

CLAVE: 404



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA**

**APUNTES DE
RECUPERACION
SECUNDARIA**

**TOMAS J. ABREU M.
FRANCISCO MUÑOZ A.
JOSE R. SILVA
EDUARDO LORETO M.**

**DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
DEPARTAMENTO DE EXPLOTACION DEL PETROLEO**

FI/DICT/85-028

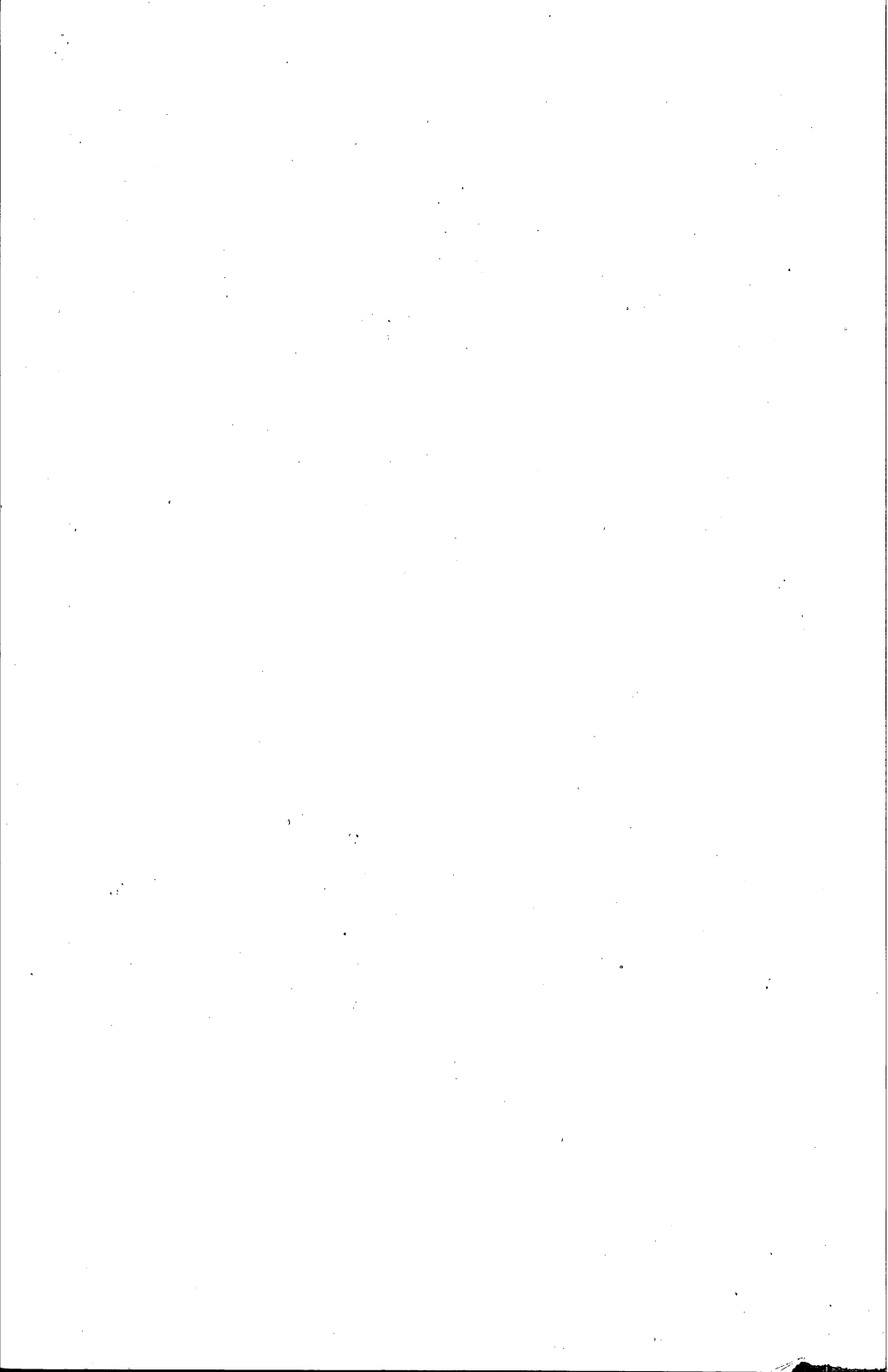


I N D I C E

		Pág.
INTRODUCCION.		1
CAPITULO 1	CONCEPTOS BASICOS	2
	1.1.- Conceptos de Recuperación Secundaria, Mantenimiento de Presión y Recuperación Terciaria.	2
	1.2.- Clasificación de los Mecanismos de Recuperación Secundaria.	3
	1.3.- Antecedentes en México e Importancia Económica y de Conservación Referencias.	4
CAPITULO 2	EL MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS NO MISCIBLES EN SISTEMAS LINEALES HOMOGENEOS	6
	2.1.- Ecuación de Flujo Fraccional y Análisis de la Influencia que Ejercen el Angulo de Echa do, la Viscosidad y el Gasto.	6
	2.2.- Teoría del Método de Buckley-Leverett	12
	2.3.- Ecuación de Buckley-Leverett que define la posición del frente	14
	2.4.- Definición de las Zonas Estabilizadas y no Estabilizadas	17
	2.5.- Cálculos Importantes que se pueden hacer considerando la Teoría de Buckley-Leverett.	17
	2.5.1.- Determinación de la Saturación Media del Fluido Desplazante Atrás del Frente y en el Frente por Métodos de Buckley-Leverett y de Welge.	18
	2.5.2.- Tiempo de Surgencia del Frente	24
	2.5.3.- Cálculo de la Recuperación de Aceite por Inyección de Agua	24.
	2.5.4.- Aspectos Económicos de la Inyección de Agua.	28
	2.6.- Aplicación del Método de Buckley-Leverett	28
	2.7.- Teoría del Método de Welge.	47
	2.8.- Aplicación del Método de Welge	54
	Referencias	62
CAPITULO 3	DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS NO MISCIBLES EN SISTEMAS NO LINEALES	63
	3.1.- Conceptos de Eficiencias	63
	3.2.- Arreglos Básicos de Pozos de Inyección y de Producción	66

	Pág.
3.3.- Relación de Movilidades y su Influencia en la Eficiencia de Recuperación Areal	71
3.4.- Permeabilidades Direccionales (Permeabilidad Orientada). Efecto Sobre las Eficiencias de Barrido Areal y Productividades.	73
Referencias	73
CAPITULO 4 DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR INYECCION DE AGUA EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS	75
4.1.- Método de Stiles	75
4.2.- Método de Herman Dykstra y R.L. Parsons	88
Referencias	110
CAPITULO 5 DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS NO MISCIBLES EN SISTEMAS DE ARREGLOS IRREGULARES DE POZOS	
5.1.- Método de Higgins y Leighton, con el Flujo de Dos Fases Atrás del Frente.	111
Referencias	128
CAPITULO 6 RECUPERACION DE ACEITE POR DESPLAZAMIENTO CON FLUIDOS MISCIBLES	129
6.1.- Teoría del Desplazamiento Miscible	129
6.2.- Método para Calcular el Comportamiento de un Proceso de Desplazamiento Miscible	136
6.3.- Fenómenos Asociados con el Desplazamiento Miscible	138
6.3.1.- Digitación	138
6.3.2.- Flujo Cruzado	139
6.3.3.- Difusión y Dispersión	139
6.3.4.- Inestabilidad del Desplazamiento Miscible	140
6.4.- Procesos Fundamentales de Desplazamiento con Miscibles	140
6.4.1.- Bache de Propano	140
6.4.2.- Bache de Alcohol	142
6.4.3.- Inyección de Gas a Alta Presión	142
6.4.4.- Inyección de Gas Rico	145
6.4.5.- Inyección de CO ₂	146
6.5.- Relaciones de Fase en Diagramas Triangulares	152
Referencias	159

CAPITULO 7	DESCRIPCION SOBRE ALGUNOS METODOS SOFISTICADOS DE RECUPERACION SECUNDARIA DE ACEITE, INYECTANDO DESPLAZANTES CON ADITIVOS	162
	Introducción	162
	7.1.- Desplazamiento de Aceite con Miscelares	162
	7.1.1.- Definición de Miscelar	162
	7.1.2.- Generalidades	163
	7.2.- Desplazamiento de Aceite con Polímeros	166
	7.2.1.- Definición de Polímero	166
	7.2.2.- Generalidades	166
	7.3.- Desplazamiento de Aceite con Microemulsiones.	169
	7.3.1.- Definición de Microemulsión	169
	7.3.2.- Generalidades	169
	7.4.- Desplazamiento de Aceite con Surfactantes	172
	7.4.1.- Definición de Surfactante	172
	7.4.2.- Generalidades	172
	Referencias	175
CAPITULO 8	INTRODUCCION A LOS METODOS TERMICOS DE RECUPERACION SECUNDARIA	176
	8.1.- Definición y Clasificación de los Procesos de Recuperación Térmica. Generalidades	176
	Referencias	180
CAPITULO 9	RECUPERACION DE ACEITE POR INYECCION DE VAPORES	181
	9.1.- Fundamentos Teóricos	181
	9.2.- Inyección Cíclica de Vapor	183
	9.3.- Inyección Continua de Vapor	185
	9.4.- Pérdidas de Calor en la Superficie y en el Pozo	186
	9.5.- Estimación de las Recuperaciones de Aceite	187
	Referencias	188



I N T R O D U C C I O N

Dentro del programa de elaboración y actualización de apuntes de las materias de la carrera de Ingeniero Petrolero, se ha efectuado una primera revisión del Trabajo Escrito "Recuperación Secundaria de Hidrocarburos", que para obtener su título de Ingeniero Petrolero prepararon en 1976 los señores TOMAS - J. ABREU MENENDEZ, FRANCISCO MUÑOZ AGUILAR y JOSE R. SILVA, - bajo la dirección del Ing. Eduardo Loreto Mendoza. El objetivo ha sido tener un material más accesible a los alumnos, para que lo utilicen como apuntes de la asignatura del mismo -- nombre.

Participaron en la revisión los Ings. Francisco Garaicochea - Petrirena y Rafael Rodríguez Nieto, así como el Sr. Jorge -- Alberto Osorno Manzo, pasante de Ingeniería Petrolera.

CAPITULO 1

CONCEPTOS BASICOS

1.1.- Conceptos de Recuperación Secundaria, Mantenimiento de Presión, y Recuperación Terciaria.

Recuperación Secundaria (1)

Es toda actividad encaminada a una recuperación de hidrocarburos adicional que la que se obtendría con la energía propia del yacimiento, impartiendo al yacimiento una energía extraña, cualquiera que sea el tipo de ella.

Comúnmente, esta energía se imparte al yacimiento ya sea en forma mecánica o calorífica: la energía en forma mecánica se suministra al yacimiento cuando se inyectan a éste fluidos líquidos o gaseosos que desplazarán al aceite remanente en el yacimiento. Como energía se representaría por el producto: (PV), presión por volumen, que implica trabajo o la capacidad para producirlo.

La energía en forma calorífica se imparte al yacimiento cuando se inyecta a este vapor de agua o cuando se desarrolla una combustión en el seno de la roca. Existe además el concepto de calentamiento en el fondo del pozo, que en el aspecto en que afecta al yacimiento en su recuperación, se pueden analizar sus efectos en la recuperación secundaria. La energía en forma calorífica se aplica básicamente con el objeto de disminuir la viscosidad del aceite, con el consiguiente aumento de la movilidad de éste.

En un sentido amplio y de acuerdo con la definición, bajo el criterio de proporcionar energía adicional al yacimiento, extraña a la propia, cualquier acción encaminada a realizar una explotación de los hidrocarburos -- bajo esa premisa (proporcionar energía al yacimiento) debe considerarse -- dentro del terreno de la Recuperación Secundaria; no importando el tiempo -- en que esto se realice ni los tipos o los medios para aplicarla.

Tradicionalmente, en sus orígenes, desde fines del siglo pasado y principios del presente, al agotarse la energía propia de los yacimientos y -- disminuir consecuentemente la producción hasta hacerse incosteable o poco atractiva, se acudió a inyectar: aire, gas natural o agua para represarlos y aumentar la producción, así como la recuperación final de los hidrocarburos. A esto, o sea a explotar al yacimiento proporcionándole energía -- después del agotamiento de la propia, es a lo que se había venido entendiendo por Recuperación Secundaria.

De acuerdo con esta tradición, se encontró que, analizando casos particulares, muchas veces conviene proporcionar esa energía adicional al --

yacimiento desde etapas de la vida productora anteriores al agotamiento, manteniendo la presión entre valores adecuados para los fines económicos y los de recuperación buscados. Fué precisamente a este tipo de explotación a lo que, durante muchos años se le llamó "mantenimiento de presión".

Muy recientemente con el advenimiento de nuevas técnicas sofisticadas en su operación y costosas algunas de ellas, pero muy efectivas en muchas ocasiones, se ha venido acuñando el término de: "recuperación mejorada" así como otros equivalentes, tendientes a indicar, bajo impulsos comerciales en ocasiones, que se trata de métodos, varios de ellos patentados, que aumentan la recuperación en forma notable. El tipo de energía suele ser combinado e incluye la optimización de la aplicación de las mismas que es proporcionada por los aditivos que los caracterizan, así como por sus combinaciones.- Se puede apreciar que desde el punto de vista de la aplicación de energía extraña a la del yacimiento, sin importar el tipo, el tiempo en que se aplica o los agentes que mejoren el trabajo que se realiza, el término de Recuperación Secundaria es genérico y representativo de realizar la explotación de los yacimientos con recursos adicionales a los propios de los yacimientos.

Al aplicar algún método de recuperación secundaria, lo que se pretende es bajo ciertos criterios económicos, extraer al máximo los hidrocarburos en el yacimiento que no fluyeron por energía propia a la superficie. Estos hidrocarburos fluirán a la boca del pozo o de los pozos productores, pero no siempre se logrará que el pozo o los pozos productores se conviertan en fluyentes, sino que cuando se requiera se tendrá que ayudarlos por medio de algún sistema artificial de producción (bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo hidráulico, bombeo electrocentrífugo, etc.) para aflorar los hidrocarburos por medio de los pozos productores. Esto representa energía o potencia aplicadas a los pozos a diferencia de que en la recuperación secundaria se aplica al yacimiento, eso sí, a través de los pozos.

Recuperación Terciaria. Se refiere a la explotación de un yacimiento que con anterioridad ha sido explotado por recuperación secundaria. En otras palabras, es insistir en un yacimiento que haya sido barrido por recuperación secundaria, buscando incrementar aún su recuperación.

De acuerdo con lo visto, la recuperación terciaria es sólo un caso particular o modalidad de la recuperación secundaria.

1.2.- Clasificación de los Mecanismos de Recuperación Secundaria.

Los métodos más comunes de recuperación secundaria son:

- 1.- Inyección de agua
- 2.- Inyección de gas natural

- 3.- Métodos térmicos {
 - Inyección de vapor {
 - cíclica o intermitente
 - continua
 - Combustión in situ
- 4.- Miscibles
- 5.- Inyección de agua con polímeros
- 6.- Reductores de tensión interfacial
- 7.- Inyección de baches con gradación de miscibilidad
- 8.- Miscelares
- 9.- Microemulsiones
- 10.- Gas inerte
- 11.- Espumas
- 12.- Otros métodos sofisticados

De cada uno de estos métodos se hablará detalladamente en los capítulos siguientes.

1.3.- Antecedentes en México e Importancia Económica y de Conservación

Los métodos anteriores han sido experimentados, probados y en su mayoría aplicados en varios países productores de petróleo. En México, estas técnicas se empezaron a aplicar desde 1951.

En nuestro país el método de recuperación secundaria - que con más éxito se ha aplicado es la inyección de agua y en segundo lugar la inyección de gas seco; también se han aplicado en forma reducida: inyección de agua con polímeros, inyección de gas natural, inyección de vapor, miscibles, etc., de otros métodos sólo se han hecho algunos estudios de su aplicabilidad a los yacimientos.

Es de esperarse que en un futuro no muy lejano, los métodos de recuperación secundaria se podrán implantar en la

mayoría de los yacimientos que así lo ameriten, para lo cual - se necesitan mayores recursos económicos y humanos, sobre todo en los medios operativos.

La explotación de los yacimientos aplicando estos métodos resulta mas costosa que cuando los yacimientos producen a buen nivel por medios naturales; pero aún así, cuando se -- aplique un proyecto de recuperación secundaria y se obtengan - resultados favorables, los beneficios económicos son notablemente substanciosos; de aqui la importancia económica y de con--servación de estos métodos. Equivale a descubrir nuevas reservas, pero con inversiones menores que las necesarias para ex--plorar y descubrir campos nuevos, sin que se pretenda desvir--tuar esto último sino mas bien obtener su máxima utilidad.

REFERENCIAS

- 1.- Gerald L. Langnes. John O. Robertson, Jr. George V. Chilin
gar - Secondary Recovery and Carbonate Reservoirs - - -
Elsevier. New York, London Amsterdam.

CAPITULO 2

EL MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS NO MISCIBLES EN SISTEMAS LINEALES HOMOGENEOS.2.1 Ecuación de Flujo Fraccional y Análisis de la Influencia que Ejercen el Angulo de Echado, la Viscosidad y el Gasto.Dedución de la Ecuación General de Flujo Fraccional. (1)

La ecuación de Darcy considerando la aceleración de la gravedad es:

$$V = - \frac{K}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial s} - g \rho \sin \alpha \right) \text{ -----(1)}$$

donde:

$$V = \frac{\text{Gasto}}{\text{Area}} = \frac{q}{A}$$

K = Permeabilidad

μ = Viscosidad

$\frac{\partial p}{\partial s}$ = Gradiente de presión

g = Gravedad

ρ = Densidad

α = Angulo de echado

Sustituyendo $V = \frac{q}{A}$ y $\rho g = W$ (peso específico) en la Ec. 1 se tiene:

$$q = - \frac{KA}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial s} - W \sin \alpha \right) \text{ -----(2)}$$

Considerando aceite, gas y agua:

$$q_o = - \frac{K_o A}{\mu_o} \left(\frac{\partial p_o}{\partial s} - W_o \sin \alpha \right)$$

$$q_g = - \frac{K_g A}{\mu_g} \left(\frac{\partial p_g}{\partial s} - W_g \sin \alpha \right) \text{ -----(2')}$$

$$q_w = - \frac{K_w A}{\mu_w} \left(\frac{\partial p_w}{\partial s} - W_w \sin \alpha \right)$$

En general para un fluido que desplace (d) a otro:

$$q_d = - \frac{K_d A}{\mu_d} \left(\frac{\partial p_d}{\partial s} - W_d \sin \alpha \right) \text{ -----(3)}$$

Por otro lado, la presión capilar, por definición, es la diferencia de presiones entre uno y otro lado de una interfase:

$$P_c = P_o - P_d \text{ -----(4)}$$

$$\text{de donde: } \frac{\partial p_c}{\partial s} = - \frac{\partial p_d}{\partial s} + \frac{\partial p_o}{\partial s} \text{ -----(4')}$$

Despejando de las Ecs. 2' y 3 a $\frac{\partial p}{\partial s}$ y $\frac{\partial p_d}{\partial s}$:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial p_o}{\partial s} &= W_o \operatorname{sen} \alpha - \frac{q_o \mu_o}{K_o A} \\ \frac{\partial p_d}{\partial s} &= W_d \operatorname{sen} \alpha - \frac{q_d \mu_d}{K_d A} \end{aligned} \right\} \text{------(5)}$$

Sustituyendo (5) en (4):

$$\frac{\partial p_c}{\partial s} = -W_d \operatorname{sen} \alpha + \frac{q_d \mu_d}{K_d A} + W_o \operatorname{sen} \alpha - \frac{q_o \mu_o}{K_o A}$$

$$\frac{\partial p_c}{\partial s} = -(W_o - W_d) \operatorname{sen} \alpha - \frac{q_o \mu_o}{K_o A} + \frac{q_d \mu_d}{K_d A} \text{------(6)}$$

Se desea obtener la fracción del fluido desplazante (f_d)

• • se despeja a q_d

$$\frac{q_d \mu_d}{K_d A} = \frac{\partial p_c}{\partial s} - (-W_d - W_o) \operatorname{sen} \alpha + \frac{q_o \mu_o}{K_o A}$$

$$q_d = \frac{\partial p_c}{\partial s} \frac{K_d A}{\mu_d} - \frac{K_d A}{\mu_d} (W_o - W_d) \operatorname{sen} \alpha + \frac{q_o \mu_o}{K_o A} \frac{K_d A}{\mu_d}$$

$$q_d = \frac{K_d A}{\mu_d} \left[\frac{\partial p_c}{\partial s} - (W_o - W_d) \operatorname{sen} \alpha \right] + \frac{q_o \mu_o K_d}{K_o \mu_d} \text{------(7)}$$

Por definición

$$f_{ol} = \frac{q_d}{q_{\text{total}}} = \frac{q_d}{q_d + q_o} \quad q_d = f_d q_t$$

Además

$$q_o = q_T - q_d; \quad q_o = q_T - f_d q_T; \quad \bullet \bullet \quad q_o = (1 - f_d) q_T$$

Sustituyendo las expresiones (8) en (7) para dejar a éste en función de f_d y q_t :

$$f_d q_t = \frac{(1 - f_d) q_t \mu_o}{K_o \mu_d} + \frac{K_d A}{\mu_d} \left[\frac{\partial p_c}{\partial s} - (W_o - W_d) \operatorname{sen} \alpha \right]$$

$$f_d q_t = \frac{q_t \mu_o}{K_o \mu_d} - \frac{f_d q_t \mu_o}{K_o \mu_d} + \frac{K_d A}{\mu_d} \left[\frac{\partial p_c}{\partial s} - (W_o - W_d) \operatorname{sen} \alpha \right]$$

$$f_d q_t + \frac{f_d q_t \mu_o K_d}{K_o \mu_d} = \frac{q_t \mu_o K_d}{K_o \mu_d} + \frac{K_d A}{\mu_d} \left[\frac{\partial p_c}{\partial S} - (W_o - W_d) \text{sen } \alpha \right]$$

$$f_d q_t \left[1 + \frac{\mu_o K_d}{K_o \mu_d} \right] = \frac{q_t \mu_o K_d}{K_o \mu_d} + \frac{K_d A}{\mu_d} \left[\frac{\partial p_c}{\partial S} - (W_o - W_d) \text{sen } \alpha \right]$$

$$f_d = \frac{\frac{\mu_o K_d}{K_o \mu_d} + \frac{K_d A}{\mu_d q_t} \left[\frac{\partial p_c}{\partial S} - (W_o - W_d) \text{sen } \alpha \right]}{\left[1 + \frac{\mu_o}{K_o} \frac{K_d}{\mu_d} \right]} \quad (9)$$

Multiplicando y dividiendo el segundo término de (9) por se tiene:

$$f_d = \frac{1 + \frac{K_o A}{\mu_o q_t} \left[\frac{\partial p_c}{\partial S} - (\rho_o - \rho_d) g \text{sen } \alpha \right]}{\left[1 + \frac{K_o}{\mu_o} \frac{\mu_d}{K_d} \right]} \quad \text{Ecuación General de Flujo Fraccional} \quad (10)$$

La ecuación general de flujo fraccional puede adoptar las siguientes formas:

Agua desplazando aceite:

$$f_w = \frac{1 + \frac{K_o A}{\mu_o q_t} \left[\frac{\partial p_c}{\partial S} - g (\rho_w - \rho_o) \text{sen } \alpha \right]}{1 + \frac{K_o}{\mu_o} \frac{\mu_w}{K_w}}$$

Agua desplazando gas:

$$f_w = \frac{1 + \frac{K_g A}{\mu_g q_t} \left[\frac{\partial p_c}{\partial S} - g (\rho_w - \rho_g) \text{sen } \alpha \right]}{1 + \frac{K_g}{\mu_g} \frac{\mu_w}{K_w}}$$

Gas desplazando aceite:

$$f_g = \frac{1 + \frac{K_o A}{\mu_o q_t} \left[\frac{\partial p_c}{\partial S} - g (\rho_g - \rho_o) \text{sen } \alpha \right]}{1 + \frac{K_o}{\mu_o} \frac{\mu_g}{K_g}}$$

Considerando las siguientes unidades:

K_o y K_d = Permeabilidad efectiva (aceite y desplazante respectivamente) en darcies (D).

$$K_o = k^o K_{ro}, \quad K_d = k^o K_{rd}$$

μ_o y μ_d = Viscosidad (aceite y desplazante respectivamente) en centipoise (cp).

P_c = Presión capilar en lb/pg² (psi)

S = Trayectoria de flujo en pies

$\frac{\partial p_c}{\partial s}$ = Gradiente de presión de la interfase respecto a la dirección del flujo (psi/pie).

Q_T = Gasto total de fluido a c_y (bl/día)

A = Area de la roca porosa y permeable P_g^2 a través de la cual escurre el flujo (no es área de poros).

α = Angulo del echado de la formación medido a partir de la horizontal; el signo es positivo cuando el flujo es hacia abajo la Ec. 10 se transforma en:

$$f_d = \frac{1 - 1.127 \frac{K_o A}{\mu_o^2 d} \left[- \frac{\partial p_c}{\partial s} + 0.433 (\rho_d - \rho_o) g \text{ sen } \alpha \right]}{1 + \frac{K_o}{\mu_o} \frac{\mu_d}{K_d}} \quad (11)$$

Si se consideran despreciables las fuerzas capilares y las gravitacionales:

$$f_d = \frac{1}{1 + \frac{K_o}{\mu_o} \frac{\mu_d}{K_d}} \quad (12)$$

En el dominador de las Ecs. 11 y 12 pueden tomarse permeabilidades relativas, ya que $K_o/K_d = K_{ro}/K_{rd}$, puesto que $K_{ro} = K_o/K$ y $K_{rd} = K_d/K$

Análisis de la Influencia que Ejercen el Angulo de Echado, la Viscosidad y el Gasto.

Se puede hacer un análisis gráfico del comportamiento del proceso mediante gráficas de f_d VS S_d para diferentes ángulos de echado, viscosidades y gastos.

f_d = Fracción fluyente del fluido desplazante.

S_d = Saturación del fluido desplazante.

Al hacer una gráfica de f_d VS S_d , Fig. 1, para diferentes viscosidades de aceite se obtendrán las siguientes curvas que significan que a medida que disminuyen la viscosidad del aceite aumenta la eficiencia de desplazamiento. Un desplazamiento de las curvas hacia la derecha significará que se tendrá una mejor eficiencia de desplazamiento y una mayor recuperación de aceite, debido a que al final habrá una mayor satu-

ración de agua en el yacimiento, lo que implica que quedará una saturación de aceite menor.

Nota.- Las gráficas de f_w VS S_w no están hechas a escala y presentan sólo de manera aproximada el comportamiento del proceso.

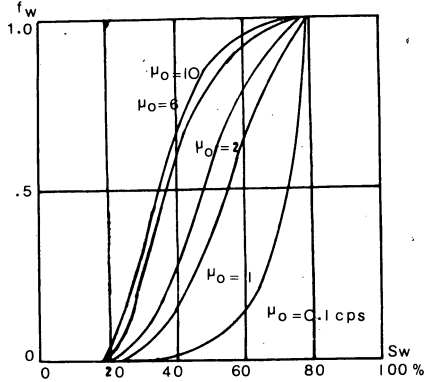


FIG.1 GRAFICA f_w Vs S_w

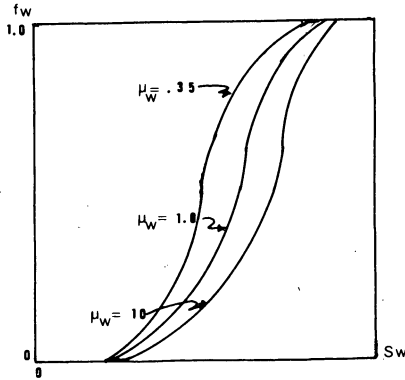


FIG.2 GRAFICA DE f_w VS S_w

La Fig. 2 muestra una gráfica de f_w VS S_w para diferentes viscosidades del agua. Se observa que a medida que aumenta la viscosidad del agua tratada con aditivos aumenta la recuperación en forma considerable.

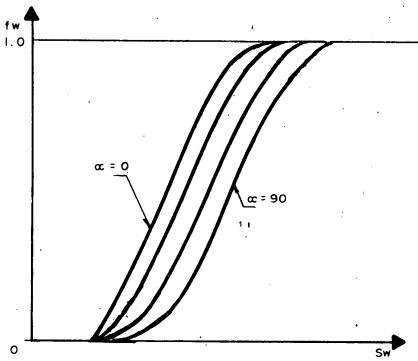


FIG. 3 f_w vs S_w (α)

La Fig. 3 muestra una gráfica de f_w VS S_w para diferentes ángulos de buzamiento. Se observa que cuando aumenta el ángulo aumenta la recuperación.

Considerando ahora al fluido desplazante gas:

$$f_d = f_g$$

Si el fluido desplazante es gas, al hacer una gráfica de f_g VS S_g , Fig. 4, para diferentes viscosidades del gas se obtendrán las siguientes curvas que significan que cuando más viscoso es el fluido desplazante, se tendrá mayor eficiencia de desplazamiento y por ende se tendrán mayores recuperaciones.

La Fig. 5 indica que el desplazamiento es más eficiente cuando $\alpha = 90^\circ (+)$ y será menos eficiente cuando $\alpha = 90^\circ (-)$. Esto pasa cuando el fluido desplazante es gas.

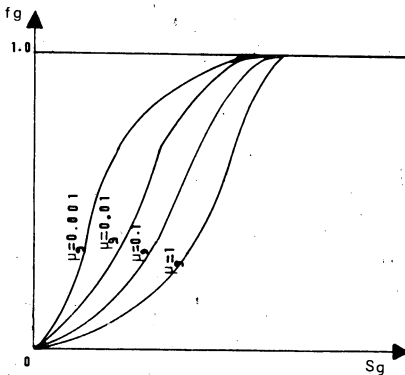
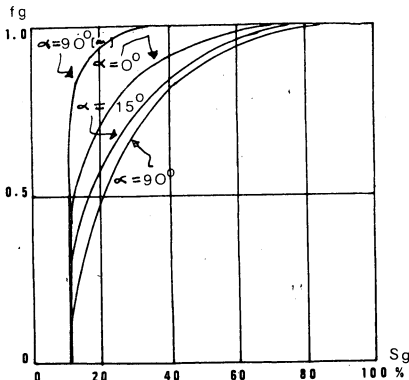
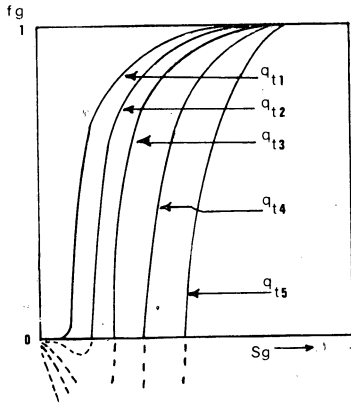


FIG. 4 f_g Vs S_g

FIG. 5 GRAFICA DE f_g Vs S_g

$$q_{t1} > q_{t2} > q_{t3} > q_{t4}$$

La Fig. 6 muestra que cuando se tengan altos ritmos - (q_t) se tendrá menor recuperación. Claro que este aspecto está condicionado a otros conceptos no comprendidos en la teoría.

FIG. 6 f_g vs S_g (1)

2.2. Teoría del Método de Buckley-Leverett.

Teóricamente, los procesos de desplazamiento entre los fluidos inmiscibles pueden modelarse matemáticamente en base al concepto de permeabilidades relativas y a la idea del llamado pistón con fugas; esto significa que mientras el desplazamiento puede considerarse del tipo pistón, existe una cantidad considerable de aceite que queda atrás de la cara del pistón imaginario, La formulación matemática del proceso

fue desarrollada originalmente por Buckley-Leverett (2), siendo replanteada posteriormente por Terwilliger (3) y luego por Welge. (4)

El modelo matemático sobre el que se desarrolló esta teoría es ta constituido por un elemento lineal de formación, en el que por medio de un balance de materia del fluido que entra y el que sale, se desarrolla una ecuación para flujo en dos fases. El mecanismo de desplazamiento implica la formación de un frente de agua tras el cual se establece un gradiente de saturación de aceite, que decrece hasta el valor de la saturación residual en la cara que entra el fluido desplazante.

Las principales limitaciones de esta teoría son las siguientes (5)

- 1.- Se supone flujo lineal aunque puede modificarse fácilmente para flujo radial por lo que no es una limitación fuerte.
- 2.- Se supone formación homogénea.
- 3.- Desplazamiento tipo pistón con fugas.
- 4.- Los fluidos son inmiscibles, lo cual implica la existencia de presión capilar.
- 5.- Sólo pueden existir cuando más dos fluidos circulando al mismo tiempo por un determinado punto, así que deben aplicarse los conceptos de permeabilidades relativas a dos fases.
- 6.- La presión de desplazamiento debe estar por encima del punto de burbujeo (no existe gas libre).
- 7.- El gasto de inyección y el área perpendicular al flujo se consideran constantes.
- 8.- Flujo continuo.
- 9.- La presión y la temperatura deben permanecer constantes para que existan condiciones de equilibrio.

En la aplicación del método de desplazamiento frontal de Buckley y Leverett, es necesario considerar idealizado el yacimiento, como de geometría regular, isótropo en sus propiedades físicas y representativo de las condiciones reales.

Debido a las altas variaciones en los valores K_o/K_w , la razón de permeabilidades relativas se registra en la escala logarítmica del papel semilogarítmico. Como muchas curvas de la razón de permeabilidades relativas, la parte central o principal de la curva no es completamente lineal, siendo una línea recta en papel semilogarítmico.

(7) **2.3 Ecuación de Buckley-Leverett que define la posición del frente.**

Consideremos un cuerpo poroso homogéneo de sección transversal uniforme A , de longitud L , y de porosidad ϕ , como se muestran en la Fig. 8.

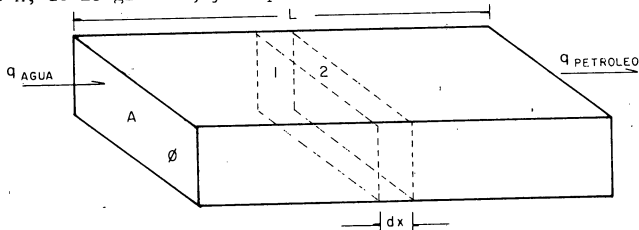


FIG. 8 CUERPO POROSO, HOMOGENEO

Considérese un volumen elemental de poros, $\phi A dx$, conteniendo dos fluidos; el fluido desplazado, aceite y el fluido desplazante, agua. Para el caso de un flujo de fluidos en régimen permanente, donde la presión y la temperatura son constantes con el tiempo, el gasto que está pasando por la cara de entrada (cara 1) del volumen elemental de poros es igual al gasto que está pasando por la cara de salida (cara 2).

La fórmula de avance frontal se deriva bajo la premisa de que la cantidad de agua que entra al elemento diferencial, menos la cantidad de agua que sale del elemento, en un intervalo de tiempo dt , es igual al incremento en el contenido de agua dentro del elemento.

$$(\text{volumen de agua que entra}) - (\text{volumen de agua que sale}) = (\text{acumulación de agua})$$

el volumen de agua que entra al elemento diferencial en el tiempo dt está dado por $(f_{w1} q_t dt)$ donde f_{w1} es el flujo fraccional de agua en la cara 1. El volumen de agua que sale del elemento es $(f_{w2} q_t dt)$, donde

f_{w2} es el flujo fraccional de agua en la cara 2. q_t es el gasto total de fluidos. (gasto de aceite + Gasto de agua). Por otro lado, la acumulación de agua dentro del elemento, durante el intervalo de tiempo dt está dada por $\phi A dx (S_{w2} - S_{w1})$; donde S_{w1} y S_{w2} son las saturaciones de agua antes y después de transcurrir el tiempo dt .

Haciendo un balance de materia se tiene:

$$(f_{w1} q_t dt) - (f_{w2} q_t dt) = (\phi A dx (S_{w2} - S_{w1})).$$

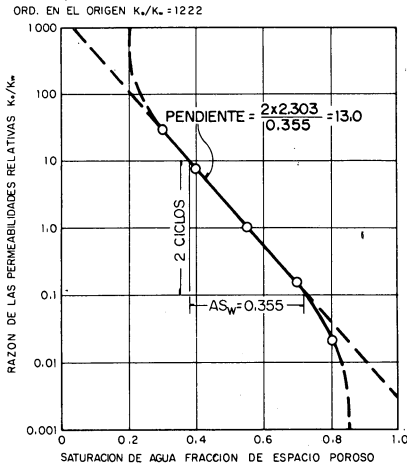


FIG. 7. - GRAFICA DE LA RAZON DE PERMEABILIDAD RELATIVAS COMO FUNCION DE SATURACION DE AGUA EN PAPEL SEMILOGARITMICO. (6)

La ecuación de esta recta es del tipo:

$$y = - mx + a$$

$$y = \frac{K_{ro}}{K_{rw}}, \quad x = S_w, \quad - m = - b$$

$$\ln \frac{K_{ro}}{K_{rw}} = - b S_w + \ln a$$

$$e^{\ln \frac{K_{ro}}{K_{rw}}} = e^{-b S_w + \ln a}$$

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = e^{-b S_w} \cdot e^{\ln a} \quad \therefore \quad \frac{K_{ro}}{K_{rw}} = a e^{-b S_w} \quad \text{----- (13)}$$

a = Ordenada en el origen

b= Pendiente

como K_o/K_w es función de la saturación de agua se puede substituir la Ec.

(13) en (12) para obtener :

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} a e^{-b S_w}} \quad \text{----- (14)}$$

factorizando en el primer miembro:

$$q_t dt (f_{w1} - f_{w2}) = \phi A dx (S_{w2} - S_{w1})$$

de donde:

$$\frac{dx}{dt} = \frac{qt}{\phi A} \frac{(f_{w1} - f_{w2})}{(S_{w2} - S_{w1})}$$

En forma diferencial:

$$\frac{dx}{dt} = \frac{qt}{\phi A} \frac{df_w}{dS_w} \text{ ----- (15)}$$

Esta ecuación proporciona el ritmo de avance del agua inyectada dentro del cuerpo poroso. Ahora bien, si la derivada del flujo fraccional de agua, respecto a la saturación de agua (pendiente de la tangente a la curva f vs S_w) se evalúa a la saturación en el frente de desplazamiento, la Ec. 13 (15) servirá para fijar, en un momento dado, la posición de este frente de agua, dentro del cuerpo.

Despejando dx de la Ec. (15) se tiene:

$$dx = \frac{qt}{\phi A} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right) dt \text{ ----- (16)}$$

Debido a que la porosidad, el gasto y el área son constantes y que para cualquier valor de S_w la derivada (df_w/dS_w) es una constante, integrando entre los límites anotados se tiene:

$$\int_0^x dx = \frac{qt}{\phi A} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right) \int_0^t dt$$

o sea que:

$$x = \frac{qt}{\phi A} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right) \text{ ----- (17)}$$

Tomando en cuenta que el gasto total de fluidos q_t es igual en todos los puntos del cuerpo; en un proceso de desplazamiento de aceite por inyección de agua, donde se está inyectando un gasto constante de agua q , la posición del frente de desplazamiento después de un tiempo t , estará dada por:

$$x = \frac{qt}{\phi A} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right) S_{wf} \text{ ----- (18)}$$

donde el subíndice S_{wf} corresponde a la saturación de agua en el frente e indica que la derivada del flujo fraccional df_w/dS_w debe valorarse, pre

cisamente a ese valor de saturación.

La distancia de avance de un plano de saturación constante $S_w(x)$ es directamente proporcional al tiempo y al valor de la derivada df_w/dS_w a esa saturación.

El valor de $(df_w/dS_w)_{S_w}$ puede calcularse analíticamente, diferenciando la ecuación (14):

$$f_w = \frac{\mu_w}{\mu_o} a e^{-bS_w} \quad (14)$$

$$\frac{df_w}{dS_w} = \frac{\left(-\frac{\mu_w}{\mu_o} \right) b a e^{-bS_w}}{\left[1 + \frac{\mu_w}{\mu_o} a e^{-bS_w} \right]^2} \quad (19)$$

como $K_o/K_w = a e^{-bS_w}$ (13); (13) en (19)

$$\frac{df_w}{dS_w} = \frac{\left(-\frac{\mu_w}{\mu_o} \right) b \left(\frac{K_o}{K_w} \right)}{\left[1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o} \right) \left(\frac{K_o}{K_w} \right) \right]^2} \quad (20)$$

o bien (df_w/dS_w) puede obtenerse, gráficamente, haciendo una gráfica de f_w VS S_w , donde obtenemos una curva en forma de S, la pendiente de la curva en un punto dado es (df_w/dS_w) en ese punto o sea la derivada.

La Ec. (17) puede aplicarse también cuando en vez de agua como fluido desplazante se tenga gas, nada más que en vez de (df_w/dS_w) aparecerá (df_g/dS_g) en dicha ecuación.

2.4. Definición de las Zonas Estabilizadas y no Estabilizadas.

Zona Estabilizada:

Se dice que una zona está estabilizada cuando la fracción de fluido desplazante que fluye en una determinada sección del yacimiento es constante.

Zona no Estabilizada:

Una zona no estabilizada será pues aquella en que las saturaciones de los fluidos varían, o sea que la distribución de los fluidos no es uniforme ni constante en una determinada sección del yacimiento.

2.5. Cálculos Importantes que se Pueden Hacer Considerando la Teoría de -

Buckley-Leverett. (*)

2.5.1.- Determinación de la Saturación media del Fluido Desplazante atrás del frente y en el frente por los Métodos de Buckley y Leverett y de Welge (8).

Determinación de la Saturación en el Frente y de la Saturación Media Atrás del Frente por el Método de Buckley y Leverett.

Para determinar la saturación en el frente de desplazamiento y la posición de este frente, a cualquier tiempo, es necesario calcular previamente el perfil completo de saturaciones.

La aplicación sucesiva de la ec. (17), para diferentes valores de S_w , proporciona un perfil de saturaciones como el mostrado por la curva a b-c-d e de la fig. 8.

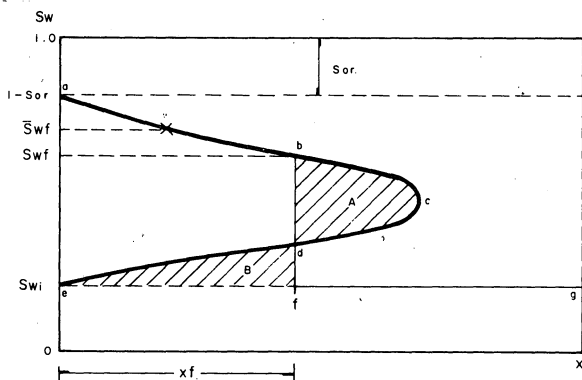


FIG. 8 - (7) GRAFICA DE S_w vs X

Para un tiempo dado de inyección, antes de la sugerencia, el frente del fluido inyectado habrá avanzado una distancia X_f , dejando atrás de él una saturación media de fluido desplazante que se puede leer directamente de la curva S_w VS X' de la Fig. 8.

Analizado el perfil de saturaciones mencionado se observa que, debido a los valores que adquiere la derivada df_w/dS_w entre el rango de saturaciones de S_{wi} a $(1-S_{or})$, se obtienen dos valores de saturación de agua para un mismo punto dentro del cuerpo, lo que físicamente es imposible. Este problema de saturaciones múltiples del fluido desplazante se resolvió utilizando un método propuesto por Buckley-Leverett que consistía en balancear las áreas A y B de la figura, de tal manera que el perfil de saturaciones abcde, que no podía existir físicamente, se transformaba ahora en

(*).- Se consultó ampliamente la Ref. (7).

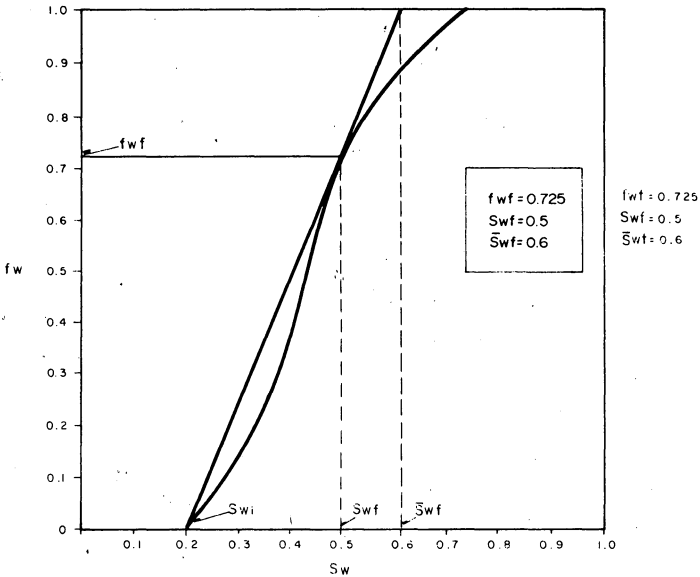
en el perfil $abdfe$, el que definía simultáneamente el valor de la saturación en el frente de desplazamiento, S_{wf} , y la posición de este frente. X_f . Una vez calculada \bar{S}_{wf} con este valor entramos a la gráfica de f_w VS S_w y leemos \bar{f}_{wf}

Determinación de la Saturación en el Frente y de la Saturación Media -
Atrás del Frente por el Método de Welge.

En 1952 Henry J. Welge expuso un método que simplifica considerablemente el cálculo de la saturación de fluido desplazante en el frente de desplazamiento, ya que elimina los problemas de ensaye y error en el balance de áreas del método de Buckley-Leverett.

El método de Welge para determinar la saturación en el frente consiste en trazar una línea tangente desde S_{wi} en este caso, a la curva de flujo fraccional de fluido desplazante, como se ilustra en la Fig. 9. Welge demostró que la saturación en el punto de tangencia corresponde, precisamente, a la saturación de fluido desplazante en el frente.

Welge también demostró que el valor de saturación media \bar{S}_{wf} , se obtiene prolongando la tangente a la curva de flujo fraccional hasta que corte el valor de $f_w = 1.0$ como se ve en la Fig. 9



(7)
FIG. - GRAFICA DE f_w vs S_w

La tangente se traza desde la S_{wi} cuando el fluido desplazante es agua.

Cuando el fluido desplazante es gas la tangente se traza desde el origen.

Obtención de la Saturación Media Atrás del Frente de Invasión, por Método Analítico.

La expresión que permite calcular la saturación media atrás del frente de invasión (o bien la saturación media en todo el yacimiento después de la surgencia) se obtiene a continuación:

Por definición la saturación del fluido desplazante (S_D) es:

$$S_D = \frac{V_{dj}}{V_p} \quad (21)$$

donde:

V_{dj} = Volumen de fluido desplazante.

V_p = Volumen de poros.

Para un tiempo dado, en que el frente de invasión ha recorrido una distancia (x_f), la saturación promedio en el volumen invadido ($\emptyset A x_f$) será:

$$\bar{S}_{Df} = \frac{\emptyset A \int_0^{x_f} S_D dx}{\emptyset A \int_0^{x_f} dx} = \frac{\int_0^{x_f} S_D dx}{x_f} \quad \text{por el teorema del valor medio.} \quad (22)$$

Por otra parte, la distancia recorrida por un plano de saturación dado, de acuerdo con la teoría de Buckley-Leverett, es:

$$x = \frac{q_d t}{\emptyset A} \left(\frac{df_D}{dS_D} \right) \quad (23)$$

$$\text{Sust. (23) en (22)} \quad \bar{S}_{Df} = \frac{\int_0^{x_f} S_D d \left[\frac{df_D}{dS_D} \right]}{\left[\frac{df_D}{dS_D} \right]_{S_{Df}}} \quad (24)$$

Integrando por partes el numerador:

$$\int v du = vu - \int u dv$$

$$\int_0^{x_f} S_D d \left[\frac{df_D}{dS_D} \right]_{S_{Df}} = S_{Df} \left[\frac{df_D}{dS_D} \right]_{S_{Df}} - \int_0^{x_f} \left[\frac{df_D}{dS_D} \right] dS_D$$

Por lo que queda:

$$\bar{S}_{Df} = \frac{S_{Df} \left[\frac{df_D}{dS_D} \right] S_{Df} - \int_0^{X_f} \left[\frac{df_D}{dS_D} \right] dS_D}{\left[\frac{df_D}{dS_D} \right] S_{Df}} \quad (25)$$

$$\bar{S}_{Df} = S_{Df} - \frac{\int_0^{X_f} df_D}{\left[\frac{df_D}{dS_D} \right] S_{Df}} = S_{Df} - \frac{[f_D]_{X_f} - [f_D]_0}{\left[\frac{df_D}{dS_D} \right] S_{Df}} \quad (26)$$

Tomando en cuenta que en la cara de inyección (esto es, para $X = 0$) el flujo fraccional de la fase desplazante es 100%, es decir:

$$(f_D)_0 = 1, (f_D)_{X_f} = f_{Df}$$

La ecuación resultante es:

$$\bar{S}_{Df} = S_{Df} + \frac{1 + f_{Df}}{\left[\frac{df_D}{dS_D} \right] S_{Df}} \quad (27)$$

donde:

S_{Df} = Saturación del fluido desplazante en el frente.

\bar{S}_{Df} = Saturación media del fluido desplazante atrás del frente de invasión

f_{Df} = Fracción fluyente del fluido desplazante en el frente.

Obtención de la Saturación en el Frente y de la Saturación Media Atrás -- del Frente a Partir de la Tangente Trazada a la Curva de Flujo Fraccional.

La distancia recorrida por el frente de invasión, de acuerdo con la Ec. (23), en un sistema roca-fluidos dado, es:

$$X_f = \frac{q_D t}{\phi A} \left[\frac{df_D}{dS_D} \right] S_{Df} \quad (28)$$

despejando $\frac{df_D}{dS_D}$ se tiene:

$$\left[\frac{df_D}{dS_D} \right] S_{Df} = \frac{\phi A X_f}{q_D t} \quad (29)$$

pero:

$$\phi A \cdot x_f = V_{pf}$$

$$q_D t = \Delta V_{Di}$$

$$\therefore \frac{V_{Di}}{V_{pf}} = \bar{S}_{Df} = \bar{S}_{Df} - \bar{S}_{Di}$$

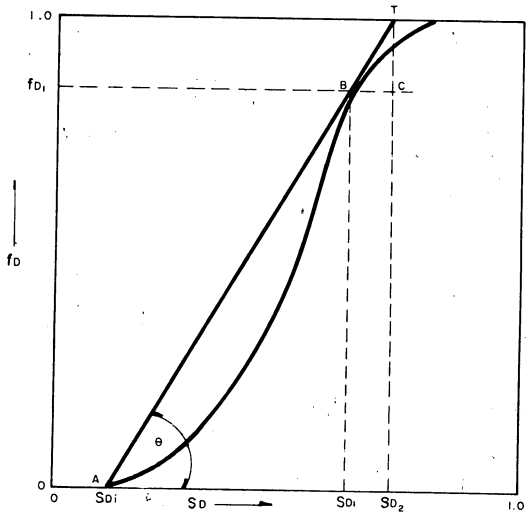
por lo que:

$$\frac{1}{\bar{S}_{Df} - \bar{S}_{Di}} = \frac{V_{pf}}{\Delta V_{Di}}$$

Sustituyendo este valor en la Ec. (29) se tiene:

$$\left[\frac{df_D}{dS_D} \right]_{S_{D1}} = \frac{1}{\bar{S}_{Df} - \bar{S}_{D1}} \quad \text{-----(30)}$$

Ahora bien, considerando el mismo sistema y tomando en cuenta la curva de flujo fraccional en función de la saturación como se ve en la Fig. (10).



0 - RELACIONES GEOMÉTRICAS ENTRE LA SATURACION DEL FRENTE DE INVASION Y LA PROMEDIO ATRAS DE ESTE. (7)

Atendiendo a la geometría de la Fig. (10), la pendiente de la recta, que para el punto A ($S_{D1}, 0$), tangente a la curva de flujo fraccional en el punto B (S_{D1}, f_{D1}) es:

$$\text{TAN } \theta = \frac{1}{\bar{S}_{Df} - \bar{S}_{D1}} \quad \text{----- (31)}$$

Puesto que el punto B pertenece tanto a la recta como a la curva, la primera derivada de la ecuación de la curva en el punto mencionado es igual a la pendiente de dicha recta, lo que matemáticamente puede expresarse:

$$\frac{1}{\bar{S}_{Df} - \bar{S}_{D1}}$$

De la misma figura, se tiene:

$$\left[\frac{df_D}{dS_D} \right]_{S_{D1}} = \frac{1}{S_{D2} - S_{D1}} \quad \text{-----(32)}$$

$$S_{D2} = S_{D1} + \overline{BC}$$

pero:

$$\text{TAN } \emptyset = \frac{\overline{TC}}{\overline{BC}} \therefore \overline{BC} = \frac{\overline{TC}}{\text{TAN } \emptyset}$$

por lo tanto:

$$S_{D2} = S_{D1} + \frac{\overline{TC}}{\text{TAN } \emptyset} \text{ ----- (33)}$$

Como:

$$\overline{TC} = 1 - f_{D1} \text{ y } \text{TAN } \emptyset = \left[\frac{dfD}{dSD} \right] S_{D1}$$

la Ec. (33) queda:

$$S_{D2} = S_{D1} + \frac{1 - f_{D1}}{\left[\frac{dfD}{dSD} \right] S_{D1}} \text{ ----- (34)}$$

Si por un momento se supone que la saturación y el flujo fraccional correspondiente al punto B (S_{D1} , f_{D1}) son los valores del frente, entonces las Ecs. (32) y (34) se transforman en:

$$\frac{dfD}{dSD} S_{Df} = \frac{1}{S_{D2} - S_{Di}} \text{ ----- (35)}$$

$$S_{D2} = S_{Df} + \frac{1 - f_{Df}}{\left[\frac{dfD}{dSD} \right] S_{Df}} \text{ ----- (36)}$$

Por otra parte, según se demostró anteriormente, la saturación media atrás del frente es:

$$\overline{S}_{Df} = S_{Df} + \frac{1 + f_{Df}}{\left[\frac{dfD}{dSD} \right] S_{Df}} \text{ ----- (27)}$$

Por lo tanto, como el segundo miembro de la Ec. (36) es igual a la de la Ec. (27), bajo la suposición de que $S_{D1} = S_{Df}$, entonces:

$$S_{D2} = \overline{S}_{Df}$$

es decir, que la intersección de la tangente a la curva de flujo fraccional con el valor de $f_{D1} = 1$ proporciona la saturación media entre la saturación correspondiente al punto de tangencia y la existente en la cara de inyección. En consecuencia la Ec. (32) se transforma en:

$$\frac{dfD}{dSD} S_{D1} = \frac{1}{\overline{S}_{Df} - S_{Di}} \text{ ----- (37)}$$

Comparando la ecuación con la (30) se ve que

$$\left[\frac{dfD}{dSD} \right]_{S_{D1}} = \left[\frac{dfD}{dSD} \right]_{S_{Df}}$$

De acuerdo con esto, la suposición hecha anteriormente respecto a la saturación en el frente es correcta.

En otras palabras, se concluye que la recta tangente a la curva de flujo fraccional, trazada por el punto A ($S_{D1}, 0$) y sólo por este punto, proporciona, en el punto de tangencia, la saturación en el frente (y el correspondiente flujo fraccional), y en la intersección con la ordenada $f_p = 1.0$, la saturación media atrás del frente.

2.5.2 Tiempo de Surgencia del Frente.

Se define como tiempo de surgencia al tiempo que tarda el fluido inyectado en llegar, por primera vez, a la cara de salida del cuerpo donde se está efectuando el desplazamiento. Para un cuerpo de porosidad \emptyset , con un área de sección transversal A, y de longitud L, donde se inyecta un gasto constante de agua q, el tiempo de surgencia estará dado por:

$$t_s = \frac{\emptyset A L}{q \left[\frac{df_w}{dS_w} \right]_{S_{wf}}} \dots\dots\dots(38)$$

En la Fig. (9) puede observarse que la derivada del flujo fraccional de agua respecto a la saturación evaluada en la saturación en el frente está dada por:

$$\left[\frac{df_w}{dS_w} \right]_{S_{wf}} = \frac{1}{\bar{S}_{wf} - S_{wi}} \dots\dots\dots(39)$$

Sustituyendo (38) en (37), se obtiene otra expresión para calcular el tiempo de surgencia.

$$t_s = \frac{\emptyset A L (\bar{S}_{wf} - S_{wi})}{q} \dots\dots\dots(40)$$

2.5.3 - Cálculo de la Recuperación de Aceite por Inyección de Agua.

(Utilizando el método de Buckley-Leverett, la recuperación de aceite, -

como una fracción del aceite inicialmente almacenado en el yacimiento, se puede expresar como la relación del área limitada por el perfil de saturaciones (Area A) al área definida por la longitud del sistema y la saturación inicial de hidrocarburos (1-S_{wi}) o sea área A mas área B. En las Figs. (11) y (12) se muestran esquemáticamente las áreas mencionadas, para los casos en que la saturación inicial de agua es cero y S_{wi} respectivamente.

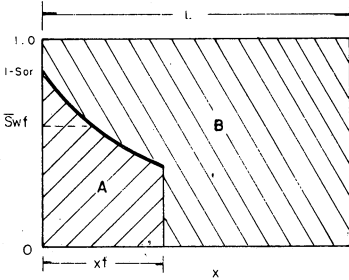


FIG. 11 (7) GRAFICA DE Sw vs X

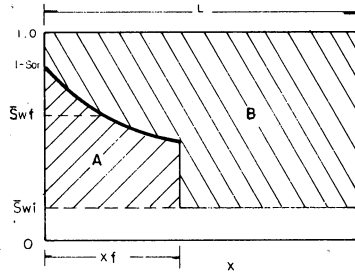


FIG. 12 (7) GRAFICA DE Sw vs X

$$\text{Recuperación fraccional} = \frac{\text{Area A}}{\text{Area A} + \text{Area B}}$$

Para un tiempo dado, antes de la surgencia, el volumen de aceite recuperado es igual al volumen de fluido desplazante inyectado. En ese tiempo, el frente habrá avanzado una distancia X_f, dejando atrás una saturación media de fluido desplazante (agua), S_{wf}; por lo tanto, la producción de aceite medido a condiciones estandar (N_p) es:

$$N_p = \frac{\phi A x_f (\bar{S}_{wf} - \bar{S}_{wi})}{B_o} \quad \text{----- (41)}$$

donde B_o es el factor de volumen del aceite a la presión media de desplazamiento.

Como el volumen original de aceite es:

$$N = \frac{\phi AL (1 - \bar{S}_{wi})}{B_{oi}} \quad \text{----- (42)}$$

entonces la recuperación fraccional es:

$$\frac{N_p}{N} = \frac{x_f (\bar{S}_{wf} - \bar{S}_{wi}) B_{oi}}{(1 - \bar{S}_{wi}) B_o} \quad \text{----- (43)}$$

Puesto que el frente viaja con una saturación constante, una vez determinada ésta, se puede calcular el tiempo de surgencia con la Ec. (38) o con la (40).

Después de la surgencia, es indispensable determinar el área bajo el perfil de saturación para calcular la recuperación de aceite ya que no podría calcularse directamente con los volúmenes de fluido inyectado, debido a que parte de éste se está produciendo junto con el aceite (Ver Fig. 13).

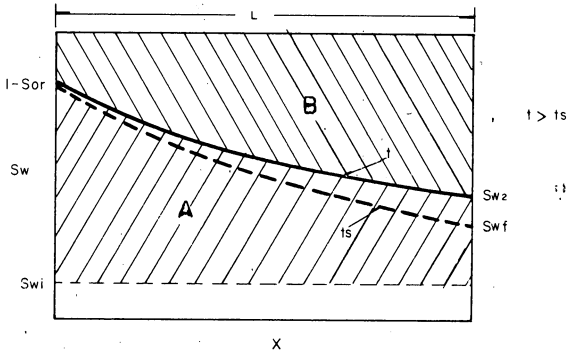


FIG. 13 (7) GRAFICA DE S_w vs X

S_{w2} = Saturación de agua en la cara de salida a un tiempo $t > t_s$

Recuperación fraccional después de

$$\text{la surgencia} = \frac{\text{Area A}}{\text{Area A} + \text{Area B}}$$

Antes de la surgencia, el volumen de aceite recuperado se calcula en función del volumen de agua inyectada con la ecuación.

$$N_p = \frac{qwt}{B_o} \text{ ----- (44)}$$

No debe olvidarse que el gasto de inyección q del fluido desplazante debe medirse a condiciones de yacimiento; en este caso por tratarse de agua, se puede considerar que el gasto q_w , medido a condiciones atmosféricas, es igual al gasto de inyección medido a condiciones de yacimiento, ya que el factor de volumen de agua de inyección normalmente es $B_w = 1.0$.

Cuando el fluido desplazante es gas la Ec. (43) debe escribirse como:

$$N_p = \frac{q_g B_g t}{B_o} \text{-----(45)}$$

donde q_g es el gasto de inyección de gas, medido a condiciones atmosféricas, el que, al multiplicarse por B_g nos da el gasto de inyección de gas a condiciones de yacimiento.

Una vez calculada la producción de aceite con la Ec. (43) se calcula la recuperación de aceite en función del volumen inicial.

$$\frac{N_p}{N} = \frac{q_w t B_{oi}}{\phi A L (1 - \bar{S}_{wi}) B_o} \text{----- (46)}$$

El tiempo de surgencia se determina nuevamente con cualquiera de las Ecs. (37) ó (39). Después de la surgencia, la saturación media del fluido desplazante en el yacimiento (\bar{S}_w), se determina en función del flujo fraccional en la cara de salida y se obtiene trazando tangentes a la curva de flujo fraccional como se ilustra en la Fig. (14). Las intersecciones de las tangentes con $f_w = 1.0$ proporcionan los valores de saturación media en el yacimiento (\bar{S}_w).

Consecuentemente, el volumen de aceite recuperado puede calcularse en función de las saturaciones medias inicial y final de agua (fluido desplazante).

$$N_p = \frac{V_p (\bar{S}_w - S_{wi})}{B_o}$$

donde:

V_p = Volumen de poros del yacimiento, \bar{S}_{wf} , \bar{S}_{w1} , \bar{S}_{w2}

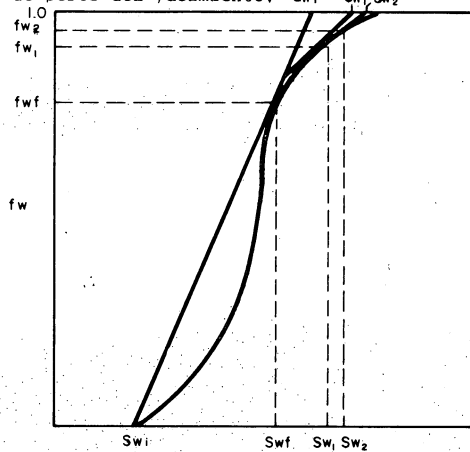


FIG. 14 (7) GRAFICA DE f_w vs S_w

En la Fig. (14) se muestra la forma en que deben trazarse las tangentes a la curva de flujo fraccional para calcular la saturación media de agua en el yacimiento, después del tiempo de surgencia. En la figura, S_{wf} y f_{wf} corresponden a la saturación y al flujo fraccional de agua con que llega el frente de desplazamiento a la cara de salida, justamente al tiempo de surgencia. Después de este tiempo, la saturación y el flujo fraccional de agua en esa cara se incrementan continuamente, debido a que la relación agua-aceite producido (WOR) aumenta, originando a su vez un incremento en la saturación media de agua del yacimiento.

Por ejemplo si en la cara de salida existe un flujo fraccional f_{w1} , -- originado por una saturación S_{w1} en esa cara; la saturación media de agua en el yacimiento, cuando las condiciones en la cara de salida son las mencionadas, será \bar{S}_{w1} , la que se obtiene trazando una tangente a la curva de flujo fraccional, por el punto (S_{w1}, f_{w1}) y prolongándola hasta que corte a la línea de $f_w = 1.0$. El mismo razonamiento se sigue para el caso en que se tengan en la cara de salida un f_{w2} y una S_{w2} a lo que corresponderá --- una saturación media de agua en el yacimiento \bar{S}_{w2} , como se ve en la Fig. (14).

2.5.4 Aspectos Económicos de la Inyección de Agua.

Una vez comprobada la eficiencia técnica del proyecto de inyección de agua analizado bajo diferentes enfoques y alternativas, sólo resta entonces la evaluación del tipo económico, en segundo paso; en otras ocasiones hay necesidad de hacer intervenir otros aspectos que caen fuera del propósito de este trabajo, como serían: tácticas de inversión, aspectos socio-económicos, etc.

El análisis económico, tanto como la predicción del comportamiento --- del yacimiento, son estimaciones que se utilizan como apoyo para definir la perspectiva económica de un proyecto en un momento dado.

2.6 Aplicación del Método de Buckley-Leverett.

Problema # 1 (*)

(*) Problema (7-2) propuesto en el libro de B.C. Craft y M.F. Hawkins.

Los siguientes datos de permeabilidad se midieron en una arenisca en función de su saturación de agua:

S_w	K_{ro}	K_{rw}	K_{ro}/K_{rw}
0	1.0	0	∞
10	1.0	0	∞
20	1.0	0	∞
30 *	0.94	0	∞
40	0.80	0.04	20
50	0.44	0.11	4
60	0.16	0.20	0.8
70	0.045	0.30	0.15
75*($S_o=25\%$)	0	0.36	0
80	0	0.44	0
90	0	0.68	0
100	0	1.00	0

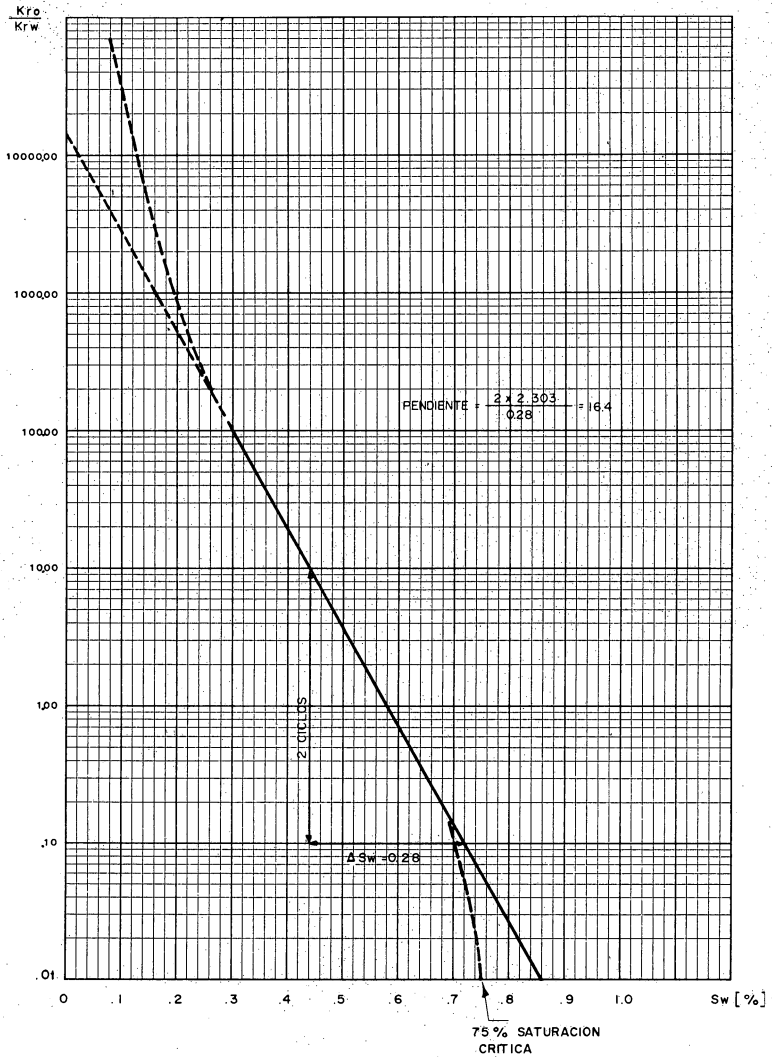
* Saturaciones críticas para el aceite y el agua.

- a).- Dibujar en coordenadas cartesianas las permeabilidades relativas al aceite y al agua en función de la saturación de agua.
- b).- Dibujar en papel semilogarítmico la razón de permeabilidades relativas en función de la saturación de agua.
- c).- Determinar las constantes a y b en la Ec. (12) a partir de la pendiente y de la intercepción en la ordenada de la gráfica constituida. Determinar también a y b sustituyendo dos grupos de datos en la Ec.(12) y resolviendo simultáneamente las ecuaciones.
- d).- Si $\mu_o = 3.4$ cp; $\mu_w = 0.68$ cp; $B_o = 1.50$ bl/BF y $B_w = 1.05$ bl/BF, --- ¿cuál es la producción fraccional de agua en la superficie de un pozo terminado en la zona de transición donde la saturación de agua es 50%?
- e).- ¿Cuál es la producción fraccional de agua en el yacimiento, parte d)?
- f).- ¿Cuál será la recuperación en tanto por ciento obtenida de esta arenisca bajo un empuje* en la parte del yacimiento por encima de la zona de transición. La saturación inicial de agua por encima de la zona de transición es 30%.
- g).- Si el empuje hidráulico ocurre a una presión por debajo de la presión de saturación, de manera que la saturación promedio de gas en la parte invadida es 15% ¿cuál será la recuperación obtenida?. El factor volumétrico promedio del aceite a la presión inferior es 1.35 bl/BF. y el factor volumétrico inicial del aceite es 1.50 bl/BF.
- h).- ¿Qué fracción de la permeabilidad total (absoluta) de esta arenisca se debe a los canales porosos menos permeables que constituyen 20% del volumen poroso?, ¿qué fracción se debe a los canales porosos mas permeables que constituyen el 25% del volumen poroso?.

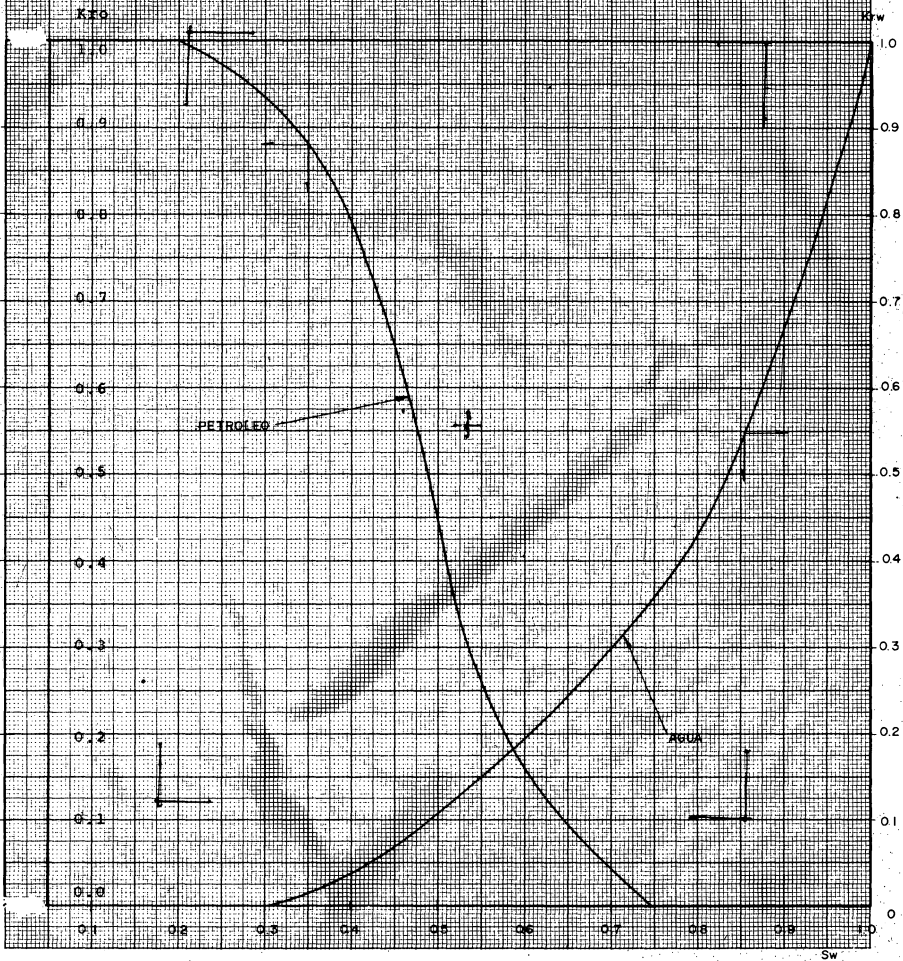
La solución a este problema se da a continuación:

(*) Empuje hidráulico.

b). - GRAFICA DE LA RELACION DE PERMEABILIDADES COMO FUNCION DE LA SATURACION DE AGUA



a) GRÁFICA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AL PETRÓLEO Y AL AGUA COMO FUNCIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA



Es conveniente que el lector se familiarice con los conceptos de eficiencias que están en el Capítulo IV.

c).- Determinar las constantes a y b en la Ec. (12) a partir de la pendiente de la intercepción en la ordenada de la gráfica construida. Determinar a y b sustituyendo dos grupos de datos en la Ec. (12) y resolviendo simultáneamente las ecuaciones.

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = a e^{-bS_w} \dots\dots\dots(12)$$

para $S_w = 0.40$ se tiene $K_{ro}/K_{rw} = 20$ -----(1)

para $S_w = 0.60$ se tiene $K_{ro}/K_{rw} = 0.8$ ----- (2)

Sustituyendo (1) y (2) en (12)

$$20 = a e^{-b(0.40)} \dots\dots\dots(3)$$

$$0.8 = a e^{-b(0.60)} \dots\dots\dots(4)$$

de la Ec. (3)

$$a = \frac{20}{e^{-0.4b}} \dots\dots\dots(5)$$

Sustituyendo (5) en (4)

$$0.8 = \frac{20}{e^{-0.4b}} \times e^{-0.6b}$$

$$0.8 = 20 e^{0.4b} \times e^{-0.6b}$$

$$0.8 = 20 e^{0.4b - 0.6b}$$

$$0.8 = 20 e^{-0.2b}$$

$$\text{Log } 0.8 = \text{log} (20 e^{-0.2b})$$

$$\text{Log } 0.8 = \text{Log } 20 + \text{Log } e^{-0.2b}$$

$$\text{Log } 0.8 = \text{log } 20 - 0.2b \text{ log } e$$

$$-1.903 = 1.301 - 0.2b \times 0.434$$

$$-1.903 = 1.301 - 0.0868b$$

$$-0.097 = 1.301 - 0.0868b$$

$$0.0868b = 1.301 + 0.097$$

$$0.0868b = 1.398$$

$$b = \frac{1.398}{0.0868}$$

$$b = 16.1$$

Sustituyendo el valor de $b=16.1$ en (5)

$$a = \frac{20}{e^{-0.4 \times 16.1}} = \frac{20}{e^{-6.44}} = \frac{20}{0.001598} = 12578.6$$

Por lo tanto por el método analítico se tiene que:

La pendiente $b=16.1$

y la ordenada en el origen $a = 12578.6$

y por el método gráfico se obtiene:

$$b=16.4$$

$$a = 10\ 600$$

d).- Si $\mu_o = 3.4$ cp.; $\mu_w = 0.68$ cp.; $B_o = 1.50$ bl/BF y $B_w = 1.05$ bl/BF. ¿Cuál es la producción fraccional de agua en la superficie de un pozo terminado en la zona de transición donde la saturación de agua es 50%?

$$f_w @ cs = \frac{1}{1 + \frac{K_o}{K_w} \times \frac{\mu_w}{\mu_o} \times \frac{B_w}{B_o}} \quad (17)$$

Y se tienen los siguientes datos:

$$\mu_o = 3.4 \text{ cp}; \quad \mu_w = 0.68 \text{ cp}; \quad B_o = 1.50 \text{ bl/BF}$$

$$B_w = 1.05 \text{ bl/BF}; \quad S_w = 50$$

para $S_w = 0.50$ se tiene $K_o/K_w = 4$

$$f_w @ cs = 0.64$$

Sustituyendo en (17) los datos anteriores:

$$f_w @ cs = \frac{1}{1 + 4 \times \frac{0.68}{3.4} \times \frac{1.05}{1.50}} = \frac{1}{1 + 4 \times 0.2 \times 0.7} = \frac{1}{1 + 0.56} = \frac{1}{1.56} = 0.64$$

e).- ¿Cuál es la producción fraccional de agua en el yacimiento en la parte (d)?

$$f_w @ cy = \frac{1}{1 + \frac{K_o}{K_w} \times \frac{\mu_w}{\mu_o}} \quad (18)$$

Sustituyendo los datos anteriores se tiene:

$$f_w @ cy = \frac{1}{1 + 4 \times 0.2} = \frac{1}{1 + 0.8} = \frac{1}{1.8} = 0.555$$

$$f_w @ cy = 0.555$$

f).- ¿Cuál será la recuperación en tanto por ciento obtenida de esta arenisca bajo un empuje hidráulico de alta presión de la parte del yacimiento por encima de la zona de transición invadida por agua?. La saturación inicial de agua (connata) por encima de la zona de transición es 30%.

De la gráfica del inciso a)

$$S_{oi} = 0.7 = 1 - S_{wi}$$

$$S_{of} = 0.25 = 1 - \bar{S}_{wr}$$

$$\text{Rec} = \frac{\text{Volumen de aceite inicial} - \text{Volumen de aceite aún no recuperado}}{\text{Volumen de aceite inicial}}$$

En términos de las saturaciones la rec. se puede expresar como:

$$\text{Rec} = \frac{S_{oi} - S_{of}}{S_{oi}}$$

$$\text{Rec} = \frac{0.7 - 0.25}{0.7} = \frac{0.45}{0.7} = 0.643$$

$$\text{Rec} = 0.643$$

g).- Si el empuje hidráulico ocurre a una presión por debajo de la presión de saturación de manera que la saturación promedio de gas en la parte invadida es 15% ¿cuál será la recuperación obtenida? el factor volumétrico promedio del aceite a la presión inferior es 1.35 -- bl/BF, y el factor volumétrico inicial del aceite es 1.50 bl/BF.

De la gráfica del inciso a)

$$S_{oi} = 0.7$$

$$S_{of} = 0.25 - S_g$$

$$S_{of} = 0.25 - 0.15 = 0.10$$

$$\text{REC} = \frac{\frac{S_{oi}}{B_{oi}} - \frac{S_{of}}{B_{of}}}{\frac{S_{oi}}{B_{oi}}}$$

$$REC = \frac{\frac{0.7}{1.5} - \frac{0.10}{1.35}}{0.7} = \frac{0.4666 - 0.07407}{0.4666} = \frac{0.39253}{0.4666} = 0.841$$

$$\underline{Rec. = 0.841}$$

- h).- ¿Qué fracción de permeabilidad total (absoluta) de esta arenisca se debe a los canales porosos menos permeables que constituyen 20% del volumen poroso? ¿Qué fracción se debe a los canales porosos más permeables que constituyen el 25% del volumen poroso?.

De la gráfica del inciso a) se encuentra que a una saturación de -- aceite $S_o = 25\%$ la K_{rw} disminuye en un 64% que es el contenido del espacio poroso a los canales más permeables.

PROBLEMA # 2 (*)

Se dispone de los siguientes datos de un yacimiento: gasto total de flujo = 1000 bl/día.

Porosidad promedio = 18%

Saturación inicial de agua = 20%

Área de la sección transversal = 50 000 ft²

$$\frac{\mu_w}{\mu_o} = \frac{0.62 \text{ cp}}{2.48 \text{ cp}} = 0.25$$

Gráfica de K_o/K_w VS S_w Fig. (7) y (8)

Suponer que no existe zona de transición.

- Calcular f_w y representarla como función de S_w
- Determinar gráficamente $\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$ en varios lugares, y representarla como función de S_w .
- Calcular $\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$ para varios valores de S_w usando la Ec. (24) y comparar los resultados con los valores obtenidos gráficamente en la parte b).
- Calcular las distancias de avance de los frentes de saturación constantes a 100, 200 y 400 días. Dibujarlas en coordenadas cartesianas como función de S_w . Equilibrar las áreas dentro y fuera de las líneas del frente de inundación para localizar la posición de los frentes de invasión.
- Dibujar la secante correspondiente a $S_w = 0.20$, tangente a la curva f_w VS S_w de la parte b), y demostrar que el valor de S_w al punto de tangencia es también el punto a donde se trazan las líneas del frente de invasión.
- Calcular la recuperación tan pronto como el frente de invasión intercepta un pozo, usando las áreas de la gráfica de la parte d). Expresar la recuperación en términos de: a) El aceite inicial in situ, y

(*) continúa siguiente página

- b) el aceite in situ recuperable cuando se tiene una WOR = 17.2, suponiendo que las dimensiones del yacimiento, $a = 1000$ ft, $b = 50$ ft, $L = 616$ ft, $\phi = 0.18$, $B_{oi} = 1.88$, $B_o = 1.5$.
- g).- ¿Cuál será la producción fraccional de agua del pozo a condiciones -- atmosféricas cuando el frente de invasión circunda al pozo?; sea $B_o = 1.50$ bl/BF y $B_w = 1.05$ bl/BF.
- h).- ¿Dependen las recuperas de las partes f) y g) de la distancia recorrida por el frente?. Explicar.
- i).- Calcular la recuperación de aceite a la surgencia considerando una -- $E_A = 75\%$ y una $E_y = 75\%$.
- j).- ¿Cuál es el volumen de aceite recuperable a la surgencia en BrJ?.
- k).- Calcular el tiempo requerido para alcanzar esta surgencia.
- l).- Calcular el valor de aceite recuperable, cuando se tiene la WOR=17.2%.
- m).- Calcular el volumen de agua acumulado, que se tenga, para cuando se alcance la WOR = 17.2. Esto significa, en otras palabras, que se desea saber cuánta agua se necesita inyectar para alcanzar este valor de WOR.
- n).- Calcular el tiempo que se requiere para alcanzar este valor de WOR -- 17.2%.

(*)Problema (7-3) propuesto en el libro de B.C. Craft y M.F. Hawkins, incisos de a) hasta h) modificando el inciso f) de este problema -- por conveniencia, y agrégándole incisos de i) hasta n).

TABLA DE CALCULO

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)
Sw (%)	Kro	Krw	Ko/Kw	$1 + \frac{K_o \mu_w}{K_w \mu_o}$	fw	$\frac{dfw}{dSw}$	$\left(\frac{K_o \mu_w}{K_w \mu_o} \right)^b$	(col 5) ²	$(dfw/dSw) = \frac{(8)}{(9)}$
0	1.0	0	∞	∞	0	0	∞	∞	0
10	1.0	0	∞	∞	0	0	∞	∞	0
20	0.93	0	∞	∞	0	0	∞	∞	0
30	0.60	0.02	30	8.5	0.1176	1.37	97.5	72.25	1.35
40	0.35	0.05	7	2.75	0.364	3.03	22.75	7.6	3.00
50	0.22	0.12	1.83	1.4575	0.686	2.82	5.947	2.124	2.80
60	0.13	0.22	0.59	1.1475	0.871	1.47	1.92	1.316	1.46
70	0.05	0.35	0.143	1.0357	0.966	0.433	0.464	1.073	0.432
80	0.02	0.51	0.0392	1.0098	0.990	0.120	0.1274	1.019	0.125
85	0	0.60	0	1.00	1.00	0	0	1	0
90	0	0.71	0	1.00	1.00	0	0	1	0
100	0	1.0	0	1.00	1.00	0	0	1	0

Las columnas (1), (2) y (3) se obtuvieron de gráfica.

La columna (6) es $f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_o}{K_w} \frac{\mu_w}{\mu_o}}$ y resuelve el inciso a) junto --
con la gráfica de f_w VS S_w .

La columna (7) es la df_w/dS_w obtenida de la gráfica de df_w/dS_w VS S_w en la Fig. de la Pág. 39 y resuelve el inciso b) del problema.

La columna (10) es $\frac{df_w}{dS_w} = \frac{\left[\frac{K_o \mu_w}{K_w \mu_o} \right]^b}{\left[1 + \frac{K_o}{K_w} \frac{\mu_w}{\mu_o} \right]^2}$ y resuelve el inciso c) del problema

Donde b es la pendiente de la recta que resulta al graficar K_{ro}/K_{rw} VS S_w , se obtiene de la siguiente manera:

Para $S_w = 0.30$ se tiene $K_o/K_w = 30$ ----- (1)

Para $S_w = 0.60$ se tiene $K_o/K_w = 0.59$ ----- (2)

Que al sustituirlos en la ecuación $\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = a e^{-bS_w}$ ----- (12) se --
tiene:

$$\left\{ \begin{array}{l} 30 = a e^{-0.3b} \text{ ----- (4)} \\ 0.59 = a e^{-0.6b} \text{ ----- (5)} \end{array} \right.$$

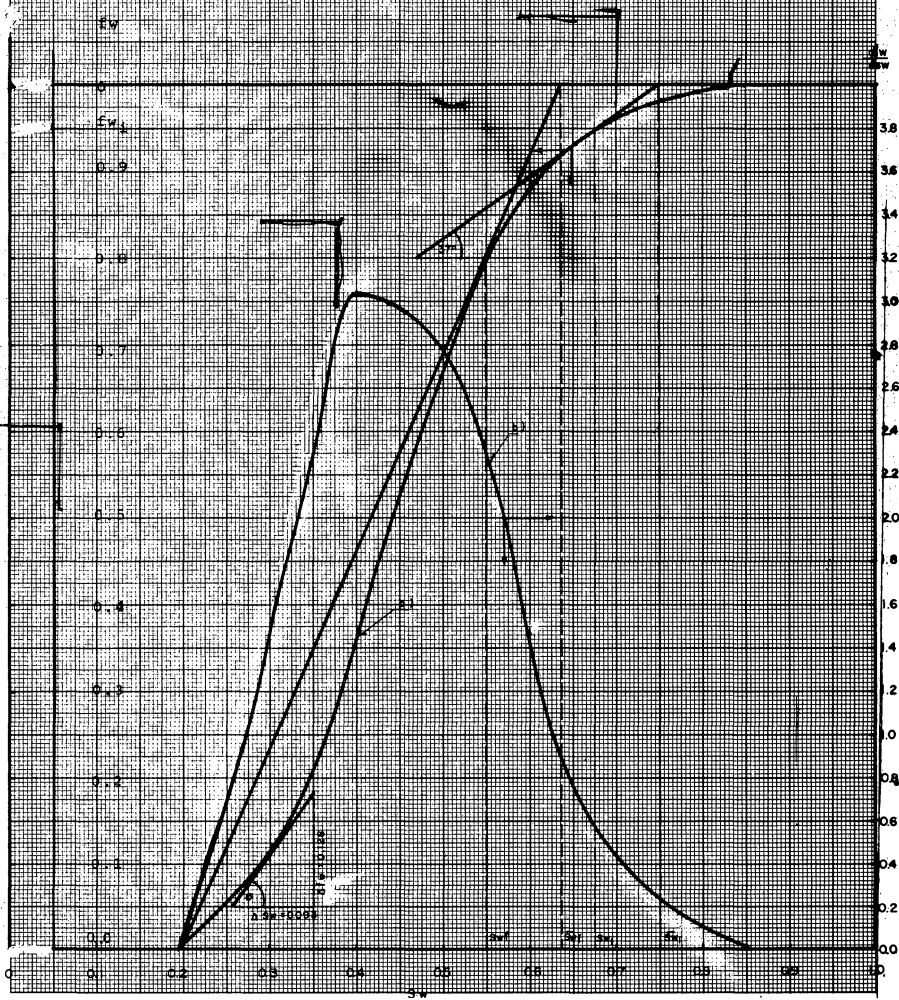
resolviendo este sistema se obtiene el valor $b=13$.

Para calcular df_w/dS_w gráficamente se hace lo siguiente:

Supongamos que queremos saber cuanto vale df_w/dS_w a una $S_w = 0.30$.

a) GRÁFICA DE I_w EN FUNCIÓN DE LA SW

b) REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE $\frac{I_w}{I_{w0}}$ EN FUNCIÓN DE LA SW



En la curva de f_w VS S_w , trazamos una tangente en el punto $S_w = 0.30$ y $f_w = 0.1176$; tangente que podemos prolongar tanto como queramos. La pendiente de la tangente en ese punto nos dará el valor de df_w/dS_w en ese punto o sea:

$$\left[\frac{df_w}{dS_w} \right]_{S_w=0.30} = \text{TAN } \theta = \frac{0.128}{0.093} = 1.37$$

Lo mismo se hace para diferentes valores de S_w con lo que obtenemos diferentes valores de df_w/dS_w VS S_w . Como se ve en la figura que se encuentra en la pag. anterior.

d) Calcular las distancias de avance de los frentes de saturación - constante a 100, 200 y 400 días, dibujarlas en coordenadas cartesianas en función de S_w . Equilibrar las áreas dentro y fuera de las líneas del frente de invasión para localizar la posición de los frentes:

$$X = \frac{5.615 \text{ qt}}{\phi A} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$$

$$X = \frac{5.615 \times 1000 \times t}{0.18 \times 50000} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$$

$$X = 0.624 t \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$$

$$\text{Para } t = 100 \text{ días} \quad X_{100} = 0.624 \times 100 \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$$

$$X_{100} = 62.4 \times \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$$

Para $t = 200$ días

$$X_{200} = 0.624 \times 200 \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$$

$$X_{200} = 124.8 \times \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$$

Para $t = 400$ días

$$X_{400} = 0.624 \times 400 \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$$

$$X_{400} = 249.6 \times \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w}$$

Hagamos entonces la siguiente columna de cálculo.

S_w	$\frac{\partial f_w}{\partial S_w}$	X_{100}	X_{200}	X_{400}
20	0	0	0	0
30	1.35	84.2	168.5	337
40	3.00	187.2	374.4	749
50	2.80	174.7	349.4	699
60	1.46	91.1	182.2	364.4
70	0.432	27	54	108
80	0.125	7.8	15.6	31.2

Con lo cual podemos construir la gráfica que está a continuación:

e).- Dibujar la secante correspondiente a $S_w = 0.20$, tangente a la curva f_w VS S_w de parte b) y demostrar que el valor de S_w al punto de tangencia es también el punto a donde se trazan las líneas del frente de invasión.

La solución a esta pregunta se muestra en las gráficas de f_w VS S_w y en la de S_w VS X .

f).- Calcular la recuperación fraccional tan pronto como el frente de invasión intercepta un pozo, usando las áreas de la gráfica de la parte d). Expresar la recuperación en términos de: a) el aceite inicial in situ, y b) el aceite in situ recuperable cuando se tiene una $WOR = 17.2\%$. Suponiendo que las dimensiones del yacimiento son:

$a = 1000$ pies; $h = 50$ pies; $L = 616$ pies
 $\phi = 0.18$; $B_{oi} = 1.88$; $B_o = 1.5$.

Las recuperaciones se obtendrán considerando que la eficiencia volumétrica de desplazamiento es 100% .

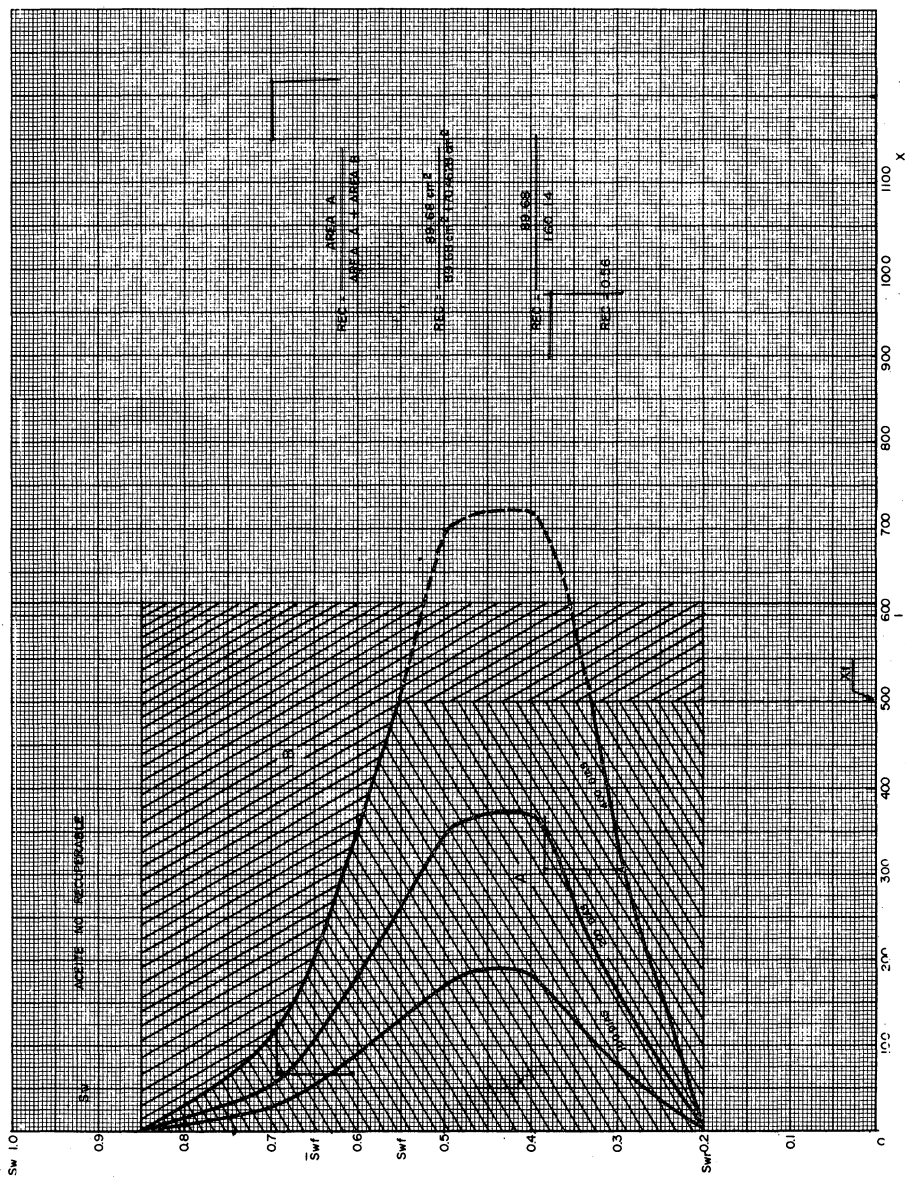
$$a) \quad Rec = \frac{N_p}{N} = \frac{Xf(\bar{S}_w f - \bar{S}_{wi})B_{oi}}{L(1 - \bar{S}_{wi})B_o} \quad (47)$$

$Xf = 500$ ft (de gráfica)

$$\frac{N_p}{N} = \frac{500}{616} \frac{(0.64 - 0.20) 1.88}{(1 - 0.20) 1.5} = \frac{413.6}{739.2}$$

Rec. = 0.56 En terminos del aceite inicial in situ y para un tiempo de inyección de 400 días.

Otra manera de encontrar la recuperación en términos del aceite inicial IN SITU es por medio de las saturaciones.



$$\text{Rec} = \frac{S_{oi} - \bar{S}_{of}}{S_{oi}}$$

Donde $\bar{S}_{of} = 1 - \bar{S}_{wf}$

\bar{S}_{of} = Saturación media de aceite el frente en este caso a los 400 días.

$$\bar{S}_{of} = 1 - 0.64 = 0.36$$

$$\text{Rec} = \frac{0.80 - 0.36}{0.80} = \frac{0.44}{0.80} = 0.55$$

b).- Cuando WOR = 17.2%.

$$\text{WOR} = \frac{f_w}{1-f_w}$$

$$17.2 = \frac{f_{w1}}{1-f_{w1}} \quad f_{w1} = 0.945$$

Esto quiere decir que cuando WOR= 17.2%, se tiene un $f_{w1} = 0.945$; con este valor entramos a la gráfica del inciso a) que es la curva de f_w vs. S_w y leemos la S_{w1} que corresponde a f_{w1} ; si por ese punto trazamos una tangente a la curva y la prolongamos hasta que corte la ordenada donde $f_w=1$, obtendremos la \bar{S}_{w1} , que es la saturación media de agua atrás del frente, por lo que la recuperación en términos del aceite in situ recuperable será:

$$\text{Rec} = \frac{\bar{S}_{w1} - S_{wi}}{S_{oi}} = \frac{0.752 - 0.20}{0.80} = \frac{0.552}{0.80} = 0.69$$

g).- ¿Cuál será la producción fraccional de agua del pozo a condiciones atmosféricas cuando el frente de invasión llegue al pozo, es decir, se presente la surgencia? sea $B_o = 1.50$ Brl/Brl y $B_w = 1.05$ Brl/BF.

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{K_o}{K_w} \frac{\mu_w}{\mu_o} \frac{B_w}{B_o}} \quad \dots \dots \dots (17)$$

Como $S_{wf} = 0.55$, de la Fig. (8) para $S_w = 0.55$, se tiene $K_o/K_w = 1.0$,

$$\frac{\mu_w}{\mu_o} = \frac{0.62}{2.48} = 0.25; \quad B_w/B_o = \frac{1.05}{1.50} = 0.7$$

Substituyendo en (17).

$$f_w = \frac{1}{1 + 1.0 \times 0.25 \times 0.7} = \frac{1}{1 + 0.175} = 0.85$$

h). ¿Dependen las respuestas de las partes f) y g) de la distancia recorrida del frente?. Explicar

No, porque las respuestas f) y g) dependen de las saturaciones y esta es constante en el frente.

i).- Calcular la recuperación de aceite a la surgencia considerando una eficiencia de barrido areal $E_A = 75\%$ y una eficiencia de barrido vertical $E_V = 75\%$.

La recuperación en términos de las saturaciones y considerando las eficiencias mencionadas será:

$$\text{Rec} = \frac{\bar{S}_{wf} - S_{wi}}{S_{oi}} \times E_A \times E_V$$

$$\text{Rec} = \frac{0.64 - 0.20}{0.20} \times 0.75 \times 0.75 = \frac{0.44}{0.20} \times 0.563 = 0.31$$

j).- ¿Cuál es el volumen de aceite recuperable a la surgencia en Brl?.

$$\text{Volumen de aceite a la surgencia} = \frac{V_p (S_{oi} - \bar{S}_{of})}{B_o} \times E_A \times E_V$$

V_p = Volumen de poros - AL \emptyset

$$V_p = \frac{50,000 \times 616 \times 0.18}{5.615} = \frac{5544000}{5.615} = 987.35 \times 10^3 \text{ brl}$$

$$\bar{S}_{of} = 1 - \bar{S}_{wf} = 1 - 0.64 = 0.36$$

$$S_{oi} = 1 - S_{wi} = 1 - 0.2 = 0.80$$

Volumen de aceite a la surgencia

$$= \frac{987.35 \times 10^3 (0.80 - 0.36)}{1.5} \times 0.75 \times 0.75 = 163 \times 10^3 \text{ brl}$$

k).- Calcular el tiempo requerido para alcanzar esta surgencia

El tiempo requerido para alcanzar esta surgencia cuando hemos considerado a las eficiencias para calcular el volumen de aceite esta surgencia puede calcularse con la siguiente ecuación.

$$t_r = \frac{\text{Vol. aceite recuperado a la surgencia}}{\text{Gasto de aceite}}$$

Porque $q_{or} = Vor$

Si consideramos que al represionar el gas, éste entra en solución, -- incorporándose al aceite, podemos despreciar $(R-R_s)$ en la ecuación.

$q_w = q_o B_o + q_o (R-R_s) B_{gi}$; porque $R = R_s$,

queda:

$$q_w = q_o B_o; \quad q_o = \frac{q_w}{B_o}; \quad q_o = \frac{1000}{1.5} = 666.6 \frac{\text{Brl}}{\text{día}}$$

$$tr = \frac{163 \times 10^3}{666.6} = 245.4 \text{ días (tiempo a la surgencia)}$$

1).- Calcular el volumen de aceite recuperable cuando se tiene la $WOR=17.2\%$ Considerando E_v (Eficiencia volumétrica de desplazamiento),

Vol. de aceite recup. para $WOR= 17.2\% =$

$$V_p \frac{(S_{oi}-S_{ol})}{B_o} \times \text{Evol} \quad \left\{ \begin{array}{l} \bar{S}_{ol} = 1 - \bar{S}_{w1} = 1 - 0.752 = 0.348 \\ \text{Evol} = E_A \times E_v \end{array} \right.$$

$$= \frac{987.35 \times 10^3 (0.80 - 0.248)}{1.5} \times 0.563 = 204.56 \times 10^3 \text{ bel @ c.s.}$$

m).- Calcular el volumen de agua acumulada que se tenga, para cuando se alcance la $WOR= 17.2$; esto significa, en otras palabras, que se de sea saber cuanta agua se necesita inyectar, para alcanzar este valor de WOR .

$$\text{Considerando que:} \quad x = \frac{5.615 \, q_i \, t}{\phi \, A} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)$$

Si despejamos $\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)$ y obtenemos su recíproco:

$$\frac{1}{\left[\frac{df_w}{dS_w} \right]} = \frac{5.615 \, q_i \, t}{x \, \phi \, A} = \frac{\text{VOLUMEN DE AGUA INYECTADA}}{\text{VOLUMEN DE POROS}}$$

que representa el volumen de agua inyectado en función del volumen de poros; este volumen lo podemos calcular valuando la pendiente de la curva, de f_w VS S_w , en el punto en donde $f_w = 0.945$, que es el correspondiente a $WOR. = 17.2\%$.

Por lo tanto: $\frac{df_w}{dS_w} = \text{TAN } 37^\circ = 0,7536$

Por lo que el volumen de agua inyectado en función del volumen de poros -- será igual a:

$$V_i = \frac{1}{\frac{df_w}{dS_w}} = \frac{1}{0,7536} = 1,327,$$

que representa 1,327 veces el volumen de poros:
Finalmente:

$$\begin{aligned} \text{El volumen de agua acumulado} &= V_i V_p E \text{ vol} = \\ &= 1,327 \times 987,35 \times 10^3 \times 0,563 = 737,65 \times 10^3 \text{ Brl.} \end{aligned}$$

$$\text{Volumen de agua acumulado} = \underline{\underline{737,65 \times 10^3 \text{ Brl}}}$$

n).- Calcular el tiempo que se requiere para alcanzar este valor de - WOR = 17.2%.

$$\text{Tiempo} = \frac{\text{Volumen de agua acumulado}}{\text{Gasto de agua}}$$

$$\text{Tiempo} = \frac{737,65 \times 10^3 \text{ Brl.}}{1000 \text{ Brl/día}} = 737,65 \text{ Días.}$$

$$\text{Tiempo} = \underline{\underline{737,65 \text{ días}}}$$

NOTA:

- 1).- Las eficiencias de barrido areal y vertical son difíciles de determinar.
- 2).- Cuando se desea saber en que momento empleamos el término de segregación gravitacional, se puede adoptar el siguiente criterio.

Si, $\frac{K_o}{\mu_o} \times \Delta P \times \text{sen } \alpha > 10$ podemos considerar el término de segregación gravitacional, en caso contrario no deberá considerarse.

2.7.- Teoría del Método de Welge.- (6) (7)

La teoría de Buckley y Leverett para obtener la distancia de avance de un plano de saturación constante también se aplica al desplazamiento de aceite por empuje de gas; pero debido a las altas relaciones de las viscosidades aceite gas μ_o/μ_g , y a las altas relaciones de permeabilidad relativas gas-aceite, K_g/K_o , para bajas saturaciones de gas, la eficiencia del desplazamiento por gas gene

ralmente es mucho menor que la eficiencia de desplazamiento por agua, a menos que el desplazamiento por gas este acompañado por una segregación gravitacional considerable. Esta es básicamente la causa de bajas recuperaciones de yacimientos que producen por el mecanismo de empuje por gas en solución. El efecto de segregación gravitacional en yacimientos de aceite con empuje hidráulico es de mucha menor importancia, debido a mayores eficiencias de desplazamientos y a menores diferencias en las densidades aceite - agua, mientras que, lo contrario es generalmente cierto en sistemas gas - aceite. Welge demostró que generalmente se pueden omitir las fuerzas capilares en ambos casos.

Al desprestigiar los efectos capilares considerar gas como fluido desplazante.

$$f_g = \frac{1 - 1.127 \frac{K K_{ro} A}{\mu_o q_t} \left[0 + 0.433 (\rho_o - \rho_g) \text{sen } \alpha \right]}{\left[1 + \frac{K_o}{K_g} \frac{\mu_g}{\mu_o} \right]} \quad (47)$$

$$f_g = \frac{1 - \left[\frac{0.488 K A (\rho_o - \rho_g) \text{sen } \alpha}{\mu_o} \right] \frac{K_{ro}}{q_t}}{\left[1 + \frac{K_{ro}}{K_g} \frac{\mu_g}{\mu_o} \right]} \quad (48)$$

La Ec. (48) incluye la velocidad total de flujo q/A , y por lo tanto - es afectada por el gasto total de flujo, q_t que se encuentra en el denominador del término gravitacional de la Ec. (48). Cuando se tienen desplazamientos rápidos, o sea altos valores de q_t/A , se reducirá la magnitud del término gravitacional, lo que causará un aumento en la fracción del gas - fluyente f_g . Cuando se tenga un valor alto de f_g se tendrá una eficiencia baja de desplazamiento, por otra parte si el término gravitacional es suficientemente alto, f_g puede ser cero, o incluso negativo, indicando contra flujo de gas y aceite, es decir, flujo de gas hacia arriba y flujo de aceite hacia abajo, resultando una eficiencia máxima de desplazamiento.

Si se tuviera una capa de gas situada sobre la mayor parte de la zona de aceite, el drenaje es vertical, y $\text{sen } \alpha = 1.00$, además si el área - de la sección transversal es grande, y si la permeabilidad efectiva vertical, K_v , no se reduce a un nivel muy bajo debido a estratos de baja permeabilidad, el drenaje gravitacional aumentará considerablemente la recuperación.

Se acostumbra a graficar la saturación de gas contra las permeabilidades relativas al gas y al petróleo (Fig. 16).

Para calcular la distancia de cualquier frente de avance:

$$x = \frac{5.615 q_t \uparrow}{\phi A} \left(\frac{df_g}{dS_g} \right) S_g \dots\dots\dots (49)$$

La $\left(\frac{df_g}{dS_g} \right) S_g$ Se puede calcular gráficamente a partir de la gráfica de f_g vs S_g .

Método de Welge para determinar la saturación en el frente.- (Ver --- Fig. 17).

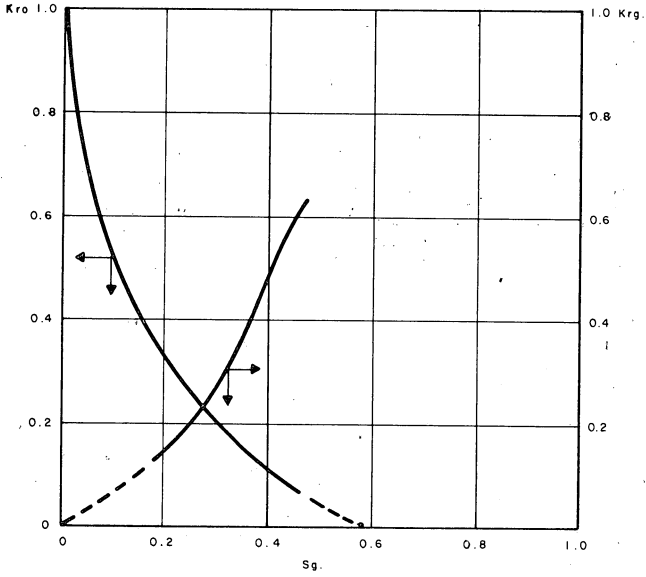


FIG. 16.- (6) GRAFICA DE (K_{ro} y K_{rg}) vs S_g

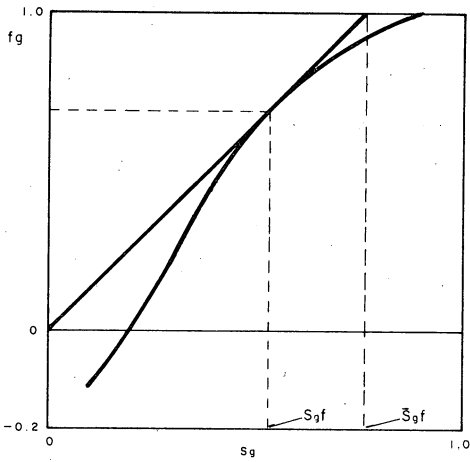


FIG. 17.- (7) GRAFICA DE f_g vs S_g

La recuperación puede obtenerse también gráficamente en términos de aceite recuperable de la siguiente manera: De la gráfica de f_g vs S_g determinamos la S_{gf} como se muestra en la Fig. 17, el siguiente paso es construir una gráfica de S_g vs "X", con lo cual quedan delimitadas las áreas A y B que podemos medir, por lo que la recuperación la obtenemos de la siguiente manera:

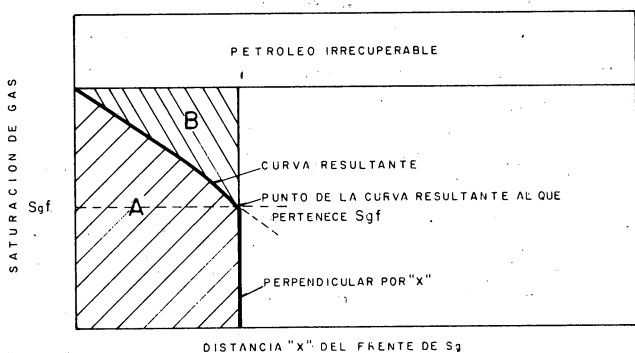


FIG.18 (7) - GRAFICA DE S_g vs X

$$\text{Recuperación} = \frac{\text{Area A}}{\text{Area A} + \text{Area B}} \quad \text{----- (50)}$$

Quando un yacimiento contiene sólo aceite y agua inmóvil inicialmente y se desea hacer un desplazamiento del aceite por inyección de gas, los cálculos antes de la surgencia pueden hacerse como sigue:

a).- La recuperación de aceite puede obtenerse aplicando la siguiente ecuación:

$$N_p = \frac{q_g (B_g) t}{B_o} \quad \text{----- (51)}$$

Donde:

q_g = Ritmo de inyección de gas @ c.s.

B_g = Factor de volumen del gas

b).- El volumen de gas inyectado es:

$$G_i = q_g t \text{ ----- (52)}$$

c).- El fluido inyectado en función del volumen de aceite inicial desplazable es:

$$V_{di} = \frac{q_g (B_g) t}{V_p 2 (1 - S_{wi} - S_{or})} \text{ ----- (53)}$$

Los cálculos en el momento de la surgencia pueden hacerse como sigue:

a).- El tiempo de surgencia puede calcularse con la ecuación:

$$t_s = \frac{VP_2}{q_g B_g \left[\frac{df_g}{dS_g} \right]} \text{ ----- (54)}$$

Puesto que se parte de la suposición de que la saturación inicial de gas es cero, para obtener la saturación en el frente y su derivada correspondiente, la tangente a la curva de flujo fraccional se debe trazar desde $S_g = 0$ y $f_g = 0$.

b).- Conocido el tiempo de surgencia, el volumen de aceite recuperado se obtiene mediante la expresión:

$$N_{ps} = \frac{q_g (B_g) t_s}{B_o} \text{ ----- (55)}$$

c).- El flujo fraccional de la fase desplazante en la cara de salida al momento de la surgencia, es el correspondiente a la saturación en el frente determinada por la tangente que se traza a la curva de f_d VS S_d , según lo dicho en (a).

d).- El volumen de fluido desplazante inyectado hasta el tiempo de surgencia, es:

$$G_i = q_g t_s \text{ ----- (56)}$$

e).- La eficiencia de desplazamiento al instante de la surgencia se calcula con la ecuación:

$$E_D = \frac{Nps \cdot B_o}{Vp_2 (1 - S_{wi})} = \frac{q_g B_g t_s}{Vp_2 (1 - S_{wi})}$$

$$V_{di} = \frac{q_g (B_g) t_s}{Vp_2 (1 - S_{wi} - S_{or})} \text{ ----- (58)}$$

f).- El volumen de fluido inyectado expresado en función del aceite recuperable inicial es: la E_c (58).

Los cálculos después de la surgencia pueden hacerse como sigue:

Durante el proceso de desplazamiento, hasta la surgencia, la saturación de gas en el frente y la promedio atrás del frente, permanecen constantes. Después de la surgencia, la saturación de gas y el flujo fraccional en la cara de salida, aumentan paulatinamente al igual que la saturación media de gas en todo el yacimiento.

Para el flujo fraccional dado en la cara de salida (f_{g2}), al cual corresponde una saturación (S_{g2}), existe una saturación media en el yacimiento (\bar{S}_g) que se obtiene de la intersección de la tangente trazada por el punto (S_{g2}, f_{g2}) con $f_g = 1.0$.

a).- El tiempo necesario para que en la cara de salida exista un flujo fraccional de gas igual a uno supuesto es:

$$t = \frac{VP_2}{q_g B_g \left[\frac{df_g}{dS_g} \right] S_{g2}} \text{ ----- (59)}$$

b).- El volumen de aceite recuperado al tiempo t se obtiene de la siguiente ecuación:

$$N_p = Vp_2 \frac{\bar{S}_g}{B_o} \text{ ----- (60)}$$

c).- El volumen de fluido desplazante que se ha inyectado en este tiempo es:

$$G_i = qgt \text{ ----- (61)}$$

d).- La eficiencia de desplazamiento correspondiente al tiempo en cuestión es:

$$E_D = \frac{N_p B_o}{V_{p2} (1-S_{wi})} \text{ ----- (62)}$$

e).- El volumen de fluido desplazante inyectado expresado en volúmenes de aceite recuperable se calcula con la expresión:

$$V_{di} = \frac{q_g (B_g) t}{V_{p2} (1-S_{w1}-S_{or})} \text{ ----- (63)}$$

2.7 Aplicación del Método de Welge

Problema: 3*

(* Problema (7.5) Propuesto en el libro B.C. CRAFT. Y M.F. HAWKINS.

Se dispone de los siguientes datos de un yacimiento:

S_g (%)	K_g / K_o	K_{ro}
10*	0	0.70
15	0.08	0.52
20	0.20	0.38
25	0.40	0.28
30.	0.85	0.20
35	1.60	0.14
40	3.00	0.11
45	5.5	0.07
50	10.0	0.04
62**	∞	0.00

* Saturación crítica del gas

** Saturación crítica del aceite = 10%

Permeabilidad absoluta = 400 md. = 0.4 darcies

Porosidad disponible para hidrocarburos = 15%

Saturación de agua congénita = 28%

Angulo de buzamiento = 20°

Area de la sección transversal = 750,000 pies²

Viscosidad del aceite = 1.42 cp

Viscosidad del gas = 0.015 cp.

Grav. específica del aceite del yacimiento = 0.75
(agua = 1).

Grav. específica del gas del yacimiento = 0.15 (aire = 1).

Gasto total de flujo en el yacimiento bajo presión constante = 10,000 bl/día

- a).- Calcular la fracción de gas, f_g , y graficarla como función de saturación de gas, considerando y sin considerar el término de segregación gravitacional.
 - b).- Graficar la saturación de gas en función de la distancia después de 100 días de inyección de gas con y sin el término de segregación -- gravitacional.
 - c).- Usando las áreas de la parte b), calcular las recuperaciones detrás del frente de invasión con segregación gravitacional y sin ella en términos del aceite inicial y del aceite recuperable. Solución:
- a).- Calcular la fracción de gas, f , y graficarla como función de saturación de gas, considerando y sin considerar el término de segregación gravitacional.

$$f_g = \frac{1 - 2.1155 K_{ro}}{1 + 0.01056 \frac{K_o}{K_g}} \quad \leftarrow \text{CON TERMINO GRAVITACIONAL}$$

T A B L A D E C A L C U L O

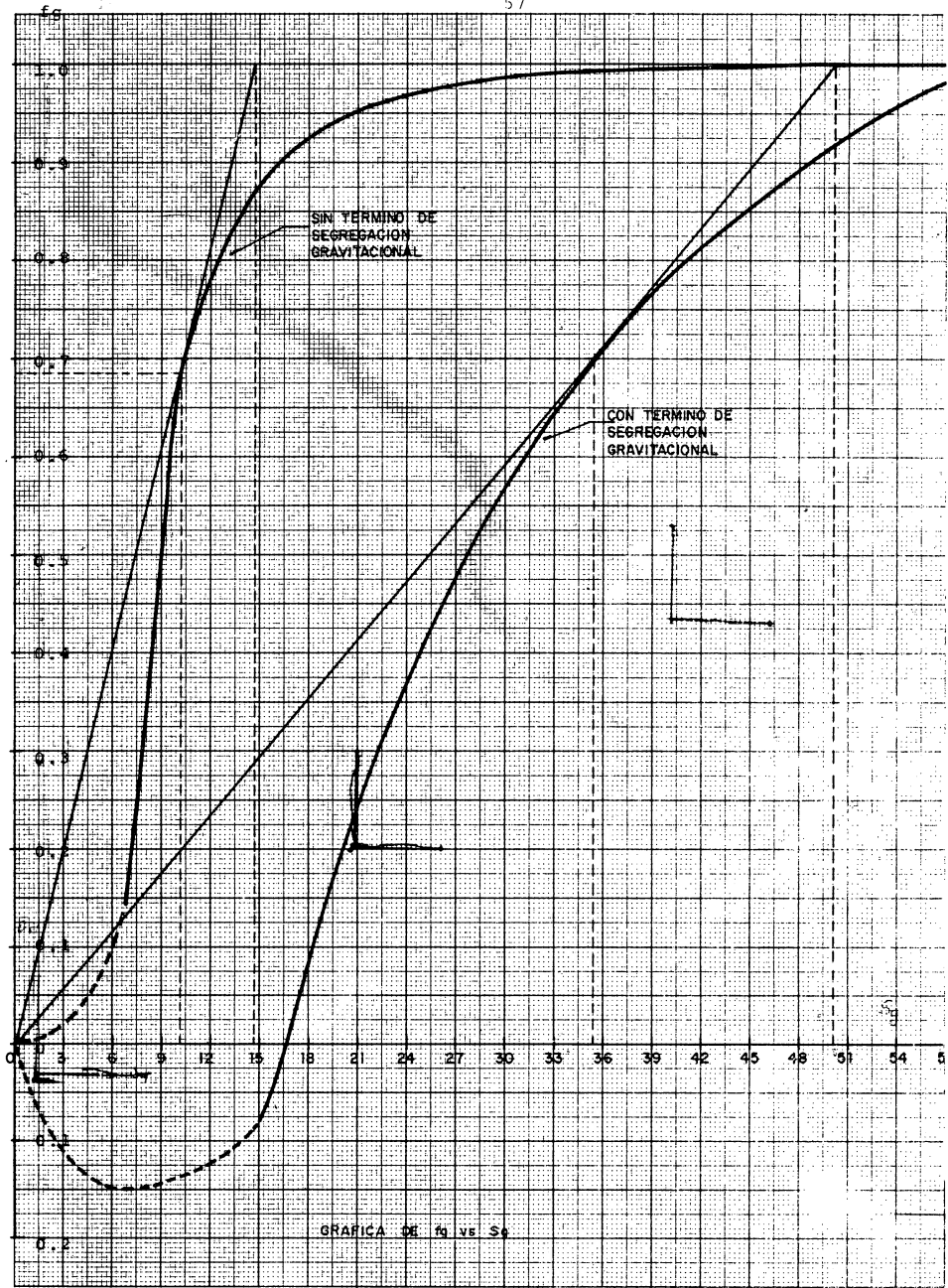
$$f_g = \frac{1}{1 + 0.01056 \frac{K_o}{K_g}} \quad \leftarrow \text{SIN TERMINO GRAVITACIONAL}$$

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
Sg	$\frac{K_o}{K_g}$	$0.01056 \frac{K_o}{K_g}$	1+COL.(3)	$f_g = \frac{1}{\text{Col.}(4)}$	K_{ro}	$2.1155K_{ro}$	1-col.(7)	$f_g = \frac{\text{col}(8)}{\text{Col}(4)}$
10				0.00	0.70	1.481	- 0.481	0.00
15	12.5	0.132	1.132	0.883	0.52	1.100	- 0.100	- 0.088
20	5.0	0.053	1.053	0.949	0.38	0.804	0.196	0.186
25	2.5	0.0264	1.0264	0.974	0.28	0.592	0.408	0.397
30	1.176	0.0124	1.0124	0.987	0.20	0.423	0.577	0.567
35	0.625	0.0066	1.0066	0.993	0.14	0.296	0.704	0.699
40	0.333	0.0035	1.0035	0.996	0.11	0.233	0.767	0.764
45	0.182	0.0019	1.0019	0.998	0.07	0.148	0.852	0.850
50	0.10	0.0010	1.0010	0.999	0.04	0.085	0.915	0.914
62	0.00	0.00	1.00	1.00	0.00	0.00	1.00	1.00

Las columnas (1), (2) y (6) son datos del problema, la columna (2) es el recíproco de K_g/K_o que tenemos como dato para diferentes valores de S_g la columna (6) son los valores de K_{ro} que corresponden a diferentes valores de S_g que también se tienen como dato.

La columna (5) da los valores de f_g sin considerar el término de segregación gravitacional.

La columna (9) nos da los valores de f_g considerando el término gravitacional. Con esos valores podemos hacer una gráfica de f_g vs S_g .



GRAFICA DE f_g vs S_g

$$\frac{\mu_g}{\mu_o} = \frac{0.015}{1.42} = 0.01056$$

$$f_g = \frac{1 - \left[\frac{0.488 \text{ KA } (\rho_o - \rho_g) \text{ sen } \alpha}{\mu_o} \right] \frac{K_{ro}}{q_t}}{\left[1 + \frac{K_{ro}}{K_g} \frac{\mu_g}{\mu_o} \right]}$$

$$f_g = \frac{1 - \left[\frac{0.488 \times 0.4 \times 750,000 (0.75 - 0.15) 0.342}{1.42} \right] \frac{K_{ro}}{10,000}}{\left[1 + \frac{K_o}{K_g} \frac{0.015}{1.42} \right]} = \frac{1 - \left[\frac{5.0 (0.60)}{1.42} \right] \frac{K_{ro}}{10,000}}{\left[1 + 0.01056 \frac{K_o}{K_g} \right]}$$

b).- Graficar la saturación de gas como función de la distancia después - de 100 días de inyección de gas, con y sin el término de segregación gravitacional.

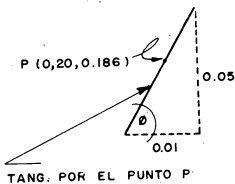
$$x = \frac{5.615 \text{ } q_t \uparrow}{\phi A} \left(\frac{df_g}{dS_g} \right) S_g$$

$$x_{100} = \frac{5.615 \times 10,000 \times 100}{0.15 \times 750,000} \left(\frac{df_g}{dS_g} \right) S_g = \frac{561.5}{11.25} \left(\frac{df_g}{dS_g} \right) S_g$$

$$x_{100} = 49.9 \left(\frac{df_g}{dS_g} \right) S_g$$

La $\left(\frac{df_g}{dS_g} \right) S_g$ Se calcula gráficamente de la curva de f_g vs S_g

Por ejemplo, la $\left(\frac{df_g}{dS_g} \right) S_g = 0.20$ Se calcula trazando una tangen te a la curva en el punto $S_g = 0.20, f = 0.186$ (curva con térmi no de segre gación gravitacional)g.



TANG. POR EL PUNTO P

$$\text{TAN } \phi = \left(\frac{df_g}{dS_g} \right)_{S_g=0.20} = \frac{0.05}{0.01} = 5.0$$

Si siguiendo el procedimiento similar para todos los puntos relevantes se obtuvieron los siguientes resultados.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
S_g	$\left(\frac{df}{dS_g}\right)_{S_g}$ C.T.S.G.	$\left(\frac{df}{dS_g}\right)_{S_g}$ S.T.S.G.	$\times 100$ (C.T.S.G.)	$\times 100$ (S.T.S.G.)
10	0.0	0.0	0.0	0.0
15	5.4	5.8	269.46	289.42
20	5.0	0.85	249.5	42.4
25	3.1	0.35	154.7	17.46
30	2.8	0.19	139.7	9.48
35	2.0	0.0	99.8	0.0
40	1.47	0.0	73.35	0.0
45	1.3	0.0	64.87	0.0
50	0.94	0.0	46.9	0.0
62	0.0	0.0	0.0	0.0

c).- Usando las áreas de la parte b), calcular las recuperaciones detrás del frente de invasión con segregación gravitacional y sin ella en términos del aceite inicial y del aceite recuperable.

Las recuperaciones, en términos del aceite recuperable, según la gráfica de la hoja (?) son:

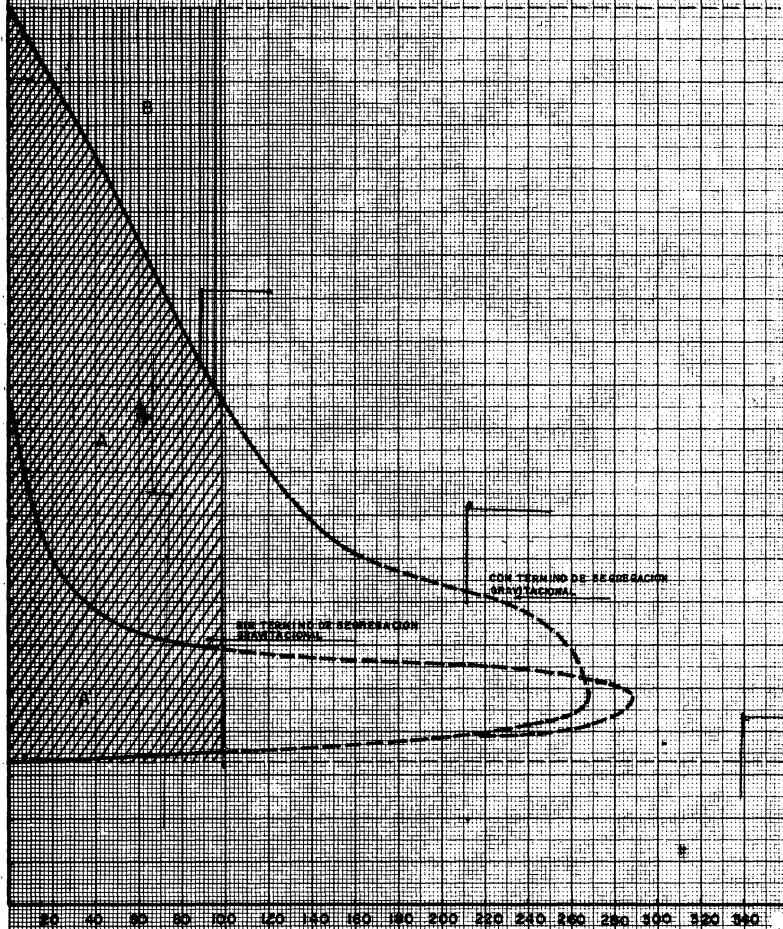
$$\text{REC}_{(\text{c.t.s.g.})} = \frac{(A' + A)}{(A' + A) + B} = \frac{22.97 \text{ cm}^2 + 40.53 \text{ cm}^2}{(22.97 \text{ cm}^2 + 40.53 \text{ cm}^2) + 21.805 \text{ cm}^2} = \frac{63.5 \text{ cm}^2}{85.305 \text{ cm}^2} = 0.744$$

$$\text{REC. (C.T.S.G.)} = 74.4\%$$

$$\text{REC. (S.T.S.G.)} = \frac{A'}{A' + B} = \frac{22.97}{22.97 + 21.805} = \frac{22.97}{44.775} = 0.51$$

$$\text{REC. (S.T.S.G.)} = 51\%$$

PETROLIO IRRECUPERABLE



GRUPO DE INVESTIGACION

REFERENCIAS CAPITULO II

- 1.- Eduardo G. Loreto. - Mecánica de Yacimientos III.- U.N.A.M. Notas de Clase.
- 2.- S.E. Buckley y M.C. Leverett, "Mechanism of Fluid Displacement in Sands", Trans. AIME (1942), 146, 107.
- 3.- Terwilliger, P.L., Wilsey, LE. Hall H.N., Bridges P.M. Morse, R.A.- An Experimental and Theoretical Investigation of Gravity Drainage Performance. Trans. AIME 1951 (285-296).
- 4.- H.J. Welge, " A Simplified Method for Computing Oil Recoveries By Gas or Water Drive", Trans. AIME (1952), 195. 91.
- 5.- Sarmiento Rodas Galo.- Proyecto Integral de Recuperación Secundaria por Agua.- Tesis Profesional. U.N.A.M. 1975.
- 6.- B.C. Craft y M.F. Hawkins.- Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos.
- 7.- B. Terán de la Garza.- Métodos de Recuperación Secundaria, I.M.P. Publicación No. 74 B6/161.
- 8.- Smith C.R.: "Mechanics of Secondary Oil Recovery" Reinhold Pub. Co., New York (1966).
- 9.- Luzbel Napoleón Solórzano.- Apuntes de Economía de la Ingeniería U.N.A.M.
- 10.- Valladares Bravo.- Inyección de Agua a Yacimientos Heterogéneos. Tesis Profesional. U.N.A.M. 1 1967.

CAPITULO 3

DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS NO MISCIBLES EN SISTEMAS
NO LINEALES3.1.- Conceptos de Eficiencias. (1)

Es importante este factor, ya que siempre que se trate el problema de desplazamiento, se hablará de la recuperación de aceite y por lo tanto de la eficiencia del proceso.

a).- Eficiencia Areal (E_a)

Este factor es determinado mediante modelos en laboratorio, en donde se controlan la porosidad, la saturación y el espesor, con el fin de hacerlos uniformes. La Eficiencia Areal se define como la relación del área barrida de un determinado modelo entre el área total del mismo. Representa el conocimiento de lo que en proyección horizontal es barrido durante el proceso de recuperación en un yacimiento.

Para determinar las eficiencias siguientes se tomará el desplazamiento que ocurre en un cuadrante que comprende a un arreglo de 5 pozos en un yacimiento de 2 capas. (Ver figura 1, donde h_1 es de menor permeabilidad - que h_2).

Conforme pasa el tiempo, el frente de invasión en cada una de las capas, guarda una posición relativa, según se muestra en la figura 2.

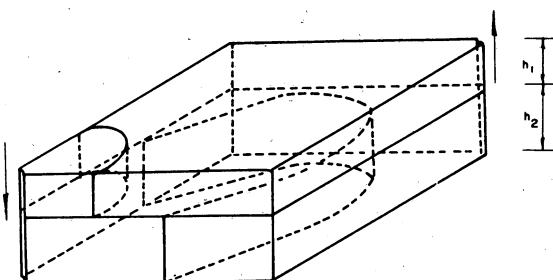


FIG. 1. BLOQUE DIAGRAMÁTICO DE UN YACIMIENTO
ESTRATIFICADO MOSTRANDO LOS VOLUMENES
INVADIDOS POR EL FLUIDO INYECTADO (1)

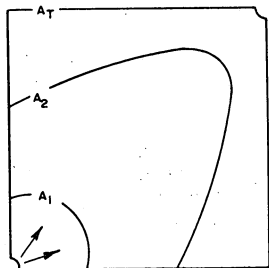


FIG. 2. POSICION DEL FRENTE DE INVASION PARA UN TIEMPO DADO EN UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO. (1)

b).- Eficiencia de Barrido (E_p)

Esta eficiencia se define como el área ocupada por hidrocarburos, en cerrados atrás del frente del fluido desplazante (frente de fluido desplazante en el estrato de mayor permeabilidad), dividida entre el área total de poros del sistema ocupado por hidrocarburos.

Si el espesor, la porosidad y saturación son o se hacen constantes, - por medio de una ponderación, la eficiencia de barrido coincide con la - eficiencia areal. En el caso de un solo cuerpo homogéneo se tratará del mismo concepto.

$$E_p = \frac{A_2 (h_1 \phi_1 (1-S_{wi})_1 + h_2 \phi_2 (1-S_{wi})_2)}{A_T (h_1 \phi_1 (1-S_{wi})_1 + h_2 \phi_2 (1-S_{wi})_2)} = \frac{A_2}{A_T}$$

Siendo A_2 y A_T las áreas limitadas por el frente de avance y la total del cuadrante respectivamente.

c).- Eficiencia de Invasión o Eficiencia Vertical (E_I).

Esta eficiencia se define como el volumen del espacio poroso ocupado por hidrocarburos que ha sido invadido por el fluido inyectado, dividido entre el espacio poroso ocupado por hidrocarburos encerrados en todas las capas atrás del frente, suponiendo que en todas las capas del frente hubieran cubierto un área igual al de máximo avance:

$$E_I = \frac{A_1 h_1 \phi_1 (1-S_{wi})_1 + A_2 \phi_2 h_2 (1-S_{wi})_2}{A_2 [(h_1 \phi_1 (1-S_{wi})_1 + h_2 \phi_2 (1-S_{wi})_2)]}$$

siendo A_1 el área barrida en la capa 1.

d).- Eficiencia Volumétrica. (E_v)

Se define como el producto de la eficiencia de barrido por la eficiencia vertical:

$$E_v = E_p \times E_I = \frac{A_1 h_1 \phi_1 (1 - S_{wi})_1 + A_2 h_2 \phi_2 (1 - S_{wi})_2}{A_T \left[h_1 \phi_1 (1 - S_{wi})_1 + h_2 \phi_2 (1 - S_{wi})_2 \right]}$$

e).- Eficiencia de Desplazamiento (E_D)

Se define como el cociente del volumen de hidrocarburos desplazado - en los poros que lo contenían entre el volumen de hidrocarburos en esos - mismos poros antes de efectuar el desplazamiento:

$$E_D = \frac{A_1 h_1 \phi_1 (\Delta S_D)_1 + A_2 \phi_2 h_2 (\Delta S_D)_2}{A_1 h_1 \phi_1 (1 - S_{wi})_1 + A_2 \phi_2 h_2 (1 - S_{wi})_2}$$

en donde ΔS_D es el incremento en la saturación media del fluido desplazante.

f).- Eficiencia de Recuperación Total del Yacimiento. (E_R)

Se define como el volumen de hidrocarburos recuperados, dividido entre el volumen de hidrocarburos almacenados al iniciar el desplazamiento:

$$E_R = E_p \times E_I \times E_D = E_v \times E_D$$

$$E_R = \frac{A_1 h_1 \phi_1 (\Delta S_D)_1 + A_2 h_2 \phi_2 (\Delta S_D)_2}{A_T \left[h_1 \phi_1 (1 - S_{wi})_1 + h_2 \phi_2 (1 - S_{wi})_2 \right]}$$

No siempre es factible determinar estas eficiencias; se parte del conocimiento de E_A por analogía E_v ; E_I se supone o se estima con registros -- geofísicos y de producción; E_D se determina a partir de pruebas de laboratorio, de tal modo que al realizar cálculos, en forma discreta, se aplican -- E_v y E_D o se involucran en el comportamiento.

3.2.- Arreglos Básicos de Pozos de Inyección y de Producción. (2)

La mayoría de los campos antiguos, que son sometidos ahora a procesos de Recuperación Secundaria, fueron desarrollados con un espaciamiento de pozos irregular. Sin embargo en años más recientes, se recupera una mayor cantidad de aceite teniendo los arreglos apropiados de los pozos en sus espaciamientos y perforaciones. Esto indica que la planeación de la Recuperación Secundaria en el campo tiende a ser desarrollada sobre modelos regulares.

Dependiendo del efecto gravitacional el avance ideal de inyección sería en un plano. Si las fuerzas gravitacionales estuvieran actuando para segregar los fluidos, ya fuesen miscibles o inmiscibles, entonces el plano de avance podría ser horizontal, para tender a un aprovechamiento del 100% del cubrimiento total. Un barrido con plano vertical de avance de un extremo del campo o sistema, al otro extremo podría resultar también un excelente cubrimiento total; pero esto último no es posible debido a la configuración de muchos campos y a las diferentes densidades de los fluidos.

Para un plano de avance vertical (con desplazamiento horizontal) podría ser usado un manejo de línea directa, donde los pozos productores están directamente a ambos lados y alineados en ángulo recto respecto a los pozos inyectoras, como se muestra en la figura 3.

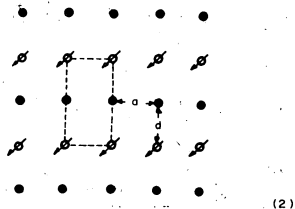


FIG. 3 INYECCION EN LINEA DIRECTA (2)

Es obvio que la eficiencia de barrido horizontal de la línea de manejo directa del arreglo de pozos varía de cero a cerca del 100%. Muskat (5) ha expresado el espaciamiento entre pozos como la razón "d/a", donde "d" es la distancia entre las líneas de pozos inyectoras y productores y "a" es la distancia o espaciamiento entre pozos en modelos regulares. (Ver figuras 3 y 4).

En una línea de inyección hay "dos grados de libertad"; la razón "d/a" puede ser cambiada o los pozos pueden ser alterados modificando la geometría del arreglo. Únicamente se cuenta con un cambio de los pozos productores e inyectoras en líneas que son movidas de tal manera que los miembros de las líneas alternas son desplazados la mitad del intervalo de los pozos (Figura 4). En la figura 5 se muestra la distribución de presio-

nes en un arreglo de pozos en línea alterna.

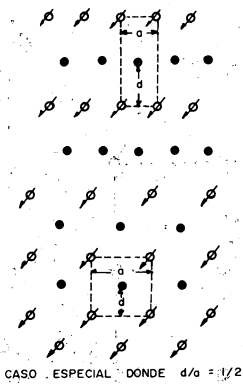


FIG. 4 INYECCION EN LINEA ALTERNA⁽²⁾

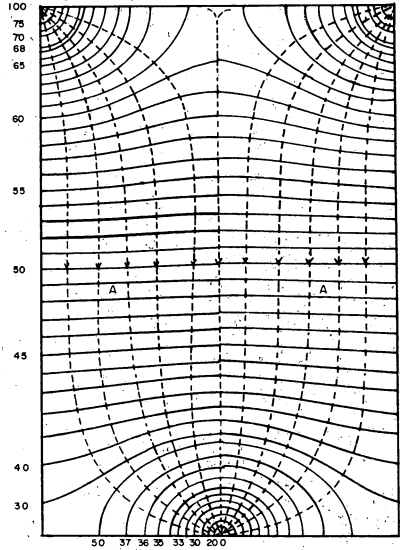


FIG. 5 DISTRIBUCION DE PRESIONES EN UN ARREGLO DE POZOS EN LINEA ALTERNA⁽²⁾

La figura 6 muestra que el efecto de este "alternado" de pozos, que incrementa significativamente la eficiencia a la surgencia, comparada con el manejo de línea directa a partir de donde la razón "d/a" es menor de 2.0; a razones "d/a" mayores, la ventaja de las líneas alternadas no es muy marcada.

La figura 6 también muestra las diferencias entre las eficiencias de barrido debido a un manejo de línea alterna para valores de "d/a" dados.

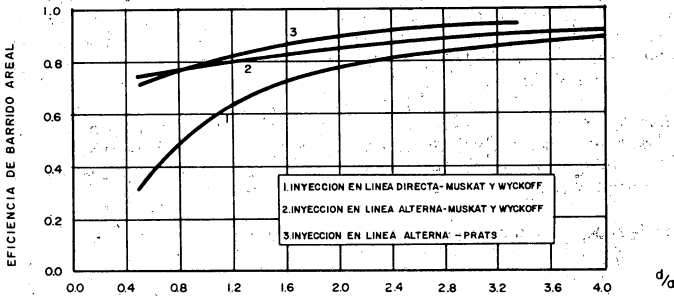
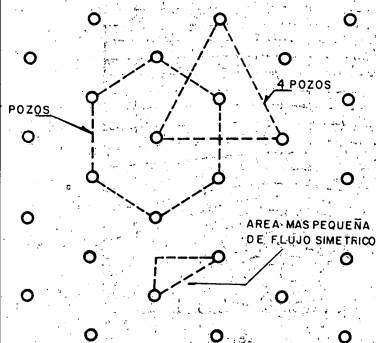


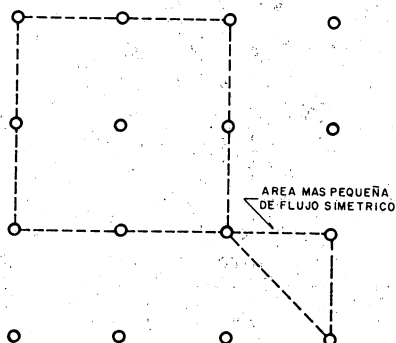
FIG. 6 EFICIENCIAS DE BARRIDO AREAL, EN ARREGLOS DE POZOS EN LINEAS DE INYECCION DIRECTA (1) Y LINEAS DE INYECCION ALTERNA (2 Y 3) COMO UNA FUNCION DE $[d/a]$ ⁽²⁾

Para una cantidad grande de pozos, en un arreglo de 5 puntos, el número de pozos productores es igual al número de pozos inyectoras para los arreglos de manejo en línea directa o alterna.

Hay dos clases comunes de arreglos de pozos donde la razón de los pozos inyectoras a productores no es uno. La figura 7 muestra una representación diagramática de los arreglos de 4 y de 7 pozos; y la figura 8 una de 9 pozos.



7 REPRESENTACIÓN DIAGRAMÁTICA DE UN ARREGLO DE 7 Y 4 POZOS⁽²⁾



8 REPRESENTACIÓN DIAGRAMÁTICA DE UN ARREGLO DE 9 POZOS⁽²⁾

Además, la razón de los pozos de inyección para los pozos de producción es un medio. De la figura 7 se ve que el papel de los pozos inyectoras y productores es reversible. La conversión de una cantidad menor de pozos para un estado de inyección, hacia otro arreglo con un número mayor de inyectoras para corregir barridos, será un beneficio, comparada con el arreglo de 5 pozos.

Hay 1.33 pozos inyectoras por cada pozo productor, en un arreglo de 4 pozos (ver figuras 9 y 10); en el de 7 pozos la relación será de 1:2 ó de 2:1 dependiendo si se trata de arreglos de 7 pozos, invertido o directo, respectivamente.

En el de 9 pozos la razón de pozos inyectoras a productores es de 3.

Este arreglo es usado generalmente cuando la permeabilidad de la formación es baja; o si los gastos de inyección decrecen debido a la hinchazón de arcillas o problemas similares. Actualmente se usa el arreglo de 9 pozos "invertido", donde los pozos productores superan a los inyectores por un factor de 3.

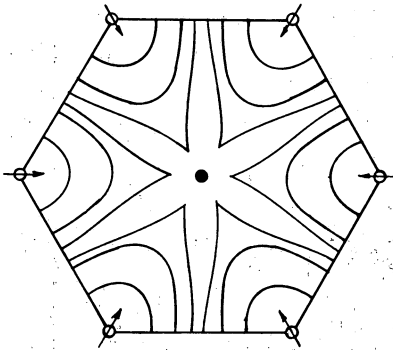


FIG. 9 BOSQUEJO DE TRES FRENTES DE FLUJO OBSERVADO EN UN ARREGLO DE SIETE POZOS NORMAL, DONDE LOS ELEMENTOS SON OBTENIDOS DE MODELOS ELECTROLITICOS⁽²⁾

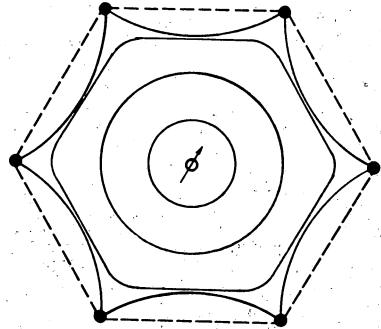


FIG. 10 BOSQUEJO DE TRES FRENTES DE FLUJO OBSERVADO EN UN ARREGLO DE SIETE POZOS INVERTIDO, DONDE LOS ELEMENTOS SON OBTENIDOS DE MODELOS ELECTROLITICOS⁽²⁾

En México preferentemente no se ha seguido ninguno; pero se puede aplicar con facilidad en yacimientos que lo justifiquen el arreglo de 7 pozos.

El arreglo de pozos que más se ha estudiado es el arreglo de 5 pozos y le corresponde una razón de inyectores a productores de 1:1; el cual, se describe a continuación:

Muchos autores han estudiado el arreglo de 5 pozos, porque es muy aplicado en operaciones de Recuperación Secundaria en los EE.UU., donde con el de 9 pozos es el más común. El efecto de la razón de movilidad sobre la eficiencia de barrido areal al rompimiento para un arreglo de 5 pozos ha sido estudiado por Arenofsky y Ramey⁽⁷⁾ con un recipiente electro-lítico; por Cheek y Menzie⁽⁸⁾ con modelos de fluidos llevados a planos; por Dyes, Claudle y Erickson, Claudle, Erickson y Slobod y Dougherty⁽¹⁰⁾ con modelos físicos con técnicas de Rayos X; por Sheldon y Dougherty⁽¹¹⁾ y Fay y Pratts⁽¹²⁾ con métodos analíticos; por Bradley, Heller y Odeh⁽¹³⁾, con modelos potenciométricos; etc.

A continuación se describen algunos de estos métodos y modelos.

Slobod y Claudle⁽¹⁴⁾ introdujeron el modelo de Rayos X para determinar fácilmente los efectos de las razones de movilidad en las eficiencias de barrido. La unidad del yacimiento está representada por empacamientos de arena uniformes de Ottawa o cajas de alundum de 1 1/4 pulgadas de espesor consolidadas con una resina epóxica. La razón de movilidades se estudia variando la razón de viscosidad de los fluidos desplazado y desplazante. El fluido inyectado contiene un material absorbente de rayos X, por ejemplo iodo-benzeno, yoduro de potasio, etc. La posición del frente del fluido inyectado, a intervalos de tiempo, es obtenido por radiografías - tomadas o por películas de Rayos X. (Figs. 11 y 12).

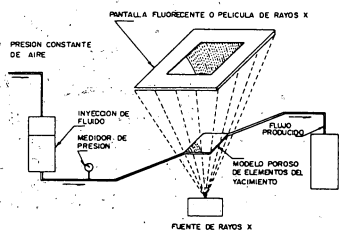


FIG. 11 APARATO PARA ESTUDIAR ARREGLOS DE BARRIDO Y RELACIONES DE COMPORTAMIENTO⁽¹²⁾

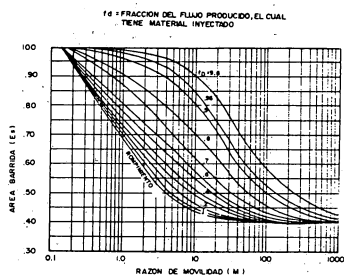


FIG. 12 EFECTO DE LA RAZON DE MOVILIDAD SOBRE LA EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL PARA UN ARREGLO DE 5 POZOS⁽¹²⁾

El modelo electrolítico desarrollado por Wyckoff, Botset y Muskat, representa el movimiento de fluidos en el yacimiento mediante el movimiento de iones de cobre-amonio (azul) y zinc amonio (incoloros) en un medio tal -- como papel secante o una solución gelatinosa de agar-agar. El modelo se reproduce geoméricamente a escala, representando al yacimiento, generalmente usando una escala vertical bastante grande. Los iones se mueven por voltajes aplicados a electrodos insertados en la localización de los pozos y el avance del frente se observa visualmente, o se toman fotografías a intervalos a medida que los iones coloreados se alejan de los electrodos positivos (pozos de inyección).

Otros investigadores como Hurst, Mc Carty⁽¹⁶⁾ y Lee⁽¹⁷⁾ describen un modelo potenciométrico que depende de la analogía que hay entre la ley de Ohm y la ley de Darcy para un cuerpo eléctricamente conductor, balanceado geoméricamente al yacimiento o unidad representada. El modelo es un recipiente de agua conteniendo un electrolito, cuya profundidad es proporcional al espesor del yacimiento y cuya geometría areal y localización del pozo, son similares al yacimiento representado. Las corrientes en los electrodos son ajustadas a relaciones proporcionales al gasto de producción existente o propuesto y al gasto de inyección. Un par de electrodos de examen son usados para localizar las líneas isopotenciales, las cuales son transferidas por un pantógrafo a un plano de isopacas. De aquí, y resolviendo ecuaciones matemáticas de fácil solución, se llega al conocimiento de la eficiencia de barrido. Este modelo es aplicable a sistemas donde la razón de movilidad -- es uno.

Areonofsky⁽¹⁸⁾ tiene adaptado el modelo potenciométrico pero incluye varias relaciones de movilidad.

Relación de Movilidades y su Influencia en la Eficiencia de Recuperación Areal.⁽²⁾

El interés principal de la siguiente sección estará centrado en los arreglos de flujo y en las eficiencias de flujo, las cuales pueden ser obtenidas de acuerdo a las cantidades de la fase desplazante inyectada y por la razón de movilidades.

Por definición la razón de movilidades es:

$$M = \frac{\lambda_1}{\lambda_2} = \frac{\text{Movilidad del fluido desplazante}}{\text{Movilidad del fluido desplazado,}}$$

donde es la movilidad, la que es igual a la razón de permeabilidad entre viscosidad (k/μ). Si M tiene un valor de 1, la razón de movilidades es favorable y la eficiencia de desplazamiento areal es alta. Cuando la razón de movilidad es alta, la causa es debida a la movili - - - - -

* λ

dad alta de la fase desplazante o a la movilidad baja de la fase desplazada y la razón de movilidad es desfavorable. (Ver Fig.13).

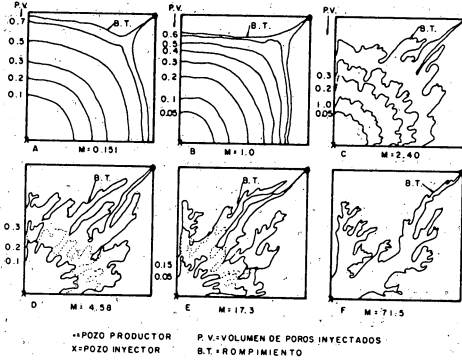


FIG.13 - FRENTE DE DESPLAZAMIENTO PARA DIFERENTES RAZONES DE MOVILIDAD Y VOLUMEN DE POROS INYECTADOS HASTA EL ROMPIMIENTO; ES LA CUARTA PARTE DE UN ARREGLO DE 5 POZOS. (2)

Resumiendo; si se tiene un sistema agua-aceite, entonces;

$$M = \frac{K_w / \mu_w}{K_o / \mu_o} = \frac{K_w \mu_o}{K_o \mu_w}$$

Por lo tanto:

Si $(K_w \mu_w)$ es mayor que $(K_o \mu_o)$; la razón de movilidad es favorable y la eficiencia de desplazamiento areal es alta; en caso contrario, es baja.

3.4. Permeabilidades Direccionales (Permeabilidad Orientada) - Efecto sobre las eficiencias de Barrido Areal y Productividades.(2)

Se sabe que las permeabilidades vertical y lateral pueden variar considerablemente el comportamiento de un yacimiento determinado. Si este cambio es causal, sin seguir una tendencia o extensión, bastará manejar los valores promedio de las permeabilidades y tratar el sistema como si la permeabilidad fuera constante. En campos donde hay cambios grandes en la permeabilidad y ésta se detecta orientada, debe tomarse muy en cuenta ésta para la solución y orientación de los modelos básicos de inyección, los cuales resultan con eficiencias de barrido excelentes. Por otra parte, la mala selección y colocación de los pozos inyectores, debido a no tener determinada la dirección de la permeabilidad, ocasionará un rápido rompimiento del fluido desplazante a los pozos productores siguiendo los cauces de alta K, propiciando una baja eficiencia de barrido.

En térmicos generales, la posición de los pozos inyectores debe buscarse a lo largo de la dirección de las permeabilidades orientadas de tal modo que éstas, cualquiera que sea su origen (afallamientos, metasomatismo, depósitos de partículas gruesas orientadas, Dolomitización, etc.) servirán de distribución en direcciones normales hacia los pozos productores. Cada caso debe analizarse.

REFERENCIAS DEL CAPITULO III

- 1.- Ings. Celestino Pérez R; Pedro Valdez O; Benito Terán de la Garza. -- "Desplazamiento frontal de aceite por gas o agua en sistemas lineales (Primera Parte). Poza Rica de Hidalgo, Ver. Noviembre 1964.
- 2.- Smith.- "Mechanics oil Secondary Recovery" Capítulo IV.
- 3.- B.C. Craft y M.F. Hawkins. Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Ed. Tecnos-Madrid. Capítulo VII.
- 4.- Muskat, Morris, and Wyckoff, R.D. Trans. AIME 107,62 (1934).
- 5.- Muskat, Morris, "Physical Principles of oil Production", p. 648, New York, Mc Graw-Hill Book Co., Inc., 1949.
- 6.- Prats, M., J. Petrol. Technol., 67 (December, 1956).
- 7.- Aronofsky, J.W., and Ramey, H.J., Trans. AIME 207, 205 (1956)
- 8.- Cheek, R.E., and Menzie, D.E., Trans, AIME 204, 278 (1955)'

- 9.- Dyes, A.B., Caudle, B.H., Erickson, R.A., trans. AIME 201, 81 (1954).
- 10.- Caudle, B.H., Erickson, R.A., and Slobod, R.L., Trans. AIME 204, 79 (1955).
- 11.- Sheldon, J.W., and Dougherty, E.L., paper no. SPE -182, AIME Dallas mtg., October 8-11, 1961.
- 12.- Fay, C.H., and Prats, M., Proc. World Petr. Congress, Sec. II (1951).
- 13.- Bradley, H.B., Heller, J.P., and Odeh, A.S., paper No. 1585-6, AIME Denver mtg, october 2-5, 1960.
- 14.- R.L. Slobod y B.H. Caudle, "X-Ray Shadow graph Studies of areal - -- sweepout efficiencies", Trans. AIME (1952), 195, 265.
- 15.- M.E. Burton, Jr., J.B. Crawford, "Application of the Gelatin Model -- for Studying Mobility Ratio Effects", Trans. AIME (1956), 207, 303.
- 16.- W. Hurst y G.M. Mc Carty, "The Application of electrical Models to - the Study of Recycling Operations in Gas - Destillate Fields". - - - Drilling and Production Practice, API (1941), p. 228.
- 17.- R.D. Lee. "Potentiometric - Model Studies of fluid flow in Petrulium Reservoirs", Trans. AIME (1948), 174, 41.
- 18.- J.S. Aronofsky. "Mobility Ratio - Its Influence on Flood Patterns - During Water Encroachment", Trans. AIME (1952), 195, 265.

C A P I T U L O 4

DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR INYECCION DE AGUA EN YACIMIENTOS
ESTRATIFICADOS

4.1 Método de Stiles.

Introducción

Muchas zonas productoras presentan variaciones tanto en la permeabilidad vertical como en la horizontal. Las zonas o estratos de mayor o menor permeabilidad, generalmente exhiben cierta continuidad lateral en el yacimiento o parte de él. Cuando existe tal estratificación de permeabilidad, el agua desplazante barre más rápidamente las zonas más permeables, dejando petróleo en las zonas menos permeables, que debe producirse en un período largo con altas relaciones agua-aceite.

Stiles (2) desarrolló un método para calcular la recuperación de aceite y la producción fraccional de agua de estos sistemas estratificados.

Al igual que en todas las soluciones teóricas en problemas de yacimientos, su método se basa en varias suposiciones, necesarias para deducir las ecuaciones y mantener los cálculos relativamente simples; estas suposiciones son:

- a).- La existencia de geometría lineal
- b).- La distancia de avance del frente de inundación en cualquier zona es proporcional a la permeabilidad absoluta de dicha zona.
- c).- No existe flujo vertical o cruzado entre las zonas.
- d).- La producción de cualquier zona en el extremo de salida (pozos) cambia repentinamente de aceite a agua.
- e).- La producción fraccional de agua en los extremos productores - - (pozos) depende, a cualquier instante, de los milidarcy-pie de capacidad de flujo de aceite fluyente y de los milidarcy-pie que han comenzado a producir agua.
- f).- Todas las capas tienen la misma porosidad, la misma permeabilidad relativa al aceite delante del frente de invasión y la misma permeabilidad relativa de agua detrás de la zona invadida.
- g).- ΔS_o después del barrido es constante.

Las limitaciones de este método son las siguientes:(3).

- 1.- La relación de movilidades ~ 1 (porque la movilidad del agua es aproximadamente igual a la del aceite).

- 2.- 2.- No debe existir casquete de gas.
- 3.- No debe existir un acuífero activo debajo de la zona de aceite.
- 4.- Se considera todo el yacimiento y no pozos por separado.

Para usar este método se considera una serie de capas o zonas paralelas de espesor $h_1, h_2, \text{etc.}$, y permeabilidades $K_1, K_2, \text{etc.}$, colocadas -- por conveniencia -- en orden de permeabilidades decrecientes, de manera que el agua invadirá primero la capa 1, luego la capa 2, y así sucesivamente (Fig. 1).

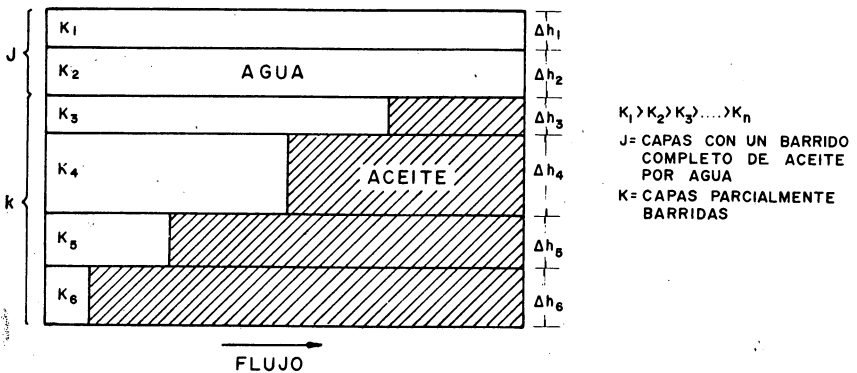


Fig. 1 - DESPLAZAMIENTO DE PETROLEO POR AGUA EN UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO⁽¹⁾

Si en la capa 2 ya surgió el agua, ésta se llamará capa j (El subíndice j es sinónimo de la capa que alcanza el surgimiento).

La recuperación fraccional en la capa k será:

$$RF_k = \frac{L_k}{L_j} = \frac{K_k}{K_j},$$

donde RF_k es la recuperación fraccional en la capa k a la surgencia de la capa j .

Porque la longitud de avance es directamente proporcional a la k_j , la recuperación fraccional en todas las capas arriba de la capa j es:

$$REC = \frac{\text{ESPESOR TOTALMENTE INVADIDO} + \sum_{i=k}^n \text{REC.FRAC.}_i \times \Delta h_i}{\text{ESPESOR TOTAL}}$$

$$REC = \frac{(\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_j) + (\Delta h_k \times K_k) + (\Delta h_1 \times \frac{K_1}{K_j}) + \dots + \Delta h_n (\frac{K_n}{K_j})}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_n} \quad (1)$$

donde:

$$\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_j = h_j \quad (\text{pies totalmente invadidos de agua}).$$

$$\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_n = h_n = h_t \quad (\text{pies totales de la formación}).$$

Realizando estas sustituciones y factorizando el término común $(\frac{1}{K_j})$ de la ecuación (1) se obtiene:

$$REC = \frac{h_j + \frac{1}{K_j} (\Delta h_k \times K_k + \Delta h_1 \times K_1 + \Delta h_2 \times K_2 + \dots + \Delta h_n \times K_n)}{h_t} \quad (2)$$

Multiplicando (2) por K_j :

$$REC = \frac{h_j K_j + (\Delta h_k \times K_k + \Delta h_1 \times K_1 + \Delta h_2 \times K_2 + \dots + \Delta h_n \times K_n)}{h_t \times K_j} \quad (3)$$

Pero:

$$\Delta h_k \times K_k + \Delta h_1 \times K_1 + \Delta h_2 \times K_2 + \dots + \Delta h_n \times K_n = (C_t - C_j) \quad (4)$$

donde:

C_t = Capacidad total de la formación (md-pie)

C_j = Capacidad de las capas invadidas de agua (md-pie).

$C_t - C_j$: Expresa los md-pie restantes que aún producen aceite en el extremo de la salida.

Teniendo esto en cuenta, queda:

$$REC = \frac{h_j K_j + (C_t - C_j)}{h_t K_j} \text{-----(5)}$$

La ecuación (5) representa la recuperación de aceite.

Ahora bién, la producción fraccional de agua en la superficie puede expresarse por la ley de Darcy en forma lineal; como sigue:

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} \text{-----(6)}$$

$$f_w @ c.s. = \frac{\frac{1.127 W \Delta P}{\mu_w L} \sum K_w \Delta h_w}{\frac{1.127 W \Delta P}{\mu_w L} \sum K_w \Delta h_w + \frac{1.127 W \Delta P}{\mu_o B_o} \sum K_o \Delta h_o} \text{-----(7)}$$

donde:

W = Ancho común de las capas.

L = Longitud de las capas

WΔh = Area

Simplificando:

$$f_w @ c.s. = \frac{\frac{\sum K_w \Delta h_w}{\mu_w}}{\frac{\sum K_w \Delta h_w}{\mu_w} + \frac{\sum K_o \Delta h_o}{\mu_o B_o}} \text{-----(8)}$$

Sustituyendo $K_w = k k_{rw}$; $k_o = k k_{ro}$ y multiplicando por $\frac{\mu_o B_o}{k_{ro}}$

$$f_w @ c.s. = \frac{\frac{\sum K k_{rw} \Delta h_w}{\mu_w} \times \frac{\mu_o B_o}{k_{ro}}}{\frac{\sum K k_{rw} \Delta h_w}{\mu_w} \times \frac{\mu_o B_o}{k_{ro}} + \frac{\sum K k_{ro} \Delta h_o}{\mu_o B_o} \times \frac{\mu_o B_o}{k_{ro}}} \text{-----(9)}$$

SUPONIENDO QUE:

$$A = \frac{\mu_o}{\mu_w} \frac{k_{rw}}{k_{ro}} \times B_o \text{-----(10)}$$

Sustituyendo (10) en (9) se obtiene:

$$f_w @ c.s. = \frac{A \sum K \Delta h_w}{A \sum K \Delta h_w + \sum K \Delta h_o} \quad (11)$$

Pero

$$\sum K \Delta h_w = C_j \quad (\text{CAPACIDAD QUE PRODUCE AGUA})$$

$$\sum K \Delta h_o = C_t - C_j = C_k \quad (\text{CAPACIDAD RESTANTE QUE AUN PRODUCE ACEITE EN EL EXTREMO DE LA SALIDA})$$

Por tanto, la ecuación de la producción fraccional de agua a condiciones atmosféricas, se convierte en:

$$f_w @ c.s. = \frac{A C_j}{A C_j + (C_t - C_j)} \quad (12)$$

A continuación se efectuará un ejercicio (1), empleando el método de -- Stiles.

Se planea una inyección de agua en un campo de 80 acres, donde el es pesor neto promedio de la zona productora es 10 pies y tiene el siguiente perfil de permeabilidad determinado en el análisis de núcleos:

Profundidad bajo el nivel del mar, pies.		Permeabilidad absoluta, milidarcy.
de	a	
2050	- 2051	35
2051	- 2052	51
2052	- 2053	27
2053	- 2054	116
2054	- 2055	60
2055	- 2056	237
2056	- 2057	519
2057	- 2058	98
2058	- 2059	281
2059	- 2060	164

Datos adicionales del yacimiento:

Porosidad Promedio = 25%

Saturación promedio de agua congénita = 23%

Recuperación por explotación primaria = 140.5 BF/ac-p

$B_{oi} = 1.251$ (No existe casquete de gas inicial)
 B_o a la presión de agotamiento = 1.085
 k_{ro} en el banco de aceite = 0.85
 k_{ro} detrás del frente o banco de aceite = 0.25
 $\mu_o = 4.50$ cp.
 $\mu_w = 0.79$ cp.
 $S_{or} = 15.6\%$ (después del barrimiento).

Realizar las siguientes operaciones usando el método de Stiles y tra
bajando los cálculos en forma tabular.

- Colocar las capas en orden decreciente de permeabilidad (columna 1).
- Graficar la permeabilidad y capacidad acumulativa como función del espesor acumulativo (fig. 2).
- Calcular la recuperación fraccional y producción fraccional de agua en la superficie después del surgimiento en cada capa sucesiva (columnas 5 y 6).

Para calcular la recuperación fraccional (columna 5) se usa la ecuación (5).

$$REC = \frac{h_j K_j + (C_t - C_j)}{h_t K_j}$$

Cuando se invade la primera capa:

$$h_j = 1 \text{ pie}; k_j = 519; C_t = 1588; C_j = 519$$

$$h_t = 10 \text{ pies; da una Rec.} = 0.3060$$

(ver tabla de cálculo).

Para calcular la columna 6 la producción fraccional de agua en la superficie, se utiliza la ecuación (12).

$$f_w = \frac{A C_j}{A C_j + (C_t - C_j)}$$

Donde:

$$A = \frac{4.50}{0.79} \times \frac{0.25}{0.85} \times 1.085 = 1.8177$$

- Graficar la producción fraccional de agua en la superficie como función de la recuperación fraccional (fig. 3).
- Calcular el aceite inicial in-situ en la unidad de 80 acres.

$$N = \frac{A_y h \emptyset (1 - S_{wi})}{B_{oi}}$$

$$N = \frac{7758 \times 80 \times 10 \times 0.25 (1-0.23)}{1.251}$$

$$N = \underline{955020} \quad \text{blo a c.s.}$$

Donde:

7758 es un factor de conversión para cambiar de acre-pie a bl.

f).- Calcular la saturación de aceite después de la explotación primaria.

Se utiliza la siguiente ecuación

$$S_{op} = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \left(\frac{B_o}{B_{oi}}\right) (1 - S_{wi})$$

$N_p = 140.5$ bl/acre-pie, de los datos

Para la unidad de 800 acre-pie:

$$N_p = 112400 \text{ blo}$$

$$S_{op} = \left(1 - \frac{112400}{955020}\right) \left(\frac{1.085}{1.251}\right) (1-0.23)$$

$$S_{op} = (1-0.1176) (0.8673) (0.77)$$

$$S_{op} = 0.8824 \times 0.8673 \times 0.77 = 0.59$$

$$S_{op} = \underline{0.59}$$

g).- Calcular el aceite recuperable por la invasión usando una eficiencia de barrido de 82%.

$$N_p = \frac{A_x h \emptyset (S_{op} - S_{or})}{B_o} \times \text{EFIC.}$$

$$N_p = \frac{7758 \times 80 \times 10 \times 0.25 (0.59-0.156)}{1.085} \times 0.82 =$$

$$N_p = 508920 \text{ bl}$$

h).- Calcular la producción acumulativa de aceite después de cada surgimiento sucesivo (columna 7).

$$N_p = N_p^{\#} \times \text{Rec}$$

$$N_p = N_p^{\#} \text{ (col. 5)}$$

Donde:

$N_p^{\#}$: Es el aceite recuperable (inciso g).

- i).- Calcular los incrementos de recuperación de aceite entre las surgencias sucesivas, ΔN_p (columna 8).

$$(\Delta N_p = N_{pn} - N_{pn-1})$$

- j).- Calcular la producción fraccional de agua en el yacimiento antes de los surgimientos (columna 9).

Para este inciso se usa la siguiente ecuación.

$$f'_w = \frac{A' C_j}{A' C_j + (C_t - C_j)}$$

DONDE; $A' = \frac{K_w}{K_o} \times \frac{\mu_o}{\mu_w}$

$$A' = \frac{0.25}{0.85} \times \frac{4.50}{0.79} = 1.675$$

- k).- Si el gasto total de inyección para la unidad de 80 acres es 1000 -- blo/día.

¿Cuál es el volumen y tiempo de relleno?, sea $B_w = 1.0$

La experiencia también ha enseñado que el espacio ocupado por gas en el yacimiento debe ser reemplazado o llenado por agua antes de que los pozos de producción respondan totalmente a la inyección de agua. El gas presente se disuelve en el aceite o se comprime a una fracción insignificante de su volumen inicial.

$$S_g = 1 - (.23 + .59) = 0.18$$

$$t = \frac{A \times h \times \phi \times S_g}{q_i} = \frac{7758 \times 80 \times 10 \times 0.25 \times 0.18}{1000} = 279.3$$

$$t = \underline{\underline{279.3 \text{ días}}}$$

Y el volumen de llenado = $\underline{\underline{279288 \text{ bl}}}$

- l).- Calcular el gasto diario de producción de aceite en la superficie entre el surgimiento sucesivo en las capas. (columna 10).

$$q_o \text{ c.s.} = \frac{q_i (1 - f'_w)}{B_o} = \frac{1000 (1 - f'_w)}{B_o}$$

NOTA:

Antes de que en la capa 1 se alcance la surgencia se tendrá un flujo fraccional de agua en el yacimiento de cero.

Para el cálculo de f'_w antes de el surgimiento por la capa 2, se toma la $C_j = C_1$ y así sucesivamente.

Donde:

q_i = Gasto total de inyección.

- m).- Calcular el tiempo, en días, entre las sucesivas invasiones de las capas. (columna 11).

$$\Delta t = \frac{\Delta N_p}{q_o @ c.s.}$$

- n).- Calcular el tiempo acumulativo, en días, incluyendo el tiempo de llenado.

279.3 + $\Sigma \Delta t$, (columna 12).

- o).- Calcular la inyección acumulativa de agua para cada surgencia, W_i ; - (columna 13).

- p).- Calcular la razón acumulativa producida agua-aceite, de la producción W_i/N_p , (columna 14).

- q).- En una gráfica registrar las siguientes variables como función de tiempo: Gasto de producción de aceite, producción acumulativa de aceite, producción acumulativa de agua y producción fraccional de agua en la superficie. Evaluar el tiempo desde el comienzo de la inyección. - - (fig. 4).

T A B L A I

(1) h_j (pie)	(2) k_j (md)	(3) $k_j h_j$ md-pie	(4) $k_j h_j$ md-pie	(5) R Fracción	(6) f_w	(7) N_p	(8) ΔN_p	(9) f'_w	(10) q_o cs	(11) Δt 8+ 10	(12) t días 279.3+ Δt	(13) w_i $\Delta t(12) \times 1000$	(14) w_i/N_p
1	519	519	519	0.3060	0.4688	155729	155729	0.0000	921.65	168.96	448.26	448260	2.87
2	281	800	562	0.4804	0.6486	244485	88756	0.4485	508.29	174.61	622.87	622870	2.54
3	237	1037	711	0.5325	0.7738	270999	26514	0.6297	341.29	77.68	700.55	700550	2.58
4	164	1201	656	0.6360	0.8494	323673	52674	0.7592	221.93	237.34	937.89	937890	2.89
5	116	1317	580	0.7336	0.8983	373343	49670	0.8387	148.66	334.12	1272.01	1272010	3.40
6	98	1415	588	0.7765	0.9370	395176	21833	0.8906	100.83	216.53	1488.54	1488540	3.76
7	60	1475	420	0.8883	0.9596	452073	56897	0.9320	62.67	907.88	2396.42	2396420	5.30
8	51	1526	408	0.9216	0.9781	469020	16947	0.9563	40.27	420.83	2817.25	2817250	6.00
9	35	1561	315	0.9771	0.9906	497265	28245	0.9763	21.84	1293.26	4110.51	4110510	8.26
10	27	1588	270	1.0000	1.0000	508920	11655	0.9898	9.40	1239.89	5350.40	5350400	10.51

Pronostico de comportamiento de una inyección con agua en un yacimiento estratificado.

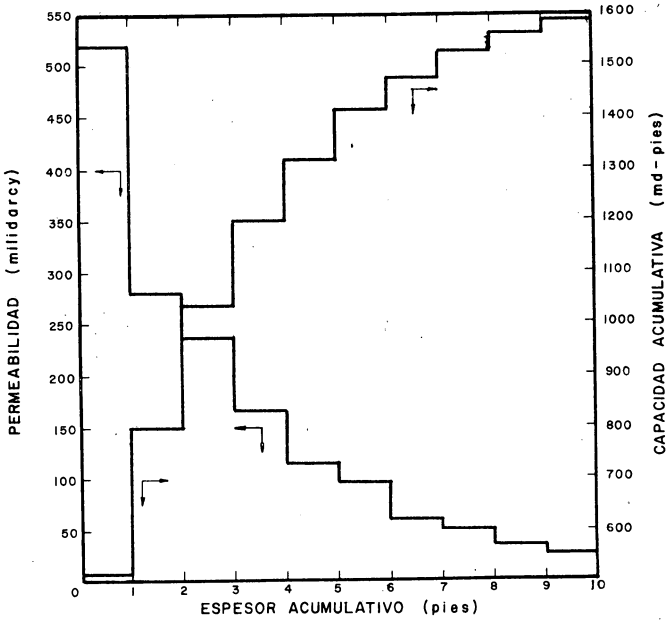


Fig.2- GRAFICA DE $(K_j, \Sigma K_j \Delta h_j)$ vs h_j

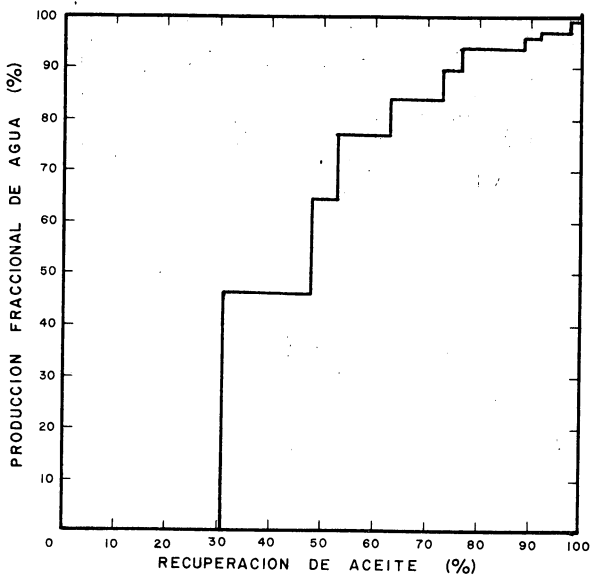


Fig.3 -GRAFICA DE fw vs R

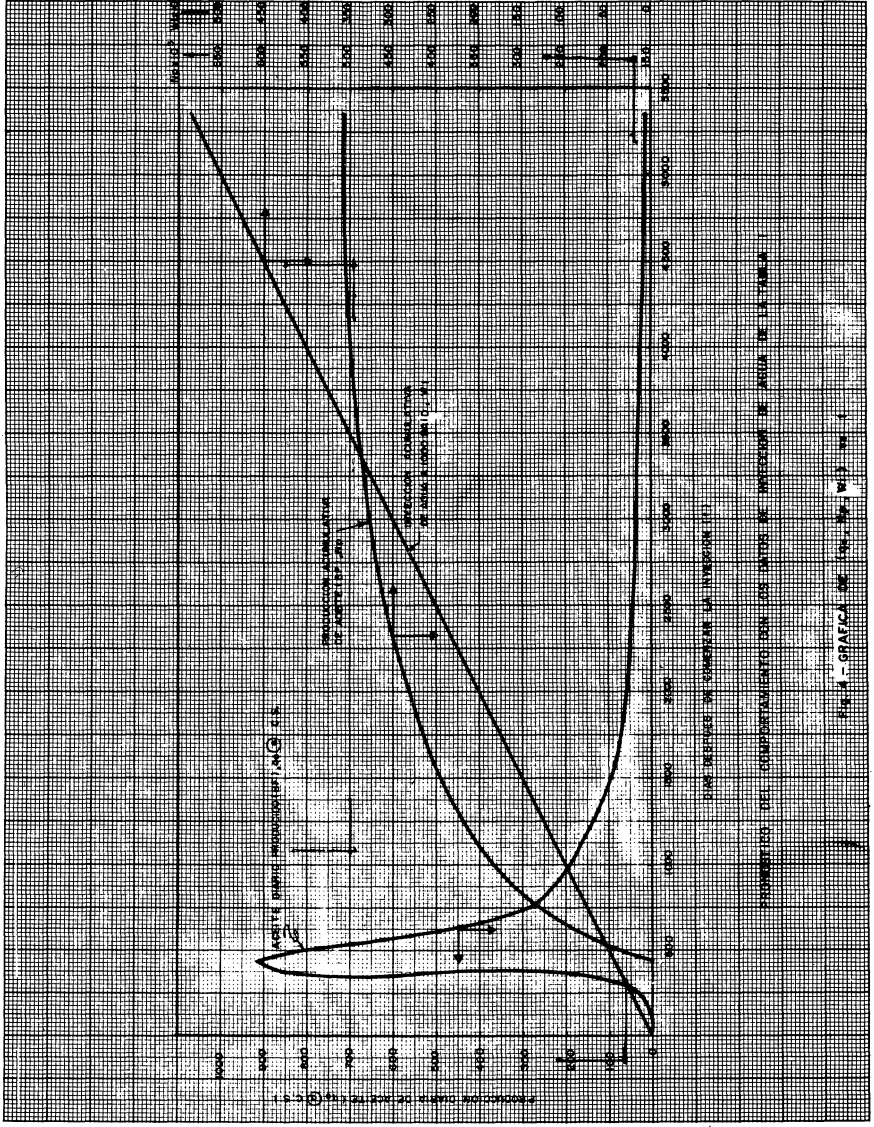


Fig. 1. Comportamiento de los módulos de elasticidad de la resina y del compuesto de fibra de carbono en función de la temperatura.

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE AERONÁUTICA

4.2 Método de Herman Dykstra y R.L. Parsons. ⁽⁴⁾

Este método de predicción es el resultado de una serie de pruebas de desplazamiento con agua en el laboratorio, cuyos datos están correlacionados. Los resultados demuestran que la recuperación es una función de la razón de movilidades de la fase motora (agua) a la movilidad de la fase desplazada (aceite), donde la movilidad es definida como la razón de la permeabilidad relativa al agua por la viscosidad del aceite con respecto a la permeabilidad relativa al aceite por la viscosidad del agua. La recuperación es también una función de la variación de la permeabilidad, de la saturación de aceite inicial, y la saturación de agua inicial. Existen otras variables, pero son relativamente insignificantes en la determinación de la eficiencia de desplazamiento con agua.

Dykstra y Parsons ⁽⁴⁾ han presentado un método para predecir el comportamiento de un desplazamiento de aceite por agua, en yacimientos estratificados, en el cual se admite un rango proporcionado de valores de razón de movilidad. El método considera valores constantes para la permeabilidad relativa al agua y al aceite atrás y adelante del frente de desplazamiento, respectivamente; el desplazamiento es parecido al que ejercería un émbolo o pistón, sin movimiento de aceite atrás del frente. La técnica del cálculo hace uso de la variación de la permeabilidad y evalúa el efecto de permeabilidad sobre la eficiencia de barrido vertical para una razón de movilidad dada y una razón de producción especificada agua-aceite.

Para aplicar este método es necesario obtener la saturación inicial de fluidos, razón de viscosidad aceite-agua, proporción del avance de la interfase, permeabilidad y variación de permeabilidad.

Otras suposiciones involucradas en el método de Dykstra y Parsons son: ⁽⁷⁾

- 1.- Excepto las permeabilidades absolutas, todas las propiedades de la roca y de los fluidos son las mismas en todas las capas.
- 2.- Todas las capas son de igual espesor.
- 3.- Flujo lineal en régimen permanente.
- 4.- La permeabilidad relativa al aceite adelante del frente y la permeabilidad relativa al agua atrás del frente son constantes e iguales para todas las capas.
- 5.- Antes de cualquier producción de aceite, ocurre el llenado de todas las capas con una saturación residual de gas igual a cero en el banco de aceite.
- 6.- La eficiencia de barrido en una capa después de la surgencia del agua es constante.
- 7.- La distribución vertical de permeabilidades en el yacimiento obedece a una distribución logarítmica normal.

El método es semiempírico y consiste de una correlación de cuatro -- variables: El coeficiente de variación de permeabilidad, la relación de -- movilidades, la saturación inicial de agua, la recuperación fraccional -- de aceite a una relación agua-aceite dada. Esta correlación está basada -- en resultados experimentales obtenidos con más de 200 pruebas de despla -- zamiento hechas en más de 40 muestras de núcleos en algunos campos de Cali -- fornia. (4)(7)

Una determinación analítica del efecto de variación de permeabilidad es difícil, excepto para tipos particulares de variación. El tipo simple -- de variación es presentado en la fig. (5).

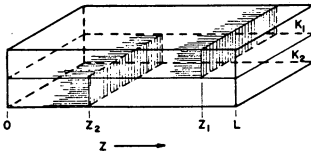


FIG. 5 - BLOCK ELEMENTAL DE PERMEABILIDAD VARIABLE (4)

La cima del yacimiento tiene en cada punto y en cada dirección, una -- permeabilidad al aire k_1 . El fondo del yacimiento tiene en cada punto y en -- cada dirección, una permeabilidad al aire k_2 ; k_1 es de mayor permeabilidad.

Una lámina impermeable separa los dos yacimientos. Ambos yacimientos -- tienen saturación inicial de fluidos de S_{o1} , S_{w1} , S_{g1} . La interfase agua -- aceite está inicialmente en la cara izquierda del bloque. El gasto total -- del bloque se mantiene constante, y los extremos en el bloque son siempre -- planos de presión constante. Estas condiciones indican que la caída de -- presión a través del yacimiento tiene que variar durante el proceso de des -- plazamiento.

Al tiempo t , la interfase ha avanzado a Z_1 , en la capa superior del -- yacimiento y Z_2 en la capa inferior.

Cálculo de la posición de la interfase

La velocidad aparente de los fluidos en la capa superior se obtiene como sigue:

La caída de la presión total en la cara superior es:

$$\Delta P = \Delta P_w + \Delta P_o$$

Según la ecuación de Darcy

$$q_w = \frac{K_1 K_{rw} A \Delta P_w}{\mu_w Z_1}$$

$$q_o = \frac{K_1 K_{ro} A \Delta P_o}{\mu_o (L - Z_1)}$$

$$\Delta P_w = \frac{q_w}{A} \frac{\mu_w Z_1}{K_1 K_{rw}}$$

$$\Delta P_o = \frac{q_o}{A} \frac{\mu_o (L - Z_1)}{K_1 K_{ro}}$$

$$\Delta P = \frac{q}{A} \left(\frac{\mu_w Z_1}{K_1 K_{rw}} + \frac{\mu_o (L - Z_1)}{K_1 K_{ro}} \right) = \frac{q}{AK_1} \left(\frac{\mu_w Z_1}{K_{rw}} + \frac{\mu_o (L - Z_1)}{K_{ro}} \right)$$

con: $v = \frac{q}{A}$

$$v_1 = \frac{K_1 \Delta P}{\frac{\mu_w Z_1}{K_{rw}} + \frac{\mu_o (L - Z_1)}{K_{ro}}} \quad \text{----- (1)}$$

Donde: v_1 = velocidad en la primera capa.

y la velocidad en la capa inferior es:

$$v_2 = \frac{K_2 \Delta P}{\frac{\mu_w Z_2}{K_{rw}} + \frac{\mu_o (L - Z_2)}{K_{ro}}} \quad \text{----- (2)}$$

Por otro lado, la velocidad real en la capa 1 está dado por:

$$\frac{dz_1}{dt} = \frac{1}{\phi \Delta S_w} \left[\frac{K_1 \Delta P}{\frac{\mu_w Z_1}{K_{rw}} + \frac{\mu_o (L - Z_1)}{K_{ro}}} \right] \frac{1}{\phi \Delta S_w} \quad \text{----- (3)}$$

Ya que las unidades de la velocidad $\frac{dz_1}{dt}$ son $(\frac{L}{t})$ y $\frac{v_1}{\phi \Delta S_w}$ también tiene unidades de $(\frac{L}{t})$

$$\frac{v}{\phi \Delta S_w} = \frac{\frac{L}{t}}{\frac{L_p^3}{L_R^3}} = \frac{\frac{L}{t}}{\frac{L_f^3}{L_p^3}} = \frac{L^4}{L^3 t} = \frac{L}{t}$$

La velocidad real en la capa 2 está dada por:

$$\frac{dz_2}{dt} = \frac{v_2}{\phi \Delta S_w} = \left[\frac{K_2 \Delta P}{\frac{\mu_w z_2}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-z_2)}{K_{ro}}} \right] \frac{1}{\phi \Delta S_w} \quad \text{----- (4)}$$

Donde ΔS_w es la diferencia en las saturaciones de agua entre la zona de aceite y la de agua.

De (3);

$$\frac{\Delta P}{\phi \Delta S_w} = \frac{dz_1}{dt} \left[\frac{\mu_w z_1}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-z_1)}{K_{ro}} \right] \frac{1}{K_1}$$

De (4);

$$\frac{\Delta P}{\phi \Delta S_w} = \frac{dz_2}{dt} \left[\frac{\mu_w z_2}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-z_2)}{K_{ro}} \right] \frac{1}{K_2}$$

o sea;

$$\frac{\Delta P}{\phi \Delta S_w} = \frac{dz_1}{dt} \left[\frac{\mu_w z_1}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-z_1)}{K_{ro}} \right] \frac{1}{K_1} = \frac{dz_2}{dt} \left[\frac{\mu_w z_2}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-z_2)}{K_{ro}} \right] \frac{1}{K_2}$$

o también:

$$\frac{\Delta P}{\phi \Delta S_w} = \frac{dz_1}{dt} K_2 \left[\frac{\mu_w z_1}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-z_1)}{K_{ro}} \right] = \frac{dz_2}{dt} K_1 \left[\frac{\mu_w z_2}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-z_2)}{K_{ro}} \right] \quad \text{---(5)}$$

$$\left[\frac{K_{ro} \mu_w z_1}{K_{rw} K_{ro}} + \frac{K_{rw} \mu_o(L-z_1)}{K_{ro} K_{ro}} \right] K_2 dz_1 = \left[\frac{K_{ro} \mu_w z_2}{K_{ro} K_{rw}} + \frac{K_{rw} \mu_o(L-z_2)}{K_{ro} K_{rw}} \right] K_1 dz_2$$

Multiplicado por $\frac{k_{rw}}{\mu_w}$

$$\left[\frac{K_{ro} \mu_w z_1}{K_{rw} K_{ro}} + \frac{K_{rw} \mu_o(L-z_1)}{K_{ro} K_{ro}} \right] \frac{K_{rw}}{\mu_w} K_2 dz_1 = \left[\frac{K_{ro} \mu_w z_2}{K_{ro} K_{rw}} + \frac{K_{rw} \mu_o(L-z_2)}{K_{ro} K_{rw}} \right] \frac{K_{rw}}{\mu_w} K_1 dz_2$$

Haciendo $M = \frac{K_{rw}}{K_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_w}$ (Relación de movilidades)

se tiene:

$$\left[z_1 + M(L-z_1) \right] K_2 dz_1 = \left[z_2 + M(L-z_2) \right] K_1 dz_2$$

Integrando de 0 a L en la primera capa y de 0 a Z₂ la segunda:

$$\int_0^L \int_0^{Z_2} [Z_1 + M(L-Z_1)] K_2 dZ_1 = \int_0^{Z_2} [Z_2 + M(L-Z_2)] K_1 dZ_2$$

$$\left[\frac{Z_1^2}{2} + MLZ_1 - \frac{MZ_1^2}{2} \right]_0^L K_2 = \left[\frac{Z_2^2}{2} + MLZ_2 - \frac{MZ_2^2}{2} \right]_0^{Z_2} K_1$$

$$\left[\frac{L^2}{2} + ML^2 - \frac{ML^2}{2} \right] K_2 = \left[\frac{Z_2^2}{2} + MLZ_2 - \frac{MZ_2^2}{2} \right] K_1$$

Multiplicando por 2:

$$\left[L^2 + 2ML^2 - ML^2 \right] K_2 = \left[Z_2^2 + 2MLZ_2 - MZ_2^2 \right] K_1$$

$$\left[L^2 + ML^2 \right] K_2 = \left[Z_2^2 (1-M) + 2MLZ_2 \right] K_1$$

Dividiendo entre L²;

$$\left[1+M \right] K_2 = \left[(1-M) \frac{Z_2^2}{L^2} + 2M \frac{Z_2}{L} \right] K_1$$

$$(1-M) \left(\frac{Z_2}{L} \right)^2 + 2M \left(\frac{Z_2}{L} \right) - \frac{K_2}{K_1} (1+M) = 0 \dots\dots\dots (A)$$

La ecuación anterior es una ecuación cuadrática de la forma Ax² + Bx - C=0, con $\left(\frac{Z_2}{L}\right)$ como incógnita, cuya solución es:

$$x = \frac{-B \pm \sqrt{B^2 - 4 \cdot AC}}{2 A}$$

de donde:

$$\frac{-Z_2}{L} = a_2 = \frac{-M \pm \sqrt{M^2 + \frac{K_2}{K_1} (1-M^2)}}{1 - M} \dots\dots\dots (6)$$

Es necesario hacer el siguiente análisis para definir cuál de los signos - que preceden al radical es el correcto:

Cuando: K₁ = K₂ y Z₂ = L: de (6) $1 = \frac{-M \pm 1}{1-M}$ esta igualdad solo se cumple usando el signo (+); es decir;

$$1 = \frac{-M+1}{1-M}$$

Por tanto:

$$a_2 = \frac{M - \sqrt{M^2 + \frac{K_2}{K_1} (1-M^2)}}{M-1} \quad (7)$$

Que es la ecuación que permite calcular la posición del frente de desplazamiento en la segunda capa; cuando la interfase agua-aceite alcanza la cara de salida en la primera capa. En esas condiciones, la eficiencia volumétrica del proceso será:

$$E_v = \frac{1+a_2}{2} \quad (8)$$

Donde E_v es la fracción del volumen total del sistema que ha sido invadido por el agua de inyección.

Si el sistema estratificado estuviera formado por n capas con permeabilidades $k_1, k_2, k_3, \dots, k_n$, donde $k_1 > k_2 > k_3, \dots, k_n$, al surgir el agua de inyección en la primera capa, la posición del frente en una capa i será:

$$a_i = \frac{M - \sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_1} (1-M^2)}}{M-1} \quad (9)$$

Y la eficiencia sería:

$$E_v = \frac{1 + a_2 + a_3 + \dots + a_i + \dots + a_n}{n} \quad (10)$$

Si en la ecuación (10) se sustituye la "a" por su valor se tendrá:

$$E_v = \frac{1 + \sum_{i=2}^n a_i}{n} = \frac{1 + \sum_{i=2}^n \frac{M - \sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K} (1-M^2)}}{M-1}}{n} \quad (11)$$

Cálculo de la relación agua-aceite (1)

Para el sistema de la figura (5) la relación agua-aceite después de surgir el agua de inyección en la primera capa será:

$$\text{WOR} = \frac{q_{w1}}{q_{o2}} = \frac{\frac{K_1 A_1 \Delta P}{\mu_w L}}{\frac{K_2 A_2 \Delta P}{\frac{\mu_w Z_2}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-Z_2)}{K_{ro}}}}$$

$$\text{YA QUE } q_{o2} = A_2 v_2 = \Delta 2 \left[\text{EC. (2)} \right] = \frac{A_2 K_2 \Delta P}{\frac{\mu_w Z_2}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-Z_2)}{K_{ro}}}$$

o sea:

$$\text{WOR} = \frac{\frac{K_1 A_1}{\mu_w L}}{\frac{K_2 A_2}{\frac{\mu_w Z_2}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-Z_2)}{K_{ro}}}} \quad (12)$$

Para una tercera capa:

$$q_{o3} = \frac{K_3 A_3 P}{\frac{\mu_w Z_3}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-Z_3)}{K_{ro}}}$$

$$\text{WOR} = \frac{q_w}{q_{o2} + q_{o3}} = \frac{\frac{K_1 A_1 \Delta P}{\mu_w L}}{\frac{K_2 A_2 \Delta P}{\frac{\mu_w Z_2}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-Z_2)}{K_{ro}}} + \frac{K_3 A_3 \Delta P}{\frac{\mu_w Z_3}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-Z_3)}{K_{ro}}}}$$

En general, cuando el sistema está formado por n capas, la relación agua-aceite después de invadirse la primera capa se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\text{WOR} = \frac{q_{w1}}{q_{o2} + q_{o3} + \dots + q_{on}} = \frac{\frac{K_1 A_1 \Delta P}{\mu_w L}}{\frac{K_2 A_2 \Delta P}{\frac{\mu_w Z_2}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-Z_2)}{K_{ro}}} + \frac{K_3 A_3 \Delta P}{\frac{\mu_w Z_3}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-Z_3)}{K_{ro}}} + \dots + \frac{K_n A_n \Delta P}{\frac{\mu_w Z_n}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-Z_n)}{K_{ro}}}}$$

o sea;

$$WOR = \frac{q_{w1}}{q_{02} + q_{03} + \dots + q_{0n}} = \frac{\frac{k_j A_1}{\mu_{wL}}}{\frac{K_{rW}}{\frac{K_2 A_2 \Delta P}{\frac{\mu_w Z_2}{K_{rW}} + \frac{\mu_o(L-Z_2)}{K_{rO}}} + \frac{K_3 A_3 \Delta P}{\frac{\mu_w Z_3}{K_{rW}} + \frac{\mu_o(L-Z_3)}{K_{rO}}} + \dots + \frac{K_n A_n \Delta P}{\frac{w Z_n}{K_{rW}} + \frac{(L-Z_n)}{K_{rO}}}}$$

o sea;

$$WOR = \frac{q_{w1}}{\sum_{j=2}^n q_{0j}} = \frac{\frac{K_1 A_1}{\mu_{wL}}}{\sum_{j=2}^n \frac{A_i K_i}{\frac{\mu_w Z_i}{K_{rW}} + \frac{\mu_o(L-Z_i)}{K_{rO}}}} = \frac{\frac{K_1 A_1 K_{rW}}{\mu_{wL}}}{\sum_{j=2}^n \frac{A_i K_i}{\frac{\mu_w Z_i}{K_{rW}} + \frac{\mu_o(L-Z_i)}{K_{rO}}}}$$

$$WOR = \frac{1}{\sum_{j=2}^n \left[\frac{A_i K_i \mu_{wL}}{\frac{\mu_w Z_i}{K_{rW}} + \frac{\mu_o(L-Z_i)}{K_{rO}}} \right] K_1 K_{rW} A_1} = \frac{1}{\sum_{j=2}^n \frac{A_i K_i \mu_{wL}}{\frac{\mu_w Z_i}{K_{rW}} + \frac{\mu_o(L-Z_i)}{K_{rO}}}} \dots (13)$$

Multiplicando y dividiendo por $\frac{K_{rW}}{\mu_{wL}}$ en el dominador de la ecuación (13)

$$WOR = \frac{1}{\sum_{j=2}^n \frac{A_i K_i}{\frac{Z_i}{L} + \frac{K_{rW} \mu_o (L-Z_i)}{K_{rO} \mu_{wL}}}} \dots (14)$$

Como $M = \frac{K_{rw} \mu_o}{K_{ro} \mu_w}$ y además $\frac{Z_i}{L} = A_i$

Substituyendo estos valores en la ecuación (14)

$$WOR = \frac{1}{\sum_{j=2}^n \frac{A_i K_i}{A_1 K_1} \frac{1}{\frac{A_i M}{L} (L - Z_i)}} = \frac{1}{\sum_{j=2}^n \frac{A_i K_i}{A_1 K_1} \frac{1}{a_i + M - a_i M}} \quad (15)$$

De la ecuación (9)

$$a_i(M-1) = M - \sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_1} (1-M^2)}$$

$$\sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_1} (1-M^2)} = a_i + M - a_i M \quad (16)$$

Substituyendo (16) en (15)

$$WOR = \frac{1}{\sum_{j=2}^n \frac{A_i K_i}{A_1 K_1} \frac{1}{\sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_1} (1-M^2)}}} \quad (17)$$

$$WOR = q_{w1} = \frac{\frac{K_1 A_1}{\mu_{wL}}}{\sum_{j=2}^n q_{ot} \sum_{j=2}^n \frac{K_1}{\frac{\mu_w Z_1 + \mu_o(L-Z_1)}{K_{rw} K_{ro}}} = \frac{\frac{K_1 K_{rw} A_1}{\mu_{wL}}}{\sum_{j=2}^n \frac{A_1 K_1}{\frac{\mu_w Z_1}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-Z_1)}{K_{ro}}}}$$

$$WOR = \frac{1}{1} = \dots (13)$$

$$\sum_{j=2}^n \left[\frac{A_i K_i \mu_{wL}}{\frac{\mu_w Z_i}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-Z_i)}{K_{ro}}} \right] K_1 K_{rw} A_1 \sum_{j=2}^n \frac{A_1 K_i w_L}{\frac{\mu_w Z_i}{K_{rw}} + \frac{\mu_o(L-Z_i)}{K_{ro}}}$$

Multiplicando y dividiendo por $\frac{k_{rw}}{\mu_{wL}}$ en el denominador de la ecuación (13).

$$WOR = \frac{1}{\frac{A_i K_i}{A_1 K_1}} \dots (14)$$

$$\sum_{j=2}^n \frac{Z_i}{L} + \frac{K_{rw} \mu_o(L-Z_i)}{K_{ro} \mu_{wL}}$$

Como $M = \frac{K_{rw} \mu_o}{K_{ro} \mu_w}$ y además $1 - \frac{Z_i}{L} = a_i$

Sustituyendo estos valores en la ecuación (14)

$$WOR = \frac{1}{\sum_{j=2}^n \frac{A_j K_j}{A_1 K_1} a_i + \frac{M}{L} (L-Z_1)} = \frac{1}{\sum_{j=2}^n \frac{A_j K_j}{A_1 K_1} a_i + M - a_i M} \dots (15)$$

De la ecuación (9)

$$a_i (M-1) = M - \sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_1}} (1-M^2)$$

$$\sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_1}} (1-M^2) = a_i + M - a_i M \dots (16)$$

(16) en (15)

$$WOR = \frac{1}{\sum_{i=2}^n \frac{A_i \cdot K_i}{A_1 \cdot K_1 \sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_1}(1-M^2)}}} \quad (17)$$

Con las ecuaciones (9), (11) y (17) es posible calcular la posición del frente en cualquier capa, así como la eficiencia volumétrica y la relación agua-aceite cuando se invade la capa de mayor permeabilidad. Si se desea hacer estos mismos cálculos, a medida que se van invadiendo más capas, será necesario usar las siguientes ecuaciones (1):

$$a_i = \frac{M \sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_x}(1-M^2)}}{M-1} \quad (18)$$

$$E_v = \frac{x + \frac{(n-x)M}{M-1} - \frac{1}{M-1} \sum_{i=x+1}^n \sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_x}(1-M^2)}}{n} \quad (19)$$

$$WOR = \frac{\sum_{i=1}^x \frac{K_i \cdot A_i}{A_i}}{\sum_{j=x+1}^n \frac{K_j \cdot A_j}{\sqrt{M^2 + \frac{K_j}{K_x}(1-M^2)}}} \quad (20)$$

Donde x es la última capa que se ha invadido totalmente.

La ecuación (18) se obtiene en la misma forma que las ecuaciones (7) ó (9), las ecuaciones (19) y (20) se derivan como sigue: (1)

POR DEFINICION: $E_v = \frac{X + a_{x+1} + a_{x+2} + \dots + a_n}{n} = \frac{X + \sum_{j=x+1}^n a_j}{n}$

sustituyendo a_i por su valor se tiene:

$$E_v = \frac{X + \frac{M \sqrt{M^2 + \frac{K_{x+1}}{K_x}(1-M^2)}}{M-1} + \frac{M \sqrt{M^2 + \frac{K_{x+2}}{K_x}(1-M^2)}}{M-1} + \dots + \frac{M \sqrt{M^2 + \frac{K_n}{K_x}(1-M^2)}}{M-1}}{n}$$

$$WOR = \frac{\sum_{i=1}^x K_i A_i}{\sum_{i=x+1}^n \frac{K_i A_i}{M + \sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_x} (1-M^2)}}} = \frac{\sum_{i=1}^x K_i A_i}{\sum_{i=x+1}^n \frac{K_i A_i}{M - M + \sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_x} (1-M^2)}}}$$

$$WOR = \frac{\sum_{i=1}^x K_i A_i}{\sum_{i=x+1}^n \frac{K_i A_i}{\sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_x} (1-M^2)}}} \text{-----(20)}$$

Si el sistema estratificado se forma con capas que tengan las mismas áreas expuestas al flujo, la ecuación (20) se transforma en la siguiente:

$$WOR = \frac{\sum_{i=1}^x K_i}{\sum_{i=x+1}^n \sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_x} (1-M^2)}} \text{-----(21)}$$

Para $M=0$ sustituyendo en las ecuaciones (19) y (20) queda:

$$E_v = \frac{x + \sum_{i=x+1}^n \sqrt{\frac{K_i}{K_x}}}{n} = \frac{x + \frac{1}{\sqrt{K_x}} \sum_{i=x+1}^n \sqrt{K_i}}{n} \text{-----(22)}$$

$$WOR = \frac{\sum_{i=1}^n K_i}{\sum_{i=x+1}^n \frac{K_i}{\sqrt{\frac{K_i}{K_x}}}} = \frac{1}{\sqrt{K_x}} \frac{\sum_{i=1}^n K_i}{\sum_{i=x+1}^n \sqrt{K_i}} \text{-----(23)}$$

Para $M=1$ Haciendo las siguientes consideraciones:

$$E_v = \frac{x + a_2 + a_3 + a_4 + \dots + a_n}{n} \text{----- (B)}$$

$$E_v = \frac{x + ax + 1 + a_2 + 3ax + 3 + \dots + a_n}{n}$$

Considerando la ecuación (A):

$$(1-M) \left(\frac{Z_2}{L} \right)^2 + 2M \left(\frac{Z_2}{L} \right) - \frac{K_2}{K_1} (1+M) = 0 \text{-----(A)}$$

Sustituyendo M=1

$$2 \frac{Z_2}{L} - 2 \frac{K_2}{K_1} = 0 \implies \frac{Z_2}{L} = \frac{K_2}{K_1}$$

$$\frac{Z_2}{L} = \frac{K_2}{K_1}; \quad \frac{Z_3}{L} = \frac{K_3}{K_1}; \quad \frac{Z_4}{L} = \frac{K_4}{K_1}; \quad \frac{Z_n}{L} = \frac{K_n}{K_1}$$

$$a_2 = \frac{K_2}{K_1}; \quad a_3 = \frac{K_3}{K_1}; \quad a_4 = \frac{K_4}{K_1}; \quad a_n = \frac{K_n}{K_1}$$

O BIEN CON $K_x = K_1$

$$a_2 = \frac{K_2}{K_x}; \quad a_3 = \frac{K_3}{K_x}; \quad a_4 = \frac{K_4}{K_x}; \quad a_n = \frac{K_n}{K_x}$$

Sustituyendo estos últimos valores de a en la ec. (B)

$$E_v = \frac{X + \frac{K_2}{K_x} + \frac{K_3}{K_x} + \dots + \frac{K_n}{K_x}}{n}$$

o también:

$$E_v = \frac{X + \frac{K_{x+1}}{K_x} + \frac{K_{x+2}}{K_x} + \dots + \frac{K_n}{K_x}}{n} \quad (24)$$

$$E_v = \frac{X + \sum_{i=x+1}^n \frac{K_i}{K_x}}{n} \quad (24)$$

Sustituyendo M=1 en la ecuación (20) queda:

$$WOR = \frac{\sum_{X=i}^x K_i}{\sum_{i=x+1}^n \frac{K_i}{i}} = \frac{\sum_{X=i}^x K_i}{\sum_{i=x+1}^n K_i} \quad (25)$$

Para $M \neq 1$; $M-1 = M$; $(1-M^2) = -M^2$. Considerando esto en (19).

$$E_v = \frac{X + \frac{(n-x)M}{M-1} - \frac{1}{M-1} \sum_{i=x+1}^n \sqrt{M^2 + \frac{K_i}{K_x} (1-M^2)}}{n} \quad (1)$$

$$E_v = \frac{n \frac{1}{M} \sum_{i=x+1}^n \sqrt{M^2 - \frac{K_i}{K_x}} M^2}{n} = \frac{n \frac{1}{M} \sum_{i=x+1}^n \sqrt{M^2 (1 - \frac{K_i}{K_x})}}{n}$$

$$E_v = \frac{n \sum_{i=x+1}^n \sqrt{(1 - \frac{K_i}{K_x})}}{n} = 1 - \frac{\sum_{i=x+1}^n \sqrt{1 - \frac{K_i}{K_x}}}{n} \quad (26)$$

Sustituyendo en la ecuación (20) las consideraciones de $M \gg 1$ se tiene:

$$WOR = \frac{\sum_{i=1}^n K_1 A_i}{\sum_{i=x+1}^n \frac{K_1 A_1}{\sqrt{M^2 + \frac{K_1}{K_x} (1-M^2)}}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_1}{\sum_{i=x+1}^n \frac{K_1}{\sqrt{M^2 - \frac{K_1}{K_x} M^2}}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_1}{\sum_{i=x+1}^n \frac{K_1}{\sqrt{M^2 (1 - \frac{K_1}{K_x})}}}$$

$$WOR = \frac{\sum_{i=1}^x K_i}{\sum_{i=x+1}^n \frac{K_1}{1 - \sqrt{\frac{K_1}{K_x}}}} = M \frac{\sum_{i=1}^x K_i}{\sum_{i=x+1}^n \frac{K_i}{\sqrt{1 - \frac{K_i}{K_x}}}}$$

Las ecuaciones (19) a (27) no se aplican directamente a los yacimientos reales de aceite, porque éstos no están constituidos por capas ideales de permeabilidad variable. Sin embargo, las ecuaciones indican el efecto relativo de las diferentes variables, y proporcionan funciones que pueden ser usadas para correlacionar datos experimentales. Por ejemplo, puede verse que M es un factor dominante y que la permeabilidad relativa al agua atrás de la interfase y la permeabilidad relativa al aceite delante de la interfase son tan importantes en determinar la eficiencia volumétrica como lo es la viscosidad del aceite.

La variación de permeabilidad es definida como: (6)

$$V = \frac{K_{84.1} - K_{media}}{K_{media}}$$

V varía de 0 a 1 y se incrementa a medida que la variación de la permeabilidad aumenta entre los cuerpos. La aplicación de este método comprende la determinación de V , la relación de movilidad y la saturación de agua intersticial. Con estos factores es posible leer los valores de R (recuperación como una fracción del aceite en el yacimiento, entre el área barri-

da al principio de la inyección) para producir diferentes relaciones -- agua-aceite.

Las figuras 6 y 7 presentan la eficiencia calculada de las ecuaciones (19) y (21) para flujo lineal en un bloque de 50 capas. La eficiencia volumétrica es presentada como una función de la variación de permeabilidad y la razón de movilidad para razones de producción agua-aceite (WOR) de 1 y 25.

La fig. 7 presenta la relación entre la recuperación experimental medida en el laboratorio y la eficiencia de barrido, como se ilustra en las figs. 6 ó 7. Para obtener la eficiencia de barrido o eficiencia volumétrica las variables siguientes deben ser conocidas: Variación de permeabilidad, razón de producción agua-aceite, viscosidad del aceite, viscosidad del agua, permeabilidad relativa al agua, y permeabilidad relativa al aceite. La eficiencia de barrido pueden entonces obtenerse como una función de la razón de producción agua-aceite y razón de movilidad por cada prueba donde las variables pertinentes son conocidas.

En la fig. 8 cada punto es el promedio de 5 pruebas experimentales. - La curva es buena para el rango completo de razón de movilidad y variación de permeabilidad, pero puede ser restringido a sistemas con saturación inicial de aceite mayor que 45%; y con razones de producción agua-aceite de 1 y 25.

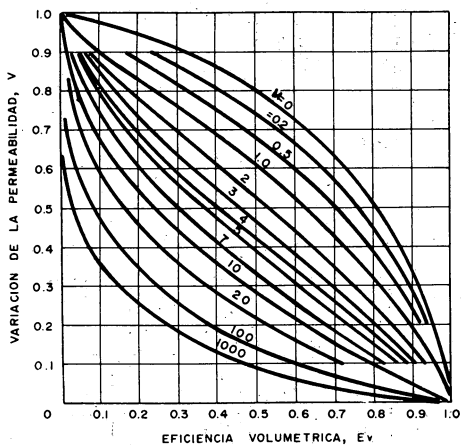


Fig. 6 - EFICIENCIA DE BARRIDO FRACCIONAL COMO UNA FUNCION DE LA VARIACION DE PERMEABILIDAD Y RAZON DE MOVILIDAD PARA UNA RELACION A GUA-ACEITE PRODUCIDA DE UNO⁽⁴⁾

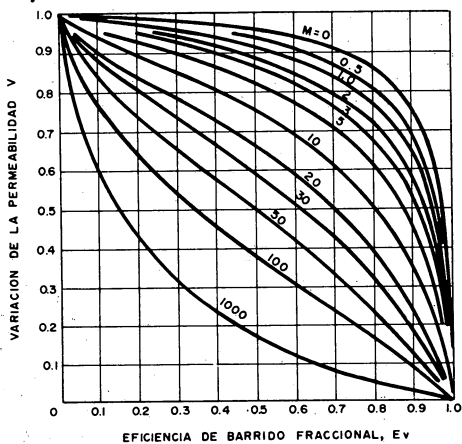
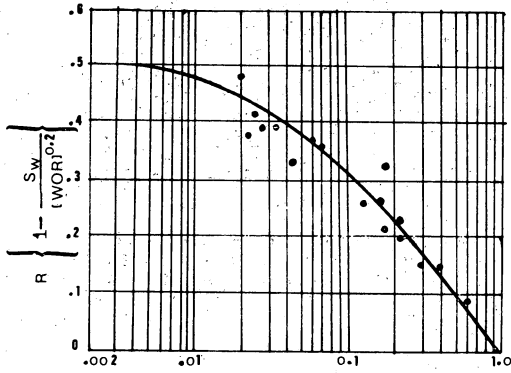


Fig. 7 - EFICIENCIA DE BARRIDO FRACCIONAL COMO UNA FUNCION DE LA VARIACION DE PERMEABILIDAD Y RAZON DE MOVILIDAD PARA UNA RELACION AGUA-ACEITE PRODUCIDA DE 25⁽⁴⁾



$$1 - E_v = 1 - f(M, V, WOR)$$

FIG. 8 MODULO DE RECUPERACION COMO UNA FUNCION DE LA EFICIENCIA VOLUMETRICA (4).

Un tratamiento gráfico simplificado del método de Dykstra-Parsons. (4)

Introducción.-

Este método es semiempírico y consiste de una correlación de 4 variables fundamentales. Estas son: V, variación de la permeabilidad vertical; M, razón de movilidad; S_w , saturación inicial de agua; y R, recuperación fraccional de aceite in situ a una relación agua-aceite producida dada. -- La correlación se extiende en un rango amplio para cada una de estas variables, y pueden ser aplicadas a todas las formaciones con saturaciones iniciales de aceite de 45% o más.

Johnson (8) presentó un tratamiento gráfico simplificado del método de Dykstra-Parsons, el cual es particularmente usado cuando se desea estimar rápidamente la recuperación.

El propósito de este artículo es proporcionar un método simplificado de las predicciones hechas por Dykstra-Parsons.

La correlación entre V, M, S_w y R, correspondiente a una relación -- agua-aceite producida, puede ser mostrada en una gráfica simple. Se grafica V contra M y mostrando líneas de una constante, R ($1-S_w$. WOR -0.2)

Las figuras 9,10,11, y 12 muestran estas gráficas para relaciones -- agua-aceite (WOR) de 1,5,25 y 100 respectivamente. En cada figura, WOR-0.2 ha sido reducida a su valor numérico.

El uso de las figuras requiere asignación de valores definidos para V, M, y S_w .

V y S_w pueden ser obtenidos de datos de análisis de núcleos. Aunque V se puede obtener, también, de la siguiente manera:

- 1.- Las permeabilidades de una distribución son tabuladas en orden descendiente.
- 2.- El porciento de las permeabilidades excedientes entre cada una tabulada es computada en una segunda columna titulada "por ciento mayor acumulativo".
- 3.- La columna 1 es graficada en una escala logarítmica y la columna 2 es graficada en una escala probabilística en un papel gráfico logarítmico-probabilístico (ver figura 13).
- 4.- Una línea recta es trazada a través de los puntos. Si los puntos no están situados aproximadamente en una línea recta, los puntos terminales son de menor peso que los puntos centrales.
- 5.- La permeabilidad a 84.1% acumulativo es leída de la línea recta y se le

sustraer la permeabilidad media; esta diferencia es dividida entre la permeabilidad media. La razón es la "Variación de la permeabilidad" -- (V).

La relación de movilidad, M, depende de cuatro variables subsidiarias, está esta dada por la expresión:

$$M = \frac{K_{rw}}{K_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_w}$$

Donde μ_o y μ_w son las viscosidades del aceite y el agua de inyección a condiciones de yacimiento, K_{rw} es la permeabilidad relativa al agua en el yacimiento cuando solo el agua esta fluyendo, y K_{ro} es la permeabilidad relativa al aceite, cuando únicamente aceite está fluyendo. Las medidas de las dos viscosidades casi no tiene problema, y las dos permeabilidades relativas pueden ser medidas experimentalmente o estimadas de los datos de Leverett y Lewis (5) para arenas sin consolidar.

Para encontrar R se entra con V y M a la figura apropiada.

A continuación se da un ejemplo sencillo para ilustrar este método.

$$\begin{aligned} \text{WOR} &= 25 \\ V &= 0.2 \\ M &= 7.0 \\ S_w &= 0.15 \end{aligned}$$

Como la relación agua-aceite es 25; de la figura 11, con los valores de V y M, se obtiene el punto de intersección R (1-0.52 S_w), igual a 0.40.

$$R (1 - 0.52 S_w) = 0.40$$

$$R = \frac{0.40}{1 - 0.52 \times 0.15} = 0.433$$

$$\underline{\underline{R = 0.433}}$$

Esto quiere decir que 43.3% del aceite in situ podrá ser recuperado cuando la relación agua-aceite (WOR) alcance el valor de 25.

El valor de R obtenido anteriormente se aplica para un flujo lineal. Cuando se trate con modelos de flujo, R puede ser multiplicada por un factor de corrección el cual toma en cuenta el factor de la eficiencia de barrido areal de los modelos.

Para convertir R a barriles de aceite recuperado es necesario conocer

el volumen de aceite in situ, expresado en barriles a condiciones de -- tanque, entonces su producto con R será la recuperación en barriles a condición es de tanque.

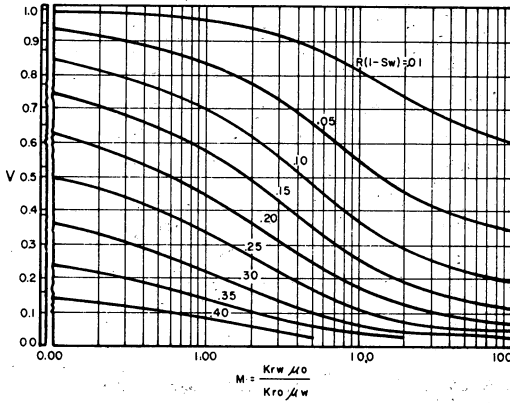


FIG. 9 - CORRELACION DE LA VARIACION DE LA PERMEABILIDAD RELACION DE MOVILIDAD, SATURACION DE AGUA Y RECUPERACION FRACCIONAL DE ACEITE PARA UNA RELACION AGUA-ACEITE PRODUCIDA DE 1 (JOHNSON⁸)

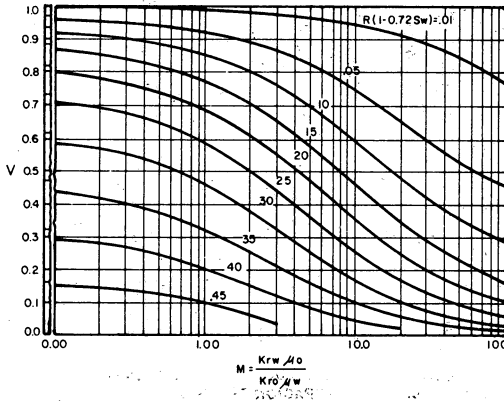


FIG.10 - CORRELACION DE LA VARIACION DE LA PERMEABILIDAD RELACION DE MOVILIDAD, SATURACION DE AGUA Y RECUPERACION FRACCIONAL DE ACEITE PARA UNA RELACION AGUA-ACEITE PRODUCIDA DE 5 (JOHNSON⁸)

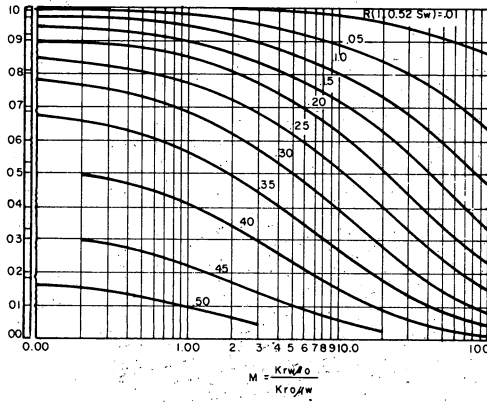


FIG. 11 - CORRELACION DE LA VARIACION DE LA PERMEABILIDAD RELACION DE MOVILIDAD, SATURACION DE AGUA Y RECURSION FRACCIONAL DE ACEITE PARA UNA RELACION AGUA - ACEITE DE 25 (JOHNSON⁸)

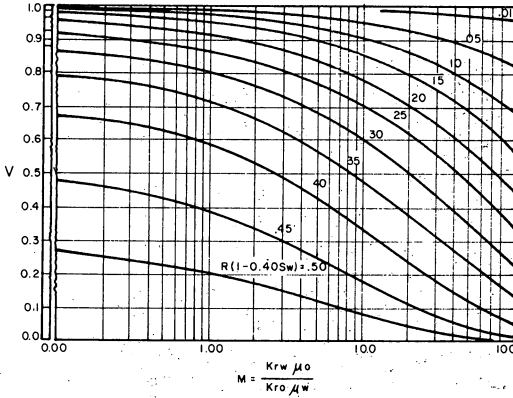


FIG. 12 - CORRELACION DE LA VARIACION DE LA PERMEABILIDAD RELACION DE MOVILIDAD, SATURACION DE AGUA Y RECURSION FRACCIONAL DE ACEITE PARA UNA RELACION AGUA - ACEITE PRODUCIDA. DE 100 (JOHNSON⁸)

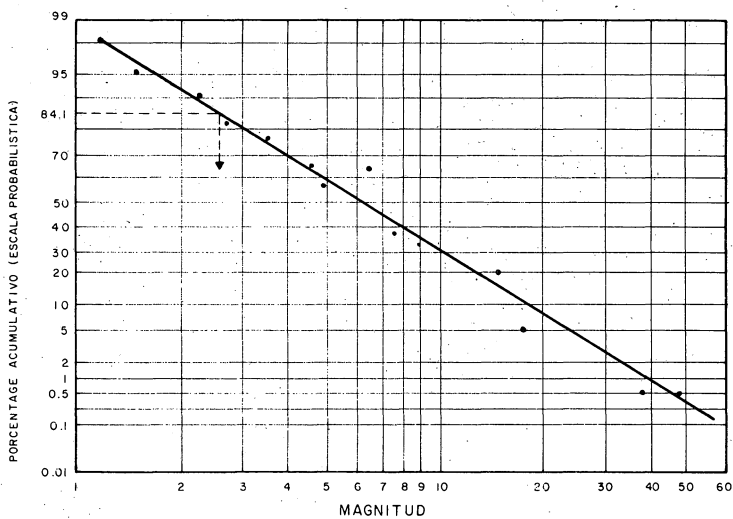


FIG. 13.- GRAFICA PARA DETERMINAR LA VARIACION DE UNA MAGNITUD ⁽⁵⁾

- REFERENCIAS CAPITULO IV -

- 1.- B.C. Craft y MF. Hawkins, Jr.
"Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos"
Editorial Tecnos, S.A.
- 2.- W.E. Stiles "Use of Permeability Distribution in Water Flood Calculations". Trans., AIME (1949) 186,9.
- 3.- Ing. Eduardo G. Loreto Mendoza.
"Apuntes de la materia de recuperación secundaria".
- 4.- Herman Dykstra y R.L. Parsons "The prediction of oil recovery by water flood" Secondary Recovery of oil in the United States American Petroleum Institute.
- 5.- Charles Robert Smith "Water-flooding Performance Calculations- - Stratified Reservoirs-Simplified Dykstra Parsons method.
Pag. 224-229 Mechanics of Secondary oil Recovery.
Department of petroleum engineering the University of Wyoming.
Reinhold publishing Corporation.
- 6.- Ing. Marco Antonio Valladares B. "Desplazamiento Frontal de aceite por inyección de agua yacimientos heterogéneos". Petróleos Mexicanos. Gerencia de Explotación. Superintendencia General de Ingeniería de - Yacimientos. Julio de 1967.
- 7.- Terán de la Garza B. Apuntes.
- 8.- Johnson, C.E. Jr. Trans. AIME 207, 345 (1956).

CAPITULO 5

DESPLAZAMIENTO DE FLUIDOS NO MISCIBLES EN SISTEMAS DE ARREGLOS IRREGULARES
DE POZOS. (*)

5.1- Método de Higgins y Leighton, con flujo de dos fases atrás del frente.

Resumen.

El método de Higgins y Leighton⁽²⁾ puede considerarse dentro de los -- métodos actualmente en uso como de los mas poderosos, aunque su aplicación y ajuste son complicados. Exige un mínimo de suposiciones y un --- máximo de información real. Requiere también el empleo de un modelo -- potenciométrico como fuente de información, o bien la experiencia previa de comportamiento, cuando se tiene un número grande de pozos e información adecuada.

La finalidad del modelo potenciométrico es la obtención de las curvas - equipotenciales y las líneas de flujo correspondientes al arreglo de -- pozos inyectores y productores, que operen en el yacimiento bajo estudio, tomando en cuenta los gastos reales de inyección y producción que manejan dichos pozos.

Las líneas de flujo proporcionadas por el modelo potenciométrico definen los canales de flujo a través de los cuales se efectúa el movimiento de los fluidos, de y hacia los pozos.

Los canales de flujo resultantes entre cada pozo inyector y pozo productor se zonifican verticalmente por medio de sus parámetros petrofísicos, estableciéndose estratos diferenciados. Si la formación es suficientemente homogénea el problema se puede simplificar hasta considerar sólo una capa.

Cada canal se divide en pequeños elementos de formación denominados -- celdas, de tal manera que todos ellos sean de igual volumen. Esta división permite considerar que el proceso de desplazamiento ocurre en pequeños sistemas de flujo lineal a los que se aplican las ecuaciones de Buckley y Leverett, durante las fases inicial y subordinada.

La aplicación del método exige el empleo de computadoras electrónicas, debido a su complejidad y al número de cálculos a efectuar, pues cada celda es tratada como si fuese un yacimiento con las características --

(*) Se consultó ampliamente la referencia (1) por considerar que sería útil para el desarrollo de este capítulo, los dibujos que aparecen en este capítulo fueron tomados de ésta.

petrofísicas, de presión y saturación de fluidos, del canal en que se encuentra alojada.

Las ventajas de su utilización, con respecto a otros métodos de predicción son múltiples y evidentes; ya que el eliminar la necesidad de idealizar al yacimiento como una capa única homogénea e isotrópica y permitir determinar el comportamiento de cada pozo del yacimiento, con base en un buen detalle de la información real, conduce a efectuar evaluaciones con buen grado de confiabilidad y, por lo tanto, permite fundamentar adecuadamente la economía futura del yacimiento que se someta a estudio.

El obtener ó suponer bien la información para el ajuste del comportamiento constituye un problema central.

Desarrollo.

Para definir las trayectorias o canales de flujo que sigue el agua, a través de cada uno de los estratos en que se considere dividido el yacimiento, entre pozos inyectoros y productores, se utilizan modelos potenciométricos que simulan las condiciones existentes en el yacimiento. Estos modelos operan bajo condiciones unitarias de relación de movilidades entre el fluido desplazante y el desplazado; sin embargo, Higgins y Leighton⁽³⁾ reportan una desviación despreciable en los resultados obtenidos en su método aplicado a una serie de pruebas, en arreglos de cinco pozos, en las que se emplearon relaciones de viscosidades aceite-agua cubriendo un rango de 0.083 a 754.0. En la Fig. 1 se presenta en detalle, para un pozo inyector y los pozos productores a él asociados, los resultados obtenidos con un modelo potenciométrico; las curvas punteadas son equipotenciales y las curvas llenas son las líneas de flujo.

Cada uno de los canales de flujo así definidos se divide en cuarenta o el número adecuado de elementos de formación, denominados celdas, de tal manera que cada una de ellas es considerada como isotrópica y tiene como volumen un "cuarentavo" del volumen del canal. La longitud de cada celda queda definida por la condición impuesta a su volumen, ya que su amplitud ha sido fijada por los límites del canal de flujo y su espesor se considera unitario. Las celdas, en cuanto a sus límites, no tienen que ser necesariamente paralelas, aunque para facilitar los cálculos se procura que sean de igual volumen, según se dijo.

Factores de Forma ^{(4), (5), (6)}

Se define como factor de forma de una celda a la relación existente entre su longitud promedio y su área media transversal expuesta al flujo.

$$G = \frac{L}{A} \quad \text{--- (1)}$$

Este factor representa la resistividad geométrica de cada celda y es diferente para cada una de ellas, pues depende de sus dimensiones.

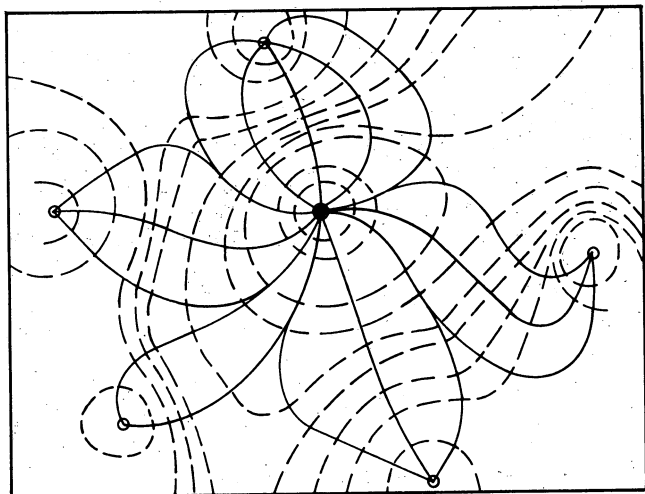


Fig. 1 -ESQUEMA DE LOS CANALES DE FLUJO OBTENIDOS DE LAS LINEAS EQUIPOTENCIALES QUE SE ESTABLECEN EN EL MODELO POTENCIOMETRICO, PARA UN ARREGLO IRREGULAR. (1)

La Aplicación al Modelo Lineal del Método de Buckley y Leverett.

Buckley y Leverett (7) establecieron la relación existente entre el volumen total de agua inyectada y la distancia que un frente de saturación -- de agua ha avanzado para un sistema lineal; de porosidad y área transversal uniformes, la cual se demuestra a continuación.

Ecuación de Buckley - Leverett aplicada al desplazamiento en una celda.

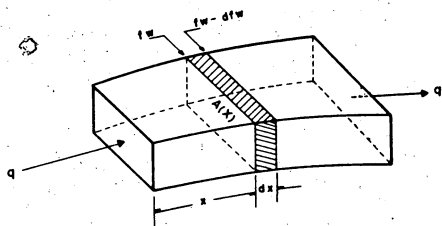


Fig. 2 (1)

Tomando un volumen diferencial en una celda a una distancia X de la cara de entrada como el de la Fig. 2 y suponiendo que no hay gradientes de presión transversales al flujo, se tiene que: el volumen de agua que sale mas el volumen de agua que se queda en el elemento diferencial para una diferencial de tiempo; lo que se expresa matemáticamente como sigue:

$$dV_w = qf_w - q \cdot (f_w - df_w) \quad dt$$

Simplificando queda:

$$dV_w = qdf_w \quad dt \quad (2)$$

Por otra parte a una distancia X se tiene:

$$dV_w = A(x) \quad \phi(x) \quad dx \quad dS_w \quad (3)$$

Igualando (2) con (3)

$$qdf_w dt = A(x) \quad \phi(x) \quad dS_w = A(x) \quad \phi(x) \quad dx = q \quad dt \quad \frac{df_w}{dS_w} \quad (4)$$

Para un valor de S_w , la deriva de flujo fraccional de agua df_w/dS_w es una constante. Entónces integrando la ecuación anterior para un intervalo de tiempo, se obtiene la siguiente expresión para un modelo no lineal:

$$\int_{x_1}^{x_2} \phi(x) \quad A(x) \quad dx = qT \quad f'_w \quad (5)$$

Comparando esta última ecuación con la expresión establecida por Buckley y Leverett para un modelo lineal y homogéneo, ecuación (6).

$$\phi \quad A \quad \Delta L = q_T \quad f'_w \quad (6)$$

Se observa que se mantiene un paralelismo entre ambos modelos; esto es, en ambos casos se pueden utilizar incrementos iguales de volumen poroso para determinar la posición de un frente, de saturación de agua dada, en función del volumen de agua inyectado.

Si un sistema no lineal, como el constituido por un canal de flujo, se divide en un gran número de elementos, se puede considerar a cada uno de ellos como un sistema lineal en el que la ecuación (5) puede aplicarse.

Por el carácter mismo del sistema lineal y homogéneo, incrementos de dis

tancia iguales encierran incrementos iguales de volumen poroso, en cambio en el sistema no lineal y heterogéneo incrementos iguales de volumen poroso corresponden a diferentes incrementos de longitud. De aquí se deriva la conveniencia de trabajar los canales dividiéndolos en un gran número de celdas de igual volumen poroso. Esta característica de las celdas facilita la secuencia de cálculo, de manera notable.

Descripción del Método.

El método propuesto por Higgins y Leighton está basado, esencialmente, -- en el cálculo del comportamiento de cada uno de los canales en que se considera dividida la formación.

Dicho cálculo incluye tres etapas, que son: 1) desde el instante en que se inicia la inyección del agua hasta la surgencia del aceite. 2) Entre la surgencia del aceite y la del agua. 3) A partir de la surgencia del agua hasta el tiempo fijado como límite para la predicción.

1)- Etapa comprendida entre el inicio de la inyección de agua y la surgencia del aceite.

El cálculo del comportamiento de un canal para las dos primeras etapas se efectúa por pasos que corresponden a la invasión, en orden sucesivo, de cada una de las celdas.

El agua desplaza al aceite creando una distribución de saturaciones, cuya configuración queda determinada por las derivadas del flujo fraccional de agua con respecto a la saturación, Fig. 3. Se supone que al iniciarse la invasión de las celdas de un canal, se desplaza primero el gas móvil, si existe, y después al aceite,⁽⁸⁾ de acuerdo con las teorías vistas en capítulos anteriores.

En el banco de gas, y debido a la gran diferencia entre la movilidad de este y la del aceite, se considera que solo fluye gas de acuerdo con los resultados experimentales encontrados por J.R. Kyte y colaboradores.⁽⁸⁾

De acuerdo con lo anterior, al invadirse la primera celda de un canal se forma un banco de gas, un banco de aceite y una fase subordinada, como lo indica la figura 4. Esto sucede para el caso en que la saturación inicial de agua es igual o menor que la crítica, considerando el agua existente como inmóvil.

Cuando la saturación inicial de agua es mayor que la crítica, un volumen de agua se asocia al banco de aceite, como lo indica la Fig. 5.

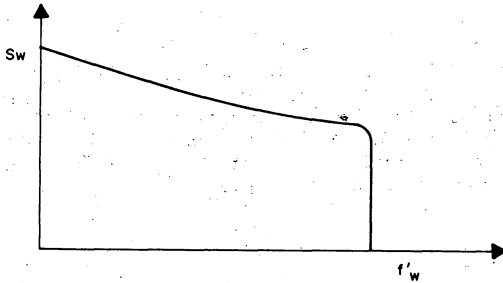


Fig. 3.- VARIACIONES DE S_w CON RESPECTO A f'_w . (1)

Para evaluar el volumen de agua que se está moviendo junto con el -- banco de aceite, es necesario conocer la saturación inicial remanente de agua, valor que depende de la saturación inicial y fluctúa entre el de -- la saturación crítica y la saturación inicial de agua.

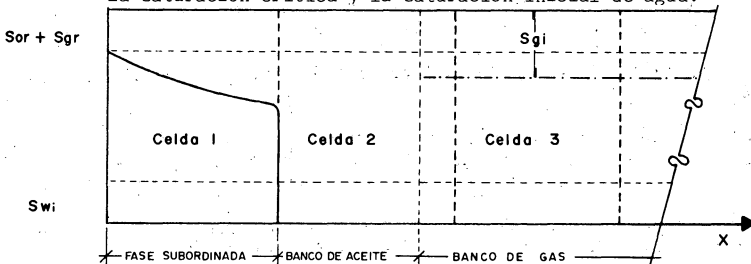


Fig. 4.- DISTRIBUCION DE SATURACION EN UN CANAL CUANDO $S_{wi} \leq S_{wc}$ (1)
(NO A ESCALA)

La determinación de la saturación inicial remanente de agua se puede obtener mediante el procedimiento que se describe a continuación:

Del eje de saturación de agua de la curva de flujo fraccional de -- agua, Fig. 6, se levanta una perpendicular en el valor correspondiente -- a la saturación inicial, esta perpendicular se lleva hasta intersectar -- la curva de flujo fraccional, y el punto de intersección se toma como ba se para el trazo en una tangente a la curva, llevando esta tangente has-- ta intersectar el eje de saturaciones, se obtiene el valor de la satura-- ción inicial remanente de agua. La Fig. 6 ilustra el procedimiento y, la Fig. 5 su interpretación física.

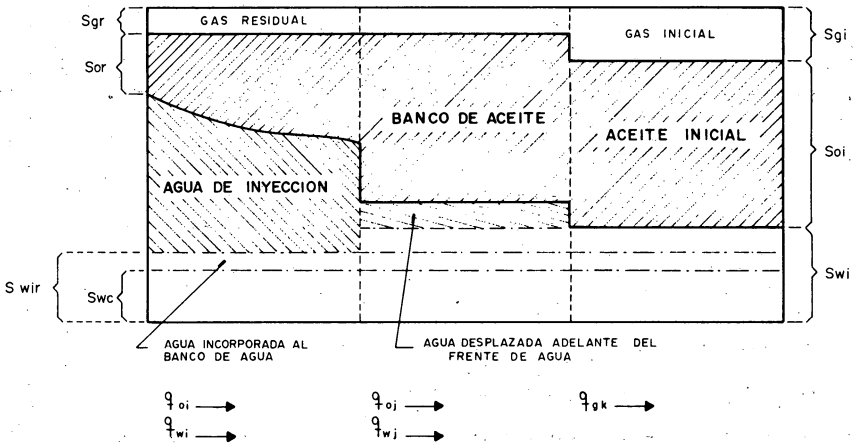


Fig. 5 - DISTRIBUCION DE SATURACIONES EN UN CANAL CUANDO $S_{wi} > S_{wc}$
(NO A ESCALA)

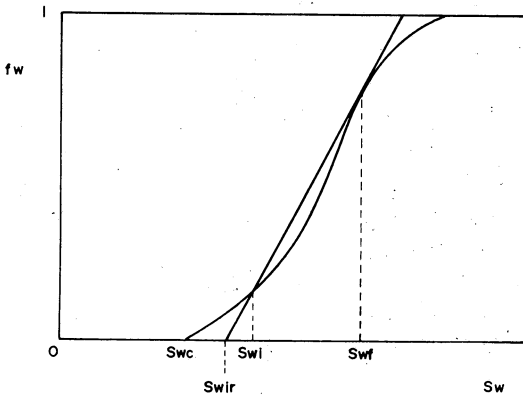


Fig. 6 - CURVA DE FLUJO FRACCIONAL DE AGUA (1)

Para encontrar el nuevo valor de saturación de agua en el banco de aceite, se supone que el agua desplazada se distribuye uniformemente en las celdas donde existe el banco de aceite. Entonces, el incremento de saturación está dado por la ecuación siguiente:

$$\Delta S_w = \frac{S_{wi} - S_{wir}}{FA' - 1} \quad \text{-----} \quad (7)$$

Donde:

S_{wi} = Saturación inicial de agua.

S_{wir} = Saturación inicial remanente de agua.

FA' = Posición del frente de aceite al invadirse la primera celda.

El gasto instantáneo de inyección de agua al canal, al final de la invasión de cada celda, se calcula con la ecuación (8) la cual se obtiene aplicando la ecuación de Darcy para flujo lineal a cada una de las celdas y sumando la caída de presión que ocurre en cada una de ellas.

$$q_{wI} = \frac{K \Delta P}{\sum_{i=1}^{CI} \frac{G_i}{\frac{K_{roI}}{\mu_o} + \frac{K_{rwI}}{\mu_w}} + \sum_{j=CI+1}^{FA} \frac{G_j}{\frac{K_{roI}}{\mu_o} + \frac{K_{rwI}}{\mu_w}} + \sum_{K=FA}^{40} \frac{G_k \mu_g}{K_{rg}}} \quad \text{--(8)}$$

Donde:

q_{wI} = Gasto instantáneo de inyección

K = Permeabilidad absoluta

Δp = Caída de presión

CI = Número de celdas invadidas

G = Factor de forma de cada celda

K_{ro} = Permeabilidad media relativa al aceite

μ_o = Viscosidad del aceite

K_{rw} = Permeabilidad media relativa al agua

μ_w = Viscosidad del agua

FA = Posición del frente de aceite

K_{roI} = Permeabilidad relativa al aceite en el banco de aceite

μ_g = Viscosidad del gas

K_{rg} = Permeabilidad relativa al gas.

K_{rwI} = Permeabilidad relativa al agua en el banco de aceite.

La ecuación (8) es para la primera etapa de cálculo o sea la etapa comprendida entre el inicio de la inyección de agua y la surgencia del aceite. A continuación se demostrará la ecuación (8):

Con el fin de obtener la ecuación mas general para el gasto de inyección en esta etapa, se supone la existencia de una saturación de gas móvil y una saturación de agua mayor que la saturación crítica.

De acuerdo con esto, se tiene un banco de gas, un banco de aceite -- asociado con un volumen de agua y una fase subordinada, como se ilustra en la Fig. 5.

Considerando que el proceso ocurre en régimen permanente, el gasto -- total que entra en cualquier celda del canal es igual al que sale de ella, es decir:

$$q_{wI} = q_{oi} + q_{wi} = q_{oj} + q_{wj} = q_{gk}$$

Aplicando la ecuación de Darcy para flujo lineal a las celdas donde agua y aceite están fluyendo, se obtiene:

$$q_{wI} = \frac{K K_{roi} A_i P_i}{\mu_o L_i} + \frac{K K_{rwi} A_i P_i}{\mu_w L_i}$$

$$q_{wI} = \frac{K A_i \Delta P_i}{L_i} \left[\frac{K_{roi}}{\mu_o} + \frac{K_{rwi}}{\mu_w} \right]$$

Sustituyendo $G_i = \frac{L_i}{A_i}$ (factor de forma) en la ecuación anterior.

$$q_{wI} = \frac{\Delta P_i K}{G_i} \left(\frac{K_{roi}}{\mu_o} + \frac{K_{rwi}}{\mu_w} \right)$$

O también:

$$q_{wI} = \frac{\Delta P_i K}{G_i \left(\frac{K_{roi}}{\mu_o} + \frac{K_{rwi}}{\mu_w} \right)} \quad \text{----- (A)}$$

Esta última ecuación puede aplicarse tanto a las celdas donde se -- tiene la fase subordinada como a las celdas donde se encuentra el banco de aceite asociado al agua desplazada.

Para las celdas donde únicamente fluye gas, se tiene:

$$q_{wI} = q_{gk} = \frac{K K_{rg} A_k \Delta P_k}{\mu_g L_k} = \frac{\Delta P_k K}{G_k \mu_g K_{rg}} \quad \text{----- (B)}$$

De las ecuaciones (A) y (B) se determina la caída de presión para --

cada una de las celdas del canal.

Para la fase subordinada, la caída de presión en cada celda está dada por:

$$\Delta P_i = \frac{q_w I}{K} \times \frac{G_i}{\frac{K_{ro} I}{\mu_o} + \frac{K_{rw} I}{\mu_w}} \quad \text{----- (C)}$$

Para el banco de aceite asociado en el agua desplazada:

$$\Delta P_j = \frac{q_w I}{K} \times \frac{G_j}{\frac{K_{ro} I}{\mu_o} + \frac{K_{rw} I}{\mu_w}} \quad \text{----- (D)}$$

Para el banco de gas:

$$\Delta P_k = \frac{q_w I}{K} \times \frac{\mu_g G_k}{K_{rg}} \quad \text{----- (E)}$$

La caída de presión entre la cara de entrada y la cara de salida del canal es la suma de las caídas de presión en cada una de las celdas, es decir:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{CI} \Delta P_{(i)} + \sum_{j=CI+1}^{FA} \Delta P_{(j)} + \sum_{k=FA}^{40} \Delta P_{(k)} \quad \text{----- (F)}$$

Sustituyendo (C), (D), y (E) en (F) se tiene:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{CI} \frac{q_w I}{K} \times \frac{G_i}{\frac{K_{ro} I}{\mu_o} + \frac{K_{rw} I}{\mu_w}} + \sum_{j=CI+1}^{FA} \frac{q_w I}{K} \times \frac{G_j}{\frac{K_{ro} I}{\mu_o} + \frac{K_{rw} I}{\mu_w}} + \sum_{k=FA}^{40} \frac{q_w I}{K} \times \frac{\mu_g G_k}{K_{rg}}$$

$$\Delta P = \frac{q_w I}{K} \left[\sum_{i=1}^{CI} \frac{G_i}{\frac{K_{ro} I}{\mu_o} + \frac{K_{rw} I}{\mu_w}} + \sum_{i=CI+1}^{FA} \frac{G_i}{\frac{K_{ro} I}{\mu_o} + \frac{K_{rw} I}{\mu_w}} + \sum_{k=FA}^{40} \frac{\mu_g G_k}{K_{rg}} \right]$$

Despejando $q_w I$:

$$q_w I = \frac{K \Delta P}{\sum_{i=1}^{CI} \frac{G_i}{\frac{K_{ro} I}{\mu_o} + \frac{K_{rw} I}{\mu_w}} + \sum_{i=CI+1}^{FA} \frac{G_i}{\frac{K_{ro} I}{\mu_o} + \frac{K_{rw} I}{\mu_w}} + \sum_{k=FA}^{40} \frac{G_k \mu_g}{K_{rg}}}$$

Que es la ecuación (8) L.c.q.d.

Las permeabilidades relativas al agua y al aceite en la fase subordinada se calculan con las ecuaciones (9) y (10); respectivamente, y los datos necesarios se obtienen de las gráficas mostradas en la Fig. 7, para lo cual se divide el agua bajo la curva correspondiente en tantos sec

tores como celdas invadidas haya, con respecto al eje de las abscisas. - Para determinar la amplitud de dichos sectores, f'_{wbr} , basta con dividir la abscisa f'_{wbr} , entre el número de celdas invadidas antes mencionadas C.I.

$$K_{rwj} = \frac{\int_{f'_{j+1}}^{f'_j} K_{rwd}(f'w)}{\int_{f'_{j+1}}^{f'_j} d(f'w)} = \frac{\text{Area bajo la curva } K_{rw} \text{ vs } f'w \text{ en la caída "j"}}{\frac{f'_{wbr}}{CI}} \quad \text{---(9)}$$

$$K_{roj} = \frac{\int_{f'_{j+1}}^{f'_j} K_{ro} d(f'w)}{\int_{f'_{j+1}}^{f'_j} d(f'w)} = \frac{\text{Area bajo la curva } K_{ro} \text{ vs } f'w \text{ en la caída "j"}}{\frac{f'_{wbr}}{CI}} \quad \text{---(10)}$$

Donde:

$f'w$ = Primera derivada de f_w con respecto a S_w .

f'_{wbr} = $f'w$ a la surgencia del agua.

La división de cada una de estas áreas entre f'_{wbr} proporciona el valor medio de la permeabilidad relativa al agua o al aceite, según la curva de que se trate, a las condiciones existentes en cada celda invadida.

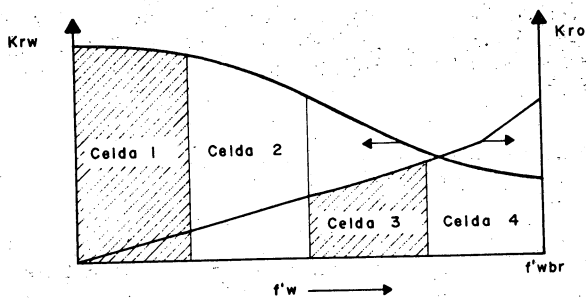


Fig.7.- PERMEABILIDADES RELATIVAS VS. LAS DERIVADAS DEL FLUJO FRACCIONAL DE AGUA (1)

En la celda 1 de la figura 7 se muestra sombreada el área usada para calcular K_{rw} , y en la celda 3 se ha sombreado el área usada para calcular el valor de K_{ro} , ambas mediciones hechas cuando solo se han invadido cuatro celdas.

Las curvas de K_{ro} y K_{rw} VS S_w , obtenidas a partir de análisis petrofísicos, sirven como base para calcular la curva de flujo fraccional de agua contra la saturación de agua, que a su vez se utiliza para encontrar sus derivadas, necesarias para construir las gráficas de la figura 7. En estas gráficas solamente se considera la parte correspondiente a la zona invadida, o sea, desde la saturación de agua a la surgencia hasta $(1 - S_{or} - S_{gr})$.

El volumen de agua inyectada necesario para efectuar la invasión sucesiva de cada celda se calcula con la ecuación (11), y, debido a que los volúmenes de poros de las celdas son iguales, los incrementos son constantes hasta el momento en que se invade la última celda del canal.

$$\Delta W_I = V_p (\bar{S}_w - S_{wi}) \text{ ----- (11)}$$

Donde:

ΔW_I = Incremento de agua inyectada

V_p = Volumen poroso de una celda

\bar{S}_w = Saturación media de agua detrás del frente

S_{wi} es la saturación inicial de agua, que cuando es mayor que la saturación crítica se substituye, en la ecuación (11) por la saturación inicial remanente, S_{wir} .

Como se supone que el gas móvil, si es que existe, es desplazado primero y después el aceite, la posición del frente de aceite puede determinarse así, al invadirse la primera celda el frente de aceite avanza un valor dado por:

$$FA' = \frac{\bar{S}_w - S_{wi}}{S_{gm}} \text{ ----- (12)}$$

Donde:

FA' = Posición del frente de aceite al invadirse la primera celda.

\bar{S}_w = Saturación media de agua detrás del frente.

S_{wi} = Saturación inicial de agua.

S_{gm} = Saturación móvil de gas

Además: $S_{wi} = S_{wir}$ cuando $S_{wi} > S_{wc}$

S_{wir} = Saturación inicial remanente de agua

S_{wc} = Saturación crítica de agua.

Entonces, puesto que el incremento de volumen de agua inyectada -- es constante, la posición del frente de aceite, FA, es proporcional al -- número de celdas invadidas.

$$FA = FA' \times CI \text{ ----- (13)}$$

El tiempo transcurrido al invadirse cada una de las celdas se obtiene dividiendo el volumen de agua inyectada entre el gasto medio de -- inyección del canal que la contiene:

$$\Delta t_j = \frac{W_I(j)}{2 \left(\frac{q_{wI}(j)}{2} + \frac{q_{wI}(j-1)}{2} \right)} \text{ ----- (14)}$$

En esta etapa las producciones de agua y aceite son nulas.

2).- Etapa comprendida entre la surgencia del aceite y la surgencia del agua.

Para los canales en que la saturación de gas móvil sea nula, los -- cálculos para determinar su comportamiento se inician en esta etapa

Durante esta etapa, los volúmenes de agua inyectada y los tiempos necesarios para la invasión de las celdas se determinan utilizando el -- procedimiento de la etapa anterior. Solamente la ecuación del gasto, -- ecuación (8), se modifica debido a que en esta etapa se presenta la sur -- gencia del aceite, desapareciendo la fase móvil de gas, por lo que el -- término correspondiente al gas, en la ecuación (F) desaparece o sea que nos queda:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{CI} P_i + \sum_{j=CI+1}^{40} \Delta P_j \text{ ----- (G)}$$

Sustituyendo (C) y (D) en (G)

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{CI} \frac{q_{wI}}{K} \times \frac{G_i}{\frac{K_{roI}}{\mu_o} + \frac{K_{rwi}}{\mu_w}} + \sum_{j=CI+1}^{40} \frac{q_{wI}}{K} \times \frac{G_j}{\frac{K_{roI}}{\mu_o} + \frac{K_{rwi}}{\mu_w}}$$

$$\Delta P = \frac{q_{wI}}{K} \left[\sum_{i=1}^{CI} \frac{G_i}{\frac{K_{roI}}{\mu_o} + \frac{K_{rwi}}{\mu_w}} + \sum_{j=CI+1}^{40} \frac{G_j}{\frac{K_{roI}}{\mu_o} + \frac{K_{rwi}}{\mu_w}} \right]$$

Despejando q_{wI}

$$q_{wI} = \frac{K \Delta P}{\sum_{i=1}^{CI} \frac{G_i}{\frac{K_{roI}}{\mu_o} + \frac{K_{rwi}}{\mu_w}} + \sum_{j=CI+1}^{40} \frac{G_j}{\frac{K_{roI}}{\mu_o} + \frac{K_{rwI}}{\mu_w}}} \quad (15)$$

Por otra parte, y dado que se considera que el proceso ocurre en régimen permanente, el volumen de aceite producido del agua producida -- se calculan mediante las ecuaciones (16) y (17), respectivamente:

$$\Delta N_P = \Delta W_I (I - f_{wI}) \quad (16)$$

$$\Delta W_P = \Delta W_I \times f_{wI} \quad (17)$$

desde f_{wI} es el flujo fraccional de agua a la saturación de agua en el banco de aceite.

3.- Etapa comprendida desde la surgencia del agua hasta el tiempo fijado como límite.

Al iniciarse esta etapa, el frente de agua inyectada está justamente en la cara de salida y tanto el valor de la saturación como el del flujo fraccional de agua, en dicha cara, están aumentando a medida que -- la inyección de agua continúa.

Para este período, el gasto instantáneo de inyección se calcula -- mediante la ecuación (18) que se obtiene a partir de la ecuación (8), -- eliminando el segundo y tercer términos del denominador, o también (18) puede obtenerse dado que:

Para la tercera etapa, la caída de presión total, se obtiene considerando únicamente la fase subordinada en el canal:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{40} \frac{q_{wI}}{K} \times \frac{G_i}{\frac{K_{roI}}{\mu_o} + \frac{K_{rwi}}{\mu_w}}$$

despejando a q_{wI} :

$$q_{wI} = \frac{K \Delta P}{\sum_{i=1}^{40} \frac{G_i}{\frac{K_{roI}}{\mu_o} + \frac{K_{rwi}}{\mu_w}}} \quad (18)$$

Tras la surgencia del agua, el cálculo se divide en veinte etapas apoyadas en la división en veinte partes iguales del eje que representa la derivada del flujo fraccional en la Fig. 7. En cada una de dichas --

etapas o pasos, el valor de la derivada del flujo fraccional en la cara de salida del canal disminuye un vigésimo del valor original.

$$f'_{wbr - m}(j) = f'_{wbr - m}(j-1) - \Delta f'_{wbr} \text{ ----- (19)}$$

Donde:

$f'_{wbr - m}$ = f'_{wbr} después de surgir el agua.

(j) es el número de la etapa

y $\Delta f'_{wbr}$ es la vigésima parte del valor de f'_{wbr}

Las permeabilidades relativas al agua y al aceite en la fase subordina da se calculan con las ecuaciones (9) y (10) sustituyendo f'_{wbr} por $f'_{wbr - m}(j)$, y los datos necesarios se obtienen del gráfico mostrado en la Figura 8, para lo cual se divide el área sombreada bajo la curva correspondiente en cuarenta sectores de igual espesor, puesto que han sido invadidas todas las celdas del canal. Dichas áreas serán cada vez menores, a medida que $f'_{wbr - m}$ disminuye.

El volumen de aceite producido se obtiene a partir de las saturaciones medias de agua calculadas para el canal y está dada por:

$$\Delta N_p(j) = V_p (\bar{S}_w(j) - \bar{S}_w(j-1)) \text{ ----- (20)}$$

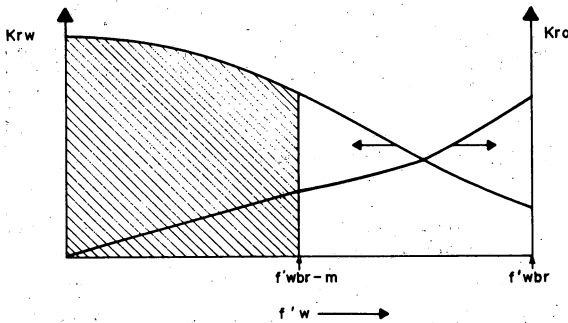


Fig. 8.-PERMEABILIDADES RELATIVAS VS. LAS DERIVADAS DEL FLUJO FRACCIONAL DE AGUA (1)

La saturación media de agua, para cada paso, se obtiene mediante la ecuación de Welge (9):

$$S_w(j) = S_{wbr-m}(j) + \frac{1 - f_{wbr-m}(j)}{f'_{wbr-m}(j)} \quad \text{-----} \quad (21)$$

Con el valor de f'_{wbr-m} obtenido de la ecuación (19), se determinan los valores de K_{ro} y K_{rw} en la cara de salida del canal. Estos valores permiten obtener la relación agua-aceite producida en ese instante por medio de la siguiente expresión:

$$RAA(j) = \frac{K_{rw}(j) \mu_o}{K_{ro}(j) \mu_w} \quad \text{-----} \quad (22)$$

El gasto instantáneo de aceite producido está dado por la siguiente expresión:

$$q_o(j) = \frac{q_{wI}(j)}{1 + RAA(j)} \quad \text{-----} \quad (23)$$

El tiempo necesario, para que el proceso cubra cada uno de los pasos, se calcula dividiendo el volumen de aceite producido en cada paso entre el gasto promedio de aceite correspondiente, o sea:

$$\Delta t(j) = \frac{2 \Delta N_p(j)}{q_o(j) + q_o(j+1)} \quad \text{-----} \quad (24)$$

El volumen de agua producida se determina multiplicando el volumen de aceite producido por la relación agua-aceite promedio para cada uno de los pasos.

$$\Delta w_p(j) = \frac{\Delta N_p(j) (RAA(j) + RAA(j+1))}{2} \quad \text{-----} \quad (25)$$

El volumen de agua inyectada, tomando en cuenta que el proceso ocurre en condiciones de régimen permanente, es igual al volumen total producido.

$$w_I(j) = \Delta N_p(j) + \Delta w_p(j) \quad \text{-----} \quad (26)$$

En el paso número 20 correspondiente a esta etapa, si el tiempo fijado como límite no se ha alcanzado, se alcanza la saturación de agua igual a $(1 - S_{or} - S_{gr})$. Esto significa que el aceite móvil es desplazado completamente, y se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$q_{wI}(j) = \frac{K \Delta P}{\sum_{k=1}^{40} \frac{\mu_w G_k}{K_{rw}}} \quad \text{-----} \quad (27)$$

Donde K_{rw} se obtiene a la saturación de agua igual a $(1 - S_{or} - S_{gr})$.

$$\Delta N_{p(j)} = 40 V_p (1 - S_{or} - S_{rg} - \bar{S}_w(j-1)) \quad (28)$$

Donde $\bar{S}_w(j-1)$ es la última saturación media de agua calculada.

$$\Delta t(j) = \frac{2\Delta N_{p(j)}}{q_{of}} \quad (29)$$

Donde q_{of} es el último gasto de aceite calculado.

$$\Delta W_{I(j)} = \frac{\Delta t(j)(q_{wI(j)} + q_{wI(j-1)})}{2} \quad (30)$$

$$\Delta W_{p(j)} = \Delta W_{I(j)} - \Delta N_{p(j)} \quad (31)$$

Después del paso anterior, únicamente se circulará el agua inyectada hasta el tiempo fijado como límite, si es que tal tiempo no se ha alcanzado todavía. El gasto de inyección de agua en este último intervalo de tiempo es constante, y es el calculado en el paso anterior, aplicándose las siguientes ecuaciones:

$$\Delta t(j) = t_{LIM} - t(j-1) \quad (32)$$

$$\Delta W_{I(j)} = q_{wI(j-1)} \Delta t(j) \quad (33)$$

$$\Delta W_{p(j)} = \Delta W_{I(j)} - \Delta N_{p(j)} \quad (34)$$

Puesto que se consideró un espesor unitario en los cálculos, los volúmenes así obtenidos de agua inyectada, aceite producido y agua producida, deben multiplicarse por el espesor neto poroso de la capa.

Con todo lo anterior se ha visto el aspecto teórico del método de Higgins y Leighton, un ejemplo de aplicación de este método no se discutirá aquí, para esto se recomienda la referencia (1).

REFERENCIAS CAPITULO V

- 1.- Sergio Ruteaga T. y Gustavo Solís Muñoz. Comportamiento de Yacimientos de Aceite Sometidos a Inyección de Agua Mediante Pozos Dispensos. I.M.P. 1969.
- 2.- Higgins, R.V. y Leighton, A.J.- Computer Prediction of Water Drive of Oil and Gas Mixtures Through Irregularly Bombed Porous Media.- Three Phase Flow. Journal of Petroleum Technology, Septiembre de -- 1962.
- 3.- Higgins, R.V. y Leighton, A.J.- A Computer Method to Calculate two - phase flow in any irregularly porous medium.- Journal of Petroleum Technology, Junio 1962.
- 4.- Higgins, R.V., Boyley, D.W. y Leighton, A.J. Aids to Forecasting the Performance of Water Floods. Journal of Petroleum Technology, Septiembre de 1964.
- 5.- Kantor, K. y Helander, D.P.- Graphical Technique for Interpolating shape Factors for Peripheral Water Flood Systems.- Producers Monthly Junio de 1967.
- 6.- Gurses, B. y Helander, D.P.- Shape Factor Analysts for Peripheral - Water Flood Prediction by the Channel. Flow Technique.- Producers - Monthly, Abril de 1967.
- 7.- Buckley, S.E. y Leverett, M.C.- Mechanism of Fluid Displacement in Sands.- Trans. A.I.M.E., 1942.
- 8.- Kyte, Stanclift, Stephan y Rapoport.- Mechanism of Water Flooding in Presence of Free Gas.- Petroleum Transactions Reprint Series No. 2, 1959.
- 9.- Welge, H.J.- A. Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive.- Trans. A.I.M .E. 1952.

CAPITULO 6

RECUPERACION DE ACEITE POR DESPLAZAMIENTO
CON FLUIDOS MISCIBLES

6.1.- Teoría del Desplazamiento Miscible

Generalidades Sobre Miscibilidad

Miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de --- dos fluidos en todas proporciones sin que se forme entre ellos una interfase.⁽¹⁾ Se dice entonces que un fluido es solvente del otro.

La miscibilidad se debe a que las fuerzas de atracción de carácter electroquímico que se ejercen entre las moléculas de dos fluidos son --- iguales o mayores que aquéllas que actúan entre las moléculas de un mis- mo fluido; el proceso de mezcla resultante eliminará la interfase origi- nal.

Una condición para que dos fluidos sean miscibles es que exista --- cierta afinidad química entre ambos;⁽²⁾ como un ejemplo de estos flui- dos se pueden citar la gasolina con el aceite, y de no miscibles, el --- aceite con el agua. La mezcla no es un fenómeno químico; no hay reac- ción de este tipo.

Teoría del Desplazamiento Miscible.

Generalidades.

El objetivo del desplazamiento miscible en un proceso de recupera- ción secundaria de aceite de un yacimiento es aumentar la eficiencia - de desplazamiento en los poros de la roca que son invadidos, mediante la eliminación de las fuerzas de retención que actúan en todo proceso de desplazamiento con fluidos no miscibles, como lo es el de inyección de agua. Estas fuerzas se deben al fenómeno de presión capilar (capila- ridad), originando que gran parte del aceite quede atrapado en los - poros de la roca almacenante.

La presión capilar.⁽³⁾ es la presión diferencial que existe en la interfase de dos fluidos.

Fuerzas de Tensión Interfacial (*)

El nombre de fuerzas de tensión superficial se debe a que en un - principio, el fenómeno observado se explicó en términos de una tensión en una membrana elástica aparente, la cual se suponía que formaba la - superficie libre de cualquier líquido,⁽⁴⁾ en realidad, las fuerzas de tensión superficial son el resultado de las intracciones de carácter - electroquímico entre las moléculas próximas a la superficie de un lí- quido y se explican mediante la teoría de la atracción molecular que a

*Cuando uno de los sistemas de moléculas en contacto es el aire, se le de- nomina: "Tensión Superficial"; el término genérico es el de "Tensión In- terfacial", pero el concepto es el mismo.

continuación se presenta: Cada molécula de un fluido ejerce una fuerza de atracción o de repulsión sobre sus vecinas en un radio relativamente pequeño, que se denomina límite efectivo de atracción entre las moléculas del líquido y del gas, con el que se encuentran en contacto, es prácticamente nula, existiendo, por consiguiente, una resultante perpendicular dirigida hacia abajo. Este es el fenómeno físico que se conoce con el nombre de tensión superficial.

Las fuerzas de tensión superficial se ejercen en las interfases entre:

- Un líquido y un gas.
- Un líquido y un líquido
- Un líquido y un sólido.

Una de las formas en que pueden ser observadas estas fuerzas es por medio de un pequeño aro suspendido horizontalmente (tensiómetro de Du Muoy) y puesto en contacto con la superficie libre de un líquido; el fenómeno se manifiesta al aplicar una fuerza vertical hacia arriba se manifiesta al aplicar una fuerza vertical hacia arriba, moderada, que debe ser mayor que el peso de dicho aro; la diferencia es la fuerza de tensión superficial.

Si la atracción entre las moléculas de un líquido y un sólido es mayor o igual que la ejercida entre las moléculas del líquido, el ángulo de contacto θ se aproximará a cero grados, Fig. (1a) y se dice entonces que el líquido moja al sólido; en caso contrario, θ tenderá a 180° grados, figura (1b), y no habrá mojabilidad entre el sólido y el líquido. En ambos casos se tiene la manifestación de las fuerzas de tensión superficial entre líquido y sólido.

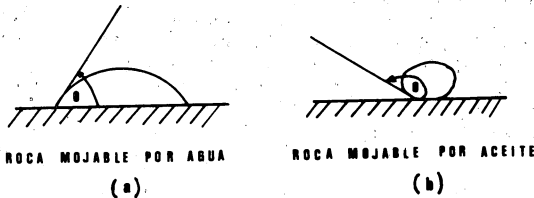


FIG. I

En el tubo capilar:

$$\nabla = \frac{r \rho g h}{2 \cos \theta}$$

r = radio

ρ = densidad; g = gravedad

h = elevación de la columna

θ = ang. de contacto

∇ = Tensión interfacial ($\frac{\text{dinas}}{\text{cm}}$)

Pc = Presión capilar

$\frac{1}{R_1}$ y $\frac{1}{R_2}$ Curvaturas en un medio

R = $(\frac{1}{R})^{-1}$ = recíproco de curvatura media

Una manera de calcular la tensión interfacial (y la presión capilar) es a través de la medición del ángulo de contacto en la gota sobre una superficie del material representativo del medio sólido.

$$\nabla = \frac{P_c R}{2} \quad (\text{Junin})$$

$$\nabla = \frac{P_c}{\left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}\right)} \quad \text{Plateau}$$

En general se sabe que:

Energía \approx área

o sea

Energía = constante x área

(∇ = constante = tensión interfacial)

$$\therefore \nabla = \frac{\text{Energía}}{\text{área}} \quad \left(\frac{\text{erg}}{\text{cm}^2}\right); \left(\frac{\text{FL}}{\text{L}^2}\right)$$

o bien:

$$\nabla = \frac{\text{Fuerza}}{\text{longitud}} \quad \left(\frac{\text{dina}}{\text{cm}}\right); \quad \left(\frac{\text{F}}{\text{L}}\right)$$

Fenómeno de Capilaridad

La existencia de una fuerza resultante normal a cualquier superficie líquida requiere de una fuerza igual y opuesta para que prevalezca una condición de equilibrio; de ahí que en la proximidad de dicha superficie -- habrá una presión interna; la diferencia de presiones en la interfase es -- lo que se ha definido anteriormente como presión capilar, y es directamente proporcional al radio de curvatura de dicha interfase. El nombre de presión capilar proviene del hecho de que el fenómeno se puede observar con -- mayor facilidad en un tubo capilar, más que en los conductos de diámetro -- muy pequeño, como lo son los intersticios de la roca de un yacimiento.

A continuación se describen los mecanismos de desplazamiento con no -- miscibles, para hacer evidente la ventaja que se obtiene con la aplicación del proceso último citado.

MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO

En la figura 2 se presentan dos canales de diferente diámetro de un -- medio poroso; el mayor es obviamente más permeable. Cabe asentar que todos los medios porosos tienen variaciones en el tamaño y en la forma de los -- intersticios y estas variaciones influyen en el grado de recuperación de -- aceite.

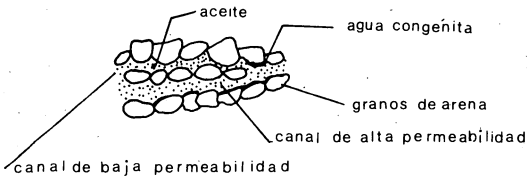


FIG. 2 SATURACIONES ORIGINALES DE AGUA Y ACEITE
BAJO CONDICIONES DE EQUILIBRIO (37)

Bajo el mecanismo de desplazamiento no miscible de empuje por inyección de agua, si el ritmo de invasión es suficientemente lento, las fuerzas capilares dan origen a que el agua se mueva más rápidamente en el canal de menor diámetro, como se muestra en la figura 3; a medida que aumenta la saturación de agua en el canal mayor, el aceite tiende a adoptar una forma alargada debido a las fuerzas viscosas de arrastre, figura 4; al continuar disminuyendo su diámetro, aumenta la tensión interfacial hasta que se rompe -- por sus partes más delgadas, puntos A y B, formando así gotitas de aceite -- cuyos diámetros son mayores que el que tenían antes de romperse; de esta --

* Esta figura y las siguientes fueron tomadas de la ref. (37)

manera dichas gotitas quedan atrapadas, porque las fuerzas interfaciales en este canal se oponen al desplazamiento y llegan a ser mayores que las fuerzas de arrastre, dejándose sentir los efectos de curvaturas entre fases y medios, constituyendo una saturación residual de aceite, figura 5.

El desplazamiento, mediante altos ritmos de inyección de agua, ésta -- avanzará más rápidamente en el canal de mayor diámetro, quedando también -- aceite atrapado en el conducto menor cuando ha pasado el frente de invasión, figura. 6.

Se puede concluir que las fuerzas interfaciales favorecen el desplazamiento en los conductos más pequeños; pero, el efecto total en un medio poroso, resultante de la acción de estas fuerzas, es una reducción en la cantidad de aceite recuperado.

Si la tensión superficial que existe en la interfase fuera reducida, -- el aceite podría ser desplazado con mayor eficiencia, figura 7; si llegara a ser eliminada, se obtendría teóricamente un desplazamiento casi total, -- como se puede observar en la figura 8. Esta es precisamente la ventaja del desplazamiento miscible, puesto que no existe una interfase entre el fluido desplazante y el desplazado y, por consiguiente, no existen fuerzas interfaciales que causen el atrapamiento de aceite, alcanzando teóricamente una eficiencia de desplazamiento de 100%. En la práctica, lógicamente no es un desplazamiento total, pero es muy elevado, hasta del orden del 80% o mayor en ocasiones.

Para llevar a cabo el desplazamiento miscible en un yacimiento mediante la inyección de un solvente, que normalmente es de costo elevado, es necesario emplear una cantidad mínima del mismo y desplazarlo con un fluido de bajo costo, y, además, de preferencia, con la característica de miscibilidad con el solvente.



FIG. 3. SI EL RITMO DE INVASION ES SUFICIENTEMENTE LENTO, LAS FUERZAS CAPILARES DAN LUGAR A QUE EL AGUA SE MUEVA MAS RAPIDAMENTE EN EL CANAL DE BAJA PERMEABILIDAD. (37)



FIG. 4. LA REDUCCION EN LA SATURACION DE ACEITE - PRODUCE UN AUMENTO EN LA TENSION INTERFACIAL QUE CAUSA LA RUPTURA EN LOS PUNTOS A y B. (37)



FIG. 5: ACEITE RESIDUAL ENTRAMPADO DEBIDO A QUE LAS FUERZAS INTERFACIALES SON MAYORES QUE LAS FUERZAS DE ARRASTRE. (37)



FIG. 6. ACEITE RESIDUAL EN DESPLAZAMIENTOS A ALTOS RITMOS DE INVASION (37)



FIG. 7. REDUCIENDO LA TENSION INTERFACIAL EL ACEITE RESIDUAL ES DESPLAZADO CON MAYOR EFICIENCIA (37).



FIG. 8. SE OBTIENE UNA RECUPERACION TOTAL DE ACEITE CUANDO SE ELIMINA LA TENSION INTERFACIAL (37).

6.2 Método para Calcular el Comportamiento de un Proceso de Desplazamiento Miscible. - -

Método de G.W. Doepel(5)

La predicción del comportamiento, de un proceso de recuperación secundaria de aceite por inyección de un fluido miscible, se expone de una manera general y es aplicable a cualquier yacimiento que pueda ser expresado como un sistema estratificado, en el cual a cada estrato le corresponde un determinado valor de permeabilidad, sin variación horizontal; la porosidad y la saturación de fluidos se consideran constantes en el yacimiento; pero, si se conoce su variación, ésta puede incluirse si se desea. Las suposiciones que se hacen son:

- a).- Flujo lineal.
- b).- Desplazamiento en una capa homogénea y uniforme.
- c).- Fluido incomprensible.
- d).- Efecto gravitacional despreciable.
- e).- Saturación de gas inmóvil
- f).- Saturación de agua congénita inmóvil.

Debido a que el cálculo manual es muy laborioso, para pequeños incrementos de volumen de solvente inyectado, es conveniente su programación para procesarlo en una computadora electrónica. Por lo que respecta al número de capas, se concluye, en una aplicación del método de Hurst de inyección de agua (6), en el que no es necesario usar un número extremadamente grande de cálculos, que es suficiente considerar un sistema de hasta 10 capas como máximo.

Para aplicar el método se requieren datos de laboratorio, que se obtienen de modelos a escala de una capa uniforme, en el arreglo de pozos deseado; estos datos son: La saturación de aceite residual que corresponde a una eficiencia de desplazamiento, la variación del área barrida y de la resistencia opuesta al flujo en función del volumen de solvente inyectado.

La eficiencia vertical en el proceso de desplazamiento se supone de -- 100% para una capa homogénea. Otros datos necesarios son las propiedades -- de los fluidos y de la roca del yacimiento, con el fin de reproducir en lo posible las mismas condiciones en el laboratorio.

Los resultados que se obtienen al aplicar el procedimiento son:

- Eficiencia de área barrida E_A .
- Eficiencia vertical E_1 .
- Factor de recuperación de aceite r .
- Relación de producción solvente-aceite

Todo esto en función de los volúmenes de poros y del solvente inyectado en el sistema. (0 de la fracción de V_s/V_p).

Procedimiento de cálculo:

a).- De acuerdo con las características petrofísicas del yacimiento en estudio, principalmente las permeabilidades, se decidirá el número de capas con el que será representado; en general, será suficiente considerar hasta 10 capas.

b).- Se suponen las capas en orden descendente de permeabilidad con el valor más alto para la capa 1; con los datos correspondientes de espesor, porosidad y saturación de aceite, se calcula el volumen de aceite de cada capa; la suma de los volúmenes de aceite de todas las capas es el volumen de aceite N en el sistema estratificado.

c).- Se selecciona un incremento de inyección de solvente que será una fracción del volumen de poros del sistema SV_p , al cual se efectuarán los cálculos. Se ha encontrado (5) que un incremento de $0.02 SV_p$ da resultados suficientemente aproximados para la mayoría de los requerimientos de ingeniería, dependiendo de cada situación concreta.

d).- Para cada incremento de volumen de solvente inyectado en el sistema se calcula la cantidad que de él entra a cada capa.

e).- Se obtiene la cantidad acumulativa de solvente en cada capa, -- que es simplemente la suma de los valores correspondientes del paso anterior, a cada incremento de SV_p .

f).- Con base en los datos de laboratorio de variación de la eficiencia de área barrida con el volumen de solvente inyectado para una sola capa, empleando los valores del paso (e) y los espesores correspondientes, se determina la eficiencia de barrido para cada una de las capas del yacimiento; el valor máximo obtenido de este cálculo representa la eficiencia de barrido del sistema.

g).- Se calcula el volumen de solvente en cada capa, el cual es el producto $N_i E_{A_i} E_{d_i}$, a cada incremento de SV_p . Hasta la surgencia del solvente en cada capa, estos valores deben coincidir con los obtenidos en el paso (e).

h).- Restando de los volúmenes acumulativos de solvente, calculados en el paso (e), los valores correspondientes del paso (g) se obtiene el volumen de solvente acumulativo producido de cada capa; de aquí se determina el volumen de solvente acumulativo producido del sistema.

i).- Para obtener la producción acumulativa de aceite del yacimiento, al volumen acumulativo de solvente total inyectado se le resta el volumen acumulativo de solvente total producido, puesto que una de las suposiciones consiste en considerar que el fluido es incompresible y por consi--

guiente, lo que se inyecta es igual a lo que se produce; todo medido a condiciones del yacimiento.

j).- De los pasos (h) e (i) se calculan los incrementos de solvente y aceite producidos, respectivamente, a cada incremento de solvente total inyectado.

k).- El cociente de cada pareja de valores, obtenido en el paso anterior, es el valor medio de la relación solvente-aceite producido en el intervalo considerado, medido a condiciones del yacimiento.

l).- La eficiencia vertical E_v , del proceso de desplazamiento se obtiene empleando la ecuación $r = E_v E_d E_i$; los valores de E_v y r se obtienen de los pasos (f) e (i), respectivamente, en tanto que E_d se mide en el laboratorio.

6.3 Fenómenos Asociados con el Desplazamiento Miscible.

6.3.1. Digitación.

El fenómeno de digitación o formación de dedos en el frente de desplazamiento de un proceso de invasión se origina, incluso en rocas de permeabilidad uniforme, debido a que se emplea un fluido de baja viscosidad para desplazar a otro más viscoso, lo que implica una disminución en la eficiencia de barrido y consecuentemente, en la recuperación de aceite; de esto se deduce que en proyectos de campo es un factor importante que debe tomarse en cuenta.

La digitación fué estudiada experimentalmente por T.K. Perkins y otros autores (7) en sistemas de flujo lineales y radiales, empleando medios porosos construidos con arena o cuentas de vidrio unidas con resina epoxy. Se usaron hidrocarburos con sustancias absorbentes de rayos X y, recientemente, hidrocarburos con sustancias colorantes, registrando los frentes de desplazamiento mediante equipo de rayos X y fotográfico, respectivamente.

Por lo que respecta a la longitud de los dedos, ésta aumenta linealmente con la distancia media de desplazamiento del frente.

Por otra parte, también de investigación experimental, A.L. Benhan y R.W. Olson (8) concluyeron que el empaquetamiento y la velocidad de desplazamiento son factores importantes en el ritmo de crecimiento de los dedos. Esto se refleja en que influyen litología (34), material cementante, garganta entre poros, etc.

En general, la digitación se produce en mayor escala a medida que aumenta la relación de movilidades entre el fluido desplazante y el fluido desplazado y por lo mismo, se reduce la eficiencia de recuperación; o sea, que son parámetros de lo más importantes los tipos y valores de permeabilidades

así como las viscosidades de los fluidos.

6.3.2 Flujo Cruzado

El flujo cruzado en un yacimiento, durante la etapa de explotación primaria, es el movimiento de los fluidos del mismo, de las capas de baja a las de alta permeabilidad, debido a que éstas son drenadas primero y se establece un gradiente de presiones que ocasiona dicho flujo; así, la producción primaria de aceite de las capas de baja permeabilidad puede ser apreciable y de hecho, se obtiene una mayor recuperación en menor tiempo, (9) cuando la comunicación es franca.

En los trabajos publicados sobre procesos miscibles de recuperación secundaria se supone que no existe el flujo entre capas, lo que equivale a suponer que en caso de que ocurra, sus efectos son despreciables; sin embargo, los resultados de una investigación sobre este fenómeno, indican que éste pierde efectividad cuando los estratos adyacentes están comunicados (10); la investigación es solo un estudio preliminar y en realidad, no han sido cuantificados los efectos del flujo cruzado en un proceso de desplazamiento miscible. De cualquier manera, tiene relación estrecha con los resultados encontrados en ese sentido en los proyectos de inyección de agua.

6.3.3. Difusión y Dispersión

Existe un procedimiento de recuperación secundaria de aceite en el que se utiliza una cantidad mínima de propano como fluido miscible desplazante, que hace posible aplicarlo económicamente en proyectos de campo. Hay dos procesos físicos que pueden conducir a la mezcla y dispersión del propano y, por lo tanto, a la pérdida del carácter miscible del desplazamiento, cuyo efecto no es indefinido sino intensivo, lo que equivale a disminuir la eficiencia en la recuperación de aceite; estos procesos físicos son la difusión y dispersión.

La difusión es la tendencia de todo fluido a esparcirse uniformemente a través del espacio que se encuentra a su disposición; esta tendencia es el efecto del movimiento errático de sus moléculas.(11).

La difusión entre dos fluidos se expresa, si no hay cambio de volumen en la mezcla resultante, por una ecuación (12) en la que intervienen la cantidad de los fluidos que se difunden y los coeficientes de difusión de los mismos, que dependen de las respectivas concentraciones. La expresión matemática que describe el comportamiento de un proceso empleado coeficientes de difusión variables es muy complicada,(13) pero es posible, con frecuencia, representar dicho comportamiento de una manera aproximada por medio de un coeficiente de difusión promedio, constante.

La dispersión es la mezcla adicional entre dos fluidos cuando están en movimiento, causada por un flujo no uniforme o por los gradientes de concentración resultante.

Existen dos tipos de dispersión, una en la dirección del movimiento que se denomina dispersión longitudinal y la otra es la dispersión trans-

versal, la cual, como su nombre lo indica, es perpendicular a la primera. Ambos tipos de dispersión han sido estudiados experimentalmente en medios porosos artificiales uniformes y se han deducido expresiones matemáticas con las que se pueden calcular los coeficientes, tanto de la dispersión longitudinal como de la transversal; sin embargo, no se consideraron otras variables las cuales están presentes en los yacimientos, como son la distribución y tamaño de las partículas del medio poroso, su forma, el contenido de fluidos con diferentes viscosidades y densidades, etc., que afectan los resultados obtenidos. Además, se ha investigado la influencia de la variación de la permeabilidad sobre la dispersión en un proceso de desplazamiento miscible idealizado, pero se ha llegado solo a conclusiones cualitativas. (14).

6.3.4. Inestabilidad del Desplazamiento Miscible.

El fenómeno de digitación está íntimamente relacionado con la inestabilidad del desplazamiento miscible, y es una consecuencia de esta inestabilidad, que a su vez es originada por efectos de diferencias de viscosidad y densidad entre los fluidos desplazado y desplazante, por dispersión longitudinal, por irregularidades del medio poroso natural, etc. Lo anterior es suficiente para llegar a la conclusión de que los desplazamientos miscibles de campo son inestables, además, consideraciones teóricas (15) y pruebas piloto (16) lo corroboran.

Se ha efectuado una serie de experimentos (17) con objeto de obtener una medida cuantitativa de las variables que ocasionan un desplazamiento miscible inestable y de verificar las teorías actuales que definen su comportamiento. Se encontró que las características de flujo son influenciadas, principalmente, por las relaciones de viscosidad de los fluidos que intervienen en el desplazamiento y que en general, se obtienen buenos resultados con las teorías de Koval (18) y de Perrine (19).

6.4. Procesos Fundamentales de Desplazamiento con Miscibles.

Procesos en los que existe miscibilidad entre los fluidos desplazado y desplazante.

6.4.1. "Bache de Propano"

Este procedimiento consiste en la inyección de un volumen de propano para desplazar, en forma miscible, al aceite de los yacimientos a presiones relativamente bajas; el volumen de propano se desplaza, a su vez, con características miscibles a las mismas condiciones de presión y temperatura, inyectando gas natural. La cantidad de propano inyectado debe ser la mínima necesaria para mantener el desplazamiento miscible del sistema gas natural-propano-aceite, en la porción del yacimiento proyectada para su explotación con el procedimiento citado.

El problema fundamental es determinar la cantidad óptima de propano que debe ser inyectada. Se podría emplear un volumen en exceso, para garantizar el desplazamiento miscible, pero resulta antieconómico por el alto costo de este hidrocarburo; si se utiliza un volumen insuficiente, el proceso se convierte en un desplazamiento por empuje de gas, con el que se obtiene una baja eficiencia de recuperación debido a la pérdida de la miscibilidad y a que el gas puede canalizarse por su alta movilidad. Bastaría un volumen de propano relativamente pequeño si no se presentasen los fenómenos de difusión y dispersión, los cuales originan la mezcla de los fluidos desplazado y desplazante.

De investigación experimental H.A. Koch, Jr. y R.L. Slobod (20) encontraron que el volumen óptimo de solvente que debe emplearse depende, principalmente, de la longitud y el volumen del yacimiento, de la composición del aceite y de la presión en el frente de desplazamiento; dicho volumen es del 2 al 3% del volumen de poros.

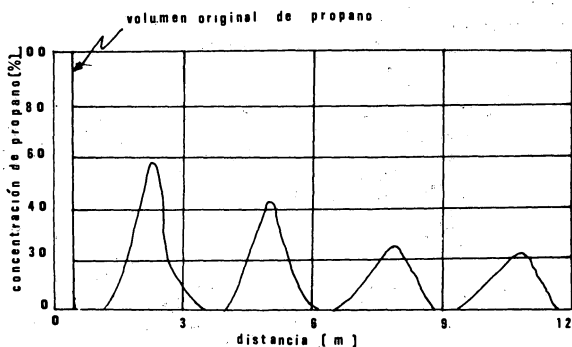


FIG. 9. EFECTO DE LA LONGITUD DE LA TRAYECTORIA SOBRE EL BACHE DE PROPANO INYECTADO. (37)

En la figura (9) se muestra el avance de un bache de propano en una prueba de laboratorio. En el eje horizontal se presenta la distancia desde el punto de inyección y en el eje vertical, la concentración de propano en el bache, el cual tiene una longitud original de 0.30 m. aproximadamente. Cuando ha avanzado casi 3 metros, se ha dispersado en el frente y en la parte posterior y la concentración máxima es de 60%. Se ilustra el avance del bache de propano hasta una distancia de 11.5m desde el punto de inyección y se puede observar que la concentración del mismo no disminuye en una forma proporcional a la distancia del desplazamiento.

6.4.2. "Bache de Alcohol".

Este proceso es similar al anterior; en vez de propano se emplea un alcohol miscible con el aceite del yacimiento y con el agua, que es el fluido desplazante del bache de alcohol.

Existe una diferencia con el procedimiento en el cual se usa un bache de propano y consiste en que, además del aceite, se desplaza también el agua intersticial, lo que se debe a que son miscibles determinados sistemas agua-alcohol-aceite; el efecto del desplazamiento del agua intersticial fue estudiado por J.A. Sievert, J.N. Dew y F.R. Conley (21) en núcleos de alundum consolidados, empleando el sistema agua-alcohol butílico terciario-aceite y se encontró que disminuye la eficiencia de recuperación.

El desplazamiento miscible se obtiene a una cierta concentración de alcohol, que depende de la solubilidad del sistema particular, es decir, del alcohol que se use y de la composición del aceite, para determinadas condiciones de presión y temperatura. A una concentración menor que la anterior se pierde el carácter miscible del desplazamiento y se convierte en un proceso de recuperación por invasión de agua.

Para formar el bache necesario se ha empleado, en pruebas de laboratorio, uno de los alcoholes que se citan a continuación o bien una combinación de ellos: Isopropílico (IPA), metílico (MA), butílico normal (NBA) etílico (EA), amílico normal (NAA), butil terciario (TBA) y butil secundario (SBA). Estos alcoholes son solubles en agua y en aceite y cubren un amplio rango de solubilidades en ambos líquidos.

Los experimentos realizados por L.W. Holm y A.K. Csaszar (22) en empacamientos de arena no consolidados y en núcleos de arenisca, demostraron que la eficiencia de recuperación de aceite es función de las solubilidades relativas del solvente en aceite y en agua y de la longitud de la trayectoria de desplazamiento. Los resultados que obtuvieron fueron mejores con alcoholes de mayor solubilidad en aceite y óptimos, cuando emplearon baches combinados: En el frente de desplazamiento un alcohol con mayor solubilidad en aceite y en la parte posterior, un alcohol preferentemente soluble en agua. Con base en los resultados experimentales desarrollaron una teoría que describe el desplazamiento de aceite por solventes solubles en aceite y en agua y presentan el desarrollo de las ecuaciones en las que se toman en cuenta las propiedades de los solventes y de los medios porosos.

Procesos en los que la característica de miscibilidad se desarrolla en el yacimiento.

6.4.3. "Inyección de gas a alta presión"

Para que se efectúe el desplazamiento miscible del aceite de un yacimiento, mediante la inyección de gas natural o de gas proveniente de las plantas de absorción, es necesario que exista, entre ambos fluidos, determinada cantidad de uno o varios hidrocarburos de tres a seis carbonos en su molécula. Estas condiciones se logran inyectando propano previamente al desplazamiento con gas, en la forma descrita con anterioridad. Otra manera de obtener el desplazamiento miscible citado es inyectando gas a una presión alta, la cual es función, principalmente de la composición del aceite del yacimiento y de la temperatura del sistema; a mayor concentración de

hidrocarburos intermedios en el aceite, se requiere menor presión de miscibilidad, la cual se define como la presión mínima para que se efectúe el desplazamiento miscible. A altas presiones el gas desplazante está --bajosaturado con respecto a los hidrocarburos ligeros del aceite; en estas condiciones dichos hidrocarburos son transferidos al gas de inyección (vaporización del aceite) que así se convierte en un gas rico en el frente de desplazamiento, con lo que se obtiene la finalidad inmediata del proceso, que es desplazar misciblemente al aceite.

La vaporización del aceite residual depende de la presión, la temperatura, la volatilidad del aceite y la cantidad de gas inyectado. El volumen de aceite vaporizado aumenta al aumentar cada una de estas condiciones. (39)

En la figura 10 se presenta esquemáticamente la sección transversal de un desplazamiento por inyección de gas a alta presión; en ella se observa que cierta cantidad de aceite queda entrampado temporalmente, pero que parte de él puede ser desplazado a medida que avanza el frente de invasión.

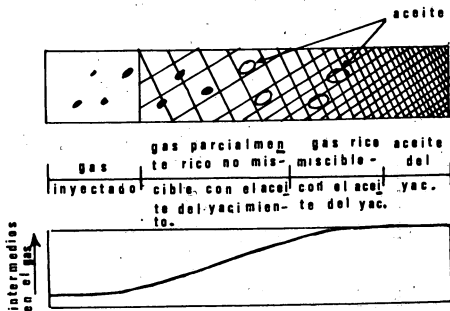


FIG. 10. REPRESENTACION ESQUEMATICA DEL DESPLAZAMIENTO POR INYECCION DE GAS A ALTA PRESION. EN LA PARTE INFERIOR SE MUESTRAN LAS CANTIDADES RELATIVAS DE HIDROCARBUROS INTERMEDIOS EN LAS DIFERENTES ETAPAS DEL PROCESO. (37)

Se conocen con el nombre de componentes intermedios los hidrocarburos de dos a seis carbonos en su molécula.

En el proceso de inyección de gas a alta presión la condición de miscibilidad en el frente de desplazamiento se desarrolla en el yacimiento según se ha indicado en párrafos anteriores; pero el fenómeno se verifica hasta que el gas ha avanzado una distancia determinada, por lo que queda aceite residual en la vecindad de los pozos inyectoros; éste es el aceite

que ha sido despojado de sus hidrocarburos intermedios por el fluido desplazante. Datos experimentales, obtenidos en tres medios porosos de diferentes longitudes, indican que la distancia requerida para establecer el desplazamiento miscible no es constante, sino que depende, en parte, de la propia índole de los medios porosos.

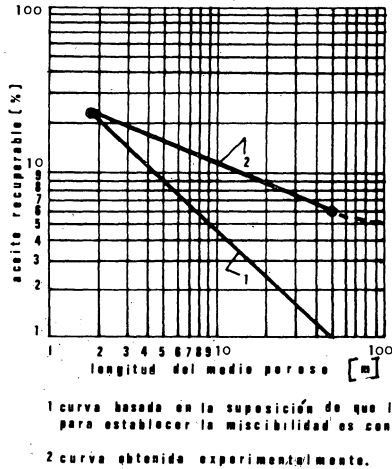


FIG. 11. ACEITE RESIDUAL QUE ES DESPOJADO DE SUS HIDROCARBUROS INTERMEDIOS EN EL PROCESO DE INYECCION DE GAS A ALTA PRESION. (37)

En la figura 11 se puede observar que el aceite residual, expresado en por ciento del volumen de poros, disminuye al aumentar la longitud del medio poroso. Extrapolando la curva obtenida a partir de datos experimentales se tiene una saturación de aceite residual de 5% para un medio poroso de 100 m. de longitud. Suponiendo que la distancia para establecer el desplazamiento miscible fuera constante e igual a 0.50 m., para el medio poroso de 100m. de longitud se tendría una saturación de aceite residual menor de 1%, como se puede observar en la misma figura, curva (1).

Quando se trata de aceites volátiles con buena riqueza de Hcs. intermedios, se puede inyectar gas seco a alta presión, obteniéndose buen grado de miscibilidad y alta recuperación; este problema es de análisis de composición y PVT en laboratorio.

6.4.4. "Inyección de gas rico"

Si el aceite del yacimiento es de baja concentración en hidrocarburos intermedios, a tal grado que para obtener el desplazamiento miscible se requiera una presión excesiva, no aplicable por razones técnicas y/o económicas, esta deficiencia se compensa inyectando un gas que contenga los citados hidrocarburos, los cuales, bajo condiciones favorables son transferidos al aceite adyacente, formándose así, en el frente de desplazamiento, un fluido de características miscibles con el gas inyectado; el volumen de gas que es despojado de sus compuestos licuables es pequeño comparado con el volumen de aceite del yacimiento. Este es el proceso de desplazamiento miscible por inyección de gas rico. En la figura 12 se presenta un esquema que ilustra lo anterior, donde L₂, L₃ y L₄ son líquidos que en este orden aumenta su contenido de hidrocarburos intermedios.

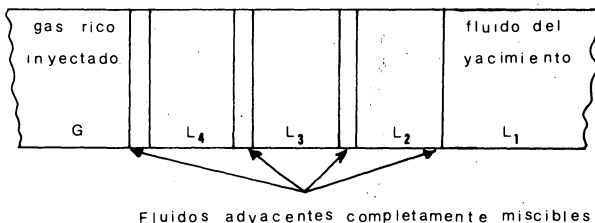


FIG. 12. POSICIONES RELATIVAS DE LOS FLUIDOS EN EL PROCESO DE INYECCION DE GAS RICO. (37)

H.L. Stone y J.C. Crump (23) encontraron experimentalmente que a mayor concentración de hidrocarburos licuables en el gas inyectado, mayor que la eficiencia de desplazamiento; por ejemplo, la eficiencia total de recuperación de un aceite ligero se incrementó de 67 a 83% aumentando la concentración de compuestos intermedios de 0.17 a 0.27 en fracción molar.

Por razones económicas no es posible llevar a cabo el proceso inyectando continuamente gas rico, pero se pueden obtener resultados similares -- empleando un bache de este gas y desplazándolo con gas natural o con gas -- proveniente de las plantas de absorción. Como en el proceso donde se utiliza un bache de propano, el problema fundamental consiste en determinar la cantidad mínima de gas rico que debe usarse para desplazar misciblemente al aceite del yacimiento, la cual depende de la forma en que intervengan los factores que causan el deterioro del bache, como son la diferencia de viscosidades entre los fluidos desplazado y desplazante, la heterogeneidad del medio poroso, etc.

C.W. Arnold, H.L. Stone y D.L. Luffel (24) efectuaron un estudio experimental en medios porosos lineales de arena empacada; los resultados que obtuvieron empleando decano y un gas compuesto de 25% de butano normal y -

75% de metano, para representar al aceite y al gas rico, respectivamente, indican que se recupera prácticamente todo el decano con un bache del -- 10% del volumen de poros y desplazado con metano; con baches menores el desplazamiento no fue miscible.

La cantidad óptima de gas rico que deberá utilizarse en proyectos - de campo será mayor que el volumen anterior y en cada caso será función de las heterogeneidades (34) del yacimiento considerado.

La miscibilidad en este proceso es favorecida por altas presiones, - bajas temperaturas, aceites ligeros y altas concentraciones de hidrocarburos intermedios en el gas inyectado.

6.4.5. Inyección de CO₂ (38)

Fuentes de Obtención de CO₂

El CO₂ existe o se puede obtener de diversas fuentes las que se pueden reunir en cuatro grupos:

- a) Fuentes naturales
- b) Producto de la combustión
- c) Producto secundario en procesos industriales petroquímicos. (36)
- d) Producto de la descomposición
- e) Producto de la fermentación.

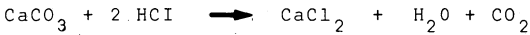
El CO₂ se encuentra abundantemente repartido en la naturaleza, tanto libre como combinado. En este estado libre forma parte de la composición del aire (0.03% en volumen) y está asociado, como gas magmático, en la actividad ígnea. Se produce constantemente en la respiración de animales y plantas. Muchos yacimientos de petróleo están asociados con CO₂; otros contienen este gas con relativo alto grado de pureza; algunas aguas minerales contienen en solución cantidades considerables de CO₂, y también emana de ciertas fracturas de la corteza terrestre.

Los gases de combustión constituyen una valiosa fuente de obtención del CO₂, ya que es un subproducto en una proporción del orden del 10% del producto total.

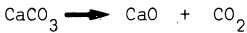
Diversas putrefacciones y la descomposición de ciertas materias, son también fuentes de obtención del CO₂. La fermentación es un importante -- proceso, mediante el cual el CO₂ se obtiene con un alto grado de pureza.

En estado combinado, el CO₂ se encuentra principalmente en los carbonatos naturales (calizas y otras rocas de tipo calcáreo).

Los procesos de obtención del CO₂ en el laboratorio (36) consisten -- principalmente en: tratar rocas calcáreas con ácido clorhídrico o reacciones similares:



Calcinando el carbonato de calcio



La combustión del carbón en exceso de aire o en oxígeno



Reducción del óxido de plomo por medio de carbono



Industrialmente, el CO_2 se obtiene a partir de algunas fuentes naturales, de los carbonatos, de fermentación alcohólica y los gases de combustión.

En la combustión "in situ", uno de los gases que se producen en abundancia es precisamente el CO_2 y juega un papel muy importante en la compleja mecánica del desplazamiento del aceite por este método.

Los estudios de laboratorio en sistema de flujo lineal, inyectando bióxido de carbono (CO_2) han reportado substanciales recuperaciones de aceite tanto de baja como de alta viscosidad y en algunos casos semejantes a las obtenidas por solventes completamente miscibles.

Se han efectuado un gran número de investigaciones con el fin de tratar de evaluar la recuperación de aceite, utilizando como agente el CO_2 . Estas primeras investigaciones y el desarrollo del proceso conocido como "Proceso Orco", estuvieron impulsados por las firmas "Oil Recovery Corp" y "Christened the Orco Process".

Los primeros estudios experimentales se efectuaron en el año de 1947 a partir de trabajos intensivos del CO_2 , el Ing. James W. Martin desarrolló y patentó las aplicaciones del proceso "Orco" (Inyección de agua saturada de CO_2). Sus primeras pruebas se llevaron a cabo en arenas no consolidadas, saturadas de aceite. Los excelentes resultados que se obtuvieron, encauzaron y sentaron las bases para próximos estudios que estuvieron a cargo de los laboratorios de análisis de núcleos de "Earlougher Engineering Co." de Tulsa, Okla.

Se efectuaron un número n de pruebas sobre diferentes núcleos, los cuales representaron una variedad en cuanto al tipo de rocas usadas. El 75% de los núcleos utilizados fueron areniscas impregnadas de aceite. Resultados similares se obtuvieron en dolomitas y calizas oolíticas y fracturadas.

En base a estos estudios iniciales, se han efectuado un buen número de investigaciones del uso del CO_2 para mejorar la recuperación de aceite, intensificándose durante los años de 1951 y 1952. Los primeros de estos estudios se efectuaron en areniscas de porosidad uniforme y a temperatura y pre

siones relativamente bajas.

Todos los experimentos se han conducido con un gran número de variantes, lo cual hace complicado un estudio común. Sin embargo, se ha llegado a conclusiones que han mostrado al CO₂ como un agente de inyección capaz de recuperar grandes cantidades de aceite, en un menor tiempo y a un costo económicamente atractivo con respecto a un proceso de recuperación secundaria por el método convencional (de inyección de agua). Aparte de estas importantes conclusiones, se ha logrado conocer el mecanismo del proceso, así como también los beneficios adicionales del mismo.

Efectos y Características del Proceso con CO₂ (25), (26), (27), (28), (29), (30), (31).

Efectos de bióxido de carbono en los aceites crudos; mecanismo del proceso. El aumento considerable de aceite recuperado se explica por los efectos físicos (principalmente reducción de la viscosidad y expansión volumétrica) causados por el CO₂ en el crudo. Es importante considerar que la magnitud de estos efectos y, en consecuencia, el aumento de aceite recuperado, es función directa de las condiciones bajo las cuales se efectuaron los experimentos. Por lo tanto, es necesario conocer las condiciones óptimas que pudiesen ser las requeridas en una aplicación de campo. Para ello se han efectuado una serie de estudios (25), (26), (27), (28), (29), (30), (31), concernientes a medir los efectos físicos causados por el CO₂ en el aceite, bajo diferentes condiciones.

Efecto en la saturación de gas: En las pruebas de bancos de CO₂ propulsados por agua simple o carbonatada, y en las de inyección de agua carbonatada, se obtuvo una recuperación considerable de aceite (6 al 15% del aceite original) en la etapa final, una vez que el sistema se depresionó. Se estudió el mecanismo de esta recuperación y se observó que no es un fenómeno simplemente de laboratorio, sino que puede contribuir a la producción de aceite durante una aplicación de campo.

En contraste con otros procesos de inyección de solventes, en el proceso con CO₂ existen ciertos factores que lo favorecen, a saber:

- a).- Un banco de CO₂ generalmente es propulsado por agua simple o carbonatada. Esto mejora la relación de movilidad y sobre todo permite un frente de barrido más uniforme.
- b).- Los altos ritmos de difusión del CO₂ en el aceite tienden a reducir al mínimo la interdigitación y consecuentemente la canalización.
- c).- El aceite carbonatado tiene una densidad casi igual o ligeramente menor que la del aceite sin CO₂, lo cual tiende a disminuir al mínimo los efectos de segregación gravitacional.
- d).- Finalmente, la saturación residual de aceite dejada atrás del frente de inyección, proporciona los beneficios que tienen las fuerzas capilares de retención, consistentes en reducir al mínimo --

la interdigitación y la segregación gravitacional.

Fundamento del proceso. La aplicación de campo del CO_2 como un agente para mejorar la recuperación de aceite, ha comprobado en gran parte los resultados y conclusiones obtenidas de los estudios experimentales. Las principales razones que hacen posible considerar al CO_2 como agente de recuperación son, entre otras, las siguientes:

a).- El CO_2 afecta físicamente al aceite, principalmente reduciendo su viscosidad y aumentando su volumen. Estos efectos son más acentuados en crudos densos y viscosos, pero no de viscosidad muy elevada (35).

b).- El CO_2 reacciona, bajo condiciones de yacimiento, con algunos componentes del aceite para formar compuestos polares por ejemplo ácidos orgánicos, los que tienen un efecto marcado en reducir la tensión superficial y evitar o limitar la precipitación de iones particulares, por ejemplo el Fe.

c).- El CO_2 es soluble tanto en agua como en la mayor parte de los aceites, por lo que afecta en solución al fluido que moja la roca, disminuyendo así la tensión interfacial.

d).- En las partículas de roca, el CO_2 tiene la propiedad de limitar materialmente la adsorción de ciertos agentes activos de superficie, aumentando los beneficios de tales agentes.

e).- El CO_2 , bajo presiones elevadas, tiene la propiedad de formar compuestos libres (o complejos) con los componentes del aceite. Estos compuestos son de más baja viscosidad que el aceite original y posiblemente actúan como solventes del crudo.

f).- El CO_2 incrementa la solubilidad del gas natural en el aceite, y parece ser que el gas natural es soluble más rápidamente en el crudo cuando está asociado con CO_2 .

g).- El aumento de inyectividad es sorprendente y es debido a las siguientes causas:

1.- El bajo PH del agua carbonatada impide o limita el crecimiento bacterial que tiende a obturar el área de inyección.

2.- El ácido carbónico ($\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$) reacciona con los carbonatos de la roca formando sales fácilmente solubles en agua.

3.- Retarda o evita la expansión volumétrica de las arcillas hidrofílicas.

4.- Reducción de la saturación residual de aceite.

Conclusiones de Laboratorio.

Por considerarse de interés, aún con cierta repetición de los conceptos vertidos antes, se citan las siguientes:

- 1.- En los procesos de recuperación de aceite incluyendo la inyección de CO_2 , ya sea como CO_2 libre o en solución con agua, se han obtenido recuperaciones superiores en la mayoría de los casos a un 50% del aceite obtenido por el método convencional de inyección de agua.
- 2.- En la mayor parte de las pruebas de desplazamiento con CO_2 se obtuvieron recuperaciones del orden del 6 al 15% del aceite original, en la etapa final de los experimentos, una vez que se suspendió la inyección de fluido desplazante y se depresionó el sistema.
- 3.- El proceso de recuperación con CO_2 , comparado con la inyección convencional de agua, fué igualmente eficiente tanto en núcleos de porosidad irregular como en los de porosidad uniforme, presentándose una eficiencia mayor en los primeros.
- 4.- La cantidad de CO_2 por barril de aceite por recuperar, disminuye tanto con el aumento de longitud de la trayectoria de desplazamiento como con el de la presión de inyección.
- 5.- La recuperación de aceite es función de la magnitud de los efectos físicos. Principalmente la reducción de la viscosidad causada por el CO_2 en el aceite. El rango de la viscosidad recomendable es limitado ya que es útil en valores entre 200 y 5000 cp. (35).
- 6.- La eficiencia del proceso se ve afectada por la presencia de metano (por lo menos hasta un 15% del volumen) en el banco de CO_2 , ni por una saturación de gas en el medio poroso.
- 7.- Las condiciones bajo las cuales se obtienen aparentemente resultados más favorables, dentro de muy amplios límites, son:
 - a) Presiones entre 800 y 1200 lb/pg²
 - b) Temperaturas de alrededor de 100°F o superiores; no obstante que la temperatura afecta inversamente los resultados favorables del CO_2 - en el aceite, los experimentos no muestran efectos de gran consideración respecto a un amplio rango de temperatura (35).
 - c) Permeabilidades del orden de 200 mD o mayores (35).
- 8.- La cantidad total de CO_2 que se requiere para obtener resultados, si no óptimos si más favorables, parece fluctuar alrededor de 400 pies³ estándar de CO_2 / barril de aceite en el lugar. Aproximadamente, tres cuartas partes de esta cantidad de CO_2 se mantuvo en el banco, y una cuarta parte en solución en el agua. En la recuperación de aceite altamente viscoso, la cantidad de CO_2 requerida es probablemente menor. Esta cantidad de CO_2 es mayor si el proceso se lleva a cabo como recuperación terciaria.

- 9.- La inyección de CO₂ - agua carbonatada aumenta la permeabilidad de la roca, si hay reacción con ésta.
- 10.- Según los resultados de laboratorio, se puede decir que el proceso - puede ser aplicado en cualquier tipo de formación, con resultados sa tisfactorios, corrigiendo por eficiencia de barrido.

Los resultados favorables y satisfactorios de los estudios e investigación de laboratorio del CO₂, encauzaron la prueba y aplicación en el campo del nuevo agente de recuperación, en la mayor parte de los casos, combinando la técnica de inyección de agua con la inyección de CO₂ en la etapa - inicial del proyecto. El proceso consiste en el tratamiento del aceite del yacimiento con cantidades y concentraciones controladas de CO₂ o soluciones del mismo, no empleándose el represionamiento del yacimiento o la expansión del CO₂, sino principalmente los efectos físicos causados en el aceite.

El CO₂ se ha utilizado:

1.- Como proceso de recuperación terciaria en los yacimientos ya agotados por métodos de recuperación primaria y secundaria.

2.- Como proceso de recuperación secundaria, combinado con la técnica convencional de inyección de agua.

3.- En los procesos del llamado "gas inerte".

Conclusión de Campo (38)

Con las reservas del caso se citan algunas:

Se han reportado diversos resultados de las aplicaciones de campo de - la utilización del CO₂ como un agente de recuperación de aceite. De ellos, se pueden delinear las siguientes conclusiones.

1.- La corrosión de instalaciones y equipo, causada por el CO₂ o el - agua carbonatada, no ha significado problemas serios; puede ser mas impor- tante, en su caso, la inestabilidad química que pudiese causar.

2.- Las posibles y factibles reacciones químicas entre el CO₂ y - los hidrocarburos, sujetos a condiciones de yacimientos, no han sido expli- cados claramente, aunque es posible que favorezcan el proceso.

3.- El gas natural del yacimiento es favorable a la recuperación por - el proceso.

4.- No obstante que la mayor parte de la literatura especializada so- bre el tema reporta únicamente resultados satisfactorios en arenas y are- niscas, se puede asegurar- con cierta reserva que se han obtenido o que se obtendrán resultados similares y quizá mejores en otros tipos de formacio- nes, en la aplicación del CO₂ como agente de recuperación de aceite.

5.- En una aplicación de campo, es factible recuperar un alto porcentaje - del CO₂ inyectado.

- 6.- El CO₂ puede aplicarse en yacimientos ya agotados por recuperación primaria así como en los agotados tanto en recuperación primaria como secundaria. Otra aplicación en que se han obtenido éxitos considerables, es aquella en que el CO₂ ha actuado cuando su contenido es alto (campo Tres Hermanos) como un auxiliar de explotación primaria de crudos.
- 7.- La reducción de viscosidad de un aceite por la presencia de CO₂ en solución, parece ser el mecanismo más importante del proceso. Tiene influencia en menor grado la expansión volumétrica del aceite carbonatado.
- 8.- La inyectividad ha manifestado en algunos casos aumentos inmediatos al iniciar la inyección de agua carbonatada; la inyectividad promedio ha aumentado también en dichos casos, en los mismos pozos o en pozos similares. En gran parte, este aumento ha acelerado la producción por el proceso, reduciendo la vida del mismo o solo la mitad de la estimada por inyección convencional de agua.
- 9.- El incremento de la inyectividad en algunos yacimientos de calizas se mantuvo después de finalizado el período de carbonatación.
- 10.- La inyección de agua carbonatada ha impedido en ocasiones, aún después de ser suspendida, el hinchamiento de arcillas, y evitó o limitó el crecimientos bacteriales.
- 11.- La recuperación de aceite se ha obtenido económicamente y en menor tiempo del estimado por inyección convencional de agua. Esta recuperación es mayor o alrededor del 50% a la calculada por inyección de agua. Esto con estimaciones de costo muy particulares en sus conceptos y bases.
- 12.- Puede ser posible obtener mas aceite a un costo menor por este proceso, en menor tiempo que el requerido para inyección convencional de agua.
- 13.- Pudiera ser posible, así mismo, ampliar los espaciamientos entre pozos, reduciendo los costos de desarrollo y operación y obteniendo el mismo aceite con menor costo y en el mismo tiempo que en una inyección de agua.
- 14.- Como agente de recuperación terciaria, se ha obtenido aceite no recuperable económicamente tal vez por cualquier otro proceso dependiendo de los rangos de viscosidad, no muy elevada.

6.5 Relaciones de Fase en Diagramas Triangulares. (37)

Las relaciones de fase en un sistema de tres componentes, para ciertas condiciones de presión y temperatura, pueden representarse en un diagrama triangular como el de la figura 13.

El área del triángulo representa todas las combinaciones que pueden existir de los tres componentes; a cada vértice le corresponde el 100% de los compuestos indicados, representando por C_1 , $n-C_4$ y C_{10} , al metano, butano normal y decano, respectivamente. La concentración de cada uno de estos hidrocarburos disminuye en forma lineal a partir de los vértices, siendo de cero % en los lados opuestos respectivos; por ejemplo, el punto Q representa una mezcla formada por 40% de butano normal, 60% de decano y cero% de metano.

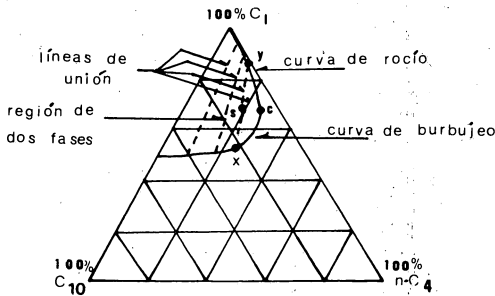


FIG. 13. RELACIONES DE FASE PARA EL SISTEMA METANO-BUTANO NORMAL-DECANO, A 71°C y 176 - - - (Kg/cm²) ABS. (37)

Todas las combinaciones de estos tres componentes que originan un sistema de dos fases, gas y líquido en equilibrio, quedan comprendidas en el área superior izquierda del triángulo limitada por la línea curva; el resto de las combinaciones representadas en el triángulo existen en una sola fase. La parte inferior de la citada línea, hasta el punto C, recibe el nombre de curva de burbujeo y da la composición de la fase líquida de cualquier sistema de dos fases; análogamente, la parte superior de la curva, la cual se denomina curva de rocío, da la composición de la fase gaseosa de un sistema bifásico. Las líneas discontinuas en la región de dos fases unen composiciones de la fase líquida y de la fase gaseosa que están en equilibrio con respecto a la otra y se llaman "líneas de unión". Cualquier mezcla que queda representada en la región de dos fases se descompone en un líquido y en un gas cuyas composiciones están dadas por los extremos de las líneas de unión; por ejemplo, el punto S representa una combinación de

70% de metano, 20% de butano normal y 10% de decano, la cual existe en dos fases; la fase líquida tiene una composición X y la fase gaseosa, - una composición y. El punto C, común a las curvas de rocío y de burbujeo, se llama punto crítico y puede estar más arriba o más abajo del -- punto donde se localiza la máxima curvatura de la línea que limita la - región de dos fases.

Las mezclas de hidrocarburos que constituyen el aceite y el gas de - los yacimientos son muy complejas; para representar estas mezclas en un diagrama triangular se emplea un método aproximado que consiste en dividir a los componentes en tres grupos de acuerdo con su volatilidad.

Estos grupo- son:

- a) Metano y nitrógeno (C_1 y N_2)
- b) Del etano al hexano ($C_2 - C_6$)
- c) Compuestos de mayor peso molecular que el hexano (C_7+).

Mediante el método aproximado es posible representar, en un diagrama triangular, las relaciones de fase de los procesos de desplazamiento miscible descritos en la sección anterior.

En la figura 14 se muestran las relaciones de fase del proceso de - inyección de gas a alta presión; el punto A representa la composición - del aceite de un yacimiento. Si se inyecta un gas cuya composición es - G, parte de éste se mezcla con el aceite y se tiene, por ejemplo, la - combinación R sobre la recta AG; esta mezcla se separa en un gas S y en un líquido T. Como se puede observar en el diagrama, el gas S contiene más hidrocarburos intermedios que el gas G. Posteriormente, el gas S -- se mezcla con el aceite A y resulta la combinación P, que a su vez se - separa en el gas U y el líquido V; el mecanismo anterior se repite suce - sivamente hasta que el gas llega a tener una composición C. A partir de este momento, cualquier mezcla del gas C con aceite A queda en la región de una sola fase y por consiguiente, se obtiene el desplazamiento miscible. La posición del punto A, abajo de la curva de burbujeo y a la dere - cha de la recta discontinua paralela a las líneas de unión, indica, res - pectivamente, que el aceite está bajo saturado y que contiene suficien - tes hidrocarburos intermedios para que se efectúa el desplazamiento mis - cible citado.

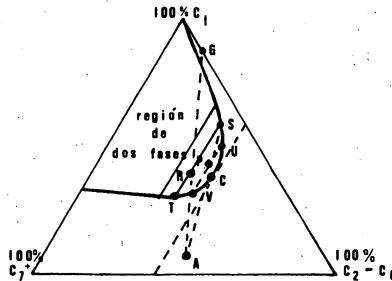


FIG. 14. RELACIONES DE FASE PARA ILUSTRAR EL PROCESO DE INYECCION DE GAS A ALTA PRESION. (37)

El mecanismo del proceso de desplazamiento por inyección de gas rico se presenta en la figura 15.

Sea B un aceite de baja concentración de compuestos intermedios; inyectando un gas H, compuesto, por ejemplo, de 50% de metano y 50% de hidrocarburos licuables, puede formarse una mezcla L, que se separa en un gas y en un líquido J; este líquido se mezcla con más gas H y se repite el fenómeno anterior consecutivamente hasta que el líquido llega a tener la composición K; de aquí en adelante el gas desplaza en forma miscible al líquido, puesto que cualquier combinación resultante entre ambos fluidos queda en la región de una sola fase. Se aprecia que la composición debe ser muy rica en hidrocarburos licuables para que pueda darse un desplazamiento miscible.

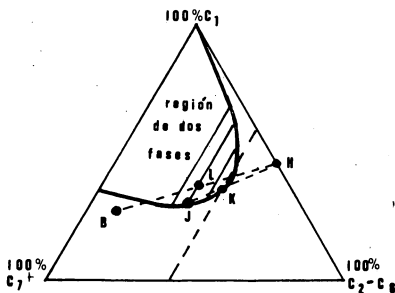


FIG. 15. RELACIONES DE FASE EN EL PROCESO DE DESPLAZAMIENTO POR INYECCION DE GAS RICO. (37)

En la misma figura 15 se describen las relaciones de fase del proceso de desplazamiento miscible por inyección de un bache de propano (en este caso, los hidrocarburos intermedios estarían representados únicamente por el propano); la composición del aceite del yacimiento está dada por la posición del punto B. Se puede observar que cualquier mezcla que se forme entre el metano y el propano, o entre este hidrocarburo y el aceite, queda en la región de una sola fase y por consiguiente, el desplazamiento se --

efectúa con características miscibles.

Las relaciones de fase del procedimiento de recuperación secundaria en el que se emplea un bache de alcohol (32) también se puede representar en un diagrama triangular. En la figura 16 se tiene un sistema de tres componentes: Salmuera, alcohol isopropílico y soltrol. Este último componente es un aceite que se usa en el laboratorio. El punto A representa una mezcla inmiscible de aceite y agua; si se agrega gradualmente alcohol isopropílico; las combinaciones resultantes quedan sobre la recta AC.

La mezcla D, constituida de 20% de soltrol, 32% de alcohol isopropílico y 48% de salmuera, se separa en dos partes: Una fase acuosa y una fase oleosa, cuyas composiciones están representadas por los puntos E y F, respectivamente. Como se puede observar en este caso, la concentración mínima de alcohol para que exista miscibilidad es aproximadamente de 73%, porcentaje que es muy elevado ya en la práctica.

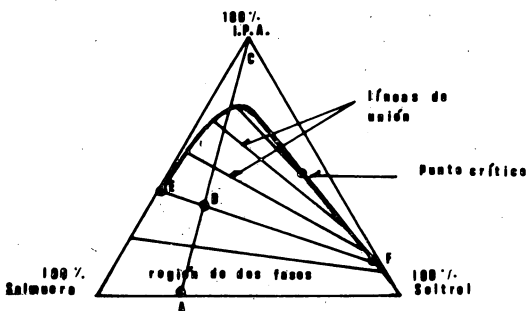


FIG. 16. DIAGRAMA DE EQUILIBRIO DE FASES DEL SISTEMA SALMUERA-ALCOHOL ISOPROPILICO (IPA)-SOLTROL, A 26°C Y PRESION ATMOSFERICA. (37)

CONCLUSIONES GENERALES SOBRE MISCIBILIDAD

- 1.- Existen prácticamente cuatro procesos de desplazamiento miscible que son:
 - a) Bache de propano o similar
 - b) Inyección de gas rico a alta presión
 - c) Inyección de gas a alta presión
 - d) Inyección de CO₂
 - e) Un quinto proceso, es el que se usa un bache de alcohol, es técnicamente posible; pero, su aplicación de campo está restringida por el alto costo de ese solvente. Sin embargo el panorama de la producción y aplicación del metanol está abierta.
- 2.- El mecanismo de desplazamiento de los procesos miscibles se puede estudiar, para su mejor y más fácil comprensión, en diagramas triangulares, en los que se representan las relaciones de fase de los fluidos involucrados en dichos procesos.
- 3.- Con los procesos de desplazamiento miscible se recupera gran parte -- del aceite de los poros invadidos; pero, en los procesos a), b) y c) anteriores, en los que se emplea gas como fluido desplazante, se tiene una relación de movibilidades muy desfavorable, lo que da lugar a -- una baja eficiencia (33) de barrido del arreglo, reduciendo así la -- eficiencia total de desplazamiento.
- 4.- Generalmente se podría recuperar mas aceite con los procesos miscibles de desplazamiento, en comparación con el procedimiento de inyección -- de agua; pero, el problema fundamental consiste en determinar si la recuperación adicional de aceite que se espera obtener compensa la mayor inversión que implica, invariablemente, cualquier desplazamiento miscible. Además los riesgos de canalizaciones y falta de control son mayores.
- 5.- El proceso miscible por "Bache de Propano" es el que aparece en la literatura con mayor número de aplicaciones de campo, debido a que la -- presión de miscibilidad es del orden de 100 kg/cm², relativamente baja comparada con la que se requiere en el proceso "Inyección de gas a alta presión". La demanda del propano ha hecho también bajar el % de --- aplicaciones en procesos miscibles.
- 6.- Los fracasos que se han presentado en la aplicación de los procesos -- miscibles han sido originados, principalmente, porque no se conservó -- la presión de miscibilidad y en los casos en los que se aplicó el proceso "Bache de Propano", porque se usó una cantidad insuficiente de ese hidrocarburo.
- 7.- Los procesos miscibles representan ser sólo un paso hacia una recuperación máxima de aceite de los yacimientos; en vista de que con ellos -- se obtiene una baja eficiencia de barrido del arreglo, es necesario --

mejorarla, para que al aplicarlos se tengan mayores probabilidades de éxito; la inyección de agua, junto con el fluido miscible desplazante, mejora dicha eficiencia y por lo tanto, la recuperación final de aceite.

Las condiciones más favorables, para el desplazamiento de este tipo, se presentan cuando concurren en el yacimiento la existencia de aceite volátil y condiciones favorables de segregación. En este caso la inyección de gas a alta presión puede proporcionar una alta eficiencia de barrido.

- 8.- Con los métodos de recuperación secundaria empleados actualmente en todo el mundo se queda una cantidad considerable de aceite en los yacimientos; mediante los procesos miscibles mejorados es posible aumentar la eficiencia de recuperación, incrementando así las reservas de hidrocarburos.
- 9.- Para aplicar un proceso miscible, en un yacimiento determinado, es indispensable hacer un análisis particular de las características de ese yacimiento que influyen en la recuperación de aceite y por supuesto, evaluar económicamente el proyecto.

REFERENCIAS CAPITULO VI.

- 1.- Clark, N.S. et al.: "Miscible Drive - Its Theory and Application", - Journal of Petroleum Technology, (junio, 1958), pág. 11.
- 2.- Kieschinck, Jr. W.F.: "What is Miscible Displacement", the Petroleum Engineer, (agosto, 1959), pág. B-56.
- 3.- Hassler, G.L. et al.: The Role of Capillarity in Oil Production", -- Trans. AIME (1944), Vol. 155, pág. 155.
- 4.- Rouse, H.: "Elementary Mechanics of Fluids, Capítulo X, New York -- John Wiley and Sons, Inc. (1962).
- 5.- Doepel, G.W.: "Miscible Displacement - A Multilayer Technique for - Predicting Reservoir Performance", Journal of Petroleum Technology, - (Enero, 1962), Pág. 73.
- 6.- Hurst, W.: "Determination of Performance Curve in Five Spot Water -- Flood" The Petroleum Engineer, (Abril, 1953), pág. B-40.
- 7.- Perkins, T.K., Johnston, O.C. and Hoffman, R.N.: "Mechanics of Viscous Fingering in Miscible Systems", Society of Petroleum Engineers Journal, (Dic. 1965) Pág. 301.
- 8.- Benham, A.L. and Olson, R.W.: "A model study of Viscous Fingering", Society of Petroleum Engineers Journal. (junio, 1963), Pág. 138.
- 9.- Rusell, D.G. and Frats, M.: "The Practical Aspects of Interlayer - - Crossflow", Journal of Petroleum Technology, (Junio, 1962), pág. 589.
- 10.- Root, P.J. and Skiba, F.F.: "Crossflow Effects During and Idealized Displacement Process in a Stratified Reservoir", Society of Petroleum Engineers Journal, (Sept. 1965), pág. 229.
- 11.- Glasstone, S.: Elementos de Físico-Química, Editorial Médico-Quirúrgica, 1952, Buenos Aires, Argentina.
- 12.- Perkins, T.K. and Johnston, O.C.: "A Review of Diffusion and Dispersion in Porous Media", Trans. AIME (1963), Vol. 228, Pág. 11-70.
- 13.- Crank, J.: "The Mathematics of Diffusion", Oxford at the Clarendon, Press, N.Y. (1957).
- 14.- Warren, J.E. and Skiba, F.F.: "Macroscopic Dispersion", Trans. AIME (1964), Vol. 231, pág. 11-215.
- 15.- Perrine, R.L.: "Stability Theory and its Use to Optimize Solvent - - Recovery of Oil", Society of Petroleum Engineers Journal, (marzo, -- 1961), Pág. 9.

- 16.- Wright Jr., H.T. and Die, R.R.: "Miscible Drive Field Applications, a Collection of Six Papers", Journal of Petroleum Technology, (Mayo, 1958), pág. 13.
- 17.- Kyle, C.R. and Perrine, P.L.: "Experimental Studies of Miscible -- Displacement Instability", Society of Petroleum Engineers Journal, (Sept. 1965), pág. 189.
- 18.- Koval, E.J.: "A method for predicting the performance of Unstable -- Miscible Displacement in Heterogeneous Media", Society of Petroleum -- Engineers Journal, (Junio, 1963), pág. 145.
- 19.- Perrine, R.L.: "A Unified Theory for Stable and Unstable Miscible -- Displacement", Society of Petroleum Engineers Journal, (Sept., -- -- 1963), pág. 205.
- 20.- Koch, Jr. H.A. and Slobod, R.L.: "Miscible Slug Process", Trans. -- AIME (1957), Vol. 210, pág. 40.
- 21.- Sievert, J.A., Dew, J.N. and Conley, F.R.: "The Deterioration of -- Miscible Zones in Porous Media", Trans. AIME, (1958), Vol. 213, pág. 228.
- 22.- Holm, L.W. and Csaszar, A.K.: "Oil Recovery by Solvents Mutually -- Soluble in Oil and Water", Trans. AIME, (1962), Vol. 225, pág. 129.
- 23.- Stone, H.L. and Crump, J.C.: "The Effect of Gas Composition Upon -- Oil Recovery by Gas Drive", Trans. AIME (1956), Vol. 207, pág. 105.
- 24.- Arnold, C.W. et al: "Displacement of Oil By Rich Gas Banks", Trans. AIME, (1960), Vol. 209, pág. 305.
- 25.- Parkes, G.D.: "Química Inorgánica Moderna", Ed. El Ateneo, Buenos -- Aires.
- 26.- Holm, L.W.: "CO₂ requirements in CO₂ Slug and Carbonated Water Oil -- Recovery Processes". Producers Monthly, Sept. 1963.
- 27.- Bleakley, W.B.: "CO₂ - a New Shot in Arm for Acid, Frac Jobs", The -- Oil and Gas Jr., Oct. 1962.
- 28.- Clark, N.J., Roberts, T.G. and Lindner, J.D.: "Engine exhaust gas -- boost heavy recovery". Petroleum Engineer, agosto, 1964.
- 29.- Lohrenz, J., Bray, B.G. and Clark, CH. R.: "Calculating Viscosities of Reservoir Fluids From Their Composition", Jr. of Petroleum Technology, pág. 1171, Oct. 1964.
- 30.- Welker, J.R. y Dunlop, D.D.: "Physical Properties of Carbonated -- Oils", Society of Pet. engineers of AIME, Exp. Núm. 567 SPE.

- 31.- Simon, R. y Graude, D.J.: "Generalized Correlations for Predicting Solubility, Swelling and Viscosity behavior of CO₂ - crude oil systems" Jr. of Petroleum Technology, pág. 102, Enero 1965.
- 32.- C. Wachmann.- "Mathematical Theory for Displacement of Oil and Water by Alcohol". SPE.- Vol. 231 Transactions AIME.
- 33.- R.L. Slobed, R.A. Thomas.- "Effect of Transverse Diffusion on Fingering In Miscible - Phase Displacement". SPE. Vol. 228, Transactions AIME.
- 34.- G.H. Thomas, G.R. Countryman, I. Fatt, "Miscible Displacement in multiphase System".- SPE, Vol. 228, Transactions, AIME.
- 35.- P.J. Root, D.D. Dunlop.- "New Technology in Oil Production" 1966 -- "Production Research Corp." Reporte Particular.
- 36.- Fac. Ingeniería.- Notas cátedra "Mecánica de Yacimientos III" UNAM. 1974.
- 37.- Rafael Rodríguez Nieto .- "Recuperación Secundaria de Aceites por Inyección de Fluidos Miscibles". Tesis. México, D.F. 1967.
- 38.- Islas Silva Carlos.- "El Bióxido de Carbono en la Explotación de Yacimientos". PEMEX. Gerencia de Explotación Superintendencia Gral. -- de Ingeniería de Yacimientos. Diciembre de 1966.
- 39.- Alton B. Cook y F. Sam Johnson.- "The Role of Vaporization in High Percentage OIL Recovery by Pressure Maintenance", Jr. of Petroleum Technology. Pág. 245. feb. 1967.

CAPÍTULO 7

DESCRIPCIÓN SOBRE ALGUNOS MÉTODOS SOFISTICADOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE ACEITE, INYECCION DE DESPLAZANTES CON ADITIVOS.

Introducción

En los últimos años, ⁽⁴⁾ se han desarrollado nuevos procesos para recuperar la máxima cantidad de aceite, bajo condiciones económicas favorables, en un esfuerzo para mejorar la inyección de agua o sustituirla, ya que la inyección de agua es la herramienta más común para recuperar aceite, hoy en día, por razones económicas. Pero la inyección de agua rara vez alcanza más del 50% ⁽⁵⁾ del aceite que se puede recuperar.

Por años ⁽⁴⁾ la idea de desarrollar productos químicos que puedan agregarse al agua de inyección para incrementar la recuperación de aceite ha preocupado a la industria.

Los métodos de desplazamiento miscible ⁽⁴⁾ y procesos de inyección con surfactantes han sido usados por ser capaces de reducir las fuerzas de retención capilar que limita el desplazamiento de aceite por inyección de agua.

El desplazamiento miscible de aceite de un yacimiento ha ocupado a una gran cantidad de estudios en los últimos años.

Holm ⁽⁵⁾ reportó que del 80-100% de recuperación de aceite residual después de una inyección de agua se obtiene usando solventes miscibles y agentes surfactantes activos. Czaszar ⁽⁵⁾ sugirió un método usando una combinación de solventes en aceite soluble y agentes surfactantes activos. Gogarty ⁽⁵⁾ reportó que con un bache del 6% al 12% de volumen de poros de solución miscelar se recuperaba esencialmente todo el aceite cuando se desplazaba -- este bache con una solución de polímeros, en litología propicia.

Algunos de estos métodos no han sido útiles en muchas aplicaciones debido a que la relación de movilidad que existe entre la fase desplazante y desplazada es desfavorable y a la gran cantidad de solventes requeridos -- (estos solventes son muy caros). ⁽⁴⁾

Como se dijo anteriormente, se describirán brevemente los métodos siguientes de desplazamiento miscible de aceite con 1).- Miscelares (Maraflood), 2).- Polímeros, 3).- Microemulsiones, 4).- Surfactantes y 5).- Espumas.

7.1.- Desplazamiento de Aceite con Miscelares

7.1.1.- Definición de Miscelar.

Un fluido miscelar es una sustancia compuesta de sistemas múltiples de moléculas constituyendo un medio de miscelas, donde las miscelas son las -- partículas que se encuentran dispersas en equilibrio electroquímico.

7.1.2.- Generalidades

En las pruebas de campo donde se ha utilizado el proceso de recuperación de aceite Maraflood ⁽²⁾ (Maraflood es una patente de Marathon Oil Co), muestra que mas del 50% ⁽²⁾ del aceite en un yacimiento puede ser recuperado después de una inyección de agua.

Este proceso de recuperación de aceite, es una técnica de inyección de fluido, donde las soluciones miscelares (*) son usadas para desplazar el aceite. Este método de usar soluciones miscelares de un tipo miscible con inyección de agua, fue concebido al comenzar los años sesentas y se han hecho estudios extensos de laboratorio y de aplicación directa durante todo este tiempo.

Básicamente las soluciones miscelares usadas en el proceso miscelar consisten en un sulfonato, hidrocarburos y mezclas de agua, donde se puede agregar un electrolito y un alcohol. Variando la concentración de sus componentes, da un rango grande de propiedades de solución miscelar.

Como se dijo anteriormente los miscelares están compuestos de miscelas. El núcleo de este tipo de miscelas está formado por sulfonato, hidrocarburos y alcohol. ⁽⁸⁾ (Fig. 1).

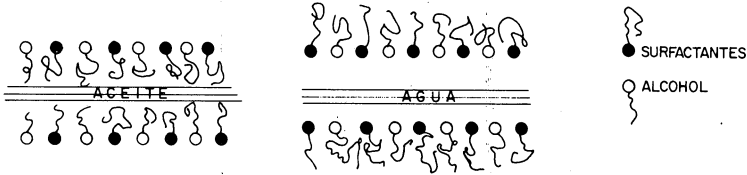


FIG. 1 - TIPO DE MISCELAS ⁽¹⁾

Las miscelas ⁽²⁾ son funciones de su composición y temperatura a la que se someten. Los sulfonatos son reductores de tensión interfacial - - - (Ver 7.3).

Los hidrocarburos, generalmente, son productos refinados de aceite -- crudos.

Los alcoholes han sido usados como co-surfactantes y solventes. Los principales son el isopropil, no-nilfenol, amil, hexanol, etc.

En la tabla siguiente se muestra una idea de lo que pueiera corresponder a la composición de 3 categorías de solución miscelar.

Componente	% VOL		
	Agua baja-Aceite externo.	Agua alta-Aceite externo.	Agua alta Agua externa.
Surfactante	> 5	> 4	> 4
Hidrocarburo	35-80	4-40	2-50
Agua	10-55	55-90	40-95
Cosurfactante	< 4	0.01-20	0.01-20
Electrolito	5	0.001-4.0	0.001-4.0

Tabla 7.1.1.

(*) las soluciones miscelares son las miscelares y microemulsiones.

donde: Aceite externo quiere decir que el aceite es la fase no dispersa
Agua externa quiere decir que el agua es la fase no dispersa.

La solución miscelar se inyecta en forma de baches. Sirve para desplazar aceites de viscosidad no muy grande, con limitaciones de temperatura y donde la permeabilidad es pequeña. (Figura 2). Para inyectar esta solución, debido a su alto costo, se necesita conocer las propiedades de los fluidos del yacimiento, las propiedades petrofísicas, litológicas y geológicas. (8)

Otro inconveniente serio estriba en que su aplicación debe estar respaldada por una operación controlada.

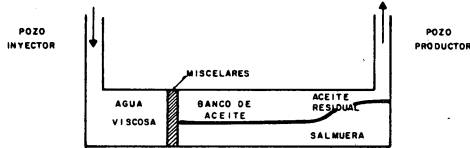


FIG. 2 - INYECCION DE UN BACHE MISCELAR. (2)

Ya se han hecho varios experimentos de campo utilizando este método. En donde se ha ido mejorando notablemente la técnica de aplicación, llegando a tener recuperaciones de aceite muy altas. A continuación se muestra una gráfica (Figura 3) del tamaño del bache (% del volumen de poros) contra recuperación % de aceite en el lugar. Donde se puede ver claramente la mejoría en la recuperación que propicia el método.

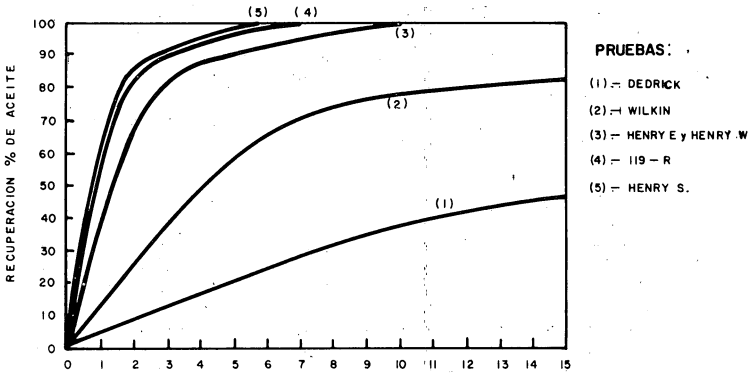


FIG. 3 - TAMAÑO DEL BACHE, % VOLUMEN DE POROS. (2)

En la figura siguiente (Figura 4) se muestra el triángulo que tiene en sus vértices a los 3 componentes principales de los miscelares.

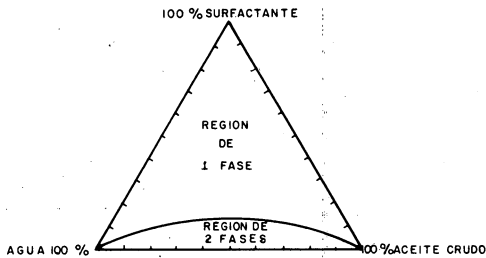


FIG. 4 - MUESTRA EL TRIANGULO QUE TIENE EN SUS VERTICES A LOS 3 COMPONENTES PRINCIPALES DE LOS MISCELARES. (2)

7.2.- Desplazamiento de Aceite con Polímeros.

7.2.1.- Definición de Polímero

Polímero.- (9) La palabra polímero fue primero usada incorrectamente para describir a sustancias químicas con la misma composición, pero diferentes formas en su estructura molecular (isómero). Un polímero es generalmente descrito en términos de su unidad estructural. De hecho lo que se indica es la sucesión o yuxtaposición de moléculas, para formar moléculas gigantes, alargadas. Los polímeros pueden ser fabricados de diferentes --- formas; líquidos y sólidos. Al "disolverse" (más bien es una suspensión) - éstos en agua, le imparten la propiedad de resistencia al flujo a través - de un medio poroso, al aumentar su viscosidad.

7.2.2.- Generalidades

De las técnicas de recuperación secundaria de aceite, la que mejores resultados ha proporcionado en cuanto a éxito y número de proyectos es la inyección de agua; pero tiene la desventaja de que en yacimientos de crudos viscosos, su eficiencia deja mucho que desear; por tal razón se ha investigado sobre yacimientos que presentan esta característica. Una solución encontrada⁽⁹⁾ fue la de aumentar la viscosidad del fluido desplazante (agua); lo anterior se puede lograr mediante la adición de productos químicos al agua de inyección. Los productos químicos con los que se obtuvieron mejores resultados en laboratorio fueron los polímeros.⁽⁹⁾

A través de estudios realizados, se llegó a la conclusión de que la - relación de movilidades entre el aceite y el fluido desplazante, es un factor muy importante en la determinación de la eficiencia total de un proyecto de Recuperación Secundaria. Por tal razón la mayoría de los procesos es tán dirigidos a modificar la relación de movilidades.

La deficiencia del agua como medio de desplazamiento, es bastante conocida en yacimientos que tengan crudos viscosos y/o gran variación de permeabilidad, ya que se mueve mas fácilmente el agua que el crudo.

Se tiene dos posibles soluciones para mejorar la relación de movilidades, (9) y son:

- 1).- Disminuir la viscosidad del aceite.- Esta solución se logra mediante inyección de vapor o de agua caliente, etc.
- 2).- Aumentar la viscosidad del aceite.- Esta solución se logra mediante - productos químicos, principalmente los polímeros.

Al controlar la relación de movilidades entre el agua de inyección y el aceite del yacimiento la eficiencia del desplazamiento se mejora de 3 - formas diferentes; (10)

- a).- La relación de movilidades resulta en su mayor cubrimiento del área.
- b).- Una buena relación de movilidades reduce las deficiencias normalmente ocasionadas por la distribución de permeabilidad heterogénea en el yacimiento.

c).- Esta eficiencia del desplazamiento, está relacionada con la capacidad del fluido inyectado para mover el aceite de su estrato. En pruebas de laboratorio se ha visto que se desplaza mas aceite de las zonas afectadas cuando se utilizan soluciones de polímeros, que cuando se utiliza solamente agua.

Entre los factores adicionales que pueden ser de importancia al estudiar un yacimiento, para aplicar el proceso de inyección de agua con polímeros, pueden mencionarse la viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento y la distribución de permeabilidad.

Es necesario tener datos de campo como: porosidad, permeabilidad, saturación de agua, saturación de aciete, antecedentes de producción, etc.

Cuando la viscosidad del aceite es de 10 a 20 cp, (9) bastará con inyección de agua.

Cuando la viscosidad del aceite es de 30 (9) cp ó mas, se requiere -- (si es costeable) el uso de inyección de agua con polímeros; pero el rango de las viscosidades del aceite donde se deja sentir el beneficio es hasta los 400 cp, aunque se ha aplicado más en torno a los 200 cp. (10)

La profundidad máxima a la que se puede inyectar agua con polímeros es de 2600-2700 m por concepto de temperatura, ya que la temperatura límite es de 275°F. (8)

Los peligros que tiene el polímero son: (8) 1).- Rompimiento del polímero, debido a esfuerzo cortante.- 2).- Fracturamiento de la formación, y - 3).- Tendencia del polímero de adherirse a la roca y taponarla, principalmente cuando las permeabilidades son bajas, debiendo ser éstas mayores que 30 mD.

De los diferentes estudios realizados, el de Sandiford (9) sobre el -- efecto que producen las soluciones de polímeros suspendidos en agua, muestran una gran diferencia en las efectividades de éstos como aditivos del agua de inyección. Muchas "soluciones" de polímeros disueltos en agua no son apropiadas, ya que completamente o casi completamente tapan los poros de la roca, lo cual provoca una disminución o ausencia de flujo de agua y aceite. Otros afectan el flujo de agua, pero reduciendo muy poco su movilidad. Estos aditivos fueron descritos como deficientes y los clasificó como polímeros del tipo A. Otro tipo de aditivos, las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas las denominó como polímero B; estas soluciones mostraron una eficiencia muy pronunciada en la reducción de la movilidad del flujo de aceite.

Estudio Realizado por Barnes. (11)

Este estudio de laboratorio se refiere al uso de un bache viscoso, para mejorar la eficiencia del agua de inyección, en un yacimiento parcialmente invadido por agua de fondo.

En todas las pruebas desarrolladas, Barnes determinó que para la misma relación de agua aceite, un incremento en el gasto da como resultado una mayor eficiencia en el barrido volumétrico.

Esta investigación muestra que la inyección de un bache viscoso en este tipo de sistema, dará algún beneficio sobre la inyección de agua convencional, ya que produce las siguientes mejoras.

Reducción en la vida del proyecto, disminución en los costos e incrementos en la recuperación. Sin embargo, estos beneficios de desplazamiento con bache viscoso, garantizan su uso si el "agua viscosa" pudiera producirse a bajo costo, lo cual no es muy factible hasta ahora.

Al incrementar la viscosidad del fluido desplazante, se tienen estas desventajas:

- 1.- Se reduce el gasto máximo de inyección dentro del yacimiento.
- 2.- Se eleva algo de presión de desplazamiento.
- 3.- La operación del sistema, desde la dosificación del polímero ⁽⁸⁾ hasta el control de la inyección, se vuelven difíciles, resultando muy costoso (pérdidas de pozos, bajas recuperaciones) cualquier error cometido.

El bache de agua viscosa irá seguido por agua y se tiende a mejorar la eficiencia volumétrica de la zona de aceite y a disminuir la relación agua-aceite producida (ver Fig. A.).

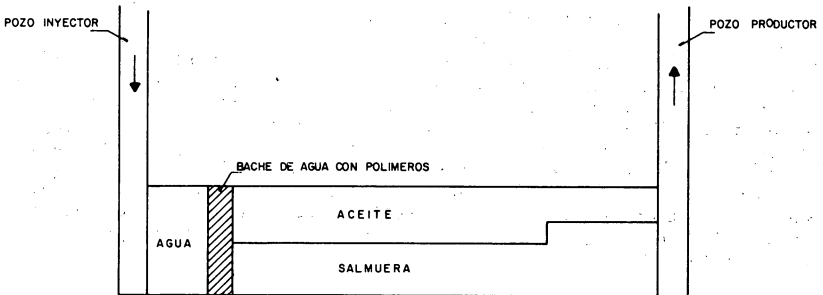


FIG. A.- INYECCION DE AGUA CON POLIMEROS⁽⁹⁾

7.3.- Desplazamiento de Aceite con Microemulsiones.

7.3.1.- Definición de Microemulsión.

Una microemulsión⁽⁴⁾ es una emulsión de aceite y agua termodinámicamente estable, en la cual el tamaño de la partícula del fluido emulsificado o fase interna, es de mas o menos de 0.1⁽⁴⁾ micrones. Estas emulsiones pueden ser del tipo de agua en aceite o aceite en agua.

También puede definirse como una microemulsión⁽⁹⁾ a una emulsión tal que permita desplazar al aceite poniendo en contacto, dentro de la formación algún solvente o aditivo; pero a su vez esta emulsión debe ser muy estable y tener dimensiones de 0.1 a 10 micrones. Genéricamente, las emulsiones son dispersiones de sustancias no miscibles en otras.

Por lo tanto las principales características⁽⁸⁾ de una microemulsión es que sea muy estable y muy pequeña las esferas del líquido disperso.

7.3.2.- Generalidades

Las microemulsiones permiten obtener de cerca del 100%⁽⁵⁾ de recuperación de aceite, en las partes del yacimiento que estén en contacto con el fluido inyectado.

En los últimos años, se han hecho experimentos de laboratorio con microemulsiones y se ha encontrado que un bache de 10%⁽⁵⁾ del volumen de poros desplazado por agua, desplaza esencialmente todo el aceite del modelo en condiciones idóneas.

Las propiedades de las microemulsiones,⁽⁵⁾ que son ideales para el -- desplazamiento de aceite son: a).- Ser miscibles con el aceite, b).- La viscosidad puede ser controlada y por lo tanto la movilidad y c).- Que la densidad del agua y aceite estén en un mismo rango, minimizando el efecto de gravedad.

Las "soluciones" de las microemulsiones⁽⁵⁾ son hechas con surfactantes, hidrocarburo, agua, electrolito y alcohol; pueden ser consideradas como mezclas.

La microemulsión⁽⁸⁾ debe prepararse a velocidades altas, ya sea por agitación mecánica o chiflones y a presiones altas; además debe ser estable, homogénea, etc.

El método usado para seleccionar la composición de la microemulsión -- está dado en la figura 5). Los vértices del triángulo equilátero⁽⁵⁾ representan los 3 componentes mas importantes en la "solución" de la microemulsión, -- sulfonato, aceite y agua. Cada punto en el triángulo representa una composición. Por ejemplo el punto X representa una composición de 55% de sulfonato, 10% de agua y 35% de aceite. El punto E representa un sistema constituido de 70% de aceite y 30% de agua.

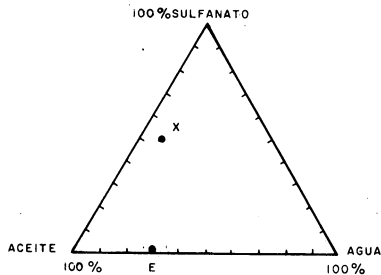


FIG. 5 - COMPONENTES PRINCIPALES DE LA MICROEMULSION.⁽⁵⁾

La viscosidad de la solución de la microemulsión puede ser variada -- dentro de un gran rango. El método mas común para controlar la viscosidad, -- es variando la fracción de alcohol o agua o por cambios de concentración de salinidad.

La adición de alcohol al bache, generalmente disminuye la viscosidad de éste, mientras que la adición de sal reduce la viscosidad también. La -- adición de agua aumenta la viscosidad en una solución de aceite externo, pe ro disminuye la viscosidad en emulsiones de agua externa.

A continuación se muestra un dibujo esquemático⁽⁶⁾ de una microemulsión típica de agua dispersa en un hidrocarburo. (Figura 6).

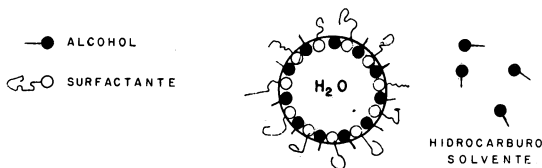


FIG. 6 - MICROEMULSION TÍPICA DE AGUA DISPERSA EN UN HIDROCARBURO.⁽⁶⁾

Se han hecho varios experimentos de laboratorio sobre diferentes mode los, como los que a continuación se mencionan.⁽⁵⁾

- 1.- Núcleos lineales de arenas consolidadas (experimentos 1, 2, 3).
- 2.- Empacamiento lineal de arena (experimentos 4,5,6).
- 3.- Modelos de empacamiento de arena en 5 pozos (experimentos 7,8,9).
- 4.- Modelos de arenas consolidadas en 5 pozos (experimentos 10,11).

Los resultados de algunos de estos experimentos se muestran en las siguientes tablas (Tabla 7.3.1. y 7.3.2.).

Experimento No	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Saturación inicial de aceite %V.P.	83.0	85.6	85.8	66.3	65.3	67.4	87.6	82.6	84.8	63.8	64
Volumen de agua -- densa % V.P. inyectada	--	--	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Volumen de agua inyectada, % V.P.	100	60	40	40	43	43	40	40	43	40	40
Saturación de aceite después de la inyección, % V.P.	14.6	2.4	0.6	5.3	8.6	4.2	9.8	2.8	4.3	5	7
Volumen de microemulsión inyectada % V.P.	--	40	10	10	7	7	10	10	7	10	10
Recuperación de aceite % del aceite inicial	82.9	97.2	99.3	96.1	86.8	93.7	88.8	96.7	94.9	92	89
Tipo de solución de la microemulsión.	--	C	V	W	W	W	W	W	W	W	W

T A B L A 7.3.1. (5)

Composición de las Soluciones de Microemulsiones Usadas en los Experimentos:

Microemulsión	Agua%	Sulfonato%	Hidrocarburo%	Alcohol%	Sal%	Viscosidad %
C	43.6	20	30	6.4	--	32
V	45	15	34	6.0	0.2	25
W	45	15	34	6.0	1.3	21

T A B L A 7.3.2. (5)

Como se puede observar, con este procedimiento se obtienen recuperaciones muy altas de aceite, pero también son muy altas las inversiones. Por lo tanto, para aplicar este método se necesita tener conocimiento muy amplio de las propiedades de los fluidos del yacimiento, propiedades físicas, geológicas y litológicas. (9)

Se aprecia además, como en todos los métodos sofisticados, que la operación completa es delicada y exige mucho control.

7.4 Desplazamiento de Aceite con Surfactantes.

7.4.1. Definición de Surfactante

Los surfactantes (6) son sustancias, principalmente sulfonatos, que -- sirven generalmente para reducir la tensión interfacial de la fase aceite -- crudo-agua.

7.4.2. Generalidades

La idea de usar surfactantes (7) para la recuperación de aceite tuvo lugar en el año de 1927, aunque el proceso fue utilizado hasta los últimos años. En 1927 Uren y Fahmy (7) concluyeron que existe una relación inversa entre -- la tensión interfacial del sistema agua-aceite y el porcentaje de recuperación de aceite por inyección de agua. En ese mismo año Atkinson (7) propuso el uso de soluciones acuosas de jabón u otros materiales para reducir la "tensión superficial" entre el aceite y el medio inyectado y de este modo incrementar la recuperación de aceite.

En los últimos 25 años (7) varios autores han discutido este tema: Preston y Calhoun discutieron el transporte cromatográfico de surfactantes a través de rocas porosas. Ojeda y Paez (7) correlacionaron la saturación residual de aceite con núcleos, después de una inyección de surfactantes, contra $T/\Delta p$ con un parámetro geométrico de poros $(K\phi)^2$. Reisberg y Doscher, (7) en 1956, realizaron un estudio usando un sistema combinado de agua alcalina con un surfactante, midieron las tensiones interfaciales, siendo estas menores de --- 0.01 dinas/cm. Con este mismo sistema recuperaron 100% (7) de aceite en empacamiento de arenas y mas del 90% (7) en núcleos de arenas. Wagner y Leach (7) mostraron que la recuperación de aceite se incrementa cuando la tensión interfacial es reducida a cerca de 0.07 dinas/cm. y que entre mas pequeña sea la -- tensión interfacial se incrementará la recuperación de aceite. En 1968, Taber (7) presentó resultados teóricos y experimentales que clarificaron mas la relación entre la saturación de aceite residual y $\Delta p/\sigma L$.

donde:

Δp = Caída de presión
L = Longitud
 σ = Tensión Interfacial

Ahora bien, cuando 2 fluidos son inmiscibles, (6) tales como los flujos de agua y aceite simultáneamente a través de un medio poroso, cada fluido establece sus propios canales de flujo. Como la saturación de aceite es reducida, tal como ocurre durante una inyección de agua, los canales de este fluido tienden a romperse dejando islas de aceite remanente. En algunos casos esta saturación de aceite residual fue -- -- --

de ser tan alta como el 50% ⁽⁶⁾ del aceite original. En este caso, la fase de aceite es discontinua y el gradiente de presión transversal es mas grande que el gradiente de presión hidrodinámico del agua fluyente. Esta situación es análoga en el caso de que una gotita de aceite es metida a una pequeña -- abertura capilar (Figura 7). Gardescu ⁽⁶⁾ encontró que la presión requerida, para mover esta gotita de aceite a través de la abertura podría ser calculada con la siguiente ecuación.

$$\Delta p = 2\sigma \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2} \right)$$

Donde:

Δp = Caída de presión entre la superficie delantera y trasera de la gota.

σ = Tensión interfacial entre el aceite y el agua

r_1 = Radio de curvatura de la superficie delantera de la gota

r_2 = Tamaño del radio al final de la gota

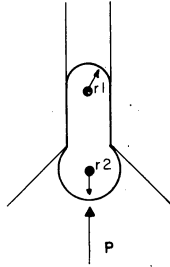


FIG. 7 - GOTA DE ACEITE METIDA EN UNA PEQUEÑA ABERTURA CAPILAR. ⁽⁶⁾

Ahora bien, los parámetros más importantes ⁽⁶⁾ que deben tenerse en cuenta para el uso de surfactantes son: a).- La composición del aceite crudo y salmuera, b).- Tipo de roca y compatibilidad, c).- Gasto de inyección y -- gradiente de presión, d).- Tensión interfacial, e).- Adsorción y f).- Tipo -- de surfactante.

Debe observarse que, este fenómeno tiene íntima relación con el efecto Jamin.

Los surfactantes son reductores de tensión interfacial que se usan -- en un sistema aceite crudo-agua ⁽⁶⁾. Aparte del desplazamiento de aceite por puro mecanismo de reductor de tensión interfacial, los surfactantes pueden -- operar de una manera similar a un detergente típico. O sea, se usa en una -- etapa inicial, antes del desplazamiento con agua, como lavador. ⁽⁶⁾, ⁽⁸⁾ Esto es, ellos pueden preferentemente mojar la superficie de la roca y disolver -- gotas de aceite que están adheridas en las partes de un poro. Aunque los yacimientos de aceite están, generalmente mojados por agua, esto no niega la -- existencia de aceite atrapado en regiones donde el aceite moja la roca del -- yacimiento.

Las conclusiones ⁽⁶⁾ a las que se ha llegado después de ver algo de literatura publicada, son: a) Debido a la excesiva adsorción en la superficie de la roca del yacimiento, los surfactantes son rápidamente deflexionados al pasar a través de la roca del yacimiento y perdiendo su habilidad para reducir la tensión interfacial del sistema aceite crudo-agua. b).- Los baches -- concentrados de surfactantes son mas efectivos, pero son demasiado caros para ser económicamente factibles. c).- La tensión interfacial del aceite crudo -- agua es mejor reducirla a valores bajos en grandes períodos de tiempo por -- grandes distancias. d).- Un gradiente crítico de presión fluyente será excedido después de que el aceite pueda ser movido por los surfactantes.

Por otra parte, se está buscando un surfactante efectivo ⁽⁶⁾ que tenga -- las siguientes propiedades:

a).- Puede reducir la tensión interfacial entre el aceite crudo-agua a valores de 0.01-0.001 dinas/cm. b).- Que su adsorción en la roca no sea excesiva. c).- Que sea física y químicamente estable con la salmuera del yacimiento a -- temperatura de yacimiento. d).- Que sea capaz de ponerse en contacto con una gran parte del yacimiento. e).- Que sea barato.

Los surfactantes están clasificados en 3 tipos ⁽⁶⁾ de acuerdo de sus -- productos de ionización en, 1).- Catiónicos, 2).- Aniónicos y 3).- Noniónicos.

En los últimos años, los surfactantes aniónicos y noniónicos han recibido mayor atención como aditivos potenciales para la recuperación de aceite que los catiónicos, puesto que estos últimos son fuertemente adsorbidos por la roca del yacimiento.

Uno de los mas exhaustivos estudios realizados para obtener un tipo de surfactante óptimo para la recuperación de aceite fue hecho por Donning, ⁽⁶⁾ -- En este estudio 165. detergentes fueron usados. Los resultados indicaron que los detergentes catiónicos y aniónicos son, generalmente, inefectivos para el desplazamiento de aceite. La conclusión mas importante a la que llegó es que los detergentes noniónicos, por su alta eficiencia de desplazamiento, son -- los mas indicados para ser puestos en la inyección de agua como aditivos. -- (Polioxi-etileno alcalino fenol, etioxilatofenol).

La ventaja que tienen los aniónicos ⁽⁶⁾ es que son mucho mas baratos que los noniónicos. Tomando esto en cuenta, se llega a la conclusión de que los -- aniónicos y noniónicos son considerados los surfactantes mas prometedores para recuperación de aceite. Sin embargo su eficiencia ⁽⁶⁾ puede depender de una cantidad de parámetros específicos como el tipo de aceite crudo, tipo de roca, tipo de salmuera y método de aplicación.

Los métodos de inyección de surfactantes ⁽⁶⁾ son: a).- Inyección de bancos surfactantes. b).- Surfactantes generados in-situ, c).- Bache de aceite -- tratado con surfactante.

REFERENCIAS DEL CAPITULO VII

- 1.- Gogarty, W.B. and Tosch, W.C.
Miscible-Type Water Flooding: "oil Recovery with Micellar Solutions"
J. Pet. Tech. (1968) 20, 1407-14 Dec.
- 2.- Bleakley, W.B. "How the Maraflood Process Performs".
Oil & Gas Journal, (November 29, 1971), 49-54
- 3.- Philip B. Lorenz and Abdo F. Bayazzed
"The Effect of Phase Behavior on Recovery Efficiency with Micellar Floods".
J. Pet. Tech. (1974)
- 4.- Holm, L.W. "Use of Soluble Oils for Oil Recovery"
J. Pet. Tech. 23, (1971-Dic.), 1475-1483
- 5.- Hamid Al-Rikabi and Joseph S. Osaba
"Data on Microemulsión Displacement of Oil"
Oil and Gas Journal, (Oct, 22, 1973), 87-92.
- 6.- Ahearn, G.P.
"Surfactants for Oil Recovery"
J. Am. Oil Chem. Soc., (1969) 46, 540 A.
- 7.- Hill, H.J. Reisberg: J. and Stegemeier, G.L.
"Aqueous Surfactant Systems for Oil Recovery"
J. Pet. Tech (1973) 25, 186.
- 8.- Apuntes de Recuperación Secundaria
Ing. Eduardo G. Loreto.
- 9.- Francisco Copto López.- "Uso de Polímeros en un Proyecto de Recuperación Secundaria".
Tesis Profesional - UNAM- 1969
- 10.-P.J. Root-D.D. Dunlop.- Production Research Corporation. Reporte Particular. 1966.
- 11.-Barnes A.L.: "The Use of a Viscous Slug to Improve-Waterflood Efficiency in a Reservoir Partially Invaded by Bottom Water". Journal of Petroleum Technology, October, 1962.

CAPITULO 8

INTRODUCCION A LOS METODOS TERMICOS DE RECUPERACION SECUNDARIA

8.1. Definición y Clasificación de los Procesos de Recuperación Térmica. Generalidades.

La necesidad que se tiene de explotar los yacimientos de aceite en muchos países, ha originado el desarrollo de los métodos de recuperación térmica de aceite. El objetivo fundamental de estos métodos es el proporcionar energía calorífica al aceite, con el fin de disminuir su viscosidad y por lo tanto, facilitar su flujo hacia los pozos productores.

Antiguamente la aplicación de calor a los yacimientos de aceite sólo se hacía con fines de limpieza, para eliminar bitúmenes o parafinas depositadas en las paredes de los pozos que disminuían su productividad. Fue hasta hace unos 10 ó 15 años que adquirieron un gran impulso los métodos de recuperación térmica de aceite viscoso. Estos métodos pueden clasificarse en tres grupos diferentes, (1) de acuerdo a la forma en que se genera y proporciona el calor al yacimiento:

- 1.- Los que usan calentadores en el fondo del pozo.
- 2.- La inyección de fluidos calientes, agua o vapor.
- 3.- Los que originan la formación de un frente de combustión que se desliza lentamente a través del yacimiento por un suministro continuo de aire (combustión in situ).

1.- Calentadores de Fondo

Los calentadores de fondo se han usado en operaciones de campo en la industria petrolera norteamericana desde 1865, (2) a escasos seis años después de la perforación del pozo Drake; tienen la ventaja de que son fáciles de operar, pero el ritmo de generación de calor (100 000 - 150 000 BTU/hora) es relativamente pequeño, comparado con el que se proporciona al yacimiento en un proyecto de inyección de vapor, el cual sobrepasa normalmente los 20 000 000 BTU/hora.(1)

Por otro lado, desde el punto de vista de la recuperación secundaria, como el método más común para calentar el fondo de los pozos es el eléctrico bajo diferentes formas, se ha experimentado que no resulta lo convenientemente económica su utilización. Por esta razón no se ha generalizado este tipo de impartición de energía, hasta la fecha. En realidad, más que un método de recuperación secundaria, este recurso se ha manejado como una estimulación, con aplicaciones limitadas todavía.

2.- Inyección de Fluidos Calientes

La inyección de fluidos calientes constituye otra forma, probablemente

la mas efectiva, de explotar un yacimiento de aceite viscoso. (1) En este caso el calor es generado en la superficie e inyectado al yacimiento a través de pozos inyectoros. En la actualidad los fluidos calientes comunmente utilizados con ese propósito son el vapor de agua y el agua caliente. (1)

Inyección de Agua Caliente.- El agua caliente se empleó por primera vez en proyectos de recuperación secundaria para aumentar los gastos de inyección en operaciones convencionales de inyección de agua. En 1953 Breston y Pearman (3) la utilizaron con ese fin, obteniendo incremento hasta del 35% en las inyectividades. Existe literatura técnica donde aparecen algunos datos sobre aplicaciones de campo de inyección de agua caliente como agente desplazante. (4,5,6)

En realidad, este procedimiento va dirigido a beneficiar las condiciones de relación de movilidades aceite-agua en las cercanías de los pozos inyectoros. Su aplicación dependerá de aspectos económicos.

Inyección de Vapor.- Básicamente, existen dos procesos, inyección cíclica de vapor e inyección continua. Lo que se pretende es que el agua por unidad de masa lleve una máxima energía térmica.

La inyección cíclica de vapor es la versión más atractiva desde el punto de vista económico de la inyección de fluidos calientes para la explotación de yacimientos de aceite viscoso y, por tanto, el método que mayor aplicación ha tenido en el campo. (1) Se puede considerar con respecto a los pozos, como una técnica de estimulación ya que, además de incrementarse la recuperación de aceite al reducir su viscosidad, se logra una limpieza en las paredes de la formación al eliminarse algunos bitúmenes o parafinas que se adhieren en el fondo del pozo; con lo que se disminuye, por tanto, el factor de daño a la formación. (1) Con respecto al yacimiento, si es un método de recuperación secundaria.

La inyección cíclica de vapor consta de tres etapas: (1).

La primera corresponde a la fase de inyección, en la cual se inyecta una cantidad predeterminada de vapor; la segunda es la etapa de condensación del vapor, en la cual se cierra el pozo para permitir que el vapor inyectado se condense y ceda su calor latente al aceite y disminuya su viscosidad, y la tercera es la etapa en que se pone el pozo a producción.

En este método por el mismo pozo que se inyecta vapor se produce Hc.

Hay que tener listo el equipo de bombeo para ayudarnos a subir el aceite.

La inyección continua es un proceso de desplazamiento de aceite por vapor a alta temperatura, (150-260°), (1) el cual se inyecta en forma continua a la formación productora por uno o varios pozos inyectoros. Esta variante en la inyección de vapor, no es la mas usada en la actualidad. Es importante que los espaciamientos entre pozos sean pequeños. En este método, por un pozo se inyecta y por otros se produce; generalmente se aplica

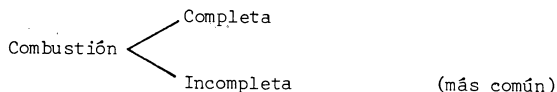
este método cuando ya se ha tenido un barrimiento por inyección cíclica - de vapor.

3.- Combustión In Situ

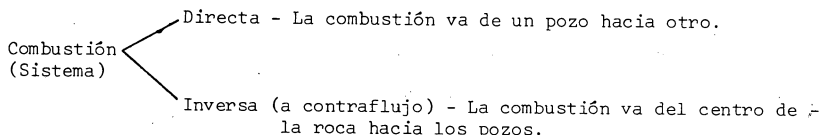
La combustión in situ es un método en el que la energía calorífica -- que se utiliza para aumentar la recuperación de aceite es generada en el -- seno del yacimiento. Este método de recuperación térmica consiste esencial -- mente en lograr la combustión del aceite en el medio poroso, ya sea en for -- ma natural o por medio de un calentador de fondo, y desplazar un frente -- de combustión a través del yacimiento mediante inyección de aire.

El uso de combustión subterránea para recuperar hidrocarburos data des -- de 1888, cuando un científico ruso propuso la gasificación de carbón para -- producir gases combustibles. (1) Fue en el período de 1932 a 1938 cuando -- se hicieron los primeros intentos , también en Rusia, para mantener frentes -- de combustión en yacimientos con el fin de aumentar la recuperación de -- aceite viscoso, sin embargo, estas pruebas no fueron del todo exitosas y -- fue hasta la década de los cincuenta cuando recibió un serio impulso este -- método de recuperación térmica. (1)

La combustión que se desarrolla en el yacimiento puede ser completa o incompleta.



En lo que se refiere a sistema usado hay dos tipos de combustión:



El método de combustión in situ se aplica generalmente a yacimientos -- que ya han tenido vaciamiento o sea que no es vírgen; esto es por facilidad -- de la inyección del aire, sobre todo en el sistema inverso.

Una vez que ya se empezó la combustión y que los efectos de temperatu -- ra y presión llegan a los pozos productores, se debe tener ya en ellos al -- equipo de bombeo, que generalmente es mecánico que debe estar trabajando -- constantemente.

Una de las ventajas de este método con respecto al de la inyección de -- vapor es que aquí no se forman emulsiones en las primeras etapas producti -- vas; en cambio en la inyección de vapor se pueden formar emulsiones desde -- el primer ciclo en ocasiones de tipo inverso (agua en aceite); y aunque --

en la batería de separación se aplican desemulsificadores puede quedar -- agua en el aceite que varía entre el 2 y 5% ya tratado el crudo y cuando llega a las refinerías este crudo causa problemas porque hay un desequili brio térmico en las torres fraccionadas.

De los métodos de recuperación térmica por inyección de vapor y com-- bustión in situ se hablará más detalladamente en los siguientes capítulos.

REFERENCIAS CAPITULO VIII

- 1.- Benito Terán de la Garza - Métodos de Recuperación Secundaria
- 2.- Perry, G.T., Warner, W.S.: U.S. Patent No. 48584 (July 4, 1865).
- 3.- Breston, J.N., Pearman, B.R.: "Hot Water Injection Treatment of Wells, To Increase Water In Take Rates". Producers Monthly, 17 (11) (nov. - 1953).
- 4.- Bursell, C.G.; Taggart, H.J. de Mirjian, H.A.: "Thermal Displacement Test and Results. Kern River Field, California" Producers Monthly, - 30 (9): 18 (Sep. 1966).
- 5.- Martin, W.L., Dew J.N., Powers, M.L.; Steves, H.B.: "Results on a -- tertidry hot water flood in a thin sand reservoir". Spe paper 1918, presentado en 42 md Houston, Texas (October, 1967).
- 6.- Dietrich, W.K., Willhite, G.P.: "Steam soask results, sisavoc poll- - cat canyon field, Sta. Barbara country". Trabajo presentado en The - Petroleum Industry conference on thermal oil recovery, Los Angeles, Calif. (Jun. 1966).

CAPITULO 9

RECUPERACION DE ACEITE POR INYECCION DE VAPOR

9.1 Fundamentos Teóricos

Los métodos de Recuperación Térmica se aplican cuando se tiene en -- el yacimiento aceite viscoso, y constituyen un recurso de gran utilidad -- en la explotación de acumulaciones de hidrocarburos cuyas características hacen: imposible, lento, o aún antieconómico, su agotamiento por métodos convencionales.

La inyección de vapor vista a nivel de pozos es un método de estimu-- lación del ritmo de producción, en los que las principales dificultades para su explotación son debidas a la alta viscosidad del aceite, que pue-- de o no acompañarse de la depositación de bitúmenes y parafinas en el -- fondo del pozo. La estimulación se consigue al proporcionar al yacimiento una cantidad apreciable de calor usando, para su transporte, vapor de -- agua. Puede ser de dos tipos según se vio en el capítulo anterior: cícli-- ca y continua.

Este método de recuperación ha sido aplicado en forma extensiva y -- exitosa principalmente en Venezuela y Estados Unidos y se considera que -- es el más económico y simple de los métodos de recuperación térmica. Sin embargo, su aplicación a un caso de campo dado, requiere una planeación -- previa sumamente cuidadosa y una supervisión muy estrecha de operación.

El diseño de una estimulación para un caso concreto enfrenta diver-- sos problemas, muchos de los cuales sólo pueden resolverse a través de ex-- periencias obtenidas en casos previos. Concretamente, el diseño de la es-- timulación para el primer pozo seleccionado, en un yacimiento dado (Inye-- ción Cíclica), ha de llevarse a cabo desconociendo un buen número de da-- tos y características cuya incorrecta suposición puede conducir a resulta-- dos totalmente negativos; sin embargo, la primera prueba debe considerarse como un experimento a través del cual será posible conocer directamen-- te algunos datos, a refinar los criterios que basan la suposición de o-- tros y adquirir los elementos de experiencia indispensables para planear adecuadamente la siguiente estimulación. La información que proporcionan las pruebas de laboratorio son siempre convenientes para tener una base.

Criterios de Diseño. Existen algunos criterios generales que pueden ser útiles en el diseño de un proyecto de estimulación por medio de inye-- ción de vapor; éstos son el resultado de la experiencia obtenida por di-- versas compañías, en gran número de casos de campo. A continuación se -- enumeran algunas de las características que deben reunir los yacimientos para **poder** considerarlos como potencialmente adecuados para una inyección de vapor económica.

Permeabilidad. El yacimiento debe tener una permeabilidad lo suficien-- temente alta, de 100 a 5000 md, para que permita inyectar el vapor en un tiempo relativamente corto (1), lo cual reduce al mínimo las pérdidas de

calor en todo el sistema de inyección y hacia los estratos adyacentes a la formación productora.

Saturación de Aceite. La cantidad de aceite almacenado en la formación debe ser del orden de $0.15m^3$ de aceite por cada m^3 del yacimiento, - 1200 bls/acre-pié. (1) Esto equivale a considerar que, yacimientos con porosidades medias de 20 y 25%, deben tener, como mínimo, una saturación de aceite de 75 y 60%, respectivamente. De este análisis se deduce también, que un yacimiento con porosidad de 15%, debería estar totalmente saturado de aceite, para asegurar un éxito económico en una estimulación con vapor.

Densidad del Aceite. La densidad del aceite de la formación productora es de gran importancia debido a que está relacionada tanto con su viscosidad como con precio en el mercado. Un aceite de alta densidad normalmente es más viscoso y, por lo tanto, su flujo probablemente responderá mejor a un incremento de temperatura en el yacimiento. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el aceite de alta densidad es de bajo precio y su recuperación solamente será exitosa si se logra producir una cantidad suficiente a ritmos y costos compatibles con el aspecto económico. Por lo tanto, es dudoso que un aceite de 1.0 gr/cm^3 de densidad o mayor - - - - (10° API o menor), se recupere con el mismo atractivo económico por medio de inyección de vapor, que otro con una densidad menor. Por otra parte, aceites de densidad y viscosidad muy bajas no responden satisfactoriamente a la estimulación con vapor, en comparación con algún otro método de recuperación secundaria más adecuado y económico. El rango de densidad del aceite considerado adecuado para la estimulación con vapor es de 0.9 a 1.0 gr/cm^3 , de 10 a 20° API (2).

Profundidad del Yacimiento. La profundidad máxima del yacimiento debe ser, de 900 a 1000m (1) Profundidades mayores implican el manejo de vapor a temperaturas y presiones altas que podían originar fallas en las tuberías de producción y revestimiento; además son preferibles las profundidades someras porque las pérdidas de calor hacia las paredes del pozo se reducen considerablemente.

Espesor de la Formación. El espesor neto de la formación productora debe ser, como mínimo, de 10 a 15 m. Sin embargo, espesores excesivamente grandes pueden originar la segregación del vapor o bien que el vapor penetre perfectamente a los estratos más permeables. (1) El espesor de la formación afecta directamente la magnitud de las pérdidas de calor a los estratos adyacentes, siendo estas pérdidas mayores en formaciones delgadas. Las mejores condiciones se consideran que ocurren en el rango de 15 a 50m, ya que en espesores mayores se tendrían que utilizar generadores de vapor en paralelo, lo cual representaría de por sí problemas adicionales. De cualquier modo, no se trata de recetas y cada caso debe analizarse para una situación dada.

Viscosidad del Aceite. Debido a que en este proceso el principal efecto en la recuperación es el proporcionado por la reducción de la viscosidad del aceite, al incrementarse la temperatura del yacimiento, es preferible aplicar esta técnica de estimulación en yacimientos con aceites cuya -

viscosidad sobrepasa los 200 cp.- Y no obstante que se han reportado éxitos en algunas estimulaciones con vapor en aceites con viscosidades menores, los mejores resultados se han obtenido en yacimientos con crudos cuya viscosidad es del orden de 4000 c.p. a condiciones de yacimiento. Lo que se tiene es el desplome de viscosidad con incrementos pequeños de temperatura.

Masa de Vapor. Para una determinada cantidad de vapor, el gasto de inyección debe ser lo más grande posible a fin de suministrar el calor requerido en un tiempo corto y tener menos pérdidas de calor. Un gasto de inyección, pequeño requiere un tiempo prolongado de inyección, lo cual incrementa las pérdidas de calor. Respecto a la cantidad de vapor que debe inyectarse a una formación, lo más conveniente es basarse en la experiencia obtenida en otros yacimientos, o bien, calcular con información confiable el comportamiento futuro; o/y por medio de modelos matemáticos, simulando la inyección de diferentes cantidades de vapor para decidir, mediante un análisis económico, cual es la más adecuada. En cuanto a la calidad del vapor ésta depende del generador del mismo; para este tipo de proyectos se necesita un vapor en la superficie con una calidad de 80 a 90% ya que debido a la trayectoria desde la fuente de origen hasta la profundidad deseada en el pozo esta calidad disminuirá debido a las pérdidas de calor en su recorrido; la calidad de vapor límite en el intervalo por estimular debe ser mayor del 50% ya que de lo contrario conduciría a un fracaso del proyecto.

Temperatura y Presión de Inyección. El rango de temperaturas y presiones es muy amplio. Aún cuando Farouq Ali señala que las temperaturas óptimas de inyección son del orden de 149 a 204°C, (de 300 a 400°F), (1). En yacimientos donde para inyectar el vapor se requieren presiones mayores de 70 kg/cm² será necesario manejarlo a temperaturas que exedan a 290°C para evitar que se condense. Por otro lado, en yacimientos agotados, presión de inyección y temperaturas menores pueden ser adecuadas.

9.2 Inyección Cíclica de Vapor

La inyección cíclica de vapor es una técnica de estimulación cuya función principal consiste en incrementar los ritmos de producción de aceite viscoso, al reducir su viscosidad y eliminar algunos bitúmenes o parafinas que se depositan en el fondo de los pozos, logrando con ello una disminución en el tiempo de explotación del yacimiento y aumentar la recuperación.

La estimulación con vapor consiste en el suministro de energía térmica a un yacimiento a través de pozos seleccionados adecuadamente, tanto para la inyección del vapor como para la producción de los fluidos calientes y constituye un proceso cíclico caracterizado por tres etapas.

La primera etapa corresponde a la inyección de vapor a la formación productora, durante un tiempo que puede variar desde una a varias semanas dependiendo de las características del yacimiento. Durante esta etapa ocurren pérdidas de calor a través de todo el sistema de inyección, así como hacia los estratos adyacentes a la formación saturada de aceite viscoso.

También, durante este período se generan los problemas ocasiona la temperatura de vapor sobre las tuberías de producción y revestimiento, en las cabezales, empacadores y sobre la cementación misma de la tubería de revestimiento.

La segunda etapa es el tiempo de cierre durante el cual se permite que el vapor inyectado se condense dentro del yacimiento y ceda su calor latente al aceite viscoso, la roca productora y a los estratos adyacentes a ella.

Esta etapa es, posiblemente, la más crítica del proceso, ya que hasta la fecha no se ha logrado definir el tiempo óptimo de cierre. El criterio que se sigue lo han proporcionado los casos de campo y se considera que la condensación del vapor en el yacimiento se logra en un tiempo que varía de uno a cuatro días, aún cuando se han reportado, en algunos casos, tiempos de cierre mayores de una semana. El tiempo de cierre, en general, depende de las características del aceite, de las propiedades de las formaciones adyacentes y, sobre todo, de la energía propia del yacimiento.⁽³⁾ En algunos yacimientos, muy agotados, se omite el período de condensación para aprovechar la energía resultante del represionamiento con vapor, lo cual se logra poniendo el pozo a producir inmediatamente después de la inyección. Una forma de determinar un tiempo práctico de cierre⁽⁴⁾ será explicado posteriormente.

En la última etapa del ciclo, el pozo es abierto a producción durante un período que será el necesario para que el gasto de aceite decline a un valor predeterminado, que puede ser el gasto original que se tenía antes de la estimulación o uno mayor, si es que hubo una mejora permanente en la permeabilidad, como consecuencia de la limpieza de las regiones vecinas al fondo del pozo⁽²⁾ La duración de la etapa de producción puede coincidir con el tiempo en el cual el yacimiento se enfría a su temperatura hasta de 6 meses,⁽³⁾ al final de la cual, dados los resultados obtenidos, pudo iniciarse otro ciclo y así el proceso puede continuar ciclo tras ciclo hasta llegar al límite económico de explotación. El número de ciclos que puede aplicarse a un pozo es variable y aún cuando se han reportado casos de campo donde se han aplicado ocho ciclos de estimulación, se considera que, desde el punto de vista económico, un máximo de 3 ciclos puede ser suficiente; aunque varía de acuerdo al criterio.

Tiempo de cierre. El tiempo de cierre es un pozo es otro factor importante en la respuesta de un yacimiento a la inyección cíclica de vapor, ya que es durante este período cuando el vapor inyectado cede todo su calor latente al aceite almacenado en la formación productora. Existen diferentes opiniones acerca del número de días que debe permanecer cerrado un pozo estimulado con vapor; algunos autores opinan que el pozo debe ser puesto a producción inmediatamente después de terminada la inyección, para aprovechar al máximo la energía de presión proporcionada por el vapor y la alta productividad inicial de aceite, a pesar de que el período productivo resultante es de corta duración, otros opinan que el pozo debe permanecer cerrado el tiempo suficiente para que el vapor se condense y ceda todo su calor latente al aceite, disminuyéndole su viscosidad, apro

vechando de esta manera el máximo suministro de calor a la formación. Con el primer criterio se tiene la desventaja de que la mayor parte del calor inyectado se extrae nuevamente al producirse grandes cantidades de vapor; sin embargo, puede ser adecuado para yacimientos bastante agotados donde sea más importante aprovechar el represionamiento originado por el vapor que una fuerte reducción en la viscosidad del aceite. Por otro lado, en un yacimiento cuya presión sea lo suficientemente alta para mover los fluidos hacia el pozo, es conveniente cerrar éste el tiempo necesario para que el vapor se condense y ceda al máximo calor latente al aceite. Los valores prácticos de los tiempos de cierre varían de uno a cuatro días, (37) aunque pueden modificarse de acuerdo con los criterios ya establecidos.

En la actualidad no se tiene ninguna expresión matemática que permita determinar el tiempo de cierre, sin embargo, existe una patente, (4) - en la cual se reporta una manera práctica para determinar en forma aproximada el tiempo de cierre del pozo para llevar a cabo la condensación total del vapor. Los autores consideran que inmediatamente después de la inyección de vapor, una vez cerrado el pozo, la presión en la zona de vapor declina bruscamente hasta un punto en el cual la formación saturada de fluido alcanza un equilibrio térmico e hidrodinámico. Es en este punto cuando se logra la condensación total de vapor, observándose un cambio en el ritmo de declinación de la presión; éste es el momento oportuno en que debe abrirse el pozo a producción, para obtener el máximo beneficio en la recuperación de aceite. Para llevar a cabo en una forma más efectiva la práctica anterior, es necesario contar con dispositivos para registrar la presión a temperaturas en el fondo del pozo. En caso de que estas variables no pueden registrarse en el fondo se puede observar el comportamiento de la presión en el cabezal del pozo, en donde nuevamente un cambio brusco en la caída de presión indica la condensación total del vapor.

Si se satisfacen los criterios anteriores, las posibilidades de éxito de un proyecto de estimulación con vapor son bastante altas; sin embargo, la inyección cíclica de vapor, a pesar de que es el más económico de los métodos de recuperación térmica, debido a que la inversión se amortiza en un tiempo relativamente corto, ha de enfrentar dificultades adicionales, tales como la formación de emulsiones en los fluidos producidos, una distribución de vapor no uniforme en el yacimiento, problemas de arenamiento durante la fase de producción; hidratación de arcillas durante la etapa de inyección, etc.

9.3 Inyección Continua de Vapor

En este método como su nombre lo indica la inyección de vapor es continua y se aplica al yacimiento completo (por unos pozos se inyecta y otros producen), generalmente en campos donde el espaciamiento es pequeño (menores de 400m), y normalmente se aplica solo cuando se ha obtenido un resultado positivo con inyección cíclica.

En Inyección Continua, si los espaciamientos son grandes es muy común que ocurra el fenómeno de destilación en el yacimiento (Despunte de ligeros), y como consecuencia se formará un frente de agua caliente y se pierde efectividad en el desplazamiento.

Las características de diseño y operación son similares a las de inyección cíclica.

9.4 Pérdidas de Calor en la Superficie y en el Pozo.

Pérdidas de calor en la superficie. Se han publicado varios trabajos relacionados con las pérdidas de calor en un sistema de inyección de fluidos calientes, entre ellos el de Ramey H.J. (5) quien dice que las pérdidas de calor en un sistema empiezan en la unidad térmica o fuente de calor, con subsecuentes pérdidas ocurriendo a través de las líneas de inyección, en la cabeza del pozo, en el agujero, en la formación misma y en los estratos adyacentes. Estas pérdidas de calor son debido a la transmisión de calor a través del sistema por conducción, por convección y por radiación, o por combinación de éstas.

Transmisión de Calor por Conducción. Se tiene cuando el calor pasa de una parte de un cuerpo a otra parte del mismo cuerpo, o a otro cuerpo con el cual está en contacto físico sin un desplazamiento físico de partículas del cuerpo.

Transmisión de Calor por Convección. Cuando el calor es transferido de un lugar a otro dentro de un fluido por la mezcla de una parte del fluido con el otro.

Transmisión de Calor por Radiación.- Cuando el calor pasa de un cuerpo a otro cuerpo a una temperatura diferente por medio de un flujo de una masa menor de partículas, lo cual no es una parte de los dos cuerpos. El mejor ejemplo de transferencia de calor por radiación es la energía solar la cual pasa a través del espacio interestelar por medio de la radiación.

Pérdidas de Calor en el Pozo. Se han publicado varios métodos para calcular las pérdidas de calor hacia las paredes del pozo (6), (7), (8). --- Boberg y Lantz, en base al trabajo realizado por Ramey, (6) desarrollaron una expresión que determina la pérdida de energía calorífica acumulada durante la fase total de inyección, suponiendo un gradiente geotérmico inicial promedio y que la temperatura y presión del vapor permanecen constantes a través de todo el pozo, variando únicamente la cantidad del vapor de bido a la pérdida de calor. La ecuación desarrollada por estos autores es la siguiente:

$$Q_{HL} = \frac{2 DKr^2c (T_s - T_r + \frac{aD}{2}) I}{10^6 oc}$$

Donde:

Q_{HL}: Pérdidas totales de calor hacia las paredes del pozo durante el tiempo de inyección de vapor. (Kcal).

D: Profundidad de la formación productora, (m)

K: Conductividad térmica de las formaciones adyacentes, (Kcal/día-m-°C)

r_C: Radio de la tubería de inyección (mm).

T_S: Temperatura del vapor a la presión de inyección, (°C).

- T_r : Temperatura original del yacimiento, ($^{\circ}\text{C}$).
- a : Gradiente geotérmico, ($^{\circ}\text{C}/\text{m}$).
- I : Factor adimensional que depende, esencialmente, del tiempo de inyección.
- α : Difusividad térmica de los estratos adyacentes a la formación productora ($\text{m}^2/\text{día}$).

9.5. Estimación de las Recuperaciones de Aceite. (9), (10)

Para poder precedir la estimación de las recuperaciones de aceite en un proyecto de inyección de vapor en una forma más real, es necesario estimar el comportamiento, de la viscosidad del aceite contra diversas temperaturas de calentamiento, con el fin de visualizar las variaciones de su viscosidad.

Una vez que se ha obtenido una tabla de valores de viscosidad del -- aceite a diferentes temperaturas podemos aplicar la siguiente fórmula, para cualquier valor de viscosidad:

$$\frac{q_{oc}}{q_{of}} = \frac{\mu_{of} L \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{\mu_{oc} L \left(\frac{r_h}{r_w} \right) + \mu_{of} L \left(\frac{r_e}{r_h} \right)}$$

Donde:

- q_{oc} : Gasto de aceite después de la estimulación ($\text{m}^3/\text{día}$).
- q_{of} : Gasto de aceite antes de la estimulación ($\text{m}^3/\text{día}$).
- μ_{oc} : Viscosidad del aceite a cualquier temperatura de calentamiento a un tiempo t . (CP).
- μ_{of} : Viscosidad del aceite a condiciones iniciales del yacimiento (CP).
- r_e : Radio de drene del pozo (pies).
- r_h : Radio de invasión del vapor de inyección (pies).
- r_w : Radio del agujero (pies).

Pruebas de campo han demostrado una marcada diferencia en la efectividad de la estimulación como resultado del tiempo de cierre y del control de la presión de fondo fluyendo. La diferencia en la producción total de -- aceite puede hacerse aún mayor si se amplía el período de control de la presión de fondo fluyendo, lo cual originaría también una mayor diferencia en la declinación de la temperatura.

REFERENCIAS CAPITULO IX

- 1.- Faourq Alí, S.M.: "Basic Design of Thermal Recovery Projects", Department of Petroleum and Natural Gas Engineering, the Penn. State University (1968).
- 2.- Owens, W.D. and Suter, V.E.: "Steam Stimulation-New est form of -- Secondary Petroleum Recovery", Oil and Gas Journal (April 26, 1965) 82-90.
- 3.- Farouq Alí, S.M.: "Steam Simulation - An Evaluation", Producers - -- Monthly, (Oct. 1967) 2-5.
- 4.- Satter, A. and Craig, F.F., Jr.: "Method for Conducting CiclicSteam Injection in Recovery of Hydrocarbons", U.S. Pat. No. 3,434,544 - -- (March 25, 1969).
- 5.- Ramey, H.J., Jr., "Fundamentals of Thermal Oil Recovery", P. 165, - Dallas, The Petroleum Engineer Publishing Co., 1965.
- 6.- Ramey, H.J., Jr.: "Wellbore Heat Transmission", Jour. Pet. Tech. - -- (April 1962), 427-435.
- 7.- Willhite, G.P. and Dietrich, W.K.: "Design Criteria for Completion - of Steam Injection Wells", Trans. AIME (1966) 1560.
- 8.- Huggen, H.A. and Huit, J.L.: "Wellbore Heat Losses and Casing Tem-- peratures During Steam Injection" Producers Monthly, (August, 1966) 2-8.
- 9.- Valdez L. Francisco "Proyecto de una Prueba Piloto para Recupera-- ción de Aceite Viscoso por medio de Inyección Cíclica de Vapor", -- Pemex, Gerencia de Explotación, Ingeniería de Yacimientos (marzo -- 1968).
- 10.- Charles Robert Smith "Mechanics of Secondary oil recover", Department of Petroleum Engineering the University of Wyoming; Reinhold Publi-- shing Corporation.
- 11.- Marx, J.W. and Langenheim, R.H.: "Reservoir Heating by Hot Fluid - -- Injection", Trans. AIME (1959), 312-315.
- 12.- López C. Fabián Fco. y De Swaan O. Abraham "Terminación y Acondicio-- namiento de Pozos para Inyección de Vapor", Departamento de Yaci-- mientos IMP.
- 13.- Loreto Mendoza Eduardo G. "Apuntes de la Cátedra Recuperación Secun-- daria", Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.