

# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

## **Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

“Utilización De Los Modelos De Interpretación De Registros De Resonancia Magnética Nuclear, TDA (Análisis En Dominio De Tiempo), EDM (Análisis De Difusión Realzada) Y MRIAN Para La Tipificación De Crudos Con Diferentes Niveles De Viscosidad.”

### **TESIS DE GRADO**

Previo a la obtención del Título de:

### **INGENIERO DE PETRÓLEO**

Presentada por:

Wester Nahin Mora Muñoz.  
Herlyn Jefferson Guamán Morocho.

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

Año: 2009

## AGRADECIMIENTO

A Dios, A mis Padres la Lcda. Laura Muñoz y el Lcdo. Freddy Mora, de manera muy especial a mi hermana Melissa, mi tía Haydee, mis primas Jamile y Patricia, 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. Gallegos, por orientarme en la ejecución de esta tesis y a todos mis amigos que de una u otra manera ayudaron.

**Wester Nahin Mora Muñoz.**

## AGRADECIMIENTO

Le agradezco a Dios en primer lugar, al Director de esta tesis el Ing. Heinz Terán, todos mis profesores por su invaluable ayuda en la realización de mi carrera profesional, a mis compañeros por su apoyo constante y a los ingenieros que de una u otra forma aportaron para la realización de esta tesis.

**Herlyn Jefferson Guamán Morocho.**

## DEDICATORIA

A DIOS

A MI FAMILIA

A MIS AMIGOS(AS)

A LA ESPOL

**Wester Nahin Mora Muñoz.**



## DEDICATORIA

Le dedico esta tesis a Dios, a mis padres María y Wilson, a mi hermana Shirley, por su ayuda durante toda mi vida, los cuales además me inculcaron valores morales y éticos. Y a toda mi familia

A mi mamá de manera especial por sus sabios consejos, gran amor y sobre todo por el apoyo incondicional durante mis estudios universitarios.

**Herlyn Jefferson Guamán Morocho**

## TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

---

Ing. Heinz Terán M.  
DIRECTOR DE TESIS

---

Ing. Héctor Román F.  
MIEMBRO PRINCIPAL

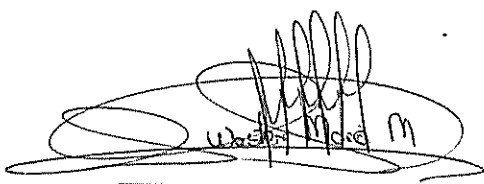
---

Ing. Alberto Galarza R.  
MIEMBRO PRINCIPAL

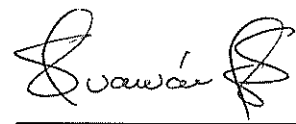
## DECLARACION EXPRESA

“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)

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Wester Mora M.', written over a horizontal line.

Wester Mora M.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Herlyn Guamán M.', written over a horizontal line.

Herlyn Guamán M.

## RESUMEN

En este trabajo investigativo se expone la evolución y resultados en el uso de la Herramienta de Resonancia Magnética Nuclear MRIL-Prime, aplicando 2 modelos de interpretación computarizada para análisis automático de datos de MRIL-Prime. La detección de hidrocarburos a través de perfiles convencionales, ha presentado históricamente, ciertas dificultades, dada la gran variabilidad en las propiedades de los fluidos y litologías presentes a lo largo de la columna de interés.

En sus principios, la incorporación de la resonancia magnética nuclear se destacó principalmente en la medición de parámetros petrofísicos del reservorio para predecir la capacidad de producción (porosidad, fluidos móviles e irreductibles, e índice de permeabilidad). Actualmente la utilización de los modelos de análisis permite avanzar en la identificación de hidrocarburos siendo estos: **Análisis en Dominio de Tiempo (TDA)** que provee información de tipos de fluido en la zona invadida, porosidad de resonancia corregida en yacimientos de gas, petróleos livianos, y análisis completo de saturación de fluidos en la zona invadida utilizando sólo datos de Resonancia Magnética Nuclear. **Método de Difusión Realzada (EDM)** utilizado para identificar y cuantificar petróleos con rangos de viscosidades de entre 1 y 50 cp, identificar contactos agua/petróleo, determinar saturaciones de petróleo residual, por lo cual provee información valiosa para la detección de petróleo viscoso.

Los análisis con MRIL-Prime únicamente, tales como el Análisis en el Dominio del Tiempo y el Análisis de Difusión, proveen una interpretación de la zona invadida debido a la profundidad de investigación somera que tienen las mediciones MRIL-Prime. Si los datos MRIL-Prime se combinan con otros perfiles, los análisis pueden proveer aún más información sobre el yacimiento. Por ejemplo, una combinación de MRIL-Prime y datos de Resistividad profunda proveen un análisis completo de los fluidos en la zona virgen. El **MRIAN** es uno de los modelos de interpretación que utiliza esta combinación de datos.

En esta tesis se analizan las descripciones completas de estos modelos y de sus aplicaciones, utilizando ejemplos con datos de pozos reales mejorando así el entendimiento de la Resonancia Magnética Nuclear.

# INDICE GENERAL

	Pág.
Resumen .....	VIII
Indice General .....	IX
Abreviaturas .....	X
Simbología.....	XI
Indice de Figuras .....	XII
Indice de Tablas .....	XIII
Introducción .....	1

## CAPITULO 1.

1. Fundamentos Teóricos de la Resonancia Magnética Nuclear (RMN) en base al análisis en Dominio de Tiempo y de Difusión.....	2
1.1.    RMN en perfilaje de yacimientos .....	2
1.2.    Resumen de aplicaciones de perfilajes con RMN.....	4
1.3.    Datos sin procesar del perfil con RMN .....	5
1.3.1. Porosidad con RMN .....	7
1.3.2. Distribución T2 con RMN .....	8
1.3.3. Permeabilidad con RMN .....	12
1.4.    Propiedades RMN de los fluidos de yacimientos.....	14
1.5.    Identificación de Hidrocarburos con RMN .....	16
1.6.    Saturación de agua optimizada con RMN y resistividad.....	18
1.7.    Mecanismos de relajamiento RMN para fluidos en los poros de las rocas.....	20
1.7.1. Relajamiento en bruto .....	22
1.7.2. Relajamiento por superficie .....	23
1.7.3. Relajamiento inducido por difusión.....	24
1.8.    Decaimiento multiexponencial .....	26
1.9.    Transformación de ecos a la distribución de T2 .....	27

1.10.	Distribución de tamaño poral .....	28
1.11.	Determinación del BVI y SBVI .....	28

## **CAPITULO 2.**

2.	Método de Análisis en el Dominio del Tiempo (TDA) y soluciones derivadas del pozo N en Campos de Gas y Crudo Liviano .....	31
2.1.	Concepto del TDA .....	31
2.2.	Beneficios de la Técnica de Análisis en el Dominio del Tiempo .....	32
2.3.	Principio del TDA.....	32
2.3.1.	Método del espectro diferencial.....	33
2.3.2.	Análisis en el Dominio del Tiempo .....	33
2.4.	Adquisición de datos.....	35
2.5.	Aplicaciones y Soluciones del TDA en .....	39
2.5.1.	Ejemplo del Pozo N.....	39

## **CAPITULO 3.**

3.	Método de Análisis de Difusión Realzada (EDM) y soluciones derivadas del Pozo W en Campos de Crudos Viscosos .....	53
3.1.	Concepto de Análisis de Difusión Realzada .....	53
3.2.	Beneficios de la Técnica de Análisis de Difusión Realzada.....	54
3.3.	Principio de Análisis de Difusión Realzada.....	54
3.4.	Adquisición de Datos .....	57
3.5.	Aplicaciones y Soluciones del EDM en.....	58
3.5.1.	Ejemplo del Pozo W .....	39

## **CAPITULO 4.**

4.	Soluciones derivadas de la combinación MRIL-Prime con perfiles convencionales .....	64
----	---	----

4.1.	Concepto de la Resonancia Magnética Nuclear en combinación con los Registros Eléctricos Convencionales .....	64
4.2.	Registros Eléctricos Convencionales que podemos combinar con la RMN .....	65
4.2.1.	Neutrón (DSN).....	65
4.2.2.	Densidad (SDL).....	68
4.2.3.	Rayos Gamma (NGR) .....	71
4.2.4.	Resistividad (HRI) .....	74
4.3.	Principios del MRIAN .....	78
4.3.1.	Modelo del agua doble .....	78
4.3.1.1.	Determinación de Swb para el modelo del agua doble .....	79
4.3.2.	Control de calidad sobre la Swb calculada.....	80
4.3.2.1.	Determinación del exponente W .....	82
4.3.3.	Cálculo de Swt en el MRIAN .....	84
4.3.4.	Parámetros que influyen en los cálculos del MRIAN.....	84
4.4.	Adquisición de datos MRIL para el MRIAN .....	85
4.5.	Aplicaciones del MRIAN .....	89
4.5.1.	Ejemplo de Aplicación .....	89

## **CAPITULO 5.**

5.	Conclusiones y Recomendaciones .....	93
5.1.	Conclusiones .....	93
5.2.	Recomendaciones .....	94



## ABREVIATURAS

°C	Grados centígrados
°F	Grados Fahrenheit
cc	Centímetros cúbicos
cp	Centipoises
d	darcy
°F	Grados Fahrenheit
hr	Hora
Hz	Hertz
kHz	Kilohertz
lpc	Libras por pulgadas cuadradas absolutas
min	Minuto
md	Milidarcys
ml	Mililitros
mseg	Milisegundos
mV	Milivoltio
N <sub>2</sub>	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
Rt	Resistividad verdadera de la formación
$\Phi$	Porosidad de la formación
$\phi_T$	Porosidad total
Swb	Saturación de agua asociada con la arcilla
DSN	Neutrón
SDL	Densidad
CDL	Densidad Compensada
SDL	Densidad Espectral
FDC	Densidad de Formación
LDT	Densidad de litología
Pe	Factor fotoeléctrico
NGR	Rayos Gamma
HRI	Inducción de Alta Resolución
MPHI	Porosidad efectiva del MRIL
MCBW	Porosidad con agua asociada con la arcilla
MSIG	Porosidad total
SDR	Modelo del T2 Medio
DSM	Método del Espectro Diferencial
BVI	Volumen de agua irreducible
SBVI	BVI espectral
CBVI	BVI de umbral
NE	Número de ecos
$f$	Frecuencia de Larmor
HI	Índice de Hidrogeno
$\gamma$	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
$\rho$	Relaxividad de una superficie
$\chi$	Susceptibilidad magnética
$\eta$	Viscosidad
a, b, C, K	Constantes

## INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. 1 Geometría de la medida del MRIL .....	4
Figura 1. 2 Decaimiento de un tren de ecos .....	6
Figura 1. 3 Distribución de T2 derivada del tren de ecos de la Fig. 1.2.....	10
Figura 1. 4 Perfil que muestra la Distribución T2 .....	11
Figura 1. 5 Modelo de porosidad utilizado en el análisis del MRIL .....	14
Figura 1. 6 Los valores cualitativos típicos de T1, T2, y D.....	16
Figura 1. 7 Métodos para diferenciar fluidos.....	17
Figura 1. 8 Perfil que contiene resultados del análisis MRIAN .....	19
Figura 1. 9 Mecanismos de Relajamientos .....	26
Figura 1. 10 Carácter de decaimiento multiexponencial de medio poroso ...	27
Figura 1. 11 Transformación de ecos a la distribución T <sub>2</sub> .....	28
Figura 1. 12 Modelo de CBVI .....	30
Figura 1. 13 Modelo del SBVI.....	30
Figura 2. 1 Método del Espectro Diferencial .....	33
Figura 2. 2 Análisis en el Dominio del Tiempo.....	34
Figura 2. 3 Perfilaje de doble-TW .....	35
Figura 2. 4 Perfilaje de doble-TW para adquirir trenes de ecos.....	37
Figura 2. 5 Este perfil muestra los resultados del doble-TW a nivel de pozo	38
Figura 2. 6 Análisis de la unidad N-C. ....	43
Figura 2. 7 Análisis TDA/MRIAN de la unidad N-C.....	44
Figura 2. 8 Análisis SASHA de la unidad N-I.....	45
Figura 2. 9 Análisis TDA/MRIAN de la unidad N-I. ....	46
Figura 2. 10 Análisis SASHA de la unidad N-M2.....	48
Figura 2. 11 Análisis TDA/MRIAN de la unidad N-M2. ....	49
Figura 2. 12 Análisis SASHA de la unidad N-Q.....	51
Figura 2. 13 Análisis TDA/MRIAN de la unidad N-Q.....	52
Figura 3. 1 Zonas productivas en muestras de perfiles de EDM .....	57
Figura 3. 2 Este perfil tiene resultados del proceso del EDM/MRIAN .....	60
Figura 4. 1 Registro obtenido con el DSN .....	67

Figura 4. 2 Registro de campo del SDL.....	71
Figura 4. 3 Ejemplo de registro de HRI.....	77
Figura 4. 4 Modelo de agua doble.....	79
Figura 4. 5 Un gráfico ortogonal de $C_{wa}$ en función de $S_{wb}$ .....	81
Figura 4. 6 Principio del perfilaje de porosidad total .....	86
Figura 4. 7 Resultados en el pozo a partir del perfilaje de porosidad total ...	88
Figura 4. 8 Ejemplo de MRIAN del pozo X .....	90
Figura 4. 9 Resultados del TDA (Pista 5) y del TDA/MRIAN (Pista 6).....	92

## INDICE DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 2.1</b> Propiedades Petrofísicas obtenidas para el análisis del pozo N.....	40
<b>Tabla 2.2</b> Propiedades Petrofísicas obtenidas a partir del análisis TDA para el pozo N.....	41

# INTRODUCCIÓN

El perfilaje de pozos es la herramienta más usada en la industria del petróleo por la adecuada relación de información que presentan frente al costo de su adquisición, hasta el punto que se ha convertido una herramienta obligada y fundamental. La petrofísica se vale de estos registros eléctricos para estimar la localización y la cuantificación de los yacimientos de hidrocarburos, por eso la necesidad de saber si las mediciones tomadas son confiables. Para contrarrestar estos errores, la petrofísica se vale de una amplia gama de herramientas que miden las distintas propiedades físicas de las rocas pero; sin embargo, sigue habiendo grados de incertidumbre cuando se hacen estos análisis. Los avances tecnológicos han permitido el surgimiento de una nueva herramienta que cumple funciones similares a las que tradicionalmente se han usado, por ello la necesidad de comparar resultados que son tomados con las herramientas tradicionales de perfilaje con las tomadas con la nuevas tecnología. En esta tesis se comparará la herramienta de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) que es una tecnología relativamente nueva en la industria petrolera con las herramientas convencionales.

Este Trabajo fue elaborado en tres etapas principales; en la primera etapa se realizó la revisión del Modelo de Análisis en dominio de Tiempo (TDA). La segunda etapa consistió en el Análisis del Método de Difusión Realzada (EDM). La tercera y última etapa comprendió la interpretación de ambos registros (RMN y convencionales) y comparación de los valores petrofísicos encontrados.

# CAPITULO 1

## **1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LA RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN) EN BASE AL ANÁLISIS EN DOMINIO DE TIEMPO Y DE DIFUSIÓN.**

La extraordinaria tecnología de adquisición de registros o perfilaje de resonancia magnética nuclear (RMN) ha estado en continua evolución. Las compañías petroleras utilizan las mediciones de RMN en una variedad de aplicaciones cada vez más numerosa; por ejemplo para caracterizar los fluidos de las formaciones durante la evaluación de los yacimientos utilizando modelos de interpretación como el TDA, EDM y MRIAN, y determinar la producibilidad de la formación.

### **1.1. RMN en perfilaje de yacimientos.**

El Perfil de Resonancia Magnética (MRIL-Prime), introducido al mercado por NUMAR en 1991, toma el equipo médico de MRI o de laboratorio de RMN y lo invierte de adentro hacia afuera. De modo que, en lugar de

colocar al objetivo en el centro del instrumento, se coloca al instrumento mismo, en el pozo, en el centro de la formación por analizar.

En el centro de la herramienta MRIL-Prime, 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-Prime. Esta “sintonía” de una sonda de MRI-Prime para que sea sensible a una frecuencia específica permite a los instrumentos de MRI-Prime efectuar imágenes de secciones transversales delgadas tanto de un paciente de hospital como de una formación rocosa.

La **Fig. 1.1** ilustra los “cilindros de investigación” para la herramienta MRIL-Prime, lanzada al mercado en 1998. 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-Prime. El diámetro del cilindro es dependiente de la temperatura, pero usualmente mide 14 a 17 pulg.

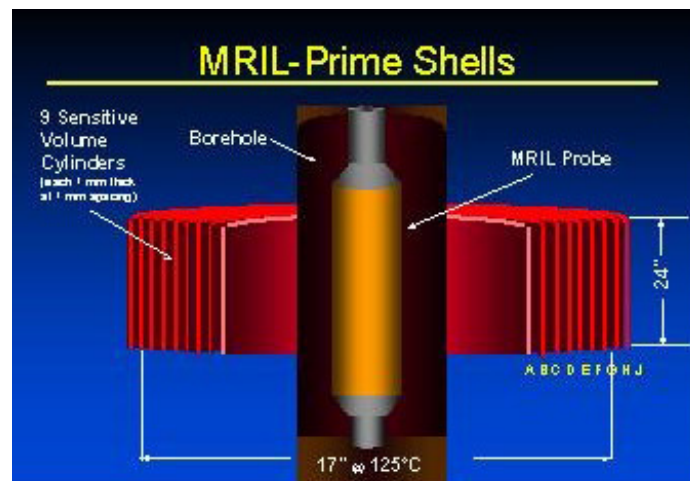


Fig. 1.1 Geometría de la medida del MRIL (Coates *et al.*, 1999).

## 1.2. Resumen de aplicaciones de perfilajes con RMN.

Estudios de casos específicos y la teoría han mostrado que las herramientas MRIL-Prime 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

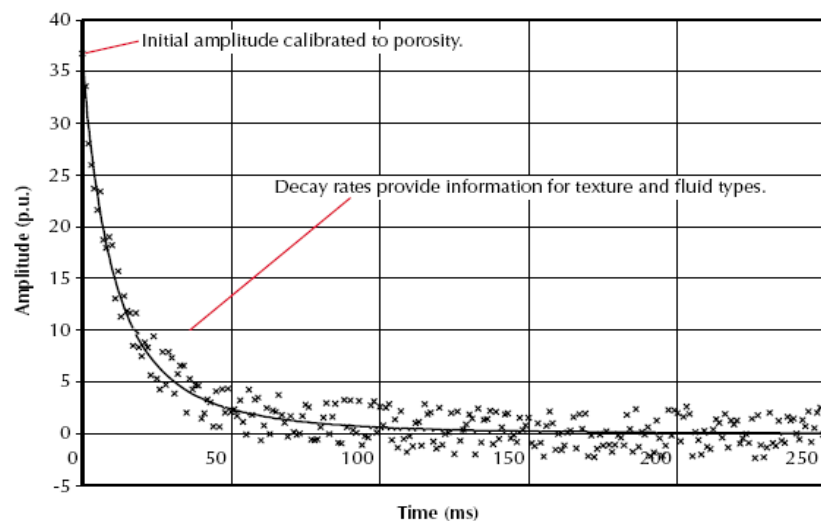
En particular, los datos de RMN proveen la siguiente valiosa información:

- 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  $T_2$  cutoff
- Permeabilidad, determinada a partir del índice de fluido libre y del volumen de agua irreductible ó  $T_2$  promedio
- clasificación de hidrocarburos mediante el uso de (1) contrastes ponderados por  $T_1$  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.

### **1.3. Datos sin procesar del perfil 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. 1.2**, 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. 1.2** 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. Por lo tanto, esta amplitud se puede calibrar para darnos la porosidad. El tren de ecos observado se puede relacionar tanto con los parámetros de adquisición de datos como con las propiedades de los fluidos porales ubicados en los volúmenes de medición. Entre los parámetros de adquisición de datos están el espaciamiento entre ecos (TE) y el tiempo de polarización (TW). TE es el tiempo entre los ecos individuales en un tren de ecos. TW es el tiempo entre la cesación de la

medición de un tren de ecos y el comienzo de la medición del tren de ecos siguiente. Tanto TE como TW se pueden ajustar para cambiar el contenido de la información de los datos adquiridos.

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

### **1.3.1. Porosidad con RMN.**

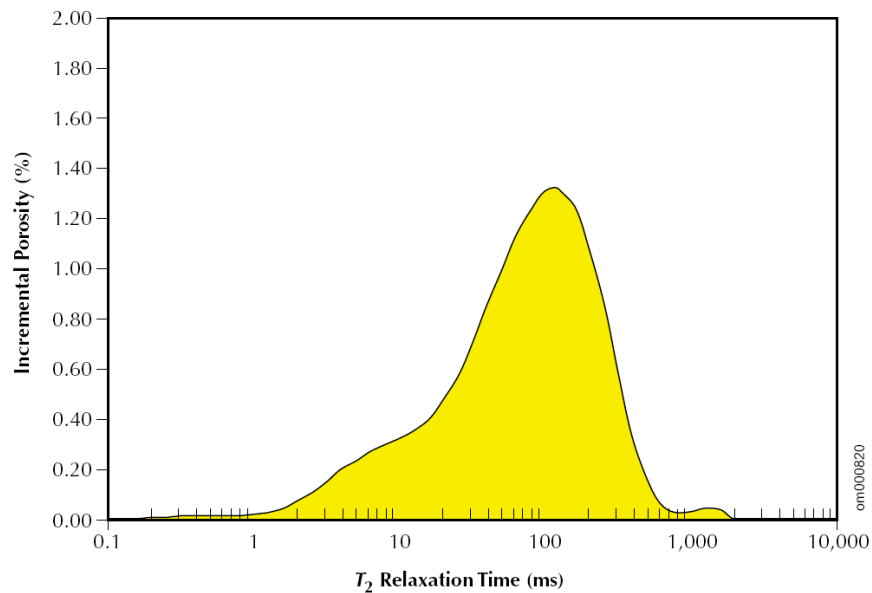
La herramienta MRIL estima la porosidad calculando el volumen total de fluidos contenidos dentro del espacio poral de la roca. Esta porosidad es independiente de la litología de la roca y se puede corroborar comparando las mediciones hechas sobre núcleos en el laboratorio RMN con las mediciones de porosidad en un laboratorio de petrofísica convencional (Coates et al., 1999).

A la hora de calcular la porosidad usando esta herramienta debemos tener en cuenta que el tiempo de polarización (TW) sea suficientemente largo como para lograr la polarización completa de los núcleos de hidrógeno en los fluidos y que el número de núcleos de hidrógeno en el fluido que sea igual al número que habría en un volumen equivalente de agua, es decir,  $HI = 1$  estos factores son sólo relevantes cuando hay presencia de gas o hidrocarburos livianos, para estos casos, se pueden realizar activaciones especiales para proveer información a efectos de corregir la porosidad. También se debe usar un espaciamiento inter eco (TE) suficientemente corto como para registrar los decaimientos por fluidos asociados con poros de arcilla y otros poros de tamaño similar. Esto era un problema en anteriores generaciones de herramientas ya que éstas no podían, en general, percibir la mayoría de los fluidos asociados con minerales de arcilla. Satisfaciendo estas condiciones la porosidad de RMN es la más exacta disponible en la industria del perfilaje (Coates et al., 1999).

### **1.3.2. Distribución T2 con RMN.**

La amplitud del decaimiento del tren de ecos puede interpolarse muy bien mediante una suma de exponenciales decrecientes,

cada una con una constante de decaimiento diferente. El conjunto de todas las constantes de decaimiento forma el espectro de decaimiento o distribución de tiempo de relajamiento transversal ( $T_2$ ). En rocas saturadas con agua, se puede demostrar matemáticamente que la curva de decaimiento asociada con un solo poro será una exponencial única con una constante de decaimiento proporcional al tamaño del poro; es decir, poros pequeños tienen valores bajos de  $T_2$  y poros grandes tienen valores altos de  $T_2$ . En cada profundidad del pozo, las muestras de rocas observadas por la herramienta MRIL-Prime tendrán una distribución de los tamaños de los poros. Por lo tanto, el decaimiento multiexponencial representa la distribución de tamaños porales a esa profundidad, donde cada valor de  $T_2$  corresponde a un tamaño poral diferente. La **Fig. 1.3** muestra la distribución de  $T_2$  derivada del tren de ecos de la **Fig. 1.2**.

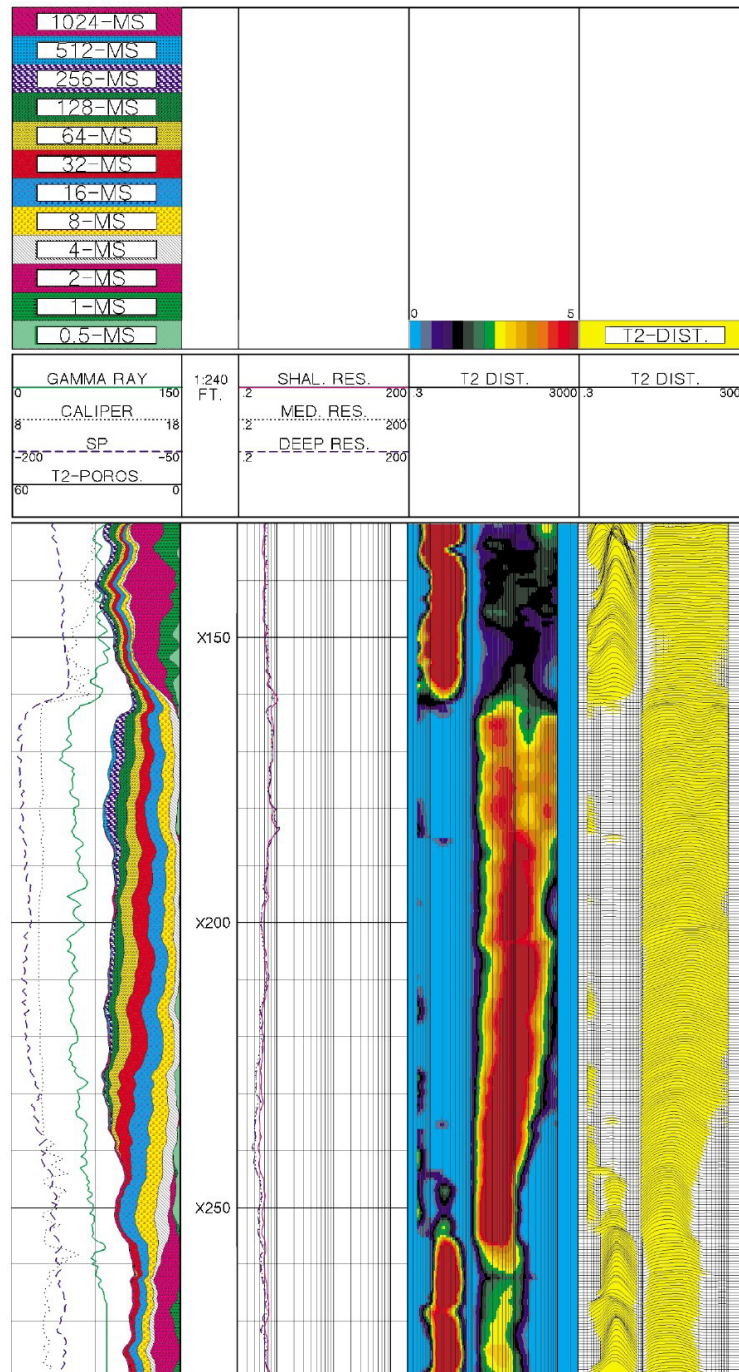


**Fig. 1.3** Distribución de T<sub>2</sub> derivada del tren de ecos de la Fig. 1.2

Más formalmente, el área bajo la curva de distribución de T<sub>2</sub> es igual a la amplitud inicial del tren de ecos. Por lo tanto, la distribución de T<sub>2</sub> se puede calibrar directamente en base a la porosidad. Esencialmente, una función clave de la herramienta RMN y de sus programas de adquisición asociados es la de proveer una descripción exacta de la distribución de T<sub>2</sub> en cada profundidad del pozo. En términos de la distribución de T<sub>2</sub>, MPHI es el área bajo la parte de la curva para la que T<sub>2</sub> = 4 ms, MCBW es el área para la cual T<sub>2</sub> < 4 ms, y MSIG es el área total.

La distribución de T<sub>2</sub> 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. La **Fig 1.4** muestra un ejemplo de esos estilos de presentación.



**Fig. 1.4** En este perfil, las distribuciones de  $T_2$  reflejan diferentes visualizaciones del mismo conjunto de datos



### 1.3.3. Permeabilidad con RMN.

En teoría la permeabilidad incrementa con el tamaño del poro y la cantidad de porosidad efectiva. Mientras más grande sea el poro y mientras existan más interconexiones entre los poros habrá más posibilidades de que el reservorio transmita fluidos. El tiempo de relajación ( $T_2$ ) de la resonancia magnética nuclear está relacionado con la distribución del tamaño de los poros y también puede ser usado para investigar la permeabilidad. Para una red homogénea como la de las areniscas se puede establecer que los poros pequeños generalmente implican bajas permeabilidades mientras que los poros grandes pueden ser asociados con permeabilidades altas (Asquith et al., 2004).

Existen varios métodos usados para determinar permeabilidad de RMN, dependiendo de la preferencia, condiciones del yacimiento y compañía de servicio. Estos métodos solo estiman permeabilidad de la matriz y subestiman la permeabilidad de una formación fracturada. En muchos casos la permeabilidad obtenida de RMN se puede comparar con información obtenida de núcleos (Asquith et al., 2004).

La permeabilidad de la herramienta MRIL es calculada a partir del análisis TDA que genera la curva TDAPERM este estimado de permeabilidad de resonancia magnética nuclear está basado en modelos según los cuales la permeabilidad aumenta con la porosidad y con el tamaño de los poros (Coates et al., 1999).

De acuerdo al modelo de Coates:

$$MPERM = ( (MPHI / K) ^2 * (FFI / BVI) )^2 \quad \text{Ec. 1.1}$$

Donde:

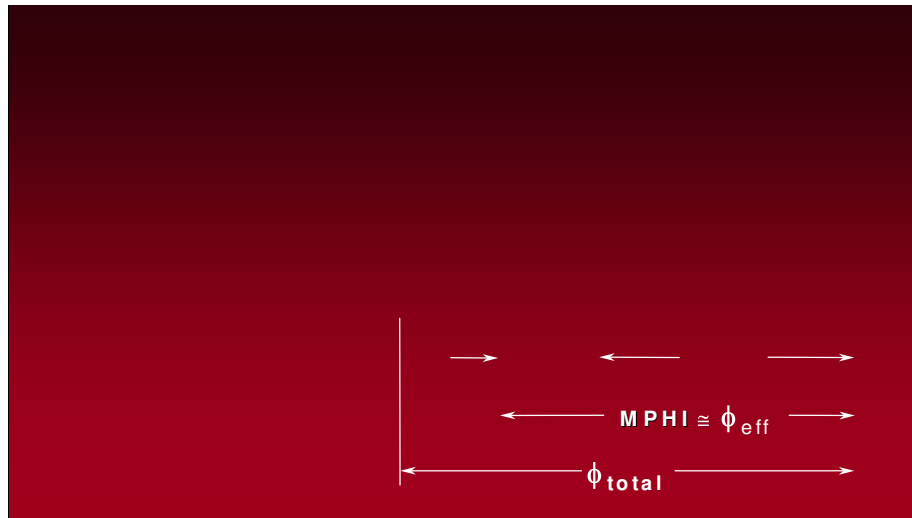
MPHI es la porosidad efectiva del MRIL

FFI es el índice de fluidos libres

BVI es el volumen de agua irreducible

K es una constante de calibración determinada en laboratorio. En ausencia de tales medidas se recomienda un valor de 10 para K.

En formaciones fracturadas, las estimaciones de permeabilidad tanto en el modelo de Coates como en el de SDR son demasiado bajas porque esos modelos pueden representar solamente permeabilidad de matriz. La **Fig. 1.5** ilustra el modelo de porosidad utilizado en el análisis del MRIL (Coates et al., 1999).

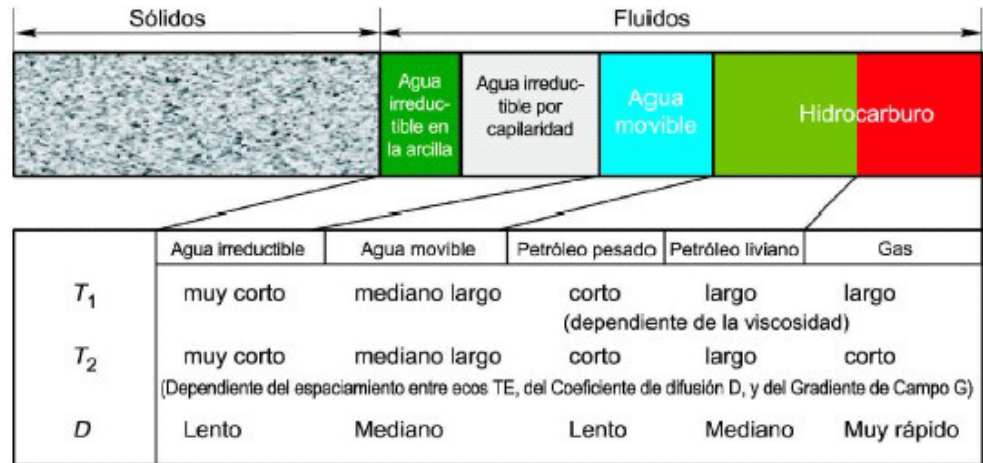


**Fig. 1.5** Modelo de porosidad utilizado en el análisis del MRIL (Coates et al., 1999).

#### 1.4. Propiedades RMN de los fluidos de yacimiento.

El agua asociada con la arcilla, el agua irreductible por capilaridad, y el agua movable ocupan tamaños porales y ubicaciones diferentes. Los fluidos de hidrocarburos difieren de las salmueras en cuanto al sitio que ocupan en el espacio poral, ocupando usualmente los poros más grandes. Los hidrocarburos también difieren entre sí y de las salmueras en viscosidad y difusividad. El perfilaje de RMN utiliza estas diferencias para caracterizar los fluidos en el espacio poral. La **Fig. 1.6** 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 ( $D$  pequeña) 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. Las características RMN de los petróleos son bastante variables y muy dependientes de las viscosidades de los mismos. Los petróleos livianos son altamente difusivos, tienen tiempos de  $T_1$  y  $T_2$  largos, y a menudo exhiben decaimiento uni-exponencial. A medida que la viscosidad aumenta y la mezcla de hidrocarburos se vuelve más compleja, la difusión disminuye, como también disminuyen los tiempos  $T_1$  y  $T_2$ , y los eventos van acompañados por decaimientos uniexponenciales cada vez más complejos. En base a las singulares características RMN de las señales de los fluidos porales, se han desarrollado aplicaciones para identificar, y en algunos casos, cuantificar el tipo de hidrocarburo presente.



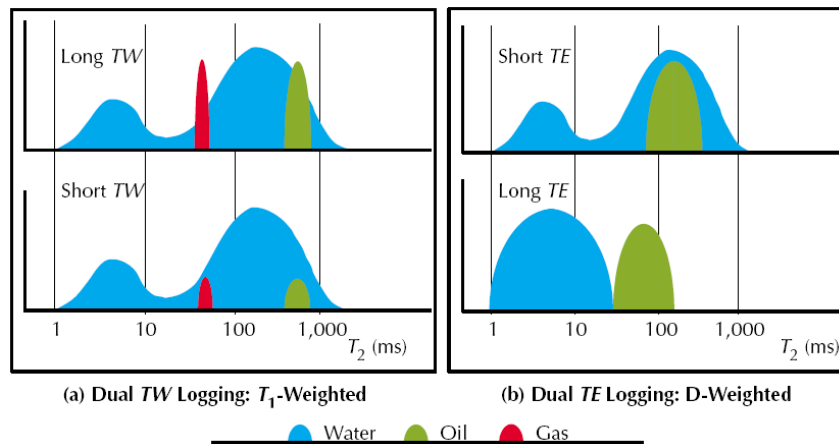
**Fig. 1.6** Los valores cualitativos típicos de  $T_1$ ,  $T_2$ , y  $D$

### 1.5. Identificación de Hidrocarburos con RMN.

A pesar de la variabilidad de las propiedades RMN de los fluidos, a menudo se puede predecir la ubicación de las señales de fluidos de diferentes tipos en la distribución de  $T_2$ , o, si hay datos medidos disponibles, se puede identificar. Esta capacidad provee importante información para la interpretación de datos de RMN y hace que muchas aplicaciones sean prácticas.

La **Fig. 1.7** muestra dos métodos para diferenciar fluidos. En un método, se utilizan diferentes valores de TW con un mecanismo ponderado según  $T_1$  para diferenciar hidrocarburos livianos (petróleo liviano, o gas, o ambos) y agua. En el segundo método, se usan valores diferentes de TE con un mecanismo ponderado según difusividad en un campo magnético

de gradiente muy bien definido para diferenciar petróleo viscoso de agua, o gas de líquido.



**Fig. 1.7** Métodos para diferenciar fluidos

El Método del Espectro Diferencial (DSM) es un ejemplo de un mecanismo ponderado según  $T_1$  en el que dos trenes de ecos se adquieren simultáneamente en el mismo intervalo utilizando dos tiempos diferentes de polarización. El tren de ecos registrado después del TW corto contiene casi todas las señales de agua pero sólo algunas de las señales de hidrocarburos livianos. Sin embargo, el tren de ecos registrado después del TW largo contiene todas las señales tanto del agua como de los hidrocarburos livianos que estén presentes. Se puede crear un espectro diferencial que contiene sólo componentes de hidrocarburos livianos tomando la diferencia entre las distribuciones de

$T_2$  invertidas separadamente de los trenes de ecos adquiridos en los dos tiempos de polarización diferentes.

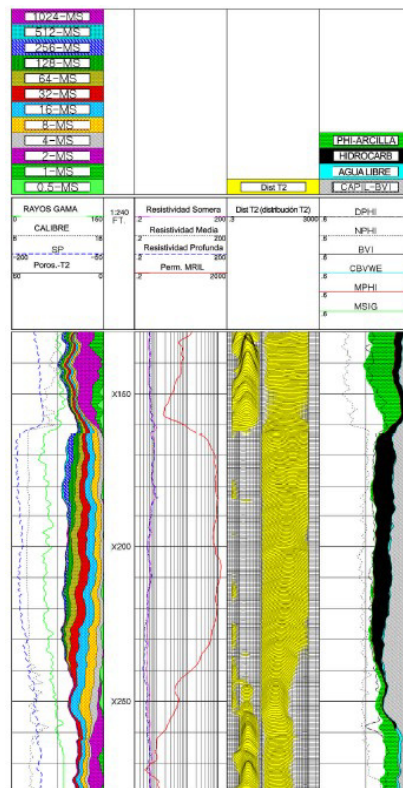
Los dos trenes de ecos utilizados para computar un espectro diferencial se pueden sustraer entre sí y el tren de ecos resultante se puede examinar a través de un proceso denominado Análisis en el Dominio del Tiempo (TDA). El análisis TDA comienza extrayendo los decaimientos exponenciales asociados con hidrocarburos livianos (petróleo y/o gas), confirmando así la presencia de esos fluidos, para luego suministrar estimaciones de los volúmenes de fluidos. El TDA es un proceso más robusto que el DSM.

#### **1.6. 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 basada en la resistividad. Sin embargo, las mediciones de resistividad no pueden distinguir entre agua irreductible 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. La información exclusiva provista por el perfilaje con RMN, tal como BVI y MCBW, puede mejorar significativamente la estimación de la saturación

de agua basada en resistividad y puede ayudar enormemente en el reconocimiento de zonas productivas que producirán sin agua.

A través de un proceso de análisis con MRI-Prime 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. El perfil mostrado en la **Fig. 1.8** contiene resultados del análisis MRIAN.



**Fig. 1.8** Perfil que contiene resultados del análisis MRIAN



### 1.7. 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 ( $T_{2diffusion}$ ): 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,

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2bulk}} + \frac{1}{T_{2surface}} + \frac{1}{T_{2diffusion}} \quad \text{Ec.1.2}$$

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1bulk}} + \frac{1}{T_{1surface}} \quad \text{Ec.1.3}$$

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:

### 1.7.1. 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. 1.4**

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

#### Gas

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

**Ec. 1.5**

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

#### Petróleo inerte

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

**Ec. 1.6**

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

Donde:

$T_K$  = temperatura (°K)

$\eta$  = viscosidad del fluido (cp)

$\rho_g$  = densidad del gas (gm/cm<sup>3</sup>)

### 1.7.2. 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:

$$\frac{1}{T_{2surface}} = \rho_2 \left( \frac{S}{V} \right)_{pore} \quad \text{Ec. 1.7}$$

$$\frac{1}{T_{1surface}} = \rho_1 \left( \frac{S}{V} \right)_{pore} \quad \text{Ec. 1.8}$$

Donde:

$\rho_2$  = relaxividad por superficie para  $T_2$  (poder de relajamiento  $T_2$  de las superficies de los granos)

$\rho_1$  = 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

### 1.7.3. 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:

$$\frac{1}{T_{diffusion}} = \frac{D(\gamma GTE)^2}{12}$$

**Ec. 1.9**

Donde

D = coeficiente de difusión molecular

$\gamma$  = 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. 1.10****Petróleo**

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

**Ec. 1.11****Agua**

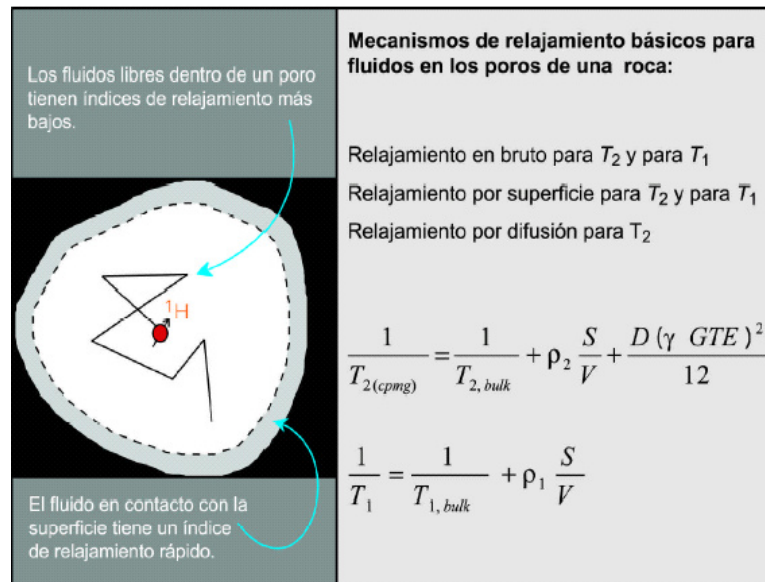
$$D_w \cong 1.2 \left( \frac{T_K}{298\eta} \right) \times 10^{-5} \text{ cm}^2 / \text{s}$$

**Ec. 1.12**

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.

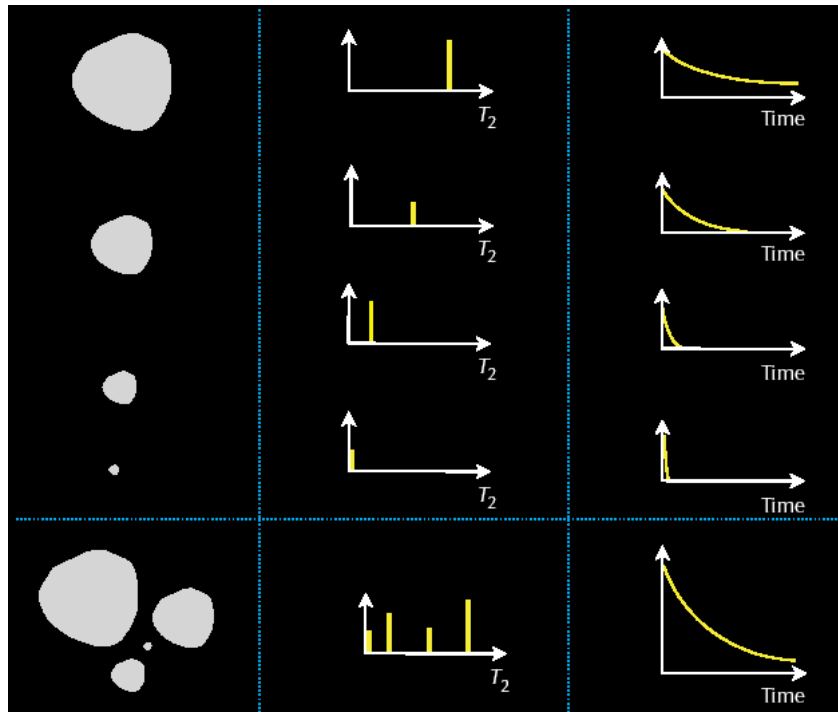
La **Fig. 1.9** ilustra los mecanismos básicos de relajamiento.



**Fig. 1.9** El relajamiento de fluidos porales se debe a mecanismos en bruto, por superficie y por difusión

### 1.8. 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. 1.10** ilustra el carácter de decaimiento multiexponencial de un medio poroso que contiene poros de tamaños diferentes y una sola fase humectante.

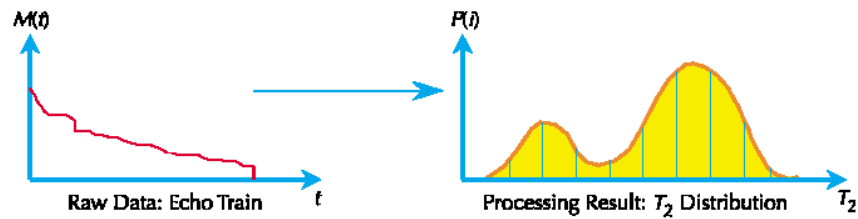


**Fig. 1.10** Un poro 100% saturado con agua (izquierda arriba) tiene un solo valor de  $T_2$  (centro arriba) que depende del tamaño poral, y entonces su tren de ecos de momentos magnéticos exhibe un decaimiento uniexponencial (derecha arriba) que también depende del tamaño poral. Múltiples poros 100% 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. 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. 1.11** ilustra las entradas (tren de ecos) y salidas (distribución de  $T_2$ ) del proceso de correlación.





**Fig. 1.11** 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.

#### 1.10. 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.

#### 1.11. Determinación del BVI y SBVI.

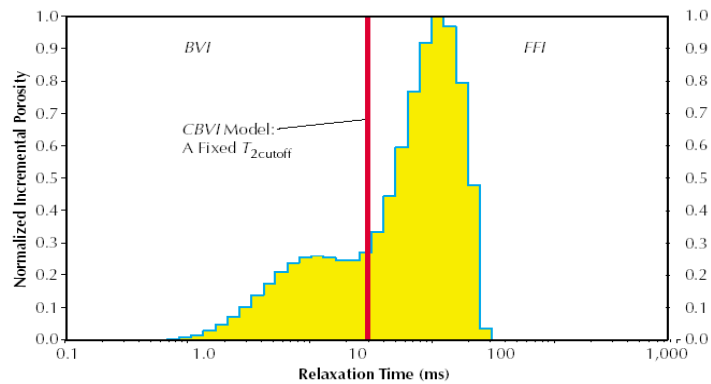
La estimación del **BVI**, el volumen bruto de agua irreducible en una formación, es una de las primeras y más ampliamente utilizadas aplicaciones del perfilaje de RMN. Actualmente hay dos métodos disponibles para la determinación del BVI. El primer método, BVI de

umbral (**CBVI**), se basa en un valor fijo de  $T_2$  ( $T_{2\text{cutoff}}$ ) 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. 1.12** muestra el concepto de CBVI. La estimación del BVI con RMN se basa en suponer que los fluidos irreducibles 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

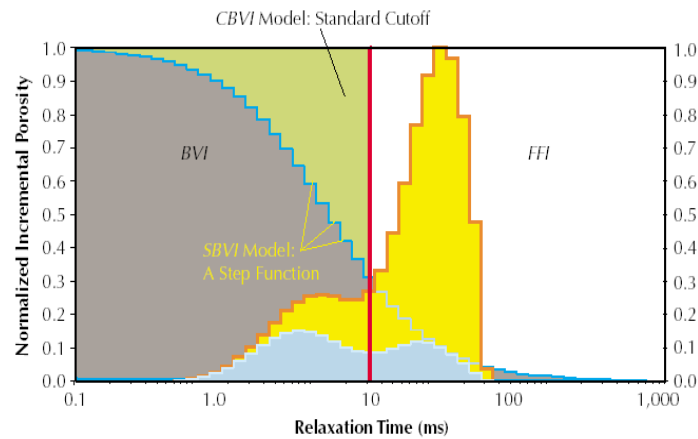
en la figura. La porción del BVI se denomina el BVI de umbral (CBVI).



**Fig. 1.12** Modelo de CBVI

### b) BVI espectral

Este método tiene su aplicación principal en la cuantificación del agua móvil, 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. 1.13.**



**Fig. 1.13** Modelo de SBVI.

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. MÉTODO DE ANÁLISIS EN EL DOMINIO DEL TIEMPO (TDA) Y SOLUCIONES DERIVADAS DEL POZO N EN CAMPOS DE GAS Y CRUDO LIVIANO.

### 2.1. Concepto del TDA.

Este análisis opera bajo el principio de que los fluidos tienen diferentes valores de polarización ( $T_1$ ). Para el gas y petróleo liviano es generalmente mayor que el del agua. El TDA es muy efectivo a la hora de evaluar yacimientos de gas y petróleo liviano. Este procesamiento utiliza información proveniente de la herramienta MRIL en el proceso de interpretación no necesita de información de otras herramientas para ser generado (Coates et al., 1999).

## **2.2. Beneficios de la Técnica de Análisis en el dominio del Tiempo.**

El Análisis en el Dominio del Tiempo provee:

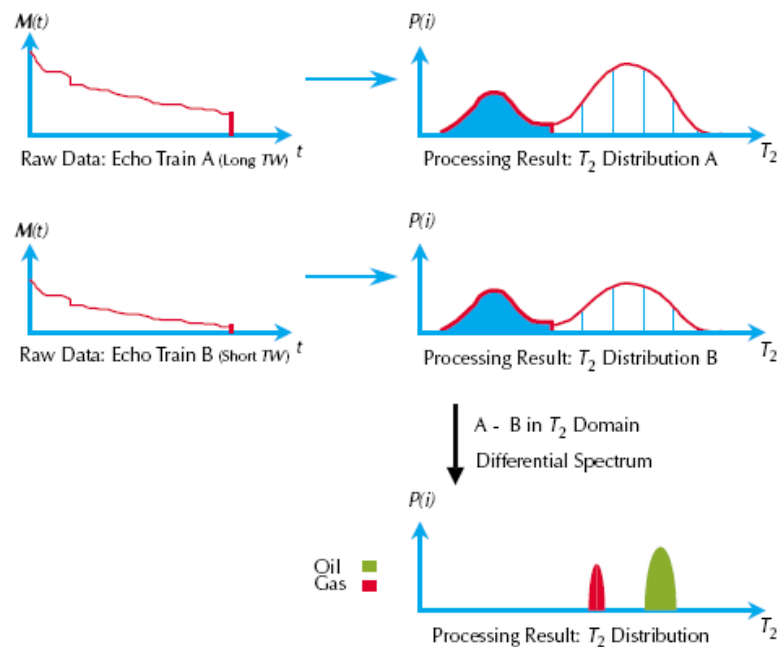
- Tipos de fluido en la zona invadida.
- Porosidad MRIL corregida en yacimientos de gas (sin esta corrección los datos de MRIL subestiman la porosidad debido al largo  $T_1$  y bajo índice de hidrógeno del gas).
- Porosidad MRIL corregida en petróleos livianos.
- Análisis completo de saturación de fluidos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

## **2.3. Principio del TDA**

Este procesamiento compara dos espectros tomados con tiempo de espera largo y corto respectivamente. Con un tiempo de espera suficientemente largo se considera que todo el volumen del agua y los volúmenes de petróleo y gas han sido completamente polarizados, mientras que con un tiempo de espera corto, los fluidos con  $T_1$  largo (gas y petróleo liviano) habrán quedado polarizados sólo parcialmente. El espectro diferencial (resta de los dos espectros) será por lo tanto proveniente de aquellos fluidos con tiempo de polarización largo, que normalmente son crudo liviano y gas (Coates et al., 1999).

### 2.3.1. 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. 2.1**.



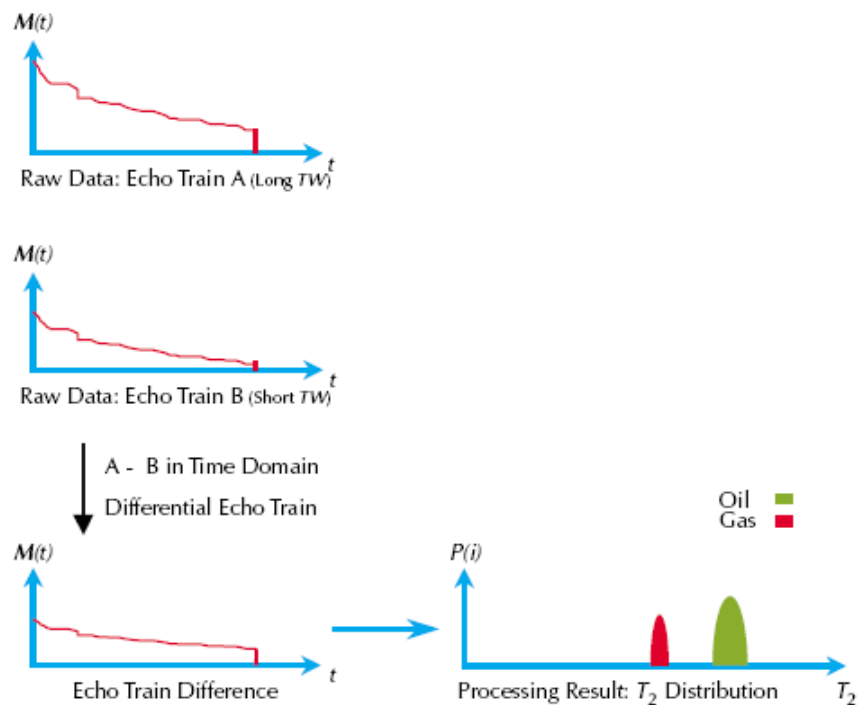
**Fig. 2.1** Método del Espectro Diferencial

### 2.3.2. 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. 2.2.**

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. 2.3.**



**Fig. 2.2** Análisis en el Dominio del Tiempo



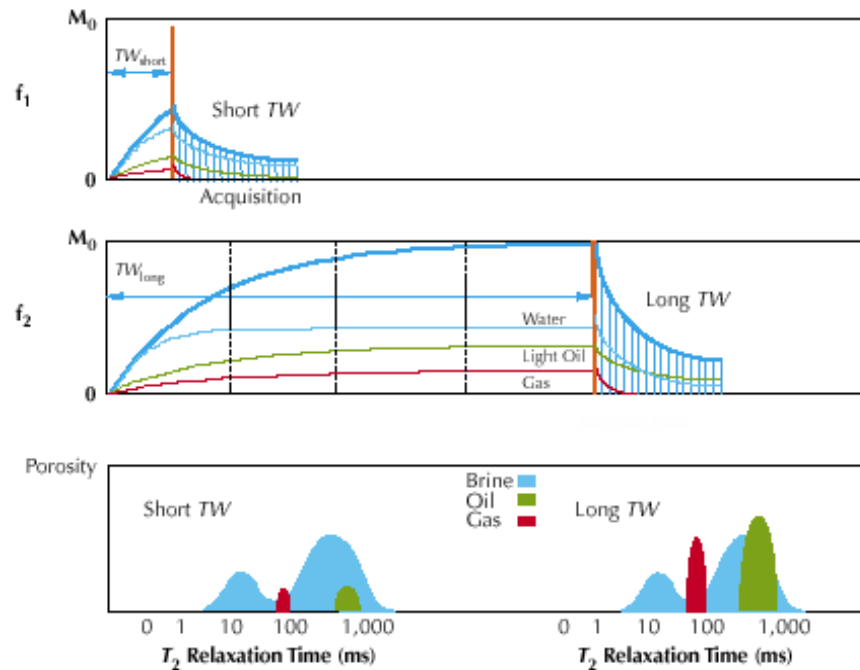


Fig. 2.3 Perfilaje de doble-TW

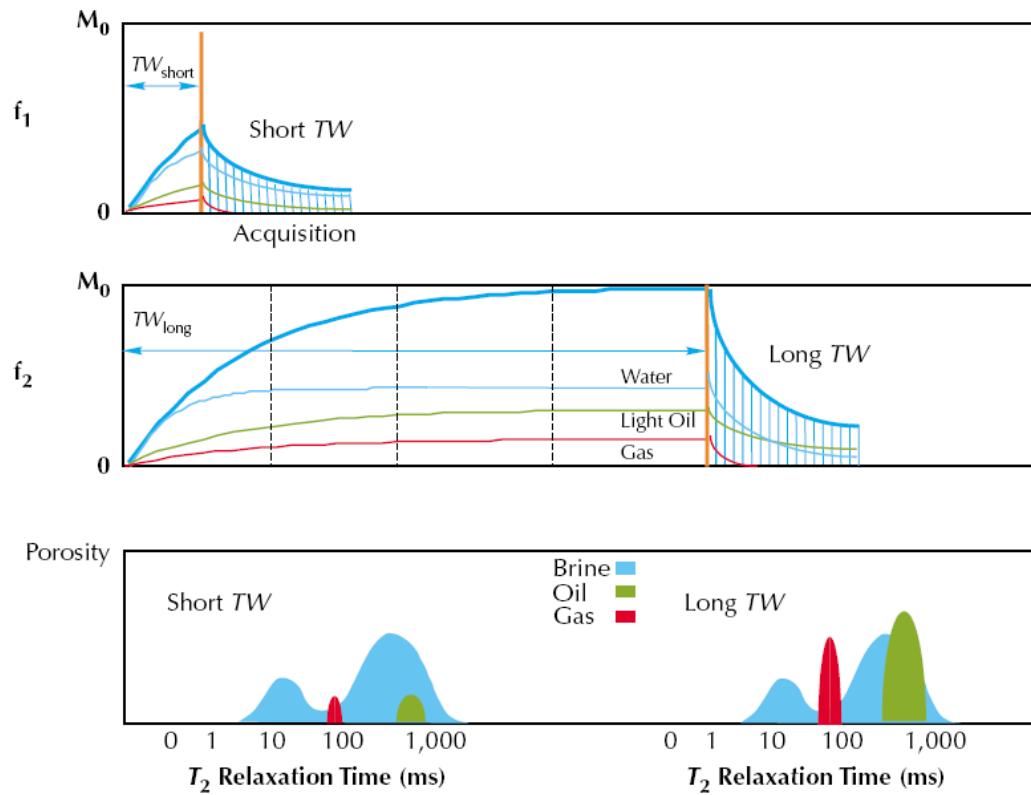
#### 2.4. Adquisición de datos.

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. Un típico par de TW es 1 y 8 s, con un TE de 0.9 ó 1.2 ms.

La **Fig. 2.4** ilustra el principio del perfilaje de doble-TW. Las secciones superior y del media muestran la polarización y adquisición de ecos con una modalidad de doble frecuencia utilizando las frecuencias  $f_1$  and  $f_2$ . En esta ilustración el tren de ecos con un TW corto se adquiere en el

ámbito cilíndrico de  $f_1$ , o volumen sensible de  $f_1$ , mientras la formación se está polarizando en el ámbito cilíndrico de  $f_2$ . Luego se adquiere un tren de ecos con un TW largo en el ámbito de  $f_2$ . El TW corto se selecciona como para que los protones en agua se polaricen totalmente, pero para que los protones tanto del gas como de petróleos livianos se polaricen sólo parcialmente. Durante el ciclo del TW corto, todos los protones del agua se polarizan totalmente, y los protones del gas y del petróleo liviano quedan más completamente polarizados que durante el ciclo del TW corto. La polarización completa del agua implica que la diferencia entre las mediciones del TW largo y del TW corto se debe a las señales de gas y de petróleo liviano. La sección de abajo en la **Fig. 2.4** muestra las distribuciones de  $T_2$  de ambos trenes de ecos. Los resultados del perfilaje del doble-TW a nivel de pozo tienen distribuciones de  $T_2$  con TW corto y TW largo; MPHI, BVI, y MFFI aparentes de los ecos de trenes tanto con TW corto como con TW largo; y MPERM de las mediciones con TW largo. La **Fig. 2.5** muestra un perfil de doble-TW. Comparando el BVI y el MFFI de las mediciones tanto del TW corto como del largo, se puede obtener información útil de un vistazo. Tanto el gas como el petróleo liviano tienen un  $T_1$  largo, y por eso necesitan un TW más largo para la polarización total. Si hay petróleo liviano presente, el MFFI del TW largo será mayor que el del

TW corto. En una zona de gas, el BVI y el MFFI de un TW largo serán mayores que el de un TW corto.



**Fig. 2.4** El perfilaje de doble-TW adquiere un tren de ecos parcialmente polarizado con un TW corto (sección superior) y un tren de ecos completamente polarizado con un TW largo (sección del medio).

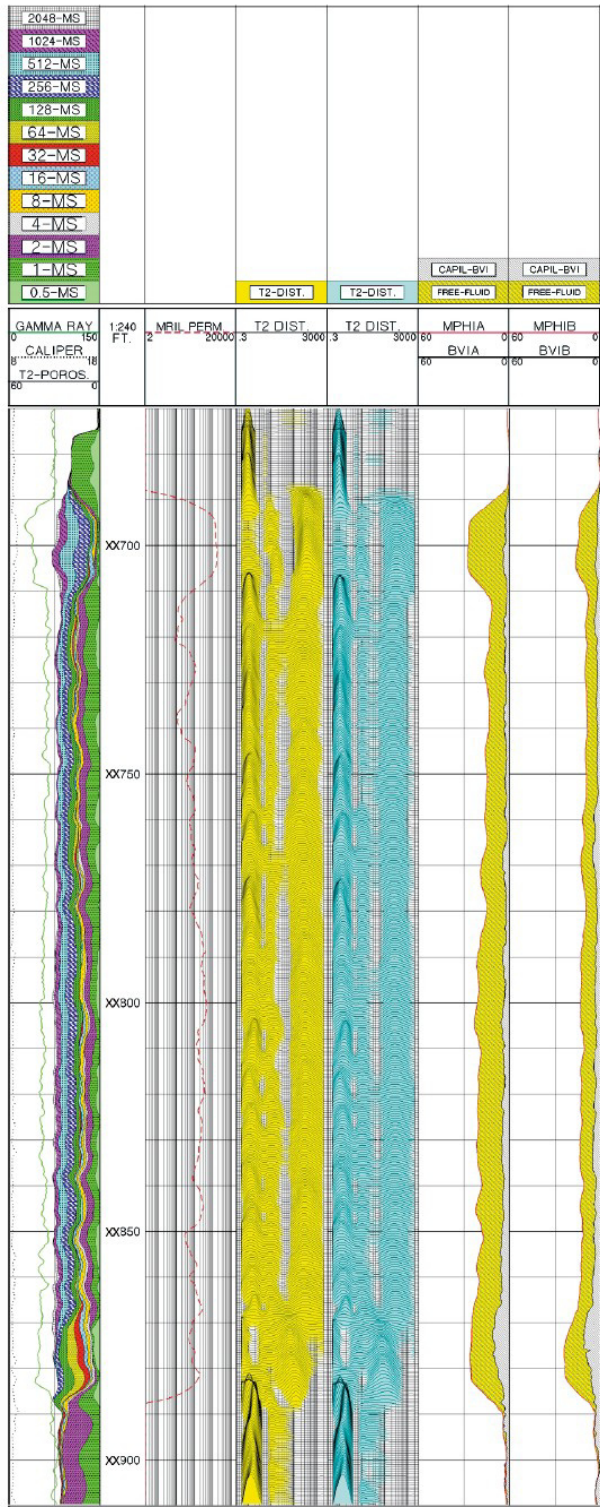


Fig. 2.5 Este perfil muestra los resultados del doble-TW a nivel de pozo.

## **2.5. Aplicaciones y Soluciones del TDA en:**

Para el análisis se seleccionó el pozo N, de un Campo determinado, el pozo fue perfilado satisfactoriamente usando el Registro de Resonancia Magnética Nuclear (RMN), debido a las condiciones de la formación y al tipo de hidrocarburo que se obtiene en dicha zona se realizó un Análisis en el Dominio del Tiempo (TDA).

### **2.5.1. Ejemplo del Pozo N.**

De los registros de Resonancia Magnética Nuclear se obtuvieron los valores de arena neta petrolífera, porosidad, permeabilidad y saturación de hidrocarburos además de identificar los tipos de fluidos presentes en las unidades evaluadas. Los registros de RMN permitieron obtener valores de porosidad independiente del tipo de matriz, determinar el volumen de agua irreducible (BVI), el volumen de agua asociada a las arcillas (CBW), el volumen de fluido libre (FFI); así como la caracterización del tipo de hidrocarburo (gas, petróleo liviano) y un índice de permeabilidad que permitió conocer la calidad relativa del yacimiento.

En el Pozo N se identificaron 12 unidades prospectivas para el análisis especial (TDA), no obstante, a partir de los métodos convencionales se totalizaron 212 pies de espesor, mientras que los análisis RMN exhibieron un total de 259 pies de espesor. Lo que permitió aumentar en 47 pies la cantidad de espesor reportados en esta sección perfilada.

<b>UNIDAD</b>	<b>Espesor (Pies)</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>Saturación de Hc (%)</b>
<b>N-C</b>	<b>6</b>	<b>12</b>	<b>80</b>
<b>N-E</b>	<b>23</b>	<b>13</b>	<b>90</b>
<b>N-G</b>	<b>20</b>	<b>15</b>	<b>85</b>
<b>N-H</b>	<b>23</b>	<b>13 - 15</b>	<b>85</b>
<b>N-I</b>	<b>4</b>	<b>11</b>	<b>70</b>
<b>N-J1L</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>90</b>
<b>N-K</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>85</b>
<b>N-L</b>	<b>30</b>	<b>11 - 13</b>	<b>80</b>
<b>N-M1</b>	<b>22</b>	<b>12</b>	<b>98</b>
<b>N-M2</b>	<b>36</b>	<b>12 - 15</b>	<b>60</b>
<b>N-Q</b>	<b>11</b>	<b>8 - 12</b>	<b>75 - 80</b>
<b>N-T4,5</b>	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>90</b>

**Tabla 2.1** Propiedades Petrofísicas obtenidas para el análisis del pozo N.

<b>UNIDAD</b>	<b>Espesor (Pies)</b>	<b>Porosidad (%)</b>	<b>Permeabilidad (mD)</b>	<b>Saturación de Hc (%)</b>
<b>N-C</b>	<b>20</b>	<b>9 - 12</b>	<b>1 - 20</b>	<b>60 - 85</b>
<b>N-E</b>	<b>30</b>	<b>13</b>	<b>50</b>	<b>75</b>
<b>N-G</b>	<b>20</b>	<b>15</b>	<b>10</b>	<b>80</b>
<b>N-H</b>	<b>23</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>80</b>
<b>N-I</b>	<b>8</b>	<b>12</b>	<b>20</b>	<b>60 - 75</b>
<b>N-J1L</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>30</b>	<b>80</b>
<b>N-K</b>	<b>13</b>	<b>11</b>	<b>200</b>	<b>80</b>
<b>N-L</b>	<b>30</b>	<b>9</b>	<b>1-10</b>	<b>80</b>
<b>N-M1</b>	<b>22</b>	<b>12</b>	<b>200-300</b>	<b>90</b>
<b>N-M2</b>	<b>54</b>	<b>10 - 12</b>	<b>10 - 100</b>	<b>60 - 85</b>
<b>N-Q</b>	<b>15</b>	<b>7 - 13</b>	<b>2 - 80</b>	<b>50 - 80</b>
<b>N-T4,5</b>	<b>11</b>	<b>9</b>	<b>3</b>	<b>80</b>

**Tabla 2.2** Propiedades Petrofísicas obtenidas a partir del análisis TDA para el pozo N.

Las unidades N-C, N-I, N-M2 y N-Q fueron reconocidas como prospectivas para ambos métodos de caracterización, sin embargo, estas unidades exhibieron diferencias en cuanto a la calidad de roca interpretada (porosidad, permeabilidad, espesor).

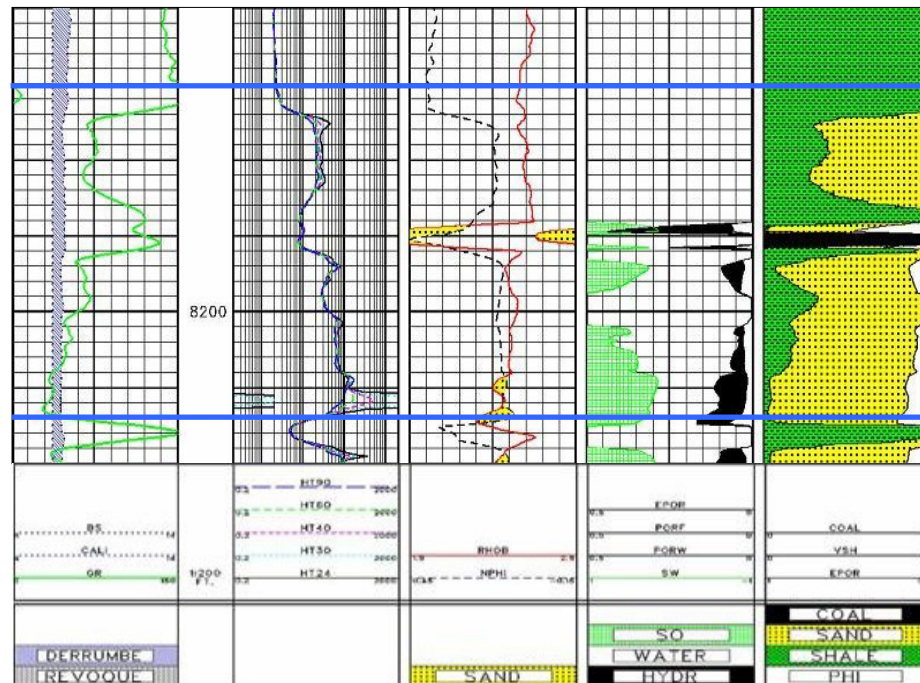
Los valores de las unidades N-C, N-I, N-M2 y N-Q fueron obtenidos de los registros convencionales.

La Unidad N-C (8170' – 8214'): El intervalo que corresponde a la unidad N-C comprendido entre 8170' - 8214' exhibe hacia la sección superior (8170 – 8190') baja calidad de roca según los registros convencionales, evidenciado por altos valores de rayos gamma y ausencia de cruce de la curvas Densidad/Neutrón. No obstante, hacia la sección inferior de esta unidad los valores de GR disminuyen y las curvas de Densidad/Neutrón muestran cruce, permitiendo inferir mejor calidad de la roca hacia la base. El análisis de arenas arcillosas exhibe valores cercanos a 6 pies de espesor donde la porosidad mantuvo valores de 12% en promedio y la saturación de hidrocarburos promedio es de 80%, (**Fig. 2.6**). Las dos pistas finales del registro que se muestra en la **Fig. 2.6** es información obtenida por el análisis SASHA\*.

\*Análisis de arenas arcillosas (SASHA): Este procesamiento provee evaluación volumétrica de hidrocarburos y agua en arenas arcillosas valiéndose de información de registros convencionales de rayos gamma, resistividad, densidad y neutrón, usa como base un crossplot tradicional de Densidad - Neutrón para su análisis volumétrico, contiene también una variedad de modelos de saturación de agua para optimizar el análisis petrofísico del yacimiento, debido a que este análisis estima saturación de agua, sólo se puede determinar saturación total de agua y saturación

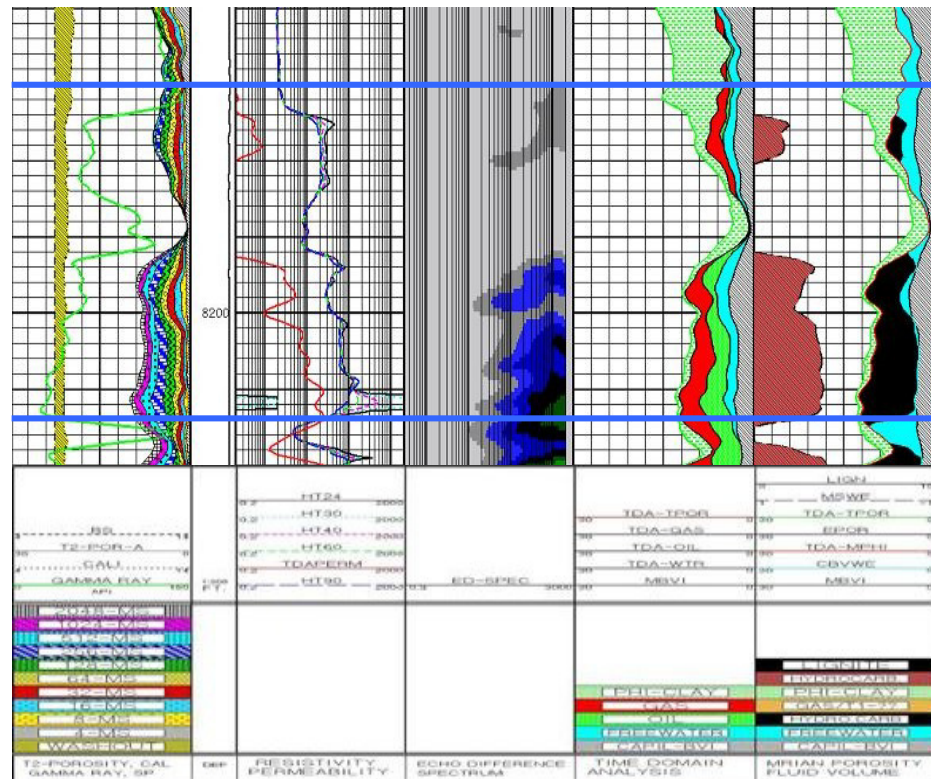


total de hidrocarburo sin poder distinguir los tipos de agua e hidrocarburos en el yacimiento.



**Fig. 2.6** Análisis de la unidad N-C.

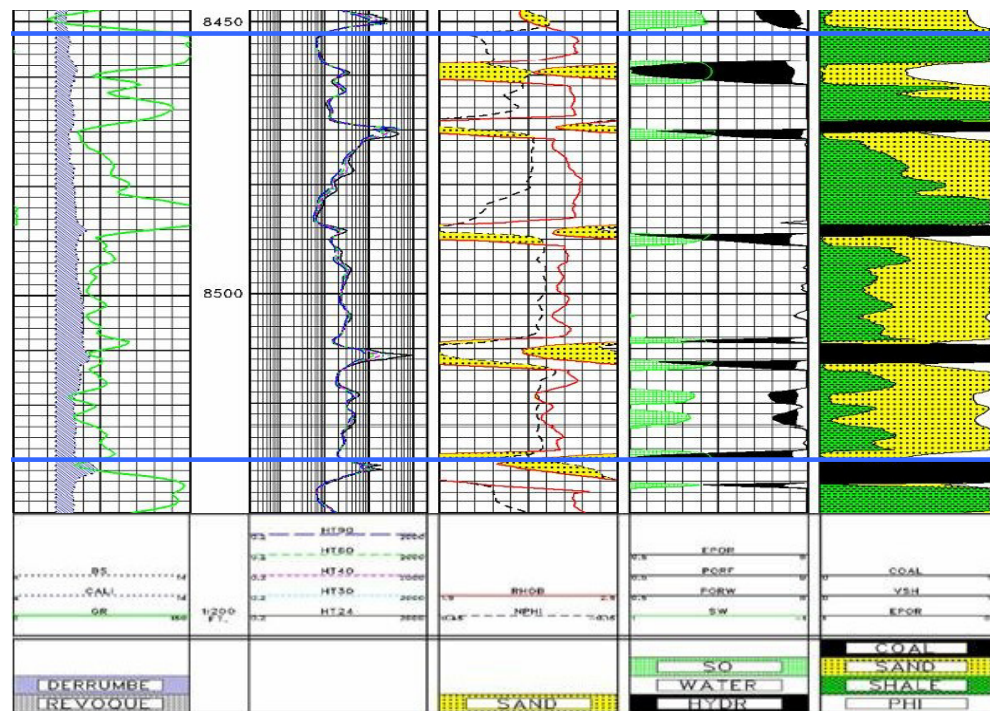
La interpretación del análisis TDA entre 8194' y 8214' muestra 20 pies de espesor con valores de porosidad total que oscilaron entre 9% -12%, la permeabilidad en esta sección osciló entre 1 mD y 20 mD.



**Fig. 2.7** Análisis TDA/MRIAN de la unidad N-C.

El análisis que se realizó en la **Fig. 2.7** es la combinación TDA/MRIAN, pero en esta sección se interpreta con el Método de Análisis en el Tiempo (TDA), MRIAN será analizado en el Cap. 4. Para este intervalo los análisis de interpretación de resonancia magnética nuclear permitieron incrementar en 14 pies la cantidad de arena neta petrolífera, además de ofrecer un índice de permeabilidad y caracterizar adecuadamente los fluidos existentes en la roca.

La Unidad N-I (8452' – 8530'): El intervalo correspondiente a N-I exhibió según los registros convencionales baja calidad de roca, evidenciado por altos valores de GR y ausencia de cruce entre las curvas Densidad/Neutrón, la resistividad mantuvo valores entre 20 ohmm y 40 ohmm, basado en estos indicadores el análisis SASHA presenta dos intervalos arenosos de aproximadamente 2 pies de espesor separados por un lente de arcilloso la porosidad alcanza valores de 11% y la saturación de hidrocarburo mantiene valores cercanos al 70%, (**Fig. 2.8**).



**Fig. 2.8** Análisis SASHA de la unidad N-I.

La interpretación de los análisis TDA/MRIAN mostró en esta unidad un espesor prospectivo cercano a 8 pies, donde se apreciaron valores de porosidad total cercanos a 12%, los valores para saturación de hidrocarburos varían entre 60% - 75%, correspondiendo el volumen restante al BVI + CBW (20%), el índice de permeabilidad obtenido mostro valores cercanos a 20 mD, (Fig. 2.9).

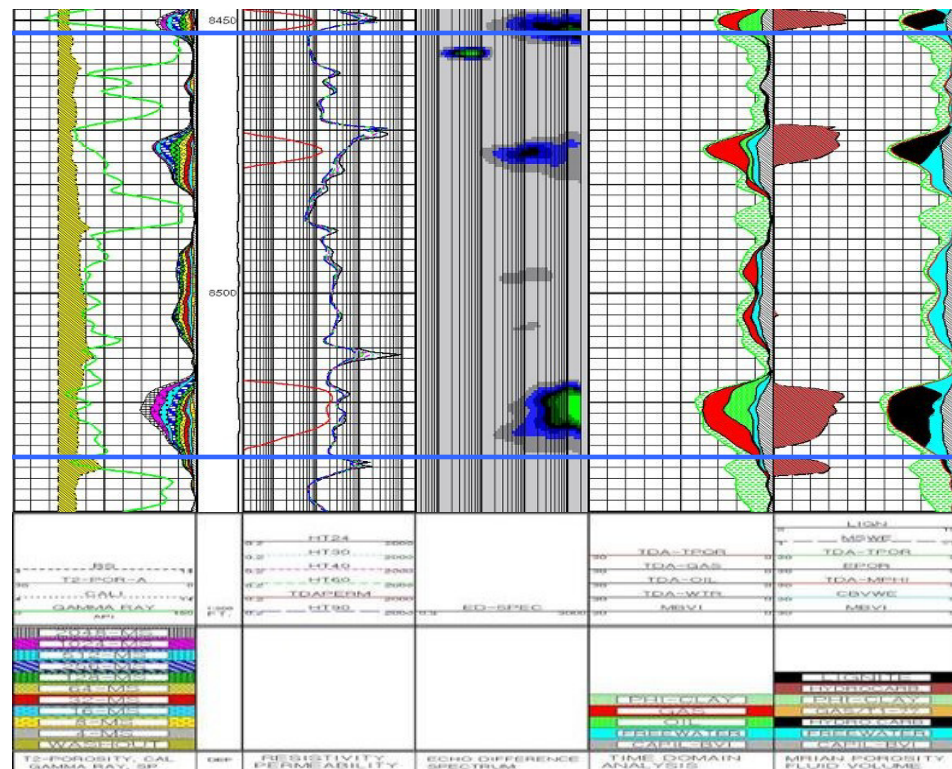


Fig. 2.9 Análisis TDA/MRIAN de la unidad N-I.



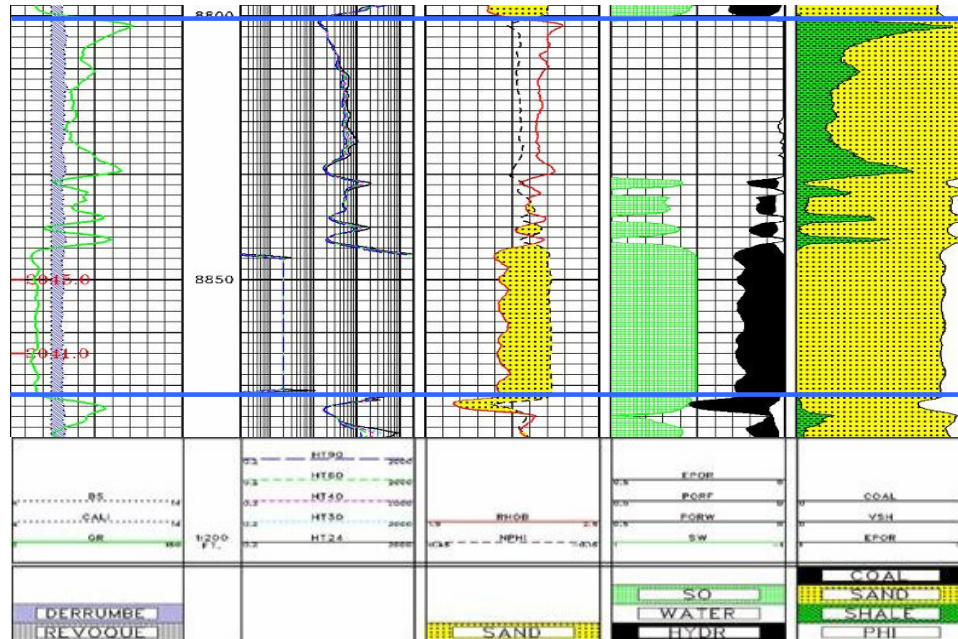
El análisis que se realizó en la **Fig. 2.9** es la combinación TDA/MRIAN, pero en esta sección se interpreta con el Método de Análisis en el Tiempo (TDA), MRIAN será analizado en el Cap. 4.

En esta unidad el empleo de la RMN permitió incrementar en 4 pies el espesor de arena neta petrolífera y caracterizar adecuadamente el volumen de fluidos irreducibles y ligados a las arcillas BVI y CBW respectivamente.

La Unidad N-M2 (8800' – 8872'): El intervalo que corresponde a la unidad N-M2 se presentó como una roca de baja calidad en su parte superior evidenciado por los valores de GR y por la ausencia de cruce de las curvas de Densidad/Neutrón. En la parte inferior se apreció una clara mejora en la calidad de roca donde el cruce Densidad /Neutrón indicó presencia de gas y el GR exhibió valores relativamente bajos, por su parte, la resistividad mostró el comportamiento característico de zonas saturadas con gas.

El análisis de arenas arcillosas SASHA con base en los registros convencionales mostró en esta sección, cerca de 36 pies de arena neta petrolífera (correspondiente a la parte inferior del intervalo)

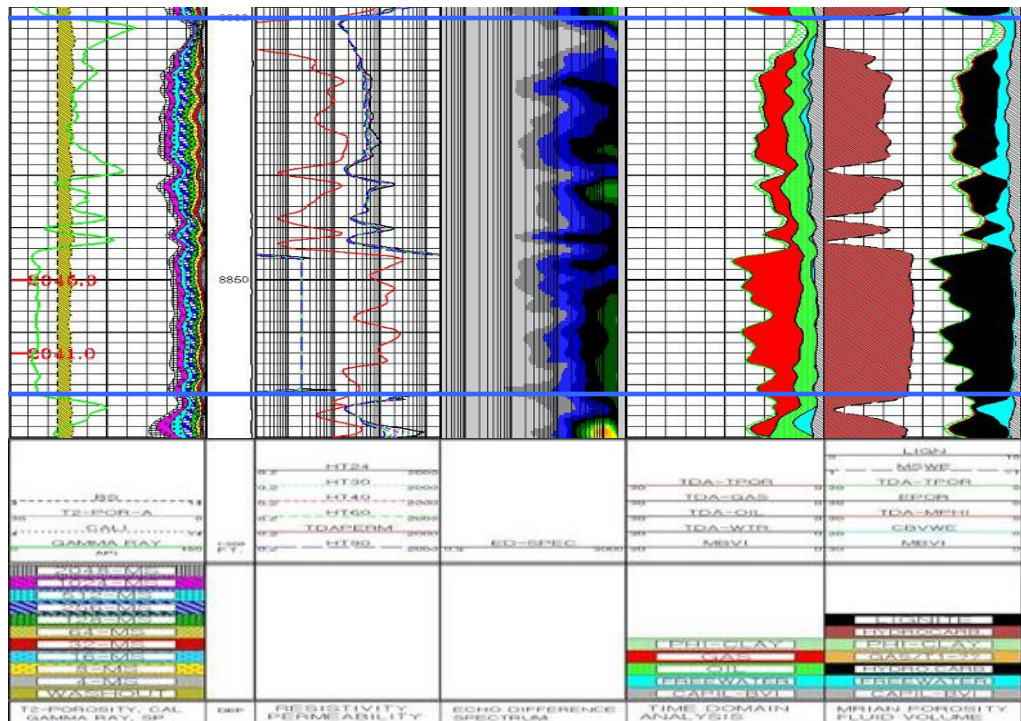
caracterizada por una porosidad que osciló entre 12% - 15% y una saturación de hidrocarburo superior al 60%, (**Fig. 2.10**).



**Fig. 2.10** Análisis SASHA de la unidad N-M2.

Los resultados obtenidos de la interpretación de los análisis TDA/MRIAN indicaron aproximadamente 54 pies de arena neta petrolífera divididos en 18 pies en la parte superior donde la porosidad se mantuvo cerca del 10% y la permeabilidad mostró valores próximos a 10 mD, en la sección superior la saturación hidrocarburos presentó valores de 60% en promedio correspondiendo el resto a agua libre (20%) y agua irreducible (20%). Los restantes 28 pies de arena neta petrolífera en la parte

inferior presentaron una porosidad de 12%, permeabilidad de 100 mD y saturación de hidrocarburo de 85% correspondiendo el restante al agua irreducible (BVI), (**Fig. 2.11**).



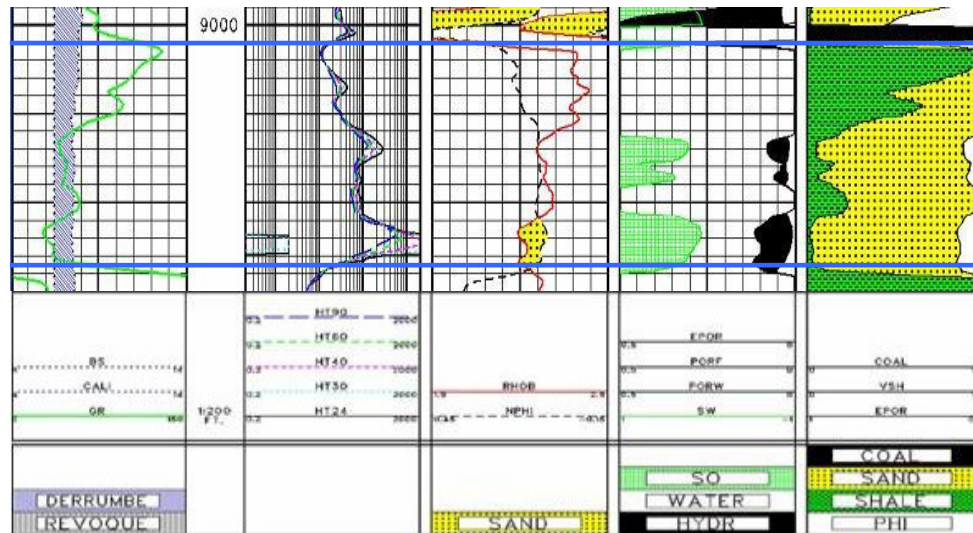
**Fig. 2.11** Análisis TDA/MRIAN de la unidad N-M2.

El análisis que se realizó en la **Fig. 2.11** es la combinación TDA/MRIAN, pero en esta sección se interpreta con el Método de Análisis en el Tiempo (TDA), MRIAN será analizado en el Cap. 4.

Los análisis TDA/MRIAN permitieron incrementar en 18 pies la cantidad de espesor en este intervalo a través de la caracterización efectiva de la sección comprendida entre 8810' – 8828', adicionalmente fue posible distinguir entre el volumen de agua libre y el volumen de agua irreducible generando una interpretación más confiable y realista.

La Unidad N-Q (9002' – 9027'): La unidad N-Q exhibe entre 9012' – 9027' una sección de arena relativamente sucia que disminuye el contenido de arcilla hacia la base. Entre 9012'- 9018' el análisis SASHA indicó calidad de roca moderada evidenciando por la existencia de porosidad menor a 8% y valores para la saturación de hidrocarburos inferiores a 75%. La sección comprendida entre 9022' y 9027' exhibió mejor condición de roca definido por valores de porosidad entre 10% - 12% y una saturación de hidrocarburo superior al 80%. En total el análisis convencional permitió totalizar 11 pies de espesor dividido en dos zonas de 6 pies (intervalo superior de calidad moderada) y 5 pies (intervalo inferior de buena calidad) (**Fig. 2.12**).





**Fig. 2.12** Análisis SASHA de la unidad N-Q

La interpretación de la resonancia magnética nuclear (**Fig. 2.13**) indicó la posible existencia de continuidad vertical en la sección entre 9012' – 9027' lo que permitió totalizar 15 pies de espesor donde los valores de porosidad oscilaron entre 7% - 13% y la permeabilidad varió entre 2 mD - 80 mD. La saturación de hidrocarburo en esta sección varió entre 50% - 80% correspondiendo el resto al BVI y al agua libre.

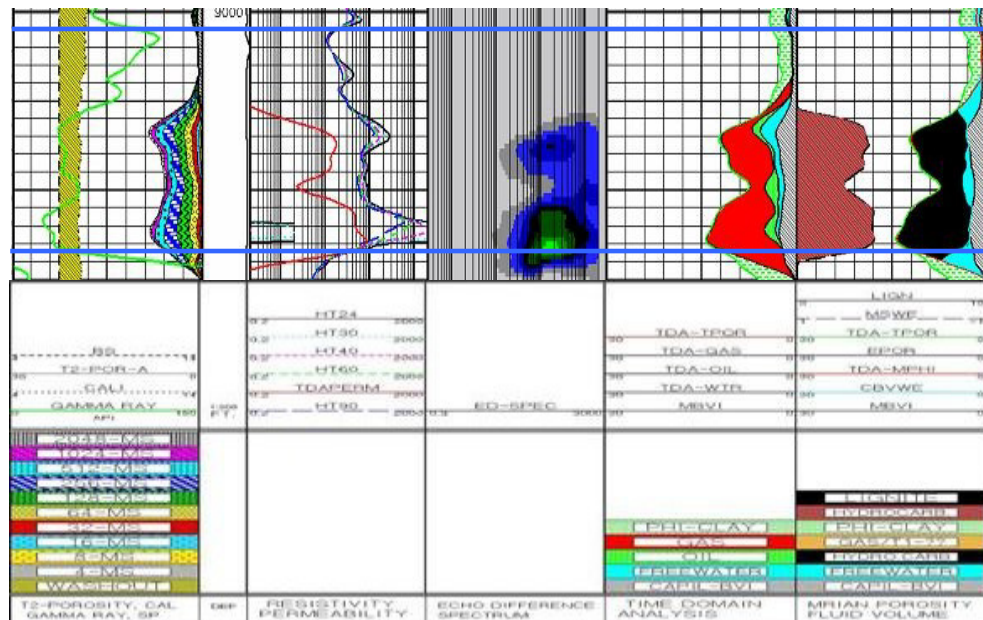


Fig. 2.13 Análisis TDA/MRIAN de la unidad N-Q.

El análisis que se realizó en la **Fig. 2.13** es la combinación TDA/MRIAN, pero en esta sección se interpreta con el Método de Análisis en el Tiempo (TDA), MRIAN será analizado en el Cap. 4.

En esta sección el registro de RMN pudo identificar 4 pies adicionales de zona prospectiva definida esencialmente por la continuidad vertical existente, adicionalmente permitió distinguir adecuadamente el volumen de agua irreducible y el volumen de agua libre presente en este.

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. MÉTODO DE ANÁLISIS DE DIFUSIÓN (EDM) Y SOLUCIONES DERIVADAS DEL POZO W EN UN CAMPO DE CRUDOS VISCOSOS.**

### **3.1. Concepto del Análisis de 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  $T_2$  generada a partir de los datos del perfilaje.

El EDM puede utilizar mediciones de CPMG obtenidas con las siguientes activaciones:

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

### **3.2. Beneficios de la Técnica de Análisis de Difusión Realzada (EDM).**

El EDM se usa para:

- Confirmar independientemente zonas productivas de petróleo.
- Identificar contactos de petróleo/agua.
- Determinar saturación de petróleo residual (ROS).
- Distinguir entre el petróleo ligero y el petróleo mediano, rango de 1cp a 50cp.

### **3.3. Principio del Análisis de Difusión Realzada (EDM).**

El entendimiento del principio del EDM depende del entendimiento de los factores que afectan los índices de relajamiento del agua y del petróleo en los poros de las rocas. Si se obtienen dos trenes de ecos durante un perfilaje de doble-TE, ambas distribuciones de  $T_2$  resultantes con  $TE_L$  y  $TE_S$  tendrán señales de agua y de petróleo.  $TE_L$  se puede

seleccionar de tal manera que las señales de petróleo y de agua se separen en la distribución de  $T_2$  con TE<sub>L</sub>.

Los índices de relajamiento de fluidos en poros de la roca observados mediante mediciones del CPMG están relacionados con mecanismos de relajamiento en bruto, de superficie, y de difusión:

$$1/T_{2CPMG} = 1/T_{2bulk} + 1/T_{2surface} + 1/T_{2diffusion}$$

**Ec. 3.1**

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

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

límite superior de  $T_2$  para el agua en poros de la roca sea  $T_{2diffusion,w}$ .

Este límite superior, denominado  $T_{2DW}$ , está dado por:

$$T_{2DW} = 12 / [CD_w (G\gamma TE)^2] \quad \text{Ec. 3.2}$$

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:

$$1/T_{2oil} = 1/T_{2bulk,oil} + 1/T_{2diffusion,oil} \quad \text{Ec. 3.3}$$

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

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

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

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

Por lo tanto, la existencia de una señal sobre la distribución de  $T_2$  más larga que  $T_{2DW}$  indica sin ambigüedades la presencia de petróleo en la formación. La **Fig. 3.1** muestra cómo se utiliza esta observación para reconocer zonas productivas en muestras de perfiles de EDM.

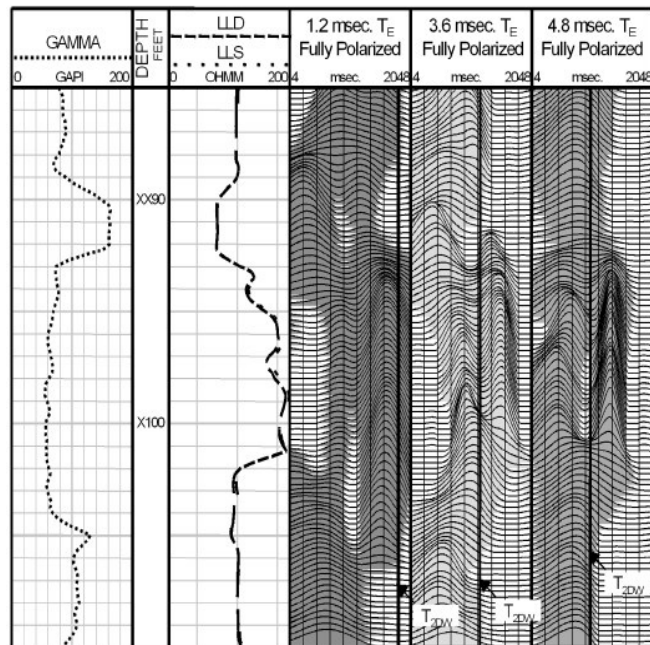


Fig. 3.1 Zonas productivas en muestras de perfiles de EDM

### 3.4. Adquisición de datos.

El uso del EDM es bastante directo. No es necesario un contraste en  $T_1$ , y dependiendo de las propiedades RMN del petróleo y el objetivo del trabajo, el procesamiento de datos del EDM se puede realizar tanto en el dominio de  $T_2$  como en el dominio del tiempo. Si el objetivo del EDM es el de discriminar entre producción y no producción, entonces una sola medición de CPMG con un TW largo (para polarización completa) y un TE largo (para realzar la difusión) es suficiente. Por lo tanto, se puede utilizar perfilaje de  $T_2$  normal con un TE largo. Si el objetivo del EDM es el de cuantificar fluidos en una zona productiva, será necesario



un perfilaje de doble-TE. Las mediciones del TE corto proveerán MPHI y BVI correctos. Si no se espera que el contraste en  $T_2$  sobre la zona de interés sea suficientemente grande como para separar los valores de  $T_2$  del agua y petróleo, entonces puede ser necesario un perfilaje de doble-TW con un solo TE largo para obtener datos para el procesamiento del TDA. Por lo tanto, la planificación del trabajo es crítica para el éxito del EDM.

### **3.5. Aplicaciones y Soluciones del EDM en:**

Para el análisis se escogió al pozo W de un campo de Argentina, el pozo fue perfilado satisfactoriamente usando el Registro de Resonancia Magnética Nuclear (RMN), debido a las condiciones de la formación y al tipo de hidrocarburo que se obtiene en dicha zona se realizó un Análisis de Método de Difusión Realzada (EDM).

#### **3.5.1. Ejemplo del Pozo W.**

La **Fig. 3.2** es un perfil EDM/MRIAN de un Pozo W de un campo determinado. La formación consiste en una serie de areniscas de grano medio a fino, las que se piensa que se originaron por actividad volcánica. Las arenas tienen entre 5 y 20 pies de espesor y tienen extensiones laterales de entre 1 y 3 millas. La

permeabilidad está entre 2 y 2,000 md, y la porosidad entre un 10 y un 30%. La resistividad en las arenas es de 7 a 20 ohm-m, y los volúmenes de lutita varían entre 5 y 25%. Los hidrocarburos que se producen consisten en petróleos con viscosidades de 20 a 50 cp. Sin embargo, también son posibles zonas con petróleo de viscosidad mucho más alta (más de 100 cp). Los pozos se perforaron sobrebalanceados con un lodo de base agua. La resistividad del lodo fue de unos 2 ó 3 ohm-m.

Dado que la producción individual por pozo en esta área es muy baja, es esencial la reducción al mínimo de los costos de terminación. Uno de los problemas principales para la evaluación de la formación es el de la identificación de las zonas secas (areniscas tobáceas) con volúmenes variables de lutitas y zeolitas. Cuando hay zeolita presente, su baja densidad de matriz (2.10 a 2.20 g/cm<sup>3</sup>) hace que la lectura de la porosidad por densidad sea demasiado alta.



En consecuencia, los volúmenes de lutita pueden quedar subestimados, y la porosidad y la permeabilidad pueden quedar considerablemente sobrestimadas. En muchos casos, estas zonas parecen potencialmente productivas en los perfiles, pero resultan frecuentemente secas o con muy poca producción de petróleo. Bajo estas condiciones, las mediciones con un potencial de poder discriminar entre zonas de baja permeabilidad y zonas secas, y de identificar formaciones que contienen petróleo, pueden mejorar considerablemente los resultados del cañoneo y de la estimulación. Como los perfiles MRIL ofrecen este potencial, fueron utilizados en esta área.

Se utilizó una activación de porosidad total MRIL-Prime ( $TE=0.6$  y  $1.2$  ms, y  $TW=3$  s) para establecer las propiedades petrofísicas tales como agua asociada con la arcilla, agua capilar, fluidos movibles, porosidad efectiva, y permeabilidad. Se utilizó una activación con doble-TW ( $TE = 3.6$  ms, y  $TW = 0.3$  y  $3$  s) para proveer mediciones que respalden la técnica de EDM del MRIL-Prime para identificar y cuantificar los petróleos de viscosidad mediana en el yacimiento. Con frecuencia las zonas de interés en este campo tienen componentes de porosidad de 256 y 512 ms en la distribución de  $T_2$  normal adquirida con un  $TE = 1.2$  ms. Estos componentes implican que hay presencia de poros

grandes, llenos de agua. Utilizando el contraste de la difusión entre el agua y el petróleo de viscosidad mediana, se estableció un límite superior de  $T_2$  para el agua ( $T_{2DW}$ ) de 44 ms. Por lo tanto, cualquier señal con un valor de  $T_2$  mayor que 44 ms se puede atribuir al petróleo, que tiene un  $T_2$  promedio de aproximadamente 90 ms. En base a esta caracterización, los datos del MRIL-Prime (Análisis EDM) identificaron una zona entre X036.5 y X042.5 que indudablemente contenía petróleo. La distribución de  $T_2$  normal que aparece en la Pista 3 fue incapaz de distinguir el contacto petróleo/agua en esta zona. Sin embargo, el método EDM presentado en la Pista 4 identificó claramente el contacto. El operador terminó esta zona sin estimulación y produjo 554 B/D de fluido con indicios de agua.

Se ha determinado que el perfil del MRIL-Prime (Análisis EDM) da un valor representativo de la permeabilidad del yacimiento en el área de drenaje del pozo, y esta permeabilidad ha permitido efectuar una estimación razonable del índice de productividad después del fracturamiento. Las zonas con valores de  $kh$  (siendo  $k$  la permeabilidad de la zona, y  $h$  el espesor de la zona) por encima de 2 md/m y con presiones de por lo menos el 80% de la presión original del yacimiento se fijaron como objetivo para el

tratamiento. Sin embargo, en algunas zonas con más de 2 md/m la producción no se incrementó después de fracturar, lo cual sugiere la posible influencia de la zeolita. Estas zonas se pueden identificar fácilmente comparando la porosidad derivada del MRIL-Prime con la porosidad derivada del gráfico ortogonal Neutrón-Densidad. Las zonas en las que la porosidad efectiva MRIL-Prime es sustancialmente menor que la porosidad por curva Neutrón- Densidad se pueden identificar como arenas tobáceas que no serán productivas.

Como resultado de la integración del MRIL-Prime (Análisis EDM) en el programa de perfilajes, el número de zonas no comerciales terminadas disminuyó, y los costos asociados con las pruebas de producción y estimulación se redujeron considerablemente. Los resultados del EDM para las otras dos zonas que parecían promisorias en el perfil de la Fig. 3.2 también fueron ratificados por los resultados de la producción.

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. SOLUCIONES DERIVADAS DE LA COMBINACIÓN MRIL-PRIME CON PERFILES CONVENCIONALES.

### 4.1. Concepto de la Resonancia Magnética Nuclear en combinación con los Registros Eléctricos Convencionales.

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 ( $\phi_T$ ), 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).

## **4.2. Registros Eléctricos Convencionales que podemos combinar con la RMN.**

### **4.2.1. Neutrón (DSN).**

El registro de doble neutrón espaciado DSN permite evaluar la porosidad de la formación midiendo el Índice de Hidrógeno (HI) del fluido en la formación. Así, en formaciones limpias cuyos poros están llenos de agua o petróleo, el perfil Neutrónico nos da el valor real del espacio poral lleno de fluidos. Las zonas gasíferas pueden frecuentemente identificarse comparando el perfil neutrón con otro de porosidad o con los valores de porosidad obtenidos de los testigos o núcleos (Halliburton, 2007), (**Fig. 4.1**).

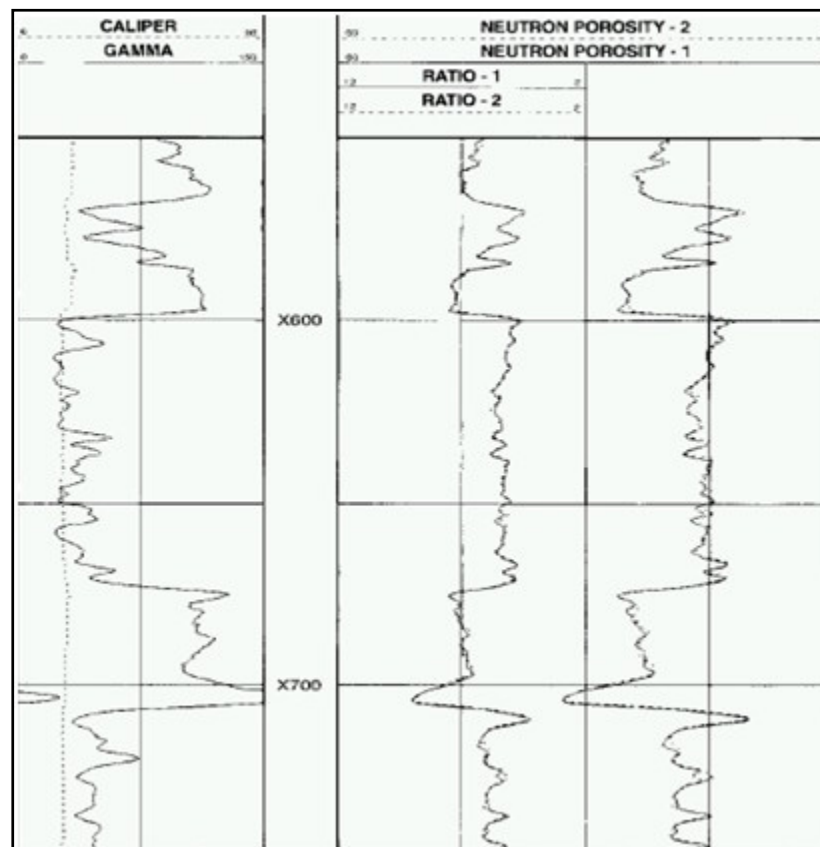
**Principio físico:** El neutrón es una partícula que tiene aproximadamente la misma masa del protón, más no la misma carga eléctrica. Su tamaño pequeño y neutralidad eléctrica le permite pasar fácilmente a través de la materia. Los neutrones son producidos por fuentes químicas y fuentes pulsadas. Las herramientas DSN usa una fuente química de neutrón usan una mezcla de Americio y Berilio y emiten un flujo constante de

neutrones de rayos gamma. El Americio 241 es el emisor de partículas alfa en las fuentes estándares de americio y berilio usadas hoy. Estas fuentes deben ser fuertemente protegidas cuando no están en uso. Una fuente radioactiva colocada en la sonda emite continuamente neutrones de alta energía (velocidad). Estos neutrones, al encontrarse con los núcleos del material de la formación, chocan elásticamente a semejanza de bolas de billar y en cada colisión, los neutrones pierden parte de su energía. La cantidad de la energía perdida por un neutrón en cada colisión depende de la masa relativa del núcleo con el cual choca, cuando el neutrón choca con un núcleo de masa prácticamente igual como el Hidrógeno ocurre la mayor pérdida de energía en cambio si choca con núcleos pesados no provocan mucha pérdida de velocidad. De esta manera la pérdida de velocidad dependerá principalmente de la cantidad de hidrógeno de la formación (Halliburton, 2007).

Cuando la concentración de hidrógeno de la formación que rodea a la fuente de neutrones es alta, la mayoría de los neutrones son retardados y capturados a una corta distancia de la fuente. Por lo contrario, si la concentración de hidrógeno es baja, los neutrones viajan más lentos antes de ser capturados. Con la distancia de la

fuerza al detector, comúnmente utilizada, a una mayor lectura corresponde una menor concentración de hidrógeno y viceversa (Halliburton, 2007).

**Aplicaciones:** El DSN permite evaluar la porosidad de la formación midiendo el índice de hidrógeno del fluido en la formación. En combinación con otros perfiles de porosidad se utilizan para la interpretación de la litología.



**Figura 4.1** Registro obtenido con el DSN (Halliburton, 2007).

#### 4.2.2. Densidad (SDL).

El registro de densidad es parte de casi todas las series de registros de hoyo abierto. Esta funciona igualmente bien en pozos que contengan lodo con base de aceite, lodo con base de agua de cualquier salinidad, o aire. El registro de densidad puede ser usado sólo o en combinación con otra herramienta, tal como el Neutrón (DSN). Algunos intentos han sido hechos para perfilar densidad de formación en pozos entubados, pero los resultados no han sido aceptables (Halliburton, 2007), (**Fig. 4.2**).

La densidad del volumen de formación es usada como un indicador de porosidad primaria. La densidad es usada con otras mediciones de registros para determinar litología y tipo de fluido, y con la velocidad del registro sísmico en interpretación de datos sísmicos. Mejoras recientes en el perfilaje de densidad han introducido el Factor Fotoeléctrico  $P_e$ , un indicador excelente de la litología de la formación. Las herramientas de densidad tienen diferentes nombres: Densidad Compensada (CDL), Densidad Espectral (SDL), Densidad de Formación (FDC) y Densidad de litología (LDT) (Halliburton, 2007).

**Principio físico:** La herramienta de medida de la Densidad de Formación (SDL) utiliza una fuente química de radiaciones Gamma y dos detectores Gamma para determinar la densidad de la formación ( $\rho_b$ ) y el factor fotoeléctrico ( $P_e$ ). Mientras los rayos Gamma viajan desde la fuente radioactiva ( $Cs\ 137$ ) hacia los receptores se produce el efecto Compton que reduce la energía de los rayos gamma cuando interactúan con los átomos de la formación. La atenuación es una función del peso atómico de la formación así como las propiedades de absorción fotoeléctricas, los efectos son predominantemente asociados a la matriz de formación y los fluidos de los poros; igualmente hay efecto del lodo y revoque (Halliburton, 2007).

El análisis en tiempo real de la energía del espectro de los rayos gamma detectados revela la densidad ( $\rho_b$ ) de la formación y el factor fotoeléctrico ( $P_e$ ). Las medidas de densidad son usadas para determinar la porosidad de la formación cuando la litología de la formación es conocida. En formaciones de un solo mineral el valor de  $P_e$  puede servir como indicador de litología. En formaciones de múltiples minerales  $\rho_b$  y  $P_e$  pueden estar combinadas con información sísmica y de neutrón para la determinación de la porosidad y la litología. La información de

Densidad y Neutrón pueden también ser combinadas para indicar lutita y determinar el volumen de lutita. El valor de  $P_e$  no filtrado puede ser mostrado en los registros en tiempo real y usado para discriminación exacta de las capas (Halliburton. 2007).

Para minimizar los efectos del fluido en el hoyo, la fuente y los detectores son aislados y protegidos para que la radiación Gamma que penetra en la formación y que llega a los detectores, sea esparcida de vuelta en dirección de la herramienta. Estas herramientas obtienen medidas confiables en cualquier fluido de pozo y son comúnmente corridas con GR, Inducción, Laterolog, y Neutrón (Halliburton. 2007).

#### **Aplicaciones:**

- Determina la porosidad primaria.
- Identifica la litología.
- Indica la presencia de lutitas y determina el volumen de lutitas.
- Indica la presencia de gas y determina la saturación de gas.

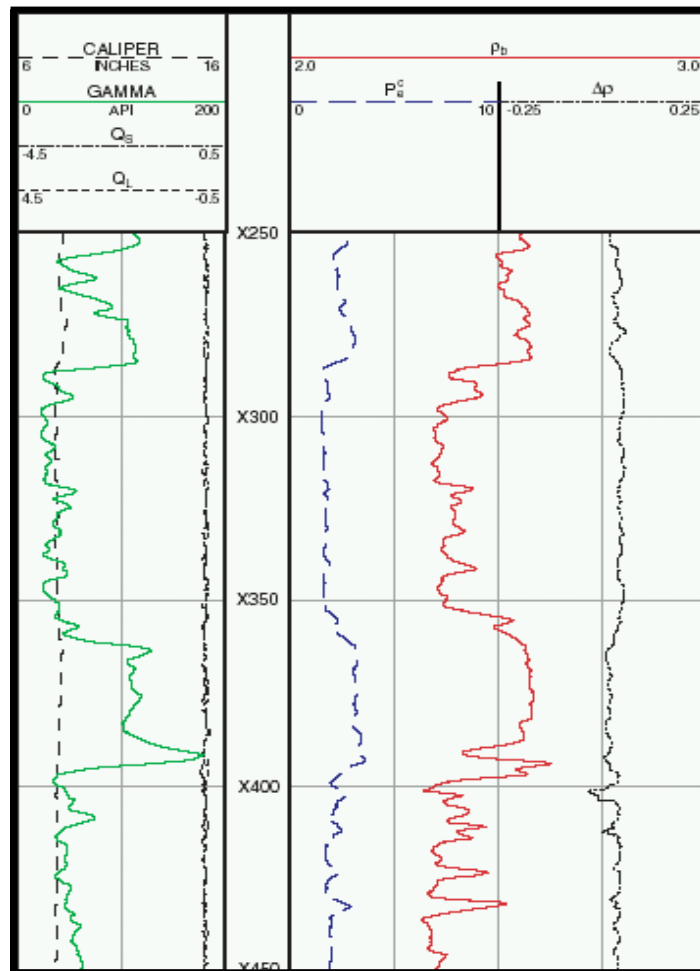


Fig. 4.2. Registro de campo del SDL (Halliburton 2007).

#### 4.2.3. Rayos Gamma (NGR).

La herramienta NGR emplea una fuente de radiación no artificial para medir la radiactividad natural de la formación. Es por lo tanto, útil en la detección y evaluación de minerales radiactivos como Uranio, Potasio y Torio. En formaciones sedimentarias, el GR generalmente refleja el contenido de arcilla de las formaciones, ya que los elementos radiactivos tienden a concentrarse en estas.

Las formaciones limpias tienen normalmente un nivel bajo de radiactividad al menos que estén contaminadas. El registro de rayos gamma puede ser corrido en pozos entubados, lo que facilita las operaciones de terminación y reacondicionamiento del pozo (Halliburton. 2007).

**Principio físico:** Los rayos gamma son erupciones de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidas espontáneamente por algunos elementos radiactivos. Los elementos radiactivos más comunes en la corteza terrestre son el Potasio de peso atómico 40, el Torio y el Uranio, cada uno de ellos emite rayos gamma cuyo número y energía son distintivos de cada elemento (Halliburton, 2007).

Los rayos gamma al pasar a través de la materia, experimentan sucesivas colisiones con los átomos de la formación, de acuerdo al efecto Compton de dispersión, perdiendo energía en cada coalición. Finalmente, después que el rayo gamma ha perdido suficiente energía es absorbido según el efecto fotoeléctrico. En el efecto fotoeléctrico los rayos gamma de baja energía son absorbidos completamente por los átomos del material de la



formación dando lugar a la expulsión de electrones desde dichos átomos (Halliburton, 2007).

La herramienta NGR mide el total de los rayos gamma emitidos por la formación sin discriminar entre el aporte de los distintos minerales radioactivos que están presentes en una roca. Básicamente dos tipos de detectores de GR han sido usados en la industria del perfilaje; el detector de Geiger-Mueller y el Escintilómetro. El NGN usa un detector de escintilación que contiene un cristal de Ioduro de sodio (Halliburton, 2007).

#### **Aplicaciones:**

- Identificación de litología.
- Estimación del contenido arcilla.
- Es particularmente útil para la definición de estratos de lutita cuando la curva del potencial espontáneo esta redondeada (en formaciones muy resistivas) o aplanadas (cuando  $R_{mf}$  es casi igual a  $R_w$ ), o cuando no se puede registrar la curva del SP (lodos no conductivos pozo entubados).

- Es usado para correlaciones en pozos abiertos e incluso en pozos entubados.
- Detección de depósitos radiactivos.
- Puede ser usado para la delineación de minerales no radiactivos, incluyendo estratos de carbón.

#### **4.2.4. Resistividad (HRI).**

La Inducción de Alta Resolución, HRI (High Resolution Induction) utiliza un arreglo electromagnético flexible para determinar la resistividad de la formación en hoyos que contienen fluidos de baja y media conductividad (alta y media resistividad – en general es cuantitativamente por encima de 200 ohm-m). De cualquier manera, el arreglo especial y las técnicas de procesamiento de la señal usadas en las herramientas HRI permiten investigar más profundamente dentro de la formación con mejor resolución vertical; para lograrlo se miden las señales en fase (X) y 90 grados fuera de fase (Y) con respecto a la señal transmitida (Halliburton, 2007).

Como el agua salada es menos resistiva que los hidrocarburos, los registros HRI pueden distinguir entre formaciones de agua salada e hidrocarburos. Las resistividades determinadas por las

herramientas HRI son usadas para calcular la saturación de agua de la formación ( $S_w$ ). El HRI ofrece resolución vertical superior y una significativa mayor profundidad de investigación que las herramientas de inducción convencional. Puede explorar más allá de las zonas invadidas para medidas de resistividad de la formación verdadera ( $R_t$ ) más exactas. El HRI tiene alta resolución y puede detectar capas tan delgadas como de 2 pies y es exacta en capas de un espesor mayor de 3 pies, además tiene un 40% de lectura más profundo que los de inducción normal (Halliburton, 2007).

La herramienta HRI puede utilizarse en la mayoría de los hoyos excepto en los que son altamente conductivos. Pueden combinarse con otras herramientas tales como GR, Sónico, Densidad y Neutrón. En la **Fig. 4.3** se muestra un ejemplo del registro HRI, donde se aprecian las cinco curvas de investigación (Halliburton, 2007).

**Principio físico:** Las herramientas de inducción trabajan como detectores de metal. Los principios de medición del HRI son similares a las herramientas de inducción. Las sondas de inducción consisten de un sistema de varias bobinas

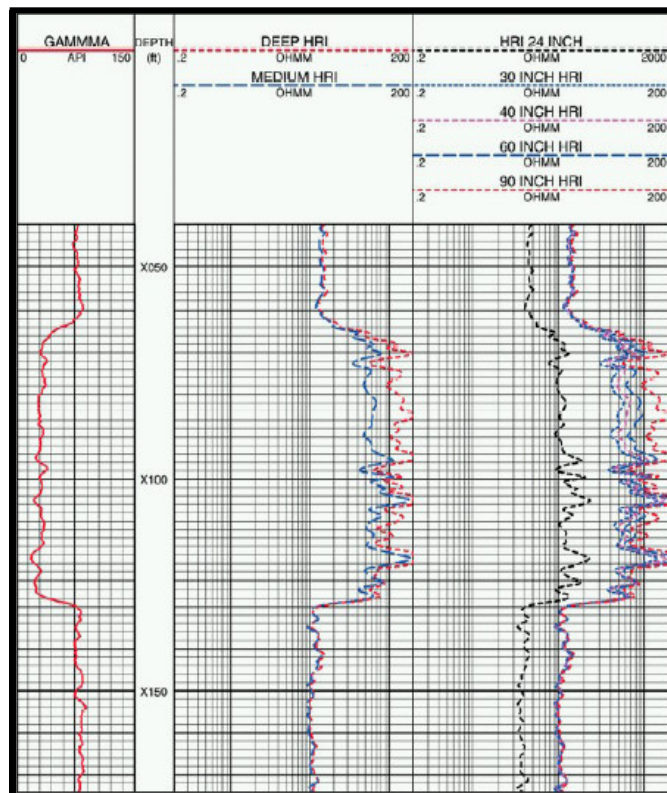
transmisoras y receptoras. Una corriente alterna de intensidad constante y de alta frecuencia es enviada al transmisor; esta produce un campo magnético alterno, que induce corrientes secundarias en la formación. Las corrientes fluyen en la formación en trayectorias circulares (anillos) coaxiales con la bobina transmisora. Estas corrientes crean a su vez campos magnéticos que inducen señales en la bobina receptora (Halliburton, 2007).

**Cuando usar:** En lodo fresco y/o formaciones de resistividad baja donde el DLLT fue corrido para alcanzar una resolución vertical más alta y cuando el gradiente Groningen afecta al LLD (Halliburton, 2007).

**Aplicaciones:**

- Distingue entre formaciones que producen agua salada y formaciones que producen hidrocarburos.
- Determina la resistividad verdadera de la formación para calcular la saturación de agua.
- Estima diámetros de invasión.

- Indica la presencia de hidrocarburos movibles.
- Permite correlacionar diferentes formaciones.
- Indicación de capas finas comparando el mapa de resistividades de 30,48 cm y 60,96 cm.
- Indicación de cambios en litología y en el tamaño de los granos de la zona con base en cambios en el mapa de resistividades.



**Fig. 4.3** Ejemplo de registro de HRI (Halliburton, 2007).

### 4.3. Principios del MRIAN

En este procesamiento se combina los datos de resistividad profunda de herramientas convencionales (laterales o inducción) que proveen un análisis completo de los fluidos en la zona virgen con los datos obtenidos con el MRIL para identificar posibles zonas de hidrocarburos. Usando el modelo de doble agua que calcula el volumen total y el volumen efectivo de agua, luego compara el volumen efectivo de agua con el volumen irreducible de agua MRIL de esta manera puede estimar el volumen de fluidos de la formación, también identifica el volumen de agua movable y la porosidad para conocer la calidad del yacimiento (Coates et al., 1999).

#### 4.3.1. Modelo del agua doble.

El modelo del agua doble **Fig. 4.4**, 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).

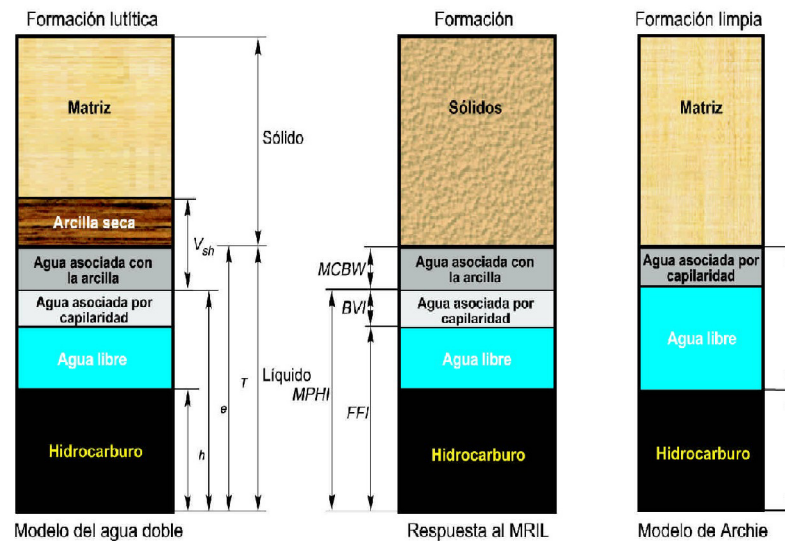


Fig. 4.4 Modelo de agua doble.

#### 4.3.1.1. Determinación de $S_{wb}$ para el modelo del agua doble.

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

$$S_{wb} = \frac{\phi_T - \phi_e}{\phi_T} \quad \text{Ec. 4.1}$$

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

Las mediciones fundamentales para las  $\phi_T$  y  $\phi_e$  pueden subestimarse cuando el índice de hidrógeno es bajo (por

ejemplo en formaciones que contienen gas) o cuando los hidrocarburos livianos no están completamente polarizados. En ese caso, las  $\phi_T$  y  $\phi_e$  deben ser corregidas usando análisis en el dominio del tiempo antes de ser utilizadas en cálculos MRIAN.

El MRIAN utiliza también otras estimaciones de  $S_{wb}$  derivadas de datos convencionales tales como Rayos Gama, Neutrón, Densidad, Sísmico, y Resistividad. En el MRIAN, el promedio de las estimaciones de la  $S_{wb}$  secundaria disponible se compara con la estimación de  $S_{wb}$  primaria basada en MRIL, y se elige la menor de las dos para los cálculos subsiguientes.

#### 4.3.2. Control de calidad sobre la $S_{wb}$ 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  $S_{wb}$ .  $C_{wa}$  se calcula como:

$$C_{wa} = \frac{1}{R_T \phi_T^w} \quad \text{Ec. 4.2}$$

$R_T$  es la resistividad verdadera de la formación. Como se muestra en la **Fig. 4.5**, los puntos graficados deben quedar entre dos



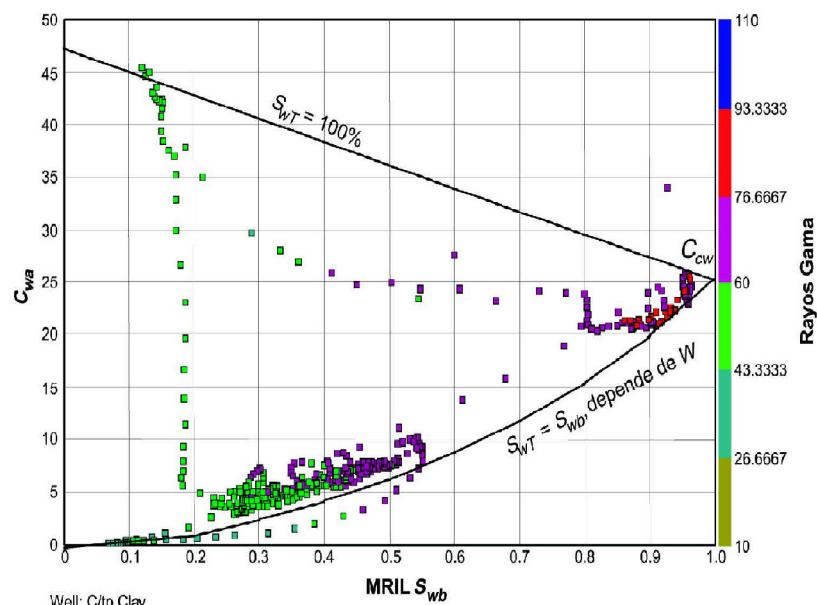
curvas, la más alta de las cuales representa la condición en que  $S_{wT} = 100\%$  y la más baja de las cuales representa la condición de contener hidrocarburos.

La curva superior se calcula utilizando el modelo del Agua Doble, suponiendo que  $S_{wT} = 100\%$ .

$$C_{WA} = C_w + S_{WB}(C_{CW} - C_w) \quad \text{Ec. 4.3}$$

La curva inferior se calcula utilizando la condición irreductible (pura arcilla),  $S_{wT} = S_{wb} = S_{wir}$

$$C_{WA} = (S_{WB})^W C_{CW} \quad \text{Ec. 4.4}$$



**Fig. 4.5** Un gráfico ortogonal de  $C_{wa}$  en función de  $S_{wb}$

#### 4.3.2.1. Determinación del exponente W.

Siendo:

$$C_T = (\Phi_T S_{WT})^W \left[ C_W \left( 1 - \frac{S_{WB}}{S_{WT}} \right) + C_{CW} \left( \frac{S_{WB}}{S_{WT}} \right) \right] \quad \text{Ec. 4.5}$$

W se puede estimar como:

$$W = \frac{\log \frac{C_T}{C_W \left( 1 - S_{WB}/S_{WT} \right) + C_{CW} \left( S_{WB}/S_{WT} \right)}}{\log(\Phi_T S_{WT})} \quad \text{Ec. 4.6}$$

W quedará entre los valores obtenidos de la Ec. 4.6 en dos condiciones extremas:

- 100% de saturación de agua
- Contenido de hidrocarburos en condición de agua irreductible

Al 100% de saturación de agua, el valor de W se denomina  $W_w$  y se puede calcular a partir de la Ec. 4.6 utilizando  $S_{WT} = 1.0$ :

$$W_w = \frac{\log \frac{C_T}{C_W + S_{WB} (C_{CW} - C_W)}}{\log(\Phi_T)} \quad \text{Ec. 4.7}$$

En condición irreductible, el valor de W se denomina  $W_i$  y se puede calcular a partir de la Ec. 4.6 utilizando  $S_{wT} = S_{wirr}$ :

$$W_i = \frac{\log \frac{C_T}{C_W + S_{WB}(C_{CW} - C_W)/S_{wirr}}}{\log(\Phi_T S_{wirr})} \quad \text{Ec. 4.8}$$

Siendo

$$S_{wirr} = \frac{\Phi_T S_{wb} + BVI}{\Phi_T} \quad \text{Ec. 4.9}$$

Con un BVI obtenido a partir de un perfil MRIL.

En una formación normal que contiene hidrocarburos, W será siempre menor que  $W_w$  y mayor que  $W_i$ .

$$W_i < W < W_w$$

MRIAN utiliza la siguiente relación empírica para calcular W:

$$W = W_Q = 1.65 + 0.4 \left( \frac{BVI}{MPHI} \right) \quad \text{Ec. 4.10}$$

Si  $W_Q > W_w$ , entonces el MRIAN hace  $W_Q = W_w$  y reconoce a la zona como con agua. Si  $W_Q < W_i$ , entonces el MRIAN hace  $W_Q = W_i$  y reconoce a la zona como saturada con agua irreductible.

#### 4.3.3. Cálculo de $S_{wT}$ en el MRIAN.

El MRIAN utiliza los valores de  $S_{wb}$  y  $W_Q$  para calcular la  $S_{wT}$  a partir del modelo del Agua Doble como se describió anteriormente. Utilizando la  $S_{wT}$ , el MRIAN calcula entonces la porosidad ocupada por agua ( $\Phi_{wT}$ ), el volumen bruto de agua en la porosidad efectiva (CBVWE), y el volumen poral con hidrocarburos ( $\Phi_h$ ). Estos parámetros toman las formas:

$$\begin{aligned}\Phi_{wT} &= S_{wT} \Phi_T \\ CBVWE &= \Phi_{wT} - MCBW \\ \Phi_h &= \Phi_e - CBVWE\end{aligned}\tag{Ec. 4.11}$$

MCBW es el volumen derivado del MRIL del agua asociada con la arcilla, y  $\Phi_e$  es la porosidad efectiva.

#### 4.3.4. Parámetros que influyen en los cálculos del MRIAN.

$R_w$  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  $R_w$ . La salinidad de una muestra del agua de formación puede ser una buena fuente. Además los valores de  $R_w$  aparente se pueden obtener a partir de transformaciones Archie de  $R_t$  y porosidad, así como a partir de la información del BVI.

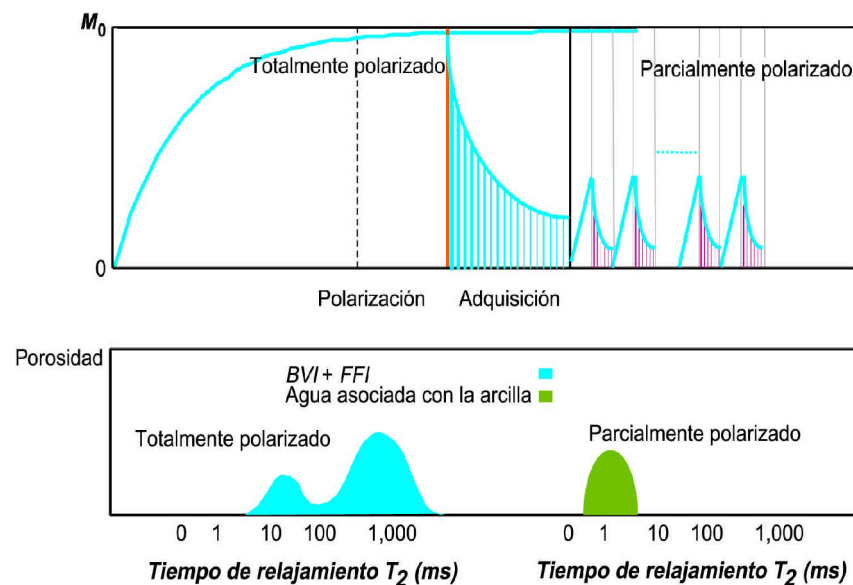
#### **4.4. Adquisición de datos MRIL para el MRIAN.**

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. El tren de ecos totalmente polarizado se adquiere utilizando un TW largo y un TE de 0.9 ó 1.2 ms. Estos valores de parámetros constituyen una activación de perfilaje con  $T_2$  normal. El tren de ecos parcialmente polarizado se adquiere con un TE corto (0.6 ms) y con un TW corto (20 ms). Después de un tiempo de polarización (TW) largo, se adquiere un tren de ecos totalmente polarizados.

Entonces, se registra una secuencia parcialmente polarizada. Esta secuencia consiste en 50 trenes de ecos con 10 ecos por tren. Los primeros dos trenes de ecos se usan para estabilizar el sistema, y posteriormente se descartan. Los trenes restantes se acumulan y se

usan para computar la parte del espectro de decaimiento que queda en los Subgrupos de Porosidad de  $T_2$  con un  $T_2 = 4$  ms. Esta parte del espectro representa agua en poros pequeños y agua asociada con la arcilla.

La suposición operativa es que el tren de ecos parcialmente polarizados representa la señal del agua asociada con la arcilla. Cuando se combinan las dos distribuciones de  $T_2$  (una del tren de ecos totalmente polarizado y otra del tren de ecos parcialmente polarizado), forman una distribución de  $T_2$  continua desde 0.5 ms a más de 1,000 ms y proveen una buena estimación de la porosidad total. El principio del perfilaje de porosidad total está ilustrado en la **Fig. 4.6**.



**Fig. 4.6** El perfilaje de porosidad total adquiere trenes de eco totalmente polarizados utilizando un TE corto (0.9 ó 1.2 ms) y trenes de ecos parcialmente polarizados utilizando un TE muy corto (0.6 ms) y un TW corto (20 ms). Las distribuciones de  $T_2$  correspondientes a estos trenes de ecos aparecen en la parte de abajo de la figura.

En el pozo, el perfilaje de porosidad total provee datos de los Subgrupos de Porosidad, una distribución de  $T_2$  a partir del tren de ecos totalmente polarizado, MCBW, MPHI, BVI, y MFFI aparentes, y MPERM, tal como se muestra en la **Fig. 4.7**.

Los resultados producidos en el sitio del pozo, tales como el MFFI, el BVI, y el MPERM se calculan con el  $T_{2\text{cutoff}}$  por defecto y con los parámetros de la permeabilidad.

Los datos del MRIL adquiridos con activaciones de perfilaje de doble-TW, doble-TE, o  $T_2$  normal también se pueden utilizar en análisis MRILAN. En los casos en que se utiliza el perfilaje de doble-TW o del doble-TE, la porosidad efectiva MPHI debe ser tomada del tren de ecos con TW largo en el perfilaje de doble-TW y del tren de ecos con TE corto en el perfilaje de doble-TE. Para la porosidad total, se necesitan otras fuentes de porosidad, tales como el gráfico ortogonal Densidad/Neutrón.

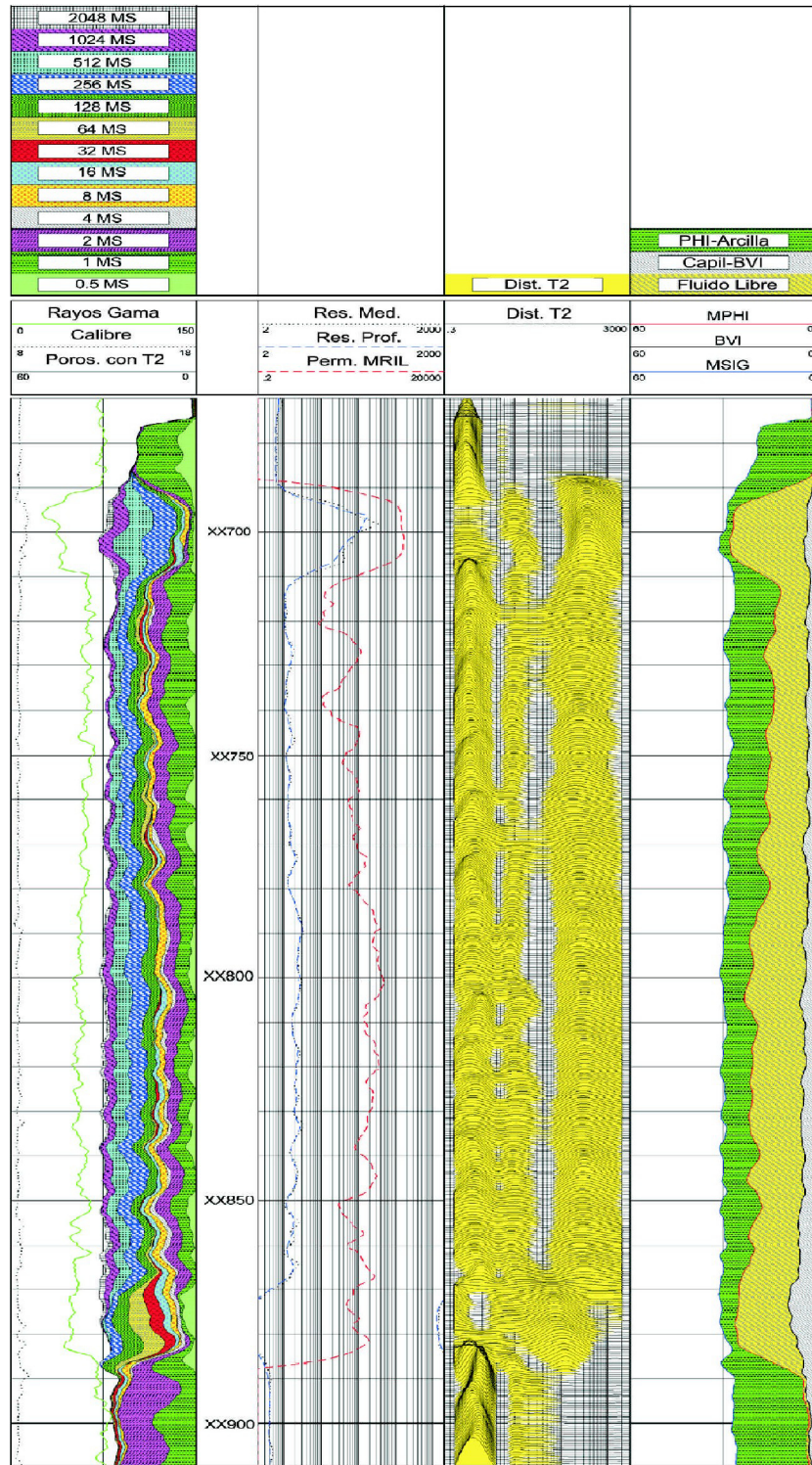


Fig. 4.7 Este perfil muestra resultados en el pozo a partir del perfilaje de porosidad total.

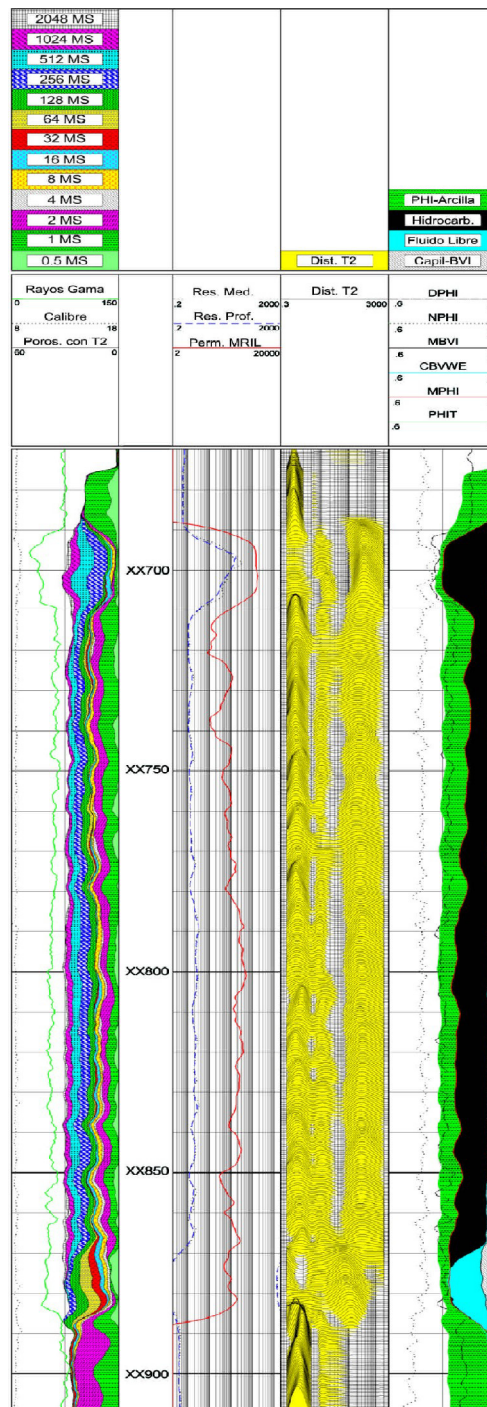


#### 4.5. Aplicaciones del MRIAN.

Para el análisis se escogió un pozo X que fue perfilado satisfactoriamente usando Registros Convencionales y registros de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) llamado MRIAN cumpliendo de esta manera con la premisa requerida para realizar una comparación entre ambas tecnologías, permitiendo así, evaluar objetivamente las formaciones y/o unidades litológicas perfiladas en los pozos de estudio.

La **Fig. 4.8** muestra un ejemplo de MRIAN del pozo X. La Pista 1 tiene Rayos Gama, Calibre, y datos de los Subgrupos de Porosidad de  $T_2$ . La Pista 2 tiene datos de resistividad y permeabilidad de MRIL derivados del modelo de Coates.

La Pista 3 presenta la distribución de  $T_2$  para agua asociada con la arcilla y los trenes de ecos con TW largo. En el intervalo entre XX690 y XX870, los hidrocarburos son petróleo, tal como lo indican las señales con  $T_2$  largo. La Pista 4 presenta los resultados del MRIAN.

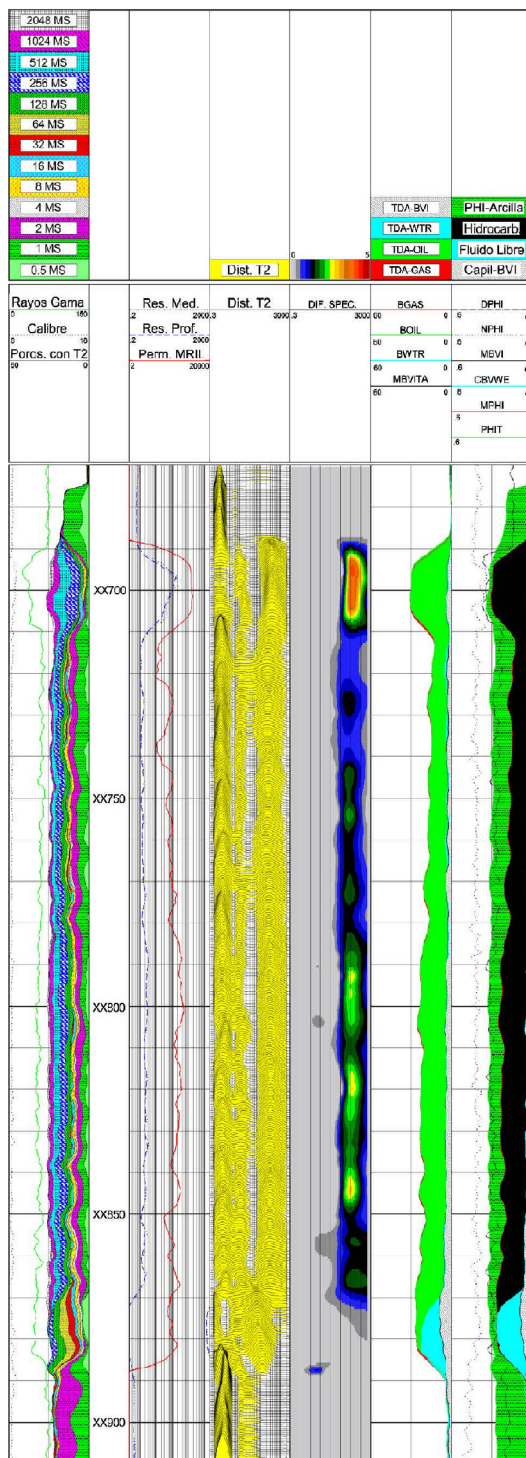


**Fig. 4.8** En este pozo X, el análisis de la  $S_w$  de Archie convencional indicó que la zona entre xx710 y xx870 tenía agua. Sin embargo, el análisis MRIAN sugirió que la zona tenía agua en condición irreductible (Pista 4) y que tenía suficiente permeabilidad (Pista 2) como para poner en producción los hidrocarburos móviles.

Los datos del MRIL para este ejemplo fueron adquiridos mediante un perfilaje de porosidad total y mediante un perfilaje con doble-TW. Se utilizó un perfilaje de porosidad total para determinar el agua asociada con la arcilla, el agua capilar, y los fluidos libres. Para identificar los hidrocarburos y para efectuar correcciones de la porosidad por los efectos de la subpolarización y del índice de hidrógeno se utilizó el perfilaje con doble-TW con valores de TW de 1 y 8 s. En base a los BVI, FFI, y CBW del MRIL, la reducción en resistividad observada de la zona A (XX690 a XX710) a la Zona B (XX710 a XX870) se atribuyó al incremento de agua asociada con la arcilla (Pista 3) y no a la presencia de agua movable. Los resultados del MRIAN sugieren que la Zona B estaba en una condición de agua irreductible (Pista 4) y tenía suficiente permeabilidad (Pista 2) como para tener producción de hidrocarburos movibles.

Además cabe destacar que la **Fig. 4.9** muestra los resultados del TDA (Pista 5) y del TDA/MRIAN (Pista 6) para el mismo pozo que en la **Fig. 4.8**. En el análisis del TDA/MRIAN, el TDA provee una porosidad efectiva corregida como entrada para el MRIAN.

Para este pozo específico, que fue perforado con un lodo a base de aceite, ambos resultados, del TDA y del TDA/MRIAN concuerdan bien.



**Fig. 4.9** Los resultados del TDA y del TDA/MRIAN (en las Pistas 5 y 6, respectivamente) concuerdan muy bien en este pozo de petróleo perforado con un lodo de base aceite. Este pozo es el mismo que el representado en la Fig. 7.5.

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 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 Conclusiones

-Los registros de resonancia magnética nuclear proporcionaron un índice de permeabilidad que los registros convencionales no pudieron proporcionar por sí solos de una manera confiable. Obteniéndose más detalles en cuanto a los tipos de fluidos presentes en los intervalos analizados con respecto a los registros convencionales.

-Los registros convencionales por sí solos proporcionaron información limitada de las propiedades petrofísicas de las zonas prospectivas en comparación con los registros de resonancia magnética nuclear.

-Con los registros de resonancia magnética nuclear se hizo una evaluación más realista de las unidades prospectivas en el Análisis de Dominio de Tiempo (TDA) cuando se les comparó con los registros convencionales.

-Como resultado de la integración del MRIL-Prime (Análisis EDM) en el programa de perfilajes, el número de zonas no comerciales terminadas disminuyó, y los costos asociados con las pruebas de producción y estimulación se redujeron considerablemente. Los resultados del EDM para las otras dos zonas que parecían promisorias en el perfil de la **Fig. 3.2** también fueron ratificados por los resultados de la producción.

-Para el caso del análisis de arenas arcillosas se pudo identificar solamente la presencia de hidrocarburo y/o agua, sin poder diferenciar los tipos de cada uno. Con los análisis TDA/MRIAN se pudo identificar agua libre, agua irreducible, agua asociada a las arcillas, petróleo liviano, medio y gas.

## **5.2 Recomendaciones**

-Estudios comparativos entre los registros convencionales, y de resonancia magnética nuclear en otras zonas petroleras y en otras formaciones es recomendado para determinar si existen efectos locales o específicos de una formación que afecte los valores de los dos métodos.

-Calcular los valores de permeabilidad mediante registros convencionales para determinar la eficiencia de la permeabilidad obtenida de la Resonancia Magnética Nuclear.



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**

- Asquith, George y Krygowski Daniel (2004) BASIC WELL LOG ANALYSIS SECOND EDITION The American Association of Petroleum Geologists, pp 103-105, 123-125
- Coates George R., Xiao Lizhi, Prammer Manfred G. (1999) "NMR LOGGING PRINCIPLES AND APICATIONS" Halliburton Energy Services, pp 1-28, 64-65, 77-89, 135-142.
- 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
- Francisco Sanchez Ferrando. (2007) "BREVE RESUMEN HISTORICO DE LA RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR" Departamento De Química Universidad Autónoma De Barcelona.
- Halliburton Energy Services (2007) BASIC LOGS AND ANALYSIS Ecuador, pp 20-53
- 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.
- 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

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.