

Naturalia patagónica, 4(1): 23-36 (2008)

**ANÁLISIS DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR PARA LA CARACTERIZACIÓN
DE RESERVORIOS CLÁSTICOS DE AMBIENTE CONTINENTAL. CUENCA DEL
GOLFO SAN JORGE. ARGENTINA.**

**Analysis of Nuclear Magnetic Resonance for Characterization of Continental
Clastic Reservoirs. San Jorge Gulf Basin – Argentina.**

Acosta Néstor

Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, Departamento de Geología -
Facultad de Ciencias Naturales. Ciudad Universitaria. Km 4. Comodoro Rivadavia
(9005). E-mail: acostanest@hotmail.com

RESUMEN

En los últimos diez años los registros de Resonancia Magnética Nuclear en pozo tuvieron una amplia utilización en la Cuenca del Golfo San Jorge. La cantidad de perfiles RMN en la cuenca, en proporción a la cantidad de pozos perforados, supera a las experiencias realizadas en otros yacimientos en el mundo entero. Dada la escasa bibliografía respecto de los usos particulares en esta cuenca, se presenta una actualización de los principios de medición y los procedimientos de interpretación que se aplican a la fecha. Se incluyen conceptos teóricos básicos y necesarios para que el lector pueda formar criterios propios acerca del uso y aplicaciones utilizadas sin entrar en detalles que puedan complicar innecesariamente la lectura e interpretación de los mismos. No obstante, el propósito es que la lectura de esta descripción sea suficiente para poder comprender la mayoría de los fenómenos que rodean a estos registros. En forma resumida se enfocan los procedimientos, el análisis y las interpretaciones en la experiencia con datos de RMN obtenida en la Cuenca del Golfo San Jorge.

Palabras clave: Resonancia Magnética Nuclear, Cuenca del Golfo San Jorge, perfiles, yacimientos, Geología del petróleo, principios, procesamientos.

ABSTRACT

Since Darwin's time, the Earth scientists have focused their attention on the Patagonia. Its distinctive geologic characteristics continue being object of various works related to different geologic disciplines. The San Jorge Basin reservoirs are not the exception. The present contribution is the result of the several author's experiences in RMN analysis on reservoirs of sandstone with argillaceous-tuffaceous matrix belonging to geological formations of Cretaceous age. They are located in one of the main hydrocarbon producing basins of Argentina. The singularities of these reservoirs in connection to its lithologic complexity and hydrocarbon characteristics make the high technology use necessary in order to recognize more accurately the quality of these reservoirs. The principle of measure of RMN tool provides the perfect application for clastic sedimentary deposits formed by clastic materials of pyoclastic and volcanic provenance, variable proportion matrix, cement and different size pores. On the other hand, the characteristics of the multi-layer reservoir with hydrocarbons of different API densities and viscosities in each of them make these reservoir evaluations more difficult. As being the San Jorge Gulf Basin (SJGB) the part of the world with most nuclear magnetic resonance logs, it was possible to analyze various types of interpretations. These methodologies were improved over time from the first visual spectra analyses to current diffusion maps for fluids liquids detection and from the partial porosity analysis of correlation between termination flows and porosity values for quality rock recognition. It is intended to highlight the advantages and synthetically showed the main aspects of the use of NMR tools for characterization of continental clastic reservoirs of South America. This work summarizes the uses of these interpretations in order to improve the liquid hydrocarbon recovery in these reservoirs.

Keywords: Patagonia, nuclear magnetic resonance, characterization, diffusion, tuffaceous sandstones.

INTRODUCCION

El principio físico de las mediciones de Resonancia Magnética Nuclear en pozo (RMN) esta basado en excitar magnéticamente núcleos de hidrógeno presentes en los poros de las areniscas y analizar las señales que éstos emiten. La amplitud de estas señales será proporcional a la cantidad de núcleos de hidrógeno presentes en la zona de medida. Este fundamento de medición resulta aplicable a las rocas sedimentarias clásticas de la Cuenca del Golfo San

Jorge. Todas las mediciones de RMN implican el uso de un campo magnético y de ondas electromagnéticas de amplitud, frecuencia y duración controladas (pulsos). Estas ondas son emitidas por la antena de una herramienta de perfilaje. En condiciones muy particulares los núcleos de hidrógeno también emiten ondas electromagnéticas de la misma frecuencia que la antena emisora, las que se denominan ecos, ondas estas que son detectadas por la misma antena emisora.

Acosta N.: Análisis de Resonancia Magnética Nuclear para la caracterización de Reservorios Clásticos de Ambiente Continental.

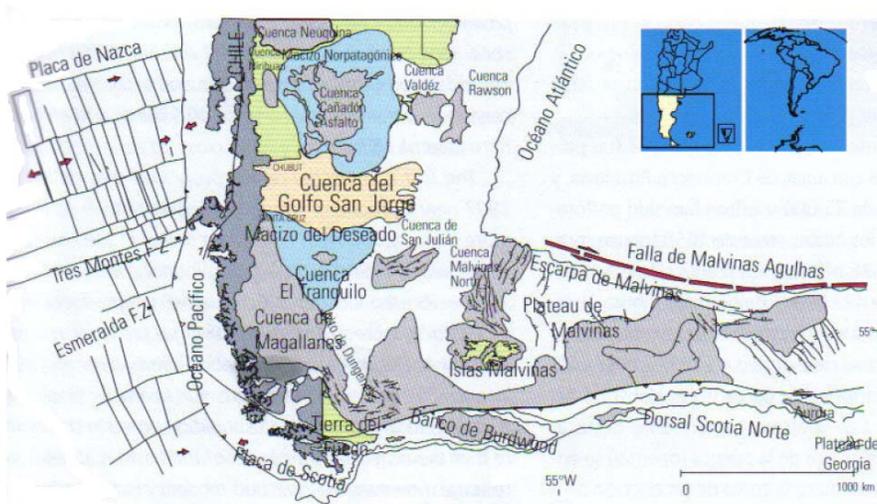
Los datos primarios obtenidos en cada ciclo de medida son trenes de ecos los cuales están caracterizados por su amplitud y por la variación de ésta con el tiempo. Estos dos factores son muy importantes dado que la variación de la amplitud nos da una idea de la proveniencia de la señal (material fino de la matriz o fluido neto en los poros); el valor de la amplitud a su vez depende del número de núcleos que pudo ser excitado en la zona de medida.

Marco Geológico

La Cuenca del Golfo San Jorge se encuentra ubicada en la parte central de Patagonia abarcando una importante

porción de la provincia de Chubut y el norte de Santa Cruz en Argentina. Presenta forma irregular y una marcada elongación en dirección este-oeste. Se ubica entre dos altos positivos que son, respectivamente, el Macizo del Deseado y el Macizo Norpatagónico, los cuales controlan su flanco sur en la provincia de Santa Cruz y su flanco norte en Chubut respectivamente (Figura 1). Dentro de los niveles del denominado Grupo Chubut o Chubutiano (Hechem et al., 1990). Se incluyen la formación Pozo D-129 principal roca generadora, como así también los principales reservorios agrupados en las formaciones Mina El Carmen, Castillo y Bajo Barreal (Lesta P., 1966).

Figura 1: Marco Geológico y ubicación de la Cuenca del Golfo San Jorge (modificado de Figari et al., 1999).



Características de los reservorios

Los principales reservorios de la cuenca pertenecen a la Formación Bajo Barreal y a sus equivalentes, los cuales, de acuerdo a la distribución areal en la misma, cambian de nombre (Comodoro Rivadavia y Yacimiento El Trébol para el Flanco Norte y Cañadón Seco y Meseta Espinosa para el Flanco Sur, respectivamente).

Estos depósitos sedimentarios pertenecen a ambientes fluviales continentales muy variados (sistemas colectores de tipo entrelazado, barreales someros, sistemas efímeros y de alta sinuosidad). La mayoría de estos depósitos arenosos con alta potencialidad para constituir reservorios de hidrocarburos se encuentran depositados en forma de depósitos canalizados, lóbulos y en menor proporción lentes.

Desde la óptica litológica y mineralógica de las rocas reservorio, se trata principalmente de areniscas volcanoclásticas de matriz arcillo-tobácea. Las cuales, en algunos casos, ven reducida su porosidad primaria por procesos diagenéticos de compactación mecánica, disolución de granos por contactos intergranulares y cementación de los poros (Acosta et al., 2007).

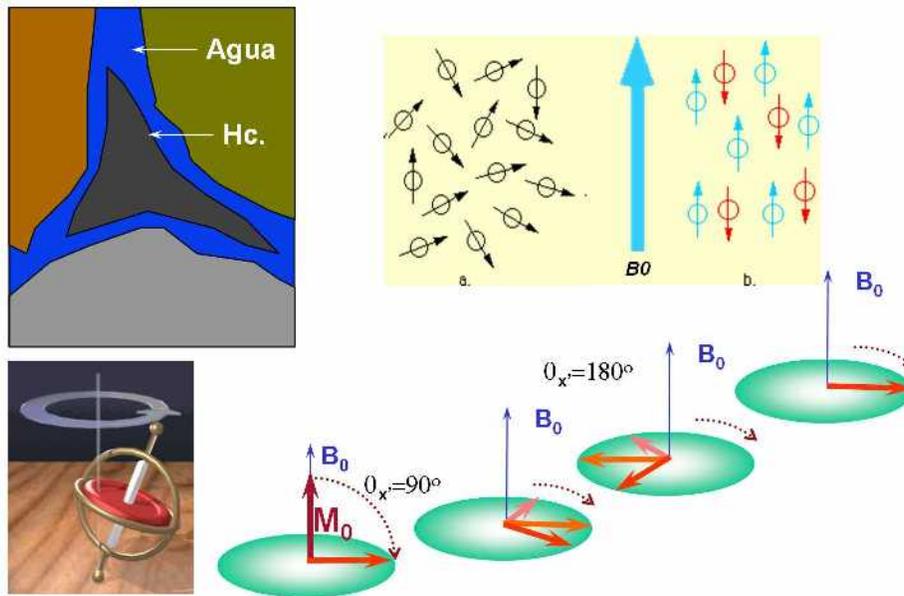
En lo que se refiere a la evaluación y caracterización de estos reservorios con registros de pozos, estas resultan a veces sumamente complejas dadas la complejidad litológica que presentan. Sin embargo existen importantes recopilaciones de datos obtenidos de muestras de subsuelo que se comparan con registros convencionales y de resonancia magnética nuclear pueden encontrarse en traba-

jos de reciente publicación (Breda et al., 2005).

Principios físicos básicos de las mediciones de RMN en reservorios clásticos

En los fluidos contenidos en los reservorios los momentos magnéticos de los núcleos de hidrogeno se ordenan de una manera aleatoria, tal que la suma de todos ellos es nula. La forma de detectar los fenómenos magnéticos asociados a los mismos es ordenándolos de forma tal que sus momentos magnéticos se sumen en alguna dirección preferencial (ver Figura 2). Este ordenamiento se obtiene aplicando un campo magnético exterior. En este estado de magnetización estable se aplican los pulsos en una frecuencia (en realidad una banda de frecuencias) igual a la frecuencia de Larmor que es la única frecuencia a la cual es posible comunicar energía a los protones. Este fenómeno es denominado resonancia magnética nuclear (RMN). El efecto de estos pulsos es un giro del momento magnético proporcional a la energía del pulso. Por lo tanto una vez finalizado este primer pulso (denominado de 90°), los momentos magnéticos se encuentran en el plano transversal girando a la frecuencia de Larmor. En el volumen investigado existe una banda de frecuencias de Larmor en lugar de una única y esto hace que rápidamente los más veloces tomen distancias de los más lentos y se pierda la coherencia que permite detectarlos. En este punto se aplica un pulso con el doble de energía que el anterior (de 180°) provocando un giro también de 180° en el plano transversal alrededor de un eje (ver Figura 2).

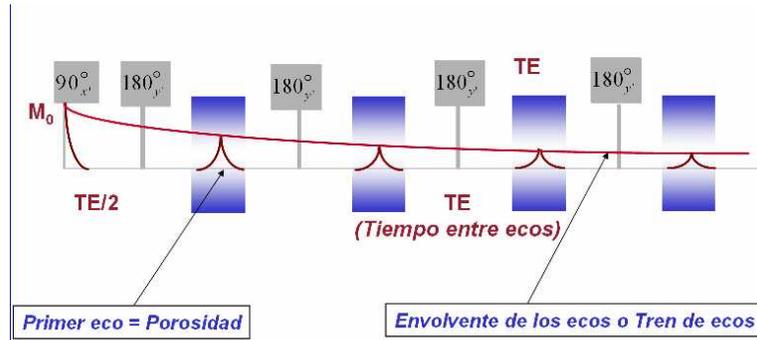
Figura 2: Spines de hidrogeno expuestos a campo magnético exterior y a pulsos de radiofrecuencia



Esto provocará que al cabo de cierto tiempo los más rápidos alcancen a los más lentos y en un instante todos los vectores pasen por el mismo lugar al mismo instante emitiendo una señal electromagnética que es detectada por la antena de la herramienta (*primer eco*). Este primer eco tiene la información de la cantidad de protones que participaron en el experimento de RMN y como éstos están contenidos en los fluidos la amplitud de este eco es proporcional a la porosidad del medio que estamos midiendo.

Las herramientas de perfilaje utilizan una secuencia de pulsos, la cual permite analizar la magnetización en el plano transversal, fundamentalmente cómo vuelve la magnetización a su estado de equilibrio inicial. Este proceso de recuperación que sigue leyes exponenciales, en el mismo la magnetización en el plano transversal comienza en un valor inicial M_0 y tiende a cero con una constante de tiempo de relajación denominada T2 (ver figura 3).

Figura 3: Secuencia de adquisición de datos de resonancia magnética nuclear.



La secuencia comienza con un pulso de 90° que ubica a los protones en el plano transversal seguido de una secuencia de pulsos de 180° obteniendo después de cada uno de ellos un eco (momentos magnéticos en fase). Estos ecos son proporcionales a la magnetización total que va quedando en el plano transversal, por lo que su amplitud va decayendo según una exponencial con constante de tiempo de relajación T_2 . La envolvente de los ecos se denomina *tren de ecos* y representa a los datos de RMN en el dominio del tiempo (ver figura 3). Los trenes de ecos adquiridos, contienen toda la información de cada uno de los experimentos realizados durante el registro. De esta información solamente es posible extraer visualmente alguna información en los casos en que los registros se realicen en medios homogéneos y con un solo tipo de fluido llenando el espacio poral. En los registros reales, cada uno de los trenes de ecos adquiridos, contiene información proveniente de las distintas partes del

reservorio que contienen hidrógeno. Distintos tamaños porales y distintos tipos de fluidos con distintos decaimientos, caracterizados por las distintas constantes de tiempo T_2 . En esta situación los trenes de ecos, no responden a exponenciales simples, sino que están compuestos por una infinidad de exponenciales con distinto T_2 , de acuerdo al aporte de señal de cada una de las distintas situaciones y tipos de fluidos que se encuentran en la formación. Los espectros representan la concentración de señal que corresponde a cada T_2 . En los mismos, la variable independiente x , representa la constante de tiempo T_2 , que a pesar de tener unidades de tiempo, no tiene el significado físico del tiempo. La amplitud de los ecos de cada experimento, puede ser expresada en función de la concentración de señal de la siguiente manera $P(T_2)$

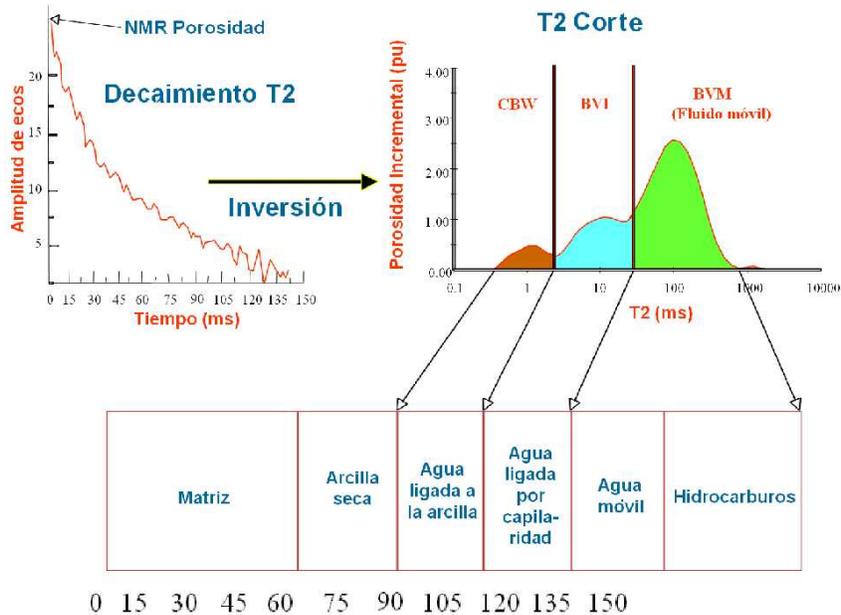
$$M_{(n \cdot T_E)} = \int_0^{\infty} P_{(T_2)} \cdot e^{-\frac{n \cdot T_E}{T_2}} \cdot dT_2$$

$P(T_2)$: distribución verdadera de T_2
 T : tiempo
 n : eco número
 $(n.TE)$: variable tiempo acotada
 $M(n.TE)$: Magnetización inicial
 e : base de los logaritmos naturales
 T_2 : variable constante de tiempo que caracteriza fenómenos RMN
 TE : tiempo entre ecos

El proceso matemático de hallar la función $p(T_2)$, a partir de un tren de ecos es conocido como *proceso de inversión*. Estas funciones son representadas para cada profundidad como espectros de T_2 .

Estos espectros son datos en el dominio de T_2 , es decir que mediante este proceso se pasa de variables de tiempo a variables de T_2 . Dicho en otras palabras, del dominio del tiempo al dominio de T_2 . Es posible fijar límites en este espectro de T_2 de manera de dividir a la porosidad, que es el área del espectro de T_2 , en porciones que representen muy aproximadamente a las porosidades efectiva, irreducible y móvil. Esto dependerá de una correcta elección del método de adquisición y de los valores T_2 límite o de corte elegido (ver figura 4).

Figura 4: Espectros de RMN y su relación con la distribución de la porosidad en rocas sedimentarias clásticas.



Evaluación de la calidad de las rocas reservorio

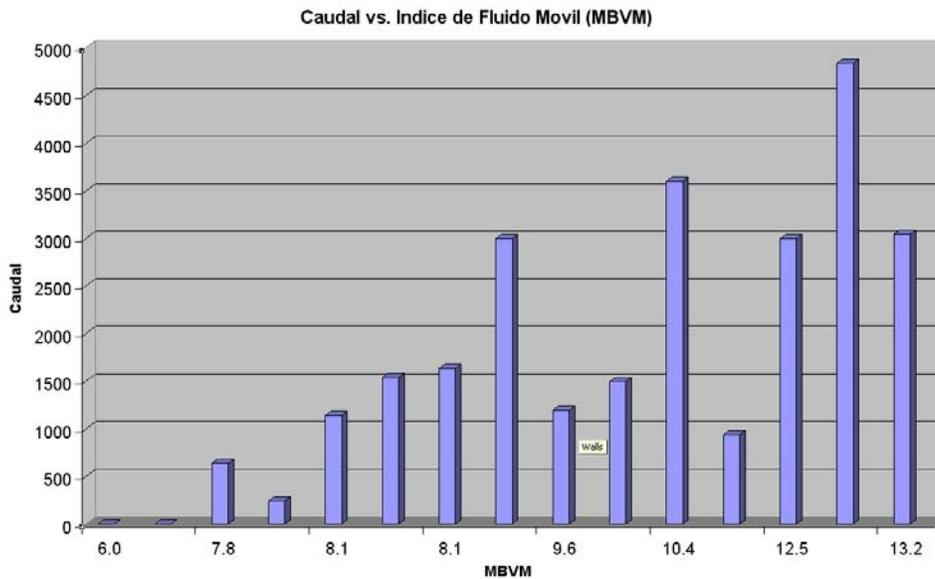
La información adquirida provee indicadores de calidad petrofísica de reservorio, el análisis de estos indicadores de calidad petrofísica permite caracterizar los reservorios mediante la aplicación de valores límite a los mismos.

Uno de los indicadores mas utilizados es la porosidad asociada a fluidos móviles. De esta manera, los reservorios de mejor calidad poseen valores de MBVM mayores a los límites establecidos estadísticamente por área y por formación (Domínguez, et al.2005). La discriminación entre buenos y malos

reservorios se realiza tomando como base el caudal obtenido durante el ensayo de terminación, siempre y cuando estos se hayan realizado en forma individual y no en conjunto.

Estadísticamente es posible encontrar una relación de proporcionalidad directa entre indicadores y caudales de ensayo de terminación y estimulación. Con valores bajos de los indicadores se obtienen bajos caudales. Los caudales bajos de capas que tienen indicadores con altos valores permiten inferir posibles daños de formación y sugieren algún tipo de estimulación que permita remover el daño e incrementar el caudal obtenido en la terminación.

Figura 5: Relación entre caudal fluidos de terminación y porosidad asociada a fluidos móviles.



De la manera antes mencionada, y tal cual se muestra en la Figura 5, es posible obtener estadísticamente, con un cierto grado de incertidumbre, los valores límite que permiten discriminar entre reservorios de buena, regular o mala calidad de reservorio.

Caracterización de Fluidos de Reservorios

a. MGTE™ (*Multi Gradient Inter-Echo Time*) y SIMET™ (*Simultaneous Inversion of Multiple Echo Trains*) - Interpretación visual de espectros de RMN.

La distinción de fluidos de reservorio se realiza aprovechando una propiedad característica de cada tipo de fluido llamada difusión, la cual es producida por un decaimiento adicional de los ecos en presencia de un campo magnético gradacional como el generado por la herramienta de RMN. La existencia de un gradiente de campo magnético hace que la frecuencia de Larmor cambie espacialmente de acuerdo a como cambia el campo. Esto provoca en la secuencia de pulsos un desfasaje adicional de los protones que en su movimiento desordenado se van del lugar donde fueron excitados cambiando su frecuencia de Larmor. Esto es análogo a una gota de tinta diluida en un vaso de agua. Este fenómeno que afecta mayormente a los fluidos de baja viscosidad es aprovechado para separar las señales de RMN provenientes de agua de aquellas provenientes del petróleo. Este se debe a las diferencias en las constantes de difusión de ambos fluidos, las cuales dependen de las diferencias de viscosidad entre los mismos. Para utilizar la propiedad de difusión de los fluidos en los

registros de pozo, es necesario realizar una adquisición con distintas frecuencias y a distintos valores de gradiente de campo magnético.

El análisis Multi Gradient Inter-Echo Time (comúnmente: módulo de gradiente) computa espectros de T2 para diferentes valores de Gradiente de Campo magnético y Tiempo entre ecos. El diagnóstico de fluidos con espectros MGTE se realiza por comparación visual de los espectros de T2. Este análisis de espectros en ocasiones y dependiendo de la densidad específica pero fundamentalmente de la viscosidad del hidrocarburo presenta una escasa diferenciación. Por tal motivo a veces resulta un tanto difícil la caracterización antes mencionada.

Esta razón hace necesaria la utilización conjunta del análisis con el análisis *Simultaneous Inversion of Multiple Echo Trains* (comúnmente inversión simultánea) el cual analiza el total de la señal de trenes de eco separando por difusividad de los átomos de hidrógeno y mediante técnicas denominadas *forward-modeling inversion*. Esta técnica en forma iterativa busca el mejor modelo que reproduce la totalidad de los trenes de ecos considerados, esto se realiza en forma simultánea y evaluando también la calidad de esta simulación. La salida de este proceso consiste en espectros separados de T2 provenientes del agua y del petróleo. A partir de ellos es posible estimar volúmenes de hidrocarburo en la zona de medida de la herramienta. La evaluación de estos espectros se utiliza conjuntamente con los espectros MGTE para discriminar fluidos, tal cual se observa en las siguientes figuras (modificadas de Domínguez et al, 2005)

Cuando el fluido presente en el reservorio es petróleo de formación, los espectros deberán verse prácticamente iguales (sin desplazamientos relativos). El espectro de T_2 correspondiente al GTE de 89 (ubicado a la derecha en la Figura 5) no deberá estar desplazado hacia la izquierda respecto de los GTE de 36 y 17 (espectros ubicados a la izquierda). Esto se debe a la poca difusión que presenta este tipo de fluido. Por otro lado los espectros diferenciados en la columna correspondiente a SIMET muestran espectros de petróleo en tiempos altos y con gran amplitud.

Cuando el fluido contenido en el reservorio es **agua de formación**, el espectro de la derecha (GTE: 69) presentará un desplazamiento (“*shift*”) hacia la izquierda respecto a los del GTE: 36 y 17 (ver Figura 6). Este desplazamiento se debe a la mayor difusión del agua respecto del petróleo. Los espectros diferenciados en la columna correspondiente a SIMET no muestran espectros de petróleo mientras que si aparecen bien definidos los espectros de agua.

Figura 6: Ejemplo de perfil de RMN de pozo para interpretación de petróleo de formación (modificada de Domínguez et al., 2005)

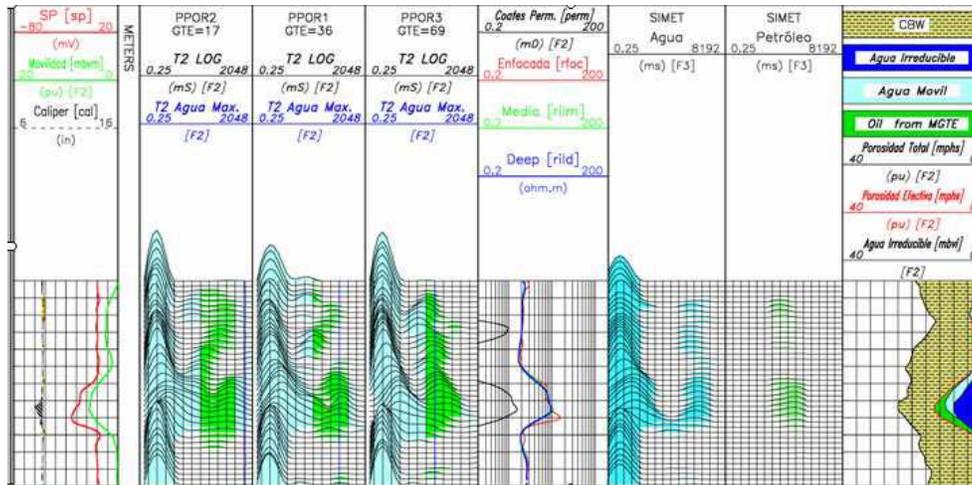
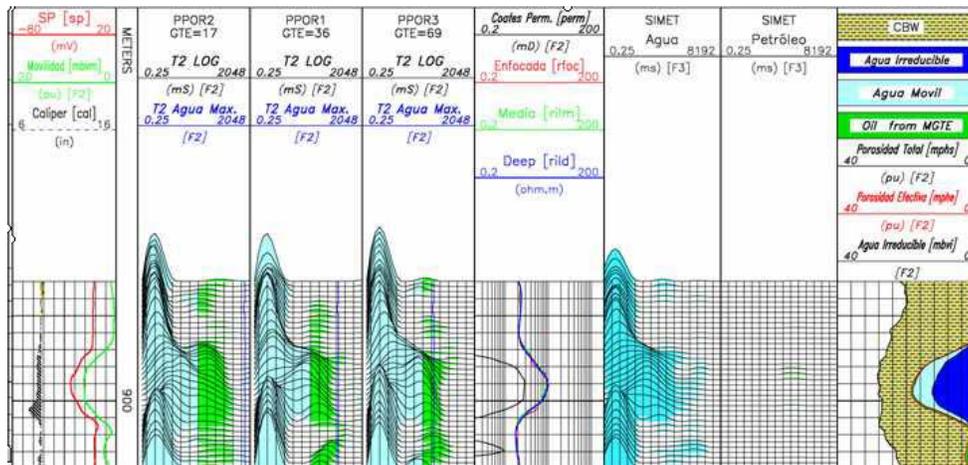


Figura 7: Ejemplo de perfil de RMN de pozo para interpretación de agua de formación (modificada de Domínguez et al., 2005)



Otro elemento que es utilizado para el diagnóstico de petróleo y que aprovecha los efectos de la difusión es el valor de T2 máx del agua, el cual depende de los parámetros de adquisición, de la temperatura y de la salinidad del agua. Toda señal que esté por arriba de esta línea es producida por petróleo que se encuentre en la zona de lectura de la herramienta.

b. Análisis de Mapas de Difusión

En los casos en que los poros son llenados sólo por la fase humectante, normalmente agua, los espectros representan tamaños porales, correspondiendo al agua ligada a las arcillas, los valores más bajos de T2 y a los fluidos móviles los valores mas altos de T2.

Cuando en los poros existen dos fluidos, uno humectante, normalmente agua y uno no humectante, normalmente hidrocarburo, la señal proveniente del

fluido no humectante no depende de los tamaños porales y sino que depende solo del tipo de fluido.

Los espectros pueden ser calculados a partir de experimentos (adquisiciones) realizados con gradiente de campo magnético y con un tiempo dado entre ecos TE, denominándose a los mismos espectros de *T2 aparente*. De dos o mas experimentos con distintos TE es posible, matemáticamente, hallar el espectro que tendría un experimento hipotético con TE igual a cero, a estos espectros se los llama espectros de *T2 intrínsecos*, en los cuales no existen los efectos de la difusión.

Un mapa de difusión se presenta como un simple *crossplot* del espectro difusión versus el espectro de T2 intrínseco. T2 es el tiempo de relajación que corresponde a la constante de tiempo del decaimiento del tren de ecos y la difusividad D es la medida de la habilidad

de las moléculas para moverse aleatoriamente en el fluido. Cuando tanto el petróleo como el agua exhiben el mismo T2, se los diferencia claramente mediante la adición de una segunda propiedad de los fluidos, la difusión. En estos *crossplots* graficamos en 2D los datos de RMN (difusión vs. T2 Intrínseco) para de esta manera diferenciar fluidos con el mismo T2 pero distinta difusión.

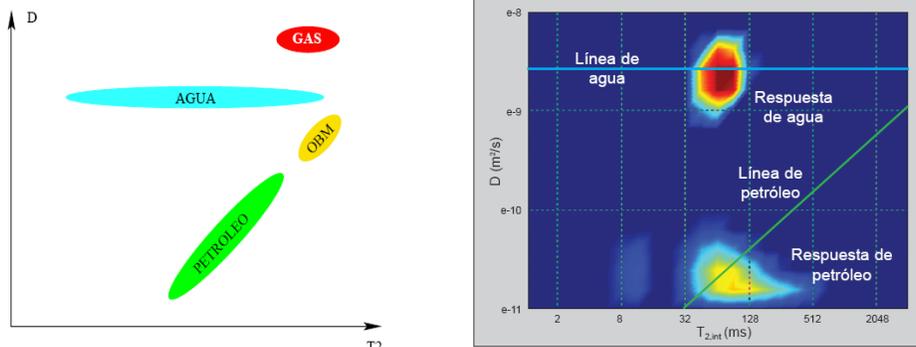
El coeficiente de difusión del agua depende de la temperatura, de la presión, de los sólidos disueltos y, en menor grado, de su salinidad. Para una temperatura y presión de reservorio conocidas, el coeficiente de difusión del agua es constante y se puede predecir con cierta precisión. El T2 del agua es variable, pues depende de su estado (si el agua es móvil, o bien, si está ligada). Sin embargo, el coeficiente de difusión del agua permanece constante. En correspondencia con esto último, la línea de agua se grafica como línea horizontal sobre la imagen de D - T2int. y su posición por el eje T2int dependerá de si la condición del agua corresponde a agua

ligada a la arcilla, agua ligada por capilaridad o bien agua móvil.

La línea del petróleo sobre la imagen de D - T2int se representa como una línea diagonal porque tanto T2 como D varían con la viscosidad del petróleo. T2 y D para el petróleo varían también con la temperatura y la presión, de modo que la línea del petróleo se determina para una temperatura y presión de reservorio conocida y su posición por la línea dependerá de la viscosidad.

En muchos casos, los fluidos de reservorio en la Cuenca del Golfo San Jorge exhiben un contraste importante de T2. En estas condiciones, T2 es suficiente para identificar el fluido del reservorio. Sin embargo, en algunos reservorios los fluidos no exhiben un excesivo contraste de T2. En estos casos el T2 solo, suele resultar insuficiente para identificar los tipos de fluidos del mismo. Dependiendo de la viscosidad del petróleo suele suceder que el T2 del petróleo queda superpuesto al T2, tanto del agua ligada como el del agua móvil.

Figura 8: Grafico de interpretación de mapas de difusión mostrando zonas que permiten discriminar fluidos de igual T2 pero diferente difusión



Acosta N.: Análisis de Resonancia Magnética Nuclear para la caracterización de Reservorios Clásticos de Ambiente Continental.

Los petróleos viscosos exhiben tiempos T2 cortos, lo que puede coincidir con el T2 del agua ligada o irreducible. Para diferenciar entre petróleo y agua en situaciones en las que el T2 del petróleo y del agua es muy similar, es necesario considerar otra propiedad del fluido en la cual haya más contraste entre el petróleo y el agua.

CONCLUSIONES

1. Se detallan de manera concisa los fundamentos físicos de la RMN en la geología del petróleo y se destacan las ventajas para cuantificar propiedades petrofísicas de reservorios arenosos constituidos por materiales de origen piroclástico.

2. Se presenta una actualización de los principios físicos de medición en sus aplicaciones y los procedimientos o estrategias particulares de interpretación que se utilizan a la fecha en reservorios clásticos de la Cuenca del Golfo San Jorge.

3. Las metodologías expuestas en la presente contribución permiten dilucidar las dificultades para estudiar en subsuelo las características de reservorios de complejas características como los del Cretácico Superior en la mencionada Cuenca

AGRADECIMIENTOS

El autor agradece a los revisores de la Revista *Naturalia Patagonia* por haber mejorado la versión original.

BIBLIOGRAFÍA

Acosta N., Estrada E., Saavedra B. (Baker Hughes Argentina. Atlas Division.

South District GEOScience Center).2007. Porosity Variations by Diagenesis in Reservoirs of the Bajo Barreal Formation, San Jorge Basin: Methodology of Evaluation with Logs. X Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, SPE # 108065. Buenos Aires, Argentina.

Baker Atlas Brochure. MR Explorer Services Publication. 2004. 1: 1-19 pp. Houston, EE.UU.

Breda, E. & Lucero M. (Repsol-YPF). 2005. Caracterización de los reservorios de la Formación Bajo Barreal Inferior Arenas y Tobas (Sección Tobácea). VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 1: 197-214pp. Mar del Plata, Argentina.

Carr, H.Y. & Purcell, E.M. 1954. Effects of Difusión on Free Precession in nuclear magnetic resonance Experiments. *Phys. Rev.*, **94**: 630-638 pp.

S. Chen, D. Beard, M. Gillen, S. Fang & G. Zhang. 2003. MR Explorer Log Acquisition Methods: Petrophysical Objective Oriented Approaches. 44th Annual Logging Symposium. SPWLA. 1: 1-13 pp. Texas, EE.UU

S. Chen, G. Hursan, D. Beard & D. Georgi.. G.TE. Correction for Processing Multigradient, Multiple – TE NMR Log Data. SPE. Paper SPE # 84481. Texas, EE.UU

Coates, G.R., Xiao, R. & Prammer, M.G. 1999. NMR Logging Principles and Applications, Ed. Halliburton Energy Services, , 76 pp. EE.UU.

Domínguez, H., Saavedra, B.; Corbelleri, A. & L. Sliwinsky. 2005. Uso de resonancia magnética nuclear

Acosta N.: Análisis de Resonancia Magnética Nuclear para la caracterización de Reservorios Clásticos de Ambiente Continental.

- para la caracterización de reservorios y fluidos en yacimientos de la Cuenca del Golfo San Jorge, Patagonia, Argentina. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, **1**: 59-71 pp.
- Hechem, J., Homovc, J. & Figari, E. 1990. Estratigrafía del Chubutiano (Cretácico) en la Sierra de San Bernardo, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. Actas del XI Congreso Geológico Argentino, **3**: 173-176.
- Lesta, P. 1966. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. Terceras Jornadas Geológicas Argentinas, **1** : 251-287.
- E. Murphy, G. Hursan & S. Chen. 2-D NMR Method Helps Well Analysis. 2005. The American Oil & Gas Reporter. Texas, EE.UU.
- Slijkerman, W. F. J., Looyestijn, W. J., Hofstra, P., and Hofman, J. P.,: "Processing of Multi-Acquisition NMR Data,"1999. paper SPE56768. 65th ATCE of SPE. New Orleans, EE.UU.