

2oj.31



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

“PROCEDIMIENTO SEMI-AUTOMATICO PARA ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION EN YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO Y GAS SECO”



T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A:  
FEDERICO RODRIGUEZ VIDAL



Director de Tesis:  
M. I. NESTOR MARTINEZ ROMERO

MEXICO. D. F.

1987



## **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.

## INDICE

Pág.

I	INTRODUCCION .....	1
II	Ecuaciones Fundamentales de Flujo	
	II.1 Principios teóricos.....	3
	II.2 Ecuación para flujo de gas a alta presión.....	6
	II.3 Ecuaciones de flujo para gases..	7
	II.4 Cálculo del potencial de gas - real .....	12
	II.5 Factores que afectan el flujo de gas .....	18
III	ANALISIS DE PRUEBAS DE INCREMENTO Y DECREMENTO DE PRESION	
	III.1 Pruebas de incremento .....	34
	III.1.1 Métodos de análisis .....	35
	III.2 Pruebas de decremento .....	42
	III.2.1 Métodos de análisis .....	44
IV	ANALISIS DE PRUEBAS DE POTENCIAL	
	IV.1 Generalidades .....	53
	IV.2 Análisis de la prueba convencional de potencial .....	56

	Pág.
IV.3 Análisis de la prueba isocro nal de potencial .....	64
IV.4 Análisis de la prueba isocro nal modificada .....	70
 V	
AUTOMATIZACION DE LAS PRUEBAS DE PRESION	
V.1 Generalidades .....	76
V.2 Características del programa..	78
V.3 Descripción del programa .....	79
V.4 Diagrama de flujo .....	87
V.5 Documentación .....	94
 VI	
EJEMPLOS DE APLICACION .....	98
 VII	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES....	113
 VIII	
NOMENCLATURA .....	115
 IX	
BIBLIOGRAFIA .....	119
GLOSARIO DE FORMULAS .....	122

## CAPITULO I

### INTRODUCCION

El análisis de pruebas de presión en yacimientos de gas seco, y de gas y condensado reporta datos de gran utilidad, tales como la permeabilidad, el factor de daño a la formación, la capacidad productiva de un pozo entre otras, de uso posterior en el estudio de la explotación óptima de los yacimientos.

Durante las últimas décadas se han hecho grandes esfuerzos encaminados a la automatización del análisis de las pruebas de presión en las computadoras; Instituciones Mexicanas y extranjeras han pugado en este sentido dando los beneficios implícitos de esta herramienta.

El objetivo principal de este trabajo es automatizar el análisis de las pruebas en pozos de gas, --- con el fin de: reducir el tiempo de análisis, aumentar la precisión del mismo y disminuir hasta donde sea posible el trabajo del Ingeniero analista. Esto se logra con la ayuda de un programa de cómputo que nos permite analizar las --- pruebas de incremento, decremente y potencial en forma automática, ver capítulos V y VI.

En el capítulo II se presentan los principios teóricos y el desarrollo de las ecuaciones para flujo de gas en las formaciones, en términos de presión  $P$ , presión al cuadrado  $P^2$ , y en términos del potencial de gas real  $m(P)$ , incluyendo los efectos de daño, almacenamiento y turbulencia.

Se describen también las técnicas y métodos de análisis de las diversas pruebas de presión, (capítulos III y IV) porque son las bases que nos permiten la automatización de las mismas.

En capítulos posteriores se describe la estructura del programa, su funcionamiento, los datos que requiere y los resultados que se obtienen, así como ejemplos de aplicación.

## CAPITULO II

### ECUACIONES FUNDAMENTALES DE FLUJO

#### II.1 PRINCIPIOS TEORICOS

La ecuación que describe el flujo de flujos a través de un medio poroso, tiene su origen en :

- a) El principio de conservación de masa.
- b) La Ley de Darcy.
- c) Ecuación de estado.

a) El principio de conservación de masa - se expresa matemáticamente con la ecuación de continuidad:

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

b) La ley de Darcy es una ecuación de movimiento que relaciona la velocidad del fluido con el gradiente de presión.

$$v = -\frac{K}{\mu} \nabla P \quad \dots (2.2)$$

Si consideramos los efectos de inercia y turbulencia que producea una desviación en el comportamiento de flujo, se tendrá que introducir un factor de corrección; introduciendo dicho factor de corrección y cambiando u por v para diferenciarla de la ecuación (2.2) se obtiene la ecuación de Forchheimer:

$$u = -\frac{K}{\mu} \delta \nabla P \quad \dots (2.3)$$

donde:

$$\delta = 1 / \left( 1 + \frac{\beta P K u}{\mu} \right) \quad \dots (2.4)$$

Puede observarse que la ecuación (2.2) es un caso particular de la (2.3), ya que si  $\delta = 1.0$  las ecuaciones son iguales.

Si combinamos la ecuación de continuidad (2.1) con la ecuación (2.3) se obtiene:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) = \nabla \cdot \left[ \rho \frac{k}{\mu} \delta \nabla P \right] \dots (2.5)$$

La cual es una forma general de la ecuación de flujo que relaciona la densidad, porosidad, viscosidad, permeabilidad, factor de turbulencia, tiempo, distancia y presión.

e) La ecuación de estado relaciona la presión, volumen y temperatura del fluido dentro del yacimiento.

Si se introduce la ecuación de estado apropiada en (2.5) se obtiene una ecuación diferencial parcial, la cual describe el flujo de fluidos en medios porosos.

Un gas a alta presión y temperatura constante puede tratarse como un fluido de pequeña compresibilidad; la ecuación de estado correspondiente es:

$$\rho = \rho^o e^{c(P - P_o)} \dots (2.6)$$

Sustituyendo (2.6) en (2.5) se obtiene la ecuación general de flujo para el caso de fluidos de pequeña compresibilidad:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \rho_o e^{c(P - P_o)} \right] = \rho_o e^{c(P - P_o)} \nabla \cdot \left[ \frac{k}{\mu} \delta \nabla P \right] \dots (2.7)$$

$$+ \left[ \frac{k}{\mu} \delta \nabla P \right] \cdot \bar{\nabla} \left[ \rho_o e^{c(P - P_o)} \right]$$



$$c \phi \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{\partial \phi}{\partial t} = \nabla \cdot \left[ -\frac{k}{\mu} \delta \nabla P \right] + c \left[ \frac{k}{\mu} \delta \nabla P \right] \cdot \nabla P \quad \dots (2.8)$$

Para la situación de fluidos de alta compresibilidad debe utilizarse la siguiente ecuación de estado:

$$\rho = \frac{M}{R T} \frac{P}{Z} \quad \dots (2.9)$$

Sustituyendo (2.9) en (2.5) se obtiene:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{M}{RT} \frac{P}{Z} \right) = \nabla \cdot \left[ \frac{M}{RT} \frac{P}{\mu Z} k \delta \nabla P \right] \quad \dots (2.10)$$

Considerando condiciones isotérmicas, -- puede representarse en la forma siguiente:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \phi \frac{P}{Z} \right) = \nabla \cdot \left[ \frac{P}{\mu Z} k \delta \nabla P \right] \quad \dots (2.11)$$

La ecuación anterior es fundamental para este trabajo ya que simula el flujo de gas en un medio poroso.

## II.2 ECUACION PARA FLUJO DE GAS A ALTA PRESION

Para el caso de gases a alta presión y haciendo las siguientes consideraciones:

- a) Condiciones isotérmicas.
- b) Efectos gravitacionales despreciables.
- c) Flujo en una sola fase.
- d) Medio homogéneo e isotrópico.
- e) Flujo laminar.
- f) La permeabilidad independiente de la presión
- g) La viscosidad del fluido independiente de la presión.
- h) Compresibilidad pequeña e constante.
- i) Gradientes de presión pequeños.

Tenemos la siguiente ecuación representativa de flujo:

$$\nabla^2 P = \frac{\phi M c}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \dots (2.12)$$

Es interesante mencionar que la ecuación anterior es la que se utiliza para el flujo de aceite; se concluye que el gas a alta presión se comporta, para flujo, como el aceite.

Se consideran valores altos de presión a  $P > 2000 \text{ lb/pg}^2$ .

### II.3 ECUACIONES DE FLUJO PARA GASES

- Ecuación de flujo de gas en términos de presión.

Per tratarse el gas de un fluido alta mente compresible y haciendo las mismas consideraciones - de la (a) a la (f) del caso anterior, la ecuación (2.11) puede escribirse como:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{P}{Z} \right) = \frac{K}{\phi} V \cdot \left[ \frac{P}{\mu Z} \nabla P \right] \dots (2.13)$$

El miembro derecho de la ecuación puede escribirse como:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{P}{Z} \right) &= \frac{1}{Z} \frac{\partial P}{\partial t} + P \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{1}{Z} \right) \\ &= \frac{1}{Z} \frac{\partial P}{\partial t} + P \frac{d}{dP} \left( \frac{1}{Z} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \\ &= \frac{P}{Z} \frac{\partial P}{\partial t} \left[ \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{dZ}{dP} \right] \\ &\dots (2.14) \end{aligned}$$

Per otro lado, la compresibilidad de un gas real se expresa como:

$$c = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P} \Big|_T \dots (2.15)$$

Si se sustituye (2.15) en (2.14):

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( -\frac{P}{Z} \right) = c \frac{P}{Z} \left( -\frac{\partial P}{\partial t} \right) \dots (2.16)$$

Combinando (2.13) y (2.16) se obtiene:

$$\nabla^2 P - \frac{d}{dp} \ln \left( \frac{\mu Z}{P} \right) (\nabla P)^2 = \frac{\phi \mu c}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \dots (2.17)$$

Para simplificar la ecuación anterior se hacen las siguientes consideraciones:

Si los gradientes de presión son pequeños el término  $(\nabla P)^2$  tiende a cero y si además  $P/\mu Z$  es constante (2.17) se reduce a:

$$\nabla^2 P = \frac{\phi \mu c}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \dots (2.18)$$

Esta ecuación es igual a (2.12).

= Ecuación de flujo de gas en términos de presión al cuadrado.

Si combinamos las ecuaciones (2.13) y (2.16) se obtiene la ecuación:

$$\nabla^2 P^2 - \frac{d}{dP^2} \ln (\mu Z) (\nabla P^2)^2 = \frac{\phi \mu c}{K} \frac{\partial P^2}{\partial t} \dots (2.19)$$

La ecuación (2.19) se puede simplificar - bajo las siguientes consideraciones:

Si el gradiente de presión es pequeño el término  $(\nabla P^2)^2$  tiende a cero y la ecuación se transforma en (2.20).

$$\nabla^2 P^2 = \frac{\phi \mu c}{K} \frac{\partial P^2}{\partial t} \dots (2.20)$$

Una suposición alternativa es considerar el factor de compresibilidad  $Z = 1$  y la viscosidad del gas constante e independiente de la presión, entonces la ecuación (2.19) se transforma en:

$$\nabla^2 P^2 = \frac{\rho \mu}{k F} \frac{\partial P^2}{\partial t} \quad \dots (2.21)$$

La ecuación anterior puede obtenerse también de (2.20) considerando  $c = \frac{1}{\rho}$ .

- Ecuación de flujo de gas en términos de Pseudo-presión

En las ecuaciones (2.18) y (2.20) se supone que los gradientes de presión son pequeños y que  $\mu$  y  $Z$  son constantes. Para los casos en que estas consideraciones no son aceptables, Al - Hussainy y Ramey demuestran que -- usando pseudo-presiones (potencial de gas real) en las ecuaciones se obtienen resultados más confiables.

Usando el potencial de gas real  $m(p)$ , la variación de  $\mu$  y  $Z$  con la presión puede ajustarse.

La Pseudo-presión o potencial de gas real  $m(P)$  se define como:

$$m(P) = 2 \int_{P_0}^P \frac{P}{\mu Z} dP \quad \dots (2.22)$$

desarrollando:

$$\nabla m(P) = \frac{\partial m(P)}{\partial P} \nabla P = 2 \frac{P}{\mu Z} \nabla P \quad \dots (2.23)$$

$$\frac{\partial m(P)}{\partial t} = 2 \frac{P}{\mu z} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \dots (2.24)$$

Si escribimos la ecuación (2.16) de la forma siguiente:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{P}{z} \right) = \mu c \frac{P}{\mu z} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \dots (2.25)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.22), (2.23) (2.24) y (2.25) en (2.13) se obtiene:

$$v^2 m(P) = \frac{\partial \mu}{K} c \frac{\partial m(P)}{\partial t} \quad \dots (2.26)$$

Esta ecuación es similar a las ecuaciones (2.18) y (2.21), sólo se observa que el término donde está involucrada la presión o la presión al cuadrado ha sido sustituido por la pseudo-presión.

Esta ecuación es representativa del flujo de gas bajo las siguientes suposiciones: condiciones isotérmicas, efectos gravitacionales despreciables, medio poroso homogéneo e isotrópico, porosidad constante, flujo laminar y permeabilidad independiente de la presión.

Se han publicado artículos en los cuales se considera que la permeabilidad es dependiente de la presión, bajo esta suposición se definió un potencial de gas real alternativo:

$$m'(P) = 2 \int_{P_0}^{P_1} \frac{K P}{\mu z} dp$$

Para poder utilizar esta ecuación es necesario conocer la variación de la permeabilidad con la presión, lo cual la hace muy difícil de aplicar.

## II.4 CALCULO DEL POTENCIAL DE GAS REAL

Para evaluar la función potencial de gas real existen dos procedimientos; uno es analítico que consiste en hacer una integración numérica para varios valores de presión; el otro procedimiento es efectuando una interpolación de los valores que se presentan en una tabla para diferentes valores de  $P_r$  y  $T_r$ .

La curva de  $m$  ( $\frac{P}{P_r}$ ) contra  $P$  es válida para la temperatura a la cual se desarrolla.

En yacimientos de gas por lo general la temperatura no varía significativamente de pozo a pozo, -- por lo que se considera que el comportamiento de sus flujos es el mismo, en este caso una sola curva de  $m$  ( $\frac{P}{P_r}$ ) contra  $P$  nos puede servir para aplicarla a todos los pozos del yacimiento.

Cuando la temperatura y la composición del gas de un yacimiento no es uniforme se tiene que construir una curva para cada pozo.

Si se realiza una gráfica de  $(\mu Z)$  contra  $P$  (fig. 2.1), se observará que para un gas a baja presión  $(\mu Z)$  es casi constante e igual a  $\mu_i Z_i$ , el subíndice  $i$  se refiere a condiciones iniciales, esto es:

$$\mu Z = \mu_i Z_i$$

Por otro lado, a presiones altas la pendiente es casi constante:

$$\frac{P}{\mu Z} = \frac{P_i}{\mu_i Z_i}$$



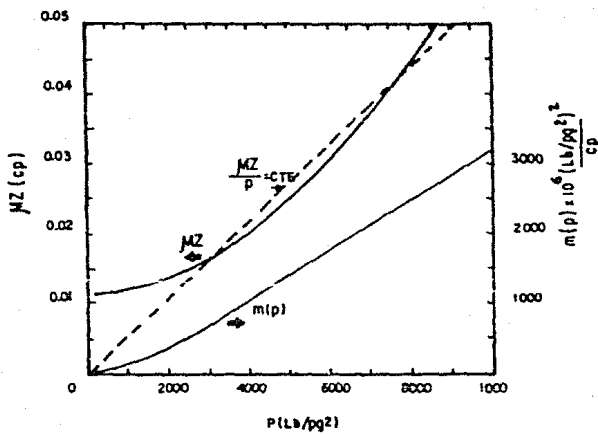


FIG. 2.1 VARIACION DE  $m(p)$  Y  $MZ$  CON LA PRESION.

Si expresamos la función potencial de gas real en estos términos queda de la forma siguiente:

$$m(P) = \frac{2 P_1}{\mu_1 Z_1} \int_{P_0}^{P_1} dp = \frac{2 P_1}{\mu_1 Z_1} P \dots (2.27)$$

Para obtener la conversión de  $m(p)$  a  $P$  para un gas a una temperatura dada, los valores de  $2P/\mu Z$  se calculan para varios valores de  $P$ , usando valores experimentales por correlaciones de  $\mu$  y  $Z$ .

Graficando  $2 P/\mu Z$  contra  $P$ , el área bajo la curva de  $P_0$  a  $P_1$  será el valor correspondiente a  $m(P)$  figura (2.2).

El procedimiento de cálculo para  $m(P)$  por integración numérica es el siguiente:

- a) elegir la presión máxima y la presión mínima para efectuar el cálculo y dividir este intervalo en subintervalos de igual  $\Delta P$ .
- b) obtener los valores de  $\mu$  y  $Z$ , para cada valor de presión. Estos valores pueden ser obtenidos de un análisis  $P V T$  ó calculados por medio de correlaciones.
- c) calcular  $2 P / \mu Z$ , correspondiente a cada valor de presión.
- d) sumar dos valores consecutivos de  $2 P / \mu Z$
- e) multiplicar los valores obtenidos en el inciso anterior por  $\Delta P$ .
- f) sumar los valores parciales obtenidos en (e) y obtener el valor de pseudo-presión,  $m(P)$ .

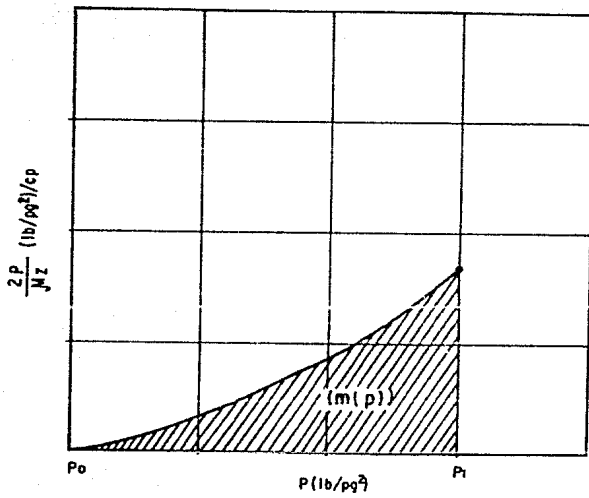


FIG. 2.2 GRAFICA DE  $\frac{2P}{JZ}$  CONTRA P

El otro procedimiento de cálculo es por medio de la tabla 2.1 :

- a) cálculo de la presión y temperatura críticas y pseudo-reducidas.

$$P_c = 709.604 - 56.716 * S.G.$$

$$T_c = 170.491 + 307.344 * S.G.$$

$$P_r = \frac{P}{P_c}$$

$$T_r = \frac{T}{T_c}$$

- b) entrar a la tabla 2.1 con el valor de  $P_r$  y  $T_r$  y obtener el valor correspondiente de la integral de pseudo-presión.
- c) multiplicar el valor de la integral por  $(2P_c^2/\mu_i)$  para obtener el valor de pseudo-presión correspondiente a la presión seleccionada. El valor de  $\mu_i$  es el valor de la viscosidad del gas a condiciones atmosféricas, obtenida por medio de un análisis PVT ó por el uso de correlaciones.

PSEUDO PRESION REDUCIDA	VALORES DE $m(p)r = \frac{m(p)M_i}{2Pc^2} = \int_0^{PR} \frac{Pr dPr}{(M_i)^2}$ PARA TEMPERATURAS PSEUDO REDUC. $T_r$ DE:							
	1.05	1.15	1.30	1.50	1.75	2.00	2.50	3.00
	$P_r$							
0.10	0.0201	0.0201	0.0201	0.0200	0.0200	0.0200	0.0200	0.0200
0.20	0.0202	0.0206	0.0206	0.0202	0.0201	0.0201	0.0200	0.0200
0.30	0.0203	0.0207	0.0207	0.0203	0.0202	0.0202	0.0201	0.0200
0.40	0.0204	0.0209	0.0209	0.0204	0.0203	0.0203	0.0202	0.0201
0.50	0.0205	0.0210	0.0210	0.0205	0.0204	0.0204	0.0203	0.0202
0.60	0.0206	0.0211	0.0211	0.0206	0.0205	0.0205	0.0204	0.0203
0.70	0.0207	0.0212	0.0212	0.0207	0.0206	0.0206	0.0205	0.0204
0.80	0.0208	0.0213	0.0213	0.0208	0.0207	0.0207	0.0206	0.0205
0.90	0.0209	0.0214	0.0214	0.0209	0.0208	0.0208	0.0207	0.0206
1.00	0.0210	0.0215	0.0215	0.0210	0.0209	0.0209	0.0208	0.0207
1.10	0.0211	0.0216	0.0216	0.0211	0.0210	0.0210	0.0209	0.0208
1.20	0.0212	0.0217	0.0217	0.0212	0.0211	0.0211	0.0210	0.0209
1.30	0.0213	0.0218	0.0218	0.0213	0.0212	0.0212	0.0211	0.0210
1.40	0.0214	0.0219	0.0219	0.0214	0.0213	0.0213	0.0212	0.0211
1.50	0.0215	0.0220	0.0220	0.0215	0.0214	0.0214	0.0213	0.0212
1.60	0.0216	0.0221	0.0221	0.0216	0.0215	0.0215	0.0214	0.0213
1.70	0.0217	0.0222	0.0222	0.0217	0.0216	0.0216	0.0215	0.0214
1.80	0.0218	0.0223	0.0223	0.0218	0.0217	0.0217	0.0216	0.0215
1.90	0.0219	0.0224	0.0224	0.0219	0.0218	0.0218	0.0217	0.0216
2.00	0.0220	0.0225	0.0225	0.0220	0.0219	0.0219	0.0218	0.0217
2.10	0.0221	0.0226	0.0226	0.0221	0.0220	0.0220	0.0219	0.0218
2.20	0.0222	0.0227	0.0227	0.0222	0.0221	0.0221	0.0220	0.0219
2.30	0.0223	0.0228	0.0228	0.0223	0.0222	0.0222	0.0221	0.0220
2.40	0.0224	0.0229	0.0229	0.0224	0.0223	0.0223	0.0222	0.0221
2.50	0.0225	0.0230	0.0230	0.0225	0.0224	0.0224	0.0223	0.0222
2.60	0.0226	0.0231	0.0231	0.0226	0.0225	0.0225	0.0224	0.0223
2.70	0.0227	0.0232	0.0232	0.0227	0.0226	0.0226	0.0225	0.0224
2.80	0.0228	0.0233	0.0233	0.0228	0.0227	0.0227	0.0226	0.0225
2.90	0.0229	0.0234	0.0234	0.0229	0.0228	0.0228	0.0227	0.0226
3.00	0.0230	0.0235	0.0235	0.0230	0.0229	0.0229	0.0228	0.0227
3.10	0.0231	0.0236	0.0236	0.0231	0.0230	0.0230	0.0229	0.0228
3.20	0.0232	0.0237	0.0237	0.0232	0.0231	0.0231	0.0230	0.0229
3.30	0.0233	0.0238	0.0238	0.0233	0.0232	0.0232	0.0231	0.0230
3.40	0.0234	0.0239	0.0239	0.0234	0.0233	0.0233	0.0232	0.0231
3.50	0.0235	0.0240	0.0240	0.0235	0.0234	0.0234	0.0233	0.0232
3.60	0.0236	0.0241	0.0241	0.0236	0.0235	0.0235	0.0234	0.0233
3.70	0.0237	0.0242	0.0242	0.0237	0.0236	0.0236	0.0235	0.0234
3.80	0.0238	0.0243	0.0243	0.0238	0.0237	0.0237	0.0236	0.0235
3.90	0.0239	0.0244	0.0244	0.0239	0.0238	0.0238	0.0237	0.0236
4.00	0.0240	0.0245	0.0245	0.0240	0.0239	0.0239	0.0238	0.0237
4.10	0.0241	0.0246	0.0246	0.0241	0.0240	0.0240	0.0239	0.0238
4.20	0.0242	0.0247	0.0247	0.0242	0.0241	0.0241	0.0240	0.0239
4.30	0.0243	0.0248	0.0248	0.0243	0.0242	0.0242	0.0241	0.0240
4.40	0.0244	0.0249	0.0249	0.0244	0.0243	0.0243	0.0242	0.0241
4.50	0.0245	0.0250	0.0250	0.0245	0.0244	0.0244	0.0243	0.0242
4.60	0.0246	0.0251	0.0251	0.0246	0.0245	0.0245	0.0244	0.0243
4.70	0.0247	0.0252	0.0252	0.0247	0.0246	0.0246	0.0245	0.0244
4.80	0.0248	0.0253	0.0253	0.0248	0.0247	0.0247	0.0246	0.0245
4.90	0.0249	0.0254	0.0254	0.0249	0.0248	0.0248	0.0247	0.0246
5.00	0.0250	0.0255	0.0255	0.0250	0.0249	0.0249	0.0248	0.0247
5.10	0.0251	0.0256	0.0256	0.0251	0.0250	0.0250	0.0249	0.0248
5.20	0.0252	0.0257	0.0257	0.0252	0.0251	0.0251	0.0250	0.0249
5.30	0.0253	0.0258	0.0258	0.0253	0.0252	0.0252	0.0251	0.0250
5.40	0.0254	0.0259	0.0259	0.0254	0.0253	0.0253	0.0252	0.0251
5.50	0.0255	0.0260	0.0260	0.0255	0.0254	0.0254	0.0253	0.0252
5.60	0.0256	0.0261	0.0261	0.0256	0.0255	0.0255	0.0254	0.0253
5.70	0.0257	0.0262	0.0262	0.0257	0.0256	0.0256	0.0255	0.0254
5.80	0.0258	0.0263	0.0263	0.0258	0.0257	0.0257	0.0256	0.0255
5.90	0.0259	0.0264	0.0264	0.0259	0.0258	0.0258	0.0257	0.0256
6.00	0.0260	0.0265	0.0265	0.0260	0.0259	0.0259	0.0258	0.0257
6.10	0.0261	0.0266	0.0266	0.0261	0.0260	0.0260	0.0259	0.0258
6.20	0.0262	0.0267	0.0267	0.0262	0.0261	0.0261	0.0260	0.0259
6.30	0.0263	0.0268	0.0268	0.0263	0.0262	0.0262	0.0261	0.0260
6.40	0.0264	0.0269	0.0269	0.0264	0.0263	0.0263	0.0262	0.0261
6.50	0.0265	0.0270	0.0270	0.0265	0.0264	0.0264	0.0263	0.0262
6.60	0.0266	0.0271	0.0271	0.0266	0.0265	0.0265	0.0264	0.0263
6.70	0.0267	0.0272	0.0272	0.0267	0.0266	0.0266	0.0265	0.0264
6.80	0.0268	0.0273	0.0273	0.0268	0.0267	0.0267	0.0266	0.0265
6.90	0.0269	0.0274	0.0274	0.0269	0.0268	0.0268	0.0267	0.0266
7.00	0.0270	0.0275	0.0275	0.0270	0.0269	0.0269	0.0268	0.0267
7.10	0.0271	0.0276	0.0276	0.0271	0.0270	0.0270	0.0269	0.0268
7.20	0.0272	0.0277	0.0277	0.0272	0.0271	0.0271	0.0270	0.0269
7.30	0.0273	0.0278	0.0278	0.0273	0.0272	0.0272	0.0271	0.0270
7.40	0.0274	0.0279	0.0279	0.0274	0.0273	0.0273	0.0272	0.0271
7.50	0.0275	0.0280	0.0280	0.0275	0.0274	0.0274	0.0273	0.0272
7.60	0.0276	0.0281	0.0281	0.0276	0.0275	0.0275	0.0274	0.0273
7.70	0.0277	0.0282	0.0282	0.0277	0.0276	0.0276	0.0275	0.0274
7.80	0.0278	0.0283	0.0283	0.0278	0.0277	0.0277	0.0276	0.0275
7.90	0.0279	0.0284	0.0284	0.0279	0.0278	0.0278	0.0277	0.0276
8.00	0.0280	0.0285	0.0285	0.0280	0.0279	0.0279	0.0278	0.0277
8.10	0.0281	0.0286	0.0286	0.0281	0.0280	0.0280	0.0279	0.0278
8.20	0.0282	0.0287	0.0287	0.0282	0.0281	0.0281	0.0280	0.0279
8.30	0.0283	0.0288	0.0288	0.0283	0.0282	0.0282	0.0281	0.0280
8.40	0.0284	0.0289	0.0289	0.0284	0.0283	0.0283	0.0282	0.0281
8.50	0.0285	0.0290	0.0290	0.0285	0.0284	0.0284	0.0283	0.0282
8.60	0.0286	0.0291	0.0291	0.0286	0.0285	0.0285	0.0284	0.0283
8.70	0.0287	0.0292	0.0292	0.0287	0.0286	0.0286	0.0285	0.0284
8.80	0.0288	0.0293	0.0293	0.0288	0.0287	0.0287	0.0286	0.0285
8.90	0.0289	0.0294	0.0294	0.0289	0.0288	0.0288	0.0287	0.0286
9.00	0.0290	0.0295	0.0295	0.0290	0.0289	0.0289	0.0288	0.0287
9.10	0.0291	0.0296	0.0296	0.0291	0.0290	0.0290	0.0289	0.0288
9.20	0.0292	0.0297	0.0297	0.0292	0.0291	0.0291	0.0290	0.0289
9.30	0.0293	0.0298	0.0298	0.0293	0.0292	0.0292	0.0291	0.0290
9.40	0.0294	0.0299	0.0299	0.0294	0.0293	0.0293	0.0292	0.0291
9.50	0.0295	0.0300	0.0300	0.0295	0.0294	0.0294	0.0293	0.0292
9.60	0.0296	0.0301	0.0301	0.0296	0.0295	0.0295	0.0294	0.0293
9.70	0.0297	0.0302	0.0302	0.0297	0.0296	0.0296	0.0295	0.0294
9.80	0.0298	0.0303	0.0303	0.0298	0.0297	0.0297	0.0296	0.0295
9.90	0.0299	0.0304	0.0304	0.0299	0.0298	0.0298	0.0297	0.0296
10.00	0.0300	0.0305	0.0305	0.0300	0.0299	0.0299	0.0298	0.0297

TABLA 2.1 VALORES DE LA INTEGRAL DE PSEUDO-PRESION REDUCIDA  $m(p)r$  COMO FUNCION DE  $T_r$  Y  $P_r$ .

## II.5 FACTORES QUE AFECTAN EL FLUJO DE GAS

### FACTOR DE DAÑO

Durante la perforación o terminación de un pozo, es posible que se desarrolle una zona de permeabilidad alterada alrededor de las paredes del pozo; para determinar estos efectos, Van Brindingen y Hurst, presentan el concepto de factor de daño; ellos definen el factor de daño como:

$$(\Delta P_D)_S = S \quad \dots (2.28)$$

así:

$$\Delta P_D | w \text{ (incluyendo daño)} = P_D + S \quad \dots (2.29)$$

Esto expresa que existe una caída de presión adicional debida al efecto de daño.

El daño puede ser debido a varios efectos tales como: alteraciones en la permeabilidad  $S_K$  producida durante la perforación o terminación del pozo, penetración parcial  $S_{pp}$ , y disparos  $S_{perf}$ . Un valor positivo de  $S$  indica que el pozo se encuentra dañado, un valor negativo indica que el pozo ha sido estimulado.

Hawkins propuso tratar el daño como una región de radio  $r_s$  con permeabilidad  $K_s$ , con un factor de daño dado por:

$$S = \left( \frac{K}{K_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r} \quad \dots (2.30)$$

Este concepto es válido para: S positivo ( $K_S < K$ ) ó S negativo ( $K_S > K$ ).

El radio efectivo del pozo puede visualizarse pensando en un radio equivalente por el cual debe producirse el gas para obtener con este efecto la caída de presión debida al daño, (ver fig. 2.3).

$$rw' = rwe^{-S} \quad \dots (2.31)$$

Si  $rw' < rw$  el pozo se encuentra dañado y si  $rw' > rw$  indica que el pozo esta estimulado.

El factor de daño S, evaluado a partir de las pruebas de incremento y decremento de presión, se ha visualizado en términos de permeabilidad reducida o mejorada sin embargo no se ha definido en función de todos los efectos que lo constituyen. Es importante conocer cuales son los factores de pseudo-daño a la formación, a fin de conocer cual de ellos es el que más afecta y poder atacarlo directamente.

El factor de daño incluyendo los efectos de penetración parcial, desviación del pozo, disparos, e invasión esta dado por:

$$S = S_{pp} + S_{perf} + S_k$$

Es importante evaluar cada efecto por separado para elegir el tratamiento a seguir para eliminar o reducir el daño. Por ejemplo si se estimula un pozo que se encuentra dañado y ese daño se debe a penetración parcial o al efecto de turbulencia de flujo en el pozo, no se logra ningún cambio en su capacidad productiva y si se le puede ocasionar otro tipo de problemas adicionales al desperdicio económico del costo de la estimulación.

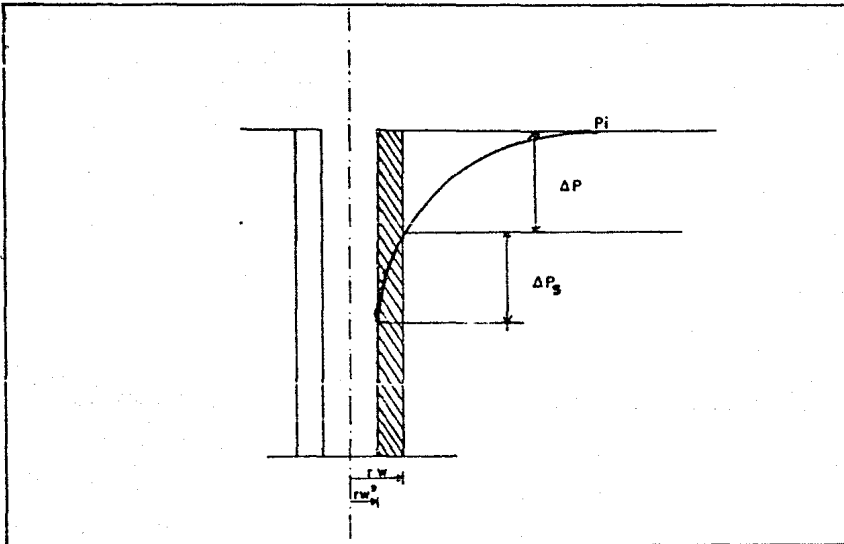


FIG: 2.3 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION EN UN POZO DAÑADO.



El factor de pseudo-daño por efecto de penetración parcial es provocado por la convergencia del flujo de fluidos hacia la zona penetrada, este efecto de daño siempre es positivo.

El factor de pseudo-daño debido a la desviación del pozo produce una mejoría en la capacidad productiva porque en este tipo de pozos el área expuesta al flujo es mayor que el área presentada por un pozo perpendicular a la formación, este factor es siempre negativo.

El factor de pseudo-daño por disparos y restricciones al flujo,  $S_{disp}$ , es inducido al efectuarse los disparos debido al control inadecuado del claro (distancia entre la carga y la tubería de revestimiento), este factor siempre es positivo.

El factor de pseudo-daño producido por la invasión de fluidos en la formación  $S$ , durante la perforación o terminación del pozo provoca una caída de presión adicional debido a la restricción del flujo.

Este daño puede ser reducido y eliminado por medio de estimulación del pozo; este factor siempre es positivo.

#### EFFECTOS DE TURBULENCIA E INERCIALES

La velocidad del fluido en un sistema radial aumenta a medida que se acerca al pozo y al aumentar la velocidad es mayor la turbulencia en el flujo, lo que da como resultado una caída de presión adicional similar al efecto de daño, excepte que no es constante y varía directa

mente con el gasto de flujo.

La caída de presión debida al efecto de turbulencia esta dada por:

$$(\Delta P_D)_T = D \text{ qcs} \quad \dots (2.32)$$

Para flujo de gas en un yacimiento, la presión en el pozo esta dada por:

$$\Delta P_D \Big|_W = P_D + S + D \text{ qcs} \quad \dots (2.33)$$

Como el daño y el efecto de turbulencia están concentradas alrededor del pozo, son considerados como un solo efecto, el factor de daño aparente:

$$S' = (\Delta P_D)_S + (\Delta P_D)_T = S + D \text{ qcs} \quad \dots (2.34)$$

Es importante tomar en cuenta esto y calcular cada efecto por separado; el factor  $(\Delta P_D)_S$  puede eliminarse por medio de una estimulación, mientras que el  $(\Delta P_D)_T$  persiste en gran medida después de efectuar la estimulación.

Efectuando mediciones a dos gastos distintos (prueba de decremento de presión) y aplicando la ecuación (2.34) se obtienen dos ecuaciones simultáneas que al resolverlas nos darán el valor de S y D. Respecto al rango de aplicación de la ecuación (2.33), debe considerarse que el flujo se supone estable en la región de turbulencia, esto es que la variación de la presión no cambia respecto al tiempo; Wattenbarger y Baney demuestran que el efecto de flujo turbulento llega a estabilizarse a  $t_p \approx 2000$ .

Puesto que D depende de la permeabilidad, es posible alterar  $(\Delta P_D)_T$  por estimulación del pozo al cambiar el valor de este parámetro.

La ecuación (2.33) es una aproximación de la solución a gasto constante, la cual no toma en cuenta la variación de la viscosidad del gas con la presión. Wattenbarger integró la forma tridimensional de la ecuación de Forchheimer. ec.(2.3) haciendo las siguientes consideraciones:

- El radio de drenaje del pozo es muy grande por lo que los efectos de turbulencia en la frontera externa se pueden despreciar.

- Existe un estado estable o semiestable -  
obteniendo:

$$(\Delta P_D)_T = \left[ \frac{2.715 \times 10^{-12} S K M Pcs}{h Tcs} \int_{r_w}^{r_d} \frac{1}{\mu r^2} dr \right] qcs$$

..... (2.35)

La viscosidad depende de la presión, que varía con respecto a la distancia por lo que el valor de la integral en la ecuación (2.35) cambia con el tiempo, aún cuando el efecto de turbulencia se ha estabilizado.

Una ecuación más rigurosa fue propuesta por Wattenbarger:

$$\Delta P_{D_w} = P_D + S + D \left\{ \mu \right\} qcs \quad \dots (2.36)$$

Donde  $D\{\mu\}$  representa el efecto del cambio en viscosidad del gas bajo turbulencia.

La forma adimensional de la ecuación (2.35) es :

$$\begin{aligned} (\Delta P_D)_T &= D\{\mu\} q_{cs} \\ &= 1.96 \times 10^{-18} \beta K^2 q_D \left[ \frac{m(P)4M}{2RT} \int_{rw}^{rd} \frac{1}{\mu r^2} dr \right] \end{aligned} \dots\dots(2.37)$$

La ecuación anterior muestra que  $D\{\mu\}q_{cs}$  es proporcional a  $\beta K^2$  para un valor dado de  $q_D$ .

Katz demuestra que  $\beta$  es inversamente proporcional a  $K$  :

$$\beta = \frac{1}{K}$$

Esto significa que  $D\{\mu\} q_{cs}$  es proporcional a  $K$  para un valor de  $q_D$  dado.

Para ilustrar el cálculo de las caídas de presión por efecto de daño, flujo laminar y turbulento se presenta el siguiente ejemplo :

**EJEMPLO 2.1 :**

Un pozo en un yacimiento infinito produce a un gasto constante,  $q_1$  de 7 MM pie<sup>3</sup>/día para un tiempo  $t_1$  de 36 horas. La presión de fondo fluyendo, fue de 1600 lb/pg<sup>2</sup>.

El mismo pozo produce a un gasto constante,  $q_2$  de 10 MM pie<sup>3</sup>/día para un tiempo,  $t_2$  de 24 horas. La presión de fondo fluyendo fue de 1400 lb/pg<sup>2</sup>.

La presión estática,  $P_{wa}$  entre cada uno de los períodos de flujo fue de 2000 lb/pg<sup>2</sup>.

Los datos generales de la prueba son los siguientes :

$$\begin{aligned}
 h &= 39 \text{ pies} & \phi &= 0.15 \text{ (fracción)} \\
 K &= 20 \text{ md.} & r_w &= 0.40 \text{ pies.} \\
 T &= 580 \text{ }^\circ\text{R} & M &= 17.7 \text{ lb-mol} \\
 P_c &= 664 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.} & T_c &= 357 \text{ }^\circ\text{R} \\
 \bar{\mu} &= 0.0152 \text{ cp.} & \bar{z} &= 0.846 \\
 \bar{c} &= 0.00061 \text{ (1/lb/pg}^2\text{)}
 \end{aligned}$$

Solución :

- Cálculo de  $t_D$  :

$$t_D = \frac{2.63 \times 10^{-4} K t}{\phi \bar{\mu} \bar{c} r_w^2}$$

$$t_{D1} = \frac{2.637 \times 10^{-4} (20)(36)}{(0.15)(0.0152)(0.00061)(0.4)^2} = 853214.0$$

$$t_{D2} = \frac{2.637 \times 10^{-4} (20)(24)}{(0.15)(0.0152)(0.00061)(0.4)^2} = 568809.0$$

- Cálculo de  $q_D$  :

$$P_i = 2000.0 \text{ lb/pg}^2 \leftrightarrow m(P)_i = 3.3 \times 10^8 \text{ (fig.4.2)}$$

$$q_{D1} = \frac{1.417 \times 10^6 (550)(7)}{(20)(39)(3.3 \times 10^8)} = 0.0224$$

$$q_{D2} = \frac{1.417 \times 10^6 (580)(10)}{(20)(39)(3.3 \times 10^8)} = 0.0319$$

- Cálculo de  $F_D$  :

$$F_{D1} = \frac{1}{2} [\ln (853214.0) + 0.809] = 7.29$$

$$F_{D2} = \frac{1}{2} [\ln (568809.0) + 0.809] = 7.030$$

- Cálculo de  $\Delta P_D$  :

$$Pwf_1 = 1600 \text{ lb/pg}^2 \leftrightarrow m(p)wf_1 = 2.18 \times 10^8$$

$$Pwf_2 = 1400 \text{ lb/pg}^2 \leftrightarrow m(p)wf_2 = 1.68 \times 10^8$$

Se utilizó la figura (4.2) para los valores de  $m(p)$

$$P_{D1} = \frac{3.3 \times 10^8 - 2.18 \times 10^8}{3.3 \times 10^8 (0.0224)} = 15.15$$

$$P_{D2} = \frac{3.3 \times 10^8 - 1.68 \times 10^8}{3.3 \times 10^8 (0.0319)} = 15.39$$

Sustituyendo los valores de  $\Delta P_D$ ,  $F_D$ , y  $q_{es}$  en la ecuación (2.33) se obtiene el sistema :

$$15.15 = 7.29 + S + 7D$$

$$15.39 = 7.03 + S + 10D$$

Resolviendo simultáneamente :

$$D = \frac{(15.39 - 15.15) - (7.03 - 7.29)}{(10 - 7)} = 0.16$$

$$S = 15.15 - 7.29 - 7(0.16) = 6.74$$

- Cálculo de  $(\Delta P)_L$  :

$$\begin{aligned} m(P) &= m(P)_1 - m(P)_1 F_{D1} q_{D1} \\ &= 3.3 \times 10^8 - 3.3 \times 10^8 (7.29)(0.0224) \\ &= 2.76 \times 10^8 \end{aligned}$$

$$m(P) = 2.76 \times 10^8 \leftrightarrow P = 1815 \text{ lb/pg}^2 (\text{fig. 4.2})$$

$$(\Delta P)_L = P_1 - P = 2000 - 1815 = 185 \text{ lb/pg}^2$$

- Cálculo de  $(\Delta P)_g$  :

$$\begin{aligned} m(P) &= m(P)_1 - m(P)_1 S q_{D1} \\ &= 3.3 \times 10^8 - 3.3 \times 10^8 (6.74)(0.0224) \\ &= 2.8 \times 10^8 \end{aligned}$$

$$m(P) = 2.8 \times 10^8 \leftrightarrow P = 1829 \text{ lb/pg}^2 (\text{fig. 4.2})$$

$$(\Delta P)_g = P_1 - P = 2000 - 1829 = 171 \text{ lb/pg}^2$$

- Cálculo de  $(\Delta P)_T$  :

$$\begin{aligned}m(P) &= m(P)_1 - m(P)_1 D q_1 q_{D1} \\ &= 3.3 \times 10^8 - 3.3 \times 10^8 (.16)(7)(.0224)\end{aligned}$$

$$m(P) = 3.22 \times 10^8$$

$$m(P) = 3.22 \times 10^8 \longleftrightarrow P = 1973 \text{ lb/pg}^2 (\text{fig. 4.2})$$

$$(\Delta P)_T = P_1 - P = 2000 - 1973 = 27 \text{ lb/pg}^2$$

- Cálculo de  $(\Delta P)_{\text{total}}$  :

$$\begin{aligned}(\Delta P)_{\text{total}} &= (\Delta P)_L + (\Delta P)_S + (\Delta P)_T \\ &= 185 + 171 + 27 = 383 \text{ lb/pg}^2\end{aligned}$$

#### ALMACENAMIENTO

Cuando un pozo produce a un gasto  $q$ , y es cerrado en la superficie, el flujo en la formación no cesa inmediatamente. El flujo de fluidos dentro del pozo continúa por algún tiempo debido a la compresibilidad del fluido. El gasto de flujo cambia gradualmente de  $q$  al tiempo de cierre a cero después de cierto período de tiempo.



Este efecto se conoce como efecto de llenado o almacenamiento. En el caso de tener cerrado el pozo y abrirlo a producción ocurre lo contrario. El gasto inicial es debido al efecto de almacenamiento del pozo, como éste disminuye gradualmente a cero, el flujo de la formación se incrementa de cero a  $q$ . El gasto constante que se tiene en superficie hace que la carga del pozo decrezca, incrementándose el flujo en la formación.

El efecto de almacenamiento está asociado a la variación del gasto en la formación. El gasto de flujo en la formación está dado por :

$$q = q_{cs} ( 1 - e^{-b_3 t_D} ) \dots\dots(2.38)$$

$b_3$  es una constante adimensional derivada de las presiones de fondo y de las dimensiones de las tuberías.

Si el gasto de descarga o almacenamiento del pozo por diferencia unitaria de presión es constante. El coeficiente de almacenamiento  $C$  está dado por :

$$C = V_w C_w \dots\dots\dots(2.39)$$

En términos dimensionales el coeficiente de almacenamiento es :

$$C_D = \frac{7}{\phi h c r_w^2} C \dots\dots\dots(2.40)$$

Entonces el gasto de flujo puede obtenerse a partir de la ecuación :

$$q = q_{os} \left[ 1.0 - C_D \frac{\partial}{\partial t_D} (\Delta P_D) \Big|_w \right] \dots (2.41)$$

El tiempo para el cual son significativos los efectos de almacenamiento se pueden determinar con la ecuación :

$$t_D = 60 C_D \dots \dots \dots (2.42)$$

Por definición

$$t_D = \frac{\lambda K t}{\phi \mu c_t r_w^2} \dots \dots \dots (2.43)$$

Combinando las ecuaciones (2.42) y (2.43) con (2.39) y (2.40) se obtiene :

$$t_{us} = \frac{60 \eta \mu V_w C_w}{\lambda K h} = \frac{\eta}{\lambda} 60 \frac{\mu V_w C_w}{K h} \dots \dots \dots (2.44)$$

De la ecuación anterior se concluye :

- a) Los efectos de almacenamiento se incrementan directamente con la profundidad del pozo, e inversamente con la capacidad de flujo (K h).
- b) Los efectos de almacenamiento decrecen al incrementarse la presión.

Agarwal, Al-Hussainy y Ramey demuestran -  
que la duración de los efectos de almacenamiento conside -  
rando daño está dada por :

$$\tau_D = ( 60 + 3.5 S) \bar{C}_D \quad \dots\dots\dots(2.45)$$

para  $S \geq 0$  .

Para ilustrar el procedimiento de cálculo del tiempo para el cual son despreciables los efectos de almacenamiento, se presenta el siguiente ejemplo :

**EJEMPLO 2.2 :**

Calcular el tiempo para el cual el almacenamiento cesa en el pozo. Se tienen los siguientes datos :

- L = 5000 (pies)
- $r_w = 0.5$ (pies)
- h = 39 (pies)
- $c_w = 0.00054$  (1/lb/pg<sup>2</sup>)
- K = 20 (md)
- $\mu = 0.0150$  (cp)

Solución:

$$V_w = \pi r_w^2 L = 3927 \text{ pies.}$$

De la ecuación (2.44) :

$$t_{ws} = \frac{\eta}{\lambda} \frac{60 \mu V_w c_w}{K h}$$

$$t_{ws} = \frac{(0.159)(60)(.015)(3927)(.00054)}{(2.637 \times 10^{-4})(20)(39)}$$

$$t_{ws} = 1.5 \text{ horas.}$$

#### FLUJO DE GAS Y CONDENSADO

Generalmente el flujo en el yacimiento se lleva a cabo en una sola fase. A medida que la presión decrece debido al flujo, ocurre la condensación de líquido.

Algunas veces, al declinar la presión media del yacimiento, tiene lugar una condensación en la formación, lo que provoca una reducción en la permeabilidad relativa al flujo de gas.

Considerando éste efecto, las ecuaciones mostradas anteriormente, pueden modificarse sustituyendo la movilidad total del sistema  $(K/\mu)_t$ , compresibilidad total  $\alpha_t$ , y el gasto total  $q_t$ .

La movilidad total esta expresada por:

$$\left(\frac{K}{\mu}\right)_t = \frac{K_g}{\mu_g} + \frac{K_o}{\mu_o} + \frac{K_w}{\mu_w} \quad \dots (2.46)$$

La compresibilidad total puede escribirse como:

$$C_t = C_g + C_o + C_w \quad \dots (2.47)$$

El gasto total esta dado por:

$$q_t = q_o + q_g + q_w \quad \dots (2.48)$$

Sustituyendo (2.46), (2.47) y (2.48) en la ecuación de difusión se puede obtener la ecuación para flujo de gas y condensado en la formación.

Fetkovich propuso una ecuación para el cálculo del factor de daño ocasionado por la condensación retrógrada alrededor del pozo.

$$s_c = \frac{K - K_s}{2 K_s} \ln \frac{4729.2 \text{ qcs}^2 \mu Z R_o' t}{\eta^2 K F S_o r_w^2} \quad \dots (2.49)$$

A partir de la pagina 122 se presenta un glosario práctico, en el cual se resumen todas las fórmulas prácticas utilizadas en el análisis de pruebas.

## CAPITULO III

### ANALISIS DE PRUEBAS DE INCREMENTO Y DECREMENTO DE PRESION

#### III.1 PRUEBAS DE INCREMENTO

Las pruebas de incremento de presión son las más simples pruebas en pozos de gas. Consisten básicamente en el cierre del pozo, registrando periódicamente el incremento de presión en el fondo.

En yacimientos con permeabilidades altas, la presión tiende a estabilizarse durante la prueba rápidamente; no así en yacimientos de baja permeabilidad donde puede llevarse en ocasiones hasta meses.

Durante el régimen de flujo transitorio - es posible obtener parámetros del yacimiento de mayor confiabilidad que los obtenidos a tiempos cortos de prueba.

La caída de presión en términos del potencial de gas real para este tipo de prueba esta dada por:

$$m(p)_i - m(p)_{ws} = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{gs} T \log \left( \frac{tp + \Delta t}{\Delta t} \right)}{K h} \dots (3.1)$$

Los métodos utilizados para realizar el análisis de las pruebas de Incremento de presión se tratan a continuación.

### III.1.1 METODOS DE ANALISIS

#### METODO DE HORNER

La caída de presión en una prueba de incremento está dada por la ecuación 3.1 cuya representación gráfica se muestra en la fig. 3.1.

Al graficar  $m(p)w_a$  contra  $\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)$  en coordenadas semilogarítmicas, se obtiene una línea recta - cuya pendiente es  $m$ , de la cual se puede obtener la capacidad de flujo mediante la siguiente ecuación:

$$K_h = \frac{1.632 \times 10^6 \text{ qcs } T}{m} \quad \dots (3.2)$$

Definiendo  $m(p)w_{f_0}$  como el potencial de - gas real antes del cierre:

$$m(P)_i - m(P)w_{f_0} = 1.632 \times 10^6 \frac{\text{qcs } T}{K_h} \left[ \log t_p + \log \left( \frac{K}{\phi \mu_i C_{1r} w^2} \right) - 3.23 + 0.87 S' \right] \quad \dots (3.3)$$

Restando la ecuación (3.1) a la ecuación (3.3) se obtiene:

$$m(P)w_a - m(P)w_{f_0} = m \left[ \log \left( \frac{t_p + \Delta t}{t_p} \right) + \log \left( \frac{K}{\phi \mu_i C_{1r} w^2} \right) - 3.23 + 0.87 S' \right] \quad \dots (3.4)$$

Definiendo  $m(p)w_a$ , como el potencial de - gas real a  $\Delta t = 1$  y asumiendo que  $\frac{t_p}{t_p + 1} \approx 1$ , la ecuación (3.4) puede ser simplificada, dando como resultado:

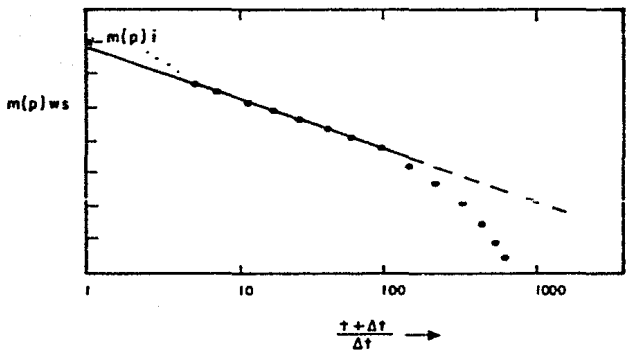


FIG. 3.1 GRAFICA SEMILOGARITMICA DE INCREMENTO DE PRE-  
 SION PARA UN YACIMIENTO FINITO (METODO DE HORNER.)



$$S' = 1.151 \left[ \frac{m(P)ws_1 - m(P)w_{f_0}}{m} - \log\left(\frac{K}{\rho \mu C h r w t}\right) - 3.23 \right]$$

..... (3.5)

Que representa el factor de daño aparente donde  $m(P)w_{f_0}$  es la pseudo-presión medida justamente antes de cerrar el pozo.

$m(P)ws_1$  se obtiene de la porción de la línea recta de la gráfica de Horner, para  $\Delta t = 1$

La selección del punto al cual se inicia la recta semilogarítmica se puede hacer por medio de la gráfica logarítmica  $\Delta P$  contra  $\Delta t$  ó mediante el método de curvas tipo.

Para yacimientos infinitos el agotamiento debido al decremento se considera despreciable y la extrapolación de la línea recta semilogarítmica  $t_p + \Delta t / \Delta t = 1$  permite obtener el potencial de gas real inicial  $m(P)_i$ .

En las pruebas en pozos de gas, la presión del yacimiento algunas veces puede llegar a incrementarse - hasta su valor inicial (P);. Sin embargo en muchos casos el tiempo requerido para un incremento completo puede ser demasiado largo, en dichos casos es necesario realizar la extrapolación de la línea recta semilogarítmica.

La permeabilidad se puede obtener conociendo la pendiente (m) de la gráfica de Horner; la permeabilidad se puede determinar con la ecuación:

$$K = \frac{1.632 \times 10^6 \text{ qcs T}}{m h} \quad \text{..... (3.6)}$$

Para estimar la caída de pseudo-presión -  
debida al daño y efectos de turbulencia se puede utilizar  
la ecuación siguiente:

$$\Delta m(p)S' = 0.869 m S' \quad \dots (3.7)$$

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

Cuando el período de decremento anterior  
al de incremento se extiende hasta las condiciones de flu-  
jo pseudoeestacionario, el método de análisis propuesto por  
Miller - Dyes y Hutchinson puede ser utilizado.

Al graficar  $m(P)_{ws}$  contra  $\Delta t$  en papel se-  
milogarítmico se obtiene una recta con pendiente (m), la -  
ecuación (3.1) puede entonces escribirse para tiempos de -  
producción largos ( $t \gg \Delta t$ ) como:

$$m(P)_i - m(P)_{ws} = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{GS} T}{k h} (\log t_p - \log \Delta t) \quad \dots (3.8)$$

La permeabilidad se puede estimar también  
con la ecuación (3.6) y el factor de daño con la ecuación  
(3.5).

En la figura 3.2 se observa la gráfica de  
 $m(P)_{ws}$  contra  $\Delta t$  comúnmente llamada gráfica de MDH (Miller  
Dyes- Hutchinson).

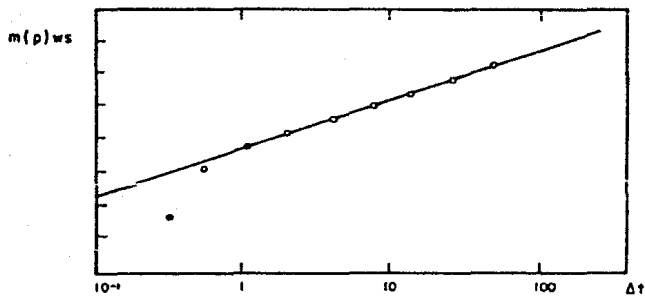


FIG. 3.2 GRAFICA SEMILOGARITMICA DE INCREMENTO DE PRESSION UTILIZANDO EL METODO MDH.

## METODO DE CURVAS TIPO PARA ELEGIR EL TIEMPO DE INICIO DE LA PORCIÓN RECTA SEMILOGARITMICA.

Es un método utilizado para la selección del tiempo de inicio de la porción recta semilogarítmica y solo aplicable cuando el tiempo de producción previo al cierre del pozo, es mayor que el tiempo de duración de la prueba.

El procedimiento para la determinación del tiempo al cual se inicia la porción recta semilogarítmica es:

- 1) se grafican los valores de  $\Delta P$ , ó  $m(p)$ , contra el incremento de tiempo  $\Delta t$  en la misma escala de la figura 3.3.
- 2) se coloca la curva construida en el paso anterior sobre la curva tipo analítica y se busca a cual curva de la figura 3.3 se ajusta mejor, manteniendo siempre paralelas las escalas de las dos gráficas.
- 3) una vez obtenido el mejor ajuste, se elige un punto común a las dos gráficas y se obtienen los valores de presión y tiempo de la curva tipo analítica y la curva de los datos respectivamente.
- 4) se determina el tiempo de incremento que está afectado por el almacenamiento, donde termina la línea de pendiente unitaria. Este tiempo viene a ser el inicio de la porción recta de la gráfica semilogarítmica.

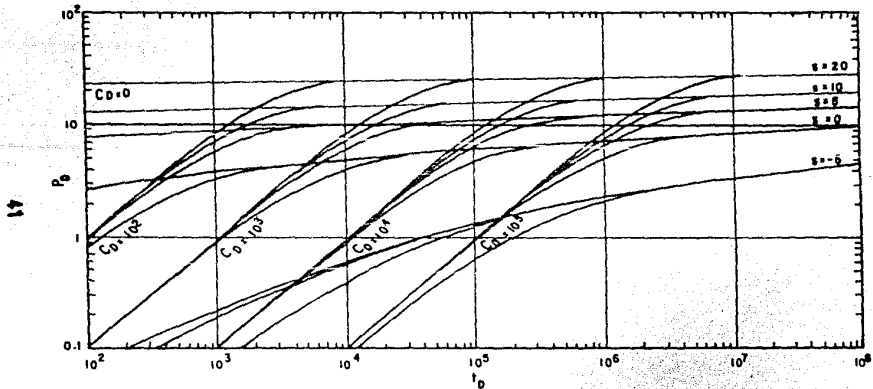


FIG. 3.3 CURVAS TIPO PARA DIFERENTES VALORES DE ALMACENAMIENTO Y DAÑO.

### III.2 PRUEBAS DE DECREMENTO

Las pruebas llamadas de decremento de presión son útiles para obtener información de características de los yacimientos: permeabilidad, porosidad, factor de daño, etc; además constituyen uno de los medios más eficientes y prácticos para estimar el volumen de hidrocarburos -- asociados al pozo.

Una prueba de decremento es fundamentalmente una serie de mediciones de presión de fondo fluyendo durante un período de flujo a gasto constante, iniciando con una presión estabilizada del yacimiento. La duración del período de flujo puede ser de unas horas o meses, dependiendo éste de la naturaleza del yacimiento y de los objetivos buscados.

Es conveniente tomar pruebas de decremento cuando se tiene presión uniforme en el yacimiento; por lo tanto, los pozos nuevos son excelentes para efectuar este tipo de pruebas. También si en un pozo no es costeable el cierre para efectuar prueba de incremento, entonces puede tomarse una prueba de decremento de presión.

El comportamiento de la presión de fondo -- fluyendo  $p_{wf}$ , se muestra en forma gráfica en la fig. 3.4, durante los diferentes períodos de flujo. En el período de flujo a tiempos cortos los efectos de almacenamiento y daño tienen más influencias en el flujo. En el período de -- flujo transitorio se observa que el comportamiento de  $P_{wf}$  contra el  $\log t$  es lineal, como corresponde al caso de un yacimiento infinito.

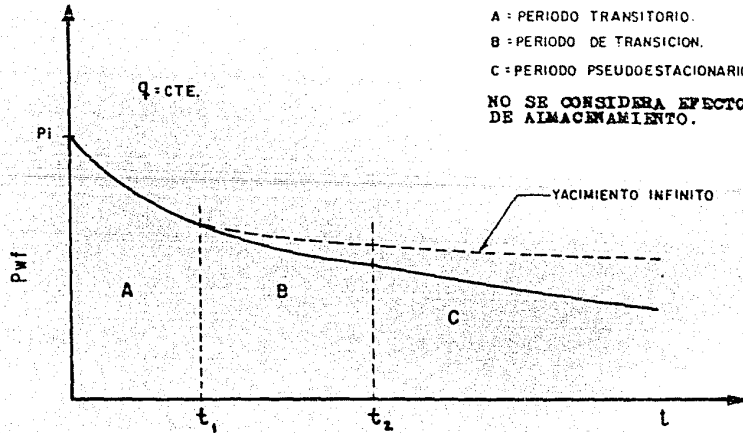


FIG. 3.4 COMPORTAMIENTO DE LA PRESION DE FONDO FLUYENDO CON RESPECTO AL TIEMPO EN UNA PRUEBA DE DECREMENTO A GASTO CONSTANTE.

### III.2.1 METODOS DE ANALISIS

El análisis de pruebas de decrecimiento con templa varios tipos de acuerdo a las características del pozo y del yacimiento; entre ellas tenemos las pruebas de decrecimiento de presión a gasto constante y pruebas a gasto variable. A continuación se describen los tipos de pruebas de decrecimiento de presión.

#### PRUEBA DE DECREMENTO A GASTO CONSTANTE

Este tipo de pruebas consisten en medir las presiones en forma continúa, con el pozo fluyendo a gasto constante. El flujo se inicia a partir de condiciones estabilizadas de cierre.

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

La ecuación que representa la caída de presión en este tipo de pruebas es :

$$m(P)_1 - m(P)_{wf} = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{sc} \mu}{K h} \left[ \log t_p + \log \left( \frac{K}{\phi \mu_i c_1 r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 S^* \right] \dots\dots(3.9)$$

Si se grafica  $\Delta m(P) = m(P)_1 - m(P)_{wf}$  contra  $t$  se obtiene una recta de pendiente  $m$ , a partir de



la cual se obtiene K como :

$$K = \frac{1.632 \times 10^6 q_{cs} T}{m h} \dots\dots(3.10)$$

Definiendo  $m(P)_1 = m(P)_{t=1}$  y sustituyendo en la ecuación (3.9) se obtiene :

$$m(P)_1 = 1.632 \times 10^6 \frac{q_{cs} T}{K h} \left[ \log(1) + \log\left(\frac{K}{\phi \mu_i c_1 r_w^2}\right) - 3.2275 + 0.87 S' \right]$$

Despejando  $S'$  se obtiene el factor de da -  
ño con la ecuación :

$$S' = 1.151 \left[ \frac{\Delta m(P)_1}{m} - \log\left(\frac{K}{\phi \mu_i c_1 r_w^2}\right) + 3.2275 \right] \dots\dots(3.11)$$

La caída de presión debida al efecto de da -  
ño puede ser obtenida de :

$$\Delta m(P)_s = 0.87 m S' \dots\dots(3.12)$$

La caída de presión debida al efecto de -  
turbulencia puede obtenerse de :

$$\Delta m(P)_T = 0.87 m D q_{cs} \dots\dots(3.13)$$

Considerando los dos efectos conjuntamente  
la caída de presión total puede obtenerse con :

$$\Delta m(P)_g = 0.87 m(S + D q_{CB}) = 0.87 m S' \dots(3.14)$$

La eficiencia de flujo (E.F.) puede calcularse con :

$$E.F. = \frac{m(P)_i - m(P)_{wf} - \Delta m(P)_g}{m(P)_i - m(P)_{wf}} \dots(3.15)$$

#### PRUEBAS DE DECREMENTO A GASTO VARIABLE

En pruebas de decremento de presión a gasto variable, el flujo comienza a condiciones estables. Se mantiene un gasto constante  $q_1$ , durante un período de tiempo  $t_1$ , luego se cambia el gasto a  $q_2$  hasta alcanzar el tiempo  $t_2$ , y así sucesivamente hasta un gasto final  $q_n$  a un tiempo  $t_{n-1}$ .

Durante el primer período de flujo, el decremento del potencial de gas real en el pozo está dado por la ecuación (3.9) que se puede escribir como :

$$m(P)_i - m(P)_{wf} = 1.632 \times 10^6 \frac{q_1 T}{K h} \left[ \log t_p \right. \\ \left. + \log \left( \frac{K}{\phi \mu_i c_1 r_w^2} \right) - 3.2275 \right] + 0.87 S' \dots(3.16)$$

Para el segundo período de flujo, el de -  
 cremento de potencial de gas real, esta dada por la suma  
 del efecto del primer gasto y el efecto superpuesto del -  
 cambio de gasto. Así para el segundo período de flujo :

$$\begin{aligned}
 m(p)_1 - m(p)_{wf} &= 1.632 \times 10^6 \frac{q_1 T}{K h} \left[ \log \left( \frac{t_p}{t_p - t_1} \right) \right. \\
 &+ \left. \frac{q_2}{q_1} (t_p - t_1) \right] + 1.632 \times 10^6 \frac{q_2 T}{K h} \\
 &\left[ \log \left( \frac{K}{\phi \mu_i c_1 r_w^2} \right) - 3.2275 + S_2' \right] \\
 &\dots\dots\dots(3.17)
 \end{aligned}$$

Para el nésimo período de flujo, el de -  
 cremento de presión se obtiene por una superposición de n  
 dos los gastos de flujo :

$$\begin{aligned}
 m(p)_1 - m(p)_{wf} &= 1.632 \times 10^6 \frac{q_1 T}{K h} \left[ \log t_p + \log \left( \frac{K}{\phi \mu_i c_1 r_w^2} \right) \right. \\
 &- 3.2275 \left. \right] + 1.632 \times 10^6 \frac{(q_2 - q_1) T}{K h} \\
 &\left[ \log(t_p - t_1) + \log \left( \frac{K}{\phi \mu_i c_1 r_w^2} \right) - 3.2275 \right] \\
 &+ 1.632 \times 10^6 \frac{(q_3 - q_2) T}{K h} \left[ \log(t_p - t_2) \right. \\
 &+ \left. \log \left( \frac{K}{\phi \mu_i c_1 r_w^2} \right) - 3.2275 \right] \\
 &\vdots \\
 &+ 1.632 \times 10^6 \frac{q_n T}{K h} (0.87 S_n') \\
 &\dots\dots\dots(3.18)
 \end{aligned}$$

La ecuación anterior puede escribirse en forma simplificada como :

$$\frac{m(P)_i - m(P)_{wf}}{z_m} = m' \sum_{j=1}^n \frac{\Delta q_j}{q_n} \log (t_n - t_{j-1})$$

$$+ m' \left[ \log \left( \frac{h}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) - 3.2275 \right.$$

$$\left. + 0.87 S_n' \right] \dots \dots \dots (3.19)$$

Donde :

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

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

$$t_0 = q_0 = 0$$

Si se grafican  $[m(P)_i - m(P)_{wf}] / q_m$  contra  $\sum_{j=1}^n \frac{\Delta q_j}{q_n} \log (t_n - t_{j-1})$  en coordenadas cartesianas se obtiene una recta de pendiente  $m'$  de la cual se obtiene la permeabilidad con la ecuación :

$$K = \frac{1.632 \times 10^6 T}{m' h} \dots \dots \dots (3.20)$$

Si definimos :

$m(P)_0 = [m(P)_0 - m(P)_{wf}] / q_m$  que corresponde al cero de las abscisas, la ecuación (3.19) puede escri-

birse como :

$$S'_n = 0.151 \left[ \frac{\Delta m(P)_0}{m} - \log \left( \frac{K}{\phi \mu_i c_1 r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \dots (3.21)$$

con la cual se obtiene el factor de daño aparente  $S'_n$ , que corresponde al gasto  $q_n$ .

#### PRUEBA DE DECREMENTO A DOS GASTOS

La prueba a dos gastos es una forma simplificada de la prueba a gasto variable, consistente en hacer fluir el pozo a un gasto constante  $q_1$ , por un período de tiempo  $t$ , y luego cambiar el gasto a  $q_2$ . Antes de cambiar el gasto, se registra la presión de fondo fluyendo. Es importante tener un valor real de la presión de fondo inmediatamente antes del cambio de gasto, puesto que el análisis está muy supeditado a éste. Después se registra la presión de fondo fluyendo en forma continua.

Antes del cambio de gasto, durante el primer período de flujo el decremento de potencial de gas real está dado por :

$$m(P)_1 - m(P)_{wf} = 1.632 \times 10^6 \frac{q_1 T}{K h} \left[ \log t_p + \log \left( \frac{K}{\phi \mu_i c_1 r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 S'_1 \right] \dots (3.22)$$

Para el segundo período de flujo, aplicando el Principio de superposición, el decrecimiento de potencial de gas real esta dado por :

$$\begin{aligned}
 m(P)_1 - m(P)_{wf} &= 1.632 \times 10^6 \frac{q_1 T}{K h} \left[ \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t \right] \\
 &+ 1.632 \times 10^6 \frac{q_2 T}{K h} \left[ \log \left( \frac{K}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 S_2 \right] \\
 &\dots (3.23)
 \end{aligned}$$

Una gráfica de  $m(P)_{wf}$  contra  $\log \left( \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right) + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t$  en coordenadas cartesianas resulta en una recta, a partir de la cual, obteniendo su pendiente  $m$ , se puede calcular la permeabilidad:

$$K = \frac{1.632 \times 10^6 q T}{m h} \dots (3.24)$$

Para el cálculo de los factores de daño - se puede considerar el siguiente procedimiento:

Si se conoce la presión inicial del yacimiento,  $P_i$  y por lo tanto  $m(P)_i$ , se analiza el primer período de flujo de una prueba a dos gastos, como una de un sólo gasto. El factor de daño aparente,  $S_i$  relacionado a  $q_1$  puede obtenerse con la ecuación siguientes:

$$\begin{aligned}
 S_1^2 &= 1.151 \left[ \frac{m(P)_i - m(P)_o}{m} - \log \left( \frac{K t_p}{\phi \mu_i c_i r_w^2} \right) + 3.2275 \right] \\
 &\dots (3.25)
 \end{aligned}$$

Donde:  $t_p$  = tiempo del cambio de  $q_1$  a  $q_2$  ;  
 es el tiempo correspondiente al potencial de gas real  $m(P)_o$ .

El valor de  $S_2$ , correspondiente al gasto 2 puede calcularse de la siguiente ecuación:

$$S_2' = \frac{q_1}{q_2} S_1' - \frac{m(P)_i - m(P)_o}{0.87 m q_2} + \frac{(q_1 - q_2)}{0.87 m q_2} \left[ \log \left( \frac{K}{\rho \mu_i C_i r w^2} \right) - 3.2275 \right] \dots (3.26)$$

Si no se conoce la presión inicial del yacimiento y por lo tanto  $m(P)_i$ , puede estimarse suponiendo que  $S_1$  y  $S_2$  son iguales a un valor  $S'$  promedio que se calcula con la siguiente ecuación:

$$S' = 1.151 \left[ \left( \frac{q_1}{q_1 - q_2} \right) \left( \frac{m(P)_i - m(P)_o}{m} \right) - \log \left( \frac{K}{\rho \mu_i C_i r w^2} \right) + 3.2275 \right] \dots (3.27)$$

Sustituyendo  $S'$  en la ecuación 3.27 se obtiene:

$$m(P)_i = m(P)_o + m \left[ \log \left( \frac{K t_p}{\rho \mu_i C_i r w^2} \right) - 3.2275 + 0.87 S' \right] \dots (3.28)$$

$m(P)_i$  se puede convertir a  $P_i$  y así podemos conocer la presión inicial.

Conociendo los factores de daño aparentes  $S_1$ ,  $S_2$  y los gastos  $q_1$  y  $q_2$  se puede determinar el factor de daño total  $S$  y el factor de flujo turbulento  $D$ , resolviendo las ecuaciones simultáneas:

$$\begin{aligned} S_1 &= S + Dq_1 \\ S_2 &= S + Dq_2 \end{aligned} \dots (3.29)$$

$$S = \frac{q_2 S_1 - q_1 S_2}{q_2 - q_1} \quad \dots (3.30)$$

$$D = \frac{S_2 - S_1}{q_2 - q_1} \quad \dots (3.31)$$

S puede ser positivo o negativo y D siempre es positivo.

La caída de pseudo-presión debida al efecto de daño puede obtenerse con la ecuación:

$$\Delta m(P)_S = 0.869 m S \quad \dots (3.32)$$

En forma similar, la caída de pseudo-presión debida al efecto de turbulencia para un gasto dado - puede determinarse con la ecuación:

$$\Delta m(p)_T = 0.869 m D qcs \quad \dots (3.33)$$

La caída de pseudo-presión total considerando el efecto de daño y el efecto de turbulencia se estima con:

$$\Delta m(p)_S = 0.869 m ( S + D qcs ) \quad \dots (3.34)$$



## CAPITULO IV

### ANALISIS DE PRUEBAS DE POTENCIAL

#### IV.1 GENERALIDADES

Las pruebas de potencial tienen como objetivo principal determinar el potencial máximo de un pozo de gas. Conociendo el potencial de un pozo, se puede predecir la variación del gasto de flujo conforme declina la presión del yacimiento.

El potencial absoluto de flujo abierto (AOF), se define como el gasto de producción a una presión de fondo mínima; éste gasto es el máximo que se puede obtener .

El potencial no puede medirse directamente, debido a problemas operativos, pero puede determinarse a partir del análisis de una prueba de potencial.

Pierce y Rawlins desarrollan un método para determinar el potencial de un pozo por medio del análisis de una prueba de presión. Ese método se denomina " prueba convencional de potencial ", y consiste en hacer fluir el pozo a diferentes gastos, cada gasto comenzando a una presión estabilizada. La gráfica de  $(\Delta m(P) - b q_{CS}^2)$  contra  $q_{CS}$  da como resultado una recta en coordenadas logarítmicas, de la cual se puede obtener el potencial del pozo.

En yacimientos de baja permeabilidad, el tiempo requerido para alcanzar la estabilización puede ser muy largo, para estos casos Cullender propuso la "prueba isocronal de potencial", que consiste en hacer fluir el pozo a diferentes gastos por períodos de tiempo iguales, generalmente de menor duración que el tiempo requerido para alcanzar condiciones estables.

La gráfica de  $(\Delta m(P) - b q_{CS}^2)$  contra  $q_{CS}$  en coordenadas logarítmicas da como resultado una recta.

Si se extiende el gasto de flujo a la estabilización y se grafican  $q_{CS}$  y  $m(P)_{wf}$  correspondientes a la extensión en la gráfica de  $(\Delta m(P) - b q_{CS}^2)$  contra  $q_{CS}$ , se puede obtener una línea recta paralela, a la línea ajustada, que pasa por el punto correspondiente a la extensión. Esa línea paralela se denomina "línea de potencial estabilizado", de la cual se obtiene el potencial absoluto de flujo abierto.

Katz, propone una variación de la prueba isocronal llamada "prueba isocronal modificada de potencial". La modificación consiste en que los períodos de cierre del pozo, entre los períodos de flujo, sean lo suficientemente largos para la estabilización de la presión. La presión inicial de cada período se utiliza para el cálculo de la caída de presión para el período de flujo siguiente. Los resultados obtenidos con este método son bastante congruentes con los métodos convencional e isocronal de potencial.

La ventaja principal que presenta la prueba isocronal con respecto a la convencional es que el tiempo requerido para prueba es menor. Una prueba convencional necesita bastante tiempo para alcanzar las condiciones-

estables, ya que en éste tipo de prueba todos los períodos de flujo se continúan hasta alcanzar las condiciones estables, y en las pruebas isocronales sólo un período de flujo se extiende a la estabilización. Es conveniente utilizar -- pruebas isocronales cuando se tengan formaciones con baja permeabilidad, ya que en estas el tiempo requerido para alcanzar condiciones estables es muy grande.

## IV.2 ANALISIS DE LA PRUEBA CONVENCIONAL DE POTENCIAL

La ecuación que representa la caída de pseudo-presión para la prueba convencional de potencial es la siguiente :

$$\Delta m(P) = m(P)_{ws} - m(P)_{wf} = a q_{cs} + b q_{cs}^2 \quad \dots(4.1)$$

En la figura (4.1) se observa la - variación esquemática del gasto y de la presión durante la prueba convencional de potencial.

En la figura (4.3) se tiene una gráfica de  $(\Delta m(P) - b q_{cs}^2)$  contra  $q_{cs}$  en coordenadas logarítmicas; se observa que los datos se ajustan a una línea - recta.

El potencial del pozo se puede obtener con la ecuación :

$$AOF = \left[ \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4 b (\Delta m(P))}}{2 b} \right] \dots(4.2)$$

Las constantes "a" y "b" se obtienen del ajuste de  $\Delta m(P)/q_{cs}$  contra  $q_{cs}$  por el método de mínimos cuadrados con las ecuaciones :

$$a = \frac{\sum \frac{\Delta m(P)}{q_{cs}} - \sum q_{cs}^2 - \sum q_{cs} \Delta m(P)}{N \sum q_{cs}^2 - \sum q_{cs} \sum q_{cs}} \dots(4.3)$$

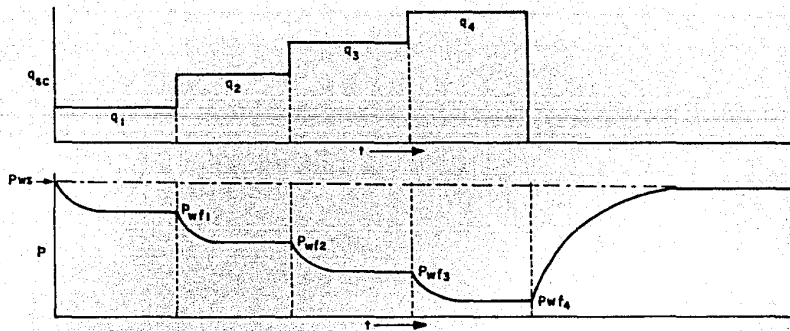


FIG. 4.1 VARIACION ESQUEMATICA DEL GASTO Y LA PRESION DURANTE UNA PRUEBA CONVENCIONAL DE POTENCIAL.

$$b = \frac{N \sum \Delta m(P) - \sum q_{CS} \sum \frac{\Delta m(P)}{q_{CS}}}{N \sum q_{CS}^2 - \sum q_{CS} \sum q_{CS}} \dots (4.4)$$

El procedimiento de análisis es el siguiente :

- a) Convertir todos los datos de presión a pseudo-presión por medio de los métodos anteriormente descritos en el capítulo II.
- b) Calcular  $\Delta m(p)$ , restando a la pseudo-presión inicial - cada una de las pseudo-presiones.
- c) Calcular  $\Delta m(p)/q_{CS}$ .
- d) Seleccionar los puntos que se ajustaran, con el auxilio de una gráfica de  $\Delta m(p)/q_{CS}$  contra  $q_{CS}$ .
- e) Ajustar los datos, por el método de mínimos cuadrados ecuaciones (4.3) y (4.4).
- f) Calcular el potencial de flujo abierto absoluto (ACF) con la ecuación 4.2 .

Para ejemplificar el procedimiento de análisis se presenta el siguiente ejemplo :

#### EJEMPLO 4.1

Se tienen los siguientes datos obtenidos de una prueba convencional de potencial.

- Datos de los fluidos :

Temperatura del yacimiento = 120 ° F  
 Densidad relativa del gas = 0.61 (aire=1)  
 Temperatura crítica = 357 ° R

Presión crítica = 664.0 lb/pg<sup>2</sup>  
 % mol de H<sub>2</sub>S = 0.0  
 % mol de CO<sub>2</sub> = 0.0  
 % mol de N<sub>2</sub> = 0.0

- Datos de la prueba :

	$t$ (hrs.)	Presión (lb/pg <sup>2</sup> )	Gasto (MM pie <sup>3</sup> /d)
Período 1	3	193	2.73
Cierre 1			
Período 2	2	195	3.94
Cierre 2			
Período 3	2	193	4.44
Cierre 3			
Período 4	4	190	5.50

La presión inicial antes de la prueba es 201 lb/pg<sup>2</sup>.

- Solución :

a) Se calculan valores de pseudo-presión por integración - numérica . Los valores de pseudo-presión obtenidos son:

Presión (lb/pg <sup>2</sup> )	Pseudo-presión (lb/pg <sup>2</sup> ) <sup>2</sup> /cp
0.0	0.0
400.0	0.141634 E08
800.0	0.563633 E08
1200.0	0.125114 E09
1600.0	0.217537 E09
2000.0	0.330447 E09

Para encontrar los valores de pseudo-presión en forma gráfica correspondientes a datos de la prueba se utiliza la figura (4.2).

b) Se calcula  $\Delta m(P)$  para cada período de flujo.

Para el período 1 :  $m(P)_1 - m(P)_1$

$$3.56 - 3.38 = 0.18 \text{ MM (lb/pg}^2\text{)}^2/\text{cp}$$

c) Cálculo de  $\Delta m(P)/q_{CS}$  para cada período de flujo :

$$\text{Período 1 : } \Delta m(P)/q_{CS} = \frac{0.18}{2.73} = 0.0659 \text{ MM (lb/pg}^2\text{)}^2/\text{cp pie}^3/\text{día}$$

d) Se ajustan los datos por el método de mínimos cuadrados, para encontrar los valores de las constantes de flujo.

Presion	m(P)	$\Delta m(P)$	$\Delta m(P)/q_{CS}$	$q_{CS}$	$q_{CS}^2$
201	3.56	-	-	-	-
193	3.38	0.18	0.0659	2.73	7.5
195	3.35	-	-	-	-
195	3.28	0.28	0.0631	4.44	19.7
190	3.18	0.38	0.0691	5.50	30.3
		<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>
		0.84	0.1981	12.67	57.5

$$a = \frac{(0.1981)(57.5) - (12.67)0.84}{3(57.5) - (12.67)(12.67)} = 0.0625$$

$$b = \frac{3(0.84) - 12.67(0.1981)}{3(57.5) - (12.67)(12.67)} = 0.00084$$



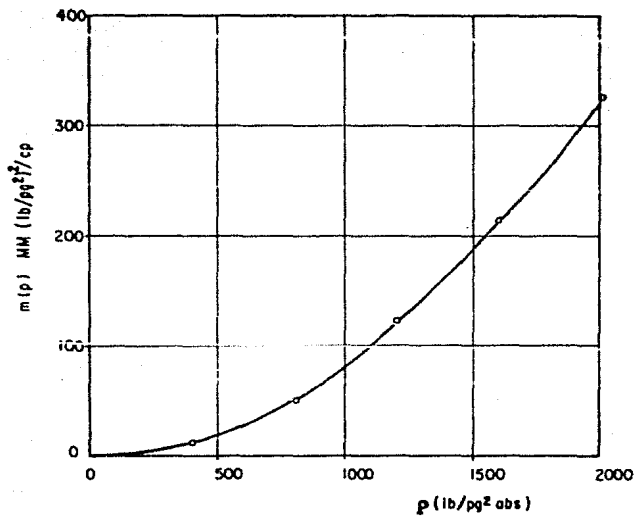


FIG. 4.2 GRAFICA DE  $m(p)$  CONTRA  $p$

e) Cálculo del potencial de flujo abierto absoluto (AOF):

$$AOF = \frac{-0.0625 + \sqrt{0.0625^2 - 4(0.00084)(3.56)}}{2(0.00084)}$$

$$AOF = 37.38 \text{ mm pie}^3/\text{dia.}$$

f) Se grafican los valores de  $(\Delta m(p) - b q_{CS}^2)$  contra  $q_{CS}$  (fig. 4.3), en coordenadas logarítmicas para obtener a una pseudo-presión deseada el valor correspondiente del gasto de flujo.

Esta gráfica es muy útil para la predicción de los gastos futuros del pozo, al declinar la presión del yacimiento.

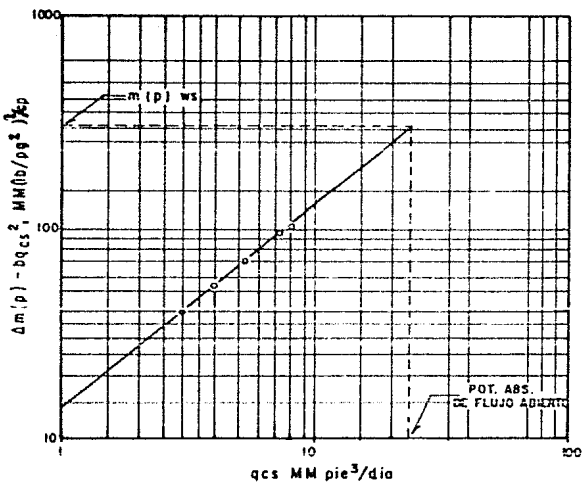


FIG. 4.3 GRAFICA DE  $(\Delta m(p) - bqcs^2)$  CONTRA  $qcs$  PARA LA PRUEBA CONVENCIONAL DE POTENCIAL.

#### IV.3 ANALISIS DE LA PRUEBA ISOCRONAL DE POTENCIAL

La ecuación que representa la caída de presión para este tipo de prueba está dada por la ecuación (4.1).

En la figura (4.4) se observa la variación esquemática del gasto y la presión durante la prueba isocronal.

En la figura (4.5) se tiene la gráfica de  $(\Delta m(P) - b q_{CS}^2)$  contra  $q_{CS}$  en coordenadas logarítmicas, se observa que los datos siguen una tendencia lineal.

Para el cálculo del potencial de flujo --abierto absoluto se utiliza la ecuación (4.2); "a" y "b" se calculan con las ecuaciones (4.3) y (4.4) respectivamente.

El procedimiento de análisis es el siguiente :

- a) Convertir todos los datos de presión a pseudo-presión.
- b) Calcular  $\Delta m(P)$  con respecto a la pseudo-presión inicial.
- c) Calcular el término  $\Delta m(P)/q_{CS}$ .
- d) Graficar  $\Delta m(P)/q_{CS}$  contra  $q_{CS}$ , en coordenadas logarítmicas y seleccionar los puntos a ajustar.
- e) Ajustar los datos  $\Delta m(P)/q_{CS}$  ,  $q_{CS}$  con las ecuaciones (4.3) y (4.4).
- f) Recalcular el valor de "a" para la extensión del gasto--de flujo inicial con la ecuación :

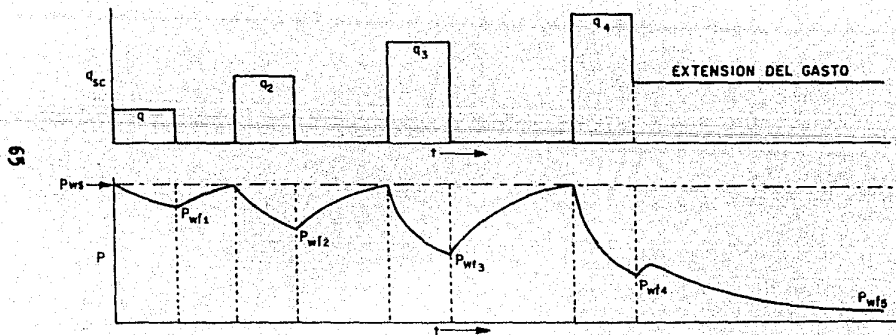


FIG. 4.4 VARIACION ESQUEMATICA DEL GASTO Y LA PRESION DURANTE UNA PRUEBA ISOCRONAL DE POTENCIAL.

$$a' = \frac{\Delta m(p)_{\text{ext.}} - b q_{\text{cs ext.}}^2}{q_{\text{cs ext.}}} \dots\dots(4.5)$$

f) Calcular el potencial de flujo abierto absoluto (AOF) con la ecuación :

$$AOF = \frac{1}{2b} \left[ -a' + \sqrt{a'^2 + 4b(m(P)_{\text{ws}})} \right] \dots(4.6)$$

Para ejemplificar el procedimiento de análisis se presenta el siguiente ejemplo:

**EJEMPLO 4.2**

Se tienen datos de una prueba isocronal de potencial.

	t (hrs.)	Presión (lb/pg <sup>2</sup> )	Gasto (MM pie <sup>3</sup> /dia)
Período 1	12	1761	2.6
Cierre 1	15	1952	-
Período 2	12	1657	3.3
Cierre 2	17	1952	-
Período 3	12	1510	5.0
Cierre 3	18	1952	-
Período 4	12	1320	6.0
Período de extensión.	72	1151	6.0

La presión inicial de la prueba es 1952 lb/pg<sup>2</sup>.  
Se suponen los mismos datos de los fluidos del ejemplo 4.1

- a) Para el cálculo de pseudo-presiones se utiliza la gráfica (4.2).
- b) Cálculo de  $\Delta m(P)$  para cada periodo de flujo:  
 Periodo 1 :  $m(P)_i - m(P)_1 = 316 - 261 = 55 \text{ MM(lb/pg}^2)^2/\text{cp}$
- c) Cálculo de  $\Delta m(P)/q_{cs}$  :  
 Periodo 1 :  $\Delta m(P)/q_{cs} = \frac{55}{2.6} = 21.15 \frac{\text{MM(lb/pg}^2)^2/\text{cp}}{\text{pie}^2/\text{día}}$
- d) Ajuste de los datos por el método de mínimos cuadrados

Presión	$m(P)$	$\Delta m(P)$	$\Delta m(P)/q_{cs}$	$q_{cs}$	$q_{cs}^2$
1952	316	-	-	-	-
1761	261	55	21.15	2.6	6.8
1657	233	-	-	-	-
1510	195	121	24.20	5.0	25.0
1320	151	165	26.19	6.3	39.7
		<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>
		341	71.54	13.9	71.5
1151	115	201		6.0	

$$a = \frac{71.54(71.5) - 13.9(341)}{3(71.5) - (13.9)^2} = 17.624$$

$$b = \frac{3(341) - 13.9(71.54)}{3(71.5) - (13.9)^2} = 1.343$$

- e) Se corrige el valor de "a" con la ecuación (4.5)

$$a' = \frac{201 - 1.343(6.0)^2}{6.0} = 25.44$$

- f) Cálculo del potencial absoluto de flujo abierto (AOF) con la ecuación (4.6):

$$AOF = \frac{1}{2(1.343)} \left[ -25.44 + \sqrt{25.44^2 - 4(1.343)(316)} \right]$$

$$AOF = 8.6 \text{ MM pie}^3/\text{día}$$

- g) Se grafican los valores de  $(\Delta m(P) - b q_{cs}^2)$  contra  $q_{cs}$  en coordenadas logarítmicas para obtener la gráfica de potencial estabilizado (fig. 4.5)

Para predicción de los gastos futuros del pozo, el procedimiento es el siguiente :  
Se entra a la gráfica de  $(\Delta m(P) - b q_{cs}^2)$  contra  $q_{cs}$  con el valor de la pseudo-presión seleccionada en las ordenadas hasta intersectar la línea de potencial estabilizado, y se localiza en las abscisas el valor del -gasto correspondiente a esa pseudo-presión.



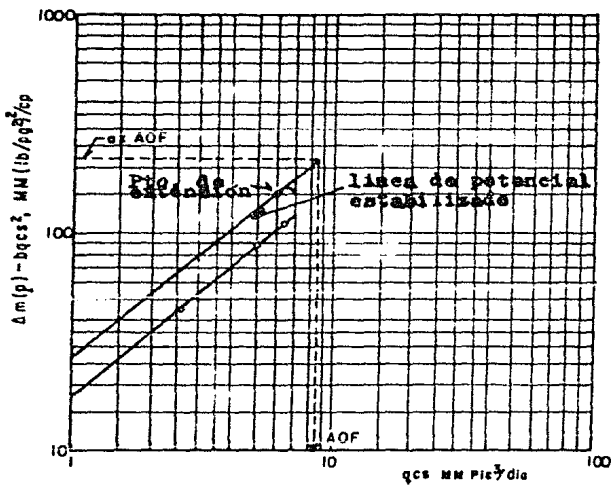


FIG. 4.5 GRAFICA DE  $(\Delta m(p) - bqcs^2)$  CONTRA  $qcs$  PARA LA PRUEBA ISOCRONAL DE POTENCIAL.

#### IV.4 ANALISIS DE LA PRUEBA ISOCRONAL MODIFICADA

El procedimiento de análisis es el mismo que para la prueba isocronal. La variación con respecto a la prueba isocronal es el cálculo de  $\Delta m(P)$  para cada período de flujo; las diferencias de pseudo-presión se hacen respecto a la pseudo-presión inicial de cada período de flujo y no con respecto a la pseudo-presión inicial de la prueba, como en los anteriores casos.

En la figura (4.6) se observa la variación esquemática del gasto y la presión durante la prueba isocronal modificada.

En la figura (4.8) se observa la gráfica de potencial estabilizado para este tipo de prueba.

Para ejemplificar el procedimiento de análisis se presenta el siguiente ejemplo :

##### EJEMPLO 4.3

Se tienen los datos de una prueba isocronal modificada.

	t (hrs.)	Presión (lb/pg <sup>2</sup> )	Gasto (MM piø <sup>3</sup> /día)
Período 1	12	1784	4.5
Cierre 1	12	1927	-
Período 2	12	1680	5.6
Cierre 2	12	1911	-
Período 3	12	1546	6.85
Cierre 3	12	1887	-
Período 4	12	1355	8.25

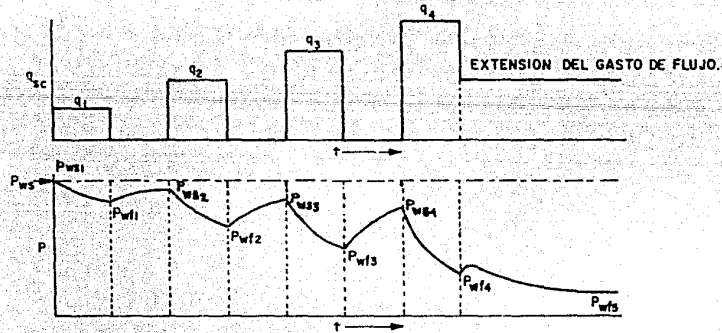


FIG. 4.6 VARIACION ESQUEMATICA DEL GASTO Y DE LA PRESION DURANTE UNA PRUEBA ISOCRONAL MODIFICADA DE POTENCIAL.

Período de extensión.      81                      1233                      8.0

La presión inicial de la prueba es 1948 lb/pg<sup>2</sup>

Solución :

- a) Se supone las mismas propiedades de los fluidos del ejemplo 4.1 . Se utiliza la gráfica (4.2) para conversión de presión a pseudo-presión.
- b) Se calcula  $\Delta m(P)$  para cada período de flujo:

$$\text{Para el período 1 : } m(P)_i - m(P)_1 = \Delta m(P)_1$$

$$\Delta m(P)_1 = 315 - 267 = 48 \text{ MM (lb/pg}^2\text{)}^2/\text{cp}$$

Para los períodos siguientes se toman las presiones de cierre como la pseudo-presión inicial de cada período.

$$\Delta m(P)_2 = 308 - 239 = 69 \text{ MM (lb/pg}^2\text{)}^2/\text{cp}$$

$$\Delta m(P)_3 = 304 - 204 = 100 \text{ MM (lb/pg}^2\text{)}^2/\text{cp}$$

$$\Delta m(P)_4 = 297 - 158 = 139 \text{ MM (lb/pg}^2\text{)}^2/\text{cp}$$

- c) Se calcula  $\Delta m(P)/q_{CS}$  :

$$\text{Período 1 : } \Delta m(P)/q_{CS} = \frac{48}{4.5} = 10.67 \frac{\text{MM(lb/pg}^2\text{)}^2/\text{cp}}{\text{pies}^2/\text{día}}$$

- d) Se ajustan los datos de  $(\Delta m(P)/q_{CS})$  y  $q_{CS}$  por el método de mínimos cuadrados (ecuaciones 4.3 y 4.4) para encontrar los valores de "a" y "b" .

Presión	n(P)	$\Delta m(P)$	$\Delta m(P)/q_{cs}$	$q_{cs}$	$q_{cs}^2$
1948	315	-	-	-	-
1784	267	48	10.57	4.5	20.3
1680	239	69	12.32	5.6	31.4
1546	204	100	14.60	6.85	46.9
1355	158	139	16.85	8.25	68.1
		<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>
		356	54.44	25.2	166.7
ext. 1233	132	183	-	8.0	-

$$a = \frac{(54.44)(166.7) - (25.2)(356)}{(4)(166.7) - (25.2)^2} = 3.273$$

$$b = \frac{(4)(356) - (25.2)(54.44)}{(4)(166.7) - (25.2)^2} = 1.641$$

e) Corregir el valor de "a" para obtener su valor a condiciones estables con la ecuación (4.5) .

$$a' = \frac{183 - 1.641(8)^2}{8.0} = 9.747$$

f) Cálculo del potencial absoluto de flujo abierto (AOF).

$$AOF = \frac{1}{2(1.641)} \left[ -9.747 + \sqrt{(9.747)^2 - 4(1.641)(315)} \right]$$

$$AOF = 11.2 \text{ MM pie}^3/\text{dia.}$$

g) Graficando los valores de  $(\Delta m(F) - b q_{cs}^2)$  contra  $q_{cs}$  en coordenadas logarítmicas (fig. 4.7), para obtener la gráfica de potencial estabilizado.

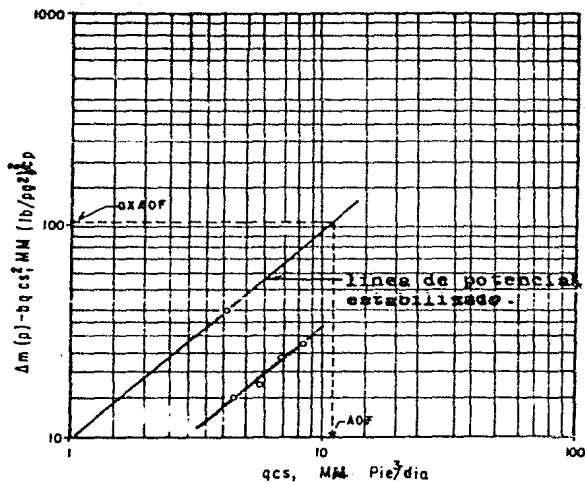


FIG. 4.7 GRAFICA DE  $(\Delta m(p) - bqcs^2)$  CONTRA  $qcs$  PARA LA PRUEBA ISOCRONAL DE POTENCIAL MODIFICADA.

## CAPITULO V

### AUTOMATIZACION DE LAS PRUEBAS DE PRESTION

#### V.1 GENERALIDADES

Uno de los problemas más importantes en el análisis de las pruebas de presión, es la cantidad de infor mación que se tiene que manejar y el tiempo requerido para la caracterización de los yacimientos.

Concientes de esta situación se desarro- lló un programa de cómputo que nos permite analizar los diferentes tipos de pruebas que se toman en los pozos de gas y de gas y condensado.

Con este programa se pueden analizar prue bas de incremento, pruebas de decremento y pruebas de poten cial.

Para el análisis de pruebas de incremento de presión se puede elegir entre los métodos de Horner y Mi ller Dyes y Hutchinson.

Para el análisis de pruebas de decremento de presión se pueden analizar las diversas pruebas como son la prueba de decremento a gasto constante, la prueba de de- cre mento a dos gastos y la prueba de decremento a gasto va riable.

En los siguientes subtemas se explican las características del programa, el manejo de la información de entrada y se presenta el diagrama de flujo en forma gene



ral del programa.

El programa de cómputo se le ha denominado "GASAN", sistema de análisis de pruebas en yacimientos de gas.

## V.2 CARACTERISTICAS DEL PROGRAMA

Para optimizar el uso de éste programa de cómputo se deben tomar en cuenta las siguientes características:

- El programa se elaboró en el lenguaje FORTRAN.
- El programa se ejecuta en forma conversacional.
- Para lectura de información se utiliza formato libre.
- Al proporcionar los datos de entrada, éstos deben estar en las unidades que nos solicita el programa.
- Se pueden analizar las pruebas de incremento, decremento y potencial.
- Para pruebas de incremento de presión se puede utilizar el método de Horner y el MDH.
- El programa permite modificar la información de entrada (corregir), antes de efectuar el análisis.
- Se pueden analizar pruebas de decremento de presión: a gasto constante, a dos gastos y a gasto variable.
- Para pruebas de potencial, se pueden analizar la prueba convencional de potencial, la prueba isocronal y la prueba isocronal modificada.
- Para el análisis de las pruebas se utiliza la técnica del potencial de gas real  $m(P)$ .
- Es posible utilizar correlaciones PVT en caso de no obtener un análisis de éste tipo para el pozo en cuestión.

### V.3 DESCRIPCION DEL PROGRAMA

El programa de cómputo de análisis de pruebas de presión en yacimientos de gas (GASAN) está constituido por un programa principal y nueve subrutinas.

A continuación se expone en una breve descripción el funcionamiento del programa.

#### PROGRAMA PRINCIPAL

El programa principal tiene el control sobre la alimentación de la información, procesamiento de datos y cálculo en sus diferentes etapas, utilizando para ello las rutinas auxiliares que lo componen y por último la forma de impresión de los resultados.

#### LECTURA DE INFORMACION

Primero se selecciona el tipo de prueba -- del menú principal, después se selecciona de los menús secundarios el método de análisis a seguir.

Después el programa solicita la información que requiere el tipo de prueba y método de análisis seleccionados.

Como se mencionó en las características -- del programa, éste lee toda la información con formato libre (sin especificación de campo).

#### I) CALCULOS QUE EFECTUA

- Para pruebas de incremento:

- a. realiza el cálculo de pseudo-presiones por integración numérica.

- b. interpola los valores obtenidos anteriormente para los datos de la prueba, calculando las pseudo-presiones correspondientes.
- c. realiza el ajuste de datos seleccionados por el método de mínimos cuadrados y encuentra la pendiente y ordenada al origen.
- d. calcula los parámetros del yacimiento tales como, espesor permeable, permeabilidad, factor de daño, caída de pseudo-presión debida al daño, eficiencia de flujo y radio efectivo del pozo afectado por el daño.

- Para pruebas de decremento:

- Prueba de decremento a gasto constante:

- a. calcula pseudo-presiones por integración numérica.
- b. interpola valores de presión y pseudo-presión, para los datos de presión y obtiene sus correspondientes pseudo-presiones.
- c. realiza el ajuste de datos y encuentra la pendiente y ordenada al origen.
- d. calcula parámetros del yacimiento: espesor permeable, permeabilidad, caída de pseudo-presión y eficiencia de flujo.

- Prueba de decremento a dos gastos:

a.-c. mismos puntos que la prueba anterior.

- d. calcula parámetros del yacimiento: espesor permeable, permeabilidad, factor de daño y factor de flujo turbulento.

- prueba de decremento a  $q$  gastos:
- a - c. mismos incisos que la prueba de decremento a gasto constante.
- d. calcula parámetros del yacimiento: espesor permeable, permeabilidad y factor de daño.

- Para pruebas de potencial:

- prueba convencional de potencial
- a. convierte datos de presión a pseudo-presiones.
- b. realiza ajuste de datos de pseudo-presión y gastos y encuentra el valor de las constantes de flujo "a" y "b".
- c. calcula el potencial de flujo abierto AOF.
- prueba isocronal o isocronal modificada
- a - b. mismos puntos que la prueba convencional
- c. recalcula el valor de "a" para la extensión del gasto de flujo.
- d. calcula el potencial de flujo abierto (AOF).

#### IMPRESION DE DATOS Y RESULTADOS

La presentación de resultados para cada prueba consta de las siguientes impresiones:

- Para prueba de incremento imprime:
- + tabla que presenta los valores de:  $\Delta t$ , presión, pseudo-presión,  $\log (t_p + \Delta t / \Delta t)$  cuando se utiliza el método de Horner y solo imprime  $\Delta t$ , presión y pseudo-presión cuando se utiliza el mé todo MDH.
- + los datos adicionales de la prueba: gasto, tiem-

po de producción, compresibilidad, viscosidad, porosidad, radio del pozo, espesor, temperatura del yacimiento, densidad relativa, temperatura crítica, presión crítica, % mol de H<sub>2</sub>S, % mol - de CO<sub>2</sub>, % mol de N<sub>2</sub>.

- + ecuación ajustada de la forma:  $y = ax + b$ .
- + los parámetros del yacimiento: espesor permeable, permeabilidad, factor de daño, caída de pseudo-presión, radio efectivo afectado por el daño y eficiencia de flujo.
  
- Pruebas de decremento
  - para la prueba de decremento a gasto constante imprime:
    - + datos adicionales: compresibilidad, viscosidad, porosidad, radio del pozo, espesor, temperatura del yacimiento, densidad relativa del gas, temperatura crítica, presión crítica. % mol de H<sub>2</sub>S, % mol de CO<sub>2</sub>, % mol de N<sub>2</sub>.
    - + tabla que presenta valores de  $\Delta t$ , presión de fondo fluyendo, pseudo-presión y caída de pseudo-presión.
    - + ecuación ajustada.
    - + parámetros obtenidos del análisis: espesor permeable, permeabilidad, factor de daño y la caída de pseudo-presión provocada por el daño.
  
  - para la prueba de decremento a dos gastos imprime:
    - + datos adicionales: compresibilidad, viscosidad, porosidad, radio del pozo, espesor, temperatura del yacimiento, densidad relativa del gas, tempe

- ratura crítica, presión crítica, % mol de H<sub>2</sub>S, % mol de CO<sub>2</sub>, % mol de N<sub>2</sub>, gasto 1, gasto 2 y - tiempo de producción.
- + imprime la tabla que presenta valores de:  $\Delta t$ , presión de fondo fluyendo,  $\log(t_p + \Delta t / \Delta t) + q_p / q_1$   $\log(\Delta t)$  y pseudo-presión.
  - + ecuación ajustada.
  - + parámetros obtenidos del análisis: espesor permeable, permeabilidad, factor de daño, factor de flujo turbulento.
- Para prueba de decremento a n gastos:
- + tabla que presenta: número de período de flujo, -  $\Delta t$ , presión de fondo, gasto.
  - + tabla de  $\Delta m(P) / q_n$ ,  $\Sigma(q_j - q_{j-1}) / q_n \log(t - t_{j-1})$
  - + datos adicionales: compresibilidad, viscosidad, - porosidad, radio del pozo, espesor, temperatura - del yacimiento, densidad relativa del gas, temperatura crítica, presión crítica, % mol de H<sub>2</sub>S, % mol de CO<sub>2</sub>, % mol de N<sub>2</sub>, presión inicial.
  - + ecuación ajustada.
  - + Parámetros obtenidos del análisis: espesor permeable, permeabilidad, factor de daño.
- Pruebas de potencial
- Para prueba convencional de potencial:
- + tabla de presión, pseudo-presión, caída de pseudo-presión, gasto y  $\Delta m(P) / q_{cs}$ .
  - + datos adicionales: temperatura del yacimiento, densidad relativa del gas, temperatura crítica, presión crítica, % mol de H<sub>2</sub>S, % mol de CO<sub>2</sub>, % mol de N<sub>2</sub>, presión inicial.

- + ecuación ajustada.
- + ecuación de flujo.
- + potencial de flujo abierto absoluto (AOF).
  
- Para la prueba isocronal e isocromal modificada imprime :
  - + los primeros tres puntos son idénticos a los de la prueba anterior.
  - + imprime presiones de cierre.
  - + gasto de flujo extendido y presión correspondiente.
  - + ecuación ajustada.
  - + ecuación de flujo.
  - + potencial de flujo abierto absoluto (AOF).

#### SUBROUTINAS

A continuación se describen las subrutinas-auxiliares del programa.

##### - Subrutina LSQLIN

Realiza el ajuste de los datos seleccionados para el análisis, por el método de mínimos cuadrados. El método de mínimos cuadrados consiste en estimar la curva de regresión de Y dado X, mediante una función  $y = f(x)$  ó  $y(x) = a + bx$ , donde a y b están dadas por :

$$a = \frac{\sum Y \sum X^2 - \sum X \sum XY}{N \sum X^2 - (\sum X)^2}$$



$$b = \frac{N \sum XY - \sum X \sum Y}{N \sum X^2 - (\sum X)^2}$$

- Subrutina SPLINE y SEVAL

La subrutina SPLINE usada en conjunto con la función SEVAL realiza la interpolación de los valores de presión y pseudo-presión. El método de interpolación utilizado en esta subrutina es el de Splines cúbicos que consiste en encontrar los coeficientes de la ecuación :

$$S(x) = y(I) + B(I)(x - x(I)) + C(I)(x - x(I))^2 + D(I)(x - x(I))^3$$

y evaluar con la función SEVAL la función Spline cúbica anterior para un valor dado de X.

$$SEVAL = Y(I) + B(I)(U - X(I)) + C(I)(U - X(I))^2 + D(I)(U - X(I))^3$$

- Subrutina MP

Realiza el cálculo de pseudo-presiones a diferentes valores de presión para una T constante, por medio de integración numérica. Se utiliza el método del trapecio.

- Subrutina VISCY

Esta subrutina determina la viscosidad del gas natural, corregida por la presencia de impurezas como  $H_2S$ ,  $CO_2$ ,  $H_2$ .

- subrutina ILGR4

Esta subrutina auxilia a la subrutina VISCY para interpolar los valores de viscosidad, dadas las propiedades pseudo-críticas del gas.

- Subrutina ZANDC

Esta subrutina determina los factores de compresibilidad y compresibilidad del gas natural incluyendo las correcciones por la presencia de impurezas.

- Subrutina CORR

Esta subrutina sirve para detectar errores en los datos proporcionados para la prueba de incremento.

- Subrutina CORR1

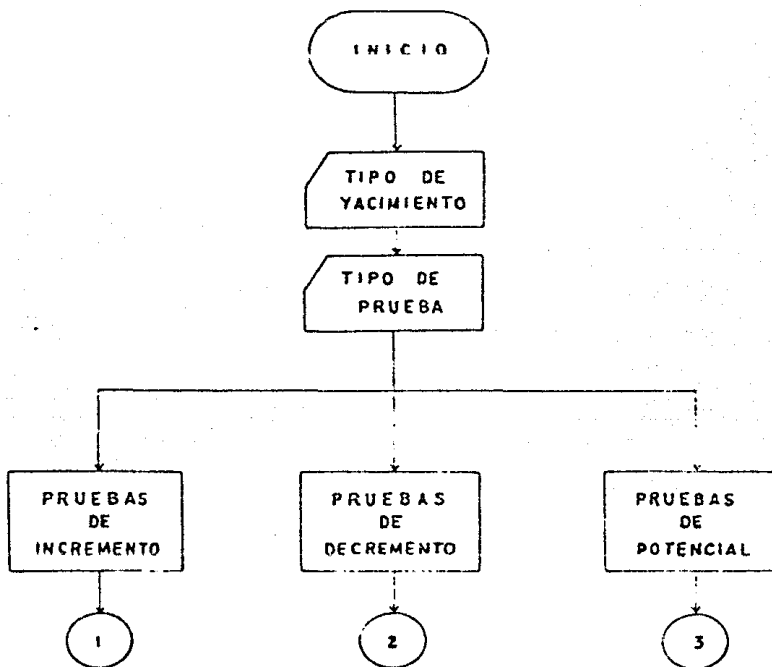
Esta subrutina se utiliza para la detección de errores en los datos proporcionados para las pruebas de decremento.

- Subrutina CORR2

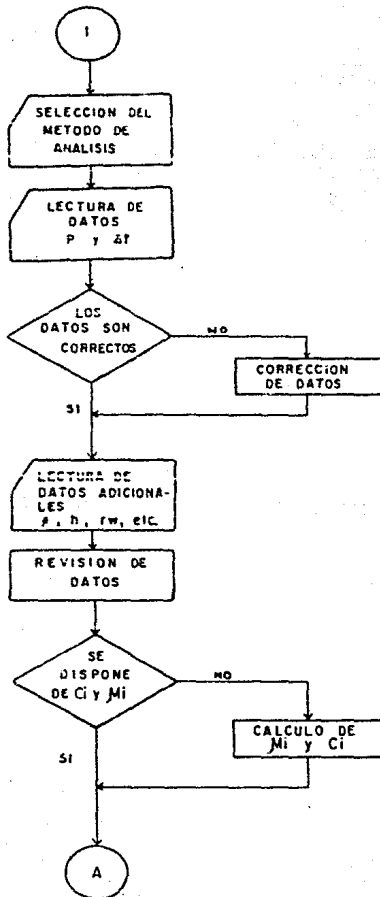
Esta subrutina se utiliza para detectar errores en los datos proporcionados para las pruebas de potencia.

#### V.4 DIAGRAMA DE FLUJO

En este subcapítulo se presenta un diagrama de flujo simplificado del funcionamiento del programa de cómputo "GASAN" .

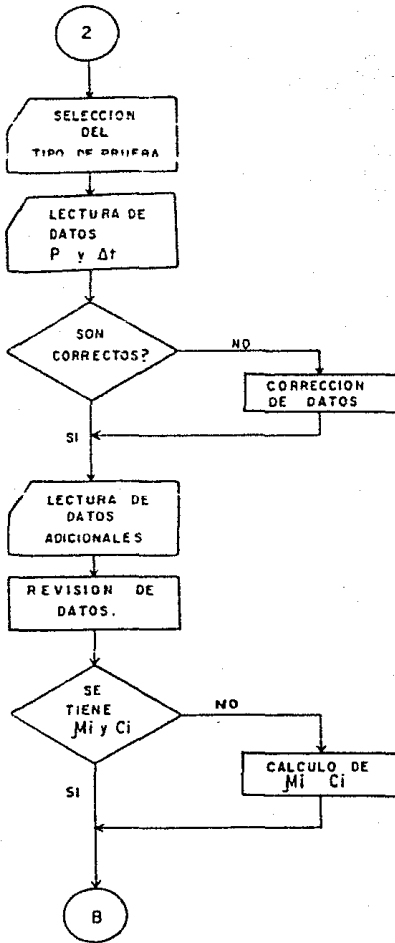


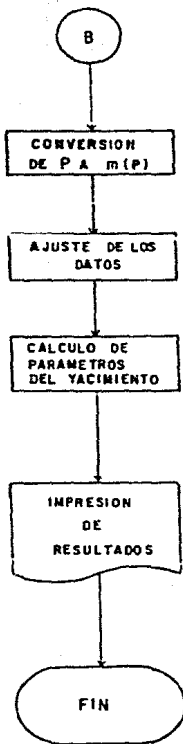
# PRUEBAS DE INCREMENTO



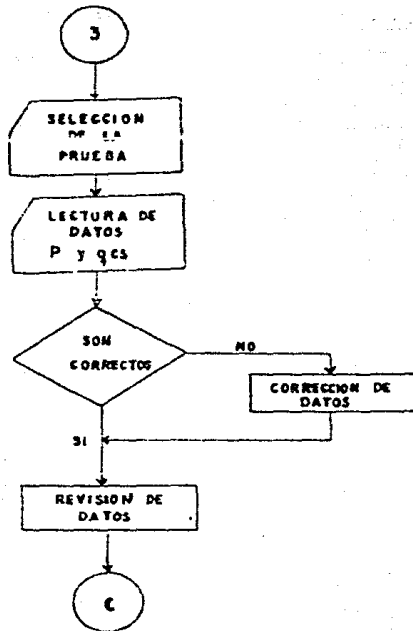


PRUEBAS DE DECREMENTO

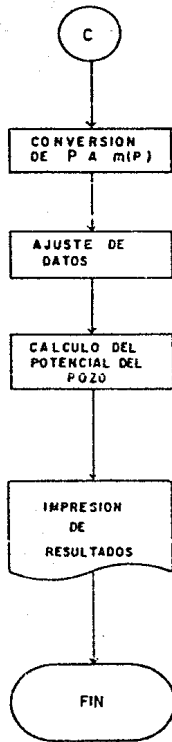




### PRUEBAS DE POTENCIAL







## V.5 DOCUMENTACION

Los datos que requiere el programa por -- prueba son los siguientes:

- Para pruebas de incremento:
- 1. número de datos de presión y  $\Delta t$ .
- 2.  $\Delta t$ , (hrs), presión ( $\text{lb/pg}^2$ ), tantas tarjetas como número de datos.
- 3. gasto, ( $\text{MM pie}^3/\text{dia}$ ).
- 4. tiempo de producción (horas).
- 5. compresibilidad (opcional), ( $\text{lb/pg}^2$ )<sup>-1</sup>
- 6. viscosidad (opcional), (cp).
- 7. presión de fondo fluyendo antes del cierre del pozo, ( $\text{lb/pg}^2$ ).
- 8. porosidad, (fracción).
- 9. radio del pozo, (pies)
- 10. espesor, (pies).
- 11. presión máxima para cálculo de pseudo-presiones, ( $\text{lb/pg}^2$ )
- 12. temperatura del yacimiento, ( $^{\circ}\text{F}$ ).
- 13. densidad relativa del gas (aire = 1)
- 14. % mol de  $\text{H}_2\text{S}$ , (fracción).
- 15. % mol de  $\text{CO}_2$  (fracción)
- 16. % mol de  $\text{N}_2$ , (fracción)
- 17. punto de inicio de la recta semilogarítmica
- 18. punto de terminación de la recta semilogarítmica.

- Para pruebas de decremento:

- . Prueba de decremento a gasto constante.
  1. número de datos de presión y  $\Delta t$ .
  2.  $\Delta t$  (horas),  $P$  ( $\text{lb/pg}^2$ ), tantas tarjetas como número de datos.
  3. compresibilidad (opcional),  $(\text{lb/pg}^2)^{-1}$
  4. viscosidad (opcional), (cp).
  5. porosidad, (fracción)
  6. radio del pozo, (pies).
  7. espesor, (pies)
  8. presión máxima para cálculo de pseudo-presiones, ( $\text{lb/pg}^2$ ).
  9. temperatura del yacimiento, ( $^{\circ}\text{F}$ ).
  10. % mol de  $\text{H}_2\text{S}$ , (fracción).
  11. % mol de  $\text{CO}_2$ , (fracción).
  12. % mol de  $\text{N}_2$ , (fracción).
  13. gasto, ( $\text{MM pie}^3/\text{día}$ ).
  14. presión inicial, ( $\text{lb/pg}^2$ ).
  15. punto de inicio de la recta semilogarítmica.
  16. punto de terminación de la recta semilogarítmica.
  
- . Prueba de decremento a dos gastos.
  - 1-14. se introducen los mismos datos que en la prueba anterior.
  15. gasto 1, ( $\text{MM pie}^3/\text{día}$ ).
  16. gasto 2, ( $\text{MM pie}^3/\text{día}$ ).
  17. presión inicial, ( $\text{lb/pg}^2$ ).
  18. presión de fondo fluyendo a la terminación del -- primer gasto, ( $\text{lb/pg}^2$ ).
  19. tiempo de producción, (horas).
  20. punto de inicio de la recta
  21. punto de terminación de la recta

. Prueba de decremento a gasto variable

1. número de datos de presión.
2. número de períodos de flujo,  $\Delta t$  (horas), presión ( $\text{lb/pg}^2$ ), gasto ( $\text{MM pie}^3/\text{día}$ ).
3. número de gastos de flujo.
4. presión inicial, ( $\text{lb/pg}^2$ ).
5. viscosidad (opcional), (cp).
6. compresibilidad (opcional), ( $\text{lb/pg}^2$ )<sup>-1</sup>
7. porosidad, (fracción).
8. radio del pozo, (pies)
9. espesor, (pies)
10. presión máxima para cálculo de pseudo-presiones, ( $\text{lb/pg}^2$ ).
11. temperatura del yacimiento, ( $^{\circ}\text{F}$ ).
12. % mol de  $\text{H}_2\text{S}$ , (fracción).
13. % mol de  $\text{CO}_2$ , (fracción).
14. % mol de  $\text{N}_2$ , (fracción).
15. punto de inicio de recta.
16. punto de terminación de recta.

- Para pruebas de potencial.

. prueba convencional de potencial

1. número de datos de presión.
2. presión de fondo ( $\text{lb/pg}^2$ ), gasto ( $\text{MM pie}^3/\text{d}$ ). Se introducen tantas tarjetas como datos de presión se tengan.
3. presión inicial, ( $\text{lb/pg}^2$ )
4. datos fuera de tendencia lineal.

- Prueba Isocronal

- 1.-4. los mismos puntos de la prueba convencional.
5. presión de fondo correspondiente a la extensión - del gasto de flujo ( $\text{lb/pg}^2$ ).
6. gasto de flujo extendido ( $\text{MM pie}^3/\text{d}$ ).

- Prueba Isocronal modificada:

- 1.-4. mismos puntos que la prueba convencional.
5. presiones al inicio de periodos de flujo. Tantas tarjetas como número de datos ( $\text{lb/pg}^2$ ).
6. presión de fondo fluyendo para la extensión del - gasto ( $\text{lb/pg}^2$ ).
7. gasto de flujo extendido a la estabilización, - ( $\text{MM pie}^3/\text{d}$ ).

## CAPITULO VI

### EJEMPLOS DE APLICACION

Para comprobar el buen funcionamiento del programa, se corrieron pruebas con datos reales y con datos obtenidos en la literatura especializada.

Se presentan tres ejemplos: una prueba de incremento de presión del pozo Buena suerte No. 2-A, una prueba de decremento a dos gastos y una prueba isocronal modificada de potencial; éstos dos últimos obtenidos del libro "Theory and Practice of the testing of gas wells".

#### EJEMPLO 6.1

Para ilustrar el procedimiento de análisis se presentan los datos de una prueba de incremento de presión del pozo Buena suerte No. 2-A, de la zona Noreste.

Fecha de inicio de la prueba: febrero 28 de 1979

Fecha de terminación de la prueba: marzo 5 de 1979

Horizonte productor: Arena Padilla, 2495.0-2515.0 m

Datos de la formación y de los fluidos:

espesor de la formación,  $h = 65$  pies

radio del pozo,  $r_w = 0.24$  pies

gasto,  $q_g = 3.2$  MM pie<sup>3</sup>/dia

Presión inicial,  $p_i = 4714.4$  (lb/pg<sup>2</sup>)

saturación de agua,  $S_w = 0.35$

porosidad,  $\phi = 0.04$

compresibilidad de la formación,  $C_f = 7.5 \times 10^{-6}$   
 $(\text{lb/pg}^2)^{-1}$

Temperatura del yacimiento,  $T = 200$  °F

densidad relativa,  $sg = 0.559$

factor de volumen del gas,  $B_g = 0.00389$

viscosidad del gas,  $\mu_g = 0.0198$  cp

factor de compresibilidad,  $Z = 1.0$

compresibilidad del gas,  $c_g = 221 \times 10^{-6} (\text{lb/pg}^2)^{-1}$

En la figura (6.1) se presenta la gráfica de  $m(P)$  contra  $\Delta t$  y en la figura (6.2) se presenta la gráfica de  $\Delta m(P)$  contra  $\Delta t$ ; ambas gráficas muestran la porción recta correcta.

El punto de inicio de la porción recta está definido por medio del método de curvas tipo (figura 6.1).

El tiempo al cual se inicia la recta semi-logarítmica es:

$$\Delta t = 8 \text{ horas (punto 5)}$$

Los parámetros obtenidos del análisis: espesor permeable, permeabilidad, factor de daño, caída de pseudo-presión debida al daño, eficiencia de flujo, se presenta en la figura (6.2).

En la tabla 6.1 se presentan los datos de entrada al programa 'GASAN'.

**RESULTADOS**

CAPACIDAD DE FLUJO (KH) 24. MD-FT  
 FACTOR DE DAÑO -4.92 ADIM.  
 COEF. ALMACENAMIENTO .07 BBL/FSI  
 COEF. ALMAC. ADIMENSIONAL .569\*005 ADIM.  
 TIPO SEMILDO 8.51 HRS.

$$C_e e^{\frac{2}{3}} = 10 \cdot 0.48$$

SAPP: SISTEMA DE ANALISIS DE PRUEBAS DE PRESION.

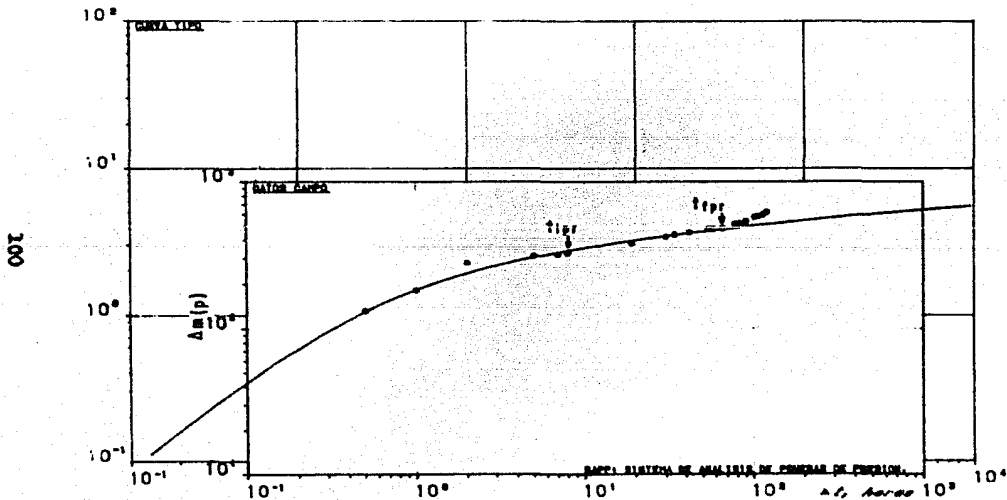


FIG. NO.6.1.-AJUSTE DE LA CORRELACION CORINE/SAPP EN LA PRUEBA DE PRESION DEL POZO EJEMPLO NO. 1  
 25/JUNIO/87



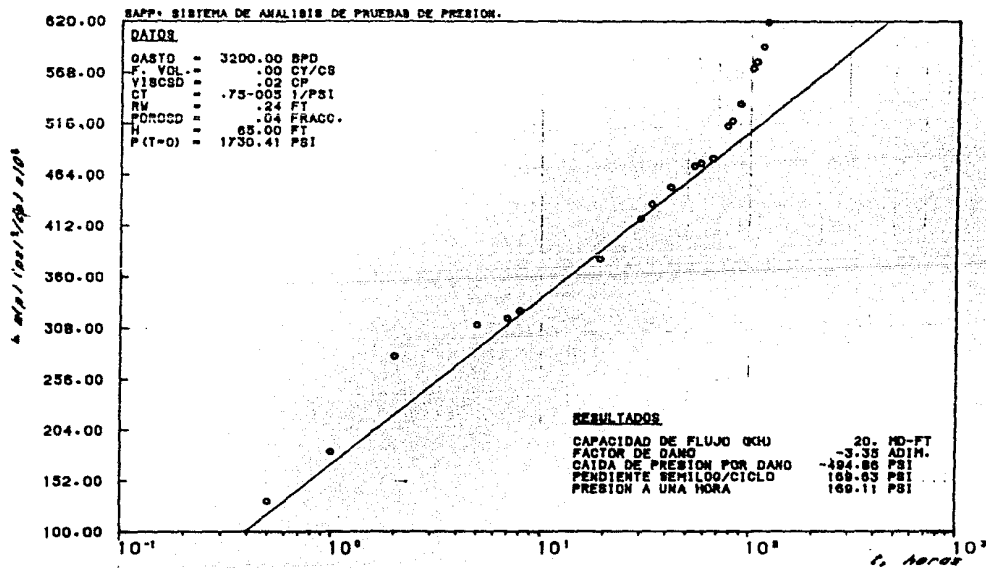


FIG.NO.6.2.-APLICACION DE LA TECNICA MDH A LOS DATOS DEL POZO BUENA SUERTE 2-A 28/FEBRERO/79

\*\*\*\*\*  
 \* DATOS \*  
 \*\*\*\*\*

DT (HRS.)	PWS (PSI)	H(P) (PSI**2/CP)
.50000000	2255.8100	.36520000+009
1.00000000	2436.1500	.42036299+009
2.00000000	2762.7500	.52675385+009
5.00000000	2862.1500	.56052514+009
7.00000000	2883.4500	.56783259+009
8.00000000	2906.1700	.57565363+009
19.00000000	3068.0500	.63212366+009
30.00000000	3188.7500	.67500540+009
34.00000000	3231.2000	.69022931+009
42.00000000	3281.0500	.70819538+009
54.00000000	3343.5300	.73084122+009
58.00000000	3352.0500	.73393986+009
66.00000000	3364.8400	.73859610+009
78.00000000	3458.5500	.77287418+009
82.00000000	3472.7500	.77809231+009
90.00000000	3522.4500	.79640254+009
102.00000000	3621.8500	.83322830+009
106.00000000	3640.3100	.84009560+009
114.00000000	3682.9100	.85997433+009
120.00000000	3749.6500	.88093666+009
== DATOS ADICIONALES DE LA PRUEBA ==		
GASTO	=	3.200 (MMSCFD)
TIEMPO DE PRODUCCION	=	.00 (HRS.)
COMPRESIBILIDAD	=	.00022 (1/PSI)
VISCOSIDAD	=	.01980 (CP)
POROSIDAD	=	.0400 (FRACCION)
RADIO DEL POZO	=	.240 (FT.)
ESPESOR	=	65.00 (FT.)
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO, [GRAD.F]	=	200.00
DENSIDAD RELATIVA DEL GAS, [AIRE=1]	=	.5590
TEMPERATURA CRITICA, [GRAD.R]	=	342.30
PRESION CRITICA, [PSIA]	=	676.78
PORCIENTO-MOL DE H2S	=	.00
PORCIENTO-MOL DE CO2	=	.00
PORCIENTO-MOL DE N2	=	.00

PWF ANTES DEL CIERRE = 1730.41 (PSI)

PUNTO DE INICIO: 6  
 PUNTO DE TERMINACION: 10

### EJEMPLO 6.2

Se registró una prueba de decremento a dos gastos, de la cual se tienen los siguientes datos:

presión inicial,  $p_i = 4342 \text{ lb/pg}^2$   
gasto 1 = 27.76 MM  $\text{pie}^3/\text{dia}$   
gasto 2 = 20.16 MM  $\text{pie}^3/\text{dia}$   
tiempo de producción: 6 horas  
presión de fondo al terminar el gasto 1 = 3838  $\text{lb/pg}^2$

La duración de la prueba fue de 37 horas, durante las cuales se registró continuamente la presión.

- Datos de los fluidos:

S.G. = 0.60  
 $\mu_i = 0.022 \text{ cp}$   
 $c = 0.00017 (\text{lb/pg}^2)^{-1}$   
H<sub>2</sub>S = 5.02 %  
CO<sub>2</sub> = 1.46 %  
N<sub>2</sub> = 0.25 %

- Datos del pozo y del yacimiento:

T = 622 °R  
h = 22 pies  
 $\phi = 0.05$  (fracción)  
r<sub>w</sub> = 0.40 pies

Determinar: Kh, K, S, y D

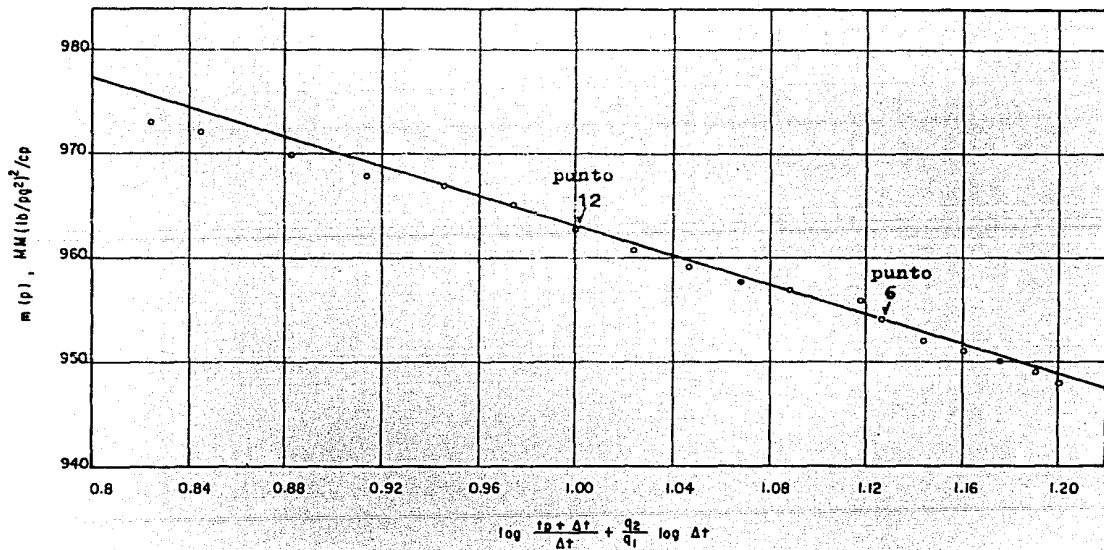


FIG. 6.3 GRAFICA DE  $m(p)$  CONTRA  $\log \frac{p_0 + \Delta t}{\Delta t} + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t$

En la figura (6.3) se muestra la gráfica  $m(P)$  contra  $\log \left( \frac{tp + \Delta t}{\Delta t} \right) + \frac{q_2}{q_1} \log \Delta t$ .

En tiempo de inicio y tiempo final son se leccionados de la gráfica (6.3) y son:

$\Delta t$  inicial = 11 horas (punto 6)  
 $\Delta t$  final = 23 horas (punto 12)

Los parámetros del yacimiento obtenidos - se muestran en el listado (6.2).



\*\*\*\*\*  
\* RESULTADOS \*  
\*\*\*\*\*

\* PRUEBA DE DECREMENTO A 2 GASTOS \*

ECUACION AJUSTADA  $Y = -.7046835 + 008 + (.1033878 + 010)X$

KH = 400 (MD-FT)

K = 13 (MO)

FACTOR DE DAÑO = -5.3925

FACTOR DE FLUJO(IT) = .058

### EJEMPLO 6.3

Se tienen los siguientes datos de una prueba isocronal modificada de potencial.

	Duración (hrs)	presión (lb/rg <sup>2</sup> abs)	gasto MM pic <sup>3</sup> /a
Período de inicio:	20	1948	
Período 1:	12	1784	4.5
Período de cierre:	12	1927	
Período 2:	12	1680	5.6
Período de cierre:	12	1911	
Período 3:	12	1546	6.85
Período de cierre:	12	1887	
Período 4:	12	1355	8.25
Período de extensión:	81	1233	8.0

Datos adicionales:

T	=	120 °F
S.G.	=	0.61
% mol H <sub>2</sub> S	=	0.0
% mol CO <sub>2</sub>	=	0.0
% mol N <sub>2</sub>	=	0.0



Los resultados obtenidos con el programa se muestran en el listado de resultados de la prueba.

En la figura (6.4) se muestra la gráfica de  $(\Delta_m(P) - bqcs^2)$  contra  $qcs$ .

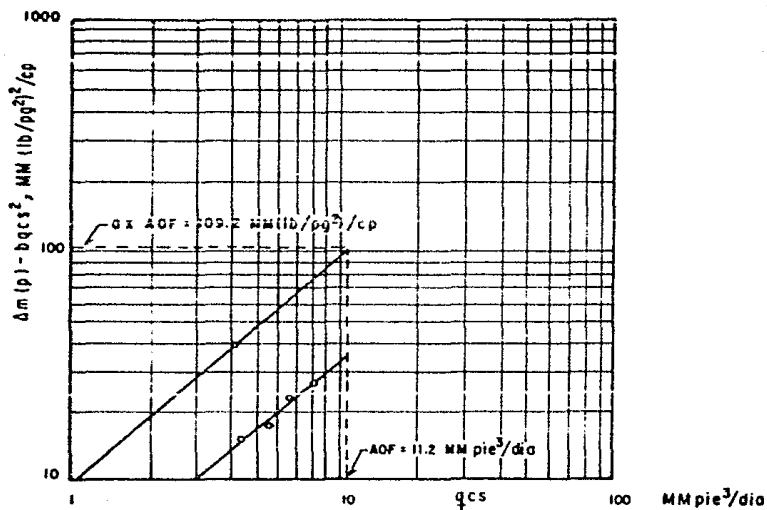


FIG. 6.4 GRAFICA DE  $(\Delta m(p) - qcs^2)$  vs  $qcs$



\*\*\*\*\*  
\* RESULTADOS \*  
\*\*\*\*\*

\* PRUEBA ISOCRONAL MODIFICADA DE POTENCIAL

ECUACION AJUSTADA  $Y = .2960758 \cdot 007 + (.1666307 \cdot 007) X$

ECUACION DE FLUJO ESTABILIZADO

$.3140165 \cdot 009 - M(P)WF = .9371361 \cdot 007 (Q) + .1666307 \cdot 007 (Q \cdot 2)$

EL POTENCIAL DE FLUJO ABIERTO (AOF) ES

A O F = 11.201 (RMSCFD)

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para la caracterización de yacimientos de gas y de gas y condensado, es importante conocer las ecuaciones que rigen el flujo de gas en las formaciones, así como los diferentes tipos de pruebas de presión y los métodos de análisis de las mismas.

Para el análisis de las pruebas de presión se recomienda utilizar las ecuaciones de flujo en las que interviene el potencial de gas real  $m(P)$ , ya que son las más adecuadas.

A presiones mayores a  $2000 \text{ lb/pg}^2$ , es válida la técnica de presión  $P$ , para valores menores de  $2000 \text{ lb/pg}^2$  la aproximación válida es la técnica de presión al cuadrado  $P^2$ . Para cualquiera de los dos casos anteriores se puede utilizar la técnica del potencial de gas real  $m(P)$ .

La automatización del análisis es de gran ayuda para el Ingeniero, ya que evita efectuar gran cantidad de cálculos implícitos.

Para optimizar el uso del Programa desarrollado es conveniente ordenar primero toda la información de entrada e introducirla en las unidades en que las solicita el programa.

También es conveniente que se seleccionen correctamente los datos que se analizarán (punto de inicio y punto de terminación de la recta de regresión lineal).

El programa "GASAN" se desarrolló tomando en cuenta la portabilidad para su implementación en las diferentes computadoras.

Antes de poder correr el programa "GASAN" en pruebas de incremento y decremento es necesario reali--zar un ajuste por curvas tipo; este ajuste puede hacerse -manualmente o utilizando algún programa de cómputo.

Se han comprobado satisfactoriamente los - resultados del programa de cómputo "GASAN", con ejemplos - reales y presentados en la literatura especializada.

## NOMENCLATURA

- a** = constante de flujo de la prueba de potencia.  
**a'** = constante de flujo isocronal corregida.  
**b** = constante de flujo de la prueba de potencia.  
 $\bar{G}$  = coeficiente de almacenamiento  $\text{bvi} / \text{lb} / \text{pg}^2$   
 $C_D$  = coeficiente de almacenamiento, adimensional  
**c** = compresibilidad  $(\text{lb}/\text{pg}^2)$   
 $c_g$  = compresibilidad del gas,  $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$   
 $c_o$  = compresibilidad del aceite  $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$   
 $c_w$  = compresibilidad del agua  $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$   
**D** = factor de flujo turbulento, adimensional  
**h** = espesor neto de la formación, pies.  
**K** = permeabilidad absoluta, md.  
**Kh** = espesor permeable, md/pie.  
**K<sub>g</sub>** = permeabilidad en la zona dañada, md.  
**M** = peso molecular del gas, (lb-mol)  
**m** = pendiente,  $\text{lb}/\text{pg}^2/\text{ciclo}$   
**m(P)** = pseudo-presión o potencial de gas real,  $-(\text{lb}/\text{pg}^2)^2/\text{cp}$   
**m'(P)** = pseudo-presión alternativa  $(\text{lb}/\text{pg}^2)^2/\text{cp}$   
**m(P)<sub>i</sub>** = pseudo-presión inicial,  $(\text{lb}/\text{pg}^2)^2/\text{cp}$   
**m(P)<sub>o</sub>** = pseudo-presión a  $\Delta t = 0$   $(\text{lb}/\text{pg}^2)^2/\text{cp}$   
**m(P)wf** = pseudo-presión de fondo,  $(\text{lb}/\text{pg}^2)^2/\text{cp}$   
**m(P)wf<sub>o</sub>** = pseudo-presión de fondo antes del cierre,  $(\text{lb}/\text{pg}^2)^2/\text{cp}$   
**m(P)ws** = pseudo-presión estática,  $(\text{lb}/\text{pg}^2)^2/\text{cp}$   
**m(P)ws<sub>1</sub>** = pseudo-presión a  $\Delta t = 1$ ,  $(\text{lb}/\text{pg}^2)^2/\text{cp}$

- $P$  = Presión, lb/pg<sup>2</sup>  
 $P_c$  = presión crítica, lb/pg<sup>2</sup> abs  
 $P_D$  = presión adimensional  
 $P_i$  = presión inicial, lb/pg<sup>2</sup>  
 $P_o$  = presión de referencia para el cálculo de la integral de pseudo-presión lb/pg<sup>2</sup>  
 $P_r$  = presión pseudo-reducida, lb/pg<sup>2</sup> abs.  
 $P_{wf}$  = presión de fondo fluyendo, lb/pg<sup>2</sup>  
 $P_{ws}$  = presión estática, lb/pg<sup>2</sup>  
 $q$  = gasto, bl/día ó MM pie<sup>3</sup>/día  
 $q_{cs}$  = gasto a condiciones superficiales --  
 MM pie<sup>3</sup>/día  
 $q_g$  = gasto de gas, MM pie<sup>3</sup>/día  
 $q_o$  = gasto de aceite, bl/día  
 $q_t$  = gasto total, bl/día ó MM pie<sup>3</sup>/día  
 $q_w$  = gasto de agua, bl/día  
 $q_{cs \text{ ext.}}$  = gasto de gas a condiciones superficiales -  
 correspondiente a la extensión del flujo -  
 en una prueba isocronal MM pie<sup>3</sup>/día  
 $r_d$  = radio efectivo de drenaje pies  
 $r_e$  = radio afectado por el daño, pies  
 $r_w$  = radio del pozo, pies  
 $r_{we}$  = radio efectivo del pozo afectado por el da  
ño, pies.  
 $R$  = constante de los gases reales, lb/pg<sup>2</sup>-pie<sup>3</sup>  
 /°R - mol- lb  
 $R_c$  = acumulación de condensado necesaria para -  
 obtener movilidad, fracción.  
 $S$  = factor de daño total, adimensional  
 $S_c$  = saturación de condensado necesaria para ob  
tener movilidad, fracción.  
 $S'$  = factor de daño aparente, adimensional



- $S_k$  = factor de daño por invasión de fluidos, -  
 adimensional.
- $S_{perf}$  = factor de daño por disparos defectuosos,  
 adimensional
- $S_{pp}$  = factor de daño por penetración parcial,  
 adimensional
- $T$  = temperatura del yacimiento, °F ó °R
- $t$  = tiempo, horas
- $T_c$  = temperatura crítica, °R
- $t_D$  = tiempo adimensional
- $t_p$  = tiempo de producción, horas
- $t_r$  = temperatura pseudo-reducida, °R
- $u$  = velocidad corregida por los efectos de -  
 inercia y turbulencia, pie/seg
- $V_w$  = volumen total del pozo, bls.
- $v$  = velocidad, pie/seg
- $Z$  = factor de desviación de los gases, adimen-  
 sional
- $Z_i$  = factor de desviación inicial, adimensional
- $\nabla$  = gradiente
- $\nabla \cdot$  = divergencia
- $\rho$  = densidad, lbm/pie<sup>3</sup>
- $\mu$  = viscosidad, cp
- $\mu_g$  = viscosidad del gas, cp
- $\mu_i$  = viscosidad a condiciones iniciales, cp
- $\mu_o$  = viscosidad del aceite, cp
- $\mu_w$  = viscosidad del agua, cp
- $\mu_l$  = viscosidad a una atmósfera de presión, cp
- $\phi$  = porosidad, fracción
- $\Delta P$  = incremento de presión, lb/pg<sup>2</sup>
- $(\Delta P)_D$  = incremento de presión, adimensional

- $(\Delta P)L$  = Caída de presión debida al flujo laminar,  $\text{lb/pg}^2$   
 $(\Delta P_0)S$  = incremento o caída de presión por efecto de daño, adimensional  
 $(\Delta P_0)T$  = caída de presión adimensional por efecto de turbulencia  
 $\Delta m(P)$  = incremento de pseudo-presión,  $(\text{lb/pg}^2)^2/\text{cp}$   
 $\Delta m(P)S$  = caída de pseudo-presión por efecto de daño  $(\text{lb/pg}^2)^2/\text{cp}$   
 $\Delta m(P)T$  = caída de pseudo-presión por efecto de turbulencia  $(\text{lb/pg}^2)^2/\text{cp}$   
 $\Delta m(P)$  ext. = caída de pseudo-presión correspondiente a la extensión del gasto en una prueba isocronal  $(\text{lb/pg}^2)^2/\text{cp}$   
 $\Delta t$  = incremento de tiempo, horas  
 $\left(\frac{K}{\mu}\right)t$  = movilidad total del sistema, (md/cp)  
 $\frac{K_g}{\mu_g}$  = movilidad del gas, (md/cp)  
 $\frac{K_o}{\mu_o}$  = movilidad del aceite, (md/cp)  
 $\frac{K_w}{\mu_w}$  = movilidad del agua, (md/cp)  
EF = eficiencia de flujo, adimensional.  
AOP = Potencial de flujo abierto absoluto,  $\text{MM pie}^3/\text{día}$

## BIBLIOGRAFIA

- 1.- Al - Hussainy R., Ramey H. J. Jr. and Crawford, P. B. : "The flow of real gases through porous media", Jour. Pet. Tech. (may, 1966) 624.
- 2.- 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. (sept, 1970) 279.
- 3.- Al - Hussainy, R. and Ramey, H. J. Jr.: "Application of real gas flow theory to well testing and deliverability forecasting", Jour. Pet. Tech (may-, 1966) 637.
- 4.- Hawkins M. F. Jr. : " A note on the skin effect" Trans, AIME 207, 356 - 357 (1956).
- 5.- Mathews C. S. and Russell D. G. : "Pressure buildup and flow tests in wells". Monograph Vol. 1, Spe-AIME, Dallas (1967).
- 6.- Miller, C. C., Dyes, A. B. and Hutchinson, C. A. Jr. : " The estimation of permeability and reservoir pressure from bottom-hole pressure buildup characteristics", Trans., AIME (1950) 189.
- 7.- Smith R. V.: "Unsteady-state Gas flow into gas wells" J. Pet. Tech., 13, 1151 - 1159 (1961).

- 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.- Wattenbarger R. A.: "Effects of turbulence, well bore damage, wellbore storage and vertical fractures on gas well testing". Ph. D. Thesis, Stanford Univ., Stanford, Calif. (1967).
- 10.- Katz D. L., Cornell, Kobayash R., Poettmann J. A. Vary J. R. and Weinaug C. F. : " Handbook of natural gas engineering", McGraw-Hill Book Co., - Inc., New York (1959).
- 11.- Ramey H.J. Jr.: "Non-Darcy and wellbore storage effects in pressure buildup and Drawdown of gas wells". J. Pet. Tech. (1965).
- 12.- 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).
- 13.- Dykstra H. : "Calculated Pressure buildup for a low permeability gas-condensate well", J. Pet. - Tech., 23, 1266 - 1268 (1961).
- 14.- Carr, N. L., Kobayashi, R. and Burrows, D. B. : "Viscosity of Hydrocarbon gases under pressure", Trans-AIME (1954) 264.

- 15.- Aronofsky, J. S. and Jenkins, R. : "Unsteady Radial flow of gas through porous media", J. Appl. Mech. (1953) 20, 21.
- 16.- Bruce, G. H. et a " : "Calculations of unsteady-State Gas flow through porous Media", Trans. AIME (1953) 198.
- 17.- Rogelio Antonio Garzaño R. : " Análisis y aplicación de pruebas de incremento de presión en pozos de gas y condensado", Tesis Profesional (1980).
- 18.- Martínez, R.N. y Ricoy S. U. : "Sistema de análisis de Pruebas de Presión en pozos Petrolíferos". (SAPP) División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, U. N. A. M. (1985).
- 19.- Energy Resources Conservation Board: "Theory and Practice of the Testing of Gas wells", Third Edition 1975, Calgary, Alberta, Canada.

GLCSARIO DE FORMULAS

PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESION

$$K = \frac{1.632 \times 10^6 \text{ qcs T}}{m h}$$

$$S' = 1.151 \left[ \frac{m(P)_{ws1} - m(P)_{wfo}}{m} - \log\left(\frac{K}{\phi \mu_i c_i r w^2}\right) - 3.23 \right]$$

$$\Delta m(P)_S = 0.869 m S'$$

PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESION  
A GASTO CONSTANTE.

$$K = \frac{1.632 \times 10^6 \text{ qcs T}}{m h}$$

$$S' = 1.151 \left[ \frac{\Delta m(P)_i}{m} - \log\left(\frac{K}{\phi \mu_i c_i r w^2}\right) + 3.23 \right]$$

$$\Delta m(P)_S = 0.87 m S'$$

$$EF = \frac{m(P)_i - m(P)_{wf} - \Delta m(P)_S}{m(P)_i - m(P)_{wf}}$$

PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESION  
A GASTO VARIABLE

$$K = \frac{1.532 \times 10^6 \tau}{m' h}$$

$$S_{m'} = 1.151 \left[ \frac{\Delta m(P)_o}{m} - \log \left( \frac{K}{\phi \mu_i c_i r w^2} \right) + 3.23 \right]$$

PRUEBA DE DECREMENTO A DOS GASTOS

$$K = \frac{1.632 \times 10^6 q \tau}{m h}$$

$$S_1 = 1.151 \left[ \frac{m(P) - m(P)_o}{m} - \log \left( \frac{K \tau_p}{\phi \mu_i c_i r w^2} \right) + 3.23 \right]$$

$$S_2 = \frac{q_1}{q_2} S_1 \frac{m(P) - m(P)_o}{0.87 m q_2} + \frac{(q_1 - q_2)}{0.87 m q_2} \left[ \log \left( \frac{K}{\phi \mu_i c_i r w^2} \right) - 3.23 \right]$$

$$\Delta m(P)_S = 0.87 \text{ m S}$$

$$\Delta m(P)_T = 0.87 \text{ m D } q_{CS}$$

PRUEBA CONVENCIONAL DE POTENCIAL

$$a = \frac{\sum \frac{\Delta m(P)}{q_{CS}} \sum q_{CS}^2 - \sum q_{CS} \sum \Delta m(P)}{N \sum q_{CS}^2 - \sum q_{CS} \sum q_{CS}}$$

$$b = \frac{N \sum \Delta m(P) - \sum q_{CS} \sum \frac{\Delta m(P)}{q_{CS}}}{N \sum q_{CS}^2 - \sum q_{CS} \sum q_{CS}}$$

$$AOF = -a + \frac{\sqrt{a^2 + 4b(\Delta m(P))}}{2b}$$

PRUEBA ISOCRONAL E ISOCRONAL MODIFICADA DE POTENCIAL

$$a' = \frac{\Delta m(P) \text{ ext.} - b q_{CS}^2 \text{ ext.}}{q_{CS} \text{ ext.}}$$



$$\Delta OF = \frac{1}{2b} \left[ -a + \sqrt{a^2 + 4bm(P)w_s} \right]$$