



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

LA FUNCIÓN INFLUENCIA DEL ACUÍFERO Y SU UTILIZACIÓN EN LA
PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE GAS Y
ACEITE BAJOSATURADO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

OSCAR RICARDO MARTÍNEZ GALICIA

DIRECTOR DE TESIS: DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO



CUIDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. JUNIO DE 2010.

INDICE

RESUMEN	1
1. INTRODUCCIÓN.....	2
2. REVISIÓN DE LA LITERATURA.....	5
2.1 Conceptos Básicos	5
2.1.1 <i>Función Influencia del Acuífero</i>	5
2.1.2 <i>Solución de la Integral de Convolución</i>	6
2.1.3 <i>Ecuación de balance de materia</i>	9
2.2 Hutchinson y Sikora, 1959.	10
2.3 Katz y Cols., 1962	11
2.3.1 <i>Modelo de Balance de Materia</i>	13
2.3.2 <i>Procedimiento para Calcular el Valor de la Función Influencia del Acuífero</i>	17
2.4 Coats, 1964.	19
2.4.1 <i>Formulación del modelo de programación lineal</i>	20
2.4.2 <i>Modelo de Balance de Materia</i>	22
2.5 Gajdica, 1988.....	24
2.5.1 <i>Obtención simultánea del Volumen Original de Gas en el Yacimiento G y de la Función Influencia del acuífero, F (t)</i>	26
2.6 Watenbarger, 1989.....	27
2.6.1 <i>Interpretación de Resultados</i>	27
2.6.2 <i>Ventajas</i>	28
2.7 Modelo de Balance de materia propuesto	28
3. DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL ACUÍFERO POR MEDIO DE LA FUNCIÓN INFLUENCIA	32

3.1 Detección de las fronteras y extrapolación de los datos	32
3.2 Cálculo del tamaño del acuífero	34
3.2 Cálculo de la distancia a la frontera más lejana.....	35
4. FUNCIÓN DE INFLUENCIA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE	37
4.1 Yacimientos de Aceite Bajosaturado.....	37
4.2 Modelo de Balance de Materia para Yacimientos de Aceite Bajosaturado	38
5. CONCLUSIONES.....	41
NOMENCLATURA.....	43
REFERENCIAS	45
APENDICE-1 VALIDEZ DE LA FUNCIÓN DE INFLUENCIA.....	48
ANEXO-2 EJEMPLO DE APLICACIÓN.....	52

RESUMEN

En este trabajo se estudia a la Función Influencia del Acuífero, la cual caracteriza al acuífero en términos de su comportamiento dinámico: presión y gasto de agua en la frontera original hidrocarburos/agua, para un acuífero que no se comporta a gasto constante, y su utilización para determinar el comportamiento de yacimientos de gas y de aceite bajosaturado con acuífero asociado.

Se efectúa una revisión de las diferentes metodologías desarrolladas hasta el momento para encontrar el comportamiento de la Función Influencia del acuífero (solución de la integral de convolución) y se emplea la metodología de programación lineal para el cálculo de la misma. Para yacimientos de gas se modificó el modelo de balance de materia utilizado por Coats (1964) en el que supone que la producción de gas es causada por la acción del acuífero y se propone un modelo de balance de materia en el que la producción de gas se debe a la acción del acuífero y a la expansión del gas, además se compara el impacto en los cálculos que tendría los dos modelos de balance de materia, mientras que para yacimientos de aceite bajosaturado se propone un modelo de balance de materia que toma en cuenta la entrada de agua y las expansiones del aceite y del agua de congénita y la compactación de la formación.

Se revisó la metodología propuesta por Gajdica (1986) para determinar el volumen original de gas en el yacimiento, G , en este procedimiento y se estudio la influencia del modelo de balance de materia en dichos cálculos.

Se revisó la validez de la Función Influencia del Acuífero derivándola como solución de la presión en la ecuación de difusión para fluidos ligeramente compresibles que se comportan a gasto constante en un intervalo de tiempo, primero para un acuífero de geometría radial y después generalizando para un acuífero de geometría arbitraria, utilizando el teorema de superposición propuestos por van Everdingen y Hurst (1949).

1. INTRODUCCIÓN

Cuando se realizan estudios de balance de materia en un yacimiento que tiene un acuífero asociado, a medida que avanza su explotación, el agua se empieza a mover hacia el yacimiento, tendiendo a disminuir la declinación de la presión que ocurriría de manera natural. Cuando un yacimiento de gas está sujeto a la entrada de agua, el yacimiento debe explotarse con los gastos más alto posibles; debido a que el gas tiene una movilidad mayor a la del agua, se presenta un aumento en las reservas de gas causada por la disminución en la presión de abandono, mientras que para un yacimiento de aceite los gastos de producción deben ser menores a los que se tendrían sin la presencia del acuífero, con el fin de evitar el fenómeno de conificación causado por la mayor movilidad del agua.

Para una administración adecuada del yacimiento es importante obtener las características del acuífero; por lo que se requiere determinar un modelo confiable de predicción de su comportamiento. Estos modelos buscan estudiar el efecto que el acuífero tendrá sobre la producción de hidrocarburos, por lo que sólo es necesario cuantificar los efectos que el gasto de agua y la presión tienen en la frontera acuífero-yacimiento. La cantidad de agua que entra al acuífero depende del tamaño, la forma, la capacidad de flujo del acuífero y del depresionamiento que ocurra en la zona de hidrocarburos como resultado de su explotación.

En la práctica existen dos formas para predecir el comportamiento de un acuífero; la primera consiste en suponer un modelo idealizado que tenga una solución analítica, la cual pueda emplearse fácilmente; el problema que presentan estos métodos es la incertidumbre en el conocimiento de las propiedades del acuífero, debido a que frecuentemente los pozos no se perforan hasta el acuífero y de ser así, las pruebas que se realizan para la caracterización del acuífero son limitadas; adicionalmente no están uniformemente distribuidas como lo sugieren los modelos y a la incertidumbre que se

tiene en cuanto a su geometría, las condiciones de frontera externa y los parámetros del modelo.

La segunda forma para predecir el comportamiento de un acuífero, sin la necesidad de conocer la información anteriormente discutida, es a través de la *Función Influencia del Acuífero (FIA)*, que representa la caída de presión en el contacto original hidrocarburo/agua por unidad de gasto de agua, la cual depende del tamaño, la forma, las propiedades de flujo del acuífero, heterogeneidades y geometría, por lo que es particular para cada sistema acuífero-yacimiento. El comportamiento dinámico del acuífero sirve como una radiografía de baja resolución del acuífero, la cual es más confiable que suponer las propiedades petrofísicas del acuífero, pues la FIA por sí misma es una descripción cuantitativa de sus propiedades de flujo.

La FIA relaciona la respuesta de la presión con el gasto en la frontera acuífero-yacimiento para un acuífero que produce a gasto constante, debido a que rara vez un acuífero se comporta a gasto constante utilizamos la Integral de Convolución la cual modela el comportamiento que tendría una función variable que está relacionada con otra función que es variable, si esa otra función tuviera un comportamiento constante, entonces la interpretación física de la FIA es la de la respuesta de presión que tendría un acuífero de geometría arbitraria, si este se comportara como un frente de inyección de agua a gasto constante dentro de un medio poroso heterogéneo (principio de Duhamel).

Para ambos métodos de solución la confiabilidad de los cálculos depende de la calidad de datos con que se cuenta. De acuerdo al grado de confianza de los datos, los cálculos del comportamiento del acuífero se pueden dividir en:

Categoría A. Confiabilidad Alta: representa casos en los cuales la producción ha terminado, debido a que el acuífero ha invadido todos los pozos productores.

Categoría B. Confiabilidad Media: Incluye los casos en que el yacimiento sigue produciendo, pero se encuentra cerca de su etapa de abandono.

1. INTRODUCCIÓN

Categoría C. Confiabilidad Baja: En estos casos el yacimiento se encuentra en la etapa de inicio de la perforación, por lo que los pronósticos de producción y del comportamiento del acuífero son poco confiables, por lo que el cálculo del volumen original del yacimiento se realiza utilizando mapas que son poco confiables.

Por lo anterior, el proceso de caracterización de un acuífero es un proceso que se va afinando al tener una mayor cantidad de datos disponibles, tanto del acuífero como del yacimiento.

2. REVISIÓN DE LA LITERATURA

2.1 Conceptos Básicos

En esta sección se revisan los conceptos básicos de la caracterización del acuífero mediante la Función Influencia del Acuífero y su utilidad en los estudios de balance de materia de yacimientos petroleros.

2.1.1 Función Influencia del Acuífero

Para un acuífero de geometría arbitraria, que produce a gasto constante, la relación entre la caída de presión y el gasto es proporcional, a esa constante de proporcionalidad se le conoce como Función Influencia del Acuífero:

$$p_0 - p(t) = e_w(t) F(t), \dots\dots\dots(2.1)$$

para un acuífero de geometría arbitraria pero que no produce a gasto constante la relación entre la caída de presión, el gasto y la Función Influencia del Acuífero se puede obtener aplicando el principio de superposición, el cual establece que un sistema es lineal la respuesta a la suma de dos estímulos es la suma de las respuestas a cada uno de ellos, el cual se representa mediante la integral de convolución (Anexo-1):

$$p_0 - p(t) = e_w(t) * \frac{dF(t)}{dt} = \int_0^t e_w(t-\tau) \frac{dF(\tau)}{d\tau} d\tau, \dots\dots\dots(2.2)$$

Aplicando la transformada de Laplace a la ecuación anterior:

$$\mathcal{L}\left\{e_w(t) * \frac{dF(t)}{dt}\right\} = \mathcal{L}\{e_w(t)\} \mathcal{L}\left\{\frac{dF(t)}{dt}\right\},$$

desarrollando:

$$\mathcal{L}\left\{e_w(t) * \frac{dF(t)}{dt}\right\} = \bar{e}_w(s)[s\bar{F}(s) - F(0)],$$

Considerando que $F(0) = 0$ y $e_w(0) = 0$ la ecuación anterior se puede escribir como:

$$\mathcal{L}\left\{e_w(t) * \frac{dF(t)}{dt}\right\} = [s\bar{e}_w(s) - e_w(0)]\bar{F}(s),$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace:

$$e_w(t) * \frac{dF(t)}{dt} = \int_0^t \frac{de_w(t)}{dt} F(t), \dots\dots\dots(2.4)$$

donde:

p_0 = presión inicial en el contacto original acuífero-yacimiento, psia.

p = presión en el contacto original acuífero-yacimiento, psia.

e_w = gasto de agua en el contacto original acuífero-yacimiento, PCD para yacimientos de gas y BPD para yacimientos de aceite.

F = Función Influencia del Acuífero, psia/PCF, para yacimientos de gas y psia/BPD para yacimientos de aceite.

2.1.2 Solución de la Integral de Convolución

En la literatura se han presentado una gran variedad de aproximaciones para resolver la integral de convolución, Ec. 2.2; hasta ahora ninguna de ellas ha tenido resultados satisfactorios para todos los casos; en particular, cuando se han probado con señales simuladas se ha observado que los cálculos son muy sensibles a la medición de datos

incorrectos, pues los autores de dichos métodos han reportado resultados que no se pueden interpretar en la presencia de errores de medición del orden del 1 – 2 %.

Existen dos formas de resolver la integral de convolución; la primera engloba a los métodos en el dominio del tiempo y estos consisten en resolver la ecuación de convolución directamente en el dominio del tiempo. Normalmente en estos métodos el gasto se modela como si se comportara de manera constante en un intervalo corto de tiempo o como una función lineal. El resultado es un sistema lineal de estructura triangular, el cual puede resolverse en forma explícita y recursiva. Dentro de las aproximaciones con esta estructura se encuentran los métodos de Hutchinson y Sikora, Katz y Jargan y van Poolen; sin embargo la aproximación recursiva directa es inestable debido a dos factores:

- Los datos se contaminan por errores de medición, por lo que Δp y e_w pueden no satisfacer el principio de Duhamel.
- La naturaleza recursiva de los algoritmos causa que esos errores se acumulen.

Coats, 1964, fue el primero en reformular el problema para resolver la integral de convolución como un problema de optimización lineal; su método se basa en la idea de reducir el número de parámetros en la solución, en especial aquellos que hagan que el sistema lineal discretizado esté sobredeterminado, y busca soluciones que minimicen el efecto de los errores de medición. Dentro de los autores que han seguido las ideas de Coats se encuentran Gajdica, Kuchuk y Baygün.

La otra forma de resolver la integral de convolución son los métodos espectrales, basados en el teorema de convolución del análisis espectral de señales, el cual es aplicable tanto a procesos determinísticos como estocásticos; establece que las transformadas continuas de Laplace o de Fourier, o la transformada discreta de Fourier de la integral de convolución es igual al producto de sus transformadas; la transformada utilizada normalmente en el análisis de pruebas de presión es la transformada de

Laplace, con la cual la Función Influencia del Acuífero se obtiene empleando la ecuación siguiente:

$$\mathcal{L}\{\Delta p(t)\} = \mathcal{L}\left\{\int_0^t e_w(t-\tau) \frac{F(\tau)d\tau}{d\tau}\right\} = \mathcal{L}\{e_w(s)\} \mathcal{L}\left\{\frac{dF(t)}{dt}\right\}, \dots\dots\dots(2.4)$$

donde:

$$\mathcal{L}\{\Delta p(t)\} = \overline{\Delta p}(s),$$

$$\mathcal{L}\{F(t)\} = s\overline{F}(s) - F(0),$$

$$\overline{e}_w(s) = \mathcal{L}\{e_w(t)\}.$$

Sustituyendo las ecuaciones anteriores en la Ec. 2.4:

$$\overline{\Delta p}(s) = s\overline{F}(s)\overline{e}_w(s),$$

despejando de la Ec. 2.4:

$$\overline{F}(s) = \frac{\overline{\Delta p}(s)}{s\overline{e}_w(s)} \dots\dots\dots(2.5)$$

Para calcular los valores de $\overline{\Delta p}$ y $\overline{e}_w(s)$ se requieren esquemas de interpolación para Δp y $e_w(t)$, es decir, se suponen las propiedades del acuífero, una vez que se ha elegido el esquema de interpolación apropiado se puede obtener $\overline{F}(s)$, la cual debe invertirse al dominio del tiempo ya sea de manera analítica (de ser posible); en caso contrario se invierte numéricamente mediante el algoritmo de inversión de Stehfest.

2.1.3 Ecuación de balance de materia

La ecuación de balance de materia es una poderosa herramienta dentro de la ingeniería de yacimientos, utilizada para calcular el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento, es un modelo de dimensión cero el cual utiliza datos de presión y producción, el cual supone que los fluidos producidos medidos a condiciones de yacimiento son iguales a la expansión de los mismos medidos también a condiciones de yacimiento, más la entrada de agua del acuífero al yacimiento más la disminución en el volumen de poros debido a la expansión de la formación. Si se conoce el volumen original de hidrocarburos y se tiene un modelo confiable del comportamiento del acuífero, la ecuación de balance de materia puede ser utilizada para estimar la evolución de la presión en el yacimiento como función del volumen de fluidos producidos.

En los años 70's con la incorporación de las computadoras en la industria petrolera, se desarrollaron modelos multidimensionales para el cálculo del volumen original hidrocarburos, los cuales son más exactos que la ecuación de balance de materia, sin embargo, la ecuación de balance de materia sigue siendo una herramienta irremplazable al inicio del análisis del yacimiento, dada la poca información disponible en esta etapa de explotación, lo que provoca que otros métodos de análisis más sofisticados se hagan inútiles o poco costosos al aplicarlos.

La ecuación de balance de materia es muy importante, pues basados en sus resultados se toman las decisiones más importantes de inversión y de diseño de instalaciones.

La primera suposición en la ecuación de balance de materia es que el yacimiento se comporta como un tanque, esto es que, cualquier disturbio es transmitido al medio poroso inmediatamente, por lo tanto, para un tiempo dado, hay sólo una caída de presión para todo el sistema. De la misma manera, la saturación y las propiedades del medio se suponen idénticas para todos los puntos, además, el yacimiento debe tener

suficiente continuidad y transmisibilidad para asegurar una condición de agotamiento que sea razonablemente similar en todos los puntos.

La segunda suposición se refiere a las propiedades PVT de los fluidos, las cuales se suponen representativas de los fluidos a condiciones de yacimiento.

2.2 Hutchinson y Sikora, 1959.

El primer método para describir el comportamiento de un acuífero sin la necesidad de suponer sus propiedades fue propuesto por Hutchinson y Sikora en 1959, además de que estableció que la Función de Influencia del Acuífero es una solución de la ecuación de difusión aplicando el principio de superposición para fluidos ligeramente compresibles (agua o aceite bajosaturado) para gasto constante.

Establecen que el valor de la FIA debe siempre ser positivo, además de cóncavo; para calcular el valor de la FIA proponen un método iterativo, basado en la discretización de la Ec. 2.2:

$$\Delta p_n = \sum_{j=1}^n \left(e^{-w_{n+1-j}} \right) \Delta F_j, \dots\dots\dots(2.6)$$

el cual toma como primera aproximación para el valor de la FIA a:

$$F_n = \sqrt{n}; \dots\dots\dots(2.7)$$

Donde:

n = número de mes en que se está calculando la Función Influencia del Acuífero, FIA.

El proceso iterativo mejora a partir de un factor de corrección:

$$S_n = \frac{(\Delta p_n)_{cal}}{\Delta p_n}, \dots\dots\dots(2.8)$$

donde:

$(\Delta p_n)_{cal}$ es el valor de la caída de presión calculada con la Ec. 2.6.

Con los valores calculados de ΔF y los valores obtenidos para el factor de corrección, se estiman los valores de la función de influencia para la siguiente iteración:

$$(F_n)_{mejorada} = \frac{(F_n)_{cal}}{S_n}, n = 1,2,3,\dots; \dots\dots\dots(2.9)$$

El proceso se repite hasta que los valores de S_n tiendan a 1.

2.3 Katz y Cols., 1962

Katz y Cols, 1962, presentó una extensión y modificación del trabajo presentado por Hutchinson y Sikora para determinar los valores de la Función Influencia del Acuífero para yacimientos de gas con acuífero asociado.

Su método se basa en la solución de la Ecuación de Difusión para fluidos ligeramente compresibles que producen a gasto constante:

$$p_0 - p(t) = k_1 e_w p_D(t_D) ; \dots\dots\dots(2.10)$$

donde:

$$k_1 = \frac{25.15 \mu_w}{k_w h}$$

$$t_D = \frac{0.00633 K_w t}{\phi \mu_w c_{wt} r_b^2}$$

$$c_{wt} = c_w + c_{wf}$$

donde:

μ_w = viscosidad del agua del acuífero, cp.

k_w = permeabilidad del acuífero, md.

h = espesor del acuífero, pie.

t = tiempo, días.

c_{wt} = compresibilidad de acuífero, psi^{-1} .

c_w = compresibilidad del agua, psi^{-1} .

c_{wf} = compresibilidad de la formación en la zona del acuífero, psi^{-1} .

El valor de la Función Influencia es:

$$F(t) = K_1 p_D(t_D)$$

Katz y cols. establecieron que para el cálculo de la Función Influencia se tiene que considerar que la porción inicial de la curva es más sensible a errores provocados por malas mediciones de la presión, por lo que propuso que los primeros datos estén sujetos a la desigualdad siguiente:

$$[1-\epsilon] \Delta z_{n-1} \left[\frac{n-2}{n-1} \right] \leq \Delta z_n \leq \frac{\Delta z_{n-1}}{1-\epsilon}.$$

Los autores observaron que el valor de ϵ que funciona mejor es el de 0.02.

Katz y cols. establecen además de que la FIA debe ser siempre positiva y cóncava, es decir, debe de cumplir con las condiciones siguientes:

$$F(t) > 0; \dots\dots\dots(2.11)$$

$$\frac{dF(t)}{dt} \geq 0; \dots\dots\dots(2.12)$$

$$\frac{d^2 F(t)}{dt^2} \leq 0. \dots\dots\dots(2.13)$$

2.3.1 Modelo de Balance de Materia

El modelo de balance de materia utilizado por Katz supone que la entrada de agua promedio durante el n-ésimo intervalo de tiempo es igual a la reducción del volumen de gas durante ese período:

$$e_{w_n} = \frac{V_{n-1} - V_n}{\Delta t} \dots\dots\dots(2.14)$$

Y el volumen de gas en el yacimiento a un tiempo t es igual al volumen original de gas en el yacimiento menos el volumen de gas producido:

$$V_{gn} = V_{gin} - V_{gpn} \dots\dots\dots(2.15)$$

donde:

V_{gn} = volumen de gas remanente en el yacimiento, una presión y temperatura n ,
MMpie³.

V_{gin} = volumen original de gas en el yacimiento medido a una presión y temperatura n ,
MMpie³.

V_{gpn} = volumen de gas producido a un tiempo n , medido a una presión y temperatura n , MMpie³.

Para obtener los valores del volumen del volumen original y el volumen producido de gas medidas a condiciones de yacimiento Katz y Cols. utilizan la ecuación para los gases reales:

$$V_g = \frac{znRT}{35.3p}, \dots\dots\dots(2.16)$$

El valor del factor de compresibilidad z , se obtiene mediante una aproximación lineal:

$$z_n = a + bp_n, \dots\dots\dots(2.17)$$

donde:

z_n = factor de compresibilidad del gas medido a presión y temperatura de yacimiento para un tiempo n , adim.

p_n = presión de yacimiento medido a un tiempo n , psia.

La Ec. 2.17 es equivalente a:

$$\frac{z_n}{p_n} = \frac{a}{p_n} + b, \dots\dots\dots(2.18)$$

Tomando en cuenta que la temperatura en el yacimiento permanece constante la expresión siguiente tomada de la Ec. 2.16 permanece constante:

$$nRT = \frac{35.3V p}{z}, \dots\dots\dots(2.19)$$

Entonces el valor del volumen original de gas medido a un tiempo n se puede obtener con la relación entre el volumen original de gas medido a condiciones iniciales y el medido a un tiempo n :

$$\frac{35.3V_{gin}P_i}{z_i} = \frac{35.3V_{gn}P_n}{z_n}, \dots\dots\dots(2.20)$$

donde:

z_i = factor de compresibilidad del gas medido a presión inicial y la temperatura de yacimiento, adim.

p_i = presión inicial de yacimiento, psia.

V_{gn} = Volumen de gas inicial en el yacimiento medido a presión y temperatura de yacimiento para un tiempo n , MMpie³.

Despejando el volumen original de gas medido a un tiempo n :

$$V_{gn} = \frac{z_n V_{gin} P_i}{z_i P_n}; \dots\dots\dots(2.21)$$

Para obtener el volumen de gas producido medido a condiciones de yacimiento se utiliza la relación expresada con la Ec 2.16, tomando en cuenta el volumen de gas a condiciones de yacimiento medidas a un tiempo n y las condiciones estándar:

$$\frac{G_p P_{cs}}{z_{cs} T_{cs}} = \frac{V_{gpn} P_n}{z_n T_n}; \dots\dots\dots(2.22)$$

donde:

z_{cs} = factor de compresibilidad del gas medido a condiciones estándar, igual a 1, adim.

p_{cs} = presión estándar, 14.7 psia.

T_{cs} = temperatura estándar, 60 °F.

G_p = Volumen de gas producido medido a condiciones estándar, MMpie³.

Despejando V_{gpn} :

$$V_{gpn} = \frac{z_n G_p p_{cs} T_n}{p_n T_{cs}} ; \dots\dots\dots(2.23)$$

Sustituyendo las Ecs. 2,21 y 2.22 en la Ec. 2.15:

$$V_n = \frac{z_n V_{gin} p_i}{z_i p_n} - \frac{z_n G_p p_{cs} T_n}{p_n T_{cs}} ; \dots\dots\dots(2.24)$$

Factorizando $\frac{z_n}{p_n}$:

$$V_n = \frac{z_n}{p_n} \left[\frac{V_{gin} p_i}{z_i} - \frac{G_p p_{cs} T_n}{T_{cs}} \right] ; \dots\dots\dots(2.25)$$

Sustituyendo la la Ec. 2.18 en la ecuación anterior:

$$V_n = \left[\frac{a}{p_n} + b \right] \left[\frac{V_{gin}}{\frac{a}{p_i} + b} - \frac{G_p p_{cs} T_n}{T_{cs}} \right] ; \dots\dots\dots(2.26)$$

Sustituyendo la ecuación 2.26 en la Ec. 2.14:

$$e_w = \frac{1}{\Delta t} \left(\left[\frac{a}{p_{n-1}} + b \right] \left[\frac{V_{gin}}{a+b} - \frac{G_p p_{cs} T_{n-1}}{T_{cs}} \right] - \left[\frac{a}{p_n} + b \right] \left[\frac{V_0}{a+b} - \frac{G_p p_{cs} T_n}{T_{cs}} \right] \right) \dots\dots\dots(2.27)$$

Haciendo el cambio de variable siguiente:

$$S_n = \frac{1}{\Delta t} \left[\frac{V_{gin}}{a+b} - \frac{G_p p_{cs} T_n}{T_{cs}} \right] \dots\dots\dots(2.28)$$

La Ec. 2.27 se simplifica a:

$$e_w = \frac{1}{\Delta t} \left[\frac{a}{p_{n-1}} + b \right] S_{n-1} - \left[\frac{a}{p_n} + b \right] S_n, \dots\dots\dots(2.29)$$

que es el modelo de balance de materia utilizado por Katz.

2.3.2 Procedimiento para Calcular el Valor de la Función Influencia del Acuífero

1. Se calcula el valor de k_1 y t_{Dn} (para $n = 1, 2, \dots, m$ recomendándose que $m \geq 10$).
2. Se calculan todos los valores de S_n , Ec. 2.28, los cuales se utilizaran para calcular el volumen inicial poroso, V_{gin} , y la producción acumulada de gas, G_{p_n} .
3. Se calculan presiones adimensionales de tablas para un modelo de flujo apropiado, usando interpolación lineal para calcular p_{D_n} para $n = 1, 2, 3, \dots, m$.
4. Calcular Δp_{D_n} :

$$\Delta p_{D_n} = p_{D_n} - p_{D_{n-1}}$$

5. Calcular p_n y e_w alternadamente, empezando con p_1 :

$$p_n = \sqrt{B_n^2 + C_n} - B_n,$$

donde:

$$B_n = \frac{1}{2} \left\{ \left[\left(\frac{a}{p_{n-1}} + b \right) S_{n-1} - b S_n \right] k_1 \Delta p_{D_1} - p_0 + k_1 \sum_{j=2}^n e_{w_{n-j+1}} \Delta p_{D_j} \right\}$$

$$C_n = a S_n k_1 \Delta p_{D_1}$$

6. Calcular por ensayo y error el valor de k_1 con el que se obtenga el resultado de mínima desviación entre los datos de producción calculados y aquellos obtenidos en campo, k_{optima} .

7. Calcular $\Delta F_1, \dots, \Delta F_m$ con:

$$\Delta F_n = k_{optimo} \Delta p_D$$

8. Calcular en forma alternada:

$$e_{w_n} = \frac{p_0 - p_n - \sum_{j=2}^n e_{w_{n-1+j}} \Delta F_j}{\Delta F_1} ; \dots \dots \dots (2.30)$$

$$\Delta F_n = \frac{1}{e_{w_1}} \left[p_0^* - p_n^* - \sum_{j=2}^{n-1} e_{w_{n-j+1}} \Delta F_j + \left(\frac{a}{p_n^*} + b \right) S_n \Delta F_1 - \left(\frac{a}{p_{n-1}} + b \right) S_{n-1} \Delta F_1 \right] ; \dots \dots \dots (2.31)$$

para $n = m+1, \dots, l$ donde l es el número del incremento de tiempo del último dato disponible.

El * indica que los datos de presión son medidos en campo, cuando no se tenga * indica que son calculados con las ecuaciones anteriores.

2.4 Coats, 1964.

Coats 1964, estudio el problema relacionado con la estimación de la Función Influencia del Acuífero, FIA, para un yacimiento de gas con acuífero asociado de un modo más riguroso, estableciendo que el cálculo de la FIA consiste en encontrar una curva que represente el comportamiento del acuífero que se ajuste de la mejor manera a los datos medidos en campo, pero que satisfaga ciertas condiciones de suavidad.

Estableció que un acuífero de geometría arbitraria, que produce a gasto constante a través de una superficie fija debe satisfacer las condiciones siguientes:

$$e_w F(t) > 0; \dots\dots\dots(2.32)$$

$$e_w \frac{d^{2k} F(t)}{dt^{2k}} \geq 0; \dots\dots\dots(2.33)$$

$$e_w \frac{d^{2k-1} F(t)}{dt^{2k-1}} \leq 0; \dots\dots\dots(2.34)$$

con $k= 1, 2, \dots$

Debido a que el flujo de agua se da siempre del acuífero hacia el yacimiento, entonces se considera que el gasto siempre es positivo, y las Ecs. 2.32-2.34 se pueden simplificar convirtiéndose en las condiciones de suavidad siguientes:

$$F(t) > 0; \dots\dots\dots(2.35)$$

$$\frac{d^{2k} F(t)}{dt^{2k}} \geq 0; \dots\dots\dots(2.36)$$

$$\frac{d^{2k-1}F(t)}{dt^{2k-1}} \leq 0; \dots\dots\dots(2.37)$$

con $k= 1, 2, \dots$

La interpretación física de las primeras condiciones de suavidad se puede explicar de la manera siguiente:

El que fluya agua del acuífero al yacimiento sugiere de manera intuitiva que el cambio de presión con el tiempo deba ser siempre positivo (primera derivada positiva), lo cual causaría que la presión se incremente (FIA positiva) y ese cambio en el incremento debería disminuir continuamente con el tiempo (segunda derivada negativa).

De acuerdo a la experiencia, se ha determinado que sólo son necesarias las tres primeras condiciones de suavidad impuestas por las Ecs. 2.35-2.37, que escritas en forma discreta son:

$$F_i \geq 0; \dots\dots\dots(2.38)$$

$$F_i - F_{i-1} \geq 0; \dots\dots\dots(2.39)$$

$$F_i - 2F_{i-1} + F_{i-2} \leq 0; \dots\dots\dots(2.40)$$

$$F_{i+1} - 3F_i + 3F_{i-1} - F_{i-2} \geq 0; \dots\dots\dots(2.41)$$

2.4.1 Formulación del modelo de programación lineal

La programación lineal es una técnica matemática que tiene como objetivo optimizar ciertos problemas, los cuales se expresan en términos de ecuaciones lineales. Para resolver un problema mediante la técnica de programación lineal se requiere:

- Una función objetivo a minimizar (o maximizar).

- Una o varias restricciones que sirven como límite para la combinación de las variables.

Es necesario que la función objetivo y las restricciones estén expresadas como ecuaciones lineales, además que involucren todas las variables del problema.

Para expresar un modelo de programación lineal mediante un sistema de ecuaciones lineales se requiere una función objetivo:

$$\text{minimizar } \sum_{j=1}^n c_j x_j, \dots\dots\dots(2.42)$$

sujeta a las restricciones siguientes:

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \geq b_i \text{ para } i = 1, 2, \dots, M; \dots\dots\dots(2.43)$$

donde:

x_j = variables de decisión; cuando se encuentra su valor óptimo se resuelve el problema de programación lineal.

c_j = se conocen como coeficientes de costo.

Las condiciones expresadas por el sistema de ecuaciones lineales representado por la Ec. 2.43 representan las condiciones límite del problema.

Para obtener el valor de la Función Influencia del Acuífero como solución de un problema de programación lineal, se plantea encontrar la Función Influencia que reproduzca de la mejor manera los datos de presión en la frontera acuífero-yacimiento medidos en campo, sujeta a las restricciones impuestas por las Ecs 2.38-2.41 y por la Ec. 2.2, discretizada de la manera siguiente:

$$\sum_{j=1}^i e_{w_{i-j+1}} \Delta F_j + u_i - v_i = b_i, \dots\dots\dots(2.44)$$

donde:

$$b_i = p_0 - p_i;$$

u_i y v_i son dos variables que representan la diferencia entre los datos de presión medidos en campo y los calculados con la Ec. 2.6.

Se utilizan dos variables porque en la teoría de programación lineal solo se aceptan variables positivas y la diferencia que expresa, puede ser positiva o negativa; la función objetivo es aquella que muestra una desviación mínima entre los datos de presión medidos en campo y los obtenidos con la FIA, esto se representa con la siguiente ecuación:

$$\sum_{i=1}^n (u_i + v_i). \dots\dots\dots(2.45)$$

2.4.2 Modelo de Balance de Materia

Para utilizar el modelo de programación lineal, se requieren datos de presión y entrada de agua en el contacto original acuífero-yacimiento; para esto se supone que el único mecanismo por el cual se produce el gas en el yacimiento es la entrada de agua, y para modelarlo se utiliza la ecuación de balance de materia para yacimientos de gas, la cual nos representa el volumen de gas remanente en el yacimiento, V :

$$V = \frac{zT(G - G_p)}{35.3p}; \dots\dots\dots(2.46)$$

donde:

G = Volumen original de gas en el yacimiento, @ c. e. MMpie³/dia.

G_p = Volumen de gas producido, @ c. e. MMpie³/dia.

p = presión en el contacto acuífero yacimiento, lb/pg².

z = factor de compresibilidad de un gas real, adim.

T = temperatura del sistema acuífero-yacimiento, °R.

La Ec. 2.46 se obtiene a partir de la ley de los gases reales:

$$pV = znRT, \dots\dots\dots(2.47)$$

donde:

n = número de moles de gas en el volumen.

R = constante universal de los gases.

En esta expresión el producto nR es constante al variar la presión y la temperatura

$$nR = \frac{pV}{zT},$$

por lo que la relación siguiente es válida:

$$nR = \frac{p_{cy}V_{g\ cy}}{z_{cy}T_{cy}} = \frac{p_{ce}V_{ce}}{z_{ce}T_{ce}}; \dots\dots\dots(2.48)$$

donde:

$$z_{ce} = 1; \dots\dots\dots(2.49)$$

$$T_{cs} = 520[^\circ R]; \dots\dots\dots(2.50)$$

$$p_{cs} = 14.7[lb/ pg^2]; \dots\dots\dots(2.51)$$

$$V_{g\ cs} = G - G_p. \dots\dots\dots(2.52)$$

Sustituyendo las Ecs 2.49-2.52 en la Ec. 2.48:

$$\frac{p_{cy} V_{gcy}}{z_{@cy} T_{cy}} = \frac{14.7 [lb / pg^2] \times (G - G_p)}{1 \times 520 [^{\circ}R]}$$

Despejando el volumen V_{gcy}

$$V_{gcy} = \frac{z_{cy} T_{cy} (G - G_p)}{35.3 p_{cy}} \dots \dots \dots (2.53)$$

De acuerdo a la suposición de los autores, la entrada de agua al yacimiento es igual a la diferencia entre el volumen de gas en el yacimiento para un tiempo $i-1$ e i :

$$e_{wi} = V_{i-1} - V_i \dots \dots \dots (2.54)$$

2.5 Gajdica, 1988

Gajdica y Cols. (1988), presentaron un método para ajustar automáticamente la Función Influencia del Acuífero, FIA, y el Volumen Original de Gas en el Yacimiento, G para yacimientos de gas sujetos a la entrada de agua.

Al inicio de la producción de un yacimiento, su presión es igual a la presión del contacto original gas-agua; a medida que avanza su explotación ambas presión tienden a diferir; aunque este hecho viola las suposición de que la FIA se obtiene a partir de datos tomados en la frontera acuífero-yacimiento, esto no representa un problema significativo en cuanto a los resultados obtenidos.

El modelo de programación lineal es similar al utilizado por Coats (1964), salvo que la función objetivo a minimizar es la siguiente:

$$E_a = \sum_{i=1}^n w_i (u_i + v_i) ; \dots\dots\dots(2.55)$$

donde:

w_i es un factor de ponderación que representa la confiabilidad de los datos utilizados; se utiliza porque al calcular $F(t)$ se requieren n datos de presión de fondo y sólo se tiene en algunos meses; por consiguiente, los puntos más cercanos a la fecha donde se realizó la medición tienen una probabilidad más alta de ser correctos; la expresión para calcular el factor de peso es:

$$w_i = 0.7^{n_m} .$$

n_m es la diferencia de meses entre el mes en el cual se está calculando la FIA y el último mes en que se realizó la medición de la presión, El valor de 0.7 se tomó arbitrariamente. Cumple con la condición de que para el mes donde se realizó la medición el factor de peso debe ser uno, y de ser más pequeño al alejarse de esa fecha.

Además, debido a que se tienen pocos datos de presión, los cuales se miden esporádicamente, y para el cálculo de las FIA se requieren datos igualmente espaciados, Gajdica propone calcular las presiones intermedias para los meses en que no se realiza ninguna medición, utilizar gráficas de p/z para los meses en que no se tengan datos, basándose en la Ecuación de balance de materia.

Cuando se calcula la FIA por medio de la discretización de la Ec. 2.2 los errores en las mediciones de la presión pueden causar valores negativos en los cálculos, u oscilaciones muy grandes en su valor, especialmente para tiempos largos, debido a que los datos se contaminan por errores y también por el procedimiento recursivo que provoca que esos errores se acumulen.

2.5.1 Obtención simultánea del Volumen Original de Gas en el Yacimiento G y de la Función influencia del acuífero, F(t)

Para obtener de manera simultánea de G y la F(t) se aplica el procedimiento siguiente:

1. Se supone un valor del volumen original de gas en el yacimiento G.
2. Se calcula la entrada de agua tomando como base el modelo de balance de materia propuesta por Coats, Ec. 2.54, dada una producción mensual de gas y una caída de presión en el yacimiento.
3. Se utiliza el procedimiento de programación lineal para determinar la F(t).
4. Los valores de la función objetivo Ea, Ec. 2.55 se dividen entre los valores supuestos del volumen original de gas, G y se obtiene el valor del error relativo

$$E_r = \frac{E_a}{G}; \dots\dots\dots(2.56)$$

5. El valor del error relativo es graficado contra el valor de G.
6. Este procedimiento se repite para varios valores supuestos de G, el valor de G que resulta en el error relativo menor es el correcto.

La ventaja de calcular el volumen original de gas en el yacimiento utilizando la Función de Influencia del acuífero es la siguiente:

- El error en la estimación es menor.
- Se realizan menos suposiciones en relación a las propiedades geológicas utilizadas en el modelo (debido al espaciamiento grande entre pozos, que resulta en una descripción del yacimiento incompleta).

2.6 Watenbarger, 1989

Watenbarger presenta una forma semianalítica para el cálculo de la Función Influencia del Acuífero diferente a la técnica de programación lineal, la cual es más rápida y ocupa menor cantidad de memoria en la computadora.

El modelo semianalítico se basa en la solución exacta de la ecuación que relaciona la caída de presión con el gasto por medio de la FIA. Ec. 2.2, la cual fue encontrada por Coats:

$$F(t) = a_0 t + \sum_{i=1}^{\infty} a_i (1 - e^{-b_i t}) ; \dots\dots\dots(2.57)$$

donde los coeficientes a y b son siempre positivos, y por lo tanto, la Ec. 2.57 cumple con las condiciones de suavidad impuestas por las Ecs 2.32-2.34.

El modelo semianalítico propuesto trunca la serie infinita representada por la Ec. 2.57 a la serie finita siguiente:

$$F(t) = a_0 t + \sum_{i=1}^n a_i (1 - e^{-b_i t}) ; \dots\dots\dots(2.58)$$

El modelo semianalítico ajusta los datos de campo por medio de la técnica de mínimos cuadrados, usando el algoritmo de Levenberg-Marquard.

2.6.1 Interpretación de Resultados

La Ec. 2.58 se puede dividir en un término de decaimiento del estado transitorio y otro de flujo en estado pseudoestacionario:

$$F(t) = F_{pss}(t) - F_{decay}(t), \dots\dots\dots(2.59)$$

donde:

$$F_{pss}(t) = a_0 t + \sum_{i=1}^n a_i ; \dots\dots\dots(2.58)$$

$$F_{decay}(t) = \sum_{i=1}^{\infty} a_i e^{-b_i t} ; \dots\dots\dots(2.59)$$

2.6.2 Ventajas

Las ventajas de este método son:

- Emplea espacio menor de almacenamiento en la computadora.
- Es mucho más rápido que el de programación lineal.
- No requiere de períodos uniformemente espaciados.
- Es más robusto en su uso.

Una vez conocida la FIA, se puede determinar el gasto de agua para cada período de tiempo y ajustar los datos medidos de presión en el campo.

2.7 Modelo de Balance de materia propuesto

Un yacimiento de gas se caracteriza porque a condiciones de yacimiento los hidrocarburos se encuentran en estado gaseoso, por lo que los poros se encuentran saturados solamente por el agua congénita y el gas de la formación. Si los hidrocarburos a condiciones de yacimiento permanecen en estado gaseoso durante la

explotación del yacimiento, entonces se clasifican como yacimientos de gas seco o de gas húmedo, si al disminuir la presión del yacimiento se alcanza la presión de rocío (presión en la que se libera la primera gota de aceite), se dice que el yacimiento presenta el fenómeno de condensación retrograda y el yacimiento se clasifica como yacimiento de gas y condensado.

Dentro de las consideraciones que se deben tomar en cuenta cuando se describe el comportamiento de un yacimiento están:

1. La forma y el gasto de producción.
2. La saturación residual de gas.
3. Las propiedades del acuífero.
4. La eficiencia con que el agua del acuífero desplaza al gas del yacimiento.

La influencia de la entrada de agua en la producción de gas se ve reflejada en:

- La entrada de agua ayuda a mantener la presión del yacimiento.
- La saturación de gas residual puede ser extremadamente alta en casos donde no se presente la entrada de agua, en algunos casos de hasta 35%, pero aumenta drásticamente con la presencia del acuífero..
- Un gasto de producción alto permite el incremento en las reservas de gas debido a la disminución de abandono.

Para encontrar el valor de la Función Influencia del Acuífero para yacimientos de gas se propone un modelo de balance de materia basado en el modelo de balance de materia propuesto por Shiltius, 1936, que supone que la producción de fluidos es debida a la expansión de fluidos y de la formación medida a condiciones de yacimiento. Debido a que en los yacimientos de gas el cambio en el volumen provocado por la expansión del

agua de formación y la compactación de la formación es muy pequeño comparado con el cambio en el volumen provocado por la expansión del gas y la entrada agua, se puede suponer que los únicos mecanismos de producción presentes en un yacimiento de gas son la entrada de agua y la expansión del gas de formación, por lo que la ecuación de balance de materia para un yacimiento de gas está representada por la ecuación siguiente:

$$GB_{gi} + W_e = (G - G_p)B_g + W_p B_w, \dots\dots\dots(2.60)$$

el lado izquierdo representa la expansión del gas y la entrada de agua, el lado derecho representa el volumen de fluidos producidos, ambos volúmenes, gas y agua, medidos a condiciones de yacimiento

De la ecuación anterior se tiene que la entrada de agua está dada por:

$$W_e = (G - G_p)B_g + W_p B_w - GB_{gi}, \dots\dots\dots(2.61)$$

para el cálculo de la Función de Influencia se requiere el valor del gasto de agua en la frontera original gas-agua, e_w :

$$e_w = \frac{dW_e}{dt} \approx \frac{\Delta W_e}{\Delta t} \dots\dots\dots(2.62)$$

El cambio en la entrada de agua se obtiene de la Ec. 2,61:

$$\Delta W_e = (G - G_p)B_g - (G - G_{p-1})B_{g-1} + W_p B_w - W_{p-1} B_{w-1}, \dots\dots\dots(2.63)$$

el valor del factor del volumen de gas, B_g está dado por:

$$B_g = \frac{0.02825z[T + 460]}{p}, \dots\dots\dots(2.64)$$

Sustituyendo La Ec. 2.63 en la Ec. 2.62 se obtiene el modelo de balance de materia propuesto para yacimientos de gas:

$$e_w = \frac{1}{\Delta t} \left[(G - G_p) B_g - (G - G_{p-1}) B_{g-1} + W_p B_w - W_{p-1} B_{w-1} \right] \dots\dots\dots(2.63)$$

3. DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL ACUÍFERO POR MEDIO DE LA FUNCIÓN INFLUENCIA

3.1 Detección de las fronteras y extrapolación de los datos

Si un acuífero es cerrado, limitado o finito, el área de disturbio generada por la producción de del yacimiento alcanzará eventualmente su frontera exterior y el cambio en la caída de presión será constante, proporcional al gasto de agua, e inversamente proporcional a la expansión del acuífero expresado en la Ecuación de Balance de Materia.

Entonces si la parte final de la Función Influencia del Acuífero, FIA, se ajusta a una línea recta, se puede afirmar que se ha alcanzado la frontera del acuífero, y por tanto se pueden predecir valores de la FIA ajustando su ecuación a una línea recta.

Si un acuífero se extiende indefinidamente con propiedades uniformes de espesor, porosidad, permeabilidad, viscosidad y compresibilidad; la caída de presión, Δp , continuara incrementándose suavemente, pero cada vez menos rápido.

En caso de que no se hayan encontrado evidencias de la frontera, se pueden suponer dos cosas: 1) que se va a encontrar una frontera inmediatamente después de los últimos valores calculados o, 2) que se tiene un acuífero infinito con propiedades uniformes, y cuya función de influencia se puede extrapolar.

Debido a que la función de Influencia es análoga a las curvas de presión adimensional utilizada en el análisis de pruebas de presión-producción, si se tienen evidencias suficientes para asegurar que el acuífero se comporta con geometría de flujo radial y con frontera exterior infinita, el valor de F_n se puede obtener de manera aproximada con la siguiente ecuación:

3.DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES DEL ACUÍFERO POR MEDIO DE LA FUNCIÓN INFLUENCIA

$$F_n = A' + \frac{1}{2} \ln(n); \dots\dots\dots(3.1)$$

Definiendo:

$$\Delta F_n = F_n - F_{n-1}, \dots\dots\dots(3.2)$$

Sustituyendo la Ec. 3.1 en la Ec. 3.2:

$$\Delta F_n = A' + \frac{1}{2} \ln(n) - \left[A' + \frac{1}{2} \ln(n-1) \right], \dots\dots\dots(3.3)$$

Desarrollando y simplificando:

$$\Delta F_n = \frac{1}{2} \ln\left(\frac{n}{n-1}\right), \dots\dots\dots(3.4)$$

De manera análoga para ΔF_{n+1} :

$$\Delta F_n = \frac{1}{2} \ln\left(\frac{n+1}{n}\right), \dots\dots\dots(3.5)$$

Del cociente de la Ec. 3.5 entre la Ec. 3.3 se tiene:

$$\frac{\Delta F_{n+1}}{\Delta F_n} = \frac{\frac{1}{2} \ln\left(\frac{n+1}{n}\right)}{\frac{1}{2} \ln\left(\frac{n}{n-1}\right)}, \dots\dots\dots(3.6)$$

Despejando ΔF_{n+1} :

$$\Delta F_{n+1} = \Delta F_n \frac{\ln\left(\frac{n+1}{n}\right)}{\ln\left(\frac{n}{n-1}\right)}, \dots\dots\dots(3.7)$$

3.DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES DEL ACUÍFERO POR MEDIO DE LA FUNCIÓN INFLUENCIA

De la definición de ΔF_{n+1} :

$$F_{n+1} = \Delta F_{n+1} + F_n, \dots\dots\dots(3.8)$$

Sustituyendo la Ec. 3.7 en la Ec. 3.8:

$$F_{n+1} = F_n + \Delta F_n \frac{\ln\left(\frac{n+1}{n}\right)}{\ln\left(\frac{n}{n-1}\right)}, \dots\dots\dots(3.7)$$

Que es la expresión utilizada para extrapolar los valores de la Función Influencia para acuíferos de geometría radial infinita.

Si se tiene una buena estimación del volumen del acuífero, por ejemplo mediante métodos volumétricos, se puede obtener una estimación de ΔF mínimo, que es valor en que F se comporta de manera constante, es decir, el valor de la Función Influencia que indica que el acuífero a alcanzado su frontera exterior:

$$\Delta F_{\min} = \frac{\Delta t}{cV_{p \max}}, \dots\dots\dots(3.8)$$

3.2 Cálculo del tamaño del acuífero

El volumen del acuífero puede calcularse cuando el acuífero alcanza el comportamiento de flujo en estado pseudoestacionario, que es la condición en que la variación de la presión con respecto al tiempo ($\partial p_w / \partial t$) es constante. Este comportamiento se refleja en la gráfica de la Función Influencia del Acuífero cuando esta toma la forma de una línea recta. El volumen del acuífero se puede calcular de manera análoga a como se

3.DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES DEL ACUÍFERO POR MEDIO DE LA FUNCIÓN INFLUENCIA

obtiene el volumen del yacimiento en el análisis de pruebas de presión con la pendiente de esa línea recta:

$$V_p = \frac{1}{Mc_t} ; \dots\dots\dots(3.9)$$

donde:

c_t =compresibilidad total del acuífero, $c_f + c_w$.

M = pendiente de la línea recta a la que se ajusta FIA cuando ha alcanzado el flujo en estado pseudoestacionario..

c_f = compresibilidad de la formación.

c_w =compresibilidad del agua.

El volumen calculado por medio de la Ec. 3.6 es el volumen de agua contenido en el acuífero adyacente al yacimiento; este cálculo aplica para acuíferos de cualquier geometría y heterogeneidad, siempre y cuando se alcancen condiciones de explotación del yacimiento de gas en estado de flujo pseudoestacionario.

3.2 Cálculo de la distancia a la frontera más lejana

Para calcular la distancia a la frontera más lejana al acuífero se toma como base la ecuación utilizada en pruebas de presión para calcular el tiempo en que el yacimiento alcanza el flujo en estado pseudoestacionario:

$$t_{D pps} = \frac{6.32 \times 10^3 kt_{pps}}{\phi \mu c_i r_D^2} = \frac{1}{4} ; \dots\dots\dots(3.10)$$

3.DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES DEL ACUÍFERO POR MEDIO DE LA FUNCIÓN INFLUENCIA

donde:

k = permeabilidad, mD.

μ = viscosidad, cp.

c_t = compresibilidad total, psi^{-1} .

$t_{D_{pps}}$ = tiempo adimensional en que el acuífero alcanza el flujo en estado pseudoestacionario.

t_{pps} = tiempo en el que el acuífero alcanza el flujo en estado pseudoestacionario.

Para el caso de un acuífero la Ec. 3.3 se transforma en:

$$\frac{6.32 \times 10^3 k_w t_{pps}}{\phi \mu_w c_t r_D^2} = \frac{1}{4}; \dots\dots\dots(3.11)$$

Despejando r_D :

$$r_D = \sqrt{\frac{2.532 \times 10^{-2} k_w t_{pps}}{\phi \mu_w c_t}}.$$

Se obtiene el valor de la distancia a la frontera más lejana:

$$r_D = 0.159 \sqrt{\frac{k_w t_{pps}}{\phi \mu_w c_t}}; \dots\dots\dots(3.12)$$

4. FUNCIÓN DE INFLUENCIA PARA YACIMIENTOS DE ACEITE

El primer paso para realizar un cálculo adecuado de la Función Influencia del Acuífero para un yacimiento de aceite, es emplear un modelo de balance de materia apropiado para calcular el gasto agua en la frontera acuífero-yacimiento, pues se requieren datos de presión y gasto en el contacto original agua-aceite para su cálculo.

4.1 Yacimientos de Aceite Bajosaturado

Un yacimiento de aceite bajosaturado se caracteriza porque a condiciones de yacimiento los hidrocarburos se encuentran en estado líquido y el gas se encuentra disuelto en el aceite, y porque a medida que la presión disminuye alcanza el punto de burbuja (presión y temperatura en que se libera la primera burbuja de gas).

Es decir, los poros de la roca se encuentran saturados por aceite y agua congénita; entonces los mecanismos de empuje presentes en el yacimiento son la expansión del aceite, la expansión del agua congénita, la compactación de la roca y por supuesto, la entrada de agua del acuífero al yacimiento.

Los yacimientos de aceite bajosaturado se pueden dividir en dos tipos, los de bajo encogimiento que son fluidos cuyo contenido de componentes intermedios, C3 a C6 es comparativamente bajo con respecto a los componentes pesados, C7 y más pesados, y se conocen como de bajo encogimiento porque la disminución que se presenta entre el volumen del aceite a condiciones de yacimiento y de superficie es relativamente bajo, provocando que a condiciones de superficie se tengan valores bajos de la relación gas aceite, generalmente menores a $200 \text{ m}^3/\text{m}^3$, con aceites oscuros de alta densidad, mayor a $0.85 \text{ gr}/\text{cm}^3$.

Por el contrario, los yacimientos de aceite bajosaturado de alto encogimiento se caracterizan por su contenido elevado de componentes intermedios y se conocen como de alto encogimiento porque el volumen de aceite a condiciones de yacimiento es mucho mayor que el encontrado a condiciones de superficie, lo que provoca altos valores de la relación gas-aceite, entre 200 y 1000 m³/m³, con líquidos a condiciones de separación con coloración ligeramente oscura y densidades que varían entre 0.85 y 0.75 0.85 gr/cm³.

4.2 Modelo de Balance de Materia para Yacimientos de Aceite Bajosaturado

El caso más sencillo de la ecuación de balance de materia para yacimientos de aceite bajosaturado es el modelo de Schilthuis, el cual se obtiene al realizar un balance volumétrico en el que se igualan la producción acumulada medida a condiciones de yacimiento con las expansiones de los fluidos en el yacimiento, aceite y agua congénita, la compactación de la formación y la entrada de agua del acuífero al yacimiento, resultado de una caída de presión finita.

$$N(B_o - B_{oi}) + NB_{oi} \left[\frac{c_w S_w + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p + W_e = N_p B_o + W_p B_w, \dots\dots\dots(4.1)$$

donde:

N = volumen original de aceite, bl @ c.e.

B_{oi} = factor de volumen del aceite inicial, adim.

c_w = compresibilidad del agua de formación, psia⁻¹.

c_f = compresibilidad de la formación, psia⁻¹.

$\Delta p =$ caída de presión, psi.

$N_p =$ volumen de aceite producido, bl @ c.e.

$B_o =$ factor de volumen del aceite, adim.

$W_p =$ volumen de agua producido, bl @ c.e.

$S_w =$ saturación de agua, adim.

Al igual que para un yacimiento de gas, para un yacimiento de aceite el gasto de agua del acuífero al yacimiento está dado por la Ec. 2.62, en la cual se necesita W_e que se obtiene de la Ec. 4.1:

$$W_e = NB_{oi} + W_p B_w - (N - N_p) B_o + NB_{oi} \left[\frac{c_w S_w + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p, \dots\dots\dots(4.2)$$

Y el cambio en la entrada de agua:

$$\Delta W_e = W_{e_j} - W_{e_{j-1}}. \dots\dots\dots(4.3)$$

Sustituyendo la Ec. 4.3 en la Ec. 4.4:

$$\begin{aligned} \Delta W_e = & (N - N_{p_{j-1}}) B_{o_{j-1}} - (N - N_{p_j}) B_{o_j} + W_{p_j} B_{w_{j-1}} - W_{p_{j-1}} B_{w_j} + NB_{oi} \left[\frac{c_{w_{j-1}} S_{wi} + c_{f_{j-1}}}{1 - S_{wi}} \right] (\Delta p)_{j-1} \\ & - NB_{oi} \left[\frac{c_{w_j} S_{wi} + c_{f_j}}{1 - S_{wi}} \right] (\Delta p)_j. \dots\dots\dots(4.4) \end{aligned}$$

El gasto de agua está dado por:

$$\Delta W_e = \begin{bmatrix} (N - N_{p_{j-1}})B_{o_{j-1}} - (N - N_{p_j})B_{o_j} + W_{p_j}B_{w_{j-1}} - W_{p_{j-1}}B_{w_j} + NB_{oi} \left[\frac{c_{w_{j-1}}S_{wi} + c_{f_{j-1}}}{1 - S_{wi}} \right] (\Delta p)_{j-1} \\ -NB_{oi} \left[\frac{c_{w_j}S_{wi} + c_{f_j}}{1 - S_{wi}} \right] (\Delta p)_j \end{bmatrix}. \quad (4.5)$$

Al igual que para los yacimientos de gas, en el modelo de balance de materia para yacimientos de aceite bajosaturado, se tienen dos variables que son la Función Influencia y el volumen original de aceite, N .

5. CONCLUSIONES

A partir del cálculo y del análisis de la Función Influencia del Acuífero se obtienen las siguientes conclusiones:

- Cuando se hacen estudios de balance de materia, ya sea para yacimientos de aceite o gas se tienen dos incógnitas, que son el volumen original de hidrocarburos en el yacimiento, G y/o N , y la entrada de agua del acuífero al yacimiento. Con la Función Influencia del Acuífero y un modelo de Balance de Materia adecuado se pueden obtener ambos volúmenes de manera confiable sin la necesidad de hacer ninguna suposición acerca de las propiedades del acuífero.
- A diferencia de los métodos tradicionales en los que se suponen las propiedades petrofísicas, las dimensiones y la geometría y el tipo de flujo presentes en el acuífero, con la función Influencia del Acuífero se puede obtener el comportamiento del acuífero sin suponer dichas propiedades.
- Para yacimientos de gas se modificó el Modelo de Balance de Materia, incorporando la expansión de gas al modelo de balance de materia propuesto por Coats, 1964, el cual supone que la producción de gas es debida solamente a la entrada de agua del yacimiento al acuífero, es decir, el modelo de balance de materia propuesto toma en cuenta que la producción de gas es debido a la entrada de agua y a la expansión del gas en el yacimiento, lo que provoca que el cálculo del volumen original de gas, G , sea menor, esto se debe porque al tener un mecanismo de producción menos la única explicación para tener una misma producción de gas sólo se explica con un mayor volumen de gas.

5. CONCLUSIONES

- Para yacimientos de aceite se propone un modelo de balance de materia para yacimientos de aceite bajosaturado, el cual toma en cuenta la expansión del aceite y el agua congénita, la compactación de la formación y la entrada de agua, además de que se adoptó el método de Gajdica para encontrar el volumen original de gas para encontrar el volumen original de aceite.
- Debido a que la Función Influencia del Acuífero proporciona el comportamiento de la presión si el acuífero se comportara a gasto constante, se recomienda su uso en el análisis de pruebas de presión en donde no se tenga comportamiento de flujo a gasto constante.

NOMENCLATURA

p = presión en el contacto original acuífero-yacimiento, psia.

e_w = gasto de agua en el contacto original acuífero-yacimiento, PCD para yacimientos de gas y BPD para yacimientos de aceite.

F = Función Influencia del Acuífero, psia/PCF, para yacimientos de gas y psia/BPD para yacimientos de aceite.

n = número de moles en que se está calculando la Función Influencia del Acuífero, FIA, en caso de que se utilice en la ecuación de los gases reales representa el número de moles de gas en un volumen dado.

R = constante universal de los gases.

μ_w = viscosidad del agua del acuífero, cp.

k_w = permeabilidad del acuífero, md.

h = espesor del acuífero, pie.

t = tiempo, días.

G = Volumen original de gas en el yacimiento, @ c. e. MMpie³/dia.

G_p = Volumen de gas producido, @ c. e. MMpie³/dia.

z = factor de compresibilidad de un gas real, adim.

B_g = factor de volumen del gas, adim.

T = temperatura del sistema acuífero-yacimiento, °R.

NOMENCLATURA

C = compresibilidad de acuífero, líquido y formación, psi^{-1} .

M = pendiente de la línea recta que se obtiene cuando la FIA alcanza el flujo en estado pseudoestacionario.

N = volumen original de aceite, bl @ c.e.

B_{oi} = factor de volumen del aceite inicial, adim.

c_w = compresibilidad del agua de formación, psia^{-1} .

c_f = compresibilidad de la formación, psia^{-1} .

Δp = caída de presión, psi.

N_p = volumen de aceite producido, bl @ c.e.

B_o = factor de volumen del aceite, adim.

W_p = volumen de agua producido, bl @ c.e.

S_w = saturación de agua, adim.

REFERENCIAS

1. Agarwal, R. G., Al-Husani, R. y Ramey Jr. H. J.: The Importance of Water Influx in Gas Reservoir. Artículo SPE 144, presentado en el SPE Annual Fall Meeting Held, Denver, Colorado, Octubre 3-6, 1965.
2. Brigham, W. E.: Water Influx, and Its Effects on Oil Recovery: Part 1. Aquifer Flow. Trabajo preparado por la Universidad de Stanford para el Departamento de Energía de Estados Unidos, Junio de 1997.
3. Brown, D. L., Wattenbarger, R. A. y Startzman, R. A.: Linear Programming Optimization on Microcomputers. Artículo SPE 17777, Presentado en el SPE Symposium on Petroleum Industry Applications of Microcomputers, San José California, Junio 27-29, 1988.
4. Canel C.A. y Rosbaco, J.: Compositional Material Balance: Its Application to the Development of Oil and Gas Field with Retrograde Condensation, Artículo SPE 23647, presentado en el Second Latin American Petroleum Engineering Conference, Caracas Venezuela, Marzo 8-11, 1992.
5. Coats, D. H. : Determination of Aquifer Influence Functions from Field Data, Artículo SPE 897, presentado en el 39th SPE Annual Fall Meeting, Houston, Octubre 11, 1964.
6. Craft, B. C. y Hawkins, M. F.: *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Prentice Hall. 1959
7. Eiks, R. A., Wattenbarger, R. A. y Startzman, R. A.: Analysis of the Effect of Pressure Data Frequency and Accuracy on the Calculation on Aquifer Influence Function, Artículo SPE 18290, presentado el 63rd Annual Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Octubre 2-5, 1988.

8. Gajdica, R. J.: A New Method of Matching Aquifer Performance and Determining Original Gas in Place, Artículo SPE 16935, presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition Held, Dallas, Septiembre 27, 1987.
9. Hutchinson, T. S. y Sikora, V. J.: A Generalized Water-Drive Analysis, Artículo SPE 1123-G, presentado en el 33rd SPE Annual Fall Meeting, Houston, Octubre 5-8, 1958.
10. Katz, D. L. y Tek, R. M.: A Generalized Model for Predicting the Performance of Gas Reservoirs Subject to Water Drive. Artículo SPE 428, presentado en el 37th SPE Annual Fall Meeting, Los Angeles, Octubre 7-10, 1962.
11. Matthews, C. S. y Russell, D. G.: *Pressure Buildup and Flow Test in Wells*. Monografía de la SPE, Serie Henry I. Doherty, 1967.
12. Mendez, T. L. y Teyssier, J. S.: Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros. Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, Vol. XI No. 4, Octubre 1979.
13. Menisi, M. H., Kenawy F. A., Richardson, T. y Sallaly, M. E.: Development of Aquifer Influence Function for Undersaturated Oil Reservoir Using Semi-Analytical Model, Artículo SPE 39744, presentado en el SPE Asia Pacific Conference on Integrating Modeling for Asset Management, Kuala Lumpur, Marzo 23-24, 1998.
14. van Everdingen, A. F. y Hurst, W.: The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs, Artículo SPE 949305_G, presentado en el AIME Annual Meeting, San Fransisco, Febrero 13-17, 1949.
15. von Schroeter, T., Hollander, F. y Gringarten, A. C.: Deconvolution of Well Test Data as a Nonlinear Total Least Square Problem, Artículo SPE 77688, presentado en el 2002 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio Texas, Septiembre 29 a Octubre 2, 2002.
16. Wattenbarger, R. A., Ding, S., Yang, W. y Startzman, R. A.: The Use of a Semianalytical Method for Matching Aquifer Influence Functions, Artículo SPE

REFERENCIAS

- 19125, presentado en el SPE Petroleum Computer Conference, San Antonio Texas, Junio 26-28, 1989.
17. Wattenbarger, R. A., Startzman, R. A., Gajdica, R. J. y Targac, G. W.: Estimating Aquifer Size, Shape and Flow Properties From Aquifer Influence Functions. *GEOBYTE*, Febrero 1988, pag. 22-29.
18. Ramey, h. j.: Graphical Interpretations for Gas Material Balances, Artículo SPE 2871, JPT, Julio, 1970.

APENDICE-1 VALIDEZ DE LA FUNCIÓN DE INFLUENCIA

La ecuación utilizada para modelar el flujo en el acuífero, es la misma utilizada en pruebas de presión para modelar el flujo en el yacimiento de un fluido ligeramente compresible; es decir la Ecuación de Difusión.

Para flujo lineal se expresa:

$$\frac{\partial^2 p(x,t)}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu_w c_i}{k_w} \frac{\partial p(x,t)}{\partial t}; \dots\dots\dots(A-1)$$

Para flujo radial:

$$\frac{\partial^2 p(r,t)}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p(r,t)}{\partial r} = \frac{\phi \mu_w c_i}{k_w} \frac{\partial p(r,t)}{\partial t}; \dots\dots\dots(A-2)$$

Para poder resolver las Ecs. A-1 y A-2, van Everdingen y Hurst las escribieron en términos de variables adimensionales:

Para flujo lineal:

$$\frac{\partial^2 p_D(x_D, t_D)}{\partial x_D^2} = \frac{\partial p(x_D, t_D)}{\partial t_D}; \dots\dots\dots(A-3)$$

donde:

distancia adimensional

$$x_D = \frac{x}{L}$$

Presión adimensional:

$$p_D = \frac{k_w A (p - p_i)}{q_w \mu_w L}$$

Tiempo adimensional:

$$t_D = \frac{k_w t}{\phi \mu_w c_i L^2}$$

L = largo del acuífero.

p_i = presión inicial en la frontera acuífero-yacimiento.

A = área de la sección transversal del acuífero.

Para el caso de flujo radial la ecuación que describe el flujo de agua del acuífero hacia el yacimiento a través del contacto original hidrocarburos-agua se expresa en la forma siguiente:

$$\frac{\partial^2 p_D(r, t)}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D(r_D, t_D)}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D(r_D, t_D)}{\partial t_D}, \dots\dots\dots(A-4)$$

donde los parámetros adimensionales expresados en unidades del sistema cgs son los siguientes:

$$r_D = \frac{r}{r_w}$$

$$p_D = \frac{2\pi k_w h(p - p_i)}{q_w \mu_w}$$

$$t_D = \frac{k_w t}{\phi \mu_w c_i r^2}$$

r_w = radio del contacto original hidrocarburos-agua.

h_w = espesor del acuífero.

Las soluciones para las Ecs. A-3 y A-4 para acuíferos que proporcionan agua a gasto constante, obtenidas por van Everdingen y Hurst son:

Para flujo lineal:

$$\Delta p = p_0 - p(t) = \frac{e_w(t)\mu_w}{k_w} p_{Di}(t_D); \dots\dots\dots(A-5)$$

Para flujo radial:

$$\Delta p = p_0 - p(t) = \frac{e_w(t)\mu_w}{2\pi k_w} p_{Dr}(t_D), \dots\dots\dots(A-6)$$

donde:

e_w = gasto de agua, BPD.

μ_w = viscosidad del agua, cp.

k_w = permeabilidad del acuífero, md.

Debido a la linealidad de la Ecuación de Difusión, es posible la aplicando el principio de superposición a la Ec. A-6, el cual establece que en un sistema es lineal la respuesta a la suma de dos estímulos es la suma de las respuestas a cada uno de ellos, se encuentra el comportamiento de presión para un acuífero que produce a gasto variable, suponiendo que se tiene un gasto constante, e_{w_j} , en un período de tiempo comprendido entre el tiempo t_{j-1} y t_j :

$$\Delta p = p_0 - p(t) = \frac{\mu_w}{2\pi k_w} \sum_{j=1}^n e_{w_{n+1-j}} [p_D(t_D - t_{D_{j-1}}) - p_D(t_D - t_{D_j})]; \dots\dots\dots(A-7)$$

Haciendo el cambio de variable siguiente:

$$\frac{1}{b} = \frac{\mu_w}{2\pi k_w}; \dots\dots\dots(A-8)$$

considerando que

$$\Delta p_{D_j} = [p_D(t_D - t_{D_{j-1}}) - p_D(t_D - t_{D_j})]; \dots\dots\dots(A-10)$$

Y sustituyendo la Ec. A-7 y A-8 en la Ec. A-9:

$$\Delta p_n = \frac{1}{b} \sum_{j=1}^n e_{w_{n+1-j}} \Delta p_{D_j}; \dots\dots\dots(A-11)$$

Que es la ecuación que representa el comportamiento de presión que tendría un acuífero homogéneo de geometría radial

Haciendo el siguiente cambio de variable:

$$\Delta F_n = \frac{\Delta p_{D_j}}{b}; \dots\dots\dots(A-12)$$

Sustituyendo la Ec. A-11 en la Ec. A-10:

$$\Delta p_m = \sum_{j=1}^n (e_{w_{n+1-j}})_m \Delta F_m; \dots\dots\dots(A-13)$$

La ecuación anterior está escrita en forma discreta, si se escribe de manera continua se obtiene la integral de convolución:

$$\Delta p = \int_0^t e_w(t-\tau) \frac{dF(\tau)}{d\tau} d\tau. \dots\dots\dots(A-14)$$

De manera análoga utilizando la Ec. 6 se puede demostrar que la relación entre la caída de presión en la frontera acuífero yacimiento, el gasto de agua del acuífero al yacimiento y Función Influencia del Acuífero para un Acuífero de geometría lineal está expresada por la Ec. A-13.

ANEXO-2 EJEMPLO DE APLICACIÓN

Para validar el modelo de balance de materia propuesto para yacimientos de gas, Ecs. 3.42 y 3.43, se calculó la función de influencia y se comparó con los resultados obtenidos con el modelo de balance de materia propuesto por Coats y cols, (1964), Ec. 3.52; para ambos casos se supusieron varios volúmenes originales de gas en el yacimiento, G , y se calculó la función de influencia; posteriormente se estimaron los valores de error aparente y error relativo para obtener el valor de G , Gajdica (1988).

Para calcular la Función Influencia con la metodología de programación lineal se utilizó el complemento Solver de la hoja de cálculo de Microsoft Excel, el cual resuelve problemas de programación lineal utilizando el método con límites en las variables y el método de ramificación y límite, implantado por Watson y Fylstra. El complemento Solver se encuentra en la pestaña de Datos de Microsoft Excel.

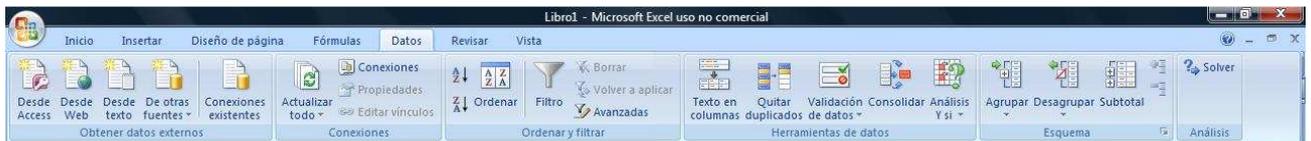


Fig. A2.1 Complemento Solver

Al abrir dicho complemento aparece el cuadro de dialogo siguiente:



Fig. A2.2. Definición del problema de programación lineal con Solver.

El problema relacionado con la estimación de la Función Influencia se plantea de la siguiente manera:

- La *Celda Objetivo* representa la Función Objetivo, Ec. 3.43.
- El *Valor de la celda objetivo* representa la operación que se llevará a cabo; para este caso se busca que el valor de la celda objetivo sea mínimo.
- *Combinando las celdas* representa las variables que resuelven el sistema y corresponden a los valores de u_i , v_i y F_i .
- *Sujeto a las siguientes restricciones* representa las condiciones que debe satisfacer el problema de programación lineal definido a partir de las Ecs. 3.36-3.39.

Para los cálculos que se realizaron se utilizaron los datos sintéticos siguientes de un yacimiento de gas sujeto a la entrada de agua, los cuales se tomaron de Eiks, (1988).

Volumen original de gas en el yacimiento, $G = 12.0$ [BPC]

Densidad relativa del gas, $\delta_g = 0.5942$

ANEXO-2

Temperatura de yacimiento, T : =218 [°F]

Porosidad, ϕ : =27%

Saturación de agua, S_w : =25%

Presión Inicial, p_i : =4644 [psi]

Tiempo (meses)	Producción mensual	Producción mensual	Producción mensual	Producción ajusta	Presión (psi)
1	119410	13972	22	129870.6	4610.50
2	183842	29232	0	205798.2	4563.00
3	69000	17298	0	71992.6	4555.15
4	212807	30030	0	235362.6	4499.50
5	261277	25800	0	280655.4	4438.55
6	261722	23116	0	279084.5	4381.60
7	209214	15806	3500	221162.5	4339.55
8	171262	14253	3375	181957.5	4305.70
9	175781	11914	4624	184739.6	4269.00
10	236601	13856	6453	247008.3	4214.72
11	122456	8430	1627	129537.9	4197.27
12	94096	4220	2707	97258.6	4182.96
13	0	0	0	0	4193.15
14	123716	7623	7623	129581.9	4162.50
15	175851	6524	6524	182253.4	4142.53
16	181934	11698	5322	190720.4	4082.27
17	195328	11040	4776	203621.2	4040.50
18	205640	9938	5912	213104.4	3996.45
19	162216	8076	4637	168281.9	3966.35
20	175506	7326	4966	181008.6	3930.23
21	188604	7326	4966	194891.5	3890.39
22	253749	12042	4743	262793.8	3832.40
23	218778	9123	7821	225628.3	3786.55
24	167007	6184	6715	191651.8	3750.63
25	18462	7778	8937	188304.1	3713.45
26	195838	6840	9528	200975.5	3671.10

ANEXO-2

Tiempo (meses)	Producción mensual	Producción mensual	Producción mensual	Producción ajusta	Presión (psi)
27	170325	7666	7121	176082.9	3637.65
28	185593	6403	12888	190402.3	3596.85
29	212667	12115	13572	221766.6	3547.60
30	195382	9428	15680	202463.4	3504.55
31	156053	7770	11049	161889.1	3475.30
32	85091	5816	6761	89459.4	3466.63
33	78047	3815	8154	80912.5	3455.74
34	122678	7285	11160	128149.8	3428.55
35	184510	10262	24546	192217.8	3378.60
36	245373	18187	22621	259033.3	3312.65
37	156166	12094	19698	165249.8	3281.90
38	140610	8956	17090	147336.9	3253.50
39	135216	10888	27196	143394.0	3220.20
40	106474	6067	19080	111030.9	3200.70
41	72219	3986	15510	75121.9	3192.00
42	102987	4342	11901	106248.3	3171.45
43	87641	4133	24632	90745.3	3151.61

Los resultados obtenidos fueron un valor de G de 12.33 MMMPCG con el modelo de Coatsy con el modelo de balance de materia propuesto se obtuvo un valor de G de 12.19 MMMPCG.

Los valores del gasto de agua e_w para ambos modelos de balance de materia se muestran en la Fig. A2.3 y los valores de la Función Influencia se muestran en la Fig. A2.4.

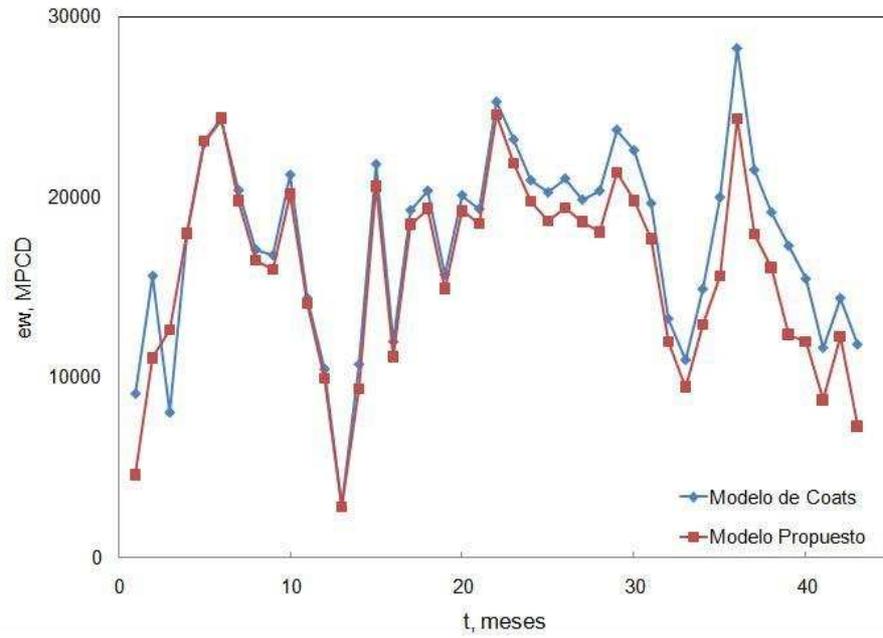


Fig. A2.3 Comparación del gasto de agua.

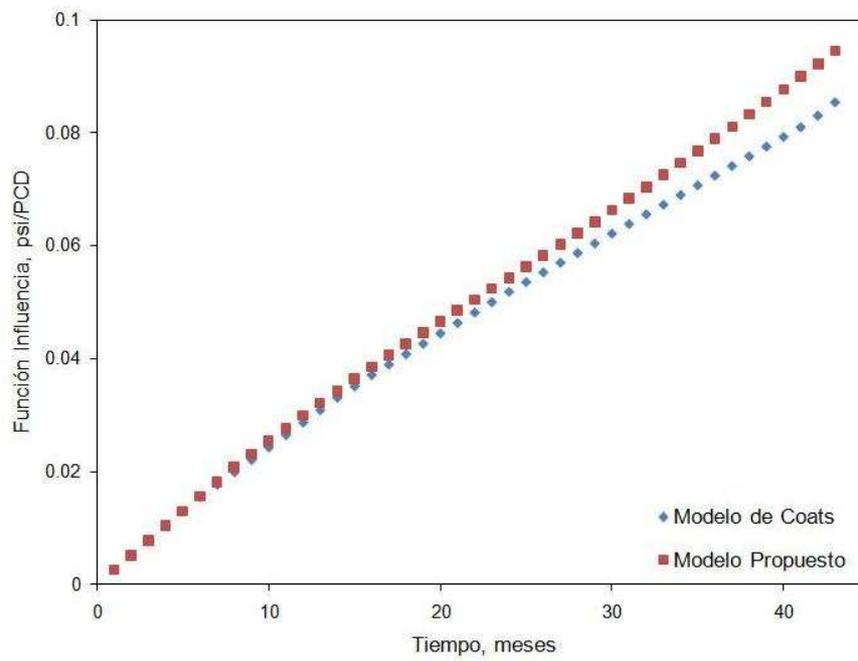


Fig. A2.4 Función Influencia del Acuífero.t