

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**APLICACIÓN DE LA RESONANCIA MAGNÉTICA EN LA
IDENTIFICACIÓN DE FLUIDOS EN LOS POZOS PETROLEROS**

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRÓNICO

PRESENTADO POR:

ERWIN ENRIQUE MACHER PINO

**PROMOCIÓN
1990 – I**

**LIMA – PERÚ
2006**

**APLICACIÓN DE LA RESONANCIA MAGNÉTICA EN
LA IDENTIFICACIÓN DE FLUIDOS EN LOS POZOS
PETROLEROS**

A mis Padres:

A quienes debo mi vida y profesión.

A mi Esposa:

A quien debo la más grande de las comprensiones y mis logros.

A mis Hijos, Samantha y Kevin:

A quienes debo mis ganas de superación.

SUMARIO

La industria petrolera ha sido desde hace mucho, no sólo una fuente de energía para la industria en general, sino también una fuente de desarrollo tecnológico debido a los altos costos que asume durante su operación. No es un secreto que una gran mayoría de avances científicos y tecnológicos se han producido por la intención de optimizar la producción de hidrocarburos.

Dentro de esta gama de procesos que comprenden la perforación y puesta en producción de un pozo petrolero, se encuentra el proceso de Registros Eléctricos de los Pozos o también llamado Perfilaje Eléctrico de Pozos. Este proceso consiste en bajar herramientas y sensores por medio de un cable con armadura de acero y siete conductores internos independientes. Estos conductores nos permiten la alimentación y comunicación de las herramientas con el sistema de superficie que almacena la información o respuesta dada por la herramienta al medio que la va rodeando y que varia dependiendo de la profundidad. Luego la interpretación de estas graficas o “perfiles” nos permitan obtener datos específicos de las formaciones y la profundidad a la que se encuentran.

Buscando como mejorar esta situación, es que se desarrollo la Resonancia Magnética Nuclear en la industria petrolera (ya desarrollada en medicina), obteniéndose en las primeras investigaciones una buena correlación con la permeabilidad y luego aumentando la capacidad de las lecturas a datos de porosidad independientemente del tipo de roca, saturación de agua, de gas y de petróleo, la viscosidad del petróleo, etc.

Este trabajo tratara de explicar la parte física y electrónica de la herramienta, pero para ello será necesario en algunos puntos la explicación de algunas partes básicas de geología para poder entender la respuesta de la herramienta.

INDICE

CAPITULO I

FISICA DE LA RESONANCIA MAGNETICA

1.1	Introducción	2
1.2	Magnetismo Nuclear	2
1.3	Polarización	3
1.4	Inclinación de Pulsación y Decaimiento de Inducción Libre	8
1.5	Detección de Ecos de Momentos Rotacionales	11
1.6	Sincronización del Tiempo de las Mediciones de Resonancia Magnética	14

CAPITULO II

PRINCIPIO DE LA HERRAMIENTA DE RESONANCIA MAGNETICA

(MRIL-Halliburton)

2.1	Polarización de Núcleos	16
2.2	Inclinación de la Magnetización y Detección de Ecos de Momentos Rotacionales	17
2.3	Velocidad de Perfilaje y Resolución Vertical	19
2.4	Profundidad de Investigación	22
2.5	Medición de Frecuencia Múltiple, Ancho de Banda de Pulsaciones de RF	26
2.6	Efectos de la Magnetización	30
2.7	Relación Señal a Ruido y Promedios Acumulativos	32
2.8	Activaciones	33
2.9	Configuración de la Herramienta	38

CAPITULO III

DIAGRAMA DE BLOQUES DE LA HERRAMIENTA

MRIL-Halliburton

3.1	Subgrupos del Sistema de Resonancia Magnética	40
3.1.1	El adaptador DITS – Numar	40
3.1.2	El cartucho Condensador o Capacitor – MRIL	40
3.1.3	La Sonda MRSN o Antena	41

3.1.4	El Cartucho Electrónico o MREC	41
3.2	Descripción Operacional del Cartucho Electrónico	43
3.2.1	Módulo de Interfase de Antena	43
3.2.2	Módulo de Calibración del Sensor B_1	43
3.2.3	Módulo Controlador DSP	44
3.2.4	Módulo de Almacenamiento de Energía	44
3.2.5	Módulo Excitador	44
3.2.6	Módulo Preamplificador	45
3.2.7	Módulo Receptor	45
3.2.8	Módulo Transmisor	45
3.2.9	Módulo de Filtro de Transmisor	45
3.2.10	Módulo de Interfase de Transmisión y Fuentes de Potencia de Transmisión	45
3.2.11	Diagrama de Bloques	46
3.3	Características de la Sonda Eléctrica	46
3.4	Ruta del Pulso de Transmisión	47
3.5	Ruta del Pulso de Recepción	49
3.6	Alimentación de la Herramienta	50

CAPITULO IV

PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE LA IDENTIFICACION

	DE HIDROCARBUROS CON RESONANCIA MAGNETICA	51
4.1	Propiedades de la Resonancia Magnética Nuclear de los Hidrocarburos	51
4.1.1	Petróleo Inerte	51
4.1.2	Gas	5
4.2	Identificación de Hidrocarburos con Resonancia Magnética Nuclear	55
4.2.1	Distribución T_2 de una Roca Parcialmente Saturada	55
4.2.2	Contraste de Relajamiento en T_1	57
4.2.3	Contraste de Difusividad	58
4.2.4	Simulaciones Numéricas	61
4.3	Efectos del Petróleo en las Distribuciones T_2	61
4.3.1	Agua y Petróleo Liviano	61
4.3.2	Agua y Petróleo Viscoso	62
4.3.3	Efectos de la Viscosidad y Humectabilidad sobre la Señal de Petróleo en una Distribución T_2	64

4.4	Efecto del Gas sobre la Distribución T_2 Bajo Distintas Condiciones	66
4.4.1	Agua y Gas	66
4.4.2	Agua, Petróleo Liviano y Gas	67

CAPITULO V

SOLUCIONES DERIVADAS DE ANALISIS BASADO EXCLUSIVAMENTE EN

MRIL		69
-------------	--	----

5.1	Análisis en el Dominio del Tiempo	69
5.1.1	Concepto	69
5.1.2	Principios	70
5.1.3	Adquisición de Datos	71
5.2	Análisis de Difusión	73
5.2.1	Concepto	73
5.2.2	Adquisición de Datos	74
5.2.3	Análisis Cuantitativo de Difusión: DIFAN	76
5.2.4	Método de la Difusión Realzada	81

CONCLUSIONES		96
---------------------	--	----

BIBLIOGRAFIA		97
---------------------	--	----

PRÓLOGO

El perfil de Resonancia Magnética, introducido al mercado en el año 1991, toma el equipo medico de Resonancia Magnética de Imágenes y lo invierte de adentro hacia fuera. De modo que, en lugar de colocar al objeto en el centro del instrumento, se coloca al instrumento mismo, en el pozo, en el centro de la formación por analizar.

En el centro de la herramienta de Resonancia Magnética, un imán permanente produce un campo magnético que magnetiza los materiales de la formación. Una antena que rodea a este imán transmite energía de radiofrecuencia hacia la formación, en ráfagas controladas con precisión en el tiempo en forma de campo magnético oscilatorio. Durante el tiempo entre pulsaciones, la antena se utiliza para escuchar la señal de eco decadente proveniente de aquellos protones de hidrógeno que están en resonancia con el campo del imán permanente.

Dado que existe una relación lineal entre la frecuencia de resonancia del protón y la intensidad del campo magnético permanente, se puede ajustar la frecuencia de la energía transmitida y recibida a efecto de investigar regiones cilíndricas a diámetros diferentes alrededor de la herramienta de Resonancia Magnética. Esta "sintonía" de una sonda de Resonancia Magnética para que sea sensible a una frecuencia específica permite a los instrumentos de Resonancia Magnética efectuar imágenes de secciones transversales delgadas tanto de un paciente de hospital como de una formación rocosa.

CAPÍTULO I

FÍSICA DE LA RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

1.1 Introducción

La física de la Resonancia Magnética es bastante compleja, sin embargo, la posibilidad de medir perfiles geofísicos con esta herramienta y su futura interpretación se pueden entender tomando en cuenta principios y conceptos básicos de Resonancia Magnética como son: Magnetismo Nuclear, polarización, tiempo de relajamiento T_1 , inclinación de pulsación, decaimiento de inducción libre, ecos de momentos rotacionales, tiempo de relajamiento T_2 y secuencia de pulsación (CPMG).

1.2 Magnetismo Nuclear

La Resonancia Magnética Nuclear, basa su estudio en la respuesta de los núcleos atómicos a la presencia de los campos magnéticos. La gran mayoría de núcleos, cuentan con un momento magnético único y un momento angular rotacional. Si estos núcleos son sometidos a un campo magnético externo, el núcleo se ordena con respecto a la dirección del campo magnético. Luego, esta facultad de los núcleos magnéticos, de interactuar con un campo magnético externo conocido, producen señales medibles y características.

Cualquier núcleo con un número impar de protones o neutrones es capaz de ser medido. Dentro de las formaciones terrestres, encontraremos núcleos de hidrógeno, Carbono y Sodio, pero a excepción del hidrógeno, la señal magnética inducida en los demás núcleos es muy baja y difícilmente medible por una herramienta práctica (salvo por equipo muy sofisticado de laboratorio). Por el contrario, con el hidrógeno, el más sencillo de todos los elementos, que abunda, tanto en los gases como en los hidrocarburos y el agua y contiene un protón y ningún neutrón, tiene un momento magnético bastante amplio y genera una señal potente. Por esta razón, la gran mayoría de estudios de Resonancia Magnética en rocas de formación y pozos petroleros se basa en la respuesta de la herramienta a la presencia del átomo de hidrógeno y básicamente a la respuesta de su núcleo.

Si recordamos, el átomo de hidrógeno, contiene un solo protón que es una partícula muy pequeña ubicada en el núcleo y cargada positivamente. Esta partícula se encuentra girando sobre su eje permanentemente, lo que genera un campo magnético (o momento magnético) con dos polos (norte y sur) alineados con el momento rotacional. Este efecto es muy parecido al de una barra imantada girando constantemente sobre su eje longitudinal. (Ver Figura 1.1)

Ahora, en su estado natural, cuando se ubican varios núcleos de hidrógeno, sin estar sometidos a un campo magnético externo, sus campos magnéticos se encuentran ordenados al azar (Figura 1.2)

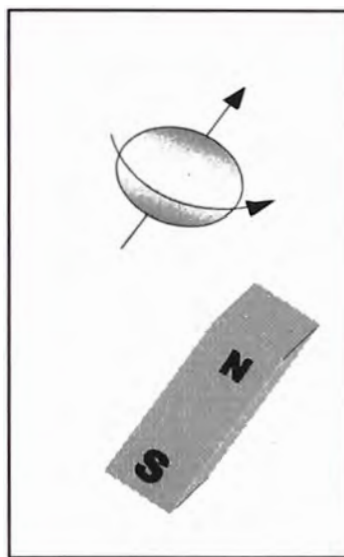


Figura 1.1

Comparación de los núcleos de hidrógeno con pequeñas barras imantadas.

1.3 Polarización

Como mencionamos, sin un campo magnético externo, los ejes magnéticos de un cuerpo se encuentran desordenados, por esto, el primer paso para poder hacer una medición de Resonancia Magnética es alinear los núcleos magnéticos con un campo magnético estático y conocido, B_0 . Cuando B_0 se aplica a un núcleo magnético, B_0 ejerce un momento torsional que ayuda a alinear el eje del momento rotacional con B_0 .

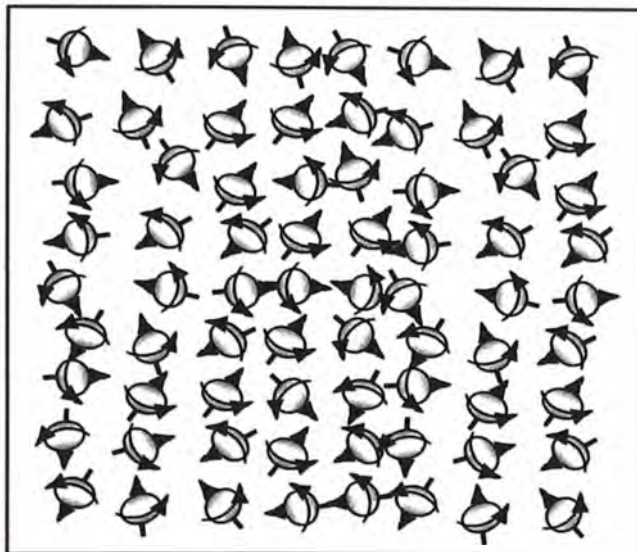


Figura 1.2: Ejes magnéticos nucleares alineados al azar

Hay que tener en cuenta que, cuando se aplica un momento torsional a un objeto giratorio, el eje del objeto se mueve perpendicular al momento torsional en un movimiento llamado “precesión”, tal como se ve en la figura 1.3.

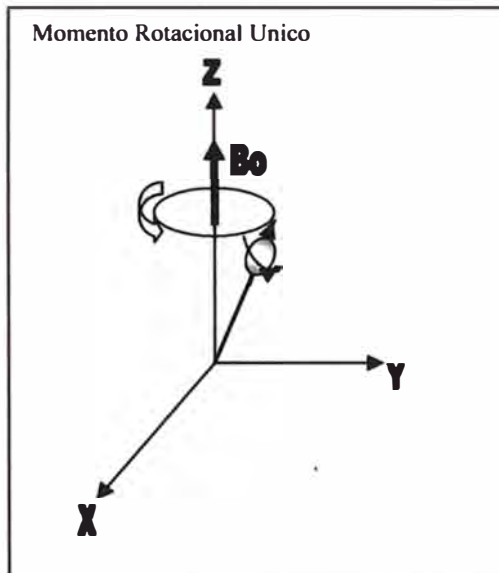


Figura 1.3: Momento Rotacional Único

Luego, cuando se aplique un campo magnético a un núcleo magnético (giratorio), el núcleo hará “precesión” alrededor de B_0 . La frecuencia precesional (f), llamada la frecuencia de LARMOR, esta dada por:

$$f = \frac{\gamma B_0}{2\pi} \tag{1.1}$$

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

Para el caso del hidrógeno, $\gamma/2\pi = 42.58 \text{ Mhz/Tesla}$. Otros elementos, cuentan con valores diferentes de γ .

La ecuación (1.1) indica que la frecuencia de LARMOR es proporcional a la magnitud del campo magnético estático y a la relación giromagnética del núcleo dado. Ahora, para un campo magnético dado, diferentes elementos tienen frecuencias de LARMOR diferentes (dadas por sus diferentes relaciones giromagnéticas), esto nos permite diferenciar los elementos, por las frecuencias que de LARMOR que presentan.

Como indicamos, la frecuencia de LARMOR es función de la intensidad del campo magnético estático. Ahora si esta intensidad del campo magnético, depende de la posición, entonces, la frecuencia de LARMOR también dependerá de la posición del núcleo. Esta observación es vital para las mediciones realizadas con Resonancia Magnética en todas sus aplicaciones.

Para el caso petrolero, los instrumentos de Resonancia Magnética producen un campo de gradiente estático primario, cuya intensidad esta en función de la distancia radial a partir de la superficie del instrumento. Es por esta razón que la ubicación de la región investigada por el instrumento esta determinada por la frecuencia de LARMOR a la que responde el instrumento de Resonancia Magnética.

Según la mecánica cuántica, cuando un protón esta sujeto a un campo magnético externo, el protón es forzado hacia uno de entre dos estados energéticos. Como se ve en la figura 1.4 el estado energético de un protón en particular, depende de la orientación del eje precesional del protón con respecto a la dirección del campo externo. Cuando el eje precesional es paralelo a B_0 , el protón esta en el estado de baja energía, que es el estado preferido. Cuando el eje precesional esta en posición antiparalela a B_0 , el protón esta en el estado de alta energía. A la dirección de B_0 se le designa como la dirección longitudinal.

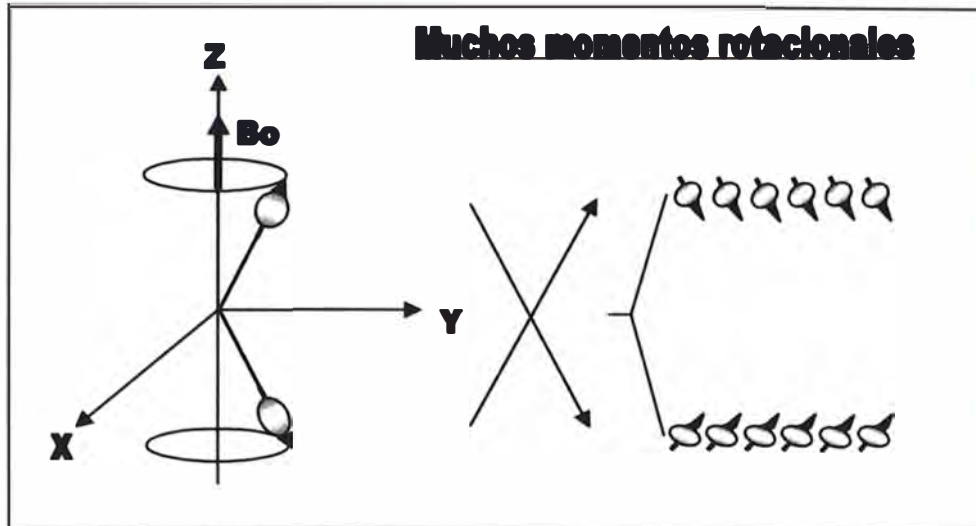


Figura 1.4: Muchos momentos rotacionales

Cuando un gran número de protones giratorios están haciendo precesión alrededor de B_0 , como se ve en la figura 1.5, hay más momentos rotacionales haciendo precesión paralelos a B_0 que antiparalelos. La diferencia entre el número de protones alineados paralela y antiparalelamente al campo B_0 forma la magnetización bruta M_0 que provee la señal medida por los dispositivos de Resonancia Magnética.

La magnetización microscópica M_0 esta definida como el momento magnético neto por unidad de volumen. Para el caso de N núcleos por unidad de volumen, la magnetización esta dada por la ley de CURIE de esta forma.

$$M_0 = N \frac{\gamma^2 \cdot h^2 \cdot I \cdot (I+1)}{3(4\pi^2) \cdot k \cdot T} B_0 \quad (1.2)$$

siendo

- k = Constante de Boltzman
- T = Temperatura absoluta (Kelvin)
- h = Constante de Planck
- I = Numero cuántico de momentos rotacionales del núcleo.

M_0 es observable y según la ecuación (1.2), es proporcional al número de protones, a la magnitud B_0 del campo magnético aplicado y a la inversa de la temperatura absoluta.

Una vez que los protones están alineados en el campo magnético estático, se dice que están polarizados. La polarización no ocurre inmediatamente sino que más bien crece en una constante de tiempo, llamada "tiempo de relajamiento longitudinal", T_1 .

$$M_z(t) = M_o (1 - e^{-t/T_1}) \quad (1.3)$$

siendo

t =Tiempo durante el que los protones están expuestos al campo B_o

$M_z(t)$ =La magnitud de la magnetización al tiempo t , cuando se toma la dirección de B_o a lo largo del eje z .

M_o =La magnetización final y máxima en un campo magnético dado.

T_1 es el tiempo en el que la magnetización alcanza 63% de su valor final y tres veces T_1 es el tiempo en el que se logra el 95% de la polarización. En la figura 1.6 se ilustra una curva de relajamiento o polarización T_1 . Fluidos diferentes, tales como agua, petróleo y gas tienen tiempo de relajamiento T_1 diferentes.

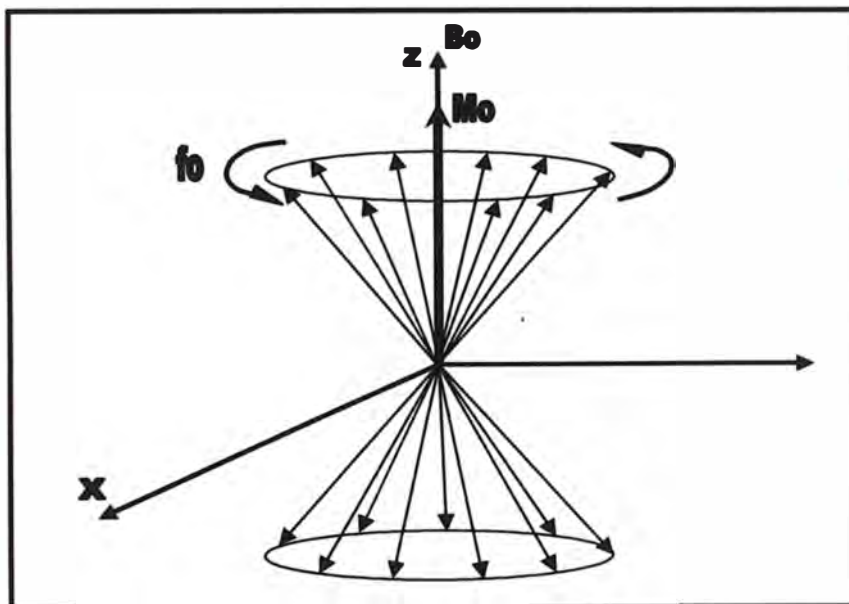


Figura 1.5: Magnetización neta (M_o)

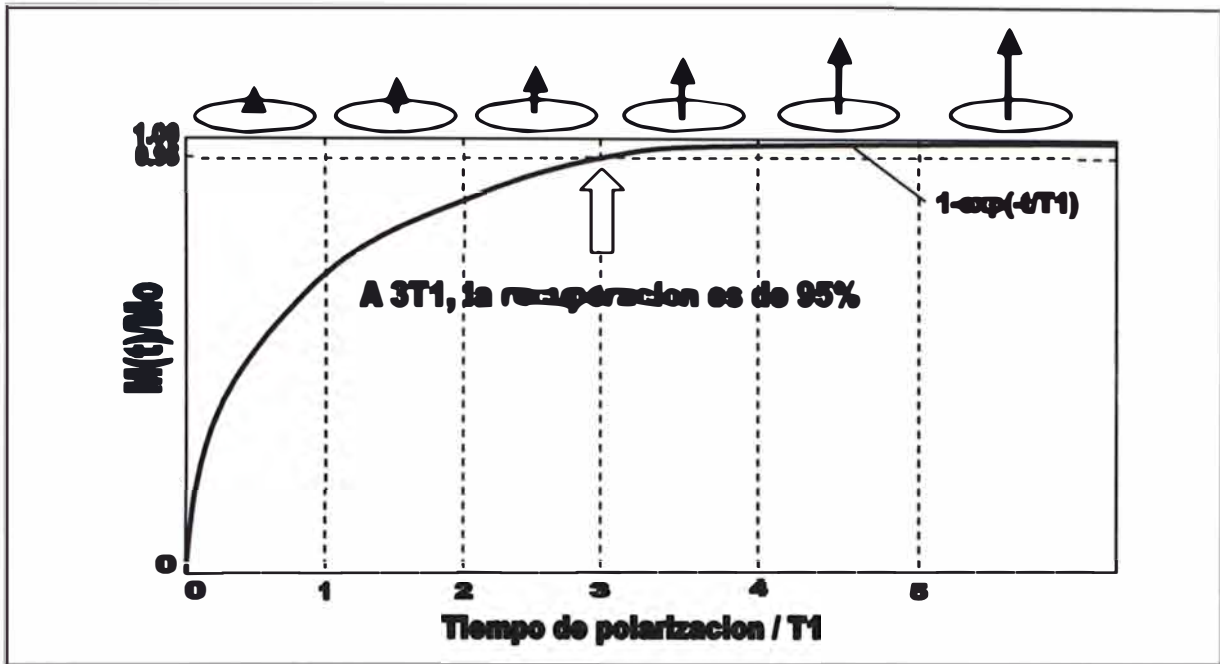


Figura 1.6: Regla de Thumb para T_1

1.4 Inclinación de Pulsación y Decaimiento de Inducción Libre

Una vez conseguido el ordenamiento de los núcleos con un campo magnético fijo, el siguiente paso es el de inclinar la magnetización desde la dirección longitudinal hasta un plano transversal. Esta inclinación se logra aplicando un campo magnético oscilatorio (B_1) perpendicular a B_0 . (El campo magnético estático).

Hay que considerar que para poder tener una inclinación eficaz, la frecuencia de B_1 debe ser igual a la frecuencia de LARMOR de los protones en relación con B_0

En la figura 1.7, se ilustra un campo magnético oscilatorio interactuando con los protones. Desde el punto de vista de mecánica cuántica, si un protón está en estado de baja energía, puede absorber energía dada por B_1 y saltar al estado de alta energía. La aplicación de B_1 hace también que los protones hagan precesión en fase entre sí. Este cambio en el estado energético y en la precesión en fase causada por B_1 se llama Resonancia Magnética Nuclear.

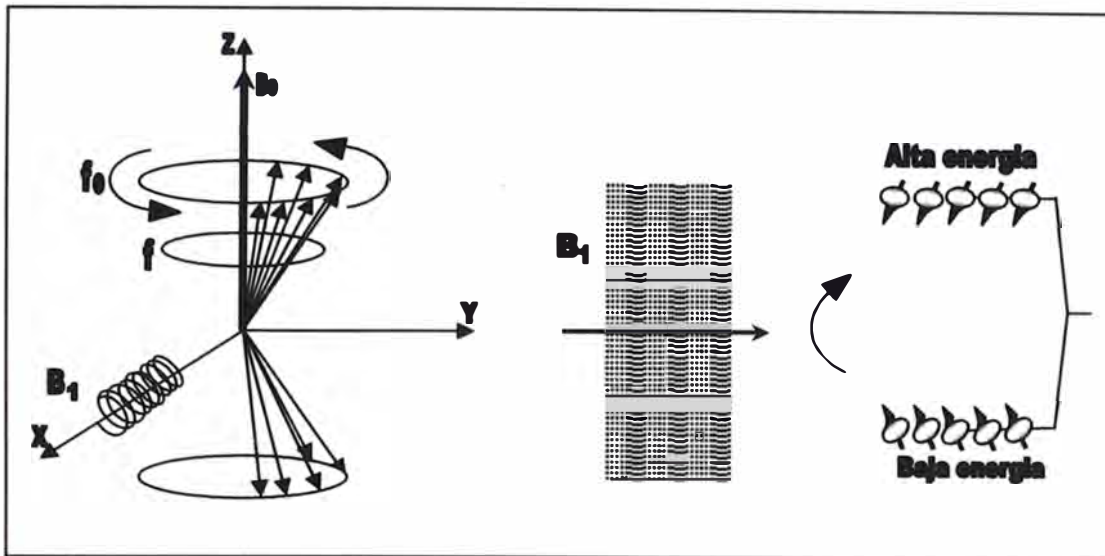


Figura 1.7: Campo magnético B_1 y frecuencia de LARMOR

A un nivel macroscópico, la resonancia causa la inclinación de la magnetización, la cual hace precesión alrededor de B_0 a la frecuencia de LARMOR. El ángulo al cual se inclina la magnetización está dado por:

$$\theta = \gamma B_1 \tau \quad (1.4)$$

Siendo

θ = ángulo de inclinación (grados)

B_1 = amplitud del campo giratorio

τ = tiempo durante el que se aplica el campo oscilatorio.

El ángulo de inclinación es entonces proporcional al producto $B_1 \tau$, que refleja la energía que B_1 suministra al sistema de momentos rotacionales de los protones. Incrementando la potencia del campo oscilatorio o incrementando el tiempo durante el cual se aplica el campo oscilatorio aumenta el ángulo de inclinación. La relación entre inclinación y ángulo de la ecuación (1.4) está ilustrada en la figura 1.8.

En la industria petrolera, el campo B_1 utilizado es un campo magnético oscilatorio pulsante. Los términos de pulsación angular, tales como una pulsación π (o pulsación de 180°) y una pulsación $\pi/2$ (o pulsación de 90°), se refieren al ángulo al cual B_1 inclina la magnetización.

Cuando un instrumento de Resonancia Magnética aplica una pulsación B_1 a 90° a la población de protones polarizados por el instrumento, los protones hacen precesión en fase en planos transversales (con relación a B_0). Macroscópicamente, la magnetización esta inclinada 90° y hace precesión en el plano transversal.

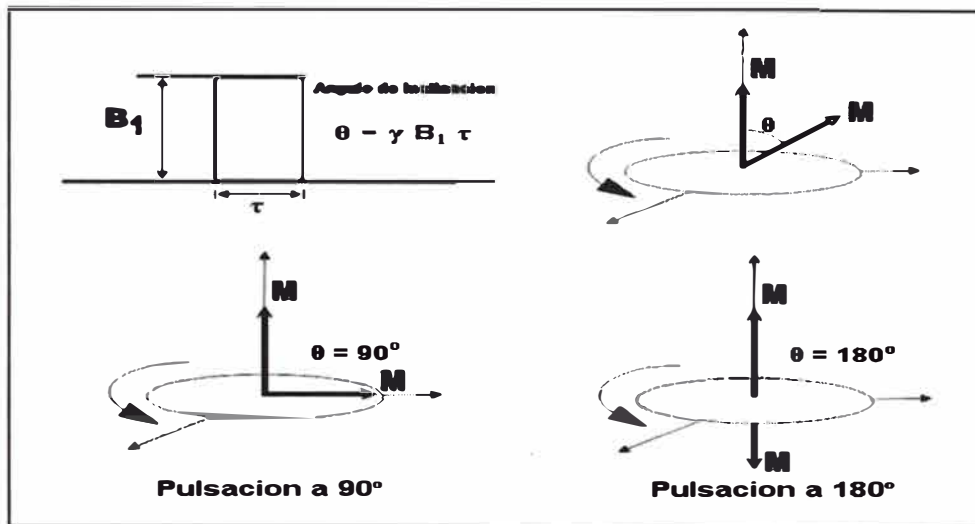


Figura 1.8: Ángulo de inclinación θ , campo oscilatorio B_1 y tiempo τ

Ahora, cuando el campo B_1 se apaga, la población de protones comienza a desfasarse, o a perder coherencia de fase, es decir, que las precesiones de los protones ya no estarán en fase entre si. Por lo tanto, a medida que el desfase progresa, la magnetización neta disminuye. En esta situación, una bobina receptora, que mide la magnetización en la dirección transversal detectará una señal en decaimiento. Este decaimiento es exponencial y es llamado Decaimiento de Inducción Libre (DIL o FID por sus siglas en inglés). La constante de tiempo del DIL (T_2^*) es muy corta, del orden de las decenas de microsegundos. Este DIL, se debe a las diferencias que ocurren por la variación del campo magnético y la respuesta en el material que se esta midiendo. Debido a estas diferencias en el campo magnético B_0 , protones en ubicaciones diferentes harán precesión con frecuencias de LARMOR diferentes, produciendo así este muy rápido decaimiento.

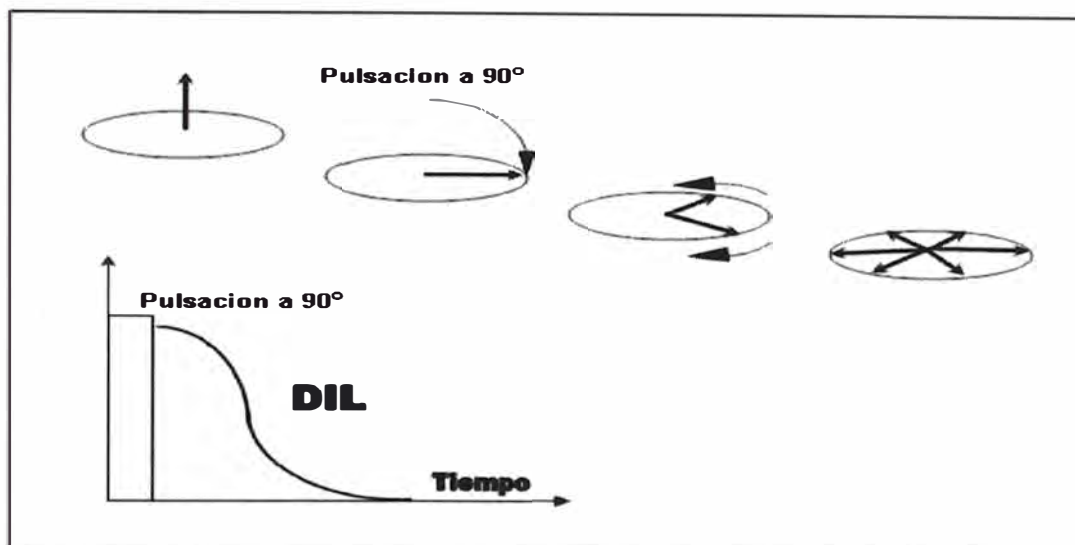


Figura 1.9: Señal de decaimiento de inducción libre (DIL)

1.5 Detección de Ecos de Momentos Rotacionales

El desfase causado por la heterogeneidad de campo magnético estático B_0 , es reversible. Los vectores de magnetización de protones en los planos transversales se pueden volver a poner en fase cuando se aplica una pulsación B_1 a 180° . Si un vector de magnetización transversal tiene un ángulo de fase α , entonces la aplicación de una pulsación B_1 a 180° cambiara el ángulo de fase a $-\alpha$. En efecto, el orden de fase de los vectores de magnetización transversales se revierte, de modo que los vectores más lentos (desde el punto de vista de la fase) están adelante (desde el punto de vista de la fase) de los vectores más rápidos. Los vectores más rápidos, alcanzan a los vectores más lentos, se produce un refase y se genera una señal que es detectable en la bobina receptora. Esta señal se llama un eco de momentos rotacionales. Si transcurre un tiempo τ (no el mismo de la ecuación 1.4) entre la aplicación de la pulsación B_1 a 90° y la pulsación B_1 a 180° y el pico del eco de momentos rotacionales. Es decir, el tiempo de refasaje es igual al tiempo de desfase y el pico de ecos de momentos rotacionales ocurre a 2τ , que se define como TE .

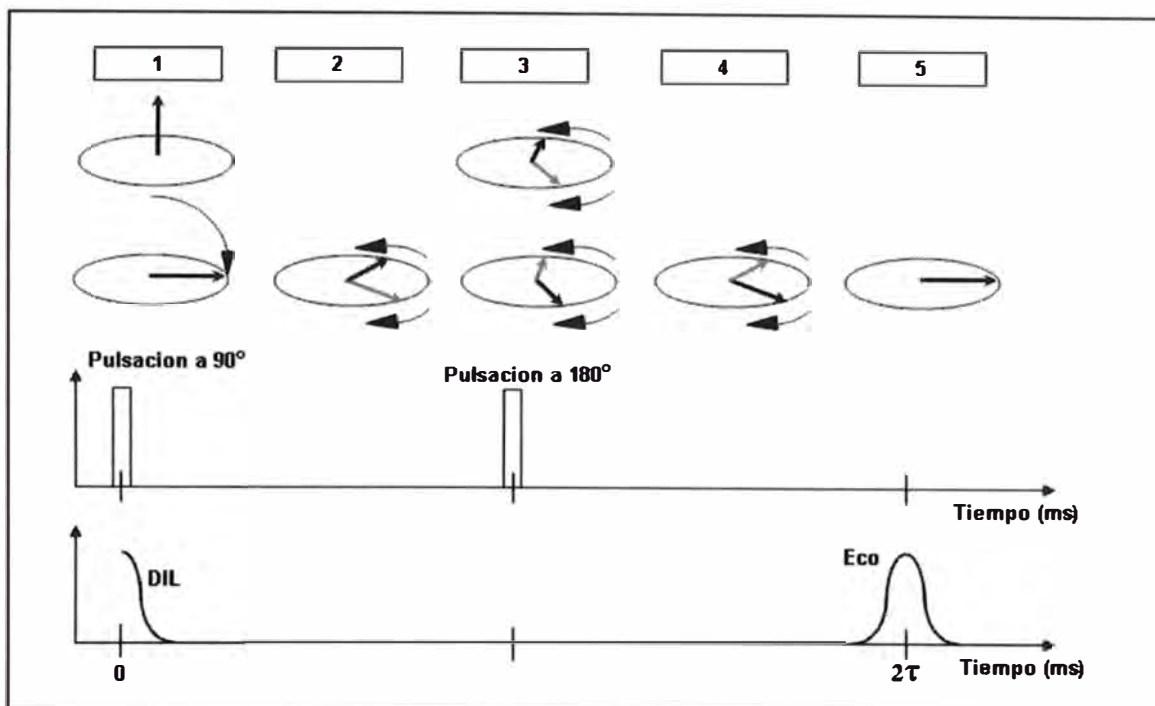


Figura 1.10: Generación de ecos de momentos rotacionales

Aunque un eco de momentos rotacionales único decae muy rápidamente, se puede aplicar pulsaciones a 180° repetidamente para refasar los componentes de magnetización y generar una serie de ecos de momentos rotacionales. Entonces se puede registrar un tren de ecos de momentos rotacionales, como se ilustra en la figura 1.11. Un eco de momentos rotacionales se forma a mitad del camino entre cada par de pulsaciones de 180° . El espaciado entre ecos (TE) es el tiempo entre los picos de ecos adyacentes. El número de pulsaciones a 90° seguida por una larga serie de pulsaciones a 180° se llama una secuencia de CPMG. (sigla que proviene de las iniciales de los apellidos de sus inventores, Carr, Purcell, Meilboom y Grill).

En la medida en que la difusión se puede ignorar, la secuencia de pulsaciones de CPMG anula el desfase causado por la heterogeneidad del campo B_0 ; sin embargo, el desfase que resulta como consecuencia de interacciones moleculares y difusión es irreversible. Una vez que ocurre este desfase irreversible, los protones no se pueden reenfoque completamente y el tren de ecos de momentos rotacionales decaerá. Como se muestra en la figura 1.12, un instrumento de perfilaje con Resonancia Magnética mide la amplitud de los ecos de momentos rotacionales en la secuencia de CPMG para monitorear

el decaimiento de magnetización transversal y por lo tanto, el desfase irreversible.

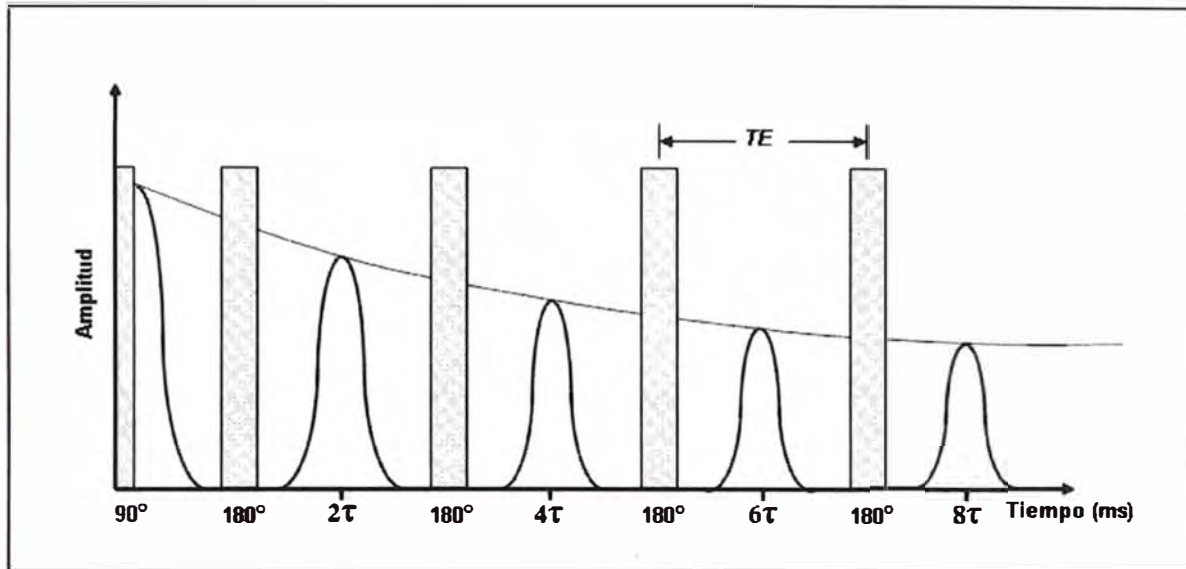


Figura 1.11

Secuencia de pulsos para generar un tren de ecos de momentos rotacionales

La constante de tiempo del decaimiento de magnetización transversal se llama tiempo de relajamiento transversal o también T_2 . La amplitud del tren de ecos de momentos rotacionales en el tiempo t , que es la amplitud de la magnetización transversal $M_x(t)$, esta dada por:

$$M_{x(t)} = M_{0x} e^{-t/T_2} \quad (1.5)$$

Siendo M_{0x} la magnitud de la magnetización transversal en $t = 0$ (el tiempo en el que cesa la pulsación a 90°). El decaimiento T_2 de la formación contiene la mayor parte de la información petrofísica que se puede obtener de un perfilaje de Resonancia Magnética y por lo tanto es el primer objetivo de las mediciones del perfilaje de Resonancia Magnética. Los datos sin procesar obtenidos por el perfilaje de Resonancia Magnética son los trenes de ecos de momentos rotacionales.

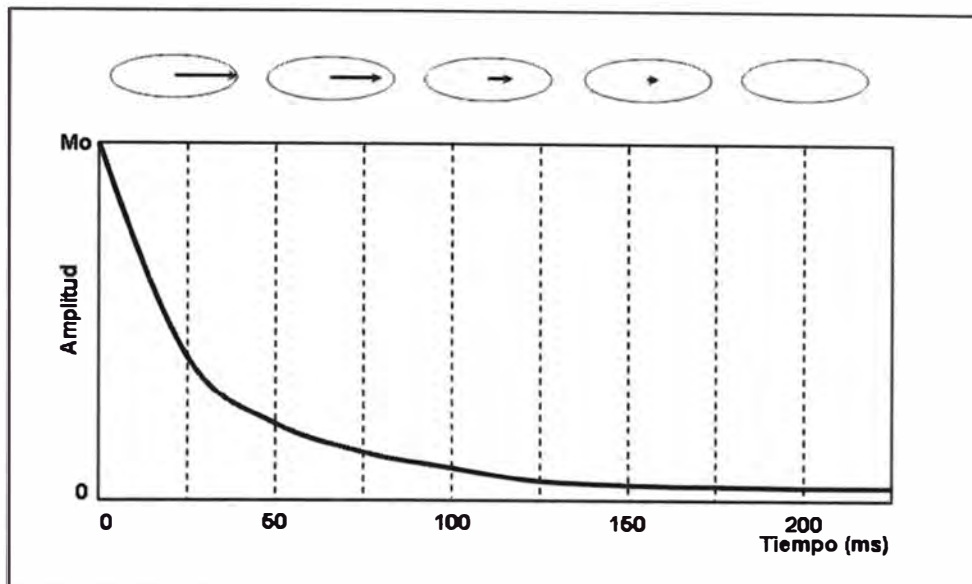


Figura 1.12: Decaimiento de T_2 .

1.6 Sincronización del Tiempo de las Mediciones de Resonancia Magnética

Después de un periodo igual a varias veces T_2 , el decaimiento de la magnetización transversal está prácticamente completo y ya no es posible hacer más refasaje. Durante una secuencia de CPMG, la pulsación a 90° reorienta la polarización de modo que no haya ninguna polarización longitudinal de los protones y las pulsaciones a 180° suprimen la acumulación de más polarización longitudinal. Por lo tanto, al final de la secuencia de CPMG, los protones se deben polarizar otra vez. Entonces, es necesario un tiempo de espera (TW) entre el final de una secuencia de CPMG y el comienzo de la siguiente, durante el cual tiene lugar la repolarización.

Un típico diagrama de sincronización de tiempos para mediciones de resonancia magnética está ilustrado en la figura 1.13. La sección superior de la figura describe dos secuencias CPMG, cada una de las cuales consiste en una pulsación B_1 a 90° , seguida por una serie de pulsaciones a 180° . La sección inferior representa eventos de polarización (curvas de relajamiento T_1), e ilustra los trenes de ecos de momentos rotacionales (curvas de relajamiento T_2) asociados con las dos secuencias de CPMG. El tiempo de polarización (TW), el espaciamiento entre ecos (TE) y el número de ecos (NE) se pueden controlar manualmente.

Para determinar la magnitud de M_0 , se efectúa una estimación de la amplitud del tren de ecos de momentos rotacionales a $t = 0$ a partir de las mediciones de trenes de ecos de momentos rotacionales. Para evitar una subestimación de M_0 , se requiere polarización total o casi total (95%). Para lograr un 95% de polarización, TW debe ser igual a tres veces T_1 .

A medida que disminuye TE , los ecos de momentos rotacionales serán generados y detectados mas tempranamente y mas rápidamente y la relación señal a ruido efectiva se incrementa debido a la densidad mas alta de puntos de datos. A medida que aumenta NE , se generaran y detectaran ecos de momentos rotacionales por mas tiempo, pero se requiere mas intensidad de B_1 .

Los conjuntos de mediciones de CPGM se recogen siempre en pares. Luego de que se adquiere el primer conjunto, el segundo conjunto se adquiere con la fase de la pulsación del transmisor cambiada para dar ecos de momentos rotacionales de amplitud negativa. El segundo conjunto se sustrae entonces del primer conjunto para producir un par de fase alterna (PAP). Este procedimiento conserva la señal y elimina compensaciones electrónicas de baja frecuencia.

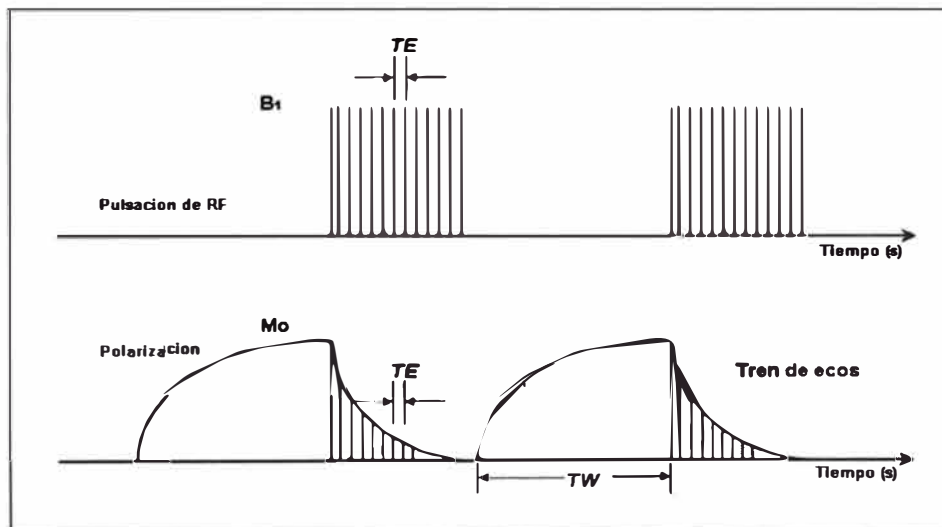


Figura 1.13: Secuencias de pulsación CPMG y curvas de polarización

CAPÍTULO II PRINCIPIO DE LA HERRAMIENTA DE RESONANCIA MAGNÉTICA (MRIL – Halliburton).

El principio de medición con MRIL consiste en cuatro pasos básicos:

- Polarización de Núcleos.
- Inclinación de la Magnetización.
- Detección de ecos de momentos rotacionales.
- Repolarización de los núcleos.

Aquí analizaremos el proceso de medición MRIL, así como la resolución vertical, profundidad de investigación, relación señal a ruido y activaciones más comunes.

2.1 Polarización de Núcleos

Estas herramientas de MRIL, cuentan con un enorme imán permanente que produce un campo magnético estático. Antes de que una formación geológica sea perfilada con una herramienta MRIL, los núcleos de hidrógeno de la formación se alinean con el campo magnético terrestre. Como la magnitud del campo magnético terrestre es bastante baja, la magnitud de la magnetización inducida en los protones es también pequeña. A medida que la herramienta MRIL se desplaza a través de la formación, el campo de alta magnitud **B_0** de la herramienta, domina y polariza a los protones (es decir, los alinea con el campo de **B_0**). Por ejemplo, la intensidad del campo terrestre es de aproximadamente 0.5 gauss, mientras que la intensidad del campo magnético generado por el MRIL en el volumen sensible es de aproximadamente 176 gauss, o sea 350 veces más potente que el campo magnético terrestre. Para los protones ubicados en los fluidos porales, la polarización “completa” (95% de la polarización total) toma hasta varios segundos y se puede lograr mientras la herramienta se desplaza a lo largo del pozo. Se efectúan mediciones confiables siempre y cuando los protones queden expuestos al mismo campo magnético estático a través de todo el ciclo de prueba. Una vez que los protones están polarizados, quedan en un estado de equilibrio y permanecerán polarizados a menos que se produzca una perturbación. El

momento magnético neto de la polarización es M_0 y este fue analizado en el capítulo anterior.

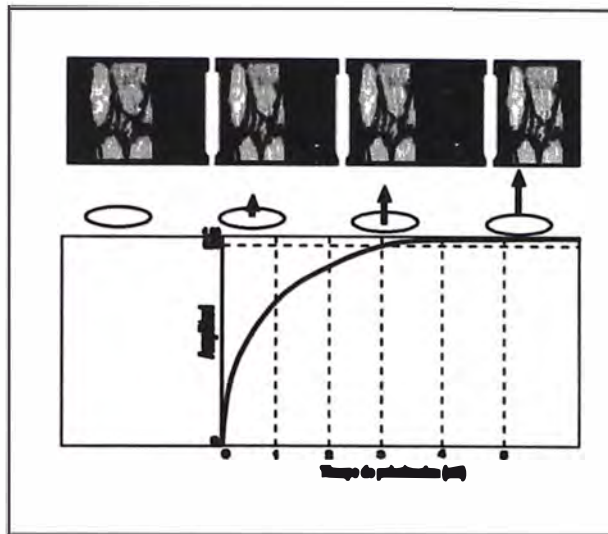


Figura 2.1: Inicio de polarización

2.2 Inclinación de la Magnetización y Detección de Ecos de Momentos Rotacionales

La técnica MRIL de inclinar la magnetización y obtener ecos de momentos rotacionales a partir de una formación se puede ver en la figura 2.2. Una herramienta MRIL genera un campo magnético estático con gradiente en dirección radial; por lo tanto, la frecuencia Larmor de protones cambiara según la distancia radial de la herramienta. La antena, que rodea el imán de la herramienta, sirve como transmisor de campo oscilatorio y como receptor de ecos de momentos rotacionales. La antena produce un campo B_1 que es perpendicular a B_0 y que rota el vector de magnetización hacia el plano transversal. Los valores seleccionados para la frecuencia y ancho de banda de las pulsaciones de campo B_1 determinan la geometría del volumen sensible y por lo tanto, la profundidad de investigación de la herramienta.

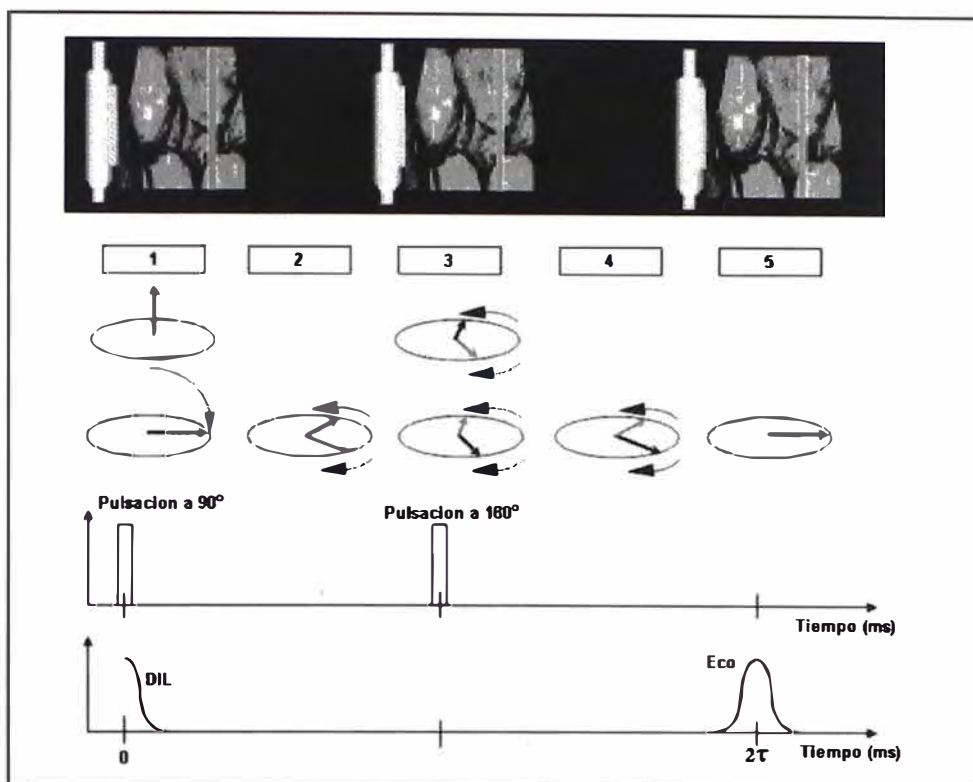


Figura 2.2: Ejemplo de un solo eco de giro

La herramienta MRIL registra el tren de ecos de momentos rotacionales, tal como se ilustra en la figura 2.3. La secuencia de pulsación CPMG cancela el desfase causado por los efectos de gradiente de campo B_0 ; sin embargo, el desfase causado por la interacción molecular o de procesos de difusión es irreversible. Cuando ocurre este desfase irreversible, los protones no se pueden volver a reenfoque completamente y el tren de ecos de momentos CPMG disminuye. Una herramienta MRIL mide la amplitud de los ecos de momentos en secuencia CPMG para medir la disminución de magnetización transversal y con ella, el desfase irreversible. Una vez que se adquiere un tren de ecos de momentos, el imán repite la polarización para la próxima medición CPMG. La figura 2.4 muestra esta secuencia.

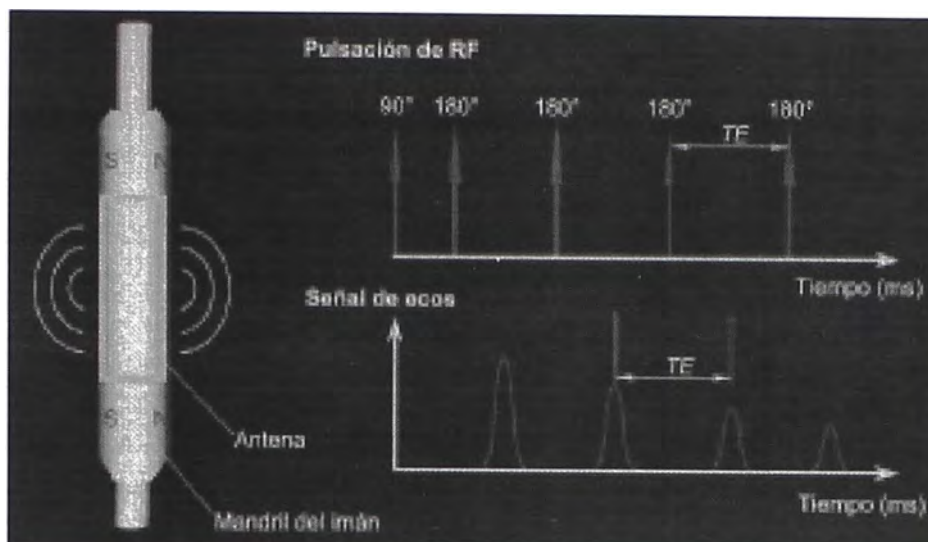


Figura 2.3: Generar y recepción de ecos de momentos rotacionales

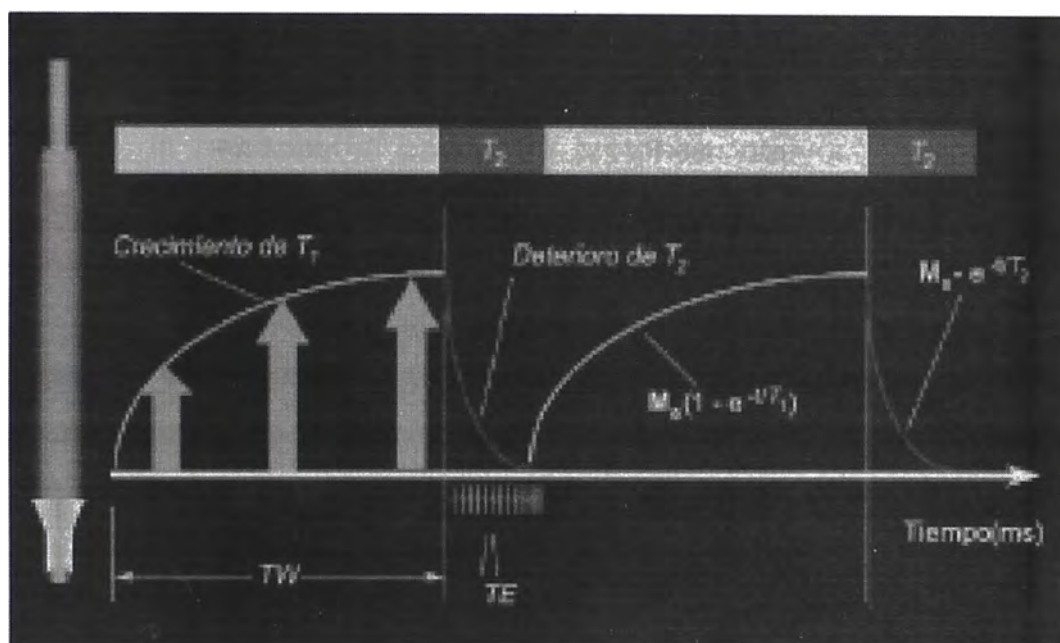


Figura 2.4: El ciclo de mediciones MRIL

2.3 Velocidad de Perfilaje y Resolución Vertical

Mientras la herramienta de MRIL se desplaza a lo largo del pozo, la población de neutrones con la que el MRIL interactúa, va cambiando constantemente. Esta población cambiante afecta las características de la herramienta y los parámetros de registro de dos maneras, como se ve en la figura 2.5

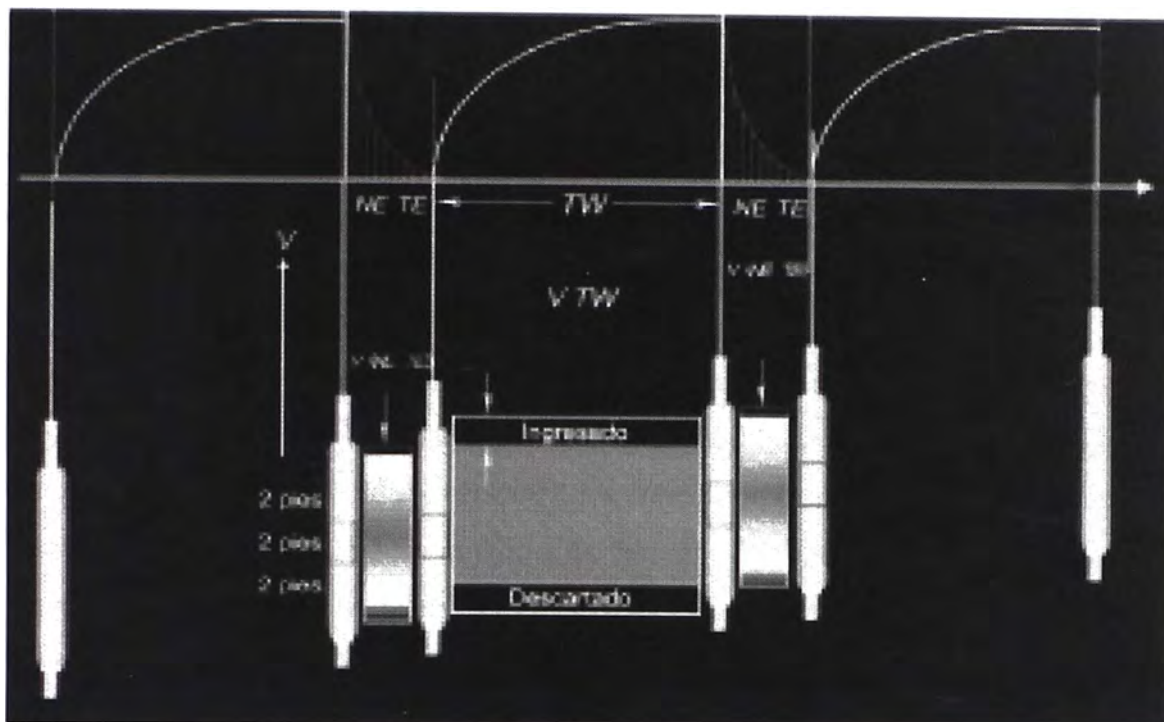


Figura 2.5: Velocidad de perfilaje

Primero, la herramienta encuentra protones “nuevos” y no polarizados y deja atrás protones “viejos” y polarizados. El tiempo necesario para que los protones nuevos se polaricen totalmente antes de que entre al volumen sensible de la herramienta está controlado por los tiempos de relajamiento T_1 . El tiempo de polarización TW está directamente relacionado con la longitud del imán y con la velocidad del registro. Para permitir que la herramienta registre a mayor velocidad, el imán de una herramienta MRIL se extiende 24 pulgadas arriba y debajo de la antena (para poder registrar subiendo y bajando). Con este diseño, la herramienta polariza los protones antes de que estos entren a su volumen sensible de medición.

Segundo, durante la secuencia CPGM, los protones cuyos vectores de magnetización ya han sido inclinados hacia el plano transversal dejan el volumen sensible, mientras que los protones polarizados que no han sido aún inclinados, entran al volumen sensible. Esta situación reduce la amplitud medida de ecos posteriores si la antena es demasiado corta o si la velocidad de perfilaje es demasiado rápida. Para mantener una velocidad de perfilaje aceptable, se admite típicamente un 10% de pérdida de precisión, es decir, el volumen sondeado puede cambiar un 10% durante la secuencia CPGM. Dado que la longitud de la antena determina el volumen sondeado, una antena más larga permitirá un registro más

rápido, pero a costa de resolución vertical. La antena MRIL tiene 24 pulgadas de largo.

Si la herramienta no se mueve durante el ciclo de medición (es decir, si se obtiene una lectura estacionaria), la resolución vertical (**VR**) es igual a la longitud de la antena (**L**). Si la herramienta se mueve durante la medición, la resolución vertical se reducirá de una manera proporcional a la velocidad de perfilaje. Con el objeto de corregir las mediciones por los efectos de la relación señal a ruido, se combinan, o se apilan, los resultados de varios experimentos. El número de experimentos necesarios para producir una medición con una mejora particular en los efectos de la relación señal a ruido se llama el promedio acumulativo (**RA**). El tiempo de ciclo (**TC**) es el tiempo necesario para efectuar una medición CPMG más el tiempo de polarización (o tiempo de espera) antes que pueda comenzar la próxima secuencia CPGM. Tal como se muestra en la figura 2.6 para una herramienta operando con una sola frecuencia, **TC** esta dado por

$$TC = TW + TE NE \quad (2.1)$$

Para una herramienta operando con monofrecuencia, desplazando a una velocidad de registro **V**, la resolución vertical se puede expresar como

$$VR = L + V (TC RA - TW) \quad (2.2)$$

La ecuación 2.2 muestra que:

- Para una medición estacionaria ($V = 0$), la resolución vertical es la altura de la antena RF, por lo tanto, una antena mas corta ofrece una mejor resolución vertical.
- La resolución vertical se reduce a medida que la velocidad de registro aumenta.
- La resolución vertical disminuye a medida que la duración del experimento aumenta. La duración del experimento comprende principalmente el tiempo de polarización **TW**.

A medida que se acumulan más experimentos, la relación señal a ruido mejora, pero la resolución vertical disminuye.

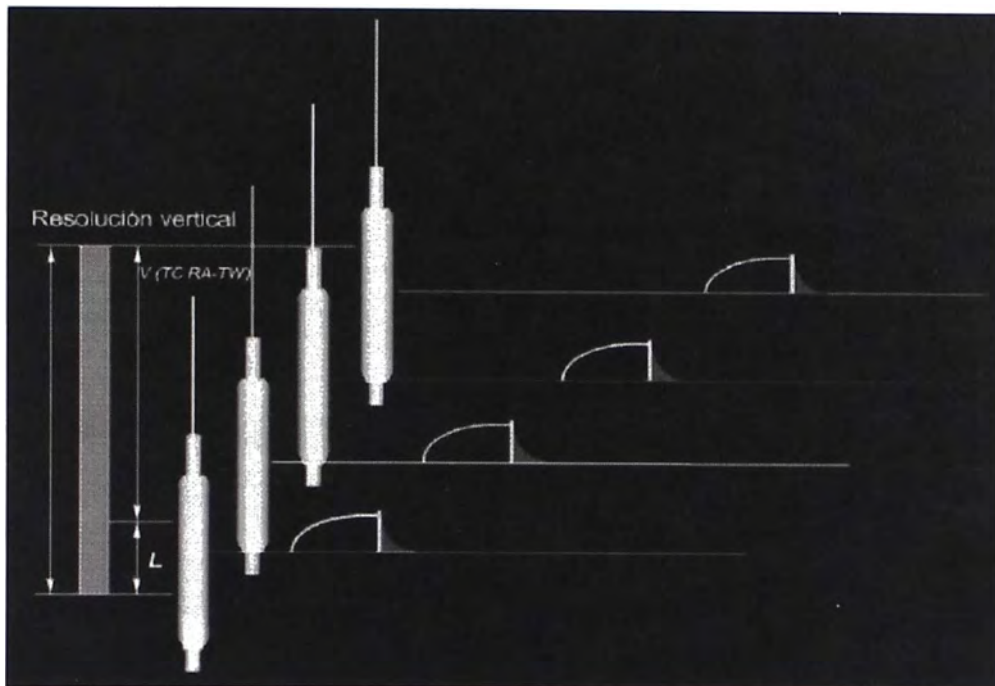


Figura 2.6: Resolución vertical del MRIL

2.4 Profundidad de Investigación

El campo magnético estático generado por el imán del MRIL es un campo magnético $B_0(r)$ cuya magnitud es función de la distancia radial r medida a partir de la superficie de la herramienta. En particular $B_0(r) \propto 1/r^2$. Por ejemplo, a través de un cilindro de pared delgada con un diámetro de 16 pulgadas concéntrico con el eje de una herramienta de 6 pulgadas de diámetro, la intensidad del campo es de aproximadamente 155 gauss. (Figura 2.7)

El campo magnético B_0 disminuye a medida que la distancia a la superficie de la herramienta aumenta. Como la frecuencia de Larmor es proporcional a B_0 , la frecuencia de Larmor de los protones en la formación también disminuirá a medida que aumente la distancia a la superficie de la herramienta.

De esta manera, para que una herramienta MRIL investigue a una distancia particular dentro de la formación, se selecciona una frecuencia del campo oscilatorio (B_1) que iguale la frecuencia de Larmor de los protones a esa distancia. En la práctica, se selecciona una banda estrecha de frecuencias de modo que el volumen sensible es un cuerpo cilíndrico de pared delgada.

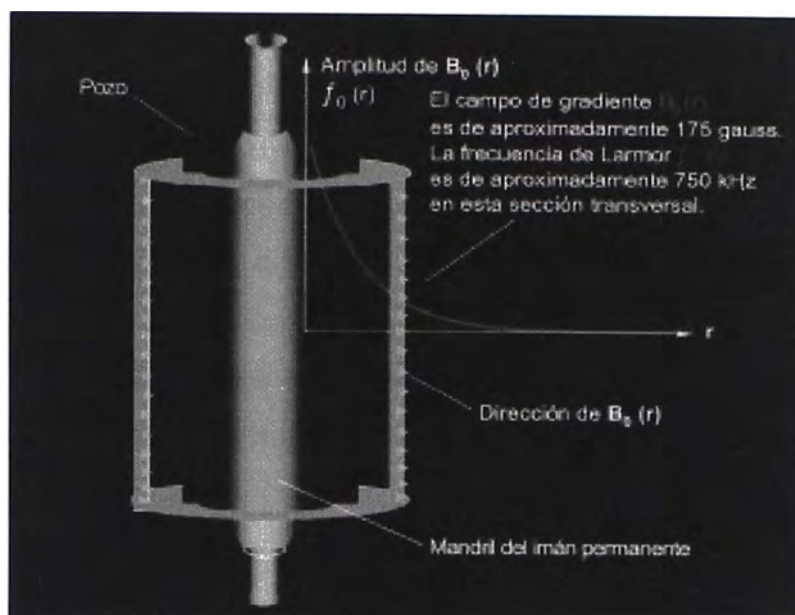


Figura 2.7:Decaimiento del campo magnético del MRIL

Ahora, la figura 2.8 contiene una imagen transversal de una herramienta MRIL, el pozo, la formación que lo rodea y el volumen sensible. El gráfico ortogonal adyacente describe la disminución de la intensidad en B_0 (y por lo tanto, la disminución de la frecuencia de Larmor) a medida que aumenta la distancia a la herramienta. Entonces el gradiente B_0 y la selección de la banda de frecuencias para B_1 determinan el diámetro y el espesor del volumen sensible de la herramienta. Este volumen está muy bien definido. Los protones a ambos lados del volumen sensible serán polarizados por el campo B_0 pero no serán inclinados por el campo B_1 debido a la desigualdad de frecuencias entre la precesión de esos protones y el campo B_1 .

Teóricamente, la profundidad de investigación aumenta a medida que se reduce la frecuencia de B_1 . En realidad, para aumentar la profundidad de investigación hace falta una intensidad B_1 más alta para inclinar los protones 90° y 180° . Además, el aumento de la profundidad de investigación disminuye la relación señal a ruido.

Debido a la característica radial de las respuestas del MRIL, la herramienta debe estar bien centralizada en el pozo. Cuando un ensanchamiento por derrumbe no se cruza con el volumen sensible, el ensanchamiento no tendrá ningún efecto en la medición excepto por el efecto de carga resistiva del lodo sobre el campo B_1 . Debido a este efecto de carga resistiva, se necesita más potencia de B_1 para

lograr la inclinación de 90° en el volumen sensible en un ambiente de lodo salado que en un ambiente de lodo con alta resistividad.

Si un ensanchamiento se cruza con el volumen sensible, los fluidos del pozo también afectarán la medición. En algunos casos, la descentralización expondrá el volumen sensible a fluidos del pozo y las mediciones MRIL incluirán alguna señal del lodo. En ambas situaciones, las determinaciones del MRIL de porosidad efectiva (*MPHI*) y de volumen total irreductible (*BVI*) serán mas altos que el de los valores de la formación real porque el liquido en el sistema de lodo es rico en protones y los tiempos de relajamiento de los protones en el lodo son muy rápidos debido a la gran superficie especifica de las partículas del lodo. Generalmente, los efectos de los fluidos en el pozo sobre las señales MRIL son fáciles de identificar, especialmente cuando se tienen disponibles los datos del calibre.

Para las mediciones de MRIL no hay correcciones por ensanchamientos o por fluidos en el pozo. Por lo tanto, cuando los fluidos que hay en el pozo afectan las señales MRIL, las mediciones MRIL no representan más las condiciones de la formación y no se pueden utilizar para evaluación de la formación.

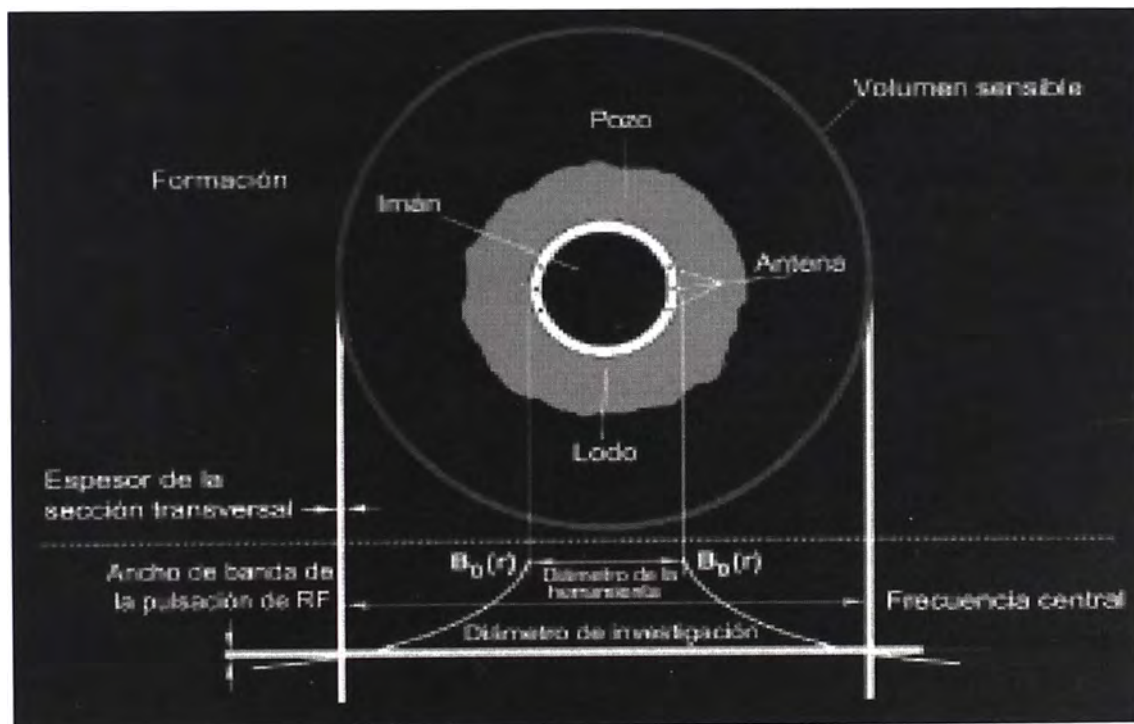


Figura 2.8: Diagrama del volumen sensible de la herramienta MRIL

El campo magnético estático de la herramienta MRIL esta generado por un imán permanente hecho con materiales ferromagnéticos y la magnetización depende de la temperatura. Por lo tanto la intensidad del campo magnético estático como la del gradiente de campo dependen de la temperatura, tal como se muestra en la figura 2.9. A medida que el imán se calienta, B_0 disminuye y para una cierta frecuencia de B_1 , la profundidad de investigación también disminuye. Dado que el imán del MRIL tiene una dependencia de la temperatura bien caracterizada, únicamente el conocimiento de la temperatura del imán y de la frecuencia de B_1 , determinan la profundidad de investigación de la herramienta.

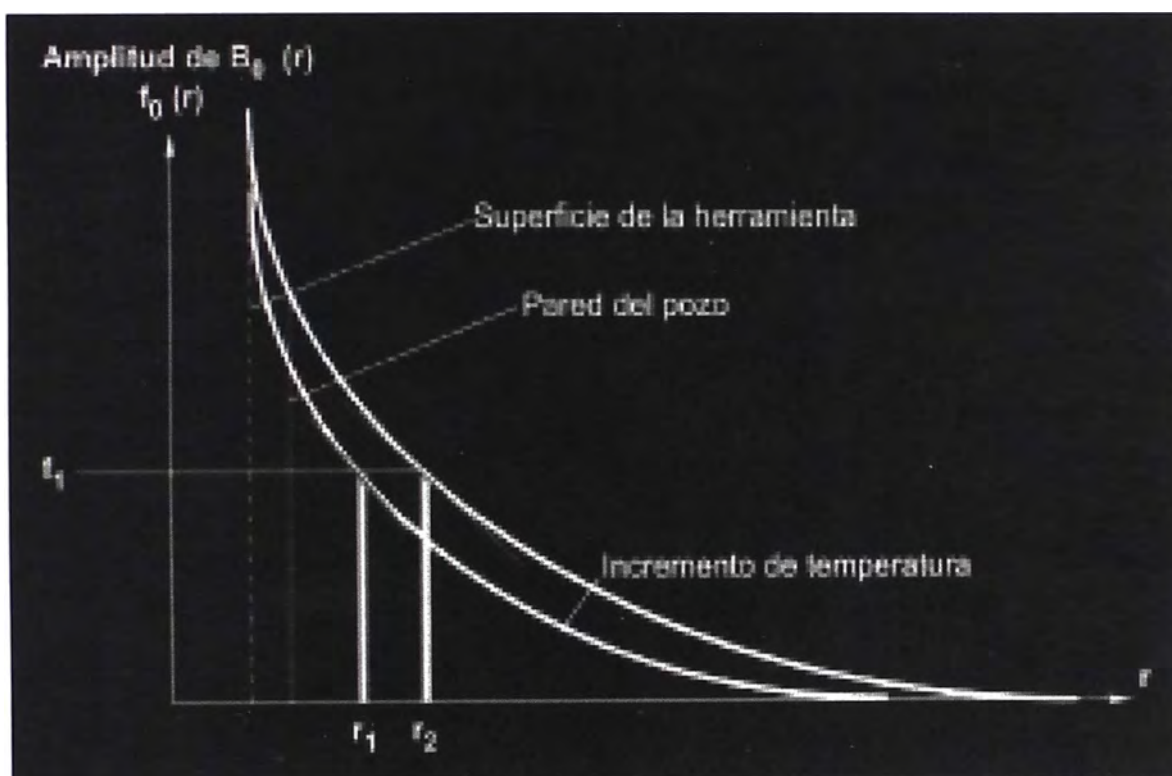


Figura 2.9: Profundidad de investigación vs temperatura

Las herramientas MRIL, están disponibles en versiones de 6" y 4-7/8" de diámetro externo, siendo ambas, capaces de operar a alta frecuencia (alrededor de 750 Khz.) o baja frecuencia (alrededor de 600 Khz.). Ahora, como se ve en la figura 2.10, las profundidades de investigación de la sonda de 6 pulgadas a 200° F son de aproximadamente 14.5 y 16.5 pulgadas a las altas y bajas frecuencias respectivamente. Para la sonda de 4-7/8 pulgadas las respectivas profundidades de investigación son de aproximadamente 10 y 11.5 pulgadas. Para tamaños

típicos de pozo (por ejemplo, pozos perforados con una broca de 8-1/2 pulgadas), un diámetro de investigación de 16 pulgadas, corresponde a una región de investigación ubicada aproximadamente a 3 ó 4 pulgadas de la pared del pozo. Por lo tanto, el volumen sensible está generalmente dentro de la zona invadida.

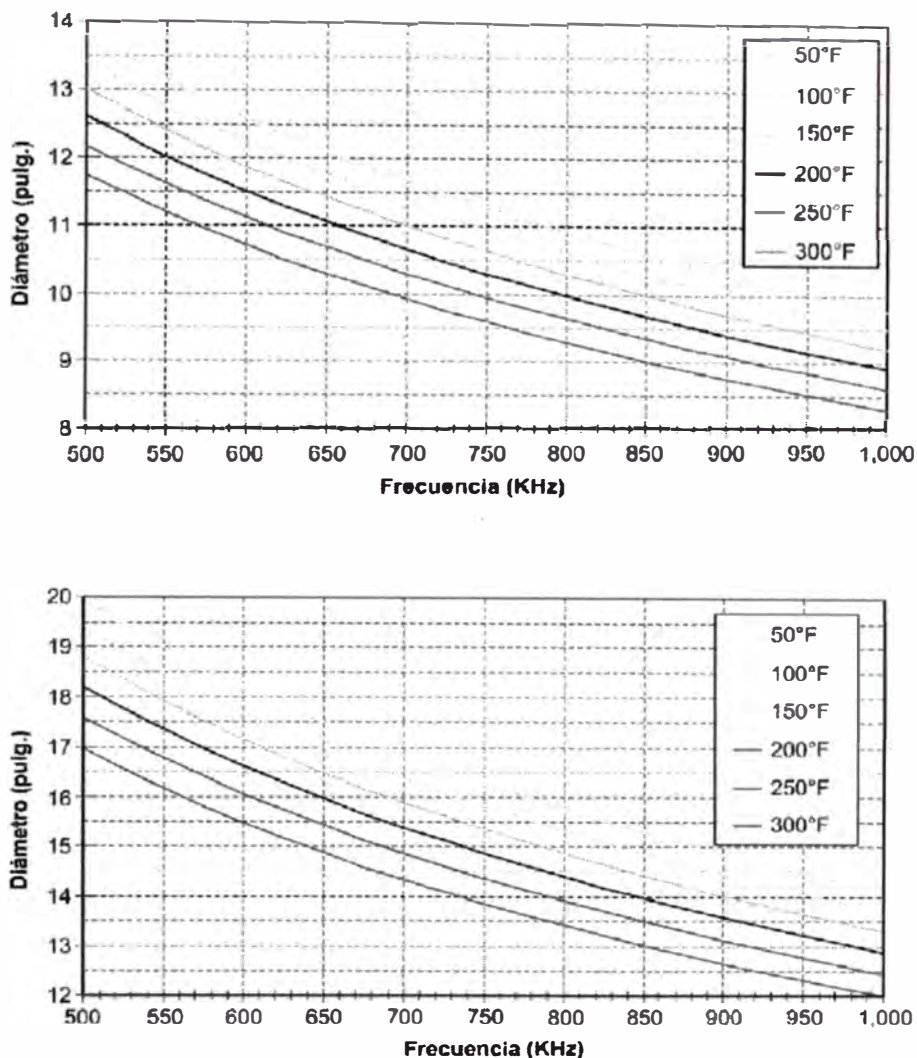


Figura 2.10

Diámetro de investigación vs temperatura para herramientas de 4-7/8 y 6 pulgadas

2.5 Medición de Frecuencia Múltiple y Ancho de Banda de Pulsaciones de RF

Según la teoría de Resonancia Magnética, solo aquellos protones que hacen precesión a la frecuencia de Larmor contribuirán a la señal medida por una secuencia CPMG. La frecuencia de Larmor es directamente proporcional a la intensidad del campo magnético B_0 . Por lo tanto, en presencia de un campo magnético de gradiente, se pueden aplicar pulsaciones con frecuencias diferentes para hacer resonar protones en regiones diferentes de espacio. Este principio se

ha usado exitosamente para la ubicación selectiva de secciones transversales en resonancia magnética médica y en perfilares de pozos petroleros con MRIL. Las figuras 2.11 y 2.12 ilustran los volúmenes sensibles y la sincronización para mediciones MRIL de frecuencia múltiple.

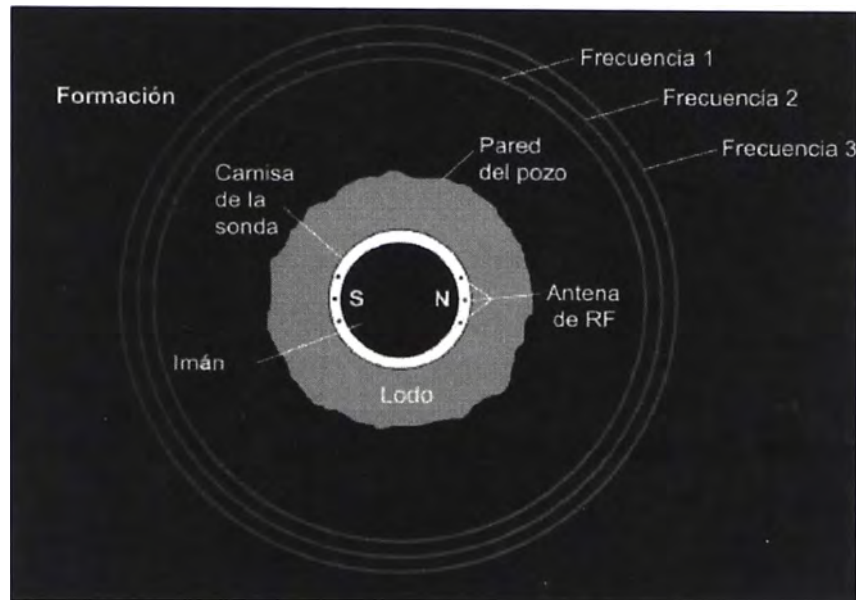


Figura 2.11: Radios de investigación del MRIL

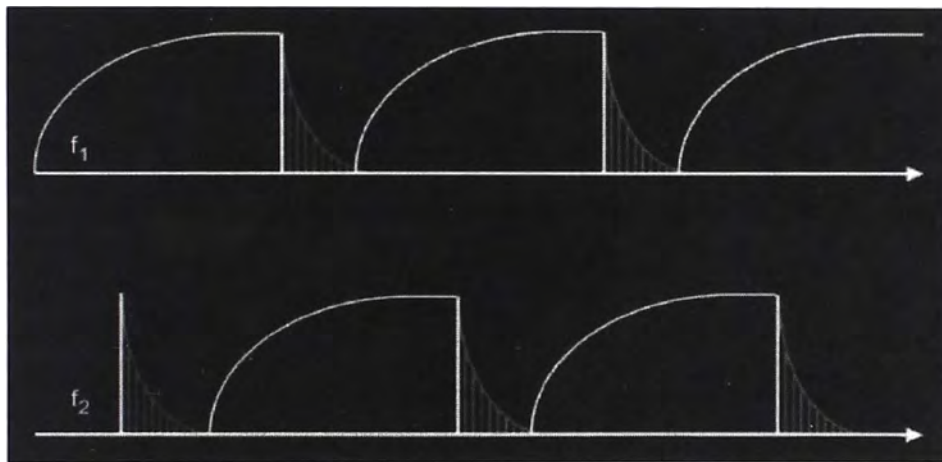


Figura 2.12: Alternativa de dos frecuencias (f_1 y f_2) en las mediciones MRIL

Los protones excitados por una señal de RF del MRIL tendrán una frecuencia de Larmor igual a la frecuencia de la señal de **RF** y estos protones quedarán ubicados en un volumen bien definido. Los protones fuera de este volumen no estarán influidos por la señal de RF del MRIL y serán repolarizados con respecto al campo magnético externo.

Operando a varias frecuencias en secuencia se excitan protones en volúmenes cilíndricos diferentes en el espacio, permitiendo así que la medición se efectúe más rápido. El tiempo entre frecuencias puede ser mas corto como el tiempo de un tren de ecos, típicamente 0.5 seg., mientras que el tiempo entre mediciones efectuadas a una sola frecuencia es esencialmente el tiempo para repolarizarse (TW), que es a menudo del orden de 10seg. Si las frecuencias en las mediciones de frecuencia múltiple son muy similares, los volúmenes sensibles están muy cercanos entre si y para fines prácticos, las diferentes secciones de roca investigadas se pueden considerar como un conjunto único.

En conformidad, la velocidad del perfilaje se puede incrementar mientras se mantiene la misma relación señal a ruido. Por ejemplo, si se usan dos frecuencias, el número de mediciones CPMG con polarización completa se duplicará y la velocidad del perfilaje se puede incrementar al doble sin disminución de la relación señal a ruido.

Cuando se utiliza una adquisición de datos con un numero de frecuencias múltiples igual a F , el tiempo del ciclo y la resolución vertical están dados por

$$TC = \frac{TW + TE NE}{F} \quad (2.3)$$

$$VR = L + \frac{V(TC RA - TW)}{F} \quad (2.4)$$

El campo B_1 es una pulsación de RF cuya frecuencia central se selecciona de acuerdo a la frecuencia de Larmor del volumen sensible. Sin embargo, la respuesta a la frecuencia de cualquier pulsación de RF , no es solo una frecuencia única, sino mas bien un rango de frecuencias definido por el ancho de banda de la pulsación.

La figura 2.13 muestra que el ancho de banda (Δf) de una pulsación de RF y la intensidad del gradiente de campo (G) determinan el espesor (Δr) del volumen sensible asociado con esa pulsación:

$$\Delta r = \frac{\Delta f}{\gamma G} \quad (2.5)$$

El ancho de banda de cada pulsación blanda de MRIL es de unos 12 KHz., y el gradiente de campo MRIL es de unos 17 gauss/cm.; por lo tanto, el espesor del volumen sensible es de aproximadamente 1mm. Cuando una herramienta de MRIL se utiliza en modo de doble frecuencia, la diferencia entre las dos frecuencias centrales debe ser entonces mayor o igual a 12 KHz. para evitar superposiciones de los dos volúmenes sensibles. Por ejemplo, para una herramienta de 750 KHz., f_1 se establece a 756 KHz. y f_2 se establece a 744 KHz. En consecuencia, los dos volúmenes sensibles respectivos no se cruzarán

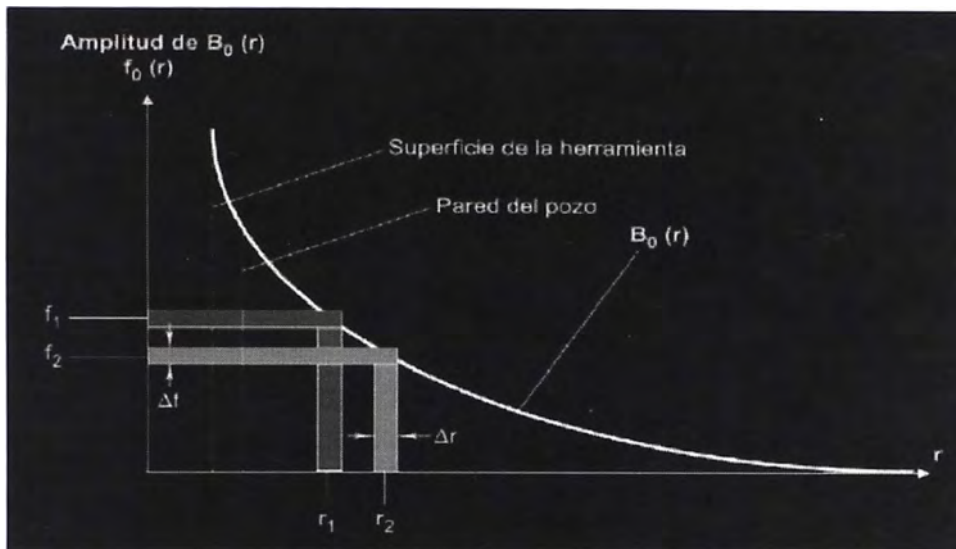


Figura 2.13: Selectividad de frecuencias

Ahora, como se indica en la figura 2.14, la herramienta MRIL (MRIL – Prime solamente) utiliza nueve señales de **RF** para producir nueve volúmenes sensibles, todos ubicados en una banda cilíndrica de aproximadamente 1 pulgada de espesor. Esas señales están en rangos de cinco frecuencias. El rango de frecuencias más altas produce la profundidad de investigación más somera y se utiliza sólo para determinar agua asociada con la arcilla. En esta aplicación, la herramienta funciona en el modo de frecuencia única. Se puede utilizar ocho frecuencias seleccionadas de entre las restantes cuatro bandas (dos frecuencias por banda) para mediciones de doble **TW**, doble **TE**, o de cualquier medición **T₂** genérica

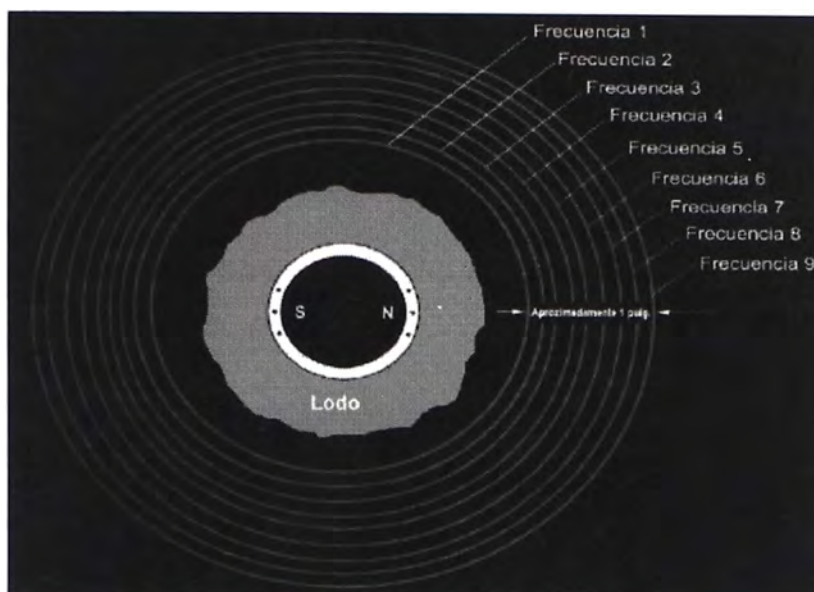


Figura 2.14: Nueve frecuencias de mediciones en MRIL

2.6 Efectos de la Magnetovibración

El imán del MRIL es un material cerámico altamente magnético. Cuando una corriente eléctrica oscilatoria fluye a través de la antena que rodea el imán, se produce en la herramienta un efecto magnético llamado magnetovibración. La figura 2.15 muestra que la interacción entre una corriente eléctrica I que fluye a través de la espira de una antena y el campo magnético B_0 del imán permanente produce una fuerza F sobre la superficie del imán y un momento de torsión neto en la herramienta. Como esta corriente no es constante, el momento de torsión varía, produciendo una vibración en la herramienta. A su vez, esta vibración induce un ruido eléctrico en la antena. Aunque este "ruido de magnetovibración" decae bastante rápido, puede aun estar presente durante el periodo de detección de ecos.

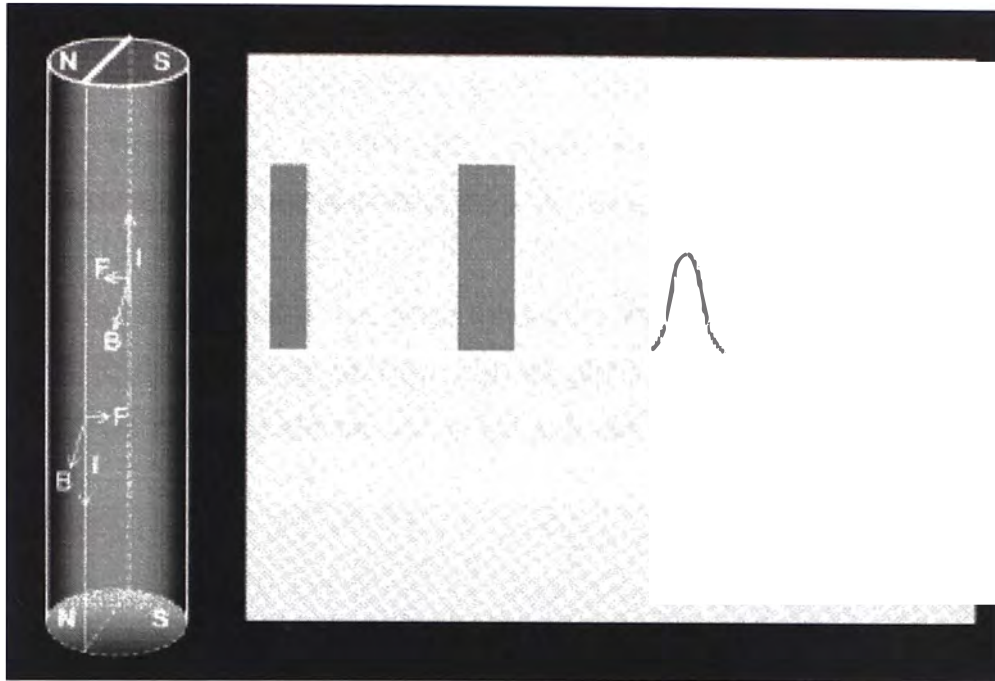


Figura 2.15: Influencias de magnetovibraciones en la herramienta MRIL

La amplitud de la magnetovibración es usualmente muy alta y afecta particularmente al primer eco (Eco 1) por la combinación magnetovibratoria producida por las pulsaciones tanto a 90° como a 180° . La experiencia ha demostrado que la magnetovibración prevalece a TE mas cortos por el limitado tiempo disponible para que la magnetovibración desaparezca.

Alternando la fase de la pulsación a 90° , como se hace en la técnica de secuencia de pulsación alternante en fase (**PAPS**) analizada en el capítulo anterior, reduce eficazmente tanto el desplazamiento residual DC del sistema electrónico de mediciones como el ruido de la magnetovibración. Cuando la fase de la pulsación a 90° es 0° , las amplitudes de los ecos serán positivas y cuando la fase de la pulsación a 90° es 180° , las amplitudes de los ecos serán negativas. Sin embargo, tanto el desplazamiento residual DC del sistema como el ruido de la magnetovibración no estarán afectados por la fase de la pulsación a 90° . Entonces, los ecos medidos de dos trenes de ecos que tienen una diferencia de fase de 180° entre sus pulsaciones a 90° se pueden expresar del siguiente modo:

Para una pulsación a 90° con fase 0° :

Ecos medidos = + señal + magnetovibración+desplazamiento (2.6)

Para una pulsación a 90° con fase a 180° :

Ecos medidos =-señal + magnetovibración + desplazamiento (2.7)

En consecuencia, sustrayendo los dos ecos medidos y dividiendo el resultado por dos, da la verdadera señal. Sumando los dos ecos medidos y dividiendo el resultado por dos (es decir, promediando los dos ecos) da información sobre la magnetovibración y el desplazamiento útil para control de calidad.

La figura 2.16 ilustra la sincronización de la pulsación utilizada con la técnica PAPS (que se aplica siempre en el perfilaje MRIL) cuando se opera una herramienta MRIL en el modo de doble frecuencia.

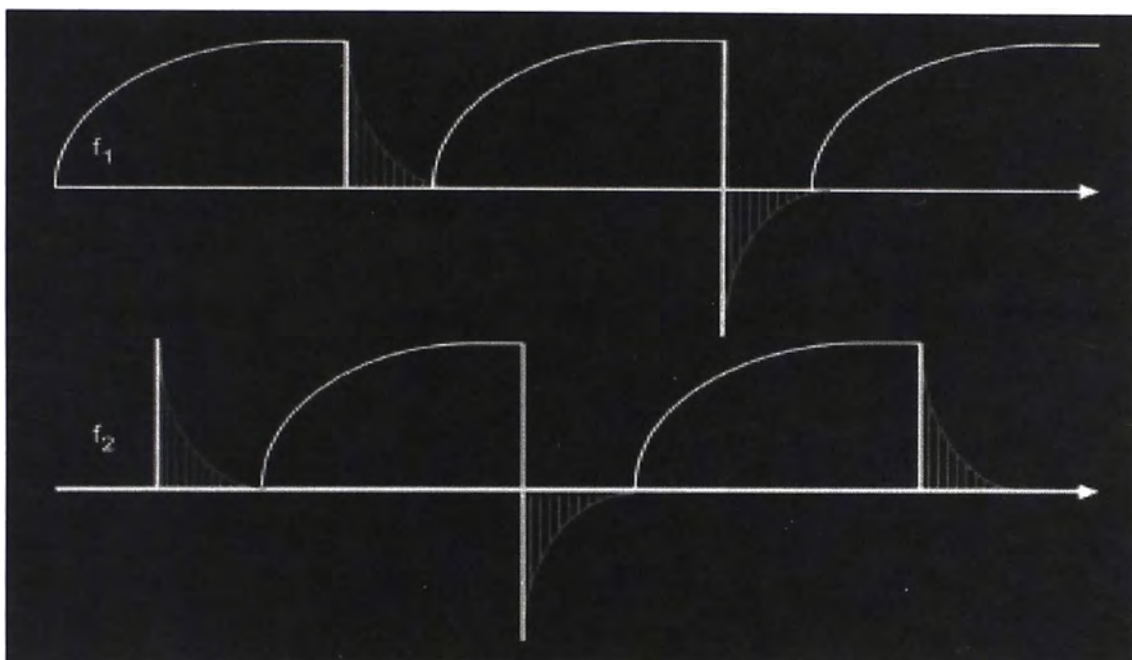


Figura 2.16: Método PAPS

2.7 Relación Señal a Ruido y Promedio Acumulativo

Una señal de resonancia magnética es siempre muy débil. En particular, las amplitudes de las señales de ecos que recibe una herramienta MRIL, son del orden de un nanovoltio (10^{-9} voltios), lo cual hace que estas señales sean muy difíciles de distinguir del ruido. Entonces, la relación señal a ruido (**S/N**) original es muy baja. En el panel superior de la figura 2.17, se observa un solo tren de ecos CPMG proveniente de una herramienta MRIL.

Si una medición de ecos se repite, la amplitud y posición en el tiempo de una señal de ecos se repetirá, pero el ruido no, porque el ruido está distribuido al azar. Acumulando y promediando varios trenes de ecos reduce el nivel de ruido y mejora la **S/N**. El promedio acumulativo (**RA**) representa el número total de trenes

de ecos individuales necesarios para producir un tren de ecos acumulado, promediado y con una mejora específica en el valor de S/N comparado con la S/N original. Si el número de trenes de ecos que hay acumulados y promediados es n (o sea que $RA = n$), entonces la S/N resultante será de \sqrt{n} veces la S/N de un tren de ecos individual.

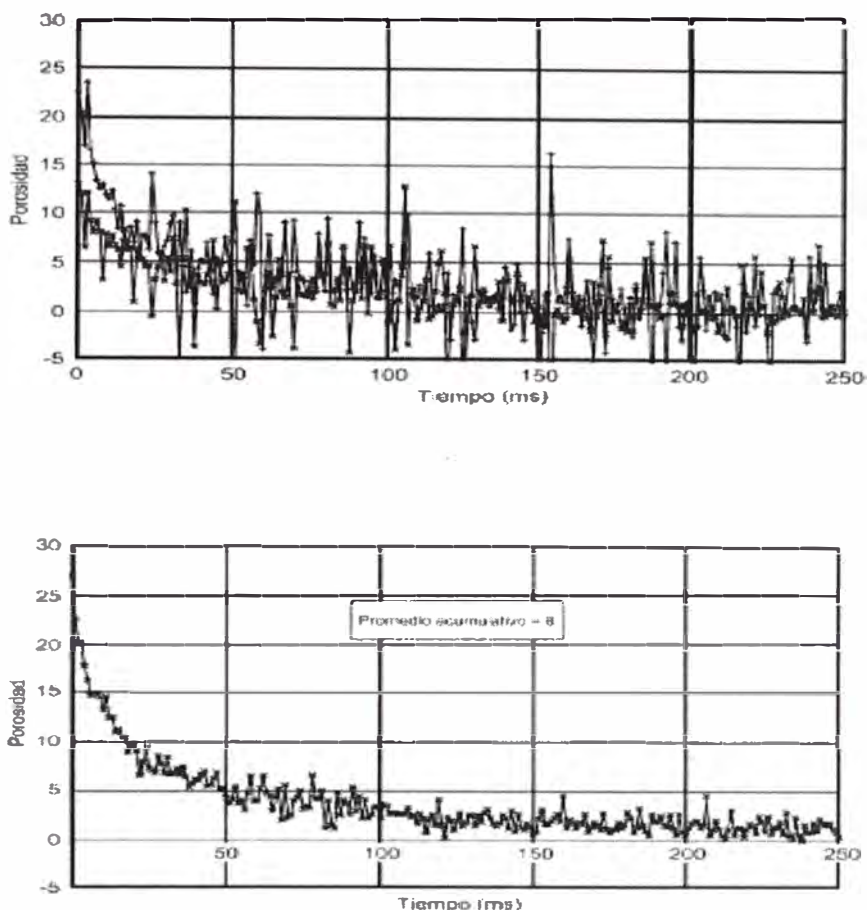


Figura 2.17: Relación señal a ruido

Cuando se utiliza la técnica de PAPS y una modalidad operativa de frecuencias múltiples, la selección de RA no es arbitraria. Como hay un par de ecos en alternancia de fase asociado con cada frecuencia, RA es un múltiplo par del número de frecuencias utilizadas en la obtención de los trenes de ecos.

2.8 Activaciones

Una activación, es un conjunto de parámetros que controla la secuencia de pulsaciones de una herramienta MRIL durante una tarea de perfilaje. La activación elegida determina entonces el tipo de medición de resonancia magnética que se hará. Los parámetros de la activación, están contenidos en una tabla que se

transmite desde el sistema de superficie de la unidad de perfilaje al procesador de señales digitales (**DSP**) en la herramienta MRIL.

Algunos parámetros de activación, pueden ser cambiados fácilmente por el ingeniero de campo –por ejemplo, número de ecos (**NE**), tiempo de polarización (**TW**) y promedio acumulativo (**RA**). Algunos otros parámetros son “invisibles”, habiendo sido preparados dentro de la activación y por lo tanto, imposibles de cambiar –por ejemplo, tipo de pulsación, número de ciclos de ganancia o de ruido y número de mediciones de **B₁**. Además, algunos parámetros se pueden cambiar solamente seleccionando otra activación y entre este tipo de parámetros se encuentra el espaciamiento entre ecos (**TE**) y el número de frecuencias operativas (**XF**).

Para las herramientas MRIL (MRIL-C y MRIL-Prime), las activaciones se pueden seleccionar en base a:

- La información a obtenerse de las mediciones de la herramienta.
 - Porosidad efectiva (Usar una activación del **T₂ normal**)
 - Identificación directa de hidrocarburos mediante Espectro Diferencial/Análisis en el Dominio del tiempo. (Usar una activación de **doble-TW**)
 - Identificación directa de hidrocarburos mediante Espectro Corrido/Análisis de Difusión (Usar una activación de **doble-TE**).
 - Porosidad Total (Usar una activación de **Porosidad Total**).
- El ambiente que rodea la herramienta
 - Pozo de alta resistividad (Usar una activación con **Q** alto, siendo **Q** un factor de distribución de carga de la antena).
 - Pozo de mediana resistividad (Usar una actividad con **Q** mediano).
 - Pozo de baja resistividad (Usar una activación con **Q** bajo)
- El número de frecuencias operativas utilizadas por la herramienta
 - Una frecuencia (usar una activación que emplee **una frecuencia**).
 - Dos frecuencias (usar una activación que emplee **dos frecuencias**).
 - Tres frecuencias (usar una activación que emplee **tres frecuencias**).

Cada activación contiene varios parámetros que se deben seleccionar cuidadosamente para obtener datos exactos sin exceder los límites operativos de la herramienta. Algunos de estos son:

- Tiempo de polarización o de espera (**TW**)
- Espaciamiento entre ecos (**TE**)

- Número de ecos (**NE**)
- Promedio acumulativo (**RA**)

Los conjuntos de activación son dependientes de la herramienta. La selección real de activaciones adecuadas para una tarea MRIL, forma parte de la planificación del trabajo.

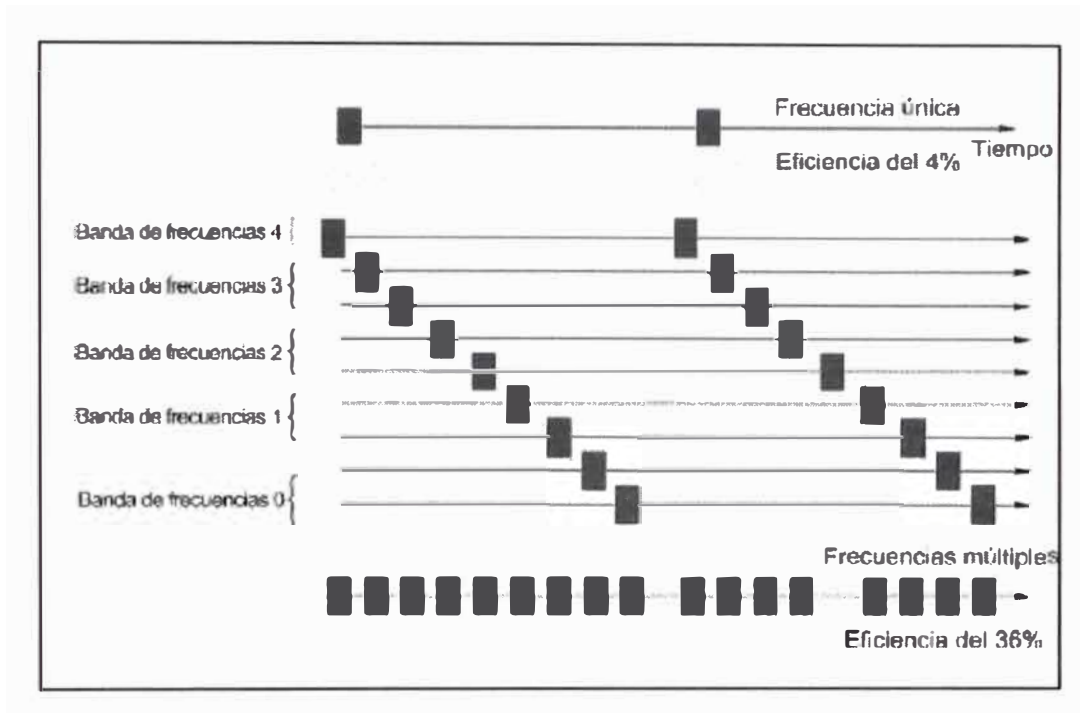


Figura 2.18: Las nueve frecuencias de la herramienta MRIL y las cinco bandas seleccionadas

Las nueve frecuencias de la herramienta MRIL-Prime permiten obtener más datos en un periodo determinado que si se utilizara una sola frecuencia. La figura 2-18 ilustra la aplicación de estas frecuencias, que se eligen de entre cinco bandas, denominadas bandas 0, 1, 2, 3 y 4. Una frecuencia elegida de la banda 4 se puede utilizar para medir agua asociada con la arcilla con una activación de polarización parcial en modo de frecuencia única. Frecuencias de las otras cuatro bandas se pueden utilizar para operar diferentes conjuntos de activaciones, tales como **T_2 normal, doble TW y/o doble TE**, en modo de frecuencia doble. La figura 2-19 muestra las cinco bandas de frecuencia y sus frecuencias centrales típicas.

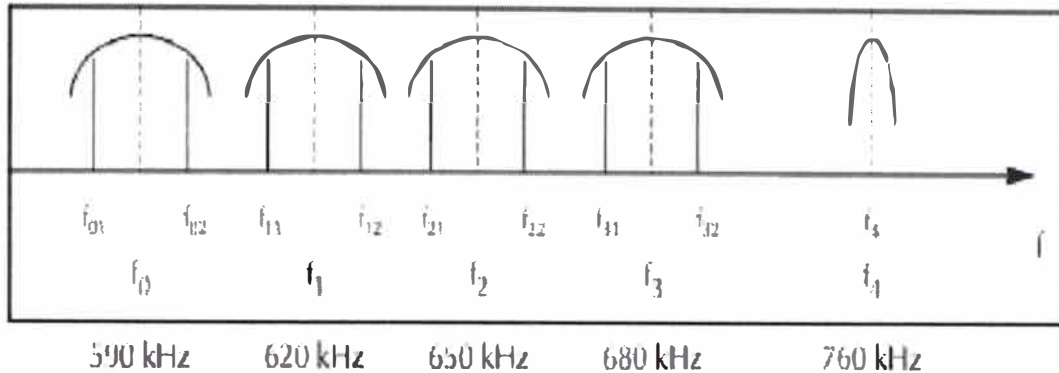


Figura 2.19: Frecuencias centrales típicas de las cinco bandas de frecuencias MRIL

La figura 2.18 también ilustra el concepto de la eficiencia de la medición, $[XF \times (NE \times TE)] / TW$, bajo la suposición de que $NE \times TE = 500$ ms y $TW = 12$ s, siendo XF el número de frecuencias utilizadas y $NE \times TE$ el tiempo de pulsación. La eficiencia de la medición es entonces solo un 4% para una medición con frecuencia única pero un 36% para una medición de nueve frecuencias.

La figura 2.20 contiene un diagrama simplificado de sincronización para una activación de **dobles TW** con una herramienta MRIL-Prime. La activación inicia tres secuencias de pulsación CPMG diferentes a varias frecuencias operativas:

- Para la primera secuencia, $TE = 1.2$ ms y $TW = 12$ s.
- Para la segunda secuencia, $TE = 1.2$ ms y $TW = 1$ s.
- Para la tercera secuencia, $TE = 0.6$ ms y $TW = 0.02$ s.

El ciclo se repite 14 s. A una velocidad de perfilaje de 1,000 pies/hr. (16.7 pies/min.), se producen dos muestras por pie por cada TW de 1 y 12s en las bandas de frecuencia 3, 2, 1 y 0 y produce una muestra por pie para el TE de 0.6 ms en la banda de frecuencia 4.

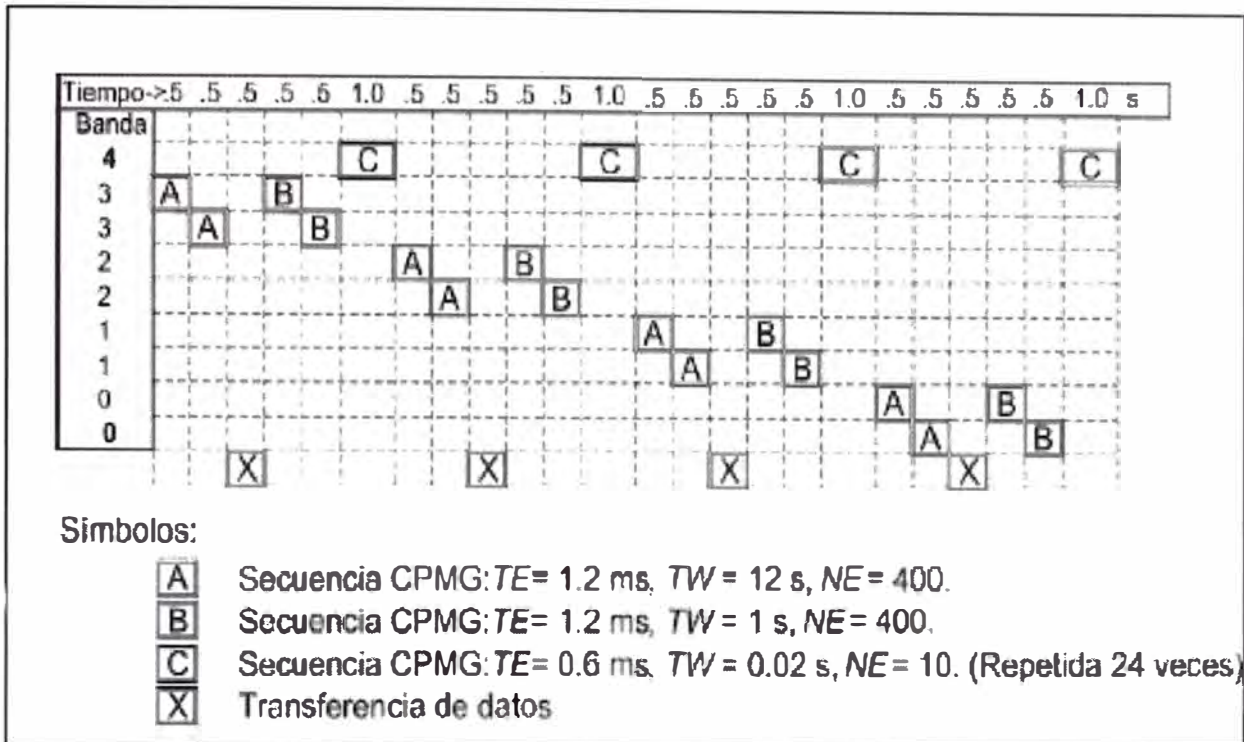
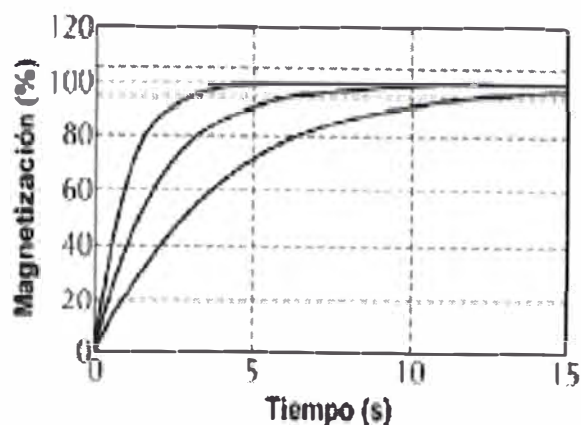


Figura 2.20: Sincronización para una activación de doble-TW con una herramienta MRIL-Prime

Las sondas MRIL-Prime de 6 pulgadas están equipadas con pares de imanes adicionales ubicados arriba y abajo del imán principal para lograr una prepolarización acelerada con sus campos magnéticos mas intensos. El imán principal es tres veces más largo que la apertura de la antena, lo que permite una adecuada recuperación de la polarización más fuerte. En condiciones de perfilaje estacionarias o lentas, estos imanes no ofrecen ninguna ventaja, pero a velocidades normales o altas, reducen efectivamente a la mitad el tiempo necesario para la polarización completa, como se muestra en la figura 2.21



¡Error!

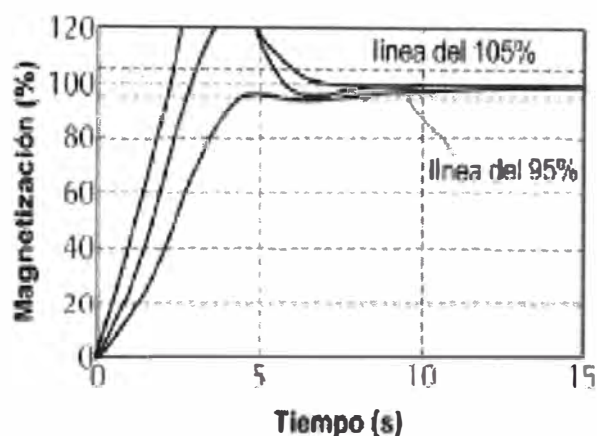


Figura 2.21

Rapidez de la magnetización sin prepolarización acelerada

2.9 Configuración de la Herramienta

En la configuración básica, una herramienta MRIL, consiste en un mandril magnético con un diámetro de 4-7/8 ó 6 pulgadas; una sección con componentes electrónicos y una o dos secciones para almacenamiento de energía (capacitores), como se ilustra en la figura 2.22. Un distanciador de fluidos, centralizadores y separadores son artículos opcionales pero se recomiendan siempre y se deben elegir de acuerdo al tamaño del pozo.

El uso de un distanciador de fluidos, reduce el efecto de carga eléctrica del lodo e incrementa la relación señal a ruido. Tanto los centralizadores como los separadores ayudan a centralizar la herramienta en el pozo. Además, los

separadores pueden proteger el cuerpo de fibra de vidrio de la herramienta al mantenerla alejada de la pared del revestidor o de la pared del pozo.

Las herramientas MRIL, son totalmente combinables con las otras herramientas de perfilaje para hueco abierto de Halliburton.

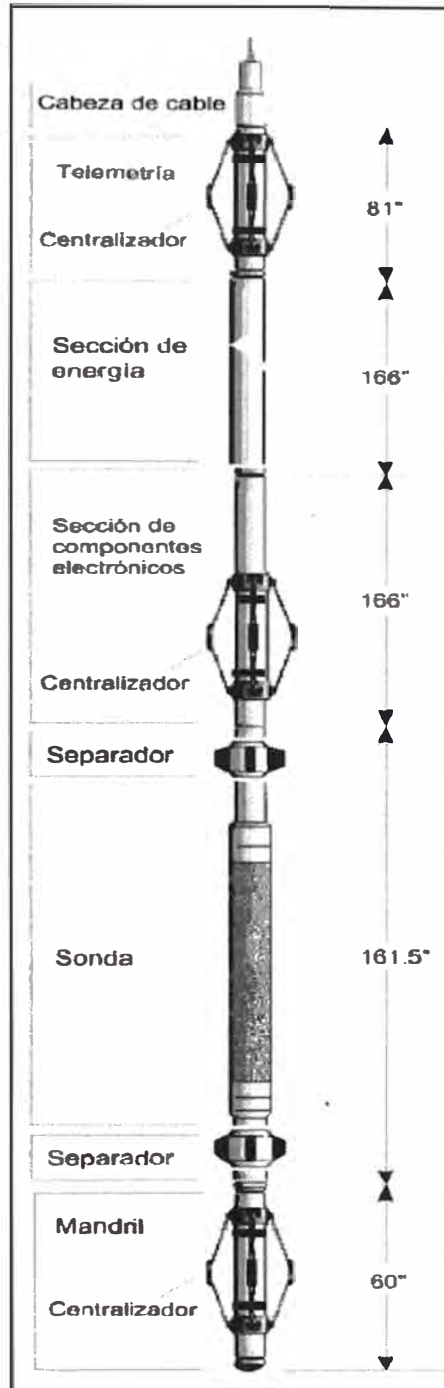


Figura 2.22: Configuración básica, la herramienta MRIL

CAPÍTULO III

DIAGRAMA DE BLOQUES DE LA HERRAMIENTA MRIL - HALLIBURTON

3.1 Subgrupos del Sistema de Resonancia Magnética

El sistema de Resonancia Magnética MRILL consiste de los siguientes subgrupos:

1. Adaptador DITS – Numar.
2. Cartucho Condensador MRCC
3. Sonda MRSN
4. Cartucho Electrónico. MREC

3.1.1 El Adaptador DITS – Numar

El adaptador DITS-Numar, permite la unión física y circuital de las herramientas de pozo abierto (Inducción de Alta Resolución, Doble Laterolog, Sonicas, Densidad, Neutrón, etc.) con la herramienta de Resonancia Magnética. Puede ir ubicada en la parte superior del cartucho condensador y opcionalmente uno en la parte inferior de la sonda. Permite una interfase entre la terminación NUMAR estándar de 37 pines y la terminación DITS (Iniciales en inglés de Sistema Interactivo de Telemetría Digital, usado por Halliburton para comunicación entre la sonda y el sistema de superficie).

El adaptador, también contiene filtros de cuatro (4) polos a lo largo de sus cables, exceptuando los que van al bus de comunicación. Este filtro de 4 polos elimina los componentes de alta frecuencia de las fuentes como la comunicación a superficie y la alimentación de la herramienta que se pueden acoplar a través del cable.

3.1.2 El Cartucho Condensador o Capacitor - MRCC

Este cartucho condensador, almacena energía del transmisor. Esta compuesto de un banco de 12 módulos almacenadores de energía. De ser necesario, es posible conectar dos o más condensadores en tandem o cascada. Esto lo decide el ingeniero operador, dependiendo de la baja señal en el receptor ocasionado por las condiciones del pozo. Algunas veces requiere dos o hasta tres

condensador. De hecho, una configuración estándar para leer la porosidad total incluye dos condensadores. Como ejemplo, en los pozos registrados en la selva peruana, era necesario la utilización de tres (3) cartuchos condensadores para poder tener mejores ganancias en la bobina receptora. Esto debido a la salinidad y la poca permeabilidad de la formación. Como se vera en capítulos anteriores, esto también afectaba la velocidad de registro.

3.1.3 La Sonda MRSN o Antena

Sirve como el punto de emisión y recepción de las señales de resonancia magnética.

Existen en dos medidas, de 4.5" o 6" dependiendo del diámetro del pozo a registrar existiendo también adaptadores extensores para pozos de mayor diámetro.

Esta sonda, funciona durante una parte del periodo completo como transmisor y otra parte como receptor de los ecos originados de la transmisión. Esto se ve claramente en los capítulos anteriores, donde se grafica la señal de transmisión, la señal de recepción y la relación señal a ruido.

3.1.4 El Cartucho Electrónico o MREC

Maneja la transmisión y recepción de la señal de resonancia magnética, almacena la señal de respuesta y maneja la comunicación con el sistema de superficie.

El cartucho electrónico contiene los siguientes componentes:

- Módulo de Potencia.
- Módulo local de almacenamiento de energía.
- Módulo de procesamiento de la señal digital.
- Módulo excitador.
- Módulo del transmisor.
- Módulo del filtro del transmisor.
- Interfase entre el módulo del transmisor y el módulo de potencia.
- Módulo de interfase con la antena.
- Módulo preamplificador.
- Módulo receptor
- Módulo de calibración de sensor **B1**.
- Armazón de la interfase de la antena.

Este cartucho es el corazón de la herramienta. Aquí es donde se ubica la parte electrónica principal, el cerebro procesador de la herramienta, ya que las demás partes, solo son periféricos de potencia, de adaptadores o de transmisión y recepción de señales, todas ellas controladas desde este cartucho.

Todos los módulos indicados en el cartucho electrónico trabajan juntos para producir los pulsos de RF de alta potencia enviados a la antena e inducir la señal de resonancia magnética en un volumen preciso alrededor de la antena. La antena es usada para transmitir los pulsos y luego recibir la señal de la formación que es acondicionada (amplificada), digitalizada y enviada al sistema de superficie para su procesamiento. El cartucho realiza, durante este periodo, las siguientes funciones.

1. El operador escoge el conjunto de activaciones requeridas para el registro del pozo. La telemetría es establecida y el conjunto de activaciones es enviado a la herramienta y recibido por el controlador DSP (Procesador de la señal digital – por sus siglas en inglés).

Las activaciones requeridas, se obtienen de las tablas de activaciones donde se encuentran los parámetros obtenidos en la resonancia magnética experimental (numero de pulsos, característica de la adquisición de datos y tiempos).

2. Monitorear constantemente la ganancia de la antena (Q) y la ganancia electrónica. Para hacer la medición, el DSP genera una señal **RF** conocida usada como referencia a la frecuencia de la medida escogida según la activación deseada. Esta señal es enviada al subsistema de calibración donde es atenuada y dirigida al sensor de la bobina de entrada B_1 . Esto permite un camino de acoplamiento de la antena y también permite al sistema leer la amplitud recibida de la señal y tomarla como referencia de la misma manera que recibe los ecos de resonancia magnética. Las variaciones en la ganancia son compensadas en este paso para obtener una señal clara. Esta compensación de la ganancia puede ser automática (preferentemente) o manual (no recomendada).
3. El Procesador de la Señal Digital (DSP) controla la configuración del sistema en el modo de transmisión. La interfase despachadora de la antena dirige las salidas de transmisión a la antena y protege las entradas preamplificadas (en el subsistema de recepción) de los pulsos de alto voltaje. El DSP también

controla la frecuencia, forma, amplitud y duración de los pulsos de transmisión de *RF* a través del control análogo de señales.

4. El transmisor produce pulsos de *RF* de alta potencia. Una parte de este pulso es acoplada dentro del subsistema de calibración a través del sensor de la bobina de entrada B_1 . La señal B_1 es muestreada y usada para corregir las variaciones en los ecos en amplitud y duración del pulso y a su vez variara la amplitud del eco.
5. Después de los pulsos de *RF*, el sistema es configurado por el DSP en “modo descarga” para disipar la energía de la antena.
6. El controlador DSP inicia la adquisición de ecos según los tiempos prefijados (al momento de escoger la activación deseada). Esto involucra una rutina de recepción de señal de eco de la antena al preamplificador en el subsistema de recepción a través de la interfase de la antena. La señal *RF* de eco amplificada y filtrada es digitalizada en el subsistema DSP. El eco *RF* es luego demodulado a una banda base y filtrado para producir componentes en fase y cuadratura que constituyen los datos primitivos del eco.
7. Los pasos 2 y 6 son repetidos varias veces como se indique en la tabla de activación. Los datos primitivos son acumulados en el subsistema DSP. Luego que todo lo esencial de los datos primitivos del eco han sido adquiridos, son enviados a superficie para su próximo procesamiento.

3.2 Descripción Operacional del Cartucho Electrónico

3.2.1 Módulo de Interfase de Antena

El módulo de interfase de antena realiza lo siguiente:

- Combina las salidas filtradas de los dos transmisores.
- Maneja la transformación del voltaje *RF*.
- Descarga la antena después de transmitir el pulso.
- Direcciona el eco de resonancia magnética de la antena al preamplificador.
- Protege protección al preamplificador durante la transmisión de pulsos.

3.2.2 Módulo de Calibración del Sensor B_1

El módulo del sensor B_1 implementa el sensor de “Corrección de Potencia” que mide la señal B_1 . La señal B_1 esta presente en el sensor de la bobina B_1 durante el tiempo que el transmisor produce los pulsos en la antena.

El módulo de calibración genera una precisa señal de referencia que es inyectada al sensor de la bobina B_1 . La antena toma esta señal que es procesada

de la misma manera que los ecos de resonancia magnética. Esto nos permite retroalimentar el sistema y corregir cualquier variación de la ganancia de la antena **Q** y la ganancia electrónica durante el registro del pozo y compensarla en la siguiente secuencia.

3.2.3 Módulo Controlador DSP

El módulo controlador DSP consiste de dos partes: El panel DSP y el panel de mediciones auxiliares.

El panel DSP realiza las siguientes funciones:

- Controla el sistema vía salidas análogas y digitales.
- Convierte la señal **RF** de resonancia magnética de entrada a formato digital
- Realiza el procesamiento de la señal digital.
- Maneja comandos y comunicación de datos con el sistema de superficie.

El panel de mediciones auxiliares recibe señales las entradas de los sensores externos a través de un panel de comunicaciones y envía estas señales al bloque de adquisición de datos y de ahí afuera del panel de DSP.

3.2.4 Módulo de Almacenamiento de Energía

Este módulo tiene 20 (veinte) condensadores cerámicos de alto voltaje de 12 μ f. Este módulo es idéntico al cartucho capacitor de 12 módulos de almacenamiento de energía descrito anteriormente (MRCC). Este módulo almacena energía en los condensadores rápidamente para ser usada durante los pulsos de **RF** de alto voltaje. Los condensadores recargarán durante el tiempo de espera (**TW**) entre experimentos.

Cada condensador tiene una delgada lámina de cobre en serie con el, de tal manera que si el condensador fallara poniéndose en corto circuito, la lámina actuaría como un fusible, aislando inmediatamente el condensador dañado, protegiendo la herramienta y permitiendo continuar con el registro del pozo.

3.2.5 Módulo Excitador

Cuando el transmisor, emite un pulso, el encamina la alta corriente de la fuente de alto voltaje. Esta corriente consume toda la energía del Módulo de Almacenamiento de Energía, causando la caída del alto voltaje. Para controlar la amplitud de la señal de salida, el módulo excitador ajusta la diferencia del ángulo de fase entre las salidas de los dos transmisores. Cuando ellos están en fase, la salida del voltaje a la antena es minimizada. Como los dos transmisores son

modulados por fase, al incrementar la diferencia de fase, se incrementa el voltaje de salida *RF* en la antena. De esta manera, el módulo excitador mantiene el voltaje de *RF* a un nivel constante.

3.2.6 Módulo Preamplificador

El módulo preamplificador, implementa un preamplificador con un relativo ancho de banda de muy bajo ruido y ganancia estable para recibir los ecos de la resonancia magnética y la señal de calibración. El ancho de banda característico de la frecuencia en la resonancia magnética, permite cambios sin la necesidad de una nueva sintonización del preamplificador.

3.2.7 Módulo Receptor

El primer camino de la señal en el receptor es de la salida del módulo preamplificador.

3.2.8 Módulo Transmisor

La función primera del módulo de transmisión es amplificar en potencia. Cada transmisor consiste en un circuito direccionador de dos estados y un circuito puente FET de alta potencia. El transmisor recibe los niveles de señal lógica proveniente del excitador y genera una señal de voltaje de salida de onda cuadrada.

3.2.9 Módulo de Filtro del Transmisor

El módulo de filtros de transmisión, consiste en 4 (cuatro) filtros pasabanda. Estos filtros eliminan los armónicos de la señal de onda cuadrada generada por cada uno de los transmisores, dejando una señal sinusoidal a la salida. Esta señal sinusoidal va la entrada de la interfase de la antena. Este módulo es configurado diferente para operaciones con frecuencias bajas (600KHz) y operaciones con frecuencias estándares (750KHz).

3.2.10 Módulo de Interfase de Transmisión y Fuente de Potencia de Transmisión

La interfase de transmisión contiene un módulo de diagnóstico que monitorea permanentemente los niveles de la señal de salida del transmisor y marca con una bandera el estado de la señal si es que ha detectado alguna variación en cualquiera de las salidas del módulo de transmisión.

La fuente de potencia del transmisor toma el voltaje DC del módulo de interfase de la antena pero rectificando parte de la potencia generada por el transmisor de *RF*.

- Para inyectar una señal de calibración dentro de la antena y de ese modo compensar las mediciones por cambios o variaciones en la ganancia de la Antena "Q" y la ganancia electrónica.
- Para obtener una muestra del pulso de transmisión y así permitir al operador optimizar la amplitud de los pulsos.

El esquema de las características eléctricas de la sonda está en la figura

3.2

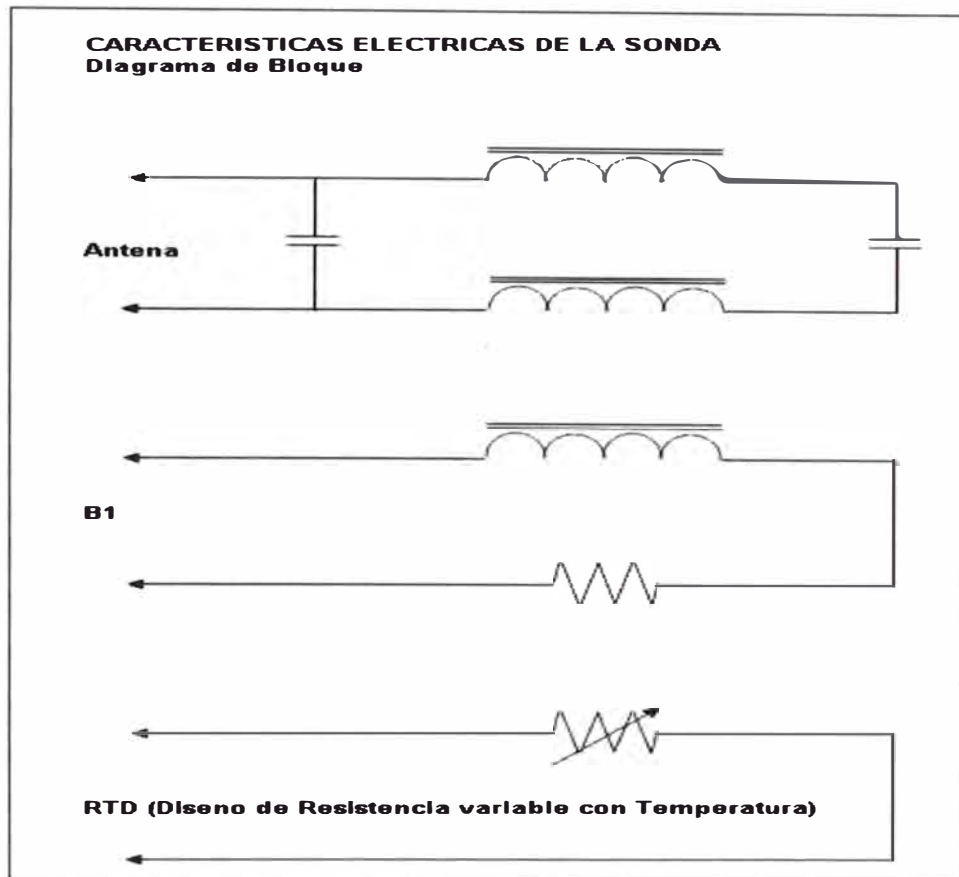


Figura 3.2

Características Eléctricas de la Sonda

3.4 Ruta del Pulso de Transmisión

La trayectoria o ruta del pulso de transmisión empieza en el módulo controlador de la herramienta (panel DSP). El DSP genera dos señales de control desfasadas 90° en perfecta cuadratura (senoidal y cosenoidal). Esta senoidal forma de onda **RF** es la frecuencia de resonancia magnética (f_{NMR}) y es guiada al módulo de excitación como entradas **I** y **Q**. Esta sirve como frecuencia y fase referencial para controlar la frecuencia del pulso de transmisión, la fase y la amplitud.

La segunda señal de control análoga del transmisor es también generada por el DSP. La señal es llamada “**dac0out**” en el DSP y “**AM**” en el excitador. Esta señal es usada para calcular la forma y escala del pulso de transmisión. La forma de la señal **AM** de bajo nivel es reproducida como la envolvente del pulso de transmisión de **RF** de alta potencia, mientras que la amplitud de la escala **AM** se refleja en la amplitud del pulso de transmisión. La forma envolvente del pulso es importante para controlar el ancho de banda del pulso, mientras que la escala de amplitud es necesaria para optimizar la rotación del spin en la resonancia magnética.

La forma de la envolvente y el nivel **AM** son controlados por el operador con las “activaciones” y la elección de los niveles “activaciones” se realizan a través del software de superficie.

El diagrama de bloques del control de amplitud del MRIL esta presentado en la figura 3.3. El MRIL tiene dos módulos de transmisión separados. Las salidas son combinadas en la interfase de la antena para producir un solo pulso de transmisión. El módulo de excitación usa la señal **AM** y el nivel de alto voltaje medido para determinar la relativa diferencia de fase entre los dos transmisores. La diferencia de fase detectada instantáneamente produce la amplitud del pulso. Las señales de control sinusoidales en cuadratura marcan la frecuencia y el predeterminado cambio de fase.

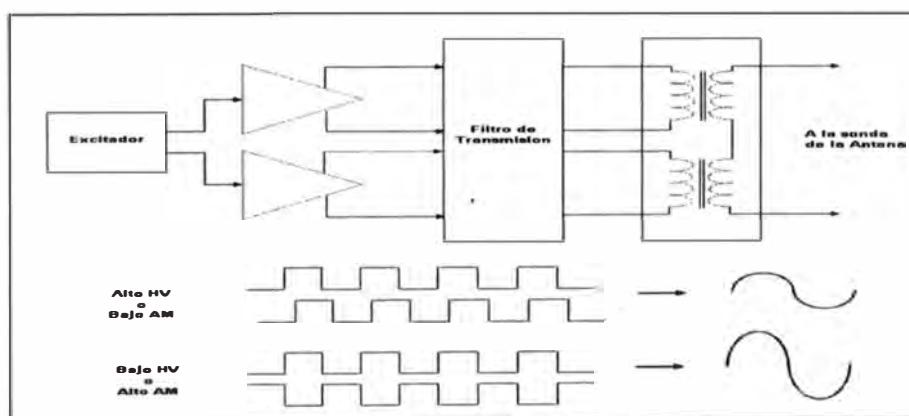


Figura 3.3: Control de Amplitud del MRIL

Un simplificado diagrama de la ruta del pulso de transmisión incluyendo la medida de B_1 y la potencia auxiliar están en la figura 3.4

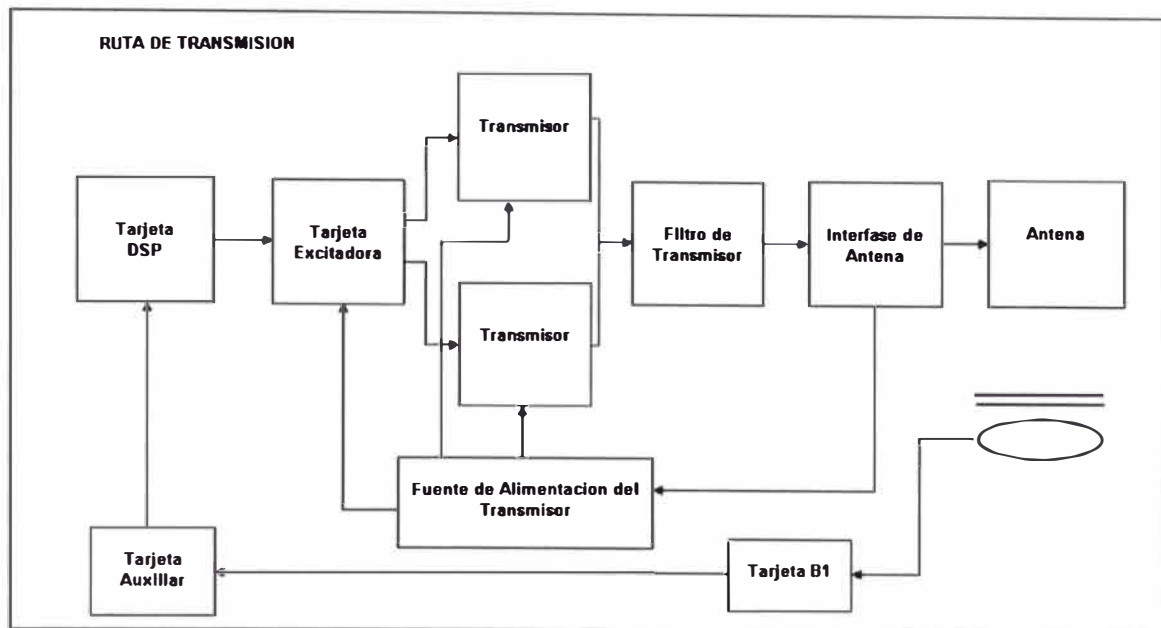


Figura 3.4: Ruta de Transmisión

Una segunda ruta existe (sumándose a la primera ruta de control de transmisión y potencia), para poder proveer una fuente de alta potencia de ± 15 Vdc y manejar el controlador de salida del transmisor de alta corriente. Una pequeña parte de la salida de cada transmisor es tomada por el transformador durante el pulso de transmisión. Esta potencia de **RF** "de apoyo" es rectificadora y filtrada antes de ser realimentada a la fuente de poder del transmisor, donde es regulada para proveer la fuente de alta corriente de ± 15 Vdc.

De superficie, vía cable, una rectificadora y no regulada fuente de voltaje AC sirve de alimentación durante la ausencia de del voltaje del transmisor.

3.5 Ruta del Pulso de Recepción

El camino de la señal recibida empieza en la señal inducida en antena receptora. Esta señal es producto del eco de resonancia magnética debido a los pulsos de transmisión o de la señal del calibrador de ganancia de precisión ubicado dentro del lazo **B₁** y acoplada en la antena.

En el modo de recepción, la interfase de la antena es configurada para dirigir la señal de la antena al módulo preamplificador de bajo ruido, donde es amplificada. La señal es luego mas amplificada y filtrada en el módulo de recepción y dirigida al panel DSP. La demodulación y digitalización son manejadas por el conversor RF A/D en el panel DSP. Luego de esto, la señal es almacenada y enviada al computador de superficie vía telemetría en un bus de datos 1553.

Un diagrama de la ruta de recepción incluyendo el calibrador de la ganancia es presentado en la figura 3.5

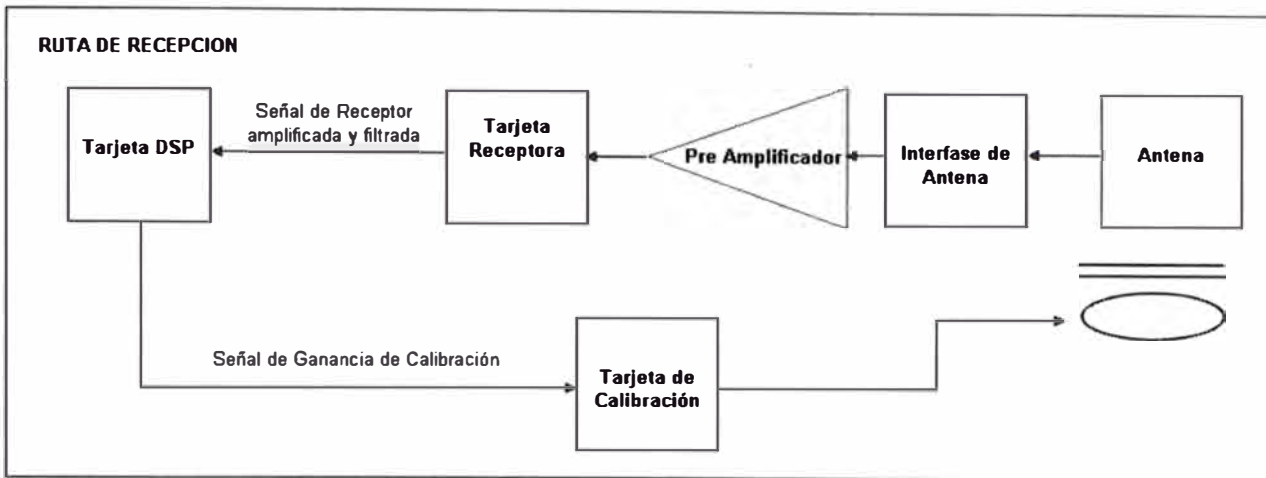


Figura 3.5

Ruta de Recepción Completa de la Señal de Respuesta de la Resonancia Magnética

3.6 Alimentación de la Herramienta

La alimentación para los paneles y circuitos de la herramienta es enviada vía una fuente de poder en superficie de 120Vrms, 60 Hz, por un cable de 7 hilos y armadura de acero. La potencia del transmisor es de DC y es enviada como "phanton" o montada sobre la AC llegando al punto central del transformador AC.

La fuente de poder rectificadora, filtrada y regulada de la señal AC es usada a través de la herramienta como una fuente independiente de ± 5 Vdc y ± 15 Vdc para la parte análoga, ± 15 Vdc para los sistemas de transmisión solamente y ± 5 Vdc para los componentes digitales. Una fuente no regulada de voltaje es también aplicada a la parte de potencia del transmisor. Esta ruta provee potencia al controlador de salida en ausencia del voltaje de salida del transmisor. Cuando el voltaje de salida del transmisor esta presente, el circuito de apoyo en la interfase de la antena envía potencia rectificadora y filtrada de la salida del transmisor a la fuente de potencia del trasmisor. Este trayecto es usado para proveer la potencia de alta corriente de +5Vdc y -15Vdc del controlador de salida.

El cable de DC es conectado al MRIL con relays de aislamiento. Estos relays están diseñados para activarse cuando se desconecte el MRIL por una señal de control enviada de superficie.

CAPÍTULO IV PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE LA IDENTIFICACIÓN DE HIDROCARBUROS CON RESONANCIA MAGNÉTICA

Las propiedades de Resonancia Magnética Nuclear de diferentes fluidos de yacimiento son bastante diferentes entre si. Estas diferencias posibilitan la identificación de hidrocarburos y a veces la cuantificación de volúmenes. Este capítulo revisa primero las propiedades de resonancia magnética nuclear de los hidrocarburos y las técnicas de identificación de hidrocarburos con resonancia magnética basadas en el relajamiento T_1 y/o en el contraste de difusividad. Luego, el capítulo discute el modelo predictivo cualitativo de los efectos del petróleo y gas sobre las distribuciones T_2 bajo diferentes condiciones.

4.1 Propiedades de la Resonancia Magnética Nuclear de los Hidrocarburos

El T_1 y T_2 del petróleo y gas inerte están dados por las ecuaciones 4.1 hasta 4.4 inclusive

4.1.1 Petróleo Inerte

$$T_1 = 0.00713 \frac{T_k}{\eta} \quad (4.1)$$

$$T_2^{-1} = \left(0.00713 \frac{T_k}{\eta} \right)^{-1} + 2.5 \times 10^{-5} \frac{T_k}{298\eta} \frac{(\gamma G TE)^2}{12} \quad (4.2)$$

4.1.2 Gas

$$T_1 = 2.5 \times 10^4 \left(\frac{\rho_g}{T_k^{1.17}} \right) \quad (4.3)$$

$$T_2^{-1} = \left(2.5 \times 10^4 \left(\frac{\rho_g}{T_k^{1.17}} \right) \right)^{-1} + 8.5 \times 10^{-7} \left(\frac{T_k^{0.9}}{\rho_g} \right) \frac{(\gamma G TE)^2}{12} \quad (4.4)$$

Donde:

T_k	=	Temperatura (°K)
η	=	Viscosidad del fluido (cp)
ρ_g	=	Densidad del gas (gr/cm ³)
γ	=	Relación giromagnética de un protón.
G	=	Gradiente del campo magnético.
TE	=	Espaciamiento entre ecos utilizado en la secuencia CPGM

Las ecuaciones, desde 4.1 hasta 4.4 suponen que para T_1 , el relajamiento viene determinado por el relajamiento del fluido en bruto, mientras que para T_2 viene dado por el término de relajamiento en bruto más un término de relajamiento por difusión. En ausencia de difusión, T_1 y T_2 se consideran iguales. Las condiciones de humectación con agua implican que una capa de agua recubre los granos de la roca y eso evita el contacto entre el grano de roca y cualquier fluido de hidrocarburo. En consecuencia, no hay factor de relajamiento por superficie. La falta de relajamiento por superficie para petróleo en rocas humectadas con agua está confirmada por numerosas observaciones de laboratorio y de campo. Sin embargo, en una serie de experimentos, Straley encontró inesperadamente en 1997 una componente de relajamiento por superficie aparente para el relajamiento del metano tanto en una muestra de arenisca como en una muestra de carbonato. Hasta el momento, los resultados no han sido confirmados mediante trabajos en otros laboratorios y no se ha publicado ninguna explicación teórica sobre esta observación.

En realidad, el T_2 del petróleo crudo es más una distribución de valores que un solo valor y depende de la viscosidad. A medida que la viscosidad aumenta, los protones de hidrógeno se vuelven menos móviles y así se relajan más rápidamente. Por lo tanto, aumentos en la viscosidad acortan la media geométrica de T_2 . Aceites más viscosos también tienen usualmente distribuciones T_2 más amplias. La ampliación se debe a diferentes movilidades de los protones en los diferentes componentes del petróleo. Aceites más viscosos se componen a menudo de una variedad más amplia de hidrocarburos. Aún algunos petróleos livianos tienen componentes múltiples y pueden presentar una distribución T_2 dilatada. En la figura 4.1 se ilustran las mediciones T_2 con resonancia magnética sobre varios petróleos crudos con diferentes viscosidades.

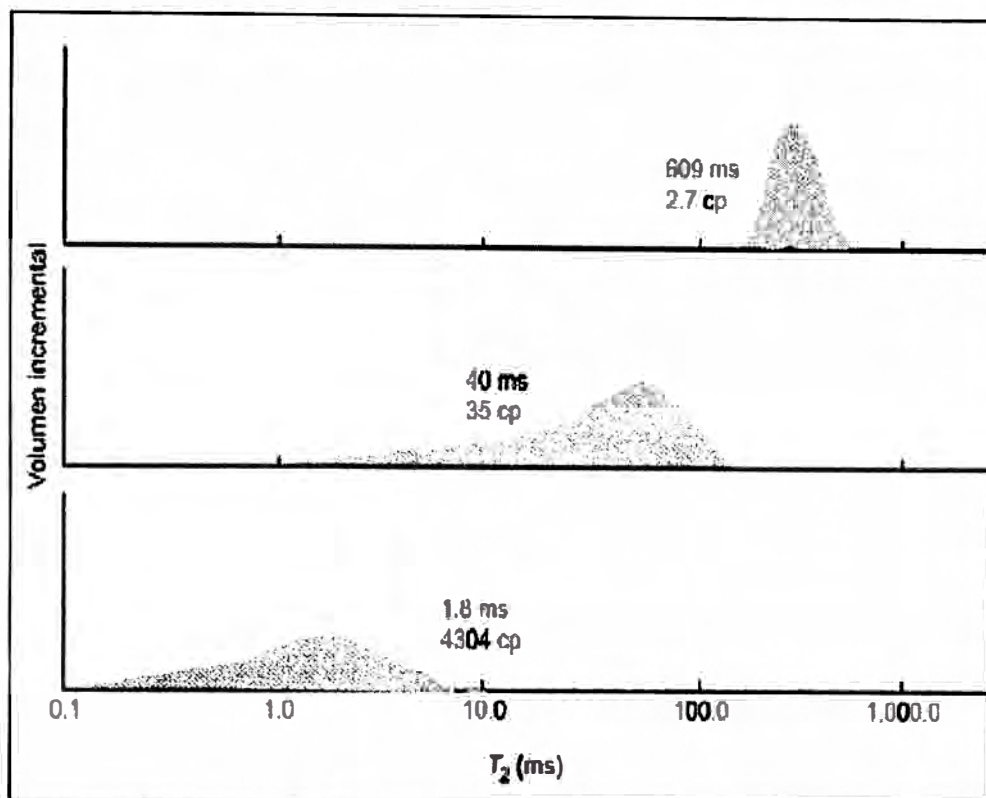


Figura 4.1: Variación del T_2 del petróleo con la viscosidad

La respuesta a la Resonancia Magnética del gas es bastante diferente a la respuesta del agua y del aceite bajo condiciones típicas de reservorio. Entonces las mediciones con resonancia magnética se pueden usar para cuantificar la fase gaseosa en un yacimiento. El gas natural seco se compone mayormente de metano (CH_4), así como de otros hidrocarburos livianos y a menudo pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos. La figura 4.2 muestra como el índice de hidrógeno, el coeficiente de difusión y los tiempos de relajamiento T_1 y T_2 del metano varían con la presión y la temperatura.

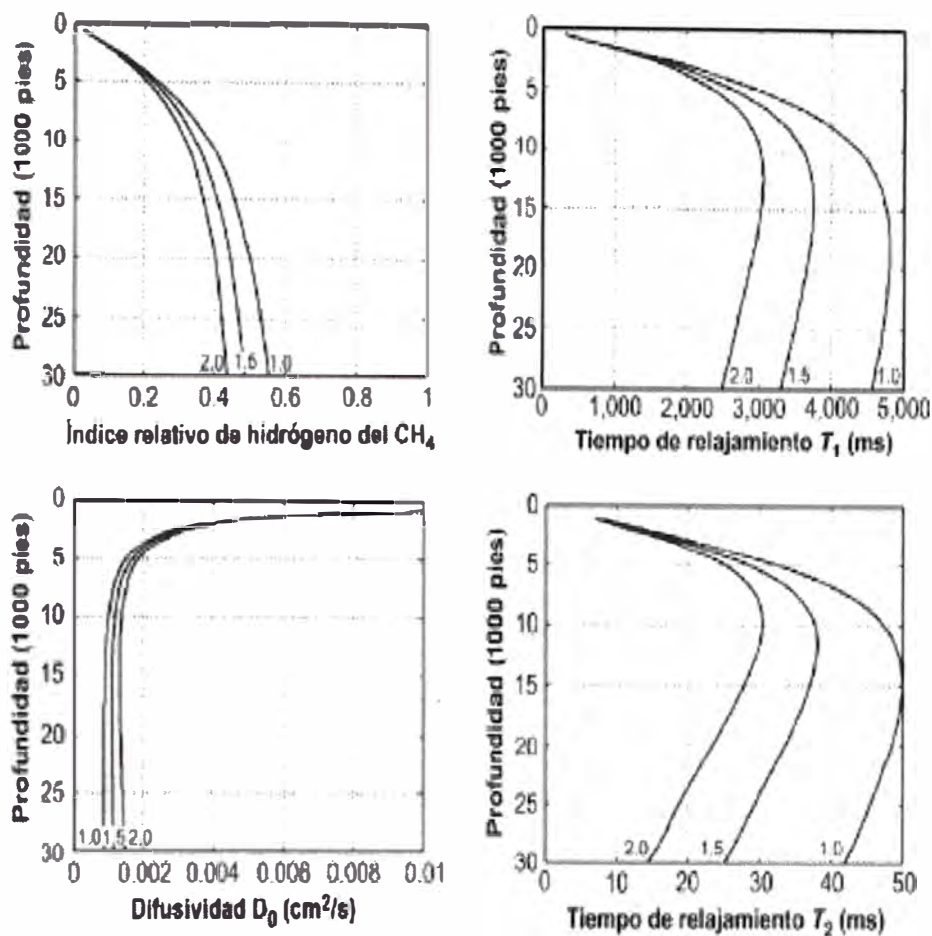


Figura 4.2:

Variación del índice de hidrógeno, el coeficiente de difusión de la masa y los tiempos de relajamiento T_1 y T_2 del metano por presión y temperatura.

La tabla 4.1 es un ejemplo de propiedades de resonancia magnética de los fluidos en bruto, tales como salmuera, petróleo y gas en condiciones de yacimiento. Las diferencias en T_1 , T_2 y D entre estos fluidos en las condiciones de yacimiento forman el fundamento del método para la identificación de fluidos con resonancia magnética. Se han desarrollado dos métodos de identificación de hidrocarburos: **doble-TW** y **doble-TE**. El método de **doble-TW** se basa en el contraste del T_1 entre agua e hidrocarburos livianos. El método de **doble-TE** basa en la diferencia de difusividad entre agua y petróleo de viscosidad mediana o entre líquidos y gas.

Tabla 4.1 – Propiedades RMN del fluidos de yacimiento.

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

4.2 Identificación de Hidrocarburos con Resonancia Magnética Nuclear

4.2.1 Distribución T_2 de una roca parcialmente saturada

Un solo poro, totalmente saturado con agua, presenta un marcado pico a valores moderados del T_2 en la distribución T_2 . A medida que el agua movible es desplazada por el petróleo, el unicopico sobre la distribución T_2 se separa en dos picos. Un pico aparece a menudo como un pico de baja amplitud por debajo del valor de T_2 original y se puede atribuir al agua irreductible en poros mas pequeños y sobre la superficie de los poros. El otro pico, que aparece por encima del valor original del T_2 , se puede atribuir al petróleo y el valor del T_2 de este pico es cercano al T_2 de petróleo en bruto. En la figura 4.3 vemos la representación de un poro saturado en agua y luego el mismo poro cuando el petróleo desplaza la mayor cantidad de agua alrededor del poro, mientras que en la figura 4.4 se observa que para una roca margá (tiza) del Mar del Norte la distribución de T_2 , ya que esta roca en especial exhibe una cantidad inusualmente grande de agua irreductible asociada con la superficie poral.

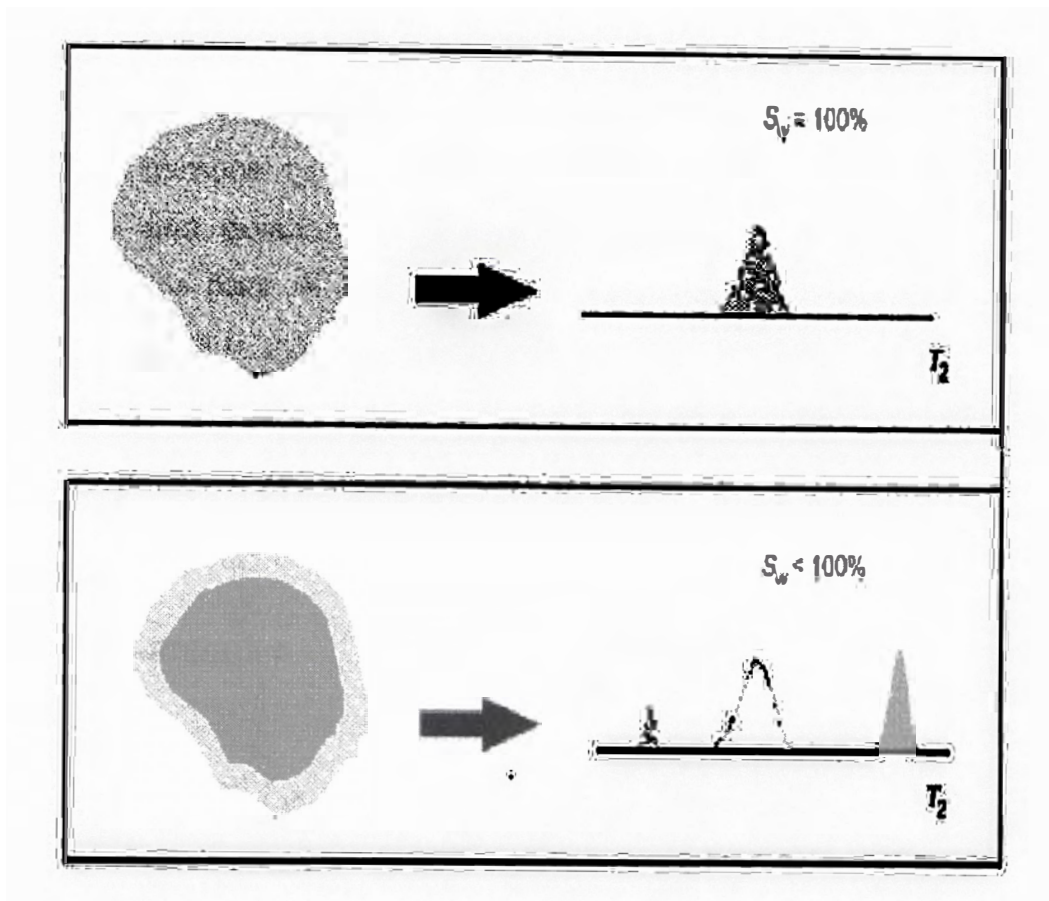


Figura 4.3: Comportamiento de una roca parcialmente saturada de agua

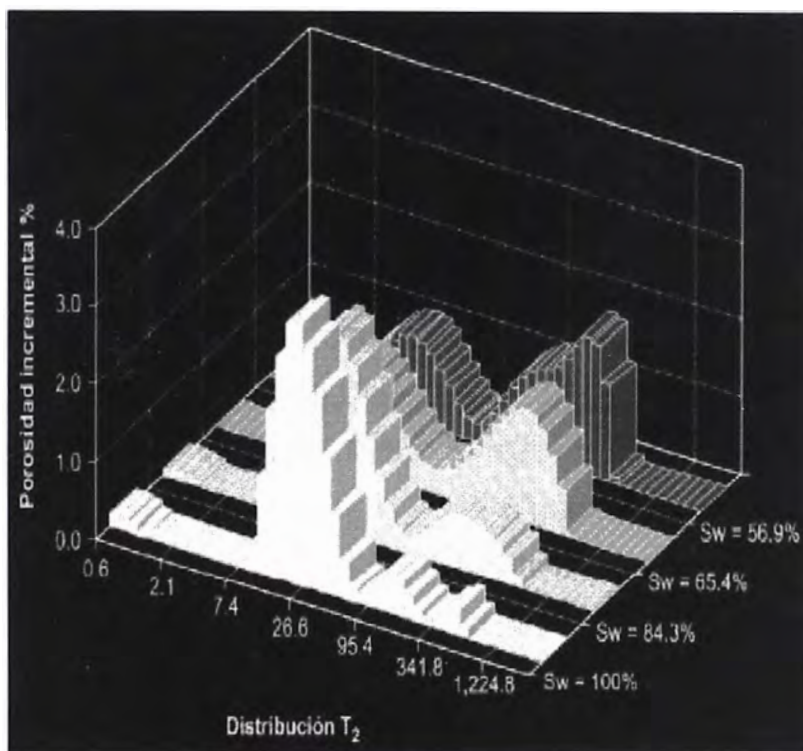


Figura 4.4: Efecto del fluido en una distribución T_2

4.2.2 Contraste de Relajamiento en T_1 .

La Tabla 4.1 y las ecuaciones 4.1 y 4.3 muestran que tanto el gas como el petróleo tienen tiempos de relajamiento T_1 más largos que el de la salmuera. Por lo tanto, para una polarización total, se necesita un TW mas largo para los hidrocarburos que para el agua. Mediciones de la **Doble- TW** se basan en el contraste de T_1 entre agua e hidrocarburos livianos y se hacen utilizando dos valores de TW . TW_{short} y TW_{long} .

Para el TW corto,

$$M_{TW_{short}}(t) = \sum M_i(0) \left(1 - e^{-TW_{short}/T_{1wi}} \right) e^{-t/T_{2wi}} \\ + M_{oil} \left(1 - e^{-TW_{short}/T_{1oil}} \right) e^{-t/T_{2oil}} + M_{gas} \left(1 - e^{-TW_{short}/T_{1gas}} \right) e^{-t/T_{2gas}} \quad 4.5$$

Para el TW largo,

$$M_{TW_{long}}(t) = \sum M_i(0) \left(1 - e^{-TW_{long}/T_{1wi}} \right) e^{-t/T_{2wi}} \\ + M_{oil} \left(1 - e^{-TW_{long}/T_{1oil}} \right) e^{-t/T_{2oil}} + M_{gas} \left(1 - e^{-TW_{long}/T_{1gas}} \right) e^{-t/T_{2gas}} \quad 4.6$$

Siendo T_{1wi} y T_{2wi} los T_1 y T_2 del agua en la i^{ma} celda respectivamente.

La figura 4.5 ilustra el método del **doble- TW** . Se requiere un TW de tres veces el T_1 para lograr el 95% de polarización. El máximo T_1 del agua en poros de arenisca es de aproximadamente 0.5 s, y el mínimo T_1 de hidrocarburos livianos es de aproximadamente 3 s. Por lo tanto, el agua quedara totalmente polarizada utilizando un TW_{short} de por lo menos 1.5 s (figura 4.5, izquierda arriba), y los hidrocarburos quedaran en muchos casos adecuadamente polarizados utilizando un TW_{long} de 9 s (figura 4.5 derecha arriba). (Puede hacer falta ajustar el TW_{long} a la presión y temperatura de los hidrocarburos y para el gas puede no resultar práctico lograr polarización completa). Como el agua se polariza totalmente con tiempos de polarización tanto cortos como largos, tendrá la misma amplitud sobre las distribuciones T_2 obtenidas con TW_{long} y TW_{short} dejara solamente las componentes de hidrocarburos. De este modo, los hidrocarburos livianos se

pueden detectar y cuantificar y los métodos para hacerlo serán tratados en el siguiente capítulo.

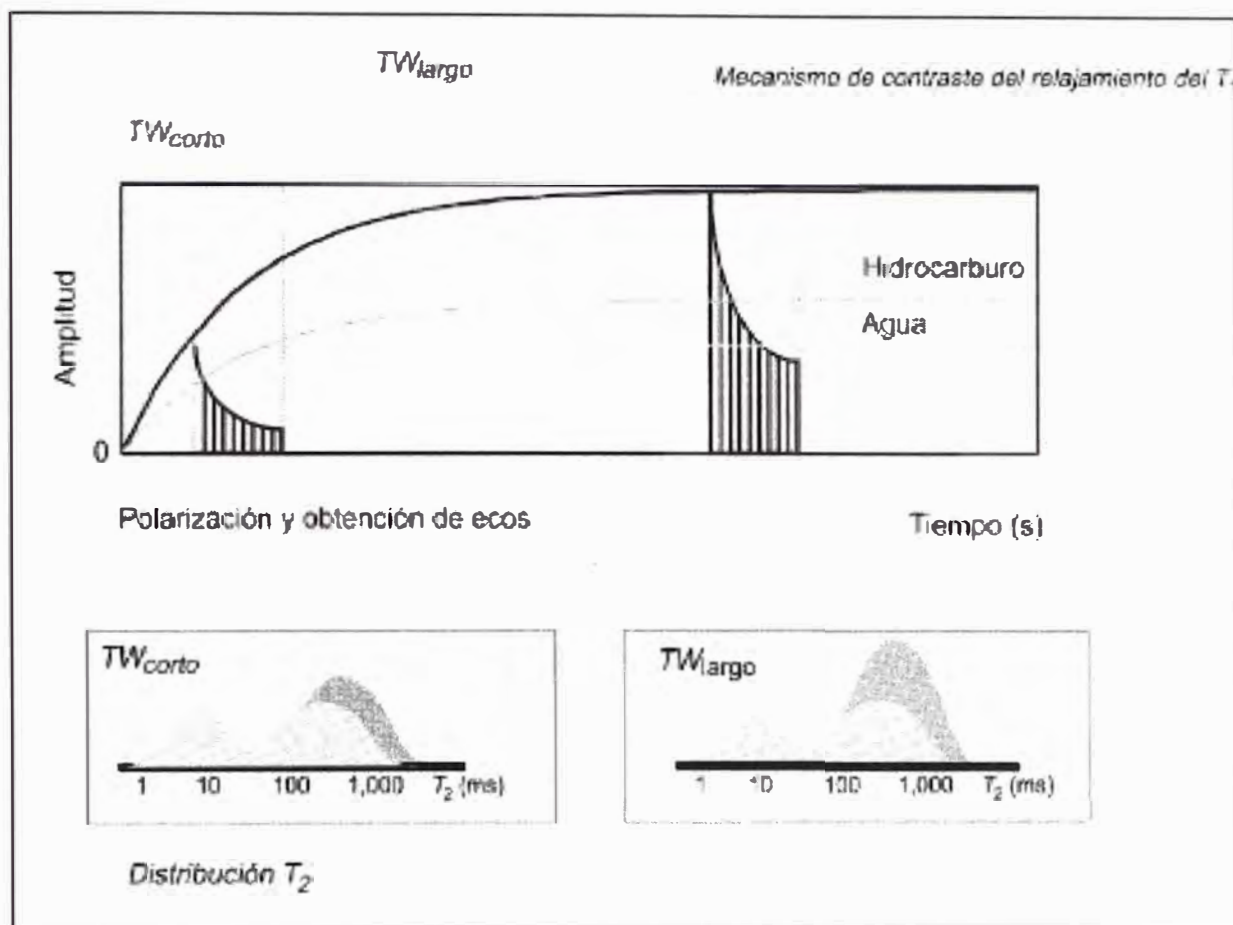


Figura 4.5: Polarización con TW_{short} y TW_{long} .

4.2.3 Contraste de Difusividad

$T_{2diffusion}$ depende de D , G y TE . Para salmueras, petróleos de viscosidad mediana y petróleos pesados, D_{gas} es mucho mayor que D_w y D_w es mucho mayor que D_{oil} . (Ver la tabla 4.1). Entonces $T_{2diffusion}$ será muy diferente entre estos fluidos y las diferencias se pueden amplificar con mediciones de resonancia magnética hechas con un TE diferente. Mediciones de **Doble-TE** utilizan dos valores de TEs , TE_{short} y TE_{long} .

Para el TE corto,

$$M_{TE_{short}}(t) = \sum M(0_i) \left(1 - e^{-TW/T_{1wi}} \right) e^{-t \left(\frac{1}{T_{2w}} + \rho \frac{S}{V} + D_w \frac{(\gamma G TE_{short})^2}{12} \right)}$$

$$+ M_{oil} \left(1 - e^{-TW/T_{1oil}} \right) e^{-t \left(\frac{1}{T_{2oil}} + D_{oil} \frac{(\gamma G TE_{short})^2}{12} \right)} + M_{gas} \left(1 - e^{-TW/T_{1gas}} \right) e^{-t \left(\frac{D_{gas}}{12} (\gamma G TE_{short})^2 \right)} \quad (4.7)$$

Cuando $TW \gg 3 \max(T_{1w}, T_{1oil}, T_{1gas})$,

$$M_{TEshort}(t) = \sum M(0_i) e^{-t \left(\frac{1}{T_{2w}} + \rho \frac{S}{V} + D_w \frac{(\gamma G TE_{short})^2}{12} \right)} + M_{oil} e^{-t \left(\frac{1}{T_{2oil}} + D_{oil} \frac{(\gamma G TE_{short})^2}{12} \right)} + M_{gas} e^{-t \left(\frac{D_{gas}}{12} (\gamma G TE_{short})^2 \right)} \quad (4.8)$$

Para el TE largo,

$$M_{TElong}(t) = \sum M(0_i) \left(1 - e^{-TW/T_{1wi}} \right) e^{-t \left(\frac{1}{T_{2w}} + \rho \frac{S}{V} + D_w \frac{(\gamma G TE_{long})^2}{12} \right)} + M_{oil} \left(1 - e^{-TW/T_{1oil}} \right) e^{-t \left(\frac{1}{T_{2oil}} + D_{oil} \frac{(\gamma G TE_{long})^2}{12} \right)} + M_{gas} \left(1 - e^{-TW/T_{1gas}} \right) e^{-t \left(\frac{D_{gas}}{12} (\gamma G TE_{long})^2 \right)} \quad (4.9)$$

Cuando $TW \gg 3 \times \max(T_{1w}, T_{1oil}, T_{1gas})$,

$$M_{TElong}(t) = \sum M(0_i) e^{-t \left(\frac{1}{T_{2w}} + \rho \frac{S}{V} + D_w \frac{(\gamma G TE_{long})^2}{12} \right)} + M_{oil} e^{-t \left(\frac{1}{T_{2oil}} + D_{oil} \frac{(\gamma G TE_{long})^2}{12} \right)} + M_{gas} e^{-t \left(\frac{D_{gas}}{12} (\gamma G TE_{long})^2 \right)} \quad (4.10)$$

La figura 4.6 ilustra una medición de **doble-TE** en el cual $TE_{long} = 3 TE_{short}$. Se supone que el fluido poral esta compuesto por dos fases, una con una D grande (la componente clara de los trenes de ecos en la figura) y otra con una D pequeña (la componente oscura de los trenes de ecos). La diferencia en el decaimiento de una componente particular entre las mediciones de TE_{short} y TE_{long} es mayor para la componente con la D grande. Específicamente, la componente con la D grande decae mucho más rápido durante las mediciones del TE_{long} que durante las mediciones del TE_{short} , mientras que la componente con la D pequeña decae solo ligeramente más rápido durante las mediciones del TE_{long} que durante las mediciones del TE_{short} . Esta distinción entre las dos componentes se refleja en las correspondientes distribuciones T_2 y se puede utilizar para distinguir los fluidos.

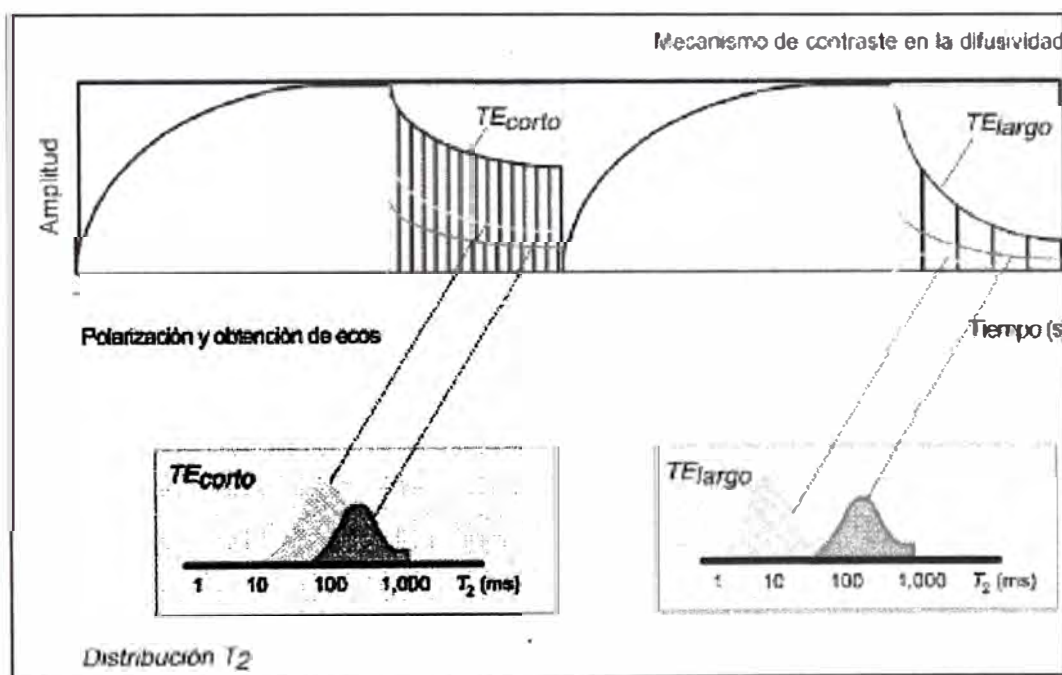


Figura 4.6: Mecanismo de contraste en la difusividad

4.2.4 Simulaciones Numéricas

Las respuestas a resonancia magnética para mediciones de **doble-TW** o **doble-TE** pueden simular numéricamente con las ecuaciones presentadas anteriormente en este capítulo. Esta simulación es importante para la planificación del trabajo y para interpretar perfiles de **doble-TW** y **doble-TE**.

4.3 Efectos del Petróleo en las Distribuciones T_2 .

Los efectos del petróleo en las distribuciones T_2 varían según los fluidos presentes en los poros.

4.3.1 Agua y Petróleo Liviano

La figura 4.7 (arriba) es un modelo volumétrico para una formación humectada con agua, saturada de agua y petróleo liviano. La separación categórica entre las diversas componentes en el método no implica la misma separación absoluta entre los espectros de decaimiento correspondientes. Si se utiliza un **TE corto** y un **TW largo** para medir el tren de ecos, entonces el agua tendrá una amplia distribución T_2 , mientras que el petróleo liviano tiende a mostrar una distribución mucho más estrecha alrededor de un solo valor del T_2 . Existe una diferencia entre los coeficientes de difusión del agua y del petróleo liviano; por lo tanto, el contraste de la **D** entre los dos fluidos no será muy obvio. Los valores de T_1 para petróleo liviano y agua poral son muy diferentes; y entonces el contraste del T_1 entre los dos fluidos será detectable.

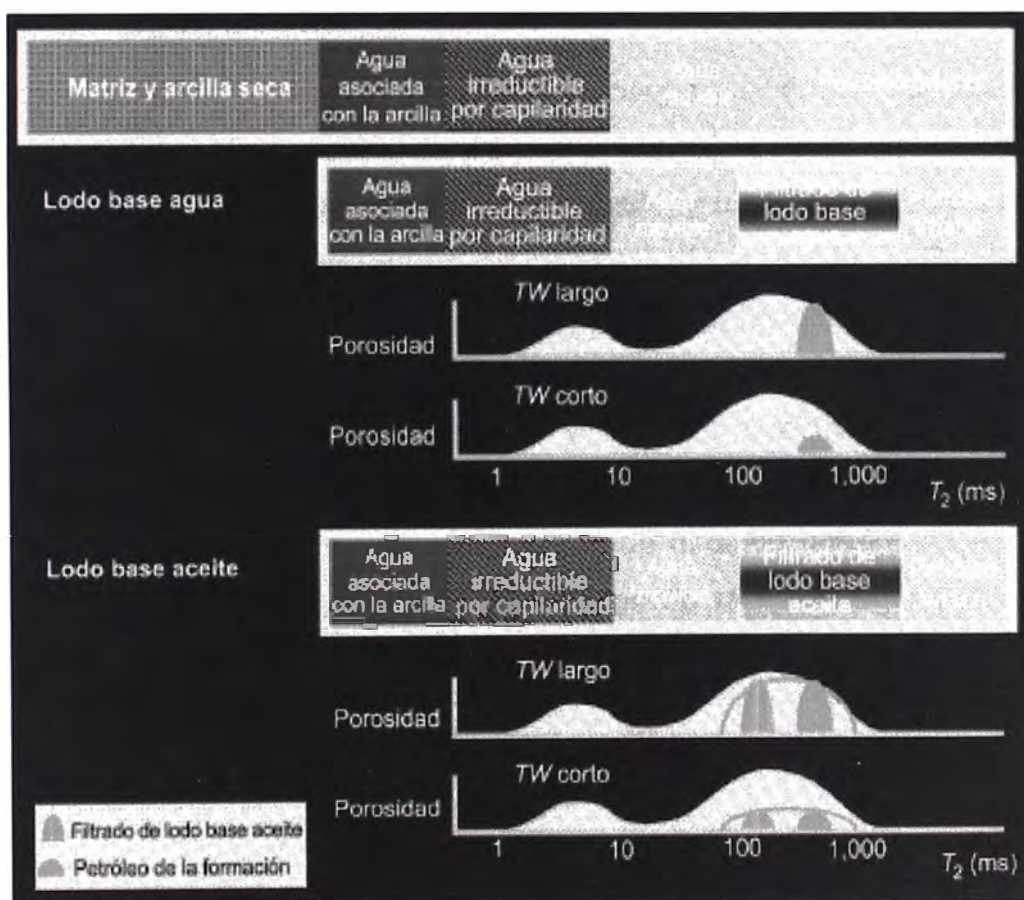


Figura 4.7: Modelos volumétricos de un yacimiento de petróleo liviano

Las secciones del medio y de debajo de la figura 4.7 muestra como las mediciones del doble-TW se pueden usar para distinguir entre agua y petróleo liviano. Debido al gran contraste del T_1 entre el agua y el petróleo liviano, la señal del agua desaparecerá cuando las distribuciones T_2 del TW_{short} y TW_{long} se sustraen una de la otra. El “espectro” diferencial resultante contendrá sólo parte de la señal de petróleo liviano. La amplitud de esta señal en el espectro diferencial será altamente dependiente tanto de la diferencia del T_1 entre las dos clases de fluidos como de la diferencia entre TW_{short} y TW_{long} . Normalmente, TW_{short} y TW_{long} se seleccionan de modo que $TW_{short} \geq 3T_{1bulkwater}$ y $TW_{long} \geq 3T_{1lightoil}$. Si se usa un lodo base aceite, aparecerá una señal del filtrado de lodo en la distribución T_2 . En la figura 4.7, el T_2 del petróleo liviano se concentra a aproximadamente 500 ms. El T_2 del filtrado del lodo base aceite es aproximadamente 200 ms. Las señales tanto de petróleo liviano como del filtrado de lodo base aceite permanecerán en el espectro diferencial. Normalmente, es difícil distinguir el petróleo nativo del filtrado del lodo base aceite debido a la mezcla entre esos dos diferentes tipos de aceite y sus señales de resonancia magnética.

4.3.2 Agua y Petróleo Viscoso

Cuando tanto agua como petróleo viscoso ocupan los poros de una formación humectada con agua, el modelo volumétrico de la formación se puede ilustrar en la figura 4.8. Si se usa un TE pequeño y un TW largo, la señal del eco de momentos rotacionales del agua, medida con el campo de gradiente del MRIL, tendrá usualmente una amplia distribución T_2 , y la señal del petróleo viscoso también tendrá típicamente una amplia distribución T_2 . El tiempo T_2 debido al efecto en bruto para petróleo viscoso y la contribución al tiempo total del decaimiento del agua por parte del relajamiento por superficie no son usualmente muy diferentes. Sin embargo, los coeficientes de difusión tanto para el agua como para el petróleo viscoso son muy diferentes; por lo tanto, el contraste de difusión entre los dos fluidos es detectable.

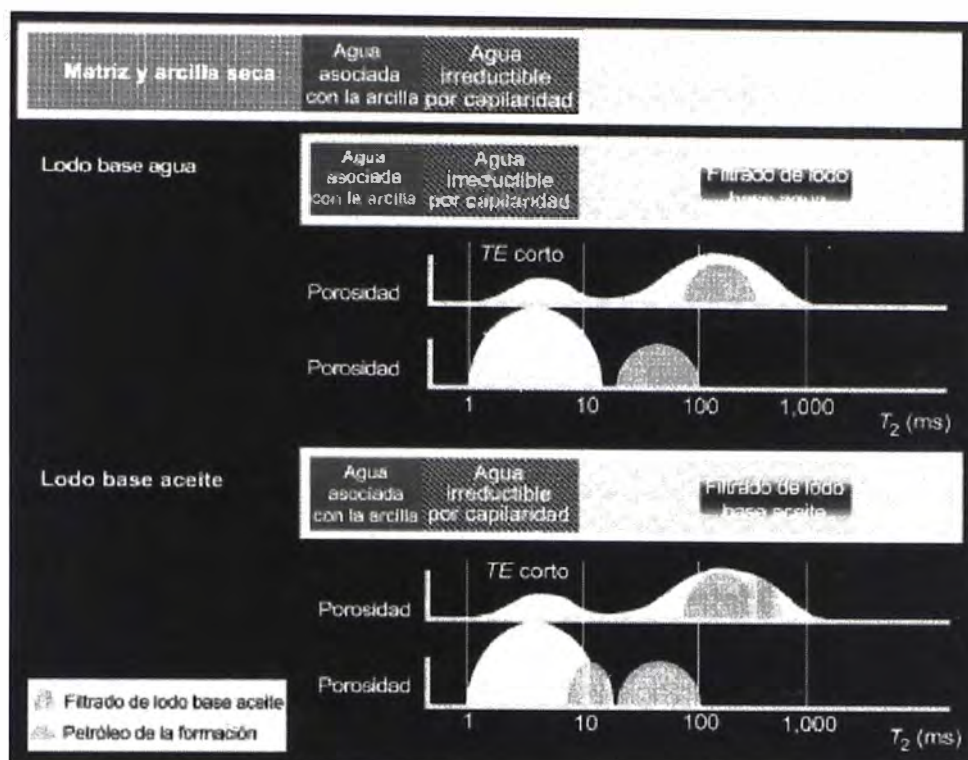


Figura 4.8: Modelo volumétrico de un yacimiento de petróleo viscoso

La figura 4.8 muestra como las mediciones del **doble-TE** se pueden utilizar para distinguir entre agua y petróleo viscoso. Debido al contraste de difusión entre el agua y el petróleo viscoso, la distribución T_2 medida con el TE_{long} mostrará un mayor corrimiento hacia la izquierda (a valores menores del T_2) para agua que para petróleo viscoso, comparado con la distribución T_2 medida con TE_{short} . Las componentes rápidas del T_2 del agua se correrán muy poco. Cuando se usa lodo base aceite, éste tiene normalmente menos viscosidad que el petróleo viscoso en condiciones de yacimiento. Las componentes del T_2 de un filtrado de lodo base aceite medidos con el TE_{short} estarán aglomerados alrededor de un solo pico con un T_2 mas largo que el del petróleo viscoso. Sin embargo, el pico del T_2 de un filtrado de lodo base aceite medido con TE_{long} puede ser mas corto que el del petróleo viscoso debido a la alta difusividad del filtrado. La cuidadosa selección del TE_{long} hace posible separar las componentes del T_2 de petróleo viscoso y agua, independientemente de si el lodo utilizado en el pozo es base agua o base aceite. En general, como el corrimiento de la difusión no es lineal, tiempos de relajamiento mas largos que el tiempo de relajamiento por difusión se correrán mucho mas a la izquierda que los tiempos de relajamiento mas cortos que el tiempo de

relajamiento por difusión. Este corrimiento no lineal hace entonces que los espectros tengan picos mas pronunciados a medida que la difusión aumenta.

4.3.3 Efectos de la Viscosidad y Humectabilidad sobre la Señal de Petróleo en una Distribución T_2

En lo discutido hasta ahora, se ha supuesto que las formaciones estaban humectadas con agua. Si la formación perfilada con un instrumento de resonancia magnética no esta humectada con agua sino que está parcial o totalmente humectada con aceite. Los valores del T_2 del petróleo serán diferentes y las distribuciones T_2 serán diferentes a las discutidas anteriormente. Las rocas probablemente nunca estarán totalmente humectadas con aceite; algunas son de una humectabilidad intermedia y/o mixta. La humectabilidad mixta se da más probablemente en rocas de yacimiento en donde el petróleo ha quedado atrapado y entra en contacto con la superficie de los granos de los poros más grandes para formar una película o recubrimiento de aceite sobre los granos. Los petróleos crudos varían en su capacidad para alterar la humectabilidad de una superficie poral. Las superficies porales de los poros más pequeños o aquellas en las rendijas de los poros más grandes no están en contacto con el petróleo y permanecen humectadas con agua. Para la resonancia magnética, la condición esencial para que haya humectabilidad con agua es la existencia de una capa protectora de agua entre el grano de la roca y el fluido de hidrocarburos. Sin embargo, esta condición no es idéntica a la condición medida por otras pruebas de humectabilidad. Por ejemplo, parte de la película protectora podría estar ausente y la roca podría aun estar considerada como humectada con agua según un ensayo de USBM (un ensayo utilizado muy comúnmente, desarrollado por el Departamento de Minería de los EEUU., siendo USBM sus siglas en ingles).

Cuando las moléculas de petróleo tocan las superficies de los granos, ellas exhiben relaxibilidad por superficie, lo cual hace mas complicado el mecanismo de relajamiento del T_2 . Si una formación está totalmente humectada con aceite, entonces el agua y el aceite cambian sus roles comparados con la situación de humectación con agua y el comportamiento en general es muy similar. Sin embargo, los detalles de los espectros pueden ser diferentes porque la relaxibilidad de la superficie al aceite es probablemente diferente a la relaxibilidad de la superficie al agua. Si una formación exhibe humectabilidad mixta, la situación es mucho más compleja y la diferenciación entre el petróleo y agua es muy difícil.

La figura 4.9 muestra como, en una formación que contiene petróleo, tanto la viscosidad del petróleo como la humectabilidad de la formación afectan la ubicación de las componentes del petróleo en la distribución T_2 de la formación. La figura supone que (1) el TW es suficientemente largo como para que no se necesite considerar los efectos del T_1 y (2) el TE es suficientemente corto como para que no se necesite considerar los efectos de la difusión.

Como se analizó previamente, para una formación humectada con agua, la componente de petróleo de la distribución T_2 depende principalmente de la viscosidad del petróleo (fila de humectados con agua en la figura 4.9). Es importante observar que para cualquier humectabilidad, la componente de petróleo pesado de la distribución T_2 es amplia y se sobrepone a la porción del BVI en la distribución (columna de petróleo pesado en la figura 4.9), lo cual puede dificultar la detección directa de petróleo pesado con mediciones del MRIL solamente. Para una formación de humectabilidad mixta, que plantea uno de los grandes desafíos para las aplicaciones del MRIL, las componentes del petróleo y del agua de la distribución T_2 son dilatadas y se superponen entre si (fila de humectación mixta en la figura 4.9). Aunque esta superposición no afecta la estimación de porosidad total, afectara la determinación del BVI, del fluido libre, de la permeabilidad y por supuesto, del tipo de hidrocarburo. Para el raro caso de una formación humectada con aceite, las moléculas del petróleo serán absorbidas sobre todas las superficies porales. En este caso, el BVI será el volumen bruto irreductible del petróleo. Las componentes de agua estará siempre en la porción del fluido libre de la distribución (fila de humectación con aceite de la figura 4.9) y debería exhibir características del fluido bruto. Los T_1 y T_2 del agua tienen ambos un valor único y bastante largos comparados con los tiempos de relajamiento del petróleo en contacto con la pared del poro.

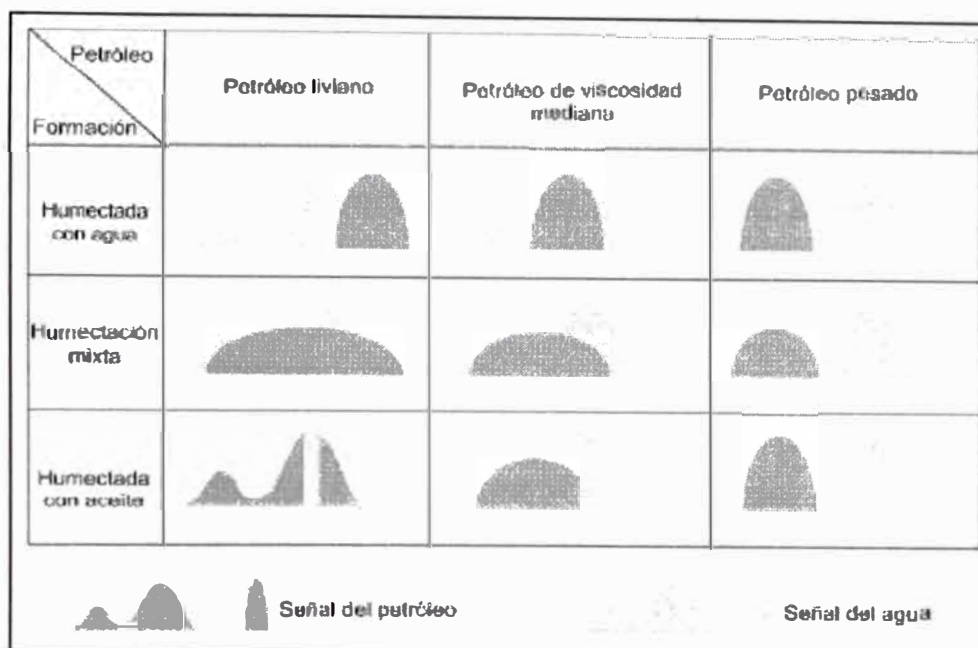


Figura 4.9: Identificación del petróleo

4.4 Efecto del Gas sobre la Distribución T_2 Bajo Distintas Condiciones

El gas es siempre una fase no humectante en el espacio poral de una formación. De ahí que el T_1 del gas se toma como el de gas en bruto, que es mas largo que el T_1 en el agua en contacto con la pared del poro. El $T_{2diffusion}$ del gas dominará al T_2 del gas. Estas características y el campo de gradiente del instrumento MRIL hace a la señal de gas detectable a través de las mediciones MRIL.

4.4.1 Agua y Gas

La figura 4.10 presenta modelos volumétricos para rocas saturadas con agua y gas. Los modelos representan una zona virgen y zonas invadidas por lodos base agua y base aceite. Se usa un TE corto y un TW largo, la señal de eco de momentos rotacionales del agua tendrán una amplia distribución T_2 , mientras la señal de gas tendrá casi un valor único de T_2 . Los tiempos T_1 para el agua y gas son muy diferentes; por tanto, el contraste del T_1 se puede utilizar para diferenciar agua y gas, como se muestra en los modelos de la mitad y debajo de la figura 4.10

Como con el agua y el petróleo liviano, existe un gran contraste del T_1 entre el gas y el agua en contacto con la pared del poro. Entonces, cuando se utilizan mediciones del **doble-TW** y las distribuciones T_2 resultantes se sustraen entre si, la componente de agua será eliminada y parte de la componente de gas permanecerá en el espectro diferencial. La amplitud de la componente parcial del

gas en el espectro diferencial será altamente diferencial. La amplitud de la componente parcial de gas en el espectro diferencial será altamente dependiente tanto de la diferencia entre el T_{1gas} y el T_{1w} como de la diferencia entre el TW_{short} y el TW_{long} . Normalmente, los parámetros del perfilaje se ajustan de modo que $TW_{long} \geq T_{1gas}$ y $TW_{short} \geq 3T_{1w}$. Además, cuando hay gas presente, el índice de hidrógeno y los efectos de la polarización se deben tener en cuenta porque el gas tiene bajo índice de hidrógeno y largo T_1 .

Si se usa lodo base aceite, aparece una señal del filtrado del lodo base aceite en la distribución T_2 . En la figura 4.10, el T_2 del gas se concentra a aproximadamente 40 ms. y el T_2 del filtrado de un lodo base aceite se concentra a aproximadamente 200 ms. Tanto las señales del gas como las del filtrado del lodo base aceite permanecerán en el espectro diferencial.

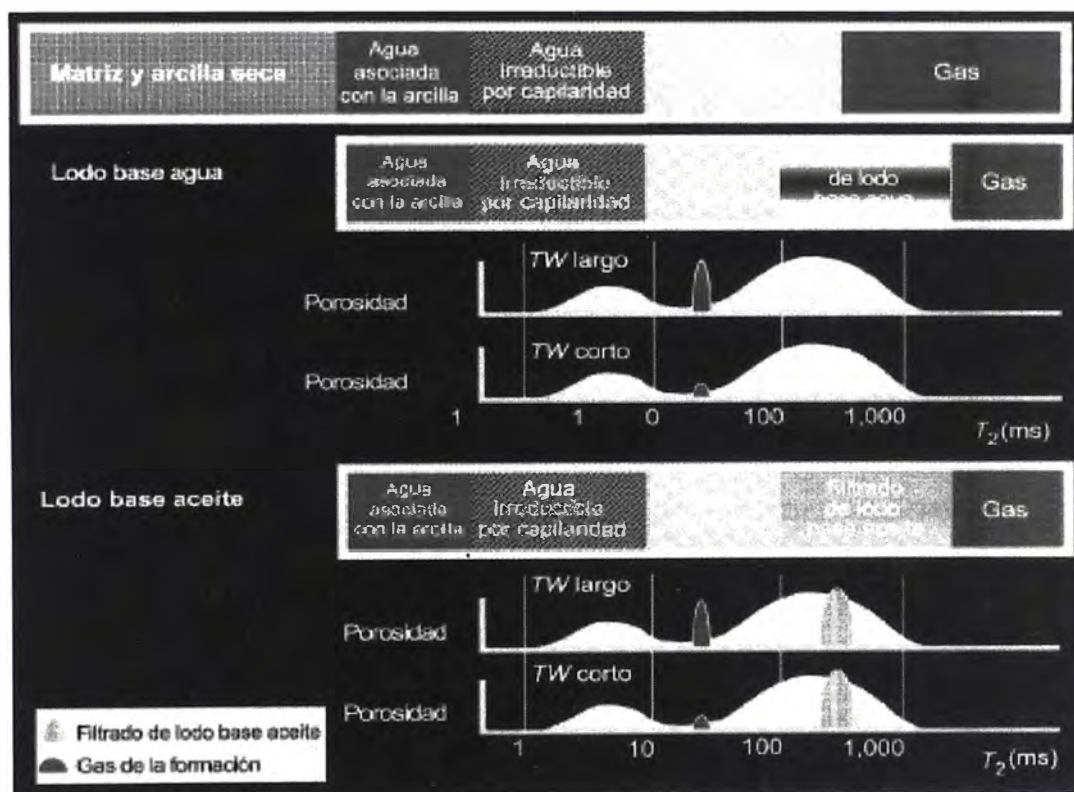


Figura 4.10: Modelo volumétrico de yacimiento de gas

4.4.2 Agua, Petróleo Liviano y Gas

Cuando agua, petróleo liviano y gas ocupan el mismo sistema poral en las rocas de una formación (figura 4.11), tanto el petróleo liviano como el gas se pueden detectar aun a través de sus contrastes del T_1 . Se utilizan mediciones del

Doble-TW y el TW_{long} debería ser mayor que tres veces el máximo T_1 del petróleo liviano, gas y (si se usa lodo base aceite) el filtrado del lodo base aceite. Cuando se utiliza lodo base aceite, las señales del petróleo liviano, gas y filtrado del lodo base aceite permanecerán en el espectro diferencial.

Aunque la diferencia en difusividad entre gas y líquido es grande, este contraste rara vez se aplica para separar las señales de los fluidos. Generalmente, el T_2 del gas es muy pequeño. En la mayoría de los casos, la componente del T_2 del gas puede sobreponerse en la ventana del **BVI**. Cuando se utiliza un **TE** mas largo, la componente del gas puede desaparecer de la distribución T_2 . El T_2 del gas esta fuertemente afectado por el espaciamiento entre ecos en un campo de gradiente. Seleccionando cuidadosamente el **TE** y la intensidad del gradiente (que está relacionado con la frecuencia), la señal de gas se puede separar del **BVI**, petróleo liviano y filtrado de lodo base aceite. Esta selección es una de las claves para diseñar un trabajo del perfilaje a base de contraste del T_1 (es decir, **doble-TW**) con resonancia magnética.

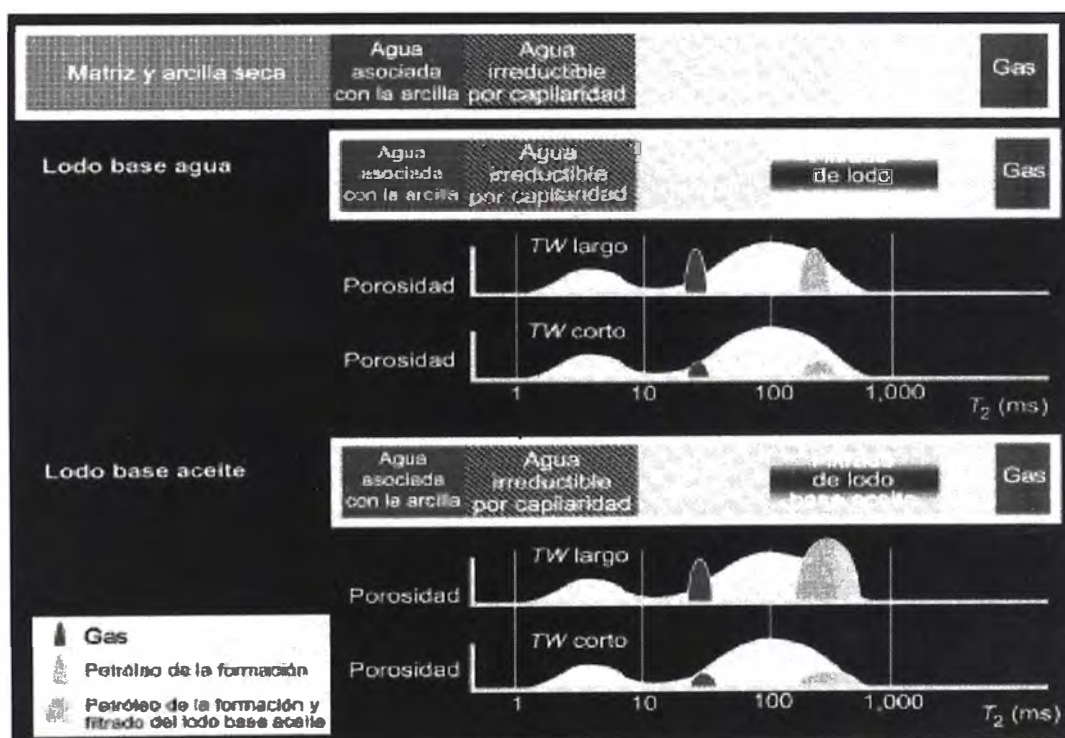


Figura 4.11: Modelo volumétrico de un yacimiento de gas y petróleo liviano

CAPÍTULO V

SOLUCIONES DERIVADAS DEL ANÁLISIS BASADO EXCLUSIVAMENTE EN MRIL

Los datos de Resonancia Magnética se pueden analizar independientemente o en combinación con datos convencionales. Cuando los datos de resonancia magnética se interpretan independientemente, pueden proveer porosidad y permeabilidad y también información completa sobre los tipos de fluido y la saturación de fluidos en la zona invadida. Hay dos modelos de interpretación computarizada disponibles para análisis automático de datos de MRIL: el modelo del Análisis en el Dominio del Tiempo (TDA) y el modelo del Análisis de Difusión (DIFAN). Otro modelo, llamado Método de Difusión Realzada (EDM) se puede aplicar durante la obtención de datos y provee información valiosa para la detección de petróleo viscoso.

5.1 Análisis en el Dominio del Tiempo

5.1.1 Concepto

El análisis en el dominio del tiempo (TDA) se basa en el hecho de que fluidos diferentes tienen diferentes velocidades de polarización, o sea, diferentes tiempos de relajamiento T_1 . Tanto el T_1 del gas como del petróleo liviano (con viscosidad de menos de 5 cp) son normalmente mas largos que el T_1 del agua. El Análisis en el Dominio del Tiempo provee

- Tipos de fluido en la zona invadida
- Porosidad MRIL corregida en el yacimiento de gas (sin esta corrección los datos de MRIL subestiman la porosidad debido al largo T_1 y bajo índice de hidrógeno del gas).
- Porosidad MRIL corregida en petróleos livianos.
- Análisis completo de saturación de fluidos en la zona invadida utilizando sólo datos de MRIL.

5.1.2 Principio

a) Método del espectro diferencial

El TDA fue una consecuencia del Método del Espectro Diferencial (**DSM**), que se desarrolló como una aplicación temprana del perfilaje de **doble-TW**. La técnica del **DSM** se usa mayormente para investigar cualitativamente la existencia de gas en la formación. La base de la técnica está representada en la figura 5.1

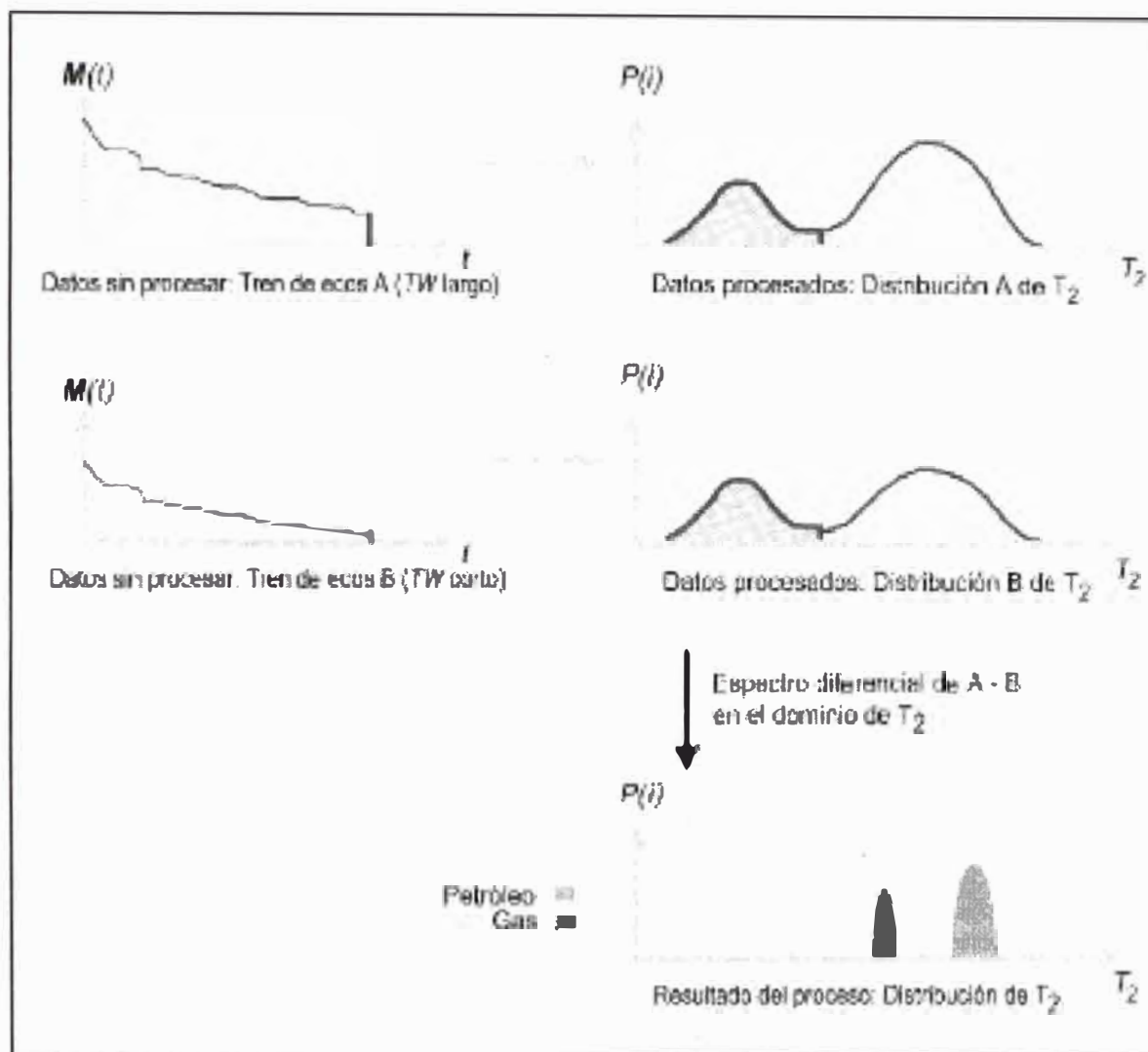


Figura 5.1: Método del Espectro Diferencia

b) Análisis en el Dominio del Tiempo

Con el TDA, la sustracción se efectúa en el dominio del tiempo cronológico en lugar de en el dominio de T_2 . El método del TDA tiene dos ventajas clave comparado con el del DSM.

- La diferencia entre los dos trenes de ecos se calcula en el dominio del tiempo, de modo que la diferencia es más robusta. La diferencia se transforma luego en una distribución de T_2 .
- TDA provee mejores correcciones para los efectos del hidrógeno subpolarizado y del índice de hidrógeno.

La figura 5.2 ilustra los principios del TDA. En el Apéndice del capítulo se presenta una derivación matemática completa de la técnica del Análisis en el Dominio del Tiempo.

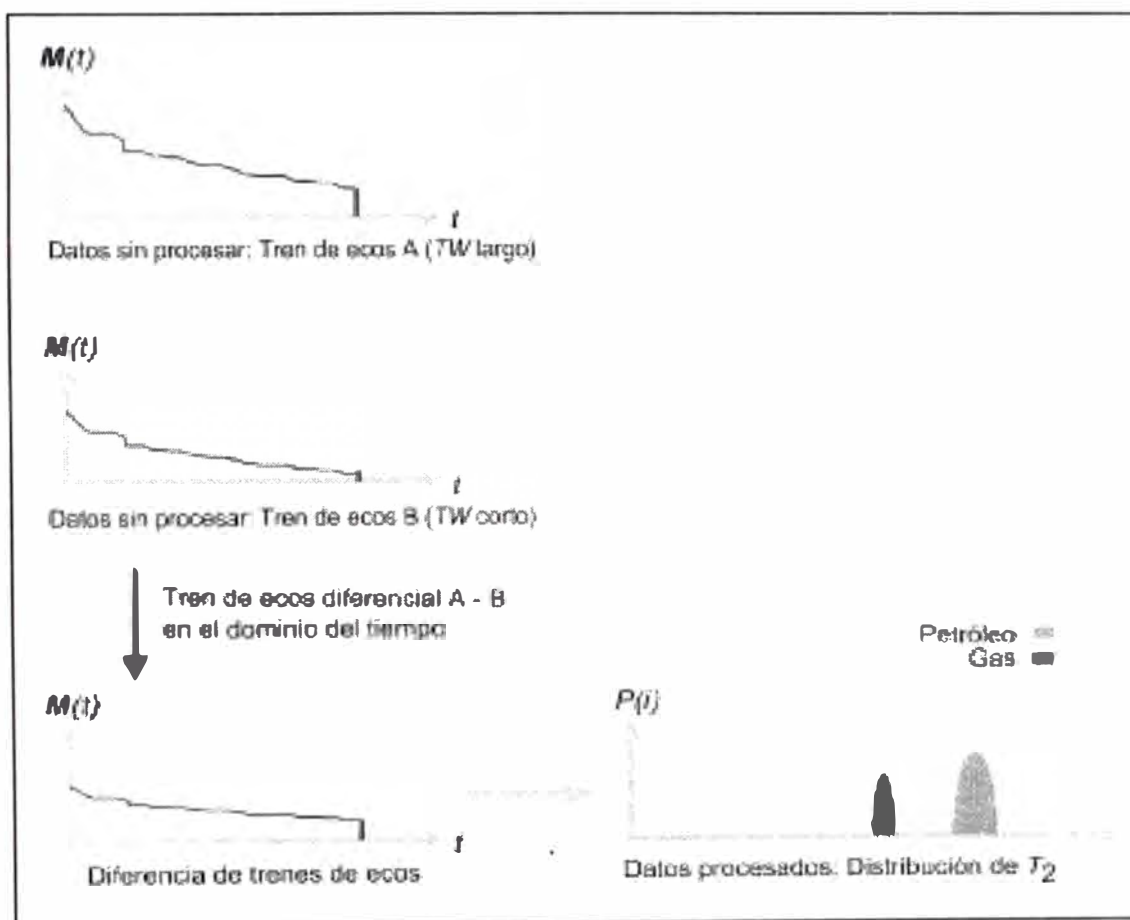


Figura 5.2: Análisis en el Dominio del Tiempo

5.1.3 Adquisición de Datos

Los datos del TDA se adquieren con la activación del **dobles-TW**. El perfilaje del **dobles-TW** adquiere dos curvas de decaimiento de Resonancia Magnética utilizando un **TW** largo y un **TW** corto con un solo **TE**. Un típico par de **TW** es 1 y 8 s, con un **TE** de 0.9 o 1.2 ms.

La figura 5.3 ilustra el principio del perfilaje de **doble-TW**. Las secciones superior y del medio muestran la polarización y adquisición de ecos con una modalidad de doble frecuencia utilizando las frecuencias f_1 y f_2 . En esta ilustración el tren de ecos con un **TW** corto se adquiere en el ámbito cilíndrico de f_1 o volumen sensible de f_1 , mientras la formación se esta polarizando en el ámbito cilíndrico de f_2 . Luego se adquiere un tren de ecos con un **TW** largo en el ámbito de f_2 . El **TW** corto se selecciona como para que los protones en agua se polaricen totalmente, pero para que los protones tanto de gas como de petróleos livianos se polaricen sólo parcialmente. Durante el ciclo del **TW** corto, todos los protones del agua se polarizan totalmente y los protones del gas y del petróleo liviano quedan mas completamente polarizados que durante el ciclo del **TW** corto. La polarización completa del agua implica que la diferencia entre las mediciones del **TW** largo y del **TW** corto se debe a las señales de gas y de petróleo liviano. La sección de abajo en la figura 5.3 muestra las distribuciones de T_2 de ambos trenes de ecos.

Los resultados del perfilaje del **doble-TW** a nivel de pozo tienen distribuciones de T_2 con **TW** corto y **TW** largo; **MPHI**, **BVI** y **MFFI** aparentes de los ecos de trenes tanto con **TW** corto como con **TW** largo; y **MPERM** de las mediciones con **TW** largo.

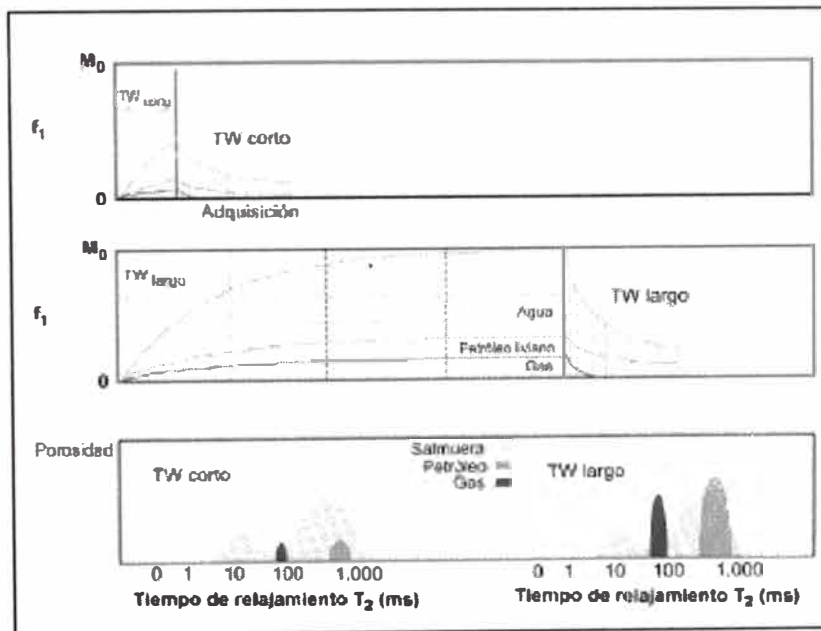


Figura 5.3:

Generación de dos distribuciones de T_2 correspondientes a los dos trenes de ecos

La figura 5.4 muestra un perfil de **doble-TW**. Comparando el **BVI** y el **MFFI** de las mediciones tanto del **TW** corto como del largo, se puede obtener información útil de un vistazo. Tanto el gas como el petróleo liviano tienen un T_1 largo y por eso necesitan un **TW** mas largo para la polarización total. Si hay petróleo liviano presente, el **MFFI** del **TW** largo será mayor que el del **TW** corto. En una zona de gas, el **BVI** y el **MFFI** de un **TW** largo serán mayores que el del **TW** corto.

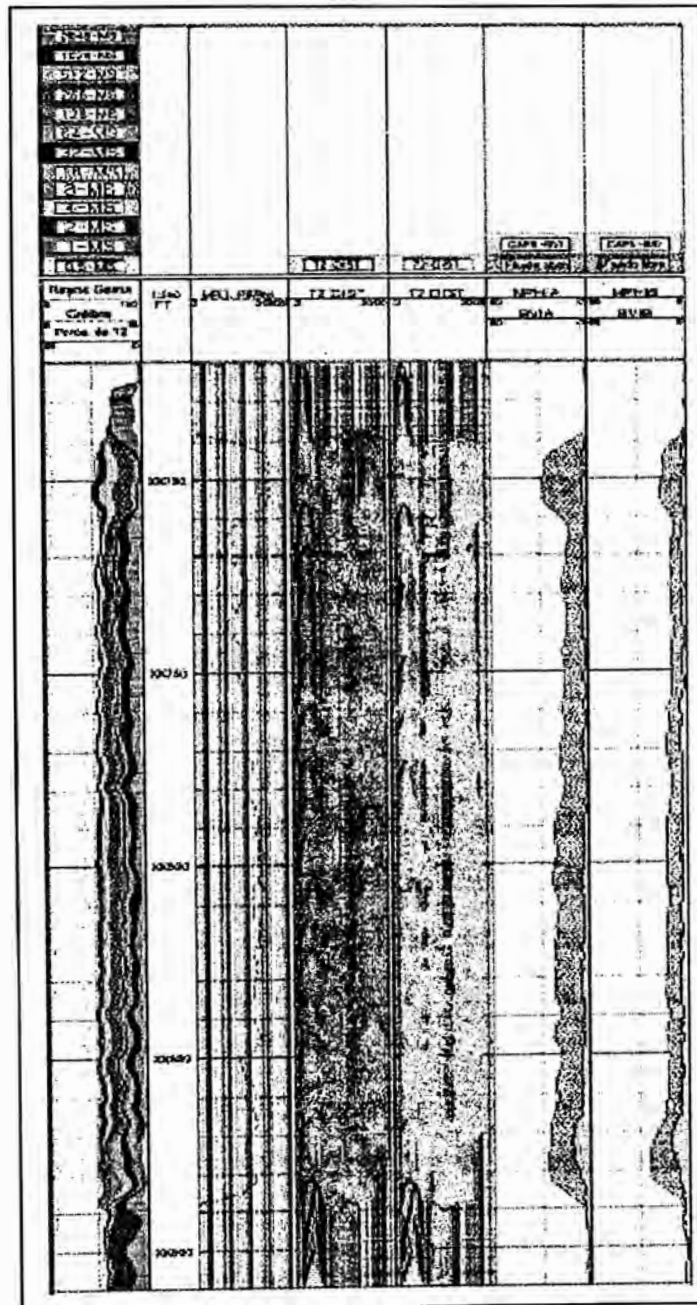


Figura 5.4: Resultados del doble-TW a nivel de pozo.

5.2 Análisis de Difusión

5.2.1 Concepto

El análisis de difusión depende del contraste de difusión entre los fluidos para identificar y cuantificar petróleos con viscosidades en un rango de entre 0.5 y 35 cp a temperaturas y presiones de por lo menos 95oC y por lo menos 2000 psi. Como se analizó en capítulos anteriores, el mecanismo de relajamiento de la difusión, tiene lugar debido a la gradiente del campo magnético del MRIL. El T_2 observado en un fluido cambia con los cambios en el espaciamiento entre ecos TE . El valor de T_2 depende del gradiente de campo magnético G , la constante giroscópica γ de los núcleos de hidrógeno, el espaciamiento entre ecos TE y el coeficiente de difusión aparente Da de acuerdo a:

$$1/T_2 = 1/T_{2int} + [C Da (G \gamma TE)^2/12] \quad (5.1)$$

Siendo T_{2int} el tiempo de relajamiento intrínseco cuando el gradiente de campo es cero. C da cuenta de los efectos combinados, de difusión restringida y dinámica de momentos rotacionales, asociados con la mezcla de ecos directos y estimulados en el campo magnético de gradiente. Para la herramienta de MRIL, $C = 1.08$. Para un trabajo dado, todos los parámetros en la ecuación 5.1 son constantes excepto para el espaciamiento entre ecos TE . La ecuación 5.1 muestra que incrementando el espaciamiento entre ecos de 1.2 ms a valores mas altos, generará un valor de T_2 mas bajo.

5.2.2 Adquisición de Datos

El análisis de difusión requiere datos de ecos de una activación **doble-TE**. El perfilaje del **doble-TE** obtiene dos tipos de trenes de ecos de CPMG utilizando un TE corto y uno largo con un solo TW . Para polarización completa, el TW debe ser de por lo menos tres veces el máximo T_1 de todos los fluidos porales. Un par típico del TE es 1.2 y 4.8 ms.

La activación de **doble-TE** permite que el principio de mediciones ponderadas según difusión sea aplicado para distinguir entre agua y petróleo de viscosidades medianas. El petróleo debe tener un Da considerablemente menor que el agua y en la práctica, las viscosidades del petróleo deben tener un rango aproximadamente entre 0.5 y 35 cp. Mediante la comparación de los trenes de ecos de CPMG derivados del espaciamiento corto entre ecos (TE_s) y del espaciamiento largo entre ecos (TE_l), la señal del petróleo se distingue de la señal del agua.

La figura 5.5 muestra el principio del perfilaje de **doble-TE**. Las secciones de arriba y del medio muestran la polarización y adquisición de ecos utilizando un modo de doble frecuencia con las frecuencias f_1 y f_2 . Mientras que el ámbito de f_2 se está repolarizando, en el ámbito de f_1 se están adquiriendo datos.

Entonces, el proceso se invierte. En esta ilustración, se adquiere un tren de ecos con el **TE** largo en el ámbito de f_1 y se adquiere un tren de ecos con el **TE** corto en el ámbito de f_2 . Para la medición del **TE** largo, el decaimiento de la señal de agua es mucho más rápido que el decaimiento de la señal del petróleo de mediana viscosidad. Mediante una selección cuidadosa del **TE** largo, se pueden separar las señales del agua y de los petróleos. Para la medición del **TE** corto, la distribución del T_2 del agua se superpone en gran parte a la distribución T_2 del petróleo. La sección de abajo muestra distribuciones de T_2 de ambos trenes de ecos.

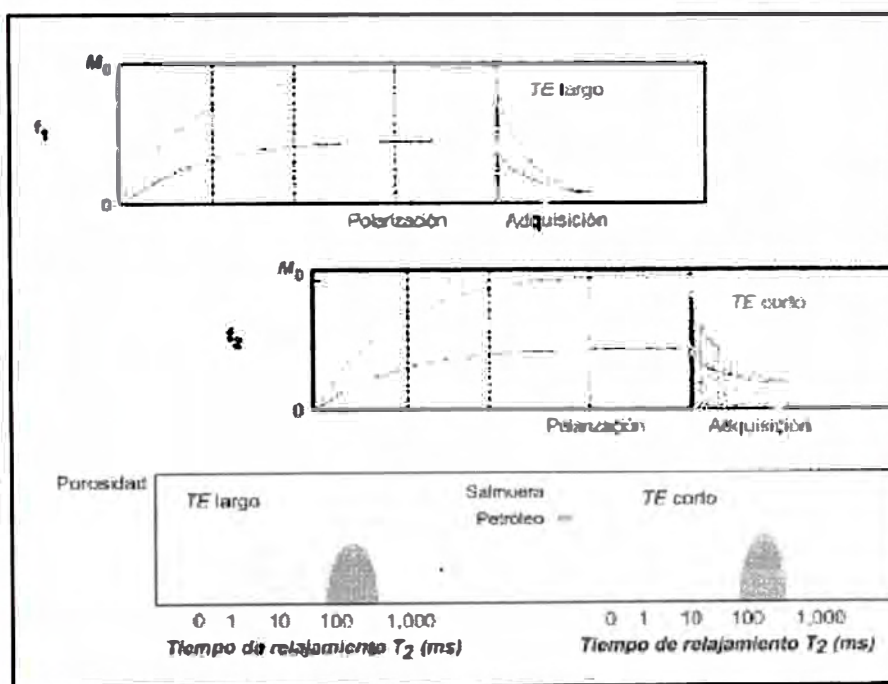


Figura 5.5: Método de doble-TE para distinguir entre agua y petróleo

A nivel de pozo, los resultados del perfilaje de **doble-TE** consisten en dos distribuciones de T_2 . **MPHI** y **BVI** de trenes de ecos tanto con un **TE** corto como con un **TE** largo y **MPERM** a partir de las mediciones con un **TE** corto, como se muestra en la figura 5.6 (El perfil en esta figura se calculó con los parámetros por defecto $T_{2cutoff} = 33$ ms y $C = 10$, siendo C el coeficiente del modelo de Coates). Resultados posteriores pueden diferir de los resultados a nivel de pozo debido a

refinamientos consecutivos en los parámetros de medición y suposiciones de cómputo. Se puede obtener un vistazo con información útil a partir de una comparación de las distribuciones de T_2 y del **BVI** y **MFFI** de las mediciones tanto con un **TE** corto como largo. El gas tiene una alta difusividad, petróleo viscoso tiene baja difusividad y la difusividad del agua esta entre las difusividades del gas y del petróleo. Por lo tanto, gas, agua y petróleo viscoso ofrecerán diferentes corrimientos sobre la distribución de T_2 a partir de las mediciones **MRIL** desde un **TE** corto hasta un **TE** largo.

5.2.3 Análisis Cuantitativo de Difusión: DIFAN

DIFAN es un modelo empírico para el análisis cuantitativo de la difusión que fue utilizado exitosamente en varios campos petroleros. Fue desarrollado para resolver problemas en donde hay insuficiente contraste en T_1 como para usar el método de **TDA** o demasiado poco contraste en la difusión como para usar métodos mas directos de **doble-TE** o del **EDM**. Utiliza el diferente corrimiento de valores de T_2 para diferentes fluidos producido por el fenómeno de difusión para proveer valores cuantitativos de la porosidad llena de agua y llena de hidrocarburos. Para hidrocarburos líquidos con muy bajas viscosidades, es decir petróleo liviano y condensados, **DIFAN** no es recomendable porque las diferencias entre los coeficientes de difusión entre hidrocarburos y agua es demasiado pequeña. Para petróleo de alta viscosidad (petróleo pesado), **DIFAN** tampoco es aconsejable porque la diferencia entre los valores de T_{2int} del petróleo inerte y del agua irreductible es demasiado pequeña.

El modelo de **DIFAN** genera dos distribuciones de T_2 utilizando los dos trenes de ecos generados a partir del perfilaje de **doble-TE**. Se calculan las medias geométricas aparentes de T_2 de las ventanas de fluido libre de las distribuciones de **TEL** y **TES** T_2 y se las denomina T_{2L} y T_{2S} respectivamente. Luego de las dos medias se correlacionan con los parámetros de difusión mediante las siguientes dos ecuaciones:

$$1/T_{2S} = 1/T_{2int} + [C Da (G \gamma TE_S)^2/12] \quad (5.2)$$

$$1/T_{2L} = 1/T_{2int} + [C Da (G \gamma TE_L)^2/12] \quad (5.3)$$

Siendo

$$T_{2int} = T_2 \text{ intrínseco del fluido poral } (1/T_{2int} = 1/T_{2bulk} + 1/T_{2surface})$$

$$Da = \text{coeficiente de difusión aparente del fluido poral}$$

C = una constante que toma en cuenta los efectos combinados de difusión restringida y dinámica de momentos rotacionales asociados con la mezcla de ecos directos y estimulados en un campo magnético de gradientes (1.08 para herramientas MRIL)

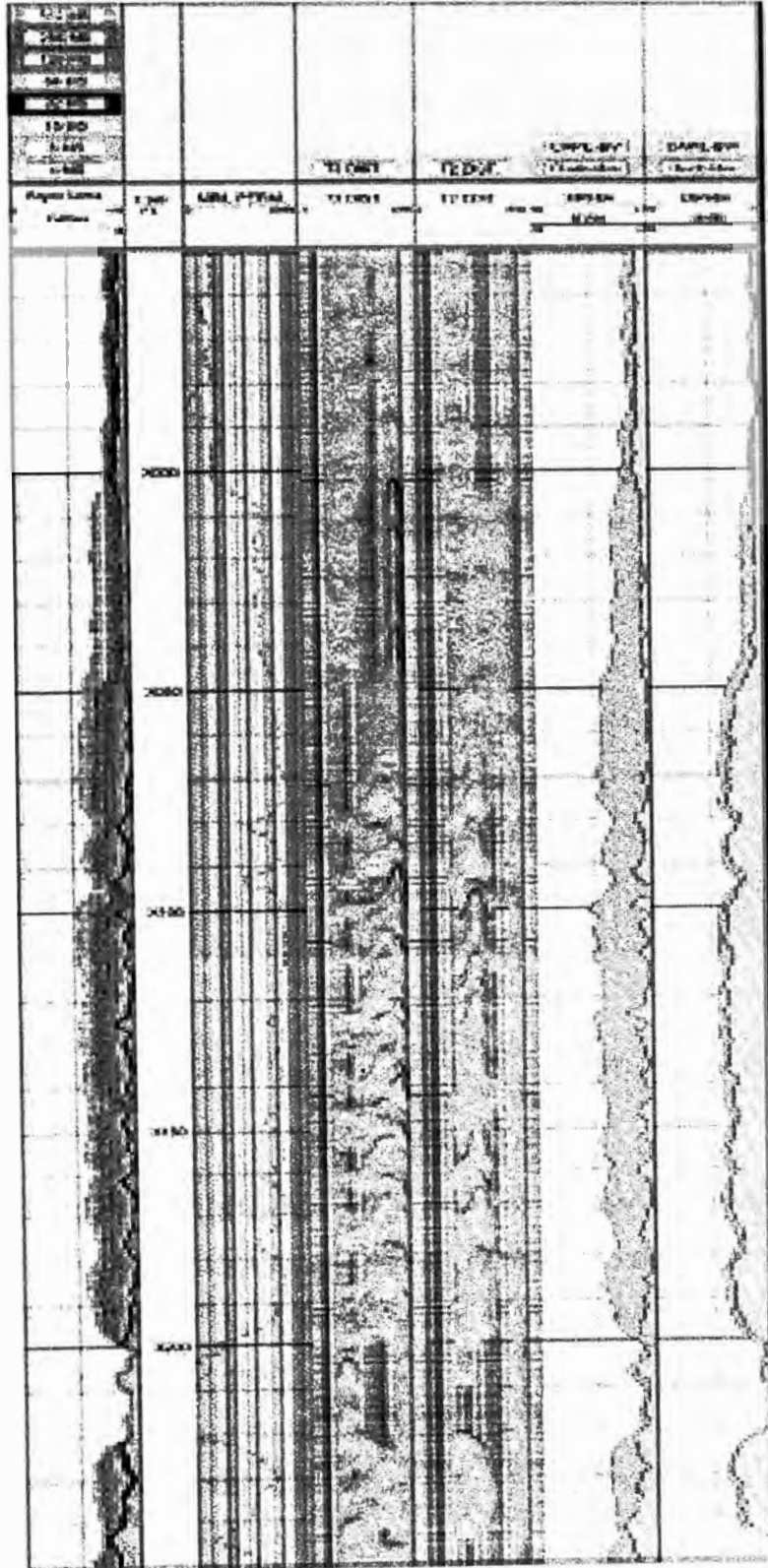


Figura 5.6: Perfil de doble-TE a nivel de pozo

Como T_{2s} , T_{2L} , TE_s , TE_L , G , γ y C se conocen, las dos ecuaciones se resuelven simultáneamente para obtener T_{2int} y Da . La solución de las dos ecuaciones se usa entonces para construir un gráfico ortogonal entre $1/T_{2int}$ y Da/Dw como se muestra en la figura 5.7 de la cual se determina S_{wa} para luego calcular S_w .

Antes de dibujar los puntos (Da/Dw , $1/T_{2int}$), se construyen las líneas de $S_{wa} = 100\%$ y $S_w = 0\%$. Para esa construcción se deben conocer Dw , D_{oil} y $T_{2bulk,oil}$.

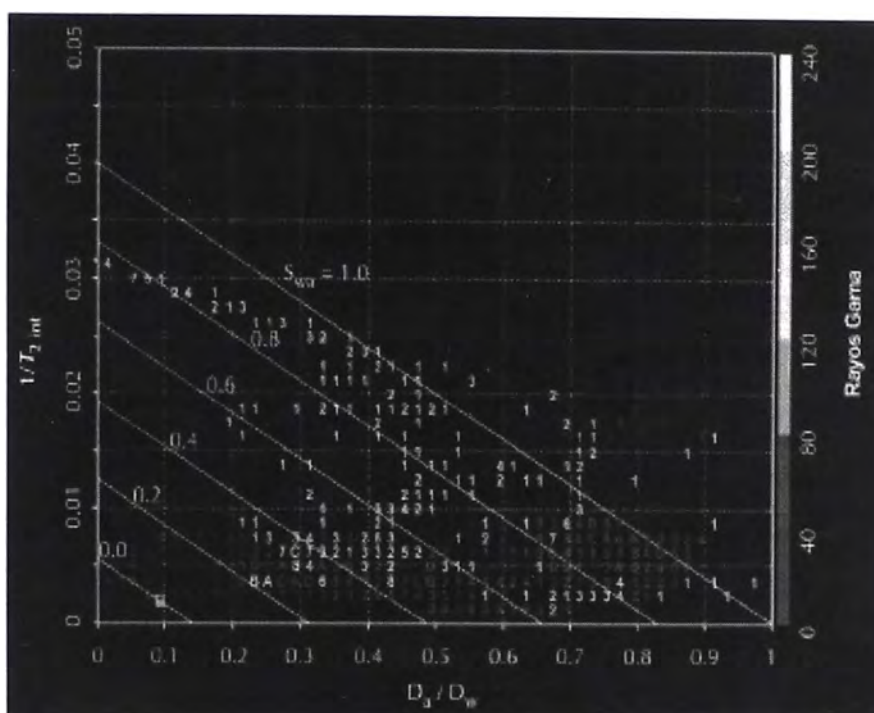


Figura 5.7: Curva ortogonal de $1/T_{2int}$ vs.: Da/Dw , en el análisis DIFAN para determinar S_{wa}

La línea de $S_{wa} = 100\%$ es la línea que forma el límite superior de los puntos de datos en una formación saturada de agua. Esta línea pasa a través del punto de agua libre ($Da/Dw = 1$). Resultados empíricos ubican la intersección de $1/T_{2int}$ de esta línea a 0.04 ms^{-1} , o $T_{2int} = 25 \text{ ms}$. La ubicación exacta de esta intersección no es crítica para la mayoría de las formaciones que contienen hidrocarburos porque los cambios en saturación son principalmente una función de Da/Dw .

Para determinar la línea de $S_{wa} = 0\%$ se considera a la formación como en condiciones de agua irreductible, de modo que el fluido libre es petróleo T_{2int} será entonces igual a $T_{2bulk,oil}$ y Da será igual a D_{oil} en condiciones de yacimiento. Por lo tanto, el punto $(D_{oil}, Dw, 1/T_{2bulk,oil})$ estará en la línea de $S_{wa} = 0\%$ y la línea debe ser paralela a la línea de $S_{wa} = 100\%$.

Para dibujar S_{wa} en el área entre las líneas S_{wa} de 0% y de 100%, se construyen líneas igualmente distanciadas entre si que sean paralelas a las líneas de S_{wa} de 0% y de 100%. Entonces, luego de calcular T_{2int} y Da para una cierta profundidad, se dibuja el punto $(Da/Dw, 1/T_{2int})$, y se determina S_{wa} a partir del gráfico ortogonal. Posteriormente, S_w se calcula de

$$S_w = \frac{S_{wa} FFI + BVI}{FFI + BVI} \quad (5.4)$$

En resumen, el proceso de análisis de difusión utilizando propiedades de difusión del fluido y el modelo de **DIFAN** es el siguiente:

1. Obtener dos trenes de ecos con activación de **doble-TE**
2. Estimar las propiedades en bruto (T_{2int} y D) del petróleo y agua en condiciones de yacimiento (por ejemplo, temperatura, presión y viscosidad del petróleo).
3. Construir el grafico ortogonal de $1/T_{2int}$ vs. Da/Dw .
4. Calcular las medias geométricas de T_2 para la ventana de fluidos libres, de las distribuciones de T_2 , TE_L y TE_S .
5. Calcular T_{2int} y Da de las ecuaciones 5.2 y 5.3
6. Estimar S_{wa} utilizando la curva cruzada de $1/T_{2int}$ vs. Da/Dw .
7. Usar S_{wa} para calcular el verdadero S_w en el sistema de porosidad efectiva.

La figura 5.8 es uno de los muchos ejemplos exitosos de **DIFAN**. Los datos MRIL fueron adquiridos con activación de **doble-TE** con un $TE_S = 1.2$ ms y un $TE_L = 4.8$ ms. Los resultados de **DIFAN** en la pista 5 muestran que los intervalos entre X95 y X20 pies, entre XX05 y XX00 pies, y entre XX60 y XX30 pies son zonas de hidrocarburos con una considerable cantidad de agua libre. Los datos de producción confirmaron estos resultados.

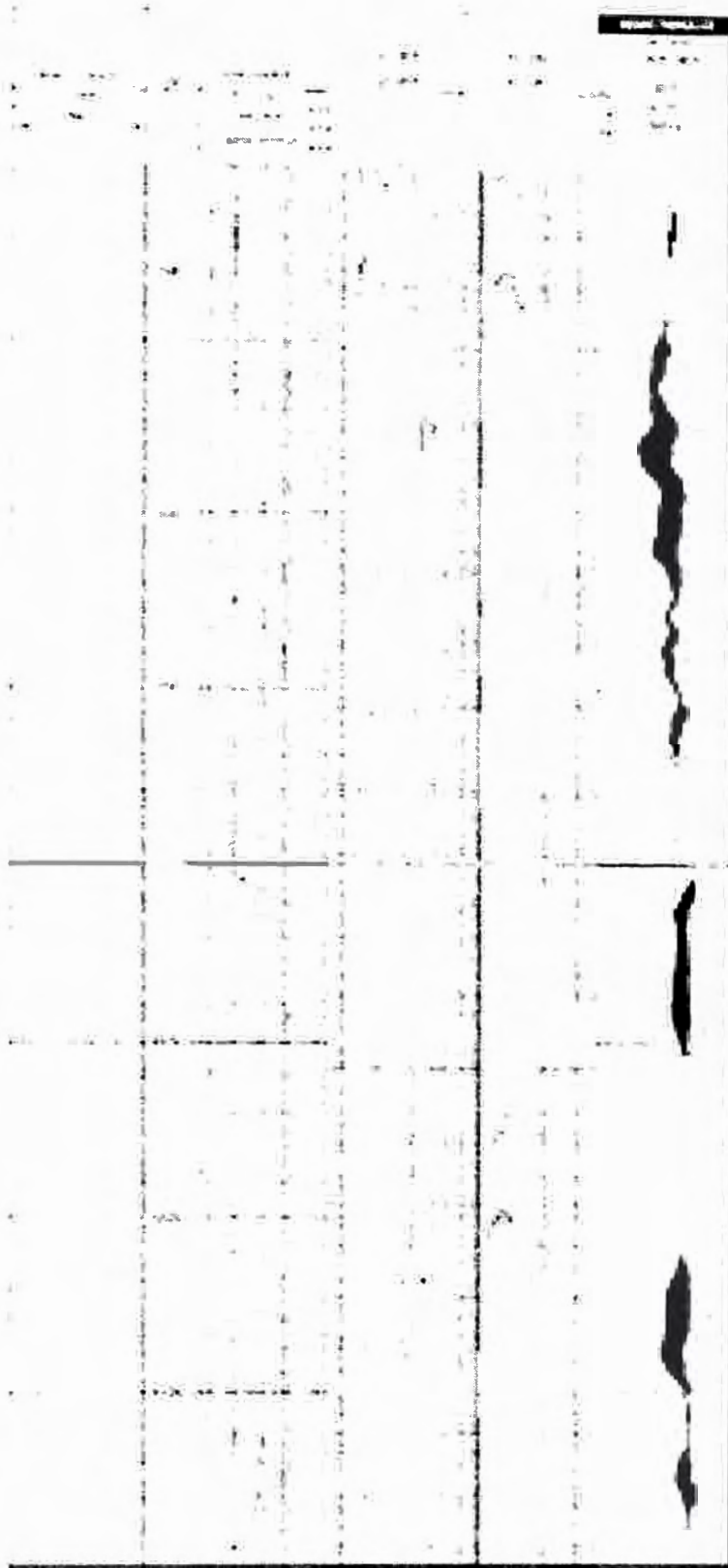


Figura 5.8: Aplicación de DIFAN a datos MRIL de un pozo

5.2.4 Método de la Difusión Realzada

El Método de la Difusión Realzada (EDM) identifica y cuantifica petróleo con rangos de viscosidad entre 1 y 50 cp. Para diferenciar los fluidos, el EDM se basa en los contrastes de difusión. El uso de un **TE** largo adecuadamente seleccionado mejora el efecto de difusión durante la adquisición de datos de ecos y permite que el agua y el petróleo sean separados en una distribución de T_2 generada a partir de los datos del perfilaje. El EDM puede utilizar mediciones de **CPMG** obtenidas con las siguientes activaciones.

- Perfilaje de T_2 normal con un **TE** largo
- Perfilaje de **doble-TE** con un solo **TW** largo
- Perfilaje de **doble-TE** con un solo **TE** largo

El entendimiento del principio del EDM depende del entendimiento de los factores que afectan los índices de relajamiento del agua y del petróleo en los poros de las rocas. Si se obtienen dos trenes de ecos durante un perfilaje de **doble-TE**, ambas distribuciones de T_2 resultantes con TE_L y TE_S tendrán señales de agua y de petróleo. TE_L se puede seleccionar de tal manera que las señales de petróleo y de agua se separen en la distribución T_2 con TE_L , suministrando así un vistazo al resultado del EDM a nivel de pozo.

Como se analizó anteriormente, los índices de relajamiento de fluidos en poros de la roca observados mediante mediciones CPMG están relacionados con mecanismos de relajamiento en bruto, de superficie y de difusión:

$$1/T_{2CPMG} = 1/T_{2bulk} + 1/T_{2surface} + 1/T_{2diffusion} \quad (5.5)$$

El T_2 medido con una secuencia del CPMG es menor que el T_2 calculado para cualquiera de los tres mecanismos de relajamiento. Como T_{2bulk} es siempre mucho mayor que $T_{2surface}$ y $T_{2diffusion}$, T_{2bulk} se puede ignorar en aplicaciones prácticas. Si $T_{2surface}$ es menor que $T_{2diffusion}$, el relajamiento de superficie domina el relajamiento observado. De otra manera, el relajamiento de la difusión es el que domina.

El efecto de difusión se puede manipular hasta cierto punto mediante las opciones de los parámetros operativos de las herramientas MRIL. En particular, la potencia del gradiente de campo **G** es función de la frecuencia operativa y del tipo de herramienta y el espaciamiento entre ecos **TE** puede ser elegido por el ingeniero de perfilajes en el sitio del pozo. **G** y **TE**, se pueden elegir de modo que

el mecanismo de difusión domine el relajamiento del agua y en consecuencia que el límite superior de T_2 para el agua en poros de la roca sea $T_{2diffusion,w}$. Este límite superior, denominado T_{2DW} , está dado por

$$T_{2DW} = 12 / [C D_w (G \gamma TE)^2] \quad (5.6)$$

Por lo tanto T_{2DW} constituye el límite superior absoluto para el T_2 medido por el agua y todos los tiempos de relajamiento T_2 asociados con agua serán menores o iguales a T_{2DW} .

El T_2 del petróleo en poros de rocas humectadas con agua está determinado por relajamientos tanto en bruto como de difusión y está dado por:

$$1/T_{2oil} = 1/T_{2bulk\ oil} + 1/T_{2diffusion,oil} \quad (5.7)$$

Se puede refinar aún más la selección de TE y G de modo que

$$T_{2DW} \ll \text{mínimo} \{ \text{valores de } T_{2oil} \text{ esperados sobre la formación} \} \quad (5.8)$$

En realidad, debido a los efectos del ruido, TE y G se seleccionan usualmente de modo que

$$T_{2DW} \ll \text{mínimo} \{ \text{valores de } T_{2oil} \text{ esperados sobre la formación} \} \quad (5.9)$$

Por lo tanto, la existencia de una señal sobre la distribución de T_2 más larga que T_{2DW} indica sin ambigüedades la presencia del petróleo en la formación. La figura 5.9 muestra cómo se utiliza esta observación para reconocer zonas productivas en muestra de perfiles de EDM.

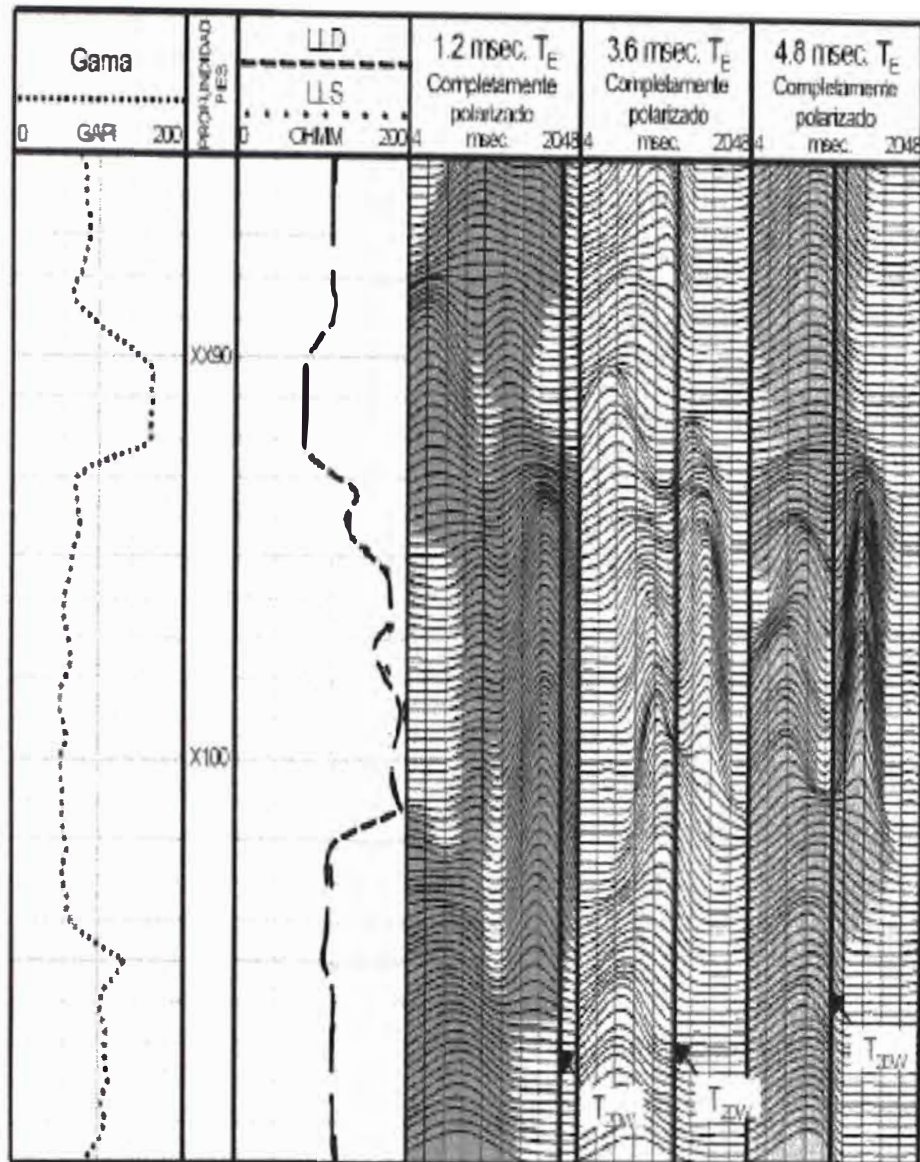


Figura 5.9: Perfil con distribuciones de T_2 y diferentes T_E

El uso del EDM es bastante directo. No es necesario un contraste en T_1 y dependiendo de las propiedades de resonancia magnética del petróleo y el objetivo del trabajo, el procesamiento de datos del EDM se puede realizar tanto en el dominio de T_2 como en el dominio del tiempo. Si el objetivo del EDM es el de discriminar entre producción y no producción, entonces una sola medición de CPMG con un TW largo (para polarización completa) y un TE largo (para realizar la difusión) es suficiente. Por lo tanto, se puede utilizar perfilaje de T_2 normal con un TE largo. Si el objetivo del EDM es el de cuantificar fluidos en una zona productiva, será necesario un perfilaje de **doble-TE**. Las mediciones del TE corto proveerán **MPHI** y **BVI** correctos. Si no se espera que el contraste en T_2 del agua y del petróleo, entonces puede ser necesario un perfilaje de **doble-TW** con un solo TE

largo para obtener datos para el procesamiento del TDA. Por lo tanto, la planificación del trabajo es crítica para el éxito del EDM.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Una vez presentado el presente trabajo, podemos señalar las siguientes conclusiones:

1.- Históricamente, las herramientas utilizadas para poder registrar las capas geológicas de un pozo petrolero incluían herramientas con principios de inyección de corriente o inducción de campos electromagnéticos llamadas “resistivas”, herramientas con fuentes radiactivas de alto poder hasta de 20 Curies, llamadas “nucleares” y otras herramientas como las “sonicas” o de otro principio de funcionamiento. Esto dentro de un trabajo de registro de un pozo petrolero, trae el riesgo de perder alguna herramienta con fuentes radiactivas, lo que obligaría a abandonar el pozo y perder toda la inversión realizada.

Con esta herramienta, se evitan los riesgos indicados, ya que esta herramienta, evita la necesidad de utilizar las herramientas “nucleares” y los posibles riesgos de tener que abandonar un pozo.

2.- Así mismo, para poder obtener la saturación de agua (S_w) de una formación, es necesario realizar varias bajadas con diferentes herramientas, ya que existen limitaciones de longitud y de peso para poder utilizar las variaciones de las herramientas necesarias. (Como ejemplo, se necesitaría mínimo, una herramienta resistiva, dos nucleares, una de correlación y una microresistiva)

Con la herramienta de Resonancia Magnética, si ya es conocido el reservorio, no sería necesario más de una sola corrida, disminuyendo el tiempo operativo, costos y riesgos operativos.

3.- Las herramientas clásicas, se ven muy afectadas por las condiciones del pozo, que puede ser, tamaño del hueco, peso del lodo de perforación, material base del lodo (base aceite o base agua), originando el uso de cartas de corrección y algoritmos de compensación.

Con la herramienta de Resonancia Magnética, no existen cartas de corrección. La corrección por condiciones ambientales, se logra con el

aumento de la ganancia que puede hacerse automáticamente. Esto disminuye el tiempo de interpretación y las posibilidades de error en la corrección.

- 4.- Las herramientas resistivas, basan sus cálculos dependiendo de la salinidad de la formación en un análisis convencional de saturación.

La herramienta de Resonancia Magnética no depende de la salinidad del agua. Esto puede ser muy útil en el cálculo de análisis de movimientos de agua.

- 5.- Las herramientas convencionales de resistividad, no pueden detectar el potencial de petróleo en formaciones con baja resistividad. Pero si estas formaciones tienen gran cantidad de agua retenida e inamovible, si se podría obtener petróleo ubicado entre los granos y con propiedades movibles.

Al igual que en el caso anterior, la herramienta de Resonancia Magnética no depende del agua de la formación para poder obtener la saturación de agua en la formación, por esto, no se verá afectada por este fenómeno.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Cowan, B., 1997, Nuclear magnetic resonance and relaxation, Cambridge University
- 2.- Fukushima and Roeder, Experimental Pulse NMR
- 3.- Guimaraes A.P., 1998, Magnetism and Magnetic Resonance in Solids, NY, John Wiley & Sons, Inc
- 4.- Halliburton MRIL Operation Manual. Fort Worth, USA, 2000
- 5.- Wireline Logging with NMR, Principles and Aplications, Numar – Halliburton 1999