que se obtiene y cuales son los métodos con que se cuenta hasta ahora para el análisis de la prueba.

#### PRUEBAS DE INTERFERENCIA

Las pruebas de interferencia consisten en la medición de una respuesta de presión en un pozo llamado de observación correspondiente a la perturbación causada por la modificación del gasto del pozo llamado activo tal como se muestra en la Fig.1.

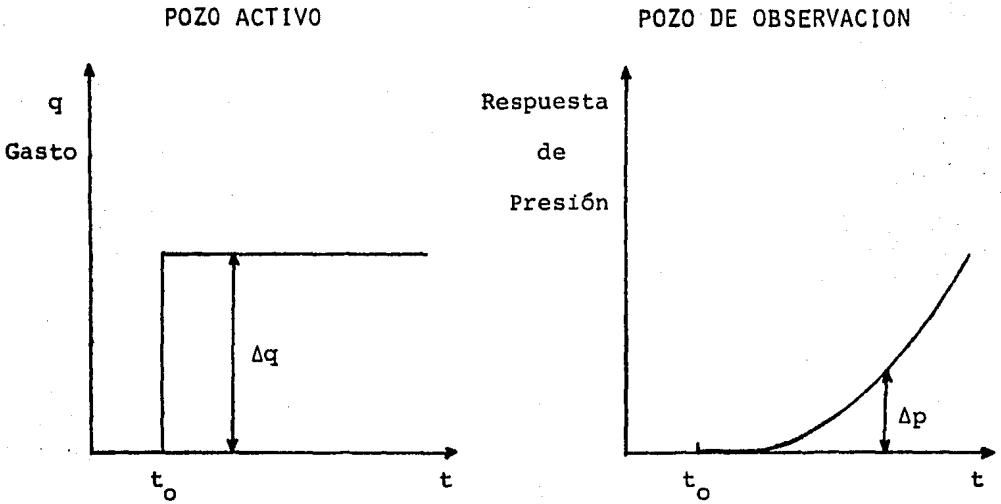


Figura 1. Prueba de Interferencia de Presión.

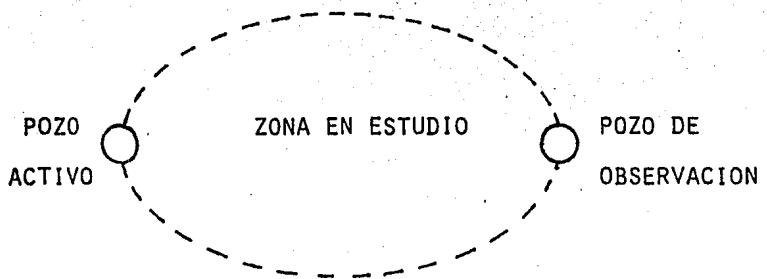


Figura 2. Zona en Estudio para una Prueba de Interferencia



El área en estudio en el yacimiento comprende la señalada en la Fig.2, es decir el área que se encuentra entre los dos pozos.

Las pruebas de interferencia fueron definidas por primera vez por Jacob<sup>13</sup> para pozos de agua; él también propuso un método de análisis al que se refirió como el "método gráfico". Actualmente este método recibe el nombre de "ajuste de curva tipo" el cual ha sido descrito por Ramey<sup>14</sup> y por Earllougher<sup>10</sup>.

Este procedimiento se ilustra en la Fig.3, y consiste primero en seleccionar una curva tipo que representa el comportamiento de presión en un yacimiento en forma adimensional, presentada en papel doble logarítmico; en seguida se superpone un papel semitransparente en el cual serán graficados los datos; el paso siguiente consiste en trazar los ejes principales de la curva tipo sobre el papel semitransparente; en seguida se etiquetan los ejes en el cual serán graficados los datos de presión; y posteriormente se grafican los datos de la prueba de interferencia utilizando las escalas de la curva tipo; a continuación se ajustan los datos de presión a la curva tipo moviendo el papel semitransparente sobre la curva tipo de tal manera que tanto los ejes del papel semitransparente como los ejes de la curva tipo se mantengan paralelos; una vez conseguido el ajuste, se traza una línea sobre la curva tipo para indicar el grado de ajuste que ha alcanzado y finalmente se selec-

ciona un punto de ajuste, es decir, se considera un punto de intersección entre los ejes principales de referencia trazadas en papel semitransparente y se leen los valores correspondientes a este punto en la curva tipo, estos datos se utilizan posteriormente para estimar las propiedades del yacimiento.

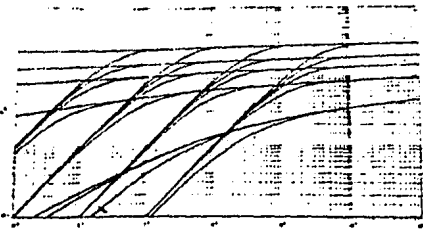
Para el caso de flujo radial la información que se obtiene es la siguiente:

$$kh = \frac{\alpha q B \mu (p_D)_M}{(\Delta P)_M} \quad (1)$$

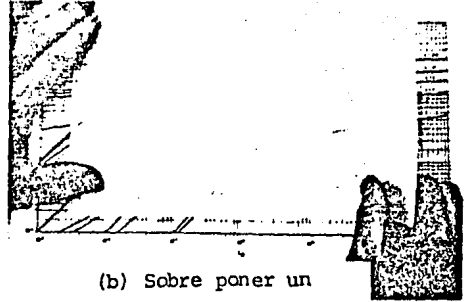
$$\phi c_t = \frac{\beta k (t)_M}{\mu r^2 \left[ \frac{t_D}{r_D^2} \right]_M} \quad (2)$$

En donde el subíndice M indica que esos datos fueron tomados del punto de ajuste.  $p_D$  es la presión adimensional,  $\Delta P$  es la caída de presión,  $(t)_M$  es el tiempo de la prueba,  $t_D/r_D^2$  el tiempo dividido por la distancia radial al cuadrado y  $\alpha$  y  $\beta$  son factores de conversión de unidades.

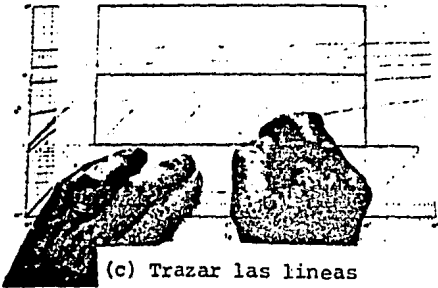
Los cálculos efectuados utilizando las ecuaciones 1 y 2 permiten determinar las propiedades de la roca en el yaci-



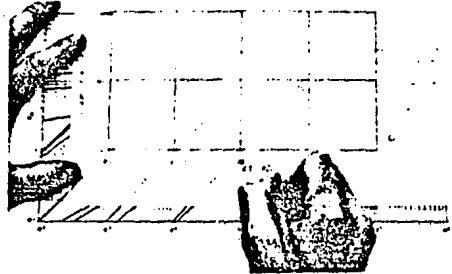
(a) Seleccionar una curva tipo



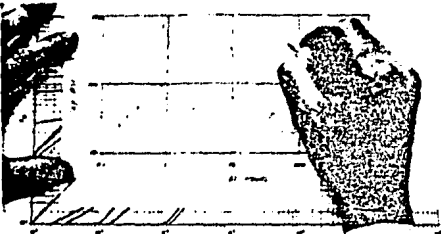
(b) Sobre poner un papel transparente



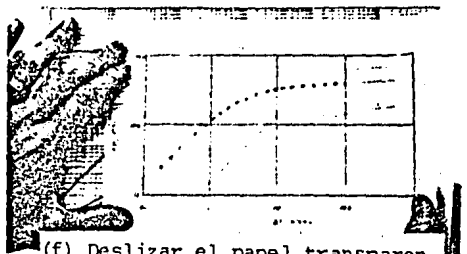
(c) Trazar las líneas principales de la malla



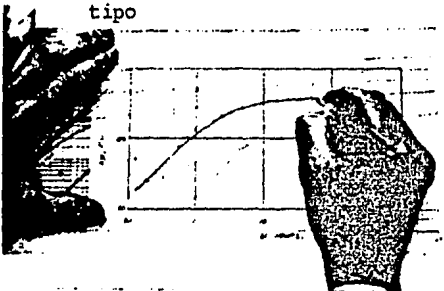
(d) Etiquetar los ejes



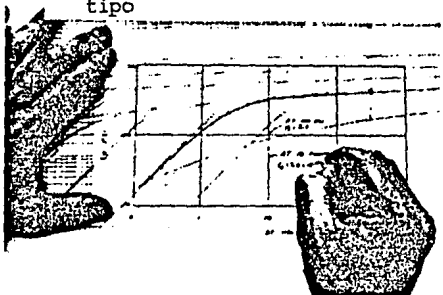
(e) Graficar los datos observados usando la malla de la curva tipo



(f) Deslizar el papel transparente para ajustarse a una curva tipo



(g) Trazar la curva ajustada



(h) Escoger un punto de ajuste

Fig.3. Aplicación del método de ajuste de curva tipo tomada de Earlougher<sup>10</sup>.

miento correspondiente a la zona indicada en la Fig.2. Las ecuaciones 1 y 2 fueron desarrolladas considerando que en el yacimiento existe flujo radial. Se ha demostrado que los resultados obtenidos por el método de ajuste de curva tipo exhiben un error de aproximadamente 5%, ésto, debido a que pueden haber variaciones en el ajuste llevado a cabo en forma manual.

Existen otros métodos para analizar pruebas de interferencia tales como la gráfica semilogarítmica y el uso de la derivada; sin embargo se ha demostrado que el uso de análisis de curva tipo es superior a los otros métodos debido a que no requiere para su aplicación una relación simple entre la variación presión del pozo de observación y el tiempo de la prueba.

Tradicionalmente se ha utilizado el modelo de flujo radial para analizar las pruebas de interferencia y ésto considerando que el régimen de flujo que ocurre en el yacimiento presenta esta geometría; sin embargo, existen situaciones en las que es necesario considerar otras geometrías de flujo como se discutirá en las secciones siguientes de este trabajo.

Es conveniente mencionar que para facilitar el análisis de una prueba de interferencia, el gasto que se tiene en el pozo activo debe mantenerse constante de otra manera habrá necesidad de utilizar el principio de superposición en la interpretación.

La aplicación del método de ajuste de curva tipo hace -

uso de una propiedad de los logaritmos que consiste en lo siguiente: el logaritmo de un producto es igual a la suma de los logaritmos de los factores; por otro lado la definición de las variables adimensionales consiste en un grupo de propiedades de la formación y los datos de la prueba, es decir, para el caso de la caída de presión adimensional es igual a un grupo de variables del yacimiento por la caída de la presión real que se tiene en el yacimiento y así el tiempo adimensional es igual a un grupo de variables del yacimiento multiplicada por el tiempo real de la prueba.

## PRUEBAS DE PULSO DE PRESION

En ciertos casos la respuesta que se obtiene en el pozo de observación para una prueba de interferencia no corresponde íntegramente a la causada por el cambio del gasto en el pozo activo; para evitar esta situación se sugirieron - las pruebas de pulso de presión<sup>15</sup>.

Este tipo de pruebas consiste en variar cíclicamente el gasto, es decir, durante un cierto periodo de tiempo el pozo se abre, posteriormente se cierra y esta operación se repite tantas veces como sea necesario. Bajo estas condiciones se obtendrá una respuesta de presión representada por pulsos de presión tal como se indica en la Fig.4. Esta figura también muestra la nomenclatura utilizada en este tipo de pruebas;  $\Delta t_p$  representa la duración del periodo de cierre mientras que  $\Delta t_c$  indica la duración del ciclo es decir un periodo de cierre más un periodo de producción. Otra variable importante en este tipo de pruebas es el tiempo de retraso, es decir, el tiempo que le toma a la onda de presión viajar desde el pozo activo hasta el pozo de observación, esto es representado por la variable  $t_L$ . En la Fig.4, se muestra el tiempo de retraso del pulso uno y del pulso 4. Otra variable adicional es la amplitud del pulso  $\Delta P$  es decir la caída de presión que causa la perturbación creada en el pozo activo.

Desafortunadamente no siempre es posible llevar a cabo una prueba con varios pulsos por lo que en algunos casos únicamente se utiliza un solo pulso. Bajo estas circunstan-

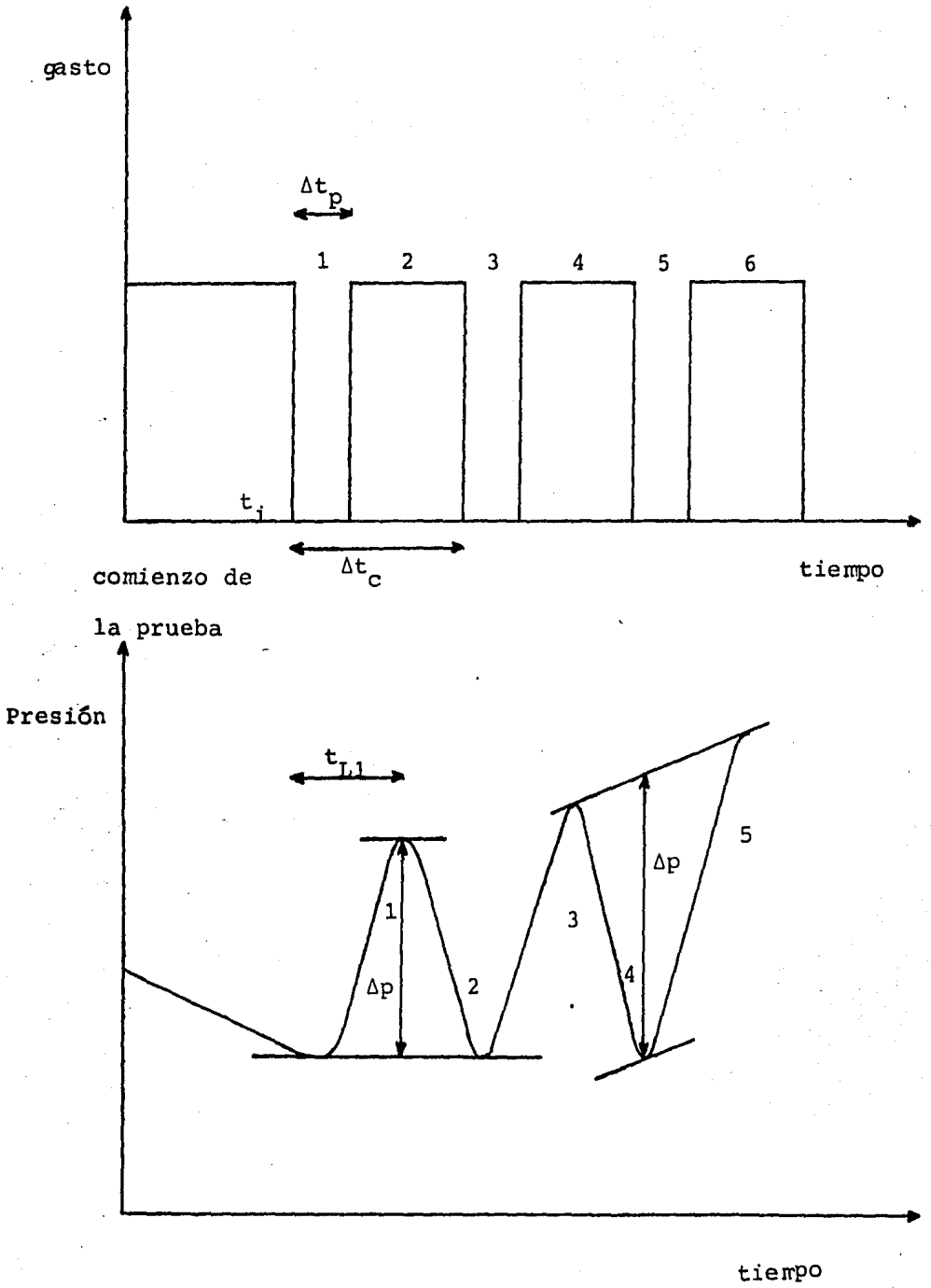


Fig.4. Prueba de pulsos de presión.

cias, el análisis de los datos de pruebas de presión puede ser simplificado utilizando el método de ajuste de curva - tipo tal como lo sugiere Ramey<sup>16</sup>.

La Fig. 5, muestra la curva tipo presentada por Ramey para analizar pruebas de un solo pulso considerando flujo radial en el sistema.

El uso de esta curva tipo es similar al descrito anteriormente para el caso de una prueba de interferencia, y su aplicación será descrita posteriormente.

Como se mencionó, las ventajas que presentan estas pruebas de pulso sobre la prueba de interferencia normal consisten en que se eliminan la interferencia de pozos vecinos cuyos efectos no se consideran involucrados en el diseño de la prueba. Otra de las ventajas que presenta este tipo de prueba es la de que permite seleccionar la geometría de flujo que ocurre en el yacimiento durante la prueba de presión.

Es importante mencionar que la aplicación tanto de pruebas de interferencia como pruebas de pulsos se ha visto favorecida por la aparición en el mercado de medidores de presión con alta precisión que permiten detectar caídas de presiones de aproximadamente una centésima de libra sobre pulgada cuadrada; es decir una milésima de kilogramo sobre centímetro cuadrado.

Aunque en cierto caso tanto la prueba de interferencia como las pruebas de pulso se llevan a cabo con el pozo de observación fluyendo, es conveniente señalar que este tipo de operación puede causar graves errores en los datos de



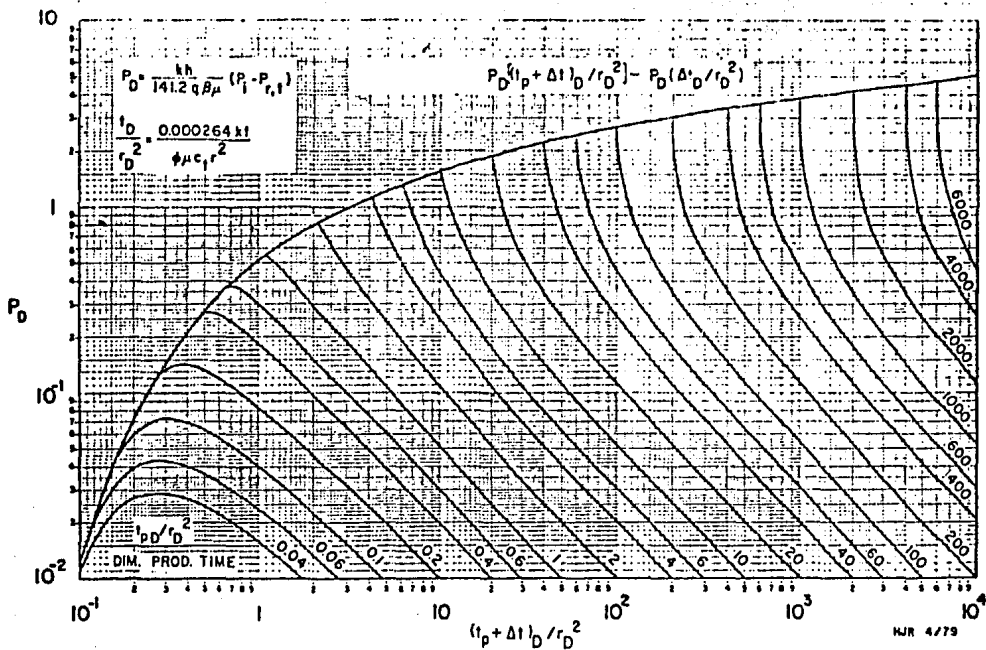


Fig.5. Curva tipo para pruebas de un solo pulso (Flujo Radial)

Tomada de Ramey<sup>12</sup>.

presión; es por lo tanto importante recomendar que los pozos o el pozo de observación se mantengan cerrados durante la prueba.

En el capítulo siguiente se describen los diferentes modelos y los diferentes métodos de análisis tanto para pruebas de interferencia como para pruebas de un solo pulso considerando diversas geometrías de flujo.

### CAPITULO III

#### MODELOS DE FLUJO Y ECUACIONES DE COMPORTAMIENTO DE PRESION

Para poder desarrollar métodos de análisis de cualquier prueba de presión, es necesario establecer primero modelos de flujo que involucran simplificaciones válidas bajo las condiciones en que se efectúan las pruebas de presión.

En este trabajo se consideran las suposiciones que tradicionalmente se han tomado en cuenta en los diversos métodos de análisis de pruebas de presión; esto es, consideramos el flujo transitorio en un yacimiento homogéneo, isotrópico de porosidad y permeabilidad constante y que contiene un fluido ligeramente compresible de viscosidad constante; tanto los efectos gravitacionales como los gradientes de presión en el yacimiento son considerados despreciables y además se suponen condiciones de flujo isotérmico. Tomando en cuenta lo anterior el flujo transitorio en el yacimiento puede ser descrito por la ecuación de difusión<sup>9</sup>:

$$\nabla^2 p = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (3)$$

En donde  $\nabla^2$  representa el operador Laplaciano;  $p$  es la presión en cualquier punto del yacimiento;  $\phi$ ,  $\mu$ ,  $c_t$  y  $k$  repre-

senta la porosidad, la viscosidad, la compresibilidad total y la permeabilidad del yacimiento, respectivamente y  $t$  es el tiempo que transcurre durante el proceso de flujo.

La ecuación 3 puede ser expresada en los diversos sistemas de coordenadas; así, considerando un sistema de coordenadas rectangulares la ecuación 3 se reduce a:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (4)$$

En donde  $x, y, y z$  representan los ejes del sistema de coordenadas. Para el caso de coordenadas cilíndricas la ecuación 3 se reduce a:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r \frac{\partial p}{\partial r} \right] + \frac{1}{r^2} \frac{\partial^2 p}{\partial \theta^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (5)$$

En donde  $r, \theta, z$  son las variables de este sistema de coordenadas. Para el caso de coordenadas esféricas se tiene:

$$\frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r^2 \frac{\partial p}{\partial r} \right] + \frac{1}{r^2 \sin \theta} \frac{\partial}{\partial \theta} \left[ \sin \theta \frac{\partial p}{\partial \theta} \right] + \frac{1}{r^2 \sin^2 \theta} \frac{\partial^2 p}{\partial \phi^2}$$

$$= \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (6)$$

En donde  $r, \theta$ , y  $\phi$  son variables del sistema esférico de coordenadas.

La obtención de una solución de la ecuación 3 en cualquiera de sus formas para un problema particular requiere de la definición tanto de condiciones iniciales como de condiciones de frontera que se tienen en el yacimiento en estudio. En seguida se discute las soluciones a la ecuación 3 para geometrías de flujo lineal, radial y esférico, las cuales servirán de base para establecer los métodos de análisis de las pruebas de interferencia y de un solo pulso.

#### FLUJO LINEAL EN UN YACIMIENTO SEMIINFINITO

Supongamos un medio semiinfinito en el que ocurre flujo transitorio como se muestra en la Fig.6.

El yacimiento es lineal de espesor  $h$  y anchura  $b$  y está limitado por  $x = 0$ . El yacimiento posee además una permeabilidad  $k$ ; una porosidad  $\phi$ ; una viscosidad  $\mu$ ; y una compresibilidad total  $c_t$  e inicialmente se tiene una presión uniforme  $p_i$ . Al tiempo  $t = 0$  el yacimiento se produce en la cara  $x = 0$  a un gasto constante  $q$  tal como se muestra en la Fig. 7.

Bajo estas condiciones la presión en el yacimiento disminuirá con el tiempo, tal como se muestra en la Fig.8.

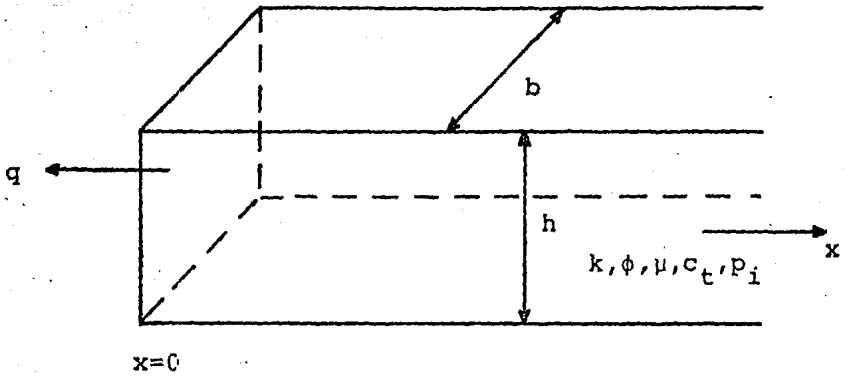


Figura 6. Yacimiento Lineal Semiinfinito

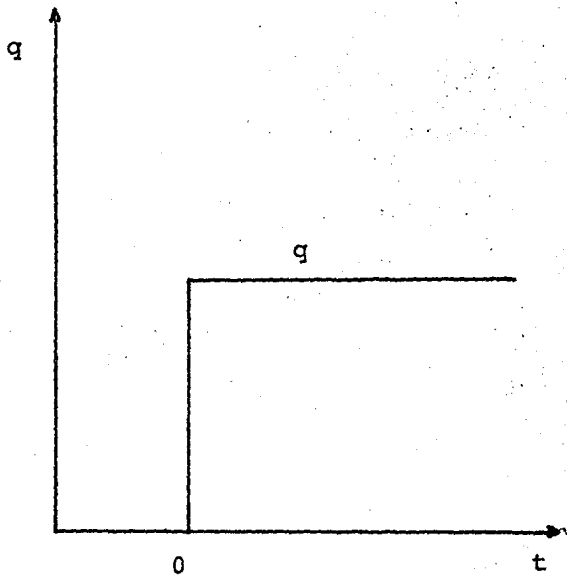


Figura 7. Producción a gasto constante.

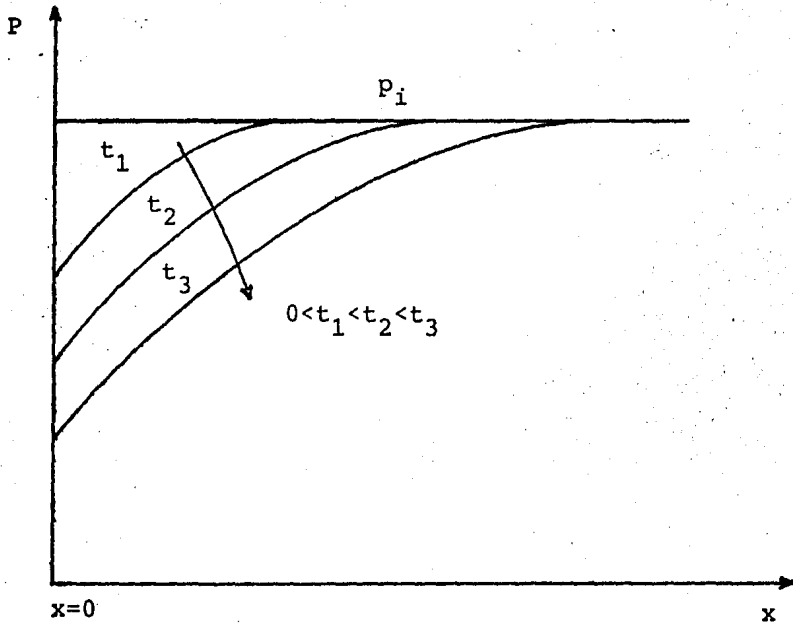


Figura 8. Esquema de la Variación de Presión en un Yacimiento Lineal.

En donde vemos que inicialmente se tiene una presión uniforme  $p_i$  y que para un tiempo  $t_1$  la presión cae en las cercanías de  $x=0$ ; a medida que el tiempo crece como es el caso  $t_2$  la presión será menor en diversos puntos del yacimiento y así sucesivamente.

La solución a este problema; es decir, la expresión que proporciona la presión en cualquier punto del yacimiento a cualquier tiempo fue presentada por Miller<sup>17</sup> y es la siguiente:

$$P(x,t) = p_i - \frac{q \mu}{k b h} \left[ 2 \sqrt{\frac{k t}{\phi \mu c_t}} e^{-\left[ \frac{\phi \mu c_t x^2}{4 k t} \right]} - x \operatorname{erfc} \left[ \frac{x}{2 \sqrt{\frac{k t}{\phi \mu c_t}}} \right] \right] \quad (7)$$

En donde erfc es la función error complementaria definida en la nomenclatura.

De esta ecuación podemos darnos cuenta que para poder calcular la presión en cualquier parte del yacimiento es necesario conocer la presión inicial y todas las propiedades del yacimiento. Es conveniente señalar que para propósitos prácticos sería imposible tratar de graficar la presión en cual



quier punto del yacimiento como una función de todas las variables del yacimiento ya que el número de variables es grande; sin embargo, para resolver este problema se ha propuesto el uso de variables adimensionales que permiten reagrupar las diferentes propiedades del yacimiento y de esta forma se tienen soluciones simplificadas en función de unos cuantos grupos de variables adimensionales. Para este problema se ha definido la presión adimensional como:

#### PRESION ADIMENSIONAL

$$P_{DL}(x_D, t_D) = \frac{k b h (p_i - p(x, t))}{\alpha q B \mu L} \quad (8)$$

El tiempo adimensional se define como:

#### TIEMPO ADIMENSIONAL

$$t_{DL} = \frac{\beta k t}{\phi \mu c_t L^2} \quad (9)$$

Y la distancia adimensional se define como:

#### DISTANCIA ADIMENSIONAL

$$x_D = \frac{x}{L} \quad (10)$$

En las ecuaciones anteriores  $\alpha$  y  $\beta$  representan factores de conversión de unidades cuyos valores son dados en la nomenclatura y  $L$  es una distancia arbitraria que puede ser la unidad.

Sustitución de las ecuaciones 8,9, y 10 en la ecuación 7 permite obtener la ecuación 11.

$$P_{DL}(x_D, t_{DL}) = 2\pi \left[ 2 \sqrt{\frac{t_{DL}}{\pi}} e^{-\left[ \frac{x_D^2}{4 t_{DL}} \right]} - x_D \operatorname{erfc} \left[ \frac{x_D}{2 \sqrt{t_{DL}}} \right] \right] \quad (11)$$

Esta ecuación representa el comportamiento de presión que existe en un medio lineal bajo condiciones de flujo transitorio la solución esta expresada en términos de tres variables  $P_{DL}$ ,  $t_{DL}$  y  $x_D$ . Es posible simplificar la gráfica de la ecuación 11 si reagrupamos las variables como se indica en la siguiente ecuación:

$$\frac{P_{DL}(x_D, t_{DL})}{2 x_D} = \pi \left[ \frac{2}{\sqrt{\pi}} \sqrt{\frac{t_{DL}}{x_D^2}} e^{-\left[ \frac{1}{4 \frac{t_{DL}}{x_D^2}} \right]} - \operatorname{erfc} \left[ \frac{1}{2 \frac{\sqrt{t_{DL}}}{x_D}} \right] \right] \quad (12)$$

Se puede ver que una grafica de  $P_{DL}/2x_D$  contra  $t_{DL}/x_D^2$  da una sola línea para el comportamiento de presión en el yacimiento tal como se muestra en la Fig.9.

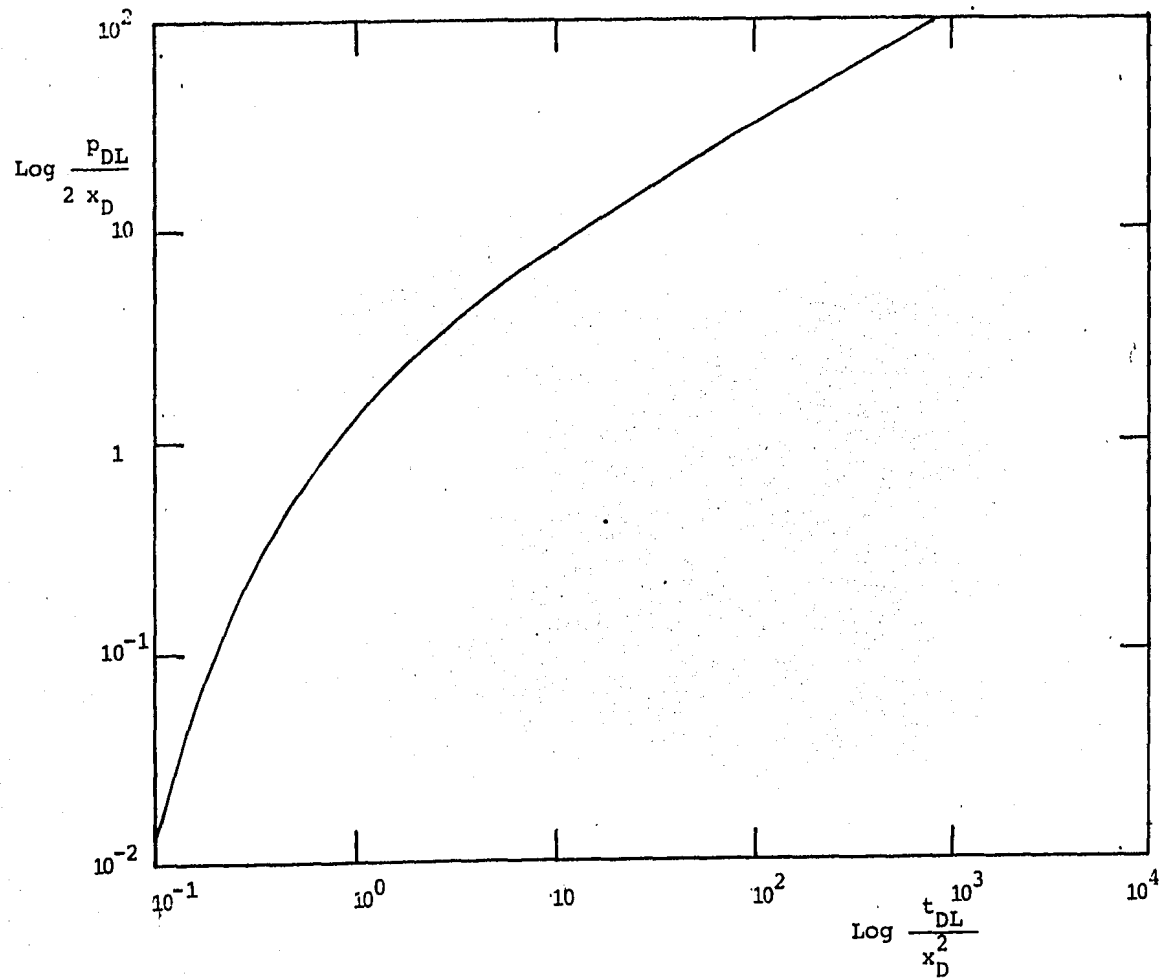


Fig.9. Comportamiento de Presión para Flujo Transitorio Lineal

En donde los datos están graficados en escala doble logarítmica con la finalidad de cubrir un mayor rango de valores de las variables. La caída de presión en cualquier punto del yacimiento para cualquier tiempo de flujo puede ser calculado utilizando la Fig.9, y haciendo uso de las definiciones de las variables adimensionales (ecuaciones de la 8 a la 10); también es indispensable contar con los valores de las propiedades del yacimiento así como el gasto que se produce en  $x=0$ .

#### FLUJO RADIAL EN UN YACIMIENTO INFINITO

Consideremos el sistema mostrado en la Fig.10, en el que se tiene un yacimiento de espesor constante  $h$ , infinitamente grande; este yacimiento es producido por un pozo a un gasto constante  $q$ ; además se supone un yacimiento isotrópico y todas las consideraciones tomadas en cuenta para el caso de flujo lineal. Las líneas de flujo para este caso serán radiales y las isobaras serán concéntricas.

La caída de presión que se tiene en el yacimiento bajo estas condiciones está dado para propósitos prácticos por la solución de línea fuente presentada por Polubarinova-Kochina<sup>18</sup>:

$$\Delta p = \frac{q \mu}{4 \pi k h} E_1 \left[ \frac{\phi \mu c_t r^2}{4 k t} \right] \quad (13)$$

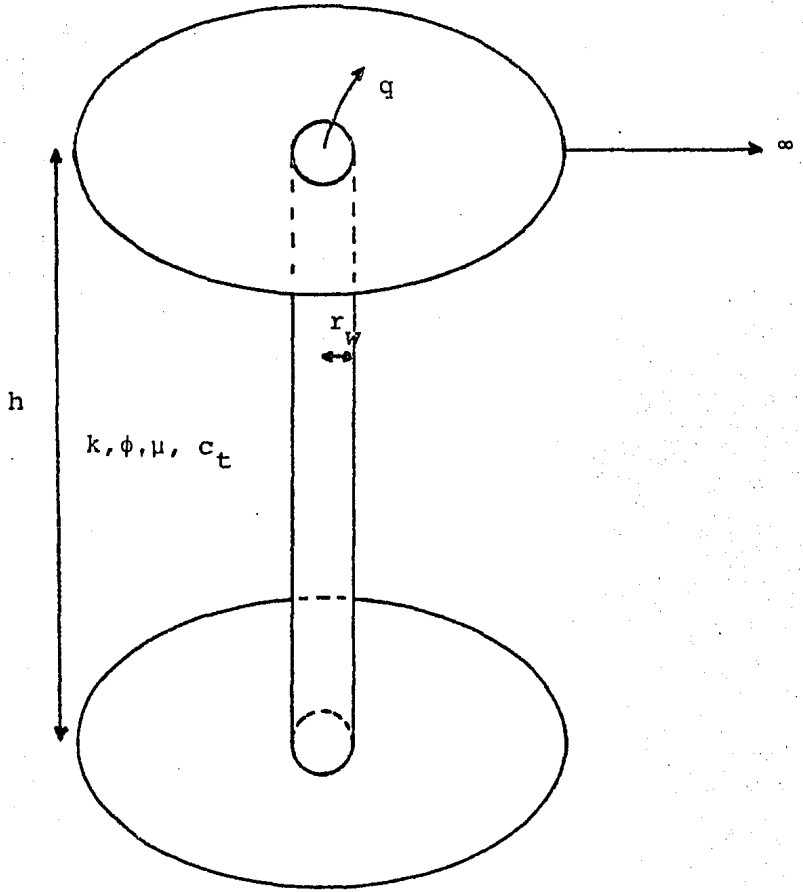


Fig. 10. Flujo Radial Hacia un Pozo  
en un Yacimiento Infinito

En donde  $r$  es la distancia radial medida a partir del centro del pozo productor; las variables adimensionales para este caso son las siguientes:

#### PRESION ADIMENSIONAL

$$P_D = \frac{k h \Delta p(r, t)}{\alpha q B \mu} \quad (14)$$

#### TIEMPO ADIMENSIONAL

$$t_D = \frac{\beta k t}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad (15)$$

#### DISTANCIA RADIAL ADIMENSIONAL

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (16)$$

Tanto  $\alpha$  como  $\beta$  son factores de conversión de unidades, también definidas en la nomenclatura. Las definiciones de las variables de presión adimensional para flujo radial son ligeramente diferentes a las definidas para el caso de flujo lineal y ésto como un resultado de las diferentes variables involucradas en las soluciones.

En términos de las variables adimensionales, la caída de presión en cualquier punto del yacimiento causada por la producción en el pozo a un tiempo cualquiera esta dada por:

$$P_D(r_D, t_D) = 1/2 E_1 \left[ \frac{r_D^2}{4 t_D} \right] \quad (17)$$

Donde  $E_1$  es la integral exponencial la cual se define también en la nomenclatura. Podemos ver que la caída de presión adimensional  $P_D$  a una distancia radial  $r_D$  para un tiempo  $t_D$  puede ser dada por una sola curva en una gráfica de  $P_D$  contra  $t_D/r_D^2$  tal como se muestra en la Fig.11.

La caída de presión real  $\Delta p$  puede ser calculada utilizando la Fig.11, y las definiciones de las variables adimensionales  $P_D$ ,  $t_D$ , y  $r_D$  siempre y cuando se cuente con valores de las propiedades del yacimiento así como del gasto con el que se produce el pozo.

## FLUJO ESFERICO

Consideremos un medio poroso infinito isotrópico y homogéneo producido a través de una esfera de  $r_w$  bajo condiciones de gasto constante tal como se muestra en la Fig.12.

Las líneas de flujo para este caso serán radiales hacia el centro de la esfera mientras que las isobaras estarán representadas por esferas. Se consideran también las suposi-

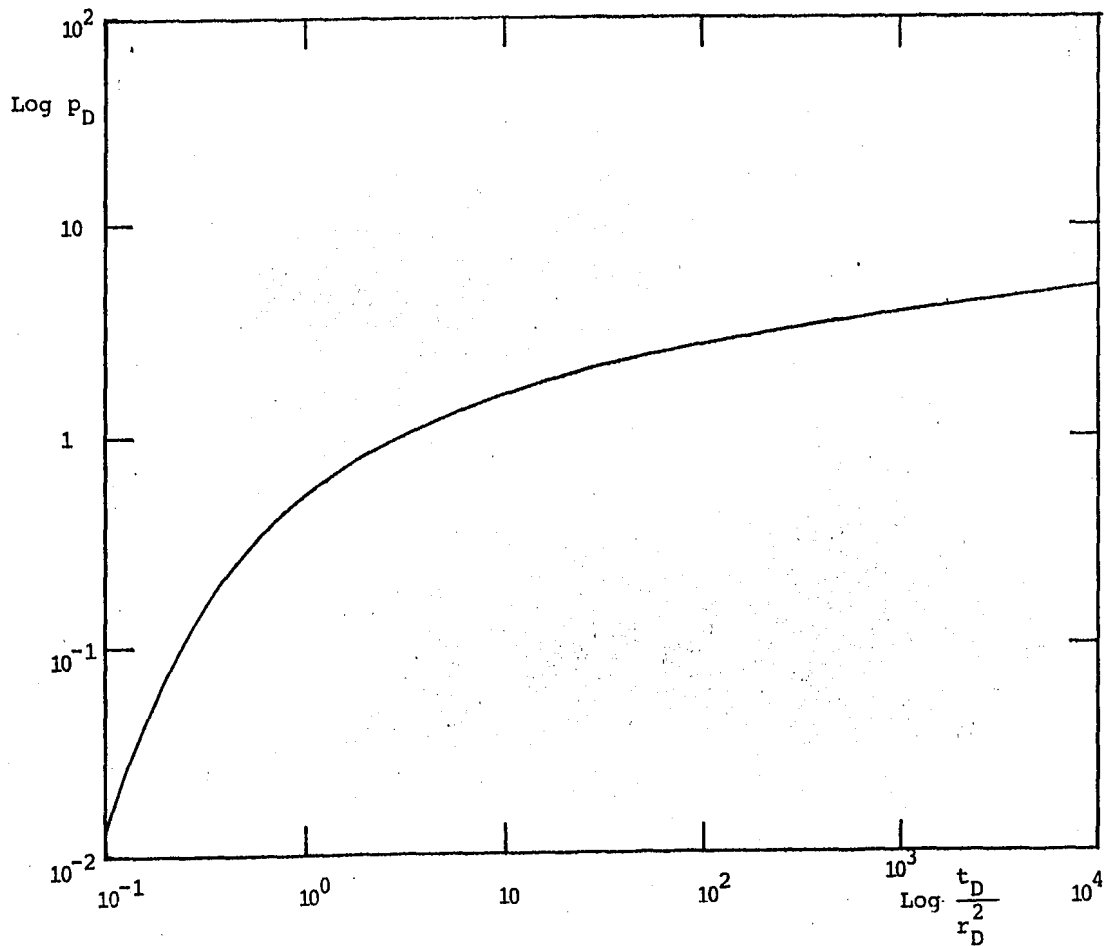


Fig.11. Solución de Línea Fuente



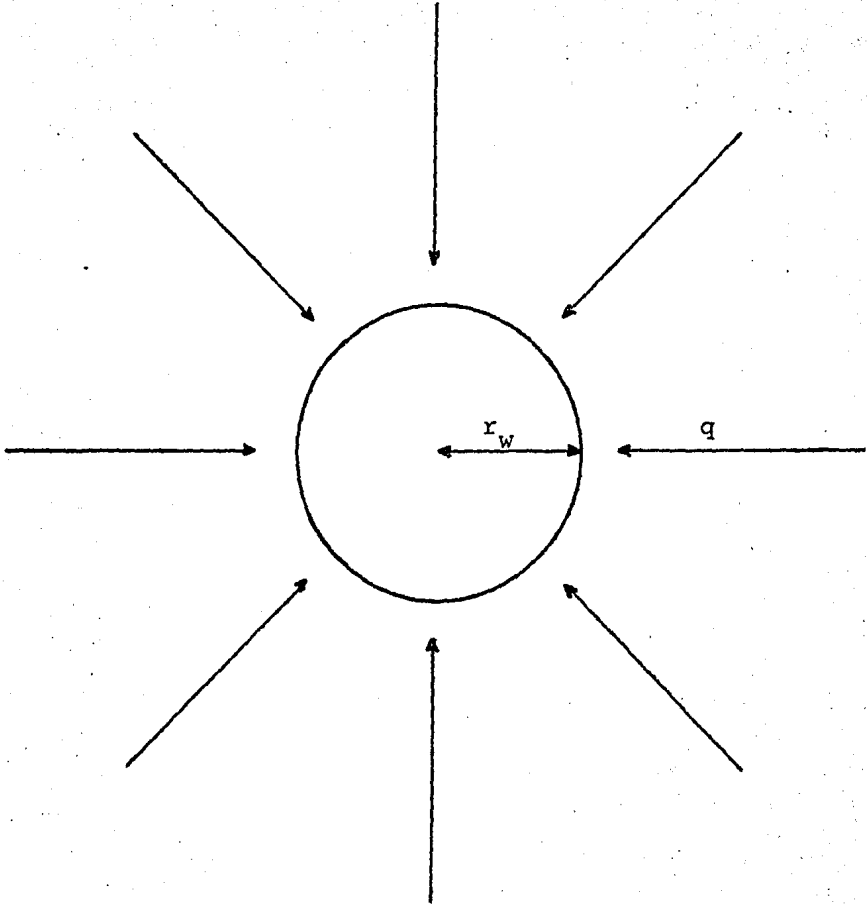


Fig.12. Flujo Hacia una Esfera

ciones involucradas en lo que respecta al yacimiento tanto en el modelo de flujo lineal como modelo de flujo radial.

La distribución de la presión en el yacimiento en puntos alejados de la esfera esta dado por la ecuación presentada por W.E.Culham<sup>19</sup> :

$$P_{D\text{sph}} = \frac{1}{r_D} \operatorname{erfc} \frac{r_D}{2t_D} \quad (18)$$

La cual puede escribirse como:

$$P_{D\text{sph}} r_D = \operatorname{erfc} \frac{1}{2 \frac{t_D}{r_D^2}} \quad (19)$$

Esta ecuación indica que una grafica de  $P_{D\text{sph}} r_D$  contra  $t_D/r_D^2$  nos da una sola linea mediante la cual puede determinarse la caída de presión causada en cualquier punto del yacimiento a cualquier tiempo. La gráfica de la ecuación - 19 es presentada en la Fig.13. Las ecuaciones hasta ahora presentadas corresponden a la distribución de presión causada por pozos que producen a gasto constante en el yacimiento. Las variables adimensionales para flujo esférico se definen como:

PRESION ADIMENSIONAL

$$P_{Dsph.} = \frac{2 k r_w \Delta p}{\alpha q B \mu} \quad (20)$$

TIEMPO ADIMENSIONAL

$$t_D = \frac{\beta k t}{\phi \mu c_t r_w^2} \quad (21)$$

DISTANCIA ADIMENSIONAL

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (22)$$

En la próxima sección se presenta las ecuaciones correspondientes al caso en que además de producirse el pozo por cierto tiempo, el pozo se cierra creando un pulso de gasto que se traducirá en pulsos de presión que viajará a todas partes del yacimiento.

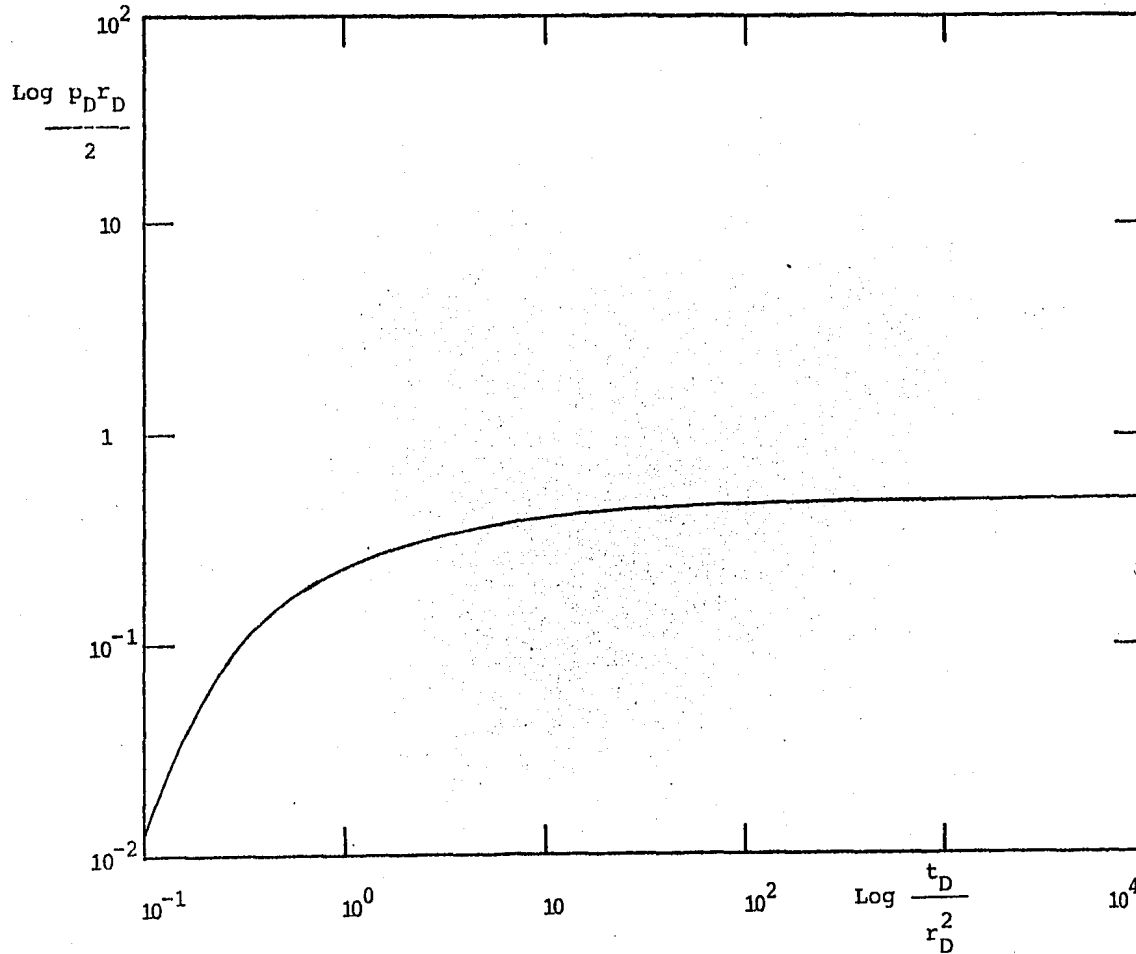


Fig.13. Solución de Presión para Flujo Esférico

## DISTRIBUCION DE PRESION CAUSADA POR UN PULSO

Consideremos cada uno de los casos que tomaron en cuenta en la sección anterior, es decir un sistema lineal, uno radial y un esférico. La ecuación diferencial que nos describe el proceso de flujo en estos sistemas, es lineal por lo que es valido aplicar el principio de superposición; es decir, la caída de presión en diferentes puntos del yacimiento es la suma de las caídas de presión causadas por todos los pozos presentes en el yacimiento. Esto es lo que se conoce con el nombre de superposición en el espacio; por otra parte, el hecho de que un pozo produzca bajo condiciones de flujo variable puede manejarse considerando el principio de superposición en tiempo; para este caso se consideran varios pozos localizados en el mismo punto del pozo de interés y se supone que cada uno de los pozos comienza a producir a diferentes tiempos de tal manera que la suma de los gastos de los diversos pozos considerados en este punto nos proporcione la historia de gastos del pozo en estudio.

Así, para el caso de un solo pulso podemos considerar que dos pozos ficticios se encuentran localizados en la misma posición del pozo de interés: un pozo que produce a gasto constante todo el tiempo y otro pozo que comienza a producir en el momento en que el pozo real se cierra y comienza a producir a un gasto negativo; es decir, se comienza a inyectar en este pozo, de tal manera que la suma de los gastos de dos pozos ficticios para despues de que se cierra el pozo es cero. Tal como se muestra en la Fig.14.

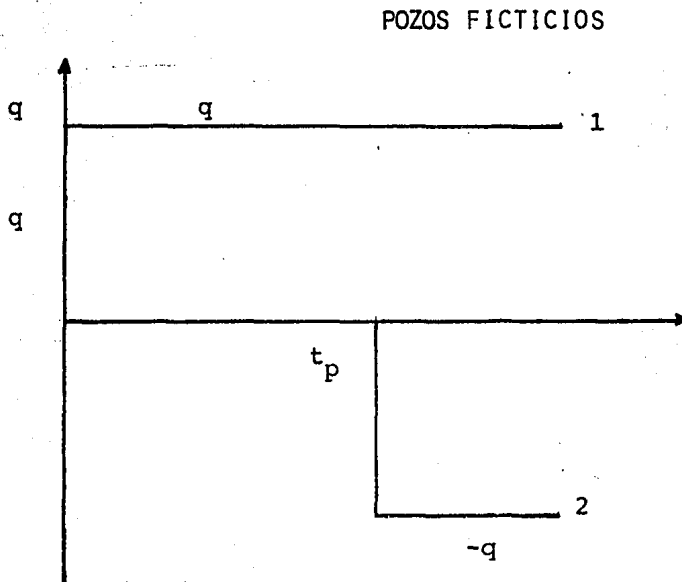
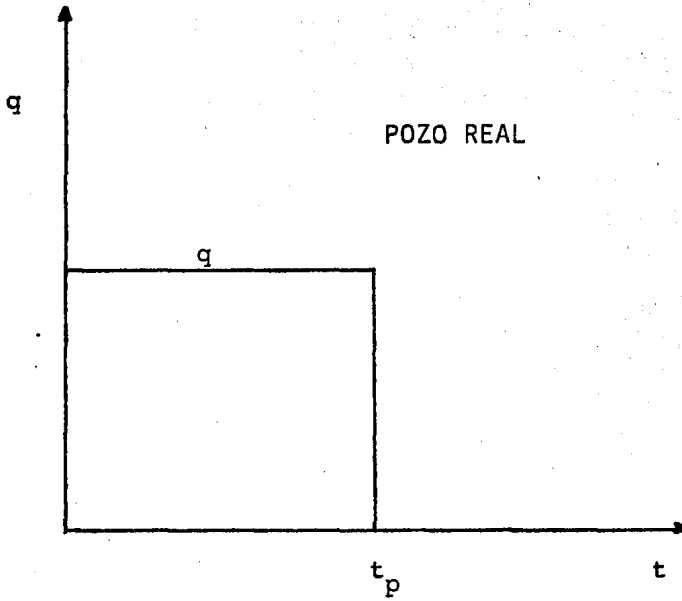


Fig.14. Principio de Superposición en Tiempo

En esta figura  $t_p$  representa el tiempo en que el pozo se ha producido. Nuevamente, nótese que la suma del gasto del pozo ficticio 1 y del pozo ficticio 2 es igual a  $q$  durante la etapa de producción real y es igual a cero durante la etapa de cierre. Considerando este hecho y considerando el principio de superposición en el espacio en el que la caída de presión total en un punto en el yacimiento es la suma de las caídas de presión causadas por diferentes pozos, tenemos la siguiente ecuación que nos da la historia de presión para cualquier tiempo:

$$\Delta p_p = q\Delta p_1(t) - q\Delta p_1(t-t_p) \quad (23)$$

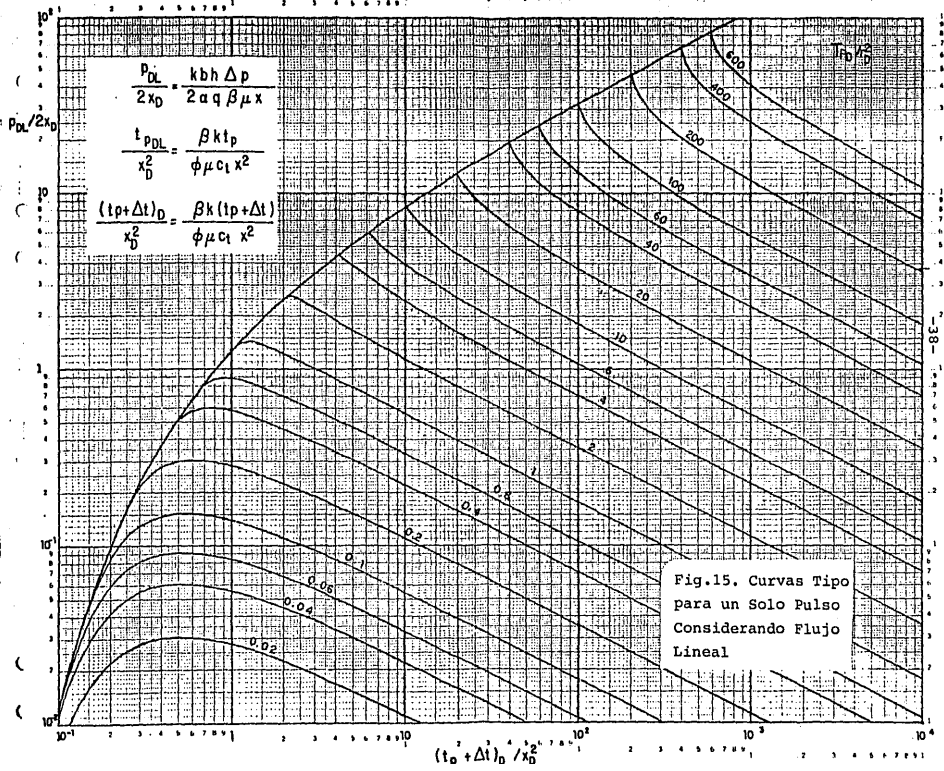
Esta ecuación puede aplicarse también a la etapa de producción; para este caso el segundo término de la derecha es igual a cero; para la etapa de cierre es necesario considerar los dos términos de la derecha de la ecuación.  $\Delta p_1$  corresponde a la caída de presión que se tendría en el yacimiento en caso de que el pozo se produjera a gasto unitario. En forma adimensional esta ecuación puede expresarse como:

$$p_{pD} = p_D(t_D) - p_D(t_D - t_{pD}) \quad (24)$$

En donde  $p_D$  indica la caída de presión adimensional correspondiente al (tiempo indicado). Usando esta ecuación se puede obtener la distribución de presión en el yacimiento causada por un pulso de manera adimensional, los resultados de esta ecuación se presentan en las figuras 15,16, y 17. - Todos los datos utilizados en las gráficas, para distribución de presión incluidas en este trabajo, fueron calculadas con los programas de cálculo que se presentan en los - apéndices. Las figuras 15, 16 y 17 con escala logarítmica definidas se presentan también en los apéndices.



# FLUJO LINEAL



# FLUJO RADIAL

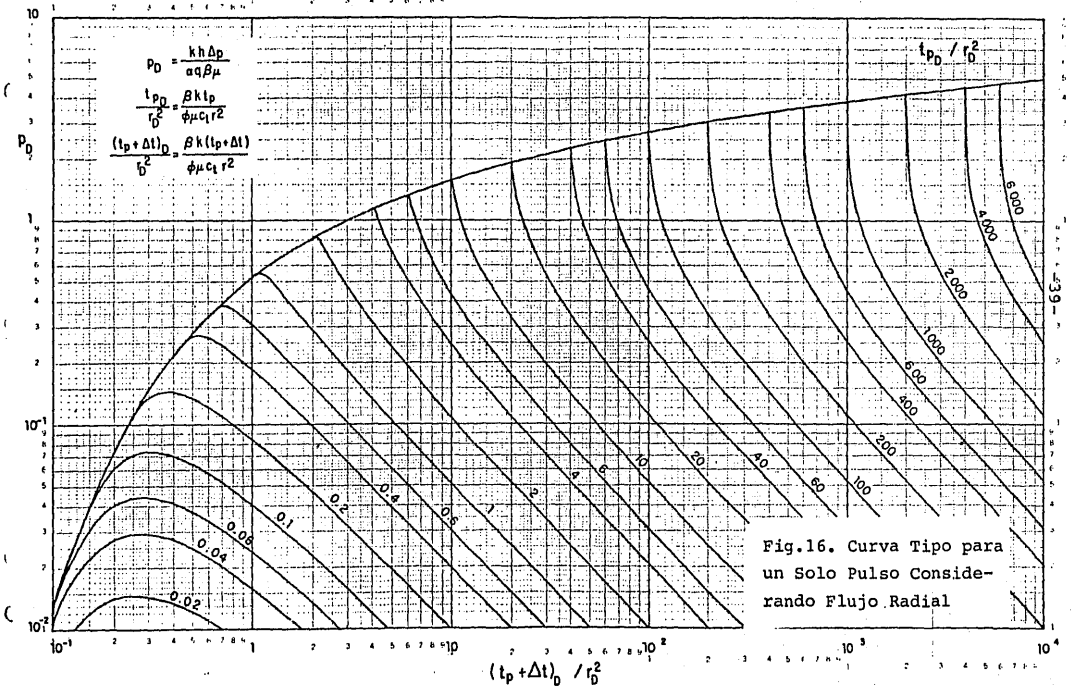


Fig.16. Curva Tipo para un Solo Pulso Considerando Flujo Radial

# FLUJO ESFERICO

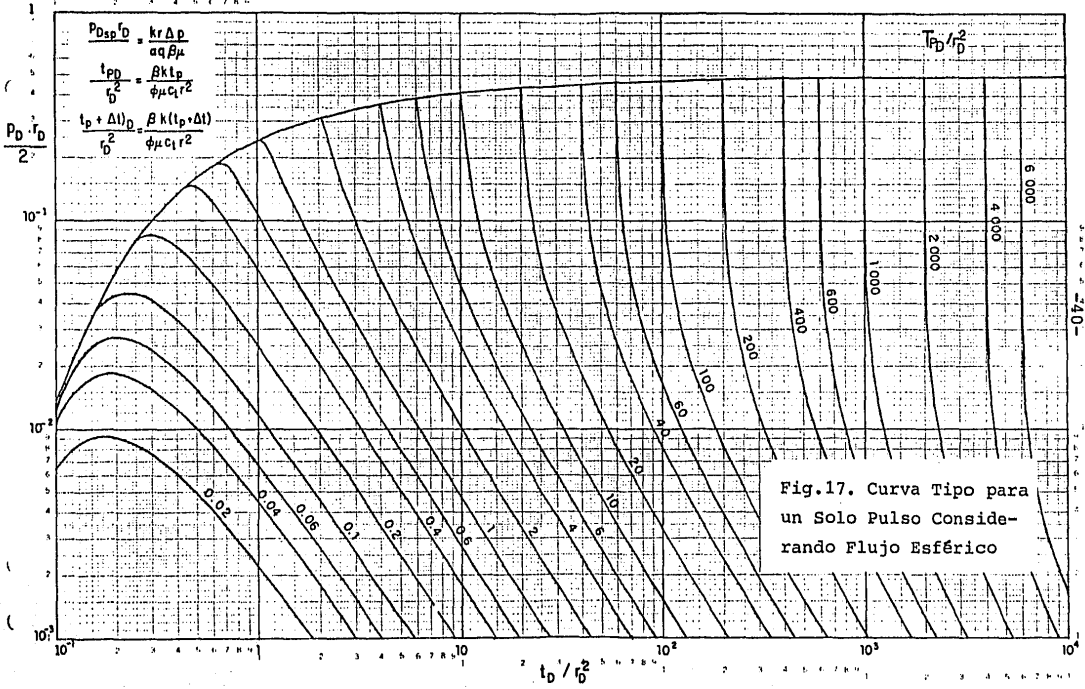


Fig.17. Curva Tipo para un Solo Pulso Considerando Flujo Esférico

## CAPITULO IV

### METODO DE INTERPRETACION UTILIZANDO CURVAS TIPO

Aún cuando existen varios métodos de interpretación de - datos de pruebas de interferencia la utilización de curvas tipo ha demostrado ser la más ventajosa; debido a que por medio de esta técnica pueden ser analizados simultáneamente todos los datos de presión obtenidos en la prueba, es decir, los datos no se analizan utilizando parte de la información solamente.

El método de ajuste de curva tipo como se mencionó hace uso de la propiedad de los logaritmos que dice que el logaritmo de un producto es igual a la suma de los logaritmos - de los factores. Por otra parte todas las variables adimensionales presentadas en este trabajo tanto para flujo lineal, como para flujo radial y esférico son directamente proporcional a las variables reales. Es decir la caída de - presión adimensional, el tiempo adimensional y la distancia adimensional son directamente proporcionales a la caída de presión real, el tiempo real y la distancia real, respectivamente.

Además de lo mencionado se puede demostrar que si graficamos el comportamiento de presión de un sistema en términos de variables adimensionales utilizando papel doble logaritmo, la forma de la curva resultante se conserva aún en el caso en que la solución de caída de presión se grafique

en términos de variables reales, existiendo únicamente entre los dos casos un desplazamiento en los ejes. Este desplazamiento en los ejes puede permitirnos la determinación de las propiedades del yacimiento utilizando las definiciones de las variables adimensionales, que representan los ejes tal como lo muestran las ecuaciones 1 y 2 para el caso de flujo radial, haciendo uso de la Fig.3.

#### ANALISIS DE DATOS DE PRESION PARA UNA PRUEBA DE INTERFERENCIA

La geometría de flujo para una prueba de interferencia en un yacimiento puede ser lineal, radial y esférica, o una combinación de éstas, es conveniente por consiguiente, tratar de determinar bajo que condiciones está actuando el yacimiento.

La Fig.18, muestra una gráfica de una función de caída de presión adimensional contra una función de tiempo adimensional para diferentes geometrías de flujo. La función de presión  $F_1$  se define como:

#### FLUJO LINEAL

$$F_1(p_D) = \frac{k b h \Delta p}{2 \alpha q B \mu x} \quad (25)$$

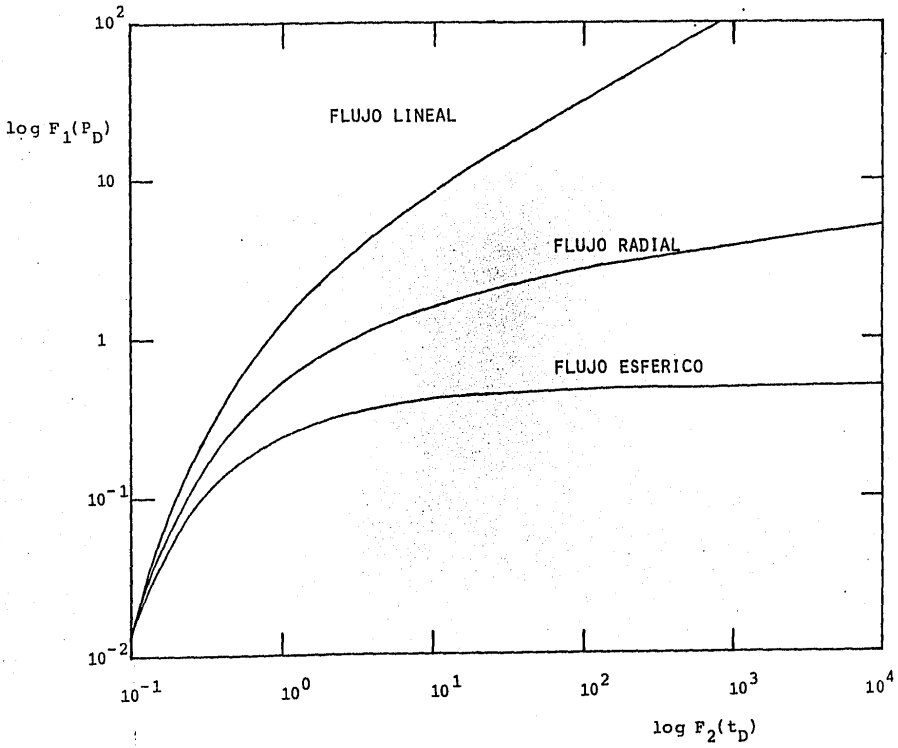


Fig. 18. Curvas Tipo para Prueba de Interferencia

FLUJO RADIAL

$$F_1(P_D) = \frac{k h \Delta p}{\alpha q B \mu} \quad (26)$$

FLUJO ESFERICO

$$F_1(P_D) = \frac{k r \Delta p}{\alpha q B \mu} \quad (27)$$

y la función de tiempo se define como:

FLUJO LINEAL

$$F_2(t_D) = \frac{\beta k t}{\phi \mu c_t x^2} \quad (28)$$

FLUJO RADIAL

$$F_2(t_D) = \frac{\beta k t}{\phi \mu c_t r^2} \quad (29)$$

### FLUJO ESFERICO

$$F_2(t_D) = \frac{\beta k t}{\phi \mu c_t r^2} \quad (30)$$

Nótese en la Fig.18, que para valores pequeños de la función del tiempo las diferentes geometrías de flujo exhiben prácticamente la misma caída de presión y a medida de que el tiempo transcurre las curvas se separan mostrando diferentes características; como por ejemplo, para tiempos largos la caída de presión para flujo lineal muestra una pendiente de 0.5 en papel doble logarítmico. Mientras que el flujo esférico muestra una caída de presión constante para tiempos grandes. La Fig.18, puede ser utilizada como curva tipo para analizar pruebas de datos de interferencia. Estas curvas tienen la ventaja que permite determinar la geometría de flujo del sistema ya que para diferentes casos las curvas muestran formas diversas.

La aplicación de éstas se hace de una manera similar a la mostrada en la Fig.3, utilizando las siguientes ecuaciones:

### FLUJO LINEAL

$$k b h = \frac{2 \alpha q B \mu x}{(\Delta p)_M} (F_1(p_D))_M \quad (31)$$



$$\phi b h c_t = \frac{\beta k b h (t)_M}{\mu x^2 (F_2(t_D))_M} \quad (32)$$

FLUJO RADIAL

$$k h = \frac{\alpha q B \mu (F_1(p_D))_M}{(\Delta p)_M} \quad (33)$$

$$\phi h c_t = \frac{\beta k (t)_M}{\mu r^2 (F_2(t_D))_M} \quad (34)$$

FLUJO ESFERICO

$$k = \frac{\alpha q B \mu (\Delta p)_M}{r (F_1(p_D))_M} \quad (35)$$

$$\phi c_t = \frac{\beta k (t)_M}{\mu r^2 F_2(t_D)} \quad (36)$$

De las ecuaciones anteriores se puede observar que para el caso de flujo lineal se puede determinar la permeabilidad multiplicando por el area transversal del medio lineal; para el caso de flujo radial se puede determinar la k h de

la formación y para el caso de flujo esférico se puede determinar la permeabilidad de la formación y para cualquiera de los casos se puede estimar el producto de la porosidad por la compresibilidad total del sistema.

La experiencia en la aplicación del método de ajuste de curva tipo ha mostrado que con este procedimiento se tiene un error en la estimación de los parámetros del orden de 5 a 10%; sin embargo, como se mencionó anteriormente, todos los datos de presión son analizados independientemente de que alguna porción de los datos pueda ser analizada por un método específico, como es el caso de periodo de flujo lineal, utilizando la gráfica de presión contra raíz cuadrada del tiempo o el caso de flujo radial, utilizando la gráfica de presión contra logaritmo de tiempo o el caso de flujo esférico la gráfica de presión contra el inverso de la raíz cuadrada del tiempo.

#### ANALISIS DE DATOS DE PRESION PARA PRUEBAS DE UN SOLO PULSO

Los datos de presión para pruebas de un solo pulso pueden ser analizados también utilizando el método de ajuste de curva tipo. Para este caso se usan las gráficas 15, 16 y 17 dependiendo de la geometría de flujo; en estas gráficas la parte ascendente de la curva representa la etapa de producción mientras que la parte descendente de la curva representa el efecto de cierre del pozo activo. Utilizando estas curvas se puede obtener una doble comprobación en la esti-

mación del producto porosidad por compresibilidad total ya que se puede calcular utilizando el ajuste obtenido en la escala horizontal o el ajuste obtenido en la curva descendente correspondiente a un cierto valor de tiempo de producción

La escala horizontal de estas curvas incluye el tiempo total desde que se inicia la prueba de interferencia es decir el periodo de producción más el periodo de cierre mientras que cada una de las curvas corresponde a un tiempo de producción dado. Del ajuste vertical puede obtenerse los mismos parámetros que se mostraron anteriormente para el caso de una prueba de interferencia simple, Para el caso de ajuste horizontal es necesario usar el tiempo acumulado desde el inicio de la prueba tal como lo indican las siguientes ecuaciones:

#### FLUJO LINEAL

$$\phi b h c_t = \frac{\beta k b h (t_p + \Delta t)_M}{\mu x^2 (F_2(t_D))_M} \quad (37)$$

#### FLUJO RADIAL

$$\phi h c_t = \frac{\beta k (t_p + \Delta t)_M}{\mu r^2 (F_2(t_D))_M} \quad (38)$$

## FLUJO ESFERICO

$$\phi_{c_t} = \frac{\beta k (t_p + \Delta t)_M}{\mu r^2 (F_2(t_D))_M} \quad (39)$$

Es conveniente señalar que tanto en el caso de una prueba de interferencia simple, como en una prueba de interferencia de un solo pulso, para tener un análisis confiable en lo que respecta a los resultados y a la geometría de flujo del sistema es necesario que los datos de presión se ajusten en la curva tipo en tiempos correspondientes a la función del tiempo entre 1 y 10; bajo estas condiciones las curvas ya presentan características propias que permiten diferenciarlas. Por otra parte, existe la posibilidad de además de la estimación de parámetros y geometrías de flujo del sistema de determinar las condiciones anisotropía del mismo, tal como lo señala Ramey<sup>20</sup>

## CAPITULO V

### EJEMPLOS DE APLICACION DE LAS CURVAS TIPO

A continuación se presentan ejemplos de aplicación en los que se utilizan las curvas tipo como herramienta de análisis. Primero se incluyen ejemplos de pruebas de interferencia simple y posteriormente una prueba de un solo pulso.

#### EJEMPLO 1.

#### PRUEBA DE INTERFERENCIA

Se llevó a cabo una prueba de interferencia entre dos pozos cuya duración fue de 1750 horas; la distancia entre los pozos fué de 600 metros y el pozo activo estuvo produciendo  $1500 \text{ m}^3/\text{D}$ . La tabla 1, presenta los datos correspondientes a esta prueba.

La Fig.19, muestra una gráfica doble logaritmica de caída de presión contra tiempo para esta prueba y su ajuste respectivo a las curvas tipo. Debe mencionarse que únicamente se tiene un ajuste satisfactorio con la curva de flujo lineal y de esta figura se determina que los puntos de ajuste son los siguientes:

$$(\Delta P)_M = 0.1 \text{ lb/pg}^2$$

$$F_1 (P_D)_M = 0.4$$

TABLA 1. EJEMPLO 1

PRUEBA DE INTERFERENCIA

$q = 15000 \text{ m}^3/\text{D} = 9435 \text{ Barriles/Dia}$

$r = 600 \text{ m} = 1968 \text{ pies}$

$B = 1 \text{ Barriles c.y./Barriles c.s.}$

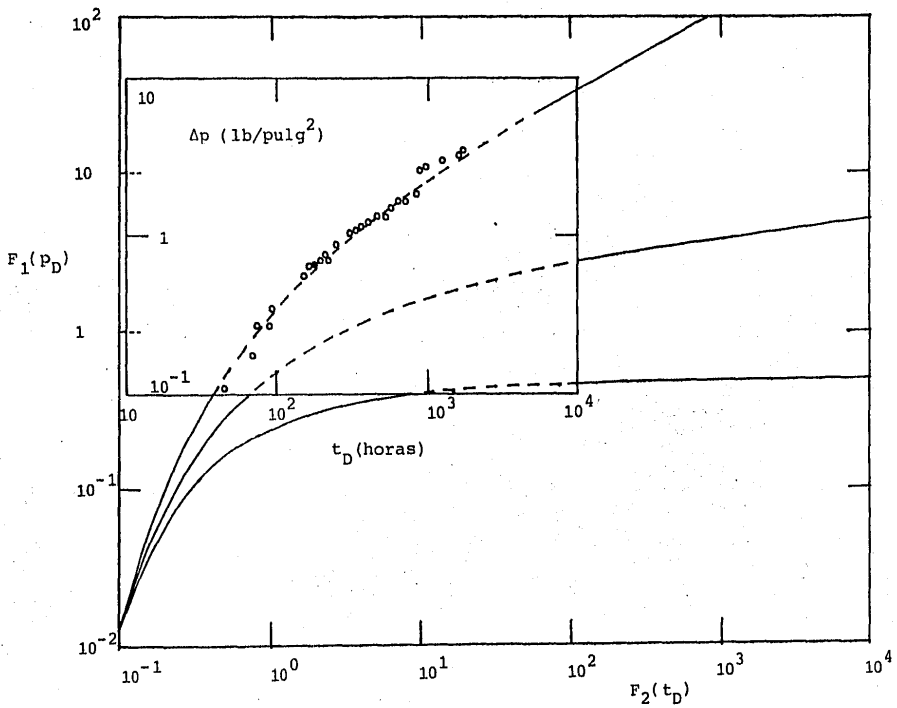
$\mu = 0.8 \text{ cp}$

EJEMPLO 1

$t$ (horas)	$\Delta p$ (lb/pulg <sup>2</sup> )
4.69	1.05
7.32	1.77
7.88	2.7
9.71	3.39
10.0	2.75
1.51	5.36
1.71	6.32
1.84	6.32
2.04	6.93
2.26	6.93
2.23	7.54
2.51	8.64
3.23	10.45
3.48	10.76
3.81	11.24
4.22	11.77

---

t (horas)	$\Delta p$ (lb/pulg <sup>2</sup> )
4.97	12.87
5.52	13.02
5.94	14.69
6.8	16.22
7.43	16.46
8.62	18.51
9.15	25.94
10.61	27.11
12.87	28.33
15.61	30.93
17.07	33.29



AJUSTE DE CURVA TIPO PARA EL EJEMPLO 1 (PRUEBA DE INTERFERENCIA)



$$(t)_M = 100 \text{ horas}$$

$$F_2(t_D)_M = 1.1$$

Utilizando las definiciones de las funciones que se muestran en la Fig.18, se puede obtener la capacidad de flujo de la formación:

$$kbh = \frac{2 \alpha q B \mu x (F_1(P_D))_M}{(\Delta P)_M}$$

$$kbh = \frac{(2)141.2(9435)(1)(0.8)(1968)(0.4)}{0.1}$$

$$kbh = 1.68 \times 10^{10} \text{ md-pie}^2$$

La capacidad de almacenamiento del yacimiento es:

$$\phi b h c_t = \frac{\beta k b h (t)_M}{\mu x^2 (F_2(t_D))_M}$$

$$\phi b h c_t = \frac{2.637 \times 10^{-4} (1.68 \times 10^{10}) (100)}{(0.8) (1968)^2 (1.1)}$$

$$\phi b h c_t = 1.3 \times 10^2 \text{ pie}^2/\text{lb/pulg}^2$$

## EJEMPLO 2.

### PRUEBA DE INTERFERENCIA

Este ejemplo fue tomado de un artículo de Ramey<sup>20</sup> y considera una prueba de interferencia entre dos pozos a una distancia de 475 pies, el pozo activo fue un pozo inyector con un gasto de 115 Barriles/Día; esta prueba tuvo una duración de 101 horas. La tabla 2 presenta los datos adicionales correspondientes a esta prueba.

La Fig.20, muestra el ajuste de la curva tipo en papel doble logaritmico para este caso; debe mencionarse con la que se consiguió mejor ajuste fue la correspondiente a flujo radial obteniéndose el siguiente punto de ajuste:

$$(\Delta P)_M = 10 \text{ lb/pulg}^2$$

$$F_1(P_D)_M = 0.3$$

$$(t)_M = 100$$

$$F_2(t_D)_M = 1.2$$

De la definición de las funciones  $F_1$  y  $F_2$  para flujo radial se tiene que la capacidad de flujo de la formación es:

$$kh = \frac{141.2 q \mu B (F_1(P_D))_M}{(\Delta P)_M}$$

$$kh = \frac{141.2 (115) (1) (1) (0.3)}{10}$$

TABLA 2.

PRUEBA DE INTERFERENCIA

$$q_w = 115 \text{ Barriles/Día}$$

$$h = 25 \text{ Pies}$$

$$B_w = 1 \text{ Barriles c.y./Barriles c.s.}$$

$$\mu_w = 1 \text{ cp}$$

$$\phi = 20 \%$$

$$c = 8 \times 10^{-6} \text{ (lb/pulg}^2\text{)}^{-1}$$

$$c_w = 3.3 \times 10^{-6}$$

$$c_f = 3.7 \times 10^{-6}$$

$$c_o = 7.5 \times 10^{-6}$$

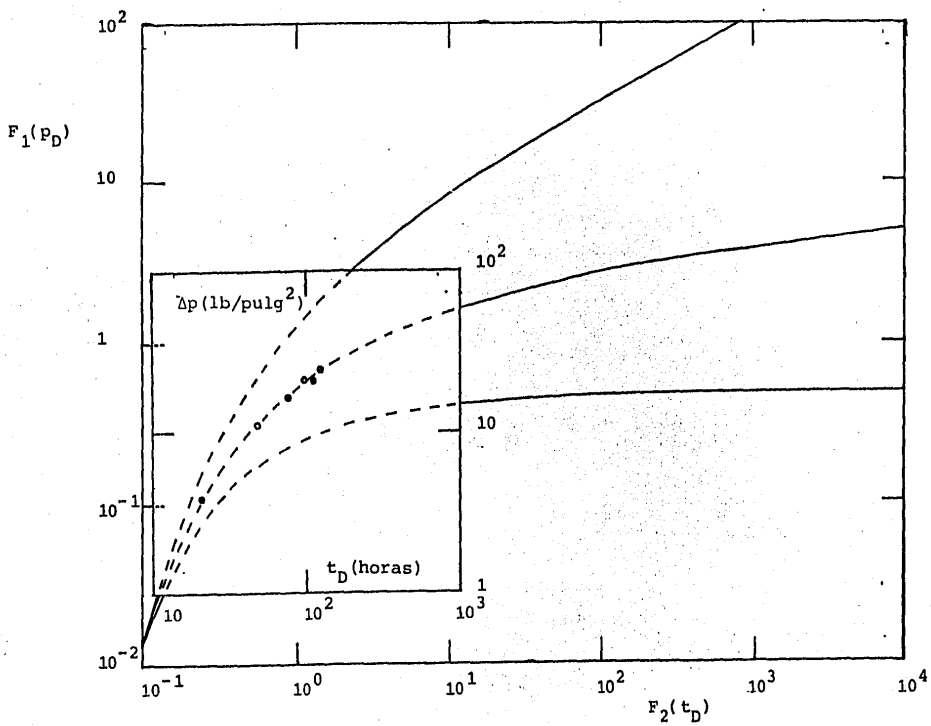
$$p_i = 240 \text{ lb/pulg}^2$$

$$\text{Temperatura de la formación} = 72 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$r_w = 0.563 \text{ pies}$$

EJEMPLO 2

t(horas)	$\Delta p \text{ (lb/pulg}^2\text{)}$
21	4
47	11
72	16.3
94	21.2
115	22



AJUSTE DE CURVA TIPO PARA EL EJEMPLO 2 (PRUEBA DE INTERFERENCIA)

$$kh = 487.14 \text{ md-pie}$$

$$k = \frac{487.14}{25} = 19 \text{ md}$$

La porosidad se puede obtener como sigue:

$$\phi h c_t = \frac{\beta k (t)_M}{\mu r^2 (F_2(t_D))_M}$$

$$\phi = \frac{2.637 \times 10^{-4} (19) (100)}{(1) (8 \times 10^{-6}) (475)^2 (1.2)}$$

$$\phi = 2.37 \times 10^{-1}$$

$$\phi = 23 \%$$

### EJEMPLO 3.

#### PRUEBA DE UN SOLO PULSO

Este ejemplo también fue tomado del artículo de Ramey<sup>20</sup> en el que se considera un pozo inyector y varios pozos de observación; en el pozo activo se inyectó agua durante 101 horas y posteriormente se cerró de tal manera que en esta prueba se tiene datos para un solo pulso; es decir datos para la etapa de inyección y datos para la etapa de cierre. La Fig. 21, muestra el ajuste de curva tipo obtenido para este caso; nótese que no únicamente se debe tener ajuste en la parte en que se incrementa la diferencia de presión sino que también durante el periodo de cierre. Los datos obtenidos de este ajuste son los siguientes:

$$(\Delta P)_M = 10 \text{ lb/pulg}^2$$

$$F_1 (P_D)_M = 0.22$$

$$(t)_M = 100 \text{ horas}$$

$$F_2 (t)_M = 1.1$$

$$(t_{pD})_M = 1$$

$$(t_p)_M = 101 \text{ horas}$$

Con esta información y utilizando las definiciones de las variables adimensionales consideradas en esta curva tipo se tiene lo siguiente:

TABLA 3. EJEMPLO 3.

PRUEBA DE UN SOLO PULSO

$$q_w = 115 \text{ Barriles/Dia}$$

$$h = 25 \text{ pies}$$

$$B_w = \text{Barriles c.y./Barriles c.s.}$$

$$\mu_w = 1 \text{ cp}$$

$$\phi = 20 \%$$

$$c = 8 \times 10^{-6} (\text{lb/pulg}^2)^{-1}$$

$$c_w = 3.3 \times 10^{-6}$$

$$c_f = 3.7 \times 10^{-6}$$

$$c_o = 7.5 \times 10^{-6}$$

$$p_i = 240 \text{ lb/pulg}^2$$

Temperatura de la formación = 72 °F

$$r_w = 0.563 \text{ pies}$$

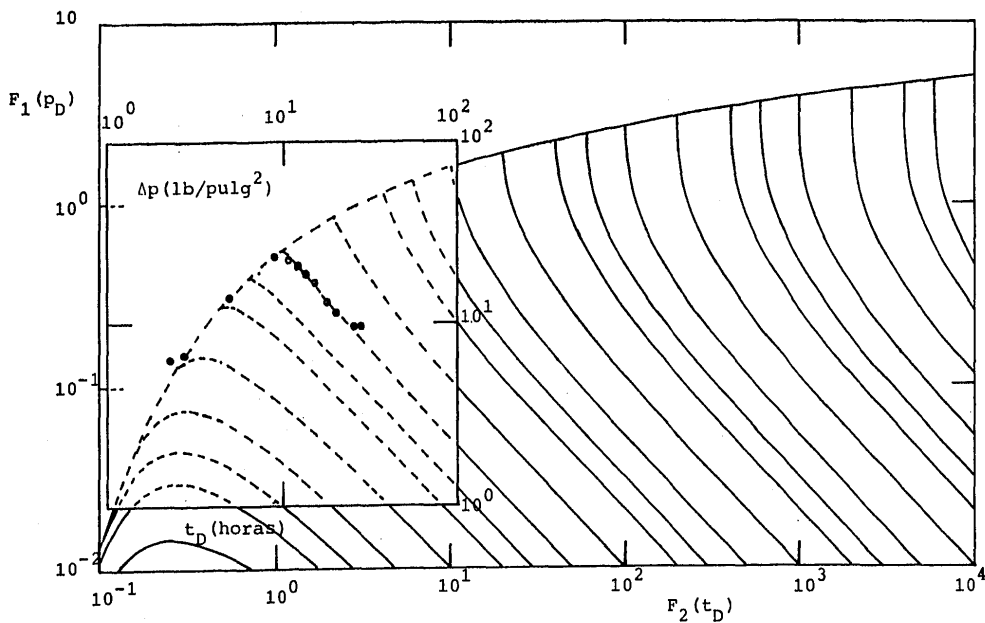
EJEMPLO 3

t (horas)	$\Delta p$ (lb/pulg <sup>2</sup> )
23.5	6.7
28.5	7.2
51	15
77	20
95	25
119	24
125	23.2
141	19

---

t (horas)	$\Delta p$ (lb/pulg <sup>2</sup> )
163	18
188	14
215	12
265	10
290	10





AJUSTE DE CURVA TIPO PARA EL EJEMPLO 3 (PRUEBAS DE UN SOLO PULSO)

$$kh = \frac{141.2 \text{ q } \mu \text{ B F}_1 (P_D)_M}{(\Delta p)_M}$$

$$kh = \frac{141.2 (115) (1) (1) (0.22)}{10}$$

$$kh = 3.57 \times 10^2$$

$$k = \frac{3.57 \times 10^2}{25}$$

$$k = 14.28 \text{ md}$$

La porosidad se puede calcular de la siguiente manera.

$$\phi = \frac{2.637 \times 10^{-4} k (t)_M}{\mu c_t r^2 (F_2(t))_M}$$

$$\phi = \frac{2.637 \times 10^{-4} (14.28) (100)}{(1) (8 \times 10^{-6}) (475)^2 (1.1)}$$

$$\phi = 0.189$$

$$\phi \approx 19 \%$$

Del ajuste del tiempo de inyección se tiene que.

$$\phi = \frac{2.637 \times 10^{-4} k (t_p)_M}{\mu c_t r^2 (t_{pD})_M}$$

$$\phi = \frac{2.637 \times 10^{-4} (14.28) (101)}{(1) (8 \times 10^{-6}) (475)^2 (1)}$$

$$\phi = 0.21$$

$$\phi = 21 \%$$

Se puede observar que los valores de la porosidad obtenidos con diversos métodos difieren en 10%. Es importante señalar que la curva de flujo radial fue la que mostró mejor ajuste con los datos de un solo pulso.

De estos ejemplos de aplicación podemos observar que el método de ajuste de curva tipo puede aplicarse a pruebas de interferencia y de un solo pulso también en el caso en el que el pozo activo sea inyector. Se considera que los resultados que proporcionan este método puede presentar entre 5% y 10% de error debido a que el ajuste se lleva a cabo manualmente.

## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Del material y los resultados presentados en este trabajo, podemos concluir lo siguiente:

El uso de curvas tipo en el análisis de pruebas de interferencia y de un solo pulso, permite estimar la capacidad de flujo de la formación y la capacidad de almacenamiento de la misma, este método también proporciona una idea acerca de la geometría de flujo que prevalece en el yacimiento durante la etapa de prueba. El análisis de curva tipo permite interpretar todos los datos que se obtengan durante toda la prueba independientemente si el pozo activo es un pozo productor o inyector; finalmente el error involucrado en las estimaciones de los parámetros al aplicar este método son menores del 10%.

### RECOMENDACIONES

Para la aplicación del método de ajuste de curvas tipo para pruebas de interferencia y de un solo pulso se recomienda lo siguiente:

Las pruebas de interferencia y de un solo pulso, deben tener una duración de tal manera que los datos se ajusten a la curva entre los datos finales de la prueba se ajusten a la curva entre 1 y 10 de la función adimensional de --

tiempo de esta forma el ajuste obtenido es más confiable. Se recomienda también que al llevar acabo estas pruebas se trate de mantener el gasto constante, de otra manera el método expuesto en este trabajo no podrá aplicarse satisfactoriamente o en el caso en que varíe el gasto en el pozo activo el gasto de producción o de inyección debe medirse continuamente, en caso de que el pozo activo y el pozo de observación se encuentre a una distancia grande y que la permeabilidad de la formación sea baja, es necesario usar instrumentos de medición de alta resolución.

## NOMENCLATURA

B = Factor de Volumen, Barriles @ c.y./Barriles @ c.s.

c = Compresibilidad, (lb/pulg<sup>2</sup>)<sup>-1</sup>

c<sub>f</sub> = Compresibilidad de la Formación, (lb/pulg<sup>2</sup>)<sup>-1</sup>

E<sub>1</sub> = Integral Exponencial,  $E_1(x) = \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du$

e = 2.7182

erf = Función error,  $\text{erf}(x) = \frac{2}{\pi} \int_0^x e^{-u^2} du$

erfc = Función error Complementaria,  $\text{erfc}(x) = 1 - \text{erf}(x)$

exp = e

F<sub>1</sub> = Función de Correlación para Presión Adimensional

F<sub>2</sub> = Función de Correlación para Tiempo Adimensional

h = Espesor de la Formación, pie

k = Permeabilidad, md

log = Logaritmo, base 10

ln = Logaritmo, base e

L = Longitud, Distancia, pie

p = Presión, lb/pulg<sup>2</sup>

p<sub>D</sub> = Presión Adimensional

(p<sub>D</sub>)<sub>M</sub> = Presión Adimensional de un Punto de Ajuste para  
Análisis de Curva Tipo

p<sub>i</sub> = Presión Inicial, lb/pulg<sup>2</sup>

Δp = Cambio de Presión, lb/pulg<sup>2</sup>

q = Gasto de Flujo, Barriles @ c.s./Dia

r = Radio, pie

r<sub>D</sub> = Distancia Radial Adimensional

$r_e$  = Radio Exterior, pie

$r_w$  = Radio del Pozo, pie

$t$  = Tiempo, Horas

$t_D$  = Tiempo Adimensional

$\Delta t$  = Duración de la Prueba, Horas

$x$  = Distancia en un medio Lineal

$x_D$  = Distancia Adimensional

$\mu$  = Viscosidad, cp

$\phi$  = Porosidad

$\alpha$  = Constante de Conversión de Unidades = 141.2

$\beta$  = Constante de Conversión de Unidades =  $2.637 \times 10^{-4}$

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- Hurst, W.: "Water Influx Into a Reservoir and Its Application to the Equation of Volumetric Balance", Transaction AIME 1943, vol. 151, pag. 57.
- 2.- Van Everdingen, A.F. y Hurst, W.: "The Application of the Laplace Transformations to Flow Problems in Reservoirs", Transaction AIME 1949, vol. 186, pag. 305.
- 3.- Horner, D.R., "Pressure Buildup in Wells": Proc., Third World Petroleum Congress, E.J. Brill, Leiden, vol. 2, - 1951, pag. 503.
- 4.- Miller, C. C., Dyes, A.B., and Hutchinson, C.A., Jr. "The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom Hole Pressure Buildup Characteristics": Trans. AIME, vol. 189, 1950 pag. 91.
- 5.- Van Everdingen, A.F., "The Skin Effect and its Influence on the Productive Capacity of a Well"; Trans. AIME, vol. 198, 1953, pag. 171.
- 6.- Hurst, W., "Establishment of the Skin Effect and its Impediment to Fluid Flow Into a Wellbore": Petroleum Engineering, vol. 25, Octubre, 1953, pag. B-6.
- 7.- Matthews, C.S., Brons, F., and Hazebroek, P.: "A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir", Trans., AIME, vol. 201, 1954, pag. 182 - 191.
- 8.- Ramey, H.J., Jr., "Short-Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage" Journal of Petroleum Technology, Enero 1970, pag.97



- 9.- Matthews, C.S. Russell, D.G.: "Pressure Buildup and Flow Tests in Wells": Monografia del SPE vol.1, Abril, 1967
- 10.- Robert C. Earlougher, Jr. "Advances in Well Test Analysis" Monografia del SPE, vol. 5, 1977.
- 11.- Ramey, H.J., Jr. "Practical Use of Modern Well Test Analysis". Articulo SPE 878 Presentado en el 46 th California Regional Meeting of SPE of AIME, Long Beach, Abril 8-9, 1976
- 12.- Ramey, H.J., Jr. "Pressure Transient Testing". Articulo SPE 10041 Presentado en the International Petroleum Exhibition and Technical Symposium of SPE of AIME, Beijing, China, Marzo 18-26, 1982.
- 13.- Jacob, C.E.: "Coefficients of Storage and Transmissibility Obtained from Pumping Tests in the Houston District, Texas," Trans., Amer. Geophys. Union, pp. 744-756, 1941.
- 14.- Ramey, H.J., Jr., Kumar, A., Gulati, M.S.: "Gas Well Test Analysis Under Water Drive Conditions", Monografia AGA, 1973.
- 15.- Johnson, C.R., Greenkorn, R.A. y Woods, E.G.: "Pulse Testing: A New Method for Describing Reservoir Flow Properties Between Welles", Journal of Petroleum Technology (Diciembre 1966).
- 16.- Ramey, H.J., Jr.: "Pressure Transient Testing", Journal of Petroleum Technology (julio 1982).

- 17.- Miller, F.G.: "Theory of Unsteady - State Influx of Water in Linear Reservoirs," J.Inst. Pet. (1962), 48, 467.
- 18.- Polubarinova - Kochina, P.Ya.: "Theory of Ground Water Movement, Princeton V. Press, Princeton, N.J." (1962) 343-369.
- 19.- Culham, W.E.: "Pressure Buildup Equations for Spherical Flow Regime Problems" Soc. Pet. Eng. J. (Diciembre 1974) 545-555.
- 20.- Ramey, Henry J., Jr.: "Interference Analysis for -- Anisotropic Formations - A Case History", J. Pet. Tech. (Octubre 1975) 1290-1298; Trans., AIME, 259

## APENDICE A

### PROGRAMA DE COMPUTO

Los programas de cómputo que a continuación se enlistan fueron utilizados para calcular las caídas de presiones adimensionales para diferentes geometrias de flujo.

FLUJO LINEAL PENA ON DISK



```

C FLUJO LINEAL EN UN PEDIO INFINITO
C NTC=ALMERO DE TIEPPO POR CICLO
C NC=ALMERO DE CICLOS DE TIEMPO
C TI=TIEMPO INICIAL
C TD=TIEMPO ADIMENSIONAL
C PD=FRESION ACIPENSIONAL
C MARIA EUGENIA GUTIERREZ RUIZ

IMPLICIT DOUBLE PRECISION(A-H), DOUBLE PRECISION(O-Z)
DIMENSION PDI(500),TDDXD2(500),T(500)
READ(5,101)TI,NC,NTC

WRITE(6,102)

READ(5,103)(1(I),I=1,NTC)
  J=1
  TDDXD2(I)=TI
  DO 2 I=1,NC
    DO 2 K=1,NTC
      2 TDDXD2(I)=TI+T(K)
      NT=J
      DO 3 I=1,NT
        PDI(I)=223185308*(1.128379167+DSQRT(TDDXD2(I)))*DEXP(-0.25/TDDXD2(I))-DERFC(0.5/DSQRT(TDDXD2(I)))
        DO 8 I=1,NT
          WRITE(6,104) TDDXD2(I),PDI(I)
          8 CONTINUE
        101 FORMAT(5D24.4)
        102 FORMAT(I4,10H,"CAIDA DE FRESION ADIMENSIONAL EN UN YACIMIENTO L")
        103 INEAL INF(10H",/,27X,"TD/XD2",14X,"PD/XD",/)
        104 FORMAT(3F3.4)
        105 FORMAT(25X,D10.3,9X,D11.4)
        STOP
      END
    END
  END

```

```

C 0000000005
C 0002000020
C 0004000040
C 0006000060
C 0008000080
C 0010000100
C 0012000120
C 0014000140
C 0016000160
C 0018000180
C 0020000200
C 0022000220
C 0024000240
C 0026000260
C 0028000280
C 0030000300
C 0032000320
C 0034000340
C 0036000360
C 0038000380
C 0040000400
C 0042000420
C 0044000440
C 0046000460
C 0048000480
C 0050000500
C 0052000520
C 0054000540
C 0056000560
C 0058000580
C 0060000600
C 0062000620
C 0064000640
C 0066000660
C 0068000680
C 0070000700
C 0072000720
C 0074000740
C 0076000760
C 0078000780
C 0080000800
C 0082000820
C 0084000840
C 0086000860
C 0088000880
C 0090000900
C 0092000920
C 0094000940
C 0096000960
C 0098000980
C 0100001000

START OF SEGMENT 002
C 0000000000
C 0002000020
C 0004000040
C 0006000060
C 0008000080
C 0010000100
C 0012000120
C 0014000140
C 0016000160
C 0018000180
C 0020000200
C 0022000220
C 0024000240
C 0026000260
C 0028000280
C 0030000300
C 0032000320
C 0034000340
C 0036000360
C 0038000380
C 0040000400
C 0042000420
C 0044000440
C 0046000460
C 0048000480
C 0050000500
C 0052000520
C 0054000540
C 0056000560
C 0058000580
C 0060000600
C 0062000620
C 0064000640
C 0066000660
C 0068000680
C 0070000700
C 0072000720
C 0074000740
C 0076000760
C 0078000780
C 0080000800
C 0082000820
C 0084000840
C 0086000860
C 0088000880
C 0090000900
C 0092000920
C 0094000940
C 0096000960
C 0098000980
C 0100001000

SEGMENT 002 IS 0064 LONG

```





```
DOUBLE PRECISION FUNCTION PDL(T)
IMPLICIT DOUBLE PRECISION (A-H,O-Z)
PDL=0.283182*(1.28579*DSORT(T)*DEXP(-1./(4*T))-DERFC
*(1./2.*DSORT(T)))
RETURN
END
```

```
START OF SEGMENT 006
C 116211011
C 116211011
C 116211011
C 116211011
C 116211011
C 116211011
SEGMENT 116 IS 1111 LONG
```



PULSO PARA FLUJO RADIAL

BURRCHLHS LARGI SYSTEMS FORTRAN COMPILATION MARK 3.3.320 THURSDAY, 04/21/83 05:58 PM

F E M A O N D I S K  
=====

```

C      PROGRAMA PARA CALCULAR LA RESPUESTA DE PRESION MEDIDA EN UN PC70 DE E
C      OBSERVACION (PRESADA POR UN PULSO GENERADO EN EL PC70 ACTIVO. (FLUJO RADIAL))
C      TIPO DIMENSIONAL ADIMENSIONAL DEL PULSO (PRODUCCION O INYECCION)
C      DTDT=TIEMPO ADIMENSIONAL (MEDIDO A PARTIR DEL FINAL DEL PULSO)
C      PD=CONSTANTE ADIMENSIONAL ENTRE EL PC70 ACTIVO Y EL PC70 DE OBSERVACION.
C      PD=CONSTANTE DE PERIODOS ADIMENSIONAL MEDIDO EN EL PC70 DE OBSERVACION.
C      N=NUMERO DE CICLOS DE LOGARITMO DE TIEMPO
C      TI=TIEMPO ADIMENSIONAL INICIAL (DTDT/DR**2)
C      LIS RESULTADOS SE DEBERAN EN FUNCION DE
C      DTDT/DR**2 Y EL (TI+DTDT/DR**2)
C      PA=LETRA CUALQUIERA
C
C      IMPLICIT DOUBLE PRECISION (S-H-O=7)
C      DIMENSION TP(100),DT(250),PPDTR(250),T(15)
C      REAL(8,1) TTP,NT,ITC,TT
C
1 1  FCRR=7.715E-11
C      N=ARCCOS(1.0)/TP(100)
1 2  FID=7.715E-11
C      P=ARCCOS(1.0)/TP(100),I=1,NTC
1 3  FID=7.715E-11
C      DTDT=7.715E-11
C      W=
C      DO 1 J=1,NT
C      DO 2 J=1,NTC
C      K=447
2  DTDT=(W)=TI+1/J
1  TT=
C      ATTRK
C      DO 3 TT=1,NT
C      W=TT*(1.0) TP(100)
1 4  FCRR=7.715E-11,7.715E-11,RESPUESTA DE PRESION ADIMENSIONAL CAUSADA POR UN
C      PULSO FIR/ FLUJO (RADIAL) 7.715E-11,DT(250),PPDTR(250),FID=7.715E-11,
C      DTDT/DR**2=7.715E-11,TP(100)
C      DO 2 J=1,NTC
C      TP(100)=FCRR*(1.0)+DT(250)
C      FID=7.715E-11*(1.0)+DT(250)**2
C      DO 3 FID=1,NTC
C      ATTRK
C      STOP
C      END

```

```

C 001000005
C 002000005
C 003000005
C 004000005
C 005000005
C 006000005
C 007000005
C 008000005
C 009000005
C 010000005
C 011000005
C 012000005
C 013000005
C 014000005
C 015000005
C 016000005
C 017000005
C 018000005
C 019000005
C 020000005
C 021000005
C 022000005
C 023000005
C 024000005
C 025000005
C 026000005
C 027000005
C 028000005
C 029000005
C 030000005
C 031000005
C 032000005
C 033000005
C 034000005
C 035000005
C 036000005
C 037000005
C 038000005
C 039000005
C 040000005
C 041000005
C 042000005
C 043000005
C 044000005
C 045000005
C 046000005
C 047000005
C 048000005
C 049000005
C 050000005
C 051000005
C 052000005
C 053000005
C 054000005
C 055000005
C 056000005
C 057000005
C 058000005
C 059000005
C 060000005
C 061000005
C 062000005
C 063000005
C 064000005
C 065000005
C 066000005
C 067000005
C 068000005
C 069000005
C 070000005
C 071000005
C 072000005
C 073000005
C 074000005
C 075000005
C 076000005
C 077000005
C 078000005
C 079000005
C 080000005
C 081000005
C 082000005
C 083000005
C 084000005
C 085000005
C 086000005
C 087000005
C 088000005
C 089000005
C 090000005
C 091000005
C 092000005
C 093000005
C 094000005
C 095000005
C 096000005
C 097000005
C 098000005
C 099000005
C 100000005

```







```
DCUFL( PRECISION FUNCTION E1(X))
TOP(FCIT D011L PRECISION (A-H,0-7))
SUBROUTINE P11A (R1CLAP LA INTEGRAL EXPONENTIAL E1(X))
IF(X,0,1)GC TC 11
IF(X,1,4)GC TC 12
APG=0.75
R1S=0.24GG55964AFG*(1.162498580+ARG+(.0031268561+ARG*(1.002255197
10+R1S*(1.24174959+ARG*(1.1017516776+ARG*(1.011723273+ARG*(1.01149
2362...14AFG*(1.0194422614)))))))))
R1S=DEXP(-X)*ARG*R1S
GC TC 12
114 IF(X,0,1)GC TC 12
IF(X,0,1)GC TC 13
R1S=-D1(G(X))-17721566+Y*(1.1+X*(1.264+Y*(0.15555552+X*(1.001064166
1627+X*(1.14466604+X*(1.12446592+X*(2.831590-0.5X*(1.19860840-1
264X*(1.726210-7+X*(1.2763380-18+X*(7.1617560-194X*(1.6826592
SD-1.4)*1.57516750-11+X*(1.117620-12)))))))))
GC TC 13
116 R1S=1.435
GC TC 13
124 R1S=1
134 I=PES
RTURN
END
```

STABT OF SEGMENT 606  
000:0008:4  
008:0011:1  
018:0014:2  
028:0017:3  
038:0020:4  
048:0023:5  
058:0026:6  
068:0029:7  
078:0032:8  
088:0035:9  
098:0038:A  
108:0041:B  
118:0044:C  
128:0047:D  
138:0050:E  
148:0053:F  
158:0056:G  
168:0059:H  
178:0062:I  
188:0065:J  
198:0068:K  
208:0071:L  
218:0074:M  
228:0077:N  
238:0080:O  
248:0083:P  
258:0086:Q  
268:0089:R  
278:0092:S  
288:0095:T  
298:0098:U  
308:0101:V  
318:0104:W  
328:0107:X  
338:0110:Y  
348:0113:Z  
358:0116:0  
368:0119:1  
378:0122:2  
388:0125:3  
398:0128:4  
408:0131:5  
418:0134:6  
428:0137:7  
438:0140:8  
448:0143:9  
458:0146:A  
468:0149:B  
478:0152:C  
488:0155:D  
498:0158:E  
508:0161:F  
518:0164:G  
528:0167:H  
538:0170:I  
548:0173:J  
558:0176:K  
568:0179:L  
578:0182:M  
588:0185:N  
598:0188:O  
608:0191:P  
618:0194:Q  
628:0197:R  
638:0200:S  
648:0203:T  
658:0206:U  
668:0209:V  
678:0212:W  
688:0215:X  
698:0218:Y  
708:0221:Z  
718:0224:0  
728:0227:1  
738:0230:2  
748:0233:3  
758:0236:4  
768:0239:5  
778:0242:6  
788:0245:7  
798:0248:8  
808:0251:9  
818:0254:A  
828:0257:B  
838:0260:C  
848:0263:D  
858:0266:E  
868:0269:F  
878:0272:G  
888:0275:H  
898:0278:I  
908:0281:J  
918:0284:K  
928:0287:L  
938:0290:M  
948:0293:N  
958:0296:O  
968:0299:P  
978:0302:Q  
988:0305:R  
998:0308:S  
008:0311:T  
018:0314:U  
028:0317:V  
038:0320:W  
048:0323:X  
058:0326:Y  
068:0329:Z  
078:0332:0  
088:0335:1  
098:0338:2  
108:0341:3  
118:0344:4  
128:0347:5  
138:0350:6  
148:0353:7  
158:0356:8  
168:0359:9  
178:0362:A  
188:0365:B  
198:0368:C  
208:0371:D  
218:0374:E  
228:0377:F  
238:0380:G  
248:0383:H  
258:0386:I  
268:0389:J  
278:0392:K  
288:0395:L  
298:0398:M  
308:0401:N  
318:0404:O  
328:0407:P  
338:0410:Q  
348:0413:R  
358:0416:S  
368:0419:T  
378:0422:U  
388:0425:V  
398:0428:W  
408:0431:X  
418:0434:Y  
428:0437:Z  
438:0440:0  
448:0443:1  
458:0446:2  
468:0449:3  
478:0452:4  
488:0455:5  
498:0458:6  
508:0461:7  
518:0464:8  
528:0467:9  
538:0470:A  
548:0473:B  
558:0476:C  
568:0479:D  
578:0482:E  
588:0485:F  
598:0488:G  
608:0491:H  
618:0494:I  
628:0497:J  
638:0500:K  
648:0503:L  
658:0506:M  
668:0509:N  
678:0512:O  
688:0515:P  
698:0518:Q  
708:0521:R  
718:0524:S  
728:0527:T  
738:0530:U  
748:0533:V  
758:0536:W  
768:0539:X  
778:0542:Y  
788:0545:Z  
798:0548:0  
808:0551:1  
818:0554:2  
828:0557:3  
838:0560:4  
848:0563:5  
858:0566:6  
868:0569:7  
878:0572:8  
888:0575:9  
898:0578:A  
908:0581:B  
918:0584:C  
928:0587:D  
938:0590:E  
948:0593:F  
958:0596:G  
968:0599:H  
978:0602:I  
988:0605:J  
998:0608:K

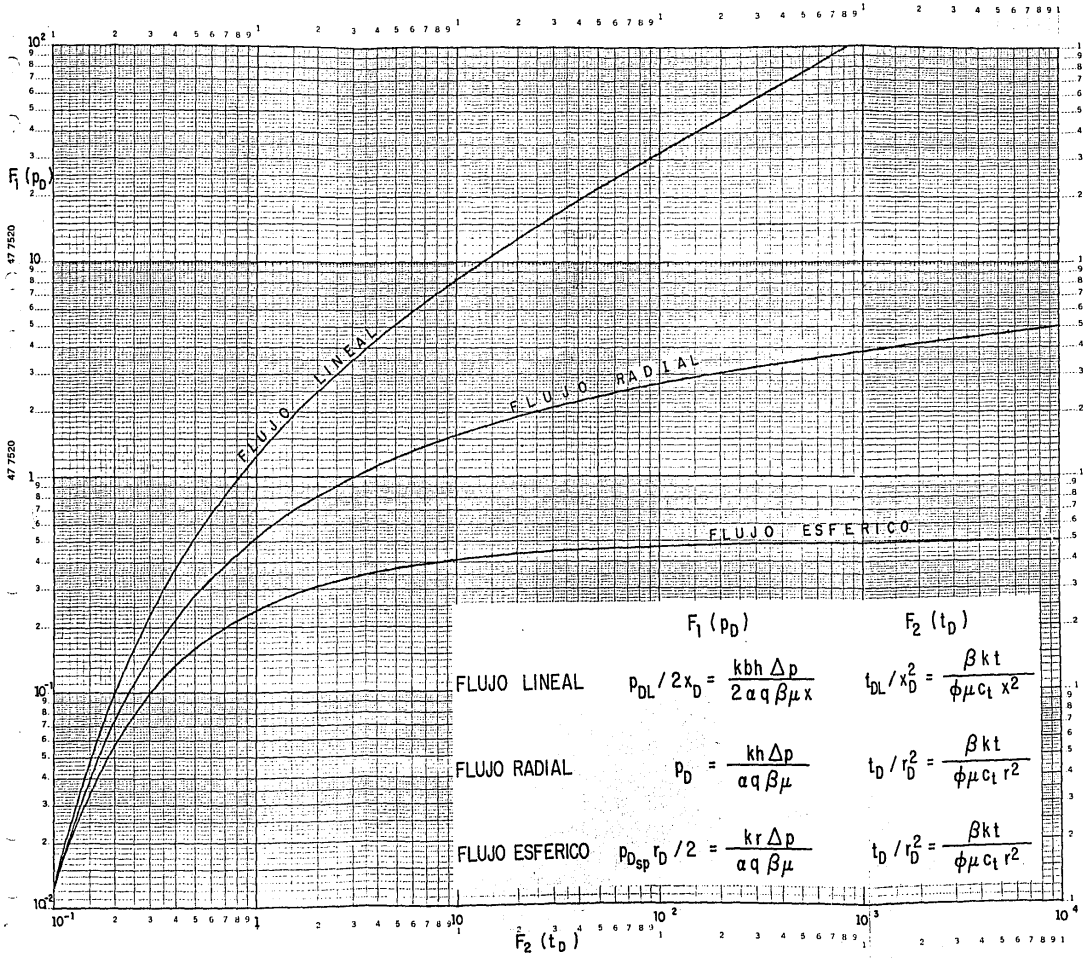
SEGMENT 406 IS 6061 LONG



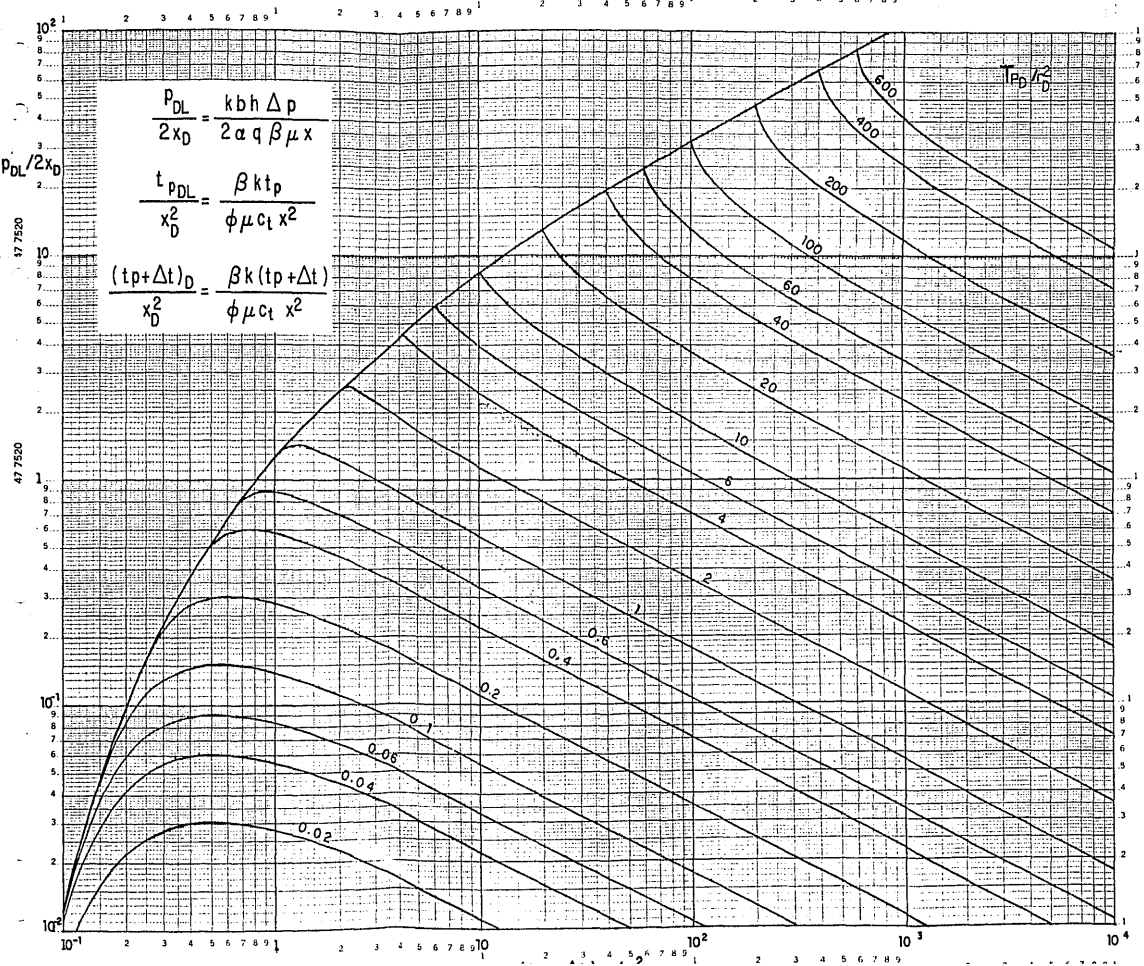
## APENDICE B

### CURVAS TIPO

A continuación se incluye una copia de las curvas tipo presentadas en este trabajo, con la malla de las escalas definidas y con un tamaño conveniente para su aplicación.



# FLUJO LINEAL



$$\frac{P_{DL}}{2x_D} = \frac{kbh \Delta p}{2\alpha q \beta \mu x}$$

$$\frac{t_{PDL}}{x_D^2} = \frac{\beta k t_p}{\phi \mu c_i x^2}$$

$$\frac{(t_p + \Delta t)_D}{x_D^2} = \frac{\beta k (t_p + \Delta t)}{\phi \mu c_i x^2}$$

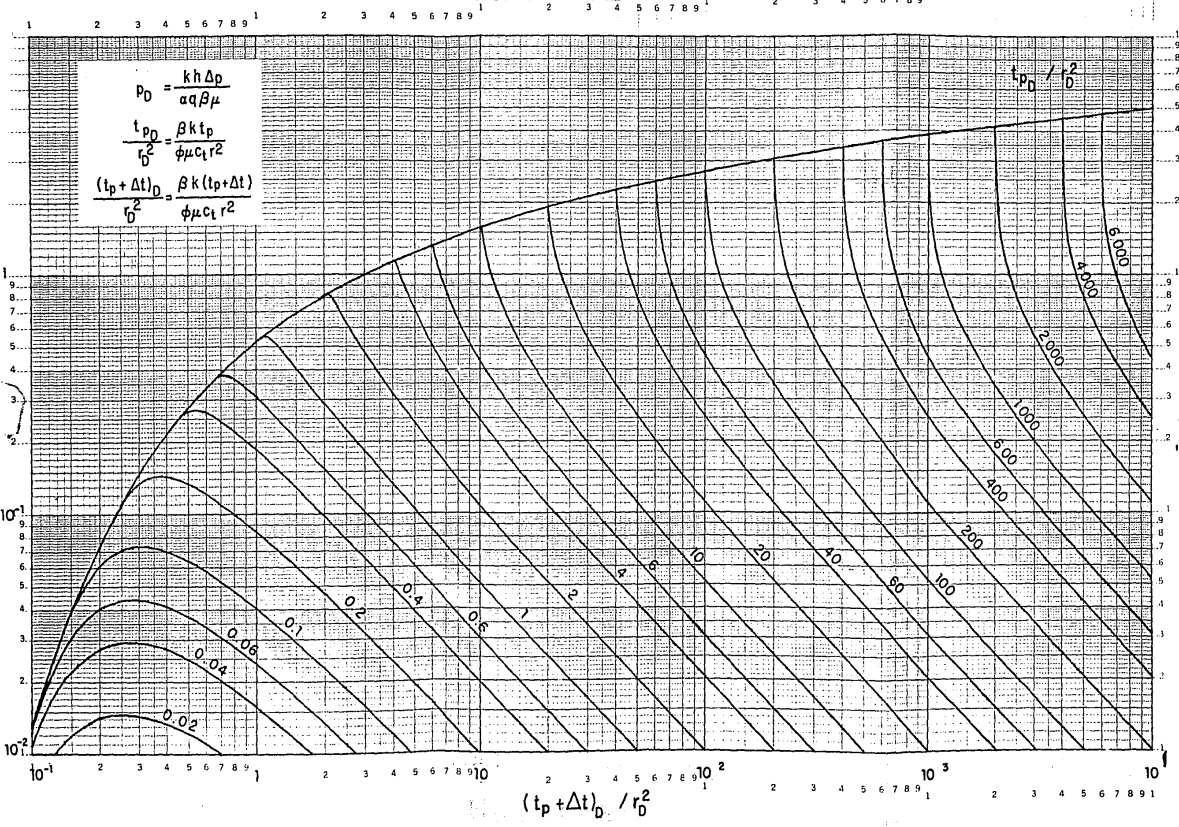
$\frac{P_{DL}}{2x_D}$

# FLUJO RADIAL

$$p_D = \frac{kh\Delta p}{aq\beta\mu}$$

$$\frac{t_{pD}}{r_D^2} = \frac{\beta k t_p}{\phi\mu c_t r^2}$$

$$\frac{(t_p + \Delta t)_D}{r_D^2} = \frac{\beta k (t_p + \Delta t)}{\phi\mu c_t r^2}$$



# FLUJO ESFERICO

$$\rho_{0sp} r_D = \frac{k r \Delta p}{a q \beta \mu}$$

$$\frac{t_{pD}}{r_D^2} = \frac{\beta k t_p}{\phi \mu c_i r^2}$$

$$\frac{t_p + \Delta t)_D}{r_D^2} = \frac{\beta k (t_p + \Delta t)}{\phi \mu c_i r^2}$$

