

Clasificación petrofísica de tipos de rocas en reservorios carbonatados de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba

Odalys Reyes Paredes

Correo electrónico: oreyes@digicupet.cu

Artículo de Reflexión

Olga Castro Castiñeiras

Correo electrónico: olgac@ceinpet.cupet.cu

Carlos Morales Echevarría

Correo electrónico: cmorales@ceinpet.cupet.cu

Silvia Valladares Amaro

Correo electrónico: valladares@ceinpet.cupet.cu

Centro de Investigaciones del Petróleo, CEINPET, La Habana, Cuba

Emilio Escartín Sauleda

Correo electrónico: escartin@civil.cujae.edu.cu

Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, La Habana, Cuba

Resumen

Uno de los parámetros fundamentales para clasificar el medio poroso es la permeabilidad; este parámetro no puede ser medido directamente por herramientas de registros y no tiene una relación directa con la porosidad total. La permeabilidad se relaciona más con el tipo de roca (tamaño y distribución de las partículas). Los reservorios de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba (FNCPC) se componen de rocas carbonatadas (*mudstone / wackestone*), con porosidad de fracturas y otros tipos de porosidad como juntas de disolución y estilolitos; formadas a partir de procesos diagenéticos. Las distintas formaciones se presentan frecuentemente con heterogeneidades que pueden ser muy notables dificultando la caracterización de las mismas. Los núcleos presentan una pobre recuperación y en múltiples ocasiones rescatan solo intervalos que no aportan al flujo de fluidos. En este artículo se hace un análisis de los diferentes tipos de rocas existentes a partir de datos de núcleos y secciones delgadas. La clasificación petrofísica de los diferentes tipos de rocas se establece a partir de las relaciones entre la porosidad y la permeabilidad así como de la estructura del medio poroso.

Palabras claves: medio poroso, permeabilidad, porosidad, reservorio

Recibido: 30 de abril del 2014

Aprobado: 1 de julio del 2014

INTRODUCCIÓN

Uno de los desafíos más importantes que enfrentan geólogos e ingenieros es mejorar las técnicas de descripción de los reservorios. La determinación precisa de los atributos de poros y gargantas porales y la distribución de fluidos son elementos fundamentales en esta descripción, ya que los mismos controlan las saturaciones iniciales de fluidos y sus flujos. Distintas herramientas de registros geofísicos de pozos

han sido utilizadas tradicionalmente para inferir litología, secuencias deposicionales y diagenéticas, parámetros petrofísicos y contenido de fluidos. A menudo esta aproximación supone reservorios homogéneos a escala macroscópica.

La clave para mejorar la descripción de los reservorios es establecer relaciones causales entre parámetros microscópicos de las gargantas porales (obtenidos de los núcleos) y atributos macroscópicos derivados de los registros geofísicos de pozos [1]. Las relaciones establecidas entre

el tipo de poro, el valor del exponente de cementación variable (m), y la saturación de agua [2], también pueden ser empleadas para definir el grado de membresía de cada uno de los conjuntos de tipos de poros. Otros autores definen el tipo de rocas apoyado en categorías genéticas de poros y su asociación con la porosidad y la geometría de las gargantas porales [3, 4].

En numerosos reservorios carbonatados se dificulta generar modelos que permitan predecir la calidad del mismo. La clasificación del medio poroso que más ampliamente es usada, se encuentra limitada para los carbonatos, dado que las relaciones entre la porosidad y la permeabilidad son pobremente definidas.

Choquette y Pray [5] en el año 1970 desarrollan una clasificación del reservorio útil para estudios de evolución de la porosidad y muy importante en la etapa exploratoria; sin embargo, para petrofísicos e ingenieros en yacimiento, la clasificación de Lucia [6] y Aguilera [7, 8] es preferida ya que está más estrechamente ligada a la geometría de los poros y a las propiedades del flujo. Hoy en día el mayor desafío en la evolución de los carbonatos es entender las relaciones existentes entre tipos de poros, porosidad y permeabilidad. Con este artículo se pretenden resaltar las posibles relaciones entre la porosidad y la permeabilidad en reservorios carbonatados de la FNCPC y su vínculo con los tipos de poros.

La permeabilidad es uno de los parámetros más difíciles de estimar al ser esta una propiedad dinámica que depende fundamentalmente de la textura del medio poroso. Durante mucho tiempo se han presentado diferentes intentos de obtener la permeabilidad a partir de registros geofísicos de pozos. Estos incluyen:

- Permeabilidad derivada de la porosidad de registros y la relación porosidad-permeabilidad de núcleos,

$$\log K = a \cdot w + b \quad (1)$$

Siendo

K : Permeabilidad y se expresa en mD.

ϕ : Porosidad y se expresa en v/v.

a y b : Coeficientes que responden a la pendiente y al intercepto de recta.

Esta metodología clásica tiene diversas desventajas, supone que el reservorio es homogéneo, lo cual no coincide con la dispersión que se observa, generalmente en el gráfico logarítmico de permeabilidad - porosidad (figura 1).

- Modelos de regresión múltiple de la permeabilidad como función de la respuesta de distintas herramientas de registros geofísicos de pozos.

Este intento tiene las mismas desventajas que el caso anterior. La porosidad es independiente del tamaño de grano, excepto en las fracciones limo-arcillosas, y en este modelo la selección comúnmente se mantiene constante. En realidad

la permeabilidad tiene una estrecha relación con el tamaño de grano y con el material y tipo de cementación [6-9].

- Modelos que relacionan la permeabilidad con los tipos de rocas existentes [6].

Estos modelos establecen relaciones entre la porosidad, la permeabilidad y el tipo de roca, haciendo uso para esto del vínculo existente entre parámetros geológicos (descripción micro y macroscópica de la roca), y parámetros petrofísicos como permeabilidad y propiedades capilares.

- Modelos empíricos [10], muestran la permeabilidad en función de la porosidad y saturaciones de agua connata de los intervalos nucleados.

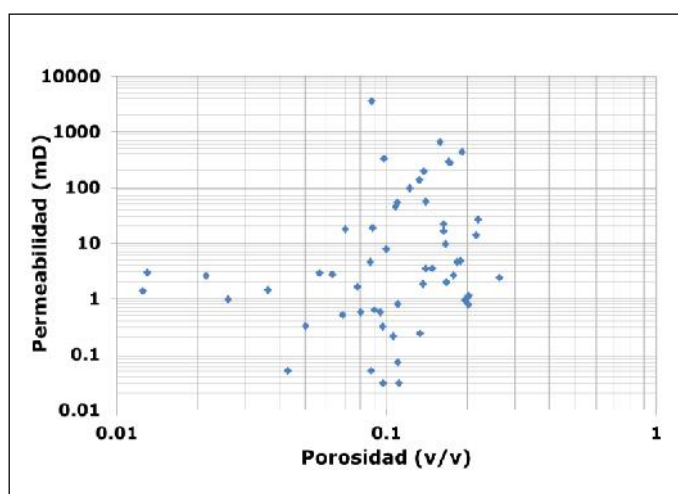


Fig. 1. Gráfico de dispersión porosidad-permeabilidad de núcleos de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba

El problema aquí es la suposición implícita que la roca es homogénea y que la porosidad y permeabilidad están directamente relacionadas. Los autores suponen invariabilidad vertical y horizontal de la calidad de la roca, por lo tanto, esto supone la existencia de un único contacto agua-petróleo y que la saturación de agua irreducible puede determinarse precisamente en la zona de hidrocarburos; a partir de los datos de registros geofísicos de pozos y con los factores m y n de Archie obtenidos por estudios de núcleos o aproximados por correlación.

Algunas experiencias en la FNCPC se fundamentan en el establecimiento de una metodología [11] para la evaluación petrofísica del corte, donde se destaca la posibilidad de definir los tipos de porosidad existentes a partir de registros geofísicos y clasificar el medio de acuerdo con su comportamiento, pero la permeabilidad se estima cualitativamente haciendo alusión a los métodos tradicionalmente empleados para estimar la misma.

¿Existen relaciones entre los tipos de rocas y los parámetros petrofísicos en los reservorios carbonatados de la FNCPC?

Si se logran establecer vínculos entre la descripción geológica de las rocas y la respuesta petrofísica de las mismas, entonces será posible establecer una clasificación

petrofísica para los diferentes tipos de rocas en los reservorios carbonatados de la FNCPC. Para esto se pretende integrar datos geólogo ingenieriles que permitan definir y clasificar los tipos de rocas existentes en los reservorios carbonatados de la FNCPC.

La explotación racional de los campos petroleros y la toma acertada de decisiones en tiempo real dependen en lo fundamental del grado de conocimiento que se tenga del campo. Poder establecer criterios que coadyuven a ampliar el conocimiento geológico a partir de la respuesta petrofísica del medio poroso implicaría ahorros significativos en la explotación petrolera.

MATERIALES Y MÉTODOS

Para el desarrollo del trabajo fueron analizadas 231 muestras de los núcleos cortados en los pozos de la FNCPC, con valores de carbonatosidad por encima de 80 % y que presentan mediciones de porosidad, permeabilidad y análisis de capilarimetría para definir el radio de los poros. Las secciones delgadas de estos núcleos han sido descritas tanto macroscópicas, como microscópicamente.

En el estudio del medio poroso es de vital importancia conocer su geometría (tamaño y distribución de poros). Para lo cual se hará uso de los resultados del método de capilarimetría. El 37,5 % de las muestras analizadas presentan análisis de capilarimetría realizadas en los laboratorios del CEINPET y en instituciones foráneas cuyos resultados son evaluados en etapas exploratorias para estudiar las características petrofísicas del yacimiento [12, 13].

Evaluación del medio poroso

Para evaluar el medio poroso se consideran parámetros como la porosidad y la permeabilidad, dígame capacidad de almacenaje y capacidad de flujo en el medio. La porosidad de las rocas carbonatadas, puede agruparse en tres tipos fundamentales:

- Porosidad de matriz, existente entre los granos de carbonato.
- Vúgulos o vesículas que son poros desconectados resultantes de la disolución de la calcita en el agua durante la diagénesis.
- Porosidad por fracturamiento que es causada por los esfuerzos presentes luego de la deposición.

La porosidad es obtenida por métodos de laboratorio y por registros geofísicos de pozo, donde la porosidad total se identifica con la del sistema de triple porosidad que incluye la porosidad interpartícula de la matriz, las fracturas y los vúgulos no conectados [14].

Son analizadas las descripciones tanto micro como macroscópicas de las secciones delgadas y núcleos estudiados, se interpretan los resultados de los porogramas provenientes de los análisis de capilarimetría y se establecen relaciones potenciales entre la porosidad y la permeabilidad.

La definición de tipos de rocas se encuentra ligada a las diferentes facies geológicas existentes y su vínculo con las propiedades petrofísicas del medio [15], de modo tal que se puedan establecer los criterios para encontrar las mismas en pozos no nucleados. Siendo resumida una tabla con los diferentes tipos de roca y sus características geólogo-petrofísicas.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La figura 2 muestra la representación de los tipos de porosidad en los reservorios carbonatados cubanos, mediante fotos tomadas a núcleos y afloramientos. En la misma se observa la presencia de procesos secundarios de fracturación, carso y porosidad vugular por disolución de la calcita.

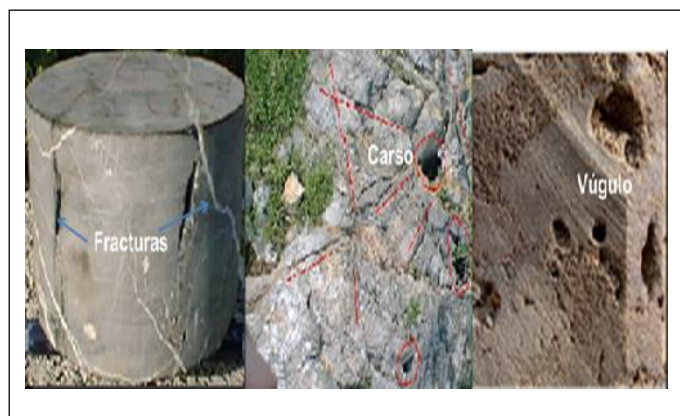


Fig. 2. Representación de los tipos de porosidad en los reservorios carbonatados cubanos (de izquierda a derecha), fracturas en núcleo, sistema de fracturas y vúgulos en afloramiento, vúgulos en núcleo

Las muestras estudiadas se describen en general como carbonatos en muchos casos con matriz arcillosa, generalmente *mudstone*, aunque pueden aparecer *wackestone* / *packstone*. Los efectos diagénéticos presentes han afectado de forma favorable la estructura poral encontrándose en un mismo núcleo diferentes sistemas porales. La descripción geológica del medio poroso y los resultados de la capilarimetría de estos núcleos, arrojan la existencia de diferentes estructuras porales como se observa en el ejemplo de la figura 3, donde predomina la microporosidad, aunque no se excluye la existencia de meso y macroporosidad.

De acuerdo con las propiedades petrofísicas (porosidad-permeabilidad-capilaridad) [16] es posible establecer tres grupos donde se destacan variaciones significativas en la permeabilidad (figura 4). Se observa un aumento notable de la permeabilidad dada la presencia de fracturas y macroporos correspondiente al llamado grupo 1, mientras que el grupo 2 se asocia a rocas con porosidades mayores de 5 % y hasta cerca del 25 %, predominando valores de permeabilidad que no exceden los 30 mD.

En este grupo se destacan las muestras del pozo Santa Cruz 102 con una elevada heterogeneidad en el que los valores de permeabilidad superiores a 10 mD corresponden a zonas con menor microporosidad donde predominan, mesoporos, macroporos y microfracturación [17]. En el tercer grupo, grupo 3, existe predominio de la microporosidad. Los valores de permeabilidad se encuentran por debajo de los 2 mD, mientras que la porosidad varía entre 9 y 30 % y en escasas ocasiones se encuentran valores inferiores a 9 %. Las relaciones entre la porosidad y la permeabilidad establecidas, muestran un coeficiente de determinación para el grupo 1 de 64 % y para los grupos 2 y 3 de 70 %.

Teniendo en cuenta las propiedades petrofísicas (porosidad-permeabilidad-capilaridad) y las características lito-texturales de las muestras analizadas son descritas tres tipos de roca fundamentales, a las que se les denominarán, tipo de roca1, tipo de roca 2 y tipo de roca3 (tabla 1). La tabla 1 resume los vínculos existentes entre aspectos geológicos (descripción de núcleos y secciones delgadas) y parámetros petrofísicos para cada tipo de roca definido.

La calidad de estos tipos de rocas mejora ante la presencia de fracturas y/o vórgulos conectados, demostrándose una vez más cómo los efectos diagenéticos han sido favorecedores de la calidad del reservorio y la dependencia existente entre la permeabilidad y la textura de la roca.

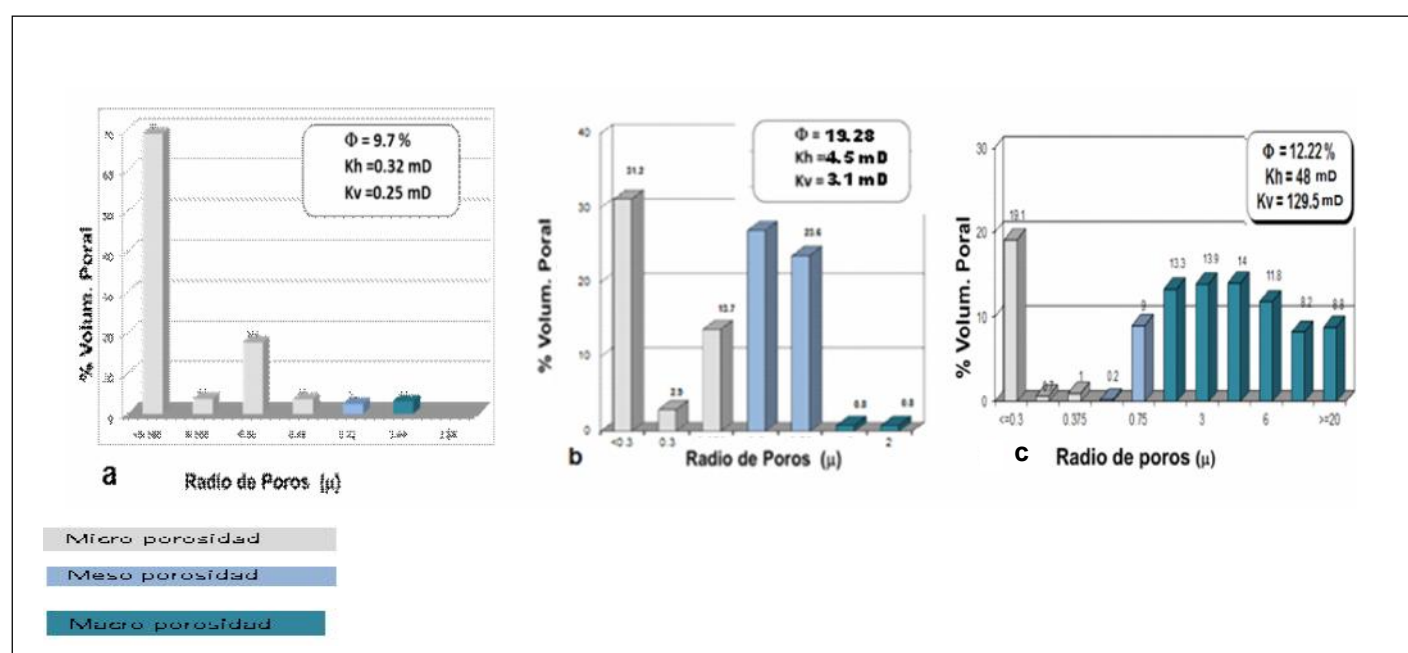


Fig. 3. Radio de poros en núcleos de la FNCP: a) predominio de microporosidad (93,9 %); b) abundante microporosidad (47,2 %) y mesoporosidad (50,4 %); c) presencia de abundantes macroporos (70 %). (Tomado de Base de Datos Petrofísica del CEINPET). Donde Φ es la porosidad, K_h permeabilidad horizontal y K_v permeabilidad vertical

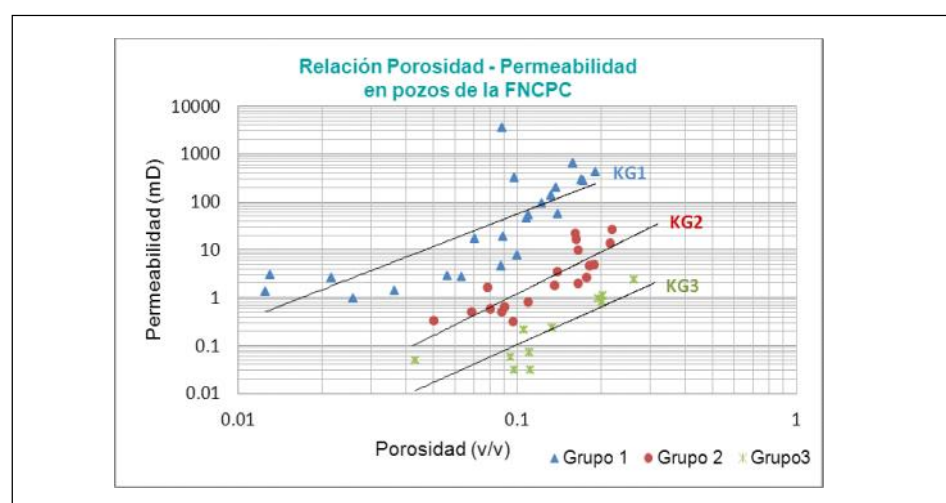

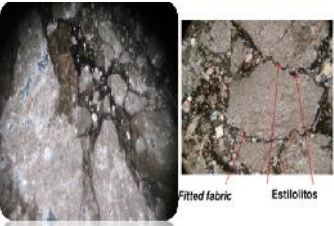
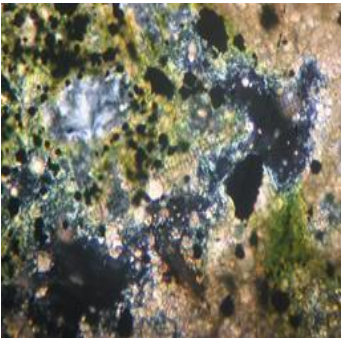


Fig. 4. Relaciones porosidad- permeabilidad para diferentes grupos de rocas

Tabla 1 Tipos de rocas carbonatadas en la FNPC y sus características		
Tipo de Roca	Descripción	Propiedades petrofísicas
Tipo de roca 1 	<i>Mudstone</i> calcáreo, donde se observan juntas de disolución con materia orgánica, vóculos, y fracturas, se manifiesta en sectores de porosidad intercrystalina vinculada al proceso de dolomitización	Predomina la microporosidad, se hallan abundantes meso y macroporos Porosidades por debajo del 15 % y valores de permeabilidad en ocasiones mayores a los 10 mD
Tipo de roca 2 	Conglobrecha texturalmente <i>rudstone (fitted fabric)</i> . La roca se manifiesta brechada por abundantes estilolitos, los cuales por procesos de corrosión presentan mayor amplitud; Se observa porosidad intercrystalina en los fragmentos de la roca y la matriz	Gran porcentaje de microporosidad y cerca del 50 % de mesoporos Valores de porosidad hasta cerca del 25 % y permeabilidades por debajo de 30 mD
Tipo de roca 3 	Conglobrecha calcárea donde la microporosidad se hace efectiva en algunos sectores gracias a la diagénesis que amplía, por disolución, el diámetro de los poros Sin embargo, la presencia de cemento clorítico, afecta de manera negativa la calidad del reservorio ya que el crecimiento de las escamas de clorita conjuntamente con el crecimiento de cristales de pirita, dolomita y calcita obliteran la porosidad.	Predomina la microporosidad Los valores de porosidad varían entre 9 y 30 % mientras que la permeabilidad se encuentra por debajo de los 2 mD

CONCLUSIONES

El medio poroso en los reservorios carbonatados de la FNPC se ve grandemente afectado por efectos secundarios como la diagénesis; en este caso favorecedora de las propiedades del mismo en casi su totalidad. La gran heterogeneidad de los reservorios no permite establecer una única relación entre la porosidad y la permeabilidad a partir del análisis de núcleos; sin embargo, es posible definir estas relaciones a partir de la existencia de tres tipos de rocas con características petrofísicas y estructurales diferentes.

RECONOCIMIENTOS

Los autores desean agradecer a todos aquellos especialistas del Centro de Investigaciones del Petróleo y

profesores del Departamento de Geociencias de la Cujae, que han ayudado al desarrollo de este trabajo y en especial al doctor Osvaldo Rodríguez Moran.

REFERENCIAS

1. **ABOUD, S.; CABRERA, H.; LIRA, M.** "Campo tropical, cuenca oriental de Venezuela: modelo Petrofísico de yacimiento en los intervalos los Jabillos, Caratas, Vidoño, San Juan y San Antonio", en UPADI 2012. 2012: La Habana, Cuba. ISBN 978-959-247-094-1.
2. **SOTO R., C.M.** "Una nueva clasificación de yacimientos basada en tipos de poros". SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference LAPEC. 2012: Ciudad de México.

3. **TILLERO, E.** "Reconciling Rock Type, Permeability, and Water Saturation Based on New Approaches in Rock Typing and Capillary Pressure. A Heavy Oil Case Study", in *2012 World Heavy Oil Congress*. 2012: Aberdeen, Scotland, p. 12.
4. **LAFAGE, S.** "An Alternative to the Winland r35 method for determining carbonate reservoir quality". Master Thesis, Texas A&M University, 2008, Universidad de Texas: Texas. p. 102. Disponible en: <http://repository.tamu.edu/bitstream/handle/1969.1/86031/LaFage.pdf>
5. **CHOQUETTE, P.W. ; PRAY, L. C.** "Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates". *AAPG Bulletin*. 1970, vol. 54, núm. 2: pp. 207 - 250.
6. **JENNINGS, J. W.; LUCIA, F. J.** "Predicting Permeability from Well Logs in Carbonates with a Link to Geology for Interwell Permeability Mapping". *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 2003. vol. 6, núm. 4: pp. 215-225.
7. **AGUILERA, R.; AGUILERA, M. S.** "The Integration of Capillary Pressures and Picket Plots for Determination of Flow Units and Reservoir Containers". *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*. 2002, pp. 465-471. DOI: 10.1306/12010303071.
8. **AGUILERA, R.** "Integration of geology, petrophysics, and reservoir engineering for characterization of carbonate reservoirs through Pickett plots". *AAPG Bulletin*. 2004, vol. 88, núm. 4: pp. 433-446. ISSN: 0149-1423.
9. **CORBETT, P.W.M.; JENSEN, J. L.** "Lithological and Zonal Porosity - Permeability Distributions in the Arab-D Reservoir, Uthmaniyah Field, Saudi Arabia". *AAPG Bulletin*, 2000, vol. 84, núm. 9, pp. 1365-1367. ISBN: 0-89181-703-4.
10. **TIMUR, A.** "An investigation of permeability, porosity, and residual water saturation relationships for sandstone reservoirs". *The Log Analyst*, 1968, vol. 9: pp. 8-17.
11. **CASTRO, O.** "Criterios para la evaluación petrofísica de las posibilidades productivas en los reservorios de pozos profundos noroccidentales de Cuba", in *III Convención Cubana de Ciencias de la Tierra*, Sociedad Cubana de Geología, La Habana, 2009. ISBN 978-959-7117-19-3.
12. **VALLADARES, B.; VILLAVICENCIO, M. et al.** "Electrofacies y propiedades petrofísicas de cortes carbonatados relacionados con diferentes ambientes de deposición en cuencas cubanas", in *Geofísica 2000*, 2000.
13. **VALLADARES, S.; SEGURA, R.** "Reservorios gasopetrolíferos fracturados de Cuba. caso de estudio: reservorios carbonatados en la Franja Norte de Crudos Pesados", en *UPADI 2012*. 2012: La Habana. ISBN 978959247094-1.
14. **AGUILERA, R.** "A Triple Porosity Model for Petrophysical Analysis of Naturally Fractured Reservoirs". *Petrophysics*, 2004. 45(2): p. 157-166.
15. **HASANI, M.** "Carbonate Reservoir Rock Typing a Case Study in North Oman", in *SPWLA Conference*. 2010: Abu Dhabi.
16. **REYES, O.; MORALES, C.** "Relaciones entre la porosidad y la permeabilidad en reservorios carbonatados de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba", en *UPADI 2012*. 2012: La Habana. ISBN 978959247094-1.
17. **RODRÍGUEZ LOECHES, J.; LAZCANO ORDOÑEZ, M.** "Caracterización petrofísica del yacimiento Santa Cruz". *II Congreso Cubano de Petróleo y Gas, PETROGAS* 2009. La Habana, 2009. ISBN 978-959-7117-19-3.

AUTORES

Odalys Reyes Paredes

Ingeniera Geofísica, Especialista I en Investigación, Innovación y Desarrollo, Centro de Investigaciones del Petróleo, CEINPET, La Habana, Cuba

Olga Castro Castiñeiras

Ingeniera Geofísica, Doctora en Ciencias Geológicas, Investigadora Auxiliar, Centro de Investigaciones del Petróleo, CEINPET, La Habana, Cuba

Carlos Morales Echavarría

Ingeniero Geólogo, Máster en Geología del Petróleo, Centro de Investigaciones del Petróleo, CEINPET, La Habana, Cuba

Silvia Valladares Amaro

Ingeniera Geofísica, Doctora en Ciencias Técnicas, Investigadora Titular, Centro de Investigaciones del Petróleo, CEINPET, La Habana, Cuba

Emilio Escartín Sauleda

Ingeniero Geofísico, Doctor en Ciencias Geológicas, Profesor Titular, Facultad de Ingeniería Civil, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, Cujae, La Habana, Cuba

Petrophysical Clasification of Different Rocks in Carbonate Reservoirs of the Northern Cuban Heavy Oil Belt

Abstract

The permeability is one of the main parameters to classify the porosity environment, this parameter can't be measured by log's tools, and it has no direct relation with the total porosity. It is closely related to the kind of rock (size and distribution of particles). In the Northern Cuban Heavy Oil Belt (FNCPC), the reservoirs are made up of carbonate rocks (mudstone / wackestone), with fracture porosity and other types of porosity such as: joins of dissolution and estilolitos formed from diagenetic processes. The different formations frequently show heterogeneities that can be noticeable hindering their own characterization. The cores present a very poor recuperation and on numerous occasions recovering only intervals that don't contribute anything to the flow of fluids. The analysis about different kinds of rocks is done in this article; it is conceived throughout data of cores and thin sections. The petrophysical classification of different kinds of rocks for carbonate reservoirs are established from the porosity and permeability relationships and porosity environment structure.

Key words: porosity environment, permeability, porosity, reservoir