

APLICACIONES Y BENEFICIOS
DEL PERFILAJE CON
RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR

AÑO 2011

Desde su descubrimiento en 1946, la resonancia magnética nuclear se ha convertido en una valiosa herramienta en física, química, biología y medicina. Con la invención de las herramientas de perfilaje con RMN que usan imanes permanentes y radiofrecuencias pulsantes, es ahora posible la aplicación de técnicas sofisticadas de laboratorio para determinar propiedades de las formaciones *in situ*. Esta capacidad inicia una nueva era en la evaluación de formaciones y análisis de núcleos a la vez que la introducción de la tecnología RMN ha evolucionado las otras disciplinas científicas ya mencionadas.

IRM para uso Médico

IRM (imágenes por resonancia magnética) es hoy una de las herramientas más valiosas de diagnóstico en la práctica actual de la industria médica. Con un paciente colocado dentro de un túnel que rodea todo su cuerpo, las señales de resonancia magnética provenientes de núcleos de hidrógeno en lugares específicos del cuerpo se pueden detectar y usar para construir una imagen de la estructura interna del cuerpo. Estas imágenes pueden revelar anomalías físicas y por lo tanto ayudar en el diagnóstico de heridas y enfermedades.

La imagen IRM de la cabeza humana en la Fig. 1.1 demuestra dos importantes características del IRM. Primero, las señales usadas para crear cada imagen provienen de un sitio bien definido, típicamente un corte fino o sección transversal del objetivo. Debido a los principios físicos fundamentales de la tecnología de RMN, cada imagen es nítida y contiene solamente información del corte transversal representado, siendo el material anterior y posterior esencialmente invisible. Segundo, solamente son visibles los fluidos (tales como los que hay en vasos sanguíneos, cavidades del cuerpo, y tejidos blandos), mientras que los sólidos (tales como huesos) generan una señal que típicamente decae demasiado rápido para ser registrada. Tomando ventaja de esas dos características, los médicos han podido generar diagnósticos valiosos con el IRM sin necesidad de entender complejos principios de la RMN.

Estos mismos principios de la RMN, utilizados para diagnosticar anomalías en el cuerpo humano, se pueden utilizar para analizar los fluidos presentes en los espacios porales de las rocas de yacimientos. Y del mismo modo que los médicos no precisan ser expertos en RMN para usar tecnología IRM en hacer diagnósticos médicos, ni ingenieros de yacimientos precisan ser expertos en RMN para usar tecnología de perfilajes con RMN en evaluación confiable de formaciones.



Fig. 1.1-Esta imagen en "cortes múltiples", o en secciones transversales múltiples de una cabeza humana demuestra cómo puede utilizar una exploración MRI en medicina. En este ejemplo, las áreas ligeras representan tejidos que tienen alto contenido de fluidos (por ejemplo materia cerebral), mientras que las áreas oscuras representan tejidos de bajo contenido de fluidos (por ejemplo, huesos). Típicamente, el espesor del material que se usa para representar con imágenes cada sección transversal es varias veces más grande que el tamaño de los detalles que se pueden representar en cada sección individual.

REGISTROS ELECTRICOMAGNETICOS RMN, Principios y Aplicaciones

IRM en Perfilaje de Yacimientos

El Perfil de Resonancia Magnética (NMR), introducido en el mercado por NUMAR en 1991, toma el equipo medico de IRM o de laboratorio RMN y lo invierte de adentro hacia fuera. De modo que, en lugar de colocar el objetivo en el centro del instrumento, se coloca el instrumento mismo en el pozo, en el centro de la formación por analizar.

En el centro de la herramienta RMN, 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 las formaciones, 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 RMN. Esta "sintonía" de una sonda de MRI para que sea sensible a una frecuencia específica permite a los instrumentos de MRI efectuar imágenes de secciones transversales delgadas de una formación rocosa.

La Fig. 1.2 ilustra los "cilindros de investigación" para la herramienta RMN lanzada al mercado en 1998. Los diámetros y espesor de cada región cilíndrica delgada se seleccionan simplemente especificando la frecuencia central y el ancho de banda central a las cuales se sintonizan el transmisor y el receptor del instrumento MRIL. El diámetro del cilindro depende de la temperatura, pero usualmente mide 14 a 16 pulg.

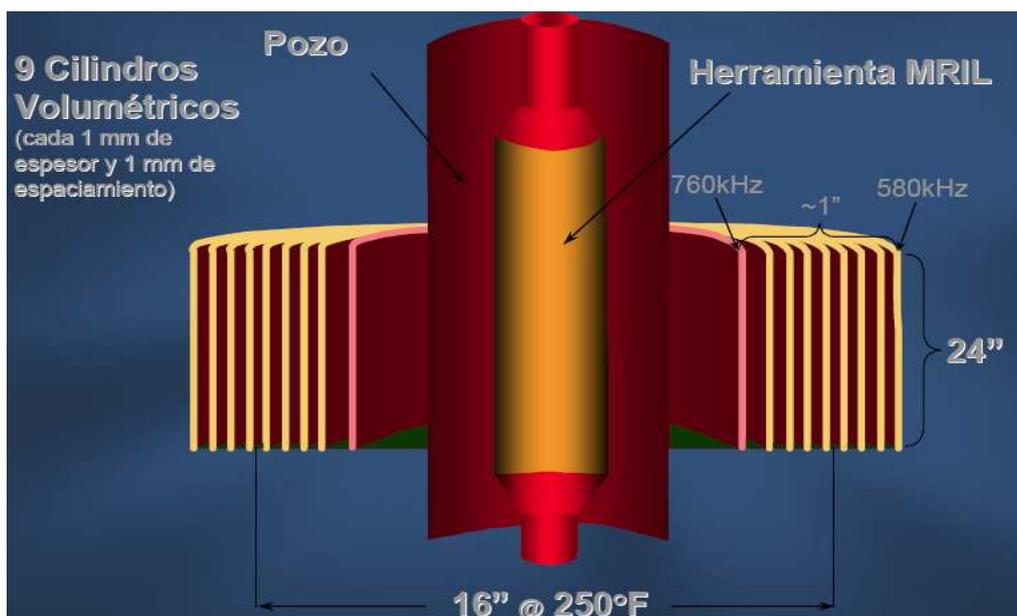
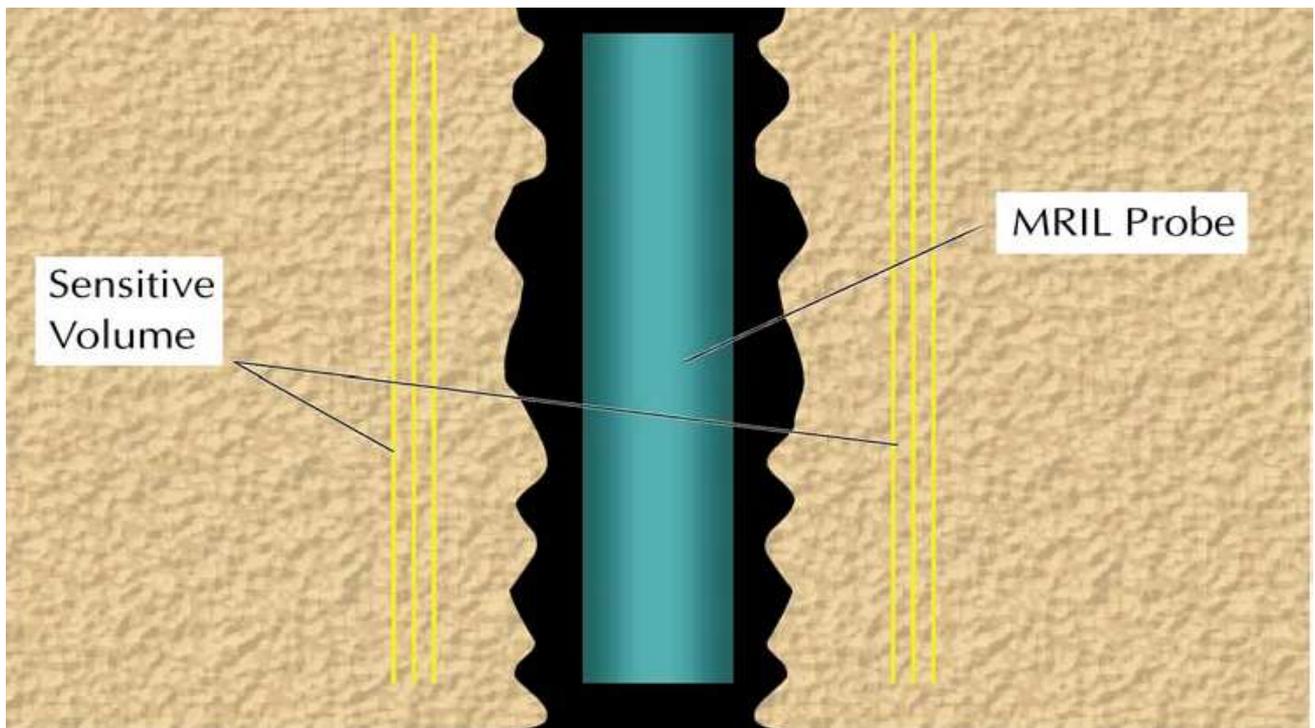


Fig.1.2 Esta herramienta opera a una alta frecuencia de 760 KHz y a una baja frecuencia de 580 KHz.



La profundidad de investigación de una herramienta MRIL es de alrededor de 18 pulgadas. Cuando opera con bajas frecuencias y de 16 pulgadas para altas frecuencias. Así, para una perforación de 12 pulgadas, con una rugosidad de amplitud menor a 2 pulgadas no afectará la señal del MRIL

RMN EN PERFILAJE DE YACIMIENTO

Dado que solo los fluidos son visibles al MRI, la porosidad medida con una herramienta RMN, no contiene ningún aporte de los minerales de la roca y no necesita calibrarse para la litología de la formación. Esta característica en su respuesta hace que la herramienta RMN sea fundamentalmente diferente a las herramientas convencionales de perfilaje. Las herramientas convencionales de registros de porosidad, tales como el Neutrón, el Densidad y el Sónico, están influidas por todos los componentes de una roca de yacimiento. Como las rocas de yacimiento tienen típicamente más fracción rocosa que espacios llenos de fluidos, estas herramientas convencionales tienden a ser mucho más sensibles a los materiales en la matriz mineral que a los fluidos en los poros. Las herramientas convencionales de resistividad, aunque extremadamente sensibles a los espacios llenos de fluidos y tradicionalmente usadas para estimar la cantidad de agua que hay en una roca de yacimiento, no pueden considerarse como verdaderos dispositivos para perfilaje de fluidos. Estos instrumentos están fuertemente influidos por la presencia de minerales conductivos y, para que las respuestas de estas herramientas puedan ser adecuadamente interpretadas, se requiere un conocimiento detallado tanto de las propiedades de la formación como las del agua que hay en el espacio poral.

Las herramientas RMN pueden suministrar tres tipos de información, cada una de las cuales hacen que estas herramientas sean únicas entre los dispositivos para perfilaje:

- Información sobre la cantidad de los fluidos en las rocas.
- Información sobre las propiedades de esos fluidos.
- Información sobre los tamaños de los poros que contienen esos fluidos.

CANTIDAD DE FLUIDO

Una herramienta RMN, puede medir directamente la densidad de núcleos de hidrogeno en fluidos de yacimiento. Como la densidad del núcleo de hidrogeno presente en el agua es conocida, los datos de una herramienta RMN, 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 solida de la roca, y sin consideración alguna acerca de los rastros químicos en los fluidos (tales como el boro) que pueden perturbar las mediciones de porosidad por medio del Neutrón.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

El uso de RMN en medicina se basa en la capacidad de relacionar condiciones médicas u órganos específicos en el cuerpo a cambios en el comportamiento de la medida RMN. Un enfoque similar se puede usar con las herramientas MRIL para estudiar los fluidos en una zona delgada a pocas pulgadas de la pared del pozo. Las herramientas MRIL pueden determinar la presencia y las cantidades de diferentes fluidos (agua, petróleo y gas) y también algunas propiedades específicas de los fluidos (por ejemplo, la viscosidad). Tanto el MRI para uso médico como la herramienta MRIL se pueden usar estableciendo secuencias de pulsación específicas o "activaciones", que mejoran sus capacidades de detectar condiciones particulares 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 tales como la permeabilidad y el volumen de agua irreducible por capilaridad.

La microporosidad asociadas con arcillas y con algunos otros minerales contienen típicamente agua que, desde una perspectiva RMN, aparece casi como solido. El agua en esos microporos tiene un "tiempo de relajamiento" muy rápido. Debido a este relajamiento acelerado, esta agua es más difícil de ver que, por ejemplo, el agua producible asociada con poros más grandes. Las anteriores generaciones de herramientas de perfilaje con RMN eran incapaces de ver agua en esos microporos, y como el agua estaba asociada la mayoría de las veces con arcillas, la porosidad medida con estas primeras herramientas se las caracterizaba como "porosidad efectiva". Las herramientas modernas MRIL pueden ver esencialmente todos los fluidos en el espacio poral, y las mediciones de porosidad hechas por ellas, se caracterizan, por lo tanto, por ser mediciones de "porosidad total". La información sobre tamaño poral proporcionada por las herramientas modernas se usa para calcular una porosidad efectiva que imita la porosidad que se media con las anteriores generaciones de herramientas RMN.

Además, una de las características clave de diseño del MRIL es que las mediciones RMN de las formaciones hechas cuando la herramienta MRIL está en el pozo se pueden duplicar en laboratorio mediante mediciones RMN hechas sobre núcleos de rocas recuperadas de la formación. Esta capacidad para hacer mediciones reproducibles bajo condiciones muy diferentes es lo que hace posible para los investigadores el calibrar las

mediciones RMN de acuerdo con las propiedades petrofísicas de interés (tales como tamaño poral) para el usuario final de los datos de MRIL.

La *Fig. 1.3* compara las respuestas del MRIL con las herramientas convencionales de perfilaje. El modelo volumétrico común usado en la comparación consiste en un componente de roca sólida y un componente de fluido poral. El componente de roca sólida está compuesto por minerales arcillosos y no arcillosos, y el componente de fluido poral está compuesto por agua e hidrocarburos. Conceptualmente, los fluidos porales se pueden subdividir en agua asociada con la arcilla, agua irreductible por capilaridad, agua movable, gas, petróleo liviano, petróleo de viscosidad mediana y petróleo pesado.

Aunque las herramientas convencionales, tales como el Neutrón, el Densidad y el Sónico, exhiben una respuesta en masa y volumen a todos los componentes del modo volumétrico, son más sensibles a los minerales de la roca sólida que a los fluidos porales. Más aún, las respuestas de esas herramientas están altamente afectadas por el pozo y el revoque del lodo, y el volumen sensible de estas herramientas no está bien definido como el de la herramienta MRIL.

Las herramientas de resistividad, tales como Inducción y Lateral, responden a fluidos conductivos tales como agua asociada con la arcilla, agua capilar, y agua movable. En base al contraste de conductividad entre (1) agua asociada a la arcilla y (2) agua capilar y agua movable, los modelos de doble agua y de Waxman-Smiths fueron desarrollados para una mejor estimación de la saturación total de agua. Aún con estos modelos, el reconocimiento de las zonas productivas es todavía difícil porque no existe contraste de conductividad entre agua irreductible y agua movable. Al igual que las herramientas convencionales de porosidad, las herramientas de resistividad son muy sensibles al pozo y al revoque del lodo, y sus volúmenes sensibles están muy poco definidos.

La interpretación convencional de perfiles usa registros de resistividad y porosidad corregidos ambientalmente para determinar la porosidad de la formación y la saturación de agua. Una serie de factores, tales como la evaluación de la exactitud de las respuestas de las herramientas, la selección de valores confiables para los parámetros del modelo, y la combinación de resoluciones verticales con la profundidad de investigación de las diversas mediciones, se suman al desafío de estimar con confianza la porosidad y la saturación de agua. Además con perfiles convencionales, la distinción entre petróleo liviano, petróleo de viscosidad mediana, y petróleo pesado es imposible.

Como se indica en la *Fig.1.3*, la porosidad del MRIL es esencialmente independiente del tipo de roca sólida - es decir, las herramientas MRIL son sensibles solamente a fluidos porales. La diferencia en varias propiedades RMN - tales como tiempo de relajamiento (T_1 y T_2) y difusividad (D) - entre varios fluidos hace posible distinguir (en la zona investigada) entre agua irreductible, agua movable, gas, petróleo liviano, petróleo de viscosidad mediana, y petróleo pesado. Los volúmenes sensibles de las herramientas MRIL están muy bien definidos, por lo tanto, si el pozo y el revoque del lodo no están dentro de los volúmenes sensibles, estos no afectarán las mediciones MRIL.

Modelo volumétrico conceptual	Matriz	Fluidos en los poros					Otra información del perfil de NMR:
		Agua		Hidrocarburo			
Respuesta del perfil y resultados de la interpretación	Mineral y arcilla seca	CBW	BVI	BWW	Gas	Granos livianos	
Respuesta de los perfiles de porosidad Después de corrección por mineralogía		[Diagrama de barras horizontales que muestra la respuesta de los perfiles de porosidad para diferentes fluidos]					Afectada por el pozo y el revoque del lodo; volumen sensible mal definido.
Respuesta de los perfiles de resistividad Después de corrección por arcilla		[Diagrama de barras horizontales que muestra la respuesta de los perfiles de resistividad para diferentes fluidos]					Afectada por el pozo y el revoque del lodo; volumen sensible mal definido.
Interpretación convencional Porosidad y saturación de fluidos		[Diagrama de barras horizontales que muestra la interpretación convencional para diferentes fluidos]					Problemas posibles: 1. Concordancia en la profundidad de investigación 2. Concordancia en la resolución vertical 3. Precisión de a función de respuesta 4. Efectos de los parámetros del modelo
Respuesta del MRIL Según la diferencia entre T_1 , T_2 , y D entre fluidos diferentes, se puede evaluar cuantitativamente la porosidad, la saturación y la permeabilidad.		[Diagrama de barras horizontales que muestra la respuesta del MRIL para diferentes fluidos]					Volumen sensible muy bien definido; ninguna influencia del pozo y del revoque del lodo si no está dentro del volumen sensible.

Figura 1.3—Las respuestas de la herramienta MRIL son únicas entre las herramientas de perfilaje. La porosidad con MRIL 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 de MRIL se pueden usar para distinguir agua asociada con la arcilla, agua capilar, agua movable, gas, petróleo liviano, y petróleos viscosos. A menudo se puede extraer más información, tal como tamaño poral, permeabilidad, propiedades de hidrocarburos, cavidades, fracturas, y tamaños de granos. Además, como los volúmenes a los que las herramientas de MRIL son sensibles están muy bien definidos, los fluidos y las rugosidades del pozo tienen muy poca influencia sobre las mediciones MRIL.

El modelo volumétrico de la Fig. 1.3 no incluye otros parámetros que pueden estimarse a partir de las mediciones con RMN, a saber: el tamaño poral, la permeabilidad de la formación; la presencia de arcilla, las cavidades y las fracturas; las propiedades de los hidrocarburos tales como viscosidad y el tamaño de granos. Estos factores influyen en la medición con MRIL y se pueden extraer para proveer información muy importante para la descripción y evaluación del yacimiento.

PRINCIPIOS FISICOS DE LA HERRAMIENTA RMN

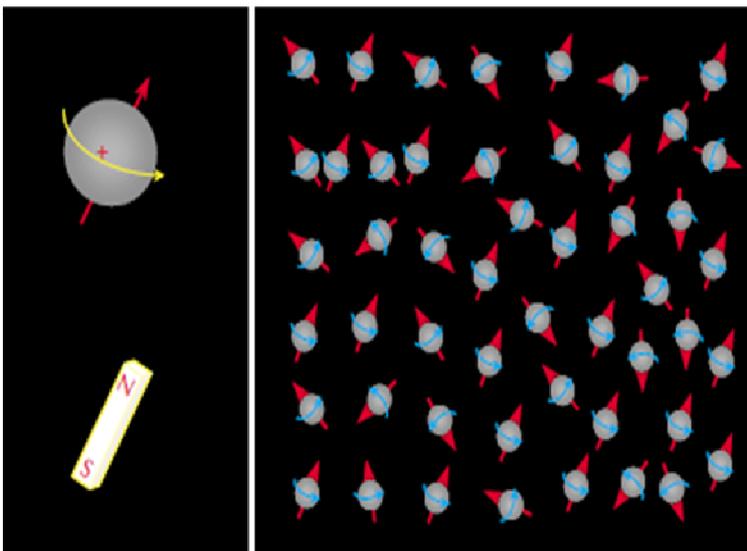
Los principios físicos en que se basa la herramienta de RMN son complejos, sin embargo, las mediciones de RMN y la interpretación de los registros de RMN se pueden entender con conceptos básicos en resonancia magnética. Estos conceptos incluyen el magnetismo nuclear, la polarización, tiempo de relajación T1, la frecuencia del pulso, la decadencia de inducción libre, el eco de espín, el tiempo relajación T2, y las secuencias de pulso CPMG.

La resonancia magnética nuclear (RMN) se refiere a la respuesta de la energía atómica de los núcleos de los átomos a los campos magnéticos. En presencia de un campo magnético externo muchos núcleos tienen un momento magnético neto y el momento angular o de giro, un movimiento de precesión del núcleo atómico alrededor de la dirección del campo externo de la misma manera que un movimiento giroscópico de precesión alrededor del campo gravitatorio de la Tierra. Cuando estos núcleos magnéticos interactúan girando con los campos magnéticos externos, las señales que producen las mediciones de RMN se pueden medir, y se pueden hacer con cualquier núcleo que tiene un extraño número de protones o neutrones, o ambos, como el núcleo de hidrógeno (H_1), el carbono (C_{13}) y sodio (Na_{23}). Para la mayoría de los núcleos que se encuentran en formaciones de la tierra, la señal magnética nuclear inducida por los campos magnéticos externos es demasiado pequeña para ser detectada con una herramienta de perfilaje de RMN. Sin embargo, el hidrógeno, que tiene un solo protón y ningún neutrón, es abundante en el agua y en los hidrocarburos, tienen relativamente un gran momento magnético, y produce una señal fuerte. Hasta

orm000836

la fecha, casi todos los registros de RMN y los estudios de RMN de rocas se basan en las respuestas del núcleo del átomo de hidrógeno.

El núcleo del átomo de hidrógeno tiene un protón, que es una pequeña partícula con carga positiva y asociada con un momento angular o giro. El protón al girar representa un bucle de corriente que genera un campo magnético (o momento magnético), con dos polos (norte y sur) alineado con el eje de rotación. Por lo tanto, el núcleo de hidrógeno puede ser considerado como un imán de barra magnética cuyo eje está alineado con el eje de rotación del núcleo, como se ilustra en la figura. 2.1 (izquierda). Cuando los átomos de hidrógeno no están expuestos a campos magnéticos externos los spins nucleares de los átomos de hidrogeno se encuentran distribuidos al azar como se observa en la *Fig.1.4.*(de la derecha)



A causa de su inherente magnetismo nuclear, los núcleos de hidrógeno se comportan como diminutas barras de imanes alineados con los ejes de giros de los núcleos. En ausencia de un campo magnético externo, los ejes de giros de los núcleos se encuentran al azar.

Fig.1.4 EL CAMPO MAGNÉTICO DE LA TIERRA ES DE 0.5 GAUSS Y EL CAMPO MAGNÉTICO DE LA HERRAMIENTA MRIL ES DE 176 GAUSS

POLARIZACIÓN

El primer paso para hacer una medición de RMN es alinear los núcleos magnéticos del hidrógeno aplicando un campo magnético estático, B_0 . Cuando B_0 se aplica a un núcleo de hidrógeno, B_0 ejerce un esfuerzo de torsión que actúa sobre el núcleo para alinear el eje del giro nuclear con el campo magnético estático B_0 .

Cuando un torque se aplica a un objeto que gira, el eje del objeto se mueve perpendicular al torque en un movimiento llamado precesión, tal como se ilustra en la *Fig.1.5* (izquierda).

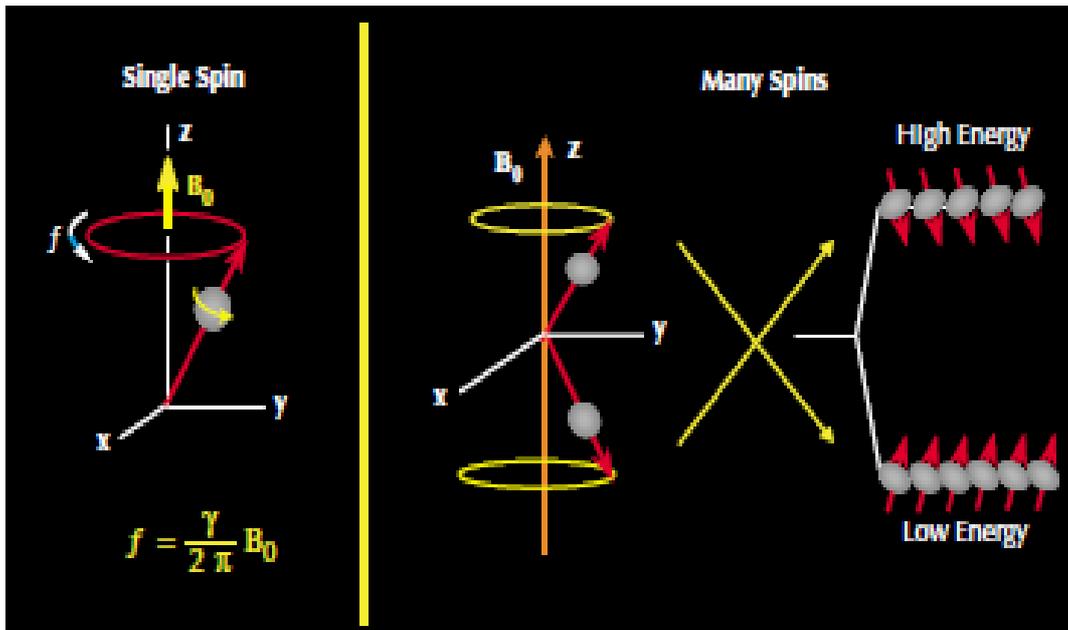


Fig.1.5 En un campo magnético externo la frecuencia de precesión de un núcleo depende del radio giromagnético del núcleo y de la fuerza del campo exterior. El alineamiento de los ejes de precesión de los núcleos con respecto al campo magnético externo determina la energía del estado del núcleo.

Así, cuando B_0 es aplicado a un núcleo magnético, estos núcleos precesan alrededor de B_0 . La frecuencia de precesión (F), es llamada frecuencia de Larmor y viene dada por:

$$f = \gamma B_0 / 2\pi \quad (1)$$

Donde γ es la relación giromagnética, que es una medida de la fuerza del magnetismo nuclear.

Para el hidrógeno, $\gamma / 2\pi = 42,58 \text{ MHz / tesla}$. Otros núcleos tienen otros valores de γ .

La ecuación (1) muestra que la frecuencia de Larmor de un núcleo dado es proporcional a la magnitud del campo magnético estático y a la razón giromagnética del núcleo dado.

Para un campo magnético dado, diferentes especies nucleares tienen diferentes frecuencias de Larmor (por de sus diferentes relaciones giromagnéticas), por lo tanto, las distintas especies se pueden diferenciar en base de estas frecuencias. Por otra parte, para una especie nuclear determinada, como el hidrógeno, la razón giromagnética tiene un valor fijo, y de acuerdo a la ecuación (1), la frecuencia de Larmor es una función de la fuerza del campo magnético estático. Si la intensidad del campo magnético es dependiente de la posición, entonces la frecuencia de Larmor asociada al núcleo es función de la posición del núcleo. Esta observación es fundamental para la resonancia magnética médica y para mediciones de yacimiento con MRIL.

Con las dos herramientas de resonancia magnética; médica y mediciones de yacimiento MRIL, un gradiente de campo magnético es aplicado. Debido a que la fuerza de dicho campo es dependiente de la frecuencia de Larmor de los núcleos y estarán en función de la posición de estos núcleos. En la resonancia magnética médica, los campos de gradiente lineal (en su mayoría campos pulsados) se utilizan para alinear la totalidad de la población de los núcleos de hidrógeno en tres dimensiones (3D). La herramienta de yacimiento MRIL, produce un campo primario de gradiente estático cuya fuerza es una función de la distancia radial desde la herramienta a la

interface de la pared del pozo. Por lo tanto, la ubicación espacial de la región investigada por la herramienta está determinada por la frecuencia de Larmor a la que la herramienta responde.

De acuerdo a la mecánica cuántica, cuando un protón se somete a un campo magnético externo, el protón está obligado a uno de los dos estados de energía. Como se indica en la Fig.1.5 (derecha), el estado de energía de un protón en particular depende de la orientación del eje de precesión de los protones con respecto a la dirección del campo externo. Cuando el eje de precesión es paralelo a B_0 , el protón está en el estado de baja energía, que es el estado preferido. Cuando el eje de precesión es anti-paralelo a B_0 , el protón está en el estado de alta energía. La dirección de B_0 es designado como la dirección longitudinal.

Cuando un gran número de protones están en precesión girando alrededor de B_0 , como se ilustra en la Fig. 1.6, hay más giros de precesión paralelos a B_0 que los anti-paralelo. La diferencia entre el número de protones alineados en paralelo y anti-paralelo al campo B_0 forma la mayor parte de la magnetización M_0 que proporciona la señal medida por los dispositivos de resonancia magnética nuclear. El M_0 es magnetización macroscópica que se define como el momento magnético neto por unidad de volumen. Para el caso de N núcleos por unidad de volumen, la magnetización es dada por la Ley de Curie, como se muestra en la ecuación (2)

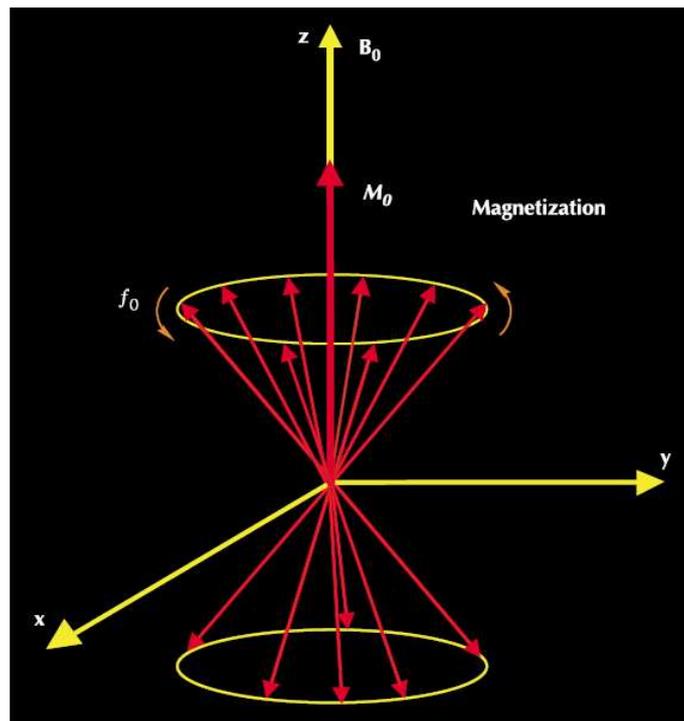


Fig.1.6 Cuando muchos protones son presados en un campo magnético externo, una magnetización neta se exhibirá (M_0).

$$M_0 = N \frac{\gamma^2 \hbar^2 I(I+1)}{3(4\pi^2)kT} B_0 \quad (2)$$

Donde:

K = **constante de Boltzman**

T = **temperatura absoluta (° Kelvin)**

H = **constante de Plank**

I = **número cuántico de spin del núcleo**

La magnetización M_0 es observable y de acuerdo con la ecuación (2), es proporcional al número de protones; a la magnitud del campo magnético aplicado B_0 y la inversa de la temperatura absoluta. Después de que los protones están alineados en el campo magnético estático, se dice que están polarizados.

La polarización no se produce inmediatamente, sino que crece con una constante de tiempo, ese es el tiempo de **relajación longitudinal T_1** :

$$M_z(t) = M_0(1 - e^{-\frac{t}{T_1}}) \quad (3)$$

Donde:

t = tiempo en el cual los protones están expuestos al campo B_0

$M_z(t)$ = magnitud de la magnetización en el tiempo (t), cuando la dirección B_0 se toma a lo largo del eje z

M_0 = magnetización final y máxima en un determinado campo magnético

T_1 es el tiempo en que la magnetización alcanza el 63% de su valor final, y tres veces T_1 es el tiempo de polarización en que se alcanza el 95%. La relajación T_1 o curva de polarización se ilustra en la Fig.1.7. Fluidos diferentes, tales como el agua, petróleo y gas, tienen tiempos de relajación T_1 muy diferentes.

PULSO INDUCCIÓN Y LIBRE DECAIMIENTO

El segundo paso en el ciclo de la medición de RMN es el rebatimiento de la dirección longitudinal de la magnetización de un plano transversal. Este rebatimiento se lleva a cabo mediante la aplicación de un campo magnético oscilante (B_1) perpendicular al campo magnético estático B_0 . Para rebatir eficazmente, la frecuencia de B_1 , debe ser igual a la frecuencia de Larmor de los protones en relación con B_0 .

Una interacción del campo magnético oscilante con los protones se ilustra en la Fig.1.8. Desde el punto de vista la mecánica cuántica, si un protón se encuentra en el estado de bajo energía, puede absorber la energía proporcionada por B_1 y saltar al estado de alta energía. La aplicación de B_1 también hace que el movimiento de precesión de los protones entren en fase unos con otros. Este cambio en el estado de la energía y la precesión en fase causadas por B_1 se llama resonancia magnética nuclear.

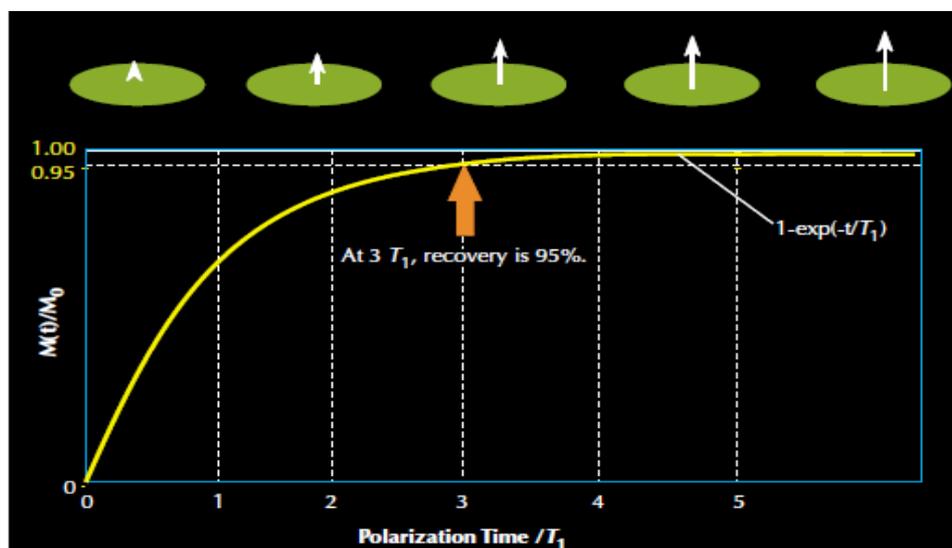


Fig.1.7 T_1 -tiempo de relajación (polarización), las curvas indican el grado de alineación del protón, o la magnetización en función del tiempo que una población de protones se expone a un campo magnético externo.

A nivel macroscópico, los resultados de la resonancia de la magnetización en la inclinación de los protones, los cuales precesan con la frecuencia de Larmor alrededor de B_0 . El ángulo a través del cual la magnetización se inclina viene dada por:

$$\theta = \gamma B_1 \tau \quad (4)$$

θ = ángulo de inclinación

B_1 = amplitud del campo de oscilante

T = tiempo durante el cual se aplica el campo oscilante

El ángulo de inclinación es proporcional al producto entre B_1 y τ , lo que refleja la energía que B_1 suministra al sistema de precesión de los protones. El aumento en la intensidad del campo oscilante o el aumento en el tiempo durante el cual el campo oscilante se aplica, aumenta el ángulo de inclinación. La relación de inflexión angular de la ecuación (4), se ilustra en la Fig.1.8.

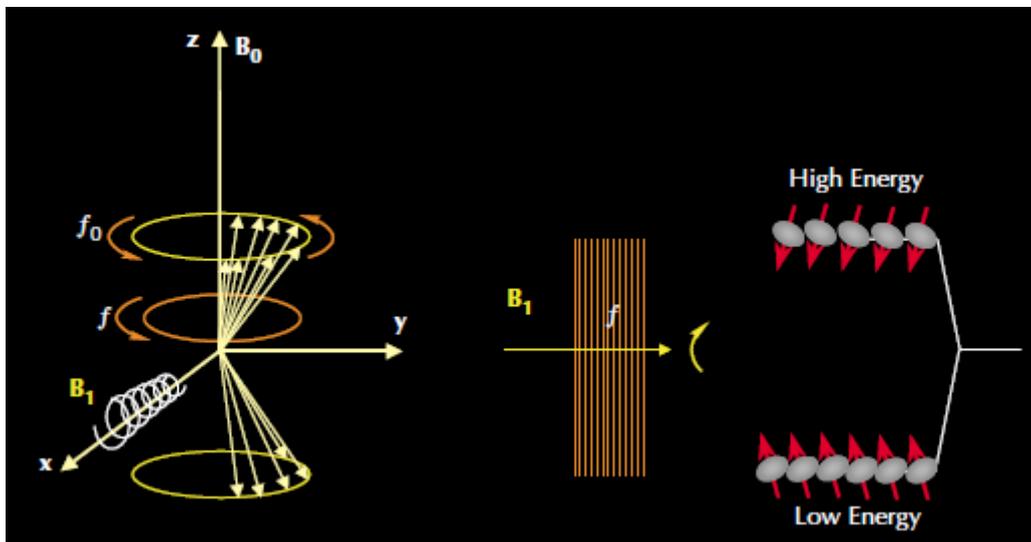


Fig.1.8 Para interacciones eficaces con los protones (izquierda), la oscilación del campo magnético B_1 debe tener una importante componente perpendicular al campo estático B_0 y debe tener una frecuencia f igual a la frecuencia f de Larmor del protón, ó al campo estático B_0 . En este caso (derecha), los protones precesan en fase unos con otros y pueden absorber la energía de la oscilación del campo y el cambio de estado al de alta energía por lo tanto se produce resonancia magnética nuclear.

El campo B_1 utilizado en registros de RMN es un pulso de campo magnético oscilante. El pulso en términos angulares, un pulso de π (o pulsos de 180°) y un pulso de $\pi / 2$ (o pulso de 90°), se refiere al ángulo a través del cual la magnetización de los protones se inclina por B_1 . Cuando una herramienta de RMN aplica un pulso de 90° (B_1) a la población de protones se dice que la herramienta ha polarizado, y la precesión de los protones en fase se encuentra en planos transversales (en relación con B_0). Macroscópicamente, la magnetización se inclina 90° y el movimiento de precesión se encuentra ahora en el plano transversal.

Cuando se apaga el campo B_1 , la población de protones comienza a desfasar, o perder la coherencia en fase, es decir, las precesiones de los protones ya no está en fase unos con otros. Por lo tanto, como progresa el desfasaje, disminuye la magnetización neta. En esta situación, una bobina receptora que mide la magnetización en la dirección transversal detecta una señal de decaimiento (Fig.1.9). Estos decaimientos son normalmente exponenciales y se conoce como

decaimiento de inducción libre (*FID*). El tiempo *FID* constante (T_2) es muy corto de unas pocas decenas de microsegundos.

El tiempo *FID* es causado por inhomogeneidades del campo magnético, las cuales se deben al gradiente del campo magnético y de determinados procesos moleculares que están en el material medido. Debido a las inhomogeneidades en el campo B_0 , los protones se encuentran en diferentes medios, con diferentes frecuencias de precesión de Larmor, lo que produce esta decadencia rápida o pierden la coherencia de fase.

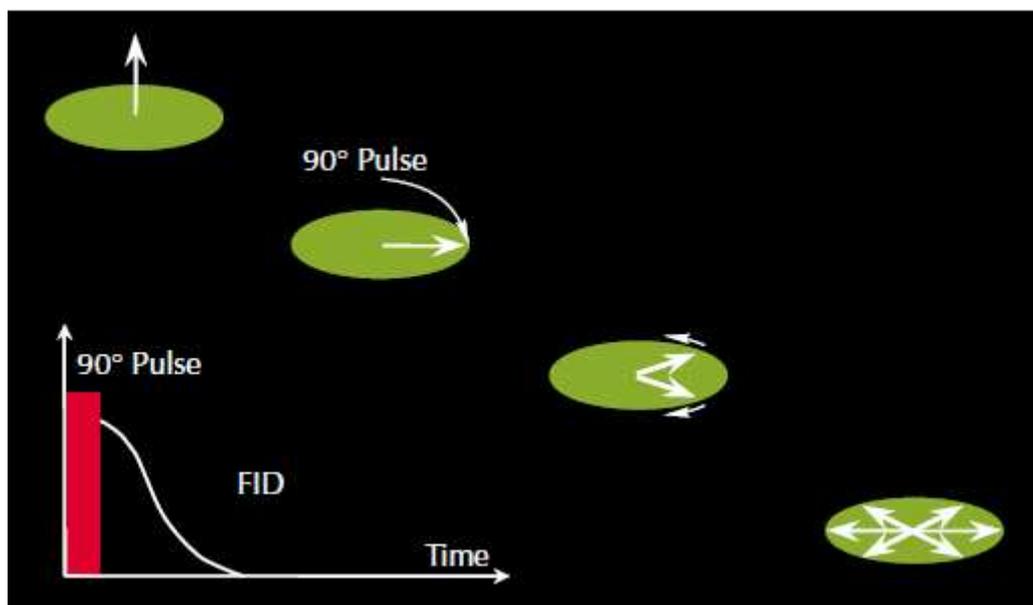


Fig.1.9 Después de la aplicación de un pulso de 90° , la población de protones se desfasa, y un decaimiento de inducción libre (*FID*) de la señal puede ser detectada.

DETECCIÓN DEL ECO SPIN

El desfase causado por la falta de homogeneidad del campo magnético B_0 estático es reversible. Los vectores de magnetización de los protones en los planos transversales se pueden volver a refasar cuando se aplica un pulso de B_1 de 180° .

Si un vector de magnetización transversal está en fase un ángulo α , entonces la aplicación de un pulso de B_1 de 180° cambia el ángulo de fase α . En efecto, el orden de las fases de los vectores transversales de magnetización se invierte, de modo que el más lento (phasewise) de los vectores está por delante (phasewise) de los vectores más rápido.

Los vectores más rápido superan los vectores más lento, el refasaje se produce y se genera una señal que es detectable en la bobina receptora. Esta señal se llama un **eco spin**. Si T es el tiempo (no el mismo tiempo que en la ecuación 4) que transcurre entre la aplicación del pulso B_1 de 90° y el pulso B_1 de 180° , el mismo tiempo T quedará reflejado entre la aplicación del pulso B_1 de 180° y el pico del **eco spin**. Es decir, el tiempo de refasaje es igual al tiempo de desfase, y el pico del **eco spin** se produce a $2T$, que se define como tiempo de espera **TE**. La generación del **eco spin** se ilustra en la Fig.1.10.

Aunque un solo **eco spin** decae muy rápidamente, los pulsos de 180° se pueden aplicar varias veces para volver a poner en fase las componentes de la

magnetización y generar una serie de **ecos spin**. Por lo tanto, un tren de ecos spin se pueden grabar, como se ilustra en la *Fig.1.11*. Se observa un **eco spin** en el medio entre cada par de pulsos de 180° . El espaciado entre ecos es el tiempo de espera (**TE**) entre los picos adyacentes entre ecos. El número de pulsos en el tren de ecos es **NE**.

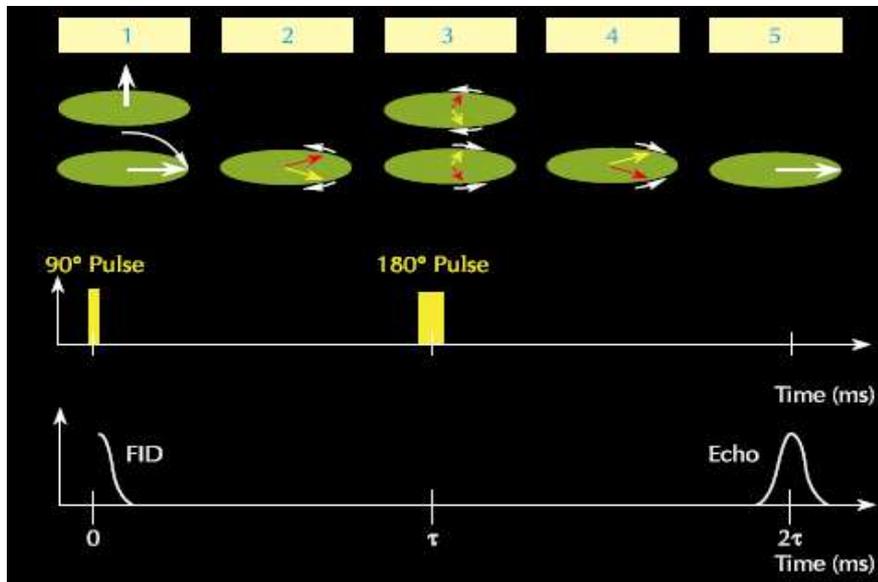


Fig.1.10 (1) Generar un eco espín, primero aplicando un pulso de B_1 a 90° . (2) Después de la cesación del pulso de 90° , el desfase se inicia. (3) A un tiempo τ , un pulso de B_1 a 180° es aplicado para invertir los ángulos de fase y por lo tanto se inicia el refasaje. (4)Proceso de refasaje. (5) El refasaje es completado, y una señal medible (un Eco Spin) se genera en un tiempo 2τ .

Toda la secuencia de pulsos de 90° seguido por una larga serie de pulsos de 180° , se denomina secuencia **CPMG** según sus inventores, Carr, Purcell, Meiboom, y Gill. En la medida en que la difusión se puede ignorar, la secuencia de pulsos **CPMG** omite el desfase causado por la falta de homogeneidad del campo B_0 , sin embargo, el desfase que resulta de las interacciones moleculares y la difusión es irreversible. Una vez que estos desfase irreversibles se producen, los protones no pueden ser completamente reorientados, y el tren de los ecos spin **CPMG** decaerá.

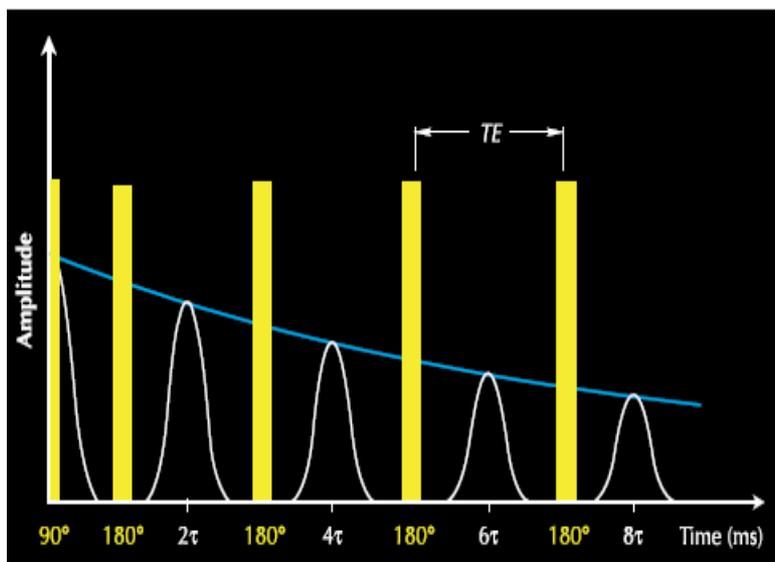


Fig.1.11 Para generar un tren de ecos spin, la secuencia de pulsos **CPMG** que se utiliza, consiste en un pulso B_1 a 90° seguido de una secuencia de pulsos de B_1 a 180° . Sigue la disminución de amplitudes de los ecos Spin con el tiempo de los impulsos de B_1 a 180° .

Como se muestra en la *Fig.1.12*, una herramienta de RMN mide la amplitud del eco spin en la secuencia **CPMG** para controlar el decaimiento de la magnetización transversal y por lo tanto el desfase irreversible. La constante de tiempo de la

decaencia de la magnetización transversal se llama tiempo de relajación transversal, y se denomina tiempo T_2 . La amplitud del tren de ecos spin en el tiempo t , que es la amplitud de la magnetización transversal $M_x(t)$, viene dado por la siguiente ecuación:

$$M_x(t) = M_{0x} e^{-\frac{t}{T_2}} \quad (5)$$

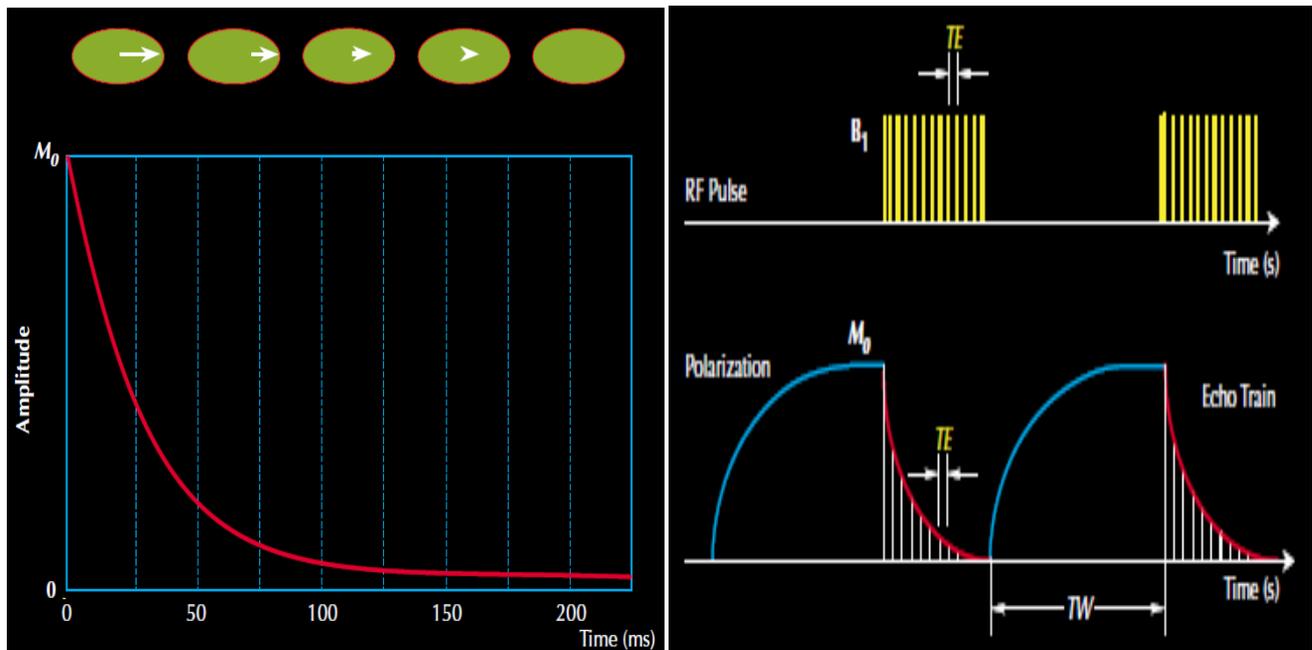


Fig.1.12 Las amplitudes de los ecos spin decaen en forma exponencial con respecto al tiempo T_2 de relajación.

Estas mediciones muestran una sincronización de eventos y las secuencias de pulsos CPMG (Carr, Purcell, Meiboom, and Gill) y las curvas de polarización (T_1 -relajación longitudinal) y la adquisición del tren de ecos.

Donde M_{0x} es la magnitud de la magnetización transversal en $t = 0$ (es el momento en que el pulso 90° cesa). La forma de la curva muestra el decaimiento de la amplitud de los ecos con respecto al tiempo T_2 el cual contiene la mayor parte de la información petrofísica que se obtiene un de registro de RMN y por lo tanto es el principal objetivo de las mediciones de RMN.

DATOS SIN PROCESAR DEL PERFIL CON RMN

Resumen: 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 enfrente de la formación, va generando campos magnéticos que activan esos protones. Para comenzar, el campo magnético permanente alinea, o polariza, los ejes de los momentos rotacionales de los protones en una determinada dirección. Enseguida, el campo oscilatorio de la herramienta se aplica para inclinar esos protones apartándolos de sus nuevas posiciones de equilibrio. A continuación, cuando el campo oscilatorio se remueve, los protones regresan, o se relajan, hacia la dirección original en la que el campo magnético estático los alineó. Se usan frecuencias pulsantes diseñadas para generar una serie de ecos de momentos rotacionales, que son medidos por la herramienta 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.1.13 una herramienta de RMN mide la amplitud de los ecos en función del tiempo. Como los ecos se miden en un tiempo corto, una herramienta RMN recorre solo 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.

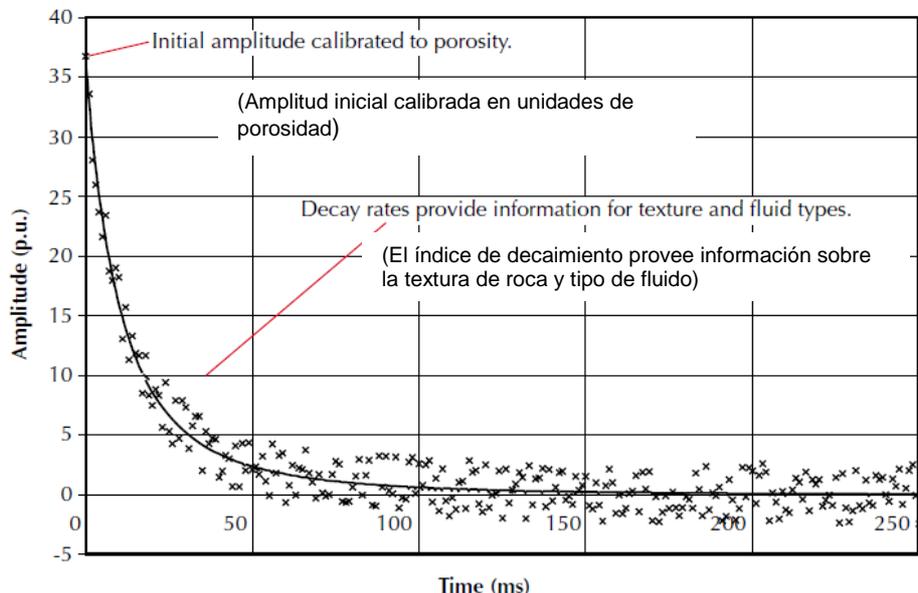


Fig.1.13- El decaimiento de un tren de ecos, que es una función de la cantidad y de la distribución de hidrógeno presente en los fluidos, se mide registrando la distribución en amplitud de los ecos con el tiempo. Los petrofísicos pueden usar información sobre el índice de decaimiento para establecer tipos de fluidos porales y distribuciones de tamaños porales. En este ejemplo, los ecos están grabados a un espaciamento entre ecos de 1 ms. Los puntos discretos en esta figura representan los datos sin procesar, y la curva sólida es una interpretación de esos datos.

La amplitud inicial de un tren de ecos es proporcional al número de núcleos de hidrógeno asociado con los fluidos en los poros dentro del volumen sensible. Por lo tanto, esta amplitud se puede calibrar para darnos la porosidad. El tren de ecos observado se puede relacionar tanto con los parámetros de adquisición de datos como con las propiedades de los fluidos porales ubicados en los volúmenes de medición. Entre los parámetros de adquisición de datos están los espaciamientos entre ecos (TE) y el tiempo de polarización (TW). TE es el tiempo entre ecos individuales en un tren de ecos. TW es el tiempo entre la cesación de la medición de un tren de ecos. Tanto TE como TW se pueden ajustar para cambiar el contenido de la información de los datos adquiridos.

Las propiedades de los fluidos porales que afectan los trenes de ecos son el índice de hidrógeno (HI), el tiempo de relajación longitudinal (T_1), el tiempo de relajación (T_2), y la difusividad (D). HI es una medida de la densidad de átomos de hidrógeno en el fluido. T_1 es una indicación de cuán rápido se relajan longitudinalmente (en relación con el eje del campo magnético estático) los protones inclinados en los fluidos, mientras que T_2 es una indicación de cuán rápido se relajan transversalmente (también aquí, con relación al eje del campo magnético estático) los protones inclinados de los fluidos.

D es una medida del grado en que las moléculas se mueven al azar en el fluido.

POROSIDAD CON RMN

La amplitud inicial de la curva de decaimiento no procesada es directamente proporcional al número de núcleos de hidrógeno polarizados en el fluido poral. La porosidad no procesada reportada está dada por la relación entre esta amplitud y la amplitud equivalente cuando la herramienta se coloca en un tanque de agua (es decir un medio con 100% de porosidad). Esta porosidad es independiente de la litología de la roca y se puede corroborar comparando las mediciones hechas sobre núcleos en el

laboratorio RMN con las mediciones de porosidad en un laboratorio de petrofísica convencional.

La exactitud de la porosidad no procesada reportada depende básicamente de tres factores:

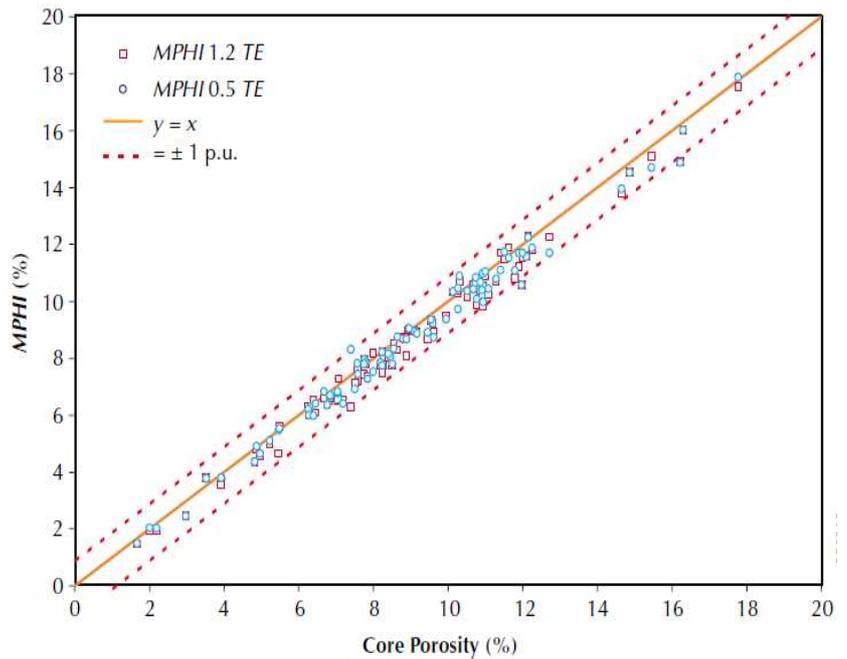
- 1- Un TW suficientemente largo como para lograr la polarización completa de los núcleos de hidrógenos en los fluidos.
- 2- Un TE suficientemente corto para registrar los decaimientos por fluidos asociados con poros de arcilla y otros poros de tamaño similar.
- 3- Un número de núcleos de hidrógeno en el fluido que sea igual al número que habría en un volumen equivalente de agua, es decir $HI= 1$.

Si se satisfacen las condiciones anteriores, la porosidad de RMN es la más exacta disponible en la industria del perfilaje.

Los factores primero y tercero son relevantes para *gas* o *hidrocarburos livianos*. En estos casos, se pueden realizar activaciones especiales para proveer información a efectos de corregir la porosidad. El segundo factor era un problema en anteriores generaciones de herramientas. Estas no podían, en general, percibir la mayoría de los fluidos asociados con minerales de arcilla. Como en el análisis de arenas arcillosas la porosidad arcillosa se denomina *porosidad efectiva*, en el pasado la porosidad de RMN ($MPHI$) también se denomina porosidad efectiva. Hoy en día las herramientas de RMN captan una porosidad total ($MSIG$) usando tanto un TE corto ($0.6\ ms$) con polarización parcial como un TE largo ($1.2\ ms$) con una polarización completa. La diferencia entre $MSIG$ y $MPHI$ se interpreta como agua asociada con la arcilla ($MCBW$). Esta segmentación de la porosidad es útil para el análisis y a menudo se corresponde con otras mediciones de porosidad efectiva y agua asociada con la arcilla. La división de la porosidad entre porosidad asociada con la arcilla y porosidad efectiva depende hasta cierto punto del método utilizado, por lo tanto, otras particiones pueden ser diferentes a las obtenidas a partir de la porosidad de RMN.

Las mediciones con RMN en núcleos de rocas se hacen habitualmente en el laboratorio. como para captar toda la porosidad visible para la técnica RMN. Miles de mediciones de laboratorio en núcleos verifican que la concordancia entre la porosidad con RMN y la medida con helio según la *Ley de Boyles* es mejor. La concordancia se muestra en la *Fig.1.14*.

Fig.1.14- Tal como se muestra en este ejemplo para un conjunto de areniscas limpias, típicamente se observa buena correlación entre la porosidad derivada de mediciones con RMN de laboratorio y la porosidad derivada de análisis convencionales de núcleos. Los valores de la porosidad de RMN caen usualmente dentro de ± 1 p.u. de los valores medidos de porosidad en núcleos. La figura muestra datos de laboratorio con RMN medidos a dos diferentes valores de TE , a saber, 0.5 y 1.2 ms. La comparación de los datos de núcleos con los datos de RMN indica si hay microporosidad presente. (Los fluidos en los microporos exhiben un T_2 rápido que se puede observar cuando $TE= 0.5$ ms, pero no cuando $TE= 1.2$ ms) En este caso, como no hay evidencia de microporosidad, la "porosidad efectiva" (MPHI), y la porosidad total con RMN (MSIG) serían lo mismo.



DISTRIBUCIÓN T_2 CON RMN

La amplitud del decaimiento del tren de ecos puede interpolarse mu bien mediante una suma de exponenciales decrecientes, cada uno con una constante de decaimiento diferente. El conjunto de todas las constantes de decaimiento forma el espectro de decaimiento o distribución de tiempo de relajamiento transversal T_2 . En rocas saturadas con agua, se puede demostrar matemáticamente que la curva de decaimiento asociada con un solo poro será una exponencial única con una constante de decaimiento proporcional al tamaño del poro, es decir, poros pequeños tienen valores bajos de T_2 y poros grandes tienen valores altos de T_2 . En cada profundidad del pozo, las muestras de rocas observadas por la herramienta RMN tendrán una distribución de los tamaños de los poros. Por lo tanto, el decaimiento multiexponencial representa la distribución de tamaños porales a esa profundidad, donde cada valor de T_2 corresponde a un tamaño poral diferente. La Fig. 1.15.

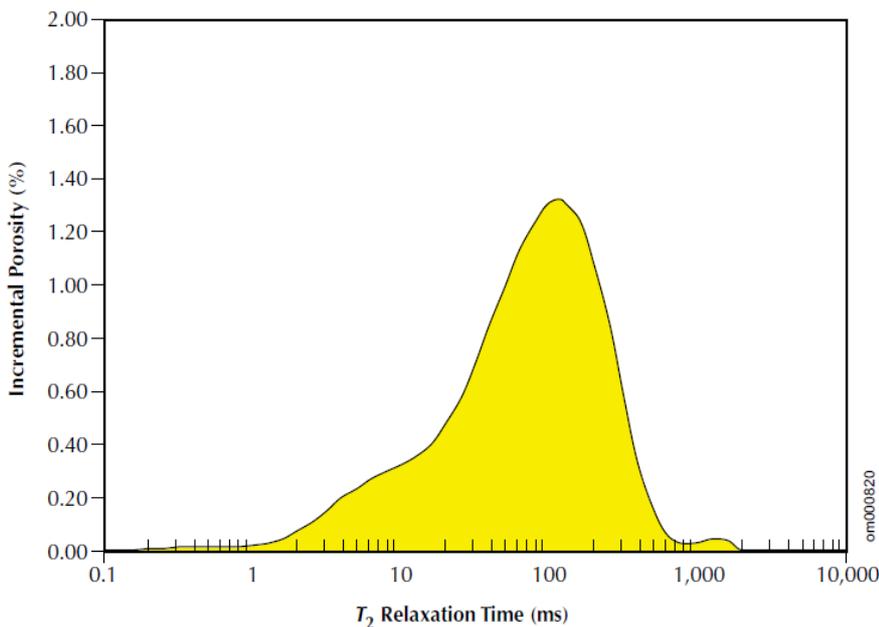


Fig.1.15- Mediante el proceso matemático de inversión, los datos de decaimiento de los ecos se pueden convertir a una distribución de T_2 . Esta distribución es la "más probable" distribución de valores de T_2 que produce el tren de ecos. (La distribución de T_2 mostrada aquí corresponde al tren de ecos de momentos rotacionales de la Fig.1.13) Con una calibración adecuada, el área bajo la curva de la distribución de T_2 es igual a la porosidad. Esta distribución se correlacionará con una distribución de tamaños porales cuando la roca está 100% saturada con agua. Si embargo, si hay hidrocarburos presentes, la distribución de T_2 será alterada según el tipo de hidrocarburo, viscosidad y saturación.

Más formalmente, el área bajo la curva de distribución de T_2 es igual a la amplitud inicial del tren de ecos. Por lo tanto, la distribución de T_2 se puede calibrar directamente en base a la porosidad.

Esencialmente, una función clave de la herramienta RMN y de sus programas de adquisición asociados es la de proveer una descripción exacta de la distribución de T_2 en cada profundidad del pozo. En términos de la distribución de T_2 , *MPHI* es el área bajo la parte de la curva para la que $T_2 \geq 4$ ms., *MCBW* es el área para la cual $T_2 < 4$ ms y *MSIG* es el área total.

La distribución de T_2 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 porosidad en función de valores de T_2 y, por lo tanto, en función de los tamaños porales. Los tres estilos de presentación reflejan diferentes visualizaciones del mismo conjunto de datos. La *Fig.1.16* muestra un ejemplo de esos estilos de presentación.

INDICE DE FLUIDO LIBRE Y VOLUMEN DE FLUIDO IRREDUCTIBLE CON RMN

La información sobre porosidad y tamaño poral de las mediciones de RMN se pueden usar para estimar tanto la permeabilidad como la porosidad potencialmente productible (es decir, los fluidos movibles).

La estimación hecha con RMN de porosidad irreductible se llama el índice de fluido libre (*MFFI* y también *FFI*). La estimación de *MFFI* está basada en la premisa que los fluidos productibles residen en poros grandes, mientras que los fluidos irreductibles residen en poros pequeños. Como los valores de T_2 se pueden relacionar con tamaños porales, se puede seleccionar un valor de T_2 por debajo del cual se supone que los fluidos correspondientes residen en poros pequeños y por encima del cual se supone que los fluidos residen en poros grandes. Ese valor de T_2 se llama T_2 cutoff ($T_{2cutoff}$).

A través de la partición de la distribución de T_2 , el $T_{2cutoff}$ divide a la porosidad *MPHI* entre índice de fluido libre (*MFFI*) y porosidad de fluido irreductible, o volumen de agua irreductible (*BVI*), tal como se muestra en la *Fig.1.17* y *1.18*

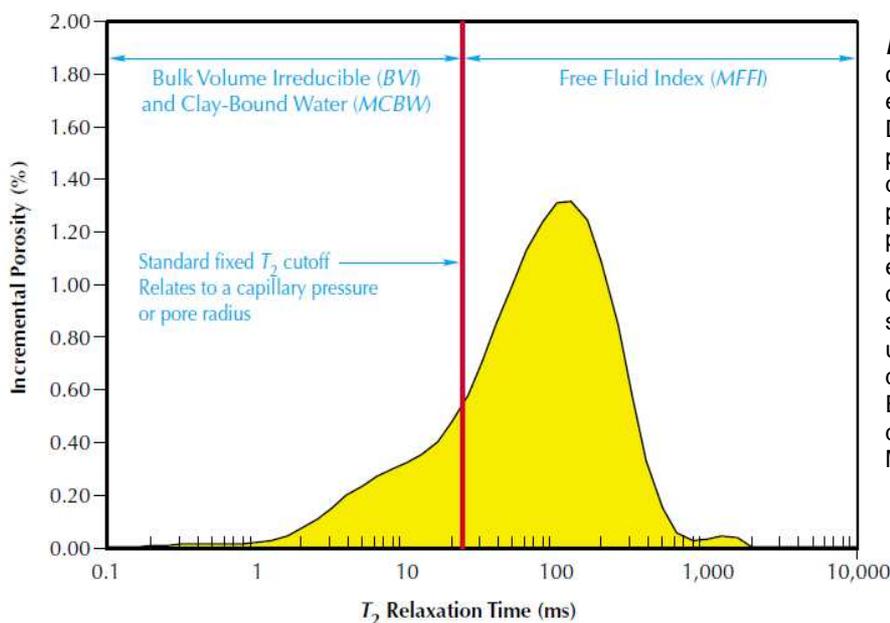


Fig.1.17-La distribución de T_2 se compone de fluidos movibles (*MFFI*) e irreductibles (*BVI* y *MCBW*). Debido a que el tamaño poral es el principal factor de control constitutivo de la cantidad de fluidos que se pueden potencialmente mover, y porque el espectro de T_2 a menudo está relacionado con la distribución del tamaño poral, un valor fijo de T_2 se debe relacionar directamente con un tamaño de poros en y por debajo del cual los fluidos no se mueven. Esta información se utiliza para descomponer la porosidad *MPHI* en *MFFI* y *BVI*.

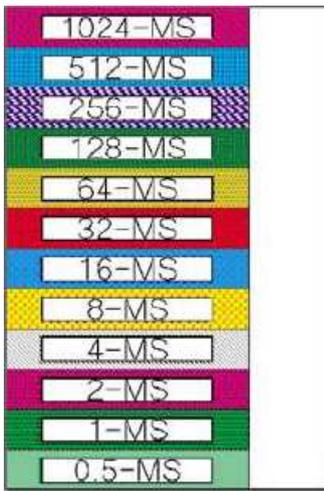
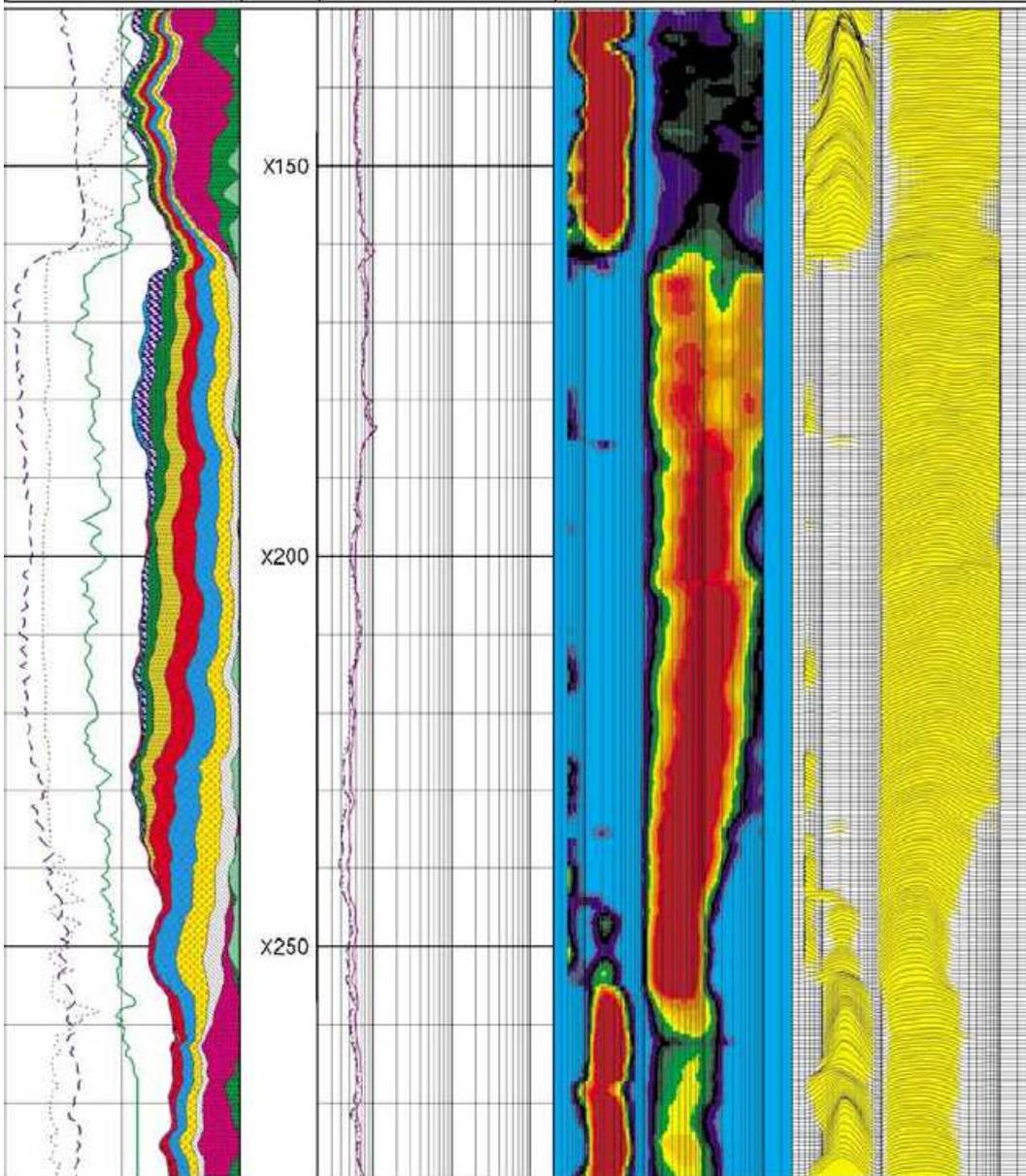
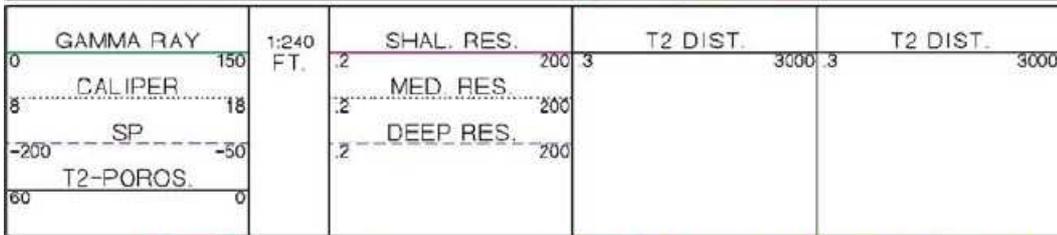


Fig. 1.16-La distribuciones de T2 se muestra en tres formas en este registro: En bins de distribución de las amplitudes acumuladas de T2 agrupada en la pista 1, una imagen en color de la distribución agrupada T2 en el Carril 3, y una presentación de forma de onda de la misma información en el Carril 4. La distribución general de los datos de T2 que aparecen MRIL corresponde a las amplitudes agrupada de decaimientos exponenciales de 0,5, 1, 2, 4, 8, 16, 32, 64, 128, 256, 512, y 1024 ms, donde MSIG se muestra y de 4 ms a 1024 ms donde MPHI se muestra. El bin de 8 ms, por ejemplo, corresponde a las mediciones realizadas entre el 6 y 12 ms. Debido a que el registro de datos es mucho más ruidosos que los datos de laboratorio, sólo una distribución relativamente secundaria de T2 se puede crear a partir de datos del registro MRIL.



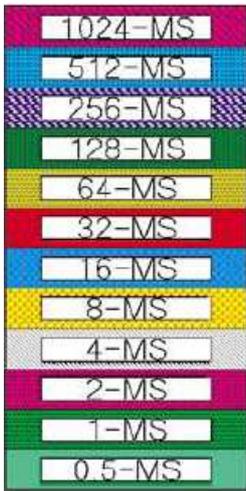
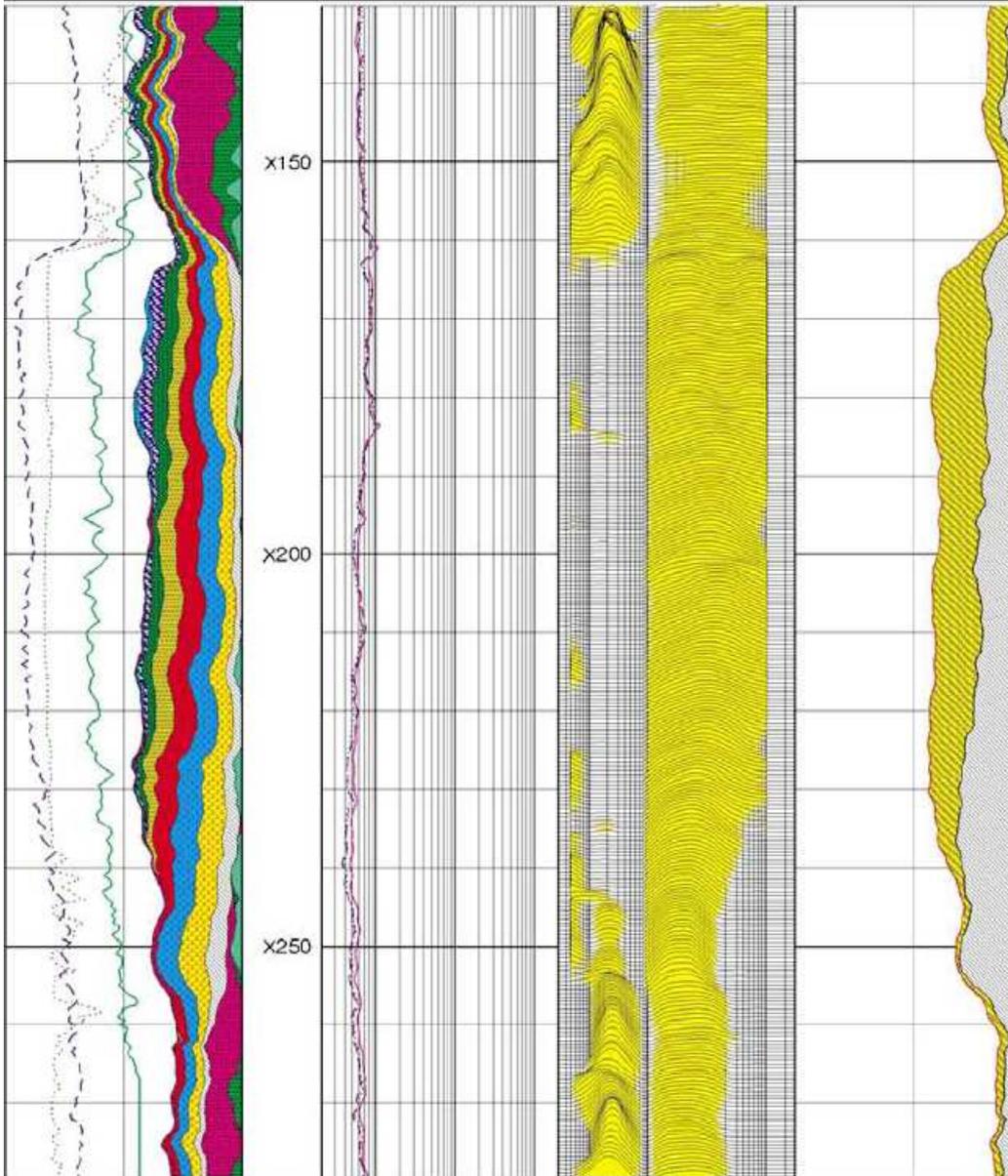
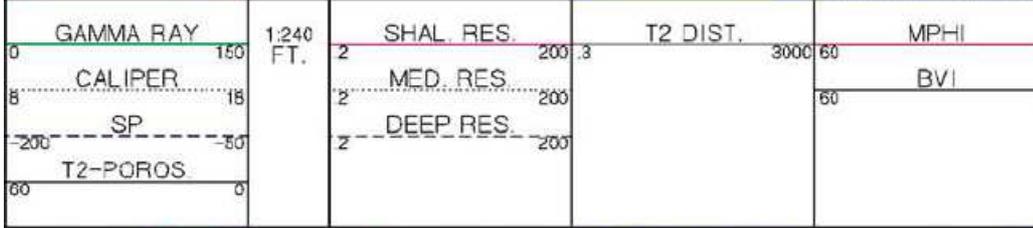
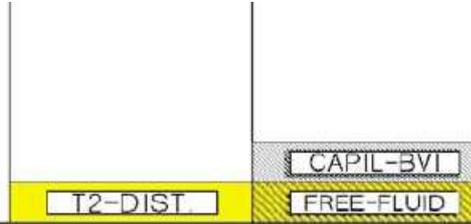


Fig.1.18-En una formación de limo y arena en el Golfo de México se ilustra la variabilidad del BVI (Carril 4). Una secuencia de grano creciente se evidencia desde X160 a X255 basado en el aumento del BVI y de los rayos gamma con la profundidad. Si el líquido libre fuera predominantemente hidrocarburo, el agua irreductible aumentó más en ese intervalo, eso explicaría la reducción observada en la resistividad registrada. Lo que parece a primera vista ser una zona de transición desde X190 a X255 en realidad podría ser sólo una variación del tamaño de grano con la profundidad.



El tiempo $T_{2cutoff}$ se puede determinar con mediciones RMN hechas en muestras de núcleo saturadas con agua. Específicamente, se hace una comparación entre la distribución de T_2 de una muestra en estado de saturación total de agua, y la misma muestra en un estado de saturación parcial, éste último obtenido usualmente centrifugando el núcleo a una presión capilar aire-salmuera especificada. Aunque tanto presión capilar, como litología, y características porales afectan los valores de $T_{2cutoff}$, es prácticamente común establecer valores locales de campo para $T_{2cutoff}$. Por ejemplo en el Golfo de México, valores de $T_{2cutoff}$ de 33 a 92 ms son generalmente apropiados para areniscas y carbonatos respectivamente. Pero generalmente se obtienen valores más exactos efectuando mediciones en muestras de núcleos provenientes del intervalo que ha sido perfilado con la herramienta.

PERMEABILIDAD CON RMN

Las propiedades de relajamiento RMN de las rocas dependen de la porosidad, del tamaño poral, de las propiedades del fluido poral y de la mineralogía. La estimación con RMN de la permeabilidad está basada en modelos teóricos que muestran que la permeabilidad aumenta con un aumento de la porosidad y con un aumento en el tamaño poral. Se han desarrollado dos tipos relacionados de modelos de permeabilidad. El modelo de T_2 promedio se puede aplicar a sistemas porales que contengan sólo agua. Las modificaciones en muestras de rocas son necesarias para refinar estos modelos y generar un modelo más adaptado para uso local. La Fig.1.19 muestra que el decaimiento de un tren de ecos contiene información relacionada con la permeabilidad de la formación.

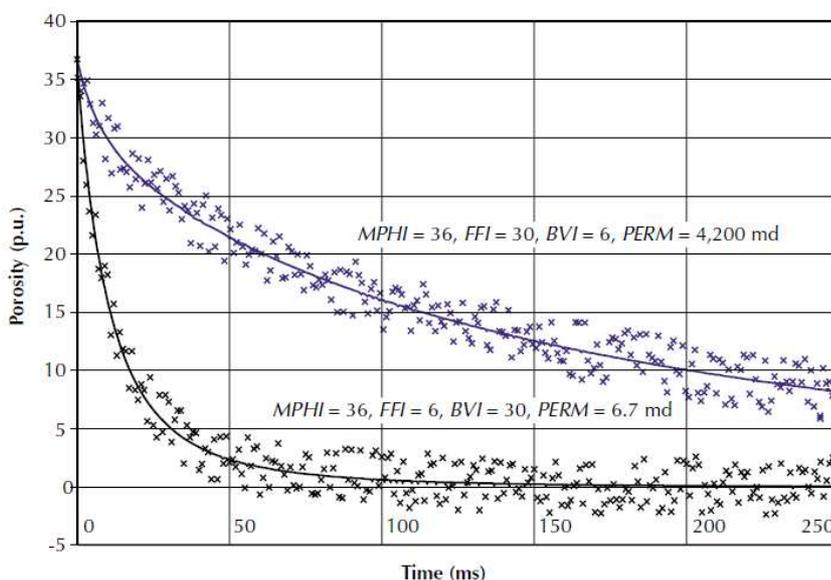


Fig.1.19-Dos trenes de eco se obtuvieron de las formaciones con diferente permeabilidad. Ambas formaciones tienen la misma porosidad, pero de diferentes tamaños de poros. Esta diferencia lleva a distribuciones diferentes de T_2 , y por lo tanto, diferentes valores de la relación de $MFFI$ y de BVI . La permeabilidad es calculada a partir del modelo Coates $\{k = [(MPHI / C) / 2 (MFFI / BVI)]^{*2}$, donde: k es la permeabilidad de la formación y C es una constante que depende de la formación) también se indica en la figura.

PROPIEDADES RMN DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS

El agua presente en las arcillas, el agua presente por capilaridad, y el agua movable ocupan diferentes lugares y tamaños de poros. Los hidrocarburos líquidos, difieren sus ubicaciones en el espacio poral, del agua salada, por lo general ocupan los poros más grandes. También difieren unos de otros en la viscosidad y la difusividad con la salmuera. La RMN utiliza estas diferencias para caracterizar los fluidos en el espacio poral. La Fig.1.20 indica cualitativamente las propiedades de RMN de líquidos diferentes que se encuentran en los poros de la roca.

En general, los fluidos presentes que tienen los tiempos T_1 y T_2 muy cortos, junto con una difusión lenta (D pequeño) se debe a la restricción del movimiento molecular en los poros pequeños. El agua libre habitualmente exhibe tiempos T_1 , T_2 y valores de D medios. Los hidrocarburos, como el gas natural, petróleo liviano, el petróleo de viscosidad media, y el petróleo pesado, también tienen características muy diferentes de RMN. El gas natural exhibe muchas veces tiempos T_1 muy largos, pero tiempos T_2 cortos y un solo tipo exponencial de decaimiento de relajación. Las características de RMN de los petróleos son muy variables y dependen en gran medida de las viscosidades. Los petróleos ligeros son altamente difusivos, tienen largos tiempos T_1 y T_2 , y, a menudo exhiben un solo decaimiento exponencial. A medida que aumenta la viscosidad y la mezcla de hidrocarburos se vuelve más compleja, disminuye la difusión, al igual que los tiempos T_1 y T_2 , y los eventos se acompañan de múltiples exponenciales de decaimientos, cada vez más complejos. Basándose en las únicas características de RMN de las señales de los fluidos en los poros, las aplicaciones han sido desarrolladas para identificar y, en algunos casos, cuantificar el tipo de hidrocarburo presente.

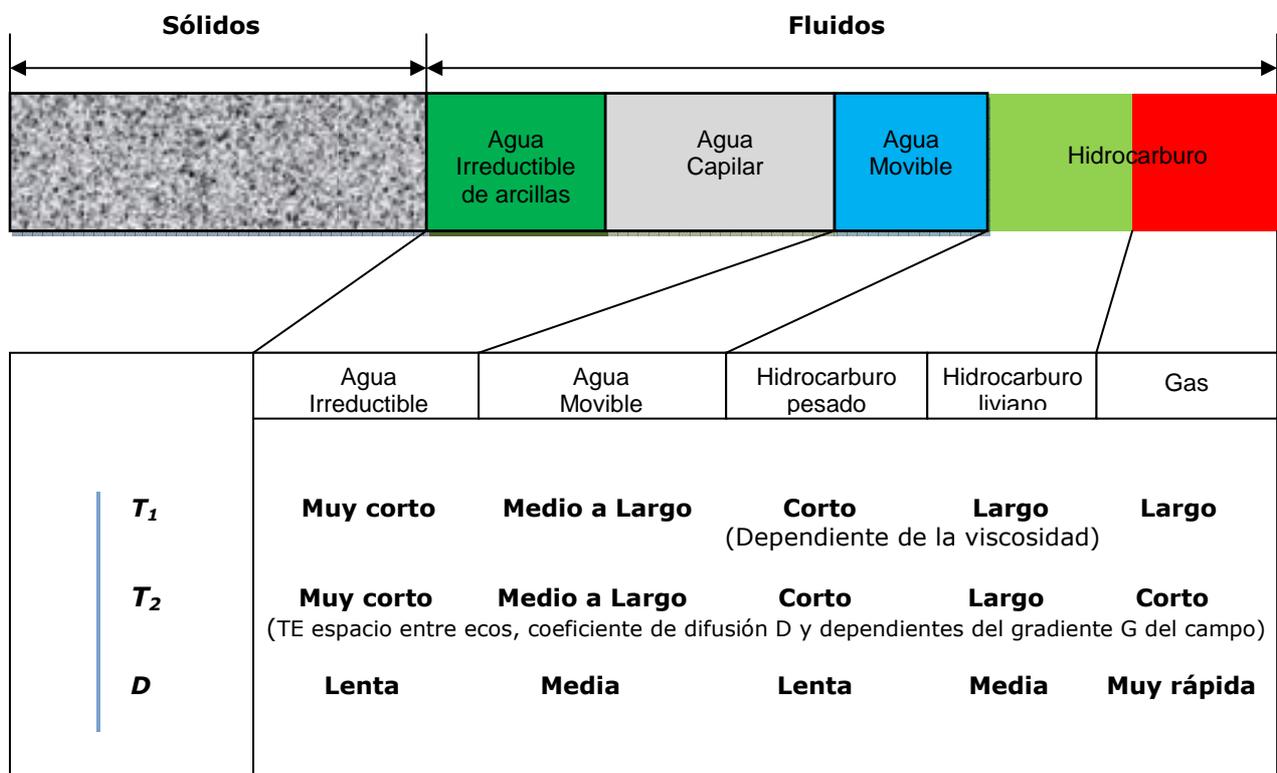


Fig.1.20- Valores cualitativos típicos de la T_1 , T_2 , y D para diferentes tipos de líquidos y tamaños de poros de las rocas, demuestran la variabilidad y la complejidad de la T_1 y las medidas de relajación T_2 .

A pesar de la variabilidad en las propiedades de RMN en los fluidos, la ubicación de las señales de los diferentes tipos de fluidos en la distribución de T_2 a menudo se puede predecir o, si se dispone de mediciones identificarlos. Esta capacidad proporciona información importante para la interpretación de los datos de RMN y tiene muchas aplicaciones prácticas. La Fig.1.21 muestra dos métodos para la diferenciación de los fluidos. En el primer método, diferentes valores de TW se utilizan los tiempos T_1 con mecanismos de ponderación para diferenciar hidrocarburos livianos (petróleo liviano o gas, o ambos) del agua. En el segundo método, los diferentes valores de TE se utilizan con mecanismos de difusividad ponderada en un lugar bien definido del gradiente del campo magnético para diferenciar petróleo viscoso del agua, o para diferenciar el gas

del agua. El Método diferencial del espectro (DSM) es un ejemplo de un mecanismo de ponderación de T_1 en que dos trenes de ecos se juntan en el mismo intervalo de polarización con dos tiempos diferentes. El tren de ecos registrado después de un corto TW contiene casi todas las señales del agua, pero sólo algunas de las señales de hidrocarburos livianos. Sin embargo, el tren de ecos registrado después de un largo TW contiene todas las señales presentes de ambos, el agua y los hidrocarburos livianos que están presentes.

Un espectro diferencial que contenga sólo los componentes de los hidrocarburos livianos pueden ser creados tomando por separado la diferencia calculada entre las distribuciones de T_2 a partir del tren de ecos adquiridos en dos diferentes tiempos de polarización.

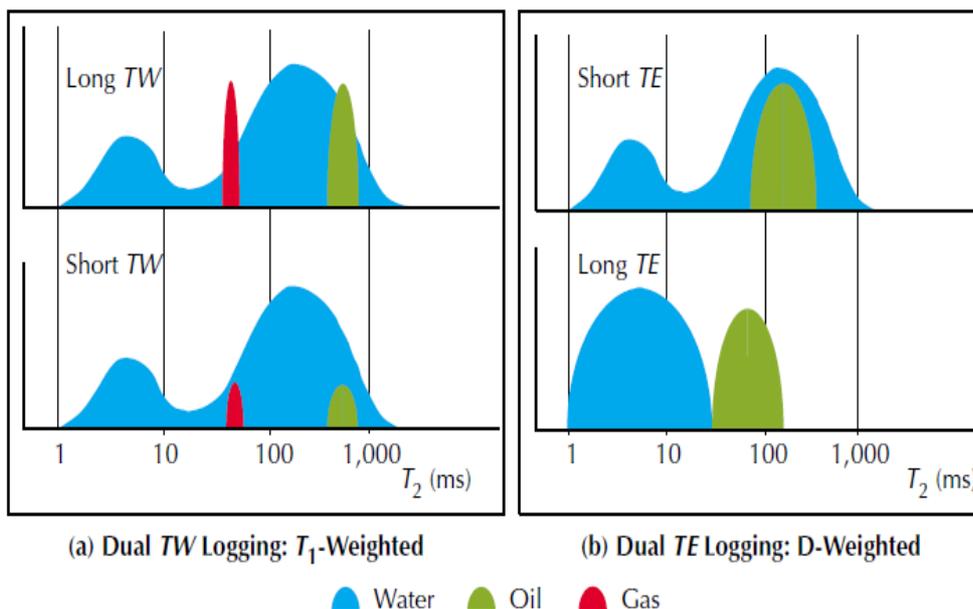


Fig.1.21-(a) Diferentes distribuciones de T_2 pueden surgir de diferentes valores de TW . En este caso un mecanismo ponderado de T_1 se utiliza para diferenciar hidrocarburos del agua. **(b)** Las diferentes distribuciones de T_2 también pueden surgir de diferentes valores TE . En este caso, un mecanismo ponderado de difusividad se utiliza para diferenciar petróleo viscoso del agua, o diferencian de los líquidos del gas.