

Curvas de permeabilidad relativa en sistemas heterogéneos

Por Pablo Chimienti

El presente estudio analiza la influencia de las heterogeneidades propias de los medios porosos naturales en las curvas de permeabilidad relativa obtenidas sobre testigos corona. Para ello se utilizaron medios artificiales preparados en laboratorio.

Este trabajo resultó ganador del concurso de la Regional Sudamericana y del Caribe de la Society of Petroleum Engineers y ocupó la tercera colocación en el concurso de la Annual Technical Conference and Exhibition realizado en Denver, Colorado del SPE.

Curvas de permeabilidad relativa:

Reflejan la capacidad del medio poroso para conducir los diferentes fluidos presentes en el mismo. Esta capacidad de conducción depende fundamentalmente de la saturación de las diferentes fases y de la mojabilidad del sistema.

Estas curvas sirven para describir y caracterizar los reservorios. Así mismo, se utilizan como dato de entrada en los modelos convencionales y en simuladores numéricos.

En el caso específico de la simulación numérica juegan un rol importante para:

1. Predecir la producción de un yacimiento.
 2. Planificar el desarrollo global del mismo.
 3. Proponer variaciones en los regímenes de explotación e intervenciones en los pozos, que afectarán la vida útil y la economicidad del proyecto
- Los resultados arrojados por simula-

ción son altamente sensibles a las curvas de permeabilidad relativa.

Existe una gran diversidad de criterios con respecto al empleo y validez de las curvas de permeabilidad relativa obtenidas en laboratorio. Entre los puntos discutidos y cuestionados figuran:

- El método experimental adecuado para la obtención de datos: flujo estacionario o flujo no estacionario.
- El ajuste numérico de los datos experimentales para obtener la curva de permeabilidad relativa. En el método no estacionario, el más difundido, se aplican dos metodologías de cálculo:
 1. El cálculo directo donde intervienen las derivadas primera y segunda de las curvas de producción experimentales.
 2. El método indirecto (*History Matching*), en el que se emplean curvas tipo que, por falta de flexibilidad, simplifican en demasía los cálculos, produciendo errores en los resultados.
- La determinación experimental de los puntos extremos.
- Los criterios de promediación de las curvas.
- La representatividad de las muestras.
- Etcétera.

En este trabajo sólo se estudió la influencia sobre las curvas de una de las heterogeneidades naturales habituales de los medios porosos: la estratificación. Por el tipo de muestra empleada, se consideró que los errores en las curvas de permeabilidad relativa generados por la aplicación del método no estacionario (Welge) y por la metodolo-

Pablo Chimienti

es estudiante del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA)

y Student Member de la SPE.

gía de cálculo, son poco significativos.

En las mediciones rutinarias de curvas de permeabilidad relativa se da por sentado que las muestras sometidas a ensayo corresponden a medios homogéneos, tal como se requiere para los desarrollos teóricos. Sin embargo, luego de realizar una inspección visual de unas 500 muestras almacenadas, de diferentes yacimientos argentinos, se llegó a la conclusión de que alrededor de un 66% de ellas presentan heterogeneidades de tipo laminar claramente visibles. La homogeneidad aparente no suele tomarse como criterio de selección de muestras, al momento de elegir las mismas. Esta es la razón por la que en este estudio se analiza la influencia de la estratificación natural en los resultados de laboratorio.

Es frecuente que muestras de apariencia homogénea presenten anomalías en las curvas de permeabilidad relativa, independientes del sistema de medición. Esto impide clasificar a priori un sistema como homogéneo.

Esto es particularmente importante, dado que las curvas características de sistemas homogéneos usualmente no describen en forma adecuada el comportamiento de sistemas que presentan heterogeneidades, sean estas visibles o no. Para describir sistemas heterogéneos, el ingeniero de reservorios recurre a las denominadas pseudo funciones de permeabilidad relativa.

En este estudio se analiza cómo se manifiestan estas heterogeneidades en las curvas de permeabilidad relativa.

De acuerdo a la experiencia, las heterogeneidades laminares se hacen visibles cuando la relación de permeabilidades absolutas entre capas supera el valor de 5 a 1. Para relaciones menores, los estratos no son claramente distinguibles a simple vista.

Uno de los aspectos estudiados acerca del comportamiento de los medios heterogéneos es su relación con el comportamiento de los medios homogéneos componentes del sistema.

Es por ello que se eligió la metodología de trabajo con medios porosos preparados artificialmente en laboratorio, la que posibilita el estudio de medios heterogéneos de distintas geometrías, forma-

dos por medios homogéneos conocidos, perfectamente caracterizables.

Método experimental

Generalidades

Se prepararon muestras de sistemas homogéneos y de sistemas heterogéneos, constituidas por medios porosos artificiales. Sobre cada una de las muestras se realizaron los ensayos correspondientes para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa.

Preparación de medios artificiales

Componentes:

- Arena de cuarzo malla 120 - 140 (0.106 - 0.125 mm de diámetro)
- Arena de cuarzo malla 200 - 325 (0.045 - 0.075 mm de diámetro)

La clasificación se realizó por tamizado en mallas normalizadas.

La relación de permeabilidades absolutas entre los dos tipos de arena es aproximadamente 5 a 1

Los ensayos fueron realizados en un Sand-Pack cilíndrico, de longitud efectiva comprendida entre 280 y 300 mm y diámetro 25 mm.

Luego de cada preparación se determinaron los parámetros petrofísicos necesarios para el trabajo. La reproducibilidad obtenida entre distintas preparaciones se consideró aceptable.

Descripción del método experimental para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa

La metodología experimental puede resumirse en la siguiente secuencia de pasos:

- Medición de la porosidad del medio,
- saturación del medio poroso con agua filtrada y desgasificada,
- medición de la permeabilidad absoluta,
- barrido con petróleo hasta saturación de agua irreducible,
- medición de la permeabilidad efectiva al petróleo en condicio-

nes de agua irreducible,

- ensayo de desplazamiento por medio de inyección de agua a presión constante, registrando las curvas de producción. Esta etapa se continúa hasta la obtención de petróleo residual.
- Medición de la permeabilidad efectiva al agua en condiciones de petróleo residual,
- barrido con petróleo para cerrar el balance volumétrico.

Obtención de las curvas de permeabilidad relativa

Las curvas fueron generadas por el método de Welge. La metodología de cálculo consistió en la aproximación numérica a las curvas de producción total y de petróleo, obtenidas durante los ensayos (Fig. 1).

Consideraciones: se reemplazó el petróleo por vaselina (generalmente de 15 a 20 cp de viscosidad a temperatura ambiente), para que los ensayos fueran compatibles a tiempos y caudales medibles en laboratorio.

Se utilizaron caudales lo suficientemente altos (entre 0,5 y 1 cm³/min), para minimizar los efectos de borde.

Condiciones generales de ensayo: todos los ensayos fueron hechos por duplicado para verificar su reproducibilidad.

Se comprobó que los sistemas heterogéneos armados correspondían a los programados, ya que la permeabilidad absoluta medida resultó igual a la espe-

Curvas de producción medidas experimentalmente

Fig. 1

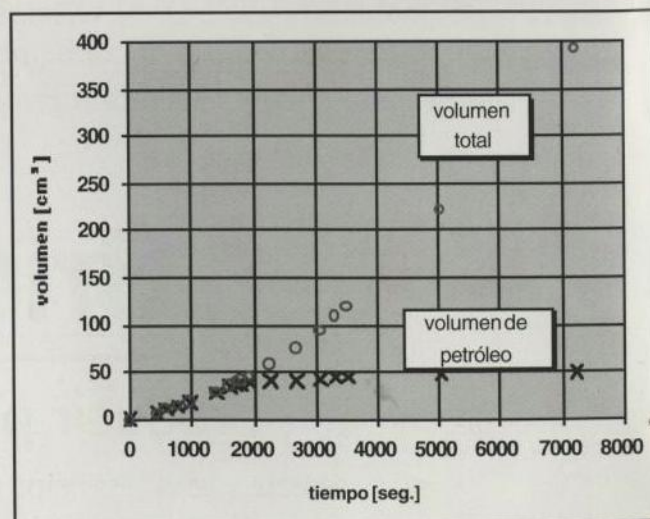
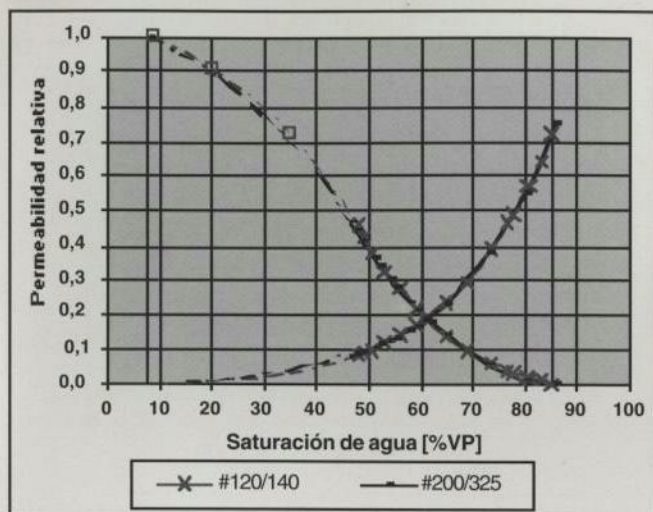


Fig. 2

Comparación de la curvas de permeabilidad relativa de los distintos medios homogéneos



rada por calculo teórico aplicando la ley de Darcy.

La preparación de los medios se realizó para cada muestra, pesando cuidadosamente los componentes del sistema para luego, con estos valores poder obtener porosidad, volumen real y volumen aparente de la misma.

El volumen poral obtenido estuvo siempre en entre 65 y 75 cm³, minimizando con esto los errores que podrían traer aparejados volúmenes muertos en la cañería de conducción al sand-pack.

Los ensayos se realizaron a presión constante, ejercida por la columna de nivel del líquido empleado en el ensayo.

Desarrollo

Para poder estudiar el comportamiento de cada sistema heterogéneo, primero se determinaron las curvas de permeabilidad relativa correspondientes a cada uno de los sistemas homogéneos componentes.

Se obtuvo la curva de permeabilidad relativa correspondiente al sistema homogéneo # 120-140, de permeabilidad absoluta 10.050 md.

Posteriormente fue ensayado el medio # 200-325; la permeabilidad absoluta de este medio es de 1.940 md, se obtuvo la curva de permeabilidad relativa de dicho medio.

Ambas curvas de permeabilidad relativa se muestran en la Fig. 2, donde se observa que ambos medios homogéneos presentan similares curvas de permeabilidad relativa, que a los fines prácticos se pueden considerar iguales.

Luego se dispusieron los medios homogéneos conformando distintas geometrías.

- Sistema en serie.
- Sistema paralelo comunicado. Fue preparado de manera tal que, en el sand pack, cada una de las mallas representara el 50% del volumen total, y estuviesen en plena comunicación.
- Sistemas paralelos no comunicados: fueron utilizados dos sand pack para formar cada sistema. Cada uno de ellos fue llenado con arenas diferentes.

Discusión de resultados

Estratificación en serie

Las curvas de permeabilidad resultantes fueron similares a la de los medios homogéneos constituyentes, presentando idénticas tendencias, puntos extremos, punto de corte y morfología (Fig. 3).

Estratificación en paralelo con capas comunicadas

Una particularidad de este sistema es que se obtienen puntos experimentales a menores saturaciones que en los ensayos anteriores.

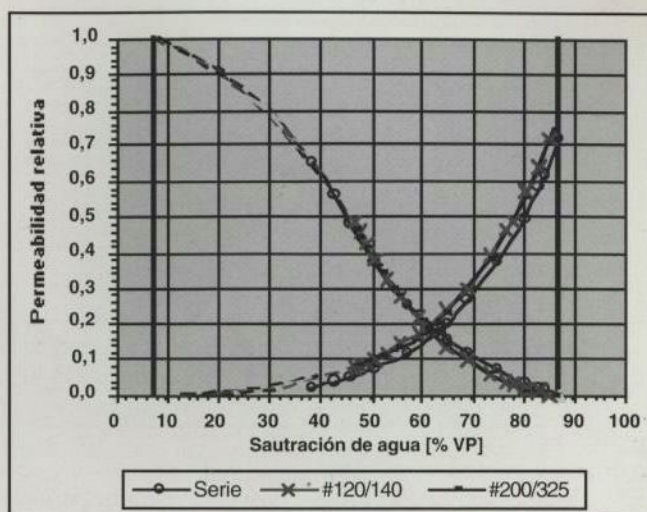
Nótese que las curvas de permeabilidad relativa no siguen las mismas tendencias que las de los medios puros; sin embargo los puntos extremos se mantienen. (Fig. 4)

Estratificación en paralelo con capas no comunicadas

Las curvas resultantes fueron las que siguen:

Comparación entre sistema serie y los medios homogéneos constituyentes

Fig. 3



Caso A: constituido por 30% de #120-140 y 70% de # 200-325 en volumen (Fig. 5)

Caso B: constituido por 50% de #120-140 y 50% de # 200-325 en volumen (Fig. 6)

Caso C: constituido por 10% de #120-140 y 90% de # 200-325 en volumen (Fig. 7)

Se observa que la forma de las curvas no es la clásica; aparecen inflexiones que no son propias de las curvas correspondientes a sistemas homogéneos. La razón es la diferente velocidad de ambos fluidos en los distintos medios.

Las capas de mayor permeabilidad forman conductos preferenciales al agua produciéndose roturas de frente prematuras.

Este hecho predecible en forma teórica es a veces enmascarado suavizando las curvas, hecho al que se llega reduciendo la exactitud en el ajuste matemático.

Fig. 4 Comparación entre sistema paralelo comunicado y los medios homogéneos constituyentes

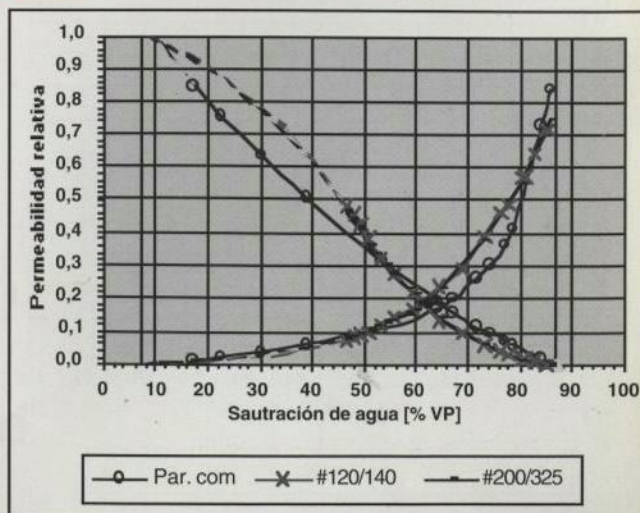
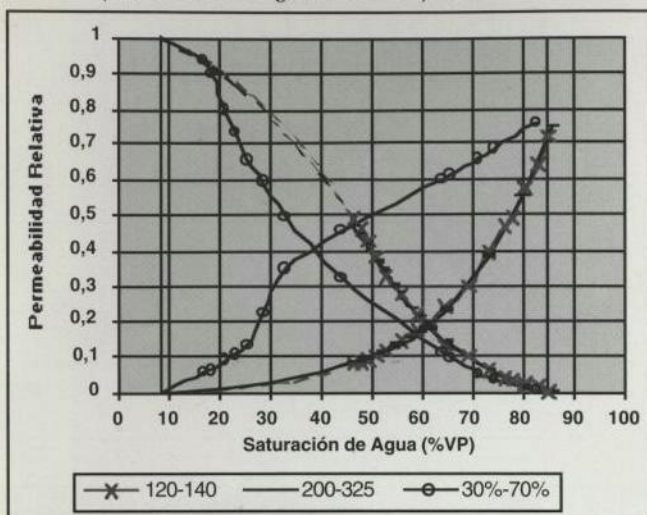


Fig. 5

Comparación entre sistema paralelo no comunicado, proporción 30%-70%, y los medios homogéneos constituyentes



Esta práctica no es recomendable, ya que si bien permite obtener curvas de aspecto clásico, distorsiona la realidad impidiendo caracterizar apropiadamente el sistema.

Cuestionamiento de los métodos clásicos de promediado de curvas de permeabilidad relativa

En todos los ensayos, salvo en el de capas en serie, se observa que las curvas de permeabilidad relativa no son promediables por los métodos habitualmente empleados⁽¹⁾, siendo más evidente esta característica en los sistemas de capas paralelas no comunicadas.

El no poder promediar lineal ni directamente las curvas de permeabilidad relativa resulta de la siguiente comprobación experimental:

- Se cuenta con dos medios homogé-

neos distintos, A y B, con iguales curvas de permeabilidad relativa.

- Se configura un medio heterogéneo formado por A + B.
- Se determina la curva de permeabilidad relativa del sistema heterogéneo.
- La curva de permeabilidad relativa A+B obtenida experimentalmente no coincide con las curvas dato.

De esta manera se demuestra que la curva de permeabilidad relativa A+B es sensible a las proporciones de A y de B que componen el sistema heterogéneo. Sensibilidad que no se tiene en cuenta cuando se promedian linealmente kr_A y kr_B .

El único promedio representativo es entonces el que se obtiene tomando en cuenta la geometría del medio poroso. Una posibilidad es la de obtener la pseudo función resultante por simulación numérica del ensayo.

Conclusiones

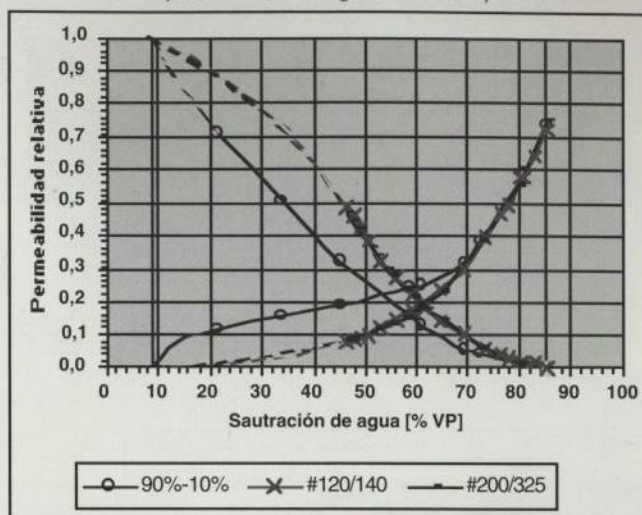
1. Las curvas de permeabilidad relativa no son aditivas en forma directa.

2. Los promedios no pueden hacerse sin tomar en cuenta la geometría del sistema.
3. En el sistema en serie estudiado en este trabajo, el promedio de dos curvas de permeabilidad relativa iguales dio como resultado la misma curva.

4. En los sistemas en paralelo las curvas resultantes tienen los

Comparación entre sistema paralelo no comunicado, proporción 10%-90%, y los medios homogéneos constituyentes

Fig. 7



mismos puntos extremos que las curvas constituyentes, pero difieren en su forma.

5. La obtención de curvas anómalas en los ensayos de laboratorio podría deberse a la presencia de capas paralelas no comunicadas.
6. Para los sistemas de capas paralelas no comunicadas estudiados, las inflexiones que se observan en las curvas de permeabilidad relativa, que las diferencian de las curvas clásicas, son una real consecuencia del medio poroso.
7. Se observó una gran diferencia en el comportamiento de sistemas heterogéneos de capas paralelas comunicadas y de capas paralelas no comunicadas.
8. Es de suponer que las anomalías presentadas por este tipo de sistemas varían de acuerdo al grado de comunicación entre las diferentes capas. En este trabajo se estudiaron los dos casos extremos: comunicación total y no comunicación.

Referencias

1. Dake Ingeniería en Reservorios; método de promediación de curvas, pág. 385.

Agradecimientos

Agradezco especialmente a Marcelo A. Crotti por brindarme su ayuda incondicional, y a Laboratorios Inlab.

A la gran persona que es Juan Rosbaco.

Comparación entre sistema paralelo no comunicado, proporción 50%-50%, y los medios homogéneos constituyentes

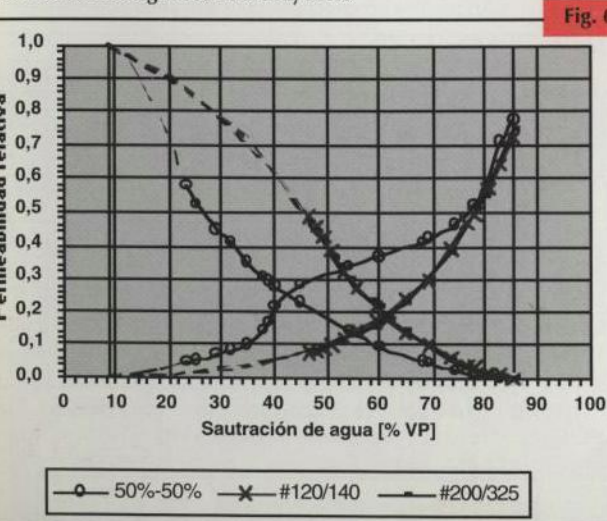


Fig. 6