

PROPIEDADES PETROFISICAS EN EL ESTUDIO DE UN PROCESO DE INYECCION DE AGUA MEDIANTE MODELOS FISICOS ESCALADOS

Erika Margarita Trigos Becerra¹,
Carlos Augusto Jerez Quiroga²,
Samuel Fernando Muñoz Navarro³,
Fernando Wilson Londoño Galvis⁴

RESUMEN

En el estudio de procesos de inyección de agua usando modelos físicos escalados existen algunos factores tales como petrofísica, geometría y presión entre otras propiedades del medio poroso que son imposible reproducir con exactitud, por la diferencia que se presenta entre las condiciones de laboratorio y campo. Ahora, si es imposible reproducir el medio poroso en laboratorio, las propiedades petrofísicas serán diferentes y como esas propiedades determinan el flujo de fluidos los resultados en producción también diferirán.

Aunque los modelos escalados son muy costosos, estos son de gran ayuda en el estudio de procesos donde los fenómenos físicos que intervienen no se conocen con exactitud; entonces, ¿Cómo se puede manejar la diferencia en las propiedades petrofísicas? Esta diferencia puede ser ignorada afectando notoriamente los resultados, o por el contrario se puede gastar una gran cantidad de dinero en “tratar” de construir un mejor medio poroso.

Pero existe una tercera opción, incluir la diferencia en las propiedades petrofísicas en los cálculos de escalamiento, la pregunta es ¿Cómo? En este trabajo, se propone un nuevo método basado en la diferencia de volúmenes porosos móviles equivalentes, por ser esta una propiedad relacionada con las saturaciones irreducibles, porosidad y factor de escala.

La aplicabilidad del método está limitada por características como la geometría, en este caso se usó un octavo de patrón de inyección de cinco puntos, el yacimiento en estudio debe ser homogéneo sin intercalaciones de arcillas y los fluidos empleados en laboratorio y campo deben presentar igual relación de movilidades. Es necesario conocer el volumen poroso móvil en laboratorio y campo así como el factor de escala. A partir de estas propiedades, se puede leer un factor de diferencia en la gráfica y con este corregir el factor de recobro y otros datos de producción, mejorando así los resultados obtenidos a partir de modelos físicos.

Palabras Clave: Modelo físico, volumen poroso móvil, simulación numérica, propiedades petrofísicas, escalamiento, inyección de agua.

¹ Ingeniera de Petróleos, Candidata a Msc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Grupo de Investigación recobro Mejorado GRM.

² Ingeniero de Petróleos. Grupo de Investigación recobro Mejorado GRM. Bucaramanga, Colombia.

³ Msc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

⁴ Ingeniero de Petróleos, Candidato a Msc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Grupo de Investigación recobro Mejorado GRM. Bucaramanga, Colombia.

ABSTRACT

In the study of waterflood process using scaled physical models, there are some factors like petrophysics, geometry, pressure and others properties of the porous media that are impossible to reproduce exactly, because the conditions present a big difference. Now, if it is impossible to reproduce the porous media in laboratory, petrophysics properties are going to be different too, like these properties determine flow fluids the production results between field and laboratory are different.

However, scaled models are very expensive but if you are going to study a new process where the physics is not unknown, they are a big help, then ¿What can you do with the difference in petrophysical properties? Well, you can ignore this difference or pay a lot of money additionally for “try” of build a better porous media.

But, there is a third option that you can include for the calculation of the difference in petrophysical properties; the question is ¿How? In this work it was proposed a new method based in the difference of mobile porous volume, because this property have relation with residual saturations, porosity and scale factor.

Use of this method is limited for some characteristics like geometry, we used a configuration of two wells in a eighth of five spot; the reservoir must be homogeneous without shale intercalations, and finally fluids used in field and laboratory must present equal mobility relation. When you are going to use this graphic method, it is necessary to know mobile porous volume in field, the scale factor used and mobile porous volume in model. With these properties, you can read a difference factor for the recovery factor in the graphic and with this value you can matching your recovery factor and other production data, to get a best result with your physical models.

Keywords: Physical models, Mobile porous volume, Numerical simulation, Petrophysical properties, Scaling, Waterflood

INTRODUCCIÓN

Reproducir completamente el medio poroso de un yacimiento a escala de laboratorio, resulta ser una tarea de alta complejidad debido a la diferencia de condiciones que se presentan; estas diferencias ocasionan que las propiedades petrofísicas entre el modelo de laboratorio y el prototipo de campo que se desea estudiar también difieran; al ser estas propiedades las que determinan el flujo de fluidos en el medio poroso, es de esperarse que se presenten diferencias entre los resultados de un proceso a una escala y otra.

Ahora bien, si no se puede llegar a reproducir completamente las propiedades petrofísicas de un prototipo de campo a escala de laboratorio, sí se puede llegar a plantear un método que incluya esta diferencia y reduzca el error asociado al factor de recobro por esta causa, el principal objeto de este trabajo consiste en llegar a formular este método.

METODOLOGÍA

1. CONSTRUCCIÓN DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN.

Este estudio se llevó a cabo haciendo uso de herramientas como la simulación numérica y la técnica de escalamiento. El primer paso consistió en la construcción de un modelo de simulación numérica representativo de un octavo de patrón de inyección de agua a escala de campo, el cual en adelante se llamará prototipo.

Posteriormente, se construyó un modelo de simulación numérica, representativo de un modelo físico escalado de octavo de patrón de inyección de agua, el cual en adelante se llamará modelo.

Entre modelo y prototipo, se presenta un alto grado de semejanza en sus propiedades, presentándose la principal diferencia en el tamaño y en las saturaciones de los fluidos, la decisión de trabajar con diferentes saturaciones entre modelo y prototipo se tomó por que esta propiedad es la más crítica de reproducir a escala de laboratorio (1). En la tabla 1, se presentan las características de modelo y prototipo.