



21  
2 y  
Universidad Nacional  
Autónoma de México

---

---

**TEORIA Y ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION  
EN YACIMIENTOS DE GAS**

**T E S I S**

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

*Alberto Ignacio Mandujano Valenti*



*Director:*

**M I. RAUL LEON VENTURA**

*México, D. F.*

**1985**



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 está 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.

## I N D I C E

	pág.
1. INTRODUCCION	1
2. ECUACIONES DE FLUJO DE GAS	
2.1. Ecuación General de Flujo	3
2.2. La Ecuación de Flujo en Términos de Presión	4
2.3. La Ecuación de Flujo en Términos de Presión al Cuadrado	7
2.4. La Ecuación de Flujo en Términos del Potencial de Gas Real	8
2.5. El Potencial de Gas Real " $m(p)$ "	11
2.6. Solución Gráfica de la Ecuación de Flujo	19
3. DESVIACIONES DEL MODELO IDEAL	
3.1. Factor de Daño	27
3.2. Efectos de Turbulencia	30
3.3. Almacenamiento	33
3.4. Flujo de Gas y Condensado	38
4. SELECCION DE LA ECUACION DE FLUJO DE GAS	
4.1. Comparación con Diferentes Métodos	40
4.2. Rangos de Validez	49

5. PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESION.	
5.1. Planteamiento General	51
5.2. Regímenes de Flujo	53
5.3. Análisis de Pruebas de Decremento Utilizando Datos de Tiempos Cortos	56
5.4. Análisis de Pruebas de Decremento Utilizando Datos del Período Transitorio	57
5.5. Análisis de Pruebas de Decremento utilizando Datos del Período Pseudoestacionario	70
6. PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION	
6.1. Planteamiento General	75
6.2. Análisis de los Datos de Tiempos Cortos	78
6.3. Análisis de los Datos de Tiempos Intermedios	79
6.4. Análisis de los Datos de Tiempos Largos	90
6.5. Método de Miller-Dyes-Hutchinson (MDH)	95
6.6. Análisis de una Prueba de Incremento de Presión en el Pozo Monclova No. 216	98
7. CONCLUSIONES	112
8. NOMENCLATURA	114
9. REFERENCIAS	117

## CAPITULO 1

### I N T R O D U C C I O N

Las pruebas de presión en yacimientos de gas son muy importantes, puesto que constituyen una herramienta útil en la Ingeniería de Yacimientos para determinar características, tales como la permeabilidad de la formación, el factor de daño, la presión media del yacimiento, índices de productividad, heterogeneidades y límites de los yacimientos, etc.

En la actualidad se ha desarrollado ampliamente la teoría sobre el flujo de gas en los medios porosos<sup>1\*</sup> y se han publicado en la literatura<sup>2</sup> técnicas y procedimientos de análisis de los datos de presión de fondo en pozos productores de gas. Se ha introducido el concepto de potencial de un gas real y se han establecido los efectos de daño, almacenamiento y flujo turbulento en las vecindades del pozo.

Por tanto, el objetivo de este trabajo consiste principalmente en presentar la teoría y las técnicas de análisis existentes, de una manera clara y precisa para facilitar la interpretación de estas pruebas de presión. Así, se ha descrito con detalle el desarrollo de las ecuacio-

\* Referencias en la página 117

nes de flujo de gas en las formaciones, utilizadas en términos de presión,  $p_{ws}$ , de presión al cuadrado,  $p_{ws}^2$  y del potencial de gas real,  $m(p)$ . También se tratan los efectos de daño y almacenamiento que existen a tiempos cortos así como el efecto de turbulencia sobre el flujo Darciano.

De la misma manera se describe el procedimiento de análisis de los datos de presión a tiempos cortos, a tiempos intermedios y a tiempos largos, considerando diferentes tipos de pruebas y sus objetivos en cada uno de los casos. Es decir, se tratan ampliamente las pruebas de decremento e incremento de presión.

Por último, se presenta un ejemplo ilustrativo del análisis correspondiente a una prueba de incremento de presión, realizada en el pozo Monclova No. 216 del Norte de México.

## CAPITULO 2

### ECUACIONES DE FLUJO DE GAS

#### 2.1 ECUACION GENERAL DE FLUJO

El mecanismo de flujo de un fluido a través de un medio poroso se rige por las propiedades físicas de la matriz, geometría de flujo, propiedades PVT del fluido y distribución de la presión en el yacimiento. Para obtener la ecuación de flujo y desarrollar la solución se hacen las siguientes suposiciones: El medio es homogéneo, el flujo es constante, laminar e isotérmico.

La aplicación del principio de conservación de masa da lugar a la ecuación de continuidad:

$$\nabla \cdot (\rho v) = - \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad \dots \dots \dots (2.1)$$

El vector velocidad en la ecuación (2.1) está dado por la ley de Darcy para flujo laminar como:

$$v = - \frac{k}{\mu} \nabla p \quad \dots \dots \dots (2.2)$$

Combinando la ecuación de continuidad con la ley de Darcy, se obtiene

$$\nabla \cdot \left[ \rho \frac{k}{\mu} \nabla p \right] = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad \dots \dots \dots (2.3)$$

Esta es una forma general de la ecuación de flujo que relaciona la

densidad, porosidad, viscosidad, permeabilidad y presión.

Generalmente, un gas es un fluido altamente compresible, sustituyendo en la ecuación (2.3) la siguiente ecuación de estado:

$$\rho = \frac{M}{R T} \frac{p}{Z}, \dots\dots\dots(2.4)$$

se obtiene

$$\nabla \cdot \left[ \frac{M}{R T} \frac{p}{\mu Z} k \nabla p \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{M}{R T} \frac{p}{Z} \right) \dots\dots\dots(2.5)$$

que para condiciones isotérmicas se puede simplificar a

$$\nabla \cdot \left[ \frac{p}{\mu Z} k \nabla p \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{p}{Z} \right) \dots\dots\dots(2.6)$$

## 2.2 LA ECUACION DE FLUJO EN TERMINOS DE PRESION

Cuando se trata de un gas altamente compresible y si se considera que la porosidad es constante, que el flujo es laminar y la permeabilidad es independiente de la presión, entonces la ecuación (2.6) se puede escribir como:

$$\frac{k}{\phi} \nabla \cdot \left[ \frac{p}{\mu Z} \nabla p \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{p}{Z} \right); \dots\dots\dots(2.7)$$

el lado derecho de esta ecuación puede ser expresado como:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{p}{Z} \right) = \frac{1}{Z} \frac{\partial p}{\partial t} + p \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{1}{Z} \right)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{p}{Z} \right) = \frac{1}{Z} \frac{\partial p}{\partial t} + p \frac{d}{dp} \left( \frac{1}{Z} \right) \frac{\partial p}{\partial t}$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{p}{Z} \right) = \frac{p}{Z} \frac{\partial p}{\partial t} \left[ \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dp} \right] \dots \dots \dots (2.8)$$

La compresibilidad de un gas real se puede expresar de la siguiente manera:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial p} \Big|_T \dots \dots \dots (2.9)$$

Entonces, sustituyendo en la ecuación (2.8) se tiene:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{p}{Z} \right) = c_g \frac{p}{Z} \frac{\partial p}{\partial t} \dots \dots \dots (2.10)$$

Combinando las ecuaciones (2.7) y (2.10) se obtiene:

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \left[ \frac{p}{\mu Z} \nabla p \right] &= \frac{1}{2} \nabla \cdot \frac{1}{\mu Z} \nabla p^2 = \frac{1}{2} \left[ \nabla \frac{1}{\mu Z} \cdot \nabla p^2 + \frac{1}{\mu Z} \nabla^2 p^2 \right] = \\ &= \frac{1}{2} \left[ \frac{\partial p^2}{\partial x} \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{1}{\mu Z} \right) + \frac{\partial p^2}{\partial y} \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{1}{\mu Z} \right) + \frac{1}{\mu Z} \nabla^2 p^2 \right] \end{aligned}$$

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{1}{\mu Z} \right) = \frac{\partial p}{\partial x} \frac{d}{dp} \left( \frac{1}{\mu Z} \right) = \frac{\partial p}{\partial x} \left[ - \frac{1}{\mu^2 Z} \frac{d}{dp} - \frac{1}{\mu Z^2} \frac{dZ}{dp} \right] =$$

$$= - \frac{\partial p}{\partial x} \left[ \frac{1}{\mu Z} \frac{1}{\mu} \frac{d}{dp} + \frac{1}{\mu Z} \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dp} \right]$$

$$= - \frac{1}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial x} \left[ \frac{d}{dp} (\ln \mu + \ln Z) \right] = - \frac{1}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial x} \frac{d}{dp} \ln(\mu Z)$$

de igual manera para "y"

$$\frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{1}{\mu Z} \right) = - \frac{1}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial y} \frac{d}{dp} \left[ \text{Ln} (\mu Z) \right]$$

por tanto,

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \left[ \frac{p}{\mu Z} \nabla p \right] &= \frac{1}{\mu Z} \left\{ \frac{1}{2} \left( \nabla^2 p^2 - \left[ \frac{\partial p^2}{\partial x} \left( \frac{\partial p}{\partial x} \frac{d}{dp} \text{Ln} (\mu Z) \right) + \right. \right. \right. \\ &\quad \left. \left. \left. \frac{\partial p^2}{\partial y} \left( \frac{\partial p}{\partial y} \frac{d}{dp} \text{Ln} (\mu Z) \right) \right] \right) \right\} \\ \nabla \cdot \left[ \frac{p}{\mu Z} \nabla p \right] &= \frac{1}{2\mu Z} \left[ \nabla^2 p^2 - \left( \frac{\partial p^2}{\partial x} \frac{\partial}{\partial x} \text{Ln} (\mu Z) + \frac{\partial p^2}{\partial y} \frac{\partial}{\partial y} \text{Ln} (\mu Z) \right) \right] \\ &= \frac{1}{2\mu Z} \left[ \nabla^2 p^2 - (\nabla p)^2 \frac{d}{dp^2} \text{Ln} (\mu Z) \right] \end{aligned}$$

y según (2.7):

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \left[ \frac{p}{\mu Z} \nabla p \right] &= \frac{\phi}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left[ \frac{p}{Z} \right] \\ \nabla^2 p^2 - (\nabla p)^2 \frac{d}{dp^2} \text{Ln} (\mu Z) &= \frac{\phi \mu c_g}{k} \frac{\partial}{\partial t} (p^2) \end{aligned}$$

$$\nabla^2 p - (\nabla p)^2 \frac{d}{dp} \left[ \text{Ln} (\mu Z) \right] = \frac{\phi \mu c_g}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots \dots \dots (2.11)$$

Para simplificar la ecuación (2.11) puede considerarse que los gradientes de presión son pequeños, es decir que  $(\nabla p)^2 \rightarrow 0$  y queda

de igual manera para "y"

$$\frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{1}{\mu Z} \right) = - \frac{1}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial y} \frac{d}{dp} \left[ \text{Ln} (\mu Z) \right]$$

por tanto,

$$\nabla \cdot \left[ \frac{p}{\mu Z} \nabla p \right] = \frac{1}{\mu Z} \left\{ \frac{1}{2} \left( \nabla^2 p^2 - \left[ \frac{\partial p^2}{\partial x} \left( \frac{\partial p}{\partial x} \frac{d}{dp} \text{Ln} (\mu Z) \right) + \frac{\partial p^2}{\partial y} \left( \frac{\partial p}{\partial y} \frac{d}{dp} \text{Ln} (\mu Z) \right) \right] \right) \right\}$$

$$\begin{aligned} \nabla \cdot \left[ \frac{p}{\mu Z} \nabla p \right] &= \frac{1}{2\mu Z} \left[ \nabla^2 p^2 - \left( \frac{\partial p^2}{\partial x} \frac{\partial}{\partial x} \text{Ln} (\mu Z) + \frac{\partial p^2}{\partial y} \frac{\partial}{\partial y} \text{Ln} (\mu Z) \right) \right] \\ &= \frac{1}{2\mu Z} \left[ \nabla^2 p^2 - (\nabla p)^2 \frac{d}{dp^2} \text{Ln} (\mu Z) \right] \end{aligned}$$

y según (2.7):

$$\nabla \cdot \left[ \frac{p}{\mu Z} \nabla p \right] = \frac{\phi}{k} \frac{\partial}{\partial t} \left[ \frac{p}{Z} \right]$$

$$\nabla^2 p^2 - (\nabla p)^2 \frac{d}{dp^2} \text{Ln} (\mu Z) = \frac{\phi \mu c_g}{k} \frac{\partial}{\partial t} (p^2)$$

$$\nabla^2 p - (\nabla p)^2 \frac{d}{dp} \left[ \text{Ln} (\mu Z) \right] = \frac{\phi \mu c_g}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots\dots\dots(2.11)$$

Para simplificar la ecuación (2.11) puede considerarse que los gradientes de presión son pequeños, es decir que  $(\nabla p)^2 \rightarrow 0$  y queda

$$\nabla^2 p = \frac{\phi \mu c_g}{k} \frac{\partial p}{\partial t}, \dots\dots\dots(2.12)$$

que es la ecuación de difusividad para el flujo de un gas en términos de la presión, con las simplificaciones indicadas.

De la misma manera, considerando que la cantidad  $\frac{p}{\mu z}$  es constante, entonces la ecuación (2.11) también se convierte en la ecuación (2.12), que es la misma ecuación para el flujo de un fluido ligeramente compresible.

### 2.3 LA ECUACION DE FLUJO EN TERMINOS DE PRESION AL CUADRADO.

La ecuación (2.7) puede ser expresada por diferentes términos. En particular, notando que:

$$p \nabla p = \frac{1}{2} \nabla p^2 \quad \text{Y} \quad p \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{2} \frac{\partial p^2}{\partial t};$$

las ecuaciones (2.7) y (2.10) pueden ser combinadas y arregladas como sigue:

$$\nabla^2 p^2 - \frac{d}{dp^2} \left[ \ln(\mu z) \right] (\nabla p^2)^2 = \frac{\phi \mu c_g}{k} \frac{\partial p^2}{\partial t} \dots(2.13)$$

Esta ecuación puede simplificarse mediante las suposiciones

siguientes:

Si el producto  $\mu Z$  se supone constante, entonces la ecuación (2.13) se reduce a:

$$\nabla^2 p^2 = \frac{\phi \mu \cdot c_g}{k} \frac{\partial p^2}{\partial t} \dots\dots\dots(2.14)$$

Suponiendo que los gradientes de presión son pequeños, entonces significa que  $(\nabla p^2)^2 \rightarrow 0$  y la ecuación (2.13) otra vez se reduce a la ecuación (2.14)

Para el comportamiento del gas ideal ( $Z=1$ ) y la viscosidad del gas constante e independiente de la presión:

$$\nabla^2 p^2 = \frac{\phi \mu}{k p} \frac{\partial p^2}{\partial t} \dots\dots\dots(2.15)$$

Esta ecuación puede también ser obtenida directamente de la ecuación (2.14), recordando que para un gas ideal  $c_g = \frac{1}{p}$ .

#### 2.4 LA ECUACION DE FLUJO EN TERMINOS DEL POTENCIAL DE GAS REAL.

Las aproximaciones anteriores pueden ser evitadas introduciendo al concepto de potencial del gas real,  $m(p)$ . Usando el potencial del gas real, la variación de  $\mu$  y  $Z$  con la presión puede ser ajustada y

considerando: condiciones isotérmicas, efectos gravitacionales despreciables, el flujo de una sola fase, el medio poroso homogéneo, isotrópico e incompresible, la porosidad constante, el flujo laminar y la permeabilidad es independiente de la presión.

El potencial de gas real<sup>1</sup> se define como:

$$m(p) = 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu Z} dp \quad \dots\dots\dots(2.16)$$

donde  $p_0$  es una presión de referencia específica, entonces:

$$\nabla m(p) = \frac{\partial m(p)}{\partial p} \nabla p = \frac{\partial}{\partial p} \left( 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu Z} dp \right) = 2 \frac{p}{\mu Z} \nabla p \quad \dots\dots\dots(2.17)$$

$$\gamma \frac{\partial m(p)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t} \left( 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu Z} dp \right) = 2 \frac{p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \dots\dots\dots(2.18)$$

Reescribiendo la ecuación (2.10) de la siguiente manera:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{p}{Z} \right) = \mu c_g \frac{p}{\mu Z} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \dots\dots\dots(2.19)$$

y sustituyendo las ecuaciones (2.16) a (2.19) en (2.7):

$$\nabla^2 m(p) = \frac{\phi \mu c_g}{k} \frac{\partial m(p)}{\partial t} \quad \dots\dots\dots(2.20)$$

Esta ecuación es similar a las ecuaciones (2.12) y (2.14) excepto que la presión y la presión cuadrada se reemplazan por el potencial de gas real,  $m(p)$ .

Si se conoce la variación de la permeabilidad con la presión, una definición alterna de potencial de gas real puede usarse:

$$m(p)' = 2 \int_{p_0}^p k \frac{p}{\mu Z} dp \dots\dots\dots (2.21)$$

Usando esta definición una ecuación similar a la ecuación (2.20) sería:

$$\nabla^2 m(p)' = \phi \mu c_g \frac{\partial m(p)'}{\partial t}$$

En el cálculo de  $m(p)$  no solamente intervienen las propiedades del gas,  $\mu$  y  $Z$ , sino que también la permeabilidad del yacimiento tiene que ser conocida como una función de la presión. Esta es una práctica inconveniente cuando se compara con el cálculo de  $m(p)$  obtenido al considerar solamente las propiedades del gas. Sin embargo, es claro que las variaciones de la permeabilidad con la presión pueden ser incluidas en el potencial de gas real cuando el tratamiento lo requiera.

## 2.5 EL POTENCIAL DE GAS REAL, " $m(p)$ "

En problemas que implica el uso de  $m(p)$ , se recomienda que primero se construya una tabla o una gráfica para conversión de  $p$  en  $m(p)$ . Una vez que la conversión  $m(p)$  ha sido obtenida para cualquier presión, es fácil pasar a  $m(p)$  y viceversa. Entonces, usando  $m(p)$  como variable es tan fácil como tener que calcular  $p^2$ . Para un gas dado, la curva  $m(p)$  contra  $p$  es válida únicamente para la temperatura que fue desarrollada. Los yacimientos de gas son en muchos casos isotérmicos y la composición del fluido generalmente no varía muy significativamente de pozo a pozo. En tales casos solamente una curva de  $m(p)$  contra  $p$  sirve para todo un yacimiento. Cuando la temperatura o la composición del gas de un yacimiento no es uniforme se requiere una curva de  $m(p)$  contra  $p$  para cada pozo.

La ecuación (2.20) relaciona a las ecuaciones (2.12) y (2.14), esto es, cómo  $m(p)$  está relacionada a  $p$  y  $p^2$ . Si una gráfica de  $(\mu Z)$  contra  $p$  se traza para un gas natural, la gráfica queda como la mostrada en la figura 2.1, donde se observa que para este gas a baja presión,  $\mu Z$  es casi constante en  $\mu_i Z_i$ , donde el subíndice  $i$  se refiere a las condiciones iniciales, que son:

$$\mu Z = \mu_i Z_i,$$

A presiones más altas, la figura 2.1 muestra que la pendiente es casi constante, esto es:

$$\frac{p}{\mu Z} = \frac{p_i}{\mu_i Z_i}$$

de modo que:

$$m(p) = \frac{2p_i}{\mu_i Z_i} \int_{p_0}^p dp = \frac{2p_i}{\mu_i Z_i} p, \text{ para } p_0 = 0,$$

lo cual muestra que la ecuación (2.20) regresa a la ecuación (2.12) y que la ecuación de flujo en términos de  $p$ , se aplica a este gas que fluye a presiones mayores que 2000 psia aproximadamente.

Aunque las relaciones anteriores de  $m(p)$ ,  $p$  y  $p^2$  son muy ilustrativas, tienen dos desventajas importantes:

1. La interrelación de  $p$  y  $\mu Z$  no es tan simple para los gases naturales muy dulces, dado que no solamente la composición del gas, sino también la temperatura del gas, ha marcado efectos en esta relación.

2. Esto conduce a la generalización que, a presiones bajas la aproximación de  $p^2$  es válida y a presiones altas la aproximación de

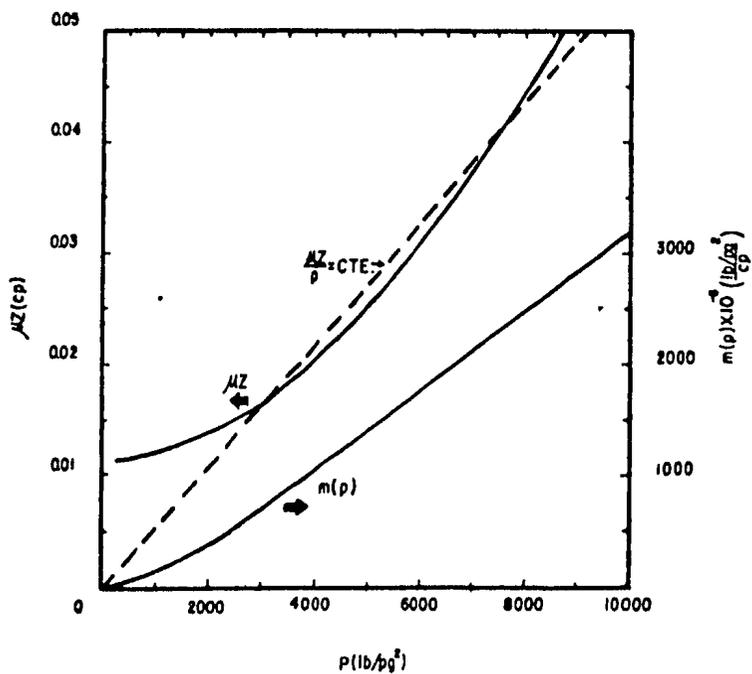


FIG. 2.1 VARIACION DE  $m(p)$  Y  $\mu Z$  CON LA PRESION

p es más aplicable, ésto no es siempre cierto.

Para obtener la conversión de  $m(p)$  contra  $p$ :

$$m(p) = \frac{2}{\mu_1 Z_1} \int_{p_0}^p p \, dp = \frac{1}{\mu_1 Z_1} p^2, \quad \text{para } p_0 = 0$$

Esto muestra que la ecuación (2.20) regresa a la ecuación (2.14) y que la ecuación de flujo en términos de  $p^2$  es válida para este gas a presiones bajas, menores de 2000 lb/pg<sup>2</sup> abs. aproximadamente.

Para cualquier gas a una temperatura dada, los valores de  $2 \frac{D}{\mu Z}$  son calculados para varios valores de  $p$ , usando valores experimentales de  $\mu$  y  $Z$  siempre que sea posible.  $2 \frac{D}{\mu Z}$  es graficado contra  $p$  y el área bajo la curva desde cualquier presión de referencia,  $p_0$ , hasta  $p$  es el valor de  $m(p)$  correspondiente a  $p$ .

Al-Hussainy y Ramey<sup>2</sup> demostraron cómo puede ser hecho el cálculo de  $m(p)$  por integración numérica en forma tabular. El cálculo del procedimiento se muestra en seguida y es aplicable a cualquier gas (dulce o amargo) con tal que los valores usados de  $\mu$  y  $Z$  sean los correctos.

### 2.5.1 CALCULO DE $m(p)$ .

El potencial de gas real,  $m(p)$ , puede calcularse por integración numérica. Además por ser el gas dulce,  $m(p)$ , puede ser también obtenido usando la Tabla 2.1. Para el cálculo de  $m(p)$  se necesita la siguiente información: La temperatura, presión, el valor de la desviación del gas para cada presión, la viscosidad del gas, así como los valores de la presión crítica, temperatura crítica y la viscosidad para comparar los valores calculados por integración numérica con los obtenidos de la Tabla 2.1. Los cálculos están divididos en tres secciones como se muestra en la Tabla 2.2.

La Figura 2.2 muestra una gráfica de  $m(p)$  contra  $p$  para el gas en cuestión, donde se observa que  $m(p)$  obtenido de integración numérica, columna (8), es idénticamente a  $m(p)$  obtenido de la Tabla 2.1, columna (11), y también para  $m(p)$  obtenido de la Figura 2.2.

TABLA 2.2 CALCULO DE m(p)

D A T O S			m(p) por integración numérica					m(p) obtenida de tabla 2.1		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
P (Lb/pg <sup>2</sup> )	Z	$\mu$ (cp)	$2 \left( \frac{P}{\mu Z} \right)$	$\overline{(4)}$	$\Delta p$	(5) x (6)	m(p) MM(lb/pg <sup>2</sup> )/cp	(1) ÷ pc	TABLA 2.1	m (p) MM(lb/pg <sup>2</sup> )/cp
0			0.0				0.0	0.0	0.000	0.0
400	0.955	0.0118	70.9	35.2	400	14.2	14.2	0.6	0.1824	14.1
800	0.914	0.0125	140.0	105.5	400	42.2	56.4	1.2	0.7253	56.1
1200	0.879	0.0134	203.8	171.9	400	68.8	125.2	1.8	1.6102	124.5
1600	0.853	0.0145	258.7	231.3	400	92.5	217.7	2.4	2.8054	217.0
2000	0.838	0.0156	306.0	282.4	400	113.0	330.7	3.0	4.2605	329.5

16

EXPLICACIONES

$P_c = 664 \text{ (lb/pg}^2\text{)}$

$T_c = 357 \text{ }^\circ\text{R}$

$\mu = 0.0114 \text{ cp}$

$T_g = 120 \text{ }^\circ\text{F}$

La columna (4)  $2x(1) \div (2) \div (3)$

(5) promedio de 2 valores sucesivos de (4)

(6) diferencia de 2 valores sucesivos de (1)

(8) (7) mas el valor anterior de (8)

(10) se obtiene por interpolación.

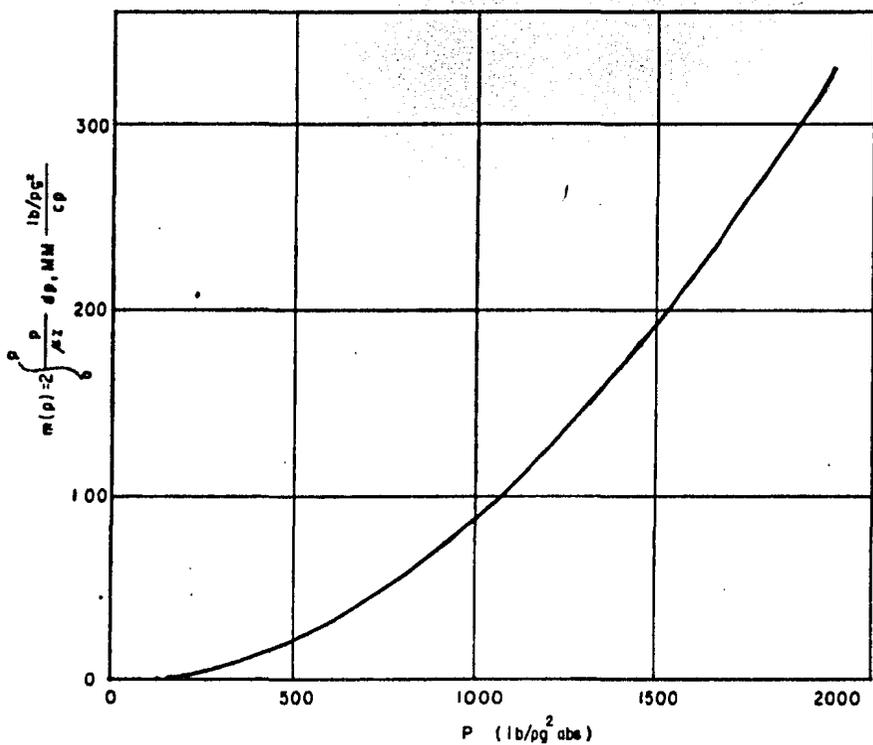


FIG. 2.2 CURVA DE  $m(p)$  CONTRA  $P$



## 2.6 SOLUCION GRAFICA DE LA ECUACION DE FLUJO

Las soluciones de las ecuaciones de flujo, en particular para flujo cilíndrico-radial, para varias condiciones de frontera, pueden ser obtenidas analíticamente, y presentadas en forma gráfica.

La Figura 2.3 representa la función  $E_i$  y es la solución para un pozo que produce a gasto constante en un yacimiento infinito y con cualquier radio.

La Figura 2.4 describe los efectos de daño y almacenamiento del pozo para gasto constante en pruebas de decrecimiento. Ya que las pruebas en pozos de gas son controladas por válvulas en la superficie, el almacenamiento puede ser significativo en pruebas de corta duración.

La Figura 2.5 representa las condiciones de producción a gasto constante, para un pozo fracturado verticalmente. Esto es una combinación de las ecuaciones de flujo lineal y radial. Esta utilidad es vista fácilmente ya que la mayoría de los pozos adquiere una fractura hidráulica en la terminación.

Dichas fracturas generalmente son verticales y tienen una conductividad infinita.

La Figura 2.6 es más aplicable a grandes fracturas verticales pero no con conductividad infinita. La solución supone una entrada constante en la fractura. Tales condiciones son usualmente representativas de una fractura natural o de una fractura hidráulica.

Las Figuras 2.7(a) y 2.7(b) dan la variación del gasto para la producción de un pozo con presión constante en un yacimiento infinito o finito.

Estas curvas presentadas aquí, representan soluciones analíticas exactas para varias condiciones en una forma conveniente..

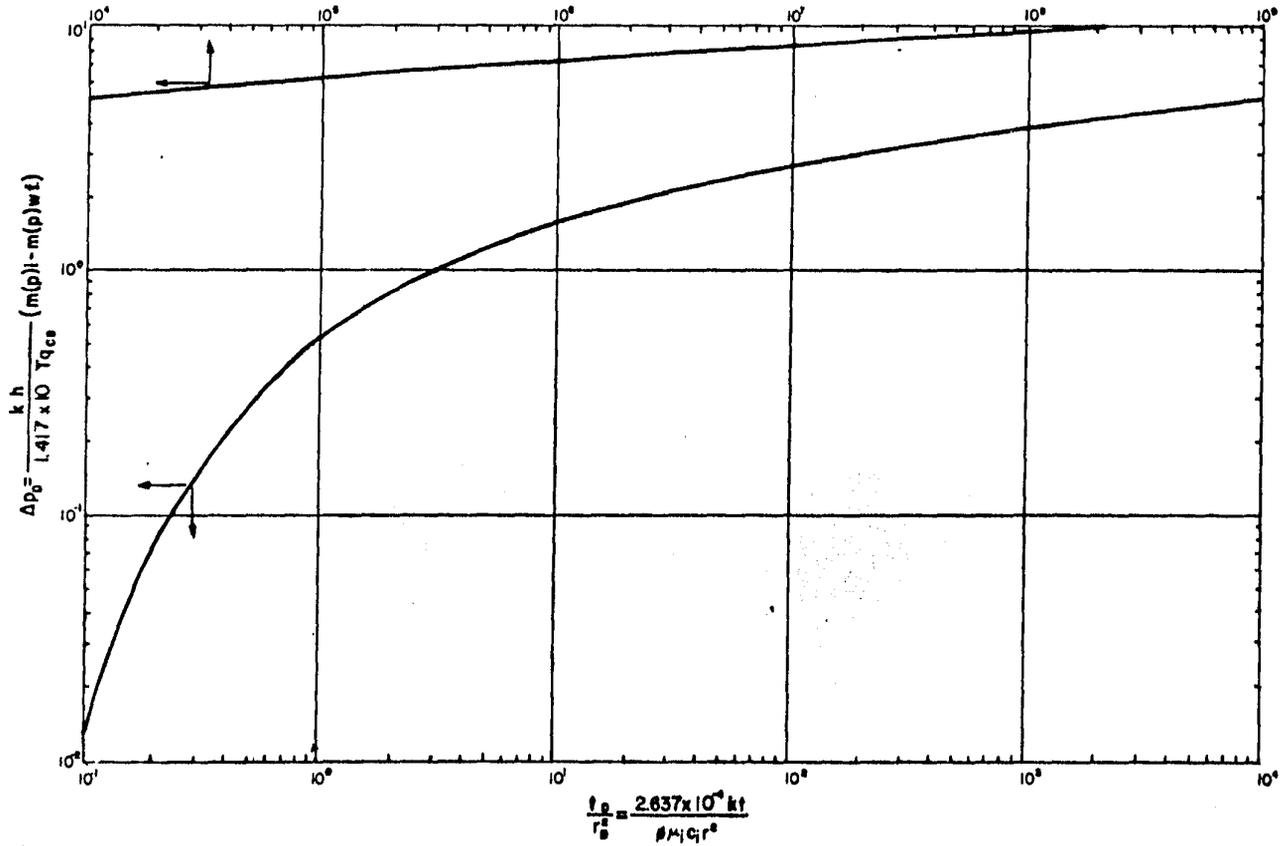


FIG. 23 GRAFICA DE LA SOLUCION FUENTE LINEAL<sup>13</sup>

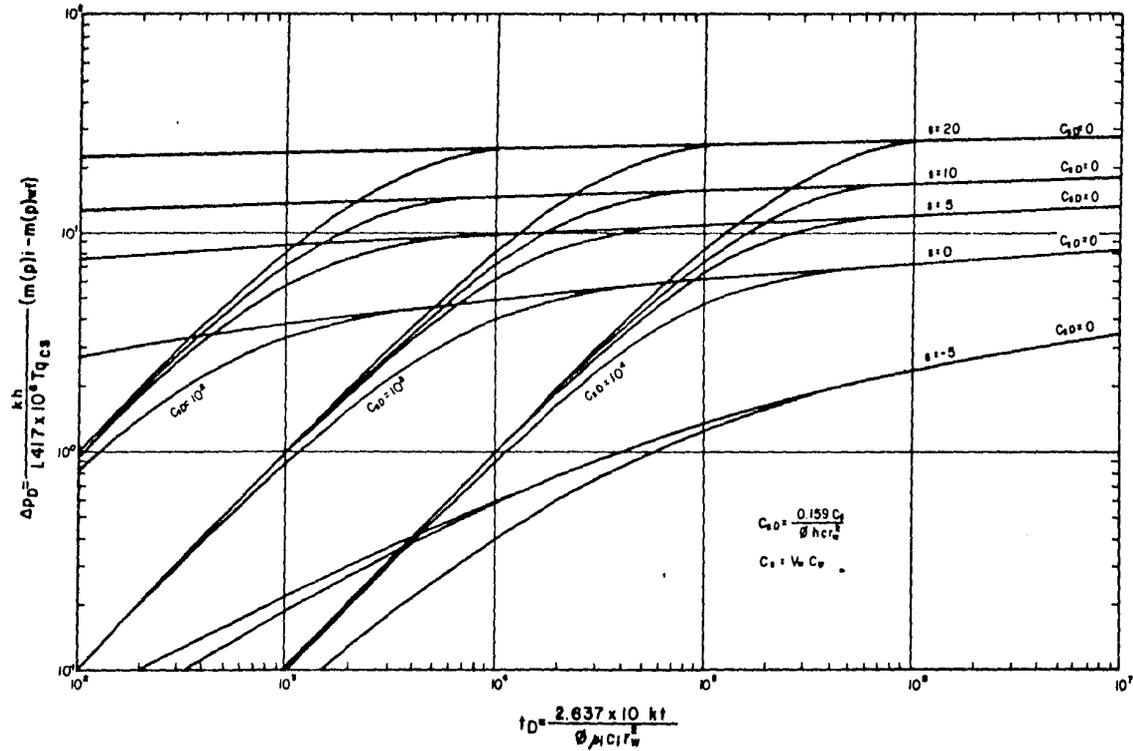


FIG. 2-4  $\Delta p_D$  CONTRA  $t_D$ , INCLUYENDO ALMACENAMIENTO Y EFECTO DE DAÑO<sup>18</sup>

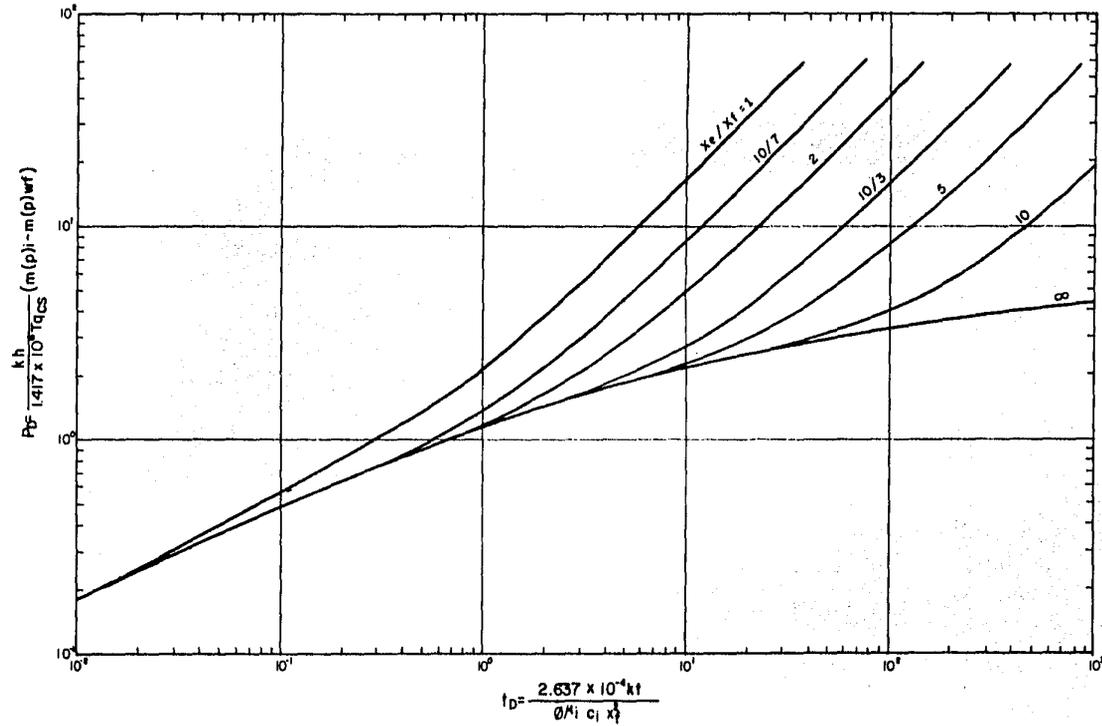


FIG. 2-5  $P_D$  CONTRA  $t_D$  PARA UN POZO FRACTURADO VERTICALMENTE DE CONDUCTIVIDAD INFINITA<sup>15</sup>

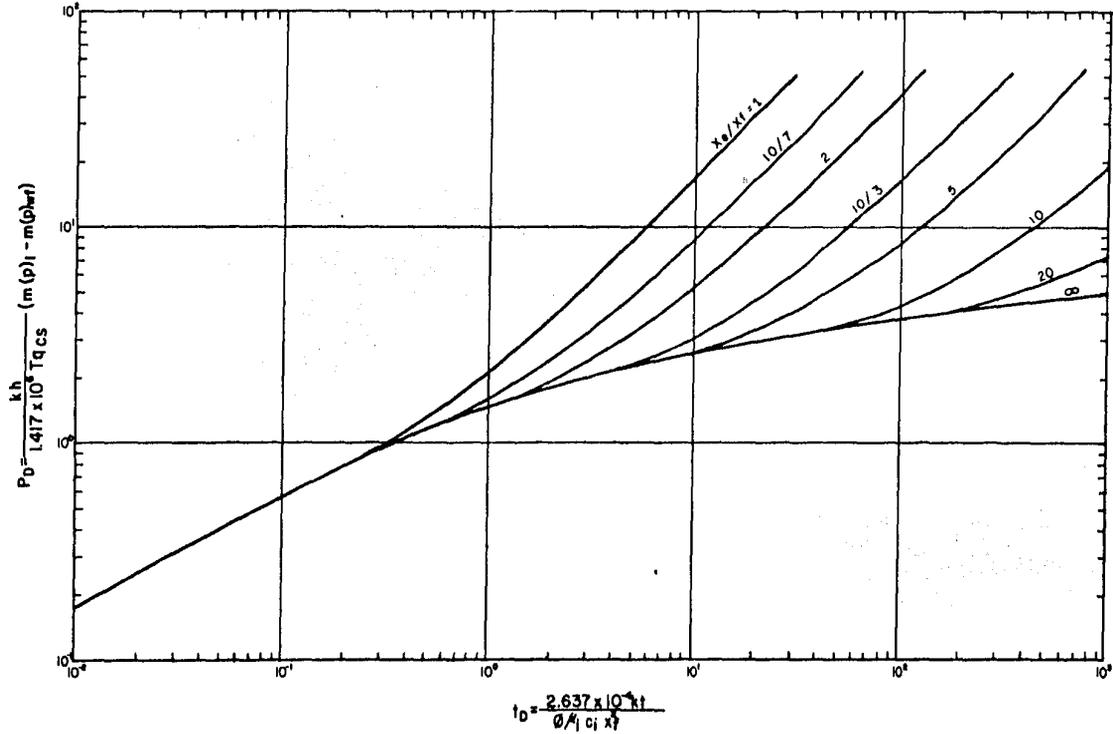


FIG. 2-6  $P_D$  CONTRA  $t_D$  PARA UN POZO FRACTURADO VERTICALMENTE, DE FLUJO UNIFORME<sup>19</sup>

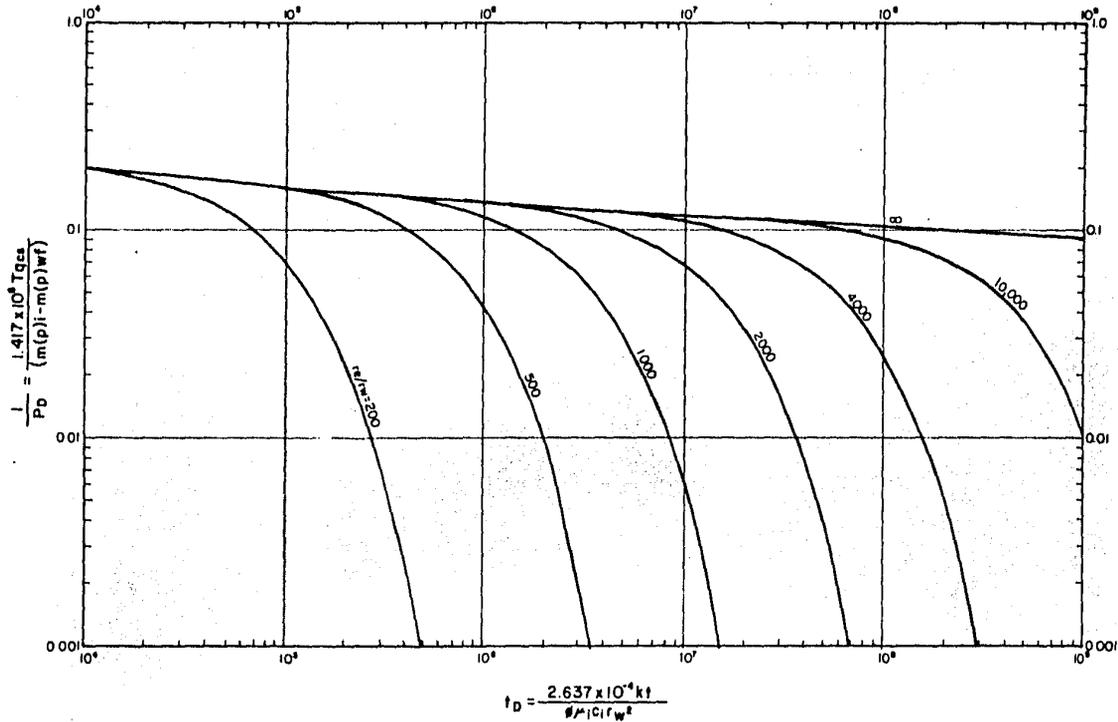


FIG. 2.7 (b) VARIACION DEL GASTO CON EL TIEMPO, PARA LA PRODUCCION DE UN POZO CON PRESION CONSTANTE, EN UN YACIMIENTO INFINITO, Y DE UN YACIMIENTO CIRCULAR FINITO SIN FLUJO EN LA FRONTERA EXTERNA.<sup>6</sup>

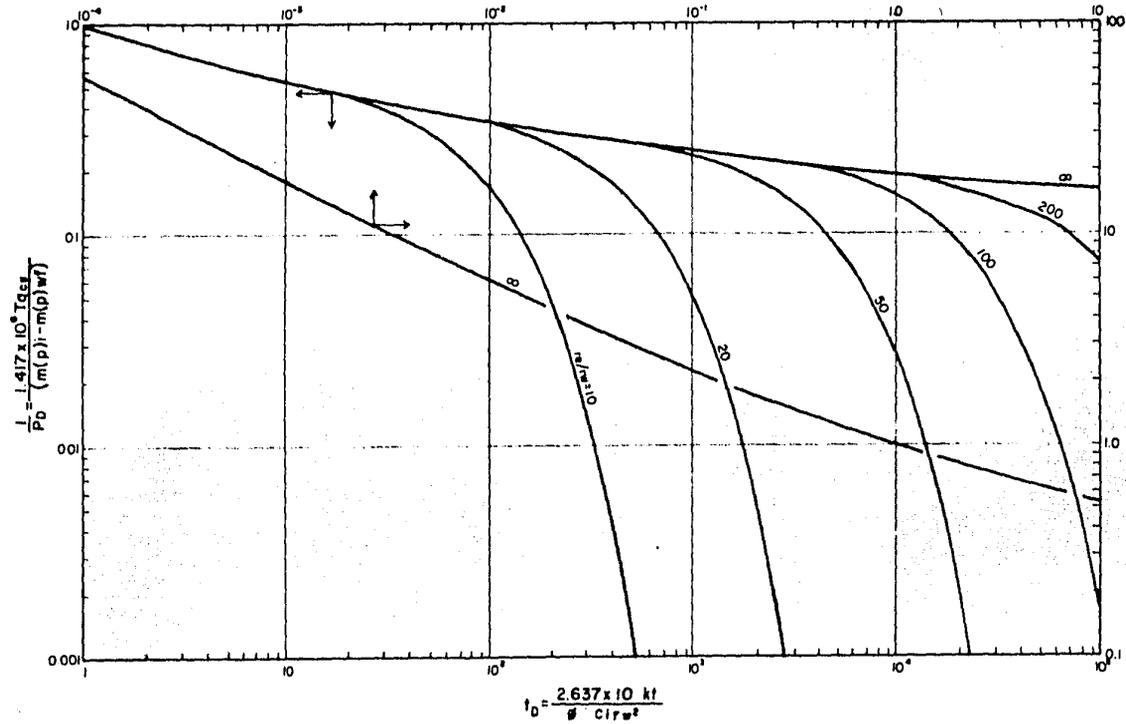


FIG. 2.7 (a) VARIACION DEL GASTO CON EL TIEMPO, PARA LA PRODUCCION DE UN POZO CON PRESION CONSTANTE, EN UN YACIMIENTO INFINITO, Y DE UN YACIMIENTO CIRCULAR FINITO SIN FLUJO EN LA FRONTERA EXTERNA.<sup>16</sup>

## CAPITULO 3

### DESVIACIONES DEL MODELO IDEAL

En **el desarrollo** de las ecuaciones del Capitulo anterior se hicieron varias idealizaciones, las cuales, no son reales y con frecuencia ocurren desviaciones del modelo ideal que son muy importantes para ser ignoradas, tales como el factor de daño, los efectos de turbulencia y almacenamiento. Estas desviaciones serán tratadas a continuación.

#### 3.1 FACTOR DE DAÑO

Es un hecho conocido que la permeabilidad de la formación inmediatamente alrededor del pozo puede ser dañada durante la perforación del pozo o por procesos de mejoramiento, por fracturamiento o acidificación del pozo o en la terminación. Para explicar este cambio en la permeabilidad Van Everdingen<sup>3</sup> definió el factor de daño como:

$$(\Delta p_D)_s = s \dots\dots\dots(3.1)$$

así como que

$$(\Delta p_D)_w \text{ (incluyendo el daño) } = p_D + s \dots\dots\dots(3.2)$$

Esto, esencialmente expresa que allí habrá una presión diferencial adicional debida al efecto de daño. Este concepto de "s" corresponde a una pe-

lícula infinitesimal alrededor del pozo que causa un aumento o decremento en la resistencia al flujo. "s" puede ser considerado consecuencia de varios efectos como por ejemplo, cambios en la permeabilidad,  $s_k$ , penetración parcial  $s_p$ , y disparos,  $s_{perf}$ . Un valor de "s" positivo indica que el pozo está dañado y un valor negativo indica que el pozo está estimulado.

Hawkins<sup>4</sup> propuso que el daño se tratara como una región de radio,  $r_s$ , con permeabilidad,  $k_s$ , con el factor de daño dado por:

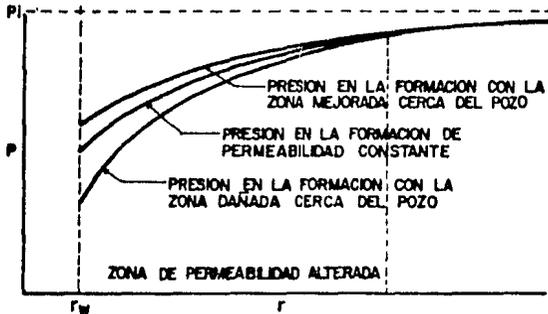
$$s = \left[ \frac{k}{k_s} - 1 \right] \ln \frac{r_s}{r_w} \dots\dots\dots(3.3)$$

Otra alternativa para tratar el efecto de daño es el "radio efectivo del pozo"<sup>5</sup> definido como el radio que hace que la caída de presión en un yacimiento ideal sea igual a la caída de presión en un yacimiento real con daño. Así:

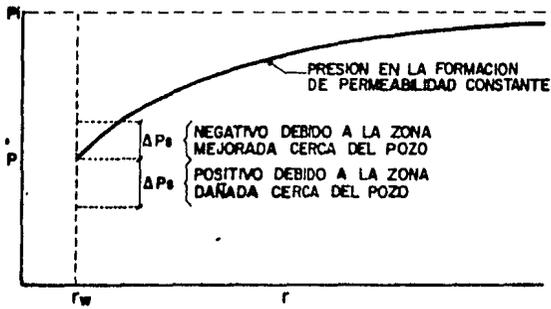
$$r_w' = r_w e^{-s} \dots\dots\dots(3.4)$$

Las diferentes interpretaciones del efecto de daño están ilustradas en la Figura 3.1.

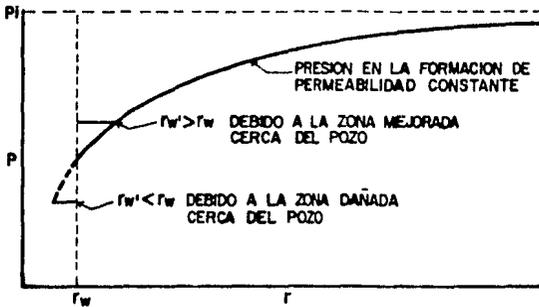
En la solución práctica de un problema real, el concepto de daño infinitesimal se emplea comúnmente como la ecuación (3.2).



DISTRIBUCION DE LA PRESION ACTUAL MOSTRANDO LA ZONA DE PERMEABILIDAD ALTERADA



CONCEPTO DE DAÑO INFINITESIMAL



CONCEPTO DE RADIO EFECTIVO DEL POZO

FIG. 3.1 IDEALIZACION DE LOS EFECTOS DE DAÑO EN UNA FORMACION PRODUCTORA

### 3.2 EFECTOS DE TURBULENCIA

Todas las soluciones presentadas hasta aquí están basadas en la ley de Darcy, pero esto sólo es válido cuando existe flujo darciano. Sin embargo, para flujo de gas, hay efectos de turbulencia que no toma en cuenta la ley de Darcy; esto frecuentemente es significativo y por tanto no debe ser ignorado.

Puesto que la velocidad del flujo en un sistema radial aumenta a medida que se aproxima al pozo, el flujo turbulento es más pronunciado cerca del pozo y el resultado es una caída adicional de la presión, similar al efecto de daño, excepto que no es una constante sino que varía directamente con el gasto. Smith<sup>6</sup> confirmó, con resultados de pruebas reales y con soluciones numéricas, que el flujo turbulento podría ser tratado como un efecto de daño adicional dependiente del gasto:

$$(\Delta p_D)_T = Dq_{CS} \dots\dots\dots(3.5)$$

Por consiguiente, para flujo de gas en un yacimiento, la presión en el pozo está dada por:

$$\Delta p_D|_w (\text{con efectos de daño y turbulencia}) = p_D + s + Dq_{CS} \quad (3.6)$$

Puesto que el daño y el efecto de turbulencia están concentrados alrededor del pozo, ellos serán usualmente detectados como un sólo efecto, el factor de daño aparente,  $s'$ .

$$s' = (\Delta p_D)_S + (\Delta p_D)_T = s + Dq_{CS} \dots\dots\dots(3.7)$$

Es importante reconocer ésto y calcular cada efecto por separado, el  $(\Delta p_D)_S$  puede ser eliminado por estimulación mientras que  $(\Delta p_D)_T$  persistirá igualmente después de la estimulación, ya que esto depende del gasto. Efectuando pruebas para medir  $s'$  a dos gastos diferentes y aplicando la ecuación (3.6), un par de ecuaciones simultáneas es obtenido y así  $s$  y  $D$  pueden ser evaluados<sup>7</sup>.

En la ecuación (3.6) se supone que el flujo está estabilizado en la región de turbulencia. Wattenbarger y Ramey<sup>8</sup> demostraron que los efectos de turbulencia llegan a estabilizarse en  $t_D \approx 2000$ , para varios valores de  $q_D$  y  $k$ . Puesto que  $D$  depende de  $k$ , es posible alterar  $(\Delta p_D)_T$  por estimulación del pozo que cambia la permeabilidad alrededor del pozo.

La ecuación (3.6) es una aproximación de la solución a gasto constante que no toma en consideración la variación de la viscosidad del gas con la presión.

Wattenbarger<sup>9</sup> integró la forma tridimensional de la ecuación de Forchheimer con las suposiciones siguientes: El radio de drene está suficiente lejos desde el pozo en el cual el punto de turbulencia es despreciable; además, existe el período permanente o pseudopermanente en el que  $(\Delta p_D)_T$  está dada aproximadamente por la ecuación:

$$(\Delta p_D)_T = \left[ \frac{2.715 \times 10^{-12} \beta k M p_{CS}}{h T_{CS}} \int_r^r \frac{1}{\mu r^2} \right] q_{CS} \dots\dots(3.8)$$

Dado que la viscosidad depende de la presión, que cambia con la distancia desde el pozo, el valor de la integral en la ecuación (3.8) cambia con el tiempo, aún cuando la turbulencia sea estabilizada. Consecuentemente, una forma más rigurosa de la ecuación (3.6) propuesta por Wattenbarger<sup>9</sup> es:

$$\Delta p_D|_w = p_D + D\{\mu\}q_{CS} \dots\dots\dots(3.9)$$

onde  $D\{\mu\}$  representa el efecto de turbulencia de la viscosidad del gas real.

La ecuación (3.8) en forma adimensional es la siguiente:

$$(\Delta p_D)_T = D\{\mu\}q_{CS} = 1.916 \cdot 10^{-18} \beta k^2 q_D \left[ \frac{\psi_{IM}}{2RT} \int_{r_w}^{r_d} \frac{1}{\mu r^2} dr \right] \dots(3.10)$$

La ecuación (3.10) muestra que  $D\{\mu\}q_{CS}$  es proporcional a  $\beta k^2$  para un  $q_D$  dado. Katz y colaboradores<sup>10</sup>, demostraron que  $\beta$  es inversamente proporcional a  $k$ . Esto significa que  $D\{\mu\}q_{CS}$  es aproximadamente proporcional a  $k$  para un  $q_D$  dado. Sin embargo, puesto que  $q_D$  tiene  $k$  en el denominador, el término  $D\{\mu\}q_{CS}$  debería depender esencialmente del gasto por unidad de espesor de la formación, casi independientemente de  $k$ .

Concluyendo, si bien la forma rigurosa de la ecuación (3.9) debería ser usada para pruebas de decremento, para involucrar la variación de la viscosidad con el tiempo, la ecuación (3.6) es una buena aproximación para cualquier situación práctica.

### 3.3 ALMACENAMIENTO

Cuando un pozo en producción es cerrado en la superficie, el flujo de la formación no cesa inmediatamente. El fluido fluye hacia el pozo, persistiendo por algún tiempo debido a la compresibilidad del fluido. El gasto cambia gradualmente de  $q_{cs}$  al tiempo de cierre, a  $q = 0$  en un cierto período de tiempo. Este efecto es conocido como efecto de llenado o almacenamiento. Para el caso de decremento ocurre lo contrario. Al abrir el pozo en la superficie, el gasto inicial es debido al almacenamiento del pozo. A medida que éste decrece gradualmente hasta cero, el flujo de la formación se incrementa de cero a  $q_{cs}$ . El gasto constante mantenido en la direcciones opuestas y viceversa: Decreciendo la carga del pozo e incrementando el flujo de la formación. Esto ilustra que el efecto de almacenamiento está asociado con la variación continua del gasto de la formación. Una solución<sup>11</sup> es suponer que el gasto en la formación está dado por:

$$q = q_{cs}(1 - e^{-b_3 t_D}) \dots\dots\dots(3.11)$$

donde  $b_3$  es una constante adimensional derivada de las observaciones en la cabeza de la tubería de producción y de la tubería de revestimiento, la presión de fondo del pozo y el conocimiento de las dimensiones de las tuberías de revestimiento y de producción.

Otra alternativa de solución<sup>12</sup> es considerar que el gasto de des-

carga o almacenamiento del pozo por la diferencia unitaria de presión es constante. Esta constante es conocida como el coeficiente de almacenamiento,  $C$ , y está dada por:

$$C = V_w c_w \dots\dots\dots(3.12)$$

El coeficiente de almacenamiento del pozo puede ser expresada en términos adimensionales como:

$$C_D = \frac{\eta c}{\phi h c_t r_w^2} \dots\dots\dots(3.13)$$

donde:  $\eta$  = constante

$$= \frac{1}{2\pi}$$

= 0.159, cuando  $V_w$  está en pies cúbicos, unidades de campo

= 0.894, cuando  $V_w$  está en barriles, unidades de campo.

El gasto del fluido de la formación puede entonces ser obtenido a partir de:

$$q = q_{cs} \left[ 1.0 - C_D \frac{\partial}{\partial t_D} (\Delta p_D) \Big|_w \right] \dots\dots\dots(3.14)$$

Al principio se observa una desviación de la constante verdadera. Después de un cierto tiempo,  $t$ , esta desviación tiende a ser despreciable, y la caída de la función de la presión adimensional en el pozo es dada por  $p_D$ . Ramey<sup>13</sup> ha demostrado que para varios valores de  $C_D$ , el tiempo para el cual los efectos de almacenamiento del pozo son signifi-

cativos está dado por:

$$t_D = 60 C_D ; \dots\dots\dots (3.15)$$

por definición:

$$t_D = \frac{\lambda k t}{\phi \mu c_t r_w^2} \dots\dots\dots (3.16)$$

Combinando las ecuaciones (3.15) y (3.16) con la ecuación (3.9) y (3.16) se obtiene:

$$t = \frac{60 \eta \mu V_w c_w}{\lambda k h} = \frac{\eta}{\lambda} 60 \frac{\mu V_w c_w}{k h} \dots\dots\dots (3.17)$$

La Inspección de esta ecuación revela algo interesante que se ve a continuación:

a) los efectos de almacenamiento del pozo aumentan directamente con la profundidad del pozo ( $\propto V_w$ ) e inversamente con la capacidad de la formación ( $\propto \frac{1}{k h}$ )

b) el efecto de almacenamiento del pozo disminuye con el incremento de la presión ( $\propto c_w$ ).

En general los efectos de almacenamiento del pozo parecen ser de importancia para pruebas de corta duración, aproximadamente menos de un día<sup>13</sup>. La discusión anterior es aplicable para pozos con efecto de daño cero.

Agarwal, Al-Hussainy y Ramey<sup>14</sup> mostraron que para todos los propósi-

tos prácticos, la duración de los efectos de almacenamiento del pozo está dada por  $t_D \geq 60 C_D$  para cualquiera de los factores de daño, positivo o negativo. En particular, para  $s \geq 0$ , ellos demostraron que:

$$t_D = ( 60 + 3.5s ) C_D \dots\dots\dots(3.18)$$

Ellos también demostraron que para efectos de daño un valor positivo y cero a tiempos muy cortos da:

$$\Delta p_D|_w ( s, C_D, t_D ) = \frac{t_D}{C_D} , \dots\dots\dots(3.19)$$

lo cual muestra que el comportamiento inicial de presión es controlado totalmente por el almacenamiento del pozo hasta un tiempo,  $t_D$ , del orden de  $0.5 C_D$  a  $1.0 C_D$ .

### 3.4 GAS Y CONDENSADO

La producción en la superficie es frecuentemente una mezcla multifásica de gas, condensado y agua. Esto podría ser el resultado de una sola fase de flujo en el yacimiento con la subsecuente disipación de líquidos en el pozo debido a las condiciones prevalecientes de temperatura y presión. En estos casos, la teoría de flujo monofásico previamente desarrollada es aplicable directamente y las correcciones para flujo multifásico tienen que ser hechas solamente en las tuberías y no en la formación.

Sin embargo, en algunas ocasiones ocurre condensación en la misma formación, y en estos casos la teoría de flujo de una sola fase puede ser

adaptada con razonable éxito. Frecuentemente el flujo en el yacimiento empezará como un gas en una sola fase. A medida que la presión cercana al pozo decrece debido al flujo, puede ocurrir condensación retrógrada en la zona cercana al pozo. Esto reduce la permeabilidad relativa al flujo de gas y causa un aumento de resistencia en el flujo, el cual puede ser tratado como un daño. Sin embargo, este daño depende de la presión de como la magnitud de la condensación o vaporización depende directamente de la presión, para un gas a una temperatura dada. Este cambio del factor de daño afecta a la productividad de un pozo y es uno de los factores que frecuentemente afectan a las pruebas de pozos.

Los problemas de flujo multifásico pueden ser tratados numéricamente. La permeabilidad relativa de las diferentes fases en función del tiempo y la localización del yacimiento debe tomarse en cuenta. Perrine<sup>15</sup> sugirió que las ecuaciones desarrolladas anteriormente para flujo en una sola fase pueden ser modificadas para aplicar situaciones multifásicas sustituyendo sistemas equivalentes de movilidad efectiva total, compresibilidad y gasto. Las propiedades efectivas totales están definidas a continuación, donde los subíndices t, g, o, w y f se refieren a total, gas, aceite o condensado, agua y formación, respectivamente. La movilidad efectiva total,  $(k/\mu)_t$ , está dada en términos de la permeabilidad "in situ" para cada una de las fases por:

$$\frac{k}{\mu}_t = \frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} \dots \dots \dots (3.20)$$

La permeabilidad "in situ" para cada fase es el producto de la permeabi-

lidad relativa para esa fase. Este último factor depende de las condiciones de saturación prevalecientes.

La compresibilidad efectiva total,  $c_t$ , es la suma de los productos de las compresibilidades por las saturaciones de los fluidos y de la compresibilidad de la formación:

$$c_t = c_g s_g + c_o s_o + c_w s_w + c_f \dots\dots\dots(3.21)$$

El gasto de producción total es simplemente la suma de los gastos de los fluidos individuales:

$$q_t = q_g + q_o + q_w \dots\dots\dots(3.22)$$

Varias formas de la integral de presión básicamente similar a  $m(p)$ , como la definida en la ecuación (2.21), han sido sugeridas para considerarla para flujo multifásico. Estas son útiles solamente si las permeabilidades son conocidas como funciones de la presión.

Fetkovich<sup>16</sup> da una ecuación aproximada para el factor de daño ocasionado por la condensación alrededor del pozo, en términos de tiempo y gasto. El efecto es en realidad similar al de flujo turbulento ya que ambos son dependientes del gasto. Sin embargo, este efecto de daño causado,  $s_c$ , es también dependiente del tiempo. Esto es dado aproximadamente, en unidades de campo por:

$$s_c = \frac{k - k_s}{2k_s} \text{Ln} \frac{4729.2 q_{CS}^2 \mu Z R_C^2 t}{\eta^2 \phi k_p s_w^2} \dots\dots\dots(3.23)$$

donde:

$R'_c$  = pies cúbicos de condensado en el yacimiento por cada millón de pies cúbicos en la superficie del total de gas producido, por libras sobre pulgada cuadrada.

$S_c$  = hidrocarburos líquidos requeridos para incrementar la movilidad.

$k_s$  = permeabilidad efectiva del gas en la región del pozo, el cual está saturado con condensado.

$s_c$  = factor de daño debido al condensado que cae fuera del yacimiento.

Todos los métodos discutidos aquí para la solución de problemas multifásico son aproximados. Un tratamiento más preciso de este problema es posible a través del uso de modelos de simulación de yacimientos.

## CAPITULO 4

### SELECCION DE LA ECUACION DE FLUJO DE GAS

En las ecuaciones (2.12), (2.14) y (2.20) la variable dependiente es la presión, presión cuadrada y pseudopresión, respectivamente. Todas estas ecuaciones pueden ser escritas en forma adimensional, basándose en ciertas suposiciones aproximadas porque son diferentes para la presión, presión cuadrada y pseudopresión. Además, esto es posible usando diferentes suposiciones para cualquier solución dada para linealizar la ecuación diferencial parcial no lineal. Todo esto es posible ya que la solución analítica para una ecuación diferencial parcial lineal puede ser aplicada a la ecuación de flujo no lineal. Un análisis de este problema<sup>17</sup> considera la solución analítica en el pozo para un yacimiento infinito dado por la ecuación:

$$p_D = -\frac{1}{2} E_i\left(-\frac{1}{4t_D}\right) \dots\dots\dots(4.1)$$

y se calcula la presión en el pozo con esta ecuación usando aproximaciones diferentes. Los resultados son resumidos en dos partes<sup>17</sup>. En la primera parte la presión en el pozo se calcula usando la presión, la presión cuadrada y la pseudopresión, las soluciones son comparadas una con otra y con más precisión, a una solución numérica. En la segunda parte se presenta una gráfica para determinar la solución de la presión o presión cuadrada que puede ser usada para un problema dado.

#### 4.1 COMPARACION CON DIFERENTES METODOS

El tiempo adimensional,  $t_D$ , en la ecuación (4.1) es definido por:

$$t_D = \frac{2.637 \times 10^{-4} k t}{\phi r_w^2 \mu c_t} \left( \frac{l}{\mu c_t} \right) \dots\dots\dots(4.2)$$

en unidades de campo para las tres aproximaciones.

La definición de  $p_D$ , es diferente para cada una de las tres aproximaciones.

Para la presión:

$$p_D = \frac{p_i - p}{\frac{7.085 \times 10^5 T q_{CS}}{k h} (\mu Z/p)} \dots\dots\dots(4.3)$$

Para la presión al cuadrado:

$$p_D = \frac{p_i^2 - p^2}{\frac{1.47 \times 10^6 T q_{CS}}{k h} (\mu Z)} \dots\dots\dots(4.4)$$

Para el potencial de gas real:

$$p_D = \frac{m(p)_i - m(p)}{\frac{1.47 \times 10^6 T q_{CS}}{k h}} \dots\dots\dots(4.5)$$

La cantidad  $(1/\mu c_t)$  en la ecuación (4.2), la cantidad  $(\mu Z/p)$  en la ecuación

ción (4.3), y la cantidad  $(\mu Z)$  en la ecuación (4.4) pueden suponerse constantes en algunas condiciones específicas y puede usarse la ecuación (4.1). Es notorio que las suposiciones no están involucradas en la definición de  $p_0$ , para el caso de la pseudopresión, por la ecuación (4.5).

A partir de una comparación de las ecuaciones (4.3) y (4.4) se observa que la presión y la presión cuadrada son aproximaciones idénticas, por lo que concierne al cálculo de la presión a partir de la solución analítica, si  $p$  en el término  $(\mu Z/p)$  de la ecuación (4.3) es valuada como  $(p_1 + p)/2$ .

La Tabla 4.1 muestra los datos de veinticuatro diferentes condiciones de pruebas de pozos en yacimientos de Alberta y en la Tabla 4.2 proporciona la predicción de las presiones de fondo fluyendo calculadas por diferentes procedimientos y diferentes aproximaciones para propiedades medias del gas. Las columnas (8) y (10) de la Tabla 4.2 también pueden ser obtenidas con la aproximación de presión cuadrada, si las propiedades medias se definen de la misma manera que para la aproximación de la presión.

La Tabla 4.2 muestra grandes diferencias en las presiones calculadas por diferentes métodos para algunas condiciones de las pruebas de pozos. Por ejemplo, las condiciones de las pruebas (8), (11) y (16) dan resultados muy diferentes. Para obtener una idea adecuada de la exactitud de estos métodos, unos investigadores<sup>17</sup> compararon la solución transitoria para las pruebas (8), (11) y (16) con la solución obtenida por medio de métodos numéricos. Una comparación de este tipo se presenta en la Figura 4.1 para la prueba número (8).

TABLA 4.1 DATOS DEL YACIMIENTO Y DEL GAS PARA LA COMPARACION DE  
LAS APROXIMACIONES DE  $p$ ,  $p^2$  Y  $m(p)$ .

No.	$P_i$ lb/pg <sup>2</sup>	$T$ °R	$G$	$P_c$ lb/pg <sup>2</sup>	$T_c$ °R	$k h$ md-pie	$\phi h$ pie	Gasto MMpcd	$t$ hr	% molar	
										H <sub>2</sub> S	CO <sub>2</sub>
1	7208	714	.75	733	412	6165.0	4.0	50.000	20	10.0	2.0
2	5100	674	1.02	707	463	24.0	9.6	4.000	100	12.0	3.0
3	5092	725	.74	801	417	185.0	18.5	20.000	20	18.0	4.0
4	4417	701	.96	794	481	933.0	6.0	13.000	20	19.0	3.0
5	4213	701	.70	791	406	424.0	4.6	25.000	20	-	-
6	4209	643	.74	741	402	300.0	7.0	25.000	70	7.0	6.0
7	3859	670	.67	695	377	520.0	3.0	35.000	20	1.0	4.0
8	3534	630	.71	692	374	29.8	1.9	4.000	20	4.0	7.0
9	3294	641	.76	686	397	104.0	3.0	7.500	50	-	6.0
10	3225	640	.73	687	382	104.0	6.0	10.000	70	-	5.0
11	3136	615	.73	666	399	71.0	.5	7.000	50	-	-
12	2925	680	.67	699	378	970.0	3.4	50.000	20	2.0	4.0
13	2322	614	.73	681	393	12.0	1.2	.500	70	-	-
14	2264	598	.70	676	386	120.0	2.0	2.000	15	-	-
15	1940	608	.73	672	349	1270.0	1.2	4.000	100	-	2.0
16	1877	604	.69	683	384	350.0	2.3	15.000	40	.4	2.6
17	1744	554	.70	699	377	138.0	2.0	1.500	5	-	-
18	1455	588	.66	670	378	56.0	6.0	1.000	100	-	-
19	1397	588	.66	670	377	16.0	4.0	.160	100	-	-
20	1191	602	.63	669	354	440.0	.5	4.000	70	-	-
21	1060	581	.66	666	373	830.0	1.6	3.500	20	-	-
22	658	535	.58	665	339	3.8	.4	.020	100	-	-
23	630	525	.57	668	341	45.0	1.0	.200	100	-	-
24	444	525	.57	690	353	5.0	1.9	.015	100	-	-

TABLA 4.2 COMPARACION DE LAS PRESIONES CALCULADAS POR LAS APROXIMACIONES  $p$ ,  $p^2$  y  $m(p)$

prueba número	presión inicial medida $P_i$	Decremento predicho (1)-(4) (1)	Aprox. $m(p)$		Aprox. $p^2$		Aproximación $p$			solucion numerica	
			( $\mu c$ ) Evaluada a $P_i$	( $\mu c$ ) Evaluada a $\frac{P_i + P_{wf}}{2}$	( $\mu c$ ) y ( $\mu Z$ ) Evaluada a $P_i$	( $\mu c$ ) y ( $\mu Z$ ) Evaluada a $\frac{P_i + P_{wf}}{2}$	( $\mu c$ ) y ( $\mu Z/p$ ) Evaluada a $P_i$	( $\mu c$ ) y ( $\mu Z/p$ ) Evaluada a $(P_i + P_{wf}/2)$	Y Z Evaluada a $P_i$ y con $(P_i + P_{wf}/2), (C_i + C_{wf})$		
presión de fondo predicha, $P_{wf}$											
1	7208	.025	7028	7028	7032	7028	7025	7028	7029	7028	7022
2	5100	.584	1994	2123	*	1076	*	2191	2474	2220	1864
3	5692	.328	3390	3420	3181	3403	3060	3430	3492	3431	3308
4	4417	.067	4119	4170	4118	4119	4108	4120	4123	4120	4098
5	4213	.234	3718	3728	3150	3225	3119	3231	3247	3230	3231
6	4209	.354	2696	2721	2446	2704	2354	2733	2778	2727	2715
7	3859	.329	2572	2591	2430	2382	2377	2399	2626	2594	2515
8	3534	.640	1111	1239	*	1163	*	1339	1333	1287	1257
9	3294	.406	1930	1958	1711	1946	1636	1976	1981	1951	2027
10	3225	.570	1319	1386	796	1355	524	1441	1420	1404	1463
11	3136	.687	862	983	*	913	*	1126	923	948	943
12	2925	.415	1607	1710	1569	1703	1523	1722	1721	1715	1737
13	2322	.320	1568	1579	1511	1580	1498	1585	1568	1577	1584
14	2264	.123	1994	1986	1976	1936	1974	1986	1985	1985	1989
15	1940	.042	1839	1850	1839	1860	1839	1860	1859	1860	1862
16	1877	.574	556	612	350	602	249	651	542	624	630
17	1744	.096	1577	1577	1573	1577	1574	1577	1576	1577	1579
18	1455	.292	1026	1030	1014	1030	1012	1031	1020	1030	1033
19	1397	.154	1181	1163	1177	1183	1178	1183	1180	1183	1185
20	1191	.313	815	818	808	818	806	820	814	818	818
21	1060	.135	917	917	915	917	916	918	916	917	918
22	658	.346	427	431	428	431	426	431	428	431	432
23	630	.351	405	409	408	409	406	409	406	409	412
24	444	.360	280	284	281	282	279	283	281	285	285

column (1) (2)\*\* (3) (4) (5) (6) (7) (8) (9) (10) (11)

No.

\*\* valores de decremento predichos  $= (p_i - p) / p_i$  donde  $p$  es la columna (4)  
 \* la presión calculada es negativa.

De los resultados de esta comparación<sup>17</sup>, como se dieron en la Tabla 4.2, es posible obtener las siguientes conclusiones en cuanto al cálculo de la presión en la cara de la arena a partir de la solución analítica se refiere:

- 1) El uso de las propiedades medias del gas en la definición de  $p_D$  y  $t_D$  da lugar a soluciones aproximadas que con el uso de las condiciones iniciales. La diferencia entre las soluciones con los tres métodos es pequeña. Compare las columnas (4) y (8).
- 2) El método de las propiedades medias del gas no tiene gran influencia en la solución resultante. Compare las columnas (8) y (10).
- 3) Cuando las propiedades del gas tienen que ser supuestos constantes, e iguales a sus valores iniciales, únicamente la aproximación de potencial del gas real es confiable para grandes decrementos. La aproximación de la presión al cuadrado usando propiedades iniciales, es usualmente mejor que la aproximación de la presión usando propiedades iniciales. Compare las columnas (3), (5) y (7).
- 4) Cualquiera aproximación puede ser usada cuando los decrementos son pequeños. Compare los resultados de las condiciones de las pruebas, columnas (1), (4), (14), (15), (17), (20) y (22).

Debe recordarse que si se usan las propiedades promedio, es necesaria una solución por ensayo y error. Esto ilustra la ventaja de usar la aproximación del potencial del gas real, siempre que sea posible, con propiedades evaluadas a las condiciones iniciales.

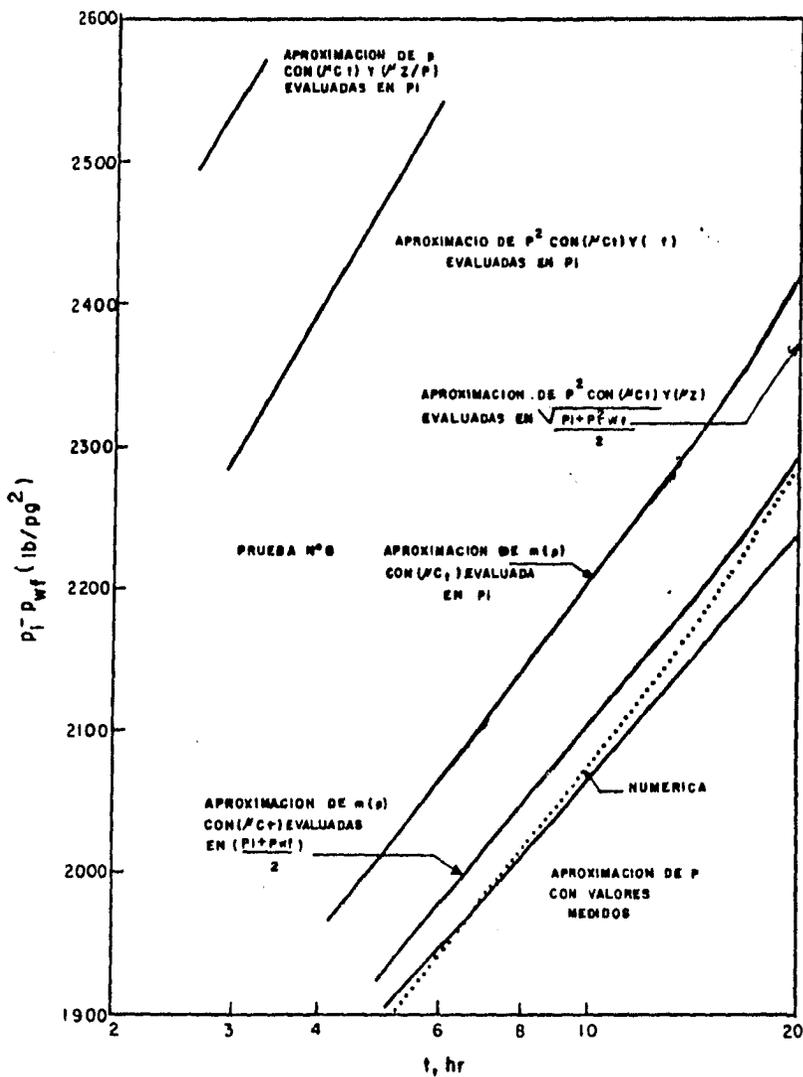


FIG. 4-1 COMPARACION DE DECREMENTOS DE PRESION CALCULADOS CON DIFERENTES METODOS.

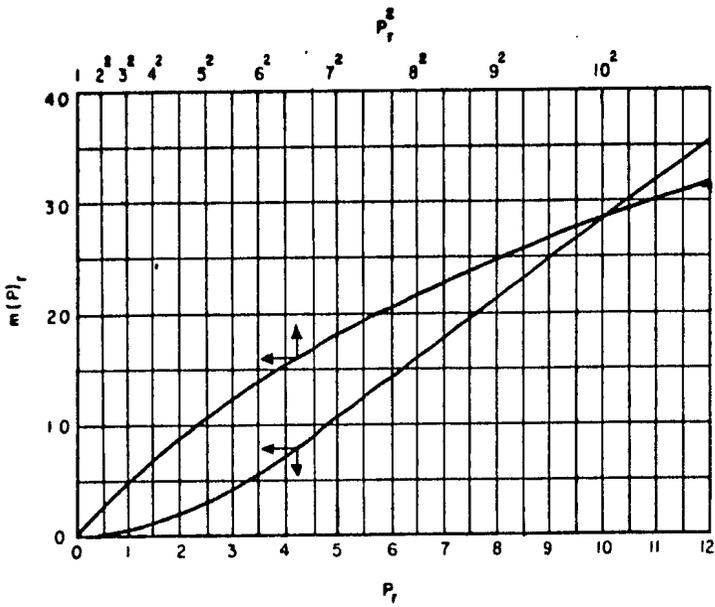


FIG. 4.2 VARIACION DE LA PSEUDOPRESION REDUCIDA CON LA PRESION CUADRADA REDUCIDA Y LA PRESION  
 $(T_r = 1.7, O = P_r = 15.0)$

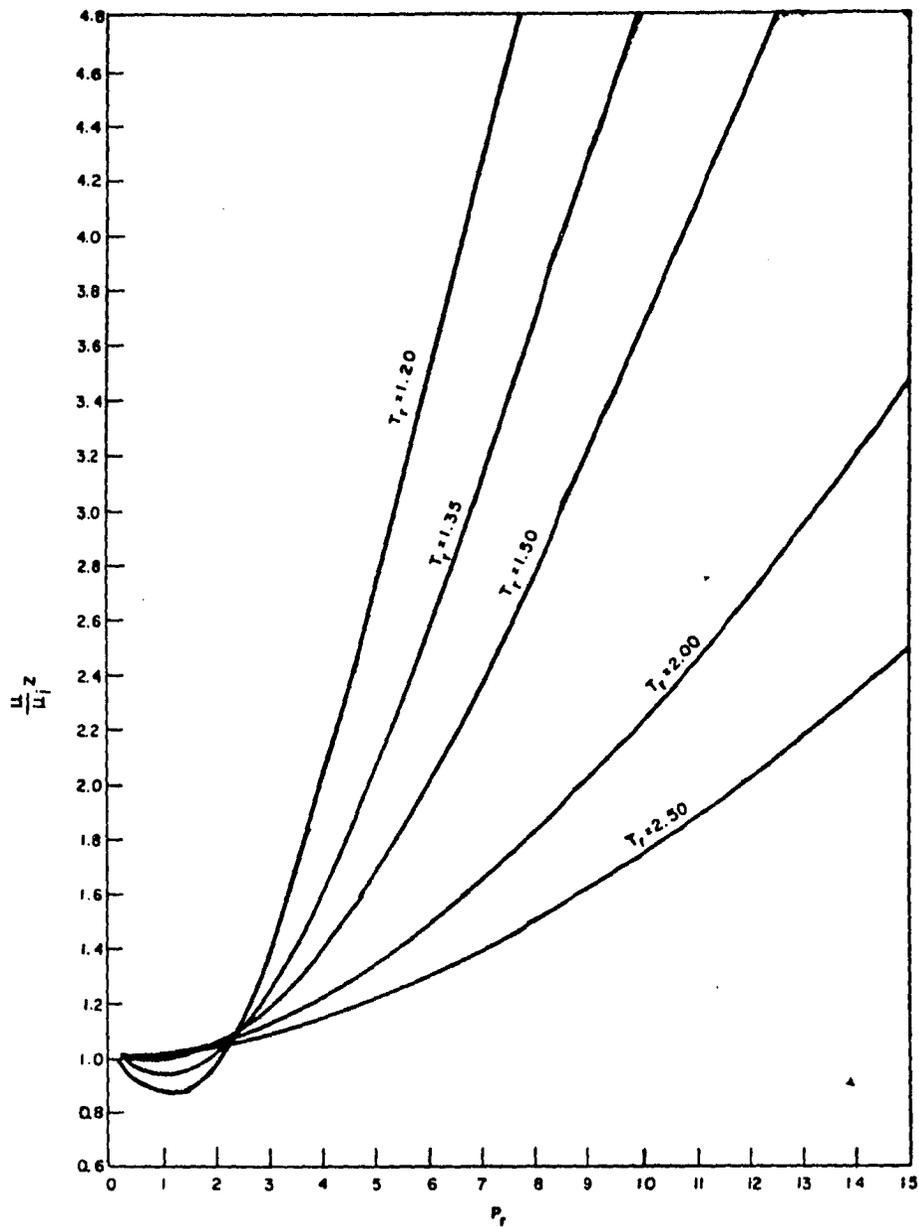


FIG. 4.3 VARIACION DE  $(\frac{u}{u_i})Z$  CON LA TEMPERATURA Y PRESION REDUCIDA.

## 4.2 RANGOS DE VALIDEZ

Cuando la solución analítica es aplicable con las propiedades del gas a condiciones iniciales, la aproximación del potencial del gas real será la más confluente. En la literatura se presentó<sup>17</sup> un método simple para determinar cuál de las aproximaciones, presión o presión al cuadrado, estará más cercana a la aproximación del potencial del gas real para un problema dado.

El método propuesto está basado en la observación de que si  $m(p)$  es función lineal de  $p$ , la aproximación de presión considerada viene siendo idéntica a la aproximación  $m(p)$  y si  $m(p)$  es una función lineal de  $p^2$ , entonces la aproximación de  $p^2$  llega a ser idéntica a la aproximación de  $m(p)$ . Se han presentado<sup>17</sup> curvas de pseudopresión reducida en función de  $p_r$  y  $p_r^2$ , con  $T_r$  como parámetro. La gráfica de  $T_r = 1.7$  se puede ver en la Figura 4.2.

Como un ejemplo de esta aplicación se tiene la prueba número (8) de la Tabla 4.1. El rango de interés de  $p_r$  para este gas es de 1.5 a 5. La Figura 4.2 muestra que arriba de este rango  $m(p)_r$  no es función lineal de  $p_r$  ni de  $p_r^2$ . Esto es confirmado por la Figura 4.1. La Figura 4.2 También muestra que la aproximación de presión al cuadrado es un poco mejor que la aproximación de la presión para este problema. Esto también es confirmado por la Figura 4.1.

Las curvas de pseudopresión reducida para un rango de temperaturas reducidas están presentadas en las Figuras 4.1 y 4.2 en función de  $p_r$  y  $p_r^2$ , respectivamente, con  $T_r$  como parámetro. Estas curvas

pueden ser usadas para determinar el rango de validez de las aproximaciones de presión y presión al cuadrado.

En la figura 4.3  $(\mu/\mu_1)Z$  está graficado contra  $p_r$ , con  $T_r$  como parámetro. Esencialmente niega la generalización de que la aproximación de  $p^2$  es válida a baja presión, mientras la aproximación de  $p$  se aplica a presiones altas. Además, las figuras 4.1 y 4.2 muestran que bajo algunas condiciones, la aproximación de  $p^2$  puede ser aplicada a presiones altas mejor que la aproximación de  $p$ .

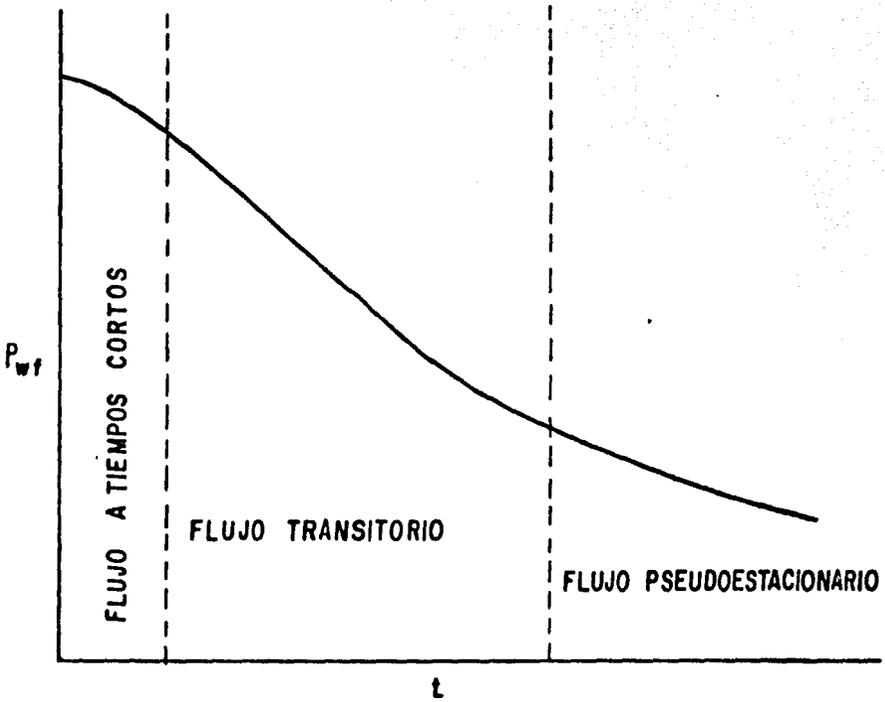
## CAPITULO 5

### PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESION

#### 5.1 PLANTEAMIENTO GENERAL

Las pruebas más sencillas de decremento de presión consisten en medir continuamente la presión de fondo durante un período de flujo a un gasto constante, iniciando a una presión estabilizada del yacimiento. La duración del período de flujo puede ser de unas cuantas horas a unos cuantos meses, dependiendo de la naturaleza del yacimiento y de los objetivos de la prueba. El propósito fundamental de las pruebas de decremento es determinar las características del yacimiento que afectarán el comportamiento de flujo.

Bajo condiciones idealizadas, el comportamiento de la presión de flujo,  $p_{wf}$ , es ilustrado en la Figura 5.1. Durante los tiempos cortos, los efectos de daño y almacenamiento dominan el flujo. El período denominado de flujo transitorio, representa la duración de flujo durante el cual una gráfica de  $p_{wf}$  contra  $\log t$ , es una línea recta. Durante este período, el yacimiento se comporta como infinito y aún no se han sentido los efectos de frontera.



**FIG. 5.1** COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DURANTE UNA PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESION A.GASTO CONSTANTE.

## 5.2. REGIMENES DE FLUJO

### 5.2.1. REGIMEN DE FLUJO A TIEMPOS CORTOS

Los datos para tiempos cortos son afectados en particular por el almacenamiento del pozo y por el flujo lineal a través de las fracturas. Usualmente en el análisis de pruebas de presión, los datos a tiempos cortos son ignorados y el análisis se enfoca a los datos del flujo transitorio y del flujo pseudoestacionario. Consecuentemente, es necesario definir la longitud del período afectado por tiempos cortos o alternativamente, definir el tiempo de inicio del período de flujo transitorio.

Cuando un pozo es abierto en la superficie con flujo a gasto constante, el flujo inicial viene primeramente del propio pozo, más que de la formación. En realidad, el flujo del yacimiento aumenta gradualmente de cero hasta el gasto especificado en la cabeza del pozo,  $q$ . Este gasto es alcanzado en un tiempo,  $t_s$ , dado por las ecuaciones (3.12) y (3.13); combinando éstas con las ecuaciones (3.9) y (3.10) se obtiene:

$$t_s = \frac{(60)(0.894) \mu v_w c_w}{(0.0002637) k h}$$
$$t_s = \frac{36177 \mu v_w c_w}{k h} \dots\dots\dots(5.1)$$

La ecuación (5.1) se aplica a pozos sin efectos de daño. Varios investigadores<sup>14, 18</sup> presentaron los efectos combinados de almacenamiento y daño en forma de curvas tipo, Figura 2.4. Estas curvas tipo pueden

ser usadas para definir el tiempo de inicio del flujo transitorio.

Mckinley<sup>19</sup> graficó una sola familia de curvas suponiendo que  $\lambda = k/\phi\mu c_t r_w^2$  y  $s = 0$ . Aunque esto reduce la exactitud de un ajuste de datos, es más fácil utilizar las curvas tipo de Mckinley que las curvas tipo de Ramey. Maer<sup>20</sup> modificó las curvas tipo de Mckinley para flujo de gas.

Aunque los datos de tiempos cortos no fueron analizados, es interesante notar que en la presencia del almacenamiento del pozo, una gráfica de  $p_D$  contra  $t_D$  en coordenadas logarítmicas dará una línea recta de pendiente unitaria a través de los datos iniciales.

#### 5.2.2. REGIMEN DE FLUJO TRANSITORIO

Cuando los efectos de almacenamiento del pozo, el comportamiento de flujo es semejante al de un pozo en un yacimiento infinito y es conocido como flujo transitorio. En este régimen de flujo la presión es la misma que aquella creada por un pozo línea fuente con un daño constante.

Puesto que en una gráfica de  $p_D$  contra  $t_D$  en coordenadas semilogarítmicas produce una línea recta, el análisis de los datos del flujo transitorio es frecuentemente referido como un "análisis semilog". El análisis semilog de los datos de decremento da valores consistentes de los parámetros de un yacimiento. Solamente el producto,  $kh$ , el factor de daño,  $s$ , y el factor de flujo turbulento,  $D$ , pueden ser determinados de dicho análisis. No se pueden obtener indicaciones de las reservas reales, a menos que se alcance el final de la línea recta semilog. Esta línea recta continúa tanto como el yacimiento se comporte como infinito.

Se define una nueva línea recta cuya pendiente será aproximadamente igual al doble de la primera.

Cuando las fronteras del yacimiento empiezan a tener un efecto significativo en el decremento del pozo, termina el período transitorio. Si el pozo está localizado en el centro de un yacimiento circular o un yacimiento cuadrado sin flujo en la frontera externa, el flujo en estado pseudoestacionario o la fase de agotamiento sigue directamente al período de flujo transitorio<sup>21</sup>.

### 5.2.3. REGIMEN DE FLUJO PSEUDOESTACIONARIO

Si una prueba de decremento a gasto constante es corrida durante un tiempo suficientemente grande, el comportamiento de la presión en el pozo será dominado eventualmente por los efectos de frontera. La presión empieza a declinar con la misma rapidez en todos los puntos del yacimiento; por tanto, el nombre de período pseudoestacionario. En efecto, el área total de drenaje está siendo agotada a un gasto constante.

Una gráfica de  $p_D$  contra  $t_D$  en coordenadas cartesianas da una línea recta a partir de la cual puede calcularse el volumen de poros ocupado por gas y los límites del yacimiento. Por consiguiente las pruebas que utilizan esta porción de la prueba de decremento son frecuentemente conocidas como pruebas de límite de yacimiento.

### 5.3. ANALISIS DE PRUEBAS DE DECREMENTO

#### UTILIZANDO DATOS DE TIEMPOS CORTOS

Los datos de tiempos cortos pueden ser usados para determinar el comienzo del flujo transitorio. Sin embargo, un análisis riguroso de datos de tiempos cortos, será necesario solamente cuando no sea posible llevar a cabo pruebas que se extiendan dentro del régimen de flujo transitorio.

El análisis de datos de tiempos cortos, del período transitorio, y del período de flujo pseudoestacionario es posible, si cada régimen de flujo están considerados juntos, no puede obtenerse una solución analítica. Sin embargo, las soluciones individuales, desde tiempos cortos hasta el período pseudoestacionario pueden ser combinadas y expresadas gráficamente, semejante a la representación dadas en las Figuras 2.3, 2.4, y 2.5, que son curvas tipo que se utilizan en el análisis de pruebas de decremento en pozos de gas.

Esencialmente el análisis de datos con curvas tipo consiste en ajustar los datos de la prueba a la curva tipo apropiada. Cuando se ha obtenido un ajuste, las coordenadas de los ejes de la gráfica de datos y de la curva tipo se hacen corresponder unos a otros, procurando que las escalas de estos ejes también correspondan. Aunque un único ajuste es posible para cualquier gráfica de datos, es fácil apreciar que, para cubrir una multitud de condiciones del sistema pozo-yacimiento, se requiera un gran conjunto de curvas tipo.

#### 5.4. ANALISIS DE PRUEBAS DE DECREMENTO UTILIZANDO

##### DATOS DEL PERIODO TRANSITORIO

Anteriormente se ha indicado que los datos de tiempos cortos pueden ser usados para determinar cuándo la teoría de flujo transitorio llega a ser aplicable, sin tener efectos de almacenamiento que enmascaran los datos de flujo transitorio. Cuando sea posible, los datos deben ser obtenidos en el régimen de flujo transitorio, ya que los parámetros de los yacimientos calculados por un análisis de flujo transitorio son más confiables que aquellos calculados por un análisis de datos a tiempos cortos.

A continuación se describen varias pruebas de decremento que pueden usarse para estimar parámetros del sistema pozo-yacimiento, utilizando datos del período de flujo transitorio.

##### 5.4.1. PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESION A GASTO CONSTANTE

Este tipo de pruebas consiste de pozos fluyendo a gasto constante y registrando continuamente la presión de fondo fluyendo,  $p_{wf}$ , como una función del tiempo de flujo,  $t$ . El flujo se inicia a partir de condiciones estabilizadas de cierre. El flujo puede continuarse tanto como se desee, pero la porción útil de los datos de este análisis es aquella que cae sobre la línea recta semilog. Algunas veces, la desviación de la línea recta semilog puede ser debida a la presencia de una falla más bien que a efectos de frontera. En este caso, si la prueba de decremen-

to es continuada, la primera línea recta semilog se desvía y se define otra línea recta semilog con dos veces la pendiente de la primera línea. Los datos obtenidos de una prueba a gasto constante pueden ser analizados para obtener valores de kh y un factor de daño, s'.

Durante el régimen de flujo transitorio, el comportamiento de flujo representa al de un pozo en un yacimiento infinito con daño constante.

Combinando las ecuaciones (3.6) y (3.7) se tiene:

$$\Delta p_{Dw} = p_D + s' \quad \dots\dots\dots(3.2)$$

Para flujo transitorio,  $p_D$  está dado por la ecuación (4.1) que al sustituirlo en la ecuación (5.2) da:

$$\Delta p_{Dw} = \frac{1}{2} ( \ln t_D + 0.80907 ) + s' \quad \dots\dots\dots(5.3)$$

Recordando las definiciones de los términos adimensionales, la ecuación (5.3) puede escribirse:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = \frac{1.417 \times 10^6}{2} \frac{q_{cs} T}{kh} \left[ \ln \left( \frac{2.637 \times 10^{-4} kt}{\phi \mu_i c_t i r_w^2} \right) + 0.80907 + 2s' \right]$$

o bien,

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{cs} T}{kh} \left[ \log t + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_t i r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87s' \right] \quad (5.4)$$

Una gráfica de  $\Delta m(p) = m(p_i) - m(p_{wf})$  contra t en coordenadas semilogarítmicas da una línea recta de pendiente m, a partir de la cual:

$$kh = \frac{1.632 \times 10^6 q_{cs} T}{m} \quad \dots\dots\dots(5.5)$$

Definiendo  $\Delta m(p_i)$  = valor de  $\Delta m(p)$  a  $t=1$ , a partir de la línea recta (extrapolada, si es necesario) y sustituyendo estos valores en la ecuación (5.4):

$$\Delta m(p_i) = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{cs} T}{kh} \left[ \log(1) + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 s' \right]$$

Despejando  $s'$  se tiene finalmente:

$$s' = 1.151 \left[ \frac{\Delta m(p)}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \dots \dots \dots (5.6)$$

La caída de presión debida a los efectos de daño puede ser obtenida de:

$$\Delta m(p)_s = 0.87 m s \dots \dots \dots (5.7)$$

Similarmente, la caída de presión debida a los efectos de flujo turbulento puede ser obtenida de:

$$\Delta m(p)_T = 0.87 m D q_{cs} \dots \dots \dots (5.8)$$

La caída de presión total, atribuida directamente a los efectos de daño y de flujo turbulento puede entonces ser obtenida a partir de:

$$m(p)_s = 0.87 m s' = 0.87 m (s + D q_{cs}) \dots \dots \dots (5.9)$$

La eficiencia de flujo del pozo, E.F., está definida como la relación del decremento en el pozo, sin daño o efectos de flujo turbulento, al decremento real y puede ser calculada por medio de:

$$E.F. = \frac{[m(p_i) - m(p_{wf})] - [\Delta m(p) s']}{[m(p_i) - m(p_{wf})]} \dots \dots \dots (5.10)$$

#### 5.4.2. PRUEBAS DE DECREMENTO DE PRESION A GASTO VARIABLE

Una prueba a gasto variable simplemente consiste de una secuencia de diferentes gastos constantes sin la intervención de períodos de cierre

El análisis de pruebas de gasto variable no es siempre confiable; sin embargo, es interesante la aplicación del principio de superposición en tiempo.

En una prueba a gasto variable, el flujo empieza a condiciones estabilizadas del yacimiento. Un gasto constante,  $q_1$ , es mantenido por un período de tiempo,  $t_1$ . Luego el gasto es cambiado a  $q_2$  hasta el tiempo  $t_2$ , después es cambiado a  $q_3$  hasta un tiempo  $t_3$ , y así sucesivamente.

En general, la historia de gastos puede ser resumida:

$$\begin{array}{lll} q_{cs} = q_1 & \text{para} & 0 < t < t_1 \\ q_{cs} = q_2 & \text{para} & t_1 < t < t_2 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ q_{cs} = q_n & \text{para} & t_{n-1} < t \end{array}$$

La respuesta de presión obtenida cambiando el gasto  $n$  veces desde  $q_1$  hasta  $q_n$  puede ser obtenida aplicando el principio de superposición en tiempo.

Durante el primer período de flujo, el decremento del potencial de gas real en el pozo está dado por la ecuación (5.4), la cual puede escribirse de la siguiente manera:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = 1.632 \times 10^6 \frac{q_1 T}{k \cdot h} \left[ \log t + \log \left( \frac{K}{\phi \mu_i c_1 r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87s' \right] \quad (5.11)$$

Durante el segundo periodo de flujo, el decremento de potencial de gas real en el pozo está dado por la suma del efecto continuado del primer gasto y el efecto superpuesto del cambio de gasto. De esta manera, aplicando el principio de superposición en tiempo, se obtiene para cualquier tiempo durante el segundo periodo de flujo:

$$\begin{aligned}
 m(p_1) - m(p_{wf}) = & 1.632 \times 10^6 \frac{q_1 T}{k h} \left[ \log t + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_1 c_1 r_w^2} \right) - 3.2275 \right] \\
 & + 1.632 \times 10^6 \frac{(q_2 - q_1) T}{k h} \left[ \log(t - t_1) + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_1 c_1 r_w^2} \right) - 3.2275 \right] \\
 & + 1.632 \times 10^6 \frac{q_2 T}{k h} (0.87 s_2)
 \end{aligned}$$

Arreglando:

$$\begin{aligned}
 m(p_1) - m(p_{wf}) = & 1.632 \times 10^6 \frac{q_1 T}{k h} \left[ \log \left( \frac{t}{t - t_1} \right) + \frac{q_2}{q_1} (t - t_1) \right] \\
 & + 1.632 \times 10^6 \frac{q_2 T}{k h} \left[ \log \left( \frac{k}{\phi \mu_1 c_1 r_w^2} \right) - 3.2275 + s_2^1 \right] \quad (5.12)
 \end{aligned}$$

Durante el enésimo periodo de flujo, el decremento de potencial en el pozo se obtiene por un procedimiento similar al descrito para el segundo periodo. Esto incluye una superposición de todos los gastos:

$$m(p_1) - m(p_{wf}) = 1.632 \times 10^6 \frac{q_1 T}{k h} \left[ \log t + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_1 c_1 r_w^2} \right) - 3.2275 \right]$$

$$\begin{aligned}
& + 1.632 \times 10^6 \frac{(q_2 - q_1) T}{kh} \left[ \log(t - t_1) + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.2275 \right] \\
& + 1.632 \times 10^6 \frac{(q_3 - q_2) T}{kh} \left[ \log(t - t_2) + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.2275 \right] \\
& \vdots \\
& + 1.632 \times 10^6 \frac{q_n T}{k h} (0.87 s_n') \dots \dots \dots (5.13)
\end{aligned}$$

La ecuación (5.13) puede escribirse de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{q_n} &= m' \sum_{j=1}^n \frac{\Delta q_j}{q_n} \log(t - t_{j-1}) \\
& + m' \left[ \log \left( \frac{h}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 s_n' \right] \quad (5.14)
\end{aligned}$$

donde:

$$m' = \frac{1.632 \times 10^6 T}{kh}$$

$$\Delta q_j = q_j - q_{j-1}$$

$$t_0 = q_0 = 0$$

Si se analizan los datos tiempo-presión del enésimo período de flujo, una gráfica de  $[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_n$  contra  $\sum_{j=1}^n \frac{\Delta q_j}{q_n} \log(t - t_{j-1})$  en coordenadas cartesianas da una línea recta de pendiente  $m'$ , de donde:

$$kh = \frac{1.632 \times 10^6 T}{m'} \dots \dots \dots (5.15)$$

Definiendo:

$\Delta m(p_o)$  = valor de  $\left[ m(p_o) - m(p_{wf}) \right] / q_n$  correspondiente al cero de las abscisas, obtenido de la línea recta (extrapolada, si es necesario).

La ecuación (5.14) puede escribirse:

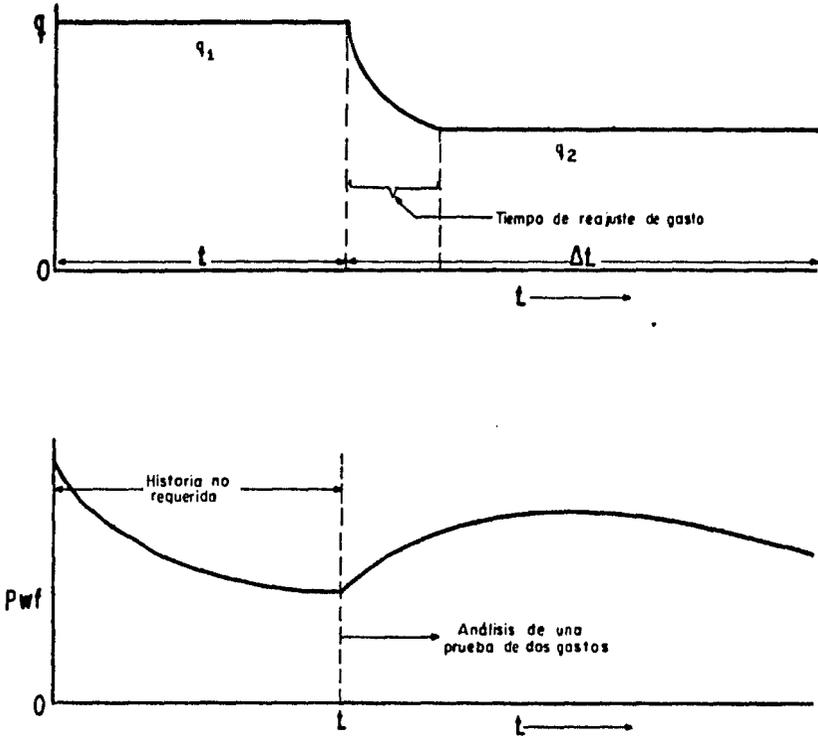
$$s'_n = 1.151 \left[ \frac{\Delta m(p_o)}{m'} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_f r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \dots\dots\dots(5.16)$$

con la cual se puede determinar el factor de daño aparente,  $s'_n$ , asociado con el gasto  $q_n$ .

### 5.4.3. PRUEBAS DE DOS GASTOS.

Las pruebas de dos gastos, desarrollada por Russell<sup>22</sup>, es una forma simplificada de las pruebas de gasto variable. Consisten en fluir el pozo a un gasto constante,  $q_1$ , por un período de tiempo,  $t$ , y luego cambiar el gasto a  $q_2$ . El primer gasto comúnmente es gasto de producción real del pozo. Antes de cambiar el gasto de flujo, se baja un medidor de presión de fondo dentro del pozo para registrar la presión de flujo en la cara de la arena. Es importante tener un valor real de la presión de fondo inmediatamente antes del cambio de gasto. Luego, se registra en forma continua la presión de fondo fluyendo, después del cambio de gasto.

Las pruebas de dos gastos tienen varias ventajas sobre las pruebas de un sólo gasto. Si los datos tiempo-presión del primer período de flujo están disponibles, junto con los datos del segundo período de -



**FIG. 5.2 COMPORTAMIENTO DE PRESION Y GASTO EN UNA PRUEBA A DOS GASTOS.**

flujo, puede obtenerse directamente un valor del factor de turbulencia, D. Por tanto, el tiempo de prueba se acorta considerablemente para aquellos pozos que requieren de un tiempo largo para su estabilización. Además, el tiempo requerido para el inicio del régimen de flujo transitorio en el segundo gasto de flujo es mucho más corto que el que se requeriría normalmente en una prueba de un solo gasto.

Una prueba de dos gastos y su correspondiente respuesta de presión se ilustra en la Figura 5.2. El análisis de dicha prueba da los valores de kh, s y D si se conoce la  $p_i$ . Si la  $p_i$  no se conoce, entonces el análisis da valores de kh, s' y  $p_i$ .

La respuesta de presión obtenida al cambiar el gasto de  $q_1$  a  $q_2$  puede analizarse aplicando el principio de superposición en tiempo.

Antes del cambio de gasto, es decir, durante el primer período de flujo, el decremento de potencial de gas real en el pozo está dado por la ecuación (5.4) que puede escribirse para este caso:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = 1.632 \times 10^6 \frac{q_1 T}{k h} \left[ \log t + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87s_i \right] \quad (5.17)$$

Durante el segundo período de flujo, el decremento en el pozo está dado por la suma del decremento debido al efecto continuado del primer gasto y el decremento debido al efecto superpuesto del cambio de gasto. Aplicando el principio de superposición en tiempo, se obtiene para cualquier tiempo durante el segundo período de flujo:

$$\begin{aligned}
m(p_i) - m(p_{wf}) &= 1.632 \times 10^6 \left[ \frac{q_1 T}{kh} \log(t + \Delta t) + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.2275 \right] \\
&+ 1.632 \times 10^6 \frac{(q_2 - q_1) T}{kh} \left[ \log \Delta t + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.2275 \right] \\
&+ 1.632 \times 10^6 \frac{q_2 T}{kh} \log 0.87 s_{i2}^2
\end{aligned}$$

o bien:

$$\begin{aligned}
m(p_i) - m(p_{wf}) &= 1.632 \times 10^6 \frac{q_1 T}{kh} \left[ \log \frac{t + \Delta t}{\Delta t} + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t \right] \\
&+ 1.632 \times 10^6 \frac{q_2 T}{kh} \left[ \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 s_{i2}^2 \right]
\end{aligned} \tag{5.18}$$

Una gráfica de  $m(p_{wf})$  contra  $\log \frac{t + \Delta t}{\Delta t} + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t$  en coordenadas cartesianas da una línea recta de pendiente  $m$ , a partir de la cual:

$$kh = \frac{1.632 \times 10^6 q_1 T}{m} \dots \dots \dots (5.19)$$

Definiendo:

$m(p_0)$  = potencial de gas real correspondiente a la presión de fondo fluyendo justo antes de cambiar el gasto.

$m(p_i)$  = potencial de gas real correspondiente a la presión de fondo flu-  
yendo a  $\Delta t = 1$ , obtenida de la línea recta (extrapolada, si es  
necesario).

Entonces, la ecuación (5.17) puede escribirse:

$$m(p_i) - m(p_o) = 1.632 \times 10^6 \frac{q_1 T}{kh} \left[ \log t + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.2275 + \right. \\ \left. + 0.87 s_i' \right] \quad (5.20)$$

y la ecuación (5.18) puede escribirse:

$$m(p_i) - m(p_1) = 1.632 \times 10^6 \frac{q_1 T}{kh} \left[ \log(t+1) + \frac{q_2}{q_1} \log(1) \right] \\ + 1.632 \times 10^6 \frac{q_2 T}{kh} \left[ \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 s_2' \right] \quad (5.21)$$

Restando la ecuación (5.21) de la ecuación (5.20):

$$m(p_i) - m(p_o) = 1.632 \times 10^6 \frac{q_1 T}{kh} \left[ \log \left( \frac{t}{t+1} \right) \right] \\ + 1.632 \times 10^6 \frac{(q_1 - q_2) T}{k h} \left[ \log \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} - 3.2275 \right]$$

$$+ 1.632 \times 10^6 \frac{T}{k h} \left[ 0.87 q_1 s_1^i - 0.87 q_2 s_2^i \right] \quad (5.22)$$

Sustituyendo la ecuación (5.19) se obtiene:

$$m(p_1) - m(p_0) = m \log \left( \frac{t}{t+1} \right) + \frac{m(q_1 - q_2)T}{q_1} \left[ \log \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} - 3.2275 \right] + \frac{0.87m}{q_1} (q_1 s_1^i - q_2 s_2^i) \dots \dots \dots (5.23)$$

En esta ecuación, si  $\frac{t+1}{t} \approx 1$ , el primer término del lado derecho se reduce a cero. Entonces:

$$q_1 s_1^i - q_2 s_2^i = \frac{[m(p_1) - m(p_0)] q_1}{0.87m} - \frac{(q_1 - q_2)}{0.87} \left[ \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.2275 \right] \quad (5.24)$$

Para utilizar la ecuación (5.24) es necesario información adicional.

Pueden considerarse dos procedimientos:

a) Se conoce la presión inicial del yacimiento,  $p_i$ , y por tanto,  $m(p_i)$ . Analizando el primer período de flujo de una prueba de dos gastos como una de un sólo gasto, el factor de daño aparente,  $s_i^i$ , relacionado al gasto  $q_i$  puede obtenerse con la ecuación (5.4) escrita de la siguiente manera:

$$s_i^i = 1.151 \left[ \frac{m(p_i) - m(p_0)}{m} - \log \left( \frac{kt}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) + 3.2275 \right], \dots \dots \dots (5.25)$$

donde  $t$  es el tiempo de cambio de  $q_1$  a  $q_2$ , es decir, el tiempo correspondiente al potencial de gas real  $m(P_0)$ .

Utilizando la ecuación (5.24) y el valor de  $s'_1$ , se puede calcular el factor de daño aparente,  $s'_2$ , relacionando el gasto  $q_2$ :

$$s'_2 = \frac{q_1}{q_2} s'_1 - \frac{m(P_1) - m(P_0)}{0.87mq_2} + \frac{(q_1 - q_2)}{0.87mq_2} \left[ \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.2275 \right] \quad (5.26)$$

b) No se conoce la presión inicial del yacimiento y por tanto, tampoco  $m(p_i)$ .

En este caso no se pueden separar los efectos de daño y los efectos de turbulencia; Sin embargo,  $m(p_i)$  puede estimarse suponiendo que  $s'_1$  y  $s'_2$  son iguales a un valor  $s'$  promedio, calculada mediante la ecuación (5.24) escrita de la siguiente manera:

$$s' = 1.151 \left[ \left( \frac{q_1}{q_1 - q_2} \right) \left( \frac{m(P_1) - m(P_0)}{m} \right) - \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \quad (5.27)$$

Y sustituyendo el valor de  $s'$  en la ecuación (5.25) se obtiene:

$$m(P_i) = m(P_0) + m \left[ \log \left( \frac{kt}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 s' \right] \quad \dots (5.28)$$

Luego  $m(P_i)$  puede convertirse a  $p_i$ .

## 5.5 ANALISIS DE PRUEBAS DE DECREMENTO UTILIZANDO DATOS DEL PERIODO PSEUDOESTACIONARIO.

El período de flujo transitorio continúa hasta que se sienten los efectos de frontera. Entonces el flujo es pseudoestacionario para un pozo localizado en el centro de un yacimiento limitado (circular o cuadrado).

A continuación se describen varias pruebas que utilizan datos del período de flujo pseudoestacionario, tales como las pruebas de Límite de yacimiento y las denominadas de Límite Económico.

### 5.5.1. PRUEBAS DE LIMITE DE YACIMIENTO

Si una prueba de decremento a gasto constante continúa durante un tiempo suficientemente largo se observará una desviación de la línea recta semilog. En estos casos, el decremento a gasto constante debe continuarse hasta que sea evidente de que esta desviación sea una segunda línea recta semilog, lo cual indicaría la existencia de una falla y no de los límites del yacimiento. La frontera del yacimiento se alcanza cuando una gráfica de la presión de fondo del pozo contra el tiempo, da una línea recta en coordenadas cartesianas. La pendiente de la línea recta es función del gasto y del tamaño del yacimiento.

Se ha descrito ampliamente<sup>23</sup> la aplicación de las pruebas de límite de yacimiento y así mismo, se ha demostrado que dichas pruebas, además

de definir las reservas, pueden dar la orientación de las fallas combinando los resultados de pruebas realizadas en varios pozos vecinos.

Por otro lado, también se ha demostrado<sup>24</sup> que las pruebas de límite de yacimiento en un pozo pueden usarse para determinar el volumen original de gas en un pequeño yacimiento cerrado, la presión ocupada por el gas en un yacimiento grande, la distancia a un límite productivo impermeable, el ángulo entre dos fallas que se intersectan y efectos de interferencia. Pruebas similares en dos o más pozos darían la productividad del yacimiento, la orientación de las permeabilidades preferenciales en un yacimiento homogéneo anisotrópico, la posición de una falla y la posición y tendencia de un contacto gas-agua. También, se han presentado gráficas que describen el efecto de una discontinuidad radial<sup>25</sup>; se ha demostrado que la forma de un yacimiento puede estimarse con pruebas de límite de yacimiento y los conceptos de factores de forma<sup>26</sup>.

Para flujo pseudoestacionario,  $p_D$  está dada por la ecuación (4.1) la cual puede sustituirse en la ecuación (5.2), entonces:

$$\Delta p_{DW} = \frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln r_{eD} - \frac{3}{4} + s' \dots\dots\dots(5.29)$$

Esta ecuación puede escribirse en términos de variables reales:

$$m(P_i) - m(P_{wf}) = \frac{2348 q_{cs} T t}{\pi \phi \mu_i c_i r_e^2 h} + 1.417 \times 10^6 \frac{q_{cs} T}{kh} \left[ \ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + s' \right] \quad (5.30)$$

Nótese que  $\pi$  se introdujo en el primer término de la derecha, tal que  $\pi \phi r_e^2 h$  representa el volumen poroso del yacimiento,  $V_p$ , lleno con gas. La ecuación (5.30) también puede escribirse:

$$m(P_i) - m(P_{wf}) = \frac{2348 q_{cs} T t}{\pi \phi \mu_i c_i r_e^2 h} + 3.63 \times 10^6 \frac{q_{cs} T}{kh} \left[ \log \frac{0.472 r_e}{r_w} + \frac{s'}{2.303} \right] \quad (5.31)$$

De tal manera que, graficando  $\Delta m(p) = m(P_i) - m(P_{wf})$  contra  $t$  en coordenadas cartesianas, se obtiene una línea recta de pendiente  $m''$ , de donde:

$$V_p = \frac{2348 q_{cs} T}{\mu_i c_i m'' t} \quad \dots \dots \dots (5.32)$$

Entonces,  $V_p$  es el volumen poroso lleno de gas, pies cúbicos, y como  $\phi h$  puede obtenerse de registros, por tanto puede calcularse  $r_e$ .

### 5.5.2. PRUEBAS DE LIMITE ECONOMICO

Si una prueba de decremento a gasto constante se continúa por un tiempo largo y no se observa la desviación de la línea recta semilog, entonces no puede definirse la prueba de límite de yacimiento. Sin embargo, es posible definir un volumen mínimo de gas en el lugar.

Las pruebas de límite de yacimiento pueden conducir a estimar grandes cantidades de gas sin definir los límites reales del yacimiento. En estos casos, es conveniente diseñar una prueba de límite Económico para confirmar la presencia de un volumen mínimo de gas que sería necesario que existiera para la explotación económica de un yacimiento.

El radio de investigación, esta dado por la siguiente ecuación:

$$r_{inv} = 2 \left[ \frac{2.637 \times 10^{-4} kt}{\phi \mu_i c_i} \right] \dots\dots\dots (5.33)$$

la cual define un volumen poroso mínimo económico lleno de gas (pies cúbicos, a condiciones de yacimiento):

$$V_{p \text{ min}} = \pi \phi r_{inv}^2 \dots\dots\dots (5.34)$$

Sustituyendo la ecuación (5.33) en la ecuación (5.34) se obtiene:

$$t = \frac{301.8 \mu_i c_i V_p \text{ min}}{kh} \dots\dots\dots(5.35)$$

y de esta manera se puede estimar el tiempo requerido de duración de una prueba de límite económico.

## CAPITULO 6

### PRUEBAS DE INCREMENTO DE PRESION

#### 6.1 PLANTEAMIENTO GENERAL

En el manejo y análisis de pruebas de incremento, es muy importante tomar en cuenta que un incremento es siempre precedido por un decremento, y también que los datos de incremento son directamente afectados por este decremento. Idealmente, el decremento comienza a partir de una condición de yacimiento estabilizado representado por la presión del yacimiento estabilizada,  $p_i$ . A un tiempo,  $t$ , el pozo se cierra y el incremento continúa durante un tiempo,  $\Delta t$ .

El comportamiento de la presión de fondo cerrado,  $p_{ws}$ , -- contra  $\Delta t$  se ilustra en la Figura 6.1, donde la porción de tiempos cortos refleja el almacenamiento del pozo y los efectos de daño. El almacenamiento es el resultado de que el cierre del pozo se efectúa en la superficie y no en la cara de la formación. Entonces la producción continúa de la formación hacia el pozo durante algún tiempo después

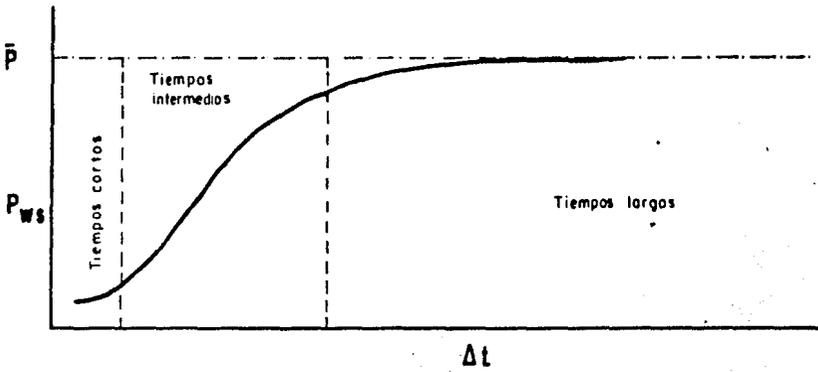


FIG. 6.1 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE FONDO ESTATICA CUANDO OCURRE EL CIERRE DEL POZO.

de que el flujo en la superficie ha sido detenido. En yacimientos de gas y condensado de baja permeabilidad, el almacenamiento del pozo debe ser evitado, para lo cual generalmente se usa una herramienta de cierre en el fondo del agujero<sup>27</sup>. Los efectos de daño son originados por el pozo dañado, las condiciones de terminación del pozo y del efecto de flujo turbulento.

Los datos que caen en la región de tiempo intermedio constituyen la parte más útil de una prueba de incremento. Las gráficas de Horner y MDH, utilizan estos datos para obtener una línea recta en papel semilogarítmico. El producto  $Kh$  se obtiene de la pendiente de esta línea recta semilog. Los datos de tiempos cortos deben excluirse de dichas gráficas.

Los datos de tiempos largos están usualmente marcados por una desviación de la línea recta semilog de la región de tiempo intermedio. Esta desviación refleja los efectos de frontera. Si el período de cierre es suficientemente largo, la presión final alcanzada, llamada la presión de cierre estabilizada, es en realidad la presión promedio de volumen del yacimiento que está siendo drenado.

Conceptualmente, un incremento es tratado como el resultado de dos efectos superpuestos. El principio de superposición se describió anteriormente. La aplicación de este principio al análisis

de las pruebas de incremento es muy simple. La caída de presión a un gasto  $q$ , antes del incremento, se supone que continúa durante todo el tiempo,  $(t + \Delta t)$ , pero en el tiempo de cierre  $\Delta t$ , una caída de presión en el gasto,  $-q$ , se inicia. Los efectos netos de un gasto negativo o inyección, es para simular un gasto de flujo cero, que es la condición de cierre. Por tanto a cualquier tiempo de cierre,  $\Delta t$ , el comportamiento de la presión en el pozo será la suma de los dos efectos, aquel debido a un gasto  $q$  para un tiempo  $(t + \Delta t)$ , y aquel debido a un gasto,  $-q$ , para un tiempo  $\Delta t$ ; este tratamiento es idéntico para una prueba de decremento a dos gastos con el segundo gasto,  $q_2$ , tomado igual a cero.

Las curvas tipo dadas en el Capítulo 2 sección 2.6 y las limitaciones discutidas en el Capítulo 5, también son aplicables al análisis de pruebas de incremento. Aún cuando la técnica de ajuste con curvas tipo no serán discutidas en este capítulo, proporciona un método simple para determinar el comienzo del flujo transitorio durante las pruebas de incremento.

## 6.2 ANALISIS DE LOS DATOS DE TIEMPOS CORTOS

Un análisis riguroso de datos de tiempos cortos puede dar una adecuada aproximación de  $Kh$ . Dicho análisis será necesario solamente cuando los datos de tiempos intermedios no están disponibles.

Las discusiones relacionadas al régimen de flujo de tiempos cortos en el Capítulo 5, se aplican generalmente para las pruebas de incremento de presión de igual manera que se hizo para pruebas de decremento.

### 6.3 ANALISIS DE LOS DATOS DE TIEMPOS INTERMEDIOS

En el Capítulo 5 se ha demostrado que los datos de tiempos cortos pueden ser usados para determinar el tiempo de inicio de los datos del flujo transitorio. Un análisis similar se aplica a la porción de tiempos cortos de una prueba de incremento.

En el régimen de flujo transitorio es posible obtener parámetros del yacimiento calculados con un análisis de datos de tiempos intermedios, los cuales son mucho más confiables que aquellos calculados con datos de tiempos cortos.

Los datos obtenidos de una prueba de incremento realizada adecuadamente, seguida de una prueba de decremento de un solo gasto, o de dos gastos, y en algunos casos también de gasto variable, pueden ser analizados para obtener valores confiables de  $Kh$ ,  $s$  y  $\bar{p}$ . El comportamiento de incremento de presión durante el período de tiempos intermedios es análogo al período de flujo transitorio durante una prueba de

decremento, en otras palabras, el yacimiento actúa como infinito y las fronteras no afectan los datos de tiempo-presión.

El análisis de los datos de tiempos intermedios también da una línea recta semilog que no debe ser confundida con la línea recta semilog para una prueba de decremento, como se verá más adelante, esta línea recta, cuando es extrapolada, da el valor del potencial de gas real aparente del yacimiento,  $m(p^*)$ , que corresponde a  $p^*$ , el cual es posteriormente usado para calcular el potencial de gas real del yacimiento,  $m(\bar{p})$  que corresponde a la presión media del yacimiento,  $\bar{p}$ .

Cuando los efectos de tiempos cortos llegan a ser despreciables, el comportamiento presión-tiempo es aquel de un pozo produciendo a un gasto cero de un yacimiento infinito. Como previamente se mencionó, un incremento es siempre precedido por un decremento.

Durante el periodo de decremento la presión de fondo-fluyendo está dada por la ecuación (4-5); para la ecuación en términos de presión:

$$p_i - p_{wf} = - \frac{162.6 q_{cs} B \mu_i}{kh} \left[ \log t + \log \left( \frac{K}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87 s' \right] \dots (6.1)$$

Si el pozo es cerrado en el tiempo  $t$ , y se permite incrementar durante un tiempo  $\Delta t$ , el efecto de cierre puede ser obtenido por la superposición de dos efectos. Durante el período de cierre la presión estática es dada por la suma del efecto continuo del gasto de decremento  $q_{cs}$  y el efecto superpuesto del cambio en gasto  $(0-q_{cs})$  y es representado por:

$$\begin{aligned}
 p_i - p_{ws} = & - \frac{162.6 q_{cs} B\mu}{kh} \left[ \log(t + \Delta t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 \right] \\
 & + \frac{162.6 (0-q_{cs}) B\mu}{kh} \left[ \log(\Delta t) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 \right]
 \end{aligned}
 \tag{6.2}$$

Nótese que el daño aparente,  $s'$ , no sería superpuesto en el tiempo dado que es una función solamente del gasto existente. Sin embargo, si los efectos de turbulencia son despreciables,  $s' = s$  y aunque es incorrecto introducir un término de daño en la ecuación (6.2) dicho término, si se introduce, no afectará la pendiente de la gráfica semilog:

El primer término del lado derecho de la ecuación (6.2) representa el efecto debido al decremento a un gasto  $q_{cs}$  durante un tiempo  $(t + \Delta t)$ . El segundo término es el efecto del cambio en gasto de  $q_{cs}$  a

cero por un tiempo  $\Delta t$ ; combinando estos términos y simplificando la ecuación (6.2) da:

$$P_i - P_{ws} = - \frac{162.6 q_{cs} B\mu}{kh} \left[ \log \left( \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] \dots (6.3)$$

Esta relación representa la comúnmente usada gráfica de Horner. Es obvio que, a partir de esta ecuación, la gráfica  $P_{ws}$  contra  $(t + \Delta t) / \Delta t$  en coordenadas semilogarítmicas dará una línea recta de pendiente  $m$ , de la cual

$$kh = - \frac{162.6 q_{cs} B\mu}{m} \dots (6.4)$$

Definiendo  $P_{wf}$  como la presión exactamente antes del cierre, la ecuación (6.1) puede ser escrita como:

$$P_i - P_{wf} = - \frac{162.6 q_{cs} B\mu}{kh} \left[ \log t + \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87 s \right] \dots (6.5)$$

Restando la ecuación (6.3) de la ecuación (6.5) da:

$$P_{ws} - P_{wf} = - \left[ \frac{162.6 q_{cs} B\mu}{kh} \log t + \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87 s \right] - \log \left( \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) \dots (6.6)$$

Resolviendo la ecuación (6.6) para  $\Delta t \approx 1$  hora; y haciendo-

$$\frac{t + \Delta t}{\Delta t} = \frac{t + 1}{1} \approx t, \text{ se tiene:}$$

$$P_{1HR} - P_{wf} = -m \left[ \log t + \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87 s - \log t \right]$$

Entonces:

$$s = 1.151 \left[ \frac{P_{1HR} - P_{wf}}{-m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (6.7)$$

También se puede determinar con el análisis de una prueba - de incremento de presión, la presión del yacimiento.

Método para determinar la presión media del yacimiento.

1. Se determina la  $p^*$  extrapolando la línea recta a  $(t + \Delta t)/\Delta t = 1$  en la gráfica de Horner.
2. De la distribución de pozos en el yacimiento determinar la forma de área de drene y la localización del pozo dentro de la misma.
3. Calcular el tiempo de producción adimensional del pozo ( $t_{DA}$ ) con la ecuación (6.24)

4. Usando la Figura 6-4, determinar  $P_{DMBH}$ .

5. Calcular la presión media con la formula:

$$\bar{p} = p^* - \frac{m}{2.303} P_{DMBH} \dots\dots\dots(6.8)$$

De la misma manera, utilizando la presión al cuadrado se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$kh = 325.2 \frac{q_g \mu_g Z T P_{cs}}{m T_{cs}} \dots\dots\dots(6.9)$$

$$k = 325.2 \frac{q_g \mu_g Z T P_{cs}}{m h T_{cs}} \dots\dots\dots(6.10)$$

$$s = 1.151 \left[ \frac{p_{1hr}^2 - p_{wf}^2}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu_g c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots\dots(6.11)$$

$$\bar{p} = p^{*2} - \frac{m}{2.303} P_{DMBH} \dots\dots(6.12)$$

Igualmente para el potencial de gas real:

Durante el período de decremento, la presión de fondo fluyendo está dada por la ecuación (5.4). Para la ecuación en términos de presión;

$$m(P_i) - m(P_{wf}) = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{cs} T}{kh} \left[ \log t + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s' \right] \quad (6.13)$$

Si el pozo es cerrado en el tiempo  $t$ , y se permite incrementar durante un tiempo  $\Delta t$ , el efecto de cierre puede ser obtenido por la superposición de dos efectos. Durante el período de cierre la presión estática es dada por la suma del efecto continuo del gasto de decremento,  $q_{cs}$ , y el efecto superpuesto del cambio en el gasto ( $0 - q_{cs}$ ) y es representado por:

$$m(P_i) - m(P_{ws}) = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{cs} T}{kh} \left[ \log(t + \Delta t) + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.23 \right] \\ + 1.632 \times 10^6 \frac{(0 - q_{cs}) T}{kh} \left[ \log \Delta t + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.23 \right] \quad (6.14)$$

Nótese que el daño aparente,  $s'$ , no sería superpuesto en el tiempo dado que es una función solamente del gasto existente. Sin embargo, si los efectos de turbulencia son despreciables,  $s' = s$  y aunque es incorrecto introducir un término de daño en la ecuación (6.13), si se introduce no afectará la pendiente de la gráfica semilog.

El primer término del lado derecho de la ecuación (6.13) representa el efecto debido al decremento a un gasto  $q_{cs}$ , durante un tiempo  $(t + \Delta t)$ . El segundo término es el efecto del cambio del gasto de  $q_{cs}$  a cero por un tiempo  $\Delta t$ . Combinando estos términos y simplificando la ecuación (6.13), da:

$$m^{(Pi)} - m^{(Pws)} = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{cs} T}{kh} \log\left(\frac{t + \Delta t}{\Delta t}\right) \dots\dots\dots(6.15)$$

esta relación representa la comúnmente usada gráfica de Horner. Es obvio que a partir de esta ecuación, la gráfica  $m^{(Pws)}$  contra  $(t + \Delta t)/\Delta t$  en coordenadas semilogarítmicas dará una línea recta de pendiente,  $m$ , de la cual:

$$kh = \frac{1.632 \times 10^6 q_{cs} T}{m} \dots\dots\dots(6.16)$$

Una gráfica de incremento para un yacimiento infinito es mostrado en la Figura (6.2)a. Una gráfica alternativa generalmente usada

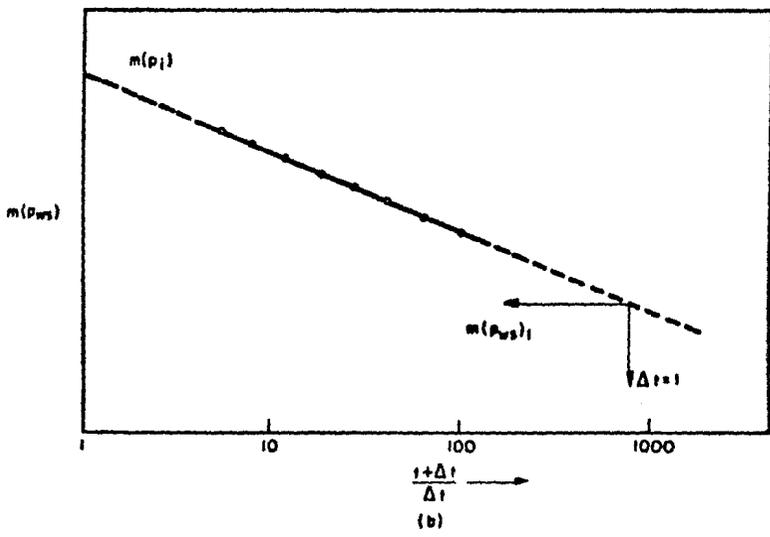
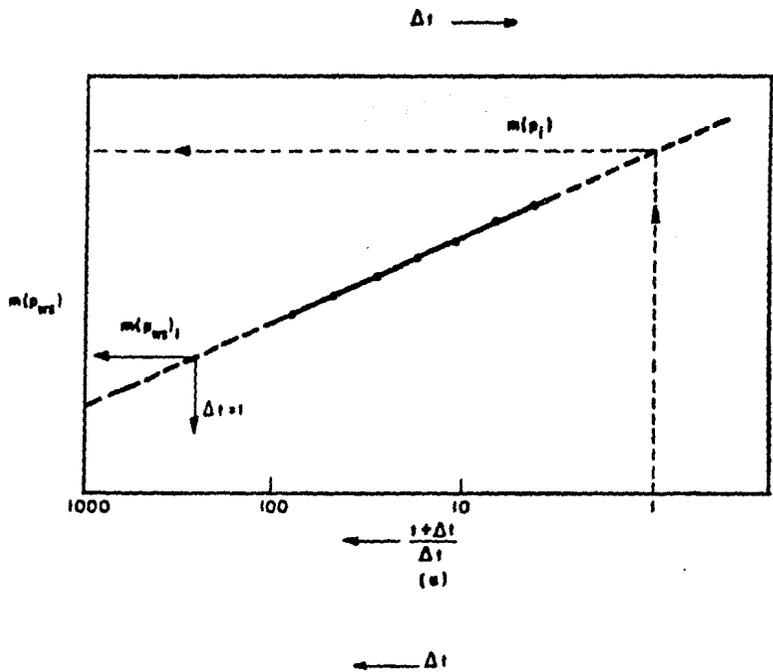


FIG.6-2 GRAFICAS SEMILOG DE DATOS DE INCREMENTO DE PRESION PARA UN YACIMIENTO INFINITO.

es mostrada en la Figura (6.2)b en la cual el eje del tiempo crece de izquierda a derecha. Debe notarse que en todas las gráficas semilog, que representan pruebas de decremento o de incremento, solamente la magnitud, y no el signo, de la pendiente es considerada.

Definiendo  $m(p_{wf})$  como el potencial de gas real exactamente antes del cierre, la ecuación (6.13) puede ser escrita como:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{cs} T}{kh} \left[ \log t + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s' \right] \quad (6.17)$$

Restando (6.15) de la ecuación (6.17) da:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = m \left[ \log \left( \frac{t}{t + \Delta t} \right) + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87s' \right] \quad (6.18)$$

Definiendo  $m(p_{ws})_1$  como el potencial de gas real a  $\Delta t = 1$ , y asumiendo  $\frac{t}{t+1} \approx 1$ , la ecuación (6.18) puede ser simplificada, resultando

$$s' = 1.151 \left[ \frac{m(p_{ws})_1 - m(p_{wf})}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.23 \right] \quad (6.19)$$

Notando que  $m(p_{ws})_1$  sería obtenido de la porción de la línea recta (extrapolada, si es necesario) de la gráfica de Horner, la ecuación (6.19) puede ser usada para calcular  $s'$ . No hay forma de separar  $s'$  en sus componentes  $s$  y  $Dq_{cs}$  con una sola prueba de incremento. Sin embargo, si otro incremento es realizado siguiendo un decremento con un gasto substancialmente diferente, un diferente valor de  $s'$  es obtenido. Los dos valores diferentes de  $s'$  pueden ser usados con las ecuaciones (5.7) y (5.8) para calcular  $s$  y  $D$  separadamente.

Para yacimientos infinitos, en los cuales el agotamiento debido al decremento se considera despreciable, la extrapolación de la línea recta semilog da el potencial de gas real inicial,  $m(p_1)$ . Esto cumple con la ecuación (6.15), es decir, a tiempos largos,  $(t + \Delta t)/\Delta t \approx 1$ , que al sustituirlo en la ecuación (6.15) da que  $m(p_{ws}) = m(p_1)$ . En las pruebas en pozos de gas, la presión del yacimiento algunas veces puede llegar a incrementarse hasta su valor final. Sin embargo en muchos casos el tiempo requerido para un completo incremento puede ser demasiado largo, en dichos casos es necesario realizar la extrapolación de la línea recta.

6.4. ANALISIS DE LOS DATOS DE TIEMPOS LARGOS

Cuando los efectos de frontera llegan a ser significativos, la ecuación (6.15), no se aplica totalmente.

Una ecuación en términos del potencial de gas real con sustituciones apropiadas de cantidades adimensionales e incluyendo un factor de daño aparente,  $s'$  puede escribirse de la siguiente manera:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{cs} T}{kh} \left[ \log t + \log \left( \frac{k}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.23 \right. \\ \left. + \frac{4\pi t_{DA}}{2.303} - \frac{F}{2.303} + 0.87 s' \right] \dots \dots \dots (6.20)$$

La superposición de un incremento sobre el decremento da:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{cs} T}{kh} \left[ \log \left( \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) + \frac{4\pi t_{DA}}{2.303} \right. \\ \left. - \frac{1}{2.303} \left( F \Big|_{t+\Delta t} - F \Big|_{\Delta t} \right) \right] \dots \dots \dots (6.21)$$

Para  $\Delta t \ll t$ :  $F \Big|_{\Delta t} \approx 0$ ,  $F \Big|_{t+\Delta t} \approx F \Big|_t$

Entonces :

$$m(p_i) - m(p_{ws}) = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{cs} T}{kh} \left[ \log \left( \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \right) + \frac{4\pi t_{DA}}{2.303} - \frac{F|t}{2.303} \right] \quad (6.22)$$

La ecuación (6.22), que se aplica para valores pequeños de  $\Delta t$ , muestra que una gráfica de  $m(p_{ws})$  contra  $\log(t + \Delta t) / \Delta t$  da, inicialmente, una línea recta de pendiente  $m$ . Sin embargo, como el caso de un yacimiento infinito, la extrapolación hasta  $\frac{t + \Delta t}{\Delta t} = 1$  no da un valor para  $m(p_i)$ . El valor extrapolado se llama  $m(p^*)$ .

Una gráfica de incremento para un yacimiento finito se ilustra en la Figura (6.3).

La presión media del yacimiento para un yacimiento limitado puede calcularse usando los valores de  $m$  y  $m(p^*)$ , obtenidos de la gráfica de - Horner y las curvas  $MBH^{2.0}$ , Figura 6-4

De la ecuación (6-22) para  $(t + \Delta t) / \Delta t = 1.0$ ,

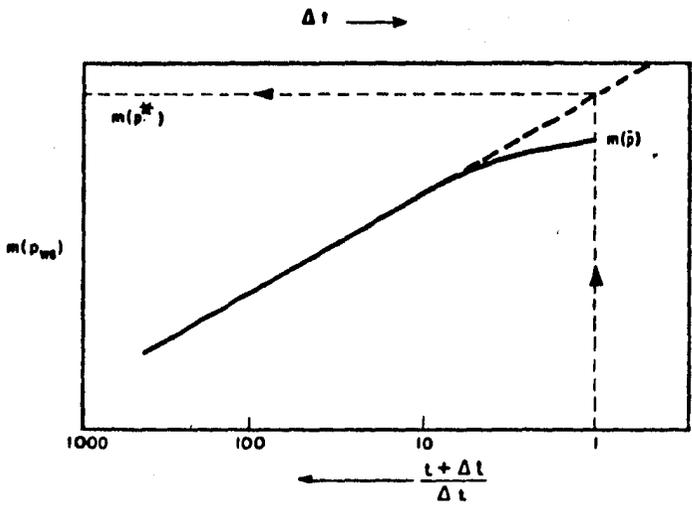


FIG. 6-3 GRAFICA SEMILOG DE INCREMENTO DE PRESION DE UN YACIMIENTO FINITO.

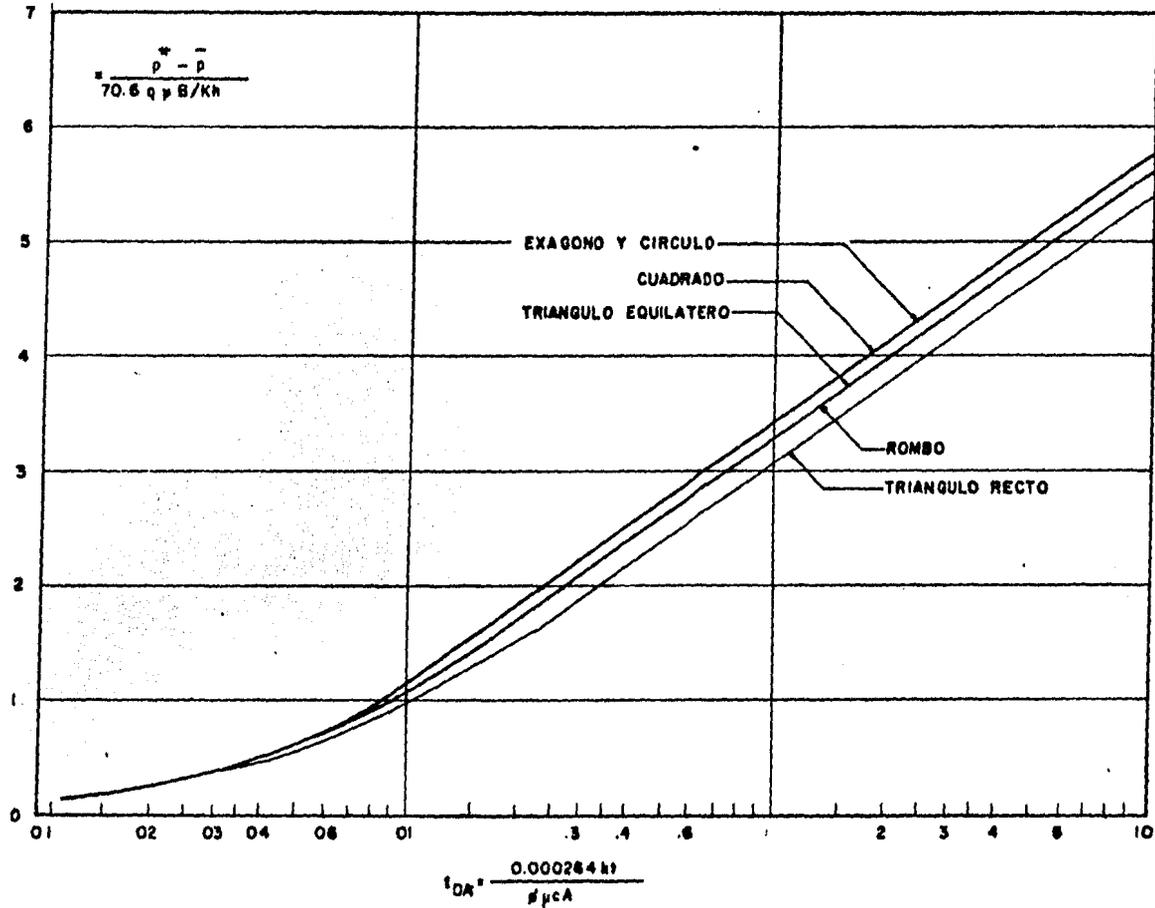


FIG. 6-4 FUNCION PRESION PARA UN POZO EN EL CENTRO DE UNA FIG. EQUILATERA.

$$m(P_1) - m(p^*) = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{cs} T}{kh} \left[ \frac{4\pi t_{DA}}{2.303} - \frac{F}{2.303} \right] \quad (6-23)$$

donde:

$$t_{DA} = \frac{2.637 \times 10^{-4} kt}{\phi \mu c_i A} \quad (6-24)$$

La ecuación (6-23) es la ecuación para  $m(p^*)$

La ecuación de balance de materia, escrita en términos de  $m(p)$  con apropiadas sustituciones para cantidades adimensionales es:

$$m(P_1) - m(\bar{p}) = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{cst}}{kh} \left( \frac{4\pi t_{DA}}{2.303} \right) \quad (6-25)$$

Restando la ecuación (6-23) de la ecuación (6-25) se obtiene:

$$m(p^*) - m(\bar{p}) = m \frac{F}{2.303} \quad (6-26)$$

ó bien,

$$m(\bar{p}) = m(p^*) - \frac{m}{2.303} F \quad (6-27)$$

La ecuación (6-27), se puede usar para calcular la presión - media para un yacimiento finito.

$m$ , es la pendiente de la línea recta semilog y  $m(p^*)$  es el valor de  $m(P_{ws})$  correspondiente a  $(t + \Delta t) / \Delta t = 1$  de la línea recta -- semilog extrapolada.

$F$ , es la función de presión adimensional MBH, la cual depende de la configuración pozo-yacimiento y la forma del yacimiento.

## 6.5 METODO DE MILLER-DYES-HUTCHINSON (MDH)

Cuando el período de decremento, antes del incremento, es lo suficientemente largo para extenderse al régimen de flujo en estado pseudoestacionario, se puede utilizar el método sugerido por Miller, Dyes y Hutchinson<sup>29</sup>.

Ellos recomendaron una gráfica de  $P_{ws}$  contra  $\log \Delta t$  que dará una línea recta después de la desviación causada por los datos de tiempos cortos. Usando el concepto del potencial de gas real, la pendiente de esta línea recta es  $m$ , la misma que en la gráfica de Horner. Esto se confirma por un examen de la ecuación (6-15) que puede escribirse para tiempos de producción grandes, es decir, para  $t \gg \Delta t$  como:

$$m(P_i) - m(P_{ws}) = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{cs} T}{kh} \left( \log t - \log \Delta t \right) \quad (6-28)$$

Por tanto, una gráfica de  $m(P_{ws})$ , contra  $\Delta t$  en coordenadas semilogarítmicas dará una línea recta de pendiente  $m$ , a partir de la cual se puede calcular  $kh$ . El factor de daño aparente,  $s'$ , se puede obtener de la ecuación (6-19)

El potencial de gas real promedio del yacimiento,  $m(\bar{p})$ , se obtiene de la figura 6-5. Las curvas mostradas en esta figura fueron derivadas teóricamente de las geometrías mostradas, asumiendo flujo en estado pseudoestacionario antes del cierre.

El valor de  $\Delta t_{De}$  se calcula a cualquier tiempo de cierre elegido,  $\Delta t$ , de la siguiente manera:

$$\Delta t_{De} = \frac{2.637 \times 10^{-4} k \Delta t}{\phi \mu c_i r_e^2} \quad (6-29)$$

donde:

$$r_e^2 = \frac{A}{\pi}, \text{ para geometrías no circulares}$$

El correspondiente valor de  $\Delta p_D$  se obtiene de la figura 6-5 o una curva apropiada. La presión media del yacimiento se calcula a partir de:

$$m(\bar{p}) = m(p_{ws}) + \frac{m}{1.151} \Delta p_D \quad (6-30)$$

Las curvas de la figura 6-5 son válidas solamente si las condiciones de flujo en estado pseudoestacionario prevalecieron antes del cierre.

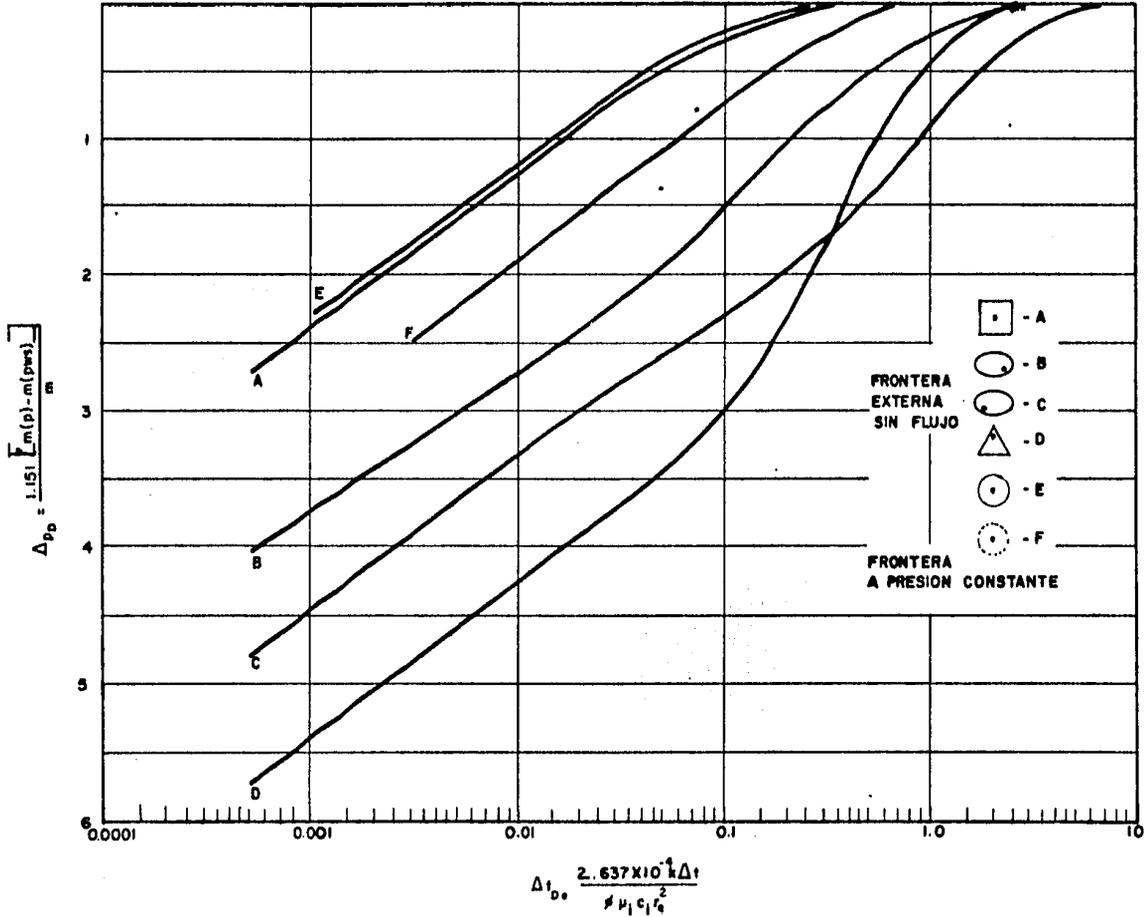


FIG. 6-5 PRESION ADIMENSIONAL MDH CONTRA Log  $\Delta t_{D_0}$

## 6.6 ANALISIS DE UNA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION EN EL POZO

MONCLOVA No. 216

Para ilustrar el análisis de datos de presión en yacimientos de gas, se presenta el caso de una prueba de incremento de presión registrada en el pozo Monclova No. 216, cuyos datos se dan en la Tabla 6.1, además de los presentados a continuación:

$$h = 101.7 \text{ pies}$$

$$q_g = 5450 \text{ (M pies}^3\text{/día)}$$

$$B_g = 0.00596 \text{ (m}^3\text{/m}^3\text{)}$$

$$\mu_g = 0.0178 \text{ cp}$$

$$Z = 0.922$$

$$S.G. = 0.567$$

$$S_w = 0.275$$

$$\phi = 0.045$$

$$c_t = 0.000245 \text{ (lb/pg}^2\text{)}^{-1}$$

$$r_w = 0.3542 \text{ pies}$$

Los datos de presión se analizaron por medio de los procedimientos descritos en los Capítulos 2 y 6, que utilizan  $p$ ,  $p^2$  y  $m(p)$ . Para esto, los datos procesados en la Tabla 6.1 se graficaron en las Figuras 6-6 a 6-9.

TABLA 6.1.- DATOS DE LA PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION REGISTRADA.  
EN EL POZO MONCLOVA No. 216

Tiempo de Producción = 13063 horas (estimado).

Profundidad de la Sonda = 2350.0 m.

$\Delta t$	$\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	$P_{ws}$ (lb/pg <sup>2</sup> )	$p_r$	$\frac{\mu_i m(p)}{2(p_r p_c)^2 p_r T_r}$	$m(p) \times 10^{-6}$	$p_{ws}^2$	$\Delta m(p) \times 10^{-6}$
0	-	1373.04	2.04	1.06	102.19	1885239	-
0.087	150150	1518.22	2.26	1.32	127.26	2304992	25.50
0.25	52253	1655.13	2.46	1.53	147.50	2739455	45.31
0.42	31103	1754.65	2.61	1.72	165.82	3078797	63.63
0.58	22253	1836.62	2.73	1.85	178.35	3373173	76.16
0.75	17418	1907.292	2.84	2.00	192.81	3637755	90.62
0.92	14200	1970.20	2.93	2.12	204.38	3881688	102.19
1.08	12096	2029.24	3.02	2.26	217.88	4117815	115.69
1.25	10451	2079.31	3.09	2.34	225.59	4323530	123.50
1.42	9200	2125.94	3.16	2.45	236.19	4519621	134.00
1.75	7466	2209.63	3.29	2.62	252.58	4882465	150.39
2.25	5807	2316.26	3.45	2.90	279.58	5365060	177.39
2.75	4751	2405.94	3.58	3.11	299.82	5788547	197.63
3.25	4020	2485.81	3.70	3.30	318.14	6179251	215.95
3.75	3484	2580.51	3.84	3.52	339.35	6659032	237.16
4.25	3075	2648.90	3.94	3.70	356.70	7016671	254.51
4.75	2751	2711.44	4.03	3.83	369.23	7351907	267.04
5.25	2489	2769.19	4.12	4.03	388.51	7668413	286.32
5.75	2273	2822.60	4.20	4.15	400.08	7967071	297.89
6.25	2091	2872.26	4.27	4.22	406.83	8249878	304.64
6.75	1936	2918.60	4.34	4.41	425.15	8518226	322.96
7.25	1803	2961.92	4.41	4.50	433.83	8772970	331.64
7.75	1686	2999.49	4.46	4.59	442.50	8996940	340.31
8.25	1584	3035.00	4.52	4.72	455.03	9211225	352.84
8.75	1494	3070.40	4.57	4.81	463.71	9427356	361.52
9.25	1413	3102.96	4.62	4.92	474.32	9628361	372.13
9.75	1341	3133.81	4.66	5.00	482.03	9820765	379.84

TABLA 6.1.- C O N T I N U A C I O N ,

$\Delta t$	$\frac{\tau + \Delta \tau}{\Delta t}$	$P_{ws}$ (lb/pg <sup>2</sup> )	$P_r$	$\frac{\mu_1 m(p)}{2 \left( \frac{p_r}{p_c} \right)^2 P_r}$	$m(p) \times 10^{-6}$	$P_{ws}^2$	$\Delta m(p) \times 10^{-6}$
10.25	1275	3162.98	4.71	5.10	491.67	10004442	389.48
10.75	1216	3190.70	4.75	5.18	499.38	10180567	397.19
11.25	1162	3217.12	4.79	5.25	506.13	10349861	403.94
11.75	1113	3242.28	4.82	5.29	509.99	10512380	407.80
12.25	1067	3266.85	4.86	5.35	515.71	10672309	413.58
12.75	1025	3289.74	4.90	5.45	525.41	10822389	423.22
13.25	987	3311.43	4.93	5.50	530.23	10965569	428.04
13.75	951	3332.00	4.96	5.58	537.94	11102224	435.75
14.25	918	3352.13	4.99	5.62	541.80	11235776	439.61
14.75	887	3371.17	5.02	5.66	545.66	11364787	443.47
15.25	858	3389.38	5.04	5.72	551.44	11487897	449.25
15.75	830	3406.84	5.07	5.75	554.33	11606559	452.14
16.25	805	3423.55	5.09	5.80	559.15	11720695	456.96
16.75	781	3439.54	5.12	5.86	564.94	11830435	462.75
17.25	758	3454.84	5.14	5.90	568.79	11935919	466.60
17.75	737	3469.49	5.16	5.94	572.65	12037361	470.46
18.25	717	3483.54	5.18	6.00	578.43	12135051	476.24
19.25	680	3542.51	5.27	6.18	595.79	12549377	493.60
20.25	646	3568.16	5.31	6.22	599.64	12731766	497.45
21.25	616	3591.80	5.35	6.31	608.32	12901027	506.13
22.25	588	3613.38	5.38	6.38	615.07	13056515	512.88
23.25	563	3633.29	5.41	6.42	618.92	13200796	516.73
24.25	540	3651.48	5.43	6.46	622.78	13333306	520.59
25.25	518	3667.98	5.47	6.50	626.64	13454077	524.45
26.25	499	3683.26	5.48	6.55	631.46	13566404	529.27
27.25	488	3697.48	5.50	6.60	636.28	13671358	534.09
28.25	463	3710.79	5.52	6.64	640.13	13769962	537.94
29.25	448	3723.28	5.54	6.69	644.95	13862814	542.76
30.25	433	3734.93	5.56	6.72	647.85	13949702	545.66
31.25	419	3745.83	5.57	6.74	649.77	14031242	547.58
32.25	406	3756.09	5.59	6.78	653.63	14108212	551.44

TABLA 6.1. - C O N T I N U A C I O N .

33.25	394	3765.69	5.60	6.80	655.56	14180421	553.37
34.25	382	3774.72	5.62	6.83	658.45	14248511	556.26
35.25	372	3783.22	5.63	6.85	660.38	14312754	558.19
37.25	352	3798.79	5.65	6.90	665.20	14430806	563.01
39.25	334	3812.58	5.67	7.00	674.84	14535766	572.65
41.25	318	3824.87	5.69	7.02	676.77	14629631	574.58
43.25	303	3835.85	5.71	7.05	679.66	14713745	577.47
45.25	296	3845.83	5.72	7.06	680.62	14790408	578.43
47.25	277	3854.72	5.74	7.09	683.52	14858866	581.33
49.25	266	3862.71	5.75	7.12	686.41	14920529	584.22
52.25	251	3873.13	5.76	7.14	688.34	15001136	586.15
55.25	237	3882.40	5.78	7.16	690.26	15073030	588.07
58.25	225	3890.35	5.79	7.18	692.19	15134823	590.00
61.25	214	3897.19	5.80	7.21	695.08	15188090	592.89
64.25	204	3903.23	5.81	7.23	697.01	15235204	594.82
67.25	195	3908.57	5.82	7.24	697.98	15276919	595.79
70.25	187	3913.26	5.82	7.24	697.98	15313604	595.79
73.25	179	3917.41	5.83	7.25	698.94	15347101	596.75
76.25	172	3921.21	5.84	7.28	701.83	15375888	599.64
79.25	166	3924.61	5.84	7.28	701.83	15402564	599.64
82.25	160	3927.69	5.85	7.30	703.76	15426749	601.57
85.25	154	3930.45	5.85	7.30	703.76	15448437	601.57
88.25	149	3932.95	5.85	7.30	703.76	15468096	601.57
93.25	141	3936.65	5.86	7.35	708.58	15497213	606.39

De la gráfica de Horner:, Figura 6-6: se obtiene:

$$m = \frac{3975 - 3770}{\log 10^3 - \log 10^2} = 225 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs/ciclo}$$

A partir de la ecuación (6.4) :

$$kh = \frac{162.6(970100)(0.0178)(0.00596)}{225}$$

$$kh = 74.37 \text{ md-pie}$$

$$k = \frac{74.37}{101.7}$$

$$k = 0.73 \text{ md}$$

Utilizando la ecuación (6.7) :

$$s = 1.151 \left\{ \frac{3410 - 1373.04}{225} - \log \frac{0.73}{(0.045)(0.0178)(0.000245)(0.3542^2)} + 3.23 \right\}$$

$$s = 5.537$$

Aplicando la ecuación (6.24)

$$t_{DA} = \frac{2.637 \times 10^{-4} (0.73) (13063)}{(0.045) (0.178) (0.000245) (8.45 \times 10^6)}$$

$$t_{DA} = 1.516$$

Usando este valor de  $t_{DA} = 1.516$  en la abcisa de la Figura 6-4 se obtiene  $p_{DMBH} = 3.9$ , entonces,

$$p^* = 3965 + 2(225)$$

$$p^* = 4415 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.}$$

Sustituyendo el valor encontrado en la Figura 6-4 en la ecuación (6.8) se tiene:

$$\bar{p} = 4415 - \frac{(3.9)(225)}{2.303}$$

$$\bar{p} = 4034 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.}$$

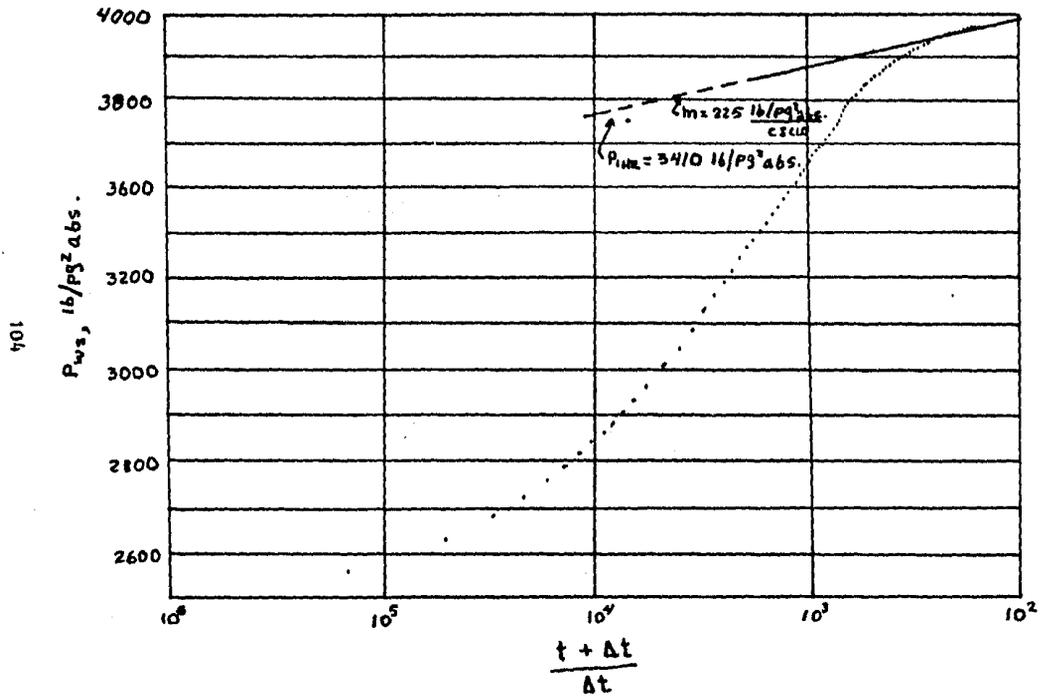


FIG. 6-6 PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO MONCLOVA No. 216

De la Figura 6-7, se obtiene:

$$m = 150 \times 10^4 (\text{lb/pg}^2, \text{abs})^2 / \text{ciclo}$$

A partir de la ecuación (6.9):

$$kh = 325.2 \frac{(970100)(0.0178)(0.022)(554.8)(14.7)}{150 \times 10^4 (520)}$$

$$kh = 54.13 \text{ md-pie}$$

$$k = \frac{54.13}{101.7}$$

$$k = 0.53 \text{ md}$$

Utilizando la ecuación (6.11):

$$s = 1.151 \left[ \frac{(1250 \times 10^4 - 1885239)}{150 \times 10^4} - \log \frac{0.53}{(0.045)(0.0178)(0.000245)(0.3542^2)} \right]^{-3.23}$$

$$s = 3.42$$

Aplicando la ecuación (6.24):

$$t_{DA} = \frac{2.637 \times 10^{-4} (0.53) (13063)}{0.045 (0.0178) (0.000245) (8.45 \times 10^6)}$$

$$t_{DA} = 1.1$$

Usando este valor en la abscisa de la Figura 6-4 se obtiene que  $P_{OMBH} = 3.6$ , y por tanto:

$$p^*{}^2 = 157 \times 10^4 + 2(150 \times 10^4)$$

$$p^*{}^2 = 1.87 \times 10^7 \text{ (lb/pg}^2, \text{abs.)}^2$$

Sustituyendo el valor encontrado en la Figura 6-4 en la ecuación (6.12)

$$\bar{p} = 1.87 \times 10^7 - \frac{150 \times 10^4 (3.6)}{2.303}$$

$$\bar{p} = 4044 \text{ lb/pg}^2, \text{abs.}$$

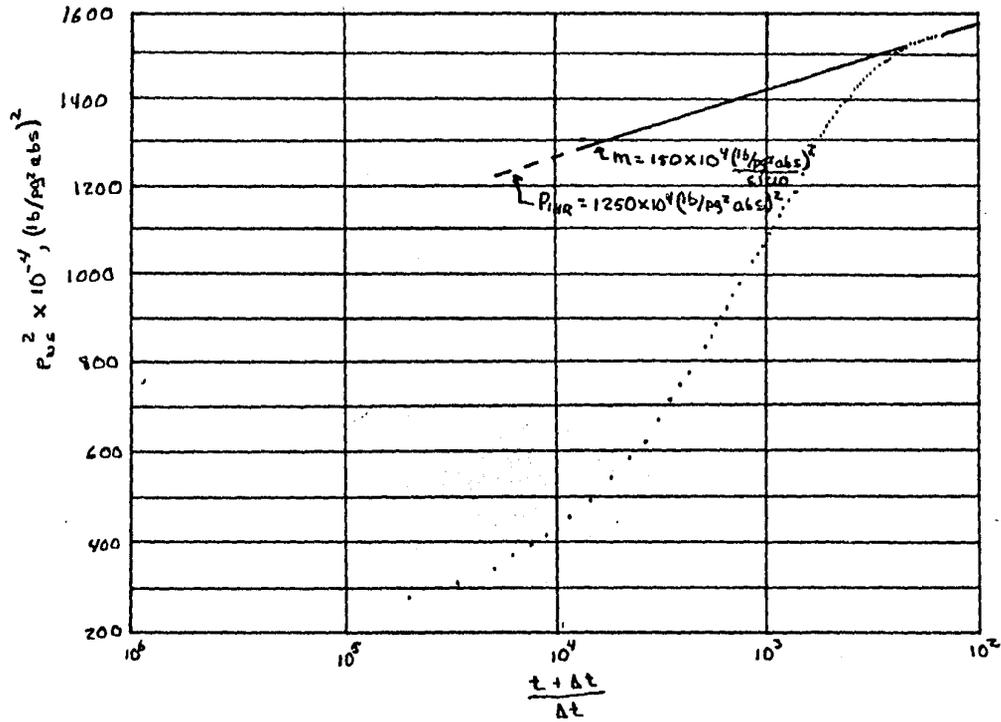


FIG. 6-7 PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO MONOCUVA No. 216

De la figura 6-8, se tiene:

$$m = 70 \times 10^6 \text{ (lb/pg}^2, \text{abs.)}^2 / \text{ciclo}$$

A partir de la ecuación (6.16):

$$kh = \frac{1632(5450)(554.8)}{70 \times 10^6}$$

$$kh = 70.49 \text{ md-pie}$$

$$k = \frac{70.49}{101.7}$$

$$k = 0.69 \text{ md}$$

Utilizando la ecuación (6.19):

$$s = 1.151 \left[ \frac{570 \times 10^6 - 102.19 \times 10^6}{70 \times 10^6} - \log \frac{0.69}{(0.045)(0.0178)(0.000245)(0.3542^2)} + 3.2 \right]$$

$$s = 2.83$$

Aplicando la ecuación (6.24):

$$t_{DA} = \frac{2.637 \times 10^{-4} (0.69) (13063)}{0.045 (0.0178) (0.000245) (8.45 \times 10^6)}$$

$$t_{DA} = 1.43$$

Usando este valor en la abscisa de la Figura 6-4 se obtiene que

$P_{DMBH} = 3.85$ , y entonces:

$$m(p^*) = 715 \times 10^6 + 2(70 \times 10^6)$$

$$m(p^*) = 8.55 \times 10^8 \text{ lb/pg}^2, \text{abs.}/cp$$

Sustituyendo el valor encontrado en la Figura 6-4 en la ecuación (6.27) se tiene:

$$m(\bar{p}) = 8.55 \times 10^8 - \frac{70 \times 10^6 (3.85)}{2.303}$$

$$m(\bar{p}) = 737.98 \times 10^6 \text{ (lb/pg}^2, \text{abs.)}/cp$$

Finalmente, con este valor se obtiene la  $\bar{p}$ , utilizando la Figura 6-9.

$$\bar{p} = 4040 \text{ lb/pg}^2, \text{abs.}$$

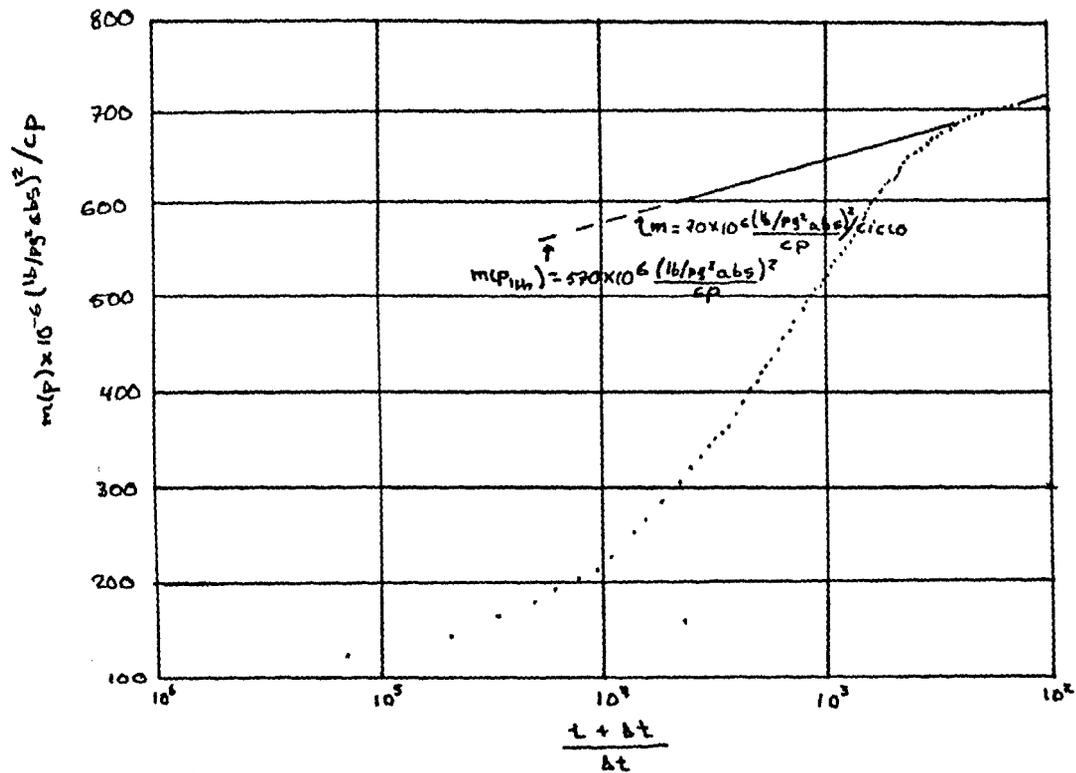


FIG. 6-8 PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION DEL POZO MOKYVA No. 216

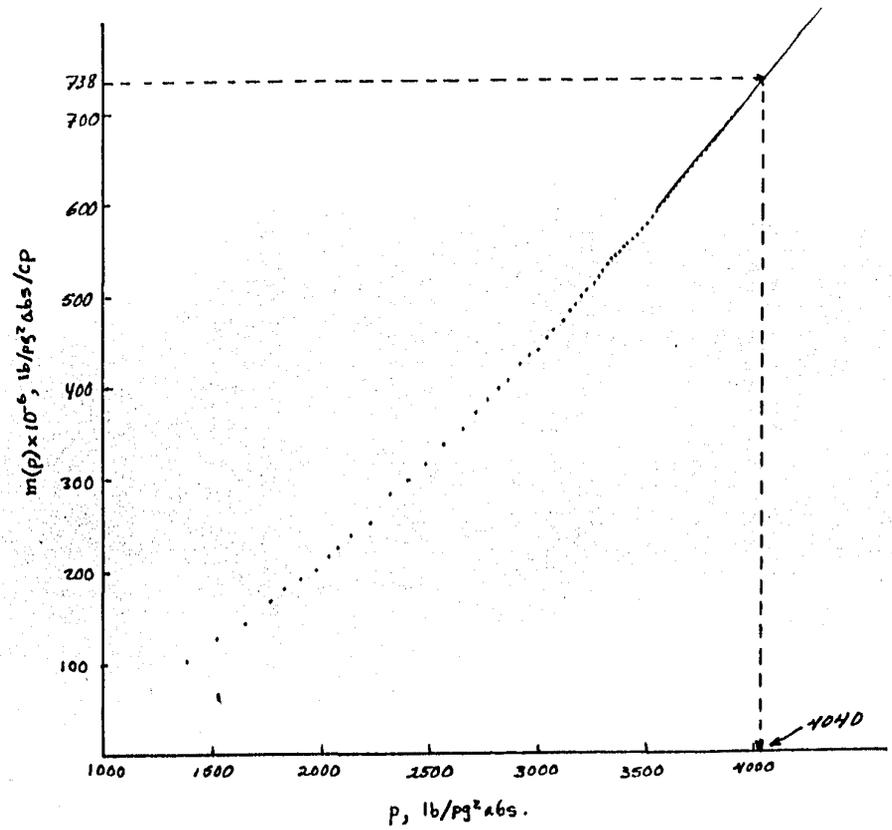


FIG. 6-9 CURVA DE  $m(p)$  CONTRA  $p$ .

## CONCLUSIONES

En muchos yacimientos se tiene flujo de gas, solo o asociado con el aceite; por tanto, es muy importante que el ingeniero petrolero conozca la teoría de este tipo de flujo a través de los medios porosos. Esto - constituirá una gran herramienta para analizar pruebas de variación de presión, útiles para lograr la caracterización de los yacimientos de gas.

Distintas técnicas de análisis pueden utilizarse en la interpretación de las pruebas de presión en yacimientos de gas, dependiendo de las magnitudes de los valores de la presión: si se tienen valores menores de 2000 psia, es válida la técnica de  $p^2$ ; a presiones mayores de 2000 psia, es aplicable la técnica de  $p$ . Además, para cualquier caso puede utilizarse el concepto de potencial de gas real,  $m(p)$ .

Con las diferentes técnicas, presión, presión al cuadrado y  $m(p)$ , se obtienen valores similares de los parámetros del yacimiento; sin embargo, es más confiable utilizar el método del potencial de gas real debido a que se usan propiedades medias del fluido.

A través del desarrollo teórico es fácil comprender la aplicación de cada tipo de prueba de presión en la determinación de las características de los yacimientos de gas.

Los datos de tiempos cortos generalmente no representan el comportamiento real de la presión, ya que se tiene el efecto de almacenamiento o llenado del pozo. Estos datos pueden analizarse a través de la técnica de ajuste con curvas tipo. Los datos de tiempos intermedios son los que representan el comportamiento de la presión del yacimiento y definen la línea recta semilogarítmica, utilizada para determinar las características de los yacimientos de gas. Finalmente, los datos de tiempos largos representan los efectos de frontera.

## NOMENCLATURA

- A = Area de la sección transversal,  $\text{cm}^2$  o  $\text{pg}^2$ .
- B = Factor de volumen,  $\text{vol. @ c.y./vol. @ c.s.}$
- $B_g$  = Factor de volumen del gas,  $\text{vol. de gas @ c.y./vol. de gas @ c.s.}$
- c = Compresibilidad del fluido,  $1/\text{kg/cm}^2$  o  $1/\text{lb/pg}^2$ .
- $c_f$  = Compresibilidad de la formación,  $1/\text{kg/cm}^2$  o  $1/\text{lb/pg}^2$ .
- $c_g$  = Compresibilidad del gas,  $1/\text{kg/cm}^2$  o  $1/\text{lb/pg}^2$ .
- $c_o$  = Compresibilidad del aceite,  $1/\text{kg/cm}^2$  o  $1/\text{lb/pg}^2$ .
- $c_t$  = Compresibilidad total del sistema roca-fluidos,  $1/\text{kg/cm}^2$  o  $1/\text{lb/pg}^2$ .
- $c_w$  = Compresibilidad del agua,  $1/\text{kg/cm}^2$  o  $1/\text{lb/pg}^2$ .
- C = Coeficiente de almacenamiento,  $b/\text{lb/pg}^2$ .
- $C_D$  = Coeficiente de almacenamiento, adimensional.
- D = Factor de flujo turbulento.
- h = Espesor neto, m o pies.
- J = Índice de productividad,  $b/d^2 a/b/\text{pg}^2$ .
- k = Permeabilidad absoluta, md.
- $k_s$  = Permeabilidad absoluta de la zona dañada, md.
- m = Pendiente de la línea recta semilog,  $(\text{lb/pg}^2)/\text{ciclo}$ .
- $m(p)$  = Potencial del gas real o pseudopresión,  $(\text{lb/pg}^2 \text{abs.})/\text{cp}$
- M = Peso molecular del gas, (lb-mole)
- p = presión,  $\text{kg/cm}^2$  o  $\text{lb/pg}^2$ .

$p_D$  = Presión adimensional,

$p_{wf}$  = Presión de fondo fluyendo,  $kg/cm^2$  o  $lb/pg^2 abs.$

$p_{ws}$  = Presión de fondo cerrado,  $kg/cm^2$  o  $lb/pg^2 abs.$

$p^*$  = Presión falsa,  $kg/cm^2$  o  $lb/pg^2 abs.$

$q$  = Gasto  $bl/dfa.$

$q_g$  = Gasto de gas,  $bl/dfa.$ ,  $pies^3/dfa.$

$q_o$  = Gasto de aceite,  $bl/dfa.$

$q_t$  = Gasto total,  $bl/dfa.$

$q_w$  = Gasto de agua,  $bl/dfa.$

$r$  = Distancia radial,  $m$  o  $ples.$

$r_w$  = Radio de drenaje,  $m$  o  $ples.$

$R$  = Constante de los gases reales,  $lb/pg^2 \cdot pie^3 / ^\circ R \cdot mole \cdot lb$

$s$  = Factor de daño, adimensional.

$s'$  = Factor de daño que incluye el efecto de turbulencia, adimensional.

$s_c$  = Factor de daño causado

$S$  = Saturación de fluidos, fracción.

$S_g$  = Saturación de gas, fracción.

$S_o$  = Saturación de aceite, fracción.

$S_w$  = Saturación de agua, fracción.

$t$  = Tiempo,  $seg.$ ,  $hr$  o  $días.$

$t_D$  = Tiempo adimensional.

$t_p$  = Tiempo de producción antes del cierre del pozo, horas.

$T$  = Temperatura,  $^\circ K$  o  $^\circ R.$

$v$  = Velocidad, cm/seg o pie/seg,

$V$  = Volumen,  $\text{cm}^3$  o  $\text{pies}^3$ ,

$Z$  = Factor de desviación de los gases, adimensional.

$\nabla$  = Gradiente.

$\rho$  = Densidad,  $\text{gr}/\text{cm}^3$  o  $\text{lbm}/\text{pies}^3$ .

$\mu$  = Viscosidad, cp

$\phi$  = Porosidad, fracción.

$\Delta p$  = Cambio de presión,  $\text{kg}/\text{cm}^2$  o  $\text{lb}/\text{pg}^2$ .

$\Delta t$  = Tiempo de cierre, horas.

## REFERENCIAS

1. Al-Hussainy, R.: "The Flow of Real Gases Through Porous Media".  
M. Sc Thesis, Texas A. and M. Univ. (1965).
2. Al-Hussainy, R. and Ramey, H. J. Jr.: "Application of Real Gas Flow  
Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting", J. Pet.  
Tech. 18, 637-642 (1966).
3. Van Everdingen A. F.: "The Skin Effect and its Influence on the  
Productive Capacity of a Well". Trans, AIME-198, 171-176 (1953).
4. Hawkins M. F. Jr.: "A Note on the Skin Effect." Trans, AIME 207,  
356-357 (1956).
5. Matthews C. S. and Russel D. G.: "Pressure Buildup and Flow Tests  
in Wells" Monograph Vol. 1, Spe-AIME, Dallas (1967).
6. Smith R. V.: "Unsteady-State Gas Flow into Gas Wells" J. Pet.  
Tech., 13, 1151-1159 (1961).
7. Swift G. W. and Kiel O. G.: "The Prediction of Gas-Well Performance  
Including The Effect of Non-Darcy Flow". J. Pet. Tech. 14,  
761-798 (1962).

8. Wattenbarger R. A. Ramey H. J. Jr.: "Gas Well Testing With Turbulence, Damage, and Wellbore Storage". J. Pet. Tech, 20, 877-887 (1968).
9. Wattengarger R. A.: "Effects of Turbulence, Wellbore Damage, Wellbore Storage and Vertical Fractures on Gas Well Testing". Ph. D. Thesis, Stanford Univ., Stanford, Calif. (1967).
10. Katz D. L., Cornell., Kobayashi R., Poettmann J. A., Vary J. R. and Weinaug C. F.: "Handbook of Natural Gas Engineering". Mc Graw-Hill Book Co, Inc., New York (1959).
11. Ver Referencia No. 3
12. Van Everdingen A. F. and Hurst W.: "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problem in Reservoirs". Trans, AIME, 179, 305-324 (1949).
13. Ramey H J. Jr.: "Non-Darcy Flow and Wellbore Storage Effects in Pressure Build-up and Drawdown of Gas Wells". J. Pet. Tech. (1965).
14. Agarwal R. G., Al-Hussainy R. and Ramey H. J. Jr.: "An Investigation of Wellbore Storage and Skin Effect in Unsteady Liquid Flow: I-Analytical Treatment". Soc. Pet. Eng. J., 10, 279-290 (1970).

15. Perrine R. L.: "Analysis of Pressure-Buildup Curves". API Drill and Prod. Practice, 482 (1956).
16. Fetkovich M. J.: "Decline Curve Analysis Using Type Curves", Paper SPE, 4629, 48th Fall Meeting of AIME, Las Vegas, Nev. (1973).
17. Aziz K., Mattar L., Ko S. and Brar G. S.: "Use of Pressure. Pressure-Squared or Pseudo-Pressure in the Analysis of Gas Well Data". Submitted for Publication in J. Can Pet., Tech. (1975).
18. Ramey H. J. Jr.: "Short-Time Well Test Data Interpretation in the Presence of Skin Effect and Wellbore Storage". J. Pet. Tech., 22, 97-104 (1970).
19. McKinley R. M.: "Wellbore Transmissibility From After Flow Dominated Pressure Buildup Data". Paper SPE, 2416, 49th Fall Meeting of AIME, Houston, Tex. (1970).
20. Maer N. K. Jr.: "Type Curves for Analysis of After Flow-Dominated Gas Well Buildup Data". Paper SPE 5134, 49th Fall Meeting of AIME? Houston, Tex. (1974).
21. Ramey H. J. Jr. and Cobb W. M.: "A General Pressure Buildup Theory for a Well in Closed Drainage Area". J. Pet. tech., 23, 1493-1505 (1971).

22. Russell D. G.: "Determination of Formation Characteristics from Two-Rate Flow Tests." J. Pet. Tech., 1317-1355 (1963).
23. Cornett J. E.: "How to Locate Reservoir Limits". Pet. Eng. J., 33 819-824 (1961).
24. Jones P.: "Reservoir Limits Test on Gas Wells". J. Pet. Tech., 14, 613-619 (1962)
25. Odeh A. S.: "Flow Test Analysis for a Well With Radial Discontinuity" J. Pet. tech., 21, 207-210 (1969).
26. Earlougher R. C. Jr.: "Estimating Drainage Shapes from Reservoir Limit Test". J. Pet. Tech., 23, 1266-1268 (1971).
27. Dykstra H.: "Calculated Pressure Build-up for a Low-Permeability Gas-Condensate Well". J. Pet. Tech., 23, 1266-1268 (1961).
28. Matthews C. S., Brons F and Hasebroek P.: "A Method for Determination of Average Pressure in a Bounded Reservoir". Trans: AIME, 201; 182-191 (1954)
29. Miller C. C., Dyes A. B. and Hutchinson C. A.: "The Estimation of Permeability and Reservoir Pressures from Bottom Hole Pressure

Buildup Characteristics". Trans. AIME, 189, 91-104 (1950).

30. León-Ventura R.: "Análisis e Interpretación de Datos de Presión de Los Pozos Monclova No. 216 y Buena Suerte No. 2-A". Proyecto D-5101 División de Evaluación de Formaciones, Subdirección de Tecnología de Explotación, I. M. P. (1980).