

MODELO BIFASICO TRICOMPONENTE DE RECUPERACION ASISTIDA
DE PETROLEO CON SUSTANCIAS QUIMICAS

Patricia C. Porcelli *
Marcela B. Goldschmit *
Carlos A. Grattoni *
Susana C. Gabbanelli °
Mirtha S. Bidner *

- * Laboratorio de Ingeniería de Reservorios. Departamento de Ingeniería Química. Facultad de Ingeniería. UBA - UNLP - (CONICET - CIC) - Pabellón de Industrias - Ciudad Universitaria (1428) - Buenos Aires - Argentina .
- ° Departamento de Matemática - Facultad de Ingeniería - UBA.

RESUMEN

Los mecanismos físicos de desplazamiento de un proceso de inundación química se representan con un modelo matemático. Se consideran dos fases móviles (acuosa y oleosa) y una fase inmóvil (la roca - reservorio). Hay tres componentes (agua, petróleo y sustancia química) que se transfieren entre las fases móviles. Además, la sustancia química puede ser adsorbida en la roca. El modelo se basa en la ecuación de continuidad y la ley de Darcy. Estas se resuelven aplicando el método de las características como una extensión del análisis de Buckley - Leverett para el flujo de agua y petróleo en medios porosos. Por lo tanto, la solución final se encuentra con un método gráfico. Los resultados de este modelo se comparan con soluciones numéricas de un modelo riguroso y con mediciones experimentales.

ABSTRACT

The physical displacement mechanisms of chemical flooding processes are represented by a mathematical model. Two mobile phases (aqueous phase and oil phase) and one immobile phase (reservoir rock) are considered. There are three components (water, oil and chemical) which are transferred between the mobile phases. Besides, the chemical can be adsorbed by the rock. The model is based on the continuity equation and Darcy's law. They are solved applying the method of characteristics as an extension of Buckley - Leverett analysis for the flow of oil and water in porous media. Consequently, the final solution is found through a graphical method. Results of this model are compared with numerical solutions of a rigorous model and with experimental measurements.

INTRODUCCION

La inundación química de yacimientos petrolíferos comprende una gran variedad de procesos de recuperación asistida de petróleo. Las sustancias químicas involucradas pueden ser agentes alcalinos, polímeros, surfactantes, alcoholes, solución de dióxido de carbono o una combinación de ellos. Las mejores recuperaciones se obtienen, justamente, en la utilización de dos o más de estas sustancias.

Estos procesos de inundación, aparentemente dispares, presentan mecanismos físicos comunes en los que se basa el éxito, o el fracaso, en la recuperación de petróleo.

Los mecanismos que se analizan son:

- Adsorción de la especie química en la roca [4, 5, 6, 8]; este fenómeno es común a la mayoría de los procesos químicos, especialmente en polímeros, agentes alcalinos y surfactantes.
- Disminución de la tensión interfacial agua-petróleo a valores bajos o ultrabajos [4, 5]: ocurre en la inundación con surfactantes y con agentes alcalinos.
- Partición de la especie química en ambas fases [4, 5]: se aplica en las inundaciones con alcoholes, con surfactantes y con solución acuosa de dióxido de carbono.
- Miscibilidad parcial entre fases ("swelling") [5, 7]: aumenta la recuperación de petróleo gracias al hinchamiento de la fase petróleo con agua. Se consigue inyectando alcoholes, surfactantes y agentes cáusticos.

Todos estos mecanismos están presentes en el modelo planteado en forma separada y en conjunto.

MODELO MATEMATICO

Para el planteo del modelo, se consideran las hipótesis siguientes:

- El medio poroso es homogéneo, isótropo, de área transversal constante.
- El flujo es horizontal, unidimensional, isotérmico e incompresible.
- Hay dos fases móviles, la fase petróleo y la fase acuosa; y una fase inmóvil, la roca - reservorio.
- Hay tres componentes (considerados puros): agua, petróleo y sustancia química (soluto). Estos tres componentes pueden ser transferidos entre las fases móviles, pero sólo la sustancia química puede ser adsorbida por la roca.
- Existe equilibrio instantáneo entre fases.
- Se inyecta continuamente y con caudal constante una solución acuosa con una concentración constante de soluto. La inundación es terciaria (después de terminado un barrido con agua).
- La distribución de concentraciones del soluto es una función escalón: sólo existe la concentración de inyección constante y la inicial que es nula.
- No hay reacciones químicas; la dispersión y la capilaridad son despreciables.
- El factor de adsorción es constante y su efecto no altera ni la porosidad de la roca, ni el caudal que fluye.

- Las curvas de permeabilidad relativa de la fase acuosa y oleosa pueden ser aproximadas según Larson [5].
- No hay digitación viscosa y es válida la ley de Darcy.

Las ecuaciones diferenciales que constituyen el modelo son la ecuación de continuidad para cada uno de los tres componentes (balance de masa) y la ecuación de Darcy para cada una de las fases (balance de cantidad de movimiento). (Apéndice A).

El método de resolución es una extensión del propuesto originalmente por Buckley - Leverett [9]. Fue adoptado posteriormente para representar una inundación con polímeros [2, 3, 6] con alcohol [7] y con surfactante [5]. Su aplicación a distintos procesos de recuperación asistida fue presentada en forma cualitativa en un trabajo de revisión de Pope [4].

El método propuesto es implementado cuantitativamente con un algoritmo numérico que se describe en los Apéndices A y B cuyas resoluciones se hallan en un computador personal.

ANALISIS DE RESULTADOS

Los resultados se presentan en tres partes. Primero se analiza la influencia de los mecanismos de la inundación con sustancias químicas en la cantidad de petróleo recuperado. Luego se verifican los resultados con mediciones realizadas durante ensayos fluidodinámicos en el laboratorio [11]. Por último se comparan las distribuciones de saturación y concentración de este modelo con las obtenidas con un simulador numérico [1].

Influencia de los mecanismos físicos

Se analiza la influencia de: la adsorción de soluto en la roca, la partición del soluto entre ambas fases, y la absorción de agua en la fase petróleo (hinchamiento o "swelling") en las curvas de recuperación de petróleo.

- Adsorción. La influencia del factor de adsorción, α , en la curva de recuperación de petróleo se representa en la Fig. 1. A tiempos muy cortos sólo se produce el agua remanente de la inundación secundaria anterior, luego irrumpe el banco de petróleo y por último el banco de soluto químico. La adsorción de soluto en la roca, origina un aumento en la saturación de agua que viaja adelante del banco. En consecuencia, se retrasan los "breakthrough" de petróleo y de soluto, y disminuye el petróleo obtenido a tiempos cortos ($t^* = 1, 2$).
- Partición. Los surfactantes, el agua carbonatada y los alcoholes son capaces de solubilizarse tanto en el agua como en el petróleo. También los agentes tensioactivos originados por una reacción entre una sustancia cáustica inyectada y los ácidos naturales del crudo, podrían particionarse entre las dos fases. Pero cualquiera sea la sustancia química inyectada, en los mecanismos de partición entre la fase acuosa y la oleosa se pueden considerar dos casos: solubilización preferencial en el agua ($K_c < 1$) y solubilización preferencial en el petróleo ($K_c > 1$). En el primer caso se produce muy poca variación

en la recuperación de petróleo. Por el contrario, la partición preferencial en el petróleo produce importantes efectos: un retraso en la irrupción de los bancos de petróleo y sustancia química, y una disminución del petróleo recuperado a tiempos cortos (Fig. 2). De un modo análogo a la adsorción, la influencia de la partición desaparece a tiempos largos puesto que la inyección continua suministra soluto fresco que repone el particionado en la fase petróleo.

- Hinchamiento ("swelling"). Se denomina hinchamiento a la absorción de agua en la fase petróleo. Para que esto suceda es necesario la presencia de una sustancia química tensioactiva o cosolubilizante (surfactante, alcoholes, etc.) en el petróleo. En consecuencia el hinchamiento presupone también la partición. De este modo el mecanismo de hinchamiento hará que la fase de petróleo residual entrampado de saturación S_{or} contenga sustancia química y agua. Por lo tanto, la cantidad de componente petróleo entrampado disminuirá aunque S_{or} no se altere. El hinchamiento es contabilizado por el componente petróleo en la fase oleosa, V_p^o . Este componente será menor cuanto mayor sea el "swelling" de dicha fase. En la Fig. 3, se muestra que este mecanismo produce efectos opuestos al de partición a tiempos cortos. Es decir, el hinchamiento origina una irrupción más temprana del banco de agua - petróleo con una mayor fracción de fase oleosa y un incremento en la recuperación de petróleo. Sin embargo, a tiempos largos, el incremento en la recuperación de petróleo creado por el hinchamiento perdura.

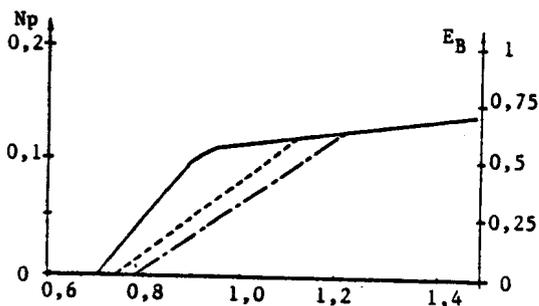


Figura 1 - Influencia de la adsorción: — $\alpha = 0$;
 -- $\alpha = 0,2$; -·- $\alpha = 0,3$
 Datos : $s_{oI} = 0,2$; $s_{orA} = 0$
 $M^A = 2$; $M^B = 4$
 $K_c = 0$
 $v_p^o = 1$; $v_p^a = 0$
 $n = p = 1,5$

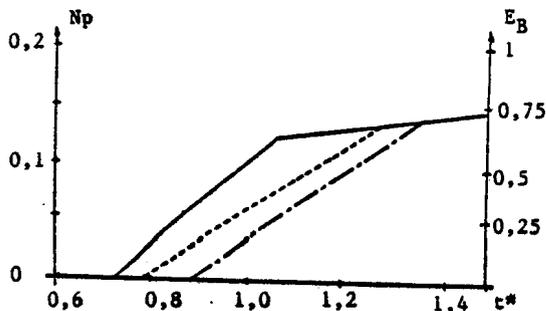


Figura 2 - Influencia de la partición. — $K_c = 2$;
 -- $K_c = 5$; -·- $K_c = 10$
 Datos : $s_{oI} = 0,2$; $s_{orA} = 0$
 $M^A = 2$; $M^B = 4$
 $v_p^o = 1$; $v_p^a = 0$
 $\alpha = 0$; $n = p = 1,5$

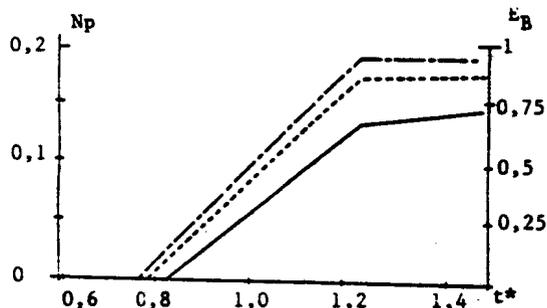


Figura 3 - Influencia del "swelling": — $v_p^o = 1$;
 - - $v_p^o = 0,7$; - - $v_p^o = 0,5$.

Datos :

$$S^{oI} = 0,2 ; S^{oRA} = 0$$

$$M^A = M^B = 2$$

$$\alpha = 0 ; v_p^a = 0 ;$$

$$K_c = 5 ; n = p = 1,5$$

Verificación experimental

Para verificar el modelo se compararon sus resultados con datos de laboratorio correspondientes a un barrido secundario con polímeros, presentados por Szabo [11]. Entre los diversos barridos que muestra se seleccionó el que poseía más información para compararlo. No se poseía ni la saturación residual de petróleo ni las curvas de permeabilidades relativas. Estas fueron ajustadas para reproducir la curva de barrido con agua (Fig. 4). Todos los datos utilizados pueden verse en la Fig. 4, como así también los valores experimentales y los resultados del modelo para una inundación con agua y para una inundación con polímeros.

El ajuste del modelo es perfecto con la curva de recuperación obtenida en un barrido con agua. Para el barrido con polímeros el modelo también se ajusta a la curva de recuperación; salvo entre el banco de agua connata ($t^* \approx 0,46$) y el frente de polímeros ($t^* \approx 0,76$) debido a que supone perfiles de saturación rectos. La recuperación adicional del barrido de polímeros es relativamente pequeña ($\approx 5\%$). Esto se debe a la baja relación de movilidades entre la fase acuosa con polímeros y la fase petróleo, $M^A = 2,0$.

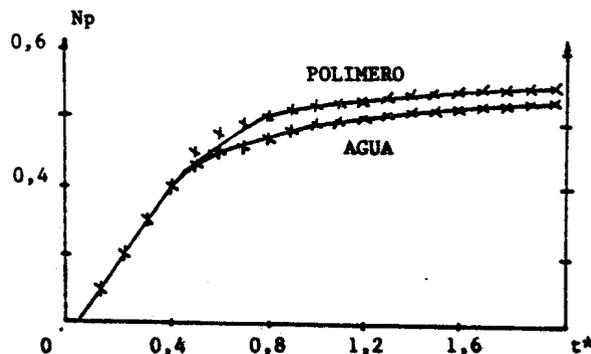


Figura 4 - Verificación Experimental : — Este modelo , X Experimental. Datos : $S^{oI} = 0,15$; $S^{oR} = S^{oRA} = 0,1$; $M^A = 2,69$;
 $M^B = 5,11$; $K_c = 0$; $\alpha = 0,18$; $v_p^a = 0$; $v_p^o = 1$; $n = 2$
 $p = 1,3$.

Comparación con la simulación numérica.

Se comparan los resultados de este modelo simple con los obtenidos con un simulador numérico que se describe en un trabajo paralelo [1]. Se analiza el caso más general que considera adsorción de la especie química en la roca, partición de la misma en las dos fases e hinchamiento de la fase petróleo con agua. Este caso corresponde a una inyección de surfactante.

- Datos utilizados. Los datos comunes a este modelo simple y al simulador numérico se muestran en la figura 5. Dos hipótesis de este modelo no pueden ser reproducidas por el simulador: (1) "la distribución de concentraciones del soluto es una función escalón entre la de inyección ($V_{cIN}^a = 0,1$) y la inicial ($V_{cI}^a = 0$)", y la (2) "el volumen que ocupa el soluto químico en ambas fases es despreciable".

Esto se debe a que para el simulador numérico la concentración del soluto es una variable dependiente. Por lo expuesto, ciertos datos que dependen de la concentración del soluto tienen valores diferentes en este modelo y en el simulador. Estos datos son saturación residual de petróleo, viscosidades, permeabilidades relativas, adsorción y diagrama de equilibrio de fases y componentes (parámetros no lineales en el simulador numérico). La funcionalidad de las permeabilidades relativas [5] es,

$$k^{ra} = \hat{s}^{1,5} ; \quad k^{ro} = (1 - \hat{s})^{1,5} ; \quad \hat{s} = \frac{S - 0,3}{0,7 - S^{or}(V_c^a)}$$

A efectos de minimizar las diferencias entre los datos que alimentan a los dos modelos se adopta:

Este modelo	Simulador numérico
$S^{or}(V_{cIN}^a = 0,1) = 0,3$	$S^{or}(V_c^a \geq 0,05) = 0,3$
$S^{or}(V_{cI}^a = 0) = 0$	$S^{or}(V_c^a \leq 0,05) = 0$
$Ad_c = 0,015 V_{cIN}^a = 0,0015$	$Ad_c = 0,015 V_c^a(x,t)$
$V_c^o = K_c V_{cIN}^a = K_c 0,1$	$V_c^o = K_c V_c^a(x,t)$
$V_p^o = 1 - (K_c L_{wc} + K_c) V_{cIN}^a$	$V_p^o = 1 - (K_c L_{wc} + K_c) V_c^a(x,t)$
$V_p^a = L_{oc} V_{cIN}^a$	$V_p^a = L_{oc} V_c^a(x,t)$

- Resultados obtenidos. Se muestran las distribuciones de saturación de la fase acuosa a lo largo del medio poroso, $S^a(x^*)$, en la Fig. 5a y las distribuciones de concentración global de petróleo, $Z_p(x^*)$, y de sustancia química $Z_c(x^*)$ en la Fig. 5b. Ambas figuras corresponden a una inyección de 0,2 volúmenes porales. En la Fig. 6 se grafican los volúmenes de petróleo recuperado, N_p , como función de los volúmenes porales inyectados, t^* .

En la Fig. 5a pueden identificarse dos saltos abruptos en las saturaciones: en la interfase acuosa - oleosa aguas abajo y en la interfase solución de surfactantes - oleosa aguas arriba. Este modelo (línea

continua) reproduce en forma simplificada los resultados numéricos (puntos), tanto en saturaciones de agua (Fig. 5a) como en concentración global de petróleo (Fig. 5b). Las curvas del simulador numérico están originadas en la distribución en forma de "s" de la concentración global de surfactante (Fig. 5b). Por el mismo motivo, la excesiva simplificación de este modelo causa una recuperación de petróleo más alta que la obtenida con el simulador numérico (Fig. 6).

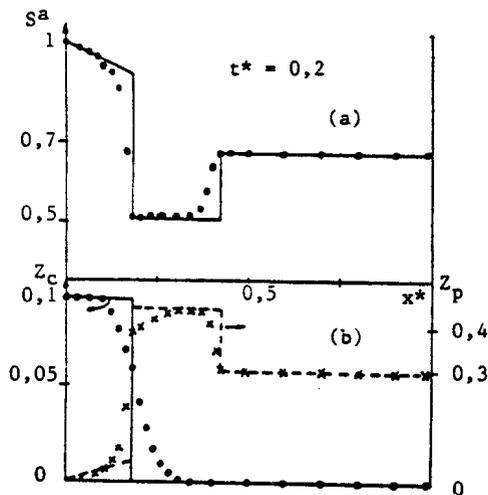


Figura 5-a - Perfil de Saturación acuosa.— Este modelo ;
• Simulador numérico.

Figura 5-b - Perfil de Concentración global de especie química, Z_c : — modelo, • simulador numérico ; y de petróleo, Z_p :
-- modelo , x simulador numérico. Datos :

$$\begin{aligned} v_{cIN}^a &= 0,1 ; v_{pIN}^a = 0 \\ S^{oI} &= 0,3 ; K_c = 2 \\ L_{wc} &= 1 ; L_{oc} = 0 \\ M^A &= M^B = 1 ; \alpha = 0,05 \\ \mu^a &= \mu^o = 1 \end{aligned}$$

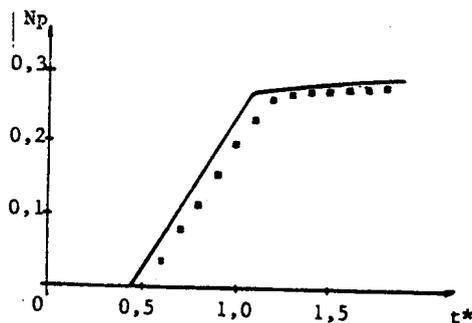


Figura 6 - Curva de Recuperación de petróleo : — modelo ,
• simulador numérico.

CONCLUSIONES

Se presenta un modelo simple que describe el flujo de dos fases (acuosa y oleosa) y tres componentes (soluto químico, agua, petróleo) a través de un medio poroso. Este modelo permite analizar la influencia de los mecanismos físicos más importantes en el petróleo recuperado. Estos mecanismos son: adsorción del soluto en la roca, partición del soluto entre las dos fases y absorción de la solución acuosa de soluto químico en la fase petróleo. Además, los resultados del modelo se verifican con mediciones experimentales correspondientes a un ensayo de desplazamiento de petróleo con solución acuosa de polímeros. Por último, se

comparan estas soluciones con las obtenidas con un riguroso simulador numérico para datos que corresponden a un barrido con surfactantes. Si bien este modelo reproduce las distribuciones espaciales de saturaciones y concentraciones del simulador, su excesiva simplificación origina predicciones de recuperación de petróleo más optimistas que las del simulador numérico.

NOMENCLATURA

A	: área transversal del medio poroso (cm^2)
Ad	: volumen de componente adsorbido por unidad de volumen de roca.
a, b, c, d	: coeficientes definidos en las ec. (A-9).
EB	: eficiencia de barrido definida en la ec. (B-7).
f	: flujo fraccional
K	: factor de partición
k	: permeabilidad absoluta (Darcy)
kr	: permeabilidad relativa
L	: longitud del medio poroso (cm)
M	: movilidad de fase
Np	: volúmenes porales de petróleo recuperado
q	: caudal de inyección (cm^3/s)
S	: saturación
t	: tiempo (seg)
t*	: tiempo adimensional ($t^* = qt/A\phi L$)
u	: velocidad referida al área transversal (cm/s)
V	: concentración volumétrica de fase (cm^3/cm^3)
x	: distancia medida desde el borde de entrada (cm)
x*	: distancia adimensional ($x^* = x/L$)
Z	: concentración volumétrica global ($Z_i = \sum_j V_i^j S^j$) . (cm^3/cm^3)

Letras Griegas:

α	: volumen de componente adsorbido por unidad de volumen de poros.
ϕ	: porosidad (cm^3/cm^3)
μ	: viscosidad (cp)

Subíndices

c	: componente químico
I	: inicial
IN	: inyección
p	: componente petróleo
1	: frente químico
2	: frente del banco de agua - petróleo
w	: componente agua

Supraíndices

a	: fase acuosa
O	: fase oleosa
A	: correspondiente a la Zona A
B	: correspondiente a la Zona B

r : residual
L : correspondiente a la salida del medio poroso

REFERENCIAS

- [1] Gabbanelli, S. C.; Porcelli, P. C.; Goldschmit, M.B.; Bidner, M. S.: "Numerical Simulation of the Chemical Flooding of an Oil Reservoir by Applying the Modified Method of Characteristics", enviado al IX Congreso Latinoamericano e Ibérico sobre Métodos Computacionales para Ingeniería y II Congreso Argentino de Mecánica Computacional. (Córdoba, noviembre de 1988).
- [2] Claridge, E. L.; Bondor, P. L.: "A Graphical Method for Calculating Linear Displacement with Mass Transfer and Continuously Changing Mobilities". Soc. Pet. Eng. J. (Dec. 1979) - 609-618.
- [3] Patton, J. T.; Coats, K. H.: "Prediction of Polymer Flood Performance" Soc. Pet. Eng. J. (March 1971) 72-84
- [4] Pope, G. A.: "The Application of Fraccional Flow Theory to Enhanced Oil Recovery" Soc. Pet. Eng. J. (June 1980) 191-205.
- [5] Larson R. G.; Hirasaki, G. J.: "Analysis of the Physical Mechanisms in Surfactant Flooding". Soc. Pet. Eng. J. (Feb. 1978) 42-58.
- [6] Grattoni, C. A.; Bidner, M. S.: "One Dimensional Modelling of Polymer Flood Performance. Analytical and Graphical Solutions" Revue de L'Institute Francais du Pétrole. Vol 38 No.5. Septembre-Octobre 1983. 627-640.
- [7] Wachmann C.: "A Mathematical Theory for the Displacement of Oil and Water by Alcohol". Soc. Pet. Eng. J. (Sep. 1961) 250-266.
- [8] Pope, G. A.; Nelson, R. C.: "A Chemical Flooding Compositional Simulator". Soc. Pet. Eng. J. (Oct. 1978) 339-354.
- [9] Buckley, S. E.; Leverett, M. C.: "Mechanisms of Fluid Displacement in Sands". Trans AIME (1942) 146, 107-116
- [10] Craig F. F. Jr.: "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding". Monograph Vol. No. 3, Society of Petroleum Engineers, 1971.
- [11] Szabo, M. T.: "Some Aspects of Polymer Retention in Porous Media Using a C-14 Tagged Hydrolyzed Polyacrylamide". Soc. Pet. Eng. J. (Aug. 1975) 338-346

APENDICE A - FORMULACION DEL MODELO Y METODO DE RESOLUCION

Se consideran las ecuaciones de continuidad [1] para un sistema compuesto de dos fases (acuosa, a y oleosa, o) y tres componentes (agua, w; petróleo, p; y especie química, c) bajo las hipótesis ya mencionadas y tomando la adsorción del soluto químico definida por

$$Ad_c = \phi \alpha V_c^a$$

siendo ϕ , porosidad; α , volumen de soluto adsorbido por unidad de volumen de roca y V_c^a , la concentración en volumen de la especie química en agua. Además es aplicable la ley de Darcy para cada fase [1], y despreciando los efectos capilares, los flujos fraccionales de las fases, f^j , quedan definidos por:

$$f^j = \frac{k^{rj} / \mu^j}{k^{ra} / \mu^a + k^{ro} / \mu^o} \quad (A-1)$$

Con todas estas consideraciones y teniendo en cuenta una región de V_c^a constante, [5], resulta

$$\frac{q}{A \phi} \frac{\partial f^a}{\partial x} + \frac{\partial S^a}{\partial t} = 0 \quad (A-2)$$

donde q es caudal de solución acuosa de inyección; A , el área del medio poroso y S^a la saturación de la fase acuosa.

Ecuaciones de discontinuidad

En una inundación química se forman dos frentes de concentración [4, 5] que limitan tres zonas (Fig. A-1). La primera de ellas (zona A) tiene una concentración de especie química constante e igual al valor de inyección, $V_c^a = V_c^{aIN}$, y la saturación de la fase acuosa toma valores comprendidos entre $S^a = 1 - S^{oA}$ y $S^a = S^{a1}$. En el punto x_1 , la concentración de soluto cae discontinuamente a cero mientras que la saturación de la fase acuosa pasa bruscamente al valor S^{a2} , correspondiente al banco de agua - petróleo (zona B). Este se extiende hasta el punto x_2 , en el cual la saturación de agua cambia discontinuamente al valor inicial que corresponde a la zona C.

Teniendo en cuenta que aguas abajo de x (zona A) las concentraciones son

$$V_c^a = V_c^{a1} = V_c^{aIN} ; V_c^o = V_c^{o1} ; v_p^a = v_p^{a1} ; v_p^o = v_p^{o1} \quad (A-3)$$

y que aguas arriba de x_1 (Zona B) resultan

$$V_c^a = V_c^{a2} = 0 ; V_c^o = V_c^{o2} ; v_p^a = v_p^{a2} = 1 ; v_p^o = v_p^{o2} \quad (A-4)$$

de las ecuaciones de balance discontinuo de masa [5], se obtiene

$$u_{p1} = \frac{q}{A \phi} \frac{v_p^{o1} (1 - f^{a1}) + v_p^a f^{a1} - (1 - f^{a2})}{v_p^{o1} (1 - S^{a1}) + v_p^{a1} S^{a1} - (1 - S^{a2})} \quad (A-5)$$

$$u_{c1} = \frac{q}{A \phi} \frac{v_c^{o1} (1 - f^{a1}) + v_c^a f^{a1}}{v_c^{o1} (1 - S^{a1}) + v_c^{a1} (S^{a1} + \alpha)} \quad (A-6)$$

siendo u_{p1} y u_{c1} las velocidades de avance de los frentes de concentración de petróleo y especie química, respectivamente.

Método de resolución

La ec. (A-2) se puede expresar como sigue

$$\frac{q}{A \phi} \frac{\partial f^a}{\partial S^a} + \frac{\partial S^a}{\partial x} + \frac{\partial S^a}{\partial t} = 0$$

Aplicando el método de las características a esta última ecuación, se obtiene la velocidad de avance del frente de saturación acuosa, en la región en donde V_c^a es constante

$$\left. \frac{dx}{dt} \right|_{S^a} = \frac{q}{A \phi} \frac{\partial f^a}{\partial S^a} \quad (A-7)$$

Considerando que la especie química ocupa un volumen despreciable en las fases y que los coeficientes de adsorción y partición se toman constantes en el punto de discontinuidad x_1 de la Fig. A-1 las velocidades de avance de todos los frentes deben coincidir. Luego, de las ec. (A-5), (A-6) y (A-7) resulta

$$\frac{\partial f^a}{\partial S^a} \Big|_{S^{a1}} = \frac{f^{a1} + b}{S^{a1} + a} = \frac{f^{a2} + d}{S^{a2} + c} \quad (A-8)$$

en donde

$$a = \frac{K_c + \alpha}{1 - K_c}$$

$$b = \frac{K_c}{1 - K_c}$$

$$c = v_p^o - 1 + a (v_p^o - v_p^a)$$

$$d = v_p^o - 1 + b (v_p^o - v_p^a)$$

(A-9)

Utilizando la ec. (A-1) para la fase acuosa y las expresiones de permeabilidad relativa [5], se llega a

$$f^a = \frac{M \hat{S}^n}{M \hat{S}^n + (1 - \hat{S})P}$$

siendo M, la movilidad relativa de la fase acuosa con respecto de la oleosa, dada por

$$M = \frac{k^{ra0} \mu^o}{k^{ro0} \mu^a}$$

y \hat{S} una saturación normalizada de agua definida con

$$\hat{S} = \frac{S^a - S^{ar}}{1 - S^{or} - S^{ar}}$$

Dado que la concentración de soluto es una función escalón, toma sólo dos valores: el de inyección V_{CIN}^a , y el inicial, cero. Por lo tanto, la movilidad M adopta los valores M^A y M^B correspondientes a las zonas A y B, respectivamente.

Las curvas de flujo fraccional, f^a vs S^a se identifican en los gráficos con f^{aA} y f^{aB} correspondientes a las movilidades M^A y M^B , respectivamente.

El modelo se puede resolver en forma gráfica, teniendo en cuenta las ec.(A-8), como se muestra en la Fig. A-2. En este trabajo se resolvió el problema en forma computacional; se implementó el método de Regula Falsi para obtener los ceros de las funciones diferencias entre r_1 y f^{aA} y entre r_2 y f^{aB} que son, respectivamente, los puntos (S^{a1}, f^{a1}) y (S^{a2}, f^{a2}) , de la figura A-2.

APENDICE B - CALCULO DEL PETROLEO RECUPERADO

Para obtener las expresiones que relacionan los volúmenes porales de petróleo recuperado durante el barrido, N_p , en función del tiempo adimensional, t^* , definido por

$$t^* = \frac{qt}{A \phi L}$$

se efectúa un balance de masa para el petróleo resultando

$$N_p - V_p^{a1} t^* = S^{or} - \hat{V}_p \quad (B-1)$$

donde \hat{V}_p es el volumen poral de petróleo contenido en el reservorio.

Definiendo t_1^* y t_2^* como los tiempos en que ocurren los breakthrough del banco de agua - petróleo y químico, respectivamente, se calculan \hat{V}_p y N_p para las siguientes etapas del barrido:

$$1 \text{ etapa: Si } t^* < t_1^* \text{ , } N_p = 0 \quad (B-2)$$

$$2 \text{ etapa: Si } t_1^* \leq t^* < t_2^* \text{ ,}$$

$$\hat{V}_p = \int_0^{x_1^*} [(V_p^{a1} - V_p^{o1}) S^a + V_p^{o1}] dx^* + (1 - S^{a2}) (1 - x_1^*) \quad (B-3)$$

habiendo definido x^* , distancia adimensional como: $x^* = x/L$

Utilizando el método de integración por partes y las expresiones [9]:

$$x^* dS^a = t^* df^a \quad ; \quad x_1^* = \left. \frac{\partial f^a}{\partial S^a} \right|_{S^{a1}} t^* \quad (B-4)$$

que surgen de la ec. (A-7), la ec. (B-3) resulta

$$\hat{V}_p = \{ (v_p^{al} - v_p^{ol}) (1 - f^{al}) + [(v_p^{al} - v_p^{ol}) s^{al} + v_p^{ol} + (1 - s^{a2})] \frac{\partial f^a}{\partial s^a} \Big|_{s^{al}} \} t^* + (1 - s^{a2})$$

Por otra parte, combinando las ec. (A-5) y (A-8) se tiene:

$$\frac{\partial f^a}{\partial s^a} \Big|_{s^{al}} = \frac{v_p^{ol} (1 - f^{al}) + v_p^{al} f^{al} - (1 - f^{al})}{v_p^{ol} (1 - s^{al}) + v_p^{al} s^{al} - (1 - s^{al})}$$

De estas dos últimas ecuaciones se obtiene

$$\hat{V}_p = [v_p^{al} - (1 - f^{a2})] t^* + (1 - s^{a2}),$$

que reemplazada en la ec. (B-1) resulta

$$N_p = s^{or} + s^{a2} - 1 + (1 - f^{a2}) t^* \quad (B-5)$$

3 etapa: Si $t^*_2 \leq t^*$

$$\hat{V}_p = \int_0^1 [(v_p^{al} - v_p^{ol}) s^a + v_p^{ol}] dx^*$$

Integrando esta ecuación de igual forma que la (B-3), se obtiene

$$\hat{V}_p = v_p^{ol} + (v_p^{al} - v_p^{ol}) [s^{al} + (1 - f^{al}) t^*]$$

siendo s^{al} y f^{al} , la saturación y flujo fraccional de la fase acuosa a la salida del reservorio.

Reemplazando esta última ecuación en ec. (B-1) surge

$$N_p = s^{or} - v_p^{ol} (1 - s^{al}) - v_p^{al} s^{al} + t^* [v_p^{ol} (1 - f^{al}) + f^{al} v_p^{al}]$$

Para determinar los valores de N_p , se necesita conocer s^{al} comprendida entre s^{al} y $1 - s^{orA}$, donde s^{orA} es la saturación residual de petróleo correspondiente a la concentración de soluto v_{cin}^a . Con un valor de s^{al} se calcula el flujo fraccional f^{al} y la pendiente de la recta tangente por ese punto. Con $x_1^* = 1$ y la ec. (B-4), se obtiene el tiempo adimensional t^* .

Cálculo de los tiempos de breakthrough t^*_1 y t^*_2

Siendo N_p una función continua, en $t^* = t^*_1$ las expresiones (B-2) y (B-5) deben coincidir, obteniéndose

$$t^*_1 = \frac{1 - s^{or} - s^{a2}}{1 - f^{a2}}$$

De la ec. (B-4) resulta

$$t^*_2 = \left[\frac{\partial f^a}{\partial s^a} \Big|_{s^{al}} \right]^{-1}$$

En la Fig. A-2, t_1^* es la inversa de la pendiente de la recta r_3 , que une el punto (s^{a2}, f^{a2}) , con $(1 - s^{or}, 1)$; t_2^* corresponde a la inversa de la pendiente de la recta de tangencia r_1 .

La Fig. A-3 muestra el gráfico de N_p vs t^* que se construye con las expresiones (B-2), (B-5) y (B-6). Se graficó además la recta correspondiente a los volúmenes porales de petróleo inyectados, cuya expresión es

$$N_{pIN} = v_p^{al} t^*$$

Se define una eficiencia de barrido E_B , como la diferencia entre N_p y N_{pIN} referida al volumen de petróleo contenido inicialmente, $s_{or}^{ol} = s_{or}$,

$$E_B = \frac{N_p - N_{pIN}}{s_{or}}$$

El máximo valor de E_B se obtiene cuando $s^{al} = 1 - s_{orA}$; $f^{al} = 1$, resultando

$$E_{Bmáx} = 1 - [s_{orA} (v_p^{ol} - v_p^{al}) + v_p^{al}] / s_{or}$$

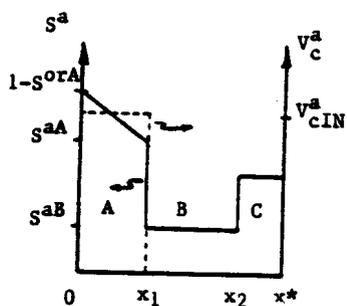


Figura A-1 : Perfil de saturación y concentración de soluto.

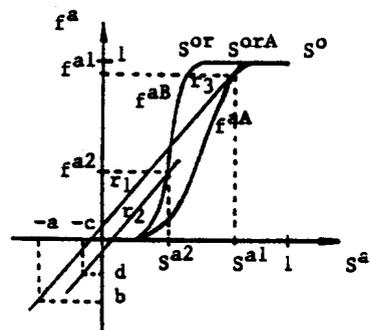


Figura A-2 : Resolución gráfica del modelo.

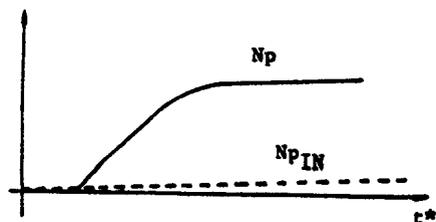


Figura A-3 : Curva de Recuperación de petróleo :
— N_p ; - - N_{pIN}