

**EVALUACIÓN DE FORMACIONES CON LAS TÉCNICAS DE
BALANCE DE MATERIALES Y PRUEBAS DE PRESIÓN**

ABEL NARANJO AGUDELO
Profesor Asociado Escuela de Procesos y Energía



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA-SEDE MEDELLÍN
ESCUELA DE PROCESOS Y ENERGÍA
2004



622.18285
N17

CONTENIDO

1-. El Balance de Materiales como una Técnica de Evaluación de Formaciones

Ecuación de Balance de Materiales (EBM)
Forma que Toma la EBM de Acuerdo con el Tipo de Yacimiento
Cálculo de Reservas en Yacimientos de Condensado
Dificultades en la Aplicación de la EBM
Predicción de Yacimientos sin Empuje Hidráulico
Predicción de Yacimientos de Condensado o Petróleos Volátiles
Comportamiento de Acuíferos
Predicción del Comportamiento de Acuíferos
Predicción de Yacimientos con Empuje Hidráulico
Referencias Bibliográfica

2-. Flujo de Fluidos en Medios Porosos

Aspectos Generales
Ecuación de Difusividad para Flujo Lineal ✓
Ecuación de Difusividad para Flujo Radial ✓
Ecuación de Difusividad para Flujo Multifásico
✗ Ecuación de Difusividad en Coordenadas Cilíndricas
Variables Adimensionales
Ecuación de Difusividad en Variables Adimensionales ✓
✗ Ecuación de Difusividad para Yacimientos Sensitivos a Esfuerzos
Referencias Bibliográficas

3-. Soluciones de la Ecuación de Difusividad

Ecuaciones de Flujo
Factor de Daño
Solución Aproximada de la Ecuación de Difusividad para el Periodo Seudoestable
Solución de la Ecuación de Difusividad para el Periodo Transiente – Caso Tasa Terminal Constante
Solución General de la Ecuación de Difusividad
Solución de La Ecuación de Difusividad para Yacimientos Sensitivos a Esfuerzos
Principio de Superposición
Radio de Investigación
Referencias Bibliográficas

4-. Pruebas de Presión

Definiciones
Pruebas de Restauración
Obtención de la Presión Promedia del Yacimiento
Obtención de T_p
Detección de Barreras Lineales
Pruebas de Restauración en Yacimientos Hidráulicamente Fracturados
Referencias Bibliográficas

5-. Pruebas de Flujo.

Pruebas de una Sola Tasa (Draw-Down)
Pruebas de dos Tasas
Pruebas de Tasa Múltiple
Referencias Bibliográficas



419943

6-. Efectos de Almacenaje en Pruebas de Presión

Concepto de Almacenaje
Análisis de Pruebas de Presión Afectadas por Sobreflujo
Métodos Basados en Curvas Tipo
Curvas Tipo de Ramey
Curvas Tipo de McKinley
Curvas Tipo de Gringarten
Curvas Tipo de Bourdet
Curva de Diagnóstico
Referencias Bibliográficas

7-. Flujo de Gas en Medios Porosos

Ecuaciones para Flujo de Gas en un Medio Poroso
Inclusión del Daño en las Ecuaciones para Flujo de Gas.
Soluciones de la Ecuación de Difusividad para Flujo de Gas.
Principio de Superposición Aplicado a Flujo de Gas.
Pruebas de Presión en Pozos de Gas
Pruebas de Potencial
Pruebas de Restauración
Pruebas de Flujo
Obtención la Presión Promedia en un Pozo de Gas.
Referencias Bibliográficas



NOMENCLATURA.

SÍMBOLO

DIMENSIONES

A. Área. Área de drenaje de un pozo o yacimiento.	L^2 (Pies ²)
B. Factor volumétrico	L^3/L^3 .
B _o . Factor volumétrico del petróleo	BY/BN
B _w . Factor volumétrico del agua	BY/BN
B _g . Factor volumétrico del gas	PC/PCN; BY/PCN.
C. Compresibilidad	L^2/M (Lpc. ⁻¹)
C _s . Factor o coeficiente de almacenaje	L^4t^2/M (Bls./Lpc.)
C _{sD} . Factor o coeficiente de almacenaje adimensional	
C _A . Factor de forma o simetría.	
E _i . Función integral exponencial	
E _o . Factor de empuje por gas en solución	L^3/L^3 (BY/BN)
E _w . Factor de empuje por empuje hidráulico.	L^3/L^3 (BY)
E _g . Factor de empuje por capa de gas.	
E _{w,f} . Factor de empuje por expansión del agua de formación y contracción del volumen poroso.	
e _{wc} . Constante de intrusión del acuífero.	L^4t/M (Bls./día/Lpc.)
F. Volumen drenado de un yacimiento en un intervalo de tiempo	L^3 (BY)
G. Tamaño de la capa de gas en un yacimiento	L^3 (PC).
G _p . Gas producido acumulado	L^3 (PCN)
h. espesor de formación	L (pies)
I. Índice de empuje.	
J ₀ . Función de Bessel de primera clase y orden 0.	
J ₁ . Función de Bessel de primera clase y orden 1.	
k. Permeabilidad	L^2 (mD)
k _o . Permeabilidad efectiva al petróleo	L^2 (mD)
k _g . Permeabilidad efectiva al gas	L^2 (mD)
k _w . Permeabilidad efectiva al agua	L^2 (mD)
k _{ro} . Permeabilidad relativa al petróleo	
k _{rg} . Permeabilidad relativa al gas	
k _{rw} . Permeabilidad relativa al agua.	
K ₀ . Función Bessel de segunda clase y orden cero	
K ₁ . Función Bessel de segunda clase y orden 1.	
L. Longitud	L (pies)
L _f . Longitud de un lado de la cara de la fractura	L (pies)
M. Masa	M (Lbs.)
m(P). Función seudopresión para el gas	$M/(Lt^3)$ (Lpc ² /cP)
m _D (P _D). Función seudopresión adimensional.	
m. Relación entre el tamaño de la zona de petróleo y la zona de gas en un yacimiento	L^3/L^3 (BY/BY)
m'(P). Función seudopresión para el petróleo.	1/t (Lpc./cP)
N. Reservas iniciales de petróleo en un yacimiento	L^3 (BN)
N _p . Producción de petróleo acumulada	L^3 (BN)
P. Presión	M/Lt^2 (Lpc.)
P _b . Presión de burbujeo	M/Lt^2 (Lpc.)
\bar{P} . Presión promedio del yacimiento	M/Lt^2 (Lpc.)
P _i . Presión inicial del yacimiento	M/Lt^2 (Lpc.)
P _{wf} . Presión de flujo en el fondo del pozo	M/Lt^2 (Lpc.)
P _{ws} . Presión estática en el fondo del pozo	M/Lt^2 (Lpc.)
P _D . Presión adimensional	
P _{D,MBH} . Presión adimensional de Mathews, Brons and Hazebroek	
q. Tasa volumétrica de flujo	L^3/t
q _D . Tasa de flujo adimensional.	
q _{gsc} . Tasa volumétrica del gas a condiciones de referencia KPCN/D)	L^3/t (MPCN/D,
R. Relación gas/petróleo instantánea	L^3/L^3 (PCN/BN)
R _s . Relación gas disuelto / petróleo	L^3/L^3 (PCN/BN)

R _p . Relación gas / petróleo acumulada	L ³ /L ³ (PCN/BN)
S. Factor de daño total	
s. Parámetro de la transformada de Laplace.	
S _D . Factor de daño por perforación y completamiento, o factor de daño por flujo Darcy.	
S _{nD} . Factor de daño por flujo no-Darcy.	
S'. Factor de daño para pozos de gas.	
T. Temperatura	(°F, °R)
t. Tiempo	t (hrs., días)
t _D . Tiempo adimensional.	
t _{DA} . Tiempo adimensional con respecto al área.	
t _{ss} . Tiempo al cual termina el período transiente	t (hrs., días)
t _{wbs} . Tiempo al cual termina el efecto de almacenaje en una prueba de presión.	t (hrs., días).
v. Velocidad	L/t (pies/s).
V. Volumen	L ³ (pie ³ , bls.)
W. Volumen de agua.	
W _e . Volumen de agua que ha entrado al yacimiento.	L ³ (Bls.)
W _{eD} . Intrusión adimensional de agua.	
x. Transformada de Boltzman.	
X. Factor de forma de Odeh.	
Z. Factor de compresibilidad del gas.	
β. Coeficiente de resistencia inercial	
γ. Gravedad específica. Módulo de Permeabilidad.	
ρ. Densidad.	M/L ³ (Lbm./pie ³)
φ. Porosidad.	

ABREVIATURAS.

Lpc. Libras fuerza por pulgada cuadrada.
 BPD. Barriles por día.
 PC. Pies cúbicos.
 PCN. Pies cúbicos normales.
 PCPD. Pies cúbicos por día
 PCNPD. Pies cúbicos normales por día.

PREFIJOS

K. Miles, 10³
 M. Megas, 10⁶
 G. Gigas, 10⁹
 T. Teras, 10¹²
 c. Centi, 10⁻²
 m. Mili, 10⁻³
 μ. Micro, 10⁻⁶

SUBÍNDICES

D. Adimensional
 i. Inicial.
 g. Gas.
 f. Fluido, formación.
 o. Petróleo
 P. Poroso. Producido
 t. Total
 w. Agua.

1- EL BALANCE DE MATERIALES COMO UNA TÉCNICA DE EVALUACIÓN DE FORMACIONES.

Aunque existe la tendencia en el ingeniero de petróleos actual de descartar el balance de materiales como una herramienta para evaluar y predecir el comportamiento de un yacimiento, por usar la simulación de Yacimientos, el Balance de Materiales tiene ventajas importantes con respecto a la simulación porque no requiere de suposiciones sino que se basa en la historia del comportamiento del yacimiento, desde el punto de vista de producción, y de la presión con el tiempo. Realmente se deben considerar la Simulación de Yacimientos y el Balance de Materiales como técnicas que se complementan y con el Balance de Materiales se puede obtener información que evitaría suposiciones en el simulador al igual que información que arroje el simulador podría mejorar los datos que se están usando para aplicar el Balance de Materiales.

Si se tienen datos confiables de historia del yacimiento, tales como producción acumulada de petróleo, gas y agua, presión y también datos confiables de pruebas PVT es posible detectar el mecanismo de empuje del Yacimiento, el valor de N o G y hacer una predicción del mismo.

1.1 ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIALES

La ecuación de Balance de Materiales en su forma más simple es la planteada por Schilthuis de la siguiente manera:

$$\left(\begin{array}{l} \text{Fluidos Pr oducidos} \\ \text{del Yacimiento} \end{array} \right) = \left(\begin{array}{l} \text{Expansión del} \\ \text{Petróleo} \end{array} \right) + \left(\text{Expansión del Petróleo} \right) + \left(\begin{array}{l} \text{Expansión de la} \\ \text{Capa de gas} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{l} \text{Expansión del Agua de Formación y} \\ \text{Contracción del Volumen Poroso} \end{array} \right) + \left(\begin{array}{l} \text{Agua que entra al} \\ \text{yacimiento} \end{array} \right) \quad (1.1)$$

donde :

Los fluidos producidos por el yacimiento son:

N_p barriles normales de petróleo, G_p pies cúbicos normales de gas y W_p barriles de agua.

Además al yacimiento han entrado W_e barriles de agua, provenientes del acuífero que rodea el yacimiento y el gas producido se puede expresar por $G_p = R_p * N_p$ donde R_p se conoce como la relación gas petróleo acumulada.

Todos los volúmenes de la ecuación (1.1) están dados a condiciones de yacimiento.

- Los fluidos producidos, en el yacimiento ocupaban el siguiente volumen

$$\begin{aligned} N_p * B_o + N_p [R_p - R_S] * B_g + W_p \text{ (suponiendo } B_w = 1) \\ N_p [B_o + (R_p - R_S) * B_g] + W_p \end{aligned} \quad (1.2)$$

- Expansión del petróleo:

Al ocurrir una caída de presión en el yacimiento, el petróleo que ocupaba un volumen $N B_{oi}$ pasa a ocupar un volumen $N * B_o + N(R_{si} - R_S) * B_g$ o sea que la expansión del petróleo es

$$N(B_o + (R_{si} - R_S) * B_g - B_{oi}) = \Delta V_o$$

$$\Delta V_o = N [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) * B_g] \quad (1.3)$$

- Expansión de la capa de Gas:

La capa de gas ocupaba inicialmente un volumen de G barriles en el yacimiento. En lugar de hablar de G con respecto a la capa de gas se habla de m que está definido por

$$m = \frac{G}{NB_{oi}}$$

o sea que $G = mNB_{oi}$

El volumen de la capa de gas, inicial, a condiciones normales es

$$G_N = \frac{mNB_{oi}}{B_{gi}}$$

y este volumen de gas, cuando el yacimiento cae a una presión P, ocupa en el yacimiento un volumen de $\frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} * B_g$ barriles y por tanto la expansión de la capa de gas es

$$\Delta G = \frac{mNB_{oi}}{B_{gi}} * B_g - mNB_{oi}$$

$$\Delta G = mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \quad (1.4)$$

- La expansión del agua y la contracción del volumen poroso, ayudan a expulsar petróleo del yacimiento

Expansión del agua:

$$C_w = - \frac{1}{V_w} * \frac{dV_w}{dp}$$

$$- dV_w = V_w * C_w * dp$$

$$\Delta V_w = V_w * C_w * (P_i - P) = V_w * C_w * \Delta P$$

$$\Delta V_w = V_p * S_{wc} * C_w * \Delta P$$

Contracción del volumen poroso:

$$C_f = + \frac{1}{V_p} * \frac{dV_p}{dp} \quad dV_p = + C_f * V_p * dp$$

$$dV_p = -C_f * V_p * \Delta P \quad (\Delta P = P_i - p)$$

Como dV_p es negativo entonces se toma

$$\Delta V_p = V_{pi} - V_p = C_f * V_p * \Delta P$$

o sea que la reducción total en la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos por contracción del volumen poroso y expansión del agua de formación es

$$\Delta V_{p,Hc} = V_p * \Delta P [S_{wc} * C_w + C_f]$$

$$V_p = \frac{NB_{oi}(1+m)}{S_{Hc}}$$

$$\Delta V_{p,Hc} = NB_{oi}(1+m) \left[\frac{S_{wc} * C_w + C_f}{1 - S_{wc}} \right] \quad (1.5)$$

donde $\Delta V_{p,Hc}$ es el cambio en la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos del yacimiento ocasionado por la expansión del agua de formación y la contracción del volumen poroso.

Las unidades de los factores volumétricos en las ecuaciones (1.1) - (1.5) son B_o , B_y/BN ; R_s , PCN/BN y B_g , By/PCN .

Reemplazando en la ecuación (1.1) el lado izquierdo por la ecuación (1.2), el primer término del lado, derecho por la ecuación (1.3), el segundo término por la (1.4) y el tercero por la (1.5) se tiene

$$N_p[B_o + (R_p - R_s) * B_g] + W_p = N [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) * B_g] + mNB_{oi} \left(\frac{B_{gi}}{B_{gi}} - 1 \right) + NB_{oi}(1+m) * \left(\frac{S_{wc} * C_w + C_f}{1 - S_{wc}} \right) * \Delta P$$

la cual se puede simplificar como:

$$= N \left[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) * B_g + mB_{oi} \left(\frac{B_{gi}}{B_{gi}} - 1 \right) + B_{oi}(1+m) * \Delta P * \frac{S_{wc} * C_w + C_f}{1 - S_{wc}} \right] + W_p \quad (1.6)$$

Además, recordando la definición de factor volumétrico total o bifásico la ecuación (1.6) se puede escribir también como

$$N_p [B_i + (R_p - R_{si}) * B_g] + W_p = N \left[(B_i - B_{oi}) + mB_{oi} \left(\frac{B_{gi}}{B_{gi}} - 1 \right) + (1+m)B_{oi} \Delta P * \frac{S_{wc} * C_w + C_f}{(1 - S_{wc})} \right] + W_p \quad (1.6a)$$

La ecuación (1.6) ((1.6a)) se conoce como la ecuación general de balance de materiales y, según Havlena y Odeh, llamando

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_s) * B_g] + W_p = N_p (B_i + (R_p - R_{si}) * B_g) + W_p$$

$$E_g = B_{oi} * \left(\frac{B_{gi}}{B_{gi}} - 1 \right) = B_{oi} * \left(\frac{B_{gi}}{B_{gi}} - 1 \right)$$

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) * B_g = (B_i - B_{oi}) \quad y$$

$$E_{wf} = B_{oi} * \Delta P (1+m) \left(\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right) = B_{oi} * \Delta P * (1 + m) * \left(\frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_{wc}} \right)$$

la ecuación (1.6) queda finalmente como

$$F = N[E_o + mE_g + E_{wf}] + W_e \quad (1.7)$$

en la que se sigue suponiendo que $B_w = 1$

En la ecuación (1.7) los términos E_o , E_g y E_{wf} se conocen como factores de empuje por Gas en Solución, Capa de Gas y Compresibilidad de Agua de Formación y Volumen Poroso respectivamente; como se ve estos términos dependen únicamente de la presión. El término W_e representa el agua que ha entrado al yacimiento de un acuífero que está en contacto con él y para calcularlo se debe disponer de una expresión que describa el comportamiento del acuífero.

Igualmente se conoce como índice de empuje la fracción de producción debida a los diferentes mecanismos de empuje, y se tienen por lo tanto índices de empuje por gas en solución, por empuje hidráulico, por capa de gas y por compresibilidad de formación y agua de formación. Para el caso de yacimientos de petróleo estos índices se calculan de

$$I_{DD} = \frac{NE_o}{F - W_p B_w} = \text{Índice de Empuje por Deplesión. (Gas en Solución)} \quad (1.8)$$

$$I_{SD} = \frac{NmE_g}{F - W_p B_w} = \text{índice de Empuje por Segregación (Capa de G)} \quad (1.9)$$

$$I_{WD} = \frac{(W_g - W_p B_w)}{F - W_p B_w} = \text{Índice de Empuje Hidráulico.} \quad (1.10)$$

$$I_{CD} = \frac{N(1+m)E_{wf}}{F - W_p B_w} = \text{Índice de Empuje por Compresibilidad de Formación y Agua de Formación} \quad (1.11)$$

De acuerdo con las ecuaciones (1.8) – (1.11) los índices de empuje deben cumplir con

$$I_{DD} + I_{SD} + I_{WD} + I_{CD} = 1 \quad (1.12)$$

La ecuación (1.12) es un criterio para verificar si la solución de la EBM es correcta o no, pues si después de calcular N_p , N o W_e con la EBM y luego calcular los diferentes índices y su suma no es uno se debe sospechar que hay información o suposiciones incorrectas.

Los I_{DD} e I_{CD} siempre existen en un yacimiento de petróleo pero I_{SD} e I_{WD} solo existen en yacimientos que presenten capa de gas y empuje hidráulico respectivamente; por otra parte I_{CD} en general solo se considera importante en yacimientos de petróleo subsaturado.

1.2 FORMA QUE TOMA LA EBM PARA DIFERENTES TIPOS DE YACIMIENTO.

La ecuación (1.6) (o(1.6a)) es general y no siempre se tienen todos los mecanismos de empuje en un yacimiento y además el yacimiento puede ser de petróleo o gas, y en el caso de los yacimientos de petróleo estos pueden estar por encima o por debajo de la presión de

burbujeo. La ecuación de Balance de materiales puede entonces tomar formas diferentes a partir de su forma general.

1.2.1 Yacimientos Volumétricos.

Se conoce así a los yacimientos cerrados que no tienen contacto con capa de gas ni con acuíferos.

En este caso $m = 0$ y como no hay empuje hidráulico $W_e = 0$, o sea que la ecuación (1.7) se convierte en:

$$F = N[E_o + E_{w,f}] \quad (1.13)$$

Un yacimiento que produce por gas en solución puede ser sobresaturado o subsaturado. En el primer caso la presión del yacimiento es menor que la presión de burbujeo pero el gas que se encuentra libre está disperso como burbujas de gas en la fase petróleo; en el segundo caso la presión del yacimiento es bastante mayor que la presión de burbujeo.

1.2.1.1 Yacimiento Subsaturado: ($P > P_b$)

Cuando el yacimiento es subsaturado, en cualquier punto del yacimiento la presión será mayor que la de burbujeo y el gas se produce en superficie con respecto al petróleo en la misma proporción en que está disuelto, esto implica que $R_p = R_s = R_{si}$, y la ecuación (1.6) se convierte en

$$N_p B_o = N \left[(B_o - B_{oi}) + \frac{B_{oi} (C_w S_w + C_f) * \Delta P}{1 - S_w} \right]$$

pero $B_o - B_{oi} = C_o B_{oi} \Delta P$, o sea que

$$N_p B_o = N B_{oi} \left[C_o \Delta P + \frac{C_w S_w + C_f}{1 - S_w} * \Delta P \right]$$

$$= N B_{oi} \left[\frac{C_o S_o + C_w S_w + C_f}{1 - S_w} \right] * \Delta P$$

$$N_p = N * \frac{B_{oi}}{B_o} * C_e * \Delta P \quad (1.14)$$

$$\text{donde } C_e = \frac{C_o S_o + C_w S_w + C_f}{(1 - S_w)}$$

La ecuación (1.14) también se puede escribir como

$$N = \frac{N_p * B_o / B_{oi}}{C_e \Delta P} \quad (1.15)$$

lo cual quiere decir que mientras el yacimiento esté por encima del punto de burbujeo, el lado derecho de la ecuación (1.15) es una constante y depende solo de la historia de producción y

de los parámetros PVT; estos últimos se deben calcular a una presión promedio o sea

$$\bar{P} = P_i - \frac{\Delta P}{2}$$

Dividiendo la ecuación (1.14) por N se tiene:

$$\frac{N_p}{N} = FR = \frac{B_{oi}}{B_o} C_e \Delta P \quad (1.16)$$

El término FR se conoce como factor de recobro y representa la fracción de petróleo inicial que ha sido recuperado a una presión dada del yacimiento. Para el caso de un yacimiento subsaturado el factor de recobro depende solo de la presión de acuerdo con la ecuación (1.16) y no hay posibilidad de controlarlo para un yacimiento dado.

1.2.1.2- Yacimiento Sobresaturado.

Cuando se tienen yacimientos sobresaturados, ya se tienen zonas del yacimiento que están por debajo de la presión de burbujeo y con el tiempo, si la presión sigue disminuyendo, todo el yacimiento estará por debajo de la P_b . En este caso el gas que se va liberando inicialmente no sale sino que se queda en el yacimiento hasta conseguirse la saturación crítica de gas y por lo tanto el gas se producirá con respecto al petróleo en una proporción menor que aquella en la que está disuelto; cuando ya se alcance la saturación crítica de gas éste empezará a fluir y lo hará, en razón de su mayor movilidad, mucho más rápido que el petróleo, trayendo como consecuencia que ahora se producirá el gas en una proporción mayor, con respecto al petróleo, que aquella en la que estaba disuelto. De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta que el gas no está segregado sino disperso como burbujas dentro la fase petróleo, se puede decir

$m=0$, $R_p \neq R_s$ y $R_{si} \neq R_s$ o sea que

$$F = N_p [B_o + (R_p - R_s) * B_g]$$

$$E_o = (B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) * B_g$$

$$E_{w,f} = B_{oi} * \Delta P * \frac{[C_w S_w + C_f]}{1 - S_w}$$

Se puede demostrar que $E_{w,f}$ es muy pequeño comparado con E_o pues este se debe a la expansión del petróleo y al volumen de gas que va liberando, mientras que $E_{w,f}$ depende de la compresibilidad del agua de formación y del volumen poroso, que son mucho menores que la del gas y del petróleo y por tanto se puede despreciar, o sea que finalmente la ecuación se reduce a

$$F = NE_o \quad (1.17)$$

La ecuación (1.17) muestra que si se grafica F vs E_o se obtiene una línea recta de pendiente N que pasa por el origen.

Recordando la definición de factor de recobro dada por la ecuación (1.16) y aplicada a este tipo de yacimiento se tendría

$$FR = \frac{N_p}{N} = \frac{E_o}{B_o + (R_p - R_s) * B_g} \quad (1.18)$$

Observando la ecuación(1.18) se ve que el factor de recobro depende de R_p y que mientras menor sea este valor mayor será el recobro y el valor de R_p será menor mientras menos gas haya para fluir, o sea mientras más presurizado esté el yacimiento; por esta razón no se debe permitir que el gas se libere del petróleo y para ello se debe tratar de mantener alta o constante la presión del yacimiento a medida que va produciendo, con inyección de agua o gas al yacimiento. También debe observarse que la ecuación (1.18) es una ecuación implícita pues si queremos calcular N_p se debe conocer R_p y éste depende de N_p por tanto se debe resolver por ensayo y error.

El factor R_p que aparece en la ecuación (1.18) depende de las cantidades de gas y de petróleo producidas acumuladas y estas a su vez dependen de las curvas de permeabilidad relativa que son afectadas por las características del sistema roca - fluido.

1.2.2- Yacimientos con Capa de Gas.

Un yacimiento con capa de gas es un yacimiento sobresaturado pero el gas libre se ha segregado y se encuentra en la parte superior del yacimiento como una capa de gas; por simplicidad se considera que esta capa de gas actúa como un pistón sobre la zona de petróleo ayudando a desplazar a éste y tratando de mantener la presión del yacimiento y evitando por tanto que se libere más gas de la zona de petróleo. La capa de gas es una fuente importante de energía para el yacimiento y hay que evitar que el gas de esta zona se produzca; por tanto al hacer el completamiento de un pozo en una formación que tenga capa de gas las perforaciones se deben hacer lejos de esta zona.

En este caso $m \neq 0$, $R_p \neq R_s$ y $R_{sj} \neq R_s$; o sea que la ecuación (1.7) queda, suponiendo que no hay empuje hidráulico, como

$$F = N[E_o + mE_g + E_{w,f}]$$

Nuevamente $E_{w,f}$ es muy pequeño comparado con E_o y E_g , por la misma razón expuesta anteriormente, y entonces se puede despreciar, quedando la ecuación (1.7) como

$$F = N[E_o + mE_g]$$

la cual se puede llevar finalmente a

$$\frac{F}{E_o} = N + Nm * \frac{E_g}{E_o} \quad (1.19)$$

La ecuación (1.19) indica que si se gráfica $\frac{F}{E_o}$ vs $\frac{E_g}{E_o}$ se obtiene una recta con pendiente Nm e

intercepto N . Este procedimiento se aplica cuando no se conoce con precisión ni N ni m . Cuando se tiene alguna idea de m , que normalmente ocurre, el gráfico que se trabaja es

$$F = N [E_o + mE_g] \quad (1.20)$$

donde al graficar F vs $E_o + mE_g$ se obtiene una recta de pendiente N ; si no se consigue la recta se modificará el valor de m hasta obtenerla de acuerdo con lo que se muestra en la figura 1

Aplicando la definición de factor de recobro para este tipo de yacimiento se tiene, suponiendo que no hay producción de agua:

$$FR = \frac{E_o + mE_g}{B_o + (R_p - R_s) * B_g} \quad (1.21)$$

y comparando las ecuaciones (1.18) y (1.21) se observa que en ambos casos el factor de recobro depende de R_p y que se puede mejorar mientras más bajo sea este lo cual es posible mientras mas presurizado se mantenga el yacimiento , pero hay una diferencia importante con respecto a la ecuación (1.18) y es que la presencia de la capa de gas indicada por el término mE_g aumenta el factor de recobro ; o sea que para una misma caída de presión el recobro será mayor si el yacimiento tiene capa de gas que si no la tiene.

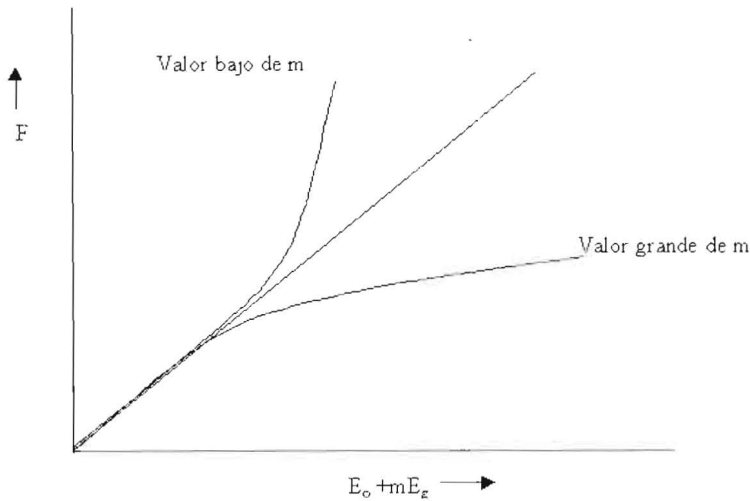


Figura 1. Ecuación de Balance de Materiales como una Línea Recta para un Yacimiento con Capa de Gas

1.2.3- Yacimientos con empuje Hidráulico

La presencia de un acuífero en contacto con el yacimiento, bien sea de fondo o lateral, es una circunstancia ampliamente favorable para la producción del yacimiento. Al salir fluidos del yacimiento estos son reemplazados por agua y como ésta es altamente incompresible el yacimiento se despresurizará muy poco y por tanto habrá poca liberación de gas en el yacimiento lo cual implicará que el petróleo conserve su movilidad.

En este caso en la EBM, ecuación (1.7), se debe incluir el término W_e (suponiendo que $B_w = 1$). Cuando se tiene empuje hidráulico el principal problema es obtener W_e para lo cual se debe tener una expresión que me permita describir el comportamiento del acuífero con la cual se puede calcular la cantidad de agua que ha entrado al yacimiento en un momento dado (intrusión de agua) W_e . Cuando el yacimiento es radial y el tamaño del acuífero es pequeño una idea aproximada de una expresión que me permita calcular W_e se puede obtener usando la definición de compresibilidad y calculando el incremento del volumen de agua del acuífero cuando este se somete a una caída de presión ΔP

$$W_c = \pi(r_{ca}^2 - r_c^2) * h * \phi * f(\theta) * \Delta P \quad (1.22)$$

donde $f(\theta)$ es un factor que tiene en cuenta qué fracción del yacimiento circularmente está en contacto con el acuífero, este factor se puede obtener de $f(\theta) = \frac{\theta}{2\pi}$ o $f(\theta) = \frac{\theta}{360}$ cuando θ se da en radianes o en grados respectivamente; r_{ea} y r_e son los radios exteriores del acuífero y el yacimiento respectivamente.

La ecuación (1.22) es válida cuando la caída de presión se transmite simultáneamente a todo el acuífero y esto solo es posible cuando el sistema compuesto por agua y roca fuera incompresible y además pequeño.

Cuando el yacimiento tiene empuje por gas en solución e hidráulico solamente, la EBM queda como:

$$F = NE_o + W_e \quad (1.23)$$

la cual se puede llevar a:

$$\frac{F}{E_o} = N + \frac{W_e}{E_o} \quad (1.24)$$

La ecuación (1.24) muestra que un gráfico de F/E_o vs. W_e/E_o es una línea recta de pendiente 1 e intercepto N. Como es difícil tener un modelo preciso para calcular W_e se debe intentar con varios modelos; por ejemplo se podría empezar con una expresión como la ecuación (1.22),

hasta conseguir una recta al graficar $\frac{F}{E_o}$ vs $\frac{W_e}{E_o}$ y la forma de la curva que se obtenga cuando

no se usa la expresión correcta para calcular W_e me puede indicar como debe ser el valor de W_e que requiere con la nueva expresión que se va a utilizar, tal como lo ilustra la figura 2. Especialmente es importante tener en cuenta que aunque inicialmente la geometría que se está aplicando para analizar el comportamiento del acuífero permita obtener la recta de pendiente 1 a tiempos iniciales es posible que ha medida que pase el tiempo la curva que se obtenga se salga del comportamiento de la recta de pendiente 1 lo cual nos indica que la geometría que inicialmente se supuso para el acuífero no es la correcta.

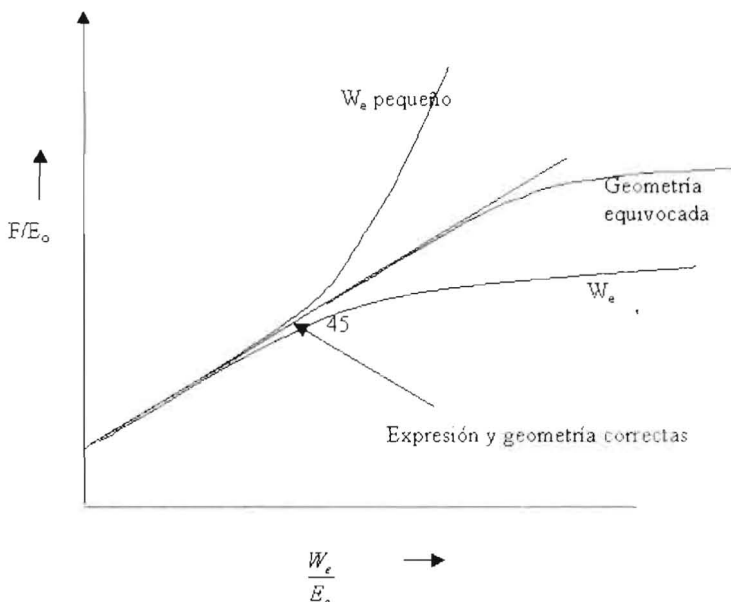


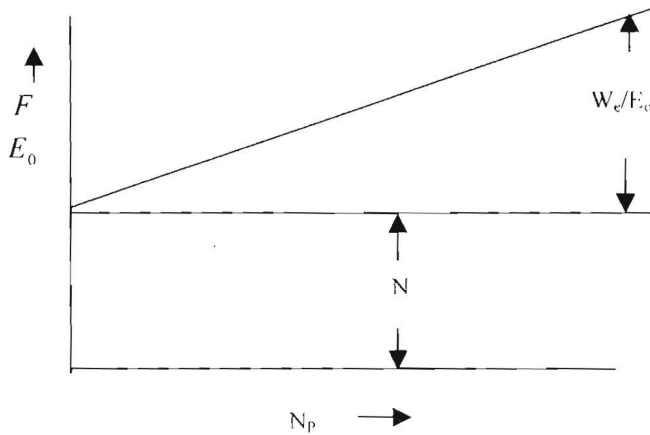
Figura 2. Ecuación de Balance de Materiales como una Línea Recta para un Yacimiento con Empuje por Gas en Solución e Hidráulico

Además en un yacimiento que se sabe produce por gas en solución, se puede sospechar que existe empuje hidráulico de la siguiente manera:

Retornando a la ecuación (1.23), esta también se puede expresar como:

$$N - \frac{W_e}{E_o} = \frac{F}{E_o} \quad (1.25)$$

Si se gráfica $\frac{F}{E_o}$ vs N_p , el gráfico que se obtiene se conoce como gráfico de Campbell y si no hay empuje hidráulico se debe tener una horizontal; pero si hay empuje hidráulico realmente lo que se está graficando es $N + \frac{W_e}{E_o}$ vs N_p y por lo tanto el gráfico será una línea de pendiente positiva la cual si se extrapola para los valores iniciales de la abscisa, o sea cuando $W_e = 0$ definirá el valor de N de acuerdo con el siguiente gráfico, y la distancia de la curva a la horizontal que pasa por N permite encontrar el valor de la intrusión de agua.



Realmente, según Dake⁽²⁾ y Pletcher⁽⁹⁾, la forma del gráfico de Campbell no es exactamente como se muestra en el gráfico anterior cuando hay empuje hidráulico si no que depende de la magnitud del acuífero y en ningún caso el comportamiento es el de una línea recta. En general el gráfico a tiempos iniciales muestra un comportamiento creciente de pendiente relativamente alta y variable que rápidamente empieza a disminuir; pero si el acuífero es grande, un empuje hidráulico fuerte, la línea mantendrá siempre una pendiente positiva, si el acuífero es mediano, empuje hidráulico moderado, la línea mostrará luego de la pendiente fuerte inicial una pendiente positiva pero cada vez menor e incluso a tiempos largos puede mostrar tendencia a hacerse horizontal o ligeramente negativa, y si el acuífero es pequeño es típico que inicialmente la pendiente sea positiva y mayor que en los dos casos anteriores pero rápidamente la curva encontrará un máximo y luego mostrará una pendiente negativa que con el tiempo irá desapareciendo y la curva finalmente mostrará tendencia a hacerse horizontal a un valor mayor pero relativamente cercano a N. El gráfico de Campbell se muestra en la figura 3. El hecho de que cuando se trata de acuíferos débiles la curva muestre una pendiente negativa se puede interpretar de la siguiente manera: Observando la ecuación (1.25) se puede ver que si el empuje hidráulico es débil el cambio de W_e con el tiempo es bajo y por lo tanto habrá un cambio grande de la presión del yacimiento lo cual implica también un cambio grande de E_o , esto trae como consecuencia que el término W_e/E_o disminuya con el tiempo y por lo tanto también la expresión $N + W_e/E_o$.