

ARTÍCULO CIENTÍFICO
CIENTIFIC ARTICLE

MEDICIONES DE RESONANCIA
MAGNÉTICA NUCLEAR
EN MUESTRAS DE ROCAS
CARBONATADAS PARA EVALUAR
SUS PROPIEDADES COMO
RESERVORIOS

NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE
MEASUREMENTS ON CARBONATE ROCK
SAMPLES TO ASSESS THEIR PROPERTIES AS
RESERVOIRS

Norma Rodríguez Martínez

REVISTA GEOINFORMATIVA
No.1. 2023

**Norma Rodríguez
Martínez**

Sección de Ciencias Técnicas
de la Academia de Ciencias de
Cuba, La Habana, Cuba.
normarodmartinez@gmail.com
0000-0001-5527-7718

RESUMEN

La resonancia magnética nuclear (RMN) mide la porosidad, independientemente de la litología, además de evaluar la permeabilidad. La correcta interpretación de los registros de RMN en pozos precisa de mediciones de RMN en las muestras de rocas. Sobre estas mediciones influyen varios factores. El objetivo de este trabajo es: Valorar la interpretación de las mediciones de RMN en muestras carbonatadas. Los objetivos específicos: Análisis de los resultados de las mediciones RMN realizadas a núcleos de pozos; Reinterpretación de los resultados y Validación de los valores de permeabilidad calculados con los diferentes modelos con las permeabilidades medidas. Para el desarrollo de la investigación se contó con las mediciones de RMN en los núcleos y las determinaciones petrofísicas. El valor promedio de este parámetro para los carbonatos es de 80 ms (50 a 120 ms), cuando hay cavernas en caliza alcanza 750 ms o más. Para obtener una relación entre la porosidad y la permeabilidad es necesario establecerla entre la permeabilidad medida en la muestra y la porosidad que resulta de eliminar de la porosidad total, el valor correspondiente a la porosidad de la arcilla, de los capilares y la porosidad no conectada, a partir de Porogramas y las Curvas de distribución de T_2 . La permeabilidad que más se aproxima a los valores medidos son los obtenidos con el modelo SDR en la capa E, no así en la capa M. El valor del coeficiente $C=0,1$ no se ajusta a los carbonatos estudiados.

Palabras clave: resonancia magnética nuclear, permeabilidad, porosidad efectiva, rocas carbonatadas, Modelo SDR

ABSTRACT

The nuclear magnetic resonance (NMR) tools measure the Porosity without the influence of the lithology, and also they allow evaluate the Permeability. The property interpretation of NMR logging in wells goes through the NMR measurements in core samples. There are many factors in those measurements. The main objective of these report is evaluated the interpretation of the NMR measurements in carbonate samples. The specific objective: Analysis of the results NMR measurements of core samples; Reinterpretation of results; Validation results of calculates permeability with the results of measurement permeability of those samples. For this investigation we use the NMR measurements in core samples and the other core determinations. Limestone characteristics: the average is 80ms, (50 to 120ms) when it contains holes that increase T_2 to 750ms and more. In order to obtain a relation between the porosity and permeability is necessary establish this relation between the measurement permeability in core samples and the porosity as result to eliminate from measurement total porosity the value of clay porosity, capillaries porosity and no connected porosity using Porogramms and T_2 distributions. K calculated values that are the most approach to measurement k values are those obtained with the SDR Modell in the interval E, no in the interval M. The coefficient $C=0,1$ doesn't fix to evaluating limestone rock.

Key words: Nuclear Magnetic Resonance, permeability, effective porosity, limestone, SDR Modell

Recibido: 12 del 10, 2022

Aprobado: 12 del 8 2022

INTRODUCCIÓN

Las herramientas de resonancia magnética nuclear miden la porosidad, independientemente de la litología, y no requieren fuentes radiactivas, además de permitir evaluar la permeabilidad y las propiedades básicas de los fluidos (Akkurt, 2009).

Para los poros rellenos de agua de formación (con sales) la distribución de T_2 generalmente refleja la distribución del tamaño de los poros de la roca. Esta distribución a menudo es bimodal, representando los poros pequeños y grandes (Figura 1a). Los poros pequeños contienen fluidos ligados a la arcilla y a los capilares y poseen tiempos de relajación cortos. Los poros grandes contienen agua libre móvil y presentan tiempo de relajación más largos. La línea divisoria entre el fluido ligado y el fluido libre es el punto de corte de $T_{2limrel}$ o T_{2LM} . Cuando el espacio poroso está relleno de petróleo, la distribución medida de T_2 está determinada por la viscosidad y la composición del petróleo (Figura 1b). Debido a su estructura molecular, el bitumen y los petróleos pesados viscosos poseen velocidades de decaimiento rápido o tiempos T_2 cortos. Los petróleos más livianos y el condensado poseen T_2 que se superponen con los T_2 de los poros grandes rellenos de agua de formación. La mezcla de petróleo y agua de formación produce una distribución de T_2 , como se muestra en la figura 1 c.

En algunos yacimientos de carbonatos, la comparación entre las mediciones obtenidas en el pozo y las mediciones de RMN realizadas en el laboratorio muestran que, si bien la concordancia de la porosidad total resulta bastante satisfactoria, en los tiempos que se manejan en el laboratorio, medidos a temperatura ambiente, se encuentran valores menores que los que se observan en los registros (Allen, 2001). Esto se explica por el proceso de difusión, el cual está dominado por la constante de difusión del fluido. A medida que aumenta la temperatura, la constante de difusión cambia y produce una modificación en las distribuciones de T_2 hacia tiempos más prolongados. Esta afectación disminuye en la medida en que dentro del carbonato haya más presencia de material arcilloso.

Las técnicas de RMN (Resonancia Magnética Nuclear) y de RMNI (Resonancia Magnética Nuclear de Imágenes) en los últimos años se han venido empleando en la industria petrolera como una nueva tecnología en la exploración. Las mediciones en muestras de rocas carbonatadas deben servir de base para la correcta interpretación de los registros. El tiempo de corte para la delimitación de los fluidos móviles de los no móviles, debe realizarse para cada reservorio empleando mediciones de muestras en los laboratorios, de

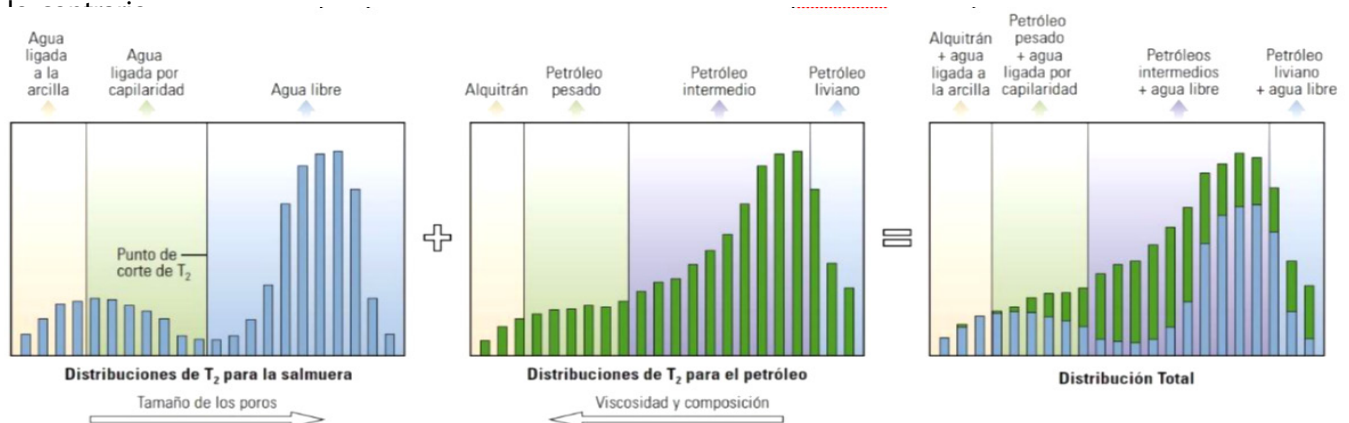


FIGURA 1. Distribución de los tipos de fluidos y de los poros según su tamaño basado en la medición de T_2

se corre el riesgo de evaluar incorrectamente los fluidos no móviles y los móviles. En la literatura (Akbar, 2001) plantean que el tiempo de relajación T_2 depende de la distribución del tamaño de los poros; por lo general, los poros más grandes tienen tiempos de relajación más prolongados. El asfalto y los petróleos viscosos se relajan más rápidamente que el crudo liviano o el agua. Las variaciones en el tiempo de relajación producen una distribución de T_2 , a partir de la cual se interpretan los componentes de los fluidos y los tamaños de los poros. Para fundamentar la correcta interpretación de las distribuciones de T_2 en reservorios con petróleo pesado y extrapesado se realizan mediciones de RMN en muestras saturadas con ese crudo y al propio crudo. La comparación de los T_2 puede mostrar (Curtis, 2002) cómo coinciden los picos de T_2 en la muestra saturada y en el petróleo, lo que indica poca afectación por la relajación superficial, lo cual es característico de reservorios mojados al agua. Al extraer las muestras y saturarlas con solución de NaCl simulando agua de capa y luego sometiénola a centrifugación o a capilarimetría para obtener la saturación residual de agua (S_{ar}), en reservorios como estos de arenas mojadas al agua se obtienen $S_{ar} \ll S_p$ (Saturación de petróleo). Según Curtis (2002/2003), en pozos con reservorios de arena el volumen de agua irreducible se determina por la señal del RMN menor de 33ms, descontando la señal correspondiente al petróleo pesado y al agua ligada a la arcilla. En yacimientos de areniscas con petróleo ligero, el volumen de agua irreducible se puede estimar de la señal de RMN por debajo de los 33ms, pero es difícil extraer esta información en petróleo pesado debido a que la señal del agua irreducible se encuentra mezclada con la señal del petróleo. Esta mezcla de señales a su vez dificulta la estimación de la permeabilidad en yacimientos con petróleo pesado y extrapesado.

La mojabilidad de la roca también determina la forma en que distribuye el tiempo de relajación T_2 (Abdallah, 2007). El carácter de la mojabilidad puede variar con el tamaño de los poros, y la microporosidad suele permanecer mojada al agua, por lo tanto, la determinación de la fracción microporosa puede ser determinante para aquellas formaciones que tienen una mojabilidad compleja.

Los microporos, con diámetros de menos de 0,5 micrones (μ) en la garganta del poro, normalmente contienen agua que en gran medida es irreducible y poco hidrocarburo. Los mesoporos, con diámetros de entre 0,5 y 5 micrones en la garganta del poro, contienen importantes cantidades de petróleo y gas. Los macroporos, con gargantas que miden más de 5 micrones de diámetro, son responsables de las altas tasas de producción de muchos yacimientos carbonatados, pero con frecuencia son las vías para una temprana irrupción del agua, dejando grandes cantidades de hidrocarburos detrás dentro de los mesoporos. Los registros RMN han mejorado la evaluación de la porosidad, la evaluación de la distribución del tamaño de los poros y de los fluidos adheridos, no así la permeabilidad (Abdallah, 2007).

La [figura 2](#) muestra la influencia de la mojabilidad y la viscosidad del crudo sobre la forma de distribución del tiempo de relajación. En las condiciones de la mayoría de los yacimientos carbonatados de la Franja Petrolífera Norte Cubana se cumplen las condiciones de petróleo pesado y mojabilidad al petróleo o mixta. Esto deja muy pocas probabilidades de éxito del uso del registro de RMN para la evaluación de la porosidad efectiva, la evaluación de la distribución de los poros según su tamaño y la determinación de la permeabilidad. Este es el problema a resolver, pues es preciso aún evaluar estas propiedades (porosidad, permeabilidad y distribución de los poros) en las muestras de núcleos carbonatados de los yacimientos cubanos con petróleo pesado y extrapesado.

En el campo Bombay High, los datos de RMN confirmaron una permeabilidad por lo general baja, con numerosos canales de alta permeabilidad en las zonas de macroporos lixiviadas. La transformación de Timur-Coates, que utiliza la porosidad total y la relación entre el volumen de fluido libre y el volumen de fluido adherido para calcular la permeabilidad, se seleccionó para determinar la permeabilidad utilizando datos de RMN, ya que tal transformación establece correctamente las particiones de la red de poros que se encuentran en estas calizas macroporosas lixiviadas ([Figura 3](#)) (Akbar, 2001) para esos carbonatos.

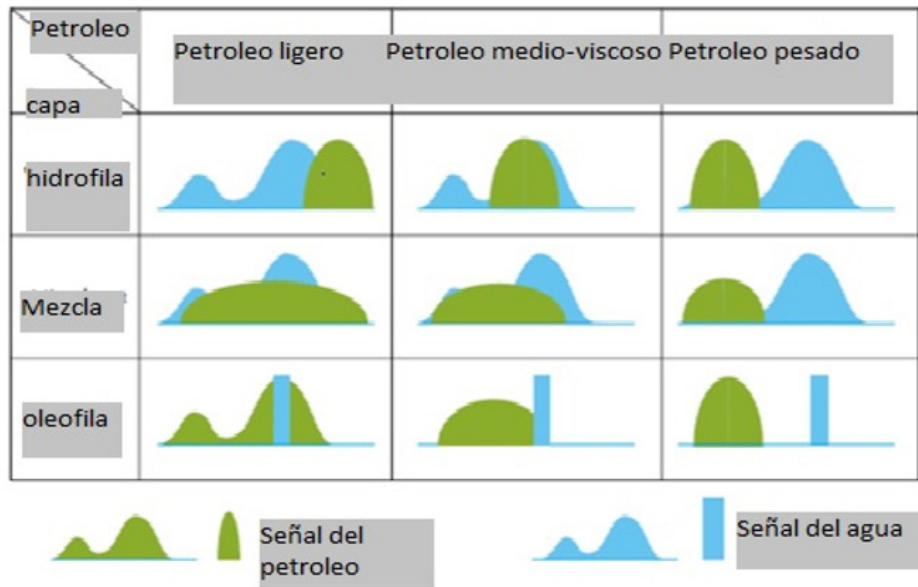


FIGURA 2. Influencia de la viscosidad y la mojabilidad sobre la forma de distribución de T_2 (Coates, 1999)

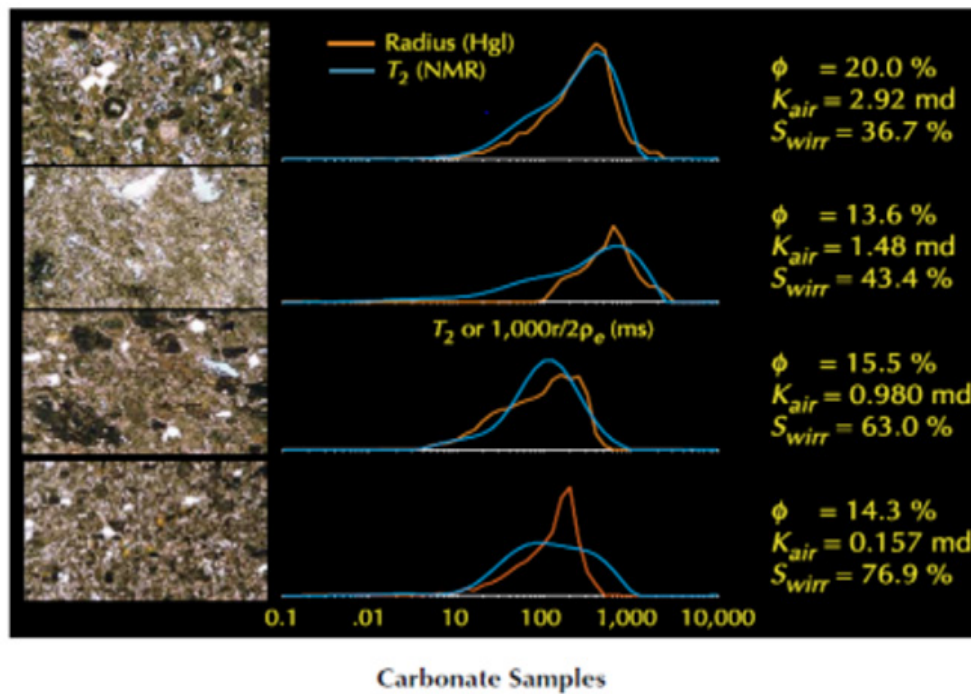


FIGURA 3. Resultados de la distribución de T_2 en rocas carbonatadas (Coates, 1999)

DETERMINACIÓN DE LA PERMEABILIDAD

$$k = C T_{2gm}^2 \phi^4 \quad (1)$$

Donde:

k – permeabilidad derivada de RMN,

ϕ - porosidad,

C - coeficiente que puede ser diferente en cada formación, y

T_{2gm} - es el valor medio de la curva de distribución acumulativa de T_2 .

Para determinar la permeabilidad (Dptm. Geophysics, 2013) se aplica la ecuación de Schlumberger-Doll Research Center :

$$k_{SDR} = C \emptyset^m (T_{2LM})^n \quad (2)$$

Dónde:

\emptyset – porosidad total,

T_{2LM} – media logarítmica de T_2 ,

$m \sim 4$,

$n \sim 2$

o la ecuación empírica:

$$k_{RNM} = C (\emptyset_{RNM})^4 (T_{2log})^2 \quad (3)$$

Dónde:

$C = 4$ en areniscas y

$0,1$ en carbonatos

(Riedel, 2008)

El modelo de Coates permite evaluar la permeabilidad (Coates, 1999):

$$k = \left[\left(\frac{\phi}{C} \right)^2 \left(\frac{FFI}{BVI} \right) \right]^2 \quad (4)$$

Dónde:

k – permeabilidad derivada de RMN,

\emptyset - porosidad,

C - coeficiente que puede ser diferente en cada formación,

FFI- índice de fluido libre que ocupa la porosidad efectiva (o IFL) y

BVI - proporción de fluidos unidos capilarmente, ocupando la porosidad (o IFA – Índice de Fluido Adherido).

Existen aún problemas por resolver para lograr utilizar el método RMN para medir la porosidad y la permeabilidad de los reservorios. El objetivo de este trabajo es valorar la metodología de interpretación de las mediciones de RMN realizadas a muestras de rocas (núcleos), con vistas a fundamentar la incorporación de este registro geofísico al complejo de mediciones que se realizan en los pozos.

Para ello establecemos como objetivos específicos:

1. Estudiar la literatura técnica sobre el método RMN (Estado del arte).
2. Analizar los resultados de las mediciones RMN realizadas en varias instituciones extranjeras a muestras de núcleos de pozos cubanos (Instituto de Recuperación de Petróleo (PRI), en la ciudad de Calgary, Canadá, y el Instituto Ruso de Investigaciones Científicas de Petróleo y Gas "Krylov"(VNIIneft), Moscú, Rusia)- Antecedentes.
3. Reinterpretar los resultados con la metodología seleccionada.
4. Validar la permeabilidad calculada con los diferentes modelos en comparación con las permeabilidades medidas en las muestras.

El diseño de la investigación incluye el análisis del estado del arte en esta temática, la recopilación de las mediciones de RMN realizadas a las muestras carbonatadas, la reinterpretación de los resultados que abarca: la determinación de la permeabilidad aplicando los algoritmos que aparecen en la literatura consultada y

comparación con los valores de permeabilidad medidos en esas muestras, la determinación de la distribución de los poros según su tamaño en los programas a partir de las curvas de presión capilar y las curvas de distribución del tiempo de relajación T_2 de las mediciones de RMN.

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.
- Propiedades petrofísicas de laboratorio de estas muestras (Tablas No. 1 y 4).

TABLA 1. Muestras analizadas (CEINPET, 2019)

Muestra	Núcleo	Tope, m	Base, m	Φ	k, mD
204	5	1960	1963,5	0,203	25
210	2	2750	2752,75	0,228	0,9

Muestras analizadas en Canadá (Rodríguez-Loeches, 2009):

Muestra 204: Muestra constituida por mudstone laminado: caliza estilolítica mudstone laminada, fragmentada (brechada) bioturbada. Los estilolitos de baja amplitud son abundantes. Hay presencia de una mezcla de arcilla, materia orgánica y pirita. Esta muestra es la que presenta menor porosidad total (17,7 %), pero el resto de los parámetros petrofísicos indican un buen reservorio: 1. Presenta el menor coeficiente de cementación (1,82); 2. El sistema poroso presenta elevada porosidad efectiva (74 % de la porosidad total), lo cual es un reflejo de su baja saturación de agua residual (25,8 %) y aceptable permeabilidad (25 mD); 3. En la curva de distribución del tiempo de relajación se observa una distribución de los poros bimodal con alguna participación de poros mayor de 10μ ; 4. El 62 % de la porosidad tiene diámetros mayores de 1μ (micra); 5. En las imágenes de RMN se observan también finas fracturas rellenas por fluidos.

Muestra 210: Muestra constituida por un mudstone laminado, muy finamente interlaminado de caliza "limpia" (mudstone) y caliza arcillosa a lutita rica en pirita. Esta muestra no presenta buenas propiedades de filtración: 1. La permeabilidad no alcanza el valor de 1mD; 2. La porosidad efectiva es menor que el resto de las muestras. El coeficiente de cementación es cercano a 2; 3. Predomina la microporosidad, tiene un 27 % de poros mayores de 1μ . Esto se ve reflejado en las curvas de distribución del tiempo de relajación donde la muestra presenta poros mayores de 10μ y hasta de 100μ ; 4. En la imagen de RMN de la muestra 210 se observa el alto ángulo de laminación que presenta la misma, lo cual actúa como una barrera para la permeabilidad de estos poros mayores de una micra.

En la tabla No. 2 se presentan los cortes de tiempo para la delimitación de los fluidos móviles e inmóviles.

TABLA 2. Resultados del establecimiento del corte de tiempo

Muestra	Corte de tiempo, ms	Saturación de agua residual para un corte de tiempo de 100 ms,%	Saturación de agua residual sometida a una presión 140 PSI, %
204	18	85	25,8
210	26	88	59,0

Las distribuciones del tiempo de relajación (T_2) se midieron en todas las muestras saturadas 100 % con una solución de NaCl al 5 %, a baja frecuencia (1MHz) y a alta frecuencia (100MHz), así como desaturadas a 140 PSI. En la figura 4 se muestra la distribución del tiempo de relajación para las muestras 204 y 210, donde se aprecia la existencia de diferentes componentes en el tiempo T_2 motivado por la existencia de varios sistemas de poros. La muestra 210, aunque presenta un predominio de la microporosidad, podemos apreciar en la distribución de T_2 la existencia de una minoría de poros de mayores dimensiones.

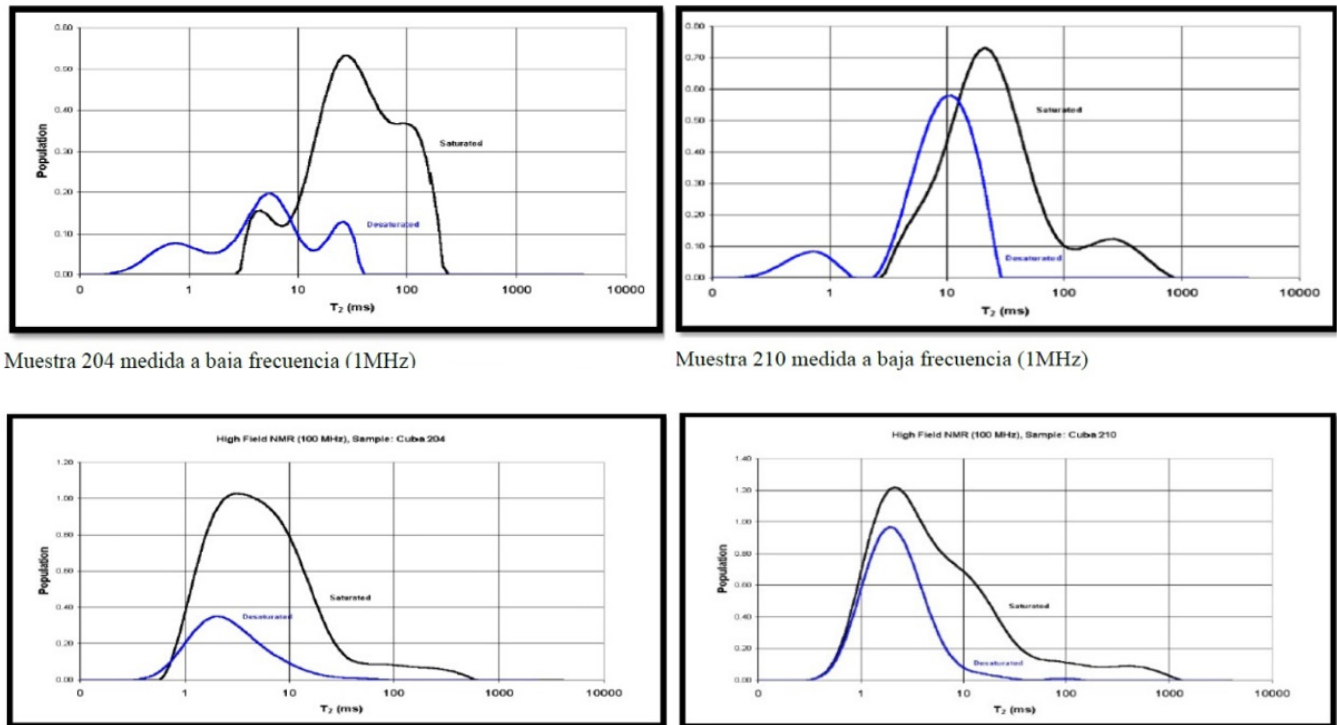


FIGURA 4. Gráficos de distribución del tiempo de relajación T_2

Si se aplica el mismo criterio de interpretación aplicado en (VNIIneft, 2014), conociendo la relación entre los tiempos de relajación y el tamaño de poros, se puede obtener la distribución de poros por tamaños del espectro diferencial (Figura 5).

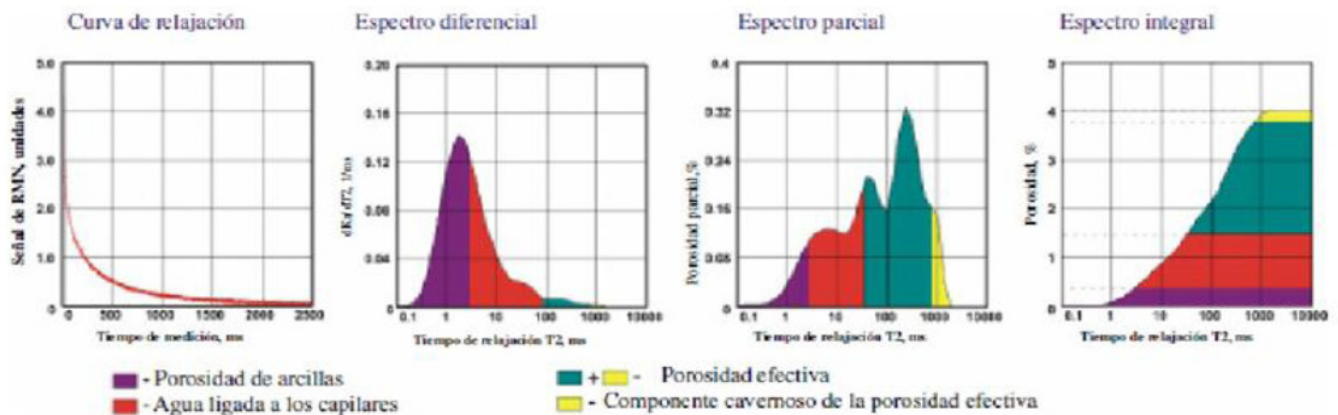


FIGURA 5. Diversas formas de la representación gráfica de los resultados de estudios de RMN del núcleo

La porosidad total se divide en componentes: la porosidad efectiva, la porosidad de arcillas y la porosidad ocupada por agua ligada a los capilares. Para determinar la porosidad efectiva y la porosidad ocupada por agua ligada mediante el método de RMN, se fija el valor límite del tiempo de la relajación transversal $T_{2\text{limrel}}$ mediante la comparación de esta distribución con los datos obtenidos en el desplazamiento del agua libre de la muestra. El valor límite $T_{2\text{limrel}}$ que es igual a 3 ms, permite separar el agua ligada a arcillas y el agua ligada a los capilares. Los carbonatos se caracterizan por un valor más alto de $T_{2\text{limrel}}$ que supera significativamente 70 ms. Se supone que el valor promedio de este parámetro para los carbonatos es de 80 ms, aunque estos valores pueden variar de 50 a 120 ms. Las cavernas en caliza se caracterizan por el tiempo de relajación transversal de 750 ms o más.

DETERMINACIÓN DE LOS VOLÚMENES DE BVI (IFA) Y FFI (IFL) PARA EL CÁLCULO DE LA PERMEABILIDAD POR EL MODELO DE COATES

En la curva de distribución de T_2 es posible reconocer, con cada una de las porosidades parciales obtenidas, el "tipo de agua" presente en los poros de la roca: las aguas móviles, asociada con los poros más grandes. Las aguas ligadas a los capilares o agua residual, es aquella ligada a poros de menor tamaño que debido a fuerzas capilares mantienen el agua retenida en los poros sin posibilidad de ser drenada; y las aguas ligadas a las arcillas, donde intervienen fuerzas electroquímicas mediante un intercambio catiónico intrínseco de la estructura de las arcillas. Ambos componentes, el agua ligada a las arcillas y el agua ligada a los capilares forman parte de la microporosidad o Índice de Fluido Adherido (IFA o BVI).

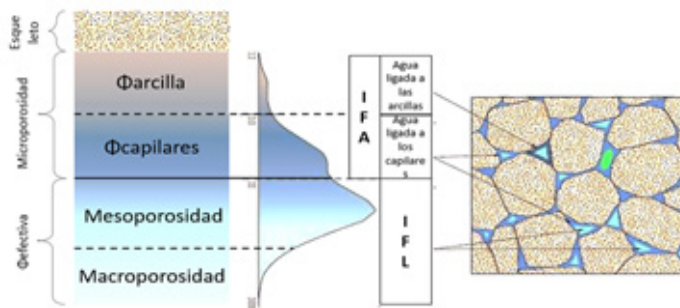


FIGURA 6. Modelo de porosidad aplicado para la interpretación de la Resonancia Magnética Nuclear (Fuentes, 2019)

Si bien la sumatoria de la distribución T_2 para una roca 100 % saturada con agua representa la porosidad total de la muestra, la sumatoria de la distribución T_2 para una roca en condición de saturación irreducible, representa la saturación de agua irreducible o IFA o BVI de RMN, la cual es equivalente a la Sar calculada en las curvas de presión capilar (Figura 6).

La respuesta de la interpretación de RMN es muy resolutive para separar los componentes de la porosidad, mientras que para la interpretación

de los métodos convencionales de pozo esto es una limitante, ya que con el cálculo de la porosidad efectiva se discrimina la influencia de arcilla, pero no el agua ligada a los capilares que forma parte de la microporosidad, tampoco ofrece las partes porcentuales de la porosidad, ni los índices de fluidos (Figura 7).

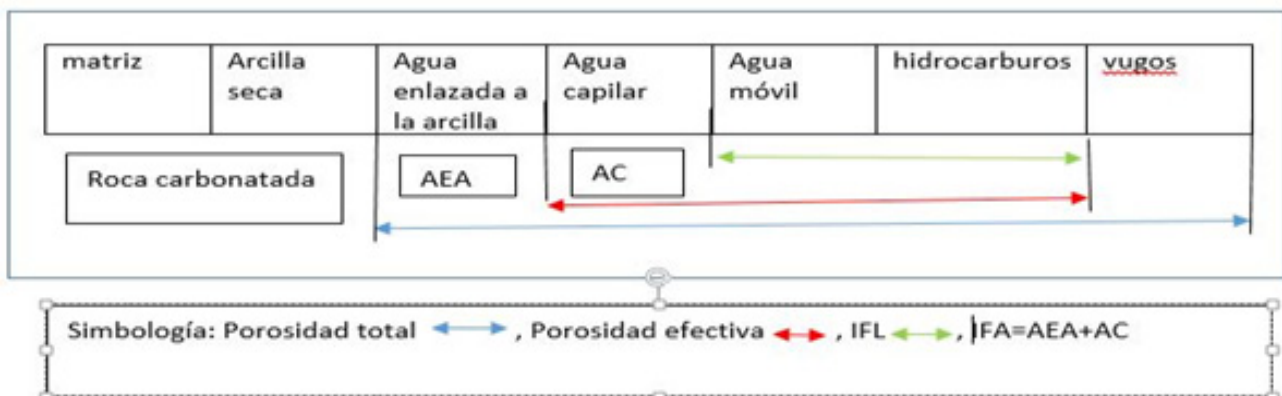


FIGURA 7. Modelo de separación de la porosidad en componentes a partir de la RMN y los registros geofísicos de pozo (Fuentes, 2019)

MEDICIONES DE RMN EN NÚCLEOS CUBANOS

Tendremos en consideración las mediciones realizadas en núcleos de los pozos de la Franja Norte Petrolífera Cubana (FNPC) a las cuales se les hicieron mediciones de propiedades físicas en laboratorios de Rusia y Canadá, incluyendo la RMN.

La interpretación se basó en los siguientes parámetros de corte:

- $T_2 \leq 3$ ms: agua presente en las arcillas.
- $3 < T_2 < 50$ ms: agua capilar o residual.
- $10 < T_2 < 30$: areniscas (reservorios con porosidad intergranular).
- $50 < T_2 < 120$: carbonatos (porosidad efectiva en reservorios fracturados y de porosidad mixta).
- $T_2 > 750$ corresponde a porosidad por cavernas (VNIIneft, 2014).

POROGRAMAS A PARTIR DE LAS CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR (RODRÍGUEZ, 2014 Y 2016)

Un ejemplo de los resultados de la determinación de la estructura de los poros (Porogramas) a partir de las curvas de la presión capilar de las muestras del núcleo de un depósito de la FNPC se muestra en la figura 8.

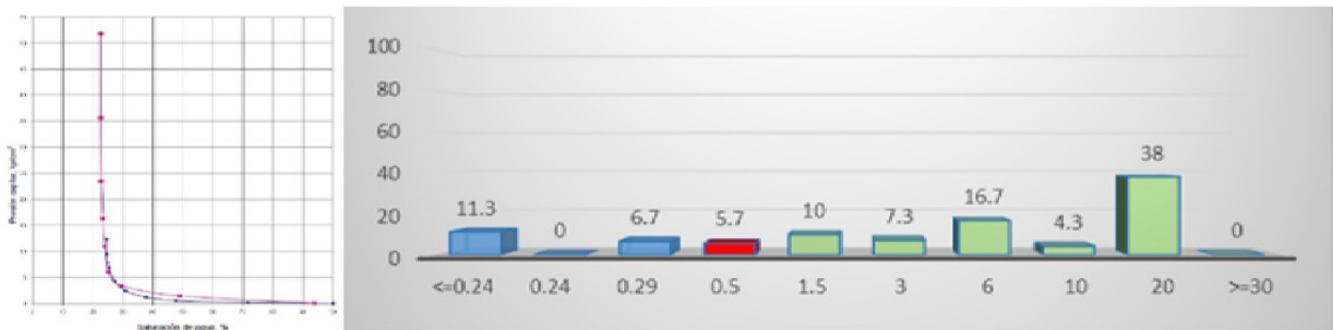


FIGURA 8. Porograma de una muestra carbonatada con porosidad total de 12,4% y permeabilidad de 27,2 mD

El análisis de todos los porogramas y de las curvas de distribución del tiempo de relajación T_2 indican que para obtener una mejor relación entre la porosidad y la permeabilidad es necesario establecer esa relación entre la permeabilidad medida en la muestra de núcleo y la porosidad que resulta de eliminar de la porosidad total medida en la misma muestra el valor correspondiente a la porosidad de la arcilla y de los capilares contenidos en la muestra, así como aquella porosidad no conectada. Para ello aplicaremos los cut off establecidos en el trabajo de Fuentes (2019).

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados de la interpretación de las curvas de distribución de los tiempos de relajación parten de la metodología rusa (Figura 9).

Como se muestra en las figuras 10 y 11, si se aplica la metodología a los resultados de la medición de T_2 con 1MHz, prácticamente no tienen porosidad vinculada a la arcilla, sin embargo, presentan un elevado

componente de porosidad capilar, la porosidad efectiva es bastante baja. Solo la muestra 210 presenta un ínfimo % de porosidad cavernosa dentro de la porosidad. Estos resultados precisan aún más la interpretación realizada en Canadá.

Si la aplican a los resultados de la medición de T_2 con 100MHz aumenta el 5 de la porosidad asociada a la arcilla, se mantiene el elevado % de porosidad capilar, aumenta la porosidad efectiva y hay un mayor % de porosidad de caverna en la porosidad de la muestra 210.

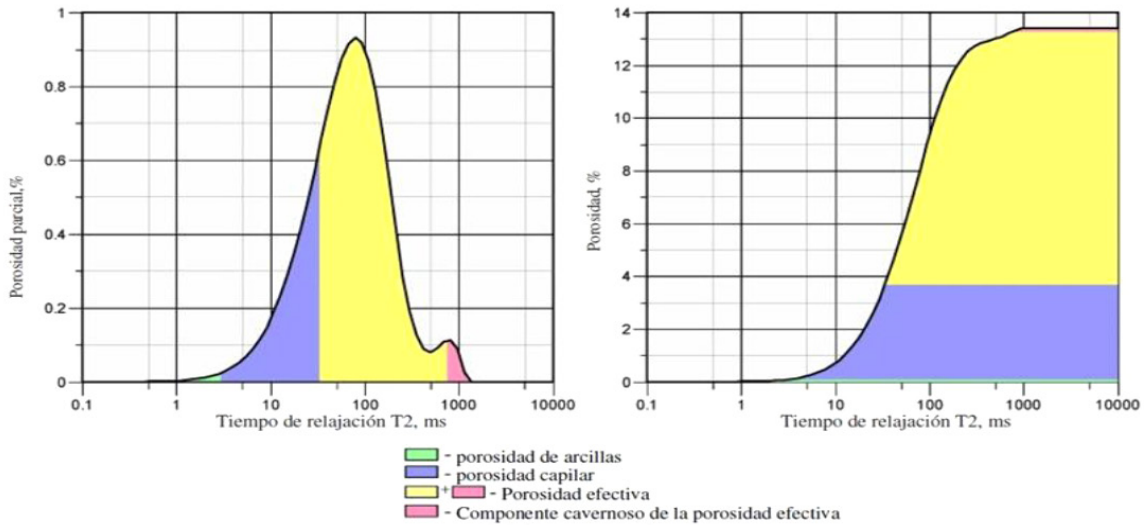


FIGURA 9. Ejemplo de la metodología de interpretación rusa (VNIneft, 2014)

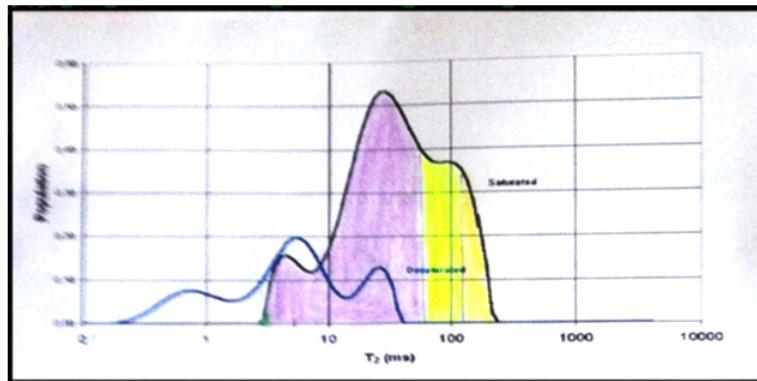


FIGURA 10. Reinterpretación de la muestra 204 (frecuencia 1MHz)

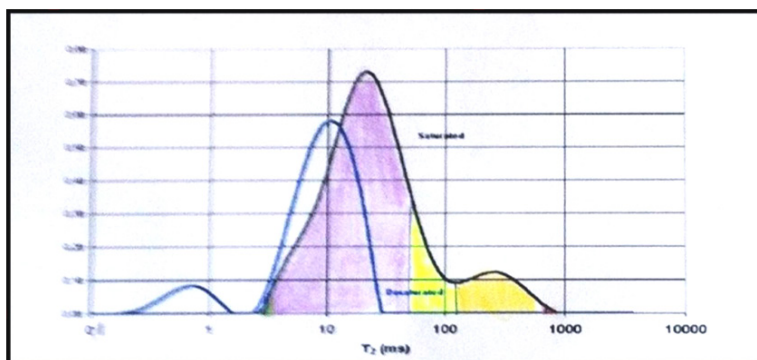


FIGURA 11. Reinterpretación de la muestra 210 (frecuencia 1MHz)

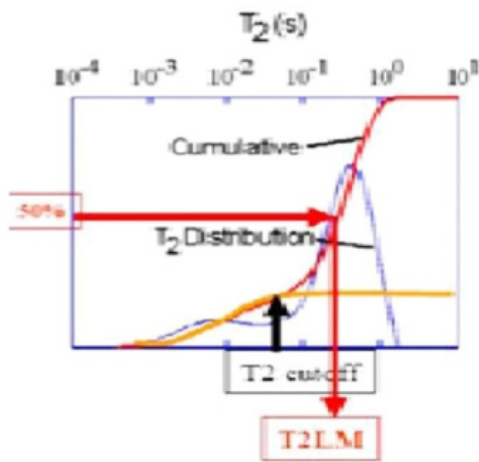


FIGURA 12. Gráfico acumulativo de T₂

Para poder calcular la permeabilidad por RMN es necesario contar con la tabla de las mediciones de T₂ para poder construir el gráfico acumulativo de T₂ como se muestra en la figura 12 aplicando la ecuación (2).

$$T_{2LM}=36\text{ms}, k=25\text{mD}, \Phi=20,3\%, C=25/(0,203)^4(36)^2, C = 11,36$$

$$T_{2LM}=26\text{ms}, k=0,9\text{mD}, \Phi= 22,8\%, C = 0,9 / (0,228)^4(26)^2, C = 0,493$$

Utilizar uno u otro valor de C dependerá de la forma de la curva de T₂, si se asemeja más a la de la muestra 204 utilizar el valor de C=11,36 y si se asemeja más a la curva de la muestra 210 entonces utilizar C=0,493 (Figuras 13 y 14).

Utilizando las curvas de distribución de T₂ realizadas a muestras de los pozos 2001 y 2002 en Rusia se calcularon nuevos valores de "C" como se muestran en la tabla No. 3. El valor promedio de "C" es de 12,016. Para cada muestra, además, se obtuvo la curva acumulativa de T₂ a partir de la digitalización de las curvas de distribución de T₂ (Rodríguez, 2016).

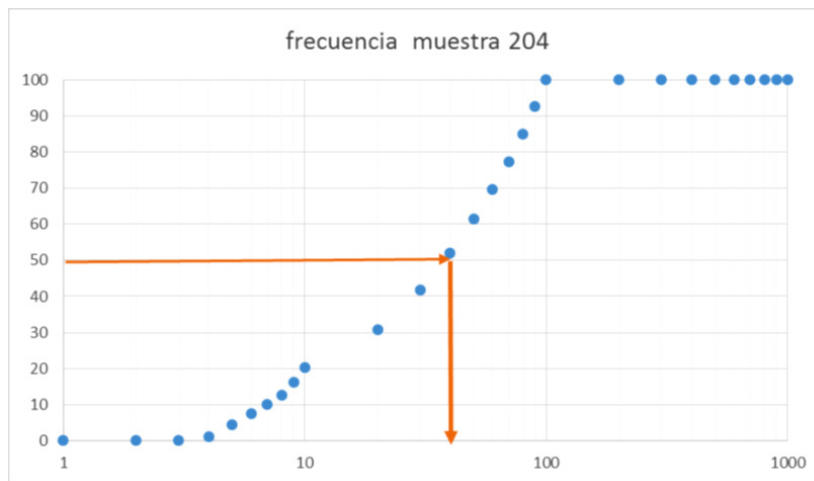


FIGURA 13. Gráfico acumulativo de T₂ de la muestra 204 (baja frecuencia 1MHz)

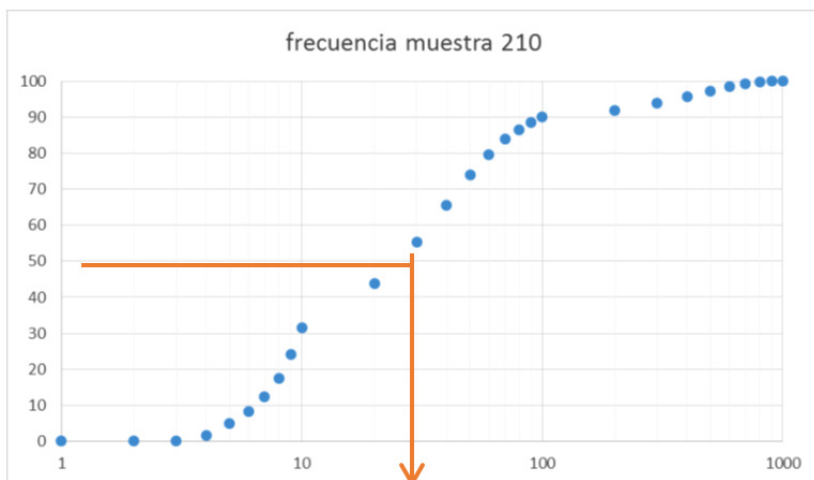


FIGURA 14. Gráfico acumulativo de T₂ de la muestra 210 (baja frecuencia 1MHz)

TABLA 3. Cálculo del coeficiente "C" a partir de muestras de núcleos

Muestras	Prof. , m	k, mD	Φ, %	Sar, %	T _{2LM}	Nuevos C
1	1738,2	12,52	15,55	16,53	78	3,51960195
2	1739,12	26,26	14,53	16,59	80	9,20560404
3	1739,7	26,26	17,16	22,61	70	6,18058392
4	1739,75	26,26	14,74	16,69	80	8,69210199
5	1739,97	26,26	13,42	27,42	65	19,1627549
6	1740,1	2	12,99	28,02	60	1,95115104
1	577,9	3	28,17	43,27	50	0,19056093
2	578,6	1,15	17,25	78,14	8	20,2937109
3	580,4	0,18	18,06	53,1	30	0,1880005
4	580,8	0,29	11,33	67,43	4	109,99131
5	582,2	1,03	26,56	38,29	55	0,0684226
6	583,4	3,49	28,11	51,48	27	0,76675129
7	586,1	0,96	33,74	40,13	50	0,02963131
8	586,45	3,09	28,44	40,3	52	0,17467607

Utilizando la ecuación empírica para los carbonatos donde C=0,1 se obtienen, por lo general, valores de k_{RNM} menores que los medidos en las muestras (ver tabla No. 4) (Figura 15).

TABLA 4. Cálculo de la permeabilidad con la ecuación empírica para los carbonatos

Muestras	Prof. , m	k, mD	Φ, %	Sar, %	T _{2LM}	k _{RNM}
						C=0,1
1	1738,2	12,52	15,55	16,53	78	0,355722044
2	1739,12	26,26	14,53	16,59	80	0,28526102
3	1739,7	26,26	17,16	22,61	70	0,424878949
4	1739,75	26,26	14,74	16,69	80	0,302113344
5	1739,97	26,26	13,42	27,42	65	0,137036664
6	1740,1	2	12,99	28,02	60	0,102503597
1	577,9	3	28,17	43,27	50	1,574299642
2	578,6	1,15	17,25	78,14	8	0,00566678
3	580,4	0,18	18,06	53,1	30	0,095744425
4	580,8	0,29	11,33	67,43	4	0,000263657
5	582,2	1,03	26,56	38,29	55	1,505350606
6	583,4	3,49	28,11	51,48	27	0,45516715
7	586,1	0,96	33,74	40,13	50	3,23981582
8	586,45	3,09	28,44	40,3	52	1,768988687

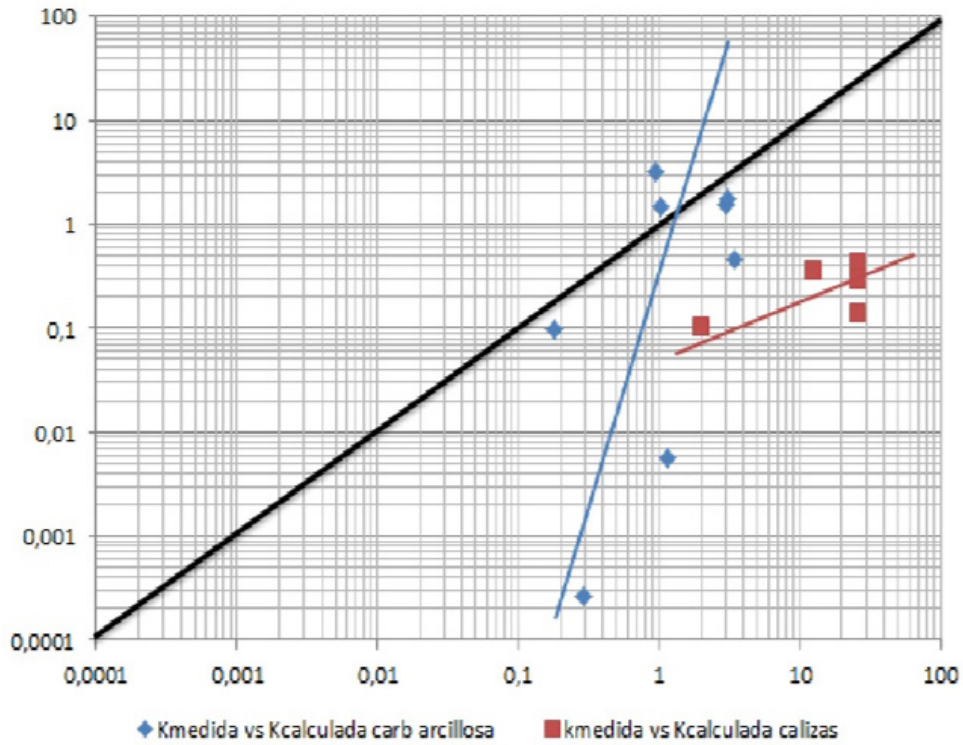


FIGURA 15. Gráfico de comparación de las permeabilidades medidas en los núcleos y calculadas con la ecuación empírica para los carbonatos

En otros artículos (Shabani, 2021), (Fatemi, 2018), (Mohammadlou, 2013) y (Westphat, 2005) proponen otros valores de C, específicos para los carbonatos objetos de su estudio.

Modelo de Coates (Fuentes, 2019)

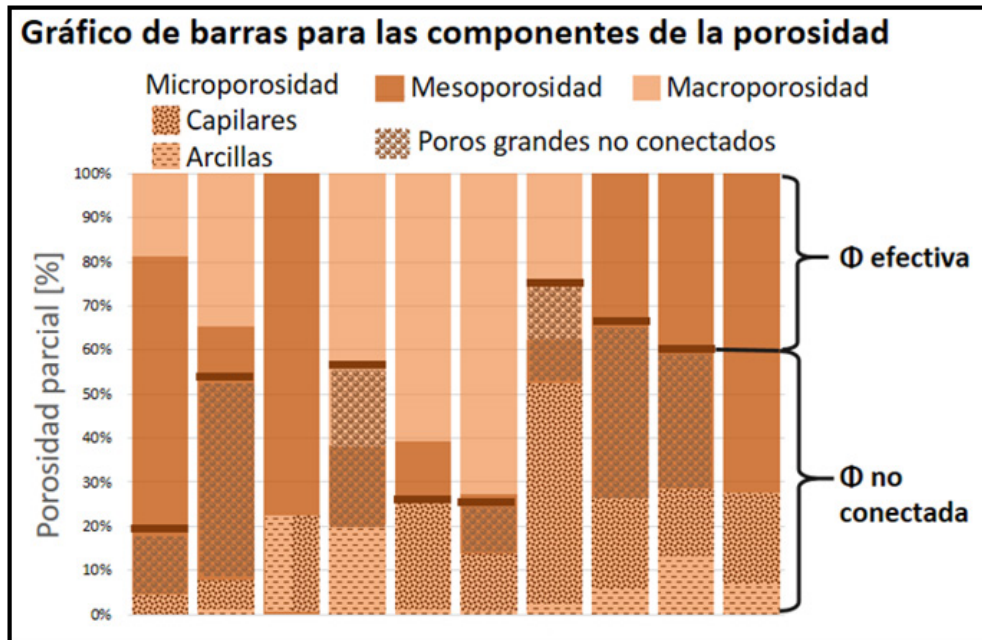


FIGURA 16. Componentes de la porosidad (Fuentes, 2019)

Asumiremos 4 ms entre las arcillas y los capilares, 50ms entre la microporosidad y la mesoporosidad; y mayores de 500ms para la macroporosidad (Fuentes, 2019). Como se observa en la figura 16, la porosidad que es necesario obtener bien podría asociarse en una primera aproximación a la porosidad vinculada a mesoporos y macroporos. Basado en ello, procesamos los programas en una cantidad significativa de muestras a las que también se les había realizado la medición de la permeabilidad. Ver gráficos de las figuras 17 y 18.

Es importante considerar los T_{2IF} de corte por laboratorio para ajustar futuros modelos de permeabilidades y para la interpretación del registro de RMN.

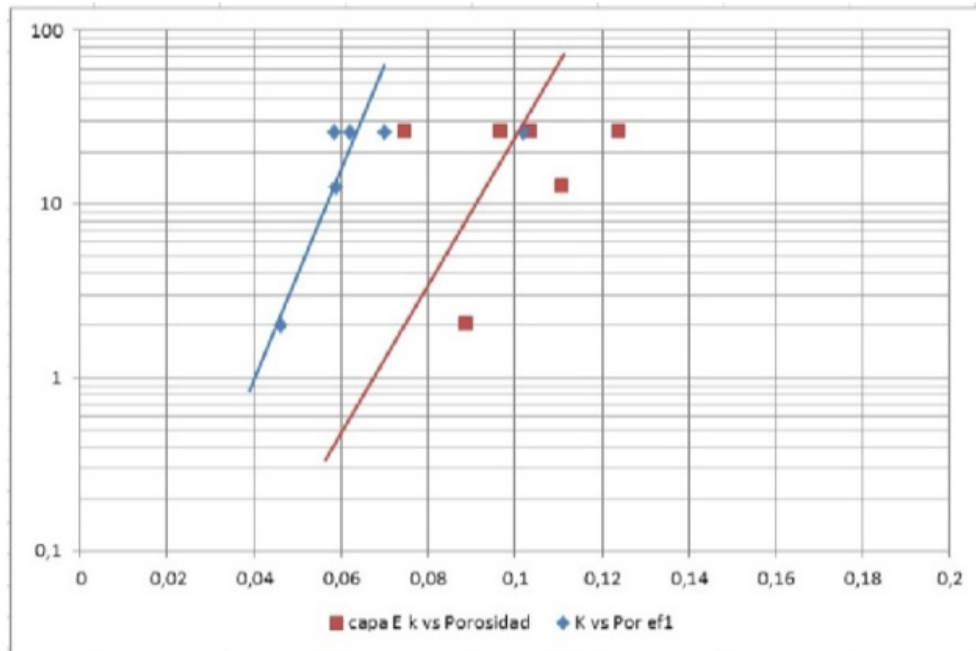


FIGURA 17. Gráficos de Permeabilidad medida vs la porosidad total y la porosidad efectiva en rocas carbonatadas

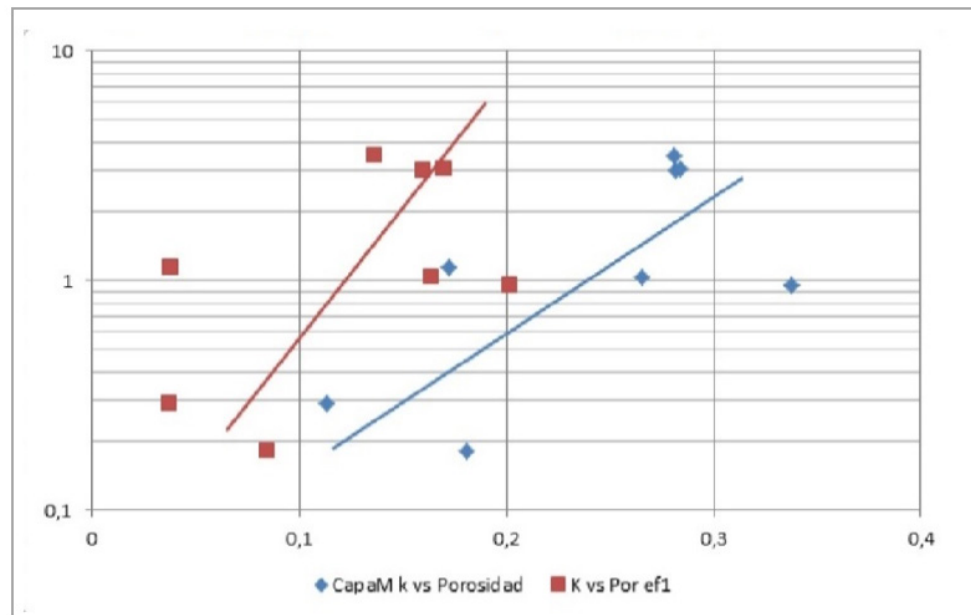


FIGURA 18. Gráficos de Permeabilidad medida vs la porosidad total y la porosidad efectiva en rocas carbonatadas arcillosas

En estos gráficos se observa cómo mejora el ajuste de la permeabilidad con la porosidad efectiva (eliminando la microporosidad). Relaciones aún mejores podrían obtenerse de contar en todos los casos no solo con las curvas de presión capilar sino con las curvas de distribución de T₂ para eliminar el efecto de los meso y macroporos no comunicados (Tabla No. 5), así como la evaluación correcta de los fluidos petroléos pesados en la forma de distribución de T₂.

TABLA 5. Algunos resultados de la división por tipos de porosidad (Fuentes, 2019 y Rodríguez, 2019)

Muestras	Componentes	Cut-off, ms	Porosidad parcial, %				Porosidad, %					
			Comp.	Índices		Tipo Φ		Φcomp	Tipo Φ		Efectividad	Φtotal
1	I	5	0,02	IFA	16,5	Arcilla	0,02	0,003	Arcilla	0,003	12,75	15,6
	II	50	4,03			Capilares	4,03	0,629	Capilares	0,629		
	III	100,01	12,45			Meso	90,14	1,948	Meso	14,062		
	IV	800	77,69	IFL	83,5	Meso	12,115	Meso	14,062	2,85		
	V	1200	5,81			Macro	5,81	0,906	Macro		0,906	
2	I	5	0,03	IFA	13,9	Arcilla	0,03	0,004	Arcilla	0,004	2,03	14,53
	II	50	3,53			Capilares	3,53	0,513	Capilares	0,513		
	III	111,79	10,38			Meso	67,93	1,058	Meso	9,87		
	IV	500	57,55	IFL	86,1	Meso	8,362	Meso	9,87	12,51		
	V	1100	28,51			Macro	28,51	4,143	Macro		4,143	
3	I	5	0,03	IFA	19,1	Arcilla	0,03	0,005	Arcilla	0,005	3,28	17,16
	II	50	5,4			Capilares	5,4	0,927	Capilares	0,927		
	III	112,89	13,63			Meso	82,52	2,339	Meso	14,16		
	IV	528,12	68,89	IFL	80,9	Meso	11,822	Meso	14,16	13,88		
	V	1000	12,05			Macro	12,05	2,068	Macro		2,068	
4	I	4,75	0,01	IFA	15	Arcilla	0,01	0,001	Arcilla	0,001	2,21	14,74
	II	50	3,76			Capilares	3,76	0,554	Capilares	0,554		
	III	106,56	11,27			Meso	75,82	1,661	Meso	11,176		
	IV	518,75	64,55	IFL	85	Meso	9,515	Meso	11,176	12,53		
	V	1100	20,41			Macro	20,41	3,008	Macro		3,008	
5	I	3	0,01	IFA	25,5	Arcilla	0,01	0,001	Arcilla	0,001	3,42	13,42
	II	50	5,57			Capilares	5,57	0,747	Capilares	0,747		
	III	132,89	19,9			Meso	71,01	2,671	Meso	9,53		
	IV	500	51,11	IFL	74,5	Meso	6,859	Meso	9,53	10		
	V	1600	23,41			Macro	23,41	3,142	Macro		3,142	
6	I	3	0,01	IFA	25,5	Arcilla	0,01	0,001	Arcilla	0,001	3,31	12,99
	II	50	5,57			Capilares	5,57	0,724	Capilares	0,724		
	III	135,34	19,9			Meso	71,01	2,585	Meso	9,224		
	IV	500	51,11	IFL	74,5	Meso	6,639	Meso	9,224	9,68		
	V	1600	23,41			Macro	23,41	3,041	Macro		3,041	



TABLA 6. Resultados de los cálculos de la permeabilidad por el modelo de Coates y SDR y comparación con la permeabilidad medida en las muestras

Muestra	Φ_T	Φ_{ef}		IFL	IFA	T_{2LM}	K_{medida} , mD	K_{rmin} por modelo SDR		K_{rmin} por modelo Coates			
		1	2					con Φ_T	con Φ_{ef2}	con Φ_T	con Φ_{ef1}		
capa M marga bituminosa													
1	0,2817	0,1598	0,1619	57,5	42,5	50	3	1,57429964	11,9361682	0,12576078	9,1885	0,16302233	0,17176212
2	0,1725	0,0377	0,0381	22,1	77,9	8	1,15	0,00566678	0,00162583	1,6959E-05	0,83317	1,2928E-05	1,3486E-05
3	0,1806	0,0847	0,0862	22,1	77,9	30	0,18	0,09574442	0,04142316	0,00044436	1,87187	0,00463208	0,00496903
4	0,1133	0,0369	0,0381	33,5	66,5	4	0,29	0,00026366	0,00470492	5,3474E-05	1,23615	2,9664E-06	3,3715E-06
5	0,2656	0,1639	0,1656	62,4	37,6	55	1,03	1,50535061	19,8750991	0,2071261	10,22736	0,2182937	0,2274923
6	0,2811	0,1364	0,1392	49,5	50,5	27	3,49	0,45516715	3,32571572	0,03607319	6,7518	0,02523394	0,02737061
7	0,3374	0,202	0,2021	59,9	40,1	50	0,96	3,23981582	37,1509888	0,3722461	12,0998	0,4162416	0,41706646
8	0,2844	0,1698	0,1724	60,6	39,9	52	3,09	1,76898869	19,1756547	0,20377387	10,28988	0,22477988	0,23886677
capa E calizas													
1	0,1108	0,0588	0,0285	83,5	16,5	78	12,52	0,35572204	3,06135974	0,0016896	4,9098	0,00727275	0,00040139
2	0,0968	0,0581	0,1251	86,1	13,9	80	26,26	0,28526102	4,37201086	0,93973617	5,00241	0,00729264	0,1567506
3	0,1034	0,0617	0,1388	80,9	19,1	70	26,26	0,42487895	2,59998573	0,66586804	4,99153	0,00710128	0,18186702
4	0,0744	0,0701	0,1253	85	15	80	26,26	0,30211334	7,75402872	0,79151585	5,9585	0,0154544	0,15775541
5	0,124	0,1017	0,1	74,5	25,5	65	26,26	0,13703666	9,13095067	0,08535563	7,57665	0,0451971	0,04225
6	0,0885	0,046	0,0968	74,5	25,5	60	2	0,1025036	0,38217609	0,07494344	3,427	0,00161188	0,0316085

Nota:

Φ_{ef1} Calculada a partir de eliminar la microporosidad determinada por programas de la porosidad total

Φ_{ef2} calculada a partir de eliminar porosidad efectiva a partir de las curvas de T_2 (Fuentes, 2019)

Aplicando tanto el algoritmo de Coates como el SRD para calcular la permeabilidad y compararlos con los valores de permeabilidad (Tabla No. 6, Figura 19) medidas (eje X de las figuras 19) se observa que los valores que más se aproximan a los valores medidos son los obtenidos con el modelo SDR que se basa en la determinación del T_{2LM} a partir de las curvas acumulativas de T_2 en la capa E. En la capa M se observa una gran dispersión de los valores, ningún modelo es adecuado. El valor del coeficiente $C=0,1$ debe ser ajustado, no es válido para estas secuencias carbonatadas.

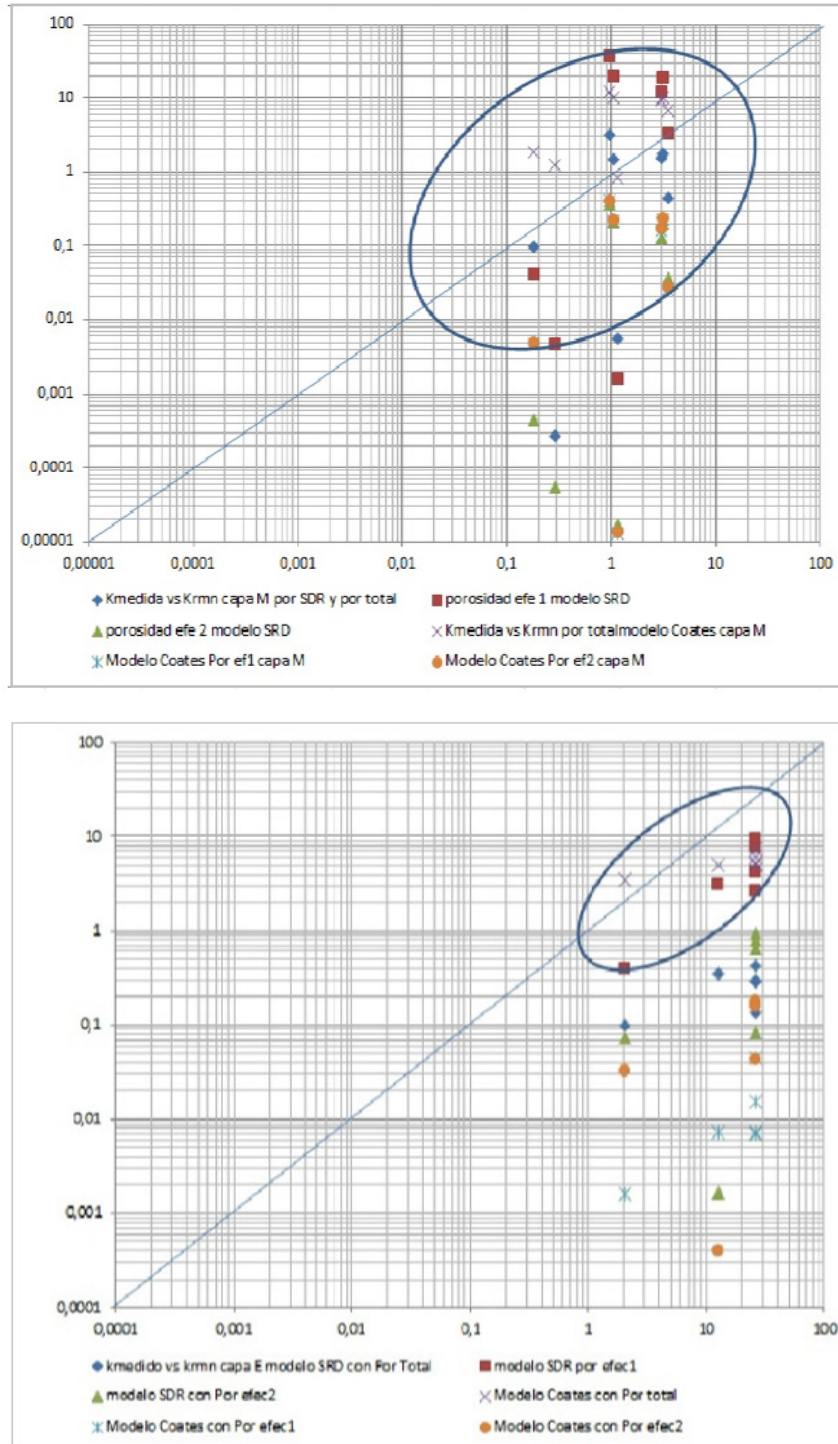


FIGURA 19. Gráficos de permeabilidades medidas y obtenidas a partir de RMN en las Capas M y E

CONCLUSIONES

La aplicación del algoritmo de la Schlumberger para determinar la permeabilidad a partir de la curva de T_2 indica una gran variabilidad en los valores del coeficiente "b", por lo que aún no es conclusiva su aplicación, pues los valores de permeabilidad calculados con la ecuación empírica para los carbonatos son menores a los medidos. La aplicación del algoritmo de Coates muestra gran variabilidad tanto en las muestras de calizas como en las carbonatadas arcillosas (margas), aun cuando sus resultados se aproximan más a los valores de permeabilidad medidos en las muestras. El valor de $C=0,1$ para los carbonatos, no es válido para las muestras carbonatadas estudiadas.

La utilización de las curvas de presión capilar para obtener los Porogramas facilitan la clasificación del espacio poroso en micro, meso y macroporos. Esto unido a la interpretación adecuada de las curvas de distribución del tiempo de relajación a partir de la Resonancia Magnética Nuclear, para determinar % de microporos (asociados a las arcillas y a los capilares), mesoporos y macroporos no comunicados y los comunicados, permiten definir la porosidad efectiva del reservorio asociada propiamente a la meso y macroporosidad comunicada o interconectada y estos valores de porosidad efectiva mejoran las dependencias entre la porosidad efectiva y la permeabilidad medidas en las muestras.

RECOMENDACIONES

Es necesario continuar la interpretación de mayor cantidad de muestras ya procesadas con RMN para establecer criterios de interpretación propios para las mediciones que se realicen en Cuba.

Evaluar los efectos de la temperatura sobre las curvas de distribución del tiempo de relajación, así como la realización de mediciones del tiempo de relajación en muestras saturadas con crudo pesado y extrapesado, al mismo tiempo que se realicen mediciones de T_2 a los crudos.

REFERENCIAS

- Abdallah, W. et. al (2007): Los fundamentos de la mojabilidad. *Oilfield Review*. p. 48-67.
- Akbar, M.; Alghamdi, A.; Allen, D.; Carnegie, A; Dutta, D.; Olesen, J. R. (2001): Evaluación de yacimientos carbonatados. *Oilfield Review*. Primavera. p. 20-43.
- Akkurt, R. et. al (2009): La resonancia magnética nuclear revela todo su potencial. *Oilfield Review*. No. 4.
- CEINPET. (2019): Base de datos petrofísicos de laboratorio. La Habana.
- Coates, R. R.; Xiao y Prammer, M. G. (1999): *NMR Logging Principles and Applications*. Ed. Halliburton Energy Services, EE.UU.
- Department of Geophysics. Faculty of Geology Geophysics and Environmental Protection (2013): Curso de RMN. AGH University of Science and Technology. Krakow. Poland.
- Fatemi S. M. et. al (2018): Adjusting porosity and permeability estimation by nuclear magnetic resonance: a case study from a carbonate reservoir of south of Iran. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 8: 1113-1127. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0474-z>
- Fuentes, D. R. (2019): *Separación de la porosidad en componentes mediante la Resonancia Magnética Nuclear como apoyo a la interpretación petrofísica*. Trabajo presentado en opción al título de Ingeniera Geofísica. Instituto Superior Politécnico "José Antonio Echeverría". Facultad de Ingeniería Civil. Carrera Ingeniería Geofísica. La Habana.
- Mohammadlou, M. H. and Mørk M. B. (2013): Integrated permeability analysis in Tight and Brecciated carbonate reservoir. *SPE Reservoir evaluation & engineering*. <https://www.researchgate.net/publication/269739337>
- Riedel, M. (2008): Borehole Geophysics Nuclear-Magnetic-Resonance (NMR) logging. <http://www.sld.com/media/services/resources/oilfieldreview/ors95/aut95/08951933.pdf>. mriedel@eps.mcgill.ca

- Rodríguez-Loeches, J. (2009): *Estudio del espacio poral a partir de mediciones de RMN y RMNI en muestras de carbonatos*. Archivo CEINPET. La Habana.
- Rodríguez, N. y Marques, E. (2014): *Las determinaciones petrofísicas en la historia de evaluación de formaciones geológicas en Cuba*. Memorias de la V Convención de Ciencias de la Tierra.
- Rodríguez, N. (2016): *Reinterpretación de los RMN en núcleos de pozos de Boca Jaruco y Varadero*. Informe técnico para el proyecto 9014. CEINPET. La Habana.
- Rodríguez, O.; Miquel, L. y Fuentes, D. (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. *Geociencias UO*. Vol. 2. núm. 2. p. 130-142. <http://www.olmeca.edu.mx/geociencias>.
- Shabani, M. et. al (2021): Evaluation of rock properties determined from core and NMR data: A case study in Asmari carbonate reservoir. *Journal of Petroleum Science and Technology*. 11(3):31. p. 2-10. Tehran. Iran. <https://jpst.ripi.ir/>.
- VNIINEft (2014): *Informe del trabajo de investigación científica Estudio detallado de las propiedades petrofísicas y de filtración en los núcleos de tres pozos del yacimiento Boca de Jaruco*". Archivo Ceinpet.
- Westphat, H. et. al (2005): NMR measurements in carbonate rocks: Problems and an approach to a solution. *Pure appl. Geophysics*. V. 162. p. 549-570.

Como citar:

Rodríguez-Martínez, N. (2023): Mediciones de resonancia magnética nuclear en muestras de rocas carbonatadas para evaluar sus propiedades como reservorios. *Geoinformativa*. 16 (1) 33-52

Licencia:

Este artículo está protegido bajo una licencia Atribución-No Comercial-Compartir igual (CC BY-NC-SA) la cual permite compartir (copiar y redistribuir el material en cualquier medio o formato) y adaptar (remezclar, transformar y crear a partir del material), por lo que los autores, son libres de compartir su material en cualquier repositorio o sitio web.

