

# Algunas consideraciones sobre la saturación residual del petróleo, mecanismos de desplazamiento y curvas de modelado

Por *Lic. Marcelo Alejandro Crotti*

**El modelado es una herramienta usual en ingeniería de reservorios; en este trabajo se resaltan algunos aspectos del modelado del desplazamiento multifásico que suscitan debate.**

**E**ste trabajo está destinado, fundamentalmente, a poner de manifiesto algunos aspectos del modelado del desplazamiento multifásico que, si bien son conocidos y reportados desde los orígenes de la ingeniería de reservorios, aún en la actualidad siguen generando polémicas e interpretaciones confusas en las aplicaciones cotidianas.

A modo de ejemplo de la temática por desarrollar, puede mencionarse una publicación reciente de dos prestigiosos autores en el campo de la ingeniería de reservorios: Michael Prats y Larry W. Lake [1]. El artículo apareció en

la edición de marzo de 2008, del *Journal of Petroleum Technology* (JPT) cuyo título era “The anisotropy of relative permeability”, donde, claramente, se pone de manifiesto la dificultad de disponer de curvas de modelado adecuadas, incluso en medios isotrópicos y homogéneos, cuando intervienen las fuerzas gravitatorias en el desplazamiento.

Algunas de las frases significativas, volcadas en este artículo, son las siguientes:

- “Las permeabilidades relativas deben depender de la dirección de flujo (por ejemplo, deben ser direccionalmente anisótropas) incluso en reservorios homogéneos e isotrópicos”.
- “La anisotropía direccional en las permeabilidades relativas no es sólo una cuestión de principios; es sabido que se trata de un fenómeno importante”.
- “Dicho en forma simple, las permeabilidades relativas no se miden ni se analizan como direccionalmente anisótropas”.
- “Específicamente, parece importante disponer de la opción de usar permeabilidades relativas direccionalmente anisótropas. Por lo que sabemos, tal capacidad no está generalmente disponible”.

- "...las mismas permeabilidades relativas (...) se usan para determinar ambas situaciones de flujo, horizontal y vertical. La única excepción ocurre cuando se considera importante la contribución del drenaje gravitacional. La razón para este tratamiento excepcional reside en las relativamente pequeñas saturaciones residuales de petróleo (inferiores a 0,1 volúmenes porales) que se obtienen en condiciones de drenaje gravitacional".

En realidad, en el planteo de estos autores hay un error conceptual. Al comienzo del artículo, los autores afirman: "...Debido a que las fuerzas gravitacionales son direccionalmente anisótropas (apuntan hacia el centro de la Tierra) y el campo de presiones y las fuerzas gravitatorias actúan en forma diferente sobre los fluidos, las permeabilidades relativas deben ser direccionalmente anisótropas, incluso en reservorios homogéneos e isotropos...".

Esta afirmación carece de fundamento, puesto que el solo hecho de que las fuerzas gravitatorias sean direccionales no obliga a que las relativas sean diferentes. Lo que sí demuestra el desarrollo de Prats y Lake es que las curvas de modelado, independientemente de la justificación que se emplee, son altamente dependientes de los mecanismos de desplazamiento.

La explicación es, en realidad, mucho más simple: en su trabajo pionero de 1942, Buckley & Leverett [2] establecen que sólo en ausencia de efectos capilares y gravitatorios, el flujo fraccional de agua (fw), para una arena dada y juego de fluidos, varía sólo ligeramente con factores diferentes a la saturación de agua (Sw). Esta condición es la que restringe el empleo de las curvas de permeabilidad relativa, dentro del marco teórico que establece la teoría de avance frontal, a situaciones de predominio casi exclusivo de las fuerzas viscosas.

Cuando las fuerzas capilares y gravitatorias toman mayor preponderancia, rápidamente las curvas de modelado adoptan formas y puntos extremos diferentes a los que se determinan con las mencionadas curvas de permeabilidad relativa.

En pocas palabras, el problema por resolver puede plantearse en las siguientes consideraciones respecto a las necesidades y posibilidades disponibles:

- **Necesidad:** modelar la producción de fluidos en función de los balances inyección-producción y del tiempo, para sistemas tridimensionales y heterogéneos, bajo el cambiante equilibrio de fuerzas, en diferentes partes de la estructura.
- **Posibilidad:** con las curvas KR se modela la capacidad de conducción de fluidos en función de la Sw en cada punto, para sistemas lineales y homogéneos, en ausencia de fuerzas capilares y gravitatorias.

## Datos experimentales

De hecho, coincidiendo con lo afirmado por Prats y Lake, en la tabla 1 se muestra el impacto de diferentes mecanismos de desplazamiento (diferentes equilibrios de fuerzas en el medio poroso) sobre el punto extremo de saturación de petróleo (SOR sigla perteneciente al inglés que se traduce: saturación residual de petróleo). Estos datos corresponden a una publicación del año 2000 [3] que resume desplazamientos agua-petróleo sobre unos 70 juegos

de muestras de diferentes reservorios argentinos.

En la tabla 1 se comparan tres formas de desplazamiento de petróleo sobre las mismas muestras de medio poroso.

- **Barrido horizontal:** hace referencia al desplazamiento convencional para mediciones de permeabilidad relativa: muestra horizontal y desplazamiento dominado por las fuerzas de empuje externo (fuerzas viscosas). La diferencia con el barrido convencional es "0" puesto que se trata del barrido convencional.
- **Barrido vertical:** hace referencia a los mismos desplazamientos, pero realizados en dirección vertical (a 90° de la anterior), sobre las mismas muestras, en el caso de muestras cúbicas, o muestras gemelas, extraídas a la misma profundidad.
- **Equilibrio capilar gravitatorio:** describe los resultados de desplazamientos realizados sobre las mismas muestras de los casos anteriores, pero empleando una centrífuga de alta velocidad en vez de empuje externo. En este caso se ponen en juego las fuerzas gravitatorias y capilares que modelan el desplazamiento originado en la acción de casquetes de gas en expansión o acuíferos basales.

Se puede apreciar, en los resultados incluidos en esta tabla, que la saturación residual de petróleo no es sólo una propiedad de la roca y del juego de fluidos, sino que también está afectada por el mecanismo de desplazamiento de los fluidos.

	Barrido horizontal	Barrido vertical	Equilibrio capilar gravitatorio
Promedio de recuperación (%OOIP)	54,1	61,0	75,0
Diferencia con el estudio convencional (Recuperación adicional)	0,0%	12,8%	38,6%

Tabla 1. Impacto de diferentes mecanismos de desplazamiento sobre la recuperación de petróleo.

## El problema general

En función de lo anterior, el problema que se le presenta al reservorista es cómo adaptar la curva de permeabilidad relativa convencional, a los puntos extremos

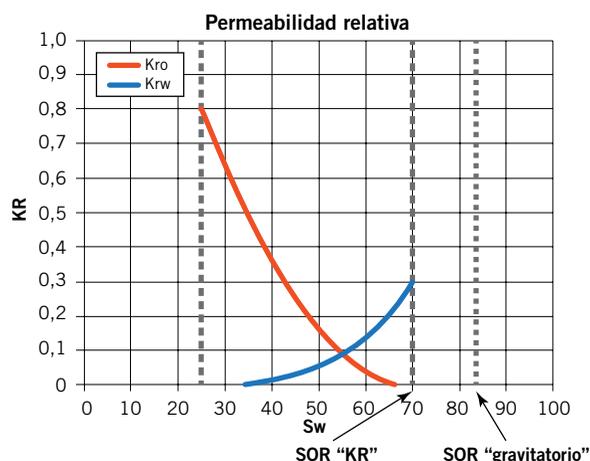


Figura 1. El problema general: adaptar la curva KR a un nuevo valor de SOR.

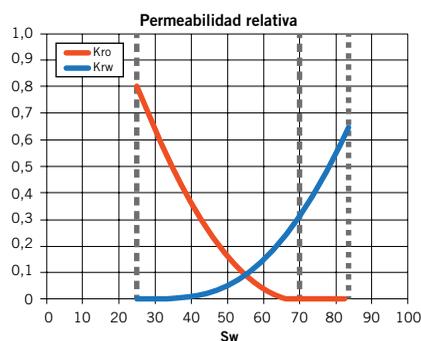


Figura 2. Extrapolación.

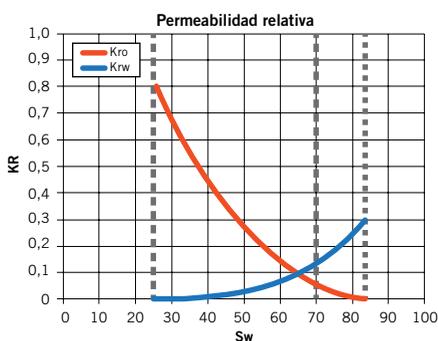


Figura 3. Estiramiento.

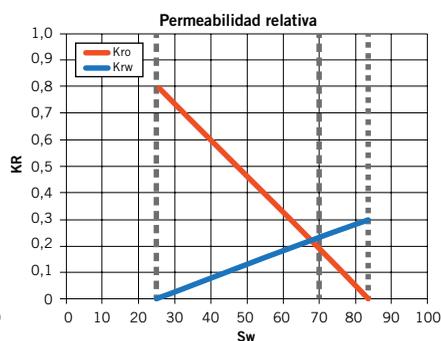


Figura 4. Redefinición.

de saturación que se generan por métodos competitivos de desplazamiento.

En forma gráfica, el “problema” puede apreciarse en la figura 1, donde se observa que el rango de saturaciones que deben modelarse excede el rango de valores que cubre el desplazamiento asociado a los ensayos de KR.

En las figuras 2 a 4, se presentan tres posibles alternativas para efectuar esta adaptación de los “datos medibles” a los “datos necesarios”.

La figura 2 plantea una simple extrapolación de las tendencias que muestra la curva medida. La figura 3 se obtiene “estirando” la curva de la figura 1 mediante una transformación matemática que conserva los mismos valores de permeabilidad relativa, pero los asigna al nuevo rango de saturaciones. La figura 4 redefine las curvas de permeabilidad relativa basándose en el concepto de predominio de las fuerzas gravitatorias, en que la capacidad de flujo de agua y de petróleo son directamente proporcionales a la cantidad de las respectivas fases en el sistema.

Sin embargo, ninguna de las tres opciones analizadas puede considerarse una correcta “solución” del problema planteado.

- El desarrollo resumido en la figura 2 conduce a una extrapolación “visual”, pero no operativa pues las extremadamente bajas (o nulas) capacidades de flujo para el petróleo impiden producir petróleo una vez alcanzado la  $S_w$  correspondiente al  $S_{or}$  asociado a las curvas KR.
- El esquema de trabajo indicado en la figura 3 es puramente matemático, pensado para mantener la “forma” de las curvas, pero no tiene sustento físico pues afecta los valores de KR para todo el rango de saturaciones (incluso para saturaciones de agua cercanas al valor de  $S_{wi}$ , saturación inicial de agua), sin que ninguna medición sugiera que esto deba ocurrir.
- La metodología empleada para generar las curvas de la figura 4 desprecia completamente la contribución de las otras fuerzas y sólo describe adecuadamente el desplazamiento horizontal para sistemas homogéneos.

Luego de este breve análisis, y resumiendo la idea principal de este desarrollo, se puede decir que no existe una forma (o mecanismo de cálculo) simple para adaptar las curvas KR a escenarios con diferentes puntos extremos de saturación y de capacidad de flujo.

## Conclusiones

Los autores mencionados en este artículo ponen en evidencia la existencia de diferentes curvas de modelado

para diferentes equilibrios de fuerzas y mecanismos de desplazamiento.

A este comentario hay que agregar que la solución no pasa por generar un juego “sustituto” de curvas de modelado que sean sólo función de la saturación de fluidos, pues, como se muestra con un ejemplo simple, cuando cambia el equilibrio de fuerzas, cambia también la capacidad de flujo para una saturación de fluidos dada.

En consecuencia, sólo puede modelarse correctamente el desplazamiento multifásico si se introducen más variables en la descripción del fenómeno.

En forma resumida, puede decirse que los interrogantes por resolver se reducen básicamente a dos:

- ¿Cómo obtener las curvas correctas de modelado?
- ¿Cómo incluirlas en los modelos de simulación?

La respuesta no es sólo experimental pues el flujo de las diferentes fases no sólo depende de  $S_w$ , sino también de la orientación y la cara de cada celda en la grilla, el equilibrio de fuerzas, el tiempo, la heterogeneidad, la anisotropía y la historia de saturaciones. ■

## Referencias

- [1]. Prats, Michael y Larry W. Lake, “The Anisotropy of Relative Premeability”. *Journal of Petroleum Technology* (JPT).
- [2]. Buckley & Leverett, “Mechanism of Fluid Displacement in Sands”, *Trans AIME* 1942, p. 107.
- [3]. Crotti, M. A. y R. H. Cobeñas, “Puntos Extremos de Saturación. Medición en Laboratorio y Traslado de la Información al Reservorio”, *Congreso de Producción-LAPG*. Cataratas del Iguazú, 8-12 mayo de 2000.

**Marcelo Alejandro Crotti** es licenciado en Ciencias Químicas por la Universidad de La Plata. Ha sido profesor de la materia Petrofísica y fluidos de reservorio de la carrera de Ingeniería de Petróleo en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) y codirector del posgrado en Ingeniería de Reservorios en el mismo instituto. Es autor de numerosas publicaciones técnicas y del libro *Movimientos de fluidos en reservorios de hidrocarburos*. La mayor parte de su carrera profesional la realizó en Inlab S.A. donde actualmente se desempeña como vicepresidente y ejerce la Dirección del Sector de Desarrollo y Nuevas Tecnologías. También ha participado del proyecto de reprocesamiento de combustible nuclear en la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA). En 2009, por sus contribuciones a la ingeniería de reservorios, recibió un *Regional Technical Award* en “Reservoir Description & Dynamics” de la SPE.