33
24.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

APLICACION DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIA.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

JESUS HUGO RIVERA GUERRERO

ASESOR: M. en I. MARIO BECERRA ZEPEDA

MEXICO, D. F. 1997

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

VNIVERSDAD NACIONAL
AVFNOMA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-068

SR. JESUS HUGO RIVERA GUERRERO
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. Mario Becerra Zepeda, y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

APLICACION DE LA ECUACION DE BALANCE DE MATERIA

I YACIMIENTOS DE ACEITE BAJOSATURADO
II YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO
III YACIMIENTOS DE GAS SECO
IV YACIMIENTOS CON COMBINACION DE EMPUJES
V CASOS PRACTICOS
BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 17 de septiembre de 1996
EL DIRECTOR

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS•RLLR•gtg.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

TEMA: APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA.

REALIZADO POR:

RIVERA GUERRERO JESÚS HUGO 83195437

FIRMA DE CONFORMIDAD DEL JURADO:

PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS.

VOCAL: M.EN I. MARIO BECERRA ZEPEDA.

SECRETARIO: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA.

1ER SUPLENTE: ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO.

2DO SUPLENTE: M.EN I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO.

CIUDAD UNIVERSITARIA

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES:

Fueron ustedes quienes sembraron las primeras semillas de conocimientos en mi y resultaron tan buenas que hecharon raíz y sirvieron de base firme a todo lo que día a día aprendo

A MI MADRE:

Me diste el regalo mas grande y hermoso que cualquier ser puede recibir "la vida", no conforme con esto has cuidado siempre de mí y has luchado por sacarme adelante. No pretendo, además de que no sabria como, pagar algo tan invaluable como todo lo que tu me das, sólo espero que tus sacfrificios, desvelos y anhelos se vean recompensados con los logros que hasta hoy hemos obtenido juntos y que en realidad son más tuyos que mios.

TE AMO MUCHISIMO.

A MI PADRE:

Fuiste mi mejor ejemplo y me mostraste como al fijarse una meta en la vida, esta puede ser alcanzada con empeño y dedicación, por más difícil que sea el objetivo hasta convertirse en una realidad.

Quiero que sepas que esta mi realidad esta llena de todo tipo de esfuerzos, pero los más importantes de todos ellos han sido siempre los tuyos y gracias a ellos tuve la oportunidad de alcanzar este primer objetivo que servira de aliciente para muchos más.

TAMBIEN TE AMO MUCHISISIMO.

A MIS HERMANOS:

JAIME ARTURO, AURORA LETICIA Y ELIZABETH

Agradezco su apoyo siempre oprtuno y desinteresado. Se que soy afortunado por compartir la misma sangre que ustedes y por la unión que existe entre nosotros sientan este logro tan suyo como el que más lo merece.

SIMPRE ESTARAN CONMIGO.

A MARIA ELENA JIMENEZ PEREA:

A ti que fuiste mi musa, inspiración divina e inagotable para realizar la mejor y más perfecta de todas mis obras, y porque se que a través del tiempo y la distancia permanecere eternamente enamorado de ti.

Recuerdo siempre que mientras existan hojas en los arboles, Αα Γλωργα ηρησ θυ.

A MI HIJA ZYANYA YETLANEZI:

A ti "Primor" por que eres el complemento de mi vida, me insentivas a dar lo máximo en todo cuanto hago y me llenas de sentimientos hermosos e indescriptibles. Junto a ti descubri la escencia de la vida y todo amor que ha existido en mi se encuentra plasmado en tu ser.

A MIS AMIGOS Y COMPAÑEROS DE ESCUELA:

A ustedes quienes compartieron además de las aulas, las vivencias, alegrias, emociones, frustraciones y todo aquello que nos forma como individuos.

Hagamos que la amistad trascienda la escuela y perdure por siempre.

Al Ing. MARIO BECERRA ZEPEDA:

Quiero agradecer el que compartiera y me trasmitiera sus conocimientos, los cuales fueron fundamentales para desarrollar esta tesis, asi como el tiempo y espacio para dirigir de la mejor forma el mismo y todas las facilidades brindadas por usted.

Al M.en I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO:

Por reforzar y enriquecer con sus conocimientos el contenido del material presentado aqui.

A MI ALMA MATER:

La Universidad Nacional Autónoma de México y la Facultad de Ingeniería muchisimas gracias por permitirme formar como profesionista y prometo no defraudarlas.

A MIS PROFESORES:

Por el empeño y la dedicacion de todos ustedes para transmitir sus conocimientos y experiencias a quienes deseamos emular sus pasos.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN

Uno de los problemas que afronta el Ingeniero Petrolero es plantear soluciones bajo diferentes situaciones durante el desarrollo y explotación de los yacimientos. Esta tarea no es nada fácil, dada la incertidumbre que existe sobre el comportamiento futuro de los mismos.

Sin embargo, a partir del comportamiento real observado en un yacimiento, pueden ajustarse los parámetros fundamentales que gobiernan los mecanismos de expulsión de fluidos, con base en los cuales, puede efectuarse la predicción de su comportamiento, bajo condiciones similares de explotación.

Aunque dicho comportamiento está gobernado esencialmente por las características del sistema roca-fluidos, el régimen de explotación que se adopte en un momento dado, también ejerce una determinante influencia.

Por lo tanto, debido a la estrecha relación que existe entre las políticas que se tomen durante las diferentes etapas de explotación y el comportamiento futuro resultante, es conveniente analizar concienzudamente el mayor número de alternativas posibles, con el fin de disponer de más elementos de juicio en la toma de decisiones.

La Ingeniería de Yacimientos como una parte de la Ingeniería Petrolera, se responsabiliza del análisis de los yacimientos con el fin de establecer su mejor alternativa de explotación, buscando recuperar la mayor cantidad posible de ellos sin causar daños al yacimiento y de acuerdo con las políticas económicas contemporáneas.

Para poder realizar ese análisis se requiere de modelos matemáticos que puedan reproducir y predecir el comportamiento de un yacimiento en explotación.

Con la existencia de poderosos procesadores de datos se han creado simuladores matemáticos muy complejos que aportan resultados con buena precisión, considerando al yacimiento como un conjunto de bloques diferenciables unos de otros; sin embargo, por su misma complejidad requieren de una gran cantidad de información para su aplicación.

Este trabajo trata sobre el modelo matemático elemental conocido como Ecuación de Balance de Materia, el cual a pesar de su simplicidad por considerar al yacimiento como una entidad única proporciona una aproximación aceptable, por lo que aún hoy continúa siendo una herramienta de gran utilidad en los estudios de Ingeniería de Yacimientos.

El nombre de balance de materia es un tanto impreciso, ya que en general no se hace un balance de masa, sino un balance volumétrico.

Aun cuando es un modelo sencillo, es necesario que el Ingeniero Petrolero comprenda perfectamente qué representan cada una de las variables y términos que intervienen en la Ecuación de Balance de Materia y sobre todo, su correcta aplicación en los diversos tipos de yacimientos que se presentan.

Este trabajo tiene como principal finalidad ofrecer un apoyo didáctico para los alumnos de Ingeniería Petrolera que cursan la materia de Comportamiento de Yacimientos y consiste en una serie de problemas resueltos con los que se ilustra el uso de la Ecuación de Balance de Materia; también se presentan algunas aplicaciones del método de Havlena y Odeh, quienes presentaron la Ecuación de Balance de Materia como la ecuación de una línea recta, convirtiéndola así en un método gráfico de solución.

YACIMIENTOS DE ACEITE BAJOSATURADO

1.1 Introducción

Un yacimiento de hidrocarburos se define como un volumen de roca impregnada de hidrocarburos, el cual presenta continuidad hidráulica; es decir, que una perturbación de presión en un punto cualquiera del yacimiento repercute necesariamente en todos los demás puntos del mismo.

Las propiedades petrofísicas del yacimiento se obtienen por análisis en laboratorio de núcleos de la formación durante la etapa de perforación de los pozos, con los cuales se determina la porosidad y la saturación de agua Esto sirve para ajustar los registros geofísicos de pozos perforados posteriormente y que se utilizarán para obtener una porosidad promedio y una saturación de agua promedio representativas de todo el yacimiento, ya que en todos los yacimientos se encuentra presente cierta cantidad de agua; debido a su propia génesis, la roca del yacimiento originalmente se encontraba saturada totalmente por agua y cuando se presentó la migración de hidrocarburos hacia esta roca almacenadora, ellos desplazaron el agua existente, pero no toda, debido a fuerzas retentivas que no permiten su remoción total. Es por eso que en todos los yacimientos se tiene una saturación de agua congénita, que por lo general es una saturación irreductible, es decir que no se puede disminuir.

En esos mismos núcleos se determinan otras propiedades muy importantes como lo son la mojabilidad y la permeabilidad.

Para poder determinar cómo se comporta el yacimiento, es necesario además conocer qué comportamiento tendrán los hidrocarburos que se encuentran en él, al declinar la presión debido a la producción. Para ésto se toma una muestra de los fluidos y se envía al laboratorio para efectuar un análisis presión-volumen-temperatura (PVT). Ahí la muestra se lleva hasta las condiciones iniciales de presión y temperatura del yacimiento y manteniendo la temperatura constante se reduce la presión por etapas midiendo los volúmenes de los fluidos a cada nivel de presión.

En los yacimientos de aceite bajosaturado, no se tiene presente una fase gaseosa: ésto significa que los poros de la roca se encuentran ocupados únicamente por dos fluidos que son el aceite y el agua congénita. En estos yacimientos el mecanismo de empuje que desplaza los hidrocarburos hacia los pozos es la expansión de los elementos que lo forman, y que son: el aceite, el agua congénita y la matriz sólida de la roca. (Esto sin considerar los casos donde además existe un barrido por la invasión del agua de un acuífero asociado).

En la Ecuación de Balance de Materia, inicialmente sólo se consideró la expansión del aceite, sin tomar en cuenta las expansiones de la roca y del agua congénita. De hecho, esto puede ser una buena aproximación si las dos últimas presentan valores demasiado pequeños comparados con la expansión del aceite.Con el desarrollo de técnicas de laboratorio más precisas para la medición de la compresibilidad de la roca y el agua congénita, así como las inovaciones de técnicas de muestreo que permiten tomar muestras representativas de los yacimientos, fue posible incluir los términos correspondientes a éstas en la Ecuación de Balance de Materia.

Como se ha señalado, en estos yacimientos el único mecanismo de desplazamiento es la expansión del sistema roca-fluidos, por eso cuando es analizado un yacimiento de este tipo se debe de tener especial atención en la obtención de los factores de compresibilidad isotérmica. Desafortunadamente, es uso común que las compresibilidades de agua congénita y de la matriz rocosa no se midan, pero existen correlaciones que se pueden utilizar para su obtención y que aportan resultados aceptables; para el agua congénita se tiene la correlación de Dodson y Standing y para la roca se cuenta con la correlación de Hall. Estas correlaciones gráficas se presentan en el apéndice A.

Se debe aclarar que en este capítulo se considera que la entrada de agua al yacimiento es conocida.

I. 2 Deducciones.

I.2.1. Obtener la relación entre:

a) C_f y C_s
b) C_{elas} y C_f

Solución:

a)Partiendo de la definición de compresibilidad

$$C = -\frac{1}{V}\frac{\partial V}{\partial P}_T \quad , \qquad \text{(a)}$$

que aplicada a la formación resulta:

$$C_f = \frac{1}{Vp}\frac{\partial Vp}{\partial P}_T \quad , \qquad \text{(b)}$$

y para el volumen de sólidos

$$C_s = -\frac{1}{V_s}\frac{\partial V_s}{\partial P}_T \quad . \qquad \text{(c)}$$

Se sabe que el volumen de roca está constituido por el volumen de sólidos más el volumen de poros, es decir

$$V_r = V_s + V_p \quad ;$$

despejando el volumen de sólidos, se tiene:

$$V_s = V_r - V_p \quad .$$

Para saber cómo varía el volumen de sólidos respecto a la presión se obtiene la diferencial de la ecuación anterior de la siguiente forma:

$$\frac{\partial V_s}{\partial P} = \frac{\partial\,(V_r - V_p)}{\partial P} \quad .$$

Pero el volumen de roca es constante , $\partial Vr / \partial P = 0$, por lo cual:

$$\frac{\partial V_s}{\partial P} = -\frac{\partial V_p}{\partial P} \quad . \qquad \text{(d)}$$

Esta ecuación diferencial forma parte de la definición obtenida para la compresibilidad de los sólidos en la Ec.(c), por lo cual al sustituir se tiene:

$$C_s = -\frac{1}{V_s}\left(-\frac{\partial V_p}{\partial P}\right) = \frac{1}{V_s}\frac{\partial V_p}{\partial P} .$$

Despejando $\partial Vp/\partial P$ queda:

$$\frac{\partial V_p}{\partial P} = C_s V_s \quad \text{(e)}$$

el cual es un factor que se encuentra presente en la Ec. (b).

Al sustituir (e) en (b), se obtiene:

$$C_f = \frac{1}{V_p} C_s V_s \quad \text{(f)}$$

Por lo que

$$\boxed{C_f V_p = C_s V_s \quad \text{(g)}}$$

b) Ahora entre C_{sist} y C_t

La compresibilidad total (C_t) se expresa como una suma ponderada de las compresibilidades de los elementos del sistema con respecto al volumen de poros de la formación, es decir:

$$C_t = C_w \frac{Vw}{Vp} + C_o \frac{Vo}{Vp} + C_g \frac{Vg}{Vp} + C_s \frac{Vs}{Vp} \quad \text{(1)}$$

Además se sabe que

$$S_f = \frac{V_f}{Vp} \quad \text{(2)}$$

donde f representa al fluido.

Para los sólidos se utiliza la relación siguiente:

$$C_f = C_s \frac{V_s}{Vp} \quad \text{(3)}$$

Sustituyendo en (1) se tiene:

$$C_t = C_w\, Sw + C_o\, So + C_g\, Sg + C_f \quad \text{(4)}$$

Por otra parte, la compresibilidad media del sistema está dada por un promedio ponderado de las compresibilidades de los componentes con respecto al volumen total del sistema, es decir:

$$C_{sist} = \frac{C_w\,Vw + C_o\,Vo + C_g\,Vg + C_s\,Vs}{V_{sist}} \; ; \quad \ldots\ldots\ldots\ldots \quad (5)$$

donde:

$$V_{sist} = Vp + Vs = Vo + Vw + Vg + Vs \; .$$

De (2) se sabe que:

$$S_f\,Vp = V_f \; . \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (6)$$

Además de (3) se conoce que:

$$C_f\,V_p = C_s\,V_s \; ; \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (7)$$

que al aplicarlas a los fluidos y sustituirlas en (5) se obtiene:

$$C_{sist} = \frac{C_o\,(So\,Vp) + C_w\,(Sw\,Vp) + C_g\,(Sg\,Vp) + C_f\,Vp}{Vr} \; . \quad \ldots\ldots\ldots \quad (8)$$

$$C_{sist} = \frac{Vp\,(\,C_o\,So + C_w\,Sw + C_g\,Sg + C_f\,)}{Vr} \; . \quad \ldots\ldots\ldots\ldots \quad (9)$$

como:

$$\frac{Vp}{Vr} = \phi \; ;$$

por lo cual:

$$C_{sist} = (\,C_o\,So + C_w\,Sw + C_g\,Sg + C_f\,)\,\phi \; . \quad \ldots\ldots\ldots\ldots \quad (10)$$

Recordando que:

$$C_t = C_w\,Sw + C_o\,So + C_g\,Sg + C_f \; ;$$

que al sustituirlo en (10)

$$\boxed{C_{sist} = C_t\,\phi}$$

que es la relación buscada

I.2.2 A partir de la Ecuación de Balance de Materia deducir una ecuación para calcular la recuperación de aceite en un yacimiento de aceite bajosaturado:

a) Sin expansión de roca y sin expansión de agua de formación.
b) Sin entrada ni producción de agua.
c) No volumétrico con entrada y producción de agua.

Solución:

a) La Ecuación de Balance de Materia en este caso parícular sería:

$$N_p\, B_o = N\,(B_o - B_{oi})\ .$$

Y la recuperación de aceite se define como:

$$Rec = N_p / N\ .$$

Entonces, acomodando términos en la Ecuación de Balance de Materia:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_o}\ ;$$

lo cual se puede escribir como:

$$\boxed{Rec = \frac{B_o - B_{oi}}{B_o} = 1 - \frac{B_{oi}}{B_o}}$$

b) La Ecuación de Balance de Materia en este caso es:

$$N_p\, B_o = N\, B_{oi}\, C_e\, \Delta' p\ ;$$

de donde

$$\frac{N_p}{N} = \frac{B_{oi}\, C_e\, \Delta' p}{B_o}\ .$$

Por lo cual:

$$\boxed{Rec = \frac{B_{oi}\, C_e\, \Delta' p}{B_o}}$$

c) La Ecuación de Balance de Materia para estos yacimientos es:

$$N_p\, B_o = N\, B_{oi}\, C_e\, \Delta' p + W_e - W_p\, B_w\ .$$

Dividiendo entre N Bo:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{N\, B_{oi}\, C_e\, \Delta' p + W_e - W_p\, B_w}{N\, B_o}\ ;$$

donde el miembro de la izquierda es la recuperación buscada:

$$\boxed{Rec = \frac{N\, B_{oi}\, C_e\, \Delta' p + W_e - W_p\, B_w}{N\, B_o}}$$

I.2.3. Explicar el procedimiento para calcular el volumen de aceite producido (Np) y la saturación de aceite (So), para una caída de presión Δ'p en la etapa de bajosaturación de un yacimiento volumétrico.

Solución:

En los yacimientos de aceite bajosaturado, no se tiene presente una fase gaseosa, por lo cual los poros de la roca están saturados únicamente por dos fluidos: agua congénita y aceite. Y el mecanismo que desplaza los hidrocarburos hacia los pozos es la expansión de los elementos que lo forman, que son:

- Expansión del aceite con su gas disuelto.
- Expansión del agua congénita.
- Expansión de los sólidos de la roca.

La expansión se da como resultado de la disminución de presión ($\Delta'p = Pi - P$) en la materia que forma al yacimiento, (aceite, agua y partículas sólidas), la cual en mayor o menor medida es compresible.

Entonces la expansión en un volumen determinado (V_m) es producida por un cambio de presión ($\Delta'p$). Usando esta última idea, aplicando cada uno de los términos a cada uno de los elementos antes mencionados que conforman a un yacimiento, se tiene lo siguiente:

$$Eo = Voi\, C_o \Delta'p \;.$$

$$Ew = Vwi\, C_w\, \Delta'p \;.$$

$$Es = Vsi\, C_s\, \Delta'p \;.$$

Para encontrar los volúmenes de agua y aceite presentes en un medio poroso se tiene la siguiente relación:

$$S_f = \frac{V_f}{Vp} \;.$$

de donde, si se despeja el volumen de fluidos, queda:

$$V_f = Vp\, S_f \;. \qquad \text{(A)}$$

Pero:

$$Vw = Vwi + Ew \;.$$

$$Vp = Vpi - Es \;.$$

Por lo tanto:

$$Sw = \frac{Vw}{Vp} \;;$$

y como sólo existen agua y el aceite en los poros de la formación, entonces:

$$Sw + So = 1 \;.$$

Despejando la So, se tiene:

$$So = 1 - Sw \ .$$

Retomando la ecuación (A) y sustituyendo para el aceite, queda:

$$Vo_i = Vp\ So = (N - Np)\ Bo \ .$$

De aquí se despeja el volumen de aceite producido, obteniendo:

$$Np = N - \frac{Vp\ So}{Bo}$$

↳ I.2.4 Deducir la Ecuación de Balance de Materia haciendo las consideraciones siguientes:

- **Yacimiento de aceite bajosaturado.**
- **No hay producción de agua.**
- **Si hay entrada de agua al yacimiento.**
- **Saturación de agua igual a cero.**

Solución:

Como no hay producción de agua y es un yacimiento de aceite bajosaturado, el único fluido desplazado será el aceite:

$$Vfd = Np\ Bo \ . \quad \ldots \ldots \quad (A)$$

Este desplazamiento será debido a la entrada de agua al yacimiento, y a la expansión de la roca y del aceite:

$$Vfd = Eo + Es + We \ . \quad \ldots \ldots \quad (B)$$

Las expansiones serán:

$$Eo = Vo\ C_o\ \Delta' p = Vpi\ (1 - Swi)\ C_o\ \Delta' p \ .$$

Como Sw = 0:

$$Eo = Vpi\ C_o\ \Delta' p \ .$$

$$Es = Vpi\ C_f\ \Delta' p \ .$$

Donde:

$$Vpi = \frac{N\ Boi}{1 - Sw} \ .$$

Como Sw = 0:

$$Vpi = N\ Boi \ .$$

Entonces (B) nos queda:

$$Vfp = N\ Boi\ C_o\ \Delta'p + N\ Boi\ C_f\ \Delta'p + We \quad . . . . \quad (C)$$

Igualando (A) y (C):

$Np\ Bo = N\ Boi\ (C_o + C_f)\ \Delta'p + We$ Esta es la ecuación para las condiciones establecidas. ☑

℅ 1.2.5 Suponga que se tiene un yacimiento de aceite bajosaturado con un acuífero asociado de gran tamaño, de tal manera que la presión del yacimiento nunca declina.

a) Obtener la Ecuación de Balance de Materia para este yacimiento.

b) ¿ Cómo sería esa expresión si el mantenimiento de presión se lograra con inyección de agua en vez de la entrada natural de agua al yacimiento ?

Solución:

a) Partiendo de la Ecuación de Balance de Materia para yacimientos de aceite bajosaturado con entrada de agua:

$$Np\ Bo + Wp\ Bw = N\ Boi\ C_e\ \Delta'p + We\ .$$

Dado que la presión no varía, es decir, $\Delta'p = 0$, entonces:

$$Np\ Bo + Wp\ Bw = We\ .$$

De donde:

$Np\ Bo = We - Wp\ Bw$ ☑

Es decir, que la producción de aceite será debida única y exclusivamente a la entrada neta de agua al yacimiento.

b) En este caso el volumen inyectado de agua (VIW) actúa como un mecanismo adicional de desplazamiento:

$$Np\ Bo + Wp\ Bw = N\ Boi\ C_e\ \Delta'p + Vw\ iny\ .$$

Al no existir cambio en la presión $\Delta'p = 0$

$$Np\ Bo + Wp\ Bw = Vw\ iny\ .$$

Sin embargo, al no existir entrada de agua. $We = 0$ y seguramente y para un período corto de tiempo $Wp = 0$, quedando:

$Np\ Bo = VIW$

Es decir, el aceite será desplazado solamente por el agua inyectada al yacimiento. ☑

℅ 1.2.6. Explicar el procedimiento para predecir el comportamiento de un yacimiento de aceite con entrada de agua, en la etapa de bajosaturación.

Solución:

Esta predicción se efectúa para periodos de tiempo de 3 ó 6 meses.

La forma de hacerlo es la siguiente:

1. Suponer una caída de presión para el intervalo de tiempo considerado (Δp) y obtener $\Delta' p$.

2. Obtener la entrada de agua al yacimiento con la ecuación que representa el comportamiento del acuífero;esta ecuación se determina con la información.

3. A partir de la historia de producción del yacimiento estimar las producciones de aceite y agua (ΔNp y ΔWp). El valor de ΔNp se estima considerando: (a) El programa de explotación del yacimiento; (b) La historia de producción del yacimiento y su declinación; (c) El número de pozos que permanecen en producción al avanzar el contacto agua-aceite y (d) La productividad de los pozos en producción.

El valor de ΔWp se estima considerando también la política de explotación fijada al yacimiento, así como el comportamiento de los pozos invadidos. Se ha observado que graficando la relación agua-aceite en escala logarítmica, contra la producción acumulativa de aceite en escala normal, se obtiene generalmente una recta. Esta curva es de gran utilidad para estimar las producciones futuras de agua. También es necesario considerar la invasión gradual de los pozos por el avance del contacto agua-aceite.

4. Calcular las producciones acumulativas de aceite y agua (Np y Wp) al final del período de explotación , con las siguientes ecuaciones:

$$Np = Np_1 + \Delta Np \ .$$

$$Wp = Wp_1 + \Delta Wp \ .$$

Donde:

Np_1 = Producción acumulada de aceite hasta el período anterior.
Wp_1 = Producción acumulada de agua hasta el período anterior.
ΔNp = Producción de aceite del periodo evaluado.
ΔWp = Producción de agua del periodo evaluado.

5. Obtener la entrada acumulativa de agua al yacimiento con la siguiente ecuación:

$$We = Np\ Bo + Wp\ Bw - N\ Boi\ C_e\ \Delta' p$$

6. Comparar los valores obtenidos de We con la Ecuación de Balance de Materia (paso anterior) y con la ecuación de entrada de agua (paso 2). Estos dos valores se obtienen por métodos independientes, por lo tanto, si la entrada de agua calculada con las dos ecuaciones es igual o se encuentra dentro de una tolerancia, el valor supuesto de Δp es correcto. Si no coinciden, se repite el proceso, hasta encontrar un valor que satisfaga ambas ecuaciones.

Para simplificar el proceso de cálculo se pueden suponer dos o tres valores de Δp y construir una gráfica de Δp contra We, obteniendo dos líneas que se cortan. El punto de intersección corresponde al valor de Δp que satisface ambas ecuaciones.

7. Obtener el volumen de roca invadido por la entrada neta de agua, mediante la ecuación siguiente:

$$Vriw = \frac{We - Wp\ Bw}{\phi\ Swi} \ ;$$

donde:

$$Swi = Evw\ (1 - Sor_{zw} - Swc)$$

Evw - Eficiencia volumétrica del barrido con agua.
Sor_{zw} - Saturación de aceite residual en la zona invadida de agua.
Swc - Saturación de agua congénita.

8. Determinar la posición del contacto agua-aceite al final del periodo de explotación y el número de pozos que continuarán produciendo en el siguiente intervalo de tiempo. Estas determinaciones se obtienen estableciendo la relación que existe entre el volumen de roca del yacimiento y la altura sobre el contacto agua aceite original, a partir de planos estructurales en los que se consideran la localización de los pozos.

9. El procedimiento se repite, hasta que se invaden los pozos localizados en la parte superior del yacimiento y su producción deja de ser costeable por el alto porcentaje de agua producido.

I.3 Yacimientos sin entrada de agua.

Nota: Los ejercicios comprendidos del I.3.1 al I.3.8 son casos hipotéticos y en ellos las expansiones de la roca como del agua congénita no se consideraran.

I.3.1 Se tiene un yacimiento de aceite bajosaturado que tiene la siguiente información:

Área = 1×10^{8} m^2	B_{oi} = 1.2 (m^3/m^3)
h= 20 m	B_{ob} = 1.35 (m^3/m^3)
ϕ = 15%	$Rec_{@Pb}$ = 0.0033422
C_o = 4.7×10^{-4}(Kg/cm^2)$^{-1}$	Np_b = 668 444 m^3

Determinar Soi

Solución:

Se tiene que:

$$N\,B_{oi} = \text{Área} * \text{Espesor} * \text{Porosidad} * \text{Saturación inicial de aceite}$$

$$N\,B_{oi} = A * h * \phi * (1 - S_{wi})\ .$$

Sustituyendo

$$N\,B_{oi} = (1\times10^{8})\,(20)\,(0.15)\,(1 - S_{wi})$$

$$N\,B_{oi} = (300\times10^{6})\,(1 - S_{wi})\ ;$$

de donde se obtiene que:

$$N = \frac{(A * h * \phi)\,(1 - S_{wi})}{B_{oi}} = \frac{(300\times10^{6})\,(1 - S_{wi})}{1.2} = 250\times10^{6}\,(1 - S_{wi})$$

$$N = 250\times10^{6}\,(1 - S_{wi}) \quad \dots\dots\dots\dots \quad (A)$$

pero de la ecuación de recuperación:

$$Rec = \frac{Np}{N} \quad \Rightarrow \quad N = \frac{Np}{Rec}$$

al sustituir valores:

$$N = \frac{Np}{Rec} = \frac{668\,444}{0.0033422} = 200.0011968 \times 10^{6}$$

$$N = 200.0011968 \times 10^{6}\ m^{3} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots \quad (B)$$

Igualando las ecuaciones (A) y (B)

$$250 \times 10^{6}\ (1 - Swi\ ) = 200.0011968 \times 10^{6}\ ;$$

despejando (1 - Swi) de la ecuación anterior

$$1 - Swi = \frac{200.0011968 \times 10^{6}}{250 \times 10^{6}} = 0.80\ .$$

Por definición

$$So_i = (\ 1 - Swi\ )\ ;$$

por lo cual:

$Soi = 0.80$

% 1.3.2 De un yacimiento de aceite bajosaturado cuyo volumen original es de $7 \times 10^{6}\ m^{3}$ @ c.y. se tiene la siguiente información:

$Pi = 220\ Kg/cm^{2}$	**$C_w = 7.3 \times 10^{-5}\ (Kg/cm^{2})^{-1}$**	**$P = 160\ Kg/cm^{2}$**
$Boi = 1.3\ (m^{3}/m^{3})$	**$C_f = 4.2 \times 10^{-5}\ (Kg/cm^{2})^{-1}$**	**$Bo = 1.43\ (m^{3}/m^{3})$**
$Rsi = 130\ (m^{3}/m^{3})$		**$Gp = 63\,636\,364\ m^{3}$**
$Swi = 20\%$		**$We = 0$**

Determinar si se tomaron en cuenta o no las compresibilidades de la roca y el agua congénita.

Solución:

La Ecuación de Balance de Materia, si no se toman en cuenta las expansiones de la roca y el agua es:

$$N\ (Bo - Boi\ ) = Np\ Bo\ ,$$

de donde se conocen todos los datos excepto Np.

El cálculo del volumen de aceite producido (Np) también puede obtenerse de la relación de producción como a continuación se muestra:

$$Rp = \frac{Gp}{Np}\ .$$

Como se trata de un yacimiento de aceite bajosaturado se sabe que:

$$Rs = Rp = R\ .$$

por lo tanto;

$$Rs = \frac{Gp}{Np} \ .$$

al despejar y sustituir valores se tiene:

$$Np = \frac{Gp}{Rs} = \frac{63\,636\,364 \ m^3}{130\,(m^3/m^3)} = 489\,510.494 \ m^3$$

$$Np = 489\,510.494 \ m^3 \ .$$

Con lo cual se tienen todos los valores necesarios para aplicar la Ecuación de Balance de Materia:

$$N\,(Bo - Boi) = Np\,Bo \ ,$$

sustituyendo

$$\frac{7x10^6}{1.3}(1.43 - 1.3) = 489\,510.49\,(1.43) \ .$$

efectuando operaciones se obtiene:

$$700\,000 = 700\,000$$

Dado que la expansión del aceite [N (Bo - Boi)] es igual al volumen de aceite desplazado (Np Bo), se afirma que no se tomaron en cuenta las expansiones de la roca y el agua congénita ☑

1.3.4. Considerar un yacimiento que contiene $4x10^6$ m^3 de aceite @ c.s. a una Pi=221 Kg/cm^2. Tiene tal cantidad de gas disuelto en el aceite que 1 m^3 de aceite en la superficie ocupa 1.21 m^3 en el yacimiento. Encontrar la cantidad de aceite producido acumulado cuando la presión del yacimiento ha declinado a 210 Kg/cm^2. A esta presión 1 m^3 de aceite ocupa 1.24 m^3 en el yacimiento.

Solución :

La Ecuación de Balance de Materia para este caso es :

$$N\,Boi = (N - Np)\,Bo \ .$$

de donde :

$$N\,Boi = N\,Bo - Np\,Bo \ .$$

$$Np\,Bo = N\,Bo - N\,Boi \ ;$$

despejando Np :

$$Np = \frac{N\,(Bo - Boi)}{Bo} = N\,(1 - \frac{Boi}{Bo}) \ .$$

Sustituyendo :

$$Np = 4x10^6 (1 - (1.21/1.24)) = 96\,774.19 m^3$$

$Np = 96\,774.19\ m^3$

1.3.5 Se tiene un yacimiento de aceite bajosaturado del cual sólo se conoce la siguiente información:

$N = 16x10^6\ m^3$
$Swi = 30\%$
$Rsi = 220\ (m^3/m^3)$

$C_w = 4.20x10^{-5} (Kg/cm^2)^{-1}$
$C_f = 7.50x10^{-4} (Kg/cm^2)^{-1}$

$P\ (Kg/cm^2)$	$Bo(m^3/m^3)$
Pb =250	1.32
230	1.34

Determinar el volumen de gas producido acumulado.

Solución:

a) La Ecuación de Balance de Materia para yacimientos de aceite bajosaturado es:

$$Np\ Bo = N\ Boi\ C_e\ \Delta p\ .$$

Para obtener C_e:

$$C_e = \frac{So_i C_o + Sw_i C_w + C_f}{1 - Sw_i}\ .$$

Para C_o:

$$C_o = \frac{2\ (Bo - Boi)}{(Bo + Boi)\ (Pi - P)}\ .$$

Sustituyendo:

$$C_o = \frac{2\ (1.34 - 1.32)}{(1.34 + 1.32)\ (250 - 230)}$$

$$C_o = 7.52x10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}\ .$$

y So_i:

$$So_i = 1 - Swi = 1 - 0.3$$

$$So_i = 0.7\ .$$

Sustituyendo valores :

$$C_e = \frac{(0.7*7.52x10^{-4}) + (0.3*4.2x10^{-5}) + 7.5x10^{-4}}{0.7}$$

$$C_e = 1.84x10^{-3} \, (Kg/cm^2)^{-1} \; .$$

Despejando de la Ecuación de Balance de Materia a Np y sustituyendo valores:

$$Np = (\, N \; Boi \; C_e \Delta'p \,) \, / \, Bo$$

$$Np = (\, 16x10^6 * 1.34 * 1.84x10^{-3} * 20 \,) \, / \, 1.32$$

$$Np = 597\,721.2121 \; m^3 \; .$$

Por definición:

$$Rp = Gp \, / \, Np \; .$$

Para la etapa de bajosaturacion se tiene que:

$$Rp = Rs = Rsi \; ;$$

por lo cual:

$$Gp = Rsi * Np \; .$$

Sustituyendo

$$Gp = 220 * 597\,721.2121$$

$$\boxed{Gp = 131.4986x10^6 \, m^3}$$

I.3.6. Se tiene un yacimiento de aceite, del cual se sabe que en el yacimiento la expansión del aceite y gas disuelto ha sido de 350 000 m^3 en el intervalo de presión de 180 a 150 Kg/cm^2. Además se cuenta con la siguiente información:

$P(Kg/cm^2)$	$Bo(m^3/m^3)$	$Rs(m^3/m^3)$
180	1.27	110
150	1.28	110

$\phi = 18\ \%$ y $Swi = 25\ \%$

Determinar:
a) El volumen original de aceite
b) La producción de gas.

Solución:

a) Dado que no se estan considerando la expansión de roca y agua, se cumple la igualdad de expansión de aceite igual a producción de hidrocarburos, se puede escribir como:

$$N \, (Bo - Boi \,) = 350\,000 \; ,$$

despejando N y sustituyendo valores:

$$N = \frac{Np \; Bo}{Bo - Boi}$$

$$N = \frac{350\,000}{(1.28 - 1.27)}$$

$$N = 35 \times 10^6 \ m^3$$

$\boxed{N = 35 \times 10^6 \ m^3}$ ☑

b) Para los yacimientos de aceite bajosaturado se tiene que:

$$Rp = Rs = R \ ,$$

por lo cual

$$Rs = \frac{Gp}{Np} \ ;$$

despejando Gp y sustituyendo valores:

$$Gp = Np\ Rs = (\ 350\,000 / 1.28\ ) * 110$$

$$Gp = 30\,078\,125 \ m^3$$

$\boxed{Gp = 30\,078\,125 \ m^3}$ ☑

✎ I.3.7 De un yacimiento de aceite, sólo se sabe que su presión ha disminuido 50 Kg/cm^2 de su valor inicial y que en este momento Bo/Boi es igual a 1.046
Encontrar:
a) El valor de la recuperación de aceite sin considerar expansión de agua congénita y roca..
b) El valor de la compresibilidad del aceite.

Solución:

a) La recuperación de un yacimiento con estas caracteristicas se obtiene con la expresión:

$$Rec = \frac{Bo - Boi}{Bo} = 1 - \frac{Boi}{Bo} \ .$$

Se sabe que:

$$\frac{Bo}{Boi} = 1.046 \ ,$$

por lo que:

$$\frac{Boi}{Bo} = 0.956 \ .$$

Sustituyendo :

$$Rec = 1 - \frac{Boi}{Bo} = 1 - 0.956$$

$$Rec = 0.044 \ .$$

Expresado en porcentaje:

$$Rec = 0.044 * 100 \ \%$$

$$\boxed{Rec = 4.4 \ \%}$$

b) La Ecuación de Balance de Materia para un yacimiento con estas caracteristicas es:

$$Np \ Bo = N \ (Bo - Boi) \ .$$

Por otro lado, como en estos yacimientos el desplazamiento de fluidos se debe sólo a la expansión del aceite, se puede establecer:

$$Np \ Bo = N \ Boi \ C_o \ \Delta'p \ .$$

Igualando las expresiones anteriores:

$$N \ (Bo - Boi) = N \ Boi \ C_o \ \Delta'p \ .$$

Dividiendo entre N Boi y despejando :

$$\frac{N \ Bo}{N \ Boi} - \frac{N \ Boi}{N \ Boi} = \frac{N \ Boi}{N \ Boi} C_o \ \Delta'p \ ,$$

de donde se obtiene:

$$\frac{Bo}{Boi} - 1 = C_o \ \Delta'p \ ,$$

despejando C_o:

$$C_o = \frac{\frac{Bo}{Boi} - 1}{\Delta'p} \ .$$

Sustituyendo valores:

$$C_o = \frac{1.046 - 1}{50}$$

$$C_o = 0.00092 \ (Kg/cm^2)^{-1}$$

$\boxed{C_o = 92 \times 10^{-6} (Kg/cm^2)^{-1}}$ ☑

> ✎ **I.3.8 Un yacimiento de aceite tiene el siguiente comportamiento:**
>
> | P (Kg/cm^2) | Bo (m^3/m^3) | Rs (m^3/m^3) | Np(bl) | |
> |---|---|---|---|---|
> | 220 | 1.40 | --- | 0 | $\phi = 20\%$ |
> | 160 | 1.55 | 120 | 629 000 | Swi = 30% |
>
> **Determinar:**
>
> **a) El volumen de gas producido a 160 Kg/cm^2.**
> **b) El volumen original de aceite @ c.s.**
> **c) La relación gas-aceite instantánea.**
> **d) El volumen de poros a la Pi.**
> **e) El volumen de poros a la Pb.**
> **f) La recuperación a 160 Kg/cm^2 expresada en porcentaje.**

Solución:

a) En la etapa de bajosaturación $\quad Rp = Rs = R$.

$$Gp = Rp\,Np = Rs\,Np \ .$$

$$Gp = 120 * 629\,000 * (0.159\ m^3 / 1\ bl)$$

$\boxed{Gp = 12 \times 10^6\ m^3}$ ☑

b) La Ecuación de Balance de Materia para cuando no se considera la expansión de roca y agua congénita es:

$$N\,(Bo - Boi) = Np\,Bo \ .$$

de donde:

$$N = \frac{Np\,Bo}{Bo - Boi} \ .$$

Sustituyendo valores:

$$N = \frac{(629\,000 * 0.159) * 1.55}{1.55 - 1.40}$$

$\boxed{N = 1\,033\,447\ bls}$ ☑

c) Durante la etapa de bajosaturación $R = Rs = Rsi$

$$R = 120\ (m^3/m^3)$$

d) De la definición de saturación:

$$Vpi = \frac{Voi}{Soi} = \frac{N\,Boi}{1 - Swi} \ .$$

Sustituyendo valores:

$$Vpi = \frac{1\,033\,447 * 1.4}{1 - 0.30}$$

$Vpi = 2.067 \times 10^{6}\ m^{3}$ ☑

e) Por tratarse de un yacimiento en donde se desprecia la expansión de la roca (Vp = cte):

$$Vp = Vpi$$

$Vp = 2.067 \times 10^{6}\ m^{3}$ ☑

f) Para este caso se tiene que:

$$Rec = \frac{Bo - Boi}{Bo}\ ,$$

$$Rec = \frac{1.55 - 1.40}{1.55}$$

$$Rec = 0.09677\ .$$

Expresado en porcentaje:

$$Rec = 0.09677 \times 100$$

Rec = 9.677 % ☑

I.3.9. Un yacimiento de aceite bajosaturado sin entrada de agua ha producido $3 \times 10^{6}\ m^{3}$ de aceite @ c.s. desde su presión inicial de 260 Kg/cm^2 hasta la presión de 210 Kg/cm^2. Se cuenta con la siguiente información:

p(Kg/cm^2)	Bo (m^3/m^3)	Rs (m^3/m^3)
260	1.35	110
210	1.37	110

$C_w = 3.76 \times 10^{-6} (Kg/cm^2)^{-1}$
$C_o = 9.098 \times 10^{-4} (Kg/cm^2)^{-1}$
$C_f = 4.85 \times 10^{-4} (Kg/cm^2)^{-1}$

Determinar el volumen de poros existente en el yacimiento a la presión de 210 Kg/cm^2.

Solución:

$$Vpf = Vpi\,(1 - C_f\,\Delta'p)\ . \quad \dots\dots\dots\dots \quad (1)$$

para lo cual se tiene que:

$$Vpi = \frac{Voi}{So_i} \quad \dots\dots\dots\dots \quad (2)$$

$$N = \frac{Np\,Bo}{Boi\,C_e\,\Delta'p}$$

$$N = \frac{(3\times10^{6})(1.37)}{1.35\,(9.09768\times10^{-4})(50)} = 66\,927\,929.86\ m^3 . \quad \ldots\ldots\ (3)$$

Para obtener la saturación de aceite:

$$C_e = \frac{C_o So_i + C_w Sw_i + C_f}{So_i} .$$

de donde:

$$C_e = C_o So + C_w (1 - So) + C_f / So_i$$

$$\frac{C_e\, So_i}{So_i} = C_o \frac{So_i}{So_i} + \frac{C_w}{So_i} - C_w + \frac{C_f}{So_i}$$

$$C_e = C_o + \frac{C_w}{So_i} - C_w + \frac{C_f}{So_i}$$

$$C_e - C_o + C_w = \frac{1}{So_i}(C_w + C_f) .$$

Finalmente despejando So:

$$So_i = \frac{C_w + C_f}{C_e + C_o + C_w} .$$

Para obtener la compresibilidad del aceite (C_o) se utiliza la siguiente ecuación:

$$C_o = \frac{2\,(Bo - Boi)}{(Bo + Boi)(Pi - P)} ;$$

sustituyendo valores

$$C_o = \frac{2\,(1.37 - 1.35)}{(1.37 + 1.35)(260 - 210)} = 2.94117\times10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}$$

$$C_o = 2.94117\times10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1} .$$

Al sustitur junto con los otros valores:

$$So_i = \frac{3.76\times10^{-5} + 4.85\times10^{-4}}{9.098\times10^{-4} + 2.94117\times10^{-4} + 3.76\times10^{-5}}$$

$$So_i = 0.80 \quad . . . . \quad (4)$$

Sustituyendo en (3) y (4) en (2) el volumen de poros inicial será::

$$Vpi = \frac{66\,927\,928.86}{0.8} = 83\,659\,911.08\ m^3\ .$$

Por último se sustituye este valor para obtener el volumen final de poros a la presión de 210 Kg/cm^2

$$Vpf = 83\,659\,911.08\ (1 - (\ 4.85x10^{-4} * 50\ )\ ) = 81\,631\,158.23\ m^3$$

$\boxed{Vp_{210} = 81\,631\,158.23\ m^3}$

↳ I.3.10 De un yacimiento de aceite bajosaturado, cuyo volumen original es de $45x10^6\ m^3$ @ c.s. se ha recuperado el 3.768% a la P_1. Se cuenta con la siguiente información:

$Pi = 250\ Kg/cm^2$	**$C_w = 7.5x10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$**	**$P_1 = 210\ Kg/cm^2$**
$Rsi = 130\ (m^3/m^3)$	**$C_f = 3.2x10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$**	**$Bo_1 = 1.40\ (m^3/m^3)$**
$Swi = 25\ \%$		

Determinar el volumen de poros a las condiciones iniciales.

Solución:

Como se ha visto anteriormente

$$Vpf = Vpi\ (\ 1 - C_f\ \Delta'p\ )\ .$$

De la Ecuación de Balance de Materia que se tiene para este tipo de yacimientos:

$$N\ Boi\ C_e\ \Delta'p = Np\ Bo\ \ .$$

Además se sabe que:

$$Rec = \frac{Np}{N}\ .$$

de donde:

$$Np\ = Rec\ N\ .$$

Sustituyendo valores para encontrar el valor de Np

$$Np\ = (\ 0.03768\ )\ \ (45x10^6\ )$$

$$Np\ = 1\,695\,600\ m^3\ .$$

Por otro lado el volumen de poros a $P = 210\ Kg/cm^2$, suponiendo que Swi = cte, será:

$$Vpf = \frac{Vf}{Sf}\ .$$

en donde el volumen de fluidos a esa presión corresponde a:

$$Vf_{a\,P=250} = (N - Np)\,Bo\ .$$

Encontrando este volumen:

$$Vf_{a\,P=250} = (45\times10^{6} - 1.6956\times10^{6})\,(1.40) = 60.626160\times10^{6}\ m^{3}\ .$$

y la saturación de fluido, por considerar Swi = cte es:

$$Soi = 1 - Swi = 1 - 0.25 = 0.75\ .$$

Sustituyendo los valores obtenidos en la ecuación para encontrar el volumen de poros final:

$$Vpf = \frac{60.626160\times10^{6}}{0.75} = 80\,834\,880\ m^{3}$$

Retomando la ecuación de Vpf, el cual ahora se conoce, se tiene que:

$$Vpf = Vpi\,(1 - C_f\,\Delta'p)\ ,$$

sustituyendo valores y despejando Vpi:

$$Vpi = \frac{Vpf}{1 - C_f\,\Delta'p} = \frac{80\,834\,880}{1 - (3.2\times10^{-5} * (250 - 210))}$$

$Vpi = 80\,938\,481.26\ m^{3}$ de espacio. ☑

%I.3.11 Un yacimiento de aceite bajosaturado produce desde $Pi = 400\ Kg/cm^{2}$ hasta $Pb = 200\ Kg/cm^{2}$, $1\times10^{6}\ m^{3}$ de aceite @ c.s. Determinar el volumen de roca inicial del yacimiento si

$Boi = 1.250\ (m^{3}/m^{3})$	$\phi = 0.20$ %	$Bob = 1.380\ (m^{3}/m^{3})$
$Swi = 0.25$	$C_e = 7.1\times10^{-6}\ (lb/pg^{2})^{-1}$	$We = Wp = 0$

Solución:

$$\phi_i = \frac{Vpi}{Vri}\quad ; \qquad Vpi = \frac{N\,Boi}{1 - Swi}\ .$$

Despejando Vri y sustituyendo Vpi:

$$Vri = \frac{Vpi}{\phi_i} = \frac{N\,Boi}{\phi_i\,(1 - Swi)}\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ .\ \text{(A)}$$

De la Ecuación de Balance de Materia:

$$N = \frac{Np\ Bo}{Boi\ C_e\ \Delta'p}$$

Sustituyendo valores:

$$N = \frac{1x10^6 * 1.38}{1.25 * (7.1x10^{-6} * 14.22) * (400-200)}$$

$$N = 54.674x10^6\ m^3$$

Finalmente, sustituyendo en la ecuación (A):

$$Vri = \frac{54.674x10^6 * 1.25}{0.20 * (1 - 0.25)}$$

Vri = 455.617x10^6 m^3 de roca

I.3.12 Se tiene un yacimiento con un volumen original de aceite de 15x10^6 m^3 @ c.y. y la siguiente información:

$Pi = 400\ Kg/cm^2$	$P = 300\ Kg/cm^2$	$Pb = 250\ Kg/cm^2$
$Boi = 1.48\ (m^3/m^3)$	$Bo_{300} = 1.50\ (m^3/m^3)$	$Bob = 1.51\ (m^3/m^3)$
$Swi = 0.10$	$Np = 1.2x10^6\ m^3$	
$Bw = 1.0$	$Wp = 0$	
$C_w = 4x10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$	$Sw = 0.1$	

Encontrar el volumen de poros existente al bajar la presión a 250 Kg/cm².

Solución:

Para obtener el volumen de poros se usa la ecuación:

$$Vpf = Vpi\ (1 - C_f\ \Delta'p) \quad \ldots\ldots\ldots (A)$$

De la ecuación de saturación de aceite:

$$So_i = Voi / Vpi \quad \Rightarrow \quad Vpi = Voi / So_i = Voi / (1 - Sw_i)$$

Entonces:

$$Vpi = 15x10^6 / (1 - 0.10)$$

$$Vpi = 16.66x10^6\ m^3$$

La C_f se puede obtener de la ecuación:

$$C_e = \frac{(1 - Sw)\ C_o + Sw_i\ C_w + C_f}{1 - Sw_i}$$

Despejando:

$$C_f = (C_e - C_o)(1 - Sw_i) - Sw_i\, C_w \quad \text{. . . . . (B)}$$

Calculando C_o:

$$C_o = \frac{2}{(Boi + Bob)} \; \frac{(Bob - Boi)}{(Pi - Pb)} \; .$$

$$C_o = \frac{2}{1.48 + 1.51} \; \frac{1.51 - 1.48}{400 - 250} \; .$$

$$C_o = 1.34\text{x}10^{-4} \; (Kg/cm^2)^{-1} \; .$$

La C_e se obtiene de la Ecuación de Balance de Materia:

$$N\; Boi\; C_e\; \Delta' p = Np\; Bo + Wp\; Bw - We \; .$$

Como:

$$Wp = We = 0$$

$$N\; Boi\; C_e\; \Delta' p = Np\; Bo \; .$$

Despejando:

$$C_e = \frac{Np\; Bo}{N\; Boi\; \Delta' p} \; .$$

$$C_e = \frac{1.2\text{x}10^6 * 1.5}{15\text{x}10^6 * 150}$$

$$C_e = 8.0\text{x}10^{-4} \; (Kg/cm^2)^{-1} \; .$$

Sustituyendo los valores en la ecuación (B):

$$C_f = (8.0\text{x}10^{-4} - 1.34\text{x}10^{-4})\; 0.90 - 0.10\; (4\text{x}10^{-5})$$

$$C_f = 5.954\text{x}10^{-4} \; (Kg/cm^2)^{-1} \; .$$

Finalmente resolviendo la ecuación (A):

$$Vpf = 16.66\text{x}10^6 \; (1 - (5.954\text{x}10^{-4} * 150))$$

$Vpf = 15.1731 \times 10^6\ m^3$ ☑

L3.13. Calcular la recuperación hasta Pb considerando los datos obtenidos de un yacimiento que a continuación se muestran:

$Pi = 300\ Kg/cm^2$	**$C_e = 28.7\text{x}10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$**	**$Pb = 200\ Kg/cm^2$**
$Boi = 1.405\ (m^3/m^3)$	**$\phi = 0.14$**	**$Bob = 1.44\ (m^3/m^3)$**
$Swi = 0.2$		**$We = Wp = 0$**

Solución :

Como Pi > Pb se trata de un yacimiento de aceite bajosaturado.
Para el cálculo de la recuperación se tiene que :

$$Rec = Np / N \ .$$

De la Ecuación de Balance de Materia :

$$N\ Boi\ C_e\ \Delta'p + We = Np\ Bo + Wp\ Bw \ ,$$

en donde We y Wp Bw = 0 quedando :

$$N\ Boi\ C_e\ \Delta'p = Np\ Bo \ .$$

despejando:

$$Rec = \frac{Np}{N} = \frac{Boi\ C_e\ \Delta'p}{Bo} \ .$$

Sustituyendo valores:

$$Rec = \frac{(1.405)(28.7\times10^{-5})(100)}{1.44} \ .$$

Finalmente:

Rec = 0.028 = 2.8 % ☑

✎1.3.14. Con lo datos del problema anterior calcular la recuperación debida a la expansión del aceite

Solución:

El término de la expansión del aceite se puede expresar de la siguiente manera:

$$N\ (Bob - Boi) = Np\ Bob \ ,$$

de donde se obtiene que la recuperación es igual a:

$$Rec = \frac{Np}{N} = \frac{Bob - Boi}{Bob} \ ;$$

al sustituir valores:

$$Rec = \frac{Np}{N} = \frac{1.44 - 1.405}{1.44}$$

Rec = 2.43 % ☑

I.3.15. Un yacimiento sin entrada de agua, con Pi = 500 Kg/cm² y Pb= 200 Kg/cm² se tiene:

Rsi = 120 (m³/m³) **C_f = 5.20x10⁻⁵(Kg/cm²)⁻¹** **Bob = 1.6 (m³/m³)**
Boi = 1.5 (m³/m³) **C_w = 2.25x10⁻⁵(Kg/cm²)⁻¹**
Swi = 0.20

Determinar la recuperación a Pb

Solución :

Como Pi > Pb entonces se trata de un yacimiento de aceite bajosaturado.

Calculando la C_o :

$$C_o = \frac{2\,(\,Bob - Boi\,)}{(\,Bob+Boi\,)\,(\,Pi - Pb\,)}\ .$$

Sustituyendo valores :

$$C_o = \frac{2\,(\,1.6 - 1.5)}{(\,1.6 + 1.5\,)\,(\,500 - 200\,)}$$

$$C_o = 2.151x10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}\ ;$$

además :

$$C_e = \frac{So_i\,C_o + Sw_i\,C_w + C_f}{So}\ .$$

Sustituyendo valores :

$$C_e = \frac{(\,0.8*2.151x10^{-4}\,) + (\,0.20*2.25x10^{-5}\,) + 5.2x10^{-5}}{0.8}$$

$$C_e = 2.856x10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}\ ;$$

como We = 0 :

$$N\ Boi\ C_e\ \Delta'p = Np\ Bo\ .$$

de donde :

$$Rec = Np\,/\,N = Boi\ C_e\ \Delta'p\,/\,Bo\ .$$

Finalmente

$$Rec = \frac{(\,1.5*2.856x10^{-4}\,)\,(\,500 - 200\,)}{1.6}$$

$$Rec = 0.080325$$

[redacted]

1.3.16 Se tiene un núcleo con aceite bajosaturado en un recipiente sujeto a una presión de 250 Kg/cm². La presión de burbujeo del aceite es de 180 Kg/cm². Además se cuenta con la siguiente información:

$V_{núcleo}$ = 200 cm³	C_w = 5x10⁻⁶ (Kg/cm²)⁻¹	Bob = 1.50 (m³/m³)
Boi = 1.45(m³/m³)	C_f = 6x10⁻⁶ (Kg/cm²)⁻¹	
Sw = 0.15	ϕ_i = 0.20	

a) Calcular la cantidad de aceite que salió del núcleo al abatirse la presión, de 250 Kg/cm² a 180 Kg/cm².
b) Calcular el volumen de poros inicial y final.

Solución:

a) Sea Voc el volumen de aceite extraído:

$$Voc = Eo + Ew + Es \ .$$

Esto se puede escribir como:

$$Voc = Voi\, C_o\, \Delta'p + Vwi\, C_w\, \Delta'p + Vpi\, C_f\, \Delta'p \ . \qquad (1)$$

El volumen inicial de aceite es:

$$Voi = V_{núcleo}\, \phi\, (1 - Sw_i)$$

$$Voi = 200 * 0.20 * (1 - 0.15)$$

$$Voi = 34 \text{ cm}^3 \ . \qquad (2)$$

El volumen inicial de agua es:

$$Vwi = V_{núcleo}\, \phi_i\, Sw_i$$

$$Vwi = 200 * 0.20 * 0.15$$

$$Vwi = 6 \text{ cm}^3 \ . \qquad (3)$$

El volumen de poros inicial es:

$$Vpi = V_{núcleo}\, \phi_i$$

$$Vpi = 200 * 0.20$$

$$Vpi = 40 \text{ cm}^3 \ . \qquad (4)$$

La diferencia de presión es:

$$\Delta'p = P_1 - P_2 = 250 - 180$$

$$\Delta'p = 70 \text{ Kg/cm}^2 \ . \qquad (5)$$

La compresibilidad del aceite es:

$$C_o = \frac{2}{Boi + Bob} \frac{Bob - Boi}{Pi - Pb} .$$

$$C_o = \frac{2}{1.45 + 1.50} \frac{1.50 - 1.45}{(250 - 180)} .$$

$$C_o = 4.84x10^{-4} (Kg/cm^2)^{-1} . \qquad (6)$$

Sustituyendo valores en la Ec. (1):

$$Voe = 34 (4.84x10^{-4})(70) + 6 (5x10^{-5}) (70) + 40(6x10^{-5})(70)$$

$Voe = 1.34092\ cm^3$ es el volumen deaceite que se extrae del núcleo. ☑

b) El volumen inicial de poros ya se calculó en el inciso anterior y es:

$$Vpi = 40\ cm^3 \quad .$$

El volumen final de poros será:

$$Vpf = Vpi * (1 - C_f \Delta'p)$$

$$Vpf = 40 * (1 - 6x10^{-5} * 70)$$

$Vpf = 39.832\ cm^3$ ☑

I.3.17 Un yacimiento tiene un volumen original de aceite de $6x10^6\ m^3$ @ c.s. y presenta el siguiente comportamiento:

$P(Kg/cm^2)$	$Bo\ (m^3/m^3)$	$Rs\ (m^3/m^3)$
Pi = 250	1.3	115
220	1.4	115
180	1.5	115

$\phi = 23\%$
$Swi = 20\%$
$We = 0$
$C_w = 2.96x10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}$
$C_f = 3.7x10^{-6}\ (lb/pg^2)^{-1}$

Determinar:

a) El volumen de aceite y el volumen de gas producido acumulados a las presiones de 220 y 180 Kg/cm^2.
b) La recuperación de aceite a las mismas presiones.
c) El volumen de poros existente a la presión de 180 Kg/cm^2.

Solución:

Como Bo aumenta con la presión, el yacimiento se encuentra en la etapa de bajosaturación.

a) Aplicando la Ecuación de Balance de Materia:

$$Np\ Bo = N\ Boi\ C_e\ \Delta'p \quad .$$

Despejando:

$$Np = \frac{N\ Boi\ C_e\ \Delta' p}{Bo}\ .$$

Para calcular la compresibilidad efectiva y considerando P = 180 Kg/cm² como Pb:

$$C_o = \frac{2\ (Bob - Boi\ )}{(\ Bob + Boi\ )(\ Pi - Pb\ )}\ .$$

$$C_o = \frac{2\ (\ 1.5 - 1.3\ )}{(\ 1.5 + 1.3\ )(\ 250 - 180\ )}$$

$$C_o = 2.041 \times 10^{-3}\ (Kg/cm^2)^{-1}$$

$$C_e = \frac{So_i\ C_o + Sw_i\ C_w + C_f}{So}\ .$$

$$C_e = \frac{(\ 0.8\ )(\ 2.041 \times 10^{-3}\ ) + (\ 0.2\ )(\ 2.96 \times 10^{-6}\ ) + (\ 3.7 \times 10^{-5} * 14.22\ )}{0.8}$$

$$C_e = 2.6984 \times 10^{-4}\ (Kg/cm^2\ )^{-1}\ .$$

A 220 Kg/cm²:

$$Np = \frac{6 \times 10^6 * 1.3 * 2.6984 \times 10^{-4} * (\ 250\text{-}200\ )}{1.4}$$

$$Np = 75\ 169.7143\ m^3\ .$$

Gp se puede obtener de:

$$Rp = Gp\ /\ Np\ ; \qquad Rp = Rsi$$

$$Gp = Rsi\ Np = 115 * 75\ 169.7143$$

$$Gp = 8\ 644\ 517.145\ m^3\ .$$

A 180 Kg/cm²:

$$Np = \frac{6 \times 10^6 * 1.3 * 2.6984 \times 10^{-4} * (\ 250\text{-}180\ )}{1.5}$$

$$Np = 98\ 221.76\ m^3$$

$$Gp = 115 * 98\ 221.76$$

$$Gp = 11\ 295\ 502.4\ m^3\ .$$

b) La recuperación es:

$$Rec = Np / N$$

A 220 Kg/cm^2:

$$Rec = 75\ 169.7143 / 6x10^6$$

$$Rec = 0.01253$$

A 180 Kg/cm^2:

$$Rec = 98\ 221.76 / 6x10^6$$

Rec = 0.01637 ☑

Resumiendo

P (Kg/cm^2)	Np (m^3)	Gp (m^3)	Rec(%)	
250	0	0	0	☑
220	75 169.7143	8 644 517.145	1.253	☑
180	98 221.7600	11 295 502.400	1.637	☑

c) El volumen poroso se calcula como:

$$Vp = Vpi * (1 - C_f \Delta p)$$

$$Vpi = Voi / Soi = (N\ Boi) / (1 - Swi)$$

$$Vpi = 6x10^6 * 1.3 / (1 - 0.20)$$

$$Vpi = 9.75x10^6\ m^3$$

$$Vp = 9.75x10^6 * [1 - 3.7x10^{-5} (14.22)* (250-180)]$$

Vp_{180} = 9 390 909.45 m^3 ☑

✎ I.3.18 Un yacimiento hipotético tiene un volumen original de aceite de 10x10^6 m^3 @ c.s. y se cuenta con la siguiente información:

P (Kg/cm^2)	Bo (m^3/m^3)	Rs (m^3/m^3)	
250	1.3	120	ϕ = 24%
220	1.4		Swi = 25%
180	1.5		C_f = 3.7x10^{-6} (Kg/cm^2)$^{-1}$
140	1.6		C_w = 42x10^{-6} (Kg/cm^2)$^{-1}$
			We = 0

Suponga que la roca sólo se expande desde Pi hasta 220 Kg/cm^2 y que el agua congénita sólo se expande de Pi hasta 180 Kg/cm^2.

Determinar:

a) Los volúmenes de aceite y de gas producido acumulados a cada presión.

b) La recuperación de aceite a cada presión.

c) El volumen de poros y de agua congénita a 140 Kg/cm^2.

Solución:

Debe tenerse presente que los cálculos se harán por períodos, es decir, las condiciones iniciales de cada ecuación, corresponderán a las condiciones del yacimiento al inicio del período correspondiente.

Cálculos:

Intervalo (250 a 200) Kg/cm^2 .

a) La ecuación a utilizar es:

$$Np = \frac{N\ Boi\ \Delta'p\ (C_o\ So + C_w\ Sw + C_f)}{Bo\ (1 - Sw)} .$$

La compresibilidad del aceite para este intervalo es:

$$C_o = \frac{2}{(Bo + Boi)} \frac{(Bo - Boi)}{(Pi - P)} .$$

Sustituyendo valores

$$C_o = \frac{2}{(1.4 + 1.3)} \frac{(1.4 - 1.3)}{(250 - 220)}$$

$$C_o = 2.4691 \times 10^{-3}\ (Kg/cm^2)^{-1}\ ;$$

al suistituir en la ecuación general los valores correspondientes:

$$Np = \frac{(10 \times 10^6)(1.3)(30)[(2.4691 \times 10^{-3})(0.75) + (42 \times 10^{-5})(0.25) + (3.7 \times 10^{-5})]}{(1.4)(1 - 0.25)}$$

$$Np = 740\ 535.71\ m^3 .$$

El gas producido para esta recuperación es:

$$Gp = (740\ 535.71)(120) = 88\ 864\ 285.2\ m^3$$

b) La recuperación se define como:

$$Rec = \frac{Np}{N} = \frac{740\ 535.71}{10 \times 10^6} = 0.07405$$

$$Rec = 7.405\% .$$

Intervalo (220 a 180) Kg/cm^2:

Las condiciones del yacimiento al inicio del período son:

$$N = N - Np = 10 \times 10^6 - 740\ 535.71 = 9\ 259\ 464.29\ m^3$$

$$Boi = Bo_{220} = 1.4\ (m^3/m^3)$$

$$Pi = 220\ Kg/cm^2$$

$$Np = 0$$

$$Gp = 0\ .$$

Una vez establecidas estas condiciones se tiene que:

a) La ecuación a utilizar es:

$$Np = \frac{N\ Boi\ \ \Delta'p\ (C_o\ So + C_w\ Sw)}{Bo\ (1 - Sw)}\ .$$

La compresibilidad del aceite para este intervalo es:

$$C_o = \frac{2}{(Bo + Boi)}\ \frac{(Bo - Boi)}{(Pi - P)}\ .$$

Sustituyendo valores

$$C_o = \frac{2}{(1.5 + 1.4)}\ \frac{(1.5 - 1.4)}{(220 - 180)}$$

$$C_o = 1.724\text{x}10^{-3}\,(Kg/cm^2)^{-1}\ ;$$

al suistituir en la ecuación general los valores correspondientes:

$$Np = \frac{(9\,259\,464.29)(1.4)(40)\,[\,(1.724\text{x}10^{-3})(0.75) + (42\text{x}10^{-5})(0.25)\,]}{(1.5)\,(1 - 0.25)}$$

$$Np\ = 644\,359.95\ m^3\ .$$

El gas producido para esta recuperación es:

$$Gp = (644\,359.95)(120) = 77\,323\,194\ m^3\ \ .$$

b) La recuperación se define como:

$$Rec = \frac{Np}{N} = \frac{644\,359.95}{9\,259\,464.29} = 0.06959$$

$$Rec = 6.959\%\ .$$

Intervalo (180 a 140) Kg/cm²

Las condiciones del yacimiento al inicio del período son:

$$N = N - Np = 9\,259\,464.29 - 644\,359.95 = 8\,615\,104.34 \text{ m}^3$$

$$Boi = Bo_{180} = 1.6$$

$$Pi = 180 \text{ Kg/cm}^2$$

$$Np = 0$$

$$Gp = 0 \ .$$

Una vez establecidas estas condiciones se tiene que:

a) La ecuación a utilizar es:

$$Np = \frac{N\,Boi\ \Delta'p\,(C_o\,So)}{Bo\,(1 - Sw)} \ .$$

La compresibilidad del aceite para este intervalo es:

$$C_o = \frac{2}{(Bo + Boi)} \frac{(Bo - Boi)}{(Pi - P)} \ .$$

Sustituyendo valores

$$C_o = \frac{2}{(1.6 + 1.5)} \frac{(1.6 - 1.5)}{(180 - 140)}$$

$$C_o = 1.6129\text{x}10^{-3}\,(\text{Kg/cm}^2)^{-1} \ ;$$

al sustituir en la ecuación general los valores correspondientes:

$$Np = \frac{(8\,615\,104.34)(1.5)(40)(1.6129\text{x}10^{-3})(0.75)}{(1.6)(1 - 0.25)}$$

$$Np = 521\,073.82 \text{ m}^3 \ .$$

El gas producido para esta recuperación es:

$$Gp = (521\,073.82)(120) = 62\,528\,858.4 \text{ m}^3$$

b) La recuperación se define como:

$$Rec = \frac{Np}{N} = \frac{521\,073.82}{8\,615\,104.34} = 0.06048$$

$$Rec = 6.048\% \ .$$

c) El volumen de poros a $P = 140$ Kg/cm^2 será:

De acuerdo a las condiciones del problema, el volumen de roca sólo se expande de 250 a 220 Kg/cm², por lo tanto:

$$Vpf = Vpi\ (\ 1 - C_f\ \Delta'p\ )$$

$$Vpf = \frac{N\ Boi}{1 - Swi}(\ 1 - C_f\ \Delta'p\ )$$

$$Vpf = \frac{(10x10^6)\ (1.3)}{1 - 0.25}[\ (\ 1 - (\ 3.7x10^{-3})(\ 30\ )\ ]$$

$$Vpf = 15\ 409\ 333.33\ m^3\ .$$

Dado que la roca no se expande a presiones inferiores de 220 Kg/cm² este volumen permanece constante a la presión de 140 Kg/cm².

El volumen de agua congénita a la presión de 140 Kg/cm² será:

El agua de formación se expande en el intervalo (250 a 180) Kg/cm², por lo tanto:

$$Vwf = Vwi\ (\ 1 + C_w\ \Delta'p\ )$$

$$Vwf = \frac{N\ Boi}{1 - Swi}\ Sw\ (\ 1 + C_w\ \Delta'p\ )$$

$$Vwf = \frac{(10x10^6)\ (1.3)}{1 - 0.25}\ (\ 0.25\ )\ [\ 1 - (\ 42x10^{-3}\ )(\ 70\ )\ ]$$

$$Vwf = 4\ 460\ 733.33\ m^3\ .$$

El volumen de agua a la presión de 180 Kg/cm², dado que no se expande a presiones menores, este volumen permanece constante.

Cálculo de la recuperación a cada nivel de presión:

$$Rec = \frac{Np}{N} = \frac{740\ 535.71}{10x10^6} = 0.07405$$

$$Rec = \frac{Np}{N} = \frac{1\ 384\ 895.66}{10x10^6} = 0.13849$$

$$Rec = \frac{Np}{N} = \frac{1\ 905\ 969.48}{10x10^6} = 0.19060\ .$$

Otra manera de cálculo:

$$Rec_{\ 220} = 0.07405$$

$$Rec_{180} = Rec_{220} + (1 - Rec_{220})\, Rec_{180}$$

$$Rec_{180} = 0.07405 + (1 - 0.07405)\, 0.06959$$

$$Rec_{180} = 0.13849$$

$$Rec_{140} = Rec_{180} + (1 - Rec_{180})\, Rec_{140}$$

$$Rec_{140} = 0.13849 + (1 - 0.13849)\, 0.06048$$

$$Rec_{140} = 0.19060\ .$$

Resumiendo los resultados obtenidos

P (Kg/cm²)	Producción durante el intervalo		Producción acumulada	
	Aceite(m³)	Gas(m³)	Aceite(m³)	Gas(m³)
250	0	0	0	0
220	740 535.71	88 864 285.2	740 535.71	88 864 285.2
180	644 359.95	77 323 194.0	1 384 895.66	166 187 479.2
140	521 073.82	62 528 858.4	1 905 969.48	228 716 337.6

P (Kg/cm²)	Recuperación por intervalo %	Recuperación acumulada %	volumen de poros (m³)	volumen de agua (m³)
250	0	0	17 333 333.33	---
220	7.405	7.405	15 409 333.33	4 333 333.33
180	6.959	13.849	"	4 460 733.33
140	6.048	19.060	"	"

1.3.19 Calcular la recuperación hasta la presión de burbujeo de un yacimiento con los siguientes datos:

$Pi = 500\ Kg/cm^2$ $\quad$ $Pb = 200\ Kg/cm^2$
$Boi = 1.5\ (m^3/m^3)$ $\quad$ $Bob = 1.6\ (m^3/m^3)$
$We = 0$ $\quad$ $Wp = 0$
$Swi = 0.20$
$C_w = 2.25 \times 10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$
$C_f = 5.2 \times 10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$

Solución:

Como Pi > Pb se trata de un yacimiento de aceite bajosaturado. La Ecuación de Balance de Materia para un yacimiento de este tipo es:

$$Wp\, Bw + Np\, Bo = N\, Boi\, C_e\, \Delta'p + We \quad . . . . (1)$$

Como $We = Wp = 0$

$$Np\, Bo = N\, Boi\, C_e\, \Delta'p \quad . . . . (2)$$

La recuperación se define como:

$$Rec = Np / N \quad . . . . (3)$$

Despejando de (2):

$$Np / N = Boi\ C_e\ \Delta p / Bo = Rec \quad \text{. . . . . (4)}$$

Como no se conoce C_e:

$$C_e = \frac{So_i\ C_o + Sw_i\ C_w + C_f}{So_i} \quad \text{. . . . . (5)}$$

Donde:

$$So_i = 1 - Sw_i = 1 - 0.20 = 0.80$$

$$C_o = \frac{2\ (\ Bob - Boi\ )}{(\ Bob + Boi\ )\ (\ Pi - Pb\ )} \quad \text{. . . . . (6)}$$

Sustituyendo valores:

$$C_o = \frac{2\ (\ 1.6 - 1.5\ )}{(\ 1.6 + 1.5\ )\ (\ 500 - 200\ )}$$

$$C_o = 2.151\text{x}10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1} \quad \text{. . . . . (7)}$$

Sustituyendo en (5):

$$C_e = \frac{0.8 * 2.151\text{x}10^{-4} + 0.2 * 2.25\text{x}10^{-5} + 5.2\text{x}10^{-5}}{0.8}$$

$$C_e = 2.857\text{x}10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}$$

Sustituyendo en (4):

$$Rec = \frac{1.5 * 2.857\text{x}10^{-4} * (\ 500 - 200\ )}{1.6}$$

$$Rec = 0.08035\ .$$

Expresado en porcentaje:

$$\boxed{Rec = 8.035\ \%}$$

> 1.3.20 Se tiene un yacimiento de aceite bajosaturado en $200\text{x}10^6\ m^3$ de roca con porosidad inicial de 16%, con una $Pi = 200\ Kg/cm^2$ la saturación inicial del agua es del 18%. La presión de burbujeo es de $180\ Kg/cm^2$, el factor de volumen inicial del aceite es de 1.38 y el factor de volumen del aceite a la presión de burbujeo es de 1.41; la compresibilidad de la formación es de $4\text{x}10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$ y $C_w = 3\text{x}10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$. A la presión de $180\ Kg/cm^2$ se tiene que $Rs = 180$.
>
> a) Calcular el volumen original de aceite @ c.s.
> b) Calcular la producción acumulativa de gas hasta la presión de burbujeo.
> c) ¿Cuál es la máxima cantidad de gas que se podría obtener de este yacimiento ?

Solución:

El volumen de aceite en el yacimiento es:

$$N = Voi / Boi \ .$$

Voi se puede calcular como:

$$Voi = Vr\ \phi_i\ (1 - Swi)$$

$$Voi = 200x10^6 * 0.16 * (1 - 0.18)$$

$$Voi = 26.24x10^6\ m^3\ @\ c.y.$$

Entonces:

$$N = \frac{26.24x10^6}{1.38}$$

$$\boxed{N = 19.01x10^6\ m^3.}$$

b) Por definición:

$$Rp = Gp / Np \ .$$

Despejando Gp y aplicando a la Pb:

$$Gpb = Rpb * Npb \ .$$

En las condiciones de bajosaturación:

$$Rpb = Rs = Rsi \ .$$

La Npb se puede calcular con la Ecuación de Balance de Materia:

$$Npb\ Bob = N\ Boi\ C_e\ \Delta'p \ .$$

Despejando:

$$Npb = \frac{N\ Boi\ C_e\ \Delta'p}{Bob} \ .$$

Calculando la compresibilidad efectiva:

$$C_e = \frac{2}{Bob + Boi}\ \frac{Bob - Boi}{Pi - Pb} \ .$$

$$C_e = \frac{2}{1.41 + 1.38}\ \frac{1.41 - 1.38}{200 - 180}$$

$$C_o = 1.07527x10^{-3}\ (Kg/cm^2)^{-1}$$

$$C_e = \frac{So\ C_o + Sw\ C_w + C_f}{So}$$

$$C_e = \frac{(0.82)(1.07527x10^{-3}) + (0.18)(3x10^{-5}) + 4x10^{-5}}{0.82}$$

$$C_e = 1.13x10^{-3}\ (Kg/cm^2)^{-1}\ .$$

Entonces:

$$Npb = \frac{(19.01x10^{6} * 1.38 * 9.2712x10^{-4}) * (200 - 180)}{1.41}$$

$$Npb = 420\ 721.63\ m^3\ .$$

Finalmente:

$$Gpb = 180 * 420\ 721.63$$

$\boxed{Gpb = 75\ 729\ 893.4\ m^3}$ ☑

c) El volumen máximo de gas que se podría recuperar sería aquel que se obtendría cuando la presión del yacimiento fuera nula y corresponde a la cantidad original de gas disuelto en el aceite que existe en el yacimiento.

$$Gpmáx = N\ Rsi$$

$$Gpmáx = 19.01x10^{6} * 180$$

$\boxed{Gpmáx = 3.4218x10^{9}\ m^3}$ ☑

✎ I.3.21 Se tiene un yacimiento de aceite bajosaturado con los siguientes datos:

$A = 500x10^2\ m^2$	$Pi = 210\ Kg/cm^2$	$Pb = 190\ Kg/cm^2$
$H = 10\ m$	$Boi = 1.4\ (m^3/m^3)$	$Bob = 1.44\ (m^3/m^3)$
$\phi = 18\%$	$Rsi = 120\ (m^3/m^3)$	$We = 0$
$Sw = 0.20$	$C_f = 5.2x10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$	
	$C_w = 2.25x10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$	

Determinar:
a) N
b) Np y Gp

Solución:

a) El volumen original de aceite:

$$N = Voi\ /\ Boi$$

$$Voi = A\ H\ \phi\ (1 - Sw_i)$$

$$Voi = 500x10^2 * 10 * 0.18 * (1 - 0.20)$$

$$Voi = 72\,000 \text{ m}^3$$

$$N = 72\,000 / 1.4$$

$N = 51'428.57 \text{ m}^3$

b) De la Ecuación de Balance de Materia:

$$Np = \frac{N \; Boi \; C_e \; \Delta' p}{Bo}$$

Calculando C_o:

$$C_e = \frac{So_i \, C_o + Sw_i \, C_w + C_f}{So_i}$$

$$C_o = \frac{2\,(Bob - Boi)}{(Boi + Bob)(Pi - Pb)}$$

$$C_o = \frac{2\,(1.44 - 1.40)}{(1.44 + 1.40)(210\text{-}190)}$$

$$C_o = 1.408x10^{-3} \; (Kg/cm^2)^{-1}$$

$$So = 1 - Sw = 1 - 0.20 = 0.80$$

En la ecuación de C_e:

$$C_e = \frac{0.8\,(1.408x10^{-3}) + 0.2(2.25x10^{-5}) + 5.2x10^{-5}}{0.8}$$

$$C_e = 1.479x10^{-3} \; (Kg/cm^2)^{-1}$$

Sustituyendo valores:

$$Np = \frac{51\,428.57 * 1.4 * 1.479x10^{-3} * (210\text{-}190)}{1.44}$$

$$Np = 1\,479 \text{ m}^3$$

$$Gp = Np \; Rs = 1\,479 * 120$$

$Gp = 177\,480 \text{ m}^3$

I.4 Yacimientos con entrada de agua.

I.4.1 Se tiene un yacimiento de aceite bajosaturado con un volumen original de aceite de $20x10^6$ m^3 @ c.s. Determinar la entrada neta de agua al yacimiento si se cuenta con los siguientes datos:

Pi = 250 Kg/cm^2	**$C_w = 8x10^{-5}$ $(Kg/cm^2)^{-1}$**	**Pb = 200 Kg/cm^2**
Boi = 1.35 (m^3/m^3)	**$C_f = 5x10^{-5}$ $(Kg/cm^2)^{-1}$**	**Bob = 1.38 (m^3/m^3)**
Rsi = 130 (m^3/m^3)		**Recb = 10%**
Swi = 20%		

Solución:

La entrada neta de agua se define como:

$$ENW = We - Wp\ Bw\ .$$

La Ecuación de Balance de Materia para yacimientos bajosaturados es:

$$Np\ Bo + Wp\ Bw = N\ Boi\ C_e\ \Delta'p + We\ ;$$

de donde:

$$ENW = Np\ Bo - N\ Boi\ C_e\ \Delta'p\ .$$

Además:

$$Rec = Np\ /\ N\ ,$$

de donde:

$$Np = N\ Rec$$

$$Np = 20x10^6 * 0.10 = 2x10^6\ .$$

Para calcular C_e se requiere calcular C_o y So:

$$C_o = \frac{2\ (Bob - Boi)}{(Boi + Bob)\ (\ Pi - Pb\ )}$$

$$C_o = \frac{2\ (\ 1.38 - 1.35\ )}{(\ 1.35 + 1.38\ )\ (\ 250 - 200\ )}$$

$$C_o = 4.396x10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}$$

$$So_i = 1 - Sw_i = 1 - 0.20 = 0.80$$

$$C_e = \frac{So_i\ C_o + Sw_i\ C_w + C_f}{So_i}$$

$$C_e = \frac{0.8(4.396x10^{-4}) + 0.2(8x10^{-5}) + 5x10^{-5}}{0.8}$$

$$C_e = 5.221\times10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}\ .$$

Finalmente:

$$ENW = (\ 2x10^6 * 1.38\ ) - (\ 20x10^6 * 1.35 * 5.221x10^{-4} * 50)$$

ENW = 2 055 165 m³ agua @ c.y

1.4.2 Considérese un yacimiento de aceite bajosaturado que tiene un volumen de roca de 1.8 x 10⁸ m³ con porosidad media del 25%. Se cuenta con la siguiente información:

$Pi = 300\ Kg/cm^2$	$Pb = 150\ Kg/cm^2$
$Boi = 1.33\ (m^3/m^3)$	$Bob = 1.38\ (m^3/m^3)$
$Swi = 18\%$	$We = 1.2x10^6\ m^3$
$C_w = 6x10^{-5}\ (Kg/cm^2)^{-1}$	$Wp = 300\ 000\ m^3$
$C_f = 4x10^{-5}(\ Kg/cm^2)^{-1}$	$Bw = 1.04\ (m^3/m^3)$
$C_o = 2.46x10^{-4}(\ Kg/cm^2)^{-1}$	

En una prueba de producción se midieron 8 000 BPD y 228 960 m³ de gas @ c.s. por día.
a) Calcular el volumen original de aceite @ c.s. (N)
b) ¿ Cuánto gas se habrá producido a la presión de burbujeo ?

Solución:

a)

$$N = Voi\ /\ Boi$$

$$Voi = Vr\ \phi\ (\ 1 - Swi\ )$$

$$N = Vr\ \phi\ (\ 1 - Swi\ )\ /\ Boi$$

$$N = [\ 1.8x10^8 * 0.25 * (\ 1 - 0.18\ )\ ]\ /\ 1.33$$

N = 27 744 361 m³

b) La relación gas aceite acumulativa es:

$$Rp = Gp\ /\ Np$$

Durante la etapa de bajosaturación: $Rp = R = Rsi$.

Entonces:

$$R = \frac{q_g}{q_o} = \frac{Gp}{Np}\ ,$$

de donde:

$$Gp = Np\ \frac{q_g}{q_o}$$

De la Ecuación de Balance de Materia:

$$Np = \frac{N\ Boi\ C_e\ \Delta'p + We - Wp\ Bw}{Bo}$$

$$C_e = \frac{So_i\ C_o + Sw_i\ C_w + C_f}{So_i}$$

$$C_e = \frac{0.82(2.46x10^{-4}) + 0.18(6x10^{-5}) + 4x10^{-5}}{0.82}$$

$$C_e = 3.08x10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}\ .$$

Entonces:

$$Np = \frac{27\ 744\ 361 * 1.33 * 3.08x10^{-4} * (\ 300 - 150) + 1.2x10^6 - 0.3x10^6 * 1.04}{1.38}$$

$$Np = 1\ 878\ 826.09\ m^3\ .$$

Finalmente:

$$Gp = 1\ 878\ 828.09\ \frac{228\ 960}{8000 * 0.159}$$

$\boxed{Gp = 338.189x10^6\ m^3}$ ☑

> ✎ I.4.3. En un yacimiento de aceite bajosaturado se tienen los siguientes datos del comportamiento, de las propiedades de los fluidos y la roca mostrados en la tabla 1. Se desea :
>
> a) Determinar el volumen de aceite original (N) suponiendo que no hay entrada de agua.
>
> b) Suponiendo que la estimación posterior de N, obtenida por métodos volumétricos es de 7.5 MMbls es correcta, determinar el volumen de agua que habrá entrado al yacimiento para la presión de 4600 psia.
>
> ***Tabla 1*** :

Pi = 5000 psia	$C_o = 4.0\ x10^{-6}\ psi^{-1}$	Np = 100 000 bls
Boi = 1.51(pie^3/pie^3)	$C_w = 3.2\ x10^{-6}\ psi^{-1}$	Bo = 1.52 (pie^3/pie^3)
Swi = 0.25	$C_f = 4.0\ x10^{-6}\ psi^{-1}$	P = 4600 psia
ϕ = 0.16	Wp = 0	

Solución :

a) La Ecuación de Balance de Materia para este caso es :

$$N\ Boi\ C_e\ \Delta'p = Np\ Bo + Wp\ Bw - We\ .$$

Para obtener C_e :

$$C_e = \frac{C_o\ So_i + C_w\ Sw_i + C_f}{So_i}$$

$$So_i = 1 - Swi = 1 - 0.25 = 0.75 \ .$$

Sustituyendo :

$$C_e = \frac{(4.0x10^{-6} * 0.75) + (3.2x10^{-6} * 0.25) + 4.0x10^{-6}}{0.75}$$

$$C_e = 1.04x10^{-5} \ psi^{-1} \ .$$

Despejando N de la Ecuación de Balance de Materia y sustituyendo

$$N = \frac{Np \ Bo}{Boi \ C_e \ \Delta' p} = \frac{100\,000\,(1.52)}{1.51\,(1.04x10^{-5})\,(400)} = 24\ 197\ 656.65 \text{ bls}$$

N= 24 197 656.65 bls ☑

b) De la Ecuación de Balance de Materia

$$We = Np \ Bo + Wp \ Bw - N \ Boi \ C_e \ \Delta' p \ .$$

como Wp Bw = 0 entonces

$$We = Np \ Bo - N \ Boi \ C_e \ \Delta' p \ .$$

Sustituyendo:

$$We = 100\,000\,(1.52) - 7.5x10^{6}\,(1.51)\,(1.04x10^{-5})\,(400)$$

We = 104 888 bls ☑

1.4.4 De un yacimiento hipotético se tienen los siguientes datos de producción y PVT:

P (Kg/cm^2)	Bo (m^3/m^3)	Rs (m^3/m^3)
320	1.30	140
300	1.33	
280	1.37	
260	1.43	

$C_w = 15.4x10^{-6} \ (Kg/cm^2)^{-1}$
$C_f = 8x10^{-6} \ (Kg/cm^2)^{-1}$
Swi= 0.25

t (días)	P(Kg/cm^2)	Np (m^3)
0	320	0
100	300	200 000
180	300	390 000
250	300	570 000

Se deduce que existe una fuerte entrada de agua al yacimiento. Suponga que la entrada de agua comienza en forma instantánea a partir de P = 300 Kg/cm^2.

Determinar:

a) El volumen de agua que ha entrado al yacimiento para cada intervalo de tiempo.
b) La recuperación total de aceite cuando t = 250 días.
c) El volumen de gas remanente en el yacimiento @ c.s.
d) Los índices de empuje totales para el primer período.
e) El volumen de poros en el yacimiento cuando t = 250 días.

Solución:

a)

Del comportamiento de Bo se deduce que se trata de un yacimiento de aceite bajosaturado (no hay datos de producción de agua; se supone Wp=0 para todos los períodos). La Ecuación de Balance de Materia en este caso es:

$$N\ Boi\ C_e\ \Delta'p + We = Np\ Bo\ .$$

De 0 a 100 días:

$$We = 0\ (\text{ Comienza hasta } P = 300\ Kg/cm^2)\ .$$

De 100 a 180 días : $P = cte$; $\Delta'p = 0.0$

$$We = \Delta Np\ Bo$$

$$We = (\ 390\,000 - 200\,000\ ) * 1.33$$

$$We = 0.2527 \times 10^6\ m^3\ .$$

De 180 a 250 días : ($\Delta'p = 0$)

$$\Delta We = \Delta Np\ Bo$$

$$\Delta We = (570\,000 - 390\,000) * 1.33$$

$$\Delta We = 0.2394 \times 10^6$$

$$We_{250} = We_{180} + \Delta We = (\ 0.2527 + 0.2394\ ) \times 10^6$$

$$We_{250} = 492\ 100\ m^3\ .$$

Resumiendo:

t(días)	We(m³)
0	0
100	0
180	252700
250	492100

b) La recuperación es:

$$Rec = Np\ /\ N\ .$$

N lo podemos obtener con la Ecuación de Balance de Materia de 0 a 100 días, donde existe una $\Delta'p$ y no hay entrada de agua.

$$N = \frac{Np\ Bo}{Boi\ C_e\ \Delta'p}\ .$$

Calculando la compresibilidad efectiva:

$$C_e = \frac{So_i\ C_o + Sw_i\ C_w + C_f}{So_i}$$

$$C_o = \frac{2\,(Bo - Boi)}{(Boi + Bob)\,(Pi - Pb)}$$

$$C_o = \frac{2\,(1.33 - 1.3)}{(1.33 + 1.3)\,(320 - 300)}$$

$$C_o = 1.14068\text{x}10^{-3}\,(Kg/cm^2)^{-1}$$

$$C_e = \frac{0.7(\,1.14068\text{x}10^{-3}\,) + 0.25(15.4\text{x}10^{-5}) + 8\text{x}10^{-5}}{0.75}$$

$$C_e = 1.2226\text{x}10^{-3}\,(Kg/cm^2)^{-1}\ .$$

Resolviendo para N:

$$N = \frac{200\,000 * 1.33}{1.3 * 1.2226\text{x}10^{-3} * (\,320 - 300\,)}\ .$$

$$N = 8\,368\,042.885\text{m}^3\ .$$

Por último:

$$Rec = \frac{5.7\text{x}10^5}{8\,368\,042.885}$$

Rec = 0.068116 ☑

c) El volumen de gas remanente es:

$$Vgr = (\,N - Np\,)\,Rs$$

$$Vgr = (\,8\,368\,042.885 - 5.7\text{x}10^5\,) * 140$$

$Vgr = 1.091726\text{x}10^9\ m^3$ @ c.s. ☑

d) El índice de empuje por expansión del sistema roca-fluidos es:

$$A = \frac{N\ Boi\ C_e\ \Delta'p}{Np\ Bo}$$

$$\Delta'p = Pi - P = 320 - 300 = 20$$

$$A = \frac{8\,368\,042.885 * 1.3 * 1.2226\text{x}10^{-3} * 20}{5.7\text{x}10^5 * 1.33}$$

$$A = 0.3508772\ .$$

Entonces el 35% de la producción se debe a la expansión del sistema roca-fluidos:

El índice de empuje por entrada de agua es:

$$B = \frac{We - Wp\ Bw}{Np\ Bo}$$

$$B = \frac{492\ 100 - 0}{5.7x10^{5} * 1.33}$$

B=0.64913 Debido al 64.913% de la producción se debe a la entrada de agua al yacimiento

e) Para calcular el volumen poroso, se considera solamente el volumen en la zona de aceite y que We satura completamente los poros invadidos de agua:

$$Vpf = Vpi\ (\ 1 - C_f\ \Delta'p\ ) - We$$

$$Vpi = N\ Boi\ /\ (\ 1 - Swi\ )$$

$$Vpi = \frac{8\ 368\ 042.885 * 1.3}{0.75} = 14.504607x10^{6}\ m^{3}$$

$$Vpf = 14.504607x10^{6} * (\ 1 - 8x10^{-5} * 20\ ) - 492\ 100$$

Vpf = 13 989 300.3 m^3

↳ 1.4.5 ¿ Qué recuperación se obtiene en la zona invadida de un yacimiento de aceite bajosaturado en que se mantiene su presión por entrada de agua (P = cte = Pi), si después de producir 500 000 m^3 de aceite @ c.s., el volumen de roca invadida por agua resultó $Vr = 10.74 \times 10^{6}\ m^{3}$ de roca?

$Boi = 1.2\ (m^3/m^3)$	$\phi = 0.2$	$Wp = 0$
$Bo = 1.1\ (m^3/m^3)$	$Swc = 0.3$	

Solución:

La Ecuación de Balance de Materia es:

$$Np\ Bo + Wp\ Bw = N\ Boi\ C_e\ \Delta'p + We\ .$$

Como

$$Wp = 0 \qquad y \qquad \Delta'p = 0$$

$$Np\ Bo = We\ .$$

Además, como la presión no cambia, Boi permanece constante.

$$Np\ Boi = We\ .$$

Por otro lado:

$$\phi = \frac{Vol.\ de\ poros}{Vol.\ de\ roca}$$

Entonces:

$$Vp_{invadido} = \phi \, Vr_{invadido}$$

$$Vp_{invadido} = 0.20 * 10.74x10^6$$

$$Vp_{invadido} = 2\ 148\ 000 \ m^3$$

El volumen de aceite en la zona invadida (Vo_{ziw}) es:

$$Vo_{ziw} = Vp_{invadido} * (1 - Swc)$$

$$Vo_{ziw} = 2\ 148\ 000 * (1 - 0.30)$$

$$Vo_{ziw} = 1.5036x10^6 \ m^3 \text{ @ c.y.}$$

Para tenerlo a condiciones estándar:

$$N_{ziw} = \frac{Vo_{ziw}}{Boi} = \frac{1.5036x10^6}{1.2}$$

$$N_{ziw} = 1.253x10^6 \ m^3 \text{ @ c.s.}$$

Entonces la recuperación en la zona invadida es:

$$Rec_{ziw} = \frac{Np}{N_{ziw}} = \frac{5x10^5}{1.253x10^6}$$

$$Rec_{ziw} = 0.399$$

$\boxed{Rec_{ziw} = 39.9 \ \%}$ ☑

I.4.6 Se desea calcular la eficiencia volumétrica del agua (EVW) en un yacimiento que contiene aceite bajosaturado. Durante el primer año de explotación se determinó a partir de la medición del contacto agua-aceite, que el volumen de roca invadido por agua era de $6.25x10^6$ m^3. La porosidad promedio es de 25%, la saturación crítica de agua es de 30%. Además se sabe que la entrada neta de agua al yacimiento fue de 500 000 m^3 y simulando en laboratorio las condiciones de desplazamiento se determinó que la saturación de aceite residual en la zona lavada por agua (Sorzl) es de 30%.

Solución:

Por definición:

$$EVW = \frac{\text{Vol. de roca de la zona lavada}}{\text{Vol. de roca en la zona invadida}}$$

$$EVW = Vrzl \,/\, Vrzi$$

La saturación de agua de invasión en la zona es:

$$Swizl = 1 - Swc - Sorzi$$

$$Swizl = 1 - 0.30 - 0.30 = 0.40 \;.$$

Esta saturación también se puede escribir como:

$$Swizl = \frac{\text{Vol. de agua de invasión}}{\text{Vp invadido}} \;.$$

De donde:

$$\text{Vp invadido} = \frac{We - Wp\ Bw}{Swizl}$$

$$\text{Vp invadido} = \frac{500\,000}{0.40} = 1\,250\,000\ m^3 \;.$$

La porosidad en la zona lavada se define como:

$$\phi = \frac{\text{Vp invadido}}{Vrzl} \;.$$

de donde:

$$Vrzl = \frac{\text{Vp invadido}}{\phi}$$

$$Vrzl = \frac{1\,250\,000}{0.25} = 5\,000\,000\ m^3 \;.$$

Finalmente:

$$EVW = \frac{5\,000\,000}{6\,250\,000} = 0.8$$

***EVW = 0.8 Es la eficiencia volumétrica**

I.5 Ecuación de Balance de Materia presentada como la ecuación de una línea recta

I.5.1 Se tiene la siguiente información de un yacimiento de aceite bajosaturado en el que la entrada de agua es despreciable:

$$Bo = 1.3192 - 0.000217\ P\ (m^3/m^3)$$

P (Kg/cm^2)	Np (m^3)	Wp (m^3)
460	0	0
451	23200	597
402	572319	23238
330	1711146	55384

Bw =1.048 (m^3/m^3) ; ϕ = 15% ; Swi = 41% ; sal 100 000 ppm; Ty = 119 °F

Usando el método de la línea recta Obtener el volumen original de aceite en el yacimiento.

Solución:

Como existe entrada de agua la Ecuación de Balance de Materia es:

$$Np\ Bo + Wp\ Bw = N\ Boi\ C_e\ \Delta'p$$

Que se puede escribir como:

$$y = N\ x$$

con:

$$y = Np\ Bo + Wp\ Bw \quad ; x = Boi\ C_e\ \Delta'p$$

Que es la ecuación de una recta que pasa por el origen y con pendiente N.

Para resolver, se requiere de una compresibilidad efectiva, se calculará un promedio para todo el período de explotación considerado:

Calculando el Bo:

P	Bo (m^3/m^3)
460	1.219
451	1.221
402	1.232
330	1.247

Para calcular la compresibilidad efectiva:

$$C_e = \frac{2\ (Bo - Boi)}{(Bo + Boi)\ (Pi - P)}$$

$$C_e = \frac{2\ (1.247 - 1.219)}{(1.247 + 1.219)\ (460 - 330)}$$

$$C_e = 1.747\times10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}$$

Del apéndice A:

De la correlación de Dodson y Standing:

Con $p = 395\ Kg/cm^2$, $Ty = 120\ °F$ y salinidad = 100 000 ppm

De la figura A.1:

$$Rswp = 3.9$$

De la figura A.2:

$$Rsw / Rswp = 0.65$$

De donde:

$$Rsw = 0.65 * Rswp = 0.65 * 3.9$$

$$Rsw = 2.535$$

De la figura A.3:

$$C_{wp} = 46.5x10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$$

De la figura A.4:

$$C_w / C_{wp} = 1.13$$

Con lo cual:

$$C_w = 1.13 * Cwp = 1.13 * 46.5x10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$$

$$C_w = 52.54x10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$$

De la figura A.5: con $\phi = 15\%$

$$C_f = 56x10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$$

Finalmente la C_e:

$$C_e = \frac{So\ C_o + Sw\ C_w + C_f}{So}$$

Sustituyendo valores:

$$C_e = \frac{0.59(1.747x10^{-4}) + 0.41(52.54x10^{-6}) + 56x10^{-6}}{0.59}$$

$$C_e = 3.061x10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}$$

Resumiendo los resultados en una tabla:

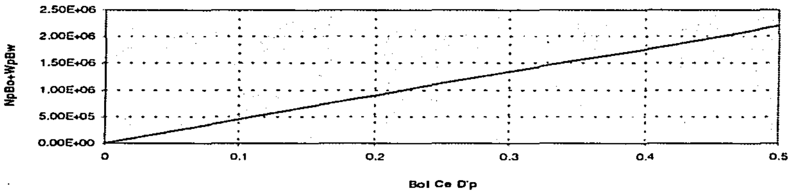
P	Np Bo + Wp Bw	Boi Ce Δ'p
450	0.0	0.0
451	0.289×10^{5}	3.36×10^{-3}
402	8.415×10^{5}	21.64×10^{-3}
330	21.918×10^{5}	48.51×10^{-3}

En la figura I.1. se presenta la gráfica de las dos últimas columnas y ajustando una recta a los puntos graficados, se calculó su pendiente de la siguiente manera:

$$N = \frac{21.918\times10^{5} - 0.0}{48.51\times10^{-3} - 0.0}$$

N = 45 182 436.61 m³

FIGURA I.1
EBM PRESENTADA COMO LA SOLUCIÓN DE UNA LÍNEA RECTA



I.5.2 Se desea calcular N y We en un yacimiento de aceite bajosaturado del cual se tiene la siguiente información:

P (Kg/cm²)	Np (m³)	Bo (m³/m³)
Pi = 350	0	1.295
345	11500	1.296
340	30500	1.298
335	75000	1.300

Wp = 0.0 $\quad$ $C_e = 30\times10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$

Solución:

La Ecuación de Balance de Materia para yacimientos de aceite bajosaturado es:

$$Np\ Bo + Wp\ Bw = N\ Boi\ C_e\ \Delta'p + We\ ,$$

de donde ($Wp = 0$):

$$N = \frac{Np\ Bo}{Boi\ C_e\ \Delta' p} - \frac{We}{Boi\ C_e\ \Delta' p}\ .$$

Haciendo:

$$\frac{Np\ Bo}{Boi\ C_e\ \Delta' p} = N'$$

$$N = N' - \frac{We}{Boi\ C_e\ \Delta' p} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad (A)$$

Así graficando N' vs. Np, se obtiene N como la ordenada al origen y We se calcula con la expresión anterior:

Calculando:

A 350 Kg/cm^2

$$N' = 0\ .$$

A 345 Kg/cm^2

$$Boi\ C_e = 1.295 * 30\text{x}10^{-6} = 38.85\text{x}10^{-6}$$

$$N' = \frac{11500 * 1.296}{38.85\text{x}10^{-6} * (350 - 345)}$$

$$N' = 76\ 725\ 868.73\ .$$

A 340 Kg/cm^2:

$$N' = \frac{30\ 500 * 1.298}{38.85\text{x}10^{-6} * (350 - 340)}$$

$$N' = 101.902187\text{x}10^{6}$$

A 345 Kg/cm^2:

$$N' = \frac{75\ 000 * 1.3}{38.85\text{x}10^{-6} * (350 - 335)}$$

$$N' = 167.310167\text{x}10^{6}\ .$$

Resumiendo:

P	$N'\text{x}10^6$	
350	0.000	☑
345	76.72586873	☑
340	101.90212187	☑
335	167.31016730	☑

Estos valores se presentan graficados en la figura I.2 de donde se obtiene:

$$N = 58x10^6\ m^3\ .$$

Calculando We:

De la ecuación (A):

$$We = (\ N' - N\ )\ Boi\ C_e\ \Delta' p\ .$$

A 350 Kg/cm^2:

$\boxed{We = 0}$

A 345 Kg/cm^2:

$$We = (0.767X10^8 - 60x10^6) * 38.85x10^{-6} * (350 - 345)$$

$\boxed{We = 3\,249\ m^3}$

A 340 Kg/cm^2:

$$We = (1.019X10^8 - 60x10^6) * 38.85x10^{-6} * (350 - 340)$$

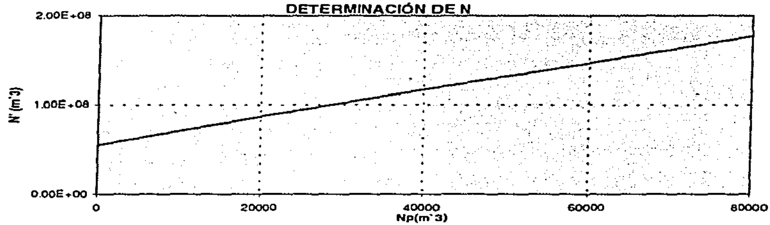
$\boxed{We = 16\,279\ m^3}$

A 335 Kg/cm^2:

$$We = (1.673X10^8 - 60x10^6) * 38.85x10^{-6} * (350 - 335)$$

$\boxed{We = 62\,535\ m^3}$

FIGURA I.2
DETERMINACIÓN DE N



1.6 Índices de empuje.

✎ **1.6.1. Un yacimiento de aceite bajosaturado, sin entrada de agua, tiene un volumen original de aceite de $20x10^6$ m^3 @ c.y., además se cuenta con la siguiente información:**

P(Kg/cm²)	Bo (m³/m³)	Gp(m³)	
Pi 220	1.30	0	Ty = 80°C
P_1 200	1.35	$90x10^6$	ϕ = 0.22
P_2 180	1.43	$167x10^6$	salinidad = 60 000 ppm
			Sw = 30%

Determinar:

a) El volumen de aceite producido cuando P_1 y P_2.

b) Si se trata de un yacimiento volumétrico ¿ Qué volumen original de aceite @ c.s. se debería tener para producir el mismo volumen de aceite que se determino a la P_2 en el inciso anterior?

c) El factor de recuperación a P_2 tanto con el inciso a) como con el inciso b).

d) Determinar el volumen inicial de poros.

e) Los índices de empuje comprendidos en el periodo de P_1 a P_2.

Solución:

a) La Ecuación de Balance de Materia para este caso es:

$$Np\ Bo = N\ Boi\ C_e\ \Delta p\ .$$

Para $P_1 = 200$ Kg/cm² ($\Delta p = 20$):

$$Np = \frac{N\ Boi\ C_e\ \Delta p}{Bo} \quad \ldots\ldots\ldots (1)$$

De la correlación de Standing y Dodson:

$$P_{media} = 220 + 200 / 2 = 210\ Kg/cm^2\ ,$$

entrando a la gráfica A.1 con P_{media} y T

$$Rswp = 2.5\ ,$$

de la gráfica A.2 entrando con la salinidad y la temperatura

$$Rsw / Rswp = 0.715 \quad \Rightarrow \quad Rsw = Rswp*0.715\ ,$$

sustituyendo

$$Rsw = 1.7875\ .$$

ahora entrando con T y P_{media} a la gráfica A.3

$$Cwp = 42.8x10^{-6}\ ,$$

de la gráfica A.4 entrando con el valor de Rsw

$$Cw / Cwp = 1.07 \quad \Rightarrow \quad Cw = Cwp * 1.07\ .$$

Sustituyendo

$$C_w = 42.8x10^{-6} * 1.07 = 45.796x10^{-6} \ (Kg/cm^2)^{-1} \ .$$

con la porosidad de la gráfica A.5

$$C_f = 50x10^{-6} \ (Kg/cm^2)^{-1} \ .$$

para la compresibilidad del aceite se tiene:

$$C_o = \frac{2 \ (Bo - Boi)}{(Bo+Boi) (Pi - P_1)} \ .$$

Sustituyendo valores :

$$C_o = \frac{2 \ (1.35 - 1.30)}{(1.35+1.30) \ (220 - 200)}$$

$$C_o = 1.88679x10^{-3} \ (Kg/cm^2)^{-1} \ .$$

Para la saturación de aceite

$$So_i = 1 - Swi = 1 - 0.3 = 0.7 \ .$$

Sustituyendo en la ecuación de C_e:

$$C_e = \frac{So \ C_o + Sw \ C_w + C_f}{So}$$

$$C_e = \frac{0.7 * (1.88679x10^{-3}) + 0.3 * (45.796x10^{-6}) + 50x10^{-6}}{0.7}$$

$$C_e = 1.9778x10^{-3} \ (Kg/cm^2)^{-1} \ .$$

Sustituyendo en la Ec.(1):

$$Np = \frac{20x10^6 * 1.3 * 1.9778x10^{-3} * 20}{1.35}$$

$$Np = 761 \ 819.2593 \ m^3 \ .$$

Para $P_2 = 180$ Kg/cm^2 $\quad (\Delta'p = 40)$:

$$Np = \frac{N \ Boi \ C_e \ \Delta'p}{Bo} \ .$$

De la correlación de Standing y Dodson:

$$P_{media} = 220 + 180 / 2 = 200 \ Kg/cm^2 \ .$$

entrando a la gráfica A.1 con P_{media} y T

$$Rswp = 2.6 \ .$$

de la gráfica A.2 entrando con la salinidad y la temperatura

$$Rsw / Rswp = 0.715 \quad \Rightarrow \quad Rsw = Rswp * 0.715 \ .$$

Sustituyendo

$$Rsw = 1.859$$

ahora entrando con T y P_{media} a la gráfica A.3

$$Cwp = 43x10^{-6} \ ,$$

de la gráfica A.4 entrando con el valor de Rsw

$$Cw / Cwp = 1.075 \quad \Rightarrow \quad Cw = Cwp * 1.075 \ .$$

Sustituyendo

$$C_w = 43x10^{-6} * 1.07 = 46.225x10^{-6} \ (Kg/cm^2)^{-1} \ .$$

con la porosidad de la gráfica A.5

$$C_f = 50x10^{-6} \ (Kg/cm^2)^{-1} \ .$$

Para la compresibilidad del aceite se tiene:

$$C_o = \frac{2 \ (Bo - Boi)}{(Bo+Boi) \ (Pi - P_1)} \ .$$

Sustituyendo valores :

$$C_o = \frac{2 \ (1.43 - 1.30)}{(1.43+1.30) \ (220 - 180)}$$

$$C_o = 2.3809x10^{-3} \ (Kg/cm^2)^{-1} \ .$$

Para la saturación de aceite

$$So_i = 1 - Swi = 1 - 0.3 = 0.7 \ .$$

Sustituyendo en la ecuación de C_e:

$$C_e = \frac{So_i \ C_o + Sw_i \ C_w + C_f}{So_i}$$

$$C_e = \frac{0.7 * (2.3809x10^{-3}) + 0.3 * (46.225x10^{-6}) + 50x10^{-6}}{0.7}$$

$$C_e = 2.47214x10^{-3}\ (Kg/cm^2)^{-1}\ .$$

Sustituyendo en la Ec.(1):

$$Np = \frac{20x10^{6} * 1.3 * 2.47214x10^{-3} * 40}{1.43}$$

$\boxed{Np = 1\ 797\ 920\ m^3}$ ☑

b) La Ecuación de Balance de Materia para yacimientos volumétricos es:

$$Np\ Bo = N\ (\ Bo - Boi\ )\ .$$

de donde:

$$N = \frac{Np\ Bo}{Bo - Boi}$$

$$N = \frac{898\ 960 * 1.43}{1.43 - 1.3}$$

$\boxed{N = 19\ 777\ 120\ m^3}$ ☑

c) La recuperación se calcula de la siguiente forma:

$$Rec = Np\ /\ N$$

para el inciso a)

$$Rec = 1\ 797\ 920\ /\ 20x10^{6} = 0.089896$$

$\boxed{Rec = 8.9896\%}$ ☑

para el inciso b)

$$Rec = 1\ 797\ 920\ /\ 19\ 777\ 120 = 0.09091$$

$\boxed{Rec = 9.091\ \%}$ ☑

d) Para el volumen inicial de poros:

$$Vpi = \frac{N\ Boi}{So}$$

$$Vpi = \frac{20x10^6 \ (1.3)}{0.7} = 37.14x10^6 \ m^3$$

$\boxed{Vpi = 37.14 \times 10^6 \ m^3}$

e) Los índices de empuje comprendidos en el periodo de P_1 a P_2

Índice de empuje debido a la expansión de la roca:

$$\frac{Er}{Np \ Bo} = \frac{Vpi \ C_f \ \Delta'p}{Np \ Bo}$$

$$\frac{Er}{Np \ Bo} = \frac{37.14x10^6 \ (50x10^{-6}) \ (40)}{1\ 797\ 920 \ (1.43)} = 0.2.8893$$

Índice de empuje por la roca = 2.8893%

- Índice de empuje debido a la expansión del agua congénita:

$$\frac{Ew}{Np \ Bo} = \frac{Vpi \ Sw \ C_w \ \Delta'p}{Np \ Bo}$$

$$\frac{Ew}{Np \ Bo} = \frac{37.14x10^6 \ (0.3)(46.225x10^{-6}) \ (40)}{1\ 797\ 920 \ (1.43)} = 0.008013$$

Índice de empuje por expansión del agua congénita = 0.8013%

Índice de empuje debido a la expansión de aceite con gas disuelto:

$$\frac{Eo}{Np \ Bo} = \frac{Vpi \ So \ C_o \ \Delta'p}{Np \ Bo}$$

$$\frac{Eo}{Np \ Bo} = \frac{37.14x10^6 \ (0.7)(2.38x10^{-3}) \ (40)}{1\ 797\ 920 \ (1.43)} = 0.96265$$

Índice de empuje por expansión de aceite con gas disuelto = 96.265%

I.6.2 Se cuenta con la siguiente información de un yacimiento:

P (Kg/cm^2)	Bo (m^3/m^3)	Rs (m^3/m^3)
200	1.21	110
160	1.30	

$Sw = 0.15$
$N = 125x10^6$ bls
$C_w = 7.3x10^{-6} \ (lb/pg^2)^{-1}$
$C_e = 18.38x10^{-6} \ (Kg/cm^2)^{-1}$

Determinar:

a) La variación del volumen poroso de 200 a 160 Kg/cm^2.

b) El porcentaje de producción debido a esa variación del volumen poroso.

Solución:

a) La ecuación de la variación del volumen poroso es:

$$Vp_f = Vpi\,(\,1 - C_f\,\Delta'p\,)\ ,$$

de donde:

$$\Delta Vp = Vpi - Vpf = Vpi\,C_f\,\Delta'p\ . \qquad \text{(A)}$$

La C_f la podemos obtener de la C_e:

$$C_e = \frac{So_i\,C_o + Sw_i\,C_w + C_f}{So_i}\ .$$

de donde:

$$C_f = So_i\,(\,C_e - C_o) - Sw_i\,C_w\ .$$

Calculando la C_o:

$$C_o = \frac{2\,(\,Bo - Boi\,)}{(Bo + Boi)\,(Pi - P)}$$

$$C_o = \frac{2\,(\,1.30 - 1.21\,)}{(1.30 + 1.21)\,(200 - 160)}$$

$$C_o = 1.792828\text{x}10^{-3}\,(Kg/cm^2)^{-1}$$

$$So_i = 1 - Sw_i = 1 - 0.15 = 0.85\ .$$

Entonces:

$$C_f = 0.85(18.38\text{x}10^{-4} - 1.792828\text{x}10^{-3}) - 0.15(7.3\text{x}10^{-6} * 14.22)$$

$$C_f = 2.28253\text{x}10^{-5}\,(Kg/cm^2)^{-1}\ .$$

Por otro lado:

$$Vpi = \frac{N\,Bo}{1 - Swi}$$

$$Vpi = \frac{125\text{x}10^6 * 0.159 * 1.21}{0.85}$$

$$Vpi = 28.29264\text{x}10^6\ m^3\ .$$

Sustituyendo en A:

$$\Delta Vp = 28.29264\text{x}10^{6} * 2.28253\text{x}10^{-5} * (200 - 160)$$

$\Delta Vp = 25831.52$ m^3 es la variación del volumen poroso. ☑

b) El porcentaje de producción debido a ΔVp es:

$$X = \frac{\Delta Vp}{Np\ Bo} \text{x } 100 \ .$$

De la Ecuación de Balance de Materia:

$$Np\ Bo = N\ Boi\ C_e\ \Delta' p$$

$$Np\ Bo = 125\text{x}10^{6} * 0.159 * 1.21 * 18.38\text{x}10^{-4} * (200 - 160)$$

$$Np\ Bo = 1\ 768\ 064.1 \text{ m}^3 \ .$$

Entonces:

$$X = \frac{25831.52}{1\ 768\ 064.1} \text{x } 100$$

$X = 1.461$ % es el porcentaje de producción debido a la variación del volumen poroso. ☑

I.6.3 Un yacimiento de aceite bajosaturado tiene un volumen original de 65x10^6 m^3 @ c.y. Se dispone de la siguiente información:

$Pi = 200$ Kg/cm^2	$Swi = 20\%$
$Rsi = 150$ (m^3/m^3)	$\phi i = 15\%$
$C_w = 2.5\text{x}10^{-5}$ (Kg/cm^2)$^{-1}$	$Pb = 160$ (Kg/cm^2)
$C_f = 2.8\text{x}10^{-6}$ (lb/pg^2)$^{-1}$	$Bob = 1.35$ (m^3/m^3)
$C_e = 9.9965\text{x}10^{-4}$ (Kg/cm^2)$^{-1}$	

Determinar:

a) El porcentaje de la producción debido a la expansión de:
- **la roca**
- **el agua congénita**
- **el aceite con gas disuelto**

b) El volumen de poros a la Pb.

c) La porosidad a Pb.

Solución:

a) Aplicando la Ecuación de Balance de Materia:

$$Np\ Bo = N\ Boi\ C_e\ \Delta' p \ .$$

De los datos:

$$N\ Boi = 65\text{x}10^{6}$$

$$\Delta' p = 200 - 160 = 40$$

Entonces:

$$Np\ Bo = 65x10^{6} * 9.9965x10^{-4} * 40$$

$Np\ Bo = 2\ 599\ 090$ es la producción total .

Producción por la expansión de la roca (en porcentaje):

$$\frac{Er}{Np\ Bo} = \frac{Vpi\ C_f\ \Delta'p}{Np\ Bo}\ x\ 100$$

$$Vpi = Voi\ /\ So_i = 65x10^{6}\ /\ (1 - 0.20)$$

$$Vpi = 81.25x10^{6}$$

$$\frac{Er}{Np\ Bo} = \frac{81.25x10^{6} * 2.8x10^{-6} * 14.22 * 40}{2\ 599\ 090}\ x\ 100$$

Er / Np Bo = 4.9787 % ☑

El porcentaje de producción debido a la expansión del agua congénita es:

$$\frac{Ew}{Np\ Bo} = \frac{Vpi\ Sw_i\ C_w\ \Delta'p}{Np\ Bo}\ x\ 100$$

$$\frac{Ew}{Np\ Bo} = \frac{81.25x10^{6} * 0.20 * 2.5x10^{-5} * 40}{2\ 599\ 090}\ x\ 100$$

Ew / Np Bo = 0.62522 % ☑

El porcentaje de producción debido a la expansión del aceite con gas disuelto es:

$$\frac{Eo}{Np\ Bo} = \frac{Vpi\ (1-Sw_i)\ C_o\ \Delta'p}{Np\ Bo}\ x\ 100$$

C_o se puede obtener de C_e:

$$C_o = \frac{So_i\ C_e - Sw_i\ C_w - C_f}{So_i}$$

$$C_o = \frac{0.80 * (9.9965x10^{-4}) - 0.20 * (2.5x10^{-5}) - (2.8x10^{-6} * 14.22)}{0.80}$$

$$C_o = 9.4363x10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}$$

$$\frac{Eo}{Np\ Bo} = \frac{81.25x10^{6} * (1 - 0.20) * (9.4363x10^{-4} * 40)}{2\ 599\ 090}\ x\ 100$$

$Eo / Np\ Bo = 94.3968\ \%$ ☑

b) El volumen porosos a Pb:

$$Vp = Vpi\ (\ 1 - C_f\ \Delta'p\ )$$

$$Vp = 81.25x10^6\ (\ 1 - (\ 2.8x10^{-6} * 14.22 * 40))$$

$Vp = 81.120598x10^6$ a Pb ☑

c) La porosidad a Pb:

$$\phi = \phi i\ (\ 1 - C_f\ \Delta'p\ )$$

$$\phi = 0.15\ (\ 1 - (\ 2.8x10^{-6} * 14.22 * 40\ )$$

$$\phi = 0.1497611$$

$\phi = 14.97611\ \%$ ☑

✎ I.6.4 Se tienen los siguientes datos de un yacimiento de aceite bajosaturado:

$Np = 1x10^6\ m^3$ @ c.s.	**$Pi = 240\ Kg/cm^2$**
$Bo_{170} = 1.3\ (m^3/m^3)$	**$P = 170\ Kg/cm^2$**
$C_e = 4.2x10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}$	

Encontrar el volumen original de aceite a condiciones de yacimiento y la entrada neta de agua si se sabe que el índice de empuje por expansión del sistema roca-fluido (A) tiene un valor de 0.80.

Solución:

Por definición A es el empuje total debido a la expansión del sistema roca-fluidos y B es el empuje por entrada de agua al yacimiento, de tal manera que:

$$A + B = 1 \quad \dots\dots\dots\dots\dots \quad (A)$$

$$A = \frac{N\ Boi\ C_e\ \Delta'p}{Np\ Bo} \quad \dots\dots\dots\dots\dots \quad (B)$$

$$B = \frac{We - Wp\ Bw}{Np\ Bo} \quad \dots\dots\dots\dots\dots \quad (C)$$

De (B):

$$N\ Boi = \frac{A\ Np\ Bo}{C_e\ \Delta'p}$$

$$N\ Boi = \frac{0.80 * 10^6 * 1.3}{4.2x10^{-4}\ (\ 240 - 170\ )}$$

$$N\ Boi = 35\ 374\ 149.66\ m^3\ @\ c.y.$$

De (A):

$$B = 1 - A = 1 - 0.80 = 0.20\ .$$

De (C):

$$We - Wp\ Bw = B\ Np\ Bo$$

$$We - Wp\ Bw = 0.20 * 10^6 * 1.3$$

$We - Wp\ Bw = 0.26x10^6\ m^3$ agua @ c.y. es la entrada neta de agua al yacimiento ☑.

I.6.5 De un yacimiento de aceite bajosaturado se tiene la siguiente información:

Volumen original = $500x10^6\ m^3$ @ c.y.
$Pi = 250\ Kg/cm^2$ | **$Pb = 200\ Kg/cm^2$**
$Boi = 1.40\ (m^3/m^3)$ | **$Bob = 1.50\ (m^3/m^3)$**
$Np\ @\ Pb = 26x10^6\ m^3$

Determinar el volumen de aceite producido debido exclusivamente a la expansión del agua congénita y la roca.

Solución:

La producción durante la etapa de bajosaturación se debe a:

- Expansión del aceite.
- Expansión de la roca y del agua congénita.

Se puede calcular la primera y restando, encontrar la segunda.

$$Np\ Bo = N\ Boi\ C_o\ \Delta'p$$

$$Np = N\ Boi\ C_o\ \Delta'p\ /\ Bo$$

$$C_o = \frac{2\ (\ Bo - Boi\ )}{(\ Boi + Bo\ )\ (\ Pi - P\ )}$$

$$C_o = \frac{2\ (\ 1.5 - 1.4\ )}{(\ 1.5 + 1.4\ )\ (\ 250 - 200\ )}$$

$$C_o = 1.3793x10^{-3}\ (Kg/cm^2)^{-1}$$

$$Np = 500x10^6 * 1.3793x10^{-3} * (\ 250 - 200\ )\ /\ 1.5$$

$$Np = 22\ 988\ 333.33\ m^3$$ debido a expansión de aceite.

Entonces:

$$Np_{E_f+E_w} = Np\ total - Np\ Eo$$

$$Np_{E_f+E_w} = 26x10^6 - 22\ 988\ 333.33$$

$Np_{E_f+E_w}$ = 3 011 666.67 m³ es la producción por expansión de roca y agua ☑.

I.6.6 Se tiene un yacimiento con los siguientes datos:

Pi = 460 Kg/cm²
Boi= 1.219 (m³/m³)
C_e = 28.7x10⁻⁵ (Kg/cm²)⁻¹
Pb = 200 Kg/cm²
N = 25x10⁶ m³
Wp = 0

Su historia de producción es la siguiente:

periodo	P(Kg/cm²)	Np(10⁶ m³)	Bo (m³/m³)	We(10⁶ m³)
1	290	2.85	1.257	2.095
2	271	3.72	1.261	3.020
3	269	4.16	1.259	3.558

Calcular:
a) Los índices de empuje totales.
b) Los índices de empuje por período.

Solución:

Como P > Pb se trata de un yacimiento en la etapa de bajosaturación.

a) Para el primer período:

$$A = \frac{N\ Boi\ C_e\ \Delta'p}{Np\ Bo}$$

$$A = \frac{25x10^6 * 1.219 * 28.7x10^{-5} * (460 - 290)}{2.85x10^6 * 1.257}$$

A = 0.4150 ☑

$$B = \frac{We - Wp\ Bw}{Np\ Bo} = \frac{2.095x10^6 - 0}{2.85x10^6 * 1.257}$$

B = 0.5848 ☑

Para el segundo período:

$$A = \frac{25x10^6 * 1.219 * 28.7x10^{-5} * (460 - 271)}{3.72x10^6 * 1.261}$$

A = 0.3524 ☑

$$B = \frac{3.02x10^6}{3.72x10^6 * 1.261}$$

B = 0.6438

Para el tercer período:

$$A = \frac{25x10^6 * 1.219 * 28.7x10^{-5} * (460 - 269)}{4.16x10^6 * 1.259}$$

A = 0.31896

$$B = \frac{3.58x10^6}{4.16x10^6 * 1.259}$$

B = 0.6835

b) Para el primer período corresponde a los índices de empuje ya calculados.

Para el segundo período:

$$A = \frac{(N - Np)\, Boi\, C_e\, (P_1 - P_2)}{(Np_2 - Np_1)\, Bo_2}$$

$$A = \frac{(25 - 2.85)x10^6 * 1.257 * 25.7x10^{-5} * (290 - 271)}{(3.72 - 2.85)x10^6 * 1.261}$$

A = 0.124205

$$B = \frac{(We_2 - We_1) - (Wp_2 - Wp_1)\, Bw}{(Np_2 - Np_1)\, Bo_2}$$

$$B = \frac{(3.02 - 2.095)x10^6}{(3.72 - 2.85)x10^6 * 1.261}$$

B = 0.843155

Para el tercer período:

$$A = \frac{(25 - 3.72)x10^6 * 1.261 * 28.7x10^{-5} * (271 - 269)}{(4.16 - 3.72)x10^6 * 1.259}$$

A = 0.02967

$$B = \frac{(3.558 - 3.02)x10^6}{(4.16 - 3.72)x10^6 * 1.259}$$

$\boxed{B = 0.9712}$

1.6.7 Se tiene un yacimiento de aceite bajosaturado con los siguientes datos:

Pi = 500 Kg/cm²   **C_w = 2.25x10⁻⁶ (Kg/cm²)⁻¹**   **Pb = 200 Kg/cm²**

Boi = 1.5 (m³/m³)   **C_o = 2.15x10⁻⁴ (Kg/cm²)⁻¹**   **Bob = 1.6 (m³/m³)**

So = 0.80   **C_f = 5.2x10⁻⁶ (Kg/cm²)⁻¹**

Sw = 0.20

Rec = 0.0803

Encontrar que recuperación corresponde a la expansión del aceite (Eo), a la expansión del agua(Ew) y a la expansión de la formación (Es).

Recuerde que:

Rec = Recw + Reco + Recs

Solución:

De la Ecuación de Balance de Materia para yacimientos de aceite bajosaturado sin entrada de agua:

$$Np\ Bo = Eo + Ew + Es\ .$$

Donde:

$$Eo = \frac{N\ Boi}{1 - Swi} So\ C_o\ \Delta'p$$

$$Ew = \frac{N\ Boi}{1 - Swi} Sw\ C_w\ \Delta'p$$

$$Es = \frac{N\ Boi}{1 - Swi} C_f\ \Delta'p\ .$$

Sustituyendo los términos de las expansiones y factorizando:

$$\frac{Boi\ So\ C_o\ \Delta'p}{So\ Bo} + \frac{Boi\ Sw\ C_w\ \Delta'p}{So\ Bo} + \frac{Boi\ C_f\ \Delta'p}{So\ Bo} = \frac{Np}{N} = 0.0803\ .$$

Entonces:

$$Reco = \frac{Boi\ So\ C_o\ \Delta'p}{So\ Bo}$$

$$Rec = \frac{1.5 * 0.8 * 2.15x10^{-4} * 300}{0.8 * 1.6}$$

$\boxed{Reco = 0.060468}$

$$Recw = \frac{Boi\ Sw\ C_w\ \Delta'p}{So\ Bo}$$

$$Recw = \frac{1.5 * 0.2 * 2.25x10^{-5} * 300}{0.8 * 1.6}$$

Recw = 0.001582 ☑

$$Recs = \frac{Boi\ C_f\ \Delta'p}{So\ Bo}$$

$$Recs = \frac{1.5 * 5.2x10^{-5} * 300}{0.8 * 1.6}$$

Recs = 0.0182812 ☑

Para comprobar que son correctas se pueden sumar:

$$Reco + Recw + Recs = 0.06068 + 0.001582 + 0.0182812 = 0.0803$$

Con lo que se cumple con:

$$Reco + Recw + Recs = Rec$$

II YACIMIENTOS DE ACEITE SATURADO

II.1 Introducción.

Se denomina yacimiento de aceite saturado aquél cuya presión media es menor o igual a la presión de saturación o burbujeo y debido a ello presenta gas libre como un fluido saturante además del aceite y el agua congénita.

La compresibilidad del gas es muchísimo mayor que la del aceite, de tal manera que la compresibilidad del sistema se incrementa bastante, es por ello que para fines practicos se desprecian los efectos de la expansión de la roca y del agua congénita por presentar valores comparativamente muy pequeños.

En este caso a diferencia de los yacimientos de aceite bajosaturado, no se hace uso de una compresibilidad efectiva, sino que la expansión del aceite con su gas disuelto, gas disuelto liberado y la del gas libre del casquete se expresan en términos de los factores de volumen.

Cuando la presión inicial del yacimiento sea igual a la presión de saturación del aceite la liberación del gas disuelto en el mismo estará comenzando y por tanto, aún en el caso de que se cuente con condiciones favorables para la segregación, no habrá casquete de gas ya que la saturación de gas será menor a la saturación crítica de gas. Pero conforme decline la presión del yacimiento, el gas disuelto liberado incrementara su saturación en el medio poroso y tendrá el proceso natural de expansión.

Pero también puede ser que la presión inicial de explotación del yacimiento se encontrará por debajo de la presión de saturación del aceite, además de que se tengan las condiciones propicias para que se de la segregación de los fluidos y por tanto exista un casquete de gas en el yacimiento. Si el casquete de gas es lo suficientemente grande, su expansión desplazará el aceite hacia abajo de manera horizontal y la declinación de presión será menor a cuando no se cuente con un casquete.

Si la producción comienza exactamente a la presión de burbujeo, en superficie al inicio de la explotación se notará que la relación gas disuelto-aceite instantánea es menor que la relación gas disuelto-aceite correspondiente a esas condiciones; esto se debe a que al liberarse las primeras burbujas de gas no podrán fluir hasta que llegue a formarse una saturación mayor que la crítica. A partir de que se rebase dicha saturación crítica, la relación gas-aceite instantánea se incrementará hasta alcanzar un valor máximo, debido a que parte del gas libre del yacimiento estará fluyendo hacia los pozos y otra parte permanece dentro el yacimiento. Posteriormente la relación gas-aceite instantánea tenderá a disminuir, puesto que a presiones bajas el Bg tiende a la unidad.

Si existe un acuífero de grandes dimensiones asociado al yacimiento, se presentará una entrada de agua que desplazará a los hidrocarburos hacia arriba. El desplazamiento por agua es un proceso similar al que ocurre cuando se tiene un casquete de gas; el agua va invadiendo gradualmente los poros expulsando gran parte del aceite que se encuentra en ellos. Si la entrada de agua es muy potente, la presión del yacimiento disminuirá poco, pudiendo llegar a ser practicamente constante.

En este capítulo se presentan algunas aplicaciones de la Ecuación de Balance de Materia para yacimientos de aceite saturado tomando en consideración los efectos producidos por la entrada de agua y el casquete de gas. También se presentan varios ejemplos de la aplicación del método de Havlena y Odhe, que consiste en el arreglo de la Ecuación de Balance de Materia para diferentes yacimientos, de tal manera que al graficar los datos, se encuentra una línea recta, lo que en ocasiones facilita su análisis.

II.2 Deducciones.

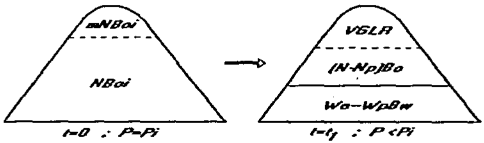
✎ II.2.1 Escribir qué significa los siguientes términos usados en la Ecuación de Balance de Materia.			
a) N Bti	b) N Rsi	c) m N Bti	
d) Np Rp	e) We - Wp Bw	f) (N - Np) Bo	
g) Bo + Bg (Rsi-Rs)	h)Gp	i) G Bgi	j) G

Solución:

a) Volumen original de aceite @ c.y.
b) Volumen de gas disuelto en el aceite original @ c.s.
c) Volumen de gas original del casquete @ c.y.
d) Volumen de gas original del casquete producido acumulado @ c.s.
e) Entrada neta de agua al yacimiento @ c.y.
f) Volumen de aceite remanente en el yacimiento @ c.y.
g) Factor de volumen de la fase mixta (Bt)
h) Volumen de gas producido acumulado @ c.s.
i) Volumen de gas original del casquete @ c.y.
j) Volumen de gas original del casquete @ c.s. ☑

✎ II.2.2 Deducir la Ecuación de Balance de Materia para un yacimiento de aceite saturado con casquete inicial de gas y entrada de agua, indicando qué significa la ecuación obtenida.

Solución:



Igualando los volúmenes de la figura:

$$m\,N\,Boi + N\,Boi = We - Wp\,Bw + (N - Np)\,Bo + VGLR\ .$$

De donde:

$$VGLR = m\,N\,Boi + N\,Boi - (We - We\,Bw) - (N - Np)\,Bo\ .$$

Por otro lado, se hace un balance del gas medido a c.s.

Gas libre inicial del casquete	+	gas disuelto inicial	=	gas libre remanente	+	gas disuelto remanente	+	gas producido .

En términos de la Ecuación de Balance de Materia:

$$\frac{m\,N\,Boi}{Bgi} + N\,Rsi = \frac{VGLR}{Bg} + (N - Np)\,Rs + Np\,Bo\ .$$

Sustituyendo VGLR por su equivalente obtenido antes:

$$\frac{m\,N\,Boi}{Bgi} + N\,Rsi = \frac{m\,N\,Boi + N\,Boi - (We - Wp\,Bw) + Np\,Bo}{Bg} + (N - Np)Rs + Np\,Rp$$

Multiplicando por Bg y desarrollando términos:

$$m\,N\,Boi\,\frac{Bg}{Bgi} + N\,Rsi\,Bg = m\,N\,Boi + N\,Boi - We + Wp\,Bw + N\,Bo -$$

$$- Np\,Bo + N\,Rs\,Bg - Np\,Rs\,Bg + Np\,Rp\,Bg\ .$$

Agrupando los términos con N y Np:

$$m\,N\,Boi\,(Bg/Bgi) + N\,Rsi\,Bg - m\,N\,Boi - N\,Boi + N\,Bo - N\,Rs\,Bg =$$

$$= Np\,Bo - Np\,Rs\,Bg + Np\,Rp\,Bg - We + Wp\,Bw\ .$$

Factorizando:

$$N\,[m\,Boi\,(Bg/Bgi) + Rsi\,Bg - m\,Boi - Boi + Bo - Rs\,Bg] =$$

$$= Np\,[Bo + Rp\,Bg - Rs\,Bg] - We + Wp\,Bw\ .$$

Ordenando:

$$N\,[Bo + Bg(Rsi - Rs) - Boi + m\,Boi((Bg/Bgi) - 1)] =$$

$$= Np\,[Bo + Bg(Rp - Rs)] - We + Wp\,Bw\ .$$

Como:

$$Bt = Bo + Bg\,(Rsi - Rs) \quad y \quad Boi = Bti$$

$$N\,m\,[Bt - Bti + mBoi\,(Bg/Bgi - 1)] = Np\,[Bo + Bg(Rp - Rs)] - We + Wp\,Bw\ .$$

Que se puede escribir como:

$$Np\,[Bo + Bg(Rp - Rs)] + Wp\,Bw = N(Bt - Bti) + m\,N\,Boi(Bg/Bgi - 1) + We\ .$$

Donde se indica que:

La producción de aceite con gas disuelto, gas libre y agua (miembro izquierdo de la ecuación), es debida a la expansión del aceite original, más la expansión del casquete de gas, más el agua que entra al yacimiento (miembro derecho).

II.2.3 En la Ecuación de Balance de Materia para yacimientos de aceite saturado, aparecen indistintamente los términos:

$$Np\,[\,Bo + Bg(\,Rp - Rs)] \qquad y \qquad Np\,[\,Bt + Bg(Rp - Rsi)\,]$$

Confirmar la validez de esta equivalencia e indicar qué significan físicamente estos términos.

Solución:

Tomando el segundo término que llamaremos A trataremos de llegar al primero:

$$A = Np\,[\,Bt + Bg\,(\,Rp - Rsi\,)\,]\ .$$

El Bt se define como:

$$Bt = Bo + Bg\,(\,Rsi - Rs\,)\ .$$

Entonces:

$$A = Np\,[\,Bo + Bg\,(Rsi - Rs) + Bg\,(\,Rp - Rsi\,)\,]\ .$$

Desarrollando:

$$A = Np\,[\,Bo + Bg\,Rsi - Bg\,Rs + Bg\,Rp - Bg\,Rsi\,]\ .$$

Reduciendo términos:

$$A = (\,Bo - Bg\,Rs + Bg\,Rp\,)\,Np\ .$$

Factorizando:

$$A = Np\,[\,Bo + Bg\,(\,Rp - Rs)\,]\ .$$

Que como vemos es el primer término, lo que indica que ambas expresiones son matemáticamente equivalentes.

Analizando ahora el primer término:

$$Np\,[\,Bo + Bg\,(\,Rp - Rs\,)\,]\ .$$

Desarrollando:

$$Np\,Bo + Np\,Rp\,Bg - Np\,Rs\,Bg\ .$$

Lo que equivale a decir:

Producción acumulada de aceite + Producción acumulada de gas libre mas gas disuelto -
- Producción acumulada de gas disuelto medido a condiciones de yacimiento.

O sea:

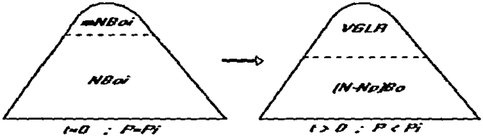
Producción acumulada de aceite medido a condiciones de yacimiento + producción acumulada de gas libre medido a condiciones de yacimiento.

Es el significado de los términos.

II.2.4 Deducir la Ecuación de Balance de Materia para un yacimiento de aceite saturado con casquete inicial de gas. Tomar en cuenta las expansiones de la roca y del agua congénita únicamente en la zona de aceite.

Solución:

Haciendo un esquema del yacimiento:



Por una parte se pueden igualar los volúmenes:

$$m\,N\,Boi + N\,Boi = (N - Np)\,Bo + VGLR\ .$$

De donde:

$$VGLR = m\,N\,Boi + N\,Boi - (N - Np)\,Bo\ .$$

Por otro lado, haciendo un balance de los volúmenes de gas a condiciones estándar:

gas inicial del casquete	+	gas disuelto original	=	gas libre remanente	+	gas disuelto remanente	+	gas producido .

Que en términos de la Ecuación de Balance de Materia es:

$$\frac{m\,N\,Boi}{Bgi} + N\,Rsi = \frac{VGLR}{Bg} + (N - Np)\,Rs + Np\,Rp\ .$$

Sustituyendo VGLR obtenido antes:

$$\frac{m\,N\,Boi}{Bgi} + N\,Rsi = \frac{mNBoi + NBoi - (N - Np)\,Bo}{Bg} + (N - Np)\,Rs + Np\,Rp\ .$$

Multiplicando por Bg, desarrollando y ordenando términos:

$$m\,N\,Boi\,(Bg/Bgi) + N\,Rsi\,Bg - m\,N\,Boi - N\,Boi + N\,Bo - N\,Rs\,Bg =$$

$$= Np\,Bo - Np\,Rs\,Bg + Np\,Rp\,Bg\ .$$

Factorizando:

$$N\,[\,m\,Boi\,((\,Bg/Bgi\,)-1)+Bo+Bg\,(\,Rsi-Rs\,)-Boi\,]=Np\,[\,Bo+Bg\,(\,Rp-Rs\,)\,]\ .$$

Como:

$$Bt=Bo+Bg\,(\,Rsi-Rs\,)\ \text{y}\ Boi=Bti\ ;$$

$$N\,[\,m\,Boi\,(\,(\,Bg/Bgi\,)-1\,)+(\,Bt-Bti\,)]=Np\,[Bo+Bg\,(\,Rp-Rs\,)\,]\ .$$

Que en el miembro izquierdo expresa los mecanismos de desplazamiento y en el miembro derecho indica los fluidos producidos.

La expansión de la formación y del agua congénita en la zona de aceite son:

$$Ef=VpzoC_f\Delta'p=\left[\frac{NBti}{1-Swizo}\right]C_f\Delta'p\ .$$

$$Ew=SwizoVpzoC_w\Delta'p=\left[\frac{NBti}{1-Swizo}\right]C_w\Delta'p\ .$$

Adicionándo las del lado izquierdo de la Ecuación de Balance de Materia (porque actúan como elementos desplazantes).

$$\boxed{mNBoi(\,(\,Bg/Bgi\,)-1)+N(\,Bt-Bti\,)+\frac{N\,Bti}{-\,S_{wizo}}(\,C_f+C_w\,Swizo\,)\,\Delta'p=Np\,[\,Bo+Bg\,(\,Rp-Rs\,)\,]}$$

II.2.5 La Ecuación de Balance de Materia para yacimientos de aceite saturado es:

$$\underbrace{N(\,Bt-Bti\,)}_{A}+\underbrace{NmBti\,(\,(Bg/Bgi)-1)}_{B}+\underbrace{We}_{C}=\underbrace{Np\,[\,Bo+Bg\,(\,Rp-Rs\,)\,]}_{D}+\underbrace{Wp\,Bw}_{E}$$

a) Indicar qué representa cada uno de los términos (A, B, C, D, E).

b) Escribir la misma ecuación, ahora considerando las expansiones de la formación (roca) y del agua congénita.

. Solución:

a) **A.- Expansión de los hidrocarburos en la zona de aceite(aceite, gas disuelto y gas disueltoliberado).**
B.- Expansión de gas del casquete original.
C.- Volumen de agua que entra al yacimiento desde el acuífero asociado.
D.- Producción de hidrocarburos (aceite y gas) @ c.y.
E.- Volumen producido de agua @ c.y.

b) La expansión de la roca y del agua congénita actúan como mecanismos de desplazamiento, empujando los fluidos del yacimiento hacia los pozos.

- Expansión de la roca (se considera el volumen de poros en la zona de gas y en la zona de aceite):

$$Ef=Vp\,C_f\,\Delta'p\ .$$

$$Vp=Vpzg+Vpzo\ .$$

$$Vp=(\,Vgi\,/\,Sgi\,)+(\,Voi\,/\,Soi\,)\ .$$

$$Vp = \frac{m\,N\,Bti}{1 - Swizg} + \frac{N\,Bti}{1 - Swizo}$$

Entonces:

$$Ef = C_f \Delta' p\left[\frac{mNBti}{1 - Swizg} + \frac{NBti}{1 - Swizo}\right]$$

- Expansión del agua congénita (Ew) (Se considera que la Sw es diferente en la zona de aceite y en la zona de gas)

$$Ew = C_w\, \Delta' p\ [\ Swizg\ Vpzg + Swizo\ Vpzo\ ]$$

$$Ew = C_w \Delta' p\left[Swizg\frac{mNBti}{1 - Swizg} + Swizo\frac{NBti}{1 - Swizo}\right]$$

Por lo tanto, al adicionarlos a la Ecuación de Balance de Materia nos queda:

$$N(Bt - Bti) + mNBti\left(\frac{Bg}{Bgi} - 1\right) + We + C_f \Delta' p\left[\frac{mNBti}{1 - Swizg} + \frac{NBti}{1 - Swizo}\right] +$$
$$+ C_w \Delta' p\left[Swizg\frac{mNBti}{1 - Swizg} + Swizo\frac{NBti}{1 - Swizo}\right] = Np\left[Bo + Bg(Rp - Rs)\right] + WpBw$$

Que es la Ecuación de Balance de Materia para un yacimiento de aceite saturado con casquete de gas, entrada de agua y expansión de la roca y agua congénita.

II.2.6 A partir de la Ecuación de Balance de Materia obtener la expresión para la recuperación de aceite en yacimientos de aceite saturado.
a) Con We y casquete de gas.
b) Con We y sin casquete de gas.
c) Sin We y con casquete de gas.
d) Sin We y sin casquete de gas.

Solución:

$$Rec = Np / N$$

a) La Ecuación de Balance de Materia es:

$$N\ (Bt - Bti) + mNBti\ ((\ Bg / Bgi\ ) - 1) + We = Np[\ Bo + Bg(\ Rp - Rs\ )\ ] + Wp\ Bw$$

Despejando $Rec = Np / N$:

$$Rec = \frac{Bt - Bti + mNBti(\ (Bg/Bgi) - 1)}{Bo + Bg\ (\ Rp - Rs\ )} + \frac{We - Wp\ Bw}{N\ (Bo + Bg\ (\ Rp - Rs)}$$ ☑

b) como $m = 0.0$ de la expresión obtenida en el inciso a:

$$Rec = \frac{Bt - Bti}{Bo + Bg\,(Rp - Rs)} + \frac{We - Wp\,Bw}{N(\,Bo + Bg\,(Rp - Rs)}$$ ☑

c) En este caso We - Wp Bw = 0.0 entonces:

$$Rec = \frac{Bt - Bti + mNBti\,((Bg/Bgi) - 1)}{Bo + Bg\,(Rp - Rs)}$$ ☑

d) We - Wp Bw = 0.0 y m = 0.0

$$Rec = \frac{Bt - Bti}{Bo + Bg\,(Rp - Rs\,)}$$ ☑

✎ II.2.7 Considere la ecuación:

$$\frac{Np\,[\,Bt + Bg\,(Rp - Rs)\,] - We}{Bt - Bti} = N$$

explicar bajo qué condiciones es aplicable.

Solución:

Esta ecuación puede aplicarse a :

yacimientos de aceite saturado
sin casquete inicial de gas ($m = 0$)
con entrada de agua ($We \neq 0$).

Es decir , esta ecuación se desarrolló para ser utilizada cuando se tengan yacimientos de aceite saturado, y que son aquellos donde la presión de los hidrocarburos existentes en el yacimiento es menor que su presión de burbujeo. A esta presión se tiene el desprendimiento de los gases contenidos en la mezcla por lo tanto además de la saturación de aceite y agua, ahora se tendrá una saturación de gas. Pero para que este gas pueda ser tomado en cuenta como otro mecanismo de desplazamiento deberá superar la saturación crítica, de lo contrario se considera inexistente el casquete de gas. Más sin embargo en superficie al existir otras condiciones de presión y temperatura, sí se producen cantidades importantes de gas que deben ser consideradas para los cálculos y están presentes en la relación de productividad Rp. Por otro lado, también se contempla un volumen de entrada de agua que se reflejado en la producción de hidrocarburos y por tanto incluido dentro de los cálculos.

✎ II.2.8 Con excepción de kg/ko, explicar que datos y cómo se obtienen , para predecir el comportamiento de un yacimiento por uno cualquiera de los métodos.

Solución

Para predecir el comportamiento de un yacimiento con el método de Muskat se requiere del conocimiento previo de los siguientes datos:

DATOS	OBTENIDOS DE:
N	Método volumétrico
Vp So Sw	Análisis Petrofísicos de la formación productora.
Pi = Pb Rs Bo Bg μ_o μ_g	Registros geofísicos. y Análisis PVT de los fluidos del yacimiento.

II.2.9 Desarrollar la ecuación general de So.

Solución:

Esta ecuación se desarrolla para yacimientos en donde existe entrada de agua y que cuentan con casquete inicial de gas.

Partiendo de la definición de saturación, para la zona de aceite

$$So_{zni} = \frac{Vo_{zni}}{Vp_{zni}} ,$$

donde zni significa zona no invadida.

Ahora bien, se tiene una zona en donde existía al principio sólo saturación de aceite y agua de formación, que posteriormente como reflejo de la producción se invadirán de agua o gas, si las condiciones así lo permiten, que deben ser evaluadas para calcular la saturación total de aceite. Debido a lo anteriormente explicado se tiene:

$$Vo_{zni} = Voi - Vo_{prod} - Vo_{ziw} - Vo_{zig} \quad ;$$

donde ziw y zig significan zona invadida de agua y zona invadida de gas, respectivamente.

Se sabe que:

$$Voi - Vo_{prod} = Vor = (N - Np) Bo \, ;$$

por otro lado, el volumen de aceite en la zona invadida de agua será igual al volumen de poros en la zona invadida de agua, multiplicado por la saturación de aceite residual en la zona invadida de agua.

$$Vo_{ziw} = Vp_{ziw} \, Sor_{ziw} \, ; \quad \text{. (A)}$$

El volumen de poros en la zona invadida de agua se puede obtener de la saturación de agua en esta zona, de la siguiente manera:

$$Sw_{ziw} = \frac{Vw_{ziw}}{Vp_{ziw}} \; ,$$

lo cual implica que:

$$Vp_{ziw} = \frac{Vw_{ziw}}{Sw_{ziw}} \; ;$$

para lo cual se tiene:

$$Vw_{ziw} = We - Wp\,Bw \; .$$

Sustituyendo en (A):

$$Vo_{ziw} = \left(\frac{We - WpBw}{Sw_{ziw}} \right) \; .$$

Haciendo un análisis similar para el volumen de aceite en la zona invadida por gas se tiene lo siguiente:

$$Vo_{zig} = Vp_{zig}\, Sor_{zig} \; ;$$

al hacer la consideración de que no hay producción del casquete de gas, entonces se tiene que la invasión se debe única y exclusivamente a la expansión del casquete de gas, esto es:

$$Vg_{zig} = Eg = G\,Bg - G\,Bgi = G\,(\,Bg - Bgi\,) \; ,$$

donde:

$$G = \frac{m\,N\,Boi}{Bgi} \; .$$

Por lo tanto :

$$Vg_{zig} = \frac{m\,N\,Boi}{Bgi}\,(\,Bg - Bgi\,) \; .$$

Conociendo este volumen se procede a calcular el volumen de aceite en la zona invadida de gas, el cual se obtiene de la siguiente manera:

$$Vo_{zig} = Vp_{zig}\, Sor_{zig} \; .$$

El volumen de poros se calcula de la ecuación de saturación de gas:

$$Sg_{zig} = \frac{Vg_{zig}}{Vp_{zig}} \; .$$

Lo cual implica que:

$$Vp_{zig} = \frac{Vg_{zig}}{Sg_{zig}} \; ;$$

que al ser sustituido en (B) proporciona el volumen de aceite en esta zona:

$$Vo_{zig} = \frac{m\,N\,Boi}{Bgi} \left(Bg - Bgi \right) Sor_{zig} \; .$$

Una vez teniendo el volumen de aceite en cada zona del yacimiento, lo que sigue es calcular los volúmenes de poros en las mismas zonas:

$$Vp_{zno} = Vpi - Vp_{ziw} - Vp_{zig} \; .$$

El volumen de poros inicial es igual al volumen de aceite inicial entre la saturación de aceite inicial :

$$Vpi = \frac{Voi}{Soi} \; ;$$

$$Voi = N\,Boi \; ;$$

$$Soi = 1 - Swi \; .$$

Sustituyendo

$$Vpi = \frac{N\,Boi}{1 - Swi} \; .$$

Los volúmenes de poros para las zonas invadidas por agua y gas han sido calculados con anterioridad y son:

$$Vp_{ziw} = \frac{Vw_{ziw}}{Sw_{ziw}} = \frac{(We - Wp\,Bw)}{Sw_{ziw}} \; ;$$

$$Vp_{zig} = \frac{Vg_{zig}}{Sg_{zig}} = \frac{\dfrac{m\,N\,Boi}{Bgi} (Bg - Bgi)}{Sg_{zig}} \; .$$

Finalmente regresando a la ecuación de saturación de aceite y sustituyendo los valores obtenidos queda que:

$$So_{zai} = \frac{Vo_{zai}}{Vp_{zai}} = \frac{(N - Np)Bo - \left[\dfrac{(We - WpBw)Sor_{ziw}}{Sw_{ziw}} + \dfrac{mNBoi\left(\dfrac{Bg}{Bgi} - 1\right)Sor_{zig}}{Sg_{zig}}\right]}{\dfrac{NBoi}{1 - Sw} - \left[\dfrac{(We - WpBw)}{Sw_{ziw}} + \dfrac{mNBoi\left(\dfrac{Bg}{Bgi} - 1\right)}{Sg_{zig}}\right]}$$

II.2.10 Explicar cómo se involucra el tiempo (todos los pasos) en el cálculo de la predicción del comportamiento de un yacimiento, por ejemplo para el método de Tarner.

El ritmo de producción de un pozo al final de un periodo de explotación, en función de su productividad inicial es:

$$q_o = Ji \frac{kro\ \mu_{oi}\ Boi}{kroi\ \mu_o\ Bo} (Pws - Pwf) \ ,$$

donde:

q_o - Gasto de aceite.
Ji - Índice de productividad inicial, se obtiene de la historia de producción de los pozos.
kroi - Permeabilidad inicial relativa al aceite.
kro - Permeabilidad relativa al aceite.
μ_{oi} - Viscosidad inicial del aceite, se obtiene de mediciones o de correlaciones.
μ_o - Viscosidad del aceite.
Boi - Factor de volumen inicial del aceite.
Bo - Factor de volumen del aceite.
Pws - Presión del yacimiento.
Pwf - Presión de fondo fluyendo, que se establece de las políticas de explotación.

El gasto total $qot = \sum qo$. El gasto total, cuando se considera el índice de productividad promedio de todos los pozos es :

$$q_{ot} = \tfrac{1}{2}\ (q_{oti} + q_{otf})$$

Con el método de Tarner se obtiene ΔNp:

$$\Delta t = \frac{\Delta Np}{qot} \ .$$

II.3 Yacimientos con empuje de gas disuelto liberado.

II.3.1 De un yacimiento de aceite se tiene la siguiente información:

$P (Kg/cm^2)$	$Bo (m^3/m^3)$	$Rs (m^3/m^3)$	$Np (x10^6\ m^3)$
Pi= 250	1.25	80	0
Pb= 200		80	1
150	1.20		3

Swi = 20%
We = 0

$C_w = 4x10^{-5} (Kg/cm^2)^{-1}$
$C_o = 59.67x10^{-5} (Kg/cm^2)^{-1}$
$C_f = 9x10^{-5} (Kg/cm^2)^{-1}$

De Pb a 150 (Kg/cm^2) el comportamiento del yacimiento es por empuje de gas disuelto liberado, no hay entrada de agua ni casquete de gas.

Determinar la saturación de aceite en el yacimiento cuando la P =150 (Kg/cm^2).

Solución:

En la etapa de bajosaturación se puede calcular el volumen original de aceite:

$$N = \frac{Np\ Bo}{Boi\ C_e\ \Delta p} .$$

Para calcular Bo_{200}:

$$C_o = \frac{So\ C_e - Sw\ C_w - C_f}{So} .$$

$$C_o = \frac{0.8 * 59.67x10^{-5} - 0.2 * 4x10^{-5} - 9x10^{-5}}{0.8}$$

$$C_o = 4.742x10^{-4} (Kg/cm^2)^{-1} .$$

Otra manera de obtener C_o:

$$C_o = \frac{2 (Bob - Boi)}{(Bob + Boi) (Pi - Pb)} .$$

De donde:

$$Bob = \frac{(2 + C_o (Pi - Pb))\ Boi}{2 - C_o (Pi - Pb)} .$$

$$Bob = \frac{[2 + 4.742x10^{-4} (250 - 200)] * 1.25}{2 - [4.742x10^{-4} (250 - 200)]} .$$

$$Bob = 1.28\ (m^3/m^3)\ .$$

Entonces:

$$N = \frac{1x10^6 * 1.28}{1.25 * 59.67x10^{-5} * (250 - 200)}\ .$$

$$N = 34.32x10^6\ m^3\ .$$

Analizando ahora la etapa de saturación:

$$Nb = N - Np$$

$$Nb = (34.32 - 1)x10^6 = 33.32x10^6\ m^3\ .$$

La producción en la saturación:

$$Nps = (3 - 1)x10^6 = 2x10^6\ m^3$$

Para un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado:

$$So = \frac{(Nb - Nps)\ Bo}{(N\ Bob) / (1\text{-}Swb)}$$

$$So = \frac{(33.32x10^6 - 2x10^6)\ 1.20}{(33.32x10^6 * 1.28) / (1 - 0.20)}$$

$\boxed{So = 0.70498}$ ☑

II.3.2 Se tiene un yacimiento de aceite del cual sólo se conoce la siguiente información:

P(Kg/cm²)	Bo (m³/m³)	Bt (m³/m³)	Pb = 150 (Kg/cm²)
150		1.30	
100	1.25	1.58	

A la presión de 100 (Kg/cm²) la producción neta de fluidos es de 20x10⁶ m³ @ c.y. Considere que a esta presión no se a formado casquete de gas y no hay acuífero asociado al yacimiento.
Determinar:
a) El volumen original de aceite del yacimiento.
b) La recuperación de hidrocarburos a 100 (Kg/cm²).

Solución:

a) Aplicando la Ecuación de Balance de Materia:

$$N(Bt - Bti) = Np\,[\,Bo + Bg\,(Rp - Rs)\,]\ .$$

De donde:

$$N = \frac{Np\,[\,Bo + Bg\,(Rp - Rs)\,]}{Bt - Bti}$$

$$Bti = Boi = 1.30 \ .$$

De los datos:

$$Np\ (\ Bo + Bg\ (\ Rp - Rs\ )\ ) = 20x10^6 \ .$$

Entonces:

$$N = 20x10^6 / (\ 1.58 - 1.30\ ) \ .$$

$\boxed{N = 71\,428\,571.43\ m^3}$ ☑

b)

$$Rec = Np / N$$

$$Np = \frac{Np\ (\ Bo + Bg\ (\ Rp - Rs\ )\ )}{Bt}$$

$$Np = 20x10^6 / 1.58 = 12\ 658\ 227\ m^3 \ .$$

$$Rec = (\ 12.658\ 227 / 71\ 428\ 571.43\ )x10^6$$

$\boxed{Rec = 0.17722}$ ☑

II.3.3 Un yacimiento de aceite sin casquete de gas, tiene una presión original de 175 Kg/cm² y una temperatura de 66°C. Cuando la presión ha caído a 140 Kg/cm² se han producido 1x10⁶ bls de aceite @ a c.s. y 1x10⁹ pie³ de gas @ c.s.

Calcular el volumen original de aceite y el aceite remanente en el yacimiento después de este intervalo de producción.

Las características de los fluidos tienen los siguientes valores:

a $P = 175\ Kg/cm^2$	a $P = 140\ Kg/cm^2$	$Bg = 0.0061\ (m^3/m^3)$
$Rs = 155\ m^3_g / m^3_o$	$Rs = 121\ m^3_g / m^3_o$	
$Bo = 1.48\ (m^3/m^3)$	$Bo = 1.39\ (m^3/m^3)$	

Solución:

De la Ecuación de Balance de Materia se tiene:

$$N = \frac{Np\ [\ Bt + Bg\ (\ Rp - Rs\ )}{Bt - Bti} \ .$$

Calculando los términos involucrados en la ecuación anterior:

$$Bt = Bo + Bg\ (\ Rsi - Rs\ ) = 1.39 + 0.0061\ (\ 155 - 121)$$

$$Bt = 1.5974 \ .$$

Pasando a metros cúbicos los volúmenes de aceite y gas, para homogeneizar la ecuación y haciendo los cálculos respecivos para obtener Rp nos queda:

$$Rp = \frac{1x10^9\ pie^3}{1x10^6\ bls} = \frac{28\ 316\ 846.59\ m^3}{159\ 000\ m^3} = 178\ (m^3/m^3)$$

sustituyendo los valores respectivos a cada término en la Ecuación de Balance de Materia :

$$N = \frac{159\text{x}10^3 \, [\, 1.5974 + 0.0061 \, (\, 178 - 155 \,) \,]}{1.5974 - 1.48}$$

N = 2 353 437.782 m³ ☑

Para obtener el aceite remanente:

$$Nr = N - Np = 2\,325\,437.3 - 159\text{x}10^3 = 2\,194\,443.782$$

Nr = 2 194 443.782 ☑

II.3.4 Se tiene un yacimiento con una presión inferior a la presión de saturación, cuyo mecanismo de desplazamiento es por gas disuelto liberado. Se tiene la siguiente información:

t(días)	P(Kg/cm²)	Bo (m³/m³)	Bg (m³/m³)	Rs (m³/m³)	Np(x10⁶ m³)	Gp(x10⁶ m³)
520	150	1.30	0.0075	90	2.0	240
640	130	1.25	0.0082	80	2.2	352

Boi = 1.38 (m³/m³) **Rsi = 140 (m³/m³)** **Swi = 25%**

Determinar:

a) El gasto o ritmo de producción de gas libre que se tiene entre las presiones de 150 y 130 (Kg/cm²) (considere gasto constante).

b) El volumen original de aceite.

c) ¿ Qué porcentaje de la producción obtenida entre 150 y 130 (Kg/cm²) es debido a la expansión del gas disuelto liberado ?

Solución:

a) El volumen total de gas producido en el período es:

$$Vgt = \Delta Gp = Gp_{130} - Gp_{150}$$

$$Vgt = 352\text{x}10^6 - 240\text{x}10^6$$

$$Vgt = 112\text{x}10^6 \text{ m}^3 \text{ @ c.s.}$$

El gas disuelto que se produjo en el período es:

$$Vgd = Rs\,(\,Np_{130} - Np_{150}\,)$$

$$Rs = (\,90 + 80\,)\,/\,2 = 85 \text{ (m}^3\text{/m}^3\text{)}$$

$$Vgd = 85\,(\,2.2 - 2\,)\text{x}10^6$$

$$Vgd = 17\text{x}10^6 \text{ m}^3$$

Por lo tanto, el volumen de gas libre producido en el período es:

$$Vgl = Vgt - Vgd$$

$$Vgl = (112 - 17)x10^6$$

$$Vgl = 95x10^6\ m^3\ @\ c.s.$$

Finalmente, el gasto de gas libre:

$$qgl = \frac{Vgl}{\Delta t} = \frac{95x10^6}{640 - 520}$$

qgl = 79.166.666 m^3/d ☑

b) La Ecuación de Balance de Materia para un yacimiento saturado sin casquete de gas ni entrada de agua es:

$$N(Bt - Bti) = Np[Bt + Bg(Rp - Rsi)] .$$

De donde:

$$N = \frac{Np(Bt + Bg(Rp - Rsi))}{Bt - Bti}$$

$$Bt = Bo + Bg(Rsi - Rs)$$

$$Bt_{130} = 1.25 + 0.0082(140 - 80)$$

$$Bt_{130} = 1.742$$

$$Bti = Boi = 1.3$$

$$N = \frac{2.2x10^6(1.742 + 0.0082(160 - 140))}{1.742 - 1.30}$$

N = 9.486877x10^6 m^3 ☑

c) El porcentaje buscado es:

$$X = \frac{\Delta Vgl\ @\ c.y.}{\Delta producción\ @\ c.y.} x\ 100$$

$$X = \frac{Vgl_{150} - Vgl_{130}}{\Delta Np(Bo + Bg(Rp - Rs))} x\ 100 .$$

Vgl_{130}:

$$Vgl_{130} = [N\ Rsi - (N - Np)Rs - Gp]Bg$$

$$Vgl_{130} = [9.486877x10^6 * 140 - (9.486877 - 2.2)x10^6 * 80 - 352x10^6] * 0.0082$$

$$Vgl_{130} = 3.224344x10^6\ m^3\ @\ c.y.$$

Vgl_{150} :

$$Vgl_{150}=[\ 9.486877x10^6 * 140 - (\ 9.486877-2\ )x10^6 * 90 - 240x10^6\ ] * 0.0075$$

$$Vgl_{150} = 3.107578x10^6\ m^3\ g\ @\ c.y.$$

A 130 (Kg/cm^2):

$$Rp = Gp\ /\ Np = 160\ (m^3/m^3)$$

$$\Delta Np(\ Bo + Bg\ (\ Rp - Rs\ )\ ) = (\ 2.2 - 2\ )x10^6 * (\ 1.25 + 0.0082\ (\ 160\text{-}80\ ))$$

$$\Delta Np(\ Bo + Bg)\ Rp - Rs)\ ) = 0.3812x10^6\ m^3\ @\ c.y.$$

Finalmente:

$$X = \frac{(\ 3.224344 - 3.107578\ )x10^6}{0.3812x10^6} x\ 100$$

$\boxed{X = 30.63\ \%}$

II.4 Yacimientos con entrada de agua.

II.4.1 Calcular el volumen de roca invadido por agua, así como la recuperación total obtenida de ese volumen de roca, la recuperación por empuje de gas disuelto liberado.

We(m^3)	Wp (m^3)	So	Sg	Sgr_{ziw}	Bo (m^3/m^3)	Sor_{ziw}
100000	40 000	0.60	0.10	0.08	1.220	0.29
180000	60 000	0.59	0.12	0.10	1.215	0.30

Boi = 1.30, ϕ = 0.20, Swc = 0.30, Evw = 0.80

Solución:

$$Sw_{ziw} = Evw\ (\ 1 - Sor_{ziw} - Sgr_{ziw} - Swc\ )$$

$$Swi_{ziw} = 0.8\ (\ 1 - 0.29 - 0.08 - 0.30\ )$$

$$Swi_{ziw} = 0.264\ .$$

El volumen de roca invadida:

$$Vri = \frac{\Delta We - \Delta Wp\ Bw}{\phi\ Swi_{ziw}}$$

$$Vri = \frac{80\,000 - 20\,000}{0.20 * 0.264}$$

$$\boxed{Vri = 1.1364x10^6\ m^3}$$

La recuperación total:

$$Rec = 1 - \frac{So\ Boi}{Soi\ Bo}\ .$$

La saturación media de aceite residual:

$$Sor = Evw\ Sor_{zi} + (\ 1 - Evw\ )\ Sor_{zni}$$

$$Sor = 0.80 * 0.29 + 0.20 * 0.59$$

$$Sor = 0.35\ .$$

$$Rec = 1 - \frac{0.35 * 1.3}{0.70 * 1.215}$$

$$\boxed{Rec = 0.465}$$

La recuperación por gas disuelto liberado:

$$Recgd = 1 - \frac{0.59 * 1.3}{0.70 * 1.22}$$

$Rec_{gd} = 0.1019$

II.4.2 Se tiene un yacimiento con los siguientes datos:

$Pi = 200\ (Kg/cm^2)$	$P = 180\ (Kg/cm^2)$
$Rsi = 100\ (m^3/m^3)$	$Rs = 90\ (m^3/m^3)$
$Boi = 1.37\ (m^3/m^3)$	$Bo = 1.34\ (m^3/m^3)$
$Bgi = 0.0066\ (m^3/m^3)$	$Bg = 0.0072\ (m^3/m^3)$
$N = 6.7x10^6\ m^3$	$Np = 2.7x10^5\ m^3$
$\phi = 0.10$	$Wp = 15000\ m^3$
$Sw = 0.20$	$Gp = 37x10^6\ m^3$

Calcular la entrada de agua al yacimiento

Solución:

Como Bo < Boi y Rs < Rsi se trata de un yacimiento de aceite saturado:
La Ecuación de Balance de Materia (m = 0) es:

$$N(Bt - Bti) + We = Np[\ Bo + Bg\ (\ Rp - Rs\ )\ ] + Wp\ Bw\ .$$

De donde:

$$We = Np[\ Bo + Bg\ (\ Rp - Rs\ )\ ] + Wp\ Bw - N(\ Bt - Bti\ )$$

$$Bt = Bo + Bg(Rsi - Rs)$$

$$Bt = 1.34 + 0.0072\ (\ 100 - 90\ ) = 1.412$$

$$Bti = Boi = 1.37\ .$$

$$Bw = 1\ .$$

$$Rp = Gp\ /\ Np = 37x10^6\ /\ 2.7x10^5 = 137\ .$$

$$We = 2.7x10^5\ (\ 1.34 + 0.0072\ (\ 137 - 90\ )\ ) + 15\ 000\ (1) - 6.7x10^6\ (\ 1.412 - 1.37\ )$$

We = 186 768 m^3

II.4.3 Se tiene un yacimiento de aceite en $4.19x10^6$ de roca con ϕ = 20 % y Swi = 13 %. El yacimiento tiene asociado un acuífero activo. Se cuenta con los siguientes datos:

$Pb = 220\ (Kg/cm^2)$	$P = 180(Kg/cm^2)$	$Bg = 0.0081\ (m^3/m^3)$
$Bob = 1.38\ (m^3/m^3)$	$Bo = 1.32\ (m^3/m^3)$	$We = 1.2x10^6\ m^3$
$Rsi = 180\ (m^3/m^3)$	$Rs = 112\ (m^3/m^3)$	$Wp = 0$

Considerando Sg < Sgc durante todo el tiempo de explotación considerado, Determinar:

a) El volumen producido acumulado de aceite.
b) El volumen producido acumulado de gas.
c) El volumen producido acumulado de gas disuelto.
d) La saturación de aceite a 180 (Kg/cm^2).
e) El factor recuperado.

Solución:

a) La Ecuación de Balance de Materia para yacimientos saturados ($m = 0$, $Wp = 0$):

$$N\,(Bt - Bti) + We = Np\,[\,Bo + Bg\,(Rp - Rs)\,] \, .$$

De donde:

$$Np = \frac{N\,(Bt - Bti) + We}{Bo + Bg\,(Rp - Rs)} \, .$$

$$N = \frac{Vr\,\phi\,(1 - Swi)}{Boi}$$

$$N = \frac{4.19\text{x}10^{8} * 0.2 * (1 - 0.13)}{1.38}$$

$$N = 52.83\text{x}10^{6}\ m^{3} \, .$$

$$Bti = Bob = 1.38$$

$$Bt = Bo + Bg\,(Rsi - Rs)$$

$$Bt = 1.32 + 0.0081\,(180 - 112)$$

$$Bt = 1.8708$$

Como $Sg < Sgc$:

$$Rp = \frac{180 + 112}{2} = 146\ (m^{3}/m^{3})$$

Sustituyendo valores:

$$Np = \frac{52.83\text{x}10^{6}\,(1.8708 - 1.32) + 1.2\text{x}10^{6}}{1.32 + 0.0081\,(146 - 112)}$$

$$\boxed{Np = 18.991327\text{x}10^{6}\ m^{3}.}$$

b) El gas producido acumulado:

$$Gp = Rp\,Np$$

$$Gp = 146 * 18.991327\text{x}10^{6}\ m^{3}$$

$$\boxed{Gp = 2.7727\text{x}10^{9}\ m^{3}}$$

c) Como $Sg < Sgc$ no hay flujo de gas libre, por lo tanto:

Gpd = Gp = 2.2727x10^{5} m^{3} ☑

d) La saturación de aceite a 180 (Kg/cm^{2}):

$$So = \frac{Vor}{Vp} = \frac{(N - Np)\ Bo}{Vr\ \phi}$$

$$So = \frac{(52.83 - 18.991327)x10^{6} * 1.32}{4.19x10^{8} * 0.2}$$

So = 0.533 ☑

e)
$$Rec = \frac{Np}{N} = \frac{18.991327x10^{6}}{52.83x10^{6}}$$

Rec = 0.35948 ☑

II.4.4 Se ha planeado iniciar un proyecto de inyección de agua en un yacimiento cuyas propiedades PVT están en la siguiente tabla

P (psia)	Bo(pie^{3}/pie^{3})	Bg(pie^{3}/pie^{3})	Rs(pie^{3}/pie^{3})	Rp(pie^{3}/pie^{3})
3330	1.2511	0.00488	90.83	90.83
2700	1.2022	0.00601	71.41	220.0

La intensión es mantener la presión del yacimiento en 2700 psia.
a) ¿ Cuál será el gasto de inyección inicial requerido para producir 10 000 bls/día de aceite ?
b) ¿ Cuánto de ese volumen se utilizará para desplazar el aceite ?

Solución:

a) La Ecuación de Balance de Materia para este caso es:

$$N\ Boi = Np\ [\ Bo + Bg\ \ (Rp - Rs)\ ]$$

asociando la producción con un barril de aceite:

$$Bo + Bg\ (Rp - Rs) = 1.2022 + 0.00601\ (220 - 71.41)$$

$$Bo + Bg\ (Rp - Rs) = 2.0952$$

Por lo tanto para obtener una producción de 10 000 bls/día se necesitará inyectar:

10 000 (2.0952) = 20,952 bld/día de agua @ c.y. ☑

b) Para desplazar el aceite

$$\frac{1.2022}{2.0952} = 0.5738$$

Para esto se requiere el 57.38% del agua inyectada. ☑

II.5 Yacimientos con casquete original de gas.

II.5.1 Un yacimiento saturado con casquete inicial de gas, sin condiciones favorables para la segregación gravitacional, ni entrada de agua, cuenta con la siguiente información:

$N = 15\,000\,000\ m^3$ **$C_f = 9.48\times10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}$**
$G = 28\,937\,500\ m^3$ **$C_w = 8.5\times10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}$**

$P(Kg/cm^2)$	$Bo(m^3/m^3)$	$Rs(m^3/m^3)$	$Bg(m^3/m^3)$	$Rp(m^3/m^3)$
175	1.3890	150.1	0.0072	0
165	1.3770	141.9	0.0077	155

Tomando en cuenta toda la información con que se cuenta, Determinar y enumerar de acuerdo a su importancia para este yacimiento y para el intervalo de presión aquí mostrado, los mecanismos de empuje o desplazamiento.

Solución:

La Ecuación de Balance de Materia para este caso es:

$$Np\,(\,Bo + Bg\,(\,Rp - Rs\,)\,) = N\,(\,Bt - Bti\,) + mNBti\,(\,(Bg/Bgi) - 1\,) + We - WpBw\ .$$

Cmo no existe entrada de agua entonces:

$$We - WpBw = 0$$

con lo que la producción se debe principalmente a la expansión de aceite y gas.

Obteniendo la producción de aceite para este intervalo de presiones tenemos:

$$Np = \frac{N(\,Bt - Bti\,) + G\,(\,Bg - Bgi\,)}{Bo + Bg\,(\,Rp - Rs\,)}\ .$$

para lo cual requerimos del cálculo previo de Bt y N(Bt - Bti) :

$$Bt = Bo + Bg\,(\,Rsi - Rs\,) = 1.377 + 0.0077\,(\,150.1 - 141.9\,)$$

$$Bt = 1.44014$$

$$Bti = Boi = 1.389$$

$$N(\,Bt - Bti\,) = 15\,000\,000\,(\,1.44014 - 1.389\,) = 767\,100\ .$$

Sustituyendo:

$$Np = \frac{(767\,100) + 28\,937\,500\,(\,0.0077 - 0.0072\,)}{1.377 + 0.0077\,(\,155 - 141.9\,)}$$

$$Np = 528\,848.1057\ m^3\ .$$

Para conocer la forma en que aportan cada uno de los empujes se tiene:

•**Aportación de aceite y gas disuelto:**

$$A = \frac{N\,(\,Bt - Bti\,)}{Np\,(\,Bo + Bg\,(\,Rp - Rs\,)\,)}$$

sustituyendo:

$$A = \frac{767\ 100}{528\ 848.105\,(\,1.377 + 0.0077\,(\,155 - 141.9\,)\,)}$$

$$A = 0.9815\ .$$

•**Aportación del casquete de gas:**

$$B = \frac{NmBti\,(\,(Bg/Bgi) - 1)}{Np\,(\,Bo + Bg\,(\,Rp - Rs\,)\,)}$$

donde:

$$m = \frac{G\ Bgi}{N\ Bti} = \frac{28\ 937\ 500\ (0.0072)}{(15\ 000\ 000)\ (1.389)}$$

$$m = 0.01\ .$$

Sstituyendo.

$$B = \frac{0.01\ (15\ 000\ 000)\ (1.389)\ ((0.0077\ /\ 0.0072) - 1)}{528\ 848.1057\ (1.377 + 0.0077\,(\,155 - 141.9)\,)}$$

$$B = 0.018512\ .$$

Por lo que si se enumeran los mecanismos de desplazamiento sería de la siguiente forma:

1. Empuje por expansión de aceite y gas disuelto.	☑
2. Empuje por expansión del casquete de gas.	☑

II.5.2 Un yacimiento de aceite con casquete original de gas, cuenta con la siguiente información:

Vol = 600×10^6 m^3 @ c.y.	**Swizg = 0.13**	**P = 160 (Kg/cm^2)**
Pi = 200 (Kg/cm^2)	**C_w = 45×10^{-6} (Kg/cm^2)$^{-1}$**	**Bo = 1.28 (m^3/m^3)**
Boi = 1.36 (m^3/m^3)	**C_f = 50×10^{-6} (Kg/cm^2)$^{-1}$**	**Bg = 0.0093 (m^3/m^3)**
Rsi = 120 (m^3/m^3)		**Rs = 100 (m^3/m^3)**
G = 3.45×10^{10} m^3		
Bgi = 0.007 (m^3/m^3)		
Rp = 130 (m^3/m^3)		
Swizo = 0.18		

a) Calcular el valor de *m*.
b) Determinar el volumen producido acumulado de aceite a 160 (Kg/cm^2).
c) Determinar el factor de recuperación a 160 (Kg/cm^2).

Solución:

a) Por definición:

$$m = \frac{G\ Bgi}{N\ Boi}$$

$$m = \frac{3.45x10^{10} * 0.007}{600x10^{6}}$$

$\boxed{m = 0.4025}$

b) La Ecuación de Balance de Materia considerando la expansión de la formación y del agua congénita es: (como es muy grande se escribe por partes)

$$Np = \frac{A + B + C}{Bo + Bg\ (Rp - Rs)} \ .$$

Donde:

$$A = N\ [\ m\ Bti\ ((Bg\ /\ Bgi) - 1) + (\ Bt - Bti\ )\ ]$$

$$B = C_f \Delta' p \left[\frac{mNBti}{1 - Swizg} + \frac{NBti}{1 - Swizo}\right]$$

$$C = C_w \Delta' p \left[Swizg \frac{mNBti}{1 - Swizg} + Swizo \frac{NBti}{1 - Swizo}\right]$$

Calculando valores:

$$N = Voi\ /\ Boi = 600x10^{6}\ /\ 1.36$$

$$N = 441.1765x10^{6}\ .$$

$$Bt = Bo + Bg(Rsi - Rs)$$

$$Bt = 1.28 + 0.0093\ (\ 120 - 100\ ) = 1.466\ .$$

$$\Delta'p = Pi - P = 200 - 160 = 40\ (Kg/cm^2)\ .$$

Sustituyendo valores:

$$A = 441.1765x10^{6}\ [\ 0.4025 * 1.36 * (\ 0.0093/0.007 - 1\ ) + (1.466 - 1.36)\ ]$$

$$A = 126.114714x10^{6}$$

$$B = 50x10^{-6} * 40\left[\frac{0.4025 * (441.1765x10^{6} * 1.36)}{1 - 0.13} + \frac{441.1765x10^{6} * 1.36}{1 - 0.18}\right]$$

$$B = 2.018587x10^6 \ .$$

$$C = 45x10^{-6} * 40\left[0.13\frac{0.4025 * 441.1765x10^6 * 1.36}{1 - 0.13} + 0.18\frac{441.1765x10^6 * 1.36}{1 - 0.18}\right]$$

$$C = 302\ 028.3634 \ .$$

Finalmente:

$$Np = \frac{126.114714x10^6 + 2.018587x10^6 + 302\ 028.3634}{1.28 + 0.0093\ (\ 130 - 100\ )}$$

$Np = 82\ 383\ 149.07\ m^3$ ☑

c) La recuperación:

$$Rec = Np\ /\ N$$

$$Rec = 82\ 383\ 149.07\ /\ 441.1765x10^6$$

Rec = 0.1867 ☑

↳ II.5.3 Un yacimiento hipotético de aceite con $m = 0.25$ y $N = 530x10^6\ m^3$, $Swi = 0.125$ y $Vpi = 835x10^6\ m^3$ tiene el siguiente comportamiento:

$P(Kg/cm^2)$	$Bo\ (m^3/m^3)$	$Bg\ (m^3/m^3)$	$Rs\ (m^3/m^3)$	$Rp\ (m^3/m^3)$
220	1.380	0.0060	180	
210	1.360	0.0064	154	186
200	1.342	0.0068	137	194
190	1.330	0.0074	124	210
180	1.318	0.0081	112	236

Determinar:

a) El volumen de aceite producido acumulado a cada presión.
b) El volumen de gas producido acumulado a cada presión.
c) La recuperación de aceite a 180 Kg/cm^2.
d) La saturación de aceite a 180 (Kg/cm^2)

Solución:

a) La Ecuación de Balance de Materia es:

$$N(\ Bt - Bti\ ) + mNBti\ (\ (Bg/Bgi) - 1\ ) = Np[\ Bo + Bg\ (\ Rp - Rs\ )\ ]$$

De donde:

$$Np = \frac{m\ N\ Bti((Bg/Bgi) - 1) + N(Bt - Bti)}{Bo + Bg\ (Rp - Rs)}$$

Donde :

$$Bt = Bo + Bg\ (Rsi - Rs), \qquad Rsi = 180\ (m^3/m^3)\ ; \qquad Bgi = 0.006\ (m^3/m^3)$$

Para mayor claridad se resolverá de manera tabular:

$P(Kg/cm^2)$	Bt	mNBti(Bg/Bgi - 1)	N(Bt-Bti)	Bo+Bg(Rp-Rs)
220	1.3800	0	0	0
210	1.5264	$12.2x10^6$	$77.592x10^6$	1.5648
200	1.6344	$24.38x10^6$	$134.832x10^6$	1.7296
190	1.7444	$42.665x10^6$	$193.132x10^6$	1.9664
180	1.8688	$63.9975x10^6$	$259.064x10^6$	2.3224

Finalmente:

$Npx10^6(m^3)$
0.0
57.382413
92.051341
119.9130.9
139.106743

b) Para obtener el Gp se usa la expresión:

$$Gp = Rp\ Np$$

De donde resulta:

$P(Kg/cm^2)$	$Gpx10^{10}(m^3)$
220	0.0
210	1.067313
200	1.785796
190	2.518174
180	3.282919

c) La recuperación:

$$Rec = Np / N$$

$$Rec = 139.106743x10^6 / 530x10^6$$

Rec = 0.262465 ☑

d) La saturación de aceite:

$$So = \frac{Vor}{Vp} = \frac{(N - Np)Bo}{Vp}$$

$$So = \frac{(530 - 139.106743)x10^6 * 1.318}{835.7x10^6}$$

So = 0.6165 ☑

↳ II.5.4 Aplicando la Ecuación de Balance de Materia a un periodo de explotación de un día, Calcular el volumen de gas @ c.s. que debe inyectarse a un yacimiento que produce 20 000 m^3/día de aceite con una R = 150 m^3/ m^3 y qw=1000m^3/día, si se desea mantener la presión actual de 130 Kg/cm^2. A esta presión Bo = 1.250 (m^3/m^3), Rs = 130 (m^3/m^3),
Bg = 0.003 (m^3/m^3). El Bg del gas inyectado es de 0.004 (m^3/m^3)y Bw = 1 (m^3/m^3)

Solución:

De la Ecuación de Balance de Materia:

$$Vg_{iny} \ @\ c.y. = Np\ [\ Bo + Bg\ (\ Rp - Rs\ )\ ] + Wp\ Bw\ .$$

dividiendo entre un Δt = 1 día para usar gasto

$$\frac{Vg_{iny}}{\Delta t} = \frac{Np}{\Delta t}[\ Bo + Bg\ (Rp - Rs)\ ] + \frac{Wp\ Bw}{\Delta t}\ ,$$

con lo cual queda:

$$q_{iny}\ Bg_{iny} = q_o\ [\ Bo + Bg\ (\ Rp - Rs\ ) + qw\ Bw\ ]\ .$$

Sustituyendo:

$$q_{iny}\ Bg_{iny} = 20\,000\ (1.25 + 0.003\ (\ 150 - 130\ )) + (\ 1000 * 1\ )$$

$$q_{iny}\ Bg_{iny} = 27\,200\ m^3{}_g\ @\ c.y.$$

poniendo este gasto a condiciones estándar:

$$q_{iny} = 27\,200\ /\ 0.004 = 6.8x10^6\ m^3{}_g$$

$\boxed{q_{iny} = 6.8x10^6\ m^3{}_g\ @\ c.s.}$ ☑

↳ II.5.5 Suponga que el comportamiento de un yacimiento es el siguiente:

P(Kg/cm^2)	Bo (m^3/m^3)	Bg(m^3/m^3)	Rs (m^3/m^3)	Rp (m^3/m^3)
150	1.25	0.0005	200	0
110	1.24	0.0009	180	220
60	1.23	0.0016	155	280
20	1.21	0.0025	125	380

N = 100x10^6 m^3 ; G = 5x10^{10} m^3 ; We = 0.0

Determinar:

a) El volumen de aceite producido acumulado a cada nivel de presión.

b) ¿ Cuáles deberán ser los volúmenes originales de aceite y gas libre para que pudiera producirse diez veces más el volumen de aceite calculado y que el comportamiento del yacimiento sea el mismo?

Solución:

La Ecuación de Balance de Materia para un yacimiento saturado con casquete de gas y sin entrada de agua es:

$$N(\ Bt - Bti\ ) + m\ N\ Bti\ (\ (Bg/Bgi) - 1\ ) = Np[\ Bo + Bg\ (\ Rp - Rs\ )\ ]\ .$$

De donde:

$$m\,N\,Bti\,(\,(Bg/Bgi) - 1\,) = G\,(\,Bg - Bgi\,)\ .$$

Entonces:

$$Np = \frac{N(\,Bt - Bti\,) + G(\,Bg - Bgi\,)}{Bo + Bg\,(\,Rp - Rs\,)}$$

$$Bt = Bo + Bg\,(\,Rsi - Rs\,)$$

$$Bti = Boi = 1.25$$

$$Rsi = 200\ (m^3/m^3)\ .$$

A 110 (Kg/cm^2):

$$Bt = 1.24 + 0.0009\,(\,200 - 180\,) = 1.258\ .$$

$$Np = \frac{100x10^6\,(\,1.258 - 1.25\,) + 5x10^{10}\,(\,0.0009 - 0.0005\,)}{1.24 + 0.0009\,(\,220 - 180\,)}$$

$Np_{110} = 16.3x10^6\ m^3$

A 60 (Kg/cm^2):

$$Bt = 1.23 + 0.0016\,(\,200 - 155\,) = 1.302\ .$$

$$Np = \frac{100x10^6\,(\,1.302 - 1.25\,) + 5x10^{10}\,(\,0.0016 - 0.0005\,)}{1.23 + 0.0016\,(\,280 - 155\,)}$$

$Np_{60} = 42.1x10^6\ m^3$

A 20 (Kg/cm^2):

$$Bt = 1.21 + 0.0025\,(\,200 - 125\,) = 1.397\ .$$

$$Np = \frac{100x10^6\,(\,1.397 - 1.25\,) + 5x10^{10}\,(\,0.0025 - 0.0005\,)}{1.21 + 0.0025\,(\,380 - 125\,)}$$

$Np_{20} = 62.08x10^6\ m^3$

Resumiendo:

$P(Kg/cm^2)$	$Npx10^6(m^3)$
150	0.0
110	16.3
60	42.1
20	62.08

b) De la Ecuación de Balance de Materia:

$$Np = \frac{N(Bt - Bti) + G(Bg - Bgi)}{Bo + Bg(Rp - Rs)}$$

Si deseamos obtener 10 Np, debemos multiplicar por 10 ambos miembros de la ecuación:

$$10\ Np = 10\,\frac{N(Bt - Bti) + G(Bg - Bgi)}{Bo + Bg(Rp - Rs)}\ .$$

Para mantener el comportamiento del yacimiento, los factores de volumen y las relaciones gas-aceite no deben de ser afectadas por la multiplicación. Entonces:

$$10Np = \frac{(N\ 10)(Bt - Bti) + (G\ 10)(Bg - Bgi)}{Bo + Bg(Rp - Rs)}\ .$$

De donde se desprende que para obtener 10 veces la producción calculada, se requiere:

$N = 10 * 1x10^6 = 1x10^7\ m^3$ ☑
$G = 10 * 5x10^{10} = 5x10^{11}\ m^3$ ☑

II.6 Yacimientos con entrada de agua y casquete original de gas.

✎ II.6.1 Se tiene un yacimiento con un volumen original de aceite de $8.631x10^6\ m^3$ @ c.y., contiene un casquete de gas ocupando un volumen de roca de $22x10^6\ m^3$, las condiciones iniciales son las siguientes:

$\phi = 12\%$	$Rsi = 100\ (m^3/m^3)$
$Sw = 25\%$	$Boi = 1.37\ (m^3/m^3)$
$Pi = 200\ Kg/cm^2$	$Bgi = 0.0066\ (m^3/m^3)$

Después de 547 días de explotación, se tiene la siguiente información:

$Np = 270\ 000\ m^3$	$p = 180\ Kg/cm^2$
$Gp = 37x10^6\ m^3$	$Rs = 90\ (m^3/m^3)$
$Wp = 1\ 400\ m^3$	$Bo = 1.34\ (m^3/m^3)$
$Bg = 0.0072$	

a) Determinar la entrada de agua
b) Los índices de empuje en porcentaje de la recuperación existente a la presión de 180 Kg/cm^2.

Solución:

$$N(Bt - Bti) + GBgi((Bg/Bgi) - 1) + We = Np[Bo + Bg(Rp - Rs)] + Wp\,Bw\ .$$

De donde:

$$G = Vr\,\phi\,Sg = (22x10^6)(0.12)(1 - 0.25)$$

$$G = 1.98x10^6\ m^3\ .$$

$$N = Voi / Boi = 8.631x10^6 / 1.37$$

$$N = 6.3x10^6 \ m^3$$

$$We = Np[\ Bo + Bg\ (\ Rp - Rs\ )\ ] + Wp\ Bw - N(\ Bt - Bti\ ) - G\ Bgi\ (\ (Bg/Bgi) - 1\ )$$

$$Rp = Gp\ /\ Np = 37x10^6\ /\ 0.27x10^6 = 137.037037$$

$$Bw = 1.0\ ; \qquad Bti = Boi = 1.37$$

$$Bt = Bo + Bg\ (\ Rsi - Rs\ )$$

$$Bt = 1.34 + 0.0072\ (\ 100 - 90\ ) = 1.412$$

$$We = 0.27x10^6\ (1.34 + 0.0072\ (\ 137.037037 - 90\ )\ ) + 1400\ (1) -$$

$$- 6.3x10^6(\ 1.412 - 1.370\ ) - 1.98x10^6\ (0.0066)\ ((\ 0.0072\ /\ 0.0066\ ) - 1)$$

We = 188 852 m³ ☑

b) Cálculo de los empujes:

- Empuje por gas disuelto liberado:

$$A = \frac{N\ (Bt - Bti)}{Np\ (\ Bo + Bg\ (\ Rp - Rs\ )\ )} x\ 100$$

Sustituyendo valores

$$A = \frac{6.3x10^6\ (\ 1.412 - 1.37\ )}{0.27x10^6\ (\ 1.34 + 0.0072\ (\ 137.037037 - 90\ )\ )} x\ 100$$

$$A = \frac{0.2646x10^6}{0.453239928x10^6} x\ 100$$

A = 58.38 % ☑

- Empuje por gas del casquete:

$$B = \frac{GBgi\ (\ (Bg/Bgi) - 1\ )}{Np\ (Bo + Bg\ (Rp - Rs))} x\ 100\ .$$

Sustituyendo valores:

$$B = \frac{1.98x10^6\ (0.0066)\ ((\ 0.0072\ /\ 0.0066\ ) - 1)}{0.27x10^6\ (\ 1.34 + 0.0072\ (\ 137.037037 - 90\ )\ )} x\ 100$$

$$B = \frac{1188}{0.453239928x10^6} x\ 100$$

B = 0.26213 % ☑

- **Empuje por entrada neta de agua:**

$$C = \frac{We - Wp\,Bw}{Np(\,Bo + Bg\,(Rp - Rs)\,)} \times 100$$

$$C = \frac{188\ 852 - 1400}{0.27\times10^6\,(\,1.34 + 0.0072\,(\,137.037037 - 90\,)\,)} \times 100$$

$$C = \frac{188\ 852}{0.453239928\times10^6} \times 100$$

C = 41.405 % ☑

II.6.2 Se tiene un yacimiento de aceite saturado con casquete de gas, del cual se sabe que cuando la presión ha decrecido en un 20% de su valor original, el 65% de los hidrocarburos producidos es por efecto de la expansión del aceite original y el 33% se debe a la expansión del gas del casquete. Además se cuenta con la siguiente información:

Rs (m^3/m^3)	Bo (m^3/m^3)	Bg (m^3/m^3)	Np(m^3)	Gp(m^3)	Wp(m^3)
100	1.4	0.002	0	0	0
80	1.2	0.003	300 000	36×10^6	0

a) Determinar si hay o no entrada de agua al yacimiento y explicar porqué.

b) En caso afirmativo, Calcular el volumen de esa entrada de agua especificando a qué condiciones es medida.

Solución:

La suma de los empujes debe ser igual a la unidad:

$$A + B + C = 1.0\ .$$

De donde:

A = Empuje por expansión del aceite.

B = Empuje por expansión del casquete.

C = Empuje por entrada de agua.

Si no existe entrada de agua C deberá ser cero:

despejando:

$$C = 1.0 - A - B$$

$$C = 1.0 - 0.65 - 0.33$$

C = 0.02
Como C no es cero, se concluye que si existe entrada de agua. ☑

b) por definición:

$$C = \frac{We - Wp\,Bw}{Np\,(\,Bo + Bg\,(\,Rp - Rs\,)\,)}\;.$$

Como Wp = 0:

$$We = C\,Np\,(\,Bo + Bg\,(\,Rp - Rs\,)\,)$$

$$Rp = Gp\,/\,Np = 36x10^6\,/\,0.3x10^6$$

$$Rp = 120\;.$$

$$We = 0.02 * 0.3x10^6 * (\,1.2 + 0.003\,(\,120 - 80\,)\,)$$

Wp = 7920 m^3 @ c.y. ☑

II.6.3 Aplicando la Ecuación de Balance de Materia a un período de explotación de un día, Calcular el volumen de gas @ c.s. que debe inyectarse a un yacimiento que produce 20 000 m^3/d de aceite con una R=150 (m^3/m^3) y 1000m^3/d de agua, si se desea mantener la presión actual de 130 (Kg/cm^2). A esta presión Bo=1.25 (m^3/m^3), Rs = 130 (m^3/m^3), Bg = 0.003 (m^3/m^3).
El Bg del gas inyectado es de 0.004 (m^3/m^3) y Bw = 1.00 (m^3/m^3)

Solución:

La Ecuación de Balance de Materia con We = 0:

$$N(\,Bt - Bti\,) + m\,N\,Bti\,(\,(Bg/Bgi) - 1\,) = Np[\,Bo + Bg\,(\,Rp - Rs\,)\,] + Wp\,Bw\;.$$

Como el período de explotación es de un día se puede considerar (el valor numérico):

$$Np = qo$$

$$Wp = qw$$

$$Rp = R\;.$$

Como la presión se mantendrá constante, no existirán expansiones dentro del yacimiento. El efecto de esas expansiones será sustituido por el volumen de gas inyectado @ c.y.

Entonces se puede escribir:

$$qo\,(Bo + Bg\,(\,Rp - Rs\,)\,) + qw\,Bw = qginy\,Bginy\;.$$

De donde:

$$qiny = \frac{qo\,(Bo + Bg\,(\,Rp - Rs\,)\,) + qw\,Bw}{Bg\,iny}$$

$$qiny = \frac{20\,000(\,1.25 + 0.003\,(\,150 - 130\,)\,) + 1000\,(1)}{0.004}$$

qg iny = 6.8x10^6 m^3/d @ c.s. ☑

II.7 Ecuación de Balancede Materia presentada como la ecuación de una línea recta.

II.7.1 Un yacimiento con casquete de gas tiene un volumen original de aceite de 115x10⁶ bl @ c.s. El comportamiento del yacimiento se resume en la siguiente tabla:

P(Kg/cm²)	Np(m³)	Rp (m³/m³)	Bo (m³/m³)	Rs (m³/m³)	Bg (m³/m³)
235	0	0.00	1.2511	90.83	0.00488
220	524000	186.99	1.2353	84.95	0.00517
210	938000	188.77	1.2222	80.14	0.00539
200	1407000	206.58	1.2122	75.69	0.00567
190	1829000	219.94	1.2022	71.41	0.00601
180	2307000	225.28	1.1922	66.78	0.00653
170	2819000	231.52	1.1822	62.69	0.00674

De la información geológica se estima un tamaño del casquete de gas tal que m = 0.4 . Utilizando la historia de presión y producción Confirmar esta estimación, si no ¿ Cuál es el valor correcto de m ?

Solución:

Este problema se puede resolver usando el método de la Ecuación de Balance de Materia en forma de recta:

$$F = N\,(Eo + m\ Eg\ Bti/Bgi)\ .$$

Donde:

$$F = Np\,(\,Bt + Bg\,(Rp - Rsi\,)\,)$$

$$Eo = Bt - Bti$$

$$Eg = Bg - Bgi$$

En la cual al graficar F vs. (Eo + m Bti/Bgi Eg) con un valor supuesto de m, se obtendrá una recta si m es correcta. Con las ecuaciones anteriores se construye la siguiente tabla:

$$m = 0.4$$

P (Kg/cm²)	Bt	Fx10⁶	Eo	Egx10⁴	Eo+Eg m Bti/Bgi
235	1.251	0.000	0.000	0.0	0.000000
220	1.266	0.924	0.015	2.9	0.044736
210	1.280	1.696	0.029	5.1	0.081296
200	1.298	2.750	0.047	7.9	0.128007
190	1.319	3.832	0.068	11.3	0.183871
180	1.345	5.072	0.094	16.5	0.263192
170	1.372	6.541	0.121	18.6	0.311726

En la figura II.1 se gráfico obteniendo una línea curva, por lo tanto el valor de m = 0.4 es incorrecto.

Se prueba de nuevo con m = 0.5 (se incrementa porque la curvatura es positiva) .

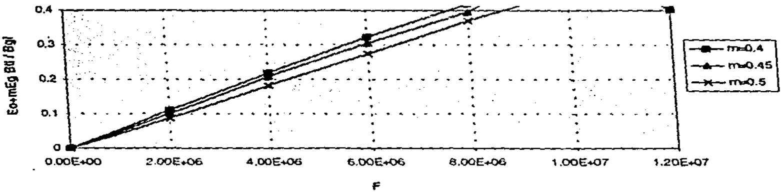
Eo + EgmBti/Bgi
0.0000
0.052171
0.094369
0.148259
0.212839
0.303496
0.358126

Al graficar estos mismos resultados en la misma Figura, se obtiene una curva con curvatura negativa, probamos con m =0.45

Eo + EgmBti/Bgi
0.000000
0.048453
0.087832
0.138133
0.198355
0.284341
0.335567

Con lo cual se obtiene la recta buscada, por lo tanto el valor correcto de m es m = 0.45

FIGURA II.1
EBM PRESENTADA COMO LA SOLUCIÓN DE UNA LÍNEA RECTA



II.7.2 De la aplicación del método de Haviena y Odhe se obtuvieron los siguientes datos:

F/Eo	Eg/Eo
600000	0.030
520000	0.024
440000	0.018
360000	0.012
280000	0.006

a) Determinar de qué tipo de yacimiento se trata.
b) Calcular el o los parámetros que se pueden obtener con los datos anteriores:

Solución:

a) Por presentar el Término Eg se deduce que se trata de un yacimiento saturado con casquete de gas y sin entrada de agua.

b) Graficando los datos (figura II.2) se obtiene:

De la pendiente:

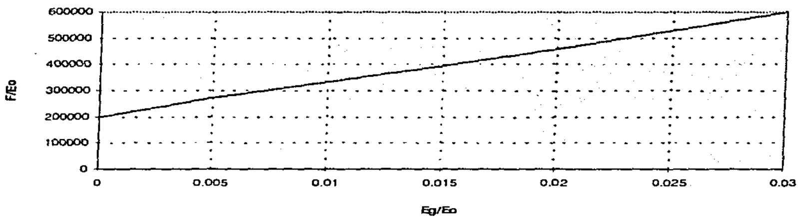
$$G = \frac{(6 - 2.8)\times 10^5}{(30 - 6)\times 10^{-3}}$$

$$G = 13.33333\times 10^6\ m^3\ .$$

De la ordenada al origen:

$\boxed{N = 2\times 10^5\ m^3}$

FIGURA II.2
EBM PRESENTADA COMO LA SOLUCIÓN DE UNA LÍNEA RECTA



II.7.3 Se tiene la siguiente información de un yacimiento sin entrada de agua:

$P (Kg/cm^2)$	$Bo (m^3/m^3)$	$Bg (m^3/m^3)$	$Rs (m^3/m^3)$	$Rp (m^3/m^3)$	$Np (x10^6\ m^3)$
150	1.25	0.0005	200	0	0.0
110	1.24	0.0009	180	220	18.35
60	1.23	0.0016	155	280	39.86
20	1.21	0.0025	125	380	59.40

Determinar el volumen original de aceite usando el método de la línea recta:

Solución:

Como Bo disminuye al abatirse la presión se puede asegurar que se trata de un yacimiento de aceite saturado. La Ecuación de Balance de Materia en este caso es:

$$N(Bt - Bti) = Np[Bo + Bg (Rp - Rs)]$$

$$Bt = Bo + Bg (Rsi - Rs) .$$

Haciendo:

$$Np (Bo + Bg (Rp - Rs)) = F$$

$$Bt - Bti = Eo$$

$$F = N\ Eo .$$

A 110(Kg/cm^2):

$$Bt = 1.24 + 0.0009 (200 - 180) = 1.258$$

$$Eo = 1.258 - 1.25 = 0.008$$

$$F = 18.35x10^6 (1.24 + 0.0009 (220 - 180))$$

$$F = 23.4146x10^6 .$$

A 60 (Kg/cm^2):

$$Bt = 1.23 + 0.0016 (200 - 155) = 1.302$$

$$Eo = 1.302 - 1.25 = 0.052$$

$$F = 39.86x10^6 (1.23 + 0.0016 (220 - 155))$$

$$F = 53.17324x10^6 .$$

A 20 (Kg/cm^2):

$$Bt = 1.21 + 0.0025 (200 - 125) = 1.3975$$

$$Eo = 1.3975 - 1.25 = 0.1475$$

$$F = 59.4x10^6 (1.21 + 0.0025 (220 - 125))$$

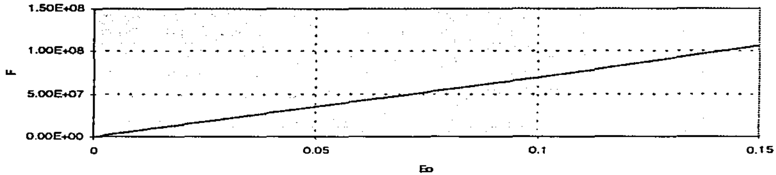
$$F = 85.981500x10^6 .$$

Tabulando los resultados:

P (Kg/cm^2)	Fx10^6	Eo
150	0.0	0.0000
110	23.4146	0.0080
60	53.17324	0.0520
20	85.98150	0.1475

En la figura II.3 se encuentran graficados estos valores, de donde se obtiene:

FIGURA II.3
EBM PRESENTADA COMO LA SOLUCIÓN DE UNA LÍNEA RECTA



$N = 877 \times 10^6\ m^3$

II.7.4 Calcular N y We si m = 0. Se tiene la siguiente información:

$P (Kg/cm^2)$	$Bo\ (m^3/m^3)$	$Bg\ (m^3/m^3)$	$Rs\ (m^3/m^3)$	$Np (m^3)$	$Gp (10^6\ m^3)$	$Wp\ (m^3)$
193.7	1.350		89.1	0	0.000	0
147.9	1.302	0.00829	70.4	1085390	110.155	25440
105.6	1.250	0.01187	54.5	2444760	344.056	77900

Solución:

La Ecuación de Balance de Materia en este caso es:

$$N(Bt - Bti) + We = Np(Bo + Bg (Rp - Rs)) + Wp\ Bw \ .$$

De donde:

$$N = \frac{Np(Bo + Bg(Rp - Rs)) + Wp\ Bw}{Bt - Bti} - \frac{We}{Bt - Bti} \ .$$

Haciendo:

$$N' = \frac{Np(Bo + Bg (Rp - Rs)) + Wp\ Bw}{Bt - Bti} \ .$$

Nos queda:

$$N = N' - \frac{We}{Bt - Bti} \ .$$

De donde:

$$We = (N' - N) (Bt - Bti) \ .$$

Y

$$Bt = Bo + Bg (Rsi - Rs) \ ; \qquad Rp = Gp / Np \ .$$

Efectuando cálculos:

$$Bti = Boi = 1.350 \ ; \qquad Bw = 1.0 \ .$$

A 147.9 (Kg/cm^2):

$$Bt = 1.302 + 0.00829 (89.1 - 70.4) = 1.457023$$

$$Rp = 110.155x10^6 / 1\ 085\ 390 = 101.489 \ (m^3/m^3)$$

$$N' = \frac{1\ 085\ 390 (1.302 + 0.00829 (101.489 - 70.4) + 25\ 440 * 1}{1.457023 - 1.350}$$

$$N' = 16.056x10^6 \ .$$

A 105.6 (Kg/cm^2):

$$Bt = 1.250 + 0.01187 (89.1 - 54.5) = 1.6607$$

$$Rp = 344.056x10^6 / 2\ 443\ 760 = 140.732 \ (m^3/m^3)$$

$$N' = \frac{2\ 444\ 760 (1.250 + 0.01187 (140.732 - 54.5) + 77\ 900 * 1}{1.6607 - 1.350}$$

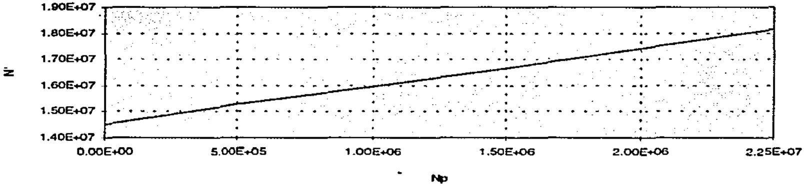
$$N' = 18.14x10^6 \ .$$

Tabulando los resultado:

$Np(x10^6 m^3)$	$N(x10^6)$
0.00000	0.00
1.08539	16.056
2.44476	18.140

En la figura II.4 se presentan estos valores gráficados, de donde se obtiene N cuando Np = 0.

FIGURA II.4
EBM PRESENTADA COMO LA SOLUCIÓN DE UNA LÍNEA RECTA



$\boxed{N = 14.5 \times 10^6\ m^3}$ ☑

Ahora calculando la entrada de agua:

A 105.6 (Kg/cm^2):

$$We = (18.12 - 14.5) \times 10^6 * (1.667 - 1.350)$$

$\boxed{We = 1.124734 \times 10^6\ m^3.}$ ☑

↳ II.7.5 Obtener N y m para un yacimiento sin entrada de agua. Las propiedades de los fluidos están dadas por las ecuaciones:

$$Bo = 1.2 + 0.0015 * P\ (m^3/m^3)$$
$$Bg = 0.024 - 9.23 \times 10^{-5} * P\ (m^3/m^3)$$
$$Rs = 0.8 * P + 20\ (m^3/m^3)$$

Se cuenta con la siguiente información:

P(Kg/cm^2)	Np($x10^6\ m^3$)	Rp (m^3/m^3)
150	0.0000	-
148	0.9970	140
146	1.9158	146
130	7.5784	183
120	9.7254	210

Solución:

La Ecuación de Balance de Materia en forma de recta es:

$$y = G\,x + N\ .$$

Donde:

$$y = \frac{Np\,(\,Bo + Bg\,(\,Rp - Rs\,)\,)}{Bt - Bti}$$

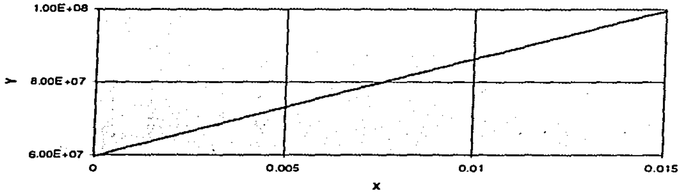
$$x = \frac{Bg - Bgi}{Bt - Bti} \quad .$$

Resolviendo las ecuaciones anteriores se obtiene:

P (Kg/cm²)	Bo (m³/m³)	Bg (m³/m³)	Rs (m³/m³)	Bt (m³/m³)	y (x10⁶)	x
150	1.425	0.0101550	140.0	1.4250		
148	1.422	0.0103396	138.4	1.4385	106.239	0.013670
146	1.419	0.0105242	136.8	1.4527	104.838	0.013328
130	1.395	0.0120010	124.0	1.5870	98.381	0.113950
120	1.380	0.0129240	116.0	1.6901	95.194	0.010445

En la figura II.5 se presenta la gráfica de y vs. x de donde se obtiene:

FIGURA II.5



- De la ordenada al origen:

$$N = 60x10^6\ m^3 \ .$$

De la pendiente (se usan los puntos de 148 y 120 (Kg/cm²))

$$G = \frac{\Delta y}{\Delta x} = \frac{(\,105.904 - 95.167\,)x10^6}{0.01363 - 0.01044}$$

$$G = 3.42056x10^9\ m^3 \ .$$

Como:

$$m = \frac{G\ Bgi}{N\ Boi} = \frac{3.42056 \times 10^9 * 0.010155}{60 \times 10^6 * 1.425}$$

$\boxed{m = 0.406266}$ ☑

III YACIMIENTOS DE GAS SECO

III.1 Introducción.

En estos yacimientos el medio poroso se encuentra saturado por gas y agua congénita. Es decir, sucede lo contrario a los yacimientos de aceite bajosaturado en donde no se tiene presente la fase gaseosa dentro del yacimiento. Pero curiosamente el comportamiento de estos dos tipos de yacimientos es muy similar, tanto así que el tratamiento que reciben es el mismo. Claro que uno es para aceite, sólo aceite, y el otro es para gas seco.

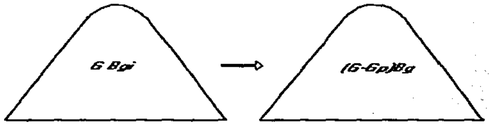
La palabra "seco" indica que el gas no contiene suficientes moléculas de los compuestos pesados como para formar hidrocarburos líquidos a las condiciones de superficie. Aunque se llegan a tener condensados estos son líquidos acuosos.

Ni a las condiciones de yacimiento, ni a las condiciones de la superficie, se entra a la región de dos fases, durante la explotación del yacimiento, por lo que siempre se está en la región de estado gaseoso.

Teóricamente, los yacimientos de gas seco no producen líquido en la superficie; sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria, y generalmente un sistema de hidrocarburos que produzca con relaciones gas-líquido mayores de 20 000 m^3 / m^3, se considera gas seco.

III.2 Deducciones.

III.2.1 Desarrollar la Ecuación de Balance de Materia para determinar el volumen original de gas sin entrada de agua, considerando la expansión de la roca y del agua.



Solución:

$$G\,Bgi = (G - Gp)\,Bg\ ;$$

desarrollando y reacomodando:

$$G\,Bgi = G\,Bg - Gp\,Bg\ .$$

$$G\,Bg - G\,Bgi = Gp\,Bg\ .$$

$$G\,(Bg - Bgi) = Gp\,Bg\ . \qquad \text{(A)}$$

Tomando en cuenta la expansión del sistema roca-fluido:

$$Ewc = Vpi\,Swi\,C_w\,\Delta' p\ .$$

$$Vpi = G\,Bgi\,/\,1\text{-}Swi\ . \qquad \text{(B)}$$

$$Es = Vpi\,C_f\,\Delta' p\ .$$

Colocando estos términos en la ecuación (A)

$$G\,(Bg - Bgi) + Vpi\,Swi\,C_w\,\Delta' p + Vpi\,C_f\,\Delta' p = Gp\,Bg\ .$$

Agrupando términos semejantes:

$$G\,(Bg - Bgi) + Vpi\,\Delta' p\,(Swi\,C_w + C_f) = Gp\,Bg\ ;$$

sustituyendo la ecuación (B) en la anterior y simplificando.

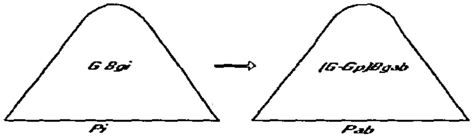
$$G\,(Bg - Bgi) + \frac{Bgi}{1\ Swi}\,\Delta' p\,(Swi\,C_w + C_f) = Gp\,Bg\ .$$

Finalmente despejando G:

$$G = \frac{Gp\,Bg}{(Bg - Bgi) + \dfrac{Bgi}{1 - Swi}\,\Delta'p\,(Swi\,C_w + C_f)}$$ ☑

III.3 Yacimientos de gas seco.

↳ III.3.1 Un yacimiento de gas tiene una presión inicial de 300 Kg/cm² y una presión de abandono de 30 Kg/cm²; a estas presiones Bg = 0.002 (m³/m³) y Bgab = 0.0047 (m³/m³) respectivamente. Calcule la recuperación considerando despreciable la expansión de la roca y el agua congénita.



Solución:

El volumen original de gas @ c.y. será igual al volumen de gas residual a las condiciones de abandono. Entonces:

$$G\,Bgi = (G - Gp)\,Bgab\ .$$

Despejando

$$Gp / G = Rec\ ,$$

$$Rec = 1 - (Bgi / Bgab) = 1 - (0.002 / 0.0047)$$

$$Rec = 0.5745\ ;$$

que expresada en porcentaje es:

Rec = 57.45 % ☑

↳ III.3.2 Un yacimiento contiene 400x10⁶ scf de gas a una presión inicial de 3150 psia a una temperatura tal que 1 pie³ a condiciones estándar de gas ocupa un volumen de 0.0010 bl en el yacimiento. Encontrar la producción acumulada de gas al tiempo cuando la presión en el yacimiento ha declinado a 2900 psia. A esta presión 1 pie³ de gas ocupa 0.0011 bls de espacio poroso en el yacimiento.

Solución :

La Ecuación de Balance de Materia en este caso es :

$$G\ Bgi = (G - Gp)\ Bg\ ;$$

de donde :

$$G\ Bgi = G\ Bg - Gp\ Bg\ ,$$

$$Gp\ Bg = G\ Bg - G\ Bgi\ ;$$

despejando Gp :

$$Gp = G - G\ (Bgi / Bg)\ ,$$

$$Gp = G\ (1 - (Bgi / Bg))\ .$$

Sustituyendo valores :

$$Gp = 400x10^6\ (1 - (0.0010 / 0.0011))$$

$\boxed{Gp = 36.36363x10^6\ pie^3}$ ☑

III.3.3 Considere un yacimiento de gas con una presión inicial de 3200 psia y 220 F. Su historia de producción es la siguiente:

P (psia)	Gp(10^6 pie^3)	Bg (pie^3/pie^3)
3200	0	0.00526
2959	79	0.00570
2525	221	0.00653
2125	452	0.00773
1825	554	0.00865

a) Calcule el volumen original de gas @ c.s. usando los datos de producción al final de cada intervalo de presión. (comportamiento volumétrico)

b) Si existen diferencias entre los volúmenes calculados explique la causa.

Solución:

a) La Ecuación de Balance de Materia para yacimientos volumétricos de gas es:

$$Gp\ Bg = G\ (Bg - Bgi)\ ;$$

de donde:

$$G = \frac{Gp\ Bg}{Bg - Bgi}\ .$$

A 2 925 psia:

$$G = \frac{79x10^6 * 0.00570}{0.00570 - 0.00526}$$

$G = 1023.409092x10^6$ pie^3 ☑

A 2 525 psia:

$$G = \frac{221x10^6 * 0.00653}{0.00653 - 0.00526}$$

$G = 1136.322835x10^6$ pie^3 ☑

A 2 925 psia:

$$G = \frac{452x10^6 * 0.00773}{0.00773 - 0.00526}$$

$G = 1414.558704x10^6$ pie^3 ☑

A 2 925 psia:

$$G = \frac{554x10^6 * 0.00865}{0.00865 - 0.00526}$$

$G = 1413.5988x10^6$ pie^3 ☑

Resumiendo:

P(psia)	G_{calc}($x10^6$ pie^3)
3 200	
2 925	1023.409092
2 525	1136.322835
2 125	1414.558704
2 825	1413.598820

b) Si hay diferencia entre los valores obtenidos y esto se debe a que la Ecuación de Balance de Materia no aporta resultados confiables al inicio de la explotación.

✎ III.3.4 Un yacimiento de gas produjo $150x10^6$ m^3 de gas @ c.s . de la presión inicial 220 Kg/cm^2 hasta la presión de 180 Kg/cm^2. El Bgi fue de 0.006 (m^3/m^3) y el Bg a 180 Kg/cm^2 fue de 0.0081 (m^3/m^3).

a) Calcule el volumen original de gas en el yacimiento medido a condiciones estándar y a condiciones de yacimiento.

b) Calcule la recuperación de gas expresada en porcentaje del volumen original.

c) Calcule el volumen de gas remanente.

Solución:

La Ecuación de Balance Materia para yacimientos de gas es:

$$Gp\ Bg = G\ (\ Bg - Bgi\ )\ ;$$

de donde:

$$G = \frac{Gp\ Bg}{Bg - Bi}$$

Sustituyendo valores:

$$G = \frac{150x10^6 * 0.0081}{0.0081 - 0.0060}$$

$$G = 578.571428x10^6\ m^3$$

Pasándolo a condiciones de yacimientos:

$$G\ Bgi = 578.571428x10^6 * 0.006$$

$\boxed{G\ Bgi = 3.471428x10^6\ m^3.}$ ☑

b) La recuperación expresada en porcentaje es:

$$Rec = \frac{Bg - Bgi}{Bg} x\ 100$$

$$Rec = \frac{0.0081 - 0.006}{0.0081} x\ 100$$

$$Rec = 25.9259\ \%$$

o bien:

$$Rec = \frac{Np}{N} = \frac{150x10^6}{578.571428x10^6}$$

$\boxed{Rec = 25.995\ \%}$ ☑

c) El gas que queda en el yacimiento es la diferencia entre el que había originalmente y el gas que se ha extraído.

$$Vgr = G - Gp$$

$$Vgr = 578.571428x10^6 - 150x10^6$$

$\boxed{Vgr = 428.571428x10^6\ m^3.}$ ☑

III.3.5 Encontrar el volumen de gas producido acumulado (Gp) de un yacimiento de gas con G = $1500x10^6$ m^3 @ c.s. del cual se sabe que:

$P(Kg/cm^2)$	$Bg\ (m^3/m^3)$	
150	0.0075	Swi = 0.20
130	0.0082	We = Wp = 0

a) Realizar los cálculos considerando comportamiento volumétrico.
b) Considere $C_w = 4x10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$ y $C_f = 9x10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$
c) Comparar los resultados.

Solución:

a) La Ecuación de Balance de Materia para yacimientos volumétricos de gas es:

$$Gp\ Bg = G\ (\ Bg - Bgi\ )\ \ ;$$

de donde:

$$Gp = \frac{G\ (\ Bg - Bgi\ )}{Bg}\ .$$

$$Gp = \frac{1500x10^6 * (\ 0.0082 - 0.0075)}{0.0082}$$

Gp = $128.0488x10^6$ m^3 ☑

b) La Ecuación de Balance de Materia para yacimientos no volumétricos sin We es:

$$Gp = \frac{G}{Bg}\left[Bg - Bgi + Bgi\Delta' p\left(\frac{SwC_w + C_f}{1 - Sw}\right)\right]$$

$$Gp = \frac{1500x10^6}{0.0082}\left[0.0082 - 0.0075 + (0.0075 * 20)\left(\frac{128.38x10^6 - 128x10^6}{1 - 0.20}\right)\right]$$

Gp = $128.3842226x10^6$ m^3 ☑

Comparando los resultados:

$$Error = \frac{Gp\ no\ vol. - Gp\ vol.}{Gp\ no\ vol.}$$

$$Error = \frac{(128.3842226 - 128.048)x10^6}{128.3842226x10^6}$$

$$Error = 0.0026126$$

Error = 0.26126 % ☑

Como se observa, el error que se comete al no tomar en cuenta la expansión de la roca y el agua congénita es mínimo. Esto se debe a que C_g es muchísimo mayor que C_w y C_f, por lo cual comúnmente no se toman en cuenta.

III.3.6 Considere un yacimiento hipotético de gas con un volumen original de gas $6x10^6$ m^3 @ c.y. La presión inicial fue de 235 Kg/cm² con un Bgi = 0.00456 (m³/m³). Hasta la presión de 195 Kg/cm² se ha recuperado el 20 % del volumen original; el Bg a esta presión es de 0.00544 (m³/m³). Sin considerar la expansión de la roca y el agua congénita, calcule el volumen de agua que ha entrado al yacimiento (Wp = 0).

Solución:

$$Gp\ Bg = G\ (\ Bg - Bgi\ ) + We \quad ;$$

de donde:

$$We = Gp\ Bg - (\ Bg - Bgi\ ) \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (A)$$

De la definición de recuperación:

$$Rec = Gp\ /\ G \qquad \Rightarrow \qquad Gp = G\ Rec$$

Sustituyendo en (A)

$$We = G\ Rec\ Bg - G\ Bg + G\ Bgi\ ,$$

factorizando

$$We = G\ (\ Rec\ Bg - Bg + Bgi\ ) \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots (B)$$

De los datos:

$$G\ Bgi = 6x10^6\ m^3$$

$$G = 6x10^6\ /\ 0.00456$$

$$G = 1315.79x10^6\ m^3$$

En (B):

$$We = 1315.79x10^6 * (\ (\ 0.2 * 0.00544\ ) - 0.00544 + 0.00456\ )$$

We = 273 684 m³.

IV YACIMIENTOS CON COMBINACIÓN DE EMPUJES

IV.1 Introducción.

En este capítulo se presenta el manejo de la Ecuación de Balance de Materia para aquellos yacimientos que originalmente fueron bajosaturados, pero que debido a la declinación de su presión inicial han pasado a ser saturados.

La Ecuación de Balance de Materia no puede aplicarse a períodos de producción que involucren ambas etapas, debido a que los mecanismos de empuje que actúan en cada una de ellas son diferentes. Durante la etapa de bajosaturación actúan las expansiones del aceite, de la roca y del agua congénita, mientras que en la etapa de saturación actúan además la expansión del gas que se libera del aceite.

Al analizar la etapa de saturación debe hacerse la consideración de que el yacimiento empieza a producir a la presión de burbujeo, por lo cual todos los parámetros iniciales para la aplicación de la Ecuación de Balance de Materia deben ser los que corresponden a dicha presión, inclusive el volumen original debe tomarse como el volumen de aceite remanente a la presión de burbujeo.

Después de realizar ambos análisis por separado, se integran los resultados para obtener las producciones acumulativas de fluidos y la recuperación a partir de la presión inicial del yacimiento.

Como se señaló anteriormente, el objetivo de la Ecuación de Balance de Materia es la predicción del comportamiento del yacimiento y su confiabilidad se confirma con el hecho de poder reproducir a través de ella la historia de producción conocida.

Una vez que la Ecuación de Balance de Materia ha sido ajustada para un yacimiento, será válido mientras no actúe otro mecanismo de empuje que no haya sido considerado, como puede ser: la entrada de agua, la expansión del gas disuelto liberado, un casquete de gas o algún empuje artificial.

Para obtener una buena predicción es imprescindible contar con datos suficientes y de buena calidad que sean representativos del yacimiento y evaluar qué mecanismos de empuje son los que se encuentran presentes para darle más atención al que sea predominante.

Aunque en este trabajo se trata muy poco, debe tenerse presente que cuando existe un frente de avance de agua o gas, la predicción incluye la determinación de las posiciones futuras del contacto entre los fluidos para conocer qué pozos deben cerrarse por invasión del fluido desplazante y principalmente evitar el fenómeno de conificación.

Debe tenerse presente también que el objetivo de la ingeniería es la optimización y por lo tanto, debe tomarse en cuenta el rendimiento económico de las técnicas de explotación posible. Por esta razón, la predicción debe presentarse también en función del tiempo; para hacerlo se requiere conocer la capacidad productiva de cada pozo de acuerdo con las instalaciones conque cuenta, la declinación de su producción y el programa de períodos de cierre por intervenciones (pruebas, reparaciones, etc.).

En este capítulo se presentan algunos ejemplos relativos a la predicción del comportamiento y la determinación de la entrada de agua

En yacimientos que presentan un gran relieve estructural, ya sea por tener un espesor muy grande o por tener un gran ángulo de echado, y que cuentan con una buena permeabilidad en sentido vertical, se puede presentar el fenómeno de la segregación gravitacional.

La segregación gravitacional consiste en el ascenso del gas que paulatinamente se va liberando del aceite, hacia la parte superior del yacimiento, donde se acumula formando un casquete de gas secundario que al crecer y expanderse desplazará al aceite hacia la parte inferior del yacimiento.

Las burbujas del gas liberado tienden a desplazarse a la parte alta de la estructura del yacimiento por tener una densidad menor a la de los líquidos del yacimiento, pero el gradiente de presión que se produce por la producción misma tenderá a arrastrarla hacia los pozos. Para que la segregación de los fluidos actúe como un mecanismo de empuje eficiente, se debe permitir la acumulación de gas en el casquete secundario, por lo cual es necesario restringir el ritmo de producción de tal manera que el gradiente de presión que se establezca hacia los pozos no arrastre a las burbujas de gas hacia ellos, permitiendo que ascienda dentro del yacimiento.

Generalmente, cuando en un yacimiento se permite actuar predominantemente el mecanismo de segregación gravitacional se incrementa un buen grado la recuperación final del aceite del yacimiento, sin embargo, cuando es necesario reducir el ritmo de producción se debe realizar una evaluación económica porque al diferir la producción se reduce el rendimiento económico que en algún caso podría anular el incremento económico generado por el incremento de la recuperación.

En este capítulo se presentan algunos ejemplos de yacimientos con segregación gravitacional.

IV.2. Deducciones.

IV.2.1 Suponga que se tiene un yacimiento de aceite saturado que originalmente fue bajosaturado. Se sabe que la recuperación durante la etapa de bajosaturación fue Rec_{bs} y que para el período de saturación se obtuvo una recuperación igual a Rec_s. Esta última se calculó considerando que la producción comenzó a la presión de burbujeo y no a la presión inicial.

Obtener una expresión que sea aplicable a este caso para la determinación de la recuperación total.

Solución:

La recuperación total es:

$$Rec = Np / N \quad \ldots \quad (A)$$

La recuperación durante la etapa de bajosaturación es:

$$Rec_{bs} = \Delta Np_{bs} / N \quad \ldots \quad (B)$$

La recuperación durante la saturación está referida al volumen de aceite remanente después de la bajosaturación, entonces:

$$Rec_s = \frac{\Delta Np_s}{N - \Delta Np_{bs}} \quad \ldots \quad (C)$$

Por otro lado, se puede establecer que:

$$Np = \Delta Np_{bs} + \Delta Np_s \quad \ldots \quad (D)$$

Es decir, que la recuperación acumulada de aceite es la suma del volumen obtenido durante la bajosaturación más el volumen obtenido en la saturación.

Dividiendo entre N se obtiene:

$$\frac{Np}{N} = \frac{\Delta Np_{bs}}{N} + \frac{\Delta Np_s}{N} \quad \ldots \quad (E)$$

De (A) y (B) en (E:)

$$Rec = Rec_{bs} + \frac{\Delta Np_s}{N} \quad \ldots \quad (F)$$

Despejando (C):

$$\Delta Np_s = Rec_s \, (N - \Delta Np_{bs}) \quad \ldots \quad (G)$$

Sustituyendo en (F):

$$Rec = Rec_{bs} + \frac{Rec_s \, (N - \Delta Np_{bs})}{N} \quad \ldots \quad (H)$$

Despejando de (B):

$$\Delta Np_{bs} = Rec_{bs}\, N \ .$$

Sustituyendo en (H):

$$Rec = Rec_{bs} + Rec_{s}\left[\frac{N}{N} - \frac{Rec_{bs} N}{N}\right] \ .$$

De donde:

$$\boxed{Rec = Rec_{bs} + Rec_{s}\,(1 - Rec_{bs})}$$

Que es la expresión para calcular la recuperación total de un yacimiento saturado que originalmente fue bajosaturado.

IV.2.2 A partir de la ecuación de Darcy obtener la expresión para calcular el índice de productividad:

a) Para flujo lineal.
b) Para flujo radial.

Solución:

El índice de productividad (J) se define como:

$$J = \frac{qo \ @ \ c.s.}{Pws - Pwf} \ .$$

Por otro lado, la ecuación de Darcy es:

$$v = -\frac{k}{\mu}\frac{\Delta p}{\Delta l} \ .$$

El gasto se obtiene como:

$$q = v\,A \ .$$

De la ecuación de Darcy:

$$q = -\frac{k}{\mu}\frac{\Delta p}{\Delta l} A \ .$$

En el yacimiento P = Pws - Pwf ; para un gasto de aceite medido a condiciones estándar:

$$qo = -\frac{ko}{\mu_o\, Bo}\frac{(Pws - Pwf)}{\Delta l} A \ .$$

Haciendo $A / \Delta l = C$

$$qo = -C\frac{ko}{\mu_o}\;\frac{(Pws - Pwf)}{Bo}\ .$$

Sustituyendo este gasto en el índice de productividad:

$$J = \frac{-C\,k\,kro\,(Pws - Pwf)}{\mu_o\,Bo\,(Pws - Pwf)}\ .$$

$$\boxed{J = -C\frac{k\,kro}{\mu_o\,Bo}}$$

Para flujo radial:

La ecuación de Darcy es:

$$v = -\frac{k}{\mu}\;\frac{dp}{dl}\ .$$

Haciendo $\Delta l = \Delta r$ (r = radio):

$$v = -\frac{k}{\mu}\;\frac{dp}{dr}\ .$$

En la ecuación del gasto q = v A:

$$qo = -\frac{k\,kro}{\mu_o\,Bo}\;\frac{dp}{r}\,A\ .$$

Donde $A = 2\,\pi\,r\,h$ (cilindro)

$$qo = -\frac{kkro}{\mu_o Bo}\left[2\pi h r\frac{dp}{r}\right]\ .$$

Que se puede escribir como:

$$qo\frac{dr}{r} = \frac{2\,\pi\,k\,kro}{\mu_o\,Bo} - dp\ .$$

Donde:

$$qo\int_{r_w}^{r_e}\frac{dr}{r} = \frac{2\pi krokh}{\mu_o Bo}\int_{Pwf}^{Pws}dp\ .$$

Resolviendo:

$$qo \; (\mathrm{Ln}\, re - \mathrm{Ln}\, rw) = \frac{2\,\pi\, k\, kro\, h}{\mu_o\, Bo} (Pws - Pwf) \; .$$

$$qo \; \mathrm{Ln} \, (re/rw) = \frac{2\,\pi\, k\, kro\, h}{\mu_o\, Bo} (Pws - Pwf) \; .$$

Despejando:

$$qo = \frac{2\,\pi\, k\, kro\, h\, (Pws - Pwf)}{\mu_o\, Bo \;\; \mathrm{Ln} \, (re/rw)} \; .$$

Sustituyendo en el índice de productividad:

$$J = \frac{2\,\pi\, k\, kro\, h\, (Pws - Pwf)}{\mu_o\, Bo\, \mathrm{Ln}(re/rw) \, (Pws - Pwf)} \; .$$

Eliminando términos y haciendo $2\,\pi = C$:

$$\boxed{J = C \frac{k\, kro\, h}{\mu_o\, Bo\, \mathrm{Ln}(re/rw)}}$$

IV.2.3 A partir de la ecuación de Darcy para flujo radial Demostrar que:

$$R = \frac{krg\, \mu_o\, Bo}{kro\, \mu_g\, Bg} + Rs$$

Solución:

Por definición:

$$R = q_g / q_o \; .$$

Donde el gas obtenido (qg) es la suma del gas libre que sale del yacimiento más el gas que sale disuelto en el aceite:

$$q_g = q_{gl} + q_{gd} \; .$$

Sustituyendo en R:

$$R = (q_{gl} + q_{gd}) / q_o \; .$$

$$R = (q_{gl} + q_o\, Rs) / q_o \; .$$

Que se puede escribir como:

$$R = (q_{gl} / q_o) + Rs \; . \qquad \text{(A)}$$

De la ecuación de Darcy:

$$q = C \frac{k\, kro\, h\, (Pws - Pwf)}{\mu_o\, Bo\, Ln\, (re/rw)} .$$

Aplicándola al gasto de gas libre y al gasto de aceite:

$$q_{gl} = C \frac{k\, krg\, h\, (Pws - Pwf)}{\mu_g\, Bg\, Ln\, (re/rw)} .$$

$$q_o = C \frac{k\, kro\, h\, (Pws - Pwf)}{\mu_o\, Bo\, Ln\, (re/rw)} .$$

Sustituyendo en (A):

$$R = \frac{C \dfrac{k\, krg\, h\, (Pws - Pwf)}{\mu_g\, Bg\, Ln\, (re/rw)}}{C \dfrac{k\, kro\, h\, (Pws - Pwf)}{\mu_o\, Bo\, Ln\, (re/rw)}} + Rs .$$

Eliminando términos:

$$R = \frac{(krg / \mu_g\, Bg)}{(kro / \mu_o\, Bo)} + Rs .$$

Que se puede escribir como:

$$\boxed{R = \frac{krg\, \mu_o\, Bo}{kro\, \mu_g\, Bg} + Rs}$$

Que es la expresión buscada. ☑

IV.2.4 a) Deducir la ecuación de saturación de aceite en yacimientos con empuje de gas disuelto liberado mencionando las suposiciones que se hagan.
b) A partir de la ecuación encontrada, deducir la ecuación de la recuperación de aceite.

Solución:

La saturación de aceite se define como:

$$So = Vo / Vp \; ;$$

$Vo = (N - Np)\, Bo$ es el aceite que queda en el yacimiento.

Considerando que el volumen poroso no cambia durante la explotación:

$$Vp = Vpi = Voi / Soi \; .$$

$$Vp = (N\ Boi) / (1 - Swi)\ .$$

Entonces:

$$So = \frac{(N - Np)\ Bo}{(N\ Boi) / (1 - Swi)}\ .$$

Que se puede escribir como:

$$\boxed{So = \frac{(N - Np)\ Bo\ (1 - Swi)}{N\ Boi}}$$

b) Por definición:

$$Rec = Np / N\ .$$

La ecuación encontrada anteriormente se puede escribir como:

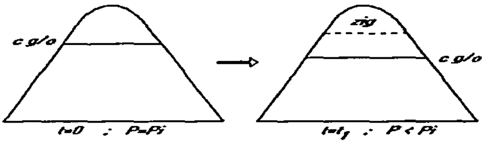
$$So = (1 - Rec)(1 - Swi)\ Bo / Boi\ .$$

De la cual se puede despejar Rec:

$$1 - Rec = \frac{So\ Boi}{(1 - Swi)\ Bo}\ .$$

$$\boxed{Rec = 1 - \frac{So\ Boi}{(1 - Swi)\ Bo}}$$

IV.2.5 Deducir la ecuación de la saturación de aceite para un yacimiento hipotético cuyas condiciones iniciales y después de un cierto período de explotación son las siguientes:



Solución:

La saturación de aceite en la zona de aceite es:

$$So = Vozo / Vpzo\ .$$

El volumen de aceite en la zona de aceite es el volumen remanente menos el aceite que quedó entrampado en la zona invadida.

$$So = (Vor - Vo_{zig}) / (Vpi - Vp_{zig}) .$$

Donde:

$$Vor = (N - Np) Bo .$$

$$Vo_{zig} = (Vg_{zig} / Sg_{zig}) Sor_{zig} .$$

Donde Vg_{zig} es igual a la expansión del casquete (es el volumen de gas que invade la zona de aceite).

$$Vg_{zig} = m N Bti ((Bg/Bgi) - 1) .$$

Por lo cual:

$$Vo_{zig} = \frac{m N Bti((Bg/Bgi) - 1) Sor_{zig}}{Sg_{zig}} .$$

Por otro lado:

$$Vpi = (N Boi) / (1 - Swi)$$

$$Vp_{zig} = Vg_{zig} / Sg_{zig}$$

$$Vp_{zig} = \frac{m N Bti ((Bg/Bgi) -1)}{Sg_{zig}} .$$

Finalmente:

$$\boxed{So = \frac{(N-Np)Bo - mNBti((B/Bgi) -1) Sor_{zig}/Sg_{zig}}{\dfrac{N Boi}{1 - Swi} - \dfrac{mNBti((Bg/Bgi) - 1)}{Sg_{zig}}}}$$

IV.2.6 Considerar los métodos de Tarner, Muskat y Tracy; explicar para cada uno los pasos del procedimiento de cálculo.

Solución:

a) El método de Tarner considera:

- \- El volumen del yacimiento es constante.
- \- No existe gas libre inicial.
- \- Producción despreciable de agua.
- \- Distribución uniforme de aceite y gas disuelto liberado (no hay segregación de fluidos)
- \- No hay entrada de agua al yacimiento.
- \- La predicción comienza al alcanzar la presión de burbujeo.
- \- Para los cálculos se puede considerar $N = 1.0$; al final se corrigen los resultados.

La secuencia de cálculo es:

1. Selecciona $\Delta'p$ y supone su ΔNp correspondiente (es fracción, por ser $N = 1.0$).

2. Calcular: $Np = \Sigma \Delta Np$.

3. Determinar Gp después de ocurrida la $\Delta'p$ con:

$$Gp = \frac{(Bt - Bti)\, Np\, (Bt - Rsi\, Bg)}{Bg} .$$

4. Calcular la saturación de aceite:

$$So = (1 - Np)\, Bo\, (1 - Sw) / Boi .$$

5. Determinar kg/ko y calcular R:

$$R = Rs + \frac{krg\, \mu_o\, Bo}{kro\, \mu_g\, Bg} .$$

6. Determinar la R promedio en la Δp:

$$R = (R_1 + R_2) / 2 .$$

7. Determinar ΔGp:

$$\Delta Gp = \Delta Np\, R .$$

8. Obtener Gp:

$$Gp = \Sigma \Delta Gp .$$

9. Comparar el valor obtenido en el paso 8 con el valor obtenido en el paso 3. Si no coinciden dentro de una tolerancia suponer otra Np y empezar de nuevo. Cuando se logra la aproximación deseada se pasa a otro período (otra $\Delta'p$).

b) El método de Muskat supone:

- - Yacimiento homogéneo e isótropo.
- - Distribución uniforme de presión.
- - No hay segregación gravitacional.
- - Composición constante del aceite.
- - El volumen del yacimiento es constante.
- - No existe gas libre inicial.
- - Producción y entrada de agua despreciables.
- - La predicción comienza al alcanzar la presión de burbujeo.

La secuencia de cálculo es la siguiente:

1. Seleccionar una $\Delta'p$ y obtener la pendiente de las curvas Rs vs. P ; Bo vs. P y Bg vs. P a la presión medida del intervalo considerado.

2. Determinar Xp , Yp y Zp:

$$Xp = \frac{Bg}{Bo}\,\frac{\Delta Rs}{\Delta p}; \qquad Yp = \frac{\mu_o}{\mu_g\,Bg}\,\frac{\Delta Bo}{\Delta p}; \qquad Zp = \frac{1}{Bg}\,\frac{\Delta Bg}{\Delta p}.$$

3. Obtener kg/ko con la So al principio del período.

4. Calcular ΔSo con:

$$\frac{\Delta So}{\Delta p} = \frac{So(\,Xp + kg/ko\;Yp\,) - Zp\;Sg}{1 + \dfrac{kg\,\mu_o}{ko\,\mu_g}}.$$

5. Calcular la So al final del período:

$$So = Soi - \Sigma\Delta So\;.$$

6. Calcular la recuperación y R:

$$Rec = 1 - (\,(\,Boi\;So\,)\,/\,(\,Soi\;Bo\,)\,)\;.$$

$$R = Rs + (\,(\,kg\;\mu_o\;Bo\,)\,/\,(\,ko\;\mu_g\;Bg\,)\,)\;.$$

7. Continuar con el siguiente intervalo de presión.

c) El método de Tracy

- \- Yacimiento homogéneo e isótropo.
- \- Distribución uniforme de presión.
- \- Composición constante del aceite.
- \- El volumen del yacimiento es constante.
- \- No existe gas libre inicial.
- \- Distribución uniforme de aceite y gas disuelto liberado (no hay segregación de fluidos)
- \- No hay entrada de agua al yacimiento.
- \- La predicción comienza al alcanzar la presión de burbujeo.

La secuencia de cálculo es:

1.- Suponer un valor de la relación gas aceite para el final del período de explotación considerado, R_2.

2.- Calcular :

$$R = \frac{R_1 + R_2}{2}\;.$$

donde R_1 es el valor de R al principio del período.

3.- Calcular ΔNp para el intervalo considerado.

$$\Delta Np = \frac{1 - (\,Np_1\,\phi_{o2} + Gp_1\,\phi_{g2}\,)}{}\;.$$

$$R = \frac{R_1 + R_2}{2} \phi_{g2} + \phi_{n2} .$$

donde

$$\phi_n = \frac{Bo - Rs\ Bg}{Bo - Boi + Bg\ (Rsi - Rs)} ;$$

$$\phi_g = \frac{Bg}{Bo - Boi + Bg\ (Rsi - Rs)} .$$

4.- Obtener el valor de:

$$Np_2 = Np_1 - \Delta Np .$$

5.- Calcula So_2

$$So_2 = \frac{1 - \frac{Np}{N} Bo\,(1 - Sw)}{Boi} .$$

6.- Obtener el valor de la relación kg/ko, de la gráfica de (kg/ko) vs. S_L y calcular R_2 usando los valores de las propiedades de los fluidos para P_2.

7.- El valor de R_2 obtenido en el paso anterior se compara con el supuesto inicialmente. Si estos valores no difieren en más de 1%, se continúa el proceso para el siguiente período. En caso contrario se supone un nuevo valor de R y se repite el procedimiento hasta lograr la aproximación deseada.

IV.2.7 a) En el método de Muskat aparece el volumen de gas remanente en el yacimiento @ c.s. (Gr). Indicar a que es igual y
b) Obtener dGr/dp.

Solución:

a) El gas remanente es la suma del gas disuelto en el aceite y el gas libre:

$$Gr = Vgd + Vgl .$$

Donde:

$$Vgd = Vp\ So\ Rs / Bo .$$

$$Vg\ l = Vp\ Sg / Bg .$$

Sustituyendo:

$$Gr = \frac{Vp\ So\ Rs}{Bo} + \frac{Vp\ Sg}{Bg}\ .$$

Que se puede escribir como:

$$\boxed{Gr = Vp\left[\frac{SoRs}{Bo} + \frac{Sg}{Bg}\right]}$$

b) Derivando la expresión obtenida en el inciso (a) con respecto a la presión:

$$\frac{dGr}{dP} = Vp\ \frac{d(\ (So\ Rs\ /\ Bo) + Sg\ Bg\ )}{dP}\ .$$

Que se puede escribir como:

$$\frac{dGr}{dP} = Vp\left[\frac{d}{dP}\left(\frac{SoRs}{Bo}\right) + \frac{d}{dP}\left(\frac{Sg}{Bg}\right)\right].$$

Resolviendo las derivadas:

$$\boxed{\frac{dGr}{dP} = Vp\left[\frac{So}{Bo}\frac{dRs}{dP} + \frac{Rs}{Bo}\frac{dSo}{dP} - \frac{SoRs}{Bo_2}\frac{dBo}{dP} + \frac{1}{Bg}\frac{dSg}{dP} - \frac{Sg}{Bg_2}\frac{dBg}{dP}\right]}$$

IV.2.8 Aplicando el principio de superposición, obtener la expresión de Stanley para el cálculo de la entrada de agua al yacimiento.

Solución:

Para la ecuación de Van Everdingen y Hurst, que es:

$$We = B \sum_{0}^{t} Q(T)\ \Delta P \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \text{(A)}$$

Donde Q(t) es la entrada adimensional; Stanley estableció que:

$$Q(t) = (t)^{\alpha}$$

t es el tiempo adimensional y $0.5 \leq \alpha \leq 0.8$.

Sustituyendo en la ecuación A:

$$We = C \sum_{0}^{t} (t)^{\alpha}\ \Delta p\ .$$

El principio de superposición establece que el acuífero responde de manera independiente a cada decremento de presión, cuando se presentan decrementos sucesivos.

Explicando lo anterior de forma numérica:
Suponga que se dan *n* caídas de presión sucesivas en *n* períodos de tiempo adimensional.

La primera Δp actúa durante los *n* períodos.
La segunda Δp actúa durante *n*-1 períodos.
La tercera Δp actúa durante *n*-2 períodos.
La (*n*-1)ésima Δp actúa durante 2 períodos.
La enésima Δp actúa durante 1 período.

Entonces se puede escribir.

$$W_e = C\,[\,\Delta p_1(t)_n^{a} + \Delta p_2(t)_{n-1}^{a} + \Delta p_3(t)_{n-2}^{a} + \ldots \Delta p(t)_{n-1}(t)_2^{a} + \Delta p_n(t)_1^{a}\,]$$

Lo que se puede representar mediante:

$$\boxed{W_e = C \sum_{i=1}^{n} \Delta p(t)^{a} \Delta p_{n-i+1}}$$

Que es la ecuación de Stanley para calcular We.

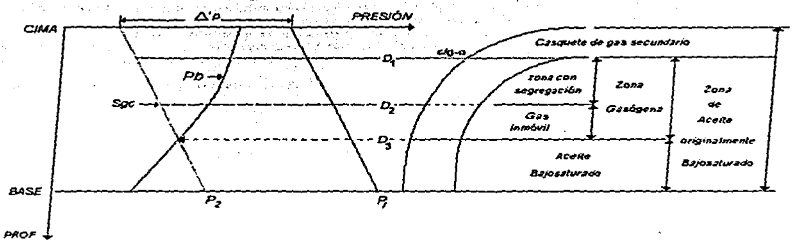
IV.2.9 En relación con yacimientos naturalmente fracturados, Explicar
a) ¿ Cuales son sus características ?
b) Si son de gran espesor y/o gran relieve estructural, ¿ Qué mecanismos de desplazamiento pueden actuar simultáneamente, a diferentes profundidades, a tiempos avanzados de explotación ?

Solución:

a) Son yacimientos que cuentan con dos tipos de permeabilidades; una que es la de la matriz y otra que es la que se tiene como producto de las fracturas existentes. En general la permeabilidad de la matriz es mucho menor que la permeabilidad del sistema de fracturas, pero el volumen poroso de la matriz es mucho mayor que el volumen del sistema fracturado y los hidrocarburos se encuentran saturando los poros de la matriz.

Presentan alta permeabilidad promedio.
Espesores considerables.
Buena comunicación en sentido vertical.
Alta porosidad de la matriz.
Baja porosidad de las fracturas.
Baja permeabilidad de la matriz.
Alta permeabilidad del sistema de fracturas.

b) Considerando la figura



En la figura se representa la variación de la presión desde Pi hasta P_2 a tiempos avanzados de explotación y conforme declina la presión en el yacimiento, y al ser de gran espesor, este declinamiento se manifiesta activando a diferentes profundidades mecanismos adicionales de desplazamiento que contribuyen con la explotación de los hidrocarburos. Basándose en la figura se describen brevemente dichos mecanismos:

Después de un $\Delta P = Pi - P_2$

De la base o contacto agua aceite a la profundidad D_3 : La presión existente en este rango de profundidades es mayor a la presión de burbujeo del aceite por lo tanto a estas profundidades el único mecanismo de desplazamiento que actúa es la expansión del sistema roca-fluidos.

De D_3 a D_2: Aquí la presión es menor que la Presión de burbujeo del aceite, lo cual implica una liberación de gas en esta área. Esta liberación de gas y por tanto saturación del mismo, será en forma paulatina, correspondiendo la menor a la proximidad con la línea D_3 , donde la saturación de gas (Sg) es nula, es decir $Sg = 0$ y aumentando hasta la saturación de gas crítica (Sgc) conforme se aproxima a D_2 . Es debido a esta condición que el gas permanece inmóvil a estas profundidades y por tanto solo contribuirán a la producción la expansión del sistema roca fluidos y la liberación de gas de la mezcla.

De D_2 a D_1 : Ya liberado el gas y habiendo logrado superar la Sgc, este podrá fluir libremente y por efectos de diferencias de densidad, en respuesta a la gravitación, tenderá a separarse de los demás fluidos, lo que se conoce como segregación gravitacional. Para efectos de la producción se adiciona un nuevo mecanismo de desplazamiento en esta zona en donde seguirá actuando, en menor medida, la expansión del sistema roca fluido.

Finalmente la zona comprendida entre D_1 y la cima del yacimiento tiene lugar la acumulación del gas segregado del aceite formando un casquete, el cual conforme decrece la presión se expande, dando origen a otro mecanismo de desplazamiento exclusivo de esta zona, pero con repercusión en todo el yacimiento.

IV.3 Yacimientos saturados, originalmente bajosaturados.

↬ IV.3.1. Un yacimiento de aceite inicialmente bajosaturado, sin entrada de agua, contiene un volumen original de aceite de $5.36x10^6$ m^3 @ c.y., a una presión de 220 Kg/cm^2. La relación de solubilidad del gas en el aceite es de 600 $pies^3$ @ c.s/bls @ c.s. El factor de volumen del aceite es de 1.32 m^3 @ c.y. / m^3 @ c.s.
Cuando la presión media del yacimiento a caído a 205 Kg/cm^2 la relación de solubilidad de gas en el aceite es de 550 $pies^3$ @ c.s. / bls @ c.s., el factor de volumen del gas es de 0.0011 bls @ c.y. / $pies^3$ @ c.s. y el factor de volumen del aceite es 1.28 m^3 @ c.y. / m^3 @ c.s.La relación gas aceite producido acumulado para este tiempo esta dada por :
Gp = 600 Np
Determinar los volúmenes de aceite y gas producido en m^3 @ c.s. cuando la presión del yacimiento ha caído a 205 Kg/cm^2

Solución:

Para comenzar se homogeneizan las unidades para ser usadas en las ecuaciones, así entonces para los factores de volumen:

utilizando el factor de conversión de 0.175 para transformar de (pie^3/bls) a (m^3/m^3) .

$$Rsi = 600\ (pie^3/bls) = 106.86\ (m^3/m^3)\ .$$

$$Rs\ = 550\ (pie^3/bls) = 97.96\ (m^3/m^3)\ .$$

Y el factor inverso del anterior para (bls /pie^3) a (m^3/m^3) :

$$Bg = 0.0011\ (bls/pie^3) = 0.006176\ (m^3/m^3)\ .$$

Ahora aplicando la Ecuación de Balance de Materia para este caso:

$$N(Bt-Bti) = Np\ [\ Bo + Bg\ (\ Rp - Rs\ )\ ]\ ,$$

despejando para obtener Np

$$Np = \frac{N\ (\ Bt - Bti\ )}{[\ Bo + Bg\ (\ Rp - Rs\ )\ ]}\ .$$

Si no existe flujo de gas en el yacimiento

$$Rp = (\ Rsi + Rs\ )\ /\ 2 = (\ 106.86 + 97.96\ )\ /\ 2 = 102.41\ (m^3\ /\ m^3)\ .$$

Por otro lado

$$Bt = Bo + Bg\ (\ Rsi - Rs\ ) = 1.28 + 0.006176\ (\ 106.86 - 97.96\ ) = 1.335$$

$$Bti = Boi = 1.32\ .$$

El volumen original a condiciones estándar es:

$$N = Voi\ /\ Boi = 5.36x10^6\ /\ 1.32 = 4.061x10^6\ m^3\ .$$

Finalmente sustituyendo:

$$Np = \frac{4.061x10^6(\ 1.335-1.32\ )}{[\ 1.28 + 0.006176\ (\ 102.41 - 97.96\ )\ ]}$$

$Np = 46\ 590.94\ m^3$ ☑

Tomando la relación entre Np y Gp para obtener este último

$$Gp = 600\ Np \qquad \Rightarrow \qquad Gp = 600\ (\ 49\ 590.94\ ) = 29.76x10^6\ m^3$$

$Gp = 29.76x10^6\ m^3$ ☑

IV.3.2 De la historia del comportamiento de un yacimiento se tomó la siguiente información:

$P(Kg/cm^2)$	$Bo\ (m^3/m^3)$	$Bg\ (m^3/m^3)$	$Rs\ (m^3/m^3)$
250	1.40	——	130
200	1.55	0.0006	
180	1.38	0.0010	110

$\phi = 10\%$
$N = 20x10^6$
$Vr = 3.5x10^9$ de roca.
$C_w = 3.5x10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}$
$C_f = 5.0x10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}$
$We = 0.0$

Determinar la saturación de aceite a la $P = 180\ (Kg/cm^2)$, si a esta presión se ha recuperado el 20% del volumen original del yacimiento.

Considerar el cambio de volumen poroso sólo en la etapa de bajosaturación.

Solución:

Analizando Bo se observa un aumento y posteriormente una disminución; por lo tanto el yacimiento es originalmente bajosaturado, llega a la presión de burbujeo y entra a la etapa de saturación.

Se considera $Pb = 200\ (Kg/cm^2)$ por presentar el máximo Bo.

A continuación se usará el subíndice (bs) para indicar la etapa de bajosaturación y (s) para la de saturación.

Para un yacimiento saturado:

$$So_{180} = \frac{(\ 1 - Rec_s\ )\ Bo_{180}\ (\ 1 - Swi\ )}{Bob} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots \quad (A)$$

De los datos:

$$Rec_{180} = 0.20 = Rec_{bs} + (\ 1 - Rec_{bs}\ )\ Rec_s \quad \ldots\ldots\ldots\ldots \quad (B)$$

De donde:

$$Rec_s = \frac{0.20 - Rec_{bs}}{1 - Rec_{bs}} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots \quad (C)$$

Además:

$$Rec_{bs} = \frac{Np_{bs}}{N} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots \quad (D)$$

En la etapa de bajosaturación:

$$N\,Boi\,C_e\,\Delta'p = Np\,Bo$$

De donde:

$$Np_{bs} = \frac{N\,Boi\,C_e\,\Delta'p}{Bo}$$

Donde:

$$C_e = \frac{So\,C_o + Sw\,C_w + C_f}{So}$$

$$Soi = \frac{Voi}{Vpi} = \frac{N\,Boi}{Vr\,\phi}$$

$$Soi = \frac{20x10^6 * 1.40}{3.5x10^8 * 0.10} = 0.80$$

$$Swi = 1 - Soi = 1 - 0.80 = 0.20$$

$$C_o = \frac{2\,(\,Bo - Boi\,)}{(\,Pi - P\,)(\,Bo + Boi\,)}$$

$$C_o = \frac{2\,(\,1.55 - 1.40\,)}{(\,250 - 200\,)(\,1.55 + 1.40\,)}$$

$$C_o = 2.034x10^{-3}\,(Kg/cm^2)^{-1}$$

$$C_e = \frac{0.80\,(2.034x10^{-3}) + 0.20\,(3.5x10^{-4}) + 5x10^{-4}}{0.80}$$

$$C_e = 2.7465x10^{-3}\,(Kg/cm^2)^{-1}$$

$$Np = 20x10^6 * 1.4 * 2.7465x10^{-3} * (\,250 - 200\,) \,/\, 1.55$$

$$Np_{bs} = 2.48x10^6\ m^3$$

Sustituyendo en (D):

$$Rec_{bs} = \frac{2.48x10^6}{20x10^6} = 0.124$$

Sustituyendo en (C):

$$Rec_s = \frac{0.20 - 0.124}{1 - 0.124} = 0.0867 .$$

Sustituyendo en (A):

$$So = \frac{(1 - 0.0867) * 1.38 * (1 - 0.20)}{1.55}$$

$\boxed{So_{156} = 0.6505 = 65.05\%}$

IV.3.3 Se tiene un yacimiento de aceite con empuje de gas disuelto liberado, sin entrada de agua ni casquete de gas original.
Las características de los fluidos son las siguientes

P (Kg/cm²)	Bo(m³/m³)	Bg(m³/m³)	Rs(m³/m³)
230	1.2511	0.00488	90.83
190	1.2022	0.00601	71.41
127	1.1450	0.00904	45.77

Determinar una expresión para la recuperación a las condiciones de P = 127 Kg/cm² como una función de Rp

Solución:

Se tiene que:

$$Np [Bo + (Rp - Rs) Bg] = N (Bt - Bti) \quad . . . . (1)$$

o bien

$$Np [Bo + (Rp - Rs) Bg] = N [(Bo - Boi) + (Rsi - Rs) Bg] . . . . (2)$$

Además:

$$Rec = Np / N$$

$$Bt = Bo + Bg (Rsi - Rs)$$

$$Bt = 1.145 + 0.00904 (90.83 - 45.77)$$

$$Bt = 1.552$$

Por lo cual si de la Ec. (2) obse tiene la de recuperación:

$$\frac{Np}{N}_{127\ Kg/cm^2} = \frac{Bt - Bti}{Bo + (Rp - R s) Bg} .$$

Sustituyendo valores y dejándolo en función de Rp:

$$\frac{Np}{N}_{127\ Kg/cm^2} = \frac{1.552 - 1.2511}{1.145 + 0.00904\ Rp - 45.77 (0.00904)}$$

$$Rac = \frac{0.3009}{0.7312+0.00904\ Rp.}$$

que es la ecuación buscada ☑

IV.3.4 Un yacimiento de aceite se ha explotado durante tres años teniendo el comportamiento que se muestra a continuación:

$P(Kg/cm^2)$	$Bo\ (m^3/m^3)$	$Bg\ (m^3/m^3)$	$Rs\ (m^3/m^3)$	So	$Np(x10^6)$
250	1.35	———	120	0.80	0.0
160	1.44	0.0065	120	0.80	2.0
130	1.39	0.0092	104	0.73	2.7

Suponiendo que no hay segregación gravitacional y que la porosidad y la saturación de agua permanecen constantes de 250 a 130 (Kg/cm^2). Determinar a la P = 130 (Kg/cm^2):

a) El volumen remanente de aceite @ c.s.

b) El volumen remanente de gas disuelto @ c.s.

c) El volumen remanente de gas libre @ c.s.

d) La recuperación total.

Solución:

Observando Bo y Rs se nota que se trata de un yacimiento originalmente bajosaturado, llega a Pb y entra a la etapa de saturación. Se tomará Pb como 160 (Kg/cm^2) por presentar el máximo Bo.

a) El volumen remanente de aceite:

$$Nr = N - Np_{130}\ .$$

N se puede obtener durante la etapa de bajosaturación 250 a 160 Kg/cm^2.

La Ecuación de Balance de Materia para yacimientos bajosaturados volumétricos:

$$N\ Boi = (\ N - Np\ )\ Bo\ \ .$$

$$N = \frac{Np\ Bo}{Bo - Boi}\ ,$$

$$N = \frac{2x10^6 * 1.44}{1.44 - 1.35}\ .$$

$$N = 32x10^6\ m^3\ .$$

Entonces:

$$N - Np_{130} = (\ 32 - 2.7\ )x10^6$$

$N - Np_{130} = 29.3x10^6\ m^3$ es el volumen de aceite remanente a 130 (Kg/cm^2): ☑

b) El gas disuelto remanente es:

$$Vgd = (\ N - Np\ )\ Rs_{130}$$

$$Vgd = 29.3x10^6 * 104$$

$Vgd = 3.0472x10^{9}\ m^3$ @ c.s. ☑

c) El gas libre remanente es:

Se requiere la saturación de gas:

$$Sg = 1 - So - Sw$$

$$Sg = 1 - So - (1 - Soi)$$

$$Sg = 1 - 0.73 - (1 - 0.80)$$

$$Sg = 0.07\ .$$

El volumen poroso lo podemos calcular en la bajosaturación puesto que es constante:

$$Soi = Voi / Vp$$

$$Vp = Voi / Soi = N\ Boi / Soi$$

$$Vp = 32x10^6 * 1.35 / 0.80 = 54x10^6\ m^3\ .$$

Entonces:

$$Vg = 0.070 * 54x10^6$$

$$Vg = 3.78x10^6\ m^3 \text{ @ c.y.}$$

Pasándola a condiciones estándar:

$$Vgl = Vg / Bo = 3.78x10^6 / 0.0092$$

$Vgl = 410.87x10^6\ m^3$ @ c.s. Es el volumen de gas libre remanente ☑

d) La recuperación:

$$Rec = Np / N$$

$$Rec = (2.7 / 32)x10^6$$

$Rec = 0.084375$ ☑

✎ IV.3.5 De un yacimiento de aceite se tiene la siguiente información:

$Pi = 250\ (Kg/cm^2)$	$Pb = 200\ (Kg/cm^2)$	$P = 150\ (Kg/cm^2)$
$Boi = 1.25\ (m^3/m^3)$	$Npb = 10x10^6\ m^3$	$Np = 3x10^6\ m^3$
$Rsi = 80\ (m^3/m^3)$	$Bo = 1.20\ (m^3/m^3)$	
$C_f = 9x10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$		
$C_w = 2.8169x10^{-6}\ (lb/pg^2)^{-1}$		
$C_o = 3.7213x10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}$		

El comportamiento del yacimiento de Pb a P = 150 Kg/cm^2 es por empuje de gas disuelto liberado, no hay entrada de agua ni se ha formado un casquete secundario de gas.

Determinar la saturación de aceite en el yacimiento a la presión de 150 (Kg/cm^2).

Solución:

$$So = Vo / Vp \ .$$

$$Vo = (N - Np)\, Bo \ .$$

$$Vp = Vpi\, (1 - C_f\, \Delta'p) \ .$$

$$So = \frac{(N - Np)\, Bo}{Vpi\ \ (1 - C_f\, \Delta'p} \quad . . . . (A)$$

N y Vpi pueden calcularse durante la etapa de bajosaturación:

La Ecuación de Balance de Materia Pi a Pb es:

$$N\ Boi\ C_e\, \Delta'p = Npb\ Bob \ .$$

De donde:

$$N = \frac{Npb\ Bob}{Boi\ C_e\, \Delta'p} \ . \quad . . . . (B)$$

Bob se puede obtener de las compresibilidades:

$$C_e = \frac{So\ C_o + Sw\ C_w + C_f}{So} \ ;$$

$$C_o = \frac{So\ C_e - Sw\ C_w - C_f}{So}$$

$$So = 1 - Sw = 1 - 0.20 = 0.80 \ .$$

$$C_o = \frac{0.80\ (3.7213\times10^{-4}) - 0.2\ (2.8169\times10^{-6} * 14.22) - (9\times10^{-5})}{0.80}$$

$$C_o = 2.496\times10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1} \ .$$

Por otro lado:

$$C_o = \frac{2\ (Bob - Boi)}{(Pi - Pb)\ (Bob + Boi)}\, Boi \ .$$

De donde:

$$Bob = \frac{2 + (Pi - Pb)\ C_o}{2 - (Pi - Pb)\ C_o}\, Boi \ .$$

Sustituyendo:

$$Bob = \frac{2 + (250 - 200) * 2.496x10^{-4}}{2 - (250 - 200) * 2.496x10^{-4}} * 1.25$$

$$Bob = 1.266 \ (m^3/m^3) \ .$$

Sustituyendo en (B):

$$N = \frac{1x10^6 * 1.266}{1.25 * 3.7213x10^{-4} * (250 - 200)}$$

$$N = 54.43259x10^6 \ m^3 \ .$$

Además:

$$Vpi = N \ Boi \ / \ 1 - Swi$$

$$Vpi = \frac{54.43259x10^6 * 1.25}{1 - 0.20} = 85.051x10^6 \ m^3 \ .$$

Sustituyendo en (A):

$$So = \frac{(54.43259 - 3)x10^6 * 120}{85.051x10^6 (1 - (9x10^{-5})(250 - 200))}$$

So = 0.7289 a 150 (Kg/cm²) ☑

IV.3.6 Se tiene un yacimiento saturado que originalmente fue bajosaturado. Por alguna razón se perdió la información, contando únicamente con la siguiente:

P(Kg/cm²)	Bo (m³/m³)	Bg (m³/m³)	Rs (m³/m³)	Np(x10⁶)	Gp(x10⁶)
Pi = 360	1.30	—	120	—	—
Pb = 220	1.36	—	—	—	—
120	1.24	0.0042	80	6.5	1.56

Por otro lado, se sabe que no hay entrada de agua y que no hay segregación gravitacional, el mecanismo de esplazamiento es por gas disuelto liberado.

Determinar el volumen de aceite existente en el yacimiento a la presión de saturación.

Solución:

Aplicando la Ecuación de Balance de Materia a la etapa de bajosaturación:

En este caso como no se cuenta con datos petrofísicos, se puede hacer la consideración de que es un yacimiento volumétrico:

$$N \ (Bob - Boi) = Np \ Bo \ .$$

De donde:

$$\frac{Np}{N} = Rec_{bs} = \frac{Bob - Boi}{Bo}$$

$$\boxed{Recbs = \frac{1.36 - 1.30}{1.36} = 0.0441}$$

Ahora aplicando la Ecuación de Balance de Materia a la etapa de saturación: (Se considera que la producción inicia a Pb)

$$N(Bt - Bti) = Np (Bo + Bg (Rp - Rs)) .$$

De donde:

$$\frac{Np}{N} = Rec_s = \frac{(Bt - Bti)}{Bo + Bg (Rp - Rs)}$$

$$Bt = Bo + Bg (Rsi - Rs)$$

$$Bti = Bob = 1.36$$

$$Rp = Gp / Np = (1560 / 6.5)x10^6 = 240$$

$$Rec_s = \frac{1.408 - 1.36}{1.24 + 0.0042 (240 - 80)}$$

$$\boxed{Rec_s = 0.0251}$$

Calculando la recuperación total:

$$Rec = Rec_{bs} - (1 - Rec_{bs}) Rec_s$$

$$Rec = 0.0441 + (1 - 0.0441) * 0.0251$$

$$\boxed{Rec = 0.0681}$$

Por otro lado:

$$Rec = Nptotal / N$$

$$N = Nptotal / Rec = 6.5x10^6 / 0.0681$$

$$\boxed{N = 95.5924x10^6 \ m^3}$$

Como sabemos que en la etapa de bajosaturación la recuperación fue de 0.0441:

$$Nb = N - Np_{bs} = N (1 - Rec_{bs})$$

$$Nb = 95.5924x10^6 (1 - 0.0441)$$

$Nb = 91.37677x10^6$ m^3 @ c.s. es el volumen deaceite remanente a la presión de burbujeo

IV.3.7 Se tiene un yacimiento volumétrico, del cual sólo se tiene la siguiente información:

P(Kg/cm^2)	Bo (m^3/m^3)	Bg (m^3/m^3)	Np(m^3)	Gp(x10^6)m^3
220	——	——	——	——
150	1.7	0.001	146000	21.9
130	1.6	0.002	——	——

Swi = 0.20 ; $C_f = 4.3\times10^{-5}$(Kg/cm^2)$^{-1}$; $C_o = 168.067\times10^{-5}$ (Kg/cm^2)$^{-1}$ $C_w = 9\times10^{-4}$ (Kg/cm^2)$^{-1}$
A partir de Pb se explota el yacimiento con gastos constantes de 200 m^3/ d de aceite y 22500 m^3/día de gas. A 130 (Kg/cm^2) Sg < Sgc.
Determinar:
a) La recuperación total a 130 (Kg/cm^2).
b) So cuando P = 130 (Kg/cm^2).

Solución:

Se tomará Pb = 150 (Kg/cm^2) por presentar el Bo más alto.

a) La recuperación total se puede calcular con:

$$Rec = Rec_{bs} + Rec_s\ (\ 1 - Rec_{bs}\ )\ .$$

En la etapa de bajosaturación:

$$Rec_{bs} = (\ Bob - Boi\ )\ /\ Bob$$

El Boi se puede calcular de la compresibilidad del aceite:

$$C_o = \frac{2\ (\ Bob - Boi\ )}{(\ Pi - Pb\ )\ (\ Bob + Boi\ )}\ .$$

De donde:

$$Boi = \frac{2 - (\ Pi - Pb\ )\ C_o}{2 + (\ Pi - Pb\ )\ C_o}\ Bob$$

$$Boi = \frac{2 - (\ 220 - 150\ ) * 168.067\times10^{-5}}{2 + (\ 220 - 150\ ) * 168.067\times10^{-5}} * 1.7$$

$$Boi = 1.5111\ (m^3/m^3)\ .$$

Entonces:

$$Rec_{bs} = \frac{1.7 - 1.5111}{1.7}$$

$$Rec_{bs} = 0.111117\ .$$

Durante la etapa de saturación (de 150 a 130 (Kg/cm^2)):

$$Rec_s = \frac{Bt - Bti}{Bo + Bg\ (Rp - Rs)}$$

$$Bt = Bo + Bg\ (Rsi - Rs)$$

$$Bti = Bob = 1.7\ (m^3/m^3)\ .$$

Como en la bajosaturación Rsi es constante:

$$Rsi = \frac{Gp_{bs}}{Np_{bs}} = \frac{21.9 \times 10^6}{146\ 000} = 150\ (m^3/m^3)\ .$$

Por otro lado, por ser $Sg < Sgc$:

$$Rp = \frac{Rsi + Rs}{2} = R$$

$$R = \frac{q_g}{q_o} = \frac{22\ 500}{200} = 112.5\ (m^3/m^3)\ .$$

Entonces:

$$Rs = 2\ R - Rsi = 2 * 112.5 - 150$$

$$Rs = 75\ (m^3/m^3)$$

$$Bt = 1.6 + 0.002\ (150 - 75)$$

$$Bt = 1.75\ .$$

Ahora:

$$Rec_s = \frac{1.75 - 1.7}{1.6 + 0.002\ (112.5 - 75)}$$

$$Rec_s = 0.02985\ .$$

Finalmente:

$$Rec = 0.11117 + 0.02985\ (1 - 0.11117)$$

$$Rec = 0.13765$$

Rec = 13.765%

b) En la etapa de saturación:

Se requiere conocer el valor de N y de C_a por lo cual seran calculados.

$$C_e = \frac{SoC_o + Sw\,C_w + C_f}{So}$$

$$C_e = \frac{(0.8 * 168.067x10^{-5}) + (0.2 * 9x10^{-4}) + 4.3x10^{-3}}{0.8}$$

$$C_e = 7.28x10^{-3}\,(Kg/cm^2)^{-1}\ .$$

$$Np\,Bo = N\ Boi\ C_e\,\Delta'p$$

despejando N:

$$N = \frac{Np\ Bo}{Boi\ C_e\ \Delta'p}$$

$$N = \frac{146\,000\,(1.7)}{(1.511)\,(7.28x10^{-3})\,(70)}$$

$$N = 322\,335.3181\ m^3\ .$$

La saturación de aceite para esta etapa será

$$So = \frac{(N - Np)\,Bo}{Vp}$$

$$Vp = \frac{N\ Boi}{1 - Sw}$$

Sustituyendo en la ecuación anterior:

$$So = \frac{(1 - Rec_e)\,Bo\,(1 - Swi)}{Boi}$$

$$So = \frac{(1 - 0.02985) * 1.6 * (1 - 0.20)}{1.7}$$

$$So = 0.73$$

So = 73% a 130 (Kg/cm²)

IV.3.8 Se tiene la siguiente historia de un yacimiento:

$P (Kg/cm^2)$	$Bo (m^3/m^3)$	$Bg (m^3/m^3)$	$Rs (m^3/m^3)$
280	1.30	———	140
200	1.40	0.0008	
180	1.39	0.0012	120
160	1.38	0.0018	95
140	1.37	0.0028	70

Swi = 20%; $\phi i = 27\%$. $C_w = 9.6x10^{-6} (Kg/cm^2)^{-1}$ $C_f = 4x10^{-4} (Kg/cm^2)^{-1}$.

El volumen original de aceite es de $780x10^6$ m^3 @ c.y. y no hay entrada de agua.

A $P = 140 (Kg/cm^2)$ la $Sg < Sgc$.

Determinar:

a) La Np para cada nivel de presión.
b) La So para cada nivel de presión.
c) La recuperación total a $140 (Kg/cm^2)$

Solución:

Analizando Bo se observa que inicialmente se encuentra en la etapa de bajosaturación y posteriormente pasa a la etapa de saturación:

$Pb = 200 (Kg/cm^2)$ por presentar el Bo máximo.

a) Analizando la bajosaturación:

$$Np = N \, Boi \, C_e \, \Delta'p / Bo$$

$$C_e = \frac{So \, C_o + Sw \, C_w + C_f}{So}$$

$$C_o = \frac{2 (Bo - Boi)}{(Pi - P) (Bo + Boi)}$$

$$C_o = \frac{2 (1.4 - 1.3)}{(280 - 200)(1.4 + 1.3)}$$

$$C_o = 9.26x10^{-4} (Kg/cm^2)^{-1}$$

$$C_e = \frac{0.80 (9.26x10^{-4}) + 0.20 (9.6x10^{-5}) + 4x10^{-4}}{0.80}$$

$$C_e = 1.45x10^{-3} (Kg/cm^2)^{-1}$$

$$Np = \frac{780x10^6 * 1.45x10^{-3} * 1.3 * (280 - 200)}{1.4}$$

$$\boxed{Np = 84.017143x10^6 \, m^3}$$

$$Rec_{b_e} = Np / N$$

$$N = Voi / Boi = 780x10^6 / 1.3 = 600x10^6\ m^3$$

$$Rec_{b_e} = 84.017143x10^6 / 600x10^6 = 0.14\ .$$

De aquí en adelante se analizará la etapa de saturación como si la explotación del yacimiento comenzara a Pb = 200 (Kg/cm²)

$$Nb = N - Np = (600 - 84.017143)x10^6$$

$$Nb = 515.982857x10^6\ .$$

Como Sg < Sgc durante toda la historia de producción:

$$Rp = \frac{Rs_1 + Rs_2}{2}\ .$$

De la Ecuación de Balance de Materia para yacimientos saturados:

$$Np = \frac{Nb\,(Bt - Bti)}{Bo + Bg\,(Rp - Rs)}$$

$$Bt = Bo + Bg\,(Rsi - Rs)$$

$$Bti = Bob = 1.40\ (m^3/m^3)\ ; \qquad Rsi = 140\ (m^3/m^3)\ .$$

Para 180 (Kg/cm²):

$$Rp = \frac{140 + 120}{2} = 130\ (m^3/m^3)$$

$$Bt = 1.39 + 0.0012\,(140 - 120) = 1.414$$

$$Np = \frac{515.982857x10^6\,(1.414 - 1.40)}{1.39 + 0.0012\,(130 - 120)}$$

$$\boxed{Np = 5.152468x10^6\ m^3}$$

Para 160 (Kg/cm²):

$$Rp = \frac{120 + 95}{2} = 107.5\ (m^3/m^3)$$

$$Bt = 1.38 + 0.0018\,(140 - 95) = 1.461$$

$$Np = \frac{515.982857x10^6\,(1.461 - 1.40)}{1.38 + 0.0012\,(107.5 - 95)}$$

$\boxed{Np = 22.5627 \times 10^6\ m^3}$ ☑

Para 140 (Kg/cm^2):

$$Rp = \frac{95 + 70}{2} = 82.5\ (m^3/m^3)$$

$$Bt = 1.37 + 0.0028\ (140 - 70) = 1.566$$

$$Np = \frac{515.982857 \times 10^6\ (1.566 - 1.40)}{1.37 + 0.0028\ (82.5 - 70)}$$

$\boxed{Np = 60.9631 \times 10^6\ m^3}$ ☑

Ahora integrando las dos etapas (sumando la Np de bajosaturación):

P (Kg/cm^2)	Np (m^3)
280	0
200	84.017143
180	5.152468
160	22.562700
140	60.963100
TOTAL	172.695411

b) A 200 Kg/cm^2 (etapa de bajosaturación):

$$So = 1 - Sw$$

Se puede considerar $Sw = Swi$ ya que $We = Wp = 0$.

$$So = 1 - 0.2 = 0.8 \ .$$

En la etapa de saturación:

$$So = \frac{(Nb - Np)\ Bo}{\dfrac{Nb\ Bob}{1 - Sw}}$$

$$\frac{Nb\ Bob}{1 - Sw} = \frac{515.982857 \times 10^6 * 1.4}{0.8}$$

$$\frac{Nb\ Bob}{1 - Sw} = 902.267 \times 10^6$$

$$So = \frac{(Nb - Np)\ Bo}{902.267 \times 10^6}$$

A 180 Kg/cm^2:

$$So = \frac{515\,982\,857 - 5\,152\,468}{902.267 \times 10^6}$$

$$So = 0.5661 \;.$$

A 160 Kg/cm^2:

$$So = \frac{515\,982\,857 - 22\,562\,700}{902.267 \times 10^6}$$

$$So = 0.5469 \;.$$

A 140 Kg/cm^2:

$$So = \frac{515\,982\,857 - 60\,963\,100}{902.267 \times 10^6}$$

$$So = 0.5043$$

P(Kg/cm^2)	So	
280	0.8000	☑
200	0.8000	☑
180	0.5661	☑
160	0.5469	☑
140	0.5043	☑

c)

$$Rec = Np / N$$

$$Rec = (\,172.695411 / 600\,) \times 10^6$$

Rec = 0.2878 ☑

IV.3.9 Se tiene una recuperación de 0.12 de Pi a Pb ; y una recuperación de 0.20 de Pb a Pab ¿ Cuál es la recuperación total ?

Solución:

Suponiendo $N = 1\ m^3$

$$Rec_{\,Pi\ a\ Pb} = 0.12 = Np / N \;.$$

De donde:

$$Np_{\,Pi\ a\ Pb} = 0.12\ m^3$$

$$Rec_{\,Pb\ a\ Pab} = 0.20 = \Delta Np_{pb\ a\ pab} / Nb$$

$$Nb = 1.0 - 0.12 = 0.88\ m^3$$

$$\Delta Np_{pb\ a\ pab} = 0.20 * 0.88 = 0.176$$

Entonces:

$$Rec_{Pi\ a\ Pab} = \frac{Np_{pi\ a\ pb} + \Delta Np_{pb\ a\ pab}}{N}$$

$$Rec_{Pi\ a\ Pab} = \frac{0.12 + 0.176}{1.0} = 0.296$$

$$Rec = 29.6\%$$

o bien:

$$Rec = Rec_{bs} + Rec_s\,(1 - Rec_{bs})$$

$$Rec = 0.12 + 0.20\,(1 - 0.12)$$

$$Rec = 0.296$$

Rec = 29.6% ☑

IV.3.10 Se tiene un yacimiento de aceite cuya área es de 2.096x10⁶ m² y un espesor de 20 m. La temperatura del yacimiento es de 100°C, Swi=12.5%, ϕ = 20% y la salinidad del agua congénita es de 60 000 ppm. El yacimiento tiene asociado un acuífero, pero a la fecha no se ha manifestado.

Determinar:

a) El volumen producido acumulado de aceite
b) El volumen producido acumulado de gas a Pb.
c) El volumen poroso a Pb.
d) La porosidad a Pb.
e) El volumen original de aceite a Pb.
f) El factor de recuperación a Pb.
Suponga que a 180 (Kg/cm^2) Sg < Sgc y Tomar decrementos de 10 Kg/cm^2 en la etapa de saturación.
g) El volumen producido acumulado de aceite a 180 (Kg/cm^2).
h) El volumen producido acumulado de gas a 180 (Kg/cm^2).
i) El volumen producido acumulado de gas disuelto a 180 (Kg/cm^2).
j) La saturación de aceite a 180 (Kg/cm^2)
k) El factor de recuperación total a 180 (Kg/cm^2).
Considerar los datos PVT de la figura IV.1

Solución:

a) Aplicando la Ecuación de Balance de Materia a la etapa de bajosaturación:

$$N\ Boi\ C_e\ \Delta'p = Np\ Bo$$

$$Np = N\ Boi\ C_e\ \Delta'p\ /\ Bo$$

$$N\ Boi = Voi = A\ H\ \phi\ (1 - Swi)$$

$$N\ Boi = 2.096 \times 10^6 * 20 * 0.20 * (1 - 0.125)$$

$$N\,Boi = 733.6\text{x}10^{6}\ m^{3}\ .$$

Por otro lado:

$$C_e = \frac{So\,C_o + Sw\,C_w + C_f}{So}$$

$$C_o = \frac{2\,(\,Bob - Boi\,)}{(\,Bob + Boi\,)(\,Pi - Pb\,)}\ .$$

De la figura IV.1.A:

$$Pi = 280\ (Kg/cm^2)$$

$$Boi = 1.31\ (m^3/m^3)$$

$$Pb = 220\ (Kg/cm^2)$$

$$Bob = 1.38\ (m^3/m^3)$$

$$C_o = \frac{2\,(\,1.38 - 1.31\,)}{(\,1.38 + 1.31\,)\,(\,280 - 220\,)}$$

$$C_o = 8.674\text{x}10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}\ .$$

Del apéndice A:

$$Rswp = 3.0$$

$$Rsw\,/\,Rswp = 0.76$$

$$Rsw = 3.0 * 0.76 = 2.28$$

$$Cwp = 45\text{x}10^{-6}$$

$$Cw\,/\,Cwp = 1.12$$

$$C_w = 1.12 * 45\text{x}10^{-6} = 5.04\text{x}10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$$

Con $\phi = 20\%$:

$$C_f = 53\text{x}10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$$

$$C_e = \frac{0.875\,(\,8.674\text{x}10^{-4}\,) + 0.125\,(\,5.04\text{x}10^{-6}\,) + 53\text{x}10^{-6}}{0.875}$$

$$C_e = 8.159\text{x}10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}\ .$$

Finalmente:

$$Np = \frac{733.6x10^6 * 9.28x10^{-4} * (280 - 220)}{1.38}$$

$\boxed{Np = 26.009x10^6\ m^3}$

b) Durante la etapa de bajosaturación:

$$Gp = Np\ Rs\ .$$

De la figura IV.1.B:

$$Rsi = 180\ (m^3/m^3)$$

$$Gp = 26.009x10^6 * 180$$

$\boxed{Gp = 4681.62x10^6\ m^3}$

c) El volumen poroso a Pb:

$$Vp = Vpi\ (1 - C_f\ \Delta'p)$$

$$Vpi = A\ H\ \phi = 2.096x10^8 * 20 * 0.20$$

$$Vpi = 838.4x10^6\ m^3$$

$$Vp = 838.4x10^6\ (\ 1 - 53x10^{-6}\ (280 - 120)\ )$$

$\boxed{Vp = 831.29x10^6\ m^3}$

d) La porosidad a Pb:

$$\phi = \phi_i\ (\ 1 - C_f\ \Delta'p\ )$$

$$\phi = 0.20\ (1 - 53x10^{-6} * (280 - 220))$$

FIGURA IV.1.A
FACTOR DE VOLUMEN DEL ACEITE

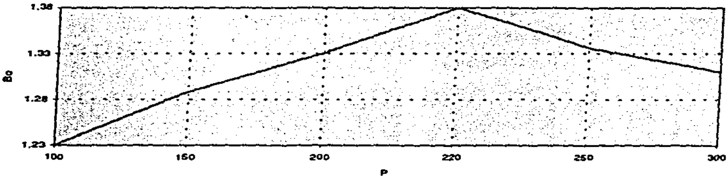


FIGURA IV.1.B
RELACIÓN GAS DISUELTO-ACEITE

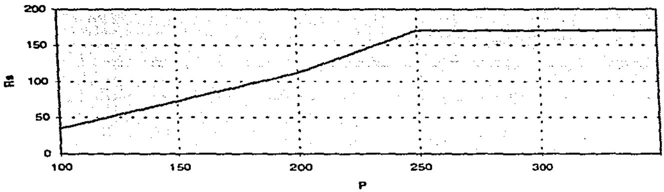
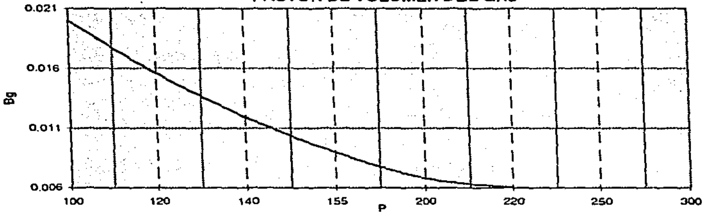


FIGURA IV.1.C
FACTOR DE VOLUMEN DEL GAS



$\boxed{\phi = 0.1983}$

e) El volumen original de aceite

$$N = Voi / Boi$$

$\boxed{N = 733.6\times10^{6} / 1.31 = 560\times10^{6}\ m^{3}}$

f) La recuperación de Pi a Pb:

$$Rec = Np / N$$

$$Rec = (26.009 / 560)\times10^{6}$$

$\boxed{Rec = 0.04644}$

Para la resolución de los siguientes incisos se considera el aceite inicial a Pb como el aceite remanenete.

$$Nb = N - Np = (560 - 26.009)\times10^{6}$$

$$Nb = 533.991\times10^{6}\ m^{3}\ .$$

g) La producción acumulada de aceite:

$$\Delta Np = \frac{Nb (Bt - Bti)}{Bo + Bg (Rp - Rs)}\ .$$

De la figura IV.1.C:

$$Rsi = 180\ (m^{3}/m^{3})$$

$$Bob = 1.38\ (m^{3}/m^{3})$$

A 180 (Kg/cm^{2}):

$$Rs = 112\ (m^{3}/m^{3})\ ;$$

$Bo = 1.318\ (m^{3}/m^{3})$; $\qquad$ $Bg = 0.00081\ (m^{3}/m^{3})$.

Con lo cual:

$$Bt = Bo + Bg (Rsi - Rs)$$

$$Bt = 1.318 + 0.008\ 1(180 - 112) = 1.8688$$

$$Bti = Bob = 1.38\ .$$

Como $Sg < Sgc$:

$$Rp = (Rsi + Rs) / 2$$

$$Rp = (180 + 112) / 2 = 146\ (m^{3}/m^{3})\ .$$

Entonces:

$$Np = \frac{533.991x10^6 (1.8688 - 1.38)}{1.318 + 0.0081 (146 - 112)}$$

$\Delta Np = 163.81x10^6\ m^3$ ☑

h) La producción acumulada de gas:

$$\Delta Gp = \Delta Np\ Rp$$

$$\Delta Gp = 163.81x10^6 * 146 = 23916.26x10^6\ m^3$$

Finalmente se obtiene la Gp sumando la Gp de bajosaturación:

$$Gp = 5328x10^6 + 23916.26x10^6$$

$Gp = 28\ 597.88x10^6\ m^3$ ☑

i) El volumen de gas disuelto producido:

Como la saturación de gas no ha alcanzado la saturación crítica, el gas libre no fluye hacia los pozos, por lo cual todo el gas producido es gas disuelto.

$Gp = 28\ 597.88x10^6\ m^3$ ☑

j) La saturación de aceite a 180 (Kg/cm^2)

$$So = \frac{(Np - Np)\ Bo}{Vpb}$$

Vpb ya se calculó en el inciso c):

$$So = \frac{(533.991 - 163.71)x10^6 * 1.318}{831.29x10^6}$$

$So = 0.5869$ ☑

k) La recuperación total a 180 (Kg/cm^2)

$$Rec = Np / N$$

$$Rec = (189.819/560)x10^6$$

$Rec = 0.3389$ ☑

IV.3.11 De un yacimiento de aceite que originalmente fue bajosaturado y que actualmente produce por el mecanismo de desplazamiento de gas disuelto liberado y sin entrada de agua, sólo se conoce la siguiente información:

$P(Kg/cm^2)$	$Bo\ (m^3/m^3)$	$Bg\ (m^3/m^3)$	Bt	$Np(m^3)$
Pi = 250	1.30	——	——	——
190	1.45	0.006	——	——
160	1.25	0.008	1.73	333620

Swi = 25% $C_f = 3.25\times10^{-5}(Kg/cm^2)^{-1}$ $C_w = 4.36\times10^{-4}(Kg/cm^2)^{-1}$

A 160 (Kg/cm^2) Sg < Sgc . Determinar:

a) El volumen de aceite contenido originalmente en el yacimiento.

b) El volumen de aceite producido a la Pb.

Solución:

Se considera Pb = 190 (Kg/cm^2) por presentar el máximo Bo.

a) Analizando la etapa de bajosaturación:

$$Rec_{bs} = Np / N$$

$$Rec_{bs} = Boi\ Ce\ \Delta p / Bo$$

$$C_e = \frac{So\ C_o + S_w\ Cw + C_f}{So}$$

Como no hay Wp ni We, Sw se puede considerar constante.

$$So = 1 - Sw = 1 - 0.25 = 0.75$$

$$C_o = \frac{2\ (\ Bo - Boi\ )}{(\ Pi - P\ )\ (\ Bo + Boi\ )}$$

$$C_o = \frac{2\ (\ 1.45 - 1.30\ )}{(\ 250 - 190\ )\ (\ 1.45 + 1.30\ )}$$

$$C_o = 1.82\times10^{-3}(Kg/cm^2)^{-1}$$

$$C_e = \frac{0.75\ (\ 1.82\times10^{-3}\ ) + 0.25\ (\ 4.36\times10^{-4}\ ) + 3.25\times10^{-5}}{0.75}$$

$$C_e = 2\times10^{-3}(Kg/cm^2)^{-1}$$

$$Rec_{bs} = \frac{1.30 * 2\times10^{-3} * (\ 250 - 190\ )}{1.45}$$

$$Rec_{bs} = 0.1076$$

Analizando ahora la etapa de saturación:

$$N(\ Bt - Bti\ ) = Np(\ Bo + Bg\ (\ Rp - Rs\ )\ )$$

$$Rec_s = \frac{Np}{N} = \frac{Bt - Bti}{Bo + Bg\,(Rp - Rs)}$$

Como todavía no ha habido flujo de gas ($Sg < Sgc$) y como no hay datos se puede considerar que $Rp = Rs$. Entonces:

$$Rec_s = (Bt - Bti) / Bo$$

$$Rec_s = (1.73 - 1.45) / 1.25$$

$$Rec_s = 0.224$$

La recuperación total es:

$$Rec = Rec_{bs} + Rec_s\,(1 - Rec_{bs})$$

$$Rec = 0.1076 + 0.224\,(1 - 0.1076)$$

$$Rec = 0.3075 = Np_{160} / N$$

$$N = \frac{Np_{160}}{0.3075} = \frac{333\,620}{0.3075} = 1.085\text{x}10^6\ m^3$$

$$Voi = N\ Boi = (1.085\text{x}10^6)(1.3)$$

$Voi = 1.4105\text{x}10^6\ m^3$ @ c.y. ☑

b)

$$Rec_{bs} = Np_{bs} / N$$

$$Np_{bs} = Rec_{bs}\ N$$

$$Np_{bs} = 0.1076 * 1.985\text{x}10^6$$

$Np_{bs} = 116746\ m^3$ ☑

IV.4 Yacimientos con empuje de gas disuelto liberado.

↳ IV.4.1 Aplique el método de Tarner para determinar la Np de un yacimiento cuyo volumen original de aceite es de $300x10^6$ m^3 @ c.s.
Hacerlo para el siguiente período de explotación:

$P(Kg./cm^2)$	$Bo\ (m^3/m^3)$	$Bg\ (m^3/m^3)$	$Rs\ (m^3/m^3)$	So	Sw	μ_g/μ_o
240	1.410	0.0081	108.45	0.7491	0.2	$1.3333x10^{-2}$
230	1.398	0.0088	104.35	——	—	$1.2610x10^{-2}$

La relación krg/kro vs. Sliq se presenta en la figura IV.2

Solución:

En el método de Tarner se usa N = 1.0 , por lo que la Np obtenida a través de él es igual a la recuperación.

De acuerdo al procedimiento de cálculo para este método las ecuaciones usadas son:

Elegir un Δ'p y suponer su Np:

$$Np = \Sigma\ \Delta Np$$

Obtener la producción de gas para esta Np:

$$Gp = \frac{(Bt - Bti) - Np\ (Bt - Rsi\ Bg)}{Bg}$$

donde:

$$Bt = Bo + Bg\ (Rsi - Rs)\ .$$

Calcular la saturación de aceite

$$So = \frac{(1 - Np)\ Bo\ (1 - Sw)}{Boi}\ .$$

Para R :

$$R = Rs + \frac{krg\ \mu_o\ Bo}{kro\ \mu_g\ Bg}\ .$$

Para R_{med}:

$$R_{med} = \frac{R_1 + R_2}{2}\ .$$

Para ΔGp:

$$\Delta Gp = \Delta Np\ R_{med}$$

sustituyendo valores y dando comienzo al procedimiento, se supone la primera Np:

$$Np = 0.015$$

con la cual se calcula:

$$Gp = \frac{(Bt - Bti) - Np\,(Bt - Rsi\,Bg)}{Bg}$$

donde:

$$Bt = 1.398 + 0.0088\,(108.45 - 104.35)$$

$$Bt = 1.43408$$

$$Bti = Boi = 1.410$$

$$Gp = \frac{(1.43408 - 1.410) - 0.015\,(1.410 - (108.45 * 0.0088))}{0.0088}$$

$$Gp = 1.9597$$

calcular la saturación de aceite

$$So = \frac{(1 - Np)\,Bo\,(1 - Sw)}{Boi}$$

$$So = \frac{(1 - 0.015)\,(1.398)\,(1 - 0.20)}{1.410}$$

$$So = 0.7932\,(1 - 0.015) = 0.7813$$

$$S_L = So + Sw = 0.7813 + 0.20 = 0.9813$$

De la figura IV.2:

Para $S_L = 0.98687 \Rightarrow$ $krg/kro = 0.0$

$$R = Rs + 0 = Rs$$

$$R = (Rsi + Rs) / 2$$

$$R = (108.45 + 104.35) / 2$$

$$R = 106.4\ (m^3/m^3)$$

$$Gp = 0.015 * 106.4$$

$$Gp = 1.596$$

Como los dos valores de Gp obtenidos son diferentes, se ensayara con otro valor de ΔNp.

Suponiendo $Np = 0.020$

Con la Ecuación de Balance de Materia:

$$Gp = \frac{0.02408 - 0.020 * 0.45564}{0.0088}$$

$$Gp = 1.7$$

Con R:

$$So = 0.7932 (1 - 0.020) = 0.7748$$

$$S_L = 0.7748 + 0.20 = 0.9748$$

De la gráfica:

$$krg/kro = 0.0$$

Por lo que:

$$R = Rs$$

$$R = 106.4 \ (m^3/m^3)$$

$$Gp = 0.020 * 106.4$$

$$Gp = 2.128$$

Como los resultados tampoco en esta ocasión son iguales, se debe ensayar con otro valor de ΔNp; para encontrar el valor correcto se grafican los resultados obtenidos anteriormente (figura IV.3)

De la intersección de las rectas de la figura IV.3 se obtiene

$$\Delta Np = 0.0173$$

Con la Ecuación de Balance de Materia:

FIGURA IV.2
RELACIÓN DE PERMEABILIDADES

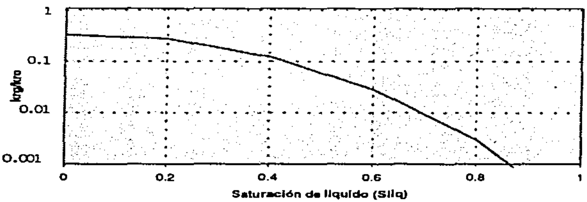
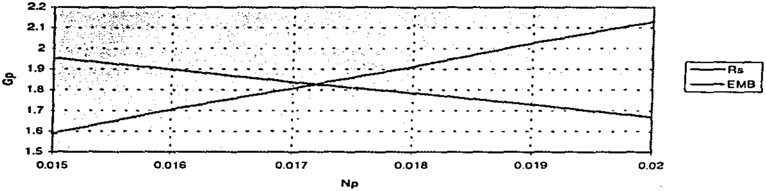


FIGURA IV.3
Np vs Gp



$$Gp = \frac{0.02408 - 0.0173 * 0.45564}{0.0088}$$

$$Gp = 1.8406$$

Con R:

$$So = 0.7932\ (\ 1\text{-}0.0171\ ) = 0.77964$$

$$S_L = 0.77964 + 0.20 = 0.97964$$

De la figura IV.2:

$$krg/kro = 0.0$$

Por lo cual sigue siendo:

$$R = 106.4\ (m^3/m^3)$$

$$Gp = 0.0171 * 106.4$$

$$Gp = 1.8407$$

Como ahora la Gp obtenida por ambos procedimientos son muy parecidas, se puede asegurar que:

$$Rec = 0.0173$$

Por lo tanto:

$$Np = N\ Rec$$

$$Np = 300x10^6 * 0.0173$$

$\boxed{Np = 5.19x10^6\ m^3}$

IV.4.2 De un yacimiento saturado sin casquete de gas se tiene la siguiente información:

t(días)	P(Kg/cm²)	Bo (m³/m³)	Bg (m³/m³)	Rs (m³/m³)	Rp (m³/m³)	Np (m³)	μ_o / μ_g
0	230	1.450	0.00456	——	——	0	——
180	210	1.432	0.00490	129	140	278000	32.1
349	195	1.403	0.00544	117	160	738000	36.8

Determinar la relación krg/kro existente en el yacimiento a las presiones de 230, 210 y 195 Kg/cm². Considerar que cada ΔNp se obtiene con gastos constantes.

Solución:

Se sabe que

$$R = \frac{q_g}{q_o} = \frac{\Delta Gp / \Delta t}{\Delta Np / \Delta t} = \frac{\Delta gp}{\Delta Np}$$

$$Gp = Rp\, Np$$

$$Rp = \frac{krg\, \mu_o\, Bo}{kro\, \mu_g\, Bg} + Rs$$

De donde se obtiene:

$$\frac{krg}{kro} = (R - Rs)\,\frac{Bg}{Bo\, \mu_o / \mu_g}$$

A 230 Kg/cm²:

$$Gp = 0 * 0 = 0$$

$\frac{krg}{kro}$ **no se puede calcular**

A 210 Kg/cm²:

$$Gp = 140 * 278\,000 = 38.92\text{x}10^6$$

$$R = \frac{38.92\text{x}10^6 - 0}{278\text{x}10^3 - 0} = 140$$

$$\frac{krg}{kro} = (140 - 129)\,\frac{0.00490}{32.1 * 1.432}$$

$$\boxed{\frac{krg}{kro} = 0.00117}$$

A 195 Kg/cm²:

$$Gp = 160 * 738\,000 = 118.08\text{x}10^6$$

$$R = \frac{118.08\text{x}10^6 - 38.92\text{x}10^6}{738\text{x}10^3 - 278\text{x}10^3}$$

$$R = 172.087\ (m^3/m^3)$$

$$\frac{krg}{kro} = (172.087 - 117)\frac{0.00544}{36.8 - 1.403}$$

$$\boxed{\frac{krg}{kro} = 0.00580}$$ ☑

> ↳ IV.4.3 Un yacimiento produce por empuje de gas disuelto Pi=200 Kg/cm² Swi = 0.10, N = 100x10⁶ m³ @ c.s. , Boi = 1.44. Cuando su presión se abatió a 140 Kg/cm²: Bo = 1.372, Rs = 95.7 , Bg = 0.0105, Rec=0.099, μ_o / μ_g = 87. Calcular Np a 130 Kg/cm² si a esta presión: Bo = 1.359 , Rs = 91.2 , μ_o / μ_g = 91.7, Bg=0.0016
>
> Datos:
>
> | P (Kg/cm²) | Bo (m³/m³) | Bg (m³/m³) | μ_o / μ_g | Rs (m³/m³) | So | kg/ko | Sg |
> |---|---|---|---|---|---|---|---|
> | 200 | 1.440 | — | — | — | — | — | — |
> | 140 | 1.372 | 0.0105 | 87 | 95.7 | 0.7726 | 9.7178 | 0.1274 |
> | 130 | 1.359 | 0.0116 | 91.7 | 91.2 | 0.7473 | | 0.1526 |
>
> La recuperación a 140 Kg/cm² fue de 0.099

Solución:

$$So_{140} = \frac{(1 - Rec)\,Bo\,(1 - Sw)}{Boi}$$

$$So_{140} = \frac{(1 - 0.099) * 1.372 * (1 - 0.10)}{1.44}$$

$$So_{140} = 0.7726$$

$$kg/ko = \frac{(1 - S)^2 (1 - S^2)}{S^4}$$

$$S = So/Soi = 0.7726 / (1 - 0.10) = 0.8584$$

$$kg/ko = \frac{(1 - 0.8584)^2\ (1 - 0.8584^2)}{0.8584^4}$$

$$kg/ko_{140} = 9.7178\times10^{-3}$$

El decremento de So en ese período se calculará con el método de Muskat:

$$\frac{dRs}{dP} = \frac{95.7 - 91.2}{10} = 0.45$$

$$\frac{dBg}{dP} = \frac{0.0105 - 0.0116}{10} = -0.00011$$

$$\frac{dBo}{dP} = \frac{1.372 - 1.359}{10} = 0.0013$$

$$Sg = 1 - So - Sw = 1 - 0.7726 - 0.10$$

$$Sg = 0.1274$$

$$Bo = (1.372 + 1.359) / 2 = 1.3655$$

$$Bg = (0.0105 + 0.0116) / 2 = 0.01105$$

$$\mu_o / \mu_g = (87 + 91.7) / 2 = 89.35$$

$$Xp = \frac{Bg}{Bo} \frac{dRs}{dP}$$

$$Xp = \frac{0.01105 * 0.45}{1.3655} = 3.642\times10^{-3}$$

$$Yp = \frac{\mu_o}{\mu_o\, Bo} \frac{dBo}{dP}$$

$$Yp = \frac{89.35 * 0.0013}{1.3655} = 0.08506$$

$$Zp = \frac{1}{Bg} \frac{dBg}{dP}$$

$$Zp = \frac{-0.00011}{0.01105} = -9.955\times10^{-3}$$

$$\Delta So = \Delta P\left[\frac{So(Xp+o)-Yp(kg/ko)+ZpSg}{1+\left(\frac{kg\mu_o}{ko\mu_g}\right)}\right]$$

$$\Delta So = 10\left[\frac{0.7726*\left[3.64x10^{-3}+(85.06x10^{-3}*9.7178x10^{-3})\right]-\left(-9.955x10^{-3}*0.1274\right)}{1+9.7178x10^{-3}*89.35}\right]$$

$$\Delta So = 0.02186$$

$$So_{130} = So_{140} - \Delta So$$

$$So_{130} = 0.7726 - 0.02186 = 0.75074$$

$$Rec_{130} = 1 - \frac{So_{130}\,Boi}{Soi\,Bo_{130}} = 1 - \frac{0.75074 * 1.44}{(1-0.10)*1.359}$$

$$Rec_{130} = 0.11612$$

Por otro lado:

$$Rec_{130} = \frac{Np_{130}}{N}$$

De donde:

$$Np_{130} = Rec_{130}\,N = 0.11612 * 100x10^6$$

$$\boxed{Np = 11.612x10^6\ m^3}$$

IV.4.4 De un yacimiento se tiene la siguiente información:

P(Kg/cm²)	Bo (m³/m³)	Bg (m³/m³)	Rs (m³/m³)	μ_g/μ_o	krg/kro
200	1.440	0.0065	120.00	0.01527	0.0000
190	1.431	0.0069	116.40	0.01453	0.0023
180	1.421	0.0072	112.50	0.01385	0.0085

Pi = 200 Kg/cm² **Swi = 20% ;**

Aplicando el método de Muskat, Determinar So, R y Rec para el intervalo de 190 a 180 Kg/cm².

Solución:

Las ecuaciones a usar son:

$$\frac{dSo}{dp} = \frac{So(Xp + Yp\,kg/ko) - Zp\,Sg}{1 + [(kg/ko)(\mu_o/\mu_g)]}$$

$$Xp = \frac{Bg}{Bo}\,\frac{dRs}{dP}; \qquad Yp = \frac{1}{\mu_g Bo}\,\frac{dBo}{dP}; \qquad Zp = \frac{1}{Bg}\,\frac{dBg}{dP}$$

$$Rcc = 1 - \frac{Boi\ So}{Soi\ Bo}$$

$$R = Rs + \frac{kg\,\mu_o\,Bo}{ko\,\mu_g\,Bg}$$

Para mayor claridad se presentará el desarrollo del método en forma tabular:

i	(1) P(Kg/cm^2)	(2) P_{med}	(3) dRs/dP	(4) dBo/dP	(5) dBg/dP	(6) μ_o/μ_g	(7) Bg(m^3/m^3)	(8) Bo(m^3/m^3)
1	200					65.49	0.0065	1.440
2		195	0.36	9×10^{-4}	-4×10^{-5}	67.16	0.0067	1.436
3	190					68.82	0.0069	1.431
4		185	0.39	10×10^{-4}	-3×10^{-5}	70.51	0.0071	1.426
5	180					72.20	0.0072	1.421

i	(9) Xp	(10) Yp	(11) Zp	(12) So	(13) Sg	(14) krg/kro	(15) Sg Zp
1				0.8000	0.00000	0.0000	
2	0.00168	0.042092	-.005970				0.0000000
3				0.7866	0.01344	0.0023	
4	0.00194	0.049446	-0.004225				-0.0000567
5				0.7722	0.01440	0.0085	

i	(16) So(Xp+Yp ko/kg)	(17) ((16)-(15))ΔP	(18) 1 + (kgμ_o/koμ_g)	(19) So
1				
2	0.01344	0.01344	1.0000	**0.01314**
3				
4	0.001617	0.01673	1.6217	**0.01440**
5				

i	(20) So/Bo	(21) Rcc	(22) Bo/Bg	(23) (22)(14)(6)	(24) Rs	25 R=(23)+(24)
1		0.00000			120.00	**120.00**
2					118.20	
3	0.549686	**0.01056**	207.39	32.82714	116.40	**149.23**
4					114.45	
5	0.543420	**0.21840**	189.97	121.12051	112.50	**233.62**

IV.4.5 Se tiene un yacimiento con empuje de gas disuelto liberado. Aplicando el método de Tracy Obtener su comportamiento durante el período de explotación considerado.

P(Kg/cm²)	Bo (m³/m³)	Bg (m³/m³)	Rs (m³/m³)	μ_o/μ_o
180	1.395	0.0070	98.67	34.02
175	1.389	0.0072	97.00	34.59
170	1.383	0.0074	94.25	35.80
165	1.377	0.0077	94.75	37.14

Considerando Swi = 0.20 y:

So	krg/kro
0.80	0.0000
0.79	0.0000
0.78	0.0002
0.77	0.0003

Solución:

Las ecuaciones que utiliza este método son:

$$\phi_n = \frac{Bo - Bg\,Rs}{Bo - Boi + Bg\,(Rsi - Rs)}$$

$$\phi_g = \frac{Bg}{Bo - Boi + Bg\,(Rsi - Rs)}$$

$$\Delta Np = \frac{1 - (Np_1\,\phi_{n1} + Gp_1\,\phi_{g2})}{R\,\phi_{g2} + \phi_{g1}}$$

$$Np_2 = Np_1 + \Delta Np$$

$$So = \frac{(1 - Np)\,Bo\,Soi}{Boi}$$

$$\Delta Gp = \Delta Np\,R$$

$$N = Np_1\,\phi_{n2} + Gp_1\,\phi_{g2} + \Delta Np(R\,\phi_{g2} + \phi_{n2})$$

A continuación se presenta el desarrollo del método en forma tabular:

ϕ_n	ϕ_g	R supuesta	R	ΔNp	Np	So
	1.1952	98.67		0.000000	0.000000	0.8000
114.64	0.3573	97.00	97.835	0.004318	0.004318	0.7931
33.11	0.2182	94.25	95.625	0.0104950	0.014813	0.7814
19.00	0.1588	93.00	93.625	0.0102190	0.025030	0.7770

kg/ko	Bo/Bg	Rcalc	R	ΔGp	ΔNp	N
0.00000		98.67		0.0000	0.0000	
0.00000		97.00	97.835	0.4224	0.4222	0.99990
0.00000		94.25	95.625	1.0035	1.4260	0.99998
0.00024	178.830	93.30	93.775	1.3890	2.8150	0.99996

IV.5 Evaluación de la entrada de agua al yacimiento.

IV.5.1 Se tiene un yacimiento con la siguiente historia de producción:

t	Pc w/o	Py	q_o	q_g	q_w	We
0	267.1	Pi 258.0	1000	90000	0.0	0
90	265.8	255.8	1200	108000	0.0	3940
180	261.2	250.2	1100	99000	0.0	27340
270	256.5	244.5	1000	90000	0.0	76310
360	249.8	234.8	990	89100	0.0	155480
450	245.4	230.4	950	85500	0.0	258640
540	240.6	222.6	900	87000	0.0	379510

Datos adicionales:

Suponga que a condiciones iniciales, 1 m^3 de aceite en el yacimiento ocupa un volumen de 0.806 m^3 en la superficie. A la presión de burbujeo (160 Kg/cm^2), 1 m^3 de aceite en el yacimiento ocupa 0.781 m^3 en la superficie. Suponga: un comportamiento lineal de Bo y constante de Bw = 1.0; Swi = 0.20 ; $C_w = 4\times10^{-6}$ $(Kg/cm^2)^{-1}$; $C_f = 10\times10^{-6}$ $(Kg/cm^2)^{-1}$. Los gastos de la tabla anterior están en m^3/día.

Determinar:

a) La constante de entrada de agua (haga los cálculos para flujo radial)

b) El volumen original de aceite @ c.s. evaluado cuando Py = 222.6 Kg/cm^2.

Solución:

a) Para evaluar la constante de entrada de agua en este caso se puede usar el método de Stanley:

$$C = \frac{We}{\Sigma\, \Delta p_i\, (t)^{\alpha}_{\ n+1-i}}$$

Por tratarse de flujo radial $\alpha = 0.8$

El tiempo adimensional se obtendrá como t = t / 90, es decir, se tomaran períodos de 90 días.

Para el primer período:

$$\Delta p_1 = [\, p_{(t=0)} - p_{(t=1)}\,] / 2 \ .$$

Para los períodos siguientes:

$$\Delta p_j = (P_{j-2} - P_j) / 2 \ .$$

Con las ecuaciones anteriores se construyó la siguiente tabla:

t	ΔP	$(t)^{\alpha}$	$\Sigma\Delta P(t)^{\alpha}$	C
0	0.0	0.000	0.00000	
1	0.65	1.000	0.65000	6061.54
2	2.95	1.741	4.08165	6698.27
3	4.65	2.408	11.35115	6722.66
4	5.7	3.031	22.86940	6798.60
5	5.55	3.624	37.96795	6812.06
6	4.6	4.193	55.49850	6838.20

De donde:

C = 6671.8883 es la constante de entrada de agua.

Como la presión del yacimiento es mayor que la presión de burbujeo se trata de un yacimiento de aceite bajosaturado.

La Ecuación de Balance de Materia es: ($Wp = 0$)

$$N\ Boi\ C_e\ \Delta'p = N\ Bo - We\ ,$$

de donde:

$$N = \frac{Np\ Bo - We}{Boi\ C_e\ \Delta'p}$$

$$Bo = \frac{Vo\ @\ c.y.}{Vo\ @\ c.s}$$

$$Boi = \frac{1}{0.806} = 1.2407\ (m^3/m^3)$$

$$Bo_{222.6} = \frac{1}{0.781}$$

$$C_e = \frac{So\ C_o + Sw\ C_w + C_f}{So}$$

$$So = 1 - Sw = 1 - 0.20 = 0.80$$

$$C_o = \frac{2\ (\ Bo - Boi\ )}{\Delta'p\ (\ Bo + Boi\ )}$$

$$C_o\ \frac{2\ (\ 1.28 - 1.2407\ )}{(\ 258 - 222.6\ )\ (\ 1.28 + 1.2407\ )}$$

$$C_o = 8.81x10^{-4}\ (Kg/cm^2)^{-1}$$

$$C_e = \frac{0.80\ (8.81x10^{-4}) + 0.20(4x10^{-5}) + 10x10^{-5}}{0.80}$$

$$C_e = 1.016x10^{-3}\ (Kg/cm^2)^{-1}$$

Np puede obtenerse a partir del gasto de aceite:

$$Np = q_o\ \Delta t = 1040 * 540 = 0.5616x10^6\ m^3\ .$$

Sustituyendo:

$$N = \frac{0.5616x10^6 * 1.28 - 379.64x10^3}{1.24 * 1.032x10^{-3} * (258 - 222.6)}$$

$$N = 7.6058x10^6 \ m^3$$

$$Voi = N \ Boi = 7.6058x10^6 * 1.24$$

Voi = 9.43657x10^6 m^3 @ c.y. ☑

IV.5.2 **Se tiene un yacimiento saturado sin casquete original de gas, el cual tiene un acuífero activo asociado, cuyo régimen de flujo es variable y radial; se le ha determinado una constante de entrada de agua de 6735 $m^3/(Kg/cm^2)$. El volumen original de aceite es de 810x10^6 m^3 @ c.y. y el comportamiento del yacimiento es el siguiente:**

t(días)	P(Kg/cm^2)	Bo (m^3/m^3)	Bg (m^3/m^3)	Rs (m^3/m^3)	Rp (m^3/m^3)
0	268	1.350	0.0006	120	
90	264	1.342	0.0010	100	140
180	260	1.339	0.0015	78	180
270	255	1.333	0.0022	50	230

Considerando que no hay producción de agua y Swi = 0.2, determinar Np para cada nivel de presión.

Solución:

Primero se debe evaluar la entrada de agua; por tratarse de régimen de flujo variable y radial se usará el método de Stanley:

$$We = 6735 \sum_{i=1}^{n} \Delta pi(t)^{0.8}_{n+1-i} \quad .$$

suponiendo que la caída de presión en el yacimiento es igual a la caída de presión en el contacto agua-aceite.

Resolviendo: (se usan períodos de 90 días)

t	ΔP	$(t)^\alpha$	$\Sigma\Delta P(t)^\alpha$	We
0	0.0	0.000	0.000	
1	2.0	1.000	2.000	13 470.00
2	4.0	1.741	7.482	50 391.27
3	4.5	2.408	16.280	109 645.80

La Ecuación de Balance de Materia para este caso es:

$$Np(Bo + Bg(Rp - Rs)) = N(Bt - Bti) + We \ .$$

De donde:

$$Np = \frac{N(Bt - Bt\,i) + We}{Bo + Bg(Rp - Rs)}$$

$$N = \frac{Voi}{Boi} = \frac{810x10^6}{1.35} = 600x10^6\ m^3$$

$$Bt = Bo + Bg\ (Rsi - Rs)$$

Para 268 Kg/cm^2:

$$Bti = Boi = 1.350$$

$$Np = 0.0$$

Para 264 Kg/cm^2:

$$Bt = 1.342 + 0.0010\ (120 - 100) = 1.362$$

$$Np = \frac{600x10^6(1.362 - 1.35) + 13\ 470}{1.342 + 0.0010\ (140 - 100)}$$

$$Np = 5219587.554\ m^3$$

Para 260 Kg/cm^2:

$$Bt = 1.339 + 0.0015\ (120 - 78) = 1.402$$

$$Np = \frac{600x10^6\ (1.492 - 1.350) + 50\ 391.27}{1.339 + 0.0015\ (180 - 78)}$$

$$Np = 20\ 945\ 302.46\ m^3$$

Para 255 Kg/cm^2:

$$Bt = 1.333 + 0.0022\ (120 - 50) = 1.487$$

$$Np = \frac{600x10^6\ (1.487 - 1.350) + 109\ 645.8}{1.333 + 0.0022\ (230 - 50)}$$

$$Np = 47\ 605\ 347.48\ m^3$$

Resumiendo:

t	$Np(x10^6\ m^3)$	
0	0.000	
90	5.219587554	☑
180	20.945302460	☑
270	47.605347480	☑

IV.5.3 Calcular We con la ecuación de Hurst, si C = 70 ; a = 0.025. Considerar períodos de explotación de seis meses:

t(años)	P(en la frontera)(Kg/cm²)
0.00	267.0
0.25	266.6
0.50	265.8
0.75	263.9
1.00	261.2
1.25	259.1
1.50	256.5

Solución:

La ecuación de Hurst es:

$$We = \int_0^t \frac{(Pi - P)\Delta t}{\log(at)}$$

En este caso:

$$We = 70 \sum_0^t \frac{(Pi - P)\,\Delta t}{\text{Log}\,(0.25\,t)}$$

P es la presión a la mitad del período:

t(años)	Pi - P	Log at	182(Pi -P)	182(Pi-P)/Log at	Σ	We
0.0	0.0		0.0	0	0	0
0.5	0.4	0.6532	72.8	111.7575	111.7575	7823.025
1.0	3.1	0.9590	564.2	558.3217	670.0792	46905.544
1.5	7.9	1.1351	1437.81	1266.6725	1936.7517	135572.618

IV.5.4 Aplicando la Ecuación de Balance de Materia en forma de recta Calcular N y C si m = 0

Datos:

t(días)	P(Kg/cm²)	Np(x10⁶ m³)	Gp(x10⁶ m³)	Wp(m³)
0	200	0.0	0	0
182	170	1.5	690	21000
365	150	2.5	2150	78000

Pi = Pb

P(Kg/cm²)	Bo (m³/m³)	Bg (m³/m³)	Rs (m³/m³)
200	1.440	0.0065	120
170	1.410	0.0081	108
150	1.385	0.0096	100

Suponga régimen radial en flujo permanente y acuífero infinito. Calcular We para 547 días si la presión será de 140 Kg/cm²

Solución:

Para determinar N y C se usa la ecuación:

$$N + C\,\frac{\sum \Delta p\,(t)^{0.8}}{Eo} = \frac{F}{Eo}$$

Que es la ecuación de una recta donde:

$$F = Np\,(Bo + Bg\,(Rp - Rs)) + Wp\,Bw$$

$$Eo = Bt - Bti$$

$$Bt = Bo + Bg\,(Rsi - Rs)$$

$$Bti = Boi$$

$$Rp = Gp / Np$$

N es la ordenada al origen.

C es la pendiente a la recta.

Aplicando las ecuaciones anteriores resulta:

t	P	ΔP	Bt	Rp	$(t)^{0.8}$	$\Sigma \Delta Pt^{a}$	$\Sigma \Delta Pt^{a}/Eo$	$Fx10^{6}$	$(F/Eo)x10^{8}$
0	200	0	1.4400		0				
1	170	15	1.5072	460	1	15	223.2143	6.4128	0.954285
2	150	25	1.5770	860	1.7411	51.1165	373.1131	21.7805	1.589817
3	140	15			2.408	94.6509			

En la figura IV.4 se gaficaron los valores de F / Eo vs. $\Sigma \Delta p(t)^{a}$ /Eo resultando una recta de la cual se obtiene:

$N = 10x10^{6}\ m^{3}$ ☑

$C = 3.8x10^{5}$ ☑

We 140:

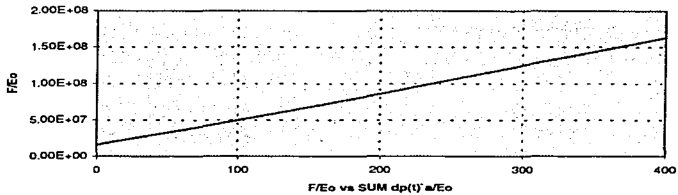
$$We = C\,\Sigma\,\Delta p\,(t)^{a}$$

Entonces:

$$We_{140} = 3.8x10^{5} * 94.65$$

$We = 35\,967\,342\ m^{3}$ ☑

FIGURA IV.4
F/Eo vs SUM dp(t)ˆa/Eo



IV.5.5 De un yacimiento con entrada de agua se tiene la siguiente información:

t(años)	K
0.0	
0.5	54.1
1.0	40.2
1.5	33.6
2.0	31.1
2.5	28.7
3.0	27.2

Se desea conocer los valores de las constantes C y a de la ecuación de Hurst.

Solución:

Las ecuaciones de Hurst son:

$$We = C \sum \frac{\Delta p \, \Delta t}{\log at}$$

$$\text{Log } a \sum k_j + \sum (k_j \text{ Log } t_j) = n\,C$$

$$\text{Log } a \sum k_j t_j + \sum (k_j t_j \text{ Log } t_j) = C \sum t_j$$

Donde n es el número de períodos Δt

Efectuando las sumatorias

j	t_j(días)	k_j	$k_j t_j$	$\text{Log}t_j$	$k_j \text{ Log}t_j$	$k_j t_j \text{ Log } t_j$
1	182.5	54.1	9873.25	2.26126	122.3343	22326
2	365.0	40.2	14673	2.56229	103.0041	37596
3	547.5	33.6	18396	2.73838	92.0097	50375
4	730.0	31.1	22703	2.86332	89.0493	65006
5	912.5	28.7	26188.75	2.96023	84.9586	77525
6	1095.0	27.2	29784.00	3.03941	82.6720	90526
Σ	3832.5	214.9	121618		574.028	343354

Sustituyendo:

$$214.9 \text{ Log } a + 574.028 = 6\,C \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad \textbf{(A)}$$

$$121618 \text{ Log } a + 343354 = 3832.5\,C \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \quad \textbf{(B)}$$

De (A):

$$C = 35.8167 \text{ Log } a + 95.6713$$

sustituyendo en (B)

$$121618 \text{ Log } a + 343354 = 3832.5 (35.8167 \text{ Log } a + 95.6713)$$

$$121617.25 \text{Log } a + 343354 = 137267.529 \text{ Log } a + 366660.2573$$

$$(137\,267.5029 - 121\,618)\ \text{Log a} = 343354 - 366660.2573$$

$$(15650.2528)\ \text{Log a} = -23306.2573$$

$$\text{Log a} = -1.4892$$

$$a = 10^{(-1.4892)}$$

$$a = 3.2419\text{x}10^{-2}$$

sustituyendo en (A)

$$214.9 * \text{Log}(3.2419\text{x}10^{-2}) + 574.028 = 6\ C$$

$$C = 42.3259$$

Entonces la ecuación de Hurst queda:

$$\boxed{We = 42.3259 \sum_{0}^{t} \frac{182.5\ \Delta p}{\text{Log}(3.09324\text{x}10^{-4})\ t}}$$

IV.5.6 De un yacimiento se tiene la siguiente información:

Py > Pb **$C_e = 30\text{x}10^{-6}\ (Kg/cm^2)^{-1}$** **Bo = 1.4 - 0.0003P** **Wp = 0** **a = 0.8**

t(días)	P(Kg/cm²)	Np(m³)
0.0	350.0	0
182.5	349.5	11492
365.0	347.3	35671
547.5	344.5	73562

Determinar:
a) N y C
b) We para el mismo yacimiento al cabo de 2 años, si su presión será de 340 Kg/cm².

Solución:

a) Este problema se puede resolver usando la Ecuación de Balance de Materia que es:

$$Np\ Bo = N\ Boi\ Ce\ \Delta'p + We$$

We puede evaluarse por el método de Stanley:

$$We = C \sum \Delta p\ (t)^{a}$$

Entonces se puede escribir:

$$Np\ Bo = N\ Boi\ C_e\ \Delta'p + C \sum \Delta p\ t^{0.8}$$

Esta ecuación se puede acomodar de tal manera que:

$$\frac{Np\ Bo}{Boi\ C_e\ \Delta'p} = N + C\ \frac{\sum \Delta p\ (t)^{0.8}}{Boi\ C_e\ \Delta'p}$$

Que es la ecuación de una recta con pendiente C y ordenada al origen N. Por lo tanto graficando varios puntos se puede obtener *n* y C de manera simultánea:

$$x = \frac{\Sigma \Delta p\, t^{0.8}}{Boi\ C_e\ \Delta' p} \quad vs. \quad y = \frac{Np\ Bo}{Boi\ C_e\ \Delta' p}$$

Resolviendo en forma tabular:

P (Kg/cm²)	Bo	t	ΔP	$\Sigma\Delta P(t)^{\alpha}$	Δ'P	$BoiC_e\Delta'P$	$(t)^{\alpha}$
350.0	1.2950	0	0.0	0.0000	0.0	0.00	0.000
349.1	1.2953	1	0.45	0.4500	0.9	3.496	1.000
347.3	1.2958	2	1.35	2.1335	2.7	10.49	1.741
344.5	1.2966	3	2.3	5.7300	5.5	21.37	2.408
340.0	1.2980	4	3.65	11.7886	10.0	38.85	3.031

P (Kg/cm²)	x	y (x10⁶)
350.0	0	0
349.1	12871.85	4.2578
347.3	20338.42	4.4066
344.5	26813.29	4.4633
340.0	30343.89	

La gráfica de x vs. y se presenta en la figura IV.5, de la cual se obtiene:

$N = 409.5x10^6\ m^3$ ☑
$C = 770$ ☑

b) Para P = 340 Kg/cm²:

$$t = \frac{730}{182.5} = 4$$

$$t^{0.8} = 3.031$$

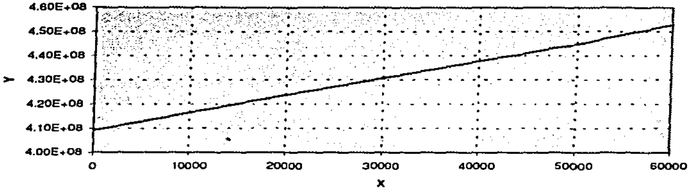
$$\Delta p = 347.3 - 340 = 3.65$$

$$\Sigma\ \Delta P\ t^{0.8} = 3.65 * 3.031 = 11.7886$$

$$We = 770 * 11.7886$$

$We = 8516.6255\ m^3$ ☑

FIGURA IV.5
X vs Y



IV.6 Yacimientos con segregación gravitacional.

IV.6.1 Usando el término de Smith Determinar en cuales de los siguientes casos existen posibilidades de segregación gravitacional:

caso	ko(mD)	μ_o(cp)	α(°)
a	5	2.0	5
b	100	0.3	5
c	5	2.0	30
d	100	2.0	5
e	5	100.0	7
f	100	2.0	30
g	30	1.0	6

$\rho_o - \rho_g = 0.5\ g/cm^3$

Solución:

Sea TS el término de Smith:

$TS = ko / \mu_o\ (\rho_o - \rho_g)$ sen α

a) TS= 5/2 * 0.5 * sen 5 = 0.11

b) TS = 100 / 0.3 * 0.5 * sen 5 = 14.526

c) TS = 5 / 2 * 0.5 * sen 30 = 0.625

d) TS = 100 / 2 * 0.5 * sen 5 = 2.18

e) TS = 5 / 100 * 0.5 * sen 7 = 0.003

f) $TS = 100 / 2 * 0.5 * \text{sen } 30 = 12.5$

g) $TS = 30 / 1 * 0.5 * \text{sen } 6 = 1.57$

Para que en un yacimiento sea efectivo el mecanismo de empuje por segregación gravitacional el término de Smith debe ser mayor a 10.
Entonces, los únicos casos favorables para la segregación gravitacional son b y f. ☒

IV.6.2 Se tiene un yacimiento que produce por segregación gravitacional en 400×10^6 m^3 de roca. La distribución del volumen de roca con respecto a la profundidad se muestra en la figura IV.6; las propiedades PVT son las que aparecen en la tabla IV.1.

Haciendo las siguientes consideraciones:

- **La presión de burbujeo (175 Kg/cm^2) no varía con la profundidad.**
- **La presión inicial varía según Pi = 0.075Prof - 50. Prof (m)**
- **Las expansiones de la roca y del agua congénita son despreciables.**
- **Desprecie el gradiente de presión de la columna de gas en el casquete.**
- **Considerar constante el gradiente de presión en el aceite.**
- **La porosidad (20%), y la saturación de agua (20%) son constantes en todo el yacimiento.**
- **Todos los pozos producen abajo de 3180 m.**
- **La saturación de aceite residual es de 25%.**
- **Use una tolerancia de 3% en los resultados.**

Obtener la recuperación de aceite y la presión media del yacimiento:

a) Cuando el contacto gas-aceite se encuentra a 3060 m.
b) Cuando el contacto gas-aceite se encuentra a 3120 m.

Solución:

a) Contacto a 3060 m.

Ajuste del volumen de gas liberado:

De la figura IV.6 se obtiene el volumen de roca ocupado por el casquete:

$$Vr = 68 \times 10^6 \text{ m}^3 \ .$$

Se supone una presión en el contacto gas-aceite:

$$Pcg\text{-}a = 170 \text{ Kg/cm}^2 \ .$$

En la figura IV.7 se observa la distribución de presión correspondiente. (De 3000 a 3060 m la P no varía porque se desprecia el gradiente de presión del gas y de 3060 a 3200 m el gradiente de presión es constante y paralelo a la Pi)

FIGURA IV.6
DISTRIBUCION DEL VOLUMEN DE ROCA

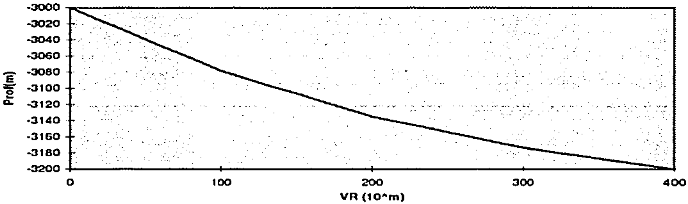


FIGURA IV.7

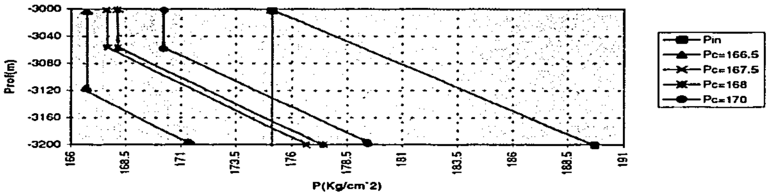


TABLA IV.1

P (Kg/cm^2)	Bo (m^3/m^3)	Rs (m^3/m^3)	Bg (m^3/m^3)
190	1.3868	1500	0.0000
188	1.3871	1500	0.0000
186	1.3874	1500	0.0000
184	1.3877	1500	0.0000
182	1.3880	1500	0.0000
180	1.3883	1500	0.0000
178	1.3885	1500	0.0000
176	1.3888	1500	0.0000
175	1.3890	1500	0.0072
170	1.3830	1475	0.0074
165	1.3770	1419	0.0077
160	1.3700	1380	0.0080
155	1.3640	1341	0.0083
150	1.3580	1307	0.0086
145	1.3520	1272	0.0089
140	1.3450	1237	0.0092
135	1.3390	1198	0.0096
130	1.3330	1167	0.0100
125	1.3270	1133	0.0103
120	1.3220	1098	0.0107
115	1.3160	1063	0.0112
110	1.3100	1028	0.0117
105	1.3040	997	0.0121
100	1.2980	963	0.0129
95	1.2920	928	0.0137
90	1.2860	897	0.0143
85	1.2800	860	0.0154
80	1.2750	824	0.0160
75	1.2690	789	0.0173
70	1.2630	754	0.0187
65	1.2570	717	0.0202
60	1.2510	680	0.0220
55	1.2450	643	0.0242
50	1.2390	606	0.0268
45	1.2320	568	0.0303
40	1.2250	529	0.0347
35	1.2180	495	0.042
30	1.2110	448	0.0480
25	1.2090	402	0.0588
20	1.1940	356	0.0744
15	1.1830	301	0.0960

Como se observa, la P cruza la línea de Pb = 175 a la profundidad de 3130 m. Entonces se puede dividir en los siguientes bloques:

bloque	intervalo	
1	3000 - 3020	
2	3020 - 3040	
3	3040 - 3060	
		c g/o
4	3060 - 3080	
5	3080 - 3100	
6	3100 - 3120	
7	3120 - 3130	
		Pb
8	3130 - 3140	
9	3140 - 3160	
10	3160 - 3180	
11	3180 - 3200	

El volumen de gas libre en el yacimiento (Ggl) es el gas liberado del aceite original en el casquete más el gas que se ha liberado del aceite saturado que se encuentra entre el c g/o y la profundidad de la Pb.

$$Ggl = \Sigma \frac{Vcg_j \ \phi_j (1\text{-}Sw)_j \ Bg_j (Rsb_j - Rs_j)}{Bob_j} + \Sigma \frac{Vdg_j \ \phi_j (1\text{-}Sw)_j \ Bg_j (Rsb_j - Rs_j)}{Bob_j} .$$

Donde Vcgj es el volumen de roca de cada uno de los bloques que integran el casquete de gas y Vgdj es el volumen de roca de cada uno de los bloques de la zona de aceite saturado entre el contacto gas-aceite y la presión de burbujeo.

De los datos y las consideraciones se tiene:

$$Ggl = \sum_{j=1}^{7} \frac{0.16 \ Vcg_j \ Bg_j (1500 - Rs_j)}{1.389} .$$

Aplicando esta ecuación:

j	$Vr x10^6$	Prof	$P(Kg/cm^2)$	$Bg\ (m^3/m^3)$	$Rs\ (m^3/m^3)$	$Gl\ m^3$ @ c.y.
1	16	3010	170.0	0.00740	1475	579990
2	24	3030	170.0	0.00740	1475	869987
3	28	3050	170.0	0.00740	1475	1010985
						c g/o
4	32	3070	171.0	0.00736	1466	922970
5	34	3090	172.5	0.00730	1479	610124
6	38	3110	174.0	0.00724	1491	269536
7	16	3130	174.5	0.00722	1496	60588
						Pb
						Σ 4 324 180

A continuación se obtiene el volumen de roca ocupado por este volumen de gas liberado con:

$$Vgl = Vgl / (\phi \ Sgcg)$$

Cuando se cuenta con la variación de la porosidad y de la Sw con respecto a la profundidad, ϕ y Sgc deben ponderarse con respecto al volumen de roca. Como en este caso son constantes en todo el yacimiento:

$$\phi = 0.20$$

$$Sgc = 1 - Swcg - Sor = 1 - 0.20 - 0.25$$

$$Sgc = 0.55 \ .$$

Entonces:

$$Vgl = 4324180 / (0.20 * 0.55)$$

$$Vgl = 39310727 \text{ m}^3 \text{ de gas @ c.y.}$$

Calculando la tolerancia:

$$tol = \frac{| \, 68x10^6 - 39310727 \, |}{68x10^6} x \ 100$$

$$tol = 42.2\% \ .$$

Como se observa el volumen de roca ocupado por este gas liberado es menor en 42% que el volumen de roca ocupado por el casquete cuando el contacto esta a 3060 m.

Por lo tanto la presión supuesta en el contacto no es correcta y debe suponerse nuevamente (se tomará una presión menor para obtener mayor volumen de gas liberado).

Sea:

$$Pc \ g/o = 167.5 \ Kg/cm^2 \ .$$

En la figura IV.7 se observa la distribución de presión correspondiente.

Como se observa, la P cruza la línea de Pb = 175 a la profundidad de 3156 m. Entonces se puede dividir en los siguientes bloques:

bloque	intervalo		
1	3000 - 3020		
2	3020 - 3040	i = 3 bloques	
3	3040 - 3060		
			c g/o
4	3060 - 3080		
5	3080 - 3100	*n* = 8 bloques	
6	3100 - 3120	*n* - i = 5	
7	3120 - 3140		
8	3140 - 3156		
			P
9	3156 - 3180	z = 10 bloques	
10	3180 - 3200	z - *n* = 2	

Calculando el volumen de gas liberado:

j	$Vr \times 10^6$	Prof m	P Kg/cm^2	Bg (m^3/m^3)	Rs (m^3/m^3)	Ggl(m^3 @ c.y)
1	16.0	3010	167.50	0.00755	1438	862733
2	24.0	3030	167.50	0.00755	1438	1294099
3	28.0	3050	167.50	0.00755	1438	1509783
c g/o						
4	32.0	3070	168.50	0.00750	1444	1548164
5	34.8	3090	169.75	0.00740	1455	1334877
6	38.4	3110	171.25	0.00735	1468	1040366
7	42.8	3130	172.25	0.00729	1480	718818
8	36.0	3140	172.10	0.00724	1492	240187
pb						
						Σ 8549027

$$Vgl = \frac{8\,549\,027}{0.20 * 0.55}$$

$$Vgl = 77\,718\,427 \text{ m}^3 \text{ de gas @ c.y.}$$

$$tol = \frac{|\ 68 \times 10^6 - 77\,718\,427\ |}{68 \times 10^6} \times 100$$

$$tol = 14.29\ \%\quad .$$

Como se observa, el volumen de roca ocupado por este gas liberado es mayor en 14.29 % que el volumen de roca del casquete, por lo cual nuevamente la presión supuesta es incorrecta y se debe suponer nuevamente (un poco mayor que 167.5 para que libere una menor cantidad de gas).

Sea: $\quad Pc\ g/o = 168.0\ Kg/cm^2$.

En la figura IV.7 se observa la distribución de presión correspondiente.

Como se observa, la P cruza la línea de Pb = 175 a la profundidad de 3153 m. Entonces se puede dividir en los siguientes bloques:

bloque	intervalo	
1	3000 - 3020	
2	3020 - 3040	i = 3 bloques
3	3040 - 3060	
		c g/o
4	3060 - 3080	
5	3080 - 3100	n = 8 bloques
6	3100 - 3120	n - i = 5
7	3120 - 3140	
8	3140 - 3153	
		Pb
9	3153 - 3180	z = 10 bloques
10	3180 - 3200	z - n = 2

Calculando el volumen de gas liberado:

	j	Vrx10⁶	Prof m	P Kg/cm²	Bg (m³/m³)	Rs (m³/m³)	Ggl(m³ @ c.y)
	1	16.0	3010	168.00	0.00752	1442	803866
	2	24.0	3030	168.00	0.00752	1442	1205799
	3	28.0	3050	168.00	0.00752	1442	1406765
c g/o							
	4	32.0	3070	168.75	0.00747	1447	1446566
	5	34.8	3090	170.25	0.00739	1459	1214578
	6	38.4	3110	171.75	0.00733	1472	907843
	7	42.8	3130	173.25	0.00727	1485	537636
	8	28.0	3140	174.49	0.00722	1496	116435
pb							
							Σ 7639488

$$Vgl = \frac{7639488}{0.20 * 0.55}$$

$$Vgl = 6944872 \text{ m}^3 \text{ de gas @ c.y.}$$

$$tol = \frac{|\,68x10^6 - 6944872\,|}{68x10^6} x\ 100$$

$$tol = 2.1\ \%\ .$$

Como se observa: el volumen de roca ocupado por este gas liberado es mayor en 2.1 % que el volumen de roca del casquete, (tolerancia menor que 3%) por lo cual se considera que la presión supuesta es correcta.

Ahora que se ha ajustado el gas liberado se procede a calcular el aceite producido por el yacimiento con:

- Aceite producido por la zona del casquete y la zona saturada, hasta la presión de burbujeo:

$$Npizgl = \Sigma \frac{Vcg_j\ \phi_j (\ 1\text{-}Sw\ )_j Ce_j\ (\ Pi_j - Pb_j\ )}{Bob_j} + \Sigma \frac{Vdg_j\ \phi_j (\ 1\text{-}Sw\ )_j Cej\ (\ Pi_j - Pb_j\ )}{Bob_j}\ .$$

- Aceite producido por la zona de bajosaturación:

$$Npizob = \Sigma \frac{Vcg_j\ \phi_j (\ 1\text{-}Sw\ )_j Bg_j\ (\ Rsb_j - Rs_j\ )}{Bob_j}\ .$$

- Aceite producido por la acumulación de gas en el casquete :

$$Np_z = \sum_{j=1}^{i} (N_j - Np_{1j}) \left[1 - \frac{SorcgBobj}{(1 - Sw)Bobj} \right]$$

Donde N es el volumen original de aceite en cada uno de los bloques considerados y Ce es la compresibilidad efectiva en la etapa de bajosaturación.

Aplicando estas ecuaciones:

En este caso como se desprecian C_w y C_f:

$$C_e = C_o = \frac{2\,(Bob - Boi)}{(Bob + Bo)(Pi - Pb)}$$

j	Pi (Kg/cm²)	P (Kg/cm²)	Boi (m³/m³)	Bo (m³/m³)	C_e	Vrx10⁶	N(m³)
1	175.75	168.00	1.3888	1.3810	0.000192	16.0	1843318
2	175.25	168.00	1.3885	1.3810	0.000160	24.0	2765574
3	178.75	168.00	1.3884	1.3810	0.000115	28.0	3226736
4	180.75	168.75	1.3883	1.3819	0.000096	32.0	3687964
5	181.75	170.25	1.3880	1.3830	0.000107	34.8	4011527
6	183.25	171.75	1.3878	1.3850	0.000105	38.4	4934429
7	184.75	173.25	1.3875	1.3860	0.000107	42.8	4935318
8	185.99	174.49	1.3874	1.3885	0.000105	28.0	3229062
9	187.49	175.99	1.3872	1.3888	0.000104	76.0	8765859
10	189.25	177.75	1.3870	1.3885	0.000101	80.0	9228388
							46628175

	j	Npizgl	Npizob	Np_2
	1	265.40		1263813
	2	995.25		1895834
	3	1390.09		2211185
c go				
	4	1857.78		
	5	2895.24		
	6	3831.71		
	7	5146.40		
	8	3721.88		
Pb				
	9		10471.89	
	10		10706.98	
	Σ =	20100.75 +	21178.87 +	5370832

Np = 5 412 111 .

Entonces:

$$Rec = \frac{5\,412\,111}{46\,628\,175} = 0.11607$$

Rec = 11.07 % del aceite original.

Para obtener la presión media del yacimiento se hace un promedio de las presiones de cada bloque ponderado con respecto al volumen original de aceite en el bloque:

$$Py = \frac{\sum P_j\, V_j\, \phi_j\, (1\text{-}Sw)_j}{\sum V_j\, \phi_j\, (1\text{-}Sw)_j}$$

Py = 173.05 Kg/cm²

b) para cuando el contacto gas-aceite se encuentra a una profundidad de 3120 m se aplico el mismo procedimiento obteniendo:

Volumen de roca en el casquete:

$$Vr = 173x10^6\ m^3\ .$$

Presión supuesta en el c g/o:

$Pc\ g/o = 166.5\ Kg/cm^2$.

Volumen de gas liberado:

j	Vrx10⁶	Prof m	P Kg/cm²	Bg (m³/m³)	Rs (m³/m³)	Ggl(m³ @ c.y)
1	16.0	3010	166.50	0.00761	1430.4	976184
2	24.0	3030	166.50	0.00761	1430.4	1464276
3	28.0	3050	166.50	0.00761	1430.4	1708322
4	32.0	3070	166.50	0.00761	1430.4	1952368
5	34.8	3090	166.50	0.00761	1430.4	2123200
6	38.4	3110	166.50	0.00761	1430.4	2342841
c g/o						
7	42.8	3130	167.25	0.00756	1436.1	2381684
8	47.0	3150	169.75	0.00741	1455.1	1801275
9	57.8	3170	170.25	0.00739	1459.2	1979690
10	80.0	3190	171.75	0.00733	1467.7	2181796
pb						
						Σ 18 911 636

El volumen de roca ocupado por el gas liberado

$$Vgl = \frac{18\ 911\ 636}{0.20 * 0.55}$$

$$Vgl = 171\ 923\ 963.6\ m^3 \text{ de gas @ c.y.}$$

$$tol = \frac{|\ 173.2x10^6 - 171.9239636\ x10^6\ |}{173.2x10^6} x\ 100$$

$$tol = 0.9677\ \% \quad < 3\%$$

j	Pi (Kg/cm²)	P (Kg/cm²)	Boi (m³/m³)	Bo (m³/m³)	C_e	Vrx10⁶	N(m³)
1	175.75	166.50	1.3888	1.3788	0.000192	16.0	1843318
2	175.25	166.50	1.3885	1.3788	0.000160	24.0	2765574
3	178.75	166.50	1.3884	1.3788	0.000115	28.0	3226736
4	180.75	166.50	1.3883	1.3788	0.000096	32.0	3687964
5	181.75	166.50	1.3880	1.3788	0.000107	34.8	4011527
6	183.25	166.50	1.3878	1.3788	0.000105	38.4	4934429
7	184.75	167.25	1.3875	1.3797	0.000111	42.8	4935318
8	185.99	169.75	1.3874	1.3827	0.000102	28.0	5420210
9	187.49	170.25	1.3872	1.3833	0.000107	76.0	6574868
10	189.25	171.75	1.3870	1.3870	0.000101	80.0	9228551
							46628495

	j	Npizgl	Npizob	Np_2
	1	265.40		1262838
	2	995.25		1894222
	3	1390.09		2211185
	4	1857.78		2525676
	5	2895.24		2746667
	6	3831.71		3378383
c go				
	7	5335.67		
	8	6212.53		
	9	8957.49		
	10	13263.07		
	$\Sigma =$	45004.23	+	14018971

Np = 14 063 975.23

Entonces:

$$Rec = \frac{14\ 063\ 975.23}{46\ 628\ 495} = 0.3016$$

Rec = 30.16 % del aceite original.

La presión:

Py = 168.546 Kg/cm²

Resumiendo	Rec	Py
3060 m	11.07%	173.0 Kg/cm²
3120 m	30.16%	168.5 Kg/cm²

CASOS PRÁCTICOS

V.1 Introducción.

En los capítulos anteriores se ha demostrado cómo es factible evaluar el comportamiento de los yacimientos a través de una ecuación muy sencilla con aceptable grado de precisión. Pero esta ecuación tiene sus limitantes, por lo que debe utilizarse con ciertas reservas y en casos muy específicos; y si se requiere para evaluar el volumen original de hidrocarburos lo más recomendable es complementarla con la creación de algún modelo que la involucre y complementarla con otras ecuaciones que cubran las carencias de ésta.

Lo anterior se muestra en el presente capítulo donde se tomó como base la Ecuación de Balance de Materia para desarrollar modelos capaces de predecir el comportamiento de los yacimientos y evaluar tanto el volumen original de hidrocarburos a diferentes etapas y condiciones conforme se determina el comportamiento. Como se mencionó, su fundamento principal es la Ecuación de Balance de Materia, sobre la cual gira el desarrollo del modelo, pero con algunas modificaciones que dependen de los parámetros que se desean calcular.

Tomando en cuenta las virtudes de la Ecuación de Balance de Materia y aprovechando el desarrollo tecnológico de los equipos de cómputo se hicieron programas para ser utilizados en estos casos.

La omisión de los nombres de campos y pozos en donde se han probado estos modelos es intencional en este trabajo, pero se presentan los resultados obtenidos y que se encuentran a disposición en la bibliografía citada.

V.2 UNA NUEVA ALTERNATIVA PARA EL CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS Y LA CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA

"UNA NUEVA ALTERNATIVA PARA EL CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE HIDROCARBUROS Y LA CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA", MAXIMINO MEZA

Se presenta un método para el cálculo simultáneo del volumen original de hidrocarburos y la constante de entrada de agua, considerando tres variables en la solución de la ecuación de balance volumétrico.

Se elaboró un programa de cómputo, el cual permite ensayar, bajo cuatro procedimientos, la solución de la Ecuación de Balance de Materia, cuyos resultado se comparan entre sí, y posteriormente con los de Havlena y Odeh, obteniéndose ventajas sobre este último método, en cuanto a su poder de resolución.

La Ecuación de Balance de Materia, también conocida como de balance volumétrico, en su forma general, es :

$$Z = N(X) + C(Y) \qquad \ldots\ldots\ldots \qquad (1)$$

en donde las variables "X", "Y", y "Z" corresponden a los términos de expansión del sistema roca fluido, de la función de entrada de agua y de producción, respectivamente.

"N" representa el volumen original de hidrocarburos y "C" la constante de entrada de agua.

El método de Havleña y Odeh, como técnica para determinar simultáneamente el volumen original de hidrocarburos y la constante de entrada de agua, ha sido el más socorrido, ya que simplificó la Ec.(1) transformándola en la de una línea recta.

Dicha transformación la efectuaron mediante el artificio algebraico de dividirla en sus dos miembros entre la variable X, quedando de la siguiente forma:

$$(Z/X) = N + C(Y/X) \qquad \ldots\ldots\ldots \qquad (2)$$

El proceso algebraico que se llevó a cabo para obtener la solución de la Ec.(1), manipulada en sus tres variables, consistió en efectuar ponderaciones con respecto a cada una de ellas, aplicando la técnica de mínimos cuadrados.

TÉCNICA DE MÍNIMOS CUADRADOS

En una fase inicial se aplicó la técnica de mínimos cuadrados, ponderándose a cada una de las tres variables, cuyas ecuaciones resultantes se escriben a continuación :

De la Ec.(1) se tiene :

$$\sum_{i=1}^{n} Zi = N\sum_{i=1}^{n} Xi + C\sum_{i=1}^{n} yi$$

y al despejar C :

$$C = \frac{\sum_{i=1}^{n} Zi - N\sum_{i=1}^{n} Xi}{\sum_{i=1}^{n} Yi} \qquad \ldots\ldots\ldots \qquad (3)$$

La Ec.(3) se combinó y resolvió simultáneamente con cada una de las ponderaciones efectuadas en sus tres variables, como sigue :

a) **Ponderación con respecto a X :**

$$\sum_{i=1}^{n} XiZi = N_x \sum_{i=1}^{n} Xi^2 + C_x \sum_{i=1}^{n} XiYi \quad \ldots\ldots\ldots\ldots (4)$$

De (3) y (4), resulta :

$$N_x = \frac{\sum_{i=1}^{n} XiZi - \sum_{i=1}^{n} Zi * \left(\frac{\sum_{i=1}^{n} XiYi}{\sum_{i=1}^{n} Yi} \right)}{C_x \sum_{i=1}^{n} Xi^2 \sum_{i=1}^{n} Xi * \left(\frac{\sum_{i=1}^{n} XiYi}{\sum_{i=1}^{n} Yi} \right)} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots (5)$$

$$C_x = \frac{\sum_{i=1}^{n} Zi - N_x \sum_{i=1}^{n} Xi}{\sum_{i=1}^{n} Yi} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots (6)$$

b) **ponderando respecto a Y :**

$$\sum_{i=1}^{n} YiZi = N_y \sum_{i=1}^{n} XiYi + C_y \sum_{i=1}^{n} Yi^2 \quad \ldots\ldots\ldots\ldots (7)$$

$$N_y = \frac{\sum_{i=1}^{n} YiZi - \sum_{i=1}^{n} Zi * \left(\frac{\sum_{i=1}^{n} Yi^2}{\sum_{i=1}^{n} Yi} \right)}{C_y \sum_{i=1}^{n} XiYi \ \sum_{i=1}^{n} Yi^2 * \left(\frac{\sum_{i=1}^{n} Yi^2}{\sum_{i=1}^{n} Yi} \right)} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots (8)$$

$$C_y = \frac{\sum_{i=1}^{n} Zi - N_y \sum_{i=1}^{n} Xi}{\sum_{i=1}^{n} Yi} \quad \ldots\ldots\ldots\ldots (9)$$

c) **Ponderación con respecto a Z :**

$$\sum_{i=1}^{n} Zi^2 = N_z \sum_{i=1}^{n} XiZi + C_z \sum_{i=1}^{n} ZiYi \quad \ldots\ldots\ldots\ldots (10)$$

$$N_z = \frac{\sum_{i=1}^{n} Zi^2 - \sum_{i=1}^{n} Zi * \left(\frac{\sum_{i=1}^{n} YiZi^2}{\sum_{i=1}^{n} Yi} \right)}{C_z \sum_{i=1}^{n} XiZi \quad \sum_{i=1}^{n} Xi^2 * \left(\frac{\sum_{i=1}^{n} YiZi^2}{\sum_{i=1}^{n} Yi} \right)} \quad . . . . \quad (11)$$

$$C_z = \frac{\sum_{i=1}^{n} Zi - N_z \sum_{i=1}^{n} Xi}{\sum_{i=1}^{n} Yi} \quad . . . . \quad (12)$$

Se efectuaron ensayos para las tres ponderaciones de la Ec.(1) (ecs. (5)y (6), (8) y (9), (11) y (12)), mediante un programa de cómputo donde se usó como ecuación de entrada de agua, la del método de L. T. Stanley.

Cabe destacar que los tres procedimientos para el ajuste del volumen original de hidrocarburos y la constante de entrada de agua, con el que se obtuvo menor rango de variación en la solución, fue mediante la ponderación con respecto a Y (Ecs. (8) y(9)) Tablas I, II, y III..

Lo anterior implica que la solución de "C" y "N" es preferencialmente sensible al término de la entrada de agua.

TÉCNICA DE LA MÍNIMA DESVIACIÓN ESTÁNDAR.

Está técnica consiste en determinar una desviación por período, Ai, en función de los términos de la Ec.(1), elevar ambos miembros al cuadrado y efectuar sumatorias, como se describe a continuación:

$$(Z_i) = N(X_i) + C(Y_i) \quad . . . . \quad (1)$$

$$A_i = (Z_i) - N(X_i) - C(Y_i) \quad . . . . \quad (13)$$

$$(A_i)^2 = (Z_i - N(X_i) + C(Y_i))^2$$

$$(A_i)^2 = (Z_i - N(X_i))^2 - 2C(Y_i)(Z_i - N(X_i))^2 + C^2Y_i^2 . \quad . \quad . \quad (14)$$

De la Ec.(1) puede apreciarse que:

$$(Z_i - N(X_i)) = C(Y_i)$$

por lo que el término: - 2 $C(Y_i)(Z_i - N(X_i)) + C^2Y_i^2$ se transforma en : - $C^2Y_i^2$ y consecuentemente la ecuación (14) se transforma en:

$$(A_i)^2 = (Z_i - N(X_i))^2 - C^2Y_i^2 \quad . . . . \quad (15)$$

al efectuar sumatorias de (15), se obtiene:

$$\sum_{i=1}^{n}(A_i)^2 = \sum_{i=1}^{n} Z_i^2 - 2N\sum_{i=1}^{n} X_i Z_i + N^2\sum_{i=1}^{n} X_i^2 - C^2\sum_{i=1}^{n} Y_i^2 \quad . \quad . \quad . \qquad (16)$$

combinando la ecuación (3) con la (16), se tiene:

$$\sum_{i=1}^{n}(A_i)^2 = \sum_{i=1}^{n} Z_i^2 - 2N\sum_{i=1}^{n} X_i Z_i + N^2\sum_{i=1}^{n} X_i^2 - \left[\frac{\sum_{i=1}^{n} Z_i - N\sum_{i=1}^{n} X_i}{\sum_{i=1}^{n} Y_i}\right]^2 \sum_{i=1}^{n} Y_i^2$$

$$= \sum_{i=1}^{n} Z_i^2 - 2N\sum_{i=1}^{n} X_i Z_i + N^2\sum_{i=1}^{n} X_i^2 - \left[\frac{\sum_{i=1}^{n} Z_i}{\sum_{i=1}^{n} Y_i}\right]^2 \sum_{i=1}^{n} Y_i^2 +$$

$$+ 2\left[\frac{N\sum_{i=1}^{n} X_i * \sum_{i=1}^{n} Z_i \sum_{i=1}^{n} Y_i^2}{\left(\sum_{i=1}^{n} Y_i\right)^2}\right] - N^2\left[\frac{\sum_{i=1}^{n} X_i}{\sum_{i=1}^{n} Y_i}\right]\sum_{i=1}^{n} Y_i^2$$

y factorizando la constante "N" en todos sus términos, se tiene:

$$\sum_{i=1}^{n}(A_i)^2 = \left[\sum_{i=1}^{n} X_i^2 - \left(\frac{\sum_{i=1}^{n} X_i}{\sum_{i=1}^{n} Y_i}\right)^2 \sum_{i=1}^{n} Y_i^2\right] N^2 +$$

$$2\left[-\sum_{i=1}^{n} X_i Y_i + \frac{\sum_{i=1}^{n} X_i \sum_{i=1}^{n} Z_i \sum_{i=1}^{n} Y_i^2}{\left(\sum_{i=1}^{n} Y_i\right)^2}\right] N + \left[\sum_{i=1}^{n} Z_i^2 - \left(\frac{\sum_{i=1}^{n} Z_i}{\sum_{i=1}^{n} Y_i}\right)^2 \sum_{i=1}^{n} Y_i^2\right] \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \qquad (17)$$

que es una ecuación cuadrática de la forma general, en donde sus coeficientes se pueden expresar en cualquier lenguaje computacional de la siguiente forma:

*CA = SXX - (SXX/SY)^2*SYY*

CB = 2.0(SX*SZ*SYY/(SY^2)-SXY)*

*CC = SZZ-(SZ/SY)^2*SYY* . . . . (18)

finalmente al substituir (18) en (17) y despejar "N"

$$N = (SQR(CB*CB-4.0*CA*CC)/(2.0*CA) \quad \ldots \quad (19)$$

$$C = (SZ-N*SX)/SY \quad \ldots \quad (20)$$

Las ecuaciones (19) y (20), al igual que las ya mencionadas, (5) y (6), (8) y (9), (11) y (12), se procesan en un programa de cómputo para análisis comparativo.

En todos los casos la ecuación que se utilizo para determinar la desviación estándar fue:

$$DE = \frac{1}{\overline{N}}\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}\left(\overline{N} - N_i\right)^2}{n}} \quad \ldots \quad (21)$$

Cabe mencionar que para evaluar los términos de la Ec.(1), fue necesario desglosarla y definir los parámetros que en ella intervienen, como se describe a continuación:

$$(Z) = N\,(X) + C\,(Y)$$

Aunque la solución de la ec.(1) se llevó acabo bajo cuatro procedimientos distintos, la evaluación de los términos "X", "Y" y "Z" es común a ellos.

A continuación se hace una sucinta descripción de los parámetros más importantes que intervienen:

a) Término de producción:

$$(Z) = Np\,Bo + Wp\,Bw - Wi\,Bw \quad \ldots \quad (22)$$

b) Término de expansión:

$$(X) = Boi\,C_e\,\Delta^{*}p \quad \ldots \quad (23)$$

donde:

$$C_e = \frac{So\,C_o + Sw\,C_w + C_f}{So} \quad \ldots \quad (24)$$

$$C_o = \frac{2\,(\,Bo - Boi\,)}{(Bo+Boi)\,(Pi - P_1)} \quad \ldots \quad (25)$$

$$\Delta^{*}p = PI - P_j \quad \ldots \quad (26)$$

c) Término de entrada de agua:

$$(Y) = \sum_{i=1}^{n}\left(\Delta P_i * T_{d_i}^{a}\right) \quad \ldots \quad (27)$$

donde :

$$AP_i = \frac{1}{2}\left(P_{i-2} - P_i\right) \quad \ldots \quad (28)$$

para toda i > 3

y

$$AP_i = \frac{1}{2}(PI - P_i) \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad (29)$$

para toda i < 2

finalmente:

$$t_{D_i} = \frac{\Delta T}{\Delta T_e}(n - i + 1) \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad . \quad (30)$$

DISEÑO DE PROGRAMA DE COMPUTO

Debido a que el procedimiento que arrojó los mejores resultados , fue el de la mínima desviación estándar de cuadrados, se elaboró un programa de cómputo específico para esta solución, con el fin de aplicarse como técnica de rutina en el cálculo de volumen original de hidrocarburos y constante de entrada de agua en yacimientos de aceite bajosaturado.

El programa de cómputo incluye el cálculo del factor de volumen, así como la compresibilidad del sistema roca-fluido , efectiva a la fase de aceite. Incluye, además, el cálculo del término de entrada de agua utilizando el método de Stanley y una opción alternante para usar períodos de magnitud variable. Esta última opción puede usarse, con ventaja, cuando existen etapas de tiempo con escasez de información de presión.

Asimismo, calcula el volumen original y la constante de entrada de agua utilizando las Ecs. (19) y (20), respectivamente.

Los cálculos los efectúa para veinte combinaciones de tipos de acuífero (cinco geometrías y cuatro tamaños de acuífero).

En cada alternativa calcula la desviación estándar del volumen original, mediante la Ec. (21) y selecciona la mínima desviación, para finalmente, reproducir la historia para el caso específico de la alternativa que resultó óptima e imprimir los parámetros más importantes que resultan del procesamiento de este programa. Ver Tablas V y VI.

En la Fig. 1 se presenta un diagrama de flujo del programa de cómputo someramente descrito anteriormente.

Analizando desde el punto de vista de la geometría analítica, la Ec.(1) (con tres variables: "X", "Y" y "Z") representa un plano en el espacio, y al transformarse en la Ec.(2), pasa a representar una recta en un plano.

Como puede observarse en la Ec.(1), cada variable tiene un error intrínseco, mientras que en la Ec.(2), los errores de los cocientes Z/X y Y/X depende del error relativo del numerador y del denominador, por lo que eventualmente sus valores pueden variar en forma desordenada.

Esta es la razón por la cual el poder de resolución es bajo, ya que al hacer variar una tolerancia en (Y/X) se incluye un cierto número de períodos , quedando sujeta a este parámetro una solución particular . Esto también da margen a obtener soluciones "Tendenciosas", ya que se puede proporcionar una buena desviación estándar con tan sólo manipular la tolerancia y hacer variar ligeramente la presión de un reducido número de puntos de la historia; sin embargo, está solución puede no ser representativa de toda la historia.

La diferencia básica entre el método de Havlena y Odeh y el que aquí se presenta, radica en que en el primero los cocientes se efectúan para cada punto de los datos de la historia de presión-producción y después se aplica a la técnica de mínimos cuadrados; mientras que en este método, cada juego de valores "X", "Y" y "Z" se manipula como tal, y después de

aplicar mínimos cuadrados, se establecen las ecuaciones de los dos planos cuya intersección es una línea recta, definida por los cocientes "C" y "N".

RESULTADOS

Se efectuaron determinaciones para varios casos reales de yacimientos, cuyos nombres no se mencionan, por razones obvias.

Para fines ilustrativos se presenta la Tabla IV en la cual pueden apreciarse los resultados obtenidos, tanto por el método convencional de Havlena y Odeh, como por la técnica aquí presentada.

Asimismo en la Fig. 1 puede verse la representación gráfica de los valores de "Ni" por ambos métodos, para los nueve períodos en que se dividió la historia.

Cabe hacer mención que la técnica mostrada está provista de una opción para usar períodos variables, lo cual resulta ventajoso si éstos se eligen adecuadamente.
De la Tabla IV y Fig. 1 se hacen los siguientes comentarios:

La curva correspondiente al método convencional, se obtuvo mediante el ajuste de 4 puntos con una desviación estándar de 0.0022.

Esta desviación estándar puede interpretarse como muy buen ajuste; sin embargo, corresponde sólo a los 4 últimos años de los 9 períodos de la historia.

Al considerar los valores "Ni", correspondientes a cada uno de los 9 períodos, y compararlos con la solución (N = 3954.9 MMBLS), arrojan una desviación estándar de 0.1568(fracción).

La solución por el método aquí presentado, con la opción de períodos constantes, fue de N=4390.5MMBLS (desviación estándar de 0.1690), o sea, del orden con el método convencional; en tanto que con la opción de períodos variables, se determinó un valor de N = 3502.9 MMBLS (desviación estándar de 0.0108), lo que representa una extraordinaria aproximación.

Los resultados obtenidos para esta última solución se presentan en las Tablas V y VI.

Se efectuó un análisis estadístico para cada a una de las tres alternativas presentadas en la Tabla IV (parte inferior de la misma). De este análisis, mediante los parámetros de desviación estándar, rango de variación, y niveles de confiabilidad (superior e inferior), puede inferirse que la alternativa tres es la de menor grado de incertidumbre, por lo que se concluye que es la mejor.

Del análisis de los resultados obtenidos se puede observar que el método aquí presentado permite calcular el volumen original de hidrocarburos y la constante de entrada de agua y proporcionar mayor confiabilidad que el de la línea recta, de Havlena y Odeh.

El manejo de la ecuación de balance volumétrico, con sus tres variables, aumenta impactantemente su poder de resolución, si se compara con el método de la línea recta. Además con él no se excluye ninguno de los puntos de la historia, aunque la ponderación usada implícitamente da más peso a la parte final de la misma. La utilización de la técnica de períodos variable si éstos se eligen adecuadamente, ofrece ventajas en el ajuste del volumen original y la constante de entrada de agua.

El hecho de tomar cociente de (Z/X) y (Y/X) en el método de la línea recta, equivalente a efectuar una ponderación respecto a (1/X), la cual da más peso a la parte inicial de la historia, siendo ésta la más errática.

No es recomendable modificar la historia de presión-producción para lograr mejores ajustes, a menos de que exista una razón evidente para ello. De lo contrario, puede provocarse un cambio radical en la solución. El hecho adicional de considerar sólo una fracción de la historia para fines de ajuste al aplicar el método de la línea recta, puede ocasionar una multiplicidad de soluciones , con tan sólo variar el parámetro de tolerancia.

TABLA I

AJUSTE SIMULTÁNEO DE "C" Y "N" PONDERACIÓN RESPECTO A "X"

ENSAYO	ALFA	T. AC (PER)	CX (MMB/KG/CM^2)	NX (mmb)	DEX (FRACC.)
1*	0.500	9	0.2080+E1	0.2245+E4	0.4225
2	0.500	6	0.3202+E2	-0.1312+E6	-0.3627
3	0.500	4	0.5151+E2	-0.2410+E6	-0.3890
4	0.500	2	0.6978+E2	-0.3831+E6	-0.3937
5	0.575	9	0.1229+E3	-0.5608+E6	-0.3534
6	0.575	6	0.1270+E3	-0.6115+E6	-0.3795
7	0.575	4	0.1241+E3	-0.6677+E6	-0.4120
8	0.575	2	0.1294+E3	-0.8226+E6	-0.4174
9	0.650	9	0.2045+E3	-0.1035+E7	-0.3746
10	0.650	6	0.1902+E3	-0.1019+E7	-0.4025
11	0.650	4	0.1702+E3	-0.1031+E7	-0.4369
12	0.650	2	0.1645+E3	-0.1198+E7	-0.4411
13	0.725	9	0.2578+E3	-0.1443+E7	-0.3956
14	0.725	6	0.2309+E3	-0.1373+E7	-0.4250
15	0.725	4	0.1981+E3	-.0.1347+E7	-0.4609
16	0.725	2	0.1831+E3	-0.1526+E7	-0.4636
17	0.800	9	0.2906+E3	-.0.1800+E7	-0.4161
18	0.800	6	0.2554+E3	-0.1686+E7	-0.4466
19	0.800	4	0.2132+E3	-0.1628+E7	-0.4837
20	0.800	2	0.1906+E3	-0.1817+E7	-0.4848

PRODUCCIONES Y VOLÚMENES ORIGINALES EN MMBLS

Alternativa de mínima desviación estándar

TABLA II

AJUSTE SIMULTÁNEO DE "C" Y "N" PONDERACIÓN RESPECTO A"Y"

ENSAYO	ALFA	T. AC (PER)	CX (MMB/KG/CM^2)	NX (mmb)	DEX (FRACC.)
1	0.500	9	0.2078+E1	0.2253+E4	0.4135
2	0.500	6	0.1686+E1	0.3568+E4	0.2336
3	0.500	4	0.1408+E1	0.4172+E4	0.1728
4	0.500	2	0.1309+E1	0.3664+E4	0.2162
5	0.575	9	0.1721+E1	0.3052+E4	0.2841
6	0.575	6	0.1388+E1	0.4259+E4	0.1851
7	0.575	4	0.1144+E1	0.4805+E4	0.1422
8	0.575	2	0.1048+E1	0.4313+E4	0.1643
9	0.650	9	0.1435+E1	0.3715+E4	0.2151
10	0.650	6	0.1152+E1	0.4822+E4	0.1578
11	0.650	4	0.9382+E0	0.5320+E4	0.1250
12	0.650	2	0.8458+E0	0.4845+E4	0.1330
13	0.725	9	0.1203+E1	0.4273+E4	0.1748
14	0.725	6	0.9264+E0	0.5290+E4	0.1412
15	0.725	4	0.7751+E0	0.5747+E4	0.1152
16	0.725	2	0.6877+E0	0..5289+E4	0.1130
17	0.800	9	0.1013+E1	.0.4749+E4	0.1491
18	0.800	6	0.8088+E0	0.5685+E4	0.1308
19	0.800	4	0.6443+E0	0.6108+E4	0.1097
20*	0.800	2	0.5624+E0	0.5666+E4	0.1000

PRODUCCIONES Y VOLÚMENES ORIGINALES EN MMBLS

Alternativa de mínima desviación estándar

TABLA III

AJUSTE SIMULTÁNEO DE "C" Y "N" PONDERACIÓN RESPECTO A"Z"

ENSAYO	ALFA	T. AC (PER)	CX (MMB/KG/CM^2)	NX (mmb)	DEX (FRACC.)
1	0.500	9	0.2043+E1	0.1532+E4	0.5727
2	0.500	6	0.1845+E1	0.2235+E4	0.3397
3	0.500	4	0.1667+E1	0.2746+E4	0.3797
4	0.500	2	0.1551+E1	0.2854+E4	0.4886
5	0.575	9	0.1577+E1	0.2765+E4	0.2753
6	0.575	6	0.1542+E1	0.2905+E4	0.2725
7	0.575	4	0.1468+E1	0.3138+E4	0.3462
8	0.575	2	0.1393+E1	0.3246+E4	0.5744
9	0.650	9	0.1393+E1	0.3226+E4	0.2194
10	0.650	6	0.1367+E1	0.3329+E4	0.2575
11	0.650	4	0.1313+E	0.350+E4	0.3856
12	0.650	2	0.1252+E1	0.3606+E4	0.6533
13	0.725	9	0.1247+E1	0.3608+E4	0.2048
14	0.725	6	0.1222+E1	0.3695+E4	0.2695
15	0.725	4	0.1177+E1	.0.3839+E4	0.4300
16	0.725	2	0.1125+E1	0.3936+E4	0.7246
17*	0.800	9	0.1117+E1	.0.3949+E4	0.2136
18	0.800	6	0.1095+E1	0.4025+E4	0.2923
19	0.800	4	0.1057+E1	0.4149+E4	0.4730
20	0.800	2	0.1011+E1	0.4241+E4	0.7898

PRODUCCIONES Y VOLÚMENES ORIGINALES EN MMBLS

Alternativa de mínima desviación estándar

TABLA IV

VOLÚMENES ORIGINALES POR AMBOS MÉTODOS

MÉTODO DE HAVLENA Y ODEH(CONVENCIONAL				MÉTODO PROPUESTO (EC.1)							
				PERIODOS CONSTANTE				PERIODOS VARIABLE			
PER	AT MESES	T	Ni (MMB)	PER	AT T MESES		Ni MMB	PER	AT MESES	T	Ni MMB
1	6	6	5123	1	6	6	5194	1	24	24	3575
2	6	12	2940	2	6	12	28572	2	6	30	3470
3	6	18	3138	3	6	18	3335	3	6	36	3496
4	6	24	3269	4	6	24	3626	4	6	42	3460
5	6	30	3959	5	6	30	4419	5	6	48	3508
6	6	36	3960	6	6	36	4444	6	6	54	3524
7	6	42	3949	7	6	45	4277				
8	6	48	3970	8	6	48	4141				
9	6	54	3955	9	6	54	3963				

ANÁLISIS ESTADÍSTICO

	MÉTODO CONVENCIONAL	EC.1 PER.CONSTANTES	EC.1 PER.VARIABL ES
DESVIACIÓN ESTÁNDAR	0.1568	0.1690	0.0108
N (MMB)	3954.9	4390.5	3502.9
C (MMB/Kg/cm^2)	1.1777	1.1289	1.6857
α (ABSTRACTO)	0.500	0.725	0.500
TAM. ACUIF (MESES)	12	54	54
N Máxima (MMB)	5123	5194	3575
N Mínimo (MMB)	2940	2857	3460
RANGO	2183	2337	115
90% Nivel Sup. de confiabilidad (MMB)	4513.0	5058.3	3536.9
90% Nivel Inf. de confiabilidad (MMB)	3396.8	3722.7	3468.9

TABLA V

CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL Y CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA

ENSAYO	ALFA	T. AC (PER)	CX (MMB/KG/CM²)	NX (mmb)	DEX (FRACC.)
1	0.500	6	0.1686+E1	0.3503+E4	0.1018-E1
2	0.500	4	0.1571+E1	0.2963+E4	0.3471-E1
3	0.500	3	0.1476+E1	0.4327+E4	0.5475-E1
4	0.500	1	0.1130+E1	0.5469+E4	0.2947+E0
5	0.575	6	0.1178+E1	0.5233+E4	0.5711-E1
6	0.575	4	0.1189+E1	0.5159+E4	0.4669-E1
7	0.575	3	0.1177+E1	0.5187+E4	0.5978-E1
8	0.575	1	0.9912+E0	0.5878+E4	0.3579+E0
9	0.650	6	0.1012+E1	0.5744+E4	0.7001-E1
10	0.650	4	0.1015+E1	0.5692+E4	0.7350-E1
11	0.650	3	0.1005+E0	0.5704+E4	0.9047-E1
12	0.650	1	0.8584+E0	0.6314+E4	0.4024+E0
13	0.725	6	0.8687+E0	0.6221+E4	0.9280-E1
14	0.725	4	0.8690+E0	0.6182+E4	0.1003+E0
15	0.725	3	0.8600+E0	0.6191+E4	0.1175+E0
16	0.725	1	0.7367+E0	0..6751+E4	0.4321+E0
17	0.800	6	0.7420+E1	.0.6681+E4	0.1136+E0
18	0.800	4	0.7407+E0	0.6651+E4	0.1218+E0
19	0.800	3	0.7326+E0	0.6657+E4	0.1382+E0
20*	0.800	1	0.6283+E0	0.7170+E4	0.4511+E0

LA MEJOR COMBINACIÓN DE GEOMETRÍA Y ACUÍFERO ES LA NC.1

TABLA VI

CALCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL Y CONSTANTE DE ENTRADA DE AGUA

PER	TIEMPO MESES	NP MMB	FR (%)	WP MMB	WE MMB	P Kg/cm^2	Qo MBPD
1	24	57.230	1.633774	0	42.478724	295.5	78.44
2	30	90.260	2.576698	0	75.896090	287.0	181.09
3	36	119.700	3.417136	0	105.258013	280.0	161.40
4	42	148.100	4.227886	0	135.075057	273.7	155.7
5	48	179.300	5.118568	0	166.486419	266.8	171.05
6	54	210.900	6.020669	0	199.632630	260.5	173.25

	X (m^3/m^3)	Y (Kg/cm^2)	Z MMB	NI MMB
1	0.008775	25.200000	73.849065	3574.878
2	0.011732	45.024457	116.604350	3469.923
3	0.014165	62.443069	154.783050	3496.231
4	0.016354	80.131678	191.669416	3460.488
5	0.018751	98.766096	232.263680	3507.923
6	0.020938	118.429693	273.429553	3524.495

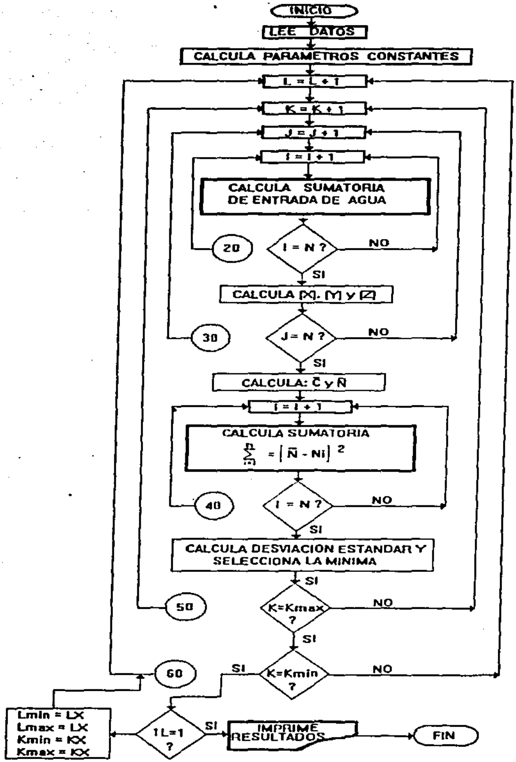
N = 3502.933 (MMB)

C = 1.68566 ($MMB/Kg/cm^2$) (AT = 6 MESES)

DESVIACIÓN ESTÁNDAR = 0.010809 (FRACC.)

ALFA = 0.500

&&&& SE USARON PERIODOS VARIABLES &&&&


INICIO
LEE DATOS
CALCULA PARAMETROS CONSTANTES
L = L + 1
K = K + 1
J = J + 1
I = I + 1
CALCULA SUMATORIA DE ENTRADA DE AGUA
I = N ?
NO
SI
20
CALCULA [X], [Y] y [Z]
J = N ?
NO
SI
30
CALCULA: C̄ y N̄
I = I + 1
CALCULA SUMATORIA
= |N̄ - Ni|²
I = N ?
NO
SI
40
CALCULA DESVIACION ESTANDAR Y SELECCIONA LA MINIMA
SI
K=Kmax ?
NO
SI
50
K=Kmin ?
NO
SI
60
Lmin = LX
Lmax = LX
Kmin = KX
Kmax = KX
1L=1 ?
SI
IMPRIME RESULTADOS
FIN

V.3 MODELO DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS SATURADOS, CON EMPUJE HIDRÁULICO.

"MODELO DEL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS SATURADOS, CON EMPUJE HIDRAULICO", MAXIMINO MEZA MEZA.

Se presenta un modelo para predecir el comportamiento de yacimientos saturados, con empuje hidráulico, bajo diversas políticas de explotación, así como el análisis económico resultante de cada predicción.

Básicamente este modelo está constituido por la ecuación general de balance de materia en combinación con la ecuación de L.T. Stanley.

Se propone un procedimiento para ajustar las constantes de entrada de agua, simultáneamente con el ajuste del comportamiento pasado del yacimiento.

Este modelo al procesar la información ofrece dos opciones :

Opción 1 :Predecir el comportamiento primario bajo diferentes políticas de explotación, lo que permite determinar el espaciamiento óptimo entre pozos.

Opción 2 : Predecir el comportamiento bajo un proceso de mantenimiento de presión, para diferentes gastos de inyección de agua, lo que, a su vez permite seleccionar la alternativa óptima.

Modelo utilizado

La ecuación general de balance de materia en combinación con la ecuación de L : T. Stanley, constituye el modelo matemático que fundamenta este modelo :

$$C_{ST}\sum_{j=1}^{n}\Delta P_j t^{\alpha}{}_{Dj} = Np\left[Bt+(Rp-Rsi)Bg\right]+ \\ +WpBw - N\left[Bt-Bti+m\frac{Bti}{Bgi}(Bg-Bgi)\right]-WiBiEi \qquad (1)$$

$$\begin{bmatrix} \text{ENTRADA} \\ \text{NATURAL} \\ \text{DE} \\ \text{AGUA} \end{bmatrix} = [\text{PRODUCCION}] - [\text{EXPANSION}] - [\text{INYECCION}]$$

Como puede observarse, esta ecuación es de naturaleza no-lineal, ya que la presión, siendo la incógnita principal, esta implícita en varios de su términos, por lo que requiere de un proceso iterativo para su solución.

La técnica que aquí se utiliza requiere del conocimiento del volumen original de hidrocarburos del yacimiento (N y G), así como del comportamiento PVT de los fluidos que contiene y de su historia de presión-producción.

Las constantes C_{st} y α, que aparecen en el primer miembro de la Ec.(1) también son incógnitas, pero se obtienen mediante ensayos para varias alternativas.

AJUSTE DEL COMPORTAMIENTO PASADO

Para procesar el modelo es necesario establecer leyes que definan el comportamiento de la producción en sus tres fases.

Ajuste de la producción de aceite.

De acuerdo con el comportamiento de producción observado durante la explotación del yacimiento, puede establecerse una ley matemática para predecir el gasto de aceite.

En términos generales, durante la etapa inicial , la producción de aceite sufre un incremento gradual hasta llegar a un valor máximo, a partir del cual comienza a declinar. Este comportamiento general se simula mediante el gasto máximo de aceite, el tiempo de producción máximo, la magnitud de los períodos y la declinación final.

a) Después del tiempo de producción máxima.

$$INCRO = \left(\frac{Q_{MAX}}{Q_{MIN}} \right)^{\frac{DT}{TPM\ .\ DT}}$$

$$Qo_j = Qo_{j-1} * INCRO$$

b) Después del tiempo de producción máxima.

$$DECLO = \text{constante}$$

$$Qo_j = Qo_{j-1} * DECLO$$

para cualquier período

$$\Delta N_P = Qo_j * \Delta t$$

$$N_{Pj} = N_{Pj-1} + \Delta N_P$$

Evaluación de las saturaciones.

Las saturaciones para cada una de las fases y a cualquier etapa de presión, se calculan con las siguientes expresiones:

$$Sw = Swi + (We + Wi * Bi * Ei - Wp * Bw)\,[\,(1 - Swi) / (Nboi)\,]$$

b) saturación de aceite

$$So = (1 - Swi)\,(1 - Np/N)\,(Bo/Boi)$$

c) saturación de gas

$$Sg = 1 - Sw - So$$

Evaluación de las permeabilidades relativas

La evaluación de las permeabilidades relativas a cada una de las fases son función de las saturaciones.

En este caso se utilizaron las correlaciones de Naar Henderson para el agua y las de Torcaso y Wylle para el aceite y gas.

a) Aceite:

$$K_{ro} = (So / 1 - Swc)$$

b) Agua:

$$K_{wr} = [\,(Sw - Swc) / (1 - Swc)\,]$$

c) gas:

$$K_{rg} = [\,1 - (\,So / 1\text{-}Swi)\,]^2 * [\,1 - (\,So / 1\text{-}Swi)^2\,]$$

Propiedades PVT de los fluidos

Las propiedades PVT (presión-volumen-temperatura) del aceite y del gas se determinan en función de la presión, utilizando dos subrutinas SPLINE : Una para calcular los coeficientes de los polinomios de cada función y la otra para interpolar valores a cualquier nivel de presión.

$$Bo,\ Rs,\ Bg,\ \mu_o\ ,\ \mu_g$$

Ajuste de la producción del agua

a) Relación agua aceite

$$RWO = (\,K_{rw} / K_{ro}\,)\,(\mu_o / \mu_w)\,(Bo / Bw)$$

$$Qw = Qo\ RWO$$

$$\Delta N_P = Qw\ \Delta t$$

$$W_{Pj} = W_{Pj-1} + \Delta W_P$$

Ajuste de la producción de gas

a)

$$R = Rs + (\,K_{rg} / K_{ro}\,)\,(\mu_o / \mu_g)\,(Bo/Bg)$$

$$Qg = Qo\ R$$

$$\Delta G_P = Qg\ \Delta t$$

$$G_{Pj} = G_{Pj-1} + \Delta G_P$$

Ajuste de la constante de agua

El método que aquí se presenta consiste en procesar el modelo para varios valores de "C_a" (alternando para dos o tres de α) y elegir la alternativa que mejor ajuste al comportamiento pasado de la presión.

COMPORTAMIENTO FUTURO

Después de haber ajustado el comportamiento pasado, usando la constante de entrada de agua(C_a) y el exponente adimensional (α), puede simularse el comportamiento futuro del yacimiento bajo diferentes políticas de explotación.

El límite de la predicción o abandono del proyecto ésta sujeto a varias restricciones impuestas al modelo:

a) Saturación residual

$$So <= SOR$$

b) gasto de abandono

$$Qo <= Qab$$

c) Porcentaje de agua máximo

$$(\%)w > (\%)\ w\ max$$

d) Relación gas-aceite máxima

$$R > RMAX$$

e) Ingreso netos menores o iguales a cero

$$IN <= 0$$

ANÁLISIS ECONÓMICO

En el diseño de este análisis se siguió el método "realista" para disminuir la posibilidad de obtener predicciones demasiado atractivas. Esto es, se supone que durante la vida del proyecto, todos los ingresos se depositan en un fondo a medida que se van obteniendo y ganan intereses a la tasa de interés de oportunidad.

Factores del análisis económico

a) Inversión inicial, Ca

La inversión inicial esta constituida por el conjunto de bienes que son motivos de transacciones frecuentes, tales como:

i) Costo de las investigaciones previas y estudio definitivo del proyecto.
ii) Costo del equipo, edificios y otras instalaciones.
iii) Instalación y puesta en marcha.
iv) Intereses durante la construcción.

Suponiendo que las erogaciones se realizan durante "n" períodos, la inversión inicial será:

$$Ca = \sum_{k=1}^{n} [\ Ek * (1+i)^{n-K}\ ]$$

b) Ingresos netos, IN

Los ingresos netos quedan definidos como los ingresos brutos menos los costos de operación y mantenimiento, cuantificados por períodos:

i) Ingresos brutos, IB

$$IB = PUO * \Delta N_P + PUG * \Delta G_P$$

ii) Costos de operación y mantenimiento, COM

* Costos fijos, CF

* Costos variables, CCV

$$CV = CU * \Delta N_P + CUG * \Delta G_P + CUW * \Delta W_P + CUI * \Delta W_i$$

$$COM = CF - CV$$

$$IN = IB - COM$$

Vida útil del proyeccto, N

Puesto que se toman en consideración todos los costos e ingresos, el proyecto dejará de ser económicamente atractivo cuando los ingresos netos por período tiendan a ser nulos. El último período fijará el tiempo de vida útil.

d) Tasas de interés, y

La tasa de interés que se usó fue la tasa de oportunidad; esto es, se supone que las utilidades obtenidas no se van a reinvertir en el proyecto.

Índices económicos del proyecto.

En la industria petrolera los proyectos que con mayor frecuencia se realizan se hacen sobre la base de un proyecto original, ya existente; por lo tanto, de no llevarse acabo el proyecto adicional quedaría en vigor el proyecto acelerado; esto es, con base en las diferencias de las utilidades de ambos proyectos.

a) Ganancia

$$Ga = \sum_{k=1}^{n} [(Ia - Io)^{*} (1+i)^{-K}] - Ca$$

.b) Rentabilidad,

c) Porcentaje de ganancia sobre la inversión, PGI

$$PGI = \frac{i\,(1+i)^{N}}{(1+i)^{N}} \frac{Ga}{Ca} \times 100$$

d) Período de cancelación, Pc

Se obtiene de:

$$Ca = \sum_{k=1}^{n} [(Ia - Io)^{*} (1+i)^{-K}]$$

e) Período de restricción, P_R

Se obtiene de:

$$Ga = \sum_{k=1}^{n} [Ia * (1+i)^{n-K}] - Ca$$

f) valor de rescate

$$V_R = V_{Ri}\ (1-iD)^{N}$$

ESPACIAMIENTO OPTIMO ENTRE POZOS

Como una aplicación más se presenta el cálculo del espaciamiento óptimo entre pozos.

Esta aplicación consiste en procesar el modelo para el caso de comportamiento primario, planteando varias alternativas de espaciamiento entre pozos. Al variar este parámetro, varían el número de pozos, la inversión inicial, el tiempo de explotación, etc. y, consecuentemente, la ganancia acumulada y la rentabilidad del proyecto, también cambian.

ALTERNATIVA OPTIMA DE INYECCIÓN.

Como una segunda aplicación del análisis económico, se presenta el cálculo de la alternativa óptima de inyección.

Esta aplicación consiste en procesar el modelo cuando se desea mantener la presión del yacimiento, por inyección de agua, planteando varias alternativas en cuanto al gasto de inyección y al número de pozos productores.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La Ecuación de Balance de Materia, en combinación con la ecuación de L. T. Stanley , constituye un modelo matemático de gran versatilidad en la simulación del comportamiento de yacimientos saturados.
Durante la etapa de ajuste, los parámetros que ocasionan mayor dificultad son las permeabilidades relativas a cada una de las fases, ya que son muy sensibles a pequeños cambios en las saturaciones.

Con el conocimiento preciso de la presión original del yacimiento y la de otra fecha, es posible ajustar la constante de entrada de agua y el exponente de tiempo adimensional, dada una historia confiable de producción.

V.4 VOLUMEN ORIGINAL DE GAS EN YACIMIENTOS CON ENTRADA DE AGUA.

"VOLUMEN ORIGINAL DE GAS EN YACIMIENTOS CON ENTRADA DE AGUA", J.L SORIA SIORDIA, L.A. NÁDER MEDÉCIGO

Se describe un método con el cual , a partir de la Ecuación de Balance de Materia, se obtiene una evaluación satisfactoria del volumen original de gas en yacimientos con entrada de agua. Se determina específicamente la relación radio del acuífero-radio del yacimiento, para régimen no permanente.

R.M. Hubbard y J.R. Elenbaas aplicaron la Ecuación de Balance de Materia como una línea recta, según el método de Havlena y Odeh, para calcular el volumen original de gas en yacimientos con entrada de agua y además, para conocer las condiciones de almacenamiento y presión media de inyección a cualquier tiempo, en caso de utilizar la roca como almacenadora.

La Ecuación de Balance de Materia establece que el volumen de gas, para cualquier tiempo es :

$$V = Vo - We \quad \ldots \quad (a)$$

V puede expresarse :

$$V = \frac{z}{p}\left(\frac{P_e V_o}{z_e} - n_p R T_f\right) \quad \ldots \quad (b)$$

Suponiendo la geometría radial del sistema acuífero-yacimiento :

$$W_e = 2\pi\phi c h (r_b)^2 \sum_{i=0}^{i=j-1} \Delta p_i Q_t (j=i) \quad \ldots \quad (c)$$

Sustituyendo (b) y (c) en (a)

$$\frac{z}{p}\left(\frac{p_e V_e}{z_e} - n_p R T_f\right) = V_e - K_p \sum_{i=0}^{i=j-1} \Delta p_i Q_t (j=i) \quad \ldots \quad (d)$$

donde: $Kp = 2\pi\phi c h (r_b)^2 \quad \ldots \quad (e)$

La ecuación.(d) puede escribirse como :

$$\frac{z n_p R T_f \; l_p}{\sum_{i=0}^{i=j-1} \Delta p_i Q_{t(j-i)}} = V_e \left(\frac{\left(1 - \frac{z p_e}{p z_e}\right)}{\sum_{i=0}^{i=j-1} \Delta p_i Q_{t(j-i)}} \right) + K_p \quad \ldots \quad (f)$$

Con los términos convenientemente dispuestos la ecuación se escribe como sigue :

$$\frac{z n_p R T_f \; l_p}{\sum_{i=0}^{i=j-1} \Delta p_i Q_t (j=i)} = -Vo \frac{\left(1 - \frac{z p_e}{p z_e}\right)}{\sum_{i=0}^{i=j-1} \Delta p_i Q_t (j=i)} + K_p \quad \ldots \quad (1)$$

que es la forma y = mx + b en que la pendiente m es igual al volumen original de gas.

Los valores de tiempo adimensional se calculan a partir de la expresión :

$$t_D = \frac{0.00633kt}{\mu\phi(cr_b)^2} \qquad \text{. . . . . (2)}$$

Una vez que se resuelve la ecuación para períodos de tiempo correspondientes a la historia del yacimiento se grafican los valores correspondientes a x e y , obteniéndose Vo y Kp.

Determinados estos parámetros, se calcula la presión para diferentes intervalos de tiempo de la vida pasada del yacimiento con la ecuación :

$$p = X + \sqrt{X^2} + Y \qquad \text{. . . . . (3)}$$

En la que :

$$X = \frac{\frac{K_p}{2}\left[\sum_{i=0}^{i=j-2} 2\Delta p_i Q_i(j=i) + p_{j-2}Q_{i1}\right] - Vo}{K_p Q_{i1}} \qquad \text{. . . . . (4)}$$

$$Y = \frac{2znRTf}{K_p Qet_1} \qquad \text{. . . . . (5)}$$

Se compara la presión calculada por este procedimiento con la presión medida, calculándose el porcentaje de desviación como sigue :

$$\% Desv = \frac{\sum \left| Pm - Pc \right|}{\sum Pm} \qquad \text{. . . . . (6)}$$

Se obtiene así un punto para la relación re/rb escogida.
Como el coeficiente de tiempo Kt se define :

$$Kt = \frac{0.00633k}{\mu\phi(cr_b)^2} \qquad \text{. . . . . (7)}$$

que depende de las características petrofísicas del yacimiento, se hace variar y se repite todo el proceso para la misma relación re/rb, hasta obtener un valor mínimo de desviación. Se escoge otra relación re/rb y se repiten los cálculos, graficandose los resultados

La relación re/rb que proporcione el mínimo valor de desviación será la más adecuada, evidentemente, para reproducir las condiciones pasadas, del yacimiento y por lo tanto, el valor de Kt correspondiente representará con mayor aproximación las condiciones reales.

Debido al gran número de cálculos que deben llevarse a cabo en la solución del problema, se utiliza una computadora, obteniendo los siguientes resultados :

Vo, Kt, Kp, re/rb, %Desviación mín., Tiempo de cálculo.

V.5 MÉTODO PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE GAS CON ENTRADA DE AGUA.

"NUEVO MÉTODO PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS DE GAS CON ENTRADA DE AGUA", SERGIO E. VÁZQUEZ ARCINIEGA

Conociendo las dificultades que involucra un estudio de yacimientos, se han propuesto varios métodos para alcanzar una solución aceptable de este problema. La mayoría de ellos se han desarrollado tomando como base la Ecuación de Balance de Materia.

A su vez se han establecido diversas ecuaciones para calcular la entrada de agua, cuyo valor deberá tomarse en cuenta en la misma ecuación de balance en las diferentes etapas de explotación del yacimiento en estudio.

Se aplica la Ecuación de Balance de Materia para verificar el volumen original de hidrocarburos y la entrada de agua se calcula con una ecuación que relaciona la presión real y la presión del yacimiento considerado volumétrico.

La simpleza del método permite su aplicación en forma inmediata, toda vez que se ha identificado con certeza la entrada de agua en un yacimiento de gas que cuenta con alguna historia de producción.

El volumen original de hidrocarburos puede calcularse por métodos que implican el uso de la Ecuación de Balance de Materia.

En la aplicación del método de balance de materia deben emplearse las expresiones que involucran los datos de producción y presión para representar el gas producido, el gas remanente en el yacimiento y la entrada de agua. Las ecuaciones a usar son :

$$GpBgf = (Bgf - Bgi)G + (We - WpBw) \qquad (1)$$

$$GpBgf = (Bgf - Bgi)G \qquad (2)$$

$$Bg = \frac{zPaTy}{Pta} \qquad (3)$$

$$Vi = G\,Bgi \qquad (4)$$

donde:

- Gp la producción acumulada de gas (m^3)
- G el volumen original (m^3)
- We la entrada de agua (m^3)
- Wp la producción de agua (m^3)
- Bg el factor de volumen del gas a la presión p.
- z el factor de compresibilidad.
- Pa la presión atmosférica (Kg/cm^2)
- Ta la temperatura atmosférica (° K)
- Vi el volumen original (m^3 a c.y.)
- Ty La temperatura del yacimiento (° K)
- Bw el factor de volumen del agua a presión p. ($Bw = 1$)

La ecuación (1) se usa para yacimientos con empuje de agua y la ecuación (2) para los que son volumétricos.

El método de balance de materia consiste en aplicar sucesivamente la ecuación (2) para las diferentes etapas de explotación, calculando cada vez el volumen original de hidrocarburos Gbgi. Si el yacimiento es volumétrico estos cálculos darán un valor aproximadamente igual del volumen original, en cambio, si la entrada de agua existe serán valores crecientes para mayores producciones acumuladas.

PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO.

La predicción del comportamiento de los yacimientos de gas con entrada de agua, se estableció mostrando la relación que existe entre el yacimiento propiamente dicho y uno considerado ideal volumétrico con los datos originales ; así puede deducirse de las ecuaciones (2) y (3) que la presión entre z resulta :

$$\left(\frac{P}{z}\right)v = \frac{P_i}{z_i}\left(1 - \frac{Gp}{G}\right). \qquad (5)$$

la que representa el comportamiento de (P / z)v con la producción acumulada Gp. Así mismo se encontró la relación que existe entre los dos comportamientos al manipular algebraicamente las ecuaciones (1), (2) y (3), resultando :

$$\left(We - Wp\right) = \left\{1 - \frac{\left(\frac{P}{z}\right)v}{\left(\frac{P}{z}\right)w}\right\}V_i \qquad (6)$$

la cual nos indica que la entrada de agua depende primordialmente de la relación de los dos comportamientos y del volumen original de hidrocarburos a condiciones del yacimiento. Si la diferencia entre las dos presiones es pequeña, su relación será cercana a la unidad y de acuerdo con la ecuación, la entrada de agua resultará relativamente pequeña. Por otra parte, si la (P/z)w es notablemente más alta que la del comportamiento volumétrico, su relación se hará significativa y de acuerdo con la ecuación la entrada de agua resultará bastante mayor.

Se comprobó este método y se determinó que se ajusta satisfactoriamente a los valores de presión entre z contra la producción acumulada de la historia de los yacimientos, y el mismo ajuste permite predecir el comportamiento de yacimientos de gas con entrada de agua.

Además, los valores calculados para cada levantamiento de presión son crecientes y se alinean perfectamente de acuerdo con la teoría del balance de materia, para proporcionar un único valor del volumen original a condiciones del yacimiento, lo que puede considerarse como consistencia del método.

El comportamiento de presión y producción se define independientemente de la entrada de agua y no en forma implícita como en otros métodos. Esto representa una ventaja adicional porque evita los cálculos con ensaye y error.

El método fue aplicado satisfactoriamente a 8 yacimientos de gas y condensado, cuyas recuperaciones eran del orden de un 17 a 60 %, por lo que se le atribuye confiabilidad, ya que fue probado en diferentes etapas de explotación.

CONCLUSIONES

Los modelos que se consideran relativamente simples, como la Ecuación de Balance de Materia, son todavía de gran utilidad para estudiar el comportamiento de los yacimientos, no obstante el desarrollo de modelos de simulación numérica tan complicados, como aquellos que incluyen efectos tridimensionales y de transferencia de masa entre las fases.

Algunas ventajas de los métodos de balance de materia son la rapidez en el procesamiento de la información y en el análisis de resultados, así como los requerimientos mínimos de información y de herramientas para su aplicación.

La Ecuación de Balance de Materia es una buena herramienta para analizar el comportamiento de los yacimientos debido a su sentido práctico y a que aporta resultados confiables.

Se recomienda usar la Ecuación de Balance de Materia para obtener predicciones del comportamiento del yacimiento; y no tanto para obtener el volumen original de aceite. La obtención de este último se debe realizar para asegurar que la Ecuación de Balance de Materia se ajuste a las condiciones del yacimiento.

Los resultados de la Ecuación de Balance de Materia serán válidos mientras prevalezcan en el yacimiento los mecanismos de empuje que se consideraron al aplicarla y son función de la presión media del yacimiento.

Para minimizar errores, la Ecuación de Balance de Materia no debe aplicarse a los primeros períodos de producción, se debe seleccionar cuidadosamente el método de obtención de:

- *krg/kro en yacimientos saturados.*
- *C_e en yacimientos bajosaturados.*

y al efectuar predicciones se debe tratar de usar intervalos pequeños de presión.

Se recomienda su uso para ajustar ciertos parámetros del yacimiento como son : el volumen original de aceite, entrada de agua al yacimiento, etc.; antes de aplicar simuladores complejos.

En yacimientos con casquete de gas y/o entrada de agua, es recomendable la existencia de pozos de observación para determinar la posición real de los contactos entre los fluidos.

Esta serie de problemas tiene propósitos de cubrir todo el curso de Comportamiento de Yacimientos; se recomienda resolverlos en el orden establecido, para ir reafirmando los conceptos necesarios para los problemas subsecuentes (aún cuando la solución de cada uno de ellos es independiente de los demás). Se debe tener presente que el método de solución presentado para cada problema puede no ser único y que todos los datos usados en el planteamiento de los problemas presentados son hipotéticos.

NOMENCLATURA

A continuación se presenta una lista de los símbolos empleados en el desarrollo de este trabajo. Las unidades de medición usadas se indican en cada uno de los ejercicios, por lo cual aquí no se presentan.

- A — Área.
- A — Índice de empuje por expansión del sistema roca-fluidos en yacimientos bajosaturados.
- B — Índice de empuje por expansión del aceite original en yacimientos saturados.
- A — Índice de empuje por expansión del aceite original en yacimientos saturados
- B — Factor de volumen.
- B — Índice de empuje por entrada neta de agua en yacimientos bajosaturados
- B — Índice de empuje por expansión del casquete de gas.
- Bg — Factor de volumen del gas.
- Bgi — Bg, a la presión inicial del yacimiento.
- Bi — Factor de volumen del fluido inyector
- Bo — Factor de volumen del aceite.
- Boi — Bo, a la presión inicial del yacimiento
- Bt — Factor de volumen de la fase mixta
- Bti — Bt a la presión inicial
- Bw — Factor de volumen del agua del yacimiento
- c — Factor de compresibilidad isométrica.
- C — Constante numérica.
- C — Constante de entrada de agua.
- C — Índice de empuje por entrada neta de agua en yacimientos saturados
- Ca — Inversión inicial de un proyecto.
- CF — Costos fijos
- COM — Costos de operación y mantenimiento
- C_{ST} — Constante de entrada de agua.
- CUG — Costo unitario por producción de gas
- CUI — Costo unitario por inyección de agua.
- CUO — Costo unitario por producción de aceite
- CUW — Costo unitario por producción de agua.
- CV — Costo variable
- DECLO — Factor de declinación del aceite.
- DT — Magnitud de los periodos.
- E — Espaciamiento entre pozos.
- Ei — Eficiencia de la inyección
- Ek — Erogaciones durante la inversión
- ENW — Entrada neta de agua al yacimiento
- EVW — Eficiencia volumétrica del agua desplazante.
- F — Producción neta de fluidos @ c.y..
- G — Volumen original de gas @ c.s.
- Ga — Ganancia acumulada de un proyecto acelerado.
- Gp — Volumen producido acumulado de gas @ c.s.
- H — Espesor.
- Ia — Ingresos netos del proyecto acelerado.
- IB — Ingresos brutos
- IN — Ingresos netos.
- INCRO — Factor de incremento en la producción.
- Io — Ingresos netos del proyecto original
- i — Tasa de interés. iD = i de depreciación
- j — Cada uno de los periodos.

- J — Índice de productividad.
- K — Período particular.
- K — Constante numérica.
- k — Permeabilidad absoluta.
- k_f — Permeabilidad efectiva al fluido $_f$.
- k_{rf} — Permeabilidad relativa al fluido $_f$.
- m — Relación entre los volúmenes originales de gas y aceite en el yacimiento
- n — Período de inversión.
- n — Número de moles.
- N — Volumen original de aceite @ c.s.
- Np — Volumen acumulado de aceite producido @ c.s.
- p — Presión.
- Pc — Período de cancelación.
- PGI — Porcentaje de ganancia sobre la inversión.
- p_{ws} — Presión estática.
- p_{wf} — Presión de fondo fluyendo.
- Pr — Período de restitución
- PUG — Precio unitario del gas.
- PUO — Precio unitario del aceite
- Prof. — Profundidad.
- q — Ritmo o gasto de producción.
- Q(t) — Entrada adimensional de agua al yacimiento.
- QINI — Gasto inicial de producción (primer período)
- QMAX — Gasto máximo de aceite (cuando T = TPM)
- Qab — Gasto de abandono.
- r — Radio.
- r_e — Radio de drene.
- r_w — Radio del pozo.
- R — Constante del gas.
- R — Relación instantánea gas-aceite.
- Rs — Relación gas disuelto-aceite.
- S_f — Saturación del fluido.
- t — Tiempo.
- ta — Tiempo adimensional.
- T — Temperatura.
- V — Volumen.
- VGLR — Volumen de gas residual
- VIW — Volumen de agua inyectada.
- We — Entrada de agua al yacimiento @ c.y.
- Wp — Volumen acumulado de agua producida @ c.s.
- z — Factor de desviación del gas real. (También llamado factor de supercompresibilidad).
- Δ — Diferencia o incremento.
- ρ — Densidad.
- ϕ — Porosidad.
- μ — Viscosidad.
- α — Exponente de Stanley ($\alpha = 0.8$, flujo radial ; $\alpha = 0.5$, flujo lineal)
- @c.s — "Medido a condiciones estándar"
- @c.y. — "Medido a condiciones de yacimiento"

SUBÍNDICES

- b Condiciones de burbujeo.
- bs Bajosaturación.
- c Crítica.
- d Disuelto.
- e Efectiva, extraído.
- f Formación.
- g Gas.
- i Inicial, invadida, de invasión.
- iny Inyección.
- l Libre, Lavado.
- máx. Máximo
- o Aceite.
- p Pura, poros.
- r Residual.
- s Sólidos, saturación.
- t Total.
- w Agua.
- y Yacimiento.
- z Zona.
- zig Zona invadida de gas.
- ziw Zona invadida de agua.
- zl Zona lavada.
- zni Zona no invadida.
- $_1$ condiciones iniciales
- $_2$ Condiciones finales

BIBLIOGRAFÍA

📖 Amix, J. W.; "Petroleum Reservoir Engineering. Physical Properties"; McGraw-Hill Co. 1960.

📖 Becerra Zepeda, Mario ; "Apuntes inéditos del curso de Comportamiento de Yacimientos"; Facultad de Ingeniería UNAM. 1996.

📖 Craft, B. C. And Hawkins, M. F; "Applied Petroleum Reservoir Engineering"; McGraw--Hill Book Co. 1958.

📖 Garaicochea, F. y Bashbush, J. L.; "Apuntes de Comportamiento de Yacimientos"; Facultad de Ingeniería, UNAM.

📖 Garaicochea, F.; "Problemas del curso de Comportamiento de Yacimientos" División de Ciencias de la Tierra. Depto. de Explotación del Petróleo. Edición Interna.

📖 Hall, Howard N.; "Compresibility of Reservoir Rocks." ; Petroleum Transactions, AIME Vol.198, 1953.

📖 McCain, William D. Jr. ; "The Properties of Petroleum Fluids" ; 2ª. Edition, Pennwell Books, Tulsa, Oklahoma,

Meza Meza, Maximino; "Modelo del comportamiento de yacimientos saturados con empuje hidráulico", Revista Ingeniería Petrolera, AIPM. Vol XX, No.10, octubre 1980. México.p. 29-43

Meza Meza, Maximino; "Una nueva alternativa para el cálculo del volumen original de hidrocarburos y la constante de entrada de agua", Revista Ingeniería Petrolera, AIPM. Vol XXVII, No.1, noviembre 1986. México. p.31-45

📖 Muskat, M. ; "Physical Principles of Oil Production" ; McGraw-Hill Book Co. 1949.

📖 León Espinoza, Carlos y Ordóñez de los Santos, Víctor; "Tesis Profesional: Comportamiento de Yacimientos"; Facultad de Ingeniería, 1995.

📖 Oropeza Vázquez, Carlos ; "Tesis: Comportamiento primario de los yacimientos"; Facultad de Ingeniería, UNAM. Febrero 1996.

📖 Rodríguez Nieto, Rafael ; "Ejercicios Inéditos", Facultad de Ingeniería, UNAM. 1996.

Soria Siordia, J.L.; "Volumen original de gas en yacimientos con entrada de agua"; Revista Ingeniería Petrolera, AIPM; enero 1971.

Vázquez Arciniega, Sergio; "Nuevo método para predecir el comportamiento de yacimientos de gas con entrada de agua", Revista Ingeniería Petrolera, AIPM; Vol.XIX No.3, marzo 1979.

APÉNDICE

A continuación se presentan correlaciones para la determinación de la compresibilidad del agua del yacimiento y de la roca.

Primero se presenta la correlación de Dodson y Standing para la determinación de la compresibilidad del agua congénita (C_w) y comprende de la figura A.1 a la figura A.4, que se usan de la siguiente manera:

Datos necesarios:

Presión media del yacimiento (Kg/cm^2).
Temperatura del yacimiento (°C).
Salinidad (ppm).

Determinación:

a) Entrar a la figura A.1 en el eje de las abscisas con el valor de la temperatura y suba verticalmente hasta la curva de presión correspondiente a la presión media. Leer el valor de la ordenada correspondiente a ese punto; este valor será la relación gas disuelto-agua pura (Rswp).

b) Entrar a la figura A.2 en el eje de las abscisas con el valor de la salinidad y suba hasta la curva de temperatura correspondiente a la Ty. Leer el valor de la relación (Rsw/Rswp) en el eje de las ordenadas. Este será el valor de corrección por salinidad.

c) Obtener Rsw mediante:

$$Rsw = \frac{Rsw}{Rswp} * Rswp$$

d) Entrar a la figura A.3 con la Ty en el eje de la abscisas y subir hasta intersectar la curva de presión correspondiente a la presión media del yacimiento. En el eje de las ordenadas se lee el valor de la compresibilidad del agua pura (C_{wp}).

e) De la figura A.4 obtener la relación (C_w / C_{wp}) entrando en el eje de las abscisas con la Rsw obtenida en c).

f) Finalmente obtener la compresibilidad del agua del yacimiento con:

$$C_w = \frac{C_w}{C_{wp}} * C_{wp}$$

Después se presenta la correlación de Howard N. Hall para la determinación de la compresibilidad efectiva de la formación. Esta compresibilidad expresa el cambio de un volumen unitario de poros por cada unidad de variación de presión.

Únicamente se requiere como dato la porosidad en valor porcentual y de la figura A.5 se obtiene directamente la compresibilidad de la formación (C_f).

FIGURA A.1

SOLUBILIDAD DE GAS NATURAL EN AGUA PURA

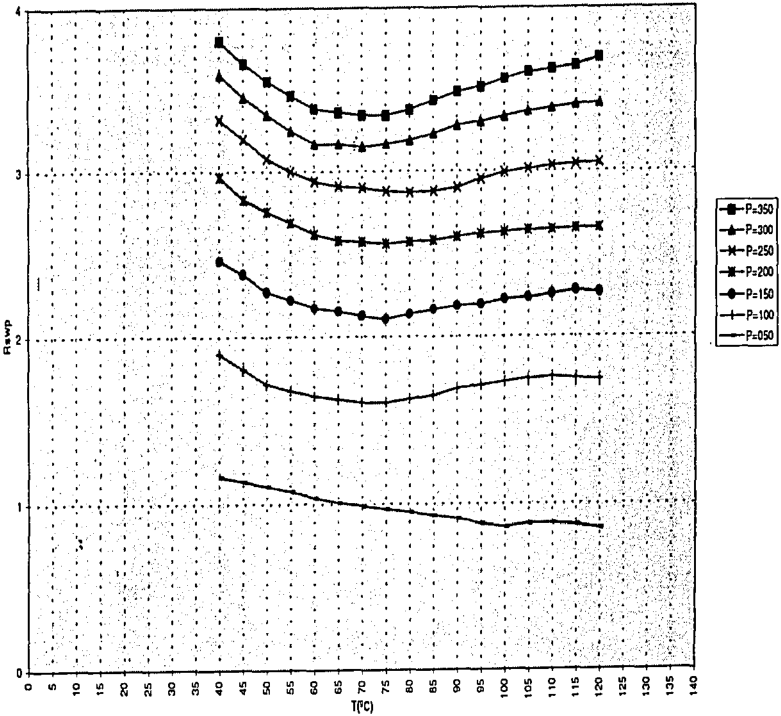


FIGURA A.2
CORRECCIÓN POR SALINIDAD

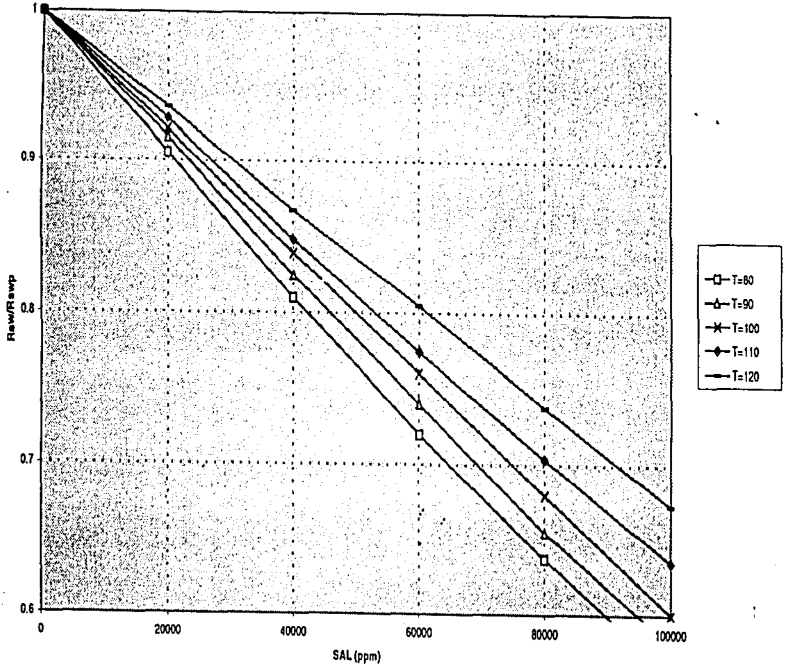
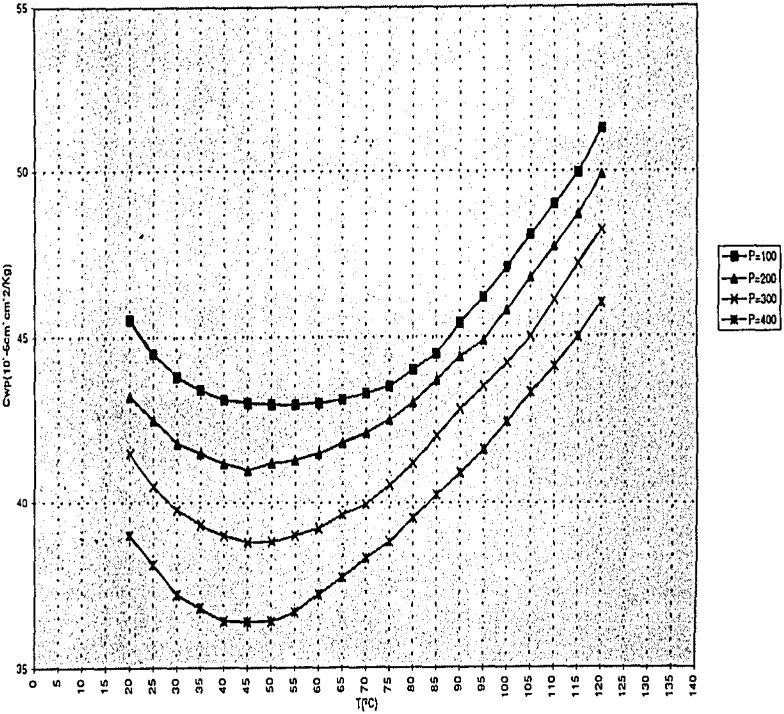


FIGURA A.3
COMPRESIBILIDAD DEL AGUA



GRAFICA A.4
CORRECCIÓN POR GAS EN SOLUCIÓN

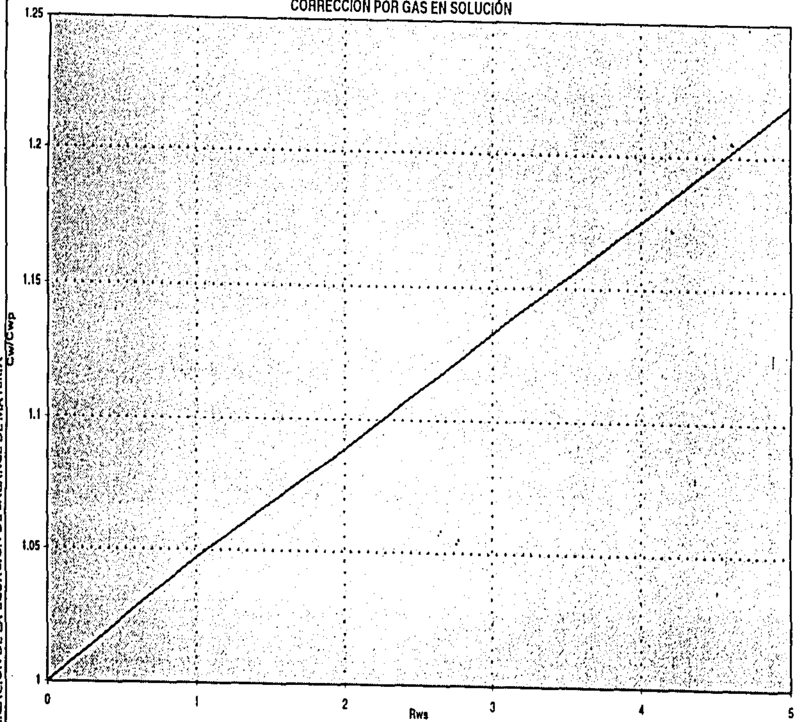


FIGURA A.5
COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN