

2415



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO FLUYENTE
EN POZOS DE GAS.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE :

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

RAMIRO BERRON LARA



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

Resumen	1
CAPITULO I.- INTRODUCCION	2
I.1 El concepto de pozo de gas	2
I.2 Flujo de gas a través del medio poroso ...	9
I.2.1 Ecuación de Darcy	14
I.2.2 Ecuación de Difusión	16
I.2.3 Soluciones de la ecuación de difusión ..	22
CAPITULO II.- PRUEBAS DE PRODUCCION NECESARIAS PARA OBTENER LA INFORMACION REQUERIDA DEL POZO ...	25
II.1 Prueba de cuatro puntos	29
II.2 Prueba isocrónica	35
II.3 Prueba isocrónica modificada	39
CAPITULO III.- CALCULO DEL GRADIENTE DE PRESION VERTICAL EN POZOS DE GAS	46
III.1 Método de Fancher y Brown	52
III.2 Curvas del gradiente vertical de presión .	60
III.3 Método de Gould	67
CAPITULO IV.- PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO FLUENTE EN POZOS DE GAS	72
IV.1 Construcción de la curva del comportamiento	

de afluencia	74
IV.1.1 A partir de una prueba de "cuatro puntos".	74
IV.1.2 A partir de una prueba isocrónica	82
IV.1.3 Utilizando modelos matemáticos que parten de la solución de la ecuación de difusión.	92
IV.1.4 Utilizando la ecuación de Hai-Zui Meng et al., para flujo transitorio	124
IV.2 Curva del comportamiento de descarga	146
IV.2.1 Definición del punto de flujo. Regiones de flujo estable e inestable	152
IV.2.2 Construcción de la curva del comportamien- to de descarga	157
IV.2.3 Determinación de la capacidad de entrega .	165
IV.2.4 Efecto de la producción de líquidos en la curva del comportamiento de descarga ...	168
IV.2.5 Efecto del diámetro de la T.P. en la curva del comportamiento de descarga	169
IV.3 Curva del comportamiento en la tubería verti- cal	172
IV.3.1 Construcción de la curva	172
IV.3.2 Determinación de la presión de abandono .	175
IV.3.3 Influencia del diámetro de la sarta de pro- ducción en la curva del comportamiento en -	

la tubería vertical 177

CAPITULO V.- CONCLUSIONES 180

Bibliografía 183

R E S U M E N

La predicción del comportamiento fluyente de un pozo de gas, es la base principal para evaluar su potencial económico, optimizar el aparejo de producción y las instalaciones superficiales.

Por ello, la presente tesis trata este tema con la mayor seriedad, incluyendo los conocimientos más actualizados y realizando pequeñas aportaciones que, de alguna manera, pretenden simplificar los criterios y los cálculos. Es decir, no cumple tan sólo un papel de espectador sino, al contrario, participa activamente, logrando traspasar los alcances de un "compendio" o recopilación de información, la cual, fue seleccionada cuidadosamente.

Además, ha pretendido dar un lenguaje vívaz (no monótono) y expresivo, que ayude al lector a integrarse con el autor y, así, buscar el convencimiento sobre lo postulado, contrariando las actitudes de imposición que, normalmente, se encuentran.

Finalmente, este método de predicción se fundamenta en el análisis de tres curvas, propias para cada pozo, que son:

- a).- Curva del comportamiento de afluencia.
- b).- Curva del comportamiento de descarga, y
- c).- Curva del comportamiento en la tubería vertical.

Sin embargo, como se explicará extensamente, es tan importante (o más) la construcción de dichas curvas que su análisis.

CAPITULO I

INTRODUCCION

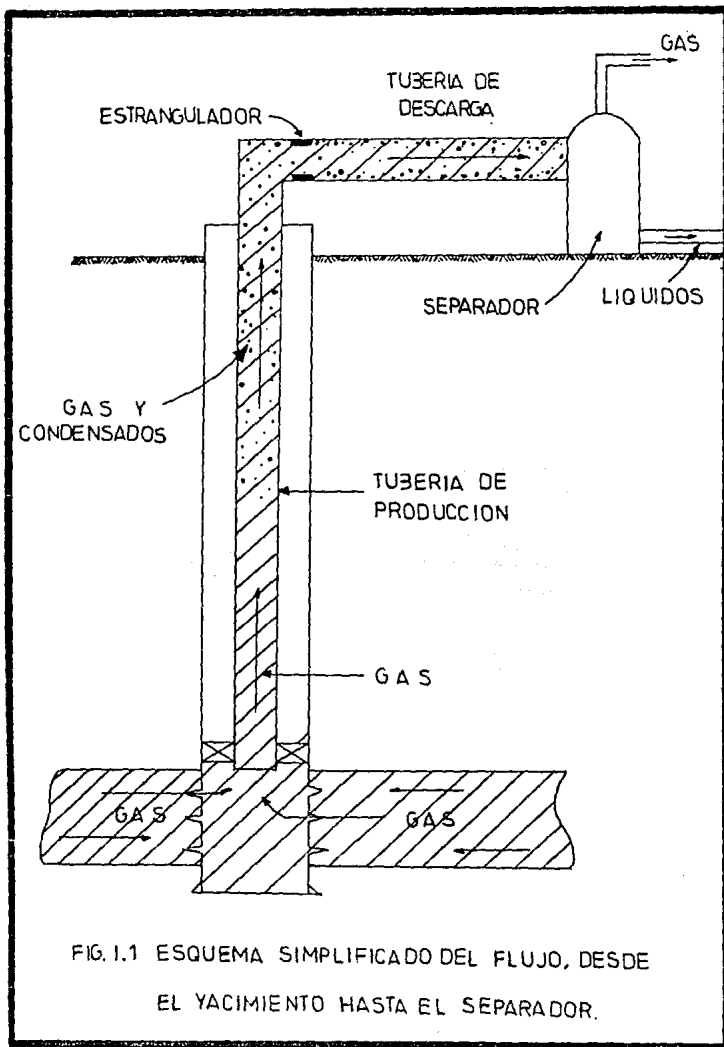
En este primer capítulo, se definirán los conceptos generales que se requieren establecer para desarrollar la predicción del -- comportamiento fluyente en pozos de gas, con lo cual se busca que dichos conceptos sean entendidos y manejados bajo un mismo significado.

I.1 El concepto de pozo de gas.

Todo pozo que se encuentre explotando a cualquier tipo de -- yacimiento de gas natural, se le denominará como "pozo de gas". - Además, el presente trabajo considera que:

1. Exclusivamente la fase gaseosa fluirá en forma continua -- dentro del yacimiento. Lo que implica que, de existir lí-- quidos, éstos no participarán del flujo.
2. Durante el trayecto ascendente del fluido por la tubería - de producción, se podrá presentar el flujo bifásico (gas y condensados).

La Figura I.1 muestra las consideraciones anteriores. Observe que en el medio poroso el flujo es monofásico (gas), mientras que en la tubería vertical, debido al abatimiento de presión, se toma en cuenta la posible presencia de condensados.



El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos con -- algunas impurezas, principalmente: nitrógeno (N_2), ácido sulfhídrico (H_2S) y bióxido de carbono (CO_2). Cuando el contenido de -- H_2S y/o CO_2 rebasa ciertos límites establecidos, el gas es llamado "amargo" o "ácido" y deberá pasar por un proceso de purificación antes de ser comercializado.

La Tabla I.1 indica las típicas composiciones del gas natural para algunos yacimientos y para los campos explotados en Poza Rica, Ver. Sin embargo, la composición real puede variar respecto a esos valores y, aún, entre pozos productores de un mismo yacimiento.

Los diagramas de fases, son un instrumento comúnmente utilizado para clasificar a los diferentes yacimientos de hidrocarburos. Estos diagramas muestran el comportamiento del volumen relativo, en forma porcentual, de cada una de las fases (líquida y -- gaseosa) respecto a la presión y temperatura (Figura I.2).

Aunque para cada fluido en particular se tendrá un determinado diagrama de fases, podemos destacar algunas de sus principales características, las cuales son: ⁽¹⁾

(1)

Las referencias son enlistadas al final del Capítulo V.

TABLA 1.1 Composiciones típicas del gas natural para distintos yacimientos y para el producido en el Distrito de Poza Rica, Ver. (2)

Componente	Símbolo	Por ciento mol			Dtto. de Poza R.
		Gas asociado*	Gas húmedo	Gas seco	
Metano	C ₁	27.52	59.52	97.17	80.64
Etano	C ₂	16.34	5.36	1.89	8.53
Propano	C ₃	29.18	4.71	0.29	3.70
Iso-butano	i-C ₄	5.37	2.03	0.13	0.31
N-butano	n-C ₄	17.18	2.39	0.12	0.97
Iso-pentano	i-C ₅	2.18	1.80	0.07	0.29
N-pentano	n-C ₅	1.72	1.61	0.05	0.33
Hexano	C ₆ ⁺	0.51	22.58	0.28	0.76
Hióxido de carbono	CO ₂	---	---	---	3.23
Acido sulfhídrico	H ₂ S	---	---	---	1.24
		100.00	100.00	100.00	100.00

Se refiere al gas producido en pozos propiamente de aceite.

Punto crítico.- Es el estado a condición de presión y temperatura para el cual las propiedades intensivas (independientes de la cantidad de masa considerada) de las fases líquida y gaseosa son idénticas.

Curva de burbujeo.- Es el lugar geométrico de los puntos, presión-temperatura, para los cuales se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región de dos fases.

Curva de rocío.- Es el lugar geométrico de los puntos, presión-temperatura, en los cuales se forma la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la de dos fases.

Región de dos fases.- Es la región comprendida entre las curvas de burbujeo y rocío. En esta región coexisten, en equilibrio, las fases líquida y gaseosa.

Cricondenbara.- Es la máxima presión a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

Cricondenterma.- Es la máxima temperatura a la cual pueden coexistir en equilibrio un líquido y su vapor.

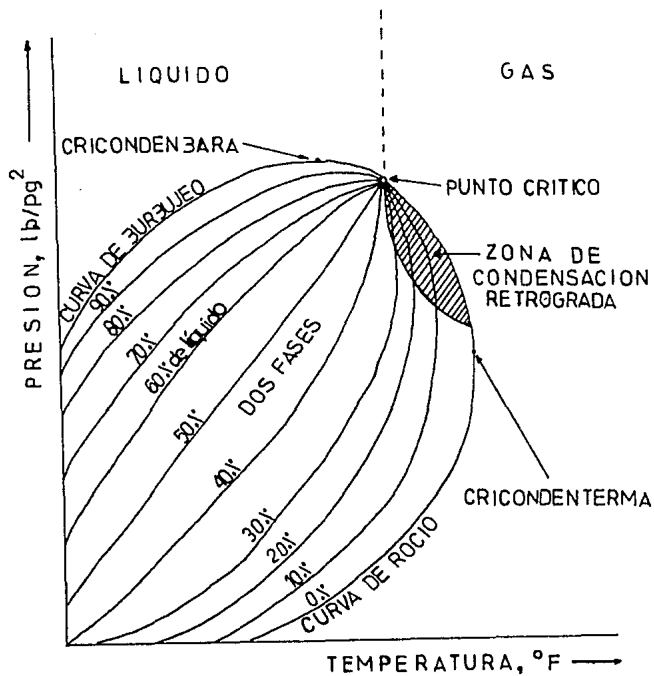


FIG.1.2 DIAGRAMA DE FASES.

Zona de condensación retrógrada.- Es aquella en la cual al bajar la presión, a temperatura constante, ocurre una condensación. El término "retrógrada" se refiere a -- que, generalmente, durante una expansión isotérmica - se presenta la vaporización en lugar de la condensación.

La clasificación de los yacimientos de gas, según la configuración de su diagrama de fases, es la siguiente:

1. **Yacimientos de gas seco.**- Se caracterizan en que el fluido se encuentra en estado gaseoso, tanto en el yacimiento, como durante su trayecto desde el fondo del pozo hasta su entrada al separador. El único líquido asociado al gas de este tipo de yacimiento, es el agua.- Su diagrama de fases se muestra en la Figura I.3.
2. **Yacimientos de gas húmedo.**- A condiciones iniciales, como durante la declinación de la presión del yacimiento - (se considera la temperatura constante), el fluido se encuentra en fase gaseosa. Sin embargo, en la tubería de producción o en la de descarga, se presenta la -- condensación de sus componentes más pesados debido a los abatimientos de presión y temperatura, como se -- ilustra en la Figura I.4.

3. Yacimientos de gas y condensado.- Inicialmente, el fluido se encuentra en estado gaseoso dentro del yacimiento. Al ir disminuyendo la presión, la curva de rocío es cruzada y se presenta la fase líquida. Esta se encuentra desde el yacimiento hasta el separador. La característica distintiva de este tipo de yacimientos es - el fenómeno de "condensación retrógrada", que consiste en el aumento del volumen condensado al reducirse la presión (Figura 1.5).

1.2 Flujo de gas a través del medio poroso.

Las ecuaciones que se han desarrollado para representar el -- flujo de gas a través del medio poroso, están expresadas en términos de los distintos regímenes de flujo que ocurren en el yacimiento. Estos son: (3)

a) Régimen de flujo transitorio. Se presenta durante el tiempo en que el yacimiento se comporta como un sistema - infinito. Además, la presión es una función del tiempo y la distancia.

La Figura 1.7 muestra las distribuciones de presión y gasto, considerando un sistema radial, tres -- tiempos de producción y sin flujo a través de la frontera externa (r_e). Como el yacimiento es cerrado o -- volumétrico, el flujo se provoca por la propia expan-

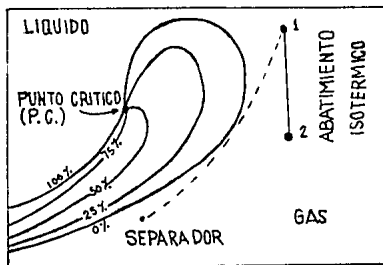


FIG. 1.3 Diagrama de fases típico de un yacimiento de gas seco.

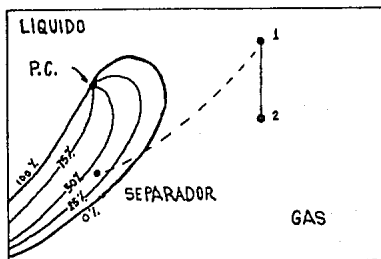


FIG. 1.4 Diagrama de fases típico de un yacimiento de gas húmedo.

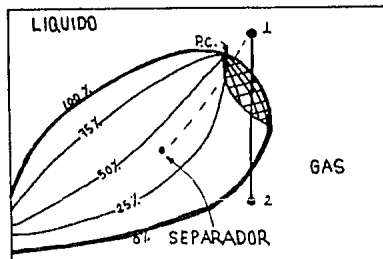


FIG. 1.5 Diagrama de fases típico de un yacimiento de gas y condensado.

sión de los fluidos. Mientras el pozo esté cerrado -- ($t=0$), la presión del yacimiento será homogénea e igual a la inicial (P_1). Al hacerlo producir se crea una caída de presión ($P_1 - P_{wf}$) que origina el movimiento de los fluidos más cercanos al pozo. Como se observa, el radio afectado por el abatimiento de presión (r_1) es menor al radio de drenaje total (r_e) y el gasto obtenido es el máximo en el fondo del pozo y mínimo en r_1 (q a t_1). Esto implica que el comportamiento -- del pozo será como infinito hasta que todo él sea afectado por la caída de presión (P a t_2), con lo cual habrá un decremento del gasto debido al incremento -- del radio sobre el que se lleva a cabo y, la declinación continuará, por la menor diferencia de presión -- entre r_e y r_w ($P_e - P_{wf}$).

b) Régimen de flujo estacionario o estable. Se presenta después del período transitorio. Su característica principal es que la presión del yacimiento (P) permanece constante al igual que el gasto (q) durante el resto de su vida productiva. La Figura I.6 ilustra la distribución de P y q para este caso.

Para que realmente se manifieste este régimen, es necesario que el flujo a través del radio de drenaje -- (r_e) sea igual al producido (r_w). En la práctica esto

no sucede, ni aún cuando se presenta un acuífero invadiendo al yacimiento con una enorme fuerza de empuje, o bien, a través del mantenimiento de presión por inyección de agua. Sin embargo, las ecuaciones desarrolladas para este régimen de flujo se aplican para representar el flujo en las cercanías del pozo, ya que ahí sí se encuentran las condiciones antes mencionadas.

c) Régimen de flujo pseudo-estacionario. Ocurre cuando se han sentido los efectos de frontera y la presión del yacimiento declina linealmente con el tiempo (Figura 1.8). Principalmente, se presenta después de haber producido a un gasto constante (q) durante tiempos largos (t_2 a t_5), lo cual produce abatimientos constantes de presión en todo el radio de drenaje y que las distribuciones de presión y gasto sean paralelas. Esto dejará de suceder hasta que la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) alcance su mínimo valor físico. Por lo general, este régimen se presenta durante la mayor parte de la vida productiva del yacimiento.

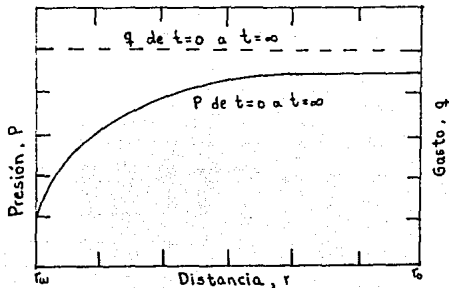


FIG.1.6 REGIMEN DE FLUJO ESTACIONARIO.

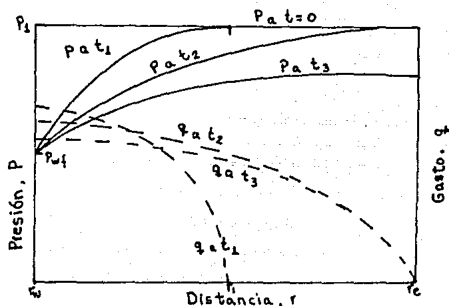


FIG.1.7 REGIMEN DE FLUJO TRANSITORIO.

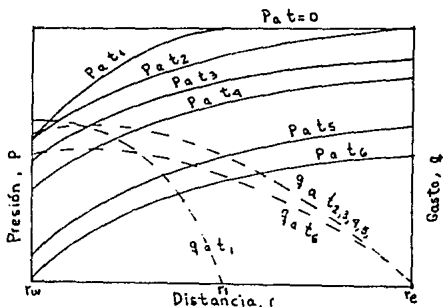


FIG.1.8. REGIMEN DE FLUJO PSEUDO-ESTACIONARIO.

1.2.1 Ecuación de Darcy.

Partiendo de la Ley de Darcy, para el flujo en un medio poroso, so,

$$q = vA = - \frac{k A}{\mu} \frac{dP}{dx} \dots\dots\dots (I.1)$$

Donde:

q, gasto de fluido, en cm³/seg.

v, velocidad del fluido, en cm/seg.

A, área de la sección transversal al flujo, en cm².

k, permeabilidad del medio poroso, en darcys.

μ , viscosidad del fluido, en cp.

dP/dx, gradiente de presión en dirección del flujo, en atm/cm. El signo negativo indica que el fluido se mueve en el sentido contrario al del gradiente.

Considerando flujo radial, se tiene:

$$q = \frac{k(2\pi rh)}{\mu} \frac{dP}{dr} \dots\dots\dots (I.2)$$

Como la ecuación (I.2) está en forma diferencial, será necesario integrarla. De la ecuación de continuidad:

$$\rho q = \rho_{cs} q_{cs} \dots\dots\dots (I.3)$$

y, de la Ley de gases reales:

$$\rho = \frac{P M}{Z R T} \dots\dots\dots (1.4)$$

entonces,

$$q \frac{P M}{Z R T} = q_{CS} \frac{P_{CS} M}{Z_{CS} R T_{CS}} \dots\dots\dots (1.5)$$

Despejando a q_{CS} de la ecuación (1.5) y considerando que $Z_{CS} = 1.0$, se tiene:

$$q_{CS} = q \frac{P T_{CS}}{Z P_{CS} T_{CS}} \dots\dots\dots (1.6)$$

Sustituyendo la ecuación (1.2) en la (1.6) e integrando,

$$\int_{P_{wf}}^P dP = \frac{q_{CS} Z P_{CS} T \bar{\mu}}{T_{CS} k (2gh)} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} \dots\dots\dots (1.7)$$

$$\frac{P_e^2 - P_{wf}^2}{2} = \frac{q_{CS} Z P_{CS} T \bar{\mu}}{T_{CS} k (2gh)} \ln(r_e/r_w) \dots\dots\dots (1.8)$$

y,

$$q_{CS} = \frac{ghk T_{CS} (P_e^2 - P_{wf}^2)}{Z P_{CS} T \bar{\mu} \ln(r_e/r_w)} \dots\dots\dots (1.9)$$

Finalmente, la ecuación (1.9), en unidades prácticas, queda:

$$q_{CS} = \frac{703 \times 10^{-6} k h (P_e^2 - P_{wf}^2)}{T \bar{\mu} Z \{\ln(r_e/r_w)\}} \dots\dots\dots (1.10)$$

Donde:

q_{cs} , gasto de gas a c.s. (14.7 lb/pg²abs y 60°F), en Mpies³/día

k , permeabilidad de la formación, en md.

h , espesor de la formación, en pies.

P_e , presión en r_e , en lb/pg²abs.

P_{wf} , presión de fondo fluyendo, en lb/pg²abs.

T , temperatura del yacimiento, en °R.

$\bar{\mu}$, viscosidad promedio del gas, en cp.

Z , factor de compresibilidad promedio del gas.

r_e , radio de drene, en pies.

r_w , radio del pozo, en pies.

La ecuación (I.10) se aplica cuando el régimen es de flujo -- estacionario. En forma similar al desarrollo anterior, se obtiene para el período pseudo-estacionario, la siguiente ecuación que -- incluye el factor de daño, s , el coeficiente de turbulencia, D , y -- la presión media del yacimiento, \bar{P}_R :

$$q_{cs} = \frac{703 \times 10^{-6} k h (\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)}{T \bar{\mu} Z [\ln(r_e/r_w) - 3/4 + s + Dq_{cs}]} \dots (I.11)$$

1.2.2 Ecuación de Difusión.

A continuación, se planteará la ecuación de difusión en términos de la función pseudo-presión del gas real, $m(P)$, y conside-

rando el flujo radial (Figura I.9), la cual se basa en tres conceptos físicos que son:

- a).- El principio de conservación de masa.
- b).- Una ecuación de movimiento.
- c).- Una ecuación de estado.

El primer concepto fundamenta a la ecuación de continuidad -- que, para este caso, es de la siguiente forma:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho v_r) = - \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) \quad \dots\dots\dots (I.12)$$

Donde:

r, radio de flujo, en cm.

ρ , densidad del gas, en g_m/cm³.

v_r, velocidad del gas en dirección de r, en cm/seg.

ϕ , porosidad de la formación, en fracción.

De la Ley de Darcy, ecuación (I.1), se tiene:

$$v_r = - \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dr} \quad \dots\dots\dots (I.13)$$

Esta expresión será utilizada como la ecuación de movimiento.

Sustituyéndola en la ecuación (I.12),

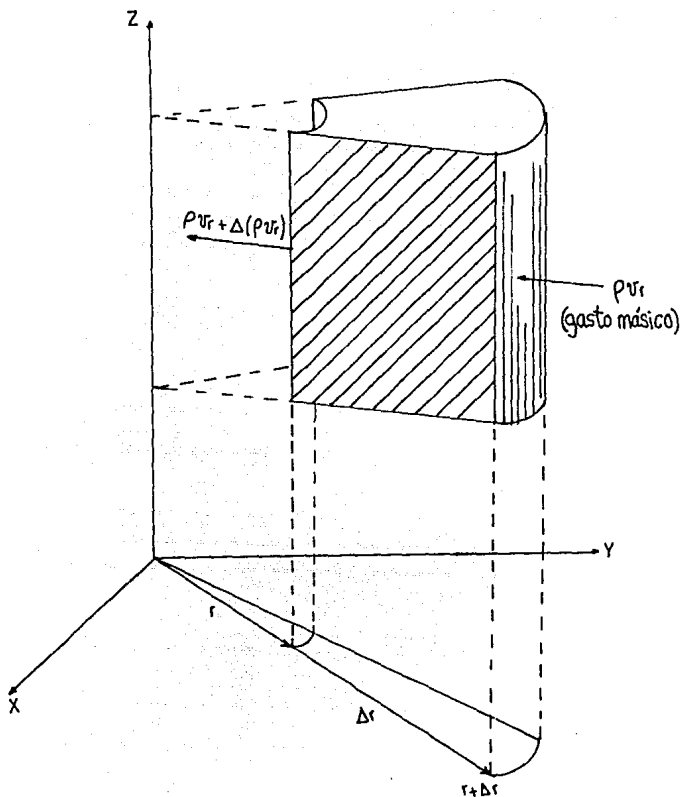


FIG.1.9 DIFERENCIAL DE VOLUMEN POROSO
(FLUJO RADIAL)

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho^k \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) \quad \dots\dots (I.14)$$

pero,

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) = \rho \frac{\partial \phi}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \phi \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \dots\dots (I.15)$$

y,

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) = \phi \rho \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial \phi}{\partial P} + \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \dots\dots (I.16)$$

Por definición:

$$\text{Compresibilidad de la formación, } C_f = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P} \quad \dots\dots (I.17)$$

$$\text{Compresibilidad del gas, } C_g = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \quad \dots\dots (I.18)$$

Despreciando a la compresibilidad de la formación, la ecuación (I.16) se reduce a :

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho \phi) = \phi \rho C_g \frac{\partial P}{\partial t} \quad \dots\dots (I.19)$$

Por otro lado, Al-Hussainy et al.⁽⁴⁾ definieron la función pseudo-presión de la siguiente manera:

$$m(P) = 2 \int_{P_b}^P \frac{P}{\mu(P) Z(P)} dP \quad \dots\dots (I.20)$$

en donde P_0 es la presión base. Observe que la viscosidad y el factor de compresibilidad del gas están en función de la presión.

Aplicando la regla de la cadena,

$$\frac{\partial m(P)}{\partial r} = \frac{\partial m(P)}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial r} \quad \dots\dots(I.21)$$

y, sustituyendo la ecuación (I.20) en la (I.21),

$$\frac{\partial m(P)}{\partial P} = \frac{\partial}{\partial P} \left[2 \int \frac{P}{\mu(P) Z(P)} dP \right] = \frac{2 P}{\mu(P) Z(P)} \quad \dots(I.22)$$

entonces,

$$\frac{\partial m(P)}{\partial r} = \left[\frac{2 P}{\mu(P) Z(P)} \right] \frac{\partial P}{\partial r}$$

despejando a $\partial P / \partial r$:

$$\frac{\partial P}{\partial r} = \left[\frac{\mu(P) Z(P)}{2 P} \right] \frac{\partial m(P)}{\partial r} \quad \dots\dots(I.23)$$

Debido a que el flujo varía respecto al tiempo (t) y a la distancia (r), se puede hacer:

$$\frac{\partial m(P)}{\partial t} = \frac{\partial m(P)}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} = \left(\frac{2 P}{\mu(P) Z(P)} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \quad \dots\dots (I.24)$$

o bien,

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\mu(P) Z(P)}{2P} \frac{\partial m(P)}{\partial t} \dots\dots\dots(1.25)$$

Ahora, sustituyendo las ecuaciones (I.19) y (I.25) en la ---
(I.14), nos queda:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \left(\frac{k}{\mu(P)} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \right) = \vartheta \rho C_g \frac{\mu(P) Z(P)}{2P} \frac{\partial m(P)}{\partial t} \dots\dots\dots(1.26)$$

y, aplicando las ecuaciones (I.4) y (I.23), se tiene:

$$\begin{aligned} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{M P}{R T Z(P)} \frac{k}{\mu(P)} \frac{\mu(P) Z(P)}{2P} \frac{\partial m(P)}{\partial r} \right) = \\ = \vartheta \frac{M P}{R T Z(P)} C_g \frac{\mu(P) Z(P)}{2P} \frac{\partial m(P)}{\partial t} \dots\dots\dots(1.27) \end{aligned}$$

Simplificando, se obtiene la ecuación de difusión:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial m(P)}{\partial r} \right) = \frac{\vartheta \mu(P) C_g}{k} \frac{\partial m(P)}{\partial t} \dots\dots\dots(1.28)$$

1.2.3 Soluciones de la ecuación de difusión.

Se ha resuelto la ecuación (1.28) de manera general, para los siguientes casos:

a).- Régimen de flujo transitorio:

$$m(P_{wf}) = m(P_i) - 1,637 \left[\frac{q T}{k h} \log(t_d) + 0.3513 + 0.87 (s + Dq) \right] \dots\dots\dots (I.29)$$

Donde:

$$t_d = \frac{0.000264 k t}{\phi (\mu C_t)_i r_w^2} \dots\dots\dots (I.30)$$

b).- Régimen de flujo estacionario o pseudo-estacionario:

$$m(P_{wf}) = m(P_R) - 1,422.7 \frac{q T}{k h} \left[\ln(0.472 r_e/r_w) + s + Dq \right] \dots\dots\dots (I.31)$$

donde $m(P_R)$ puede estimarse, por ensaye y error, con la siguiente ecuación:

$$\frac{P_i}{z_i} - \frac{P}{z} = (\bar{N}_g C_g) [m(P_i) - m(P_R)] \dots\dots\dots (I.32)$$

La contribución principal de estas ecuaciones, consiste en -- que al conjuntarlas apropiadamente con los resultados de una -- prueba de potencial o de contrapresión, realizada al menos con -- dos períodos de flujo, se obtiene el comportamiento de afluencia

del pozo, así como las evaluaciones del factor de daño (s) y del coeficiente de flujo turbulento (D). El procedimiento es el siguiente: ⁽⁴⁾

1. Realizar una gráfica de m(P) contra la presión.
2. Utilizando la gráfica anterior, determine los valores de m(P_{wf}) para cada período de flujo. Dichos valores serán graficados contra el tiempo de flujo en papel log-log.
3. Determine la capacidad de flujo de la formación, utilizando la siguiente ecuación:

$$kh = 1,637 q T / (-b) \quad \dots(1.33)$$

donde (-b) es la pendiente de las rectas obtenidas, para cada período de flujo, en la gráfica del paso 2.

4. Calcule la resistencia total al flujo (s'), con la expresión:

$$s' = s + Dq = 1.151 \left[\frac{m(P_1) - m(P_1 \text{ hr})}{-b} - \log \frac{k}{\beta (\mu C_t)_i r_w^2} + 3.23 \right] \quad \dots\dots\dots (1.34)$$

Como se tendrán tantos valores de s' como períodos de flujo de la prueba, bastará utilizar cualquier método de solución de ecuaciones simultáneas para determinar los valo-

res de s y O.

5. Aplicando la ecuación (I.31) se construye la curva del --
comportamiento de afluencia del pozo.

La nomenclatura, las dimensiones y la aplicación de estas --
ecuaciones, se muestra extensamente a lo largo del Capítulo IV.

C A P I T U L O I I

PRUEBAS DE PRODUCCION NECESARIAS PARA OBTENER LA INFORMACION REQUERIDA DEL POZO.

INTRODUCCION.

Para los fines de esta Tesis, se definirá a la prueba de producción como un medio para obtener la evidencia física del comportamiento de afluencia en un pozo de gas. Es decir, su objetivo es verificar directamente la relación existente entre el gasto -- producido y la presión de fondo fluyendo, bajo condiciones normales de producción.

A este tipo de pruebas de producción se les conoce como de -- "potencial" o "productividad" y se clasifican, de acuerdo a su -- procedimiento, en: (5)

1. Pruebas convencionales (flow after flow tests).
2. Pruebas isocrónicas o isocronales (isochronal tests).
3. Pruebas isocrónicas modificadas (modified isochronal test)

Las pruebas de potencial consisten en registrar tres o más, -- generalmente cuatro, presiones de fondo fluyendo y sus respectivos gastos de producción en función del tiempo. La aplicación -- principal de estas pruebas es la de predecir el comportamiento de afluencia, tanto en pozos de gas como de aceite.

Es conveniente realizar estas pruebas al inicio como durante

el desarrollo de la vida productiva del pozo, en forma periódica. Generalmente, se llevan a cabo sólo durante el día por razones de seguridad.

Durante el transcurso de una prueba de potencial, el pozo deberá ser sometido a varios períodos de cierre lo cual, económicamente, es perjudicial. Debido a ello, es indispensable el seleccionar la prueba en forma adecuada, es decir, que arroje los resultados más precisos y que tenga la menor duración. Normalmente, el tiempo en que se realizan estas pruebas es de algunos días -- (hasta dos semanas), lo cual hace pensar que las mediciones pueden desarrollarse bajo el régimen de flujo transitorio. Si lo que se desea es hacer predicciones a largo plazo (uno o dos años), dichas mediciones deberán ser registradas dentro de los regímenes de flujo estable o pseudo-estacionario. Entonces, la ventaja de las pruebas de potencial es que son realizadas en corto tiempo y pueden ser usadas en la predicción del comportamiento de la producción a tiempos largos.

En forma convencional, las pruebas de potencial también han sido llamadas "de contrapresión" (back pressure tests), debido a que el pozo es puesto a producir hacia una línea de descarga con una determinada contrapresión mayor que la atmosférica. En un principio, se obtenía la capacidad productora de un pozo de gas, haciéndolo fluir a la atmósfera para determinar su "potencial a flujo completamente abierto" (AOF_P o, simplemente, AOF), el cual es el gasto cuando la contrapresión en la cara de la formación es

cero. Posteriormente, para reducir el derroche del gas y la posibilidad de dañar al pozo por las bajas presiones de fondo fluyendo, esta práctica fue deshechada y, ahora, el AOF se calcula por medio de una proyección a partir de los resultados de la prueba - (ver el Ejemplo II.1).

En 1935, Rawlins y Schellhardt postularon, de manera empírica, la relación existente entre el gasto y la presión de fondo fluyendo de la siguiente manera:⁽⁶⁾

$$q_g = C (\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)^n \dots\dots\dots (2.1)$$

Donde:

q_g , gasto de gas, en MMpies³/día a c.s.

C, coeficiente de comportamiento, en MMpies³/día/(MMlb/pg²)²ⁿ.

\bar{P}_R , presión media del yacimiento, en lb/pg².

P_{wf} , presión de fondo fluyendo, en lb/pg².

n, exponente numérico equivalente al inverso de la pendiente - de la curva estabilizada de potencial, o sea, $n = \cot \theta$.

La Figura II.1 muestra la forma convencional en que son presentados los resultados de una prueba de contrapresión. Observe - que los puntos son graficados en papel log-log y que es posible - ajustar una línea recta que pasa por ellos, la cual es la llamada curva estabilizada de potencial.

El valor del exponente n de la ecuación (2.1), puede calcu---

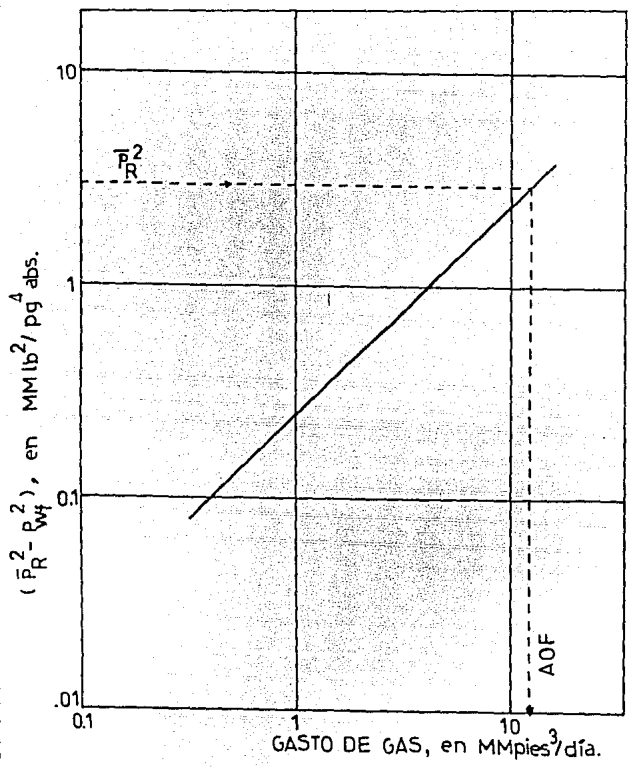


FIG 11 CURVA ESTABILIZADA DE POTENCIAL

larse considerando dos puntos de la curva y aplicando la siguiente expresión:

$$n = \frac{\log q_{g2} - \log q_{g1}}{\log(\bar{P}_R^2 - P_{wf2}^2) - \log(\bar{P}_R^2 - P_{wf1}^2)} \dots\dots\dots (2.2)$$

y, el coeficiente C con:

$$C = q_g / (\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)^n \dots\dots\dots (2.3)$$

A continuación, se muestran las formas en que son realizadas las pruebas de potencial, de las cuales se obtiene la curva estabilizada que representa las características del flujo en, relativamente, un largo período de tiempo, siempre y cuando el pozo -- tenga un volumen de drene constante.

II.1 Prueba de cuatro puntos.

Esta prueba forma parte de las convencionales. Consiste básicamente en realizar el registro de cuatro presiones de fondo fluyendo (P_{wf}) para el mismo número de gastos de gas (q_g). La secuencia de las mediciones, en forma muy general, es la siguiente:

1. Período de cierre. Al inicio de la prueba, el pozo permanecerá cerrado durante el tiempo necesario para obtener la presión media del yacimiento (\bar{P}_R).
2. Períodos de flujo. Utilizando cuatro diferentes diámetros

de estrangulador, el pozo se hace producir. Se registran - las P_{wf} y q_g respectivos.

Existen dos formas en que se pueden desarrollar la prueba, -- las cuales son:

- a) Secuencia normal.- Indica que los gastos a que produce el pozo se desarrollan en orden creciente.
- b). Secuencia inversa.- El orden de los gastos es decrecien-- te.

Las Figuras II.2 y II.3 muestran los diagramas de gasto y pre sión respecto al tiempo, para una prueba de este tipo. En ellas - se observa que, aunque los gastos no tengan un valor constante, - es requisito que las P_{wf} sí tiendan a estabilizarse, es decir, -- que la variación de la presión en relación al tiempo sea pequeña. Esto requiere de aplicar un criterio para establecer con preci--- sión el valor máximo de dicha variación, por ejemplo, de 0.1 --- lb/pg² en 15 minutos.

Se deberá de tener cuidado en evitar la existencia de perio-- dos de cierre (a no ser que sean muy pequeños) al intercambiar - los diámetros del estrangulador. El tiempo de duración de cada -- período de flujo es arbitrario.

Originalmente, esta prueba se realizaba registrando la pre--- sión en la cabeza del pozo (P_{tn}). Luego, aplicando un método para

el cálculo del gradiente vertical de presión, se determinaba la correspondiente P_{wf} . Esto implicaba que la estabilización se considerara respecto a la P_{ch} . Sin embargo, se ha observado que se pueden presentar condiciones de pseudo-estabilización que originan graves errores al utilizar ese criterio. Por ello, es conveniente hacer las mediciones de la P_{wf} en forma directa, utilizando registradores de presión del tipo Amerada. Pero, como la presión no puede ser determinada hasta que la herramienta sea retirada del pozo, se utiliza un medidor de peso muerto para reconocer el momento en que la P_{wf} se encuentra estable.

Una forma de predecir el tiempo que requiere el pozo para estabilizarse, es por medio de la ecuación (4.6), la cual considera un volumen de drenaje cilíndrico en cuyo centro se encuentra el pozo.

La aplicación de este tipo de prueba es recomendable para pozos terminados en formaciones de alta permeabilidad (mayores a -- 100 md), debido a que el tiempo de estabilización es, relativamente, más corto que en las de baja permeabilidad. Por ejemplo, considerando un pozo que presenta un radio de drenaje de 2,100 pies, en un yacimiento de gas seco, cuya porosidad es del 20%, su saturación de gas del 90%, la viscosidad del gas de 0.016 cp, y su -- presión media de 2,400 lb/pg²abs, aplicando la ecuación (4.6), se observa la variación del tiempo de estabilización respecto a la -- permeabilidad mostrada en la Tabla II.1.

Como se observa en la tabla mencionada, si se realiza la --

prueba tanto de día como de noche, en menos de 28 horas se concluirá para el caso de $k = 1,000$ md., en cambio, durará poco más de 3 años para cuando sea de 1 md. Para este último caso, es obvio que no conviene practicar este tipo de prueba, por lo cual, a continuación se presentan otras alternativas.

Finalmente, en la sección IV.1.1 se muestra la forma en que se utiliza la información arrojada por una prueba de cuatro puntos para construir la curva del comportamiento de afluencia y en la determinación del ADF del pozo.

TABLA II.1 Ejemplo de la variación del tiempo de estabilización respecto a la permeabilidad (k).

Permeabilidad, k,	Tiempo de estabilización,		
	md	horas	días
1	5,292.0	220.50	
10	529.2	22.05	
100	52.9	2.21	
1,000	5.3	0.22	

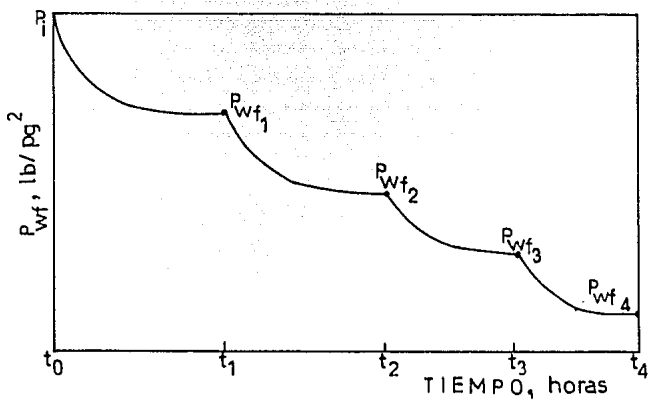
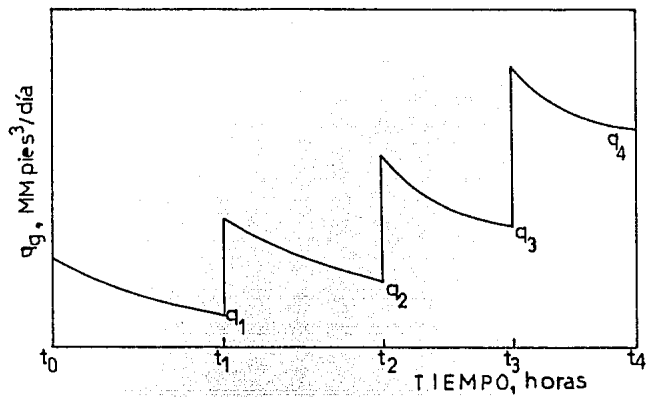


FIG. II.2 PRUEBA DE CUATRO PUNTOS (SECUENCIA NORMAL).

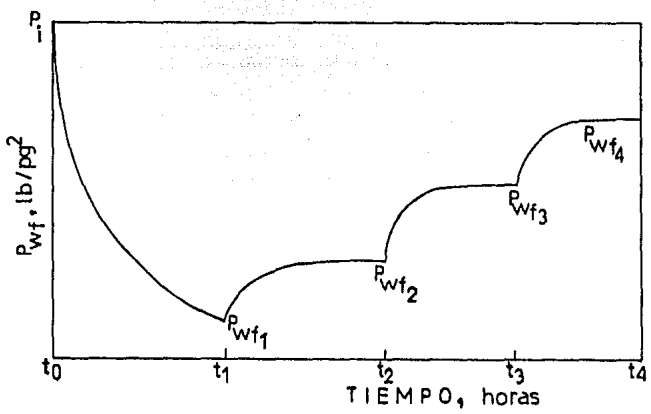
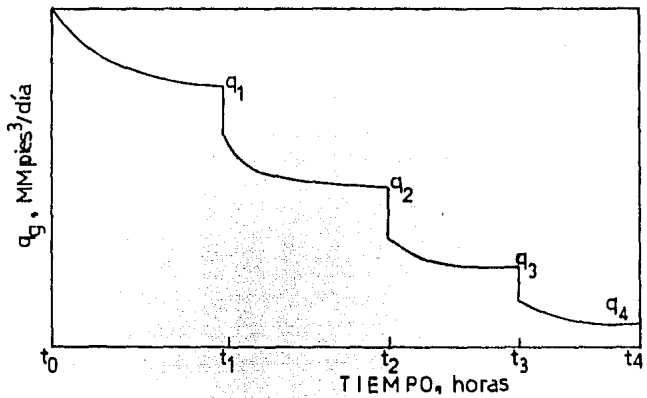


FIG. II.3 PRUEBA DE CUATRO PUNTOS (SECUENCIA INVERSA).

11.2 Prueba isocrónica.

La prueba isocrónica consiste en hacer producir al pozo a diversos gastos, entre cada uno de los cuales, deberá existir un -- período de cierre lo suficientemente grande para permitir que la presión de fondo sea igual a la presión media del yacimiento --- (P_R). La presión de fondo fluyendo (P_{wf}) se mide para cada período de flujo (es decir, para cada gasto) en determinados tiempos, -- por ejemplo; cada dos horas. De aquí que su nombre sea isocrónica, o sea, "a tiempos iguales".

El desarrollo de la prueba se resume a continuación:

1. Primer período de cierre. El pozo se encuentra cerrado -- hasta que en el fondo se alcance la P_R .
2. Primer período de flujo. Se abre el pozo, produciendo a un gasto (q_{g1}) y se registra la P_{wf} a diferentes tiempos, los cuales son arbitrarios.
3. Segundo período de cierre. De igual forma al primero, durará hasta registrar la P_R en el fondo del pozo.
4. Segundo período de flujo. Se produce a un gasto, q_{g2} , distinto a q_{g1} . Los tiempos a los que se mide la P_{wf} ya no -- son arbitrarios, sino iguales a los del primer período de flujo.
5. Realizar el número de períodos de flujo posibles (es suficiente con cuatro o cinco), no olvidando que son prece-- didos de un período de cierre.

La Figura II.4 ilustra una típica prueba isocrónica, la cual es considerada como el medio más preciso para construir la curva del comportamiento de afluencia de un pozo de gas (Sección IV.1.-2). Cada período de cierre deberá durar lo necesario para considerar que los efectos de almacenamiento han terminado y no afectan al siguiente período de flujo. Aunque generalmente, los períodos de flujo son de igual duración, esto no es necesario. Entonces, al graficar $\log(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)$ contra $\log(q_g)$, como lo muestra la Figura IV.3, los datos de los períodos de flujo que tengan la misma duración se trazan para obtener el valor correcto de la pendiente.

"La prueba isocrónica está basada en la tesis de que el radio de drene que se establece durante un período de flujo es función únicamente del tiempo adimensional y, consecuentemente, es independiente del gasto. Es decir, para tiempos de flujo iguales, el radio de drene es el mismo aunque se tengan gastos distintos. Debido a ello, este tipo de prueba proporciona una curva del comportamiento de afluencia tan válida como si se hubiera realizado una prueba a gasto o presión de fondo fluyendo constantes⁽⁶⁾. Sólo que, durante una prueba isocrónica en un pozo de gas de baja permeabilidad, se observe una severa declinación del gasto, entonces se trata de un caso de P_{wf} constante y deberá ser analizado como -- tal. El de gasto constante no se presenta en una prueba isocrónica real (Figura II.5).

En los yacimientos de muy baja permeabilidad, es necesario --

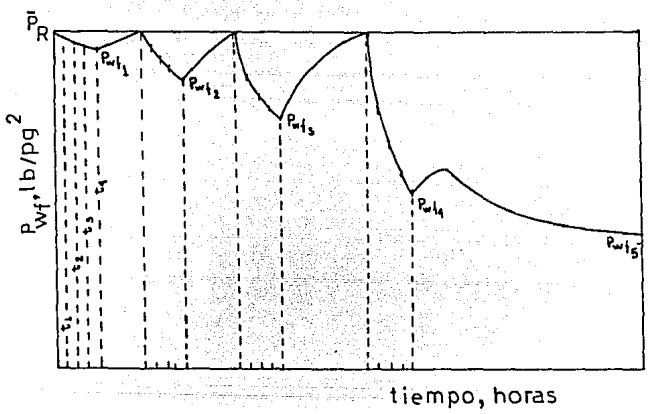
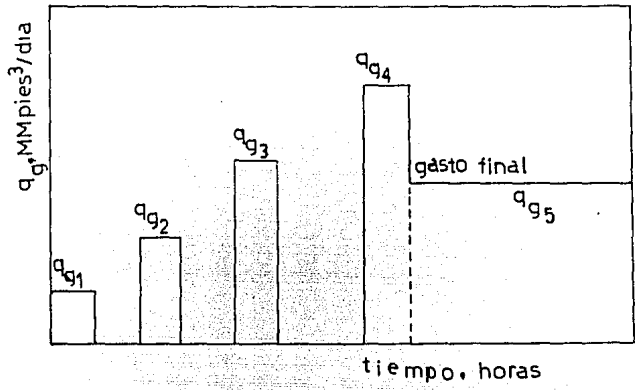


FIG. II.4 DIAGRAMA DE UNA PRUEBA ISOCRONICA IDEAL.

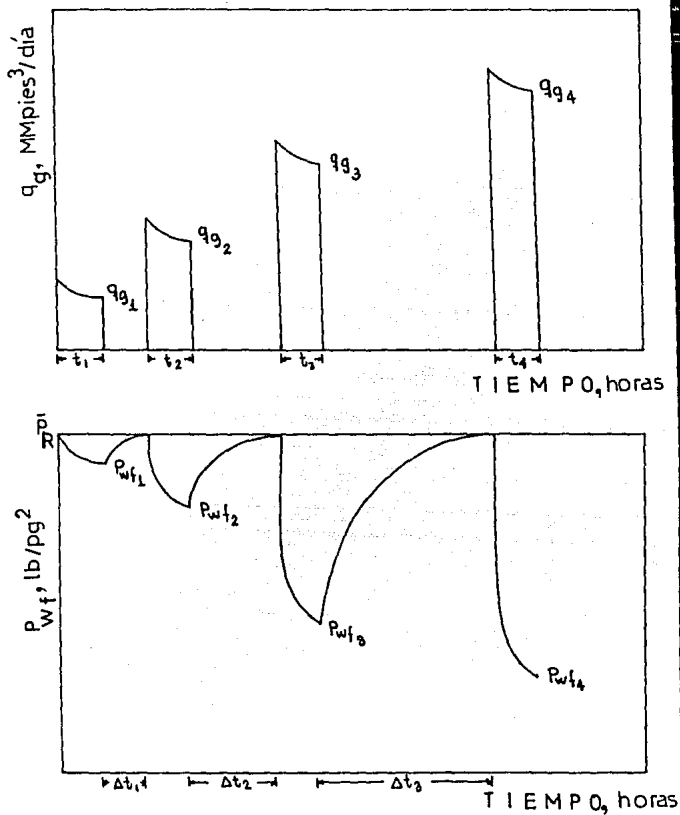


FIG.II.5 DIAGRAMA DE UNA PRUEBA ISOCRONICA REAL.

esperar tiempos demasiado largos para la estabilización de la -- presión (Tabla II.1), que ocurre al inicio de la prueba y en los intermedios de los períodos de flujo. Por ésto, no es recomendable utilizarla en esos casos y, en su lugar, es preferible la -- prueba isocrónica modificada.

II.3 Prueba isocrónica modificada.

La prueba isocrónica modificada tiene la característica principal de que los períodos de flujo y los de cierre son iguales. - En forma general, el desarrollo de la prueba es el siguiente:

1. Primer período de cierre. Consiste en mantener al pozo cerrado hasta alcanzar en el fondo la presión media del yacimiento (\bar{P}_R).
2. Primer período de flujo. Se hace producir al pozo a un -- gasto q_1 durante un tiempo t_1 , en el cual se registra la -- P_{wf1} .
3. Segundo período de cierre. El pozo deja de fluir durante - un tiempo, t_{c1} . Se registra la presión de fondo a ese --- tiempo, P_{ws1} .
4. Segundo período de flujo. Se repite lo realizado en el segundo paso, pero ahora, a un gasto $q_2 > q_1$, durante un --- tiempo $t_2 = t_1$ y se registra la P_{wf2} .
5. Tercer período de cierre. De nueva cuenta se cierra el pozo durante un tiempo $t_{c2} = t_{c1}$ y se toma la lectura de --

P_{ws2} .

6. Se continúan intercalando los períodos de flujo con períodos de cierre, como se indica en los pasos del 2 al 5. En forma rigurosa, no existe un número determinado de períodos de flujo que se deba de cumplir; sin embargo, una confiable prueba isocrónica modificada consiste, al menos, de cuatro.
7. Al término del último período de flujo, se deja al pozo -- produciendo al gasto deseado o al que estaba antes de la prueba (q_n). Es importante que no exista un período de -- cierre intermedio en esta maniobra y que la P_{wf} medida a -- este último gasto (P_{wfn}), sea a condiciones estables.

La Figura II.6 muestra un diagrama del gasto y de la presión respecto al tiempo, para esta prueba. Observe que la presión estática (P_{ws}) en cualquier período de cierre es menor a la P_R , -- excepto en el primero. Esto significa que las lecturas de presión son realizadas a condiciones no estables. Debido a ello, es necesario hacer el siguiente procedimiento para obtener la curva estabilizada de potencial:

- 1) Utilizando los resultados de la prueba, se construye una -- gráfica de $\log(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$ contra el $\log(q)$. A la recta que pasa por esos puntos, se le conoce como "curva pseudo-estabilizada de potencial".

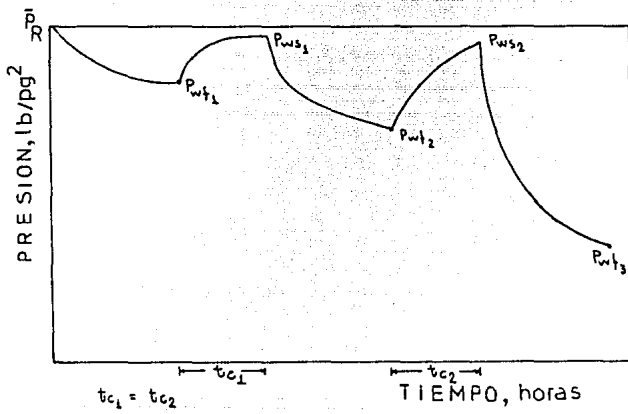
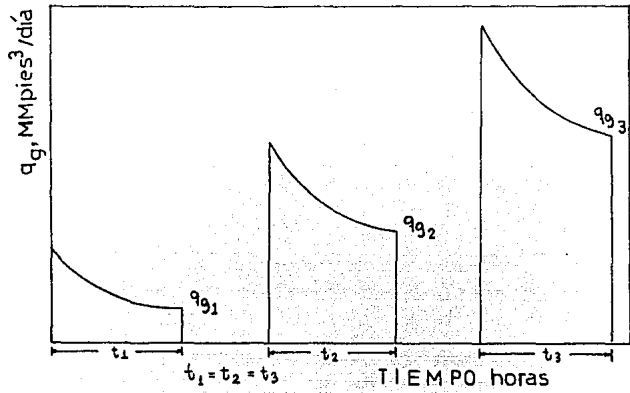


FIG.II.6 DIAGRAMA DE UNA PRUEBA ISOCRONICA MODIFICADA.

- ii) Se grafica el valor de $\log(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)$ contra el $\log(q_n)$.-
Sobre ese punto se hace pasar una recta paralela a la curva pseudo-estable de potencial, la cual será la curva estabilizada de potencial.

Aunque con este método no se obtiene una exacta curva estabilizada de potencial, la construida es muy aproximada. La ventaja del anterior procedimiento, consiste en que requiere un menor tiempo y trabajo que el de los dos anteriores.

EJEMPLO II.1. Los resultados de una prueba isocrónica modificada practicada a un pozo de gas, fueron los siguientes:

Tiempo, horas	P_{ws} , en lb/pg ² abs.			
	922.6	921.9	919.9	917.6
	P_{wf} , en lb/pg ² abs.			
	$q = 0.4746$	$q = 0.8797$	$q = 1.2716$	$q = 1.6589$
1.0	900.1	863.0	798.9	676.3
2.0	897.1	853.9	769.9	662.2
4.0	892.2	833.0	754.9	642.0
6.0	890.1	827.9	732.8	635.2
8.0	888.1	825.1	727.3	629.3

Las unidades de los gastos son MMpies³/día a c.s.

Si el pozo se dejó produciendo con un gasto de 1.1 MMpies³/ día a c.s. y con una P_{wf} estabilizada de 750 lb/pg²abs, determine:

- (a) La ecuación que representa el comportamiento de afluencia del pozo, y
 (b) El AOF respectivo.

Solución:

- (a) Utilizando el tiempo mayor (8 horas) por tender a la estabilización, tenemos:

Para $q_1 = 0.4746$ MMpies³/día :

$$(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_1 = (922.6)^2 - (888.1)^2 = 62,469.2(\text{lb/pg}^2\text{abs})^2$$

Para $q_2 = 0.8797$ MMpies³/día :

$$(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_2 = (921.9)^2 - (825.1)^2 = 169,109.6(\text{lb/pg}^2\text{abs})^2$$

Para $q_3 = 1.2716$ MMpies³/día :

$$(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_3 = (919.9)^2 - (727.3)^2 = 317,250.7(\text{lb/pg}^2\text{abs})^2$$

Para $q_4 = 1.6589$ MMpies³/día :

$$(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)_4 = (917.6)^2 - (629.3)^2 = 445,971.3(\text{lb/pg}^2\text{abs})^2$$

La figura II.7 muestra la curva pseudo-estable de potencial - construida a partir de los valores calculados.

El punto por donde deberá pasar la curva estabilizada, es:

$$(P_R^2 - P_{wf}^2) = (922.6)^2 - (750)^2 = 288,690.1 \text{ lb}^2/\text{pg}^4 \text{ abs.}$$

y, gasto de gas = $q_g = 1.1 \text{ MMpies}^3/\text{día}$.

Como ambas rectas tienen la misma pendiente, debido a la condición de paralelismo, ésta es:

$$m = \frac{\log(15,000) - \log(640,000)}{\log(0.2) - \log(2)} = 1.63$$

El exponente n, se define como el inverso de la pendiente, -- entonces:

$$n = 1 / 1.63 = 0.613$$

Sustituyendo en la ecuación (2.3), se tiene:

$$C = (1.1 \text{ MMpies}^3/\text{día}) / (0.28869 \text{ MMlb}^2/\text{pg}^4)^{0.613}$$

$$C = 2.356 \text{ MMpies}^3/\text{día} / (\text{MMlb}/\text{pg}^2)^{2n}$$

Finalmente, de la ecuación (2.1), queda:

$$q = 2.356 (P_R^2 - P_{wf}^2)^{0.613} \dots\dots\dots (2.4)$$

(b) De la Figura II.7, se observa que:

$$AOF = 2.1 \text{ MMpies}^3/\text{día a c.s.}$$

y, de la ecuación (2.4),

$$AOF = 2.356 (922.6^2 - 0)^{0.613}$$

$$AOF = 2.134 \text{ MMpies}^3/\text{día a c.s.}$$

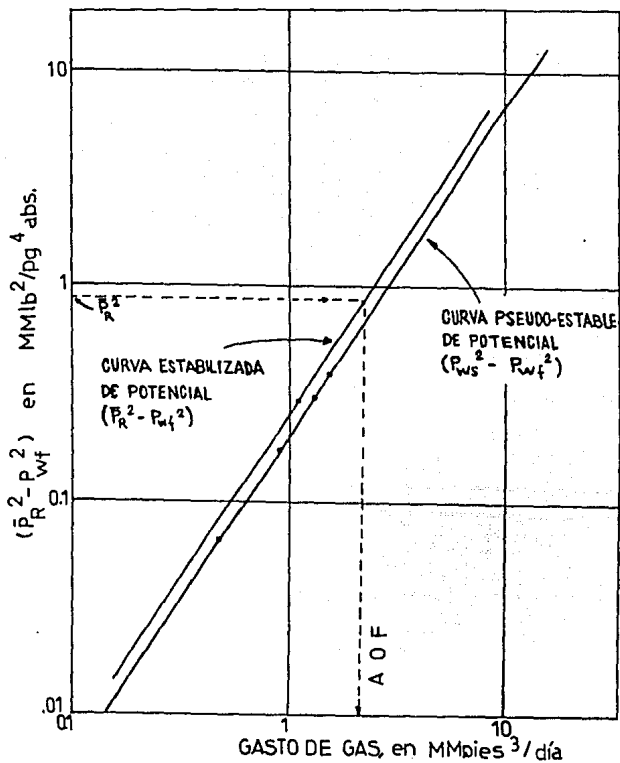


FIG.II.7 CURVAS DE POTENCIAL (EJEMPLO II.1)

C A P I T U L O I I I

CALCULO DEL GRADIENTE DE PRESION VERTICAL EN POZOS DE GAS.

INTRODUCCION.

El gradiente de presión vertical, se define como la variación de la presión respecto a la profundidad. Su aplicación, en lo que toca al presente trabajo, es:

1. Determinar la presión de fondo fluyendo en forma indirecta, es decir, sin necesidad de realizar una prueba de producción.
2. Predecir la caída de presión en la tubería de producción, de tal manera que permita estimar el comportamiento fluyente de un pozo de gas.

Los distintos procedimientos o algoritmos para el cálculo de las caídas de presión en tuberías verticales, debidas al flujo de más de una fase, se les conoce como "métodos de flujo multifásico vertical" (M.F.M.V.). El trabajo pionero sobre este tema fue el -
(7)
desarrollado por Poettmann y Carpenter, a partir del cual se han generado una gran cantidad de correlaciones que pretenden abarcar todas las variantes sobre dicho flujo.

Se ha observado que durante el flujo multifásico vertical, -- las fases presentan distintas distribuciones o configuraciones, - que son llamadas patrones de flujo. Básicamente, se pueden iden--

tificar cuatro distintos patrones de flujo, conocidos como burbuja, bache, transición y niebla (Figura III.1). El flujo burbuja - consiste en una fase continua líquida con un poco de gas libre -- presente. Cuando mayores cantidades de gas se liberan de la fase líquida, las burbujas de gas se aglomeran, formando paquetes que caracterizan a la región de flujo bache. Al ir aumentando la cantidad de gas liberado, se forma la región de transición, en la -- cual, las gotas de líquido penetran en los paquetes de gas. Estos se van alargando y se forma una fase continua de gas. El hecho de que fluyan grandes cantidades de gas, obliga a que el líquido se repliegue hacia las paredes del pozo; es decir, una fase continua de gas fluye dentro de una fase anular de líquido. Esto representa la región de flujo niebla, que se caracteriza por la fase continua de gas saturada de una fina niebla de partículas de líquido.

(8)

Los términos muy utilizados dentro de los M.F.M.V., son el -- colgamiento (H_L) y el resbalamiento. El primero, se define como -- la relación entre el volumen de líquido existente (a condiciones de flujo) en una sección de la tubería y el volumen de dicha sección. El segundo, se refiere al hecho de que una de las fases fluya a mayor velocidad que la otra.

(9)

Generalmente, los métodos se desarrollan partiendo de que el gradiente de presión (total) es la suma de tres componentes:

$$\frac{dP}{dL}_{total} = \frac{dP}{dL}_{elevación} + \frac{dP}{dL}_{fricción} + \frac{dP}{dL}_{aceleración} \dots\dots(3.1)$$

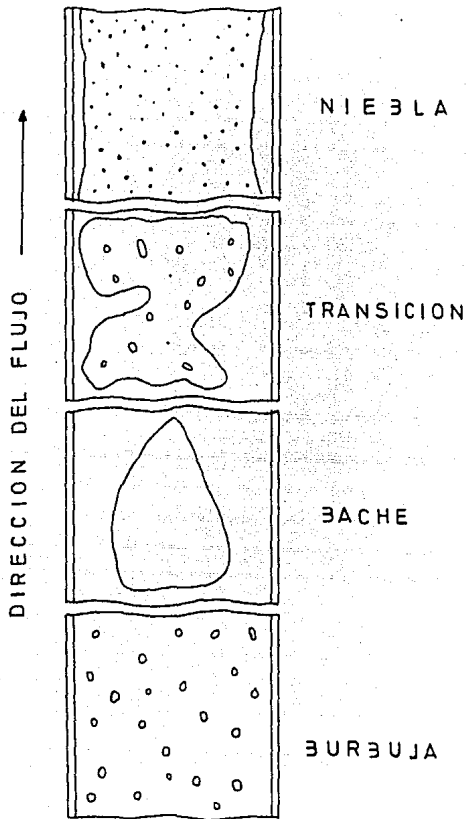


FIG. III.1 PATRONES DE FLUJO BASICOS.

Se ha observado que, en la mayoría de los casos, el término - de gradiente de presión por elevación domina el gradiente total.- En cuanto al de fricción, su importancia varía de una correlación a otra. Algunas de ellas, ignoran el término de la aceleración, - como el método de Fancher y Brown,⁽¹²⁾ pero se ha establecido que debe considerarse cuando los gastos de gas son elevados. Sin embargo, no hay un rango preciso para el cual deba de ser tomado en -- cuenta.

Los M.F.M.V., han sido clasificados en tres categorías, según el grado de sofisticación que alcanzan:

1a. categoría.- Se caracterizan por no considerar el resbalamiento entre las fases, ni los patrones de -- flujo. El factor de fricción es correlacionado empíricamente en base a las propiedades de los fluidos y a la relación gas-aceite. El -- método de Fancher y Brown se encuentra en esta categoría.⁽¹²⁾

2da. categoría.- Toman en cuenta el resbalamiento entre las - fases (con el cual calculan la densidad de la mezcla), pero no los patrones de flujo. El -- factor de fricción es determinado de manera - similar a la categoría anterior. El método -- más ampliamente conocido que pertenece a esta categoría es el de Hagedorn y Brown.

3ra. categoría.- Considera el resbalamiento entre las fases y distintos patrones de flujo. "La densidad de la mezcla se determina mediante el colgamiento. El factor de fricción se correlaciona con las propiedades del fluido en la fase continua".⁽⁹⁾ Por ejemplo, el método de Beggs y Brill.⁽¹⁰⁾

Sin embargo, las categorías anteriores abarcan métodos que -- han sido desarrollados tomando un modelo llamado "de aceite negro", el cual parte de la consideración de que la mezcla de hidrocarburos está formada de únicamente dos elementos (aceite y gas), cuyas composiciones son constantes. Este modelo maneja a las propiedades PVT (gas en solución, factores de volumen, densidades y viscosidades) como funciones de la presión y temperatura del flujo. Por lo anterior, caen en predicciones erróneas del gradiente de presión al aplicarlos en los casos en que la composición de -- los fluidos varía notablemente durante su viaje ascendente por la tubería de producción.

Los métodos composicionales de flujo multifásico han tenido gran aceptación debido a que permiten calcular los cambios composicionales de las fases líquida y gaseosa, de acuerdo a los perfiles de presión y temperatura en la tubería. En otras palabras, parten de que la fracción molar de cada componente químico es una función de la presión, temperatura y el colgamiento entre las fases, los cuales dependen de la profundidad. No obstante, estos --

métodos son mucho más laboriosos y complicados para aplicarse, -- que los tradicionales basados en el modelo de aceite negro. En la sección III.3, se presenta el método composicional de Gould,⁽¹¹⁾ que fue desarrollado para tuberías superficiales (horizontales o inclinadas) pero que puede utilizarse en verticales.

Finalmente, cabe señalar que el criterio para seleccionar el M.F.M.V. adecuado para predecir la caída de presión en pozos de gas, deberá ser el siguiente:

- a).- Comparar las propiedades PVT de los fluidos manejados, - obtenidas en el laboratorio, con las calculadas por medio de correlaciones. Ajustar éstas, en caso necesario.- Si no es posible realizar el ajuste, construir correlaciones propias o gráficas con los datos del laboratorio, de tal manera, que pudieran utilizarse en cualquier M.F. M.V., lo cual es una alternativa a los métodos composicionales.
- b).- Comparar las presiones de fondo fluyendo obtenidas por - una prueba de producción con las calculadas por el método. También, de ser necesario y posible, realizar los -- pertinentes ajustes. Lo recomendable, es hacer la comparación utilizando todos los M.F.M.V. disponibles.

III.1 Método de Fancher y Brown.

En 1963, George H. Fancher y Kermit E. Brown⁽¹²⁾, publicaron una correlación para predecir los gradientes verticales de presión, - basada en el trabajo de Poettmann y Carpenter⁽⁷⁾ (1952). En realidad, lo que lograron fue ampliar el rango de aplicación del método anterior, considerando relaciones gas-líquido entre 178 y --- 7,283 pies³_g/bl_o, con lo cual es aplicable, generalmente, cuando se trata del flujo de aceite negro, aceite volátil y, gas y condensado. En el Capítulo IV, se propone un algoritmo para que pueda utilizarse tanto en gas seco como en húmedo.

El procedimiento es el siguiente:

Paso 1. A partir de una presión (P_1) y una longitud (H) dadas, seleccionar una ΔP y, obtener P_2 y \bar{P} .

Para condiciones en la cabeza del pozo:

$$P_2 = P_1 + \Delta P \quad \text{y} \quad \bar{P} = P_1 + (\Delta P/2) \quad \dots (3.2)$$

Para condiciones en el fondo:

$$P_2 = P_1 - \Delta P \quad \text{y} \quad \bar{P} = P_1 - (\Delta P/2) \quad \dots (3.3)$$

Paso 2. Calcular los valores de R_s , B_g , B_o y Z a las condiciones medias del intervalo (\bar{P} , \bar{T}).

Utilizando las correlaciones PVT de Distein⁽¹³⁾, tenemos:

$$\log(P') = 2.8868555 - [(-\log(\bar{P})/0.30218) + 14.181112]^{0.5} \dots (3.4)$$

$$R_s = \gamma_g (P' / P_o)^{0.989} / \bar{T}^{0.130} \quad 1/0.816 \dots (3.5)$$

y,

$$Bo' = R_s (\gamma_g / \gamma_{ro})^{0.526} + 0.968 \bar{T} \dots (3.6)$$

$$X_1 = -6.58511 + 2.91329 \log Bo' - 0.27683 (\log Bo')^2 \dots (3.7)$$

$$Bo = 1 + 10^{X_1} \dots (3.8)$$

Para determinar el factor de volumen del gas:

$$Bg = 0.02827 Z (\bar{T} + 460) / P \dots (3.9)$$

y el factor de volumen del agua:

$$B_w = 1 + 1.2 \times 10^{-4} (\bar{T} - 60) + 1 \times 10^{-6} (\bar{T} - 60) - 3.33 \times 10^{-6} P \dots (3.10)$$

En cuanto al factor de desviación del gas (Z), éste puede ser determinado por medio de correlaciones o gráficas (Figuras IV.8 y IV.25).

Paso 3. Calcular la densidad de la mezcla sin considerar el resqueamiento (ρ_{ns}) con la siguiente ecuación:

$$\rho_{ns} = M / V_m \dots (3.11)$$

Donde:

$$M = 350.5 (\tau_{ro} + \tau_w \cdot WOR) + 0.0764 R \tau_g \quad \dots\dots\dots (3.12)$$

$$V_m = 5.615 (B_o + B_w \cdot WOR) + (R - R_s) B_g \quad \dots\dots\dots (3.13)$$

Paso 4. Determinar el valor del factor de fricción, f .

Primero, se calcula el numerador del número de Reynolds:

$$d v \rho_{ns} = 1.77 \times 10^{-4} q_o M / d \quad \dots\dots\dots (3.14)$$

y con él se entra a la gráfica de la Figura III.2, en donde se --
obtiene el factor de fricción. Pero, si $R > 3,000$ pies³/bl_o, en--
tonces podemos utilizar la siguiente expresión:

$$\log(f) = -0.7790802 - 1.2273558 \log(dv \rho_{ns}) \quad \dots\dots\dots (3.15)$$

Paso 5. Determinar el gradiente de presión, con la siguiente
ecuación:

$$\frac{dP}{dH} = \left[\frac{1}{144} \rho_{ns} + f \left(\frac{q_o^2 M^2}{2.9791 \times 10^5 \rho_{ns} d^5} \right) \right] \quad \dots\dots\dots (3.16)$$

Paso 6. Determinar el valor del incremento de profundidad pa--
ra el ΔP supuesto.

$$\Delta H = \Delta P / (dP / dH) \quad \dots\dots\dots (3.17)$$

Paso 7. Repetir el procedimiento anterior hasta completar la profundidad total del pozo.

Nomenclatura.

B_o , factor de volumen del aceite, en m^3_o a c.y./ m^3_o a c.s.

B_o' , variable intermedia para el cálculo de B_o

B_g , factor de volumen del gas, en $pies^3_g$ a c.y./ pie^3_g a c.s.

B_w , factor de volumen del agua, en m^3_w a c.y./ m^3_w a c.s.

d , diámetro interno de la tubería de producción, en pg.

dP/dH , gradiente de presión, en $lb/pg^2/pie$.

f , factor de fricción (tipo Fanning).

H , profundidad del pozo, en pies.

M , masa asociada a un barril de aceite, en lbm/bl_o a c.s.

P_i , variable intermedia para el cálculo de R_s .

P_1 , presión inicial, en lb/pg^2 .

P_2 , presión final, en lb/pg^2 .

\bar{P} , presión media, en lb/pg^2 .

q_o , gasto de aceite, en $bl/día$.

R , relación gas-aceite, en $pies^3_g/bl_o$ a c.s.

R_s , relación de solubilidad, en $pies^3_{gd}/bl_o$ a c.s.

\bar{T} , temperatura media (estimada), en oF .

V_m , volumen de la mezcla a c.esc. por barril de aceite producido a c.s., en $pies^3/bl_o$.

WOR , relación agua-aceite, en bl_w/bl_o a c.s.

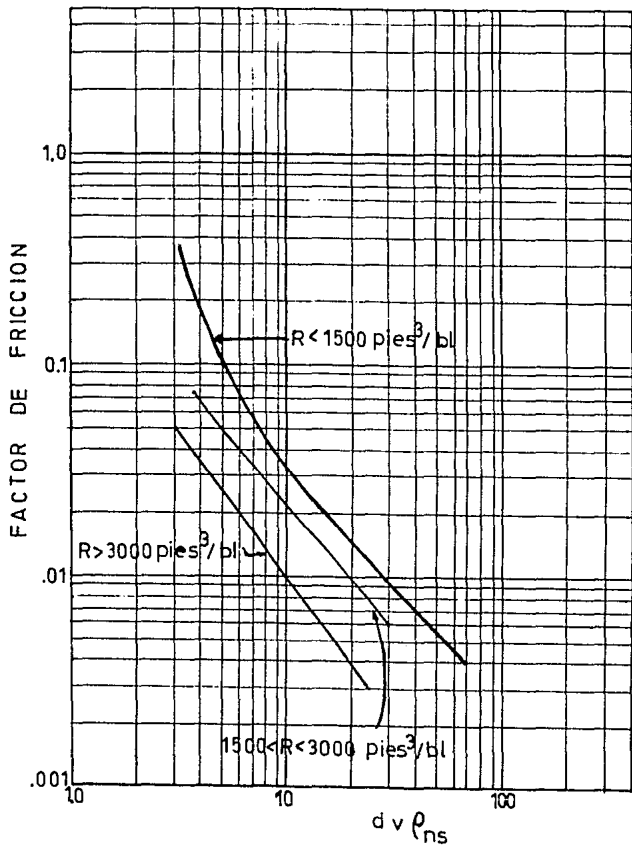


FIG. III.2 GRAFICA DEL FACTOR DE FRICCION.

- X_1 , variable intermedia para el cálculo de 80 .
- Z , factor de compresibilidad del gas.
- γ_g , densidad relativa del gas, (aire=1.0)
- γ_o , densidad del aceite, en $^{\circ}\text{API}$.
- γ_{ro} , densidad relativa del aceite, (agua=1.0).
- γ_w , densidad relativa del agua.
- ρ_{ns} , densidad de la mezcla sin resbalamiento, en lbm/pie^3 .
- ΔP , incremento de presión, en lb/pg^2 .
- ΔH , incremento de elevación, en pies.

EJEMPLO III.1. Determine la profundidad a la cual se tendrá una presión de 1,250 lb/pg^2 , si se cuenta con la siguiente información:

- Presión de fondo fluyendo, $P_{wf} = 1,820 \text{ lb}/\text{pg}^2$.
- Gasto de aceite, $q_o = 310 \text{ bl}/\text{día}$.
- Relación gas-aceite, $R = 3,200 \text{ pies}^3/\text{bl}$.
- Temperatura promedio, $T = 180 \text{ }^{\circ}\text{F}$.
- Diámetro interno de la T.P., $d = 2.445 \text{ pg}$.
- Densidad relativa del gas, $\gamma_g = 0.60$ (aire=1.0).
- Densidad relativa del aceite producido, $\gamma_{ro} = 0.85$ (34.97 $^{\circ}\text{API}$)
- Relación agua-aceite, $\text{WOR} = 0$.
- Profundidad del intervalo productor = 10,000 pies.

Solución.

La presión media del intervalo es:

$$\bar{P} = (P_{wf} + P) / 2 = (1820 + 1250) / 2$$

$$\bar{P} = 1,535 \text{ lb/pg}^2$$

Aplicando las ecuaciones (3.4) y (3.5), se tiene:

$$\log(P') = 2.8868555 - [(-\log(1535)/0.30218) + 14.181112] 0.5$$

$$\log(P') = 0.97967$$

$$P' = 9.5426$$

$$R_s = 0.60(9.5426 (34.97)^{0.989} / (180)^{0.130})^{1/0.816}$$

$$R_s = 309.3 \text{ pies}^3/\text{bl.}$$

Calculando el factor de volumen del aceite con las ecuaciones (3.6), (3.7) y (3.8),

$$B_o' = 309.3 (0.60 / 0.85)^{0.526} + 0.968 (180) = 431.76$$

$$X_1 = -6.58511 + 2.91329 \log(431.76) - 0.27683 (\log 431.76)^2$$

$$X_1 = -0.83$$

$$B_o = 1 + 10^{(-0.83)} = 1.148 \text{ bl/bl}$$

De la Figura IV.25,

$$Z = 0.915$$

y, utilizando la ecuación (3.9),

$$\rho_g = 0.02827 (0.915) (180+460)/1535 = 0.01078 \text{ pies}^3/\text{pie}^3_g$$

La densidad de la mezcla,

$$\rho_{ns} = \frac{M}{V_m} = \frac{350.5 (0.85) + 0.0764 (3200) (0.60)}{5.615 (1.148) + (3200-309.3) 0.01078}$$

$$\rho_{ns} = 444.613 / 37.6077 = 11.822 \text{ lbm/pie}^3$$

El factor de fricción se obtiene por medio de la ecuación (3.15),

$$\log(f) = -0.7790802 - 1.2273558 \log(1.77 \times 10^{-4} (310)(444.613)/2.445)$$

$$f = 9.88 \times 10^{-3}$$

Sustituyendo convenientemente en la ecuación (3.16), el gradiente de presión es:

$$dP/dH = \frac{1}{144} \left[11.822 + 9.88 \times 10^{-3} \frac{(310)^2 (444.613)^2}{2.9791 \times 10^5 (11.822)(2.445)^5} \right]$$

$$dP/dH = 8.6332 \times 10^{-2} \text{ lb/pg}^2/\text{pie.}$$

El incremento de elevación debido a la ΔP , es:

$$\Delta H = (1820 - 1250) / 8.6332 \times 10^{-2} = 6,602.4 \text{ pies.}$$

Entonces, la profundidad a la cual se tiene una presión -

de 1,250 lb/pg².

$$\text{Prof} = \text{Prof. total} - \Delta H = 10,000 - 6,602.4$$

$$\text{Prof} = 3,397.6 \text{ pies.}$$

III.2 Curvas del gradiente vertical de presión.

Las curvas del gradiente de presión en flujo vertical, son la representación gráfica de los perfiles de presión respecto a la profundidad. Estas curvas tienen como objetivo el de realizar una rápida evaluación de dicho gradiente, cuando por falta de tiempo o de medios (por ejemplo, una computadora que ayude a realizar -- los cálculos iterativos que involucran los métodos tradicionales, como el de Fancher y Brown), no es posible hacerlo de otra forma. En otras palabras, no se deben utilizar estas curvas como alternativa de cálculo, sino como el último recurso.

Las Figuras III.3 a III.7, muestran algunas de estas curvas, las cuales fueron construidas aplicando el método de Cullender y Smith. Observe que, para su utilización se requiere únicamente de conocer la profundidad del pozo, una presión (P_{th} o P_{wf}), el diámetro interno de la tubería, la densidad y el gasto de gas (no -- consideran la producción de líquidos). Sin embargo, la determinación de las propiedades PVT del fluido quedan fuera de nuestro -- control, siendo al criterio de la persona que construyó las curvas. Por ello, debe tenerse cuidado en tomar las debidas reservas con los resultados que se obtengan.

EJEMPLO III.2 Determina la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), considerando la siguiente información:

Presión en la cabeza del pozo, $P_{th} = 400 \text{ lb/pg}^2$.

Gasto de gas, $q_g = 10 \text{ MMpies}^3/\text{día}$ a c.s.

Profundidad del pozo, $H = 12,000$ pies.

Diámetro interno de la T.P., $d = 2.992$ pg.

Densidad relativa del gas, $\gamma_g = 0.65$ (aire = 1.0).

Solución.

La Figura III.5, muestra las curvas de gradientes que deben utilizarse, debido a que sus características coinciden con los datos. El procedimiento para determinar la P_{wf} , es el siguiente:

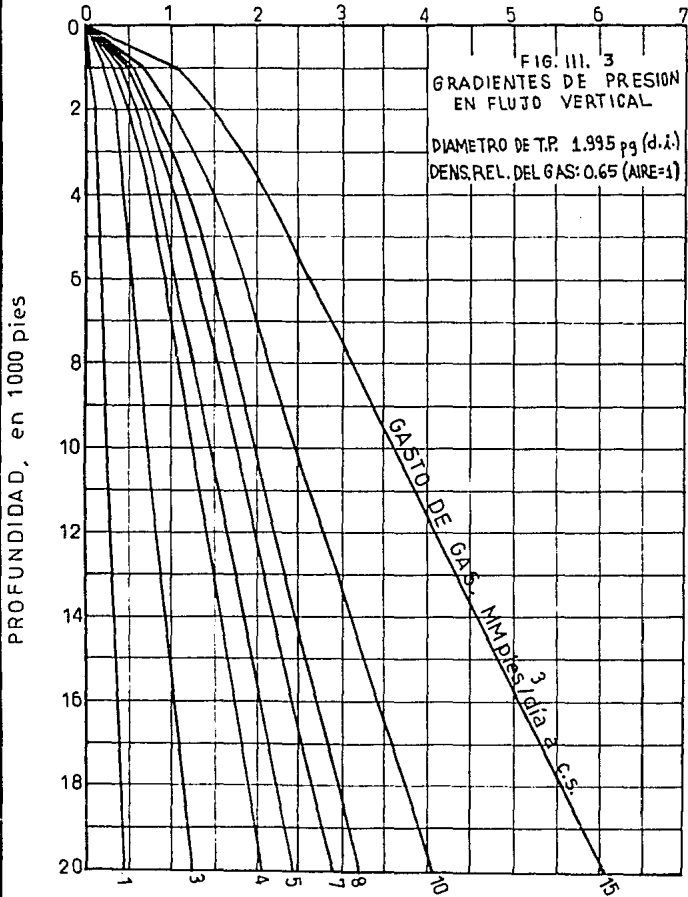
Paso 1. Se traza una línea recta vertical que parte del eje de la presión, justamente del valor de P_{th} , hasta intersectar la curva del gradiente que corresponde al gasto de interés ($10 \text{ MMpies}^3/\text{día}$).

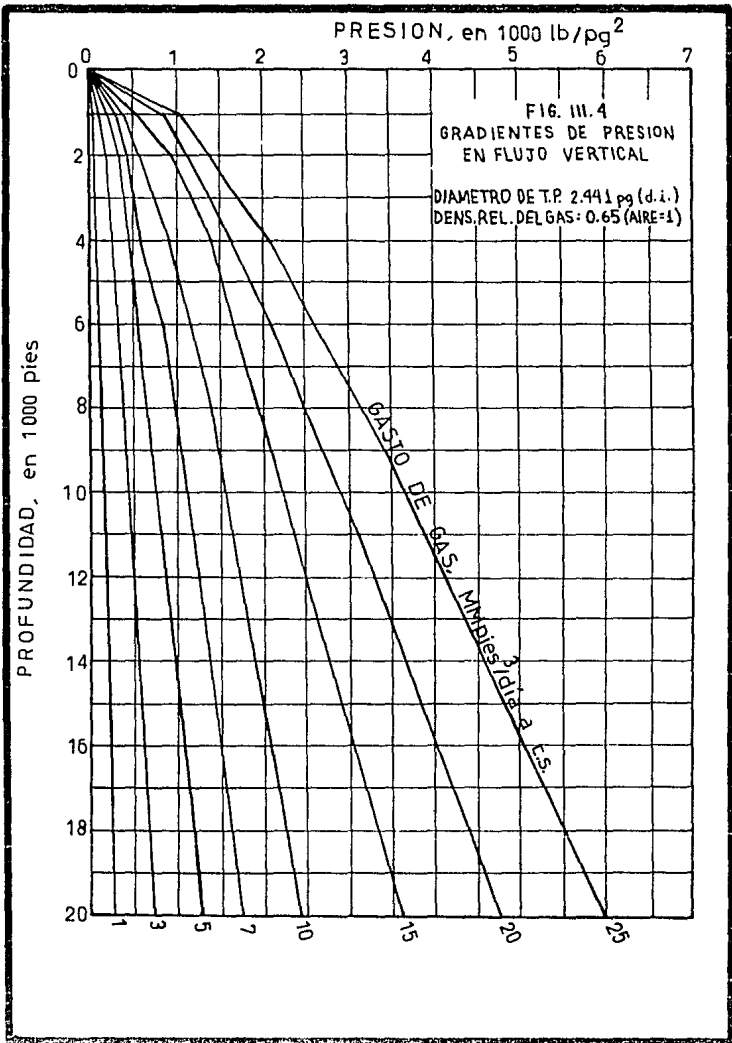
Paso 2. A partir del punto de intersección, se traza una línea horizontal en dirección al eje vertical. Con esto, se localiza la profundidad equivalente a la P_{th} , que para este caso, es de 2,000 pies.

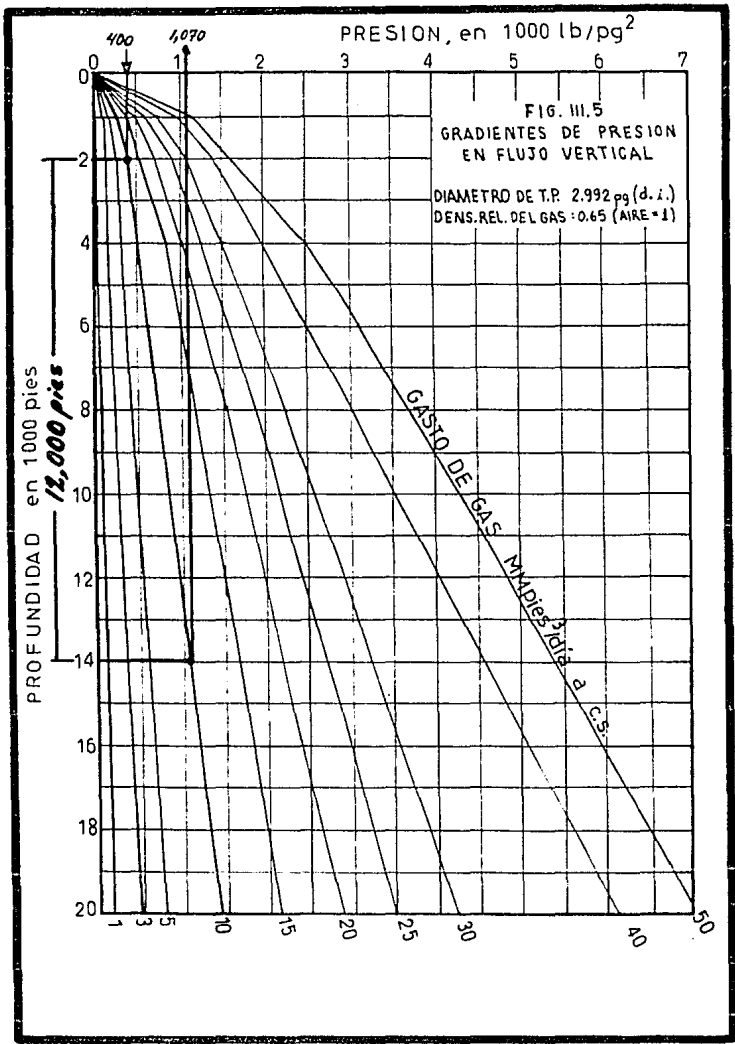
Paso 3. Se suma la profundidad equivalente de la P_{th} a la total del pozo. Es decir, $12,000 + 2,000 = 14,000$ pies.

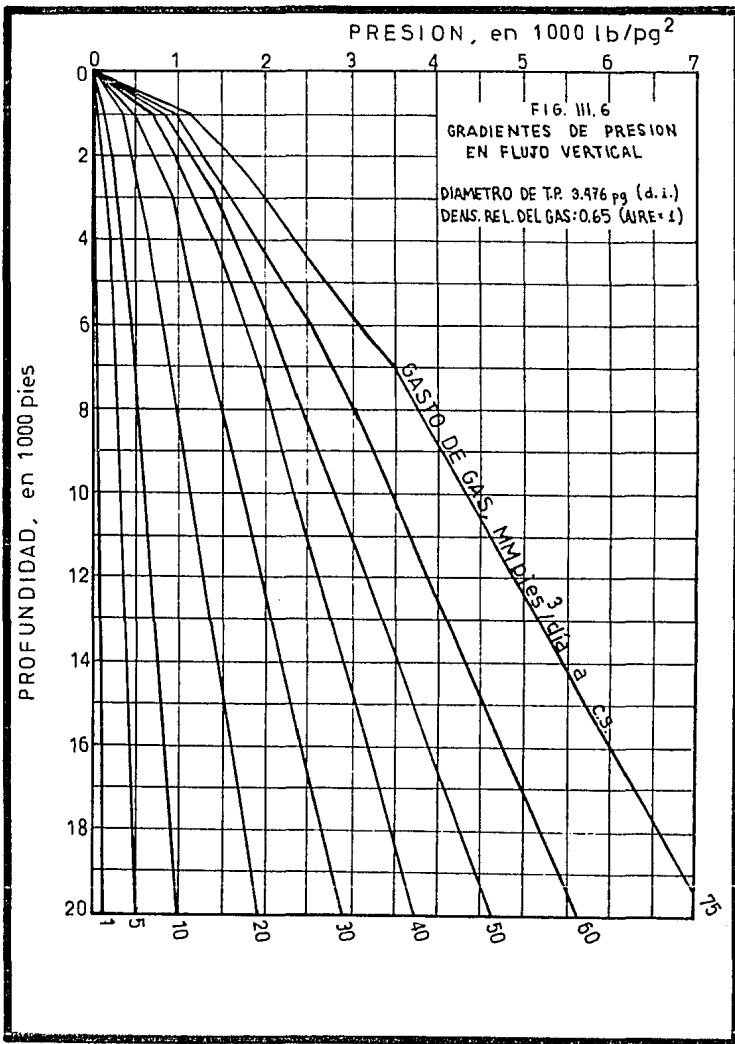
Paso 4. Se traza otra línea horizontal a partir de 14,000 --

PRESION, en 1000 lb/pg²

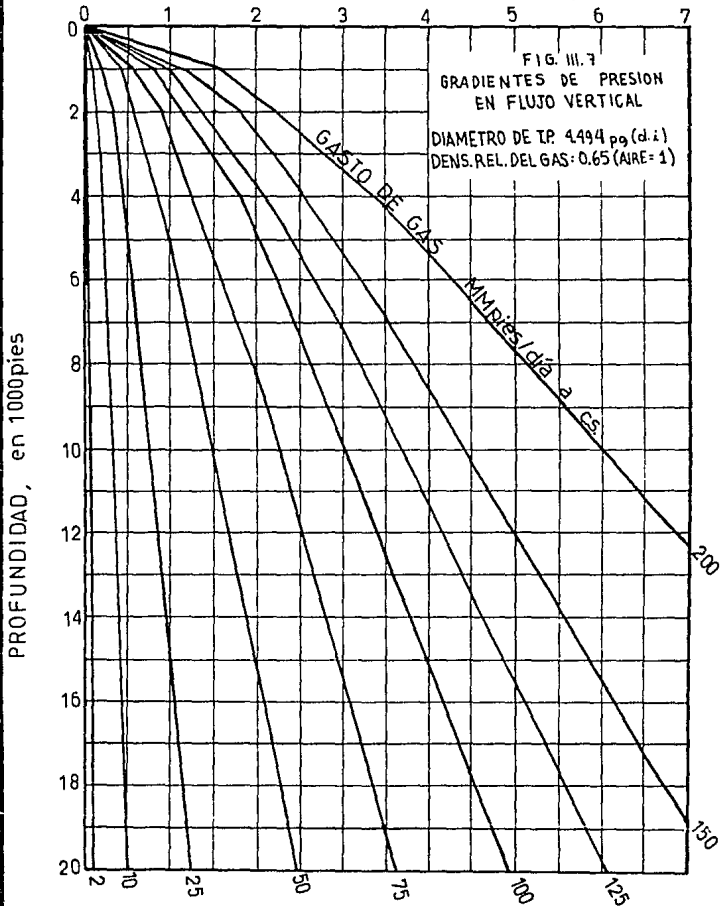








PRESION, en 1000 lb/pg²



pies hasta intersectar nuevamente la curva del gra-
diente (10 MMpies³/día).

Paso 5. De este punto de intersección, se traza una línea ver-
tical hasta el eje de presión y se lee la P_{wf} . Para -
el ejemplo, $P_{wf} = 1,070 \text{ lb/pg}^2$.

III.3 Método de Gould.

En 1975, Thomas L. Gould⁽¹¹⁾ propuso un método composicional basa-
do en la combinación de una ecuación de flujo, un balance de ca-
lor, y un modelo computacional para la determinación de las pro-
piedades físicas y termodinámicas del fluido (el cual incluye una
ecuación de estado).

En forma muy general, se mostrará a continuación el procedi-
miento de cálculo:

1. Se parte del conocimiento del incremento de longitud (ΔL)
y de la temperatura del medio externo.
2. Estimar la temperatura promedio en el incremento de longi-
tud.
3. Calcular la pérdida (o ganancia) de calor y la entalpía -
en el punto 2 (Figura III.8), las cuales se determinan de
la siguiente manera:

De la ecuación de transferencia de calor,

$$Q = U (\pi d_o \Delta L) F (T_m - T_s) / w_t \quad \dots\dots\dots (3.18)$$

y, del balance de calor:

$$H_2 = H_1 - Q - \frac{g M}{2 g_c J} (g_c \Delta L - \Delta v_t^2) \quad \dots\dots\dots (3.19)$$

4. Calcular las propiedades del fluido a la presión y temperatura promedio. Como la presión promedio no se conoce, -- habrá que estimarla.

El autor utilizó un programa de cómputo llamado "Mark V", para obtener la fracción molar del líquido, el volumen molar de cada fase y sus respectivas entalpías. -- Las viscosidades fueron calculadas con la correlación de Lorenz,⁽¹⁴⁾ la cual fue desarrollada pensando en los métodos composicionales.

5. Calcular la caída de presión en el incremento de longitud, utilizando la siguiente ecuación de flujo:

$$dP = f_m \frac{g}{g_c} dL + \frac{f \rho_m v_t^2}{2 g_c d_1} dL + \rho_m \frac{v_t}{g_c} dv_t \quad \dots\dots\dots (3.20)$$

6. Conociendo la presión y temperatura en el punto 2, calcular la entalpía (\bar{H}_2).

7. Si,

$$(H_2 - \bar{H}_2) / \bar{H}_2 > \text{tolerancia}, \quad \dots\dots (3.21)$$

entonces, regrese al paso 2 y repita el procedimiento.

8. Si la caída de presión estimada (paso 4) y la calculada --

(paso 5) son iguales o cumplen con una tolerancia, entonces, finaliza el método. En caso contrario, regrese al paso 2.

Finalmente, Gould sugiere el siguiente criterio para establecer los casos en que es preferible utilizar el método composicional en lugar del tradicional flujo multifásico:

- a).- Cuando se trate del flujo de un aceite altamente volátil que muestre gran vaporización, o bien, de gas que exhiba la condensación de líquidos densos.
- b).- Cuando se espera una fase gaseosa presente condensación retrógrada.
- c).- Cuando al realizar en el laboratorio la separación flash y la diferencial, se generan distintas curvas de gas desprendido contra presión.
- d).- Cuando en el laboratorio se observa que la cantidad de aceite producido (a condiciones de tanque) varía notablemente según el número de separadores, o por las presiones y temperaturas de las etapas intermedias.
- e).- Cuando el comportamiento de la fase es sensible al perfil de temperatura.

Nomenclatura.

d_1 , diámetro interno de la tubería, en pies.

d_o , diámetro externo de la tubería, incluyendo el aislamiento, en pies.

dP , diferencial de presión, en lb/pg^2_{abs} .

f , factor de fricción.

g , aceleración de la gravedad, en pies/seg.

gc , factor de conversión, en $lbm-pies/lbf-sec^2$.

H , entalpía, en $Btu/lb-mol$.

J , equivalente mecánico del calor, 778 $pies-lbf/Btu$.

M , peso molecular, en $lbm/lb\ mol$.

P , presión, en lb/pg^2_{abs} .

Q , calor transferido al exterior, en $Btu/lb-mol$.

T_m , temperatura promedio en el incremento de longitud, - en $^{\circ}F$.

T_s , temperatura de la formación, en $^{\circ}F$.

U , coeficiente de transferencia de calor, en $Btu/(pies^2-hora-^{\circ}F)$.

V_t , velocidad total de la mezcla, en $pies/seg$.

w_t , gasto másico total, en $lbm/hora$.

ΔL , incremento de longitud, en $pies$.

ρ_m , densidad de la mezcla, en lbm/pie^3 .

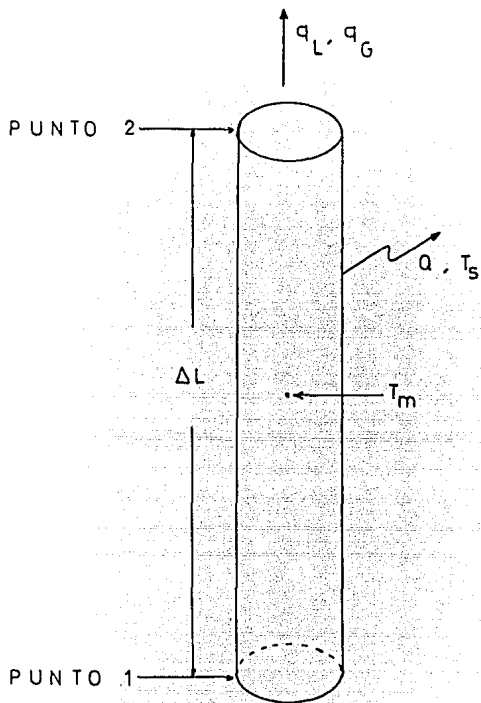


FIG. III.8 ESQUEMA DE LA TRANSFERENCIA DE CALOR.

C A P I T U L O I V

PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO FLUYENTE EN POZOS DE GAS.

INTRODUCCION.

El método de predicción del comportamiento fluyente en pozos de gas, que a continuación se presenta, está basado en la construcción de tres curvas de las cuales se extrae la información para su análisis. Estas son:

- 1.- Curva del comportamiento de afluencia.
- 2.- Curva del comportamiento de descarga.
- 3.- Curva del comportamiento en la tubería vertical.

Aunque en las secciones siguientes se traten por separado, al ir las estudiando se aprecia que, en realidad, son un conjunto de curvas que se relacionan y, en buena medida, unas están en función de las otras. En otras palabras, no se trata de elementos independientes sino de un "sistema".

Por otro lado, el método de predicción que se mostrará es, en cierto sentido, "abierto" ya que permite su enriquecimiento en base a nuevos conocimientos; además, debe la exactitud de sus resultados a que la información que requiere para su desarrollo sea precisa. Estos "datos de entrada", indispensables para alimentarlo, provienen de:

- i) Una prueba de producción del pozo, a partir de la cual se construirá la curva del comportamiento de afluencia. Este punto ya fue tratado en el Capítulo II.
- ii) El empleo del método considerado más eficaz para el cálculo del gradiente vertical de presión (ver el Capítulo III), que es utilizado para la construcción de las curvas restantes.

Entre las predicciones más destacadas que se pueden hacer con este método, están las siguientes:

- a) El AOF de un pozo de gas. Este término se refiere al gasto con que fluiría el pozo si la presión de fondo fluyendo -- fuera igual a cero.
- b) La presión de abandono del pozo.
- c) El comportamiento del gasto al irse abatiendo la presión.
- d) Los gastos y presiones óptimas para producir al pozo.
- e) El punto de flujo y su importancia.
- f) La capacidad de entrega del pozo (en inglés: deliverability) y su importancia.
- g) Las ventajas en la colocación de una pequeña instalación - de compresión cercana al pozo.
- h) Las repercusiones que se pueden esperar, al cambiar el diámetro de la tubería de producción.

IV.1 Construcción de la curva del comportamiento de afluencia.

La curva del comportamiento de afluencia es la representación gráfica del perfil del gasto de gas que aporta la formación productora, medida a condiciones base (14.7 lb/pg²abs y 60°F), en relación a la presión de fondo fluyendo.

La Figura IV.2 muestra una típica curva del comportamiento de afluencia de un pozo de gas; aunque algunos autores la llamen curva del IPR (inflow performance curve), en este trabajo no se hará así debido a que ese término se asocia, generalmente, a pozos de aceite.

En las siguientes secciones, se describirá la construcción de esta curva, en base a la información que se tenga del pozo.

IV.1.1 A partir de una prueba de "cuatro puntos".

Uno de los métodos más ampliamente utilizados para describir matemáticamente el comportamiento de afluencia de un pozo de gas, es la siguiente relación empírica que se aplica al utilizar una prueba de potencial, como la de "cuatro puntos" o la "isocrónica": (6)

$$q = C_1 (P_R^2 - P_{wf}^2)^n \dots\dots\dots (4.1)$$

Donde:

q, gasto de gas, en MMpies³/día a c.s.

C₁, coeficiente de comportamiento, propio de cada pozo, en --
MMpies³/día/ (MMlb/pg²)²ⁿ.

\bar{P}_R , presión media del yacimiento, en lb/pg².

P_{wf} , presión de fondo fluyendo, en lb/pg².

n, exponente adimensional, característico de cada pozo.

El problema que se presenta aquí, es que en la ecuación (4.1) se tienen dos incógnitas: C_1 y n. Para determinarlas, es necesario hacer una gráfica en papel log-log de q vs. $(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)$, empleando los datos recogidos de la prueba de producción de "cuatro puntos", realizada al pozo. En esta gráfica, se observa que por los puntos trazados se puede hacer pasar una línea recta, cuya representación matemática, toma la forma obligada de la ecuación -- (4.1). Esto nos conduce a que, a partir de la recta graficada, podamos determinar los valores de C_1 y n. A continuación, utilizaré los datos mostrados en la Table IV.1 para ilustrar el procedimiento mencionado.

TABLA IV.1. Datos obtenidos de una prueba de cuatro puntos.

No. de medición	q, (MMpies ³ /día)	P_{wf} , (lb/pg ²)	$(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)$ (MMlb ² /pg ⁴)
1	1.9	1581	1.5004
2	2.3	1483	1.8007
3	2.7	1378	2.1011
4	3.4	1183	2.6005

Con una $\bar{P}_R = 2,000$ lb/pg²

Partiendo de que la ecuación (4.1) representa una línea recta al graficar los datos de la prueba del pozo (Tabla IV.1), en papel log-log, como se muestra por la curva A en la figura IV.1, -- tenemos que la constante numérica C_1 representa el desplazamiento horizontal de la curva del comportamiento y, el exponente n , representa el recíproco de la pendiente. Entonces, n es igual a la cotangente del ángulo θ . Este ángulo es, generalmente, cercano a 45° y n es, por lo tanto, aproximadamente igual a 1. Es por ello que una curva del comportamiento puede obtenerse, en forma no muy precisa, graficando tan sólo un punto de la prueba del pozo y trazando una línea recta a 45° que pasa por él.

Para determinar el valor de n de nuestro ejemplo, como se observa en la mencionada figura, se formó un triángulo rectángulo, cuyo cateto opuesto al ángulo θ es de 7.57 cm. y el adyacente de 7.9 cm. Entonces,

$$\tan \theta = \frac{\text{cateto opuesto}}{\text{cateto adyacente}} = \frac{7.57 \text{ cm}}{7.90 \text{ cm}} = 0.958$$

Por lo cual,

$$\theta = 43.8^\circ$$

Luego,

$$n = \cot \theta = \cot (43.8^\circ)$$

$$n = 1.043$$

Ahora, para determinar el valor de C_1 , sustituimos en la ---

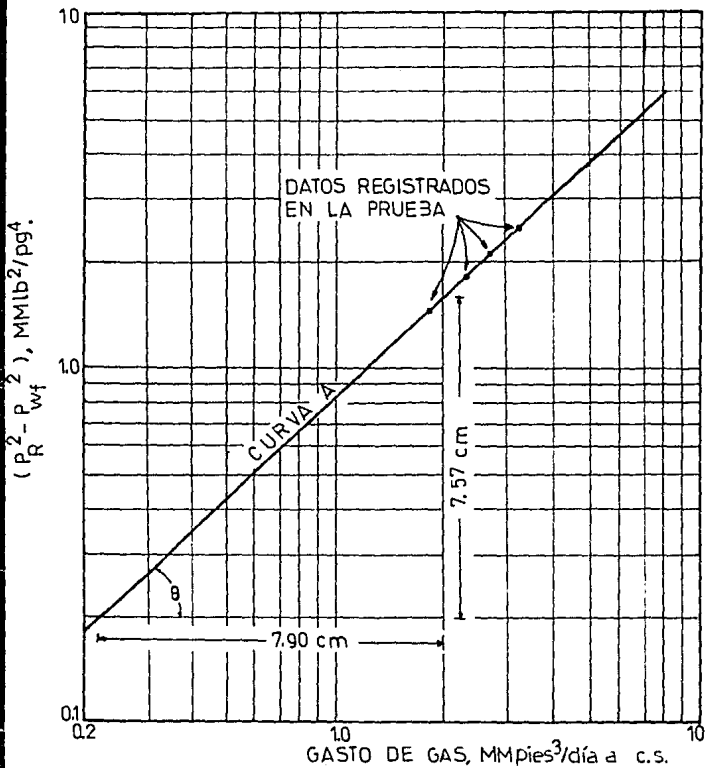


FIG. IV.1 CURVA DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (O DE POTENCIAL) DE UN POZO DE GAS.

ecuación (4.1) los valores de la primera medición (aunque puede utilizarse los de cualquier otra), quedando:

$$1.9 \text{ MMpies}^3/\text{día} = C_1 (1.5004 \text{ MMlb}^2/\text{pg}^4)^{1.043}$$

Despejando a C_1 ,

$$C_1 = 1.244 \text{ MMpies}^3/\text{día}/(\text{MMlb}/\text{pg}^2)^{2n}$$

Entonces, la ecuación que representa el comportamiento de afluencia, para este pozo en particular, es:

$$q = 1.244 (\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)^{1.043} \dots\dots\dots (4.2)$$

El propósito principal de este tipo de prueba y de la gráfica, es la de proyectar el comportamiento del pozo para cuando la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) sea igual a cero. El gasto de gas establecido por esta proyección es, obviamente, el máximo posible y se le conoce como "potencial a flujo completamente abierto" --- (sus siglas en inglés: AOF. De esta forma lo denominaremos en el futuro). Para el caso que estamos ejemplificando, si $P_{wf} = 0$, entonces, $(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2) = 4 \text{ MMlb}^2/\text{pg}^4$. Al entrar con este valor en el eje vertical de la Figura IV.1 e intersectar la curva A, obtenemos un gasto de $5.3 \text{ MMpies}^3/\text{día}$, el cual es el AOF de dicho pozo.

EL AOF calculado de un pozo es una medida fundamental de su capacidad productora. Es un parámetro adecuado para utilizarse --

cuando se comparan pozos de gas que se localizan en diferentes -- áreas, ya que los efectos que se producen al variar la profundi-- dad del pozo, el diámetro de la tubería de producción, la contra-- presión en la cabeza, etc., son eliminados al trabajar con medi-- ciones en el fondo del pozo.

La Figura IV.2 muestra la gráfica de la curva A pero ahora en coordenadas rectangulares. Se encuentra señalada con la letra B y fue generada sustituyendo valores supuestos de P_{wf} en la ecuación (4.2). A esta curva es a la que propiamente se le conoce como la del comportamiento de afluencia. En la Tabla IV.2, se presentan-- los cálculos realizados para construir esta curva.

TABLA IV.2. Tabulación de la ec.(4.2) para construir la curva -- del comportamiento de afluencia (Fig.IV.2).

Presión de fondo fluyendo, (P_{wf}), en lb/pg ² .	Gasto de gas, (q), en MMpie ³ / día .
2,000 = P_R	0.0000
1,800	0.9343
1,600	1.8197
1,400	2.6167
1,200	3.3160
1,000	3.9125
800	4.4034
400	5.0615
0	5.2816 = ADF

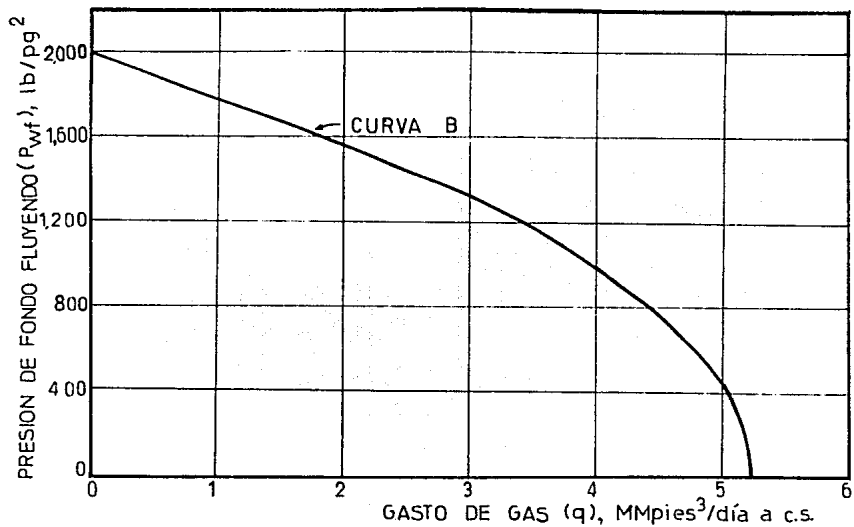


FIG. IV.2 CURVA TIPICA DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA.

EJEMPLO IV.1. Considerando que, a partir de una prueba de cuatro puntos, se determinó que el valor de n es de 0.86 y el de C es de $1.14 \text{ MMpies}^3/\text{día}/(\text{MMlb}/\text{pg}^2)^{2n}$, determine: (a) el gasto de gas para cuando la P_{wf} sea de $1200 \text{ lb}/\text{pg}^2$ y, (b) el AOF. Considere una P_R de $2200 \text{ lb}/\text{pg}^2$.

Solución.

Sustituyendo en la ecuación (4.1) los valores de n y C determinados de la prueba, tenemos:

$$q = 1.14 (P_R^2 - P_{wf}^2)^{0.86} \dots\dots\dots (4.3)$$

(a) Si $P_{wf} = 1200 \text{ lb}/\text{pg}^2$ y $P_R = 2200 \text{ lb}/\text{pg}^2$, entonces:

$$q = 1.14 \text{ MMpies}^3/\text{día}/(\text{MMlb}/\text{pg}^2)^{2n} [(2200 \text{ lb}/\text{pg}^2)^2 - (1200 \text{ lb}/\text{pg}^2)^2]^{0.86}$$

$$q = 1.14 \text{ MMpies}^3/\text{día}/(\text{MMlb}/\text{pg}^2)^{2n} (3.4 \text{ MMlb}^2/\text{pg}^4)^{0.86}$$

$$q = 3.2657 \text{ MMpies}^3/\text{día}.$$

(b) El AOF se define como el gasto que se obtendría cuando la $P_{wf} = 0$. Entonces, aplicando la ecuación (4.3),

$$q = \text{AOF} = 1.14 (P_R^2 - 0)^{0.86}$$

$$\text{AOF} = 1.14 \text{ MMpies}^3/\text{día}/(\text{MMlb}/\text{pg}^2)^{2n} [(2200 \text{ lb}/\text{pg}^2)^2]^{0.86}$$

$$AOF = 1.14 \text{ MMpies}^3/\text{día}/(\text{MMlb}/\text{pg}^2)^{2n} (4.84 \text{ MMlb}^2/\text{pg}^4)^{0.86}$$

$$AOF = 4.425 \text{ MMpies}^3/\text{día}.$$

IV.1.2 A partir de una prueba isocrónica.

El procedimiento para construir la curva del comportamiento de afluencia a partir de los resultados obtenidos en una prueba isocrónica es, en principio, muy similar al caso de una prueba de cuatro puntos. La variante consiste en que al graficar, en papel log-log, los valores de $(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)$ contra el gasto, se generan tantas rectas como tiempos de flujo se hayan registrado en la prueba.

A continuación, paso a paso, se describirá este procedimiento:

- a) Colocar en forma tabular los resultados de la prueba isocrónica realizada al pozo de gas. Indicar claramente el gasto, el tiempo de flujo y el valor de $(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)$ para cada periodo de flujo.
- b) Graficar en papel log-log, los valores de $(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)$, en el eje vertical, y los gastos, en el eje horizontal.
- c) Trazar líneas rectas sobre los puntos graficados que correspondan al mismo tiempo de flujo.
- d) Determinar el valor del exponente n de la ecuación (4.1). Para ésto, es necesario escoger dos valores de $(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)$ y sus respectivos gastos, todos correspondientes a un mismo tiempo de flujo. Los valores de los gastos selecciona-

dos deberán estar separados por un ciclo del papel log-log. El valor de n se puede determinar con la siguiente ecuación:

$$n = \frac{\log(q_2) - \log(q_1)}{\log(Y_2) - \log(Y_1)} \dots\dots\dots (4.4)$$

Donde:

$$Y_1 = P_R^2 - P_{wf}^2$$

e) Calcular los valores de las constantes C (llamadas C₁ en la sección anterior) para cada una de las rectas, es decir, para cada tiempo de flujo. Esto se puede hacer de las dos siguientes maneras:

e.1).- Gráficamente. Considerando que C es igual al valor del gesto cuando $\log(P_R^2 - P_{wf}^2) = 1$. Esto debido a que, como se indicó anteriormente, C se define como el desplazamiento horizontal de la recta.

e.2).- Analíticamente. Utilizando la siguiente expresión:

$$C = q / (P_R^2 - P_{wf}^2)^n \dots\dots\dots (4.5)$$

f) Graficar en papel semi-log los valores de C contra el log(t).

g) Determinar el tiempo requerido para que el pozo se encuen-

tre estabilizado, utilizando la ecuación: ⁽⁶⁾

$$t_s \approx 1000 \frac{\phi S_g \mu_g r_e^2}{k \bar{P}_R} \dots \dots \dots (4.6)$$

Donde:

t_s , tiempo estimado para tener condiciones estables, en -
horas.

ϕ , porosidad de la formación, en fracción.

S_g , saturación de gas, en fracción.

μ_g , viscosidad del gas, en cp.

r_e , radio de drenaje, en pies.

k , permeabilidad efectiva al gas, en md.

\bar{P}_R , presión media del yacimiento, en lb/pg²abs.

h) Entrar con el valor de t_s calculado a la gráfica de C contra el $\log(t)$ y determinar el valor de C a condiciones estables.

i) Determinar el valor del ADF, con la siguiente ecuación:

$$ADF = C \bar{P}_R^{2n} \dots \dots \dots (4.7)$$

j) Utilizando la ecuación (4.1) y los valores de C y n determinados, construir en coordenadas cartesianas una gráfica de P_{wf} contra el gasto. Para ello, suponga valores arbitrarios de P_{wf} .

En las ecuaciones (4.4), (4.5) y (4.7), la nomenclatura y sus dimensiones son las mismas que las indicadas para la ecuación -- (4.1).

EJEMPLO IV.2. De una prueba isocrónica realizada a un pozo de gas se obtuvo la información mostrada en la Tabla IV.2. Además, se cuenta con los siguientes datos adicionales del pozo:

Porosidad, $\phi = 0.13$

Saturación de gas, $S_g = 0.48$

Viscosidad del gas, $\mu_g = 0.0155$ cp.

Permeabilidad efectiva al gas, $k = 9.0$ md.

Radio de drenaje, $r_e = 2,980$ pies.

Determinar,

- (a) El exponente n .
- (b) El coeficiente C .
- (c) El AOF.
- (d) La curva del comportamiento de afluencia.

Solución.

Utilizando la información de la prueba isocrónica podemos --- construir la Tabla IV.3. Con los datos de esta tabla se realiza --- una gráfica en papel log-log del gasto contra $(P_R^2 - P_{wf}^2)$. Los --- puntos trazados que correspondan a un mismo tiempo de flujo, se --- unen con una línea recta. Es por ello, que se tendrán tantas ---

TABLA IV.2. Resultados de una prueba isocrónica.

Fecha	Hora	Tiempo de flujo, (t), horas.	P_{wf} , lb/pg ² abs.	
20/1/87	8:00 AM		1798 (\bar{P}_R)	
	8:00 AM	Se abre el pozo, con $q=6.208$ MMpies ³ /día.		
		1	1682	
		2	1664	
		4	1646	
		6	1638	
		8	1631	
		10	1626	
		6:20 PM	Se cierra durante la noche.	
	21/1/87	9:00 AM		1798 (\bar{P}_R)
9:15 AM		Se abre el pozo, con $q=5.291$ MMpies ³ /día.		
		1	1707	
		2	1693	
		4	1680	
		6	1671	
		4:15 PM	Se cierra durante la noche.	
22/1/87	8:15 AM		1798 (\bar{P}_R)	
	8:25 AM	Se abre el pozo, con $q=3.041$ MMpies ³ /día.		
		1	1754	
		2	1747	
		4	1742	
		12:25 PM	Se cierra el pozo, durante cuatro horas.	
		4:30 PM	Se abre el pozo, con $q=1.822$ MMpies ³ /día.	
		1	1768	
	2	1767		
	6:45 PM	Prueba terminada		

líneas rectas paralelas como tiempos de flujo (ver la Fig. IV.3).

TABLA IV.3. Períodos de flujo de la prueba isocrónica

Tiempo de flujo, (t), horas.	$(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2),$ $lb^2/pg^4 \text{ abs.}$
Primer período de flujo: q=6.208 MMpies ³ /día a c.s.	
1	403,680
2	463,908
4	523,488
6	549,760
8	572,643
10	588,928
Segundo período de flujo: q=5.291 MMpies ³ /día a c.s.	
1	318,955
2	366,555
4	410,404
6	440,563
Tercer período de flujo: q=3.041 MMpies ³ /día a c.s.	
1	156,288
2	180,795
4	198,240
Cuarto período de flujo: q=1.822 MMpies ³ /día a c.s.	
1	106,980
2	110,515

(a) Aplicando la ecuación (4.4) y la línea de 1 hora de tiempo de flujo, se sustituyen los valores de $(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)$ correspondientes a los gastos de 5.0 y 50.0 MMpies³/día. Entonces,

$$n = \frac{\log(50.0) - \log(5.0)}{\log(6.15) - \log(0.3)} = 0.76$$

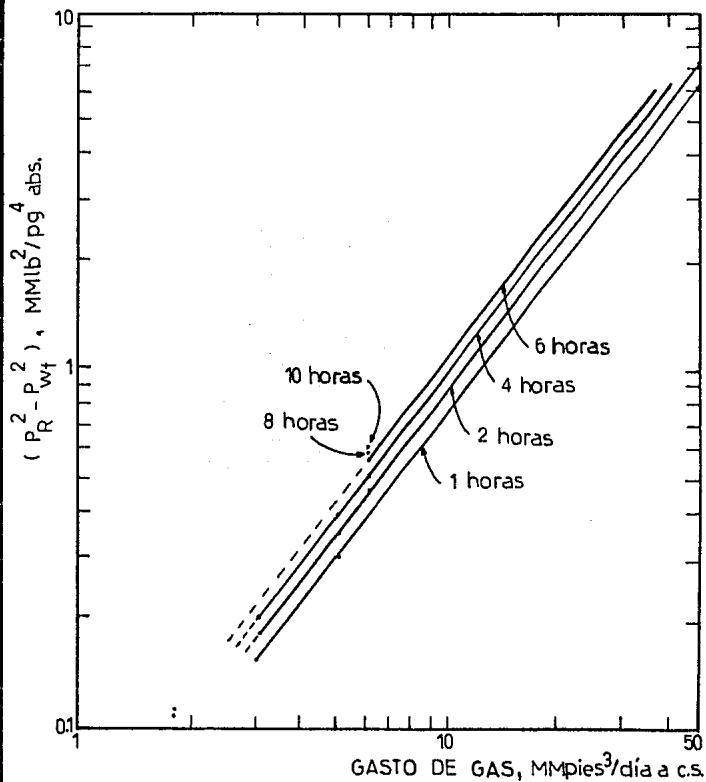


FIG. IV.3 GRAFICA DE LOS RESULTADOS DE LA PRUEBA ISOCRONICA.

(b) La Tabla IV.4 muestra la variación de C respecto al tiempo de flujo, para el primer período ($q = 6.208 \text{ MMpies}^3/\text{día}$). Aunque se pueden utilizar los datos de cualquier período de flujo, - se usarán los del primero por contener el mayor número de registros de tiempos de flujo. Los valores de C se calculan empleando la ecuación (4.5).

TABLA IV.4. Variación del coeficiente C respecto al tiempo de flujo ($q = 6.208 \text{ MMpies}^3/\text{día}$ a c.s.).

Tiempo de flujo, horas.	$(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2),$ $\text{MMlb}^2/\text{pg}^4 \text{ abs.}$	C, $\text{MMpies}^3/\text{día}/--$ $(\text{MMlb}/\text{pg}^2 \text{ abs})^{2n}$
1	0.404	12.362
2	0.464	11.128
4	0.523	10.160
6	0.550	9.779
8	0.573	9.479
10	0.589	9.282

Como se observa en la Tabla IV.4, los valores de C "aparentes" tienden a un valor cercano a 9 al ir aumentando los tiempos de -- flujo. Para determinar el valor estabilizado de C, es necesario - graficar, en coordenadas semi-log, los valores de C contra el --- $\log(t)$, como lo muestra la Figura IV.4. A continuación, se calcula el tiempo requerido para que el pozo se estabilice, utilizando

la ecuación (4.6). Entonces,

$$t_s \approx 1000 \frac{(0.13)(0.48)(0.0155)(2980)^2}{(9.0)(1798)} \approx 531 \text{ horas.}$$

Con el valor de t_s calculado, se entra a la gráfica de la Figura IV.4 y se determina que,

$$C = 8.4 \text{ MMpies}^3/\text{día}/(\text{MMlb}/\text{pg}^2)^{2n}.$$

(c) Aplicando la ecuación (4.7), se tiene:

$$\begin{aligned} \text{ADF} &= 8.4 \text{ MMpies}^3/\text{día}/(\text{MMlb}/\text{pg}^2)^{2n} [(1798 \text{ lb}/\text{pg}^2)^2]^{0.76} \\ \text{ADF} &= 8.4 \text{ MMpies}^3/\text{día}/(\text{MMlb}/\text{pg}^2)^{2n} (3.2328 \text{ MMlb}^2/\text{pg}^4)^{0.76} \\ \text{ADF} &= 20.49 \text{ MMpies}^3/\text{día} \text{ a c.s.} \end{aligned}$$

(d) Al sustituir los valores de n y C , en la ecuación (4.1), se tiene:

$$q = 8.4 (P_R - P_{wf}^2)^{0.76} \dots\dots\dots (4.8)$$

y tabulando para valores supuestos de P_{wf} :

P_{wf} , lb/pg ²	q , MMpies ³ /día
1798 = P_R	0.00
1500	8.29
1100	14.35
800	17.33
400	19.75
0	20.49 = ADF

La Figura IV.5 muestra, finalmente, la curva del comportamiento de afluencia.

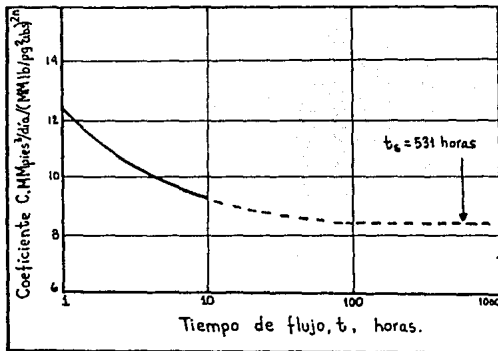


FIG. IV.4 CURVA DEL COMPORTAMIENTO DEL COEFICIENTE (C) RESPECTO AL TIEMPO DE FLUJO.

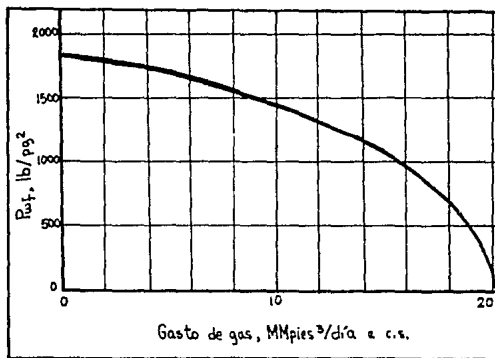


FIG. IV.5 CURVA DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (EJEMPLO IV.2).

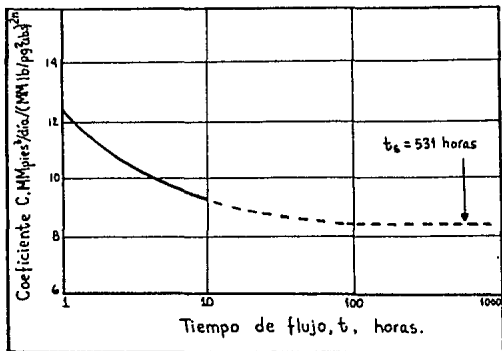


FIG. IV.4 CURVA DEL COMPORTAMIENTO DEL COEFICIENTE (C) RESPECTO AL TIEMPO DE FLUJO.

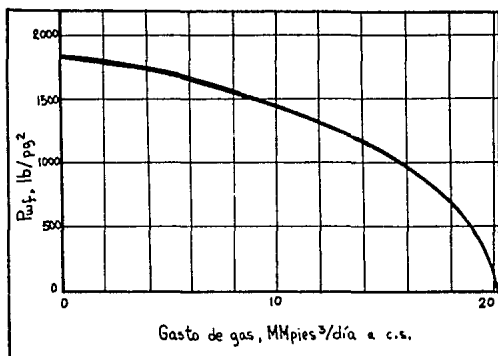


FIG. IV.5 CURVA DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (EJEMPLO IV.2).

IV.1.3 Utilizando modelos matemáticos que parten de la solución de la ecuación de difusión.

Al-Hussainy y Ramey definieron la ecuación del flujo de un gas real, al resolver la ecuación de difusión para flujo radial - utilizando la función pseudo-presión, de la siguiente manera: (15)

$$m(P_i) - m(P_{wf}) = 1637 \frac{q_{CB} T}{k h} \left[\log \left\{ \frac{k t}{\phi (\mu_g C_t)_i r_w^2} \right\} + 0.87 (s + Dq) \right] \dots (4.9)$$

Donde:

q_{CB} , gasto de gas a condiciones base, en Mpies³/día.

T , temperatura del yacimiento, en °R.

k , permeabilidad de la formación, en md.

h , espesor de la formación, en pies.

t , tiempo de producción, en horas.

ϕ , porosidad de la formación productora, en fracción.

$(\mu_g)_i$, viscosidad inicial del gas, en cp.

$(C_t)_i$, compresibilidad total inicial, en (lb/pg²)⁻¹.

r_w , radio del pozo, en pies.

s , factor de daño, adimensional.

D , coeficiente de flujo no-darciano, en (Mpies³/día)⁻¹.

$m(P)$, función pseudo-presión, en lb²/pg⁴-cp.

P_i , presión inicial del yacimiento, en lb/pg²abs.

P_{wf} , presión de fondo fluyendo, en lb/pg²abs.

La ecuación (4.9) puede aplicarse para calcular las presiones en un pozo de gas que produce a gasto constante en un yacimiento infinito, o bien, para calcular el gasto a una presión de fondo - fluyendo constante, la cual incluye el efecto de daño y el término de flujo no-darciano, siempre y cuando el tiempo de producción sea pequeño, es decir, dentro del régimen de flujo transitorio.

Para grandes tiempos de producción (régimen de flujo estacionario o pseudo-estacionario), derivaron la siguiente ecuación:

$$q_{cs} = \frac{703 \times 10^{-6} kh [m(\bar{P}_R) - m(P_{wf})]}{\tau [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s + Dq]} \dots\dots\dots (4.10)$$

Sin embargo, se ha buscado simplificar estas ecuaciones de manera que sean más fáciles de aplicar. A continuación, se mencionan algunas de estas simplificaciones: (16)

La función pseudo-presión, $m(P)$, se define de la siguiente manera:

$$m(P) = 2 \int_{P_b}^P \frac{P}{\mu_g Z} dP \dots\dots\dots (4.11)$$

Donde:

P_b , presión base, en lb/pg^2 .

P , presión cualquiera, en lb/pg^2 .

μ_g , viscosidad del gas, en cp.

Z , factor de compresibilidad del gas, adimensional.

En las Figuras IV.6 y IV.7, se muestran gráficas del comportamiento de $(\mu_g Z)$ contra presión. La primera, se hizo considerando una densidad del gas de 0.65 (aire=1.0) y un rango de temperatura de 150°F a 225°F. La segunda, considerando una temperatura constante de 200°F y un rango de densidades del gas de 0.60 a 0.75. De ambas, se puede concluir que los valores del producto $(\mu_g Z)$ -- permanecen constantes para presiones entre 0 y 1,000 lb/pg². Entonces, para este caso, $(\mu_g Z)$ puede sacarse de la integral y la función pseudo-presión quedaría definida como:

$$m(P) = \frac{2}{\bar{\mu}_g \bar{Z}} \int_{P_b}^P P \, dP \quad \dots\dots\dots (4.12)$$

Resolviendo la integral:

$$m(P) = \frac{(P^2 - P_b^2)}{\bar{\mu}_g \bar{Z}} \quad \dots\dots\dots (4.13)$$

Donde:

$\bar{\mu}_g$, viscosidad promedio del gas, en cp.

\bar{Z} , factor de compresibilidad promedio del gas.

Como puede observarse, en la ecuación (4.13) aparecen valores promedio de μ_g y Z , cuya evaluación se hace a una presión media, \bar{P} , que se define como:

$$\bar{P} = \left\{ (P^2 + P_b^2) / 2 \right\}^{0.5} \quad \dots\dots\dots (4.14)$$

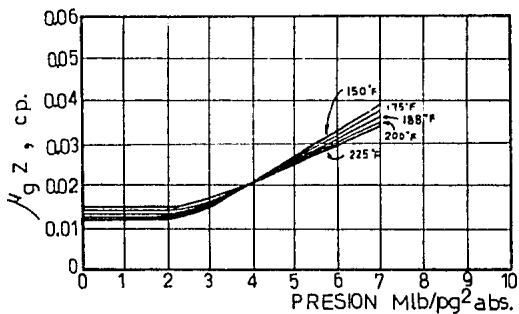


FIG. IV. 6. GRAFICA DE μ_{gz} vs. PRESION ($\gamma_g = 0.65$).

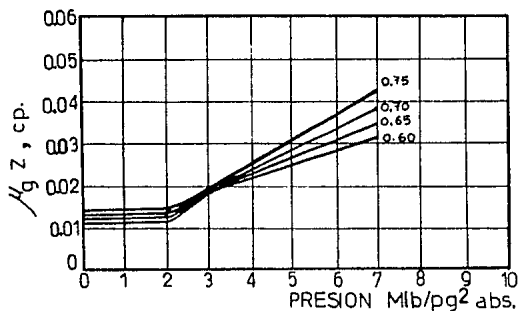


FIG. IV. 7. GRAFICA DE μ_{gz} vs. PRESION, A TEMPERATURA CONSTANTE (200 °F).

Sustituyendo la ecuación (4.13) en la ecuación (4.10), se tiene:

$$q_{CB} = \frac{703 \times 10^{-6} kh \left\{ \frac{P_R^2 - P_b^2}{\bar{\mu}_g \bar{Z}} - \frac{P_{wf}^2 - P_b^2}{\bar{\mu}_g \bar{Z}} \right\}}{\tau [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s + Dq]} \dots(4.15)$$

Desarrollando términos,

$$q_{CB} = \frac{703 \times 10^{-6} kh (1/\bar{\mu}_g \bar{Z}) (P_R^2 - P_b^2 - P_{wf}^2 + P_b^2)}{\tau [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s + Dq]} \dots(4.16)$$

Finalmente,

$$q_{CB} = \frac{703 \times 10^{-6} kh (P_R^2 - P_{wf}^2)}{\tau \bar{\mu}_g \bar{Z} [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s + Dq]} \dots\dots\dots (4.17)$$

Aunque la ecuación (4.17) se desarrolló para un rango de presión de 0 a 1,000 lb/pg², algunos autores han encontrado razonable utilizarla hasta una presión de 2,500 lb/pg².

Por otro lado, a partir de las Figuras IV.6 y IV.7, se observa que las pendientes de las curvas, $(\bar{\mu}_g \bar{Z})/P$, permanecen constantes para valores de presión entre 2,500 y 7,000 lb/pg². Considerando ésto, se tiene:

$$2 P / (\bar{\mu}_g \bar{Z}) = \text{constante} = C' \dots\dots\dots (4.18)$$

Entonces, la función pseudo-presión de un gas real queda definida como:

$$m(P) = C' \int_{P_b}^P dP \quad \dots \quad (4.19)$$

y,

$$m(P) = C' (P - P_b) \quad \dots \quad (4.20)$$

donde, $C' = (Z P_1) / (\mu_g Z)_1$

Sustituyendo la ecuación (4.20) en la ecuación (4.10), se tiene:

$$q_{cs} = \frac{703 \times 10^{-6} kh [C'(P_R - P_b) - C'(P_{wf} - P_b)]}{T [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s + Dq]} \quad \dots \quad (4.21)$$

Simplificando,

$$q_{cs} = \frac{703 \times 10^{-6} kh C'(P_R - P_{wf})}{T [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s + Dq]} \quad \dots \quad (4.22)$$

Es importante volver a señalar, que la ecuación (4.22) se puede aplicar cuando los valores de presión caen dentro del rango de 2,500 a 7,000 lb/pg².

Existe una ecuación para estimar el AOF de un pozo de gas de manera rápida pero poco exacta. Esta es:

$$ADF = 77 \times 10^{-7} kh \bar{P}_R^2 \dots \dots \dots (4.23)$$

Donde:

ADF, gasto de gas cuando $P_{wf}=0$, en Mpies³/día.

k, permeabilidad de la formación, en md.

h, espesor de la formación productora, en pies.

\bar{P}_R , presión media del yacimiento, en lb/pg²abs.

La ecuación (4.23), se deriva de la ley de Darcy para el flujo radial de gas, la cual es:

$$q = ADF = \frac{703 \times 10^{-6} kh (\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)}{\bar{\alpha} \bar{z} [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s + Dq]} \dots \dots \dots (4.23)$$

y las consideraciones son:

$$P_{wf} = 0 ; \quad \bar{z} = 1.0 ; \quad \bar{T} = 220^\circ F = 660^\circ R$$

$$\bar{\alpha} = 0.02 \text{ cp}; \quad \ln(r_e/r_w) - 0.75 + s + Dq = 7.03$$

Entonces, al sustituir lo anterior en la ecuación (4.24), queda:

$$ADF = \frac{703 \times 10^{-6} kh \bar{P}_R^2}{(0.02)(660)(7.03)} = 77 \times 10^{-7} kh \bar{P}_R^2 \dots \dots \dots (4.24)$$

Al aplicar la ecuación (4.23), se recomienda que si la permeabilidad es de 100 md, el ADF calculado se divida entre 2 y, cuando sea de 600 md, se divida entre 4. Lo anterior, es para obtener valores más realistas del ADF determinado por esta aproximación.-

Para valores intermedios de permeabilidad que caigan dentro del rango mencionado, se puede realizar una interpolación para determinar el valor numérico utilizado como divisor del AOF calculado.

Cabe indicar, que la ecuación (4.23) no se deberá utilizar -- como un medio para calcular el AOF de un pozo de gas cuando se -- tenga la información completa que requiere la ecuación (4.10). Además, la ecuación (4.23) se dedujo pensando en pozos de gas de mediana profundidad (3,000 a 5,000 metros) con permeabilidades -- menores a 7 md.

EJEMPLO IV.3. Sean los datos de un pozo de gas, los que a continuación se mencionan:

Presión media del yacimiento, $\bar{P}_R = 5,100 \text{ lb/pg}^2$.

Permeabilidad de la formación, $k = 15 \text{ md}$.

Radio de drenaje, $r_e = 2,100 \text{ pies}$.

Radio del pozo, $r_w = 0.45 \text{ pies}$.

Espesor de la formación, $h = 30 \text{ pies}$.

Factor de daño, $s = 0$.

Coefficiente de flujo no-darciano, $Dq = 0$.

Densidad relativa del gas, $\gamma_g = 0.70 \text{ (aire} = 1.0)$.

Temperatura del yacimiento, $T = 200 \text{ }^\circ\text{F}$.

Determine:

(a) La curva del comportamiento de afluencia utilizando la ecua--

ción (4.10).

Solución:

Para aplicar la ecuación (4.10) es necesaria la determinación de los valores de la función pseudo-presión del gas real. Si observamos su definición analítica, ecuación (4.11), se deduce que una primera forma de hacer su valoración numérica, es por medio de la integración por métodos geométricos ⁽¹⁷⁾ (fórmula de los trapecios, fórmula parabólica de Simpson, etc.) de la curva construida al graficar los valores de $2P/\mu_g Z$ contra la presión.

Entonces, el primer paso es obtener los valores de viscosidad y del factor de compresibilidad del gas para el rango de presión a manejar, lo cual se podrá hacer utilizando información del laboratorio, correlaciones o gráficas que proporcionen esta información.

En cuanto a este ejemplo, la viscosidad del gas será calculada por medio de la correlación de Lee, descrita a continuación: ⁽¹⁸⁾

$$\mu_g = K \times 10^{-4} \exp(\bar{X} Q^y) \dots\dots\dots (4.25)$$

Donde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 M) T^{1.5}}{209 + 19 M + T} \dots\dots\dots (4.26)$$

$$\bar{X} = 3.5 + (986 / T) + 0.01 M \dots\dots\dots (4.27i)$$

$$y = 2.4 - 0.2 \bar{X} \dots\dots\dots (4.27ii)$$

Donde:

T, temperatura, en °R.

μ_g , viscosidad del gas, en cp.

M, peso molecular del gas, en lbm/mole-lb. Pero,

$$M = 28.97 \gamma_g \dots\dots\dots (4.28)$$

γ_g , densidad relativa del gas (aire=1.0).

ρ , densidad del gas a condiciones de flujo, en gr/cm³, la cual se puede calcular con la siguiente expresión:

$$\rho = 0.0433 \frac{\gamma_g P}{Z T} \dots\dots\dots (4.29)$$

Utilizando la Figura IV.8, para determinar los valores de Z, y la correlación de Lee, para el valor de la viscosidad, se tiene:

Presión, lb/pg ² .	Z	μ_g , cp.	$2P/\mu_g Z$, lb/pg ² -cp.
5,100	1.000	0.02726	374,175
5,000	0.995	0.02687	374,032
4,000	0.925	0.02358	366,779
3,000	0.880	0.02011	339,044
2,000	0.880	0.01685	269,760
1,000	0.920	0.01447	150,236
0	1.000	0.01325	0

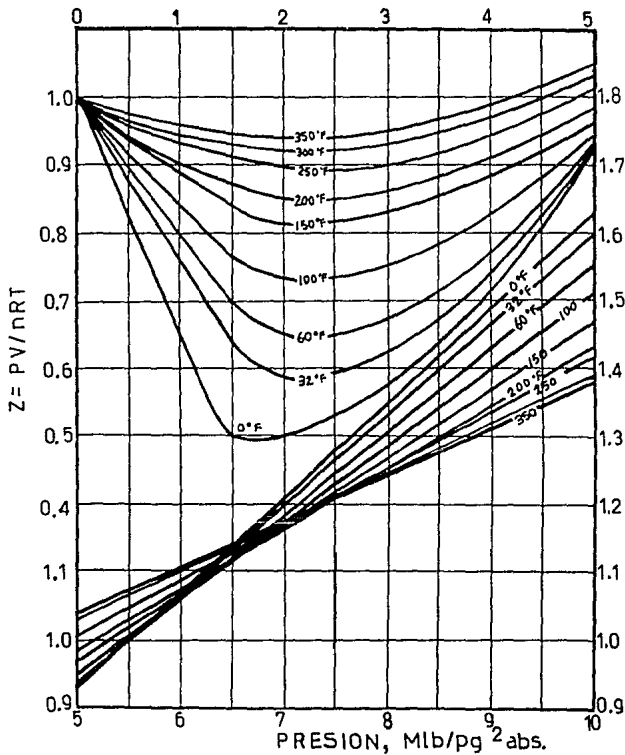


FIG. IV. 8. FACTORES DE COMPRESIBILIDAD PARA EL GAS NATURAL DE $V_g = 0.70$ (AIRE = 1.0).

La Figura IV.9 muestra la gráfica de $2P/\mu_g Z$ contra la presión. El área sombreada es la diferencia de dos valores de la función pseudo-presión -ésto es, $m(5,000)-m(4,000)-$ y puede calcularse por integración numérica.

Ahora, tomando como presión base a cero e integrando por la fórmula de los trapecios, se tiene:

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Presión, lb/pg ² .	$2P/\mu_g Z,$ lb/pg ² -cp.	Medio de $2P/\mu_g Z$	$\Delta P,$ lb/pg ²	Col.(3) \times Col.(4)	$m(P),$ lb ² /pg ⁴ -cp.
1,000	150,236	75,118	1,000	75.1x10 ⁶	75.1x10 ⁶
2,000	269,760	209,998	1,000	209.9x10 ⁶	285.0x10 ⁶
3,000	339,044	304,402	1,000	304.4x10 ⁶	589.4x10 ⁶
4,000	366,779	352,912	1,000	352.9x10 ⁶	942.3x10 ⁶
5,000	374,032	370,406	1,000	370.4x10 ⁶	1,312.7x10 ⁶
5,100	374,175	374,104	100	37.4x10 ⁶	1,350.1x10 ⁶

La gráfica de $m(P)$ contra presión se muestra en la Figura IV.10. Esta curva servirá tanto para el caso ejemplificado como para otros pozos que produzcan un gas natural con las mismas características.

Entonces, si $P_{wf} = 5,000$ lb/pg² y aplicando la ecuación (4.10), se tiene:

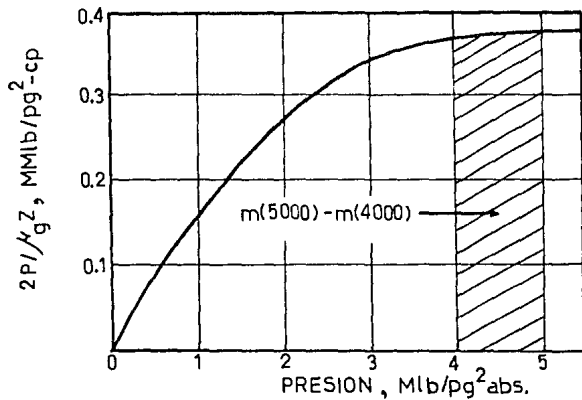


FIG. IV.9. GRAFICA DE $2P/\rho_g Z$ CONTRA LA PRESION.

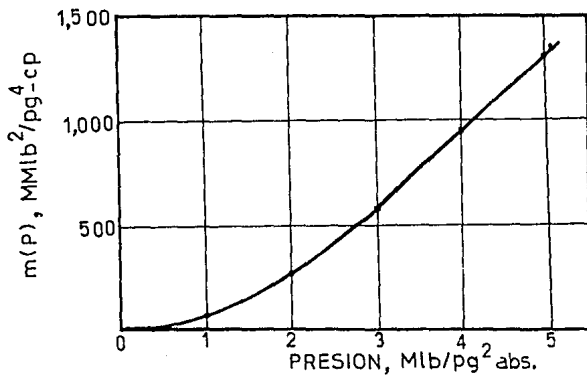


FIG IV 10 GRAFICA DE $m(P)$ CONTRA LA PRESION.

$$q_{cs} = \frac{703 \times 10^{-6} (15)(30) (1350.1 \times 10^6 - 1312.7 \times 10^6)}{(200+460) (\ln(2100/0.45) - 0.75 + 0)}$$

$$q_{cs} = 2,329 \text{ Mpies}^3/\text{día.}$$

Repetiendo este procedimiento, para distintos valores de P_{wf} , se obtiene la siguiente tabla:

P_{wf} , lb/pg ²	q_{cs} , Mpies ³ /día
5,100 = P_R	0
5,000	2,329
4,000	25,391
3,000	47,364
2,000	66,317
1,000	79,386
0	ADF = 84,062

Finalmente, la Figura IV.11 muestra la correspondiente curva del comportamiento de afluencia.

(b) La curva del comportamiento de afluencia, utilizando las ecuaciones (4.17) y (4.22).

Solución:

Las ecuaciones a emplear son:

$$q_{cs} = \frac{703 \times 10^{-6} kh (\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)}{\tau \bar{\mu} Z (\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s + Dq)} ; \quad \text{para:}$$

$$0 < P_{wf} < 2,500 \text{ lb/pg}^2 \dots\dots (4.17)$$

y,

$$q_{cs} = \frac{703 \times 10^{-6} kh C' (\bar{P}_R - P_{wf})}{\tau [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s + Dq]} ; \quad \text{para:}$$

$$2,500 < P_{wf} < 7,000 \text{ lb/pg}^2 \dots\dots (4.22)$$

La aplicación de la ecuación (4.17) requiere de determinar -- los valores de μ_g y Z a una presión media, la cual ya fue definida por la ecuación (4.14). Utilizando la Figura IV.8 y la corrección de Lee, se tiene:

P_{wf} , lb/pg ² .	\bar{P} lb/pg ² .	Z	μ_g , cp.	q, Mpies ³ /día.
2,500	4,016	0.930	0.02356	56,152
2,000	3,874	0.918	0.02314	64,513
1,000	3,675	0.905	0.02249	76,509
0	3,606	0.900	0.02228	AOF = 80,764

En lo que respecta a la ecuación (4.22), primero se define el valor de la constante C', de la siguiente manera:

$$C' = 2 P_1 / (\rho g Z)_1 = 2(5,100)/(0.02726)(1.0)$$

$$C' = 374,174.62 \text{ lb/pg}^2\text{-cp.}$$

Sustituyendo el valor de C' en la ecuación (4.22),

P_{wf} , lb/pg ²	q , Mpies ³ /día
5,100	0
5,000	2,330
4,000	25,627
3,000	48,925
2,500	60,573

Tanto la curva del comportamiento de afluencia construida al aplicar la ecuación (4.22), como la de la ecuación (4.17), aparecen en la Figura IV.11.

(c) El AOF del pozo, aplicando la ecuación (4.23).

Solución:

$$AOF = 77 \times 10^{-7} kh F_R^2 \dots \dots \dots (4.23)$$

Sustituyendo adecuadamente,

$$AOF = 77 \times 10^{-7} (15)(30)(5,100)^2$$

$$AOF = 90,124.65 \text{ Mpies}^3/\text{día a c.s.}$$

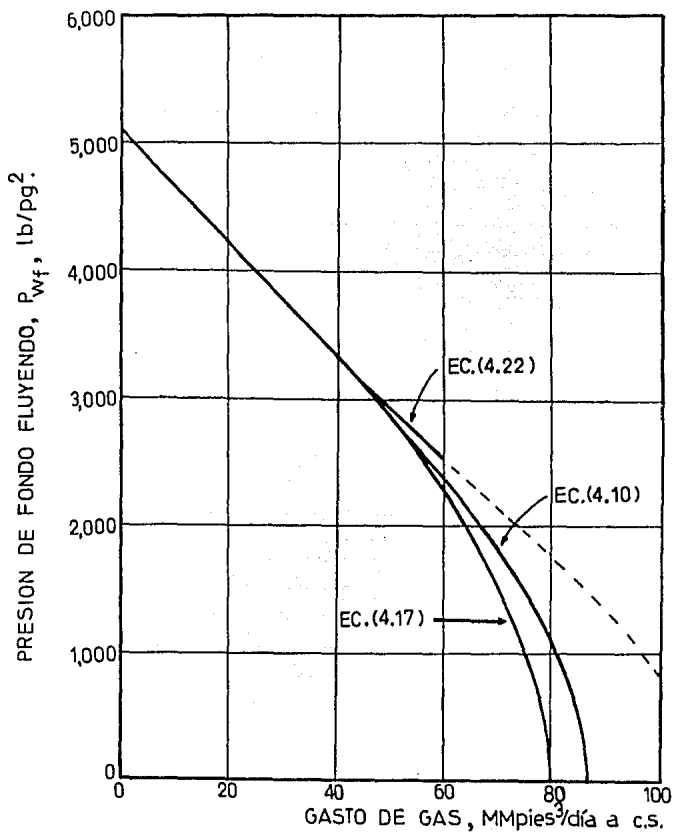


FIG. IV. 11. CURVAS DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA.

(15)

Al-Hussainy y Ramey concluyeron que con la ayuda de una prueba de producción es posible determinar el factor de daño, s , y el coeficiente de flujo no-darciano, D . El siguiente ejemplo servirá para ilustrar lo anterior.

EJEMPLO IV.4. Se realizó una prueba isocrónica a un pozo de gas - con dos períodos de flujo, es decir, a dos gastos - diferentes. A partir de los datos del yacimiento, - de las propiedades del fluido y de los resultados - de la prueba, determine:

- (a) La capacidad de flujo de la formación (kh).
- (b) El factor de daño y el coeficiente de flujo no-darciano.
- (c) El AOF del pozo.
- (d) La curva del comportamiento de afluencia, empleando la ecuación (4.10).
- (e) La curva del comportamiento de afluencia, empleando la ecuación (4.1).

Datos del yacimiento y del gas:

Presión inicial, $P_1 = 2,300 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.}$

Espesor de la formación, $h = 10 \text{ pies.}$

Radio del pozo, $r_w = 0.5 \text{ pies.}$

Radio de drenaje, $r_e = 2,980 \text{ pies.}$

Temperatura del yacimiento, $T = 130 \text{ }^\circ\text{F.}$

Porosidad, $\phi = 0.1$

Saturación de gas, $S_g = 0.77$

Compresibilidad del gas, $C_g = 4.1 \times 10^{-4} \text{ pg}^2/\text{lb.}$

Propiedades del gas:

Presión, lb/pg ² abs.	Z,	Viscosidad, cp.
400	0.95	0.0117
800	0.90	0.0125
1,200	0.86	0.0132
1,600	0.81	0.0146
2,000	0.80	0.0163
2,400	0.81	0.0180

Datos de la prueba de producción:

Tiempo de flujo, en horas.	Período de flujo #1 q=1600 Mpies ³ /día a c.v.	Período de flujo #2 q=3200 Mpies ³ /día
	P_{wf} , lb/pg ² abs.	P_{wf} , lb/pg ² abs.
0.232	1,855	1,105
0.4	1,836	1,020
0.6	1,814	954
0.8	1,806	906
1.0	1,797	860
2.0	1,758	700
4.0	1,723	539
6.0	1,703	387

Solución:

(a) La capacidad de flujo de la formación (kh).

En el Ejemplo IV.3, se mostró un procedimiento para calcular los valores de la función pseudo-presión, el cual se utiliza a --
continuación:

(1) Presión, lb/pg ² abs.	(2) 2P/ g ² , lb/pg ² -cp.	(3) Valor medio de Col.(2)	(4) P, lb/pg ² abs	(5) Col(3) x Col(4)	(6) m(P), lb ² /pg ⁴ cp
400	71,975	35,988	400	14.4x10 ⁶	14.4x10 ⁶
800	142,222	107,099	400	42.9x10 ⁶	57.3x10 ⁶
1,200	211,416	176,819	400	70.7x10 ⁶	128.0x10 ⁶
1,600	270,590	241,003	400	96.4x10 ⁶	224.4x10 ⁶
2,000	306,748	288,669	400	115.5x10 ⁶	339.9x10 ⁶
2,400	329,218	317,983	400	127.2x10 ⁶	467.1x10 ⁶

La Figura IV.12 muestra la gráfica de m(P) contra presión. --
Luego, para determinar el valor de kh, Al-Hussainy y Ramey esta-
blecieron que la pendiente de la recta que se genera al graficar
los valores de m(P) contra el logaritmo del tiempo de flujo, se -
define como:

$$-b = 1,637 q T / (kh) \dots\dots\dots (4.30)$$

y, despejando a kh:

$$kh = 1,637 q T / -b \dots\dots\dots (4.31)$$

Donde:

b, pendiente de la recta, al graficar $m(P_{wf})$ contra $\log(t)$, en $(MMlb^2/pg^4-cp)/ciclo$.

q, gasto de gas con que se llevó a cabo la prueba, en $--- Mpies^3/día$ a c.s.

T, temperatura del yacimiento, en $^{\circ}R$.

kh, capacidad de flujo de la formación, en md-pies.

Entonces, evaluando a $m(P_{wf})$ para cada período de flujo, con ayuda de la Figura IV.12, se tiene:

Tiempo de flujo, horas.	$q_1=1600 Mpies^3/día.$		$q_2=3200 Mpies^3/día.$	
	P_{wf} , lb/pg ² abs.	$m(P_{wf})$, (MMlb ² /pg ⁴ cp)	P_{wf} , lb/pg ² abs.	$m(P_{wf})$, (MMlb ² /pg ⁴ cp)
0.232	1,855	298	1,105	111
0.4	1,836	292	1,020	96
0.6	1,814	286	954	85
0.8	1,806	284	906	76
1.0	1,797	279	860	68
2.0	1,758	270	700	47
4.0	1,723	260	539	29
6.0	1,703	254	387	14

La Figura IV.13 muestra la gráfica de $m(P_{wf})$ contra $\log(t)$, -

para cada período de flujo, de la cual se puede valorar las pendientes, de la siguiente manera:

$$b_1 = \frac{m(P_{wf})_2 - m(P_{wf})_1}{\log(t)_2 - \log(t)_1} \dots\dots\dots(4.32)$$

Sustituyendo para el primer período de flujo:

$$b_1 = \frac{(260 - 292) \times 10^6}{\log(4) - \log(0.4)}$$

$$b_1 = -3.2 \times 10^7 \text{ (MMlb}^2/\text{pg}^4\text{-cp)/ciclo.}$$

y, utilizando la ecuación (4.31),

$$kh_1 = 1,637 \frac{(1600)(130+460)}{3.2 \times 10^7} = 48.29 \text{ md-pies.}$$

Como h = 10 pies, entonces:

$$k_1 = 4.829 \text{ md.}$$

Para el segundo período de flujo,

$$b_2 = \frac{(29 - 96) \times 10^6}{\log(4) - \log(0.4)}$$

$$b_2 = -6.7 \times 10^7 \text{ (MMlb}^2/\text{pg}^4\text{-cp)/ciclo.}$$

y,

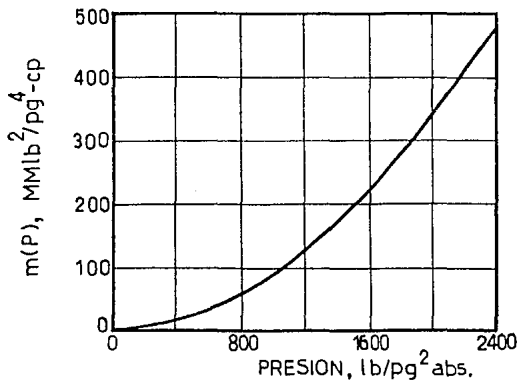


FIG. IV. 12. GRAFICA DE $m(P)$ CONTRA LA PRESION.

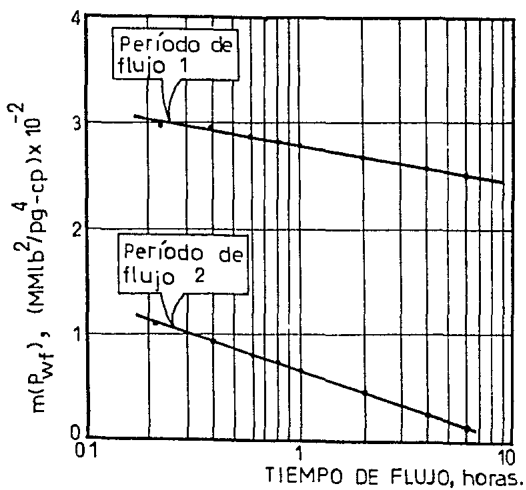


FIG. IV. 13. GRAFICA DE $m(R_{wf})$ CONTRA EL $\text{LOG}(t)$.

$$kh_2 = 1,637 \frac{(3200)(130+460)}{6.7 \times 10^7} = 46.13 \text{ md-pies.}$$

Por lo cual,

$$k_2 = 4.613 \text{ md.}$$

La diferencia entre las capacidades de flujo encontradas para ambos gastos, no es significativa. Para fines del ejemplo, se tomará una capacidad de:

$$kh = 48.3 \text{ md-pies, y } k = 4.83 \text{ md.}$$

(b) El factor de daño y el coeficiente de flujo no-darciano.

El efecto aparente de daño, s' , puede calcularse con la siguiente ecuación presentada por Al-Hussainy y Ramey:

$$s' = s + Dq = 1.151 \left\{ \frac{m(P_1) - m(P_1 \text{ hr})}{-b} - \log \left[\frac{k}{\beta (g C_t)_i r_w^2} \right] + 3.23 \right\} \dots (4.33)$$

Para el primer período de flujo:

$$s'_1 = 1.151 \left\{ \frac{(435-279) \times 10^6}{3.2 \times 10^7} - \log \left[\frac{4.83}{(0.1)(0.0176)(0.00032)(0.5)^2} \right] + 3.23 \right\}$$

$$s'_1 = 0.649$$

Para el segundo período de flujo:

$$s'_2 = 1.151 \left\{ \frac{(435-68) \times 10^6}{6.7 \times 10^7} - \log \left[\frac{4.613}{(0.1)(0.0176)(0.00032)(0.5)^2} + 3.23 \right] \right\}$$

$$s'_2 = 1.365$$

Agrupando ambos resultados:

$$\text{Flujo 1: } s'_1 = s + Dq_1 = 0.649 \quad \dots \quad (4.34)$$

$$\text{Flujo 2: } s'_2 = s + Dq_2 = 1.365 \quad \dots \quad (4.35)$$

Resolviendo simultáneamente las ecuaciones (4.34) y (4.35), -
se tiene:

$$\begin{aligned} s + 1600 \text{ Mpies}^3/\text{día} \cdot D &= 0.649 \\ -s - 3200 \text{ Mpies}^3/\text{día} \cdot D &= -1.365 \\ \hline -1600 \text{ Mpies}^3/\text{día} \cdot D &= -0.716 \end{aligned}$$

Por lo tanto,

$$D = (-0.716)/(-1600 \text{ Mpies}^3/\text{día})$$

$$D = 4.475 \times 10^{-4} (\text{Mpies}^3/\text{día})^{-1}$$

y, sustituyendo el valor de D en la ecuación (4.35), queda:

$$s + (4.475 \times 10^{-4})(1600) = 0.649$$

$$s = -0.067$$

El factor de daño es despreciable y, por ello, toda la resistencia que se presenta al flujo, en las cercanías del pozo, es de
bida al flujo no-darciano. Generalmente, esto es causado por no -

tener suficientemente disparado al pozo.

Este mismo problema fue resuelto por Al-Hussainy y Ramey. Ellos determinaron que $D = 4.39 \times 10^{-4} (\text{Mpies}^3/\text{día})^{-1}$ y $s = -0.03$. Aunque la solución que yo presento no varía considerablemente a la de ellos, esta diferencia se debe a los valores de $m(P_{wf})$ leídos en la Figura IV.12. En consecuencia, se concluye que para aplicar este método de construcción de la curva del comportamiento de afluencia, hay que ser cuidadosos y lo más preciso posible durante el trazo de las gráficas requeridas, de igual forma, en sus lecturas.

(c) El ADF del pozo.

De la ecuación (4.10), se tiene:

$$ADF = \frac{703 \times 10^{-6} kh (m(P_R) - 0)}{\tau [\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s + Dq]} \dots\dots\dots (4.37)$$

Sustituyendo apropiadamente,

$$ADF = \frac{703 \times 10^{-6} (4.83)(10)(435 \times 10^6)}{(130 + 460) [\ln(2980/0.5) - 0.75 - 0.067 + (4.475 \times 10^{-4})ADF]} \dots\dots\dots (4.38)$$

y, simplificando:

$$ADF = \frac{25034.545}{7.8758257 + (4.475 \times 10^{-4})ADF} \dots\dots\dots (4.39)$$

Agrupando los términos de ADF, nos queda:

$$\text{ADF} (7.875825 + 4.475 \times 10^{-4} \text{ ADF}) = 25034.545 \dots (4.40)$$

desarrollando,

$$4.475 \times 10^{-4} \text{ ADF}^2 + 7.875825 \text{ ADF} = 25034.545 \dots (4.41)$$

dividiendo toda la ecuación (4.41) entre 4.475×10^{-4} ,

$$\text{ADF}^2 + 17600 \text{ ADF} = 55943117 \dots (4.42)$$

completando el trinomio cuadrado perfecto:

$$\text{ADF}^2 + 17600 \text{ ADF} + 7.744 \times 10^7 - 7.744 \times 10^7 = 55943117$$

El binomio al cuadrado al que se reduce es:

$$(\text{ADF} + 8800)^2 = 1.338 \times 10^8 \dots (4.43)$$

finalmente,

$$\text{ADF} = (1.338 \times 10^8)^{0.5} - 8800 \dots (4.44)$$

$$\text{ADF} = 2749.2 \text{ Mpies}^3/\text{día a c.s.}$$

También, por ensaye y error, se puede determinar el ADF a partir de la ecuación (4.39), pero la exactitud de este método depende de la tolerancia que se quiera utilizar, por ello es poco recomendable. Sin embargo, si se desea utilizar el método iterativo, un primer valor del ADF se puede estimar considerando que $Dq = s = 0$.

(d) La curva del comportamiento de afluencia, empleando la ecuación (4.10).

La ecuación a emplear es:

$$q_{CB} = \frac{703 \times 10^{-6} kh [m(P_R) - m(P_{wf})]}{T (\ln(r_e/r_w) - 0.75 + s + Dq)} \dots (4.10)$$

Siguiendo el procedimiento empleado para calcular el ADF, se tiene:

P_{wf} , lb/pg ²	$m(P_{wf})$, MMlb ² /pg ⁴ -cp	q, Mpies ³ /día
2,300 = P_R	435.0	0
2,000	339.9	669
1,600	224.4	1,424
1,200	128.0	2,013
800	57.3	2,426
400	14.4	2,669
0	0.0	2,749 = ADF

Con los valores de P_{wf} y q, se construyó la curva del comportamiento de afluencia que se muestra en la Figura IV.14.

(e) La curva del comportamiento de afluencia, empleando la ecuación (4.1).

En la sección IV.1.2, se estableció que:

$$q = C (P_R^2 - P_{wf}^2)^n \quad \dots\dots\dots (4.1)$$

La Tabla IV.5, muestra los valores de $(P_R^2 - P_{wf}^2)$ para cada tiempo de flujo. La gráfica de estos valores, se encuentra en la

Figura IV.15.

Aplicando la ecuación (4.4) y la línea de 6.0 horas, se tiene:

$$n = \frac{\log(3.2) - \log(1.6)}{\log(5.14) - \log(2.39)} = 0.905$$

La Tabla IV.6 muestra la variación del coeficiente C, respecto al tiempo de flujo. Los valores de C se determinaron aplicando la ecuación (4.5) y considerando el gasto de 1.6 MMpies³/día a -- c.s. La Figura IV.16 muestra la gráfica de C contra el log(t). -- Para determinar el tiempo requerido para la estabilización del pozo, aplicamos la ecuación (4.6), de la siguiente manera:

$$t_s \approx 1,000 \frac{(0.1)(0.77)(0.0176)(2,980)^2}{(4.83)(2,300)}$$

$$t_s \approx 1,083 \text{ horas.}$$

Entrando con este valor de t_s a la Figura IV.16, encontramos que:

$$C = 0.61 \text{ MMpies}^3/\text{día}/(\text{MMlb/pg}^2)^{2n}.$$

Sustituyendo los valores de C y n calculados, en la ecuación (4.1), ésta queda de la siguiente manera:

$$q = 0.61 (\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)^{0.905} \dots\dots\dots (4.45)$$

Tabulando la ecuación (4.45), para diversos valores de P_{wf} ,

TABLA IV.5. Valores de $(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)$ para cada tiempo de flujo.

Tiempo de flujo, t, horas.	P_{wf} , lb/pg ² abs.	$(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)$, lb ² /pg ⁴ abs.
Primer periodo de flujo: q=1600 Mpies ³ /día a c.s.		
0.232	1,855	1.848,975
0.4	1,836	1.919,104
0.6	1,814	1.999,404
0.8	1,806	2.028,364
1.0	1,797	2.060,791
2.0	1,758	2.199,436
4.0	1,723	2.321,271
6.0	1,703	2.389,791
Segundo periodo de flujo: q=3200 Mpies ³ /día a c.s.		
0.232	1,105	4.068,975
0.4	1,020	4.249,600
0.6	954	4.379,884
0.8	906	4.469,164
1.0	860	4.550,400
2.0	700	4.800,000
4.0	539	4.999,479
6.0	387	5.140,231

$$\bar{P}_R = 2,300 \text{ lb/pg}^2 \text{abs.}$$

TABLA IV.6. Variación del coeficiente C respecto al tiempo de --
flujo, para q = 1.6 MMpies³/día a c.s.

Tiempo de flujo, t, horas.	$(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)$, MMlb ² /pg ⁴ abs.	C, MMpies ³ /día/(MMlb/-- pg ² abs) ²ⁿ .
0.232	1.849	0.917
0.4	1.919	0.887
0.6	1.999	0.855
0.8	2.028	0.844
1.0	2.061	0.832
2.0	2.199	0.784
4.0	2.321	0.747
6.0	2.390	0.727

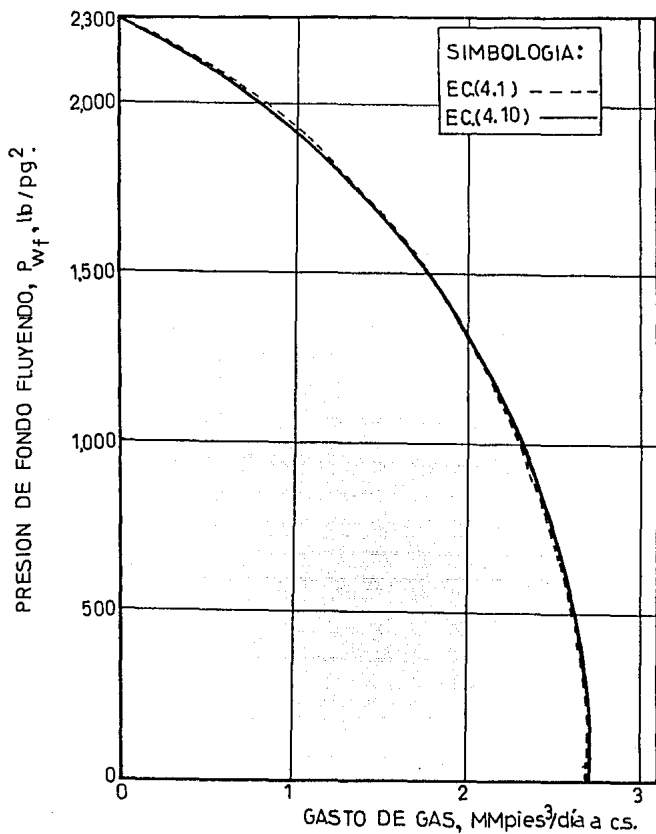


FIG.IV.14. CURVAS DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (EJEMPLO IV. 4).

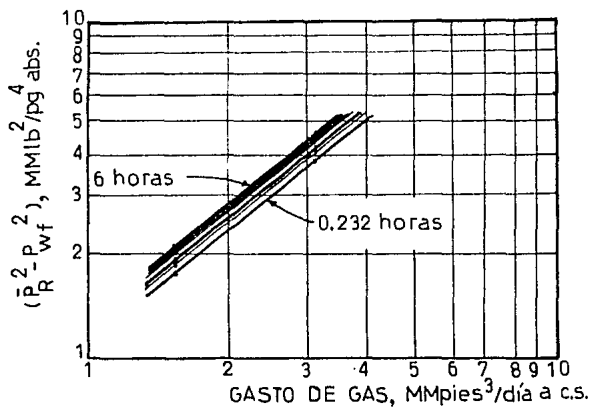


FIG. IV.15. RESULTADOS DE LA PRUEBA ISOCRONICA.

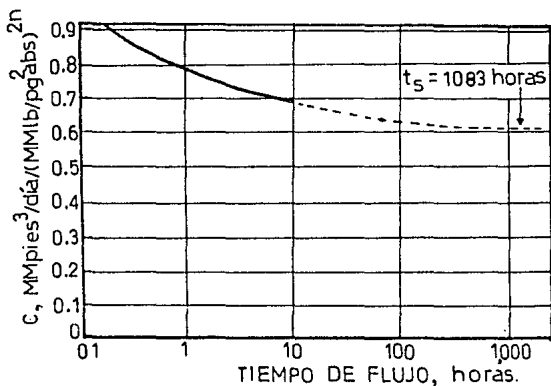


FIG. IV.16. VARIACION DEL COEFICIENTE C RESPECTO AL LOG(t), PARA EL EJEMPLO IV.4.

P_{wf} lb/pg ²	q MMpies ³ /día
2,300 = P_R	0.000
2,000	0.768
1,600	1.514
1,200	2.066
800	2.451
400	2.679
0	2.755 = AOF

La Figura IV.14 muestra, también, la curva del comportamiento de afluencia construida al graficar los datos tabulados arriba.

IV.1.4 Utilizando la ecuación de Hai-Zui Meng et al., para --- flujo transitorio.

(19)
Hai-Zui Meng et al., dedujeron una ecuación que representa el comportamiento de afluencia en pozos fluyentes de gas, durante el periodo de flujo transitorio, y que es aplicable tanto a los fracturados hidráulicamente como a los terminados en yacimientos homogéneos (no fracturados), utilizando la función pseudo-presión del gas real propuesta por Al-Hussainy y Ramey.
(15)

Los investigadores partieron de que, para cualquier pozo de gas, la función pseudo-presión de fondo fluyendo, evaluada a un -

tiempo de producción t , puede obtenerse con la ecuación:

$$m(P_{wf}(t)) = m(P_1) - C_1(t) q_g(t) \quad \dots\dots\dots (4.46)$$

y, para la presión media del yacimiento en función del tiempo, -- $\bar{P}_R(t)$, se tiene:

$$m(\bar{P}_R(t)) = m(P_1) - C_2(t) q_g(t) \quad \dots\dots\dots (4.47)$$

Donde:

$m(P_{wf}(t))$, función pseudo-presión evaluada para P_{wf} , en --
función del tiempo de producción, en $lb^2/pg^4 cp.$

$m(\bar{P}_R(t))$, función pseudo-presión evaluada para la presión
media del yacimiento a un tiempo t , en lb^2/pg^4
cp.

$m(P_1)$, función pseudo-presión evaluada a la presión ini--
cial del yacimiento, en $lb^2/pg^4-cp.$

$C_1(t)$, $C_2(t)$, coeficientes que son función exclusiva del
tiempo, t , en $(Mpies^3/día)^{-1}$.

$q_g(t)$, gasto de gas con que se produce en el tiempo t , en
 $Mpies^3/día$ a c.s.

Restando la ecuación (4.46) de la (4.47),

$$m(\bar{P}_R(t)) - m(P_{wf}(t)) = [C_1(t) - C_2(t)] q_g(t) \quad \dots\dots\dots (4.48)$$

Para calcular el $(q_g(t))_{\text{máx}}$, se hace $P_{wf}(t) = 0$; entonces:

$$(q_g(t))_{\text{máx}} = \frac{m(\bar{P}_R(t))}{C_1(t) - C_2(t)} \dots\dots\dots (4.49)$$

Por otro lado, si consideramos que:

$$1 - \frac{m(P_{wf}(t))}{m(\bar{P}_R(t))} = \frac{m(\bar{P}_R(t)) - m(P_{wf}(t))}{m(\bar{P}_R(t))} \dots\dots\dots (4.50)$$

Substituyendo en la ecuación (4.50), las ecuaciones (4.46) y - (4.47), queda:

$$1 - \frac{m(P_{wf}(t))}{m(\bar{P}_R(t))} = \frac{m(P_1) - C_2(t)q_g(t) - m(P_1) + C_1(t)q_g(t)}{m(\bar{P}_R(t))} \dots\dots\dots (4.51)$$

Simplificando,

$$1 - \frac{m(P_{wf}(t))}{m(\bar{P}_R(t))} = \frac{[C_1(t) - C_2(t)] q_g(t)}{m(\bar{P}_R(t))} \dots\dots\dots (4.52)$$

y,

$$1 - \frac{m(P_{wf}(t))}{m(\bar{P}_R(t))} = \frac{q_g(t)}{m(\bar{P}_R(t)) / [C_1(t) - C_2(t)]} \dots\dots\dots (4.53)$$

Como lo indica la ecuación (4.49), el denominador del miembro de la derecha de la ecuación (4.53) es igual a $(q_g(t))_{\text{máx}}$, entonces, se concluye que:

$$\frac{m(P_{wf}(t))}{m(\bar{P}_R(t))} = 1 - \frac{q_g(t)}{(q_g(t))_{\text{máx}}} \dots\dots\dots (4.54)$$

EJEMPLO IV.5. Considere que, de un pozo de gas, se tiene la siguiente información:

Presión media del yacimiento, $\bar{P}_R = 5,100 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs.}$

Temperatura del yacimiento, $T = 200 \text{ }^\circ\text{F.}$

Radio del pozo, $r_w = 0.45 \text{ pies.}$

Radio de drene, $r_e = 2,100 \text{ pies.}$

Permeabilidad efectiva de la formación, $k = 0.15 \text{ md.}$

Porosidad de la formación, $\phi = 0.15$

Compresibilidad total inicial, $C_{ti} = 1.96 \times 10^{-4} (\text{lb/pg}^2)^{-1}.$

Viscosidad inicial del gas, $\mu_{g1} = 0.02726 \text{ cp.}$

Espesor de la formación productora, $h = 30 \text{ pies.}$

Densidad relativa del gas, $\gamma_g = 0.70 \text{ (aire=1.0).}$

$D_q = s = 0.$

Además, los valores de $m(P)$ para distintas P_{wf} , son:

$P_{wf},$ lb/pg^2	$m(P_{wf}),$ $\text{MMlb}^2/\text{pg}^4\text{-cp}$
1,000	75.1
2,000	285.0
3,000	589.4
4,000	942.3
5,000	1,312.7
5,100 = \bar{P}_R	1,350.1

Calcule:

- (a) La duración del período de flujo transitorio.
- (b) Los AOF del pozo para $t = 1$ día, 30 días, 90 días, 1 año.
- (c) Las curvas del comportamiento de afluencia, para los tiempos de producción señalados en el inciso anterior, considerando la ecuación (4.54).

Solución:

- (a) La duración del período de flujo transitorio se puede estimar con la siguiente ecuación: (B)

$$t_{pt} = \frac{1,194 \phi \mu_g C_t r_e^2}{k} \dots\dots\dots (4.55)$$

Donde:

t_{pt} , duración del período transitorio, en horas.

ϕ , porosidad de la formación, en fracción.

μ_g , viscosidad del gas, en cp.

C_t , compresibilidad total, en $(\text{lb}/\text{pg}^2)^{-1}$.

r_e , radio de drenaje, en pies.

k , permeabilidad de la formación, en md.

Sustituyendo en la ecuación (4.55), se tiene:

$$t_{pt} = \frac{1,194(0.15)(0.02726)(1.96 \times 10^{-4})(2100)^2}{0.15}$$

$$t_{pt} = 28,134 \text{ horas} = 1,172 \text{ días} = 3.2 \text{ años.}$$

(b) El AOF del pozo para un tiempo t , se puede calcular por medio de la ecuación (4.9), despejando al gasto y considerando que $m(P_{wf}) = 0$, de la siguiente manera:

$$AOF = q_{ca} = \frac{6.1087 \times 10^{-4} kh (m(P_R) - 0)}{\tau \left[\log \left\{ \frac{kt/B(\mu C_t)_i}{r_w^2} \right\} - 3.2 + 0.87(s+Dq) \right]}$$

Las unidades en que se deben sustituirse las variables, se indican en el subtema (IV.1.3). Recuérdese que el tiempo de producción, t , se considera en horas.

Para $t = 1 \text{ día} = 24 \text{ horas}$, se tiene:

$$AOF = \frac{6.1087 \times 10^{-4} (0.15)(30)(1350.1 \times 10^6)}{(660) \left[\log \left\{ \frac{(0.15)(24)}{(0.15)(0.02726)(1.96 \times 10^{-4})(.45)^2} \right\} - 3.2 \right]}$$

$$AOF = 1,356.3 \text{ Mpies}^3/\text{día a c.s.}$$

Repetiendo este procedimiento, para los distintos tiempos de producción, se obtiene:

Tiempo de producción, días.	AOF, Mpies ³ /día a c.s.
1	1,356.3
30	1,000.0
90	921.8
365 = 1 año.	838.2

(c) Despejando de la ecuación (4.54) el gasto en función del tiempo, nos queda:

$$q_g(t) = (q_g(t))_{\text{máx}} \left\{ 1 - \frac{m(P_{wf}(t))}{m(P_R(t))} \right\} \dots\dots\dots (4.57)$$

Para $t = 1$ día, la ecuación (4.57) se transforma en:

$$q_g(t) = 1,356.3 \left\{ 1 - \frac{m(P_{wf}(t))}{1,350.1} \right\}$$

Si, $P_{wf} = 5,000$ lb/pg², entonces $m(P_{wf}) = 1,312.7$,

$$q_g(t) = 1,356.3 \left\{ 1 - \frac{1,312.7}{1,350.1} \right\}$$

$$q_g(t) = 37.57 \text{ Mpies}^3/\text{día a c.s.}$$

La Tabla IV.7 muestra los resultados que se obtuvieron al repetir este sencillo procedimiento, para distintos valores de P_{wf} y considerando los tiempos de producción solicitados. A partir de esta tabla, se construyeron las curvas del comportamiento de afluencia que se muestran en la Figura IV.17.

Dentro del desarrollo de su trabajo, Hai-Zui Meng et al., hicieron las siguientes consideraciones generales, en la formulación del comportamiento de flujo en un pozo con fractura vertical de conductividad finita y bajo el régimen de flujo transitorio: ⁽²⁰⁾

TABLA IV.7. Resultados del Ejemplo IV.5.

Presión de fondo fluyendo, P_{wf} , en lb/pg ² .	Gasto de gas, Mpies ³ /día a c.s.
Tiempo de producción = 1 día.	
5,100	0
5,000	37.6
4,000	409.7
3,000	764.2
2,000	1,069.9
1,000	1,280.1
0	1,356.3
Tiempo de producción = 30 días.	
5,100	0
5,000	27.7
4,000	302.1
3,000	563.4
2,000	788.9
1,000	944.4
0	1,000.0
Tiempo de producción = 90 días.	
5,100	0
5,000	25.5
4,000	278.4
3,000	519.4
2,000	727.2
1,000	870.5
0	921.8
Tiempo de producción = 365 días.	
5,100	0
5,000	23.2
4,000	253.2
3,000	472.3
2,000	661.3
1,000	791.6
0	838.2

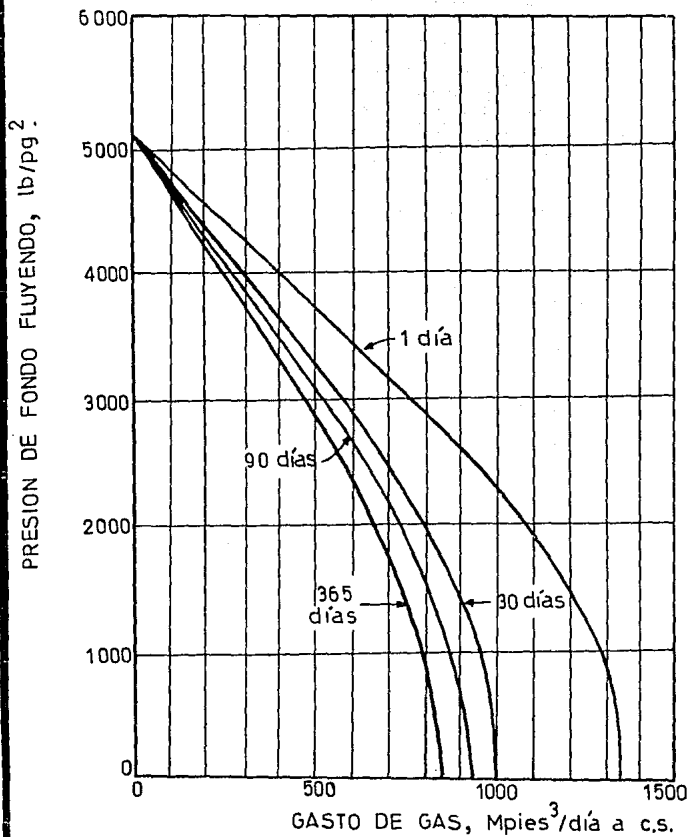


FIG. IV. 17. CURVAS DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DURANTE EL PERIODO DE FLUJO TRANSITORIO (EJEMPLO IV.5).

1. El yacimiento es considerado como un medio poroso horizontal, de extensión infinita, isotrópico, limitado superior e inferiormente por un estrato impermeable, con permeabilidad y espesor constantes. El yacimiento se encuentra inicialmente, a una presión constante y completamente saturado de un fluido de viscosidad constante y de pequeña compresibilidad (en el caso de hidrocarburos líquidos).
2. El pozo está intersectado por una fractura vertical simétrica de conductividad finita, la cual penetra la extensión vertical de la formación en forma total. La fractura, tiene una permeabilidad, k_f , una longitud media, x_f , un espesor, w , una porosidad, \bar{U}_f , una compresibilidad total, C_{t_f} .
3. El pozo se encuentra localizado en el centro de un yacimiento infinito y está produciendo a un gasto constante, q . El flujo entra al pozo solamente por la fractura y se considera que todo el sistema obedece la ley de Darcy. Los efectos de almacenamiento y daño no son tomados en cuenta dentro del estudio.
4. Los efectos gravitacionales y los gradientes de presión, ocasionados por dichos efectos, son despreciados. Las propiedades, tanto del yacimiento como de la fractura, son independientes de la presión.

En la Figura IV.18, se muestra el sistema físico con las con-

sideraciones anteriores. En el desarrollo de este modelo semi-analítico, los autores definieron las siguientes variables dimensionales: (21)

$$m_{wd} = \frac{k h [m(P_i) - m(P_{wf})]}{1,424 q T} \dots\dots\dots (4.58)$$

$$m_{df} = \frac{k h [m(P_f) - m(P_{wf})]}{1,424 q T} \dots\dots\dots (4.59)$$

$$t_{dxf} = \frac{0.000264 k t}{\phi (\mu C_t)_i x_f^2} \dots\dots\dots (4.60)$$

$$F_{cd} = \frac{k_f \cdot w}{k \cdot x_f} \dots\dots\dots (4.61)$$

Donde:

- m_{wd} , caída de presión adimensional en el pozo.
- m_{df} , pérdida de presión adimensional a través de la fractura.
- t_{dxf} , tiempo de producción adimensional.
- kh , capacidad de flujo de la formación, en md-pies.
- F_{cd} , conductividad adimensional de la fractura.
- $m(P)$, función pseudo-presión del gas real, en lb^2/pg^4 -cp.
- P_i , presión inicial del yacimiento, en lb/pg^2 abs.

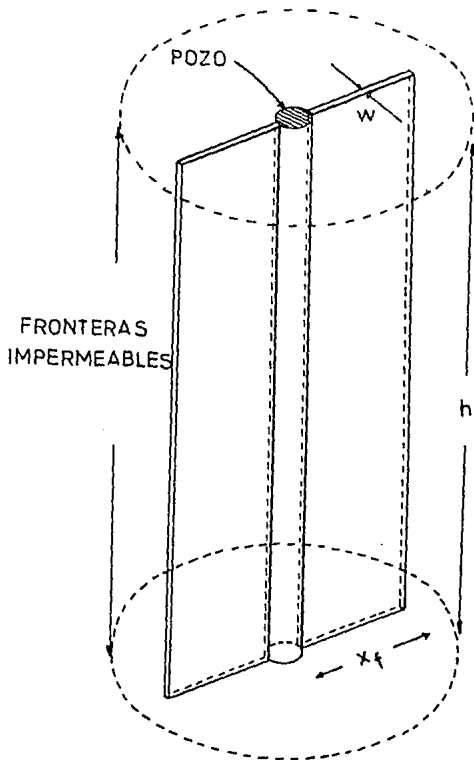


FIG. IV. 18 MODELO FISICO DE UNA FRACTURA VERTICAL

- P_{wf} , presión de fondo fluyendo, en lb/pg^2 abs.
- P_f , presión del flujo en la fractura, a un tiempo t ,
y a una distancia (x) del pozo, en lb/pg^2 abs.
- q , gasto de gas, en $Mpies^3/día$ a c.s.
- T , temperatura del yacimiento, en $^{\circ}R$.
- t , tiempo de producción, en horas.
- $\bar{\mu}$, porosidad de la formación, en fracción.
- $(\frac{\mu}{g} C_t)_i$, el producto de la viscosidad del gas por la compressibilidad total, a condiciones iniciales, en $cp-(lb/pg^2)^{-1}$.
- x_f , longitud media de la fractura, en pies.
- k_f , permeabilidad de la fractura, en md.
- w , amplitud de la fractura, en pies.

El procedimiento, paso a paso, para construir la curva del comportamiento de afluencia para un pozo de gas que presente una fractura vertical de conductividad finita y que produce dentro del período de flujo transitorio, es el siguiente:

PASO 1. Para cualquier tiempo de producción dado, la función pseudo-presión de fondo fluyendo, se calcula con la siguiente expresión:

$$m(P_{wf}(t)) = m(P_1(t)) - \frac{m_{wd}(t_{dx}, F_{cd}) \times 1,424 \ q_g(t) \times T}{k \ h} \dots\dots\dots (4.62)$$

El valor de $m_{wd}(t_{dxf}, F_{cd})$ puede obtenerse de la curva tipo -- que aparece en la Figura IV.19, luego de calcular los valores de t_{dxf} y F_{cd} .

PASO 2. Calcule el valor de la función pseudo-presión evaluada a la presión media del yacimiento, \bar{P}_R , con la ecuación:

$$m(\bar{P}_R(t)) = m(P_1(t)) - \frac{m_d(t_{dxf}) \times 1,424 q_g(t) \times T}{k h} \dots (4.63)$$

donde $\bar{m}_d(t_{dxf})$ es la caída de presión adimensional promedio y puede obtenerse a través de un cálculo de balance de materia, según los autores. Sin embargo, en el trabajo original no se muestra ni se plantea dicho balance. Personalmente, propongo que:

$$m(\bar{P}_R(t))_1 = m(P_1(t)) \dots \dots \dots (4.64-A)$$

y,

$$m(\bar{P}_R(t))_2 = m(P_{wf}(t)) + \frac{(m_{wd} - m_{df}) \times 1,424 q_g(t) \times T}{k h} \dots \dots \dots (4.64-B)$$

Si,

$$\left. \begin{aligned} m(\bar{P}_R(t))_2 &\geq m(\bar{P}_R(t))_1, \text{ entonces } m(\bar{P}_R(t)) = m(\bar{P}_R(t))_1 \\ m(\bar{P}_R(t))_2 &< m(\bar{P}_R(t))_1, \text{ entonces } m(\bar{P}_R(t)) = m(\bar{P}_R(t))_2 \end{aligned} \right\} \dots \dots \dots (4.65)$$

La ventaja de utilizar la expresión (4.65) en lugar de la --

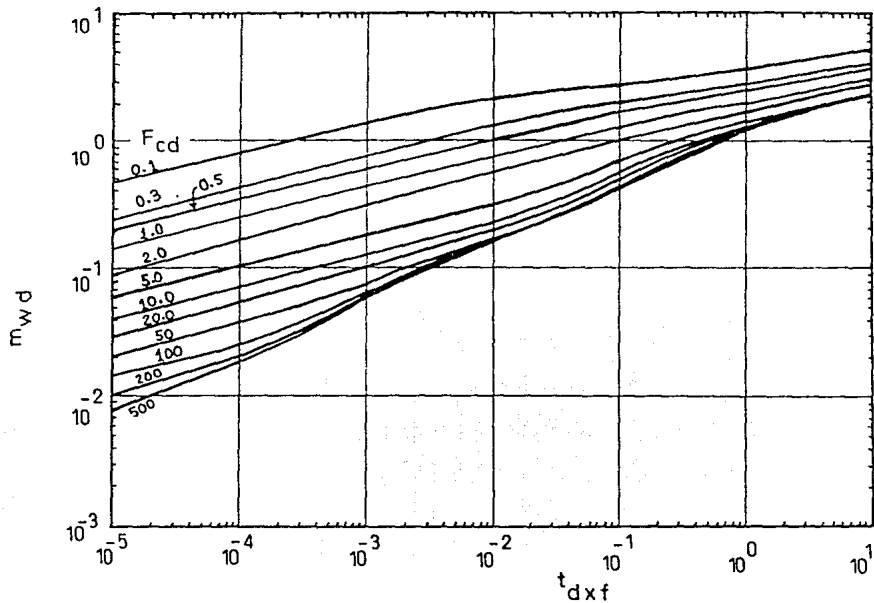


FIG. IV. 19 CURVA TIPO PARA LA DETERMINACION DE m_{wd} .

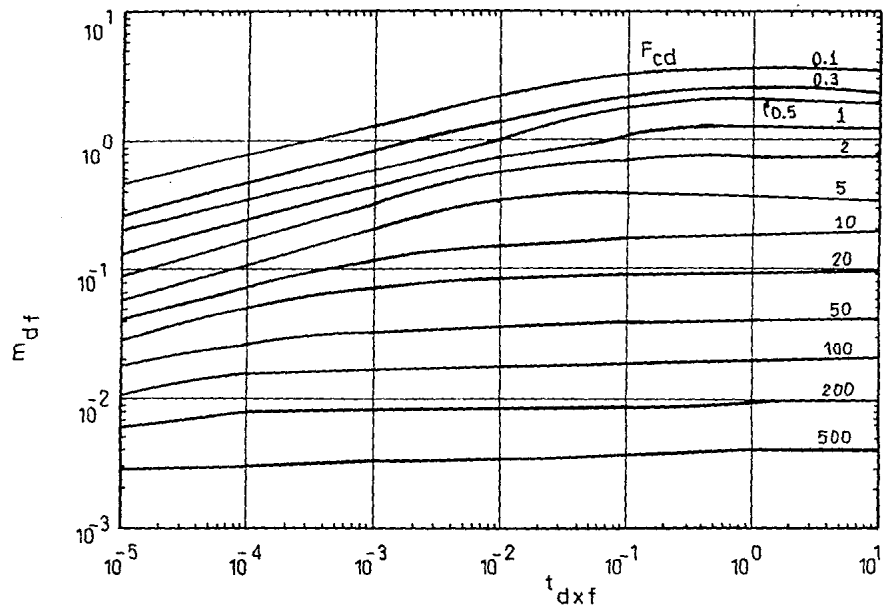


FIG. IV. 20 CURVA TIPO PARA LA DETERMINACION DE m_{df} .

ecuación (4.63), es que el valor de $m_{df}(t_{dx}, F_{cd})$ se puede determinar fácilmente por medio de la curva tipo que aparece en la Figura IV.20. El Ejemplo IV.6 muestra los resultados que obtuvieron Hai-Zui Meng et al., utilizando la ecuación (4.63) y a los que se llega con la ecuación (4.65), con lo que se observa la validez de la aproximación propuesta.

PASO 3. Calcule el $(q_g(t))_{m\acute{a}x}$ -o AOF-, con la ecuación:

$$(q_g(t))_{m\acute{a}x} = q_g(t) / \left\{ 1 - \frac{m(P_{wf}(t))}{m(P_R(t))} \right\} \dots\dots(4.66)$$

PASO 4. Una vez que se ha determinado $(q_g(t))_{m\acute{a}x}$, utilizando la ecuación (4.54), se establece la relación entre $q_g(t)$ contra $m(P_{wf}(t))$. Finalmente, la curva del comportamiento de afluencia, $P_{wf}(t)$ vs. $q_g(t)$, puede --- construirse por medio de la conversión de los valores de $m(P_{wf}(t))$ a $P_{wf}(t)$.

EJEMPLO IV.6. Después de realizar un fracturamiento hidráulico a un pozo de gas, se obtuvo la siguiente información: ⁽²¹⁾⁽²⁰⁾

Datos del yacimiento:

Presión del yacimiento, $P_1 = 2,394 \text{ lb/pg}^2$.

Temperatura del yacimiento, $T = 260 \text{ }^\circ\text{F} = 720 \text{ }^\circ\text{R}$.

Espesor de la formación, $h = 32 \text{ pies}$.

Permeabilidad de la formación, $k = 0.0081$ md.

Porosidad de la formación, $\phi = 0.107$

Compresibilidad total del sistema roca-fluidos, -----

$$C_t = 2.34 \times 10^{-4} (\text{lb/pg}^2)^{-1}.$$

Viscosidad inicial del gas, $\mu_{gi} = 0.0176$ cp.

Longitud media de la fractura, $x_f = 727$ pies.

Capacidad de flujo de la fractura, $k_f \cdot w = 294$ md-pies.

Densidad relativa del gas, $\gamma_g = 0.7$ (aire=1.0).

Datos de la producción:

Tiempo, días.	Gasto de gas, Mpies ³ /día a c.a.
20	625
35	476
50	408
100	308
150	250
250	208
300	192

Determine:

- (a) Los AOF del pozo para cada tiempo de producción y compáralos con los obtenidos por H.Z. Meng et al., para este ejemplo.
- (b) Las curvas del comportamiento de afluencia para cada tiem

po de producción. Aplique la ecuación (4.65).

Solución:

(a) Aplicando la ecuación (4.60), para $t = 20$ días = 480 horas, -
se tiene que:

$$t_{dx} = \frac{0.000264 (0.0081)(480)}{(0.107)(0.0176)(2.34 \times 10^{-4})(727)^2}$$

$$t_{dx} = 4.407 \times 10^{-3}$$

y, con la ecuación (4.61),

$$F_{cd} = \frac{294 \text{ md-pies}}{(0.0081 \text{ md})(727 \text{ pies})} = 49.926 \approx 50$$

Entrando con los valores de t_{dx} y F_{cd} a la Figura IV.19, se
obtiene:

$$m_{wd}(4.407 \times 10^{-3}, 50) = 0.13$$

La Tabla IV.8 muestra los valores de la función pseudo-pre-
sión para distintas P_{wf} , de la cual:

$$m(P_1) = 375.688 \times 10^6 \text{ lb}^2/\text{pg}^4\text{-cp.}$$

Sustituyendo en la ecuación (4.62),

$$m(P_{wf}(t)) = 375.688 \times 10^6 - \frac{(0.13)(1424)(625)(720)}{(0.0081)(32)}$$

$$m(P_{wf}(t)) = 5.4299 \times 10^7 \text{ lb}^2/\text{pg}^4\text{-cp.}$$

De la Figura IV.20 y considerando los valores de t_{dxr} y F_{cd} calculados, se obtiene:

$$m_{df}(4.407 \times 10^{-3}, 50) = 3 \times 10^{-2}$$

Utilizando la ecuación (4.65),

$$m(\bar{P}_R(t)) = 375.688 \times 10^6 - \frac{(0.03)(1424)(625)(720)}{(0.0081)(32)}$$

$$m(\bar{P}_R(t)) = 3.0152 \times 10^8 \text{ lb}^2/\text{pg}^4\text{-cp.}$$

Finalmente, sustituyendo en la ecuación (4.66),

$$ADF(20 \text{ días}) = 625 / \left\{ 1 - \frac{5.4299 \times 10^7}{3.7569 \times 10^8} \right\}$$

$$ADF(20 \text{ días}) = 730.6 \text{ Mpies}^3/\text{día a c.s.}$$

Repetiendo este mismo procedimiento, para los distintos tiempos de producción, se obtienen los resultados mostrados en la Tabla IV.9. Ahora, haciendo una comparación:

Tiempo, días.	ADF ⁺ ,	ADF,
	Ec.(4.63)	Ec.(4.65)
	Mpieas ³ /día a c.s.	
20	720	730.6
35	565	593.6
50	485	487.6
100	363	357.8
150	305	302.4
250	240	227.7
300	220	217.9

⁺ Valores tomados del trabajo original de H.Z. Meng et al.

Como se observa en la tabla comparativa, las dos ecuaciones - proporcionan resultados similares, de tal manera que el error relativo máximo apenas alcanza el 5% (cuando $t = 250$ días). Aquí ca de señalar que, al aplicar la ecuación (4.65), se consideró la va riación de la viscosidad del gas respecto a la presión, lo cual - no sucede al utilizar la otra ecuación. Lo anterior justifica, en parte, la diferencia de resultados, pero otra razón puede ser el haber considerado una densidad relativa del gas de 0.7 para el -- cálculo de $m(P)$, dicho ésto en relación a que, en el trabajo de - Hai-Zui Meng et al., no se cuenta con esa información.

(b) A partir de la ecuación (4.54), se puede decir que:

$$q_g(t) = (q_g(t))_{\max} \left\{ 1 - \frac{m(P_{wf}(t))}{m(P_R(t))} \right\} \dots (4.67)$$

Si, $t = 20$ días, de la Tabla IV.9 se sabe que:

$$m(P_{wf}(20 \text{ días})) = 5.429 \times 10^7 \text{ lb}^2/\text{pg}^4\text{-cp}$$

$$m(P_R(20 \text{ días})) = 3.7569 \times 10^8 \text{ lb}^2/\text{pg}^4\text{-cp.}$$

Entonces,

$$q_g(t) = 730.6 \left\{ 1 - \frac{5.429 \times 10^7}{3.7569 \times 10^8} \right\}$$

$$q_g(t) = 625 \text{ Mpies}^3/\text{día a c.s.}$$

Con lo anterior, sólo se sabe que cuando $m(P_{wf}(t)) = 5.429 \times 10^7 \text{ lb}^2/\text{pg}^4\text{-cp}$, el gasto de gas es de $625 \text{ Mpies}^3/\text{día}$. Para determinar a qué valor de P_{wf} le corresponde ese de $m(P_{wf})$, se sugiere hacer una interpolación con los valores que aparecen en la Tabla IV.8.- Aplicando, la interpolación lineal, se tiene:

$$P_{wfd} = \frac{P_{wf1} - P_{wf2}}{m(P_{wf1}) - m(P_{wf2})} \left[m(P_{wfd}) - m(P_{wf2}) \right] + P_{wf2} \dots (4.68)$$

Donde:

P_{wfd} , valor de P_{wf} deseado o buscado, en lb/pg^2 .

$m(P_{wfd})$, valor de la función pseudo-presión para el que se requiere conocer la P_{wf} , en $\text{lb}^2/\text{pg}^4\text{-cp}$.

$m(P_{wf1})$, $m(P_{wf2})$, valores conocidos de la función pseudo-presión, entre los cuales se encuentra $m(P_{wfd})$, en

$$\text{lb}^2/\text{pg-cp.}$$

P_{wf1} , P_{wf2} , valores de la presión de fondo fluyendo a los que corresponden, respectivamente, $m(P_{wf1})$ y $m(P_{wf2})$, en lb/pg^2 .

Sustituyendo en la ecuación (4.68),

$$P_{wfd} = \frac{1200 - 800}{(9.918 - 4.452) \times 10^7} \left[(5.429 - 4.452) \times 10^7 \right] + 800$$

$$P_{wfd} = 858 \text{ lb}/\text{pg}^2.$$

La Tabla IV.10 muestra los resultados obtenidos con este método y, en la Figura IV.21, se encuentran las curvas del comportamiento de afluencia construidas.

IV.2 Curva del comportamiento de descarga.

La curva del comportamiento de descarga, se define como el perfil gráfico de la variación de la presión en la cabeza del pozo (P_{th}) respecto a los valores de presión de fondo fluyendo (P_{wf}) que se puedan presentar en un pozo de gas. En otras palabras, si a partir de la curva del comportamiento de afluencia se puede predecir qué gasto de gas (q_g) se obtendrá al tener una determinada P_{wf} , entonces, al aplicar un método para el cálculo del

TABLA IV.8. Valores de la función pseudo-presión (Ejemplo IV.6).

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
P_{wf}^2	Z	γ_g	$2P/P_{wf}$	Medio de Col.(4)	ΔP_i	Col.(5)	$m(P)_i$
$1b^2/pq^2$	estm.	cp	$1b^2/pq^2$ -cp	Col.(4)	$1b^2/pq^2$	Col.(6)	$1b^2/pq^2$ cp
0	1.00	0.0104	0	0	0	0	0
400	0.98	0.0147	55.532	27.766	400	1.1106×10^7	1.1106×10^7
800	0.95	0.0151	111.537	83.535	400	3.3414×10^7	4.4520×10^7
1,200	0.945	0.0157	161.763	136.650	400	5.4660×10^7	9.9180×10^7
1,600	0.92	0.0165	210.804	186.284	400	7.4513×10^7	17.3693×10^7
2,000	0.91	0.0174	252.621	231.713	400	9.2665×10^7	26.6378×10^7
2,394	0.90	0.0176	302.273	277.447	394	1.0931×10^8	37.5668×10^7

TABLA IV.9. Valores de los ADF calculados para el Ejemplo IV.6.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
Tiempo, días.	t_{dx}	F_{cd}	m_{wd}	$m(P_{wf}(t))$, $1b^2/pq^4$ -cp	m_{df}	$m(\bar{P}_R(t))$, $1b^2/pq^4$ -cp	ADF Mpoes ₃ /d.
20	4.407×10^{-3}	50	0.13	5.429×10^7	0.03	3.7569×10^8	730.6
35	7.712×10^{-2}	50	0.16	7.443×10^7	0.032	3.7569×10^8	593.6
50	1.102×10^{-2}	50	0.20	5.291×10^7	0.032	3.2403×10^8	487.6
100	2.206×10^{-2}	50	0.27	4.674×10^7	0.033	3.3547×10^8	357.8
150	3.305×10^{-2}	50	0.32	5.924×10^7	0.034	3.4206×10^8	302.4
250	5.509×10^{-2}	50	0.42	3.013×10^7	0.034	3.4771×10^8	227.7
300	6.611×10^{-2}	50	0.44	4.152×10^7	0.034	3.4986×10^8	217.9

TABLA IV.10. Determinación de los valores de P_{wf} y de q_g para la construcción de las curvas del comportamiento de --afluencia (Ejemplo IV.6).

$m(P_{wf})$, lb^2/pg^2-cp	q_g , $Mpies^3/día a c.s.$	P_{wf} , lb/pg^2
	Tiempo de producción, t = 20 días.	
0	730.6	0
5.429×10^7	625.0	858
9.918×10^7	537.7	1,200
17.369×10^7	392.8	1,600
	Tiempo de producción, t = 35 días.	
0	593.6	0
5.429×10^7	507.8	858
9.918×10^7	436.9	1,200
17.369×10^7	319.2	1,600
	Tiempo de producción, t = 50 días.	
0	487.6	0
5.429×10^7	405.9	858
9.918×10^7	338.4	1,200
17.369×10^7	226.2	1,600
	Tiempo de producción, t = 100 días.	
0	357.8	0
5.429×10^7	299.9	858
9.918×10^7	252.0	1,200
17.369×10^7	172.5	1,600
	Tiempo de producción, t = 150 días.	
0	302.4	0
5.429×10^7	254.4	858
9.918×10^7	214.7	1,200
17.369×10^7	148.8	1,600
	Tiempo de producción, t = 250 días.	
0	227.7	0
5.429×10^7	192.1	858
9.918×10^7	162.8	1,200
17.369×10^7	114.0	1,600
	Tiempo de producción, t = 300 días.	
0	217.9	0
5.429×10^7	184.1	858
9.918×10^7	156.1	1,200
17.369×10^7	109.7	1,600

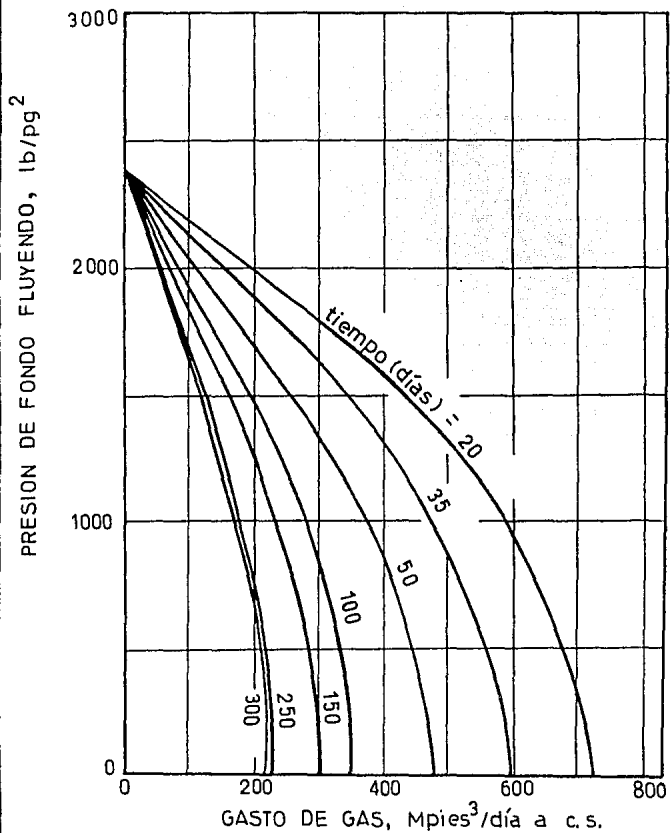


FIG. IV. 21 CURVAS DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (EJEMPLO IV. 6).

gradiente vertical de presión, se podrá estimar la P_{th} correspondiente a dicha pareja de valores (P_{wf} , q_g). Por lo anterior, se recomienda construir junto con la curva del comportamiento de descarga, a la curva del comportamiento de afluencia.

La Figura IV.22 muestra un típica curva del comportamiento de descarga. Observe que a partir de los valores de P_{wf1} y q_{g1} , se determinó la P_{th1} , de igual forma que, con P_{wf2} y q_{g2} , se definió a P_{th2} . Sin embargo, para P_{wf3} y q_{g3} , el valor de P_{th} es cero y, para valores menores de P_{wf} y mayores de q_g (por ejemplo, P_{wf4} y q_{g4}), no se tendrá ningún valor de P_{th} debido a que el fluido no alcanza la superficie.

Se puede apreciar que la distancia vertical entre las dos curvas, de la Figura IV.22, representa la diferencia existente entre la P_{wf} (curva del comportamiento de afluencia) y la P_{th} (curva del comportamiento de descarga), para varios gastos de gas. A manera de ejemplo, para un gasto de gas de 2 MMpies³/día a c.s., se tendrá una P_{wf} de 1,500 lb/pg² y, consecuentemente, una P_{th} de -- 610 lb/pg², lo que indica que, para dicho gasto, existe una pérdida de presión de 890 lb/pg² durante el viaje ascendente del flujo a través de la sarta de tubería de producción. Por supuesto, esta caída de presión variará con cualquier cambio que se produzca en los factores que afectan el peso de la columna fluyente vertical; algunos parámetros que afectan este peso son la profundidad del pozo, la densidad del gas y el gasto de líquido (condensados del gas y agua) producido. El diámetro de la tubería de producción --

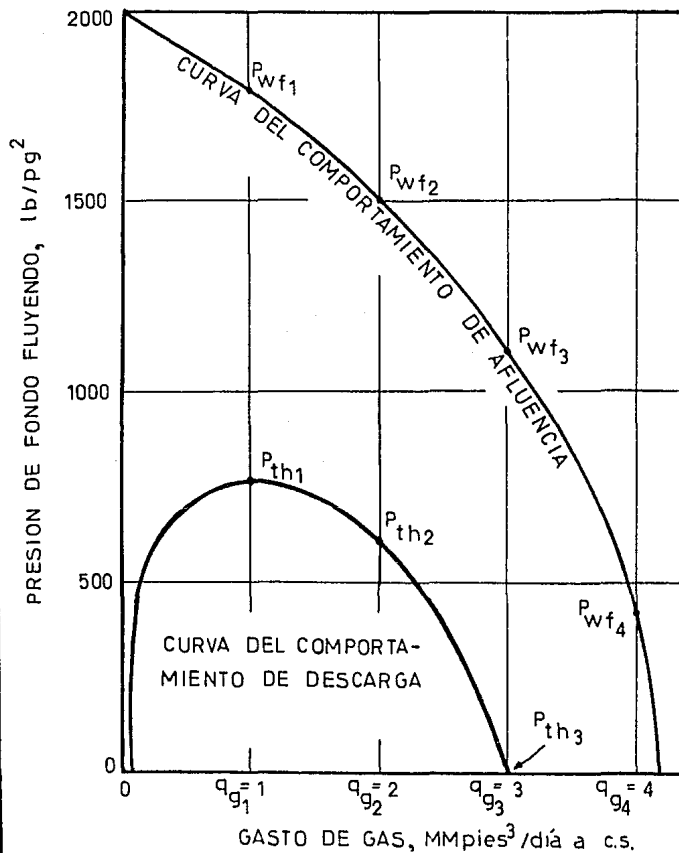


FIG. IV. 22 CURVA TÍPICA DEL COMPORTAMIENTO DE DESCARGA DE UN POZO DE GAS CON PRODUCCION DE LIQUIDOS.

también afecta al gradiente de presión vertical, debido a que las pérdidas de presión por fricción varían con los cambios en el tamaño del área transversal expuesta al flujo.

IV.2.1 Definición del punto de flujo. Regiones de flujo estable e inestable.

Antes de abordar, de una manera precisa, la construcción de esta curva, es necesario definir y entender el concepto de punto de flujo.

La cima de la curva del comportamiento de descarga, es el llamado "punto de flujo". Este punto crítico marca el mínimo gasto - sostenible posible. La parte de la curva a la izquierda del punto de flujo, muestra, como se señala con una línea discontinua en la Figura IV.23, un área de transición de flujo inestable por la cual el pozo deberá pasar cuando sea abierto, o bien, cerrado. -- Dicho de otra manera, no se podrá mantener el flujo estable mientras se esté produciendo a gastos inferiores que el correspondiente al del punto de flujo. Lo que sucede es que, a gastos menores que el del punto de flujo, la velocidad del gas disminuye, bajando la eficiencia en el acarreo de los líquidos, desde el fondo -- del pozo hasta la superficie. Esto provoca que más líquido "resbale" y, por lo tanto, que mayor cantidad del mismo esté presente - en la columna de gas para un tiempo dado, en comparación a la cantidad que se tendría si se produjera a un gasto mayor al del punto de flujo. Debido a ello, la densidad promedio de dicha columna

aumenta y la diferencia entre las presiones del flujo en superficie y en el fondo del pozo será mayor que en el caso de gastos -- por encima al del punto de flujo. Es por esto último que, por debajo del punto de flujo, la pendiente de la curva del comportamiento de descarga aumenta conforme decrece el gasto de gas.

William Greene indica que "la razón por la que el flujo estable puede ser mantenido por arriba del gasto correspondiente al - del punto de flujo y no por debajo de él, es mejor ilustrada por las pendientes de las curvas de los comportamientos de afluencia y de descarga. Por arriba del gasto del punto de flujo, las pendientes de estas curvas están en la misma dirección y, por lo tanto, se "auto-ajustan" o concuerdan. Cualquier cambio en la presión superficial es transmitido hacia abajo a través de la columna de gas para afectar con un cambio similar en la cara de la formación. El gasto de afluencia, sencillamente, se ajusta hacia una posición compatible en la curva del comportamiento de afluencia y el flujo estable es reanudado." (22)

Ahora, supóngase que la Figura IV.23 muestra tanto la curva - del comportamiento de afluencia, como la del comportamiento de -- descarga de un pozo de gas. Considere que el pozo está produciendo con un gasto de gas a condiciones base (14.7 lb/pg^2 y 60°F) de $1.5 \text{ MMpies}^3/\text{día}$, con una contrapresión en la cabeza del pozo --- (P_{th}) de 740 lb/pg^2 y una presión de fondo fluyendo (P_{wf}) de --- $1,630 \text{ lb/pg}^2$, como se señala con los puntos 1 y 1'. Si por alguna razón, la P_{th} descendiera hasta 620 lb/pg^2 , ésto repercutiría en

que la P_{wf} disminuyera, en forma similar, a un valor de 1,500 --- lb/pg², provocando un aumento en el gasto que aporta la formación productora, elevándose éste hasta los 2 MMpies³/día (ver los puntos 2 y 2'). Es decir, mientras se manejen gastos superiores al correspondiente al del punto de flujo, existirá una interacción directa entre las presiones y los gastos, en donde el pozo fluirá normalmente.

"Para gastos menores al del punto de flujo, lo que sucede es totalmente diferente. Un cambio en la presión superficial es transmitido al fondo del pozo con un cambio de presión, pero no existe un gasto de gas de afluencia compatible en la misma dirección del cambio de presión. El resultado es una condición de flujo inestable que puede provocar que el pozo se "mate", o bien, bajo ciertas condiciones, el gasto aumente hasta un valor superior al del punto de flujo. Si los cambios son iniciados en la presión de fondo fluyendo, serán reflejados de manera similar en la superficie y dará por resultado la misma interacción mencionada." (22)

Ayudándome de la Figura IV.24, ilustraré la condición de flujo inestable. Si se asume que el pozo está fluyendo a un gasto de 1.0 MMpies³/día a c.s., con una P_{th} de 800 lb/pg² y una P_{wf} de -- 1,750 lb/pg², como los puntos 1 y 1' lo muestran, y la P_{th} se redujera a 400 lb/pg² al reducir el gasto a 0.36 MMpies³/día a c.s., como consecuencia, en lugar de disminuir la P_{wf} , como en el caso anterior, ésta aumenta debido a que el volumen de líquidos en la columna fluyente vertical, genera una creciente contrapresión a -

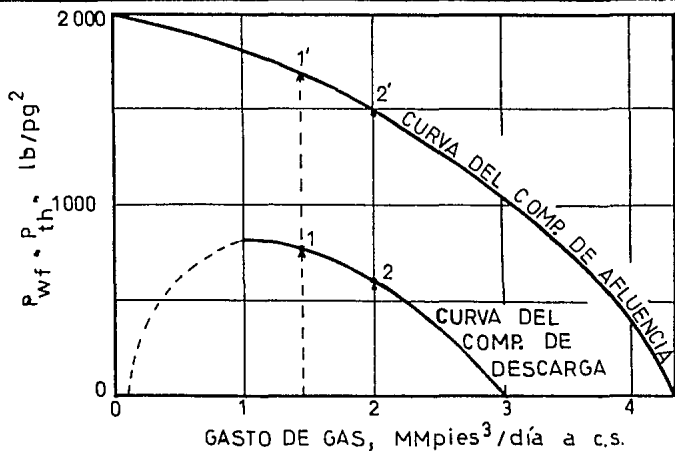


FIG. IV.23 REGION DE FLUJO ESTABLE.

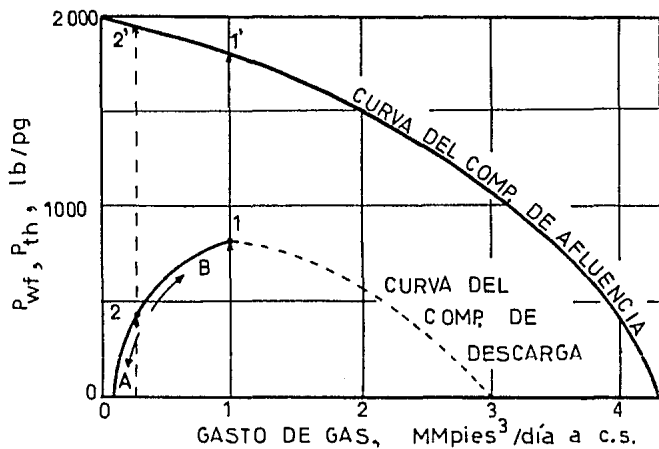


FIG. IV.24 REGION DE FLUJO INESTABLE.

la cara de la formación (puntos 2 y 2'). El pozo será incapaz de desalojar a la superficie el líquido que lo "ahoga", el cual se irá acumulando cada vez en mayor cantidad hasta que, debido a la enorme contrapresión creada, deje de producir (flecha A), o bien, pueda regresar hacia una posición de flujo estable (flecha B).

En la práctica, algunos pozos profundos de gas podrán fluir durante algunos días con gastos menores que el de sus respectivos puntos de flujo. Sin embargo, un pozo como éstos, experimentará una gradual declinación tanto de la P_{th} como de su gasto de producción, durante este período. Para volver a colocarlo en condición de flujo estable, se podrá elegir entre las dos siguientes alternativas:

1. Cerrar el pozo durante un período de tiempo (distinto en cada pozo, hay que estimarlo) para permitir que se eleve la presión de fondo, de tal manera que, al abrirlo, pueda descargar el líquido acumulado.
2. Abrir el pozo, descargándolo a la atmósfera. Esta alternativa trae consigo desventajas, sin embargo, la producción se puede almacenar en un recipiente a baja presión. Lo que se busca aquí, es disminuir lo más posible la contrapresión en la cabeza del pozo para facilitar la descarga del líquido, el cual origina el problema.

IV.2.2 Construcción de la curva del comportamiento de descarga.

La construcción de esta curva se basa, principalmente, en la aplicación de un método para el cálculo del gradiente vertical de presión para pozos de gas. Sin embargo, se observó que es conveniente apoyarse también, en un algoritmo para determinar, con la mayor exactitud posible, el punto de flujo.

A continuación, paso a paso, se muestra el procedimiento para la construcción de esta curva:

PASO 1. Grafique en coordenadas cartesianas la curva del comportamiento de afluencia, de la cual escoja, al menos, diez parejas de valores de (P_{wf}, q_g) . Verifique que estos valores representen, hasta lo posible, el comportamiento general de afluencia.

PASO 2. A partir de $P_{wf} = 0$, utilice el método de cálculo del gradiente vertical de presión para predecir el valor de la correspondiente P_{th} . Como es de esperarse, para esta P_{wf} el valor de P_{th} es cero, sin importar el gasto de gas. Ahora, con el valor inmediato superior de P_{wf} y, considerando el gasto respectivo, determine la nueva P_{th} . Si el valor de P_{th} sigue siendo igual a --cero, repita este procedimiento hasta que se tenga un valor numérico distinto.

PASO 3. Una vez que se ha determinado un valor distinto a cero de P_{th} , correspondiente a una P_{wf} y a un gasto de

gas, calcule el gasto mínimo de gas que se requiere -- para desplazar el líquido producido por la sarta de -- tubería de producción, con las siguientes ecuaciones: (23)

$$v_g \text{ (agua)} = \frac{5.62 (67 - 0.0031 P_{th})^{1/4}}{(0.0031 P_{th})^{1/2}} \dots\dots (4.69)$$

$$v_g \text{ (condensados)} = \frac{4.02 (45 - 0.0031 P_{th})^{1/4}}{(0.0031 P_{th})^{1/2}} \dots\dots (4.70)$$

Si no hay producción de agua, utilice la ecuación (4.70). En cambio, si hay presencia tanto de condensados como de agua, aplique la ecuación (4.69).

$$q_g' = \frac{1.6689 \times 10^{-2} P_{th} v_g d_{itp}^2}{T Z} \dots\dots (4.71)$$

$$K_1 = -0.114578(d_{itp}) + 0.9225831 \dots\dots (4.72)$$

$$q_{gc} = K_1 \times q_g' \dots\dots\dots (4.73)$$

Donde:

v_g (agua), velocidad requerida del gas para desalojar el --

agua y/o condensados producidos, en pies/seg.

v_g (condensados), velocidad requerida del gas para desalojar los condensados producidos, en pies/seg.

P_{th} , presión en la cabeza del pozo, en lb/pg^2 .

d_{itp} , diámetro interno de la tubería de producción (T.P.), en pulgadas.

T , temperatura del flujo en la cabeza del pozo, en $^{\circ}R$.

Z , factor de compresibilidad del gas, a condiciones superficiales (P_{th} , T).

K_1 , factor de corrección para la determinación del punto de flujo. Aunque está en función del diámetro de la T.P., considérela adimensional. Fue determinado para un rango de diámetros internos entre 1.5 y 4 pg.; fuera de éstos, aplíquelo con reservas.

q_g' , gasto de gas requerido para desalojar completamente al líquido de la corriente de gas, en $MMpies^3/día$ a c.s.

q_{gc} , gasto de gas referido a condiciones de punto de flujo, en $MMpies^3/día$ a c.s.

PASO 4. Compare el gasto de gas estimado (q_{gc}) con la ecuación (4.73) con el obtenido por la curva del comportamiento de afluencia (q_g). Si,

$$q_g > q_{gc} \dots\dots\dots (4.74)$$

entonces, seleccione el siguiente valor mayor de P_{wf} , calcule la nueva P_{th} y regrese al paso 3.

PASO 5. Determine, lo más preciso posible, los valores de P_{wf} y P_{th} para cuando $q_g = q_{gc}$. El punto de flujo estará definido por la pareja de valores (P_{th}, q_g) .

PASO 6. Grafique los valores obtenidos de P_{th} contra q_g . Señale claramente la localización del punto de flujo. Hasta aquí, se ha obtenido el rango de flujo estable. -- Para obtener la zona de inestabilidad, basta trazar el complemento de la curva con una pendiente positiva pero sin llegar al origen de la gráfica ($P_{wf} = q_g = 0$).

El siguiente ejemplo, muestra la construcción de la curva del comportamiento de descarga siguiendo los pasos anteriores.

EJEMPLO IV.7. Construya la curva del comportamiento de descarga para un pozo de gas del cual se tiene la siguiente información:

Presión media del yacimiento, $\bar{P}_R = 2,200 \text{ lb/pg}^2$

Profundidad del intervalo productor, $l = 20,000 \text{ pies}$.

Temperatura del fondo del pozo, $T_f = 260 \text{ }^\circ\text{F}$.

Temperatura superficial, $T_g = 90$ °F.

Densidad relativa del gas, $\gamma_g = 0.6$ (aire=1.0).

Densidad del aceite producido, $\gamma_o = 55$ °API.

Gasto de aceite, $q_o = 2$ bl_o/MMpies³/día a c.s.

Relación agua-aceite, WOR = 5 bl_w/bl_o a c.s.

Diámetro interno de la tubería de producción, $d_{itp} = 2.441$ pg.

Además, la curva del comportamiento de afluencia está representada por la ecuación:

$$q_g = 1.14 (P_R^2 - P_{wf}^2)^{0.86} \quad \dots\dots(4.75)$$

la cual es una aplicación de la ecuación (4.1).

Solución.

Utilizando la ecuación (4.75) y el método de Fancher y Brown, se observa que para cuando P_{wf} es de 1,200 lb/pg², la P_{th} es distinta a cero. Es decir,

$$\text{Si, } P_{wf} = 1,200 \text{ lb/pg}^2$$

de la ecuación (4.75), se obtiene:

$$q_g = 3.2657 \text{ MMpies}^3/\text{día a c.s.}$$

y, del método de Fancher y Brown,

$$P_{th} = 334.3 \text{ lb/pg}^2.$$

Como existe tanto la producción de agua como de condensados, se aplica la ecuación (4.69), para conocer la velocidad del gas necesaria para acarrear estos líquidos, de la siguiente manera:

$$v_g = \frac{5.62 (67 - 0.0031 \times 334.3)^{0.25}}{(0.0031 \times 334.3)^{0.5}}$$

$$v_g = 15.733 \text{ pies/seg.}$$

Para utilizar la ecuación (4.71), se requiere conocer el valor del factor de desviación del gas (Z), el cual se determina -- por medio de la Figura IV.25. Entonces,

$$q_g' = \frac{1.6689 \times 10^{-2} (334.3)(15.733)(2.441)^2}{(90 + 460)(0.955)}$$

$$q_g' = 0.996 \text{ MMpies}^3/\text{día a c.s.}$$

y, de la ecuación (4.72),

$$K_1 = -0.114578 (2.441) + 0.9225831$$

$$K_1 = 0.6428982$$

finalmente,

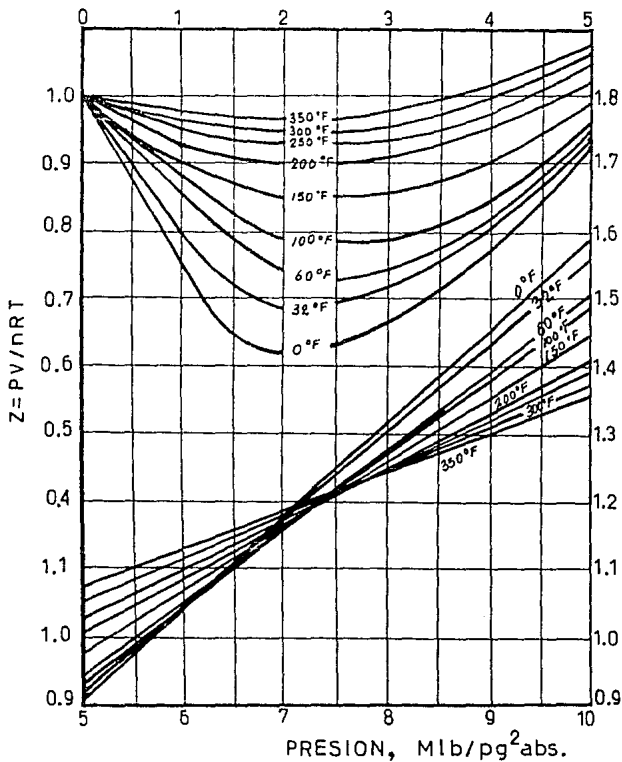


FIG.IV. 25 FACTORES DE COMPRESIBILIDAD PARA EL GAS NATURAL DE $\gamma_g = 0.60$ (AIRE=1.0).

$$q_{gc} = 0.6428982 \text{ (0.996)}$$

$$q_{gc} = 0.640 \text{ MMpies}^3/\text{día a c.s.}$$

El hecho de que $q_g > q_{gc}$, indica que la velocidad del gas es lo suficientemente alta como para obtener un buen acarreo de los líquidos producidos. A continuación, se muestran los resultados obtenidos:

P_{wf}' lb/pg ²	q_g' MMpies ³ /día	P_{th}' lb/pg ²	q_{gc}' MMpies ³ /día
0	4.425	0	----
1,100	3.455	0	----
1,200	3.266	334.3	0.640
1,300	3.058	462.9	0.766
1,400	2.831	630.1	0.919
1,500	2.584	714.5	0.989
1,600	2.316	808.7	1.062
1,700	2.025	909.0	1.144
1,800	1.708	1,013.1	1.227
1,900	1.362	1,119.6	1.304
1,914	1.312	1,134.7	1.312 ⁺

⁺ Punto de flujo.

La Figura IV.26 muestra las curvas de los comportamientos de afluencia y de descarga.

IV.2.3 Determinación de la capacidad de entrega.

Se ha definido un parámetro llamado "capacidad o potencial de entrega", en base a la necesidad de tener un valor más realista - del gasto máximo que podría producir un pozo que el AOF. La capacidad de entrega de un pozo de gas se define como el gasto máximo con que producirá hacia una determinada línea de descarga, o bien, para una determinada contrapresión en la cabeza.

La curva del comportamiento de descarga es ideal para la determinación de la capacidad de entrega por que es, básicamente, - una curva de capacidad de entregas. Por ejemplo, el pozo representado en la Figura IV.27, entregará un gasto de 3.1 MMpies³/día a c.s., cuando se tenga una contrapresión en la cabeza de 400 lb/pg² (ver el número 1) y un gasto de 2.34 MMpies³/día para una contrapresión de 800 lb/pg² (2). Si este pozo fuera abierto a la atmósfera, es decir, con una contrapresión de cero, fluirán 3.44 -- MMpies³/día, el cual es considerablemente menor que su AOF de --- 4.42 MMpies³/día a c.s.

Los efectos al instalar un compresor en la línea de escurrimiento de un pozo de gas, son fáciles de predecir a partir de la curva del comportamiento de descarga. Considere que el pozo ejemplificado en la Figura IV.27, produce hacia una línea de descarga de 800 lb/pg² con un gasto de 2.34 MMpies³/día. Si se instalara - una sola etapa de compresión, cuya relación sea de 4, la succión del compresor y, por lo tanto, la presión del flujo en la cabeza del pozo, se reducirá de las 800 lb/pg² a un valor de 200 lb/pg².

Debido a ésto, el pozo deberá producir alrededor de 3.36 MM----pies³/día. Sin embargo, un estudio riguroso deberá realizarse para constatar lo práctico de esta alternativa, incluyendo un análisis económico de la instalación, una predicción sobre el futuro comportamiento del pozo y sobre la declinación de la presión del yacimiento.

A continuación, usaré el pozo mostrado en la Figura IV.27 para ejemplificar el planteamiento y la solución a un problema que, en el campo, se llega a presentar. Supongamos que la presión en la cabeza a pozo cerrado es de 800 lb/pg² y que deseamos que el pozo descarge hacia una línea de escurrimiento que opera a 600 -- lb/pg². La curva del comportamiento de descarga muestra que el -- gasto del punto de flujo del pozo, es de 1.362 MMpies³/día, el -- cual es el mínimo gasto sostenible. Si, simplemente, el pozo es -- abierto hacia la línea de descarga, se deberá producir un abati-- miento de presión de 200 lb/pg². Esta caída de presión, cuando -- sea transmitida a través de la columna gas-líquido por la tubería de producción, generará un decremento de la presión de fondo del pozo, de su valor inicial de 2,200 a 2,000 lb/pg². Si observamos la curva del comportamiento de afluencia, se verá que con una -- P_{wf} de 1,800 lb/pg² el gasto sería de 0.98 MMpies³/día a c.s., el cual es menor al correspondiente del punto de flujo. Bajo esta -- circunstancia, el flujo estable no podrá ser alcanzado: el pozo -- descargará y dejará de fluir.

La solución a este problema es producir al pozo a la atmósfe-

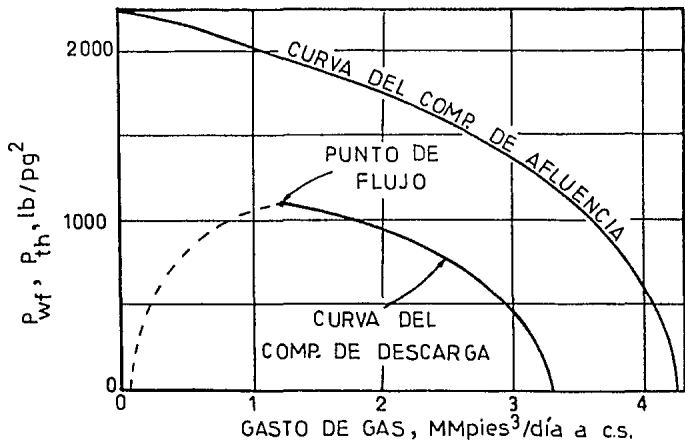


FIG.IV.26 CURVA DEL COMPORTAMIENTO DE DESCARGA (EJEMPLO IV.7).

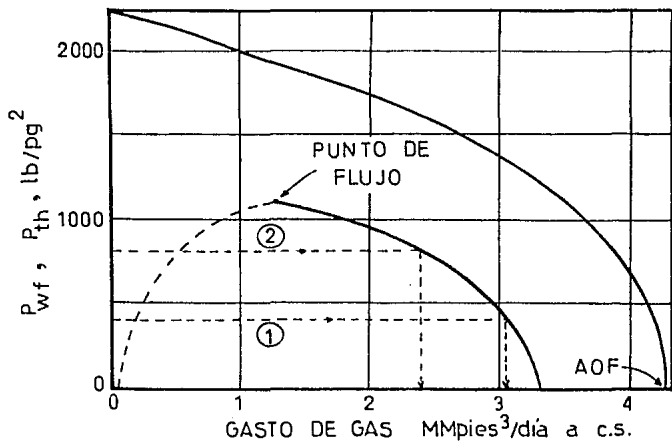


FIG.IV.27 DETERMINACION GRAFICA DE LA CAPACIDAD DE ENTREGA.

ra hasta que el pozo produzca a un gasto mayor a $1.362 \text{ MMpies}^3/\text{--}$ día. Es decir, quemar el gas que se produzca durante un tiempo, antes de ponerlo a fluir por la línea de descarga. Con ésto, se pretende ubicarlo en la región de flujo estable y luego, posicionarlo con la P_{th} deseada.

IV.2.4 Efecto de la producción de líquidos en la curva del comportamiento de descarga.

Cuando la producción de líquidos (condensados y agua) que aporte un pozo de gas cambia, la curva del comportamiento de descarga se altera. En la figura IV.28 se muestran los efectos del incremento de la producción de agua en la curva mencionada. Como es de esperarse, al aumentar la producción de líquidos, el comportamiento de descarga del pozo empeora. Observe, en dicha figura, que con una contrapresión constante en la cabeza del pozo de 700 lb/pg^2 , para cuando se presente una relación agua-aceite (WOR) de $5 \text{ bl}_w/\text{bl}_o$ se tendrá un gasto de gas de $2.6 \text{ MMpies}^3/\text{día}$, pero al aumentar la WOR a $25 \text{ bl}_w/\text{bl}_o$ el gasto de gas bajará a un valor de $2.12 \text{ MMpies}^3/\text{día}$ a c.s. Ya no se podrá presentar el caso de tener una WOR de $75 \text{ bl}_w/\text{bl}_o$, pues antes, el pozo dejará de fluir debido a que la enorme cantidad de agua presente en la columna gas-líquido generará una contrapresión tal, a la cara de la formación, que impedirá que siga aportando producción al pozo.

Ahora bien, en el caso contrario, si se tratara de un pozo de gas completamente seco (sin producción de agua y/o condensados),

la curva del comportamiento de descarga no tendrá cima o punto de flujo. Para un pozo de gas con esta característica, la Figura IV.29 muestra su curva típica. Cuando el gasto de producción es cero (pozo cerrado), la diferencia vertical entre las curvas de los -- comportamientos de afluencia y descarga representa el peso estático de la columna de gas seco en la tubería de producción. Un pozo de gas completamente libre de producción de líquidos es bastante raro, puesto que hay, normalmente, alguna condensación de los hidrocarburos menos ligeros contenidos en el gas o del agua asociada en forma de vapor, en cuanto la corriente de gas caliente proveniente del yacimiento se eleva por la tubería de producción y se enfría.

IV.2.5 Efecto del diámetro de la I.P. en la curva del comportamiento de descarga.

También, a partir de la curva del comportamiento de descarga, se puede determinar el efecto que producirá el diseñar el diámetro adecuado de la tubería de producción (I.P.). La Figura IV.30, muestra tres de las mencionadas curvas para el mismo número de diferentes diámetros de tubería de producción, considerando el pozo de gas tratado en el Ejemplo IV.7. Aquí se observa que, para bajos gastos de gas, las series de tubería de producción de diámetro menor tienen las mejores eficiencias de flujo; en cambio, para altos gastos de gas, son las de diámetro menor las más eficaces. Por lo anterior, se busca, de alguna manera, cuantificar la

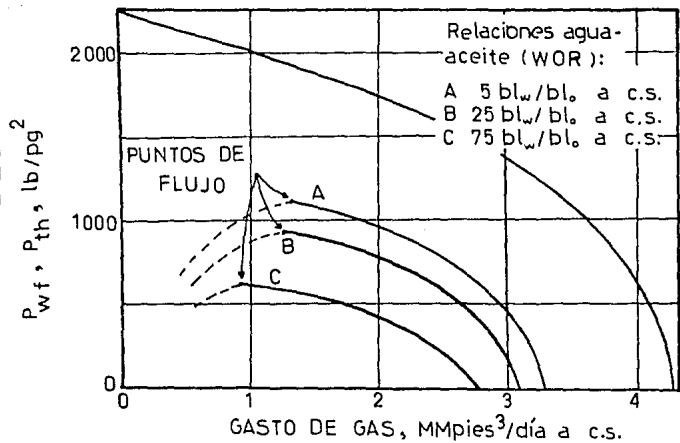


FIG.IV. 28 EFECTO DEL INCREMENTO DE LA PRODUCCION DE LIQUIDOS EN EL COMP. DE DESCARGA.

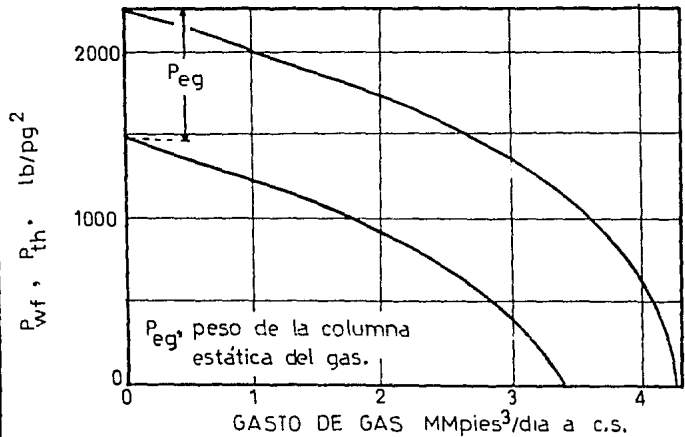


FIG.IV. 29 CURVA TIPICA DEL COMPORTAMIENTO DE DESCARGA PARA UN POZO DE GAS SECO.

ventaja relativa de cada diámetro de T.P. Ahora, de la Figura IV. 30, se sustrae la siguiente información:

Si el pozo ejemplificado estuviera equipado con la tubería de producción de 2-3/8" y fluyera hacia la línea de descarga con 600 lb/pg², el gasto sería de 2.8 MMpies³/día. En cambio, con una tubería de 4-1/2", el gasto aumentaría a 3.6 MMpies³/día.

Para hacer una aproximada evaluación económica, una predicción del gasto de gas, con cada una de las sartas, puede realizarse sobre la vida productiva que le resta al pozo y comparar la ganancia calculada a valor presente. La tubería de producción de menor diámetro de las comparadas, tiene la ventaja de hacer producir al pozo hasta una menor presión de abandono (ver el siguiente subtema) y, por lo tanto, probablemente se obtenga una mayor cantidad de gas en las últimas etapas de producción. En cambio, la de diámetro mayor acelera la recuperación durante el inicio de la explotación. Consecuentemente, la forma ideal de agotar un pozo de gas, es a través de una T.P. de gran diámetro (en el ejemplo: 4-1/2") durante el inicio de su vida productiva y utilizando una de diámetro menor al final de ella. "La mayoría de las veces, lo anterior resulta poco práctico debido al costo de la tubería y al gasto que representa su cambio. Sin embargo, cuando el precio del gas lo permite y la presión del yacimiento declina moderadamente junto con la producción, ha sido provechoso instalar tanto una tubería de producción de diámetro reducido como el sistema de com-- presión antes mencionado." (22)

IV.3 Curva del comportamiento en la tubería vertical.

Esta curva es la representación del comportamiento de la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), para los distintos gastos de producción obtenibles (q_g), considerando una contrapresión en la cabeza del pozo (P_{th}) constante. En otras palabras, si se tiene un pozo de gas produciendo hacia una línea de descarga con una presión -- constante, esta curva indicará la variación de la P_{wf} con respecto al gasto. Entre la información que arroja esta curva se encuentra la predicción de la presión de abandono del pozo.

Sin embargo, se tendrá que construir una curva nueva de este comportamiento cada vez que la P_{th} cambie. Si ésto no sucede, la curva no se altera durante toda la vida productiva del pozo, ya que no depende directamente del comportamiento del pozo sino de las propiedades del fluido producido (gas, condensados y agua), de la profundidad del pozo, del gradiente de temperatura y del diámetro de la tubería de producción.

IV.3.1 Construcción de la curva.

A continuación se mencionan los pasos a seguir para la construcción de la curva del comportamiento en la tubería vertical y, al mismo tiempo, se realiza un ejemplo.

FASO 1. En forma preliminar, es conveniente trazar en coordenadas cartesianas la curva del comportamiento de afluen-

cia. Para fines prácticos, se utilizará la del Ejemplo IV.7.

PASO 2. Fijar la presión en la cabeza del pozo con la cual se va a trazar la curva del comportamiento en la tubería vertical. De la misma manera, seleccione el método para calcular el gradiente de presión vertical. Para el ejemplo,

$$P_{th} = 400 \text{ lb/pg}^2.$$

Método de Fancher y Brown.⁽¹²⁾

PASO 3. Seleccione un gasto de gas pequeño y partiendo de la P_{th} , calcule la correspondiente P_{wf} . Escoja más gastos en orden creciente y vierta sus resultados en una tabla, en forma similar a la mostrada a continuación:

P_{th} lb/pg ²	q_g MMpies ³ /día a c.s.	P_{wf} lb/pg ²
400	0.50	2,107
400	1.00	1,410
400	1.50	1,167
400	2.00	1,105
400	2.50	1,171
400	3.00	1,222
400	3.50	1,301
400	4.00	1,398

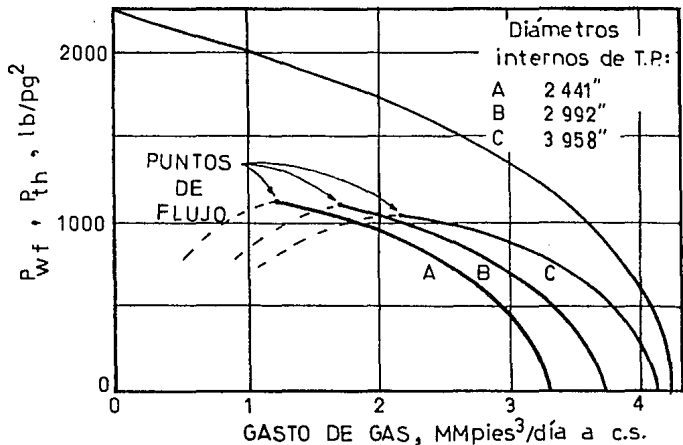


FIG.IV.30 CURVAS DEL COMPORTAMIENTO DE DESCARGA PARA DIFERENTES DIAMETROS DE T.P.

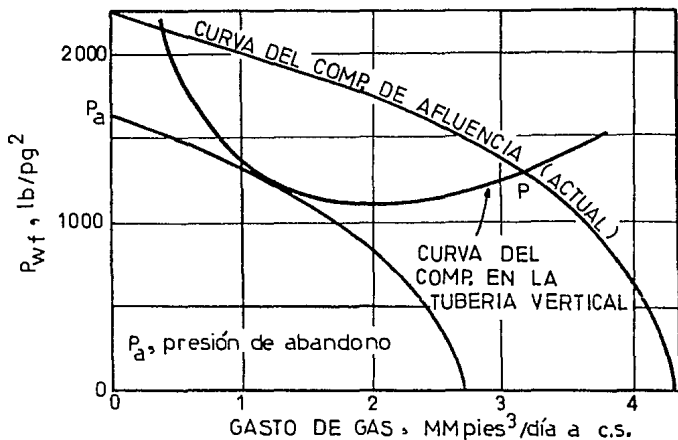


FIG.IV.31 CURVA DEL COMPORTAMIENTO EN LA TUBERIA VERTICAL.

PASO 4. Graficar los valores calculados de P_{wf} contra el gasto, en la misma gráfica donde se construyó la curva del comportamiento de afluencia. La Figura IV.31 muestra la curva ejemplificada.

IV.3.2 Determinación de la presión de abandono.

Como se mencionó anteriormente, la utilidad principal de la curva del comportamiento en la tubería vertical es la de predecir la presión de abandono, la cual está en función de la contrapresión en la cabeza del pozo. Es por ello que, como es de suponerse, se estimarán tantas presiones de abandono como contrapresiones -- sean consideradas.

Utilizaré las curvas de los comportamientos de afluencia (actual) y en la tubería vertical mostradas en la Figura IV.31, para ilustrar el procedimiento. Trace curvas del comportamiento de afluencia en forma decreciente y paralela a la actual, de tal manera que logre construir la que sea tangente a la curva del comportamiento en tubería vertical (ver la línea discontinua en la gráfica). La presión media del yacimiento indicada por esta última curva del comportamiento de afluencia, es la presión de abandono; para el caso ejemplificado, la presión de abandono es de 1,650 lb/pg^2 . A continuación, justificaré esta predicción de la siguiente manera:

El punto P señalado en la Figura IV.31, muestra la intersección de las curvas de los comportamientos de afluencia actual y -

de tubería vertical. A este punto corresponden una presión de fondo fluyendo y un gasto comunes a ambas, lo cual indica que el pozo, teniendo una P_{th} de 400 lb/pg², fluiría a un gasto de 3.14 MMpies³/día con una P_{wf} de 1,250 lb/pg². Ahora bien, al ir declinando la presión del yacimiento debido a su agotamiento, la curva -- del comportamiento de afluencia va decreciendo en forma paralela a la curva actual, de tal forma que llegará a ser tangente a la -- del comportamiento en la tubería vertical. Y, finalmente, a no -- intersectar en ningún punto: el pozo dejará de fluir. La presión media del yacimiento (\bar{P}_R) correspondiente a este punto es la de -- abandono, a menos que la P_{th} sea disminuida o sea instalada una -- sarta de tubería de producción de diámetro menor al considerado.

La forma típica de la curva del comportamiento en la tubería vertical para pozos de gas con producción de líquidos, es la mostrada por la Figura IV.31. Observe como su parte derecha (gastos entre 1.5 y 4 MMpies³/día) indica que, al decrecer el gasto, la P_{wf} disminuye. Sin embargo, a gastos inferiores a 1.5 MMpies³/día, la relación es inversa. Este fenómeno fue explicado extensamente al referirme a la curva del comportamiento de descarga.

Respecto al caso de producción de gas sin líquidos (agua y/o condensados), la Figura IV.32 muestra la forma típica de la curva del comportamiento en la tubería vertical, cuya intersección con el eje vertical indica la presión de abandono (740 lb/pg²).

Finalmente, se debe dejar claramente establecido, que este -- procedimiento para determinar la presión de abandono, considera --

que el comportamiento en la tubería vertical no cambia a lo largo de la vida productiva del pozo lo cual, desde un punto de vista riguroso, no es cierto. Sin embargo, para fines de predicción, esta suposición debe ser asumida.

IV.3.3 Influencia del diámetro de la sarta de producción en la curva del comportamiento en la tubería vertical.

A partir de la construcción de curvas del comportamiento en la tubería vertical, para diferentes diámetros de la sarta de producción, se puede realizar un análisis para la selección del diámetro más conveniente. Este será elegido de acuerdo al criterio deseado para la explotación del pozo. Estos criterios pueden ser:

- a) Altos ritmos de producción durante la vida temprana del pozo. Esta alternativa trae consigo, generalmente, la desventaja de abatir rápidamente la presión del yacimiento y obtener, en consecuencia, una baja recuperación.
- b) Bajos gastos de producción que permitan alargar la vida productiva del pozo al conseguir una recuperación mayor, -- que la que se pudiera obtener si se siguiera el criterio anterior.

En la Figura IV.33 se ilustran los comportamientos en tubería vertical para tres sarts de diferentes diámetros. Puede observarse que cada tamaño de tubería tiene un rango óptimo de operación,

en el cual, la columna fluyente gas-líquido ejerce una contrapresión mínima al fondo del pozo (P_{wf}).

En la sarta de 2-7/8", el rango óptimo es estrecho y se encuentra ubicado entre los gastos de 1.6 y 2.0 MMpies³/día, que corresponden a una P_{wf} cercana a 1,100 lb/pg². Como se aprecia en la mencionada figura, la amplitud del rango óptimo aumenta así como el valor de la P_{wf} mínima disminuye, en cuanto el diámetro de la sarta es mayor.

Greene sustenta que estos rangos óptimos de operación están en un área de flujo de buena eficiencia de levantamiento del líquido, dentro de la cual la fricción no es excesiva. A la izquierda de estas áreas, en donde el gasto decrece, el "resbalamiento" del líquido se incrementa y, como consecuencia, la P_{wf} se incrementa también. A la derecha de estas áreas de flujo óptimo, la fricción se incrementa tanto como aumente la velocidad del gas. Debido a esto, la P_{wf} es mayor que la del área de flujo óptimo.

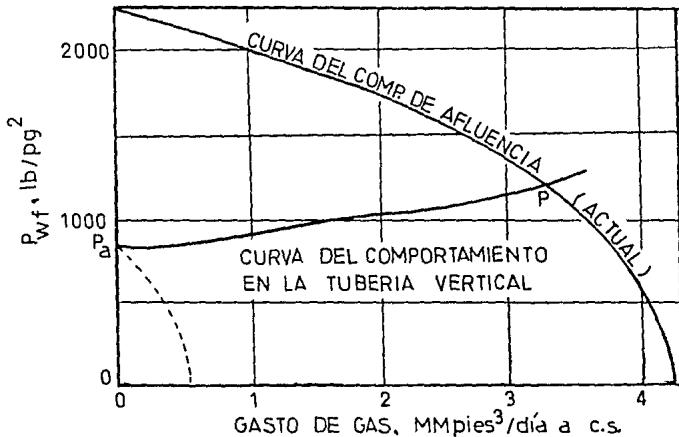


FIG. IV. 32 TIPICA CURVA DEL COMPORTAMIENTO EN LA TUBERIA VERTICAL PARA UN POZO DE GAS SECO.

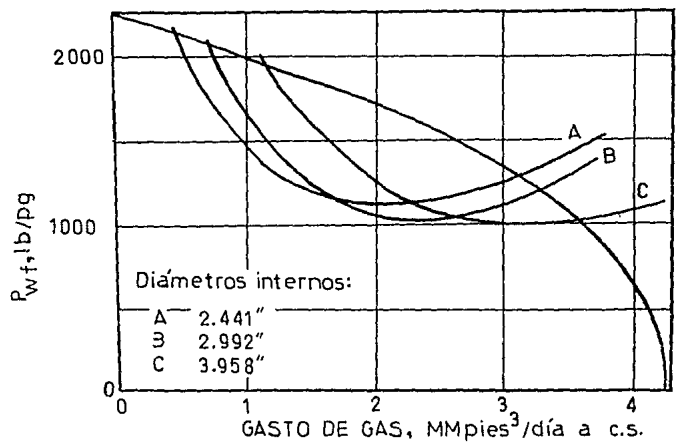


FIG. IV. 33 CURVAS DEL COMPORTAMIENTO EN LA TUBERIA VERTICAL PARA DIFERENTES DIAMETROS DE T.P.

C A P I T U L O V
C O N C L U S I O N E S

A continuación, se enumeran las conclusiones a las que se llegó, luego de realizar la presente Tesis:

1. Las pruebas de "potencial" no tienen ninguna base teórica respecto a la Ley de Darcy, aunque algunos autores sustenten lo contrario. La ecuación (4.1), que representa el comportamiento de afluencia de un pozo de gas, por medio de los resultados de una prueba de este tipo, fue establecida empíricamente y no existe, hasta la fecha, otra ecuación que la pueda sustituir, por ende, la ecuación de Darcy no es la más conveniente para representar el flujo de gas en el yacimiento.

2. Aplicando las soluciones de la ecuación de difusión, presentadas por Al-Hussainy y col., es posible determinar, -- con toda precisión, el valor estabilizado del coeficiente de comportamiento (C), de la ecuación (4.1), lo cual era uno de los inconvenientes de la prueba isocrónica. Dentro del ejemplo IV.4, se muestra la forma propuesta de hacer dicha evaluación.

3. Para pozos estimulados con un fracturamiento hidráulico ma

sivo y que produzcan bajo el régimen de flujo transitorio, se proponen las ecuaciones (4.64-A), (4.64-B) y (4.65), -- las cuales eliminan el uso de un balance de materia, que - permiten construir fácilmente las respectivas curvas del - comportamiento de afluencia.

4. Se demuestra la desconfianza con que deben ser utilizadas las ecuaciones (4.17) y (4.22), ya que no son casos particulares de la ecuación (4.10).

5. Se propone un algoritmo simple que, junto con el método de Fancher y Brown, permite calcular los gradientes verticales de presión cuando el gasto de gas es muy alto ($RG_A > 50,000 \text{ pies}^3_g/b1_0$). Lo cual, hace concluir que no es obligatorio el uso de métodos composicionales para estos casos. Asimismo, se señala la desventaja de utilizar las curvas de gradientes de presión.

6. Aunque se ha considerado un hecho inobjetable, la curva -- del comportamiento de afluencia es una predicción. No obstante sea construida a partir de los resultados de una --- prueba de producción (el medio más asertado, según el Dr. Fernando Samaniego V.), esta sólo proporciona algunos puntos de ella y nadie puede asegurar que, en todo el rango - de valores, concuerde con la realidad.

7. Para la construcción de las curvas de los comportamientos de descarga y en la tubería vertical, se desarrollaron programas de cómputo, en lenguaje Basic, que no se encuentran incluidos explícitamente en la presente Tesis. Estos sirvieron para agilizar los cálculos, ya mostrados en los respectivos temas, y pensando en no extender más este trabajo, se optó por indicar únicamente sus resultados. Sin embargo, el autor los pone a disposición de las personas interesadas.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Garaicochea P., F. y Bashbush B., J.L. "Apuntes de Comportamiento de Yacimientos"; Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.; 1984.
- 2.- Hernández Calvillo, Héctor "Cálculo y Selección del Equipo de Bombeo de un Fluido Absorbente de Elementos Corrosivos de una Planta de Tratamiento de Gas Natural, Localizada en Poza Rica, Ver."; Facultad de Ingeniería, U.V., Tesis Profesional; 1986.
- 3.- Beggs, H.D. "Gas Production Operatinos"; Oil and Gas Consultants Int.; 1984.
- 4.- Al-Hussainy, R., Ramey, H.J. y Crawford, P.B. "The Flow of -- Real Gases Through Porous Media; Trans. AIME; 1966.
- 5.- Allen, D.T. y Roberts, A.P. "Production Operation"; Oil and - Gas Consultants International, Inc.; Tulsa, USA; 1978.
- 6.- Chi U. Ikoku "Natural Gas Engineering"; Penn Well Publishing Co., 1980.
- 7.- Poettmann, F.H. y Carpenter, P.G. "The Multiphase Flow of Gas, Oil and Water Through Vertical Flow Strings with Application to the Design of Gas-Lift Installations", Drilling and Produc

tion Prac., API; 1952.

8.- Español, J.H., Holmes, C.S. y Brown, K.E. "A Comparison of Existing Multiphase Flow Methods for the Calculation of Pressure Drop in Vertical Wells"; Trans. AIME; 1969.

9.- Garaicochea Petirena, Francisco "Apuntes de Transporte de -- Hidrocarburos"; Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.; 1983.

10.- Beggs, H.D. y Brill, J.P. "A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes"; Trans. AIME; 1973.

11.- Gould, T.L. "Compositional Two-Phase Flow in Pipelines"; --- Trans. AIME; 1979.

12.- Fancher, G.H. y Brown, K.E. "Prediction of Pressure Gradients for Multiphase Flow in Tubing"; Trans. AIME; 1963.

13.- Distain Glaso "Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations"; J.P.T.; Mayo de 1960.

14.- Lorenz, J., Bruce, G.B. y Charles, R.C. "Calculating Viscosities of Reservoir Fluids From Their Composition"; J.P.T.; Octubre de 1964.

- 15.- Al-Hussainy, R. y Ramey, H.J. "Application of Real Gas Flow - Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting"; Trans. AIME; 1966.
- 16.- Brown, Kermit E., et al. "The Technology of Artificial Lift - Methods"; Penn Well Books, 1984. Volumen 4.
- 17.- Granville, W.A. "Cálculo Diferencial e Integral"; Editorial - LIMUSA, México, 1980.
- 18.- Lee, A.L., González, M.H. y Eakin, B.E. "The Viscosity of Natural Gases", Trans. AIME; 1966.
- 19.- Meng, H.Z., Proano, E.A., Buhidma, I.M. y Mach, J.M. "Production Systems Analysis of Vertically Fractured Wells"; Society of Petroleum Engineers, AIME; 1982.
- 20.- Cinco, H., Samaniego, F. y Dominguez, N. "Transient Pressure Behavior for a Well with a Finite-Conductivity Vertical Fracture"; Soc. Pet. Eng. J.; Agosto de 1978.
- 21.- Agarwal, R.G., Carter, R.D. y Pollock, C.B. "Evaluation and - Prediction of Performance of Low-Permeability Gas Wells Stimulated by Massive Hydraulic Fracturing"; Trans. AIME; 1979.

22.- Greene, W.R. "Analyzing the Performance of Gas Wells"; Trans. AIME; 1982.

23.- Turner, R.G., Hubbard, M.G. y Dukler, A.E. "Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells"; Trans. AIME; 1969.