



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PRINCIPIOS FÍSICOS DE LOS REGISTROS DE RESONANCIA
MAGNÉTICA NUCLEAR.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

JORGE PASTRANA JIMÉNEZ



DIRECTOR: ING. CLAUDIA M. CASTRO ROMERO

MÉXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2002

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

PAGINACIÓN

DISCONTINUA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“PRINCIPIOS FÍSICOS DE LOS REGISTROS DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR”

Tesis presentada por:

JORGE PASTRANA JIMÉNEZ

Dirigida por:

ING. CLAUDIA MARGARITA CASTRO ROMERO

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL:

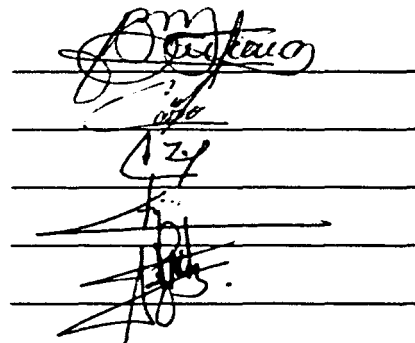
PRESIDENTE: ING. BERNARDO MARTELL ANDRADE

VOCAL: ING. CLAUDIA MARGARITA CASTRO ROMERO

SECRETARIO: ING. CARLOS JAVIER LIRA SIL

1ER. SPTE: ING. HÉCTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA

2DO.SPTE: ING. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines.

MÉXICO, D.F. JUNIO DE 2002



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA II
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-630

SR. JORGE PASTRANA JIMÉNEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso la profesora Ing. Claudia Margarita Castro Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

PRINCIPIOS FÍSICOS DE LOS REGISTROS DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

- RESUMEN
- I** INTRODUCCIÓN
- II** HERRAMIENTA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR
- III** CÁLCULO DE LA POROSIDAD Y LA PERMEABILIDAD DE LA ROCA
- IV** APLICACIONES PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA Y SUS FLUIDOS
- V** CONCLUSIONES
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria, D. F., a 13 de mayo de 2002
EL DIRECTOR


ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

R

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Jorge Pastrana Pegueros (†), y Ligia R. Jiménez González. Nunca podré agradecerles como merecen.

A mis abuelas Ana Maria González Luna (†) y Evelia González Luna (†). Gracias por sus principios.

Dianela si te quiero es porque eres mi amor, mi cómplice y todo y en la calle codo a codo somos mucho más que dos.

A la Universidad Nacional Autónoma de México (Facultad de ingeniería) por ser como el segundo hogar.

Por el maestro, con el maestro,...

A la ING. Claudia Castro y a la compañía Schlumberger por la ayuda prestada en la investigación de este proyecto.

A la familia Palma Bautista por el apoyo a la impresión de este trabajo.

Un recuerdo para quienes no haya mencionado y me hayan ayudado, hayan intentado ayudarme o me hayan apoyado en mis actividades: no los olvido, no los abandono.

RESUMEN

La generación actual de herramientas de registros de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) proporciona información confiable con respecto a los fluidos de la formación y a la porosidad. Los nuevos diseños de las herramientas y el mejor procesamiento de los datos han aumentado la eficiencia en la velocidad de adquisición de registros. Las nuevas aplicaciones utilizan las sinergias entre las mediciones de RMN y otros registros para resolver los problemas relacionados con la evaluación de las formaciones, la terminación de los pozos, la caracterización geológica y la optimización de los yacimientos.

El presente trabajo tiene los objetivos principales de: proporcionar información sobre el uso de la Resonancia Magnética Nuclear (RMN) en la Ingeniería Petrolera, conocer la utilidad de los experimentos y las aplicaciones bi-dimensionales y multi-dimensionales más recientes de esta técnica, dar a conocer las aplicaciones de la Resonancia Magnética Nuclear, adquiriendo un panorama general de las potencialidades y limitaciones de esta técnica, así como de su uso en áreas afines de la Ingeniería Petrolera, desarrollar la habilidad de interpretación de espectros del RMN, asimismo, se señalan los estudios que se llevan a cabo en las arenas consolidadas, carbonatos, arenas no consolidadas, viscosidad de crudos y análisis de señales de RMN, se presentan también los estudios a futuros planteados para la industria petrolera, el presente trabajo recoge los fundamentos de esta herramienta, familiarizarse con las diferentes técnicas de registros magnéticos y su utilidad, realizar una interpretación puntual de los perfiles de un pozo, aplicaciones directas de los registros magnéticos de pozo en la geología de un área.

El capítulo I es una breve introducción hacia las herramientas y técnicas de la Resonancia Magnética Nuclear.

El capítulo II habla sobre los principios físicos de la Resonancia Magnética, su propagación, además de dar una breve descripción del funcionamiento, ventajas y desventajas de las diferentes herramientas de RMN como son el CMR de la compañía Schlumberger y el MRIL de la compañía NUMAR así como el procesamiento de la señal de la Resonancia Magnética Nuclear.

El capítulo III se enfoca a como las herramientas de Resonancia Magnética Nuclear en un modo general hacen las mediciones de la porosidad, permeabilidad, el cálculo de los volúmenes de fluido libre y fluido ligado y como determinan el tamaño del poro de la formación, incluyendo sus principales fórmulas.

El capítulo IV da ejemplos de diferentes aplicaciones de una de las principales herramientas de Resonancia Magnética Nuclear, la de la compañía Schlumberger el CMR.

El capítulo V son las conclusiones de los principios físicos de la Resonancia Magnética Nuclear.

ÍNDICE

Agradecimientos.....	I
Resumen.....	II
Índice.....	III

CAPÍTULO I.
INTRODUCCIÓN

I Introducción.....	1
---------------------	---

CAPÍTULO II.
HERRAMIENTA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

II.1 Principio Físico de la Resonancia Magnética Nuclear.....	3
II.2 Propagación de ondas Magnéticas Nucleares.....	4
II.3 Principio de la Medición de las Herramientas de Resonancia Magnética Nuclear.....	17
II.4 Herramienta de Resonancia Magnética Nuclear.....	31
II.4.1 Detección y Generación de la resonancia Magnética Nuclear.....	44
II.4.2 Evolución de las herramientas Magnético Nucleares.....	49
II.4.3 Herramienta Combinable de Resonancia Magnética Nuclear (CMR).....	51
II.4.4 Herramienta de Imágenes de Resonancia Magnética (MRIL).....	61
II.4.5 Procesamiento de la Resonancia Magnética.....	65

CAPÍTULO III.
CÁLCULO DE LA POROSIDAD Y LA PERMEABILIDAD DE LA ROCA

III. Cálculo de la porosidad y la permeabilidad de la roca.....	84
---	----

CAPÍTULO IV
APLICACIONES PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA Y SUS FLUIDOS

IV.1 RESUMEN.....	109
IV.2 EJEMPLOS DE CAMPO.....	109
IV.2.1 EJEMPLO DE CAMPO 1 SUR DE TEXAS.....	109
IV.2.2 EJEMPLO DE CAMPO 2 COSTAS DE AUSTRALIA.....	110
IV.2.3 EJEMPLO DE CAMPO 3 MAR DEL NORTE.....	112

CAPÍTULO V.
CONCLUSIONES

Conclusiones.....	116
Bibliografía.....	119

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

La tecnología del registro de pozos, iniciada por Conrad Schlumberger en 1927 como una aplicación de su trabajo sobre las mediciones de la resistencia de la tierra en la exploración de la superficie, avanza notablemente en los años setentas.

Desde las primeras mediciones de las características eléctricas de un pozo por medio de curvas de resistencia normales y laterales, el registro moderno ha progresado a través de cambios tales como la introducción de los dispositivos de contacto de pared-micro espaciado, de los dispositivos locales, de los registros, y de las técnicas conductivas e inductivas. Se han utilizado otros parámetros no eléctricos, por ejemplo, las características radioactivas de las rocas, ya sea inherentes o como el resultado del bombardeo de neutrones de baja y alta energía; la medición de características acústicas; la recolección de muestras de roca y fluidos a través de cableado, y la Resonancia Magnética Nuclear que es el principal tema de este trabajo.

En los próximos años, la industria petrolera dedicará mayores esfuerzos a maximizar la cantidad de petróleo y gas que puede extraerse del subsuelo, apoyándose en las distintas tecnologías que se han desarrollando, y que se enfocan hacia la reducción de costos de producción. La continua búsqueda de nuevas técnicas para mejorar la exploración y producción del petróleo viene como consecuencia de la necesidad de mejorar los niveles de producción y su relación con el costo de la extracción por barril. Durante las últimas ocho décadas México se ha destacado como uno de los países más importantes en el ámbito petrolero por sus reservas petroleras, su capacidad de producción y su variedad de crudos. Esta histórica producción de crudos ha reducido los potenciales haciéndolo cada vez más difícil de mejorar.

Las medidas de Resonancia Magnética Nuclear en el pozo pueden proveer diferentes tipos de información de la formación relacionada con la porosidad. Primero nos dice cuanto fluido hay en la formación. Segundo, éstas también dan detalles sobre el tamaño de poro en la formación y estructura que normalmente no se dispone con los registros convencionales de porosidad. Esto nos deja una mejor descripción de los fluidos que se pueden producir. Finalmente, en algunos casos, la Resonancia Magnética Nuclear pueden ser usado para determinar el tipo de fluido sea- agua, gas o aceite.

Considerando que dinámica, se debe tomar en cuenta que depende en como esta hecha la medición. Cambiando el tiempo de espera afecta a la polarización total. Cambiando el espaciado de ecos afecta la habilidad de detección. Los efectos de difusión en los fluidos.

La primera herramienta de Resonancia Magnética Nuclear (giro-eco) fue introducida a principios de los 90's donde todavía no contaba con los detectores de componentes rápidos del decaimiento de resonancia. El corte T_2 fue limitado en un rango de 3 a 5 ms cual siguió a la medición del agua ligada capilarmente y los fluidos libres, para juntos conocer una porosidad efectiva. Sin embargo, el agua ligada a las arcillas, se cree que tiene un decaimiento mucho más rápido que el se podía medir o detectar con esas herramientas. Dentro de el último año se ha mejorado ese factor haciéndolo 10 veces el rango de la medida de decaimiento. Ahora medir el

decaimiento T_2 en un rango de 0.1 a 0.5 ms es posible. Estas mejoras incluyen circuitos electrónicos, mejor adquisición de datos y nuevas técnicas de procesamiento de la señal que toman ventaja de la temprana información.

Por ejemplo NUMAR ha agregado un múltiple esquema de tiempo en sus bocinas de las herramientas estándar para la señal ruido en un modo de rápido decaimiento. Esto fue archivado por la combinación de un tren de pulso eco estándar que consiste de 400 ecos con espacio de 1.2ms un rápido rompimiento de un corto en trenes de 8 a 16 ecos con la mitad del espaciado estándar de ecos. Esta secuencia de pulso es repetido 50 veces en para reducir el ruido por un factor de siete. Ahora, esta herramienta es sensible a los componentes de tiempo transversal con T_2 tan pequeños como 0.5 ms.

La herramienta de la compañía Schlumberger de nombre Combinable Magnetic Resonance (CMR) tiene mejoras en el hardware y un el proceso de la señal. La señal de ruido por eco ha sido mejorada un 50% en un nuevo detector de la resonancia. También, el rango de la adquisición se ha incrementado 40% de 0.32 ms de espaciado a 0.2 ms incrementando la habilidad del CMR para ver un rápido tiempo de decaimiento. En adición el software de procesamiento de señal se ha optimizado para un máximo de sensibilidad para un corto decaimiento de T_2 . En un resultado en un nuevo pulso de herramienta CMR-200, puede medir componentes de la formación de T_2 de 0.3 ms a 0.1 ms.

La utilización de nuevas técnicas permiten optimizar la producción y minimizar los factores de riesgo a la hora de tomar decisiones, es aquí donde la introducción de los Registros de imágenes en general y los equipos de Resonancia Magnética Nuclear (RMN), han traído una nueva visión petrofísica con su aplicación en los yacimientos complejos o de bajo rendimiento.

La Resonancia Magnética Nuclear estudia la interacción de la radiación electromagnética, en la región de radiofrecuencias (RF), con los núcleos atómicos colocados en un campo magnético. Estos átomos a su vez hacen parte del armazón molecular por lo que este tipo de estudios ofrece información detallada sobre el ensamblaje atómico de las moléculas.

La resonancia magnética nuclear (RMN) es un método espectroscópico de análisis no destructivo, que se basa en la absorción de energía en la zona de radiofrecuencia por parte de los núcleos de algunos átomos, cuando éstos se colocan en un campo magnético intenso y de alta homogeneidad. La RMN de un átomo de hidrógeno se ha convertido en una herramienta analítica para la identificación y elucidación de moléculas orgánicas, su uso se ha extendido a casi todas las áreas, entre las que podemos citar; farmacia, alimentos, química, biología, y medicina entre otras.

Su fase del desarrollo, responde a la necesidad de superar las limitaciones de los métodos anteriores en una zona específica. Se espera que la presentación de estas herramientas, mediciones y métodos, junto con las técnicas de interpretación asociadas a ellas, honre a aquellos que hicieron estos descubrimientos e inspire en el futuro a ingenieros y analistas del registro de pozos para que realicen logros aún más grandes que los que les han precedido.

CAPITULO II

HERRAMIENTA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

II.1 Principio Físico de la Resonancia Magnética Nuclear

El tema de los registros magnéticos nucleares ha sido puesto en esta secuencia desde que concierne fundamentalmente a las propiedades nucleares de la materia: el momento magnético. Sin embargo, desde que la técnica de resonancia se usa para explotación, la existencia del momento magnético nuclear envuelve técnicas electromagnéticas solas.

Para introducirnos en el tema de los registros magnéticos nucleares, y antes de involucrarnos con esta poderosa técnica analítica de resonancia magnética usada por la física y la química, primero nos concierne la descripción del magnetómetro de protones. Este de uso común como herramienta de exploración geofísica la cual puede observar directamente similitudes con la herramienta de registro magnético nuclear. Una descripción de los principios del magnetómetro puede ser suficiente para ponernos en perspectiva con las mediciones del registro que nos interesa.

Los registros magnéticos nucleares son usados para determinar el índice de fluidos libres IFF de la formación. Esta cantidad similar a la porosidad, está relacionada con la densidad de los protones los cuales están libres y se reorientan en respuesta a un campo magnético aplicado. Así el hidrógeno asociado con las arcillas o en el caso al fluido confinado a éstas, en la superficie de la roca puede ser excluidas de las mediciones de la herramienta. Esta como ya se menciona es una medida del fluido libre y así es utilizada en la predicción del hidrocarburo producible, por dar un ejemplo. En adición al índice de fluidos libre IFF dependen del tiempo y de la construcción de una magnetización nuclear pudiendo este rendimiento servir para una buena estimación de las permeabilidades de las formaciones en estudio.

Muchos núcleos tienen un momento magnético. Desde el punto clásico cada núcleo equivale a un pequeño dipolo magnético. Si este comportamiento es esperado, entonces en la presencia de un campo magnético externo impuesto, los dipolos tienden a alinearse en la dirección de las del campo. Si nosotros continuamos además con esta clásica descripción, notaremos que cada núcleo tiene en adición a un momento magnético un momento angular. El momento angular puede ser descrito como un vector el cual es orientado a lo largo del eje de rotación. El momento magnético y el momento angular son coaxiales.

Dos son las importantes implicaciones explotadas en una medida de resonancia magnética nuclear que sigue las propiedades del núcleo. La primera es la existencia de un momento magnético que concede la energía electromagnética para ser absorbida por el dipolo magnético con respecto a un campo magnético externo. La segunda es la existencia de un momento angular a lo largo del mismo eje como el momento del dipolo cuando este tiende a resistirse a cualquier cambio en la orientación del vector del momento angular. La interacción entre el momento magnético y el campo magnético aplicado produce un torque, el cual en turnos produce una precesión del vector del momento angular sobre el eje en el que es aplicado en el campo. Esta precesión es análoga a la precesión de un giroscopio cual es el vector del momento angular esta fuera del eje de la fuerza de gravedad. En este

caso de los núcleos, la frecuencia de precesión es gobernada por un momento magnético intrínseco y aplicado en un campo magnético externo. Esto es conocido como la frecuencia Larmor.

El hidrógeno, tiene un solo protón, éste es el ejemplo más simple de un núcleo de un elemento químico el cual posee ambos momentos el giratorio (angular) y el magnético. El oxígeno por otro lado, no tiene un momento magnético. El agua es una sustancia la cual en realidad exhibe una polarización cuando un campo es aplicado en ella, y esta puede ser usada como un elemento sensitivo en un magnetómetro.

El principio de operación del magnetómetro consiste en aplicar un campo magnético, de aproximadamente 100 veces la magnitud del campo de la tierra, del ejemplo del agua, la cual puede ser simplemente una botella de agua. Después de un periodo de unos pocos segundos, algunos momentos magnéticos de los protones son alineados con el campo externo, de cual es orientado cercano al campo perpendicular de la tierra. Este alineamiento de los momentos de giro y magnético en dirección del campo magnético aplicado produce un juego del momento magnético en la botella de agua.

Cuando el campo magnético es removido, el momento magnético inducido puede comenzar un proceso sobre el campo que permanece, i.e, el campo magnético de la tierra. La frecuencia de precesión es proporcional a la fuerza del campo magnético local. La precesión es proporcional del volumen magnético inducido del ejemplo puede inducir un voltaje sinodal en la misma bobina como fue usada previamente para establecer el momento magnético. Este efecto es referido como una libre inducción nuclear. La medición del campo geomagnético local consiste, entonces, en determinar la frecuencia del voltaje inducido en la bobina.

II.2 PROPAGACIÓN DE ONDAS MAGNÉTICAS NUCLEARES

Hasta ahora hemos visto una descripción del magnetómetro de protones, que es una poderosa técnica que identifica la libre precesión de los protones. Pero ¿De que interesa a los registros geofísicos de pozos?. La respuesta es mucho más que el aparente conocimiento de que el hidrógeno es el único espécimen encontrado en las formaciones de la tierra que puede ser fácilmente detectado por la técnica de inducción nuclear. El detalle de la detectabilidad será discutido en una sección posterior, pero el primer requerimiento es que el núcleo tenga un momento angular y un momento magnético. Muchos de los más comunes elementos no tienen suficiente número de isótopos los cuales posean estos atributos, notablemente son el carbón, el oxígeno, el magnesio, el azufre. Sin embargo el hierro y el potasio tienen débiles momentos magnéticos, así como también el sodio y el aluminio. Estos elementos, pueden ser muchos menos detectados que el hidrógeno.

Por esta razón la libre precesión de protones en mediciones en formaciones terrestres pueden reflejar exclusivamente al hidrógeno. Por esto la técnica es usada para medir esta libre precesión, y únicamente el hidrógeno es detectado puede ser asociado con los líquidos, tales como el agua ó los hidrocarburos. La medición no puede ser sensible al hidrógeno asociado a las arcillas.

Una técnica especial también envuelve la medida, bajo las circunstancias experimentales, la saturación residual de aceite. Esta técnica es de extremo valor en la predicción del aceite dejado en el sitio después de un flujo de agua, para estimar la

eficiencia de la producción secundaria y la factibilidad de utilizar técnicas adicionales de recuperación.

Se han desarrollado algunos intentos para correlacionar las mediciones de los registros magnéticos con un volumen de medidas en la superficie con muestras de poros. La motivación para la búsqueda de esta correspondencia para tener una predicción de la permeabilidad de la formación. Los más recientes trabajos más recientes tienden a dar detalles de la construcción de la magnetización de la formación para proveer mejores resultados de las propiedades de las formaciones.

La libre precesión de los núcleos de hidrógeno en un campo magnético, es explotada por los registros magnéticos nucleares resultado del hecho que tales núcleos poseen ambos momentos, tanto el angular como el magnético. Antes de considerar el caso del núcleo, debemos empezar con la conexión entre el momento angular J y el momento magnético, μ , para el caso de un electrón circulando a una distancia del centro r del centro de su órbita, como se muestra en la figura 2.1. en este patrón circular, la velocidad instantánea es v , y el momento angular de este sistema que es perpendicular al plano de su órbita. Esto dado por:

$$J = m_e v r$$

Donde m_e es la masa del electrón.

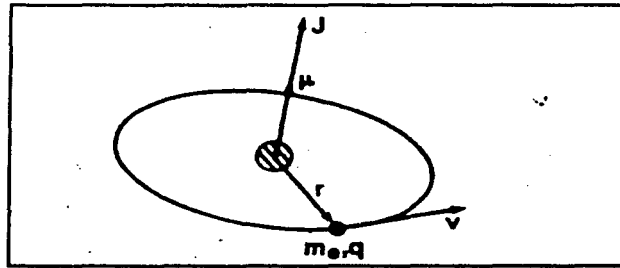


FIG.2.1 El momento angular y el momento magnético de la carga de la partícula en su órbita circular.

Para calcular el momento magnético de este simple sistema, usaremos la expresión para una corriente circular de circuito cerrado: esto es igual a las veces de una corriente en el área del circuito cerrado. La corriente la cual es representada por la carga circulando es solo la cantidad de la carga por unidad de tiempo cuando pasa por cualquier punto dado:

$$I = q \frac{v}{2\pi r}$$

El área del circuito es πr^2 , el momento magnético es:

$$\mu = \frac{q v r}{2}$$

y es directamente en la misma dirección que el momento angular. Así podemos escribir:

$$\mu = - \frac{q}{2m_e} J$$

Aquí q_e es la carga del electrón (tomándola como negativa). Cuando la mecánica cuántica describe a un electrón utiliza la siguiente relación:

$$\mu = -g \left(\frac{q_e}{2m_e} \right) J$$

donde g es el factor de características del átomo.

Aunque el cálculo de arriba fue para un electrón en el orbital, esto también puede mantenerse para el caso de una distribución de carga giratoria. Para el más puro giro de un electrón, el factor g es 2, en el caso del protón, nosotros podemos esperar que el momento magnético esta dado por:

$$\mu = g \left(\frac{q_p}{2m_p} \right) J$$

Sin embargo, el factor del protón g no es 2 sino cercano a 2.79. Frecuentemente la constante $g[q_e/2m_e]$ es reemplazado por el símbolo γ y es referido como el radio del giroscopio.

La consecuencia de tener un momento magnético coaxial con un momento angular es tal en una partícula que puede producir un campo magnético aplicado. Un campo magnético de fuerza F puede ejercer un torque en un momento magnético μ con una magnitud:

$$\tau = \mu \times \beta$$

Sin embargo, el torque puede resistirse por un momento angular, y preferiblemente una precesión del vector del momento angular puede tomar un sitio alrededor de la dirección del vector del campo magnético, B , tal que es la razón de cambio del momento angular es como se muestra en la figura 2.2 están ilustradas las variables necesarias para definir la precesión de la velocidad angular ω_L .

En un tiempo Δt , el ángulo de precesión se muestra como $\omega_L \Delta t$. De la geometría, la carga del momento angular J está dada por:

$$\Delta J = (J \sin \Theta)(\omega_L \Delta t)$$

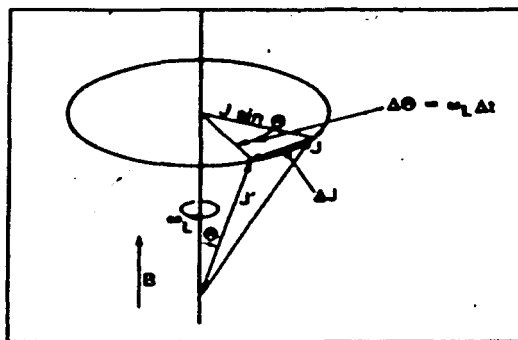


FIG.2.2 La precesión del momento angular de un objeto con un momento magnético sujeto a un torque de un campo magnético externo de fuerza B

La razón de cambio del momento angular es:

$$\frac{dJ}{dt} = \alpha J \sin \Theta$$

Esto es igual al torque ($\mu B \sin \theta$) entonces tenemos:

$$\alpha J = \mu B$$

La razón de μ para J es el radio giromagnético γ , la precesión angular (o Larmor) la razón es:

$$\alpha J = \gamma B$$

Cuando está evaluada por un núcleo, la frecuencia Larmor esta dado por:

$$f_L = \frac{\alpha J}{2\pi} = 0.76 g B \left[\frac{\text{kHz}}{\text{gauss}} \right]$$

Para el caso del protón, g esta alrededor de 5, y la fuerza del campo magnético de la tierra está sobre 0.5 Gauss, lo cual significa que la frecuencia Larmor esta en los 2000Hz.

Considere un ejemplo de alguna sustancia la cual tiene partículas con los momentos magnéticos, tal como los átomos en el agua. ¿Que pasa a grosso modo, cuando un campo magnético es aplicado?. Antes de ser aplicado posiblemente la orientación del momento magnético es fortuita. Después de que el campo magnético es aplicado tendremos más momentos magnéticos alineados en la dirección del campo y el objeto en su totalidad posiblemente esté en algún grado magnetizado.

La magnetización M es definida como el campo magnético neto por unidad de volumen. Así que cada partícula tiene un común momento magnético $\langle \mu \rangle$, la magnetización puede ser:

$$M = N \langle \mu \rangle$$

donde $\langle \mu \rangle$ es el campo magnético imaginario

Si tenemos n como el número de partículas por unidad de volumen. La magnetización neta es proporcional al campo aplicado. La constante de proporcionalidad es conocido como la susceptibilidad magnética. Para una evaluación de la detectabilidad del momento magnético inducido, la derivación de los factores envueltos en la susceptibilidad magnética es dada abajo.

La mecánica cuántica describe que los giros asignados a los valores de partículas magnéticas son múltiplos de un medio. La segunda observación es la orientación de las partículas con un momento magnético y de giro, en un campo magnético externo, es limitado por un momento discreto de valores iguales a $2(I + 1/2)$ donde el giro de la partícula es I . Así para una partícula de giro 1 tiene tres posibles orientaciones, como son ilustradas en la figura 2.3. estas múltiples orientaciones pueden tener un impacto en la total magnetización, la cual puede ser inducida por un campo magnético externo.

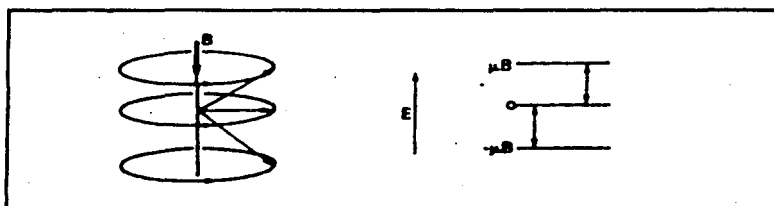


FIG.2.3. Posibles orientaciones de una partícula de giro 1 en un campo magnético externo.

Continuando con la descripción de la mecánica cuántica del caso de partículas (como el hidrógeno) con giros de $\frac{1}{2}$ y un momento magnético, μ_0 , entonces tendremos únicamente 2 posibles estados de energía: estos giros alineados y estos con momentos magnéticos y de giro opuestos al campo magnético impuesto. Esta energía asociada con el alineamiento, E , es otro $+\mu_0 B$ o $-\mu_0 B$. De acuerdo con la ecuación de Boltzman, la probabilidad que los átomos estén en un estado u otro es proporcional a $e^{-(E)/kT}$. A temperaturas normales, la probabilidad de que ocurra uno u otro estado puede ser estimada. Esto es realizado por usar únicamente el primer término de la expansión de la predicción exponencial, uniendo esto al hecho de que el número de átomos en ambos estados, después de la aplicación del campo, alrededor de un medio. Así la probabilidad que ocurra un alto estado de energía es $\frac{1}{2} (1 - \mu B/kT)$, la probabilidad de que ocurra un bajo estado de energía es $\frac{1}{2} (1 + \mu B/kT)$. Esto puede hacerse de manera más exacta: en la aplicación de un campo magnético, el número de átomos con giro arriba es:

$$N_{arriba} = a e^{(1 + \mu B/kT)}$$

Y el número con giros abajo es:

$$N_{abajo} = a e^{-(1 + \mu B/kT)}$$

La constante a es determinada por la condición:

$$N_{arriba} - N_{abajo} = N,$$

Donde N es el número total de átomos por unidad de volumen de donde obtenemos:

$$a = \frac{N}{e^{+\mu B/kT} + e^{-\mu B/kT}}$$

El momento magnético común $\langle \mu \rangle$ está dado por la diferencia multiplicada por entre los átomos $\langle \mu_0 \rangle$ alineados arriba y abajo:

$$\langle \mu \rangle = \mu_0 \frac{N_{arriba} - N_{abajo}}{N}$$

Esta M puede ser evaluada y expresada por:

$$M = N\mu_0 \frac{e^{+\mu_0 B/kT} - e^{-\mu_0 B/kT}}{e^{+\mu_0 B/kT} + e^{-\mu_0 B/kT}}$$

La figura 2.4 ilustra este comportamiento, el cual se observa al principio de forma lineal por los valores de interacción de poca energía comparada con kT . Bajo esta condición, la expresión de arriba puede reducirse a:

$$M = \frac{N\mu_0^2 B}{kT}$$

La constante $N\mu_0^2 B/kT$ es conocida como la susceptibilidad magnética del ejemplo. En orden para tener una apreciación de la delicada naturaleza de la técnica de inducción nuclear, nosotros primero debemos tener en mente la cuestión de cuantos núcleos son los que actualmente participan en la producción de momentos magnéticos inducidos.

Considerando el caso del ejemplo de los protones del agua. A causa de la presencia de un campo magnético aplicado, un cierto número de protones puede ser que estén en un estado alto y un cierto número en un estado abajo. El radio de estos dos números puede ser encontrado por medio de la distribución de Boltzman:

$$\frac{N_{arriba}}{N_{abajo}} = \frac{e^{+\mu_0 B/kT}}{e^{-\mu_0 B/kT}}$$

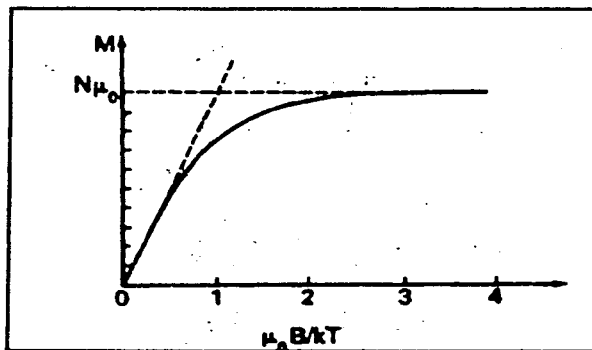


FIG.2.4. La variación del campo magnético inducido es función de la fuerza del campo magnético.

En el caso de una pequeña interacción magnética de energía, comparada con la energía termal kT (cual es siempre el caso; sólo exceptuado las bajas temperaturas), esta se reduce a:

$$\frac{N_{arriba}}{N_{abajo}} = 1 + 2 \frac{\mu_0 B}{kT}$$

Si ésta es evaluada para un campo magnético relativamente largo (10000 Gauss) en un cuarto de temperatura, nosotros encontramos este a 10 núcleos fuera de los 10^6 , los núcleos están contribuyendo a la interna polarización del ejemplo. Un rápido cálculo en el agua indica que el campo que es inducido esta alrededor de los 10^{-6} Gauss. Así esta puede ser vista como la directa detección del campo magnético con alguna dificultad. Esta es la razón que los métodos de resonancia eléctrica son utilizados.

Se han observado las aplicaciones de los campos magnéticos los cuales producen momentos magnéticos los cuales son proporcionales a la fuerza del campo aplicado B. El mecanismo detrás del momento magnético inducido es la redistribución de los protones entre los que están en un alto estado de energía y los de un estado bajo. ¿Pero que tan rápido se realiza la redistribución de los protones en estos estados?

Para examinar este proceso cualitativamente, debemos definir n como la diferencia entre el número de estados por unidad de volumen en un estado alto y un estado bajo de energía:

$$n = N_{arriba} - N_{abajo}$$

Ahora se asumirán algunas probabilidades, P_+ , y P_- , las cuales dan la probabilidad por unidad de tiempo en que los núcleos pueden realizar una transición alta o baja. Estas dos probabilidades, todavía indefinidas, pueden mostrarse como iguales. Esto se puede considerar la condición de equilibrio la cual puede ser conseguido después de un cierto tiempo; la transición entre los niveles altos y bajos debe al menos ser igual. Esto se expresa como:

$$P_+ N_{arriba} = P_- N_{abajo}$$

O por medio de la relación:

$$\frac{P_+}{P_-} = \frac{N_{arriba}}{N_{abajo}}$$

$$\approx 1 + 2 \frac{\mu_0 B}{kT}$$

Considerando la nueva aproximación para el equilibrio: cuando la transición arriba se incrementa n por 2, y la transición abajo decrece por 2. así en unidades de tiempo básicas podemos escribir:

$$\frac{dn}{dt} = 2N_{abajo}P_+ - 2N_{arriba}P_-$$

Si ahora reemplazamos las dos probabilidades, cuales ya diferenciamos las unas de las otras, que es muy poca, sustuiremos P, y tendremos:

$$\frac{dn}{dt} = -2P(N_{arriba} - N_{abajo}) = -2Pn$$

La solución es muy simple:

$$n = n_0 e^{-t/2P} = n_0 e^{-t/T_1}$$

donde T_1 es la constante de tiempo referido a la relación giro-malla. La figura 2.5 muestra este comportamiento, a lo largo del esquema se ve la clásica descripción de la polarización. El volumen de la magnetización nuclear del ejemplo es representado por un giroscopio giratorio, orientado por ángulos en dirección del campo aplicado. La curva de la parte de debajo de la figura representa la medida de la inducción magnética en dirección del campo aplicado. En un juego de experimentos se tendrá una red la cual no estará magnetizada en la dirección del campo aplicado, a causa de la orientación fortuita de los momentos magnéticos. El parámetro T_1 , cuantitativamente describe la razón de cambio de la magnetización en el ejemplo, el cual puede ocurrir cuando el núcleo absorbe una cantidad de energía de los alrededores, proveniente de la energía cinética de las moléculas. Los alrededores transmiten esta energía de una manera colectiva y son llamados enrejados, por la malla que estas generan.

El valor de la relación giro-malla con relación al tiempo varia considerablemente con el tipo de núcleos y del ambiente. Este rendimiento puede dar información concerniente al ambiente. Para nuestro interés primario, el protón, del núcleo puede girar únicamente dentro de un ambiente que tenga una fluctuación en el campo magnético. Esta fluctuación del campo puede ser causada por una rotación o una transición de las moléculas, las cuales alteran su distancia de los otros momentos magnéticos en el material. Para los líquidos el valor de la relación giro-malla con respecto al tiempo puede variar entre 10^{-2} y 10^2 segundos, sin embargo la presencia de los iones paramagnéticos en la solución puede reducirse considerablemente. Para el caso de el agua pura, esto es en un orden de 2 a 3 segundos.

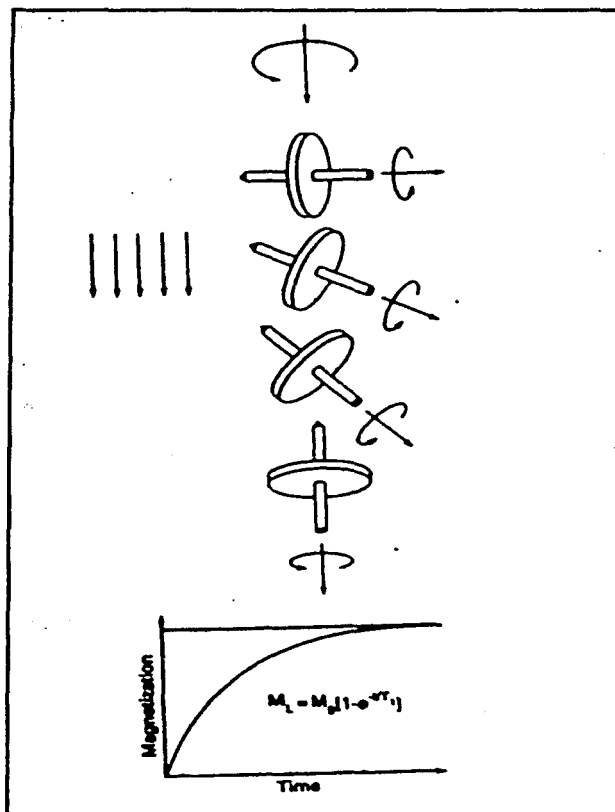


FIG.2.5. La ilustración de T_1 , muestra el comportamiento de estas características de la razón de cambio de la magnetización de la sustancia con un tiempo en la presencia de un campo magnético externo. La magnetización del giroscopio se muestra el inicio del alineamiento con un campo externo con la característica de tiempo constante como la relación giro-malla con relación del tiempo.

En adición a la relación giro-malla con respecto al tiempo T_1 , otra constante de tiempo de interés, puede ser definida. Esta relacionada al desfase de los giros nucleares los cuales pueden resultar en un campo local inhomagnmético. Para entender este fenómeno, vamos primero a producir una partícula experimental de una medida de inducción nuclear. Como se indica en la figura 2.6 el ejemplo esférico es puesto a lo largo de un uniforme estado regular de un campo magnético. Después de un tiempo largo T_1 , el momento magnético M del ejemplo se pone en línea con la constante del campo. Ahora hemos visto la magnitud de este campo magnético inducido es un poco pequeño y necesitaremos otra técnica capaz de identificarlo.

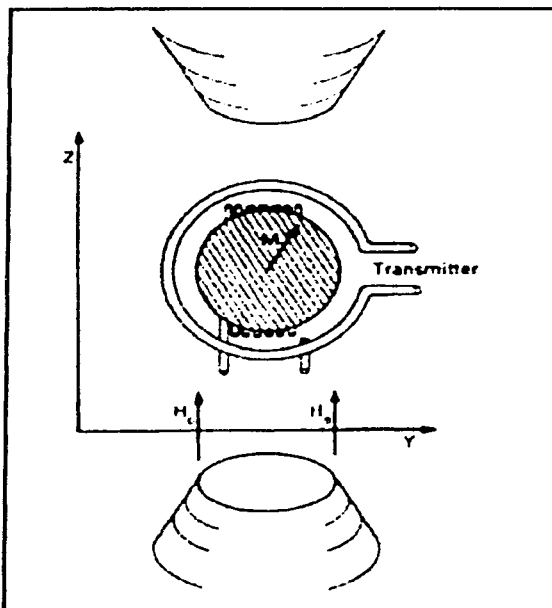


FIG.2.6. Los pasos para observar el decaimiento de la Inducción nuclear

Una de las técnicas comunes de laboratorio para observar el momento magnético inducido es producir una pequeña alteración del campo magnético en los ángulos del campo principal. La frecuencia de esta alteración del campo (producido por una espiral, enrollado del ejemplo indicado en la figura) dado exactamente de la frecuencia Larmor para momentos magnéticos en los campos principales H_0 .

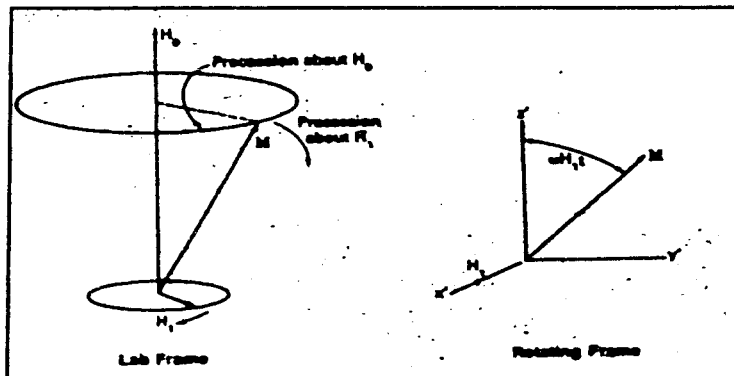


FIG.2.7. Dos vistas del movimiento de magnetización del vector M producido por el campo polarizado estacionario H_0 y perturbado por el campo rotatorio H_1 . en la malla rotaria, M es observado rotando en la dirección del eje del eje z .

Para ver este segundo efecto alterando el campo, es conveniente dar uso de un sistema de coordenadas rotatorias la cual tiene una frecuencia angular igual a la frecuencia Larmor. En el sistema inicial, el ejemplo de magnetización es alineado con el eje de las z como se muestra en el dibujo izquierdo en la figura 2.7. La alteración magnética del campo producida por una vuelta adicional puede parecer estacionaria en la nueva estructura de referencia, ilustrada a la derecha.

Visto en esta estructura, el vector magnético M comienza a rotar sobre el nuevo campo aplicado y es desviado de su dirección inicial. Claro, que esta desviación inicial en dirección del eje de las z es inducida por la precesión Larmor, pero en la estructura rotatoria de referencia puede aparecer estacionaria y solo puede comenzar a inclinarse. Esta inclinación, de hecho, es debida al vector magnético tratando de producir (sin embargo una muy baja frecuencia que es debida a la fuerza oscilante del campo) una frecuencia sobre el nuevo campo. La rotación de M fuera del campo del eje z puede ser controlado por la fuerza y longitud de la duración del tiempo en el cual el campo es dejado oscilar.

En orden de maximizar la señal de la precesión del volumen magnético del momento M , la rotación del ángulo es de 90° , como lo muestra en la parte superior de la figura 2.8. La magnetización del vector, es vista en la estructura del laboratorio, abajo, comienza a rotar en el plano $x-y$ como se indica. Esta magnetización del vector es contenida en los límites de la bobina, que es inducida, a causa de el cambio de flujo de enlace, en la alternante señal. Ahora la inducción de la señal en la espiral debería ser una auxiliar ideal subiendo a una señal senoidal como M rota en el plano de las $x-y$, la cual decae gradualmente con una constante de tiempo T_1 , como M comienza a alinearse a causa de la relación termal con el eje de las z . Sin embargo, es observado este decaimiento con otra constante de tiempo T_2 ; que es el resultado en partes, del desfaseamiento de las espirales. Uno de los mecanismos de este comportamiento es también llamado interacción giro-giro. La otra y más importante razón en los ejemplos de roca es el resultado de despreciar la inhomagnetización del campo primario H .

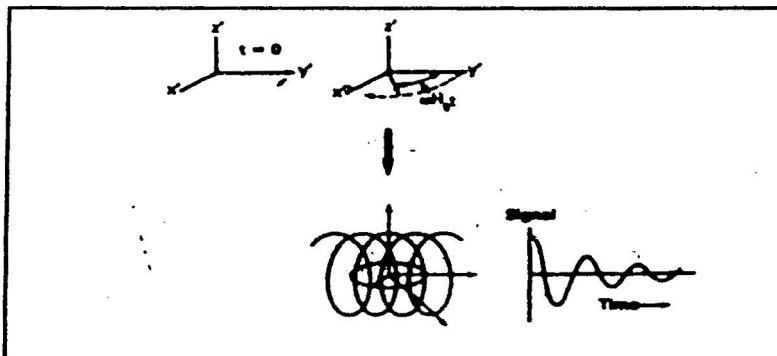


FIG.2-8. La condición para obtener la máxima señal del experimento de inducción nuclear. La magnetización del vector el cual a rotado 90° del eje de las z . La bobina la cual contiene un sistema rotatorio la cual tiene un voltaje senoidal de decaimiento inducido.

La fuente del decaimiento del campo puede ser vista por considerar el estado de magnetización del vector m en la rotación del sistema después de aplicar un pulso de 90° . Esto se muestra en la figura 2.9. La primera figura muestra la proyección en el plano x - y de la magnetización del vector M después del pulso. El cual está orientado a lo largo del eje de las z y por eso no tiene una proyección en este plano. El segundo plano muestra el vector en el instante en el cual ha rotado 90° . Esta es la vista en la estructura rotada y aparece estacionario. Sin embargo si es ahí donde hay desprecio del campo inhomagnetizado en varias partes del espécimen en cada una de estas, el desprecio de una diferente frecuencia de precesión. Algunas rotaciones rápidas que otras en este plano, y en tiempo hace que los giros de estas regiones tiendan a separarse tal como se muestra el tercer panel.

Después de un tiempo suficiente, estos giros pueden ser completamente desfasados y la señal senoidal en la bobina puede ser completamente desvanecida. La forma de la onda en la figura 2.8 muestra la representación sistemática del libre decaimiento de precesión. La envoltura del común esparcimiento del decaimiento exponencial tiene características del tiempo constante T_2 . este decaimiento del tiempo puede estar compuesto de las interacciones giro-giro T_2 como un buen componente debido al campo local inhomagnetizado. Al mismo tiempo desde el campo magnético primario tiene continuación, el componente en z puede incrementar de su valor inicial de cero a un valor final de M , características del tiempo constante T_1 .

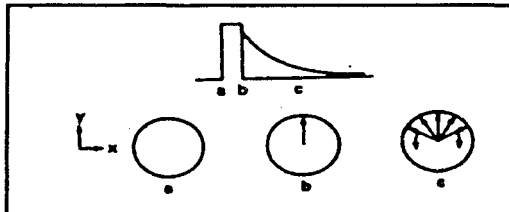


FIG.2.9. El comportamiento de los componentes de magnetización del vector M durante las tres fases del libre decaimiento de la inducción nuclear.

Es de interés calcular la detección de la sensibilidad de tal medida. Por ejemplificar, tomaremos el caso de una bobina en que la fuerza uniforme del campo magnético H_0 , cuando el momento magnético M ha sido producido en los ángulos derechos del campo H_0 . El flujo f el cual puede ser interceptado por la bobina como el momento magnético M rota con una frecuencia Larmor, la cual depende de los detalles de la bobina: como su área a , y el número de turnos, N_1 .

El flujo puede ser escrito como:

$$F \propto N_1 A M \sin(\omega t)$$

De la ley de inducción, el voltaje, v inducido en la bobina puede ser proporcional al tiempo de razón de cambio de este flujo:

$$V \propto \frac{dF}{dt} \propto N_1 A M \omega \cos(\omega t)$$

La magnitud de M en el pulso experimentado describe que no depende de la fuerza de la polarización del pulso en el cual rota el vector de la magnetización pero su intensidad es solo proporcional (donde la constante de proporcionalidad es la

susceptibilidad magnética, cuyo símbolo es X) para la inicial polarización del campo H_0 . Así la señal inducida puede ser escrita como:

$$V \propto N \chi X H_0 \omega \cos(\omega t)$$

La mecánica cuántica para la versión de la susceptibilidad depende del giro I y el factor del giro magnético γ (contando con la múltiple orientación del momento magnético y el consecuente decrecimiento de la magnetización). Está dada por:

$$X = N \frac{I(I+1)}{3kT} (\gamma \hbar)^2$$

Sustituyendo la relación de frecuencia por He ($\omega = \gamma H_0$) dando el resultado final para el voltaje:

$$V \propto N A N \frac{I(I+1)}{3kT} h^2 \gamma \omega^2 \cos(\omega t) \dots \dots \dots (2.1)$$

Una evaluación de la ecuación 1 desde el principio con unos mas detalles, indica como un ejemplo de 2 cm^3 , completamente encerrado por la detección de la bobina, puede generar una señal de unos pocos milivolts para un campo de 1800 Gauss. Esta relación en la ecuación 2.1, el producto de $\gamma \omega^2$, la cual es usada para establecer las cartas de sensibilidad tal como se muestra en la tabal 2-1. Los únicos iones libres de cualquier consecuencia (en solución) son los de Sodio (Na) asociados con el agua salada. De la tabla es posible observar alrededor del 30% más detéctale que el hidrógeno de una frecuencia constante (y consecuentemente requiere una polarización fuerte del campo sobre cuatro tiempos grandes), en la bases con igual número de núcleos. Desde la concentración de Sodio (Na), inclusive en soluciones más altas saturaciones de sal, es comparadamente más pequeña que el hidrógeno, esto es realizado por una detección.

Isótopo	V_0 por 10,000-gauss de campo (MHz)	Abundancia natural (%)	Números de Constantes de campo	Constantes de campo	μ (en unidades de μ_B)	γ (en unidades de γ_H)
N	29.167	100	322	0.683	-1.91315	1.825
H	42.576	99.9844	1.000	1.760	2.79263	1.000
H ²	6.357	0.015649	$9.64 \cdot 10^{-2}$	0.409	0.8578	0.525
B ¹¹	13.660	80.1	0.163	1.17	2.6880	0.86
C ¹³	10.705	1.1	$1.58 \cdot 10^{-2}$	0.25	0.70220	0.70
N ¹⁴	3.076	99.63	$1.01 \cdot 10^{-3}$	0.15	0.40358	0.525
N ¹⁵	4.315	0.36	$1.04 \cdot 10^{-3}$	0.10	-0.28304	0.525
O ¹⁷	5.772	0.037	$2.91 \cdot 10^{-2}$	0.35	-1.8930	0.86
O ¹⁸	40.055	0.2	0.834	0.64	2.6373	0.86
Na	11.262	100	$9.27 \cdot 10^{-2}$	1.3	2.2161	1.825
Al	11.094	100	0.307	0.45	3.6385	1.825
Cl	17.236	25	$6.64 \cdot 10^{-2}$	0.95	1.1305	1.825
Cl	4.172	75	$4.71 \cdot 10^{-2}$	0.68	0.82091	1.825
Li	11.00	100	0.361	0.52	5.050	1.825
Co	10.10.103	100	0.281	0.41	4.6388	1.825
Fe	15.87	100	$5.18 \cdot 10^{-2}$	0.75	-1.0409	1.825
Fe	24.57	100	0.192	0.27	1.6115	1.825
P	8.899	100	$9.13 \cdot 10^{-2}$	0.52	0.5837	1.825
P	27.994	100	$2.85 \cdot 10^{-2}$	0.38	-1.836	1.825

Tabla 2.1. La Resonancia Magnética Nuclear propiedades de isótopos seleccionados. Indica la detectabilidad relativa con la constante magnética del campo y la constante de la frecuencia Larmor es dada.

II.3 PRINCIPIO DE LA MEDICIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

La figura 2.10 muestra los elementos básicos de la configuración de una herramienta de registros. Los elementos activos consisten en una bobina en la cual a lo largo de ésta es pasada una corriente. Debido a la naturaleza de esta a la, es producido un campo magnético casi perpendicular al campo magnético de la tierra. Esto produce varios alineamientos de ciertas fracciones de protones en el agua, aceite y gas, con una profundidad de investigación, si la polarización de campo es izquierda o por un tiempo largo y suficiente.

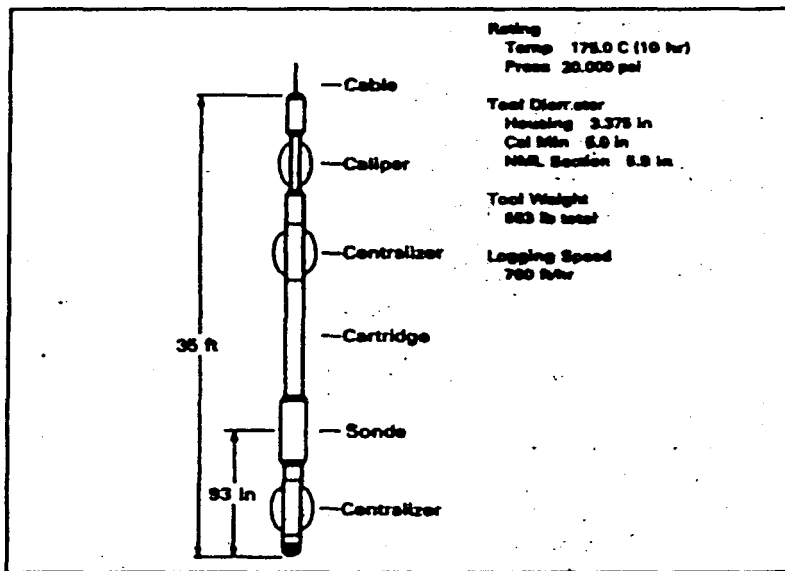


FIG.2.10. La configuración de la sonda de registros la cual utiliza la inducción de libre decaimiento

Después de un periodo suficiente (dependiendo del modo de operar la herramienta), la corriente es apagada en la polarización de la bobina. La misma bobina es entonces usada para recibir la señal inducida del previo alineamiento de los protones es cuando estos producen una influencia Larmor alrededor del campo magnético de la Tierra. La señal recibida tiene una frecuencia de alrededor de 2kHz y es encontrada por ser amortiguada con una constante de tiempo de aproximadamente 50mseg, y que es opuesta a los 2 ó 3seg amortiguados los cuales son observados en largos volúmenes de agua pura. La figura 2.11 ilustra sistemáticamente, los varios momentos de tiempo elípticos, este comportamiento del momento magnético inducido es por la polarización del campo H_p . Esto es visto para empezar fuera del momento individual en la fase. Como los tiempos elípticos, la fase comienza por tener un paso fuera, y el vector completo comienza a reorientarse por si mismo a largo del campo de la tierra, H_e .

La señal que se observa es indicada sistemáticamente en la figura 2.12. Note que es un retraso y no señales con un poco T_2 componentes del retraso y no afectan

las mediciones posteriores. Esto puede ser el resultado de una señal proveniente del lodo, la cual debe ser amortiguado con magnetita (para mantener el hidrógeno del pozo de sobre la medida), o del hidrógeno en las arcillas o silicatos, o de una muy alta viscosidad del fluido.

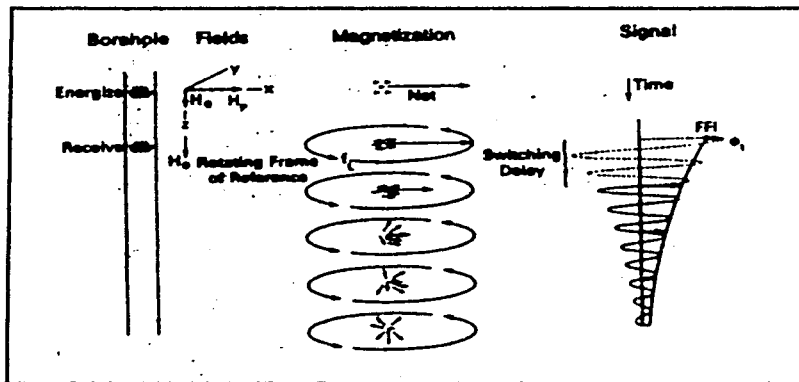


FIG.2.11. La representación sistemáticamente de la generación de la señal observada de la herramienta de registro magnético nuclear y la extrapolación del comienzo del decaimiento de la inducción libre. La porción de la señal durante el cambio de decaimiento no es actualmente observada.

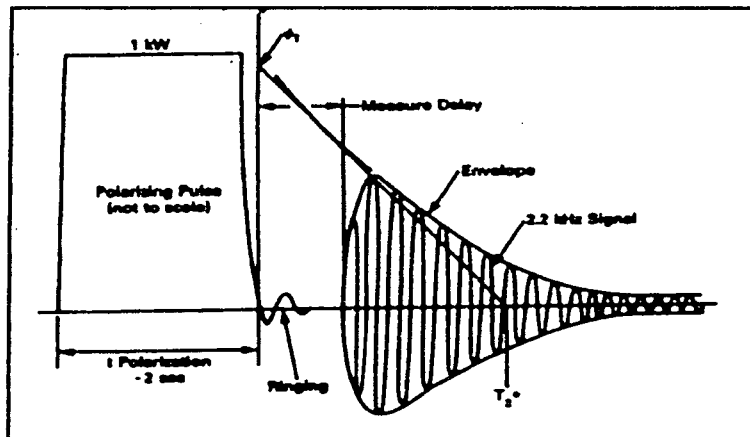


FIG.2.12. Extracción del índice libre de fluidos, ϕ_2 , del decaimiento de la curva de inducción.

Las desventajas vienen del incierto en obtener el primer objetivo de las medidas, las cuales son extrapoladas de la envolvente que es el decaimiento con la constante de tiempo T_2 , volviendo al final del pulso de la polarización. Esto también es visto en la figura 2.12. el valor de la envolvente es este punto es llamada el índice de fluidos libre IFF. Después de calibrar la herramienta con sus correcciones ambientales, esto corresponde a la fracción de volumen de fluidos móviles en la formación.

Siguiendo con el previo análisis, el mayor factor que concierne es la fuerza de la señal de la herramienta de registro que puede describir: la básica relación para el voltaje inducido es igual a.

$$V \propto N_e A M \omega$$

Donde $\omega = \gamma H_e$ es la fuerza del campo magnético de la tierra. Sin embargo, M es obtenido por el pulso polarizado y puede así depender del campo H_p producido por la herramienta de registro. Así la correspondencia final para la fuerza de la señal es:

$$V \propto \frac{1}{kT} \gamma^2 \omega H_p = \frac{1}{kT} \gamma^3 H_e H_p \dots\dots\dots (2.2)$$

La fuerza del campo H_e es arreglada por el campo de la Tierra, y H_p es limitado por las consideraciones, del agujero. Esto indica la sensibilidad para otros isótopos la cual puede depender de γ^3 . Los datos de la tabla 2.1 muestra esta sensibilidad en las mediciones para el Potasio (Na) es aproximadamente $\frac{1}{8}$ de hidrógeno, bajo esta condición de igual número de núcleos.

La ecuación 2.2 indica las correlaciones que es posible tener para hacer en la señal de amplitud después de obtener el IFF. La primera corrección es necesaria cuando el campo magnético de la herramienta y el de la Tierra no son ángulos rectos. La señal de amplitud del coseno de la inclinación magnética. Otra correcciones por temperatura: esto tiene un impacto en la susceptibilidad magnética de la formación del material. El tamaño del agujero tiene una influencia en la fuerza de la señal relativamente constante en el volumen de material esto es visto por la recepción en la bobina. La señal de la formación puede tener un máximo cuando el tamaño del pozo y el diámetro de la herramienta son iguales, y este decrece (no es la misma señal que viene del lodo) cuando el pozo incrementa su tamaño. Estas correlaciones son aplicadas para la señal de IFF y es parte del servicio de registrado.

Sin embargo la extracción del IFF es la primera tarea de la herramienta magnético nuclear, y ésta puede ser vista en las constantes de tiempo T_1 y T_2 pero tienen otras aplicaciones de interés. Por esta razón tenemos 3 modos diferentes de operación de la herramienta, los 3 proveen un estimado del IFF.

El primero en considerar es el modo de T_2 -continuo. En este caso la herramienta es movida a una velocidad de 600 pie/hr y una larga polarización de pulso que es aplicada en la bobina. La duración del pulso es entre 4 o 5 veces el valor esperado de T_1 y así asegura completamente la polarización magnética de la formación. Esto es seguido por un periodo en el cual el decaimiento de precesión de la señal Larmor es grabado continuamente. El objeto es para extraer de estas curvas de decaimiento exponencial, el valor del tiempo de magnetización cero. Este es el tipo de operación indicada en la figura 2.12. en un idealizado registro obtenido en este modo se muestra en la figura 2.13. En adición a esta extrapolación del valor de IFF, tiene 2 trazos adicionales. La observación del valor de T_2 y la frecuencia Larmor.

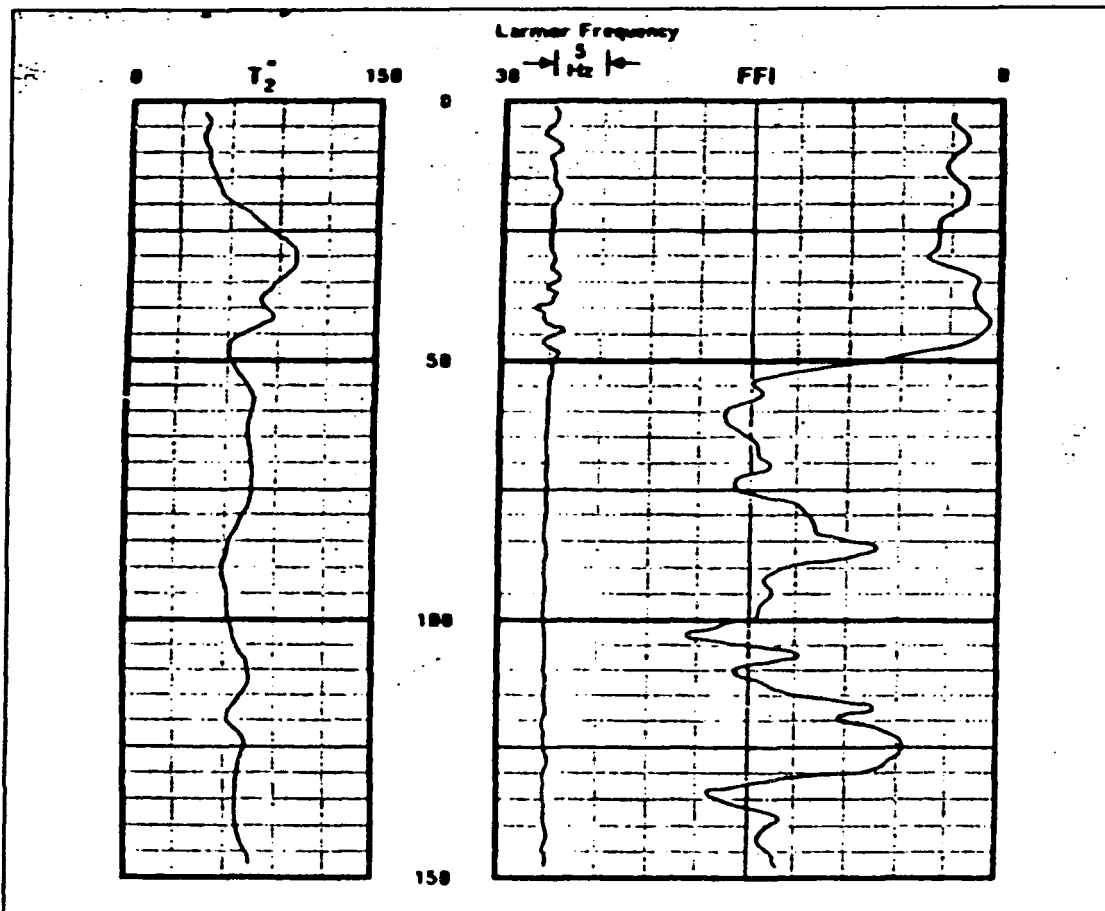


FIG.2.13. Ejemplo de una representación de un registro de NML donde la libre inducción de decaimiento en un modo de operación. La extrapolación del índice libre de fluido y la frecuencia Larmor se muestran como medidas continuas, como la señal de decaimiento de tiempo constante T_2 .

Hay dos formas adicionales con las cuales utilizar T_1 antes que T_2 para estimar el Índice de Fluido Libre. El modo en que opera este principio es mostrado en la figura 2.14. En la parte superior de la figura se muestra la serie de pulsos polarizados aplicados en la formación, cada uno de gran duración, mayor a la del pulso anterior. Entre la aplicación de la variable de anchura de los pulsos polarizados, la libre inducción decae envolviendo sobre la grabación, como se muestra en el diagrama en la parte media. Extrapolando la serie de decaimientos envueltos caracterizados por la constante de tiempo T_2 , vuelve a un tiempo cero dibujando fuera de la envoltura de la formación (FFE) de la magnetización la cual está asociada con la constante de tiempo T_1 . En el caso de tener un modo continuo- T_1 , tres polarizaciones de pulso continuos son aplicados en la bobina, cada una siendo el doble en longitud que el anterior. De estos tres decaimientos envueltos (extrapolados del final de los pulsos de polarización), el crecimiento de la curva de magnetización puede ser

establecida, y en su lugar hay tres estimaciones obtenidas del Índice de Fluidos Libres. Una típica representación del registro de este modo es mostrada en la figura 2.15.

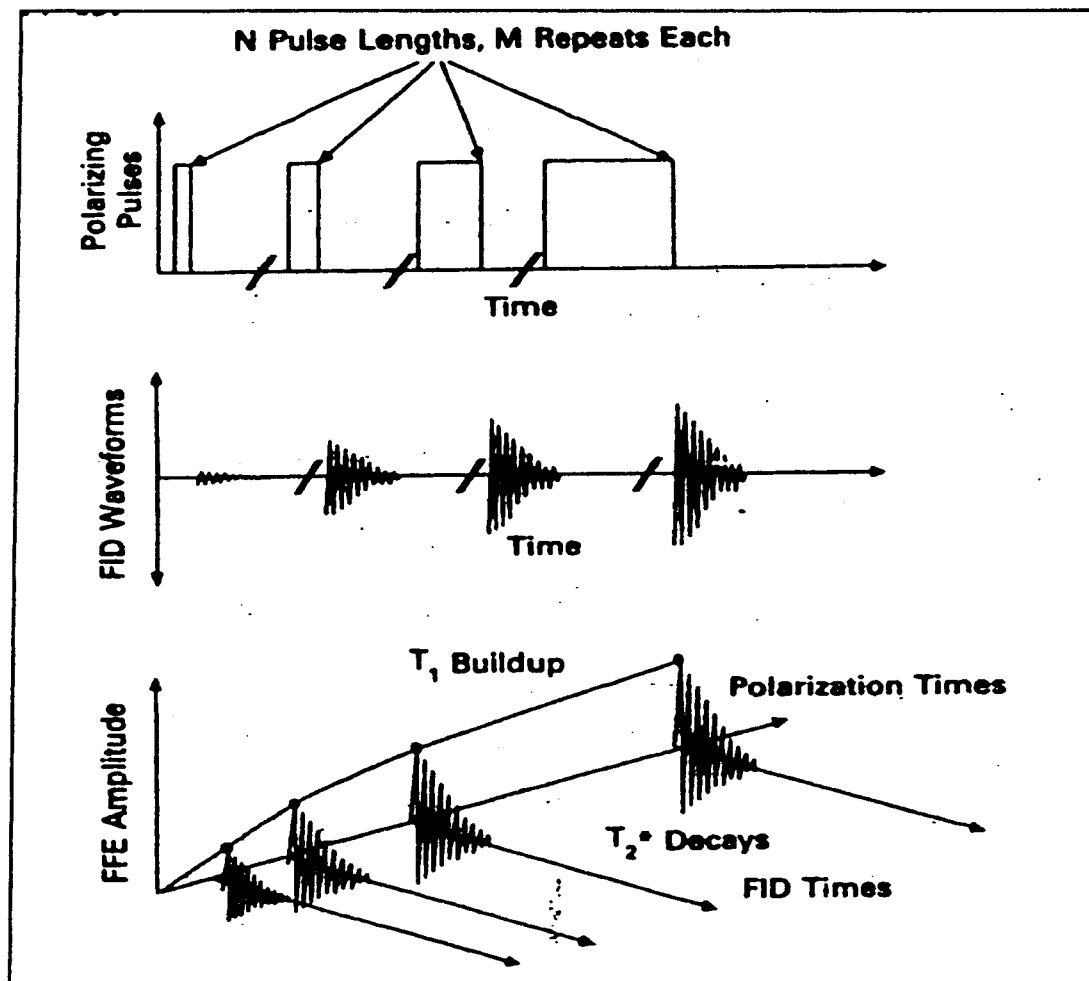


FIG.2.14. El método para determinar el comportamiento de T_1 en la formación por medio de la medida de acumulación de la magnetización por la extrapolación del decaimiento de T_2 entre los pulsos de polarización de diferentes duraciones.

Para más refinadas medidas un modo de T_1 estacionario puede ser usado. En este caso, la herramienta es posicionada en la formación y es una sucesión de medidas estacionarias durante cierto tiempo. Una secuencia de pulsos múltiples repite las secuencias y puede usarse para mejorar la señal normal. En las mejores circunstancias, los componentes de T_1 son tan buenos que como T_2 pueden discernir.

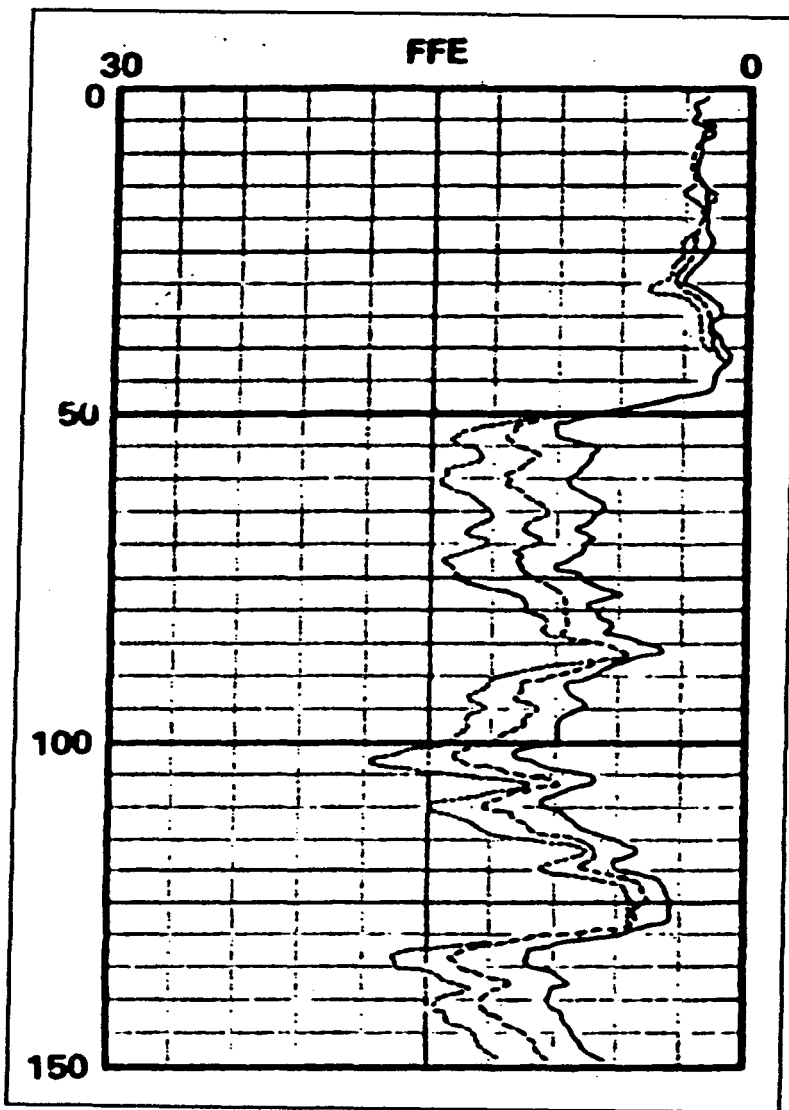


FIG.2.15. Una representación del registro derivado del modo de operación de T_1 para una aproximación del Índice de Fluido Libre de las tres porciones de la curva acumulada.

El comportamiento de la relación de tiempo T_1 , depende de la movilidad de los protones y las fuerzas locales de los campos magnéticos. Para esta relación para proceder debe haber interacciones entre el giro y el enrejado de movimiento molecular (en muy viscosos fluidos) o cuando se tiene una muy alta movilidad. En este caso de retraso es el resultado de la interacción del tiempo, el cual es muy pequeño para afectar la energía transferida. Este comportamiento es ilustrado en la

figura 2.16 en la cual es sistemáticamente descrito el comportamiento de T_1 (y T_2) como una función de la correlación de tiempo τ_c . La correlación de tiempo es relacionada en una escala de tiempo de fluctuación del campo magnético local dentro de un ejemplo. En este diagrama el agua puede ser encontrada en el extremo izquierdo y los sólidos en el derecho.

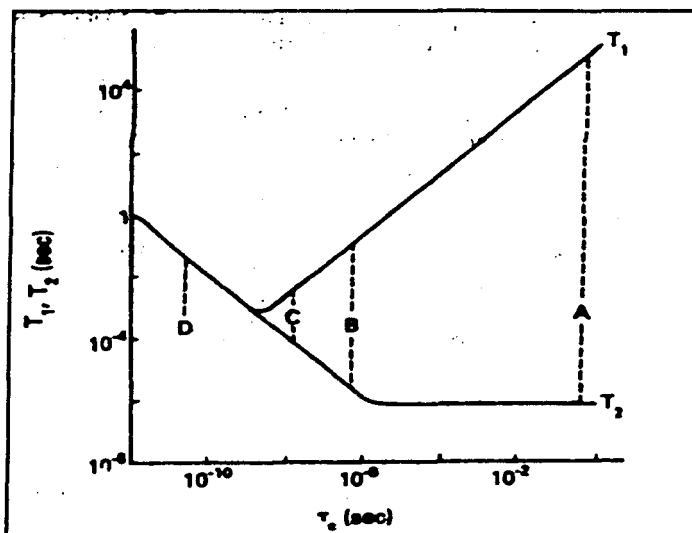


FIG.2.16 El comportamiento de T_1 y T_2 en función de la correlación

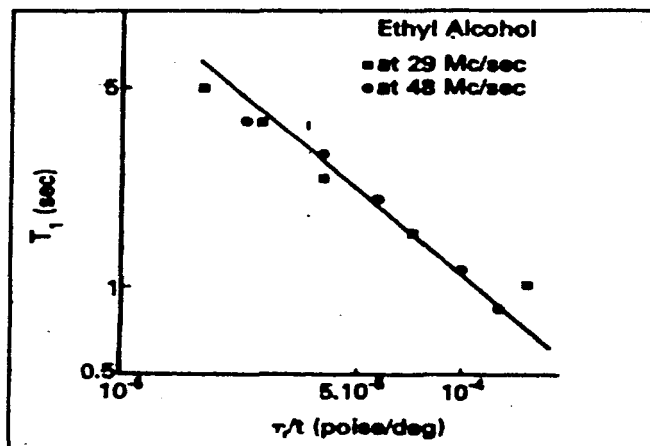


FIG.2.17. La variación de T_1 como una función de la viscosidad y temperatura del alcohol etílico.

Esto también puede encontrarse por medio de $1/T_1$ y puede variar aproximadamente como η/T (viscosidad/temperatura) para un modelo simple basado en el movimiento de Brownian o del concepto de difusión de tiempo. El comportamiento es ilustrado en la figura 2.17 para el caso del alcohol. Es mucho más

interesante el caso que se muestra en la figura 2.18, la cual indica la variación de T_1 para varios ejemplos de aceite crudo de diferentes viscosidades.

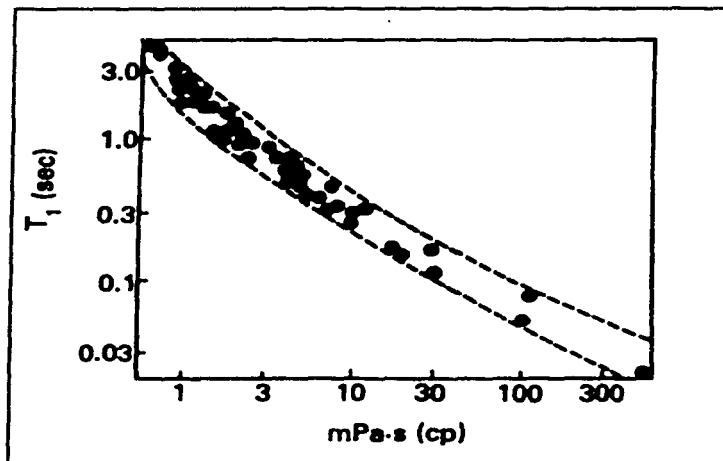


FIG.2.18. La medición de los tiempos relacionados para ejemplos de aceites crudos en función de la viscosidad.

Arriba de este punto de discusión, la fluctuación de los campos magnéticos y las experiencias con protones son causa de variaciones en las distancias intermoleculares. Los campos provienen de otros protones. Pero para iones paramagnéticos puede ser muy importante fuente. En soluciones los iones paramagnéticos pueden considerarse con pequeños T_1 y T_2 . La figura 2.19 muestra la variación en T_1 como una función de la concentración de tres tipos de iones paramagnéticos en agua en solución.

Los campos locales magnéticos en las superficies de las rocas son el tercer mayor factor en la determinación de los efectivos T_1 y T_2 para los fluidos en los poros de la formación. Si un protón está cerca de la superficie tiene posibles probabilidades de que pueda interactuar con los sitios paramagnéticos en la superficie y así tener una fase de precesión revuelta. Para que esto ocurra, el protón necesita haber sido dispuesto en la superficie. La cantidad que gobierna la interacción es la longitud de difusión del fluido (\sqrt{Dt}) y esta es la relación del tamaño del poro.

Se ha observado en la relación termal del tiempo del agua en poros medianos un decremento en valores en los que se esperaba solo un volumen de agua de ejemplo. En el caso de granos uniformes de cuarzo, la medida de T_1 , se muestra en la figura 2.20, indicando una reducción de sobre un factor de dos de uno el cual fue observado en un ejemplo de agua. Esto es imaginado como un rango de movimientos de las moléculas de agua, el pozo debido a la presencia de sitios paramagnéticos en las paredes del poro.

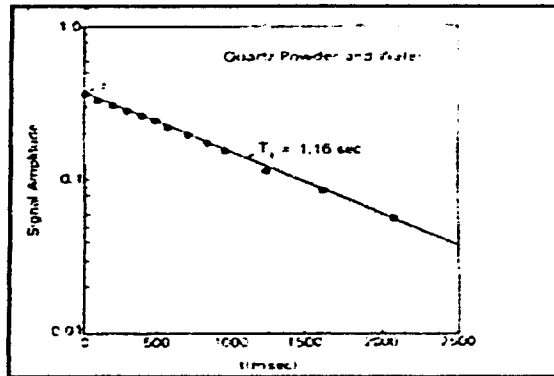


FIG.2.19. El cambio en la relación de tiempo en soluciones como una función de la concentración de iones paramagnéticos.

Un modelo (KST) desarrollado para explicar este tipo de observaciones considera el ejemplo que consiste de volúmenes similares como lo indica la figura 2.21. En la región central del espacio poroso, el T_1 es esperado de un volumen de ejemplo. Sin embargo, alrededor de la superficie del poro, para algunos espesores h , la relación de tiempo es un nuevo valor de V_s . En este modelo, la diferencia en la relación de razones entre el T_1 observado y el valor del volumen de agua (T_B) es atribuido a la fracción del volumen contenido en la superficie de la capa:

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_B} = \frac{V_s}{V_B} r_s \dots\dots\dots (2.3)$$

En esta aproximación, una justificación, una justa y sólida relación es establecida entre el T_1 observado y el radio de volumen en la superficie en los ejemplos de laboratorio. Este es de un gran interés, el poder marcar una estimación de la permeabilidad de la formación.

En contraste con la figura 2.20, las rocas reales muestran un signo más complicado de este comportamiento. La figura 2.22 muestra los resultados para una determinación de T_1 para las arenas. El aparente decaimiento nanoexponencial puede ser descompuesto dentro de la suma de tres diferentes decaimientos. La distribución de los valores de los tres componentes es relacionada con la naturaleza granular del ejemplo, quizás para, la distribución del tamaño del poro. Un mas estudio mas reciente ha mostrado una relación de las curvas que puede ser mucho mejor descrita por una representación exponencial, una de las cuales permiten una variación continua de T_1 , antes que dos o tres componentes de decaimiento.

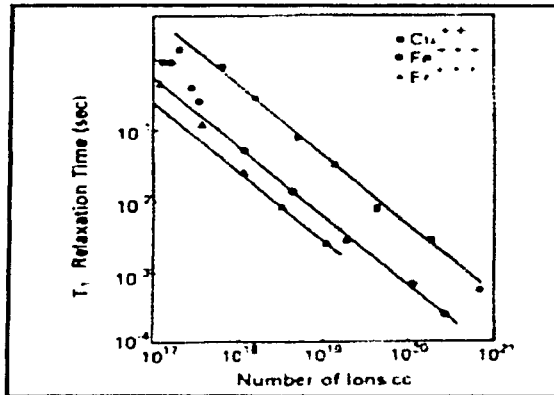


Fig.2.20. Medidas de la relación de tiempo de agua que satura granos de cuarzo.

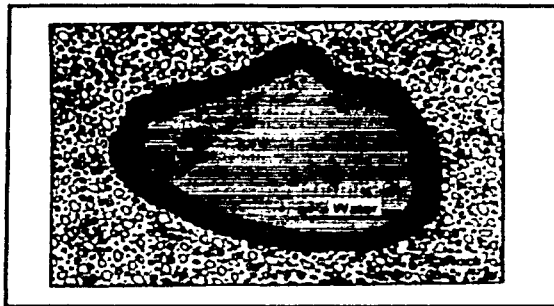


FIG.2.21. El modelo KST para el RMN para líquidos contenidos en espacios porosos. V_s es el volumen de la fracción contenida en la capa siguiente a la superficie del poro y V_B es la fracción de volumen de la fracción de volumen total de fluido

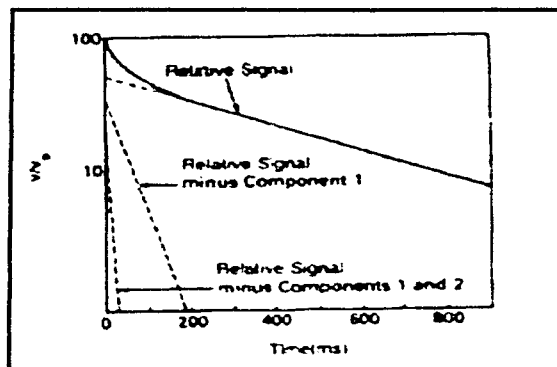


FIG 2 22 La medición de relación de tiempo para los núcleos de arenas

La medición primaria de la herramienta de registros magnético-nucleares es la fracción del volumen de fluido libre (FFI por sus siglas en ingles). Desde aceite y agua tienen casi el mismo contenido de protones, ambas especies contribuyen a que esta medida bajo las condiciones usuales de la toma de registros. La diferencia entre la porosidad deducida de otros métodos de registros (neutrón- densidad, por ejemplo) y el FFI puede indicar el volumen de fracción de el agua irreductible, ϕS_{wi} . Esto es a causa de que el FFI no es sensitivo (debido a un tiempo muerto de 2mseg) de los fluidos atados o pegados a las arcillas o la matriz de la roca. De hecho, los medidores de la propia herramienta de operación pueden dar el índice de fluidos libre de una zona libre de arcillas.

Desde el índice de fluidos libre no es sensitivo al hidrógeno contenido, éste puede dar bastante bien la información de la porosidad en arcillas y en matrices hidratadas tales como el yeso. El valor de S_{wi} se encuentra para usarse en relaciones empíricas para determinar la permeabilidad por medio de esta misma.

Uno de los métodos mas directos usados con la herramienta magnético nuclear es para dar la permeabilidad que es obtenida de los trabajos de Seever y Timur. La base es la expresión de Koseny para la permeabilidad:

$$k = \frac{\phi^3}{T(1 - \phi^2 S)^2}$$

Donde ϕ es la porosidad, S es la superficie específica de área (superficie de poro/volumen de roca) y T es el factor de tortuosidad. La concentración con la herramienta magnético nuclear viene de KST modelo descrito anteriormente. Es relatado como la observación de la malla-giratoria relacionada con el tiempo T_1 , para el volumen de agua en intimo contacto con la superficie del poro. La ecuación 2.3 puede ser reconstruida en términos de la ecuación de V_s , el volumen de agua fraccional encerrada, esto es dado por:

$$V_s = S(1 - \phi)h.$$

Desde la interfase del volumen fraccional es asumido como que puede ser más pequeño que la unidad, nosotros podemos también dejar $V/B = \phi$. Así la razón de la ecuación puede ser reescrito como:

$$\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_B} = \frac{S(1 - \phi)hr_s}{\phi}$$

$$\frac{\phi}{(1 - \phi)S} = hr_s \frac{(T_1 T_B)^2}{T_B - T_1}$$

Cuando esta expresión es ajustada y substituida dentro de la ecuación Kosenny, ésta resulta en lo siguiente:

$$k = \frac{(hr_s)^2}{T} \phi \frac{(T_1 T_B)^2}{(T_B - T_1)^2}$$

Y así la permeabilidad puede ser encontrada en función de ϕT_1^2 . Recientes trabajos de Kenyon han mostrado un estimador mejorado de la permeabilidad el cual puede ser obtenido de la cantidad de ϕT_1 .

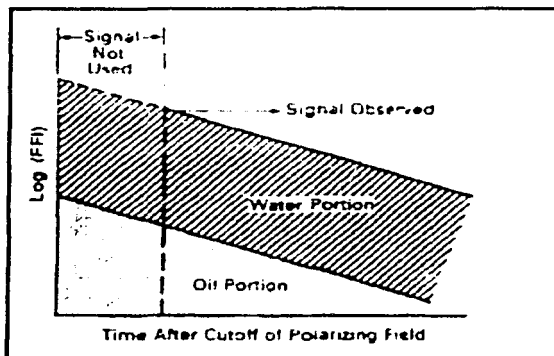


FIG.2.23 Visualización de las contribuciones de los registros magnéticos nucleares de una formación que contiene una mezcla de aceite y agua en el espacio poroso.

Los registros magnético nucleares pueden ser usados para medir el aceite residual en el sitio si la señal del agua contenida en los poros es nula en el caso de que en el pozo la señal es una mezcla de aceite/agua, como se ilustra en la figura 2.23. Por usar iones paramagnéticos, tales como el manganeso el cual se disuelve en agua, el agua hace que decaiga el tiempo y puede ser hecho en uno bastante corto para tener que disparar en 20mseg de tiempo muerto de la herramienta como se muestra en la figura 2.24.

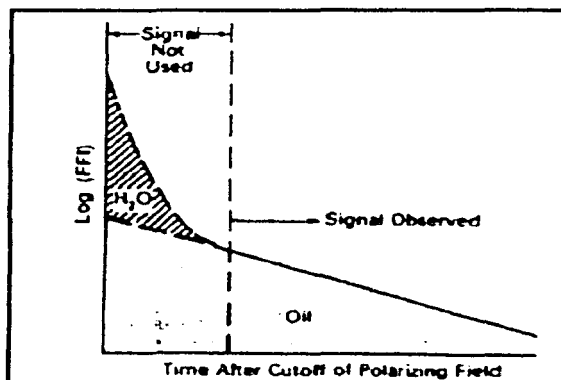


FIG.2.24. La señal resultante de la mezcla de partes iguales de aceite-agua como la figura 2.23, después de la adición de iones paramagnéticos para el lodo del sistema y el permitir el suficiente tiempo para la penetración dentro de la formación. La señal del agua puede haber sido efectivamente "muerta".

El éxito de tal operación se debe al uso de componentes de aguas-soluble las cuales con manganeso, sustancia conocida como EDTA. Una vez que el EDTA es mezclado dentro del lodo del sistema, el filtrado de lodo debe penetrar algunas pulgadas entre 4"-5" dentro de la formación con agua. Este ambiente así llamado trapa que corre para remover el enjarre y permitir la invasión del nuevo filtrado de lodo. La figura 2-25 muestra el registro obtenido antes y después de la adición del

manganeso EDTA, comparado para la porosidad total de la formación. En la primera corrida de registros, el índice de fluidos libres es observado con la porosidad aproximadamente %PU menos que la porosidad total de la formación. En la segunda corrida, después del EDTA se puede presumir la muerte de la señal de la formación, y el índice de fluidos libres indica una porción de la porosidad cual corresponde únicamente al aceite residual. Este es aproximadamente constante, como 5PU por todos los alrededores de la zona.

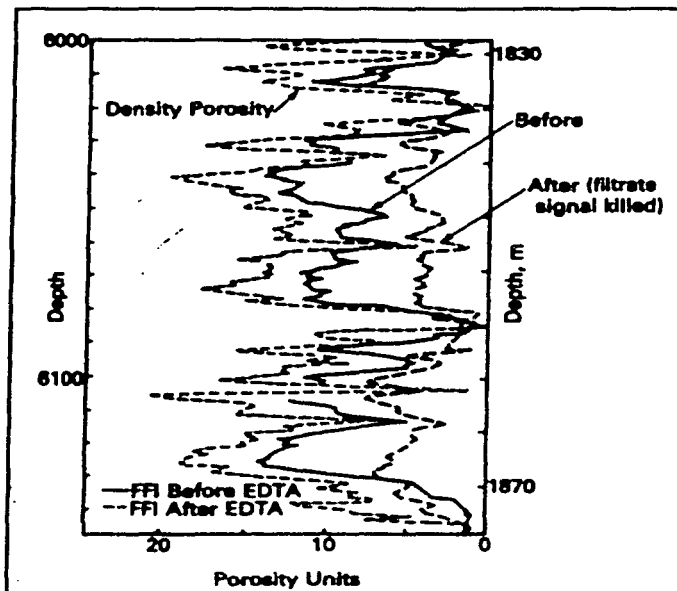


FIG.2.25. Los sucesivos registros del índice de fluidos libres en una zona de aceite después y antes de la adición de iones paramagnéticos en una porción de la señal del agua de la formación.

La aplicación final de los registros magnéticos nucleares, podemos considerarla para el caso en donde la resistividad no puede distinguirse entre el agua salina y el aceite. La identificación de el punto de vapor puede ser obtenida del índice de fluidos libres si la viscosidad del aceite es alta a causa de la relación general entre T_1 (y T_2) y la viscosidad (ver figura 2.18). Para los aceites pesados, la señal observada por la medición puede verse solo en el agua. Así el índice de fluidos libres puede ser usado para zonas pico cuales pueden producir excesivas cantidades de agua.

Es notado tempranamente, para la corriente de la herramienta de registros es capaz de ver la señal de la formación, pero se deben tomar ciertos pasos para poder matar la señal del pozo. Esto es hecho por la adición de iones paramagnéticos en el lodo del sistema y circulados, esto para producir una mezcla uniforme. Los detractores de este método aluden a lo caro y el tiempo envuelto en tal procedimiento.

Un nuevo concepto de herramienta la cual evita estos tipos de problemas, en un principio, se ha propuesto por Jackson. Su técnica es llamada la inside-out RMN.

El cual habla de el campo magnético de la tierra para producir la precesión de los protones, dos opuestos y permanentes imanes son localizados en la herramienta para este propósito. La oposición de estos dos dipolos magnéticos producen un campo magnético radial en el pozo en medio de los dos imanes. Esta variación del campo magnético radial para una distancia r de los imanes es mostrada en la figura 2.26 como una función del radio magnético a y la separación h , ésta es normalizada por el campo axial de fuerza H_0 de un imán sólo.

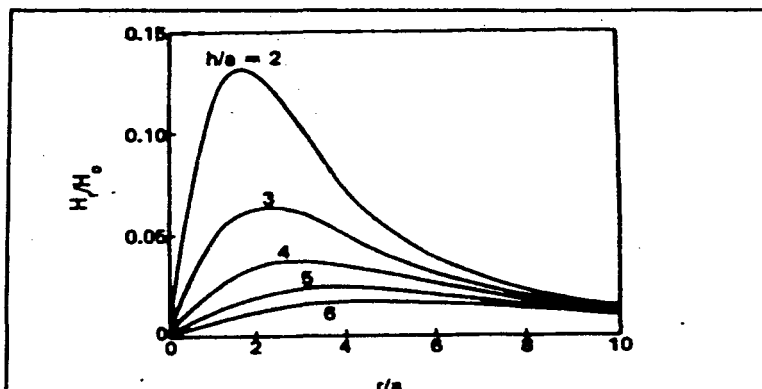


FIG.2.26. La variación radial de dos longitudes infinitas de dos dipolos magnéticos. Las dimensiones de la variable radiales es la distancia del centro de los imanes dividido por el radio de los imanes.

En orden de tener una señal razonablemente grande, la fuerza del campo debe ser larga y constante. Es claro que la figura 2.26 que en estas regiones puede ser aproximadamente toroidal, alrededor de la sonda, en la cual el campo es relativamente constante. Con este tipo de configuraciones, el mas clásico pulso de esta medición experimenta para ser mejorado, y la señal puede no ser influenciada por el pozo.

La operación idealizada es mostrada en la figura 2.17. Una oscilación de corriente en la bobina, con una frecuencia Larmor en la región toroidal es usada para la apropiada longitud de tiempo para cerrar de golpe la magnetización neta del vector M_0 a 90° . Una vez cerrado el pulso es apagado (cual puede ser hecho en 0.5mseg, que son opuestos a los 20mseg, en los cuales la herramienta convencional, una larga señal polarizada que no necesitamos), la función de la bobina es la recibir para grabar la señal de precesión sobre HR, como se indica en la figura 2.27. La primera ventaja de tal sistema es la de evitar el adicionar el lodo. Un aspecto adicional el hecho que la señal no decae. Estas capacidades hacen más precisa la determinación del índice de fluidos libres, desde el incierto de la extrapolación para el final de la polarización la cual es evitada. El comportamiento de la curva de T_1 puede ser examinado por partes y controlado para determinar la distribución del tamaño de los poros.

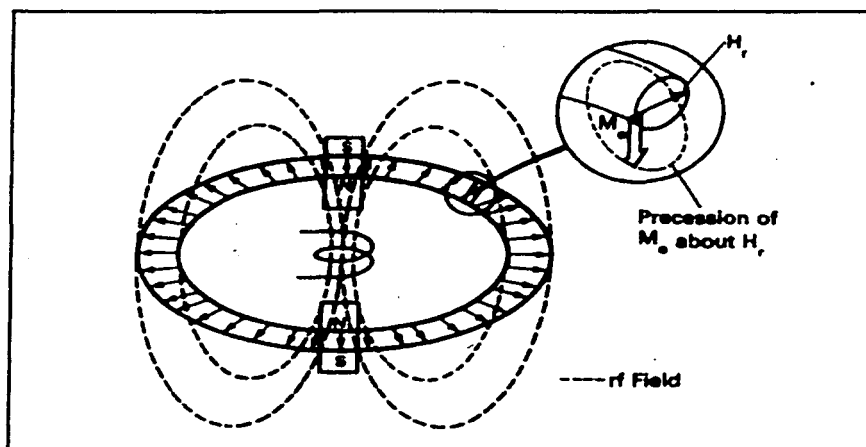


FIG.2.27. Ilustra el comportamiento del vector magnético inducido después de rotar 90° .

Los defectos de la herramienta prototipo es que en el centro no tiene la fuerza la cual requiere para la acumulación de datos. Su profundidad de investigación es muy limitada, los tamaños de los imanes no tienen un diámetro práctico para poder ser aplicados.

II.4 HERRAMIENTA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)

La extraordinaria tecnología de adquisición de registros de resonancia magnética nuclear (RMN) ha estado en continua evolución durante los últimos diez años. Las compañías petroleras utilizan las mediciones de RMN en una variedad de aplicaciones cada vez más numerosas; por ejemplo, para caracterizar los fluidos de las formaciones durante la evaluación de los yacimientos y determinar la productibilidad de las formaciones. Hoy en día, las mediciones obtenidas con estas herramientas permiten transformar completamente los diseños de las terminaciones de los pozos y el desarrollo de los yacimientos.

En la última década, los petrofísicos recibieron con satisfacción la aparición de las herramientas de registro de resonancia magnética nuclear por pulsos (RMN) por su capacidad de resolver problemas difíciles en la evaluación de las formaciones. Las compañías de servicios continúan realizando importantes inversiones en tareas de investigación tendientes a perfeccionar las mediciones de RMN. El resultado de estos esfuerzos se ve reflejado en las continuas mejoras introducidas en las herramientas y las nuevas aplicaciones para las mismas. Con la introducción de técnicas de pulsación a mayor frecuencia, a mediados de la década de los 90's se ampliaron las posibilidades de estas herramientas con respecto a la caracterización de la movilidad de los fluidos. Recientemente, se han obtenido extraordinarios adelantos en las posibilidades de adquisición de datos, lo cual ha significado un aumento importante en las velocidades de adquisición de registros.

Una ventaja fundamental que presenta la última generación de herramientas de Resonancia Magnética Nuclear, es su capacidad de proporcionar un espectro más amplio de información acerca de los yacimientos, respecto de lo que se había podido

lograr hasta ahora. Los datos de esta medición permiten responder muchas preguntas clave a casi todos los problemas relacionados con la exploración y producción, y caracterización de yacimiento, los ingenieros de terminación, los geólogos y los petrofísicos. Por ejemplo, los ingenieros de terminación ahora utilizan las mediciones para diseñar los tratamientos de estimulación de yacimientos por fractura hidráulica. Los ingenieros de yacimiento, evalúan las cualidades de la roca con los datos de este tipo de alta resolución, para localizar barreras de permeabilidad vertical y mejorar el manejo de la producción. Los geólogos y los petrofísicos adquieren un mejor conocimiento de la geometría del poro, para el análisis de depósito a partir de las distribuciones del tiempo de decaimiento. La caracterización de los hidrocarburos también se ha perfeccionado gracias a la interpretación de registros de Resonancia Magnética Nuclear, combinados con otras mediciones. Como resultado, se obtiene una evaluación más precisa de la producción del pozo.

La identificación y cuantificación de la geometría de la roca y la movilidad de los fluidos, sobre la base de la relajación de la rotación nuclear del fluido, se encuentran entre los aportes más importantes de este tipo de registros. La separación de la porosidad en los componentes de fluido adherido y fluido libre, resulta esencial para evaluar la producción del yacimiento. En las formaciones delgadas y laminadas, la producción depende no sólo de la relación neta de los volúmenes de fluido adherido y fluido libre, sino también de la ubicación relativa de los dos volúmenes de fluido de los diferentes estratos laminados. Las mediciones resultan útiles en este aspecto, sólo si son sensibles a las variaciones espaciales sobre una escala de longitud comparable con el espesor de la laminación. El ingeniero de producción puede hacer uso de los datos de esta medida de alta resolución para evaluar la producción de las secciones de laminación delgada, obtener en forma precisa el volumen poroso con hidrocarburos, e identificar las barreras de permeabilidad vertical, que pueden contribuir a evitar la producción de agua no deseada de las zonas acuíferas cercanas. Por otra parte, el ingeniero de terminaciones pueden utilizar los datos de alta resolución para proporcionar con mayor precisión los diseños de las operaciones de disparo, fracturación y estimulación de la formación.

La resolución vertical de una medición de Resonancia Magnética Nuclear está determinada por la longitud de la antena, la relación señal-ruido en la secuencia de adquisición y la velocidad del registro. Por ejemplo, las mediciones de la herramienta CMR-200 combinan pares superpuestos de fases alternadas (PAP, por sus siglas en inglés) de secuencias pulso-eco de Carr-Purcell- Meiboom-Gill (CPMG) y una antena corta, para resolver los estratos de hasta 6 pulgadas de espesor. El imán de pre-polarización largo incluido en la herramienta CMR-Plus, permite la adquisición de mediciones PAP no superpuestas a velocidades de registro de hasta 3600 pies/hr, con una mínima reducción de la resolución vertical. En la práctica, la resolución vertical para la mayoría de las mediciones se ven disminuida por el apilamiento vertical efectuado en cada nivel de profundidad; técnica utilizada para mejorar la relación señal-ruido, lo cual es necesario para el proceso de inversión de T_2 .

Los datos de porosidad y permeabilidad derivados de registro de RMN de alta resolución, constituyen elementos fundamentales para evaluar los yacimientos con laminación delgada.

Otro aporte importante de estos registros, lo constituye su capacidad de obtener una medición continua de la permeabilidad. En las formaciones con

laminaciones delgadas, la permeabilidad puede variar ordenes de magnitud en pocos centímetros de distancia. En estas condiciones, es importante obtener un cálculo continuo de la permeabilidad más utilizada hoy en día basada en estas mediciones, son la ecuación de Timur Coates y la ecuación de SDR (Schlumberger-Doll Research Center):

$$k_{mn} = a\phi^m \left(\frac{FFV}{BFV}\right)^n$$

$$K_{sdr} = b\phi^m (T_{2LA})^n$$

La ecuación de Timur Coates calcula la permeabilidad utilizando la porosidad total y la relación entre el volumen de fluido adherido (FFV y BFV, por sus siglas en inglés). La transformación de SDR se basa en la media logarítmica de T_2 y la porosidad total.

Si bien se puede utilizar el método de porosidad de alta resolución comentado anteriormente para derivar la permeabilidad de SDR y de Timur-Coates de alta resolución, existe una forma alternativa que puede ofrecer mejores resultados en ambientes con alto nivel de ruido. Se ha observado que la suma de todas las amplitudes de los ecos es proporcional al producto de la porosidad promedio de T_2 . Esta suma, a su vez correlaciona con la permeabilidad. Además la suma de los ecos tiene una relación señal-ruido elevada de manera que se puede interpretar sin ampliamiento, con lo cual se obtiene una medición con mayor resolución vertical.

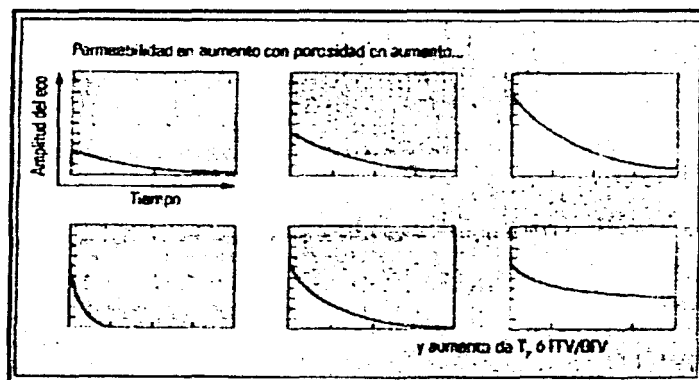


FIG 2.28. Permeabilidad y la señal de T_2 de RMN. En la hilera superior se observa una serie de señales de RMN hipotéticas envolventes del decaimiento de la amplitud del eco para porosidades y permeabilidades en aumento, en las cuales el tiempo de decaimiento de T_2 permanece constante. La hilera inferior muestra una serie de señales en las cuales la porosidad se mantiene constante, pero el tiempo de decaimiento de T_2 y la permeabilidad calculada aumentan de izquierda a derecha. El área comprendida bajo la envolvente del decaimiento de la amplitud del eco y la permeabilidad calculada, aumentan con la porosidad y el tiempo de decaimiento

El nuevo indicador de la permeabilidad Resonancia Magnética Nuclear de alta resolución, se deriva de la suma de las amplitudes de los ecos y es directamente proporcional al área comprendida dentro de la envolvente de decaimiento del eco (figura 2.29). La resolución vertical alcanzada con esta técnica novedosa es igual a la

apertura de la antena de la herramienta, más la distancia recorrida durante la secuencia CPMG, más el tiempo de polarización. La resolución vertical así obtenida, por lo general es de 7 a 9 pulgadas (18 a 23 cm) para la herramienta CMR-Plus.

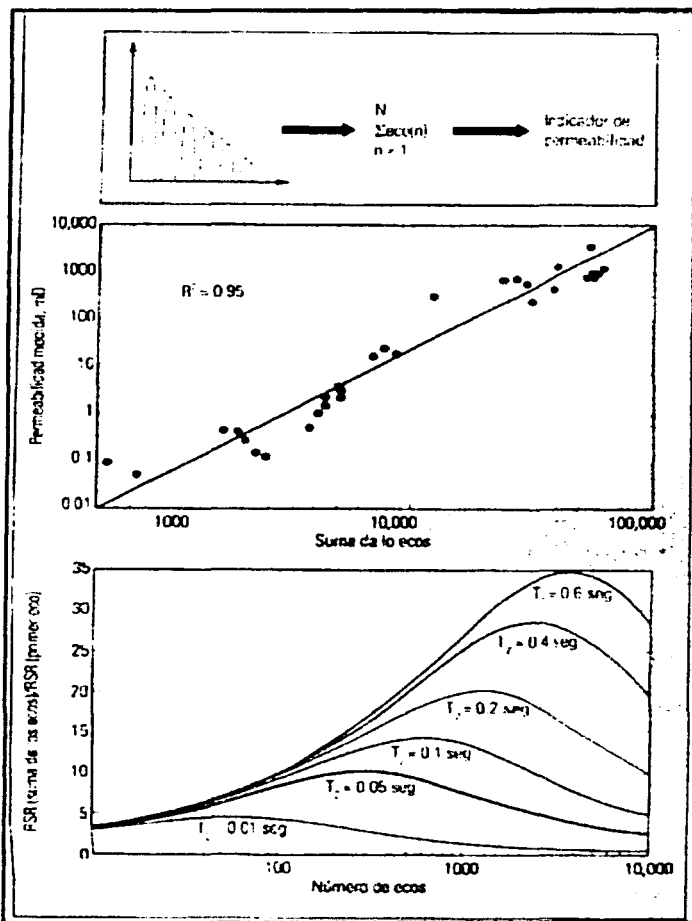


FIG2.29. Indicador de permeabilidad de RMN de alta resolución. El nuevo indicador es simplemente la suma de las amplitudes del eco (arriba) y es directamente proporcional al área de la envolvente de decaimiento del eco. El indicador de permeabilidad de alta resolución por suma de ecos, se compara con las permeabilidades medidas en el laboratorio sobre 30 muestras de núcleos provenientes de cuatro pozos de diferentes partes del mundo (centro). La correlación lineal ($R=0.95$) es transformaciones de permeabilidad basadas en las mediciones de RMN convencionales. La curva de alta resolución que aparece en la gráfica fue calibrada para una suma de 600 ecos. El prefactor y el exponente utilizados en el cálculo se ajustan de acuerdo con las condiciones locales. El aumento de la relación señal-ruido (RSR, abajo) y, por lo tanto, el número óptimo de ecos utilizados en el cálculo, depende de la tasa de decaimiento de la señal de T_2 propia de la formación.

Los pozos terminados en yacimientos de baja a moderada permeabilidad, con frecuencia requieren, estimulación por fracturación hidráulica para asegurar la rentabilidad de la producción. Dado que el tratamiento de fracturación por lo general representa el costo más alto asociado con la terminación, los operadores tratan de encontrar los métodos de estimulación que resulten más efectivos desde el punto de vista más económico.

La efectividad de un tratamiento de estimulación puede verse sumamente afectada por la permeabilidad del yacimiento. Tradicionalmente, para diseñar las terminaciones de los pozos se utilizan datos de permeabilidad obtenidos a partir de núcleos laterales (testigos laterales, muestras de pared) rotativos y núcleos de percusión, en combinación con las pruebas de presión transitoria y el ajuste de los datos con la historia de producción. La documentación de las historias de producción es demorosa y solo resulta de utilidad para operaciones de reparación. Por otra parte, la adquisición de núcleos implica riesgos mecánicos, y a menudo resulta sumamente costosa. Con frecuencia, el análisis de los núcleos en el laboratorio no representa exactamente las condiciones de permeabilidad en el fondo, y, en el mejor de los casos, sólo proporciona una pequeña muestra que podría no ser respectiva de la zona de interés. El método preferido para el análisis de la presión transitoria comprende un periodo de afluencia, seguido de un periodo de cierre y de restauración de la presión, lo que implica una dotación numerosa de personal y elevados costos de equipamiento. Por otra parte, hay que considerar los gastos de bajar tubería de producción en potenciales trabajos de reparación, además de la demora en la producción posterior a la estimulación a causa de una prueba de presión.

Dado que los datos de permeabilidad por lo general son dispersos, el ingeniero responsable de la estimulación puede deducir una permeabilidad compuesta. Esta es, por lo general, una permeabilidad promediada volumétricamente, que en algunos casos se obtiene a partir de muestras no representativas de zonas de interés o zonas de alta permeabilidad. Además, cuando no se dispone de datos de permeabilidad detallada y continua, a menudo se opta por diseñar una fractura en un sola etapa, tomando como base el promedio de la resistencia de la roca y la permeabilidad de esa zona. Con frecuencia, el resultado es un diseño inadecuado de la fractura.

Por ejemplo, un diseño de estimulación poco óptimo o incorrecto basado en la permeabilidad compuesta, podría resultar en una fractura de longitud insuficiente y con una gran extensión vertical y poco práctica. Un diseño óptimo requiere un conducto estrecho y profundo que penetra en la formación. Para perfeccionar los modelos de estimulación hidráulica y superar las limitaciones tradicionales inherentes a la obtención de datos de permeabilidad, los ingenieros de estimulación y los operadores han investigado métodos para calcular los registros de permeabilidad en forma confiable con las herramientas de registro. Si se comprende la distribución de la permeabilidad de alta resolución en la zona de producción, se logra optimizar el tratamiento de estimulación, porque pueden mapearse las vetas de mayor permeabilidad e incluirse correctamente en el diseño del fracturamiento.

La permeabilidad derivada de mediciones de estos registros pueden proporcionar información precisa y continua en un programa de diseño de estimulación de múltiples capas

De no contar con datos de permeabilidad de calidad, el ingeniero encargado de la estimulación se habría engañado por los resultados de la simulación, como

ocurrió en el primer modelo. Para alcanzar la longitud deseada de la fractura, era necesario incrementar el programa de bombeo, es decir, utilizar mayores gastos de bombeo y mayores volúmenes de fluido y de apuntalante, con lo cual el trabajo de estimulación resultaría más costoso y menos eficiente. La posibilidad de que se produzca un taponamiento es mucho más alta cuando el trabajo se encuentra sobredimensionado.

En ciertos casos, el costo que implica recolectar todos los datos para optimizar la geometría de la fractura no permite su total desarrollo, lo cual conduce a una estimulación por debajo de los niveles óptimos.

En estas circunstancias los datos continuos de permeabilidad proporcionados por estas medidas, le permiten al ingeniero de estimulación considerar diseños de estimulación por capas. Por ejemplo, las zonas de mayor permeabilidad pueden ser estimuladas en forma efectiva con una fractura más pequeña, más corta y de menor costo, para obtener resultados inmediatos de producción. Posteriormente, una vez que esta suma se ha estado en producción por cierto tiempo, la presión del yacimiento en la zona de alta permeabilidad disminuye, con lo cual se produce un aumento en el contraste de las tensiones entre la zona de gas y las capas de lutita. Este aumento en el contraste de las tensiones permite realizar una segunda fractura de estimulación, que penetre una mayor profundidad en la zona de menor permeabilidad, sin riesgo de aumentar la altura de la fractura.

Los datos petrofísicos cuantitativos se aplican cada vez más en los simuladores numéricos utilizados para el manejo de los yacimientos. Se comparan los análisis de laboratorio de la Resonancia Magnética Nuclear y análisis convencionales realizados sobre los núcleos, con el fin de optimizar un nuevo algoritmo para estimar la permeabilidad a partir de estas mediciones.

Uno de los beneficios de la porosidad medida por esta herramienta, es que resulta independiente de la mineralogía presente en la roca de la formación. Las amplitudes de eco dependen solo del contenido de hidrógeno de los fluidos de la formación, y no se ven afectados por las propiedades volumétricas de la roca, como ocurre en los registros de densidad o neutrón. Esto permite realizar, con mayor facilidad, un análisis petrofísico en las mineralogías complejas; por ejemplo, evaluar la saturación de agua en calcáreos con inclusiones de anhidritas.

Sin embargo, dentro de la industria petrolera existe cierto temor de que el método de estos registros no funcione tan bien como se suponía en los yacimientos de carbonatos. El problema surge por la existencia de incertidumbres en los mapeos entre las distribuciones del tamaño del poro en los carbonatos, lo cual produce valores incoherentes en los valores de corte de T_2 necesarios para distinguir los fluidos libres de los fluidos adheridos, y conduce a cálculos de permeabilidad y predicciones de corte de agua poco confiables. Algunas de las posibles causas son la difusión de los protones en movimiento entre los microporos y los macroporos, las variaciones en la rejabilidad de la superficie respecto a la temperatura y la mineralogía, y la presencia de sistemas de poros variables y complejos.

Las interpretaciones tradicionales de las mediciones de Resonancia Magnética Nuclear en las rocas saturadas de agua, suponen que la distribución de T_2 y las distribuciones de los tamaños del poro se encuentran directamente relacionadas. La difusión de los protones en movimiento entre los poros es despreciable y se supone que la relajación de cada poro se encuentra controlada por el coeficiente de

relajabilidad de la superficie del grano. Con este modelo de interpretación, se obtiene como resultado un tiempo de relajación del volumen de fluido, que es lento en los fluidos con gran movilidad (agua y petróleo liviano), y el proceso de relajación de la superficie, que depende de la relación entre el volumen de poro y el área de la superficie. El agua, el petróleo liviano y el gas natural atrapados en los poros grandes decaen más lentamente, mientras que los fluidos confinados en los poros en los que existe una relación pequeña entre el volumen del poro y el área de la superficie-como los fluidos adheridos a las arcillas-experimentan un decaimiento mucho más rápido debido a la mayor frecuencia de choques con la superficie del poro. Este conocido modelo de la interpretación, permite explicar las distribuciones de T_2 unimodales, que limitan la capacidad de medición para predecir la permeabilidad y el fluido movable.

Los últimos desarrollos en la investigación de la Resonancia Magnética Nuclear explican por que el enfoque convencional pierde validez en los carbonatos con grano sosten, que tienen sistemas dobles de micro y macro-poro es estrecha proximidad (figura 2.30). La descomposición se debe a la difusión de los protones en movimiento, entre los microporos y los macroporos. Este resultado fue comprobado utilizando simulaciones numéricas y modelos analíticos para evaluar los procesos físicos que subyacen en las mediciones, en las rocas con las mismas características que las que se encuentran por lo general en los yacimiento carbonatados del Medio Oriente (figura 2.31). El fenómeno de difusión, provoca la disminución, provoca la disminución del área correspondiente al pico corto de T_2 ; la fracción de porosidad asociada con los microporos. Al mismo tiempo, la posición del pico de T_2 más alto, se traslada a los tiempos más cortos. Actuando en forma conjunta, estos dos efectos tienden a hacer coincidir los dos picos y producir una distribución bimodal que se espera encontrar en un sistema de doble porosidad.

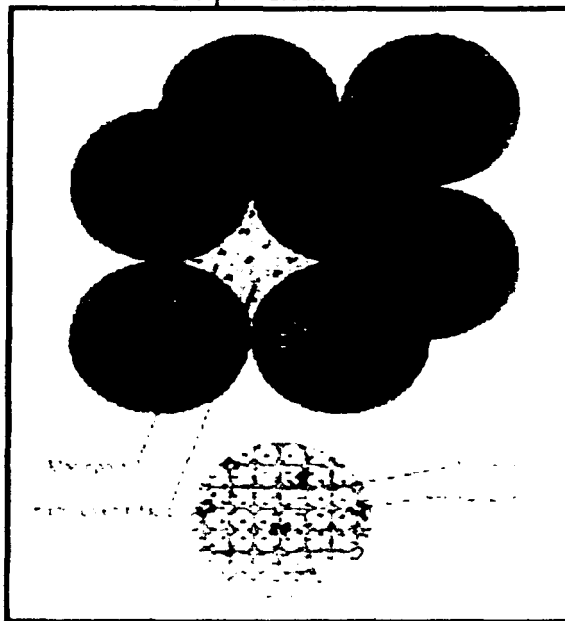


FIG.2.30. Modelo tridimensional basado nun empaquetamiento periódico de granos microscópicos

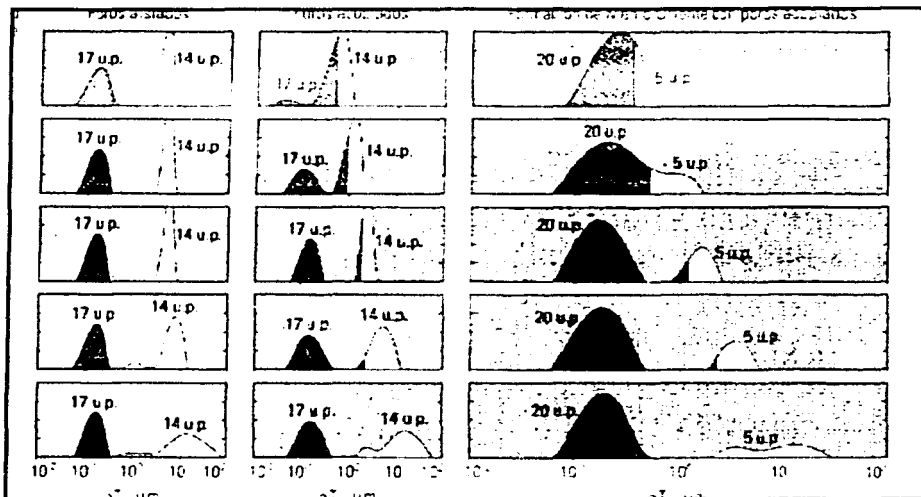


FIG. 2.31 Efecto de la difusión sobre los sistemas de poros inter granulares e intra granulares. Se muestran las distribuciones de T_2 a partir de simulaciones de formaciones de carbonatos.

A continuación se da una breve explicación de las propiedades petrofísicas que a partir de la Resonancia Magnética Nuclear se pueden obtener:

Porosidad: Varios estudios del laboratorio demuestran que la porosidad medida por la Resonancia Magnética Nuclear está muy próxima a la porosidad medida en los núcleos, obtenida con métodos de flotación (figura 2.32).

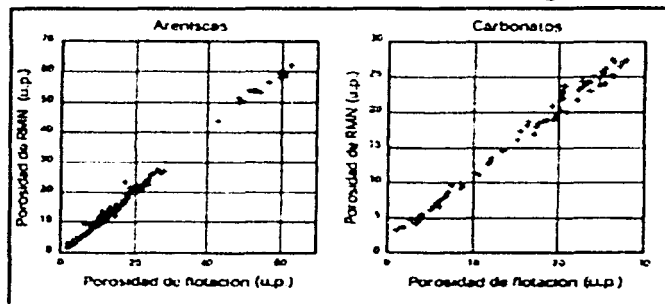


FIG. 2.32. Comparación de la porosidad de RMN y de flotación en una amplia variedad de núcleos tomados de areniscas y carbonatos.

Fluido libre: por lo general, el decaimiento T_2 se transforma en una distribución acumulada de T_2 mediante una inversión matemática (ver fórmula de pag. 45). Luego de esta transformación, el área total debajo de la curva representa la porosidad, y la señal a cada tiempo de decaimiento representa el volumen para dicho T_2 . Es posible definir un valor de T_2 como punto de corte, T_2 -corte, que divide la porosidad entre el fluido libre, proveniente de los poros más pequeños ubicados por encima del punto de corte, y del fluido inmóvil, ya sea adherido por las fuerzas capilares o las fuerzas de corte. Se ha comprobado que en muchas areniscas T_2 -corte es aproximadamente 33 mseg. En los carbonatos es de 100 mseg. Una vez determinando este punto de corte, se lo puede aplicar a los registros de CMR para

obtener un registro continuo de fluido libre e inmóvil. En algunos casos, se puede separar el agua de las arcillas del agua absorbida por la acción capilar aplicando un punto de corte de 1 a 3 mseg (figura 2.33)

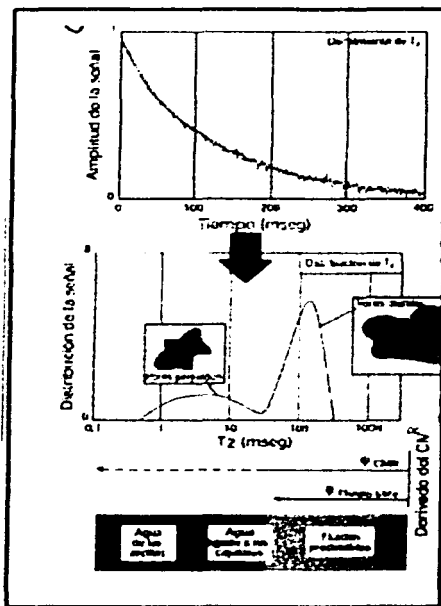


FIG 2.33. El decaimiento T_2 se invierte matemáticamente para obtener una distribución que pueda relacionarse con el tamaño de los poros y el agua libre o inmóvil.

Sin embargo T_2 -corte varía de acuerdo con las formaciones y debería ser recalibrado mediante experimentos realizados en el laboratorio en los tapones de los núcleos. Para ello, se mide la señal de la Resonancia Magnética Nuclear del tapón saturado con agua; y se conviene luego en una distribución acumulada de T_2 comenzando por los poros más pequeños o los T_2 más cortos (figura 2.34A). A continuación, se procede a desaturar la muestra- en general por centrifugado- y se mide el volumen de agua irreducible obtenido mediante técnicas de pesada, o bien se calcula a partir de una mediación del tapón desaturado. La intersección de este volumen de agua irreducible obtenido mediante técnicas de pesada, o bien se calcula a partir de una medición del tapón desaturado. La intersección de este volumen de agua irreducible con la distribución acumulada de T_2 , define el punto de corte buscado (figura 2.34B). Como era de esperar, la señal de estos registros de la muestra desaturada representa la señal mínima por encima del punto de corte.

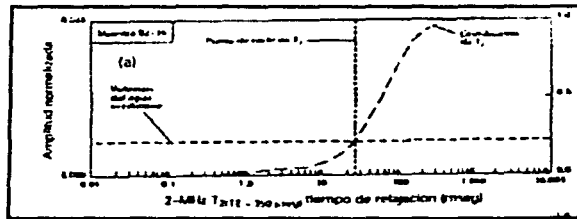


FIG. 2.34A. Ejemplo de determinación de T_2 -corte por la intersección del volumen de agua irreductible con la distribución acumulada de T_2 obtenida con la muestra saturada con la salmuera.

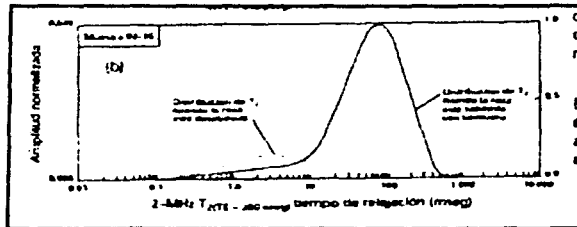


FIG. 2.34B. La distribución de T_2 desaturada confirma el punto de corte al mostrar un volumen casi nulo por encima del T_2 -corte.

En la figura de abajo se aprecia el grado de coincidencia entre el agua libre y el agua removida por la Resonancia Magnética Nuclear.

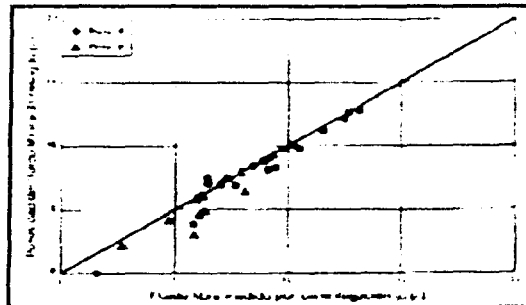


FIG. 2.35. Comparación del fluido libre medido por centrifugado con el fluido libre por encima de T_2 -corte a 33mseg, en las muestras extraídas en dos pozos.

Permeabilidad: la mayoría de las fórmulas utilizadas para estimar la permeabilidad implican combinaciones de porosidad y alguna estimación del tamaño de las gargantas de los poros. Si bien es cierto que los tiempos de decaimiento de la resonancia magnética dependen del tamaño de los poros, en muchos casos están

relacionados con el tamaño de las gargantas. Por lo general se utilizan dos transformaciones.

La primera de ellas emplea al promedio logarítmico de T_2 (T_2 -log) como indicador del tamaño de la garganta de poro:

$$K = a \cdot \phi I (T_2 - \log)^2$$

donde ϕ es la porosidad expresada como fracción, y "a" es una constante que depende de la formación y que por lo general es igual a 4md/mseg^2 para las areniscas, y a $0,4 \text{md/mseg}^2$ para los carbonatos. Esta correlación fue desarrollada para medir la permeabilidad en las rocas clásticas saturadas con salmuera, en las cuales la distribución de T_2 constituye una adecuada representación de la distribución del tamaño de los poros. En la figura 2.36 es un ejemplo típico de los buenos resultados obtenidos.

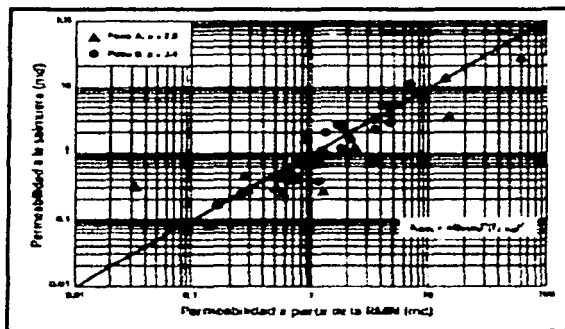


FIG.2.36. Comparación de la permeabilidad a la salmuera y la permeabilidad estimada por RMN utilizando la ecuación anterior, en los dos pozos.

La segunda transformación utiliza la relación entre el agua libre (F.F.I.), y el agua de las arcillas (B.F.V.) como indicador del tamaño de la garganta:

$$K = a' \phi I (FFI/BFV)^2$$

donde a' es una constante que depende de la formación y que, por lo general, es de 10,000 md en las areniscas, FFI es el índice de fluidos libres, y BFV es el volumen de fluidos ligados a la formación. En las ecuaciones anteriores, ϕ representa la porosidad de los núcleos medidos en el laboratorio (determinada por los métodos de flotación) o bien la porosidad de RMN. En la interpretación de los registros, ϕ se toma, por lo general, como la porosidad de la herramienta fluido libre, siempre es conveniente recalibrar los coeficientes de las fórmulas de permeabilidad para un yacimiento específico por medio de las mediciones de laboratorio en los tapones de los núcleos. Los carbonatos, en particular, requieren estudios especiales.

Cuando los poros contienen más de un fluido, el modelo se complica. En una roca mojada por agua, el petróleo no está en contacto con la superficie de los poros. Dado que en el caso de los petróleos livianos e intermedios, la interfaz petróleo-agua es una superficie que no sufre decaimiento magnético, el petróleo decae con el T_2 de la masa de petróleo, independientemente del tamaño del poro (figura 2.37). Los petróleos muy viscosos tienden a comportarse como un sólido y puede producirse un decaimiento en la superficie.

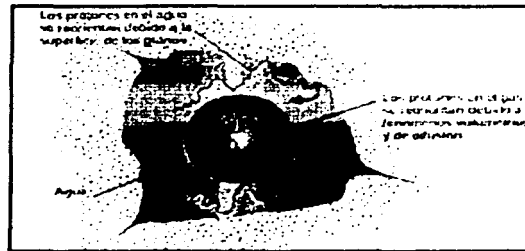


FIG.2.37. En las rocas mojadas por agua, los hidrocarburos sólo decaen por mecanismos volumétricos y de difusión. La interfaz agua- hidrocarburo no es una superficie de decaimiento, excepto cuando se trata de petróleo de gran viscosidad

Los datos experimentales demuestran (figura 2.38) que el promedio logarítmico T_2 del petróleo (T_2 -log) guarda una estrecha relación con su viscosidad. Cuanto más viscoso sea el hidrocarburo, mayor será la interacción de los núcleos de hidrógeno entre sí y mayor será la velocidad de decaimiento. En la práctica, los crudos tienen un amplio espectro de T_{2s} , que varía dentro de una de cada logarítmica (figura 2.38). El bitumen, cuya viscosidad es superior a 100.000cp y cuyo T_2 -log es inferior a 0.3 mseg presenta una señal notaria, pero que es demasiado veloz para poder registrarla. Por lo tanto, en las rocas saturadas de bitumen la porosidad RMN es pequeña y mucho menor que la porosidad real. Los petróleos pesados aparecen como "fluidos adheridos", mientras que los crudos livianos y el filtrado de lodos a base aceite normalmente aparecen como "fluidos libres". Los crudos medianos pueden aparecer como cualquiera de los tipos, dependiendo de la viscosidad del fluido en las condiciones del yacimiento.

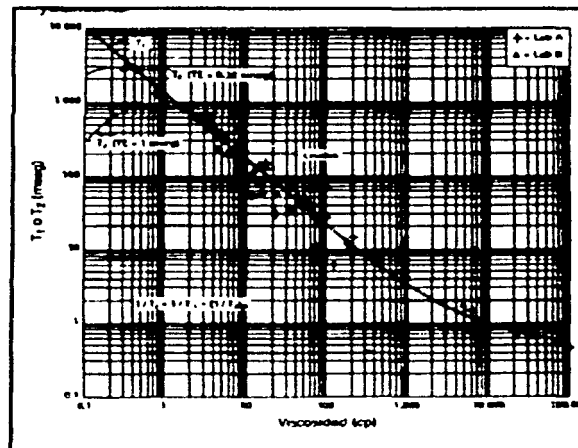


FIG.2.38. Promedio logarítmico de T_2 versus viscosidad del petróleo. Muestras del campo Beldirge. Muestra de campos petrolíferos de distintas partes del mundo y estándares de viscosidad del petróleo (cruces).

Movilidad: algunas rocas son mojadas por el petróleo, o bien contienen un porcentaje de la porosidad mojada por petróleo. Se considera que la invasión de ciertos filtrados, en especial aquellos de los lodos a base aceite, pueden modificar la mojabilidad de una roca. En un poro mojado por petróleo, el petróleo sufre un decaimiento en la superficie con una tasa de decaimiento que es igual a una cuarta de agua. Por lo tanto, los petróleos livianos decaen con mayor rapidez en los poros mojados por petróleo que los poros mojados por agua. Sin embargo, es posible que los petróleos pesados no sufran el mismo efecto, puesto que el decaimiento total dependerá esencialmente del T_{2B} . En el caso de poros mojados por petróleo, se deben establecer la ecuación de permeabilidad en forma empírica adaptando los coeficientes de la ecuación de permeabilidad en forma empírica adaptado de las dos ecuaciones anteriores de acuerdo con los datos de los núcleos y de las pruebas de la formación en cuestión.

El índice de hidrógeno (I.H.): el I.H. de un fluido es la cantidad de hidrógeno que contiene con la relación al agua. En la mayoría de los crudos medianos el I.H. es igual a 1, pero en los crudos pesados por lo general es menor que 1 (figura 2.39). En el caso de los crudos livianos también puede ser menor que 1 cuando existe una gran cantidad de gas disuelto.

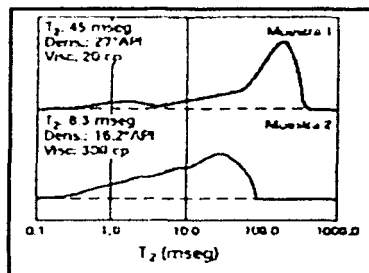


FIG.2.39. Distribuciones de T_2 en dos muestras de petróleo extraídas de núcleos de la pared del pozo. La viscosidad estimada a partir de la gravedad API utilizando las tablas publicadas.

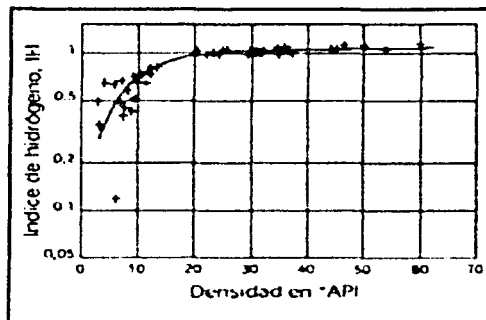


FIG.2.40. IH como función de la gravedad API para una serie de crudos muertos a 4 a 60° API a 77°F. En condiciones del fondo del pozo, los crudos livianos pueden tener gran cantidad de gas disuelto, lo que reduce el índice de Hidrógeno

II.4.1 DETECCIÓN Y GENERACIÓN DE LA RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

Dado que la técnica de la Resonancia Magnética Nuclear forma parte de muchos de los últimos avances en el campo de la evaluación de formaciones, se presenta un resumen de los principios y las bases petrofísicas base de la detección y generación de la resonancia magnética.

Muchos núcleos atómicos poseen un momento magnético y se comportan como imanes en rotación (figura 2.41). Estos imanes interactúan con los campos magnéticos externos y producen señales medibles que se pueden maximizar si los campos oscilan a la frecuencia de resonancia de un núcleo en particular. Los registros basados en la técnica de Resonancia Magnética Nuclear utilizan esta señal para medir la cantidad y la distribución del hidrógeno. El hidrógeno tiene un momento magnético relativamente grande y da una indicación directa de los fluido contenidos en los poros.

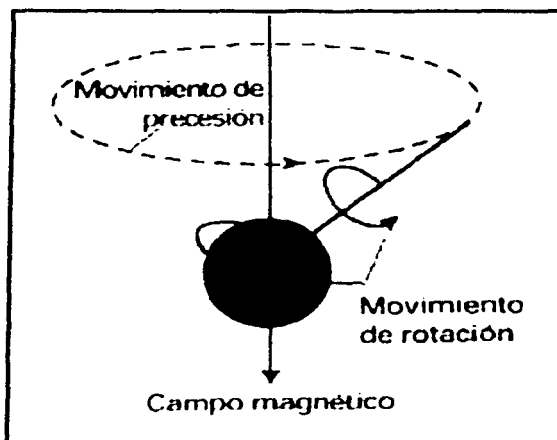


FIG2.41. Los protones se comportan como imanes en rotación. Una vez que se ha perturbado el equilibrio, giran en precesión como un trompo en el campo magnético estático.

Las mediciones consisten en una serie de manipulaciones de los núcleos de hidrógeno (protones). Una secuencia de mediciones comienza con una alineación de los núcleos de hidrógeno, seguidos por perturbaciones que causan la inclinación y precesión de los ejes de rotación de los protones, seguidos con defasajes y refocalización repetidos (figura 2.42). La alineación de los protones (a) se obtiene aplicando un campo magnético grande B_0 . Dicha alineación toma un tiempo finito caracterizado por la constante de tiempo T_1 . La perturbación del eje de rotación de los protones (b) se genera al transmitir un campo magnético oscilante B_1 perpendicular a la dirección de B_0 . la inclinación del eje de rotación de los protones se controla con la intensidad del campo B_1 y su tiempo de activación. La frecuencia de oscilación se escoge de tal modo que coincida con la frecuencia de resonancia del hidrógeno en el campo B_0 .

Una vez que los ejes de los protones se han inclinado de acuerdo al nuevo campo existente, inclinan un movimiento de precesión en el plano perpendicular a B_0 (c). Esto genera un campo magnético pequeño que es detectado como una señal por la misma antena que transmite el campo B_1 . Esta señal decae a medida que los protones pierden sincronización debido a las variaciones de B_0 y a interacciones moleculares (d). La desincronización causada por las variaciones de B_0 se pueden restaurar temporalmente mediante manipulaciones de enfoque repetidas. Luego de cada resincronización, o eco, la señal habrá perdido energía debido a las interacciones moleculares de acuerdo con una constante de tiempo T_2 , conocida como decaimiento (o relajación). T_1 y T_2 son diferentes pero se encuentran estrechamente relacionadas, la relación entre T_1 y T_2 varía entre 1, 5 y 2,5 en la mayoría de las rocas saturadas con agua. La medición de la constante T_2 constituye la medición de registro que se utiliza con mayor frecuencia, pues requiere de un tiempo más breve para su registro y resulta más conveniente para un registro continuo.

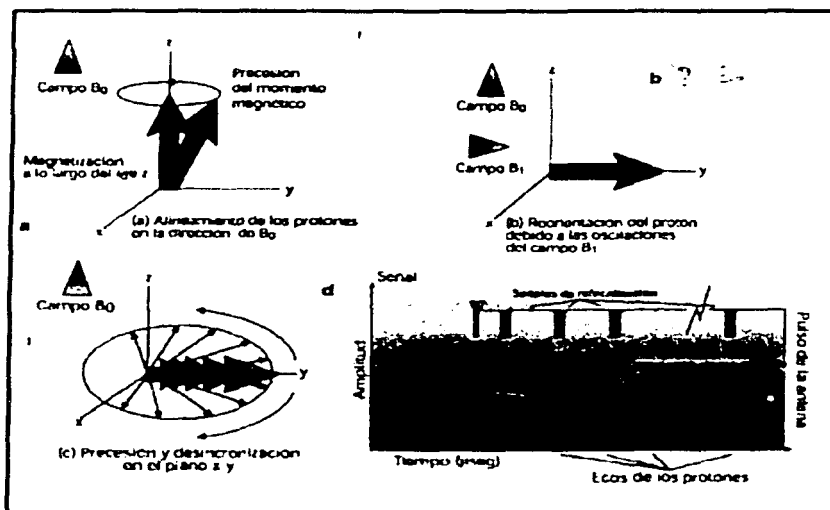


FIG. 2.42 Distintas etapas en la manipulación de los protones para crear la señal de RMN.

El resultado básico de la medición es el decaimiento o relajación (T_2) de la señal de estos registros. La amplitud de la señal inicial puede ser calibrada directamente en función de la población total de protones, o sea la porosidad en las rocas. La velocidad de decaimiento depende de la intensidad de las diferentes interacciones moleculares y es la suma de varios decaimientos, veloces y lentos, generados en diferentes puntos de la muestra.

En base a este hecho, los decaimientos se pueden dividir en tres componentes: uno debido a las interacciones con la superficie de poro, T_{2S} , otro debido al decaimiento del fluido contenido en los poros, T_{2B} , y un tercero debido a la difusión de los protones en el gradiente de campo magnético, T_{2D} . El valor de T_{2S} depende del tamaño de los poros: cuanto mas pequeños sean los mismos, mayor será el número de protones cercanos a sus paredes y decaerán con mayor velocidad. El valor de T_2 se puede representar como:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2D}}$$

donde:

$$\frac{1}{T_{2S}} = \rho \frac{S}{V}$$

El parámetro de T_{2S} es función de ρ , el decaimiento por unidad de superficie; S la superficie de los poros y V , el volumen del poro.

Esta relación para T_{2S} es estrictamente válida sólo si el decaimiento en cada poro es independiente de los otros poros, y si los protones se difunden con la superficie velocidad para que el proceso de magnetización resulte uniforme en toda la superficie de los poros (límite de difusión rápida). Estas condiciones son normalmente válidas, con algunas excepciones, como ocurre con la microporosidad, en que es posible que los poros no sean independientes, y en los casos de poros de gran tamaño, cuando de la difusión puede no ser lo suficientemente rápida. El valor de T_{2D} es despreciable, excepto en el caso del gas, debido a los bajos campos magnéticos existentes y, por lo tanto, los gradientes de campo utilizados también son bajos. En el caso del agua pura T_{2B} puede ser importante cuando se encuentran poros de gran tamaño (T_{2S} prolongado), o en filtrados de lodos en los que T_{2B} es reducido debido a la presencia de iones paramagnéticos. En general, el decaimiento T_2 en las rocas saturadas con resultados de otros sistemas de medición del tamaño o de las gargantas de los poros, tales como la presión de inyección de mercurio.

Las modernas herramientas de registros de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) utilizan potentes imanes permanentes para crear un intenso campo magnético estático (B_0) de polarización dentro de la formación. Los núcleos de los átomos de hidrógeno (protones) del agua y de los hidrocarburos, poseen una carga eléctrica positiva que al rotar sobre sí mismos generan débiles campos magnéticos, comportándose como pequeñas agujas imanadas. Cuando el intenso B_0 de la herramienta atraviesa una formación que contiene fluidos, sus protones se alinean a lo largo de B_0 , como lo hace una aguja en una brújula. Este proceso da origen a la magnetización, que aumenta en forma exponencial, alcanzando un valor de equilibrio, con una constante de tiempo T_1 , y que se mantiene mientras continúe presente B_0 . El pulso de radiofrecuencia, que es también generado por la misma herramienta, produce la rotación de los protones, que se traduce en idéntica rotación de la magnetización, hacia, por ejemplo, el plano perpendicular o transversal a B_0 . Esta magnetización, inmediatamente luego de concluido el pulso, comienza un movimiento de precesión alrededor de B_0 , de la misma manera que un trompo adquiere el movimiento de precesión en el campo gravitacional terrestre.

La frecuencia de precesión, denominada frecuencia Larmor, es proporcional a la intensidad de B_0 . La precesión de la magnetización genera un campo magnético oscilante que, a esta frecuencia, induce un pequeño voltaje-la señal nuclear-que por lo general es de unos pocos microvoltios, y, que es convenientemente amplificada por la herramienta. La amplitud total de la señal mide el contenido total de hidrógeno, o porosidad, de la formación.

La velocidad o tasa de decaimiento de la señal se denomina tiempo de relajación transversal, T_2 , y es la segunda medición clave de la Resonancia Magnética Nuclear, por que depende del ambiente en el que se encuentra el fluido, es decir de la

distribución de tamaño de poros. La variable T_2 es la constante de tiempo que caracteriza el decaimiento de la componente transversal de la magnetización. Depende de tres factores: la relajación intrínseca del fluido; la relajación superficial, que es un efecto ambiental; y la relajación derivada de la difusión en un gradiente de B_0 , que es una combinación de efectos ambientales y de la herramienta.

Además, la componente transversal de la magnetización desaparece rápidamente debido a las inhomogeneidades de B_0 . Este proceso se conoce como el decaimiento de la inducción libre, y la secuencia de pulsos de Carr-Purcell-Meiboom-Gill (CPMG) se utiliza para compensar el rápido decaimiento de la inducción libre, producida por dichas inhomogeneidades.

Las tres contribuciones a T_2 desempeñan una función importante en el uso de la distribución de T_2 para su aplicación en los registros de pozos. Por ejemplo, la contribución de la relajación intrínseca del fluido se debe principalmente a la interacción magnética entre los protones de las moléculas del fluido, la que a menudo se denomina interacción espín-espín.

El movimiento molecular del agua y del petróleo liviano es rápido, de manera que la relajación es insuficiente y da origen a T_2 largos. Sin embargo, a medida que los líquidos se tornan más viscosos, los movimientos moleculares se hacen más lentos. Es por eso que los campos magnéticos que fluctúan debido a su movimiento relativo, se acercan a la frecuencia de precesión de Larmor y las interacciones de relajación magnética espín-espín se vuelven mucho más efectivas, dando origen a T_2 cortos. De esta manera se puede identificar el betumen y los petróleos viscosos, puesto que sus T_2 son menores que los del petróleo liviano o el agua.

Los fluidos que se encuentran cercanos o en contacto con la superficie de los granos, relajan mucho más rápido que aquellos alejados de dichas superficies. Debido a las complejas interacciones que ocurren entre los protones de los fluidos y los átomos de impurezas paramagnéticas en la superficie de los granos, existe una alta probabilidad caracterizada por el parámetro de relajación de la superficie de que el protón relaje rápidamente cuando se encuentra próximo a la superficie de los granos. Para que el proceso de relajación superficial sea la contribución dominante a T_2 , los protones deben interactuar con la superficie del poro, y esto lo logran gracias al proceso de difusión que se origina en el movimiento browniano. Es claro que a menor tamaño de poro en la formación, mayor es la frecuencia con la que los protones "visitan" e interactúan con la superficie del poro, dando origen de esta forma a T_2 más cortos. Este es el fundamento en base al cual se pueden afirmar que la distribución de T_2 está estrechamente vinculada con la distribución de tamaño de poros.

Tradicionalmente, la porosidad total que se observa en las formaciones se origina de tres componentes principales: la porosidad del fluido libre, con T_2 largos; el agua ligada a los capilares, con T_2 superior a 3 mseg y menor que el T_2 de corte para el fluido libre; y por último, el agua adherida a la arcilla con T_2 cortos inferiores a 3 mseg. Debido al perfeccionamiento tecnológico de estas herramientas que tuvo lugar durante la última década, el menor espaciamiento entre los ecos permite determinar más componentes de la porosidad, incluyendo la señal del agua adherida a la arcilla. Actualmente, por ejemplo, las herramientas CMR-200 y CMR-Plus pueden medir T_2 desde 3ms mientras realiza la operación de registro en forma continua, y desde 0.1mseg durante mediciones estacionarias

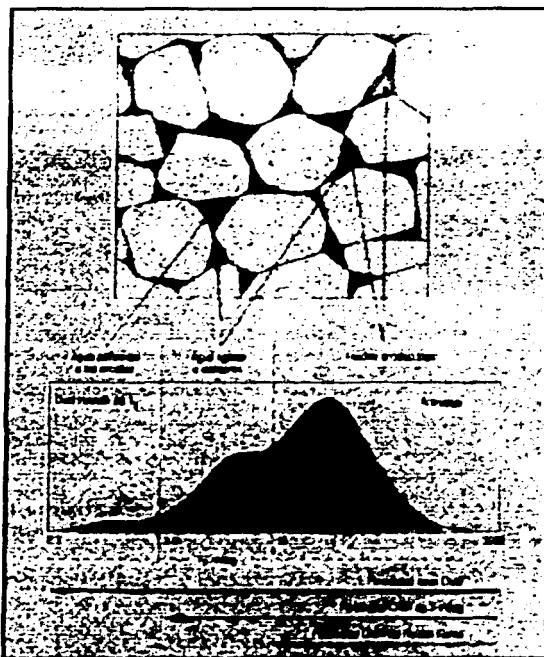


FIG.2.43.Utilización de la distribución de T_2 para identificar los componentes de fluidos en los yacimientos de areniscas. En las rocas de areniscas mojadas por el agua, la distribución del tiempo T_2 refleja la distribución del tamaño de los poros de la formación. Los fluidos que serán producidos son el agua libre y las acumulaciones de petróleo aportan componentes de T_2 más largos. El agua ligada a los capilares se mantiene adherida a los granos de arena por tensión superficial y no se podrá extraer. El agua adherida a las arcillas tampoco se producirá. Los componentes con T_2 más cortos provienen del agua irreductible que se encuentra más estrechamente adherida a las superficies de los granos.

La relajación debida a la difusión en el gradiente del campo B_0 es una técnica que se utiliza con frecuencia para diferenciar el petróleo del gas. Teniendo en cuenta que los protones se mueven en forma aleatoria en el fluido, todo gradiente de un campo magnético provocará una compensación incompleta con la secuencia de pulsos de la secuencia CPMG, algunos protones se desplazarán-debido al movimiento browniano-desde una región a otra de diferente B_0 , con lo cual se modificarán sus frecuencias de precesión y, en consecuencia, su fase relativas no podrán ser reajustadas correctamente. De esta forma se produce un incremento con el que se anula la componente transversal de la magnetización, es decir, la difusión de los protones produce un acortamiento de T_2 . El gas tiene una alta movilidad comparado con el petróleo y el agua, y por lo tanto, la señal de RMN de los protones del gas muestra un mayor efecto de la difusión. Es importante saber que no se requiere un gradiente de campo magnético uniforme para explotar el efecto de difusión en el gradiente. Para poder diferenciar el gas del petróleo y del agua, todo lo que se necesita es un volumen de gradiente bien definido.

II.4.2 EVOLUCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS MAGNÉTICO NUCLEARES

Fenómeno por el cual un núcleo absorbe radiación electromagnética de una frecuencia específica en presencia de un campo magnético fuerte es el conocido como RMN. Isidor Isaac Rabi (1898 - 1988), un físico estadounidense nacido en Austria, fue el primero en detectar la resonancia magnética en 1938. Desde entonces, la resonancia magnética se ha aplicado a la detección de átomos livianos (como el del hidrógeno en los hidrocarburos) y ha sido empleado como un medio no destructivo para estudiar el cuerpo humano.

El potencial de la Resonancia Magnética Nuclear, RMN provee de información de los fluidos contenidos en los poros de la formación y de la estructura del poro los cuales fueron identificados por primera vez en 1950. El primer registro de RMN fue tomado en 1960 (Brown y Ganson, 1960) y midió la señal proveniente de la precesión de los protones del campo magnético de la Tierra. Mas adelante las herramientas de registro de RMN requirieron el acondicionar el lodo de perforación con magnetita para poder eliminar la señal que viene del agujero.

Muchos avances en la interpretación del RMN ocurrieron en los 60's, incluyendo la relación entre el tiempo de relajación y la permeabilidad en las areniscas (Seevers, 1966), el concepto de índice de fluido libre (Timur, 1968) y la relación entre el tamaño del poro, fluido y propiedades de la matriz de la roca (Loren y Robinson, 1969). Una nueva versión de la herramienta del registro magnético nuclear "NML" fue desarrollada a finales de los 70's (henrick, 1979) y fue nombrada como la herramienta de registro RMN hasta que se desarrollo las herramientas de pulso RMN a finales de los 80's. Esta herramienta tiene una sensibilidad de T₂ con un límite sobre los 30 ms y se mide únicamente en el "volumen de fluido o fluido movable" en los poros de la formación. Y no se midió la distribución de T₂ en los fluidos del poro.

Un notable avance fue la herramienta de registro de eco-pulso RMN que fue emitida en 1980 (Jackson y Cooper, 1980). La herramienta de imágenes de resonancia magnética NUMAR MRIL fue introducida en 1990 y fue el primer eco-pulso que se desarrollo comercialmente (Miller, 1990). El primer registro de resonancia magnética combinable (Schlumberger) fue propuesto a finales de los 80's y principios de los 90's (Keinberg, 1992).

Un prototipo de las herramientas de CMR fue probado en campo en 1992 (Morris, 1993). El primer registro comercial fue introducido mundialmente en 1994 (Morris 1994) y tenía una sensibilidad de T₂ límite de 3ms (Freedman y Morris, 1995). Está no fue una medición rutinaria (normal) de la señal de T₂ abajo de 3ms, tales mediciones se pudieron interpretar como los resultados obtenidos en cuerpos arcillosos con agua o agua atrapada en poros pequeños.

La herramienta CMR-200 y la CMR de porosidad total (TCMR) cuando fueron desarrolladas (Freedman, 1997) procesaron un límite de la sensibilidad de T₂ en un orden de magnitudes de 0.3ms.

Las mejoras de la herramienta incluían un 50% de incremento en el radio de la señal-ruido (S/N) y un 37% de reducción en el espacio del eco (de 320µs a 200µs. El procesamiento del software del TCMR fue optimizado para un uso máximo para la

determinación de la porosidad total. Los registros TCMR habían demostrado que en la mayoría de las formaciones la herramienta era capaz de medir la porosidad total. Una directa comparación de estas medidas con la porosidad-densidad podían usarse para detectar y cuantificar el gas o hidrocarburos ligeros en lutitas y otros ambientes geológicos (Freedman, 1998).

La herramienta Combinable de Resonancia Magnética CMR, introducida por Schlumberger en 1995, se opera apoyada contra las paredes del pozo por medio de un fleje descentralizador. Una antena corta direccional, ubicada entre dos imanes optimizados, enfoca la medición de la herramienta CMR en una zona vertical de 6 pulgadas (15cm) y hasta 1.1 pulgadas (2.8cm) dentro de la formación y los adelantos electrónicos incorporados en la herramienta que mejoran la relación señal-ruido en la secuencia de adquisición de datos, permiten obtener un alto grado de precisión en las mediciones de la formación con gran resolución vertical.

Debido al aumento en el precio del crudo y a las altas tarifas de los equipos de perforación en áreas marinas, resulta cada vez más importante poder tomar decisiones en forma rápida. La última versión dentro del grupo de herramientas CMR, la herramienta CMR-Plus, contempla este aspecto. Esta nueva herramienta incluyen varias mejoras con respecto a la versión anterior, la herramienta CMR-200, que comprenden el nuevo diseño del imán con un campo prepolarizado más extenso, que permite aumentar las velocidades de registro hasta 3600 pies/hora (1097 m/h) en ambientes de relajación rápida. Se trata de una herramienta compacta, de bajo peso, y muy resistente que tiene 15.6 pies (4.8 m) de largo y pesa 450 libras (204 Kg). El diseño del patin con un bajo perfil, permite operar en pozos con diámetro u orificios de solo 5 7/8 pulgadas (15 cm) de diámetro. Cuenta con una nueva secuencia de pulsos de adquisición, denominada modo de precisión mejorada (EPM, por sus siglas en inglés) que, sumada al paquete de adelantos electrónicos, permite aumentar la relación señal-ruido y mejorar las mediciones de alta precisión para evaluar los yacimientos.

La posibilidad de obtener mediciones de Resonancia Magnética Nuclear de alta precisión en forma rápida, hace que los ingenieros perciban la producción de los pozos desde otra perspectiva. Por ejemplo, hay zonas que podrían haber sido consideradas improductivas, debido a la elevada saturación de agua y la posibilidad de que se produjera agua en exceso. De hecho, estas zonas merecían un estudio para determinar si el agua era no movable (irreductible).

Las mayores velocidades de registro que alcanzan con la herramienta CMR-Plus, les permiten a los operadores adquirir datos en forma económica en intervalos más prolongados que incluyen zonas que inicialmente no resultaban de interés.

La corporación NUMAR, subsidiaria de Halliburton, desarrolló la herramienta de Imágenes por Resonancia Magnética MRIL, que incorpora un imán largo permanente para crear un campo estático lateral en la formación. Esta herramienta se corre en la parte central del pozo y el volumen de medición consiste de una cápsula resonante cilíndrica y concéntrica de 24 pulgadas (61 cm) de longitud y aproximadamente de 0.04 pulgadas (1 mm) de espesor. El diámetro promedio de la cápsula resonante es de unas 15 pulgadas (40 cm) y se determina por la frecuencia de operación de la herramienta. En un pozo de 10 pulgadas (40 cm) y se determina por la frecuencia de operación de la herramienta. En un pozo de 10 pulgadas (25.4 cm) puede alcanzar una profundidad de investigación de 2.5 pulgadas (7.6 cm). Cuando se

cuenta con una elevada profundidad de investigación, es posible reducir la sensibilidad de la rugosidad en muchos huecos.

La última versión de la herramienta de NUMAR es la MRIL-Prime, que incorpora mejoras que permiten aumentar la velocidad y la eficiencia del registro. Está equipada con imanes prepolarizados de 3 pies (1m) ubicados por encima y por debajo de la antena, lo cual permite registrar hacia arriba y hacia abajo, y ofrece una cápsula de medición con multicápsulas de nueve frecuencias. Cada cápsula de medición se puede alternar entre las distintas cápsulas a través del cambio de frecuencia.

Los últimos desarrollos en el registro de CMR de alta resolución espacial, se derivan de un nuevo método de procesamiento optimizado para brindar respuestas de alta resolución y un esquema de adquisición de datos en EPM. En el procesamiento de alta resolución, la inversión de T_2 se realiza sin aplicar ningún promedio vertical de los datos de eco. El procedimiento de a la resolución se diferencia de la inversión convencional en varios aspectos. La inversión convencional, por lo general, utiliza entre 30 y 50 componentes de T_2 , lo que comprende la totalidad de los tiempos de relajación posibles propios de la formación y los fluidos de perforación. El proceso de alta resolución sólo utiliza entre dos y cinco componentes se seleccionan analizando la distribución de T_2 estándar, obtenida a partir de los datos apilados en cada nivel de profundidad.

Después de realizar este trabajo me he dado cuenta que es muy probable que con la introducción de nuevas mejoras tecnológicas, logre una mayor aceptación por parte de la industria del petróleo y el gas para el uso de la Resonancia Magnética Nuclear. Hoy en día, se sabe que estas herramientas ya no son instrumentos sofisticados reservados solo para expertos, sino que pueden brindar respuestas que ninguna otra herramienta les puede ofrecer, modificando en forma decisiva y concluyente los métodos de terminación de los pozos y de desarrollo de los yacimientos.

La generación actual de herramientas de Resonancia Magnética Nuclear, permite obtener información confiable sobre la porosidad y la permeabilidad de la formación, además de la caracterización de la roca y los fluidos contenidos dentro de las mismas. Las distribuciones de T_2 medidas en formaciones de arenas clásticas.

A pesar de los progresos logrados, aún quedan por resolver muchos desafíos técnicos en particular con respecto a los carbonatos. Es evidente, sin embargo, que gracias a las investigaciones que se están llevando a cabo actualmente y las experiencias de campo realizadas con herramientas de RMN, ya sea en forma exclusiva o en combinación con otras herramientas, encontrará inevitablemente nuevas aplicaciones para esta tecnología de avanzada, tendientes a lograr una mejor caracterización de yacimientos.

II.4.3 HERRAMIENTA COMBINABLE DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR CMR.

Nuestro entendimiento de las propiedades de los yacimientos tomó un drástico salto hacia adelante con la introducción del registro de Resonancia Magnético Nuclear usando el CMR que es la herramienta de Resonancia Magnética Combinable, la cual hace ahora posible el evaluar los parámetros más críticos de los yacimientos,

tales como la saturación de agua irreducible, la saturación de aceite residual y el tamaño del poro.

El registro de Resonancia Magnético nuclear es una compleja e innovadora tecnología, pero es simple de entender. Estos registros trabajan al forzar el núcleo de hidrógeno de los fluidos de la formación a girar y es entonces cuando se monitorea la razón y medio por el cual recobran la estabilidad. El resultado de estas mediciones nos da importantes pistas sobre las rocas y los parámetros de los fluidos.

La herramienta Combinable de Resonancia Magnética (CMR) esta diseñada para investigar la vía en la cual los núcleos del hidrógeno (protones) reaccionan en la presencia de un campo magnético estático y el pulso de una frecuencia de radio.

Los protones tienen momentos magnéticos y pueden comportarse como si fueran barras magnéticas giratorias. Entonces el momento magnético tiende a alinearse con el campo estático local del CMR, provisto de dos magnetos, con un tiempo, mas y mas los protones comienzan a alinearse, esto dado por un aumento en la red de magnetización. La herramienta CMR puesta a un lado de la formación, emite un pulso de señal de radio a una frecuencia, amplitud y duración la cual torna esta magnetización del núcleo a alinearse en ángulo del campo magnético local. Cuando el pulso de la señal de radio es apagado el núcleo comienza el proceso por el cual tarta de retornar a su estado original (figura 2.44)

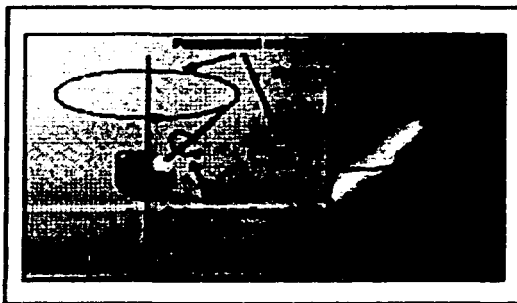


FIG.2.44. Los núcleos de hidrógeno (protones) se comportan como imanes de barra. Una vez roto el equilibrio, estos hacen un movimiento de precesión alrededor del campo magnético estático (izquierda) en la misma forma que un niño hace girar un trompo alrededor del campo gravitacional de la tierra.

Cuando esto comienza los núcleos emiten una señal la cual es medida por la herramienta de CMR. La fuerza de está señal emitida depende del número de los núcleos de hidrógeno, mientras más fluidos tenga contenidos la roca, más grande es la señal. También la razón de decaimiento de la señal -también llamada tiempo de relajación- contiene importante información sobre el tamaño del poro y hasta cierto punto, la cantidad y tipo de fluido (figuras 2.45 y 2.46)

Se tienen tres mecanismos de relajación para el RMN que influyen a los tiempos de relajación T_2 : la relajación de la superficie de la roca, la relajación por difusión molecular en el gradiente del campo magnético y la relajación por el proceso en el volumen de fluido.

Las moléculas en los fluidos están en constante movimiento (movimiento Brounoniano) y se mueven alrededor del espacio poroso, golpeando los granos de la superficie en varias ocasiones durante se toman las medidas del RMN. Cuando esto pasa, dos interacciones pueden ocurrir: la primera es que los protones de hidrógeno transfieren energía nuclear a la superficie del grano seguido de un realineamiento con el campo magnético estático, B_0 , esto contribuye a una relajación longitudinal, T_1 . La segunda es que los protones pueden ser desfasados contribuyendo a una relajación transversal T_2 . Los investigadores nos hacen notar que en las mas importantes rocas la relajación de la superficie del grano tiene una importante influencia en T_1 y T_2 . La habilidad de la superficie del grano para relajar protones es llamada superficie de relajación ρ .

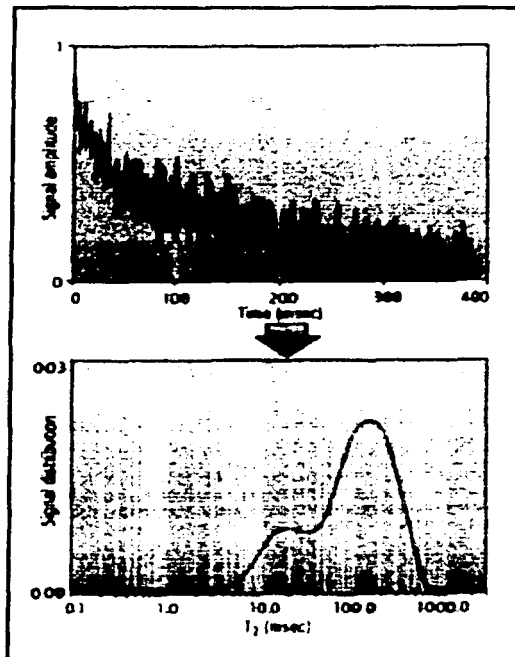


FIG. 2.45. La señal de amplitud procesada para la distribución de T_2 .

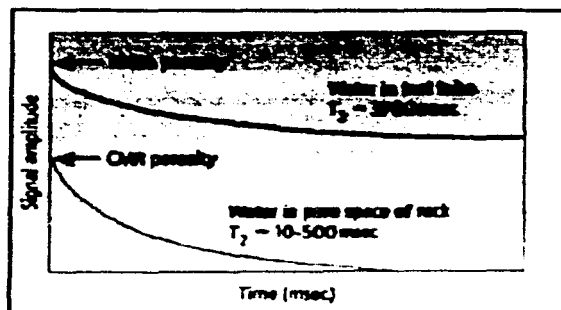


FIG. 2.46. Curvas de relajamiento. Medidas en el laboratorio.

No todas las superficies tienen la misma relajación de los protones. Por ejemplo, las areniscas son tres veces más eficientes que los carbonatos en relajar los fluidos en el poro. También las rocas con alto contenido de hierro y otros minerales magnéticos tienen largos valores de ρ que los usuales y por consiguiente pequeños tiempos de relajación de RMN.

El tamaño del poro también juega un importante papel en la relajación de la superficie. La relajación depende de que tan frecuentemente los protones choquen con la superficie y esta depende del radio de volumen –superficie (S/V) (Figura 2.47) Las colisiones son menos frecuentes en poros largos, cuales tienen una pequeña S/V : en relación con los que tienen un tiempo de relajación relativamente grande. Los poros pequeños tienen largos S/V y cortos tiempos de relajación. (figura 2.48)

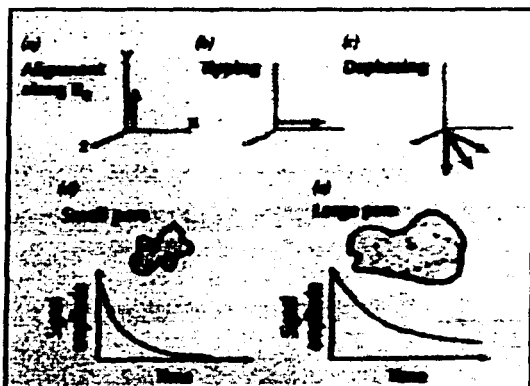


FIG.2.47. Diagramas que muestran las fases de importancia en un ciclo de medición. Las figuras abajo muestra la razón de decaimiento dependiendo de el tamaño del poro.

Para un solo poro, la magnetización giratoria nuclear decae exponencialmente, y la señal de amplitud es una función de un tiempo T_2 el que experimenta un decaimiento con características de tiempo constante, $[\rho_2(S/V)]$. Por consiguiente:

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2\left(\frac{S}{V}\right) \text{ y } \frac{1}{T_1} = \rho_1\left(\frac{S}{V}\right)$$

Las rocas tienen una distribución del tamaño de poro, la cual tiene su propio valor de S/V . La magnetización total es la suma de las señales que vienen de todos los poros. La suma de los volúmenes de todos los poros es igual a todo el volumen del fluido que satura la roca. Así que la amplitud de la señal es proporcional a la porosidad y el completo decaimiento es la suma de los decaimientos individuales, los cuales reflejan la distribución del tamaño del poro. Las mediciones de la porosidad y la distribución del tamaño del poro son los elementos claves para la interpretación de estos tipos de medidas.

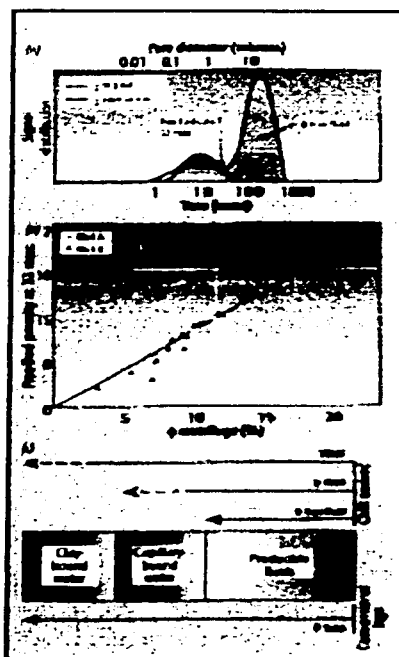


FIG2.48. Diagramas que muestra los ejemplos de laboratorio para determinar la relación entre los fluidos producibles y los no-producibles. La figura del centro es la porosidad de los fluidos libres. El diagrama de la parte inferior muestra los diferentes volúmenes medidos por el RMN.

Los gradientes del campo magnético estático comunes en las mediciones de región, causan un desfase y por consiguiente un relajamiento de T_2 ; la relajación de T_1 no es afectada. En ausencia de tales gradientes, la difusión molecular no causa relajación de la medida.

Un gradiente B_0 es posible por dos fuentes: la configuración magnética de la herramienta de registro figura 2.49 y la susceptibilidad magnética en contraste con los granos del material y los fluidos en el poro de la roca.

Manteniendo las mediciones en el ciclo CPMG (Carr- Purcell-Meiborn-Gill) repetido por espacios mínimos, y manteniendo el gradiente del campo magnético pequeño. Los límites de la contribución de la difusión de relajación de T_2 es insignificante. Como sea, los efectos de difusión tiene gran importancia en zonas con gas.

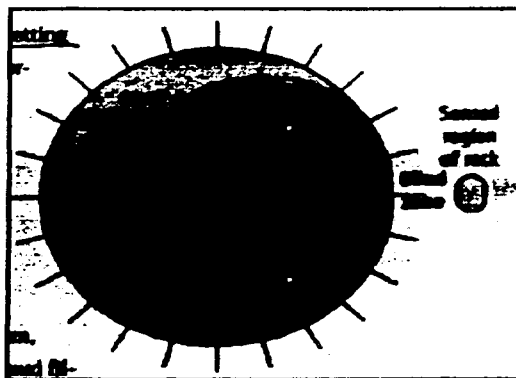


FIG2.49. Sección transversal que muestra al sensor de RMN en un volumen de roca.

Inclusive si la superficie del grano y los gradientes internos están ausentes, la relajación ocurre en el fluido. La relajación por el volumen de fluido puede en la mayoría de las veces despreciarse, pero es de importancia cuando hay agua en poros demasiado grandes –tales como en los carbonatos- donde los protones de hidrógeno rara vez chocan con la superficie. El volumen de relajación es importante cuando los hidrocarburos están presentes. Al incrementarse la viscosidad del fluido se tiene un corto tiempo de volumen de relajación. Para realizar la corrección al tiempo del volumen de relajación esta solo se realiza cuando el filtrado de lodo contiene hierro o en algún elemento paramagnético como el manganeso o el níquel. Una muestra del filtrado de lodo puede ser medida en el sitio de perforación y así el poder calcular la corrección.

El principio de la herramienta de Resonancia Magnética Nuclear Combinable es el mismo que el de un instrumento de Resonancia Magnética Nuclear de laboratorio. Dos poderosos imanes permanentes crean un campo magnético estático B_0 . El transmisor y el receptor están incluidos en una antena montada sobre un patín diseñado para cortar el enjarre y asegurar así un buen contacto con la formación. El diseño de la herramienta es tal, que el volumen de medición de la misma abarca una región de 1 a 2 pulgadas dentro de la formación y su longitud es equivalente a la de la antena, que extiende unas 6 pulgadas. Un volumen de hasta 0.75 pulgadas no contribuye a la señal, lo que permite a la herramienta cierta rugosidad del agujero, al igual de lo que ocurre con las herramientas de densidad.

El CMR (figura.2.50) tiene solo 14 pies de longitud y se lo puede combinar con muchas otras herramientas de registro. Un fleje ecxcentralizador, o calibradores accionados con energía, aseguran un buen contacto el la mayoría de los diámetros del agujero. La calibración de la herramienta es sencilla y consiste simplemente en colocar una botella con agua contra el patín para simular una porosidad de 100%.

Esta herramienta es capaz de medir la porosidad (CMRP), el volumen de fluido libre (CMFF) y fluido ligado (BFV), la permeabilidad y la distribución de T_2 . A partir de estos registros es posible también inferir la viscosidad del petróleo, destacar la presencia de hidrocarburos y efectuar el análisis de distribución de T_2 en función del tamaño de los poros. La polarización o tiempo de espera, la cantidad de

ecos, el intervalo entre los mismos y otros parámetros se pueden seleccionar de acuerdo con las necesidades de la operación. Esta herramienta es capaz de medir T_2 's hasta 0.3 mseg, puesto que el intervalo entre ecos se reduce a 0.2 mseg y el procesamiento aprovecha los primeros ecos.

Especificaciones de la herramienta	
Longitud	14 pies
Peso	300 Lbs
Diámetro del CMR	5.25 pulg.
Diámetro mínimo del agujero	5.875 pulg.
Resistencia del lodo	Sin límite
Límite de temperatura	350°F
Límite de presión	20.000 psi
Combinabilidad	Con todas

Tabla 2.2 Especificaciones de la herramienta CMR.

La herramienta CMR es una combinación de tipo contacto desarrollado para correr en contacto con las paredes del agujero. Esta Puede ser usada en lodos conductivos o en agua fresca a temperaturas arriba de los 175° C y con una velocidad de registro de 600 pie/hr para arenas, y 300 pie/hr para carbonatos. Las herramientas de CMR son diseñadas para una zona de investigación mostrada en la figura 2.51. Sobre el 90% de la respuesta de la señal está entre 1.25 y 2.5 cm enfrente de la cara de la herramienta y la herramienta tiene una resolución vertical de cerca 6pulgadas. El CMR no detecta información a 0.5 pulgadas de la pared del pozo observándose una disminución del efecto de la rugosidad del agujero, enjarre y daño de la formación.

La configuración de la almohadilla es una larga implementación de diseños sobre un mandril el cual corre centralizado; la almohadilla garantiza una consistente profundidad de investigación, sin el efecto del fluido de perforación, inclusive en pozos alargados o ovalizados y desviados. Además, en yacimientos heterogéneos, el inherente foco del diseño de la almohadilla garantiza la corrección en partes de la secuencia que son considerados cuando se combinan los resultados del CMR con la densidad y/o la porosidad neutrón y datos derivados del IPL (herramienta de integración de porosidad y litología) asumiendo que los tres diseños son combinados en la misma herramienta. La herramienta CMR (figura.2.50) es capaz de una resolución vertical de 6 pulgadas vertical para la identificación de zonas y permeables.

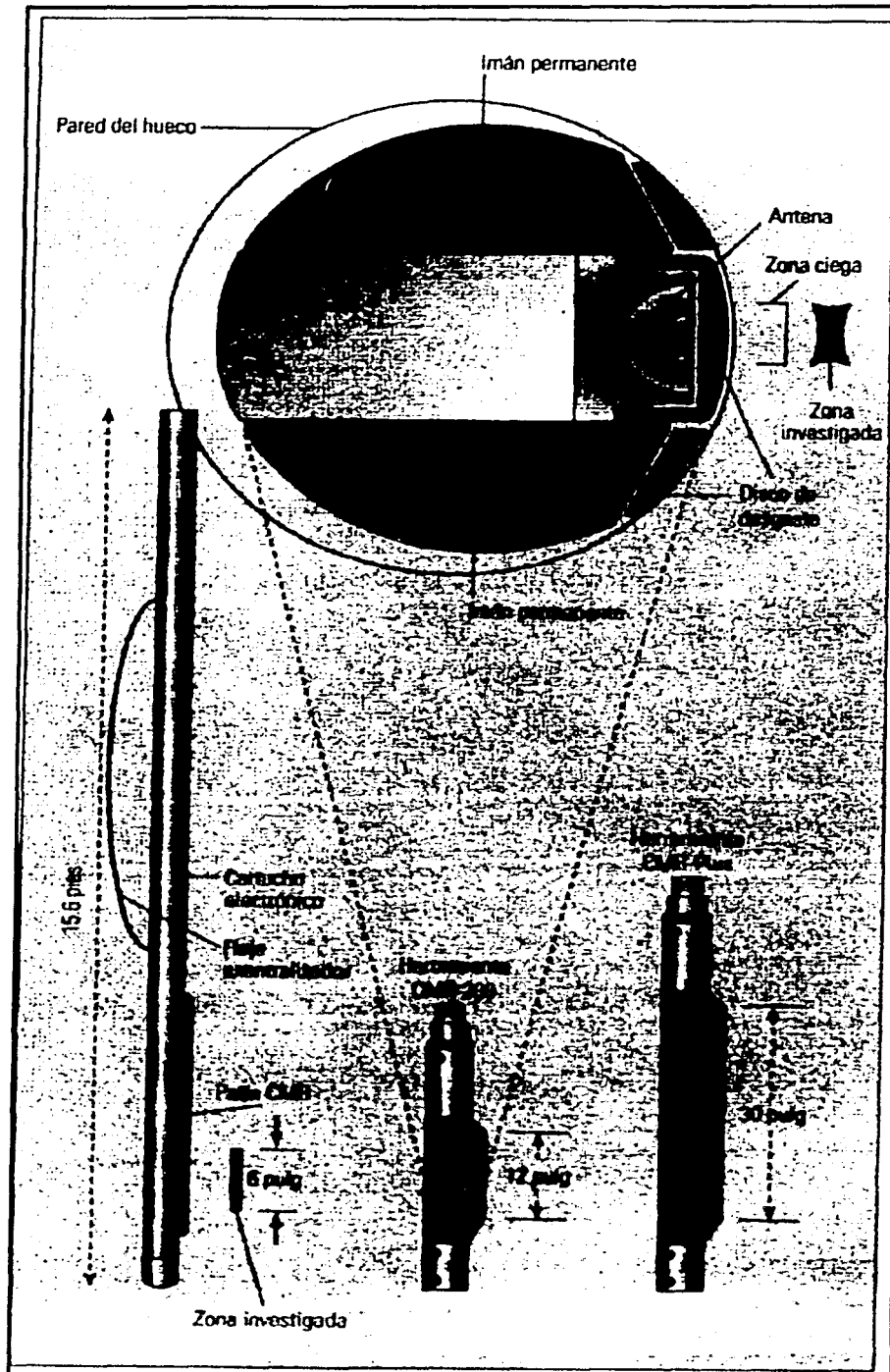


FIG.2.50.Herramienta de CMR.

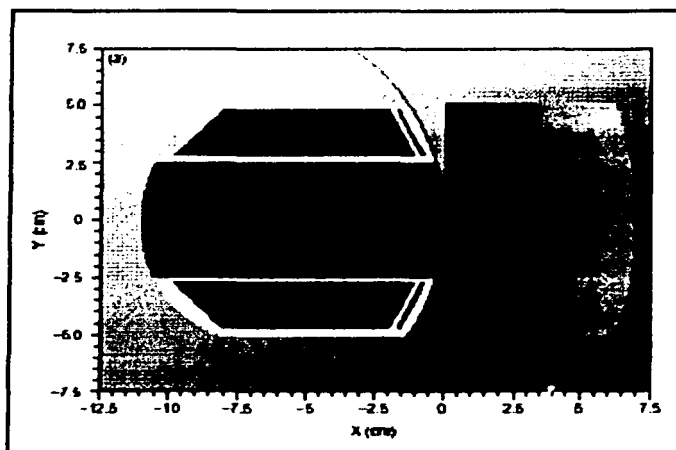


FIG.2.51. La herramienta de CMR toma cerca del 90% de sus lecturas en una zona entre 1.25 y 2.5cm enfrente de la cara de la herramienta.

La adquisición de un conjunto completo de datos, su interpretación y las técnicas de modelado permiten comprender a fondo las cuencas y los campos; comprensión que constituye un prerrequisito para la exitosa terminación de los pozos. Con información más completa, equipos de expertos desarrollan, perfeccionan y aplican sofisticados modelos para diseñar estrategias de perforación y terminación de pozos, y de desarrollo de campos que permitan mejorar la producción.

Una de estas tecnologías es la Resonancia Magnética Nuclear. Las sondas de registros, como la herramienta combinable de Resonancia Magnética CMR o la utilizada por la compañía NUMAR aplican un campo magnético para excitar los átomos de hidrógeno en las formaciones, luego relajan ese campo magnético y miden el tiempo que toman los átomos su realineación. Este tiempo de relajación transversal, T_2 de RMN depende del tamaño de poro y la porosidad, la cual se relaciona con la permeabilidad.

Estas modernas tecnologías combinadas con el análisis de núcleos o las pruebas de producción del pozo, permiten una caracterización más precisa del yacimiento, lo cual contribuye a una mejor simulación y un adecuado diseño de producción, fracturación y terminación del pozo.

Esta herramienta se utiliza para determinar la distribución del tamaño de los poros y su relación con la permeabilidad, que es uno de los factores que influyen en la toma de decisiones.

El hecho de entender las características del yacimiento a lo largo de las zonas productivas en un pozo, en todo un campo y dentro de la cuenca, conducen a tratamientos de estimulación, optimización y técnicas de terminación que reducen los costos maximizan la producción y aumentan la recuperación de hidrocarburos.

Entre las principales ventajas que ofrecen estas medidas se pueden mencionar:

- Evaluar la productividad del yacimiento
- Obtener una porosidad independiente de la mineralogía

- Determinar el volumen de hidrocarburos en el poro para cálculos del yacimiento
- Reducir o eliminar la producción de agua
- Evaluar la porosidad y permeabilidad en espesores delgados de arenas
- Identificar hidrocarburos en zonas con un bajo contraste o baja resistividad
- Decrece el tiempo de operación
- Una evaluación exacta de la producción en todo tipo de yacimientos
- Optimiza y complementa el diseño de simulaciones a través de soluciones integrales
- Da respuesta en un tiempo real en el sitio de perforación
- Obtención de datos en ambientes difíciles incluyendo pozos desviados u saturados con lodos de perforación

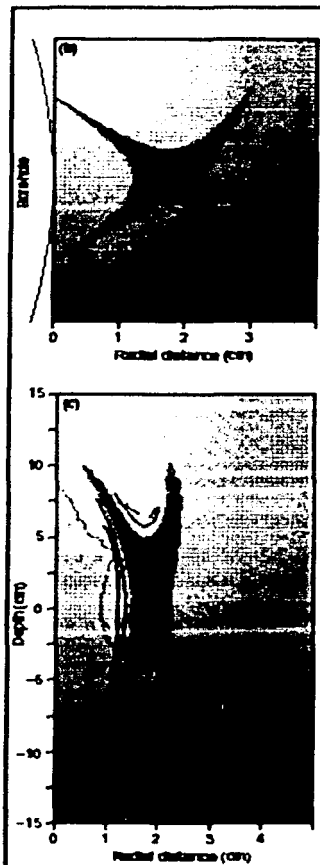


FIG.2.52. La zona ciega inmediatamente en la parte de enfrente para reducir los efectos del agujero de rugosidad, enjarre y daño a la formación.

II.4.4 REGISTRO DE IMÁGENES DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (MRIL)

La herramienta de MRIL al igual que la CMR toma ventaja del fenómeno de Resonancia Magnética con la cual efectúa mediciones de la porosidad y permeabilidad de la formación y tamaño del poro.

A fin de conocer más esta herramienta se da una breve historia de la historia de la compañía que la creó:

- 1983. Se funda la compañía. Se rediseñan los sensores médicos para la exploración en los pozos petroleros.
- 1989. Primer registro de prueba del MRIL.
- 1991. Primer registro comercial en un pozo.
- 1992. Entra en operación el software Computalog
- 1994. Entra en operación comercial la herramienta de doble frecuencia MRIL-C.
- 1996. Se llega a un acuerdo con la compañía Haliburton para comercializar la herramienta MRIL "porosidad total".

Los datos de campo de experimentos de pulso basados en herramientas de Resonancia Magnética Nuclear han aparecido en la literatura de la industria desde 1982. Estas herramientas operan con una secuencia de pulso basada en la secuencia CPMG, que regresa un tren de ecos caracterizado por un complejo tiempo de relajación T_2 y un directo cálculo de la porosidad asociada a los fluidos producibles e irreductibles de la formación. El fluido libre caracterizado por amplios tiempos de decaimiento de T_2 identificado tanto por los dos tiempos de dominantes (que puede ser la parte del tren de eco debajo de los 20ms) o por el tiempo de relajación dominante (los T_2 mas grandes de 25-30ms). La permeabilidad de la formación es calculada del radio de Índice de Fluidos Libres/ Volumen de fluidos Irreductibles o de los componentes de la distribución de T_2 . En presencia de un gradiente de un campo, tal como el producido por el gradiente de esta herramienta los coeficientes de los fluidos pueden ser obtenidos a través de las mediciones de los tiempos de relajación T_2 .

La compañía NUMAR Introdujo la herramienta de MRIL desde mitades de 1991 en 11 países. Sobre más de 450 pozos se ha utilizado con éxito usando la Serie B de herramientas NUMAR.

La sonda consiste en unos imanes permanentes, una antena de sintonía rf para campos magnéticos. La configuración de la herramienta se muestra en la figura 2.53. El campo magnético es cilíndricamente simétrico, con los puntos de los polos dentro de la formación y la amplitud del campo cae r^2 . Todas las mediciones son hechas por un permanente gradiente del campo magnético. La RF del campo magnético es pronunciada para una parte de la distribución de el campo magnético, pero es ortogonal a este. Esta configuración forma un volumen de resonancia cilíndrica con una longitud de 43 pulgadas (o más pequeña dependiendo de la antena) y con un espesor de enjarre de 0.04 pulgadas (cuando el pulso y adquisición de la señal es de 5kHz y es utilizado un campo de 17 gauss/cm). Dos tipos de sonda están disponibles: una sonda estándar con un diámetro de 6pulgadas, para pozos de 7.875-12.25 pulgadas de diámetro y una para pozos más delgados de 4.5pulgadas de diámetro en

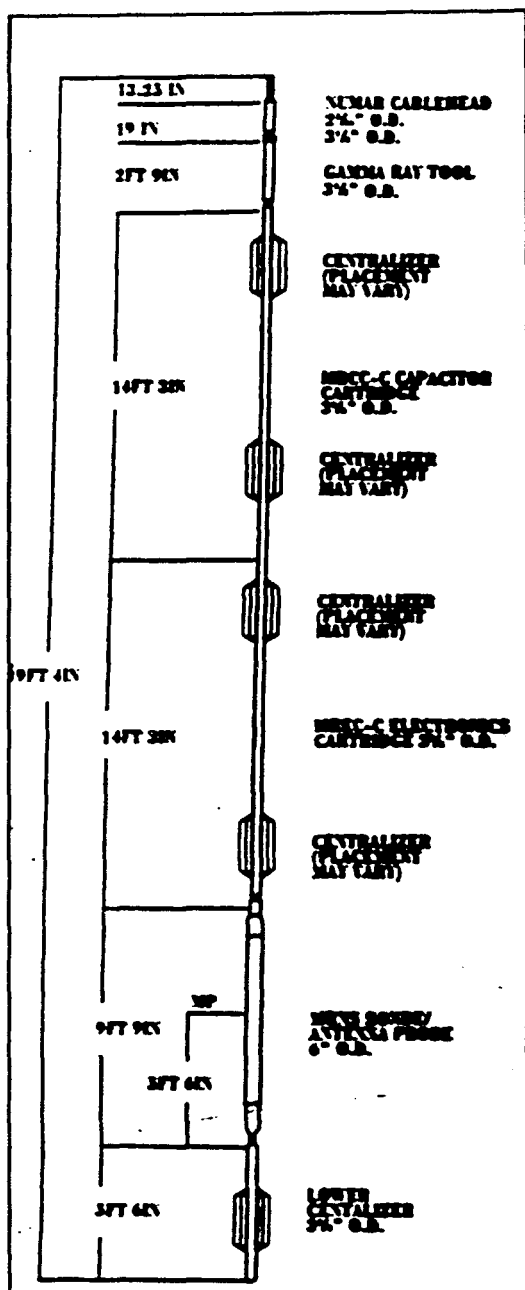


FIG.2.53. Sonda de la herramienta de imágenes de resonancia Magnética Nuclear MRII.

la sonda para pozos de 6 a 8.5 pulgadas. Esto significa que el radio de la resonancia esta determinado por la operación de la frecuencia de MRIL las cuales operan en una banda de 650-750kHz correspondientes a un volumen de radio de resonancia de 7.75-8.5 pulgadas cuando la sonda estándar es utilizada.

La serie C es una herramienta basada en circuitos digitales, sustancialmente diferente al diseño de su predecesor lo que hace que se agilice los ecos y su detección es totalmente controlada digitalmente. Las metas de este diseño incluyen mayor flexibilidad en el laboratorio en función de calibrar las medidas de campo, mayor fidelidad para determinar las dos señales de decaimiento (amplia y corta) y mejora la velocidad de registro, la operación a altas temperaturas y el poder registrar en fluidos conductores lo que era una de sus principales limitaciones.

Multi frecuencia de operación.-La agilidad de la frecuencia de estas mediciones en la herramienta de MRIL permite un registro para máximos de frecuencia a frecuencia con un buen éxito en cada experimento. Para un gradiente nominal de un campo magnético de 17 gauss/cm con lo que opera la herramienta, una frecuencia de salto de 15kHz corresponde a un cambio en la posición radial de el volumen de resonancia para 0.09 pulgadas. a causa de esto los dos volúmenes no se traslapan, y la nueva resonancia asociada con esta frecuencia es llenada con una total relajación de los protones. El salto entre las dos frecuencias permite partir en dos el tiempo entre los experimentos sin comprometer completamente el tiempo de relajación de T_1 o adoptar un impreciso T_1/T_2 ; y la velocidad de registro se incrementa por un factor de 2. La geometría de la operación dual de frecuencia se ilustra en la figura 2.54.

Pulso (y eco) de espaciamiento de T_E .-Un corto T_E esta en un orden de 1ms, Produciendo un tren de eco con una alta densidad (altos SNR) y con un mínimo efecto de la difusión del fluido y los gradientes internos de la roca. Por otra parte, el corto decaimiento de los tiempos representa agua ligada a los poros pequeños y en formaciones arcillosas aparece con frecuencia tales trenes de decaimiento. La herramienta es afectada por zonas de elementos magnéticos. Teniendo estas zonas la habilidad de cancelar la señal sin obtener el mínimo T_E . T_E con el que opera la herramienta es de 1 ms.

Número de pulsos y un tren de pulsos.-La exactitud y precisión en la determinación de los volúmenes de fluido ligado y libre y la porosidad total requiere únicamente de un tren de datos de 50-60 ms. Los valores de la relajación tales como la distribución de T_2 , y el coeficiente de relajación de los fluidos, requiere de unos cuantos cientos de milisegundos en un tren de datos. La herramienta esta restringida a adquirir datos de 40-50 ms en un $T_E=2$ ms. En pozos la herramienta provee arriba de 1200ecos por tren.

Relación señal ruido.-La herramienta MRIL opera con 750kHz lo cual produce una alta calidad en los trenes de ecos caracterizados por una señal de ruido (SNR) de radio de 70:1 en ambientes de pozos con lodos no conductores y con 100 u.p. de formación (la desviación estándar de un solo eco es de 1.4 u.p.). El cálculo de los volúmenes de fluido libre y ligado y la porosidad total utiliza un amplio margen de trenes de ecos.

Alta resolución vertical.-La alta resolución vertical es detectada a través de una reducida apertura vertical de la antena RF. La corriente de la sonda fue diseñada para tener 3-4 pulgadas de apertura.

Efectos ambientales de la herramienta.-La herramienta es sensible a la densidad del hidrógeno y se le aplican correcciones similares a las del registro de Neutron y generalmente solo se compensa el 1% a efectos tales como la temperatura y la presión. La herramienta MRIL se caracteriza por no estar afectada por el efecto de gas.

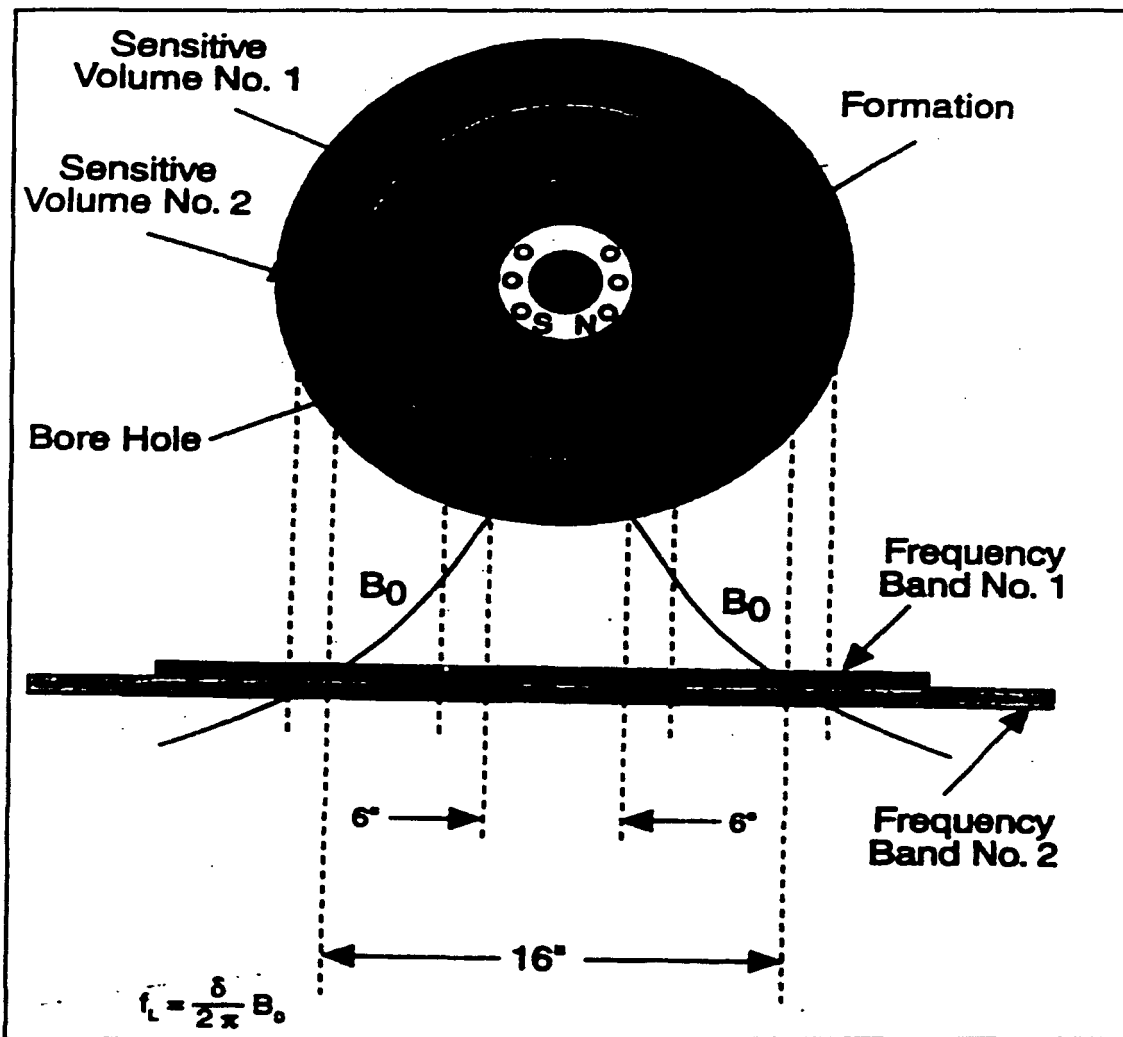


FIG.2.4. Dobles volúmenes de investigación de la herramienta

Las limitaciones de la herramienta son:

- La resolución vertical
- Los pozos que tienen fluidos conductores
- El transporte y el manejo de la herramienta

- No se puede registrar en pozos desviados
- No es recomendable para pozos profundos

En la tabla 2.3 se muestran las principales diferencias entre la herramienta CMR y la MRIL.

VENTAJAS CMR	VENTAJAS MRIL
Patin	Mandril
Apertura de la medida 6pulgadas	Máxima profundidad de investigación vertical 14pulgadas
Amplio rango de trabajo en lodos desde conductivos saturados con sal o lodos base aceite	No es sensible a los efectos de la rugosidad del agujero
Más ligera y pequeña la sonda	
Más pequeño tiempo de adquisición de ecos de 0.32ms a 1ms del MRIL	

Tabla 2.3. Diferencias de las herramientas de Resonancia Magnética Nuclear.

La MRIL y el CMR son conceptos muy diferentes de herramientas de Resonancia Magnética Nuclear. La diferencia crítica es el uso del gradiente de campo patentado por NUMAR. El gradiente de campo es responsable de una mucho más rápida velocidad de registro, y no tiene los problemas asociados con las herramientas de patin.

La velocidad del registro de MRIL es de 500 a 1200 pie/hr. La variación es una función del T_1 del yacimiento.

II.4.5 PROCESAMIENTO DE LA RESONANCIA MAGNÉTICA

La herramienta de pulsos de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) es conocida dependiendo la compañía por diversos nombres por ejemplo la herramienta de la compañía Schlumberger tiene el nombre del CMR, y tiene un uso a nivel mundial. Durante la fase de desarrollo de esta tecnología, uno de los retos, fue el diseñar una vigorosa y económica, señal para poder procesar los cientos o miles de amplitudes de giro-eco que se adquieren durante la secuencia de pulso Carr-Purcell-Meiboom-Gill (CPMG). Este reto fue afrontado por el desarrollo de un nuevo procesamiento de la señal y asociado con el algoritmo de compresión de datos que vienen del agujero. La comprensión de datos es esencial para reducir el tiempo de proceso y así las distribuciones de T_2 de la formación pueden ser estimadas en tiempo real. La compresión de datos es posible, sin que tengan pérdidas de información debido a que la dependencia lineal de las amplitudes de giro-eco.

Una atractiva presentación del algoritmo descrito en este trabajo es la compresión que puede ser realizada por la herramienta en el agujero, así substancialmente reducir los requerimientos de la telemetría. Las señales de giro-eco también pueden ser enviadas a la superficie y realizarse un procedimiento tradicional.

Los registros de porosidad de medidas de Resonancia Magnética Nuclear, porosidad fluidos libres, significan una relación entre el tiempo de relajación y la permeabilidad de la roca y son calculados de las estimaciones de las distribuciones de T_2 . La exactitud y precisión del rendimiento de los registros son probados y demostrados por las repeticiones de los cálculos de simulación Monte Carlo en las cuales el ruido, amplitudes sintéticas de giro-eco son generadas del conocimiento de distribuciones de T_2 y entonces se procesan para obtener los rendimientos de la herramienta. Las simulaciones Monte Carlo son usadas para elucidar las respuestas de la medida en típicas arenas limpias, arenas arcillosas y rocas carbonatadas. La relativa insensibilidad de las mediciones de los cortos tiempos de relajación (estas menores a unos pocos milisegundos) es discutida y usada para explicar las diferencias entre la porosidad "total" de la formación en formaciones de lutitas. Se observa que la porosidad medida es una "porosidad efectiva" dado que esta no incluye a arcillas con agua y la microporosidad que tiene tiempos de relajación menores a unos pocos milisegundos.

Damos varios ejemplos de las fluctuaciones estadísticas que pueden ocurrir al estimar las distribuciones de T_2 para asistir a los analistas de registros en reconocer los artificios que son indicativos de la actual interpretación de las propiedades de las rocas del yacimiento. Los registros disponen de muchas presentaciones de las respuestas del registro reveladas por simulaciones que también son presentadas.

La física fundamental de la Resonancia Magnética Nuclear en el año de 1950, cuando fue conocida, se realizó para probarse en el estudio de las propiedades microscópicas y macroscópicas de la materia condensada, originalmente probada en la industria y en laboratorios escolares.

Por otro lado la más reciente las imágenes de resonancia magnética se han convertido en una poderosa no radioactiva herramienta de diagnóstico en la investigación médica y aplicaciones clínicas.

En la reciente exploración de la herramienta de pulso la Resonancia Magnética Nuclear, había esperado el desarrollo de nueva tecnología de circuitos integrados, microprocesadores, y un estable y alto campo magnético producido por imanes permanentes. La herramienta es producto de los avances de esta tecnología resultado de años de investigación y esfuerzos en su desarrollo. El registro es una herramienta con una almohadilla la cual mejora las mediciones de pulso de la Resonancia Magnética usando la secuencia de pulso Carr-Purcell-Meiboom-Gill (CPMG). Estas señales de giro-eco adquiridos durante las mediciones son derivadas de los protones (núcleos de hidrógeno) el cual tiene un movimiento de precesión en el campo magnético estático producido por imanes permanentes en la sonda. Los protones están constituidos en los fluidos en los cuales ocupan los espacios porosos de la roca.

Un CPMG consiste en dos intervalos de tiempo: (1) un tiempo de espera durante el cual la magnetización del protón se aproxima a un valor de equilibrio termal en el campo magnético estático y (2) el periodo en que se recolectan ecos durante el cual un juego de pulsos de frecuencia de radio (RF) son generados por una antena en la sonda que son usados para generar ondas de giros-ecos. Normalmente la herramienta tienen un espaciamiento entre ecos de 0.32 ms. el intervalo del tiempo de espera se cuenta más en las mediciones de tiempo de CPMG. La secuencia de giro-eco CPMG es adquirida en una fase alternada de pares PAP's (por sus siglas en

inglés) en orden de cancelar los resultados de la línea base. La misma antena que genera los pulsos RF es también usada para recibir un nivel de las señales de giro-eco que vienen de la formación en un rango de nanovolts. La antena tiene una repuesta uniforme sobre 6 pulgadas (15.24 cm) de longitud cuales son conteos de la mas alta resolución de las medidas de Resonancia Magnética Nuclear. Esta respuesta tiene una zona ciega de aproximadamente de 0.5 pulgadas (1.27 cm) la cual provee inmunidad al enjarre y modera los efectos por la rugosidad del agujero. La medida integra de una respuesta radial de la herramienta que muestra el 90% de las señal es derivado de dentro de la pared del pozo a 1.3 pulgadas (3.3 cm)

Una secuencia de 600 giro-ecos se muestra en la figura 2.55. La señal de radio-ruido (SNR) de los datos muestra este ejemplo de una típica señal adquirida durante la operación de registro a la profundidad de investigación de la medida.

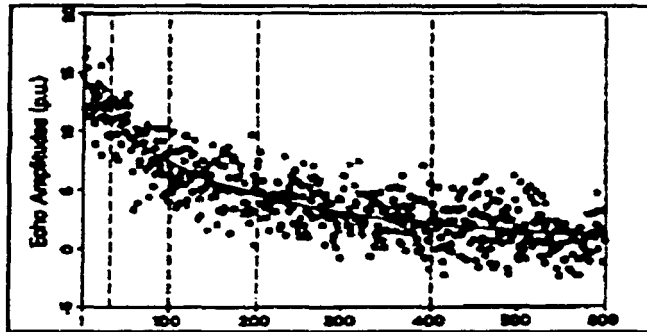
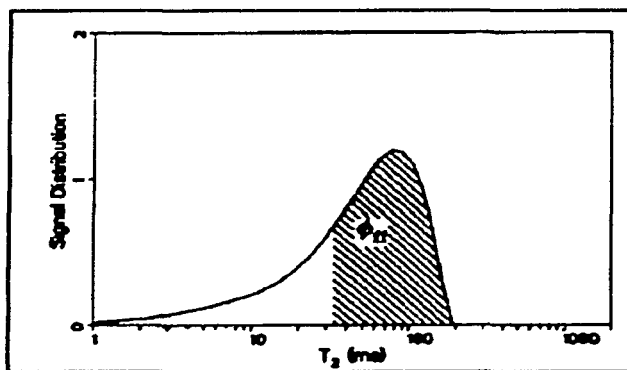


FIG 2.55. Número de Ecos. Típica secuencia de giro ecos para una profundidad de registro. Las líneas punteadas son las ligaduras de la ventana.

El decaimiento de la secuencia de giro eco en poros de rocas es una propiedad de la Resonancia Magnética Nuclear descrita por la distribución T_2 . La naturaleza multi-exponencial de la relación de la medida en las rocas es resultado de la distribución del tamaño de poro. Siendo así, que bajo algunas suposiciones, podemos mostrar que la razón de decaimiento de T_2 de la señal de la medida en los fluidos en poros individuales es proporcional al radio de superficie por volumen. La señal total de la medida (Suponiendo la superposición de la señales de las distribuciones de los poros individuales) es por lo tanto una suma de los decaimientos exponenciales individuales. La suma de las amplitudes de los decaimientos individuales es proporcional a la medida por la herramienta.

FIG2.56. Típica distribución T_2 para arenas limpias

La distribución T_2 es dispuesta por planos de amplitudes contra la asociada relación de tiempo en una escala logarítmica. El cálculo de las distribuciones de T_2 es el resultado de el proceso y es usado para el cómputo en los poros en este tipo de registros de las porosidades (ϕ_{RMN}), la porosidad de fluido libre (ϕ_f), la porosidad de los fluidos capilares (ϕ_M) y logarítmicamente significa el tiempo de relajación ($T_{2,log}$).

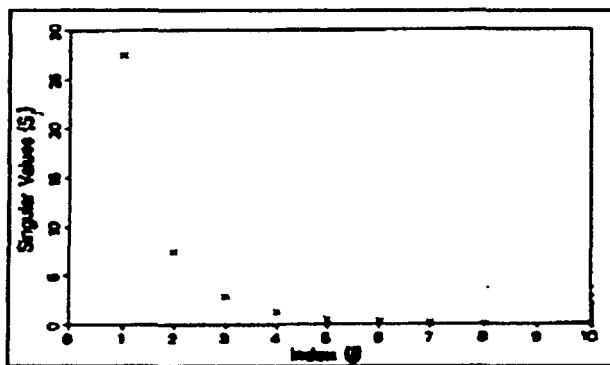


FIG.2.57. los primeros 8 valores de las medidas de RMN para una típica secuencia de pulsos con 600 giro ecos.

Una típica distribución de T_2 de formaciones de arenas limpias se muestra en la figura 2.56. La porosidad total es proporcional a el área bajo la distribución T_2 . La porosidad total es proporcional a el área sombreada dada de T_2 de los tiempos de relajación mayor a 33 ms.

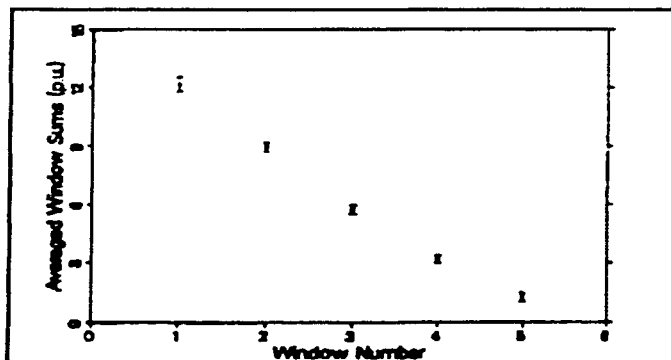


FIG. 2.58. Datos comprimidos (ventana de porosidad) para los 600 giros ecos mostrados en la figura 2.53.

Los 33 ms son empíricamente determinados de un corte que es frecuentemente usado en arenas para dividir la distribución dentro de los cuerpos y porosidades de fluido libre. Logaritmicamente que significa el tiempo de relajación de la distribución es 44ms. Logaritmicamente significa que el tiempo de relajación de la distribución es análoga a el "centro de masa" de un cuerpo en la mecánica clásica. El logaritmo del tiempo de relajación significa que puede calcularse con exactitud cada paso de la amplitud de la señal. El logaritmo del tiempo de relajación usado en la estimación de la permeabilidad en formaciones de arenas. Como se nota existen muchos problemas de hardware y software asociados son el ambiente del pozo que tenían que ser confrontados y resueltos. El desarrollo de un algoritmo de procesamiento de la señal en tiempo real para la medida fue uno de los mayores problemas. El mayor requerimiento para el procesamiento fue:

- Proveer un exacto y robusto registro
- Para proveer registros en tiempo real con fuentes computacionales disponibles en el sitio de perforación y
- Proveer una flexibilidad operacional para que la herramienta sea capaz de operar en diferentes formas.

Las siguientes restricciones fueron hechas para satisfacer estos requerimientos significando un reto en la técnica.

En profundidades estándar de un registro en modos de amplitudes 600 o 1200 de giro eco son típicamente grabadas en cada uno de los canales usando la detección de cuadratura. Durante una estación de registro, se tienen más de 8000giro ecos que son adquiridos. Los dos canales de datos son usados para estimar la fase de la señal y combinar los dos canales hacia:

- Una fase coherente de canal que contiene el total de la señal de amplitud de ruido extra (de aquí en adelante la "señal de canal") y
- Un canal el que contiene únicamente ruido (de aquí en adelante llamado "canal de ruido")

Los datos en el canal de señal son usados para computar la distribución T_2 . Los datos en el canal de ruido son usados para estimar la raíz cuadrada del ruido (RMS). El ruido RMS es usado para el cálculo de la desviación estándar del registro.

La SNR del agujero de las medidas son sustancialmente bajas que los datos adquiridos por otras herramientas de registro. Para la herramienta de RMN cada eco en una PAP contiene un cero significativo que cada ruido Gausiano con amplitud de RMS es igual aproximadamente a 3.5 unidades de porosidad (U.P). Durante el registro se tienen tres niveles comunes de PAP's normalmente (desarrollado y perfeccionando) por el procesamiento de datos. Los tres niveles comunes reducen el ruido RMS en cada giro eco por sobre 2.0u.p. sin embargo, el típico procesamiento de datos de SNR es cuando durante los rangos de profundidades del registro de 15 a 20 en yacimientos con buenas rocas. Desafortunadamente, el SNR decrece cuando se incrementa el pozo y la temperatura de las formaciones debido a 2 efectos. El primero, la herramienta con la temperatura del pozo y el segundo cuando en las mediciones de las amplitudes de giro eco decrecen por que se incrementa la temperatura de la formación de acuerdo con la ley de Curie de paramagnetismo.

El cómputo de la distribución de T_2 de la secuencia de giro ecos envuelve problemas matemáticos de inversión. Los problemas de inversión es una estimación de amplitudes en un modelo multi-exponencial (son 30 componentes típicos usados durante la profundidad de registro) para cada uno de los datos de ruido del giro eco.

Los datos de la medida en las rocas pueden ser adecuados a un simple modelo de relajación que envuelve unos cuantos exponenciales es aproximado a un modelo de relajación. Estos modelos simples son matemáticamente estables pero no proveen información importante en la distribución del tamaño del poro y fluido libre que contiene la distribución de T_2

Los problemas de inversión deben ser confrontados en los cálculos de la distribución de T_2 matemáticamente. Esto puede ser mostrado como una secuencia de giro ecos que consiste de cientos o miles de amplitudes de giro ecos que contienen únicamente unas pocas mediciones con una dependencia lineal.

La redundancia ha demostrado por el computo de valores singulares de mediciones de RMN. La redundancia es manifestado por la existencia solo de por unos cuantos valores singulares de no-cero como se muestra en la figura 2.57. El número de datos lineales independientes es igual al número de valores singulares no-cero. Los valores singulares de cero dan una solución no estable para la inversión matemática del problema.

De los métodos desarrollados durante los 60's para proveer soluciones prácticas a los problemas de inversión. El método de regularización impuso un criterio por selección a una amigable distribución de T_2 de las posibles soluciones que son consistentes con los datos. El criterio consiste en el hecho de que las medidas sean atenuadas por un componente de alta frecuencia en la distribución de T_2 . Esto es por datos intrínsecos que tienen contenidos una baja frecuencia, cual es racionalizada por la amigable distribución.

La regularización de datos no solo reduce las fluctuaciones estadísticas en los cómputos de la distribución de T_2 sino esto también controla la desviación estándar de los registros.

Datos de redondeo y de compresión.-Esto fue realizado en las primeras fases de desarrollo cuando existían métodos de inversión, que sustituían procesos de tiempo real en los datos registrados por la Resonancia Magnética Nuclear. En particular, el computo de la distribución de T_2 en tiempo real requiere mas fuentes de computación que las que se tenían disponibles debido a la gran cantidad de datos

adquiridos por la herramienta. Esto fue también realizado en los datos de giro eco por un redondeo grueso en un sentido matemático. Por consecuencia la secuencia de giro ecos puede ser comprimida dentro de unos pocos números sin una pérdida de información. La compresión de datos es requerida en cálculos de la distribución de T_2 en tiempo real con las fuentes computacionales disponibles en el sitio de perforación.

El algoritmo de los datos de compresión tienen que ser flexibles y compatibles con la adquisición de datos en tiempo real y el ambiente del proceso. Estos requerimientos hacen que los métodos de compresión convencional basados en valores singulares o son los menos deseables desde que los métodos requieren un procesamiento central, o una unidad computacional intensiva para cada tiempo de el parámetro de la secuencia de pulso cuando son combinados. Una alternativa, la cual fue considerada, es el precómputo y almacenaje de estas descomposiciones. Otro factor en contra que discrimina el uso de estos métodos fue el deseo de mejorar la compresión de los datos en el agujero usando una señal digital en el proceso. Esto requirió un rápido algoritmo de compresión que pudo ser implementado con los circuitos DSP usados en las herramientas de agujero. La compresión de datos del agujero redujo la capacidad de telemetría y los requerimientos de la capacidad en el almacenaje en discos y cintas.

Algoritmo de procesamiento de ventana.- Por consideraciones antes mencionadas se decidió una nueva inversión en un algoritmo de compresión conocido como procesamiento de ventana.

El dato comprimido en el algoritmo de ventana (WP) es la suma de unas amplitudes de giro eco sobre un pequeño número predeterminado de intervalos de tiempo que hace referencia a ventanas. La compresión de datos es equivalente para transformar los coeficientes en una secuencia de giro eco. Estos coeficientes contienen información en diferentes escalas de tiempo de la distribución de T_2 . La figura 2.58 muestra el promedio de la suma de ventanas y un error de desviación estándar calculado de 600 ecos mostrados en la figura 2.55.

El promedio de la suma de ventanas es un simple promedio de las amplitudes de giro eco en 5 ventanas de cuya relación esta indicada por la línea continua en la figura 2.55. A causa de el ruido termal, el promedio de la amplitud en cada ventana es reducido, por un factor igual a la raíz cuadrada del número de ecos en la ventana. Por ejemplo, la tercera ventana en la figura 2.55 contiene 100 ecos entonces tiene 2.0u.p. de ruido RMS en cada giro eco que es reducido a 0.2u.p. en el promedio de la amplitud.

Sensibilidad de la suma de ventana.- La suma de ventana exhibe una variación de sensibilidad para diferentes componentes (T_2 's) en el límite de la distribución de T_2 que se produce al observar CPMG. La sensibilidad del promedio de la suma de la ventana de los componentes de T_2 es mostrado en la figura 2.57. La sensibilidad de la curva en la figura 2.59 fue calculada de cinco ventanas mostradas en la figura 2.55 para un espaciado de 0.32ms. Note que la suma de la ventana de la anterior ventana tiene menor sensibilidad que los pequeños componentes de T_2 en la distribución tal que la primera ventana. En particular, solamente las primeras tres ventanas de la suma muestran mucha sensibilidad al fluido ligado abajo del corte de 33ms(línea continua en la figura 2.59)

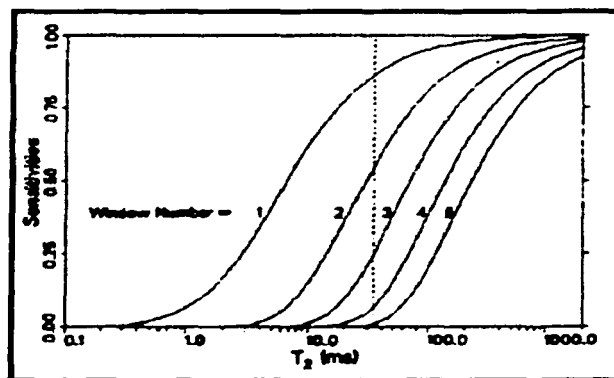


FIG.2.59. Curvas de sensibilidad para un promedio de la suma de ventanas usando las ventanas en la figura 2.53.

La sensibilidad de las curvas muestran la contribución de cada suma de ventana de una unidad de amplitud de la señal tiene un particular tiempo de relajación T_2 . Note que la sensibilidad de un rápido tiempo de relajación es de un orden de pocos microsegundos, pueden ser incrementado (la curva de la figura 2.59 cambiada a la izquierda) por el uso de un corto primer tiempo en la ventana. Las simulaciones hechas muestran, sin embargo, que el uso de un corto primer tiempo en la ventana provee un imperceptible incremento en la porosidad de la Resonancia Magnética Nuclear en una gran cantidad de ruido. La razón de esto es que los únicos primeros ecos contienen contribuciones de señales que contienen tiempos de relajación de unos pocos milisegundos.

Estimaciones Probabilísticas Máximas.- Las propiedades estadísticas de la suma de ventanas son usadas para derivar una máxima función probabilística para estas variables redondeadas. Las amplitudes de los componentes en un modelo de relajación multi-exponencial (la distribución de T_2) son determinadas por una función máxima probabilística sujeta a una restricción que las amplitudes no serán negativas. El tiempo de relajación en el modelo de relajación es determinado por el uso de una ganancia y son por lo tanto parte de la estimación. Esto significa que excepto por las restricciones para la porosidad, el problema de estimación es lineal.

El método de regularización Tikhov.-Es usado con una mínima norma de criterios para seleccionar una distribución ligera que es consiste con unos datos crudos. La simulación Monte Carlo usa el criterio mínimo de regularización teniendo que mostrar que este uso resulta en una variancia imparcial mínima estimada del rendimiento del registro sobre el entero rango de SNR. El parámetro de regularización es calculado de la ganancia de datos usando en el algoritmo derivado del criterio que busca el mínimo error entre la distribución T_2 calculada y la distribución T_2 verdadera. Esto es para mostrar que el resultado de las distribuciones que son relativamente insensibles al valor del parámetro de regularización para un propicio rango de valores.

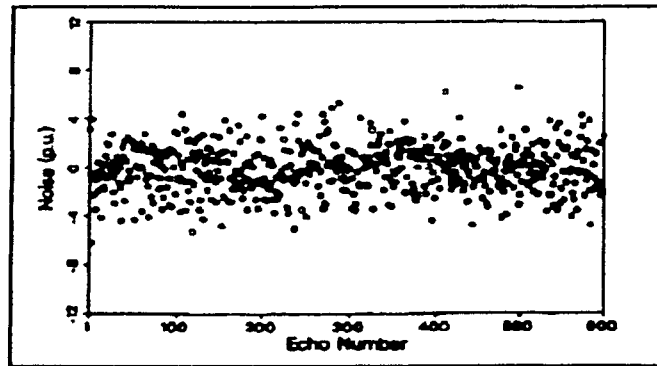


FIG.2.60. Canal de ruido para los fluidos de datos en la figura 2.53.

Conexión con las funciones de expansión Eigen. La distribución T_2 estimada del algoritmo WP es equivalente a la función de expansión Eigen. El análisis de la función Eigen provee un trabajo teórico para entender las siguientes presentaciones del algoritmo

- La insensibilidad de el proceso resulta para porciones de la ventana
- Porque adicionalmente más ventanas no cambian el resultado y
- La relativa insensibilidad del procesamiento de resultados del parámetro de regularización.

Límites de sensibilidad de las medidas.-La sensibilidad de las medidas para el tiempo de decaimiento del orden de unos pocos milisegundos es difícil de cuantificar a causa que no hay un preciso corte en la respuesta de sensibilidad para cortos tiempos de relajación. Esto puede ser visto desde los planos de sensibilidad en la figura 2.59. La pérdida de la sensibilidad para tiempos cortos es gradual y dependiente en los medidas de datos de SNR. Para la herramienta, este límite es de unos pocos milisegundos. La porosidad RMN lee esencialmente una porosidad cero en arcillas y restricciones de la contribución de los poros con grandes tiempos de relajación de unos milisegundos. Las medidas de laboratorio de la Resonancia Magnética Nuclear en ejemplos de agua ligada tiene tiempos de relajación por debajo de los 3 ms.

Desviaciones estándar en el rendimiento de registros.-Un importante control de la calidad del registro de la presentación del procesamiento es el cálculo de las desviaciones estándar que son todas derivadas del rendimiento del registro. La desviación estándar puede reducirse, con algunas pérdidas de la resolución vertical, por el promedio de PAP's anteriores al procesamiento de datos. Tal que para típicos modos de registro de RMN en arenas, un CPMG consiste de 1.3 segundos de tiempo de espera seguido por la adquisición de 600 giros ecos. El tiempo total para la adquisición de un solo PAP es de 3 seg. El tercer nivel de promedio de resultados en la porosidad total tiene un proceso estático de monos que 1.0 u.p. en una porosidad para un fluido capilarmente ligado con una precisión de 1.0 u.p..

La simulación Monte Carlo muestra que el procesamiento estadístico puede variar levemente dependiendo de las características de la distribución T_2 . La precisión de la porosidad es comparable a la obtenida con las herramientas nucleares de registro. Una importante diferencia, sin embargo, es que la porosidad estándar de la

medida en las desviaciones estándar es esencialmente independiente a las medidas de SRM (no depende de la porosidad de la formación) sin embargo la precisión de las medidas hechas con registros nucleares son conocidas por variar con la porosidad.

A diferencia de la porosidad de RMN, las desviaciones estándar en el logaritmo significa un tiempo de relajación que depende de las medidas de SNR. Por lo tanto, una precisión absoluta no puede ser contada para la estimación logarítmica que significa tiempos de relajación. El cálculo de desviaciones estándares en el significado de T_2 es rendimiento de la calidad del registro.

La desviación estándar en los registros es calculo de la matriz de covariancia para cada medida. El computo requiere una estimación del ruido de RMS. Esto es notado rápidamente, el ruido RMS es estimado de los datos en el canal de ruido que es calculado de cada medida en la figura 2.60 que muestra que cada canal para un giro eco en la figura 2.55.

Selección de parámetros.-El cálculo de la distribución T_2 y el rendimiento del registro requiere la selección de un juego de parámetros de procesamientos:

- El número de componentes en el modelo multi-exponencial de relajación (o equivalente número de puntos en una distribución T_2 continua),
- El mínimo y máximo valor de T_2 en el cálculo de la distribución de T_2 ,
- El corte de fluido libre
- Una ganancia de la razón de T_1/T_2 y
- El tiempo de relajación del filtrado de lodo.

Estos parámetros son ganancia del cálculo de la distribución de T_2 , relativos a una cantidad de porosidades de fluidos libres y ligados y significan tiempos de relajación. Esto es utilizado para una corta discusión y define el rol jugado para cada uno de estos parámetros.

Número de componentes.-una ganancia en el proceso es el número de componentes en un modelo multi-exponencial. Simulaciones y procesos de datos de campo tienen que mostrar que el número de componentes tiene un imperceptible efecto en el rendimiento del registro RMN (el cual es integralmente una distribución de T_2) que provee al menos 10 componentes del modelo empleados. Adicionalmente mas componentes resultan en tener mas puntos en el cálculo de la distribución T_2 y es necesario para el despliegue de una distribución continua de T_2 . durante una profundidad de registro 30 componentes del modelo son frecuentemente usadas para que la distribución T_2 pueda ser desplegada mientras se registra. Para una estación de registro hasta 50 componentes del modelo son empleados normalmente.

T_2 mínimo y T_2 máximo.-El mínimo y máximo valor de T_2 especifica el rango de distribución de T_2 asumida en el modelo de relajación. Específicamente T_2 mínimo y el T_2 y el número de componentes determina el tiempo de relajación en el modelo, el cual es escogido con igual espaciamento en una escala logarítmica. El mínimo valor de T_2 es determinado por el limite de sensibilidad intrínseca de la medida que es jugado por un espaciamento dentro del eco. La secuencia de pulso de la herramienta, bajo condiciones normales, tiene un espaciamento dentro del eco de 0.32ms. Esto sugiere que el mínimo T_2 puede ser juego en un rango de la 3ms. Esta selección no es critica para propósitos criticos de datos del registros usando valores de T_2 máximos.

Un reprocesamiento de un rango aproximado de 1500 a 3500 ms puede producir ligeros campos en los registros.

Durante una estación de registro, 3000 a 8000 ecos son usualmente recolectados y un valor de 5000 ms para T_2 es típicamente usado. La estación de registros con una gran recolección de tiempos es requerida para resolver las presentaciones de la distribución de T_2 correspondiente al tiempo de relajación en el orden de unos pocos segundos. La simulación y los datos de campo muestran, sin embargo, que la amplitud de la colección de tiempos no se requiere para determinar valores exactos del rendimiento del registro de RMN. Esto es, valores de ϕ_{RMN} , ϕ_{ff} , ϕ_{bc} y $T_{2,log}$ obtenidos durante una profundidad de registro con cierta incertidumbre del rendimiento del registro.

Corte del fluido libre.-El corte de fluido libre es un parámetro ganado que es usado de la división de ϕ_{RMN} dentro del fluido libre y el ligado. El corte depende de la litología y los cortes pueden ser determinados empíricamente de algunas arenas y carbonatos. El corte es definido por la ϕ_{ff} que representa la porosidad RMN asociada con grandes tiempos de relajación que son iguales al corte para las arenas y carbonatos no son esperados y son universalmente aplicables.

Relación T_1/T_2 .-La relación T_1/T_2 es un parámetro usado para realizar una corrección a la polarización. La corrección de los conteos por una incompleta polarización de la magnetización del protón durante el tiempo de espera cuando inicia el CPMG. La corrección es importante en rocas que tienen distribuciones de T_1 con amplios tiempos de relajación. La razón por la cual el protón magnetizado se aproxima a este valor de equilibrio depende de la distribución de T_1 que es un tiempo de relajación longitudinal. Si el tiempo de espera es muy corto, la señal asociada con una amplio tiempo de relajación puede reducirse (ϕ_{ff} puede ser baja). Ideal es cuando el tiempo de relajación puede ser al menos 3 veces la longitud del tiempo de relajación en la distribución T_1 . En algunos ambientes de registro (carbonatos) este puede requerir un tiempo de espera mayor a 10 segundos, los cuales son claramente no prácticos para las medidas del registro.

Experimentos de laboratorio en una litología mezclada con rocas saturadas de agua muestran que

- Las distribuciones T_1 y T_2 tienen aproximadamente el mismo tamaño y continuidad y
- El rango de la razón de T_1/T_2 tienen aproximadamente de 1 a 3 con un significado sobre de 1.65.

Los experimentos son mejorados y son válidos en un rango de frecuencia de 2MHz de la herramienta de Resonancia Magnética Nuclear. Un espaciamiento de ecos de 0.32ms fue usado en la adquisición experimental de datos. Una alta frecuencia y un amplio de espaciamiento de ecos no resulta no necesariamente válido.

Por otra parte, los descubrimientos en experimentos son válidos únicamente en la ausencia de los efectos normales de difusión molecular. Bajo circunstancias normales la respuesta de la herramienta no es afectada por la difusión que reduce el T_2 en el gas. Desde T_1 no es afectado por la difusión, esto realza la razón de T_1/T_2 .

La razón T_1/T_2 puede ser registrada por la herramienta usando un tiempo multiespera CPMG de secuencias de pulso. Una secuencia de pulsos de tiempo de multi-espera son representados por una estación de registro de una secuencia de pulso de multi-espera probada.

La corrección de la polarización de la medida para un solo valor de registro de tiempo de espera usa que se obtiene una ganancia del valor de la razón T_1/T_2 (el valor cercano al experimental es 1.65). La corrección es la más importante para tiempos cortos de espera. Usando la corrección pero existen algunos errores en el rendimiento del registro el cual ocurre por asumir que el radio no es igual al actual T_1/T_2 . Se debe notar que si se asumen grandes relaciones T_1/T_2 que la actual razón en la formación, entonces ϕ_H puede ser sobre estimada; la conversión también es verdadera.

Tiempo de relajación en el filtrado.-El tiempo de relajación del filtrado de lodo puede ser medido por ingenieros de registro en el sitio de perforación antes de comenzar la operación de registros. El tiempo de relajación del filtrado en el sistema de lodos que contengan iones paramagnéticos (Cr^{++}) o ferromagnéticos (Hierro) contamina el proceso por lo menos en 100ms. En tales ambientes, el filtrado de lodo que invade la formación puede sorprender en amplios componentes de tiempos de relajación en las distribuciones de T_2 . si la corrección no se aplica, entonces ϕ_{RMN} , ϕ_H , ϕ_B , $T_{2,Log}$ no serán precisos. La porosidad RMN no es afectada por el tiempo del filtrado, sin embargo, si la corrección no es aplicada, entonces el estimador de la permeabilidad basado en $T_{2,Log}$ puede ser pesimista. Esto se nota que en la práctica, el tiempo de relajación del filtrado en un orden de 1seg, es frecuentemente encontrado y la corrección es identificable.

Calibración y correcciones Ambientales.-El cálculo de ϕ_{RMN} , ϕ_H , ϕ_B , requiere una calibración adicional de los parámetros ambientales y calibración maestra, con la temperatura de la formación, la fuerza del campo magnético y el índice de hidrógeno de la zona de investigación.

Constante de calibración.-Una calibración maestra es perfeccionada en el propio trabajo de intervalos regulares. La calibración maestra es usada para convertir amplitudes de señal obtenidas en el pozo en unidades de porosidad. Durante la calibración maestra, se arregla un contenido de un contenido de agua que es puesto en la cobertura de la antena. El arreglo es diseñado también para que cuando el agua sature completamente sea una región sensible a la medida. El agua que es acondicionada con Cloruro de Niquel ($NiCl$) reduce el tiempo de relajación del agua aproximadamente 50 ms. Esto seguido del uso de un corto tiempo de espera y consecuentemente de una rápida calibración; excelente, SNR es archivado por la exactitud de sobre 5 minutos cada periodo de los fluidos de la formación de las medidas de salinidad de una muestra del filtrado de lodo.

Los datos de giro eco son procesados para determinar la señal de amplitud de la solución de agua. Esta señal de amplitud representa 100 u.p. estándar. Durante el registro de porosidad RMN es simplemente la razón de la señal ampliada para determinar en el pozo la señal de amplitud de la calibración maestra. Las restricciones por temperatura y la fuerza del campo magnético son aplicadas en esta calibración de la porosidad para obtener una corrección ambiental de la porosidad RMN. Una corrección por el índice de hidrógeno también se aplica.

La calibración de la señal de amplitud es almacenada en una firma de señal localizada en la herramienta, y junto con la fuerza del campo magnético y la temperatura durante la calibración.

Correcciones de temperatura.- se notó desde el principio, que la amplitud de la señal medida en el agujero puede ser corregida por el efecto de la ley de Curie que causa una reducción en la amplitud de la señal con la temperatura. La temperatura de la formación es usada en la corrección junto con la temperatura (la temperatura corresponde a 100 u.p. en la señal). La temperatura de la formación es derivada de un sensor de temperatura localizada en la herramienta.

Fuerza del campo magnético. la amplitud de las medidas es proporcional al cuadrado de la fuerza del campo magnético en la zona de investigación. Fragmentos de hierro que durante el proceso de perforación pueden adherirse a los imanes de la herramienta y perturban el campo estático. El registro tiene una secuencia especial de pulso para medir la fuerza del campo estático en el agujero que es asumida antes que nada por el registro. Durante el registro la fuerza del campo estimada de un salón de pruebas y un sensor de temperatura localizado en la sonda y la corrección es automáticamente aplicada.

Índice de hidrógeno. índice de hidrógeno en el fluido en la zona de investigación es un parámetro de ganancia usado por el procesamiento. Esto es usado para corregir el hecho de que la calibración maestra es mejorada usando una muestra de agua con un índice de hidrógeno de 1. El software calcula el índice de hidrógeno de los fluidos de la formación de las medidas de salinidad de una muestra del filtrado de lodo.

La corrección del índice de hidrógeno.-asume que hay fluidos de la formación y el filtrado de lodo y por lo tanto es una aproximación. Sin embargo, es una importante corrección en lodos salinos. Por ejemplo, si el filtrado de lodo tienen un índice de hidrógeno de 0.95, ϕ_{RMN} puede ser 5% muy baja si la correlación no es aplicada. En zonas sin movimiento de los hidrocarburos, el índice de hidrógeno de la composición de los fluidos es generalmente desconocida. Esto depende de muchas variables incluyendo la saturación de los fluidos, la presión de la formación, las propiedades del aceite y tipos de gas (metano, propano, etc.). Los efectos de gas y otros fluidos de hidrocarburos en las respuestas de las herramientas son áreas de investigación en marcha. Los efectos del gas en la herramienta RMN es análoga a los efectos del gas en la herramientas de registro neutrón y resulta en la reducción de los valores ϕ_{RMN} .

Simulaciones.-En esta sección, los resultados de tres simulaciones Monte Carlo son discutidas. Las simulaciones son equivalentes a experimentos computacionales y son usados aquí para determinar la exactitud y precisión del rendimiento del registro, y la naturaleza de la fluctuación estadística que ocurre en el cálculo de la distribución T_2 en particular y la respuesta en las típicas arenas limpias, arcillas y formaciones carbonatadas.

El uso de datos simulados es importante para pruebas y evaluación de la señal del algoritmo de proceso desde que los resultados de la simulación pueden ser usados para comprobar las ganancias. Claro que, los datos no pueden compararse con los obtenidos en el campo o laboratorio a causa que sus ganancias no se conocen

Antes de discutir los resultados de las simulaciones, sin embargo, es necesario el describir como las simulaciones Monte Carlo son perfeccionadas con una ganancia de las distribuciones de T_2 que es utilizada junto con las medidas para generar una secuencia libre de ruido y de giro eco.

El cero significa que el ruido Gaussiano es agregado a cada eco en la secuencia. Para las simulaciones presentadas la amplitud del RMS es de 2u.p., un valor realista para RMN con tres niveles de exactitud. Este proceso repetido 100 veces, usando diferentes realizaciones en el radio del ruido para generar 100 secuencias de giro eco.

El resultado de las secuencias de giro eco son entonces procesadas usando valores de parámetros que son idénticos a los procesos de los registros de campo. El resultado del rendimiento del registro es presentado por un ejemplo de una población estadística. El ejemplo de una población estadística obtenido usando un ejemplo del tamaño de 100 puede ser mostrado para proveer una buena aproximación del rendimiento de la herramienta. Por lo tanto, los resultados de la simulación pueden representarse como la respuesta esperada en formaciones reales teniendo distribuciones de T_2 similares a estos modelos de distribución.

El cálculo de registros para las arenas limpias, arcillas y carbonatos son mostrados en las figuras 2.61, 2.62, 2.63, respectivamente. Las presentaciones del registro son similares para cada simulación. Las líneas verticales son usadas para mostrar los valores. La ganancia de la distribución T_2 es mostrada abajo del carril 3. Los cálculos de la distribución T_2 son mostrados en el carril 3 junto con los valores de T_2 , log. El primer rendimiento del registro, ϕ_{RMN} , ϕ_{IT} , son mostrados en el carril 2. El primer carril muestra ϕ_{RMN} y una ventana de porosidades determinadas de las primeras dos sumas de ventanas. $\phi_{2,30}$ es una porosidad cruda de la primera suma (la exactitud de las amplitudes de giro eco 2 a través de 30) y similarmente para $\phi_{31,100}$. La porosidad cruda es obtenida, sin ninguna señal de procesamiento y correcciones ambientales para la exactitud de la amplitud de giro eco en cada ventana. El primer ecos afectados 90° y no es usando en el proceso. La ventana de porosidades son un radio de las variables con propiedades estadísticas conocidas. La ventana de porosidad no es in despliegue rutinario de los registros de campo y son mostrados para propósitos de entrenamiento.

La ganancia para cada una de las simulaciones son mostradas en la tabla 2.4. El ejemplo dice y cada desviación estándar para todo el rendimiento del registro de Resonancia Magnética Nuclear es mostrado en la tabla 2.4. La respuesta esperada de la medida en la tabla 2.4 es igual a la ganancia de las distribuciones usadas en las simulaciones, si el tiempo de relajación en la distribución es menor que 3ms es ignorado. Estas ganancias representan la sensibilidad de la medida ideal a un corto tiempo de relajación. El buen arreglo entre la respuesta esperada y los resultados de las simulaciones da fe del limite de sensibilidad de sobre 3 ms.

La exactitud de el ejemplo de la desviación estándar de ϕ_{RMN} , ϕ_{IT} de las tres simulaciones son 0.64 y 0.34u.p. respectivamente. Estos son representativos de desviaciones estándar en registros en el campo. La exactitud y la precisión estimada obtenida para ϕ_{IT} , las tres simulaciones incluyendo la arcilla. ϕ_{RMN} , es igual a la porosidad total en la simulación de arenas y carbonatos a causa que la ganancia de la

distribución no tiene tiempos cortos de relajación. En las arcillas sin embargo la ϕ_{RMN} es una porosidad efectiva y no es igual a la porosidad total.

El ejemplo de desviación estándar de ϕ_{ff} es superior a lo obtenido por ϕ_{RMN} , y ϕ_{bf} . La figura 2.61 demuestra porque la porosidad de los fluidos de la Resonancia Magnética Nuclear tiene una pobre repetición que hace la porosidad de los fluidos libres. Únicamente unos cuantos ecos relativos tienen ecos con ninguna sensibilidad al rápido decaimiento de la señal que contribuye al fluido ligado.

El ejemplo de la desviación estándar en ϕ_{bf} es muestra de los errores que pueden ser asumidos en la ϕ_{RMN} y son independientes a ϕ_{ff} . Esta acepción es incorrecta desde que no muestra que los errores en los fluidos libres y la porosidad total son estadísticamente correlacionarles.

El valor de la distribución mostrado en la figura 2.61 para la simulación de arenas tiene un dominio en la amplitud de la señal en la mitad del rango T_2 de 10 a 200 ms y tiene un imperceptible (0.3u.p.) porosidad con un tiempo de relajación debajo de 3 ms. La ausencia de ambos componentes rápidos y amplios hace esto comparativo con un simple ambiente de registro. La simulación fue hecha con una secuencia que consiste de 600 amplitudes de giro eco con un espaciamento de 0.32 ms. Un corte de T_2 de 33 ms fue usado para calcular la porosidad de los fluidos libres. Estos valores de la porosidad total y la porosidad de fluido libre, y la porosidad de fluido ligado y la relajación de tiempo es de 15.0, 10.5, 4.5u.p. y 44ms respectivamente. Sin embargo la completa sombra del cálculo de la distribución de T_2 en la figura 2.61 es equivalente a cada otra y la ganancia de la distribución, que tiene pequeñas diferencias.

Estas diferencias son artificiales debido a fluctuaciones estadísticas. Sin embargo los efectos de la fluctuación pueden ser reducidas por la reducción del ruido RMS, esto no es posible por la total eliminación de estos efectos. La distribución T_2 muestra claramente (figura 2.61) las precauciones al interpretar los pequeños detalles en los cómputos de la distribución T_2 .

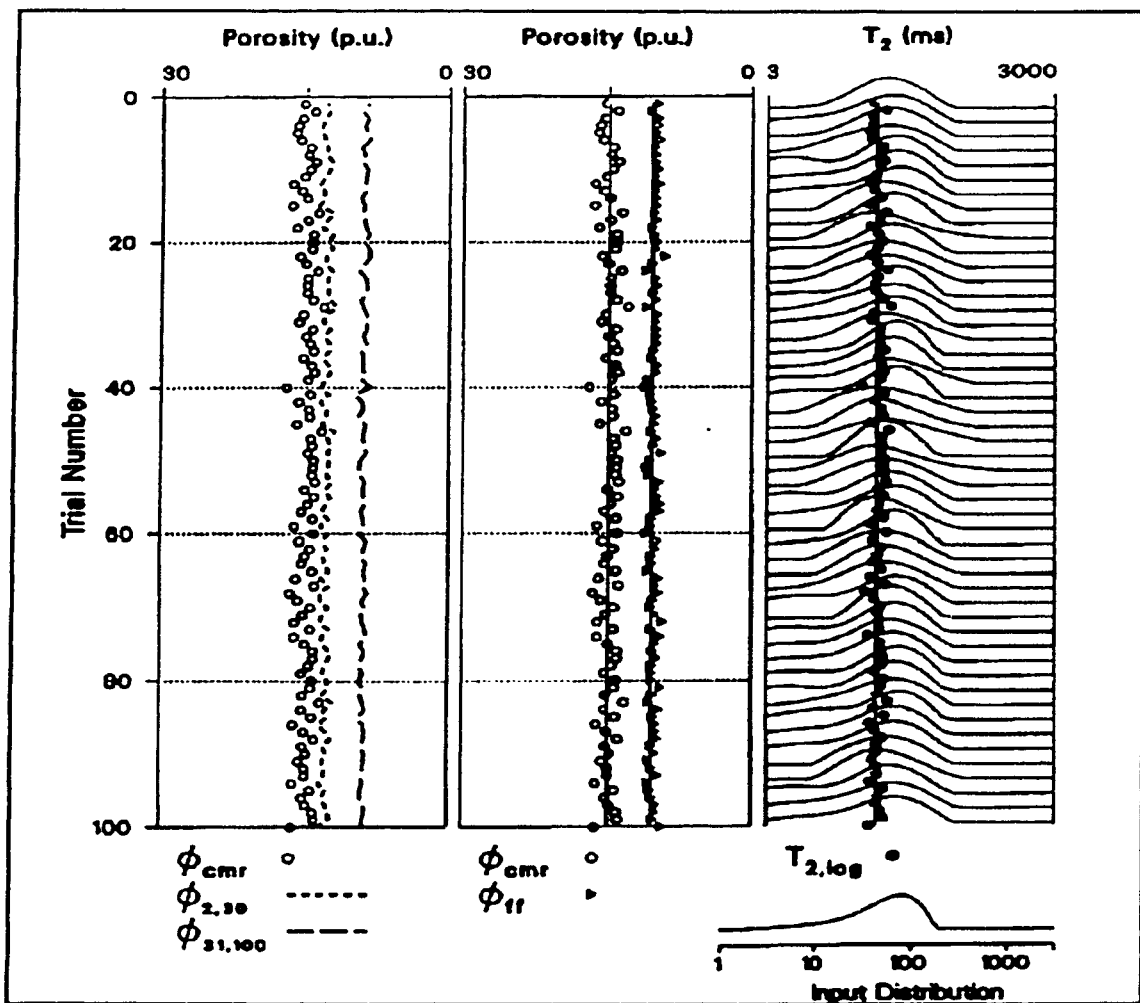


FIG.2.61 Los valores de los datos procesados de CMR por 100 datos de Monte Carlo usando las secuencias de cálculo para valores de las típicas distribuciones de T_2 para arenas limpias. La ϕ_{cmr} se muestra por círculos en el carril 2 es una estimación exacta de la porosidad total mostrada por la línea vertical. En las arenas limpias la ϕ_{cmr} y la porosidad total son iguales. ϕ_{11} mostrado por los triángulos en el carril 2 y $T_{2,log}$ que son los círculos negros en el carril 3 son una precisa estimación.

Lo que significa que de 100 ejemplos de $\phi_{2,30}$ mostrados en la figura 2.61 tiene 12.7u.p. con una desviación estándar de 0.39u.p. de ϕ_{RMN} con una comparación aceptable pues la porosidad total tiene un valor de 15. esta diferencia se entiende en los planos de sensibilidad de la figura 2.57 donde $\phi_{2,30}$ se reduce.

El dato de la distribución mostrada en la figura 2.62 para esta simulación tiene una amplitud de señal significativa para cortos valores de T_2 . para estos tipos de distribuciones ϕ_{RMN} es bajo estimada la porosidad total debido a la insensibilidad de rápidos componentes. Intrínsecamente los datos de RMN tiene rápidos decaimientos

debido a los finos ecos espacios y al hecho que unos pocos ecos contienen información de los muy pequeños tiempos de relajación.

La ganancia de valores de la porosidad total, la porosidad de fluidos libres, de los fluidos ligados y el logaritmo del T_2 son 15.0, 12.3u.p. y 8.4ms respectivamente.

El ejemplo nos dice que los valores de ϕ_{RMN} mostrados en la figura 2.62 son iguales a 11.4u.p. el valor de la distribución T_2 tiene 3.6 de porosidad con un tiempo de relajación menor a 3ms. Por lo tanto la porosidad puede ser correlacionados con un corte de sensibilidad de 3ms. Los componentes debajo de 3ms son asociados con arcillas y microporosidades en estas. Por esta razón ϕ_{RMN} es considerada una porosidad efectiva.

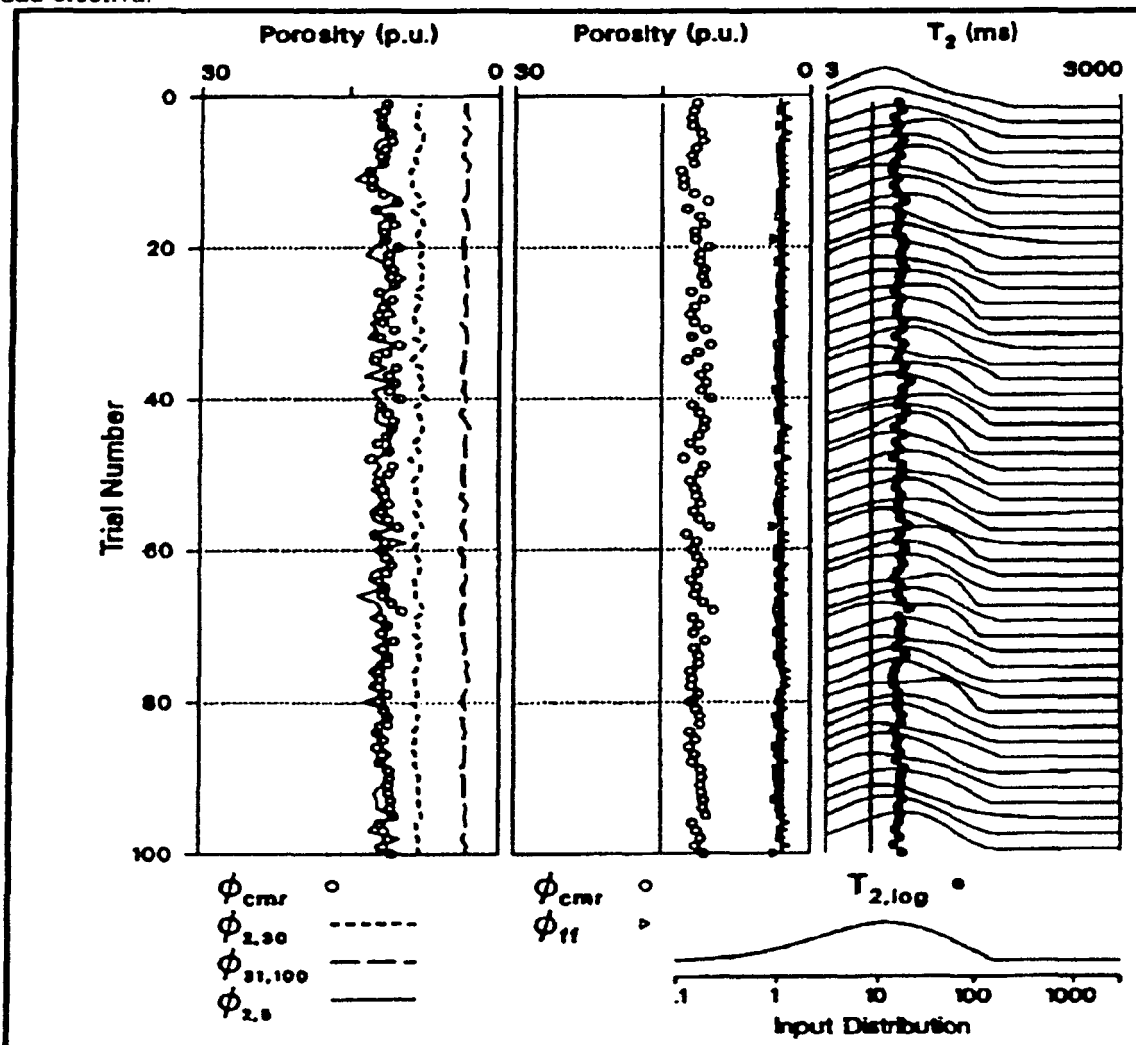


FIG 2.62. Los valores processados de un CMR usando el método Monte Carlo para una típica formación de arcillas

El ejemplo tiene valores de $T_{2,\log}$ mostrados en la figura 2.62 iguales a 16.5ms comparados con el valor de ganancia de 8.4ms. la sobreestimación de la ganancia significa que el tiempo de relajación es consecuencia de una medida de insensibilidad, sin embargo, el ejemplo muestran un excelente arreglo con el esperado lo que significa que el tiempo de relajación es de 15.8 asumiendo que la herramienta es insensible al tiempo de relajación debajo de los 3ms.

La buena comparación entre ϕ_{RMN} , $\phi_{2.5}$ vista en el carril indica que ambas tienen una sensibilidad similar en componentes rápidos.

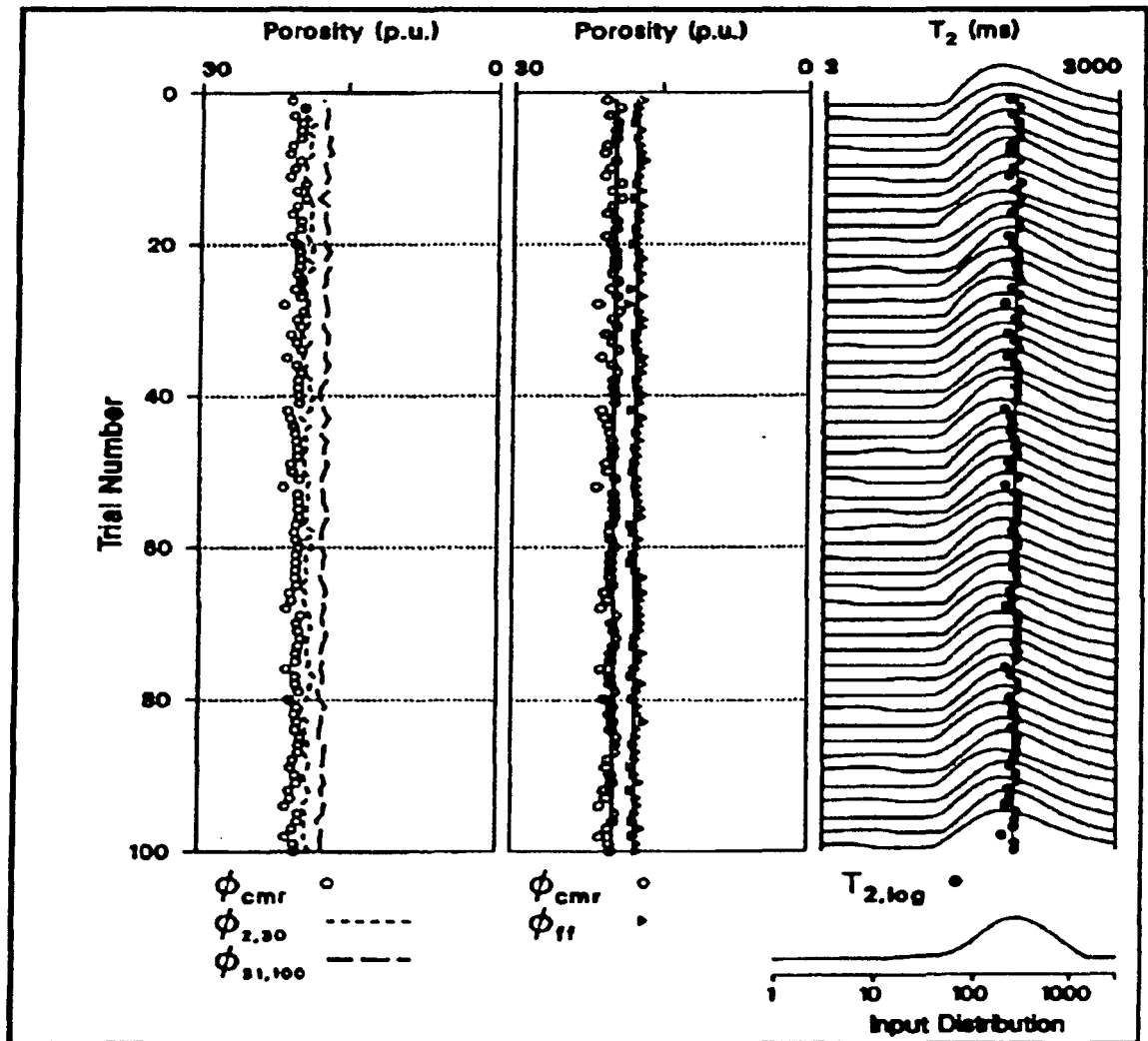


FIG.2.63. Los valores procesados de un CMR usando el método Monte Carlo para una típica formación de carbonatos.

La distribución T_2 en rocas de carbonatos se caracterizan por grandes tiempos de relajación. Para un registro en carbonatos de RMN usualmente se necesitan 1200 ecos comparados con los 600 para las arenas.

Los valores de la porosidad total, la porosidad de fluido libre y ligado y el logaritmo del tiempo de relajación son 20.0, 17.7, 2.3u.p. y 258ms respectivamente. Un corte del fluido libre tiene un valor de 100ms para obtener la porosidad. La figura 2.63 muestra valores de ϕ_{RMN} iguales a 20.2u.p.

Valores	Valores simulados		
	Arenas(u.p)	Arcillas(u.p)	Carbonatos(u.p)
Porosidad Total	15.0	15.0	20.0
Porosidad de Fluido Libre	10.5	2.7	17.7
Porosidad del Fluido Capilarmente ligado	4.5	12.3	23
Tiempo de relajación	44ms	2.4ms	258ms

Valor	Resumen de simulación					
	Arenas		Arcillas		Carbonatos	
	Esperado	Simulado	Esperado	Simulado	Esperado	Simulado
ϕ_{total}	14.7	14.9	11.4	11.4	20.0	20.2
ϕ_{libre}	10.5	10.2	2.7	2.9	17.7	17.5
ϕ_{ligado}	4.2	4.7	8.7	8.5	2.3	2.7
$T_{2\rho}$	46.4	46.8	15.8	16.5	258	256
ρ_2	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Tabla.2.4. Los valores de CMR esperados cuando se calcula la distribución de T_2 ignorando los tiempos de relajación menores a 3MS por asumir que la herramienta es sensible a cortos tiempos de relajación con cortes de tiempo de 3ms.

CAPÍTULO III. CÁLCULO DE LA POROSIDAD Y LA PERMEABILIDAD DE LA ROCA

La evaluación de formaciones es una actividad clave en la determinación de reservas y la estimación del potencial de producción de un yacimiento. Se han desarrollado diversas herramientas de registro para obtener información acerca de las propiedades de fluidos y rocas alrededor del pozo. Sin embargo, la determinación de los valores de permeabilidad, viscosidad y saturación de fluidos aún se encuentra limitada al uso de correlaciones empíricas y estudios de laboratorio, en muchos casos asociados con significativos grados de incertidumbre. El fenómeno de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) fue descubierto en el año 1946, y desde entonces su aporte ha sido incalculable en diversas áreas de la ciencia, tales como física, química, biología y medicina. En la última década, la Resonancia Magnética Nuclear se ha convertido en una herramienta novedosa, alrededor de la cual se ha venido desarrollando una tecnología de avanzada en el área de la evaluación de formaciones, tanto en las técnicas de registros y evaluación petrofísica de pozos como en estudios de laboratorio. La aplicación de la tecnología de la Resonancia Magnética Nuclear en el registro de pozos en México tuvo sus comienzos en el año de 1995. Actualmente, todas las empresas de servicios líderes en el ramo poseen herramientas de segunda generación en el país. Hasta el presente, este registro se ha realizado en diversos yacimientos del país, tanto en formaciones de areniscas, como de carbonatos, en arenas consolidadas profundas y en las no consolidadas.

Hasta los actuales momentos, se han efectuado estudios de calibración de esta medida en diversos pozos, además de actividades de investigación en el área de reconocimiento de facies litológicas y petrofísicas, determinación de viscosidad, saturación de fluidos, porosidad, permeabilidad, así como la aplicación de redes neuronales artificiales y análisis multivariable en el reconocimiento de patrones de respuesta de la distribución de tiempo de relajación magnética transversal, para la determinación de variables petrofísicas. Los resultados de estos trabajos han permitido disminuir el grado de incertidumbre en la evaluación de formaciones, a la vez de abrir nuevos horizontes de investigación. La relajación magnética transversal de los núcleos de hidrógeno en los fluidos de la formación es consecuencia de su interacción con las paredes de poro y con propiedades. La primera provee información acerca del tipo de roca y del tamaño de poro; la segunda está vinculada a la generación de campos magnéticos oscilantes en el seno del fluido, relacionados con su densidad y viscosidad. Las señales de relajación magnética transversal tienen un comportamiento que puede ser descrito como un decaimiento multiexponencial, constituido por una serie de funciones exponenciales con sus pesos y tiempos de relajación magnética transversal, T_2 , característicos. A partir de la función multiexponencial se obtiene, por medio de la transformada inversa de Laplace, la distribución de los tiempos de relajación magnética transversal. Esta distribución es la base para el estudio de las propiedades de rocas y fluidos a través de la Resonancia Magnética Nuclear.

Las distribuciones de T_2 permiten estimar la porosidad, permeabilidad, saturación producible e irreducible de agua, viscosidad, así como, para el caso de rocas saturadas totalmente con agua, una distribución cualitativa de los tamaños de poros. Sin embargo, para una correcta estimación de la saturación producible e

irreducible de agua y de la permeabilidad, es necesario realizar una calibración en laboratorio que permita la determinación del T_2 de corte y las constantes de la ecuación de permeabilidad adecuadas para el yacimiento en estudio.

Si bien cada uno de los yacimientos de México posee una inherente complejidad petrofísica, la herramienta ofrece los siguientes atributos, que permiten considerarla cada vez más en un programa de registro, a saber:

- Determinación de la porosidad, independientemente de la matriz y de la arcillosidad
- Determinación de volúmenes de saturación irreducible y producible o móvil de fluidos
- Cálculo de la permeabilidad como perfil de pozo
- Determinación de la viscosidad de crudos en la columna estratigráfica.

Existen diversas áreas de interés para el desarrollo e implementación a futuro de esta tecnología en la industria petrolera.

Entre ellas se encuentra la identificación de facies fracturadas o que tienen problemas de arenamiento, lo que permitiría optimizar la estrategia de producción de yacimientos que presenten estas características.

Adicionalmente, es de gran interés estudiar a profundidad el efecto de composición química el crudo sobre las señales de la medida de baja resolución utilizadas en petrofísica, a través del uso de la Resonancia Magnética Nuclear de alta resolución que se emplea en espectroscopia molecular. Esto permitiría diferenciar crudos según su origen y analizar el efecto de su composición sobre propiedades del mismo, tales como densidad o viscosidad, entre otras.

Otro aspecto fundamental que ha surgido como consecuencia de la interacción de equipos multidisciplinarios es la idea de la integración de datos sísmicos y datos de Resonancia Magnética Nuclear a través de la implementación de la teoría de fractales sobre los registros como una alternativa para mejorar la resolución de los datos sísmicos y generación de registros sintéticos. Los registros a diferencia de muchos otros cuentan con un gran número de datos para cada una de las profundidades estudiadas, esta característica los hace atractivos para este tipo de análisis, ya que incrementan la información disponible para realizar el estudio.

La técnica de Resonancia Magnética Nuclear puede ayudar para la caracterización de la distribución de la microporosidad en los yacimientos de rocas. El tamaño del poro está directamente relacionado con el movimiento del aceite y el agua en la roca, y la información sobre esta distribución puede usarse para determinar por mucho si algún valor de agua ligada está contenido en zonas cuales muestran altos valores de saturación de agua.

Desde el comienzo de la exploración del petróleo, los petrofísicos se han auxiliado en forma continua de las medidas de la permeabilidad de la formación de las herramientas de registro. Por muchos años las medidas de registros se usaron para evaluar, con buena exactitud, la presencia de hidrocarburos, como respuesta a las preguntas de ingenieros de yacimientos deben determinar la permeabilidad de la formación.

Numerosos intentos se han realizado para derivar relaciones empíricas entre las mediciones petrofísicas de los registros y la permeabilidad de la formación. Las relaciones introducen muchos errores y simplifican suposiciones las cuales previenen

de ser aplicadas universalmente. Típicamente estas correlaciones están basadas en el conocimiento de la porosidad y litología, pero éstas pueden ser únicamente aproximaciones desde que estas no son relaciones directas entre la porosidad y la permeabilidad. (figura 3.1).

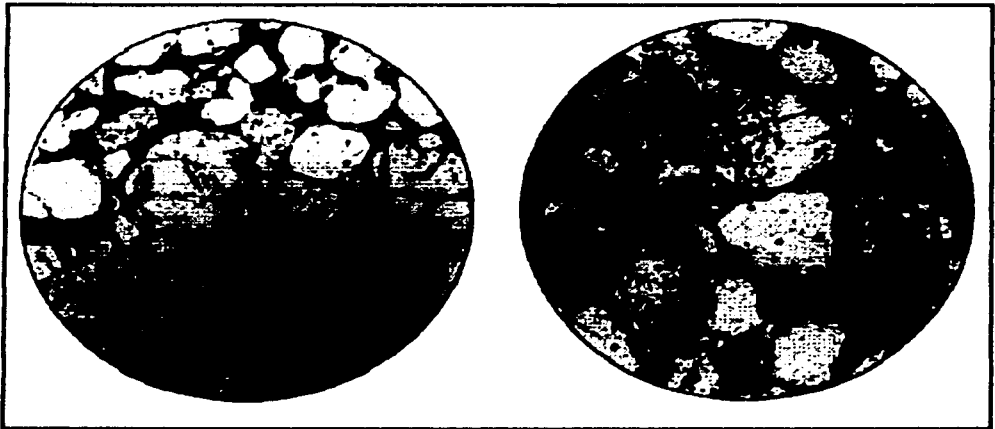


FIG.3.1. Tamaño y el arreglo son importantes en dos rocas sedimentarias muestran en las secciones transversales la misma porosidad. El ejemplo (a) es una arena limpia con un buen acomodo de granos y amplios poros. El ejemplo (b) sin embargo, contiene más sílice y hace que el tamaño del poro sea más pequeño. Estas diferencias hacen que el ejemplo (a) tenga una permeabilidad de 279 mD mientras que el ejemplo (b) tenga 75 mD

La porosidad es función de la forma y arreglo de los granos del sedimento, mientras que la permeabilidad es función del tamaño de los pasajes disponibles para el flujo de fluido dentro de la roca. Para dar un arreglo de empacamiento de granos, un sedimento de guijarros esféricos de unos cuantos centímetros de ancho tiene la misma porosidad como una roca de granos esféricos de limo de unos pocos milímetros de ancho. Sin embargo, los fluidos puede fluir entre los guijarros con una virtual no resistencia, mientras que se necesitan grandes gradientes de presión requeridos para forzar los fluidos a través del limo.

En una sola fase de flujo la viscosidad del fluido no afecta a la permeabilidad. Pero cuando se encuentran el agua y los hidrocarburos la permeabilidad relativa se ve afectada importantemente. Este efecto lleva a una preferencia de la producción de una sola fase.

Otro importante efecto gobierna la producción de fluido es la presión requerida para vencer las fuerzas capilares. La presión es aplicada a través del fluido para conducirse por las gargantas de los poros para vencer las fuerzas capilares en el contacto entre los fluidos y los alrededores de los granos. Las fuerzas dirigidas resultan de la presión aplicada en la interfase de los líquidos y el ancho del área de la garganta del poro. La fuerza de resistencia resulta del contacto en las paredes de la garganta del poro.

En las grandes gargantas de poro, la presión puede ser fácilmente vencida, en fuerzas de resistencia en la frontera, pero en los poros con gargantas pequeñas las fuerzas de resistencia pueden ser mucho mas grandes que las fuerzas de la presión y por debajo de un cierto criterio de tamaño de garganta de poro las fuerzas capilares no

pueden ser vencidas por la presión aplicada. Esto significa que una proporción del agua en el yacimiento no podrá producirse a través de las pequeñas gargantas del poro bajo cualquier práctica de vaciado y puede permanecer después de la producción, en el agua capilar ligada.

Cuando son examinadas por las herramientas convencionales de registro el agua ligada capilar es indistinguible del agua producible y puede ser resultado de altos valores de S_w . Sin embargo bajo la producción del yacimiento con una alta S_w , el agua la cual casi esta ligada capilarmente, indicada por el registro de Resonancia Magnética Nuclear que se podrá producir aceite seco. El volumen de agua capilar es una proporción del agua total, es por lo tanto de gran interés cuando se seleccionan las zonas de producción y complementar conocimientos de la permeabilidad para dar un entendimiento comprensivo de una producción anticipada.

La introducción de la Resonancia Magnética Nuclear (RMN) ha provisto de una manera simple y segura para valorar el tamaño del poro y la permeabilidad.

El registro de Resonancia Magnética Nuclear investiga la libertad con que se mueven los núcleos de hidrógeno (protones) en la formaciones. En un volumen de agua un protón el cual es puesto en movimiento podrá continuar sin restricciones libre por un considerable tiempo. Sin embargo, el mismo protón puesto en movimiento dentro de un poro lleno de agua puede pronto entrar en contacto con las paredes del poro y este movimiento puede ser amortiguado. El tiempo que toma al movimiento para alcanzar el cero puede ser directamente la razón entre el volumen de agua en la cual el hidrógeno es movido y el área alrededor de la matriz de roca en la cual es amortiguado el movimiento.

La herramienta de registro RMN tal como el CMR, la herramienta de Resonancia Magnética Combinable, pone al núcleo de hidrógeno en movimiento por aplicar un campo magnético oscilante. El hidrógeno es usual elemento que se encuentra en el ambiente del pozo y estos núcleos tienen "momento magnético" significativo el cual lo hace susceptible al campo magnético. En ausencia de un campo magnético los protones están orientados fortitualmente. En presencia de un campo magnético estático los protones podrán estar alineados hasta que son nuevamente desordenados.

Las medidas son iniciadas por un giro inclinado. Esta inclinación envuelve el alineamiento de los protones por la transmisión en una malla de un campo magnético perpendicular a un campo estático.

Cuando el pulso de la señal de radio es apagada el núcleo comienza el proceso de intentar regresar a su estado original (figura 3.2). Cuando esto comienza a ocurrir se emite una señal de radio la cual es medida por la herramienta.

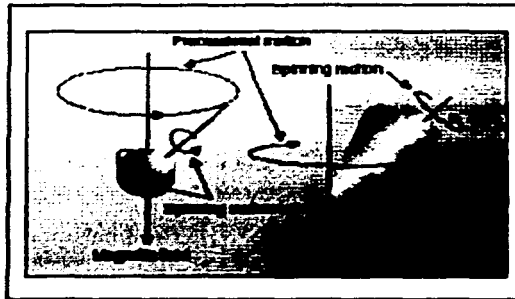


FIG.3.2. Los núcleos de hidrógeno (protones) se comportan como barras magnéticas. Una vez roto el equilibrio estos hacen una precesión sobre el campo magnético estático de la misma forma que un trompo lo hace en el campo magnético de la Tierra.

La fuerza de esta señal emitida depende del número de protones móviles, si entonces el contenido de fluidos en la roca es grande, mayor será la señal. En adicción, la razón del decaimiento de la señal-también llamada tiempo de relajación-contiene importante información sobre la distribución del tamaño del poro. (figura 3.3 y 3.4)

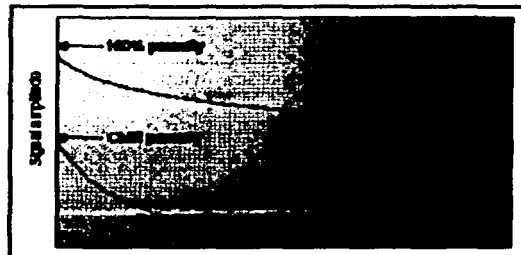


FIG.3.3. Curvas de relajación. En un tubo de prueba (el efecto de un solo poro tiene un T_2 de 3700ms). El agua en la roca tiene un corto T_2 típico de 10ms para poros pequeños y 500ms en los poros amplios.

Dos componentes de esta señal de radio de relajación pueden ser distinguidas. El tiempo de relajación longitudinal (T_1) es la medida de tiempo necesaria para restaurar el componente longitudinal de la magnetización a su valor original. La relajación transversal (T_2) es la relajación específica en un plano el cual cruza la orientación del campo magnético estático. El tiempo transversal de relajación T_2 tiene usos más prácticos en los registros a causa de que típicamente tiene dos o tres veces más de duración que T_1 y carga información similar sobre el sistema poroso del yacimiento.

La herramienta de CMR ha vencido las limitaciones asociadas con las primeras herramientas. Esto hace un lodo adicionado con magnetita innecesario y esto permite combinarlo con otras herramientas de registro. Los magnetos permanentes en la herramienta no afectan grandemente el campo magnético de la Tierra al hacer las mediciones, con eso elimina la mayoría de las correcciones ambientales (figura 3.5).

La medición de la herramienta de Resonancia Magnética Nuclear comienza la secuencia con un tiempo de espera de 1.3 seg. para permitir la completa polarización de los núcleos de hidrógeno contenidos en las moléculas de los fluidos de la formación (agua y/o hidrocarburos). El momento magnético y el momento angular de los núcleos del hidrógeno causa en ellos un comportamiento como barras magnéticas y giroscopios. Estos alineamientos de los núcleos de hidrógeno en la dirección del campo estático, B_0 , de los magnetos permanentes (figura b). Una frecuencia de radio transmite un pulso por una antena causando que el hidrógeno se incline 90° (figura c) y una precesión y un desfase (figura d). Este movimiento de precesión crea una señal que es detectada por una antena (figura e y f). La antena típicamente transmite un tren de 600 pulsos magnéticos dentro de la formación en intervalos de 32 mseg. Cada pulso conduce una señal de RMN (giro eco) de un núcleo de hidrógeno alineado. La colección de las señales de giro eco (figura 3.6) en la antena provee una idealizada medida de RMN mostrada en la distribución de la señal en contra de la curva del tiempo (Figura 3.7). La amplitud de la señal inicial es proporcional al número de núcleos de hidrógeno en los fluidos en el poro y es calibrado para proveer una medida directa de la porosidad (ϕ_{CMR}). Los núcleos de hidrógeno asociado con la matriz de roca no contribuyen a la medida de la señal, y de aquí que la porosidad del RMN es una litología independiente.

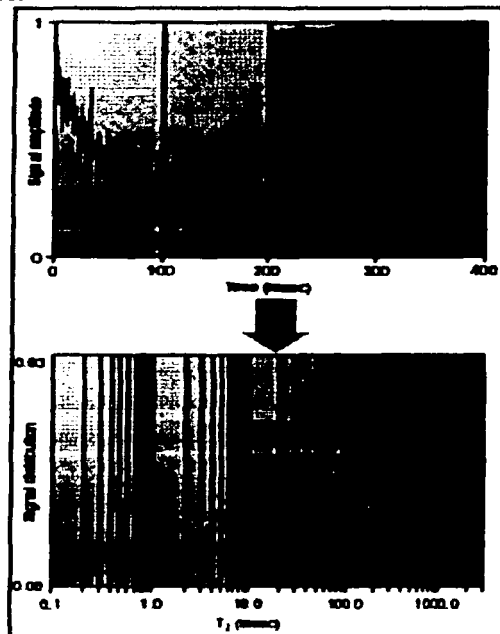


FIG.3.4. Señal de amplitud procesada para obtener la distancia T_2 . La herramienta RMN mide el decaimiento de la amplitud (arriba) cuales la suma de todos decaimientos de la señal de T_2 generada por el núcleo de hidrógeno en las medidas del volumen. Separando los rangos de los valores de T_2 por una inversión matemática produce una curva familiar de la distribución del tamaño del poro y el área bajo la curva es la porosidad. La distribución del tamaño del poro y el logaritmo de T_2 son utilizadas para calcular la permeabilidad y la porosidad de fluido libre

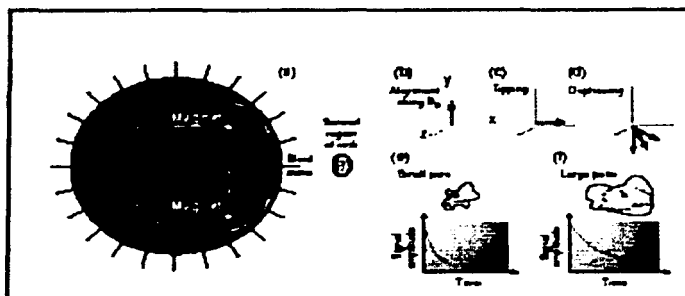


FIG.3.5. La sección transversal muestra el sensor del CMR en el volumen de roca medido (a). Los varios pasos del ciclo de las medidas del registro (b-d) producen un rango de decaimiento dependiente del tamaño del poro (e-f).

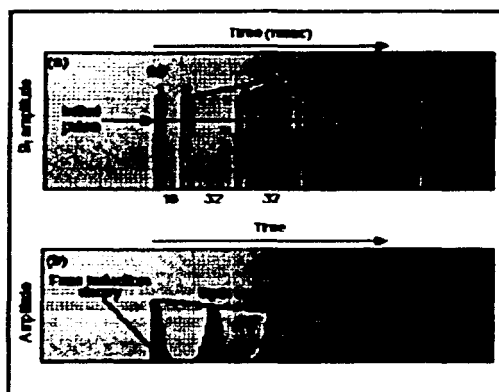


FIG.3.6. Un pulso de CPMG (Carr-Purcell-Meiboom-Gill) Un pulso corto de radio seguido por una serie (típicamente alrededor de 600) de pulsos que tienen una serie de fases que cambian 180° (a). Esto produce que los momentos magnéticos del núcleo del hidrógeno tenga la misma orientación. Esto crea una señal eco. La amplitud y la distribución de la amplitud nos da importante información sobre la geometría del poro.

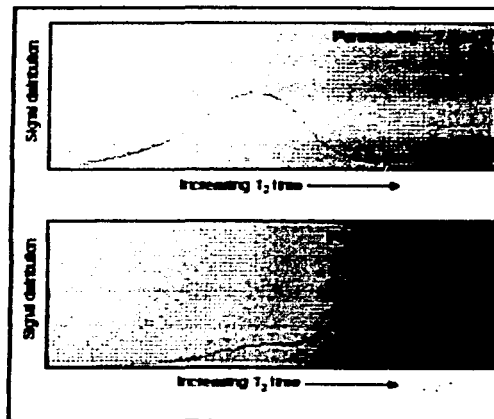


FIG.3.7. Distribución del tiempo de relajación en dos ejemplos de roca en la figura 3.1. Note que el T_2 ocurre en la roca con baja permeabilidad.

El análisis de la saturación del agua de la formación usualmente no indica cuanta agua se puede producir. Los registros de formaciones de carbonatos (figura 3.8) tienen valores de S_w en rangos desde el 40% al 75% en las zonas con alta porosidad (A y B) pero únicamente se producirá aceite seco en este pozo.

Antes de la introducción de la técnicas de registro de Resonancia Magnética Nuclear esta situación daba serios problemas de interpretación. Sin embargo, cuando la herramienta de Resonancia Magnética Nuclear fue corrida en un pozo de prueba de bajo corte de agua fue fácilmente explicado. La información fundamental que la herramienta de Resonancia Magnética Nuclear provee una distribución del tamaño del poro de la formación derivado de una distribución del decaimiento de la señal de la medida en un tiempo (las mediciones de T_2). El carril 4 en el registro (figura 3.8) se muestra un ejemplo de esta adquisición de cómo esta distribución es presentada.

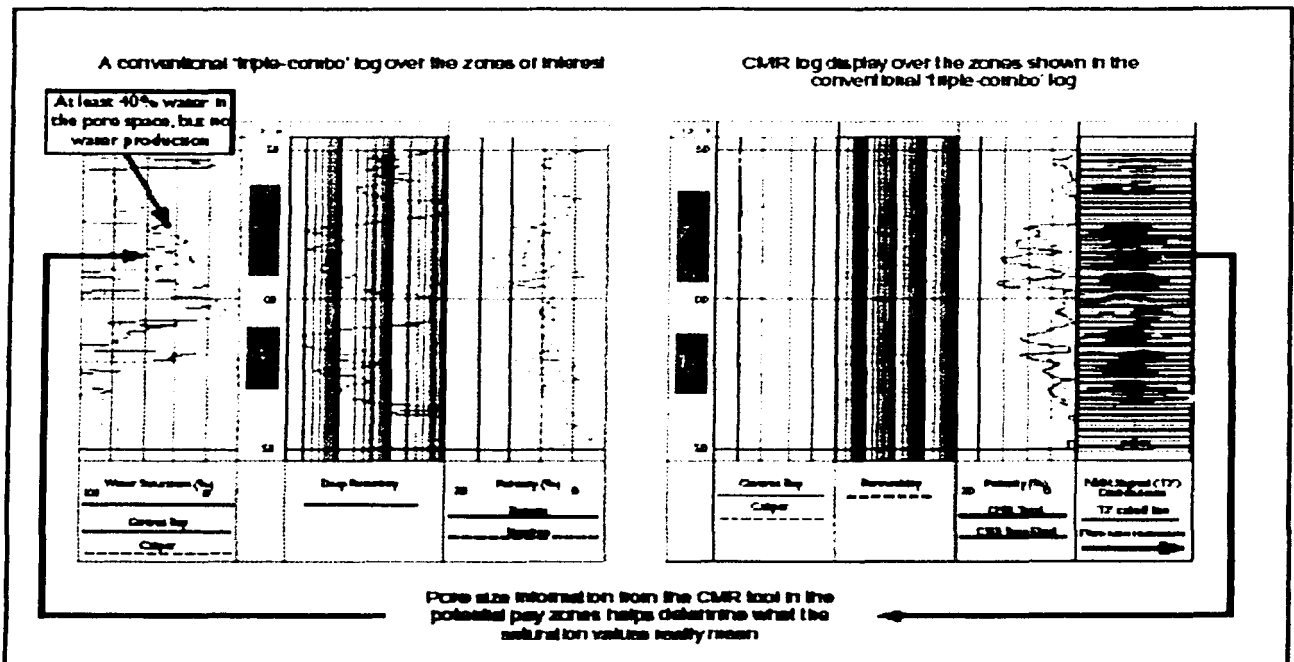


FIG3.8. Comparación de la convencional triple combinación y registro de CMR sobre zonas de interés en un pozo del Medio Este. La herramienta de CMR y la información de T_2 ayuda a explicar la ausencia de producción de agua de una zona que contiene 40% de agua.

Experimentos de laboratorio han establecido, para arenas y carbonatos, el mínimo tamaño de poros de los cuales un fluido puede ser producido. Este valor de corte indicado en el registro como una línea en el carril de la distribución. El área bajo la curva de distribución del lado derecho (largo del tamaño de poro) del corte representa el volumen de los poros que podrán permitir el flujo del fluido. Este "fluido libre RMN" de porosidad es desplegada en el carril 3 del registro (FIG. 3.8). El área total bajo la distribución de la curva (la suma de los poros con fluidos móviles y los que contienen fluidos irreductibles) representa el total de la porosidad para la cual la herramienta responde. Esta también es trazado en una curva la curva de la porosidad que es conocida como la "Resonancia Magnética Nuclear total". Un cálculo de la permeabilidad también es provista.

En las zonas A y B del despliegue de la distribución del RMN muestra que hay numerosos poros pequeños/microporos en el yacimiento—una gran porción del área bajo la curva de distribución miente hacia la izquierda (lado del poro pequeño) de la línea de corte. En términos cuantitativos la curva del fluido libre de porosidad lee 50% o menos la porosidad total sobre la mayoría del intervalo implicado que una gran proporción del espacio poroso contiene fluidos que no podrán ser producidos.

Para interpretar esta estimación del corte de agua, asumiremos que la roca esta mojada por el agua y la mayoría de esta es el fluido irreductible. Esto implica que el volumen de fluido ligado es equivalente a el volumen de agua ligada.

despreciando los cálculos pesimistas de la saturación de agua. Esta representación es un verdadero descubrimiento en la evaluación de la formación.

La amplitud primaria de la señal de la medida es proporcional a el número de átomos de hidrógeno en la formación e indica la porosidad. Esta señal es libre de los efectos litológicos los cuales afectan a las otras herramientas de porosidad en esto es enteramente derivado de los fluidos (los poros). El T_2 de los núcleos de hidrógeno cercano a la matriz de roca (incluyendo todas las arcillas ligadas al agua y una cantidad limitada de agua capilar) es pequeña y excluida de la medida de la señal. Por consecuencia la porosidad de la medida es una porosidad efectiva, en contraste de la porosidad y neutrón las cuales responden a todos los poros de los fluidos sin considerar las proximidades de las superficies de los minerales.

La información adicional a la porosidad obtenida de la porosidad efectiva de la medida también provee una ganancia extra a la interpretación petrofísica. Cuando usamos el software de análisis elemental de registro da una ganancia extra de realizar la evaluación de la litología, perfeccionando la determinación de arcillas, y permitiendo la interpretación las más complejas mezclas de silicatos. Un beneficio adicional de la herramienta es que el volumen de agua ligado a las arcillas puede ser determinado de la diferencia entre la densidad, neutrón y las porosidades derivadas de la Resonancia Magnética Nuclear (figura 3.10). Este volumen puede usarse en arenas arcillosas, Waxman Smits o Doble interpretación en continua y directa ganancia de S_{EB} (saturación de agua ligada) que tiene una disponibilidad en anteriores registros.

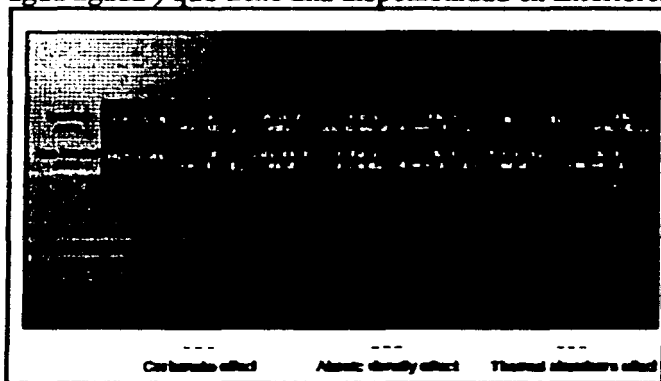


FIG.3.10.El agua ligada a la arcilla puede ser determinada de la diferencia entre la densidad, neutrón y la medida de CMR derivada de la porosidad. Este volumen puede ser usado en varias interpretaciones en un directo valor de S_{EB} (Saturación de agua ligada).

El tiempo transversal de relajación, T_2 , es proporcional al tamaño del poro, o más precisamente a la razón del volumen de poro (V) por el área de la superficie del poro (S).

La razón S/V se incrementa en rocas menos permeables de grano fino. El decaimiento de la amplitud de la señal RMN (la distribución T_2) puede ser convertida en un diagrama de la distribución del tamaño del poro (figura 3.11). Esto es calibrando en un núcleo que se le inyecta mercurio a las gargantas del poro en las distribuciones de tamaño. La razón S/V no provee exactamente la misma información en los datos de la inyección (la cual indica el volumen de poro que miente detrás del

tamaño de la garganta del poro), pero para cualquier tipo de roca da la misma información esencial.

El registro de la Resonancia Magnética Nuclear también ofrece una medida en tiempo real de la permeabilidad. A diferencia de las previas permeabilidades derivadas de los registros, la permeabilidad RMN es una poderosa y exacta. Esta es derivada de los datos que son directamente conectados a la geometría del poro y la proximidad de los fluidos con las paredes del poro, y es porque esta libre de los efectos litológicos.

La calibración de la respuesta a la permeabilidad responde a datos externos, tales como los núcleos con salmuera o al MDT, (herramienta de prueba modular de la formación dinámica), que es preferido en el campo por estar basado en asegurar la exactitud, en el agua o aceites de media viscosidad que llenan los poros con permeabilidades en rangos de 0.1-200 mD, el RMN produce excelentes resultados.

En cada incremento de profundidad, el múltiplo del decaimiento de la relajación transversal de los giro ecos son convertidos en un histograma de la distribución T_2 . Esta distribución T_2 refleja la relativa abundancia de varios tamaños del poro. Tal que en rocas mojadas por el agua el espacio poroso puede ser dividido entre la porosidad llena con el agua ligada capilarmente "irreductible" y la porosidad llena con los fluidos libres "móviles". Cuando la distribución T_2 de arenas saturadas con agua como ejemplo es comparada con las arenas centrifugadas con únicamente agua irreductible en su interior, se obtiene un correspondiente valor de T_2 de sobre 33 mseg. Este valor de 33 mseg denota el corte entre los fluidos libres y los irreductibles en las arenas. Los carbonatos tienen un alto corte de T_2 , que varía entre los 90 y 150 mseg con un valor promedio de 100 mseg.

Este corte es un parámetro extremadamente útil debido a que una porción del volumen de poro con un gran T_2 como 33 mseg en las arenas (o 100 mseg en carbonatos) puede contener fluidos producibles. Esta distinción entre los fluidos que pueden o no ser producidos es un beneficio fundamental del registro, sin embargo el volumen de agua irreductible investigado por el registro Resonancia Magnética Nuclear calcula este valor de agua, y los hidrocarburos que pueden ser producidos.

De tal forma que la herramienta puede ser usada para determinar el potencial de producción de zonas con un alto S_w , en nuevos o ya producidos yacimientos, que pueden ser considerados como muy arcillosos o secos.

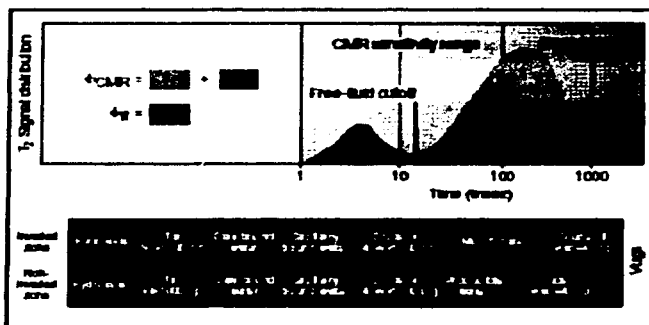


FIG.3.11. La viscosidad del fluido es proporcional al recíproco de T_2 , el tiempo de relajación transversal. La alta viscosidad del aceite decrece T_2 , si la permeabilidad de la formación es conocida independiente de la medida de RMN esta puede ser usada al uso para evaluar la viscosidad del aceite.

Los esquemas de la permeabilidad de la medida usados en la actualidad son derivados directamente de las distribuciones de T_2 a través de la estimación del logaritmo de T_2 o del salto del volumen de fluido. Sin embargo el obtener la distribución de T_2 requiere una acumulación de datos para mejorar la razón de la señal-ruido antes de la inversión. La desventaja de la acumulación es la baja velocidad de registro o la reducción de la resolución vertical.

Un nuevo indicador de la permeabilidad es la alta resolución de la medida derivada de la suma de los ecos en una sola fase de pares alternados (PAP) que consiste de dos secuencias Carr-Purcell-Meiboom-Gill. La suma de todas las amplitudes de eco en un tren de ecos es proporcional al producto de la porosidad y del promedio de T_2 . Este turno, correlacionado con la permeabilidad. Debido a que la suma de los ecos tiene una alta razón de la señal ruido, esta puede ser interpretada sin la acumulación y fuera, con una lata resolución vertical. La resolución vertical con la técnica es igual a la apertura de la antena más la distancia de viaje durante una secuencia adicional de CPMG en un tiempo de polarización, la suma de cual es unas pocas pulgadas.

La disminución de los cortes de la resonancia magnética en los volúmenes de agua ligada.—en el proceso estándar de la Resonancia Magnética Nuclear, la porosidad es la división dentro del volumen de fluido libre (FFI) y el volumen de fluido ligado capilarmente (BFV). Todos los componentes en la distribución de T_2 menores al corte de T_2 indican una litología específica y es asignada a BFV mientras que todos los componentes mayores al corte de T_2 son asignados a FFI. Los cortes son normalmente de 30 ms para las arenas y 100 ms para carbonatos, pero estos algunas veces son cambiados en base a medidas de núcleos en el laboratorio o en la discreción realizada por algún interprete de registros.

El volumen de fluido ligado capilarmente puede ser determinado por mediciones de laboratorio. La porosidad del núcleo es determinada por técnicas de mediciones de la Resonancia Magnética Nuclear o por el método de Arquímedes, o ambos y esta distribución T_2 determina el estado de saturación total. El núcleo es entonces centrifugado para drenarlo y que solo queden los fluidos pegados por la presión capilar y este volumen de agua ligada capilarmente se determine por las medidas de la Resonancia Magnética Nuclear o por el peso. Entonces el $T_{2\text{corte}}$, utiliza

la división de la porosidad de los volúmenes de los fluidos libres y ligados para determinar: La distribución de T_2 del estado de saturación total, $m(T_{2i})$, es asumido que el valor de T_{2min} arriba del corte de T_{2corte} , el cual es igual ala suma del volumen del agua remanente en la roca después de la centrifugación:

$$BFV = \sum_{T_{2min}}^{T_{2max}} m(T_{2i}) \dots \dots \dots (3.1)$$

donde

$$\phi = \sum_{T_{2min}}^{T_{2max}} m(T_{2i}) \dots \dots \dots (3.2)$$

ϕ es la porosidad. En la práctica corriente, el T_{2i} es logarítmicamente espaciado. Este método asume que el proceso de centrifugado drena completamente los grandes poros, dejando solamente agua en los poros pequeños inalterada, ver la figura 3.12. Esta técnica es realizada para la mayoría de los pozos, pero no para todas las rocas.

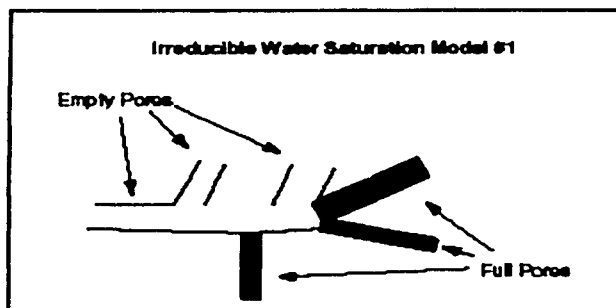


FIG.3.12.Simple modelo de una porción saturada del poro

El método anterior asume que el fluido ligado ocupa los poros pequeños y que el fluido libre ocupa los poros amplios y que, por lo tanto, la centrifugación se realiza completamente en los poros grandes. Esto es únicamente una aproximación. De hecho, después de la centrifugación, una capa de agua es dejada en la superficie del poro, ver figura 3.13.

El espesor de esta capa depende de la presión generada por la centrifugación y la presión capilar de la película. Generalmente hablando, los amplios poros, tienen una gran proporción de pérdida de agua.

El agua de la roca es siempre relajada por dos procesos que son la rápida difusión (límite de la superficie) o por el proceso de volumen. La superficie de relajación de la roca no es lo bastante amplia para seguir con la difusión (difusión limitada). Por lo tanto, la difusión se mantiene una magnetización uniforme del protón en cada poro mientras dura la medición. Esto implica que la relajación de la Resonancia Magnética Nuclear del agua del poro esta caracterizada únicamente por el radio del volumen de la superficie del poro del volumen de la superficie del poro: la medida no puede en ninguna forma distinguir el agua que puede permanecer después de la centrifugación. De tal manera, toda el agua en los grandes poros puede relajarse con un amplio T_2 apropiado al tamaño del poro, aunque no todo esto es actualmente producido.

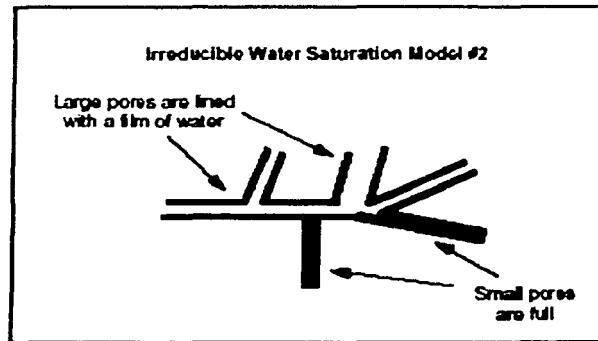


FIG.3.13. Modelo más realista del desplazamiento de la fase mojante a la fase no mojante

La implicación a la interpretación de registros en las formaciones en que no hay señal menor de T_2 al $T_{2\text{corte}}$ del corte, el registro puede predecir que no hay agua ligada. Este es el primer problema en las arenas y en muchos carbonatos y la posibilidad en muy finas y limpias arenas. La mayoría ocurren en zonas de agua o donde hay lodos base agua o aceite y han lavado a la formación. En zonas no lavadas de aceite y gas, o donde el filtrado de lodo base aceite está presente, el agua ligada capilarmente en espacios porosos la relajación puede ser $T_2 < T_{2\text{corte}}$.

La inadecuada marcación del corte por el método es evidente en algunos casos. Straley noto que arriba en las arenas centrifugadas, el amplio tiempo de relajación de los componentes desaparece, mientras que los componentes cortos, en algunas ocasiones son intensificados. En un conjunto de experimentos, esto fue observado en poros llenados con keroseno, la señal del agua se movió un corto tiempo. Ambas observaciones fueron explicadas por la presencia de que el agua forra los poros, otra manera de decir esto es que el fluido que satura no moja (aire o keroseno). Mientras el volumen V , de la fase que moja su saturación decrece, el área de la superficie del sólido, S , está expuesta a los mismos remanentes.

De tal manera que el tiempo de relajación del agua remanente decrece de acuerdo con:

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \frac{S}{V} \dots\dots\dots(3.3)$$

donde ρ_2 es la relajación en la interfase del sólido-fluido.

El modelo de roca usado es un trabajo de tubos interconectados. Este es el modelo que es asumido (muchas veces únicamente implícito), cuando se presenta un dato con el porosímetro de mercurio. La fase mojante, en condiciones de una saturación parcial, es encontrada en espacios cilíndricos anulares en cada poro. La fase no mojante ocupa un volumen cilíndrico en el centro de cada poro, como se muestra sistemáticamente en la figura 3.14. en esta discusión, la fase mojante puede ser muchas veces referidas como agua, y la fase no mojante puede ser referida como aceite o bien como aire o gas), para abreviar. Los siguientes símbolos son utilizados:

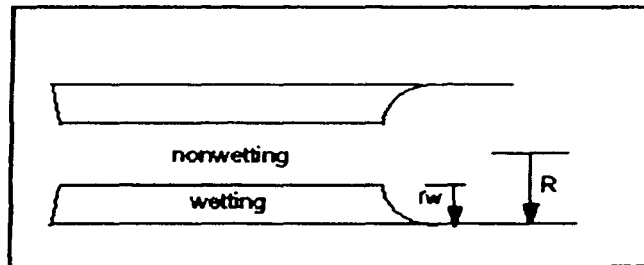


FIG3.14. La presión capilar en la fase mojannte es definida por los angulos entre el fluido-sólodo, y fluido-fluido.

R =radio del poro
 r_n = radio del cilindro con el fluido no mojannte
 r_w = especor del espacio cilindrico anular del fluido mojannte
 P = presión capilar
 γ = superficie de tensión entre los fluidos
 θ_{ff} = ángulo de contacto entre los fluidos
 θ_f = ángulo de contacto entre el sólido y el fluido
 el ángulo de contacto de la fase mojannte con la superficie sólida es asumida por $\theta_f = 0^\circ$ (típico para el agua en una superficie de silicatos), y este contacto en la interfase fluido-fluido es asumido como $\theta_{ff} = 90^\circ$. De tal manera la presión capilar se muestra en el agua como:

$$P = \gamma \left(\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) = \frac{\gamma}{r_w} \dots\dots\dots(3.4)$$

a causa en un espacio anular minucioso que únicamente tiene un finito radio de curvatura; para aumir los ángulos de los contactos entre fluido-fluido, sólido-fluido, esto es igual a el espor, r_w . Entonces, para un poco con una saturación de agua ireductible, $S_{wrr} = \frac{BFV}{\phi}$,

$$S_{wrr} = 1 - \frac{\pi r_n^2}{\phi} \dots\dots\dots(3.5)$$

donde $r_n = R - r_w$

$$S_{wrr} = \frac{2r_w}{R} - \left(\frac{r_w}{R} \right)^2 \dots\dots\dots(3.6a)$$

$$S_{wrr} = 1 \dots\dots\dots(3.6b)$$

estas ecuaciones pueden ser escritas en términos de T_2 . R es relacionado con T_2 , en una saturación de 100%,

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \frac{S}{V} = \rho_2 \frac{2}{R} \dots\dots\dots(3.7)$$

donde $\rho_2 = 5 \mu\text{m/s}$ para arenas típicas y $1.7 \mu\text{m/s}$ para carbonatos típicos. El modelo asume que el espor del espacio anular es el más pequeño radio de corvatura en el

problema. Esto es generalmente verdad. Entonces r_w es independiente de el tamaño del poro y depende únicamente de la presión capilar ver ecuación 3.4. de tal manera.

$$\frac{r_w}{R} = \frac{\gamma}{2\rho_2PT_2} = \frac{T}{T_2} \dots\dots\dots(3.8)$$

El factor γ/ρ_2P es exactamente el valor de T_2 para el corte en la presión capilar (ecu. 3.4), también en este análisis $T'=0.5T_{2corte}$. Esta relación de T' es un modelo dependiente y por lo tanto no necesariamente es exacto.

Este desarrollo sugiere que al disminuir el corte puede ser usado para obtener el volumen de agua ligada de la distribución de T_2 de una roca saturada de agua. Para mejorar la disminución del corte la siguiente ecuación es usada.

$$BFV = \sum_{T_{2i}=T_{2min}}^{T_{2corte}} m(T_{2i})' + \sum_{T_{2i}=T}^T m(T_{2i}) \left(\frac{2T}{T_{2i}} - \left(\frac{2T}{T_{2i}} \right)^2 \right) \dots\dots\dots(3.9)$$

la función $2T'/2T_{2i} - (T'/2T_{2i})^2$ es dibujado en la figura 3.15. Esta fórmula es derivada de un modelo tubular de espacios porosos; el uso de otros modelos dan resultados en un diferente forma.

Es claramente deseable para la disminución del corte y la marca del corte el que haya un arreglo donde es conocido el trabajo de la marca del corte en el pozo, por ejemplo en arcillas arenas con una distribución de tiempo de relajación amplia. De tal manera, esto es recomendado que se instale utilizando un valor teórico de $T'=0.5T_{2corte}$, T' instalado puede ser seleccionado también de BFV de la disminución de los métodos de la marca del corte sea compatible con la formación:

$$\sum_{T_{2i}=T_{2min}}^{T_{2corte}} m(T_{2i})' = \sum_{T_{2i}=T_{2min}}^T m(T_{2i}) + \sum_{T_{2i}=T}^{T_{2max}} m(T_{2i}) \left(\frac{2T}{T_{2i}} - \left(\frac{2T}{T_{2i}} \right)^2 \right) \dots\dots\dots(3.10)$$

$$\sum_{T_{2i}=T_{2min}}^{T_{2corte}} m(T_{2i})' = \sum_{T_{2i}=T}^{T_{2max}} m(T_{2i}) \left(\frac{2T}{T_{2i}} - \left(\frac{2T}{T_{2i}} \right)^2 \right) \dots\dots\dots(3.11)$$

Convirtiendo la suma logarítmica del espacio en una integral asumiendo una amplia distribución ($mT_{2i}=1$ de T_{2min} a T_{2max})

$$\int_{T_{2i}=T}^{T_{2corte}} m(T_{2i})' = \int_T^{T_{2corte}} d(\ln T_2) \left(\frac{2T}{T_{2i}} - \left(\frac{2T}{T_{2i}} \right)^2 \right) \dots\dots\dots(3.12)$$

otra estimación sigue la observación frecuentemente, sin embargo, no siempre, T_2 en el cual $m(T_{2i})$ es reducido por el factor de dos por la centrifugación. Da $T'/T_{2corte} = \exp(-1.5) = 0.22$

Otra estimación siguela observación frecuentemente, sin embargo no siempre, T_{2corte} es coincidente con el punto de la distribución de T_2 en el cual $m(T_{2i})$ es reducido por el factor de la centrifugación.

Cuando esto es verdad, T' puede ser estimada por :

$$\frac{1}{2} = \frac{2T}{T_{2\text{corte}}} - \left(\frac{T}{T_{2\text{corte}}} \right)^2 \dots\dots\dots(3.13)$$

de la cual podemos encontrar $T'/T_{2\text{corte}}=0.29$

Generalmente, la disminución del corte puede ser utilizada en cualquier formación saturada de agua, incluyendo zonas que son lavadas por lodos base agua. Desde que las herramientas de Resonancia Magnética tienen mayor profundidad de investigación que las herramientas resistivas (R_{xo}), esta condición frecuentemente es satisfecha. En las arcillas arenas y otras formaciones con una amplia distribución de tiempos de relajación de resonancia Magnética, puede ser pequeña o no haber diferencia entre la marca y la disminución del corte. Sin embargo, en arenas limpias y carbonatos donde el agua capilar es calculada de la marca del corte, esta es baja, la disminución del corte puede dar mas exactitud a los valores de BFV.

Existen un número de situaciones en las cuales el uso de la disminución del corte no es recomendada. En hidrocarburos ligeros en donde el agua moja a la roca y ocupa el centro del poro y relaja el radio del volumen, independiente al tamaño y a la geometría del poro. De tal manera estas zonas con una amplia señal de T_2 por los hidrocarburos no representan la distribución del tamaño de poro. En estos casos la disminución del corte puede sobre estimar el fluido ligado.

Las formaciones invadidas por un lodo base aceite son de un interés especial en el caso del efecto de hidrocarburos ligeros en la determinación del fluido ligado. El resultado es una caracterización bimodal de la distribución T_2 , en la cual el lodo base aceite, con típicamente T_2 en un rango de varios cientos de milisegundos, se puede separar la señal de la ligada, la cual esta confinada con un tiempo de relajación menor de $T_{2\text{corte}}$. Una marca del corte a través de el mínimo entre los dos picos usualmente da una muy buena partición del corte en este caso puede ser particularmente inapropiada en este caso.

Las zonas con un largo volumen de no lavado el gas representa otro especial caso. Aunque el gas puede ser eficientemente lavado durante el proceso de perforación, esto puede retornar rápidamente si la permeabilidad vertical de la formación es alta. En estos casos de formaciones la porosidad de la Resonancia Magnética puede ser menos significativa que la porosidad total, debido al reducido índice de hidrógeno y una inadecuada polarización. De tal forma el método del corte disminuido puede bajo estimar el fluido ligado.

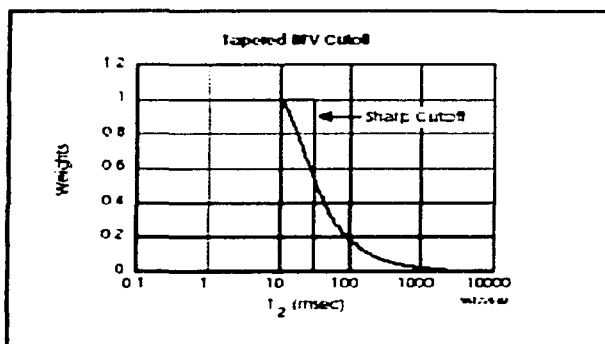


FIG3.15. Cuatro pesos dados de la distribución de la resonancia magnética para encontrar el valor del fluido ligado

La división entre la porosidad del fluido ligado y el fluido libre depende de la relación de la formación, ρ_2 , no importa ni el corte ni el uso de la marca. El $T_{2\text{corte}}$, y T' tienen la misma dependencia de la mineralogía.

La técnica es verificada en una prueba de pozo en donde las formaciones consisten en una caracterización de pozo de diferentes bloques, litologías, porosidades, permeabilidades y espesores. La herramienta de Resonancia Magnética Combinable, cual tiene una apertura de antena de 6 pulgadas, fue usada en esta prueba. En el Golfo de México en un ejemplo de Turbidita el nuevo indicador de permeabilidad de alta resolución fue dispuesto para identificar varios espesores de limitaciones de arena-arcillas que fueron no observados por las técnicas convencionales. Otro ejemplo de este indicador de alta resolución incluye un completo cálculo de grosores en formaciones laminares y una calibración cuantitativa de la permeabilidad. La nueva medida es comparable con la estimación estándar de la permeabilidad RMN tal como la permeabilidad Timur-Coates y medidas en núcleos. El tiempo de relajación de la resonancia magnética del protón de un poro lleno de agua es proporcional al volumen del radio de superficie del poro. El radio alto del volumen de superficie indica la presencia de minerales arcillosos en el espacio del poro o la microporosidad, ambas de las cuales impiden el flujo del fluido. Por lo tanto una correlación existe entre el tiempo de relajación de la resonancia magnética y la permeabilidad. Una de tales correlaciones es la ecuación $K_{SDR} = a\phi^4 T_{2M}^2$ la cual estima la permeabilidad del agua que satura la roca. La ecuación de Timur-Coates $k = b\phi^4 FF^2 / BFV^2$, es otra ecuación de permeabilidad. En ambas ecuaciones k es la permeabilidad, ϕ es la porosidad a y b son constantes, T_{2M} significa el logaritmo de T_2 , BFV es el salto del volumen de fluido y FF es el índice de fluido libre.

Los registros de resonancia magnética son generalmente procesados para obtener la porosidad y la distribución T_2 de la cual la permeabilidad es calculada. También la precisión de la resolución de la distribución de T_2 es limitada por la SNR. Frecuentemente los registros de resonancia magnética son acumulados de la profundidad antes de procesar la señal para mejorar la SNR al expandir la resolución vertical. En delgadas secuencias de arenas-lutitas el promedio de las acumulaciones

de profundidad de las señales de la arena y el material arcilloso dan una pesimista imagen de la producción de estas arenas.

La suma de los ecos, P, es un incremento de la función de ambos la porosidad y la relajación transversal de tiempo T₂ como se muestra a continuación:

$$P = \sum_{n=1}^N eco$$

$$P = \left(\sum_{n=1}^N (ruido(n) +) \int_0^{\infty} A(T_2) e^{-NTET_2} dT_2 \right) \dots\dots\dots(3.14)$$

donde A(T₂)dT₂ es el índice de tiempo del hidrógeno de la fracción del volumen del fluido cuyo tiempo de relajación esta entre T₂-dT₂/2 y T₂+dT₂/2. El índice n, cuales etiquetas corren de 1 a N, el número de ecos en la secuencia CPMG. TE es el espacio de tiempo entre los ecos en segundos. En la ecuación 3.14, el eco (n) es el enésimo eco de amplitud y el ruido (n) es el cero significativo redondeado el ruido en la medida. Lo llamaremos el redondeo de la parte de P, ξ:

$$\xi = \sum_{n=0}^N ruidos(n) \dots\dots\dots(3.15)$$

Entonces la suma de los ecos P, es igual a

$$P = \xi + \int_{n=0}^{\infty} A(T_2) \left(\frac{1 - e^{-NTE/T_2}}{1 - e^{-TE/T_2}} \right) e^{-TE/T_2} dT_2 \dots\dots\dots(3.16)$$

La ecuación 3.16 es obtenida por el cambio del orden de la integración y la sumatoria en la ecuación 3.14 y notamos que la suma tiene exponentes de series geométricas. El valor de P esperado es el peso de la integración del tiempo de relajación. El peso de la función es:

$$w \left(\frac{T_2}{T_E, N} \right) \approx \left(\frac{1 - e^{-NTE/T_2}}{1 - e^{-TE/T_2}} \right) e^{-TE/T_2} dT_2 \dots\dots\dots(3.17a)$$

La cual nuevamente puede ser simplificada como

$$w \left(\frac{T_2}{T_E, N} \right) \approx \frac{T_2}{T_E} \dots\dots\dots(3.17b)$$

Donde T_E << T₂ < NT_E.

La ecuación 3.17b es obtenida , por la expansión del exponencial en términos de la ecuación 3.17a dentro de la serie de MacLaurin y manteniendo el orden del primer término. En tal caso:

$$P \approx \xi + \int_0^{\infty} A(T_2) \left(\frac{T_2}{T_E} \right) dT_2 \dots\dots\dots(3.18a)$$

$$P \approx \xi + HI \phi < T_2 > / T_E \dots\dots\dots(3.18b)$$

Donde <T₂> es el tiempo de relajación, distinto del logaritmo del tiempo de relajación. T₂/M, que es comúnmente usado en los registro de resonancia magnética. HI es el índice de hidrógeno de un fluido en una sola fase que ocupa el espacio poroso. Esta ecuación queda invalidada para el caso de una saturación de mezclas.

La calidad del yacimiento se incrementa en función de ambos tanto la ϕ como T_2 . De aquí que tan grande es P tan grande será la calidad del yacimiento. Las mediciones del laboratorio mejoran en un diez el obtener las indicaciones en arenas de P que es fuertemente correlacionado con la permeabilidad, como se muestra en la figura 3.16. En vista de estos resultados, la suma de los ecos P es llamada el indicador de la permeabilidad.

Las medidas del laboratorio de la permeabilidad y los ecos de giro de RMN mostrados en la figura 3.16 son usados para obtener el siguiente resultado de $T_E=0.2ms$:

$$K=6.18 \cdot 10^{-12} P^{3.52} \text{ para } N=600$$

$$K=4.58 \cdot 10^{-11} P^{3.13} \text{ para } N=1200$$

Donde k esta en milidarcys y P es en unidades de porosidad.

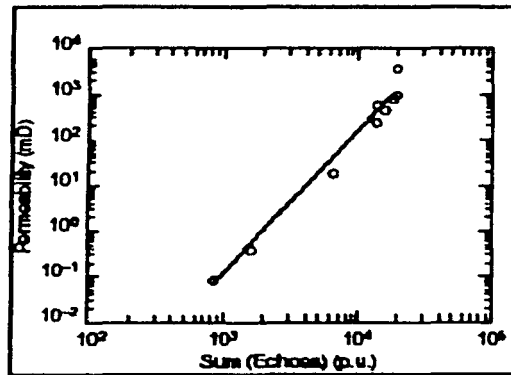


FIG.3.16. Medida de la permeabilidad contra la suma de los ecos de 10 ejemplos de arenas ($T_E=0.2ms$).

Las medidas de los actuales instrumentos de registro indican que el ruido en los ecos es el cero significativo

$$E[\text{ruido}(n)] = 0 \dots \dots \dots (3.19a)$$

Y sin correlacionar

$$E[\text{ruido}(n)\text{ruido}(m)] = \sigma^2 \delta_{nm} \dots \dots \dots (3.19b)$$

Donde $E[x]$ denota el valor de expectación de la variable de redondeo x .

δ es la función Kronecker $\delta=0$ si $n \neq m$ y $\delta=1$ si $n=m$.

σ es la desviación estándar en un eco.

La variancia de P es:

$$Var(P) = Var[E] = N\sigma^2 \dots \dots \dots (3.19)$$

La razón de la señal-ruido de la medida x es definido como

$$SNR[x] = E[x] / (Var[x])^{1/2}$$

La señal ruido de la suma de los ecos es:

$$SNR[P] = HI\phi / \sigma / (TE \sqrt{N}) \dots \dots \dots (3.20a)$$

$$SNR[P] = \langle T_2 \rangle / TE \sqrt{N} * (SNR[\text{primer Eco}] \dots \dots (3.20b)$$

La cantidad de $HI\phi/\sigma$ es aproximadamente la razón de la señal-ruido en el primer eco cuando $T_E \ll T_2$. Esto es por lo tanto reemplazado por SNR [primer eco] en la ecuación anterior. La razón de la señal-ruido de P es $\langle T_2 \rangle / (TE N^{1/2})$ tiempo del primer eco. Los típicos valores de estos parámetros en una arena llena de agua son:

$$\begin{aligned} \langle T_2 \rangle &= 0.1s, \\ TE &= 0.2ms, \\ N &= 1000 \text{ y así} \\ SNR[P] &= 15.8 [\text{primer} \\ \text{eco}] \dots \dots \dots (3.21) \end{aligned}$$

El factor en 3.21 es 15.8 de acuerdo con la ecuación 3.20b si no hacemos la aproximación en la ecuación 3.17b, un valor más exacto de 13.6 es obtenido. La razón de la alta señal-ruido de la suma de los ecos elimina la necesidad de una acumulación de resultados de una resolución vertical del registro. Por ejemplo la herramienta tiene 6 pulgadas de apertura. En una típica operación de registro, 1200 ecos con 0.2 ms de espacio son adquiridos después de 1.3s de tiempo de espera. Para unas 6 pulgadas de rango de muestreo la velocidad de registro es de 584 pies/hr. La resolución vertical, cual es la suma de la apertura del sensor y la distancia viajada es 9 pulgadas para un PAP.

Si el resultado es un tiempo de relajación corto, tal como 2ms, SNR(P) es menor que el SNR del primer eco. El SNR del indicador de la permeabilidad rápidamente decrece como el indicador de la permeabilidad decrece por si mismo.

La permeabilidad estimada de la inversión sin ninguna acumulación comparativa del pozo con la alta resolución de permeabilidad en los altos ambientes de altos SNR.

En la ecuación 3.20b es solamente válida cuando $T_E \ll T_2 \ll NT_E$. De otra manera el peso de la función en la ecuación 3.17a no puede ser amplificada en la ecuación 3.17a. La figura 3.17 muestra el SNR usando una ganancia de la fórmula y la ganancia SNR usada para la fórmula de aproximación del número de ecos asume $T_E = 0.2$ ms y una sola relación de tiempo de relajación, $T_2 = 0.1$ s. La simplificación de la fórmula se aproxima a la fórmula exacta después de sobre 1000 ecos. La exacta ganancia de la curva de SNR también muestra un máximo que corresponde al número óptimo de ecos para una alta SNR. La SNR de la permeabilidad indica una permeabilidad indica una pendiente sin muchos de los ecos que no contienen ninguna señal que son usados en el cálculo. La figura 3.18 muestra SNR[P] calculado con la fórmula exacta para $T_E = 0.2$ ms y diferentes valores de T_2 . El número óptimo de ecos depende de el T_2 de la formación. Para muchas situaciones se ha encontrado en la práctica que el número óptimo de ecos esta alrededor de 1000.

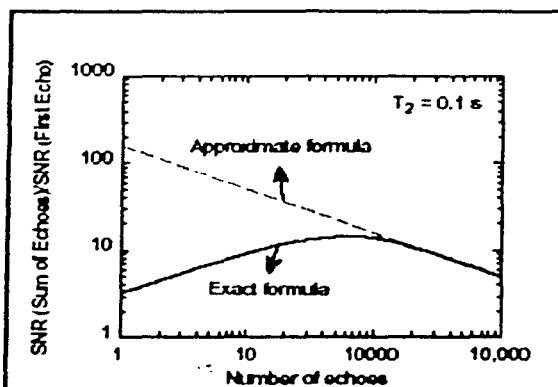


FIG. 3.17. Los valores de SNR usados en la fórmula (17) y en la fórmula de aproximación (17b) son puestas en una comparación contra el número de ecos de $T_2 = 0.1$ s y $T_E = 0.2$ ms. La fórmula de aproximación da un muy cercano valor a la fórmula exacta después de 100 ecos.

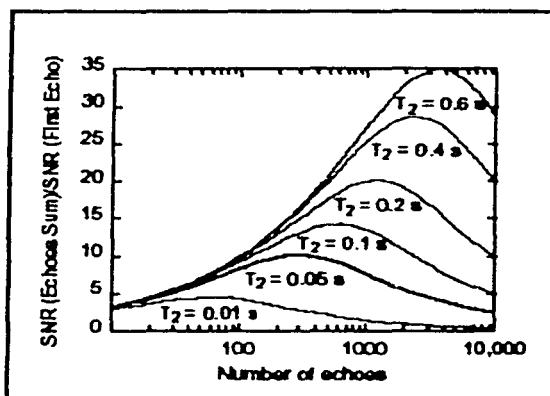


FIG. 3.18. Los valores de SNR usados en la fórmula exacta (17) y trazándola en contra de el número de ecos de diferentes valores de T_2 y $T_E = 0.2$ ms. El número óptimo de ecos depende de T_2 .

El efecto de la longitud T_2 -la suma de ecos es una función lineal de $(HI\phi)$ continua y monótona, incremento de la función de T_2 . La relación nunca va en una dirección equivocada. Sin embargo, para largos valores de T_2 , tal como $T_2 \gg NT_E$, la suma de los ecos son aproximados a $(HI\phi N)$, la cual es independiente de T_2 . Esto se muestra en la figura 3.19

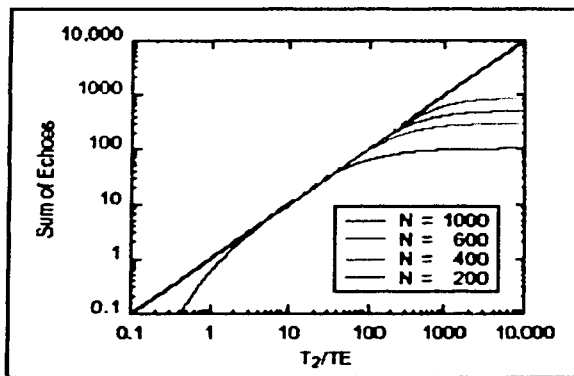


FIG.3.19. La suma de N ecos para una sola relajación exponencial aproximadamente $H\phi T_2/T_E$. La suma es $H\phi T_2$ para amplios valores de T_2 . En este diagrama $H\phi=1$.

El tiempo de relajación T_2 de un poro, de una roca llena de fluido descuida la restricción de difusión, es:

$$\left(\frac{1}{T_2}\right)_{aparente} = \left(\frac{1}{T_2}\right)_{volumen} + \frac{D(T_E \gamma G)^2}{12} + \rho \left(\frac{S}{V}\right) \dots \dots \dots (3.22)$$

- donde D es el coeficiente de difusión molecular
- G es el gradiente del campo magnético
- ρ es la superficie de relajación
- γ es el radio de giro magnético del protón
- S/V es el radio del volumen de superficie de poro

Cuando la permeabilidad se incrementa, el S/V tiene un pequeño y eventual valor, los primeros dos términos del lado derecho de la ecuación 3.22 dominan. En este límite, T_2 no es muy correlacionado con la geometría del espacio poroso. De tal manera, el hecho que la suma de los ecos se vuelve independiente de T_2 a un largo valor de T_2 es insignificante.

El efecto de hidrocarburos ligeros en formaciones con una alta permeabilidad que los contienen (o enjarre de lodo base-aceite), los hidrocarburos ligeros tienen un largo T_2 porque tienen un volumen de tiempo de relajación es largo, y la formación tiene un T_2 a causa de un común tamaño de poro grande. De la discusión de arriba el indicador de la permeabilidad satura los grandes valores de T_2 pero manteniendo correctamente indica la producción de las formaciones.

En formaciones menos permeables la longitud del volumen de T_2 de los hidrocarburos domina, y la alta resolución de la permeabilidad indica una alta lectura. Esto es también una limitación para cualquier ecuación de permeabilidad que envuelva el término de T_2 tal como K_{SDR} .

Efectos de hidrocarburos pesados- Cuando la viscosidad se incrementa T_2 decrece. Sin embargo una alta viscosidad de hidrocarburos usualmente tiene una pobre movilidad, i.e como el limite de betumen, T_2 es virtualmente cero. De tal manera el indicador de la permeabilidad puede correctamente indicar una baja producción cuando la viscosidad de los hidrocarburos se incrementa.

Efecto de gas-el gas es altamente móvil. Como sea, el T_2 del gas es corto a causa de la difusión. En adición, el gas tiene un bajo índice de hidrógeno. Ambos efectos bajan la suma de los ecos. De tal forma, el indicador de la permeabilidad puede equivocarse al indicar una baja producción en las zonas productoras con una alta saturación de gas. EL efecto de gas afecta a otras ecuaciones de permeabilidad tales como K_{SDR} o K_{lim} .

La Suma de ecos no es el único simple estimador de la permeabilidad. Otra cantidad también correlacionada bien con la permeabilidad es K_X , el área bajo el rectángulo del eco de amplitud de decaimiento del registro.

$$k_x = T_E \sum_{n=1}^N [e \cos(n)]^2 \dots\dots\dots(3.23)$$

$$k_x = T_E \sum_{n=1}^N eco(n)eco(n+1) \dots\dots\dots(3.24)$$

La diferencia entre la ecuación 3.24 y b es que b tiene una el cero absoluto en el componente de ruido. K_X es similar a la permeabilidad estándar, $K=a\phi^4 T_{2M}$. La simulación de resultados, las medidas de laboratorio, y el computo de soporte de los registros de pozo han observado que no hay razón que indique que K_X sobre P.

CAPÍTULO IV APLICACIONES PARA LA CARACTERIZACIÓN DE LA ROCA Y SUS FLUIDOS

IV.1 RESUMEN

Los registros de Resonancia Magnética Nuclear fueron aplicados a 3 pozos comerciales de gas y aceite. En el primer caso de un campo el efecto del gas en el registro de Neutrón fue suprimido por la absorción termal del neutrón. La amplia separación entre las curvas de DPHI y TCMR dan una clara identificación de la zona del yacimiento la cual contiene gas. El segundo ejemplo de campo, el registro de la permeabilidad es derivado de la ecuación de Coates-Timur. El tercer ejemplo es de un yacimientos de litología compleja en el mar de Norte en el cual se utilizo en registro de CMR para poder evaluarlo de una forma más eficiente.

IV.2 EJEMPLOS DE CAMPO

IV.2.1 EJEMPLO DE CAMPO 1 SUR DE TEXAS.

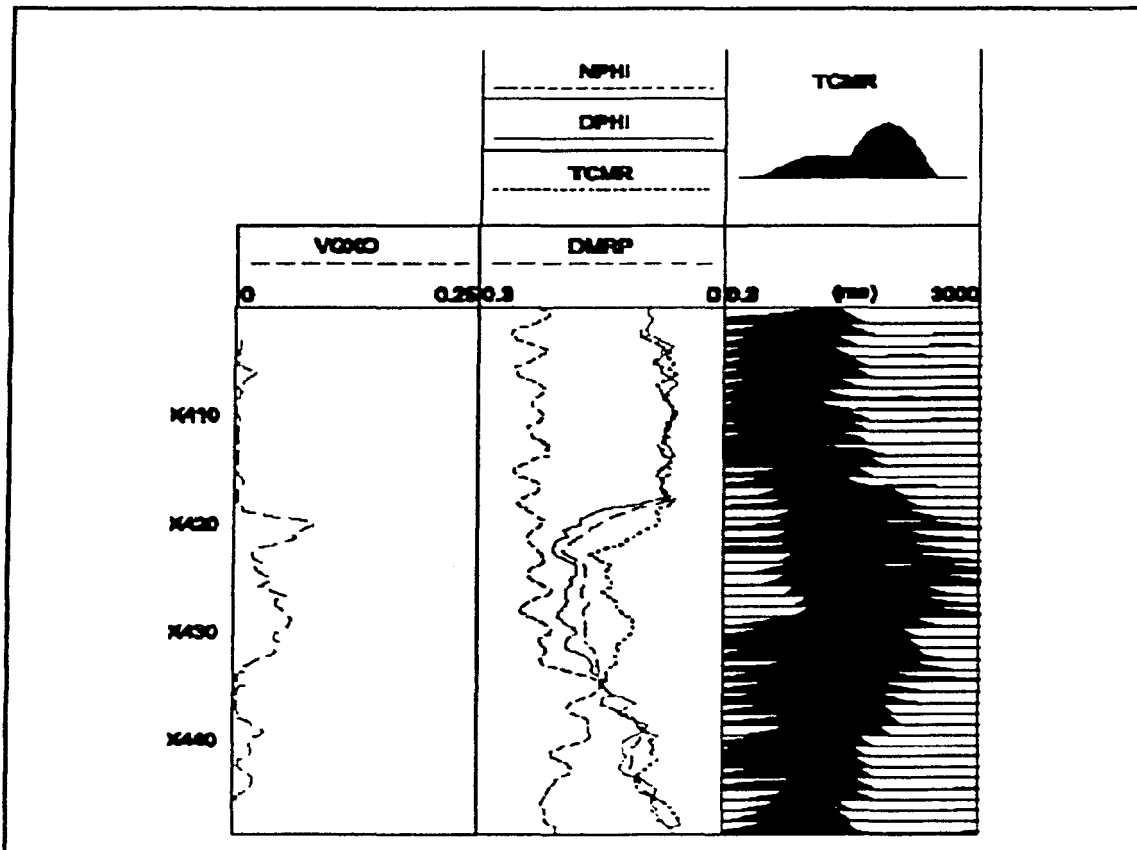


FIG 4.1. Ejemplo de campo del Sur de Texas. Formación de arcillas con capas que contienen gas.

El ejemplo 1 es del Sur de Texas en una formación de arcillas. El pozo fue perforado con un lodo base aceite. La herramienta de CMR fue corrida a una velocidad de 600ft usando un tiempo de espera de 1.3s. Los registros de TCMR, DPHI, DMRP, NPHI son mostrados en el carril 2 (FIG 4.1). El intervalo de 418 a 433ft es un estrato de gas. Se logra apreciar la amplitud el efecto de gas en el registro Neutrón fue suprimido por efectos de la mineralogía. El amplio déficit entre el DPHI y el TCMR identifica la zona de la capa con gas (VGXO) y es trazada en el carril 1 de la figura 4.1. La corrección de la porosidad por gas (DMRP) provee información sobre la porosidad total que puede ser usada para estimar la reserva de gas y la permeabilidad de la ecuación Coates-Timur. Por lo tanto en el carril 3 de la Fig.4.1 se observan las distribuciones T_2 en el intervalo de 418 a 423ft lo que muestra la zona de gas.

IV.2.2 EJEMPLO DE CAMPO 2 COSTAS DE AUSTRALIA.

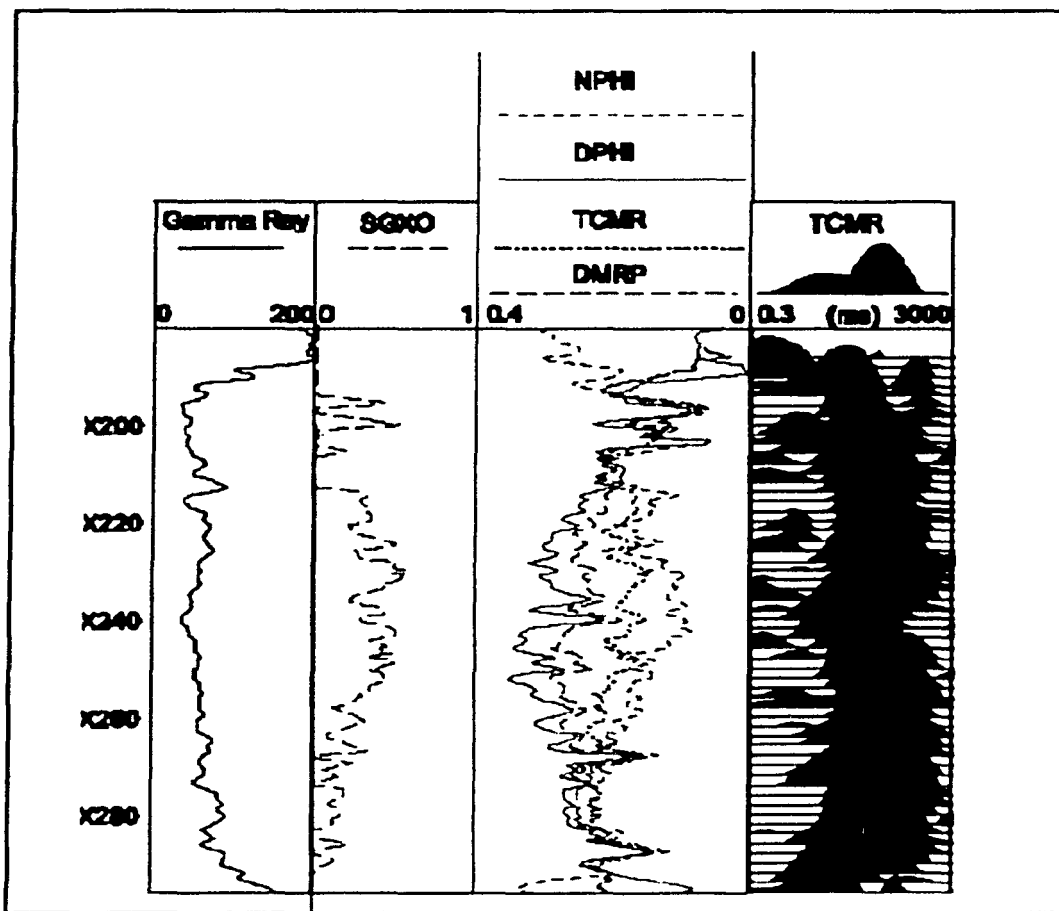


FIG.4.2. Pozo perforado en las costas de Australia con capas de gas en formaciones arcillosas

Este ejemplo es de un pozo de gas perforado en una plataforma en Australia en un yacimiento de arcillas con arenas. El pozo fue perforado con un lodo base aceite. El pozo penetra un gran yacimiento de gas y núcleos convencionales fueron cortados sobre las zonas de interés. La herramienta de CMR fue tomada con un tiempo de espera de 6s.

Los registros de TCMR, DMRP, DPFI y NPHI son trazados en el carril 3 de la figura 4.2. La capa de gas es fácilmente identificable de la diferencia entre DPFI y TCMR. Un fuerte efecto de gas en los registros de Neutrones es evidente del amplio cruce de los registros de DPFI y NPHI (Carril3) en la figura 4.2. La saturación del gas en la zona lavada (SGXO) es mostrada en el carril 2 de la Fig 4.2; y en el carril 4 se observan las amplitudes de TCMR.

Las comparaciones de los datos de los núcleos son mostrados en la Fig 4.3. (Se debe saber que solo se comparo la medida DMRP y la porosidad de los núcleos y son trazados en el carril 2 de dicha figura)

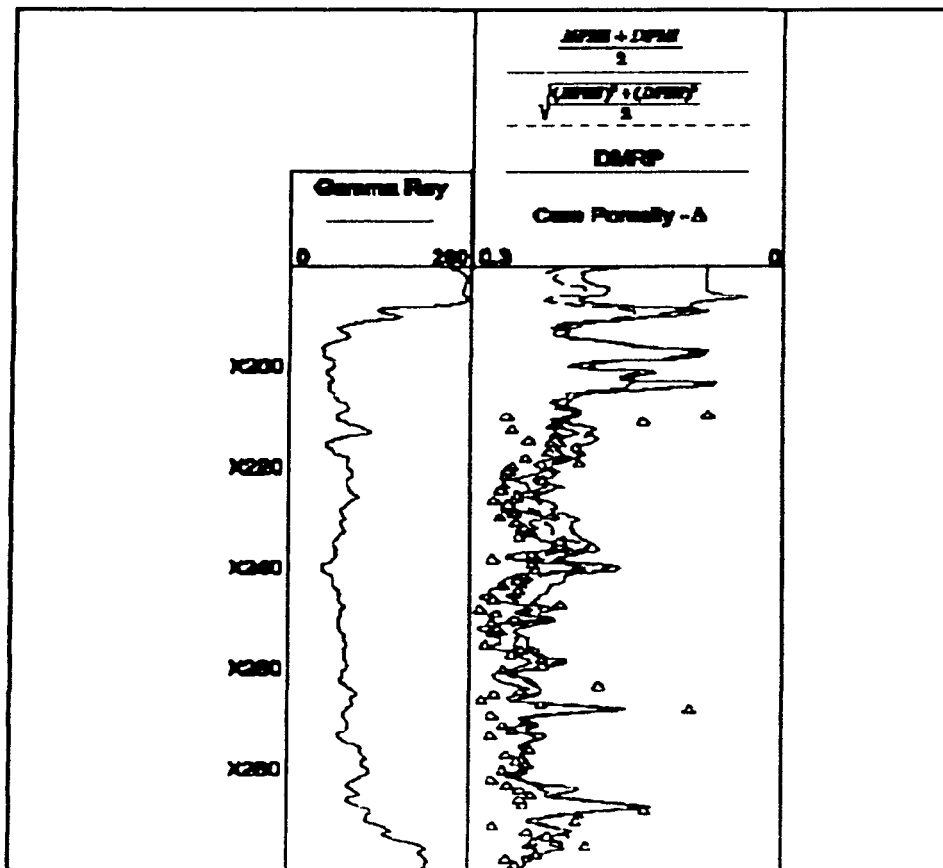


FIG.4.3 Muestra la comparación entre la medida DMRP y la porosidad de los núcleos

IV.2.3 EJEMPLO DE CAMPO 3 MAR DEL NORTE.

Los datos de un registro de resonancia Magnética Nuclear fueron adquiridos en un pozo en una compleja litología en el Mar del Norte. El espesor del yacimiento en su totalidad fue nucleado, usando un fluido base aceite lo que provocó que se tuvieran mejores calibraciones entre el registro de Resonancia Magnética y los núcleos.

El yacimiento tiene características con zonas de baja resistividad, alta densidad de la matriz y los registros convencionales y la porosidad de los núcleos dio valores de sobre 35.p.u. El yacimiento es de arenas con granos muy finos los cuales contenían abundantes partículas de hierro.

El principal objetivo del registro de Resonancia Magnética Nuclear fue el de ayudar a identificar el aceite móvil, cuantificar la saturación de agua irreductible, la porosidad efectiva y el volumen de fluido ligado capilarmente a la formación (BFV).

La demostración de estas específicas aplicaciones incluyeron; 1) la detección de bitumen dentro de la zona de hidrocarburos reflejada por la señal de Resonancia Magnética Nuclear por un corto decaimiento de T_2 ; 2) la determinación de el fluido móvil a través de la comparación de registros calibrados con el volumen de fluidos ligados de Resonancia Magnética Nuclear con cálculos del volumen de agua de los registros resistivos; 3) la identificación de partículas de clorita; 4) estimación de la permeabilidad a través de datos calibrados del registro de Resonancia Magnética Nuclear; y 5) la identificación de gas por medio del indicador de Resonancia Magnética Nuclear.

El descubrimiento de un pozo (POZO-1) el cual penetra 21m en una columna de aceite en un yacimiento de arenas en el Mar del Norte reveló que del 15-30% del volumen del yacimiento se consideró rico en partículas de hierro, microporos de granos de glauconita dando como resultado una alta saturación de el agua ligada a la formación y asociado a una baja resistividad (1-5ohm-m) en zonas de interés. Una prueba de formación dio como resultado una producción de aceite libre de agua de por lo menos 15m de la columna de aceite.

Inconsistentes y significativas diferencias en las lecturas de MWD y de los registros de resistividad de 1-3ohm-m dentro de la zona de aceite no hicieron posible el determinar la correcta resistividad del yacimiento y la invasión del filtrado de lodo.

Un segundo pozo fue perforado cerca de los límites del yacimiento (POZO-2), encontrando un complejo sistema de fluidos del yacimiento consistente a capas delgadas de gas sobreyacentes a zonas saturadas de aceite que al parecer tienen bitumen impregnada. Basándose en experiencias anteriores del POZO-1 se programó una adquisición de datos en la cual se incluyó el registro de Resonancia Magnética Nuclear en orden de efectuar apropiadamente las propiedades de la formación y la saturación de los fluidos en el yacimiento.

El registro de CMR fue combinado con las herramientas de NGS/LDL/CNL. El registro de CMR utilizó un tiempo de espera de 6seg.

Los resultados de los registros del POZO-2 son mostrados en la figura 4.4. El carril 1 muestra los registros de Calibración y Rayos Gamma. El carril 2 muestra al NPHI y al RHOB. El cruce de las curvas del registro de densidad-neutrón reflejan una pequeña zona de gas. En el carril 3 se muestra a registro de Inducción profunda;

el registro de inducción da una lectura máxima de 3ohm-m en la zona de agua. El carril 4 compara las porosidades de TCMR y CMRT y muestra la división de la porosidad TCMR dentro del índice de fluido libre, y el fluido ligado a las arcillas (BFV, toda señal $T_2 < 3$ ms) y el fluido ligado capilarmente (BFV de $3 \text{ ms} < T_2 < 33$ ms). Esto haciendo evidente que la estimación de la porosidad CMR tiene una baja sensibilidad de 3ms y es bajo estimada la porosidad total en un número de intervalos de la formación (FIG.4.5, carril3 y 4). Note que en las figuras 4.4 y 4.5 en el carril 5 provee de una distribución de T_2 de 0.3 a 3000 ms.

La porosidad faltante, de una pobre señal de fluidos libres y un pequeño decaimiento de T_2 son características de los registros de Resonancia Magnética Nuclear en presencia de la Bitumen. Todas estas medidas de bitumen de los registros de RMN son claramente identificables dentro de la zona saturada entre 104.5m y 113.5m (carril 3 figura 4.5) Es interesante el notar que otras dos independientes indicaciones de la zona de bitumen se muestra en la FIG.4.5. La primera de estas indicaciones es mostrada en el carril 1 donde son comparados los volúmenes de fluido ligado (BFV curva blanca) con el volumen de agua ($BWF = \phi S_w$) presentes en la roca proveniente de la estimación de la porosidad de los registros de resistividad (área azul en el carril 1) Arriba de 104.5m estos dos indicadores indican la producción libre de agua.

El segundo indicador viene de los puntos móviles del registro de MDT mostrados como cuadrados en el carril 2. Ya que cuando fue corrida esta herramienta se pudo hacer mas claramente una correlación entre las permeabilidades de la zona limpia con las que contenian bitumen. Esta combinación de registros dio como resultado el poder evaluar mas correctamente las zonas de interés así como el poder identificar de forma correcta las zonas con bitumen.

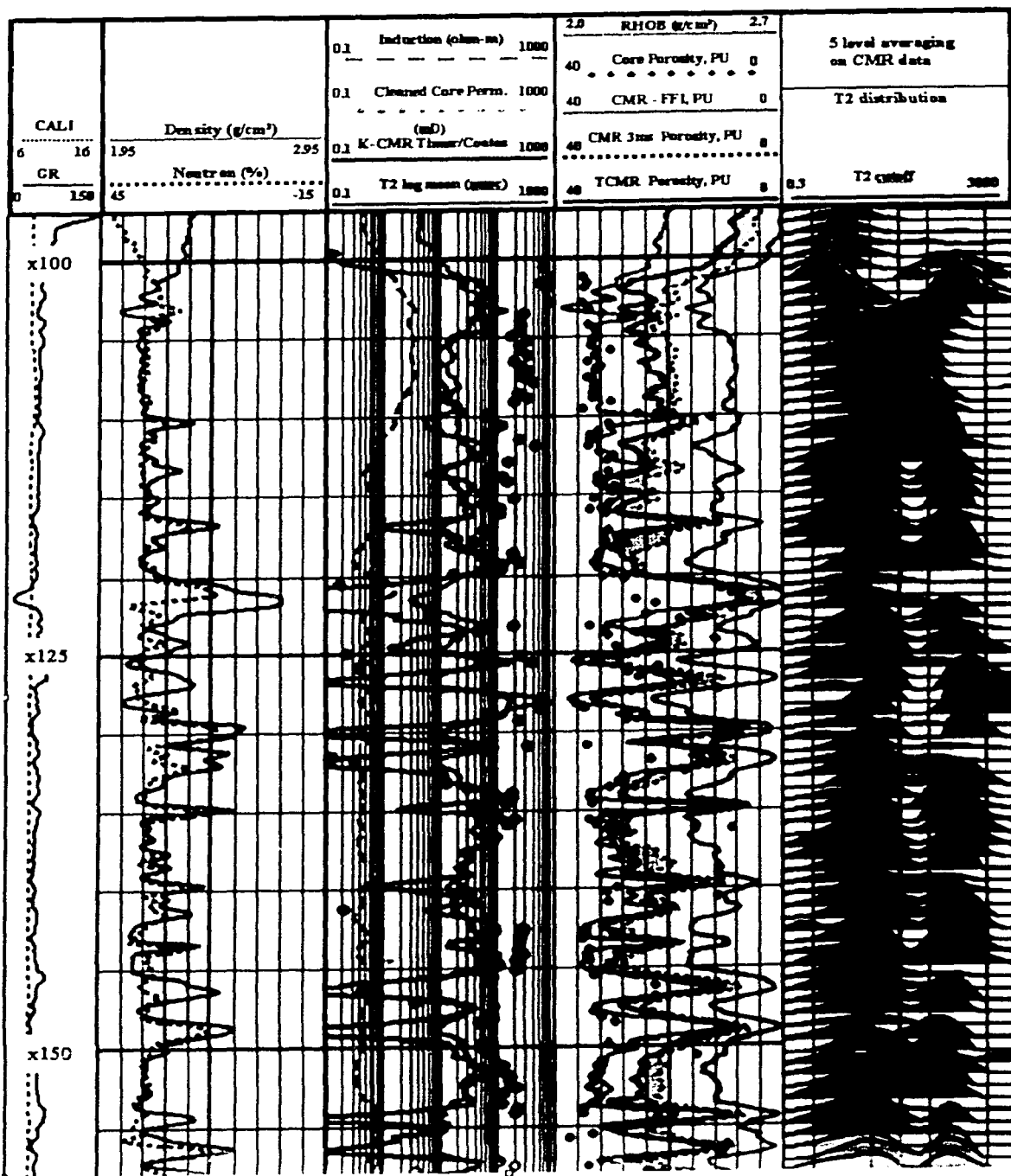


FIG 4.4 Registro de CMR en el Mar del Norte

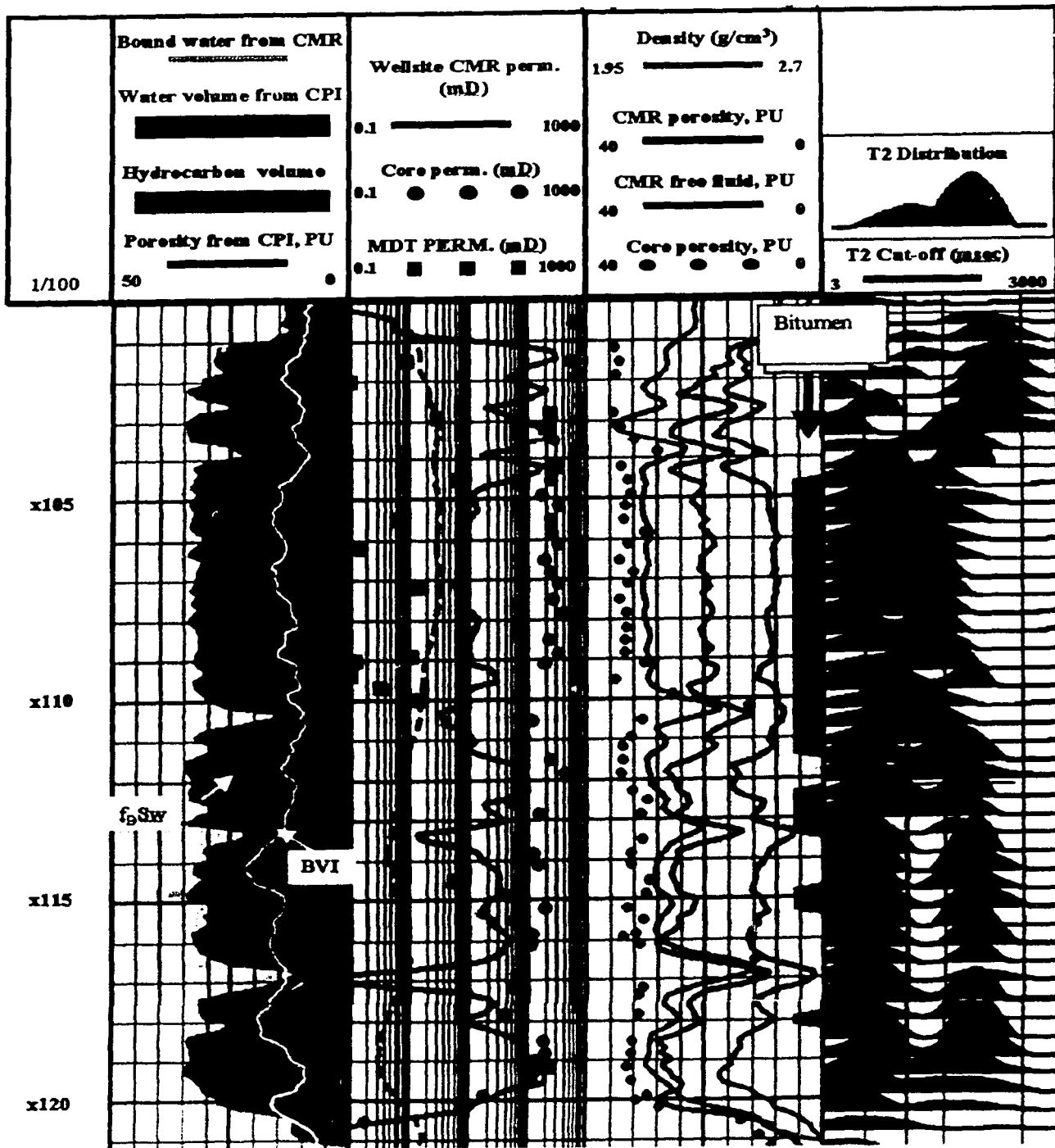


FIG.4.5. Registro de CMR combinado con el registro de MDT

CAPÍTULO V**CONCLUSIONES**

1. La distribución de los tiempos de relajación transversal T_2 se obtienen midiendo la amplitud de la señal de decaimiento emitido por los núcleos de hidrógeno. Los valores de T_2 se despliegan igualmente espaciados de una manera continua sobre una escala logarítmica entre los valores de T_{2min} y T_{2max} . Siendo esos dos últimos, como también el valor prefijado del cociente de T_1/T_2 , los únicos parámetros necesarios para la computación del tiempo de relajación transversal T_2 .
2. T_{2min} se determina como la sensibilidad de la medición para los tiempos de relajación muy cortos, usualmente para una herramienta de Resonancia Magnética Nuclear se utiliza un valor de 0.3 milisegundos.
3. T_{2max} aparece como una estimación entre el valor máximo de tiempo de relajación presente en la formación y el valor máximo que puede medir la herramienta, siendo común usar 6000 ms en rocas con gas y/o con perforación de lodo con base aceite.
4. T_1/T_2 es un valor muy crítico para corregir el efecto de polarización. Generalmente se utiliza un valor de 1.5 para agua, de 2 para aceite, y aumentando ese número con la presencia de aceite más liviano y/o gas. También tenemos una manera de determinar más precisamente ese coeficiente T_1/T_2 con un análisis del registro de Resonancia Magnética Nuclear estático. Al subir ese valor del cociente de T_1/T_2 , se incrementa levemente la porosidad total medida por la herramienta de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).
5. La mezcla a base de agua que utiliza para la calibración maestra de la herramienta de Resonancia Magnética Nuclear tiene un índice de hidrógeno I.H. de 1. Cuando los poros de la formación contienen un fluido con índice de hidrógeno I.H. inferior a 1, como es el caso del gas, la porosidad total medida a partir de la Resonancia Magnética Nuclear lee proporcionalmente más bajo. Esa corrección por déficit en la medición de la porosidad es también muy importante con agua de formación y/o filtrado de lodo con alta salinidad. Al disminuir el valor del índice de hidrógeno sube la porosidad calculada a partir del decaimiento de los tiempos de relajación transversal T_2 .
6. Un valor único de T_{2corte} debe ser ingresado para una participación precisa de la porosidad total en el fluido libre (o móvil) y en fluido irreductible (o inmóvil). Ese valor de T_{2corte} ($T_{2cutoff}$) depende esencialmente de la mineralogía de la formación, y en menor magnitud del tipo de fluido contenido en los poros. Con datos experimentales así como análisis empíricos se dieron a conocer los valores que hoy son comúnmente usados, para carbonatos $T_{2corte} = 100ms$ y para silicatos $T_{2corte} = 33ms$. Valores más exactos pueden ser inferidos a partir de mediciones precisas hechas en laboratorio sobre núcleos (mediciones Resonancia Magnética Nuclear antes y después de centrifugar la muestra). Como lo comprobamos anteriormente, se puede también determinar ese valor a partir de una medición estática de la herramienta con

diferentes tiempos de espera y/o en los tramos a donde se observa claramente una distribución bi-modal (2-picos) en los tiempos de relajación transversal T_2 . Consecuentemente, para nuestro estudio se selecciono un valor de corte $T_{2\text{corte}}$ de 70ms.

7. Otros tiempos de corte pueden ser empleados en el procesamiento de la herramienta de Resonancia Magnética Nuclear para diferenciar y cuantificar la fracción de agua ligada a las arcillas por intercambios catiónicos, con la fracción de agua irreductible contenida en los microporos y retenida por la presión capilar a nivel de las gargantas de los poros. Para cuantificar esos dos volúmenes, usaremos comúnmente un corte a 3ms en la distribución de los tiempos de relajación transversal T_2 .
8. En la actualidad, existen dos algoritmos derivados de las mediciones directas de la herramienta Resonancia Magnética Nuclear para estimar y calcular la permeabilidad de la formación: $k_{\text{odr}} = a_1(T_{\text{cmr}})^{a_2} (T_{2\text{log}})^{a_3}$
 donde a_1 , a_2 , a_3 representan los coeficientes de calibración
 T_{cmr} representa la porosidad total medida por la herramienta
 $T_{2\text{log}}$ el valor promedio del logaritmo (o centro de gravedad) en la distribución de los tiempos de T_2

$$k_{\text{odr}} = b_1(T_{\text{cmr}})^{b_2} \left(\frac{C_{\text{mmf}}}{\text{BFV}} \right)^{b_3}$$
 b_1 , b_2 , b_3 , son los coeficientes de calibración
 T_{cmr} es la porosidad total medida por la herramienta
 C_{mmf} la cantidad de fluido libre ($C_{\text{mmf}} = T_{\text{cmr}} - \text{BFV}$)
 BFV la cantidad correspondiente de fluido irreductible (entre 0.3 y 70ms dependiendo para cada pozo)
9. Las aplicaciones empíricas de la Resonancia Magnética Nuclear suministran una información de gran utilidad, pero los datos más valiosos e importantes se obtienen en el análisis completo y detallado de los espectros
10. La Resonancia Magnética Nuclear nos permite determinar el tamaño de poros en todo tipo de materiales por lo que en la actualidad es muy usada en todo tipo de litología
11. La Resonancia Magnética Nuclear es un método espectroscópico de análisis no destructivo, que se basa en la absorción de energía en la zona de radiofrecuencia por parte de los núcleos de algunos átomos, cuando éstos se colocan en un campo magnético intenso y de alta homogeneidad
12. En yacimientos de carbonos complejos, las herramientas de Resonancia Magnética Nuclear permite medir porosidades independientes de los efectos de litología, lográndose una evaluación mas precisa de los intervalos prospectivos. En presencia de microporosidad tal como se observa en las zonas con alto contenido de limos, las herramientas de Resonancia Magnética Nuclear determina la porosidad efectiva, un indicador importante de la producción del yacimiento. Las zonas con alto contenido

de limo pueden ser identificadas con la porosidad de fluido libre (ϕ_F) comparada con las altas porosidades aparentes de registros convencionales.

13. El volumen de agua producible puede ser calculado basándose en el fluido intersticial y la saturación de agua (S_w) determinada a partir de las mediciones de resistividad profunda. Un corte de 100ms para T_2 se ha encontrado como punto óptimo para la evaluación de yacimientos de carbonatos complejos. La herramienta de Resonancia Magnética Nuclear permite la detección del contacto hidrocarburos/agua (OWC), en formaciones donde el mismo no es discernible con registros convencionales.
14. En presencia de gas los registros de Resonancia Magnética Nuclear sobre todo el CMR tiene efectos contrarios, lo cual puede producir que se bajo estime la porosidad de la formación debido a una insuficiente polarización del gas. La insuficiente polarización del gas ocurre usando en un yacimiento de gas tiene un tiempo longitudinal aparente (T_1) que típicamente esta en un rango de 3 a 6s en condiciones de yacimiento. Para realizar una polarización compleja en yacimientos de gas el registro requiere una secuencia CPMG (Carr-Purcell-Meiboom-Gill) con un tiempo de espera en orden de 10s desafortunadamente tal tiempo de espera no es práctico para una operación de registros, ya que se tendría una lenta velocidad de medición. En zonas con gas cercano a las paredes del pozo los registros de CMR tienen lecturas bajas como los registros de DPHI. La diferencia entre ambos registros (TCMR y DPHI) es proporcional a la saturación del gas y el efecto es análogo al crece de la densidad neutrón en zonas de gas.

BIBLIOGRAFÍA

1. Well Logging for Earth Scientists. Darwin V. Ellis. Ed. Elsevier. Newyork. 1989
2. How to Use Borehole Nuclear Magnetic Resonance. Allen David, Crary Steve, Frrredman Bob. Oilfield Review. *summer 1997*
3. Efective Porosity, Producibile Fluid and Permeability in Carbonates from NMR Logging. Morris Chris, Straley Chris.
4. An NMR High-Resolution Permeability Indicator . Sezginer, C. Cao Minh, N. Neaton, M. Herron, R. Freedman
5. AN Improved NMR Tool Design for Faster Logging. D. Mckeon, C. Cao Minh, R. Freedman, R. Harris, D. Willis, D. Davies, G. Gubelin, R. Oldigs, and M. Hürlimann.
6. PORES Explored. Middle East Well Evaluation Review. Number 19, 1997
7. SPE 38737 tapered cutoffs for magnetic resonance bound water volume. R.L. KLEINBERG, SPE, AND A. BOYD, SPE, SCHLUMBERGER. COPYRIGHT 1997, Society of Petroleum Engineers, inc. This Paper was prepared for presentation at the 1997 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Held in SAN ANTONIO, TEXAS, 5-8 OCTOBER 1997
8. SPE 30560 Procesing of data from an NMR logging tool. R Freedman, SPE and C.E MORRIS, SPE SHCLUMBERGER WIRELINE & TESTING. 1995, Society of Petroleum Engieneers, Inc
9. SPE 49008 NMR Relaxation of Clay-Brine Mixtures. Matteson, J.P Tomanic, M.M. Herron, D F Allen, and W.E. Kenyon, SPE, Schlumberger-Doll Research. Copyright 1998, Society of Petroleum Engineers, Inc
10. Tendencias en registros de RMN. Allen David, Fauum C. Oilfield Review. Invierno de 2001
11. De las Propiedades de los Yacimientos a las Soluciones de Estimulación. Ali O. Al Qarni, Ault, B. Oilfield Review. Primavera de 2001
12. SPE. 74362 Reducing Cmpletion Costs and Enhancing Productivity Using Nuclear Magnetic Resonance Logs and Formation Tester Data Mengual Jean Francois Sandlungaray P. Artola P. 2002 Society of Petroleum Engineers, Inc
13. Combining NMR and Density Logs for Petrophysical Analisis in Gas- Bearing Formations. Freedman R. Cao Chanh. 2002.