

REGISTRO DE POZOS

RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

Estudiantes:

*Bustamante Maire Yamilet
Ruiz Asturizaga Micaela
Salazar Ayaviri Wara
San Martin Flores Silvia
Ucumari Macias Cinthia*

Docente:

Ing. Grisel Jiménez Soto

Fecha de entrega:

14.11.11

*La Paz – Bolivia
2011*

INDICE

1. Introducción
2. Objetivos del Trabajo
3. Marco Teórico
 - 3.1. Definición
4. Una Herramienta de RMN
5. Los Desafíos de los Pozos de Petróleo
6. Datos de La RMN-Registro de Pozos
7. Principios Físicos
8. Teoría de la RMN
9. Interpretación
 - 9.1. Interpretacion de resultados.
 - 9.2. Interpretación de mapas de difusión
10. Especificaciones herramienta MRIL
11. Aplicaciones
12. Limitaciones
13. Parametros de medición del NMR (NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE)
14. Ejemplos.
 - 14.1. Registro MRIL
 - 14.2. Registro MREX
 - 14.2.1. Diagnostico de fluidos
15. Conclusiones
16. Bibliografía

Anexos

Resonancia Magnética Nuclear

1. Introducción

Ciertos reservorios tienen ciertas características geológicas, tales como su complejidad mineralógica, baja salinidad de agua de formación y la variabilidad de la viscosidad de los petróleos existentes.

Estos factores mencionados, generan una gran incertidumbre en la determinación de porosidad, saturación de agua y productividad de los reservorios, con las herramientas mas convencionales de registros de pozos.

La tecnología RMN (Resonancia Magnética Nuclear), con una cualidad importante para este tipo de reservorios: detección de hidrocarburos independientemente de la complejidad geológica del reservorio.

Es una herramienta relativamente moderna que ha tenido creciente aplicación en la evaluación de fluidos producibles de los yacimientos de hidrocarburos, con resultados generalmente muy buenos en la cuenca Golfo San Jorge. El principio de medida está basado en excitar magnéticamente núcleos de hidrógeno 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. Todas las mediciones de Resonancia

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

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 (arcilla 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, el sistema esta calibrado de manera que este valor se expresa en unidades de porosidad.

2. OBJETIVOS DEL TRABAJO PRÁCTICO

- Comprender el principio fundamental y básico del comportamiento y empleo de la resonancia magnética nuclear.

- Estudiar el manejo y aplicación de las herramientas que realizan espectroscopia mediante la resonancia magnética nuclear, principalmente en la industria petrolera.
- Realizar el análisis de registros de pozos petroleros donde se emplean esta clase de metodologías actuales.
- Dar a conocer los principales parámetros que se pueden obtener mediante la resonancia magnética nuclear.
- Proporcionar ventajas y desventajas que tiene la resonancia magnética nuclear en las mediciones de parámetros y elaboración de registros eléctricos.

3. Marco Teórico

Un fenómeno mediante el cual un núcleo absorbe radiación electromagnética de una frecuencia específica en presencia de un fuerte campo magnético. Isidor Isaac Rabi (1898 - 1988), un físico estadounidense nacido en Austria, detectó la resonancia magnética por primera vez en 1938. Desde entonces, la resonancia magnética se ha aplicado a la detección de átomos de luz (como el hidrógeno en los hidrocarburos) y se ha utilizado como una forma no destructiva de estudiar el cuerpo humano.

3.1. Definición

Resonancia magnética nuclear, ¡un nombre que suena muy bien! Pero esto es ciencia, así que el nombre no se pensó sólo para que sonara bien. Observemos las palabras:

- Nuclear: Relativo al núcleo de un átomo, compuesto de protones y neutrones, o en el caso del núcleo de hidrógeno, compuesto de un solo protón.
- Magnética: Los movimientos nucleares se controlan mediante campos magnéticos.
- Resonancia: Utilizamos la resonancia para manejar de manera eficiente los núcleos con campos magnéticos.

La Tierra y otros imanes que giran

Durante las mediciones, la torre de perforación no está en funcionamiento. Como los costos diarios de la torre de perforación pueden ser de entre U\$10.000 y U\$100.000 las compañías petroleras quieren reducir el tiempo de medición. Esto representa una limitación importante en las operaciones prácticas. Habitualmente, se necesitan los datos con un intervalo de profundidad de 300 metros (1000 pies) o más, con una resolución vertical de 30 centímetros (un pie). Para que sea económicamente viable, el aparato de RMN debe moverse continuamente a una velocidad de más de 5 centímetros (2 pulgadas) por segundo. Esto significa que se necesita realizar una medición complicada en menos de seis segundos. Compara esto con la resonancia magnética nuclear que se utiliza en el ámbito de la medicina, donde el paciente debe permanecer recostado y totalmente inmóvil alrededor de media hora.

Los instrumentos de medición para pozos generalmente se transportan hacia el pozo en un camión, que también transporta 10 kilómetros (6 millas) de cable blindado de 7 conductores que se usa para bajar los instrumentos al pozo. En la práctica actual, el cable transporta 1 kilovatio de energía y 500 kilobits por segundo de telemetría digital.

La potencia requerida para la medición de RMN es de aproximadamente 100 vatios, repartidos entre el transmisor, el receptor, los sensores auxiliares y una computadora ubicada en el interior del pozo.

6. DATOS DE LA RMN - REGISTRO DE POZOS

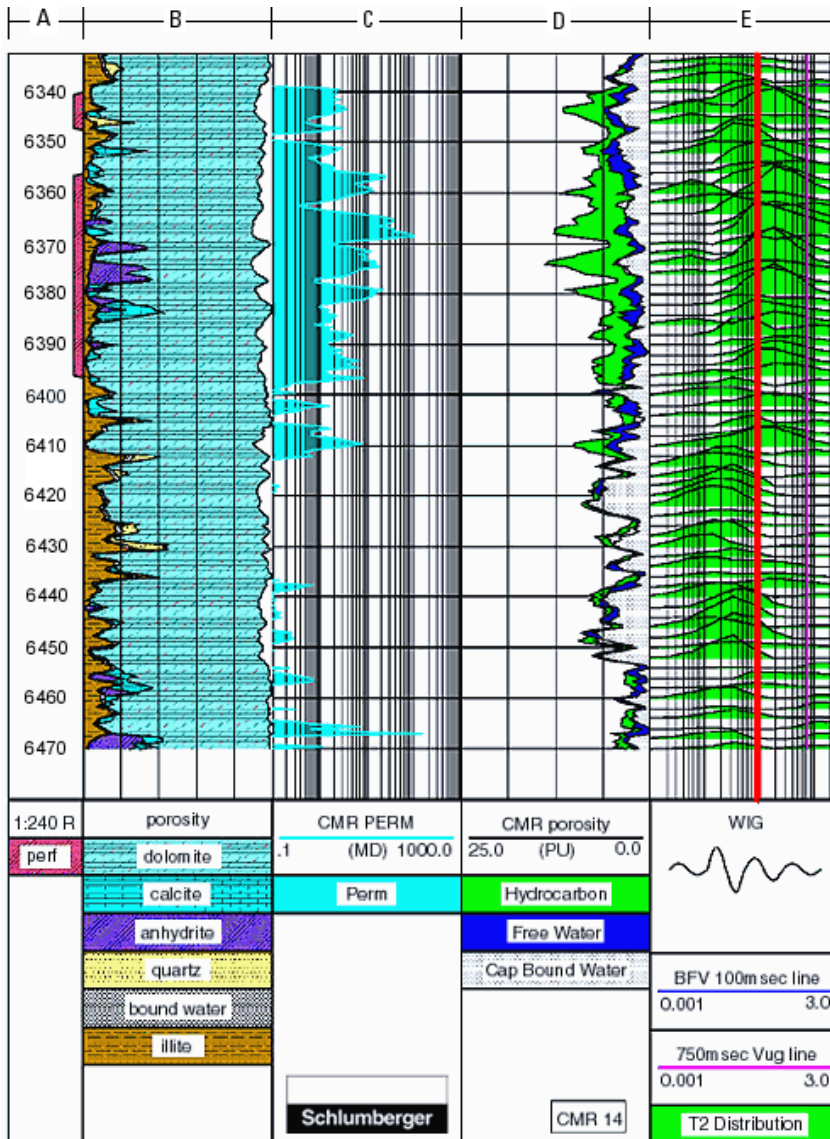
En la actualidad, nuestro aparato de RMN para pozos petroleros se utiliza a nivel mundial y ayuda a caracterizar los yacimientos de petróleo y gas. El instrumento de RMN produce un registro del pozo que deja constancia de los datos procesados como una función de profundidad.

La escala de profundidad (en pies) se encuentra en el extremo izquierdo en la columna A. En el panel de la derecha hay un pequeño gráfico correspondiente a cada profundidad.

Este gráfico ilustra la distribución del tamaño de los poros, según se deduce de las mediciones de RMN. Por debajo de los 1954 metros (6410 pies) casi todo el peso en las distribuciones está en los poros pequeños, como lo muestra el pico verde a la izquierda de la línea roja. Por encima de los 1954 metros (6410 pies) el peso se encuentra principalmente en los poros grandes, como lo muestra el pico verde de la derecha, que indica una formación de granos gruesos. De este modo, un geólogo puede observar los datos de la RMN y reconocer inmediatamente un cambio en la textura de la roca o una discontinuidad en una formación a más de 1600 metros (una milla) bajo tierra.

Las aplicaciones de la RMN en la caracterización de los yacimientos petrolíferos van mucho más allá del ejemplo que se muestra aquí. De hecho, los datos se utilizan de formas que quienes diseñamos el instrumento jamás imaginamos. La RMN para pozos es un buen ejemplo, pero apenas uno solo, de cómo el trabajo manual de los físicos puede ser utilizado por profesionales de disciplinas totalmente distintas y de maneras que sorprenden a todas las personas involucradas.

A continuación presentamos un registro típico de Resonancia Magnética Nuclear, cuya fuente principal es Schlumberger.



7. PRINCIPIOS FÍSICOS

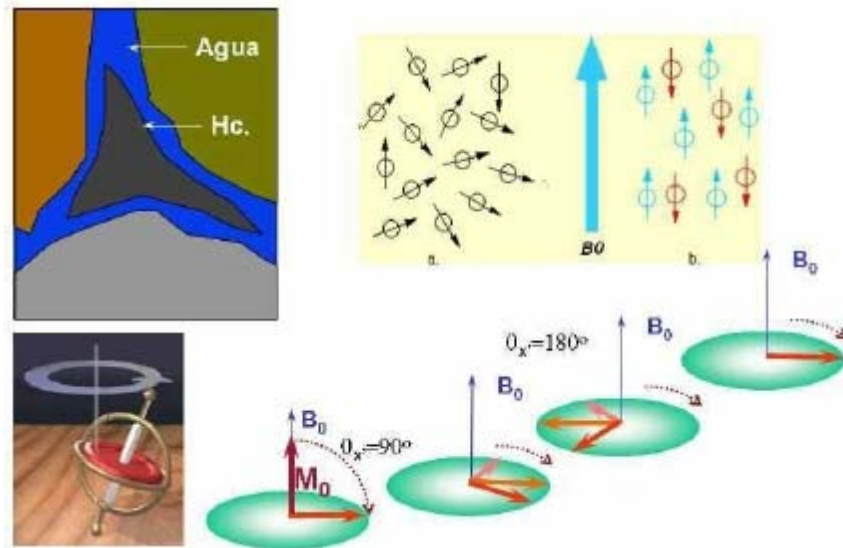
En este estado de magnetización estable se aplican los pulsos con la antena de la Herramienta, los que tendrán una frecuencia (en realidad una banda de frecuencias) igual a la frecuencia definida por Sir Joseph Larmor, al inicio del pasado siglo, que es la única frecuencia a la cual es posible comunicar energía a los protones (fenómeno denominado resonancia magnética).

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 (de 90°) los momentos magnéticos se encuentran en el plano transversal girando a la frecuencia de Larmor.

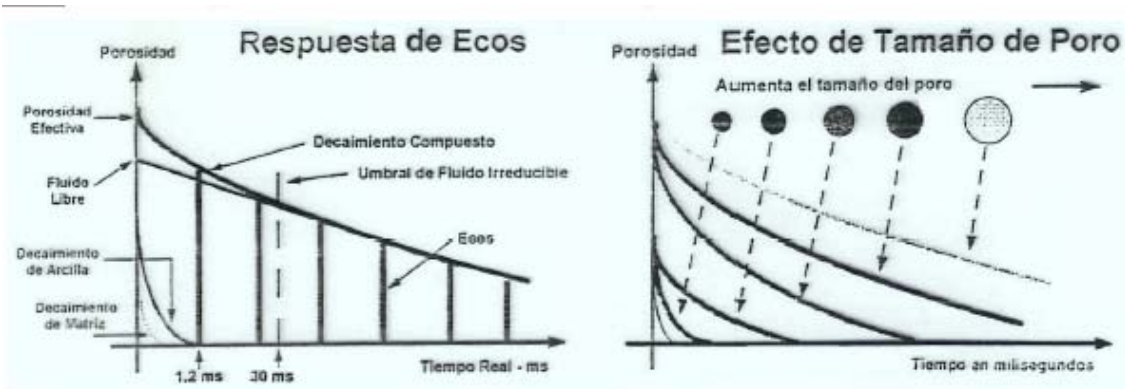
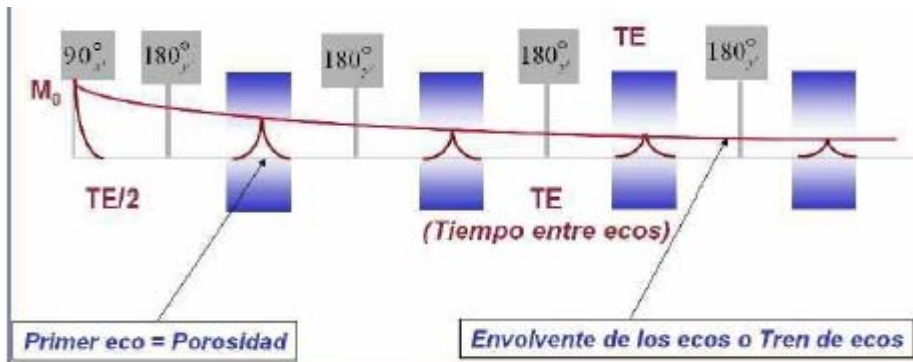
En el volumen investigado existe una banda de frecuencias de Larmor en lugar de una única y esto hace que rápidamente los más veloces tomen distancias de los más lerdos y se pierda la coherencia que permite detectarlos. En este punto se aplica un pulso con el doble de energía que el anterior (de 180°) provocando un giro también de 180° en el plano transversal alrededor

de un eje. 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 nuestro 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.

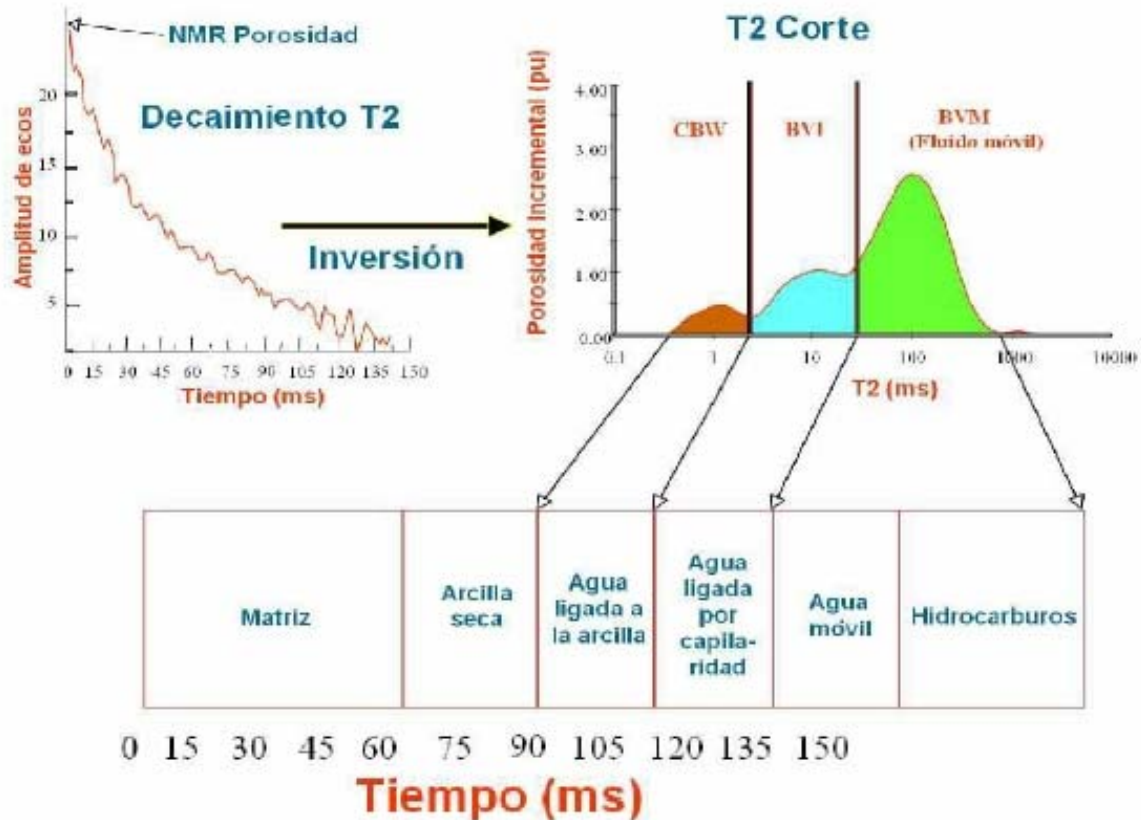
Los siguientes gráficos, nos muestran cómo actúa el campo magnético, para tener la información basada en el efecto de Resonancia Magnética.



Las herramientas de perfilaje de resonancia magnética nuclear (o precesión protónica) utilizan una secuencia de pulsos que permite analizar la magnetización en el plano transversal, fundamentalmente cómo vuelve la magnetización a su estado de equilibrio inicial. La magnetización en el plano transversal comienza de un valor M_0 y tiende a cero con una constante de tiempo de relajación T_2 . Esta secuencia comienza con un pulso de 90° que nos ubica 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 decreciente con una constante del tiempo de relajación llamada T_2 . Este tren de ecos registrados (izquierda) es la información primaria obtenida con la herramienta de perfilaje. Pero en él no resultan evidentes los datos de utilidad práctica, que teóricamente se indican en las dos figuras de abajo.



Es por esto que se realiza un proceso de inversión, que consiste en obtener un espectro de constantes T2 a partir de los trenes de eco obtenidos. A estos trenes se los conoce también como datos en el dominio del tiempo, y a los espectros de T2 como datos en el dominio de T2. Es decir que en abscisas pasamos de unidades de tiempo a T2, y en ordenadas de amplitud de ecos a unidades de incremento de la porosidad. En las mediciones de porosidad utilizando RMN se asocian los poros grandes a T2 grandes y los poros pequeños a T2 chicos. Es posible fijar límites en el espectro de T2 de manera de dividir a la porosidad, que es el área del espectro de T2, 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 T2 límite o de corte elegidos.



8. TEORÍA DE LA RMN

Dado que los núcleos atómicos giran con movimiento de precesión (spin), alrededor del eje de un campo magnético, la técnica RMN mide la respuesta provocada por dichos átomos, en este caso de hidrógeno, al campo aplicado.

La herramienta MRILR genera campos magnéticos en dos direcciones: uno paralelo a su eje, de carácter permanente y estático, B_0 (Figura 2), el otro transversal al eje, B_1 , de tipo variable y originado por pulsos de radiofrecuencia (RF) periódicos. En relación con dichas direcciones, la herramienta efectúa dos pasos repetitivos:

1. Orientar (magnetizar, polarizar) los spines de hidrógeno paralelamente al B_0 (campo magnético "0").
2. Reorientar los spines en dirección al B_1 (a 90° del B_0) mediante los pulsos de RF

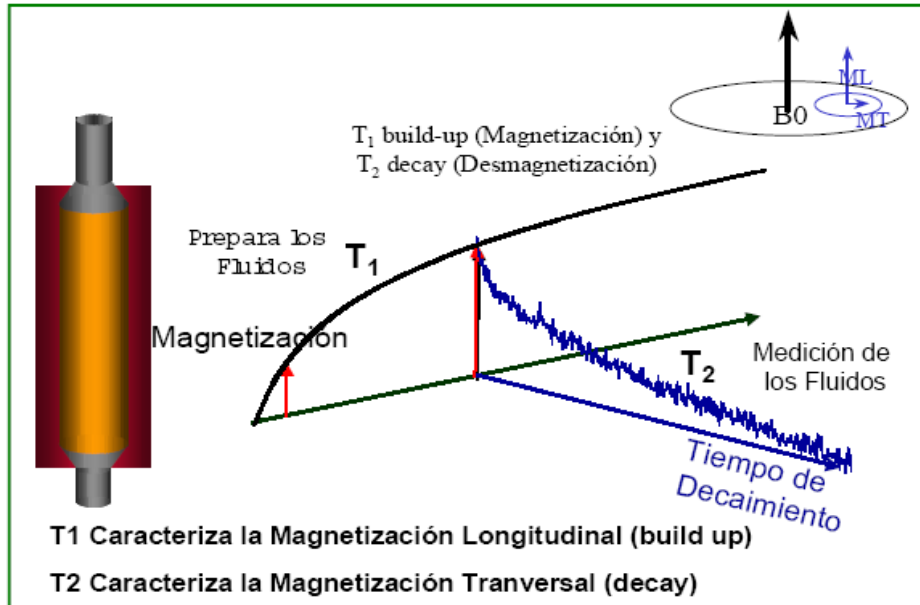


Figura 2 – Aplicación de los campos magnéticos y ciclo de medición de la herramienta

Los principales parámetros de registración, que controlan la adquisición de datos son:

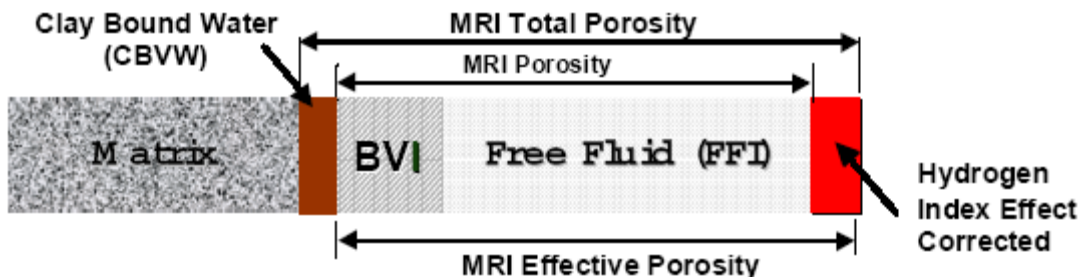
- **TW** = Tiempo de polarización o de espera (de la polarización).
- **TE** = Tiempo interseco o tiempo entre pulsos de RF.

Las variables que se miden durante el perfilaje son:

- **T1** = Tiempo de relajación longitudinal, mide el tiempo que tarda en crecer la polarización de los spines (prepara los fluidos, Figura 2).
- **T2** = Tiempo de relajación transversal o decaimiento, mide la velocidad de decrecimiento de la magnetización transversal
- **T2diff** = Tiempo de relajación por difusión inducida

Los tiempos T1 y T2 aportan información sobre las propiedades físicas de la roca Reservorio y sus fluidos, y relajan o decaen a través de los siguientes mecanismos:

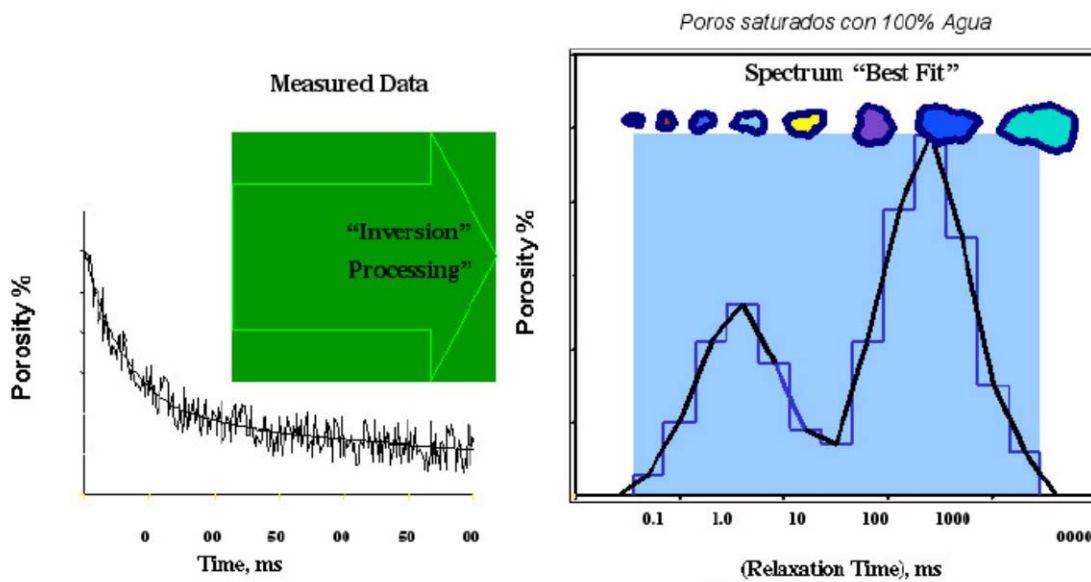
- **Proceso del fluido en bruto (T Bulk):** Es el tiempo de relajación de los fluidos en bruto.
- **Proceso de relajamiento por superficie (T surface):** Es el tiempo de relajación de los fluidos en contacto con las paredes porales.
- **Proceso de difusión en presencia de gradientes de campo magnético (T2 diffusion):** Alude a la difusión o movilidad molecular, sólo afecta al T2



Se trata de un modelo volumétrico típico de la zona virgen que consiste en matriz y arcilla seca (Matrix), agua asociada con la arcilla (CBVW), agua irreductible por capilaridad (BVI), fluido móvil (FFI), y gas.

Como el área bajo la curva de distribución de T2 es proporcional al número de protones de Hidrógeno en los fluidos porales, esta amplitud se puede calibrar para dar un valor de porosidad.

Si el medio poroso se encuentra 100% saturado en agua, la distribución de T2 se relaciona a los tamaños porales: los T2 menores estarán asociados a los poros más pequeños mientras que los poros grandes tendrán T2 mucho mayores (Figura 4)



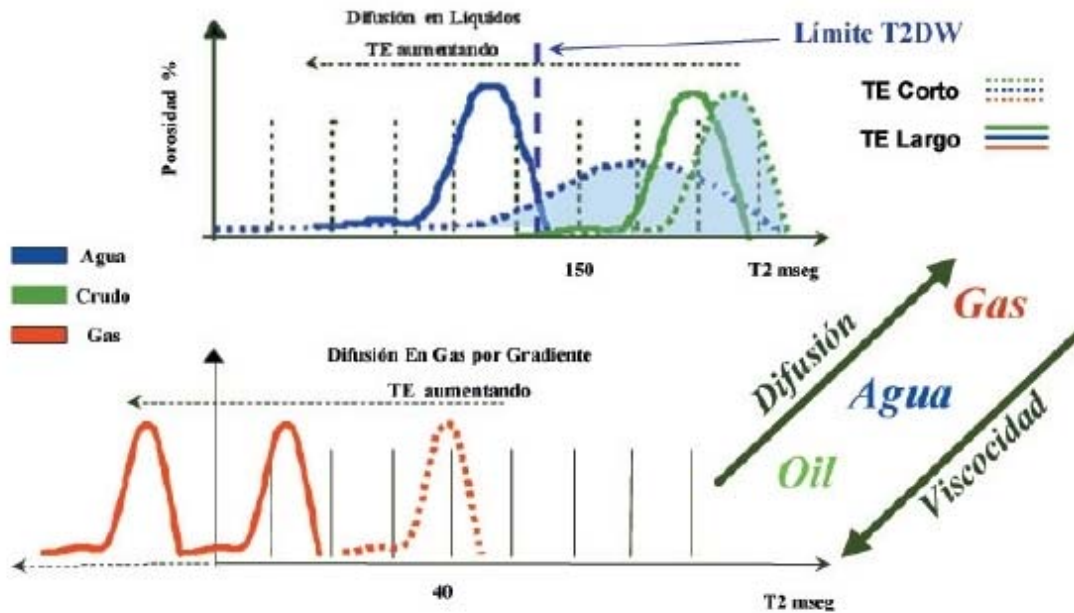
FIGURA

Debido a que el HI (índice de hidrógeno), es variable para cada fluido (Tabla 1), la presencia de más de un fluido interfiere la señal y el T2 ya no refleja la distribución poral, por lo que el valor de porosidad también se afecta. Por otra parte, los hidrocarburos difieren entre sí y del agua de formación en viscosidad y difusividad. El perfilaje con MRILR utiliza esas diferencias para tipificar los fluidos en el espacio poral.

Fluido	T_1 (ms)	T_2 (ms)	T_1/T_2 Típico	HI	η (cp)	$D_0 \times 10^{-5}$ (cm^2/s)
Agua	1-500	1-500	2	1	0.2 - 0.8	1.8 - 7
Petróleo	3,000 - 4,000	300 - 1,000	4	1	0.2 - 1,000	0.0015 - 7.6
Gas	4,000 - 5,000	30 - 60	80	0.2 - 0.4	0.011 - 0.014 metano	80 - 100

II. Identificación de Hidrocarburos mediante el Proceso de Difusión

Para la identificación de hidrocarburos y su diferenciación del agua, es fundamental el Proceso de Difusión (Figura 6).



FIGURA

Si se aumenta el espaciamento intereco TE, la difusión se convierte en el mecanismo predominante de relajación, perdiendo importancia la intrínseca del fluido y la de superficie.

El mecanismo de relajamiento de difusión tiene lugar debido al gradiente del campo magnético generado por el MRILR (Appel et al., 1999; Coates et al., 1993).

El valor de T2diff depende de:

Ecuación:

$$T_{2\text{diff}} = 12 / [C D (G \gamma TE)^2]$$

G = gradiente de campo magnético controlado por la frecuencia de trabajo [Gauss/cm]
 γ = constante giroscópica de los núcleos de hidrógeno, 4258 para hidrógeno [Hz/Gauss]
 TE = espaciamento entre ecos [ms]
 D = coeficiente de difusión aparente [cm²/sec]
 C = constante de la herramienta MRILR, C = 1,08

Para un trabajo de perfilaje dado con el MRILR, todos los parámetros en la Ecuación son constantes excepto TE. La Ecuación muestra cómo variándolo a valores más altos, generará

un valor de T2 menor. De este modo, cambiando la activación que controla la secuencia de pulsaciones en el perfilaje, se enfoca el registro hacia los fluidos que se desean detectar. Situación, común en la mayor parte de nuestros campos, determinó la inclusión de la herramienta MRIL.

9. Interpretación

9.1. Interpretación de resultados.

Se establecieron determinados criterios de interpretación con el fin de lograr un mejor aprovechamiento de la información que provee la tecnología RMN, teniendo en cuenta sus ventajas y limitaciones. A continuación se resumen los principales puntos:

Como la mayoría de las herramientas de perfilaje, la sonda MRILR C/TP utilizada lee en zona muy probablemente invadida.

Debido al radio de investigación (aproximadamente 4"), se asume que la permanencia de hidrocarburos residuales en la zona de lectura es indicativa de la existencia de hidrocarburos en la zona virgen.

Se acepta que la porosidad RMN es independiente de la mineralogía en un medio 100% saturado en agua, debido a que detecta el fluido que contiene el espacio poral.

En rocas con porosidad intergranular, 100 % saturadas con agua, la lectura del espectro en TE 1,2 ms es indicativa de la distribución del tamaño poral.

En una roca 100% saturada en agua la distribución T2 es unimodal. Una vez que el petróleo desplaza la mayor parte del agua móvil, se observa una distribución T2 bimodal .

La moda asociada al agua varía su amplitud debido a que su volumen en el espacio poral es ahora menor.

Cuando hay hidrocarburos en el reservorio, la distribución poral no es real, ya que las señales de agua y petróleo se superponen.

Cuando un hidrocarburo con $HI < 1$ está presente en la roca, la lectura de porosidad es menor que la real.

El efecto anterior sería más pronunciado en presencia de gas por su menor HI y se vería magnificado en capas depletadas.

En zonas con gas, la porosidad Densidad debería ser mayor que la total de RMN. Si se detecta ese tipo de diferencia, se registra Neutrón compensado a pozo entubado como comprobación.

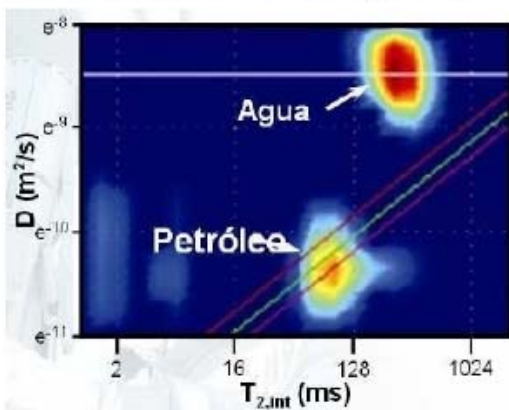
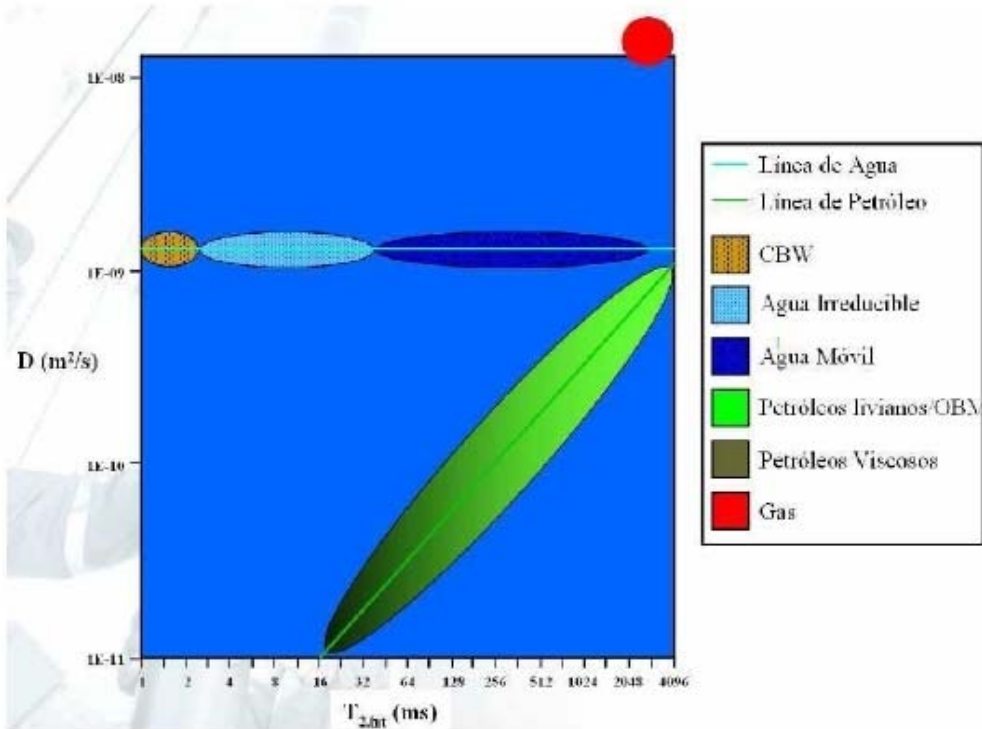
9.2. Interpretación de mapas de difusión

Una imagen de 2D NMR (mapa de difusión) es análoga a los gráficos que son usados en análisis de pozo abierto. Por ejemplo los que usan conjuntamente los datos de densidad y de neutrón para determinar tipo de roca y porosidad.

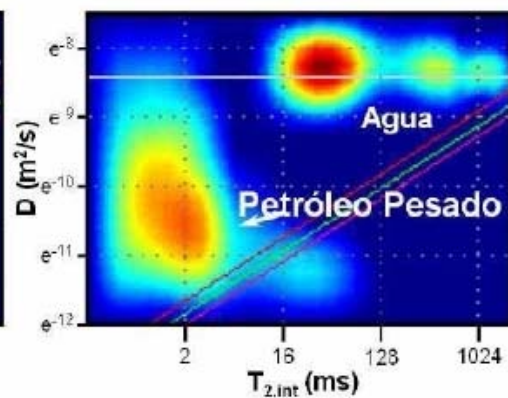
En forma similar nosotros graficamos en 2D los datos de MREX (Difusión vs. T2 Intrínseco) para de esta manera diferenciar fluidos con el mismo T2 pero distinta difusión.

El 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.

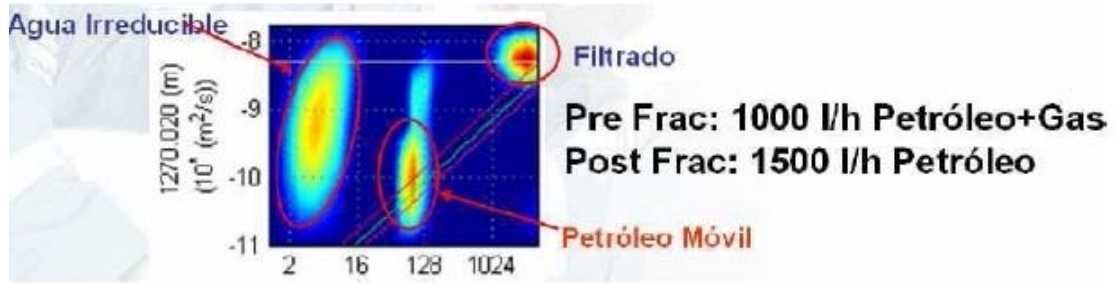
Se grafican líneas para el agua y para el petróleo. El gas ocupará la esquina superior derecha. El volumen de cada fluido está representado por un color distinto.



PoroPerm + Oil



PoroPerm + Heavy Oil



10. Especificaciones herramienta MRIL

A continuación se mostrara una tabla con especificaciones de la herramientas MRIL

Dimensions and Ratings

Maximum working temperature:	350°F	
Maximum working pressure:	20,000 psi	
Maximum torque limit:	1,000 ft-lb	
Maximum compression limit:	37,000 lb	
Maximum tension limit:	32,000 lb	
Combinability:	With most Halliburton Logging Tools	
Compatibility:	With all major service providers	
	Sonde OD	Length
	6 in.	52.88 ft
	4 7/8 in.	50.38 ft*
		Weight
		1475 lb
		1275 lb

* Note 4 7/8-inch diameter Sonde is 131.6 inches in length

Borehole Conditions

Tool diameter	Borehole Size	
	Minimum	Maximum
4 7/8 in.	5 7/8 in.	8.5 in.
6 in.	7 in.	12.25 in.
Open/Cased hole:	Openhole only	
Borehole fluids:	No restrictions – any type drilling mud or air	
Rugosity effect:	No effect if not in sensitive volume	
Mudcake effect:	None, if not in sensitive volume	
Mud res. lower limit:	0.02 Ohm*m	
Tool position:	Ideal when centerline of tool is close to centerline of borehole, +/- 0.5 in. Centralizers and standoffs are required to provide proper centralization.	

Measurement

	Principle:	Measurement Range:
Porosity:	Magnetic Resonance	0 - 100 PU
Free Fluid Index:	Magnetic Resonance	0 - 100 PU
Bulk Volume Irreducible:	Magnetic Resonance	0 - 100 PU
T2 Distribution	Magnetic Resonance	0.5 msec - 3.0 sec
Accuracy:	+/- 1 PU or 5%, whichever is greater	
Repeatability:	1 PU Standard deviation on porosity measurement	
Static Vertical Resolution:	24 in.	

Electrical Specifications

Cablehead Voltage:	120 VAC +/- 18 VAC at 60 Hz
Instrument Current:	400 mA
Transmitter Power:	< 1.5 kW average
Transmitter Voltage:	+/- 300 VDC at cablehead
Transmitter Current:	3 A maximum

11. APLICACIONES

No afecta la salinidad variable en la toma de registros.
Detección de petróleos en el rango de viscosidad de 1 a 50 cp.

Trabaja con cualquier tipo de fluidos.

No está afectado por la rugosidad y revoque de las paredes del pozo.

Distinción entre las capas de hidrocarburos y acuíferos, con una mayor efectividad en la discriminación de estas capas, evitando futuras y posibles cementaciones.

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 móvil, gas, petróleo liviano y petróleo viscoso.

Ayuda a definir la textura de los cambios de roca, eliminando problemas de zonas de alta saturación de agua, que no producen agua y zonas de buena porosidad, que no serán buenas productoras.

Mediante una comparación de la densidad RMN y la porosidad de densidad, podemos tener un primer indicador de gas. En caso de estimarse su presencia, se registra Neutrón compensado a pozo entubado para su confirmación.

Con la discriminación selectiva de capas a fracturar para su posterior producción, se reducen los costos de producción y menor número de acuíferas punzadas.

Combinabilidad de la herramienta con otras.

12. LIMITACIONES

Lecturas afectadas por el radio de invasión del fluido de perforación (en especial para petróleos de baja viscosidad tomándolos como acuíferos)

Acuíferos con pequeños porcentajes de hidrocarburos producen diagnósticos erróneos.

Solo trabaja a pozo abierto.

13. PARAMETROS DE MEDICION DE NMR (NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE)

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 ecos 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 puede presentar en un perfil en función de la profundidad.

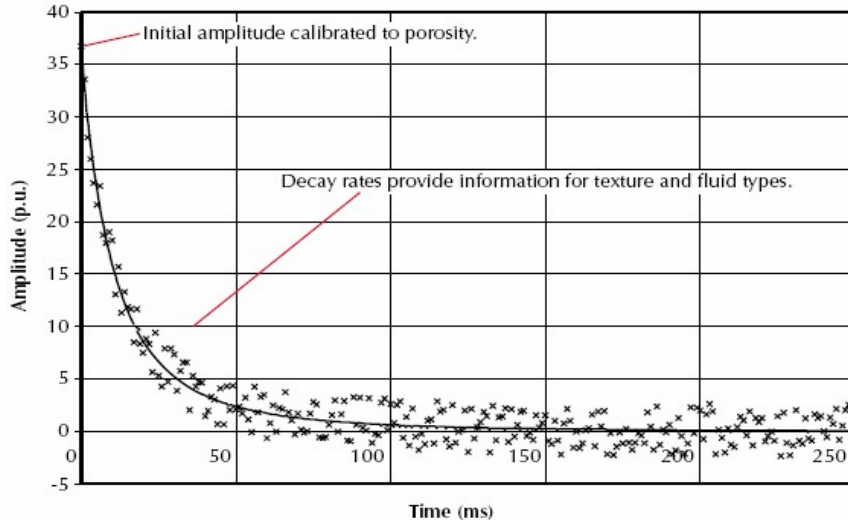


Figura 1. Decaimiento de un tren de ecos

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 derivado.

14. 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 productibilidad del yacimiento.

PRINCIPIOS FÍSICOS DE LA RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

La RMN 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

MAGNETISMO NUCLEAR

Muchos núcleos atómicos poseen un momento y se comportan como imanes en rotación.

Estos imanes interactúan con los campos magnéticos externos y producen señales ineditables que se pueden maximizar si los campos oscilan a la frecuencia de resonancia de un núcleo en particular.

POLARIZACIÓN

Para hacer un medición RMN los átomos de hidrógeno se alinean como barras imantadas a lo largo de la dirección de un campo magnético estático conocido como B_0 . Esta polarización insume un tiempo característico conocido como T1, que depende del medio que rodea al hidrógeno. Cuando B_0 se aplica a un núcleo magnético, B_0 ejerce un momento torsional sobre el núcleo que actúa para analizar el eje del momento rotacional nuclear de B_0

La polarización crece en una constante de tiempo, que es el tiempo de relajamiento longitudinal, T1

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 diseñados para generar una serie de así llamados ecos 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 figura 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

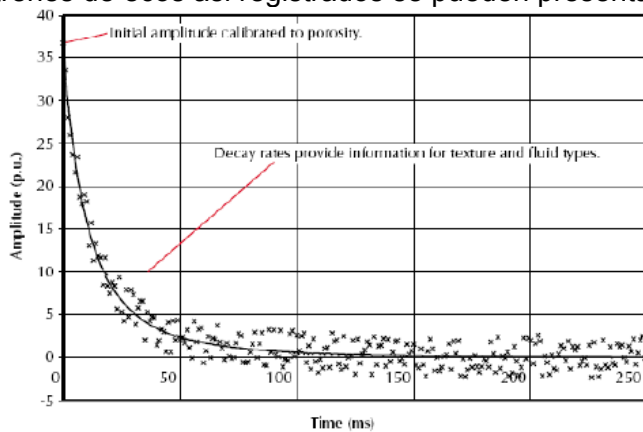


Figura: decaimiento de un tren de ecos

La amplitud 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 figura2 muestra la distribución de T2 derivada del tren de ecos de la figura 1

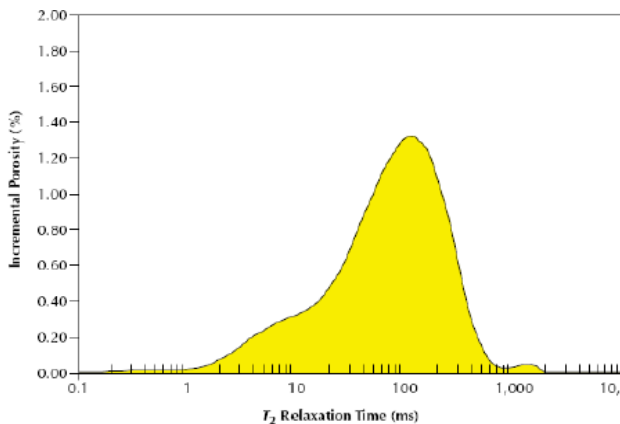


Figura 2: distribución de T2 derivada del tren de ecos de la figura 1

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 T2y, por lo tanto, en función de los tamaños porales. Los tres estilos de presentación reflejan diferentes visualizaciones del mismo conjunto de datos.

COMPARACIÓN ENTRE EL PERFILAJE CON RMN Y OTRAS HERRAMIENTAS DE REGISTRO

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 solo 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.

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

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.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Las herramientas MPRIL – 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, viscosidad).

Los hidrocarburos también difieren entre si y de las salmueras en viscosidad y difusividad. El perfilaje de RMN utiliza estas diferencias para caracterizar los fluidos en el espacio poral. La

figura 3 indica cualitativamente las propiedades RMN de diferentes fluidos que se encuentran en los poros de las rocas.

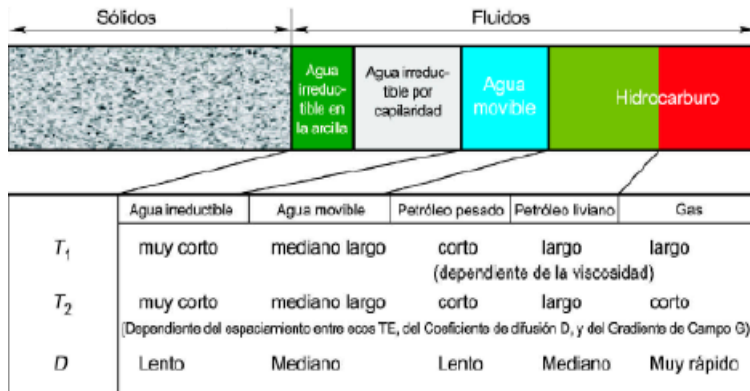


Figura 3: propiedades de los fluidos

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 irreducible por capilaridad.

La distribución de T2 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 figura 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.

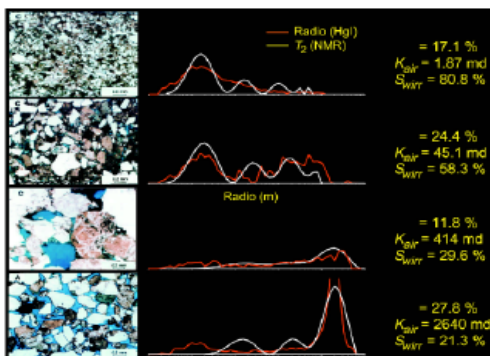


Figura 4: Muestras de areniscas

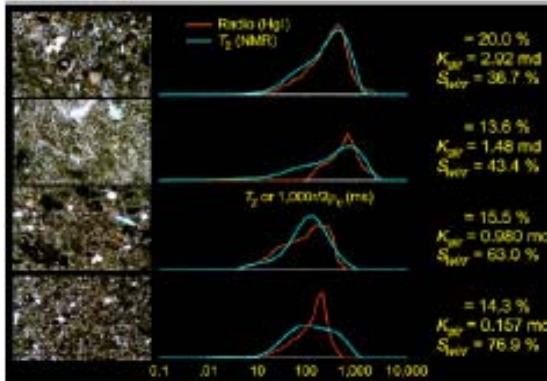


Figura 5: Muestras de carbonatos

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

DETERMINACIÓN DEL BVI

La estimación del BVI, el volumen bruto de agua irreducible 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 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.

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 agua. Los perfiles convencionales se muestran en la figura 6. Los resultados del MRIL tanto de TDA como de MRIAN están ilustrados en la figura 7.

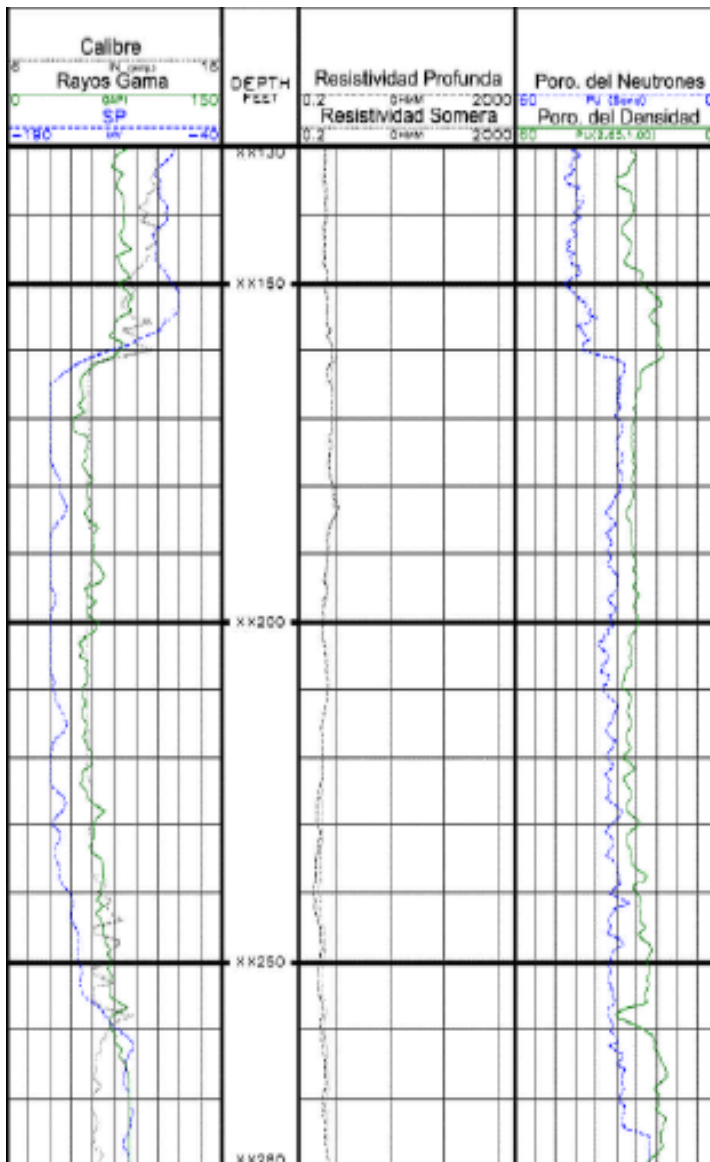


Figura 6: Registros convencionales Pozo X

Los resultados del MRIL en la figura 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 móvil. 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 MARIL (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 móvil 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 2000 barriles por día no tenía agua y confirmó entonces el análisis con MRIL.

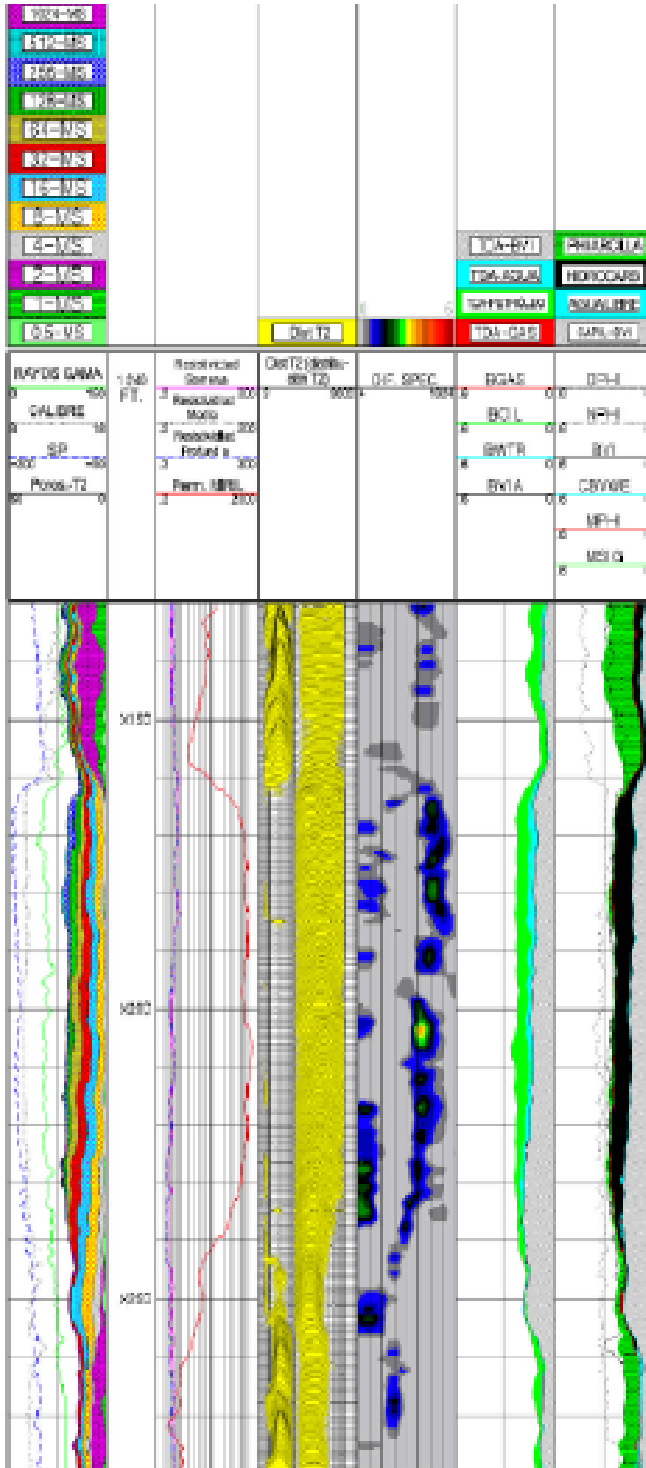


Figura 7: Registros MRIL Pozo X

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 fluidos que existe, sea fluido movable o no movable

Los perfiles convencionales (SP, Resistividad, y neutrón Densidad) surgieron 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 XX527) 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 2000 BPD, sin influjo de agua.

15. 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 movable. 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.

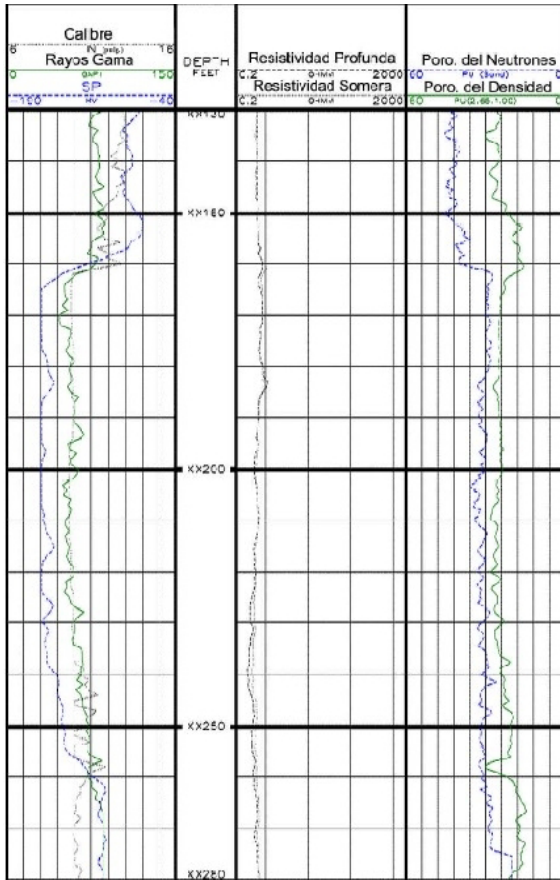


Figura 6. Registros Convencionales Pozo X

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 móvil. 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 móvil 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.

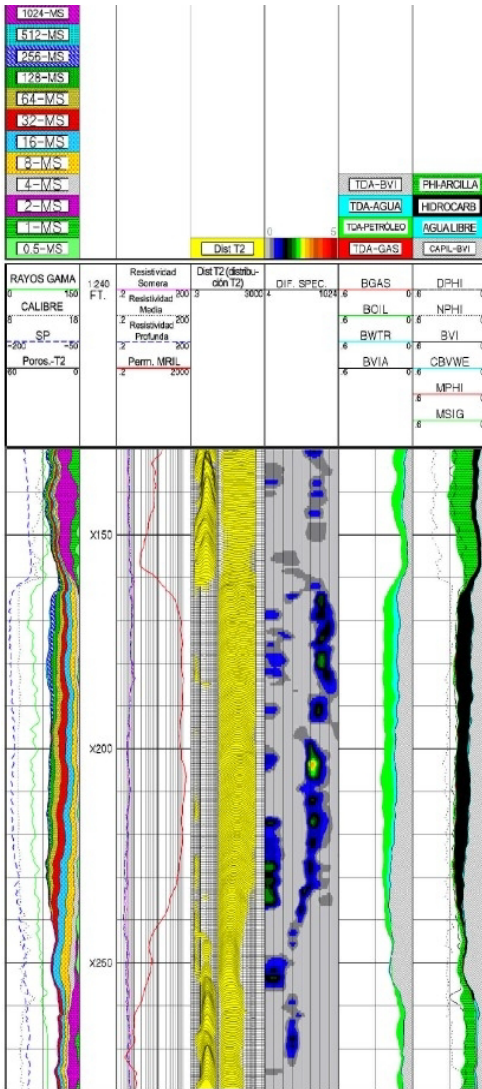


Figura 7. Registros MRIL Pozo X
Registro MREX

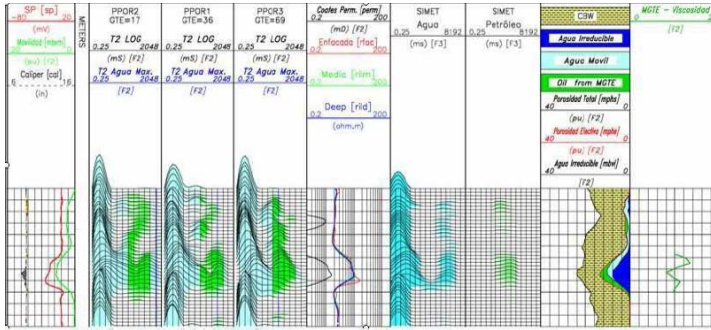
Diagnóstico de fluidos

El diagnóstico de fluidos en los pozos se realiza por comparación visual de los espectros de T2 teniendo en cuenta las caracterizaciones que a continuación se exponen, las que se ajustan a medida que avanza un determinado proyecto.

Los registros mostrados a continuación se tomaron con la herramienta MREX (de Baker, otras compañías tienen productos alternativos)

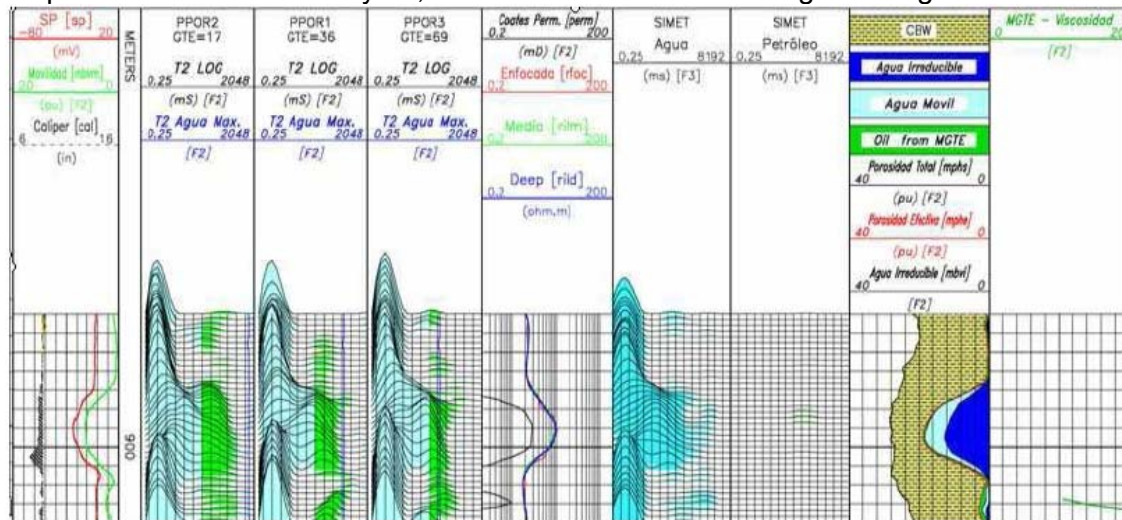
Cuando el fluido presente en el reservorio analizado es petróleo:

Los espectros deberán verse prácticamente iguales (sin desplazamientos relativos). El espectro de T2 correspondiente al GTE de 89 (ubicado a la derecha en la siguiente figura) no deberá estar desplazado hacia la izquierda respecto de los GTE de 36 y 17 (espectros ubicados a la izquierda).



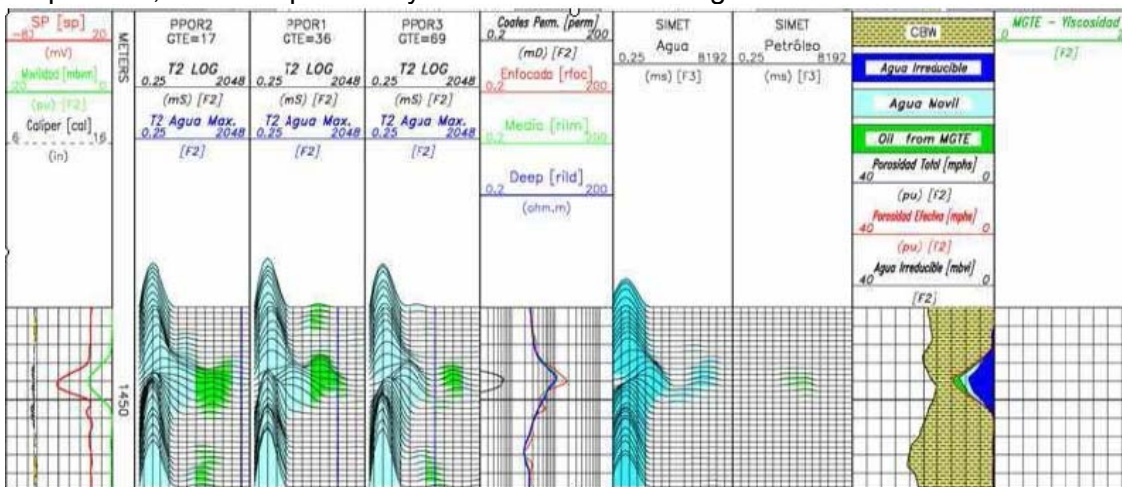
Cuando el fluido es agua de formación:

Dado que el agua presenta mayor difusión, cuando sea éste el fluido contenido en el reservorio, el espectro de la derecha presentara un desplazamiento (“shift”) hacia la izquierda respecto a los del GTE: 36 y 17, tal como se muestra en la siguiente figura.

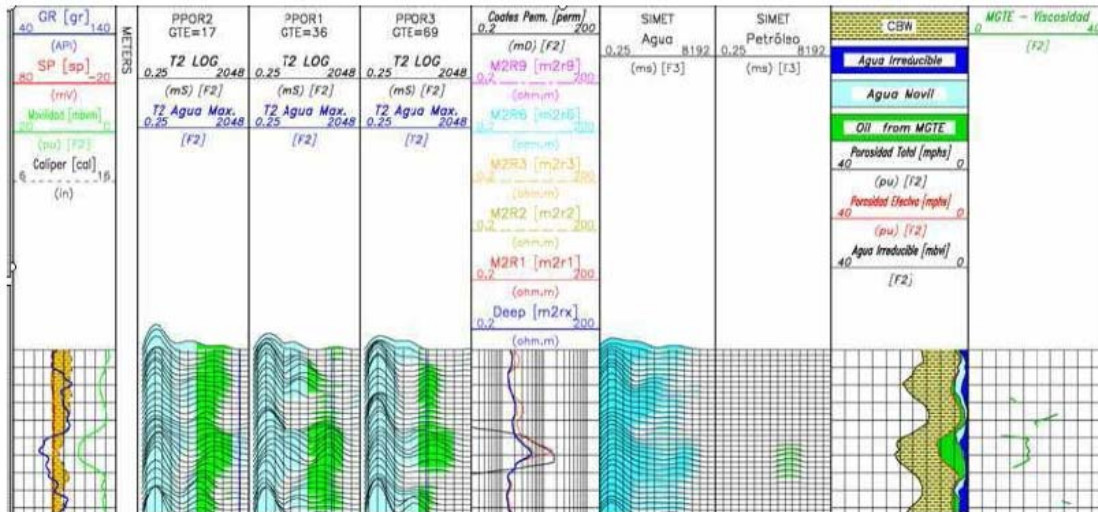


Nótese el valor bajo para el índice de movilidad asociado a fluidos móviles en las capas sin entrada de fluido en el ensayo de terminación.

Otro elemento que es utilizado para el diagnóstico de petróleo y que aprovecha los efectos de la difusión es el valor de T2 máximo del agua, el cual depende de los parámetros de adquisición, de la temperatura y de la viscosidad del agua.



Este valor máximo está representado en el registro de MREX por una línea de color azul colocada en el espectro de T2 correspondiente al GTE de 89. Toda señal que esté por arriba de esta línea es producida por petróleo que se encuentre en la zona de lectura de la herramienta.



Conclusiones

- Una vez culminada la interpretación de los distintos pozos utilizando la resonancia magnética nuclear, se concluyó que esta nueva herramienta aporta información adicional importante para la interpretación petrofísica. Aprovechando el mecanismo de difusión que existe en un fluido, se tienen las estaciones MRF las cuales resultaron una herramienta extremadamente útil y fácil a la hora de determinar el tipo de fluido que se encuentra en el pozo. Este método resultó ser bastante confiable y se comprobó con los diferentes pozos en diferentes pozos de algunos reservorios.
- Los registros con la nueva activación de la herramienta MRILR, indican una tendencia hacia mejores y más confiables predicciones de los fluidos contenidos en los reservorios. Se adoptó una nueva activación de la herramienta MRILR: TW 4000 ms, TE 1,2-6,0 ms. Con esto se logró acentuar al máximo el proceso de difusión para detectar petróleos en el rango de viscosidad de 1 a 50 cp.
- Se alcanzó mayor confiabilidad en la selección de capas a fracturar y se obtuvo mayor efectividad en la discriminación de capas con agua, evitando cementaciones.
- Se utiliza la comparación Porosidad Total RMN vs Porosidad Densidad como primer indicador de gas. En caso de estimarse su presencia, se registra Neutrón compensado a pozo entubado para su confirmación.
- Se incrementó la productividad y la economía de los pozos al lograr mayor efectividad en la selección de capas a abrir, fracturar y reducción del número de acuíferas punzadas.
- La resonancia magnética nuclear utiliza la espectroscopia mediante el uso de núcleos atómicos en especial el hidrogeno que en nuestro caso es muy importante para hallar presencia de hidrocarburos en las formaciones perforadas en el interior de la Tierra, esto con el empleo de campos magnéticos generados dentro del pozo que nos permiten provocar actividad al núcleo del elemento que nosotros estemos estudiando para así determinar la concentración de los mismos en cada tramo que se avanza.
- La realización de este procedimiento se realiza con un equipo especial que se obtiene de acuerdo a la compañía de servicios de registros eléctricos, la cual se introduce en el interior del pozo y que va generando campos magnéticos a distintas profundidades y provocando la resonancia en núcleos de hidrogeno, provocando ecos que son registrados por la herramienta

en ms, y según a estos se puede determinar la mayor densidad de núcleos de hidrogeno, que es lo que nos interesa porque es un alto indicio de presencia de hidrocarburos.

□ Las herramientas de RMN miden varios parámetros importantes como ser la porosidad en cada profundidad que se va analizando, el tamaño y distribución poral, permeabilidad de la zona, zonas donde existe volumen irreducible de agua, determinación de fluidos y sus propiedades, dentro de éstas, los hidrocarburos y fluidos acuosos, además nos puede proporcionar la caracterización de los mismos.

□ El resultado sin entrada en una capa con prognosis de fluido y en la cual la calidad de reservorio sugiera una estimulación no se considera en la estadística dado que un probable daño de formación podría ser la causa del resultado y sin estimulación NO es posible conocer el fluido que se encuentra en el reservorio.

□ En caso de capas estimuladas mediante fractura hidráulica se considera el resultado del ensayo post-fractura

15. Bibliografía

“Resonancia Magnética Nuclear” SEED (SCHLUMBERGER EXCELLENCE IN EDUCATIONAL DEVELOPMENT)

<https://www.planetseed.com/es/node/15788> 10/07/2010

"Resonancia Magnética Nuclear" De Wikipedia, la enciclopedia libre

www.wikipedia.com 10/07/2010, Reservados todos los derechos

16. Anexos

Consideraciones para Prognosis de Fluidos

PRONOSTICO	DESCRIPCION	OBSERVACIONES	ENSAYO PROBABLE	RESULTADO ACERTADO	RESULTADO NO ACERTADO
AF	Agua de formación	Respuesta de agua de formación en todo el espesor de la capa	100% agua de formación con o sin rastros de petróleo	100% agua de formación con o sin rastros de petróleo	Cualquier % de petróleo en el ensayo
AF c/ RP	Agua de formación con rastros de petróleo	Señal de agua de formación y escasas señales puntuales de petróleo de formación	100% agua de formación con o sin rastros de petróleo	100% agua de formación con o sin rastros de petróleo	Cualquier % de petróleo en el ensayo
PF o PV	Petróleo de formación o petróleo viscoso	Señal de petróleo de la formación en toda la capa	Petróleo de formación (el porcentaje de agua es incierto)	Cualquier % de petróleo de formación presente en el ensayo	100% agua de formación con o sin rastros de petróleo
AF + PF	Agua de formación más petróleo de	En general para capas de espesor considerable que	Petróleo de formación (probable	Cualquier % de petróleo de formación	100% agua de formación con o sin rastros

	formación	muestran respuesta de ambos fluidos	porcentaje de agua elevado)	presente en el ensayo	de petróleo
SE	Sin entrada	Valor de porosidad asociada a fluidos móviles menores de 5 (limite utilizado)	No aporte de fluido o caudales muy bajos	No aporte de fluido o caudales muy bajos	Caudal considerables de cualquier tipo de fluido
G	Gas de formación	Cruces de densidad - neutrón	Gas de formación	Gas de formación	Cualquier otro fluido o no aporte de fluido