

OPTIMIZACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL CALCULO DE POROSIDAD A TRAVES DE SATURACIÓN DE FLUIDOS

Camilo Andrés Guerrero Martin^{1*}, Robert Eduardo Padrón García², Juan Carlos Lizcano Niño³, Hernando Buendía Lombana⁴

* A quien debe dirigirse la correspondencia.

RESUMEN

La determinación de la porosidad es una labor fundamental en el laboratorio de análisis petrofísicos, ya que de esta propiedad depende en gran parte la calidad del medio poroso, su almacenamiento (porosidad absoluta) y su productividad (porosidad efectiva). Para determinar la porosidad efectiva de una muestra de roca existen varios métodos contemplados en la Norma API RP-40, entre los cuales se destaca la prueba de saturación de fluidos. Esta prueba consiste en secar completamente una muestra, y saturarla de salmuera durante 12 a 18 horas, y la comparación de los pesos de la muestra antes y después de la saturación permitirá calcular la porosidad de esta. Este tiempo de saturación asegura que la totalidad de los poros son saturados de salmuera. Sin embargo, este proceso puede ser realizado de una manera más eficiente.

Este trabajo propone una metodología de saturación de solo 2 horas, la cual puede ser ajustada al tiempo normal de la prueba mediante una correlación propuesta. Esta correlación fue construida mediante la medición de la porosidad con ambas metodologías para unas muestras de la cuenca de los Llanos Orientales y fue calculada mediante la herramienta STATGRAPHICS CENTURION XVI. Los resultados indican que la correlación puede estimar correctamente el valor de la porosidad absoluta con un intervalo de confianza del 99%, reduciendo el tiempo de la prueba en aproximadamente una novena parte de su tiempo original. Se requieren trabajos posteriores que permitan corroborar la validez de esta correlación con muestras de diferentes litologías.

Palabras clave: Análisis Petrofísicos, Porosidad, Saturación, Diseño Experimental.

OPTIMIZATION OF THE METHODOLOGY FOR POROSITY MEASUREMENT BY FLUID SATURATION PROCESS

ABSTRACT

Porosity determination is a major labor in a petrophysical analysis laboratory, since the reservoir quality, the storage capacity (absolute porosity) and the productivity (effective porosity) depends (in great part) from this property. There are many proceedings to determine the effective porosity of a rock

1. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Carrera 27 con Calle 9, Ciudad Universitaria. E-mail: c.guerrero@youngpetro.com.
2. Ingeniero de Petróleos UIS. Petroleum Consulting Company SAS. E-mail: robert.padron@pccsas.com
3. Ingeniero de Petróleos UIS. Petroleum Consulting Company SAS. E-mail: juan.lizcano@pccsas.com
4. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander. Carrera 27 con Calle 9, Ciudad Universitaria. E-mail: hernandobuendia@hotmail.com

core sample in the API RP-40, one of them is the Fluid Saturation test. This test consist in the previous drying of a core sample, and then a complete brine saturation during 12 to 18 hours. The weight difference of the sample after and before the saturation process allows to calculate their effective porosity. This saturation time assures that all the porous spaces are filled with brine. However, this process could be more time-efficient.

This work propose a 2-hours saturation methodology, which result can be adjusted to the proper time by a proposed correlation. This correlation were constructed by the porosity saturation measurement for three core samples of the Llanos Orientales Sedimentary Basin with both methodologies, and then calculated using STATGRAPHICS CENTURION XVI.

The results indicate a successful estimation of the absolute porosity using the proposed correlation with a confidence interval of 98%, reducing the test time in approximately a ninth of the original time. Further works are required in order to check the validity of the correlation with different lithology.

Keywords: Petrophysics, Porosity, Saturation, Experimental Design.

INTRODUCCIÓN

Las rocas sedimentarias están compuestas por granos de sedimentos los cuales se encuentran cementados y compactados debido a diversos procesos geológicos que han sufrido por varias eras geológicas. Estas rocas contienen un espacio poroso entre los granos, el cual es capaz de contener fluidos hidrocarburos. La **Figura 1** muestra un esquema típico de un medio poroso, en el cual se pueden observar los granos de sedimentos que componen la matriz de la roca, al igual que los espacios entre estos granos, los cuales son llamados poros. Algunos poros se encuentran interconectados por gargantas, lo cual permite la movilidad de los fluidos dentro del medio. Se entiende como porosidad absoluta la razón del espacio poroso total sobre el volumen de roca, mientras que la porosidad relativa es entendida como la razón del espacio poroso interconectado sobre el volumen total de roca.

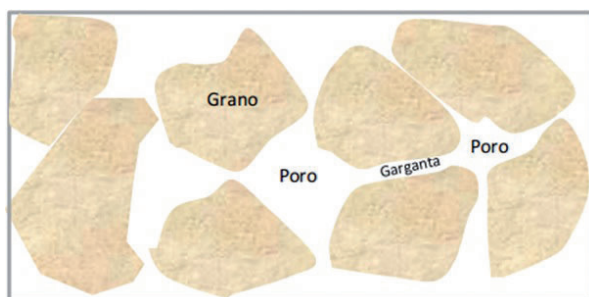


Figura 1. Esquema del medio poroso

La norma API RP-40 (API, 1998) establece varios métodos para medir la porosidad efectiva de muestras de roca, dentro de los cuales se destacan el porosímetro

de Boyle y el método de Saturación. El porosímetro de Boyle se basa en la Ley de Boyle de los gases (tal y como el nombre lo sugiere) la cual enuncia que el volumen de una masa fija de gas es inversamente proporcional a la presión que este ejerce. Para poder medir la porosidad de la muestra, esta es colocada en un *Core Holder*, se llena con Helio y se registra una presión, la cual es comparada con otro *Core Holder* vacío. La diferencia de presiones es proporcional a la diferencia de volúmenes, lo cual permite identificar con exactitud el volumen que ocupa el espacio poroso de la muestra analizada.

El otro método es la porosidad a través de saturación de fluidos, el cual en términos generales consiste en saturar una muestra con salmuera y registrar las diferencias de peso (antes y después de la saturación), lo cual permite calcular el volumen de poros interconectados que tiene la muestra. La norma API RP-40 (API, 1998) establece que esta saturación debe realizarse en un sistema en el cual exista vacío, y esta debe durar de 12 a 18 horas, para garantizar que la gran mayoría del espacio poroso es ocupado por la salmuera. Sin embargo, este tiempo puede ser contraproducente para las operaciones de un laboratorio de análisis petrofísicos. Es por esto que se propone esta nueva metodología para poder hacer determinaciones más eficientes.

DISEÑO EXPERIMENTAL

Para lograr este propósito, se estableció un diagrama de trabajo que incluye la medición de porosidad de 3 muestras de un campo petrolero perteneciente a la Cuenca Sedimentaria de los Llanos Orientales (La cual se muestra en la **Figura 2**). Cabe destacar que la cuenca

sedimentaria de los Llanos Orientales es la cuenca que aporta el mayor porcentaje de crudo a la producción nacional, por lo cual se considera una muestra representativa. La nomenclatura y la profundidad de las tres muestras se encuentran en la **Tabla 1**. Además de estas tres muestras de roca, el diseño experimental contempla realizar estas pruebas en una muestra Berea, la cual actúa como muestra de control.

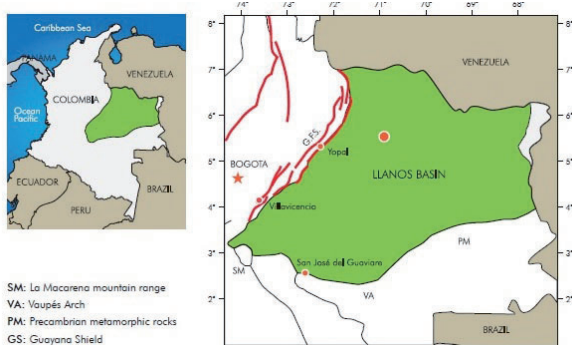


Figura 2. Cuenca Sedimentaria de los Llanos Orientales

Fuente: Moncayo et al. [6]

Tabla 1. Nomenclatura y Profundidad de las Muestras

Tipo de Muestra	Nombre de muestra	Profundidad [Ft]
Arenisca Llanos Orientales	Muestra 68	7285,5
Arenisca Llanos Orientales	Muestra 144	7361,5
Arenisca Llanos Orientales	Muestra 279	7498,5
Berea	Muestra 136	-

Las muestras fueron sometidas a tres diferentes cálculos de porosidad: Mediante porosímetro de Boyle, mediante saturación convencional y mediante el nuevo método de saturación. Las mediciones mediante saturación fueron repetidas en cada caso, para asegurar la repetitividad del proceso.

La **Figura 3** muestra el esquema completo del diseño experimental, el cual consiste en:

- i. Someter las muestras a un secado en un horno a 60°C durante 3 horas, es importante luego de realizar este secado, tenerlas en un desecador de sílice para que no absorban humedad del ambiente.

- ii. Determinar el volumen total de las muestras mediante la toma de sus medidas (longitud y diámetro).
- iii. Someterlas al porosímetro de Boyle⁵ y registrar la porosidad obtenida, tal y como lo muestra la imagen superior izquierda de la **figura 3**.
- iv. Registrar el peso de las muestras secas, como lo muestra la imagen superior derecha de la **Figura 3**.
- v. Realizar el montaje del equipo de saturación, el cual consiste en un Erlenmeyer con una salida lateral conectada a una bomba de vacío, la cual tiene una válvula de globo de 1/4" para regular el paso de vacío. Este sistema también debe contemplar un sistema de filtrado para evitar el paso de agua a la bomba de vacío. El Erlenmeyer que muestra la imagen inferior izquierda de la **figura 3** tiene una base de canicas en este, para evitar que las muestras entren en contacto directo con el vidrio, y así optimizar la posterior saturación de los núcleos.
- vi. La salmuera sintética debe ser preparada de acuerdo a la composición fisicoquímica del campo en cuestión, para obtener condiciones realistas de yacimiento. Debe tenerse en cuenta que esta no tenga una tendencia incrustante, y además debe cuantificarse la densidad mediante el uso del picnómetro.
- vii. Luego de que la salmuera sintética es preparada, esta debe recibir vacío sin tener las muestras, con lo cual se busca extraer la mayor cantidad de gas ambiente que posiblemente se encuentre disuelto en la salmuera. Este proceso es único para ambos procedimientos, y puede durar hasta 12 horas.
- viii. A continuación se introducen las muestras en el montaje de saturación y se procede a aplicar vacío de manera continua. Este proceso en el método convencional duró 18 horas por medición, mientras que para la nueva metodología duró 2 horas por medición.
- ix. Luego de que pasa este tiempo, las muestras son extraídas del sistema y pesadas nuevamente. La diferencia de pesos sobre la densidad de la salmuera da como resultado el volumen poroso obtenido, y este sobre el volumen total de la muestra obtiene la porosidad.

5. (Este paso sirve como método de chequeo, es decir, se asume que es más fácil para el helio de este sistema ocupar la totalidad de los poros interconectados, que para la salmuera en el método de saturación. Es por esto que esta medición permite tener una noción del valor máximo de porosidad).



Figura 3. Esquema Experimental para cálculo de Porosidad mediante Saturación

RESULTADOS EXPERIMENTALES

En la **Tabla 2** se muestran los resultados de porosidad obtenidos con las 3 metodologías. Es evidente la diferencia que existe entre la metodología de saturación propuesta con respecto a la consignada en la norma. Se puede observar que la diferencia de porosidades con respecto al tiempo de saturación se debe en gran medida a la permeabilidad de la muestra. Tal y como se mencionó anteriormente, la porosidad de Boyle se tomó como método de control debido a que se asume que el helio tiene una mayor facilidad para ocupar todos los espacios porosos de la roca. El hecho de que las mediciones de porosidad a 18 horas se encuentren más cercanas a las del porosímetro de Boyle, significa que estas pueden representar con una mayor exactitud la porosidad de la muestra. Para que los datos de porosidad a 2 horas puedan representar la porosidad, es necesaria una correlación.

Tabla 2. Resultados Experimentales de Porosidad

Muestra	Porosidad (Boyle)	Porosidad (18 Hrs)	Porosidad (2 Hrs)
Nº 68	19,78	19,36	19,11
Nº 144	18,55	17,95	18,02
Nº 279	11,70	11,40	11,29
Berea Nº 136	20,49	19,90	20,09

Si se colocara en un mismo gráfico los valores de porosidad obtenidos con la metodología anterior con respecto a los obtenidos con la nueva metodología, sería evidente que existe una correlación directa entre estos dos valores, tal y como se evidencia en la **Figura 4**. Esto demuestra que aunque los resultados son significativamente diferentes (debido a que la salmuera no tiene el tiempo suficiente para ocupar la totalidad del espacio poroso), la diferencia entre los dos tiempos tiene una correlación directa y cuantificable.

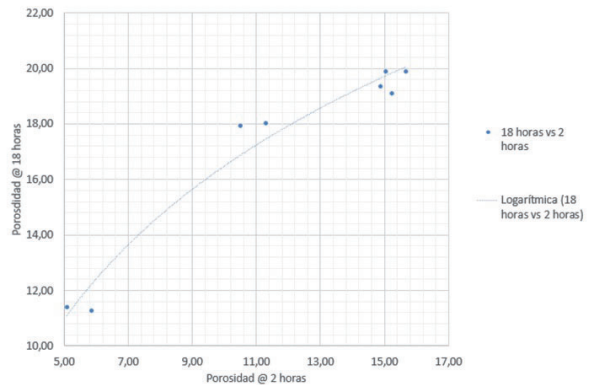


Figura 4. Correlación de Resultados de Porosidad mediante Saturación

SOLUCIÓN NUMÉRICA Y AJUSTES

Estos datos experimentales fueron introducidos en la herramienta STATGRAPHICS CENTURION XVI, la cual pudo determinar que esta correlación es de naturaleza logarítmica. La figura 5 muestra los resultados del software, es decir, los coeficientes de la correlación presentada y los valores estadísticos obtenidos, los cuales corroboran la fuerte dependencia de esta correlación.

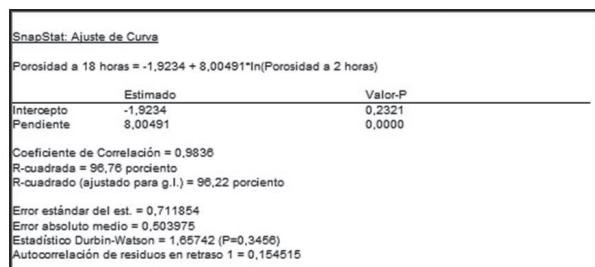


Figura 5. Determinación de Correlación mediante STATGRAPHICS CENTURION XVI

Es posible ajustar este modelo con un intervalo de previsión del 99%, el cual se muestra en la Figura 6, y también se muestra la región en la cual la correlación

presenta validez. Esto también habla de la exactitud de esta correlación. Los resultados previstos vs los resultados observados se pueden observar en la Figura 7, donde todos los valores obtenidos caen cercanos a línea recta. En la figura 7, los valores correspondientes a la muestra Berea (muestra de control) aparecen delineados en rojo. Aunque la muestra Berea tiene propiedades litológicas diferentes a las muestras de la cuenca de los Llanos Orientales y aun así se ajusta a la correlación propuesta, no es posible aseverar que esta correlación aplica para todas las litologías presentes. Se requerirán estudios posteriores que permitan confirmar esta hipótesis.

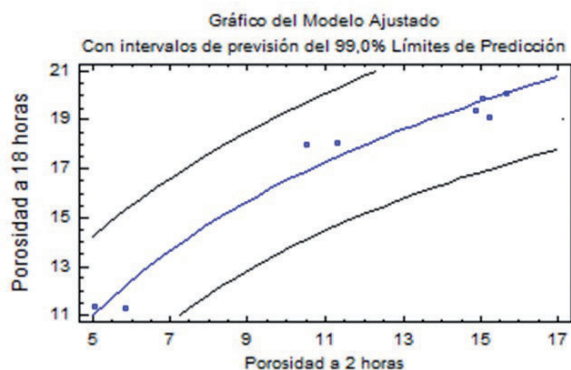


Figura 6. Gráfico del Modelo Ajustado con Intervalos de previsión del 99%

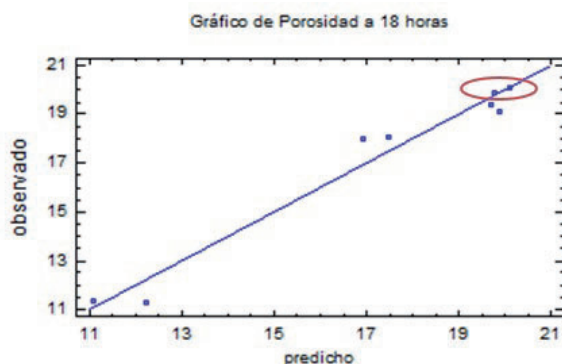


Figura 7. Resultados de Predicción de la Correlación

CONCLUSIONES

- Se propuso exitosamente una metodología para la determinación de porosidades mediante saturación, la cual reduce el tiempo de saturación a 2 horas.
- La diferencia de medición de porosidades entre las dos metodologías es proporcional a la porosidad efectiva de la muestra. Se propuso una correlación para poder relacionar estas dos mediciones.

- La correlación propuesta es válida en un rango de valores entre 5 y 17 puntos porcentuales de porosidad. Esta correlación tiene un intervalo de confianza del 99%.
- Se necesitan trabajos posteriores para poder ampliar el rango de esta correlación, tanto con diferentes valores de porosidad como para diferentes litologías.

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este proyecto quisieran expresar su agradecimiento a la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, a todo el personal del Laboratorio de Análisis Petrofísicos del Parque Tecnológico de Guatiguará y a Erick Montes y Felipe Cuellar por sus valiosos consejos.

REFERENCIAS

1. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE – Recommended Practices for Core Analysis, Exploration and Production Department, Recommended Practice 40, Second edition, February 1998.
2. BUENDÍA H., PADRÓN R., LIZCANO J.C. A Novel Methodology for the Construction of Homogeneous Synthetic Sandstone Cores. YoungPetro 12th Issue - summer 2014. pp. 29-34 ISSN: 2300-1259. July 2014.
3. BONNECAZE, R. T., SHARMA, M. M., BUTLER, J. E., & ARBOLEDA, G. (2002, January 1). High Resolution Downhole Measurements of Porosity and Fluid Saturation While Core Drilling. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/77561-MS.
4. KYUNG-HOE K., SONGHUA C., FANGFANG Q. AND A.T. WATSON. Use of NMR Imaging For Determining Fluid Saturation Distributions, During Multiphase Displacement in Porous Media, Society of Core Analysis.
5. MONCAYO, E., TCHEGLIAKOVA, N., & MONTES, L. (2012). Pre-stack seismic inversion based on a genetic algorithm: A case from the Llanos Basin (Colombia) in the absence of well information. *CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro*, 4(5), 5-20.

6. SHIFLETT, D. W., & MURPHY, J. R. (1996, January 1). Computing Realistic Effective Porosity and Fluid Saturations from Total Porosity and Fluid Saturation Calculations in the 26R Sand, Stevens Zone in the Elk Hills Field, California. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/35749-MS
7. THOMAS, D.C. AND PUGH, V.G., “A Statistical Analysis of the accuracy an reproducibility of Standard Core Analysis” The log analyst, March – April 1989, P, 71 – 77.
8. TIMUR, A. (1968, January 1). An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationships. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

Recepción: 8 de septiembre de 2014

Aceptación: 6 de noviembre de 2015