



Fenómenos críticos, escalas y heterogeneidad

Los fenómenos críticos atraen la atención de los científicos en la ingeniería de reservorios de hoy en día. Incluyen las transiciones de fase de los fluidos del petróleo en el área casi-crítica, los cambios de estado de fase en un sistema "poro - petróleo", la transición del fluido de un estado 'inmóvil' a otro 'móvil' debido a efectos de conectividad, variaciones de la dimensión fractal en el campo de heterogeneidad, etc. Estos fenómenos y el término "crítico..." son interpretados como una transición de fase en el amplio sentido de la palabra.

La conferencia "Fenómenos críticos, escalas y heterogeneidad en la Ingeniería de Reservorios" pronunciada a mediados del año pasado por el Dr. Pavel Bedrikovetzky en el 2° Workshop sobre Aplicaciones de la Ciencia en la Ingeniería del Petróleo realizado en Mendoza, es una prueba más de que sin el aporte de la ciencia, la ingeniería del petróleo no sería posible. El Dr. Bedrikovetzky es miembro de la Academia de Petróleo y Gas de Moscú y actualmente desarrolla sus actividades en Petrobras. Por su interés en esta edición de *Petrotecnia* se brindará una síntesis de la exposición.

INUNDACION ARTIFICIAL EN UN RESERVOIRIO CON HETEROGENEIDAD ESTOCASTICA

Nos concentraremos en el flujo bifásico en medios porosos con una estructura de heterogeneidad estocástica. Para este estudio, hemos desarrollado un modelo de percolación para flujo bifásico en esquemas de permeabilidad variable. Para el cálculo de las pseudo permeabilidades efectivas del petróleo y el agua, el modelo hace uso de expresiones para la densidad de agrupamientos infinitos y finitos, el umbral de percolación, el radio de correlación, el factor de tortuosidad y la accesibilidad.

También se incluyen las variaciones de saturación del agua intersticial, la saturación de petróleo residual, permeabilidad relativa final y la porosidad en patrones de permeabilidad variable.

Con el modelo de percolación, hemos estudiado la inundación artificial en los medios porosos con una estructura de heterogeneidad estocástica, donde suponemos que el tamaño de la grilla numérica excede la longitud de correlación del campo de permeabilidad aleatoria. Esta es una suposición importante, ya que a menudo la longitud de correlación del campo de heterogeneidad

excede el tamaño de la grilla numérica. De cualquier forma, el caso de un campo no correlacionado está ampliamente difundido en la práctica del sobreescalamiento con base geológica.

Así, presentaremos resultados para el caso 3-D dominado por la viscosidad en reservorios con un campo aleatorio de permeabilidad no correlacionado (el caso de dominación capilar fue desarrollado por Y. Yortsos et al.). El caso de dominación por viscosidad supone una alta velocidad de desplazamiento y un alto valor de permeabilidad promedio, y también un patrón delgado.

El sobreescalamiento de la función de presión capilar involucra la investigación de la imbibición por agua en esquemas de baja permeabilidad ocupando zonas de alta permeabilidad. El problema de la imbibición tiene en cuenta una solución auto semejanza. En la interfase entre los bloques con diferente permeabilidad se usan condiciones de continuidad de la presión capilar. Debido a la auto semejanza del proceso, el valor de presión capilar en la interfase es constante. Esta constante es la presión capilar sobreescalada. El problema del contorno en dos puntos puede linearizarse, obteniéndose expresiones analíticas para la presión capilar sobreescalada.

¿Cuándo es válido el modelo?

La pregunta no es trivial. Existen cantidades de ejemplos en los cuales el sistema con alta micro heterogeneidad, en principio, no permite el sobreescalamiento (promediado de la ecuación de Boltzmann para el gas rarificado) o para el caso en que la introducción de los parámetros de la macro escala resulte posible, la forma de un sistema sobreescalado difiere del original (ecuación de Boltzmann y sistema de Navier-Stokes).

A fin de obtener limitaciones para la aplicación del modelo propuesto consideraremos el procedimiento de sobreescalamiento en un sistema de inundación artificial 2-D, teniendo en cuenta la permeabilidad relativa, la presión capilar, la gravedad, la heterogeneidad del revoque de la capa (formulación general).

El sistema contiene tres parámetros adimensionales, que son relaciones entre la presión capilar, la gravedad y la caída de presión del reservorio, y una relación de los aspectos de la anisotropía. Se consideran tres casos principales asintóticos para la inundación artificial: los casos dominados por la viscosidad, la capilaridad y la gravedad. Estos casos se obtienen haciendo tender a cero o a infinito las combinaciones de los parámetros adimensionales. Esto permi-

te desarrollar los parámetros de escala y determinar las áreas de validez para los diferentes modelos. Por ejemplo, el caso dominado por la viscosidad se concilia con el desplazamiento rápido en un reservorio delgado, altamente permeable. El caso dominado por la gravedad tiene lugar en los flujos lentos en formaciones con mucha energía.

Estos casos difieren entre sí por el diferente orden de distribución de las fases sobre el patrón según la permeabilidad.

En los tres casos se han obtenido fórmulas para los parámetros sobreescalados.

Otro método para obtener las propiedades sobreescaladas del sistema es formular el problema del flujo con heterogeneidad periódica. El sistema contiene un pequeño parámetro que es la relación entre el valor del período y el tamaño del reservorio. El método singular asintótico tiene en cuenta para los términos cero y primero en una expansión asintótica (N. Bakhvalov, G. Panasenko, M. Panfilov, Alain Bourgeat). Un sistema permite un sobreescalamiento si el sistema de orden cero es independiente del de primer orden. El resultado del modelo para inundación artificial es el siguiente: la inundación artificial permite el sobreescalamiento para permeabilidades variables y para permeabilidades relativas constantes y presiones capilares.

Consideraremos ahora un sistema con el mismo tipo de heterogeneidad (sólo con cambios de permeabilidad) y que también suponga la existencia de sobreescalamiento. Lo dicho anteriormente verifica la validez de nuestras suposiciones.

Sobreescalamiento por desplazamientos de la recuperación asistida

Con desplazamientos por recuperación asistida se consideran la transferencia de interfase de masa y las transiciones de fase. El tiempo de propagación adimensional de la onda difusiva surge como parámetro adicional en las ecuaciones reguladoras. Aparecen también otros casos asintóticos de equilibrio de fase en el medio heterogéneo. El proceso de promediar el flujo de cada componente se basa en la suposición de que el llenado de los esquemas de diferente permeabilidad por la fase inyectada se produce en el mismo orden que en el desplazamiento 1-D desde el medio homogéneo. El sobreescala-

miento resulta en ecuaciones que difieren del sistema tradicional de desplazamiento multicomponente bifásico. El sistema sobreescalado todavía será del tipo conservativo, pero los flujos de diferentes componentes se expresarán mediante relaciones más complejas. La razón de esto es que en la escala superior la movilidad del componente no es más el total de sus movilidades en ambas fases.

El problema de la inyección continua por la recuperación asistida dentro de un reservorio con heterogeneidad estocástica resulta en el problema de Riemann para sistemas de ecuaciones hiperbólicas. El problema tiene en cuenta una solución auto semejante. Consiste en una secuencia de ondas de choque y rarefacciones. La solución analítica final se presenta para el ensayo de trazadores en la inundación artificial.

Caracterización asistida del reservorio a partir de los datos de inundación

Así, con el modelo de percolación, resulta posible desarrollar analíticamente pseudo-funciones (permeabilidades relativas de fase sobreescaladas) para la inundación artificial en campos de permeabilidad heterogénea no correlacionados. El modelo también resulta apropiado para resolver el problema inverso, esto es, la determinación de la distribución de permeabilidades a partir de la historia del corte de agua. Hemos generalizado los métodos de Welge y JNB para determinar las funciones de distribución probabilística de la permeabilidad, la saturación residual de petróleo, el corte de agua y la historia de la caída de presión.

Para desplazamientos bifásicos multicomponentes (análisis de trazadores, inyección de polímeros, inundación con gas, WAG) la información adicional disponible del ensayo piloto es la concentración de componentes en el fluido producido. El problema inverso también puede resolverse para estos casos. La información adicional sobre los componentes permite determinar parámetros de equilibrio de fase en medios heterogéneos (absorción de trazadores y polímeros, valores-K para componentes de la inundación con gas, etcétera).

La solución obtenida para el problema inverso es único dentro del marco de este modelo. No es el caso para la formulación gene-

ral 2-D, donde el problema inverso está mal planteado. La razón de la regularización en el caso sobreescalado es la auto semejanza del flujo; este rasgo brinda una solución exacta y única para el problema inverso.

La teoría presentada permite sobreescalar tanto las permeabilidades relativas y las funciones de presión capilar, como los flujos de cada componente sobre la base de información geológica obtenida en afloramientos. También permite un rápido análisis multivariado de la recuperación, teniendo en cuenta los escasos datos sobre la formación.

Problemas sin resolver e investigación ulterior

Solamente unos pocos resultados exactos se obtienen de la teoría de sobreescalamiento para flujos bifásicos en medios porosos. El modelo antes propuesto requiere una comparación detallada con los resultados de la simulación de grilla fina, así como el análisis de casos importantes en campos de heterogeneidad correlacionados con permeabilidades relativas y presiones capilares variantes. El desarrollo de estos modelos encontrará dificultades matemáticas aún para los casos de heterogeneidad periódica.

De cualquier forma, la perspectiva de desarrollar la teoría de sobreescalamiento para la transferencia multifásica de masa en medios con heterogeneidad estocástica es factible y alentador tanto desde el punto de vista teórico como experimental.

Concepto personal del autor

Pienso que pronto las teorías de singularidades en contornos suavizados, las catástrofes, los fenómenos críticos en las transiciones de fase, las ondas de choque, los sistemas dinámicos de no-equilibrio, la geometría fractal, se reunirán en una aproximación general no lineal a los fenómenos críticos, lo que modificará nuestra comprensión de los procesos naturales.

Probablemente, los primeros y más importantes ejemplos para la nueva teoría serán brindados por la ingeniería de reservorios.