

17  
2ej.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA  
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO EN  
YACIMIENTOS NATURALMENTE  
FRACTURADOS

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A:  
JAVIER MOLINA OCAMPO



Cd. Universitaria

1992

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN



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 está 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.

## INDICE

	PAGINA
INTRODUCCION	3
I GENERALIDADES	5
I.1 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	5
I.2 POROSIDAD	8
I.3 SATURACION	11
I.4 PERMEABILIDAD	12
I.5 FUERZAS CAPILARES, MOJABILIDAD Y PRESION CAPILAR	15
I.6 DENSIDAD Y VISCOSIDAD	17
I.7 RELACIONES GAS-ACEITE	19
I.8 FACTORES DE VOLUMEN	20
I.9 COMPRESIBILIDAD	22
II PRINCIPALES PROCESOS ACTUANTES EN LOS MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO	24
II.1 EXPANSION	25
II.2 SUDACION	26
II.3 IMBIBICION Y DRENE	28
II.4 CONVECCION	29
II.5 DIFUSION	30
III MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO EN YACIMIENTOS HOMOGENEOS	31
III.1 DESPLAZAMIENTO POR EXPANSION DE LA ROCA Y LOS LIQUIDOS	31
III.2 DESPLAZAMIENTO POR GAS DISUELTO LIBERADO	33
III.3 DESPLAZAMIENTO POR EXPANSION DEL GAS LIBRE INICIAL	35
III.4 DESPLAZAMIENTO HIDRAULICO (CENTRADA DE AGUA)	36
III.5 DESPLAZAMIENTO POR SEGREGACION GRAVITACIONAL	39
III.6 COMBINACION DE EMPUJES	41

<b>IV</b>	<b>MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS</b>	<b>43</b>
	<b>IV.1 EXPANSION DE LA ROCA Y LOS LIQUIDOS</b>	<b>44</b>
	<b>IV.2 CONVECCION Y DIFUSION</b>	<b>48</b>
	<b>IV.3 DESPLAZAMIENTO POR GAS DISUELTO LIBERADO</b>	<b>52</b>
	<b>IV.4 SEGREGACION GRAVITACIONAL (DESPLAZAMIENTO POR DRENE)</b>	<b>56</b>
	<b>IV.5 EMPUJE POR EFECTOS GRAVITACIONALES E IMBIBICION</b>	<b>61</b>
	<b>IV.6 SUDACION</b>	<b>67</b>
	<b>IV.7 COMBINACION DE EMPUJES</b>	<b>71</b>
<b>V</b>	<b>EJEMPLOS DE APLICACION</b>	<b>74</b>
	<b>V.1 EJEMPLO DEL MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO POR EXPANSION DE LA ROCA Y LOS LIQUIDOS</b>	<b>74</b>
	<b>V.2 EJEMPLO DEL MECANISMO DE CONVECCION</b>	<b>75</b>
	<b>V.3 EJEMPLO DEL MECANISMO DE EMPUJE POR SEGREGACION GRAVITACIONAL</b>	<b>77</b>
	<b>V.4 EJEMPLO DEL MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO POR IMBIBICION</b>	<b>79</b>
<b>VI.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	<b>83</b>
	<b>NOMENCLATURA</b>	<b>85</b>
	<b>REFERENCIAS</b>	<b>88</b>

## INTRODUCCION

El petróleo es un recurso no renovable por lo que su disponibilidad a futuro depende de la relación reservas-producción. Dicho de otra manera, el máximo volumen de hidrocarburos recuperados en superficie, en condiciones económicas favorables, estará en función de la adecuada técnica de producción empleada en cada una de las diferentes recuperaciones (o etapas de explotación) que puede tener un yacimiento.

El conocimiento de los mecanismos de desplazamiento que se presentan en un yacimiento durante su primera etapa de explotación será fundamental para la óptima extracción de los hidrocarburos y por consiguiente será más fácil, una vez ya determinado y estimado el mecanismo de empuje de mayor eficiencia para desplazar a los hidrocarburos en el yacimiento, elegir que tipo de técnica de recuperación secundaria o mejorada puede ser aplicada, ya que éstas no pueden ser aplicadas indiscriminadamente a cualquier yacimiento para lograr exitosamente la extracción de hidrocarburos.

Dependiendo de las características geológicas y petrofísicas de la formación productora, existirá un proceso de recuperación que será el más adecuado: incluso es posible que en algunos yacimientos sólo sea factible la extracción de hidrocarburos a través de técnicas de recuperación mejorada.

En términos generales los mecanismos que controlan el desplazamiento y recuperación de hidrocarburos en yacimientos homogéneos (convencionales) no son conocidos a detalle, por lo que a la fecha no se cuenta con una ley o teoría que los integre formalmente y en forma comprensible. Esta situación es particularmente crítica para el caso de yacimientos naturalmente

fracturados, por lo complejo de los patrones de flujo y geometría del medio poroso. El flujo de los fluidos residentes en las fracturas es muy rápido, pero en la matriz porosa su flujo es muy lento y complejo.

La investigación relacionada con la explotación de los yacimientos naturalmente fracturados, ha recibido un fuerte impulso debido a que los yacimientos más importantes en México, tanto por sus reservas como por su productividad, son precisamente de este tipo.

El objetivo de este trabajo es el de explicar de manera general cuáles son los mecanismos de desplazamiento que se presentan en un yacimiento naturalmente fracturado, a fin de mostrar la importancia que tiene cada uno de ellos en la recuperación de aceite. Se incluyen algunos ejemplos de aplicación en los cuales se evalúa el mecanismo de desplazamiento.

## CAPITULO I GENERALIDADES

### I.1 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Un yacimiento naturalmente fracturado es un sistema formado por poros y canales interconectados, cuyo sistema de flujo difiere del correspondiente en un yacimiento homogéneo. Las fracturas, verticales y horizontales, permiten un flujo fácil de los fluidos a través de ellas, además definen y delimitan el tamaño de los bloques de matriz. Es claro que no se tendrá una homogeneidad entre los bloques de matriz y las fracturas, pero se puede idealizar el conjunto de ellos como lo muestra la Fig. I.1, donde el conjunto de bloques (paralelepíedros) representan la matriz y los espacios entre dichos bloques representan a las fracturas.

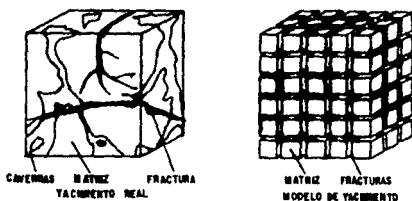


Fig. I.1. Idealización de un yacimiento fracturado.\*1

En los yacimientos fracturados, se tienen dos sistemas: Un sistema de matriz, la cual tiene una alta porosidad pero muy baja permeabilidad y un sistema de fracturas, las que tienen una baja porosidad comparada con el total de la roca del yacimiento, pero con una alta permeabilidad. La interacción entre estos dos sistemas puede afectar considerablemente el comportamiento del

\* Referencias al final del trabajo.

yacimiento. Por ejemplo, cuando la comunicación es buena, ambos sistemas de porosidad pueden responder al gradiente de presión total.

Debe hacerse un gran énfasis en la geología para definir correctamente la estructura fracturada. Este es el primer paso que se debe tomar para después poder evaluar qué mecanismos de desplazamiento pueden tener lugar dentro del yacimiento.

Las fracturas transforman el conjunto de un medio poroso homogéneo en un conglomerado de bloques sólidos. El tamaño de los bloques depende de la densidad de las fracturas que se presentan bajo aspectos muy variados.<sup>2</sup> Estas pueden ser:

- a) Efectivas, abiertas y con separación neta entre los bloques.
- b) Potenciales, los dos bloques están en contacto sin dejar hueco entre ellos, pero pueden ser separadas por un procedimiento de fracturación.
- c) Cubiertas parcialmente por depósitos secundarios que tapizan el canal de la fisura.
- d) Cubiertas totalmente por depósitos secundarios.

Además, en cada una de estas categorías se pueden encontrar fracturas regulares y continuas, irregulares y discontinuas, y rectilíneas o tortuosas. Finalmente, su orientación y su disposición relativas, pueden variar.

El Ancho de una fractura, Fig. 1.2, es la separación "b" de los bloques de una roca fracturada: el ancho depende del tipo de roca y de las condiciones de esfuerzo a que se encuentre sometida; el tamaño de una fractura se basa en una relación comparativa entre la longitud de la fractura y el espesor de los estratos.

Los procesos de fracturamiento no ocurren en forma arbitraria. Se



desarrollan generalmente constituyendo arreglos de fracturas orientadas. Los cortes cruzados de estos arreglos conforman bloques regulares. El tamaño y orientación de los bloques varía en el yacimiento, dependiendo de los esfuerzos tectónicos que los originaron. Los bloques son más pequeños en las proximidades de las fallas. La Fig. I.3 muestra cuatro tipos de arreglos simples de bloques que pueden encontrarse en algunos yacimientos.

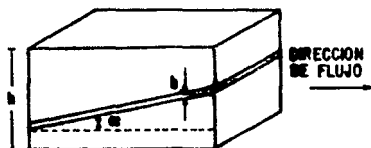


Fig. I.2. Bloque con una fractura de amplitud "b".<sup>3</sup>

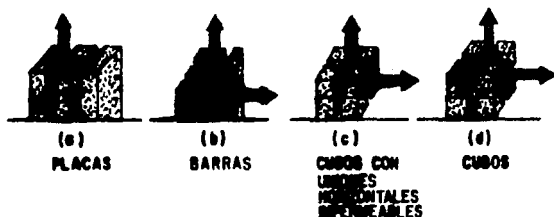


Fig. I.3. Formas de bloques de matriz.<sup>4</sup>

La determinación de la forma, tamaño y distribución de los bloques matriciales en un yacimiento, es necesaria para la modelación matemática de la generalidad de los yacimientos fracturados; por ejemplo, el arreglo cúbico de la Fig. I.4.d, se ha utilizado en la simulación de algunos yacimientos de Irán. En otros casos la geometría puede ser más compleja.

Se distinguen dos tipos de yacimientos naturalmente fracturados:

- Yacimientos Fracturados Porosos: en los cuales los hidrocarburos se encuentran almacenados en la matriz, a partir de la cual fluyen los hidrocarburos hacia las fracturas y de éstas hacia los pozos productores.

- Yacimientos Fracturados No-Porosos: los hidrocarburos no se encuentran almacenados en la matriz porque ésta es impermeable y no-porosa, por lo que la acumulación y el flujo de los hidrocarburos está en función de los canales y cavernas de disolución interconectados.

## 1.2 POROSIDAD

Un volumen de roca sedimentaria ( $V_r$ ) está formado por un cierto volumen de sólidos ( $V_s$ ) y un volumen de huecos o poros -comunicados y no comunicados- ( $V_p$ ); es decir:

$$V_r = V_s + V_p . \quad (I.2.1)$$

Si el volumen de poros se relaciona al volumen de roca se obtiene la porosidad absoluta ( $\phi$ ):

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} [\%]. \quad (I.2.2)$$

No todos los poros de una roca están comunicados: en ocasiones algunos poros están aislados. La porosidad efectiva es la relación entre el volumen de poros comunicados y el volumen de roca y es el tipo de porosidad que más interesa en la explotación de yacimientos petroleros, puesto que depende del espacio al que se le pueden extraer los fluidos. La porosidad de los yacimientos homogéneos y fracturados en producción varía entre 5 y 40%.

La porosidad es creada y destruida por procesos geológicos

naturales, se pueden clasificar en primaria y secundaria.

La porosidad primaria en las rocas sedimentarias, es la resultante de la acumulación de material detrítico u orgánico en tal forma que queden huecos o aperturas entre los granos de arena. De hecho, es imposible la depositación de tales materiales, en especial granos esferoidales sin que quede un considerable espacio vacío interconectado. La porosidad primaria es de máxima importancia en areniscas y en calizas oolíticas. A esta porosidad también se le denomina porosidad intergranular o intercrystalina.

La porosidad secundaria es el resultado de algún tipo de actividad geológica después de que los sedimentos se hayan convertido en rocas. Es de gran importancia en rocas carbonatadas. El fracturamiento, la dolomitización y la lixiviación, son los procesos de desarrollo de porosidad secundaria que en mayor grado afectan el comportamiento de un yacimiento.

La dolomitización es la reducción de los sólidos de una roca, al convertirse una caliza en dolomía, es decir, es el reemplazamiento de una parte de carbonato de calcio por carbonato de magnesio; por otra parte, la lixiviación es el proceso mediante el cual se extraen las sustancias solubles presentes en la roca mediante un disolvente, dando origen a las cavernas de disolución. La sustancia disolvente es el agua y; el fracturamiento es una discontinuidad que presenta la roca como resultado de una ruptura debido a los esfuerzos presentes en la corteza terrestre.

El fracturamiento incrementa substancialmente la productividad, porque forma vías de comunicación que pueden facilitar la canalización de los fluidos producidos o inyectados. Un conjunto de fracturas forman lo que se conoce como "sistema de fracturas" y a la combinación de varios sistemas de fracturas se le llama "red de fracturas".

La capacidad de almacenamiento y la recuperación de hidrocarburos en los yacimientos fracturados pueden variar considerablemente. La porosidad primaria y la secundaria se pueden presentar en diversas combinaciones como se aprecia en la Fig. I.4.

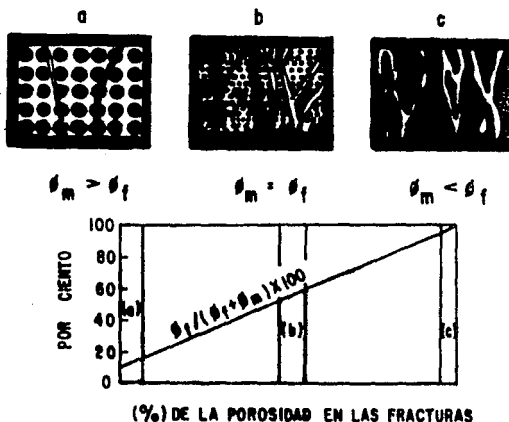


Fig. I.4. Distribución de la porosidad en yacimientos fracturados.<sup>4</sup>

Cuando la capacidad de almacenamiento en los poros de la matriz es grande, comparada con la de las fracturas, Fig. I.4.a, se tienen las mejores condiciones de explotación, aunque se pueden presentar problemas durante la perforación, como por ejemplo: pérdida de circulación, brotes, etc. La interacción de los fluidos contenidos en los bloques matriciales y los existentes en las fracturas, facilitan el desplazamiento del aceite, permitiendo obtener recuperaciones substanciales.

La Fig. I.4.b muestra en forma esquemática una formación que tiene

aproximadamente la misma capacidad de almacenamiento en la matriz y en las fracturas. En este caso, la matriz es más compacta y de baja permeabilidad, mientras que las fracturas poseen una permeabilidad altísima.

La Fig. I.4.c corresponde a una formación con porosidad muy baja o nula en la matriz, en la que prácticamente toda la capacidad de almacenamiento se debe a las fracturas. La saturación de agua puede ser muy alta en una matriz de baja porosidad, pero esta saturación es generalmente inmóvil. Los yacimientos de este tipo generalmente producen con altos gastos iniciales; pero estos declinan drásticamente en muy corto tiempo.

La escasa o nula comunicación entre la matriz y las fracturas puede favorecer o perjudicar la recuperación. Los problemas de evaluación y estimación de la recuperación, pueden ser serios cuando existe pobre comunicación entre un sistema de fracturas muy permeable y un sistema matricial que contiene cantidades apreciables de aceite potencialmente recuperable. Como se verá más adelante, el grado de interacción no depende sólo de la permeabilidad, porosidad y contenido de aceite en la matriz. La forma, tamaño de los bloques y la mojabilidad de la formación, son muy importantes cuando el aceite de la matriz es desplazado por un fluido externo (gas o agua).

### **I.3 SATURACION**

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 su volumen de poros ( $V_p$ ):

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} [\%], \quad (I.3.1)$$

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 homogéneos o naturalmente fracturados existe agua: los valores de la saturación de agua congénita u original son del orden del 10 al 30%, en tanto que en etapas avanzadas de extracción, la  $S_w$  puede alcanzar valores de 80%, 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 del 70%.<sup>5</sup>

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

#### **1.4 PERMEABILIDAD**

La permeabilidad es la propiedad que tiene el medio poroso de permitir el flujo de fluidos a través de él. Se llama permeabilidad absoluta ( $k$ ), si el fluido que circula en el medio poroso lo satura al 100%. Cuando el fluido que circula no satura 100% al medio poroso, sin importar si el otro o los otros fluidos saturantes se mueven o no, se denomina permeabilidad efectiva ( $k_{ef}$ ). La relación entre las permeabilidades efectiva y absoluta se conoce como permeabilidad relativa:

$$k_{ef} = \frac{k_{ef}}{k} \quad (I.4.1)$$

En ciertos tipos de estudios de yacimientos, es común emplear las permeabilidades relativas, la Fig. I.5 muestra una gráfica típica

de permeabilidades relativas al aceite y al agua vs saturación de la fase mojante.

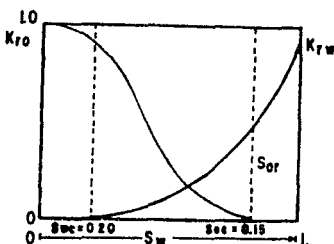


Fig. I.5. Permeabilidades relativas al agua y al aceite.<sup>o</sup>

La permeabilidad no es una característica estática e inmutable de la roca. Se ha demostrado que en muchos casos disminuye más o menos lentamente, bajo el efecto de la circulación de un fluido. La causa principal sería la destrucción parcial de ciertos compuestos de la roca (minerales arcillosos en particular). Las partículas muy finas así formadas al desplazarse, obturarían una parte de los poros muy finos, frenando el desplazamiento de los fluidos.

Al igual que la porosidad, la permeabilidad de una roca se puede clasificar en primaria y secundaria. La permeabilidad primaria se asocia a los yacimientos homogéneos y la permeabilidad secundaria se asocia a los yacimientos que presentan cavernas y fracturas: es decir, a los yacimientos fracturados.

Se llama permeabilidad intrínseca de una fractura ( $k_{if}$ ), a la permeabilidad de la fractura, independientemente del tamaño de la matriz que la rodea. La  $k_{if}$  de una fractura de separación "b", Fig. I.2, entre bloques es:

$$k_{ff} = \frac{b^2}{12} \quad (I.4.2)$$

Si la fractura forma un ángulo  $\alpha$  con la dirección de flujo, la ecuación anterior se transforma en:

$$k_{ff} = \frac{b^2}{12} \cos^2 \alpha \quad (I.4.3)$$

Si se tiene un conjunto de "n" fracturas paralelas entonces:

$$k_{ff} = \frac{\cos^2 \alpha}{12} \left[ \sum_{i=1}^n b_i^2 \right] \quad (I.4.4)$$

donde  $b_i$  es lo ancho de la fractura  $i$ .

La permeabilidad convencional de una fractura, es la permeabilidad de la fractura tomando en cuenta el volumen de roca asociado a dicha fractura. Esta permeabilidad se puede calcular con la ecuación:

$$k_f = \frac{b^3}{12h} \cos \alpha \quad (I.4.5)$$

donde  $h$  es la altura del bloque fracturado, Fig. I.3. Esto es equivalente a tener un sistema de fracturas con una distancia perpendicular entre sí igual a " $h \cos \alpha$ " y todas ellas con una anchura " $b$ ".

En forma similar a las ecuaciones I.4.4 y I.4.5, para el caso de "n" fracturas paralelas:

$$k_f = \frac{\cos \alpha}{12} \left[ \sum_{i=1}^n \frac{b_i^3}{h_i} \right] \quad (I.4.6)$$

donde  $h_i$  es la altura del bloque fracturado que contiene la



fractura  $v$ ; si todos los bloques tienen la misma dimensión "b", esta ecuación se transforma en la ecuación I.4.5.

La permeabilidad del sistema matriz fractura, es simplemente:

$$k_t = k_m + k_f , \quad (I.4.7)$$

donde  $k_m$  es la permeabilidad absoluta de la matriz.

### **I.5 FUERZAS CAPILARES, MOJABILIDAD Y PRESION CAPILAR**

Las fuerzas capilares son el resultado de los efectos combinados de las tensiones interfaciales y superficiales, del tamaño y la forma de los poros y del valor relativo de las fuerzas de adhesión entre fluidos y sólidos y las fuerzas de cohesión en los líquidos; es decir, de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluidos.

La tensión interfacial ( $\sigma$ ) es el resultado de efectos moleculares por los cuales se forma una interfase o superficie que separa dos líquidos; si  $\sigma$  es nula se dice que los líquidos son miscibles entre sí. En el caso de que se tenga una interfase líquido-gas, al fenómeno se le llama tensión superficial.

La mojabilidad es definida como la tendencia de un líquido a expandirse sobre la superficie de un sólido; se dice que un fluido moja a la roca cuando éste y la superficie forman un ángulo de contacto menor o igual a  $90^\circ$ ; en caso contrario, si el ángulo de contacto es mayor a  $90^\circ$ , se dice que el líquido es no mojante, Fig. I.6. Mientras más pequeño sea el tamaño del poro, mayor será la tendencia del fluido mojante.

Cuando dos fluidos no miscibles entre sí están saturando un medio

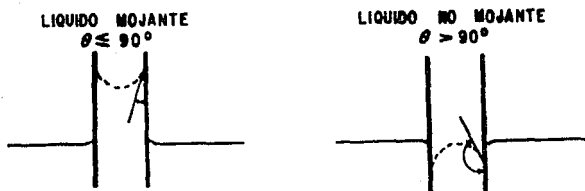


Fig. I.6. Conceptos de mojabilidad y ángulo de contacto.<sup>5</sup>

poroso, se genera entre los dos una interfase curvada. Normalmente sólo uno de los dos fluidos moja la superficie de los granos y el otro, es decir el fluido no mojante, está contenido dentro del primero ya sea como fase continua, discontinua (en forma de gotas) o intermitente (combinación de las otras dos fases). La presión en el lado no mojante de la interfase curva es más alta que la presión inmediata a la interfase dentro del lado mojante. A la diferencia de estas presiones se le define como presión capilar, es decir:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (I.5.1)$$

La presión capilar también puede obtenerse mediante la ecuación:

$$P_c = \frac{2 \sigma \cos \theta}{r} \quad (I.5.2)$$

donde " $\sigma \cos \theta$ " representa la fuerza capilar vertical hacia arriba, por unidad de longitud y  $r$  es el radio del capilar.

Varios rasgos específicos para el sistema roca-fluidos en estudio pueden obtenerse de una curva de presión capilar. Estas curvas -similares a la Fig. I.7- están en función del fluido mojante. Algunos otros rasgos del sistema roca-fluidos como por ejemplo, la

uniformidad del tamaño de los poros o de los granos se determinan con la variación de la pendiente de la curva, Fig. I.7; curvas 1, 2 y 3.

En la Fig. I.7, los valores de  $P_b$  y  $S_{w1}$  son respectivamente: la presión que se requiere para empezar a desplazar fluido mojante de los espacios más grandes del medio poroso mediante fluido no mojante y, la mínima saturación de fluido mojante que se alcanza para el sistema roca fluidos.

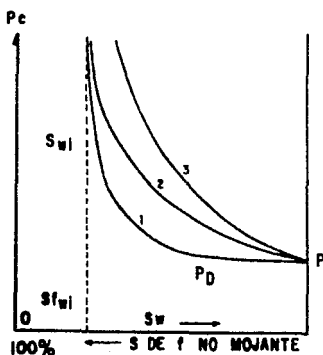


Fig. I.7. Curva típica de  $P_c$  vs  $S_w$ .

## 1.6 DENSIDAD Y VISCOSIDAD

Entre las propiedades intensivas (aquellas que son independientes de la cantidad de materia considerada) más importantes de un fluido están: la densidad, definida como la relación entre la masa del fluido y el volumen que ocupa y la viscosidad, que es una medida de resistencia que tienen las moléculas de un fluido a los esfuerzos cortantes o tangenciales.

Las Figs. I.8 y I.9 muestran respectivamente la variación de la densidad y viscosidad del aceite con respecto a la presión.

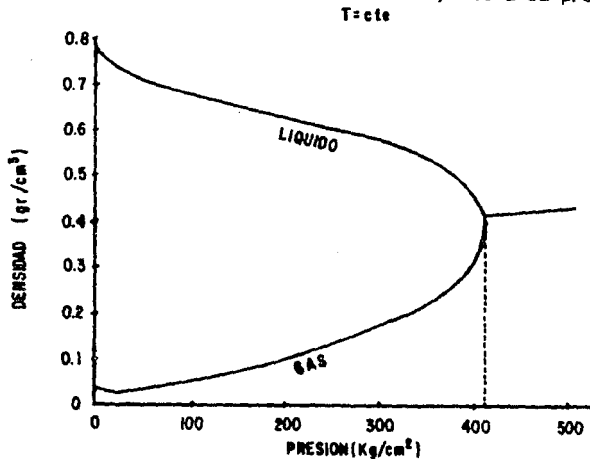


Fig. I.8. Variación de la densidad de fases vs la presión.<sup>o</sup>  
 $T = \text{cte}$

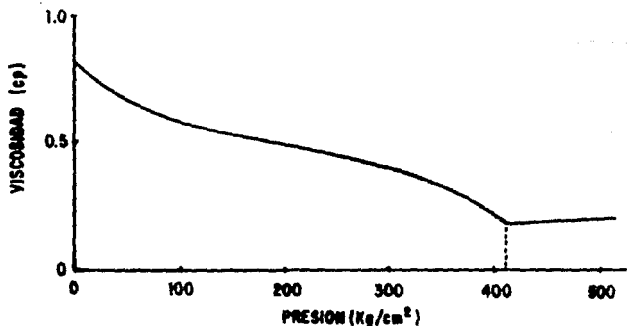


Fig. I.9. Variación de la viscosidad del aceite vs la presión.<sup>o</sup>

La densidad y la viscosidad de la fase líquida y gaseosa a las condiciones de yacimiento dependen del tipo de fluidos contenidos por el mismo.

## 1.7 RELACIONES GAS-ACEITE

Las relaciones gas-aceite dependen del tipo de fluidos contenidos en el yacimiento y, tanto el denominador como el numerador se encuentran a condiciones estándar. Figs. I.10 y I.11.

Relación gas disuelto-aceite. Este concepto se define como la cantidad de gas disuelto a cualquier condición de presión y temperatura del yacimiento por unidad de volumen de líquido, ambos volúmenes se miden en la superficie; a estas condiciones el aceite ya perdió su gas disuelto y es comúnmente llamado "aceite muerto", es decir:

$$R_s = \frac{V \text{ (gas disuelto en aceite a cualquier } P \text{ y } T) \text{ a ca}}{V \text{ (volumen de aceite 'muerto') a ca}} \quad \text{(I.7.1)}$$

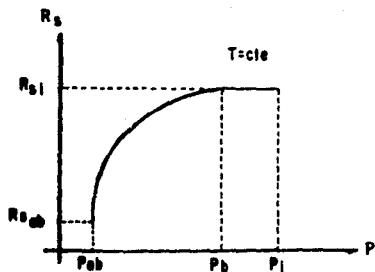


Fig. I.10. Variación de  $R_s$  vs presión.<sup>5</sup>

Relación gas-aceite instantánea. Esta relación se define como el gasto total de gas (gas liberado y gas disuelto) a condiciones estándar entre el gasto de aceite a las mismas condiciones; para un tiempo dado, se expresa como:

$$R = \frac{q_g \text{ (gas libre+gas disuelto) } a \text{ ca}}{q \text{ (aceite 'muerto') } a \text{ ca}} \quad (I.7.2)$$

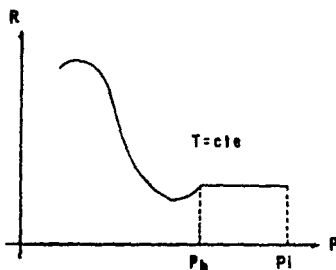


Fig. I.11. Variación de R vs presión. <sup>5</sup>

## 1.8 FACTORES DE VOLUMEN

Los factores de volumen son definidos como el volumen ocupado por una o varias fases en el yacimiento con respecto al volumen ocupado por cualquiera de ellas en la superficie. En el caso de yacimientos de gran espesor, pueden existir variaciones del tipo de fluidos a diferentes profundidades, siendo necesario en tal caso caracterizar los fluidos existentes a cada profundidad. Figs. I.12 y I.13.

Factor de volumen del gas. Se define como el volumen de una masa de gas medido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, entre el volumen de la misma masa de gas pero medido a

condiciones estándar (1 atmósfera, 60°F y Z=1). Así se tiene que:

$$B_g = \frac{V_g \text{ a cy}}{V_g \text{ a ca}} \quad (I.8.1)$$

Factor de volumen del aceite. Definido como el volumen de aceite más su gas disuelto a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, entre el volumen de aceite a condiciones estándar; se expresa de la siguiente manera:

$$B_o = \frac{V (\text{aceite+gas disuelto}) \text{ a cy}}{V (\text{aceite muerto}) \text{ a ca}} \quad (I.8.2)$$

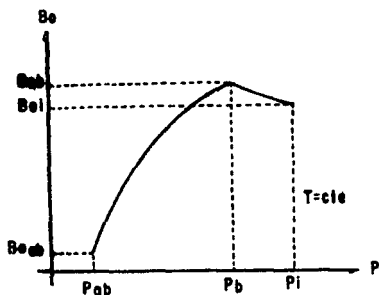


Fig. I.12. Variación de  $B_o$  vs presión.<sup>5</sup>

Factor de volumen de la fase mixta. Es el cociente entre el volumen de aceite con gas disuelto más el gas libre a condiciones de yacimiento entre el volumen de aceite sin gas disuelto a condiciones de estándar:

$$B_t = \frac{V (\text{aceite+gas disuelto+gas libre}) \text{ a cy}}{V (\text{aceite muerto}) \text{ a ca}} \quad (I.8.3)$$

Cuando la presión del yacimiento es mayor a la de burbujeo el  $B_t$  es igual al  $B_o$ , puesto que no existe gas libre. En términos de  $B_o$ ,  $B_g$  y  $R_s$ , el factor  $B_t$  se expresa:

$$B_t = B_o + B_g(R_{si} - R_s) \quad (I.8.4)$$

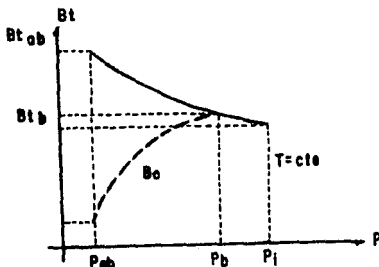


Fig. I.13. Variación de  $B_t$  vs presión.<sup>5</sup>

## I.9 COMPRESIBILIDAD

La compresibilidad es una medida del cambio de volumen que sufre un volumen dado al aumentar la presión sobre dicho volumen, es decir:

$$c = - \frac{1}{V} \frac{dV}{dp} \quad (I.9.1)$$

Debido a que el valor de la pendiente  $dV/dp$  varía con la presión, la compresibilidad es diferente a cualquier presión, siendo mayor generalmente al disminuir ésta. Fig. I.14.



Cuando la presión del fluido contenido en los espacios porosos de la roca, la cual está sometida a una presión de sobrecarga constante, se abate a causa de la extracción, el volumen total del espacio poroso de la roca decrece, mientras que el volumen de las partículas sólidas aumenta. Dichos cambios de volumen tienden a reducir la porosidad de la roca ligeramente. Un promedio ponderado con respecto a la saturación de fluidos, más la compresibilidad de la formación, es lo que se conoce como compresibilidad efectiva total.

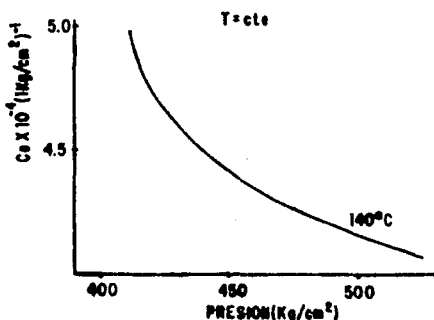


Fig. I.14. Variación de la compresibilidad del aceite vs presión. <sup>6</sup>

## CAPITULO II

### PRINCIPALES PROCESOS ACTUANTES EN LOS MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO

En este capítulo se da una pequeña explicación acerca de los principales fenómenos o procesos que pueden llegar a presentarse en un yacimiento, ya sea homogéneo o naturalmente fracturado.

La explicación de cada uno de ellos tiene como objetivo presentar las bases suficientes con las cuales se podrán entender de mejor manera los diferentes mecanismos de desplazamiento, tanto en los yacimientos convencionales (homogéneos) como en los fracturados, capítulos III y IV respectivamente.

Hay que diferenciar entre lo que es un mecanismo de flujo y la capacidad de flujo. La capacidad de flujo está básicamente dictada por la permeabilidad de la roca y/o de las fracturas, y un mecanismo de flujo es el efecto o proceso que va a dar origen al movimiento (desplazamiento) de los hidrocarburos hacia las paredes del pozo productor.

Los mismos principios físicos que controlan la recuperación de hidrocarburos en un yacimiento convencional, son los que actúan en un yacimiento fracturado; la diferencia estriba en que en estos últimos el problema para explicar lo que sucede realmente se vuelve más complejo.<sup>8</sup>

Los procesos que ayudarán al desplazamiento de los fluidos residentes en el yacimiento; Expansión, Sudación, Imbibición, Drene, Convección y Difusión serán enunciados a continuación:

## II.1 EXPANSION

El proceso es importante principalmente durante las primeras etapas de explotación de un yacimiento homogéneo o fracturado. Si el yacimiento se encuentra bajosaturado,  $P_y > P_b$ , la producción de hidrocarburos depende exclusivamente de la compresibilidad de la roca y de los líquidos (aceite y agua congénita) presentes en la matriz. Se dice<sup>11</sup> que la presencia de las fracturas genera una expansión uniforme en la matriz.

Debido a la expansión de la roca, del agua congénita y del aceite, se origina la disminución de: la porosidad, la permeabilidad relativa del aceite, la permeabilidad absoluta de la roca, la saturación y viscosidad del aceite. Por el contrario, la saturación del agua y el factor de volumen del aceite comienzan a aumentar.<sup>9</sup> Es obvio que se tendrá una caída de presión muy grande en poco tiempo debido a la baja compresibilidad del sistema y que esto afecta directamente en el desplazamiento del aceite.

Si la presión del yacimiento es menor o igual a la presión de saturación del aceite, es decir, si el yacimiento es saturado, se inicia la liberación del gas disuelto y se aumenta la compresibilidad del sistema debido a la presencia del gas, reduciéndose el abatimiento de presión. El gas disuelto que se libera inicialmente no fluye ni se segrega; se queda en el medio poroso mientras la saturación de gas sea menor a la saturación de gas crítica; es por ello que la relación gas-aceite instantánea disminuye un poco cuando el yacimiento pasa de bajosaturado a saturado, Fig. I.11. Al seguir declinando la presión, la saturación de gas va aumentando por dos efectos, porque se sigue liberando más gas disuelto del aceite y porque se expande el gas liberado dentro de los poros.

## II.2 SUDACION

Este proceso es la combinación de dos fuerzas, las cuales van a ayudar o a impedir el desplazamiento del aceite dentro de la matriz. Estas fuerzas son: la de gravedad -debida a la diferencia de densidades entre el aceite y el agua o el gas- y la fuerza capilar, la cual depende de la forma y tamaño de los poros en la matriz y de la tensión interfacial entre los fluidos. El aceite producido por estos efectos puede estimarse por la ecuación de Darcy<sup>4</sup>, II.2.1. Fig. II.1.

$$\frac{q_o}{A} = \frac{k_o \Delta p}{\mu_o a} \quad (\text{II.2.1})$$

donde: A es el área de la cara superior o inferior del bloque y,  
a es la altura de dicho bloque.

Para las Figs. II.1.a y II.1.b la diferencial de presión se define respectivamente como:

$$\Delta p = g(\rho_v - \rho_o)a + P_c \quad (\text{II.2.2})$$

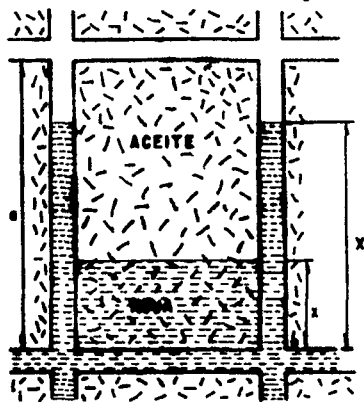
$$\Delta p = g(\rho_o - \rho_g)a + P_c \quad (\text{II.2.3})$$

Para ambas ecuaciones la presión capilar esta definida como:

$$P_c = \frac{2 \sigma \cos \alpha}{r} \quad (\text{II.2.4})$$

Dependiendo de las posibilidades de que la roca sea preferentemente mojable por agua o por aceite, es como actuarán en favor o en contra las fuerzas gravitacionales y capilares: por ejemplo, para un sistema agua-aceite en el cual la roca es preferentemente mojable por agua, las fuerzas gravitacionales y capilares son positivas; el aceite de la matriz es desplazado a través de un proceso de imbibición reforzado por los efectos gravitacionales.

En un sistema preferentemente mojable por aceite, la presión capilar es negativa y el desplazamiento del aceite es debido únicamente a los efectos gravitacionales.



a) Desplazamiento de aceite por agua en un bloque parcialmente invadido de agua en las fracturas que lo envuelven.

b) Desplazamiento de aceite por gas en un bloque parcialmente invadido de gas en las fracturas que lo envuelven.

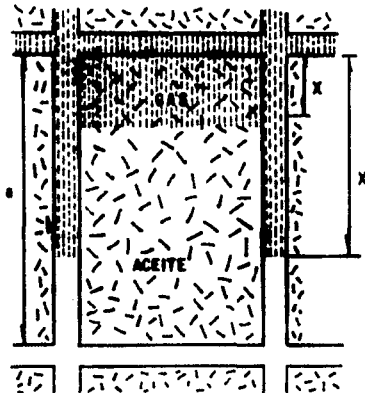


Fig. II.1. Procesos de Sudación en un bloque matricial.<sup>4</sup>

### II.3 IMBIBICION Y DRENE

La imbibición se define como el desplazamiento espontáneo de un fluido no mojante contenido en un medio poroso, por un fluido mojante, cuando éste se pone en contacto con dicho medio poroso. Por ejemplo el agua desplaza aceite por imbibición de una muestra de roca de un yacimiento, cuando el agua es el líquido mojante. Algunas veces se le llama a este mecanismo imbibición espontánea o imbibición natural.<sup>7</sup>

Por otra parte, el proceso de drene se define como el desplazamiento de un fluido mojante contenido en un medio poroso, por un fluido no mojante, cuando éste se pone en contacto con dicho medio poroso; así por ejemplo, el gas desplaza aceite por drene de una muestra de roca de un yacimiento, siendo obviamente el aceite el fluido mojante. Fig. II.2.

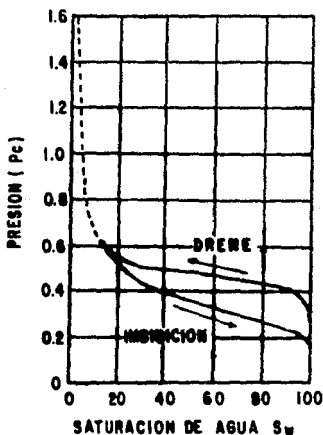


Fig. II.2. Procesos de Imbibición y de Drene.<sup>7</sup>

La Fig. II.2 muestra la gráfica de  $P_c$  vs  $S_{fm}$ , obtenida de los datos del experimento correspondiente a un sistema gas-agua, en el cual se empleó una muestra de arenisca no consolidada (método de la membrana), por los efectos de imbibición y de drene. Se observa que en un proceso de desplazamiento por drene se requieren de mayores presiones para desplazar a la fase mojante. La diferencia en el comportamiento de las dos curvas se debe: a que el agua por tener mayor viscosidad es mejor agente desplazante que el gas.

## II.4 CONVECCION

La convección es producida por los gradientes térmicos verticales, que son propios de toda formación; éstos originan que la densidad del aceite sea mayor en la cresta de la formación que en la base. Por lo anterior, se genera un movimiento denominado convección libre, que hace que el aceite fluya en forma circular o de cascada hacia el fondo del yacimiento.

Si la presión del yacimiento es menor o igual que la presión de burbujeo, se libera el gas que inicialmente estaba disuelto en el aceite; éste -el aceite- se vuelve más pesado que el aceite que está debajo de él, que todavía tiene gas disuelto; por lo tanto, el aceite que se encuentra en la parte superior de la formación alcanza primero la presión de burbujeo, aumentando su densidad y dando como resultado que fluya hacia abajo -por la diferencia de densidades-, originándose en la formación un contraflujo; en otras palabras, cuando se modifica la composición del aceite, por la convección se varía la presión de saturación; cuando ésta se reduce, se produce un incremento en el grado de bajosaturación.

## 11.5 DIFUSION

Debe entenderse como difusión al fenómeno que se presenta entre dos fases, en este caso entre gas y aceite, capaces de mezclarse sin reaccionar, constituyendo una mezcla homogénea, que en términos generales puede llamarse disolución.

Cuando la presión del yacimiento es menor o igual a la presión de burbujeo, la uniformidad y la baja permeabilidad de la matriz dan origen casi siempre a la formación de burbujas, las cuales se acumulan en las fracturas y ascienden a la cresta del yacimiento formando un casquete secundario de gas o aumentando el ya existente. En su ascenso, estas burbujas extraen por difusión los hidrocarburos ligeros (volátiles) del crudo de la matriz, aumentando la viscosidad y densidad del aceite. Si el fenómeno es muy intenso se puede generar un movimiento de tipo convectivo.



### CAPITULO III

## MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO EN YACIMIENTOS HOMOGENEOS

La recuperación de los hidrocarburos se obtiene mediante un proceso de desplazamiento. El gradiente de presión obliga a los hidrocarburos a fluir hacia los pozos. Este movimiento se lleva a cabo solamente si otro material llena el espacio desocupado por los hidrocarburos y se mantiene la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos.

Es más correcto decir que los hidrocarburos son expulsados mediante algún proceso de desplazamiento, a decir que fluyen del yacimiento por sí solos hacia las paredes del pozo.

El volumen acumulativo final de aceite, que puede recuperarse de un yacimiento homogéneo, dependerá de uno de los siguientes mecanismos de desplazamiento:

- Expansión de la Roca y los Líquidos.
- Gas Disuelto Liberado.
- Expansión del Gas Libre Inicial (casquete de gas).
- Entrada de Agua (empuje hidráulico).
- Segregación Gravitacional o la
- Combinación de los anteriores.

### **III.1 DESPLAZAMIENTO POR EXPANSION DE LA ROCA Y LOS LIQUIDOS**

Se presenta este mecanismo en los yacimientos bajosaturados y es el único que actúa, en yacimientos volumétricos, hasta que el aceite alcanza su presión de saturación.

Como consecuencia del abatimiento de presión se dará la expansión

de la roca, del aceite y del agua congénita (no existe gas libre) que va a dar como resultado el desplazamiento del aceite bajosaturado. El ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción es muy pronunciado debido a la baja compresibilidad del sistema. De las permeabilidades relativas dependerá si se produce agua, aceite o ambos.

La relación gas-aceite instantánea permanece constante e igual a la relación de solubilidad inicial durante esta etapa de producción, debido a que no existe liberación del gas disuelto por parte del aceite en el yacimiento; esta liberación se da en la tubería de producción, si se alcanza la presión de saturación.

El factor de volumen del aceite aumenta en una forma ligera hasta que alcanza la presión de saturación, Fig. I.12, ya que se obtiene menos aceite en la superficie que el aceite inicialmente extraído del yacimiento.

Por la expansión del sistema se tiene que la porosidad, la permeabilidad absoluta, la permeabilidad relativa y la viscosidad del aceite disminuyen; la saturación de aceite decrece por la producción, por otra parte, la saturación del agua y el factor de volumen del aceite aumentan por la misma razón. Debido a estas circunstancias, el índice de productividad permanece prácticamente constante.

La máxima recuperación de aceite debido a la expansión del sistema roca-fluidos en un yacimiento, fluctúa entre el 2 y 4% del aceite contenido desde que es aceite bajosaturado hasta que alcanza su presión de saturación<sup>p</sup>, después el desplazamiento por este mecanismo se vuelve despreciable.

### III.2 DESPLAZAMIENTO POR GAS DISUELTO LIBERADO

Conforme continúa la declinación de la presión, debido a la explotación, el aceite alcanza su presión de burbujeo y una vez iniciada la liberación del gas disuelto, el mecanismo de desplazamiento del aceite se deberá principalmente al gas disuelto liberado, principalmente, en yacimientos volumétricos con efectos gravitacionales despreciables.

Debido a la gran compresibilidad del gas, resulta despreciable el efecto de expansión del sistema roca-liquidos que continúa dándose en el yacimiento.

Dentro del yacimiento se observa un fenómeno: el gas disuelto liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo de gas hacia los pozos una vez que se alcance la saturación de gas mínima para ello; es decir, la saturación de gas crítica. Es por eso que en este período de tiempo la relación gas-aceite instantánea disminuye ligeramente. Fig. III.1.

El mecanismo de desplazamiento se explica de la siguiente manera: el gas disuelto liberado llena el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación de aceite disminuirá constantemente, a causa de su producción y encogimiento por la liberación del gas disuelto. El gas disuelto que se libera no se segrega, el gas o permanece donde se liberó o fluye hacia los pozos. La permeabilidad del aceite disminuye continuamente y la permeabilidad del gas aumenta. El gas fluye más fácilmente debido a que no moja a la roca (fluyendo por la parte central de los poros) y ser más ligero y menos viscoso que el aceite. De esta manera la relación gas-aceite instantánea aumentará constantemente, y dicha relación mostrará un progresivo incremento

hasta que la presión del yacimiento se abata sustancialmente; cuando ésto ocurra, la relación gas-aceite instantánea disminuirá. La Fig. III.1. muestra las curvas de variación de la presión y la relación gas-aceite instantánea con respecto a la recuperación, para un yacimiento productor por expansión del sistema roca-líquidos y por empuje de gas disuelto liberado.

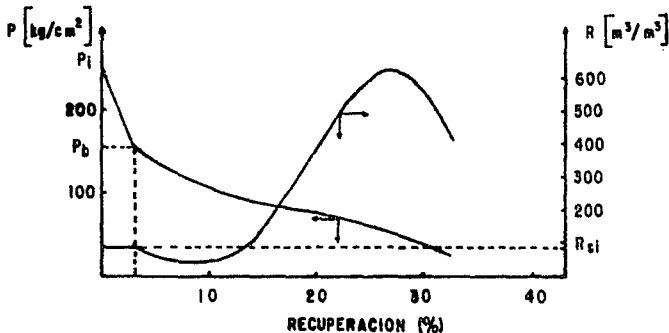


Fig. III.1. Curvas de variación de la presión y R vs recuperación.<sup>o</sup>

Las características del yacimiento para que se dé este desplazamiento eficientemente son: que no exista un casquete de gas, echado y/o altura de la formación pequeños, baja permeabilidad vertical, alta presión en la formación, estratificación densa y la no existencia de entrada de agua.

El mecanismo de desplazamiento por gas disuelto liberado tiene una ventaja: cuando el yacimiento no presenta condiciones favorables de segregación gravitacional, la recuperación de hidrocarburos es totalmente independiente del ritmo de extracción: es decir, la recuperación estará en función únicamente del nivel de depresionamiento del mismo yacimiento.

Este mecanismo se presenta por lo general en yacimientos cerrados. Las recuperaciones por empuje de gas disuelto variaron entre el 5 y el 35% del aceite total contenido en el yacimiento una vez que se había alcanzado la presión de saturación.<sup>p</sup>

### **III.3 DESPLAZAMIENTO POR EXPANSION DEL GAS LIBRE INICIAL**

Para que se presente este desplazamiento es necesario que en el yacimiento exista un casquete de gas y que se expanda para que origine el desplazamiento del aceite. Este casquete puede originarse en forma natural -segregación del gas disuelto liberado en formaciones que presenten condiciones favorables para ello- o se puede crear -inyección de gas en la cima del yacimiento-.

Este mecanismo de desplazamiento se caracteriza por la invasión progresiva de la zona de aceite por el gas, debido a la expansión del casquete, dando como resultado el desplazamiento del aceite en dicha zona hacia los pozos productores.

Para que el desplazamiento por expansión del casquete de gas actúe en forma adecuada, se requiere que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas y que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas. Fig. III.2.

Mientras más grande sea el casquete original de gas, menor será el depresionamiento cuando se inicie la explotación, en caso de no existir inyección de gas; por el contrario, si es un casquete de gas pequeño, pronto se abatirá la presión y habrá mayor liberación de gas y el efecto entonces que predominará será el de desplazamiento por gas disuelto liberado.

Para el caso específico de que se esté inyectando gas, y que la

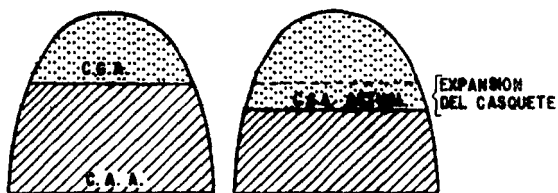


Fig. III.2. Expansión del casquete de gas.<sup>o</sup>

presión del yacimiento se mantenga en su valor original, el gas inyectado no tiene acceso a la zona de aceite, excepto atrás o en el frente de invasión; por lo tanto, la parte inferior de la estructura conserva sus condiciones originales de saturación de aceite, hasta que se invade por el gas inyectado. El aceite producido es reemplazado por el que se mueve adelante del frente de invasión; de esta forma el proceso obliga al aceite a moverse hacia la parte inferior del yacimiento. Cuando se aumenta la presión de inyección la tensión superficial disminuye, teniéndose por lo tanto mayor recuperación.

Las recuperaciones en yacimientos con casquete de gas varían normalmente del 20 al 40% del aceite contenido originalmente, pero si existen condiciones favorables de segregación se pueden obtener recuperaciones hasta del 80%.<sup>o</sup>

#### III.4 DESPLAZAMIENTO HIDRAULICO (ENTRADA DE AGUA)

Este mecanismo de desplazamiento es muy similar al anterior, sólo que aquí, la invasión del agua a la formación y el desplazamiento del aceite serán por la parte inferior del yacimiento. En este proceso el agua invade y desplaza al aceite progresivamente, desde

las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Para lograr lo anterior se necesita un acuífero sin barreras cuya magnitud del empuje hidráulico sea lo suficientemente grande para mantener la presión del yacimiento o permitir sólo un ligero abatimiento de ella; es decir, el acuífero representa una fuente de presión que mediante una diferencial de presión el agua invade al yacimiento desplazando al aceite.

Al igual que el mecanismo anterior, el empuje hidráulico puede ser natural o artificial. En forma natural, debe existir junto al yacimiento un gran volumen de agua de la misma formación, de tal modo que sea compatible con el agua de formación para que no forme precipitados que obstruyan la invasión del agua del acuífero hacia el yacimiento, sin barreras entre el aceite y el agua, y que la permeabilidad de la formación facilite la filtración adecuada. En forma artificial será mediante la inyección de agua compatible con la de la formación. Fig. III.3.

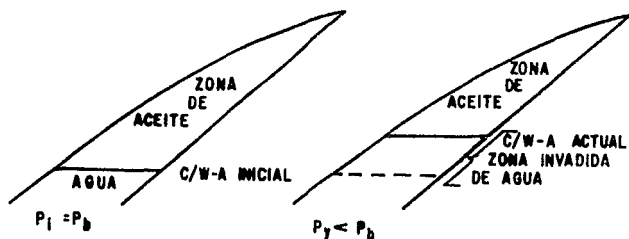


Fig. III.3. Entrada de agua al yacimiento.<sup>p</sup>

Como agente desplazante el agua tiene una ventaja sobre el gas, debido a su menor movilidad,  $\lambda_f = k_f/\mu_f$ , dada su mayor viscosidad; un volumen dado de agua introducido en el espacio poroso desalojará más aceite que el mismo volumen de gas y a la postre se acumulará también en mayor grado, mostrando menos tendencia que el

gas a fluir a través del aceite; pero para que exista un empuje hidráulico intenso será necesario un acuífero extenso, miles de veces mayor que el yacimiento, esto debido a que las compresibilidades de la roca y del agua son muy pequeñas, por lo tanto se desplaza poca agua por unidad de volumen de roca.

La relación gas-aceite instantánea en yacimientos con empuje hidráulico no sufre grandes cambios, debido a que al mantenerse alta la presión, se evita la liberación del gas disuelto en el aceite. La mayoría de los yacimientos agotados por empuje hidráulico, conservan a un nivel relativamente alto la presión del yacimiento.

La recuperación en yacimientos con entrada de agua es sensible al ritmo de explotación. Si los gastos de extracción son altos habrá un depresionamiento mayor que el conveniente, propiciándose la liberación del gas disuelto y por lo tanto el desplazamiento del aceite con agua se llevará a cabo en presencia de una fase gaseosa. Cuando el desplazamiento con agua se lleva a cabo en un medio poroso parcialmente saturado de gas, se desarrolla una alta saturación de aceite comúnmente llamada "banco de aceite", que se forma adelante del agua de invasión. Fig. III.4.

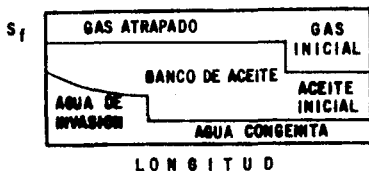


Fig. III.4. Distribución de saturaciones en un Banco de aceite.<sup>P</sup>

El banco de aceite desplaza parte de la fase de gas móvil inicial, dejando gas residual "atrapado" distribuido en los poros en forma



de burbujas discontinuas o interdigitaciones. El aceite es desplazado posteriormente por el agua, en presencia de la fase gaseosa inmóvil. Si se desea obtener la máxima recuperación para el caso anterior deberá controlarse el ritmo de producción.

### **III.5 DESPLAZAMIENTO POR SEGREGACION GRAVITACIONAL**

La segregación gravitacional o drene por gravedad es la separación del gas disuelto liberado debido a la acción de la gravedad: en otras palabras, es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades, originándose un casquete de gas secundario o aumentando el ya existente. Algunos consideran este mecanismo de desplazamiento como una modificación de los demás.

Los yacimientos que presentan las mejores condiciones para que se dé este empuje son aquéllos que poseen espesores considerables o alto relieve estructural, elevada permeabilidad vertical, aceite ligero, echado pronunciado y que los gradientes de presión aplicados no gobiernen totalmente el movimiento de los fluidos; para que parte del gas liberado fluya hacia la parte superior del yacimiento en vez de fluir hacia los pozos.

Bajo condiciones favorables de segregación gravitacional, el desplazamiento de aceite por gas es generalmente más eficiente que el empuje hidráulico. En yacimientos donde ha actuado la segregación gravitacional se han obtenido recuperaciones entre el 30 y 75%.<sup>o</sup>

La recuperación en yacimientos donde existe segregación de gas es sensible al ritmo de producción, esto porque mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión originando que sea mayor la segregación.

La trayectoria de una burbuja de gas liberada en el medio poroso depende de: el peso de la burbuja, el empuje debido a la diferencia de densidades entre el gas y el aceite, las fuerzas viscosas y del gradiente de presión (el gradiente de presión es menor entre mayor es la distancia al pozo productor o entre menor sea el gasto de producción). Fig. III.5.

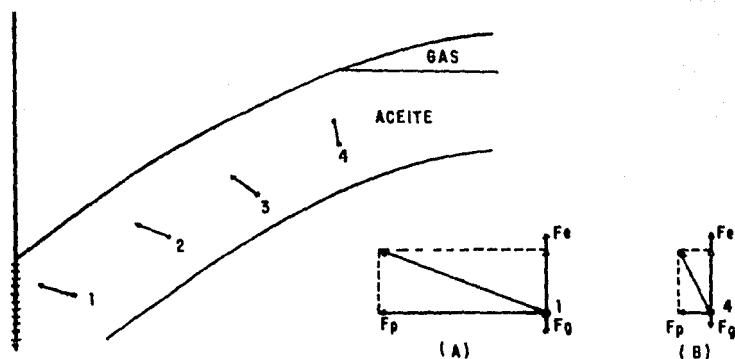


Fig. III.5. Fuerzas que actúan sobre una burbuja de gas.<sup>o</sup>

Si se tiene una segregación completa del gas liberado, a medida que el gas sube el aceite baja, originándose un contraflujo en el medio poroso: esto dará como resultado que se origine o aumente el casquete de gas y que la relación gas-aceite instantánea muestre una disminución. La Fig. III.6 muestra las variaciones de las curvas de presión y de la relación gas-aceite instantánea en función de la segregación del gas liberado.

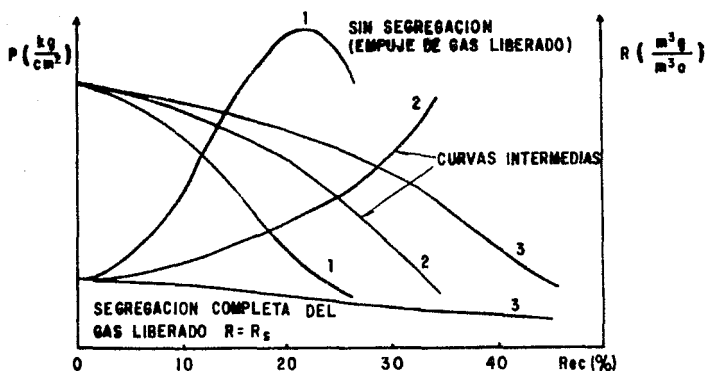


Fig. III.6. Variaciones en las curvas de presión y  $R$ .<sup>o</sup>

### III.6 COMBINACION DE EMPUJES

Una ecuación general de la producción de aceite en función del factor de recuperación ( $R$ ) y del volumen de aceite ( $V$ ) en las diferentes zonas que se pueden llegar a presentar en un yacimiento es la siguiente:<sup>o</sup>

$$\text{Producción} = R_{\text{exps}} * V_{\text{goz}} + R_{\text{gd}} * V_{\text{goz}} + R_{\text{w}} * V_{\text{wiz}} + R_{\text{expg}} * V_{\text{u}} + R_{\text{sgd}} * V_{\text{goz}} \quad (\text{III.6.1})$$

donde  $\text{exps}$ ,  $\text{gd}$ ,  $\text{w}$ ,  $\text{expg}$ , y  $\text{sgd}$ , representan respectivamente la expansión del sistema roca-líquidos, el desplazamiento por gas disuelto liberado, el empuje hidráulico, la expansión del gas libre inicial, y el desplazamiento por segregación gravitacional; así mismo,  $\text{iz}$ ,  $\text{u}$  y  $\text{goz}$ , representan respectivamente las zonas invadida, no invadida y gas-aceite.

Se ha determinado que por lo general, la recuperación del aceite proviene de las zonas de gas o de las invadidas por el agua cuando la disminución de la presión es lenta.

Es obvio que durante la explotación de un yacimiento, más de uno de los mecanismos de desplazamiento se presentan en éste; el determinar qué tipo de desplazamiento se está presentando en el yacimiento para un determinado tiempo, es sumamente importante para lograr una adecuada explotación primaria, secundaria y/o terciaria del mismo.

## CAPITULO IV MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO EN YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

Los principios físicos que controlan la recuperación de hidrocarburos en un yacimiento homogéneo son los mismos que actúan en un yacimiento fracturado. La diferencia estriba en que en los yacimientos convencionales, el desplazamiento de los hidrocarburos se verá asociado además de los principios físicos como la presión, temperatura, mojabilidad, etc., a la homogeneidad del sistema roca-fluidos. En los yacimientos fracturados, los mecanismos de desplazamiento surgen de la combinación de la baja permeabilidad - alta porosidad de la matriz y de la alta permeabilidad - baja porosidad de las fracturas y del tipo de fluidos contenidos en el yacimiento.

De hecho, se considera que la capilaridad, las fuerzas gravitacionales, la viscosidad y las fuerzas difusivas son las fuerzas que mayor afectan la recuperación y comportamiento de los yacimientos fracturados y no fracturados. La influencia de estas fuerzas, sin embargo, es diferente entre estos dos tipos de yacimientos. La acción de estas fuerzas depende también del tipo de mecanismo o proceso que se esté dando en el medio poroso. La capilaridad y la gravedad generalmente son las fuerzas que mayor actúan en un yacimiento fracturado, mientras que las fuerzas de viscosidad podrían dominar en un yacimiento homogéneo.<sup>41</sup>

En base a lo anterior, se debe realizar un análisis de los diferentes procesos que ocurren en un yacimiento naturalmente fracturado, antes y durante su etapa de producción, lo cual va a permitir obtener una mayor recuperación de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

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

Expansión de la Roca y los Líquidos,  
Convección y Difusión,  
Gas Disuelto Liberado,  
Segregación Gravitacional (Drene),  
Empuje por Efectos Gravitacionales e Imbibición,  
Sudación, o la  
Combinación de los anteriores.

#### **IV.1 EXPANSION DE LA ROCA Y LOS LIQUIDOS**

Dentro de las primeras etapas de explotación de un yacimiento se tiene como mecanismo de recuperación del aceite, a la expansión tanto de la roca como del agua congénita y el aceite con su gas disuelto, es decir, la producción se verá principalmente influenciada por la compresibilidad de la roca y de los líquidos, esto es cierto si el yacimiento es bajosaturado. Aunque la expansión del sistema roca-fluidos se da durante toda la vida productiva del yacimiento, el empuje por expansión deja de ser apreciable cuando se alcanza la presión de burbujeo.

La compresibilidad de la roca en un yacimiento homogéneo refleja la deformación de los poros y no es insignificante la expansión. La compresibilidad de la matriz tiende a ser baja en el caso de un yacimiento naturalmente fracturado; la presencia de fracturas origina la rigidez de la roca que se deforma elásticamente. La explicación es que, debido a la presencia de cementantes tales como la calcita ayudan a mantener a las fraturas abiertas a pesar de la expansión de la roca.

Para explicarse como actúa en un yacimiento fracturado este mecanismo, 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, hay que tomar en cuenta que dentro del bloque existen posiblemente microfracturas y/o cavernas y que, la fractura a su vez tiene un canal de flujo por el cual fluyen los fluidos. Fig. IV.1.

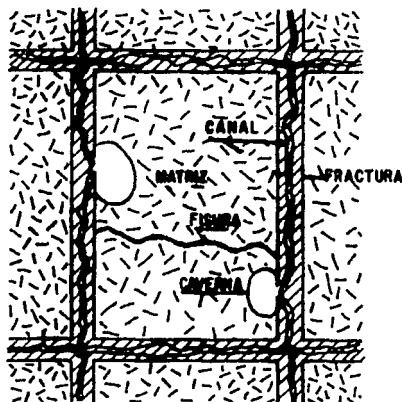


Fig. IV.1. Elemento básico del sistema matriz-fractura.<sup>12</sup>

En un yacimiento la presión de sobrecarga permanece constante, pero la presión interna disminuye debido a la extracción del aceite, dando como resultado una reducción en el ancho de la fractura "b" como consecuencia de la expansión de la roca.

Se puede despreciar o ignorar en algunos casos la presencia de microfracturas, pero esto no es adecuado en algunos casos ya que 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 microfisuras son impermeables, pero aún así la matriz puede estar en comunicación con las fisuras.

Se mencionó anteriormente que para el caso de los yacimientos fisurados, la presencia de fisuras introduce una elasticidad adicional en el yacimiento, que puede ser definida en dos formas:<sup>4</sup>

a) En términos del volumen total de poros de la roca, la compresibilidad de la fisura está definida como:

$$C_{ef} = - \frac{1}{\text{vol. total de poros}} \frac{\Delta (\text{volumen de la fisura})}{\Delta (\text{presión})}$$

$$= - \frac{1}{V_p} \frac{\Delta V_f}{\Delta p} \quad \text{(IV.1.1)}$$

b) En términos del volumen de la fisura, la compresibilidad de la fisura es:

$$C_{pf} = - \frac{1}{\text{vol. de la fisura}} \frac{\Delta (\text{volumen de la fisura})}{\Delta (\text{presión})}$$

$$= - \frac{1}{V_f} \frac{\Delta V_f}{\Delta p} \quad \text{(IV.1.2)}$$

La relación entre estas dos definiciones es obvia si la porosidad de las fisuras se define como:

$$\phi_f = \frac{\text{volumen de la fisura}}{\text{volumen de poros}} = \frac{V_f}{V_p} \quad \text{(IV.1.3)}$$

relacionando las ecuaciones 4.1.1 y 4.1.2 con la ecuación 4.1.3, se obtiene la compresibilidad efectiva de la fisura:

$$C_{ef} = \phi_f C_{pf} \quad \text{(IV.1.4)}$$



por analogía se demuestra que:

$$C_{em} = \phi_m C_{pm} . \quad (IV.1.5)$$

Si la presión del yacimiento es mayor a la presión de burbujeo y no existe entrada de agua, la ecuación de balance de materia se escribe como:

$$NB_{oi} C_{et} \Delta P = N_p B_o . \quad (IV.1.6)$$

donde  $C_{et}$  es la compresibilidad efectiva total para el sistema, que incluye a las compresibilidades efectivas de la roca (matriz), de la fractura, del aceite y del agua, y está definida como:

$$C_{et} = C_o + \frac{(C_v S_{vm} + C_{pm}) \phi_m + C_{pf} \phi_f}{\phi_m (1 - S_{vm}) + \phi_f} . \quad (IV.1.7)$$

Es importante tener en cuenta que las cavernas conectadas a la red de fracturas son parte del sistema de fracturas y por lo tanto, la definición de la compresibilidad de la fractura incluye a las cavernas; en la práctica, las cavernas tienen que ser incluidas como parte de la matriz o de las fracturas, dependiendo de la relación que tengan con uno de estos elementos, y a partir de lo anterior introducirlos en la ecuación adecuada.

Como se ve, las fracturas juegan un papel muy importante durante la depresión del yacimiento estando el aceite en una sola fase. La declinación de la presión es más uniforme en un yacimiento fracturado que en el caso de los yacimientos convencionales. Una consecuencia de lo anterior es que durante todo este período la red de fracturas permite un adecuado desplazamiento del aceite contenido en el bloque de matriz.

## IV.2 CONVECCION Y DIFUSION

La convección y la difusión son mecanismos que comúnmente son ignorados o despreciados cuando se manejan yacimientos homogéneos, porque para que los efectos de estos mecanismos sean significativos se requiere que haya transcurrido bastante 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.

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 bastantes permeables y tiene lugar hasta que el equilibrio es restablecido.

La ecuación que permite identificar si prevalece la inestabilidad, y por ende la convección en el yacimiento fracturado es:<sup>18</sup>

$$F = \beta_0 \frac{dT}{dz} - C_0 \frac{dP}{dz} \quad (IV.2.1)$$

La inestabilidad prevalece si  $F > 0$ . Más adelante se desarrollará la ecuación anterior.

Una consecuencia directa de la existencia del fenómeno de convección está en 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 en la composición del aceite y del gas y a la relación entre las fracturas y la matriz.

En el fenómeno de difusión influye la composición de los hidrocarburos: es decir, se presenta con el gas y el aceite o entre aceites con diferente composición. La difusión es el intercambio de componentes entre el gas que se encuentra en las fisuras y el aceite que se encuentra dentro de la matriz.

Se puede presentar la convección en un aceite bajosaturado de la siguiente forma: normalmente el aceite más denso se acumula en la parte inferior del yacimiento, mientras que el aceite más ligero (con valores mayores de  $B_o$ ,  $R_s$  y  $P_b$ ) 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. Bajo estas condiciones se genera una inestabilidad, cuyo resultado es la convección.

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

El cambio en la densidad del aceite por efecto del cambio en la presión se expresa de la siguiente manera:

$$d\rho = C_o \rho_o dP . \quad (IV.2.2)$$

y la ecuación que muestra el cambio en la densidad del aceite por efecto del cambio de la temperatura es:

$$d\rho = \beta_o \rho_o dT . \quad (IV.2.3)$$

Por lo tanto, habrá convección si se cumple que:

$$\beta_o \rho_o dT > C_o \rho_o dP . \quad (IV.2.4)$$

La desigualdad anterior puede ser expresada en forma de diferencias finitas y dividiendo ambos términos entre  $dz$ , es decir:

$$\beta_0 \frac{dT}{dz} > C_0 \frac{dP}{dz} \quad (\text{IV.2.5})$$

Los gradientes de temperatura y de presión se obtienen mediante registros; los valores del coeficiente de expansión térmica y de la compresibilidad del aceite, al realizar un análisis PVT.

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.

El principal requerimiento para que la difusión tenga lugar entre las fracturas y los bloques de matriz, es que los bloques estén rodeados por fracturas las cuales contengan un aceite con menos gas disuelto con respecto al aceite que se encuentra en un inicio saturando los bloques de matriz; de esta forma el aceite que se encuentra en las fracturas está en posibilidad de "aceptar" más gas en solución.

Una desventaja del proceso de difusión es que debido a la baja permeabilidad de la matriz se formarán burbujas de gas: éstas tenderán a acumularse y ascender hacia la cresta del yacimiento para formar un casquete de gas secundario o aumentar el ya

existente. En su ascenso, las burbujas de gas extraerán por difusión los hidrocarburos ligeros lo que ocasionará un aumento en la viscosidad del aceite y por lo tanto una baja en la recuperación del mismo.

Considere que existe convección térmica en el sistema de fracturas, que la presión varía con el tiempo y que los bloques de matriz están rodeados por fracturas las cuales contienen un aceite con menos gas disuelto que el que se encuentra en los bloques; la difusión toma lugar debido a la diferencia de concentración entre el gas y el aceite que se encuentra en las fracturas y el que se encuentra en los bloques de matriz. La relación de gas transferido entre un bloque de matriz y una fractura depende del número de lados del bloque que estén abiertos a las fracturas y de la forma de dicho bloque.

Si los bloques de matriz están abiertos a las fracturas en todos sus lados, entonces el problema se convierte a un estudio de la difusión en 3 dimensiones. Si los bloques tienen sus lados iguales y además éstos están abiertos a las fracturas, este bloque se puede simular matemáticamente no como un cubo, sino aproximando a una esfera: el problema se vuelve menos complicado, más no fácil. Si los 4 lados opuestos de un bloque de matriz están abiertos a las fracturas, entonces el bloque de matriz básico se puede convertir o aproximar a un cilindro. Si los bloques de matriz sólo permiten el flujo en 2 lados opuestos, los bloques de matriz pueden ser considerados como placas. Estas condiciones se muestran esquemáticamente en la Fig. IV.2.

Es conveniente mencionar que cuando los bloques de matriz cúbicos son reemplazados por esferas, éstas tienen mayor área de contacto que un cubo con la misma altura. Lo mismo ocurre con el cilindro, por lo cual se deben hacer las correcciones pertinentes cuando se desee simular el proceso de difusión con la ayuda de un programa

de cómputo.

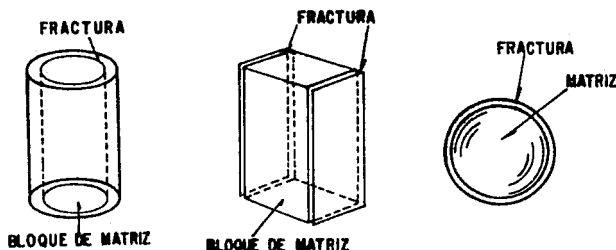


Fig. IV.2. Representación esquemática de los bloques de matriz.<sup>13</sup>

Como la forma, las dimensiones y el número de lados de los bloques de matriz abiertos a las fracturas no son bien conocidos, las formas simples como lo son la esfera, el cilindro, y el paralelepípedo con placas, pueden ser usadas para simular y generalizar los bloques de matriz que conforman el yacimiento fracturado. En los procesos de difusión y convección hasta el lado más pequeño de los bloques de matriz juega un importante papel en el cambio de gas entre la matriz y la fractura, por lo tanto, un máximo esfuerzo debe ser desarrollado para estimar este importante parámetro.

### IV.3 DESPLAZAMIENTO POR GAS DISUELTO LIBERADO

El mecanismo de desplazamiento por gas disuelto liberado es muy importante en la recuperación del aceite en los yacimientos fracturados, debido a que la relación de pérdida de presión en este tipo de yacimientos es muy baja, del orden de unos cuantos bars/año. Cuando actúa este mecanismo de desplazamiento, la recuperación del aceite es independiente del ritmo de producción;

ésta es función 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, la burbuja de gas tiende a moverse hacia otro poro mas conveniente, por los gradientes de presión presentes en el yacimiento. Para que esta burbuja de gas pueda penetrar dentro de un nuevo poro, es necesario que exista una diferencial de presión ( $\Delta P$ ) entre dichos poros.

Muskat<sup>18</sup> realizó varios estudios simulando la liberación del gas disuelto en el aceite; el objetivo era analizar cómo podía moverse de un poro al poro vecino dicho gas liberado y la influencia que éste ejercía en el mecanismo de desplazamiento del aceite. Dedujo que para que el gas fluyera a través de un pasaje (cuello de poro), es necesario requerir un mínimo de presión diferencial, dada por la expresión:

$$\Delta P = 2 \sigma \left[ \frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right] \cos \theta , \quad (\text{IV.3.1})$$

donde  $r_1$  y  $r_2$  son respectivamente los radios del pasaje entre los granos,  $\sigma$  es la tensión interfacial entre el gas y el aceite y  $\theta$  es el ángulo de contacto con las paredes.

Cuando la relación de depresión en un yacimiento es baja, el empuje por gas disuelto liberado da como resultado una saturación de gas muy baja en los bloques de matriz, esto es porque 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.

Para el caso hipotético en el que el gas libre inicialmente disuelto pueda estar ocupando el volumen entero del poro y este gas no pueda moverse hacia el poro próximo, la saturación de aceite residual en este poro bajo tales condiciones es muy baja, aproximadamente 20%. Si la mayoría de los poros, por ejemplo el

80%, están ocupados completamente por el gas liberado, entonces se tendrá una alta recuperación de aceite debido al mecanismo de desplazamiento por gas disuelto liberado, cercana al 60%.

Mientras por otra parte, mediante el mecanismo de desplazamiento por gas disuelto bajo condiciones favorables se obtiene una recuperación del 20%, aproximadamente. Por lo tanto, la recuperación de aceite debido a este mecanismo toma lugar esencialmente en poros grandes que pueden representar el 10 o 20% del total 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.

La Fig. IV.3 presenta el comportamiento de un yacimiento fracturado y uno convencional debido al mecanismo de desplazamiento por gas disuelto liberado, para el caso en que se tiene un pozo productor. Nótese que la relación gas-aceite instantánea aumenta más bruscamente en el yacimiento fracturado y que la recuperación es menor para este caso. Para explicar esta variación se ha concluido que para el caso de los yacimientos fracturados, el gas contenido en las fracturas absorbe las moléculas ligeras del aceite que se encuentran en la matriz mediante el proceso de difusión (lo cual no se da en un yacimiento convencional) y este proceso, reduce el impacto del mecanismo de desplazamiento por gas disuelto liberado dentro del yacimiento.

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, permiten ahora sí, el flujo de gas, el cual se realiza por el centro del poro ya que el gas nunca moja a la roca.



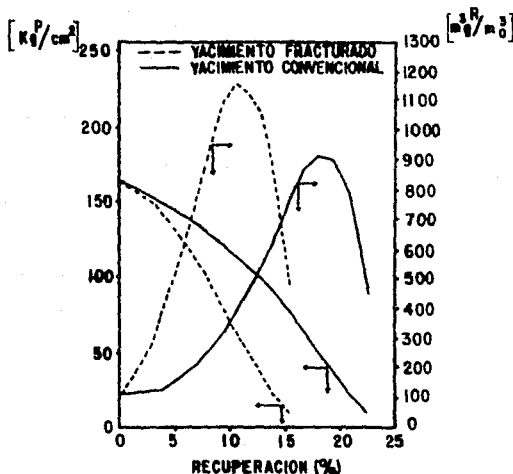


Fig. IV.3. Desplazamiento por gas disuelto liberado.<sup>14</sup>

Es necesario tener en cuenta que cuando existen dos fases y dos componentes durante un flujo bifásico, como es el caso en un desplazamiento por gas disuelto liberado, se tendrá siempre el siguiente problema: el aceite contiene gas disuelto y que 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.

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 a la eficiencia de desplazamiento por gas disuelto liberado. Por ejemplo, considerese un yacimiento que empieza a producir y que, después de unos años, la presión cae por abajo 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 porción 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.

#### **IV.4 SEGREGACION GRAVITACIONAL (DESPLAZAMIENTO POR DRENE)**

Muchos de los yacimientos naturalmente fracturados tienen espesores y relieves estructurales considerables. Esto propicia la segregación del gas 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.

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.<sup>4</sup> 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 afuera 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, Fig. IV.4. Esto significa que la presión capilar se incrementa cuando la presión decrece dando como resultado una menor recuperación del aceite.

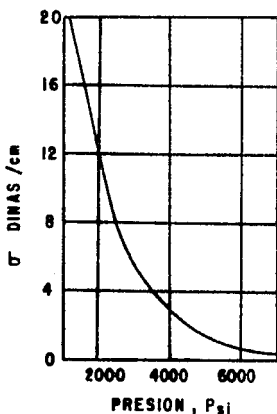


Fig. IV.4. Variación de la  $\sigma$  con respecto a la presión.<sup>15</sup>

La importancia de la acción gravitacional ha sido enfatizada por

diversos investigadores. Algunos han demostrado que el mecanismo de desplazamiento por segregación gravitacional es el método más eficiente y económico de recuperación del petróleo.

De lo expuesto anteriormente se ve la importancia de determinar si la segregación gravitacional interviene eficazmente en la recuperación de aceite. Para esto Smith<sup>4</sup> recomienda calcular el valor del término:

$$\frac{k_o}{\mu_o} (\rho_o - \rho_g) \text{ Sen } \alpha . \quad (\text{IV. 4.1})$$

Si el valor calculado es mayor de 10, el drene por gravedad participará en forma efectiva en la recuperación del aceite.

Otro procedimiento es el propuesto por Dykstra,<sup>16</sup> mediante la evaluación del Módulo de Drene, como un indicador de la factibilidad del mecanismo de segregación gravitacional. Este módulo se expresa por la ecuación:

$$\text{Módulo de Drene (M.D.)} = \frac{k_o \rho_o C \text{ Sen } \alpha}{\mu_o L \text{ Soi } \phi} , \text{ en } \left[ \frac{\text{md gr/cm}^3}{\text{cp ft}} \right] \quad (\text{IV. 4.2})$$

Es importante tener en cuenta que  $\alpha$  es igual a  $90^\circ$  cuando el desplazamiento del aceite es esencialmente vertical, lo cual ocurre cuando la formación tiene un espesor considerable y buena comunicación vertical. Si el flujo acontece en la dirección de los planos de estratificación, entonces el valor de  $\alpha$  corresponde al echado de la formación,  $L$  es la longitud de la columna de drene o el espesor de la columna cuando  $\alpha=90^\circ$  y el parámetro  $C$  está definido como coeficiente de restricción al flujo, cuyo valor varía entre 0.3 y 0.4 para pozos con espaciamento uniforme. Como se observa en la Fig. IV.5, el aceite aportado por la formación está restringido por el radio de drene y el pozo productor.

El procedimiento propuesto por Dykstra consiste en:

- Calcular el Módulo de Drene (M.D.) con la ecuación IV.4.2.
- Suponer un tiempo de explotación "t" apropiado (20 a 30 años).  
Obtener el producto de M.D. x t en días.
- Con ayuda de la Fig. IV.6 y el producto anterior, se obtiene la recuperación de aceite.

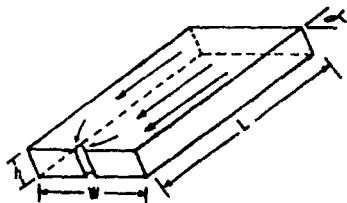


Fig. IV.5. Restricción al flujo.<sup>16</sup>

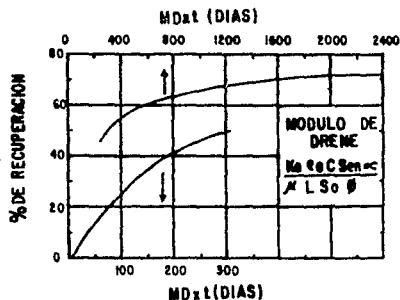


Fig. IV.6. Recuperación de aceite en función del M.D. y tiempo.<sup>16</sup>

La recuperación obtenida con el procedimiento anterior debe tomarse como una primera aproximación y no considerar el resultado como definitivo.

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.<sup>15</sup> En otros yacimientos, para que actúe la segregación, se deben de restringir apreciablemente los ritmos de producción. Esta restricción aunque permite aumentar la recuperación, afectaría su economía, al prolongar el tiempo de explotación.

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:

- a) El aceite más ligero, el que tiene más gas en solución y mayor presión de saturación, se encuentra comúnmente en dicho sitio y.
- b) 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.

#### **IV.5 EMPUJE POR EFECTOS GRAVITACIONALES E IMBIBICION**

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

Un yacimiento fracturado es definido como un conjunto de bloques de matriz de roca con diferentes dimensiones, volúmenes y formas. Las dimensiones de los bloques 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; 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 importante en la recuperación del aceite, en un sistema matriz-fractura donde el agua es el fluido mojanete. 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 comunmente 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. La Fig. IV.7 muestra las figuras geométricas que han sido utilizadas para la construcción de los bloques unitarios.

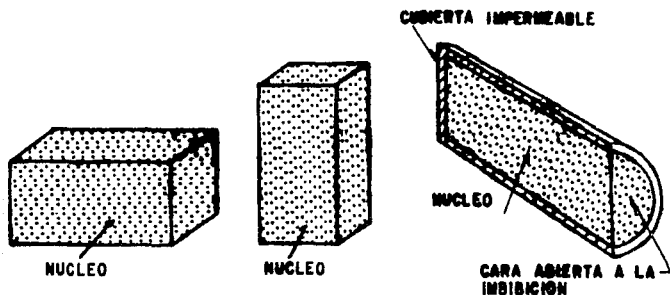


Fig. IV.7. Bloques Unitarios.<sup>9,17</sup>

Mattax y Kyte<sup>17</sup> presentaron un estudio basados en experimentos con el modelo a escala de un bloque de matriz y en el comportamiento de recuperación para un bloque unitario de matriz y, con las siguientes consideraciones: el volumen de aceite contenido en las fracturas es insignificante comparado con el volumen de aceite en los bloques de matriz, la resistencia del fluido a fluir dentro de las fracturas es despreciable comparada con la que se presenta en los bloques de matriz y el nivel del agua avanza en forma uniforme en la dirección vertical en el sistema de fracturas excepto en la vecindad de los pozos productores donde puede haber efectos locales de conificación. Los autores presentaron una extensión de las leyes de escalamiento al estudio del fenómeno de imbibición, bajo la condición de que el efecto gravitacional para el flujo en la matriz de los bloques es despreciable. Propusieron un procedimiento para calcular la recuperación de aceite en función



del tiempo, para un bloque en el yacimiento.

En dichos experimentos se concluyó que para cualquier tipo de roca, la permeabilidad, la viscosidad del agua, etc., tenían que ver con la recuperación de aceite, llegando a la siguiente ecuación de escalamiento que relaciona al modelo y al bloque de matriz.

$$\left[ t \left( \frac{k}{\phi} \right)^{\frac{1}{2}} \frac{\sigma}{\mu v L^2} \right]_{\text{modelo}} = \left[ t \left( \frac{k}{\phi} \right)^{\frac{1}{2}} \frac{\sigma}{\mu v L^2} \right]_{\text{bloque de matriz}} \quad (\text{IV.5.1})$$

En otras palabras, si la recuperación de aceite es por imbibición, el tiempo que se requiere para desplazar al aceite contenido en un bloque de matriz estará dado de la siguiente manera:

$$t_{\text{bloque de matriz}} = t_{\text{modelo}} \frac{\left[ \left( \frac{k}{\phi} \right)^{\frac{1}{2}} \frac{\sigma}{\mu v L^2} \right]_{\text{modelo}}}{\left[ \left( \frac{k}{\phi} \right)^{\frac{1}{2}} \frac{\sigma}{\mu v L^2} \right]_{\text{bloque de matriz}}} \quad (\text{IV.5.2})$$

Esto significa que la prueba de imbibición en un modelo (que represente fielmente la forma y el tipo del bloque de matriz) puede ayudar a comprender o a estimar el comportamiento del mecanismo de desplazamiento por imbibición para todos los bloques de matriz que conformen al yacimiento.

Lefebre<sup>18</sup> demostró a partir de resultados experimentales, que los escalamientos propuestos no son válidos. Esto se atribuye a que la imbibición no es uniforme en un elemento de la matriz.

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 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. IV.8.

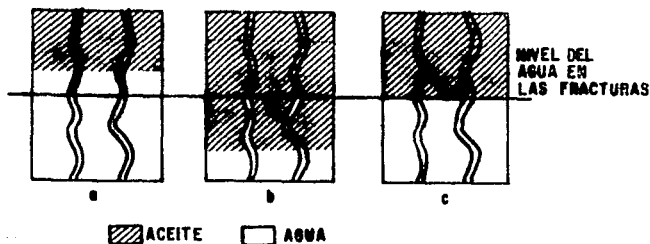


Fig. IV.8. Imbibición a diferentes velocidades de avance del agua.<sup>7</sup>

La Fig. IV.8.a muestra que el nivel del agua dentro del 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.

En la Fig. IV.8.b 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, es el caso de la Fig. IV.8.c, 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 encuentren 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; sucedería lo siguiente: el período inicial de producción representaría el tiempo suficiente como para que el agua que desplazará al aceite se encuentre o se alinee a un mismo nivel y en el fondo de la formación. Una vez que esto sucede, la zona saturada por el agua dentro de los bloques de matriz se incrementa en la misma relación que en las 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

independiente; 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<sup>11</sup> 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. Fig. IV.9.

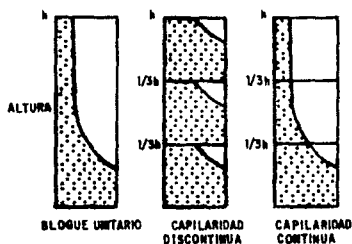


Fig. IV.9. Desplazamiento por drene con capilaridad continua.<sup>11</sup>

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. Generalmente, la simulación numérica de los yacimientos fracturados se basa en la suposición de capilaridad discontinua a través de los bloques de matriz: esta suposición podría dar lugar a una predicción errónea del comportamiento de un yacimiento fracturado durante la simulación del mismo.

## IV.6 SUDACION

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 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 capilares debido a la interacción entre el fluido y las paredes de los granos que conforman a la matriz y de 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. A continuación se usarán las ecuaciones "teóricas" como base para la descripción cualitativa de un caso particular, donde se ilustrará el efecto combinado de la capilaridad y de la gravedad.

Para explicar la combinación de ambos efectos considérese un bloque como el de la Fig. II.1.a y supóngase que queda sumergido repentinamente en agua. El gasto de aceite que será desplazado inicialmente de dicho bloque, por unidad de área, está dado por la ecuación de Darcy:

$$\frac{q_0}{A} = \frac{k_0 \Delta P}{\mu_0 a} \quad \text{(IV.6.1)}$$

El valor de la diferencia de presión "ΔP" está constituido por el término de la gravedad y por el efecto de presión capilar.

La acción gravitacional es originada por la carga hidrostática de la columna correspondiente al fluido de mayor densidad. En la Fig. II.1.b se muestra el caso de desplazamiento de aceite por gas en un bloque parcialmente invadido de gas en las fracturas que lo envuelven. Nótese que para ambas figuras el aceite es desalojado de los bloques de matriz mediante un desplazamiento tipo pistón, y el contraflujo se origina en las fracturas.

En el efecto de sudación es importante considerar qué fluido está mojado a la matriz: de ello dependerá el signo de la presión capilar, ecuación II.2.4. El signo de la presión capilar será positivo si la formación es preferentemente mojada por agua ( $\theta < 90^\circ$ ) y negativo si es mojada por aceite ( $\theta > 90^\circ$ ).

Respecto al efecto de la mojabilidad sobre el desplazamiento del aceite, se ha establecido que las fuerzas capilares sólo permiten la imbibición cuando la formación es mojada por agua. El agua tiene la tendencia natural de penetrar a la matriz mojàndola.

El ritmo de desplazamiento del aceite por sudación, en un elemento matricial parcialmente sumergido en agua, Fig. II.1.a, se representa matemáticamente por la ecuación IV.6.1, en la que la diferencia de presiones es:

$$\Delta P = (X-x)(\rho_v - \rho_o)g + P_c \quad (IV.6.2)$$

En una formación mojada por agua la imbibición capilar es mayor mientras más pequeños sean los poros; pero la saturación de agua congénita es alta y, por lo tanto, el volumen de aceite recuperado es relativamente pequeño dada su poca capacidad de almacenamiento de aceite.

Para el caso en que la matriz es mojable por aceite en un sistema agua-aceite, las fuerzas capilares se oponen a la penetración del agua dentro de la matriz, y el desplazamiento del aceite es sólo posible si la fuerza de gravedad es capaz de sobrepasar a la resistencia opuesta por el medio capilar al desplazamiento por agua. Se define como  $P_d$  a la presión mínima necesaria para iniciar el desplazamiento del aceite en el medio poroso preferentemente mojable por aceite. Tomando en cuenta lo anterior, se observa que sólo se tendrá desplazamiento de aceite de la matriz cuando se cumpla lo siguiente:

$$a(\rho_v - \rho_o)g > P_d \quad \text{(IV.6.3)}$$

Lo anterior es sólo posible cuando los bloques de matriz tienen una cierta altura. Esto significa que el aceite no puede ser desplazado por agua de una formación intensamente fracturada cuando es mojable por aceite.

En un sistema gas-aceite, la matriz es mojada por aceite; por lo tanto, la presión capilar será negativa. Si el desplazamiento del aceite se efectúa por el gas, la ecuación IV.6.I se convierte en:

$$\frac{q_o}{A} = \frac{k_o (g(\rho_o - \rho_g)a - P_c)}{\mu_o a} \quad \text{(IV.6.4)}$$

El desplazamiento del aceite sólo será posible si:

$$g(\rho_o - \rho_g)a > P_d \quad \text{(IV.6.5)}$$

De la expresión anterior se puede observar que las fuerzas de gravedad son mayores, debido a la diferencia de densidades cuando el aceite es desplazado por gas, que cuando es desplazado por agua.

Como se vio en la cuantificación del fenómeno de sudación, es

indispensable conocer la presión capilar necesaria para iniciar la penetración de un fluido no mojante en el medio poroso de un elemento matricial.

Al ocurrir la sudación en un yacimiento se pueden presentar dos fenómenos:

a) El efecto de cascada: se puede presentar cuando la matriz contiene aceite y las fracturas gas. Las gotas de aceite expulsadas por la sudación, en la que domina la gravedad, en la parte superior del yacimiento, pueden ser reabsorbidas, por capilaridad, al transitar por la red de fracturas hacia el contacto gas-aceite y;

b) El efecto de "puenteo", en algunos casos los bloques de la matriz pueden estar interconectados (en sus condiciones capilares), existiendo "puentes" entre ellos. Esto mejora sustancialmente el proceso de sudación, en comparación con el caso de bloques completamente aislados, al incrementarse la altura efectiva de los elementos.

La sudación se representa generalmente mediante curvas de transferencia, Fig. IV.10. Estas curvas representan simplemente la

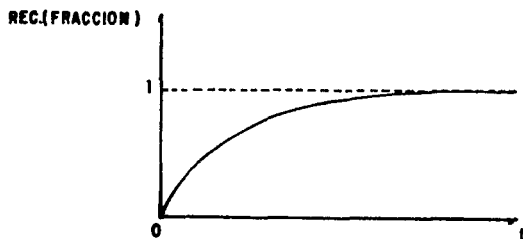


Fig. IV.10. Curva de transferencia típica.<sup>19</sup>



cantidad de aceite desalojado de un elemento matricial rodeado por fracturas en función del tiempo. Para sistemas agua-aceite se obtienen casi siempre en forma experimental; sin embargo, las funciones de transferencia entre el gas y el aceite generalmente se calculan, por la dificultad de reproducir en el laboratorio las condiciones del desplazamiento.

#### IV.7 COMBINACION DE EMPUJES

En un yacimiento fracturado se pueden dar varios mecanismos de desplazamiento al mismo tiempo.

Un yacimiento fracturado puede ser dividido verticalmente en varias zonas durante su periodo de depresionamiento. Estas zonas son principalmente: un casquete de gas, una zona invadida por el casquete de gas, una zona de saturación de aceite con gas libre móvil y gas libre inmóvil, una zona bajosaturada, una zona invadida de agua y un acuífero adyacente al yacimiento. La Fig. IV.11 presenta esquemáticamente las zonas mencionadas.

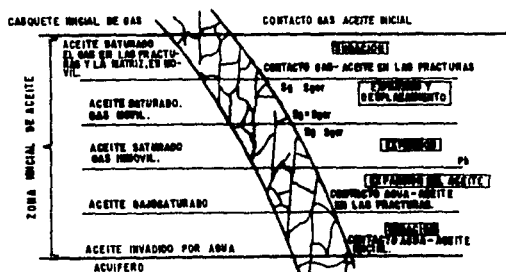


Fig. IV.11. Mecanismos de recuperación actuando simultáneamente. <sup>12</sup>

La zona de saturación de aceite con gas libre móvil y gas libre inmóvil consiste en la porción del yacimiento donde la presión del aceite contenido en los bloques de matriz es menor o igual que la presión de burbujeo. En esta porción del yacimiento, los mecanismos de desplazamiento por gas disuelto liberado y expansión del sistema roca-líquidos toman lugar. Es muy común también que se presente el proceso de difusión entre esta zona y la zona invadida por el gas.

En la porción bajosaturada del yacimiento toman lugar dos procesos: la expansión de la roca y los líquidos y el proceso de difusión entre el gas del aceite contenido en los bloques de matriz y el aceite que fluye a través de las fracturas. El proceso de difusión causa que el aceite contenido en la matriz pierda su gas y por lo tanto, el aceite que está contenido en las fracturas reemplace el volumen equivalente del gas perdido en la matriz.

Las zonas invadidas por el gas y por el agua son porciones del yacimiento donde los bloques de matriz están rodeados completamente por gas o agua: el aceite está siendo expulsado de estos bloques esencialmente por las fuerzas capilares y gravitacionales. Cuando la presión declina abajo del punto de burbujeo, el gas es liberado y debido a que los gradientes de presión laterales son pequeños en comparación con la alta permeabilidad vertical de las fracturas, el gas migra hacia arriba bajo la influencia de la gravedad para formar o aumentar el casquete de gas. Esto tiene dos resultados: la relación de depresión baja debido a la presencia del gas; y el proceso de sudación toma lugar en la cresta del yacimiento. La sudación puede ocurrir también simultáneamente entre el agua (que tiene su origen en el acuífero) y el aceite bajosaturado que se encuentra en la base del yacimiento.

La Fig. IV.11 ilustra los diferentes mecanismos de desplazamiento

que ocurren simultáneamente a diferentes niveles de profundidad. Cabe señalar que los mecanismos pueden ser acelerados por la inyección de gas en la cresta o de agua en la base del yacimiento.

En resumen, éstos son los mecanismos de desplazamiento más importantes que controlan la explotación y comportamiento de los yacimientos fracturados. Es conveniente, por lo tanto, identificar y cuantificar el o los mecanismos actuantes en el yacimiento para después integrarlos en un modelo que permita simular el comportamiento del yacimiento y así obtener el mayor aprovechamiento en cuestión de recuperación de hidrocarburos con los menores costos.

## CAPITULO V EJEMPLOS DE APLICACION

### V.1 EJEMPLO DEL MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO POR EXPANSION DE LA ROCA Y LOS LIQUIDOS

En un yacimiento se considera que la presión de sobrecarga permanece constante, pero la presión interna disminuye, dando como resultado la expansión de la roca y de los fluidos.

La expansión del sistema roca-liquidos tiene lugar durante toda la etapa de producción de un yacimiento, pero ésta es de mayor importancia cuando se encuentra bajosaturado el aceite del yacimiento, pues la compresibilidad de la roca (y de los líquidos) es muy baja y, una vez que se inicia la liberación de gas actúan otros mecanismos de producción.

El siguiente ejemplo muestra la contribución de cada elemento del sistema en el cálculo de la compresibilidad efectiva total. Los datos son:<sup>18</sup>

$$\begin{array}{lll} S_{vm} = 0.25 & C_v = 0.5 \times 10^{-4} \text{ bar}^{-1} & C_o = 1 \times 10^{-4} \text{ bar}^{-1} \\ \phi_f = 0.001 & C_{pm} = 0.5 \times 10^{-4} \text{ bar}^{-1} & C_{pf} = 1 \times 10^{-4} \text{ bar}^{-1} \\ \phi_m = 0.1 & & \end{array}$$

Empleando la ecuación IV.1.7, se tiene:

$$C_{et} = 1 \times 10^{-4} + \frac{[(0.5 \times 10^{-4})(0.25) + 0.5 \times 10^{-4}](0.1) + 1 \times 10^{-4}(0.001)}{0.1(1 - 0.25) + 0.001}$$
$$C_{et} = 0.000184 \text{ bar}^{-1}$$

Se observa que los términos correspondientes a la compresibilidad de la fractura, del agua y de la matriz son los que menos

contribuyen, contribuyen con menos del 45% de la compresibilidad efectiva total. Contrariamente, la compresibilidad del aceite es la que más contribuye a causa del gas disuelto.

Se mencionó que dependiendo de la relación que tengan las cavernas con la matriz o las fracturas será la forma como se incluyan en la ecuación anterior. A continuación se presenta otro problema considerando los mismos datos, excepto la porosidad de la fractura y de la matriz que para ambos casos su valor será de  $\phi = \phi_m = 0.05$ . Hay que hacer notar que el valor correspondiente a la saturación de agua ( $S_{wm} = 0.25$ ) tendrá que cambiar, ya que para este caso, se tiene una muy baja porosidad en la matriz: se considera entonces  $S_{wm} = 1$ .

Empleando nuevamente la ecuación IV.1.7:

$$C_{et} = 1 \times 10^{-4} + \frac{[(0.5 \times 10^{-4})(1) + 0.5 \times 10^{-4}](0.05) + 1 \times 10^{-4}(0.05)}{0.05}$$

$$C_{et} = 0.0003 \text{ bar}^{-1}$$

La razón de por qué es mayor la compresibilidad efectiva total para este caso, estriba en la alta porosidad de la fractura, 5%; este valor apunta que el aceite se encuentra en las cavernas de la matriz, las cuales forman parte del sistema de fracturas.

## V.2 EJEMPLO DEL MECANISMO DE CONVECCION

La convección en un yacimiento fracturado es el resultado de una inestabilidad. Se comentó anteriormente que si el valor de "F" era mayor que cero, ecuación IV.2.1, indicaba que prevalecía una inestabilidad y por ende la convección.

Los siguientes datos corresponden a un yacimiento del Campo

Carmito, ubicado en el Estado de Tabasco, México.<sup>20</sup>

$$\beta_0 = 1.462 \times 10^{-3} \text{ vol/vol/}^\circ\text{C}$$

$$dT/dz = 0.0296 \text{ }^\circ\text{C/m}$$

$$C_0 = 4.154 \times 10^{-4} \text{ vol/vol/kg/cm}^2$$

$$dP/dz = 0.042 \text{ kg/cm}^2/\text{m}$$

$$F = \beta_0 \frac{dT}{dz} - C_0 \frac{dP}{dz} =$$

$$F = 1.462 \times 10^{-3} (0.0296) - (4.154 \times 10^{-4}) (0.042) = 2.58284 \times 10^{-5}$$

Por lo tanto, existe convección en el yacimiento.

El siguiente problema se resolverá con los mismos datos, excepto  $\beta_0$  y  $dP/dz$  cuyos nuevos valores son  $7.74 \times 10^{-4} \text{ vol/vol/}^\circ\text{C}$  y  $0.056 \text{ kg/cm/m}^2$  respectivamente. El objetivo es observar la variación en el resultado final con respecto al problema anterior.

$$F = \beta_0 \frac{dT}{dz} - C_0 \frac{dP}{dz} =$$

$$F = 7.74 \times 10^{-4} (0.0296) - (4.154 \times 10^{-4}) (0.056) = -3.52 \times 10^{-7}$$

Para este caso, el efecto de la presión sobre la densidad del aceite es mayor que el efecto de la temperatura sobre dicha densidad: por lo tanto, el proceso de convección no se presentará en el yacimiento.

Se observa que, a partir de información relativamente simple, se puede evaluar una característica muy importante de la formación, como lo es la convección del aceite.

### V.3 EJEMPLO DEL MECANISMO DE EMPUJE POR SEGREGACION GRAVITACIONAL

Dykstra<sup>16</sup> propuso un procedimiento para calcular la recuperacion de aceite de un yacimiento, en el cual el mecanismo de produccion preponderante sea el de segregación gravitacional. Considerando el procedimiento propuesto y los datos correspondientes a un yacimiento localizado en el Estado de California, USA, se obtiene la siguiente recuperación:

Los datos del yacimiento y de los fluidos se presentan en la tabla siguiente:<sup>16</sup>

Porosidad	= 0.229
Permeabilidad efectiva al aceite	= 88 md
Densidad del aceite	= 0.804 g/cm <sup>3</sup>
Viscosidad del aceite	= 2.3 cp
Saturación de agua	= 0.29
Saturación de aceite inicial	= 0.71
Longitud de la columna de drene	= 964 pies
Angulo de desplazamiento	= 30°
Espaciamiento promedio entre pozos	= 16 acre/pozo
Distancia promedio entre pozos	= 835 pies
Diámetro del pozo	= 6 pg
Coefficiente de restricción	= 0.32

Para este caso, el coeficiente de restricción se obtuvo con ayuda de la Fig. V.1. Con el dato de espaciamiento o distancia promedio entre pozos (16 acre/pozo y 835 pies respectivamente), se traza una línea horizontal hasta intersectar la curva que represente el espesor de la formación o la columna de drene (964 pies) para un diámetro de pozo igual a 6 pg; en el punto de intersección se baja una línea recta vertical hasta el eje horizontal obteniéndose el coeficiente de restricción.

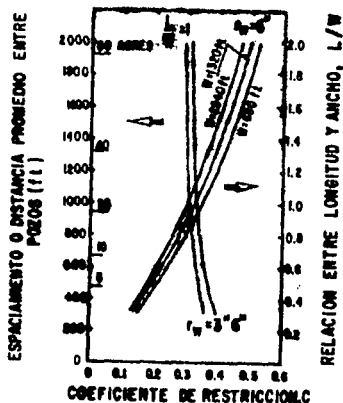


Fig. V.1. Coeficiente de restricción.<sup>1d</sup>

Procedimiento:

- Calcular el Módulo de Drene (M.D.) con la ecuación IV.4.2.

$$M.D. = \frac{(88) (0.804) (0.32) (\text{Sen } 30^\circ)}{(2.8) (0.04) (0.71) (0.229)} = 0.0314$$

- Suponer un tiempo de explotación "t" apropiado (20 a 30 años).

$$t = 25 \text{ años}$$

- Obtener el producto de M.D. x t en días.

$$(M.D.) (t) = (0.0314) (25 \times 365) = 286 \text{ días}$$

- Con la Fig. IV.5 y el producto anterior, se obtiene la recuperación de aceite.

$$\text{Rec.} = \text{aprox. } 49\%$$



ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

A continuación se presenta el mismo problema cambiando solamente el ángulo de desplazamiento,  $\alpha = 90^\circ$ : este valor indica que el desplazamiento por segregación gravitacional es 100% efectivo y en todo el espesor de la formación: la finalidad es ver qué tanto afecta este parámetro en la recuperación final.

Procedimiento:

- Calcular el Módulo de Drene (M.D.) con la ecuación IV.4.2.

$$M.D. = \frac{(88) (0.804) (0.82) (\text{Sen } 90^\circ)}{(2.3) (0.64) (0.74) (0.229)} = 0.0628$$

- Suponer un tiempo de explotación "t" apropiado (20 a 30 años).  
 $t = 25$  años

- Obtener el producto de M.D. x t en días.

$$(M.D.) (t) = (0.0628)(25 \times 365) = 573 \text{ días}$$

- Con la Fig. IV.5 y el producto anterior, se obtiene la recuperación de aceite.

Rec. = aprox. 60%.

Al existir un empuje por parte del gas segregado con un ángulo de  $90^\circ$ , se tendrán las mejores condiciones de producción y de recuperación. Como se mencionó en su oportunidad, este procedimiento debe emplearse como una primera aproximación y no considerar el resultado como definitivo.

#### **V.4 EJEMPLO DEL MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO POR IMBIBICION**

Si la recuperación de aceite es mediante el proceso de imbibición, el tiempo que se requiere para desplazar al aceite para una

muestra representativa de un yacimiento (modelo) será el mismo para un bloque de matriz del mismo yacimiento (prototipo): este tiempo puede ser obtenido a partir de la ecuación IV.5.2.

Para ilustrar la recuperación de un conjunto de bloques sobrepuestos en los cuales existe interacción capilar, se desarrolló un experimento en laboratorio<sup>17</sup> con muestras representativas de un yacimiento fracturado cuya permeabilidad en la matriz era de 1.9 md. En este experimento se supuso que los bloques de matriz del yacimiento formaban un cubo de 9 pies de lado y que se tenía una velocidad crítica del avance del agua igual a 11 pg/día. En la prueba de laboratorio la altura del modelo cúbico que representaba al bloque del yacimiento era de 3 pg y la velocidad crítica de avance era de 24 pg/día. Se hizo uso del aparato mostrado en la Fig. V.2.



Fig. V.2. Modelo para ilustrar el desplazamiento por imbibición.<sup>17</sup>

El modelo se saturó con aceite y agua congénita. La viscosidad del agua empleada con el modelo fue de 0.9 cp, en cambio la de campo era de 0.6 cp. Las demás características se presentan en la siguiente tabla:<sup>17</sup>

Características	Muestra (Núcleo) Modelo	Bloque de matriz Prototipo
Tamaño, L	3 pg (cubo)	9 pies (cubo)
Porosidad, $\phi$ (%)	9.1	9.1

Permeabilidad de la Matriz, k (md)	1.0	1.0
Viscosidad del agua, $\mu_v$ (cp)	0.9	0.6
Viscosidad del aceite, $\mu_o$ (cp)	2.7	1.8
Tensión interfacial, (dinas/cm)	35	35
Velocidad de avance del agua (pg/día)	24	1

Empleando los datos anteriores y la ecuación IV.5.2:

$$t_{\text{bloque de matriz}} = t_{\text{modelo}} \frac{\left[ \left( \frac{1.0}{0.1} \right)^{\frac{1}{2}} \frac{35}{(0.9)(0.25)^2} \right]_{\text{modelo}}}{\left[ \left( \frac{1.0}{0.1} \right)^{\frac{1}{2}} \frac{35}{(0.6)(0.9)^2} \right]_{\text{bloque de matriz}}}$$

$$t_{\text{bloque de matriz}} = t_{\text{modelo}} (864)$$

La recuperación total del aceite en el experimento por medio del mecanismo de imbibición fue en 22 hr aproximadamente, lo cual significa que para obtener la misma recuperación en un cubo de 9 pies de altura dentro del yacimiento tendrían que pasar:

$$t_{\text{bloque de matriz}} = 864 (22 \text{ hr}) = 19\ 008 \text{ hr} \approx 2.17 \text{ años}$$

Se resolverá el mismo problema con la sola variación en los datos originales de la permeabilidad, siendo el valor  $k = 0.645$ : el fin es mostrar la importancia de este parámetro en la recuperación final del aceite por medio del mecanismo de imbibición.

Empleando los datos anteriores y la ecuación IV.5.2:

$$t_{\text{bloque de matriz}} = t_{\text{modelo}} \frac{\left[ \left( \frac{1.0}{0.1} \right)^{\frac{1}{2}} \frac{35}{(0.9)(0.25)^2} \right]_{\text{modelo}}}{\left[ \left( \frac{0.645}{0.1} \right)^{\frac{1}{2}} \frac{35}{(0.6)(0.9)^2} \right]_{\text{bloque de matriz}}}$$

$$t_{\text{bloque de matriz}} = t_{\text{modelo}} (1483)$$

La recuperación total del aceite en el experimento por medio del mecanismo de imbibición fue en 22 hr aproximadamente, lo cual significa que para obtener la misma recuperación en un cubo de 9 pies de altura dentro del yacimiento tendrían que pasar:

$$t_{\text{bloque de matriz}} = 1483 (22 \text{ hr}) = 32\ 626 \text{ hr} \approx 3.72 \text{ años}$$

Al disminuirse la permeabilidad de la matriz, el tiempo que se requiere para desplazar al aceite móvil mediante el mecanismo de imbibición se incrementa. Como se mencionó en su oportunidad, el avance del agua en las fracturas y en el bloque de matriz no cumple con una velocidad crítica; además por la misma naturaleza del medio poroso y por las propiedades de mojabilidad del agua, una cantidad considerable de aceite queda entrampado, por lo cual es imposible obtener una imbibición total en el yacimiento

## CAPITULO VI CONCLUSIONES

Del análisis del material presentado en este trabajo, relacionado con el comportamiento de los diferentes mecanismos de desplazamiento que actúan en un yacimiento naturalmente fracturado, se desprenden las siguientes conclusiones:

Es de gran importancia una buena descripción geológica y petrofísica de los yacimientos. La correcta definición de la estructura fracturada: forma, tamaño y distribución de los bloques, permeabilidad y porosidad de la fracturas y de la matriz, etc., permitirá conocer y simular el desarrollo de los diferentes mecanismos de desplazamiento actuantes en el yacimiento.

Los principios físicos que controlan la recuperación de aceite en un yacimiento homogéneo son los mismos que actúan en un yacimiento fracturado. La diferencia estriba en la existencia del sistema matriz-fractura.

Dentro de las primeras etapas de explotación de un yacimiento bajosaturado, en el cual no exista entrada de agua, se tiene como principal mecanismo de recuperación del aceite a la expansión del sistema roca-líquidos.

Al actuar el mecanismo de desplazamiento por gas disuelto liberado, la recuperación es función del grado de depresionamiento del yacimiento. En caso de presentarse el proceso de difusión, se reduce el impacto del mecanismo dentro de los bloques de matriz.

Si las características de un yacimiento permiten que el desplazamiento de sus fluidos se realice en sentido vertical, se tienen las condiciones óptimas de explotación. Básicamente la

presión capilar y la altura del bloque controlan el proceso de desplazamiento por segregación gravitacional.

El proceso de imbibición depende de las propiedades capilares de la matriz y de la fractura. 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.

El mecanismo de sudación tiene lugar en formaciones fracturadas con bloques matriciales de muy baja permeabilidad, el aceite es desalojado de la matriz mediante un desplazamiento tipo pistón y el contraflujo se origina en las fracturas.

El desplazamiento de aceite puede en algunas ocasiones ser imposible; este es el caso para yacimientos fracturados con bloques de matriz pequeños y preferentemente mojables por aceite.

Durante la vida productiva de un yacimiento naturalmente fracturado se pueden presentar simultáneamente varios mecanismos de desplazamiento a diferentes niveles de profundidad y estos mecanismos pueden ser acelerados por la inyección de gas o de agua en el yacimiento.

Para recuperar los hidrocarburos almacenados en un yacimiento naturalmente fracturado, es necesario evaluar con precisión los mecanismos de desplazamiento que pueden actuar en forma natural o artificial mediante la inyección de fluidos. La omisión o la cuantificación errónea de alguno de los diferentes procesos de desplazamiento, puede originar la implantación de un mecanismo de empuje inapropiado que conduciría a una recuperación deficiente.

## NOMENCLATURA

### NOMENCLATURA

a	altura del bloque unitario
A	área de la cara superior del bloque unitario
b	ancho de la fractura
B <sub>g</sub>	factor de volumen del gas
B <sub>o</sub>	factor de volumen del aceite
B <sub>t</sub>	factor de volumen de la fase mixta
C	coeficiente de restricción
C <sub>ef</sub>	compresibilidad efectiva de la fractura
C <sub>em</sub>	compresibilidad efectiva de la matriz
C <sub>eo</sub>	compresibilidad efectiva del aceite
C <sub>et</sub>	compresibilidad efectiva total
C <sub>ev</sub>	compresibilidad efectiva del agua
C <sub>o</sub>	compresibilidad del aceite
C <sub>pf</sub>	compresibilidad de la fractura
C <sub>pm</sub>	compresibilidad del medio poroso
C <sub>v</sub>	compresibilidad del agua
dp	diferencial de presión
dT	diferencial de temperatura
dV	diferencial de volumen
dz	diferencial de profundidad
dρ	diferencial de densidad
F	inestabilidad
g	gravedad
h	espesor del estrato
k	permeabilidad Absoluta
k <sub>ef</sub>	permeabilidad efectiva al fluido
k <sub>f</sub>	permeabilidad convencional de una fractura
k <sub>if</sub>	permeabilidad intrínseca de una fractura
k <sub>m</sub>	permeabilidad de la matriz

$k_{rf}$	permeabilidad relativa al fluido
$k_t$	permeabilidad del sistema matriz-fractura
$L$	espesor de la formación
$N$	volumen original de aceite a condiciones estándar
$N_p$	volumen de aceite acumulativo producido a condiciones estándar
$P$	presión
$P_c$	presión capilar
$P_d$	presión de desplazamiento
$P_m$	presión en el lado mojado
$P_{nm}$	presión en el lado no mojado
$q$	gasto de producción
$r$	radio capilar
$r_w$	radio del pozo
$R$	relación gas-aceite instantánea
$RGA$	relación gas-aceite instantánea
$R_s$	relación gas disuelto-aceite
$S_f$	saturación de fluido
$S_{fm}$	saturación del fluido mojado
$S_{gc}$	saturación de gas crítica
$S_{wm}$	saturación de agua en la matriz
$t$	tiempo
$T$	temperatura
$V$	volumen
$V_p$	volumen de poros
$V_f$	volumen de la fractura
$W$	ancho de la formación



## SÍMBOLOS

$\alpha$	ángulo de desplazamiento
$\beta$	coeficiente de expansión térmica
$\Delta$	diferencia
$\phi$	porosidad
$\lambda$	movilidad
$\mu$	viscosidad
$\rho$	densidad
$\sigma$	tensión superficial
$\theta$	ángulo de contacto
a c. s.	medido a condiciones estándar
a c. y.	medido a condiciones de Yacimiento

## SUBÍNDICES

b	burbujeo
expg	expansión del gas libre inicial
exps	expansión del sistema roca-líquidos
f	fluido
g	gas
gd	gas disuelto
m	matriz
o	aceite
p	presión
sgd	segregación del gas libre
w	agua

## REFERENCIAS

1. Warren, J.E. y Root, P.J.: "The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs". SPEJ. Septiembre 1963. 245-253.
2. Guillemot, J.: Geología del Petróleo. Ed. Paraninfo. 2a. ed. Madrid 1982. 53-89.
3. 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 de 1985
4. Garaicochea, F. y Samaniego, F.: Temas Selectos sobre la Caracterización y la Explotación de Yacimientos Carbonatados. Colegio de Ingenieros Petroleros de México. México 1988.
5. Rodríguez, R.: Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos. Facultad de Ingeniería. UNAM. México D.F.
6. Villamar, M. y Barrera, J.: Notas y Apuntes de la Asignatura Laboratorio de Yacimientos. Facultad de Ingeniería. UNAM. México D.F. 1989.
7. Amyx, J.W., Bass, D.M. y Whiting, R.L.: Petroleum Reservoir Engineering. Ed. McGraw-Hill. U.S.A. 1960.
8. Arriola, A.: "Estudio Teórico Experimental de Yacimientos Fracturados.- Mecanismos de Recuperación de Petróleo, Recuperación Secundaria y Recuperación Mejorada". División de Estudios Especiales. IMP. Junio 1989.
9. Garaicochea, F.: Apuntes de Comportamiento Primario de los

Yacimientos. Facultad de Ingeniería. UNAM. México D.F. Abril 1972.

10. Saidi, A.M. y Van Golfracht, T.: "Considération sur les Mécanismes de Base dans les Réservoirs Fracturés". Revue de L'Institut Français du Pétrole. Tomo XXVI. No. 12. Diciembre 1971. 1167-1180.
11. Horie, T., Firoozabadi, A. y Ishimoto, K.: "Laboratory Studies of Capillary Interaction in Fracture/Matrix Systems". SPEJ Reservoir Engineering. Agosto 1990. 353-360.
12. Reiss, L.H.: The Reservoir Engineering Aspects Of Fractured Formations. Institut Français Du Pétrole. Paris 1980.
13. Saidi, A.M.: Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs. Ed. Total. Francia 1987.
14. Aguilera, R.: Naturally Fractured Reservoirs. Petroleum Publishing Co. Tulsa, 1980.
15. Saidi, A.M.: "Effect of Gas Pressure Maintenance on the Recovery of the Iranian Fractured Limestone Reservoirs". Ninth World Energy Conference. Vol. IV. Detroit 1974. 224-236.
16. Dykstra, H.: "The Prediction of Oil Recovery by Gravity Drainage". JPT. Mayo de 1978. 818-830.
17. Mattax, C.C. y Kyte, J.R.: "Imbibition Oil Recovery from Fractured, Water-Drive Reservoirs". SPEJ. Junio 1962. 177-184.
18. Lefebvre, E.: "Gravity and Capilarity Effects on Imbibition in Porous Media". SPEJ. Junio 1978.

19. Reiss, L.H.: "Flow in Fissured Reservoirs". Preimpresión SPE No. 4343. Abril 1973.
20. Mendez, T.; Teyssier, J. y Rodríguez, A.: "Proyecto D-2290. Analisis PVT y Comportamiento de Fase. Pozo Agave 1-B". Instituto Mexicano del Petróleo. Abril 1977.
21. Aronofsky, J.S. y Natanson, S.G.: "A Model for the Mechanism of Oil Recovery from the Porous Matrix Due to Water Invasion in Fractured Reservoirs". Petroleum Transactions, AIME. Vol. 213. 1958. 17-19.
22. Bousiequez, L.M.: Comportamiento Primario de Yacimientos Petroleros. Facultad de Ingeniería. UNAM. México, D.F. 1990.
23. Crawford, G.E., Hagedorn, A.R. y Pierce, A.E.: "Analysis of Pressure Buildup Tests in A Naturally Fractured Reservoir". Preimpresión SPE No. 4558. Septiembre 1972.
24. Iffly, R., Rousselet, D.C. y Vermeulen, J.L.: "Fundamental Study of Imbibition in Fissured Oil Fields". Preimpresión SPE No. 4102. Octubre 1972.
25. Kazemi, H.: "Pressure Transient Analysis of Naturally Fractured Reservoirs with Uniform Fracture Distribution". SPEJ. Diciembre 1969. 451-462.
26. Kleppe, J. y Morse, R.A.: "Oil Production from Fractured Reservoirs by Water Displacement". Preimpresión SPE No. 5084. Octubre 1974.
27. Landes, K.K.: Geología del Petróleo. Ed. Omega. 3a. ed. Barcelona 1977. 196-223.

28. Mannon, R.W. y Chilingar, G.V.: "Experiments on Effect of Water Injection Rate on Imbibition Rate in Fractured Reservoirs". Preimpresión SPE No. 4101. Octubre 1972.
29. Marmisolle, D.: Evaluación de Formaciones en México (Sept. 1984). Schlumberger. París, Francia 1984.
30. McGuire, W.J. y Sikora, V.J.: "The Effect of Vertical Fractures on Well Productivity". Petroleum Transactions, AIME. Vol. 219. 1960. 401-403.