

Evaluación de la doble porosidad en acuíferos cársticos

Rosa María Valcarce Ortega
Ingeniera Geofísica, Profesora Titular,
Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría (Cujae).
e-mail: rosy@tesla.cujae.edu.cu

Jacqueline González Espinosa
Ingeniera Geofísica, Asistente,
Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría (Cujae).
e-mail: jacque@tesla.cujae.edu.cu

RESUMEN

Los acuíferos cársticos presentan porosidad primaria asociada con la matriz de la roca y porosidad secundaria asociada con la presencia de fracturas, fisuras, canales de disolución y vóculos. El desarrollo de metodologías de interpretación aplicadas a registros geofísicos ha permitido avanzar en la caracterización de estos sistemas de doble porosidad logrando clasificar el medio poroso en porosidad de baja capacidad de flujo y porosidad de alta capacidad de flujo. Se muestran los resultados de aplicar algunas de estas metodologías para caracterizar el sistema poral de las rocas y evaluar cualitativamente la permeabilidad del acuífero cárstico de la Cuenca Hidrogeológica Septentrional de la provincia de Matanzas, Cuba. Esta información es muy útil para optimizar la explotación de los acuíferos así como en estudios de migración de contaminantes en las aguas subterráneas.

Palabras clave: acuíferos cársticos, aguas subterráneas, doble porosidad, registros geofísicos de pozo.

Dual porosity evaluation in karstic aquifers

ABSTRACT

The karstic aquifers have a dual porosity system: matrix porosity and secondary porosity associated to fractures, fissures, breakup channels, vóculos, etc. Recent developments of the interpretation methodologies applied to geophysical logs have allowed advancing to dual porosity systems characterization. These developments are able to classify the porous means in low and high capacity of flow. In this work the results of applying these methodologies in Hydrogeological Northern Basin, Matanzas, Cuba are shown. This research allowed evaluation of porosity and permeability. This information is very important for aquifers mathematical modeling for the purpose of its best groundwater exploitation as well as in analysis of pollutants migration.

Keywords: karstic aquifers, groundwater, dual porosity, well logs geophysics.

INTRODUCCIÓN

La protección y explotación adecuada de un acuífero requiere comprender los diferentes procesos naturales que condicionan el flujo de agua subterránea y para ello es necesario conocer la distribución espacial de los parámetros hidráulicos, especialmente de la porosidad y la permeabilidad.

Caracterizar la distribución espacial de estas propiedades es una tarea que entraña gran dificultad porque el medio geológico nunca es homogéneo ni isótropo y en acuíferos cársicos esa es una tarea aún más compleja (Garfias et al. 2002).

Estos acuíferos presentan elevada heterogeneidad y anisotropía de sus propiedades hidrogeológicas al poseer porosidad primaria asociada a la matriz de la roca y porosidad secundaria asociada a la presencia de fracturas, fisuras, canales de disolución, vóculos, etc.

En las últimas décadas se han desarrollado diferentes metodologías de interpretación de registros geofísicos de pozos para evaluar estos colectores complejos.

En todos los casos las metodologías desarrolladas tienen como objetivo clasificar el medio poroso, dividiéndolo en porosidad de baja capacidad de flujo (asociada con la porosidad de matriz o porosidad primaria) y porosidad de alta capacidad de flujo (asociada con la porosidad secundaria).

Partiendo del análisis de registros geofísicos de pozos convencionales y su integración con la geología estructural, sedimentología y petrofísica de núcleos, estas metodologías han logrado clasificar el medio poroso y establecer correlaciones entre la porosidad y la permeabilidad para diferentes tipos de fábrica de rocas (Jennings and Lucia 2003); (Ortiz (2009); (Reyes et al. 2011).

En la presente investigación fueron interpretados los registros geofísicos de pozo medidos en el acuífero cársico de la Cuenca Hidrogeológica Septentrional de la provincia de Matanzas, Cuba, aplicando el modelo de doble porosidad desarrollado por Aguilera and Aguilera (2003).

De esta manera fue posible evaluar la porosidad y caracterizar cualitativamente la permeabilidad del acuífero.

ASPECTOS TEÓRICOS DE LA METODOLOGÍA DE INTERPRETACIÓN APLICADA

La resistencia eléctrica de un colector de triple porosidad puede ser modelada considerando que las fracturas y la porosidad de matriz están en paralelo y los vóculos no conectados están en serie.

Aguilera and Aguilera (2004) demuestran que este planteamiento es válido y que aporta resultados consistentes también para aquellos intervalos donde solo existe porosidad de matriz, o donde solo existe matriz y fracturas, o matriz y vóculos no conectados, o solo fracturas, o solo vóculos no conectados. La figura 1 presenta un esquema de este supuesto.

Los vógelos son cavidades en la roca que comúnmente aparecen rellenos total o parcialmente de otros materiales precipitados, generan una forma de porosidad secundaria debido a la disolución de materiales solubles de la roca o debido al agrandamiento de poros o fracturas por disolución. Generalmente están presentes en rocas carbonatadas.

La figura 2 presenta un esquema de la distribución volumétrica de la porosidad en un sistema compuesto.

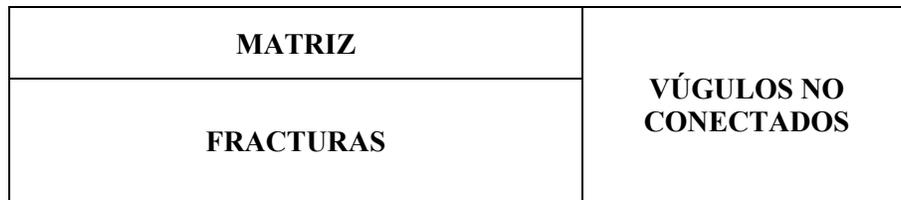


Figura 1. Representación esquemática de matriz y fracturas en paralelo y la combinación de matriz + fracturas en serie con vógelos no conectados

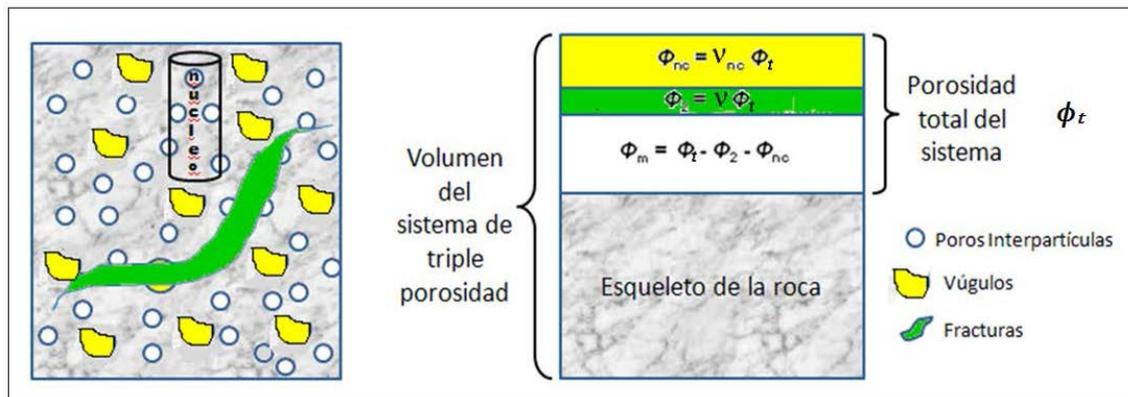


Figura 2. Distribución volumétrica de la porosidad en un sistema de triple porosidad

A partir de estas consideraciones, la ecuación que representa el modelo de triple porosidad puede ser escrita como (Aguilera and Aguilera 2004):

$$\phi^{-m} = v_{nc} \phi + \frac{(1 - v_{nc} \phi)}{v\phi + (1 - v\phi) / \phi_b^{-m_b}} \quad (1)$$

Siendo la porosidad total (ϕ) igual a:

$$\phi = \phi_m + \phi_2 + \phi_{nc} = \phi_b(1 - \phi_2 - \phi_{nc}) + \phi_2 + \phi_{nc} \quad (2)$$

donde:

\emptyset : porosidad total, que se determina por registros geofísicos

\emptyset_m : porosidad de la matriz de la roca, es el espacio vacío en la matriz de la roca dividido por el volumen de toda la roca, o sea, por el volumen del sistema compuesto o de triple porosidad. Se obtiene por cálculos a partir de la ecuación (2).

\emptyset_2 : porosidad secundaria, es el espacio vacío de las fracturas dividido por el volumen del sistema de triple porosidad. Se puede obtener por registros de imágenes eléctricas, o por la combinación de registros de porosidad total y registros acústicos.

\emptyset_b : porosidad de bloque, es la relación entre el espacio vacío en la matriz de la roca y el volumen de la matriz no fracturada. Se obtiene por análisis de núcleos.

\emptyset_{nc} : porosidad no conectada, es el espacio vacío de vóculos no conectados dentro del sistema compuesto. Se calcula a partir de la ecuación (1).

γ : coeficiente de partición, fracción del volumen total de poros constituido por las fracturas.

γ_{nc} : coeficiente de porosidad no conectada, fracción del volumen total de poros no conectados.

m_b : exponente de porosidad o factor de cementación de la matriz, obtenido a partir de núcleos no fracturados o a partir de datos de la litología.

m : exponente de porosidad o factor de cementación del sistema de triple porosidad, obtenido de la ecuación (1), quedando:

$$m = \frac{-\log \left[\nu_{nc} \phi + \frac{(1 - \nu_{nc} \phi)}{\nu \phi + (1 - \nu \phi) / \phi_b^{-m_b}} \right]}{\log \phi} \quad (3)$$

Si el colector posee solo porosidad de matriz y porosidad de fractura entonces la porosidad de vóculos no conectados y el coeficiente de porosidad no conectada son iguales a cero. En este caso la ecuación (1) se transforma en:

$$\phi^{-m} = \frac{1}{\nu \phi + (1 - \nu \phi) / \phi_b^{-m_b}} \quad (4)$$

Esta es la misma ecuación validada por Aguilera and Aguilera (2003) para sistemas de doble porosidad compuestos por matriz y fracturas. Las fracturas pueden estar abiertas, parcialmente mineralizadas u originadas por canales de disolución (fracturas vugulares)

Si el colector posee solo porosidad de matriz y vugulos no conectados entonces la porosidad de fractura será igual a cero, lo que significa que el coeficiente de partición en la ecuación (1) también será igual a cero, quedando entonces que:

$$\phi^{-m} = v_{nc} \phi + (1 - v_{nc} \phi) \phi_b^{-m_b} \quad (5)$$

Esta ecuación también fue obtenida por Aguilera and Aguilera (2003) para sistemas de doble porosidad compuestos por porosidad de matriz y vugulos no conectados.

A partir de las ecuaciones (4) y (5) es posible generar la figura 3 suponiendo $m_b = 2$ y $m_f = 1$ (m_f es el exponente o factor de cementación de la porosidad de fractura) (Aguilera and Aguilera 2003), (Aguilera and Aguilera 2004).

La parte izquierda de la figura 3 se aplica a modelos de doble porosidad compuestos por porosidad de matriz y porosidad de fracturas.

La parte derecha se aplica a modelos que consideran la presencia de porosidad de matriz y vugulos no conectados. En todo caso se requiere conocer la porosidad total y el exponente de doble porosidad.

En la zona de estudio no se cuenta con registros acústicos ni con registros de imágenes eléctricas que permitan calcular la porosidad secundaria o porosidad de fracturas. Por ello no es posible obtener el exponente de porosidad (m) a partir de la ecuación (3).

Para estimar el valor de m se hace uso de la metodología desarrollada por Pérez-Rosales (1982) que demuestra que es posible formular la relación siguiente:

$$F = 1 + G(\phi^{-m} - 1) \quad (6)$$

donde:

m : exponente de porosidad.

ϕ : porosidad total.

G : parámetro que depende de la geometría interna de los poros.

F : factor de formación ($F = R_0/R_w$ siendo R_0 la resistividad de la roca 100% saturada de agua y R_w la resistividad del agua que satura la roca).

Los valores del parámetro G fueron determinados por Pérez-Rosales (1982) a partir de numerosas mediciones de laboratorio, encontrándose que para carbonatos el valor promedio es 0,887.

Entonces, haciendo uso de la expresión (6) y midiendo F a partir de registros eléctricos es posible calcular el exponente de porosidad m .

CARACTERÍSTICAS DEL AREA DE ESTUDIO

El acuífero estudiado se encuentra ubicado al norte de la provincia de Matanzas, Cuba, como puede apreciarse en la figura 4.

Está desarrollado en rocas de edad Neógeno de la Formación Güines en la que se describe una gran variedad de calizas con elevado grado de carsificación y en ocasiones lentes finos de arcillas.

La alta carsificación de estas rocas las convierte en un excelente acuífero que almacena los mayores recursos de agua subterránea en la provincia.

Generalmente el acuífero es freático excepto en algunas áreas debido a la presencia de una fina capa de arcilla que lo sobreyace. Al este y al oeste el espesor del acuífero no es mayor de 30 metros y en la depresión central su espesor puede alcanzar 120 metros.

El nivel freático se encuentra a una profundidad entre 2 y 8 metros. El coeficiente de transmisividad varía entre 5 000 y 100 000 m²/d siendo el valor promedio de 11 000 m²/d. El gasto promedio es de 100 a 200 L/s/m.

La dirección predominante del flujo de agua subterránea es de sur a norte con descarga al mar. El gradiente hidráulico es bajo, entre 10⁻² y 10⁻⁴. En general no existe intrusión salina, el contenido de cloruro es menor de 100 mg/L y las sales solubles totales son menores de 1 g/L.

La tabla 1 y la tabla 2 presentan los resultados del procesamiento aplicado a los registros geofísicos de pozo. Se han sombreado los intervalos que poseen mayor permeabilidad atendiendo a los elevados valores del coeficiente de partición.

Este coeficiente representa la fracción de la porosidad total compuesta por fracturas, por lo que altos valores de este coeficiente estarán indicando intervalos donde es mayor la comunicación del espacio poral y por tanto de la permeabilidad.

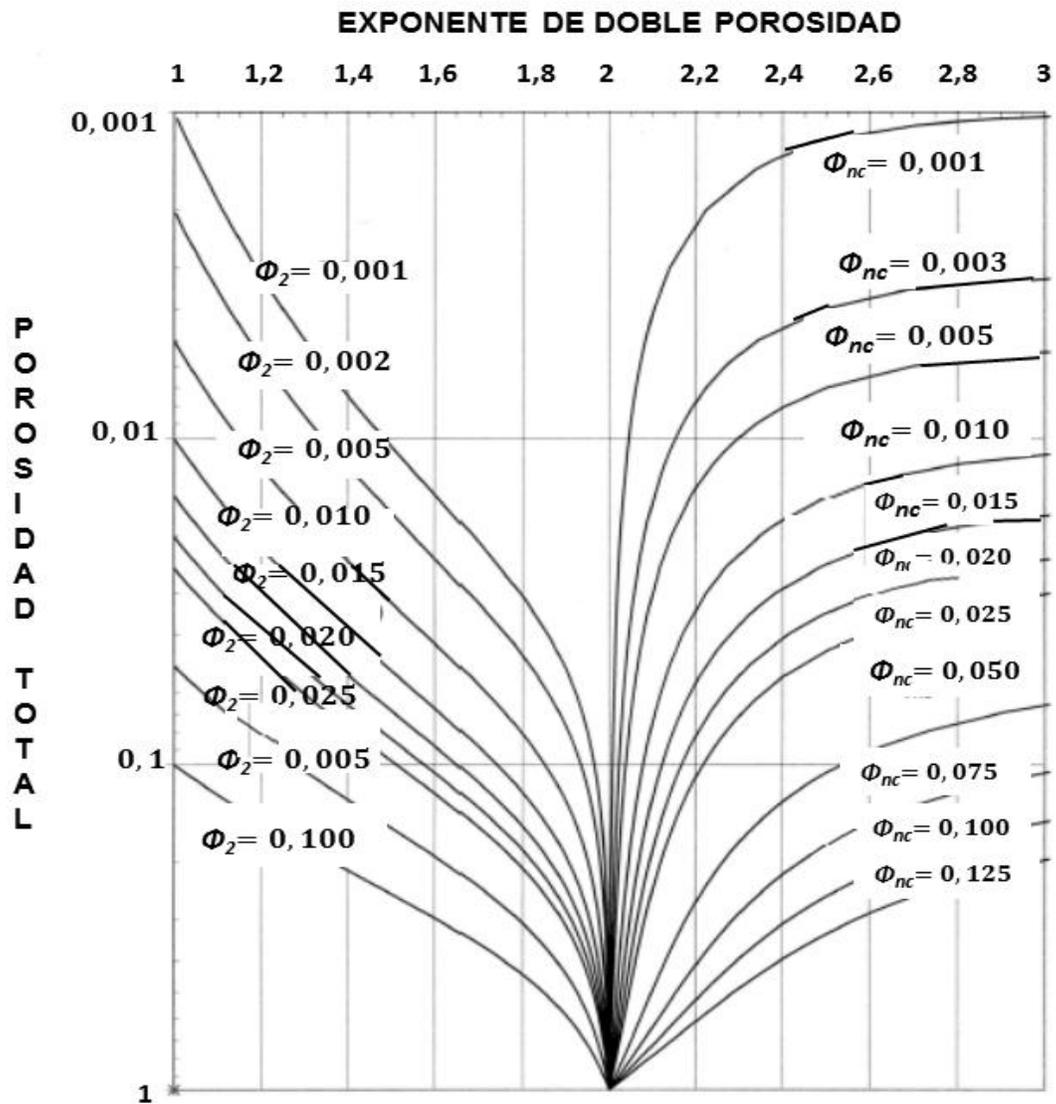


Figura 3. Gráfico para evaluar sistemas de doble porosidad a partir de registros geofísico [tomado de Aguilera and Aguilera (2004)]

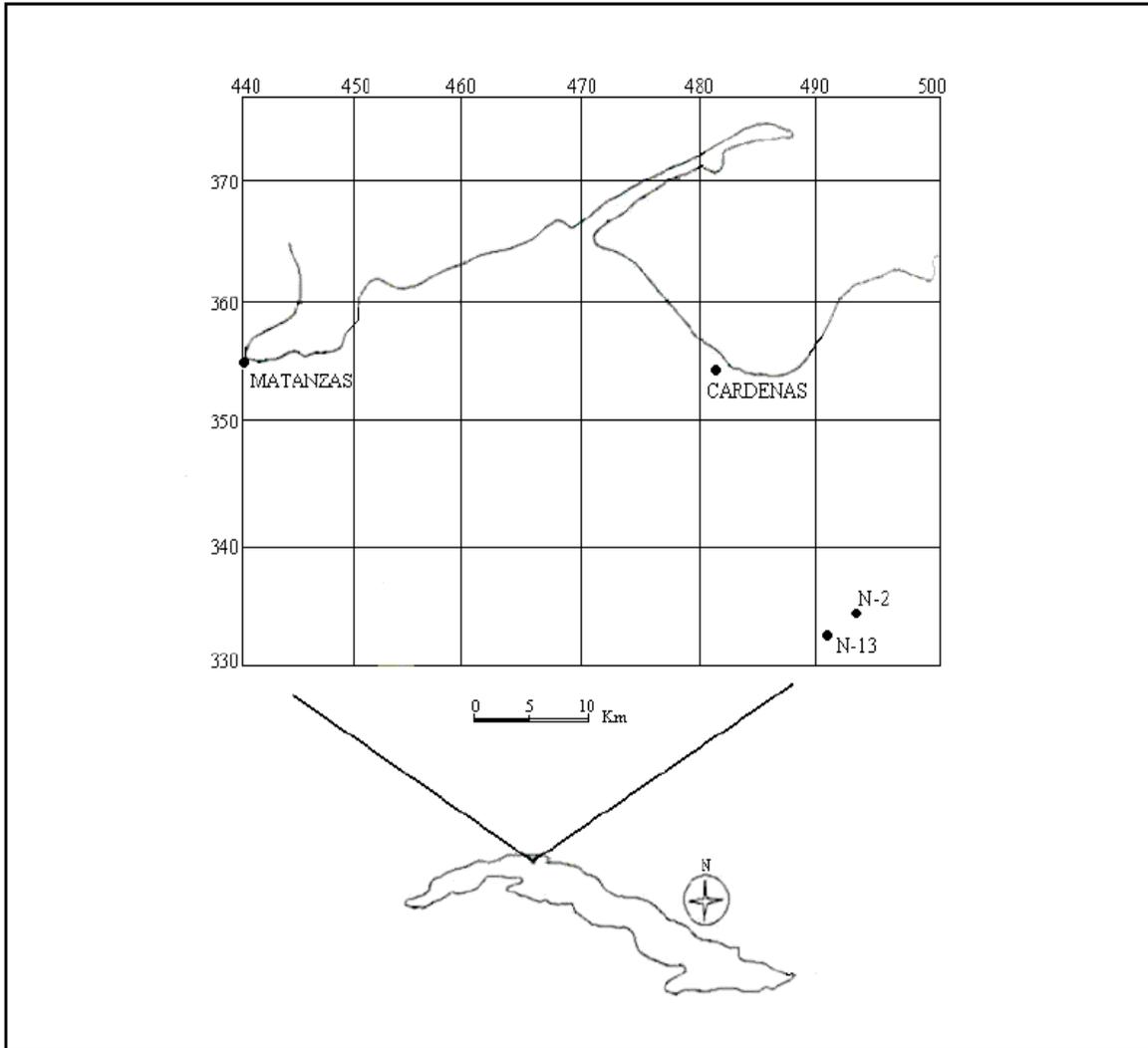


Figura 4. Ubicación del acuífero estudiado y de los pozos N-2 y N-13

Tabla 1. Resultados obtenidos en el pozo N-2

CAPA	Profundidad del piso (metros)	F	m	\emptyset (%)	\emptyset_2 (%)	γ (%)
1	12,4	3,8	1,5	41	16	40
2	14,4	3,1	1,0	33	33	100
3	22,4	5,9	1,2	22	18	82
4	23,2	7,2	1,5	27	10	37
5	24,2	6,3	1,3	24	17	71
6	26,0	3,1	1,2	39	32	82
7	35,8	3,8	1,1	30	29	97
8	41,4	4,7	1,5	35	20	57
9	43,0	5,0	1,2	26	20	77
10	45,8	5,9	1,5	30	15	50
11	46,6	4,7	1,5	37	20	54
12	47,4	5,6	1,4	28	15	54
13	48,4	4,7	1,4	33	21	64
14	50,0	4,7	1,1	26	22	85
15	51,2	5,6	1,4	30	19	63
16	52,8	6,3	1,2	22	18	82
17	54,6	8,8	1,8	30	6	20
18	60,0	5,9	1,3	27	17	63
19	61,4	5,3	1,1	22	20	91
20	63,0	7,5	1,5	27	11	41
21	68,0	4,7	1,3	30	20	67
22	71,6	22,0	1,5	12	7	58
23	72,8	5,9	1,3	24	15	63
24	74,2	16,5	1,5	16	5	31

Tabla 2. Resultados obtenidos en el pozo N-13

CAPA	Profundidad del piso (metros)	F	m	\emptyset (%)	\emptyset_2 (%)	γ (%)
1	19,8	19,0	1,8	19	2	11
2	26,0	50,0	1,8	12	1	8
3	28,8	9,2	1,4	21	11	52
4	30,2	8,8	1,6	27	8	30
5	36,0	8,0	1,9	34	2	6
6	39,6	11,0	1,9	29	2	7
7	47,4	6,7	1,7	33	10	30
8	50,0	5,3	1,4	29	17	57
9	51,8	4,7	1,0	21	21	100
10	57,6	7,3	1,8	32	5	16
11	60,0	5,3	1,6	35	15	43
12	66,8	7,6	1,8	31	6	19
13	68,0	12,0	1,9	29	2	7
14	74,8	5,9	1,4	27	15	56
15	77,6	5,6	1,2	25	20	80

CONCLUSIONES

- La metodología de interpretación aplicada resulta muy útil y de fácil generalización en el estudio de las propiedades colectoras de los acuíferos cársicos, puede ser empleada a partir de un complejo mínimo de registros geofísicos pero que al menos incluya un registro de porosidad total y registros de la resistencia eléctrica de las rocas y del agua subterránea que las satura.
- Con esta metodología es posible evaluar la porosidad secundaria del acuífero. También es posible evaluar el coeficiente de partición, que representa la fracción del volumen total de poros constituido por las fracturas y que refleja los intervalos donde se favorece la comunicación del espacio poral y con ello la capacidad de flujo del agua subterránea, identificándose de esta manera las zonas de mayor permeabilidad, valiosa información en cualquier estudio hidrogeológico.

REFERENCIAS

- Aguilera R. F. and Aguilera R.** (2003). "Improved models for petrophysical analysis of dual porosity reservoirs". *Petrophysics*, vol. 44, no. 1, pp. 21 – 35, ISSN: 0024-581X, Society of Professional Well Log Analysts (SPWLA), USA.
- Aguilera R. F. and Aguilera R.** (2004). "A triple porosity model for petrophysical analysis of naturally fractured reservoirs". *Petrophysics*, vol. 45, no. 2, pp. 157 -166, ISSN: 0024-581X, Society of Professional Well Log Analysts (SPWLA), USA.
- Garfias J., Llamas H. y Herrera I.** (2002). "La doble porosidad y el análisis de flujo en medios kársticos: aplicación al acuífero de Itxina (Pais Vasco)". *Naturzale*, vol 17, no. 2, pp.163 – 177, ISSN: 1137 – 8603, España.
- Jennings J. Z. and Lucía F. J.** (2003). "Predicting permeability from well logs in carbonates with a link to geology for interwell permeability mapping". *Reservoir Evaluation and Engineering*. August, pp. 215 – 225, ISSN: 84942, Society of Petroleum Engineers, USA.
- Ortiz J. M.** (2009). "Discretización de porosidad total (matricial –secundaria). Caso de yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. Formación Brecha, KS, KM y KI". *Ingeniería Petrolera*, vol. 49, no. 5, pp. 7 – 20, ISSN: 8336 – 5866, Asociación de Ingenieros Petroleros de México, México.
- Pérez-Rosales C.** (1982). "On the relationship between formation resistivity factor and porosity". *Society of Petroleum Engineers Journal*, August, pp. 22 – 31, ISSN: 0168-132X, Society of Petroleum Engineers, USA.
- Reyes O., Castro O., Rodríguez J. y Morales, C.** (2011). "Clasificación del medio poroso y cálculo de la permeabilidad utilizando registros geofísicos de pozo". III Congreso Cubano de Petróleo y Gas, Sociedad Geológica de Cuba, Memorias en CD-Rom, 4 al 8 de abril de 2011, ISBN 978-959-7117-30-8, La Habana, Cuba.