

# Estimación de la permeabilidad para un yacimiento carbonatado de la Franja Norte Petrolífera Cubana

Randy Ibonet Figueroa<sup>1</sup> y Odalys Reyes Paredes<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET). Churruca, No.481, e/ Vía Blanca y Washington, El Cerro. C.P. 12000. La Habana, Cuba. E-mail: randyif@ceinpet.cupet.cu

<sup>2</sup> Centro de Investigaciones del Petróleo. DIGICUPET. 23 No. 105, e/. O y P, Plaza. C.P.10400. La Habana, Cuba.

## RESUMEN

La correcta estimación de la permeabilidad a lo largo del pozo en yacimientos carbonatados ha sido un problema generalizado en la industria petrolera, por lo que la búsqueda de soluciones para lograr una descripción efectiva del medio poroso se hace necesaria. La metodología aplicada en la investigación se desarrolló sobre cinco pozos y dos *sidetracks* pertenecientes a dos de estos pozos, de un yacimiento carbonatado de la Franja Petrolífera Norte Cubana (FPNC) con el objetivo de determinar la permeabilidad de las rocas reservorio. Este yacimiento está representado por rocas carbonatadas altamente fracturadas pertenecientes al Cinturón de Cabalgamiento Norte Cubano, donde las fracturas aportan la conectividad necesaria para la producción petrolera. Para representar de manera apropiada las características petrofísicas de los yacimientos naturalmente fracturados, el medio poroso será dividido en dos grupos: porosidad de baja capacidad de flujo y porosidad de alta capacidad de flujo. El cálculo de la permeabilidad de la matriz y la fractura, desarrollado a través de correlaciones de núcleos e interpretaciones de registros de imágenes de microresistividad de la formación, permitirá estimar la permeabilidad total del sistema. La permeabilidad en los reservorios del yacimiento presenta valores que se encuentran entre  $1.82 \times 10^{-12} \text{ m}^2$  y  $1.37 \times 10^{-11} \text{ m}^2$  (184.5-1393 mD), predominando la permeabilidad de fractura como propiedad que caracteriza el flujo de fluidos en el reservorio. Finalmente, se comprueba la importancia que tiene la descripción de las fracturas en el reservorio para lograr modelos predictivos confiables para optimizar el desempeño de los yacimien-

tos carbonatados, proporcionando una comprensión más completa del yacimiento y sus mecanismos de flujo.

**Palabras clave:** permeabilidad, reservorio, núcleo, matriz y fractura.

## ABSTRACT

The correct estimation of the permeability along the well in carbonate reservoirs has been a general problem in the oil industry, therefore the search for solutions to get an effective description of the porous medium is necessary. The methodology applied in the research was developed on five wells and two sidetracks belonging to two of these wells from a reservoir of the Cuban Northern Oil Stripe with the objective of determining the permeability of the reservoir rocks. Highly fractured carbonate rocks belonging to Cuban Northern Riding Stripe, where fractures provide the necessary connectivity to oil production, represent the reservoir. To represent properly the petrophysical characteristics of naturally fractured reservoirs, the porous medium was divided into two groups: porosity of low flow capacity and porosity of high flow capacity. The calculation of the permeability of the matrix and fracture, developed through correlations of core and interpretations of formation microresistivity image logs, allowed estimating the total permeability of the system. The permeability in reservoirs present values that are between  $1.82 \times 10^{-12} \text{ m}^2$  y  $1.37 \times 10^{-11} \text{ m}^2$  (184.5–1393 mD), predominating the fracture permeability as property that characterizes the flow of fluids in the reservoir. Finally, the importance of the description of the fractures in the re-

servoires provides a more complete understanding of the reservoir and its flow mechanisms.

**Key words:** permeability, reservoir, core, matrix and fracture.

## RESUMO

A estimativa correta da permeabilidade ao longo do poço em reservatórios de carbonato tem sido um problema generalizado na indústria do petróleo, por isso é necessária a procura das soluções pela descrição eficaz do meio poroso. A metodologia utilizada na pesquisa foi realizada em cinco poços e dois desvios pertencentes a dois desses poços do cinturão de petróleo do norte cubano de modo a determinar a permeabilidade das rochas reservatório. Este campo petrolífero é representado por rochas de carbonato altamente fraturadas pertencentes ao Cinturão de Equitação Cubano do Norte, onde as fraturas fornecem a conectividade necessária para a produção de petróleo. Para representar adequadamente as características petrofísicas de reservatórios naturalmente fraturados, o meio poroso está dividido em dois grupos: porosidade de baixa capacidade de vazão e porosidade de alta capacidade de vazão. O cálculo da permeabilidade da matriz e da fratura, desenvolvido através de correlações de núcleos e interpretações de registros de imagens da formação, permitiu estimar a permeabilidade total do sistema. A permeabilidade nos reservatórios apresenta valores que estão entre  $1.82 \times 10^{-12} \text{ m}^2$  y  $1.37 \times 10^{-11} \text{ m}^2$  (184.5-1393 mD), predominando a permeabilidade à fratura como propriedade que caracteriza o escoamento de fluidos no reservatório. Por fim, verifica-se a importância da descrição das fraturas no reservatório para se obter modelos preditivos confiáveis para otimizar o desempenho dos reservatórios de carbonato, proporcionando um entendimento mais completo do reservatório e de seus mecanismos de fluxo dos fluidos.

**Palavras chave:** permeabilidade, reservatório, núcleo, matriz e fratura.

## INTRODUCCIÓN

Los yacimientos carbonatados plantean enormes desafíos en lo que respecta a terminación, estimulación y producción de pozos ya que los mismos suelen ser vertical y lateralmente heterogéneos con barreras de permeabilidad y fracturas naturales, y con una amplia gama de tipos de po-

rosidad. La complejidad física, relativa a la geometría de los poros, es consecuencia fundamentalmente de su complicada génesis. Así, la porosidad de estas rocas es típicamente poligénica, consecuencia tanto de las distintas etapas en que pueden desarrollarse los poros, como de los diversos procesos implicados en su formación. Debido a estos factores presentes en los yacimientos carbonatados se hace difícil una correcta estimación de la permeabilidad.

El conocimiento de la permeabilidad es esencial para el desarrollo de una descripción efectiva del reservorio. Los datos de permeabilidad pueden ser obtenidos a partir de investigaciones de pozos, análisis de núcleos y registros geofísicos de pozos. Como es conocido, el elevado costo de la toma de núcleos limita esta posibilidad en todos los pozos, mientras que actualmente las investigaciones hidrodinámicas no son todo lo representativas del medio poroso afectado por el flujo de fluidos, ya que reportan un valor medio de la permeabilidad del intervalo abierto. Generalmente, la estimación de la permeabilidad a partir de registros es considerada el método menos costoso, donde se pueden usar valores derivados de las porosidades de registros y de las saturaciones de agua, pero la predicción de este parámetro en carbonatos heterogéneos a partir de datos de registros, presenta dificultades al no poder establecer una correlación básica entre porosidad y permeabilidad. Estas relaciones teóricas muestran la permeabilidad en función de la porosidad y saturaciones de agua irreducible de los intervalos nucleados, sin embargo, consideran que la roca es homogénea y que la porosidad y permeabilidad están directamente relacionadas (Reyes, 2013).

Para ser permeable una roca debe tener su porosidad interconectada (poros, vugulos, capilares, fisuras o fracturas). Una mayor porosidad usualmente corresponde a una gran permeabilidad, pero no siempre este es el caso. El tamaño del poro, la forma y la continuidad, también la cantidad de porosidad, influyen en la permeabilidad de la formación.

Usualmente en los yacimientos carbonatados la permeabilidad en la matriz de la roca es muy baja al no presentar interconectividad la porosidad interpartícula, esto es comprobado por mediciones en núcleos de perforación. Sin embargo, la presencia de fracturas naturales es capaz de aportar al reservorio un aumento significativo de los valores de permeabilidad total al proveer a la porosidad interpartícula, las vías o canales para permitir el flujo de fluidos.

La correcta estimación de la permeabilidad para los yacimientos carbonatados ha sido un problema generalizado en la industria petrolera, el previo conocimiento de estas permite delimitar los sectores productivos y constituye una información imprescindible en trabajos de modelación de yacimientos, que son utilizados para predecir el comportamiento futuro del mismo, y estudiar los diferentes métodos de recuperación secundaria y terciaria a utilizar (Ibonet, 2018).

La metodología aplicada en la investigación se desarrolló sobre cinco pozos y dos *sidetracks* del yacimiento X de la Franja Petrolífera Norte Cubana (FPNC) con el objetivo de determinar la permeabilidad de las rocas reservorio. El mismo está representado por rocas carbonatadas altamente fracturadas pertenecientes al Cinturón de Cabalgamiento Norte Cubano, donde las fracturas aportan la conectividad necesaria para la producción petrolera. Como objetivos específicos se plantea: determinar la permeabilidad de matriz y fractura, y evaluar la contribución de las fracturas en la permeabilidad total del sistema.

## MATERIALES Y MÉTODOS

La investigación se propone a partir del cálculo de la permeabilidad de la matriz y fractura, desarrollada a través de correlaciones de núcleos de perforación e interpretaciones de registros de imágenes de microresistividad de la formación (Fullbore Formation Microimager - FMI) respectivamente, estimar la permeabilidad total del sistema poroso en pozos pertenecientes al área de estudio.

Entre los materiales que estuvieron involucrados se encuentran los registros geofísicos convencionales, registros FMI, datos de mediciones de porosidad y permeabilidad de laboratorio de diez muestras obtenidas de cuatro núcleos, e informes de pozos a partir de los cuales se obtuvo información de la perforación de los pozos, pruebas hidrodinámicas y otras particularidades.

### Modelo petrofísico utilizado

Debido a que la permeabilidad es el parámetro que más aporta al flujo de fluidos en el reservorio, el modelo a utilizar para la clasificación del medio poroso se fundamenta en la capacidad de flujo del mismo. El medio poroso será dividido en porosidad de baja capacidad de flujo y porosidad de alta capacidad de flujo (**Figura 1**). La porosidad de matriz estará constituida por porosidad interpartícula,

se excluye de la misma la porosidad de los vugulos aislados o separados, y representa a la sección del reservorio con baja capacidad de flujo. La porosidad de alta capacidad de flujo estará constituida por vugulos y/o fracturas conectados (Reyes, 2013).



**Figura 1.** Modelo del medio poroso. La matriz presenta bajas permeabilidades, mientras que los vugulos y fracturas aportan la mayor permeabilidad al sistema.

### Modelo de triple porosidad

Para representar de manera apropiada las características petrofísicas de los yacimientos naturalmente fracturados, es necesario dividir sus propiedades en dos grupos. El primer grupo será representado por las propiedades que están asociadas a la matriz y el segundo grupo estará representado por las propiedades asociadas a los procesos secundarios. En base a las características de los reservorios carbonatados cubanos, los modelos petrofísicos pueden ser de doble o triple porosidad. Será utilizado un modelo de triple porosidad que consiste en la evaluación de las porosidades de matriz, fractura y vugulos aislados. Aguilera y Aguilera (2004) desarrollaron una serie de ecuaciones, utilizadas por González Despaigne (2010) en carbonatos de la FPNC que responden al sistema de triple porosidad para determinar la porosidad de bloque. La porosidad de fractura se obtuvo a partir del análisis y el procesamiento de los datos de micro imágenes de formación (Crain, 2004). En conjunto estas son:

$$\phi_b = 0.7928 * \phi_e + 0.000944 \quad (1)$$

$$\phi_2 = 0.001 * W_f * D_f * K_{fi} \quad (2)$$

$$\phi_{nc} = \frac{(\phi_e - \phi_b + \phi_b * \phi_2 - \phi_2)}{(1 - \phi_b)} \quad (3)$$

$$\phi_m = \phi_e - \phi_2 - \phi_{nc} \quad (4)$$

Donde:

- $\phi_b$  - Porosidad de bloque (Adimensional).
- $\phi_2$  - Porosidad de fractura (Adimensional).
- $\phi_{nc}$  - Porosidad de vgulos no conectados o ais lados (Adimensional).
- $\phi_m$  - Porosidad de la matriz (Adimensional).
- $\phi_e$  - Porosidad efectiva (Adimensional).
- Wf - Apertura de la fractura (mm).
- Df - Frecuencia o densidad de las fracturas (fracturas x metros).
- Kfi - Número de las direcciones de las fracturas principales que varía según la dirección de las fracturas (Adimensional).
- Kfi = 1 para subhorizontal o subvertical.
- Kfi = 2 para ortogonal subvertical.
- Kfi = 3 para caótico o brechado.

La permeabilidad total del sistema (**Ecuación 5**)

se obtiene sumando la permeabilidad de matriz con la permeabilidad de fractura (Reyes, 2013).

$$K_{sist} = K_m + K_{fract} \quad (5)$$

Donde:

- Ksist - Permeabilidad total del sistema compuesto por matriz y fracturas.
- Km - Permeabilidad de la matriz (mD).
- Kfract- Permeabilidad de fractura (mD).

#### Determinación de la permeabilidad de matriz

El método propone que la permeabilidad de matriz puede ser calculada asumiendo que la saturación de agua de la matriz está en condiciones irreducibles. Según Aguilera (2003) esto es razonable para muchos reservorios naturalmente fracturados por encima del nivel de agua libre. La saturación de agua de la matriz se obtiene a partir de la **Ecuación 6** del modelo de triple porosidad.

$$S_{am} = \frac{(S_a - v \cdot S_{af} - v_{nc} \cdot S_{anc})}{(1 - v - v_{nc})(1 - v \cdot \phi_e - v_{nc} \cdot \phi_e)} \quad (6)$$

Donde:

- S<sub>am</sub> - Saturación de agua de la matriz (Adimensional).
- S<sub>a</sub> - Saturación de agua del sistema compuesto (Adimensional).
- S<sub>af</sub> - Saturación de agua de las fracturas (Adimensional).
- S<sub>anc</sub> - Saturación de agua de los vgulos no conectados (Adimensional).
- v - Coeficiente de partición (Adimensional). Representa la fracción del volumen total de poros constituidos por fracturas.

$$v = \phi_2 / \phi_e \quad (7)$$

- v - Coeficiente de porosidad no conectada (Adimensional). Representa la fracción del volumen total de poros constituidos por vgulos no conectados.

$$v_{nc} = \phi_{nc} / \phi_e \quad (8)$$

Para desarrollar el modelo de triple porosidad según (Castro Castiñeira, 2017) se asume un valor de 2.0 para el exponente de porosidad de la matriz (mb) y el exponente de saturación de agua de la matriz (nb), un valor de 1.0 para el exponente de cementación de las fracturas (mf) y un valor de cero para las saturaciones de agua de las fracturas (S<sub>af</sub>) y los vgulos no conectados (S<sub>anc</sub>). Luego, la permeabilidad de matriz puede ser calculada a partir de la **Ecuación 9**.

$$K_m^{(1/C_4)} = (C_2 \cdot (\phi_m)^{C_3}) / S_{am} \quad (9)$$

Donde C<sub>2</sub>, C<sub>3</sub> y C<sub>4</sub> son constantes ajustables mediante núcleos para el cálculo de la permeabilidad, en el cual se utilizan la porosidad medida directamente de la muestra y la saturación de agua irreducible obtenidas a través de pruebas de presión capilar. Debido a la poca cantidad de muestras pertenecientes al yacimiento del área de estudio para ajustar los coeficientes, se utilizaron los coeficientes C<sub>2</sub>=400, C<sub>3</sub>=3 y C<sub>4</sub>=2 obtenidos por Martin, Solomon y Hartmann (1997), para reservorios carbonatados.



### Determinación de la permeabilidad de fracturas

La permeabilidad de fractura se puede determinar utilizando la **Ecuación 10** (Crain, 2004), que depende de la dirección de las fracturas, apertura de las fracturas y de la densidad de las mismas. El análisis cuantitativo de la apertura de las fracturas es posible por el procesamiento adicional de los datos de imágenes de microresistividad de formación. A partir del análisis de la interpretación de los registros FMI en pozos del yacimiento, se utilizó el valor medio de 0.165 mm para la apertura de las fracturas.

$$K_{fract} = 833 * 10^2 * W_f^3 * D_f * K_{fi} \quad (10)$$

Para calcular la permeabilidad media de determinado espesor de capa que atraviesa el pozo se utilizó la **Ecuación 11** de Darcy de la media aritmética ponderada.

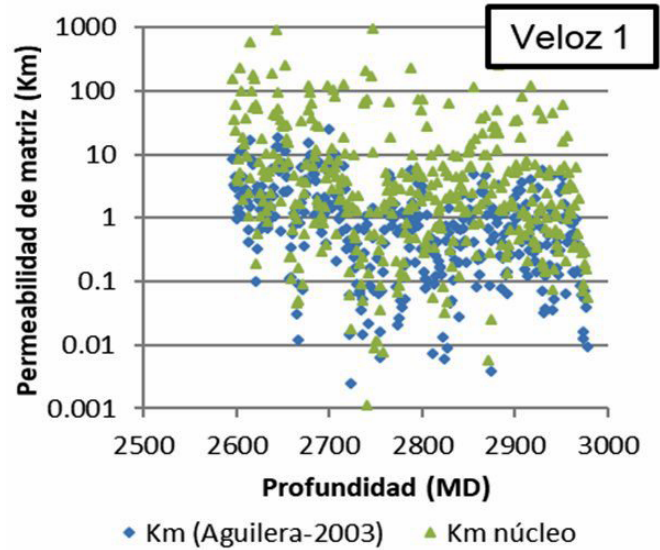
$$K_{med} = \frac{(K_1 h_1 + K_2 h_2 + \dots + K_n h_n)}{(h_1 + h_2 + \dots + h_n)} \quad (11)$$

Donde:

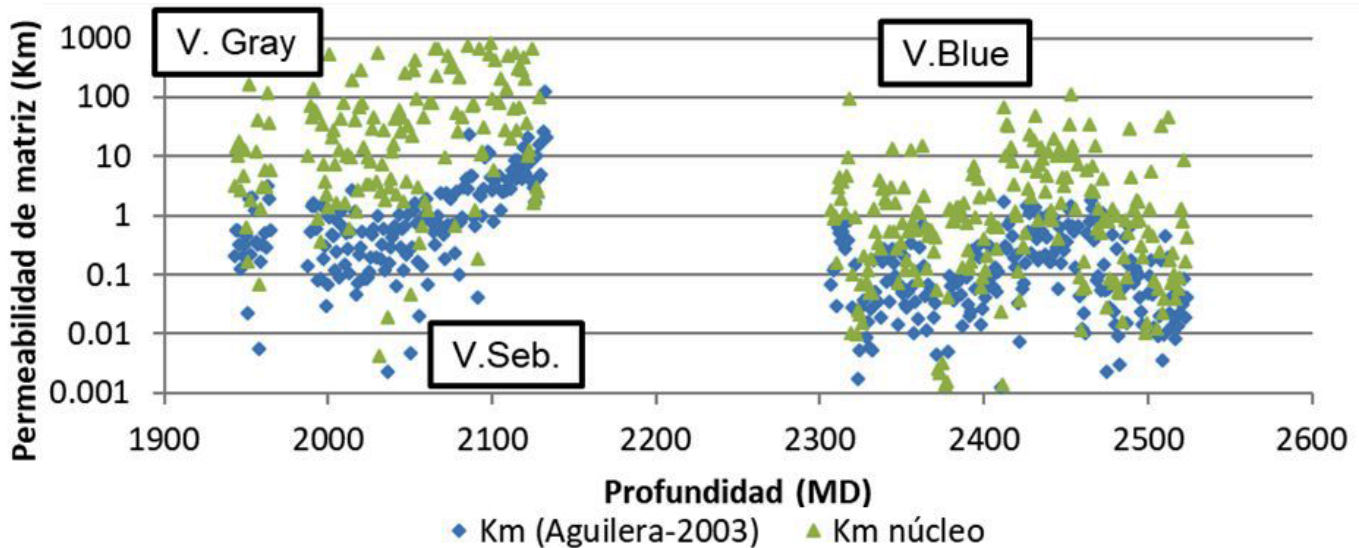
- Kmed - Permeabilidad media en (m<sup>2</sup>), obtenida por métodos de pruebas de pozo.
- Kn - Permeabilidad en (m<sup>2</sup>) de cada intervalo definido.
- hn - Espesor de la capa (m).

### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La permeabilidad de matriz obtenida por el método de Aguilera (2003) en los intervalos pertenecientes a los mantos reservorios (**Figuras 2, 3, 4, 5, 6, 7 y 8**), fue comparada con un ajuste obtenido por los datos de núcleo del pozo X-B (**Figura 9**), obteniéndose un coeficiente de correlación de 80 % aproximadamente (**Figura 10**).



**Figura 2.** Comparación entre la permeabilidad de matriz obtenida por el método de (Aguilera, 2003) y la obtenida por correlaciones de núcleos para el pozo X-A.



**Figura 3.** Comparación entre la permeabilidad de matriz obtenida por el método de (Aguilera, 2003) y la obtenida por correlaciones de núcleos para el pozo X-B.

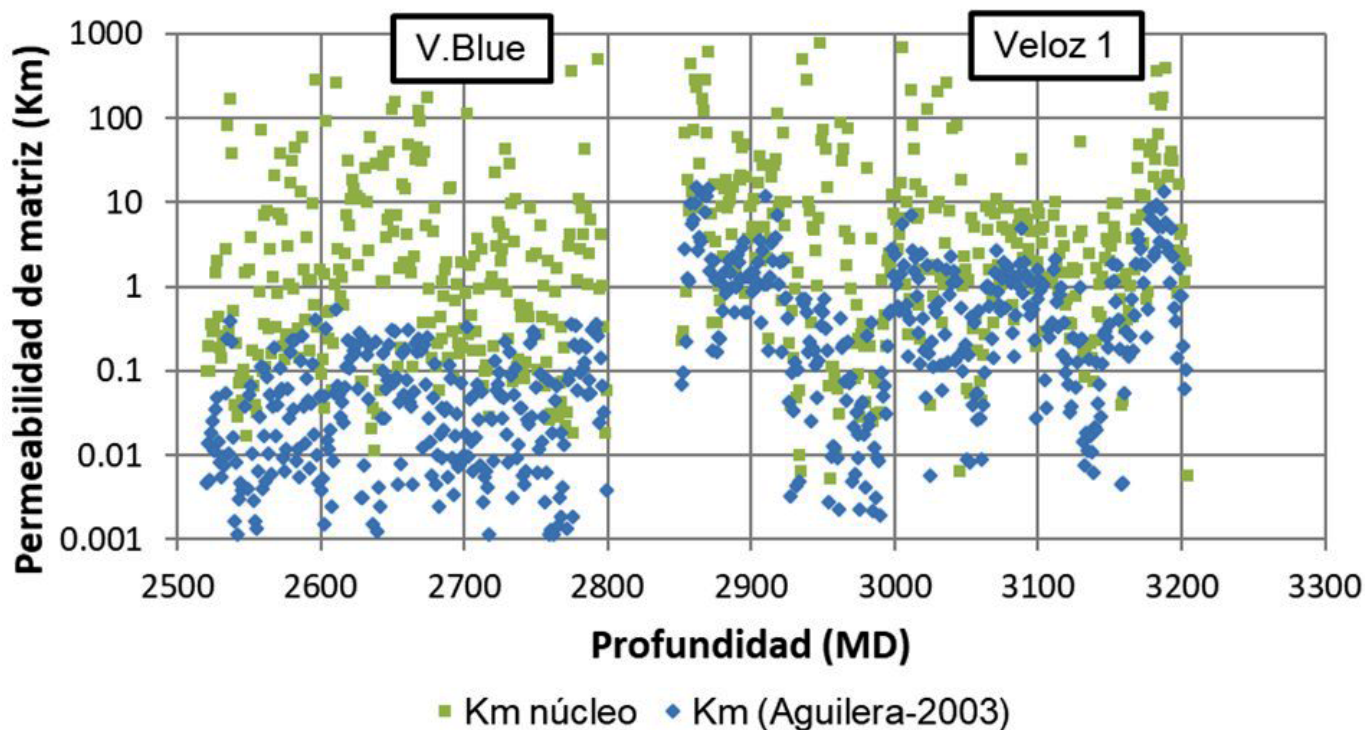


Figura 4. Comparación entre la permeabilidad de matriz obtenida por el método de (Aguilera, 2003) y la obtenida por correlaciones de núcleos para el pozo X-C.

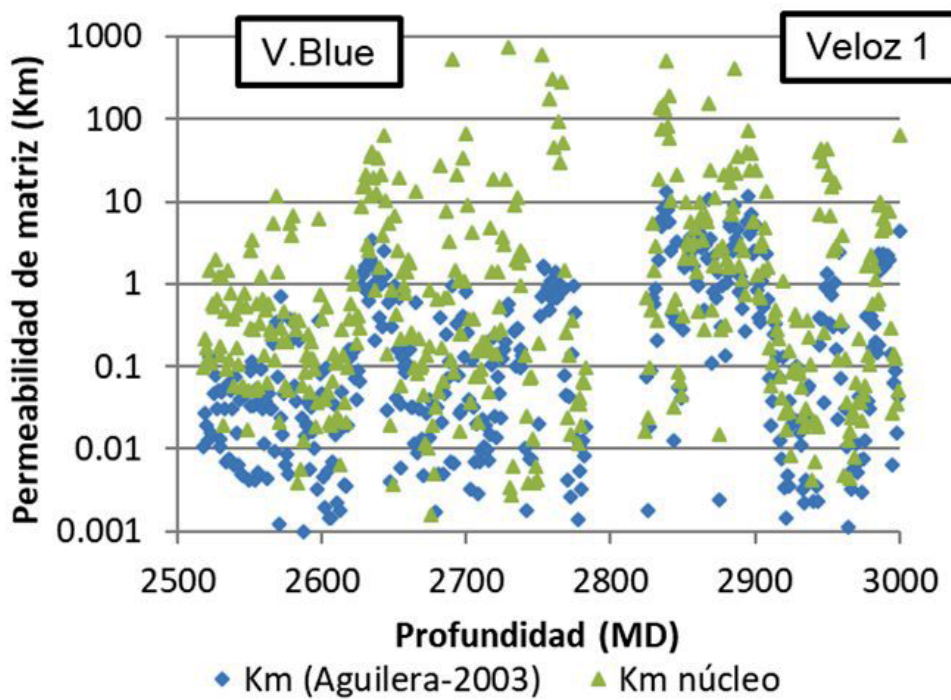


Figura 5. Comparación entre la permeabilidad de matriz obtenida por el método de (Aguilera, 2003) y la obtenida por correlaciones de núcleos para el pozo X-C1.



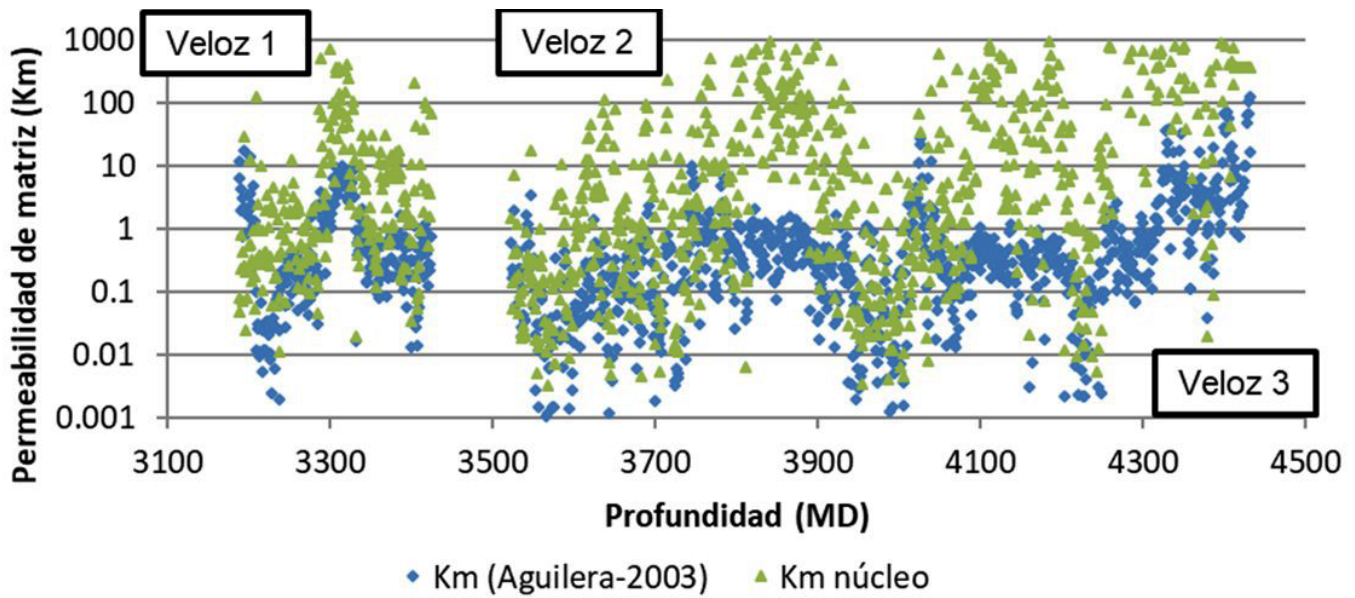


Figura 6. Comparación entre la permeabilidad de matriz obtenida por el método de (Aguilera, 2003) y la obtenida por correlaciones de núcleos para el pozo X-D.

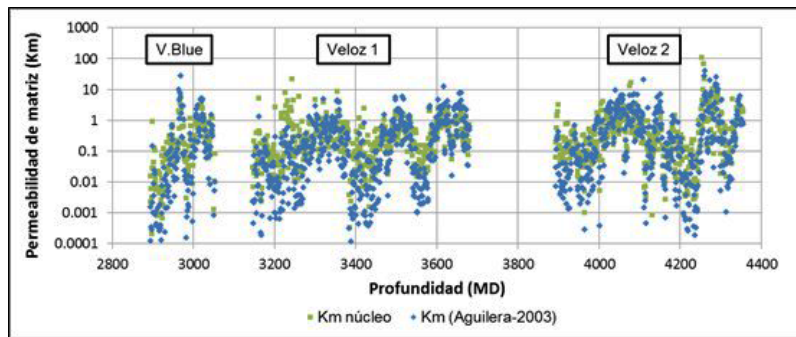


Figura 7. Comparación entre la permeabilidad de matriz obtenida por el método de (Aguilera, 2003) y la obtenida por correlaciones de núcleos para el pozo X-E.

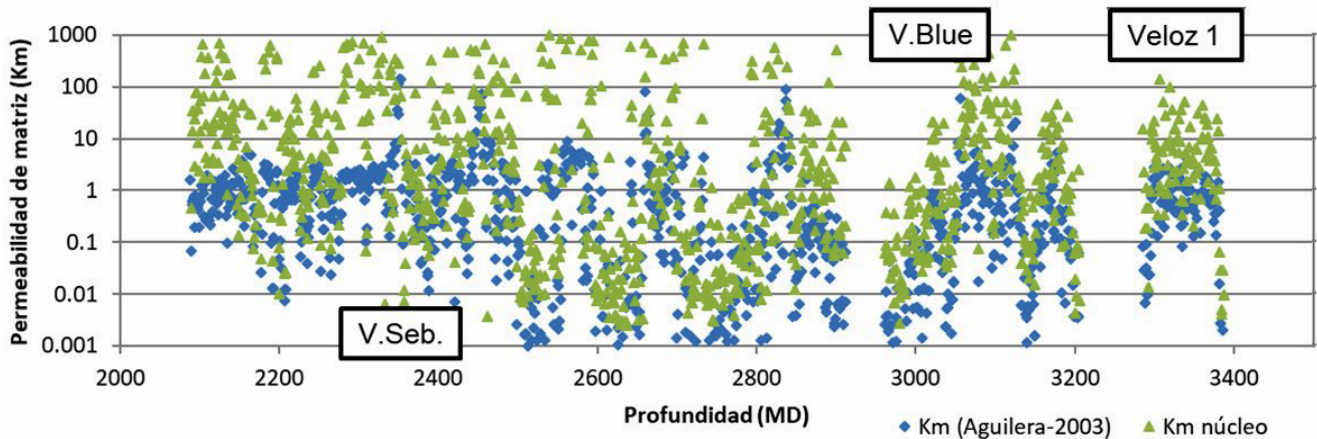


Figura 8. Comparación entre la permeabilidad de matriz obtenida por el método de (Aguilera, 2003) y la obtenida por correlaciones de núcleos para el pozo X-E1.

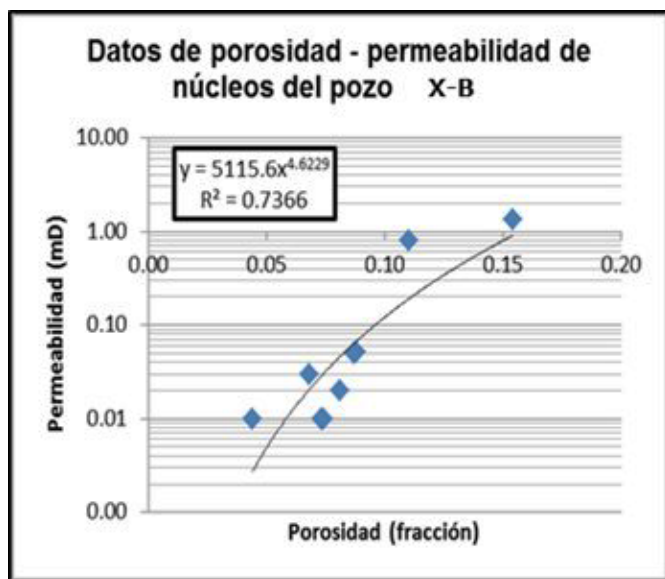


Figura 9. Ajuste de los datos de porosidad y permeabilidad de las muestras de núcleos obtenidas del pozo X-B.

La **Tabla 1** muestra los resultados obtenidos de la permeabilidad de matriz y la permeabilidad de fractura de los pozos del área de estudio, junto a la permeabilidad total del sistema. Puede apreciarse los bajos valores de  $K_m$  entre  $9.87 \times 10^{-16} \text{ m}^2$  y  $8.29 \times 10^{-14} \text{ m}^2$  (0.1–8.4 mD) en contraste con los altos valores de  $K_{fract}$  entre  $1.81 \times 10^{-12} \text{ m}^2$  y  $1.34 \times 10^{-11} \text{ m}^2$  (183–1 392 mD). Esto refleja la realidad de los yacimientos carbonatados cubanos en los cuales, la mayor parte de la movilidad de los fluidos es debido a las fracturas. La **Figura 11** ejemplifica en un registro FMI el alto fracturamiento predominante en estos pozos.

| Pozo | Manto       | $K_m$<br>[mD] | $K_{fract}$<br>[mD] | $K_{sist}$<br>[mD] |
|------|-------------|---------------|---------------------|--------------------|
| X-A  | V.1         | 1.8           | 535                 | 536.6              |
|      | V. Gray     | 0.7           | 781                 | 781.6              |
| X-B  | V. Seboruco | 3.4           | 1058                | 1061.5             |
|      | V. Blue     | 0.2           | 549                 | 549.2              |
| X-C  | V. Blue     | 0.1           | 249                 | 249.6              |
|      | V.1         | 0.2           | 449                 | 449.7              |
|      | V. Blue     | 0.2           | 889                 | 889.3              |
| X-C1 | V.1         | 1.3           | 840                 | 841.2              |
|      | V.2         | 8.5           | 1071                | 1079.3             |
| X-D  | V.1         | 1.4           | 183                 | 184.5              |
|      | V.2         | 0.5           | 213                 | 213.3              |
|      | V.3         | 2.8           | 361                 | 363.5              |
| X-E  | V. Blue     | 0.7           | 1230                | 1230.9             |
|      | V.1         | 0.5           | 1039                | 1039.9             |
|      | V.2         | 1.3           | 1392                | 1393.0             |
| X-E2 | V. Seboruco | 2.6           | 748                 | 751.0              |
|      | V. Blue     | 1.1           | 406                 | 407.4              |
|      | V.1         | 0.8           | 458                 | 458.6              |

Tabla 1. Resultados de la permeabilidad de matriz y la permeabilidad de fractura de los pozos del área de estudio.

Los valores de permeabilidad total del sistema expuestos en la **Tabla 1** son validados a partir de resultados de pruebas hidrodinámicas realizadas en 10 pozos del yacimiento, presentando valores comprendidos entre 98.8 y 2 180 mD. Comparando los resultados para el pozo X-A, la prueba hidrodinámica presenta un valor de 1 280 mD.

La descripción de las fracturas en el reservorio permite lograr modelos predictivos confiables para optimizar el desempeño de los yacimientos carbonatados, proporcionando una comprensión más completa del yacimiento y sus mecanismos de flujo de los fluidos.

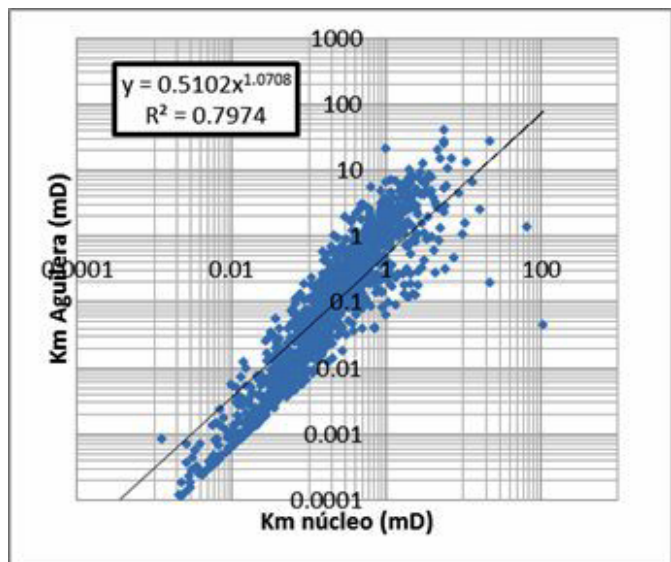


Figura 10. Comparación entre la permeabilidad de matriz obtenida por el método de (Aguilera, 2003) y la obtenida por correlaciones de núcleos para el pozo X-C.





**Figura 11.** Intervalo del registro de imagen FMI del pozo X-C1. Se puede apreciar el alto fracturamiento predominante en el reservorio. La curva verde representa los límites de capa, las azules las fracturas abiertas y la violeta las trazas vulgares.

## CONCLUSIONES

La estimación de la permeabilidad mediante los procedimientos propuestos en la investigación permitirá disminuir la incertidumbre en su determinación, permitiendo la correcta selección de sectores productivos y los trabajos de modelación de yacimientos. La permeabilidad en los reservorios del yacimiento X perteneciente a la Franja Petrolífera Norte Cubana presenta valores que se encuentran entre  $1.82 \times 10^{-12} \text{ m}^2$  y  $1.37 \times 10^{-11} \text{ m}^2$  (184.5 y 1 393 mD), donde la permeabilidad de matriz muestra pequeños valores entre  $9.87 \times 10^{-16} \text{ m}^2$  y  $8.29 \times 10^{-14} \text{ m}^2$  (0.1 - 8.4 mD) en contraste con los altos valores de permeabilidad de fractura entre  $1.81 \times 10^{-12} \text{ m}^2$  y  $1.34 \times 10^{-11} \text{ m}^2$  (183-1 392 mD). A partir de los registros FMI se comprobó el alto fracturamiento predominante en los pozos del área de estudio, y los altos valores de permeabilidad de fractura obtenidos demuestran que la misma es la propiedad fundamental que caracteriza el flujo de fluidos en el reservorio. Se evidencia, además la importancia que tiene el estudio de la fracturación en los reservorios para obtener una descripción efectiva que permita minimizar los riesgos en la extracción de los recursos existentes, y para optimizar los esquemas de explotación de yacimientos.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilera, R.**, 2003, Determination of matriz flow units in naturally fractured reservoirs: *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 42(12), 54-61.
- Aguilera, R. F., Aguilera, R.** 2004, A Triple Porosity Model for Petrophysical Analysis of Naturally Fractured Reservoirs: *Petrophysics*, 45(2), 157-166.
- Castro Castiñeira, O. M.**, 2017, Evaluación petrofísica de formaciones gasopetrolíferas cubanas: La Habana, Centro Nacional de Información Geológica (CNIG), 224 pp.
- Crain, E. R.**, 2004, Fracture porosity from aperture data (en línea): *Crain's Petrophysical Handbook*, <<https://www.spec2000.net/12-phifrac.htm>>, consulta: 15 de enero del 2018.
- González Despaigne, D.**, 2010, Desarrollo de modelos de interpretación petrofísica en reservorios carbonatados, aplicados en yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados: Matanzas, Cuba, Universidad de Matanzas Camilo Cienfuegos (UMCC), Tesis de maestría, 80 pp.
- Ibonet Figueroa, R.**, 2018, Caracterización petrofísica e identificación de unidades de flujo en el bloque límite con Yumurí del yacimiento Seboruco: La Habana, Cuba, Universidad Tecnológica de La Habana José Antonio Echeverría (UTHJAE). Trabajo de diploma, 62 pp.
- Martin, A. J., Solomon, S. T. and Hartmann, D. J.**, 1997, Characterization of Petrophysical Flow Units in Carbonate Reservoirs: *The American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Bulletin*, 81(5), 734-759.
- Reyes Paredes, O.**, 2013 Metodología para la caracterización de las unidades de flujo aplicada al prospecto Habana del Este de la Franja Norte de Crudos Pesados de Cuba: La Habana, Cuba, Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría (ISPJAE), Tesis de maestría, 80 pp.

Manuscrito recibido: 10 de marzo de 2019.

Manuscrito corregido: 31 de mayo de 2019.

Manuscrito aceptado: 10 de junio de 2019.

