

Figura 13 - Procedimiento de Regresión Lineal Múltiple para Resolver la EBM de un Yacimiento con Empuje Hidráulico.

Al igual que en el método de Havlena y Odeh cuando el acuífero se describe con los modelos "Pot" o continuo solo se requiere resolver las dos ecuaciones anteriores para encontrar N y e_{wc} . Cuando se trata del modelo general el procedimiento es el mismo planteado también en Havlena y Odeh con algunas diferencias como se puede ver a continuación:

- 1-. Para cada tiempo j de la historia del yacimiento se calcula $(Z)_j$ y X_j
- 2-. Se supone un valor de r_{eaD} .
- 2.1-. Suponer un valor de la constante del tiempo adimensional, Δt_D .
- 2.2-. Para cada tiempo j se calcula de la historia del yacimiento $(Y)_j$
- 2.3-. Se resuelven las ecuaciones (1.195-96) para N y e_{wc} .
- 2.4-. Para cada tiempo j calcular $(Z)_j$ de la ecuación (1.172) usando los valores de N y e_{wc} obtenidos en el paso 2.3.
- 2.5-. Para los $(Z)_j$ calculados en los pasos 1 y 2.4 calcular la desviación típica así:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} * ((Z)_{jc} - (Z)_j)^2}$$

donde $(Z)_{jc}$ es el valor de (Z) obtenido en el paso 2.4 y el $(Z)_j$ es el valor de (Z) obtenido en el paso 1.

- 2.6-. Suponer otros valores de Δt_D y repetir pasos 2.2 – 2.5.
- 2.7-. Graficar σ vs. Δt_D
- 3-. Suponer otros valores de r_{eaD} y para cada uno repetir pasos 2.1 – 2.7.
- 4-. De los gráficos de σ vs. Δt_D para los diferentes valores de r_{eaD} escoger el valor de r_{eaD} cuya curva muestre el menor valor de σ y leer el valor de Δt_D al cual se presenta este valor mínimo. Estas curvas se muestran en la figura
- 5-. Con los valores de r_{eaD} y Δt_D repetir pasos 2.2 y 2.3.

6-. Los valores de N y e_{wc} obtenidos en el paso 5 y los de r_{eAD} y Δt_D del paso 4 son los valores de N para la EBM y los parámetros de la expresión (1.121) para describir el comportamiento del acuífero.

1.7.2.3-. Método de Sills.

Sills⁽¹⁶⁾ presenta un trabajo donde se conserva la simplicidad del procedimiento de Havlena y Odeh pero sin cometer el error en el procedimiento estadístico que, según Tehrani, tiene este método. El autor introduce un término que define como factor de expansión combinado de acuífero y yacimiento, CARET por sus iniciales en inglés, en el cual se combinan los efectos de los factores de expansión de los hidrocarburos en el yacimiento y del agua de formación y el volumen poroso.

Sills en la EBM presenta dos diferencias fundamentales con respecto a las formas tradicionales de esta:

- Siempre tiene en cuenta, independiente del tipo de yacimiento, la expansión del agua de formación y la contracción del volumen poroso.
- En el caso de yacimientos de gas tiene en cuenta la expansión del petróleo presente en la capa de gas.

La EBM planteada por Sills es

$$F = N(E_o + E_{wfo}) + G(E_g + E_{wfg}) + e_{wc} Y \quad (1.197)$$

La mayoría de los términos de esta ecuación ya se conocen, pero E_g tiene en cuenta la expansión del petróleo presente en la capa de gas la cual se puede obtener así:

El volumen de petróleo a condiciones de yacimiento en la capa de gas es

$$V_{og} = V_{pg} * S_{og} = \frac{G * S_{og}}{1 - S_{og} - S_{wg}}$$

este petróleo a condiciones normales ocupará un volumen de

$$N_g = \frac{G * S_{og}}{1 - S_{og} - S_{wg}} * \frac{1}{B_{oi}}$$

Al presentarse una caída de presión en el yacimiento la expansión del petróleo será

$$\Delta V_{og} = \frac{G * S_{og}}{1 - S_{og} - S_{wg}} * \frac{1}{B_{oi}} [(B_o - B_{oi}) + (R_{Si} - R_S) * B_g]$$

$$\Delta V_{og} = \frac{G * S_{og}}{1 - S_{og} - S_{wg}} * \frac{1}{B_{oi}} * E_o \quad (1.198)$$

La expansión del gas y el petróleo en la zona de gas es entonces

$$\Delta V_{og} + \Delta V_g = \frac{G * S_{og}}{1 - S_{og} - S_{wg}} * \frac{1}{B_{oi}} * E_o + G \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) = G * E_g$$

donde

$$E_g = \frac{S_{og} * E_o}{1 - S_{og} - S_{wg}} * \frac{1}{B_{oi}} + \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad (1.199)$$

La expansión del agua y el volumen poroso es

$$\Delta V_{w,p} = G * \left[\frac{(P_i - P) * (C_w S_w + C_f)}{(1 - S_{og} - S_{wg})} \right] = G * E_{w,f,g}$$

Para un yacimiento de gas con empuje hidráulico la EBM es entonces

$$F = G [E_g + E_{w,f,g}] + e_{wc} Y \quad (1.200)$$

y cuando se tiene un yacimiento de petróleo, si llamamos $G = mNB_{oi}$, su EBM es

$$\begin{aligned} F &= N \left[(E_o + E_{w,f,o}) + mB_{oi} (E_g + E_{w,f,g}) \right] + e_{wc} Y \\ &= NE_{o,g} + e_{wc} Y \end{aligned} \quad (1.201)$$

donde,

$$E_{o,g} = \left[(E_o + E_{w,f,o}) + mB_{oi} (E_g + E_{w,f,g}) \right] \quad (1.202)$$

Cuando se trata de acuíferos radiales, e_{wc} está dado por la ecuación (1.139) la cual también se puede escribir como

$$e_{wc} = 1.1190 C_e r_i^2 h_A \phi \left(\frac{\theta}{360} \right) = 2C_e \left(\frac{\pi r_i^2 h_A \phi}{5.615} \right) \left(\frac{\theta}{360} \right) \quad (1.203)$$

$$= 2C_e V_p \left(\frac{h_A}{h_R} \right) \left(\frac{\theta}{360} \right) \quad (1.204)$$

Cuando el yacimiento es de gas, $V_p = G / (1 - S_{og} - S_{wg})$ y por tanto

$$e_{wc} = 2C_e \frac{G}{1 - S_{og} - S_{wg}} \left(\frac{h_A}{h_R} \right) \left(\frac{\theta}{360} \right) \quad (1.205)$$

De la ecuación (1.205) se puede sacar una relación entre e_{wc} y G así

$$\frac{e_{wc}}{G} = \frac{2C_e}{1 - S_{og} - S_{wg}} \left(\frac{h_A}{h_R} \right) \left(\frac{\theta}{360} \right) \quad (1.206)$$

cuando el yacimiento es de petróleo su volumen poroso está dado por

$$V_p = NB_{oi} \left(\frac{1}{1 - S_{wo}} + \frac{m}{1 - S_{og} - S_{wg}} \right)$$

y la ecuación (1.205) para este yacimiento quedaría

$$e_{wc} = 2C_e * NB_{oi} \left(\frac{1}{1 - S_{wo}} + \frac{m}{1 - S_{og} - S_{wg}} \right) \left(\frac{h_A}{h_R} \right) \left(\frac{\theta}{360} \right)$$

y despejando e_{wc}/N se tiene

$$\frac{e_{wc}}{N} = 2C_e * B_{oi} \left(\frac{1}{1 - S_{wo}} + \frac{m}{1 - S_{og} - S_{wg}} \right) \left(\frac{h_A}{h_R} \right) \left(\frac{\theta}{360} \right) \quad (1.207)$$

Usando la ecuación (1.206) en la ecuación (1.200) se tiene

$$\begin{aligned} F &= G \left[E_g + E_{w/l,r} \right] + Y * \frac{G * 2C_e}{1 - S_{og} - S_{wg}} \left(\frac{h_A}{h_R} \right) \left(\frac{\theta}{360} \right) \\ &= G * \left[\frac{2C_e Y}{1 - S_{og} - S_{wg}} \left(\frac{h_A}{h_R} \right) \left(\frac{\theta}{360} \right) + E_g + E_{w/l,r} \right] \end{aligned}$$

$$F = G * E_{CARET} \quad (1.208)$$

donde E_{CARET} es el factor combinado de expansión yacimiento acuífero y para un yacimiento de gas está dado por

$$E_{CARET} = \left[\frac{2C_e Y}{1 - S_{og} - S_{wg}} \left(\frac{h_A}{h_R} \right) \left(\frac{\theta}{360} \right) + E_g + E_{w/l,r} \right] \quad (1.209)$$

Llevando la ecuación (1.207) a la (1.201) se tiene

$$F_c = N * \left[\ddot{E}_{og} + 2YC_e * B_{oi} \left(\frac{1}{1 - S_{wo}} + \frac{m}{1 - S_{og} - S_{wg}} \right) \left(\frac{h_A}{h_R} \right) \left(\frac{\theta}{360} \right) \right]$$

$$F = NE_{CARET} \quad (1.210)$$

donde E_{CARET} es el factor combinado de expansión acuífero yacimiento para el caso de un yacimiento de petróleo y está dado por

$$E_{\text{CARET}} = \left[\ddot{E}_{oK} + 2YC_e * B_{oi} \left(\frac{1}{1 - S_{wo}} + \frac{m}{1 - S_{or} - S_{wr}} \right) \left(\frac{h_A}{h_R} \right) \left(\frac{\theta}{360} \right) \right] \quad (1.211)$$

Las ecuaciones (1.208) y (1.209) son ecuaciones de una recta que pasa por el origen y aplicando la técnica de mínimos cuadrados, con los valores de F y E_{CARET} calculados de la historia de producción, a estas ecuaciones se puede obtener el valor de N o G y luego con estos valores y usando las ecuaciones (1.207) o (1.206) se puede obtener e_{wc} .

Sin embargo para obtener E_{CARET} se debe conocer la función Y, que es la función de P y t que describe el comportamiento del acuífero cuya forma depende del tipo de acuífero y del tipo de flujo y está dada en términos del tiempo adimensional y del tamaño del yacimiento dado por r_D . El tiempo adimensional, dado por la ecuación (1.132) para los acuíferos radiales y por (1.155) para los acuíferos lineales se puede plantear en general por

$$t_D = \Delta t_D * t \quad (1.212)$$

donde Δt_D se conoce como la constante del tiempo adimensional y está dada por

$$\Delta t_D = 2.3092 * \frac{k}{\phi \mu C_e r_o^2} \quad (1.213)$$

cuando el tiempo está dado en años.

Por lo tanto para obtener los valores exactos de N (G) y e_{wc} se requiere que la expresión para Y sea la adecuada y que los valores de Δt_D y de r_{eaD} usados para calcularla sean los correctos; como estos valores normalmente no se conocen con seguridad para el acuífero, se debe recurrir al procedimiento de ensayo y error planteado por Havlena y Odeh y Tehrani.

Después de obtener el supuesto mejor valor de e_{wc} , Sills plantea una verificación de este valor y del valor de Δt_D usados de la siguiente forma: combinando las ecuaciones (1.203) y (1.213) se puede llegar a la siguiente expresión

$$\frac{k}{\mu} = 139.32 * \frac{e_{wc} * \Delta t_D}{\theta h_A} \quad (1.214)$$

si para el valor de N (G) obtenido el valor de $h_A \theta$ calculado con la ecuación (1.214) es similar al conocido para el acuífero, Δt_D y r_{eaD} son correctos de lo contrario se debe intentar con otro valor de para estos parámetros.

El procedimiento propuesto por Sills para resolver la EBM es:

- 1-. Con los valores conocidos o supuestos de propiedades para el acuífero calcular un valor de Δt_D .
- 2-. Suponer un valor de r_{eaD} y establecer la relación para Y a cada tiempo de la historia del yacimiento.
- 3-. Calcular Z y E_{CARET} para cada tiempo de la historia del yacimiento. Calcular \bar{Z} .

- 4-. Aplicando regresión lineal a las ecuaciones (1.208) o (1.209) obtener los mejores valores de N o G y luego con las ecuaciones (1.206) o (1.207) los valores de e_{wc}
- 5-. Calcular el error Standard al calcular Z con E_{CARET} y N(G) de

$$S_{Z, E_{CARET}} = \sqrt{\sum \frac{(Z_i - Z_{ic})^2}{n-1}} \quad (1.215)$$

y el coeficiente de variación de

$$V = \left(\frac{S_{Z, E_{CARET}}}{\bar{Z}} \right) * 100 \quad (1.216)$$

donde Z_i es el valor de Z calculado al tiempo i de la historia del yacimiento y Z_{ic} es el valor de Z calculado con los valores obtenidos para N(G) y e_{wc} usando las ecuaciones (1.208) o (1.210).

- 6-. Suponer otro valor para r_{eaD} y repetir los cuatro pasos anteriores.
- 7-. Graficar V vs. r_{eaD} y encontrar el valor de r_{eaD} con el cual se obtiene el mínimo valor de V. Con este valor de r_{eaD} encontrar el valor de N (G) y e_{wc} .
- 8-. Una vez obtenido el valor de N (G) y e_{wc} , aplicar la ecuación (1.215) y calcular $h_A \Theta$; comparar este valor con el valor conocido para el acuífero si son similares los valores de Δt_D , N (G), r_{eaD} y e_{wc} son correctos si no entonces suponer otro valor de Δt_D o suponer otro modelo de acuífero y repetir procedimiento.

Sills demuestra que los valores de N obtenidos por este procedimiento son similares a los obtenidos por Tehrani y apreciablemente mejores que los obtenidos por la técnica de Havlena y Odeh.

1.7.3.-Predicción del Comportamiento de Acuíferos

Una vez se tenga definido el modelo para analizar el comportamiento de un acuífero el paso siguiente es aplicarlo para conocer el comportamiento futuro del mismo con el fin de predecir el comportamiento de un yacimiento que tenga empuje hidráulico. Analizar el comportamiento de un acuífero es conocer la presión en el contacto agua - petróleo y el volumen de la intrusión de agua; o sea que se tienen dos incógnitas a determinar y para tener una solución única debe haber 2 ecuaciones, las cuales son la ecuación de balance de materiales. El procedimiento varía básicamente dependiendo del modelo aplicado para analizar el comportamiento del acuífero y como las ecuaciones a utilizar no son lineales se debe recurrir a algún método numérico para resolverlas (normalmente, ensayo y error).

1.7.3.1-. Predicción de Yacimientos de Gas con Empuje Hidráulico⁽¹⁾.

En un yacimiento de gas con empuje hidráulico la EBM es:

$$\left(\frac{P}{Z} \right) = \frac{P_i}{Z_i} * \left(1 - G_p * B_{gi} / G \right) / \left(1 - W_c / G \right)$$

Si se fuera a estudiar el comportamiento del acuífero por el método general o de Van Everdingen - Hurst, la ecuación para W_e es:

$$(W_c)_j = e_{wc} \sum_{i=1}^j \Delta P_i * W_{ctD} (t_j - t_{j-1})_j \quad (1.175)$$

la cual también se puede expresar como:

$$(W_c)_j = e_{wc} * \sum_{i=1}^{j-1} \Delta P_i * W_{ctD} (t_j - t_{j-1})_j + e_{wc} \Delta P_j W_{ctD} (t_j - t_{j-1})_j \quad (1.217)$$

donde

$$\Delta P_j = \frac{1}{2} (P_{j-2} - P_j)$$

$$\Delta P_n = \frac{1}{2} (P_{n-2} - P_n)$$

El proceso de predicción sería entonces:

1. Suponer $(W_c)_j = e_{wc} * \sum_{i=1}^{j-1} \Delta P_i * W_{ctD} (t_{j-1} - t_{i-1})_j$
2. Calcular $(P/Z)_j$ de ecuación EBM
3. Con $(P/Z)_j$ calcular $(W_e)_j$ de ecuación (1.175)
4. Con $(W_e)_j$ calcular nuevamente $(P/Z)_j$
5. Comparar $(P/Z)_j$ obtenido en 2 y en 4 si comparan se ha obtenido el valor de $(P/Z)_j$ y por tanto P_j y $(W_e)_j$; si no comparan con el valor de $(P/Z)_j$ obtenido en 4 se repiten pasos 3 - 5. El proceso continua hasta tener para $(P/Z)_j$ valores similares obtenidos en 2 y 4.

Si la predicción se va a hacer por el método de Fetkovitch se procede de la siguiente manera:

$$\bar{P}_a)_{n-1} = P_i \left(1 - \frac{(W_c)_{n-1}}{W_{ei}} \right)$$

$$(W_c)_n = (W_c)_{n-1} + (\Delta W_c)_n \quad (1.218)$$

$$(\Delta W_c)_n = \frac{W_{ei}}{P_i} \left[\bar{P}_a)_{n-1} - \frac{1}{2} (P_{n-1} - P_n) \right] * (1 - e^{-JP_i \lambda \ln / W_{ei}}) \quad (1.219)$$

1. Usando el valor de $(W_e)_{n-1}$ se calcula $(P/Z)_n$ de la EBM y de aquí se obtiene P_n
2. Con $(P/Z)_n$ (o P_n) se calcula $(\Delta W_e)_n$ de ecuación (1.219) y W_{en} de ecuación (1.218).
3. Con W_{en} y de EBM se obtiene $(P/Z)_n$.
4. Con el $(P/Z)_n$ anterior se calcula P_n .

Se compara el P_n obtenido en 1 con el anterior y si son similares, se ha encontrado P_n y W_{en} ; si no son similares con el valor de P_n obtenido en 4 se repite el procedimiento desde el paso 2 hasta que en dos iteraciones sucesivas el valor de P_n obtenido en el paso 4 sean similares.

1.7.6.2-. Predicción de Yacimientos de Petróleo con Empuje Hidráulico ⁽⁸⁾.

Para la predicción de un yacimiento de petróleo con empuje hidráulico hay que tener en cuenta la presencia de flujo multifásico en el yacimiento y por tanto el procedimiento será diferente al caso del flujo monofásico. El procedimiento que se va a plantear supone que se conoce el comportamiento de la tasa de flujo con el tiempo, mediante curvas de declinación por ejemplo.

Los pasos del procedimiento serían los siguientes:

- Tomar un intervalo de tiempo Δt y calcular el ΔN_p producido en dicho intervalo y la producción acumulada al final del intervalo, N_p .
- Suponer una presión al final del intervalo y calcular la presión promedia para el intervalo.
- Calcular los parámetros PVT en el intervalo a la presión promedia en el mismo.
- Calcular la saturación promedia en el intervalo con la ecuación adecuada para el yacimiento.
- Calcular la razón de permeabilidades K_g/K_o para el intervalo.
- Calcular el ΔG_p durante el intervalo y la producción de gas acumulada al final del intervalo al igual que la razón gas petróleo acumulada.
- Calcular W_e de la EBM y de la ecuación de comportamiento del acuífero.
- Si los dos valores para W_e del paso anterior son similares la presión supuesta es la correcta; si difieren si debe ensayar con otra presión escogida con el siguiente criterio: Si el valor de W_e calculado con EBM es menor que el calculado con la ecuación de comportamiento del acuífero se debe tomar una presión mayor y si es lo contrario una presión menor. El proceso de ensayo y error con la presión continua hasta que se consiga que la intrusión de agua calculada con EBM sea similar a la calculada con la ecuación de comportamiento del acuífero.
- Tomar otro intervalo de tiempo y repetir los pasos anteriores.

Bibliografía

1. Dake, L.P. "Fundamentals of Reservoir Engineering", Elsevier Scientific Publishing Company, New York, N.Y.(USA), 1978.
2. Dake, L.P. "The Practice of Reservoir Engineering", Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam (The Netherlands), 1994.
3. Craft, B.C. and Hawkins, M. F., "Applied Petroleum Reservoir Engineering", Prentice Hall Inc., Englewoods Cliffs, NJ, USA; 1959.
4. Intera Petroleum Production Division, "Reservoir Engineering Fundamentals", 1998.
5. Koederitz, L. F., Harvey, A. And Honarpour, M., "Introduction to Petroleum Reservoir Analysis", Gulf Publishing Company - Book Division, Houston, TX, USA, 1989.
6. Honarpour, M., Koederitz, L.F. and Harvey, A., "Empirical Equations for Estimating Two - Phase Relative Permeability in Consolidated Rocks", JPT 12/82, Pag. 2903.
7. Klins, M. A., Bouchard, A. J. And Cable, C. L., "A Polinomial Approach To the Van Everdingen – Hurst Dimensionless Variables for Water Enchroachment", SPERE 02/88, Pag. 320.
8. Perez, P. R. "Yacimientos con Empuje Hidráulico", Universidad del Zulia, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Maracaibo (Venezuela), 1969.
9. Pletcher, J.L. "Improvements in Reservoir Material Balance Methods", SPERE&E 02/02, Pag. 49.
10. Coskuner, G., "Performance Predictions in Gas Condensate Reservoirs", JCPT 08/99, Pag. 32.
11. Carlson, M. R.; "Tips, Tricks and Traps of Material Balance Calculations", JCPT 12/97, Pag. 34.
12. Ursin, J. R., "Fault Block Modeling – A Material Balance Method for Early Production Forecasting from Strongly Compartmentalised Gas Reservoirs", Journal of Petroleum Science & Engineering", 27(2000), 179 – 195.
13. Tehrani, D.H. "An Analysis of a Volumetric Balance Equation for Calculation of Oil in Place and Water Influx", JPT 09/85, pag. 1665.
14. Wang, B. And Teasdale, T. S. "GASWAT-PC: A Microcomputer Program for Gas Material Balance with Water Influx", Paper SPE 16484, 1987.
15. Hagoort, J. and Hoogstra, R. "Numerical Solutions of the Material Balance Equation of Compartmented Gas Reservoirs", SPERE 08/99, Pag. 385
16. Sills, S.R. "Improved Material Balance Regression Analysis for Water Drive Oil and Gas Reservoirs", SPERE 05/96, Pag. 127.
17. West, S.L. and Cochrane, P.J.R. "Reserves Determination Using Type-Curve Matching and EMB Methods in the Medicine Hat Shallow Gas Field", SPERE 05/95, Pag. 82.
18. Payne, D.A. "Material Balance Calculations in Tight-Gas Reservoirs: The Pitfalls of P/Z Plots and a More Accurate Technique", SPERE 11/96, Pag. 260.

2-. FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS

2.1 ASPECTOS GENERALES

Todas las ecuaciones prácticas de flujo de fluidos se basan en dos conceptos básicos: la Ley de Darcy y la Ley de conservación de masa. Los conceptos mas simples de Ingeniería de Yacimientos se basan en uno de estos conceptos; pero los complejos, y generalmente los más útiles, se basan en ambos.

La ecuación de difusividad es una relación que permite describir el comportamiento de la presión de un fluido, que fluye a través de un medio poroso, con el tiempo y la distancia dependiendo de factores como geometría de flujo, tipo de fluido, tipo de flujo, régimen de flujo y condiciones iniciales y de limite.

2.1.1 Geometrías de Flujo

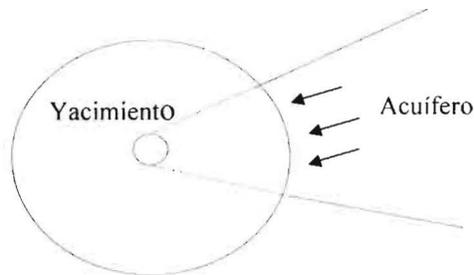
De acuerdo con la geometría de flujo se puede hablar de:

- Flujo Lineal en 1, 2, y 3 dimensiones
- Flujo Radial
- Flujo Esférico

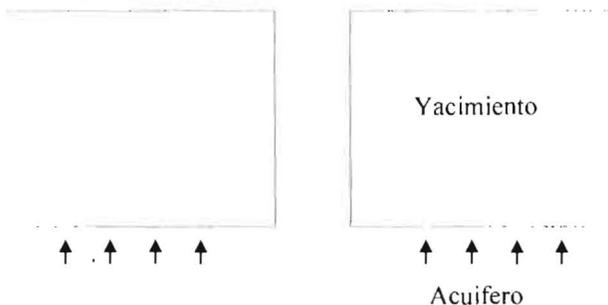
i) Flujo Lineal:

El flujo lineal se puede presentar en los siguientes casos:

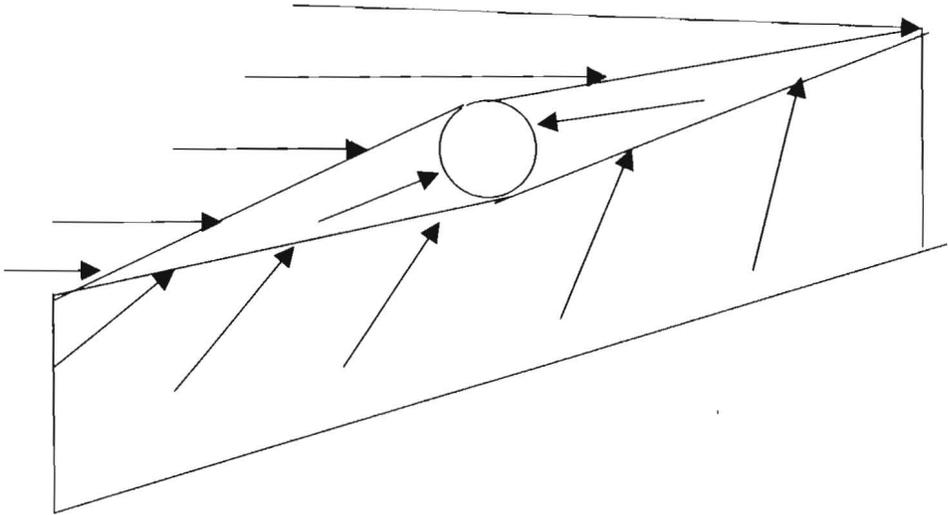
- Flujo a través de un filtro o un empaque en el laboratorio.
- Empuje lateral parcial de un Acuífero



- Empuje de Fondo de un Acuífero



- Flujo hacia una Fractura:



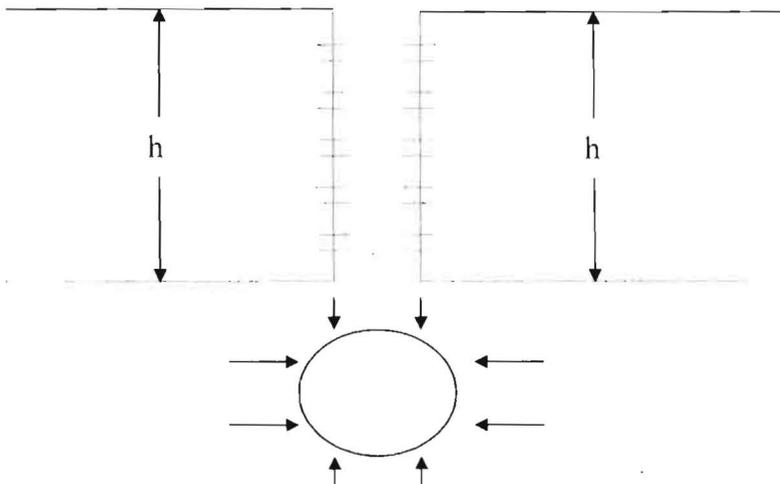
El yacimiento aporta a la fractura a través de un flujo lineal y luego el fluido fluye a través de la fractura hacia el pozo.

- Flujo en un pozo horizontal: el comportamiento del fluido en este caso es similar al caso de la fractura.

Además el flujo lineal puede ser en 1D, 2D, 3D. El flujo en dos dimensiones y 3 dimensiones generalmente es de aplicación en simulación de yacimientos.

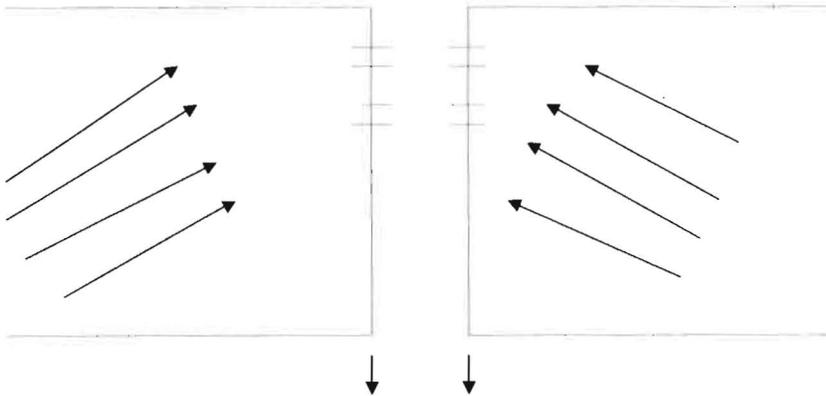
ii) Flujo Radial:

Es el caso normal en un yacimiento cuando se tienen un pozo que atraviesa toda la formación y está cañoneado en todo el espesor de la misma.



iii) Flujo Esférico:

Se presenta cuando una formación productora de gran espesor, ha sido abierta a flujo sólo en una fracción relativamente pequeña de su espesor. En este caso las líneas de flujo en todas las direcciones van orientadas hacia la parte abierta al flujo, que como es tan pequeña comparada con el espesor de la formación parece como un punto, el centro de una esfera a donde confluyen todas las líneas de flujo.



2.1.2 Tipos de Fluidos en un Yacimiento

En un yacimiento se pueden tener fluidos incompresibles (caso agua), fluidos ligeramente compresibles (caso petróleo por encima del punto de burbujeo) y fluidos compresibles (caso gas). Cada uno de estos fluidos está caracterizado por una ecuación de estado que permite analizar el comportamiento del volumen, o la densidad, del fluido con la presión y la temperatura.

i) Fluidos Incompresibles:

$$C = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} = 0 \rightarrow \frac{\partial V}{\partial P} = 0$$

$$\frac{\partial \left(\frac{M}{\rho} \right)}{\partial P} = 0 \quad - \frac{M}{\rho^2} \frac{\partial \rho}{\partial P} = 0 \rightarrow \rho = \text{Constante} \quad (2.1)$$

Caso: el agua

ii) Fluidos Ligeramente Compresibles.

Un fluido se considera ligeramente compresible si cumple con las siguientes dos condiciones:

$$C = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} = \text{Constante}$$

$$C * P \ll 1$$

Partiendo de la definición de compresibilidad se puede tener una ecuación de estado para este tipo de fluido de la siguiente manera:

$$C = -\frac{\rho}{m} * \frac{\delta \left(\frac{m}{\rho} \right)}{\delta P} = -\rho \frac{\delta \left(\frac{1}{\rho} \right)}{\delta P} = \frac{1}{\rho} \frac{\delta \rho}{\delta P}$$

o sea que:

$$\delta \rho = C \rho \delta P \quad \text{y} \quad \frac{\delta \rho}{\delta i} = C \rho \frac{\delta P}{\delta i}, \forall i = x, y, z, t \quad (2.2)$$

Caso: Petróleo subsaturado.

iii) Fluidos Compresibles:

Para un fluido compresible se tiene $v = ZRT / P$ y por lo tanto volviendo a la definición de compresibilidad se tienen ahora

$$C = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial P} \rightarrow C = -\frac{P}{ZRT} * \frac{\partial \left(\frac{ZRT}{P} \right)}{\partial P}$$

$$C = -\frac{P}{ZRT} * \left[\frac{RT}{P} \frac{\partial Z}{\partial P} - \frac{1}{P^2} * ZRT \right]$$

$$= -\frac{P}{ZRT} * \frac{ZRT}{P} \left[\frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P} - \frac{1}{P} \right] = \left[\frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P} \right] \quad (2.3)$$

Cuando se tiene un gas ideal $Z = 1$ y $\frac{\partial Z}{\partial P} = 0$

$$C = \frac{1}{P}$$

Cuando se trata de gases reales, la expresión para la compresibilidad del gas se puede evaluar reemplazando Z y $\frac{\partial Z}{\partial P}$ en términos de la presión, lo cual puede hacerse usando una ecuación de estado (EOS).

2.1.3 Periodos de Flujo en un Yacimiento

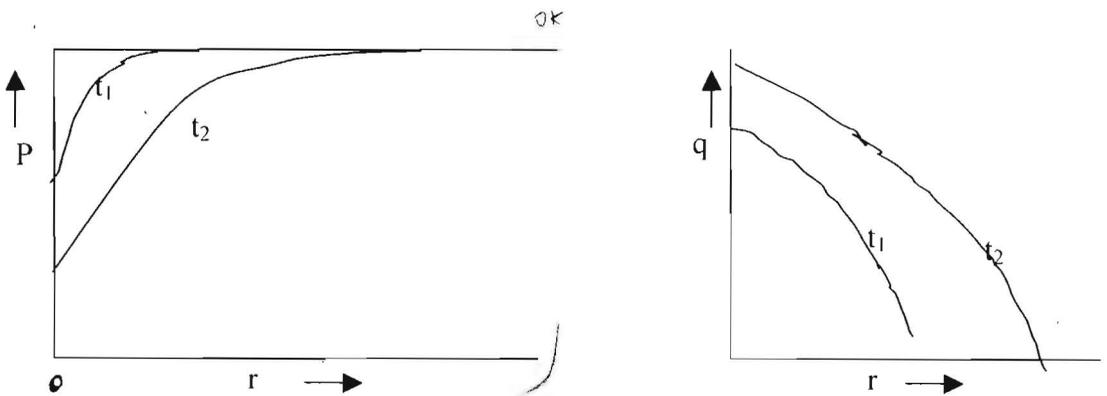
Cuando se inicia una perturbación de presión en un yacimiento esta se empieza a desplazar a través del mismo y el comportamiento de la presión en un punto cualquiera del yacimiento y en un momento dado dependerá, entre otras cosas, de si la perturbación de presión ha recorrido todo el yacimiento o solo parte de este.

Cuando se inicia la perturbación de presión esta empieza a viajar a través del yacimiento y mientras no llegue a un solo punto del límite exterior del yacimiento se dice que la perturbación está en su período transiente, y se habla de un transiente de presión; cuando ya la perturbación ha llegado a algún punto del límite exterior del yacimiento, pero no a todo, se inicia el período postransiente el cual termina cuando la perturbación de presión haya llegado a todos los puntos del límite exterior del yacimiento, y finalmente cuando se tiene todos los puntos del yacimiento afectados por la perturbación, incluyendo los puntos del límite exterior, se inicia el período estable o pseudoestable, dependiendo de la condición de límite existente en el límite exterior del yacimiento.

Para analizar el comportamiento de la presión con el tiempo y la distancia para los períodos transiente y estable o pseudoestable se requiere conocer el tipo de flujo que se está presentando y/o las condiciones de frontera.

En cuanto al tipo de flujo que se puede tener en un yacimiento se puede hablar de flujo continuo, pseudoestable e inestable. El flujo continuo o estable se da cuando la tasa de flujo y la presión no varían con el tiempo; esta situación sólo se podrá dar en el período pseudoestable y cuando el yacimiento está alimentado en su límite exterior por una fuente, como es el caso de un acuífero lateral. El flujo pseudoestable se da cuando la tasa de flujo se mantiene constante en el pozo pero hacia dentro en el yacimiento varía con el tiempo y la presión en cualquier punto del yacimiento varía con el tiempo; esta situación se conoce como de **tasa terminal constante** y se puede presentar tanto en el período transiente como en el pseudoestable. El flujo inestable se da cuando la tasa de flujo en cualquier punto del yacimiento, incluyendo el pozo, varía con el tiempo y la presión se mantiene constante en el pozo pero varía con el tiempo en cualquier otro punto del yacimiento; se puede presentar tanto en el período transiente como en el pseudoestable y se conoce como caso de **presión terminal constante**.

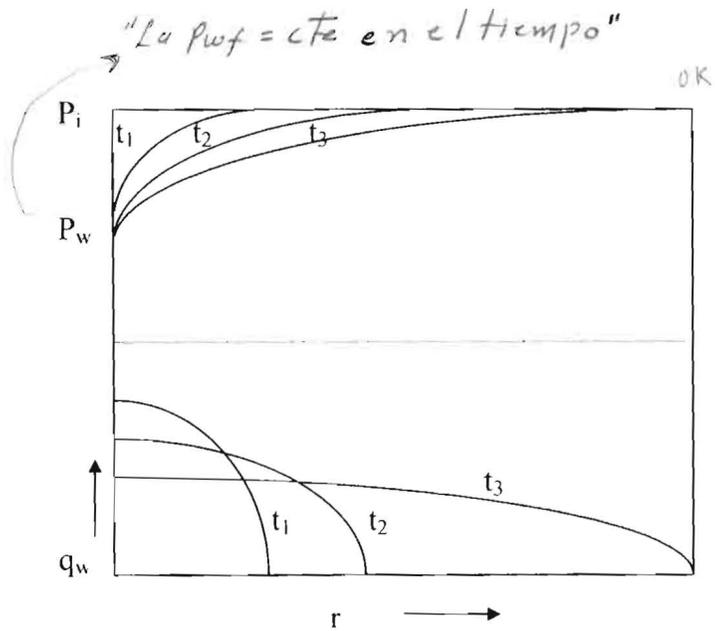
Período Transiente:



Como se ve en el período transiente, en un punto cualquiera del yacimiento, la presión y la tasa de flujo con el tiempo disminuye y aumenta respectivamente, sin embargo es posible mantener fija la tasa de flujo o la presión y en el primer caso se hablará de una situación de tasa terminal constante y en el segundo de una situación de presión terminal constante.

- **Flujo Transiente - Presión Terminal Constante.**

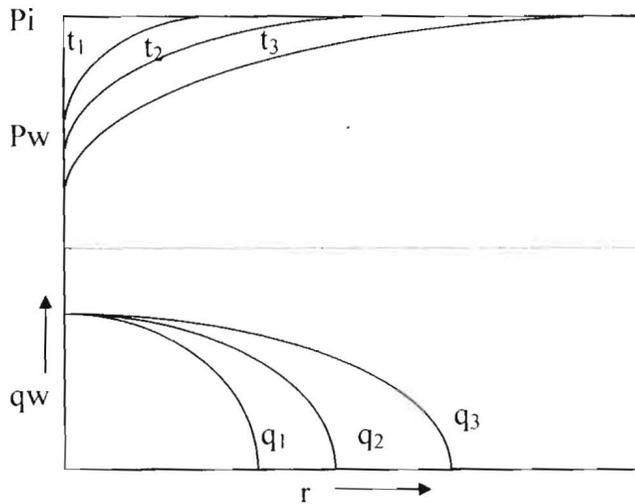
La presión en el fondo del pozo se mantiene constante hasta que la perturbación llega al límite exterior del yacimiento.



periodo →

- **Flujo Transiente - Rata Terminal Constante.**

Se mantiene constante la tasa de flujo en el fondo del pozo, la presión en el fondo irá disminuyendo.



Período Seudoestable:

En términos generales el comportamiento de la presión y la tasa de flujo con la distancia y el tiempo es la siguiente