

33



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

**COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS
BAJOSATURADOS, CONSIDERANDO LA
VARIACION DEL VOLUMEN DE LA ROCA**

2993-40
2993-40
2993-40

TESIS PROFESIONAL

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
IGNACIO SAGRERO SANCHEZ
JUAN MANUEL SANCHEZ GARCIA**



**DIRECTOR DE TESIS:
DR. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-420

SR. IGNACIO SAGRERO SANCHEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Rafael Rodríguez Nieto y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS BAJOSATURADOS, CONSIDERANDO LA VARIACION DEL VOLUMEN DE ROCA

- INTRODUCCION
- I CONCEPTOS FUNDAMENTALES
- II VARIACION DEL VOLUMEN DE ROCA DE UN YACIMIENTO CON LA PRESION
- III DESARROLLO DE ECUACIONES
- IV PROGRAMAS DE COMPUTO, APLICACIONES Y RESULTADOS
- V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- 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"
Cd. Universitaria, D. F., a 8 de marzo de 2001
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

PP



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA 11
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-419

SR. JUAN MANUEL SANCHEZ GARCIA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Rafael Rodríguez Nieto y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS BAJOSATURADOS, CONSIDERANDO LA VARIACION DEL VOLUMEN DE ROCA

- INTRODUCCION
- I CONCEPTOS FUNDAMENTALES
- II VARIACION DEL VOLUMEN DE ROCA DE UN YACIMIENTO CON LA PRESION
- III DESARROLLO DE ECUACIONES
- IV PROGRAMAS DE COMPUTO, APLICACIONES Y RESULTADOS
- V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- 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"
Cd. Universitaria, D. F. a 8 de marzo de 2001
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

R

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE
MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS BAJOSATURADOS,
CONSIDERANDO LA VARIACIÓN DEL VOLUMEN DE ROCA”**

**REALIZADA POR:
SAGRERO SÁNCHEZ IGNACIO
SÁNCHEZ GARCÍA JUAN MANUEL**

DIRECTOR DE TESIS:

DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO

JURADO:


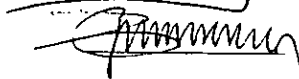
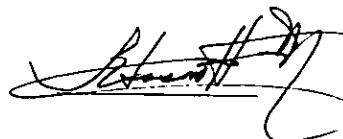
Presidente.
Ing. Eduardo G. Loreto Mendoza.

Vocal.
Dr. Rafael Rodríguez Nieto.

Secretario.
Ing. Manuel Villamar Vigueras.

1er. Suplente.
Ing. Salvador Macias Herrera.

2do. Suplente.
M.I. José Martínez Pérez



CIUDAD UNIVERSITARIA, NOVIEMBRE DE 2001

Agradezco a la UNAM y a mi familia por todo el apoyo que me brindaron durante todo el transcurso de mis estudios

gracias.

Ignacio.

Este trabajo se lo dedico a todas
aquellas personas que conforman
a la F.I. de la U.N.A.M.,
y muy especialmente a mi madre:

ELISA GARCÍA SÁNCHEZ

Juan Manuel Sánchez García

CONTENIDO

	PÁGINA
RESUMEN	I
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.	
CONCEPTOS FUNDAMENTALES	4
I.1 Elementos a Considerar de la Roca de un Yacimiento Petrolero	4
I.1.1 Para Yacimientos Convencionales.	4
I.1.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.	5
I.2 Saturación de Fluidos.	8
I.2.1 Para Yacimientos Convencionales.	8
I.2.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.	9
I.3 Compresibilidades.	11
I.3.1 Definición de Compresibilidad.	11
I.3.2 Compresibilidad del Aceite.	12
I.3.3 Compresibilidad del Agua.	13
I.3.4 Compresibilidad de los Sólidos.	14
I.3.5 Compresibilidad de la Formación.	15
I.3.6 Compresibilidad Media.	19
I.3.7 Compresibilidad Total.	22
I.3.8 Compresibilidad Efectiva.	23
I.4 Balance de Materia.	26
I.4.1 Mecanismos de Desplazamiento en Yacimientos Convencionales.	26
I.4.2 Mecanismos de Desplazamiento en Yacimientos Fracturados.	28
I.4.3 Desarrollo de la Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Convencionales.	39
I.4.4 Desarrollo de la Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Naturalmente Fracturados.	42

CAPÍTULO II.	
VARIACIÓN DEL VOLUMEN DE ROCA DE UN YACIMIENTO CON LA PRESIÓN	45
II.1 Introducción.	45
II.2 Efectos que Provoca la Variación del Volumen de Roca de un Yacimiento.	46
II.2.1 Efecto de la Compactación de la Formación en la Estimación de la Compresibilidad de la Formación (c_f).	46
II.2.2 Efecto que se tiene al Calcular N si se Considera o no el Cambio en la Porosidad de la Roca.	50
II.3 Fenómeno Geológico de Subsistencia.	51
II.3.1 Definición de Subsistencia.	51
II.3.2 Clasificación de la Subsistencia.	53
II.3.3 Subsistencia como Resultado de la Extracción de Fluidos.	53
II.3.4 Caso de Campo (Campo Ekofisk).	56
CAPÍTULO III. DESARROLLO DE ECUACIONES	65
II.1 Introducción.	65
III.2 Relación Entre c_f y c_s.	65
III.2.1 Considerando V_R Constante.	65
III.2.2 Considerando V_R Variable.	67
II.3 Compresibilidad Efectiva.	69
III.3.1 Considerando V_R Constante.	69
III.3.2 Considerando V_R Variable.	71

III.4 Derivada de V_R Respecto a V_p.	72
III.4.1 Considerando V_R Constante.	72
III.4.2 Considerando V_R Variable.	72
III.5 Derivada de V_s Respecto a V_p.	74
III.5.1 Considerando V_R Constante.	74
III.5.2 Considerando V_R Variable.	75
III.6 Derivada de V_R Respecto a V_s.	78
III.6.1 Considerando V_R Constante.	78
III.6.2 Considerando V_R Variable.	78
III.7 Ecuación de Balance de Materia.	81
III.7.1 Considerando V_R Constante.	81
III.7.2 Considerando V_R Variable.	84
CAPÍTULO IV.	
PROGRAMAS DE CÓMPUTO, APLICACIONES Y RESULTADOS	87
IV.1 Introducción.	87
IV.2 Cálculo del Volumen Original (N).	87
IV.2.1 Para Yacimientos Convencionales.	88
IV.2.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.	94
IV.3 Cálculo de la Producción Acumulada (N_p).	100
IV.3.1 Para Yacimientos Convencionales.	100
IV.3.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.	107

CAPÍTULO V.	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	116
NOMENCLATURA	118
BIBLIOGRAFÍA	122
REFERENCIAS	123

RESUMEN

El objetivo de este trabajo es analizar el comportamiento de los yacimientos bajosaturados volumétricos tanto convencionales como naturalmente fracturados considerando y no considerando el efecto de la compactación del volumen bruto de la roca de formación

Al considerar los efectos de la compactación y de la expansión de los sólidos debido a la extracción de los hidrocarburos y por consiguiente la declinación de la presión interna, se deducirán las ecuaciones correspondientes de las compresibilidades de los elementos a considerar de la roca de un yacimiento petrolero, los cuales son: los granos o sólidos, los poros y el volumen bruto de la roca, y con base a las relaciones existentes entre dichos elementos mencionados se procederá a deducir las ecuaciones de balance de materia correspondientes para cada tipo de yacimiento

Partiendo de las ecuaciones de balance de materia obtenidas se elaboraron programas de cómputo en Visual Basic 6.0 que permiten analizar los resultados del volumen original de aceite y de la producción acumulada de aceite para diferentes periodos de decremento en la presión de un yacimiento, considerando las diversas alternativas como son tomando o no el efecto de compactación y omitiendo en algunos casos el efecto de la variación del volumen de poros, es decir volumen de poros constante ($c_r = 0$).

Por otra parte, se describirán las causas que dan origen a la ocurrencia del fenómeno geológico de "Subsidencia", ya que este fenómeno en algunas circunstancias está ligado a la compactación de la roca de un yacimiento por la extracción de sus fluidos; y posteriormente se presentará uno de los casos en que ha sido muy notable su presencia (Campo Ekofisk)

El Campo Ekofisk se ubica en la parte Sureste del sector noruego que colinda con el Mar del Norte, y aún cuando la roca característica del Campo se encuentra a una gran profundidad, la alta porosidad que existe, ha provocado una significativa compactación que ha logrado manifestarse en el lecho marino, o para ser más preciso en las instalaciones marinas.

INTRODUCCIÓN

Recién descubierto un yacimiento, dentro de las actividades siguientes de mayor importancia está la estimación del volumen original de hidrocarburos, para determinar a su vez si será rentable la inversión requerida para la extracción de esos hidrocarburos. En el caso de yacimientos de aceite, una de las formas para determinar el volumen original de hidrocarburos, se basa en la realización de un balance de materia, en el que normalmente se considera que ante cualquier caída de la presión interna por la extracción de los fluidos, el volumen de la roca donde se encuentran almacenados dichos fluidos, permanece constante.

Específicamente, refiriéndose únicamente a un yacimiento que se encuentra en la etapa de bajosaturación; es decir, a un yacimiento en el que el valor de la presión interna está por arriba de la presión de burbujeo (p_b), la primera ecuación deducida mediante balance de materia (ecuación de balance de materia), tan solo consideraba la compresibilidad del aceite^{*1} posteriormente se demostró^{2,3} que la compresibilidad natural de la roca y como consecuencia la variación de su volumen al disminuir la presión interna, representaban un factor significativo para estimar N , y todo esto, en suma, tratándose únicamente de yacimientos convencionales (no fracturados). Adicionalmente, otro de los factores que se deben considerar para incrementar la aproximación del cálculo de N , por balance de materia, tiene que ver con la posible presencia de una cierta cantidad significativa de agua dentro de los poros de la roca, que de igual forma está expuesta a sufrir cambios en su volumen por la declinación de la presión interna.

De esta manera, la finalidad del presente trabajo, es desarrollar la ecuación de balance de materia para yacimientos que se encuentran en la etapa de bajosaturación, sin tomar en cuenta la existencia de entrada de agua por la presencia de un acuífero, pero con la particularidad de que se considerará que el volumen de la roca de formación es susceptible de compactarse por la acción simultánea de la presión ejercida por las capas de roca suprayacentes (presión de confinamiento o presión de sobrecarga) y la disminución de la presión interna debido a la extracción de fluidos.

Para realizar lo anterior se estudiará con detalle el comportamiento de los siguientes parámetros de la roca de formación: compresibilidad del volumen bruto de roca, compresibilidad de los poros y compresibilidad de los sólidos, bajo la influencia de dos efectos, que son: la expansión de los sólidos o granos de la roca debido a la disminución de la presión de los fluidos (presión interna) por su extracción y la compactación de la roca de formación originada porque la

* Referencias al final

presión de los fluidos del yacimiento pasa a ser menos efectiva para oponerse al peso de las capas de roca suprayacentes, conforme se van extrayendo dichos fluidos^{2,3,4}.

Por otra parte, considerando que:

- a) El error en la estimación de N puede ser hasta del orden del 100%, en la etapa de bajosaturación, para yacimientos volumétricos convencionales², si no se incluye el efecto de variación del volumen de roca y la expansión de los sólidos de la roca.
- b) La roca de los yacimientos naturalmente fracturados puede tener una mayor compresibilidad que la correspondiente a la roca de los yacimientos convencionales^{5,6}.
- c) Nuestros yacimientos más importantes, tanto desde el punto de vista de reservas probadas, como de producción de hidrocarburos, son naturalmente fracturados, por lo que se prevé que en ellos el error podrá ser hasta de más del 100%, si no se incluyen los efectos de la compresibilidad de la roca.

Es conveniente, entonces, no sólo concentrarse en yacimientos volumétricos convencionales, sino también extenderse a el caso, precisamente, de yacimientos naturalmente fracturados.

La compactación del volumen bruto de la roca de un yacimiento puede originar la ocurrencia del fenómeno geológico conocido como "subsistencia", dependiendo de factores tales como: el grado de compactación, el valor de la porosidad, las características de consolidación de los estratos suprayacentes, etc., y puede influir en aspectos positivos, como en el mantenimiento de la presión del yacimiento, o en aspectos negativos, como es el decremento de la producción a largo plazo por la reducción de la porosidad o de las fracturas para el caso de un yacimiento naturalmente fracturado⁴, por lo que también se describirán las causas que dan lugar al surgimiento de la subsistencia.

En este sentido, otra finalidad del presente trabajo de tesis, es aplicar la ecuación de balance de materia tanto para yacimientos convencionales como para yacimientos naturalmente fracturados, en sus dos modalidades (considerando y no considerando variable el volumen bruto de roca), para obtener tanto el volumen original de hidrocarburos, como el volumen producido acumulado a diferentes niveles de declinación de la presión interna, de dos yacimientos cuyos valores de los parámetros requeridos hayan sido publicados. Para esto se elaborarán programas de cómputo en Visual Basic 6.0 que permitirán comparar, respectivamente, los resultados arrojados, de N y N_p , dando mayor relevancia a aquel que corresponda al caso en que se hagan

las consideraciones más realistas (en el que se considera la compactación y la variación del volumen de poros).

Por otro lado, para apreciar la diferencia en el cambio de volumen, a un cierto nivel de declinación de la presión interna, de cada uno de los elementos a considerar de la roca de un yacimiento convencional (volumen bruto de roca, volumen de sólidos y volumen de poros) o de un yacimiento naturalmente fracturado (volumen bruto de roca, volumen de sólidos, volumen poroso de la matriz y volumen poroso de las fracturas), se deducirán ecuaciones en las que se relacionan las compresibilidades de dos elementos cualesquiera de la roca de un yacimiento convencional o de un yacimiento naturalmente fracturado.

CAPÍTULO I

CONCEPTOS FUNDAMENTALES

1.1 Elementos a Considerar de la Roca de un Yacimiento Petrolero.

1.1.1 Para Yacimientos Convencionales.

Básicamente, los elementos a considerar de la roca de un yacimiento petrolero son: los granos o sólidos, los espacios vacíos entre los granos de la roca (poros) y el volumen bruto de roca (formado por los sólidos y los poros).

Porosidad (ϕ).

Se define como el cociente del volumen de poros existentes en una roca y el volumen bruto de la misma roca. Es decir:

$$\phi = \frac{V_p}{V_R}$$

donde:

ϕ es la porosidad, (% ó fracción),

V_p es el volumen de poros,

V_R es el volumen bruto de la roca.

De acuerdo con la cantidad de material cementante existente en una roca, pueden existir poros comunicados y poros aislados, por lo que:

$$V_p = V_{PC} + V_{PA},$$

donde:

V_{PC} es el volumen de poros comunicados,

V_{PA} es el volumen de poros aislados.

Consecuentemente:

$$\phi = \frac{V_p}{V_R} = \frac{(V_{PC} + V_{PA})}{V_R}$$

$$\phi = \frac{V_{PC}}{V_R} + \frac{V_{PA}}{V_R} = \phi_e + \phi_a.$$

donde:

$$\phi_e = \frac{V_{PC}}{V_R} \text{ es la porosidad efectiva,}$$

$$\phi_a = \frac{V_{PA}}{V_R} \text{ es la porosidad aislada.}$$

En la industria petrolera la porosidad que interesa es la porosidad efectiva, y generalmente se le acostumbra denotar con el símbolo de ϕ , por lo que de aquí en adelante al referirse a la porosidad (ϕ), se sobreentenderá que se estará hablando de aquella en la que intervienen los espacios vacíos comunicados, es decir, de ϕ_e . De forma similar, cuando se habla de volumen de poros comunicados (V_{PC}), se suele utilizar el símbolo de V_p , por consiguiente, también de aquí en adelante al referirse al volumen de poros (V_p), se sobreentenderá que se estará hablando del volumen de poros comunicados (V_{PC}).

Esta convención también se empleará para el caso de yacimientos naturalmente fracturados, pero obviamente considerando sus características adicionales, como se verá enseguida.

1.1.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Las rocas de yacimientos naturalmente fracturados están conformadas por dos sistemas porosos: uno intergranular, formado por el espacio vacío entre los granos y los propios granos de la roca, y el segundo, formado por los espacios vacíos de fracturas, vóculos y cavernas, y los sólidos de la roca. En el primer tipo a la porosidad se le llama porosidad primaria y es típica en areniscas o calizas sin fracturas, sin vóculos y sin cavernas. En el segundo tipo se trata de la porosidad secundaria o, cuando se está refiriendo únicamente a vóculos o fracturas, porosidad vugular o porosidad de las fracturas.

El volumen total conformado por el sistema intergranular, es mayormente conocido como "sistema de matriz"; mientras que al volumen total conformado por el segundo sistema poroso, se le conoce como "sistema de fracturas". Una ilustración que muestra ambos sistemas se puede apreciar en la Fig 1.1.

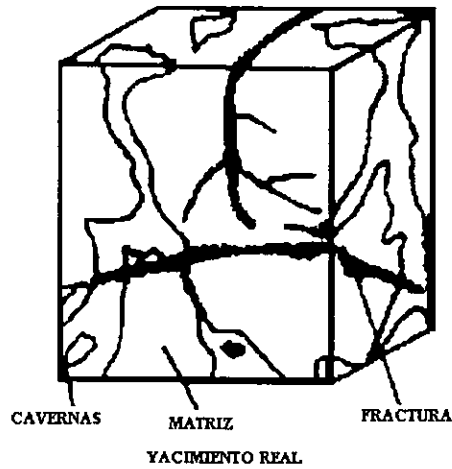


FIG.1.1 IDENTIFICACIÓN DE UN YACIMIENTO FRACTURADO

A la combinación de varios sistemas de fracturas se le llama "red de fracturas".

La porosidad secundaria es encontrada generalmente en rocas compactas, o en rocas deleznales de relativamente baja porosidad intergranular, tales como calizas compactas, lutitas, areniscas lutíticas, l moltas, esquistos, etc. La porosidad secundaria es causada normalmente por agrietamiento y disolución debido a la circulación de agua.

A menudo la porosidad secundaria es reducida con el tiempo porque los huecos comienzan a rellenarse parcialmente de minerales más jóvenes que los que componen la matriz; estos minerales provienen de la disolución y la precipitación. En rocas carbonatadas, tales como calizas y dolomias, la formación de las fracturas y los v gulos se da durante la erosión o el entierro de los depósitos sedimentarios.

En un yacimiento naturalmente fracturado, la porosidad efectiva total (ϕ) es el resultado de la simple adición de las porosidades primaria y secundaria ⁵:

$$\phi = \phi_p + \phi_s ,$$

$$\phi = \phi_m + \phi_f + \phi_v + \phi_c ,$$

donde:

$\phi_p = \phi_m$ es la porosidad primaria o porosidad de la matriz,

ϕ_s es la porosidad secundaria, que incluye la porosidad de las fracturas (ϕ_f), la de los vgulos (ϕ_v) y la de las cavernas (ϕ_c).

Esta porosidad efectiva total es equivalente a la definición establecida de almacenamiento de la roca, o volumen total de espacios vacíos comunicados entre el volumen bruto de la roca, es decir:

$$\phi_m = \frac{\text{volumen de espacios vacíos en la matriz}}{\text{volumen bruto de roca}}$$

$$\phi_s = \frac{\text{volumen de espacios vacíos de las fracturas, los vgulos y las cavernas}}{\text{volumen bruto de roca}}$$

Es importante tener en cuenta que las cavernas y/o vgulos conectados a la red de fracturas son parte del sistema de fracturas. Sin embargo, en la práctica, las cavernas y/o vgulos tienen que ser incluidos como parte de la matriz o de las fracturas, dependiendo de la relación que tengan con cada uno de estos elementos ⁷. En lo que respecta a est trabajo, se considerará que estn incluidos dentro del sistema de fracturas, por lo que:

$$\phi_s \approx \phi_f \tag{1.1}$$

Consecuentemente:

$$\phi = \phi_m + \phi_f \tag{1.2}$$

De esta manera, el volumen poroso total de la roca de un yacimiento naturalmente fracturado estará conformado, por un lado, por la conjunción del volumen de poros de las fracturas, las cavernas y/o los vgulos, y el volumen de poros intergranular, por otro. Es decir:

$$V_p = V_{pm} + V_{pf} \quad (1.3)$$

donde:

V_{pm} es el volumen de poros de la matriz,

V_{pf} es el volumen de poros de las fracturas.

En resumen , los elementos a considerar de la roca de un yacimiento naturalmente fracturado son: los granos o sólidos, los espacios vacíos dentro de la roca (poros), que son conformados por los poros de la matriz y los poros de las fracturas, y finalmente, el volumen bruto de roca, compuesto por los sólidos y los poros.

1.2 Saturación de Fluidos.

1.2.1 Para Yacimientos Convencionales.

La saturación de un fluido (S_f) en un medio poroso, se define como el volumen del fluido (V_f) medido a la presión y temperatura a que se encuentre en el medio poroso, entre el volumen de poros (V_p):

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} , \quad (1.4)$$

donde, el subíndice f puede representar aceite, agua o gas.

Para cualquier yacimiento, a un tiempo cualquiera de explotación, la suma de las saturaciones de los fluidos saturantes del medio poroso, en porcentaje, será siempre igual al 100% .

En todos los yacimientos, ya sean convencionales o naturalmente fracturados, existe agua: los valores de la saturación de agua congénita o inicial son del orden del 10% al 30% ^{7, 8}, en tanto que en etapas avanzadas de extracción, la saturación de agua (S_w) puede alcanzar valores de 80% ^{7, 8}, quedando solamente saturaciones pequeñas de aceite y/o gas, las cuales reciben el nombre de saturaciones residuales. En yacimientos de aceite la saturación de gas puede variar de cero hasta valores del orden de 70%.

Se llama saturación crítica, al valor a partir del cual el fluido correspondiente puede empezar a moverse dentro del yacimiento.

I.2.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

En un yacimiento naturalmente fracturado, la saturación de fluidos en la matriz tiene un valor similar al de un yacimiento convencional. La evaluación de la saturación es obtenida por el procedimiento mismo de los registros (indirectamente) o en el laboratorio por mediciones directas.

El valor bajo de la porosidad secundaria (red de fracturas, vórgulos y cavernas) comparada con la porosidad primaria, no influye en la saturación de hidrocarburos por unidad de volumen⁵. En cualquier caso, la saturación en las fracturas podría ser considerada 100% con los fluidos de las zonas respectivas (agua en la zona de agua, aceite en la zona de aceite, etc). Pero el problema de la saturación de fluidos en un yacimiento fracturado debe ser examinado en el sistema de doble porosidad. En este caso la relación entre la saturación de fluidos en la matriz y la saturación de fluidos en las fracturas es evidenciada por una serie de peculiaridades.

La explicación del paradójico aspecto declarado arriba es simple cuando es comparado con el concepto de un yacimiento convencional. La zona de transición en un yacimiento fracturado es determinada por la distribución de los fluidos en la red de fracturas. Puesto que las fuerzas de capilaridad en la red de fracturas son insignificantes si son comparadas con las fuerzas de gravedad, el contacto de dos fluidos (agua-aceite, gas-aceite, agua-gas) estará representado por un plano horizontal bien diferenciado.

Consecuentemente, el contacto agua-aceite o gas-aceite en un sistema fracturado delimitará sobre el yacimiento entero la zona de agua de la zona de aceite y la zona de aceite de la zona de gas.

A fin de mostrar el aspecto paradójico de la saturación de agua contra la profundidad, se podría dar un ejemplo, basándose en la simplificación de un yacimiento fracturado como se muestra en la Fig.1.2. La porosidad de la matriz es considerada constante y la altura promedio de los bloques de matriz varía como resultado de los procesos de fracturamiento; la saturación alta de agua se encuentra en los bloques pequeños A, B, C y D. Cualquier correlación del contacto agua-aceite para el efecto de la zona de transición es inútil, ya que los bloques están lejos de la zona de transición. La explicación es simple; durante la etapa de migración, la resistencia de las fuerzas capilares, opuestas completamente a la entrada la fase no mojante (aceite), no pueden ser excedidas por las pequeñas fuerzas de gravedad generadas por la altura de los bloques pequeños.

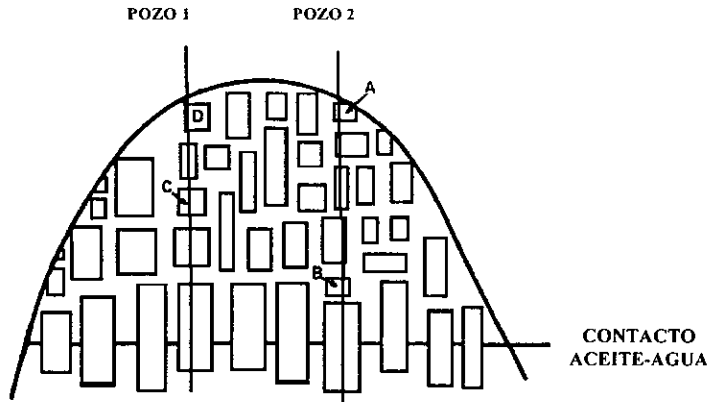


FIG.1.2 YACIMIENTO FRACTURADO FORMADO POR VARIOS TAMAÑOS DE BLOQUES DE MATRIZ

Para todos los otros bloques de los pozos 1 y 2 con alturas más grandes que las de los bloques A, B, C y D, las fuerzas de gravedad son más grandes que las fuerzas de capilaridad y los bloques de la matriz son saturados con hidrocarburos.

De esto se concluye que la magnitud de la resistencia de las fuerzas capilares, la altura del bloque de la matriz, y la densidad de las fracturas, juegan un papel esencial en la distribución de la saturación de fluidos de un yacimiento fracturado.

En el caso de un yacimiento fracturado, la saturación inicial de aceite ($S_{oi} = 1 - S_{wi}$) en la matriz está relacionada a la magnitud de la saturación de agua congénita, mientras que en la red de fracturas $S_{of} = 1$ y la saturación de agua congénita es cero ⁵.

$$S_{oif} \cong 1$$

$$S_{wif} \cong 0$$

$$S_{oim} = 1 - S_{wim}$$

donde:

S_{oif} es la saturación de aceite inicial en las fracturas

S_{wif} es la saturación de agua inicial en las fracturas

S_{wim} es la saturación de agua inicial en la matriz

I.3 Compresibilidades.

I.3.1 Definición de Compresibilidad.

La compresibilidad se define como el cambio que experimenta un volumen dado con respecto a la variación de la presión sobre el mismo, a temperatura constante, con el signo (-) para obtener un valor de $c \geq 0$. Es decir:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (1.5)$$

La compresibilidad no es un valor constante a lo largo de la escala de presiones, debido a que la variación del volumen respecto a la presión $\left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)$ es mayor generalmente al disminuir la presión.

Si $\left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)$ se aproxima por $\left(\frac{\Delta V}{\Delta p} \right)$, la compresibilidad promedio puede obtenerse con la Ec.1.5, de la siguiente manera:

$$c \approx -\frac{1}{\bar{V}} \left(\frac{\Delta V}{\Delta p} \right)_T, \quad (1.6)$$

$$c \approx -\frac{1}{\bar{V}} \left(\frac{V_1 - V_2}{p_1 - p_2} \right)_T. \quad (1.7)$$

En estas ecuaciones \bar{V} es un volumen promedio entre V_1 y V_2 . Y si la compresibilidad es muy pequeña, \bar{V} se puede aproximar substituyéndola por V_1 o V_2 .

1.3.2 Compresibilidad del Aceite (c_o).

La compresibilidad del aceite (c_o) depende de la cantidad de gas en solución que éste contenga así como de su composición; a mayor contenido de gas, el aceite con gas disuelto será más compresible; a éste se le llama aceite de alto encogimiento. De la misma forma, el aceite de bajo encogimiento es el que tiene una pequeña cantidad de gas en solución, y por lo tanto es baja la compresibilidad.

La compresibilidad del aceite y el factor de volumen del aceite tienen una correspondencia entre sí; es decir, que si un aceite tiene una compresibilidad alta, implicará que su factor de volumen será mayor que el de otro aceite que tenga baja compresibilidad, para las mismas condiciones de presión y temperatura.

Como ejemplos de esto se presentan los siguientes datos de compresibilidad y factores de volumen de aceites mexicanos, obtenidos de análisis pVT:

$$c_o = 27.215 \times 10^{-5} (\text{kg/cm}^2)^{-1} \quad B_{oi} = 2.170 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

$$c_o = 23.030 \times 10^{-5} (\text{kg/cm}^2)^{-1} \quad B_{oi} = 1.4631 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

El factor de volumen del aceite se define como:

$$B_o = \frac{V_{o+gd} @ C.Y.}{V_o @ C.S.}, \quad (1.8)$$

de donde:

$$V_o @ C.Y. = (B_o)(V_o @ C.S.). \quad (1.9)$$

Una aproximación de la compresibilidad del aceite es:

$$c_o = - \frac{1}{V_o @ C.Y.} \frac{(V_{oi} - V_{ob}) @ C.Y.}{p_i - p_o}, \quad (1.10)$$

donde $V_o @ C.Y.$ es el volumen promedio entre V_{oi} y V_{ob} .

Escribiendo la Ec.1.9 en términos de V_{oi} , V_{ob} y V_o ; posteriormente sustituyendo los resultados en la Ec.1.10 y simplificando se tiene que:

$$c_o = \frac{2(B_{ob} - B_{oi})}{(p_i - p_b)(B_{ob} + B_{oi})} \quad (1.11)$$

Como se puede observar de esta ecuación, c_o es constante entre p_i y p_b , que es una aproximación muy realista.

1.3.3 Compresibilidad del Agua (c_w).

El volumen de las aguas de formación, lo mismo que los petróleos crudos pero en menor grado, son afectados por la temperatura, la presión y la cantidad de gas en solución. La compresibilidad del agua de formación o agua congénita, también contribuye en un alto porcentaje, en algunos casos, a la producción de yacimientos volumétricos por arriba del punto de burbujeo.

El agua es prácticamente incompresible; sin embargo, por las condiciones a que se encuentra en los yacimientos, puede no ser despreciable el valor de c_w .

El agua es menos compresible que el aceite debido a su composición y a la menor cantidad de gas que puede tener en solución, a una presión y temperatura dadas.

Para poder determinar la compresibilidad del agua con mayor aproximación, es necesario hacerlo en el laboratorio de análisis pVT, efectuando variaciones de la presión para observar las variaciones del volumen a diferentes temperaturas. También puede estimarse mediante métodos que han sido publicados por investigadores ⁹.

Dodson y Standing ¹⁰ determinaron experimentalmente los efectos de la presión, la temperatura y la composición, sobre la compresibilidad del agua de los yacimientos. Y establecieron correlaciones que permiten obtener el valor de c_w a las condiciones deseadas.

1.3.4 Compresibilidad de los Sólidos (c_s).

Cuando se reduce la presión interna del fluido en los poros de una roca de yacimiento, sometida a una presión externa constante (sobrecarga de los sedimentos), el volumen total de la roca disminuye, mientras que el volumen del material sólido de la roca, por ejemplo los granos de arena en una arenisca, aumenta ⁴.

1.3.4.1 Para Yacimientos Convencionales.

Utilizando la definición de compresibilidad (Ec.I.5):

$$c_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{\partial V_s}{\partial p} \right)_T, \quad (1.12)$$

que expresada en términos de incrementos es una aproximación, y quedaría:

$$c_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{\Delta V_s}{\Delta p} \right)_T, \quad (1.13)$$

o bien:

$$c_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{V_{si} - V_{sb}}{p_i - p_b} \right)_T \quad (1.14)$$

1.3.4.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Utilizando de igual manera la definición de compresibilidad (Ec.I.5):

$$c_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{\partial V_s}{\partial p} \right)_T, \quad (1.15)$$

que expresada en términos de incrementos es una aproximación, y quedaría:

$$c_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{\Delta V_s}{\Delta p} \right)_T, \quad (1.16)$$

o bien:

$$c_s = - \frac{1}{V_s} \left(\frac{V_{si} - V_{sb}}{P_i - P_b} \right)_T \quad (I.17)$$

Al igual que la compresibilidad de los líquidos, la compresibilidad de los sólidos no es constante a lo largo de la escala de presiones; es mayor a menores presiones.

1.3.5 Compresibilidad de la Formación (c_f).

El concepto de compresibilidad de la formación no representa propiamente la compresibilidad de un material; más bien es una medida de la magnitud en la que se reduce el volumen de poros, al disminuir la presión interna del fluido en los poros. De esta manera se puede definir la compresibilidad de la formación como el cambio de un volumen de poros con la presión.

1.3.5.1 Para Yacimientos Convencionales.

De la ecuación de compresibilidad, la variación del volumen de poros con respecto a la variación de la presión tiene un valor positivo, es decir:

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right) > 0.$$

Por lo que la definición de c_f queda :

$$c_f = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right). \quad (I.18)$$

Además, partiendo de la definición de ϕ que es igual a:

$$\phi = \frac{V_p}{V_R} ,$$

despejando V_p tenemos:

$$V_p = \phi V_R . \quad (I.19)$$

Sustituyendo la Ec.1.19 en la Ec.1.18 queda:

$$c_f = \frac{1}{\phi V_R} \left(\frac{\partial(\phi V_R)}{\partial p} \right)$$

Si se considera que el volumen bruto de roca (V_R) es cte., entonces:

$$c_f = \frac{1}{\phi} \left(\frac{\partial \phi}{\partial p} \right) \quad (1.20)$$

Para relacionar c_f con c_s cuando $V_R = \text{cte}$ se presenta el siguiente desarrollo:

$$V_R = V_p + V_s \quad (1.21)$$

Despejando V_s :

$$V_s = V_R - V_p \quad (1.22)$$

Sustituyendo la Ec.1.22 en la Ec.1.15 se tiene:

$$c_s = - \frac{1}{V_s} \left(\frac{\partial(V_R - V_p)}{\partial p} \right)_T \quad (1.23)$$

Como V_R se considera constante entonces:

$$c_s = \frac{1}{V_s} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T \quad (1.24)$$

Despejando $\left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T$:

$$\left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T = V_s c_s$$

Sustituyendo en la Ec.1.18:

$$c_f = \frac{1}{V_p} V_s c_s.$$

Por lo tanto para una presión p:

$$c_f V_p = V_s c_s. \quad (1.25)$$

1.3.5.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

De la Ec.1.18 se tiene que:

$$c_f = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right).$$

Sustituyendo la Ec.1.3 en la Ec.1.18:

$$c_f = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial(V_{pm} + V_{pf})}{\partial p} \right). \quad (1.26)$$

Desarrollando:

$$c_f = \frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial(V_{pm})}{\partial p} + \frac{\partial(V_{pf})}{\partial p} \right).$$

Además; de acuerdo a la definición de compresibilidad (Ec.1.5):

$$c_{pm} = \frac{1}{V_{pm}} \left(\frac{\partial(V_{pm})}{\partial p} \right), \quad (1.27)$$

y

$$c_{pf} = \frac{1}{V_{pf}} \left(\frac{\partial(V_{pf})}{\partial p} \right), \quad (1.28)$$

donde:

c_{pm} es la compresibilidad de los poros de la matriz

c_{pf} es la compresibilidad de los poros de las fracturas

Por lo que la ecuación de compresibilidad de la formación es:

$$c_f = \frac{1}{V_p} (c_{pm} V_{pm} + c_{pr} V_{pr}) \quad (1.29)$$

Para relacionar c_f con c_s , cuando v_R es constante se presenta el siguiente desarrollo:

$$c_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{\partial(V_R - V_p)}{\partial p} \right)_T,$$

si se considera $V_R = \text{cte}$.

$$c_s = \frac{1}{V_s} \left(\frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T \quad (1.30)$$

Sustituyendo la Ec.1.3 en la Ec.1.30 se tiene:

$$c_s = \frac{1}{V_s} \left(\frac{\partial(V_{pm} + V_{pr})}{\partial p} \right)_T \quad (1.31)$$

Desarrollando:

$$c_s = \frac{1}{V_s} \left(\frac{\partial(V_{pm})}{\partial p} + \frac{\partial(V_{pr})}{\partial p} \right)_T$$

$$V_s c_s = \frac{\partial(V_{pm})}{\partial p} + \frac{\partial(V_{pr})}{\partial p} \quad (1.32)$$

De las Ecs.1.27 y 1.28, despejando la variación del volumen de poros con respecto a la presión se tiene que:

$$\frac{\partial(V_{pm})}{\partial p} = c_{pm} V_{pm} \quad (1.33)$$

y

$$\frac{\partial(V_{pf})}{\partial p} = c_{pf} V_{pf} \quad (I.34)$$

Sustituyendo las Ecs. I.33 y I.34 en la Ec. I.32 se tiene que:

$$V_s c_s = c_{pm} V_{pm} + c_{pf} V_{pf} \quad (I.35)$$

por lo tanto, la compresibilidad de los sólidos en función de c_{pm} y c_{pf} es:

$$c_s = \frac{c_{pm} V_{pm} + c_{pf} V_{pf}}{V_s} = \frac{V_{pm}}{V_s} c_{pm} + \frac{V_{pf}}{V_s} c_{pf} \quad (I.36)$$

I.3.6 Compresibilidad Media del Sistema Roca – Fluidos (\bar{c}).

La compresibilidad media más representativa del sistema está dada por un promedio ponderado de las compresibilidades de los componentes con respecto al volumen. La ponderación no se obtiene de comparar con el volumen de poros, sino comparar el volumen de cada componente con el volumen total del sistema.

I.3.6.1 Para Yacimientos Convencionales.

$$\bar{c} = \frac{c_o V_o + c_w V_w + V_s c_s}{V_R} \quad (I.37)$$

Para V_R cte se tiene que:

$$V_s c_s = V_p c_f$$

Además:

$$V_R = \frac{V_p}{\phi}$$

$$V_o = S_o V_p$$

y

$$V_w = S_w V_P,$$

por lo que:

$$c = \frac{c_o S_o V_P + c_w S_w V_P + V_P c_f}{V_P / \phi}, \quad (1.38)$$

por lo tanto:

$$c = \phi (c_o S_o + c_w S_w + c_f) \quad (1.39)$$

1.3.6.1 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Sustituyendo la Ec.1.35 en la Ec.1.37:

$$c = \frac{c_o V_o + c_w V_w + (c_{pm} V_{pm} + c_{pf} V_{pf})}{V_R}, \quad (1.40)$$

pero:

$$V_o = V_{om} + V_{of}, \quad (1.41)$$

$$V_{om} = S_{om} \phi_m V_R, \quad (1.42)$$

$$V_{of} = S_{of} \phi_f V_R, \quad (1.43)$$

donde:

V_{om} es el volumen de aceite en la matriz

V_{of} es el volumen de aceite en las fracturas

S_{om} es la saturación del aceite en la matriz

S_{of} es la saturación del aceite en las fracturas.

Como la $S_{of} = 1$ entonces:

$$V_{of} = \phi_f V_R \quad (1.44)$$

Por lo que el volumen de aceite queda:

$$V_o = S_{om} \phi_m V_R + \phi_f V_R, \quad (1.45)$$

pero

$$V_{pm} = \phi_m V_R, \quad (1.46)$$

$$V_{pf} = \phi_f V_R, \quad (1.47)$$

$$V_w = V_{wm} + V_{wf}, \quad (1.48)$$

donde:

V_{wm} es el volumen de agua en la matriz

V_{wf} es el volumen de agua en las fracturas

como $V_{wf} = 0$ entonces:

$$V_w = V_{wm}, \quad (1.49)$$

o,

$$V_w = S_{wm} \phi_m V_R. \quad (1.50)$$

Sustituyendo las ecuaciones respectivas en la Ec.1.40 se tiene:

$$c = \frac{c_o (S_{om} \phi_m V_R + \phi_f V_R) + c_w S_{wm} \phi_m V_R + (c_{pm} \phi_m V_R + c_{pf} \phi_f V_R)}{V_R}, \quad (1.51)$$

por lo tanto:

$$\bar{c} = c_o (S_{om} \phi_m + S_{of} \phi_f) + c_w S_{wm} \phi_m + (c_{pm} \phi_m + c_{pf} \phi_f) \quad (1.52)$$

que también se puede escribir como:

$$c = c_o (S_{om} \phi_m + \phi_f) + c_w S_{wm} \phi_m + (c_{pm} \phi_m + c_{pf} \phi_f) \quad (1.53)$$

I.3.7 Compresibilidad Total (c_t).

La compresibilidad total se expresa como una suma ponderada de las compresibilidades de los componentes del sistema, considerando el volumen de cada componente, con respecto al V_p .

I.3.7.1 Para Yacimientos Convencionales.

$$c_t = \frac{c_w V_w + c_o V_o + c_s V_s}{V_p} \quad (I.54)$$

como:

$$V_o = S_o V_p,$$

y

$$V_w = S_w V_p.$$

Sustituyendo en la Ec.I.54 lo anterior:

$$c_t = \frac{c_w S_w V_p + c_o S_o V_p + c_s V_s}{V_p} \quad (I.55)$$

Pero como $c_t V_p = c_t V_p$, para el caso en el que $V_R = cte$, se tiene:

$c_t = c_w S_w + c_o S_o + c_f$	(I.56)
---------------------------------	--------

I.3.7.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

$$c_t = \frac{c_w V_w + c_o V_o + c_s V_s}{V_p} \quad (I.57)$$

Sustituyendo las Ecs.I.45, I.50, I.35, I.3, I.46 y I.47 se tiene:

$$c_t = \frac{c_w S_{wm} \phi_m V_R + c_o (S_{om} \phi_m V_R + \phi_f V_R) + c_{pm} \phi_m V_R + c_{pf} \phi_f V_R}{\phi_m V_R + \phi_f V_R} \quad (I.58)$$

por lo tanto:

$$c_t = \frac{c_w S_{wm} \phi_m + c_o (S_{om} \phi_m + \phi_f) + c_{pm} \phi_m + c_{pf} \phi_f}{\phi_m + \phi_f} \quad (1.59)$$

1.3.8 Compresibilidad Efectiva del Sistema (c_e).

La compresibilidad efectiva (c_e) se define como la suma ponderada con relación al volumen original de aceite (V_{oi}), de las compresibilidades de los componentes del sistema. Se presenta como sigue:

$$c_e = c_o \frac{V_o}{V_{oi}} + c_w \frac{V_w}{V_{oi}} + c_s \frac{V_s}{V_{oi}} = \frac{c_o S_o + c_w S_w + c_f}{\frac{V_{oi}}{V_p}} = \frac{c_t}{S_{oi}}, \quad (1.60)$$

para V_R cte y usando la relación de volumen de fluidos con las saturaciones.

La compresibilidad efectiva (c_e) es un concepto que fue definido, para poder obtener el cambio de volumen total del sistema, mediante el uso del volumen total de aceite original del yacimiento (V_{oi}), sin necesidad de conocer el volumen total del sistema. Es decir, se puede demostrar que:

$$V_{oi} \Delta p c_e = \Delta V_t.$$

Si se compara el concepto de compresibilidad efectiva (c_e) con respecto a la compresibilidad total (c_t), debe entenderse que c_t representa la variación de volumen total al aplicarse un cambio de presión al volumen de poros, mientras que c_e representa una variación de volumen total, equivalente a la anterior, pero al aplicarse el cambio de presión al volumen original de aceite. Además, de los resultados anteriores se puede demostrar que:

$$c = \phi c_t$$

$$c_t = S_{oi} c_e,$$

por lo que

$$c_e > c_i > c$$

y

$$\Delta V_i = V_p \Delta p c_i \text{ (conociendo } V_p \text{ y } c_i)$$

$$\Delta V_i = V_R \Delta p \bar{c} \text{ (conociendo } V_R \text{ y } c).$$

1.3.8.1 Para Yacimientos Convencionales.

c_e queda como se expresa en la Ec.1.60.

1.3.8.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Sabiendo que:

$$V_S c_S = c_{pm} V_{pm} + c_{pf} V_{pf} \text{ (para } V_R = cte)$$

$$V_o = S_{om} \phi_m V_R + \phi_f V_R \text{ (Ec.I.45)}$$

$$V_w = S_{wm} \phi_m V_R \text{ (Ec.I.50)}$$

$$V_{pm} = \phi_m V_R \text{ (Ec.I.46)}$$

$$V_{pf} = \phi_f V_R \text{ (I.47)}$$

y sustituyendo lo anterior en la Ec.1.60:

$$c_e = c_o \frac{S_{oim} \phi_m V_R + \phi_f V_R}{S_{oim} \phi_m V_R + \phi_f V_R} + c_w \frac{S_{wim} \phi_m V_R}{S_{oim} \phi_m V_R + \phi_f V_R} + \frac{c_{pm} \phi_m V_R + c_{pf} \phi_f V_R}{S_{oim} \phi_m V_R + \phi_f V_R} \quad (1.61)$$

Simplificando y ordenando:

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_{wim} \phi_m}{S_{oim} \phi_m + \phi_f} + c_{pm} \frac{\phi_m}{S_{oim} \phi_m + \phi_f} + c_{pf} \frac{\phi_f}{S_{oim} \phi_m + \phi_f} \quad (1.62)$$

Si se considera que $\phi_f \ll \phi_m$, entonces la Ec.1.62 queda:

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_{wim}}{S_{oim}} + \frac{1}{S_{oim} \phi_m} (c_{pm} \phi_m + \phi_f c_{pf}) \quad (1.63)$$

Además de la Ec.1.29, puesto que $V_{pm} \approx V_p$ y $\frac{V_{pf}}{V_p} = \phi_f$:

$$c_f = c_{pm} \phi_m + \phi_f c_{pf} \quad (1.64)$$

por lo tanto, sustituyendo la Ec.1.64 en la Ec.1.63 queda:

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_{wim}}{S_{oim}} + c_f \frac{1}{S_{oim} \phi_m} \quad (1.65)$$

1.4 Balance de Materia.

1.4.1 Mecanismos de Desplazamiento en Yacimientos Convencionales.

Para que un fluido pueda desplazarse, a través de un medio poroso o de un conducto, es necesario que exista un gradiente de presiones. En un yacimiento de hidrocarburos, los fluidos permanecen estáticos, hasta que se establece el gradiente de presiones mediante la perforación y producción de un pozo. Cuando se manifiesta en los fluidos la diferencia de presión, inician su movimiento en dirección a los pozos, estableciéndose el desplazamiento de fluidos. Para que los fluidos se desplacen a los puntos de menor presión, es necesario que otro material llene los espacios que están abandonando los fluidos en movimiento y que a la vez mantengan presión suficiente para que continúe el movimiento.

Los procesos de desplazamiento que se presentan en un yacimiento bajosaturado son los siguientes:

1.4.1.1 Expansión del Sistema Roca-Líquidos ¹¹.

El proceso de desplazamiento por la expansión de los sólidos y los líquidos ocurre cuando en el yacimiento no existe gas en estado libre, para lo cual, es necesario que el yacimiento se encuentre en su etapa de bajosaturación. Por otro lado, tampoco debe existir entrada de agua al yacimiento, debido a que si esto ocurriera, el agua ocuparía los espacios abandonados por el aceite, impidiendo que disminuyera lo suficiente la presión como para que fuera apreciable la expansión de los líquidos y los sólidos.

En conclusión, la producción se deberá exclusivamente a este mecanismo cuando el yacimiento sea volumétrico y esté en su etapa de bajosaturación.

En un yacimiento con las condiciones mencionadas, el aceite será expulsado de los poros, debido a la expansión de los granos de la roca, del agua congénita, del mismo aceite y a la disminución del volumen de la roca, en general.

Al disminuir la presión, aumenta el volumen de sólidos, pero si el volumen total de la roca en el yacimiento se considera como constante, implica que el volumen de poros disminuye. Es decir, que al disminuir la presión disminuye la porosidad del yacimiento. Debido a la misma disminución de la presión por la producción de hidrocarburos, también los líquidos se expanden.

La proporción en que los sólidos y los líquidos se expanden, al disminuir la presión, depende de la compresibilidad de los mismos.

I.4.1.2 Empuje por Agua ¹¹.

El desplazamiento por invasión de agua, es en muchos sentidos similar al del casquete de gas. Los hidrocarburos son desplazados por el agua que invade progresivamente la zona de aceite, por lo que la interfase agua aceite avanza en dirección del desplazamiento.

Atrás de dicha interfase continúa siendo desplazado el aceite, incrementándose la saturación de agua cada vez más. Se considera que el contacto(interfase) agua- aceite, es la frontera externa del yacimiento, de donde proviene el desplazamiento hacia los pozos productores.

En este desplazamiento, si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite desplazable será casi totalmente recuperado por el desplazamiento de agua, puesto que no habrá liberación de gas en solución, o dicha liberación será pequeña.

Para que dicho mecanismo de desplazamiento actúe, es necesario una fuente que suministre agua en forma accesible al yacimiento, al existir una diferencia de presión entre la zona de aceite (yacimiento) y la zona de agua (acuifero), que induzca y mantenga la invasión.

El empuje hidráulico puede ser natural o artificial. Para que se presente en forma natural, la zona de agua debe ser de un gran volumen continuo(comunicado), tener contacto con la zona de aceite, y la permeabilidad de la formación ser lo suficientemente grande para facilitar su filtración adecuada.

I.4.1.3 Desplazamiento por Segregación Gravitacional ¹¹.

La segregación gravitacional o drene por gravedad es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. Para que esta distribución pueda darse, es necesario que exista una permeabilidad vertical suficiente para permitir el flujo de los fluidos más pesados (agua y aceite) hacia abajo, y de los más ligeros (gas) hacia arriba.

La segregación gravitacional, no es propiamente un mecanismo de empuje, ya que se trata de un efecto dentro del yacimiento, que puede contribuir a que otros mecanismos tengan participación, como es el empuje por casquete de gas, o el empuje por entrada de agua, aumentando la eficiencia total de desplazamiento.

Para fines de análisis, se clasifica a la segregación gravitacional como un proceso de desplazamiento, cuando ésta es determinante en la magnitud y eficiencia de desplazamiento sobre los otros mecanismos.

Además de una buena permeabilidad vertical, otros factores que favorecen la segregación de los fluidos dentro del yacimiento, son espesores considerables y/o altos relieves estructurales, así como el que los gradientes hacia los pozos, debido a los ritmos de producción, no gobiernen totalmente el movimiento de los fluidos. Esto último implica que la recuperación en yacimientos donde existe segregación gas y/o agua, es sensible al ritmo de producción. Mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor será la segregación

I.4.1.4 Combinación de Empujes ¹¹.

Los mecanismos de desplazamiento casi nunca se presentan en forma aislada; es decir, que un yacimiento, generalmente está sometido a más de uno de éstos durante su explotación. Al hacer los análisis, puede considerarse que sólo actúa un mecanismo de empuje, cuando la aportación de otros mecanismos es insignificante; pero esto sólo ocurre durante una etapa, ya que al continuar su explotación entrará en acción posteriormente, otro mecanismo de desplazamiento cuya aportación será igual o mayor que el anterior.

De esta forma, se considera que a lo largo de las etapas de explotación del yacimiento, simultáneamente, pueden combinarse los diferentes mecanismos de desplazamiento que expulsarán a los fluidos que se producen.

I.4.2 Mecanismos de Desplazamiento en Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Los principios físicos que controlan la recuperación de hidrocarburos en un yacimiento naturalmente fracturado son los mismos que actúan en un yacimiento convencional. La diferencia estriba en que en los yacimientos convencionales, el desplazamiento de los hidrocarburos se verá asociado a los principios físicos como la presión, temperatura, mojabilidad, etc., y a la homogeneidad del sistema roca – fluidos. Mientras que en los yacimientos fracturados, los mecanismos de desplazamiento se ven afectados además por la

combinación de la baja permeabilidad – alta porosidad-de la matriz y de la alta permeabilidad – baja porosidad-de las fracturas y el tipo de fluidos contenidos en el yacimiento.

Las fuerzas de capilaridad, gravedad, viscosidad y las difusivas son las que mayormente afectan la recuperación y comportamiento de los fluidos en los yacimientos fracturados y convencionales. La influencia de estas fuerzas, sin embargo, es diferente entre estos dos tipos de yacimientos; la capilaridad y la gravedad generalmente son las fuerzas que mayormente actúan en un yacimiento fracturado, mientras que las fuerzas de viscosidad podrían dominar en un yacimiento convencional ¹².

De acuerdo a lo anterior, es importante efectuar un análisis de los principios físicos que ocurren en un yacimiento naturalmente fracturado, durante su etapa de producción, para maximizar la recuperación de los hidrocarburos contenidos en él.

Es posible distinguir diferentes mecanismos de desplazamiento que controlan el flujo de fluidos en los yacimientos naturalmente fracturados. Dentro de estos mecanismos de desplazamiento están los siguientes:

I.4.2.1 Expansión del Sistema Roca – Líquidos.

En la etapa de bajosaturación de un yacimiento volumétrico naturalmente fracturado el único mecanismo de desplazamiento, es la expansión tanto de los sólidos de la roca como del agua congénita y del aceite con su gas disuelto, por lo que la recuperación del aceite depende exclusivamente de la compresibilidad de la roca y de los líquidos. Y aún cuando la expansión del sistema roca – líquidos interviene durante toda la vida productiva del yacimiento, empieza a dejar de ser apreciable cuando se alcanza la presión de burbujeo.

Para comprender cómo interviene en un yacimiento fracturado este mecanismo de desplazamiento, se debe tener presente el conocimiento del elemento básico del sistema matriz - fractura, que consta de un bloque de matriz y una red de fracturas; además hay que tomar en cuenta que dentro del bloque existen posiblemente microfracturas y/o cavernas y que, las fracturas a su vez tienen un canal de flujo por el cual se mueven los fluidos ¹³. (Ver Fig.1.3).

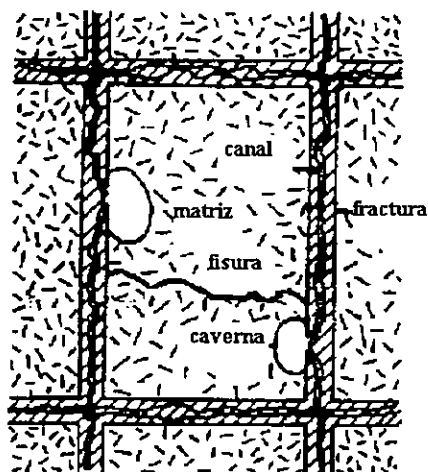


FIG.1.3 ELEMENTO BÁSICO DEL SISTEMA MATRIZ - FRACTURA

En cualquier yacimiento petrolero la presión de sobrecarga permanece constante, pero la presión interna disminuye debido a la extracción de los fluidos, teniéndose como resultado para el caso de un yacimiento naturalmente fracturado una reducción en el ancho de las fracturas como consecuencia de la expansión de los sólidos de la roca.

Se puede despreciar o ignorar en algunos casos la presencia de microfracturas, pero esto no es adecuado ya que, en general, se corre el riesgo de que éstas puedan aumentar de tamaño y dividir al bloque y hacerlo aún más pequeño, lo cual afectaría directamente a algunos mecanismos de desplazamiento; en ocasiones estas microfracturas son impermeables, pero aún así la matriz puede estar en comunicación con las fracturas ⁷.

I.4.2.2 Convección y Difusión.

La convección y la difusión son mecanismos que comúnmente son ignorados o despreciados cuando se estudian yacimientos convencionales, ya que los efectos de estos mecanismos son significativos después de que ha transcurrido cierto tiempo. La presencia de una red de canales de alta permeabilidad acelera este fenómeno, que se detecta generalmente en las formaciones de aceite de gran espesor y altamente fracturadas ^{6,7}.

La convección es el resultado de una inestabilidad ocasionada por los gradientes térmicos verticales que originan que el aceite que está en la cresta del yacimiento viaje o fluya hacia la base. La convección ocurre principalmente a través de las fracturas verticales en los yacimientos de gran espesor o en los bloques de matriz cuando estos son bastante permeables y tiene lugar hasta que el equilibrio es restablecido ⁶.

La presencia del fenómeno de convección origina la variación del punto de burbujeo del aceite.

La difusión se define como el fenómeno que se presenta entre dos fases capaces de mezclarse sin reaccionar; este proceso es debido a la variación de la composición del aceite y del gas, y a la relación entre las fracturas y la matriz.

El fenómeno de difusión se da entre el gas y el aceite o, como se menciona arriba, entre aceites con diferente composición. Concretamente cuando se presenta entre el gas y el aceite, es decir con $p < p_b$, la difusión es el intercambio de componentes entre el gas que se encuentra en las fracturas y el aceite que se encuentra dentro de la matriz, y de esta manera se estaría cayendo fuera los objetivos del presente trabajo, por lo que no se discutirá a detalle.

El fenómeno de convección se puede apreciar en un aceite bajosaturado teniendo en cuenta lo siguiente: el aceite más denso se acumula en la parte inferior del yacimiento, mientras que el aceite más ligero se encuentra en la parte superior. Sin embargo, el aceite en la parte inferior, está a mayor temperatura, lo que origina, en algunos casos, que su densidad llegue a ser menor que la del aceite localizado más arriba; originándose con esto una inestabilidad, cuyo resultado es la convección ⁶.

Existirá convección cuando el efecto de la temperatura sobre la densidad del aceite sea mayor que el efecto de la presión sobre dicha densidad.

Al estudiar un flujo inmisible de gas y aceite en un yacimiento moderadamente fracturado, donde el aceite que se encuentra en las fracturas también se ve influenciado por el gradiente térmico, los procesos de difusión y convección juegan un papel muy importante. El proceso de difusión aunado al proceso de convección, puede transportar grandes volúmenes de gas del aceite que está contenido en los bloques de matriz hasta el casquete de gas, ocasionando un decremento en la presión de burbujeo. Contrariamente este mecanismo también puede transportar al gas desde el casquete hasta el bloque de matriz, ocasionando un incremento en la presión de burbujeo ⁶.

1.4.2.3 Desplazamiento por Gas Disuelto Liberado.

Este mecanismo de desplazamiento es importante en la recuperación del aceite en los yacimientos fracturados, cuando $p < p_b$, y aún cuando el presente trabajo se enfoca al caso en el que $p \geq p_b$, como complemento se describirá brevemente su principio físico de operación. Con este mecanismo de desplazamiento presente, la recuperación del aceite es independiente del gasto de producción; pero depende del nivel de depresionamiento del yacimiento.

Como el volumen de cada burbuja de gas liberada ocupa el volumen de su poro menos su saturación de aceite y su saturación de agua, la burbuja de gas tiende a moverse hacia otros poros más convenientes, por los gradientes de presión presentes en el yacimiento. Para que esta burbuja de gas pueda penetrar dentro de otros poros, es necesario que exista una diferencial de presión (Δp) entre dichos poros.

En el caso de que el nivel de depresionamiento de un yacimiento naturalmente fracturado sea bajo, el empuje por gas disuelto liberado trae como consecuencia una saturación de gas muy baja en los bloques de matriz, debido a que al gas se le da más tiempo para que fluya por las fracturas hacia el pozo o para que se segregue hacia el casquete de gas.

La recuperación de aceite debido a este mecanismo toma lugar esencialmente en poros grandes que pueden representar el 10 o 20% del total de volumen de los poros y el gas que pudiera estar contenido en los poros pequeños es transferido a los poros grandes por el proceso de difusión.

Conforme declina la presión se libera más rápido el gas del aceite; las pequeñas burbujas de gas no se forman en el centro del poro, éstas se forman cerca de las esquinas que forman los granos y cuando estas pequeñas burbujas comienzan a aglutinarse alcanzan un mayor tamaño y la saturación de gas crítica, permitiendo ahora sí, el flujo de gas, el cual se realiza por el centro del poro ya que el gas no moja a la roca.

Cuando existe flujo bifásico, como en el caso de un desplazamiento por gas disuelto liberado, siempre se presentará lo siguiente: el aceite contiene gas disuelto y al reducirse la presión, se libera dicho gas mezclándose con la fase gaseosa existente; por otro lado, el gas que fluye contiene líquido retrógrado, que se condensa y mezcla con el líquido existente cuando declina la presión.

Por consiguiente, cuando aumenta el gas libre en el yacimiento, y existen o hay posibilidades para que el gas se mueva de los bloques de matriz hacia el casquete de gas por diferentes medios, es conveniente conocer que volumen de gas libre fue transferido y su distribución vertical en el yacimiento, para poder realizar algún análisis en relación con la eficiencia de desplazamiento por gas disuelto liberado. Por ejemplo, considérese un yacimiento que empieza a producir y que, después de unos años, la presión cae por debajo de la presión de burbujeo. Si se calcula la liberación de gas y se determina, mediante algún análisis, que el 75% de este gas libre fue transferido hacia el casquete de gas, esta decisión puede causar un considerable error, y relegar la contribución de éste u otros mecanismos que hubiesen actuado también en el yacimiento. Si se supone que al aumentar el gas libre, éste permanece en su mayor parte en la zona de liberación en el yacimiento, la eficiencia de desplazamiento por el mecanismo del gas disuelto liberado es sobreestimada; ya que una gran proporción de este gas tuvo que ser transferido hacia el casquete de gas por medio de la red de fracturas o por el proceso de difusión y convección ^{6,7}.

I.4.2.4 Segregación Gravitacional (Desplazamiento por Drene).

Muchos de los yacimientos naturalmente fracturados tienen espesores y relieves estructurales considerables. Esto propicia que cuando se alcanza la condición de $p < p_b$, cierto gas que se separa del aceite se segrega hacia la cima del yacimiento aumentando o dando origen al casquete de gas y originando un desplazamiento del aceite por drene. Los efectos gravitacionales se deben a la diferencia de densidades entre el aceite y el gas.

Y si $p > p_b$, se está en la etapa de bajosaturación, por lo tanto este mecanismo de desplazamiento no es importante en esta etapa; y dado que el presente trabajo de tesis se enfoca únicamente a yacimientos bajosaturados, entonces sólo se hará una breve descripción de tal mecanismo de desplazamiento.

Cuando las características de un yacimiento permiten que el desplazamiento de sus fluidos se realice en sentido vertical, se tienen las condiciones óptimas de explotación. Las mayores recuperaciones obtenidas corresponden a yacimientos en los que la segregación gravitacional ha desempeñado el papel más importante. En estos yacimientos la matriz posee una permeabilidad vertical que, aunque relativamente baja, permite la acción efectiva de la segregación gravitacional del gas liberado en dicha matriz.

Cuando el contacto gas-aceite entra en un bloque de matriz que tiene cierta altura, el aceite es drenado hacia fuera por la parte baja de los bloques. Los factores que controlan el proceso de desplazamiento por drene son básicamente la presión capilar y la altura del bloque; la velocidad del proceso es controlado por la permeabilidad vertical de los bloques y las respectivas permeabilidades relativas del gas y del aceite.

Se sabe que la presión capilar es función de la tensión interfacial y en el caso de un sistema gas-aceite, ésta es función de la presión y de la temperatura. En realidad, a temperatura constante, la tensión superficial entre el aceite y el gas se incrementa cuando la presión decrece. Esto significa que la presión capilar se incrementa cuando la presión decrece dando como resultado una mayor recuperación del aceite.

Es conveniente aclarar que en algunos yacimientos el gasto de aceite que puede fluir hacia su parte inferior, a contraflujo con el gas liberado, puede ser sustancial. En otros yacimientos, para que actúe la segregación, se deben restringir apreciablemente los ritmos de producción. Esta restricción aunque permite aumentar la recuperación, afectaría su economía, al prolongar el tiempo de explotación^{7, 14}.

La evaluación de la recuperación que se está obteniendo en un yacimiento, en el cual actúa la segregación, se realiza mediante la determinación de la saturación del aceite residual en la zona invadida por el gas liberado segregado. Esta saturación puede obtenerse tomando núcleos a presión o mediante pozos de observación, perforados exclusivamente con la finalidad de rastrear el desarrollo del casquete de gas.

Se debe proceder con sumo cuidado, al evaluar la recuperación en un yacimiento fracturado que, además de poseer condiciones favorables a la segregación tiene aceite volátil, ya que bajo estas condiciones se generará una gran liberación de gas en la parte superior del yacimiento al alcanzarse la presión de saturación. La liberación del gas disuelto se origina precisamente en la parte superior, por dos razones:

- El aceite más ligero, el que tiene más gas en solución y menor presión de saturación, se encuentra comúnmente en dicho sitio y.
- La zona con menor presión se localiza también en la parte superior del yacimiento.

Los yacimientos de aceite volátil, por su gran capacidad de liberar gas en la parte superior del yacimiento, son potencialmente idóneos para proporcionar recuperaciones muy altas, cuando presentan condiciones favorables de segregación. En cierto modo la gran liberación y acumulación de gas así obtenida, es equivalente a la creación de un casquete, por inyección de gas, para desplazar el aceite y evitar el depresionamiento del yacimiento.

1.4.2.5 Empuje por Efectos Gravitacionales e Imbibición.

El empuje hidráulico convencional en general no funciona en yacimientos fracturados; actúan en forma importante los efectos gravitacionales y los de imbibición, si la roca es mojable por agua ⁷.

Las dimensiones de los bloques de matriz toman un lugar muy importante durante el desplazamiento del aceite por efectos gravitacionales y de imbibición; la recuperación de aceite varía dependiendo de las alturas de los bloques de matriz y de la mojabilidad; si las alturas son considerables prevalecerá la gravedad; en cambio, si los bloques son pequeños prevalecerá la imbibición.

El mecanismo de imbibición se reconoce como un factor muy importante en la recuperación del aceite, en un sistema matriz-fracturas donde el agua es el fluido mojante y los efectos gravitacionales son pequeños. Los procesos de imbibición dependen de las propiedades capilares de la matriz de la formación; la cantidad de aceite desplazado de un bloque o elemento matricial, en función del tiempo, generalmente se obtiene en forma experimental.

Se han realizado diversos estudios acerca del comportamiento de flujo en medios fracturados: el procedimiento comúnmente usado ha sido el representar el yacimiento con fracturas regulares por medio de "n" bloques de igual geometría y propiedades, tanto de la roca como del sistema roca-fluidos. De esta forma, es suficiente estudiar el comportamiento del proceso de desplazamiento en un solo bloque, conocido como "bloque unitario", haciendo posteriormente extensivos los resultados a los "n" bloques ^{15, 16}.

Durante el mecanismo de desplazamiento generalmente se supone que la resistencia al flujo dentro de las fracturas es despreciable y que no existen efectos gravitacionales dentro de los bloques de matriz; además hay una tercera suposición, ésta generalmente se hace cuando se analiza el comportamiento del yacimiento: el nivel del agua en las fracturas y en los bloques de matriz avanza uniformemente en la dirección vertical a través del yacimiento. Para evitar la conificación del agua se debe tener sumo cuidado en los ritmos de producción, pues es bien sabido que este fenómeno se desarrolla por el predominio del gradiente de presión hacia el fondo del pozo sobre el gradiente gravitacional y de la capilaridad. Es conveniente por lo tanto, introducir el concepto de velocidad crítica del avance del agua en los yacimientos con sistema matriz-fractura. La velocidad crítica corresponde al avance del agua, en donde el nivel de ésta dentro de las fracturas es el mismo que dentro de la matriz. Esto es esquemáticamente ilustrado en la Fig.I.4.

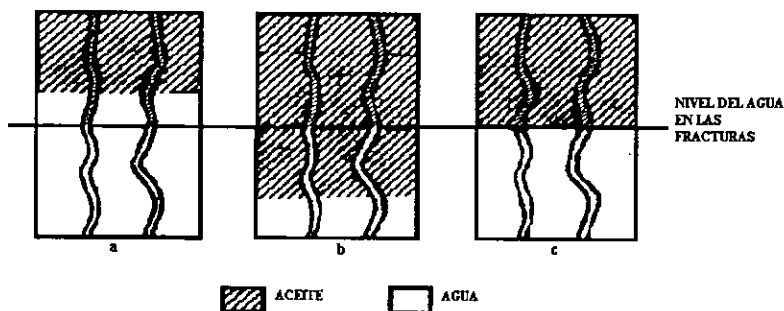


FIG.I.4 IMBIBICIÓN A DIFERENTES VELOCIDADES DE AVANCE DEL AGUA

La Fig.I.4a muestra que el nivel del agua dentro de bloque de matriz está por encima del nivel que se encuentra en las fracturas. Así que, todo el aceite que puede ser recuperable se desplaza del bloque de matriz antes que el agua en las fracturas alcance la cima del bloque.

La Fig.I.4b muestra que el nivel del agua en las fracturas se mueve a mayor velocidad que el agua contenida dentro de la matriz. En este caso, el bloque de matriz estará completamente rodeado por agua antes que la imbibición sea completa en el bloque.

Cuando se tiene la velocidad crítica, que es el caso de la Fig.I.4c, el agua en las fracturas alcanza la cima del bloque de matriz al mismo tiempo que se completa la imbibición dentro de dicho bloque.

Se ha encontrado que si la velocidad de avance del agua en un bloque de matriz es menor o igual que la crítica, la máxima recuperación de aceite debido a la imbibición es obtenida cuando el agua en las fracturas alcanza la cima del bloque. Cuando la velocidad crítica es excedida, la recuperación de aceite es menor que en los anteriores casos al tiempo en que el agua alcanza la cima del bloque. Por desgracia es el caso para la mayoría de los yacimientos fracturados.

Sería sumamente conveniente que en los yacimientos fracturados que se encuentran bajo este mecanismo de desplazamiento, tuviesen velocidades del avance del agua menores o iguales a la crítica. La producción de aceite terminaría en el momento en que el agua alcanzara la cima de la formación; sucediendo lo siguiente: el periodo inicial de producción representaría el tiempo suficiente como para que el agua que desplazará al aceite se encuentre o alinee a un mismo nivel en el fondo de la formación. Una vez que esto sucede, la zona saturada por el agua dentro de los bloques de matriz se encuentra en la misma relación que en la fracturas. Después este "equilibrio" en la zona de imbibición se estabiliza, y se mueve hacia arriba desplazando al aceite con una velocidad constante. Cuando el agua en las fracturas alcanza la culminación del yacimiento, la imbibición en los bloques de matriz y la recuperación de aceite decrecen con el tiempo hasta alcanzar la saturación de aceite residual.

El concepto de un solo bloque supone que el bloque de matriz drena independientemente: pero cuando se tiene un conjunto de bloques se supone que los bloques de matriz interactúan. La interacción entre los bloques por capilaridad continua se da a través de "puentes". Es común que en yacimientos fracturados se suponga que la capilaridad es discontinua entre los bloques de la matriz. Se cree que la incorporación del concepto de capilaridad continua entre los bloques de matriz para representar el desplazamiento por drene o imbibición en un yacimiento fracturado puede resultar más realista que el considerar a ésta como discontinua ¹².

El efecto de las fuerzas capilares en un medio poroso fracturado con flujo multifásico está regido por las presiones capilares de la matriz y de las fracturas. Definir a los bloques de matriz de un yacimiento fracturado como bloques discontinuos, es apropiado sólo si la presión capilar en las fracturas se supone como cero. Sin embargo, no existe razón para creer que esta suposición es correcta. Por el contrario, se cree que es más adecuado suponer o considerar la capilaridad continua entre los bloques de matriz.

I.4.2.6 Sudación.

La producción de aceite en un yacimiento naturalmente fracturado con baja permeabilidad en los bloques de matriz, por medio del mecanismo de sudación, se refiere al efecto combinado de dos tipos de fuerzas ^{6, 7, 17} que juegan un papel muy importante en el desplazamiento del aceite en un bloque matricial. El aceite es sustituido por el agua (o por el gas) presente en las fracturas, cuando este bloque está parcial o totalmente sumergido en agua (o gas). El efecto combinado de estas fuerzas se conoce con el nombre de sudación. Las fuerzas mencionadas son:

- Las de gravedad debido a la diferencia de densidades entre el aceite y el agua (o gas).
- Las de capilaridad debido a la interacción entre el fluido y las paredes de los granos que conforman a la matriz y a la tensión interfacial entre los fluidos no miscibles.

Una gran cantidad de suposiciones se necesitan hacer para que el proceso físico pueda ser descrito matemáticamente, y todavía aún, los experimentos de laboratorio son cuestionables.

I.4.2.7 Combinación de Empujes.

Simultáneamente, en un yacimiento naturalmente fracturado se pueden presentar varios mecanismos de desplazamiento, es decir, puede haber una combinación de empujes.

Un yacimiento naturalmente fracturado presenta diversas zonas verticales, que pueden ser distinguidas a cierta condición de presión (durante las etapas de bajosaturación y/o de saturación); las cuales básicamente son: un casquete de gas, una zona invadida por el casquete de gas, una zona de saturación de aceite con gas libre móvil y de gas libre inmóvil, una zona bajosaturada, una zona invadida de agua y un acuífero adyacente al yacimiento. Gráficamente tales zonas se muestran en la Fig.I.5, así como la posible combinación de empujes.

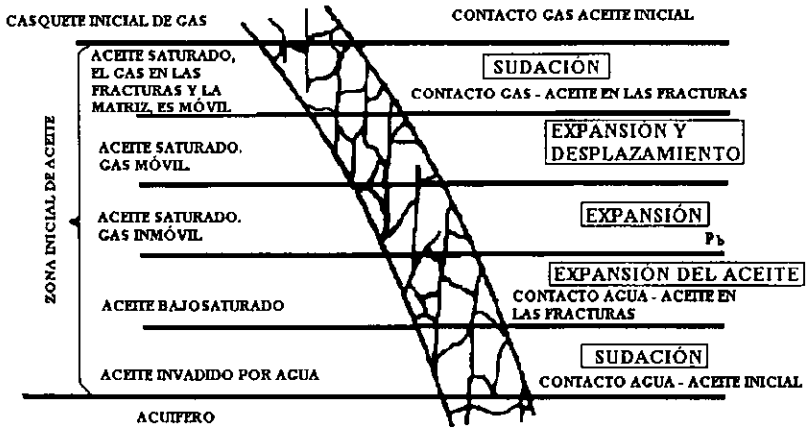


FIG.1.5 MECANISMOS DE RECUPERACIÓN ACTUANDO SIMULTÁNEAMENTE

I.4.3 Desarrollo de la Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Convencionales ^{11, 18}.

Cuando la presión promedio del yacimiento disminuye de un valor inicial p_i a una presión menor p , en un yacimiento petrolero que produce por encima de la presión del punto de burbuja, el volumen de poros inicial del yacimiento V_{pi} disminuye a un valor V_p debido a la compresibilidad de la roca o formación c_f . Empleando una compresibilidad promedio de la formación expresada en unidades de volumen poroso por volumen poroso por unidad de presión, cuando la presión promedio del yacimiento disminuye Δp , el volumen de poros a la presión menor puede expresarse aproximadamente como:

$$V_p = V_{pi} (1 - c_f \Delta p), \quad (1.66)$$

ecuación que se obtiene a partir de la definición de compresibilidad.

A medida que la presión promedio del yacimiento disminuye, el volumen inicial de agua congénita, $S_{wi} V_{pi}$, aumenta a un valor de $S_{wi} V_{pi} (1 + c_w \Delta p)$, donde c_w es la compresibilidad promedio del agua en el yacimiento en el intervalo de presión ($p_i - p$). Si durante el intervalo entran al yacimiento W_e barriles de agua a condiciones de yacimiento y se producen W_p barriles de agua a condiciones estándar, con un factor volumétrico B_w en bl/BF , el volumen de agua en el yacimiento a la presión menor es:

$$V_w = S_{wi} V_{pi} (1 + c_w \Delta p) + W_e - B_w W_p \quad (1.67)$$

La diferencia entre los dos volúmenes ($V_p - V_w$) es el volumen del aceite que permanece en el yacimiento a la presión inferior, o $B_o(N - N_p)$, y por lo tanto:

$$B_o (N - N_p) = V_{pi} (1 - c_r \Delta p) - S_{wi} V_{pi} (1 + c_w \Delta p) - W_e + B_w W_p \quad (1.68)$$

Pero el volumen de poros inicial es $N B_{oi} / (1 - S_{wi})$; sustituyendo este valor por V_{pi} en la Ec.1.68 y dividiendo ambos lados de la ecuación por B_{oi} ,

$$N \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right) - N_p \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right) = \frac{N(1 - c_r \Delta p)}{1 - S_{wi}} - \frac{S_{wi} N(1 + c_w \Delta p)}{1 - S_{wi}} - \frac{W_e}{B_{oi}} + \frac{B_w W_p}{B_{oi}} \quad (1.69)$$

Los términos de la Ec.1.69 pueden reagruparse y escribirse como:

$$N B_{oi} \left[\frac{B_o}{B_{oi}} - 1 + \frac{(S_{wi} c_w + c_r) \Delta p}{1 - S_{wi}} \right] = N_p B_o - W_e + B_w W_p \quad (1.70)$$

Aunque la Ec.1.70 es correcta, algunos ingenieros a veces introducen la compresibilidad del aceite c_o en la Ec.1.70, expresando la compresibilidad del aceite como:

$$c_o = \frac{B_o - B_{oi}}{B_{oi} \Delta p} \quad (1.71)$$

de donde:

$$\frac{B_o}{B_{oi}} = 1 + c_o \Delta p$$

Sustituyendo este valor de B_o/B_{oi} sólo en el primer término de la Ec.1.69, y reagrupando los términos de N al lado izquierdo de la ecuación:

$$N \left[1 + c_o \Delta p - \frac{(1 - c_r \Delta p)}{1 - S_{wi}} + \frac{S_{wi} (1 + c_w \Delta p)}{1 - S_{wi}} \right] = N_p \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right) - \frac{W_e}{B_{oi}} + \frac{B_w W_p}{B_{oi}} \quad (1.72)$$

El coeficiente de N en el corchete cuadrado puede reducirse a:

$$\left[\frac{S_{oi}c_o + S_{wi}c_w + c_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta p. \quad (1.73)$$

El coeficiente de Δp en la Ec.1.73, es la compresibilidad efectiva del sistema a las condiciones iniciales, (c_e), e incluye las compresibilidades del aceite, del agua congénita y de la formación:

$$c_e = \frac{c_o S_{oi} + c_w S_{wi} + c_f}{S_{oi}}.$$

Por último, la Ec.1.72 puede escribirse como:

$$NB_{oi}c_e \Delta p = N_p B_o - W_c + B_w W_p. \quad (1.74)$$

En yacimientos volumétricos $W_c = 0$ y W_p por lo general es insignificante; por consiguiente, la Ec.1.74, se reduce a:

$$N = \frac{N_p B_o}{c_e \Delta p B_{oi}}. \quad (1.75)$$

Si no se consideran las compresibilidades de la formación y del agua, es decir, $c_w = 0$ y $c_f = 0$, entonces $c_e = c_o$ y la Ec.1.75 se reduce a:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_o}. \quad (1.76)$$

1.4.4 Desarrollo de la Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Cuando la presión promedio del yacimiento disminuye de un valor inicial a una presión menor en un yacimiento bajosaturado que produce por encima del punto de burbuja, el volumen de poros inicial (V_{pi}) disminuye a un valor (V_p) debido a la compresibilidad de la roca. Entonces el volumen poroso a la presión menor puede calcularse por:

$$V_p = V_{pi}(1 - c_f \Delta p). \quad (1.77)$$

Donde para yacimientos fracturados, de las Ecs.1.3 y 1.29, se tiene que

$$V_{pi} = V_{pim} + V_{pif}$$

y

$$c_f = \frac{1}{V_{pi}} (c_{pm} V_{pim} + c_{pf} V_{pif}).$$

Sustituyendo las Ecs.1.3 y 1.29 en la Ec.1.77, se tiene:

$$V_p = (V_{pim} + V_{pif}) \left(1 - \frac{1}{(V_{pim} + V_{pif})} (c_{pm} V_{pim} + c_{pf} V_{pif}) \Delta p \right), \quad (1.78)$$

simplificando y ordenando queda:

$$V_p = V_{pim} (1 - c_{pm} \Delta p) + V_{pif} (1 - c_{pf} \Delta p). \quad (1.79)$$

A medida que la presión del yacimiento disminuye el volumen inicial de agua congénita aumenta y ese volumen de agua a la presión menor del yacimiento, si no se considera la entrada de agua de un acuífero y la producción de agua, es igual a:

$$V_w = S_{wi} V_{pim} (1 + c_w \Delta p). \quad (1.80)$$

La diferencia entre los dos volúmenes ($V_p - V_w$) es el volumen de aceite que permanece en el yacimiento (volumen de aceite remanente) a la presión inferior y es igual a $B_o(N - N_p)$, por lo tanto este volumen es igual a:

$$B_o(N - N_p) = [V_{pim}(1 - c_{pm}\Delta p) + V_{pif}(1 - c_{pf}\Delta p)] - S_{wi}V_{pim}(1 + c_w\Delta p), \quad (1.81)$$

sabiendo que (ver las Ecs.1.46 y 1.47):

$$V_{pim} = \phi_m V_R = \phi_m \left(\frac{NB_{oi}}{(1 - S_{wim})\phi_m + \phi_f} \right) \quad (1.82)$$

y

$$V_{pif} = \phi_f V_R = \phi_f \left(\frac{NB_{oi}}{(1 - S_{wim})\phi_m + \phi_f} \right) \quad (1.83)$$

entonces:

$$B_o(N - N_p) = \frac{NB_{oi}}{(1 - S_{wim})\phi_m + \phi_f} [\phi_m(1 - c_{pm}\Delta p) + \phi_f(1 - c_{pf}\Delta p) - S_w\phi_m(1 + c_w\Delta p)]. \quad (1.84)$$

Ordenando y simplificando se tiene:

$$N \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right) - N_p \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right) = \frac{N}{(1 - S_{wim})\phi_m + \phi_f} [(1 - S_{wim})\phi_m + \phi_f - \phi_m c_{pm}\Delta p - \phi_f c_{pf}\Delta p - S_{wim}\phi_m c_w\Delta p]. \quad (1.85)$$

Los términos de la Ec.1.85, pueden reagruparse y escribirse:

$$N \left(\frac{B_o}{B_{oi}} - \frac{(1 - S_{wim})\phi_m + \phi_f - \phi_m c_{pm}\Delta p - \phi_f c_{pf}\Delta p - S_{wim}\phi_m c_w\Delta p}{(1 - S_{wim})\phi_m + \phi_f} \right) = N_p \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right). \quad (1.86)$$

Sabiendo que:

$$\frac{B_o}{B_{oi}} = 1 + c_o \Delta p,$$

y sustituyendo en la ecuación anterior:

$$N \left(1 + c_o \Delta p - \frac{(1 - S_{win}) \phi_m + \phi_f - \phi_m c_{pm} \Delta p - \phi_f c_{pf} \Delta p - S_{win} \phi_m c_w \Delta p}{(1 - S_{win}) \phi_m + \phi_f} \right) = N_p \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right), \quad (1.87)$$

que se puede re-escribir como:

$$N \left(1 + c_o \Delta p - 1 + \frac{\phi_m c_{pm} \Delta p + \phi_f c_{pf} \Delta p + S_{win} \phi_m c_w \Delta p}{(1 - S_{win}) \phi_m + \phi_f} \right) = N_p \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right). \quad (1.88)$$

Simplificando y factorizando:

$$N \left(c_o + \frac{S_{win} \phi_m c_w + \phi_m c_{pm} + \phi_f c_{pf}}{(1 - S_{win}) \phi_m + \phi_f} \right) \Delta p = N_p \left(\frac{B_o}{B_{oi}} \right). \quad (1.89)$$

Sustituyendo la Ec.1.62 en la Ec.1.89 queda:

$$N c_e \Delta p B_{oi} = N_p B_o. \quad (1.90)$$

Si no se consideran las compresibilidades de la formación y del agua, es decir, $c_w = 0$ y $c_r = 0$, entonces $c_e = c_o$ y la Ec.1.90 se reduce a:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{B_o - B_{oi}}{B_o}. \quad (1.91)$$

Si se considera que hay producción y entrada de agua queda:

$$N c_e \Delta p B_{oi} = N_p B_o - W_e + B_w W_p. \quad (1.92)$$

Se puede observar que la forma final de la ecuación de balance de materia es la misma para yacimientos convencionales y para yacimientos naturalmente fracturados; sin embargo, la expresión para calcular c_e es diferente en ambos casos.

CAPÍTULO II

VARIACIÓN DEL VOLUMEN DE ROCA DE UN YACIMIENTO CON LA PRESIÓN

II.1 Introducción.

La compresibilidad de la roca de un yacimiento es un factor que normalmente es despreciado en los cálculos realizados en la Ingeniería de Yacimientos. Esto es debido en parte al hecho de que se tiene poca información publicada de valores de compresibilidad de la roca de areniscas y calizas. La omisión de la compresibilidad de la roca es justificada en los cálculos realizados para yacimientos saturados; sin embargo, para los yacimientos volumétricos en su etapa de bajosaturación, la compactación de la roca y expansión de los sólidos, causadas por la declinación de la presión del yacimiento, pueden ser de tal magnitud que afectan notablemente la predicción del comportamiento del yacimiento y el cálculo de N^2 .

Es por ello que tomar en cuenta la variación del volumen de roca de un yacimiento petrolero en la etapa de bajosaturación, como resultado de la extracción de fluidos, puede resultar significativo en ciertas circunstancias, para realizar cálculos de parámetros importantes, tal como el que se mencionó arriba (volumen original de hidrocarburos, N), pero además para calcular: el volumen producido acumulado a un cierto tiempo, N_p , la porosidad, las compresibilidades de la roca, de la formación o de los sólidos, entre otros.

En este capítulo se analizarán aquellos factores que inciden en la variación del volumen de roca de un yacimiento, como son: la declinación de la presión del yacimiento por la extracción de fluidos y la presión ejercida por el peso de los estratos suprayacentes sobre la formación productora. También, se presenta la descripción y las causas de la ocurrencia del fenómeno geológico conocido como "subsistencia", y que a manera de anticipación, para el caso de un yacimiento petrolero, puede ocurrir por la compactación de la formación productora al comenzar a extraer los hidrocarburos.

Para facilitar la comprensión del desarrollo de los temas de este capítulo, a continuación se definirán algunos conceptos importantes ^{4,11}:

- Presión de poro (p): es la presión a la que están sujetos los fluidos dentro de los poros de la roca de un yacimiento; también se le conoce como presión interna o presión del yacimiento.
- Presión de sobrecarga (p_{ext}): es la presión ejercida por el peso de los estratos suprayacentes sobre la formación productora, también se le llama presión de confinamiento o presión externa.
- Presión efectiva o neta (p_{eff}): es la diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión de poro, es decir:

$$p_{eff} = p_{ext} - p$$

A la presión efectiva o neta también se le conoce como esfuerzo efectivo o esfuerzo neto.

II.2 Efectos que Provoca la Variación del Volumen de Roca de un Yacimiento.

II.2.1 Efecto de la Compactación de la Formación en la Estimación de la Compresibilidad de la Formación (c_f).

Los efectos de la compresibilidad de la roca son de mayor relevancia en: (1) el cálculo del volumen original del aceite (N) y (2) en la realización de estudios del comportamiento de un yacimiento.

Se han realizado una serie de pruebas para obtener valores usuales de la compresibilidad de la roca de un yacimiento.

La compresibilidad total o efectiva de una roca de un yacimiento es el resultado de dos factores separados: la expansión de los granos individuales de la roca, causada por el decremento de la presión interna de los fluidos y la compactación de la formación, causada porque los fluidos del yacimiento tienen menos oposición al peso de los estratos superiores, al disminuir la presión del yacimiento. Ambos factores influyen en la disminución de la porosidad.

Se han realizado pruebas de laboratorio ² de tal manera que los valores representativos de la compresibilidad fueron el resultado de la combinación de ambos factores, así se duplicaron, lo más cercanamente posible, las condiciones prevalecientes en el yacimiento. La Fig.II.1 muestra el diagrama del equipo usado para la determinación de la compresibilidad de la roca.

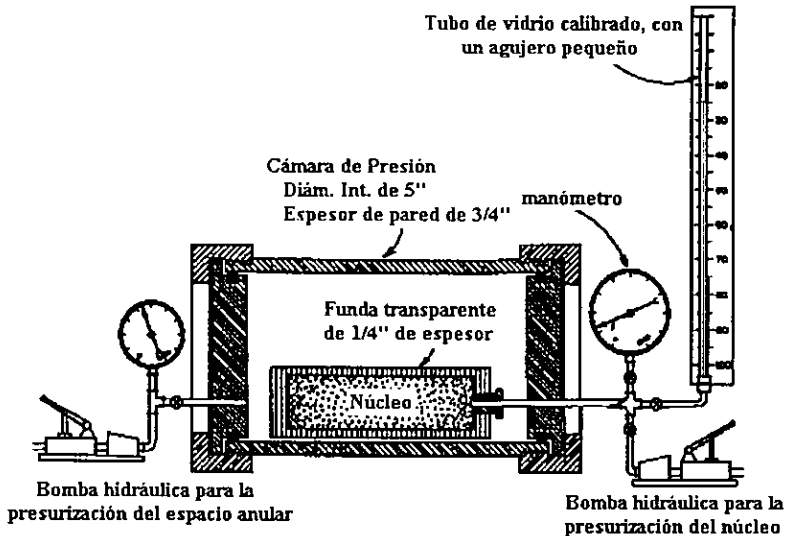


FIG. II.1 DIAGRAMA DEL EQUIPO USADO PARA LAS PRUEBAS DE LA COMPRESIBILIDAD DE UNA ROCA

Las rocas usadas en estas pruebas fueron núcleos de formaciones productoras de areniscas y calizas, que tenían un diámetro entre 2 y 3 pulgadas y una longitud de 5 a 6 pulgadas. Para representar el efecto del peso de los estratos suprayacentes, se aplicó una presión externa hidrostática de 3000 psig en toda la superficie de los núcleos (el valor de la presión externa fue variado para diferentes pruebas y no hubo cambios evidentes en los valores medidos de la compresibilidad). Al inicio de las pruebas se estableció una presión estática en el fluido que se encuentra en el interior del núcleo, aproximadamente de 1500 psi. Esta presión se fue reduciendo en pasos de 100 a 200 psi.

Se obtuvieron mediciones precisas de la producción del líquido para cada decremento en la presión, con el arreglo del equipo mostrado en la Fig.II.1; estas mediciones en la producción del líquido incluyeron el resultado de tres factores: (1) la expansión del sistema externo al núcleo, (2) la expansión del líquido contenido en el espacio poroso de la roca y (3) la reducción en el volumen poroso causado por la compactación de la roca y la expansión de los granos. Conociendo el espacio poroso en el núcleo y la compresibilidad del fluido con el cual fue saturado, entonces se puede calcular la expansión del líquido en el núcleo, al tener una caída de presión. La reducción en el volumen de poros debido a la compresibilidad efectiva de la roca se pudo entonces determinar, restando los dos conceptos anteriores de la producción medida del fluido.

Por otra parte, la reducción en la porosidad fue usada para obtener valores de la compresibilidad de la roca. Todos los valores de compresibilidades son expresados como "cambio en el volumen de poros por unidad de volumen de poros, con la presión".

La Fig.II.2 muestra los valores obtenidos de la compresibilidad, donde se observa que hay una buena correlación entre la compresibilidad de la roca y la porosidad. En las pruebas se incluyó una amplia variedad de rocas de yacimientos de areniscas y calizas, que cubren el rango de porosidades existentes en la mayoría de los yacimientos en producción.

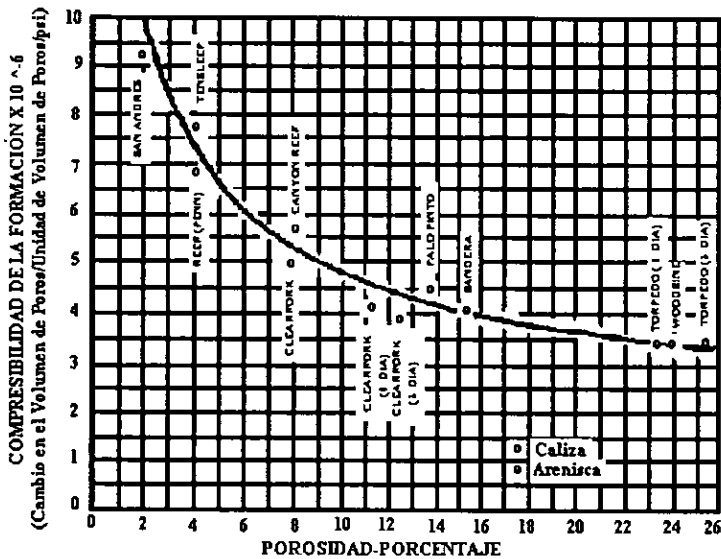
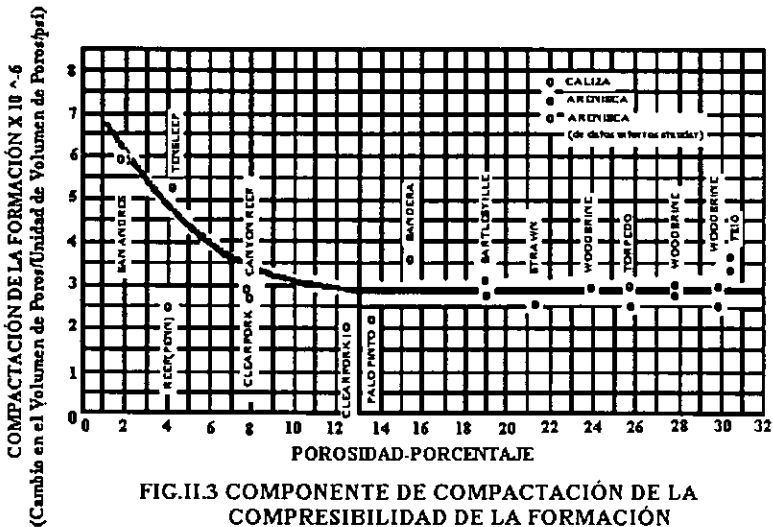


FIG.II.2 COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN

De la variedad de las rocas usadas en las pruebas y la buena correlación de la compresibilidad de la roca con la porosidad, los resultados se consideran aplicables para obtener valores de compresibilidad de la roca, en más yacimientos con diferentes tipos de rocas. Todos los valores de compresibilidades fueron obtenidos a una temperatura de 95 °F; en los trabajos que se realizaron para obtener la compresibilidad de la roca se varió la temperatura en un rango de 91°F a 146 °F, pero se presentaron cambios muy pequeños en la compresibilidad. Por consiguiente, no se encontró una relación aparente entre la temperatura y la compresibilidad.

Esta correlación no es aplicable en arenas no consolidadas o en formaciones altamente fracturadas.

Se publicaron compresibilidades de areniscas, mostrando los resultados un componente de compactación de la formación en la compresibilidad total. La conjunción de estos dos conceptos se muestra en la Fig.II.2; con pruebas adicionales se determinó qué parte de los valores de la compresibilidad total fueron debido a la compactación de la formación; en la Fig.II.3 se presenta una comparación de estos resultados, los cuales muestran una buena concordancia de los componentes de compactación de la formación obtenidos en estas pruebas independientes. La diferencia entre los valores de compresibilidad mostrados en las Figs. II.2 y II.3 representa la cantidad de expansión de la roca que puede ser atribuida a la expansión de los granos de la roca.



De la gráfica de compresibilidad total del yacimiento contra la porosidad, Fig.II.2, es posible estimar el cambio en la porosidad, al ocurrir un decremento en la presión. El cambio en el porcentaje poroso es pequeño, variando desde 1%, por 1000 psi, para la muestra de porosidad 2 %, hasta 0.33% para una porosidad de 25%; aún cuando el cambio en porcentaje del espacio poroso es pequeño, la reducción en el espacio poroso representa una cantidad apreciable para el cálculo de la producción del aceite en los yacimientos bajosaturados.

II.2.2 Efecto que se tiene al Calcular N si se Considera o no el Cambio en la Porosidad de la Roca.

Si el cambio en la porosidad no es considerado en los cálculos de balance de materia en un yacimiento volumétrico bajosaturado, se tendrá una sobre estimación en las reservas, que se tienen en el yacimiento.

Debido al cambio en la porosidad como resultado de la compresibilidad de la roca, la producción de aceite (N_p) no es solamente por la expansión de los líquidos. Por lo tanto el cambio de la porosidad de la roca debe de ser también tomado en cuenta para calcular el volumen original del aceite (N) y así obtener la verdadera producción debido a la expansión del aceite.

Si la compresibilidad del aceite y la compresibilidad de la roca total o efectiva son del mismo orden en magnitud y no se considera la compresibilidad de la roca en los cálculos de balance de materia, se tendrán errores en la estimación de la reserva. La Fig.II.4 muestra la importancia de la incorporación de la compresibilidad de la roca en los cálculos de balance de materia en yacimientos volumétricos bajosaturados, convencionales.

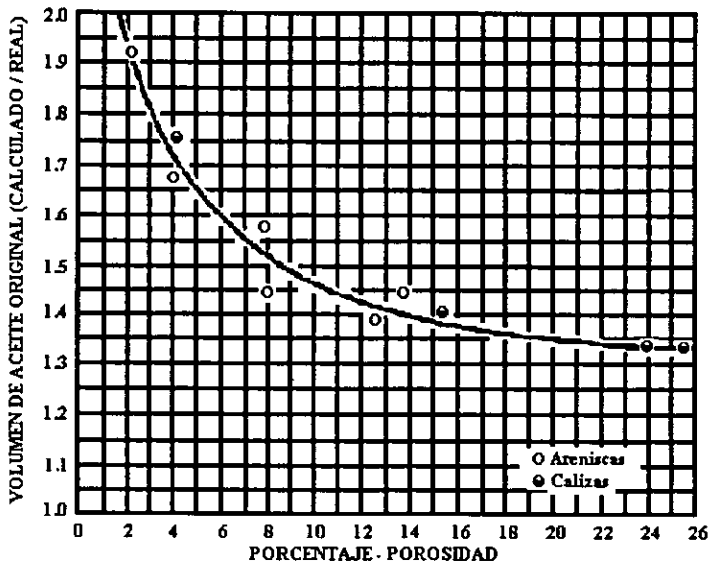


FIG.II.4 EFECTOS DE LA COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA EN EL CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL DE ACEITE EN LOS YACIMIENTOS BAJOSATURADOS

Se realizaron cálculos para mostrar la diferencia al calcular (N) omitiendo o no omitiendo los efectos de la compresibilidad de la roca. En todos los casos se supuso que la compresibilidad del fluido es de 10×10^{-6} psia, que es semejante en magnitud a la compresibilidad de la roca; entonces, si ésta se desprecia en los cálculos de N en el yacimiento y cubriendo rangos prácticos de porosidades, el error cometido es de alrededor del 30 al 100% del valor real del volumen original del aceite.

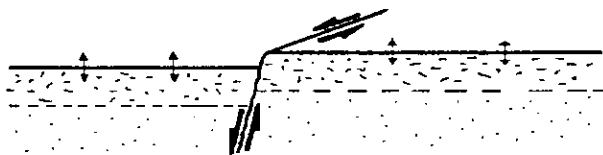
II.3 Fenómeno Geológico de Subsistencia.

II.3.1 Definición de Subsistencia.

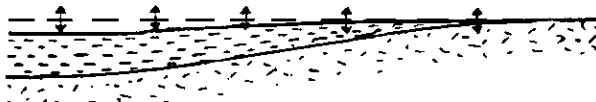
El término de "subsistencia" normalmente es aplicado al hundimiento de la superficie terrestre desde un nivel superficial de referencia hasta un nivel más bajo, y puede ser provocado por una estructura geológica descendiendo o compactándose, o también por un estrato colapsándose dentro de una cavidad subterránea. Usualmente la subsistencia se refiere al desplazamiento vertical de la superficie terrestre, pero también implica en gran medida el movimiento horizontal de puntos adyacentes de la superficie terrestre por el acompañamiento del movimiento descendente ¹⁹.

El hundimiento de la superficie terrestre, puede provenir de razones geológicas regionales como puede ser de actividades tectónicas o volcánicas; o de la remoción de material debajo de la superficie, como cuando se construye un túnel o se efectúan operaciones mineras; o de situaciones naturales (subsistencia natural) tales como ocurre con fosas o huecos generados en rocas calizas. También las propiedades de la tierra juegan un papel importante en la generación de subsistencia, al establecer su comportamiento, y particularmente sus características de consolidación en relación con las condiciones y magnitudes de las cargas soportadas.

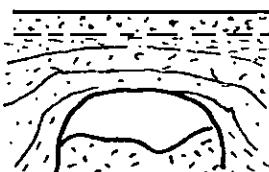
Algunos ejemplos de subsistencia natural involucrando efectos relativamente conocidos son ilustrados en la Fig. II.5; el movimiento de masas de tierra por deslizamiento provocado por la gravedad es bien conocido particularmente en regiones montañosas, mientras que los terremotos pueden hacer descender súbitamente depósitos no consolidados; el colapso por cavidades creadas por la disolución del agua en domos salinos tiene resultados similares, en cuanto a subsistencia, que el colapso por grandes espacios vacíos naturales generados por el flujo de lava.



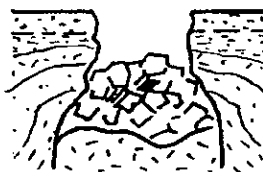
(a) Terremotos induciendo movimiento a lo largo de planos de falla



(b) Terremotos induciendo subsidencia adicional y súbita en ambientes deltaicos y en otros depósitos no consolidados



Formación de espacios vacíos en domos salinos por la acción del agua subterránea



Colapso de capas de roca lo cual puede ser súbito e inadvertido



(c) Colapso de espacios vacíos naturales asociados con domos salinos y con el flujo de lava



(d) Inestabilidad natural de masas de tierra como resultado del deslizamiento por gravedad, el cual puede ser por el movimiento paulatino del terreno o por otros fenómenos naturales

FIG.II.5 EJEMPLOS DE SUBSIDENCIA NATURAL

La subsidencia de la superficie terrestre está asociada al ciclo geológico, es decir, a aquellos procesos geológicos responsables de la estructuración de la corteza terrestre. Los procesos básicos del ciclo geológico son: (1) la erosión, (2) la depositación, y (3) el movimiento terrestre, los cuales se repiten.

El proceso de erosión incluye el resultado de la acción del agua en cuanto a la descomposición mecánica o química de las rocas de la tierra, los cambios de temperatura de las rocas superficiales expuestas a la intemperie, los efectos de la acción del viento, especialmente en regiones áridas, la acción y el efecto de la glaciación, y la acción de las olas del mar. El proceso de depositación incluye principalmente la acción del agua, y con menos importancia

significativa la acción del viento, para provocar la acumulación de depósitos. El proceso del movimiento terrestre es intermitente en relación con los otros dos, y puede originarse por fallamiento, por actividad volcánica, por un terremoto, o por otras causas.

II.3.2 Clasificación de la Subsistencia.

Prokopovich ^{20, 21} desarrolló una clasificación del fenómeno geológico de subsidencia basándose en el origen de los diversos tipos de subsidencia. El esquema de su clasificación contiene dos subdivisiones principales: subsidencias exogenética y endogenética (Fig. II.6). La subsidencia exogenética describe los procesos que se originan cerca de la superficie terrestre, incluyendo la actividad humana, tal como la extracción de fluidos de un yacimiento. La subsidencia endogenética describe los procesos que se originan esencialmente dentro de la corteza terrestre. Naturalmente, de acuerdo a esta clasificación, la ocurrencia de la subsidencia puede ser además dividida en subsidencia originada por plegamiento, fallamiento, vulcanismo, etc.

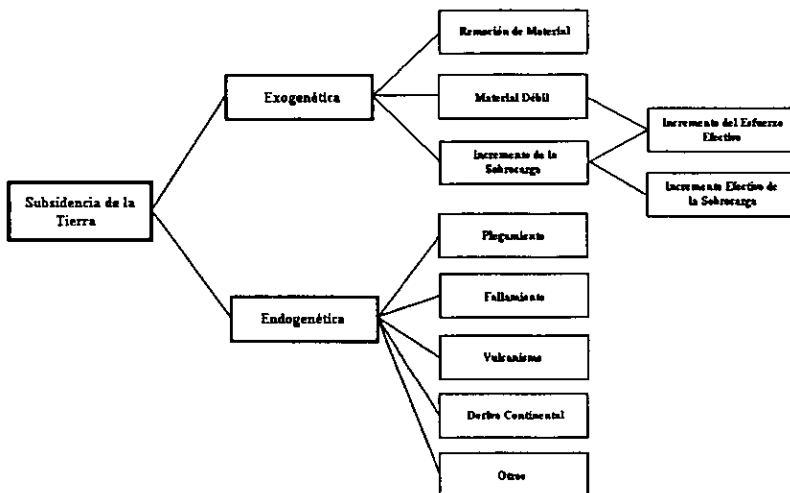


FIG.II.6 CLASIFICACIÓN GENÉTICA DE PROKOPOVICH DE LA SUBSIDENCIA DE LA TIERRA

II.3.3 Subsistencia como Resultado de la Extracción de Fluidos.

La extracción en gran escala de fluidos (agua, gas y/o aceite) a partir de sedimentos subsuperficiales, trae como resultado la compactación de dichos sedimentos y en algunas circunstancias una subsecuente subsidencia superficial. La compactación es la consecuencia de la acción simultánea de diversos fenómenos que son inducidos por el incremento de la presión efectiva sobre la matriz (causado por la reducción de la presión de poro debido a la extracción

de fluidos). La compresibilidad alta de sedimentos no consolidados (o semiconsolidados), el decremento de la presión de poro, el confinamiento de un yacimiento, la alta porosidad y la baja permeabilidad vertical, contribuyen en la cantidad y la distribución areal de la subsidencia superficial final.

El parámetro que indica el grado de compactación de sedimentos subsuperficiales, es la compresibilidad, c , de los sedimentos.

Cuando ocurre subsidencia superficial por la extracción de fluidos en gran escala, desde un yacimiento petrolero, ésta puede llegar a ser un peligro severo en sus inmediaciones, si existe habitación humana o instalaciones industriales. Las consecuencias perjudiciales por la extracción de fluidos, sin embargo, pueden ser predichas y disminuidas, examinando una muestra (núcleo) de roca del yacimiento, y de sus fluidos, seguido de una simulación matemática. Este examen preliminar revelará la existencia y el grado de compactación, y la subsecuente subsidencia, que tomará lugar si los fluidos son extraídos. Una estimación de las consecuencias ambientales, puede entonces realizarse antes de que la extracción de fluidos subsuperficiales dé comienzo.

La compactación de un yacimiento petrolero durante la etapa de producción sirve para mantener la presión de poro, la cual puede llegar a ser una energía disponible significativa para desplazar el aceite hasta los pozos productores. Así, si un campo petrolero se localiza en un ambiente geológico que no es muy sensible a la compactación, entonces se puede tener una alta tolerancia en cuanto a la máxima recuperación de aceite. Por el contrario, si el campo petrolero está en una área sensible, se debe hacer una cuidadosa evaluación del impacto de la subsidencia superficial y si es necesario se puede considerar un programa de inyección de agua para mantener la presión de poro o abandonar el proyecto, y así minimizar la compactación / subsidencia.

La subsidencia por la extracción de fluidos subsuperficiales se da en dos tipos principales de ambientes: (1) en rocas carbonatadas con huecos originados por disolución, y (2) depósitos de sedimentos no consolidados en un ambiente marino, lacustre o aluvial.

Adicionalmente, los yacimientos geológicamente jóvenes, poco profundos, con gran espesor, extensos lateralmente, arcillosos, sin cementantes y sin material diagénético, y con una alta porosidad in-situ (arriba de 39%) son excelentes candidatos para ser propensos a la subsidencia²⁰.

Los aceites pesados frecuentemente se encuentran en arenas poco profundas, con baja compactación y baja consolidación; por lo que son fácilmente susceptibles a la compactación debido a la extracción de fluidos, lo que reduce la presión de poro, y en consecuencia los eventos geológicos posteriores conducen finalmente a la subsidencia superficial.

Hoy en día la subsidencia de la superficie terrestre es causada, usualmente, por la extracción de fluidos (agua, gas y/o aceite) de un yacimiento. La litología principal y las características estructurales de un área superficial propensa a la subsidencia, incluyen las siguientes ²⁰:

- Los sedimentos son no consolidados y carecen de cementantes apreciables;
- La sección de sedimentos es gruesa;
- La porosidad de las arenas es alta (20 – 40%);
- Las arenas están interestratificadas con arcillas, limos finos y/o limolitas, y lutitas;
- La producción de fluidos es voluminosa;
- El nivel de los fluidos en los pozos exhibe grandes caídas;
- En el caso de áreas productoras de agua, los acuíferos cubren grandes áreas, y son someros;
- El ritmo de la subsidencia es cíclico, controlado por las fluctuaciones en el nivel estacional de los fluidos;
- La edad de los sedimentos es el Plioceno o más jóvenes para el caso de horizontes productores de agua, y el Mioceno o más jóvenes para el caso de áreas productoras de aceite;
- Las formaciones productoras se localizan a poca profundidad, 300 – 1000m (1000 – 3300 pies);
- La sobrecarga está compuesta de sedimentos estructuralmente débiles;
- En los horizontes productores de aceite, los estratos del yacimiento son planos o con buzamiento moderado en la cresta de la estructura.

En la áreas con subsidencia, es común que se presente un movimiento horizontal acompañando al movimiento descendente ²⁰. El grado de movimiento horizontal es función de las profundidades y los espesores de los horizontes compactados, y de la magnitud de la subsidencia.

Según Allen ^{20, 22}, a profundidades muy someras, las arcillas y limos son usualmente los materiales mayormente compresibles, mientras que a profundidades más grandes (300 – 1000 m ó 1000 – 3300 pies) las arenas constituyen el material mayormente compresible.

II.3.4 Caso de Campo (Campo Ekofisk).

Para ejemplificar por medio de un caso real la relevancia que toma en ciertas circunstancias el comportamiento variable del volumen de la roca de un yacimiento, a continuación se describirán cuales han sido los efectos provocados, tanto por la compactación de la roca de un campo petrolero, conocido como Campo Ekofisk, así como por la presencia de subsidencia.

Descripción Geológica del Campo Ekofisk.

El Campo Ekofisk está localizado en una zanja geológica central en la parte Sureste del sector noruego del Mar del Norte (Fig. II.7), y es una estructura anticlinal alargada, con longitud axial en la dirección norte – sur. La extensión areal es de aproximadamente 4.2 x 5.8 millas (6.8 x 9.3 km), y el espesor de los sedimentos de sobrecarga en la cresta de la estructura es de 9300 pies (2840 m) (Fig. II.8).

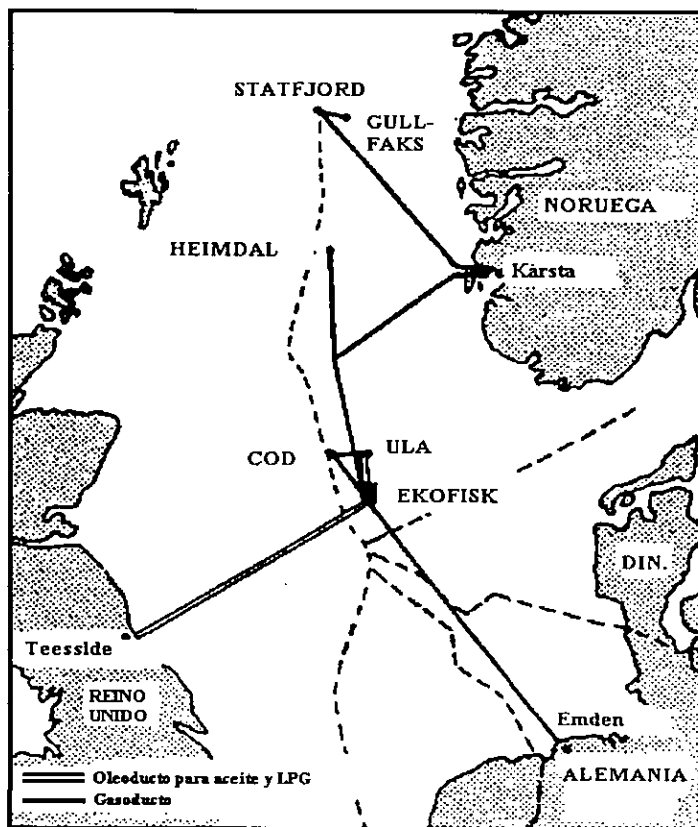


FIG. II.7 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO EKOFISK

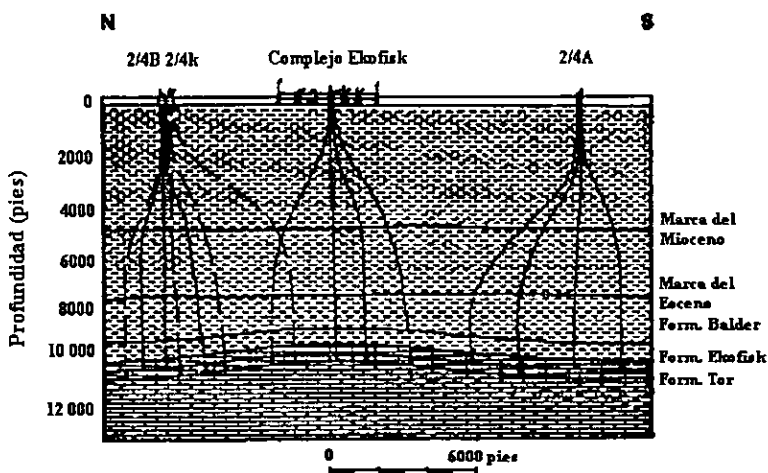


FIG. II.8 SECCIÓN TRANSVERSAL DEL CAMPO EKOFISK

Los horizontes productores del Campo Ekofisk son las formaciones Ekofisk y Tor. Estas formaciones son rocas sedimentarias de carbonato de cal de los períodos Daniense y Cretácico, respectivamente. Los horizontes productores están separados por una capa de baja porosidad referida como la Zona Hermética de Ekofisk. Excepto por un número limitado de áreas fracturadas, esta capa no permite el movimiento de fluidos entre las formaciones.

En la formación Ekofisk, la porosidad alcanzada es muy alta (como del 48%). La parte inferior de la formación es típicamente más porosa que los intervalos superiores. Los espesores de la formación Ekofisk, excluyendo a la Zona Hermética, varían entre 330 y 500 pies (100 y 150 m). Los rangos de porosidad de la Zona Hermética van desde <10% hasta aproximadamente 20%. La parte superior de la formación Tor, también es muy porosa, teniendo un rango de porosidad que va desde 30 hasta >40%. Los espesores de la formación Tor varían entre 250 y 500 pies (75 y 150 m). En ambas formaciones, la porosidad varía significativamente, tanto en forma lateral como verticalmente, y generalmente decrece hacia los flancos y hacia la zona de agua.

Los sedimentos de sobrecarga consisten principalmente de arcillas y lutitas, interestratificadas con vetas limosas. En una profundidad de entre 4000 a 5000 pies (1220 a 1520 m) y hacia abajo, los sedimentos están sobrepresurizados.

Los efectos que la declinación de la presión de poro podrían tener sobre el comportamiento del yacimiento eran inciertas. No obstante, un programa de pruebas fue diseñado para investigar los efectos que a largo plazo la declinación de la presión tiene sobre la productividad del yacimiento y para verificar la estimación de las reservas.

Compactación del Yacimiento Ekofisk.

La roca sedimentaria de carbonato de cal, representativa del Campo Ekofisk, está expuesta a un continuo proceso de compactación lenta, que reduce la porosidad desde un 80%, presente en el momento de la depositación, hasta menos del 10%. Este proceso de compactación a tomado lugar a lo largo del tiempo geológico, incorporando tanto efectos mecánicos como químicos. La compactación debido a efectos mecánicos incluye: la extracción de fluidos y el efecto del incremento de los sedimentos de sobrecarga, comprimiendo la roca del yacimiento; este último ha sido el proceso predominante a lo largo de las primeras etapas geológicas del Campo. En la compactación causada por efectos químicos intervienen procesos tales como la formación de cementantes y la solubilidad, siendo más pronunciados en etapas posteriores. El ritmo de la compactación y consecuentemente de la declinación de la porosidad, causado por los efectos químicos, es más lento que el causado por los efectos mecánicos.

A partir de observaciones de campo, efectuadas continuamente, se concluyó que la reducción de la permeabilidad absoluta no estaba asociada con la compactación. La carencia de la declinación de la permeabilidad absoluta, junto con la relación esperada de compactación / permeabilidad absoluta, fueron las razones principales por las que en un principio no se reconociera la compactación, hasta que se descubrió la subsidencia del lecho marino.

De esta forma, ante el descubrimiento de compactación y subsecuentemente de subsidencia, se dio inicio un programa sólido de pruebas de laboratorio para determinar la compactación de la roca del campo (roca sedimentaria de carbonato de cal), ante el sometimiento de núcleos al incremento de diferentes tipos de esfuerzos. Basándose en un gran número de pruebas, fue posible establecer curvas de porosidad contra esfuerzo para representar la compactación de la roca del yacimiento ^{4, 23}. Aparte del establecimiento de curvas de porosidad contra esfuerzo, conocidas como "líneas de tendencia", las pruebas de laboratorio condujeron al resultado de conclusiones, y algunas de las cuales de mayor relevancia, son:

- Una porosidad del 30% representa el límite más bajo para una compactación significativa. La roca del Campo Ekofisk, con una porosidad de 30% o menor, no estaría sujeta a una compactación significativa bajo las condiciones adquiridas por los yacimientos del Campo Ekofisk.
- El alto contenido de sílice aparenta proporcionar un incremento en la resistencia de la roca del Campo a la compactación.
- La parte superior de la formación Ekofisk es menos compactable que la parte inferior de la formación Ekofisk y que la formación Tor, por el alto contenido de sílice.

Generalmente la permeabilidad de la matriz está relacionada a la porosidad. Por lo tanto, la reducción de la porosidad podría conducir a la reducción de la permeabilidad en la matriz. El programa de pruebas de laboratorio, diseñado también para investigar sobre esta relación, no detecto una reducción significativa de la permeabilidad causada por la compactación. Probablemente esto resulta de una compactación predominante de los poros más grandes, mientras que la permeabilidad de la matriz es controlada principalmente por los poros de tamaño pequeño y las gargantas de los poros.

La Fig. II.9 muestra la compactación en el centro del yacimiento contra el tiempo, simulada por el modelo de elementos finitos DYNAFLOW ^{4,24}.

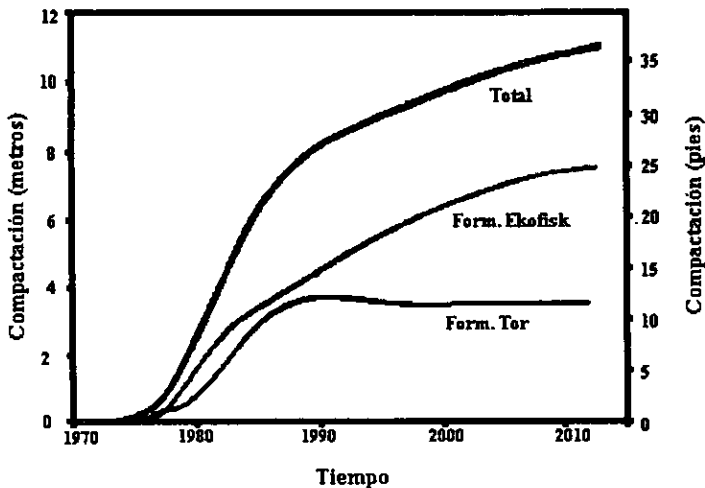


FIG. II.9 PREDICCIÓN DE LA COMPACTACIÓN CONTRA EL TIEMPO

Subsidencia.

El potencial para compactarse la roca del Campo Ekofisk fue reconocido desde antes de que comenzara el desarrollo del Campo, y esto debido a que las formaciones productoras cumplen con ciertos aspectos, que indican la posible ocurrencia de una compactación significativa y subsecuentemente de una subsidencia superficial. Entre tales aspectos, se tienen los siguientes: una alta porosidad, la configuración estructural del Campo y el espesor de las formaciones productoras. Por el contrario, basándose en la profundidad y en la extensión areal del Campo, y en el endurecimiento de los estratos de sobrecarga, para cuantificar el grado de transferencia de la compactación hacia la superficie (subsidencia), se esperaba que la compactación del Campo Ekofisk no provocara una subsidencia significativa.

Sin embargo, ante el descubrimiento de subsidencia, fue implantado un programa masivo de inyección de gas para reducir el ritmo de declinación de la presión de poro y consecuentemente el ritmo de la subsidencia. Esta decisión fue significativa en la disposición de tiempo para la evaluación y la comprensión de los mecanismos de la subsidencia. Se encontró ser más atractivo económicamente las modificaciones de las plataformas para tolerar la subsidencia, que la disminución de la subsidencia por la inyección de gas valioso.

La razón por la que los estratos de sobrecarga están deformándose en respuesta a la compactación se relaciona con las condiciones de carga / resistencia a la deformación de los sedimentos. La carga es el peso del material de sobrecarga, el cual tiene un promedio equivalente de 9000 psia al nivel de las formaciones productoras. Inicialmente ésta era soportada completamente por el Campo (por la matriz de la roca y los fluidos presurizados). Posteriormente, ante la disminución de la presión de poro (fluidos presurizados), y consecuentemente, el incremento de la presión efectiva, la parte inferior de la sobrecarga se ha movido hacia abajo. No obstante, los estratos de sobrecarga, han tenido alguna habilidad para resistirse al movimiento descendente. Con esto resulta que los estratos superiores de la sobrecarga no se han desplazado hacia abajo, tal como los estratos inferiores; por consiguiente, la sobrecarga inmediatamente arriba de la cresta del Campo, también se ha extendido verticalmente⁴.

Un efecto del movimiento descendente y la expansión vertical de la sobrecarga, es el desplazamiento de una parte de la carga, desde la cresta hacia las áreas de los flancos, creando una distribución de la presión de sobrecarga en forma arqueada, como se aprecia en la Fig. II.10. Esta distribución arqueada de la presión de sobrecarga es significativa, porque reduce sustancialmente la presión de sobrecarga en el centro, dando como resultado menos

compactación y consecuentemente menos subsidencia^{4,24}. La transferencia lateral de la carga ha sido denominada "efecto de arco".

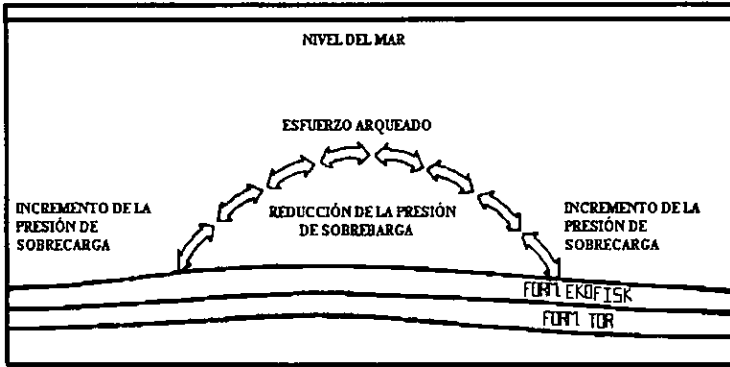


FIG.II.10 EFECTO DE ARQUEAMIENTO DE LA SOBRECARGA

La Fig. II.11 muestra una predicción del centro del arco de subsidencia. La gráfica está basada en cálculos con el simulador de elementos finitos DYNFLOW, y se compara con datos medidos^{4,24}.

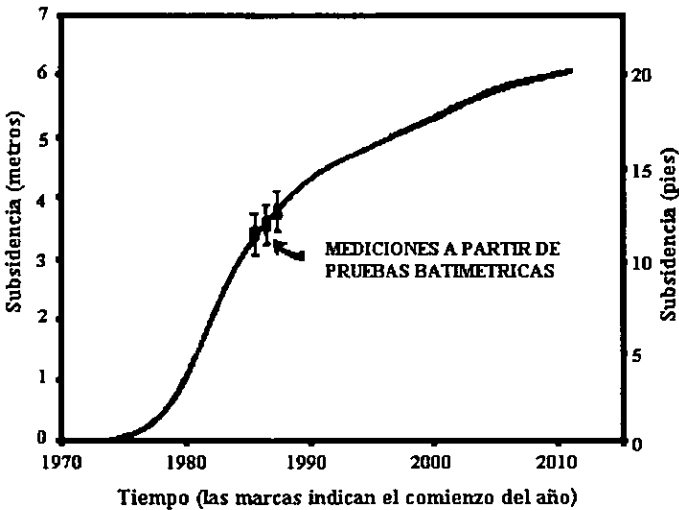


FIG. II.11 PREDICCIÓN DE LA SUBSIDENCIA CONTRA EL TIEMPO

Impacto de la Compactación / Subsistencia en el Comportamiento del Campo Ekofisk.

La respuesta del comportamiento del Campo Ekofisk ante la compactación / subsistencia puede ser positiva, como el desplazamiento de los hidrocarburos por la compactación, o negativa, como la declinación de la productividad a largo plazo.

La reducción de la porosidad, causada por la compactación de la roca del campo, contribuye al mantenimiento de la presión, dando como resultado el incremento de la recuperación de hidrocarburos, es decir, se presenta un desplazamiento de los hidrocarburos por la compactación. La compactación también quizá afecte la productividad de manera negativa. Sin embargo, los efectos en la productividad no han sido observados a la fecha, y no son anticipados a corto plazo, pero se espera que ocurran por el efecto del incremento de la carga sobre el sistema de fracturas^{4, 23, 24}.

En la Fig. II.12 se muestra el perfil de la declinación de la productividad a través del tiempo, obtenida por simulación. El perfil de la declinación sin la compactación está representado por la curva inferior, mientras que la curva superior representa el perfil de la declinación, tomando en cuenta la compactación del yacimiento^{20, 24}.

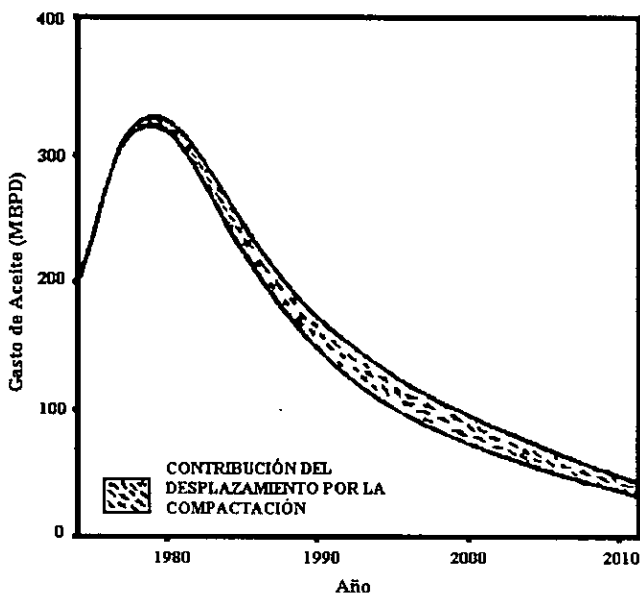


FIG. II.12 PÉRFIL DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO EKOFISK CON Y SIN EL DESPLAZAMIENTO POR LA COMPACTACIÓN

Para incrementar la producción, se han implantado proyectos de recuperación secundaria en Ekofisk, suplementando los mecanismos naturales de la declinación del yacimiento. Sulak ^{4, 20} cuantificó el efecto de los proyectos de recuperación secundaria, incluyendo aquellos que se han llevado a cabo y aquellos planeados para el futuro (Fig. II.13).

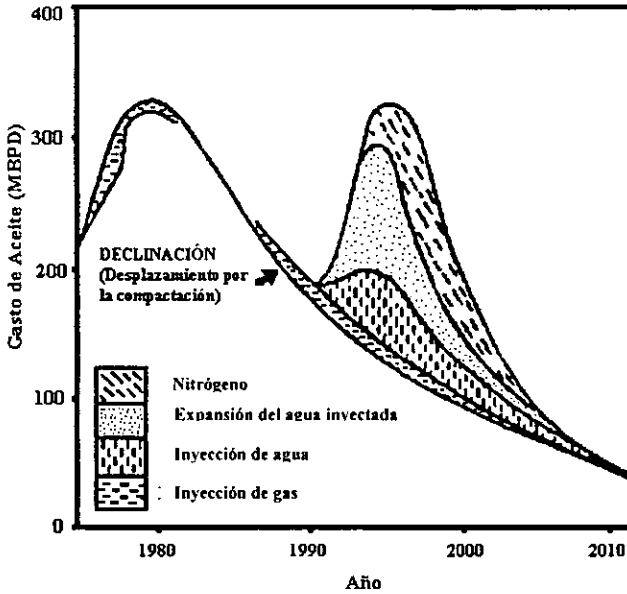


FIG. II.13 PÉRFIL DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO EKOFISK MOSTRANDO LAS CONTRIBUCIONES DE LOS PROYECTOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Para examinar el efecto de la inyección de agua, se realizaron pruebas piloto, y se detectó que la inyección de agua no afecta el comportamiento de la compactación de la roca del Campo.

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE ECUACIONES

III.1 Introducción.

En el capítulo II, se hizo una descripción de los factores que originan la compactación del volumen de la roca de un yacimiento, y sin duda uno de los parámetros de la roca que podrían indicar la susceptibilidad al cambio de volumen es la compresibilidad de cada uno de los elementos considerados de la roca (la compresibilidad de la roca, la compresibilidad de los sólidos y la compresibilidad de la formación), y que como se verá a continuación, la respuesta al cambio de volumen de cada uno de ellos ante la declinación de la presión de poro, es diferente. En este sentido, en el capítulo III, se deducirán las relaciones entre las compresibilidades de dichos elementos, y para ello se supondrá que se trata de una roca homogénea en la que se presentan los casos de compactación, por un lado, y volumen constante, por otro; considerando en ambos casos la expansión de los sólidos; y adicionalmente abarcando tanto yacimientos convencionales como naturalmente fracturados.

De igual forma, también se llegará a la ecuación de balance de materia para el caso en que el volumen de la roca cambie, la cual como se verá tendrá la misma forma que para el caso en que el volumen de la roca permanezca constante; sólo que la compresibilidad efectiva debe incorporar el efecto de la compactación, cuando se considera que el volumen de la roca de yacimiento es variable por las condiciones ordinarias de explotación.

III.2 Relación entre c_f y c_s .

III.2.1 Considerando V_R Constante.

III.2.1.1 Para Yacimientos Convencionales.

Partiendo de las Ecs. I.15 y I.22:

$$c_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{\partial(V_R - V_p)}{\partial p} \right)_T,$$

desarrollando:

$$c_s = -\frac{1}{V_s} \left(\frac{\partial V_R}{\partial p} - \frac{\partial V_p}{\partial p} \right)_T,$$

y como se esta considerando que V_R es constante, entonces simplificando:

$$c_S V_S = \frac{\partial V_P}{\partial p} \quad (III.1)$$

Despejando $\frac{\partial V_P}{\partial p}$ de la Ec. I.18

$$\frac{\partial V_P}{\partial p} = c_f V_P \quad (III.2)$$

sustituyendo la Ec.III.2 en la Ec.III.1:

$c_S V_S = c_f V_P$	(III.3)
---------------------	---------

Por lo que, la Ec.III.3 representa la relación existente entre c_f y c_s , cuando V_R permanece constante ante la declinación de p , la cual es la misma que la Ec.I.25.

III.2.1.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Partiendo de las Ecs.I.15, I.22 y I.3:

$$c_S = -\frac{1}{V_S} \left(\frac{\partial(V_R - (V_{pm} + V_{pf}))}{\partial p} \right)_T,$$

desarrollando:

$$c_S = -\frac{1}{V_S} \left[\frac{\partial V_R}{\partial p} - \frac{\partial V_{pm}}{\partial p} - \frac{\partial V_{pf}}{\partial p} \right],$$

y como se esta considerando que $V_R = \text{constante}$, entonces simplificando:

$$c_S V_S = \frac{\partial V_{Pm}}{\partial p} + \frac{\partial V_{Pf}}{\partial p}, \quad (\text{III.4})$$

sustituyendo las Ecs. I.33 y I.34 en la Ec. III.4:

$$c_S V_S = c_{Pm} V_{Pm} + c_{Pf} V_{Pf}. \quad (\text{III.5})$$

Por lo que, la Ec.III.5 representa la relación existente entre c_s y las c_{pm} y c_{pf} , cuando V_R permanece constante ante la declinación de p , la cual es la misma que la Ec.I.35.

III.2.2 Considerando V_R Variable.

III.2.2.1 Para Yacimientos Convencionales.

Partiendo, nuevamente de las Ecs.I.15 y I.22:

$$c_S = - \frac{1}{V_S} \left(\frac{\partial V_R}{\partial p} - \frac{\partial V_P}{\partial p} \right)_T,$$

reordenando:

$$- c_S V_S = \frac{\partial V_R}{\partial p} - \frac{\partial V_P}{\partial p},$$

ahora, de acuerdo a las leyes de los signos:

$$c_S V_S = \frac{\partial V_P}{\partial p} - \frac{\partial V_R}{\partial p}, \quad (\text{III.6})$$

luego, con base a la definición de compresibilidad, la compresibilidad del volumen bruto de la roca (c_R) es igual a:

$$c_R = \frac{1}{V_R} \left(\frac{\partial V_R}{\partial p} \right)_T. \quad (\text{III.7})$$

Despejando $\frac{\partial V_R}{\partial p}$ de la Ec.III.7:

$$\frac{\partial V_R}{\partial p} = c_R V_R \quad (III.8)$$

sustituyendo las Ecs.III.2 y III. 8 en la Ec.III.6:

$$c_S V_S = c_f V_P - c_R V_R \quad (III.9)$$

III.2.2.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Partiendo nuevamente de las Ecs.I.15, I.22 y I.3:

$$c_S = -\frac{1}{V_S} \left[\frac{\partial V_R}{\partial p} - \frac{\partial V_{Pm}}{\partial p} - \frac{\partial V_{Pf}}{\partial p} \right],$$

reordenando:

$$-c_S V_S = \frac{\partial V_R}{\partial p} - \frac{\partial V_{Pm}}{\partial p} - \frac{\partial V_{Pf}}{\partial p},$$

ahora, de acuerdo a las leyes de los signos:

$$c_S V_S = \frac{\partial V_{Pm}}{\partial p} + \frac{\partial V_{Pf}}{\partial p} - \frac{\partial V_R}{\partial p} \quad (III.10)$$

Sustituyendo las Ecs. I.33, I.34 y III.8 en la Ec. III.10:

$$c_S V_S = c_{Pm} V_{Pm} + c_{Pf} V_{Pf} - c_R V_R \quad (III.11)$$

III.3 Compresibilidad Efectiva.

III.3.1 Considerando V_R Constante.

III.3.1.1 Para Yacimientos Convencionales.

Sabiendo que (Ec.I.60):

$$c_e = c_o \frac{V_o}{V_o} + c_w \frac{V_w}{V_o} + c_s \frac{V_s}{V_o},$$

entonces, de la relación de c_s con c_f cuando $V_R = \text{cte}$ (Ec.III.3) se tiene que:

$$c_e = c_o \frac{V_o}{V_o} + c_w \frac{V_w}{V_o} + c_f \frac{V_p}{V_o}, \quad (\text{III.12})$$

donde:

$$V_o = S_o V_p \quad (\text{III.13})$$

$$V_w = S_w V_p. \quad (\text{III.14})$$

Sustituyendo las Ecs.III.13 y III.14 en la Ec.III.12:

$$c_e = c_o \frac{S_o V_p}{S_o V_p} + c_w \frac{S_w V_p}{S_o V_p} + c_f \frac{V_p}{S_o V_p},$$

simplificando:

$$c_e = c_o \frac{S_o}{S_o} + c_w \frac{S_w}{S_o} + c_f \frac{1}{S_o}. \quad (\text{III.15})$$

III.3.1.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Sabiendo que:

$$V_S c_S = c_{Pm} V_{Pm} + c_{Pf} V_{Pf},$$

$$V_o = S_{oim} \phi_m V_R + \phi_f V_R,$$

$$V_w = S_{wim} \phi_m V_R,$$

$$V_{Pm} = \phi_m V_R,$$

y

$$V_{Pf} = \phi_f V_R.$$

Sustituyendo lo anterior en la Ec.I.60:

$$c_e = c_o \frac{S_{oim} \phi_m V_R + \phi_f V_R}{S_{oim} \phi_m V_R + \phi_f V_R} + c_w \frac{S_{wim} \phi_m V_R}{S_{oim} \phi_m V_R + \phi_f V_R} + \frac{c_{Pm} \phi_m V_R + c_{Pf} \phi_f V_R}{S_{oim} \phi_m V_R + \phi_f V_R},$$

desarrollando y simplificando:

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_{wim} \phi_m}{S_{oim} \phi_m + \phi_f} + c_{Pm} \frac{\phi_m}{S_{oim} \phi_m + \phi_f} + c_{Pf} \frac{\phi_f}{S_{oim} \phi_m + \phi_f}. \quad (III.16)$$

Si se considera que $\phi_f \ll \phi_m$ entonces la Ec.III.16 queda:

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_{wim}}{S_{oim}} + \frac{1}{S_{oim} \phi_m} (c_{Pm} \phi_m + \phi_f c_{Pf}). \quad (III.17)$$

Simplificando:

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_{wim}}{S_{oim}} + c_f \frac{1}{S_{oim} \phi_m}. \quad (III.18)$$

III.3.2 Considerando V_R Variable.

III.3.2.1 Para Yacimientos Convencionales.

Como c_e se define como la suma ponderada con relación al volumen original de aceite (V_o), de las compresibilidades de los componentes del sistema, y como V_R es variable, entonces:

$$c_e = c_o \frac{V_o}{V_o} + c_w \frac{V_w}{V_o} + c_s \frac{V_s}{V_o} + c_R \frac{V_R}{V_o}, \quad (\text{III.19})$$

para $V_R =$ variable de la Ec.III.9 se tiene que:

$$V_p c_f = V_s c_s + V_R c_R, \quad (\text{III.20})$$

sustituyendo la Ec.III.20 en la Ec.III.19:

$$c_e = c_o \frac{V_o}{V_o} + c_w \frac{V_w}{V_o} + c_f \frac{V_p}{V_o}. \quad (\text{III.21})$$

Sustituyendo las Ecs.III.13 y III.14 en la Ec.III.21:

$$c_e = c_o \frac{S_o V_p}{S_o V_p} + c_w \frac{S_w V_p}{S_o V_p} + c_f \frac{V_p}{S_o V_p},$$

simplificando:

$c_e = c_o \frac{S_o}{S_o} + c_w \frac{S_w}{S_o} + c_f \frac{1}{S_o}. \quad (\text{III.22})$
--

III.3.2.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

De la Ec.III.19 se tiene que:

$$c_e = c_o \frac{V_o}{V_o} + c_w \frac{V_w}{V_o} + c_s \frac{V_s}{V_o} + c_R \frac{V_R}{V_o},$$

cuando V_R es variable.

Por otro lado, sabiendo que:

$$V_s c_s + V_R c_R = c_{Pm} V_{Pm} + c_{Pf} V_{Pf},$$

$$V_o = S_{oim} \phi_m V_R + \phi_f V_R,$$

$$V_w = S_{wim} \phi_m V_R.$$

$$V_{Pm} = \phi_m V_R,$$

y

$$V_{Pf} = \phi_f V_R.$$

Sustituyendo lo anterior en la Ec.III.19:

$$c_e = c_o \frac{S_{oim} \phi_m V_R + \phi_f V_R}{S_{oim} \phi_m V_R + \phi_f V_R} + c_w \frac{S_{wim} \phi_m V_R}{S_{oim} \phi_m V_R + \phi_f V_R} + \frac{c_{Pm} \phi_m V_R + c_{Pf} \phi_f V_R}{S_{oim} \phi_m V_R + \phi_f V_R},$$

desarrollando y simplificando:

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_{wim} \phi_m}{S_{oim} \phi_m + \phi_f} + c_{Pm} \frac{\phi_m}{S_{oim} \phi_m + \phi_f} + c_{Pf} \frac{\phi_f}{S_{oim} \phi_m + \phi_f}. \quad (III.23)$$

Si se considera que $\phi_f \ll \phi_m$ entonces la Ec.III.23 queda:

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_{wim}}{S_{oim}} + \frac{1}{S_{oim} \phi_m} (c_{Pm} \phi_m + \phi_f c_{Pf}). \quad (III.24)$$

Simplificando:

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_{wim}}{S_{oim}} + c_f \frac{1}{S_{oim} \phi_m}. \quad (III.25)$$

III.4 Derivada de V_R Respecto a V_P .

III.4.1 Considerando V_R Constante.

III.4.1.1 Para Yacimientos Convencionales.

Como se esta considerando $V_R = \text{constante}$, entonces:

$$\frac{\partial V_R}{\partial V_P} = \frac{\partial \text{cte.}}{\partial V_P} = 0,$$

por lo tanto:

$\frac{\partial V_R}{\partial V_P} = 0.$	(III.26)
--	----------

III.4.1.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Como se esta considerando $V_R = \text{constante}$, entonces:

$$\frac{\partial V_R}{\partial V_P} = \frac{\partial \text{cte.}}{\partial V_P} = 0,$$

por lo tanto:

$$\frac{\partial V_R}{\partial V_P} = 0$$

luego, de acuerdo a la Ec.1.3:

$\frac{\partial V_R}{\partial V_{pm} + \partial V_{pf}} = 0.$	(III.27)
---	----------

III.4.2 Considerando V_R Variable.

III.4.2.1 Para Yacimientos Convencionales.

Introduciendo ∂p en la derivada $\frac{\partial V_R}{\partial V_P}$; de la siguiente manera:

$$\frac{\partial V_R}{\partial V_P} = \frac{\partial V_R}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial V_P},$$

rearrreglando:

$$\frac{\partial V_R}{\partial V_P} = \frac{\frac{\partial V_R}{\partial p}}{\frac{\partial V_P}{\partial p}}$$

de las Ecs.III.2 y III.8, se tiene que:

$$\frac{\partial V_R}{\partial V_P} = \frac{c_R V_R}{c_f V_P}$$

donde $\frac{V_R}{V_P} = \frac{1}{\phi}$, por lo que:

$\frac{\partial V_R}{\partial V_P} = \frac{1}{\phi} \frac{c_R}{c_f}$	(III.28)
--	----------

III.4.2.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Introduciendo ∂p en la derivada $\frac{\partial V_R}{\partial V_P}$, de la siguiente manera:

$$\frac{\partial V_R}{\partial V_P} = \frac{\partial V_R}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial V_P}$$

rearrreglando:

$$\frac{\partial V_R}{\partial V_P} = \frac{\frac{\partial V_R}{\partial p}}{\frac{\partial V_P}{\partial p}}$$

sustituyendo la Ec. I.3 y desarrollando:

$$\frac{\partial V_R}{\partial (V_{pm} + V_{pf})} = \frac{\frac{\partial V_R}{\partial p}}{\frac{\partial V_{pm}}{\partial p} + \frac{\partial V_{pf}}{\partial p}}$$

Sustituyendo las Ecs.I.33, I.34 y III.8:

$$\frac{\partial V_R}{\partial(V_{Pm} + V_{Pf})} = \frac{C_R V_R}{C_{Pm} V_{Pm} + C_{Pf} V_{Pf}} \quad (III.29)$$

Multiplicando tanto el numerador como el denominador del miembro derecho de esta ecuación

(Ec.III.29) por $\frac{1}{V_R}$:

$$\frac{\partial V_R}{\partial(V_{Pm} + V_{Pf})} = \frac{\frac{C_R V_R}{V_R}}{C_{Pm} \frac{V_{Pm}}{V_R} + C_{Pf} \frac{V_{Pf}}{V_R}}$$

Simplificando, de acuerdo a la definición de porosidad para yacimientos naturalmente fracturados:

$$\frac{\partial V_R}{\partial(V_{Pm} + V_{Pf})} = \frac{C_R}{C_{Pm} \phi_m + C_{Pf} \phi_f} \quad (III.30)$$

III.5 Derivada de V_s Respecto a V_p .

III.5.1 Considerando V_R Constante.

III.5.1.1 Para Yacimientos Convencionales.

De acuerdo a la Ec.I.22:

$$\frac{\partial V_s}{\partial V_p} = \frac{\partial(V_R - V_p)}{\partial V_p},$$

desarrollando:

$$\frac{\partial V_s}{\partial V_p} = \frac{\partial V_R}{\partial V_p} - \frac{\partial V_p}{\partial V_p},$$

y como se esta considerando que $V_R =$ constante, entonces simplificando:

$$\frac{\partial V_s}{\partial V_p} = -1. \quad (III.31)$$

III.5.1.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

De igual manera de acuerdo a la Ec.I.22:

$$\frac{\partial V_S}{\partial V_P} = \frac{\partial(V_R - V_P)}{\partial V_P},$$

desarrollando:

$$\frac{\partial V_S}{\partial V_P} = \frac{\partial V_R}{\partial V_P} - \frac{\partial V_P}{\partial V_P},$$

y como se esta considerando que $V_R =$ constante, entonces simplificando:

$$\frac{\partial V_S}{\partial V_P} = -1,$$

luego, puesto que $V_P = V_{Pm} + V_{Pf}$, entonces:

$$\partial V_S = -\partial V_{Pm} - \partial V_{Pf}. \quad (III.32)$$

III.5.2 Considerando V_R Variable.

III.5.2.1 Para Yacimientos Convencionales.

Introduciendo ∂p en la derivada $\frac{\partial V_S}{\partial V_P}$, de la siguiente manera:

$$\frac{\partial V_S}{\partial V_P} = \frac{\partial V_S}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial V_P},$$

rearrreglando:

$$\frac{\partial V_S}{\partial V_P} = \frac{\frac{\partial V_S}{\partial p}}{\frac{\partial V_P}{\partial p}}. \quad (III.33)$$

Despejando $\frac{\partial V_S}{\partial p}$ de la Ec.1.12:

$$\frac{\partial V_S}{\partial p} = -c_S V_S. \quad (\text{III.34})$$

Sustituyendo las Ecs.III.2 y III.34 en la Ec.III.33:

$$\frac{\partial V_S}{\partial V_P} = -\frac{c_S V_S}{c_f V_P}, \quad (\text{III.35})$$

donde:

$$\frac{V_S}{V_P} = \frac{V_R - V_P}{V_P}.$$

Simplificando:

$$\frac{V_S}{V_P} = \frac{V_R}{V_P} - 1,$$

y como $\frac{V_R}{V_P} = \frac{1}{\phi}$, entonces:

$$\frac{V_S}{V_P} = \frac{1}{\phi} - 1.$$

Simplificando:

$$\frac{V_S}{V_P} = \frac{1 - \phi}{\phi}, \quad (\text{III.36})$$

sustituyendo la Ec.III.36 en la Ec.III.35:

$$\frac{\partial V_S}{\partial V_P} = -\frac{c_S}{c_f} \left(\frac{1 - \phi}{\phi} \right). \quad (\text{III.37})$$

III.5.2.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Introduciendo ∂p en la derivada $\frac{\partial V_s}{\partial V_p}$, de la siguiente manera:

$$\frac{\partial V_s}{\partial V_p} = \frac{\partial V_s}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial V_p},$$

rearrgando:

$$\frac{\partial V_s}{\partial V_p} = \frac{\frac{\partial V_s}{\partial p}}{\frac{\partial V_p}{\partial p}}.$$

Sustituyendo la Ec.1.3 y desarrollando:

$$\frac{\partial V_s}{\partial(V_{pm} + V_{pf})} = \frac{\frac{\partial V_s}{\partial p}}{\frac{\partial V_{pm}}{\partial p} + \frac{\partial V_{pf}}{\partial p}}.$$

Sustituyendo las Ecs.1.33, 1.34 y III.34:

$$\frac{\partial V_s}{\partial(V_{pm} + V_{pf})} = - \frac{c_s V_s}{c_{pm} V_{pm} + c_{pf} V_{pf}}, \quad (III.38)$$

multiplicando tanto el numerador como el denominador del miembro derecho de esta ecuación (Ec.III.38) por $\frac{1}{V_R}$ y simplificando de acuerdo a la definición de porosidad para yacimientos naturalmente fracturados:

$\frac{\partial V_s}{\partial(V_{pm} + V_{pf})} = - \frac{c_s (1 - \phi_m - \phi_f)}{c_{pm} \phi_m + c_{pf} \phi_f} \quad (III.39)$

III.6 Derivada de V_R Respecto a V_S .

III.6.1 Considerando V_R Constante.

III.6.1.1 Para Yacimientos Convencionales.

Como se esta considerando $V_R =$ constante, entonces:

$$\frac{\partial V_R}{\partial V_S} = \frac{\partial \text{cte.}}{\partial V_S} = 0,$$

por lo tanto:

$\frac{\partial V_R}{\partial V_S} = 0.$	(III.40)
--	----------

III.6.1.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Como se esta considerando $V_R =$ constante, entonces:

$$\frac{\partial V_R}{\partial V_S} = \frac{\partial \text{cte.}}{\partial V_S} = 0,$$

por lo tanto:

$\frac{\partial V_R}{\partial V_S} = 0.$	(III.40)
--	----------

III.6.2 Considerando V_R Variable.

III.6.2.1 Para Yacimientos Convencionales.

Introduciendo ∂p en la derivada $\frac{\partial V_R}{\partial V_S}$, de la siguiente manera:

$$\frac{\partial V_R}{\partial V_S} = \frac{\partial V_R}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial V_S}.$$

Rearreglando:

$$\frac{\partial V_R}{\partial V_S} = \frac{\frac{\partial V_R}{\partial p}}{\frac{\partial V_S}{\partial p}}$$

Sustituyendo las Ecs.III.8 y III.34:

$$\frac{\partial V_R}{\partial V_S} = - \frac{c_R V_R}{c_S V_S}, \quad (\text{III.41})$$

en donde:

$$\frac{V_R}{V_S} = \frac{1}{\frac{V_R - V_P}{V_R}}$$

Simplificando:

$$\frac{V_R}{V_S} = \frac{1}{1 - \phi}, \quad (\text{III.42})$$

sustituyendo la Ec.III.42 en la Ec.III.41:

$\frac{\partial V_R}{\partial V_S} = - \frac{c_R}{c_S} \left(\frac{1}{1 - \phi} \right)$	(III.43)
---	----------

III.6.2.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Introduciendo ∂p en la derivada $\frac{\partial V_R}{\partial V_S}$, de la siguiente manera:

$$\frac{\partial V_R}{\partial V_S} = \frac{\partial V_R}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial V_S},$$

rearreglando:

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

$$\frac{\partial V_R}{\partial V_S} = \frac{\frac{\partial V_R}{\partial p}}{\frac{\partial V_S}{\partial p}}$$

Sustituyendo las Ecs. III.8 y III.34:

$$\frac{\partial V_R}{\partial V_S} = - \frac{c_R V_R}{c_S V_S}, \quad (\text{III.44})$$

en donde se tiene que:

$$\frac{V_R}{V_S} = \frac{1}{\frac{V_S}{V_R}}$$

luego, como se está tratando de yacimientos naturalmente fracturados:

$$\frac{V_R}{V_S} = \frac{1}{\frac{V_R - V_{pm} - V_{pf}}{V_R}}$$

Simplificando de acuerdo a la definición de porosidad para yacimientos naturalmente fracturados:

$$\frac{V_R}{V_S} = \frac{1}{1 - \phi_m - \phi_f}, \quad (\text{III.45})$$

entonces sustituyendo la Ec. III.45 en la Ec. III.44:

$\frac{\partial V_R}{\partial V_S} = - \frac{c_R}{c_S} \left(\frac{1}{1 - \phi_m - \phi_f} \right), \quad (\text{III.46})$

III.7 Ecuación de Balance de Materia.

III.7.1 Considerando V_R Constante.

III.7.1.1 Para Yacimientos Convencionales.

La expansión del sistema roca fluidos es igual a la producción ($N_p B_o$) entonces:

$$N_p B_o = \Delta V_o + \Delta V_w + \Delta V_s , \quad (III.47)$$

donde:

$$\Delta V_o = V_o c_o \Delta p , \quad (III.48)$$

$$\Delta V_w = V_w c_w \Delta p \quad (III.49)$$

y

$$\Delta V_s = V_s c_s \Delta p . \quad (III.50)$$

Sustituyendo las Ecs.III.48, III.49 y III.50 en la Ec.III.47:

$$N_p B_o = V_o c_o \Delta p + V_w c_w \Delta p + V_s c_s \Delta p . \quad (III.51)$$

Sustituyendo las Ecs.III.3, III.13 y III.14 en la Ec.III.51:

$$N_p B_o = S_o V_p c_o \Delta p + S_w V_p c_w \Delta p + V_p c_r \Delta p , \quad (III.52)$$

donde:

$$V_p = \frac{NB_{oi}}{S_o} . \quad (III.53)$$

Sustituyendo la Ec.III.53 en la Ec.III.52:

$$N_p B_o = S_o \frac{NB_{oi}}{S_o} c_o \Delta p + S_w \frac{NB_{oi}}{S_o} c_w \Delta p + \frac{NB_{oi}}{S_o} c_r \Delta p , \quad (III.54)$$

simplificando y ordenando:

$$N_p B_o = NB_{oi} \left[c_o + \frac{S_w c_w}{S_o} + \frac{c_f}{S_o} \right] \Delta p \quad (III.55)$$

sustituyendo la Ec.III.15 en la Ec.III.55:

$$N_p B_o = NB_{oi} c_o \Delta p \quad (III.56)$$

Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Convencionales Volumétricos Bajosaturados

III. 7.1.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Al igual que los yacimientos convencionales, la expansión del sistema roca-fluidos es igual a $N_p B_o$, entonces de la Ec.III.51 se tiene que:

$$N_p B_o = V_o c_o \Delta p + V_w c_w \Delta p + V_s c_s \Delta p \quad (III.51)$$

Sustituyendo la Ec.III.5 en la Ec.III.51:

$$N_p B_o = V_o c_o \Delta p + V_w c_w \Delta p + (c_{pm} V_{pm} + c_{pf} V_{pf}) \Delta p \quad (III.57)$$

Además sabiendo que:

$$V_o = S_{om} \phi_m V_R + \phi_f V_R,$$

$$V_w = S_{wm} \phi_m V_R$$

$$V_{pm} = \phi_m V_R,$$

y

$$V_{pf} = \phi_f V_R.$$

Sustituyendo lo anterior en la Ec.III.57:

$$N_p B_o = (S_{om} \phi_m V_R + \phi_f V_R) c_o \Delta p + S_{wm} \phi_m V_R c_w \Delta p + (\phi_m V_R c_{pm} + \phi_f V_R c_{pf}) \Delta p \quad (III.58)$$

factorizando $V_R \Delta p$:

$$N_p B_o = \left[(S_{om} \phi_m + \phi_f) c_o + S_{wm} \phi_m c_w + (\phi_m c_{pm} + \phi_f c_{pf}) \right] V_R \Delta p, \quad (III.59)$$

donde:

$$V_R = \frac{NB_{oi}}{S_{om} \phi_m + \phi_f}. \quad (III.60)$$

Sustituyendo la Ec.III.60 en la Ec.III.59:

$$N_p B_o = \left[(S_{om} \phi_m + \phi_f) c_o + S_{wm} \phi_m c_w + (\phi_m c_{pm} + \phi_f c_{pf}) \right] \frac{NB_{oi}}{S_{om} \phi_m + \phi_f} \Delta p, \quad (III.61)$$

ordenando y simplificando:

$$N_p B_o = NB_{oi} \left[c_o + \frac{S_{wm} \phi_m c_w}{S_{om} \phi_m + \phi_f} + c_{pm} \frac{\phi_m}{S_{om} \phi_m + \phi_f} + c_{pf} \frac{\phi_f}{S_{om} \phi_m + \phi_f} \right] \Delta p. \quad (III.62)$$

Sustituyendo la Ec.III.16 en la Ec.III.62:

$N_p B_o = NB_{oi} c_e \Delta p. \quad (III.63)$
--

Ecuación de Balance de Materia para Yacimientos Naturalmente Fracturados Volumétricos Bajosaturados.

III.7.2 Considerando V_R Variable.

III.7.2.1 Para Yacimientos Convencionales.

Cuando V_R es variable, la disminución en el volumen de los poros, se debe en parte a la compactación de la roca, y en parte a la expansión de los sólidos, en consecuencia la compactación también influye en la producción, por lo que:

$$N_p B_o = \Delta V_o + \Delta V_w + \Delta V_s + \Delta V_R , \quad (III.64)$$

donde:

$$\Delta V_R = V_R c_R \Delta p . \quad (III.65)$$

Sustituyendo las Ecs.III.48, III.49, III.50, y III.65 en la Ec.III.64:

$$N_p B_o = V_o c_o \Delta p + V_w c_w \Delta p + V_s c_s \Delta p + V_R c_R \Delta p . \quad (III.66)$$

Sustituyendo las Ecs.III.9, III.13, III.14 y III.20 en la Ec.III.66:

$$N_p B_o = S_o V_p c_o \Delta p + S_w V_p c_w \Delta p + V_p c_f \Delta p , \quad (III.67)$$

donde:

$$V_p = \frac{NB_{oi}}{S_o} . \quad (III.53)$$

Sustituyendo la Ec.III.53 en la Ec.III.67:

$$N_p B_o = S_o \frac{NB_{oi}}{S_o} c_o \Delta p + S_w \frac{NB_{oi}}{S_o} c_w \Delta p + \frac{NB_{oi}}{S_o} c_f \Delta p , \quad (III.68)$$

simplificando y ordenando:

$$N_p B_o = NB_{oi} \left[c_o + \frac{S_w c_w}{S_o} + \frac{c_f}{S_o} \right] \Delta p , \quad (III.69)$$

sustituyendo la Ec.III.22 en la Ec.III.69:

$N_p B_o = NB_{oi} c_e \Delta p , \quad (III.70)$

III.7.2.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

De la Ec.III.64 se tiene que:

$$N_p B_o = \Delta V_o + \Delta V_w + \Delta V_s + \Delta V_R ,$$

que es igual a:

$$N_p B_o = V_o c_o \Delta p + V_w c_w \Delta p + V_s c_s \Delta p + V_R c_R \Delta p , \quad (III.71)$$

donde:

$$V_o = S_{om} \phi_m V_R + \phi_f V_R ,$$

$$V_w = S_{wm} \phi_m V_R ,$$

$$V_{pm} = \phi_m V_R ,$$

$$V_{pf} = \phi_f V_R ,$$

y

$$V_s c_s + V_R c_R = c_{pm} V_{pm} + c_{pf} V_{pf} .$$

Sustituyendo lo anterior en la Ec.III.71:

$$N_p B_o = (S_{om} \phi_m V_R + \phi_f V_R) c_o \Delta p + S_{wm} \phi_m V_R c_w \Delta p + (\phi_m V_R c_{pm} + \phi_f V_R c_{pf}) \Delta p . \quad (III.72)$$

Factorizando $V_R \Delta p$ en la ecuación anterior (Ec.III.72):

$$N_p B_o = [(S_{om} \phi_m + \phi_f) c_o + S_{wm} \phi_m c_w + (\phi_m c_{pm} + \phi_f c_{pf})] V_R \Delta p , \quad (III.73)$$

donde:

$$V_R = \frac{NB_{oi}}{S_{om}\phi_m + \phi_f} \quad (III.60)$$

Sustituyendo la Ec.III.60 en la Ec.III.73:

$$N_p B_o = \left[(S_{om}\phi_m + \phi_f)c_o + S_{wm}\phi_m c_w + (\phi_m c_{pm} + \phi_f c_{pf}) \right] \frac{NB_{oi}}{S_{om}\phi_m + \phi_f} \Delta p \quad (III.74)$$

ordenando y simplificando:

$$N_p B_o = NB_{oi} \left[c_o + \frac{S_{wm}\phi_m c_w}{S_{om}\phi_m + \phi_f} + c_{pm} \frac{\phi_m}{S_{om}\phi_m + \phi_f} + c_{pf} \frac{\phi_f}{S_{om}\phi_m + \phi_f} \right] \Delta p \quad (III.75)$$

Sustituyendo la Ec.III.23 en la Ec.III.75:

$N_p B_o = NB_{oi} c_e \Delta p \quad (III.76)$

CAPÍTULO IV

PROGRAMAS DE CÓMPUTO, APLICACIONES Y RESULTADOS

IV.1 Introducción.

En el capítulo anterior se desarrollaron las ecuaciones de balance de materia, considerando la variación del volumen bruto de la roca y considerando el volumen bruto de la roca constante, tanto para yacimientos convencionales como para yacimientos naturalmente fracturados. Estas ecuaciones se utilizarán en este capítulo, con el objetivo de poder analizar los diferentes resultados que se pueden presentar al considerar todas las alternativas que se han analizado en los demás capítulos.

Por medio de un programa de cómputo en Visual Basic, se calculará el volumen original de aceite considerando o no el efecto que tiene la compactación de la roca en los cálculos; se supondrá en algunos cálculos que $c_r = 0$; es decir, que no hay variación en el volumen de poros ante la declinación de la presión interna, ya sea para yacimientos convencionales o para yacimientos fracturados, esto con el objetivo de estimar el error que se comete al no considerar todos los parámetros de la ecuación de balance de materia, para calcular el volumen original de aceite en el yacimiento; y el cual puede llegar a ser de alrededor del 30 al 100% en el cálculo de N^2 .

También se realizará un programa en Visual Basic para calcular la producción acumulada de aceite y la variación en el volumen de poros para ciertos periodos de decremento en la presión, hasta llega a la presión de burbuja, de igual manera tanto para yacimientos convencionales como para fracturados, con la finalidad de analizar los efectos que tienen en los cálculos la compactación de la roca y la consideración de que el volumen poroso permanece constante.

IV.2 Cálculo del Volumen Original (N).

Para calcular el volumen original de aceite de yacimientos volumétricos bajosaturados, tanto convencionales como fracturados, se utilizarán las ecuaciones respectivas de balance de materia, para así poder analizar y comparar los diferentes resultados que se presenten.

IV.2.1 Para Yacimientos Convencionales.

Ejemplo de aplicación:

Calcular el volumen original de aceite de un yacimiento volumétrico bajosaturado.

Datos:

Factor de volumen del aceite inicial = 1.35 bl / STB

Factor de volumen del aceite a la presión de burbuja = 1.391 bl / STB

Saturación de agua inicial = 20 por ciento

Salinidad del agua = 20,000 ppm

Porosidad = 9 por ciento

Presión inicial del yacimiento = 5000 psia

Presión de burbuja = 2695 psia

Producción acumulada de aceite a la presión de burbujeo = 2.041 MMSTB

Producción acumulada de agua = 0 STB

Factor de volumen de agua = 1.04 bl / STB

Compresibilidad del agua = 3.6×10^{-6} psia⁻¹

Compresibilidad del aceite = 10.71×10^{-6} psia⁻¹

Temperatura del yacimiento = 220 °F.

Para determinar la compresibilidad de la formación (c_f), que es el parámetro que realmente tiene influencia al calcular N, considerando o no la variación del volumen bruto de roca, se cuenta con el dato de la porosidad del yacimiento, y de la Fig.II.2² con la cual se obtiene un valor de $c_f = 5 \times 10^{-6}$ psia⁻¹ pero este valor toma en cuenta la compactación de la roca; entonces para obtener el valor cuando el volumen de la roca se considera constante, se utiliza la Fig.II.3. La diferencia entre los valores de compresibilidad obtenidos de las Fig.II.2 y Fig.II.3, es el valor de c_f cuando no se considera la compactación de la formación o el volumen de roca es constante, de la Fig.II.3 con una porosidad de 9 %, se obtiene un valor de $c = 3.6 \times 10^{-6}$ psia⁻¹ entonces la $c_f = 5 \times 10^{-6}$ psia⁻¹ - 3.6×10^{-6} psia⁻¹ = 1.4 psia⁻¹.

Por lo tanto:

$c_f = 5 \times 10^{-6}$ psia⁻¹ cuando V_R se considera variable

y

$c_f = 1.4 \times 10^{-6}$ psia⁻¹ cuando V_R se considera constante.

IV.2.1.1 Considerando V_R Constante.

Para calcular N se utilizará la Ec.III.56, que es:

$$N_p B_o = NB_{oi} c_e \Delta p ,$$

donde:

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_w}{S_o} + c_f \frac{1}{S_o} .$$

Por otra parte, si se considera que hay producción de agua, la Ec.III.56 queda como:

$$N_p B_o = NB_{oi} c_e \Delta p - W_p B_w ,$$

despejando N :

$$N = \frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_{oi} c_e \Delta p} .$$

IV.2.1.1.1 Resultado del Programa Considerando $c_f \neq 0$.

YACIMIENTOS CONVENCIONALES					
Opción:					
<input checked="" type="checkbox"/> VR = cte		<input type="checkbox"/> VR = Variable			
Considerando que:					
<input checked="" type="checkbox"/> $c_f > 0$		<input type="checkbox"/> $c_f = 0$			
DATOS DE ENTRADA					
Porosidad =	9	%	Bw =	1.04	b/bf
Pi =	5000	psia	Wp =	0	MMSTB
Boi =	1.355	b/bf	Swi =	20	%
Pb =	2695	psia	Cf =	1.4	$1 \cdot 10^{-5}/\text{psia}$
Bob =	1.391	b/bf	Npb =	2.041	MMSTB
Co =	10.71	$10^{-5}/\text{psia}$	Co =	13.36	$1 \cdot 10^{-5}/\text{psia}$
Cw =	3.6	$10^{-5}/\text{psia}$	Resultado:		
			N =	68.03823966	MMSTB

IV.2.1.1.2 Resultado del Programa Considerando $c_f = 0$.

YACIMIENTOS CONVENCIONALES					
Opción:					
<input checked="" type="checkbox"/> VR = cte		<input type="checkbox"/> VR = Variable			
Considerando que:					
<input type="checkbox"/> $c_f > 0$		<input checked="" type="checkbox"/> $c_f = 0$			
DATOS DE ENTRADA					
Porosidad =	9	%	Bw =	1.04	b/bf
Pi =	5000	psia	Wp =	0	MMSTB
Boi =	1.355	b/bf	Swi =	20	%
Pb =	2695	psia	Cf =	0	$1 \cdot 10^{-5}/\text{psia}$
Bob =	1.391	b/bf	Npb =	2.041	MMSTB
Co =	10.71	$10^{-5}/\text{psia}$	Co =	11.61	$1 \cdot 10^{-5}/\text{psia}$
Cw =	3.6	$10^{-5}/\text{psia}$	Resultado:		
			N =	78.29385731	MMSTB

IV.2.1.2 Considerando V_R Variable.

Para calcular N se utilizará la Ec.III.70, que es:

$$N_p B_o = N B_{oi} c_e \Delta p ,$$

donde:

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_w}{S_o} + c_f \frac{1}{S_o} .$$

Por otra parte, si se considera que hay producción de agua, la Ec.III.70 queda como:

$$N_p B_o = N B_{oi} c_e \Delta p - W_p B_w ,$$

despejando N :

$$N = \frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_{oi} c_e \Delta p} .$$

IV.2.1.2.1 Resultado del Programa Considerando $c_f \neq 0$.

YACIMIENTOS CONVENCIONALES					
Opción:					
<input type="checkbox"/> VR = cte		<input type="checkbox"/> VR -Variable			
Considerando que:					
<input checked="" type="checkbox"/> $c_f > 0$		<input type="checkbox"/> $c_f = 0$			
DATOS DE ENTRADA					
Porosidad =	9	%	Bw =	1.04	b/b
PI =	5000	psia	Wp =	0	MMSTB
Boi =	1.355	b/b	Swi =	20	%
Pb =	2695	psia	Cf =	5	$1 \cdot 10^{-6}$ /psia
Bob =	1.391	b/b	Npb =	2.041	MMSTB
Co =	10.71	10^{-6} /psia	Co =	17.85	$1 \cdot 10^{-6}$ /psia
Cw =	3.6	10^{-6} /psia	Resultado:		
			N =	50.89539101	MMSTB

IV.2.1.2.2 Resultado del Programa Considerando $c_f = 0$.

YACIMIENTOS CONVENCIONALES					
Opción:					
<input type="checkbox"/> VR = cte		<input type="checkbox"/> VR -Variable			
Considerando que:					
<input type="checkbox"/> $c_f > 0$		<input checked="" type="checkbox"/> $c_f = 0$			
DATOS DE ENTRADA					
Porosidad =	9	%	Bw =	1.04	b/b
PI =	5000	psia	Wp =	0	MMSTB
Boi =	1.355	b/b	Swi =	20	%
Pb =	2695	psia	Cf =	0	$1 \cdot 10^{-6}$ /psia
Bob =	1.391	b/b	Npb =	2.041	MMSTB
Co =	10.71	10^{-6} /psia	Co =	11.61	$1 \cdot 10^{-6}$ /psia
Cw =	3.6	10^{-6} /psia	Resultado:		
			N =	78.29385731	MMSTB

Comentario de los resultados obtenidos para las diferentes consideraciones:

De los resultados obtenidos, el valor más aproximado del volumen original de aceite representa aquel en el que se incluyeron todos los factores en los cálculos de balance de materia para yacimientos volumétricos bajosaturados, por lo que el valor con mayor aproximación de $N = 50.89$ MMSTB, que es el resultado cuando V_R se considera variable y $c_f \neq 0$; por lo tanto, los demás resultados tienen menor aproximación por no considerar los efectos de la compactación de la roca y la variación del volumen de poros.

Si se compara este valor con los demás resultados, se tiene lo siguiente:

Resultados cuando se considera que no hay variación en el volumen de poros, es decir; $c_f = 0$ tanto para V_R Constante y V_R variable es:

$N = 78.29$ MMSTB

Es decir, que hay una sobreestimación de N de $78.29\text{MMSTB} - 50.89\text{MMSTB} = 27.4$ MMSTB, o se calculo un 54% más de aceite con respecto al que realmente existe en el yacimiento.

El resultado de N cuando V_R se considera constante y $c_f \neq 0$ es:

$N = 68.04$ MMSTB

Es decir, que hay una sobreestimación de N de $68.04\text{MMSTB} - 50.89\text{MMSTB} = 17.15$ MMSTB, o se calculo un 34% más de aceite con respecto al que realmente existe en el yacimiento.

IV.2.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Para este ejemplo se utilizarán datos apegados a la realidad de un yacimiento bajosaturado, naturalmente fracturado.

Ejemplo de aplicación

Calcular el volumen original de aceite en un yacimiento volumétrico bajosaturado, naturalmente fracturado.

Datos:

Presión inicial = 3839 psia

Factor de volumen del aceite inicial = 1.27 b/STB

Presión de burbuja = 2054.7 psia

Factor de volumen del aceite a la presión de burbuja = 1.306 b/STB

Porosidad de la matriz = 5.9%

Porosidad de la fractura = 1.4%

Saturación inicial de aceite = 87%

Saturación inicial de agua = 13%

Saturación inicial de gas = 0%

Relación gas aceite inicial = 435.6 ft³/bl

Densidad del aceite = 22 °API

Producción acumulada de aceite a la presión de burbuja = 4995.8 MMSTB

Producción acumulada de agua a la presión de burbuja = 0 MMSTB

Producción acumulada de gas = 2141 MMM ft³

Compresibilidad del agua = 3.45×10^{-6} psia⁻¹

Factor de volumen del agua = 1.04 b/STB

Temperatura del yacimiento = 221 °F

Salinidad = 80,000 ppm

Compresibilidad del aceite = 15.6646×10^{-5} psia⁻¹

Compresibilidades de la matriz y la fractura considerando $V_R = \text{Constante}$:

Compresibilidad de la matriz = 1.0775×10^{-7} psia⁻¹

Compresibilidad de la fractura = 96×10^{-8} psia⁻¹

Compresibilidades de la matriz y la fractura considerando $V_R = \text{Variable}$:

Compresibilidad de la matriz = 2×10^{-7} psia⁻¹

Compresibilidad de la fractura = 190×10^{-8} psia⁻¹

IV.2.2.1 Considerando V_R Constante.

Para calcular N se utilizará la Ec.III.63, que es:

$$N_p B_o = NB_{oi} c_\epsilon \Delta p ,$$

donde:

$$c_\epsilon = c_o + c_w \frac{S_{win} \phi_m}{S_{oin} \phi_m + \phi_f} + c_{pm} \frac{\phi_m}{S_{oin} \phi_m + \phi_f} + c_{pf} \frac{\phi_f}{S_{oin} \phi_m + \phi_f} .$$

Por otra parte, si se considera que hay producción de agua, la Ec.III.63 queda como:

$$N_p B_o = NB_{oi} c_\epsilon \Delta p - W_p B_w ,$$

despejando N :

$$N = \frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_{oi} c_\epsilon \Delta p} .$$

IV.2.2.1.1 Resultado del Programa Considerando $c_f \neq 0$.

YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS			
Opción:			
<input checked="" type="checkbox"/> VR = cte		<input type="checkbox"/> VR = Variable	
Considerando que:			
<input checked="" type="checkbox"/> $c_f > 0$		<input type="checkbox"/> $c_f = 0$	
DATOS DE ENTRADA			
Porosidad de la Fractura =	1.4	%	Bw = 1.04 M/bi
Porosidad de la Matriz =	5.9	%	Swi = 13 %
Pi =	3839	psia	Wp = 0 MMSTB
Boi =	1.27	M/bi	Cpm = 0.10775 1*10 ⁻⁶ /psia
Pb =	2054.7	psia	Cpl = 96 1*10 ⁻⁶ /psia
Bob =	1.306	M/bi	Npb = 1574.554 MMSTB
Co =	15.66458	10 ⁻⁶ /psia	Ce = 36.739412 1*10 ⁻⁶ /psia
Cw =	3.45	10 ⁻⁶ /psia	Resultado:
			N = 24699.993251 MMSTB

IV.2.2.1.2 Resultado del Programa Considerando $c_f = 0$.

YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS			
Opción:			
<input checked="" type="checkbox"/> VR = cte		<input type="checkbox"/> VR = Variable	
Considerando que:			
<input type="checkbox"/> $c_f > 0$		<input checked="" type="checkbox"/> $c_f = 0$	
DATOS DE ENTRADA			
Porosidad de la Fractura =	1.4	%	Bw = 1.04 M/bi
Porosidad de la Matriz =	5.9	%	Swi = 13 %
Pi =	3839	psia	Wp = 0 MMSTB
Boi =	1.27	M/bi	Cpm = 0 1*10 ⁻⁶ /psia
Pb =	2054.7	psia	Cpl = 0 1*10 ⁻⁶ /psia
Bob =	1.306	M/bi	Npb = 1574.554 MMSTB
Co =	15.66458	10 ⁻⁶ /psia	Ce = 16.069624 1*10 ⁻⁶ /psia
Cw =	3.45	10 ⁻⁶ /psia	Resultado:
			N = 56470.733386 MMSTB

IV.2.2.2 Considerando V_R Variable.

Para calcular N se utilizará la Ec.III.76, que es:

$$N_p B_o = NB_{oi} c_e \Delta p ,$$

donde:

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_{win} \phi_m}{S_{oin} \phi_m + \phi_f} + c_{pm} \frac{\phi_m}{S_{oin} \phi_m + \phi_f} + c_{pf} \frac{\phi_f}{S_{oin} \phi_m + \phi_f} .$$

Por otra parte, si se considera que hay producción de agua, la Ec.III.76 queda como:

$$N_p B_o = NB_{oi} c_e \Delta p - W_p B_w ,$$

despejando N :

$$N = \frac{N_p B_o + W_p B_w}{B_{oi} c_e \Delta p} .$$

IV.2.2.2.1 Resultado del Programa Considerando $c_f \neq 0$.

YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS					
Opción:					
<input type="checkbox"/> VR = cte		<input checked="" type="checkbox"/> VR = Variable			
Considerando que:					
<input checked="" type="checkbox"/> $c_f > 0$		<input type="checkbox"/> $c_f = 0$			
DATOS DE ENTRADA					
Porosidad de la Fractura =	1.4	%	Bw =	1.04	b/bi
Porosidad de la Matriz =	5.9	%	Swi =	13	%
Pi =	3839	psia	Wp =	0	MMSTB
Boi =	1.27	b/bi	Cpm =	0.2	1*10 ⁻⁶ /psia
Pb =	2054.7	psia	Cpf =	190	1*10 ⁻⁶ /psia
Bob =	1.306	b/bi	Npb =	1574.554	MMSTB
Co =	15.66458	10 ⁻⁶ /psia	Co =	56.966608	1*10 ⁻⁶ /psia
Cw =	3.45	10 ⁻⁶ /psia	Resultado:		
				N =	15929.74325 MMSTB

IV.2.2.2.2 Resultado del Programa Considerando $c_f = 0$.

YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS					
Opción:					
<input checked="" type="checkbox"/> VR = cte		<input type="checkbox"/> VR = Variable			
Considerando que:					
<input type="checkbox"/> $c_f > 0$		<input checked="" type="checkbox"/> $c_f = 0$			
DATOS DE ENTRADA					
Porosidad de la Fractura =	1.4	%	Bw =	1.04	b/bi
Porosidad de la Matriz =	5.9	%	Swi =	13	%
Pi =	3839	psia	Wp =	0	MMSTB
Boi =	1.27	b/bi	Cpm =	0	1*10 ⁻⁶ /psia
Pb =	2054.7	psia	Cpf =	0	1*10 ⁻⁶ /psia
Bob =	1.306	b/bi	Npb =	1574.554	MMSTB
Co =	15.66458	10 ⁻⁶ /psia	Co =	16.069624	1*10 ⁻⁶ /psia
Cw =	3.45	10 ⁻⁶ /psia	Resultado:		
				N =	56470.733386 MMSTB

Comentario de los resultados obtenidos para las diferentes consideraciones:

El valor más aproximado al calcular el volumen original de aceite para yacimientos volumétricos bajosaturados, naturalmente fracturados, es aquel en el que se incluyen todos los parámetros o factores que tienen influencia al calcular N con la ecuación de balance de materia, para este tipo de yacimientos, por lo que el valor con mayor aproximación de $N = 15929.74325$ MMSTB, que es el resultado cuando V_R se considera variable y $c_f \neq 0$. Por lo tanto, los demás resultados tienen menor aproximación por el hecho de no considerar los efectos de la compactación de la roca y la variación del volumen de poros.

Ahora si se compara este valor con los demás resultados, se tiene lo siguiente:

El resultado cuando se considera que no hay variación en el volumen de poros; es decir $c_f = 0$, tanto para $V_R = \text{cte}$ y $V_R = \text{variable}$ es:

$N = 56,470.733386$ MMSTB.

Es decir, que hay una sobreestimación de N de $56,470.733386$ MMSTB - 15929.74325 MMSTB = 40540.99 MMSTB; entonces se calculó un 254 % más de volumen de aceite, con respecto al volumen de aceite que realmente existe en el yacimiento.

El resultado de N cuando V_R se considera constante y $c_f \neq 0$ es:

$N = 247,00$ MMSTB.

Por lo que hay una sobreestimación de N de $247,00$ MMSTB - $159,29.74325$ MMSTB = $87,70.257$ MMSTB

Entonces se calculó un 55% más de más de volumen de aceite con respecto al volumen de aceite que realmente existe en el yacimiento.

IV.3 Cálculo de la Producción Acumulada (N_p).

Debe tenerse presente que los cálculos se harán por periodos de decremento de la presión del yacimiento, es decir, las condiciones iniciales en cada ecuación serán las condiciones del yacimiento al inicio del periodo correspondiente.

IV.3.1 Para Yacimientos Convencionales.

Ejemplo de aplicación:

Calcular la producción acumulada de aceite (N_p) y el volumen de poros V_p por cada periodo de decremento de la presión

Datos:

Factor de volumen del aceite inicial = 1.35 bl / STB

Factor de volumen del aceite a la presión de burbuja = 1.391 bl/ STB

Saturación de agua inicial = 20 por ciento

Salinidad del agua = 20,000 ppm

Porosidad = 9 por ciento

Presión inicial del yacimiento = 5000 psia

Presión de burbuja = 2695 psia

Volumen Original de Aceite = 51.5 MMSTB

Producción acumulada de agua = 0 STB

Factor de volumen de agua = 1.04

Compresibilidad del agua = 3.6×10^{-6} psia⁻¹

Compresibilidad del aceite = 10.71×10^{-6} psia⁻¹

Temperatura del yacimiento = 220 °F

$c_f = 5 \times 10^{-6}$ psia⁻¹ cuando v_R se considera variable

y

$c_f = 1.4 \times 10^{-6}$ psia⁻¹ cuando V_R se considera constante

DATOS DE PRESIONES Y FACTORES DE VOLUMEN	
PRESIÓN (PSIA)	B _o (b/STB)
5000	1.355
4700	1.358
4400	1.363
4100	1.367
3800	1.371
3600	1.375
3400	1.378
3200	1.381
3000	1.385
2900	1.387
2800	1.389
2695	1.391

IV.3.1.1 Para V_R Constante.

Para calcular N_p se utilizará la Ec.III.56, que es:

$$N_p B_o = NB_{oi} c_e \Delta p ,$$

donde:

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_w}{S_o} + c_f \frac{1}{S_o} .$$

Por otra parte, si se considera que hay producción de agua, la Ec.III.56 queda como:

$$N_p B_o = NB_{oi} c_e \Delta p - W_p B_w ,$$

despejando N_p:

$$N_p = \frac{NB_{oi} c_e \Delta p - W_p B_w}{B_o} .$$

IV.3.1.1.1 Resultado del Programa Considerando $c_f \neq 0$.

RESULTADOS			
Presión (psia)	Producción Durante el Intervalo (MMSTB)	Producción Acumulada (MMSTB)	Volumen de Poros (Bls)
5000	0	0	87228125
4700	.154533	.154533	87191489.19
4400	.22875	.383283	87154868.76
4100	.189981	.573264	87118263.72
3800	.188878	.762142	87081674.05
3600	.17431	.936452	87057231.18
3400	.136828	1.073279	87032915.14
3200	.136235	1.209515	87008545.92
3000	.171768	1.381283	86984183.53
2900	.085562	1.466845	86972005.74
2800	.04937	1.516215	86959829.66
2695	.121658	1.637873	86947046.57

Npb = 1.637873 MMSTB

IV.3.1.1.2 Resultado del Programa Considerando $c_f = 0$.

RESULTADOS			
Presión (psia)	Producción Durante el Intervalo (MMSTB)	Producción Acumulada (MMSTB)	Volumen de Poros (Bls)
5000	0	0	87228125
4700	.127537	.127537	87228125
4400	.201964	.329502	87228125
4100	.163343	.492845	87228125
3800	.162406	.655251	87228125
3600	.15688	.81213	87228125
3400	.1194	.931531	87228125
3200	.118889	1.05042	87228125
3000	.154629	1.205048	87228125
2900	.077034	1.282082	87228125
2800	.040728	1.322811	87228125
2695	.112882	1.435693	87228125

Npb = 1.435693 MMSTB

IV.3.1.2 Para V_R Variable.

Para calcular N_p se utilizará la Ec.III.70, que es:

$$N_p B_o = NB_{oi} c_e \Delta p ,$$

donde:

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_w}{S_o} + c_f \frac{1}{S_o} .$$

Por otra parte, si se considera que hay producción de agua, la Ec.III.70 queda como:

$$N_p B_o = NB_{oi} c_e \Delta p - W_p B_w ,$$

despejando N_p :

$$N_p = \frac{NB_{oi} c_e \Delta p - W_p B_w}{B_o} .$$

IV.3.1.2.1 Resultado del Programa Considerando $c_f \neq 0$.

RESULTADOS			
Presión (psia)	Producción Durante el Intervalo (MMSTB)	Producción Acumulada (MMSTB)	Volumen de Poros (Bls)
5000	0	0	87228125
4700	.223975	.223975	87097282.81
4400	.297551	.521526	86966636.89
4100	.258298	.779825	86836186.93
3800	.256665	1.03649	86705932.65
3600	.218871	1.255361	86619226.72
3400	.181335	1.436696	86532607.49
3200	.180492	1.617187	86446074.89
3000	.21545	1.832637	86359628.81
2900	.107272	1.939909	86316445.
2800	.071359	2.011269	86273290.77
2695	.143972	2.15524	86227997.29

Npb = 2.15524 MMSTB

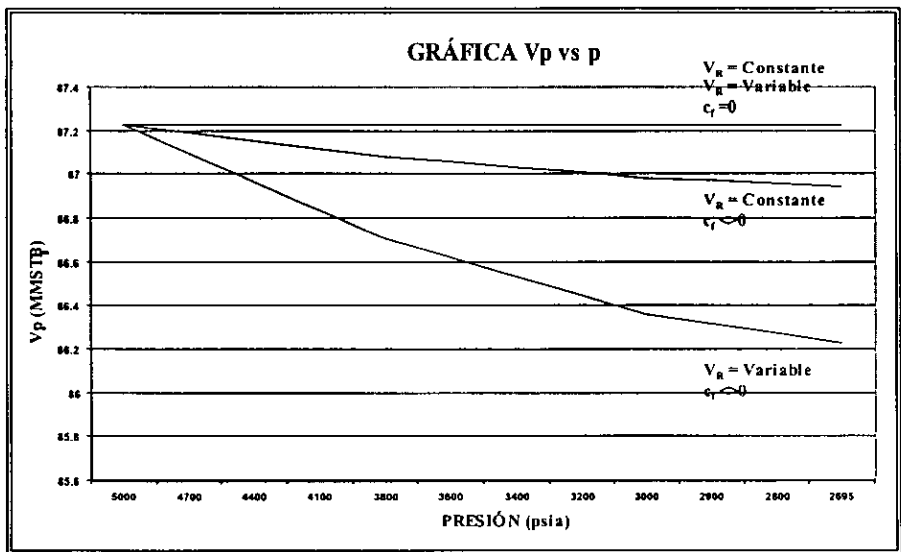
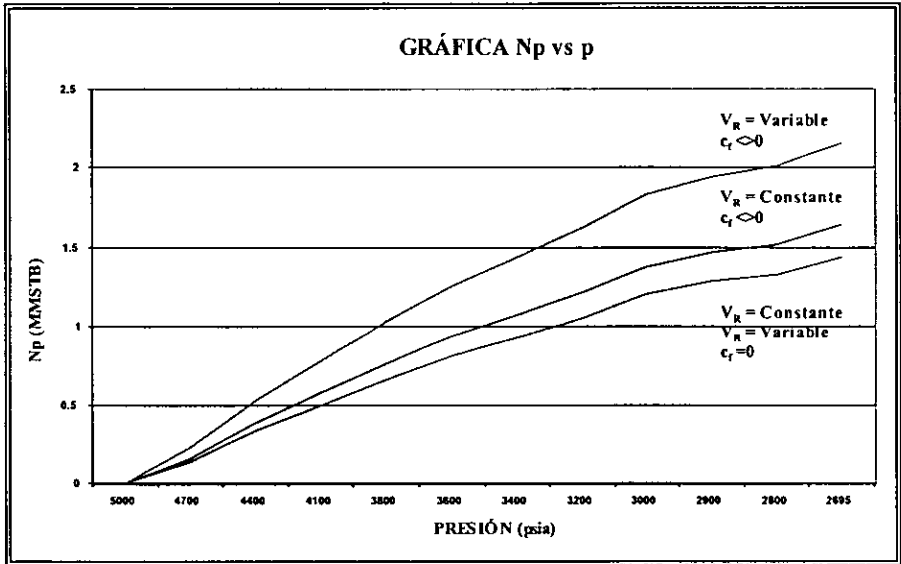
IV.3.1.2.2 Resultado del Programa Considerando $c_f = 0$.

RESULTADOS			
Presión (psia)	Producción Durante el Intervalo (MMSTB)	Producción Acumulada (MMSTB)	Volumen de Poros (Bls)
5000	0	0	87228125
4700	.127537	.127537	87228125.
4400	.201964	.329502	87228125.
4100	.163343	.492845	87228125.
3800	.162406	.655251	87228125.
3600	.15688	.81213	87228125.
3400	.1194	.931531	87228125.
3200	.118889	1.05042	87228125.
3000	.154629	1.205049	87228125.
2900	.077034	1.282082	87228125.
2800	.040728	1.322811	87228125.
2695	.112882	1.435693	87228125.

Npb = 1.435693 MMSTB

Comentario de los resultados obtenidos de la producción de aceite para los diferentes casos:

Para observar con mayor claridad los resultados obtenidos de los programas de cómputo, se realizaron dos gráficas una de producción acumulativa contra presión y otra de volumen de poros contra la presión:



Las gráficas permiten tener una idea clara de cuál es realmente el efecto de tomar o no algunos parámetros que son realmente muy importantes para calcular la producción acumulada de aceite, utilizando la ecuación de balance de materia para yacimientos bajosaturados.

De la gráfica de producción contra presión, se puede ver claramente que hay más producción cuando se toma en cuenta la compactación de la formación que cuando no se toma en cuenta; también se ve que desde luego hay menos producción cuando se considera que el volumen de los poros permanece constante es decir $c_f = 0$. Si se tiene una producción de aceite a la presión de burbuja de $N_p = 2.15524$ MMSTB cuando V_R se considera variable y una $N_p = 1.637873$ MMSTB cuando V_R se considera constante, entonces se tiene una diferencia en la producción de aceite a la presión de burbuja de:

$$N_{P(VR \text{ variable})} - N_{P(VR \text{ cte})} = 2.15524 \text{ MMSTB} - 1.637873 \text{ MMSTB} = .517367 \text{ MMSTB}.$$

Es decir, se tiene un 32 % más en la producción de aceite cuando se considera la variación en el volumen de la roca, con respecto a la producción de aceite que se tiene cuando se considera que el volumen de la roca es constante.

Ahora, considerando que no se toma en cuenta la variación en el volumen de poros es decir que $c_f = 0$, se obtiene una producción de $N_p = 1.435693$ MMSTB; la diferencia entre este resultado y el resultado cuando V_R se considera variable es:

$$N_{P(VR \text{ variable})} - N_{P(VP \text{ cte})} = 2.15524 \text{ MMSTB} - 1.435693 \text{ MMSTB} = 0.719547 \text{ MMSTB}.$$

Es decir, se tiene un 50% más de producción de aceite, cuando se considera la variación en el volumen de la roca, con respecto a la producción de aceite que se tiene cuando se considera que el volumen de poros permanece constante.

Ahora, de la gráfica de volumen de poros contra presión, se observa que disminuye más el volumen de poros cuando se considera que hay compactación, por lo tanto hay un mayor desplazamiento del aceite y en consecuencia una mayor producción, como se ve en la gráfica de N_p vs p . Cuando se considera que $c_f = 0$, entonces el volumen de poros permanece constante y solamente lo que desplaza al aceite en los poros es la expansión del aceite y la expansión del agua congénita; en consecuencia, habrá menos producción de aceite como se ve en la gráfica N_p vs p .

Entonces, el resultado que se puede considerar como el más aproximado es el que se obtiene cuando se toma en cuenta la variación del volumen de roca y la compresibilidad de la formación diferente de cero, por el hecho que si se consideran todos los parámetros que influyen en el cálculo de la producción.

IV.3.2 Para Yacimientos Naturalmente Fracturados

Ejemplo de aplicación:

Calcular la producción acumulada de aceite (N_p) y el volumen de poros V_p para cada decremento en la presión.

Datos:

Volumen inicial de aceite = 24700 MMSTB

Presión inicial = 3839 psia

Factor de volumen del aceite inicial = 1.27 b/STB

Presión de burbuja = 2054.7 psia

Factor de volumen del aceite a la presión de burbuja = 1.306 b/STB

Porosidad de la matriz = 5.9%

Porosidad de la fractura = 1.4%

Saturación inicial de aceite = 87%

Saturación inicial de agua = 13%

Saturación inicial de gas = 0%

Producción acumulada de agua a la presión de burbuja = 0 MMSTB

Producción acumulada de gas = 2141 MMM ft³

Relación gas aceite inicial = 435.6 ft³/b

Densidad del aceite = 22 °API

Compresibilidad del agua = 3.45×10^{-6} psia⁻¹

Factor de volumen del agua = 1.04 b/STB

Temperatura del yacimiento = 221 °F

Salinidad = 80,000 ppm

Compresibilidades de la matriz y la fractura considerando $V_R = \text{Constante}$:

Compresibilidad de la matriz = 1.0775×10^{-7} psia⁻¹

Compresibilidad de la fractura = 96×10^{-6} psia⁻¹

Compresibilidades de la matriz y la fractura considerando V_R = Variable:

Compresibilidad de la matriz = 2×10^{-7} psia⁻¹

Compresibilidad de la fractura = 190×10^{-6} psia⁻¹

DATOS DE PRESIONES Y FACTORES DE VOLUMEN	
PRESIÓN (PSIA)	Bo (bl/STB)
3839	1.27
3689	1.273
3539	1.276
3389	1.279
3239	1.282
3089	1.285
2939	1.288
2789	1.291
2639	1.294
2489	1.297
2339	1.3
2189	1.303
2054	1.306

IV.3.2.1 Para V_R Constante.

Para calcular N_p se utilizará la Ec.III.63, que es:

$$N_p B_o = NB_{oi} c_e \Delta p ,$$

donde:

$$c_e = c_o + c_w \frac{S_{wm} \phi_m}{S_{om} \phi_m + \phi_f} + c_{Pm} \frac{\phi_m}{S_{om} \phi_m + \phi_f} + c_{Pf} \frac{\phi_f}{S_{om} \phi_m + \phi_f} .$$

Por otra parte, si se considera que hay producción de agua, la Ec.III.63 queda como:

$$N_p B_o = NB_{oi} c_e \Delta p - W_p B_w ,$$

despejando N_p :

$$N_p = \frac{NB_{oi} c_e \Delta p - W_p B_w}{B_o} .$$

IV.3.2.1.1 Resultado del Programa Considerando $c_f \neq 0$.

RESULTADOS				
Presión [psia]	Producción Durante el Intervalo [MMSTB]	Producción Acumulada [MMSTB]	Vpm [Bls]	Vpl [Bls]
3839	0	0	28329572937.39	6722271544.47
3689	135.187863	135.187863	28329115060.67	6625470834.23
3539	133.473595	268.661457	28328657191.35	6530064054.21
3389	131.786893	400.44835	28328199329.43	6436031131.83
3239	130.127277	530.575627	28327741474.91	6343352283.53
3089	128.494274	659.069902	28327283627.78	6252008010.65
2939	126.887422	785.957324	28326825788.06	6161978095.3
2789	125.306266	911.263591	28326367955.74	6073246596.33
2639	123.750359	1035.01395	28325910130.82	5985791845.34
2489	122.218263	1157.23213	28325452313.3	5899596442.77
2339	120.712548	1277.945761	28324994503.17	5814642753.99
2189	119.229791	1397.175552	28324536700.45	5730911405.53
2054.7	111.108701	1508.284253	28324126821.04	5657023910.96

MMSTB = 1508.284253

IV.3.2.1.2 Resultado del Programa Considerando $c_f = 0$.

RESULTADOS				
Presión [psia]	Producción Durante el Intervalo [MMSTB]	Producción Acumulada [MMSTB]	Vpm [Bls]	Vpl [Bls]
3839	0	0	28329572937.39	6722271544.47
3689	59.638301	59.638301	28329572937.39	6722271544.47
3539	59.358974	118.997276	28329572937.39	6722271544.47
3389	59.081611	178.078887	28329572937.39	6722271544.47
3239	58.806193	236.88508	28329572937.39	6722271544.47
3089	58.532702	295.417782	28329572937.39	6722271544.47
2939	58.26112	353.678902	28329572937.39	6722271544.47
2789	57.99143	411.670332	28329572937.39	6722271544.47
2639	57.723614	469.393945	28329572937.39	6722271544.47
2489	57.457654	526.851599	28329572937.39	6722271544.47
2339	57.193534	584.045133	28329572937.39	6722271544.47
2189	56.931236	640.976369	28329572937.39	6722271544.47
2054.7	56.516357	697.493326	28329572937.39	6722271544.47

MMSTB = 697.493326

IV.3.2.2 Para V_R Variable.

Para calcular N_p se utilizará la Ec.III.76, que es:

$$N_p B_o = NB_{oi} c_\epsilon \Delta p ,$$

donde:

$$c_\epsilon = c_o + c_w \frac{S_{wm} \phi_m}{S_{om} \phi_m + \phi_f} + c_{pm} \frac{\phi_m}{S_{om} \phi_m + \phi_f} + c_{pf} \frac{\phi_f}{S_{om} \phi_m + \phi_f} .$$

Por otra parte, si se considera que hay producción de agua, la Ec.III.76 queda como:

$$N_p B_o = NB_{oi} c_\epsilon \Delta p - W_p B_w ,$$

despejando N_p :

$$N_p = \frac{NB_{oi} c_\epsilon \Delta p - W_p B_w}{B_o} .$$

IV.3.2.2.1 Resultado del Programa Considerando $c_f \neq 0$.

RESULTADOS				
Precisa (paia)	Producción Durante el Intervalo (MMSTB)	Producción Acumulada (MMSTB)	Vpm (Bls)	Vpf (Bls)
3839	0	0	28329572937.39	6722271544.47
3689	207.44018	207.44018	28328773050.21	6530686805.45
3539	282.283563	409.723749	28327873188.52	63445622731.49
3389	197.28214	607.005888	28327023352.32	6163742207.9
3239	192.43106	799.436948	28326173541.62	5988075554.97
3089	187.72565	987.162538	28325323756.41	5817415401.65
2939	183.161376	1170.323974	28324473996.7	5651619062.71
2789	178.73385	1349.057824	28323624262.48	5490547919.47
2639	174.43882	1523.496643	28322774553.75	5334067303.72
2489	170.272168	1693.768811	28321924870.52	5182046385.56
2339	166.229308	1859.998719	28321075212.77	5034358063.57
2189	162.308177	2022.306896	28320225580.51	4890878858.76
2054.7	147.597678	2169.904574	28319464899.25	4766078302.92

Npb = 2169.904574 MMSTB

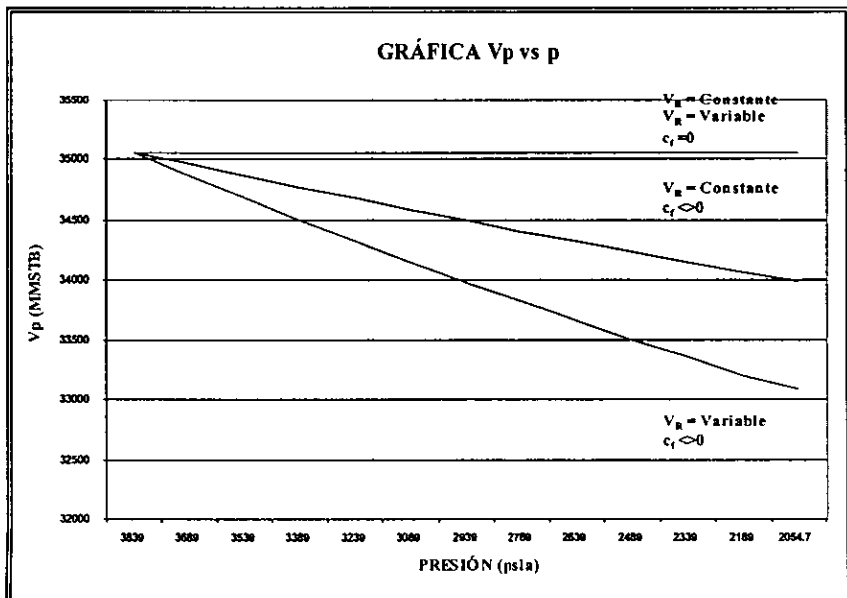
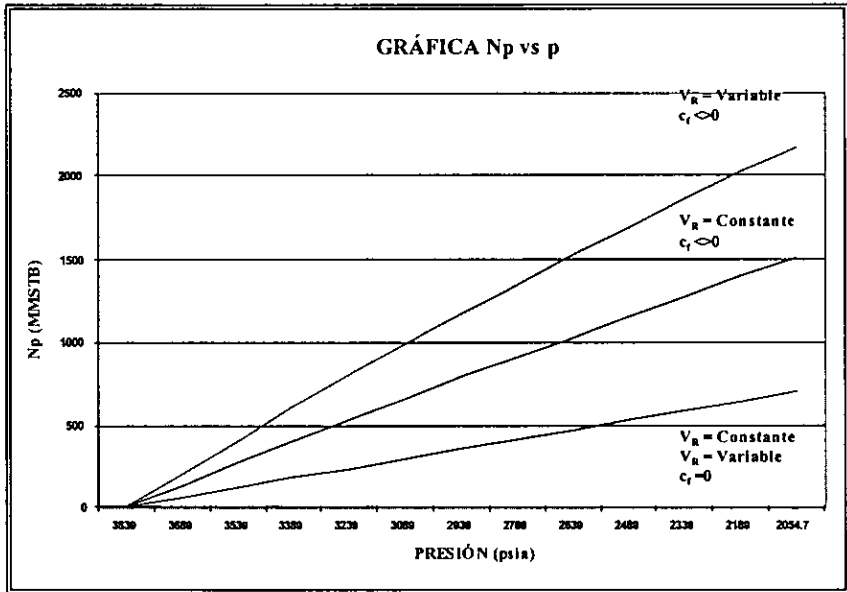
IV.3.2.2.2 Resultado del Programa Considerando $c_f = 0$.

RESULTADOS				
Precisa (paia)	Producción Durante el Intervalo (MMSTB)	Producción Acumulada (MMSTB)	Vpm (Bls)	Vpf (Bls)
3839	0	0	28329572937.39	6722271544.47
3689	59.638301	59.638301	28329572937.39	6722271544.47
3539	59.358974	118.997276	28329572937.39	6722271544.47
3389	59.081611	178.078887	28329572937.39	6722271544.47
3239	58.806193	236.88508	28329572937.39	6722271544.47
3089	58.532782	295.417782	28329572937.39	6722271544.47
2939	58.26112	353.678902	28329572937.39	6722271544.47
2789	57.99143	411.670322	28329572937.39	6722271544.47
2639	57.723614	469.393945	28329572937.39	6722271544.47
2489	57.457654	526.851599	28329572937.39	6722271544.47
2339	57.193534	584.045133	28329572937.39	6722271544.47
2189	56.931236	640.976369	28329572937.39	6722271544.47
2054.7	56.518957	697.493326	28329572937.39	6722271544.47

Npb = 697.493326 MMSTB

Comentario de los resultados obtenidos de la producción de aceite para los diferentes casos:

Para observar con mayor claridad los resultados obtenidos con los programas de computo, se realizaron dos gráficas una de producción contra presión y otra de volumen de poros contra la presión:



De la gráfica de producción contra presión, se aprecia que hay una mayor producción de aceite cuando se considera la compactación de la roca del yacimiento, que cuando no se considera, de igual manera se tiene una menor producción cuando se considera que no hay una variación en el volumen de poros es decir que $c_{pm} = 0$ y $c_{pr} = 0$. Si se tiene una producción de aceite a la presión de burbuja de $N_p = 2169.904574$ MMSTB cuando V_R se considera variable y una $N_p = 1508.284253$ MMSTB cuando V_R se considera constante, entonces se tiene una diferencia en la producción de aceite a la presión de burbujeo de:

$$N_{P(VR \text{ variable})} - N_{P(VR \text{ cte})} = 2169.904574 \text{ MMSTB} - 1508.284253 \text{ MMSTB} = 661.6203 \text{ MMSTB}.$$

Es decir, se tiene un 44 % más en la producción de aceite cuando se considera la variación en el volumen de la roca, con respecto a la producción de aceite que se tiene cuando se considera que el volumen de la roca es constante.

Ahora, considerando que no se toma en cuenta la variación en el volumen de poros, es decir que $c_{pm} = 0$ y $c_{pr} = 0$, se obtiene una producción de $N_p = 697.493226$ MMSTB; la diferencia entre este resultado y el resultado cuando V_R se considera variable se tiene:

$$N_{P(VR \text{ variable})} - N_{P(VP \text{ cte})} = 2169.904574 \text{ MMSTB} - 697.493226 \text{ MMSTB} = 1472.4112 \text{ MMSTB}.$$

Es decir que se tiene un 211% más de producción de aceite, cuando se considera la variación en el volumen de la roca, con respecto a la producción de aceite que se tiene cuando se considera que el volumen de poros permanece constante.

Ahora, de la gráfica de volumen de poros contra presión, se observa que al igual que los yacimientos convencionales, hay una mayor disminución en el volumen de poros cuando se considera la variación del volumen de la roca, por lo que hay un mayor desplazamiento del aceite dentro de los poros y en consecuencia una mayor producción del mismo, como se ve en la gráfica N_p vs p .

Cuando se considera que el volumen de los poros es constante es decir que $c_{pr} = 0$ y $c_{pm} = 0$, entonces solamente lo que desplaza al aceite dentro de los poros es la expansión del mismo aceite y la expansión del agua congénita debido al abatimiento de la presión interna; esto provoca que haya menos producción de aceite como se observa en la gráfica N_p vs p .

Entonces el resultado que se puede considerar como el más aproximado se obtiene cuando se toma en cuenta la variación del volumen de roca y la compresibilidad de la formación diferente de cero, por el hecho que sí se consideran todos los parámetros que influyen en el cálculo de la producción con la ecuación de balance de materia, para yacimientos naturalmente fracturados.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES.

Uno de los puntos más destacables de este trabajo de tesis fue el desarrollo de la ecuación de balance de materia para yacimientos volumétricos bajosaturados tanto convencionales como fracturados, considerando el efecto de la compactación del volumen bruto de la roca del yacimiento, debido al decremento de la presión interna. Y como se pudo constatar, la forma que presenta la ecuación de balance de materia considerando la variación del volumen de roca, es la misma para el caso en el que el volumen de roca permanece constante ante la caída de la presión interna. Sin embargo, el valor de la compresibilidad de formación es diferente en ambos casos; el valor de la compresibilidad de formación cuando se considera que hay compactación de la roca es mayor que cuando no se considera; es decir, que existe una mayor disminución en el volumen de poros para un decremento en la presión interna dado cuando se toma en cuenta la compactación de la roca. Este efecto se presenta tanto en los yacimientos convencionales como en los fracturados.

También se pudo observar claramente en los resultados obtenidos que hay un mayor efecto de la compactación de la roca en los yacimientos fracturados por el hecho de que existen fracturas que son altamente compresibles y en consecuencia existe una mayor disminución en el volumen de poros y una mayor producción para cada decremento en la presión interna. Esto llega a concluir, que en los yacimientos en el que la roca de formación es susceptible de compactarse debido a la extracción de los fluidos del yacimiento, en la aplicación de la EBM se debe considerar el efecto de la compactación de la roca, para así poder estimar el volumen original de hidrocarburos N_0 o de la producción acumulada N_p a un cierto periodo de tiempo de explotación. Tanto la estimación de N_0 y la N_p por medio de la EBM son importantes para predecir el posible comportamiento de un yacimiento bajosaturado, lo que permite establecer con mayor claridad las condiciones más favorables de explotación, para así poder obtener un mayor beneficio económico del mismo.

También, en cuanto al fenómeno geológico de subsidencia, se puede concluir que su presencia es causada en ocasiones por la compactación de la roca de un yacimiento, debido a la extracción de los hidrocarburos, originando como se pudo apreciar, la reducción de la porosidad, conduciendo consecuentemente a un aumento en la productividad de un yacimiento, a corto y

mediano plazo, no así a largo plazo. Es por ello, que es ampliamente recomendable utilizar todos los recursos necesarios y rentables, para evaluar de manera efectiva el potencial de una formación productora para compactarse ante un proceso de explotación ordinario.

RECOMENDACIONES.

Desde luego, que para analizar el efecto que provoca la compactación de la roca, en el comportamiento de un yacimiento, se deben realizar estudios en laboratorio de las rocas de los yacimientos y principalmente de los naturalmente fracturados, para así estimar las compresibilidades tanto de la matriz como de las fracturas cuando se presenta tal efecto, ya que para los convencionales Hall experimentalmente determinó cuanto varía la compresibilidad de la formación cuando existe la compactación de la roca.

Al utilizar las ecuaciones de balance de materia, ya sea para el cálculo de N o el de N_p , se deben de incluir todos los parámetros que se presentan en ella para no incurrir en errores que puedan causar predicciones erróneas del comportamiento de un yacimiento y en consecuencia provocar pérdidas económicas. Como se observó en los resultados se comenten mayores errores en los yacimientos fracturados cuando se omiten algunos parámetros en los cálculos, por ello se tiene que poner mayor atención en este tipo de yacimientos, de no excluir ningún parámetro importante que pueda afectar en el cálculo, ya sea del volumen original o de la producción acumulada.

NOMENCLATURA

Símbolo

B_o	Factor de volumen del aceite
B_{ob}	Factor de volumen del aceite a la presión de burbujeo
B_{oi}	Factor de volumen del aceite a la presión inicial del yacimiento
B_w	Factor de volumen del agua de formación
c	Compresibilidad de un cuerpo cualquiera
\bar{c}	Compresibilidad media del sistema roca – fluidos
c_e	Compresibilidad efectiva
c_f	Compresibilidad de la formación, compresibilidad de los poros
c_o	Compresibilidad del aceite
c_{pr}	Compresibilidad de los poros de las fracturas
c_{pm}	Compresibilidad de los poros de la matriz
c_R	Compresibilidad de la roca
c_s	Compresibilidad de los sólidos
c_t	Compresibilidad total
c_w	Compresibilidad del agua de formación
N	Volumen original de aceite @ C.S.
N_p	Producción acumulativa de aceite @ C.S.
P	Presión a la que está sujeto un cuerpo cualquiera; presión de yacimiento, presión de poro, o presión interna.
P_b	Presión de burbujeo
P_{eff}	Presión efectiva o neta, esfuerzo efectivo o neto
P_{ext}	Presión externa, presión de sobrecarga, o presión de confinamiento
P_i	Presión inicial del yacimiento
P_1	Presión inicial correspondiente a un decremento de presión
P_2	Presión final correspondiente a un decremento de presión
S_f	Saturación de un fluido
S_o	Saturación de aceite
S_{of}	Saturación de aceite en las fracturas

S_{oi}	Saturación de aceite a la presión inicial del yacimiento
S_{oif}	Saturación de aceite en las fracturas a la presión inicial del yacimiento
S_{oim}	Saturación de aceite en la matriz a la presión inicial del yacimiento
S_{om}	Saturación de aceite en la matriz
S_w	Saturación de agua de formación
S_{wf}	Saturación de agua de formación en las fracturas
S_{wi}	Saturación de agua de formación inicial o congénita
S_{wif}	Saturación de agua de formación congénita en las fracturas
S_{wim}	Saturación de agua de formación congénita en la matriz
T	Temperatura; temperatura del yacimiento
V	Volumen
\bar{V}	Volumen promedio en un decremento de presión
V_f	Volumen de un fluido
V_o	Volumen de aceite
\bar{V}_o	Volumen de aceite promedio entre V_{oi} y V_{ob}
V_{ob}	Volumen de aceite a la presión de burbujeo
V_{of}	Volumen de aceite en las fracturas
V_{oi}	Volumen de aceite a la presión inicial del yacimiento
V_{o+gd}	Volumen de aceite más su gas disuelto
V_{om}	Volumen de aceite en la matriz
V_p	Volumen de poros
V_{pA}	Volumen de poros aislados
V_{pf}	Volumen de poros de las fracturas
V_{pi}	Volumen de poros a la presión inicial del yacimiento
V_{pif}	Volumen de poros de las fracturas a la presión inicial del yacimiento
V_{pim}	Volumen de poros de la matriz a la presión inicial del yacimiento
V_{pm}	Volumen de poros de la matriz
V_R	Volumen bruto de roca
V_s	Volumen de sólidos
\bar{V}_s	Volumen de sólidos promedio entre p_i y p_b
V_{sb}	Volumen de sólidos a la presión de burbujeo
V_{si}	Volumen de sólidos a la presión inicial del yacimiento

V_t	Volumen total del sistema roca – líquidos
V_w	Volumen de agua de formación
V_{wf}	Volumen de agua de formación en las fracturas
V_{wi}	Volumen de agua de formación congénita o inicial
V_{wm}	Volumen de agua de formación en la matriz
V_1	Volumen inicial correspondiente a un decremento de presión
V_2	Volumen final correspondiente a un decremento de presión
W_c	Entrada acumulativa de agua al yacimiento @ C.Y.
W_p	Producción acumulativa de agua @ C.S.
Δ	Expansión; decremento finito; incremento finito; cambio
Δp	Decremento finito de la presión del yacimiento; o de la presión sobre un cuerpo
ΔV	Expansión de volumen; decremento finito de volumen
ΔV_o	Expansión del aceite ante Δp
ΔV_R	Compactación del volumen bruto de roca de un yacimiento ante Δp
ΔV_s	Expansión de los sólidos ante Δp
ΔV_t	Cambio del volumen total del sistema roca – líquidos ante Δp
ΔV_w	Expansión del agua de formación ante Δp
ϕ	Porosidad, porosidad efectiva, porosidad efectiva total
ϕ_a	Porosidad aislada
ϕ_c	Porosidad de las cavernas
ϕ_f	Porosidad de las fracturas
ϕ_i	Porosidad a la presión inicial del yacimiento
ϕ_{fi}	Porosidad de las fracturas a la presión inicial del yacimiento
ϕ_{mi}	Porosidad de la matriz a la presión inicial del yacimiento
ϕ_m	Porosidad de la matriz
ϕ_p	Porosidad primaria
ϕ_s	Porosidad secundaria
ϕ_v	Porosidad vugular
∂	Diferencial
@ C.Y.	“medido a condiciones de yacimiento”
@ C.S.	“medido a condiciones estándar”

SUBÍNDICES

a	aislada
A	aislados
b	burbujeo
c	cavemas
d	disuelto
e	efectiva
eff	efectiva, neto
ext	externa
f	fluido; formación; fracturas
g	gas
i	inicial, congénita
m	matriz
o	aceite
P	poros
R	roca
s	sólidos
S	secundaria
t	total
v	vugular
w	agua de formación; agua
1	indica las condiciones iniciales correspondientes a un decremento de presión
2	indica las condiciones finales correspondientes a un decremento de presión

BIBLIOGRAFÍA

- Van Golf-Racht, T.D.: *Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering*. Ed. Elsevier. Amsterdam, Holanda (1982).
- Saidi, A. M.: *Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs*. Ed. Total. Francia (1987).
- Craft, B. C. y Hawkins, M. F.: *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Ed. Prentice -- Hall. USA, New Jersey (1964).
- .- Chilingarian, G. V. y Donaldson, E. C.: *Subsidence due to Fluid Withdrawal*. Ed. Elsevier Science. Amsterdam, Holanda (1995).
- Craft, B. C. y Hawkins, M. F.: *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Ed. Prentice – Hall. USA, New Jersey (1964).
- .- Whittaker, B. N. y Reddish, D. J.: *Subsidence. Occurrence, Prediction and Control*. Ed. Elsevier. Amsterdam, Holanda (1989).

REFERENCIAS

- 1.- León, E. C. A. y Ordóñez, S.V. F.: Comportamiento de Yacimientos, Tesis Profesional, Facultad de Ingeniería, UNAM, (1995).
- 2.- Hall, H. N.: "Compressibility of Reservoir Rocks". Trans. AIME (1953). Vol. 198.
- 3.- Geertsma, J.: "The Effect of Fluid Pressure Decline on Volumetric Changes of Porous Rocks". Trans. AIME (1957). Vol. 210.
- 4.- Sulak, R. M. y Danielsen, J.: "Reservoir Aspects of Ekofisk Subsidence". JPT, Julio (1989).
- 5.- Van Golf-Racht, T.D.: Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering. Ed. Elsevier. Amsterdam, Holanda (1982).
- 6.- Saidi, A. M.: Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs. Ed. Total. Francia (1987).
- 7.- Molina Ocampo, J.: Mecanismos de Desplazamiento en Yacimientos Naturalmente Fracturados, Tesis Profesional, Facultad de Ingeniería, UNAM, (1992).
- 8.- Rodríguez, R.: Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos. Facultad de Ingeniería, UNAM. México. D.F.
- 9.- Craft, B. C. y Hawkins, M. F.: Applied Petroleum Reservoir Engineering. Ed. Prentice – Hall. USA, New Jersey (1964).
- 10.- Dodson, C. R. y Standing, M. B.: "Pressure – Volume – Temperature and Solubility Relations for Natural – Gas – Water – Mixtures". Drill. and Prod. Prac., API (1944). pp. 173 – 179.
- 11.- Garaicochea, F.: Apuntes de Comportamiento Primario de Yacimientos. Facultad de Ingeniería, UNAM. México, D.F. Abril (1972).
- 12.- Moric, T., Firoozabadi, A. y Ishimoto, K.: "Laboratory Studies of Capillary Interaction in Fractured / Matrix Systems". SPEJ Reservoir Engineering. Agosto (1990). pp. 356 – 360.
- 13.- Reiss, L. H.: The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations. Institut Francais Du Petrole. Paris (1980).
- 14.- Saidi, A. M.: "Effect of Gas Pressure Maintenance on the Recovery of the Iran ian Fractured Limestone Reservoirs". Ninth World Energy Conference. Vol. IV. Detroit (1974). pp. 224 – 236.
- 15.- Rodríguez, R. y Rivera, J.: "Estado Actual de la Tecnología de Recuperación de Aceite por Medio de la Inyección de Agua en Yacimientos Naturalmente Fracturados". Revista del IMP. Junio (1985).
- 16.- Mattax, C. C. y Kyte, J. R.: "Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water – Drive Reservoirs". SPEJ, Junio (1962). pp. 177 – 184.
- 17.- Reiss, L. H.: "Flow in Fissured Reservoirs". Preimpresión SPE No. 4343, Abril (1973).
- 18.- Hawkins, M. F.: "Material Balances in Expansion Type Reservoirs Above Bubble Point". Trans. AIME (1955). p. 204.

- 19.- Whittaker, B. N. y Reddish, D. J.: *Subsidence. Occurrence, Prediction and Control*. Ed. Elsevier. Amsterdam, Holanda (1989).
- 20.- Chilingarian, G. V. y Donaldson, E. C.: *Subsidence due to Fluid Withdrawal*. Ed. Elsevier Science. Amsterdam, Holanda (1995).
- 21.- Prokopovich, N. P.: "Genetic Classification of Land Subsidence. In: *Evaluation and Prediction of Subsidence*". Engineering Foundation Conference in Pensacola Beach, Florida. Proc. Am. Soc. Civil Engrs. New York, N.Y. (1978). pp. 389 – 399.
- 22.- Allen, D. R., Chilingar, G. V., Mayuga, M. N. y Sawabini, C. T.: *Studio e Previsione Della Subsidenza*. Enciclopedia Della Scienza e Della Técnica. Arnoldo Mondadori Editore. Milan (1971). pp. 282 – 292.
- 23.- Johnson, J. P., Rhett, D. W. y Slemers, W. T.: "Rock Mechanics of the Ekofisk Reservoir in the Evaluation of Subsidence". JPT, Julio (1989).
- 24.- Boade, R. R., Chin, L. Y. y Slemers, W. T.: "Forecasting of Ekofisk Reservoir Compaction and Subsidence by Numerical Simulation. JPT, Julio (1989).