Interpretación petrofísica de la porosidad por separación en componentes a partir de resonancia magnética nuclear

Lisset Miquel González[1], Osvaldo Rodríguez Morán[2] y Dairy Rocío Fuentes Rodríguez[3]

[1] *Ingeniera en Tecnologías Nucleares y Energéticas. Máster en Petróleo y Gas. Centro de Investigaciones del Petróleo, Churruca No. 481, e/ Vía Blanca y Washington, Cerro. C.P. 10600. La Habana, Cuba. Correo electrónico: lisset@ceinpet.cupet.cu.*

[2] *Ingeniero Geofísico. Máster en Geología Petrolera. Doctor en Ciencias Técnicas. Profesor Titular e Investigador Titular. Departamento de Geociencias, Facultad de Ingeniería Civil, Universidad Tecnológica de La Habana «José Antonio Echeverría», Cujae. Calle 114 No. 11901, Marianao, La Habana, Cuba. C.P. 19390. ORCID: 0000-0001-9153-4603. Correo electrónico: ormoran2016@gmail.com.*

[3] *Ingeniera Geofísica. Empresa de Perforación, Extracción y Producción de Petróleo de Centro (epep-Centro), Cuba. Correo electrónico: rocio.fuentes@nauta.cu.*

RESUMEN

Las complejidades de la exploración petrolera se incrementan a medida que se agotan las reservas, por lo que es necesario la incorporación de nuevas técnicas en la interpretación petrofísica de las propiedades relacionadas al reservorio. La Resonancia Magnética Nuclear se ha empleado en los últimos años como una nueva herramienta de alto nivel de detalle y eficiencia en la obtención de parámetros petrofísicos tanto en pozo como a nivel de laboratorio. Esta aporta resultados que no se obtienen por otros métodos, tales como: los componentes de la porosidad y los índices de fluidos adheridos y libres. Debido a la incertidumbre en la determinación y caracterización de la porosidad en los reservorios cubanos mediante los métodos geofísicos de pozo convencionales, es que se traza el objetivo de determinar los componentes de dicha propiedad utilizando la Resonancia Magnética Nuclear. Para lo cual se contó con mediciones en muestras de núcleos, un procedimiento de interpretación compuesto por tres métodos a escoger en dependencia de las características del dato de entrada y un programa para el análisis e interpretación de resultados. Se propuso un rango de tiempo de corte variable, para cada componente, ajustado a las características litológicas, obteniéndose, para cada componente: el porciento que representa de la porosidad total, los intervalos de tiempos de corte, los índices de fluido adherido y libre, volumen efectivo y volumen no conectado.

Palabras clave: Resonancia magnética nuclear, petrofísica, componentes, porosidad, índices de fluido.

ABSTRACT

The complexities of oil exploration increase as reserves are depleted, so it is necessary to incorporate new techniques in the petrophysical interpretation of the properties related to the reservoir. Nuclear Magnetic Resonance has been used in recent years as a new tool of high level of detail and efficiency in obtaining

Miquel-González, L., Rodríguez-Morán, O., Fuentes-Rodríguez, D.R., 2020, Interpretación petrofísica de la porosidad por separación en componentes a partir de resonancia magnética nuclear: *Geociencias UO*. v. 3, núm. 2, diciembre 2020. pp. 109-122

petrophysical parameters both at the well and at the laboratory level. This provides results that are not obtained by other methods, such as: porosity components and adhered and free fluid indices. Due to the uncertainty in the determination and characterization of the porosity in the Cuban reservoirs by means of the conventional geophysical methods of well, it is that the objective is traced of determining the components of this property using the Magnetic Nuclear Resonance. For which there were measurements in core samples, an interpretation procedure consisting of three methods to choose from depending on the characteristics of the input data, and a program for the analysis and interpretation of results. A variable cut-off time range was proposed for each component, adjusted to the lithological characteristics. Obtaining, for each component: the percentage that represents the total porosity, the intervals of cutting times, the indexes of adhered and free fluid, effective volume, and unconnected volume.

Key words: Nuclear magnetic resonance, petrophysic, components, porosity, fluid indexes.

RESUMO

As complexidades da exploração de petróleo aumentam à medida que as reservas se esgotam, por isso é necessário incorporar novas técnicas na interpretação petrofísica das propriedades relacionadas ao reservatório. A ressonância magnética nuclear tem sido usada nos últimos anos como uma nova ferramenta de alto nível de detalhe e eficiência na obtenção de parâmetros petrofísicos, tanto no poço como no laboratório. Isso fornece resultados que não são obtidos por outros métodos, como: componentes de porosidade e índices de fluidos aderidos e livres. Devido à incerteza na determinação e caracterização da porosidade no reservorios cubano por meio dos métodos geofísicos convencionais de bem, é que o objetivo é localizado de determinar os componentes desta propriedade que usa a Ressonância Nuclear Magnética. Para o qual houve medições em amostras principais, um procedimento de interpretação que consiste em três métodos para escolher, dependendo das características dos dados de entrada, e um programa para análise e interpretação dos resultados. Foi proposto um intervalo de tempo de corte variável para cada componente, ajustado às características litológicas. Obtenção, para cada componente: a porcentagem que representa a porosidade total, os intervalos dos tempos de corte, os índices de fluido aderido e livre, volume efetivo e volume não conectado.

Palavras chaves: Ressonância magnética nuclear, petrofísica, componentes, porosidade, índices de fluidos.

INTRODUCCIÓN

Los reservorios petroleros cubanos, son considerados uno de los tipos de reservorios más complejos a nivel mundial. Conocidos, en el lenguaje petrolero, como «no convencionales» debido a que, en su mayoría, las rocas almacén son carbonatos de difícil entrega de fluidos (González, 2010). Su estudio es bastante complejo, entre otras cuestiones, por presentar varios tipos de porosidad, dificultando la evaluación de las propiedades colectoras del yacimiento.

Los parámetros petrofísicos necesarios para definir el potencial de hidrocarburo de un yacimiento, son la porosidad y la saturación de agua (Shlumberger, 1990). Mediante su interpretación se delimitan los reservorios, sellos y se estiman las reservas. La evaluación de la porosidad por los métodos petrofísicos convencionales solo estima el volumen total de poros, al cual se le resta el volumen de arcillas para obtener una porosidad efectiva. El método no convencional de porometría por Resonancia Magnética Nuclear (RMN), proporciona una excelente evaluación de la porosidad y la saturación de agua residual, así como la caracterización cuantitativa de la microporosidad, macroporosidad, poros conectados, poros aislados, vúgulos y cavernas (Rodríguez, 2014). Además, la porosidad obtenida a partir de RMN, tiene la gran ventaja de ser la única independiente de la litología, ya que no se ve afectada por los minerales presentes (Riedel, 2008).

Aplicación petrofísica de la Resonancia Magnética Nuclear

Si bien la tecnología de RMN fue introducida en la in-

dustria petrolera inicialmente en 1960, el desarrollo de una herramienta de RMN que proveyera información útil para los petrofísicos, fue aplicada por NUMAR Corporation (Alvarado *et al*., 2003), 30 años después.

Estas mediciones no eran aceptadas con entusiasmo, porque los datos, a veces, no se asimilaban bien con los esquemas de interpretación existentes. No obstante, quienes primero adoptaron estas nuevas mediciones, encontraron aplicaciones para las mismas y a medida que las herramientas evolucionaron, los petrofísicos establecieron el valor de los registros de RMN para los intérpretes, creando un nicho en proceso de expansión en la industria del petróleo y el gas (Akkurt *et al.*, 2009).

El fenómeno de decaimiento de T2, tiene que ver con la interacción entre los fluidos que saturan la roca y la matriz sólida de la misma. Luego las lecturas de T2, son reflejo de la cantidad, tamaño y forma de los poros, así como de la facilidad o no que presentan los mismos para entrega de fluidos. Además guarda relación con las propiedades de los fluidos entrampados en el espacio poroso.

En una roca, donde existen muchos tamaños de poro y donde cada uno contribuye parcialmente a la porosidad total, la señal obtenida proviene de un decaimiento multiexponencial, compuesta por la suma de las amplitudes de señal proveniente del fluido confinado en cada uno de los poros individuales (**Figura 1**). La forma de la curva de distribución de T2 representa la distribución de porosidad por tamaño de poro. Como en la práctica es muy difícil considerar a cada poro de modo individual, todos los poros con relaciones similares superficie-volumen, se agrupan juntos.

Por lo tanto, en una curva de distribución de T2, la porosidad total está representada por la suma de las porosidades asociada a cada tamaño de poro. De la curva correspondiente a la relajación magnética transversal se obtiene, aplicando un procedimiento matemático, una curva de distribución de T2 (**Figura 2)**, de la cual se obtiene la mayor cantidad de información

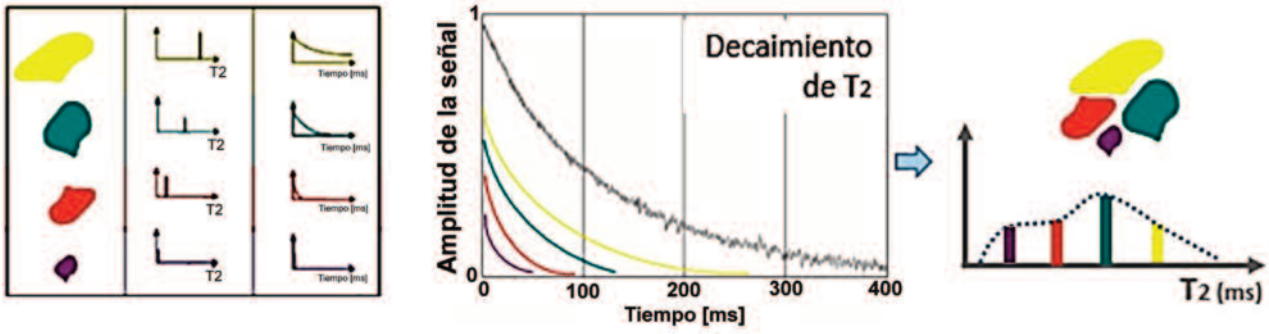


Figura 1. Proceso de inversión matemática, donde las entradas son el tren de ecos y la salida la distribución de T2 (Fuentes-Rodríguez, 2019).

petrofísica que proviene de la RMN. Los poros pequeños contienen fluidos ligados a la arcilla y ligados por capilaridad y poseen tiempos de relajación cortos. Mientras que los fluidos libres se encuentran representados por los poros mayores.

Se ha demostrado con análisis de laboratorio, que al realizar mediciones de RMN en rocas mojadas y saturadas con agua, a cada tamaño de poro le corresponde un tiempo de relajación T2.

En los poros más grandes los núcleos tienen más espacio para moverse, de manera que las interacciones con las paredes del poro son menos frecuentes que cuando estos son muy pequeños. Esto explica por qué a medida que el poro es más grande, el tiempo de relajación es mayor y viceversa (Acuña *et al.*, 2003).

Solo los protones de los fluidos responden a las mediciones por resonancia magnética, ya que los núcleos en los sólidos tienen poco efecto directo en las mediciones y no necesita calibrarse para la litología de la formación (Miquel, 2018). Esta característica en su respuesta hace que la herramienta de resonancia magnética sea en lo fundamental diferente a las herra-

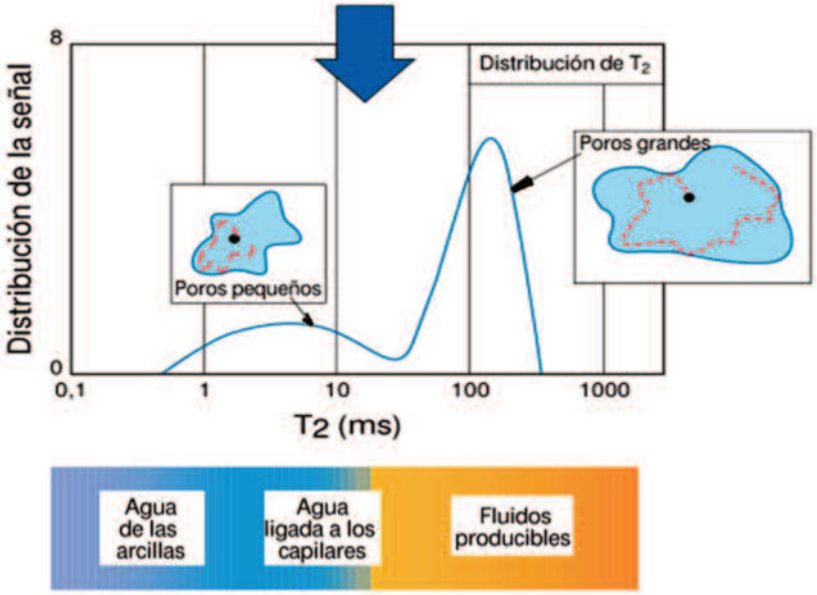


Figura 2. El decaimiento T2 se invierte de forma matemática para obtener una distribución que pueda relacionarse con el tamaño de los poros y el agua libre o inmóvil (Dunn *et al.*, 2002).

mientas convencionales de perfilaje, tales como el Neutrón, el de Densidad y el Sónico, que están influenciadas por todos los componentes de la roca del yacimiento y tienen la limitación de determinar la porosidad en componentes (Muro, 2003).

MATERIALES Y MÉTODOS

Los materiales con los que se contó para el desarrollo de la investigación fueron:

- Datos de mediciones de porometría de RMN en los núcleos de estudio.
- Registros geofísicos convencionales de pozo del Centro de Investigación del Petróleo (CEINPET), donde pertenecen los núcleos de estudio.
- Propiedades petrofísicas de laboratorio de estas muestras.
- Informes de investigaciones de los pozos.
- Software especializado Techlog 2015.2.3.
- Programa Automatizado para la Interpretación de RMN (PAI_RMN) (Rodríguez, *et al.*, 2019).

Se cuenta con muestras de laboratorio que constituyen reservorios de diferentes yacimientos, a las cuales se les midió la porometría por Resonancia Magnética Nuclear.

Las mediciones se realizaron con distintos equipos y procedimientos de medición, así como en diferentes lugares. Por ello, estos resultados se encuentran representados de diversas maneras, sea en tiempos de eco, en distribución de T2 de la muestra saturada, o en distribución de T2 de la muestra saturada y desaturada (**Tabla 1**). En su mayoría no se encuentran interpretados, siendo necesaria su interpretación para la evaluación petrofísica de estos yacimientos, como aporte en la caracterización de las propiedades petrofísicas de los mismos.

La interpretación de estos datos se ejecutó a partir del programa automatizado para la interpretación de RMN (PAI_RMN), el cual se confeccionó de modo simultáneo con la realización de la investigación, de acuerdo con los datos disponibles. Este se compone de tres hojas de trabajo para tres métodos diferentes según las características del dato de entrada: Método T2, Método S y Método S+D. (Rodríguez, *et al*., 2019).

Método T2.

Este método se caracteriza porque los datos de entrada

Tabla 1. Información de las mediciones de Resonancia Magnética Nuclear en los núcleos de estudio.

Pozos	Profundidad (m)	Núcleos	Litología	Mediciones por RMN	Lugar de medición (año)
BJ-2001	1738	6	Carbonatos	Distribución y cut-off de T2	Rusia (2015)
BJ-2002	577	8	Margas		
BJ-286	1751	1			
BJ-730	1960	1	Carbonatos	Distribución de T2 saturada y desaturada	
PE-3	1770	1			
V-709	2281	2			Canadá (2000)
P-2	825	1	Tobas finas		
P-21	850	1		Distribución de T2	
P-125	1345	1	Efusivas		
GB-104	2552	1	Arcosas	Tiempo de eco de T2	Rusia (2018)

se encuentran representados por la señal de eco contra amplitud y consiste en obtener la curva de distribución de T2 a partir de la curva de decaimiento exponencial mediante un ajuste multiexponencial como proceso de inversión. El algoritmo utilizado fue el proponer de forma automática, la primera aproximación (primera componente) y el resto de las dos componentes se ajusta por proceso de iteración a partir del reconocimiento del valor mínimo del Error Medio Cuadrático (EMC). Ambos algoritmos son controlados mediante los valores progresivos del EMC, para cada una de las componentes.

Método S.

El método S depende de la distribución de T2 para la muestra saturada al 100 % como dato de entrada (**Figura 3a**), por lo que se calcula el área bajo la curva, representada mediante una función acumulativa de T2 cuyo máximo equivale al volumen total de poros presentes en la muestra (**Figura 3b**).

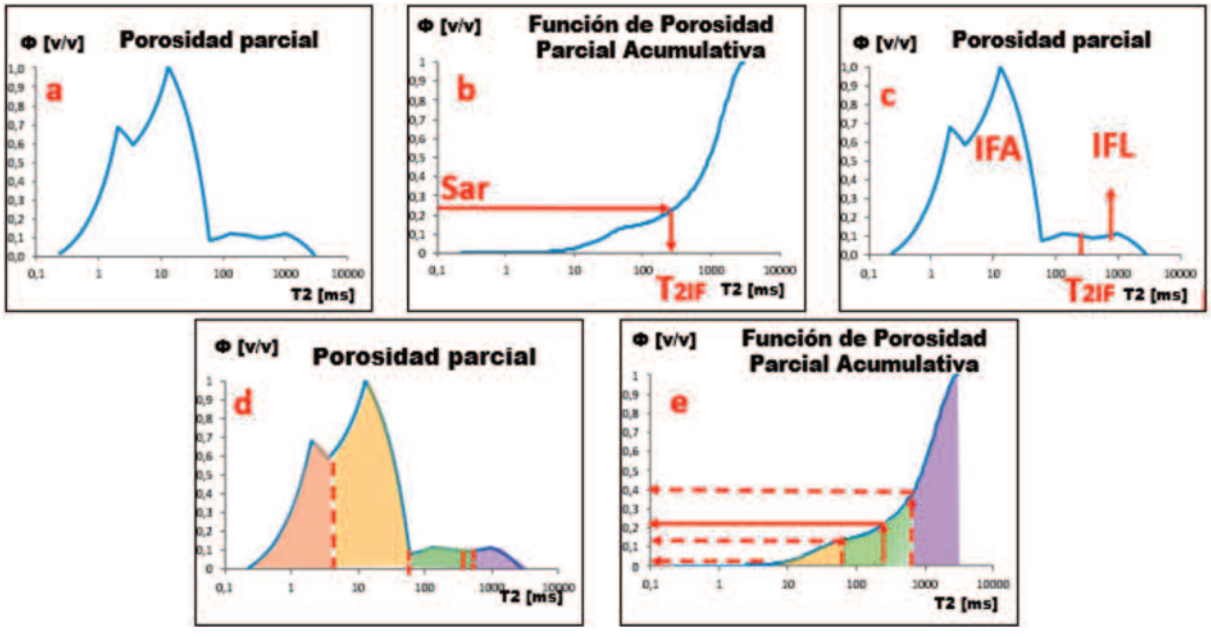


Figura 3. Pasos de interpretación a partir del método S, para los datos de distribución de T2 saturadas (Fuentes-Rodríguez, 2019).

Identificación del T2IF.

Es necesario corroborar la existencia del dato de la saturación de las arcillas (SAR), de laboratorio para identificar el T2 correspondiente a dicha saturación (T2IF) (**Figura 3b**), el cual diferencia el índice de fluido adherido (IFA), del índice del fluido libre (IFL). El IFA es igual a la SAR, partiendo de que la muestra se encuentra 100 % saturada de un único fluido se asume que: IFA + IFL = 100% (**Figura 3c**).

Tabla 2. Límites de los T_2 de corte para los tipos de porosidades.

Tipos de T_2	Límites de T_2
Arcilla<T_2	T_2 límite entre la porosidad de la arcilla con la porosidad de los capilares
Capilares<T_2<Mesoporosidad	T_2 límite entre la porosidad de los capilares y la mesoporosidad
Mesoporosidad<T_2<Macroporosidad	T_2 límite entre la mesoporosidad y la macroporosidad

Identificación de los T2 de corte.

Los T2 de corte dividen el área total bajo la curva de distribución de T2 en varios componentes que corresponden a los diferentes tipos de porosidades existentes en la muestra. Su elección está determinada por los mínimos, los ceros y los puntos de inflexión de la curva (**Figura 3d**, líneas discontinuas). Por lo general, se determinan tres T2 de corte de acuerdo con el modelo de porosidades utilizado en la investigación (**Tabla 2**).

Cálculo de las porosidades por componentes.

Las porosidades para cada componente se calculan por el área bajo la curva de la función acumulativa para la distribución de T2, utilizando los T2 de corte como límites de áreas (**Figura 3e**). La porosidad parcial para cada componente es el porciento que representa el área que ocupa el componente con respecto a la porosidad total.

Además, se calcula una porosidad relativa al área bajo la curva, entre el T2 de la meso o la macroporosidad y el T2IF. Este valor simboliza los poros grandes que no están conectados (Ønc), porque su T2 es menor que el T2IF; por lo que forma parte de la porosidad no efectiva (Øne), por tanto, el porciento de los poros no efectivos que forman parte de la meso o macroporosidad (Ønem), se calcula mediante la **Ecuación 1**:

$$Ønem = \frac{Ønc}{Øne} * 100\ [\%] \quad (1)$$

A partir de la porosidad total de laboratorio se calcula porosidad para cada componente según la **Ecuación 2:**

$$Øc = Øpc * \frac{Øt}{100}\ [\%] \quad (2)$$

Donde:

Øc: Porosidad para cada componente [%].

Øpc: Porosidad parcial para cada componente referida a la porosidad total [%].

Øt: Porosidad total de laboratorio [%].

Método S+D.

El método S+D se emplea para la interpretación de los datos conformados por las curvas de distribución de T2 saturada y desaturada (**Figura 4a**), por lo que se calcula el área bajo ambas curvas, representada mediante una función acumulativa de T2 (**Figura 4b**).

Identificación del T2IF.

Las diferencias entre ambas porosidades parciales representan los IFA (área bajo la curva desaturada) e IFL (100 %- IFA). Por lo que el T2IF corresponde al tiempo que representa la curva desaturada en la satu-

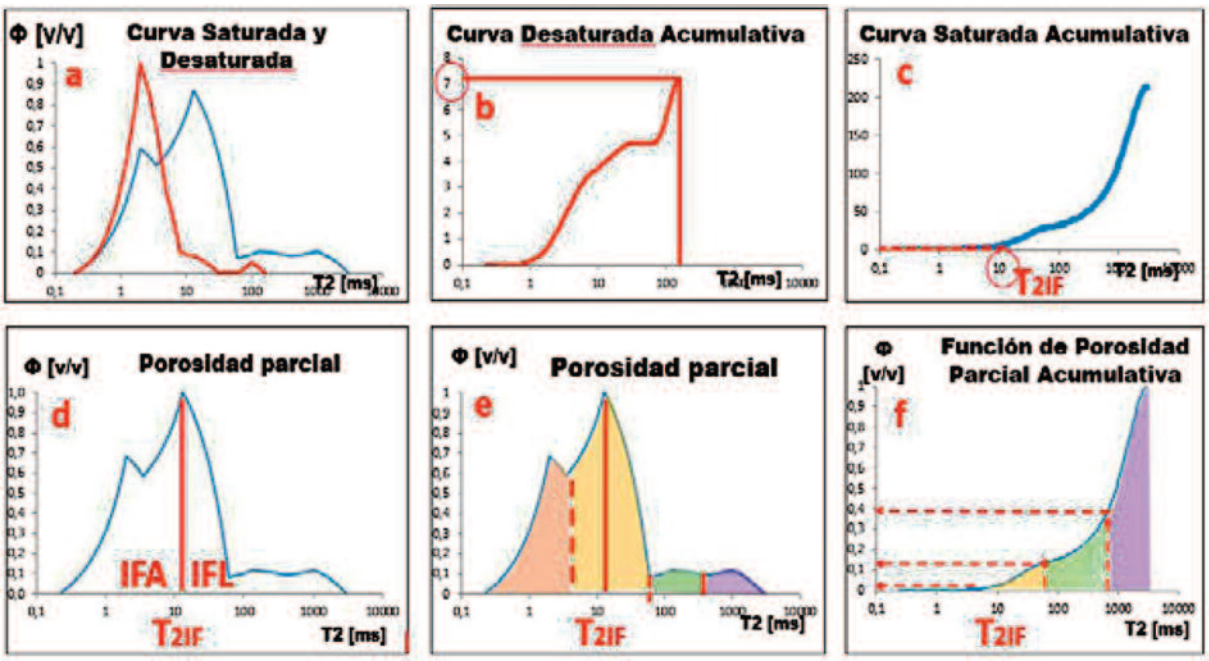


Figura 4. Pasos de interpretación a partir del método S+D, para los datos de muestras con la distribución de T2 saturadas y desaturadas (Fuentes-Rodríguez, 2019).

rada (**Figura 4c**).

Luego, la identificación de los T2 de corte y las porosidades por componentes se calculan siguiendo el mismo procedimiento que el método S. (**Figuras 4d**, **4e** y **4f**).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Interpretación de resultados obtenidos por el Método T2.

La estimación de la función de partida a partir del ajuste multiexponencial con el uso de las componentes (**Figura 5a**) presenta un bajo grado de error a medida que evalúa el aporte de cada una de estos compontes integrados en la aproximación de las funciones (**Figura 5b**). Este resultado está en la tabla de la **Figura 5c**, con un EMC de 0.036.

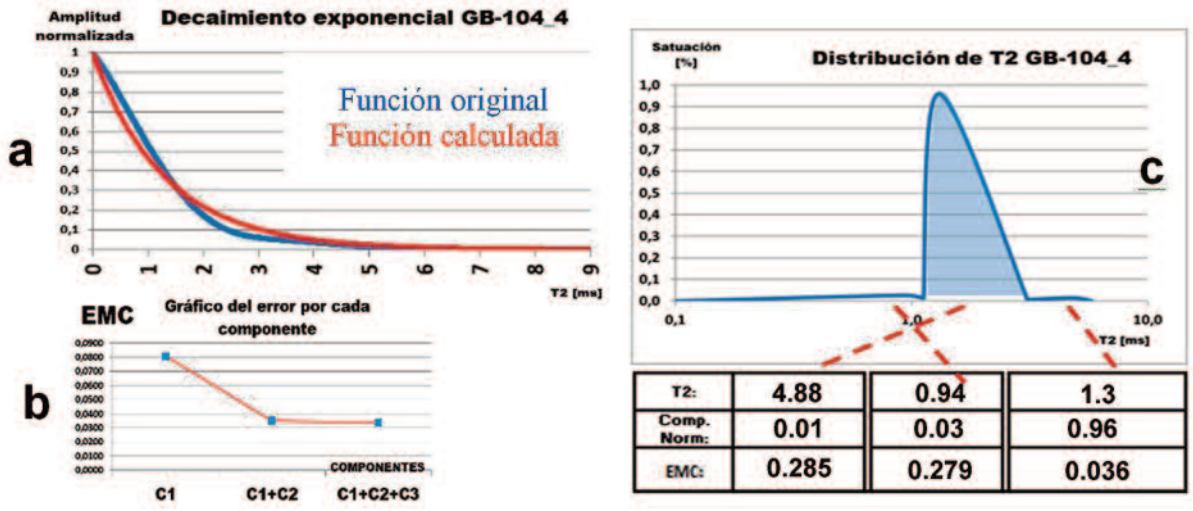


Figura 5. Resultados de la interpretación del método T2 para la muestra 4 del pozo GB-104 (Fuentes-Rodríguez, 2019).

En el gráfico de distribución de T2 (**Figura 5c**), tiene un gran peso la primera componente. No es más que el corte de referencia hecho a la muestra durante la medición y no se toma en cuenta durante la interpretación, ya que, a pesar de representar de forma física los espacios vacíos saturados de fluido, desde el punto de vista petrofísico, no caracteriza el espacio poroso natural de las muestras.

Interpretación petrofísica de la porosidad por separación en componentes.

La **Figura 5a** representa el ajuste realizado de la función multiexponencial. La **Figura 5b** muestra la disminución del error durante el ajuste a medida que se incorpora cada componente, además, se aprecia cómo disminuye de forma brusca el error con el peso de la segunda componente. La **Figura 5c** presenta la distribución de T2, donde el área sombreada en azul representa el corte de referencia y en la tabla los valores que caracteriza cada componente.

Las porosidades solo se calcularon para estas dos componentes y se separaron en microporosidad y mesoporosidad, donde esta última ocupa un 76.6 % del espacio poral equivalente a un 6 % de porosidad. Tanto las porosidades efectivas como los índices de fluido no se calcularon debido a la falta de información sobre el contenido de Sar o la ausencia de la medición de RMN para la muestra desaturada (**Tabla 3**).

Tabla 3. Componentes de la porosidad para la muestra 4 de GB-104.

Componentes	*Cut-off* [ms]	Porosidad Parcial [%]			Porosidad Total [%]		
I	7.80	Micro	23.4	IFA	Micro	1.8	No efectiva
II	92.0	Meso	76.6	IFL	Meso	6.0	Efectiva
		Total	100		Total	7.8	

Interpretación de los resultados obtenidos por el Método S.

Para las muestras del yacimiento de Boca de Jaruco, las distribuciones de T2 del pozo BJ-2001 muestran un comportamiento unimodal de forma aparente, con ligeros cambios que fueron identificados como puntos de inflexión para la determinación de los T2 de corte de los componentes de la porosidad. No siendo así en las distribuciones de T2 de las muestras del pozo BJ-2002, donde se aprecia con mayor detalle los componentes que constituyen la porosidad. La diferencia entre las formas de las distribuciones entre ambos pozos es debido a las litologías. Las muestras del pozo BJ-2001 son carbonatos fracturados, mientras que las muestras del pozo BJ-2002 son margas por lo que la microporosidad es más notable, entre ellos los valores de arcilla.

Los valores de la saturación de agua residual para las muestras del pozo BJ-2001 se comportan entre 16 y 30%, mientras que el pozo BJ-2002 presenta valores mayores, entre 38 y 79 % (Ceinpet, 2019). Esta diferencia es producto a la litología ya que las muestras del pozo BJ-2002 presentan mayor contenido de arcilla que las muestras del pozo BJ-2001. Por tanto, el IFL calculado para ambos pozos es, en general mayor al IFA exceptuando algunas muestras del pozo BJ-2002 (**Figura 6**).

La arcillosidad del pozo BJ-2002 afecta la capacidad productora del intervalo colector (Castro, 2017). Como se observa en la **Tabla 4**, más de un 50 % del volumen pertenece al IFA. A diferencia del pozo BJ-2001 donde es mucho mayor la capacidad de entrega con un 80 % de IFL de forma aproximada. A pesar de presentar un porcentaje de poros no conectados se mantienen elevados los índices de fluidos libres y por tanto, la porosidad efectiva.

En estos pozos, se identificaron hasta cinco componentes correspondientes a los cuatro tipos de porosidades: arcilla, capilares, meso, y macro, donde predominan los poros de mayor tamaño (meso y macro), lo cual es común en los reservorios carbonatados (Castro, 2017), representando un alto porcentaje

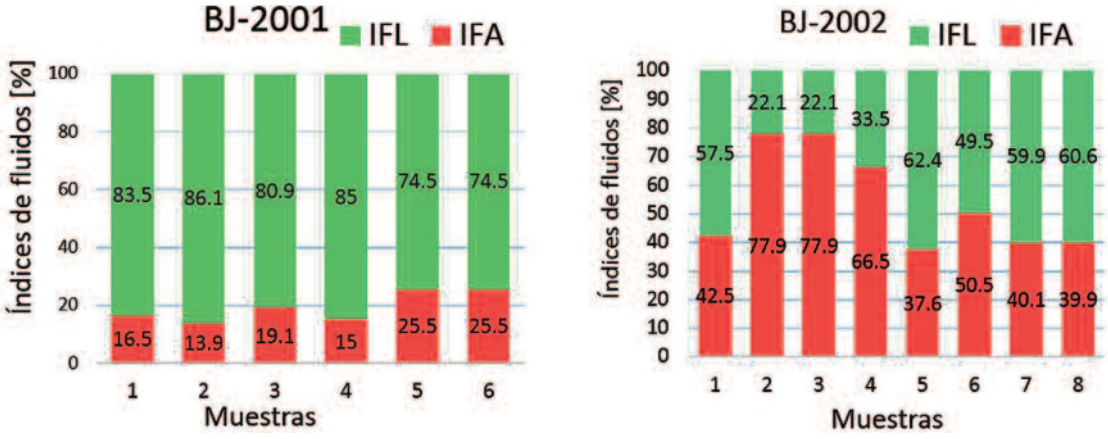


Figura 6. Relación de índices de fluidos en las muestras de los pozos BJ-2001 y BJ-2002. Se comprobará el comportamiento casi homogéneo y bajo de los IFA en el pozo BJ-2001, a diferencia del pozo BJ-2002 (Fuentes-Rodríguez, 2019).

Tabla 4. Resultados de la separación de la porosidad en componentes para los pozos BJ-2001 y BJ-2002.

		BJ-2001	BJ-200
Porosidad Parcial [%]	Agua-Arcilla	0.0	1.4
	Capilares	4.6	6.5
	Microporosidad	4.7	7.9
	Mesoporosidad	76.4	57.5
	Macroporosidad	18.9	34.7
	Meso-Macro no conectada	14.5	30.4
	IFA	19.3	54.1
	IFL	80.8	45.9
Porosidad [%]	Agua-Arcilla	0.0	0.3
	Capilares	0.7	1.4
	Microporosidad	0.7	1.6
	Mesoporosidad	11.3	14.4
	Macroporosidad	2.7	7.9
	Meso-Macro no conectada	2.0	6.8
	No efectiva	4.5	12.0
	Efectiva	10.2	12.0
	Total	14.7	24.0

de la porosidad total.

Entre ellos la mayor representación está dada por la mesoporosidad con más de un 60 %, exceptuando algunas muestras del pozo BJ-2002 donde predomina la macroporosidad. La porosidad efectiva se encuentra distribuida entre los meso y macro poros.

Interpretación de resultados obtenidos con el Método S+D.

A partir de los resultados del método S+D, se obtuvieron los índices de fluidos. Todas las muestras presentan muy buenas propiedades productoras exceptuando la muestra V-709-2 que presenta un IFA de 91 %, con muy bajas propiedades colectoras (**Figura 7**).

Por otra parte, con el análisis de las porosidades para estas muestras (**Figura 8**), se evidencia el pre-

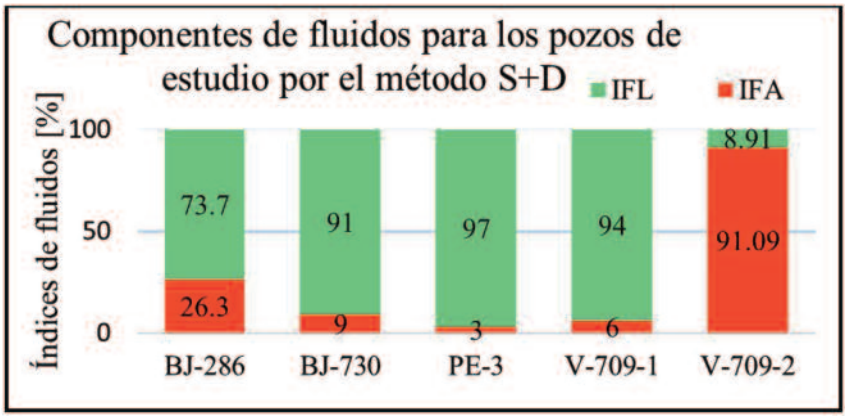


Figura 7. Índice de fluidos para las muestras medidas en Canadá en el año 2000. Interpretación a partir del método S+D (Fuentes-Rodríguez, 2019).

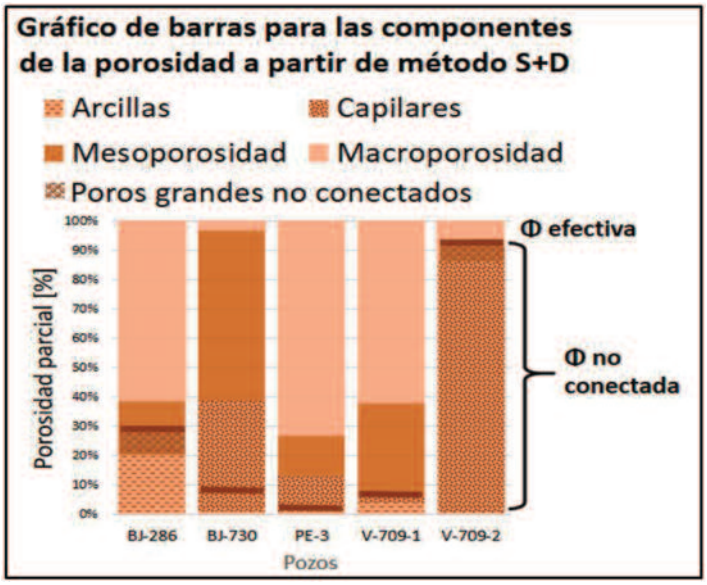


Figura 8. Resultado de las componentes de la porosidad estimadas a partir del método S+D. La raya carmelita simboliza la división entre la porosidad efectiva y la no conectada (Fuentes-Rodríguez, 2019).

dominio de la macroporosidad, excepto en el pozo BJ-730, que la mayor presencia la tiene la mesoporosidad; y la muestra V-709-2 que predomina la microporosidad de tipo capilares.

Se presentan poros de gran tamaño no conectados en los pozos BJ-268 y V-709-2. Incluso existen poros de menor tamaño que son efectivos, como es el caso de los pozos BJ-730 y PE-3, en ambos aproximadamente un 80 % de los poros pequeños son efectivos. Estas muestras según Rodríguez-Loeches (2000), son carbonatos con predominio de microfracturas. A pesar de que el tamaño poral no es tan grande y se consideren microporos, la presencia de las grietas o fracturas contribuye al paso de fluidos, aumentando la capacidad de permeabilidad de los mismos durante la desaturación de las muestras.

Los pozos BJ-286 y PE-3 presentan los mayores índices de fluidos libres, presentando mejores propiedades colectoras. Las muestras del pozo V-709 tienen un comportamiento opuesto, debido a la existencia de un alto índice de fluido adherido.

Correlación de resultados obtenidos por los méto-

dos S y S+D.

Las muestras analizadas en Canadá durante el 2000, se evaluaron por ambos métodos de interpretación, ya que por un lado se conoce el valor de agua residual, medido por laboratorio de petrofísica y, por otro lado, la curva de la distribución de T2 desaturada. Ambos resultados permiten dividir los índices de fluidos y estimar la porosidad efectiva.

Al comparar los resultados de ambos métodos, se evidencia un aumento en el índice de fluido adherido para el método S, debido que el porciento de saturación de agua irreducible es mayor para este método que el calculado por el método S+D a partir de la curva desaturada de distribución de T2. De manera que se aconseja, siempre que se pueda, el uso del parámetro SAR; pues al calcularlo a partir de la curva desaturada, puede sobreestimarse el IFL al tomar un menor valor de corte de agua residual.

Los resultados también se compararon con los índices de carbonatosidad de estas muestras (**Tabla 5**). Obteniéndose que los mayores valores se presentan en las muestras de los pozos PE-3 y BJ-730, con más del 80 % de carbonatosidad.

De tal forma, existe una notable relación directa entre el contenido de porosidad efectiva o índice de fluidos libres y la carbonatosidad como se observa en la gráfica de la **Figura 9.** Esta relación es debido a que, con el incremento de la carbonatosidad, disminuye la influencia de arcilla en la muestra y por tanto, de la misma forma disminuyen las características selllantes de la misma, permitiendo el paso de fluidos.

Otra característica que relaciona el índice de carbonatosidad con el índice de fluidos libre es la presencia de fracturas y poros de grandes tamaños comunicados en los carbonatos que posibilitan el «transporte» de los fluidos presentes.

Tabla 5. Resultado de carbonatosidad medidos por petrofísica de laboratorio para las muestras evaluadas por ambos métodos. (Ceinpet, 2019).

Pozos	Carbonatosidad [%]
BJ- 730	80.9
PE- 3	95.0

Análisis sobre los tiempos de corte obtenidos.

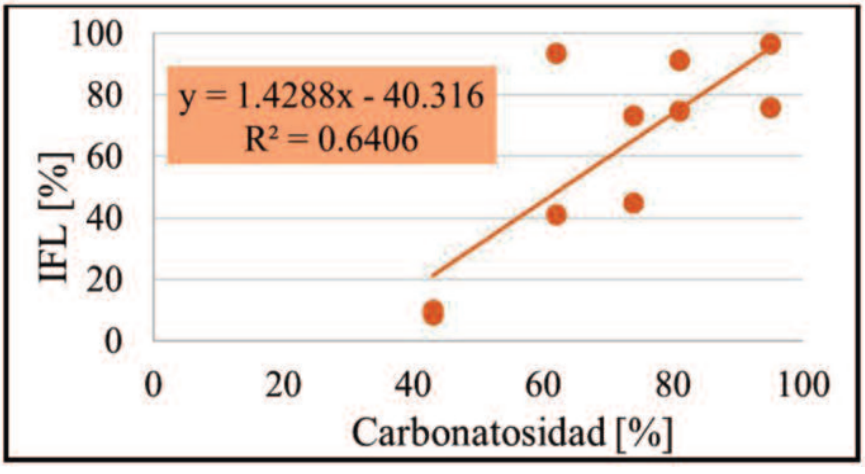


Figura 9. Correlación gráfica entre el Índice de fluidos libres evaluados por los métodos S y S+D y la carbonatosidad (Fuentes-Rodríguez, 2019).

Las muestras interpretadas presentan una variabilidad entre los tiempos de corte (*cut-off*). La heterogeneidad en la distribución de las porosidades es debido a las diferencias de litologías de las muestras; dado que la porosidad de las arenas, margas, carbonatos fracturados y tobas no se encuentra distribuidas de la misma manera, ni en proporciones iguales, muchos factores afectan la porosidad incluso en muestras de una misma litología como son los carbonatos, que presentan tanta diversidad de porosidades en su estructura. Además, la influencia de componentes como arcilla, o poros de gran tamaño no conectado, provocan una heterogénea caracterización del espacio poral.

Atendiendo el gráfico de la **Figura 10**, se separaron las porosidades en cuatro componentes para tres valores de corte, respectivamente.

Los T2 de corte estimados a partir del método S, no difieren en relación a los evaluados a partir del método S+D, por lo que su análisis se llevó a cabo de manera general incluyendo ambos métodos.

El valor de T2 de corte que divide las arcillas de los capilares, por lo general es menor de 10 m, exceptuando algunas muestras del pozo BJ-2002, donde aumenta el volumen de arcilla producto a la litología de estas muestras que son margas. El T2 de las arcillas se encuentra de forma aproximada entre los 5ms, pero tiene un rango de variación de 3-8ms desde los carbonatos menos arcillosos y tobas, hasta carbonatos con mayor influencia de arcillosidad.

El valor de T2 de corte que divide la microporosidad de la macroporosidad es menor de 60 ms. El T2 medio para este corte es de 30 ms pudiendo variar entre 7/8-40/60 ms. Los menores valores están asociados en lo fundamental a arenas, tobas y carbonatos limpios de arcillas, entre 10-20 ms, como es el caso del pozo GB-104, las muestras del yacimiento Pina, BJ-286 y el pozo BJ-730. Entre 20-60 ms carbonatos con microfracturas o con mayor influencia de capilares que aumentan el T2 de corte producto al incremento de las interacciones de los protones de hidrógeno por el aumento de fluidos, sea presentes en las microfracturas o como agua ligada a los capilares. Ejemplos son las muestras con predominio de microfracturas como en el pozo BJ-2001 y el pozo PE-3, o predominio de arcillas como en el pozo BJ-2002 y el pozo V-709.

El valor de T2 de corte que divide la mesoporosidad de la macroporosidad es menor de 600 ms. El T2 medio para este corte es de 200 ms pudiendo variar entre 35-600 ms. Los menores valores de 100 ms (35-100 ms), correspondientes a la porosidad interpartícula, están presentes en carbonatos con baja influencia de arcillas y en tobas, mientras que los mayores valores, que varían entre 100-400 ms, se presentan en los carbonatos con mayor influencia de arcillas como es el pozo V-709 y el pozo BJ-709.

En los carbonatos cubanos existe una alta arcillosidad. Esto provoca la formación de capas de arcilla que se adhieren a las paredes de los poros, provocando la disminución del ancho de la garganta de poro y la retención de fluidos. Este efecto causa un aumento de los T2 de corte de los componentes meso y macroporosidad en relación a carbonatos con índices

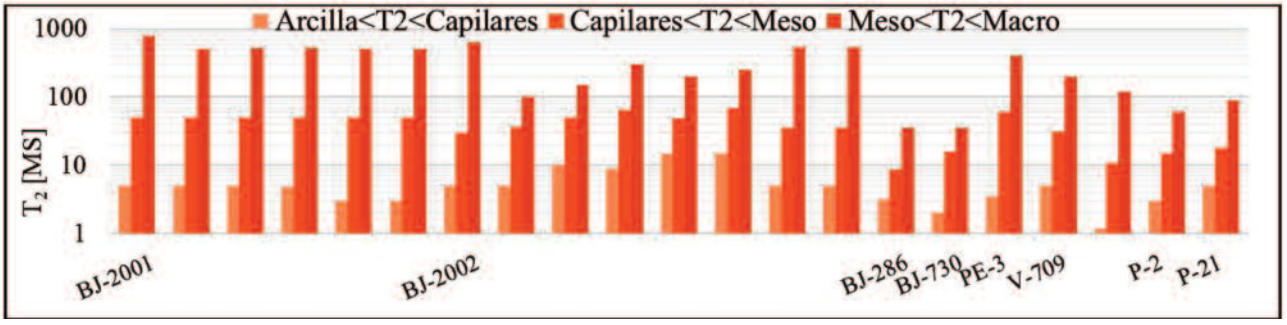
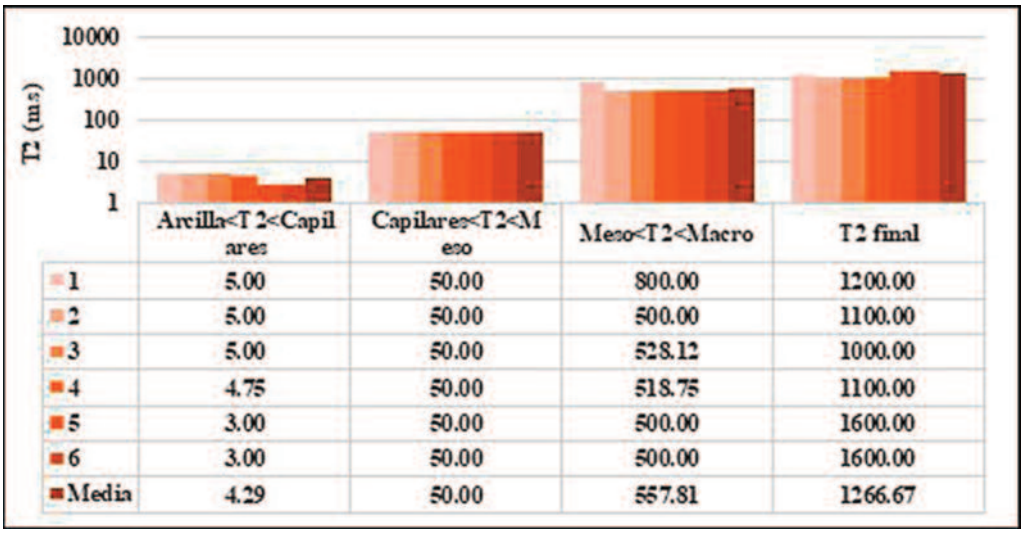


Figura 10. Comportamiento de *cut-off* para las muestras de estudio atendiendo a los tipos de porosidad según el método S (Fuentes-Rodríguez, 2019).

altos de carbonatosidad sin fracturas.

Sin embargo, cuando los valores son mayores de 500ms, se trata de carbonatos muy fracturados o con predominio de poros de gran tamaño no conectados, como es el caso de las muestras de los pozos PE-3 y BJ-2001.

Las muestras evaluadas para el pozo BJ-2001, son un ejemplo del comportamiento de los valores de corte para un yacimiento carbonatado fracturado con baja influencia de arcillas. Para estas muestras el comportamiento de los T2 de corte es bastante homogéneo (**Figura 11**). De modo aproximado, 4 ms entre las arcillas y los capilares, 50 ms entre la microporosidad y la mesoporosidad y mayores de 500 ms para la macroporosidad.



	Arcilla<T2<Capilares	Capilares<T2<Meso	Meso<T2<Macro	T2 final
1	5.00	50.00	800.00	1200.00
2	5.00	50.00	500.00	1100.00
3	5.00	50.00	528.12	1000.00
4	4.75	50.00	518.75	1100.00
5	3.00	50.00	500.00	1600.00
6	3.00	50.00	500.00	1600.00
Media	4.29	50.00	557.81	1266.67

Figura 11. Representación de los *cut-off* por cada tipo de porosidad para las muestras del pozo BJ-2001 (Fuentes-Rodríguez, 2019).

CONCLUSIONES

- La separación de la porosidad en componentes estimada para todos los pozos de estudio, resultó un gran aporte a la interpretación petrofísica. Permitió estimar qué parte de la porosidad total era microporosidad y, dentro de esta, separar la porosidad proveniente del agua ligada a las arcillas y a los capilares. Predijo el porciento de fluidos extraíbles y adheridos. La porosidad efectiva hallada por esta vía resultó más resolutiva en comparación con las estimaciones a partir de los registros geofísicos de pozo, ya que, no solo se excluyó la porosidad de la arcilla, como se hace convencionalmente, sino que también se tuvo en cuenta la presencia de agua ligada a capilares y a poros no conectados.
- Para los tiempos de corte entre arcillas y capilares (primera componente), la diferenciación estadística se basó en el predominio de arcilla. Para los tiempos de corte entre capilares y mesoporosidad (segunda componente), no solo se observó un aumento de T2 por la influencia de arcilla, sino también por la fracturación. Y en el tiempo de corte entre la mesoporosidad y macroporosidad (tercera componente), la influencia mayor la tuvo el tamaño de los poros.
- Estos resultados demuestran que no es recomendable determinar los componentes de la porosidad de acuerdo con patrones estándares de *cut-off* por litología. Siempre que el modelo de la estructura poral sea diferente a los patrones predefinidos, como por ejemplo

en los carbonatos fracturados, es necesario utilizar intervalos de *cut-off* variables de acuerdo con la composición litológica de cada muestra.

- Además se aconseja, siempre que se pueda, el uso del parámetro SAR obtenido en cada núcleo en el laboratorio petrofísico, pues al calcularlo a partir de la curva desaturada (método S+D), puede sobreestimarse el IFL al tomar un menor valor de corte de agua residual.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Acuña C., González G., Bonzani H., López E., 2003, La utilización de la resonancia magnética en la detección de petróleo en la Cuenca del Golfo San Jorge.

Akkurt R., Bachman N., Minh C., Flaum C., La Vigne J., Leveridge R., White J., 2009, La Resonancia Magnética Nuclear revela todo su potencial (Oilfield Review), 20(4), 4-23pp.

Alvarado R. Damgaard A. J., Hansen P., Raven M., Heider R., Hoshun R., Kovats J., Morriss Ch., Rose D., Wendt W., 2003, Registros de Resonancia Magnética Nuclear adquiridos durante la perforación (Oilfield Review).

Castro C., O., 2017, Evaluación petrofísica de formaciones gasopetrolíferas cubanas. Edición Centro Nacional de Información Geológica. ISBN 978-959-7117-55-1. La Habana.

CEINPET, 2019, Base de datos petrofísica de laboratorio: La Habana, Centro de Investigación del Petróleo.

Dunn K., Bergman D., Latorraca G., 2002, Nuclear Magnetic Resonance: Petrophysical and Logging Applications: Estados Unidos de América, Danville, California.

Fuentes-Rodríguez D. R., 2019, Separación de la porosidad en componentes mediante la Resonancia Magnética Nuclear como apoyo a la interpretación petrofísica: Universidad Tecnológica de La Habana, CUJAE, Facultad de Civil, Departamento de Geociencias (Tesis presentada en opción al título de Ingeniero Geofísico), 71pp.

González D., 2010, Desarrollo de modelos de interpretación petrofísica en reservorios carbonatados, aplicados en yacimientos de la Franja Norte de Crudos Pesados: La Habana, Universidad de Matanzas «Camilo Cienfuegos», Facultad de Ingenierías Química- Mecánica, Departamento de Química e Ingeniería Química (Tesis de especialidad).

Miquel G. L., 2018, Estudio de muestras de rocas saturadas de hidrocarburos utilizando nuevas técnicas de resonancia magnética nuclear: Federación Rusa, Instituto de Geología y Tecnologías del Petróleo y Gas, Universidad Federal de Kazán (Tesis de maestría), 84 pp.

Muro L., 2003, Generación de registros sintéticos de Resonancia Magnética a partir de registros eléctricos convencionales usando redes neuronales artificiales: Lima, Perú, Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería de Petróleo (Tesis de grado).

Riedel M., 2008, Nuclear-Magnetic-Resonance (NMR) logging. EPS-550.

Rodríguez-Loeches J., 2000, Evaluación de la saturación en Reservorios Carbonatados usando mediciones de resistividad y de Resonancia Magnética Nuclear: La Habana, CEINPET.

Rodríguez M. N., 2014, Petrofísica: La Habana, Centro de Investigación del Petróleo, 125 pp.

Rodríguez M. O., Miquel G. L., Fuentes-Rodríguez. D. R., 2019, Estrategia para la estimación de parámetros en un modelo de suma de exponenciales en la determinación de los componentes de la porosidad en muestras de núcleos. Revista *Geociencias UO*, v.2, pp. 130-142.

Schlumberger, 1990, Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros: Texas, Sugar Land, Schlumberger-Educational-Services (Manual).

Fue: recibido
corregido