

Predicción de la Permeabilidad a través de la Aplicación del Modelo de Conductividad Hidráulica (HC) para una Formación Productora de Hidrocarburos

Permeability Predictions for Application of Hydraulic Conductivity (HC) Model in Hydrocarbon Producing Formation

Jairo Antonio Sepúlveda Gaona¹, Rafael A. Mayor M.² y Cesar A. Díaz A.³

Resumen

El presente artículo trata sobre la caracterización y determinación de la permeabilidad para una formación productora de hidrocarburo por medio de la aplicación de los métodos de unidades hidráulicas de flujo (HFU) y conductividad hidráulica (HC), a partir de la recolección y posterior análisis de registros de potencial espontáneo, gamma ray, porosidad neutrónica, porosidad de densidad (Camargo, 2008) y datos obtenidos a partir de núcleos, a los cuales se le caracterizaron litológicamente las unidades de conductividad hidráulica (HCU) con sus respectivos coeficientes de regresión y grupos de facies a los que pertenecen cada unidad; posterior a esto, se procede a calcular el diámetro hidráulico efectivo máximo del poro (dHMAX), para luego implementar la aplicación y validación del método iterativo de Gauss-Newton para obtener los parámetros reales "a" y "b", pertenecientes a cada unidad hidráulica y así establecer los valores de permeabilidad para la formación productora de hidrocarburo.

Palabras claves: Unidades hidráulicas de flujo; Unidades de conductividad hidráulicas.

Abstract

This article discuss on the characterization and determination of permeability for a hydrocarbon producing formations through off the application of methods hydraulic flow units (HFU) and hydraulic conductivity (HC), from the collection and subsequent analysis of spontaneous potential, gamma ray, neutronic porosity and density porosity logs (Camargo, 2008) and data achieved trough cores, to which was characterized lithologically hydraulic conductivity units (HCU) with their respective regression coefficients and facies groups they belong to each unit; after this, proceed to calculate the maximum effective hydraulic diameter of the pore (dHMAX), then deploy the application and validation of the iterative method of Gauss-Newton to obtain the actual parameters "a" and "b", belonging to each hydraulic unit and establish values of permeability for hydrocarbon producing formation.

Key Words: hydraulic flow units, hydraulic conductivity units.

1 M.S.c. en Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingeniería Físicoquímica. j.sepulve@usco.edu.co

2 Ingeniero de Petróleos, Universidad Surcolombiana. Avenida Pastrana Carrera 1ª rascael_05@hotmail.com

3 Ingeniero de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Avenida Pastrana Carrera 1ª. alsasecas@hotmail.com

1. Introducción

En ingeniería de yacimientos, para desarrollar cualquier proyecto, ya sea para un campo petrolero en sus primeras etapas, en el área de recobro secundario, recobro terciario, o la implementación de estos en la primera etapa de producción, es necesario tener una buena descripción del yacimiento; pero esta descripción es un punto crucial a la hora de hacer una representación lo más real posible, puesto que es muy difícil ver como es el flujo de fluidos en el medio poroso y la interacción que hay en el sistema roca-fluido, la geología de la roca reservorio, la composición mineralógica y distribución petrográfica. Por consiguiente, todas estas propiedades, tanto físicas como químicas juegan un papel muy importante en el momento de describir un yacimiento que permita generar un modelo que sea lo más real posible; ya que si estas propiedades no están bien definidas podrían generar errores y variaciones que perjudicarán el desarrollo de cualquier proyecto en el área de yacimientos. (Sepúlveda y Escobar, 2005)

Muchos autores, en su interés por incursionar en esta área acerca de la petrofísica y la geología, han desarrollado una serie de correlaciones que permiten hacer predicciones principalmente petrofísicas de la roca reservorio. Pese a todo, no es suficiente limitarse solo al uso de correlaciones, es necesario integrar a este proceso de caracterización otro tipo de datos y herramientas como los registros de pozos, datos obtenidos a partir de núcleos, y estados mecánicos de los pozos, para lograr generar un modelo que me represente de forma fidedigna el yacimiento en estudio y su estado, de tal forma que me permita desarrollar proyectos con objetivos y metas muy acertadas que nos permitan lograr la mayor productividad de un campo petrolero. (Escobar, 2006)

2. Metodología

La siguiente información se obtuvo para la aplicación de los métodos HFU y HCU, estos consisten de:

- Datos de perfiles de rayos gamma, densidad de la formación y neutrónico de los pozos.
- Mediciones de porosidad, permeabilidad, volumen de arcillas, espesor total y espesor neto de los intervalos a evaluar.
- Estados mecánicos de los pozos.

Además de los datos anteriores fue necesario la información geológica referente a la formación productora de hidrocarburos está constituida por tres miembros geológicos: superior, medio e inferior; para correlacionar estas formaciones, se utilizó como marcador el miembro superior de esta información ya que según la litología de las rocas se presenta un cambio fácil de identificar entre las calizas y arcillas de la formación anterior a esta y las areniscas del miembro superior.

- La unidad superior está conformada principalmente por areniscas y unas pocas intercalaciones de lutitas. Esta unidad está dividida en dos subdivisiones, la superior 1 y la superior 2.
- La unidad medio, está compuesta principalmente por lutitas y pequeñas intercalaciones de calizas.
- La unidad inferior, está conformada por secuencias de areniscas y lutitas pero los intervalos de estas secuencias son variables a través de esta unidad.

Cabe resaltar que las unidades con mayor prospección de hidrocarburos son las unidades inferior y superior, debido a que están constituidas principalmente por rocas almacén como las areniscas.

Para la predicción de la permeabilidad en un yacimiento de petróleo se aplicó el método de conductividad hidráulica (HC), el cual es el desarrollo del resultado del método de unidades hidráulicas de flujo (HFU). (Irvan, Yúzni, Akbar, Tri Firmanto, Jati, y Ezzat, 2009)

Partiendo en base al modelo de tubo capilar implementado en el método de HFU, el propósito del modelo de conductividad hidráulica es generar una mejor caracterización litológica de la estructura y geometría de la roca, a partir de la determinación del valor del diámetro hidráulico del poro (d_h) ya que este parámetro afecta fuertemente la permeabilidad, al igual que los parámetros "a" y "b", donde ($1.5 < b < 2.5$). (Agus Susilo, 2010).

$$k = (a)(\phi) \left(10^{b(m(\log\phi) + \log d_{H(MAX)})} \right) \text{ Ec. 1}$$

$$Z^T \times Z = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial a} & \frac{\partial f_1}{\partial d_{Htry(MAX)}} \\ \frac{\partial f_2}{\partial a} & \frac{\partial f_2}{\partial d_{Htry(MAX)}} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial a} & \frac{\partial f_2}{\partial a} \\ \frac{\partial f_1}{\partial d_{Htry(MAX)}} & \frac{\partial f_2}{\partial d_{Htry(MAX)}} \end{bmatrix} \quad Ec. 2$$

$$\Delta k = k_{act} - k_{corr}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta a \\ \Delta d_{Htry(MAX)} \end{bmatrix} = [(Z^T) \times (Z)]^{-1} \times [(Z^T) \times (\Delta k)] \quad Ec. 3$$

$$\begin{bmatrix} a_1 \\ d_{Htry(MAX)}^1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_0 \\ d_{Htry(MAX)}^0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta a \\ \Delta d_{Htry(MAX)} \end{bmatrix} \quad Ec. 4$$

Donde:

$$\frac{\partial f}{\partial a} = (\phi) \times 10^{b(m(\log \phi) + \log d_{Htry(MAX)})} \quad Ec. 5$$

$$\frac{\partial f}{\partial d_{Htry(MAX)}} = (a) \times (b) \times (d_{Htry(MAX)}^{(b-1)}) \times (\phi^{(b-1)}) \quad Ec. 6$$

Para validar los resultados obtenidos se emplea a continuación el método de unidades hidráulicas de flujo (HFU).

El concepto de HFU muestra la clasificación según la relación entre la permeabilidad y la porosidad en función del tamaño y geometría del poro, dicho concepto se basa en la ecuación de Kozeny⁴ y Carmen⁵. Asumiendo que la roca del yacimiento consta de tubos capilares no conectados. Como lo podemos ver en las siguientes ecuaciones;

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi_e}} \quad Ec. 7$$

$$\phi_z = \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) \quad Ec. 8$$

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_S(\tau S_{gv})}} = \frac{RQI}{\phi_z} \quad Ec. 9$$

El método consiste en el cálculo del índice de calidad del yacimiento (RQI) y el índice de zona de flujo (FZI) a partir de los datos de permeabilidad y porosidad de la zona productora; debido a heterogeneidad de la formación es necesario aplicar una técnica geoestadística para calcular el número óptimo de unidades hidráulicas presentes en el yacimiento.

$$DRT = Redondeo[(2 \log(FZI)) + C] \quad Ec. 10$$

Una vez hemos obtenido las muestras correspondientes a FZI, estamos en capacidad de determinar intrínsecamente las propiedades petrofísicas de una unidad hidráulica, a su vez de forma directa podremos determinar la permeabilidad del reservorio mediante la ecuación propuesta. (Jude y Mehmet, 1993)

$$k = 1014(FZI^2) \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \quad Ec. 11$$

⁴ Kozeny.J: "Uher Kapillare Leitung des Wassers im Boden, Sitzungsberichte."Class I (1927).

⁵ Carmen.P.C: "Fluid Flow through Granular Beds," Alche (1937)

3. Resultados

Después del proceso de estudio, evaluación y caracterización de las unidades hidráulicas para nuestra formación productora de hidrocarburos, propuestos por los métodos de unidades hidráulicas de flujo (HFU) y unidades de conductividad hidráulica (HCU), se procede a determinar la permeabilidad a partir de datos de porosidad y parámetros específicos de cada método.

A continuación daremos un ejemplo y hallaremos la permeabilidad por los dos métodos propuestos;

- Método Unidades Hidráulicas de flujo (HFU).

Datos iniciales,

$$\phi = 0.105$$

$$K_{rel} = 10.788 \text{ (mD)}$$

Implementando la ecuación 11, obtenemos;

$$k = 1014(FZI^2) \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} = 10.778 \text{ (mD)}$$

Donde;

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi_e}} = 0.3183$$

$$\phi_z = \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) = 0.1173$$

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_S(\tau S_{gv})}} = \frac{RQI}{\phi_z} = 2.7120$$

- Método Unidades de Conductividad Hidráulicas (HCU).

Datos iniciales,

$$\phi = 0.105$$

$$K_{rel} = 10.788 \text{ (mD)}$$

Implementado la ecuación 1, obtenemos;

$$K = (a)(d_{HMAX}^b)(\phi^{bm+1}) = 10.750 \text{ (mD)}$$

Donde,

$$a = 20.75$$

$$b = 1.62$$

$$d_{HMAX} = 25.39$$

$$m = 1$$

Implementando el programa Microsoft Office Excel opción "Solver", podemos determinar el valor de los parámetros reales de "a" y "d_{HMAX}", para el conjunto de valores de conductividad hidráulica (C-H), característicos de cada unidad de conductividad hidráulica (HCU), cuando el valor de Δk sea igual a cero. Los valores de "a", "b" y "d_{HMAX}", para cada HCU, se pueden observar en la tabla 1 y figura 1.

© Microsoft Office Excel 2010

Tabla 1. Calculo de las variables "a", "b" y " d_{HMAX} " para cada HCU.

HCU	a	b	dHmax
HCU-1	39.5293414	1.45580529	262.9511975
HCU-2	29.5229446	1.50551932	171.5680188
HCU-3	25.203963	1.6087133	106.5299858
HCU-4	19.1987652	1.78266097	69.35433546
HCU-5	21.8816493	1.67947976	48.07319214
HCU-6	21.6120347	1.71527255	32.31126523
HCU-7	20.7504542	1.62779549	25.39115092

Una vez determinado el valor de la permeabilidad por los dos métodos, se realiza una grafica log-log de la permeabilidad real vs. Permeabilidad calculada por los métodos HFU y HCU, en la cual se observa un mejor agrupamiento de los resultados obtenidos por el método HFU, con error menor al 1%, con respecto al método de HCU, el cual nos arroja resultados menores al 10% de error.

Esto nos lleva a realizar un grafico log-log donde se muestra la relación de permeabilidades reales vs permeabilidades calculadas por el método HCU; donde se puede apreciar la grafica calculada con un error menor a 10% y 1% respectivamente (ver grafico 3). Es obvio que al reducir el error significativamente nos muestra una tendencia más ajustada a los valores reales, sin embargo al hacer menor el error genera un número mayor de unidades de conductividad hidráulicas. Esto indica que el método de unidades de conductividad hidráulicas es mucho más preciso cuando en yacimientos tienen mayor complejidad en sus ambientes de depositacion y una gran diferencia de permeabilidades y porosidades.

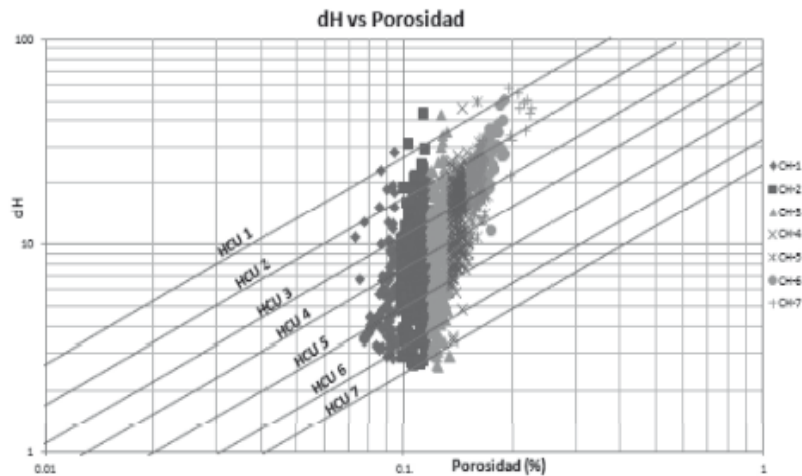


Fig. 1. Relación Diámetro Hidráulico del poro vs. Porosidad.

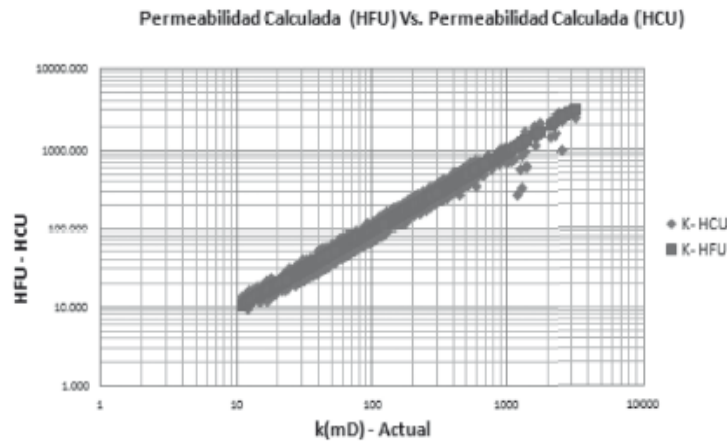


Fig. 2. Relación Permeabilidad calculada (HFU) vs. Permeabilidad calculada (HCU).

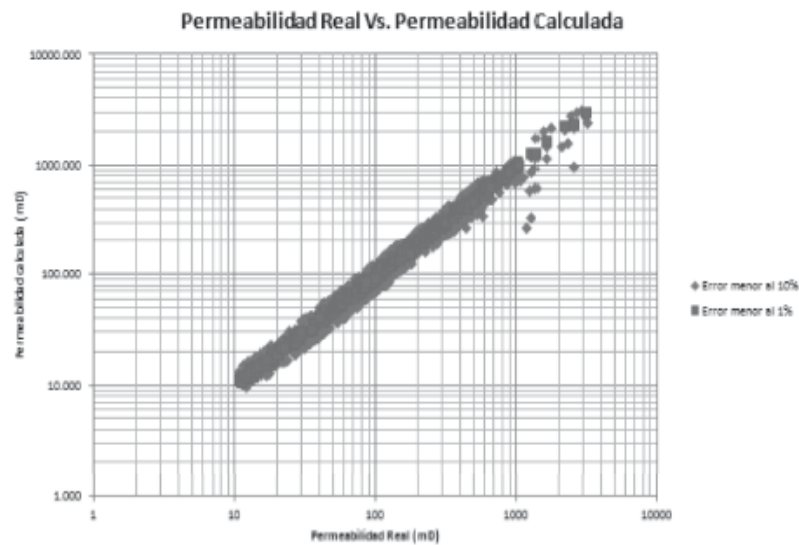


Fig. 3. Relación de Permeabilidad Real vs. Permeabilidad Calculada.

4. Conclusiones

- La importancia de la caracterización del yacimiento, estableciendo la relación entre permeabilidad y porosidad, diámetro hidráulico, conductividad hidráulica y unidad hidráulica de flujo; todo con el objetivo de aumentar el factor de recobro y tener éxito en los proyectos de IOR y EOR.
- En el método de unidad de conductividad hidráulica es fundamental para el proceso de evaluación del comportamiento de la permeabilidad vs. Porosidad tener información de registros de potencial espontáneo, gamma ray, densidad neutrónica, densidad de porosidad, para tener un mejor ajuste en los resultados obtenidos.
- En el proceso de caracterización de la formación productora se analizaron 1200 datos de permeabilidad, porosidad, volumen de shale, espesor neto y profundidades.

- El método de HCU, es un método práctico y de fácil aplicación, muy robusto para realizar una caracterización completa de las formaciones de interés.
- Se determino que las ecuaciones propuestas por los dos métodos para la determinación de la permeabilidad por medio de la caracterización de unidades hidráulicas, nos arrojan porcentajes de error muy bajos (Δk (%) = 0.001), esto nos representa una alta confiabilidad de resultados al momento de su aplicabilidad en un yacimiento de petróleo.
- La relación entre la permeabilidad y la porosidad es función del tamaño del grano del poro, la tortuosidad, el factor de forma y el radio de unidad hidráulica promedio.

5. Referencias bibliográficas

1. Agus Susilo, 2010. Institut Teknologi Bandung "Permeability Prediction Based on Capillary Model" SPE 141122-STU.
2. Camargo Jorge A. 2008. Introducción a la Interpretación de Perfiles de Pozo Abierto. Vol. 1, Universidad Surcolombiana, Neiva-Huila. p.48, 54, 58, 59, 97, 98.
3. Escobar, F, 2006. Aspectos fundamentales de recobro secundario y terciario, Neiva-Huila, Universidad Surcolombiana.
4. Irvan Rahamawan, Yusni Aditiah, Akbar Kurniawan, Tri Firmanto, Jati Priyantoro, And Ezzat E. Gomaa, 2009. EMP Malacca Strait" Estimating Permeability in Un cored Wells Using Modified Flow Zone Index" SPE 122490.
5. Jude O. Amaefule* and Mehmet Altunbay*, Core Laboratories; Djebbar Tiab*, U. of Oklahoma; David G. Kersey and Dare K. Keelan*, 1993. Core Laboratories "Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells" SPE 26436.
6. Sepúlveda, J. y Escobar, F. 2005. Simulación de Yacimientos: Principios, conceptos y construcción de mallas. Neiva-Huila. Universidad Surcolombiana.
7. Vidal, Eduardo e Izquierdo, Luis. 1995 "Metodología para la correlación de porosidades medidas en núcleos con porosidades de perfiles". Tesis de grado.