

La Acción de las Fuerzas Capilares y Gravitatorias sobre la Curva de Flujo Fraccional

Esta serie de Notas Técnicas están destinadas a analizar, con nuestra amplia lista de contactos, los fundamentos y temas conceptuales que inciden sobre la validez y aplicabilidad de los datos de laboratorios y su integración con el resto de la información de reservorios. En todos los casos, las opiniones y sugerencias que se incluyen, responden a nuestro mejor criterio y se basa en experiencias e interacciones con nuestros clientes a lo largo de nuestra dilatada existencia como compañía de servicios en el área de reservorios. Como tal, estas notas técnicas están sujetas a revisión y son bienvenidos todos los comentarios que nuestros lectores deseen incorporar en las mismas para futuras ediciones. Todo el material incluido aquí se considera de libre uso, debiendo mencionarse esta fuente, en caso de su empleo en otros ámbitos.



www.inlab.com.ar

Jujuy 1073
(1879) Quilmes Oeste
Tel/Fax: (54-11) 4252-7876 / 4251-8843 / 4251-5864
infolab@inlab.com.ar

La Acción de las Fuerzas Capilares y Gravitatorias sobre la Curva de Flujo Fraccional

Marcelo A. Crotti (mcrotti@inlab.com.ar)

La curva de flujo fraccional se introduce como herramienta de trabajo en la ingeniería de reservorios en el trabajo fundacional de Buckley y Leverett¹ de 1942. En este trabajo, la curva de flujo fraccional se asocia a las curvas de permeabilidad relativa y, como éstas, presenta una relación funcional con una variable de máxima importancia en la descripción del movimiento de fluidos: La saturación de agua (o, genéricamente, la saturación del fluido desplazante)

Sin embargo, a los efectos de desarrollar la teoría de avance frontal, los autores debieron realizar una serie de simplificaciones, incluida la que posiblemente sea la más significativa: La eliminación de las fuerzas capilares y gravitatorias. De hecho, en palabras de los autores de este trabajo que ha marcado tan significativamente los desarrollos posteriores, se establece lo siguiente :

“In the absence of capillary and gravitational effects, f_D for a given sand and fluids varies only slightly with factors other than S_D , and it may be assumed that under these conditions - df_D/dS_D is also uniquely related to S_D , being constant for fixed S_D .”

En este párrafo “ f_D ” representa el flujo fraccional de la fase desplazante y “ S_D ” la saturación correspondiente a dicha fase.

Los trabajos posteriores, entre los que se destaca el de Welge² de 1952, simplificaron los desarrollos originales y los transformaron en una herramienta de muy sencillo empleo para caracterizar el desplazamiento de fluidos. En particular debe destacarse el manejo asombrosamente sencillo de las propiedades de la curva de flujo fraccional que permite vincular las variables más significativas del desplazamiento de fluidos, incluso en forma gráfica.

Disponiendo de una herramienta tan sencilla, es natural que, desde los inicios de la ingeniería de reservorios, se haya tratado de incorporar en ella, las fuerzas que originalmente debieron eliminar Buckley y Leverett en su trabajo de 1942.

Para ello, los diferentes autores han seguido un camino bastante directo, mediante el desarrollo de la formulación de la curva de flujo fraccional a partir de la ley de Darcy, pero contemplando los efectos que se dejaron de lado inicialmente.

Para ello se parte de la formulación de Darcy para el flujo monofásico, que (empleando lo que se conocen como “Unidades de Darcy”) puede escribirse en los siguientes términos:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \left(\frac{dP}{dx} + \frac{\rho g \text{ sen}\theta}{1.0133 \times 10^6} \right) \quad [1]$$

Luego, con ayuda de las permeabilidades relativas, se “abre” la ecuación para modelar el flujo multifásico. Por ejemplo, para el caso de desplazamientos agua-petróleo (sub-índices “w” y “o” respectivamente) se obtiene:

$$q_o = -\frac{kk_{ro}A}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial x} + \frac{\rho_o g \text{ sen}\theta}{1.0133 \times 10^6} \right) \quad [2]$$

$$q_w = -\frac{kk_{rw}A}{\mu_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial x} + \frac{\rho_w g \text{ sen}\theta}{1.0133 \times 10^6} \right) \quad [3]$$

Puede observarse que, en estas ecuaciones, “ kro ” y “ krw ” se transforman en algo así como “factores de corrección” de la permeabilidad absoluta (“ k ”) que nos permiten mantener el formato general de la ecuación de Darcy. La practicidad de este manejo matemático sólo se logra cuando, como resaltaron Buckley y Leverett, las permeabilidades relativas dependen sólo de la saturación de fluidos.

De esta forma, para obtener el flujo fraccional de agua se vincula el caudal de ésta con el caudal total que fluye por el sistema:

$$f_w = \frac{q_w}{q_o + q_w} = \frac{q_w}{q_t} \quad [4]$$

Y luego de realizar la operatoria matemática necesaria se llega a:

$$f_w = \frac{1 + \frac{k k_{ro} A}{q_t \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial x} - \frac{\Delta \rho g \text{ sen } \theta}{1.0133 \times 10^6} \right)}{1 + \frac{\mu_w}{k_{rw}} \times \frac{k_{ro}}{\mu_o}} \quad [5]$$

Una vez cumplido todo este desarrollo se suele asumir que las propiedades de la curva de flujo fraccional siguen siendo las mismas que las establecidas en los trabajos ya mencionados^{1,2}. Con la aparente ventaja de que ahora se dispondría de una curva que incluye los efectos capilares y gravitatorios.

En esta línea de trabajo se analizan, por ejemplo la influencia de los nuevos términos incorporados a la ecuación de flujo fraccional. De este modo suele analizarse la influencia del término que incluye la presión capilar, expandiendo la derivada parcial de la ecuación [5] de acuerdo con:

$$\frac{\partial P_c}{\partial x} = \frac{d P_c}{d S_w} \times \frac{\partial S_w}{\partial x} \quad [6]$$

De esta forma, considerando que las dos derivadas en el término de la derecha son negativas, se concluye que este término es siempre positivo, lo que, a modo de ejemplo, en palabras de L. Dake³, se expresa en estos términos:

“... Therefore $\partial P_c / \partial x$ is always positive and consequently the presence of the capillary pressure gradient term tends to increase the fractional flow of water “

Lamentablemente en este análisis simplificado se omite el cambio que sufren las curvas “kro” y “krw” por acción de las mismas fuerzas capilares que se están analizando.

Y este cambio no es despreciable. Por el contrario, al intensificarse las fuerzas capilares, en un sistema mojable al agua, las curvas de permeabilidad relativa que se obtienen aplicando la teoría de avance frontal, muestran un notable aumento de la relación “kro/krw” en toda su extensión. Y, al aumentar la relación “kro/krw”, el denominador de la Ec. [5] aumenta su valor numérico, conduciendo a una disminución del valor “fw” para una dada “Sw”.

Por otra parte, y en forma contraria a lo que se afirma analizando sólo el término que incluye la dependencia de la Presión Capilar con la distancia al punto de inyección, es sabido que al aumentar las fuerzas capilares, en un sistema mojable al agua, el corte de agua tiende a ser menor que en sistemas con baja preponderancia de fuerzas capilares. En otras palabras, es sabido que, con similares características petrofísicas, es más favorable extraer petróleo de una roca muy mojable al agua que de una roca con poca afinidad por este fluido.

Incluso los fenómenos asociados, identificados como “retención capilar” o “efecto de borde”, hacen referencia a la dificultad de extraer la fase mojante de un medio con intensas fuerzas capilares.

A la misma conclusión se puede llegar considerando el desplazamiento espontáneo de petróleo por agua (imbibición) en los que no se aplican fuerzas externas y, por lo tanto, la producción está dominada por la acción de fuerzas capilares. A modo de ejemplo, se puede realizar una experiencia de desplazamiento, en laboratorio, en las mismas condiciones operativas del barrido no-estacionario para determinaciones de permeabilidad relativa, pero sin aplicar presión externa en la cara de entrada de la muestra. En este caso, las fuerzas capilares se encargan de generar la producción de petróleo en la cara de salida, mientras el agua ingresa por el otro extremo. En consecuencia el flujo fraccional de agua, en la cara de salida es nulo a lo largo de todo el desplazamiento pese a que el término capilar (explicitado en [6]) es necesariamente no nulo y positivo.

Cabe mencionar que los efectos de borde que impiden la producción de agua en el experimento mencionado, también se presentan entre capas de diferente permeabilidad favoreciendo, justamente, la disminución del corte de agua cuando disminuye el caudal de inyección/producción en waterfloodings llevados a cabo en sistemas altamente heterogéneos.

Análisis similares pueden realizarse con el término gravitatorio de la ecuación [5]. En este caso se sabe que las denominadas curvas de permeabilidad relativa, para escenarios fuertemente dominados por la gravedad adoptan una forma totalmente distinta a las curvas medidas en condiciones de laboratorio (con predominio de fuerzas viscosas sobre las otras dos). Recientemente M Prats y L. Lake⁴ presentaron una breve nota técnica en la que resaltan la influencia de las fuerzas gravitatorias sobre las curvas de permeabilidad relativa en los siguientes términos.

“We are arguing here for a more basic effect, that directional anisotropy in relative permeabilities is present even in a homogeneous and isotropic medium”

No obstante las propiedades de la curva de flujo fraccional se siguen empleando como si la teoría (inicialmente desarrollada en ausencia de fuerzas gravitatorias) conservara su validez.

En resumen, como se muestra en unos pocos casos sencillos pero muy significativos, la curva de flujo fraccional no puede incorporar las fuerzas capilares y gravitatorias, conservando simultáneamente las propiedades simples que la transformaron en una herramienta de amplia difusión para usos cuali y cuantitativos en la evaluación de reservorios. Y la razón principal que conduce a esta situación es que las curvas que modelan el desplazamiento de fluidos sólo dependen de la saturación de fluidos en el caso que eliminemos (tal como hicieron Buckley y Leverett en 1942) los componentes capilares y gravitatorios. Cuando actúan las fuerzas capilares y gravitatorias, los fluidos sufren reordenamientos dentro de la red poral, de modo que, en una porción del medio poroso, una misma saturación se asocia a diferentes capacidades de flujo para una y otra fase.

Adicionalmente, el reordenamiento de fluidos (migración de la fase mojanete hacia los poros de menor diámetro o de la fase más densa hacia las capas inferiores) insume tiempos variables que dependen, entre otras cosas, del tamaño de la estructura, de la intensidad de las fuerzas, y de la viscosidad de los fluidos, generando capacidades de flujo que varían a lo largo de todo el transitorio de reordenamiento.

Dicho de otra forma, si se quiere emplear la formulación completa de la curva de flujo fraccional (Ec. [5]) también es necesario emplear curvas de permeabilidad relativa que dependan del equilibrio de fuerzas y del tiempo, además de la saturación de fluidos⁵. Utilizando curvas de permeabilidad relativa “estáticas” (dependientes sólo de la saturación de fluidos), pueden cometerse errores significativos al emplear las propiedades “simples” de la curva de flujo fraccional derivadas de la teoría de avance frontal.

Referencias

1. Buckley S. E. and Leverett M. C.: *“Mechanism of Fluid Displacement in Sands”*, Trans., AIME (1942) 146, 107-16.
2. Welge H. J.: *“A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive”*, Trans., AIME (1952) 195, 179-86
3. Dake L., *“The Practice of Reservoir Engineering”*, Elsevier- 1994
4. Prats M, Lake L., *“The Anisotropy of Relative Permeability”*, JPT, March 2088, 99
5. Crotti, M.A.: *“Movimiento de Fluidos, en Reservorios de Hidrocarburos”*, Ed Sigma, 2004.