APLICACIONES DE LOS REGISTROS DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR (NMRL) EN LA EVALUACION DE YACIMIENTOS

Landi Richard[1] Terán Heinz[2]
Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra (FICT)
Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)
Campus Gustavo Galindo, km 30.5 vía perimetral
Apartado 09-01-5863. Guayaquil, Ecuador
[1]rlandi@espol.edu.ec, [2]hteran@espol.edu.ec

Resumen

La extraordinaria tecnología de adquisición de registros o perfilaje de resonancia magnética nuclear (RMN) ha estado en continua evolución durante los últimos 10 años. Las compañías petroleras utilizan las mediciones de RMN en una variedad de aplicaciones cada vez más numerosa; por ejemplo, para caracterizar los fluidos de las formaciones durante la evolución de los yacimientos y determinar la producibilidad de la formación. Hoy en día, las mediciones obtenidas con estas herramientas permiten transformar completamente los diseños de las terminaciones de los pozos y los desarrollos de los yacimientos. La identificación y cuantificación de la geometría de la roca y la movilidad de los fluidos, sobre la base de las características de la relajación de la resonancia magnética nuclear, se encuentran entre los aportes más importantes del perfilaje de RMN. La separación de la porosidad en los componentes de fluido adherido y fluido libre resulta esencial para evaluar la producibilidad del yacimiento. El perfilaje con RMN representa una nueva revolución en evaluación de formaciones con registros con cable eléctrico, y este artículo da un tratamiento amplio de esta nueva tecnología. Las respuestas de la herramienta MRIL son únicas entre las herramientas de perfilaje.

Palabras Claves: *Terminaciones de los pozos, Identificación y Cuantificación de la geometría de la roca, Movilidad de los fluidos.*

Abstract

During the past decade, the remarkable technology of nuclear magnetic resonance (NMR) logging has improved continually. Oil companies are using NMR measurements for an ever-growing number and range of applications, such as characterizing formation fluids during reservoir evaluation and assessing formation producibility. Now the measurements provided by these tools are dramatically changing well - completion designs and reservoir development. The identification and quantification of rock geometry and fluid mobility on the basis of the fluid's nuclear spin relaxation characteristics are among the most important contributions of NMR logging. The NMR logging represents a new revolution in formation evaluation with wireline logging, and this article gives a comprehensive treatment of this new technology. MRIL tool responses are unique among logging tools.

Key words: C*ompletion designs, Identification and Quantification of rock geometry, fluid mobility*

1. Introducción

En la industria petrolera es sustancial determinar la presencia de hidrocarburos, y para estimar las reservas se ha utilizado el perfilaje de pozos como el método económico preferido para evaluar formaciones perforadas. Los registros convencionales han mejorado progresivamente su determinación de porosidad y saturación de fluidos, pero no ha podido proveer una estimación sistemática de la permeabilidad. Es por esta razón que el perfilaje con resonancia magnética nuclear representa una nueva revolución en evaluación de formaciones con registros con cable eléctrico.

La porosidad con NMRL es independiente de los minerales de la matriz, y la respuesta total es muy

sensible a las propiedades de los fluidos. Debido a diferencias en tiempos de relajamiento y/o difusividad entre fluidos, los datos se pueden usar para distinguir agua asociada con la arcilla, agua capilar, agua movible, gas, petróleo liviano, y petróleos viscosos. Además se puede extraer más información, tal como tamaño poral, permeabilidad, propiedades de hidrocarburos, cavidades, fracturas, y tamaños de granos.
Las técnicas de Resonancia Magnética Nuclear han ido progresando durante los últimos años, El éxito en la identificación y cuantificación de hidrocarburos se debe a que integra los datos de perfiles convencionales con la metodología interpretativa RMN para mejorar las aplicaciones de la misma. Con este fin, se ha presentado un nuevo instrumento RMN, se han desarrollado nuevas técnicas de procesamiento de datos, y se han puesto a disposición de la industria nuevos paquetes de interpretación de datos (tales como soluciones RMN en tiempo real). Además de explicar principios y aplicaciones básicas de RMN, este libro provee un entendimiento de estos últimos logros en perfilaje RMN.

2. Fundamentos Teóricos de la Resonancia Magnética Nuclear (RMN)

La caracterización de los hidrocarburos se ha perfeccionado gracias a la interpretación de registros de RMN, combinados con otras mediciones. En definitiva, se obtiene una evaluación más precisa de la producibilidad del yacimiento.

2.1 Principios Físicos de la Resonancia Magnética Nuclear

La RNM se construye en base a una señal que proviene de los núcleos de hidrógeno. En el centro de la herramienta MRIL, un imán permanente produce un campo magnético que magnetiza los materiales de la formación. Una antena que rodea a este imán transmite energía de radiofrecuencia hacia la formación, en ráfagas controladas con precisión en el tiempo en forma de campo magnético oscilatorio. Durante el tiempo entre pulsaciones, la antena se utiliza para escuchar la señal de eco decadente proveniente de aquellos protones de hidrógeno que están en resonancia con el campo del imán permanente. Dado que existe una relación lineal entre la frecuencia de resonancia del protón y la intensidad del campo magnético permanente, se puede ajustar la frecuencia de la energía transmitida y recibida a efecto de investigar regiones cilíndricas a diámetros diferentes alrededor de la herramienta MRIL.

2.1.1 Magnetismo Nuclear

Muchos núcleos atómicos poseen un momento magnético y se comportan como imanes en rotación. Estos imanes interactúan con los campos magnéticos externos y producen señales medibles que se pueden maximizar si los campos oscilan a la frecuencia de resonancia de un núcleo en particular.
El núcleo de hidrógeno se puede considerar como una barra imantada cuyo eje magnético está alineado con el eje del momento rotacional del núcleo,. Cuando hay muchos átomos de hidrógeno presentes y no existe ningún campo magnético externo, los ejes de los momentos rotacionales nucleares del hidrógeno están alineados al azar

2.1.2 Polarización

Para hacer una medición RMN los átomos de hidrogeno se alinean como barras imantadas a lo largo de la dirección de un campo magnético estático conocido como B0. Esta polarización insume un tiempo característico conocido como T1, que depende del medio que rodea al hidrogeno. Cuando B0 se aplica a un núcleo magnético, B0 ejerce un momento torsional sobre el núcleo que actúa para alinear el eje del momento rotacional nuclear con B0.
Cuando se aplica un momento torsional a un objeto giratorio, el eje del objeto se mueve perpendicular al momento torsional en un movimiento llamado precesión. Una vez que los protones están alineados en el campo magnético estático, están polarizados. La polarización crece en una constante de tiempo, que es el tiempo de relajamiento longitudinal, T1.

2.2 Datos sin procesar del perfil Porosidad y Distribución T2 con RMN

Antes de que una formación sea perfilada con una herramienta RMN, los protones en los fluidos de la formación están orientados al azar. A medida que la herramienta pasa en frente de la formación, va generando campos magnéticos que activan esos protones. Se usan secuencias pulsantes diseñadas para generar una serie de así llamados écos de momentos rotacionales, que son medidos por las herramientas de perfilaje con RMN y se exhiben en los perfiles como trenes de ecos. Estos trenes de ecos constituyen los datos sin procesar de RMN.
Para generar un tren de ecos como el de la **Fig. 1**, una herramienta RMN mide la amplitud de los ecos en función del tiempo. Como los ecos se miden en un tiempo corto, una herramienta de RMN recorre sólo unas pocas pulgadas en el pozo mientras registra el tren de

ecos. Los trenes de ecos así registrados se pueden presentar en un perfil en función de la profundidad.

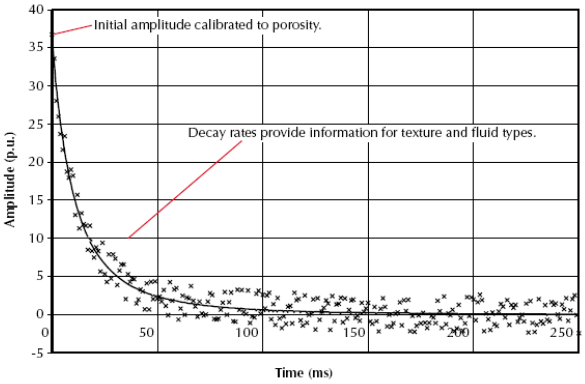

Figura 1. Decaimiento de un tren de ecos

La amplitud inicial de un tren de ecos es proporcional al número de núcleos de hidrógeno asociados con los fluidos en los poros dentro del volumen sensible. La **Fig. 2** muestra la distribución de T2 derivada del tren de ecos de la Fig. 1.

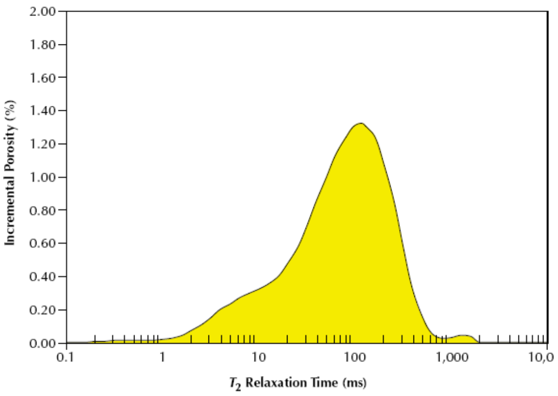

Figura 2. Distribución de T2 derivada del tren de ecos de la Fig. 1

La distribución de T2 de RMN se puede presentar de tres maneras: en forma de onda, formato con imagen, y gráfico de distribución de celdas. Cada una representa la distribución de la porosidad en función de valores de T2 y, por lo tanto, en función de los tamaños porales. Los tres estilos de presentación reflejan diferentes visualizaciones del mismo conjunto de datos.

3. Comparación entre el perfilaje con RMN y otras herramientas de registros

Como las rocas de yacimiento tienen típicamente más fracción rocosa que espacios llenos de fluidos, las herramientas convencionales tienden a ser mucho más sensibles a los materiales en la matriz mineral que a los fluidos en los poros. Estos instrumentos están fuertemente influidos por la presencia de minerales conductivos, para que las respuestas de estas herramientas puedan ser adecuadamente interpretadas, se requiere un conocimiento detallado tanto de las propiedades de la formación como de las del agua que hay en el espacio poral. Entonces dado que sólo los fluidos son visibles al MRI, la porosidad medida con una herramienta MRIL no contiene ningún aporte de los minerales de la roca y no necesita calibrarse para la litología de la formación. Esta caracterización de hidrocarburos independientemente de la litología hace que la herramienta MRIL sea fundamentalmente diferente a las herramientas convencionales de perfilaje.

4. Identificación de hidrocarburos con RMN

A pesar de la variabilidad de las propiedades RMN de los fluidos, a menudo se puede predecir la ubicación de las señales de fluidos de diferentes tipos en la distribución de T2 , o, si hay datos medidos disponibles, se puede identificar. Esta capacidad provee importante información para la interpretación de datos de RMN y hace que muchas aplicaciones sean prácticas.

4.1 Cantidad de fluido

La herramienta MRIL-PRIME puede medir directamente la densidad de núcleos de hidrógeno en fluidos de yacimiento. Como la densidad del núcleo de hidrógeno presente en el agua es conocida, los datos de la herramienta MRIL-PRIME se pueden convertir directamente a una porosidad aparente llena de agua. Esta conversión se puede hacer sin conocimiento de los minerales que constituyen la fracción sólida de la roca, y sin consideración alguna acerca de los rastros químicos en los fluidos (tales como el boro) que puedan perturbar las mediciones de porosidad por medio del Neutrón.

4.2 Propiedades de los fluidos

Las herramientas MRIL-PRIME estudian los fluidos en una zona delgada a pocas pulgadas de la pared del pozo. Estas herramientas MRIL pueden determinar la presencia y las cantidades de diferentes fluidos (agua, petróleo, y gas), y también algunas de las propiedades específicas de los fluidos (por ejemplo, la viscosidad).
Los hidrocarburos también difieren entre sí y de las salmueras en viscosidad y difusividad. El perfilaje de RMN utiliza estas diferencias para caracterizar los fluidos en el espacio poral. La **Fig. 1.3** indica cualitativamente las propiedades RMN de diferentes fluidos que se encuentran en los poros de las rocas.

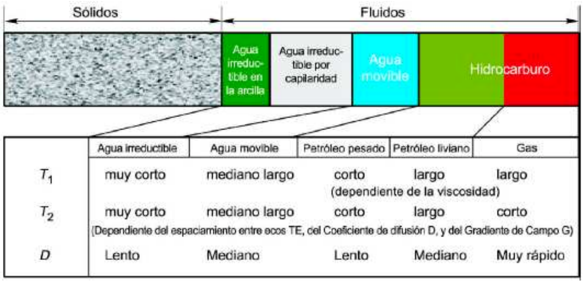

Figura 3. Propiedades de los fluidos

4.3 Tamaño poral y porosidad

El comportamiento de RMN de un fluido en el espacio poral de una roca de yacimiento es diferente al comportamiento de RMN del fluido en bruto. Por ejemplo, a medida que el tamaño de los poros que contienen agua disminuye, las diferencias entre las propiedades aparentes de RMN del agua en los poros y del agua en bruto aumentan. Se pueden usar métodos simples para obtener información suficiente sobre tamaño poral a partir de datos MRIL como para mejorar considerablemente la estimación de propiedades petrofísicas clave tales como la permeabilidad y el volumen de agua irreductible por capilaridad.
La distribución de *T*2 a partir de datos RMN ofrece una estimación razonable de la distribución de tamaños porales de una zona cuando la zona está 100% saturada con agua, como se muestra en la **Fig. 4** para muestras de areniscas y carbonatos. Aún cuando hay hidrocarburos, el *BVI* distingue las arenas de grano fino de las arenas de grano grueso. Esta información es muy útil cuando se evalúa la calidad y el ambiente deposicional de un yacimiento.

4.4 Distribución de tamaño poral

Cuando una roca humectada con agua está totalmente saturada con agua, el valor de T2 de un solo poro es proporcional a la relación entre superficie y volumen del poro, lo cual es una medida del tamaño del poro. Entonces, la distribución de T2 observada de todos los poros en la roca representa la distribución de tamaños porales de la roca

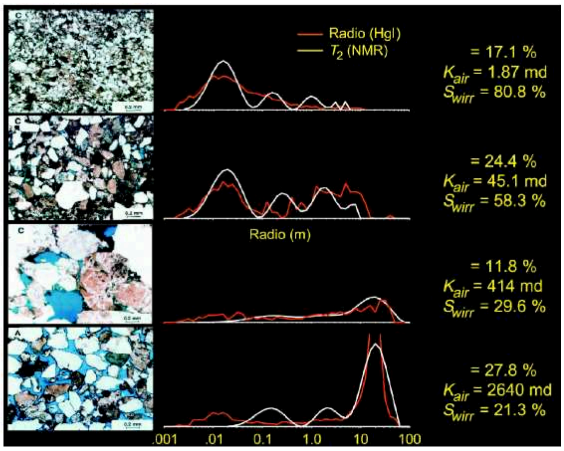

Figura 4. Muestras de Areniscas

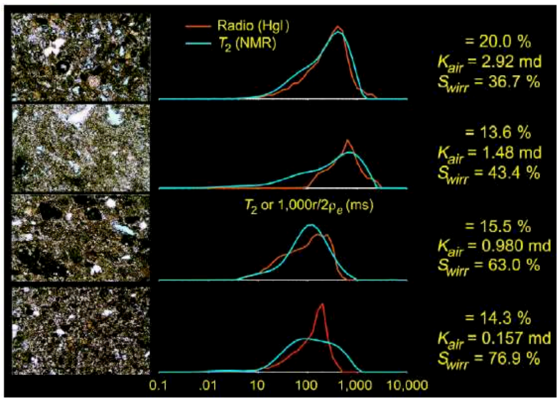

Figura 5. Muestras de Carbonatos

4.5 Determinación del BVI

La estimación del BVI, el volumen bruto de agua irreductible en una formación, es una de las primeras y más ampliamente utilizadas aplicaciones del perfilaje de RMN. Actualmente hay dos métodos disponibles para la determinación del BVI. El primer método, BVI de umbral (CBVI), se basa en un valor fijo de T2 (T2cutoff) que divide la distribución de T2 en dos componentes, uno consiste en tamaños porales que contienen agua asociada y otro consiste en tamaños porales que contienen fluidos libres. El segundo método para la determinación del BVI, llamado BVI espectral (SBVI), se basa en el reconocimiento de que un poro dado puede contener tanto fluidos libres como asociados.

5. Evaluación de Yacimientos con RMN

El yacimiento penetrado por este pozo (POZO X) consiste en una formación de arenisca masiva de grano medio a fino, que se desarrolló a partir de sedimentos de lecho marino. Dentro de la formación se observa una intensa influencia por actividad biológica. La permeabilidad al aire típicamente está en un rango entre 1 y 200 md, con una porosidad de núcleo que varía entre 20 y 30 p.u. La porción superior del yacimiento (Zona A) tiene una resistividad más alta (aproximadamente 1 ohm-m) que la de la porción inferior del reservorio (Zona B, aproximadamente 0.5 ohm-m). Los hidrocarburos que se producen son petróleos livianos con viscosidad de 1 a 2 cp. El pozo se perforó con lodo a base de agua. Los perfiles convencionales se muestran en la **Fig. 6**. Los resultados del MRIL tanto de TDA como de MRIAN están ilustrados en la **Fig. 7**.

La disminución de la resistividad en la porción inferior del yacimiento se debe a cambios de textura (tamaños de granos más pequeños, en cuyo caso el pozo podría producir sin agua) o a un aumento en el volumen de agua movible. La capacidad para contestar cabalmente esta pregunta podría tener implicaciones significativas para los cálculos de reservas, opciones para diseño de la sarta de producción del pozo, y futuras decisiones sobre desarrollo del campo. Otro elemento clave de información para este tipo de yacimiento es que la producción efectiva acumulada con frecuencia excede ampliamente las reservas recuperables calculadas inicialmente en base a un umbral de saturación de agua del 60%. Si toda la zona en cuestión estuviera realmente en condiciones de saturación de agua irreductible, entonces el intervalo productivo neto total podría incrementarse de 25 a 70 pies. El incremento resultante en volumen poral neto de hidrocarburos sería de más del 200%, y las reservas recuperables esperadas se incrementarían considerablemente.

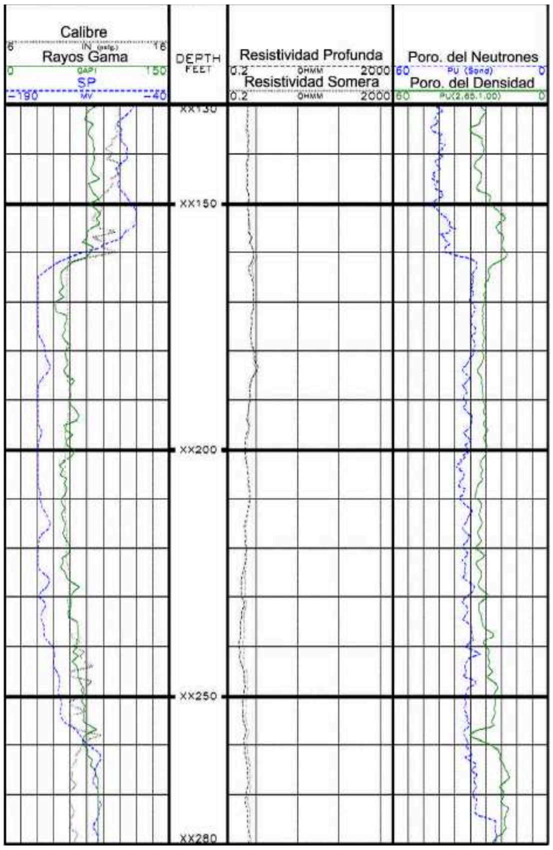

Figura 6. Registros Convencionales Pozo X

Los resultados del MRIL en la Fig. 7 ayudaron a determinar que la reducción en la resistividad obedece a un cambio en el tamaño de los granos y no a la presencia de agua movible. Los dos tipos potenciales de agua irreductible que pueden causar una reducción en resistividad medida son agua asociada con la arcilla (cuyo volumen está indicado por MCBW) y agua irreductible por capilaridad (cuyo volumen está indicado por BVI). La medición de agua asociada con la arcilla de MRIL (Pista 3) indica que todo el yacimiento tiene muy bajo MCBW. La curva de BVI del MRIL (Pista 7) indica una secuencia de engrosamiento de grano hacia arriba (BVI aumenta con la profundidad). El incremento en BVI y la correspondiente reducción en resistividad se pueden entonces atribuir a cambios de textura.

Los resultados de la combinación de análisis con TDA (Pista 6) y TDA/MRIAN (Pista 7) implican que en todo el yacimiento no hay cantidades significativas de agua movible y que el agua existente está en condición irreductible. En base a estos resultados, el operador perforó el intervalo de XX163 a XX234. La producción inicial de 2,000 barriles por día no tenía agua y confirmó entonces el análisis con MRIL

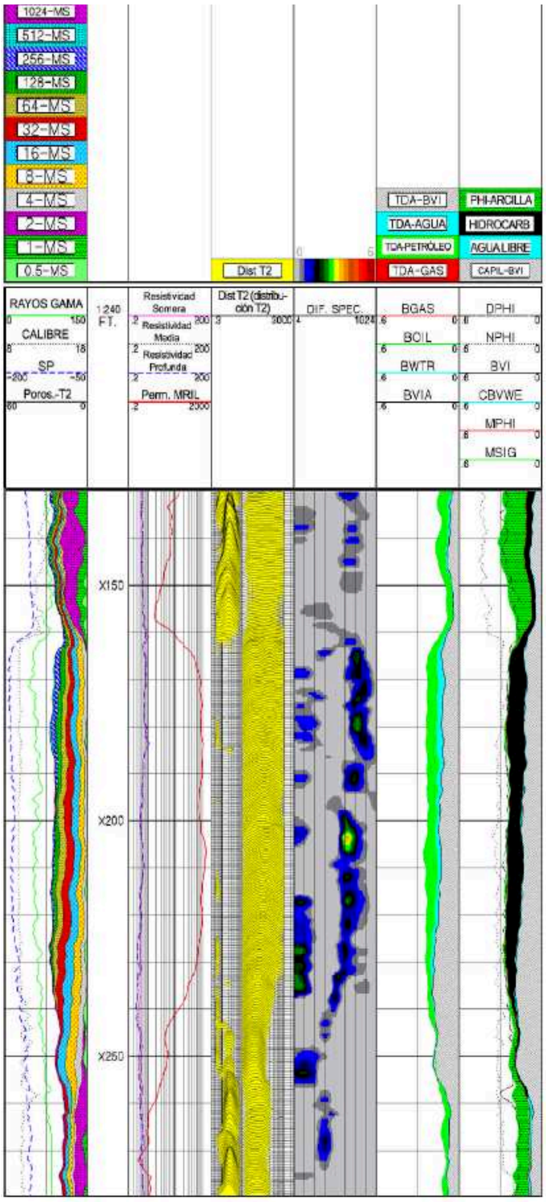

Figura 7. Registros MRIL Pozo X

6. Conclusiones y Observaciones

6.1 Conclusiones

La Resonancia Magnética Nuclear analiza los fluidos en la matriz de la roca, en el ejemplo que se analiza en las figuras 4 y 5, se demuestra que el registro MRIL, identifica y cuantifica la cantidad de fluido que existe, sea fluido movible o no movible.

Los perfiles convencionales (SP, Resistividad, y Neutrón/Densidad) sugirieron que la parte superior de la arena (XX160 a XX185) probablemente produciría con un alto contenido de agua, pero que la parte inferior de la arena (XX185 a XX257) es probablemente pura agua. Sin embargo los resultados de MRIAN (Pista 7) indican que tanto el intervalo superior como el inferior tienen altas saturaciones de agua, pero que el agua de formación está en condiciones irreductibles. Entonces, la zona no puede producir ninguna agua de formación. Toda la zona tiene permeabilidad en exceso de 100 md (Pista 2). El análisis de TDA (Pista 6) determinó que la saturación de petróleo en la zona lavada está en el rango de 35 a 45%. Con esta información, el operador cañoneó todo el intervalo y registró una producción inicial de 2,000 bpd, sin influjo de agua.

6.2 Observaciones

Las herramientas MRIL pueden suministrar tres tipos de información:

- Cantidades de los fluidos en la roca.
- Propiedades de estos fluidos.
- Tamaños de los poros que contienen estos fluidos

Estudios de casos específicos y la teoría han mostrado que las herramientas MRIL proveen datos muy determinantes para:

- Distinguir zonas productivas de baja resistividad/bajo contraste
- Evaluar yacimientos de petróleo y/o gas de litología compleja
- Identificar petróleos pesados y de viscosidad mediana
- Estudiar formaciones de baja porosidad/baja permeabilidad
- Determinar saturación de petróleo residual
- Mejorar el diseño de tratamientos de estimulación

En particular, los datos de RMN proveen la siguiente valiosa información:

- Porosidad independiente de la mineralogía
- Distribución de porosidad, complementada con distribución de tamaños porales en formaciones saturadas con agua
- Volumen de agua irreductible y de fluido libre si hay un valor confiable de T2cutoff
- Permeabilidad, determinada a partir del índice de fluido libre y del volumen de agua irreductible ó T2 promedio
- Clasificación de hidrocarburos mediante el uso de (1) contrastes ponderados por T1 para agua, gas y/o petróleo liviano, (2) contrastes ponderados por difusividad para agua y petróleo viscoso, y (3) cálculos de saturación de agua para la zona virgen optimizados con RMN

5. Agradecimientos

El desarrollo de este trabajo fue posible gracias a la ayuda de Halliburton quien proveyó la información necesaria acerca de RMN y de la herramienta MRIL-PRIME

6. Referencias

[1]Halliburton, Coates George, Lizhi Xiao, and Prammer Manfred, *NMR Logging Principles and Applications,* caps 1 y 5

[2]Schlumberger, Oilfield Review Magazine*, Trends in NMR Logging,* pp. 2 - 11