

032

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingeniería

UNICO

RECUPERACION SECUNDARIA DE ACEITE POR INYECCION
DE FLUIDOS MISCIBLES

T E S I S

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

p r e s e n t a:

RAFAEL RODRIGUEZ NIETO

México, D. F.

1967



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



RECUPERACION SECUNDARIA DE ACEITE POR INYECCION
DE FLUIDOS MISCIBLES

TESIS PROFESIONAL

RAFAEL RODRIGUEZ NIETO

México, D. F.

1967

A LA MEMORIA DE MIS PADRES.

CON EL MAYOR AGRADECIMIENTO A MIS TIOS:

SR. PONCIANO RODRIGUEZ HERNANDEZ

SRA. CONSTANTINA B. DE RODRIGUEZ

A QUIENES DEBO MI FORMACION PROFESIONAL
Y QUIENES HAN SUPLIDO PLENAMENTE
A MIS PADRES.

EN GENERAL A TODOS MIS
SERES QUERIDOS.

A HORTENSIA.

A MARIA DEL CARMEN.

A LA FAMILIA: VAZQUEZ-RUIZ.

A MIS AMIGOS.

A G R A D E C I M I E N T O

Agradezco a los Sres. :

Ing. Rodolfo Ruiz Montalvo

Ing. Celestino Pérez Rosales

Ing. Francisco Garaicochea Petrirena

Ing. Benito Terán de la Garza

Ing. José Gómez Salinas

Ing. Joaquín Teyssier Salazar

Ing. Francisco A. Acuña Rosado

La ayuda y/o facilidades brindadas en el desa
rrollo del presente trabajo. Asimismo, a todas -
las personas que directa o indirectamente hicieron
posible la elaboración de esta tesis.



FACULTAD DE INGENIERIA
Dirección
Núm. 73-1804
Exp. Núm. 73/214.2/1.-

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

Al Pasante señor Rafael RODRIGUEZ NIETO
P r e s e n t e

En atención a su solicitud relativa, me es grato transcribir a usted a continuación el tema que aprobado por esta Dirección propuso el señor profesor Ingeniero José Gómez Salinas, para que lo desarrolle como tesis en su examen profesional de Ingeniero PETROLERO.

" RECUPERACION SECUNDARIA DE ACEITE POR
INYECCION DE FLUIDOS MISCIBLES.

RESUMEN

INTRODUCCION

GENERALIDADES

PRINCIPIOS DEL DESPLAZAMIENTO MISCIBLE

FENOMENOS DE DIGITACION, FLUJO CRUZADO, DIFUSION Y DISPERSION.
INESTABILIDAD DEL DESPLAZAMIENTO MISCIBLE

PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO CON MISCIBLES. RELACIONES DE FASE-
EN DIAGRAMAS TRIANGULARES

POSIBILIDADES DE MEJORAR LA RECUPERACION DE ACEITE EN EL DES-
PLAZAMIENTO CON MISCIBLES

APLICABILIDAD DE UN PROCESO MISCIBLE EN UN YACIMIENTO.

CONCLUSIONES."

Ruego a usted tomar debida nota de que en cumplimiento de lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito indispensable para sustentar examen profesional; así como de la disposición de la Dirección General de Servicios Escolares, en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Muy atentamente,

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
México, D.F., a 17 de marzo de 1967

EL DIRECTOR

Ing. Manuel Paulín Ortiz

MPO/MMO/rr.

C O N T E N I D O

	Página
RESUMEN	1
INTRODUCCION	3
GENERALIDADES	5
PRINCIPIOS DEL DESPLAZAMIENTO MISCIBLE.	
1 Generalidades sobre miscibilidad y teoría del desplazamiento miscible.	7
2 Desarrollo teórico.	15
3 Método de G. W. Doepel para calcular el comportamiento futuro de un yacimiento sometido a desplazamiento con fluidos miscibles.	23
4 Pruebas experimentales. Resultados de campo.	27
FENOMENOS DE DIGITACION, FLUJO CRUZADO, DIFUSION Y DISPERSION. INESTABILIDAD DEL DESPLAZAMIENTO MISCIBLE.	
1 Digitación.	35
2 Flujo cruzado.	37
3 Difusión y Dispersión.	38
4 Inestabilidad del desplazamiento miscible.	40
PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO CON MISCIBLES. RELACIONES DE FASE EN DIAGRAMAS TRIANGULARES.	
1 Procesos de desplazamiento con miscibles.	41
2 Relaciones de fase en diagramas triangulares.	51
POSIBILIDADES DE MEJORAR LA RECUPERACION DE ACEITE EN EL DESPLAZAMIENTO CON MISCIBLES.	58
APLICABILIDAD DE UN PROCESO MISCIBLE EN UN YACIMIENTO.	65
CONCLUSIONES	72
REFERENCIAS	75
NOMENCLATURA	80

R E S U M E N

Miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos en todas proporciones sin que se forme entre ellos una interfase y se debe a que las fuerzas de atracción de carácter electroquímico entre las moléculas de los dos fluidos son iguales o mayores que aquéllas que actúan entre las moléculas de un mismo fluido.

En un desplazamiento miscible no existen las fuerzas de capilaridad, ya que éstas sólo aparecen en la interfase de dos fluidos, la cual no se forma en el citado desplazamiento, por lo que se recupera prácticamente el 100 % de aceite de los poros invadidos; sin embargo, la recuperación total no es tan alta como pudiera esperarse, puesto que la cantidad de aceite producido depende, también, de la fracción del yacimiento que es invadida y ésta generalmente es mucho menor que la correspondiente obtenida en un desplazamiento inmisible por invasión de agua. En estas condiciones, para aplicar un proceso miscible en proyectos de campo con mayores probabilidades de éxito, es necesario mejorar la eficiencia de recuperación; una de las formas de lograr lo anterior es inyectando agua junto con el fluido miscible desplazante.

Existen fundamentalmente cuatro procesos de desplazamiento miscible y sus relaciones de fase se pueden representar en un diagrama triangular, como el de la figura 20, para determinadas condiciones de presión y temperatura. Estos procesos son:

- (a) " Bache de propano "
- (b) " Bache de alcohol "
- (c) Inyección de gas a alta presión
- (d) Inyección de gas rico

y se describen en el presente trabajo. Asimismo, se exponen dos ejemplos de aplicación de campo y se da un procedimiento de cálculo de comportamiento futuro de un yacimiento que pueda ser representado como un sistema de estratos.

En todo proceso de desplazamiento miscible se encuentran involucrados ciertos fenómenos físicos que disminuyen su eficiencia de recuperación; dichos fenómenos son la digitación, el flujo cruzado y la difusión y dispersión; se describen también en este trabajo.

Finalmente, se presentan las generalidades de un estudio sobre la aplicabilidad y selección de uno de los procesos miscibles en un yacimiento dado, citando algunas de las fases del análisis económico.

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

En virtud de que la demanda de hidrocarburos se incrementa constantemente, la industria petrolera hace inversiones, en forma creciente, de gran parte de sus ingresos en la búsqueda de yacimientos para mantener y aumentar las reservas aceítíferas, las cuales aseguran la existencia en el futuro de esta industria, básica en el desarrollo económico de los pueblos; pero, los nuevos yacimientos implican cada vez más dificultades y mayores costos. En un principio, por ejemplo, las acumulaciones de petróleo se manifestaban en forma objetiva mediante emanaciones superficiales y, por consiguiente, su descubrimiento no representaba prácticamente ninguna inversión; en la actualidad, con el mismo fin, es necesario hacer cuantiosas inversiones en procedimientos de exploración.

En estas condiciones la industria petrolera ha dado un fuerte impulso a la investigación con el fin de descubrir y/o perfeccionar técnicas de explotación para recuperar más aceite de los yacimientos ya conocidos. A raíz de esta investigación surgió el proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, con el que se han incrementado considerablemente las reservas de hidrocarburos; sin embargo, aún con operaciones de esta índole, que se catalogan como satisfactorias, se pueden tener factores de recuperación

de aceite de sólo el 60 %, lo que significa que se dejan millones de barriles de aceite en los llamados yacimientos agotados; este enorme volumen de hidrocarburos es un poderoso incentivo para continuar con mayor énfasis la investigación citada con anterioridad, -- dando como resultado el desarrollo de varios métodos para incrementar la recuperación de aceite, entre los que se cuentan la aplicación de energía térmica a los yacimientos y los procesos de desplazamiento miscible, los cuales aparecen en una publicación (1)* con mayor número de aplicaciones de campo con respecto a los procedimientos en que se emplea energía térmica.

En el presente trabajo se describen los procesos de desplazamiento miscible, con los que se recupera prácticamente todo el aceite de los poros invadidos y se pretende presentar, en una forma general, lo más importante de todas las fases de la investigación especializada que aparece en la literatura y los resultados obtenidos.

*Referencias al final.

G E N E R A L I D A D E S

Los procesos de desplazamiento miscible surgieron hace -- aproximadamente 20 años como uno de los resultados de la investigación emprendida por la industria petrolera ante la necesidad de aumentar la eficiencia de recuperación de aceite de los yacimientos. La primera aplicación del proceso miscible de inyección de gas a alta presión se inició en junio de 1949 en el yacimiento " Block 31 - Field " (2) en la parte occidental de Texas; el comportamiento del proceso indica que el desplazamiento se ha efectuado esencialmente de acuerdo con la predicción correspondiente y que la operación ha sido un éxito.

A partir de 1949 aumentó el número de proyectos de campo y en 1961 se encontraban en desarrollo en Estados Unidos alrededor de 50 de ellos (3), siendo el proceso " Bache de propano " el más aplicado, con un 75 % del total; del 25 % restante, el 18 % correspondió al proceso de desplazamiento por inyección de gas rico y el 7 %, al de inyección de gas a alta presión; no se reportan aplicaciones de campo del proceso miscible " Bache de alcohol ". A. B. Dyes ha analizado 13 de los proyectos mencionados y reporta que en 7 de ellos se han presentado resultados satisfactorios; indica que los otros 6 fracasaron, principalmente porque no se conservó la presión adecuada y además porque en los casos en los que

se aplicó el proceso " Bache de propano " se usó una cantidad insu ficiente de este hidrocarburo.

En vista de que en todo proyecto es indispensable hacer un estudio económico, la aplicación de un proceso miscible plantea un problema muy serio que consiste en determinar si la recuperación adicional de aceite que se espera obtener, en comparación con el procedimiento de inyección de agua, compensa la mayor inversión -- que implica invariablemente cualquier desplazamiento miscible. Lo anterior constituye la última fase del análisis sobre la aplicabilidad de un proceso de esta naturaleza.

PRINCIPIOS DEL DESPLAZAMIENTO MISCIBLE.

1.- GENERALIDADES SOBRE MISCIBILIDAD Y TEORÍA DEL DESPLAZAMIENTO - MISCIBLE.

1.1.- Miscibilidad.

Definición.- Miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos fluidos en todas proporciones sin que se forme entre ellos una interfase ⁽⁴⁾. 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 mismo fluido; el proceso de mezcla resultante eliminará la interfase original.

Una condición para que dos fluidos sean miscibles es que exista afinidad química entre ambos ⁽⁵⁾; como un ejemplo de estos fluidos se pueden citar la gasolina con el aceite y de no miscibles, el aceite con el agua.

1.2.- Teoría del desplazamiento miscible.

1.2.1.- Generalidades.

El objetivo del desplazamiento miscible en un proceso de recuperación 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 a la tensión superficial y dan lugar al fenómeno de presión capilar (capilaridad), originando que gran parte del aceite quede atrapado en los poros de la roca almacenante.

La presión capilar se define ⁽⁶⁾ como la presión diferencial que existe en la interfase de dos fluidos.

A continuación se describen los mecanismos de desplazamiento con no miscibles y con miscibles, para hacer evidente la ventaja que se obtiene con la aplicación del proceso último citado.

1.2.2.- Fuerzas de tensión superficial.

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 ⁽⁷⁾; en realidad, las fuerzas de tensión superficial son el resultado de las interacciones de carácter electroquímico entre las moléculas próximas a la superficie de un líquido y se explican mediante la teoría de la atracción molecular que a continuación se presenta: Cada molécula de un líquido ejerce una fuerza de atracción sobre sus vecinas en un radio relativamente pequeño, que se denomina límite efectivo de atracción molecular; por lo tanto, en el seno de un líquido dichas fuerzas se encuentran en equilibrio, puesto que son iguales para cada molécula; en cambio, en la superficie libre la 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 interfaces entre:

- (a) Un líquido y un gas.
- (b) Un líquido y un líquido.
- (c) 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 y puesto en contacto con la superficie libre de un líquido; el fenómeno 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 aquella ejercida entre las moléculas del líquido, el ángulo de contacto θ se aproximará a cero grados, figura 1-a y se dice entonces que el líquido moja al sólido; en caso contrario, θ tenderá a 180 grados, figura 1-b, 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.

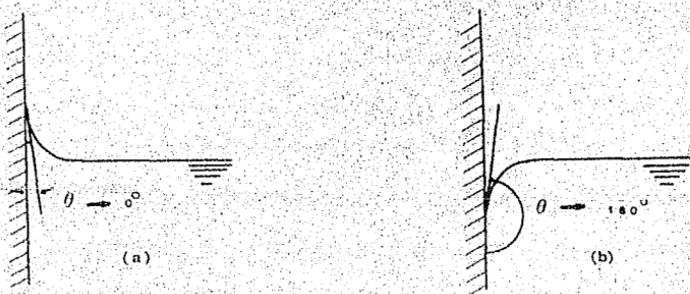


Figura 1.- Variación del ángulo de contacto con el grado de mojabilidad.

1.2.3.- 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 a la tensión superficial e inversamente 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 conductos de diámetro muy pequeño, como lo son los intersticios de la roca de un yacimiento.

1.2.4.- 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.

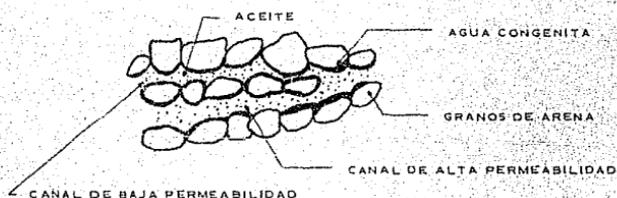


Figura 2.- Saturaciones originales de agua y aceite bajo condiciones de equilibrio.

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 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, constituyendo una --

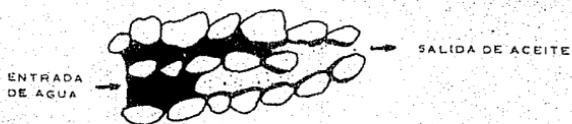


Figura 3.- Si el ritmo de invasión es suficientemente lento, las fuerzas capilares dan lugar a que el agua se mueva más rápidamente en el canal de baja permeabilidad.



Figura 4.- La reducción en la saturación de aceite produce un aumento en la tensión interfacial que causa la ruptura en los puntos A y B.

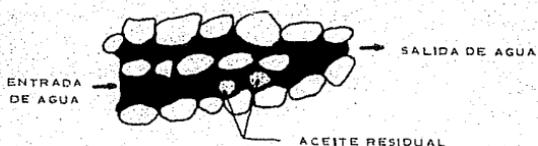


Figura 5.- Aceite residual entrampado debido a que las fuerzas interfaciales son mayores que las fuerzas de arrastre.

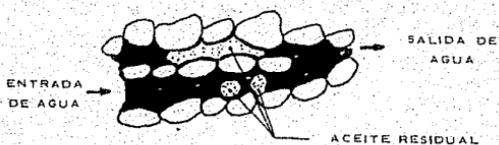


Figura 6.- Aceite residual en desplazamientos a alto ritmo de invasión.

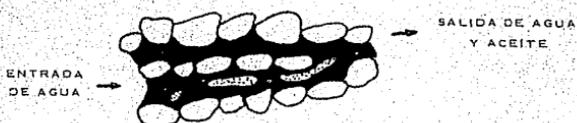


Figura 7.- Reduciendo la tensión interfacial, el aceite residual es desplazado con mayor eficiencia.

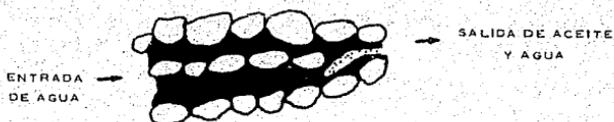


Figura 8 - Se obtiene una recuperación total de aceite cuando se elimina la tensión interfacial.

saturación residual de aceite, figura 5.

En desplazamientos mediante altos ritmos de inyección de agua, ésta avanzará más aprisa en el canal de mayor diámetro, quedando también aceite entrampado 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 prácticamente un desplazamiento 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 entrampamiento de aceite, alcanzando teóricamente una eficiencia de desplazamiento de 100%.

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, con la característica de miscibilidad.

2.- DESARROLLO TEORICO.

Para el desarrollo de las ecuaciones de desplazamiento miscible se supone que existe:

- (a) Flujo lineal.
- (b) Desplazamiento en una capa homogénea y uniforme.
- (c) Fluido incompresible.
- (d) Efecto gravitacional despreciable.
- (e) Saturación de gas inmóvil.
- (f) Saturación de agua congénita inmóvil.

En un desplazamiento miscible en el cual el agua congénita es inmóvil, las permeabilidades efectivas al solvente y al aceite son iguales debido a que no hay interfase entre ambos fluidos, por lo tanto se tiene:

$$M_{s,o} = \frac{\lambda_s}{\lambda_o} = \frac{k_s/\mu_s}{k_o/\mu_o} = \frac{\mu_o}{\mu_s} \quad (1)$$

es decir, la relación de movilidades del solvente al aceite $M_{s,o}$ es simplemente el cociente de viscosidades μ_o/μ_s .

La Ley de Darcy, para flujo lineal de fluidos en un medio poroso, se expresa por la ecuación:

$$q = \frac{k A \Delta P}{\mu L} \quad \text{o bien:} \quad q = \frac{\Delta P}{\mu L/kA} \quad (2)$$

Por otra parte, la Ley de Ohm establece lo siguiente:

*Nomenclatura al final.

$$I = \frac{\Delta E}{R} \quad (3)$$

La resistencia R que un cuerpo lineal opone al paso de la corriente eléctrica I es proporcional a su longitud L e inversamente proporcional a su sección transversal A ; expresado en forma de ecuación:

$$R = \rho \frac{L}{A} \quad (4)$$

donde ρ es la constante de proporcionalidad y se denomina resistividad.

Substituyendo (4) en (3):

$$I = \frac{\Delta E}{\rho L/A} \quad (5)$$

que tiene la misma forma matemática que (2). Se observa de las ecuaciones (2) y (5) que existe analogía entre q e I , ΔP y ΔE , μ/k y ρ ; de aquí que en flujo de fluidos a través de un medio poroso pueda llamarse resistividad ρ al cociente μ/k y resistencia Ω que se opone a su paso a la expresión:

$$\frac{\mu L}{k A}$$

o bien

$$\Omega = \frac{\mu L}{k A} \quad (6)$$

El cociente $\frac{L}{k A}$ se denomina factor geométrico F_g :

$$F_g = \frac{L}{kA} \quad (7)$$

Substituyendo (7) en (6):

$$\Omega = \mu F_g \quad (8)$$

F_g es un factor que depende de la geometría y de la permeabilidad absoluta del medio.

μ es una viscosidad promedio y puede variar entre la viscosidad del solvente empleado para el desplazamiento miscible μ_s y la viscosidad del aceite μ_o .

Substituyendo (6) en (2): $q = \frac{\Delta P}{\Omega}$, de donde

$$\Omega = \frac{\Delta P}{q} \quad (9)$$

Por medición directa de laboratorio, de caídas de presión y ritmos de inyección es posible expresar Ω como una función de -- los volúmenes de poros de solvente inyectado, eliminando la dificultad de medir separadamente μ y F_g .

Esto implica que una capa puede tener cualquier configuración. De la misma medición se obtiene también q en función de los volúmenes de poros de solvente inyectado, manteniendo constante ΔP .

En la figura 9 se presentan gráficas de Ω vs. V_s/V_p para varias relaciones de movilidades en una capa, en arreglo de 5 pozos, con inyección continua de solvente y una relación de la distancia - entre pozo productor e inyector al radio del pozo (d/r_w) igual a 4.050. Omega se expresa en por ciento de la resistencia al iniciar la invasión.

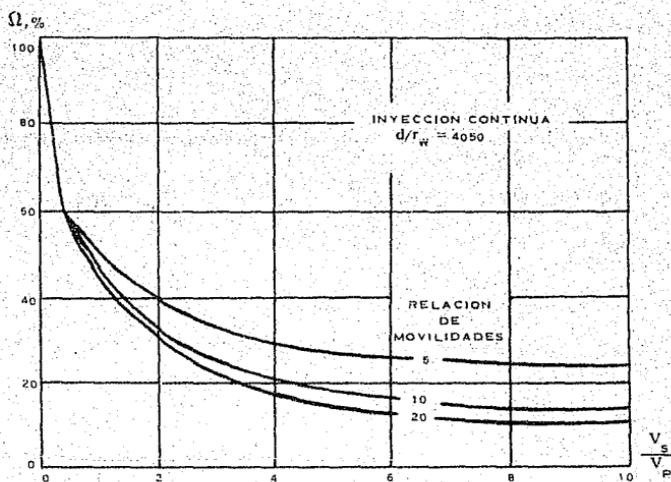


Figura 9.- Efecto de la relación de movilidades sobre la resistencia al flujo Ω , para una capa en arreglo de 5 pozos.

Supóngase que una capa, después de transcurrido un tiempo t desde que se inició la inyección, tiene un área barrida A_1 , según se muestra en la figura (10).

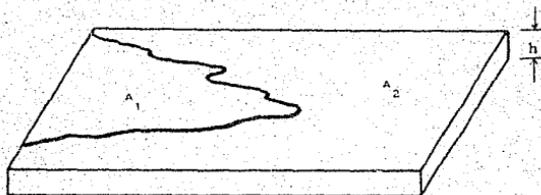


Figura 10.- Diagrama que muestra el frente de invasión, el cual divide a la capa en dos áreas: A_1 y A_2 .

A este tiempo t se habrá inyectado un volumen determinado de solvente. La eficiencia de área barrida E_A se define como el cociente $\frac{A_1}{A_1 + A_2}$ y puede obtenerse en un modelo a escala, en función de los volúmenes de poros de solvente inyectado. La eficiencia de desplazamiento E_D es el volumen de aceite desplazado de los poros invadidos entre el volumen de aceite contenido en dichos poros antes del desplazamiento; se obtiene también en modelos de laboratorio, habiéndose encontrado que es del orden del 80 al 100 % en desplazamientos miscibles, dependiendo de las características del yacimiento y de la composición de los fluidos desplazado y desplazante. La eficiencia vertical E_v en el proceso de desplazamiento es la fracción del volumen del yacimiento de la zona barrida que es lavada por el fluido inyectado; se supone de 100 % para una capa homogénea.

La recuperación de aceite de una capa está dada por:

$$r_j = \frac{N_{pj}}{N_j} \quad (10)$$

pero $N_{pj} = A_1 h \phi S_o E_D E_i$ (11)

y $N_j = (A_1 + A_2) h \phi S_o$ (12)

substituyendo las ecuaciones (11) y (12) en (10):

$$r_j = \frac{A_1}{A_1 + A_2} E_D E_i \quad (13)$$

pero, por definición $\frac{A_1}{A_1 + A_2} = E_A$;

substituyendo este valor en (13):

$$r_j = E_A E_D E_i \quad (14)$$

En la ecuación anterior se observa que la recuperación de aceite es igual a la eficiencia total de desplazamiento, y como E_A es una función de los volúmenes de poros de solvente inyectado LV_p , E_D es un dato de laboratorio y E_i es igual a la unidad, por consiguiente, se puede obtener también r_j en función de LV_p ; en el caso particular de que se tenga $E_D = 1$, la ecuación (14) se reduce a:

$$r_j = E_A \quad (15)$$

En resumen, es posible expresar Ω , q y r en función de los volúmenes de poros de solvente inyectado.

Para un sistema estratificado de n capas, cada una con permeabilidad diferente y suponiendo que no existe flujo cruzado, se tiene lo siguiente:

$$\bar{i}_{sj} = \frac{V_{sij}}{t} \quad (16)$$

despejando q de la ecuación (9):

$$q = \frac{\Delta P}{\Omega} \quad (17)$$

pero $q = i$ en el caso de inyección.

Substituyendo los valores anteriores en la ecuación (16) se tiene:

$$\frac{V_{sij}}{t} = \frac{\Delta P}{\Omega_j} \quad (18)$$

pero $\bar{i}_{Ts} = \sum_{j=1}^n \bar{i}_{sj} = \frac{V_{Tsi}}{t} = \sum_{j=1}^n \frac{\Delta P}{\Omega_j} = \Delta P \sum_{j=1}^n \frac{1}{\Omega_j}$

o bien $\frac{V_{Tsi}}{t} = \Delta P \sum_{j=1}^n \frac{1}{\Omega_j} \quad (19)$

La fracción de solvente f_{sij} inyectado en la capa i es el cociente de las ecuaciones (16) y (19):

$$f_{sij} = \frac{V_{sij}}{V_{Tsi}} = \frac{1}{\Omega_j \sum_{j=1}^n \frac{1}{\Omega_j}} \quad (20)$$

Como i_j es una función del volumen de solvente inyectado V_{Tsi} y el gasto total de inyección es $\sum_{j=1}^n i_j$, puede obtenerse también i_{Ts} en función de V_{Tsi} .

La recuperación de aceite r del sistema estratificado en función de V_{Tsi} se calcula con la ecuación (14). En este caso r substituye a r_j ; E_A y E_I para el sistema se ilustran en la figura 11.

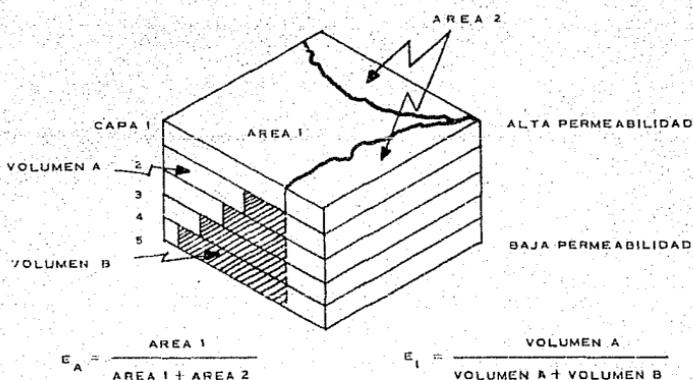


Figura 11.- Diagrama de un sistema de 5 capas que muestra esquemáticamente la eficiencia de área barrida E_A y la eficiencia vertical E_I del proceso de desplazamiento.

3.- METODO DE G. W. DOEPEL ⁽⁸⁾ PARA CALCULAR EL COMPORTAMIENTO FUTURO DE UN YACIMIENTO SOMETIDO A DESPLAZAMIENTO CON FLUIDOS MISCIBLES.

Este método de predicción de 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 representado 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 las anotadas en la sección anterior donde se desarrollan las ecuaciones que rigen el desplazamiento miscible. 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 ⁽⁹⁾ que, en general, no es necesario usar un número extremadamente grande en los cálculos. Es suficiente considerar un sistema de 10 capas.

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 propuesto son:

Eficiencia de área barrida E_A .

Eficiencia vertical E_v .

Factor de recuperación de aceite r .

Relación de producción solvente-aceite.

Todo esto en función de los volúmenes de poros de solvente inyectado en el sistema.

El procedimiento de cálculo se presenta en forma de pasos como sigue:

(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 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 (8) que un incremento de $0.02 SV_p$ da resultados suficientemente aproximados para la mayoría de los requerimientos de ingeniería.

(d) Para cada incremento de volumen de solvente inyectado en el sistema se calcula la cantidad que de él entra a cada capa mediante la ecuación (20).

(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 $N_j E_{A_j} E_D$, 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 consiguiente, 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 (14); los valores de E_A y r se obtienen de los pasos (f) e (i), respectivamente, en tanto -- que E_D se mide en el laboratorio.

4.- PRUEBAS EXPERIMENTALES. RESULTADOS DE CAMPO.

4.1.- Pruebas Experimentales.

Entre la serie de pruebas experimentales que se han realizado con objeto de adquirir mayor conocimiento sobre el desplazamiento miscible se tiene la realizada por B. Habermann (10), en la cual se ha investigado el efecto de la relación de movilidades entre el fluido desplazante y el fluido desplazado sobre el grado de formación de dedos y sobre la eficiencia de área barrida. Habermann hizo el estudio empleando modelos de arena artificialmente consolidados, que permiten la observación de líquidos coloreados durante el desarrollo de las pruebas de flujo. Antes de cada desplazamiento el modelo fue completamente saturado con un líquido que representa la fase de aceite; el líquido desplazante fue coloreado con una tintura soluble, filmándose el progreso del avance del frente en una película a colores; la eficiencia de área barrida se determinó midiendo el área ocupada por el fluido desplazante a diferentes volúmenes de solvente inyectado; las pruebas se efectuaron a un gasto de inyección constante. De esta manera es posible determinar la eficiencia de área barrida en función del volumen de fluido desplazante inyectado, para una relación de movilidades dada.

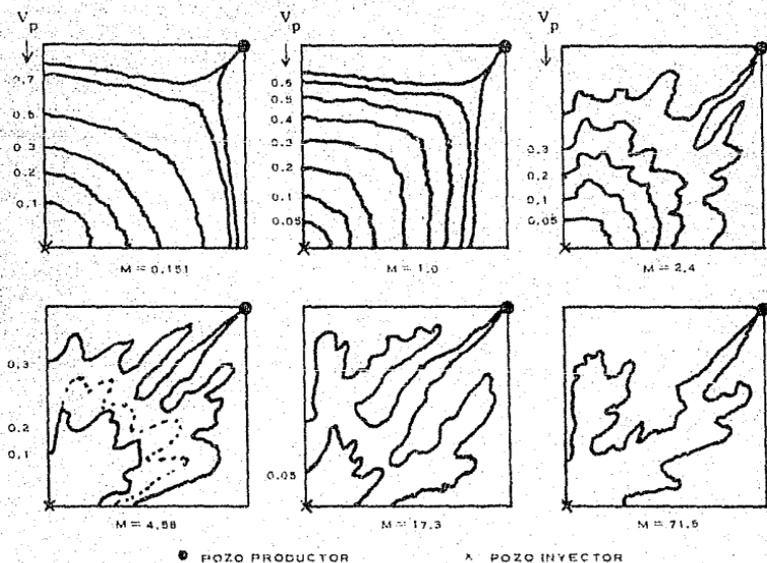


Figura 12.- Frentes de desplazamiento para diferentes relaciones de movilidades y volúmenes de poros de solvente inyectado hasta la surgencia, en un cuadrante de un arreglo de 5 pozos.

En la figura 12 se presentan, para un arreglo de 5 pozos, las formas que adoptan los frentes de desplazamiento hasta que se alcanza la surgencia en el pozo productor, para diferentes relaciones de movilidades y volúmenes de poros de fluido inyectado. En la figura 13 se pueden observar los porcentajes de área barrida en función de la relación de movilidades y del volumen de poros de fluido

inyectado, también para un arreglo de 5 pozos; en cada caso se indican los valores de E_A a la surgencia.

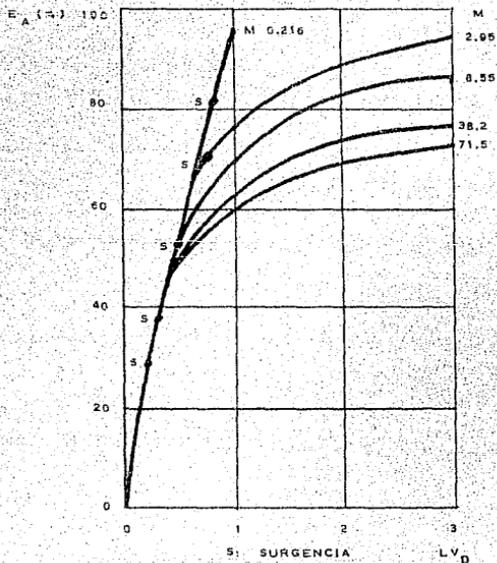


Figura 13.- Eficiencia de área barrida, incluyendo un período posterior a la surgencia.

Es evidente, en ambas figuras, que disminuye la eficiencia de área barrida a medida que aumenta la relación de movilidades.

Por otra parte, se investigó el efecto del grado de estratificación de un yacimiento sobre la recuperación de aceite. El -

inyectado, también para un arreglo de 5 pozos; en cada caso se indican los valores de E_A a la surgencia.

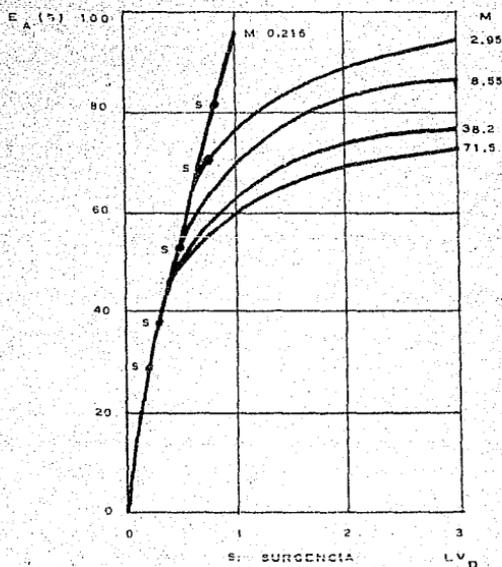


Figura 13.- Eficiencia de área barrida, incluyendo un periodo posterior a la surgencia.

Es evidente, en ambas figuras, que disminuye la eficiencia de área barrida a medida que aumenta la relación de movillidades.

Por otra parte, se investigó el efecto del grado de estratificación de un yacimiento sobre la recuperación de aceite. El -

grado de estratificación con respecto a la permeabilidad ha sido expresado ⁽¹¹⁾ como una variación estadística de la propia permeabilidad y se representa por V ; en un yacimiento homogéneo V es igual a cero y se aproxima a la unidad en un yacimiento altamente estratificado. Utilizando un sistema de 50 capas en arreglo de 5 pozos, una relación de movilidades de 17 y un solvente cuya composición molar es de 25% de metano y 75% de propano se llegó a los resultados que se presentan en la figura 14, de la cual se deduce que es muy importante el valor de V sobre la recuperación total de aceite. Por ejemplo, de $V = 0.5$ a $V = 0.8$ para un volumen de fluido inyectado de 3 veces el volumen de poros del sistema, la diferencia de aceite recuperado es de aproximadamente 25% del original.

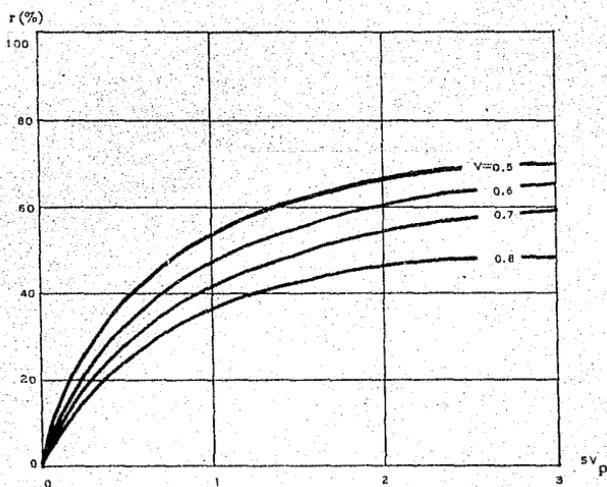


Figura 14.- Efecto de la variación de permeabilidad V sobre la recuperación de aceite de un sistema de 50 capas.

Las pruebas experimentales mencionadas fueron efectuadas inyectando continuamente el solvente; sin embargo, es antieconómico llenar el yacimiento con un fluido de mayor valor que el aceite, - por lo que se ha ideado un procedimiento práctico que consiste en - inyectar un pequeño "bache" o "banco" de solvente para desplazar al aceite; a su vez, el banco de solvente es impulsado por un fluido - que además de ser de bajo costo reúna la condición de miscibilidad. Este procedimiento lo experimentó H. N. Hall (12) en el laboratorio, inyectándole a núcleos largos, obtenidos uniendo en serie núcleos - convencionales, un bache de propano como solvente y gas natural como fluido desplazante. En proyectos de campo es factible, económicamente, usar los mismos fluidos. En la figura 15 se ilustra lo anterior; se presentan además dos zonas de transición que se han desarrollado, una entre la zona de aceite y el banco de propano licuado y la otra, entre este banco y la zona de gas natural.

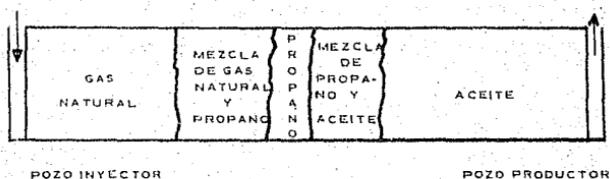


Figura 15.- Representación esquemática del proceso de desplazamiento miscible "Bache de Propano".

El problema fundamental es determinar la cantidad mínima de solvente que se debe inyectar para mantener una zona en la cual se tenga 100% del mismo durante todo el proceso, con el objeto de obtener la eficiencia de desplazamiento óptima. H. A. Koch Jr. y R. L. Slobod encontraron experimentalmente ⁽¹³⁾ que los factores -- principales que controlan la cantidad de solvente necesario son: - La longitud del yacimiento, la composición del aceite del propio yacimiento y la presión en el frente de desplazamiento; de efectos secundarios son el ritmo de inyección y el tipo litológico de medio poroso, siempre que sea de porosidad uniforme; en calizas cavernosas y/o fracturadas puede requerirse mucha mayor cantidad de solvente. Las pruebas experimentales indican que con un volumen de solvente de 2 a 3 % del volumen de poros del sistema se obtienen altas recuperaciones de aceite de la región invadida.

4.2.- Resultados de campo.

A continuación se exponen las generalidades y los resultados de campo obtenidos aplicando el procedimiento mencionado a dos yacimientos en los Estados Unidos:

4.2.1.- Yacimiento " Parks Field Unit " ⁽¹⁴⁾.

De este yacimiento se presentan los resultados de un proceso de desplazamiento miscible, obtenidos durante 3 años de operación. Se inyectaron 1.54 millones de barriles de propano líquido - en 23 pozos, desde junio de 1957 hasta julio de 1958; en este mismo mes se inició la inyección de gas residual, a un ritmo aproximado de

10 millones de pies cúbicos por día y se mantuvo casi constante; al 10. de enero de 1961 la inyección acumulativa fue de 9 053 millones de pies cúbicos y la surgencia del gas había ocurrido en 8 de los 32 pozos productores. Desde la iniciación del proyecto el ritmo -- promedio de producción de aceite aumentó de 325 a 2 200 barriles -- por día, la relación gas-aceite disminuyó de 17 000 a 3 100 pies -- cúbicos por barril y la presión media de fondo aumentó de 1 710 a -- 2 117 psig. La producción acumulativa de aceite en el período fue de 620 000 barriles mayor que la recuperación primaria total y re -- presenta el 32% de la recuperación total predicha. Se observó un -- comportamiento satisfactorio suficiente para concluir que el proyec -- to será un éxito; sin embargo, la prueba piloto del yacimiento indi -- có que puede obtenerse también un buen resultado por invasión de -- agua, por lo que es muy importante determinar cual programa será e -- conómicamente superior; al final del período considerado no fue po -- sible hacer esta determinación.

4.2.2.- Yacimiento " Millican Reef, Coke County, Tex. (15)

En este yacimiento se llevó a cabo una prueba piloto de -- inyección de un bache de propano seguido por inyección de gas, com -- puesto principalmente por metano (73%), etano (13%) y propano -- (7%), para obtener información sobre las posibilidades de realizar -- el proyecto de desplazamiento miscible en todo el yacimiento.

Se inyectó un bache de 14 000 barriles de una mezcla de -- propano y butano y fue impulsado por inyección de gas; se despla -- zaron 100 000 barriles de aceite y se presentó una surgencia prematura

del gas inyectado que pudo haber sido por dilución del banco de propano-butano debido a una cantidad insuficiente de solvente inyectado, que fue sólo de 1.5 % del volumen de hidrocarburos desplazables y por una distribución desfavorable de permeabilidades. A pesar de todo, el proyecto fue considerado satisfactorio debido a que los -- costós, en general, fueron bajos, puesto que se contaba con instalaciones de inyección de gas en operación y con el suministro del solvente de una planta de gasolina cercana.

FENOMENOS DE DIGITACION, FLUJO CRUZADO, DIFUSION Y DISPERSION.

INESTABILIDAD DEL DESPLAZAMIENTO MISCIBLE.

1.- DIGITACION

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 fue estudiada experimentalmente por T. K. - Perkins y otros autores ⁽¹⁶⁾ en sistemas de flujo lineales y radiales, empleando medios porosos contruidos 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.

Los resultados obtenidos indican que existe una región inicial desprovista de dedos y que la longitud transversal de los -- mismos, una vez desarrollados, es aproximadamente proporcional a la raíz cuadrada de la distancia media de desplazamiento; 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. Benham y R. W. Olson (17) concluyeron que el empacamiento y la velocidad de desplazamiento son factores importantes en el ritmo de crecimiento de los dedos.

En general, la digitación se produce en mayor escala a medida que aumenta la relación de movibilidades entre el fluido desplazante y el fluido desplazado y, por lo mismo, se reduce la eficiencia de recuperación.

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 ⁽¹⁸⁾.

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, en un desplazamiento idealizado, indican que éste pierde efectividad cuando los estratos adyacentes están comunicados ⁽¹⁹⁾; la investigación es sólo un estudio preliminar y en realidad, no han sido cuantificados los efectos del flujo cruzado en un proceso de desplazamiento miscible.

3.- DIFUSION Y DISPERSION

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 involucrados que pueden conducir a la mezcla y disipación del propano y, por lo tanto, a la pérdida del carácter miscible del desplazamiento, lo que equivale a disminuir la eficiencia en la recuperación de aceite; estos procesos físicos son la difusión y dispersión.

La difusión se define como 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 ⁽²⁰⁾.

La difusión entre dos fluidos se expresa, si no hay cambio de volumen en la mezcla resultante, por una ecuación ⁽²¹⁾ 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 empleando coeficientes de difusión variables es muy complicada ⁽²²⁾, 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 transversal, 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 sólo a conclusiones cualitativas (23).

4.- INESTABILIDAD DEL DESPLAZAMIENTO MISCIBLE

El fenómeno de digitación está íntimamente relacionado con la inestabilidad del desplazamiento miscible, tanto que 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 pero, no obstante, consideraciones teóricas (24) y pruebas piloto (25) lo corroboran.

Se ha efectuado una serie de experimentos (26) 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 (27) y de Perrine (28).

PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO CON MISCIBLES. RELACIONES DE
FASE EN DIAGRAMAS TRIANGULARES.

1.- PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO CON MISCIBLES.

1.1.- Procesos en los que existe miscibilidad entre los fluidos desplazado y desplazante.

1.1.1.- "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 (13) encontraron que el volumen óptimo de solvente que debe emplearse depende, principalmente, de la longitud 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.

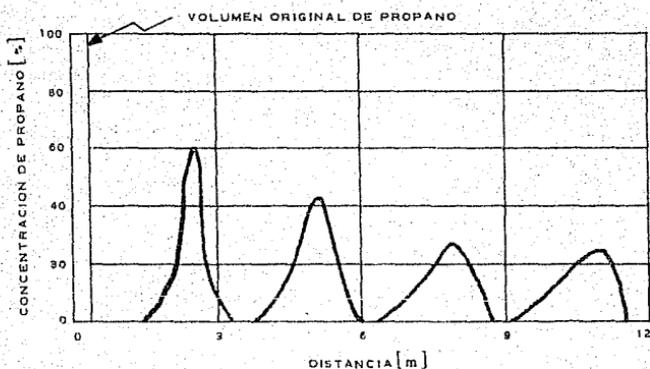


Figura 16.- Efecto de la longitud de la trayectoria sobre el bache de propano inyectado.

En la figura 16 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 11,5 m. desde el punto de inyección y se puede observar que la concentración del mismo no disminuye en una forma proporcional a la distancia de desplazamiento.

1.1.2.- "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 ⁽²⁹⁾ 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 (30) 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.

1.2.- Procesos en los que la característica de miscibilidad se desarrolla en el yacimiento.

1.2.1.- 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, 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.

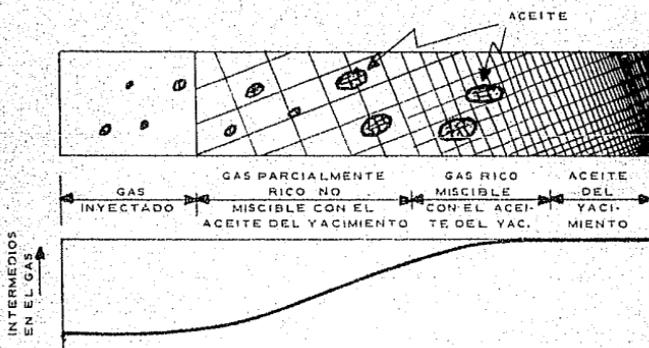


Figura 17.- Representación esquemática del desplazamiento por inyección de gas a alta presión. En la parte inferior se muestran las cantidades relativas de hidrocarburos intermedios en las diferentes etapas del proceso.

En la figura 17 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 atrapado temporalmente, pero que parte de él puede ser desplazado a medida que avanza el frente de invasión.

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 inyectoras; 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 longitud de los medios porosos.

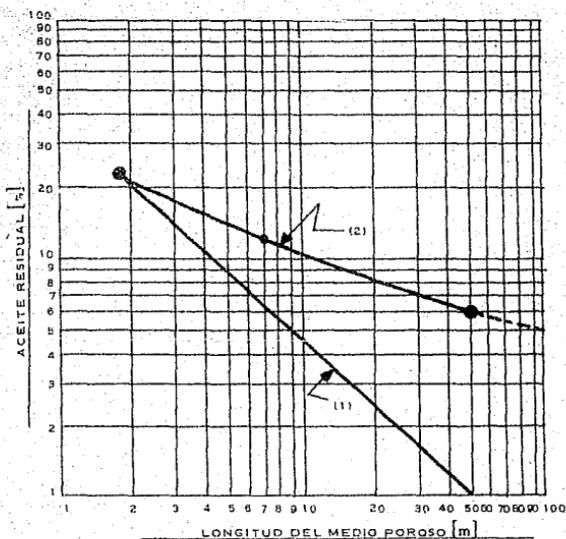


Figura 18.- Aceite residual que es despojado de sus hidrocarburos intermedios en el proceso de inyección de gas a alta presión.

(1) Curva basada en la suposición de que la longitud para establecer la miscibilidad es constante.

(2) Curva obtenida experimentalmente.

En la figura 18 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 100 m. de longitud se tendría una saturación de aceite residual menor de 1 %, como se puede observar en la misma figura, curva (1).

1.2.2.- 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, formando 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 19 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.

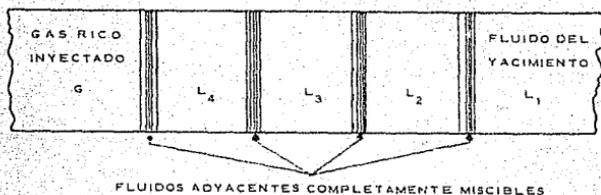


Figura 19.- Posiciones relativas de los fluidos en el proceso de inyección de gas rico.

H. L. Stone y J. C. Crump ⁽³¹⁾ encontraron experimentalmente que a mayor concentración de hidrocarburos licuables en el gas inyectado, mayor fue 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 0.29, 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 (32) 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 desplazando 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 del yacimiento considerado.

2.- RELACIONES DE FASE EN DIAGRAMAS TRIANGULARES.

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 20.

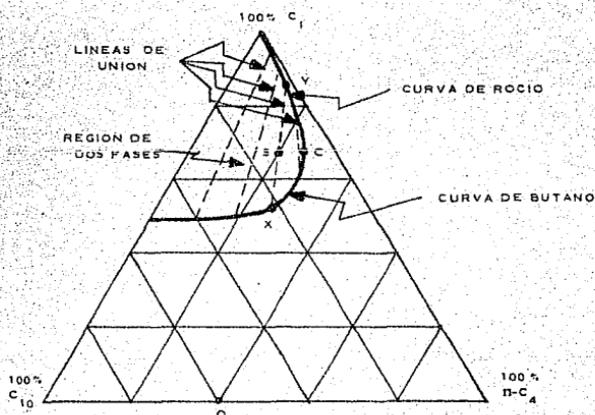


Figura 20.- Relaciones de fase para el sistema metano-butano normal-decano, a 71°C y 176 [Kg/cm²] abs.

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 - - - C₁, n-C₄ y C₁₀, al metano, al butano normal y al 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.

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 una 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 en, arriba o 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 grupos 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.

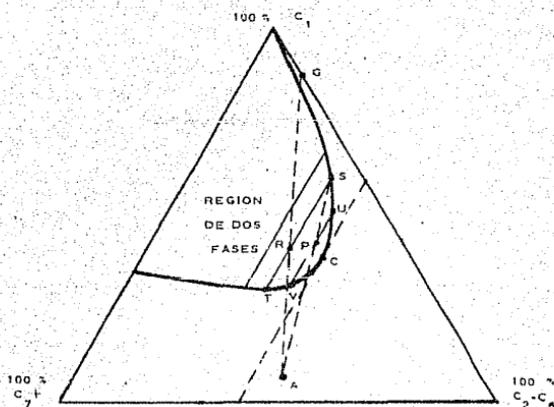


Figura 21.- Relaciones de fase para ilustrar el proceso de inyección de gas a alta presión.

En la figura 21 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 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 sucesivamente 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 derecha de la recta discontinua paralela a las líneas de unión, indica, respectivamente, que el aceite está bajosaturado y que contiene suficientes hidrocarburos intermedios para que se efectúe el desplazamiento miscible citado.

El mecanismo del proceso de desplazamiento por inyección de gas rico se presenta en la figura 22.

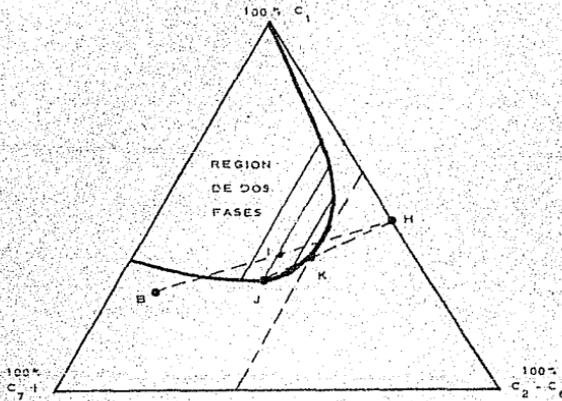


Figura 22.- Relaciones de fase en el proceso de desplazamiento por inyección de gas rico.

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.

En la misma figura 22 se describen las relaciones de fase del proceso de desplazamiento miscible por inyección de un bache de propano (en este caso, los hidrocarburos intermedios están 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.

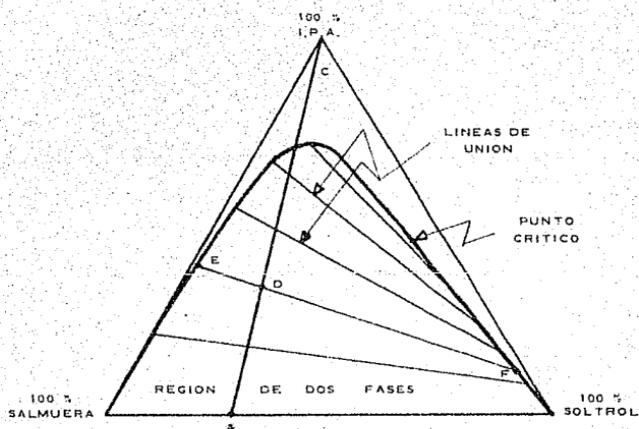


Figura 23.- Diagrama de equilibrio de fases del sistema salmuera-alcohol isopropílico (IPA)-soltrol, a 26°C y presión atmosférica.

Las relaciones de fase del procedimiento de recuperación secundaria en el que se emplea un bache de alcohol también se pueden representar en un diagrama triangular. En la figura 23 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 le 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 %.

POSIBILIDADES DE MEJORAR LA RECUPERACION DE ACEITE EN
EL DESPLAZAMIENTO CON MISCIBLES.

En los procesos de invasión con fluidos miscibles, la eficiencia de desplazamiento es prácticamente de 100%, es decir, el aceite es totalmente desplazado de los poros invadidos. Esto puede sugerir la idea de que con los procesos citados se obtiene una alta eficiencia de recuperación; pero, la cantidad de aceite producido depende, también, de la fracción del yacimiento que es invadida, la cual es función principalmente de la relación de movilidades de los fluidos involucrados en el sistema.

En los procesos miscibles, en los que se emplea gas como fluido desplazante, existe una alta relación de movilidades, dando lugar a una baja eficiencia de barrido del arreglo, la cual es mucho menor que aquélla obtenida en una operación de inyección de agua; así, la ventaja del desplazamiento miscible sobre el desplazamiento inmisible por inyección de agua puede ser mínima o nula. En estas condiciones, para aplicar los procesos miscibles en proyectos de campo con mayores probabilidades de éxito, es necesario mejorar en alguna forma su eficiencia de recuperación.

(33)

Caudle, B. H. y Dyes, A. B. proponen inyectar agua junto con el gas que desplaza al frente miscible, como un medio para mejorar la eficiencia de barrido del arreglo. Al fluir el agua con el gas se reduce la movilidad de éste y se invade más uniformemente el yacimiento.

El procedimiento se lleva a cabo inyectando alternadamente gas y agua a una relación tal que tengan la misma velocidad de flujo en la formación; además, debe existir una zona de gas entre el bache de solvente y el agua inyectada para que se conserve el desplazamiento miscible. La relación de inyección agua-gas se puede determinar a partir de las curvas de permeabilidad relativa y de la viscosidad de estos fluidos.

En las condiciones óptimas se tendrá una alta eficiencia de desplazamiento, característica de un proceso miscible y una alta eficiencia de barrido del arreglo, propia de una invasión de agua.

Posteriormente, Blackwell, R. S. y otros autores (34) efectuaron una investigación experimental sobre la eficiencia de desplazamiento de aceite por mezclas de solvente y agua en modelos de arena empacada. Utilizaron aceites minerales refinados, agua viscosa y hexano, para representar, respectivamente, al aceite del yacimiento, al agua y al solvente. Las relaciones de viscosidad entre los fluidos se establecieron de acuerdo con los requerimientos de escala. Su investigación demostró que el agua y el solvente no fluyen como una mezcla uniforme, sino que se separan bajo la influencia de la gravedad, como se muestra en la figura 24.

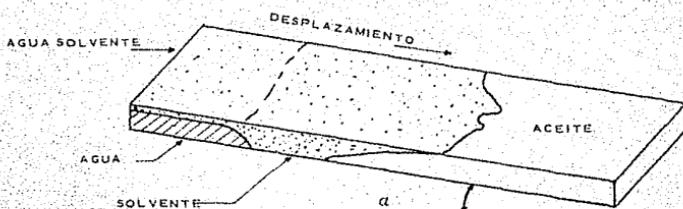


Figura 24.- Perfil típico de una mezcla de solvente y agua desplazando aceite de baja viscosidad.

El solvente fluyó en la parte superior del modelo a través de una pequeña porción de su espesor total; no obstante, la relación de movilidades fue 75 veces más favorable que en el caso de que no se hubiera empleado agua, lo que equivale a obtener un desplazamiento más eficiente del aceite.

En todas las pruebas realizadas ⁽³⁴⁾, empleando mezclas de solvente y agua, la recuperación de aceite fue mayor que aquella obtenida utilizando únicamente agua o volúmenes prácticos de solvente.

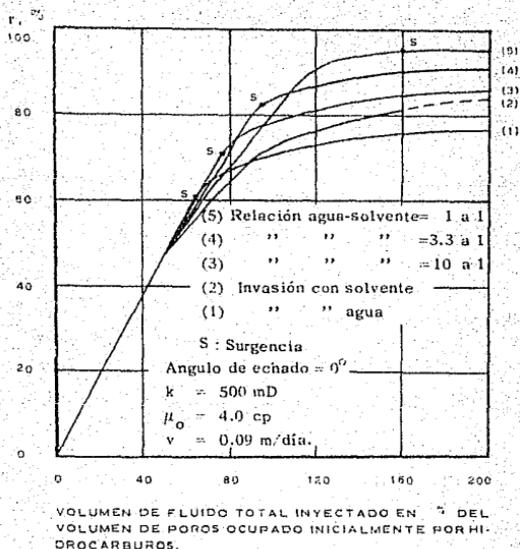


Figura 25.- Efecto de la relación agua-solvente sobre la recuperación de aceite.

En la figura 25 se presentan los resultados de una de estas pruebas empleando un aceite de 4 cp, el modelo en posición horizontal y una velocidad de desplazamiento de 0.09 m/día; se puede observar que aumenta la recuperación de aceite aproximadamente un 10 % al reducirse la relación agua-solvente de 10:1 a 1:1. En ningún caso se recuperó el 100 % del aceite de 4 cp al circular un volumen de fluido total equivalente a dos volúmenes de poros ocupados inicialmente por hidrocarburos.

Un factor importante en el uso de un solvente es la - -

distribución inicial del mismo; en general, los estratos más permeables reciben mayor cantidad de solvente inyectado, necesitándose, por consiguiente, mayor cantidad de él para que sean invadidos todos los estratos del yacimiento, incluso los menos permeables. Una forma posible de mejorar la distribución inicial del solvente y, por lo tanto, la recuperación de aceite, es la que sugieren R. A. Fitch y J. D. Griffith ⁽³⁵⁾ que consiste en inyectar un pequeño volumen de agua antes del solvente; el agua fluirá preferentemente en los estratos más permeables, reduciendo la inyectividad de los mismos; así, el solvente encontrará una resistencia más uniforme al flujo y se distribuirá mejor en el yacimiento, aumentando, de esta manera, la eficiencia de recuperación. El método anterior equivale, en cierta forma, a efectuar un taponamiento selectivo parcial.

Por lo que respecta al proceso de desplazamiento, éste es inmisible sólo en una mínima distancia a partir del pozo inyector; lo anterior se debe a que el volumen de agua empleado es relativamente pequeño y se dispersa quedando inmóvil; en estas condiciones, el solvente se pone en contacto con el aceite y el desplazamiento se efectúa con características miscibles.

R. A. Fitch y J. D. Griffith estudiaron el efecto causado por la inyección de agua antes del solvente en modelos a escala de un yacimiento estratificado y obtuvieron resultados que indican que efectivamente se mejora la recuperación de aceite mediante la operación descrita.

En una publicación reciente J. L. Thompson presenta un procedimiento con el cual, además de mejorar la eficiencia de barrido del arreglo, se recupera gran parte del propano empleado para formar el bache en un desplazamiento miscible: Se inyecta bióxido de carbono, CO_2 , después del bache de propano y el sistema se desplaza con agua.

El CO_2 es total o parcialmente miscible con el propano y soluble en agua, por lo que el desplazamiento es eficiente en ambos extremos del bache de CO_2 . El procedimiento implica alta eficiencia de barrido del arreglo debido a que el agua es el fluido final desplazante y alta eficiencia de desplazamiento, porque el aceite es miscible con el propano. En la figura 26 se presentan las diferentes zonas que se desarrollan durante el proceso.

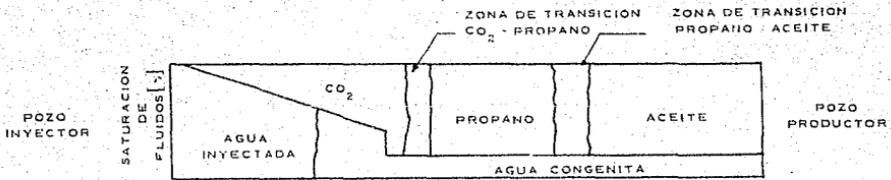


Figura 26.- Diagrama esquemático de un desplazamiento miscible mejorado mediante inyección de agua y CO_2 .

J. L. Thompson llevó a cabo su estudio experimental en dos núcleos de arenisca, de 30 y de 217 cm. de longitud, respectivamente. De los resultados obtenidos en las diferentes pruebas

dedujo lo siguiente:

- (a) En un sistema lineal se recupera prácticamente todo el aceite sin pérdidas apreciables de propano.
- (b) El efecto de la presión sobre la eficiencia de desplazamiento de propano por CO_2 es despreciable arriba de la presión de miscibilidad.
- (c) El volumen de CO_2 necesario para recuperar todo el propano a bajo de la presión de miscibilidad aumenta linealmente al disminuir la presión.
- (d) Después de la surgencia del agua, el CO_2 se produce principalmente disuelto en este líquido.

Thompson obtuvo los resultados bajo limitadas condiciones de operación; en una aplicación de campo deberán considerarse todos los factores que intervienen en el proceso, como son: heterogeneidades del yacimiento, espaciamiento entre pozos, etc.

APLICABILIDAD DE UN PROCESO MISCIBLE EN UN YACIMIENTO

Para llevar a cabo un proceso miscible en un yacimiento determinado, es indispensable hacer un análisis que permita definir las posibilidades de aplicarlo satisfactoriamente; se deberá incluir, entre otras fases, el estudio de las características del yacimiento que influyen en la eficiencia de recuperación y la evaluación económica del proyecto. Además, es conveniente considerar la forma de mejorar la eficiencia de barrido del arreglo, por alguno de los métodos descritos con anterioridad, para aumentar la recuperación final de aceite.

Aquí se presentan generalidades de las fases que comprenden el citado análisis.

1.- FACTORES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DE UN DESPLAZAMIENTO MISCIBLE.

1.1. Relación de movilidades entre los fluidos desplazado y desplazante.

Como se vio anteriormente ⁽¹⁶⁾, la relación de movilidades entre los fluidos involucrados en un desplazamiento es muy importante; al aumentar esta relación se incrementa la formación de dedos, disminuyendo la eficiencia de recuperación. En la figura 13 se muestra la eficiencia de área barrida en función de la relación de movilidades y de los volúmenes de poros de solvente inyectado.

1.2 Dimensiones y forma del yacimiento.

En virtud de que los procesos miscibles implican operaciones de inyección y el área barrida influye en la eficiencia de recuperación de aceite, es necesario que los fluidos inyectados invadan una máxima porción del yacimiento, la cual queda controlada, en parte, por la propia geometría del mismo y por la localización de los pozos inyectorés. La geometría no puede ser alterada pero, sí es posible modificar el arreglo de pozos de inyección y producción y seleccionar el mejor en cada caso.

1.3 Irregularidades de porosidad y permeabilidad.

La irregularidad en la porosidad y permeabilidad de un yacimiento es la característica más importante que afecta la recuperación de aceite, a tal grado que puede significar el fracaso de un proyecto; esto sucede cuando se canaliza el fluido desplazante a través de zonas muy permeables.

Generalmente, los yacimientos están formados por estratos y se considera que cada uno de ellos tiene valores representativos de porosidad y permeabilidad; la variación de estas propiedades determina la eficiencia vertical del proceso de desplazamiento, que se define como la fracción del volumen del yacimiento de la zona barrida que es lavada por el fluido inyectado. Dicha eficiencia es alta en yacimientos homogéneos y disminuye a medida que aumenta la heterogeneidad de los mismos.

1.4 Relieve estructural.

El fenómeno de segregación gravitacional se presenta en un sistema cuando intervienen fluidos de diferentes densidades, como es el caso de un proceso de invasión en un yacimiento. Este fenómeno favorece la estabilización de un frente miscible en yacimientos con alto relieve estructural, mejorando la recuperación de aceite; sin embargo, este efecto se conoce sólo en forma cualitativa.

2.- EVALUACION DEL COMPORTAMIENTO PRIMARIO DE UN YACIMIENTO.

La cantidad de aceite adicional que podrá ser producido mediante una operación de recuperación secundaria, se relaciona, indudablemente, con el comportamiento primario del yacimiento; por lo tanto, es necesario hacer una evaluación de este comportamiento que permita definir si es conveniente llevar a cabo operaciones de recuperación secundaria en ese yacimiento; si es así, posteriormente se determinará el proceso que es aplicable con mayores ventajas y se estimará la recuperación adicional de aceite que se espera obtener con tal proceso.

La evaluación del comportamiento primario comprende un estudio de las características geológicas, de la historia de presión y producción, de las propiedades de los fluidos, de la historia de desarrollo del campo y de las prácticas de terminación de los pozos.

Las características geológicas influyen en la eficiencia

de todo proceso de desplazamiento, lo que se comprende al considerar la existencia de fallas o de zonas fracturadas, o bien, las irregularidades de porosidad y permeabilidad, el relieve estructural y las dimensiones del yacimiento, como se expuso en párrafos anteriores.

La historia de desarrollo del campo y de las prácticas de terminación de los pozos aportará datos para determinar la distribución de los pozos inyectores y para el acondicionamiento de éstos.

La presión del yacimiento y las propiedades del aceite son factores principales que deben considerarse al seleccionar un proceso de desplazamiento miscible, como se indica en la siguiente sección.

3.- SELECCION DE UN PROCESO MISCIBLE.

Los factores principales que definen las posibilidades y/o ventajas de aplicar uno u otro de los procesos miscibles en un yacimiento determinado y que, por lo tanto, deben analizarse, son los siguientes:

Propiedades del aceite, condiciones de presión y temperatura, disponibilidad de los fluidos necesarios para efectuar el desplazamiento y economía del proyecto.

Por otra parte, como la eficiencia de barrido del arreglo en procesos miscibles es relativamente baja ⁽³³⁾, es conveniente

estudiar la forma de mejorar esta eficiencia, lo que significa mejorar la recuperación.

Si el aceite contiene alta concentración de hidrocarburos intermedios, lo que se indica normalmente por su densidad, y el yacimiento está a una profundidad tal que permita efectuar desplazamientos en él a presiones superiores a 200 Kg/cm^2 , entonces técnicamente es posible aplicar el proceso de inyección de gas a alta presión; a mayor concentración de hidrocarburos intermedios, menor será la presión de miscibilidad, definida como la presión mínima para que se efectúe el desplazamiento con características miscibles. La temperatura del proceso es la que prevalece en el sistema e influye ligeramente sobre la presión de miscibilidad.

El proceso de inyección de gas rico es aplicable en yacimientos en los cuales el aceite no tiene suficiente porcentaje de hidrocarburos intermedios para que se desarrolle un frente miscible; otra condición consiste en que el desplazamiento sea posible a una presión que quede comprendida en el rango de 140 a 200 Kg/cm^2 . La presión de miscibilidad depende de la composición del aceite y de la temperatura del sistema.

La ventaja de aplicar el proceso miscible de inyección de un bache de propano se deriva del hecho de que la presión de miscibilidad es relativamente baja, del orden de 100 Kg/cm^2 , dependiendo ligeramente de la temperatura.

Si es posible técnicamente realizar cualquiera de los procesos miscibles anteriores en un yacimiento dado, la selección de uno de ellos se hará con base en un balance económico. En el proceso de inyección de gas a alta presión el costo del fluido requerido es relativamente bajo, pero esta presión implica la instalación de equipo de alto valor. La inyección de propano o de gas rico involucra problemas específicos para determinar el volumen mínimo de dichos fluidos, necesario para efectuar el desplazamiento miscible; este volumen debe ser mínimo en virtud de que son fluidos de costo elevado. Además, se requiere equipo especial de bombeo, compresión y almacenamiento; en el caso de inyección de gas rico se necesita equipo especial de bombeo, compresión y medición para asegurar que el propano sea adecuadamente mezclado con el gas natural y crear así la composición deseada en el procedimiento.

El desplazamiento miscible en el cual se emplea un bache de alcohol se usa sólo en operaciones de laboratorio; su aplicación de campo está restringida por el alto costo de ese solvente.

En la Tabla I se presentan los costos comparativos de los procesos miscibles indicados. (3)

Proceso miscible.	Costos de la planta. \$ / bl / día	Costos del gas. \$/bl llenado en el yacimiento.	Costos de la zona miscible \$/bl llenado el yacimiento
Inyección de gas a alta presión.	660.00	3.50	1.75
Inyección de gas rico.	250.00	1.90	7.50
Inyección de propano.	95.00	1.20	25.00

TABLA 1: Costos de tres de los factores principales de un proyecto de desplazamiento miscible. Las cifras indicadas son cualitativas pero, expresan la magnitud relativa de cada costo.

En la columna 1 se puede observar que el proceso de inyección de gas a alta presión implica el mayor costo de capacidad de la planta por día de operación. En la columna 2 se indica, por ejemplo, que en el procedimiento de inyección de gas a alta presión el precio del gas necesario para llenar un barril en el yacimiento, es aproximadamente tres veces mayor que el correspondiente al del proceso en el cual se usa un bache de propano, es decir, se deja en el yacimiento una cantidad de gas tres veces mayor debido a que la presión es más alta. Los costos unitarios de los fluidos requeridos para formar el frente miscible en cada uno de los procesos se presentan en la columna 3.

C O N C L U S I O N E S

Como resultado del presente trabajo se tienen las siguientes conclusiones:

- 1.- Existen prácticamente tres procesos de desplazamiento miscible que son:
 - (a) "Bache de propano".
 - (b) Inyección de gas rico.
 - (c) Inyección de gas a alta presión.

Un cuarto proceso, en 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.

- 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 casi todo el 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 movilidades muy desfa

vorable, lo que da lugar a una baja eficiencia de barrido del arreglo, reduciendo así la eficiencia total de desplazamiento.

- 4.- Generalmente se recupera más 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.
- 5.- El proceso miscible "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/cm^2 , relativamente baja comparada con la que se requiere en el proceso "Inyección de gas a alta presión".
- 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 este hidrocarburo.
- 7.- Los procesos miscibles son sólo un paso hacia una recuperación completa 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.

- 8.- Con los métodos de recuperación secundaria empleados actualmente en nuestro país 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 de las características de ese yacimiento que influyen en la recuperación de aceite y por supuesto, evaluar económicamente el proyecto.

REFERENCIAS

- 1.- "Secondary Recovery is Still Growing", The Oil and Gas Journal, (Junio 18, 1962), pág. 65 .
- 2.- Herbeck, E. F. and Blanton, J. R. : "Ten Years of Miscible - Displacement in Block 31 Field", Journal of Petroleum Technology, (Junio, 1961), pág. 543 .
- 3.- Dyes, A. B. : "Where Are we Going with ... Miscible Displacement?", The Petroleum Engineer, (Feb., 1961), pág. B - 19 .
- 4.- Clark, N. S. et al. : "Miscible Drive - Its Theory and Application", Journal of Petroleum Technology, (Junio, 1958), pág. 11 .
- 5.- Kieschnick, Jr. W. F. : "What is Miscible Displacement?", - The Petroleum Engineer, (Agosto, 1959), pág. B - 56 .
- 6.- Hassler, G. L. et al. : "The Role of Capillarity in Oil Production", Trans. AIME (1944), Vol. 155, pág. 155 .
- 7.- Rouse, H. : "Elementary Mechanics of Fluids, Capítulo X, New York John Wiley and Sons, Inc. (1962) .

- 8.- Doepel, G. W. : "Miscible Displacement - A Multilayer Technique for Predicting Reservoir Performance", Journal of Petroleum Technology, (Enero, 1962), pág. 73 .
- 9.- Hurst, W. : "Determination of Performance Curve in Five - Spot Water Flood", The Petroleum Engineer, (Abril, 1953), pág. B - 40 .
- 10.- Habermann, B. : "The Efficiency of Miscible Displacement as a Function of Mobility Ratio", Journal of Petroleum Technology, (Nov., 1960), pág. 264.
- 11.- Standing, M. B., Lindblad, E. N. and Parsons, R. L. : "Calculated Recoveries by Cycling from a Retrograde Reservoir of Variable Permeability", Trans. AIME (1944), Vol. 155, pág. - 202 .
- 12.- Hall, H. N. and Geffen, T. M. : "A Laboratory Study of Solvent Flooding", Journal of Petroleum Technology, (Feb., 1957), pág. 48 .
- 13.- Koch, Jr. H. A. and Slobod, R. L. : "Miscible Slug Process", Trans. AIME (1957), Vol. 210, pág. 40 .
- 14.- Marrs, D. G. : "Field Results of Miscible Displacement Program Using Liquid Propane Driven by Gas, Parks Field Unit, Midland Country, Tex." Artículo presentado a la 13a. Conferencia de Recuperación de Aceite del Comité de Investigación Petrolera de Texas, (Mayo, 1961) .

- 15.- Sturdivant, Jr. W. C. : "Pilot Propane Project Completed - in West Texas Reef", Journal of Petroleum Technology, (Mayo, 1959), pág. 27 .
- 16.- 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 .
- 17.- Benham, A. L. and Olson, R. W. : "A model Study of Viscous Fingering", Society of Petroleum Engineers Journal, (Junio, 1963), pág. 138 .
- 18.- Rusell, D. G. and Prats, M. : "The Practical Aspects of Interlayer Crossflow", Journal of Petroleum Technology, (Junio, 1962), pág. 589 .
- 19.- Root, P. J. and Skiba, F. F. : "Crossflow Effects During an Idealized Displacement Process in a Stratified Reservoir", Society of Petroleum Engineers Journal, (Sept., 1965), pág. 229 .
- 20.- Glasstone, S. : Elementos de Físico - Química, Editorial - Médico - Quirúrgica, 1952, Buenos Aires, Argentina .
- 21.- Perkins, T. K. and Johnston, O. C. : "A Review of Diffusion and Dispersion in Porous Media", Trans. AIME (1963), Vol. - 228, pág. 11 - 70 .
- 22.- Crank, J. : "The Mathematics of Diffusion", Oxford at the - Clarendon, Press, N. Y. (1957).

- 23.- Warren, J. E. and Skiba, F. F. : "Macroscopic Dispersion", Trans. AIME (1964), Vol. 231, pág. 11 - 215 .
- 24.- Perrine, R. L. : "Stability Theory and Its Use to Optimize Solvent Recovery of Oil", Society of Petroleum Engineers - Journal, (Marzo, 1961), pág. 9 .
- 25.- 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 .
- 26.- Kyle, C. R. and Perrine, P. L. : "Experimental Studies of - Miscible Displacement Instability", Society of Petroleum Engineers Journal, (Sept., 1965), pág. 189 .
- 27.- 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 .
- 28.- Perrine, R. L. : "A Unified Theory for Stable and Unstable Miscible Displacement", Society of Petroleum Engineers Journal, (Sept., 1963), pág. 205 .
- 29.- 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 .

- 30.- Holm, L. W. and Csaszar, A. K. : "Oil Recovery by Solvents Mutually Soluble in Oil and Water", Trans. AIME, (1962), - Vol. 225, pág. 129 .
- 31.- 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 .
- 32.- Arnold, C. W. et al. : "Displacement of Oil by Rich - Gas Banks", Trans. AIME, (1960), Vol. 219, pág. 305 .
- 33.- Caudle, B. H. and Dyes, A. B. : "Improving Miscible Displacement by Gas - Water Injection", Trans. AIME, (1958), Vol. 213, pág. 281 .
- 34.- Blackwell, R. J. et al. : "Recovery of Oil by Displacements with Water - Solvent Mixtures", Trans. AIME, (1960), Vol. - 219, pág. 293 .
- 35.- Fitch, R. A. and Griffith, J. D. : "Experimental and Calculated Performance of Miscible Floods in Stratified Reservoirs", Journal of Petroleum Technology, (Nov., 1964), - pág. 1289 .
- 36.- Thompson, J. L. : "An Improved Water - Driven LPG Slug Process", Petroleum Abstracts, (Oct. 29, 1966), pág. 2638, - No. 74094 .

BIBLIOTECA CENTRAL
U. N. A. M.

N O M E N C L A T U R A

A	Area total de la sección transversal al flujo.
A_1	Area barrida por el solvente.
A_2	Area no invadida por el solvente.
E_A	Eficiencia de área barrida.
E_D	Eficiencia de desplazamiento.
E_V	Eficiencia vertical de desplazamiento.
d	Distancia entre el pozo inyector y el pozo productor.
ΔE	Diferencia de potencial.
f	Fracción.
F_g	Factor geométrico.
h	Espesor.
i	Gasto de inyección.
\bar{i}	Gasto promedio de inyección.
I	Intensidad de corriente eléctrica.
k	Permeabilidad absoluta, constante de proporcionalidad en la Ley de Darcy.
L	Longitud.
LV_p	Volumen de poros de una capa.
M	Relación de movilidades del fluido desplazante al fluido desplazado.
n	Número de capas.
N	Volumen original de aceite @ c.s.

N_p	Volumen de aceite producido @ c. s.
p	Presión.
q	Ritmo de flujo o de producción.
r	Distancia radial, factor de recuperación.
R	Resistencia eléctrica.
S	Saturación.
SV_p	Volumen de poros del sistema estratificado.
t	Tiempo.
V	Volumen

LETRAS GRIEGAS

Δ	Diferencia.
θ	Angulo de contacto.
λ	Movilidad (k/μ).
μ	Viscosidad.
ρ	Resistividad.
ϕ	Porosidad.
Ω	Resistencia al flujo de fluidos.

SUBINDICES

i	Inicial, inyectado.
j	Número de la capa.
o	Aceite.
P	Poros, producido.
s	Solvente.
T	Total.
w	Pozo, agua.