

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

“Aplicaciones Del Registro De Resonancia Magnética Nuclear En La
Evaluación De Yacimientos”

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentada por:

Richard Paúl Landi Torres

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2008

AGRADECIMIENTO

A Dios, A mis Padres la Sra. Mary Torres y el Sr. Luis Landi, de manera muy especial a mis hermanos Julio y Ximena, mis tías Esperanza, Yolanda y Nora Torres, mis demás familiares, la ESPOL, la empresa Halliburton que colaboró con el desarrollo de este trabajo, Al Ing. Terán, Director de Tesis, Ing. Román, e Ing. Tapia, por orientarme en la ejecución de esta tesis y a todos mis amigos que de una u otra manera ayudaron.

DEDICATORIA

A DIOS

A MI FAMILIA

A MIS AMIGOS(AS)

A LA ESPOL

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Edisón Navarrete.
SUBDECANO DE LA FICT
PRESIDENTE

Ing. Heinz Terán M.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Héctor Román F.
MIEMBRO PRINCIPAL



Ing. Daniel Tapia F.
MIEMBRO PRINCIPAL

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Richard Landi T.

RESUMEN

En la industria petrolera es sustancial determinar la presencia de hidrocarburos, y para estimar las reservas se ha utilizado el perfilaje de pozos como el método económico preferido para evaluar formaciones perforadas. Los registros convencionales han mejorado progresivamente su determinación de porosidad y saturación de fluidos, pero no ha podido proveer una estimación sistemática de la permeabilidad. Es por esta razón que el perfilaje con resonancia magnética nuclear representa una nueva revolución en evaluación de formaciones con registros con cable eléctrico debido a que las respuestas de los perfiles RMN son únicas entre los demás perfiles. La porosidad con RMN es independiente de los minerales de la matriz, y la respuesta total es muy sensible a las propiedades de los fluidos. Debido a diferencias en tiempos de relajamiento y/o difusividad entre fluidos, los datos se pueden usar para distinguir agua asociada con la arcilla, agua capilar, agua movable, gas, petróleo liviano, y petróleos viscosos. Además se puede extraer más información, tal como tamaño poral, permeabilidad, propiedades de hidrocarburos, cavidades, fracturas, y tamaños de granos. Además de explicar principios y aplicaciones básicas de NMR con fundamentos teóricos y ejemplos reales, esta tesis provee un entendimiento de la nueva tecnología aplicable en el perfilaje de pozos.

INDICE GENERAL

| | Pág. |
|---------------------------|------|
| Resumen..... | VI |
| Índice General..... | VII |
| Abreviaturas..... | VIII |
| Simbología..... | IX |
| Índice de Figuras..... | X |
| Índice de Tablas..... | XI |
| Índice de Ecuaciones..... | XII |
| Introducción..... | 1 |

CAPITULO 1.

| | |
|--|----|
| 1. Fundamentos Teóricos de la Resonancia Magnética Nuclear (MNR) | 2 |
| 1.1 RMN y su uso en la física, química, biología y medicina | 2 |
| 1.2 RMN en la evaluación de yacimientos..... | 3 |
| 1.3 Principios Físicos de la RMN..... | 4 |
| 1.3.1 Magnetismo nuclear..... | 5 |
| 1.3.2 Polarización..... | 7 |
| 1.3.3 Inclinación de pulsación y decaimiento de inducción libre | 8 |
| 1.3.4 Detección de ecos de momentos rotacionales..... | 10 |
| 1.3.5 Sincronización del tiempo de las mediciones RMN..... | 12 |

| | |
|---|----|
| 1.4 Comparación entre el perfilaje con RMN y otras herramientas de registros..... | 13 |
| 1.4.1 Cantidad de fluido | 14 |
| 1.4.2 Propiedades de los fluidos | 15 |
| 1.4.3 Tamaño poral y porosidad..... | 15 |
| 1.5 Datos sin procesar del perfil Porosidad y Distribución T2 con RMN.. | 16 |
| 1.6 Índice de fluido libre y volumen de fluido irreducible con RMN..... | 18 |
| 1.7 Permeabilidad y Propiedades RMN de los fluidos de yacimiento | 19 |
| 1.8 Saturación de agua optimizada con RMN y resistividad..... | 21 |
| 1.9 Nociones Elementales de Petrofísica con RMN | 22 |
| 1.9.1 Mecanismos de relajamiento RMN para fluidos en los poros de las rocas..... | 22 |
| 1.9.1.1 Relajamiento en bruto..... | 24 |
| 1.9.1.2 Relajamiento por superficie | 26 |
| 1.9.1.3 Relajamiento inducido por difusión..... | 26 |
| 1.9.2 Decaimiento multiexponencial..... | 29 |
| 1.9.3 Transformación de ecos a la distribución de T2..... | 30 |
| 1.9.4 Distribución de tamaño poral..... | 31 |
| 1.9.5 Determinación del BVI..... | 32 |
| 1.9.5.1 BVI de umbral..... | 32 |
| 1.9.5.2 BVI espectral | 33 |
| 1.9.6 Modelo de permeabilidad con MRIL..... | 34 |
| 1.9.6.1 El modelo de fluido libre | 35 |
| 1.9.6.2 El modelo del T2 medio | 36 |
| 1.9.7 Modelo de porosidad con MRIL | 37 |

CAPITULO 2.

| | |
|---|----|
| 2 Caracterización y Principios de la herramienta para perfilaje con Resonancia Magnética Nuclear MRIL-PRIME | 38 |
| 2.1 Polarización | 40 |
| 2.1.1 Inclinación de la magnetización y detección de ecos de momentos rotacionales | 42 |
| 2.1.2 Velocidad de perfilaje y resolución vertical | 43 |
| 2.1.3 Profundidad de investigación y efecto de magnetovibración | 45 |
| 2.1.4 Medición de frecuencia múltiple y ancho de banda de pulsación de RF | 49 |
| 2.1.5 Relación señal a ruido y promedio acumulativo | 52 |
| 2.2 Activaciones y Configuración de la herramienta | 54 |
| 2.3 Modos de adquisición con MRIL | 54 |

CAPITULO 3.

| | |
|--|----|
| 3. Aplicaciones de la Resonancia Magnética Nuclear en la Industria. | 55 |
| 3.1 Propiedades RMN de los hidrocarburos | 55 |
| 3.2 Identificación de hidrocarburos con RMN | 56 |
| 3.2.1 Distribución T2 de una roca parcialmente saturada | 56 |
| 3.2.2 Contraste de relajamiento en T1 | 57 |
| 3.2.3 Contraste de difusividad | 59 |
| 3.2.4 Simulaciones numéricas | 60 |
| 3.3 Efectos del petróleo en las distribuciones T2 | 60 |
| 3.3.1 Agua y petróleo liviano | 61 |
| 3.3.2 Agua y petróleo viscoso | 62 |

| | |
|---|----|
| 3.4 Efectos de la viscosidad y humectabilidad sobre la señal de petróleo en una distribución T2 | 64 |
| 3.5 Efectos del gas sobre la distribución T2 bajo distintas condiciones .. | 65 |
| 3.5.1 Agua y gas | 66 |
| 3.5.2 Agua, petróleo liviano, y gas | 67 |

CAPITULO 4.

| | |
|--|----|
| 4 Análisis y Soluciones de los pozos X y Y del campo Z con MRIL | 68 |
| 4.1 Soluciones derivadas del análisis basado exclusivamente en MRIL | 68 |
| 4.1.1 Análisis en el Dominio del Tiempo | 68 |
| 4.1.1.1 Concepto, Principio y Adquisición de datos..... | 68 |
| a. Método del espectro diferencial | 69 |
| b. Análisis en el Dominio del Tiempo | 70 |
| 4.1.2 Análisis de difusión | 73 |
| 4.1.2.1 Concepto y Adquisición de datos | 73 |
| a. Método del espectro corrido | 75 |
| 4.1.2.2 Análisis cuantitativo de difusión: DIFAN | 76 |
| 4.1.2.3 Método de la difusión realizada | 78 |
| 4.2 Soluciones derivadas de la combinación MRIL-PRIME con otros perfiles | 82 |
| 4.2.1 Concepto Principios del MRIAN | 87 |
| 4.2.1.1 Modelo del agua doble | 87 |
| 4.2.1.2 Determinación de Swb para el modelo del agua doble..... | 88 |
| 4.2.1.3 Control de calidad sobre la Swb calculada | 88 |
| 4.2.1.4 Determinación del exponente W en MRIAN | 89 |
| 4.2.1.5 Cálculo de SwT en el MRIAN | 90 |

| | | |
|---------|---|-----|
| 4.2.1.6 | Parámetros que influyen en cálculos del MRIAN ... | 90 |
| 4.2.2 | Adquisición de datos MRIL para el MRIAN | 91 |
| 4.3 | Planificación de trabajos con MRIL..... | 91 |
| 4.3.1 | Cómo determinar las propiedades RMN de los fluidos de un yacimiento | 91 |
| 4.3.2 | Cómo estimar el espectro de decaimiento esperado de los fluidos del yacimiento en una formación | 92 |
| 4.3.3 | Cómo evaluar la porosidad aparente RMN de formación | 93 |
| 4.3.4 | Selección del conjunto de activaciones | 94 |
| 4.3.4.1 | Activación básica T2 | 95 |
| 4.3.4.2 | Activación Doble-TW..... | 96 |
| 4.3.4.3 | Activación Doble-TE | 97 |
| 4.3.5 | Determinación del conjunto de activaciones y parámetros de adquisición de datos | 98 |
| 4.3.6 | Otras consideraciones para la planificación de un trabajo MRIL | 98 |
| 4.3.7 | Tipo de formación (arenisca, carbonato, marga, diatomita) | 99 |
| 4.3.8 | Humectabilidad y Tipo de lodo de perforación (base aceite, base agua) | 100 |
| 4.3.9 | Compromiso entre velocidad de perfilaje ↔ precisión (relación S/N, densidad de muestreo) ↔ tipo y minuciosidad de la información..... | 101 |

CAPITULO 5.

| | | |
|-------|---|-----|
| 5. | Control de calidad de los perfiles MRIL-PRIME | 106 |
| 5.1 | Conceptos y definiciones | 106 |
| 5.1.1 | Ganancia y nivel Q | 106 |
| 5.1.2 | B1 , B1mod y Chi | 107 |

| | | |
|---------|--|-----|
| 5.1.3 | Indicadores de ruido: UMBRAL DC, RUIDO, MAGNETOVIBRACIÓN, e IERuido..... | 109 |
| 5.1.4 | Sensores de bajo y alto voltaje | 109 |
| 5.1.5 | Información de corrección fase: PHER, PHNO, y PHCO .. | 110 |
| 5.1.6 | Temperatura | 112 |
| 5.2 | Calibración y verificación previas al perfilaje | 115 |
| 5.2.1 | Procedimiento de calibración | 117 |
| 5.2.1.1 | Barrido de frecuencias | 118 |
| 5.2.1.2 | Calibración maestra | 119 |
| 5.2.1.3 | Revisión estadística de tanque | 119 |
| 5.2.2 | Verificación de las funciones electrónicas | 121 |
| 5.3 | Control de calidad durante perfilajes | 122 |
| 5.3.1 | Frecuencia operativa | 122 |
| 5.3.2 | Velocidad de perfilajes y promedio acumulativo | 122 |
| 5.3.3 | Ajuste de B1 para las condiciones pozo abajo | 123 |
| 5.3.4 | Control de la calidad durante la adquisición de datos | 123 |
| 5.3.5 | Perfil de control de calidad | 125 |
| 5.4 | Verificación de calidad después del perfilaje | 126 |
| 5.4.1 | Relación entre MPHI y MSIG en los perfiles de porosidad total | 127 |
| 5.4.2 | Relación entre MPHI TWS y MPHI TWL en perfiles de Doble-TW | 127 |
| 5.4.3 | Relación entre MPHI TES y MPHI TEL en perfiles de Doble-TE | 127 |
| 5.4.4 | Concordancia entre el MPHI y la porosidad por gráfico ortogonal | 128 |
| 5.4.5 | Neutrón-Densidad | 128 |

| | |
|---|-----|
| 5.4.6 Influencia del índice de hidrógeno y del tiempo de polarización sobre el MPHI | 128 |
|---|-----|

CAPITULO 6.

| | |
|---|-----|
| 6. Conclusiones Observaciones y Recomendaciones | 130 |
| 6.1 Conclusiones | 130 |
| 6.2 Observaciones..... | 132 |
| 6.3 Recomendaciones | 134 |

INDICE DE FIGURAS

| | Pág. |
|--|------|
| Figura 1. 1 Herramienta MRIL PRIME | 5 |
| Figura 1. 2 Comportamiento de los Protones | 6 |
| Figura 1. 3 Comportamiento de los Núcleos de Hidrógeno | 6 |
| Figura 1. 4 Polarización | 8 |
| Figura 1. 5 Campo Magnético Oscilatorio Interactuando con Protones | 9 |
| Figura 1. 6 Secuencia de Pulsos CPMG | 11 |
| Figura 1. 7 Diagrama de Sincronización de tiempos para mediciones RMN | 13 |
| Figura 1. 8 Decaimiento de un tren de ecos | 17 |
| Figura 1. 9 Distribución de T2 derivada del tren de ecos | 17 |
| Figura 1. 10 T2cutoff | 19 |
| Figura 1. 11 Valores cualitativos típicos de T1, T2 y D | 21 |
| Figura 1. 12 Relajamiento de fluidos porales | 29 |
| Figura 1. 13 Poro 100% saturado con agua..... | 30 |
| Figura 1. 14 Transformación de ecos a la distribución de T | 31 |
| Figura 1. 15 Modelo de CBVI | 33 |
| Figura 1. 16 Modelo de SBVI | 34 |
| Figura 1. 17 Modelo de Coates y T2medio | 36 |
| Figura 1. 18 Instrumentos MRIL | 37 |
| Figura 2. 1 Características Herramienta MRIL PRIME | 39 |
| Figura 2. 2 Incremento de la polarización en función del tiempo | 41 |
| Figura 2. 3 Inclinación de la magnetización y detección de ecos de momentos rotacionales | 42 |

| | |
|---|----|
| Figura 2. 4 Registro MRIL | 43 |
| Figura 2. 5 Imán permanente herramienta MRIL | 45 |
| Figura 2. 6 Diámetro y espesor del volumen sensible de MRIL | 46 |
| Figura 2. 7 Intensidad del campo B0..... | 47 |
| Figura 2. 8 Efecto de magnetovibraciones | 48 |
| Figura 2. 9 Volumen sensible de una medición MRIL de frecuencias múltiples. 50 | |
| Figura 2. 10 Sincronización para mediciones MRIL de Frecuencia Múltiple | 50 |
| Figura 2. 11 Volúmenes sencillos herramienta MRIL PRIME..... | 52 |
| Figura 2. 12 Relación Señal A Ruido | 53 |
| Figura 2. 13 Nueve frecuencias de la Herramienta MRIL PRIME | 55 |
| Figura 3. 1 Variación de T2 por la viscosidad..... | 56 |
| Figura 3. 2 Poro saturado con agua | 57 |
| Figura 3. 3 Detección y cuantificación de hidrocarburos | 58 |
| Figura 3. 4 Detección y cuantificación de hidrocarburos | 58 |
| Figura 3. 5 Identificación de los fluidos | 60 |
| Figura 3. 6 Modelos volumétricos de un yacimiento de petróleo liviano | 62 |
| Figura 3. 7 Yacimiento de petróleo viscoso | 63 |
| Figura 3. 8 Identificación de petróleo | 65 |
| Figura 3. 9 Modelos Volumétricos para rocas saturadas con Agua Y Gas | 66 |
| Figura 3. 10 Modelos Volumétricos para rocas saturadas con Agua, Petróleo Liviano y Gas | 69 |
| Figura 4. 1 Método del espectro diferencial | 70 |
| Figura 4. 2 Análisis en el dominio del tiempo | 71 |
| Figura 4. 3 Perfilaje de doble-TW..... | 71 |
| Figura 4. 4 Resultados de Doble-TW a nivel del pozo | 72 |
| Figura 4. 5 Distribuciones de T2 resultantes..... | 74 |
| Figura 4. 6 Productos de Doble-TE a nivel del pozo | 77 |

| | |
|--|-----|
| Figura 4. 7 Zonas productivas en muestras de perfiles de EDM | 81 |
| Figura 4. 8 Registros convencionales Pozo X | 84 |
| Figura 4. 9 Registros MRIL Pozo X..... | 86 |
| Figura 4. 10 Modelo de Agua Doble | 88 |
| Figura 4. 11 Gráfico Ortogonal de CWA en función de SWB | 89 |
| Figura 4. 12 Selección de la Activación | 95 |
| Figura 4. 13 RMN en el Pozo Y..... | 102 |
| Figura 5. 1 CPMG, Umbral DC, Ruido, Magnetovibración, e IRuido | 110 |
| Figura 5. 2 Datos de cada canal | 113 |
| Figura 5. 3 Representación ortogonal | 114 |
| Figura 5. 4 Adaptación de los ecos | 115 |
| Figura 5. 5 Tanque de calibración del MRIL | 117 |
| Figura 5. 6 Revisión estadística del tanque..... | 120 |
| Figura 5. 7 Indicadores de calidad | 124 |
| Figura 5. 8 Demostración de calidad de perfil de MRIL | 126 |

NOTA: (Las figuras aquí mostradas fueron tomadas del libro: “NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE LOGGING PRINCIPLES AND APPLICATIONS” Coates George, Lizhi Xiao, and Prammer Manfred)

INDICE DE EJEMPLOS

| | Pág. |
|--|------|
| EJEMPLO 1 Análisis Pozo X, campo Z | 82 |
| EJEMPLO 2 Análisis Pozo Y, campo Z..... | 101 |

ABREVIATURAS

| | |
|----------------|--|
| °C | Grados centígrados |
| °F | Grados Fahrenheit |
| cc | Centímetros cúbicos |
| cp | Centipoises |
| d | darcy |
| °F | Grados Fahrenheit |
| hr | Hora |
| Hz | Hertz |
| lpc | Libras por pulgadas cuadradas absolutas |
| min | Minuto |
| md | Milidarcys |
| mseg | Milisegundos |
| mV | Milivoltio |
| N ₂ | Nitrógeno molecular |
| psig | Pound squared inch gauge |
| seg | Segundos |
| V | Voltio |
| Vac | Voltaje en circuito de corriente alterna |
| Vdc | Voltaje en circuito de corriente directa |
| μs | Microsegundos |
| Ω | Ohmios |

SIMBOLOGÍA

| | |
|----------|--|
| RMN | Resonancia Magnética Nuclear |
| B_0 | Campo magnético estático generado por la herramienta de RMN. |
| B_1 | Campo magnético oscilatorio generado por un circuito resonante de radiofrecuencia (RF) |
| F | Porosidad de la formación |
| NE | Número de ecos |
| f | Frecuencia de Larmor |
| HI | Índice de Hidrogeno |
| γ | Constante Giromagnética |
| G | Magnitud del gradiente del campo magnético |
| FFI | Índice de fluido libre |
| D | Coefficiente de difusión |
| CPMG | Secuencia de pulsación de Carr-Purcell-Meiboom-Gill |
| CBW | Agua asociada con la arcilla |
| T | Tiempo de Relajamiento |
| T1 | Relajamiento longitudinal |
| T2 | Relajamiento transversal |
| TE | Espaciamiento entre ecos |
| TW | Tiempo de espera |
| TDA | Análisis en el dominio del tiempo |
| R | Resistividad |
| ρ | Relaxividad de una superficie |
| χ | Susceptibilidad magnética |
| η | Viscosidad |
| a, b, C | Constantes |

NOTA: Parte de la terminología que se maneja en la tesis esta en lenguaje técnico es decir con sus abreviaturas en idioma inglés.

INTRODUCCIÓN

Las herramientas de perfilaje de resonancia magnética nuclear por pulsos (RMN) han sido recibidas en la última década con gran satisfacción por su capacidad de resolver problemas difíciles en la evaluación de las formaciones. Las compañías de servicios continúan realizando importantes inversiones en tareas de investigación tendientes a perfeccionar las mediciones de RMN. El resultado de estos esfuerzos se refleja en las continuas mejoras introducidas a la herramienta y las nuevas aplicaciones para la misma. Los datos de RMN permiten responder muchas preguntas claves a casi todos los profesionales relacionados con la exploración y producción, incluyendo los ingenieros de yacimiento, los ingenieros de producción y los geólogos. La caracterización de los hidrocarburos también se ha perfeccionado gracias a la interpretación de registros de RMN, combinados con otras mediciones. En definitiva, se obtiene una evaluación más precisa de la producibilidad del yacimiento.

En este trabajo se explica el principio de resonancia magnética nuclear y su aplicación en la industria sin dejar de lado la herramienta MRIL y la comparación de los registros convencionales y MRIL

This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.
This page will not be added after purchasing Win2PDF.

CAPITULO 1

1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)

La Resonancia Magnética Nuclear se destaca principalmente en la medición de parámetros petrofísicos del reservorio para predecir la capacidad de producción (porosidad, fluidos móviles e irreductibles, permeabilidad).

1.1 RMN y su uso en la física, química, biología y medicina

La **matemática**, ha proporcionado herramientas como la transformación de Fourier en una o varias dimensiones. La **física**, se encuentra en la raíz misma del fenómeno de la RMN, a partir de

estudios del momento angular intrínseco (o spin) de ciertos núcleos. En la **química** permite descifrar detalles muy sutiles de la estructura molecular de los compuestos, así como estudiar su comportamiento dinámico y sus reacciones. La **biología**, especialmente la fisiología, la bioquímica y la biología molecular, ha podido investigar con gran detalle las biomoléculas.

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

1.2 RMN en la evaluación de yacimientos

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

1.3 Principios Físicos de la Resonancia Magnética Nuclear

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

Dado que existe una relación lineal entre la frecuencia de resonancia del protón y la intensidad del campo magnético permanente, se puede ajustar la frecuencia de la energía transmitida y recibida a efecto de investigar regiones cilíndricas a diámetros diferentes alrededor de la herramienta MRIL.

La **Fig. 1.1** ilustra los cilindros de investigación para la herramienta MRIL-Prime. El diámetro y el espesor de cada región cilíndrica delgada se seleccionan simplemente especificando la frecuencia

central y el ancho de bandas centrales a las cuales se sintonizan el transmisor y el receptor del instrumento MRIL.

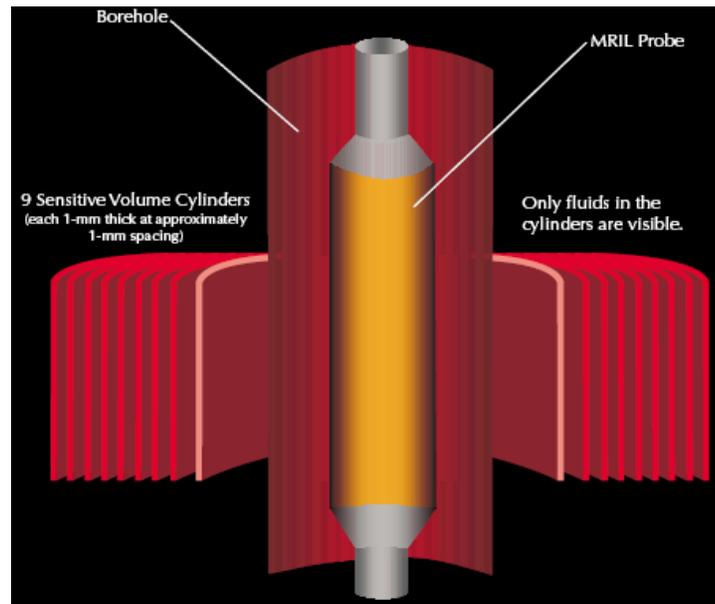


Fig. 1.1 La herramienta MRIL-Prime se puede operar a nueve frecuencias distintas e independientes.

1.3.1 Magnetismo Nuclear

Muchos núcleos atómicos poseen un momento magnético y se comportan como imanes en rotación **Fig. 1.2**. Estos imanes interactúan con los campos magnéticos externos y producen señales medibles que se pueden maximizar si los campos oscilan a la frecuencia de resonancia de un núcleo en particular.

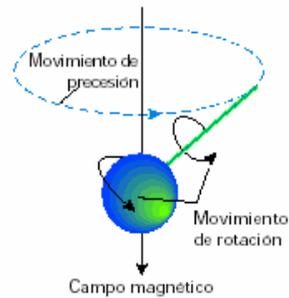


Fig. 1.2 Los protones se comportan como imanes de rotación

El núcleo de hidrógeno se puede considerar como una barra imantada cuyo eje magnético está alineado con el eje del momento rotacional del núcleo, como se ilustra en la **Fig. 1.3** (izquierda). Cuando hay muchos átomos de hidrógeno presentes y no existe ningún campo magnético externo, los ejes de los momentos rotacionales nucleares del hidrógeno están alineados al azar, como se muestra en la **Fig. 1.3** (derecha).

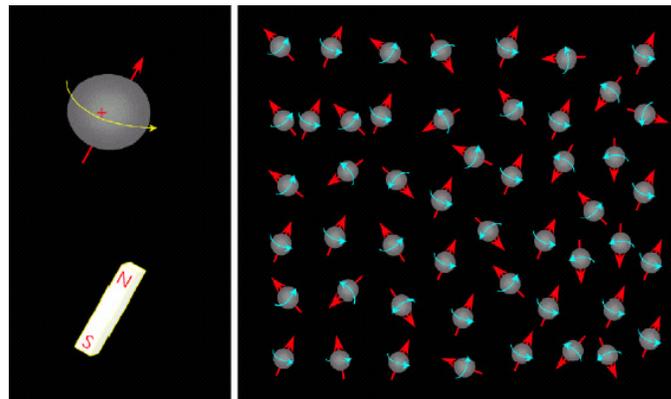


Fig. 1.3 Comportamiento de los núcleos de hidrógeno

1.3.2 Polarización

Para hacer una medición RMN los átomos de hidrogeno se alinean como barras imantadas a lo largo de la dirección de un campo magnético estático conocido como \mathbf{B}_0 . Esta polarización insume un tiempo característico conocido como T_1 , que depende del medio que rodea al hidrogeno. Cuando B_0 se aplica a un núcleo magnético, ejerce un momento torsional sobre el núcleo que actúa para alinear el eje del momento rotacional nuclear con B_0 .

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 ilustra en la **Fig. 1.4** (izquierda).

La frecuencia precesional (f), llamada la frecuencia de Larmor, esta dada por

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

Ec. 1.1

Siendo γ la relación giromagnética, que es una medida de la intensidad del magnetismo nuclear. Para el hidrógeno, $\gamma / 2\pi = 42.58$ MHz/tesla. Otros núcleos tienen otros valores de γ .

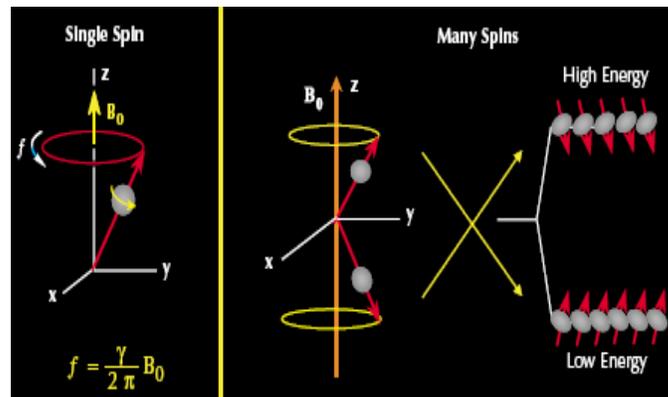


Fig. 1.4 Polarización

Una vez que los protones están alineados en el campo magnético estático, están polarizados. La polarización crece en una constante de tiempo, que es el tiempo de relajamiento longitudinal, T_1 .

1.3.3 Inclinación de pulsación y decaimiento de inducción libre

La inclinación se logra aplicando un campo magnético oscilatorio B_1 perpendicular a B_0 . En la Fig. 1.5 se ilustra un campo magnético oscilatorio interactuando con protones.

La aplicación de B_1 hace 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.

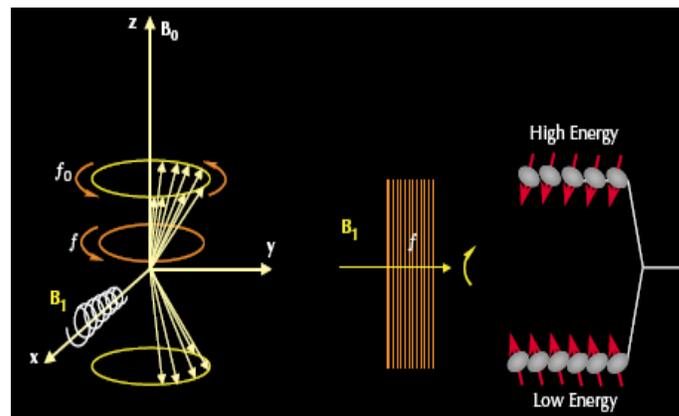


Fig. 1.5 Campo magnético oscilatorio interactuando con protones, RMN

El ángulo al cual se inclina la magnetización está dado por:

$$\theta = \gamma B_1 \tau \quad \text{Ec. 1.2}$$

Donde:

θ = ángulo de inclinación (grados)

B_1 = amplitud del campo oscilatorio

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.

1.3.4 Detección de ecos de momentos rotacionales

Si transcurre un tiempo τ (no el mismo tiempo que en la Ec. 1.2) entre la aplicación de la pulsación B_1 a 90° y la pulsación B_1 a 180° , entonces el mismo tiempo τ va a transcurrir entre la aplicación de 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 desfasaje, y el pico de ecos de momentos rotacionales ocurre a 2τ , que se define como **TE**.

Se puede registrar un tren de ecos de momentos rotacionales, como ilustra en la **Fig. 1.6**. Un eco de momentos rotacionales se forma a mitad del camino entre cada par de pulsaciones a 180° . El espaciamiento entre ecos TE es el tiempo entre los picos de ecos adyacentes. El número de pulsaciones en el tren de pulsaciones es NE. Una pulsación a 90° seguida por una

larga serie de pulsaciones a 180° se llama una secuencia de **CPMG**,

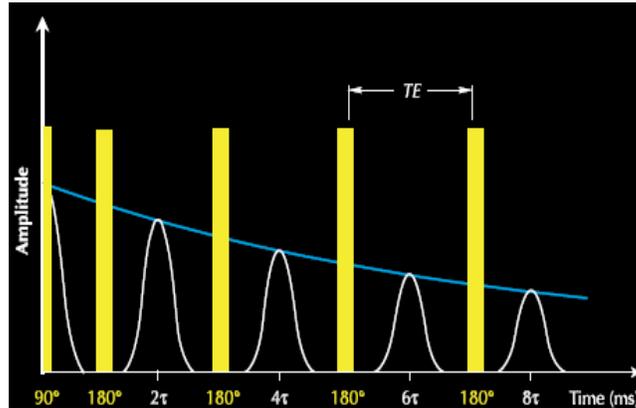


Fig. 1.6 Secuencia de pulsos de CPMG

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 $M_x(t)$, está dada por:

$$M_x(t) = M_0 x e^{\frac{-t}{T_2}} \quad \text{Ec. 1.3}$$

Donde, M_0x es 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

RMN y por lo tanto es el primer objetivo de las mediciones del perfilaje RMN.

1.3.5 Sincronización del tiempo de las mediciones RMN

Para comenzar la siguiente secuencia de CPMG, los protones se deben polarizar otra vez.

Un diagrama de sincronización de tiempos para mediciones RMN está ilustrado en la **Fig. 1.7**. La sección superior de la figura describe dos secuencias de 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.

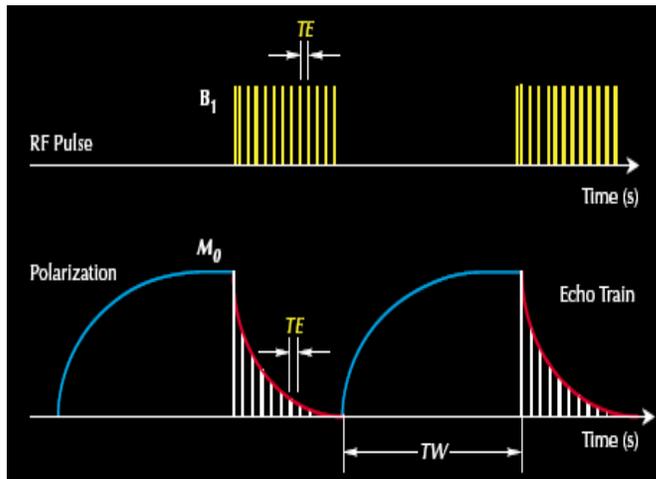


Fig. 1.7 Diagrama de sincronización de tiempos para mediciones RMN

1.4 Comparación entre el perfilaje con RMN y otras herramientas de registros

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

aporte de los minerales de la roca y no necesita calibrarse para la litología de la formación. Esta caracterización de hidrocarburos independientemente de la litología hace que la herramienta MRIL sea fundamentalmente diferente a las herramientas convencionales de perfilaje.

1.4.1 Cantidad de fluido

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

1.4.2 Propiedades de los fluidos

La herramienta MRIL-PRIME estudia los fluidos en una zona delgada a pocas pulgadas de la pared del pozo. Además puede determinar la presencia y las cantidades de diferentes fluidos (agua, petróleo, y gas), y también algunas de las propiedades específicas de los fluidos (por ejemplo, la viscosidad).

1.4.3 Tamaño poral y porosidad

El comportamiento de RMN de un fluido en el espacio poral de una roca de yacimiento es diferente al comportamiento de RMN del fluido en bruto. Por ejemplo, a medida que el tamaño de los poros que contienen agua disminuye, las diferencias entre las propiedades aparentes de RMN del agua en los poros y del agua en bruto aumentan. Se pueden usar métodos simples para obtener información suficiente sobre tamaño poral a partir de datos MRIL como para mejorar considerablemente la estimación de propiedades petrofísicas clave tales como la permeabilidad y el volumen de agua irreducible por capilaridad.

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

Antes de que una formación sea perfilada con una herramienta RMN, los protones en los fluidos de la formación están orientados al azar. A medida que la herramienta pasa en frente de la formación, va generando campos magnéticos que activan esos protones. Se usan secuencias pulsantes diseñadas para generar una serie de así llamados ecos de momentos rotacionales, que son medidos por las herramientas de perfilaje con RMN y se exhiben en los perfiles como trenes de ecos. Estos trenes de ecos constituyen los datos sin procesar de RMN.

En la **Fig. 1.8**, una herramienta RMN mide la amplitud de los ecos en función del tiempo. Como los ecos se miden en un tiempo corto, una herramienta de RMN recorre sólo unas pocas pulgadas en el pozo mientras registra el tren de ecos. Los trenes de ecos así registrados se pueden presentar en un perfil en función de la profundidad.

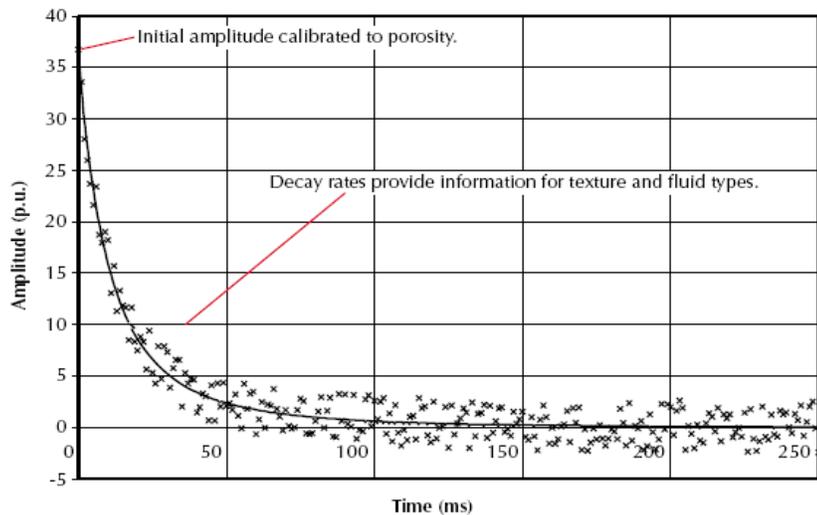


Fig. 1.8 Decaimiento de un tren de ecos

La amplitud inicial de un tren de ecos es proporcional al número de núcleos de hidrógeno asociados con los fluidos en los poros dentro del volumen sensible. La **Fig. 1.9** muestra la distribución de T_2 derivada del tren de ecos de la Fig. 1.8.

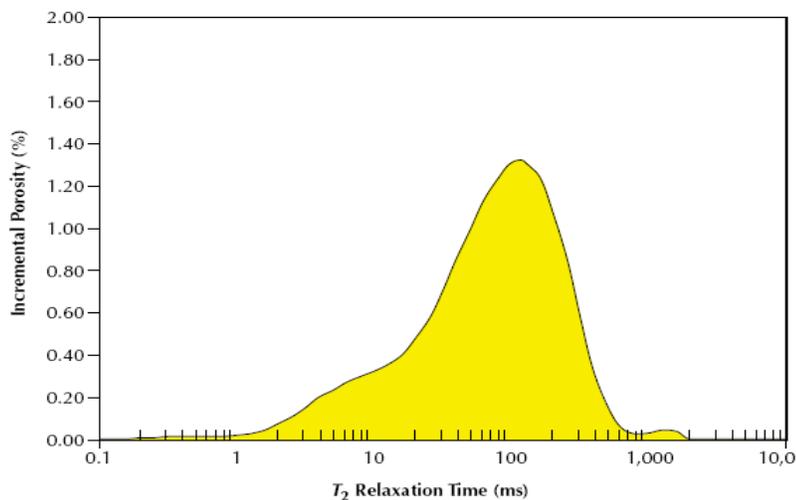


Fig. 1.9 Distribución de T_2 derivada del tren de ecos de la Fig. 1.8

La distribución de T_2 de RMN se puede presentar de tres maneras: en forma de onda, formato con imagen, y gráfico de distribución de celdas. Cada una representa la distribución de la porosidad en función de valores de T_2 y, por lo tanto, en función de los tamaños porales. Los tres estilos de presentación reflejan diferentes visualizaciones del mismo conjunto de datos.

1.6 Índice de fluido libre y volumen de fluido irreducible con RMN

La información sobre porosidad y tamaño poral de las mediciones de RMN se pueden usar para estimar tanto la permeabilidad como la porosidad potencialmente producible. La estimación hecha con RMN de porosidad producible se llama el índice de fluido libre (**MFFI** y también **FFI**). La estimación de MFFI está basada en la premisa que los fluidos producibles residen en poros grandes, mientras que los fluidos irreducibles residen en poros pequeños. Como los valores de T_2 se pueden relacionar con tamaños porales, se puede seleccionar un valor de T_2 por debajo del cual se supone que los fluidos correspondientes residen en poros pequeños y por encima del cual se supone que los fluidos residen en poros más grandes. Este valor de T_2 se llama **T_2 cutoff**. A través de la partición de la distribución de T_2 ,

el T₂cutoff divide la porosidad **MPHI** entre índice de fluido libre (MFFI) y porosidad de fluido irreductible, o volumen de agua irreductible (**BVI**), tal como se muestra en la **Fig. 1.10**.

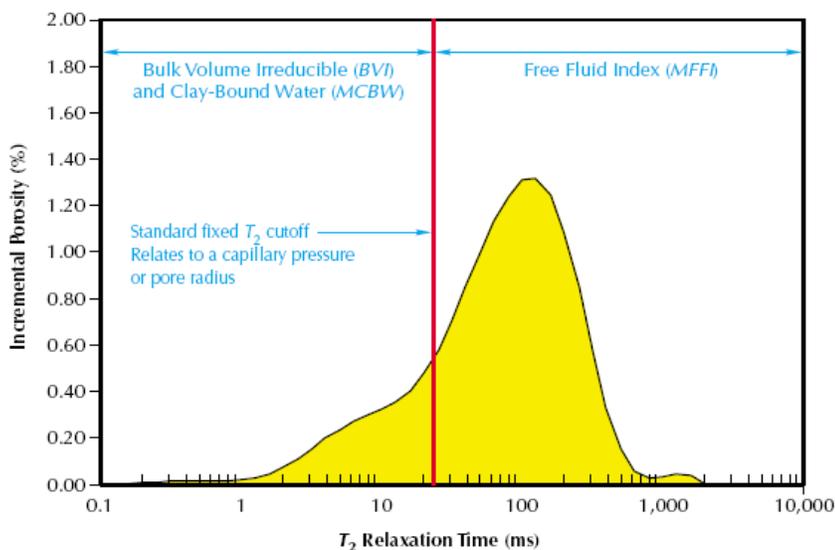


Fig. 1.10 T₂cutoff divide la porosidad MPHI entre índice de fluido libre (MFFI) y porosidad de fluido irreductible, o volumen de agua irreductible (BVI)

El T₂cutoff se puede determinar con mediciones de RMN hechas en muestras de núcleo saturadas con agua.

1.7 Permeabilidad y Propiedades RMN de los fluidos de yacimiento

Se han desarrollado dos tipos relacionados de modelos de permeabilidad. El modelo de fluido libre, o modelo de Coates, se puede aplicar en formaciones que contengan agua y/o hidrocarburos.

El modelo del T2 promedio se puede aplicar a sistemas porales que contengan sólo agua.

El perfilaje de RMN caracteriza los fluidos en el espacio poral. La **Fig. 1.11** indica cualitativamente las propiedades RMN de diferentes fluidos que se encuentran en los poros de las rocas. En general, los fluidos irreductibles tienen tiempos T_1 y T_2 muy cortos, y también difusión lenta (**D**) que se debe a la restricción del movimiento de las moléculas en poros pequeños. El agua libre exhibe comúnmente valores de T_1 , T_2 , y D medianos. Los hidrocarburos, tales como gas natural, petróleo liviano, petróleo de viscosidad mediana, y petróleo pesado, también tienen características RMN muy diferentes. El gas natural exhibe tiempos de T_1 muy largos pero tiempos de T_2 cortos y un decaimiento por relajamiento de tipo uni-exponencial. Los petróleos livianos son altamente difusivos, tienen tiempos de T_1 y T_2 largos, y a menudo exhiben decaimiento uni-exponencial.

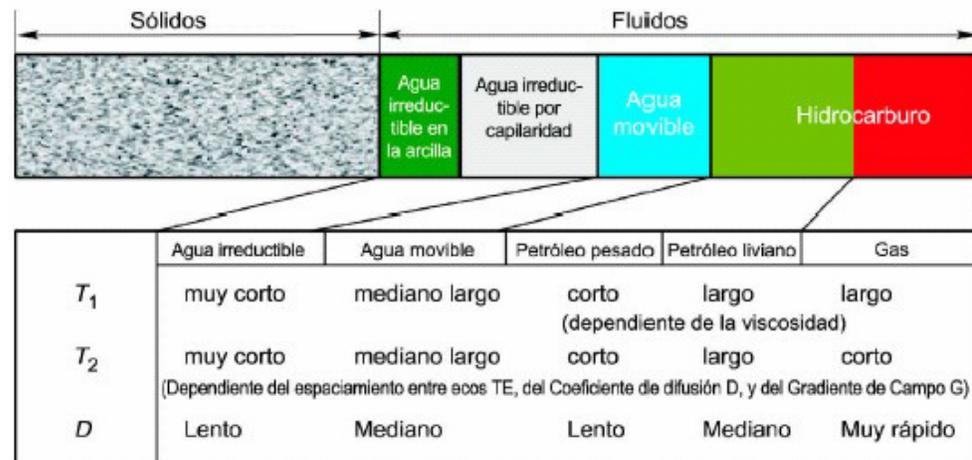


Fig. 1.11 Los valores cualitativos típicos de T_1 , T_2 , y D

1.8 Saturación de agua optimizada con RMN y resistividad

Como las herramientas de resistividad tienen una profundidad de investigación bastante amplia, el modelo favorito para determinar saturación de agua en la zona virgen de una formación es el de saturación de agua basado en la resistividad. Sin embargo, las mediciones de resistividad no pueden distinguir entre agua irreducible y agua movable. Esta falta de contraste hace difícil reconocer zonas productoras de hidrocarburos, de baja resistividad, y/o de bajo contraste a partir de datos provistos por conjuntos de perfilajes tradicionales.

A través de un proceso de análisis con MRI conocido como **MRIAN**, los datos de RMN y los datos de resistividad profunda se integran para determinar si el agua producible está en la zona virgen, o si un

intervalo con alta saturación de agua puede realmente producir hidrocarburos libres de agua.

1.9 Nociones Elementales de Petrofísica con RMN

Informaciones petrofísicas, tales como porosidad, distribución de tamaños porales, agua irreducible, y permeabilidad, se pueden extraer a partir de las mediciones de relajamiento RMN.

1.9.1 Mecanismos de relajamiento RMN para fluidos en los poros de las rocas

El relajamiento transversal es siempre más rápido que el relajamiento longitudinal; en consecuencia, T_2 es siempre menor o igual a T_1 . En general, para protones en sólidos, T_2 es mucho menor que T_1 . Para protones en fluidos de yacimiento cuando el fluido está en un campo magnético estático homogéneo, T_2 es aproximadamente igual a T_1 . Cuando el fluido está en un campo magnético de gradiente y se utiliza un proceso de mediciones con CPMG, T_2 es menor que T_1 . Cuando un fluido humectante ocupa un medio poroso, tal como el de una roca, tanto T_2 como T_1 decrecen.

El proceso del fluido en bruto (T_{bulk}): es el tiempo de relajación de los fluidos en bruto, que afecta el relajamiento tanto de T_1 como de T_2 .

Proceso de relajamiento por superficie ($T_{surface}$): es el tiempo de relajación de los fluidos en contacto con las paredes porales, que afecta el relajamiento tanto de T_1 como de T_2 .

Proceso de difusión en presencia de gradientes de campo magnético ($T_{diffusion}$): alude a la difusión o movilidad molecular

Todos estos tres procesos trabajan en paralelo, por lo tanto, los tiempos T_1 y T_2 de fluidos porales están dados por,

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2bulk}} + \frac{1}{T_{2surface}} + \frac{1}{T_{2diffusion}} \quad \text{Ec.1.4}$$

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1bulk}} + \frac{1}{T_{1surface}} \quad \text{Ec.1.5}$$

Donde:

T_2 = tiempo de relajación transversal o decaimiento, mide la velocidad de decrecimiento de la magnetización transversal.

T_1 = tiempo de relajación longitudinal, mide el tiempo que tarda en crecer la polarización de los spines.

La importancia relativa de los tres mecanismos de relajamiento depende del tipo de fluido que hay en los poros (agua, petróleo, o gas), los tamaños porales, la potencia del relajamiento por superficie, y la humectabilidad de la superficie de la roca.

Para fluidos en los poros de una roca, hay tres mecanismos de relajamiento independientes asociados con esto:

a) Relajamiento en bruto

Relajamiento en bruto es la propiedad de relajamiento intrínseca de un fluido. Está controlado por las propiedades físicas del fluido, tales como viscosidad y composición química. Otras condiciones ambientales, tales como temperatura y presión, afectan el relajamiento bruto de un fluido. Los tiempos de relajamiento (en segundos) para agua, gas, y petróleo están dados por,

Agua

$$T_{1bulk} \cong 3 \left(\frac{T_K}{298\eta} \right)$$

Ec. 1.6

$$T_{2bulk} \cong T_{1bulk}$$

Gas

$$T_{1bulk} \cong 2.5 \times 10^4 \left(\frac{\rho_g}{T_K 1.17} \right)$$

Ec. 1.7

$$T_{2bulk} \cong T_{1bulk}$$

Petróleo inerte

$$T_{1bulk} \cong 0.00713 \left(\frac{T_K}{\eta} \right)$$

Ec. 1.8

$$T_{2bulk} \cong T_{1bulk}$$

Donde:

 T_K = temperatura (°K) η = viscosidad del fluido (cp) ρ_g = densidad del gas (gm/cm³)

b) Relajamiento por superficie

El relajamiento por superficie tiene lugar en la interfase fluido-sólido, es decir, en la superficie del grano de las rocas. El factor dominante en los tiempos de relajamiento T_2 y T_1 está dado por:

$$\frac{1}{T_{2surface}} = \rho_2 \left(\frac{S}{V} \right)_{pore} \quad \text{Ec. 1.9}$$

$$\frac{1}{T_{1surface}} = \rho_1 \left(\frac{S}{V} \right)_{pore} \quad \text{Ec. 1.10}$$

Donde:

ρ_2 = relaxividad por superficie para T_2 (poder de relajamiento T_2 de las superficies de los granos)

ρ_1 = relaxividad por superficie para T_1 (poder de relajamiento T_1 de las superficies de los granos)

$(S/V)_{pore}$ = relación entre superficie del poro y volumen de fluido

c) Relajamiento inducido por difusión

El gas, el petróleo liviano, el agua, y algunos petróleos de mediana viscosidad muestran un relajamiento inducido por difusión considerable cuando están en un campo magnético de gradiente y están sometidos a una secuencia CPMG con tiempos entre ecos largos. El índice de relajamiento inducido por difusión ($1/T_{2diffusion}$) está dado por:

$$\frac{1}{T_{2diffusion}} = \frac{D(\gamma G T E)^2}{12} \quad \text{Ec. 1.11}$$

Donde

D = coeficiente de difusión molecular

γ = relación giromagnética de un protón

G = gradiente del campo magnético (G/cm)

TE = espaciamiento entre ecos utilizado en la secuencia CPMG

Las propiedades físicas tales como la viscosidad y la composición molecular controlan el coeficiente de difusión. Nuevamente, las condiciones ambientales, temperatura y presión, afectan la difusión. Los coeficientes de difusión del gas, petróleo, y agua están dados por:

Gas

$$D_g \cong 8.5 \times 10^{-2} \left(\frac{T_K^{0.9}}{\rho_g} \right) \times 10^{-5} \text{ cm}^2 / \text{s}$$

Ec. 1.12**Petróleo**

$$D_o \cong 1.3 \left(\frac{T_K}{298\eta} \right) \times 10^{-5} \text{ cm}^2 / \text{s}$$

Ec. 1.13**Agua**

$$D_w \cong 1.2 \left(\frac{T_K}{298\eta} \right) \times 10^{-5} \text{ cm}^2 / \text{s}$$

Ec. 1.14

El coeficiente de difusión para el gas disminuye con un aumento de la presión porque la densidad del gas aumenta con la presión. El coeficiente de difusión de los petróleos varía considerablemente porque diferentes petróleos muestran un amplio rango de composiciones moleculares, lo cual genera un amplio rango de viscosidades.

La **Fig. 1.12** ilustra los mecanismos básicos de relajamiento.

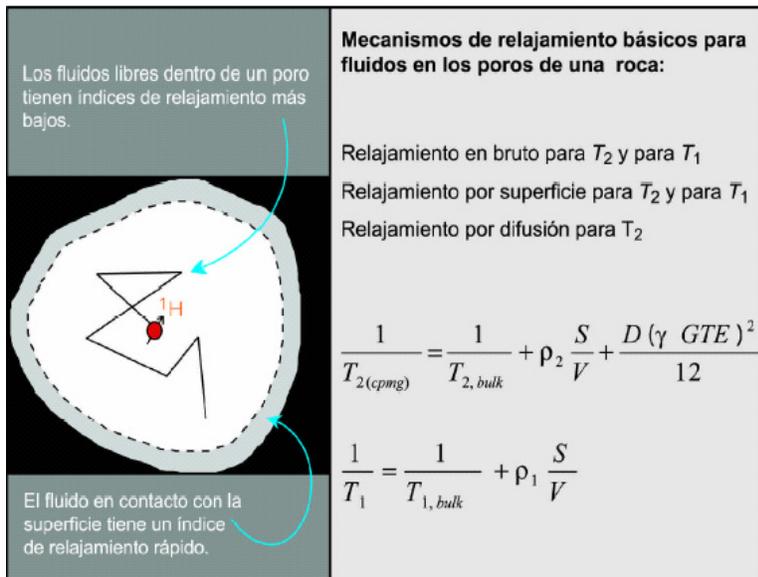


Fig. 1.12 El relajamiento de fluidos porales se debe a mecanismos en bruto, por superficie y por difusión

1.9.2 Decaimiento multiexponencial

Las rocas de un yacimiento muestran comúnmente una distribución de tamaños porales y frecuentemente contienen más de un tipo de fluido. Por lo tanto, el tren de ecos de momentos magnéticos (mediciones de magnetización transversal) registrado con secuencia CPMG no decae con un solo valor de T_2 sino con una distribución de valores de T_2 . La **Fig. 1.13** ilustra el carácter de decaimiento multiexponencial de un medio poroso que contiene poros de tamaños diferentes y una sola fase humectante.

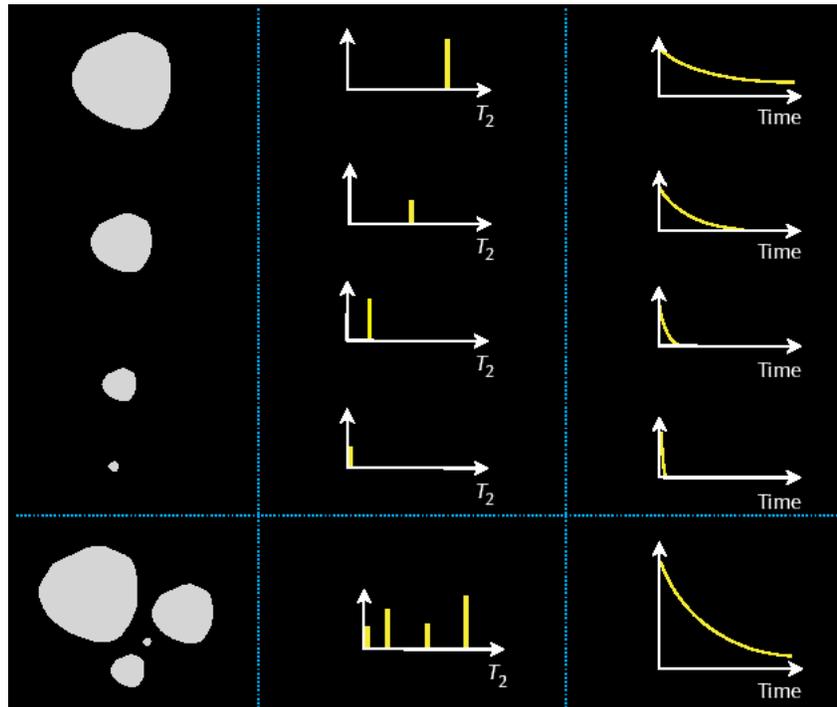


Fig. 1.13 Un poro 100% saturado con agua (izquierda arriba) tiene un solo valor de T_2 (centro arriba) que depende del tamaño poral, y entonces su tren de ecos de momentos magnéticos exhibe un decaimiento uniexponencial (derecha arriba) que también depende del tamaño poral. Múltiples poros 100% saturados con agua (izquierda abajo) tienen múltiples valores de T_2 (centro abajo) que dependen de los tamaños porales, y por lo tanto su combinación de trenes de ecos de momentos magnéticos combinados exhibe un decaimiento multiexponencial (derecha abajo) que también depende de los tamaños porales.

1.9.3 Transformación de ecos a la distribución de T_2

Uno de los pasos más importantes en el procesamiento de datos RMN es el de determinar la distribución de T_2 que produce la magnetización observada. Este paso, llamado transformación de ecos o correlación, es un proceso de

inversión matemática. La **Fig. 1.14** ilustra las entradas (tren de ecos) y salidas (distribución de T₂) del proceso de correlación.

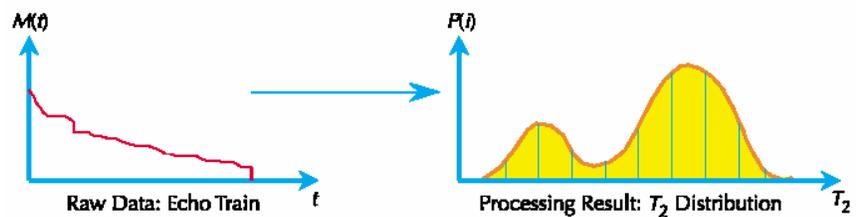


Fig. 1.14 Transformación de ecos a la distribución T_2

En general, el área bajo la curva (esta área representa la porosidad) y la ubicación general en el tiempo de las celdas de alta porosidad, son robustas.

1.9.4 Distribución de tamaño poral

Cuando una roca humectada con agua está totalmente saturada con agua, el valor de T_2 de un solo poro es proporcional a la relación entre superficie y volumen del poro, lo cual es una medida del tamaño del poro. Entonces, la distribución de T_2 observada de todos los poros en la roca representa la distribución de tamaños porales de la roca

1.9.5 Determinación del BVI

La estimación del **BVI**, el volumen bruto de agua irreductible en una formación, es una de las primeras y más ampliamente utilizadas aplicaciones del perfilaje de RMN. Actualmente hay dos métodos disponibles para la determinación del BVI. El primer método, BVI de umbral (**CBVI**), se basa en un valor fijo de T_2 ($T_{2\text{cutoff}}$) que divide la distribución de T_2 en dos componentes, uno consiste en tamaños porales que contienen agua asociada y otro consiste en tamaños porales que contienen fluidos libres. El segundo método para la determinación del BVI, llamado BVI espectral (**SBVI**), se basa en el reconocimiento de que un poro dado puede contener tanto fluidos libres como asociados.

a) BVI de umbral

La **Fig. 1.15** muestra el concepto de CBVI. La estimación del BVI con RMN se basa en suponer que los fluidos irreductibles residen en poros pequeños y que fluidos producibles residen en poros grandes. Esta suposición se basa en el hecho de que el tamaño de la garganta poral y el tamaño del cuerpo del poro están a menudo relacionados. Como los valores de T_2 se

pueden relacionar con el tamaño del cuerpo del poro, se puede elegir un valor de T_2 por debajo del cual se espera que los fluidos correspondientes residan en poros pequeños y sean por lo tanto inmóviles, y por encima del cual se espera que los fluidos correspondientes residan en poros grandes y por lo tanto se puedan mover libremente. Este valor de T_2 se llama el umbral de T_2 ($T_{2\text{cutoff}}$). Mediante su partición de la distribución de T_2 , el $T_{2\text{cutoff}}$ divide MPHI en dos partes, BVI y FFI, como se muestra en la figura. La porción del BVI se denomina el BVI de umbral (CBVI).

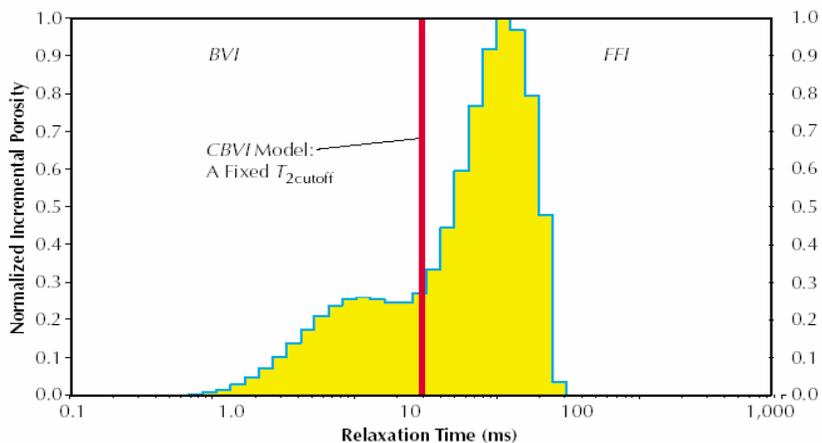


Fig. 1.15 Modelo de CBVI

b) BVI espectral

Este método tiene su aplicación principal en la cuantificación del agua movable, pero también se lo ha utilizado para determinar permeabilidad. En este método, se supone que cada tamaño poral observado en el espectro 100% saturado con salmuera contiene algo de agua irreductible. **Fig. 1.16.**

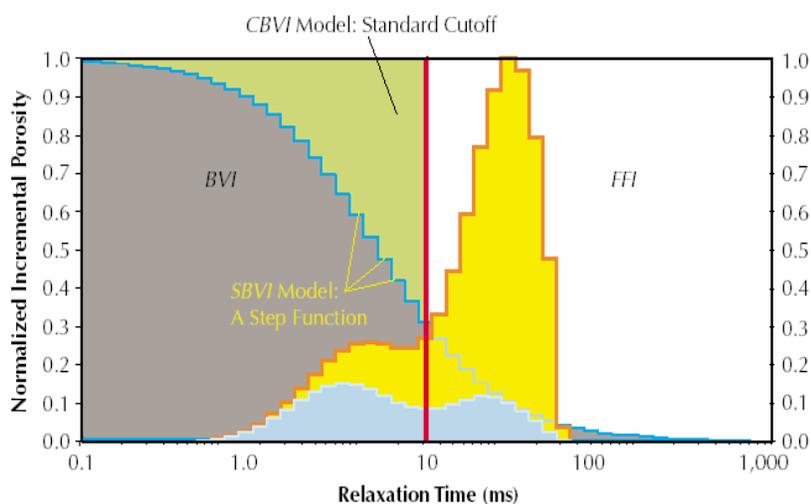


Fig. 1.16 Modelo de SBVI

1.9.6 Modelo de permeabilidad con MRIL

La estimación de permeabilidad con RMN se basa en una combinación de modelos y relaciones experimentales y teóricas. Cuando todos los demás factores se mantienen constantes en estos modelos y relaciones, la permeabilidad

aumenta proporcionalmente al aumento de la porosidad conectada.

a) El modelo de fluido libre

En el modelo de Fluido Libre (o de Coates) en su forma más simple, la permeabilidad k está dada por,

$$k = \left[\left(\frac{\phi}{C} \right)^2 \left(\frac{FFI}{BVI} \right) \right]^2$$

Ec. 1.15

BVI se obtiene mediante el método de CBVI o SBVI. El coeficiente C es una variable que depende de los procesos que crearon la formación y pueden ser diferentes para cada formación. **Fig. 1.17** (arriba).

En zonas de gas no invadidas, el MPHI utilizado para porosidad en la fórmula de Coates puede ser demasiado bajo debido al bajo índice de hidrógeno en esas zonas. Entonces, el MPHI se debe corregir, o se debe utilizar una fuente alternativa de porosidad. Las zonas que mantienen alta saturación de gas residual a suficiente presión de yacimiento tendrán valores de SBVI y CBVI demasiado altos y entonces, en cierta medida, darán valores de permeabilidad que son demasiado bajos. Petróleos más pesados, que normalmente tienen cortos valores

de T_2 , pueden ser computados como BVI, haciendo entonces que la permeabilidad sea subestimada.

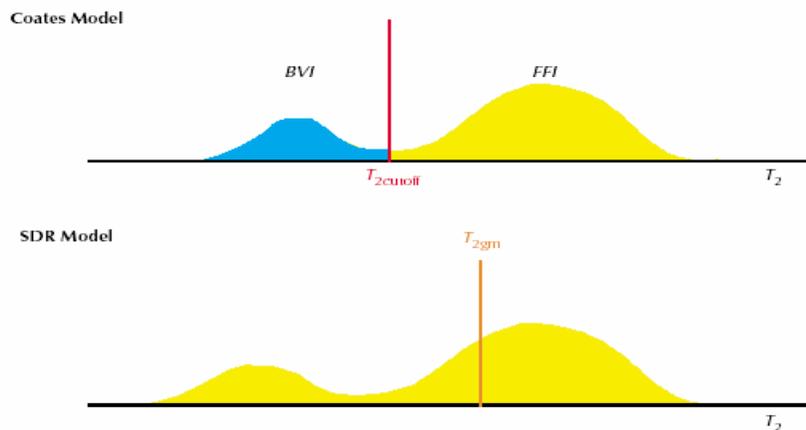


Fig. 1.17 Modelo de Coates y T2 medio

b) El modelo del T2 medio

El modelo del T2 Medio (o de SDR) está dado por:

$$k = aT_{2gm}^2 \phi^4 \quad \text{Ec. 1.16}$$

ϕ es la porosidad efectiva, T_{2gm} es la media geométrica de la distribución de T_2 . Como con el modelo de Coates, el valor a es un coeficiente que depende del tipo de formación. Como los efectos de los hidrocarburos sobre T_{2gm} no son corregibles, el modelo del T_2 medio falla para las formaciones que contienen hidrocarburos. **Fig. 1.17** (abajo).

1.9.7 Modelo de porosidad con MRIL

La amplitud inicial del tren de ecos de momentos magnéticos RMN, o el área bajo la curva de distribución de T_2 , es proporcional al número de protones de hidrógeno contenidos en los fluidos porales dentro del volumen sensible. Entonces, esta amplitud se puede calibrar para dar un valor de porosidad.

La **Fig.1.18** muestra marcadas divisiones entre los elementos de porosidad asociados con MFFI, BVI, y MCBW. Estas marcadas divisiones en elementos de porosidad no corresponden necesariamente a espectros de T_2 , entonces, no puede existir una división tan marcada entre MCBW y BVI en los espectros de T_2 .

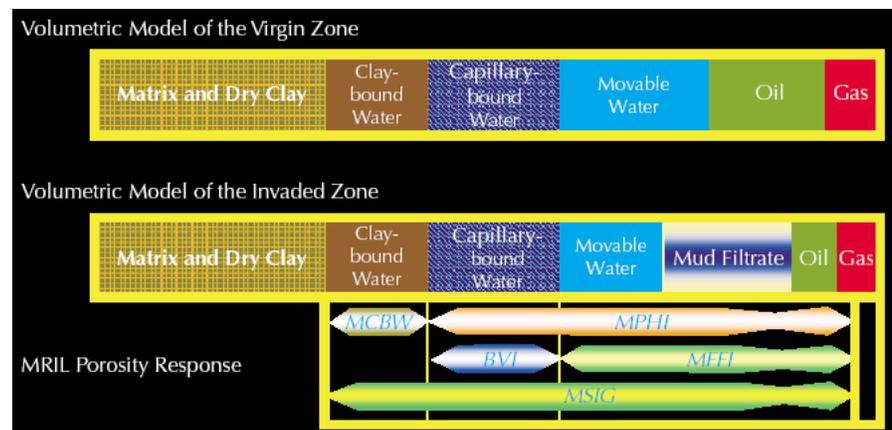


Fig. 1.18 Los instrumentos MRIL responden a la zona invadida

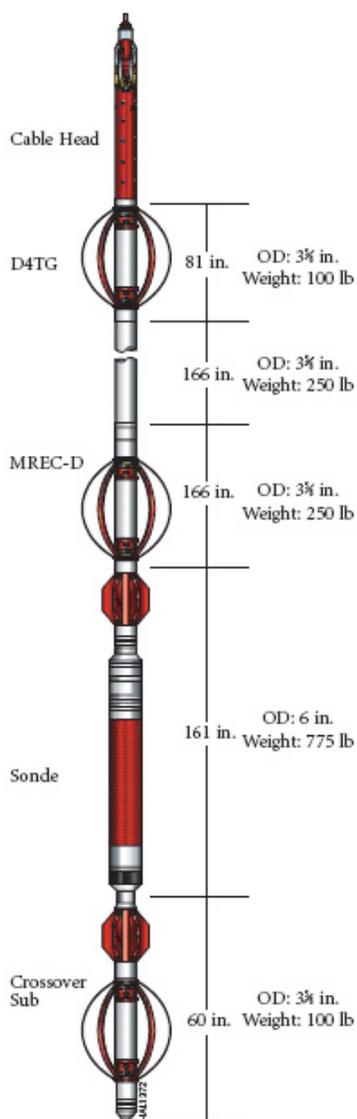
This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.
This page will not be added after purchasing Win2PDF.

CAPÍTULO 2

2 CARACTERIZACIÓN Y PRINCIPIOS DE (MRIL-PRIME) HERRAMIENTA PARA PERFILAJE CON RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR

La herramienta MRIL-PRIME se corre en la parte central del pozo y el volumen de medición consiste de una cápsula resonante cilíndrica y concéntrica de 24 pulgadas (61 cm) de longitud y aproximadamente 0.04 pulgadas (1 mm) de espesor. El diámetro promedio de la cápsula resonante es de unas 15 pulgadas (40 cm) y se determina por la frecuencia de operación de la herramienta (**Fig. 2.1**). En un pozo de 10 pulgadas (25.4 cm) puede alcanzar una profundidad de investigación de 2.5 pulgadas (7.6 cm).

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



Dimensions and Ratings

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

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

Borehole Conditions

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

Measurement

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

Electrical Specifications

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

Fig. 2.1 Herramienta MRIL-Prime, Características

El proceso de medición con MRIL-Prime consiste en cuatro pasos básicos:

1. Polarización de los núcleos
2. Inclinación de la magnetización
3. Detección de ecos de momentos rotacionales
4. Repolarización de los núcleos

2.1 Polarización

La herramienta MRIL-Prime contiene un enorme imán permanente que produce un campo magnético estático de alta magnitud B_0 el cual domina y polariza a los protones (es decir, los alinea con el campo de B_0). La **Fig. 2.2** muestra el incremento de polarización en función del tiempo.

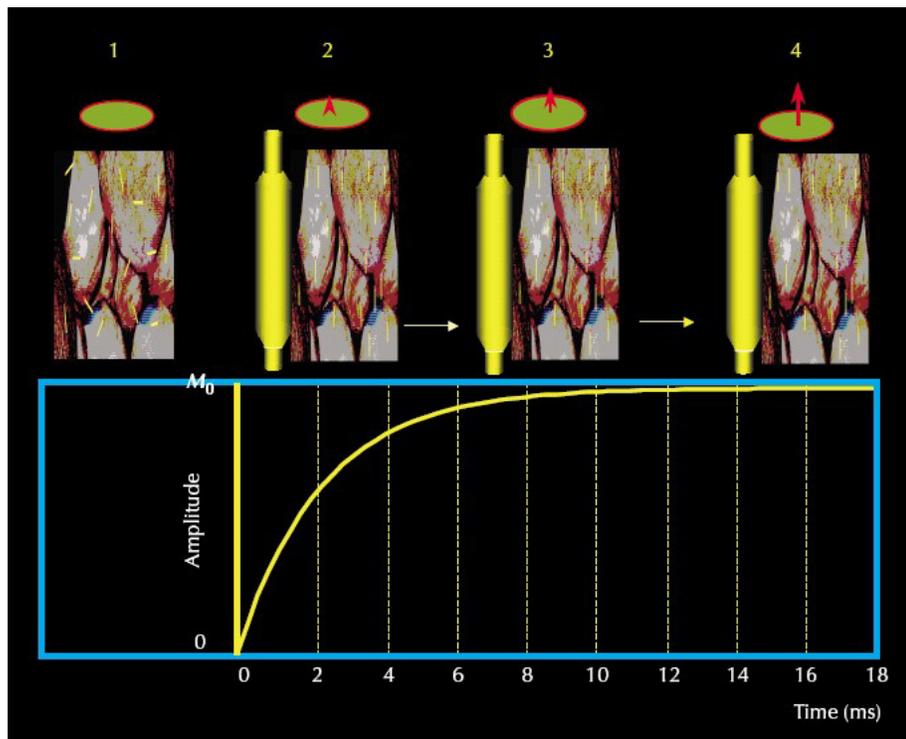


Fig. 2.2 Incremento de la polarización en función del tiempo

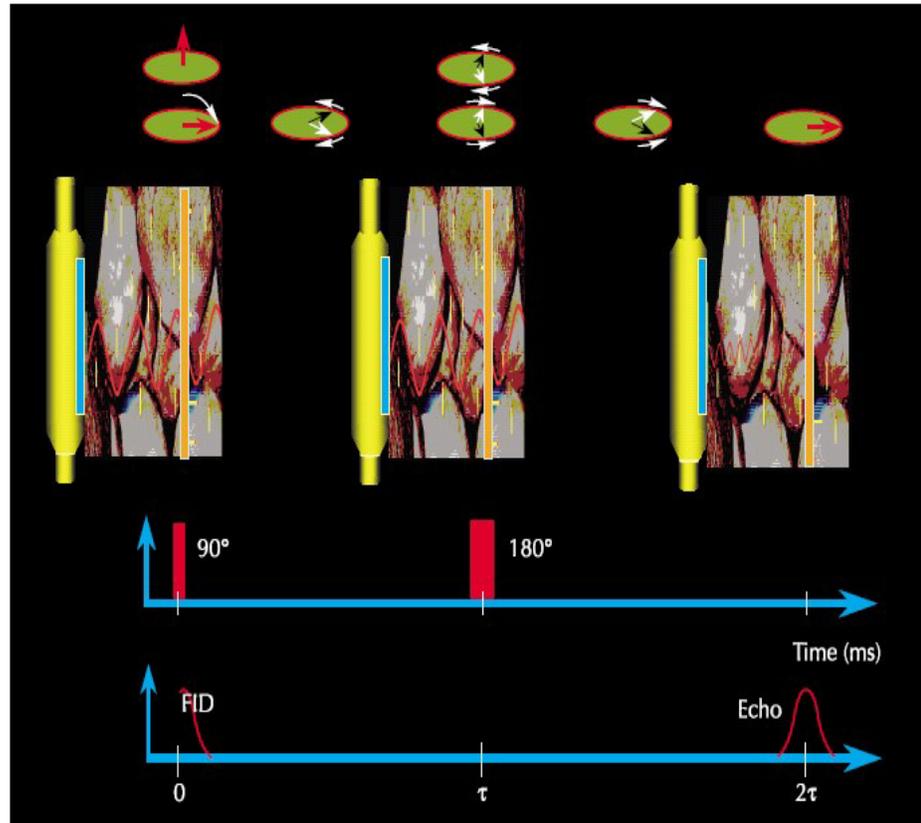


Fig. 2.3 Inclínación de la magnetización y detección de ecos de momentos rotacionales

2.1.1 Inclínación de la magnetización y detección de eco de momentos rotacionales

La técnica MRIL de inclinar la magnetización y obtener ecos de momentos rotacionales a partir de una formación está ilustrada en la **Fig. 2.3** Una herramienta MRIL genera un campo magnético estático con gradiente en dirección radial; por lo

tanto, la frecuencia Larmor de protones cambiará según la distancia radial a la herramienta. Una antena, la cual rodea al imán de la herramienta, sirve como transmisor de campo oscilatorio y como receptor de ecos de momentos rotacionales. La herramienta MRIL registra el tren de ecos de momentos rotacionales, tal como se ilustra en la **Fig. 2.4**.

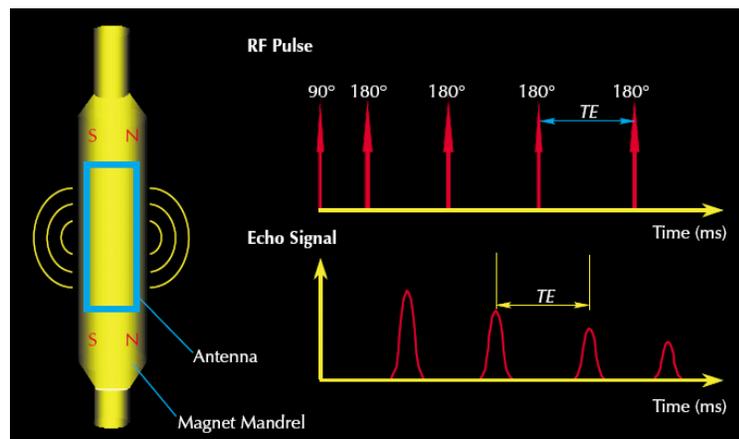


Fig. 2.4 MRIL registra el tren de ecos de momentos rotacionales.

2.1.2 Velocidad de perfilaje y resolución vertical

Mientras una herramienta MRIL se desplaza a lo largo del pozo, la población de protones con la que la misma interactúa va cambiando continuamente. Esta población cambiante afecta las características de la herramienta y los parámetros del registro de dos maneras.

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 entren 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 abajo de la antena (para poder registrar subiendo o bajando). Con este diseño, la herramienta polariza los protones antes de que estos entren a su volumen sensible de medición.

Segundo, durante la secuencia CPMG, 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. Si la herramienta no se mueve durante el ciclo de medición, la resolución vertical (**VR**) es igual a la longitud de la antena (**L**).

2.1.3 Profundidad de investigación y Efecto de Magnetovibración

El campo magnético estático generado por el imán del MRIL es un campo de gradiente $B_0(r)$ cuya magnitud es función de la distancia radial r medida a partir de la superficie de la herramienta. En particular, $B_0(r)$ a $1/r^2$. Por ejemplo, a través de un cilindro de pared delgada con un diámetro de 16 pulg. concéntrico con el eje de una herramienta de 6 pulg. de diámetro, la intensidad del campo es de aproximadamente 155 gauss (**Fig. 2.5**).

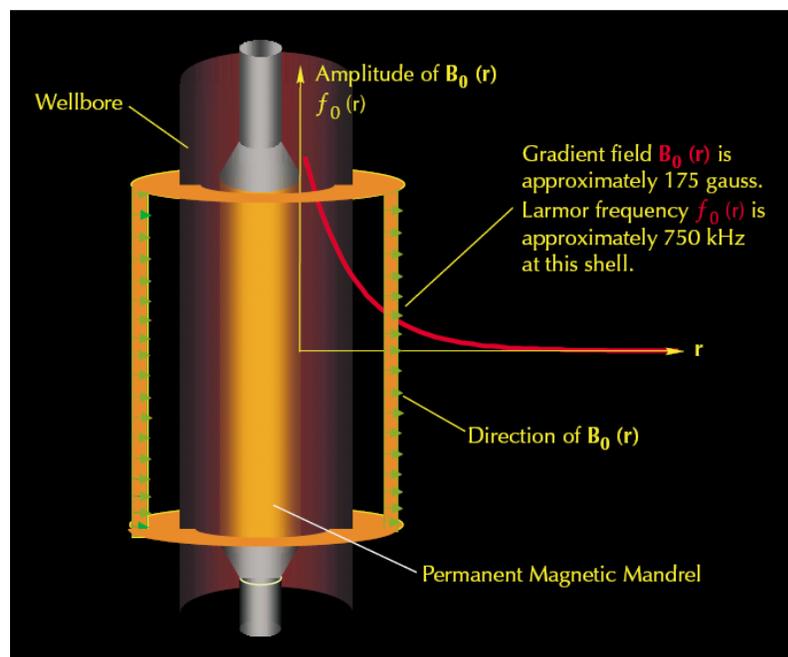


Fig. 2.5 El imán permanente de la herramienta MRIL

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. La **Fig. 2.6** contiene una imagen transversal de una herramienta MRIL, el pozo, la formación que lo rodea, y el volumen sensible.

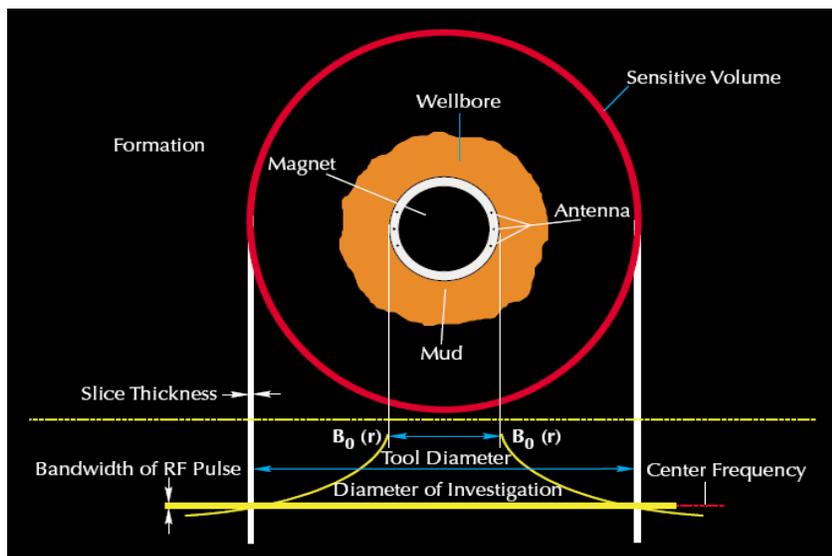


Fig. 2.6 Diámetro y el espesor del volumen sensible de la herramienta de MRIL

La intensidad del campo magnético estático como la del gradiente de campo dependen de la temperatura, tal como se muestra en la **Fig. 2.7**. 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.

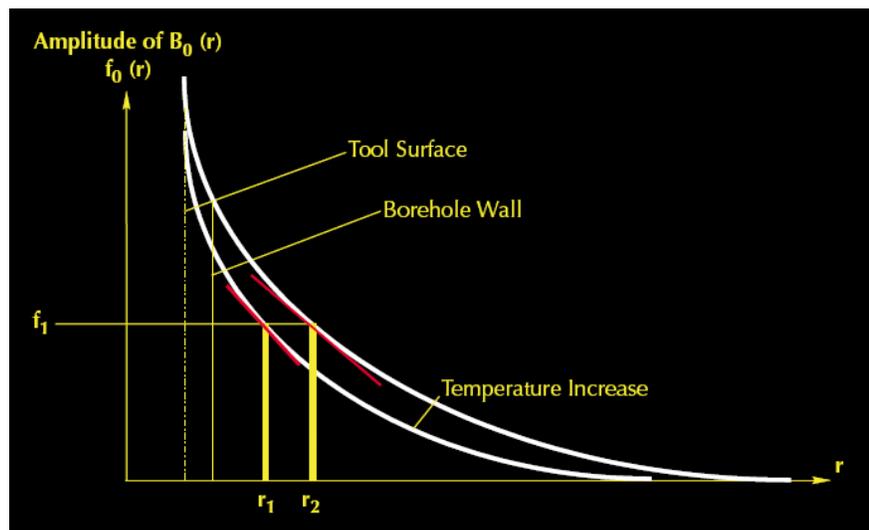


Fig. 2.7 La intensidad del campo B_0 como el gradiente del campo dependen de la temperatura

El imán del MRIL es un material cerámico altamente magnético. Cuando una corriente eléctrica oscilatoria fluye a través de la

antena que rodea al imán, se produce en la herramienta un efecto electromecánico llamado magnetovibración. La **Fig. 2.8** 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.

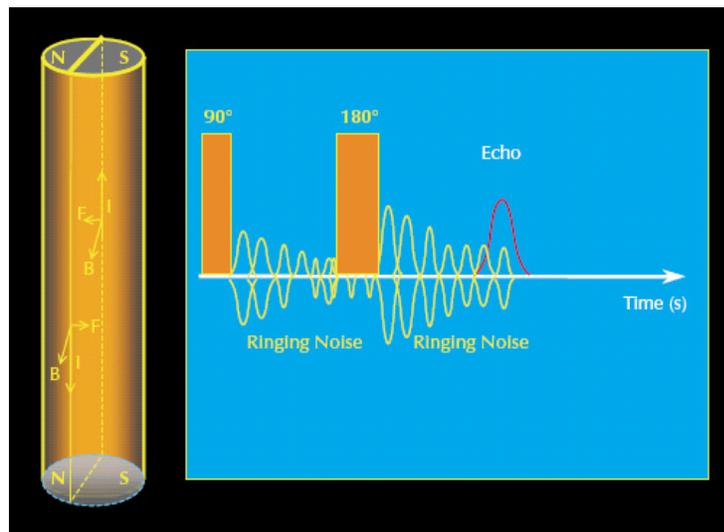


Fig. 2.8 Efecto de magnetovibraciones

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.

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° . El efecto de magnetovibración prevalece a TE más cortos por el limitado tiempo disponible para que la magnetovibración desaparezca. 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.

2.1.4 Medición de frecuencia múltiple y ancho de banda de pulsación de RF

Las **Fig. 2.9 y 2.10** ilustran los volúmenes sensibles y la sincronización para mediciones MRIL de frecuencia múltiple.

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.

En conformidad, la velocidad del perfilaje se puede incrementar mientras se mantiene la misma relación señal a ruido.

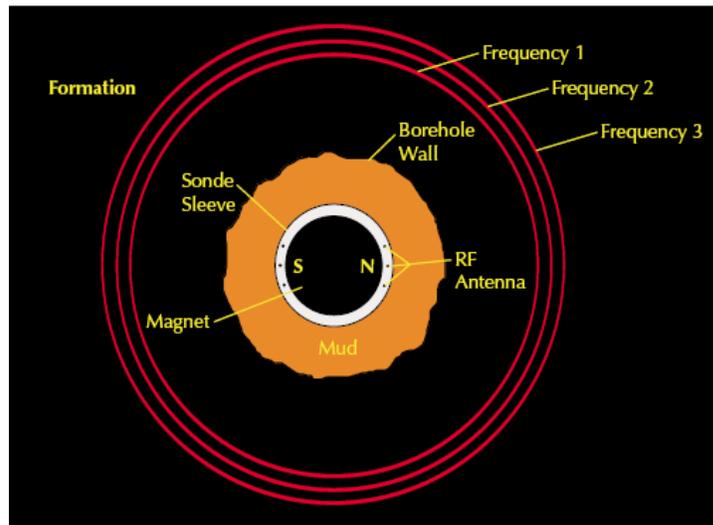


Fig. 2.9 Volumen sensible de una medición MRIL de frecuencias múltiples

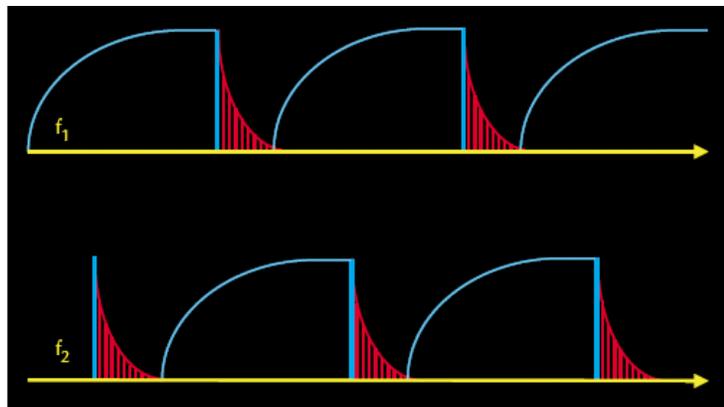


Fig. 2.10 Sincronización para mediciones MRIL de frecuencia múltiple

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

$$TC = \frac{TW + TE - NE}{F}$$

Ec. 2.5

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

Ec. 2.6

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 sólo una frecuencia única sino más bien un rango de frecuencias definido por el ancho de banda de la pulsación.

Como se indica en la **Fig. 2.11**, la herramienta MRIL-Prime utiliza nueve señales de RF para producir nueve volúmenes sensibles, todos ubicados en una banda cilíndrica de aproximadamente 1 pulg. 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.

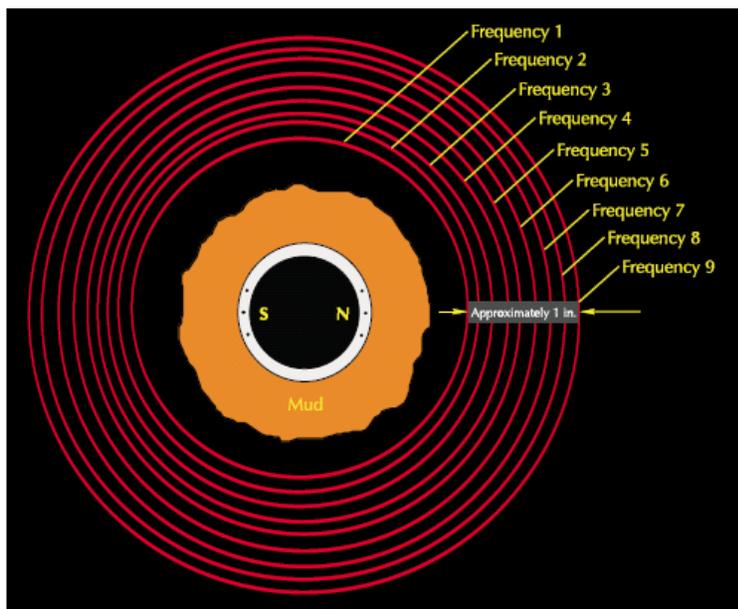


Fig. 2.11 La herramienta MRIL-Prime se puede operar con nueve frecuencias para hacer mediciones en nueve volúmenes sensibles estrechamente espaciados entre sí.

2.1.5 Relación señal a ruido y promedio acumulativo

Una señal de RMN 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 Fig. 2.12 se observa un solo tren de ecos CPMG proveniente de una herramienta MRIL.

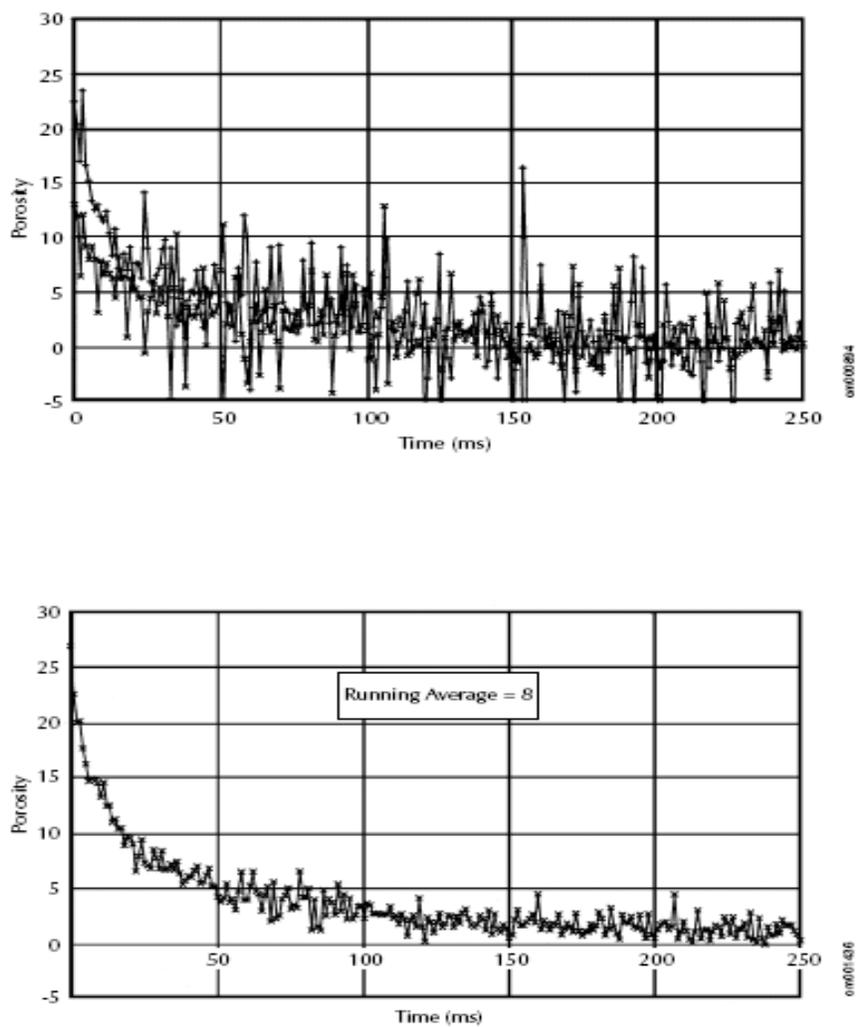


Fig. 2.12 Relación señal a ruido

2.2 Activaciones y Configuración de la Herramienta

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 RMN 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.

2.3 Modos de Adquisición

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 B_1 . Además, algunos parámetros se pueden cambiar solamente seleccionando otra activación, y entre este tipo de parámetros se encuentran el espaciamiento entre ecos (TE) y el número de frecuencias operativas (XF).

Las nueve frecuencias de la herramienta MRIL-Prime permiten obtener más datos en un período determinado que si se utilizara una sola frecuencia. La **Fig. 2.13** 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 activación, tales como T_2 normal, doble TW, y/o doble TE, en modo de frecuencia doble.

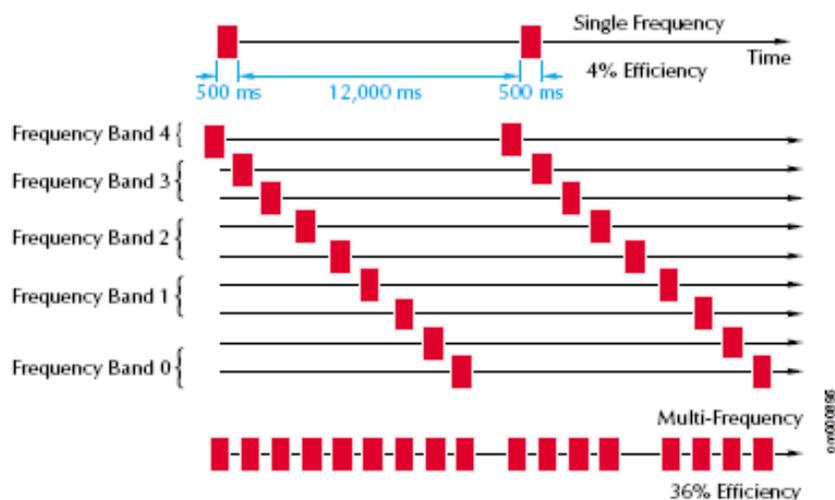


Fig. 2.13 Las nueve frecuencias de la herramienta MRIL-Prime

This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.
This page will not be added after purchasing Win2PDF.

CAPÍTULO 3

3 Aplicaciones de la Resonancia Magnética Nuclear en la Industria Petrolera

3.1 Propiedades RMN de los hidrocarburos

Las propiedades RMN de diferentes fluidos de yacimiento son bastante diferentes entre sí. Estas diferencias posibilitan la identificación de hidrocarburos y a veces la cuantificación de sus volúmenes. En la **Fig. 3.1** se ilustran las mediciones de T_2 con RMN sobre varios petróleos crudos con diferentes viscosidades.

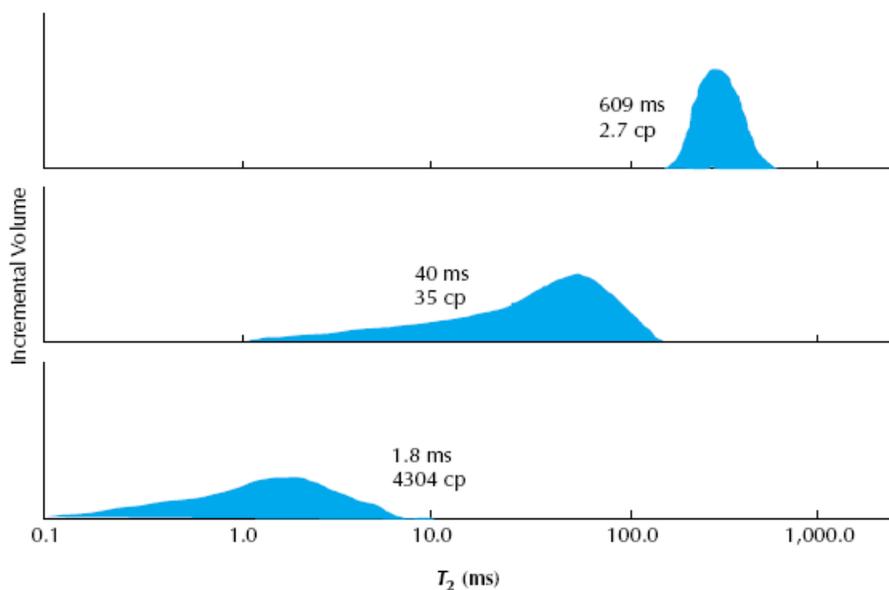


Fig. 3.1 El T_2 del petróleo crudo varía con la viscosidad

La respuesta a RMN del gas es bastante diferente a la respuesta del agua y aceite bajo condiciones típicas de reservorio. Entonces las mediciones con RMN se pueden usar para cuantificar la fase gaseosa en un yacimiento.

3.2 Identificación de hidrocarburos con RMN

3.2.1 Distribución T_2 de una roca parcialmente saturada

En la **Fig. 3.2**, 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 movable es desplazada por el petróleo, el único pico 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 del T_2 original y se puede atribuir al agua irreducible en poros más 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.

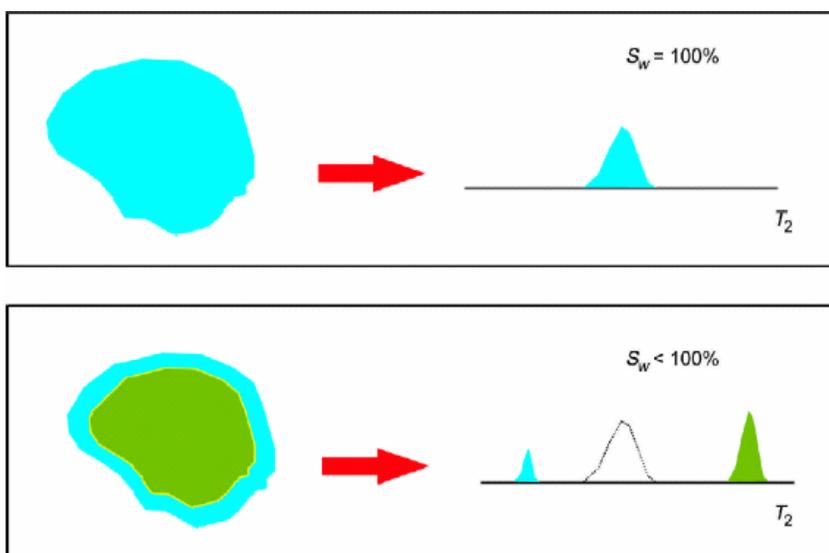


Fig. 3.2 Un poro, saturado totalmente con agua, presenta un marcado pico a valores moderados del T_2 en la distribución T_2 .

3.2.2 Contraste de relajamiento en T_1

Mediciones de Doble-TW se basan en el contraste de T_1 entre agua e hidrocarburos livianos, y se hacen utilizando dos valores de TW, TWshort y TWlong.

La **Fig. 3.3 Y 3.4** lustra el método del doble-TW. Como el agua se polariza totalmente con tiempos de polarización tanto cortos

como largos, tendrá la misma amplitud sobre las distribuciones T_2 resultantes. Sin embargo, los hidrocarburos livianos quedarán totalmente polarizados sólo cuando se utiliza TW_{long} . Por lo tanto, la diferencia de las dos distribuciones T_2 obtenidas con TW_{long} y TW_{short} dejará solamente las componentes de hidrocarburos. De este modo, los hidrocarburos livianos se pueden detectar y cuantificar.

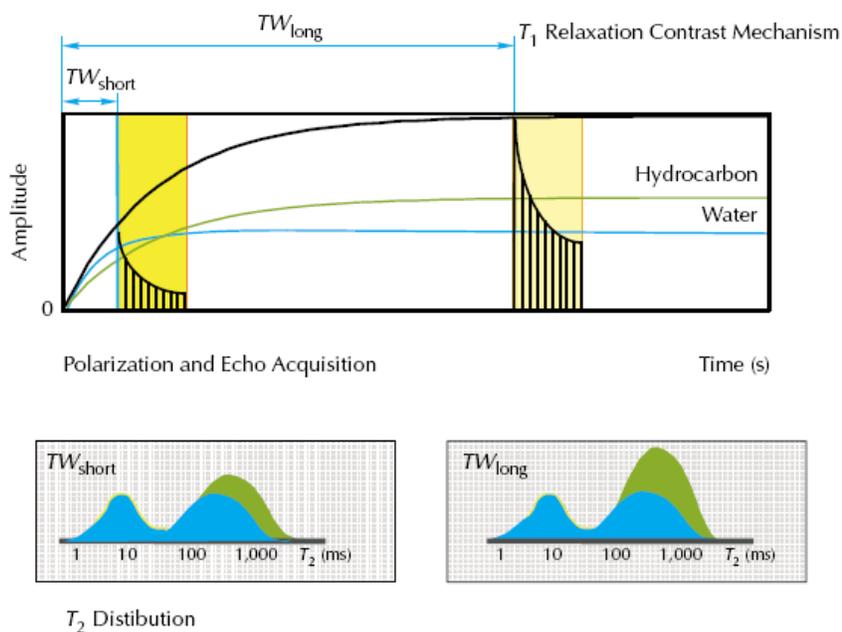


Fig. 3.3 – 3.4 los resultados obtenidos al tomar la diferencia entre las distribuciones T_2 resultantes se utilizan para detectar y cuantificar hidrocarburos.

3.2.3 Contraste de difusividad

$T_{2\text{diffusion}}$ 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} . Entonces, $T_{2\text{diffusion}}$ será muy diferente entre estos fluidos, y las diferencias se pueden amplificar con mediciones RMN hechas con un TE diferente. Mediciones de Doble- TE utilizan dos valores de TE s, TE_{short} y TE_{long} .

La **Fig. 3.5** ilustra una medición de doble- TE en la cual $TE_{\text{long}} = 3 TE_{\text{short}}$. Se supone que el fluido poral está compuesto por dos fases, una con una D grande (la componente azul de los trenes de ecos en la figura) y otra con una D pequeña (la componente roja 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 más grande.

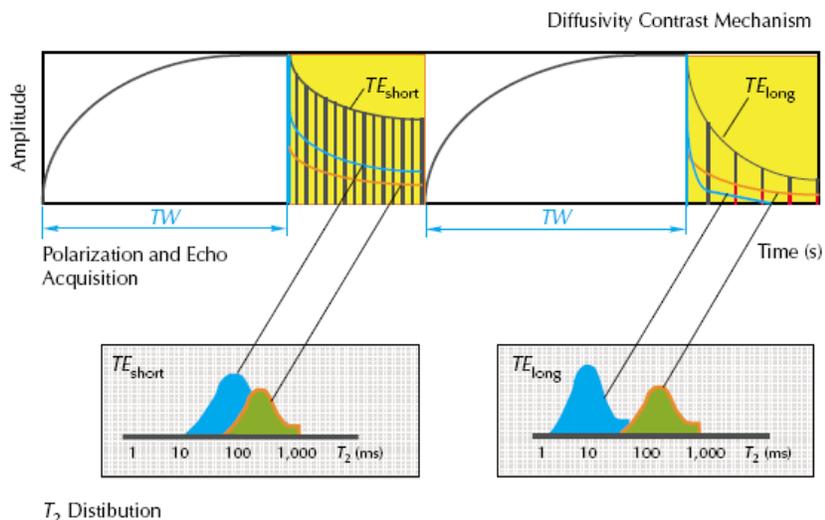


Fig. 3.5 Las diferencias en decaimiento se reflejan en las distribuciones T_2 y se pueden utilizar para distinguir los fluidos.

3.2.4 Simulaciones numéricas

Las respuestas a RMN para mediciones de doble-TW o doble-TE se pueden simular numéricamente. Esta simulación es importante para la planificación de los trabajos y para interpretar perfiles de doble-TW y doble-TE.

3.3 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.

3.3.1 Agua y petróleo liviano

La separación categórica entre las diversas componentes en el modelo no implica la misma separación absoluta entre los espectros de decaimiento correspondientes. La **Fig. 3.6** (arriba) es un modelo volumétrico para una formación humectada con agua, saturada de agua y petróleo liviano. 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 .

La **Fig. 3.6** (en el medio y abajo) muestra cómo las mediciones del doble-TW se pueden usar para distinguir entre agua y petróleo liviano. Debido al gran contraste del T_1 entre agua y petróleo liviano, la señal de agua desaparecerá cuando las distribuciones T_2 de TWshort y TWlong se sustraen una de la otra. El espectro diferencial resultante contendrá sólo parte de la señal de petróleo liviano.

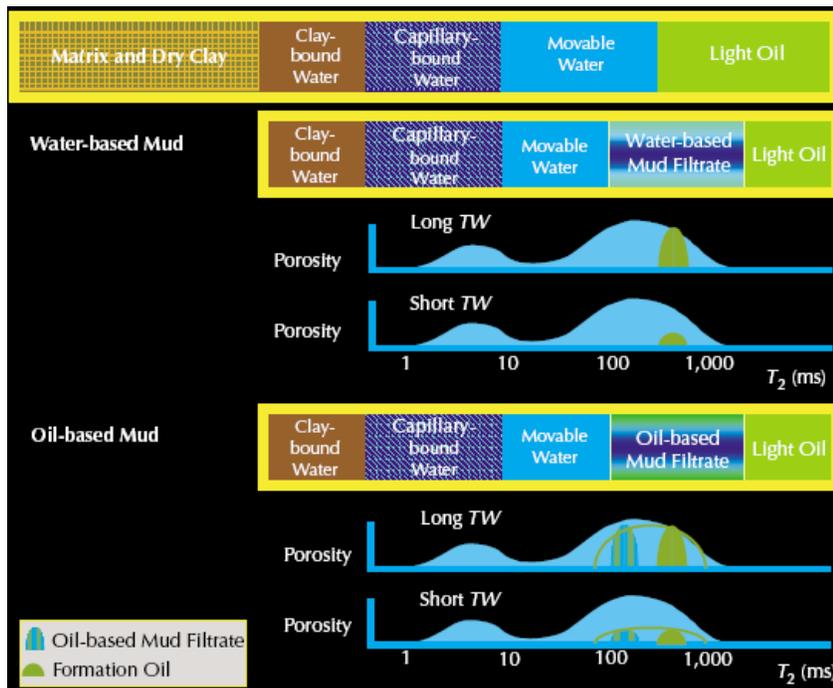


Fig. 3.6 Modelos volumétricos de un yacimiento de petróleo liviano

3.3.2 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 como en la Fig. 3.7. 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 T₂, y la señal del petróleo viscoso también tendrá típicamente una amplia distribución T₂. El tiempo T₂ debido al efecto en bruto para

petróleo viscoso y la contribución al tiempo total de decaimiento del agua por parte del relajamiento por superficie no son usualmente muy diferentes.

La Fig. 3.7 muestra cómo 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 TElong 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 TEsshort.

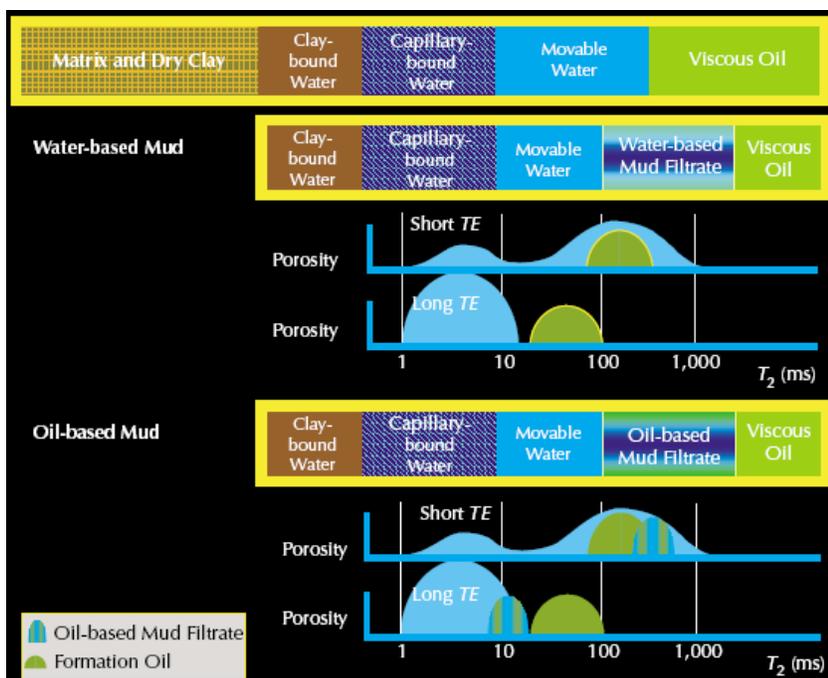


Fig. 3.7 Yacimiento de petróleo viscoso

3.4 Efectos de la viscosidad y humectabilidad sobre la señal de petróleo en una distribución T_2

Si la formación perfilada con un instrumento RMN no está 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 están 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.

La **Fig. 3.8** muestra cómo, 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 el TW es suficientemente largo como para que no se necesite considerar los efectos del T_1 y que el TE es suficientemente corto como para que no se necesite considerar los efectos de la difusión.

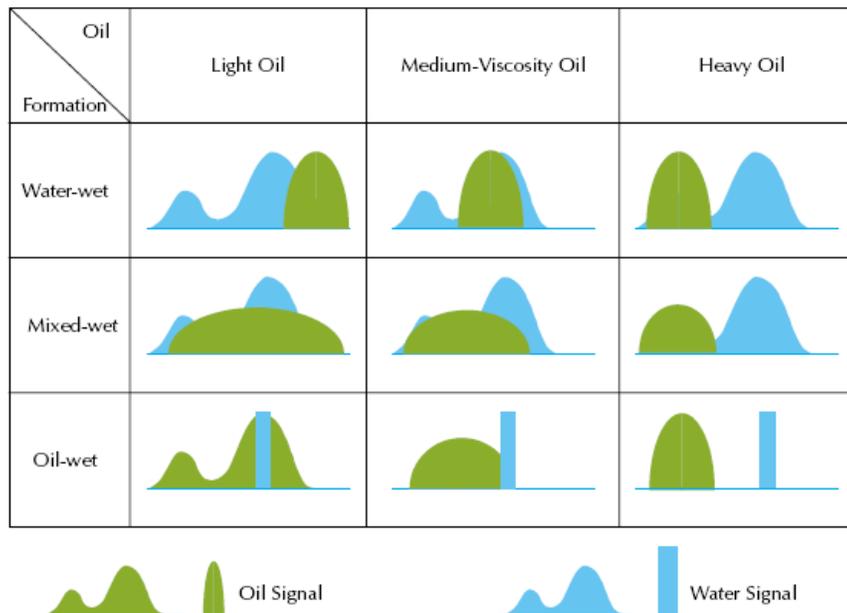


Fig. 3.8 La identificación de petróleos es más difícil en formaciones de humectabilidad mixta porque las componentes del aceite y del agua son dilatadas y se superponen entre sí.

3.5 Efectos 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 más largo que el T_1 del agua en contacto con la pared del poro. El $T_{2\text{diffusion}}$ del gas dominará al T_2 del gas. Estas características y el campo de gradiente del instrumento MRIL hacen a la señal de gas detectable a través de las mediciones MRIL.

3.5.1 Agua y gas

La **Fig. 3.9** 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 tendrá una amplia distribución T_2 , mientras la señal de gas tendrá casi un valor único del T_2 . Los tiempos T_1 para agua y gas son muy diferentes; por lo tanto, el contraste del T_1 se puede utilizar para diferenciar agua y gas.

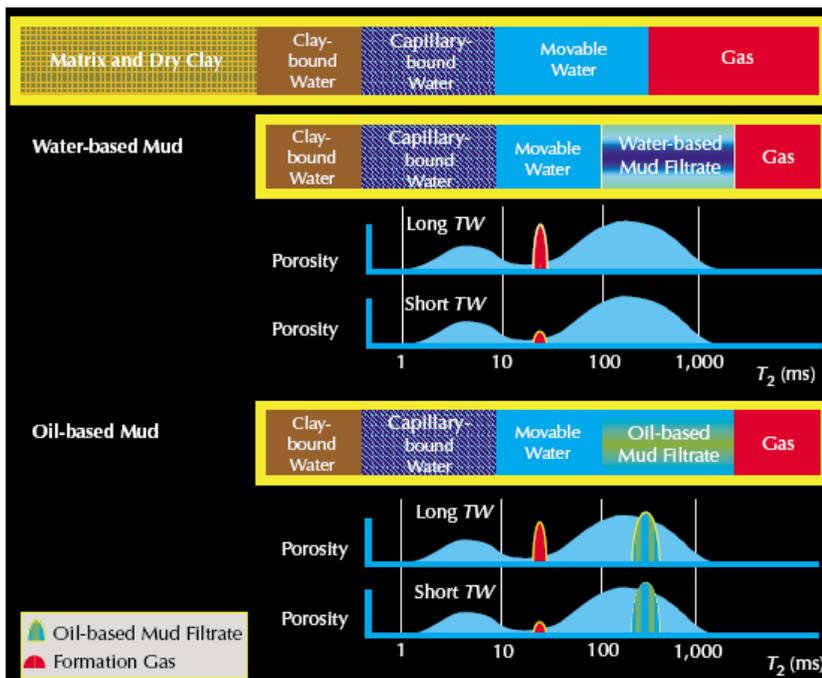


Fig. 3.9 Modelos volumétricos para rocas saturadas con agua y gas

3.5.2 Agua, petróleo liviano y gas

Cuando agua, petróleo liviano, y gas ocupan el mismo sistema poral en las rocas de una formación (**Fig. 3.10**), tanto el petróleo liviano como el gas se pueden detectar aún a través de sus contrastes del T_1 . Se utilizan mediciones de 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 de petróleo liviano, gas, y filtrado de lodo base aceite permanecerán en el espectro diferencial.

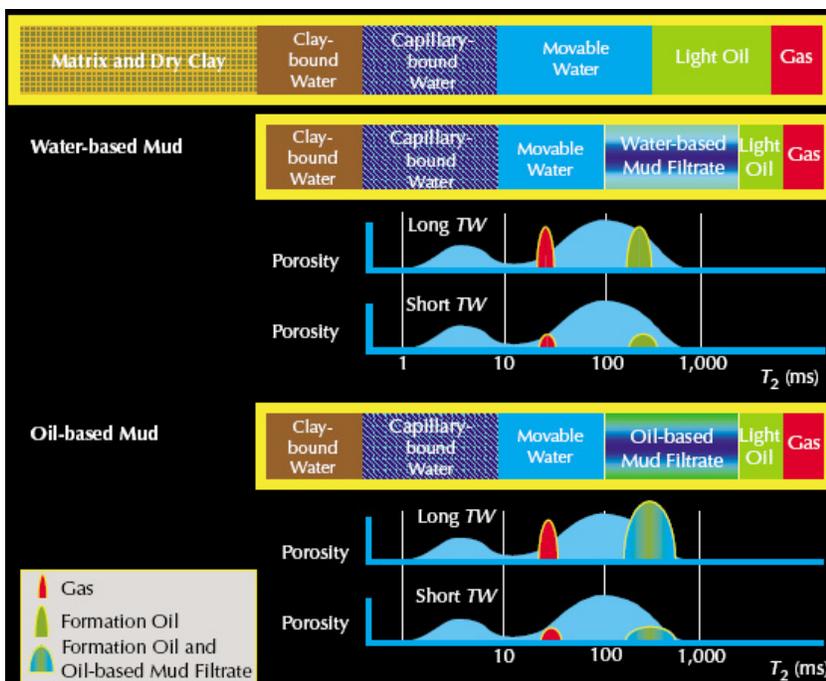


Fig. 3.10 Modelos volumétricos para rocas saturadas con agua, petróleo liviano y gas

This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.
This page will not be added after purchasing Win2PDF.

CAPÍTULO 4

4 ANALISIS Y SOLUCIONES DE LOS POZOS X y Y DEL CAMPO Z.

4.1 SOLUCIONES DERIVADAS DEL ANÁLISIS BASADO EXCLUSIVAMENTE EN MRIL

Hay tres modelos de interpretación computarizada disponibles para análisis automático de datos de MRIL: el modelo del Análisis en el Dominio del Tiempo (TDA), el modelo del Análisis de Difusión (DIFAN) y el Método de Difusión Realzada (EDM)..

4.1.1 ANÁLISIS EN EL DOMINIO DEL TIEMPO

a) Concepto, Principio y Adquisición de datos

El Análisis en el Dominio del Tiempo 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 el del petróleo liviano (con viscosidad de menos de 5 cp) son normalmente más 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 yacimientos de gas
- Porosidad MRIL corregida en petróleos livianos.
- Análisis completo de saturación de fluidos en la zona invadida utilizando sólo datos de MRIL.

a) Método del espectro diferencial

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 **Fig. 4.1**.

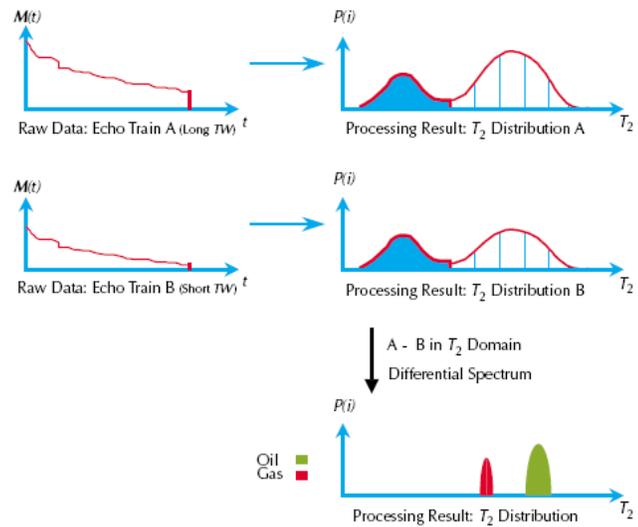


Fig. 4.1 Método del Espectro Diferencial

b) Análisis en el dominio del tiempo

Con el TDA, la sustracción se efectúa en el dominio del tiempo cronológico en lugar del dominio de T_2 .

- 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 .
- El TDA provee mejores correcciones para los efectos del hidrógeno subpolarizado y del índice de hidrógeno. **Fig. 4.2**

Los datos del TDA se adquieren con la activación del doble-TW. El perfilaje del doble-TW adquiere

dos curvas de decaimiento RMN utilizando un TW largo y un TW corto con un solo TE. **Fig. 4.3**

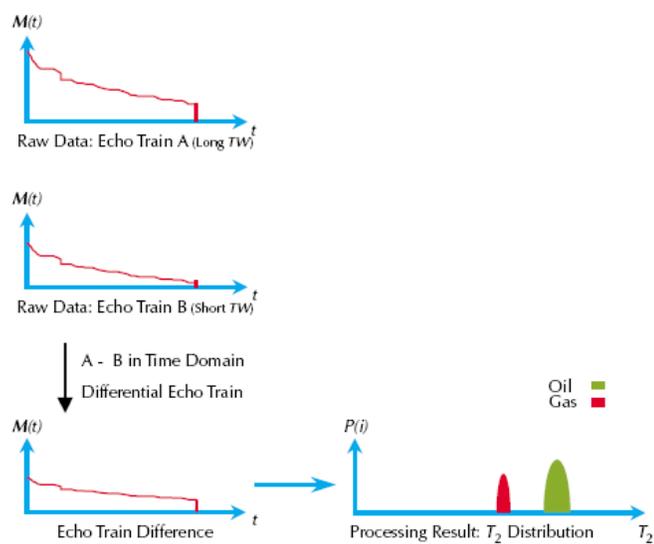


Fig. 4.2 Análisis en el Dominio del Tiempo

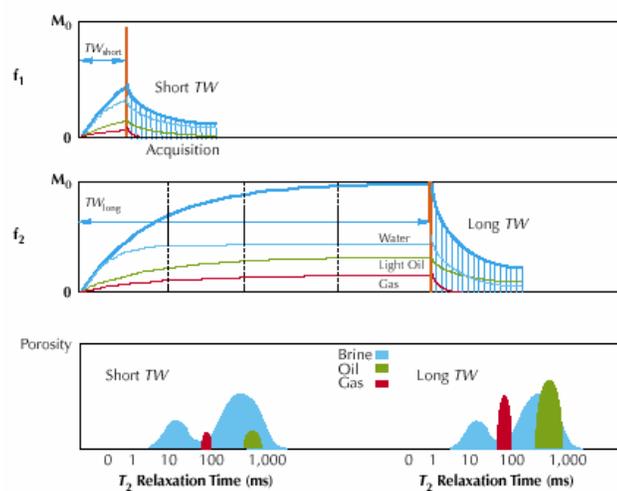


Fig. 4.3 Perfilaje de doble-TW

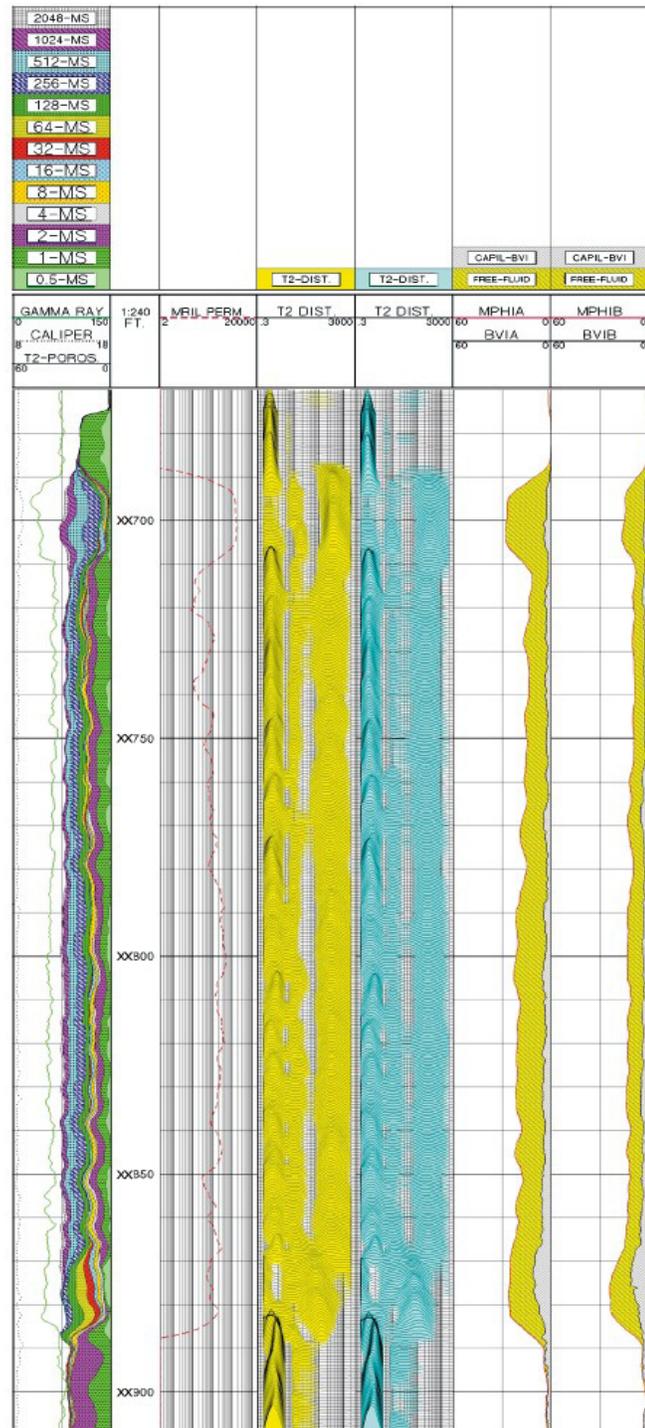


Fig. 4.4 Este perfil muestra los resultados del doble-TW a nivel de pozo

4.1.2 Análisis de Difusión

a) Concepto y Adquisición de datos

El Análisis de Difusión depende del contraste de difusión entre 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 200°F y por lo menos 2,000 psi.

El análisis de difusión requiere datos de ecos de una activación doble-TE. El perfilaje de doble-TE obtiene dos tipos de trenes de ecos de CPMG utilizando un TE corto y uno largo con un solo TW. La activación de doble-TE permite que el principio de mediciones ponderadas según difusión sea aplicado para distinguir entre agua y petróleo de viscosidad mediana. Mediante la comparación de los trenes de ecos de CPMG derivados del espaciamiento corto entre ecos (TES) y del espaciamiento largo entre ecos (TEL), la señal del petróleo se distingue de la señal del agua.

La **Fig. 4.5** ilustra 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. 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 mediciones con un TE corto, como se muestra en la Fig. 4.6.

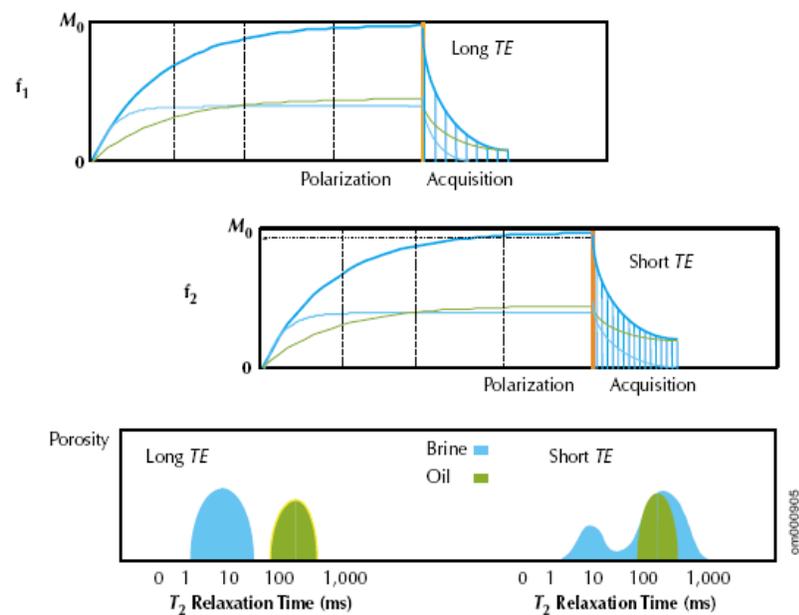


Fig. 4.5 Las distribuciones de T_2 resultantes se pueden utilizar para distinguir entre agua y petróleo

a) Método del espectro corrido

El Método del Espectro Corrido (SSM) es una técnica cualitativa utilizada para representar cambios en los valores de T_2 de los fluidos, y por lo tanto cambios en sus distribuciones de T_2 , cuando se utilizan espaciamientos entre ecos diferentes. Consideremos una formación que contiene fluidos compuestos de agua y petróleo de mediana viscosidad. El coeficiente de difusión para el agua es unas 10 veces mayor que para el petróleo de mediana viscosidad. Cuando el TE se incrementa, el proceso de difusión disminuirá el T_2 del agua más que el T_2 del petróleo. Se pueden elegir valores de TE largos y cortos (TEL y TES) de modo que la reducción en valores de T_2 de agua y petróleo medidos con TEL relativo a aquellos medidos con TES se puedan utilizar para separar la señal de agua de la señal de petróleo. Una comparación de las distribuciones de T_2 determinadas con TEL y TES demuestra los corrimientos relativos inducidos por difusión de los valores de T_2 del agua y petróleo.

b) Análisis cuantitativo de difusión: DIFAN

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 las dos medias se correlacionan con los parámetros de difusión mediante las siguientes dos ecuaciones:

$$1/T_{2S} = 1/T_{2int} + [CD_a(G\gamma TE_S)^2 / 12] \quad \text{Ec. 4.2}$$

$$1/T_{2L} = 1/T_{2int} + [CD_a(G\gamma TE_L)^2 / 12] \quad \text{Ec. 4.3}$$

Donde,

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

D_a = 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 asociada con la mezcla de ecos directos y estimulados en un campo magnético de gradiente (1.08 para herramientas MRIL)

Como T2S, T2L, TES, TEL, G, g , y C se conocen, las dos ecuaciones se pueden resolver simultáneamente para obtener T2int y Da.

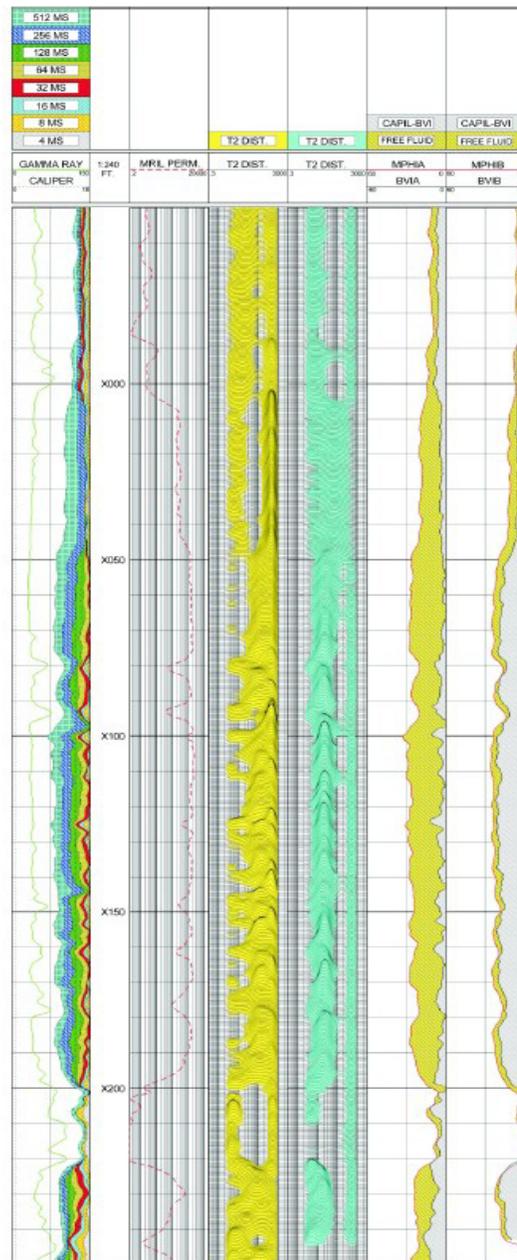


Fig. 4.6 Este perfil muestra productos de doble-TE a nivel de pozo.

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 gráfico 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 , TEL y TES.
5. Calcular T_{2int} y Da de las Ecs. 4.2 y 4.3.
6. Estimar Sw_a utilizando la curva cruzada de $1/T_{2int}$ vs. Da/Dw .
7. Usar Sw_a para calcular el verdadero Sw en el sistema de porosidad efectiva.

c) Método de la difusión realzada

El Método de la Difusión Realzada, (EDM) identifica y cuantifica petróleos con rangos de viscosidades de 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 T₂ generada a partir de los datos del perfilaje. El EDM puede utilizar mediciones de CPMG obtenidas con las siguientes activaciones:

- perfilaje de T₂ normal con un TE largo
- perfilaje de doble-TE con un solo TW largo
- perfilaje de doble-TW con un solo TE largo

$$1/T_{2CPMG} = 1/T_{2bulk} + 1/T_{2surface} + 1/T_{2diffusion} \quad \text{Ec. 4.5}$$

El T₂ medido con una secuencia del CPMG es menor que el T₂ 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.

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:

$$T_{2DW} = 12 / [CD_w (G\gamma TE)^2] \quad \text{Ec. 4.6}$$

Por lo tanto, T_{2DW} constituye el límite superior absoluto para el T_2 medido para 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:

$$1/T_{2oil} = 1/T_{2bulk,oil} + 1/T_{2diffusion,oil} \quad \text{Ec. 4.7}$$

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

$$T_{2DW} \ll \text{mín. (valores de } T_{2oil} \text{ esperados sobre la formación)} \quad \text{Ec. 4.8}$$

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

$$2T_{2DW} \ll \text{mín. (valores de } T_{2oil} \text{ esperados sobre la formación)} \quad \text{Ec. 4.9}$$

La existencia de una señal sobre la distribución de T2 más larga que T2DW indica sin ambigüedades la presencia de petróleo en la formación. La **Fig. 4.7** muestra cómo se utiliza esta observación para reconocer zonas productivas en muestras de perfiles de EDM.

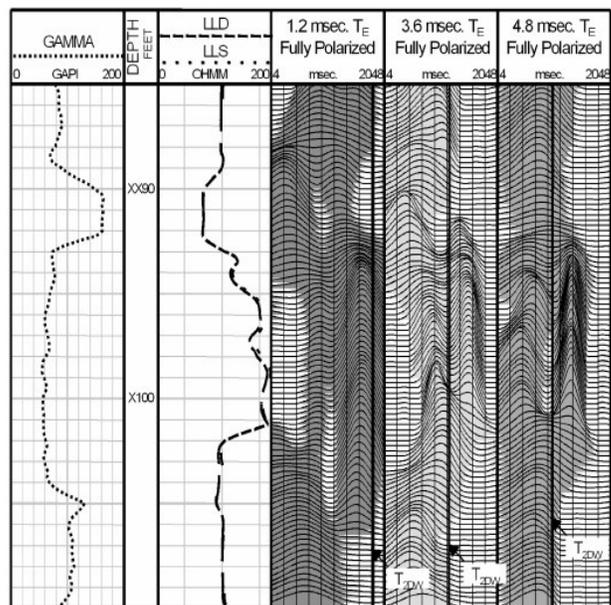


Fig. 4.7 Zonas productivas en muestras de perfiles de EDM

4.2 Soluciones derivadas de la combinación MRIL con otros perfiles

Si los datos MRIL se combinan con otros perfiles, los análisis pueden proveer aún más información sobre el yacimiento. Por ejemplo, una combinación de MRIL y datos de Resistividad profunda proveen un análisis completo de los fluidos en la zona virgen. El MRILAN es uno de los modelos de interpretación que utiliza esta combinación de datos

EJEMPLO DE APLICACIÓN 1

El yacimiento penetrado por este pozo (POZO X) consiste en una formación de arenisca masiva de grano medio a fino, que se desarrolló a partir de sedimentos de lecho marino. Dentro de la formación se observa una intensa influencia por actividad biológica. La permeabilidad al aire típicamente está en un rango entre 1 y 200 md, con una porosidad de núcleo que varía entre 20 y 30 p.u. La porción superior del yacimiento (Zona A) tiene una resistividad más alta (aproximadamente 1 ohm-m) que la de la porción inferior del reservorio (Zona B, aproximadamente 0.5 ohm-m). Los hidrocarburos que se producen son petróleos livianos con viscosidad de 1 a 2 cp. El pozo se perforó con lodo a base de agua. Los perfiles convencionales se muestran en la **Fig. 4.8**. Los

resultados del MRIL tanto de TDA como de MRIAN están ilustrados en la **Fig. 4.9**.

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

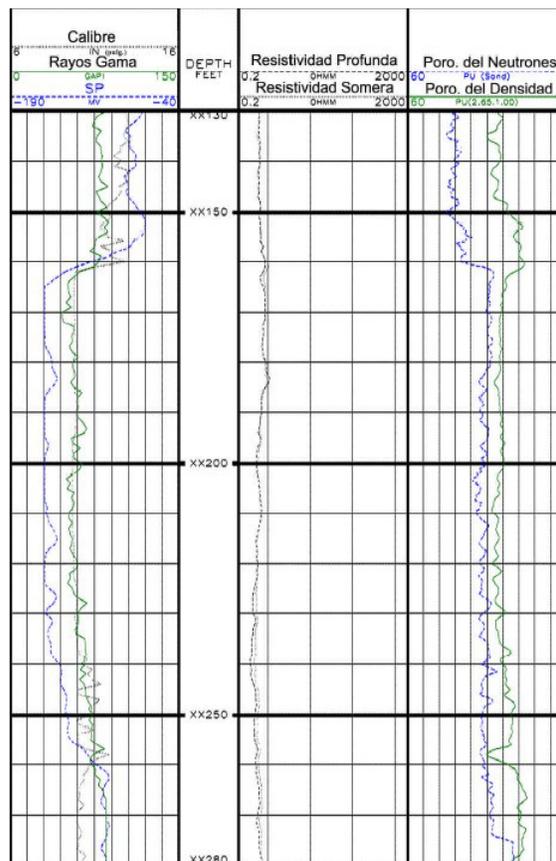


Figura 4.8. Registros Convencionales Pozo X

Los resultados del MRIL en la Fig. 4.9 ayudaron a determinar que la reducción en la resistividad obedece a un cambio en el tamaño de los granos y no a la presencia de agua movable. Los dos tipos potenciales de agua irreductible que pueden causar una reducción en resistividad medida son agua asociada con la arcilla (cuyo volumen está indicado por MCBW) y agua irreductible por capilaridad (cuyo volumen está indicado por BVI). La medición de agua asociada con la arcilla de MRIL (Pista 3) indica que todo el

yacimiento tiene muy bajo MCBW. La curva de BVI del MRIL (Pista 7) indica una secuencia de engrosamiento de grano hacia arriba (BVI aumenta con la profundidad). El incremento en BVI y la correspondiente reducción en resistividad se pueden entonces atribuir a cambios de textura.

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

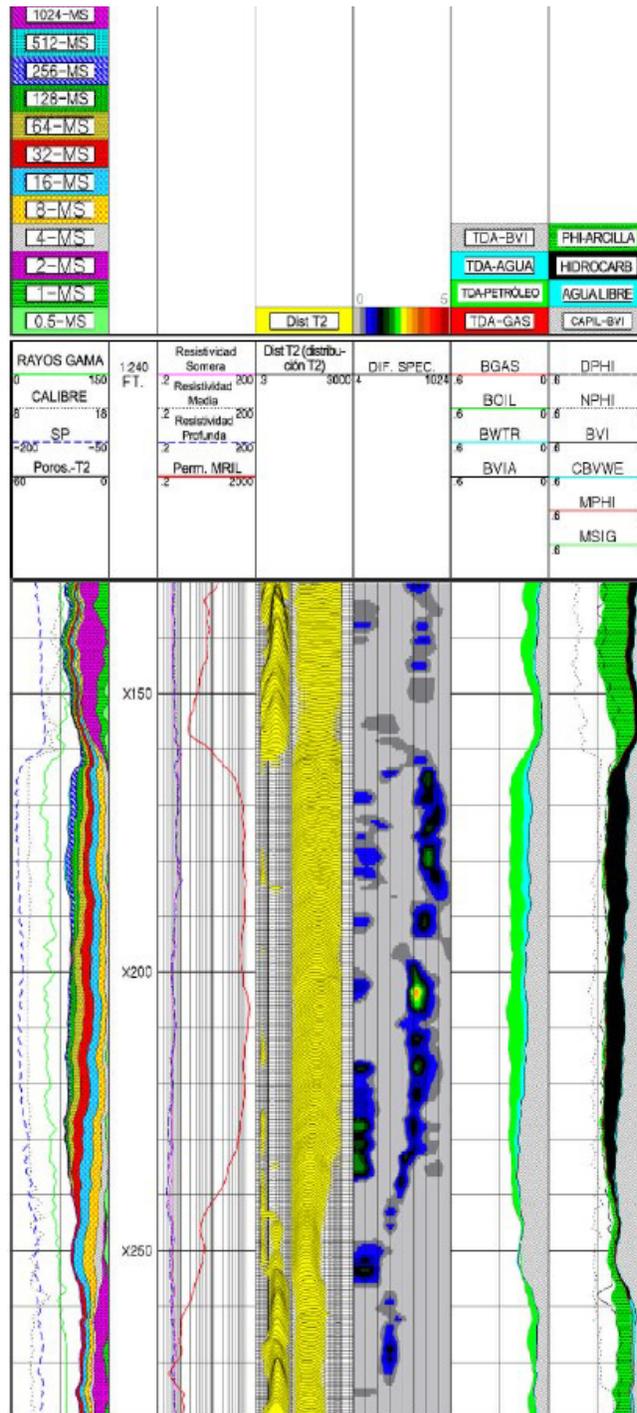


Figura 4.9. Registros MRIL Pozo X

4.2.1 Concepto y Principios del MRIAN

El MRIAN combina datos MRIL y datos de Resistividad Profunda de perfiles laterales o de inducción. El MRIAN utiliza el modelo del agua doble para proveer el volumen de los fluidos de la formación en la zona virgen. El principal requerimiento para el procesamiento MRIAN son los datos de resistividad verdadera de la formación (R_t), porosidad total (ϕ_T), y saturación de agua asociada con la arcilla (S_{wb}). Los datos MRIL se utilizan para proveer dos parámetros importantes necesarios en el modelo del agua doble: la porosidad con agua asociada con la arcilla (MCBW) y la porosidad efectiva (MPHI).

a) Modelo del agua doble

El modelo del agua doble **Fig. 4.10**, provee una descripción más comprensiva de los fluidos porales para formaciones lutíticas que el modelo de Archie, el cual es aplicable a formaciones limpias. Las respuestas del MRIL en esta aplicación proveen dos parámetros importantes necesarios para la implementación del modelo de agua doble con

MRIAN: porosidad con equivalente de agua asociada con la arcilla (MCBW) y porosidad efectiva (MPHI).

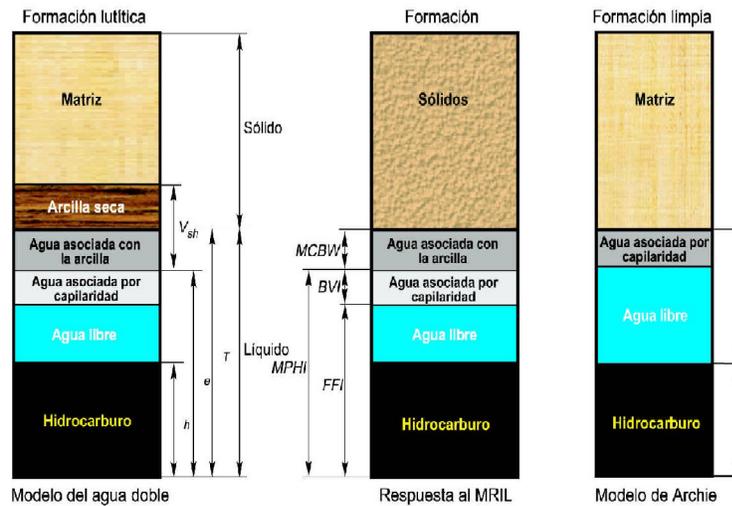


Fig. 4.10 Modelo de agua doble

b) Determinación de Swb para el modelo del agua doble

La saturación de agua asociada con la arcilla Swb se calcula utilizando las porosidades total y efectiva MRIL ($f_T = MSIG$ y $f_e = MPHI$) de la siguiente manera:

$$Swb = \frac{\phi_T - \phi_e}{\phi_T} \quad \text{Ec. 4.10}$$

La porosidad total se puede obtener también a partir de perfiles convencionales (por ejemplo porosidad del gráfico ortogonal Densidad-Neutrón).

c) Control de calidad sobre la Swb calculada

El MRIAN provee al intérprete de datos un control de calidad robusto sobre los valores de la S_{wb} calculada mediante la construcción de un gráfico ortogonal de la conductividad aparente del agua (C_{wa}) vs la S_{wb} **Fig. 4.11**.

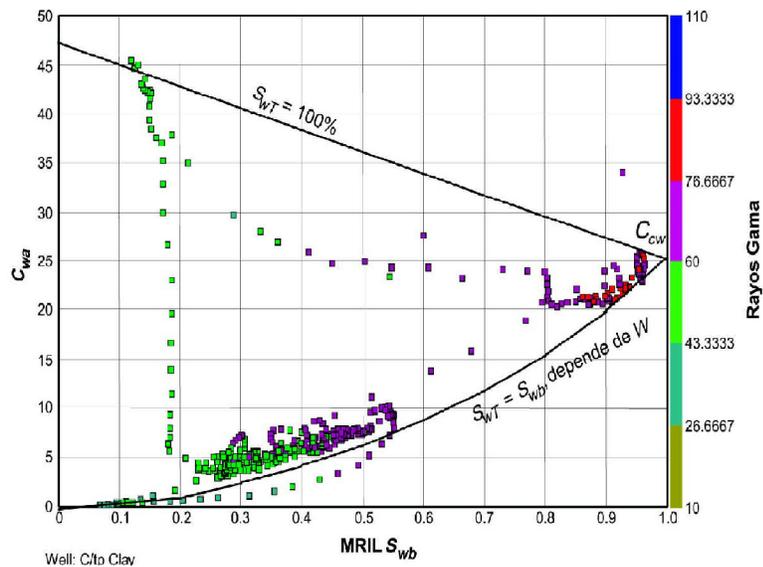


Fig. 4.11 Un gráfico ortogonal de C_{wa} en función de S_{wb}

d) Determinación del exponente W en MRIAN

$$C_t = (\phi_T S_{wT})^W \left[C_w \left(1 - \frac{S_{wb}}{S_{wT}} \right) + C_{cw} \left(\frac{S_{wb}}{S_{wT}} \right) \right] \quad \text{Ec. 4.11}$$

W se puede estimar como:

$$W = \frac{\log \frac{C_t}{C_w (1 - S_{wb} / S_{wT}) + C_{cw} (S_{wb} / S_{wT})}}{\log(\phi_T S_{wT})} \quad \text{Ec. 4.12}$$

e) Cálculo de SwT en el MRIAN

El MRIAN utiliza los valores de Swb y WQ para calcular la SwT a partir del modelo del Agua Doble como se describió anteriormente.

$$\phi_{wT} = S_{wT} \phi_T$$

$$CBVWE = \phi_{wT} - MCBW$$

$$\phi_h = \phi_e - CBVWE$$

Ec. 4.13

f) Parámetros que influyen en los cálculos del MRIAN

Rw es generalmente uno de los parámetros más importantes relacionados con el modelo de saturación de agua, y se debe buscar información en todas las fuentes disponibles con el objeto de determinar un valor exacto para Rw. La salinidad de una muestra del agua de formación puede ser una buena fuente. Además los valores de Rw aparente se pueden obtener a partir de transformaciones Archie de Rt y porosidad, así como a partir de la información del BVI.

4.2.2 Adquisición de datos MRIL para el MRIAN

Los datos MRIL que se requieren para el procesamiento con el MRIAN se pueden adquirir con una activación para perfilaje de porosidad total, que adquiere dos tipos de trenes de ecos de CPMG: totalmente polarizados y parcialmente polarizados.

4.3 Planificación de trabajos con MRIL

Las propiedades específicas de las formaciones y de los fluidos se pueden utilizar para diseñar una estrategia de adquisición de datos que dé acceso a características aún desconocidas del yacimiento y que mejore al máximo el proceso de adquisición de datos, mejorando así las respuestas derivadas a partir de los datos. Si no se seleccionan adecuadamente los parámetros de adquisición de datos, los resultados producidos pueden describir propiedades que difieren considerablemente de las verdaderas propiedades del yacimiento.

4.3.1 Cómo determinar las propiedades RMN de los fluidos de un yacimiento

Las propiedades de los fluidos que desempeñan una función prominente en perfilajes con RMN son:

- Tiempo de relajamiento longitudinal en bruto (T_{1B})
- Difusión sin restricciones, caracterizada por el coeficiente (D_0)
- Índice de hidrógeno (HI)

Los valores de estas propiedades se pueden obtener a partir de mediciones de laboratorio simulando las condiciones en el sitio del pozo, de mediciones hechas en condiciones ambientes y extrapoladas a condiciones del yacimiento, o de correlaciones globales.

4.3.2 Cómo estimar el espectro de decaimiento esperado de los fluidos del yacimiento en una formación

El espectro de T_2 para un sistema combinado de agua-petróleo-gas en una formación es una suma de los espectros de las tres fases del fluido. El gas es siempre un fluido no humectante y decae como un uniexponencial con un índice de relajamiento (o constante de decaimiento) dado por:

$$\frac{1}{T_{2,g}} = \frac{1}{T_{2,g,bulk}} + \frac{D_g (\gamma G TE)^2}{12}$$

Ec. 4.14

donde, $T_{2,g}$ es el T_2 en bruto para el gas, D_g el coeficiente de autodifusión (que para los propósitos de planificación del trabajo se lo puede considerar con su valor sin restricciones, γ la relación giromagnética, G el gradiente de campo magnético al cual está expuesta la molécula, y TE el distanciamiento entre ecos utilizado en la secuencia CPMG. Para una primera aproximación, G es el gradiente del instrumento de perfilaje (descartando, por despreciable, los gradientes de campo magnético de la formación).

4.3.3 Cómo evaluar la porosidad aparente RMN de una formación

Las señales RMN registradas responden por todos los fluidos que contienen átomos de hidrógeno y están ubicadas dentro del volumen sensible. La amplitud de la señal (o porosidad aparente) medida a un tiempo de polarización TW dado, es la suma de la porosidad aparente del agua $\phi_{w,app}$, del petróleo $\phi_{o,app}$, y del gas $\phi_{g,app}$. La porosidad aparente para cada fluido individual es producto de la porosidad total ϕ , la saturación del fluido S , el índice de hidrógeno HI del fluido, y la fracción de los núcleos de hidrógeno del fluido

que están polarizados durante el tiempo TW entre secuencias CPMG.

4.3.4 Selección del conjunto de activaciones

En la planificación y preparación de un trabajo MRIL, es esencial una temprana y clara definición de los objetivos del perfilaje. Se pueden lograr objetivos limitados para porosidad y permeabilidad utilizando activaciones normales, que permiten una adquisición de datos fácil y relativamente rápida.

Se han desarrollado tres “familias” de activaciones para cubrir toda la gama de objetivos primordiales del perfilaje, como se ilustra en la **Fig. 4.12**.

Cada tipo de activación sirve para unos propósitos específicos y se optimiza para proveer datos para programas específicos de análisis. Un análisis de estos datos con un programa asociado a un tipo de activación diferente tendrá solamente un valor muy limitado y no satisfará los objetivos de ninguno de los dos tipos de activación involucrados.

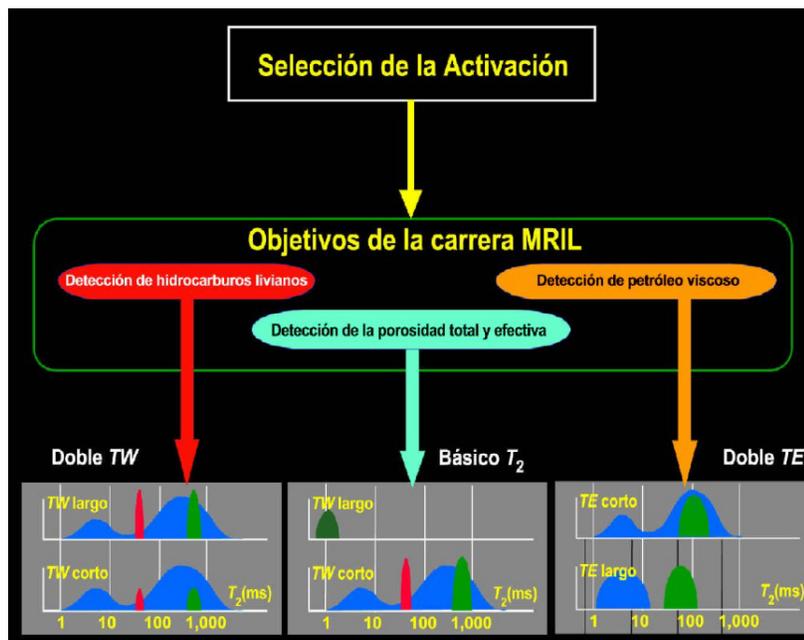


Fig. 4.12 Selección de la Activación

a) Activación básica T₂

Las activaciones básicas T₂ proveen datos para determinar la porosidad, la permeabilidad, y la productividad (de fluidos móviles). (El término activación básica T₂ se usa a veces para referirse sólo a la medición de la porosidad efectiva con un TE = 1.2 ms). Las generaciones anteriores de herramientas de RMN operaban en monofrecuencia y sólo permitían activaciones básicas T₂. Las aplicaciones iniciales estaban limitadas a zonas con agua y petróleos medianos a livianos, pero se ampliaron una vez que se comprendió que se puede identificar gas con la herramienta. Las

activaciones básicas T_2 todavía se utilizan en la última generación de herramientas de multifrecuencia y se aplican predominantemente en situaciones con casi nada de contraste de D ó T_1 . En estas circunstancias, las aplicaciones avanzadas y con activaciones múltiples son incapaces de proveer información extra. Los beneficios de la adquisición de datos con activación básica T_2 son el de una mayor velocidad de perfilaje sin disminución de la calidad de los datos, o el de una calidad superior de los datos cuando se utiliza a velocidades normales.

b) Activación Doble-TW

Las activaciones Doble-TW proveen datos para determinar la porosidad, la permeabilidad, y la productividad (de fluidos móviles) y para efectuar una identificación y cuantificación directa de los hidrocarburos utilizando el Método del Espectro Diferencial (DSM) o el Análisis en el Dominio del Tiempo (TDA).

Las activaciones Doble-TW aprovechan la diferencia en los valores de T_1 entre hidrocarburos livianos y el agua, permitiendo una determinación cuantitativa de esos fluidos. Hay varios factores que restringen las velocidades de

perfilaje: el uso de un TW largo en un canal de adquisición de datos, las pequeñas amplitudes de señal asociadas con los valores del TW corto en el otro canal, y la necesidad de que los datos de alta calidad tengan niveles aceptables en la relación S/N de las señales diferenciales.

c) Activación Doble-TE

Las activaciones Doble-TE proveen datos para determinar la porosidad, la permeabilidad, y la productividad (de fluidos móviles), y para efectuar identificación directa de los hidrocarburos mediante el Método del Espectro Corrido (SSM), el Análisis de Difusión (DIFAN), o el Método de la Difusión Realzada (EDM). Las amplias variaciones en la difusividad de los petróleos viscosos, del agua, y de los hidrocarburos livianos se aprovechan en las activaciones doble-TE, las que tienen como meta separar los diversos fluidos en el dominio del T_2 . Las aplicaciones iniciales estaban limitadas a yacimientos de gas y petróleo liviano y proveían sólo “discriminación” de fluidos (identificación). Sin embargo, recientemente se han reportado aplicaciones cuantitativas en todo tipo de yacimientos, principalmente debido a los métodos mejorados de interpretación. Esta

activación también requiere velocidades de perfilaje más lentas para adquirir datos con alta relación S/N data.

4.3.5 Determinación del conjunto de activaciones y de los parámetros de adquisición de datos

Se debe seleccionar y ejecutar la activación previamente programada que esté más cercana a esta activación ideal. Si ninguna de las activaciones disponibles sirve para ese propósito, puede resultar necesario desarrollar una activación diseñada especialmente, y basada en la planificación del trabajo en sí y en las limitaciones de potencia indicadas por el ciclo de trabajo de la herramienta.

Si las propiedades relevantes de los fluidos y de la formación fueran parcial o totalmente desconocidas, se puede aún diseñar un robusto programa de adquisición de datos que cumpla con los objetivos iniciales

4.3.6 Otras consideraciones para la planificación de un trabajo MRIL

Las condiciones in situ deben ser consideradas al planear las activaciones finales porque estas condiciones impondrán los tiempos de polarización verdaderos TW, el

espaciamiento entre ecos TE, el número de ecos NE, la velocidad de perfilaje, y el número del promedio acumulativo RA.

4.3.7 Tipo de formación (arenisca, carbonato, marga, diatomita)

Las formaciones ricas en hierro o, más generalmente, cualquier formación que tenga impurezas paramagnéticas, puede realzar considerablemente el relajamiento por superficie, desplazando el espectro de T2 a tiempos de relajamiento muy cortos de modo que los valores de umbral normales no sean aplicables. Según la cantidad de material paramagnético, el relajamiento puede volverse demasiado rápido como para ser detectado, y la medición RMN subestimaré la porosidad.

En las formaciones de carbonatos aparecen frecuentemente poros relativamente grandes y aislados (es decir, poros que no están conectados entre sí y que por lo tanto restringen el libre flujo de los fluidos).

4.3.8 Humectabilidad y Tipo de lodo de perforación (base aceite, base agua)

Se ha supuesto que la roca estaba humectada con agua. Para el caso de gas y agua, ésta es una suposición segura, pero para petróleo y agua, éste podría no ser el caso. En una humectabilidad mixta, tanto el petróleo como el agua se relajan tanto por relajamiento en bruto como por interacción superficial. Por lo tanto, ambos espectros serán complejos y ocurrirán a tiempos anteriores a los tiempos de relajamiento en bruto. Los espectros dependen de la relación entre el área de la superficie humectada con agua y el volumen de agua, y entre el área de la superficie humectada con petróleo y el volumen de petróleo. En este caso, la interpretación de los espectros de RMN es difícil y no tan bien comprendida como la del caso de la humectada con agua.

La calidad de los datos RMN adquiridos en pozos con lodos de base aceite es generalmente superior a los datos obtenidos con lodos de base agua. La conductividad del lodo de base aceite es menor, lo cual reduce los efectos de carga eléctrica sobre el sistema transmisor-receptor. Esta

reducción en la carga permite que más ecos sean medidos y reduce los niveles de ruido.

4.3.9 Compromiso entre velocidad de perfilaje ↔ precisión (relación S/N, densidad de muestreo) ↔ tipo y minuciosidad de la información

Cuando se planifica la perforación de cualquier pozo, se debe prestar atención al programa de perfilajes. La relación S/N está básicamente controlada por el tamaño del pozo y la resistividad del lodo. A medida que S/N disminuye, el promedio acumulativo (RA) necesario para mantener un error especificado en la porosidad aumenta. Las prácticas generales requieren que la porosidad no tenga una desviación normal de más de una unidad de porosidad. El valor de RA combinado con la velocidad del perfilaje determina la resolución vertical.

EJEMPLO DE APLICACIÓN

Descripción Del Registro De Resonancia Magnética Nuclear (MRIL-Prime)

El perfil presentado en la **Fig. 4.13** contiene resultados de la aplicación de DIFAN a datos MRIL de la arena U del pozo Y en el campo Z del Oriente ecuatoriano. La Pista 1 tiene rayos gamas convencionales, curvas de calibre y un gráfico en bandas de colores que se corresponde con las amplitudes acumuladas de porosidad en cada celda de la distribución T2 zonificada. La distribución de T2 presentada para datos de MRIL corresponde a amplitudes zonificadas para decaimientos exponenciales a 4, 8, 16, 32, 64, 128, 256, 512, 1024 y 2048 ms. La Pista 2 presenta datos de resistividad y permeabilidad. La Pista 3 muestra resultados del método de difusión realizada. La pista 4 contiene la distribución del T 2 con un TE corto, La pista 5 contiene la distribución del T 2 con un Te largo,

| T ₂ DISTRIBUTION | DEPTH | RESISTIVITY & PERMEABILITY | EDM FLUID VOLUME F | A-SPECTRUM TE & MS TWISS | D-SPECTRUM TE & MS TWISS |
|---|--|---|---|---|--|
| | | | | | |
| | | | | | |
| | | | | SHORT TE | LONG TE |
| QR GAP 150 0 CALL N 17 T2 POR. DIST. P.J 11 | BADH 1:K1 FT. 0.2 OF MM 2000 | PERMEABILITY RT10 OF MM 2000 RT30 OF MM 2000 RT60 OF MM 2000 RT90 OF MM 2000 | EDMBVL N 0 EDMRVW 33 % EDMBOIL K3 % EDMCBW % 0 | TASPEC MS 3000 LGNOTE 3000 | TDSPEC MS 3000 T2DW 0.3 VS 3000 |

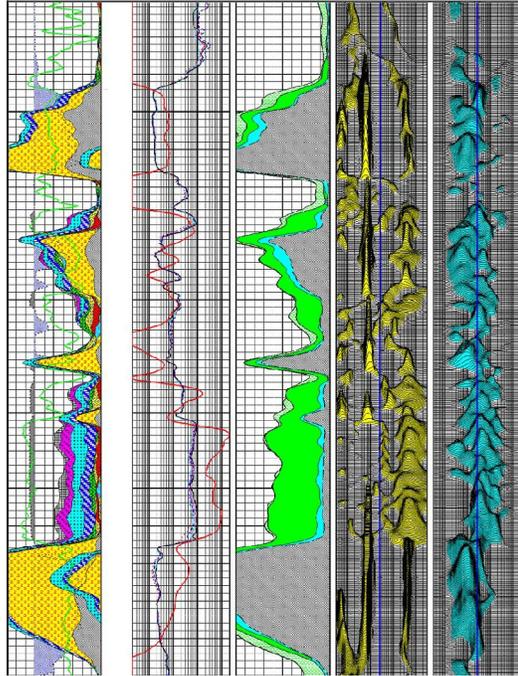


Fig. 4.13 RMN en el pozo Y del campo Z

Análisis Del Registro De Resonancia Magnética Nuclear (MRIL-Prime) En El Pozo Y

El registro ha sido corrido en la arena U en un rango de xx8994xx a xx9144xx, un espesor de 150 pies. Las herramientas de resistividad responden a fluidos conductivos tales como agua asociada con la arcilla, agua capilar, y agua movable, pero el reconocimiento de las zonas productivas es difícil porque no existe contraste de conductividad entre agua irreductible y agua movable. Por lo tanto el análisis con MRIL es la mejor opción.

La estimación hecha con RMN de porosidad producible se llama el índice de fluido libre (MFFI y también FFI). La estimación de MFFI está basada en la premisa que los fluidos producibles residen en poros grandes, mientras que los fluidos irreducibles residen en poros pequeños. Como los valores de T2 se pueden relacionar con tamaños porales, se puede seleccionar un valor de T2 por debajo del cual se supone que los fluidos correspondientes residen en poros pequeños y por encima del cual se supone que los fluidos residen en poros más grandes

Una herramienta MRIL puede medir directamente la densidad de núcleos de hidrógeno en fluidos de yacimiento.⁶ Como la densidad del núcleo de hidrógeno presente en el agua es conocida, los datos de una herramienta MRIL se pueden convertir directamente a una porosidad aparente llena de agua. Esta conversión se puede hacer sin conocimiento de los minerales que constituyen la fracción sólida de la roca.

Antes de que una formación sea perfilada con una herramienta RMN, los protones en los fluidos de la formación están orientados al azar. A medida que la herramienta pasa en frente de la formación, va generando campos magnéticos que activan esos

protones. Para comenzar, el campo magnético permanente de la herramienta alinea, o polariza, los ejes de los momentos rotacionales de los protones en una determinada dirección. En seguida, el campo oscilatorio de la herramienta se aplica para inclinar estos protones apartándolos de sus nuevas posiciones de equilibrio. A continuación, cuando el campo oscilatorio se remueve, los protones regresan, o se relajan, hacia la dirección original en la que el campo magnético estático los alineó. Se usan secuencias pulsantes diseñadas para generar una serie de así llamados ecos de momentos rotacionales, que son medidos por las herramientas de perfilaje con RMN y se exhiben en los perfiles como trenes de ecos. Estos trenes de ecos constituyen los datos sin procesar de RMN. Para generar un tren de ecos, una herramienta RMN mide la amplitud de los ecos en función del tiempo. Como los ecos se miden en un tiempo corto, una herramienta de RMN recorre sólo unas pocas pulgadas en el pozo mientras registra el tren de ecos. Los trenes de ecos así registrados se pueden presentar en un perfil en función de la profundidad. La amplitud inicial de un tren de ecos es proporcional al número de núcleos de hidrógeno asociados con los fluidos en los poros dentro del volumen sensible. Por lo tanto, esta amplitud se puede calibrar para darnos la porosidad.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.
This page will not be added after purchasing Win2PDF.

CAPÍTULO 5

5 CONTROL DE CALIDAD DE LOS PERFILES MRIL

5.1 Conceptos y definiciones

El control de calidad es esencial para obtener información precisa con el perfil MRIL.

5.1.1 Ganancia y nivel Q

La ganancia refleja la reacción del sistema al nivel de carga eléctrica aplicada al circuito del transmisor del instrumento MRIL por el fluido del pozo y por la formación. La ganancia se mide en tiempo real utilizando una bobina de prueba (bobina B1) incorporada al instrumento. La bobina de prueba transmite una señal de RF, la cual es recibida por la antena de RF. La ganancia es la relación entre la amplitud

de la señal inducida en la antena de RF y la amplitud de la señal en la bobina de prueba. Se efectúa una medición de la ganancia como parte de cada secuencia de pulsación.

La ganancia es dependiente de la frecuencia. La frecuencia operativa de una herramienta debe ser dispuesta como para lograr una máxima ganancia.

La ganancia medida cuando la herramienta está en el pozo incluye efectos provocados por las condiciones externas y también por el mismo circuito del transmisor. Los factores externos que afectan la ganancia son principalmente la resistividad del fluido que hay en el pozo y, hasta cierto punto, la resistividad de la formación. Los lodos o las formaciones con baja resistividad producen una mayor atenuación de la señal que los lodos o las formaciones con alta resistividad, y entonces producen una ganancia más baja. La ganancia nunca debe ser cero. Por lo general, cambios súbitos o picos en la ganancia indican problemas con el instrumento.

5.1.2 B1 y B1mod y Chi

B1 es la intensidad de la pulsación CPMG que produce la inclinación y el refasaje de los protones. Como parte de

cada secuencia de pulsación, B1 se mide utilizando la bobina de pruebas. La curva de B1 debe ser relativamente constante pero debe mostrar alguna variación con los cambios en la conductividad del fluido que hay en el pozo y de la formación. B1 disminuirá a través de sectores invadidos conductivos y de formaciones conductivas. Los cambios en los valores de B1 deben variar conjuntamente con la ganancia en la misma dirección, y siguiendo los cambios en la conductividad total.

Chi es una medida de la calidad de la regresión entre la curva de decaimiento calculado y las amplitudes de eco registradas. Chi es uno de los indicadores primarios de calidad vigilados durante los perfilajes. En general, el valor de Chi debe ser de menos de 2, pero en ciertas situaciones de Q bajo, podría promediar ligeramente por encima de 2. Los cambios repentinos o los picos en Chi usualmente indican problemas con el instrumento y deben ser investigados, aún si Chi permanece por debajo de 2.

5.1.3 Indicadores de ruido: UMBRALDC, RUIDO, IERuido y MAGNETOVIBRACIÓN,

El ruido para cada experimento CPMG se describe mediante cuatro medidas: umbral DC (UMBRAL DC), ruido (RUIDO), magnetovibración (MAGNETOVIBRACIÓN), y ruido entre ecos (IERuido), como se observa en la **Fig. 5.1**. Antes del comienzo de cada experimento CPMG, se determinan UMBRAL DC y RUIDO con un análisis de la señal ambiente. UMBRAL DC es la media de esta señal, y RUIDO es su desviación normal. La técnica de los pares alternantes en fase (PAP) se utiliza para determinar MAGNETOVIBRACIÓN e IERuido.

Las cuatro medidas del ruido sirven como indicadores de calidad. Ellas se calibran y corrigen según las condiciones externas de la misma manera que los ecos, y por lo tanto, se las mide con unidades de porosidad.

5.1.4 Sensores de bajo y voltaje

Sensores de bajo voltaje

El procedimiento de control de calidad de MRIL provee un conjunto de datos de sensor de bajo voltaje para asegurar que la sección electrónica funciona bien.

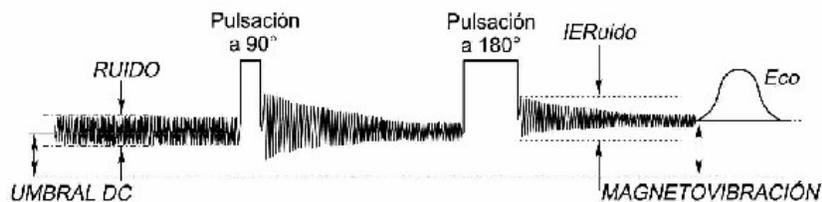


FIG. 5.1 CPMG. UMBRAL DC, RUIDO, MAGNETO-VIBRACIÓN, e IERuido son utilizados como indicadores de calidad.

Sensores de alto voltaje

El sistema de superficie MRIL intenta mantener 600 voltios de corriente continua sobre el banco de capacitores que provee la alta corriente necesaria para producir pulsaciones CPMG. Normalmente, la corriente transmitida desde la superficie es insuficiente para mantener los capacitores totalmente cargados durante un tren de ecos, y como consecuencia, el voltaje de salida de los capacitores disminuye durante un tren de ecos de CPMG.

5.1.5 Información de corrección de fase: PHER, PHNO, y PHCO

La señal de RMN proveniente de la antena se alimenta a un detector sensible a la fase que genera dos canales de datos (Canal 1 y Canal 2) 90° aparte. Los datos de ambos canales se pueden graficar en función del tiempo de ecos, como se

observa en la **Fig. 5.2a** para un solo experimento y en la **Fig. 5.2b** para ocho experimentos acumulados. Los datos de ambos canales se pueden también representar ortogonalmente, como se observa en la **Fig. 5.3a** para un solo experimento y en la **Fig. 5.3b** para ocho experimentos acumulados. La magnitud del tren de ecos se puede calcular como:

$$E_{amp}(i) = \sqrt{E_x^2(i) + E_y^2(i)} \quad \text{Ec. 5.2}$$

siendo $E_{amp}(i)$ la amplitud calculada para el imoeco, y $E_x(i)$ y $E_y(i)$ las amplitudes del imoeco para los canales 1 y 2, respectivamente. Sin embargo, este cálculo está influido por la rectificación, y todos los ruidos contribuyen como señales positivas. Por lo tanto, la curva de decaimiento nunca llega a cero pero permanece en algún valor pequeño, que el ajuste de ecos convertirá en una componente larga de T_2 . En este método, φ se calcula a partir de:

$$\varphi = \tan^{-1} \frac{\sum_{i=2}^k E_y(i)}{\sum_{i=2}^k E_x(i)} \quad \text{Ec. 5.3}$$

siendo i el imoeco en el tren de ecos, y k el número de ecos a utilizar para el cálculo del ángulo de fase. Esta corrección

de fase es equivalente a rotar los datos del Canal 1 y del Canal 2 a través de un ángulo φ . Después de la rotación, un canal tendrá principalmente la señal de RMN (cuya amplitud es la parte real del tren de ecos), y el otro canal tendrá principalmente ruido (cuya amplitud es la parte imaginaria del tren de ecos), como se observa en la **Fig. 5.4**. La parte real del tren de ecos se convierte en una distribución T2. PHER es la media de la parte imaginaria del tren de ecos y es, idealmente, cero. En la práctica, PHER debe ser de menos de uno para obtener buenos datos. PHNO es la desviación estándar de la parte imaginaria del tren de ecos y debe tener un tamaño comparable al de los otros indicadores de ruido.

5.1.6 Temperatura

Durante un perfilaje se reportan tres indicadores de temperatura: Temp1, Temp2, y Temp3. Temp1 es la temperatura del matraz de la sección con componentes electrónicos, Temp2 es la temperatura del módulo del transmisor, y Temp3 es la temperatura del imán.

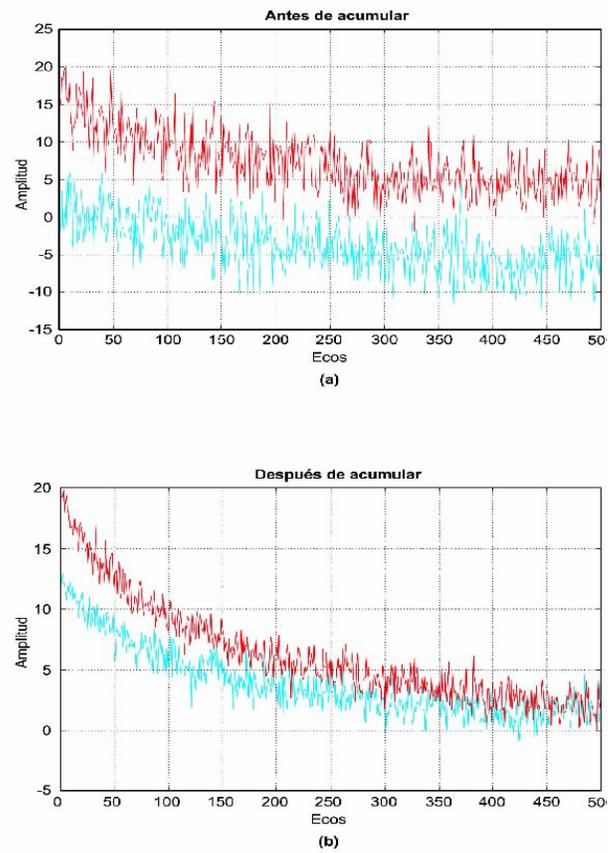


FIG. 5.2 En el panel (a), los datos en cada canal no están acumulados y parecen ser ruidosos. En el panel (b), los datos de ocho experimentos están apilados en cada canal.

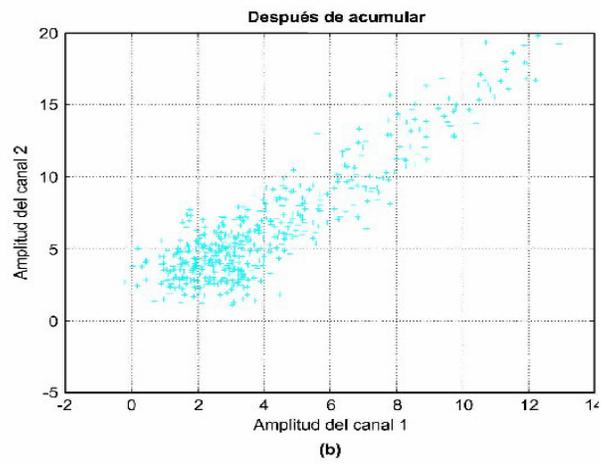
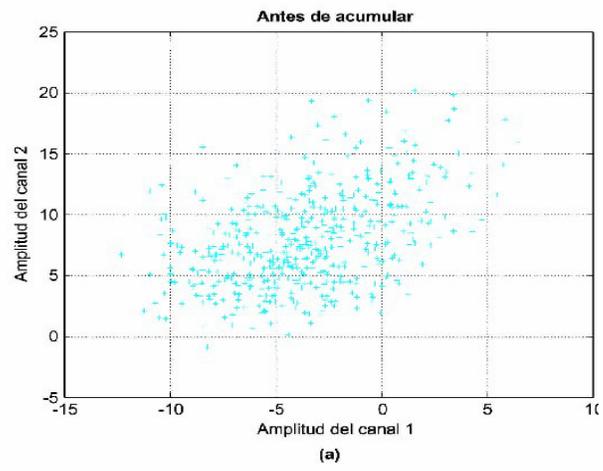


Fig. 5.3 Representación Ortogonal

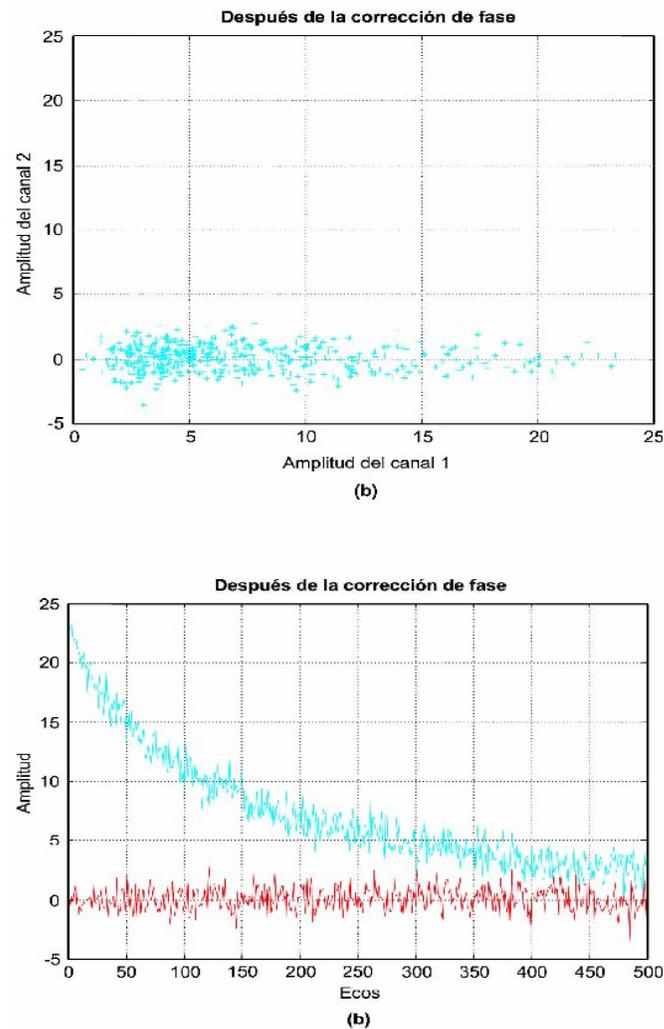


FIG. 5.4 (a) A partir de los dos canales se aglomerarán alrededor de una línea horizontal que corresponde a una amplitud de cero para el Canal 2. Después de la rotación, la amplitud de los datos del Canal 1 (b) es la parte real del tren de ecos y se usa para adaptar los ecos.

5.2 Calibración y verificación previas al perfilaje

El instrumento del MRIL se calibra antes de cada trabajo de perfilaje en un tanque de calibración, como se observa en la **Fig. 5.5**. La calibración completa no se efectúa necesariamente antes

de cada trabajo de perfilaje, pero sí por lo menos una vez por mes. El procedimiento de calibración se debe efectuar para cada activación. El tanque de calibración está hecho de fibra de vidrio y está revestido con un recubrimiento metálico delgado. El tanque sirve de recipiente para la muestra de agua y de caja de Faraday para no dejar pasar señales de RF de fondo indeseables. En su forma original, el tanque de calibración tenía tres cámaras concéntricas con un eje a lo largo del cual se coloca la antena. Para calibrar la herramienta de 6 pulg., la cámara externa se llena con agua que ha sido tratada con sulfato cúprico. El sulfato cúprico reduce considerablemente el tiempo de relajamiento T1 del agua. Con esta preparación, el volumen sensible contiene un 100% de agua, y como el agua tiene un tiempo de relajamiento relativamente rápido, el tiempo de calibración es corto. Las cámaras intermedia e interior se pueden llenar con agua de diferente salinidad para simular las condiciones del pozo. En la calibración de la herramienta de 4 7/8 pulg. (Prime), la cámara intermedia se llena con agua tratada, y la cámara interior se puede llenar con salmuera para simular la carga de la antena. Las versiones más modernas del tanque de calibración tienen sólo una cámara, y una carga simulada imita artificialmente las condiciones

del pozo. Los parámetros determinados durante la calibración de taller son:

- La intensidad de la pulsación B1 necesita producir el máximo A0, siendo A0 la amplitud del tren de ecos a un tiempo cero.
- La relación entre B1 y A0 que es necesaria para efectuar una “corrección de intensidad”
- La corrección para los Ecos 1 y 2, que es consecuencia del así llamado efecto del eco estimulado.

La relación entre A0 y la porosidad. (La A0 máxima está calibrada para un 100% de porosidad en el tanque de calibración.)

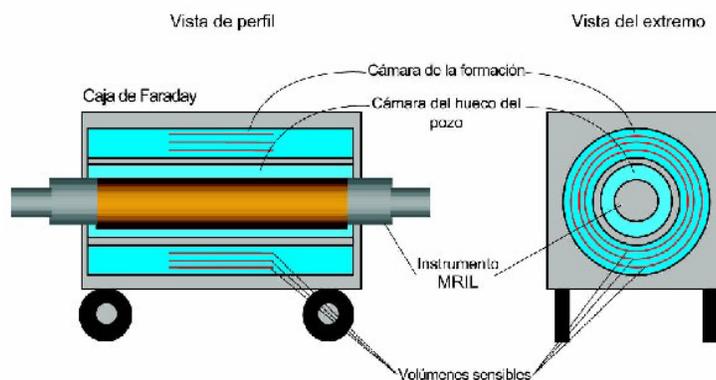


FIG. 5.5 Tanque de calibración del MRIL

5.2.1 Procedimiento de calibración

El procedimiento de calibración de taller incluye una prueba de barrido de frecuencias, una Calibración Maestra, y una revisión estadística de tanque. Sólo la revisión estadística

de tanque se debe efectuar antes de cada trabajo de perfilaje.

a) Barrido de frecuencias

El barrido de frecuencias se realiza para determinar la frecuencia a la cual se da la ganancia más alta. Durante un barrido de frecuencias, se usa un programa para cambiar la frecuencia del transmisor sobre un rango bastante amplio en la bobina de prueba mientras se mide simultáneamente la ganancia en la antena de RF. El barrido de frecuencias es esencial para la operación adecuada del instrumento. La frecuencia operativa afecta los circuitos transmisores y receptores del instrumento de dos maneras. Primero, si los circuitos transmisor y receptor no están sintonizados a la misma frecuencia y la potencia de la transmisión no es eficiente, entonces la herramienta puede calentarse excesivamente y volverse inoperable. Segundo, la eficiencia del circuito receptor disminuye marcadamente fuera de una banda de frecuencias muy estrecha centrada en la frecuencia resonante de la antena. En consecuencia, si se selecciona una frecuencia operativa incorrecta, las amplitudes de los ecos se reducen artificialmente y la

relación señal a ruido disminuye. Del mismo modo, si la herramienta está calibrada a una frecuencia incorrecta, los perfiles posteriores tendrán datos incorrectos.

b) Calibración maestra

La Calibración Maestra determina la amplitud de las pulsaciones CPMG y también las relaciones para correcciones por intensidad y eco estimulado 1. Las amplitudes E1 y E2 del Eco 1 y del Eco 2, respectivamente, son registradas, y se calcula la amplitud A0 del tren de ecos a un tiempo cero utilizando la curva de ajuste de decaimiento exponencial determinada desde el Eco 3 hasta el último eco. Luego se calculan y se presentan los tres multiplicadores A0mul, E1mul, y E2mul con la amplitud B1.

c) Revisión estadística de tanque

La revisión estadística de tanque verifica la respuesta del instrumento en un tanque de agua con 100% de porosidad. Se efectúa antes de cada carrera de perfilaje para cada combinación de TE, frecuencia, y nivel de Q esperado.

La **Fig. 5.6** es un ejemplo de un informe para una revisión estadística de tanque. La media de la porosidad medida en

el tanque debe quedar dentro de un 2% de las 100 p.u. (unidades de porosidad, por su abreviatura en inglés).

Después del trabajo de perfilaje, se obtiene una validación final de la respuesta del instrumento revisándolo en el tanque después de haber sido devuelto al taller.

| Curve | Mean | Std | Max | Min | S/N |
|----------|---------|-------|---------|---------|------------|
| MPH1 | 101.010 | 0.425 | 101.365 | 100.748 | 237.637 |
| MPFI | 87.220 | 0.322 | 87.485 | 87.023 | 270.644 |
| BL | 740.060 | 0.823 | 740.807 | 739.613 | 899.023 |
| BATH | 623.013 | 1.270 | 624.041 | 621.702 | 490.633 |
| ALNOISE | 1.267 | 0.444 | 1.755 | 1.065 | 2.852 |
| ALINEGRD | 1.079 | 0.136 | 1.164 | 1.012 | 7.937 |
| ALRING | 2.367 | 0.202 | 2.476 | 2.253 | 11.735 |
| ALOFFSEI | 0.260 | 0.302 | 0.560 | 0.101 | 0.601 |
| MPWTK | 496.359 | 1.029 | 497.393 | 495.610 | 489.384 |
| MPWAK | 596.301 | 0.672 | 596.893 | 595.006 | 886.967 |
| TEMP1 | 27.230 | 0.150 | 27.388 | 27.128 | 181.496 |
| TEMP2 | 34.000 | 2.076 | 35.893 | 32.756 | 16.376 |
| ISA | 14.959 | 0.001 | 14.961 | 14.959 | 15646.144 |
| ISANEO | -14.959 | 0.001 | -14.958 | -14.959 | -15675.378 |
| DPRE | 24.094 | 0.035 | 24.127 | 24.060 | 690.007 |
| 15T | 15.028 | 0.002 | 15.029 | 15.028 | 8940.269 |
| 5A | 4.992 | 0.001 | 4.993 | 4.992 | 5383.438 |
| 5ANEU | -5.014 | 0.002 | -5.012 | -5.015 | -2640.542 |
| 5D10 | 5.008 | 0.001 | 5.008 | 5.007 | 6039.457 |
| BCH01 | 98.169 | 2.607 | 100.462 | 96.200 | 37.775 |
| BCH02 | 98.448 | 1.270 | 99.585 | 97.515 | 77.041 |
| BCH03 | 97.822 | 1.377 | 98.962 | 96.750 | 71.045 |
| TSRS | 173.156 | 1.080 | 173.893 | 172.307 | 169.001 |
| ALOFFSEI | 1.999 | 0.383 | 2.262 | 1.821 | 5.219 |
| ALNOISE | 1.901 | 0.354 | 2.177 | 1.657 | 5.369 |
| ALRING | 2.416 | 0.230 | 2.555 | 2.301 | 10.495 |
| ALINEGRD | 1.094 | 0.124 | 1.210 | 1.049 | 8.812 |
| RTN1 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| BIN2 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| BIN3 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| BIN4 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| BIN5 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |
| BIN6 | 64.530 | 1.050 | 65.400 | 63.021 | 61.222 |
| BLN7 | 36.477 | 0.720 | 37.013 | 35.882 | 50.644 |
| BIN8 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 | 0.000 |

FIG. 5.6 En el informe de una revisión estadística de tanque, la porosidad medida MPH1 debe quedar dentro de un 2% de las 100 p.u.

Para preparar un trabajo MRIL, el instrumento de perfilaje se calibra para cada una de las activaciones básicas y para las condiciones externas esperadas pozo abajo.

5.2.2 Verificación de las funciones electrónicas

Después de la calibración en el taller, se efectúa una verificación básica de que los componentes electrónicos del instrumento están funcionando adecuadamente. Las mediciones de verificación se repiten en el pozo antes y después del perfilaje para obtener valores de verificación previos y posteriores al sondeo.

La **Tabla 5.1** es un ejemplo de un informe de verificación de taller, que muestra los valores medidos de B1, GANANCIA, RUIDO, IERuido, MAGNETOVIBRACIÓN, UMBRAL DC, HVmin, HVmax, y temperatura del transmisor y sección, sus rangos esperados, desviaciones estándar, y desviaciones admisibles.

Tabla 5.1 Ejemplo de un informe de verificación de taller con rangos admisibles

| Resumen de Verificación Maestra MRIL | | | | |
|---|---------|-------------------------------|--------------|-----------------|
| Efectuado en: 22 jun 1998 10:32 | | | | |
| Número de serie: C169B011 | | Modelo: MRIL-C | | |
| Revisión estadística con carga ficticia Efectuada en: 29 jun 1998 10:32 | | | | |
| Activación: cblkbox | | Rango del experimento: 50-150 | | |
| Verificador de campo No. c107 | | | | |
| | Taller | Rango esperado | Desv. normal | Desv. admisible |
| B1 | 301.436 | 450 - 750 | 0.534 | 7.5 |
| GANANCIA | 342.010 | 250 - 350 | 1.700 | 7.5 |
| A1RUIDO | 2.704 | <12 | 0.646 | 2.0 |
| A1ENECO | 2.530 | <12 | 0.381 | 2.0 |
| A1MAGNETOVIB | 5.106 | -30 - 30 | 0.505 | 2.0 |
| A1UMBRAL DC | 2.310 | -30 - 30 | 0.967 | 2.0 |
| HVMIN | 586.445 | 530 - 590 | 0.000 | 2.5 |
| HVMAX | 602.381 | 570 - 610 | 0.000 | 2.5 |
| Cart Temp | 32.486 | -Ambient | 0.142 | |
| Tran Temp | 33.047 | -Ambient | 0.261 | |

5.3 Control de calidad durante perfilajes

5.3.1 Frecuencia operativa

La frecuencia operativa del MRIL es la frecuencia central del campo B1. Antes de perfilar, al igual que antes de calibrar, se efectúa un barrido de frecuencias en el pozo. El transmisor se ajusta entonces para funcionar a la frecuencia a la que se consiguió la máxima ganancia durante el barrido de frecuencias. El instrumento MRIL-Prime se prepara para funcionar en nueve frecuencias: por ejemplo, en 760, 686, 674, 656, 644, 626, 614, 596, y 584 kHz.

Para cambiar el rango de frecuencias operativas de un instrumento se requiere modificaciones considerables de algunos componentes, y el cambio se debe realizar en el taller.

5.3.2 Velocidad de perfilajes y promedio acumulativo

La velocidad del perfilaje MRIL está influida por muchos factores. Las gráficas de velocidad, que determinan la velocidad de perfilaje, se basan en:

Ganancia, Resolución vertical deseada, Activación, Frecuencia operativa, Tiempo de polarización, Tipo de instrumento (Prime), Tamaño del instrumento

La información de la gráfica de velocidad es esencial para seleccionar el promedio acumulativo (mínimo) correcto en base a la ganancia del instrumento.

5.3.3 Ajuste de B 1 para las condiciones pozo abajo

Un ajuste muy importante que se requiere durante la preparación del perfilaje es el de B1. B1 es la intensidad de las pulsaciones CPMG que producen la inclinación a 90° y el refasaje a 180° de los protones. El valor de B1 se debe corregir por temperatura del pozo. B1 debe ser ajustado y controlado para que B1mod permanezca dentro de un 5% del valor del pico de B1 determinado durante la calibración de taller.

5.3.4 Control de la calidad durante la adquisición de datos

La ventana principal del MRIL en el monitor del sistema de adquisición de superficie Halliburton Excell-2000 exhibe la mayoría de los indicadores de calidad en tiempo real

durante la adquisición CPMG de trenes de ecos (**Fig. 5.7**). La ventana tiene tres columnas con valores de parámetros, un gráfico de trenes de ecos sin procesar, y gráficos de distribuciones y celdas de T2. La sección superior de la primera columna da los parámetros básicos que describen la adquisición de datos, tales como número de serie del instrumento, nombre de la activación, frecuencia operativa, intensidad de las pulsaciones CPMG (en amplitud global), TW, número de ecos, y promedio acumulativo. La sección inferior de la primera columna tiene factores de corrección básicos, tales como corrección de la intensidad, corrección de la temperatura, y correcciones del Eco 1 y del Eco 2.

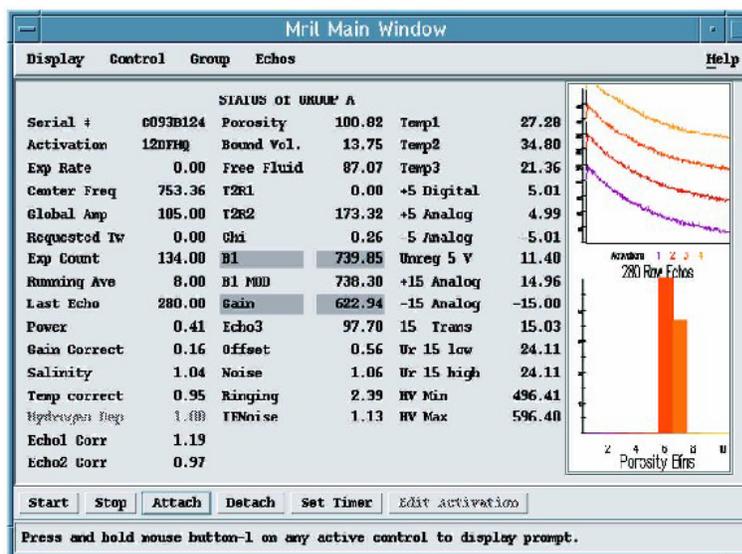


FIG. 5.7 La ventana principal del MRIL muestra la mayoría de los indicadores de calidad de manera que se pueda controlar la calidad del perfil durante la adquisición de un tren de ecos de CPMG.

5.3.5 Perfil de control de calidad

Todos los indicadores de calidad se registran en el archivo de datos sin procesar y están disponibles para ser revisados o reproducidos cuando resulte necesario. La calidad del perfil de MRIL se puede desplegar de varias maneras y formatos diferentes, uno de los cuales se observa en la **Fig. 5.8**. La Pista 1 tiene Rayo Gama (GR), velocidad del cable (CS), y tensión (TENS). La Pista 2 tiene ganancias para dos grupos de trenes de ecos descritos en el siguiente párrafo (GANANCIAA y GANANCIAB), amplitudes de las pulsaciones CPMG correspondientes (B1A y B1B), y amplitudes de las pulsaciones CPMG correspondientes corregidos por temperatura (B1MODA y B1MODB). La Pista 3 tiene todos los datos del sensor de voltaje. La Pista 4 muestra las temperaturas del transmisor (TXTA), de la sección electrónica (ECTA), y de la antena (ANTA). La Pista 4 muestra también los parámetros de corrección de fase, tales como los ángulos de fase (PHCOA y PHCOB), las medias de las partes imaginarias de los trenes de ecos (PHERA y PHERB), y las desviaciones estándar de las partes imaginarias de los trenes de ecos (PHNOA y PHNOB). La Pista 5 tiene RUIDO e IERuido para los Grupos

5.4.1 Relación entre MPHI y MSIG en los perfiles de porosidad total

La porosidad efectiva MRIL (MPHI) es siempre menor que la porosidad total MRIL (MSIG), excepto en formaciones muy limpias. En este último caso, la porosidad ocupada por el agua asociada con la arcilla (CBW) es cero; y entonces, MPHI es igual a MSIG.

5.4.2 Relación entre MPHITWS y MPHITWL en perfiles de Doble-TW

La porosidad medida con un tiempo de polarización corto (MPHITWS) está usualmente subestimada y entonces será menor que la porosidad medida con un tiempo de polarización más largo (MPHITWL). Esto es así aún en el caso en que TWL no es suficientemente largo como para una polarización completa.

5.4.3 Relación entre MPHITES y MPHITEL en perfiles de Doble-TE

Debido a los efectos de la difusión, una distribución de T2 obtenida con un TE largo parecerá estar corrida hacia la izquierda de una distribución obtenida con un TE más corto.

Como algunas de las componentes de T2 pueden estar corridas afuera de las mismas celdas tempranas, algo de la porosidad en estas celdas no serán registradas con un TE largo.

5.4.4 Concordancia entre el MPHI

En formaciones limpias, llenas de agua, el MPHI debe ser aproximadamente igual a XPHI. En zonas limpias de gas, los valores del MPHI obtenidos a partir de mediciones fijas deben quedar cercanos a los valores de porosidad por Neutrón calculados con la matriz correcta.

5.4.5 Porosidad por gráfico ortogonal Neutrón-Densidad

En arenas lutíticas, el MPHI debe ser aproximadamente igual a la porosidad por densidad calculada con la densidad de granos correcta.

5.4.6 Influencia del Índice de hidrógeno y tiempo de polarización sobre el MPHI

El MPHI puede no ser igual a la porosidad efectiva debido a los efectos tanto del índice de hidrógeno como de las

componentes largas de T1. El proceso de mediciones del MRIL Prime elimina la subestimación de la porosidad que proviene de los efectos de T1. Las mediciones están aún afectadas por el HI.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.
This page will not be added after purchasing Win2PDF.

CAPÍTULO 6

6 CONCLUSIONES, OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- Las herramientas de perfilaje convencional nos han ayudado a definir la porosidad y el potencial de producción de hidrocarburos. Sin embargo, el aspecto textural de la roca reservorio, esto es poros pequeños versus poros grandes, frecuentemente controla el modo en que los fluidos serán producidos. La pérdida de este tipo de información en un perfilaje convencional nos conduce a múltiples interpretaciones erróneas. Por ejemplo, interpretamos zonas de agua cuando luego producen solamente

hidrocarburos; o interpretamos un contacto, cuando deberíamos haber visto solamente un cambio en la textura de la roca. Además, muy a menudo, descubrimos que una buena porosidad no siempre se traduce en una buena producción. La herramienta de Resonancia Magnética puede ayudarnos a definir la textura de los cambios de roca, eliminando problemas de zonas de alta saturación de agua, que no producen agua y zonas de buena porosidad, que no serán buenas productoras.

La Resonancia Magnética Nuclear analiza los fluidos en la matriz de la roca, en el ejemplo que se analiza en las figuras 4.8 y 4.9, se demuestra que el registro MRIL, identifica y cuantifica la cantidad de fluido que existe, sea fluido movable o no movable.

- Los perfiles convencionales (SP, Resistividad, y Neutrón/Densidad) sugirieron que la parte superior de la arena (XX160 a XX185) probablemente produciría con un alto contenido de agua, pero que la parte inferior de la arena (XX185 a XX257) es probablemente pura agua. Sin embargo los resultados de MRIAN (Pista 7) indican que tanto el intervalo superior como el inferior tienen altas saturaciones de agua, pero que el agua de formación está en condiciones irreductibles. Entonces, la zona no puede producir ninguna agua de formación. Toda la zona tiene

permeabilidad en exceso de 100 md (Pista 2). El análisis de TDA (Pista 6) determinó que la saturación de petróleo en la zona lavada está en el rango de 35 a 45%. Con esta información, el operador cañoneó todo el intervalo y registró una producción inicial de 2,000 bpd, sin influjo de agua.

- Esta presentación brindó una visión de la tecnología MR y definió los mecanismos físicos que controlan la respuesta MR. Los ejemplos presentados demuestran:

1) Cómo el perfilaje MR puede mejorar la interpretación de la producción probable.

2) Cómo el perfilaje MR puede ser integrado con coronas y muestras de fluido para establecer precisas determinaciones de límites de agua capilar, volumen poral de hidrocarburo, tipo de hidrocarburo y permeabilidad.

6.2 Observaciones

Las herramientas MRIL pueden suministrar tres tipos de información:

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

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

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

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

- Porosidad independiente de la mineralogía
- Distribución de porosidad, complementada con distribución de tamaños -
porales en formaciones saturadas con agua

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

6.3 Recomendaciones

- Evaluar pozos vecinos en zonas con/sin producción utilizando el registro de resonancia magnética nuclear.
- Usar la herramienta adecuada, dependiendo del pozo a ser registrado.

This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.
This page will not be added after purchasing Win2PDF.

BIBLIOGRAFIA

- Bob L. Hou and Danny Miller Halliburton Energy Services, Houston, TX, USA DETERMINING FLUID VOLUME IN GAS AND/OR LIGHT OIL RESERVOIRS: USING A NEW TRIPLE-WAIT-TIME NMR LOGGING METHOD
- Cedeño Jose, Halliburton Conventional Well Logging
- Chandler, R.N., et al., 1994, Improved log quality with a dual-frequency pulsed NMR tool, SPE 28365, *1994 SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings*, v. W (Formation Evaluation)
- Coates George, Lizhi Xiao, and Prammer Manfred, Halliburton, NMR Logging Principles and Applications, caps 1 y 5
- Dan Buller, Halliburton Energy Services CARBONATE EVALUATION USING NMR TIME DOMAIN ANALYSIS
- Davies, S., et al., 1990, Pore-size distributions from NMR spin-lattice relaxation measurements of fluid saturated porous solids, part 2, Application to reservoir core samples, *Journal of Applied Physics*, v. 67, no. 6, p. 3171–3176.
- Evaluation and reservoir geology, p. 23–35.
- Gerritsma, C.J., and Trappeniers, N.J., 1971, Proton spin-lattice relaxation and self-diffusion in methanes, part 1, Spin-echo spectrometer and preparation of the methane samples, *Physica*, v. 51, p. 365–380.

- Howard, J. J., Kenyon, W. E., and Straley, C., 1993, Proton magnetic resonance and pore-size variation in reservoir sandstones, SPE Formation Evaluation, p. 194.
- Openhole Wireline logging
- Ron J.M. Bonnie, Dave M. Marschall, Maged Y. Fam*, Charles P. Siess*, Halliburton Energy Services, Members SPE Advanced Forward Modeling Helps Planning and Interpreting NMR Logs
- Meso Angel Wireline, Weatherford
- Miller, M.N., et al., 1990, Spin-echo magnetic-resonance logging-porosity and free-fluid index, SPE 20561, SPE Annual Technical Conference and Exhibition Proceedings, v. W, (Formation evaluation and reservoir geology), p. 321–324.
- MRIL Operation Manual, Halliburton, 1998.
- M. E. Oraby, SPE, Halliburton Energy Services and D. L. Eubanks, Halliburton Energy Services Determination Of Irreducible Water Saturation Using Magnetic Resonance Imaging Logs (MRIL): A Case Study From East Texas, USA
- Schlumberger, Oilfield Review Magazine, Trends in NMR Logging, pp. 2 – 11
- Well log Interpretations Schlumberger p. 9-16

This document was created with Win2PDF available at <http://www.win2pdf.com>.
The unregistered version of Win2PDF is for evaluation or non-commercial use only.
This page will not be added after purchasing Win2PDF.