

Juana Cruz, Ricardo Islas, Candelario Pérez, Santiago Rivas, Armando Pineda, José González
Desplazamiento de aceite por agua en medios porosos fracturados vugulares
Ciencia Ergo Sum, vol. 8, núm. 1, marzo, 2001
Universidad Autónoma del Estado de México
México

Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=10402009>



Ciencia Ergo Sum,
ISSN (Versión impresa): 1405-0269
ciencia.ergosum@yahoo.com.mx
Universidad Autónoma del Estado de México
México

¿Cómo citar?

Fascículo completo

Más información del artículo

Página de la revista

www.redalyc.org

Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto

Desplazamiento de aceite por agua en medios porosos fracturados vugulares

JUANA CRUZ HERNÁNDEZ*, RICARDO ISLAS JUÁREZ*, CANDELARIO PÉREZ ROSALES*, SANTIAGO RIVAS GÓMEZ*,
ARMANDO PINEDA MUÑOZ* Y JOSÉ GONZÁLEZ GUEVARA*

Recepción: 14 de julio de 2000

Aceptación: 29 de noviembre de 2000

Oil Displacement by Water in Vuggy Fractured Porous Media

Abstract. *Experimental results obtained during oil displacement by water within a cell are presented. This cell, built with acrylic (an oil wet material) simulates a natural vuggy fractured porous medium. Based on the experimental results, a theoretical model was developed. It was found that the theory fitted in a reasonable way the experimental data. Thus it can be said that the theoretical model can be a useful tool to explain oil recovery processes in vuggy fractured reservoirs.*

Key words: *reservoir, fractured, vugs, waterflooding, oil recovery.*

Introducción

Un yacimiento petrolífero está formado por roca porosa saturada con hidrocarburos y agua. Sus elementos constituyen un sistema sobrepresionado, cuya cima está sellada por una roca impermeable y su base puede estar en contacto con un acuífero. Los poros de la roca son normalmente microscópicos, y sus diámetros van desde unas cuantas micras hasta unas decenas de micras. Los hidrocarburos se presentan en forma líquida y gaseosa. Durante la fase gaseosa ocupan la parte superior del yacimiento, y la líquida, la inferior. También existen yacimientos donde los hidrocarburos sólo son líquidos o gases.

Las formaciones rocosas naturales son heterogéneas como resultado de la depositación, la tectónica y las condiciones ambientales ocurridas durante millones de años. En térmi-

nos de las propiedades de flujo, estas heterogeneidades se manifiestan por medio de gran variedad de formas, una de éstas la constituyen las formaciones fracturadas, con trayectorias de flujo de alta y baja permeabilidad.

Los yacimientos fracturados están constituidos por dos sistemas porosos: porosidad intergranular, formada por los espacios vacíos entre los granos de roca, y porosidad formada por el espacio vacío de las fracturas.

Si el sistema poroso tiene pequeñas cavernas de disolución, hay una porosidad adicional: la porosidad vugular.

El flujo de fluidos a través de medios porosos fracturados ha recibido un fuerte impulso en los últimos años, debido a la importancia que tiene este proceso en diversas áreas de la ingeniería, en particular, la ingeniería petrolera.

Los yacimientos de hidrocarburos más importantes del mundo son naturalmente fracturados. En México, las principales áreas petroleras están actualmente en la Sonda de Campeche y en los estados de Campeche, Chiapas y Tabasco, de las que se obtiene aproximadamente 90% de la producción de aceite. Ahí los yacimientos se localizan en rocas carbonatadas que presentan un alto grado de fracturamiento.

Para planear de la manera óptima los proyectos de recuperación secundaria y mejorada de hidrocarburos, se requiere de un amplio conocimiento de los mecanismos presentes en el desplazamiento de aceite por diferentes agentes.

El desplazamiento de fluidos a través de medios porosos fracturados es un área de investigación poco estudiada en todo el mundo aun cuando los yacimientos naturalmente fracturados se encuentran entre los más productivos del

*Instituto Mexicano del Petróleo. Correo electrónico: jcruzh@www.imp.mx

planeta, tales como los que se presentan en Argelia, Irak, Irán, Mar del Norte y México.

La vida productiva de un yacimiento puede pasar por tres etapas. En la etapa de producción primaria, la energía de sobrepresionamiento de los fluidos y roca almacenante es aprovechada para expulsar los fluidos residentes a la superficie. Esta etapa termina cuando los mecanismos naturales dejan de funcionar eficientemente. Las estadísticas señalan que, en promedio, la recuperación de crudo por producción primaria es del orden del 30% del aceite original del yacimiento.

Después viene la etapa de recuperación secundaria. El método de recuperación secundaria usado comúnmente consiste en convertir algunos pozos productores en inyectores, o perforar pozos adicionales en localizaciones apropiadas. A través de éstos se inyecta agua a presión al yacimiento, lo que represiona al sistema y desplaza los hidrocarburos hacia los pozos productores. Por este método se obtiene aproximadamente 15% de hidrocarburos adicionales. Como se observa, después de las dos primeras etapas queda aún el 55% del aceite original en el yacimiento.

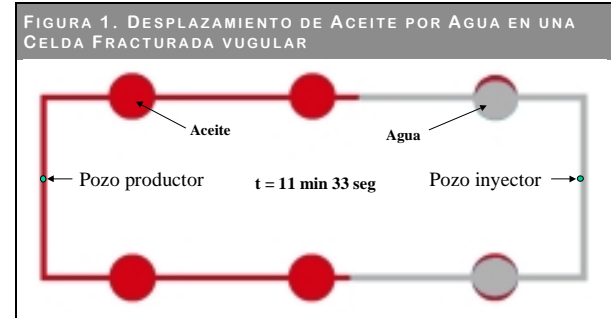
En años recientes se ha experimentado en el laboratorio y en el campo una tercera etapa que se ha llamado terciaria o mejorada, la cual consiste en inyectar agentes químicos al yacimiento, tales como surfactantes, polímeros, gases miscibles e inmiscibles, mediante los cuales se puede obtener cantidades adicionales de hidrocarburos.

Los procesos que tienen lugar cuando un agente es inyectado para desplazar el aceite que queda en el yacimiento después de la recuperación primaria han sido estudiados por muchos años dentro de la ingeniería petrolera. Sin embargo, las teorías que han sido desarrolladas son aplicables a medios homogéneos, que no presentan fracturas o vóculos. Aunque se han hecho algunos intentos por desarrollar modelos para explicar el comportamiento de los yacimientos fracturados, hasta la fecha los fenómenos involucrados no son del todo comprendidos.

En este trabajo se presentan experimentos llevados a cabo con una celda bidimensional de acrílico, que representa un medio poroso fracturado vugular. Esta celda tiene seis vóculos conectados con fracturas, un pozo de inyección y uno de producción. Las corridas experimentales fueron efectuadas a gasto constante.

Los resultados obtenidos con la celda de laboratorio fueron utilizados para desarrollar un modelo teórico para la descripción del desplazamiento de aceite por agua en un medio poroso fracturado que presenta vóculos.

A continuación se expone el modelo y su solución, así como la comparación teoría-experimento. Los primeros resultados indican que el modelo explica de manera confiable



los mecanismos que están presentes en los procesos de inyección de agua en yacimientos naturalmente fracturados, en presencia de vóculos.

I. Experimentación

Describiremos un experimento representativo de los que se realizaron con una celda que simula un medio poroso fracturado vugular. Esta celda (clave: C3-desarmable) tiene 4 fracturas y 6 vóculos. Las fracturas tienen un ancho de 0.16 cm, una profundidad de 0.12 cm, y los vóculos, un diámetro de 1 cm y una profundidad de 0.12 cm (figura 1).

El procedimiento de experimentación es el siguiente: Se coloca la celda en forma horizontal, saturada completamente con aceite, en un soporte construido especialmente para este fin, y se le inyecta agua a un gasto constante, que en el experimento que se describirá fue de 2 cm³/h. La bomba utilizada es Marca ISCO, Modelo 314 tipo jeringa, con error de $\pm 1\%$.

Se tomaron fotografías a diferentes intervalos de tiempo, de tal manera que se tuviera un conjunto de fotografías que permitiera seguir el avance del agua a través de la celda. Después, estas fotografías fueron impresas en color y se procedió a determinar las áreas correspondientes al aceite y al agua. Esto permitió construir la tabla 1 y la gráfica de la figura 2. En la tabla 1, la saturación de agua en la celda S_w , es la fracción del espacio poroso que está ocupado por agua, de tal manera que si A_w es el área que está cubierta por agua y A_t es el área ocupada por el espacio poroso total de la celda

$$S_w = \frac{A_w}{A_t}$$

La gráfica de la figura 2 muestra el comportamiento de la recuperación de aceite con el tiempo. Como se puede ver, la recuperación fue muy rápida, es decir, la curva es casi una recta, indicativo de que se tiene un desplazamiento tipo pistón, donde el volumen de agua que se inyecta es el volumen de aceite que se recupera (sale de la celda). Esto queda más claro

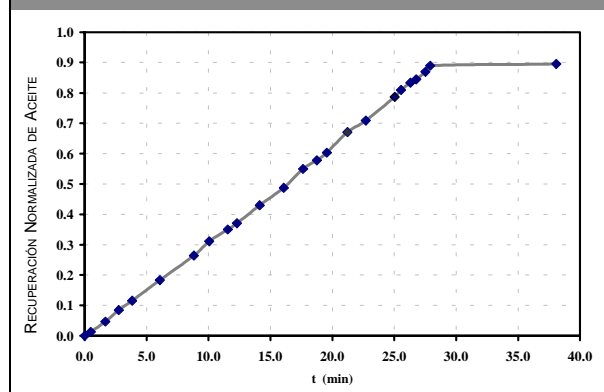
cuando se observa la curva de la figura 5, donde t_D es numéricamente igual al volumen poroso de la celda (ecuación 4).

II. Teoría

Con la finalidad de describir la manera en que el agua desplaza al aceite contenido inicialmente en una celda bidimensional

TABLA 1		
DATOS DE SATURACIÓN DE AGUA OBTENIDOS EN UN EXPERIMENTO DE DESPLAZAMIENTO DE ACEITE POR AGUA		
FOTOGRAFÍA	TIEMPO (MIN)	SW FRACCIÓN
0	0.000	0.0000
1	0.483	0.0127
2	1.666	0.0467
3	2.750	0.0845
4	3.833	0.1155
5	6.066	0.1832
6	8.816	0.2640
7	10.066	0.3110
8	11.550	0.3504
9	12.300	0.3709
10	14.133	0.4301
11	16.066	0.4874
12	17.633	0.5496
13	18.750	0.5780
14	19.550	0.6031
15	21.216	0.6707
16	22.700	0.7088
17	25.033	0.7869
18	25.550	0.8093
19	26.300	0.8333
20	26.766	0.8447
21	27.516	0.8695
22	27.900	0.8898
23	38.083	0.8954

FIGURA 2. RESULTADOS EXPERIMENTALES DE RECUPERACIÓN DE ACEITE CONTRA TIEMPO, EN UNA CELDA QUE REPRESENTA UN MEDIO POROSO FRACTURADO VUGLAR



que simula un medio poroso fracturado vuglar, se parte de los siguientes supuestos:

a) La matriz del sistema fracturado vuglar es impermeable o tiene una permeabilidad tan baja que no contribuye a la conducción de los fluidos.

b) La conducción de fluidos tiene lugar, preferencialmente, a través de una región formada esencialmente por las fracturas (a la que llamaremos región de flujo). Los vórgulos funcionan como almacenadores de fluidos (región de estancamiento), que intercambian materia con las fracturas, mediante un proceso difusivo.

Con estas consideraciones, si S_{wf} denota la saturación de agua en la región fluente y S_{ws} denota la saturación de agua en la región de estancamiento, podemos escribir las siguientes ecuaciones para la descripción del comportamiento de los fluidos:

$$-u \frac{\partial S_{wf}}{\partial x} = F \frac{\partial S_{wf}}{\partial t} + (1-F) \frac{\partial S_{ws}}{\partial t} \tag{1}$$

$$\frac{\partial S_{ws}}{\partial t} = K(S_{wf} - S_{ws}) \tag{2}$$

La ecuación 1 representa la conservación de masa (Cruz, 1998), y la ecuación 2 describe el intercambio de fluidos entre la región de flujo y la de estancamiento (Cruz, 1998; Pérez y Cruz, 1993). En la ecuación 1, u es la componente de la velocidad intersticial promedio en la dirección x , que es constante dado que el gasto de inyección siempre es el mismo y los fluidos son incompresibles y F es la fracción del espacio poroso que corresponde a la región fluente. En la ecuación 2, K es el coeficiente de transferencia de fluidos entre la región fluente y la zona de estancamiento.

Cabe mencionar que las ecuaciones 1 y 2 son similares a las utilizadas por Coats y Smith (1964) para describir el flujo en medios porosos homogéneos (no fracturados) que contienen poros ciegos, es decir, zonas de estancamiento de fluidos.

Con la finalidad de llegar a soluciones generales para el modelo formado por las ecuaciones 1 y 2, se pueden definir las variables adimensionales siguientes:

$$x_D = \frac{x}{L} \tag{3}$$

$$t_D = \frac{ut}{L} \tag{4}$$

$$K_D = \frac{KL}{u} \tag{5}$$

Donde L es una longitud de referencia que en este caso hacemos igual a la longitud del sistema en estudio. Con base en estas relaciones, las ecuaciones 1 y 2 se transforman en las ecuaciones 6 y 7.

$$-\frac{\partial S_{wf}}{\partial x_D} = F \frac{\partial S_{wf}}{\partial t_D} + (1-F) \frac{\partial S_{ws}}{\partial t_D} \tag{6}$$

$$\frac{\partial S_{ws}}{\partial t_D} = K_D (S_{wf} - S_{ws}) \tag{7}$$

Donde K_D , el coeficiente adimensional de transferencia, es un parámetro que modula el intercambio de fluidos entre la zona fluyente y la zona de estancamiento, es decir, un valor alto de K_D implica que el aceite contenido en la región de estancamiento de los vórgulos se extrae rápidamente, y un valor bajo implica que el intercambio de fluidos entre las dos zonas es lento.

Estas ecuaciones pueden ser resueltas con las condiciones iniciales y de frontera que se listan a continuación:

$$S_{wf}(x_D, 0) = 0 \quad x_D > 0 \tag{8}$$

$$S_{ws}(x_D, 0) = 0 \quad x_D > 0 \tag{9}$$

$$S_{wf}(0, t_D) = 1 \quad t_D \geq 0 \tag{10}$$

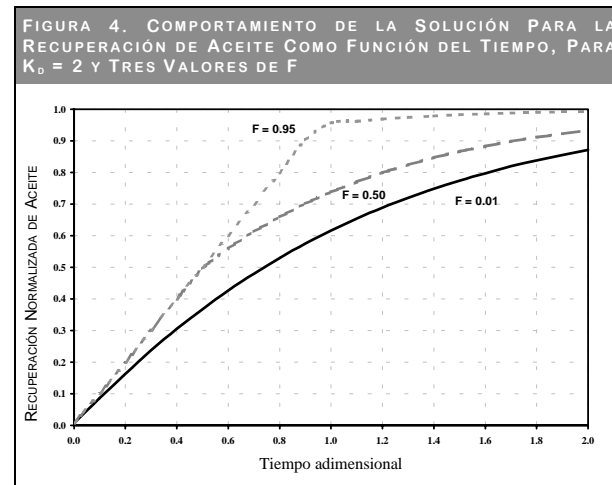
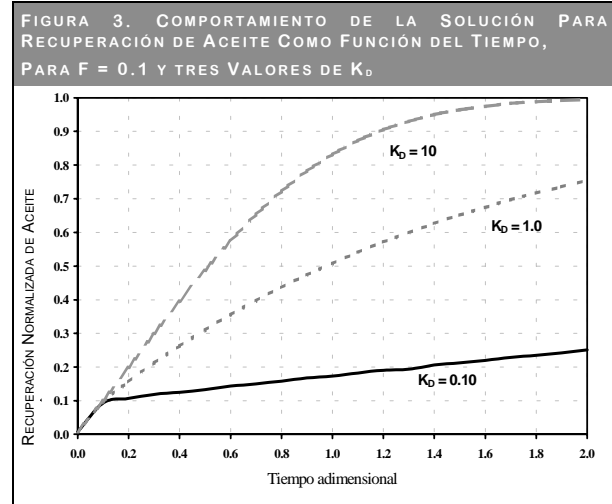
Utilizando el método de la transformada de Laplace se obtienen las soluciones siguientes para la saturación de agua en la región fluyente S_{wf} , y para la saturación de agua en la región de estancamiento S_{ws} :

$$S_{wf}(x_D, t_D) = \frac{e^{t_D}}{\pi} \int_0^\infty \frac{e^{-Ax_D}}{1+z^2} [\cos(zt_D - Bx_D) + z \operatorname{sen}(zt_D - Bx_D)] dz \tag{11}$$

$$S_{ws}(x_D, t_D) = \frac{e^{t_D}}{\pi} \int_0^\infty \frac{e^{-Ax_D}}{(1+z^2)} [C \cos(zt_D - Bx_D) + Dz \operatorname{sen}(zt_D - Bx_D)] dz \tag{12}$$

Donde:

$$C = \frac{K_D + K_D^2 - K_D z^2}{(1 + K_D)^2 + z^2} \tag{13}$$



$$D = \frac{K_D^2 + 2K_D}{(1 + K_D)^2 + z^2} \tag{14}$$

La recuperación de aceite en un medio poroso, como la celda descrita en la sección anterior, es igual a la cantidad de agua que se encuentra contenida en la celda, debido a que el agua y el aceite pueden ser considerados fluidos incompresibles. Así que podemos obtener una ecuación, para la recuperación de aceite, al calcular la saturación de agua total en la celda. Ahora bien, si S_{wf} es la saturación de agua en la zona fluyente y S_{ws} es la saturación de agua en la zona de estancamiento, entonces la saturación total de agua, como función de la posición y del tiempo, está dada por la ecuación siguiente:

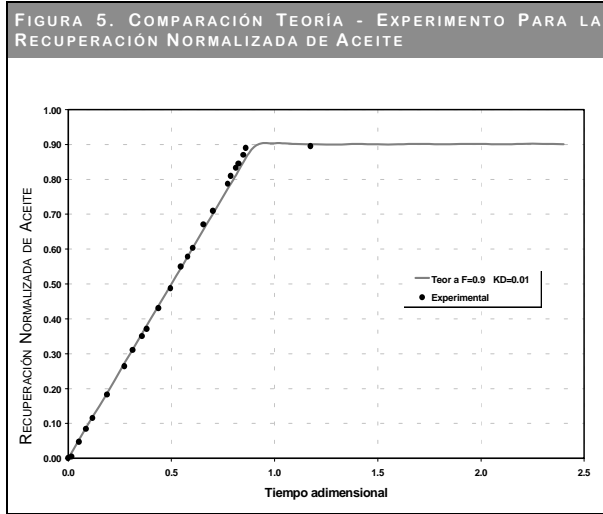


FIGURA 5. COMPARACIÓN TEORÍA - EXPERIMENTO PARA LA RECUPERACIÓN NORMALIZADA DE ACEITE

$$S_w(x_D, t_D) = FS_{wf} + (1 - F)S_{ws} \quad (15)$$

Para obtener la saturación de agua total dentro de la celda a un tiempo dado debemos integrar la ecuación 15, con respecto a x_D , entre los límites 0 y 1. De esta manera, sustituyendo las expresiones correspondientes a las dos diferentes saturaciones e integrando, obtenemos la ecuación que describe la saturación total de agua en la celda.

$$S_w(t_D) = N_{pn} = \frac{e^{t_D}}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{1}{1+z^2} [(\gamma\alpha - \delta\beta)\cos zt_D + (\gamma\beta + \delta\alpha)\text{sen} zt_D] dz \quad (16)$$

Con α , β , γ y δ dadas por las siguientes expresiones:

$$\alpha = F + (1 - F) C \quad (17)$$

$$\beta = F\zeta + (1 - F) D \quad (18)$$

$$\gamma = \frac{e^{-A}}{A^2 + B^2} (B \text{sen} B - A \text{cos} B) + \frac{A}{A^2 + B^2} \quad (19)$$

$$\delta = \frac{e^{-A}}{A^2 + B^2} (-B \text{cos} B - A \text{sen} B) + \frac{A}{A^2 + B^2} \quad (20)$$

El cálculo de la integral de la ecuación 16 se realizó utilizando la regla de Simpson. Para ver el comportamiento de la solución para la recuperación de aceite, presentamos la figura 3, donde se grafica N_{pn} , definida en la ecuación 16


contra el tiempo para $F = 0.1$ y tres valores de K_D , mientras que la figura 4 muestra la variación de la recuperación con F cuando $K_D = 2$.

III. Comparación teoría-experimento

Para comprobar el modelo teórico se utilizaron los datos obtenidos para la recuperación normalizada de aceite (tabla 1) y la expresión para la saturación total de agua, dada por la ecuación 16. El ajuste, por ensayo y error, a los datos experimentales, se muestra en la gráfica de la figura 5. Para lograr este ajuste se variaron tanto K_D como F , hasta lograr el comportamiento observado en los datos experimentales. Esto se tuvo para $K_D = 0.01$ y $F = 0.9$.

De acuerdo con este ajuste se puede decir que el modelo reproduce de manera confiable, el desplazamiento de aceite por agua, en medios porosos fracturados vulgares.

Conclusiones

1. Se ha diseñado y construido un dispositivo experimental que permite realizar corridas de desplazamiento de aceite por agua, en celdas bidimensionales que simulan un medio poroso fracturado vulgar.
2. La celda bidimensional puede ser una herramienta útil en la experimentación sistemática del desplazamiento de fluidos en medios porosos fracturados, preferentemente mojables por aceite.
3. Los resultados obtenidos de la experimentación han permitido desarrollar un modelo teórico que ajusta, de manera razonable, los resultados de laboratorio. Por esta razón, el modelo puede ser de utilidad en la planeación de procesos de recuperación secundaria de hidrocarburos, en medios porosos fracturados vulgares. 



BIBLIOGRAFÍA

- Coats, K. H. y Smith, B. D. (1964). "Dead-End Pore Volume and Dispersion in Porous Media", *Soc. Pet. Eng. J.*, marzo.
- Cruz Hernández, J. (1998). *Visualización del desplazamiento inmisible de fluidos en medios porosos fracturados*. Tesis de doctorado, Facultad de Química, UNAM.
- Pérez Rosales, C. y Cruz Hernández, J. (1993). "Desplazamiento de Aceite por agua en celdas porosas bidimensionales", *Rev. Inst. Mex. Pet.*, Vol. XXV, No. 1, enero-marzo.