



Obtención de la curva de presión capilar usando una red de poros

J. R. Hernández-Pérez¹, F. Trejo-Zárraga¹

¹ Centro de Investigación en Ciencia Aplicada y Tecnología Avanzada del Instituto Politécnico Nacional, Legaria 694, Col. Irrigación, CP 11500, México, D.F.

Resumen

En la simulación numérica de yacimientos de petróleo al estar varias fases presentes (Aceite, Gas y Agua) es necesaria la curva de presión capilar para cuantificar la diferencia de presión entre dos fases en el medio poroso debida a la mojabilidad y tensión interfacial (Gas-Aceite o Aceite-Agua). Usando una red de poros conectados aleatoriamente se obtiene la curva de presión capilar y se comparan con las obtenidas usando diferentes arreglos de conectividad en una red de tubos capilares.

Introducción

Los simuladores numéricos de yacimientos de petróleo necesitan los datos necesarios para describir el comportamiento del flujo de varias fases (Aceite, Gas y Agua) en un medio poroso. Los datos petrofísicos describen el comportamiento de los fluidos al estar en presencia del medio poroso.

Estos comprenden a que factor el flujo de una fase se reduce al estar en presencia de otra fase conocido como permeabilidad relativa de un fase con respecto a otra. Como parte de esta descripción las curvas de presión capilar describen la diferencia de presiones de dos fases (Aceite-Gas y Aceite-Agua) cuyo origen reside en la mojabilidad y tensión interfacial como se muestra en la ecuación 1:

$$p_{cow} = p_o - p_w \quad (1)$$

El objetivo de los modelos de redes de poros es tratar de predecir estas propiedades estableciendo hipótesis que tomen en cuenta la estructura del medio poroso.

El presente estudio propone una red regular bidimensional de redes de tubos con radios distribuidos estocásticamente que permite mediante diferentes arreglos regulares predecir curvas de presión capilar que se aproximan a las obtenidas en experimentos de desplazamiento de una fase por otra [1-2].

Metodología.

Se programó un algoritmo para generar una red bidimensional de tubos conectados entre sí de acuerdo a diversas configuraciones de conectividad generando mallas rectangulares, hexagonal doble hexagonal y triple hexagonal.

La distribución de radios se realizó tal que se cumpliera la siguiente distribución para una arenisca (Figura 1).

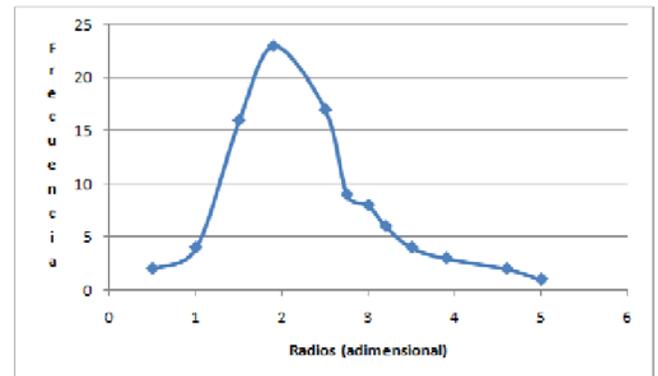


Figura 1. Distribución de radios

Se supone que la red está inicialmente con la fase mojante y que está rodeada con la fase no mojante. La diferencia de presiones entre las fases se incrementa hasta que la fase no mojante logra penetrar el radio más pequeño, midiéndose la saturación de las fases. (Figura 2).

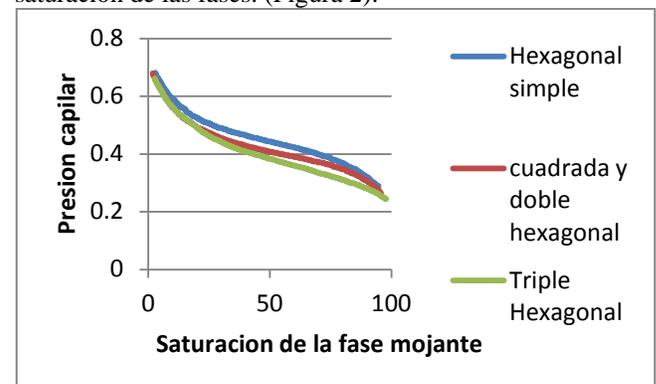


Figura 2. Presión capilar en función de la fase mojante

Conclusiones

Al incluir el hecho de que la fase no mojante necesita una presión mayor para penetrar en los poros de radio menor se obtienen las curvas de presión capilar características y se compararon las diferentes tipos de conectividades con una red de tubos bidimensional.

Referencias

- [1] Fatt, I. 1956a. The network model of porous media I. Capillary pressure characteristics. SPE 574-G.
- [2] Sahimi, M., 1995. Flow and Transport in Porous Media and Fractured Rock. VCH, Weinheim.