

**ESTADO DEL ARTE DE LAS APLICACIONES DEL PERFILAJE DE
RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)**

JAVIER NAVARRO SOTOMAYOR

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2006

**ESTADO DEL ARTE DE LAS APLICACIONES DEL PERFILAJE DE
RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)**

JAVIER NAVARRO SOTOMAYOR

**Proyecto de grado presentado como requisito parcial
para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ
Ingeniero de Petróleos, MSc**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2006

DEDICATORIA

A mis padres y a mis hermanos que me enseñaron los valores suficientes para crecer confiando en mis capacidades, gracias mamá, papi si se puede.

A la Universidad Industrial Santander por darme la oportunidad de crecer como persona y como futuro profesional.

A mis profesores, especialmente a mi director y su asistente que me motivaron a terminar este proyecto, que con gran esfuerzo me han llevado a descubrir la rama de Ingeniería de Petróleos por la cual me inclino.

Finalmente quiero agradecer a mis compañeros los cuales a lo largo de tiempo me acompañaron en esta dura tarea de convertirme en Ingeniero de Petróleos.

Gracias a todos.

Aquí comienza una gran batalla

JAVIER

AGRADECIMEINTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

A Dios, a mis padres, a mi director de proyecto a la Universidad Industrial Santander y a todos aquellos que me han colaborado durante este tiempo en los últimos años.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. GENERALIDADES DEL PERFILAJE DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR.....	3
1.2 DIFERENCIA ENTRE REGISTROS DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR Y REGISTROS CONVENCIONALES.....	8
1.2.1 Cantidad de fluido.....	9
1.2.2 Propiedades de los fluidos.	9
1.2.3 Porosidad y tamaño de poro.	9
1.3 CONCEPTOS FUNDAMENTALES EN REGISTROS DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR Y ALGUNOS EJEMPLOS.	14
1.3.1 Curva de distribución T_2 en medio poroso.	14
1.3.1.1 Porosidad con RMN.....	14
1.3.1.2 Ejemplos de porosidad con registros RMN.....	17
1.3.2 Litología independiente de la porosidad total.	22
1.3.3 Permeabilidad con registros de resonancia magnética nuclear.	23
1.3.4 Índice de fluido libre.....	24
1.4 RESUMEN DE APLICACIONES DEL PERFILAJES DE RMN.	28
2. PRINCIPIOS BASICOS Y HERRAMIENTAS DEL PERFILAJE DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR.	30
2.1 MAGNETISMO NUCLEAR.....	30
2.2 POLARIZACIÓN.	33
2.3 INCLINACIÓN DE PULSACIÓN Y DECAIMIENTO DE INDUCCIÓN LIBRE.	37
2.4 DETECCIÓN DE ECOS DE MOMENTOS ROTACIONALES.....	41
2.5 SINCRONIZACIÓN DEL TIEMPO DE LAS MEDICIONES RMN.....	47
2.6 HERRAMIENTAS DE LOS REGISTROS DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.	48
2.6.1 Proceso de Medida las Herramienta MRIL.	53
2.6.1.1 Polarización.	53

2.6.1.2	Inclinación de la magnetización y detección de ecos de momentos rotacionales.....	53
3.	ESTIMACION DE PROPIEDADES PETROFISICAS A PARTIR DEL PERFILAJE DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR.....	58
3.1	MECANISMOS DE RELAJAMIENTO DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR PARA FLUIDOS EN UN MEDIO POROSO.....	59
3.1.1	Relajamiento en bruto.....	61
3.1.2	Relajamiento por superficie.....	62
3.1.3	Relajamiento inducido por difusión.....	64
3.2	ESTIMACIÓN DE POROSIDAD A PARTIR DE MECANISMOS DE RELAJAMIENTO DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.....	67
3.2.1	Modelo de decaimiento multiexponencial.....	68
3.2.2	Respuesta de porosidad teórica RMN.....	70
3.2.3	Transformación de ecos a la distribución de T_2	74
3.2.4	Distribución de Tamaño Poral.....	76
3.3	ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN BRUTO DE AGUA IRREDUCIBLE CON RMN.....	81
3.3.1	Método del umbral CBVI.....	82
3.3.2	Método espectral SBVI.....	85
3.4	ESTIMACIÓN DE PERMEABILIDAD CON RMN.....	90
3.4.1	Modelo de permeabilidad del fluido libre o de Coates.....	92
3.4.2	Modelo de permeabilidad del T_2 geométrico medio o De SDR.....	94
3.5	MODELO DE POROSIDAD RMN.....	95
3.6	EJEMPLOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD CON RMN.....	98
4.	IDENTIFICACIÓN DE FLUIDOS EN YACIMIENTOS A PARTIR DEL PERFILAJE DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.....	101
4.1	PROPIEDADES RMN DE LOS FLUIDOS EN YACIMIENTOS.....	103
4.2	IDENTIFICACIÓN DE FLUIDOS A PARTIR DEL CONTRASTE DE RELAJAMIENTO EN T_1	117
4.3	IDENTIFICACIÓN DE FLUIDOS A PARTIR DEL CONTRASTE DE DIFUSIVIDAD.....	119

4.4 EFECTOS DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTOS EN LAS DISTRIBUCIONES T_2 .	123
4.4.1 Agua y Petróleo Liviano.....	123
4.4.2 Agua y Petróleo Viscoso.	125
4.4.3 Efectos del Gas Sobre la Distribución T_2 Bajo Distintas Condiciones.	127
4.4.3.1 Agua y Gas.	127
4.4.3.2 Agua, petróleo liviano, y gas.	129
4.5 TÉCNICAS DE IDENTIFICACIÓN DIRECTA DE FLUIDOS EN YACIMIENTOS..	131
4.5.1 Análisis en el dominio del tiempo (TDA).	131
4.5.1.1. Adquisición de datos.	134
4.5.1.2 Modelo matemático del TDA.	138
4.5.1.3 Ejemplos de aplicación TDA.	142
4.5.2 Análisis de difusión.	149
4.5.2.1 Método del espectro corrido.	154
4.5.2.2 Análisis cuantitativo de difusión: DIFAN.	156
4.5.2.3 Método de la Difusión Realzada EDM.	161
5. SOLUCIONES POTENCIALES DEL PERFILAJE DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR CON REGISTROS CONVENCIONALES EN LA EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS.....	165
5.1 PRINCIPIOS DEL MRIAN.	165
5.1.1 Modelo del agua doble.	165
5.1.2 Determinación de S_{wb} Para el Modelo del Agua Doble.	166
5.1.3 Determinación del Exponente W en MRIAN.....	169
5.1.4 Cálculo de S_{wt} en el MRIAN.	171
5.1.5 Parámetros Que Influyen en los Cálculos del MRIAN.	171
5. 2 ADQUISICIÓN DE DATOS RMN PARA EL MRIAN.....	172
5.3 EJEMPLOS DEL MRIAN.	175
6. EJEMPLOS DE CASOS ESPECIFICOS DEL PERFILAJE RMN.	188
6.1 ZONAS PRODUCTORAS DE BAJA RESISTIVIDAD.....	188
6.2 CARACTERIZACIÓN DE LA MOVILIDAD EN CRUDOS PESADOS.....	194

6.3 EVALUACIÓN PETROFÍSICA EN LITOLOGÍA COMPLEJA Y CRUDO PESADO.	200
6.4 IDENTIFICACIÓN DE HIDROCARBUROS CON AGUA DE FORMACIÓN FRESCA.	205
6.5 IDENTIFICACIÓN DE PETRÓLEO EN ARENAS ARCILLOSAS CON AGUA FRESCA.	213
7. PERFILAJE HERRAMIENTA RST (RESERVOIR SATURATION TOOL).	218
7.1 APLICACIONES DEL PERFILAJE RST.	220
7.2 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA RST.	222
7.2.1 Características de la Herramienta.	226
7.2.2 Velocidad del perfil.	227
7.3 ADQUISICIÓN DE DATOS DE LA HERRAMIENTA RST.	228
7.3.1 Modo de captura inelástico.	229
7.3.2 Modo de captura Sigma.	229
7.3.3 Modo Sigma:	232
7.4 INTERPRETACIÓN DEL ESPECTRO RST.	232
7.4.1 Procesamiento Alpha.	240
7.4.2 Base de Datos Sigma.	242
7.4.2.1 Algoritmo de Procesamiento Sigma de la Herramienta RST.	243
7.4.3 Litología.	248
7.4.3.1 Interpretación Spectrolith.	249
7.5 EJEMPLOS DEL PERFILAJE RST.	252
7.6 COMPARACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS RMN Y LAS HERRAMIENTAS RST.	258
8. CONCLUSIONES	260
9. RECOMENDACIONES.	264
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	265
BIBLIOGRAFIA	268

LISTA DE TABLAS

Tabla 4-1—Propiedades RMN de fluidos de yacimiento (se asumen ciertas condiciones típicas de presión, temperatura, viscosidad y salinidad).	105
Tabla 7-1. Especificaciones de la herramienta RST.....	226
Tabla 7-2. Velocidad de perfilaje para obtener confiabilidad del 67% en Saturación de aceite y agua en un pozo de 10 pulgadas de diámetro, con 7 pulgadas de casing a 100°C.	228

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Principio de las primeras herramientas RMN.	5
Figura 2. Diseño de fondo de pozo de la herramienta (RMN).	7
Figura 3. Comparación respuestas de las herramientas RMN con herramientas convencionales.	13
Figura 4. Curva de relajación transversal y de distribución T_2	15
Figura 5. Imagen de dos areniscas con porosidades similares y diferente permeabilidad.	18
Figura 6. Ejemplo del perfilaje RMN en Carbonatos.	21
Figura 7. Porosidad RMN independiente de la litología.	23
Figura 8. Ecuaciones de Timur Coates y SDR.	24
Figura 9. Porosidad de fluido libre.	26
Figura 10. Interpretación de una arena de grano fino a partir de perfiles convencionales y de RMN.	27
Figura 11. Movimiento de precesion del átomo de Hidrogeno frente a un campo magnético externo.	31
Figura 12 .Magnetismo nuclear inherente de los núcleos de hidrogeno.	32
Figura 13. Frecuencia precesional del núcleo de hidrogeno frente a un campo magnético externo (izquierda), Estado energético del núcleo (derecha).	35
Figura 14. Magnetización neta de los núcleos de hidrogeno frente a un campo magnético externo.	36
Figura 15. Curva del tiempo de Polarización T_1	37
Figura 16. Fenómeno de resonancia magnética nuclear.	38
Figura 17. Angulo de inclinación después de la magnetización.	40
Figura 18. Decaimiento de inducción libre.	41
Figura 19. Analogía de los corredores en el desfase y refase de los protones.	44
Figura 20. Generación de ecos de momentos rotacionales.	45
Figura 21. Tren de ecos de momentos rotacionales.	46
Figura 22. Curva de decaimiento de la magnetización transversal.	46

Figura 23. Diagrama de sincronización de mediciones RMN.....	48
Figura 24.Herramienta MRIL-Prime.	50
Figura 25. Diseño de la herramienta CMR.....	52
Figura 26. Proceso de Polarización herramienta MRIL.	54
Figura 27. Técnica de las herramientas RMN para inclinar la magnetización y obtener ecos de momentos rotacionales a partir de una formación.	55
Figura 28. Tren de ecos de momentos rotacionales herramienta MRIL.	56
Figura 29. Ciclo de mediciones herramientas RMN.	57
Figura 30. Mecanismos de relajamiento básicos para fluidos en los poros de una roca...	66
Figura 31. Modelo de decaimiento multiexponencial en un medio poroso.	69
Figura 32.Transformación del tren de ecos de momentos rotacionales a la curva de distribución T_2	76
Figura 33. Distribución del tamaño poral por grupos en códigos de color.	79
Figura 34. Distribución del tamaño poral por grupos en códigos de color en forma de perfil contra profundidad. Fuente Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá DC 2001.	80
Figura 35. Curva de distribución de T_2 de una roca con fluidos.	81
Figura 36. Modelo de CBVI para interpretación de perfiles RMN.	83
Figura 37. Método grafico para determinar $T_{2cutoff}$ en el modelo CBVI.	84
Figura 38. Modelo de un poro mojado por agua.	86
Figura 39. La relación de T_2 con el radio poral (izquierda) y La Permeabilidad y el T_2 (derecha). Fuente Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá DC 2001.....	90
Figura 40. El modelo de permeabilidad de Coates (arriba) y El modelo de permeabilidad de SDR (abajo).	92
Figura 41. Método para determinar la constante C en el modelo de permeabilidad de Coates.....	94
Figura 42. Modelo de porosidad RMN para una formación humectada con agua.....	97
Figura 43. Ejemplo del perfilaje RMN en una formación de arena arcillosa en Egipto.....	99
Figura 44. Ejemplo del perfilaje RMN en el sur de Australia.	100
Figura 45. Valores cualitativos típico de T_1 , T_2 y D de los diferentes fluidos encontrados en yacimientos.	101
Figura 46. Propiedades RMN de los fluidos en yacimientos en función de la temperatura.	102

Figura 47. El espacio RMN.....	104
Figura 48. Simulación de T_1 del aceite en bruto, ecuación 3.7 en función de la temperatura y viscosidad.....	107
Figura 49. Simulación de T_2 del aceite (incluye relajamiento en bruto y por difusión ecuación 3.15, suponiendo roca mojada por agua, desprecia el relajamiento de superficie) en función de la temperatura y difusión inducida con tiempos de espaciamento TE.	108
Figura 50. Propiedades RMN del agua.....	109
Figura 51. Propiedades RMN del gas y del aceite T_1	110
Figura 52. Propiedades RMN de los Hidrocarburos: T_2 gas y T_2 aceite.....	112
Figura 53. Coeficiente de Difusión de los Fluidos de yacimientos.....	113
Figura 54. Efecto del Tiempo entre Ecos para el Metano.....	114
Figura 55. Índice de Hidrógeno para el Metano.....	115
Figura 56. Mecanismo de contraste del relajamiento T_1	119
Figura 57. Mecanismo de contraste en la difusividad.....	122
Figura 58. Modelos volumétricos de un yacimiento de petróleo liviano con mediciones de doble TW.....	124
Figura 59. Modelos volumétricos de un yacimiento de petróleo viscoso con mediciones de doble TE.....	126
Figura 60. Modelos volumétricos de un yacimiento de gas con mediciones de doble TW.....	128
Figura 61. Modelos volumétricos de un yacimiento de gas y petróleo liviano con mediciones de doble TW.....	130
Figura 62. Método del Espectro Diferencial.....	133
Figura 63. Método del Análisis en el Dominio del Tiempo.....	134
Figura 64. Principio del perfilaje de doble-TW.....	136
Figura 65. Ejemplo de un perfil RMN con doble TW.....	136
Figura 66. Porosidad RMN sin corregir vs porosidad de núcleo en un pozo de Egipto...	143
Figura 67. Gráfico de porosidad RMN sin corregir vs porosidad de un gráfico Densidad Neutrón en un pozo en Egipto.....	144
Figura 68. Gráfico porosidad RMN corregida vs porosidad de núcleo en un pozo en Egipto.....	145
Figura 69. Gráfico de porosidad RMN corregida vs porosidad de un gráfico Densidad Neutrón en un pozo en Egipto.....	146

Figura 70. Ejemplo de aplicación TDA a los datos de la figura 65.	147
Figura 71. Principio del perfilaje de doble-TE.	151
Figura 72. Ejemplo de un perfil RMN con doble TE.....	152
Figura 73. Método del espectro corrido.....	155
Figura 74. Curva ortogonal de $1/T_{2int}$ vs. D_a/D_w	158
Figura 75. Resultados de la aplicación DIFAN en un pozo en Indonesia.	159
Figura 76. Ejemplo de aplicación del método EDM.	164
Figura 77. Modelo del agua doble, respuesta al RMN y el modelo de Archie.	167
Figura 78. Gráfico ortogonal de C_{wa} en función de S_{wb}	169
Figura 79. Modo de adquisición de la porosidad total con el perfilaje RMN.	173
Figura 80. Ejemplo del perfil RMN a partir del modo de adquisición de porosidad total en el golfo de México.	175
Figura 81. Ejemplo de aplicación del MRIAN en el golfo de México de la figura 80.....	178
Figura 82. Resultados del TDA y TDA/MRIAN de la figura 80 en el golfo de México. ...	178
Figura 83. Análisis del TDA y del MRIAN sobre datos RMN adquiridos en un pozo de inyección de gas en un yacimiento de petróleo liviano en el Golfo de Arabia.	182
Figura 84. Modelos volumétricos del TDA y MRIAN.....	183
Figura 85. Este perfil tiene resultados del procesamiento del EDM/MRIAN.....	186
Figura 86. Perfil RMN en zonas productoras de baja resistividad.....	191
Figura 87. Perfil RMN en zonas productoras de baja resistividad. Continuación figura 86. Fuente Halliburton Energy Service.....	192
Figura 88. Resultados del análisis MRIAN en el intervalo 3450' – 3750' para el ejemplo 6.1.	193
Figura 89. Perfil RMN En La caracterización de la movilidad en crudos pesados.....	198
Figura 90. Perfil RMN En La caracterización de la movilidad en crudos pesados.....	199
Figura 91. Evaluación petrofísica en litología compleja y crudo pesado.....	203
Figura 92. Análisis volumétrico ejemplo 6.3, asumiendo la presencia de crudo pesado. 204	
Figura 93. Perfiles Resistividad / Densidad / Neutrón / MRIL en el intervalo 3350' – 3980' del ejemplo 6.4.....	209
Figura 94. Perfiles Resistividad / Densidad / Neutrón / MRIL en el intervalo 3350' – 3980' del ejemplo 6.4. Continuación figura 93.	210
Figura 95. Perfil MRIL del ejemplo 6.4 mediante el análisis de difusión.	211

Figura 96. Perfil MRIL del ejemplo 6.4 mediante el análisis de difusión. Continuación figura 95.	212
Figura 97. Perfil MRIL del ejemplo 6.5.	215
Figura 98. Perfil MRIL del ejemplo 6.5 mediante el análisis de difusión.	216
Figura 99. Perfil MRIL del ejemplo 6.5 mediante el análisis MRIAN.	217
Figura 100. Principio físico herramienta RST.	219
Figura 101. Sarta de la herramienta RST.	224
Figura 102. Configuración de la herramienta RST de dos detectores.	225
Figura 103. Perfil de emisión de neutrones RST.	227
Figura 104. Tiempos del modo de captura inelástico de la herramienta RST.	231
Figura 105. Ciclo de medida del modo Sigma de captura y el modo Sigma.	232
Figura 106. Curva del Modelo de interpretación de la saturación de agua en la formación, S_w y holdup del aceite en el pozo, Y_o	234
Figura 107. Grafica para la interpretación RST.	235
Figura 108. Carta RST 1.	237
Figura 109. Carta RST 2.	238
Figura 110. Carta RST 3.	239
Figura 111. Medida del espectro inelástico con el detector lejano de la herramienta RST en un tanque de agua y aceite.	241
Figura 112. Esquema simplificado del proceso Sigma para la herramienta RST.	244
Figura 113. Centro de Facilidades de Calibración de Efectos Ambientales de Schlumberger ubicada en Houston Texas y Centro de facilidades en Aberdeen Escocia (EUROPA).	246
Figura 114. Calibración de la exactitud de los valores Sigma de las herramientas RST.	247
Figura 115. Elementos estándar para la herramienta RST-A.	251
Figura 116. Perfil RST de un pozo el medio Oriente cuando este se encuentra en producción y cerrado.	253
Figura 117. Resultados del perfilaje RST-A, en el modo de captura inelástico combinado con datos de perfilaje en hueco abierto, en operaciones de monitoreo.	256
Figura 118. Presentación del perfil RST del análisis combinado de la relación C/O y datos Sigma junto con el análisis de datos del perfilaje de hueco abierto, para determinar la zona de ruptura.	257

RESUMEN

TITULO: ESTADO DEL ARTE DE LAS APLICACIONES DEL PERFILAJE DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)*.

AUTOR: JAVIER NAVARRO SOTOMAYOR **

Palabras claves: Tiempo de relajamiento T_1 , Tiempo de relajamiento T_2 , Secuencias de pulsación **CPMG**, Decaimiento de inducción libre, Curva de distribución T_2 , Tiempo de Polarización **TW**, Espaciamiento entre ecos **TE**, Difusión.

El perfilaje de Resonancia Magnética Nuclear puede resolver preguntas claves durante la exploración, producción, evaluación de formaciones, completamiento de pozos y algunos trabajos geológicos entre otros. Teniendo en cuenta las múltiples aplicaciones de los registros de Resonancia Magnética Nuclear (**RMN**) en la evaluación de yacimientos petrolíferos, este trabajo describe los conocimientos necesarios para interpretar este tipo de perfiles, partiendo desde sus generalidades, principio físico, herramientas, los métodos que utilizan las herramientas para estimar las diferentes propiedades petrofísicas como la porosidad y la permeabilidad, las técnicas que utilizan estas herramientas para identificar de forma cualitativa los diferentes fluidos que se encuentran en los yacimientos hasta la combinación de los registros de Resonancia Magnética Nuclear con registros convencionales para obtener mejor conocimiento de las formaciones en la zona virgen.

El perfilaje de Resonancia Magnética Nuclear utiliza los principios básicos de magnetismo nuclear, polarización, tiempo de relajamiento T_1 , inclinación de pulsación, decaimiento de inducción libre, ecos de momentos rotacionales, tiempo de relajamiento T_2 , y secuencias de pulsación **CPMG**, junto con los mecanismos de relajamiento en bruto, superficie y de Difusión de los fluidos en los poros; para obtener la respuesta de porosidad teórica, que se representa con la curva de decaimiento en la dirección transversal T_2 , la cual es transformada en una curva de distribución T_2 , donde se puede estimar la saturación de fluidos móviles y no móviles para estimar la permeabilidad.

Adicionalmente aprovecha las propiedades de **RMN** de los fluidos para identificarlos en condiciones de yacimientos a partir del contraste de relajamiento en T_1 y el contraste de difusión, con las diferentes técnicas de identificación directa (**TDA**, **DIFAN** y **EDM** entre otros) que usa el perfil de **RMN**.

Los perfiles **RMN** y convencionales se pueden combinar para obtener información en la zona virgen y corregir las respuesta de la señal de los perfiles **RMN** por la presencia de hidrocarburos de alta viscosidad.

* TRABAJO DE GRADO.

** FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS; ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS.

ABSTRACT

TITLE: STATE OF THE ART OF THE APPLICATIONS OF THE NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE (NMR) LOGGING.

AUTHOR: JAVIER NAVARRO SOTOMAYOR **

Keywords: Relaxation time T_1 , Relaxation time T_2 , Pulsation sequences **CPMG**, Free induction Decay, Bulk, Surface and Diffusion relaxation mechanisms, Echo spacing, **TE**, Polarization time **TW**.

The Nuclear Magnetic Resonance logging can resolve questions during the exploration, production, reservoir evaluation of formations, completion and some geological works among others. Attending the multiple applications of Nuclear Magnetic Resonance (**NMR**) Logging in the reservoir evaluation; this work describe the necessary knowledge's to interpret this type of Loggings, starting from it's generalities, **NMR** Physical Principle, tools, the methods that the tools use to estimate the different Petrophysical properties what else interest the reservoir engineers as in the case of the porosity and the permeability, the techniques that these tools use to identify of qualitative form the different fluids that they find in the reservoirs as far as the combination of Nuclear Magnetic Resonance logging with conventional loggings obtaining better knowledge of the formations in the virgin zone.

Nuclear Magnetic Resonance Logging utilizes the nuclear magnetism basics principles, like polarization, relaxation time T_1 , Spin tipping, free induction Decay, spin echoes, relaxation time T_2 , and pulsation sequences **CPMG**, along with the bulk, surface and Diffusion relaxation mechanisms of the fluids in the pores; to obtain the porosity answer, represented by the spin echo decay curve, who's signal decays exponentially with a characteristic time constant, T_2 , and transformed into T_2 distribution, where it' possible estimate mobile and immobile fluids to estimate the formation permeability.

Additionally make use of **NMR's** properties of the fluids in order to identify them in reservoir conditions from the relaxation contrast in T_1 and the diffusion contrast, with the different Direct Hydrocarbon Typing (**TDA**, **DIFAN** and **EDM** among others) that **NMR's** log uses.

NMR and conventional loggings could combine to obtain information in the virgin zone and to correct **NMR's** log signal loss in Heavy-Oil Reservoirs.

* PROJECT DEGREE.

** FACULTY OF PHYSIC-CHEMICAL ENGINEERING; PETROLEUM ENGINEERING SCHOOL .

GLOSARIO

BVI: Volumen de agua irreductible, es la fracción del volumen de formación que está ocupado por agua, retenida por capilaridad.

CBVI: Volumen de agua irreductible por el método del umbral.

CBW: Agua estructuralmente asociada en la superficie de minerales de arcilla.

CMR: (Combinable Magnetic Resonance): Herramienta de perfilaje de Resonancia Magnética Nuclear desarrollada por Schlumberger.

CPMG: Secuencia de pulsación de Carr-Purcell-Meiboom-Gill, es una secuencia de pulsación utilizada para medir el tiempo de relajamiento T_2 . La secuencia comienza con una pulsación a 90° seguida por una serie de pulsaciones a 180° .

DIFAN: Técnica de identificación directa, basada en mediciones con doble-*TE*.

DSM: Técnica de identificación directa, basada en mediciones con doble-*TW*.

EDM: Técnica de identificación directa, basada en los contrastes de difusión entre diferentes fluidos.

FID: Decaimiento de inducción libre, está causado por heterogeneidades del campo magnético que se deben al gradiente del campo magnético y a ciertos procesos moleculares que ocurren en el material que se está midiendo.

HI: Índice de Hidrógeno es la relación entre el número de átomos de hidrógeno por unidad de volumen de un material y el número de átomos de hidrógeno por unidad de volumen del agua pura a igual temperatura y presión.

MCBW: Estimación de la herramienta de **CBW**, el agua asociada con la arcilla.

MPHI: Porosidad efectiva, estimada por la herramienta de perfilaje de Resonancia Magnética Nuclear.

MRIAN: combina datos **RMN** y datos de Resistividad Profunda de perfiles laterales o de inducción, utiliza el modelo del agua doble para proveer el volumen de los fluidos de la formación en la zona virgen.

MRIL (Magnetic Resonance Imager Log): herramienta de perfilaje de Resonancia Magnética Nuclear desarrollada por la corporación Numar-Halliburton.

MSIG: porosidad total, estimada por la herramienta de perfilaje de Resonancia Magnética Nuclear.

NE: Número de ecos en un tren de ecos CPMG.

SBVI: Volumen de agua irreductible por el método espectral.

TDA: Técnica de identificación directa, basada en mediciones con doble-*TW* cuya interpretación se realiza en el dominio del tiempo cronológico mas no sobre el tiempo de relajación de la curva de distribución T_2 .

TE: Espaciamiento entre ecos en una secuencia de pulsación CPMG.

TW: Tiempo de Polarización, es el tiempo entre la última pulsación CPMG a 180° y la siguiente pulsación CPMG.

INTRODUCCIÓN

Este trabajo esta dirigido a fundamentar el perfilaje de Resonancia Magnética Nuclear en hueco abierto para la evaluación de formaciones.

A través de los diferentes capítulos se encontrará de manera detallada los conocimientos necesarios para interpretar este tipo de perfiles, partiendo desde sus generalidades, principio físico, herramientas, los métodos que utilizan las herramientas para estimar las diferentes propiedades Petrofísicas que más interesan a los ingenieros de yacimientos como es el caso de la porosidad y la permeabilidad, la técnicas que utilizan estas herramientas para identificar de forma cualitativa los diferente fluidos que se encuentran en los yacimientos hasta la combinación de los registros de Resonancia Magnética Nuclear con registros convencionales para obtener mejor conocimiento de las formaciones en la zona virgen.

Para estimar propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad, se necesitan combinar perfiles eléctricos convencionales, que requieren del uso de tablas y de ser corroboradas por análisis de núcleos. Las herramientas de Resonancia Magnética Nuclear permiten identificar posibles zonas productoras, las cuales han sido pasadas por alto con los registros convencionales debido a que estos perfiles no diferencian entre fluidos móviles y no móviles. Esta característica le ha permitido a los registros de Resonancia Magnética Nuclear dar una buena confiabilidad a la hora de perfilar sin necesidad de confrontar los datos de análisis de núcleos, permitiendo ahorros en costos y tiempo en la evaluación de formaciones.

La gran acogida del perfilaje de Resonancia Magnética Nuclear entre los Ingenieros de Yacimientos, Producción y Geólogos se debe a sus múltiples aplicaciones como lo son el permitir determinar zonas productivas de baja resistividad, evaluar yacimientos de litologías complejas y la distribución de tamaños de poros.

En el capítulo uno se pretende de manera inicial introducir al lector sobre las generalidades del perfilaje de Resonancia Magnética Nuclear de manera que este comience a reconocer los diferentes términos utilizados en este tipo de perfiles.

En el capítulo dos se presentan los principios físicos necesarios que debe conocer del perfil de Resonancia Magnética Nuclear de forma tal que el lector comprenda los términos necesarios que utilizan las herramientas **RMN** para estimar las propiedades petrofísicas e identificar de forma cualitativa y a veces cuantitativa de los diferentes fluidos encontrados en yacimientos petrolíferos, a partir de diferentes técnicas las cuales serán descritas detalladamente en los capítulos tres y cuatro.

Finalmente en los capítulos cinco y seis se combinan los perfiles convencionales con los de Resonancia Magnética Nuclear a través de diferentes técnicas que corrigen las deficiencias del perfilaje **RMN** que serán descritas de forma implícita en los diferentes ejemplos de aplicación.

Revisando el texto como un conjunto se dará cuenta que posee los conocimientos necesarios para interpretar los perfiles de Resonancia Magnética Nuclear y sus aplicaciones potenciales dando un buen inicio en este tipo de perfil para continuar estudiando las técnicas nuevas del perfilaje de Resonancia Magnética Nuclear que aún están por probar.

De forma adicional se incluye en el capítulo siete un inicio del perfilaje con herramientas **RST** teniendo en cuenta los muy buenos resultados que este perfil de producción para el control de saturaciones proporciona al rechazar interpretaciones erróneas de perfiles de hueco abierto u otros métodos en el control de yacimientos petrolíferos, teniendo en cuenta que anteriormente los equipos y las técnicas utilizadas para monitorear proporcionaban muchos errores.

1. GENERALIDADES DEL PERFILAJE DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR.

Dada la gran acogida de los registros de Resonancia Magnética Nuclear (**RMN**) alrededor del mundo, para resolver problemas en la evaluación de formaciones, Muchas compañías de servicios se han esforzado por interpretar las medidas de (**RMN**).

A mediados de los noventa la evolución de este tipo de registros permitió la caracterización de la movilidad de los fluidos a mayor velocidad al momento de perfilar.

Un avance fundamental en la última generación de este tipo de registros en pozos en hueco abierto es la habilidad de proveer una información en la evaluación de yacimientos de una forma nunca antes vista. Los datos adquiridos con registros de resonancia magnética nuclear (**RMN**), son utilizados en exploración y producción, donde se involucra personal de ingeniería de yacimientos, ingenieros de completamiento, geólogos y petrofísicos antes de tomar decisiones con posible impacto económico negativo, tales como colocar innecesariamente la tubería de revestimiento o realizar un completamiento y/o pruebas de producción en rocas de baja productividad o con fluidos de poca movilidad. Por ejemplo ingenieros de completamiento hoy en día utilizan medidas de (**RMN**) para diseñar el tratamiento de fracturamiento para estimulación de yacimientos. Ingenieros de yacimientos pueden acceder a propiedades de la roca con medidas de alta resolución de (**RMN**) para localizar permeabilidades verticales y mejorar el programa de producción. Geólogos y petrofísicos los usan para una mejor comprensión de la geometría de poros y análisis de depositación de los sedimentos a partir de la curva de distribución de decaimiento de tiempos de la señal obtenida por las herramientas (**RMN**). La caracterización de hidrocarburos ha mejorado de forma exitosa al interpretar registros (**RMN**), y al combinarlos con otros registros, dando como resultado una mejor evaluación en la producción de pozos¹.

1.1 HISTORIA DE LOS REGISTROS DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.

En 1946 la señal de Resonancia Magnética Nuclear de los protones de átomos de Hidrogeno, fue observada por primera vez de forma independiente por Purcell y Bloch, desde entonces han sido utilizados para la caracterización de materiales. Los instrumentos de Resonancia Magnética se utilizan con mucha frecuencia para hacer diagnósticos en medicina.

La industria de petróleo toma los avances en esta tecnología a mediados de los cincuenta, donde se presentaron muchas patentes como el desarrollado por la corporación California, Schlumberger, Texaco y Socony Mobil Oil Company.

El primer registro de Resonancia Magnética Nuclear **(RMN)** se corrió en 1960. Desarrollado por Brown y Ganson en la sección de desarrollo de Chevron. Esta herramienta utilizaba el campo magnético terrestre para alinear los protones, la cual se convirtió en la base del desarrollo de las nuevas herramientas en los siguientes 30 años.

Figura 1.

Schlumberger utilizo dos versiones de esta herramienta, bajo la licencia de Chevron en la década de los sesenta hasta principios de los setenta donde finalmente desarrollo una tercera generación de esta herramienta NML-C, la cual fue comercializada a finales de los setenta.

Durante este tiempo continuos avances en **(RMN)** permitieron a Seevers desarrollar la relación entre el tiempo de relajación y la permeabilidad de areniscas en 1965, Timur desarrolló el concepto de índice de fluido libre y un nuevo métodos para medir la permeabilidad usando principios **(RMN)** en 1968. La relación entre tamaño de poro y propiedades de la matriz fue desarrollada por Loren y Robinson de Shell Oil company en 1969.

Durante los años setenta y ochenta muchas compañías en conjunto con algunos laboratorios desarrollaron técnicas para caracterizar muestras corazonadas.

Schlumberger desarrollo a finales de los ochenta avances significativos en los mecanismos de relajación y distribución de poros.

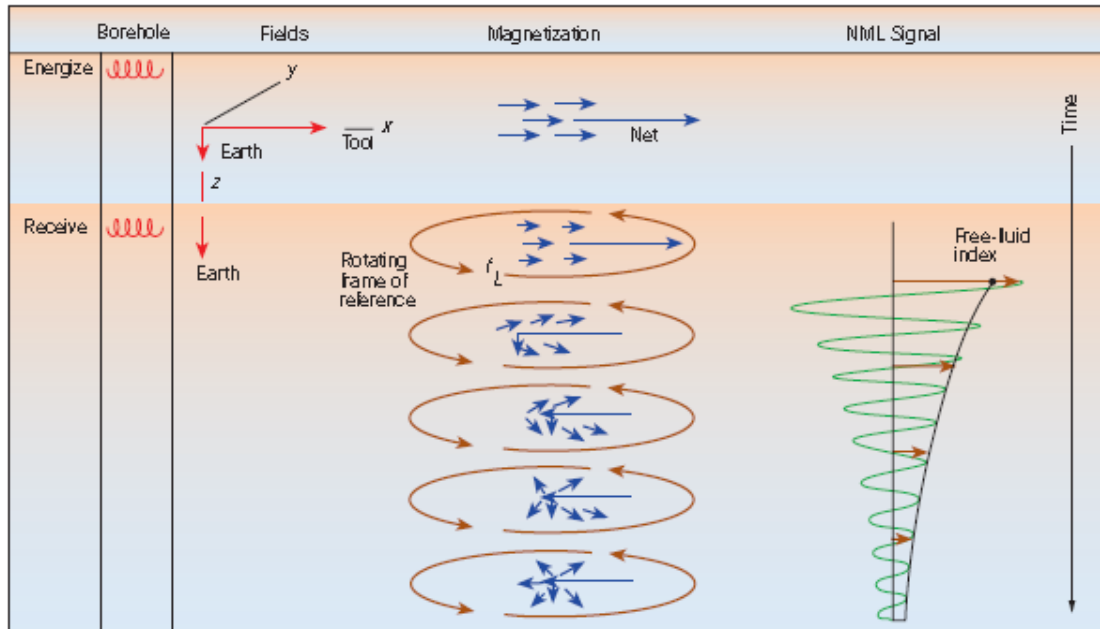


Figura 1. Principio de las primeras herramientas RMN.

La herramienta de Schlumberger media los tiempos de relajación transversal T_2 . Los protones son alineados en la dirección del campo terrestre considerado homogéneo en esa escala. Una bobina horizontal inclina los protones 90 grados, posteriormente estos empiezan a realizar precesión alrededor del campo magnético hasta su total desfaseamiento. La misma Bobina medía el tiempo de relajamiento transversal a medida que los protones empezaban a relajarse. La curva de tiempo de relajamiento transversal T_2 (la señal NML) se extrapolaba hasta el principio para obtener la porosidad, asumida igual al índice de fluido libre. **Fuente. Bill Kenyon, Robert Kleinberg, Christian Straley Ridgefield, Connecticut, USA. Greg Gubelin, Chris Morriss, Sugar Land, Texas, USA. Nuclear Magnetic Resonance Imaging—Technology for the 21st Century.**

La primera herramienta en la toma de registros (RMN) se desarrolló a finales de los ochenta y su mayor desventaja fue la obligada adición de magnetita, no deseable en el lodo de perforación para eliminar la señal de fondo de pozo, dado que esto no era

ventajoso para otros trabajos se terminó adaptando la herramienta para su uso en laboratorio con muestras de núcleos.

Finalmente a finales de los ochenta y principios de los noventa Numar y Schlumberger presentaron las herramientas que se utilizan hoy en día, las cuales han tenido modificaciones hasta su completo desarrollo.

Las dos herramientas desarrolladas son: la **CMR** (Combinable Magnetic Resonance) tool de Schlumberger y por Numar la **MRIL** (Magnetic Resonance Imager Log); ambas herramientas usan campos magnéticos permanentes en vez del campo magnético terrestre para alinear los protones y un sistema de radiofrecuencia de pulso magnético el cual permite la medida de los tiempos de relajación transversal T_2 . El uso de campos magnéticos permanentes permite la medida de volúmenes controlados por la herramienta, eliminando la adición de Magnetita en los lodos de perforación². **Figura 2.**

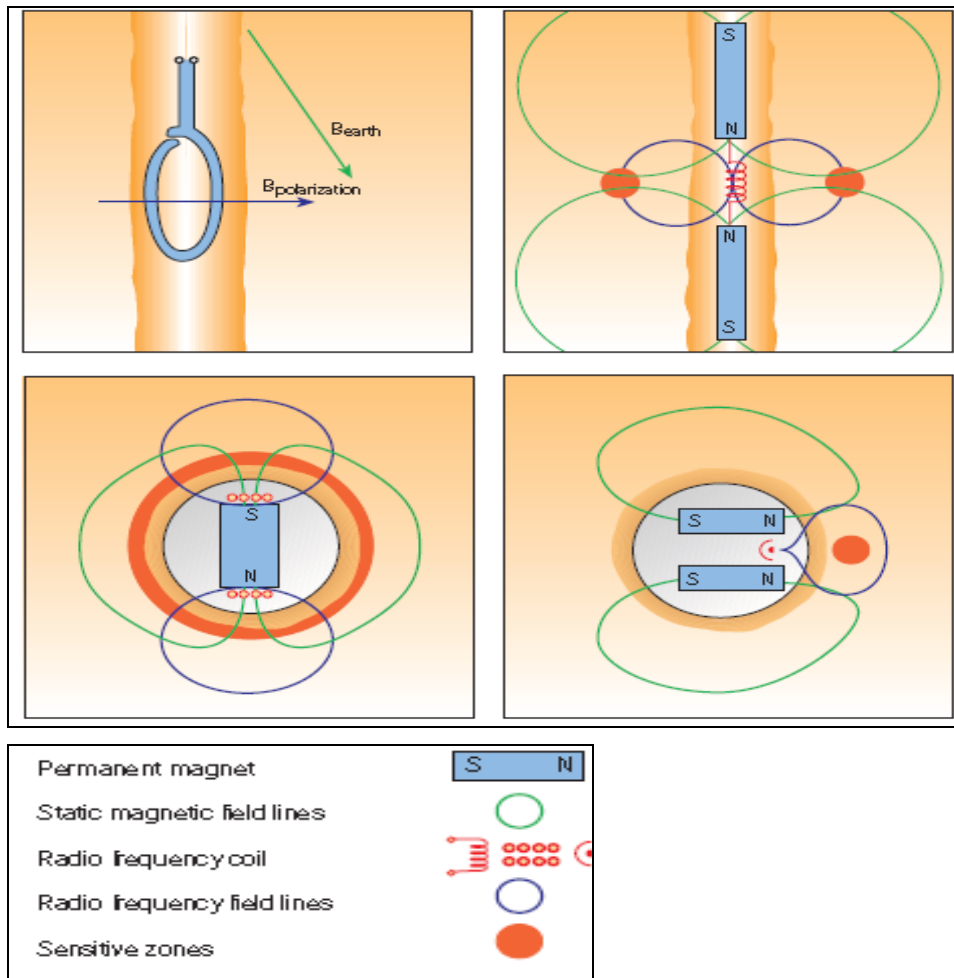


Figura 2. Diseño de fondo de pozo de la herramienta (RMN).

La herramienta de campo terrestre ubicada en la parte superior izquierda propuesta por Brown y Gamson en 1960, en la parte superior derecha la herramienta actual desarrollada por Schlumberger que usa campos magnéticos permanentes. La herramienta desarrollada por Numar en 1990 en la parte inferior izquierda la cual fue la primera herramienta comercial, en la parte inferior derecha la configuración de Schlumberger la cual fue la base para la herramienta de Numar. **Fuente Bill Kenyon, Robert Kleinberg, Christian Straley Ridgefield, Connecticut, USA. Greg Gubelin, Chris Morriss, Sugar Land, Texas, USA. Nuclear Magnetic Resonance Imaging—Technology for the 21st Century.**

1.2 DIFERENCIA ENTRE REGISTROS DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR Y REGISTROS CONVENCIONALES.

En registros de Resonancia Magnética Nuclear (**RMN**), sólo los fluidos son visibles a la medida de la herramienta que se utiliza. Las medidas de porosidad con registros de **RMN** no poseen ningún aporte de los minerales de la roca y la herramienta no necesita calibrarse para la litología de la formación. Esta característica en el perfilaje de los registros **RMN** hace que este sea fundamentalmente diferente al perfilaje de los registros convencionales. El perfilaje con herramientas convencionales de registros de porosidad, tales como el Neutrón, el Densidad y el Sónico, están influidas por todos los componentes de una roca de yacimiento. Dado que las rocas de yacimiento tienen por lo general mayor fracción rocosa que espacios llenos de fluidos, el perfilaje con herramientas convencionales tienden a ser mucho más sensibles a los materiales en la matriz mineral que a los fluidos en los poros. Los registros convencionales de resistividad, son extremadamente sensibles a los espacios llenos de fluidos y tradicionalmente son usados para estimar la cantidad de agua que hay en una roca de yacimiento, este tipo de registro no puede considerarse como un verdadero registro de fluidos. Las herramientas que utiliza están fuertemente influenciadas por la presencia de minerales conductivos y, para que las respuestas de estas herramientas puedan ser adecuadamente interpretadas, se requiere un conocimiento detallado tanto de las propiedades de la formación como de las del agua que hay en el espacio poroso.

Los registros de **RMN** suministran tres tipos de información, que lo hace especial entre los registros convencionales:

- Información sobre las cantidades de los fluidos en la roca.
- Información sobre las propiedades de los fluidos.
- Información sobre los tamaños de los poros que contienen los fluidos.

1.2.1 Cantidad de fluido.

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

1.2.2 Propiedades de los fluidos.

Es posible utilizar las herramientas de los registros de **RMN** para estudiar los fluidos en una zona delgada a pocas pulgadas de la pared del pozo. Las herramientas de los registros con **RMN** pueden determinar la presencia y las cantidades de diferentes fluidos (agua, petróleo, y gas), y también algunas de las propiedades específicas de los fluidos (por ejemplo, la viscosidad). En las herramientas con registros **RMN** es posible establecer secuencias de pulsación específicas, o “activaciones”, que mejoran sus capacidades de detectar condiciones particulares de los fluidos.

1.2.3 Porosidad y tamaño de poro.

El comportamiento de **RMN** de un fluido en el espacio poroso de una roca de yacimiento es diferente al comportamiento de **RMN** del fluido en bruto “como si estuviese en un tanque de dimensiones infinitas”. Por ejemplo, a medida que el tamaño de los poros que contienen agua disminuye, las diferencias entre las propiedades aparentes de **RMN** del agua en los poros y del agua en bruto aumentan. Se pueden usar métodos simples para obtener información suficiente sobre el tamaño poroso a partir de datos de registros **RMN** como para mejorar considerablemente la estimación de propiedades petrofísicas claves tales como la permeabilidad y el volumen de agua irreducible por capilaridad. La microporosidad asociada con arcillas y con algunos otros minerales contiene típicamente

agua que, desde una perspectiva **RMN**, aparecen casi como un sólido. El agua en esos microporos tiene un “tiempo de relajamiento” muy rápido. Debido a este relajamiento acelerado, esta agua es más difícil de ver que, por ejemplo, el agua producible asociada con poros más grandes. Las anteriores generaciones de herramientas de perfilaje con **RMN** eran incapaces de ver agua en esos microporos, y como el agua estaba asociada la mayoría de las veces con arcillas, la porosidad medida con estas primeras herramientas se la caracterizaba como “**porosidad efectiva**”. Las herramientas modernas de perfilaje con **RMN** pueden ver esencialmente todos los fluidos en el espacio poroso, y las mediciones de porosidad hechas por ellas se caracterizan, por lo tanto, por ser mediciones de “porosidad total”. La información sobre tamaño poroso proporcionada por las herramientas modernas se usa para calcular una porosidad efectiva que imita la porosidad que se medía con las anteriores generaciones de herramientas **RMN**. Además, una de las características clave de la filosofía de diseño de las mediciones **RMN** es que las medidas hechas en las formaciones, se pueden duplicar en laboratorio mediante mediciones **RMN** hechas sobre núcleos de rocas recuperadas de la formación. Esta capacidad para hacer mediciones reproducibles bajo condiciones muy diferentes es lo que hace posible para los investigadores el calibrar las mediciones **RMN** de acuerdo con las propiedades petrofísicas de interés (tales como tamaño poroso)³.

La **Figura 3** compara las respuestas de los registros **RMN** con los registros convencionales. El modelo volumétrico común usado en la comparación consiste en un componente de roca sólida y un componente de fluido poroso. El componente de roca sólida está compuesto por minerales arcillosos y no arcillosos, y el componente de fluidos porales está compuesto por agua e hidrocarburos. Conceptualmente, los fluidos porales se pueden subdividir en agua asociada con la arcilla, agua irreducible por capilaridad, agua movable, gas, petróleo liviano, petróleo de viscosidad mediana, y petróleo pesado.

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

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

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

Como se indica en la **Figura 3**, la porosidad de los registros **RMN** es esencialmente independiente del tipo de roca sólida es decir, las herramientas de los registros **RMN** son sensibles solamente a fluidos porosos. La diferencia en varias propiedades **RMN**, tales como tiempos de relajamiento (T_1 y T_2) y difusividad (D), entre varios fluidos hace posible distinguir (en la zona investigada) entre agua irreducible, agua movable, gas, petróleo liviano, petróleo de viscosidad mediana, y petróleo pesado. Los volúmenes sensibles de las herramientas de registros **RMN** están muy bien definidos; por lo tanto, si el pozo y el revoque del lodo no están dentro de los volúmenes sensibles, éstos no afectarán las mediciones de los registros **RMN**.

El modelo volumétrico de la **Figura 3** no incluye otros parámetros que pueden estimarse a partir de las mediciones con registros **RMN**, a saber: el tamaño poroso, la permeabilidad

de la formación; la presencia de arcilla, las cavidades y las fracturas; las propiedades de los hidrocarburos tales como viscosidad y el tamaño de granos. Estos factores influyen en las mediciones con registros **RMN**, y sus efectos se pueden extraer para proveer información muy importante para la descripción y evaluación del yacimiento. Las mediciones con perfiles convencionales son insensibles a esos factores³.

1.3 CONCEPTOS FUNDAMENTALES EN REGISTROS DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR Y ALGUNOS EJEMPLOS.

La medida de la curva de distribución T_2 , resume todas las medidas con (RMN) y a la vez posee múltiples aplicaciones Petrofísicas.

1.3.1 Curva de distribución T_2 en medio poroso.

El tiempo de relajación transversal es proporcional al tamaño de poro, donde el decaimiento observado es la suma del decaimiento por los poros individuales la cual viene de los protones de hidrogeno. Gráficamente se asocia el volumen de fluido de cada poro con un valor de T_2 .

El procesamiento de la señal utiliza una transformación de los datos (RMN) en una distribución de T_2 . **Figura 4.**

1.3.1.1 Porosidad con RMN.

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

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

- Un tiempo de polarización, **TW** suficientemente largo como para lograr la polarización completa de los núcleos de hidrógeno en los fluidos.

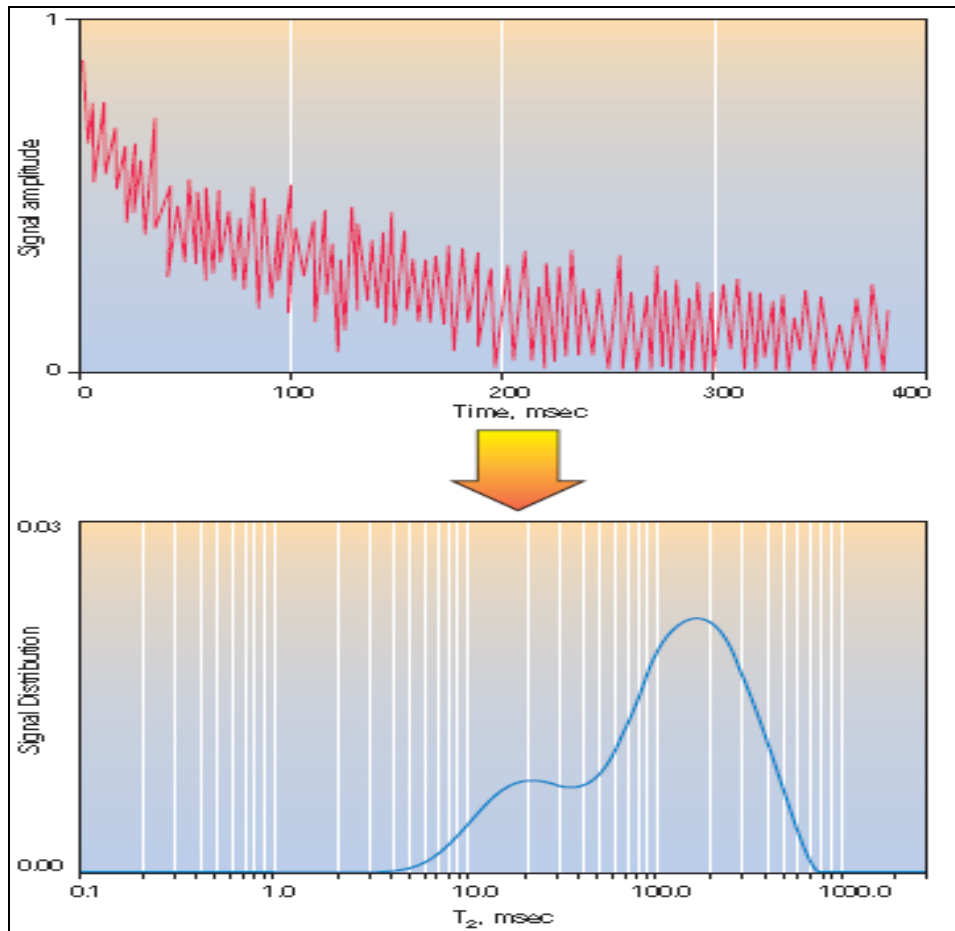


Figura 4. Curva de relajación transversal y de distribución T_2 .

La herramienta mide la amplitud del decaimiento de la señal que es la suma del decaimiento de todos los T_2 generados por la señal de los protones de hidrogeno en un volumen medido. Separando por rangos los valores de T_2 , mediante una inversión matemática se produce la curva de distribución de T_2 , representada en la parte inferior. Esta curva representa la distribución del tamaño de poro y el área bajo la curva de la distribución de T_2 es la porosidad (RMN), que debe ser igual a la máxima amplitud en la curva de T_2 grafica de arriba. Utilizando la distribución de T_2 "distribución de tamaño de poro, grafica inferior y una media logarítmica es posible calcular parámetros como permeabilidad y porosidad de fluidos libres. **Fuente, Bill Kenyon, Robert Kleinberg, Christian Straley Ridgefield, Connecticut, USA. Greg Gubelin, Chris Morriss, Sugar Land, Texas, USA. Nuclear Magnetic Resonance Imaging—Technology for the 21st Century.**

- Un tiempo de espaciado entre ecos, **TE** suficientemente corto como para registrar los decaimientos por fluidos asociados con poros de arcilla y otros poros de tamaño similar.
- Un número de núcleos de hidrógeno en el fluido que sea igual al número que habría en un volumen equivalente de agua, es decir, **HI** = 1.

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

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

Las mediciones con **RMN** en núcleos de rocas se hacen habitualmente en el laboratorio. La porosidad se puede medir con **TE** suficientemente corto y **TW** suficientemente largo como para captar toda la porosidad visible para la técnica **RMN**³.

1.3.1.2 Ejemplos de porosidad con registros RMN.

El escaneo de un microscopio electrónico de barrido, muestra dos imágenes de areniscas que poseen la misma porosidad, cuya permeabilidad a la salmuera difiere aproximadamente en un factor de 37. La curva de distribución indica cual de las dos areniscas es de mejor calidad. La arenisca de menor permeabilidad posee valores de T_2 menores y mayor presencia de arcillas por el mayor volumen de agua asociado a las arcillas que la roca más permeable. **Figura 5.**

Comparaciones frecuentes se realizan entre la información del tamaño de poro en la curva de distribución y las curvas de presión capilar de inyección de mercurio. Es importante mencionar que la presión capilar brinda información del tamaño de garganta de poro, mientras la curva de distribución T_2 , brinda información del tamaño de poro. Se ha encontrado que la curva de distribución de T_2 , complementa las curvas de inyección capilar y estas a su vez se correlacionan muy bien.

Un ejemplo tomado de una formación compuesta por carbonatos, la distribución de T_2 desde X340 ft hasta X405 ft presenta una ligera inclinación en el distribución hacia la izquierda indicando poros pequeños, esta interpretación no solo permite ver que parte de la formación es productora además le sirve a geólogos en el análisis de Facies. **Figura 6.**

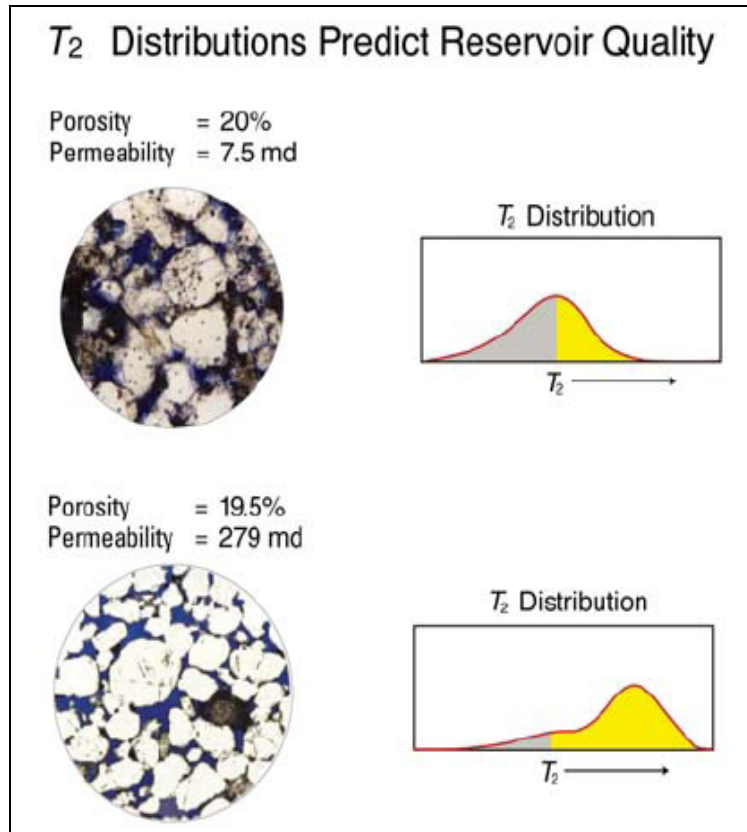


Figura 5. Imagen de dos areniscas con porosidades similares y diferente permeabilidad.

*La arena con menor permeabilidad posee mayor presencia de arcillas y poros de menor tamaño que la arena con mayor permeabilidad. La diferencia entre las rocas se puede observar con la curva de distribución, donde la arena con menor permeabilidad presenta menores valores de T_2 y mayor agua asociada (parte gris de la grafica). Fuente Robert Freedman. *Advances in NMR Logging* Robert Freedman, Schlumberger Oilfield Services JPT Enero 2006.*

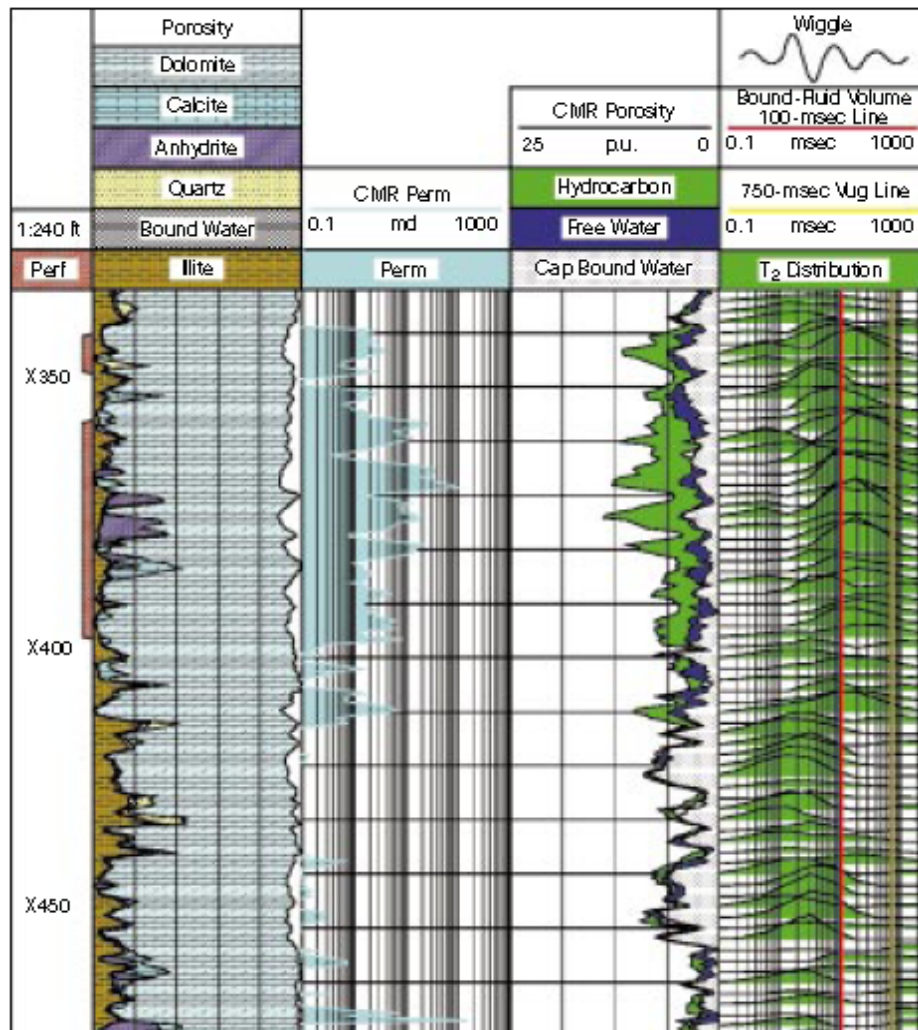


Figura 6. Ejemplo del perfilaje RMN en Carbonatos.

Este ejemplo de Carbonatos. Muestra la distribución de tamaño de poro y el índice de fluido libre. En este pozo la compañía estaba muy preocupada por la conificación de agua. En el intervalo por debajo de X405 ft se indica una saturación de agua cercana al 100 % a través de registros convencionales (Pista 3). En la pista 4 se encuentra la curva de distribución de T_2 obtenida por (RMN) la cual indica un tamaño de poro muy pequeño. Los poros de gran tamaño están ubicados por encima de los X405 ft con valores altos en la curva de T_2 , aplicando un índice de fluido libre de 100 milisegundos para el $T_{2cutoff}$, la curva indica que casi toda el agua es irreducible, lo cual permitió a la compañía incluir el intervalo de X 380 a X 395 en su programa de cañoneo. Fuente Bill Kenyon, Robert Kleinberg, Christian Straley Ridgefield, Connecticut, USA. Greg Gubelin, Chris Morriss, Sugar Land, Texas, USA. Nuclear Magnetic Resonance Imaging—Technology for the 21st Century.

1.3.2 Litología independiente de la porosidad total.

El hecho que la porosidad (**RMN**) sea independiente de la litología es uno de los avances más significativos en la evaluación de formaciones, ya que con registros convencionales como el registro de densidad, neutrón o sónico, los cuales dependen de las propiedades conocidas de la matriz de la roca en estudio. La porosidad (**RMN**) medida en aquellas formaciones heterogéneas con litología mixta, o aquellas en las cuales no se posee ninguna información, el registro de porosidad (**RMN**) obtendrá valores mucho más confiables que aquellos medidos con registros convencionales. **Ver figura 7**. Esta figura muestra los avances en registro de porosidad (**RMN**) frente a registros convencionales en una formación con litología mixta en una formación de carbonatos. **La pista 1** contiene registros de mineralogía y volumen de fluido. La parte superior del registro esta dominado por la presencia de dolomitas con arcilla y cuarzo. En la parte inferior predominan calizas con alguna presencia de dolomitas. **La pista 2** contiene 2 registros de densidad, asumiendo un 100 % de caliza y dolomita, junto con un registro de porosidad (**RMN**). En esta pista se puede notar que el registro (**RMN**) concuerda con el registro de densidad en el cual se asumió 100 % de dolomita en la parte superior el cual reporta una lectura incorrecta en la parte inferior la cual contiene calizas mezcladas con dolomitas. De igual forma el registro de densidad en el cual se asumió 100 % de calizas lee de forma incorrecta en la parte superior, el cual concuerda correctamente en la parte inferior con el registro (**RMN**). Esta es una muestra que el registro de porosidad reporta lecturas de porosidad independiente de la litología de la formación y en forma correcta.

Lo porosidad registrada por el (**RMN**) puede registrar con gran exactitud la porosidad en aquellas zonas que cuya preferencia a la mojabilidad es por hidrocarburos, e incluso aquellas que contienen shales. Una de las dificultades del registro (**RMN**) es cuando encontramos aceites con viscosidades superiores a los 10000 cp. La herramienta no alcanza a registrar los valores de las amplitudes de estos aceites en la curva de T_2 ya que son demasiado pequeñas, por lo cual el registro reportara valores superiores a los verdaderos. Este déficit comparado con los registros de densidad se puede utilizar para identificar hidrocarburos muy pesados.

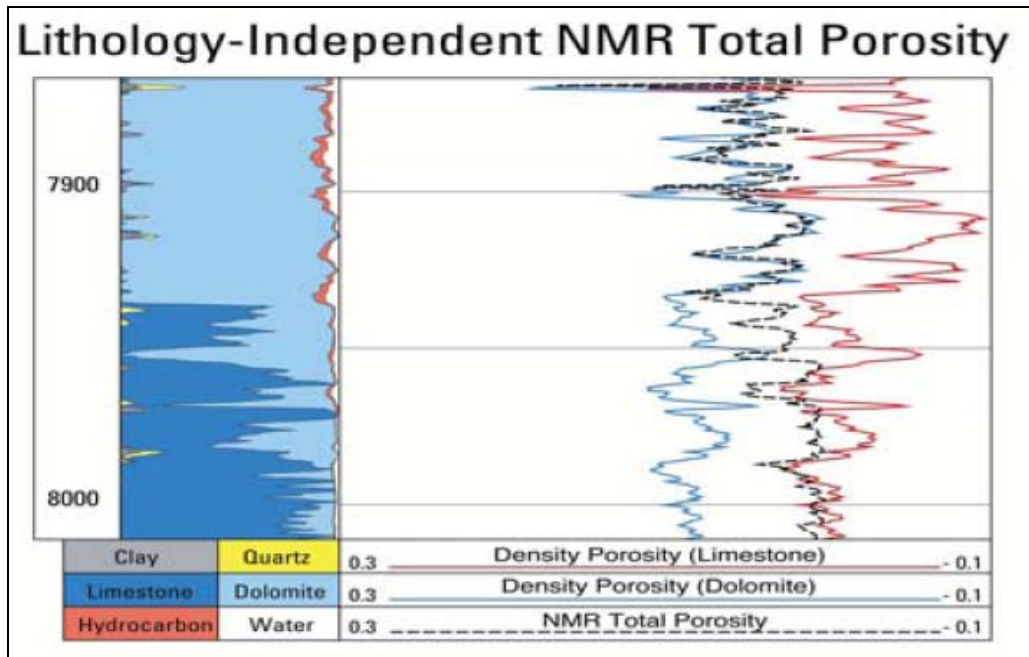


Figura 7. Porosidad RMN independiente de la litología.

El registro de porosidad (RMN) en carbonatos de litología mixta muestra la independencia de la litología en la toma del registro. El registro (RMN) concuerda en forma correcta con el registro de densidad en aquellas zonas donde la densidad de la matriz asumida concuerda con la densidad de la matriz. **Fuente Robert Freedman. Advances in NMR Logging Robert Freedman, Schlumberger Oilfield Services JPT Enero 2006.**

1.3.3 Permeabilidad con registros de resonancia magnética nuclear.

Actualmente encontramos dos ecuaciones empíricas de gran acogida en la industria estas son la de Schlumberger-Doll-research (**SDR**) y la de Timur-Coates. Estas ecuaciones fueron derivadas a partir de la correlación que existe entre el tamaño de poro y el tamaño de garganta de poro en muchas arenas, la cual fue la base de estas ecuaciones, por ende la permeabilidad (**RMN**), reporta excelentes estimaciones de permeabilidades de salmueras en arenas saturadas de agua. Los parámetros establecidos para ambas

ecuaciones proveen muy buenas estimaciones de permeabilidad, estos pueden usarse para diferenciar si una zona es más permeable que otra sin importar que los valores no sean los reales de la formación. Para estimar valores reales de permeabilidad de la formación, se recomienda realizar medidas en muestras de núcleos para estimar los valores de los parámetros reales. Las dos ecuaciones están afectadas por hidrocarburos por ende las permeabilidades relativas de aceite y agua aun no se han cuantificado. Ninguna de las ecuaciones es valida para carbonatos debido a la poca relación entra el tamaño de garganta poro y el tamaño de poro medido con **(RMN)** que se presenta en estas formaciones. El cálculo de permeabilidad en carbonatos es uno de los temas más investigados hoy en día. Las ecuaciones se encuentran en la **Figura 8**⁴.

Timur-Coates equation	SDR equation
$k_{TM} = a\phi^m (FFV/BFV)^n$ $m \sim 4, n \sim 2$	$k_{SDR} = b\phi^m (T_{2LM})^n$ $m \sim 4, n \sim 2$

Figura 8. Ecuaciones de Timur Coates y SDR.

La ecuación de Timur- Coates contiene la porosidad total y la relación de volumen de fluido libre **(FFV)** y el agua irreducible **(BFV)** “siglas utilizadas por Schlumberger”. La ecuación de **(SDR)** también contiene la porosidad pero en cambio utiliza una media logarítmica de T_2 (T_{2LM}) en lugar de **(FFV/BFV)**. Los exponentes son por lo general 4 y 2 pero esto depende del área en cuestión. **Fuente. David Allen Charles Flaum T. S. Ramakrishnan, David Fairhurst, Tim Pritchard, Jonathan Bedford Kees Castelijns. TRENDS IN NMR LOGGING, Oilfield Review 2000.**

1.3.4 Índice de fluido libre.

El valor de índice de fluido libre es determinado por la aplicación de $T_{2cutoff}$ a la curva de distribución de T_2 . Valores por encima de $T_{2cutoff}$ indican tamaños de poro suficientemente grandes como para producir fluidos, y valores por debajo de $T_{2cutoff}$ indican tamaños de

poro demasiado pequeños para producir fluidos, los cuales se encuentran atrapados por presiones capilares incapaces de producirse.

Para verificar esta suposición se han realizado muchos experimentos en muestras de rocas. La curva de distribución de T_2 se ha medido en núcleos saturados de agua antes y después de ser centrifugados en aire para liberar el agua que se puede producir. Las muestras de núcleos son centrifugadas bajo presiones de 100 psi para simular la presión capilar del yacimiento. Antes del proceso de centrifugado la curva de distribución T_2 corresponde a todos los tamaños de poros, se presume que en el proceso de centrifugación los poros de mayor tamaño se vacían primero, dejando una curva de distribución más pequeña la cual se puede observar en la **Figura 9**.

Se ha observado que muchas muestras de arenas presentan un $T_{2cutoff}$ de 33 milisegundos en la curva de distribución. El $T_{2cutoff}$ discernirá entre fluido libre y agua asociada por capilaridad en formaciones de arenas. En carbonatos este tiempo es tres veces el de las arenas aproximándose a 100 milisegundos. Estos valores varían dependiendo de cuanto difiere la presión capilar del yacimiento de 100 psi. Teniendo en cuenta esto se debe realizar el experimento para hallar el valor de $T_{2cutoff}$. Por ejemplo en una arena de grano fino, la interpretación a partir de registros convencionales muestra un porcentaje de 70% a 80 % de saturación de agua a través de una arena con alto contenido de shales. Con registros **(RMN)** gran parte de la curva de distribución T_2 cae en la región por debajo de los 33 milisegundos de $T_{2cutoff}$, indicando que la gran mayoría de agua es agua asociada por capilaridad. Lo que permitió a la compañía completar el pozo el cual puesto en producción genero altos contenidos de gas e hidrocarburos y bajos niveles de agua. **Figura 10**.

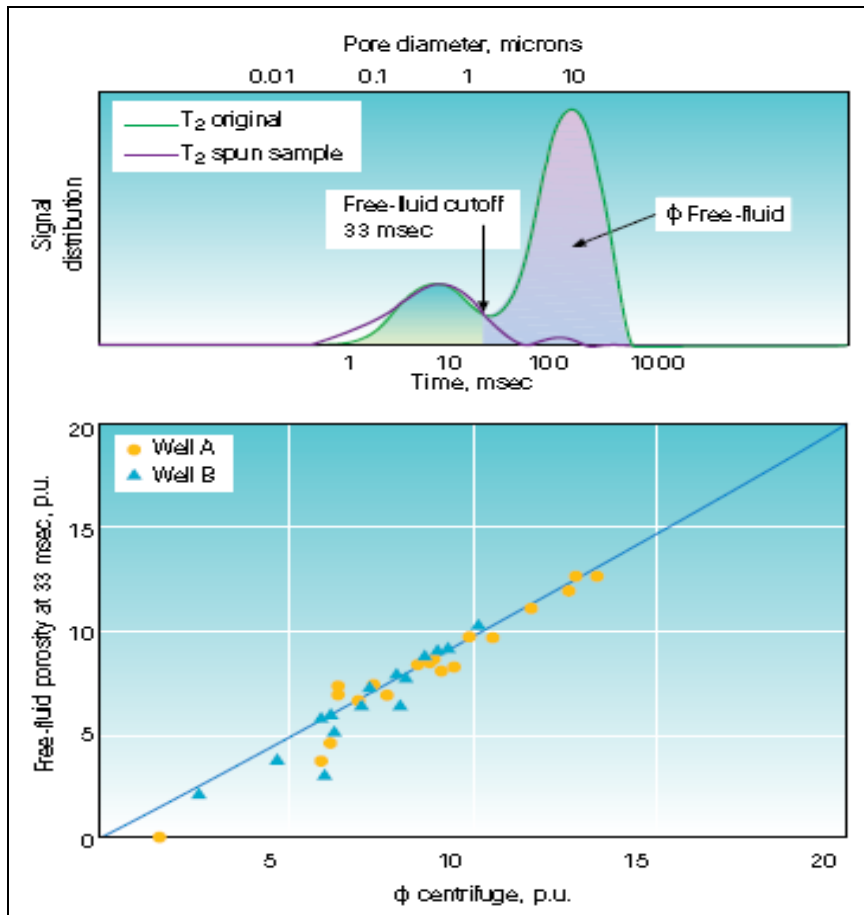


Figura 9. Porosidad de fluido libre.

La porosidad de fluido libre es determinada al aplicar un $T_{2cutoff}$ a la curva de distribución de T_2 . El área bajo la curva por encima de $T_{2cutoff}$ indica la porosidad de fluido libre (**partes superior de la grafica**). Esta zona se relaciona con el tamaño de poro de fluidos móviles en la muestra de roca. El valor de $T_{2cutoff}$ fue determinado en el laboratorio a partir de muchas muestras de núcleos saturados con agua. Primero se tomo la curva de distribución de T_2 , posteriormente las muestras de núcleos fueron centrifugadas a una presión de 100 psi para simular el drenaje debido a la presión capilar del yacimiento. La cantidad de fluido drenado iguala la porosidad de fluido libre, la cual es convertida a un área equivalente en la curva de distribución de T_2 . El área sombreada a la derecha determina el valor de $T_{2cutoff}$. Una comparación de la curva de distribución de T_2 , antes y después del centrifugado muestra la valides de esta técnica (**parte superior de la grafica**). La porosidad de fluido libre medida en una formación de arena en dos pozos usando un $T_{2cutoff}$ de 33 milisegundos obtenido en la parte superior de la grafica, muestra excelente correlación al grafica la porosidad de fluido libre vs. la porosidad centrifugada (**parte inferior de la grafica**). Fuente **Bill Kenyon, Robert Kleinberg, Christian Straley Ridgefield, Connecticut, USA. Greg Gubelin, Chris Morriss, Sugar Land, Texas, USA. Nuclear Magnetic Resonance Imaging—Technology for the 21st Century.**

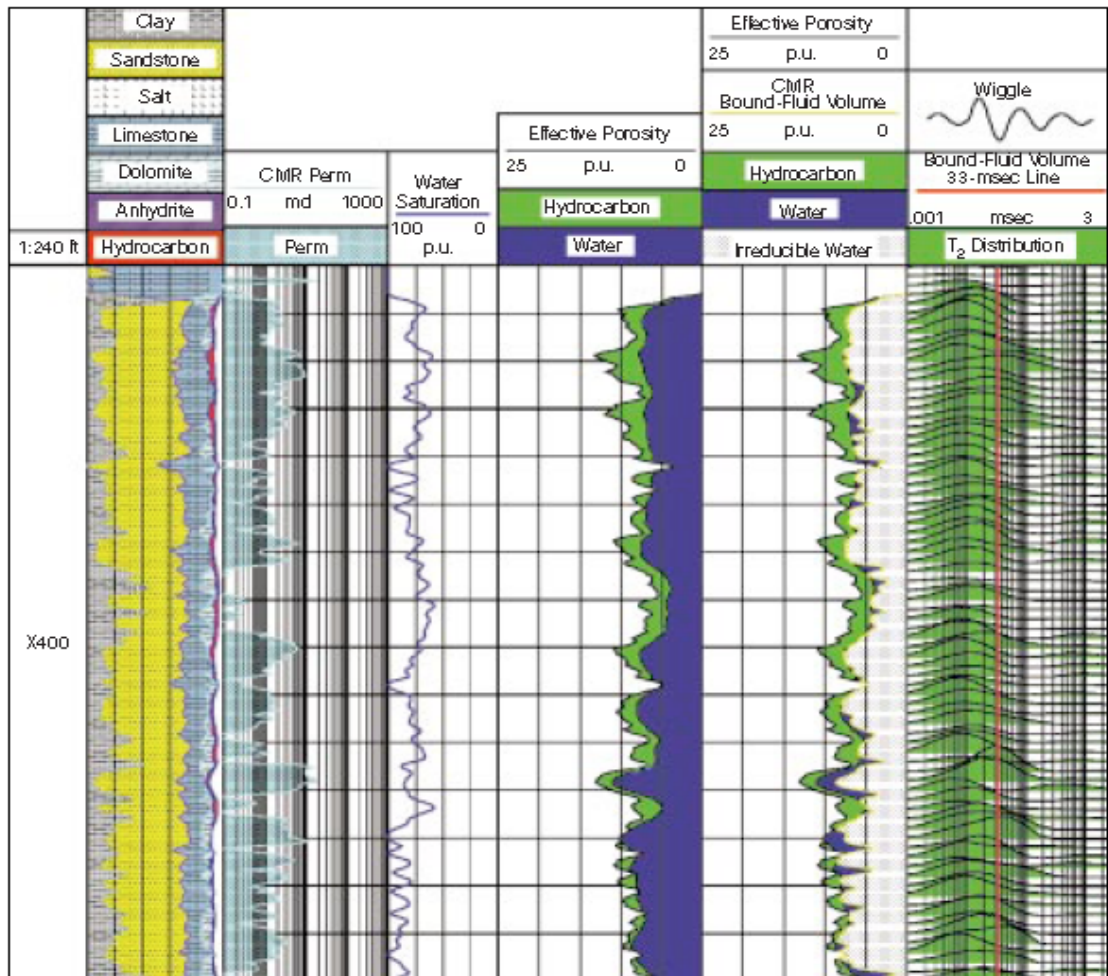


Figura 10. Interpretación de una arena de grano fino a partir de perfiles convencionales y de RMN.

En esta arena con alto contenido de shale como se ve en la pista 1. La distribución de T_2 se encuentra distribuida en gran parte por debajo de la línea de 33 milisegundos de $T_{2cutoff}$, la cual indica agua asociada por capilaridad. La interpretación por registros convencionales en la pista 3 muestra una alta saturación de agua, la cual implica producción de agua. La pista 4 que muestra el registro (RMN) indica que casi toda esta agua es asociada por capilaridad la cual no es producible. Este pozo produce a un corte de agua del 30 %. **Fuente Bill Kenyon, Robert Kleinberg, Christian Straley Ridgefield, Connecticut, USA. Greg Gubelin, Chris Morriss, Sugar Land, Texas, USA. Nuclear Magnetic Resonance Imaging—Technology for the 21st Century.**

1.4 RESUMEN DE APLICACIONES DEL PERFILEAJES DE RMN.

Estudios de casos específicos y la teoría han mostrado que las herramientas (**RMN**) proveen datos para determinar:

- **Porosidad Total, Efectiva y Producible**, independientes de la litología y sin fuentes Radioactivas.
- **Caracterización del espacio poroso** en sus constituyentes: Tamaño Poroso, Fluido Libre, Fluido Irreducible por Capilaridad, Fluido Irreducible en Arcillas por intercambio catiónico, Microporosidad y porosidad en Cavidades.
- **Permeabilidad Absoluta** en rocas clásticas con o sin hidrocarburo.
- **Detección de cambios deposicionales y/o de facies** en rocas clásticas.
- **Identificación Directa de Hidrocarburos** en la zona invadida sin la ayuda de otros perfiles, independiente de la salinidad del agua de formación o del tipo de lodo. Existen 3 métodos diferentes según sean los hidrocarburos pesados, medios, ligeros o gas.
- **Identificación de Contactos** en aguas dulces o en lodos base aceite.
- **Estimación de la Viscosidad Aparente**. 4 métodos según rango de viscosidades a estimar: T_1 , T_2 , Do y Subestimación de porosidad.
- **Saturación de Agua en la Zona Virgen** en formaciones altamente arcillosas, independiente de m y n , con el moderno método de agua doble de G. Coates [**MRIAN** (*Magnetic Resonance Analysis, modelo de saturación basado en modelo de agua doble para formaciones arcillosas, independiente de la litología*)]. Este método concilia la Resistividad Profunda con todas las porosidades caracterizadas por el registro **RMN**, y marca un avance significativo en el cálculo de reservas producibles.
- **Saturación de Hidrocarburo Residual en la Zona Invasada únicamente con registros RMN**. Usando adquisición multi-frecuencia [múltiple tiempo de polarización TW y el modelo **TDA**, (*Time Domain Analysis, modelo de saturación en la zona invadida para hidrocarburos livianos y gas basado únicamente en medidas RMN sin ayuda de otros perfiles*)] esta aplicación está diseñada para la

detección de crudos livianos (< 1.0 cp) y/o gas en lodos de base agua (**WBM**) o base aceite (**OBM**).

- **Saturación de Hidrocarburo Residual en la Zona Invasada únicamente con registros RMN.** Usando adquisición multi-frecuencia [**múltiple-tiempo de espaciamiento entre ecos TE** y el modelo **DIFAN** (*Difusión Analysis, modelo de saturación en la zona invadida para crudos de viscosidad media basado únicamente en medidas RMN sin ayuda de otros perfiles*)], esta aplicación está diseñada para la detección de crudos de viscosidad media (1.0 a 50 cp) con aguas de formación fresca, o de salinidad variable, en lodos de base agua (**WBM**).
- **Caracterización de la Movilidad de los Fluidos sin perfil de Rxo.** Esta aplicación está diseñada para la detección de **Movilidad en Crudos Muy Pesados** en lodos **WBM** en pozos perforados con lodo **OBM** donde no se puede obtener un perfil de Rxo con herramientas resistivas o dieléctricas⁵.

2. PRINCIPIOS BASICOS Y HERRAMIENTAS DEL PERFILAJE DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR.

Las mediciones del perfilaje **RMN** y la interpretación del perfil **RMN** se pueden entender con el conocimiento de unos pocos conceptos básicos de **RMN**. Estos conceptos son magnetismo nuclear, polarización, tiempo de relajamiento T_1 , inclinación de pulsación, decaimiento de inducción libre, ecos de momentos rotacionales, tiempo de relajamiento T_2 , y secuencias de pulsación **CPMG**³.

2.1 MAGNETISMO NUCLEAR.

La resonancia magnética nuclear (**RMN**, por sus siglas en inglés) se refiere a la respuesta de los núcleos atómicos a los campos magnéticos. Muchos núcleos tienen un momento magnético neto y un momento angular o rotacional. Frente a un campo magnético externo, un núcleo atómico gira alrededor de la dirección del campo magnético externo de manera muy similar a un giroscopio que gira alrededor del campo gravitatorio terrestre. **Figura 11**. Cuando estos núcleos magnéticos giratorios interactúan con los campos magnéticos externos, se pueden producir señales medibles.

Se pueden efectuar mediciones de cualquier núcleo que tenga un número impar de protones o neutrones o ambos, tales como el núcleo de hidrógeno (^1H), carbono (^{13}C), y sodio (^{23}Na). Para la mayoría de los núcleos encontrados en formaciones de la tierra, la señal magnética nuclear inducida por campos magnéticos externos es demasiado pequeña para ser detectada por un instrumento magnético de perfilaje **RMN** de pozos. Sin embargo, el hidrógeno, que tiene sólo un protón y ningún neutrón, es abundante tanto en agua como en hidrocarburos. El átomo de Hidrogeno posee un momento magnético relativamente amplio, y genera una señal potente. Hasta hoy, casi todos los perfilajes **RMN** y los estudios de rocas hechos con **RMN** se basan en respuestas del núcleo del átomo de hidrógeno. Por esta razón, a veces se quita la palabra “nuclear” de “resonancia magnética nuclear”, y se usa en cambio perfilaje de “resonancia magnética” (**MR**) o perfilaje de “imágenes con resonancia magnética” (**MRI**)³.

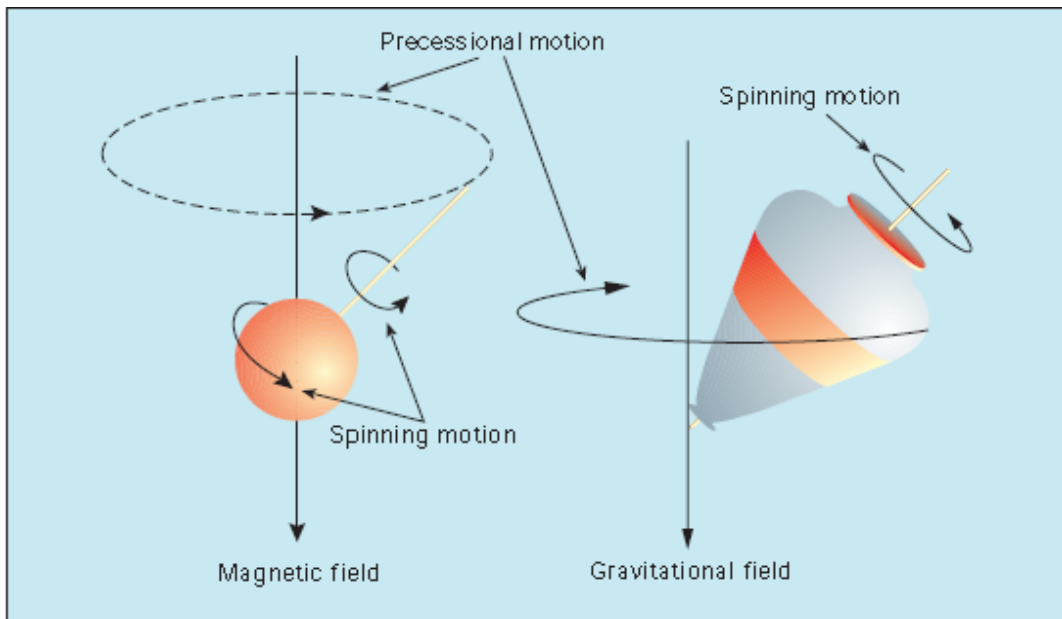


Figura 11. Movimiento de precesion del átomo de Hidrogeno frente a un campo magnético externo.

El núcleo de hidrogeno se comporta como una barra magnética una vez este perturbado por un campo magnético externo su momento rotacional comienza a girar alrededor del campo magnético externo (parte izquierda de la grafica) de la misma forma que un giroscopio gira alrededor del campo magnético terrestre. Fuente Bill Kenyon, Robert Kleinberg, Christian Straley Ridgefield, Connecticut, USA. Greg Gubelin, Chris Morriss, Sugar Land, Texas, USA. Nuclear Magnetic Resonance Imaging—Technology for the 21st Century.

El núcleo de un átomo de hidrógeno es un protón, que es una partícula pequeña, positivamente cargada con un momento angular asociado o rotacional. El protón giratorio representa una espira de corriente que genera un campo magnético (o momento magnético) con dos polos (norte y sur) alineados con el eje del momento rotacional. Por lo tanto, el núcleo de hidrógeno se puede considerar como una barra imantada cuyo eje magnético está alineado con el eje del momento rotacional del núcleo, como se ilustra en la **Figura 12.** (Izquierda)³.

Cuando hay muchos átomos de hidrógeno presentes y no existe ningún campo magnético externo, los ejes de los momentos rotacionales nucleares del hidrógeno están alineados al azar, como se muestra en la **Figura 12** (derecha).

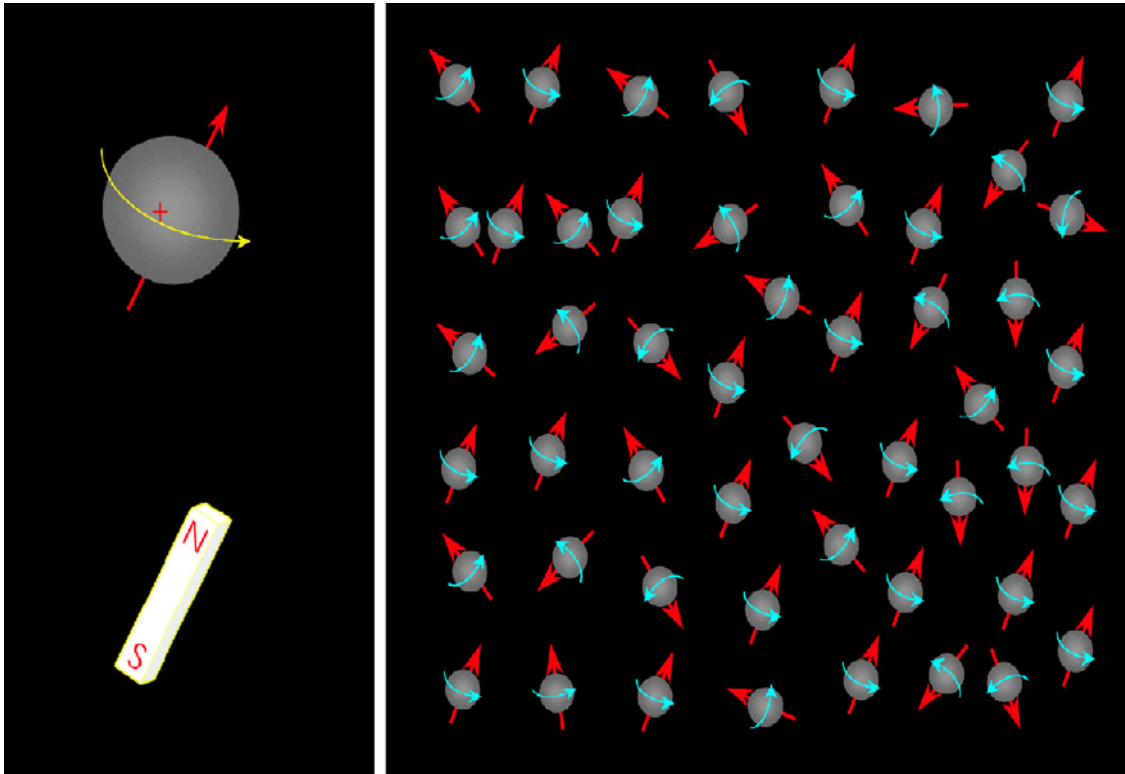


Figura 12 .Magnetismo nuclear inherente de los núcleos de hidrogeno.

Debido a su magnetismo nuclear inherente, los núcleos de hidrógeno (a la izquierda) se comportan como si fueran pequeñas barras imantadas alineadas con los ejes de los momentos rotacionales de los núcleos. En ausencia de un campo magnético externo, los ejes magnéticos nucleares (a la derecha) quedan alineados al azar. Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.

2.2 POLARIZACIÓN.

El primer paso para hacer una medición **RMN** es alinear núcleos magnéticos con un campo magnético estático, \mathbf{B}_0 . Cuando \mathbf{B}_0 se aplica a un núcleo magnético, \mathbf{B}_0 ejerce un momento de torsión sobre el núcleo que actúa para alinear el eje del momento rotacional nuclear con \mathbf{B}_0 .

Cuando se aplica un momento de torsión a un objeto giratorio, el eje del objeto se mueve perpendicular al momento de torsión en un movimiento llamado precesión, tal como se ilustra en la **Figura 13** (izquierda). Entonces, cuando \mathbf{B}_0 se aplica a un núcleo magnético, el núcleo hará precesión alrededor de \mathbf{B}_0 . La frecuencia precesional f , llamada la frecuencia de Larmor, está dada por:

$$f = \frac{\gamma * B_0}{2 \Pi} \quad \text{Ecuación 2.1}$$

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

La ecuación 2.1 muestra que la frecuencia de Larmor de un núcleo dado es proporcional a la magnitud del campo magnético estático y a la relación giromagnética del núcleo. Para un campo magnético estático, cada núcleo tiene diferente frecuencia de Larmor (debido a las diferentes relaciones giromagnéticas); por lo tanto, cada núcleo se puede diferenciar en base a esas frecuencias.

Para un átomo de Hidrógeno, la relación giromagnética tiene un valor fijo, y de acuerdo a **la Ecuación 2.1**, la frecuencia de Larmor es función de la intensidad del campo magnético estático. Si la intensidad del campo magnético depende de la posición, entonces la frecuencia de Larmor asociada con el núcleo es función de la posición del núcleo.

Las herramientas de registros **RMN** producen un campo de gradiente estático primario cuya intensidad está en función de la distancia radial a partir de la superficie del instrumento. Por lo tanto, la ubicación de la región del espacio investigada por el instrumento está determinada por la frecuencia de Larmor a la que responde el instrumento de **RMN**.

Según la mecánica cuántica, cuando un protón está sujeto a un campo magnético externo, el protón es forzado hacia uno de estos dos estados energéticos. Como se indica en la **Figura 13** (derecha), el estado energético de un protón en particular depende de la orientación del eje precesional del protón con respecto a la dirección del campo externo. Cuando el eje precesional es paralelo a \mathbf{B}_0 , el protón está en el estado de baja energía, que es el estado preferido. Cuando el eje precesional está en posición antiparalela a \mathbf{B}_0 , el protón está en el estado de alta energía. A la dirección de \mathbf{B}_0 se la designa como la dirección longitudinal.

Cuando un gran número de protones giratorios están haciendo precesión alrededor de \mathbf{B}_0 , como se ilustra en la **Figura 14**, hay más momentos rotacionales haciendo precesión paralelos a \mathbf{B}_0 que antiparalelos. La diferencia entre el número de protones alineados paralela y antiparalelamente al campo \mathbf{B}_0 forma la magnetización bruta M_0 que provee la señal medida por los dispositivos de **RMN**.

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

$$M_z = M_0(1 - e^{-\frac{t}{T_1}}) \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Donde:

t = el tiempo durante el que los protones están expuestos al campo \mathbf{B}_0 .

$M_z(t)$ = la magnitud de la magnetización al tiempo t , cuando se toma la dirección de \mathbf{B}_0 a lo largo del eje z .

M_0 = La magnetización final y máxima en un campo magnético dado.

T_1 es el tiempo en el que la magnetización alcanza 63% de su valor final, y tres veces T_1 es el tiempo en el que se logra el 95% de la polarización. En la **Figura 15** se ilustra una curva de relajamiento o polarización T_1 . Fluidos diferentes, tales como agua, petróleo, y gas, tienen tiempos de relajamiento T_1 diferentes³.

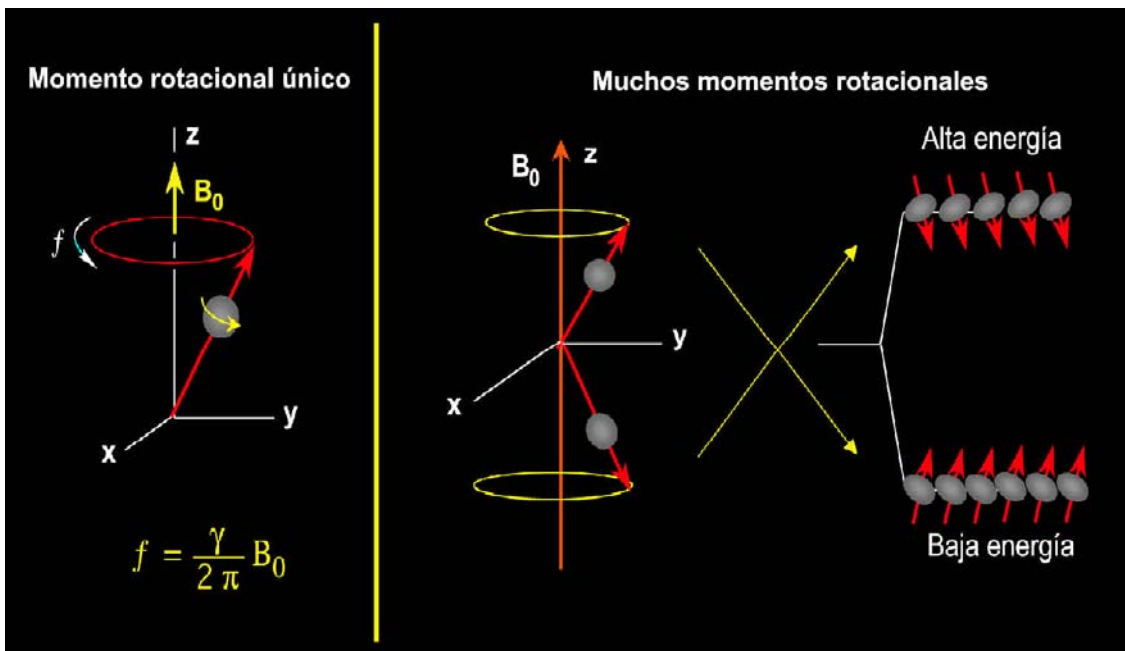


Figura 13. Frecuencia precesional del núcleo de hidrogeno frente a un campo magnético externo (izquierda), Estado energético del núcleo (derecha).

En un campo magnético externo (izquierda), la frecuencia precesional de un núcleo depende de la relación giromagnética del núcleo y de la intensidad del campo externo. La alineación del eje de precesión de un núcleo con respecto a la dirección del campo externo (derecha) determina el estado energético del núcleo. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

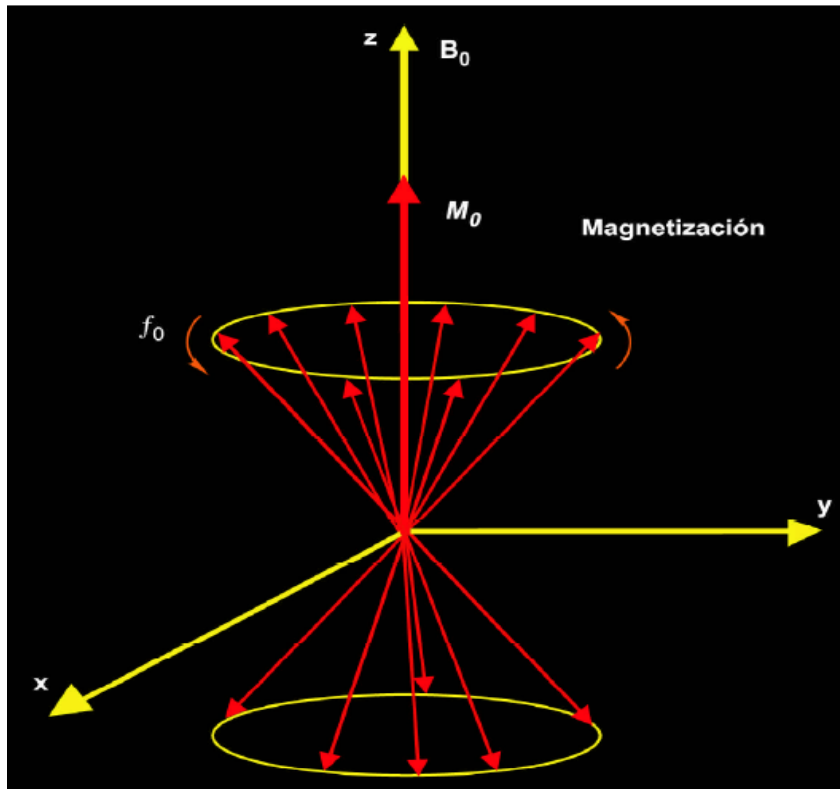


Figura 14. Magnetización neta de los núcleos de hidrogeno frente a un campo magnético externo.

Cuando muchos protones están haciendo precesión en un campo magnético externo, aparecerá una magnetización neta (M_0). Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.

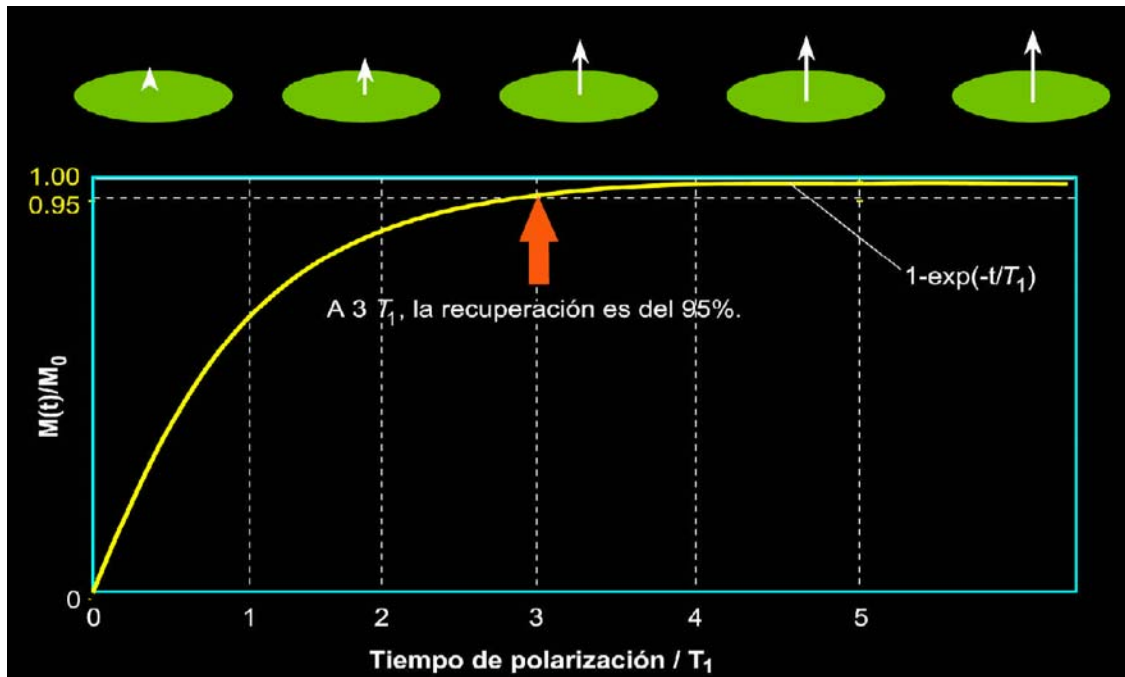


Figura 15. Curva del tiempo de Polarización T_1 .

Las curvas de relajamiento (polarización) T_1 indican el grado de alineamiento de los protones, o magnetización, en función del tiempo en el que una población de protones está expuesta a un campo magnético externo. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

2.3 INCLINACIÓN DE PULSACIÓN Y DECAIMIENTO DE INDUCCIÓN LIBRE.

El segundo paso en el ciclo de mediciones **RMN** es el de inclinar la magnetización desde la dirección longitudinal hasta un plano transversal. Esta inclinación se logra aplicando un campo magnético oscilatorio (\mathbf{B}_1) perpendicular a \mathbf{B}_0 , el campo magnético estático. Para una inclinación eficaz, la frecuencia de \mathbf{B}_1 debe igualar la frecuencia de Larmor de los protones en relación a \mathbf{B}_0 .

En la **Figura 16** se ilustra un campo magnético oscilatorio interactuando con protones. Desde el punto de vista de mecánica cuántica, si un protón está en el estado de baja

energía, puede absorber energía provista por \mathbf{B}_1 y saltar al estado de alta energía. La aplicación de \mathbf{B}_1 hace también que los protones giren entre sí. Este cambio en el estado energético causado por \mathbf{B}_1 se llama resonancia magnética nuclear.

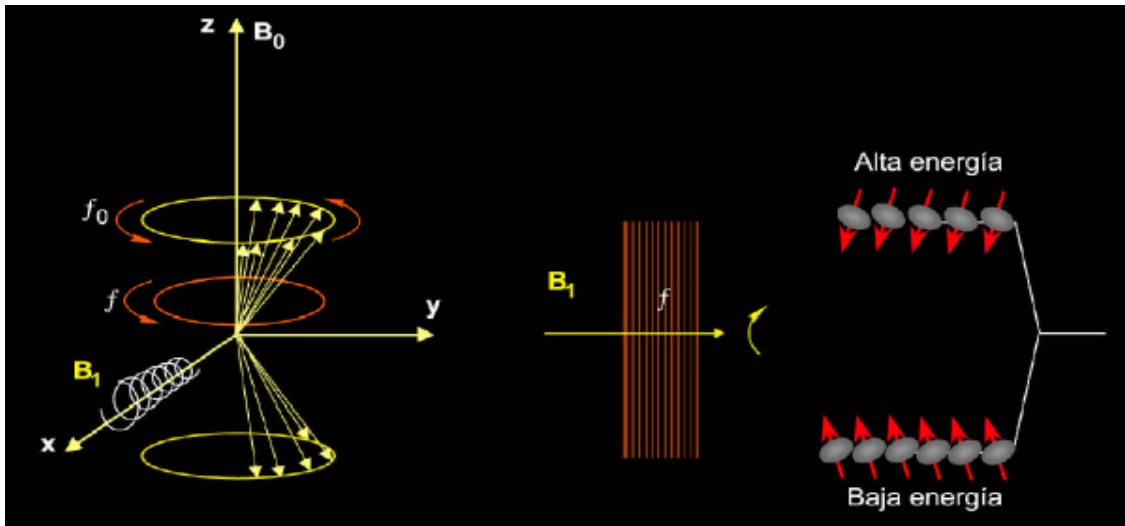


Figura 16. Fenómeno de resonancia magnética nuclear.

Para una interacción eficaz con protones (izquierda), el campo magnético oscilatorio \mathbf{B}_1 debe tener un componente sustancial perpendicular al campo estático \mathbf{B}_0 y debe tener una frecuencia f igual a la frecuencia de Larmor de protones f_0 en el campo estático. En este caso (derecha), los protones giran entre sí y pueden absorber energía del campo oscilatorio y cambiar a un estado de alta energía. Así es como se da la resonancia magnética nuclear. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

A un nivel macroscópico, la resonancia causa la inclinación de la magnetización, la cual hace precesión alrededor de \mathbf{B}_0 a la frecuencia de Larmor. El ángulo al cual se inclina la magnetización está dado por:

$$\theta = \gamma B_1 t_1$$

Ecuación 2.3

Donde:

θ = ángulo de inclinación (grados).

B_1 = Magnitud del campo oscilatorio.

t_1 = tiempo durante el que se aplica el campo oscilatorio.

El ángulo de inclinación es proporcional al producto $B_1 t_1$ donde se refleja la energía que B_1 suministra al sistema de momentos rotacionales de los protones. El ángulo de inclinación aumenta incrementando la potencia del campo oscilatorio o incrementando el tiempo durante el cual se aplica el campo oscilatorio. La relación entre inclinación y el ángulo de **la Ecuación 2.3** está ilustrada en la **Figura 17**.

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

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

Cuando el campo B_1 se apaga, la población de protones comienza a desfasarse, o a perder coherencia de fase, es decir que las precesiones de los protones ya no estarán en fase entre sí. Por lo tanto, a medida que el desfasaje progresa, la magnetización neta disminuye. En esta situación, una bobina receptora que mide la magnetización en la dirección transversal detectará una señal en decaimiento (**Figura 18**). Este decaimiento es usualmente exponencial y se llama **decaimiento de inducción libre**. La constante de tiempo del **FID** (T_2^*) es muy corta, unas pocas decenas de microsegundos. El **FID** está causado por heterogeneidades del campo magnético que se deben al gradiente del campo magnético y a ciertos procesos moleculares que ocurren en el material que se está

mediendo. Debido a las heterogeneidades en el campo de \mathbf{B}_0 , protones en ubicaciones diferentes harán precesión con frecuencias de Larmor diferentes, produciendo así este muy rápido decaimiento³.

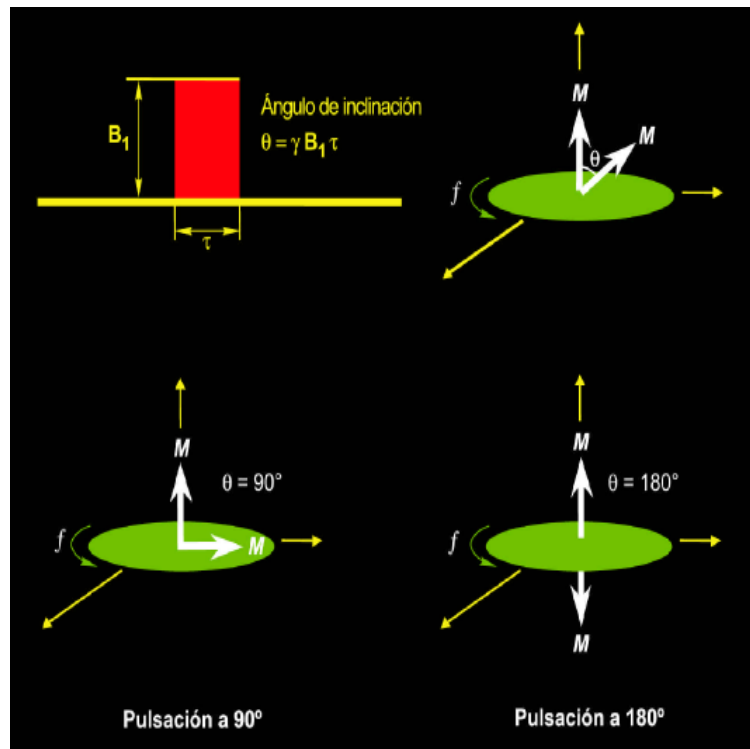


Figura 17. Angulo de inclinación después de la magnetización.

El ángulo de inclinación θ depende de la intensidad del campo oscilatorio \mathbf{B}_1 y del tiempo t_1 durante el cual se aplica el campo. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

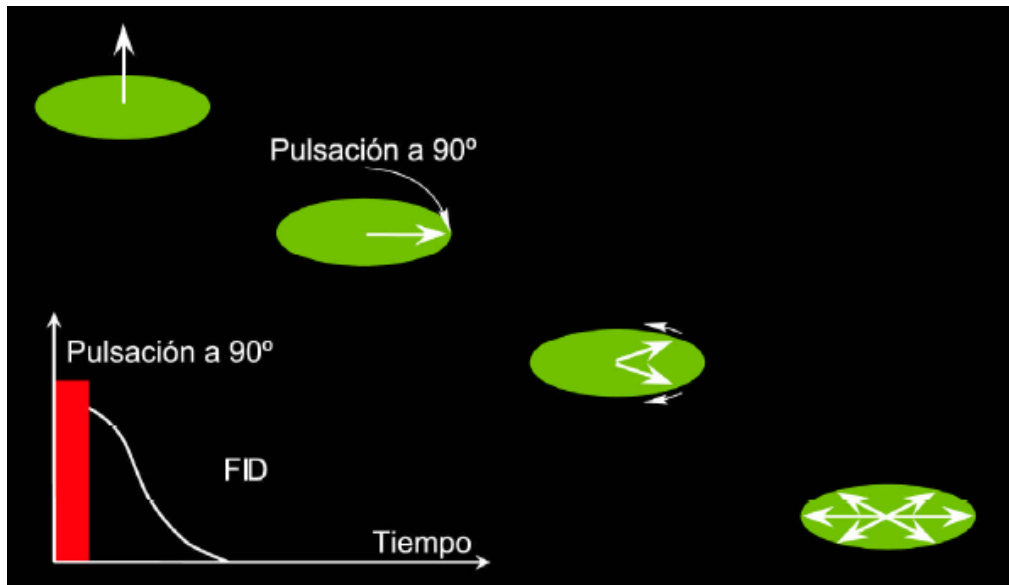


Figura 18. Decaimiento de inducción libre.

Luego de la aplicación de una pulsación a 90° , la población de protones se desfasa, y se puede detectar una señal de decaimiento de inducción libre (FID). Fuente **Modificada de Coates, G,R., Xiao,L, Prammer,M,G., NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

2.4 DETECCIÓN DE ECOS DE MOMENTOS ROTACIONALES.

El desfasaje causado por la heterogeneidad del campo magnético estático B_0 es reversible. Los vectores de magnetización de protones en los planos transversales se pueden volver a poner en fase cuando se aplica una pulsación B_1 a 180° . Si un vector de magnetización transversal tiene un ángulo de fase α , entonces la aplicación de una pulsación B_1 a 180° cambiará el ángulo de fase a $-\alpha$. En efecto, el orden de fase de los vectores de magnetización transversales se revierte, de modo que los vectores más lentos (desde el punto de vista de la fase) están adelante de los vectores más rápidos. Los vectores más rápidos alcanzan a los vectores más lentos, (**ver analogía figura 19**) lo cual produce un refasaje, y se genera una señal que es detectable en la bobina receptora. Esta señal se llama un eco de momentos rotacionales. Si transcurre un tiempo t entre la

aplicación de la pulsación B_1 a 90° y la pulsación B_1 a 180° , entonces el mismo tiempo t va a transcurrir entre la aplicación de la pulsación B_1 a 180° y el pico del eco de momentos rotacionales. Es decir, el tiempo de refasaje es igual al tiempo de desfasaje, y el pico de ecos de momentos rotacionales ocurre a $2t$, que se define como **tiempo de espaciamiento entre ecos TE** . En la **Figura 20** se ilustra la generación de ecos de momentos rotacionales.

Aunque un eco de momentos rotacionales único decae muy rápidamente, se pueden aplicar pulsaciones a 180° repetidamente para refasar los componentes de magnetización y generar una serie de ecos de momentos rotacionales. Entonces se puede registrar un tren de ecos de momentos rotacionales, como se ilustra en la **Figura 21**. Un eco de momentos rotacionales se forma a mitad del camino entre cada par de pulsaciones a 180° . El espaciamiento entre ecos (**TE**) es el tiempo entre los picos de ecos adyacentes. El número de pulsaciones en el tren de pulsaciones es **NE** . La secuencia completa de pulsaciones es: una pulsación a 90° seguida por una larga serie de pulsaciones a 180° , esta secuencia se llama una secuencia de **CPMG**, sigla que proviene de las iniciales de los apellidos de sus inventores, Carr, Purcell, Meiboom, y Gill.

En la medida en que la difusión se pueda ignorar, la secuencia de pulsaciones de **CPMG** anula el desfasaje causado por la heterogeneidad del campo B_0 ; sin embargo, el desfasaje que resulta como consecuencia de interacciones moleculares y difusión es irreversible. Una vez que ocurre este desfasaje irreversible, los protones no se pueden reenfoque completamente, y el tren de ecos de momentos rotacionales decaerá. Como se muestra en la **Figura 22**, un instrumento de perfilaje con **RMN** mide la amplitud de los ecos de momentos rotacionales en la secuencia de **CPMG** para monitorear el decaimiento de magnetización transversal, y por lo tanto, el desfasaje irreversible³.

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

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

Ecuación 2.4

Donde M_{0x} es la magnitud de la magnetización transversal en $t = 0$ (el tiempo en el que cesa la pulsación a 90°). El decaimiento T_2 de la formación contiene la mayor parte de la información petrofísica que se puede obtener de un perfilaje **RMN** y por lo tanto es el primer objetivo de las mediciones del perfilaje **RMN**. Como se mencionó en el Capítulo 1, los datos sin procesar obtenidos por el perfilaje **RMN** son los trenes de ecos de momentos rotacionales.

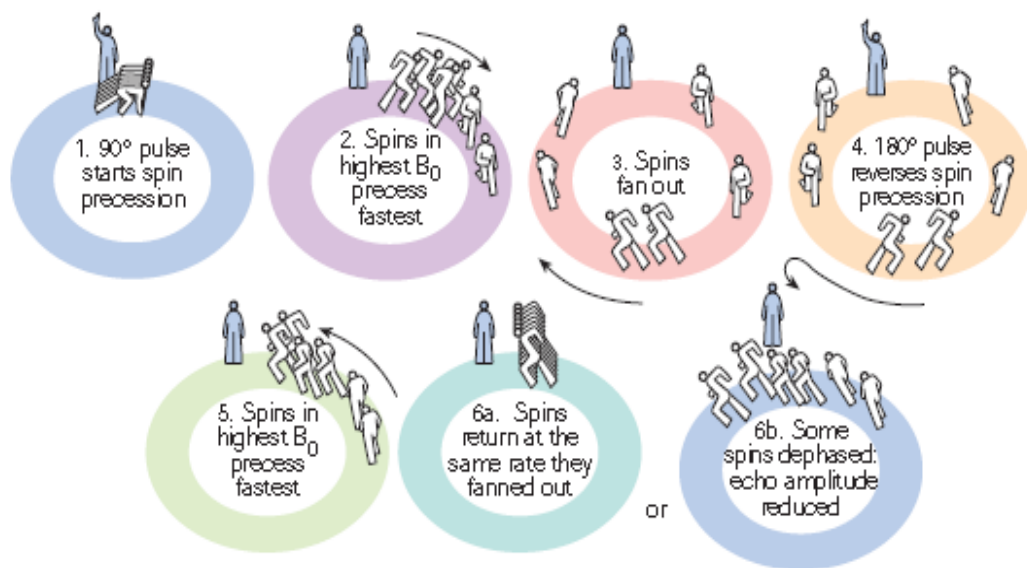


Figura 19. Analogía de los corredores en el desfasaje y refasaje de los protones.

Los círculos numerados corresponden a la analogía de los corredores. Imagínesse una carrera que empieza con el pulso de 90° (el disparo inicial), **(1)** después de varias vueltas los corredores se encuentran en diferentes posiciones de la pista **(2,3)**. Luego imagínesse que el árbitro hace un segundo disparo, pulso de 180° **(4,5)** y los corredores empiezan a correr en sentido contrario. Los corredores mas rápidos deben recorrer una distancia mas larga para volver al inicio asumiendo que cada corredor lo hiciera a la misma velocidad con que lo ha hecho todos regresaran al punto de partida al mismo tiempo **(6a)**. Digamos que existen algunas variaciones en esa velocidad los corredores llegaran al punto de partida pero con pequeñas diferencias **(6b)**. De forma similar ocurre el refasaje de los protones cientos de veces en una medida RMN. Fuente **Bill Kenyon, Robert Kleinberg, Christian Straley Ridgefield, Connecticut, USA. Greg Gubelin, Chris Morriss, Sugar Land, Texas, USA. Nuclear Magnetic Resonance Imaging—Technology for the 21st Century.**

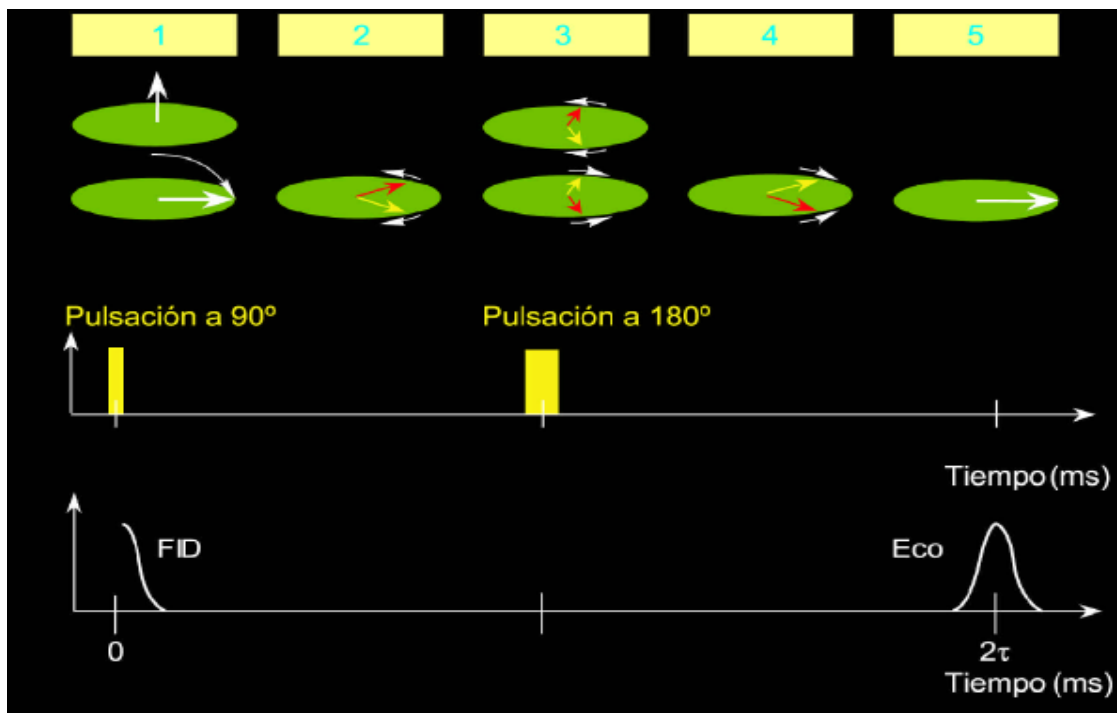


Figura 20. Generación de ecos de momentos rotacionales.

(1) Para generar un eco de momentos rotacionales, se aplica primero una pulsación B_1 a 90° . (2) Luego de la cesación de la pulsación a 90° , comienza el desfasaje. (3) En un tiempo t , se aplica una pulsación B_1 a 180° para invertir los ángulos de fase y entonces se inicia el refasaje. (4) El refasaje procede. (5) El refasaje está completo, y se genera una señal medible (un eco de momentos rotacionales) en un tiempo $2t$. Fuente **Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

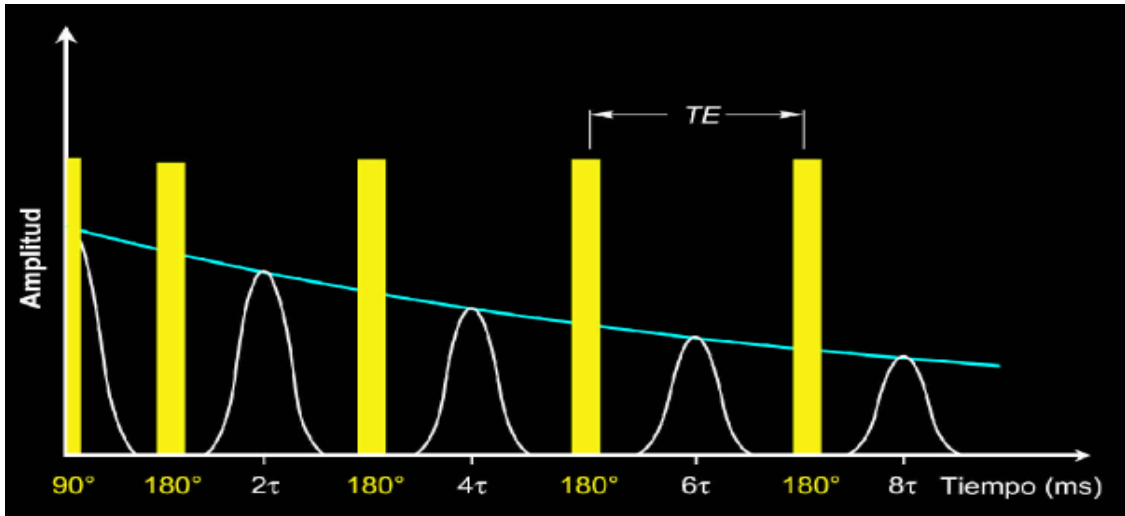


Figura 21. Tren de ecos de momentos rotacionales.

Para generar un tren de ecos de momentos rotacionales, se utiliza la secuencia de pulsos de **CPMG**, que consiste en una pulsación B_1 a 90° , seguida por una secuencia de pulsaciones B_1 a 180° . Las pulsaciones B_1 a 180° van seguidas por unos ecos de momentos rotacionales de amplitud decreciente. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

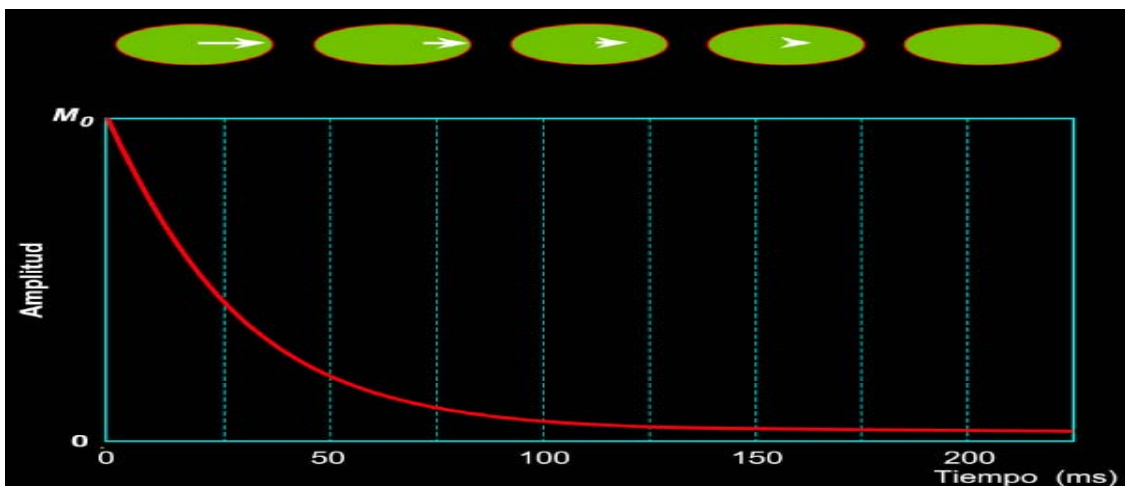


Figura 22. Curva de decaimiento de la magnetización transversal.

Las amplitudes de los ecos de momentos rotacionales en decaimiento producen una curva de decaimiento exponencial con una constante de tiempo T_2 . **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

2.5 SINCRONIZACIÓN DEL TIEMPO DE LAS MEDICIONES RMN.

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

Un típico diagrama de sincronización de tiempos para mediciones **RMN** está ilustrado en la **Figura 23**. La sección superior de la figura describe dos secuencias de **CPMG**, cada una de las cuales consiste en una pulsación B_1 a 90° , seguida por una serie de pulsaciones a 180° . La sección inferior representa eventos de polarización (curvas de relajamiento T_1), e ilustra los trenes de ecos de momentos rotacionales (curvas de relajamiento T_2) asociados con las dos secuencias de **CPMG**. El tiempo de polarización (**TW**), el espaciamiento entre ecos (**TE**), y el número de ecos (**NE**) son parámetros los cuales debe determinar el perfilador³.

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

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

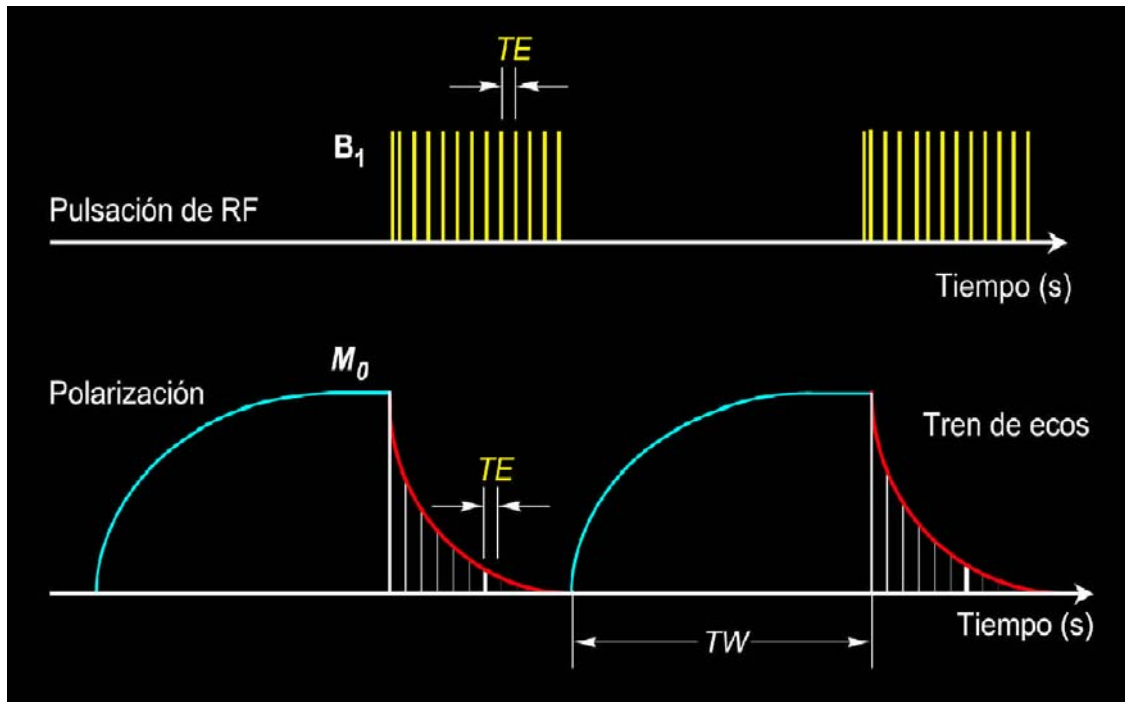


Figura 23. Diagrama de sincronización de mediciones RMN.

Este diagrama de sincronización de medición **RMN** muestra (arriba) secuencias de pulsaciones **CPMG** y (abajo) curvas de polarización (relajamiento T_1) y adquisición de trenes de ecos de momentos rotacionales. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

2.6 HERRAMIENTAS DE LOS REGISTROS DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.

Teniendo presente el grado de competencia en la corrida de este tipo de registro, se presenta una breve descripción de las herramientas que usan HALLIBURTON Y SCHLUMBERGER, consideradas líderes en el perfilaje **RMN**.

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

La última versión de la herramienta de **NUMAR** es la **MRIL-Prime**, que incorpora mejoras que permiten aumentar la velocidad y la eficiencia del perfilaje. Está equipada con imanes prepolarizadores de 3 pies [1 m] ubicados por encima y por debajo de la antena, lo cual permite registrar hacia arriba y hacia abajo, y ofrece una capacidad de medición con multicápsulas de nueve frecuencias. Cada cápsula de medición se puede programar con una secuencia de pulsación diferente, y la medición se puede alternar entre las distintas cápsulas a través del cambio de frecuencia. La variación total en la profundidad de investigación de las nueve cápsulas, es de aproximadamente 1 pulgada [2.5 cm]. La operación multifrecuencia permite realizar una medición de la porosidad total y adquirir datos multiparámetros con diferentes secuencias de pulsado en cada cápsula. La **figura 24** 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**. El diámetro del cilindro es dependiente de la temperatura, pero usualmente mide 14 a 16 pulgadas⁶.

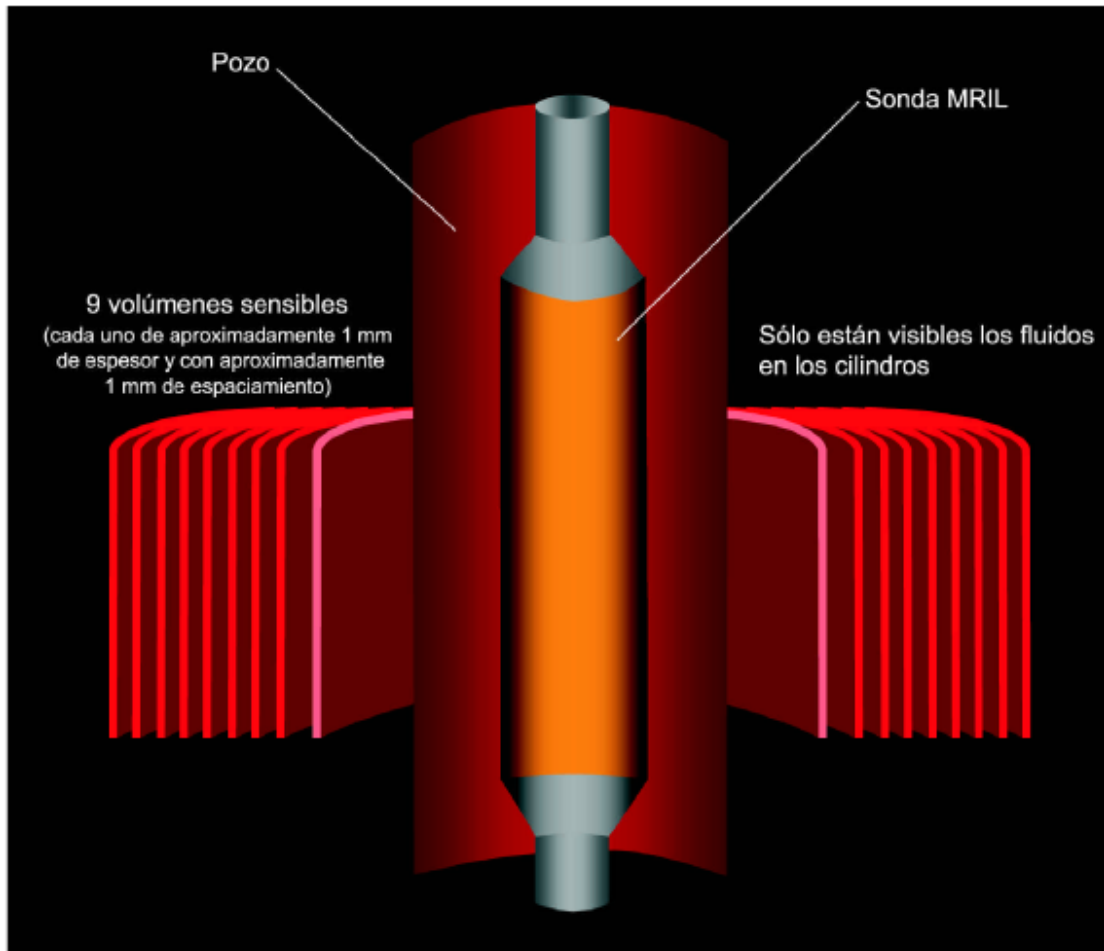


Figura 24. Herramienta MRIL-Prime.

La herramienta **MRIL-Prime** se puede operar a nueve frecuencias distintas e independientes. El uso de frecuencias múltiples permite que se obtenga información independiente a partir de cilindros concéntricos múltiples, mejorando así la relación señal a ruido, permitiendo mayores velocidades de perfilaje, y habilitando la adquisición de datos complejos con diversas secuencias de pulsación en forma simultánea. **Fuente M.G. Prammer, J. Boston, R.N. Chandler, ED. Drack and M.N. Miller, NUMAR. A NEW MULTIBAND GENERATION OF NMR LOGGING TOOL.**

Esta herramienta se encuentra disponible en dos tamaños. El diámetro estándar de la herramienta es de 6 pulgadas; mide 53 pies [16 m] de largo y pesa 1500 libras [680 kg]. Existe un modelo más liviano que tiene un diámetro de 4^{7/8} pulgadas [12 cm], mide 50 pies

[15 m] de largo y pesa 1300 libras [590 kg]. Estas herramientas permiten obtener registros en pozos de $5^{7/8}$ pulgadas hasta $12^{1/4}$ pulgadas [31 cm] de diámetro. La velocidad de perfilaje en ambientes con tiempo de polarización reducido, es de 1440 pies/hr [440 m/hr] y de 700 pies/hr [213 m/hr] para la versión reducida de la herramienta.

Por otro lado La herramienta Combinable de Resonancia Magnética **CMR**, introducida por Schlumberger en 1995, se opera apoyada contra las paredes del pozo por medio de un descentralizador. Una antena corta direccional, ubicada entre dos imanes optimizados, enfoca la medición de la herramienta **CMR** en una zona vertical de 6 pulgadas [15 cm] y hasta 1.1 pulgadas [2.8 cm] dentro de la formación. El área en frente de la antena no contribuye a la señal, permitiendo a la herramienta operar en pozos con cierta rugosidad. La antena actúa como transmisor y receptor (transmite la secuencia **CPMG** y recibe el tren de ecos. La última versión dentro del grupo de herramientas **CMR**, la herramienta **CMR-Plus**, contempla este aspecto. Esta nueva herramienta incluye varias mejoras con respecto a la versión anterior, la herramienta **CMR-200**, que comprenden el nuevo diseño del imán con un campo prepolarizado más extenso, que permite aumentar las velocidades de perfilaje hasta 3600 pies/hora [1097m/h] en ambientes de relajación rápida. Se trata de una herramienta compacta, de bajo peso, y muy resistente que tiene 15.6 pies [4.8 m] de largo y pesa 450 libras [204 kg]. El diseño del patín con bajo perfil, permite operar en pozos con diámetros u orificios de sólo $5^{7/8}$ pulgadas [15 cm] de diámetro¹. **Ver figura 25.**

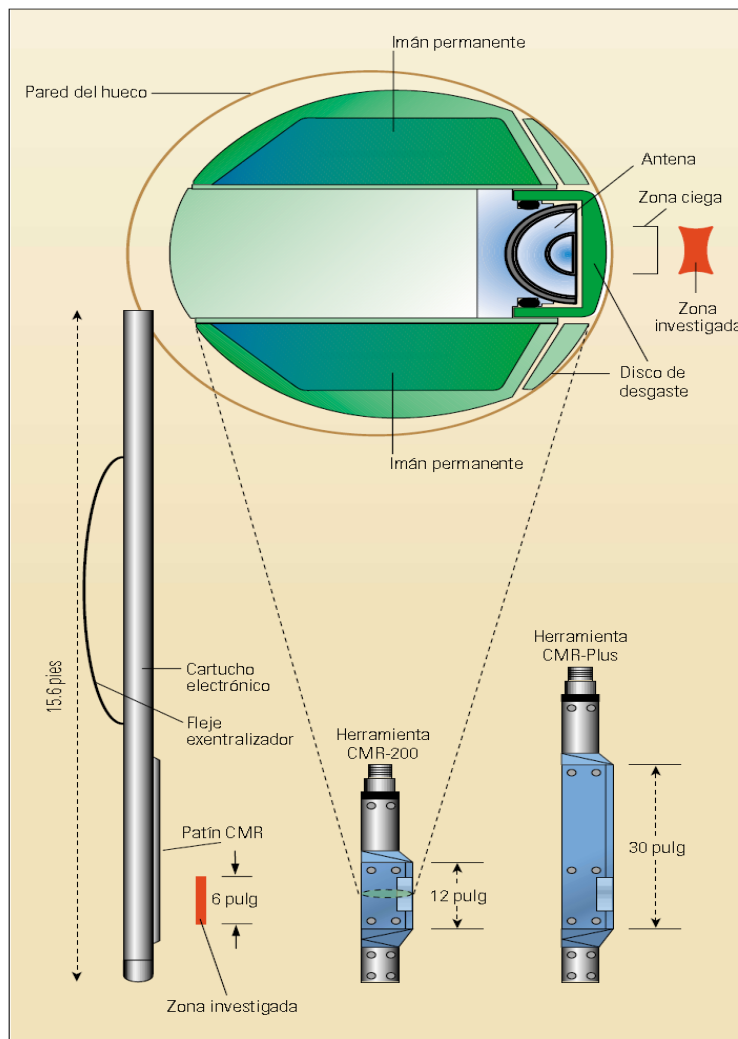


Figura 25. Diseño de la herramienta CMR.

La herramienta **CMR-Plus** utiliza una antena similar a la herramienta **CMR-200**; la configuración de los imanes y los elementos electrónicos también son semejantes. Los dos imanes permanentes crean una zona sensible a un campo de resonancia en la formación (arriba a la derecha y abajo a la izquierda). No obstante, los imanes de la herramienta **CMR-Plus** (abajo a la derecha) tienen 30 pulgadas (76 cm) de largo para permitir la prepolarización de los átomos del hidrógeno en rotación mientras se perfila en forma continua. **Fuente. David Allen Charles Flaum T. S. Ramakrishnan, David Fairhurst, Tim Pritchard, Jonathan BedfordKees Castelijns. TRENDS IN NMR LOGGING, Oilfield Review 2000.**

2.6.1 Proceso de Medida las Herramienta MRIL.

El proceso de medición con herramientas de **RMN** consiste en cuatro pasos básicos:

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

2.6.1.1 Polarización.

Una herramienta **MRIL** contiene un enorme imán permanente que produce un campo magnético estático. Antes de que una formación geológica sea perfilada con una herramienta **MRIL**, los núcleos de hidrógeno de la formación se alinean con el campo magnético terrestre. Como la magnitud del campo magnético terrestre es relativamente pequeña, la magnitud de la magnetización inducida en los protones es también pequeña. A medida que la herramienta **MRIL** se desplaza a través de la formación, el campo de alta magnitud B_0 de la herramienta domina y polariza a los protones (es decir, los alinea con el campo de B_0). Por ejemplo, la intensidad del campo terrestre es de aproximadamente 0.5 gauss, mientras que la intensidad del campo magnético generado por la herramienta **MRIL** en el volumen sensible es de aproximadamente 176 gauss, el cual es 350 veces más potente que el campo magnético terrestre. Para protones en fluidos porales, la polarización “completa” toma hasta varios segundos y se puede lograr mientras la herramienta se desplaza a lo largo del pozo. Se efectúan mediciones confiables siempre y cuando los protones queden expuestos al mismo campo magnético estático a través de todo el ciclo de la prueba. La **Figura 26**, muestra el incremento de polarización en función del tiempo. Una vez que los protones están polarizados, quedan en un estado de equilibrio y permanecerán polarizados a menos que se produzca una perturbación.

2.6.1.2 Inclinación de la magnetización y detección de ecos de momentos rotacionales.

La técnica de las herramientas **RMN** para inclinar la magnetización y obtener ecos de momentos rotacionales a partir de una formación está ilustrada en la **Figura 27**. Una

herramienta **MRIL** genera un campo magnético estático con gradiente en dirección radial; por lo tanto, la frecuencia Larmor de protones cambiará según la distancia radial a la herramienta. Una antena, la cual rodea al imán de la herramienta, sirve como transmisor de campo oscilatorio y como receptor de ecos de momentos rotacionales. La antena produce un campo \mathbf{B}_1 que es perpendicular a \mathbf{B}_0 y que rota el vector de magnetización hacia el plano transversal. Los valores seleccionados para la frecuencia y ancho de banda de las pulsaciones del campo \mathbf{B}_1 determinan la geometría del volumen sensible y, por lo tanto, la profundidad de investigación de la herramienta.

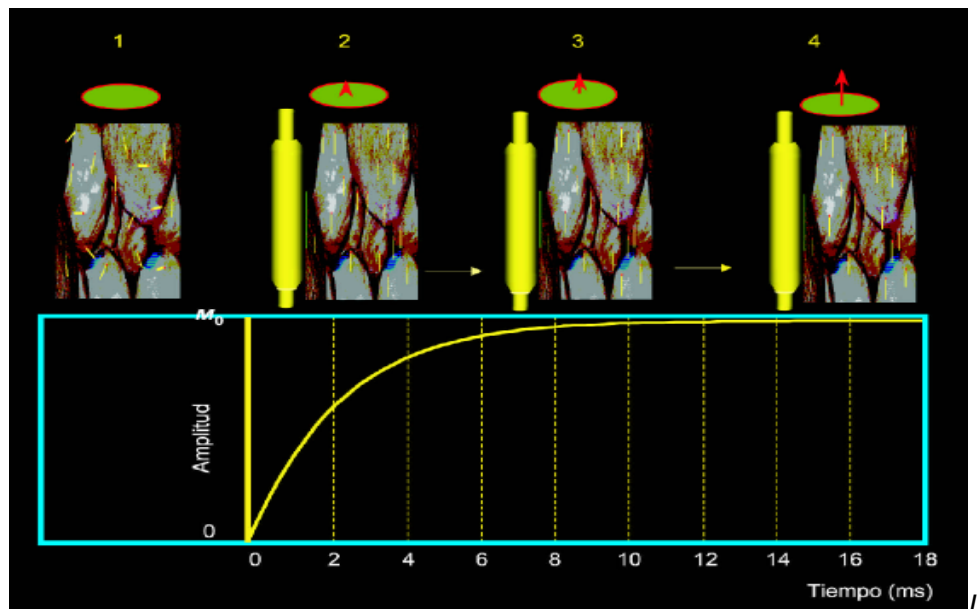


Figura 26. Proceso de Polarización herramienta MRIL.

(1) Antes de que los protones estén sujetos al campo magnético estático de la herramienta **MRIL**, sus ejes de momentos rotacionales están alineados al azar. (2) Una vez que los protones quedan expuestos al campo magnético estático de la herramienta **MRIL**, sus ejes de rotación comienzan a hacer precesión, con los ejes precesionales quedando alineados en la dirección del campo estático $\mathbf{B}_0(r)$. (3 y 4) A medida que la exposición continúa, los ejes de rotación se acercan a los ejes precesionales, y la magnetización neta de la población de protones aumenta, como indica la figura. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

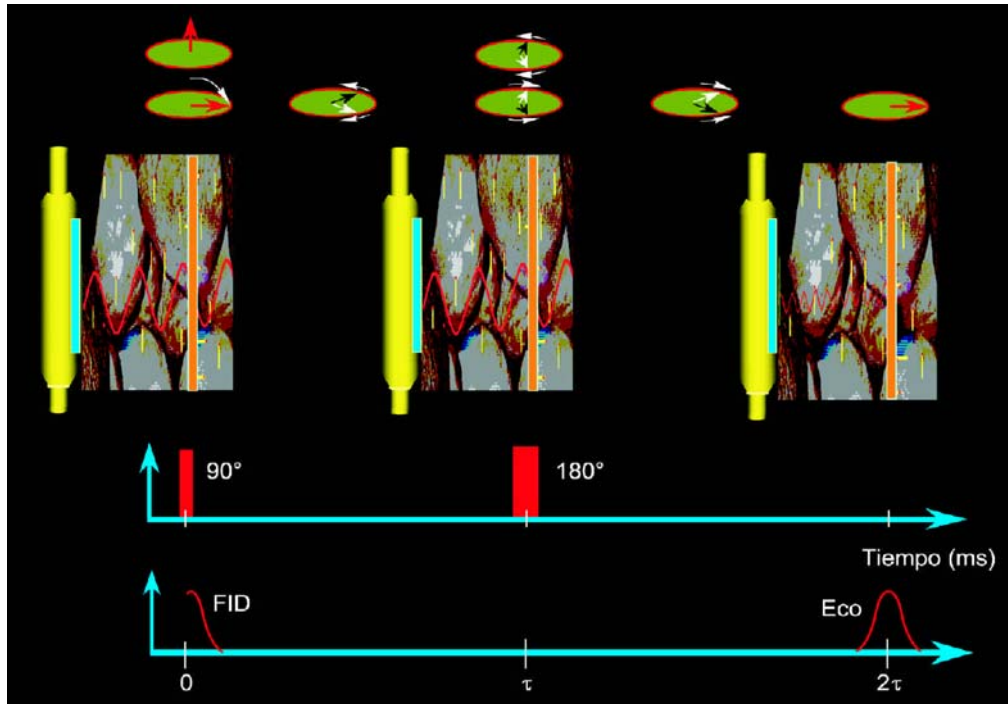


Figura 27. Técnica de las herramientas RMN para inclinar la magnetización y obtener ecos de momentos rotacionales a partir de una formación.

La antena de la herramienta **MRIL** (izquierda) aplica una pulsación oscilatoria B_1 a 90° a protones con sincronización de fase e inclina la magnetización 90° . A medida que los protones se desfasan, la antena transmisora de la herramienta **MRIL** (centro) aplica una pulsación oscilatoria B_1 a 180° para volver a poner en fase a los protones. Cuando los protones se vuelven a poner en fase (derecha), generan una señal, un eco de momentos rotacionales, que es medible con una antena receptora en la herramienta **MRIL**. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

La herramienta **MRIL** registra el tren de ecos de momentos rotacionales, tal como se ilustra en la **Figura 28**. La secuencia de pulsación **CPMG** cancela el desfase causado por los efectos de gradiente del campo B_0 ; sin embargo, el desfase causado por la interacción molecular o de procesos de difusión es irreversible. Cuando ocurre este desfase irreversible, los protones no se pueden volver a reenfoquear

completamente, y el tren de ecos de momentos **CPMG** disminuye. Una herramienta **MRIL** mide la amplitud de los ecos de momentos en la secuencia **CPMG** para medir la disminución de magnetización transversal y, con ella, el desfase irreversible. Una vez que se adquiere un tren de ecos de momentos, el imán repite la polarización para la próxima medición **CPMG**, tal como se ilustra en la **Figura 29**.

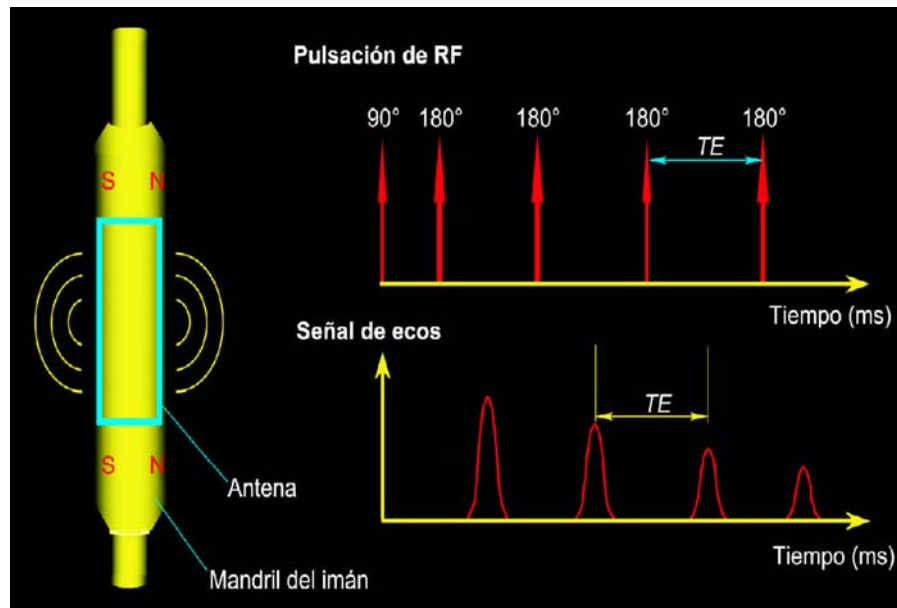


Figura 28. Tren de ecos de momentos rotacionales herramienta MRIL.

Para generar y recibir un tren de ecos de momentos rotacionales, una herramienta **MRIL** emite una pulsación B_1 a 90° seguida por una secuencia de pulsaciones B_1 a 180° . **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

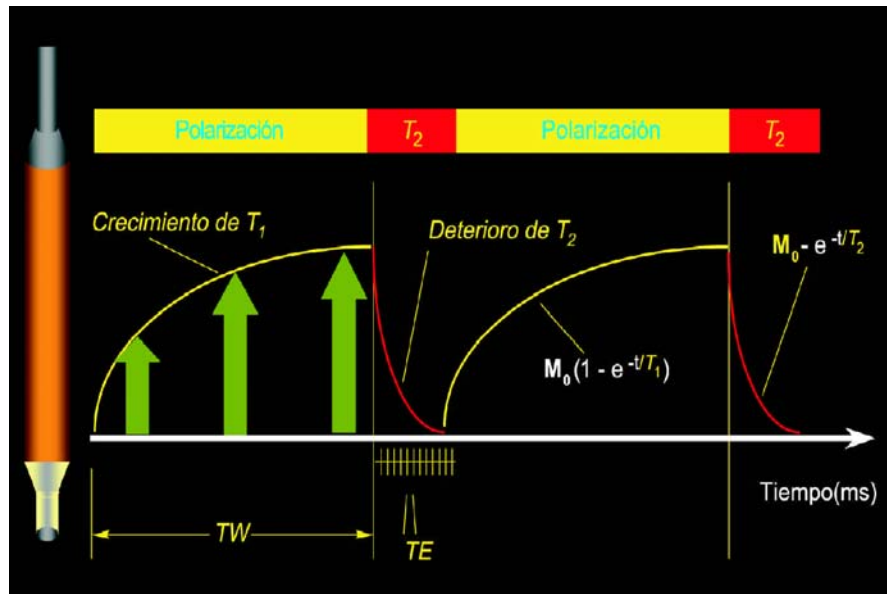


Figura 29. Ciclo de mediciones herramientas RMN.

El ciclo de mediciones **RMN**, que se repite continuamente durante un perfilaje, consiste en una polarización de protones seguida por la obtención de trenes de ecos. Los trenes de ecos en decaimiento reflejan el desfase que sigue a la polarización. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

3. ESTIMACION DE PROPIEDADES PETROFISICAS A PARTIR DEL PERFILAJE DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR.

Para analizar las propiedades Petrofísicas de los yacimientos usualmente se requieren métodos convencionales, los cuales involucran análisis de núcleos y la colección de algunos registros de pozos. Las propiedades Petrofísicas más investigadas son porosidad, permeabilidad y saturación de agua irreducible, estos parámetros proporcionan un estimativo de la cantidad de hidrocarburos existentes en los yacimientos y que tan fácil pueden ser recuperados. Para obtener estos parámetros a través de métodos convencionales de muestras de núcleos. El núcleo muestreado primero debe ser corazonado y posteriormente lavado para su análisis, dadas las múltiples opciones para medir la porosidad y la necesidad de medir la permeabilidad en estado seco, estos análisis resultan ser tediosos, caros y a la vez con un alto consumo de tiempo el cual en nuestra industria representa dinero.

Para determinar estos parámetros a través de registros convencionales es necesario correr varios registros y si tenemos en cuenta la limitada resolución vertical que estos poseen es muy difícil obtener datos confiables en algunos yacimientos tales como carbonatos, los cuales presentan porosidad vugular, además es necesario tener datos litológicos para obtener estos parámetros a partir de registros convencionales, los cuales en el caso de los carbonatos es demasiado complejo.

La aplicación de registros de Resonancia Magnética Nuclear (**RMN**) ha tenido una amplia aceptación en la evaluación de formaciones, estos registros permiten estimar la información de los parámetros petrofísicos ya antes mencionados y además estimar una distribución del tamaño de poro a partir de las mediciones de relajamiento de Resonancia Magnética Nuclear (**RMN**). El entendimiento de la naturaleza del relajamiento **RMN** de los fluidos en los poros de las rocas es crítico para una aplicación adecuada **RMN** en evaluación de formaciones⁷.

3.1 MECANISMOS DE RELAJAMIENTO DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR PARA FLUIDOS EN UN MEDIO POROSO.

Los relajamientos longitudinal (T_1) y transversal (T_2) están causados por interacciones magnéticas entre protones. Desde un punto de vista atómico, el relajamiento T_1 ocurre cuando un sistema de protones haciendo precesión transfiere energía a sus alrededores. El protón donante se relaja a su estado de baja energía, en el cual el protón hace precesión a lo largo de la dirección de \mathbf{B}_0 . La misma transferencia también contribuye al relajamiento de T_2 . Además, el desfasaje contribuye al relajamiento de T_2 sin involucrar una transferencia de energía a los alrededores. Por lo tanto, 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 . La diferencia está controlada en gran parte por el gradiente de campo, el espaciamiento entre ecos, y la difusividad del fluido.
- Cuando un fluido humectante ocupa un medio poroso, tal como el de una roca, tanto T_2 como T_1 decrecen dramáticamente, y los mecanismos de relajamiento son diferentes a los de los protones tanto en sólidos como en fluidos.

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

- proceso del fluido en bruto, que afecta el relajamiento tanto de T_1 como de T_2 .
- proceso de relajamiento por superficie, que afecta el relajamiento tanto de T_1 como de T_2 .
- proceso de difusión en presencia de gradientes de campo magnético, que sólo afecta el relajamiento T_2 .

Todos estos tres procesos trabajan en paralelo; por lo tanto, los tiempos T_1 y T_2 de fluidos encontrados en un medio poroso están dados por:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2\text{Bruto}}} + \frac{1}{T_{2\text{Superficie}}} + \frac{1}{T_{2\text{Difusion}}} \quad \text{Ecuación 3.1}$$

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1\text{Bruto}}} + \frac{1}{T_{1\text{Superficie}}} \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Donde:

T_2 = tiempo de relajamiento transversal del fluido poral según la medición hecha por una secuencia **CPMG**.

$T_{2\text{Bruto}}$ = tiempo de relajamiento T_2 del fluido poral si estuviera medido en un recipiente tan amplio que los efectos del recipiente serían despreciables.

$T_{2\text{Superficie}}$ = tiempo de relajamiento T_2 del fluido poral que proviene del relajamiento de superficie

$T_{2\text{Difusion}}$ = tiempo de relajamiento T_2 del fluido poral según es inducido por difusión en el gradiente de campo magnético.

T_1 = el tiempo de relajamiento longitudinal medido del fluido poral.

$T_{1\text{Bruto}}$ = tiempo de relajamiento T_1 del fluido poral si estuviera medido en un recipiente tan amplio que los efectos del recipiente serían despreciables.

$T_{1\text{Superficie}}$ = tiempo de relajamiento T_1 del fluido poral que proviene del relajamiento por superficie.

La importancia relativa de los tres mecanismos de relajamiento dependen 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. En general, para una roca humectada con agua³:

- Para salmuera, T_2 está dominado por $T_{2superficie}$.
- Para petróleo pesado, T_2 tiene a T_{2Bruto} como su principal contribuyente.
- Para petróleo de viscosidad mediana y liviano, T_2 es una combinación de T_{2bruto} y $T_{2difusion}$ y es dependiente de la viscosidad.
- Para gas, T_2 está dominado por $T_{2difusion}$.

3.1.1 Relajamiento en bruto.

El relajamiento en Bruto es una propiedad intrínseca de fluido, el cual es causado por la difusión local de las moléculas del fluido. Este relajamiento se puede medir poniendo el fluido en un recipiente grande (eliminando así el relajamiento por superficie) y sometiendo luego al fluido a un campo magnético homogéneo y a una secuencia de pulsación **CPMG**. Este mecanismo 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 fluido⁸.

Los tiempos de relajamiento (en segundos) para agua, gas, y petróleo están dados por:

Agua⁹:

$$T_{1Bruto} \cong 3 \left(\frac{T_K}{298\eta} \right) \quad \text{Ecuación 3.3}$$

$$T_{2Bruto} \cong T_{1Bruto} \quad \text{Ecuación 3.4}$$

Gas¹⁰:

$$T_{1Bruto} \cong 2.5 * 10^4 \left(\frac{\rho_g}{T_K^{1.17}} \right) \quad \text{Ecuación 3.5}$$

$$T_{2Bruto} \cong T_{1Bruto} \quad \text{Ecuación 3.6}$$

Petróleo inerte⁹:

$$T_{1Bruto} \cong 0.00713 \frac{T_K}{\eta} \quad \text{Ecuación 3.7}$$

$$T_{2Bruto} \cong T_{1Bruto} \quad \text{Ecuación 3.8}$$

Donde:

T_K = temperatura (°K).

η = viscosidad del fluido (cp).

ρ_g = densidad del gas (gm/cm³).

3.1.2 Relajamiento por superficie.

El relajamiento por superficie tiene lugar en la interfase fluido-sólido, es decir, en la superficie del grano de las rocas. Un análisis teórico muestra que en el límite de difusión rápido (*El límite de difusión rápido esencialmente está diciendo que los poros son suficientemente pequeños y que los mecanismos de relajamiento por superficie son suficientemente lentos como para que una molécula típica cruce el poro varias veces antes de relajarse*), el factor dominante en los tiempos de relajamiento T_2 y T_1 está dado por:

$$\frac{1}{T_{2Superficie}} = \rho_2 \left(\frac{S}{V} \right)_{poro}$$

Ecuación 3.9

$$\frac{1}{T_{1Superficie}} = \rho_1 \left(\frac{S}{V} \right)_{poro}$$

Ecuación 3.10

Donde:

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

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

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

Para formas simples, S/V es una medida del tamaño poral. Por ejemplo, para una esfera, la relación entre superficie y volumen es $3/r$, siendo r el radio de la esfera.

La relaxividad de la superficie esta influenciada por la composición de la superficie (iones paramagnéticos y absorción de compuestos hidrofobicos e hidrofílicos), además varía con la mineralogía¹¹. Por ejemplo, las superficies de los carbonatos muestran una relaxividad por superficie más débil que las superficies de cuarzo. Estimaciones de relaxividad por superficie se pueden determinar en el laboratorio. Los fluidos controlados por relajamiento por superficie muestran tiempos T_2 los cuales no son dependientes de la temperatura y la presión. Por esta razón, las mediciones **RMN** hechas en condiciones de medio ambiente se usan comúnmente para calibrar fórmulas utilizadas para estimar parámetros petrofísicos tales como permeabilidad y agua irreducible. Como el proceso de adquisición de mediciones utilizado en laboratorio es idéntico al proceso de adquisición de mediciones utilizado durante el perfilaje, los modelos determinados a partir de mediciones de laboratorio se pueden transferir directamente a la interpretación de datos de perfiles **RMN**, simplificando así el proceso de interpretación³.

3.1.3 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. Para estos fluidos la constante de tiempo de relajamiento $T_{2\text{difusion}}$, asociada con el mecanismo de difusión, se convierte en una importante herramienta para su detección. Cuando existe un gradiente considerable en el campo magnético estático, la difusión molecular provoca desfasaje adicional y, por lo tanto, incrementa el índice de relajamiento de T_2 ($1/T_2$). Este desfasaje se produce porque la molécula se mueve a una región en la que la intensidad del campo magnético es diferente, y en la que entonces el índice de precesión es diferente. La difusión no tiene influencia sobre el índice de relajamiento de T_1 ($1/T_1$).

El índice de relajamiento inducido por difusión ($1/T_{2\text{difusion}}$) está dado por:

$$\frac{1}{T_{2\text{Difusion}}} = \frac{D(\gamma * G * TE)^2}{12} \quad \text{Ecuación 3.11}$$

Donde:

D = coeficiente de difusión molecular.

g = relación giromagnética de un protón.

G = gradiente del campo magnético (G/cm).

TE = espaciamiento entre ecos utilizado en la secuencia **CPMG**.

Al igual que con el relajamiento en bruto, 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. El agua a temperatura ambiente tiene un coeficiente de difusión de aproximadamente $2 \cdot 10^{-5}$ cm²/s. Los coeficientes de difusión del gas, petróleo, y agua están dados (cm²/s) por:

Gas:

$$D_g \cong 8.5 * 10^{-7} \left(\frac{T_K^{0.9}}{\rho_g} \right) \quad \text{Ecuación 3.12}$$

Petróleo:

$$D_o \cong 1.3 * 10^{-5} \left(\frac{T_K}{298\eta} \right) \quad \text{Ecuación 3.13}$$

Agua:

$$D_w \cong 1.2 * 10^{-5} \left(\frac{T_K}{298\eta} \right) \quad \text{Ecuación 3.14}$$

Como se muestra en las **Ecuaciones 3.12 a 3.14**, los coeficientes de difusión para gas, petróleo y agua aumentan con la temperatura (la viscosidad η disminuye con la temperatura). 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.

Tres factores controlan la magnitud del gradiente de campo magnético **G** en una formación cuando ésta es perfilada con el instrumento **RMN**. El primer factor es función del diseño y configuración del instrumento (es decir, tamaño y frecuencia del instrumento). El segundo factor da cuenta de las condiciones ambientales, tales como temperatura de la formación. Estos primeros dos factores son tenidos en cuenta en los gráficos de gradiente publicados para cada tipo de herramienta de **RMN**. El alto grado de caracterización que se le ha podido dar al gradiente de campo ha hecho posible la aplicación de la difusión para la identificación de hidrocarburos. El tercer factor se ocupa de los gradientes inducidos por el **B₀** aplicado. Estos gradientes aparecen cuando existe

una diferencia entre la susceptibilidad magnética de los granos de las rocas y los fluidos porales. Estos gradientes son conocidos como gradientes internos y pueden causar más reducción en tiempos de relajamiento.

El movimiento molecular en fluidos humectantes está frecuentemente restringido por la interfase entre granos de rocas y fluidos y/o por la tensión interfacial entre fluidos. Debido a esta restricción, el coeficiente de difusión para un fluido en una roca difiere del coeficiente de difusión del fluido en bruto a la misma presión y temperatura. **Los efectos de la difusión se vuelven irrelevantes a espaciamientos cortos entre ecos para la mayoría de los fluidos, con la excepción de los gases, que muestran características considerables de difusión aún a espaciamientos pequeños entre ecos.** El espaciamiento entre ecos en la secuencia **CPMG** es un parámetro que puede seleccionar el ingeniero de perfilajes durante su preparación para el trabajo **RMN**. Si es necesario, los efectos de la difusión se pueden realzar o reducir al mínimo seleccionando el espaciamiento entre ecos adecuado para la aplicación deseada³.

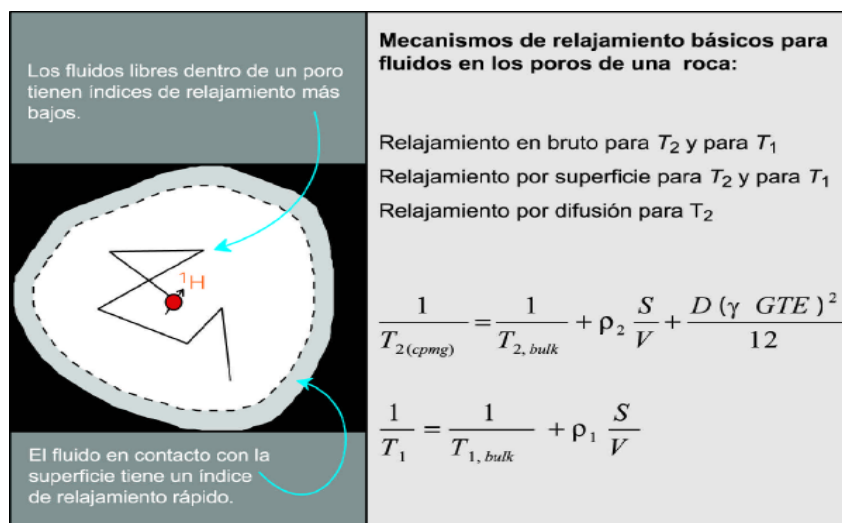


Figura 30. Mecanismos de relajamiento básicos para fluidos en los poros de una roca.

El relajamiento de fluidos porales se debe a mecanismos en bruto, por superficie y por difusión. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

La integración de las **Ecuaciones. 3.9, 3.10, y 3.11** en las **Ecuaciones. 3.1 y 3.2** producen:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2Bruto}} + \rho_2 \left(\frac{S}{V} \right)_{Poroso} + \frac{D(\gamma * G * TE)^2}{12} \quad \text{Ecuación 3.15}$$

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1Bruto}} + \rho_1 \left(\frac{S}{V} \right)_{Poroso} \quad \text{Ecuación 3.16}$$

La **Figura 30** ilustra los mecanismos básicos de relajamiento.

3.2 ESTIMACIÓN DE POROSIDAD A PARTIR DE MECANISMOS DE RELAJAMIENTO DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.

La porosidad y la saturación de fluidos son las medidas cuantitativas básicas para describir la cantidad de fluidos en las diferentes fases presentes en un medio poroso y son esenciales para describir el almacenamiento y movimiento de fluidos en un medio poroso. Métodos convencionales proveen medidas promediadas de las propiedades de la roca, en contraste a partir de la técnica de **RMN** es posible obtener valores de regiones específicas en un medio poroso.

Existen un sin numero de aplicaciones **RMN** para observar la distribución de fluidos en un medio poroso. Muchos de estos estudios proveen medidas cualitativas o semicuantitativas de la cantidad de fluido observado en una región del medio poroso.

La dificultad de las medidas **RMN**, es que los tiempos de relajamiento transversal asociados con los fluidos en un medio poroso son muy cortos. Esta característica es el

resultado de la cercana proximidad de las moléculas de fluidos a la superficie sólida, de la susceptibilidad magnética y efectos químicos, adquiriendo tiempos de relajamiento transversales, donde resulta que la intensidad de la magnetización observada es diferente de la intensidad de la magnetización intrínseca, la cual es proporcional al número de núcleos observados y es deseada para calcular la porosidad y la saturación de fluidos.

Estimativos exactos de la intensidad de la magnetización intrínseca y por ende de la saturación y de la porosidad, se pueden obtener si los efectos debidos a la relajación transversal son modelados teniendo en cuenta la intensidad de la magnetización observada. Existen muchas dificultades asociadas con el modelamiento de los tiempos de relajamiento transversales, dado que el decaimiento de los tiempos de relajación de los fluidos en un medio poroso, no puede ser modelado usando un modelo exponencial simple, debido a que la variación en la estructura y superficie de los poros de la roca, produce variaciones en los tiempos de relajamiento transversales. Por estas razones para obtener porosidad y saturación se usa un modelo de decaimiento multiexponencial¹².

3.2.1 Modelo de decaimiento multiexponencial.

Las rocas de un yacimiento muestran comúnmente una distribución de tamaños porales y frecuentemente contienen más de un tipo de fluido. La **Figura 31** ilustra el carácter de decaimiento multiexponencial de un medio poroso que contiene poros de tamaños diferentes y una sola fase humectante³. Además se pueden observar los dos diferentes dominios de tiempo con los cuales trabaja el **RMN**; el **tiempo cronológico o real donde se inducen y miden los ecos** (Parte derecha de la figura) y el **tiempo de relajación o velocidad de decaimiento exponencial T_2** de los ecos (centro de la figura).

El relajamiento por superficie se vuelve dominante cuando se usa un corto espaciado entre ecos y la formación sólo está saturada con salmuera. Bajo esta condición, T_2 es directamente proporcional al tamaño poral. Cuando se supone que todos los poros tienen la forma geométrica similar, los poros más grandes (columna izquierda de la **Figura 31**) tienen la más baja relación de S/V y por lo tanto una tasa de decaimiento lenta, es decir el

valor más largo de T_2 . Los poros de tamaño mediano tienen más alta la relación de S/V , y su tasa de decaimiento es más rápida, dando valores más cortos de T_2 . Los poros más pequeños tienen la relación más alta de S/V y las tasas de decaimiento más rápidas dando valores más cortos de T_2^3 .

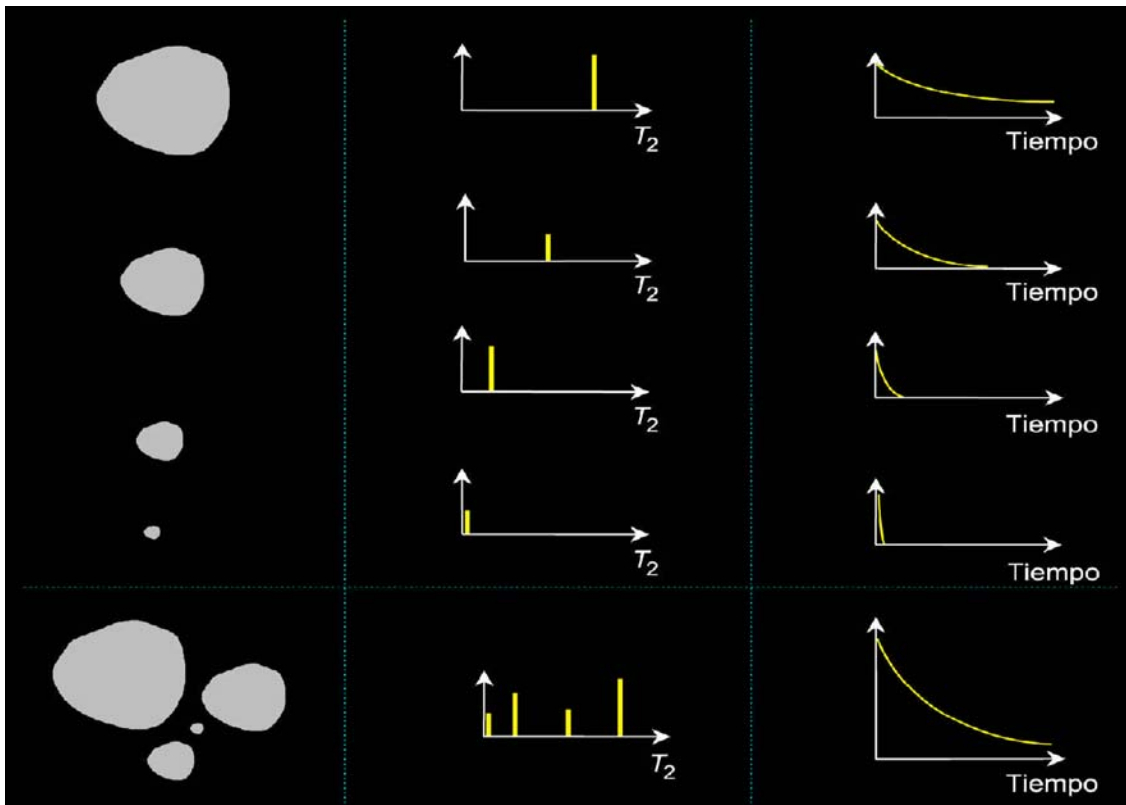


Figura 31. Modelo de decaimiento multiexponencial en un medio poroso.

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. **Fuente Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá DC 2001.**

3.2.2. Respuesta de porosidad teórica RMN.

Las señales **RMN** registradas responden por todos los fluidos que contienen átomos de hidrógeno y están ubicadas dentro del volumen sensible, la amplitud de la señal (**o porosidad aparente**) medida a un tiempo de polarización **TW** dado, es la suma de la porosidad aparente del agua $\Phi_{w,ap}$, del petróleo $\Phi_{oil,ap}$, y del gas $\Phi_{gas,ap}$. La porosidad aparente para cada fluido individual es producto de la porosidad total Φ , la saturación del fluido **S**, el índice de hidrógeno **HI** del fluido (*El índice de hidrogeno es la relación entre el número de átomos de hidrógeno por unidad de volumen de un material y el número de átomos de hidrógeno por unidad de volumen del agua pura a igual temperatura y presión. El HI del gas es una función de la temperatura y de la presión*), y la fracción de los núcleos de hidrógeno del fluido que están polarizados durante el tiempo **TW** entre secuencias **CPMG**. 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 que se puede describir con la **Ecuación 3.17**³.

$$\begin{aligned} \Phi_{RMN} = M(t) = & \sum M_{w,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T_{1,w,i}}} \right) * e^{-\frac{t}{T_{2,w,i}}} + \\ & \sum M_{oil,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T_{1,oil,i}}} \right) * e^{-\frac{t}{T_{2,oil,i}}} + \\ & \sum M_{gas,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T_{1,gas,i}}} \right) * e^{-\frac{t}{T_{2,gas,i}}} \end{aligned}$$

Ecuación 3.17

Donde:

$M(t)$ = magnetización medida en un tiempo $t = n \cdot TE$ (n es el número de ecos que se multiplica por el espaciado entre ecos TE).

$M_{w,i}(0)$ = magnetización inicial desde el i^{mo} componente del relajamiento para el agua.

$$M_{w,i} = \sum HI_{w,i} * \phi_i * S_{w,i} \quad \text{Ecuación 3.18}$$

$M_{oil,i}(0)$ = magnetización inicial desde el i^{mo} componente del relajamiento para el aceite.

$$M_{oil,i} = \sum HI_{oil,i} * \phi_i * S_{oil,i} \quad \text{Ecuación 3.19}$$

$M_{gas,i}(0)$ = magnetización inicial desde el i^{mo} componente del relajamiento para el gas.

$$M_{gas,i} = \sum HI_{gas,i} * \phi_i * S_{gas,i} \quad \text{Ecuación 3.20}$$

T_{2i} = constante de decaimiento del i^{mo} componente del relajamiento transversal para agua, aceite o gas respectivamente, donde el decaimiento total observado para cada fluido proviene de tres fenómenos físicos simultáneos que son la Relajación por efecto de superficie (contacto del fluido con la superficie del grano de la roca), la Relajación por efecto del Fluido en Bruto (cuando el fluido no está en contacto con la roca o cuando las dimensiones porales son muy grandes aunque el fluido sea *mojante*) y la Relajación por efecto de Difusión (movilidad molecular)³.

La suma es sobre la muestra completa; es decir, todos los poros y todos los diferentes tipos de fluidos.

Para un solo poro mojado por agua, la magnetización decae exponencialmente, y la amplitud de la señal está dado por:

$$\begin{aligned}
M(t) = & M_w(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T_{1,w}}}\right) * e^{-\rho_2 \left(\frac{S}{V}\right)t} + \\
& M_{oil}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T_{1,oil}}}\right) * e^{-\frac{t}{T_{2,oil}}} + \\
& M_{gas}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T_{1,gas}}}\right) * e^{-\frac{t}{T_{2,gas}}}
\end{aligned}$$

Ecuación 3.21

$M_w(0)$, $M_{oil}(0)$, $M_{gas}(0)$ es proporcional al volumen de cada fluido en el poro. Cuando se toma en consideración la distribución completa de los poros saturados 100%, mojados por agua, esos poros presentan unos valores de distribución de T_2 , los cuales contribuyen parcialmente a la porosidad total. La amplitud de la señal asociada es la suma de las amplitudes de las señales provenientes del fluido en los poros individuales, dando un decaimiento compuesto, donde la amplitud de la señal está dada por:

$$\begin{aligned}
\Phi_{RMN} = M(t) = & \sum M_{w,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T_{1,w,i}}}\right) * e^{-\rho_2 \left(\frac{S}{V}\right)_i t} + \\
& \sum M_{oil,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T_{1,oil,i}}}\right) * e^{-\frac{t}{T_{2,oil,i}}} + \\
& \sum M_{gas,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T_{1,gas,i}}}\right) * e^{-\frac{t}{T_{2,gas,i}}}
\end{aligned}$$

Ecuación 3.22

Si se conoce $M_{100\%}(0)$ (la magnetización medida para 100% en bruto con el mismo volumen sensible), entonces $M(0)$ y $M_{100\%}$ se pueden calibrar con la porosidad:

$$\phi = \frac{M(0)}{M_{100\%}(0)} = \frac{\sum (M_{w,i} + M_{oil,i} + M_{gas,i})}{M_{100\%}(0)} = \sum \frac{(M_{w,i} + M_{oil,i} + M_{gas,i})}{M_{100\%}(0)} = \sum \phi_i$$

Ecuación 3.23

Donde:

$$M(0) = \sum M_{w,i} + \sum M_{oil,i} + \sum M_{gas,i}$$

Φ = porosidad calibrada de la formación.

Φ_i = porosidad calibrada asociada con todos los poros del i^{mo} tamaño poral.

(También conocida como porosidad incremental)

Por lo tanto, la distribución de T_2 (en la forma de las amplitudes $M(0)$, para agua, aceite y gas asociadas con las constantes de tiempo T_{2i} para agua, aceite y gas) se calibra con la distribución de porosidades (los poros individuales Φ_i con las constantes de tiempo asociadas T_{2i} para agua, aceite y gas)³.

Si los poros están parcialmente saturados, es decir, si los poros contienen petróleo y/o gas además de agua, el petróleo y el gas contribuyen a la magnetización medida como se encuentra en la **ecuación 3.17**, ahora si suponemos que la roca está humectada con agua y que los decaimientos de ecos de momentos magnéticos tanto del petróleo como del gas se pueden caracterizar usando una sola expresión exponencial que representa las propiedades de relajamiento en bruto y de difusión de los fluidos no humectantes. Como se muestra en la **ecuación 3.24** que por simplicidad utilizan los modelos de interpretación computarizada disponibles para el análisis automático de datos **RMN**, la cual se utilizara en el resto del texto³.

$$M(t) = \sum M_{w,i} * e^{-\rho_2 \left(\frac{S}{V}\right)_i t} + M_{oil} * e^{-\frac{1}{T_{2oil}}} + M_{gas} * e^{-\frac{1}{T_{2gas}}} \quad \text{Ecuación 3.24}$$

Donde:

M_{oil} = magnetización producida por protones del petróleo en los poros.

M_{gas} = magnetización producida por protones del gas en los poros.

T_{2oil} = T_2 del petróleo medido con una secuencia CPMG.

T_{2gas} = T_2 del gas medido con una secuencia CPMG.

Las múltiples clases de hidrocarburos poseen complejos espectros de decaimiento que se deben representar mediante sumatorias multiexponenciales. Además, si parte del poro está ocupado por petróleo o gas, entonces el volumen de agua en el poro se reduce. Como el volumen de agua disminuye mientras la superficie específica del poro permanece igual, la relación V/S se reduce. Como el correspondiente T_2 del agua en el poro es proporcional a V/S , se concluye que T_2 también se reduce. Por lo tanto, cuando hay presente un fluido no humectante, el espectro de T_2 no representa una distribución de tamaño poral porque contiene una respuesta en bruto del fluido no humectante. Los poros que contienen el fluido no humectante o aparecen en el espectro a un tiempo de decaimiento que es más rápido que el normalmente asociado con los poros, o no aparecen para nada si la capa superficial es demasiado delgada. La porosidad en esos poros está considerada en la respuesta del fluido en bruto no humectante; por lo tanto, aunque la distribución está distorsionada, no se afecta la porosidad³.

Como en la práctica es difícil considerar a cada poro individualmente, todos los poros con relaciones de superficie a volumen similares y fluidos no humectantes que tengan valores de T_2 similares se agrupan juntos. Con este agrupamiento, las sumatorias en las ecuaciones de magnetización tienen un número manejable de factores los cuales se usa en la transformación de ecos a la distribución de T_2 .

3.2.3 Transformación de ecos a la distribución de T_2 .

Uno de los pasos más importantes en el procesamiento de datos **RMN** es el de determinar la distribución de T_2 que produce la magnetización observada, es decir transforma los dominios de tiempos reales “las amplitudes de los ecos” en un espectro de porosidades parciales en función del tiempo de relajamiento T_2 la cual representa la curva de distribución de T_2 . Este pasó, es llamado **transformación de ecos** que es un proceso

de inversión matemática La **Figura 32**. Ilustra las entradas (tren de ecos) y salidas (distribución de T_2) del proceso de correlación. **La Ecuación 3.25** muestra el sistema de ecuaciones que representan los ecos individuales. Normalmente, la distribución de T_2 de las rocas es una función continua. Sin embargo, para simplificar el ajuste del tren de ecos, el proceso de correlación utiliza un modelo multiexponencial que supone que la distribución de T_2 consiste en m tiempos de relajamiento discretos que tiene m , T_{2i} con sus correspondientes componentes de porosidad Φ_i . Los valores de T_{2i} son seleccionados previamente (por ejemplo, 0.5, 1, 2, 4, 8, 16, 32, 64, 128, 256, 512, 1024 ms ...), y el proceso de correlación se concentra en determinar los componentes de porosidad de cada distribución³.

$$\begin{aligned}
 ec\alpha(1) &= \phi_1 * e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,1}}\right]} + \phi_2 * e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,2}}\right]} + \phi_3 * e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,3}}\right]} + \dots + \phi_m * e^{-\left[\frac{t(1)}{T_{2,m}}\right]} + ruido \\
 ec\alpha(2) &= \phi_1 * e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,1}}\right]} + \phi_2 * e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,2}}\right]} + \phi_3 * e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,3}}\right]} + \dots + \phi_m * e^{-\left[\frac{t(2)}{T_{2,m}}\right]} + ruido \\
 &\dots \\
 &\dots \\
 &\dots \\
 ec\alpha(n) &= \phi_1 * e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,1}}\right]} + \phi_2 * e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,2}}\right]} + \phi_3 * e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,3}}\right]} + \dots + \phi_m * e^{-\left[\frac{t(n)}{T_{2,m}}\right]} + ruido
 \end{aligned}$$

Ecuación 3.25

Donde $t(i) = i * TE$, e $i = 1, \dots, n$, es el tiempo al que se obtuvo el i^{mo} eco.

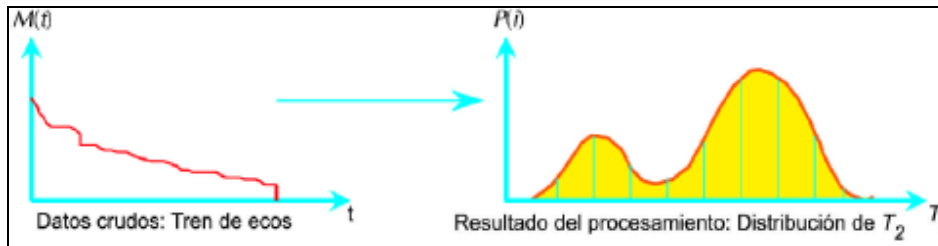


Figura 32. Transformación del tren de ecos de momentos rotacionales a la curva de distribución T_2 .

Mediante una transformación de ecos, el tren de ecos (amplitud del eco en función del tiempo) se correlaciona con una distribución de T_2 (porosidad en función de T_2). **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

La **Ecuación 3.23** es un sistema de n (numero de ecos) ecuaciones lineales con m incógnitas, $\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_m$, en el que n es mucho más grande que m . Típicamente m , el número de valores de T_2 o celdas, puede estar entre 2 en algunos datos de perfilajes, y 50 en datos de laboratorio de alta calidad. El número de ecos n está entre 10 en mediciones de polarización parcial para agua irreducible de la arcilla, a varios miles en algunos datos de laboratorio. Hay numerosos métodos para invertir tal ecuación establecida para el "mejor" conjunto de Φ_i . La solución de la Ecuación 3.23 es complicada por el hecho de que Φ_i debe estar restringido a ser mayor o igual a cero y por el hecho de que la correlación de una suma de exponentes múltiples es inestable. Como consecuencia, el conjunto de Φ_i no es único (es decir, distribuciones con formas diferentes pueden aparecer como buenos ajustes a la curva de decaimiento); entonces, se debe tener cuidado en la interpretación de los pequeños detalles de la distribución³.

3.2.4 Distribución de Tamaño Poral.

Cuando una roca humectada con agua está totalmente saturada con agua, el valor de T_2 de un solo poro es proporcional a la relación entre superficie y volumen del poro, lo cual

es una medida del tamaño del poro. Entonces, la distribución de T_2 observada de todos los poros en la roca representa la distribución de tamaños porales de la roca. Es decir, la porosidad total está representada por la suma de las porosidades parciales asociadas a cada tamaño de poro. Esto no es otra cosa que el área bajo la curva (o la integral del espectro T_2). También se ve clara una separación de las “distintas aguas” presentes en la roca: **a)** las **aguas móviles** vienen asociadas con los poros grandes (T_2 largos), **b)** a medida que los poros se hacen más pequeños entran en acción las fuerzas capilares y el agua queda retenida, denominándose **agua irreducible**, y **c)** cuando nos acercamos a la escala microporosa se desarrollan las fuerzas electro-químicas y el agua se asocia a las arcillas por intercambio catiónico, denominándose **agua-en-arcilla**. También se observa que resulta simple separar estas aguas aplicando simples umbrales en el espectro T_2 . Por ejemplo, los estudios de Laboratorio revelan que por debajo de $T_2 = 4.0$ mseg se encuentran las porosidades asociadas con arcillas y limos. Por encima de 33 mseg (para areniscas) se encuentran las porosidades ocupadas por aguas móviles y entre estos dos límites se encuentra las porosidades que retienen las aguas capilares. En resumen, la representación de la medida de resonancia magnética como una distribución en el dominio del tiempo T_2 , no solamente nos permite la representación de la porosidad, sino que también nos deja calcular la porción de la misma (saturación) asociada con cada tipo de agua.

Para obtener una representación más visual desde el punto de vista del tamaño de los poros, el espectro total se divide arbitrariamente en 9-10 ventanas de tiempo T_2 , llamadas “Grupos” con centros en 4-8-16-32-64-128-257-512-1024-2048 mili-segundos. Esto se muestra en la **figura 33 “Distribución del tamaño poral por grupos”**. Cada ventana o grupo tiene asignado un código de color, según se ilustra en la parte inferior de la **figura 33**. Esto quiere decir que estamos codificando con color la presencia de porosidad por tamaño de poro. Para cubrir un rango amplio de tamaños porosos, el tiempo de los grupos crece en forma logarítmica. En la **figura 34** se ilustra esta codificación en forma de perfil contra profundidad. Cada banda de color declara la existencia de porosidad en ese rango de tamaños porosos y su espesor es proporcional a la fracción actualmente contribuida por esos tamaños porosos a la porosidad total. En el perfil simulado (bandas del lado izquierdo **figura 34**) se observa cómo las bandas de color blanco, azul claro y

azul oscuro ocupan la mayor parte de la porosidad mientras que las bandas de tamaños porosos menores están muy delgadas⁵.

Esto caracteriza una roca de muy buena calidad (poros grandes y muy seguramente buena permeabilidad). Para completar el ejemplo, en la **figura 34**. Las bandas de la derecha invierten el espectro para mostrar un caso donde predominan los poros pequeños. Aquí predominan las bandas con colores rojo, amarillo y verde que representan una roca más pobre en calidad. Aunque la porosidad es la misma, la roca de la izquierda fluiría con mayor facilidad en tanto que la roca de la derecha probablemente necesitaría ayuda de Estimulación por ácido o fracturamiento para producir los fluidos.

La **figura 35 “Curva de distribución de T_2 de una roca con fluidos”** ilustra la forma general de una roca con agua e hidrocarburos. La forma se extiende de 0 a 3000 mseg cubriendo desde los microporos hasta los macroporos (cavidades), pasando por las porosidades inter-granulares encontradas comúnmente en los campos petrolíferos. En general, el agua aparece a lo largo de todo el espectro desde cero hasta por encima de 750 mseg. Los hidrocarburos también pueden tener componentes en todo el espectro en forma inversamente proporcional a su viscosidad. Usualmente presentan un pico dominante y una cola que se extiende hacia los T_2 cortos asociado con componentes pesados C_nH_{2n} en su estructura química⁵.

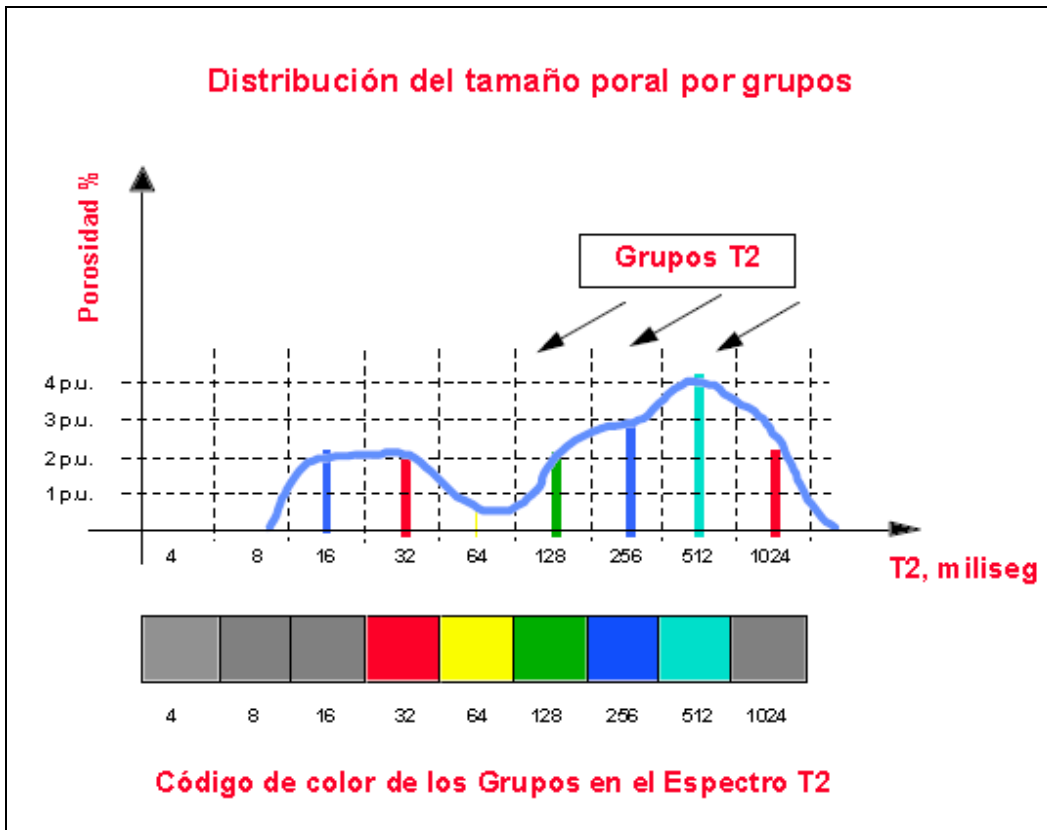


Figura 33. Distribución del tamaño poral por grupos en códigos de color.

Cada ventana o grupo tiene asignado un código de color, según se ilustra en la parte inferior, esto quiere decir que estamos codificando con color la presencia de porosidad por tamaño de poro. **Fuente Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá DC 2001.**

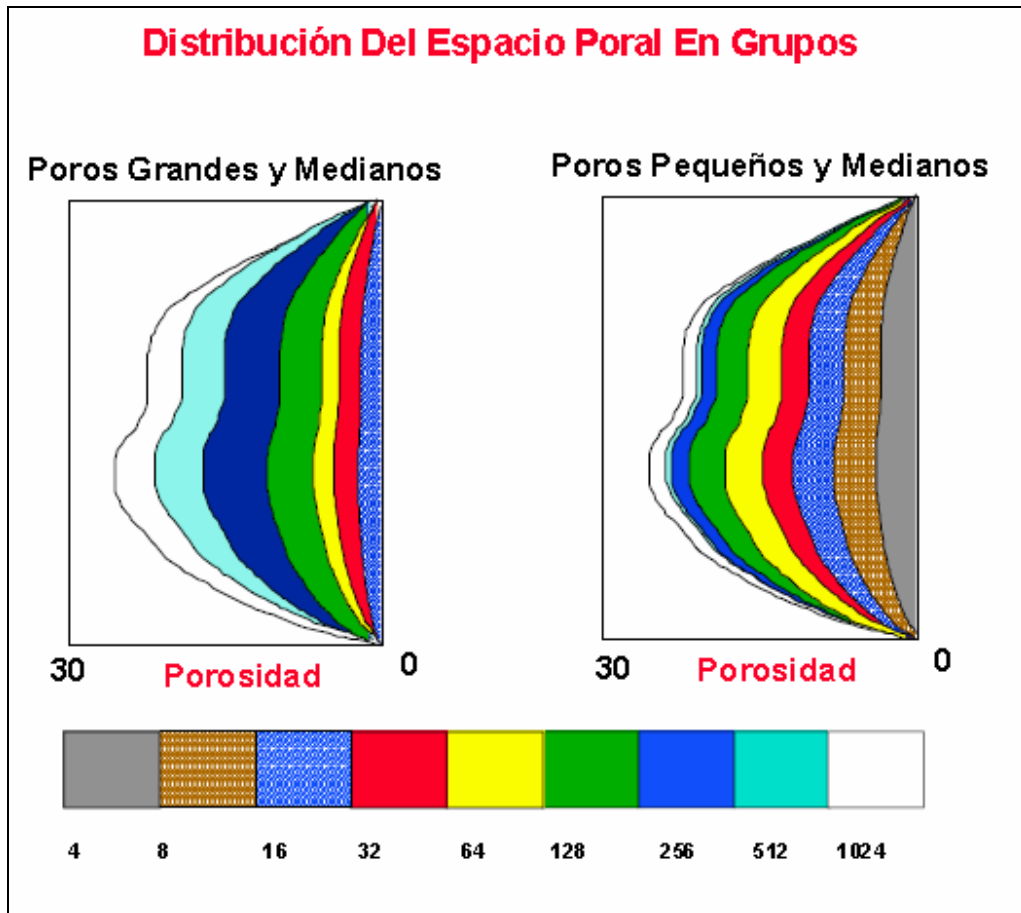


Figura 34. Distribución del tamaño poral por grupos en códigos de color en forma de perfil contra profundidad. Fuente Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá DC 2001.

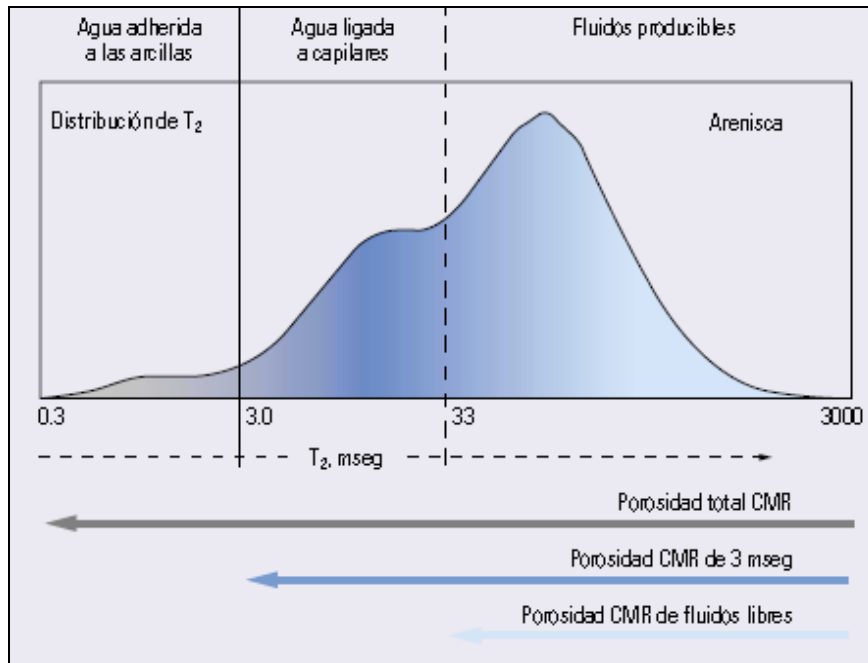


Figura 35. Curva de distribución de T_2 de una roca con fluidos.

En la curva de distribución T_2 , la Porosidad total es el área bajo la curva. En cada valor T_2 , (es decir en cada poro) la amplitud de la curva es proporcional a la suma de los volúmenes de cada fluido: $\Phi_i = V_w + V_{oil} + V_{gas}$. En una roca clástica mojada por agua, la posición de los fluidos en Espectro T_2 viene determinada por el tamaño poral para las componentes del agua, por la viscosidad para las componentes del aceite, y por la presión y temperatura para los componentes gaseosos. **Fuente David Allen Charles Flaum T. S. Ramakrishnan, David Fairhurst, Tim Pritchard, Jonathan BedfordKees Castelijns. TRENDS IN NMR LOGGING, Oilfield Review 2000.**

3.3 ESTIMACIÓN DEL VOLUMEN BRUTO DE AGUA IRREDUCIBLE CON RMN.

La estimación del volumen bruto de agua irreducible (**BVI** o **BFV** figura 8) en una formación, es una de las primeras y más 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 ($T_{2cutoff}$) 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 asociados³.

3.3.1. Método del umbral CBVI.

La **Figura 36** muestra el concepto del método **CBVI** para calcular el volumen de agua irreducible. 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 la porosidad efectiva en dos partes, **BVI** y volumen de fluidos móviles (**FFI**), como se muestra en la **Figura 36**. La porción del **BVI** se denomina el **BVI** de umbral (**CBVI**).

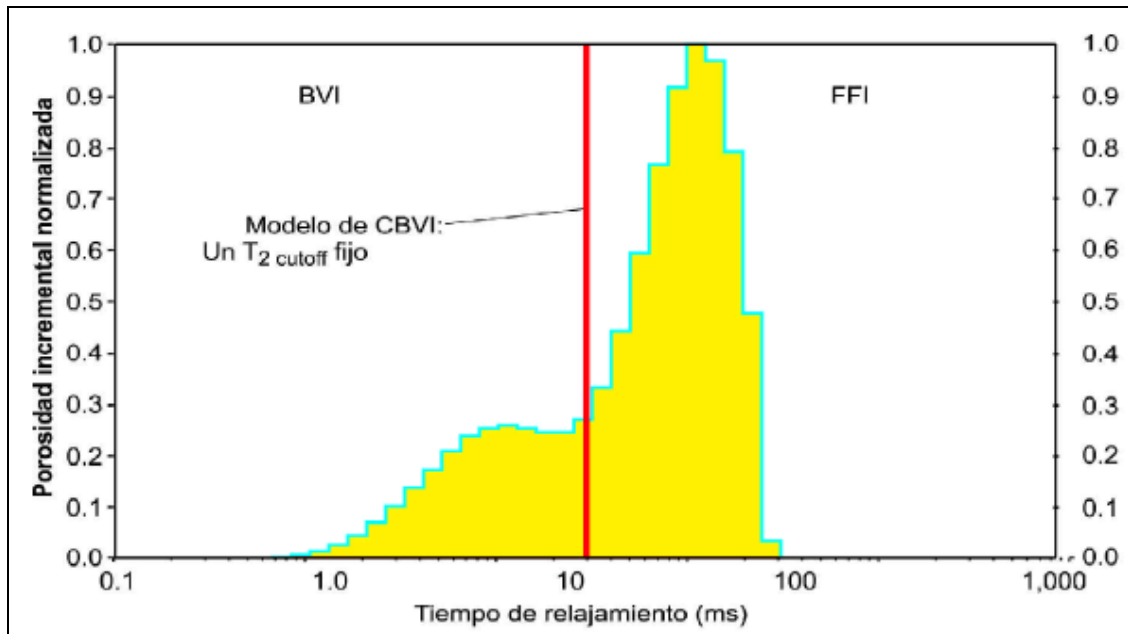


Figura 36. Modelo de CBVI para interpretación de perfiles RMN.

Cuando se usa un modelo de **CBVI** para interpretación de perfiles **RMN**, se selecciona un $T_{2\text{cutoff}}$ fijo para calcular el **BVI**. Fuente *Modificada de Coates, G,R., Xiao,L, Prammer,M,G., NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.*

En vez de suponer un umbral de tiempo de relajamiento, el $T_{2\text{cutoff}}$ se puede determinar en el laboratorio con mediciones **RMN** en muestras de núcleos. Las muestras de núcleos se analizan para determinación de características **RMN** en dos condiciones de saturación, $S_w = 100\%$ y (luego de establecer el valor apropiado de saturación con una curva de presión capilar, o directamente disminuyendo la saturación de la muestra hasta la presión capilar apropiada) $S_w = \text{irreductible}$. Para lograr esta última condición se usa una técnica de centrifugado a la presión capilar especificada. De la misma forma que en la **figura 9** Las distribuciones de T_2 se comparan como se ilustra en la **Figura 37**. Las dos distribuciones de T_2 se representan de dos maneras: porosidad incremental y porosidad acumulativa. (La porosidad acumulativa en un T_2 particular, por ejemplo $T_{2,u}$, es la integral de la porosidad incremental para todos los valores de T_2 menores o iguales a $T_{2,u}$.) Las curvas acumulativas se usan para determinar $T_{2\text{cutoff}}$. Para determinar $T_{2\text{cutoff}}$ en una curva

de T_2 vs. Porosidad acumulativa, entrar a la curva desde el eje de la porosidad acumulativa a la porosidad a la cual la muestra está en condición irreducible. Proyectar horizontalmente hacia la curva de porosidad acumulativa para $S_w = 100\%$. Una vez intersectada esta curva, proyectar hacia abajo hasta el eje de T_2 . El valor de T_2 de la intersección de esta proyección con el eje de T_2 es el $T_{2\text{cutoff}}$ ³.

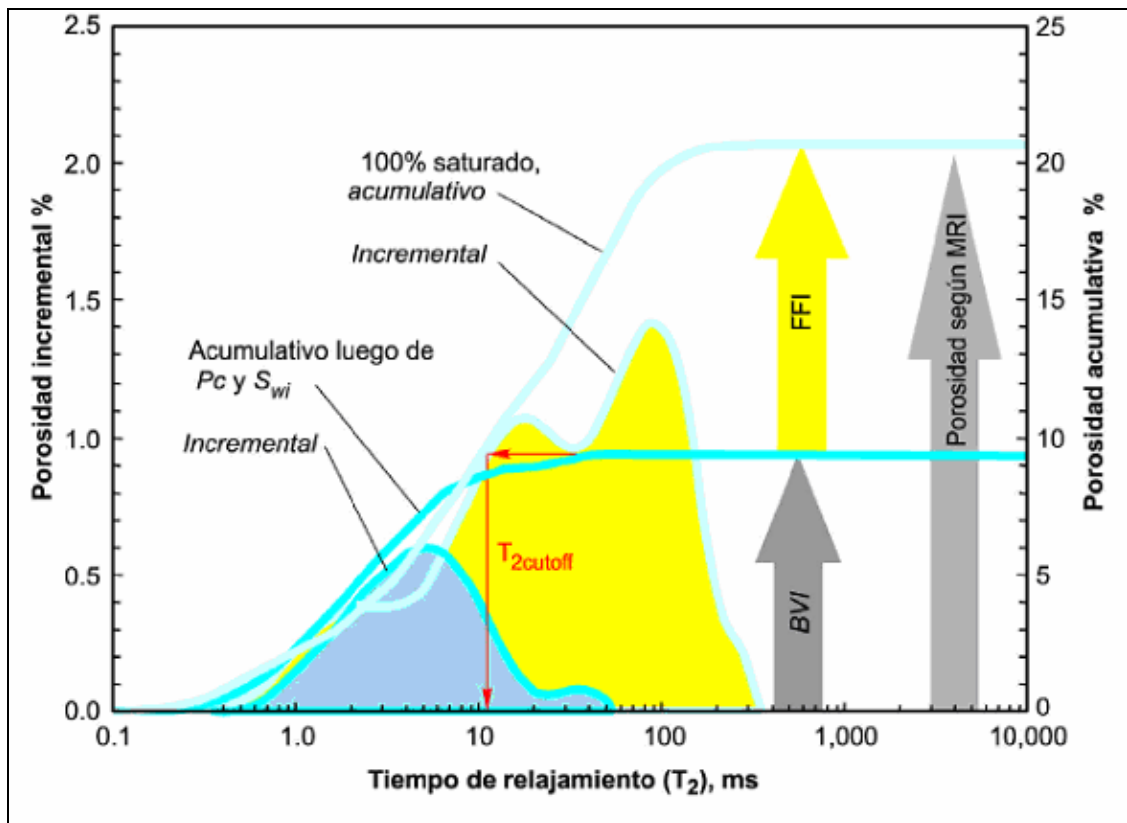


Figura 37. Método gráfico para determinar $T_{2\text{cutoff}}$ en el modelo CBVI.

Las mediciones RMN en núcleos totalmente saturados ($S_w = 100\%$) y en muestras con saturación irreducible (S_{wi}) se pueden utilizar para establecer un $T_{2\text{cutoff}}$ para usar en un modelo de CBVI. Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.

A falta de datos de laboratorio, se usan valores por defecto para $T_{2\text{cutoff}}$ basados en litología. Se usa un $T_{2\text{cutoff}}$ de 33 ms para areniscas y 92 ms para carbonatos (para carbonatos se usa otro método el cual se explica posteriormente). Sin embargo, los

valores de $T_{2\text{cutoff}}$ están afectados no sólo por la litología sino también por otros varios factores, tales como la química de la pared del poro, componentes menores paramagnéticos o ferromagnéticos, textura, relaciones entre garganta poral y cuerpo del poro, y otros factores no del todo comprendidos. Estos factores pueden hacer que $T_{2\text{cutoff}}$ varíe entre varias muestras dentro de una sola litología.

Teniendo en cuenta que T_2 es directamente proporcional al tamaño poral, un T_2 de umbral representa un umbral de tamaño poral o un umbral de presión capilar. Entonces, los valores de $T_{2\text{cutoff}}$ son función de la presión capilar de acuerdo con la relaxividad por superficie. Las pruebas de laboratorio de muestras de núcleos para determinar $T_{2\text{cutoff}}$ por el método ilustrado en la **Figura 37**, depende de la presión capilar elegida para crear la condición irreductible³.

3.3.2. Método espectral SBVI.

La aplicación de un umbral fijo a los espectros de 100% de saturación con agua dará a veces un valor de **BVI** considerablemente incorrecto. Este error ocurre porque los poros no son formas geométricas simples tales como cilindros o esferas. Las paredes de los poros pueden ser ásperas y el poro puede contener muchas pequeñas irregularidades. La medida **RMN** percibe como un solo poro todo el espacio poral a través del cual las moléculas de agua del fluido poral se difunden antes de relajarse interactuando con las paredes del poro. Entonces, la microporosidad contenida en la superficie áspera y en las irregularidades quedará a menudo incluida en las mediciones **RMN** como parte del volumen total del poro grande. Sin embargo, cuando el agua de formación es desplazada por hidrocarburos o cuando un fluido fluye a través de la roca, el agua que hay en esos microporos usualmente permanece en su lugar, y entonces debería estar incluida en el **BVI**. Además, durante la reducción en la saturación de una roca humectada con agua, siempre permanece una capa muy delgada de agua cubriendo el poro. Esta agua también debe estar incluida en el **BVI**. En el modelo de umbral fijo, estos efectos se tienen parcialmente en cuenta usando un umbral ligeramente mayor en efecto, pero a menudo

se pueden obtener mejores resultados utilizando el umbral espectral gradual en lugar de un umbral de corte fijo³.

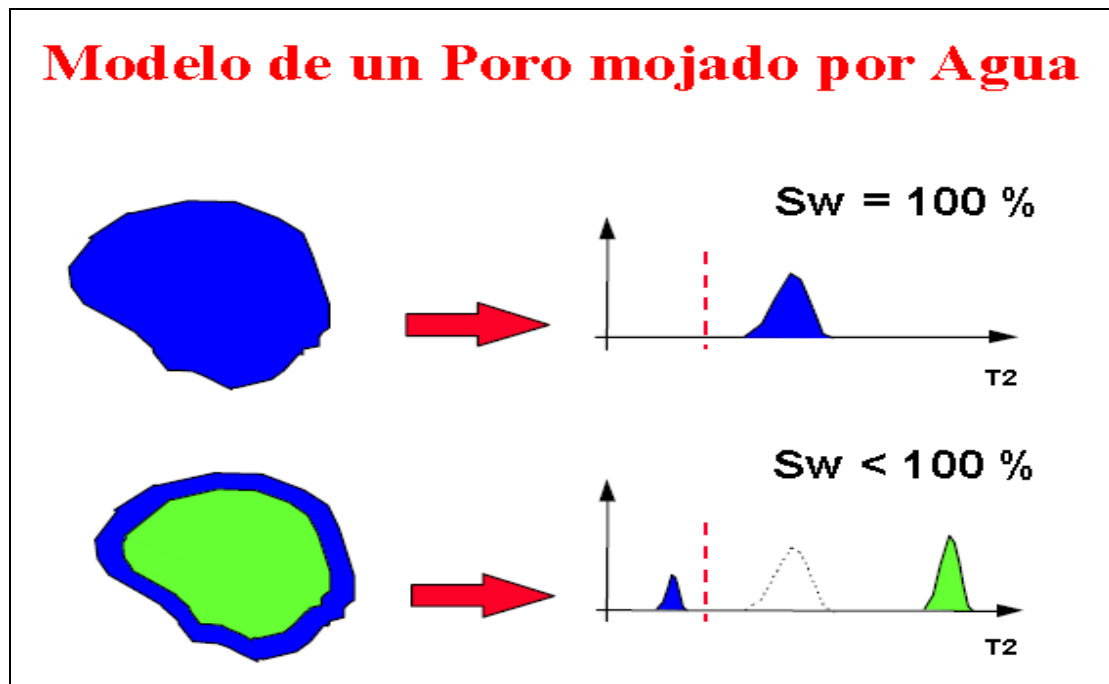


Figura 38. Modelo de un poro mojado por agua.

En una roca de grano grueso que esté totalmente saturada con agua (panel superior), la distribución de T_2 presentará un solo pico agudo. No se observa ninguna señal por debajo del valor de $T_{2cutoff}$; por lo tanto, **CBVI** = 0. Una vez que el petróleo desplaza la mayor parte del agua movable en la misma roca (panel inferior), se observan dos picos en la distribución de T_2 . Uno aparece debajo del valor de $T_{2cutoff}$ y se debe al agua irreductible en el espacio poral. El otro aparece encima del valor de $T_{2cutoff}$ y se debe al petróleo. El valor de T_2 del segundo pico está cercano al del T_2 del petróleo en bruto. Por lo tanto, cuando se ha desplazado la mayor parte del agua, se puede calcular el **CBVI**. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

El modelo del umbral normal parece fallar más dramáticamente cuando la respuesta **RMN** a 100% de saturación de agua de formación tiene un espectro muy estrecho que se

puede correlacionar bastante bien con un decaimiento de exponente único, como se observa en la **figura 38**. Existen aquí dos mecanismos de relajación: a) el efecto de superficie para el agua en íntimo contacto con la pared del poro y b) el efecto de fluido en bruto para el agua libre en el centro del poro. Además, existe también difusión entre las dos aguas y esto hace que se observe un solo pico predominante encima del Umbral T_2 de agua irreductible. Así pues, por debajo del Umbral leeríamos cero irreductible. En la parte inferior de la misma figura se modela un poro único conteniendo agua irreductible y aceite libre (no hay agua libre). Cuando el agua libre se reemplaza por aceite en el poro, no hay difusión entre aceite y agua capilar y, como el aceite no toca la superficie, el efecto predominante en su relajación es la relajación en bruto. Para el agua que permanece en contacto con la pared del poro, predomina el efecto de relajación superficial. Además, para el agua disminuye el volumen, aumentando la relación S/V , reduciendo aún más los tiempos T_2 observados. Como se ilustra en la parte inferior de la **figura 38**, esto permite una separación inequívoca de las señales del aceite y del agua, donde aparecen pequeños poros en el espectro **RMN** resultante que no aparecen en el espectro 100% saturado con agua. Este efecto es menos obvio cuando el espectro original 100% saturado con agua es amplio y entonces contiene poros del mismo rango de tamaños que los pequeños poros que se vuelven visibles durante la disminución de la saturación³.

Esta falla se ha observado en areniscas de grano grueso de alta permeabilidad, y también en carbonatos con poros relativamente pequeños, cuyas paredes porales son uniformemente ásperas.

Para enfrentar los problemas que se encuentran con un **BVI** de umbral fijo, se desarrolló el método del **BVI** espectral (**SBVI**). Este método tiene su aplicación principal en la cuantificación del agua movable, pero también se 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 y no es solamente en los más pequeños, como se asume en el método del Umbral T_2 ⁵.

Para implementar el método, el espectro completo se subdivide en Grupos T_2 predeterminados de la misma manera que se hizo para caracterizar la porosidad por tamaños porales en bandas de color. Cada grupo representa un subconjunto de tamaños

porales y lo caracterizamos por un valor geométrico medio de T_2 para cada grupo (precisamente llamado T_{2GM_grupo}) que es el tiempo que divide el área bajo la curva de distribución de T_2 de cada grupo representativo en dos áreas iguales (análogo a buscar el centroide de masa). Si tenemos i grupos predefinidos, podemos decir entonces que cada uno está representado por T_{2GMi} . Por otra parte, igualando las dos formas fundamentales para calcular permeabilidad **figura 8**, obtenemos:

$$\begin{aligned}
 k &= a\phi^4 T_{2GM}^2 \\
 k &= b\phi^4 \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^2 \\
 a\phi^4 T_{2GM}^2 &= b\phi^4 \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^2
 \end{aligned}
 \tag{Ecuación 3.26}$$

.Ahora si definimos los volúmenes de agua irreducible (**BVI**) y de fluido libre (**FFI**) como:

$$\begin{aligned}
 FFI &= \phi(1 - S_{wi}) \\
 BVI &= \phi S_{wi}
 \end{aligned}
 \tag{Ecuación 3.27}$$

Despejando T_{2GM} y reemplazando **3.27 en 3.26** tenemos:

$$T_{2GM} = \frac{b}{a} * \frac{1 - S_{wi}}{S_{wi}} = \frac{b}{a} * \left(\frac{1}{S_{wi}} - 1 \right)
 \tag{Ecuación 3.28}$$

Y despejando Saturación de agua irreducible tenemos:

$$S_{wi} = \frac{1}{(\alpha * T_{2GM} + 1)}
 \tag{Ecuación 3.29}$$

Asignando a cada grupo de tamaños porales representados por un valor de T_{2GMi} un valor de $(S_{wi})_i$ se determina la correlación de acuerdo a la fórmula genérica como:

$$(S_{wi})_i = \frac{1}{(\alpha * T_{2GMi} + 1)} \quad \text{Ecuación 3.30}$$

Los subíndices i indican que cada grupo poral, representado por su tiempo geométrico medio T_{2GMi} , contribuye con una fracción $(S_{wi})_i$ al valor total de saturación irreductible. Si multiplicamos cada fracción $(S_{wi})_i$ por la porosidad parcial de cada grupo Φ_i , tendremos el volumen parcial de agua irreductible $(BVI)_i = \Phi_i * (S_{wi})_i$ de cada grupo. Así pues, el volumen total de agua irreductible vendrá dado por la suma de todos los volúmenes irreductibles parciales aplicada sobre toda la distribución de la curva de T_2 . Esta suma se denomina **Volumen de Agua Irreductible Espectral**⁵, expresado como:

$$SBVI = \sum_{i=1}^{i=n} (BVI)_i = \sum_{i=1}^{i=n} \phi_i * (S_{wi})_i \quad \text{Ecuación 3.31}$$

Este resultado corrobora la hipótesis de que todos los poros contribuyen a la saturación de agua irreductible pero, siendo una función decreciente del tamaño poral, los poros más pequeños contribuyen mayormente. La constante α es característica de cada roca y para mayor precisión debe calibrarse en el laboratorio **RMN**. Existen ya valores genéricos como $\alpha = 0.04$ para areniscas y $\alpha = 0.01$ para carbonatos.

En el Laboratorio se mide la saturación de agua irreductible por métodos convencionales de petrofísica y también el tiempo T_{2GMi} correspondiente a una serie de muestras de un reservorio. Si las muestras son tomadas dentro del mismo ambiente deposicional usualmente exhiben suficiente variación de T_2 para poder determinar con precisión el coeficiente de correlación α entre agua irreductible y T_2 medido de cada roca³.

3.4 ESTIMACIÓN DE PERMEABILIDAD CON RMN.

La estimación de permeabilidad con **RMN** se basa en una combinación de modelos y relaciones experimentales y teóricas. Tradicionalmente, los perfiles eléctricos se han usado para estimar Permeabilidad en cuanto ésta se relaciona con la porosidad y, en algunos casos, en su relación con el factor de formación. Intuitivamente, la correlación entre Permeabilidad y Porosidad es clara. Sin embargo, el eslabón faltante para una mejor estimación de la Permeabilidad, hasta la llegada de la resonancia magnética moderna, era aquel factor que asociara la Permeabilidad con la conexión entre los poros. Esto es fundamental pues puede existir porosidad sin permeabilidad cuando los poros no están conectados. Ejemplos notables son la porosidad secundaria en forma de microporosidad y las cavidades. El caso contrario de permeabilidad sin porosidad queda ejemplificado con la existencia de fisuras naturales o inducidas en rocas con muy baja porosidad intergranular. La experiencia de Laboratorio con inyección de mercurio demuestra que la permeabilidad tiene dimensiones de longitud al cuadrado. Es decir, micrones al cuadrado equivalen a milidarcies. La medida T_2 , siendo sensible al radio poral trae por lo tanto la sensibilidad a la permeabilidad en forma natural. **La figura 39** ilustra esta relación⁵.

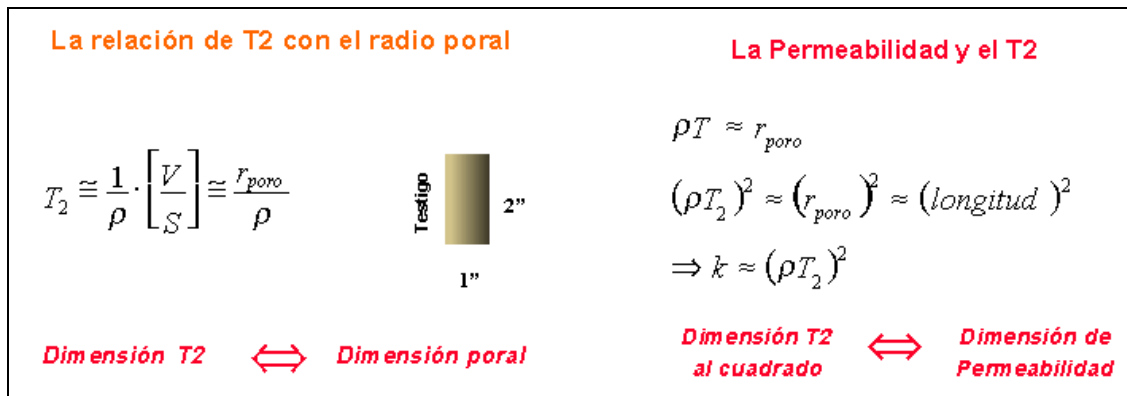


Figura 39. La relación de T_2 con el radio poral (izquierda) y La Permeabilidad y el T_2 (derecha). Fuente Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá DC 2001.

La figura 39 “La relación de T_2 con el radio poral” parte izquierda de la figura, enseña la relación que el Laboratorio respalda para una roca saturada con agua. El tiempo T_2 es directamente proporcional al radio del poro. Esto significa que la dimensión T_2 en milisegundos es una dimensión de longitud. Por lo tanto, como se muestra a la derecha en la figura **“La Permeabilidad y el T_2 ”**, el término $(\rho T_2)^2$ tiene dimensiones de longitud al cuadrado. Ahora bien, como la permeabilidad tiene también dimensiones de longitud al cuadrado, midiendo T_2 hemos hallado una conexión con la permeabilidad que es dimensionalmente correcta y lo único que resta para completar la medida es juntar el factor de porosidad con el factor de radio poral y aplicar un factor de escala.

Las dos expresiones más comúnmente usadas para permeabilidad varían con la cuarta potencia de porosidad Φ^4 . Esta potencia de Φ es algo arbitraria pero está vagamente derivada de la Ley de Archie, la relación entre permeabilidad y resistividad, y con un factor adicional para tener en cuenta que **RMN** mide el tamaño del cuerpo del poro, no el tamaño de la garganta poral. En una expresión, el modelo del Fluido Libre (o de Coates), el parámetro de tamaño ingresa implícitamente a través de $T_{2cutoff}$, que determina la relación entre **FFI** y **BVI**, siendo **FFI** el volumen de fluido libre y **FFI** = $\Phi - BVI$ de la **ecuación 3.27**. En la otra expresión, el modelo del **T_2 Medio** (o de **SDR**), el parámetro de tamaño ingresa a través de la media geométrica de los espectros de relajamiento, T_{2gm} . El uso de estos parámetros particulares de tamaños en las expresiones respectivas se basa en consideraciones empíricas. Se usaron también otras medidas del tamaño. La **Figura 40** ilustra ambos modelos. Ambos modelos concuerdan muy bien con permeabilidades a partir de datos de laboratorio en muestras 100% saturadas con salmuera. El modelo del **T_2 Medio**, sin embargo, falla cuando el poro contiene hidrocarburos porque entonces T_{2gm} no está exclusivamente controlado por el tamaño poral³.

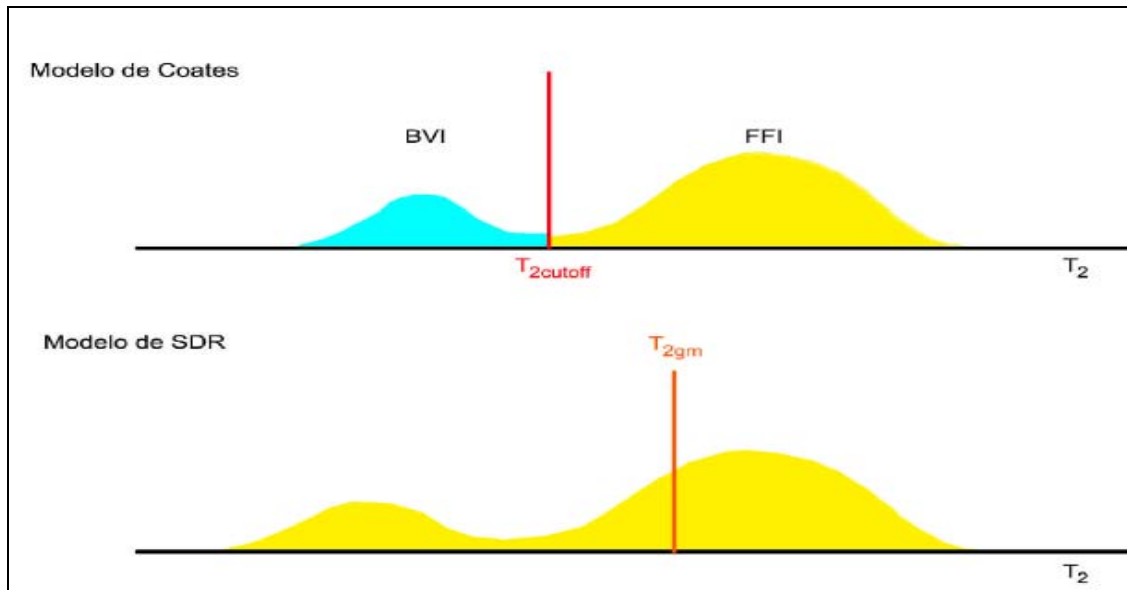


Figura 40. El modelo de permeabilidad de Coates (arriba) y El modelo de permeabilidad de SDR (abajo).

El modelo de permeabilidad de Coates (arriba) utiliza la relación **FFI/BVI** para describir cambios en la relación superficie a volumen. El modelo de permeabilidad de **SDR** (abajo) utiliza un valor promedio de T_2 (que es el tiempo que divide el área bajo la curva de distribución de T_2 en dos áreas iguales, análogo a buscar el centroide de masa) para describir cambios en la relación superficie a volumen. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

3.4.1 Modelo de permeabilidad del fluido libre o de Coates.

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

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

Ecuación 3.32

Esta variante usa la relación **FFI/BVI** (relación de lo **movible** a lo **no-movible**). La precisión en la permeabilidad depende de qué tan precisa sea la determinación de **FFI/BVI**, que se obtiene mediante el método de **CBVI** o **SBVI**. La Φ es la porosidad efectiva (**MPHI**) medida con **RMN** y El coeficiente **C** es una variable que depende de los procesos que crearon la formación y pueden ser diferentes para cada formación. La **Figura 41** muestra cómo el modelo de Coates se puede calibrar con datos de núcleos en laboratorio para determinar **C**.

La experiencia ha demostrado que el modelo de Coates es más flexible que el modelo del **T₂ Medio**. Mediante una cuidadosa calibración de núcleos, el modelo de Coates se ha adaptado especialmente para uso exitoso en diferentes formaciones y yacimientos. Mientras el **BVI** no incluya ninguna contribución de hidrocarburos, no estará afectado por ninguna fase de líquido adicional tal como el petróleo o filtrados de aceite, lo cual es muy importante al analizar formaciones que contienen hidrocarburos³.

En zonas de gas no invadidas, la porosidad efectiva (**MPHI**) utilizada para porosidad en la fórmula de Coates puede ser demasiado baja debido al bajo índice de hidrógeno en esas zonas. Entonces, la medida de **MPHI** se debe corregir, o se debe utilizar una fuente alternativa de porosidad. Las zonas que mantienen alta saturación de gas residual a suficiente presión de yacimiento tendrán valores de **SBVI** y **CBVI** demasiado altos y entonces, en cierta medida, darán valores de permeabilidad que son demasiado bajos. Petróleos más pesados, que normalmente tienen cortos valores de **T₂**, pueden ser computados como **BVI**, haciendo entonces que la permeabilidad sea subestimada³.

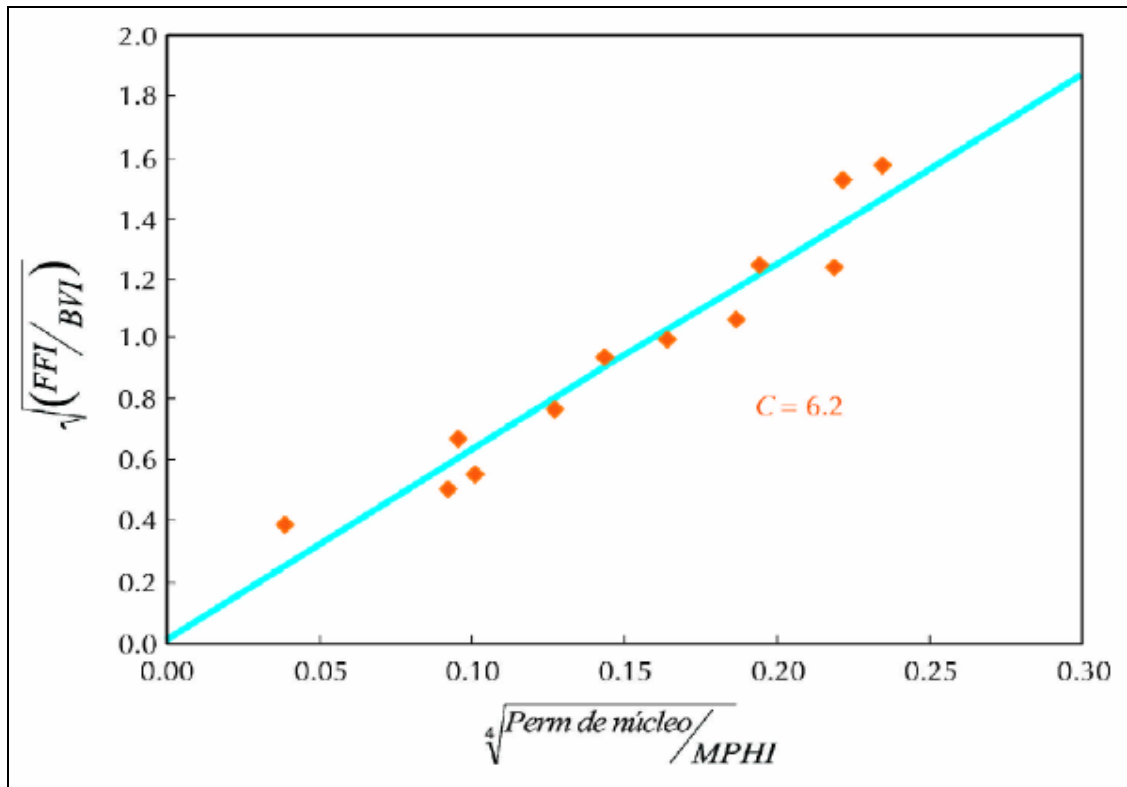


Figura 41. Método para determinar la constante C en el modelo de permeabilidad de Coates.

Usando un gráfico ortogonal con datos de núcleos se puede determinar la constante C en el modelo de permeabilidad de Coates. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

3.4.2 Modelo de permeabilidad del T_2 geométrico medio o De SDR.

En este método se representa todo el Espectro T_2 por un único valor, llamado el Tiempo Geométrico Medio, y que es el tiempo que divide el área bajo la curva en dos áreas iguales (análogo a buscar el centroide de masa)⁵.

El modelo del T_2 Medio (o de SDR) está dado por:

$$k = aT_{2gm}^2 \phi^4$$

Ecuación 3.33

En la **Ecuación 3.33**, la porosidad efectiva **RMN (MPHI)** sustituye a Φ . Como antes, T_{2gm} es la media geométrica de la distribución de T_2 . Como con el modelo de Coates, el valor a es un coeficiente que depende del tipo de formación que varía en areniscas alrededor de 4.5.

La experiencia ha demostrado que el modelo del $T_{2 \text{ Medio}}$ funciona bien en zonas que contengan sólo agua. Sin embargo, si hay presentes petróleos o filtrados de aceite, el T_2 **Medio** está desviado hacia el T_2 de líquido en bruto, y las estimaciones de permeabilidad resultan erróneas. En zonas de gas no lavadas, los valores del $T_{2 \text{ medio}}$ son demasiado bajos con relación a la zona de gas lavada, y en consecuencia la permeabilidad resulta subestimada. Como los efectos de los hidrocarburos sobre T_{2gm} no son corregibles, el modelo del $T_{2 \text{ Medio}}$ falla para las formaciones que contienen hidrocarburos.

En formaciones fracturadas, las estimaciones de permeabilidad tanto en el modelo de **Coates** como en el de **SDR** son demasiado bajas porque estos modelos pueden representar solamente permeabilidad de matriz³.

3.5 MODELO DE POROSIDAD RMN.

La amplitud inicial del tren de ecos de momentos magnéticos **RMN**, o el área bajo la curva de distribución de T_2 , es proporcional al número de protones de hidrógeno contenidos en los fluidos porales dentro del volumen sensible. Entonces, esta amplitud se puede calibrar para dar un valor de porosidad. La **Figura 42** muestra el modelo de porosidad **RMN** para una formación humectada con agua. La parte superior de la figura es un modelo volumétrico típico de la zona virgen, que consiste en matriz y arcilla seca, agua asociada con la arcilla (**MCBW**), agua irreductible por capilaridad (**BVI**), agua movable, petróleo, y gas. La parte del medio de la figura es el modelo volumétrico correspondiente para la zona invadida, que es la zona en que se hacen las mediciones **RMN**; todos los elementos del modelo permanecen igual como en la zona virgen excepto que el filtrado de lodo

desplaza ahora parte del agua movable, petróleo, y gas. La parte del fondo de la figura ilustra la respuesta **RMN** a los elementos de porosidad. Vale notar que **MFFI** se aplica a la misma cantidad que **FFI**, y que la porosidad efectiva (**MPHI**) no incluye la contribución de parte del agua asociada con porosidad de arcilla y tal vez con otros materiales con poros del tamaño de los de la arcilla.

La **Figura 42**, muestra marcadas divisiones entre los elementos de porosidad asociados con **MFFI**, **BVI**, y **MCBW**. Estas marcadas divisiones en elementos de porosidad no corresponden necesariamente a marcadas divisiones en los espectros de T_2 . Esto ya fue discutido en detalle para **BVI**. En el caso de arcillas, el agua asociada con arcillas tiene un rango de tiempos de decaimiento que se puede superponer a los tiempos de decaimiento para el agua irreductible por capilaridad; entonces, puede no existir una división tan marcada entre **MCBW** y **BVI** en los espectros de T_2 .

Tanto los minerales de la matriz como la arcilla seca pueden contener átomos de hidrógeno en forma de grupos hidroxilo (OH). Como los tiempos de relajamiento T_1 de estos núcleos son demasiado largos para ser polarizados por una herramienta de **RMN** en movimiento, y sus tiempos de relajamiento T_2 son demasiado cortos para ser registrados en un perfil, el hidrógeno en grupos OH y en el agua de hidratación es invisible a la herramienta de **RMN**. Los núcleos de hidrógeno del agua asociada con la arcilla son absorbidos sobre la superficie de los granos de arcilla. Estos protones de hidrógeno en agua asociada con la arcilla pueden ser polarizados por la herramienta **RMN** y pueden ser registrados siempre que se utilice un **TE** suficientemente corto. El agua asociada con la arcilla se mide con una secuencia **CPMG**, con **TE** = 0.6 ms y con un tiempo de polarización **TW** ajustado para recuperación parcial o total. La medición produce un componente de la porosidad llamado **MCBW** agua asociada con la arcilla, que provee una estimación del agua asociada con la arcilla. Similarmente, hay protones de hidrógeno en agua irreductible por capilaridad y en fluidos movibles, tales como el agua, el filtrado de lodo, petróleo y gas movibles. Estos protones de hidrógeno se miden utilizando una secuencia normal **CPMG** de perfilaje de T_2 con **TE** = 1.2 ms y con **TW** dispuesto para polarización total. Esta medición produce la porosidad efectiva (**MPHI**).

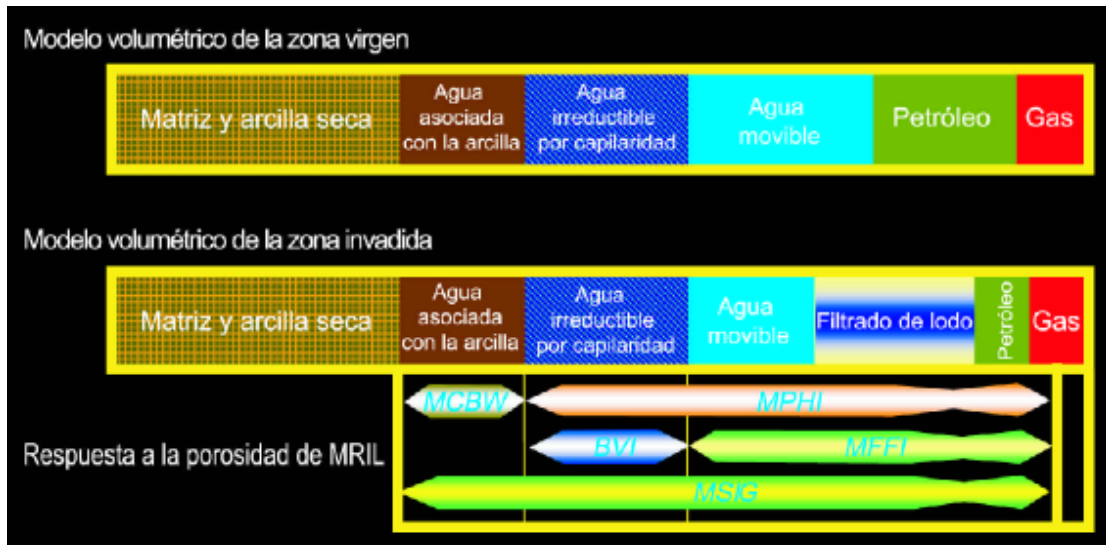


Figura 42. Modelo de porosidad RMN para una formación humectada con agua.

Las herramientas utilizadas en **RMN** responden a la zona invadida (modelo volumétrico de abajo), en la cual el filtrado del lodo ha desplazado algunos de los fluidos libres que estaban presentes en la zona virgen (modelo volumétrico de arriba). Las respuestas de de la herramienta **RMN** (abajo) son sensibles a los fluidos pero no a los materiales de la matriz ni a la arcilla seca. La porosidad de **RMN** está afectada por el índice de hidrógeno (**HI**), el tiempo de polarización (**TW**), y el espaciamiento entre ecos (**TE**). **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

La amplitud medida del tren de ecos, y por consiguiente el **MPHI**, está afectada por el índice de hidrógeno **HI** de los fluidos. El **MPHI** se calibra como para un número de protones de un agua que tiene un índice de hidrógeno de 1. Si el índice de hidrógeno de cualquiera de los fluidos en el espacio poral es considerablemente diferente de 1, entonces es preciso una corrección de **MPHI**.

Tanto la porosidad efectiva **MPHI** como el agua asociada con la arcilla **MCBW** están afectadas por el tiempo de polarización **TW**. Tanto el petróleo liviano como el gas tienen

tiempos de relajamiento T_1 muy largos. Si el tiempo de polarización es demasiado corto, es posible subestimar la porosidad efectiva.

3.6 EJEMPLOS DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD CON RMN.

La **Figura 43** presenta datos de una formación de arena lutítica en Egipto. La Pista 1 contiene la permeabilidad de **RMN** (curva verde) y la permeabilidad de núcleo (asteriscos rojos). La Pista 2 contiene la porosidad de **RMN** (curva azul) y la porosidad de núcleo (asteriscos negros). En este yacimiento, los tamaños de granos varían mucho y conllevan a una considerable variación en la permeabilidad de la roca. Las mediciones de presión capilar en muestras de roca mostraron una buena correlación entre los cuerpos de los poros y las estructuras de las gargantas porales. Esta correlación indica que la distribución de T_2 de **RMN** es una buena representación de la distribución de tamaños de gargantas porales cuando los poros están 100% saturados con agua.

La **Figura 44** muestra un perfil **RMN** obtenido de un extenso yacimiento de arenisca de baja porosidad (aproximadamente 10 p.u.), y baja permeabilidad (aproximadamente 1 a 100 md) en la cuenca de Cooper en Australia. La Pista 1 contiene perfiles de rayos gama y caliper. La Pista 2 contiene perfiles de resistividad profunda y media. La Pista 3 muestra la permeabilidad calculada del **RMN** y la permeabilidad del núcleo. La Pista 4 muestra la respuesta a la porosidad del **RMN**, lecturas de porosidad por Neutrón y por Densidad (basadas en una matriz de arenisca), y porosidad de núcleo. Este pozo fue perforado con un lodo polimérico con cloruro de potasio (KCl) [equivalente a 48-kppm cloruro de sodio (NaCl)] y con una broca de 8.5 pulgadas. Los datos del **RMN** fueron adquiridos con $TW = 12$ s y $TE = 1.2$ ms.

Sobre el intervalo indicado, el perfil muestra una formación de arenisca limpia al tope, una arenisca arcillosa al fondo, y una arcilla interpuesta entre las dos areniscas. La concordancia entre **MPHI** y la porosidad del núcleo es buena. La ligera subestimación de **MPHI** en relación con la porosidad del núcleo se atribuye a gas residual en la zona lavada. La curva de permeabilidad de **RMN** se computó usando un modelo hecho

especialmente para esa área. La concordancia entre permeabilidad de **RMN** y la permeabilidad del núcleo es muy buena.

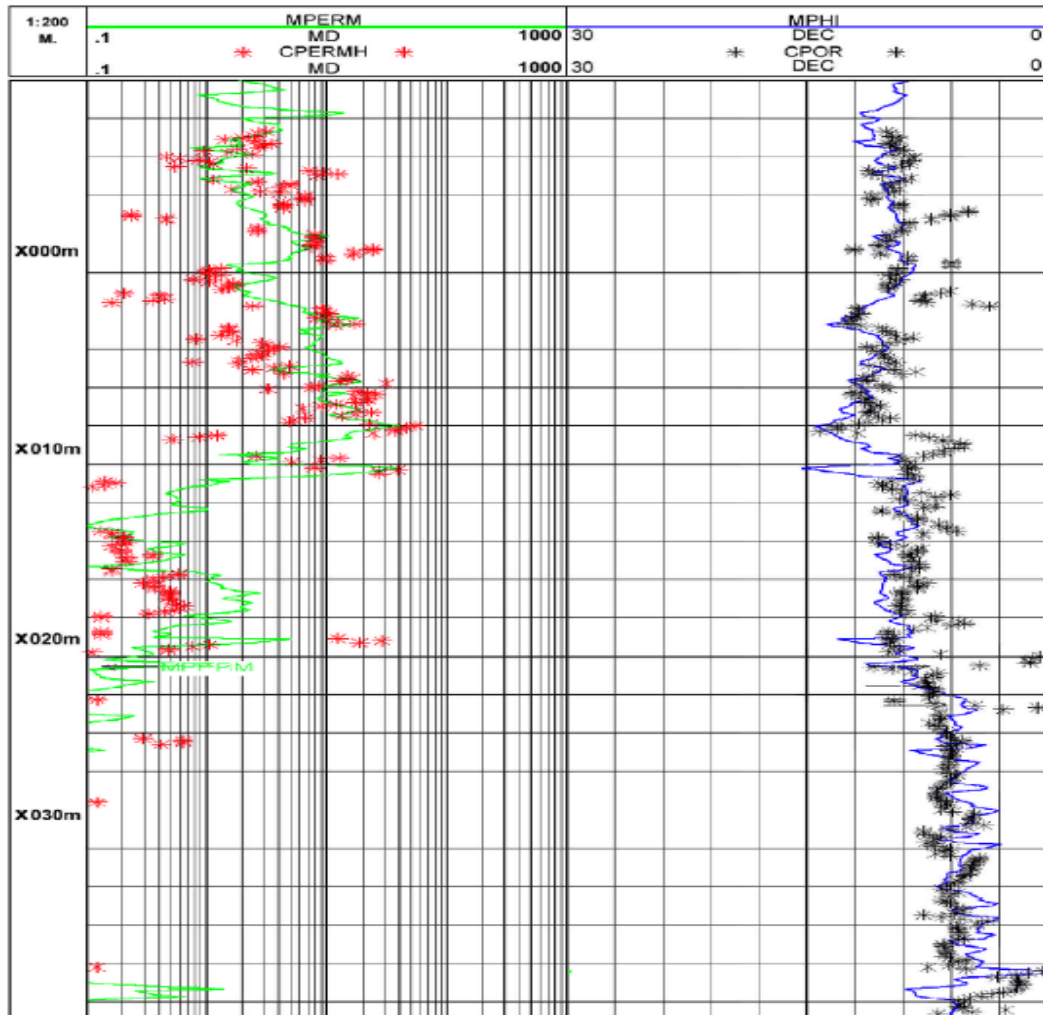


Figura 43. Ejemplo del perfilaje RMN en una formación de arena arcillosa en Egipto.
 Estos datos de una formación de arena arcillosa en Egipto muestran una buena concordancia entre datos de núcleos y la porosidad y permeabilidad derivadas del **RMN**.
Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.

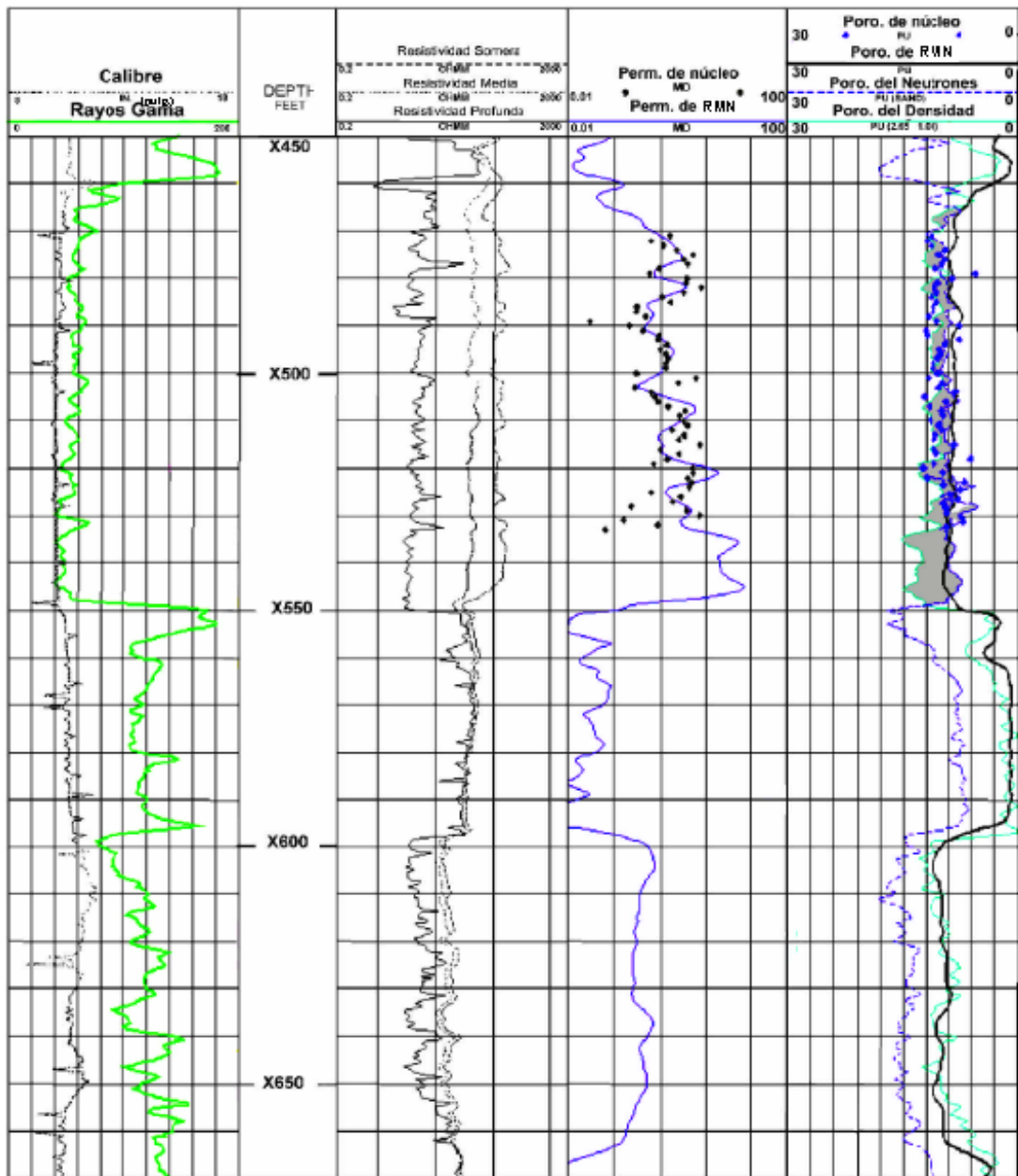


Figura 44. Ejemplo del perfilaje RMN en el sur de Australia.

Este ejemplo de baja porosidad y baja permeabilidad del sur de Australia muestra una buena concordancia entre datos de núcleos y la porosidad y la permeabilidad derivadas del RMN. Fuente Modificada de Coates, G,R., Xiao,L, Prammer,M,G., NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.

4. IDENTIFICACIÓN DE FLUIDOS EN YACIMIENTOS A PARTIR DEL PERFILAJE DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.

El agua asociada con la arcilla, el agua irreductible por capilaridad, y el agua móvil, 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 registro de **RMN** utiliza estas diferencias para caracterizar los fluidos en el espacio poral. La **Figura 45 y 46** indica cualitativamente las propiedades **RMN** de diferentes fluidos que se encuentran en los poros de las rocas³.

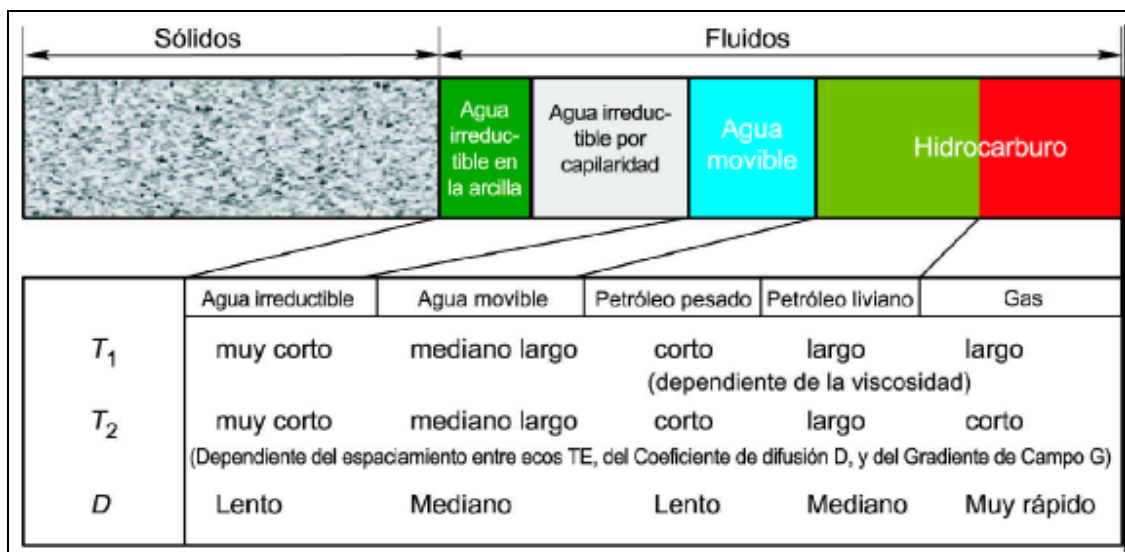


Figura 45. Valores cualitativos típico de T_1 , T_2 y D de los diferentes fluidos encontrados en yacimientos.

Los valores cualitativos típicos de T_1 , T_2 , y D para diferentes tipos de fluidos y tamaños porales de rocas demuestran la variabilidad y la complejidad de las mediciones del relajamiento de T_1 y T_2 . **Fuente Modificada de Coates, G,R., Xiao,L, Prammer,M,G., NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

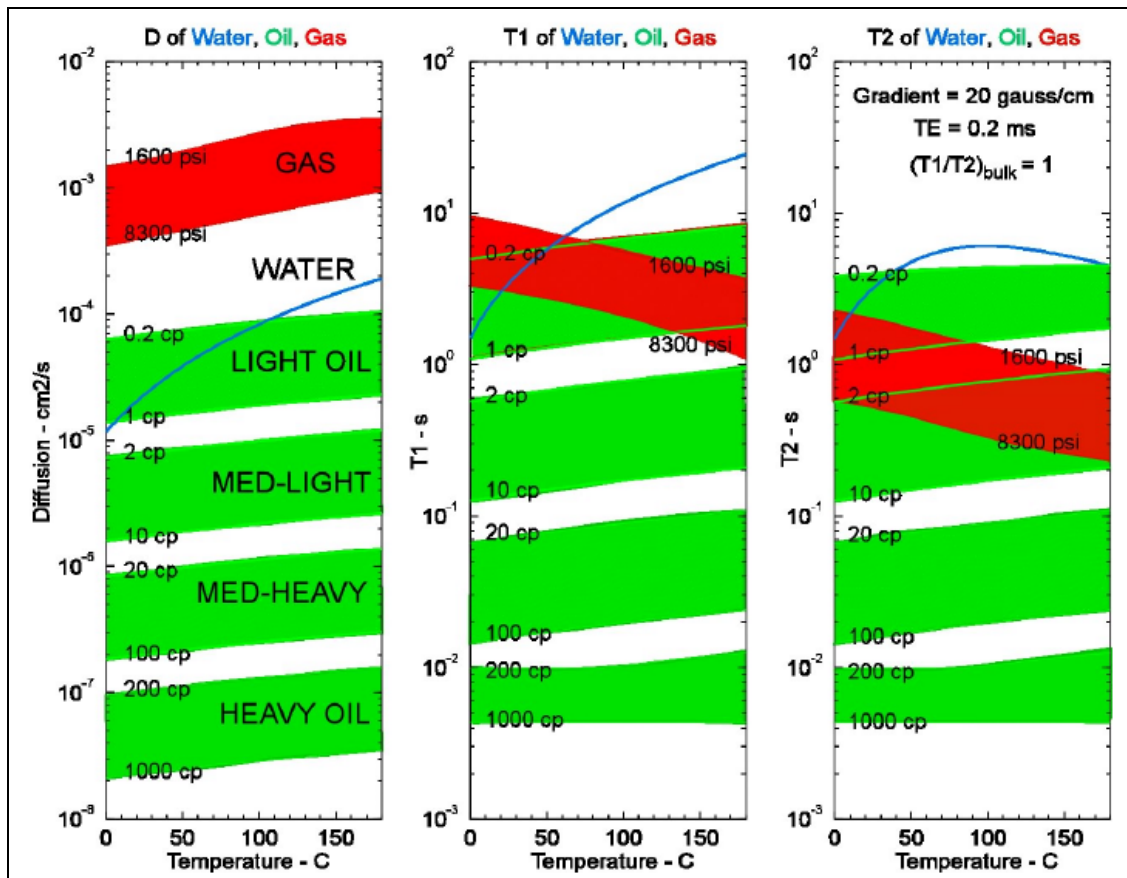


Figura 46. Propiedades RMN de los fluidos en yacimientos en función de la temperatura.

Difusión (panel izquierdo), T_1 (panel central), T_2 (panel derecho) de agua, aceite y gas en función de la temperatura. **Fuente Chanh Cao Minh, Nick Heaton, Raghu Ramamoorthy, Eric Decoster, Jim White, Elmar Junk, Schlumberger; Ramsin Eyvazzadeh, Osama Al-Yousef, Saudi Aramco; Rosaura Fiorini, ENI Dacion B.V. and Darren McLendon, Exxon Mobil. SPE 84478, Planning and Interpreting NMR Fluid-Characterización Logs 2003¹³.**

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 uniexponencial. 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 uniexponencial. 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.

4.1 PROPIEDADES RMN DE LOS FLUIDOS EN YACIMIENTOS.

Además de la medida básica del Espectro T_2 , el perfilaje con **RMN** posee la capacidad de identificar hidrocarburos en forma directa sin ayuda de otros perfiles. Desde el punto de vista de resonancia magnética, se puede visualizar un sistema poroso como un espacio de tres dimensiones **RMN**, ver figura 47.

Las tres dimensiones son:

1. La velocidad de magnetización o polarización caracterizada por la constante de tiempo T_1 y dependiente fundamentalmente de la relación $\frac{T}{\eta}$ Temperatura y viscosidad.
2. La velocidad de des-magnetización caracterizada por la constante de tiempo T_2 y dependiente primariamente de la relación $\rho\left(\frac{S}{V}\right)$ para el agua y de la relación $\frac{T}{\eta}$ para los hidrocarburos.

3. La Difusión-en-Gradiente: caracterizada por $\frac{1}{T_{2Difusion}} = \frac{D(\gamma * G * TE)^2}{12}$, dependiente del tipo de fluido (D =coeficiente de difusión intrínseco) y de dos parámetros de la herramienta controlables a voluntad (G=gradiente magnético, **TE** = tiempo entre ecos).

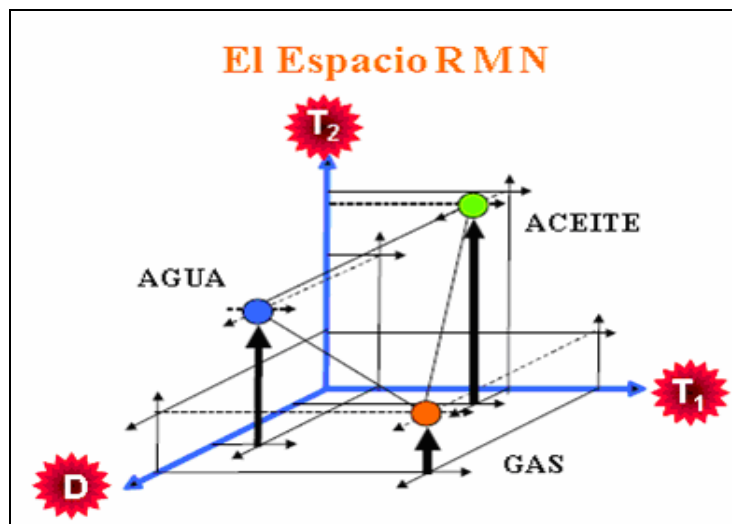


Figura 47. El espacio RMN.

En principio, en el Espacio **RMN** cada fluido del yacimiento tiene sus coordenadas y, si los volúmenes presentes en la zona investigada por la herramienta son suficientes, es posible identificar y cuantificar las Saturaciones de los mismos en forma totalmente independiente de otros perfiles. **Fuente Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá DC 2001.**

Estas coordenadas, o contrastes, se aprovechan de la siguiente manera:

El contraste T_1 entre agua e hidrocarburos identifica la zona productora y contactos.

El contraste T_2 separa los fluidos y permite calcular los volúmenes individuales.

El contraste de Difusión permite separar el gas de los líquidos y el agua del aceite.

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

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

Tabla 4-1—Propiedades RMN de fluidos de yacimiento (se asumen ciertas condiciones típicas de presión, temperatura, viscosidad y salinidad).

En esta tabla se puede observar que el contraste T_1 es principalmente útil para separar agua de hidrocarburos. Como el T_1 aceite depende primariamente de la viscosidad en los hidrocarburos este contraste también resulta útil para distinguir y cuantificar volúmenes de petróleos nativos vivos y petróleos nativos muertos. Igualmente, el contraste T_1 permite distinguir los petróleos nativos vivos de los filtrados de base aceite, pues estos últimos generalmente no aceptan gas en solución a condiciones de reservorio. Fuente Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá DC 2001.

En las siguientes figuras se ilustra el comportamiento de los fluidos encontrados en yacimientos a las medidas **RMN**.

En las **Figuras 48 y 49** se muestran los resultados de una simulación del comportamiento de T_1 y T_2 en relación a los parámetros más relevantes de interés práctico. El objetivo de esta simulación es entender los rangos de viscosidad y temperatura para los cuales podemos generar artificialmente contraste T_2 entre agua y aceite cuando no lo tienen naturalmente. Este contraste T_2 artificial es de particular interés en hidrocarburos semipesados y en carbonatos. El contraste en T_2 , natural o artificial, es la base de toda una serie de aplicaciones para identificar y/o estimar (en forma independiente de otros perfiles o en combinación), los volúmenes de agua, aceite y gas en la zona invadida. En la **figura 48** se ilustra la variación del tiempo T_{1_aceite} con la temperatura y parametrizado en función de la viscosidad. En la **figura 49** se muestra el comportamiento de T_{2_aceite} en función de temperatura y viscosidad y el T_{2_agua} (líneas curvas) en función de temperatura y parametrizado en función del efecto de Difusión Inducida como función del tiempo entre ecos **TE**. Con referencia a la **figura 59**, se puede ver que las respuestas de petróleo y agua se cruzan en algún punto. Por ejemplo, por encima de una **temperatura de cruce Tx**, el contraste T_2 entre agua difundida y aceite aumenta inversamente con la viscosidad mientras que por debajo de **Tx** el contraste también aumenta pero directamente proporcional a la viscosidad del aceite. Visto de otra forma, a una temperatura dada, hay contraste por encima de un límite inferior de viscosidad y por debajo de un límite superior de viscosidad. **Existe, entonces, un rango óptimo de viscosidad para el cual se puede aplicar la identificación de hidrocarburos por contraste T_2 . Este rango es aproximadamente de 1.0 a 50 cp.** Además, dependiendo del tipo de lodo y sus características de invasión, el hidrocarburo “visto” por el perfilaje con **RMN** puede ser “residual” o el “virgen” y, según las condiciones, un perfil **RMN** puede ser lo único necesario para evaluación de saturaciones residuales ú originales.

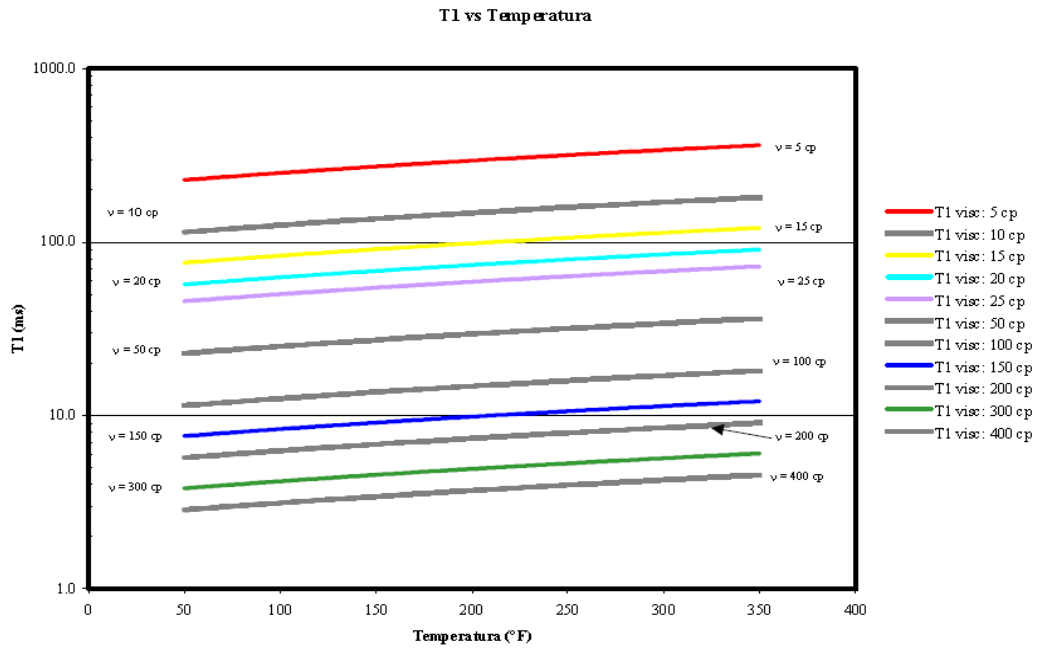


Figura 48. Simulación de T_1 del aceite en bruto, ecuación 3.7 en función de la temperatura y viscosidad.

Fuente Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá DC 2001.

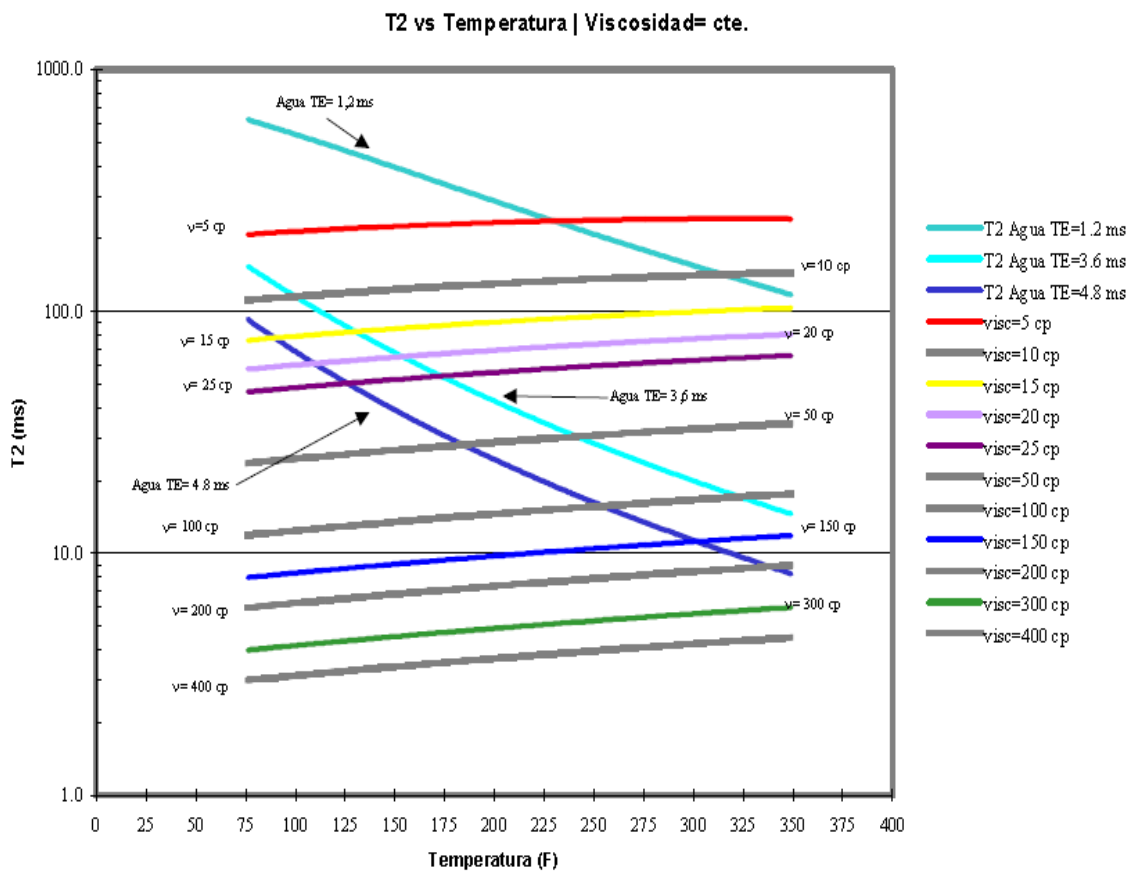


Figura 49. Simulación de T_2 del aceite (incluye relajamiento en bruto y por difusión ecuación 3.15, suponiendo roca mojada por agua, desprecia el relajamiento de superficie) en función de la temperatura y difusión inducida con tiempos de espaciamento TE.

Fuente Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá DC 2001.

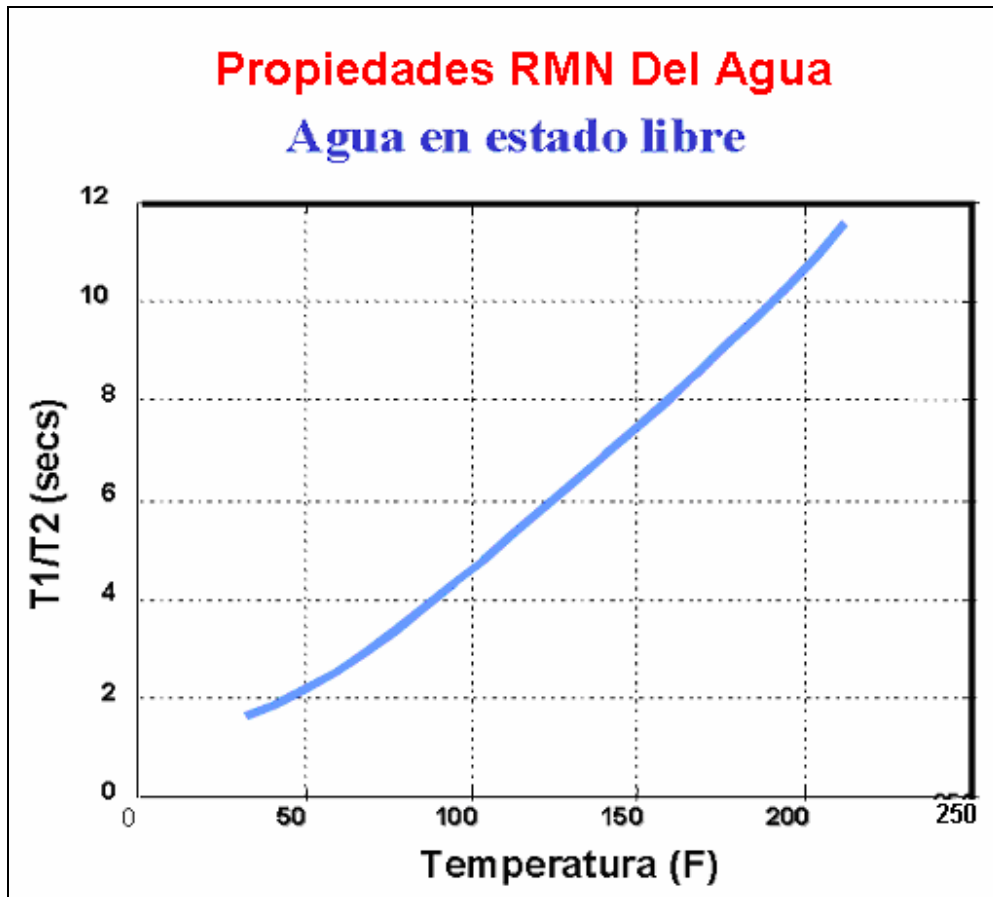


Figura 50. Propiedades RMN del agua.

Fuente Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá DC 2001.

La figura 50, indica que la polarización del agua en bruto (bulk) es una función directa de la temperatura, que en condiciones de gradientes normales, equivale a profundidad. Los valores normales están por encima de 10 segundos y provienen de la relajación en bruto o “bulk”. Estos valores se denominan T_{1Bruto} y T_{2Bruto} , (ecuaciones 3.3 y 3.4). Sin embargo, cuando el agua se encuentra confinada en un espacio poroso, estos valores se reducen dramáticamente por entrar en acción el fenómeno de relajación por contacto superficial. Ya vimos cómo esta última es proporcional a la relación Superficie/Volumen (ecuación 3.9 y 3.10) en rocas mojadas por agua. Al combinarse los dos efectos para el agua predomina el efecto superficial y se extiende a lo largo de toda la distribución T_2 . Es decir: $T_{2Superficie} \ll T_{2Bruto}$.

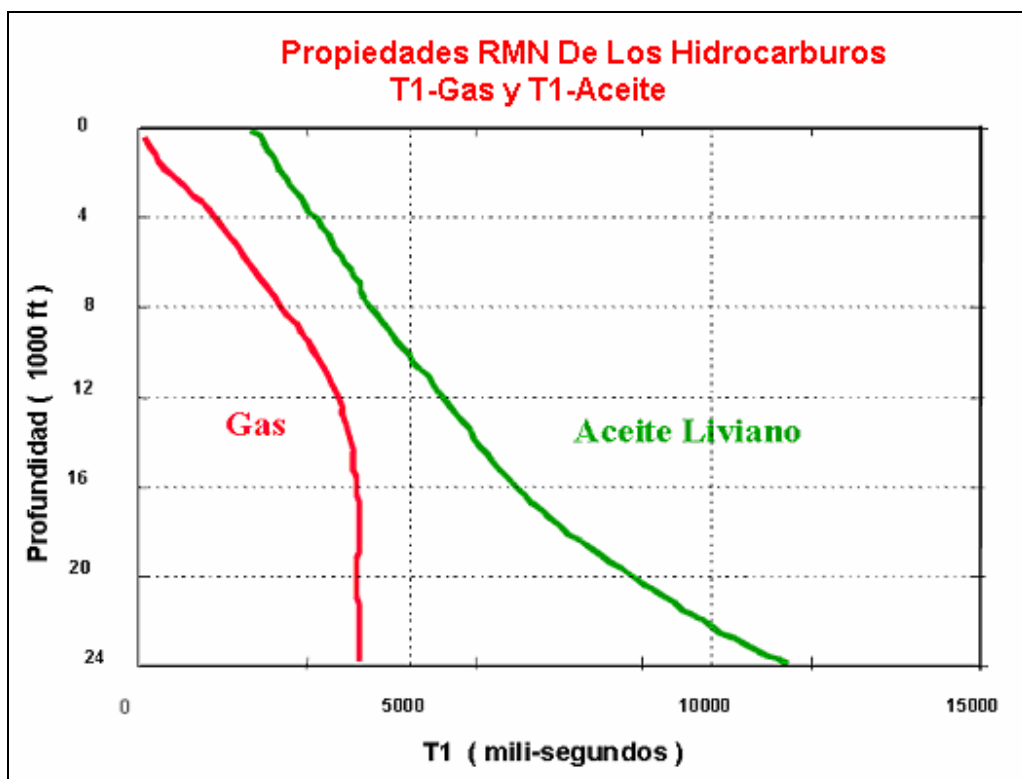


Figura 51. Propiedades RMN del gas y del aceite T_1 .

Fuente Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá DC 2001.

La **figura 51**, muestra que el petróleo se hace “más lento de polarizar” a mayor profundidad. Esto responde principalmente a la relación $\frac{T}{\eta}$ para los aceites **ecuación 3.7**.

En el caso del gas hay efectos combinados de PVT pero, una vez pasado cierto nivel de presión (mayor de 2500 psi) su T_{1bruto} es bastante fijo y predecible alrededor de 4 segundos en condiciones de presión normal. Hay que aclarar que, en rocas mojadas por agua, tanto el aceite como el gas se polarizan con su valor en bruto, T_{1bruto} del gas y T_{1bruto} del aceite, (**ecuaciones 3.5 y 3.6**) pues no mojan la roca y el efecto superficial es inexistente.

La figura 52, muestra la variación del T_2 aparente para gas y petróleo en función de la profundidad. Es importante entender por qué el aceite exhibe esta variación inversa. El T_2

aparente en hidrocarburos viene constituido por la combinación del efecto bruto (bulk) y el efecto de Difusión, donde T_2 para gas y aceite esta dado por:

T_2 para aceite:

$$T_2^{-1} = \left(0.00713 \frac{T_k}{\eta} \right)^{-1} + 1.3 \times 10^{-5} \left(\frac{T_k}{298\eta} \right) \left(\frac{(\gamma GTE)^2}{12} \right) \quad \text{Ecuación 4.1}$$

T_2 para gas:

$$T_2^{-1} = \left(2.5 \times 10^4 \left(\frac{\rho_g}{T_k^{1.17}} \right) \right)^{-1} + 8.5 \times 10^{-7} \left(\frac{T_k^{0.9}}{\rho_g} \right) \left(\frac{(\gamma GTE)^2}{12} \right) \quad \text{Ecuación 4.2}$$

Donde la fracción de Difusión para el aceite disminuye con el aumento de la temperatura (profundidad) porque depende del Coeficiente de Difusión que varía con $\frac{T}{\eta}$ (**ecuación**

3.13). El gas en solución reduce la viscosidad del aceite y por lo tanto aumenta su D_{o_aceite} , su T_{2_aceite} y también su T_{1_aceite} . Para el caso del gas se observa un comportamiento bastante plano porque el efecto de la presión compensa el efecto de la temperatura ya que el coeficiente de Difusión para gas varía con $\frac{T}{\rho_{gas}}$ (**ecuación 3.12**) y

la densidad del gas disminuye con la temperatura y aumenta con la presión. Después de cierta profundidad, el T_{2_gas} puede predecirse y es bastante estable a un valor alrededor de 40-60 milisegundos. A profundidades muy someras o en reservorios agotados, la señal el T_{2_gas} se reduce y resulta indistinguible del agua irreductible³.

Propiedades RMN de los Hidrocarburos

T2-gas & T2-oil

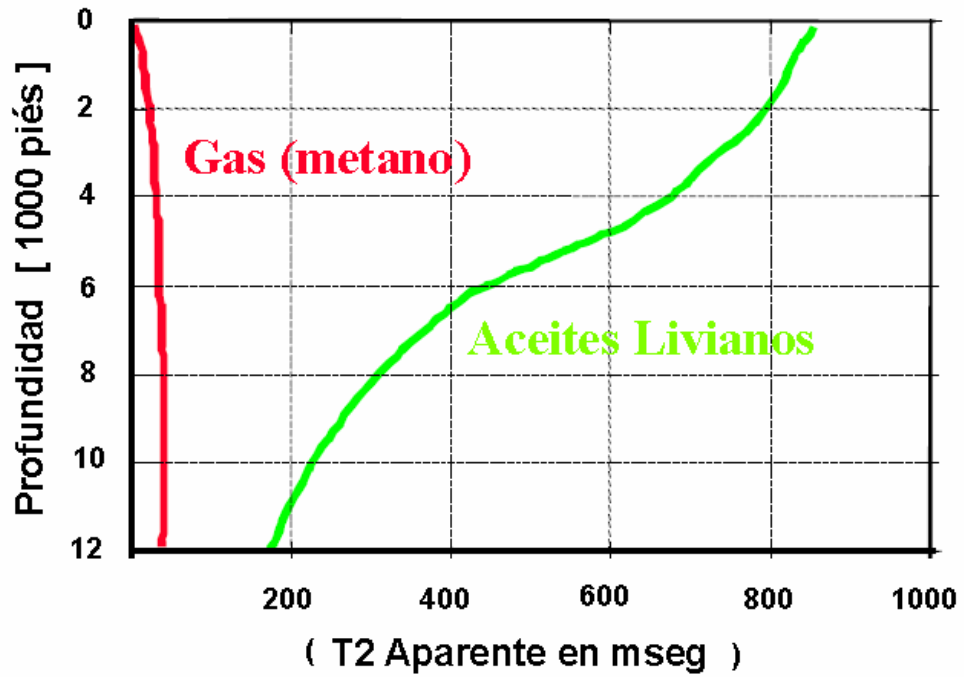


Figura 52. Propiedades RMN de los Hidrocarburos: T_2 gas y T_2 aceite.

Fuente Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá DC 2001.

Coeficiente de difusión para fluidos de yacimientos

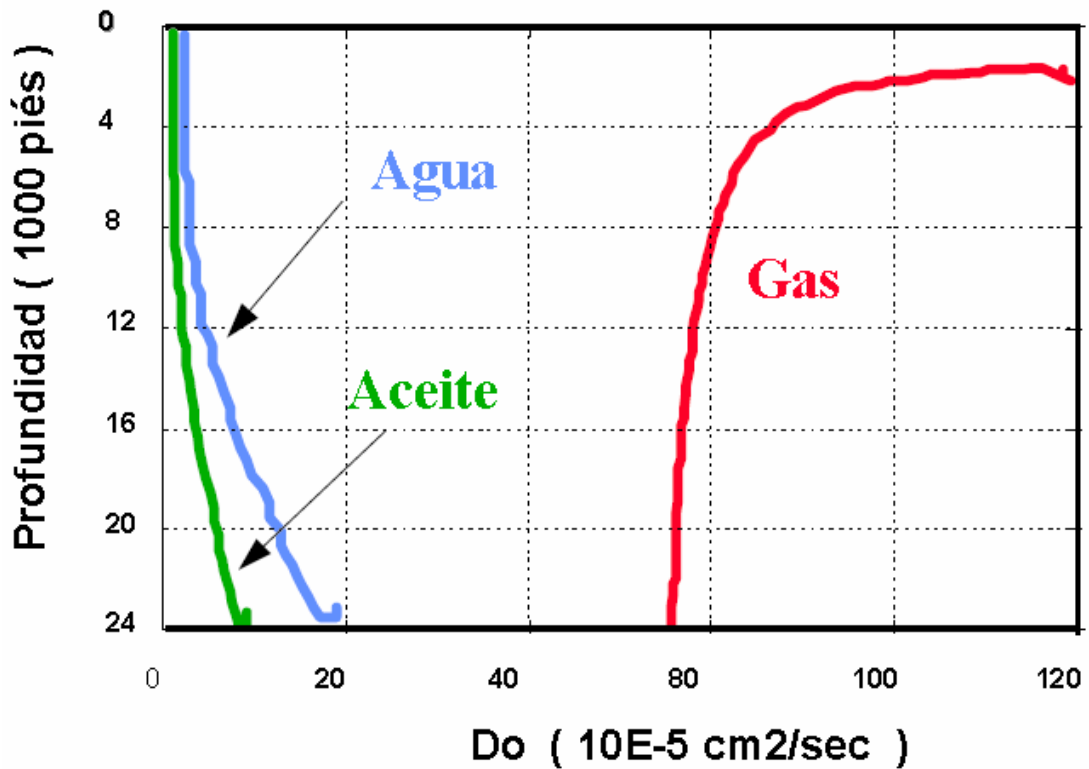


Figura 53. Coeficiente de Difusión de los Fluidos de yacimientos.

Fuente Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá DC 2001.

La figura 53, da el comportamiento del coeficiente de Difusión D_o contra profundidad. Las curvas obedecen a las ecuaciones 3.12 a 3.14 La curva de gas demuestra cómo, comparado con los líquidos, el gas tiene una gran difusión y además se dispersa a profundidades muy someras o en reservorios agotados⁵.

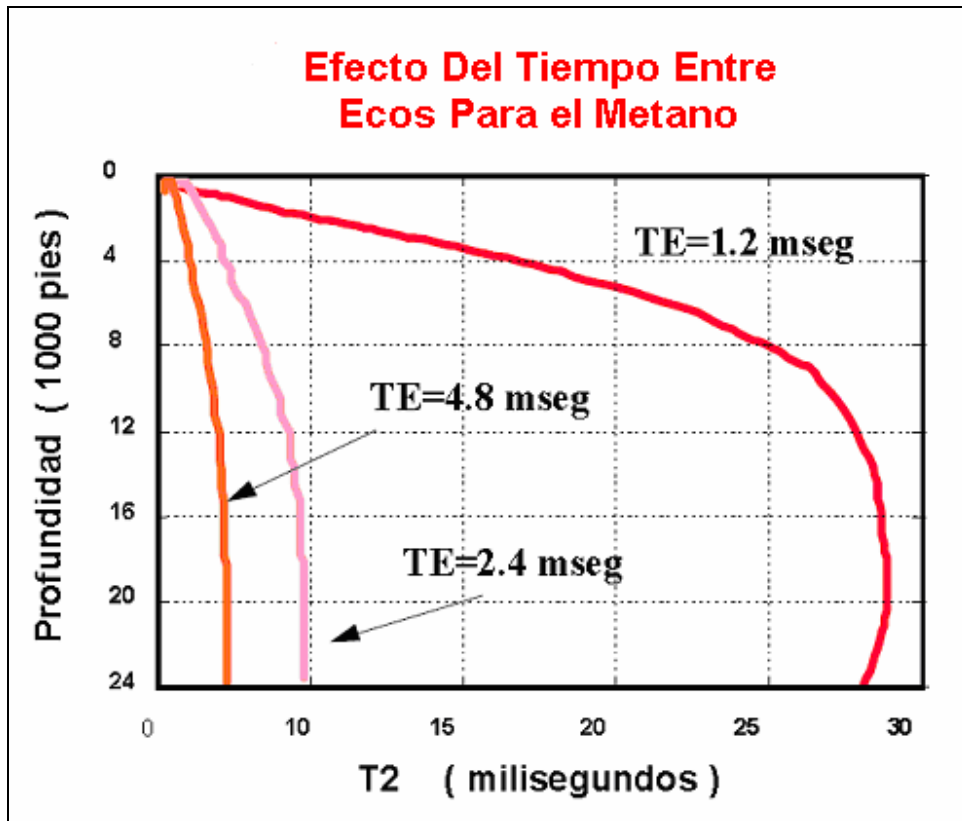


Figura 54. Efecto del Tiempo entre Ecos para el Metano.

Fuente Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá DC 2001.

En la figura 54, se ve cómo el T_{2_gas} observado disminuye dramáticamente cuando se aumenta el tiempo entre ecos TE . La explicación está en que el tiempo aparente medido para el gas está dado por la ecuación 4.2. Aquí, el segundo término pasa a dominar el resultado pues el tiempo T_{2_gas} en bruto es muy grande ya que el gas usualmente no se comporta como agente mojante. Con sólo duplicar el TE del valor normal de 1.2 mseg a 2.4 mseg el tiempo aparente del gas cae por debajo de 10 mseg sobreponiéndose a las señales de fluido irreductible. El efecto observable puede ser una saturación irreductible exagerada y una permeabilidad muy baja. Más aún, usando un TE suficientemente grande, podríamos enviar la señal del gas completamente afuera del Espectro T_2 y hacer

la herramienta “ciega al gas”. Esto último se aprovecha en un método de detección directa de hidrocarburos llamado **EDM** el cual se explicará más adelante³.

Índice de Hidrogeno del Metano

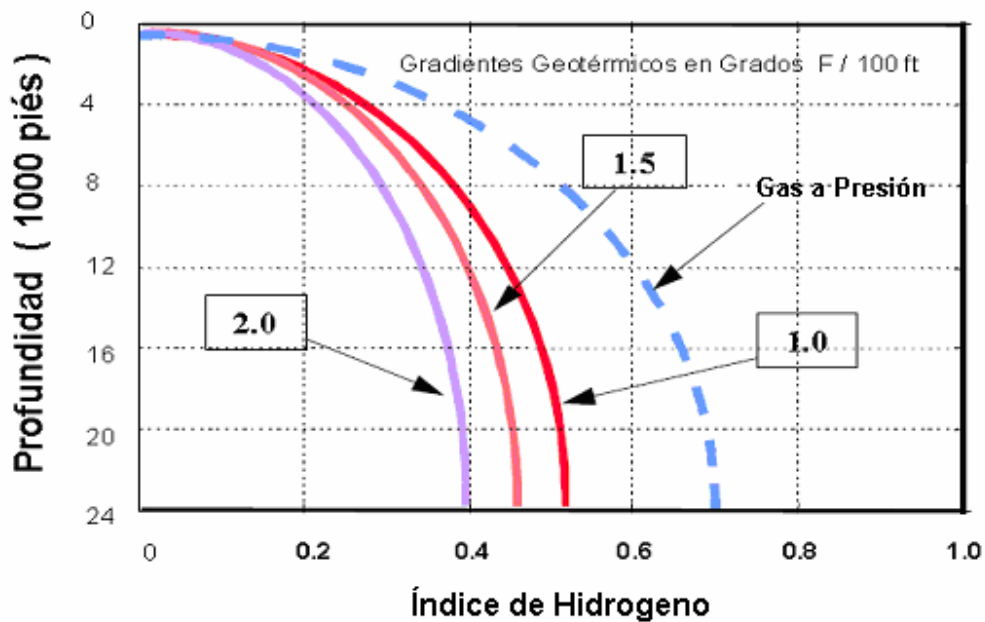


Figura 55. Índice de Hidrógeno para el Metano.

Fuente Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá DC 2001.

La **figura 55**, describe la variación de HI para gases a presión normal para tres Gradientes Geotérmicos normales y para gas sobre-presionado. A una profundidad determinada el rango de variación oscila entre 0.4-0.5 lo cual disminuye la amplitud de la señal T_{2_gas} en el espectro proporcionalmente. El procesamiento **TDA** que se explicara más adelante, tiene en cuenta estos efectos y combinando los mismos con adquisición multi-frecuencia, corrige la porosidad en zonas de gas a su valor correcto en forma automática.

Para efectos de Análisis **RMN**, tradicionalmente se asume que los hidrocarburos líquidos (y el agua) tienen un **HI**=1.0 a menos que se trate de aceites con grados menores de 17° API. En realidad existen dos factores que modifican esta premisa: los petróleos muy pesados y gas en solución (**R_s**) pueden reducir el **HI** aparente a valores tan bajos como 0.6-0.7. Estudios más recientes revelan que el **HI** es una función, no sólo de la densidad del fluido (y por lo tanto de las condiciones de PVT), sino también de la relación Hidrógeno/Carbón **R** en su fórmula molecular.

El índice de hidrogeno **HI**, con la cual se puede corregir la respuesta **RMN** de porosidad cuando se presenta bajo HI; esta dado por:

$$HI = \frac{\rho_m [R / (12.011 + 1.008 * R)]}{0.111} \quad \text{Ecuación 4.3}$$

Donde:

R = Relación Hidrogeno, Carbono H/C.

$$R = \frac{\left[R_{STO} + 0.178 \frac{(R_{gas} * R_s * \rho_{gas} * (11.9 + R_{STO}))}{\rho_{STO} * (11.9 + R_{gas})} \right]}{1 + 0.178 \left[\frac{(R_s \rho_{gas} * (11.9 + R_{STO}))}{\rho_{STO} (11.9 + R_{gas})} \right]} \quad \text{Ecuación 4.4}$$

$$\rho_m = \frac{\rho_{m,STO}}{B_0} + 0.178 \frac{R_s * \rho_{m,gas}}{B_0} \quad \text{Ecuación 4.5}$$

$$R_{STO} = \frac{1.333 * HI_{STO}}{\rho_{m,STO} - 0.112 * HI_{STO}} \quad \text{Ecuación 4.6}$$

ρ_m = Densidad de masa en gr/cc.

Donde R , R_s , R_{gas} , B_0 , H_{STO} , ρ_{mSTO} son medidas a condiciones de separador (STO)⁵.

4.2 IDENTIFICACIÓN DE FLUIDOS A PARTIR DEL CONTRASTE DE RELAJAMIENTO EN T_1 .

La Tabla 4.1, muestra que tanto el gas como el petróleo tienen tiempos de relajamiento T_1 mucho más largos que el del agua. Por lo tanto, para una polarización total, se necesita un TW más largo para los hidrocarburos que para el agua. Mediciones de **Doble-TW** se basan en el contraste de T_1 entre agua e hidrocarburos livianos, y se hacen utilizando dos valores de TW , TW_{Corto} y TW_{Largo} ³.

Para el TW_{Corto} :

$$\Phi_{RMN} = M(t)_{TW_{Corto}} = \sum M_{w,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW_{Corto}}{T_{1,w,i}}} \right) * e^{-\left(\frac{t}{T_{2,w,i}}\right)} +$$

$$M_{oil}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW_{Corto}}{T_{1,oil}}} \right) * e^{-\left(\frac{t}{T_{2,oil}}\right)} +$$

$$M_{gas}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW_{Corto}}{T_{1,gas}}} \right) * e^{-\frac{t}{T_{2,gas}}}$$

Ecuación 4.7 (considerando que la magnetización del aceite y el gas son uniexponenciales).

Para el TW_{Largo} :

$$\Phi_{RMN} = M(t)_{TW_{\text{arg } o}} = \sum M_{w,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW_{\text{arg } o}}{T_{1,w,i}}} \right) * e^{-\left(\frac{t}{T_{2,w,i}}\right)} +$$

$$M_{oil}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW_{\text{arg } o}}{T_{1,oil}}} \right) * e^{-\left(\frac{t}{T_{2,oil}}\right)} +$$

$$M_{gas}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW_{\text{arg } o}}{T_{1,gas}}} \right) * e^{-\frac{t}{T_{2,gas}}}$$

Ecuación 4.8

Donde $T_{1,w,i}$ y $T_{2,w,i}$ son los T_1 y T_2 del agua en la i^{ma} celda respectivamente.

La **Figura 56** ilustra el método del **doble-TW**. Se requiere un **TW** de tres veces el T_1 para lograr el 95% de polarización. El máximo T_1 del agua en poros de arenisca es de aproximadamente 0.5s, y el mínimo T_1 de hidrocarburos livianos es de aproximadamente 3s. Por lo tanto, el agua quedará totalmente polarizada utilizando un TW_{Corto} de por lo menos 1.5s (**Figura 56**, izquierda arriba), y los hidrocarburos quedarán en muchos casos adecuadamente polarizados utilizando un TW_{Largo} de 9s (**Figura 56**, derecha arriba). (Puede hacer falta ajustar el TW_{Largo} a la presión y temperatura de los hidrocarburos, y para el gas puede no resultar práctico lograr polarización completa). Como el agua se polariza totalmente con tiempos de polarización tanto cortos como largos, tendrá la misma amplitud sobre las distribuciones T_2 resultantes (**Figura 56**, abajo). Sin embargo, los hidrocarburos livianos quedarán totalmente polarizados sólo cuando se utiliza TW_{Largo} . Por lo tanto, la diferencia de las dos distribuciones T_2 obtenidas con TW_{Largo} y TW_{Corto} dejará solamente las componentes de hidrocarburos. De este modo, los hidrocarburos livianos se pueden detectar y cuantificar, y los métodos para hacerlo serán analizados más adelante³.

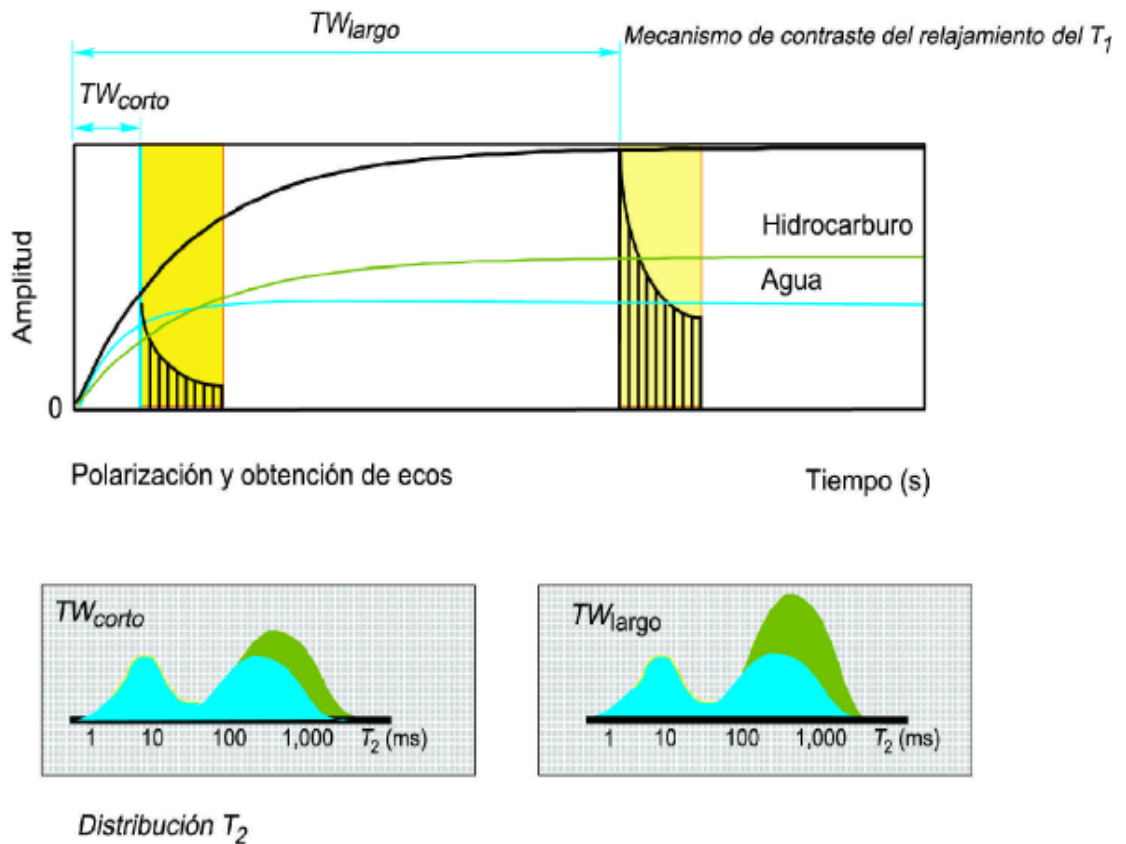


Figura 56. Mecanismo de contraste del relajamiento T_1 .

En la medición con doble-TW, sólo el agua se puede polarizar totalmente durante el TW_{corto} , mientras que tanto el agua como los hidrocarburos se polarizan totalmente con el TW_{largo} . Los resultados obtenidos al tomar la diferencia entre las distribuciones T_2 resultantes se utilizan para detectar y cuantificar hidrocarburos. **Fuente Modificada de Coates, G,R., Xiao,L, Prammer,M,G., NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

4.3 IDENTIFICACIÓN DE FLUIDOS A PARTIR DEL CONTRASTE DE DIFUSIVIDAD.

$T_{2Difusion}$ depende de D , G , y TE . Para agua, petróleos de viscosidad mediana, y petróleos pesados, D_{gas} es mucho mayor que D_w , y D_w es mucho mayor que D_{oil} . (Ver Tabla 4.1). Entonces, $T_{2Difusion}$ será muy diferente entre estos fluidos, y las diferencias se pueden

amplificar con mediciones **RMN** hechas con un **TE** diferente. Mediciones de **Doble-TE** utilizan dos valores de **TE**, **TE_{Corto}** y **TE_{Largo}**³.

Para el TE_{Corto}:

$$\Phi_{RMN} = M(t)_{TE_{Corto}} = \sum M_{w,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T_{1,w,i}}} \right) * e^{-t \left(\frac{1}{T_{2,w}} + \rho \frac{S}{V} + D_w \frac{(\gamma GTE_{Corto})^2}{12} \right)} +$$

$$M_{oil}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T_{1,oil}}} \right) * e^{-t \left(\frac{1}{T_{2,oil}} + D_{oil} \frac{(\gamma GTE_{Corto})^2}{12} \right)} +$$

$$M_{gas}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T_{1,gas}}} \right) * e^{-t \left(\frac{1}{T_{2,gas}} + D_{gas} \frac{(\gamma GTE_{Corto})^2}{12} \right)}$$

Ecuación 4.9.

Cuando TW >> 3 x max (T_{1,w}, T_{1,oil}, T_{1,gas}).

$$\Phi_{RMN} = M(t)_{TE_{Corto}} = \sum M_{w,i}(0) * e^{-t \left(\frac{1}{T_{2,w}} + \rho \frac{S}{V} + D_w \frac{(\gamma GTE_{Corto})^2}{12} \right)} +$$

$$M_{oil}(0) * e^{-t \left(\frac{1}{T_{2,oil}} + D_{oil} \frac{(\gamma GTE_{Corto})^2}{12} \right)} +$$

$$M_{gas}(0) * e^{-t \left(\frac{1}{T_{2,gas}} + D_{gas} \frac{(\gamma GTE_{Corto})^2}{12} \right)}$$

Ecuación 4.10.

Para el TE_{Largo}

$$\begin{aligned} \Phi_{RMN} = M(t)_{TE_{Largo}} &= \sum M_{w,i}(0) * \left(1 - e^{-\frac{TW}{T_{1,w,i}}} \right) * e^{-t \left(\frac{1}{T_{2,w}} + \rho \frac{S}{V} + D_w \frac{(\gamma GTE_{Largo})^2}{12} \right)} + \\ M_{oil}(0) &* \left(1 - e^{-\frac{TW}{T_{1,oil}}} \right) * e^{-t \left(\frac{1}{T_{2,oil}} + D_{oil} \frac{(\gamma GTE_{Largo})}{12} \right)} + \\ M_{gas}(0) &* \left(1 - e^{-\frac{TW}{T_{1,gas}}} \right) * e^{-t \left(\frac{1}{T_{2,gas}} + D_{gas} \frac{(\gamma GTE_{Largo})}{12} \right)} \end{aligned}$$

Ecuación 4.11.

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

$$\begin{aligned} \Phi_{RMN} = M(t)_{TE_{Largo}} &= \sum M_{w,i}(0) * e^{-t \left(\frac{1}{T_{2,w}} + \rho \frac{S}{V} + D_w \frac{(\gamma GTE_{Largo})^2}{12} \right)} + \\ M_{oil}(0) &* e^{-t \left(\frac{1}{T_{2,oil}} + D_{oil} \frac{(\gamma GTE_{Largo})}{12} \right)} + \\ M_{gas}(0) &* e^{-t \left(\frac{1}{T_{2,gas}} + D_{gas} \frac{(\gamma GTE_{Largo})}{12} \right)} \end{aligned}$$

Ecuación 4.12.

La **Figura 57**, ilustra una medición de doble- TE en la cual $TE_{Largo} = 3 TE_{Corto}$. Se supone que el fluido poral está compuesto por dos fases, una con una D grande (la componente azul de los trenes de ecos en la **figura 57**) y otra con una D pequeña (la componente roja de los trenes de ecos). La diferencia en el decaimiento de una componente particular entre las mediciones de TE_{Corto} y TE_{Largo} es mayor para la componente con la D más grande. Específicamente, la componente con la D grande decae mucho más rápido durante las mediciones del TE_{Largo} que durante las mediciones del TE_{Corto} , mientras que la componente con la D pequeña decae sólo ligeramente más rápido durante las mediciones del TE_{Largo} que durante las mediciones del TE_{Corto} . Esta distinción entre las dos componentes se refleja en las correspondientes distribuciones T_2 y se puede utilizar para distinguir los fluidos³.

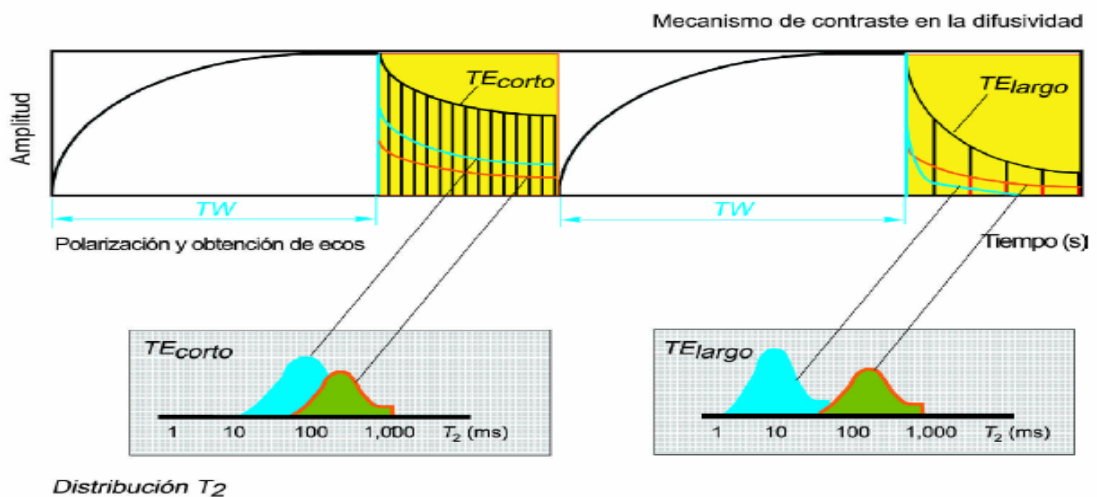


Figura 57. Mecanismo de contraste en la difusividad.

En esta medición con doble- TE de un fluido poral de dos fases, el tren de ecos del fluido con la D grande (curva azul) decae mucho más rápido durante mediciones del TE_{Largo} que durante mediciones del TE_{Corto} . El decaimiento del fluido con componente de la D pequeña (curva roja) aumenta sólo ligeramente durante las mediciones del TE_{Largo} . Estas diferencias en decaimiento se reflejan en las distribuciones T_2 y se pueden utilizar para distinguir los fluidos. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

4.4 EFECTOS DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTOS EN LAS DISTRIBUCIONES T_2 .

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

4.4.1 Agua y Petróleo Liviano.

La **Figura 58** (arriba) es un modelo volumétrico para una formación humectada con agua, saturada de agua y petróleo liviano. **La separación categórica entre las diversas componentes en el modelo no implica la misma separación absoluta entre los espectros de decaimiento correspondientes.** Si se utiliza un **TE** corto y un **TW** largo para medir el tren de ecos, entonces el agua tendrá una amplia distribución T_2 , mientras que el petróleo liviano tiende a mostrar una distribución mucho más estrecha alrededor de un solo valor del T_2 . Existe poca diferencia entre los coeficientes de difusión del agua y del petróleo liviano; por lo tanto, el contraste de la **Difusión** entre los dos fluidos no será muy obvio. Los valores del T_1 para petróleo liviano y agua poral son muy diferentes; y entonces el contraste del T_1 entre los dos fluidos será detectable.

Las secciones del medio y de abajo de la **Figura 58** muestran cómo las mediciones del **doble-TW** se pueden utilizar para distinguir entre agua y petróleo liviano. Debido al gran contraste del T_1 entre agua y petróleo liviano, la señal de agua desaparecerá cuando las distribuciones T_2 de TW_{Corto} y TW_{Largo} se sustraen una de la otra. El “espectro” diferencial (este método se explicará más adelante) resultante contendrá sólo parte de la señal de petróleo liviano. La amplitud de esta señal en el espectro diferencial será altamente dependiente tanto de la diferencia del T_1 entre las dos clases de fluidos como de la diferencia entre TW_{Corto} y TW_{Largo} . Normalmente, TW_{Corto} y TW_{Largo} se seleccionan de modo que $TW_{Corto} \geq 3T_{1,agua}$ y $TW_{Largo} \geq 3T_{1,Aceite liviano}$. Si se usa un lodo base aceite, aparecerá una señal del filtrado de lodo en la distribución T_2 . En la **Figura 58**, el T_2 del petróleo liviano se concentra a aproximadamente 500 ms. El T_2 del filtrado del lodo base aceite es de aproximadamente 200 ms. Las señales tanto de petróleo liviano como del

filtrado del lodo base aceite permanecerán en el espectro diferencial. Normalmente, es difícil distinguir el petróleo nativo del filtrado del lodo base aceite debido a la mezcla entre esos dos diferentes tipos de aceite y sus señales de **RMN**³.

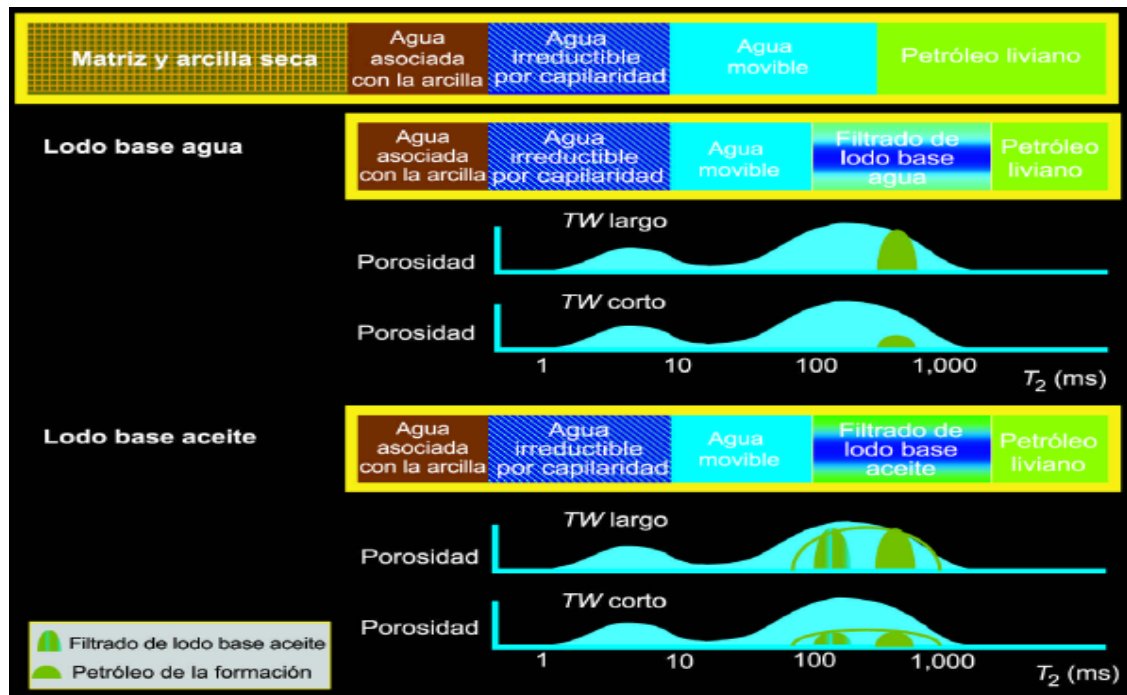


Figura 58. Modelos volumétricos de un yacimiento de petróleo liviano con mediciones de doble TW.

En estos modelos volumétricos de un yacimiento de petróleo liviano, la zona virgen (modelo de arriba) no contiene filtrado de lodo. En el momento de tomar un perfil **RMN**, habrá ocurrido una invasión, y parte de la respuesta del instrumento se podrá atribuir al filtrado de lodo en la zona invadida (modelos del medio y de abajo). El instrumento **RMN** no responde a la matriz ni a la arcilla seca. Las dos distribuciones T_2 obtenidas con mediciones con doble-TW contendrán una señal de petróleo. Cuando se utiliza un lodo base agua (modelo del medio), la señal de petróleo estará concentrada alrededor de un solo pico (aquí, a aproximadamente 500 ms). Cuando se utiliza un lodo base aceite (modelo de abajo), pueden existir teóricamente dos picos de aceite, uno para el petróleo del yacimiento (aquí, a aproximadamente 500 ms) y otro para el aceite del filtrado (aquí, a aproximadamente 200 ms). Sin embargo, en la práctica ambas señales de aceite normalmente se superponen sobre la distribución T_2 , como la curva verde observada en la figura. Tanto si se usa lodo base agua como lodo base aceite, las señales de aceite permanecerán después de que una distribución T_2 se sustrae de la otra. **Fuente Modificada de Coates, G,R., Xiao,L, Prammer,M,G., NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

4.4.2 Agua y Petróleo Viscoso.

Cuando tanto agua como petróleo viscoso ocupan los poros de una formación humectada con agua, el modelo volumétrico de la formación se puede ilustrar como en la **Figura 59**. Si se usa un **TE** pequeño y un **TW** largo, la señal del eco de momentos rotacionales del agua, medida con el campo de gradiente de la herramienta **RMN**, tendrá usualmente una amplia distribución T_2 , y la señal del petróleo viscoso también tendrá típicamente una amplia distribución T_2 . El tiempo T_2 debido al efecto en bruto para petróleo viscoso y la contribución al tiempo total de decaimiento del agua por parte del relajamiento por superficie no son usualmente muy diferentes. Sin embargo, los coeficientes de difusión tanto para el agua como para el petróleo viscoso son muy diferentes; por lo tanto, el contraste de difusión entre los dos fluidos es detectable.

La **Figura 59**, muestra cómo las mediciones del **doble-TE** se pueden utilizar para distinguir entre agua y petróleo viscoso. Debido al contraste de difusión entre el agua y el petróleo viscoso, la distribución T_2 medida con el **TE_{Largo}** mostrará un mayor corrimiento hacia la izquierda (a valores menores del T_2) para agua que para petróleo viscoso, comparado con la distribución T_2 medida con **TE_{Corto}**. Las componentes rápidas del T_2 del agua se correrán muy poco. Cuando se usa lodo base aceite, éste tiene normalmente menor viscosidad que el petróleo viscoso en condiciones de yacimiento. Las componentes del T_2 de un filtrado de lodo base aceite medidos con el **TE_{Corto}** estarán aglomerados alrededor de un solo pico con un T_2 más largo que el del petróleo viscoso. Sin embargo, el pico del T_2 de un filtrado de lodo base aceite medido con **TE_{Largo}** puede ser más corto que el del petróleo viscoso debido a la alta difusividad del filtrado. La cuidadosa selección del **TE_{Largo}** hace posible separar las componentes del T_2 de petróleo viscoso y agua, independientemente de si el lodo utilizado en el pozo es base agua o base aceite. En general, como el corrimiento del espectro de los diferentes fluidos en la curva de distribución debido a la difusión no es lineal, donde los fluidos cuyos tiempos de relajamiento sean más largos se correrán mucho más a la izquierda que los tiempos de relajamiento más cortos. Este corrimiento no lineal hace entonces que los espectros tengan picos más pronunciados a medida que la difusión aumenta³.

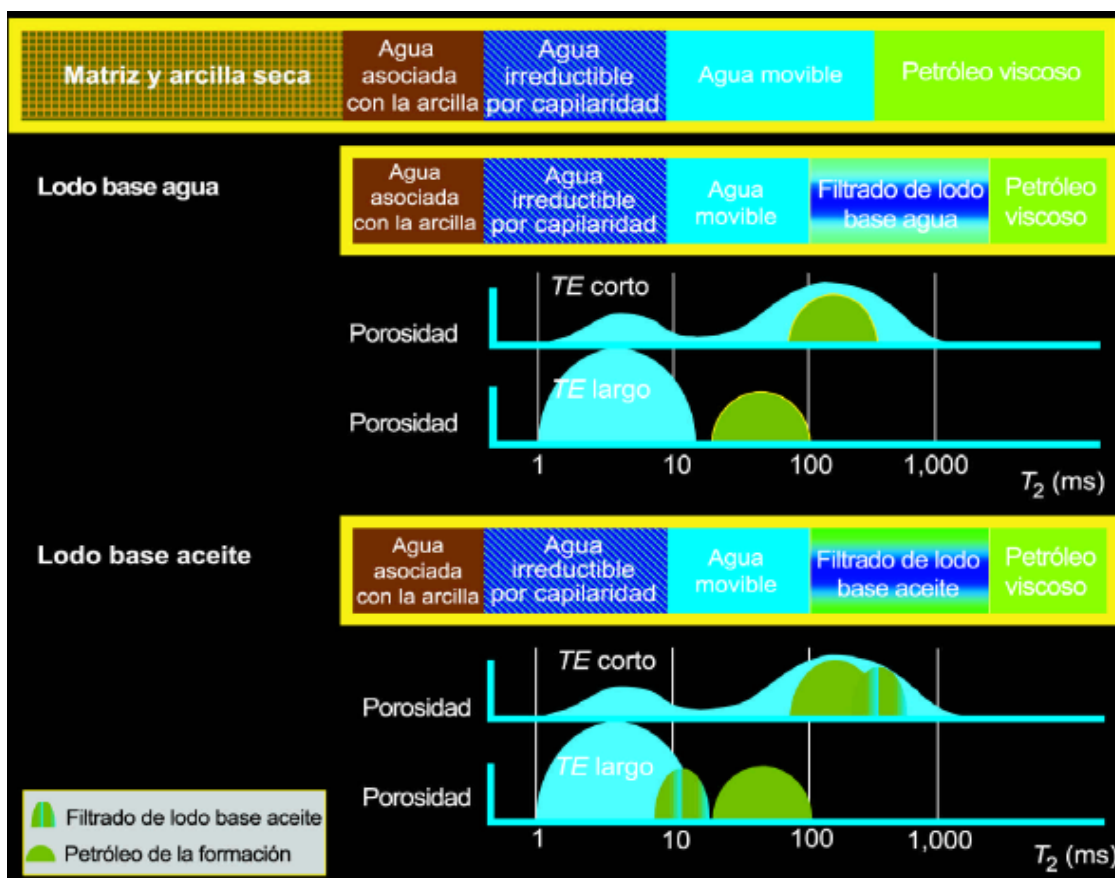


Figura 59. Modelos volumétricos de un yacimiento de petróleo viscoso con mediciones de doble TE.

En un yacimiento de petróleo viscoso, la zona virgen (modelo volumétrico de arriba) no contiene filtrado de lodo. Durante el perfilaje RMN, parte de la respuesta del instrumento será atribuible al filtrado de lodo en la zona invadida. Si se usa lodo base agua (modelo del medio), las distribuciones T_2 obtenidas con mediciones de doble-TE permiten que el petróleo pueda distinguirse del agua. Con las mediciones del TE largo, las componentes rápidas del agua en la distribución T_2 se corren más hacia la izquierda que las componentes del petróleo. Si se utiliza lodo base aceite (modelo de abajo), el filtrado puede dar lugar a una señal adicional de petróleo. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

En la figura 59, el agua difunde mucho más que el aceite y su espectro se “arruga” o comprime, separándose del aceite líquido. Además el aceite, difundiendo menos que el agua, se corre mucho menos que el agua en el espectro T_2 cuando se usan tiempos TE largos.

Como conclusión tenemos que:

Las señales del agua en el espectro T_2 pueden estar en todo el rango pues su posición sólo depende de los tamaños porales. Esto es otra forma de decir que, para el agua, a menos que se induzca difusión voluntariamente con tiempos entre ecos largos, el efecto de relajación predominante es el superficial y los mecanismos de relajación por viscosidad y difusión son despreciables.

Las señales de hidrocarburo en el espectro T_2 (en una roca mojada por agua) tienen una posición únicamente dependiente de la viscosidad y la temperatura. También es otra forma de expresar que para los hidrocarburos, a menos que se induzca difusión voluntariamente con tiempos entre ecos largos, el efecto de relajación predominante es el “bruto” y los mecanismos de superficie y difusión son despreciables.

Cuando se induce difusión artificialmente usando tiempos TE largos, los fluidos que se corren hacia la izquierda son aquellos con mayor difusión natural.

4.4.3 Efectos del Gas Sobre la Distribución T_2 Bajo Distintas Condiciones.

El gas es siempre una fase no humectante en el espacio poral de una formación. De ahí que el T_1 del gas se toma como el de gas en bruto, que es más largo que el T_1 del agua en contacto con la pared del poro. El $T_{2\text{difusion}}$ del gas dominará al T_2 del gas. Estas características y el campo de gradiente del instrumento **RMN**, hace a la señal de gas detectable a través de las mediciones **RMN**³.

4.4.3.1 Agua y Gas.

La **Figura 70** presenta modelos volumétricos para rocas saturadas con agua y gas. Los modelos representan una zona virgen y zonas invadidas por lodos base agua y base

aceite. Se usa un **TE corto** y un **TW largo**, la señal de eco de momentos rotacionales del agua tendrá una amplia distribución T_2 , mientras la señal de gas tendrá casi un valor único del T_2 . Los tiempos T_1 para agua y gas son muy diferentes; por lo tanto, el contraste del T_1 se puede utilizar para diferenciar agua y gas, como se muestra en los modelos de la mitad y de abajo de la **Figura 60**.

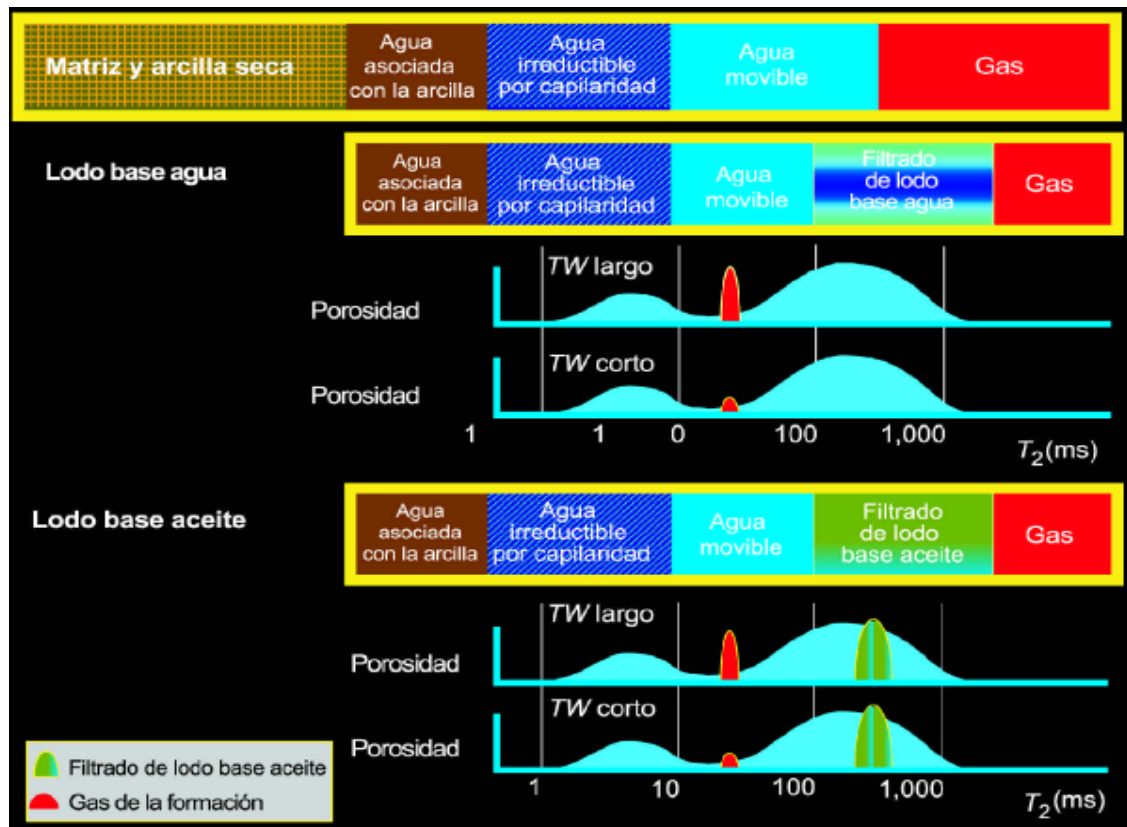


Figura 60. Modelos volumétricos de un yacimiento de gas con mediciones de doble TW.

En un yacimiento de gas, la zona virgen (modelo volumétrico de arriba) no contiene filtrado de lodo. Durante el perfilaje **RMN**, parte de la respuesta del instrumento será atribuible al filtrado del lodo en la zona invadida. Cuando se utiliza un lodo base agua y mediciones de doble-TW (modelo del medio), se puede detectar gas sustrayendo las dos distribuciones T_2 resultantes. Si se utiliza lodo base aceite (modelo de abajo), el espectro diferencial resultante contendrá también una componente atribuible al filtrado del lodo base aceite que ha invadido la formación. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

Como con el agua y el petróleo liviano, existe un gran contraste del T_1 entre gas y agua en contacto con la pared del poro. Entonces, cuando se utilizan mediciones de doble- TW , y las distribuciones T_2 resultantes se sustraen entre sí, la componente de agua será eliminada, y parte de la componente de gas permanecerá en el espectro diferencial. La amplitud de la componente parcial de gas en el espectro diferencial será altamente dependiente tanto de la diferencia entre el T_{1gas} y el $T_{1,Agua}$ como de la diferencia entre el TW_{Corto} y el TW_{Largo} . Normalmente, los parámetros del perfilaje se ajustan de modo que $TW_{Largo} \geq T_{1gas}$ y $TW_{Corto} \geq 3T_{1,Agua}$. Además, cuando hay gas presente, el índice de hidrógeno y los efectos de la polarización se deben tener en cuenta porque el gas tiene bajo índice de hidrógeno y largo T_1 .

Si se usa lodo base aceite, aparece una señal del filtrado del lodo base aceite en la distribución T_2 . En la **Figura 60**, el T_2 del gas se concentra a aproximadamente 40 ms aproximadamente, y el T_2 del filtrado de un lodo base aceite se concentra a aproximadamente 200 ms aproximadamente. Tanto las señales del gas como las del filtrado del lodo base aceite permanecerán en el espectro diferencial.

4.4.3.2 Agua, petróleo liviano, y gas.

Cuando agua, petróleo liviano, y gas ocupan el mismo sistema poral en las rocas de una formación (**Figura 61**), tanto el petróleo liviano como el gas se pueden detectar aún a través de sus contrastes del T_1 . Se utilizan mediciones de Doble- TW , y el TW_{Largo} debería ser mayor que tres veces el máximo T_1 del petróleo liviano, gas, y (si se usa lodo base aceite) el filtrado del lodo base aceite. Cuando se utiliza lodo base aceite, las señales de petróleo liviano, gas, y filtrado de lodo base aceite permanecerán en el espectro diferencial.

Aunque la diferencia en difusividad entre gas y líquido es grande, este contraste rara vez se aplica para separar las señales de dos fluidos. Generalmente, el T_2 del gas es muy pequeño. En la mayoría de los casos, la componente del T_2 del gas puede sobreponerse en la ventana del **BVI**. Cuando se utiliza un **TE** más largo, la componente de gas puede desaparecer de la distribución T_2 . El T_2 del gas está fuertemente afectado por el espaciado entre ecos en un campo de gradiente. Seleccionando cuidadosamente el

TE y la intensidad del gradiente (que está relacionado con la frecuencia), la señal de gas se puede separar del **BVI**, petróleo liviano, y filtrado de lodo base aceite³.

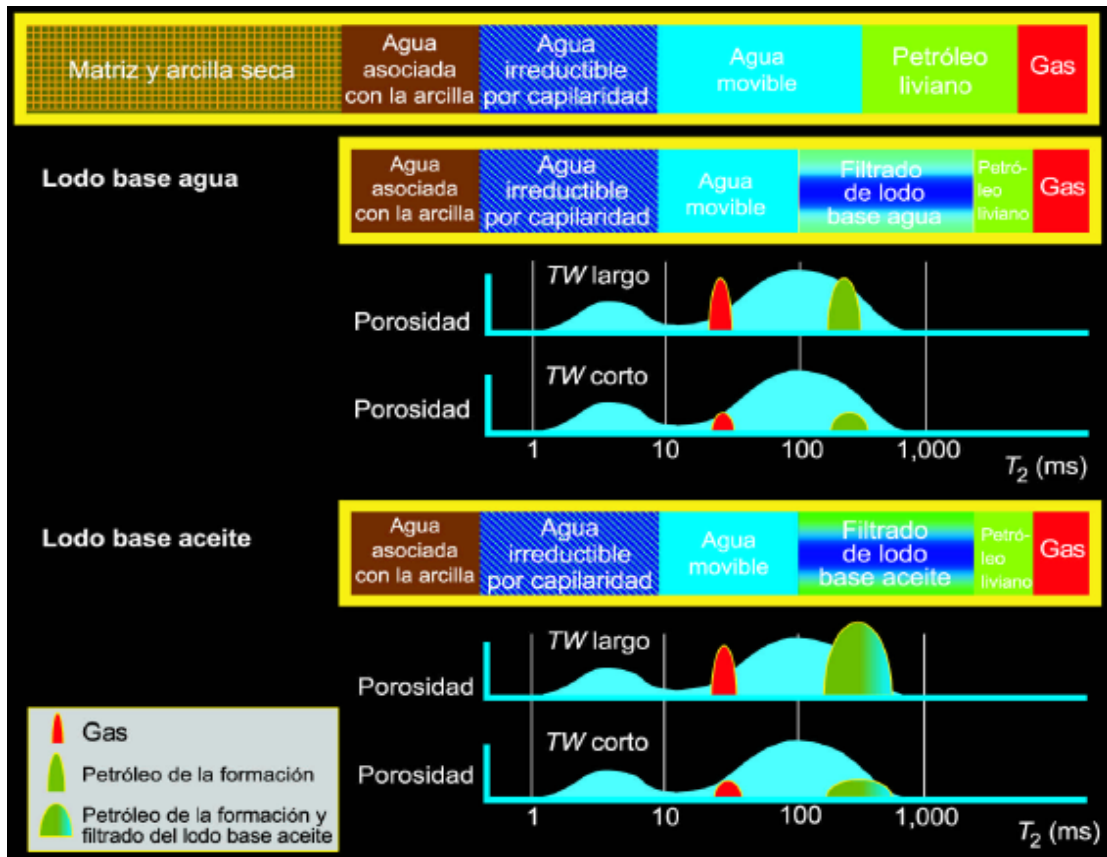


Figura 61. Modelos volumétricos de un yacimiento de gas y petróleo liviano con mediciones de doble TW.

En un yacimiento que contiene gas y petróleo liviano, la zona virgen (modelo volumétrico de arriba) no contiene filtrado de lodo. Durante un perfilaje **RMN**, parte de la respuesta del instrumento será atribuible al filtrado de lodo en la zona invadida. Cuando se utiliza un lodo base agua y mediciones de doble-TW (modelo del medio), el gas y el petróleo liviano se pueden diferenciar del agua sustrayendo las dos distribuciones T_2 resultantes. Si se utiliza un lodo base aceite (modelo de abajo), el espectro diferencial resultante puede también contener una componente atribuible al filtrado del lodo base aceite que ha invadido la formación. La diferenciación entre gas y petróleo liviano/filtrado de lodo base aceite depende de diferencias del T_2 factibles de ser resueltas en el espectro diferencial. **Fuente Modificada de Coates, G,R., Xiao,L, Prammer,M,G., NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

4.5 TÉCNICAS DE IDENTIFICACIÓN DIRECTA DE FLUIDOS EN YACIMIENTOS.

A partir de las propiedades **RMN** de los fluidos, se desarrollaron técnicas de detección directa de hidrocarburos en la zona lavada y se bautizaron **DHT (Direct Hydrocarbon Typing)**. Dentro de las diferentes técnicas encontramos las siguientes:

TDA (Total Domain Analysis): para gas e hidrocarburos livianos con viscosidades menores o iguales a 1.0 cp. Este método explota y necesita el contraste en T_1 y en T_2 de los fluidos. Trabaja con lodos de base agua (**WBM**) o de base aceite (**OBM**).

DIFAN (Shifted Spectrum Method): para gas e hidrocarburos livianos con viscosidades menores o iguales a 50 cp. Este método explota el contraste de Difusión entre agua e hidrocarburo cuando no existe contraste natural en T_2 ni en T_1 entre ellos.

EDM (Enhanced Diffusion Method): para hidrocarburos líquidos con viscosidades entre 1.0 cp y 50 cp. Este método es cualitativo y se usa para ampliar el rango de viscosidades “visibles”. Por su forma de identificar hidrocarburos en forma visual, se ha denominado como **Testigos Laterales Electrónicos**.

El objetivo de todos estos métodos es manipular las señales de los fluidos en el Espectro T_2 o T_1 , ya sea en posición o en amplitud, para separarlos y, posiblemente, integrar sus señales independientemente a fin de calcular saturaciones directamente. A continuación describiremos cada uno de los métodos en más detalle⁵.

4.5.1 Análisis en el dominio del tiempo (TDA).

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

Tipos de fluido en la zona invadida.

Porosidad **RMN** corregida en yacimientos de gas (sin esta corrección los datos de **RMN** subestiman la porosidad debido al largo T_1 y bajo índice de hidrógeno del gas).

Porosidad **RMN** corregida en petróleos livianos

Análisis completo de saturación de fluidos en la zona invadida utilizando sólo datos **RMN**.

El **TDA** fue una consecuencia del **Método del Espectro Diferencial (DSM)**, que se desarrolló como una aplicación temprana del perfilaje de doble-*TW*. La técnica del **DSM** se usa para investigar cualitativamente la existencia de gas en la formación. La base de la técnica está representada en la **Figura 62**.

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

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

La Figura 63, ilustra los principios del **TDA**.

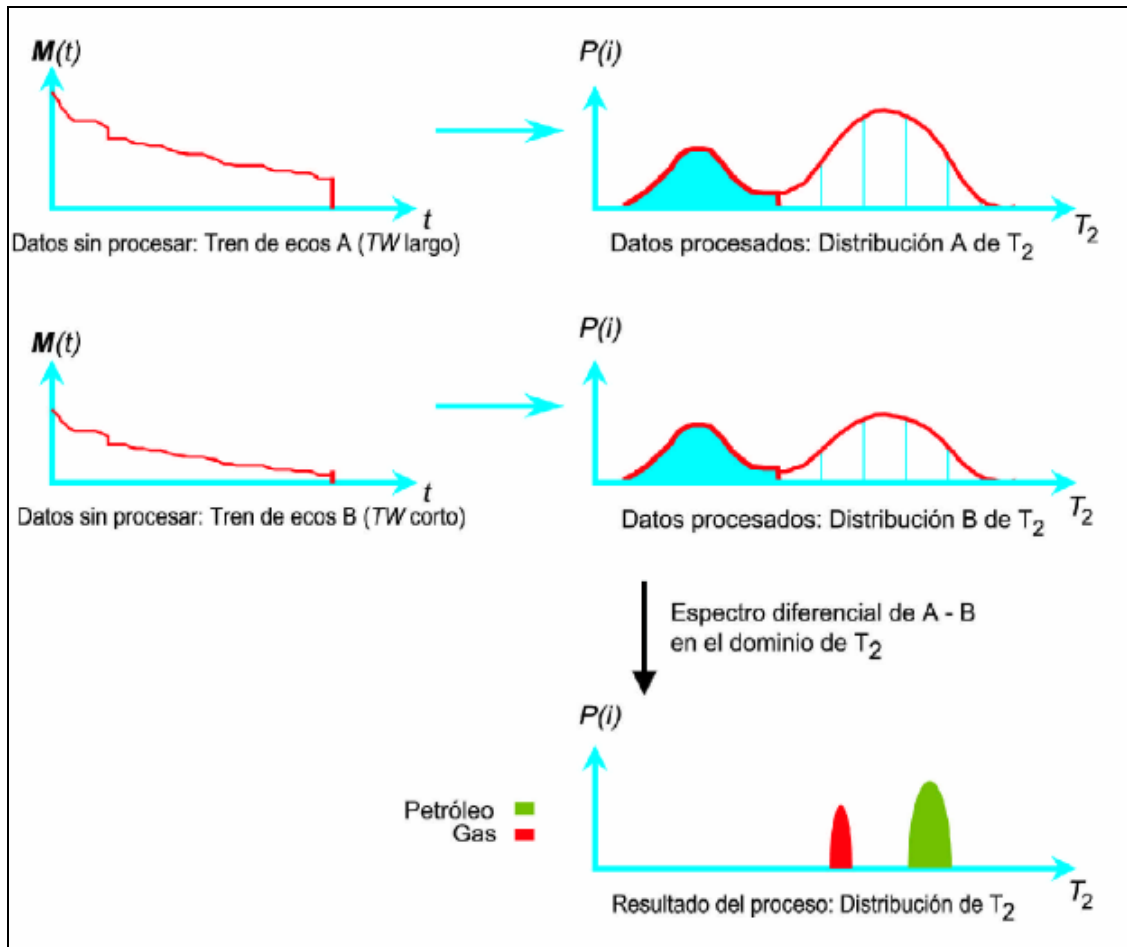


Figura 62. Método del Espectro Diferencial.

En el Método del Espectro Diferencial, los trenes de ecos con un TW largo y con un TW corto se convierten primero en distribuciones de T_2 , y las distribuciones de T_2 resultantes se sustraen entre sí. **Fuente Modificada de Coates, G, R, Xiao, L, Prammer, M, G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

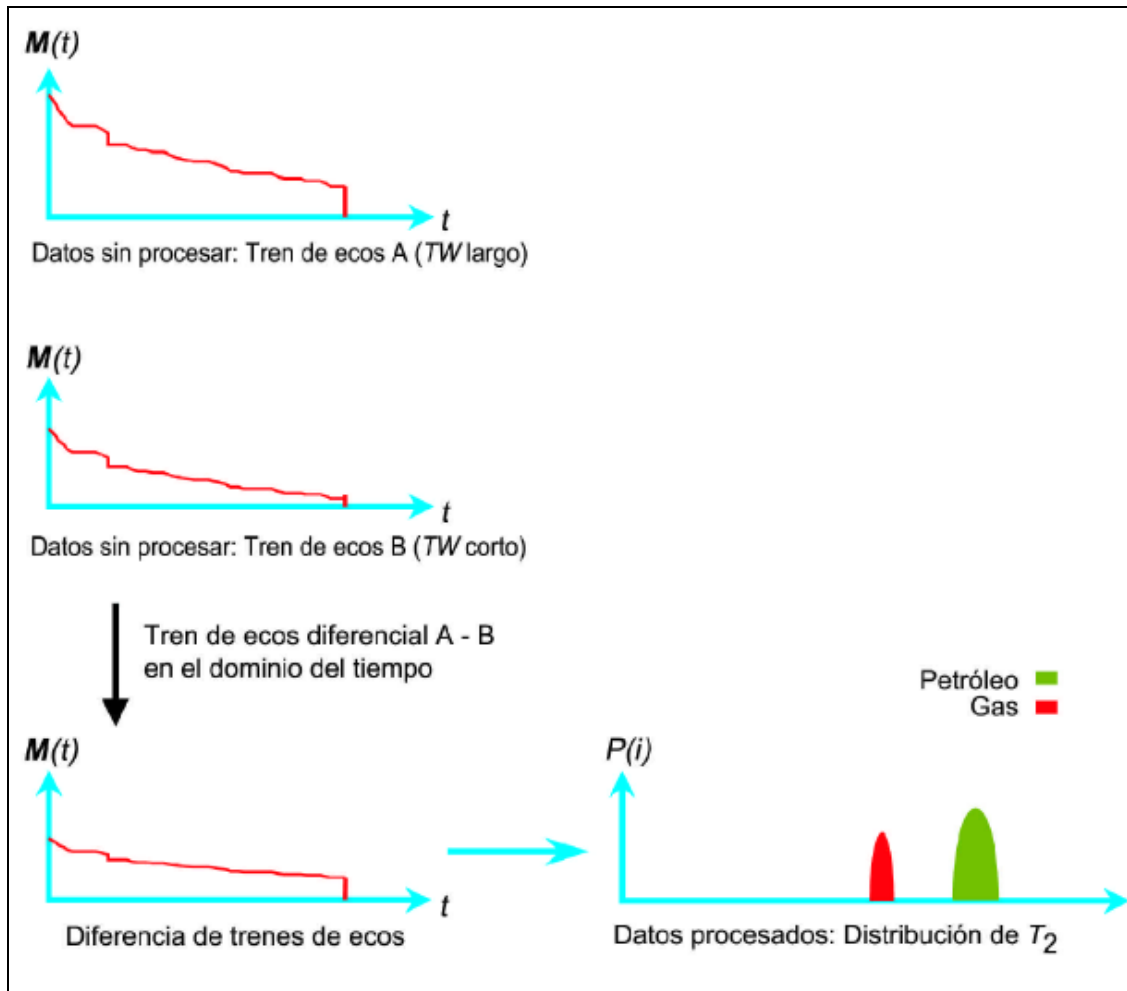


Figura 63. Método del Análisis en el Dominio del Tiempo.

En un Análisis en el Dominio del Tiempo, los trenes de ecos con un TW largo y corto primero se sustraen, y la diferencia de trenes de ecos se convierte en una distribución de T_2 . Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, *NMR logging Principles and applications*, Halliburton Energy Services Group, 1999.

4.5.1.1. Adquisición de datos.

Los datos del TDA se adquieren con el perfilaje 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 **Figura 64** ilustra el principio del perfilaje de doble-*TW*. Las secciones superior y del medio muestran la polarización y adquisición de ecos con una modalidad de doble frecuencia utilizando las frecuencias f_1 y f_2 (*parámetros de operación de la herramienta*). 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* largo, 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 **Figura 74**, muestra las distribuciones de T_2 de ambos trenes de ecos³.

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 **Figura 65**, 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* corto³.

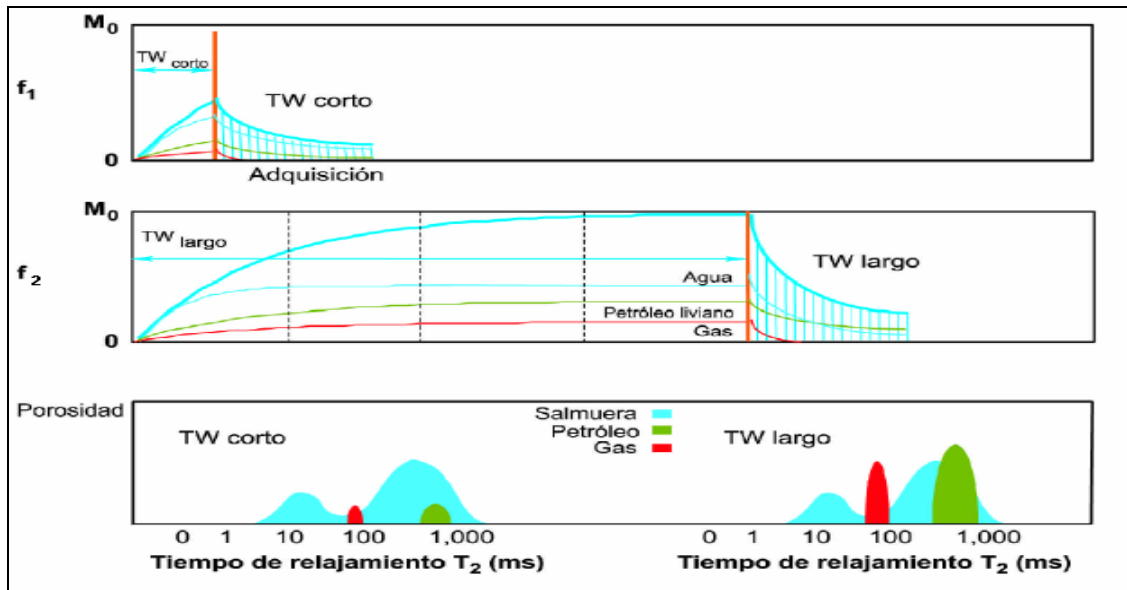


Figura 64. Principio del perfilaje de doble-TW.

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). Se generan las distribuciones de T_2 correspondientes a los dos trenes de ecos (sección inferior). **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

Observaciones Figura 65:

Figura 65. Ejemplo de un perfil RMN con doble TW.

Este perfil muestra los resultados del doble-TW a nivel de pozo. La Pista 1 contiene una curva de correlación entre rayos gama convencionales y datos de celda de T_2 con un TW largo. La Pista 2 muestra MPERM. La Pista 3 muestra la distribución de T_2 con un TW largo. La Pista 4 muestra la distribución de T_2 con un TW corto. La Pista 5 contiene las curvas del MPHI y BVI con un TW largo. La Pista 6 contiene las curvas del MPHI y BVI con un TW corto. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

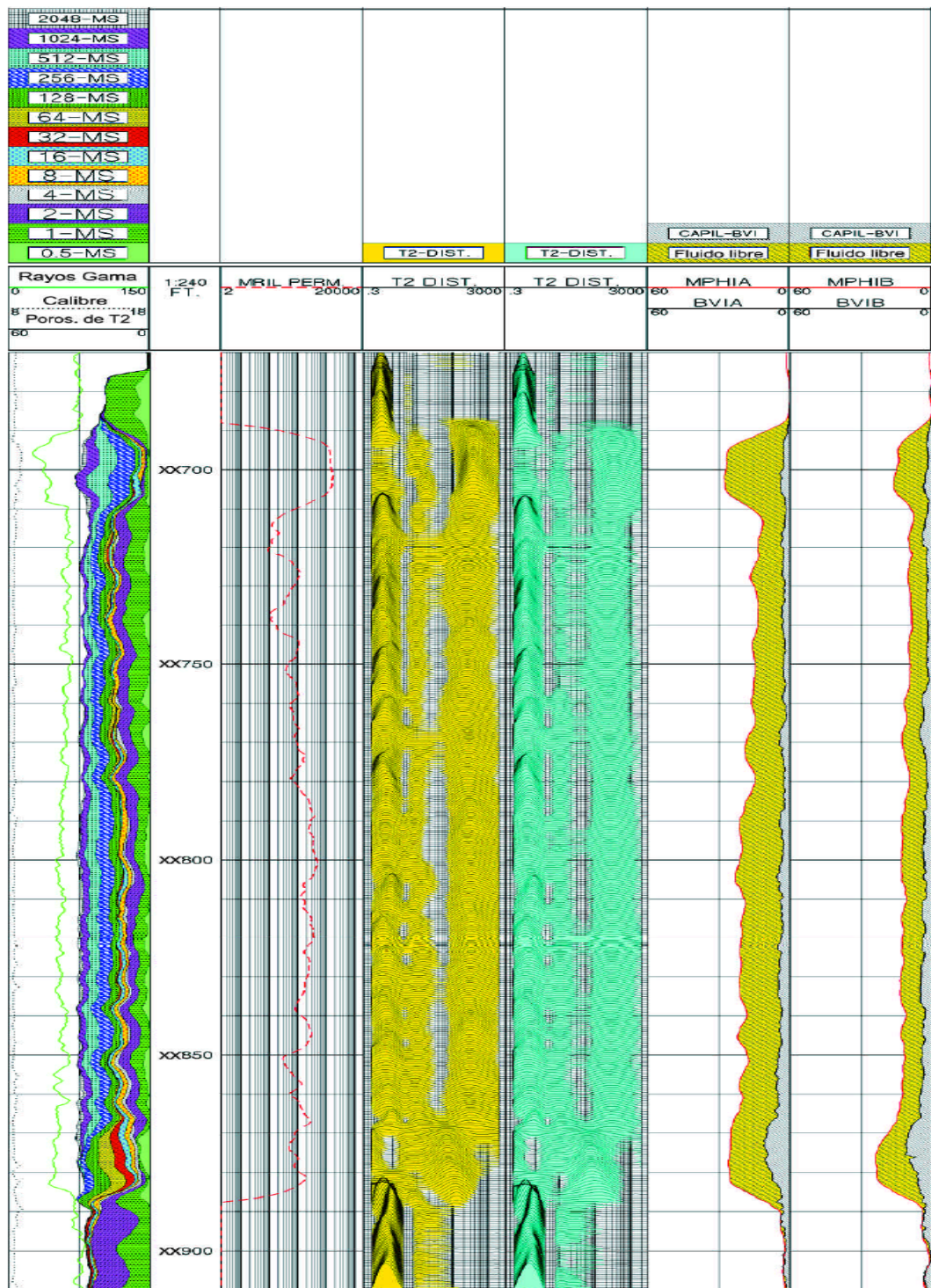


Figura 65.

4.5.1.2 Modelo matemático del TDA.

El **TDA** determina la porosidad ocupada con petróleo y gas a partir del espectro diferencial puede basarse en lo expuesto en el Capítulo 3. En particular, cuando tanto el petróleo como el gas tienen supuestamente valores únicos de T_2 , al tomar la diferencia de la **ecuación 4.8 de la 4.7** se obtiene:

$$\begin{aligned} \Delta M(t) &= M(t)_{TW_{largo}} - M(t)_{TW_{corto}} \\ &= \sum M_{w,i}(0) * \left(e^{-\frac{TW_{corto}}{T_{1,w,i}}} - e^{-\frac{TW_{largo}}{T_{1,w,i}}} \right) * e^{-\left(\frac{t}{T_{2,w,i}}\right)} + \\ &M_{oil}(0) * \left(e^{-\frac{TW_{corto}}{T_{1,oil}}} - e^{-\frac{TW_{largo}}{T_{1,oil}}} \right) * e^{-\left(\frac{t}{T_{2,oil}}\right)} + \\ &M_{gas}(0) * \left(e^{-\frac{TW_{corto}}{T_{1,gas}}} - e^{-\frac{TW_{largo}}{T_{1,gas}}} \right) * e^{-\frac{t}{T_{2,gas}}} \end{aligned}$$

Ecuación 4.13.

Las funciones de polarización se definen entonces para agua ($\Delta\alpha_{w,i}$), petróleo ($\Delta\alpha_{oil}$), y gas ($\Delta\alpha_{gas}$) de la siguiente manera:

$$\Delta\alpha_{w,i} = \left(e^{-\frac{TW_{corto}}{T_{1,w,i}}} - e^{-\frac{TW_{largo}}{T_{1,w,i}}} \right)$$

Ecuación 4.14.

$$\Delta\alpha_{oil} = \left(e^{-\frac{TW_{corto}}{T_{1,oil}}} - e^{-\frac{TW_{largo}}{T_{1,oil}}} \right) \quad \text{Ecuación 4.15.}$$

$$\Delta\alpha_{gas} = \left(e^{-\frac{TW_{corto}}{T_{1,gas}}} - e^{-\frac{TW_{largo}}{T_{1,gas}}} \right) \quad \text{Ecuación 4.16}$$

Luego la ecuación 4.13 se convierte en:

$$\begin{aligned} \Delta M(t) &= M(t)_{TW_{largo}} - M(t)_{TW_{corto}} \\ &= \sum M_{w,i}(0) * \Delta\alpha_{w,i} * e^{-\left(\frac{t}{T_{2,w,i}}\right)} + M_{oil}(0) * \Delta\alpha_{oil} * e^{-\left(\frac{t}{T_{2,oil}}\right)} + \\ &M_{gas}(0) * \Delta\alpha_{gas} * e^{-\frac{t}{T_{2,gas}}} \end{aligned}$$

Ecuación 4.17.

Si se eligió un TW_{corto} para polarizar completamente los protones de agua en los poros de la roca, entonces $\Delta\alpha_{w,i} = 0$. Esta condición permite que la diferencia entre los dos trenes de ecos se pueda expresar como:

$$\begin{aligned} \Delta M(t) &= M(t)_{TW_{largo}} - M(t)_{TW_{corto}} \\ &= M_{oil}(0) * \Delta\alpha_{oil} * e^{-\left(\frac{t}{T_{2,oil}}\right)} + M_{gas}(0) * \Delta\alpha_{gas} * e^{-\frac{t}{T_{2,gas}}} \end{aligned}$$

Ecuación 4.18.

Entonces se define una función de porosidad diferencial mediante:

$$\begin{aligned} \Delta M(t) &= M(t)_{TWI \text{ arg } o} - M(t)_{TWcorto} = \Delta \phi(t) \\ &= \phi_{oil}^* * e^{-\left(\frac{t}{T_{2,oil}}\right)} + \phi_{gas}^* * e^{-\frac{t}{T_{2,gas}}} + \text{ruido} \end{aligned} \quad \text{Ecuación 4.19.}$$

Donde:

Ruido = ruido durante la medición de **CPMG** de dos trenes de ecos.

$\Delta \phi$ = diferencia en porosidad ocupada por hidrocarburos, obtenida de los trenes de ecos.

ϕ_{oil}^* = porosidad aparente ocupada por petróleo, obtenida de la diferencia entre los dos trenes de ecos.

ϕ_{gas}^* = porosidad aparente ocupada por gas, obtenida de la diferencia entre los dos trenes de ecos.

Finalmente, las porosidades aparentes están relacionadas con las porosidades verdaderas (ϕ_{oil} y ϕ_{gas}) por:

$$\phi_{oil}^* = \left[\frac{M(0)_{oil}}{M_{100\%}(0)} \right] \Delta \alpha_{oil} = \phi_{oil} HI_{oil} \Delta \alpha_{oil} \quad \text{Ecuación 4.20}$$

$$\phi_{gas}^* = \left[\frac{M(0)_{gas}}{M_{100\%}(0)} \right] \Delta \alpha_{gas} = \phi_{gas} HI_{gas} \Delta \alpha_{gas} \quad \text{Ecuación 4.21}$$

Donde:

$M_{100\%}(0)$ = amplitud del tren de ecos de **CPMG** en tiempo cero obtenido de una calibración de tanque con agua (es decir, 100% de porosidad) **RMN**.

HI_{oil} = índice de hidrógeno del petróleo.

HI_{gas} = índice de hidrógeno del gas.

Por lo tanto:

Si se conocen los valores de T_{2oil} y T_{2gas} en condiciones de yacimiento, entonces se puede usar la **Ecuación 4.19**, para calcular las porosidades aparentes, ϕ_{oil}^* y ϕ_{gas}^* .

Si también se conocen los valores de T_{1oil} , T_{1gas} , HI_{oil} , y HI_{gas} , entonces se pueden usar las **Ecuaciones 4.20 y 4.21** para calcular las porosidades verdaderas, ϕ_{oil} y ϕ_{gas} .

El procedimiento real del **TDA** consiste en los siguientes pasos³:

Obtener dos trenes de ecos con activación de doble-*TW*.

Estimar las propiedades en bruto (T_1 , T_2 , y HI) del petróleo y gas en condiciones de yacimiento (por ejemplo, temperatura, presión y viscosidad del petróleo).

Sustraer los trenes de ecos entre sí.

Investigar el T_2 para gas y petróleo, e investigar el T_1 para petróleo en condiciones de yacimiento.

Calcular las porosidades aparentes ϕ_{oil}^* y ϕ_{gas}^* utilizando la **Ecuación 4.19**.

Calcular las porosidades verdaderas ϕ_{oil} y ϕ_{gas} utilizando las **Ecuaciones 4.20 y 4.21**, las propiedades en bruto estimadas en el Paso 2, y las porosidades aparentes halladas en el Paso 5. (Observar que los valores de T_1 estimados en el Paso 2 ó medidos con una activación de triple-*TW* se usan para calcular las funciones de polarización del petróleo y gas).

Calcular la porosidad del agua y la porosidad efectiva.

Los siguientes párrafos resumen varias suposiciones para el **TDA** que fueron analizadas anteriormente³:

En la **Ecuación 4.7 y 4.8**, cada una de las señales de petróleo y gas exhiben un decaimiento uniexponencial.

Este decaimiento uniexponencial es una aproximación razonable para el decaimiento del gas y de muchos petróleos de baja viscosidad.

En la **Ecuación 4.18**, TW_{corto} deberá ser elegido de manera que los protones de agua queden completamente polarizados. De otro modo, se necesita una corrección para polarización de agua, y el proceso de análisis será más complicado.

En la **ecuación 4.19**, $\Delta\phi$ la diferencia entre las porosidades derivadas de los dos trenes de ecos individuales, es dependiente tanto de la porosidad verdadera de la roca como del contraste en T_1 entre agua e hidrocarburos livianos. Si $\Delta\phi$ no es suficientemente grande, por decir, $\Delta\phi < 1.5$ p.u. (unidades porosas), entonces el hacer coincidir la señal de diferencia con una función uní o biexponencial puede ser difícil debido al nivel de ruido bajo el cual se adquieren los datos **RMN**.

Debe existir un considerable contraste en T_1 entre el agua y los hidrocarburos livianos.

El gas y el petróleo tienen valores de T_2 considerablemente diferentes para permitir el reconocimiento de señales separadas.

Estas suposiciones son generalmente válidas para yacimientos de alta porosidad, humectados con agua, que contienen hidrocarburos livianos (gas y petróleo liviano). En dichos yacimientos, el **TDA** debe ser posible, siempre que TW_{Largo} y TW_{Corto} sean cuidadosamente seleccionadas para amplificar el contraste en T_1 entre el agua y los hidrocarburos livianos. Por lo tanto, la planificación del trabajo es crítica para el éxito del **TDA**. El **TDA** requiere sólo datos **RMN**, para proveer porosidad, permeabilidad e identificación de hidrocarburos: no se necesitan datos de ningún otro perfil convencional³.

4.5.1.3 Ejemplos de aplicación TDA.

Ejemplo 1.

Dos pozos de un campo en Egipto muestran la importancia del **TDA** para reparar los efectos de la subpolarización de hidrocarburos livianos y suministrar la porosidad correcta de la formación. En el mencionado campo, el operador utilizó un lodo liviano a base de aceite, que tiene un valor de T_1 de aproximadamente 5s. Originalmente, el efecto de un lodo liviano a base de aceite no se tenía en cuenta, lo que causaba una subestimación de la porosidad de la formación. En la **Figura 66** se muestra una comparación entre porosidad de núcleo y porosidad **RMN** en el primer pozo, y la comparación ilustra esta

subestimación y también lo hace una comparación entre la porosidad de gráfico ortogonal de densidad-neutrón y la porosidad **RMN** presentada en la **Figura 67**³.

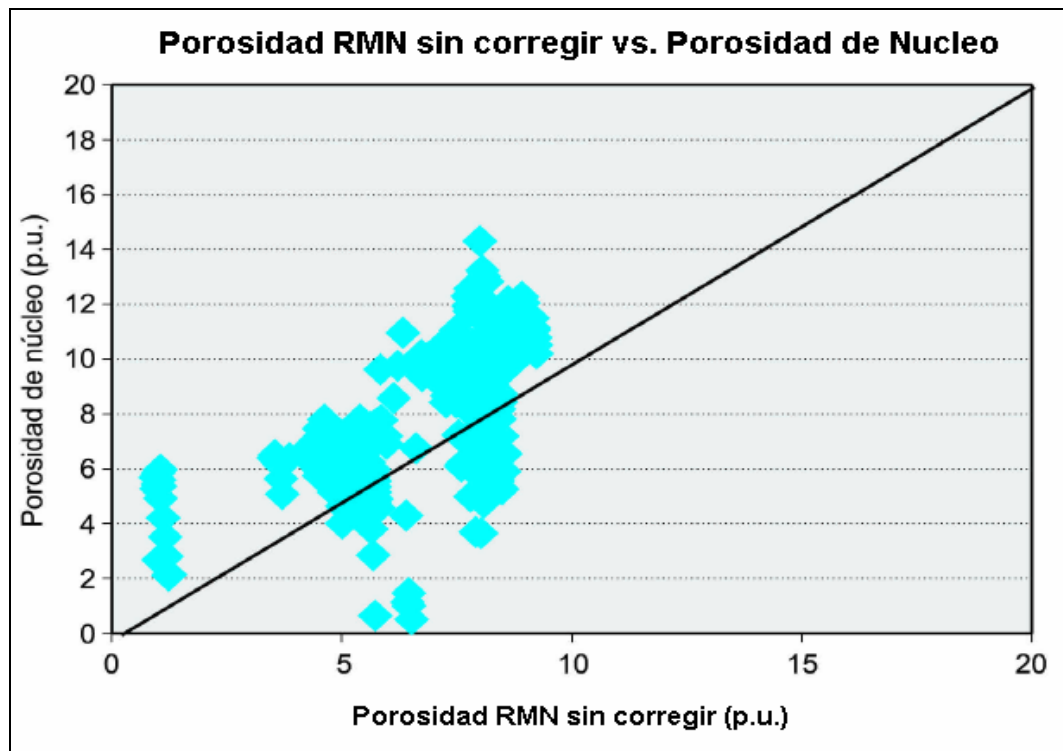


Figura 66. Porosidad RMN sin corregir vs porosidad de núcleo en un pozo de Egipto.

En este pozo de Egipto, perforado con un lodo ligero de base aceite, una comparación entre porosidad de núcleo y el **MPHI** determinado sin un procesamiento **TDA** muestra que el **MPHI** subestima la porosidad. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

En el segundo pozo, se efectuó el **TDA** para hacer una corrección que compense el efecto del lodo liviano de base aceite en la zona invadida, el que afectó la respuesta al **RMN** debido a la subpolarización de los núcleos de hidrógeno en el lodo. La **Figura 68** compara la porosidad de núcleo con el **MPHI** determinado con el **TDA**. La **Figura 69** compara la porosidad de gráfico ortogonal de densidad-neutrón con el **MPHI** determinado

con el **TDA**. Las figuras demuestran que el procesamiento con el **TDA** corrigió el problema de la subestimación del **MPHI** observado anteriormente a nivel del pozo³.

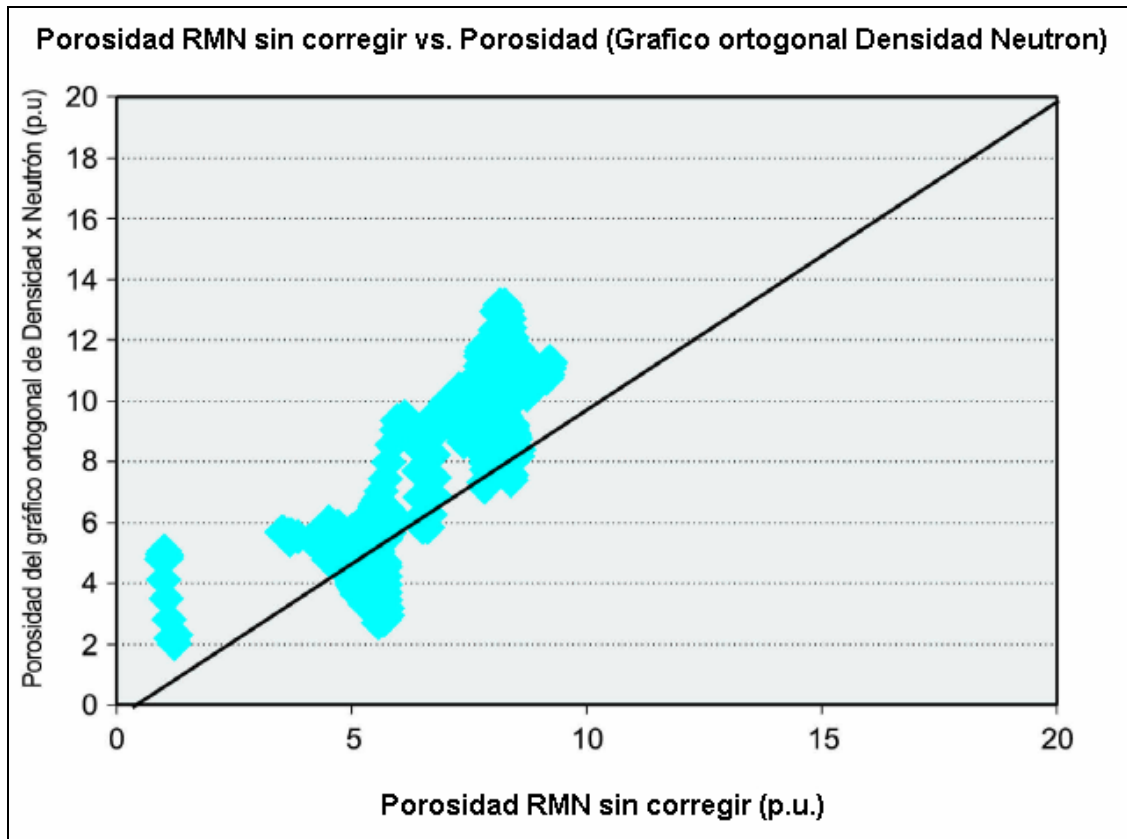


Figura 67. Gráfico de porosidad RMN sin corregir vs porosidad de un gráfico Densidad Neutrón en un pozo en Egipto.

En el mismo pozo descrito en la **Figura 66**, una comparación entre la porosidad del gráfico ortogonal de densidad-neutrón y el **MPHI** determinado sin un **TDA** muestra una vez más que el **MPHI** subestima la porosidad. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

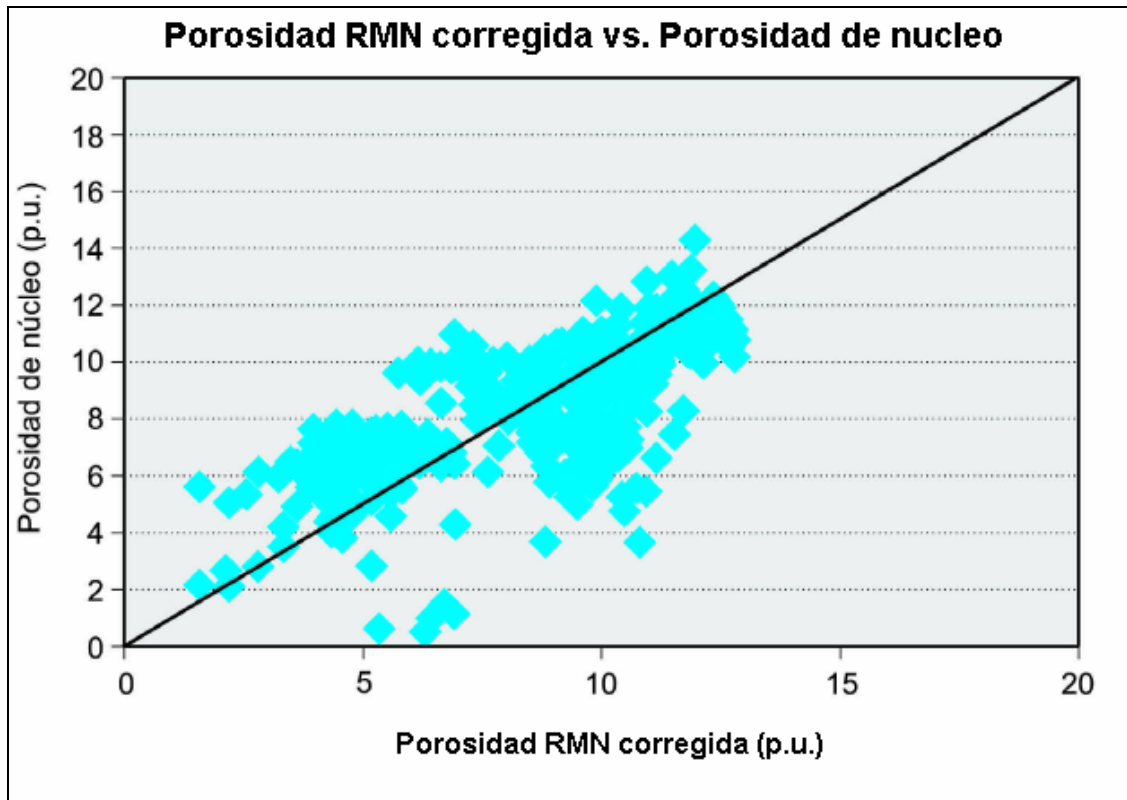


Figura 68. Gráfico porosidad RMN corregida vs porosidad de núcleo en un pozo en Egipto.

En este segundo pozo de Egipto perforado con un lodo ligero de base aceite, el MPHI determinado con un TDA se correlaciona bien con la porosidad de núcleo. Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.

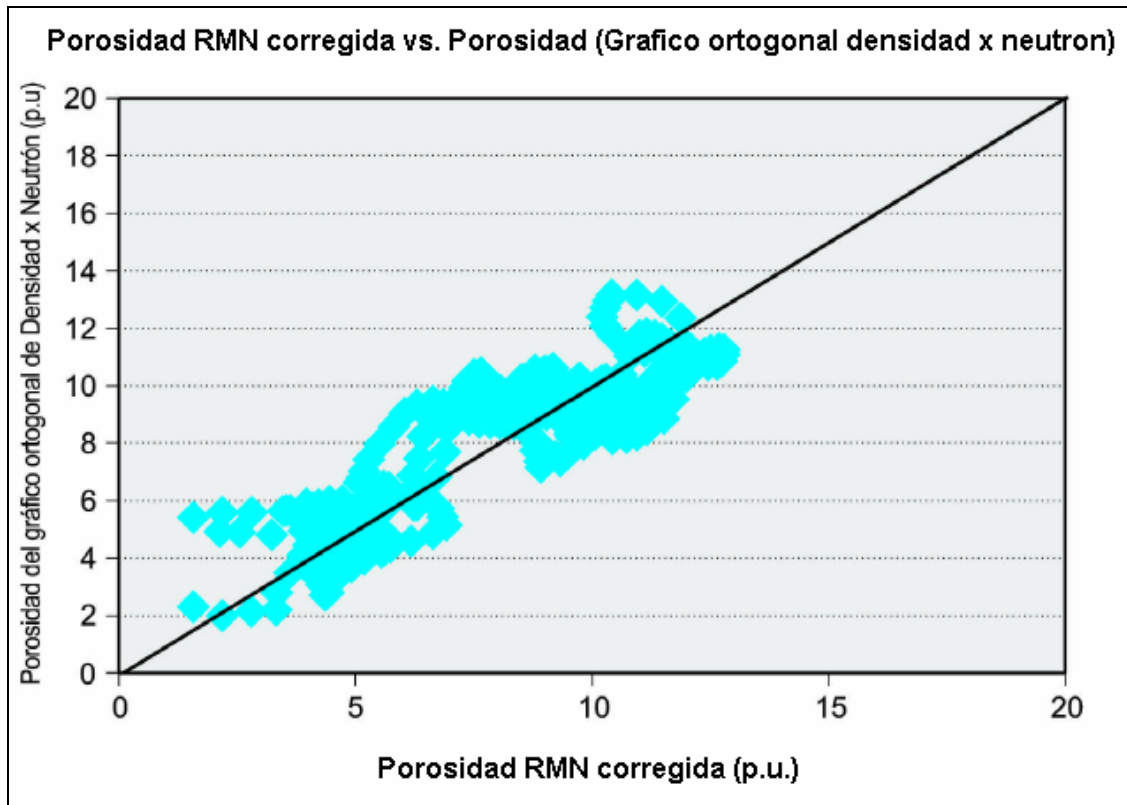


Figura 69. Gráfico de porosidad RMN corregida vs porosidad de un gráfico Densidad Neutrón en un pozo en Egipto.

En el mismo pozo descrito en la **Figura 63**, el **MPHI** determinado con un **TDA** se correlaciona bien con la porosidad del gráfico ortogonal de densidad-neutrón. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

Ejemplo 2

La **Figura 70**, muestra el resultado de aplicar el **TDA** a los datos de **RMN** de la **Figura 65**. Utilizando esta técnica, el análisis automático de la herramienta **RMN** provee una solución completa para porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos en la zona invadida. De acuerdo con los resultados del **TDA**, hay una zona productiva muy buena y libre de agua entre **XX685** y **XX870** pies, aunque la resistividad es bastante baja desde **XX715** hasta los **XX870** pies. Hay una zona de agua ubicada desde **XX870** hasta los **XX880** pies.

Los datos adquiridos con herramientas de **RMN** siempre contienen ruido, lo que provoca dilatación espectral. Los efectos de la dilatación espectral cuando se utiliza **DSM** pueden ser severos cuando la diferencia entre la porosidad ocupada por hidrocarburos obtenida de los dos trenes de ecos ($\Delta\phi_h$) es pequeña. La señal puede haber sido salpicada desigualmente entre celdas adyacentes, y el espectro diferencial puede aparentar no contener ninguna señal de hidrocarburos³.

Observaciones figura 70:

Figura 70. Ejemplo de aplicación TDA a los datos de la figura 65.

Se aplicó un **TDA** a los datos **RMN** de la **Figura 65**, para obtener los resultados observados aquí. La Pista 1 contiene una curva de correlación entre rayos gama convencionales y datos de celda de T_2 con un **TW** largo. La Pista 2 muestra datos de **MPERM** y resistividad (profundos y superficiales). La Pista 3 muestra la distribución de T_2 con un **TW** largo. La Pista 4 muestra el espectro diferencial (imagen de densidad variable). La Pista 5 contiene resultados del **TDA**: porosidad efectiva corregida, **BVI**, y gas, y también porosidad con petróleo y agua movable. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

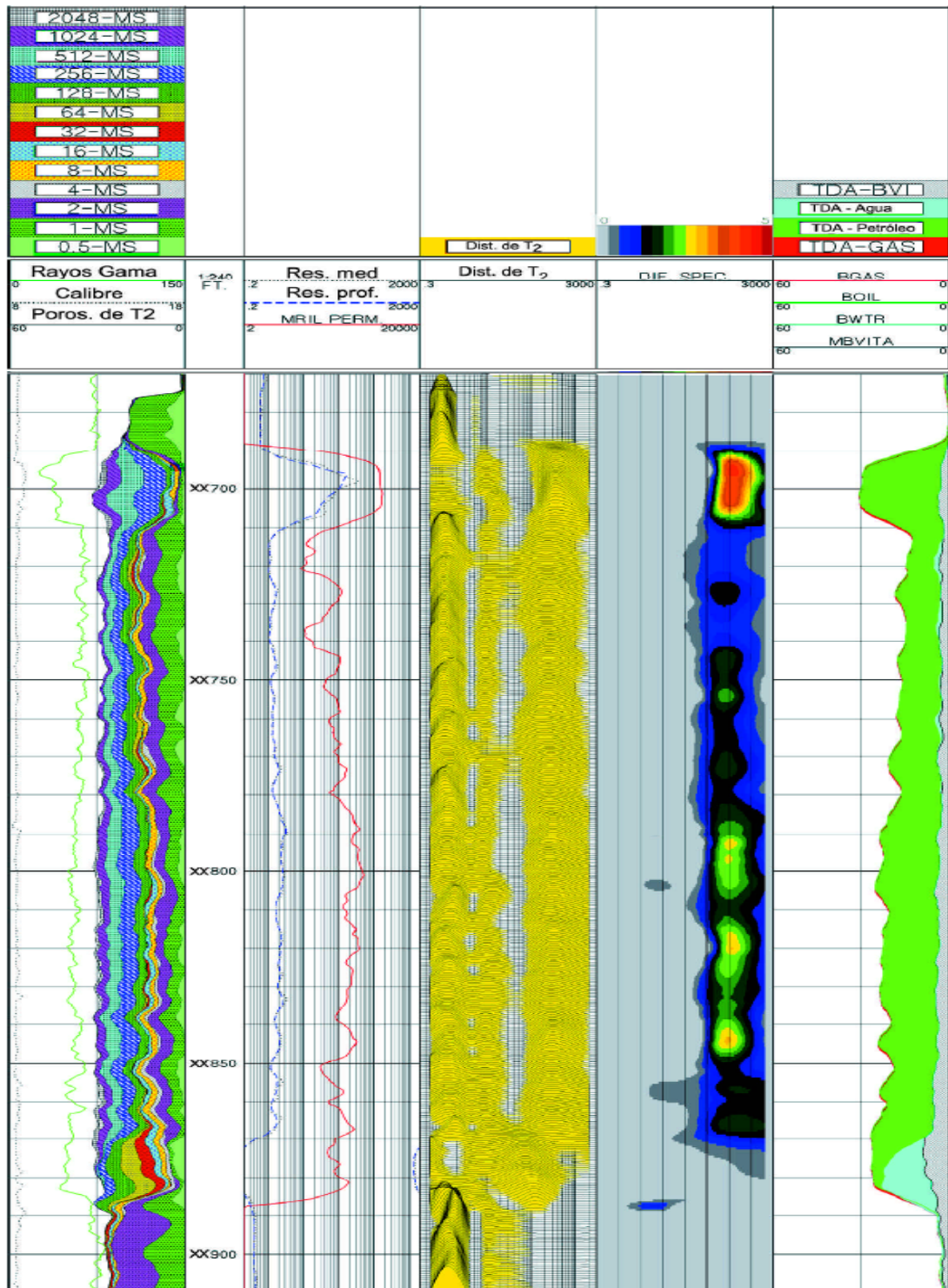


Figura 70.

4.5.2 Análisis de difusión.

El Análisis de difusión depende del contraste de difusión entre fluidos para identificar y cuantificar petróleos con viscosidades en un rango de entre 0.5 y 35 cp a temperaturas de por lo menos 200°F y presiones de por lo menos 2,000 psi. Como se analizó en el Capítulo 3, el mecanismo de relajamiento de la difusión tiene lugar debido al gradiente del campo magnético del **RMN**. El T_2 observado en un fluido cambia con los cambios en el espaciamiento entre ecos TE . El valor de T_2 depende del gradiente de campo magnético G , la constante giromagnética γ de los núcleos de hidrógeno, el espaciamiento entre ecos TE , y el coeficiente de difusión aparente D_a de acuerdo a:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2\text{int}}} + \left[\frac{CD_a (G \gamma TE)^2}{12} \right] \quad \text{Ecuación 4.22}$$

Donde, $T_{2\text{int}}$ es el tiempo de relajamiento intrínseco cuando el gradiente de campo es cero. C da cuenta de los efectos combinados, de difusión restringida y dinámica de momentos rotacionales, asociados con la mezcla de ecos directos y estimulados en el campo magnético de gradiente. Este valor depende de la herramienta **RMN** que se utilice. Para la herramienta de **MRIL (herramienta de Halliburton)**, $C = 1.08$. Para un trabajo dado, todos los parámetros en la **Ecuación 4.22** son constantes excepto para el espaciamiento entre ecos TE . La **Ecuación 4.22**, muestra que incrementando el espaciamiento entre ecos de 1.2 ms a valores más altos generará un valor de T_2 más bajo.

Para adquirir datos con el análisis de difusión, se requieren datos de ecos de una activación doble- TE . El perfilaje de doble- TE obtiene dos tipos de trenes de ecos de **CPMG** utilizando un TE corto y uno largo con un solo TW . Para polarización completa, el TW debe ser de por lo menos tres veces el máximo T_1 de todos los fluidos porales. Un par típico o activación del TE es 1.2 y 4.8 ms³.

La activación de doble- TE permite que el principio de mediciones ponderadas según difusión sea aplicado para distinguir entre agua y petróleo de viscosidad mediana. El petróleo debe tener un D_a considerablemente menor que el agua, y en la práctica, las viscosidades del petróleo deben tener un rango de aproximadamente entre 0.5 y 35 cp. Mediante la comparación de los trenes de ecos de **CPMG** derivados del espaciamiento corto entre ecos (TE_{Corto}) y del espaciamiento largo entre ecos (TE_{Largo}), la señal del petróleo se distingue de la señal del agua³.

La **Figura 71** ilustra el principio del perfilaje de doble- TE . Las secciones de arriba y del medio muestran la polarización y adquisición de ecos utilizando un modo de doble frecuencia con las frecuencias f_1 y f_2 . Mientras que el ámbito de f_2 se está repolarizando, en el ámbito de f_1 se están adquiriendo datos. Entonces el proceso se invierte. En esta ilustración, se adquiere un tren de ecos con el TE largo en el ámbito de f_1 , y se adquiere un tren de ecos con el TE corto en el ámbito de f_2 . Para la medición del TE largo, el decaimiento de la señal de agua es mucho más rápido que el decaimiento de la señal del petróleo de mediana viscosidad. Mediante una selección cuidadosa del TE largo, se pueden separar las señales del agua y de los petróleos liviano y pesado. Para la medición del TE corto, la distribución de T_2 del agua se sobrepone en gran parte a la distribución T_2 del petróleo. La sección de abajo muestra distribuciones de T_2 de ambos trenes de ecos.

A nivel de pozo, los resultados del perfilaje de doble- TE consisten en dos distribuciones de T_2 , $MPHI$ y BVI de trenes de ecos tanto con un TE corto como con un TE largo, y $MPERM$ a partir de mediciones con un TE corto, como se muestra en la **Figura 72**. (El perfil en esta figura se calculó con los parámetros por defecto $T_{2cutoff} = 33$ ms y $C = 10$, siendo C el coeficiente del modelo de Coates). Resultados posteriores pueden diferir de los resultados a nivel de pozo debido a refinamientos consecutivos en los parámetros de medición y suposiciones de cómputo. Por ejemplo, tanto el tiempo de polarización TW como el índice de hidrógeno HI influirán en $MPHI$ y BVI . Por añadidura, $T_{2cutoff}$ influyen en BVI y $MFFI$. $MPERM$ está influido por los mismos factores que afectan a BVI y también por el coeficiente del modelo de Coates. Esto se puede observar comparando las curvas de distribuciones de T_2 , el BVI y el $MFFI$ a partir de las mediciones con un TE corto y un TE largo³.

El gas tiene una alta difusividad, petróleo viscoso tiene baja difusividad, y la difusividad del agua está entre las difusividades del gas y del petróleo viscoso. Por lo tanto, gas, agua, y petróleo viscoso ofrecerán diferentes corrimientos sobre la distribución de T_2 a partir de las mediciones **RMN** desde un **TE** corto hasta un **TE** largo³.

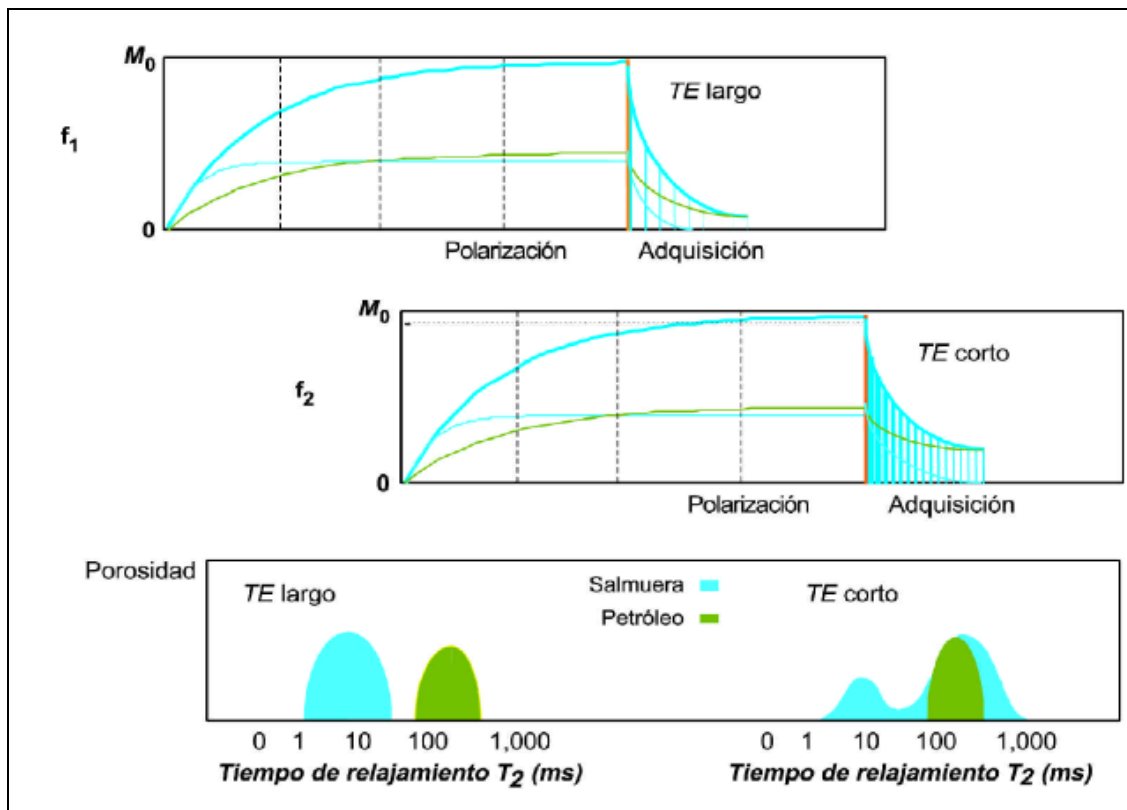


Figura 71. Principio del perfilaje de doble-TE.

El perfilaje de doble-TE adquiere dos trenes de ecos completamente polarizados, uno de una medición con un **TE** largo (arriba) y el otro de una medición con un **TE** corto (mitad). Las distribuciones de T_2 resultantes (abajo) se pueden utilizar para distinguir entre agua y petróleo. Fuente **Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

Comentarios Figura 72:

Figura 72. Ejemplo de un perfil RMN con doble TE.

*Este perfil muestra productos de doble-TE a nivel de pozo. La Pista 1 contiene una curva de correlación de rayos gama convencionales y datos de celda de T_2 de trenes de ecos con TE corto. La Pista 2 muestra el MPERM calculado. La Pista 3 muestra la distribución de T_2 con un TE corto. La Pista 4 muestra la distribución de T_2 con un TE largo. La Pista 5 contiene las curvas del MPHI y del BVI con un TE corto. La Pista 6 contiene las curvas del MPHI y del BVI con un TE largo. Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, **NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.***

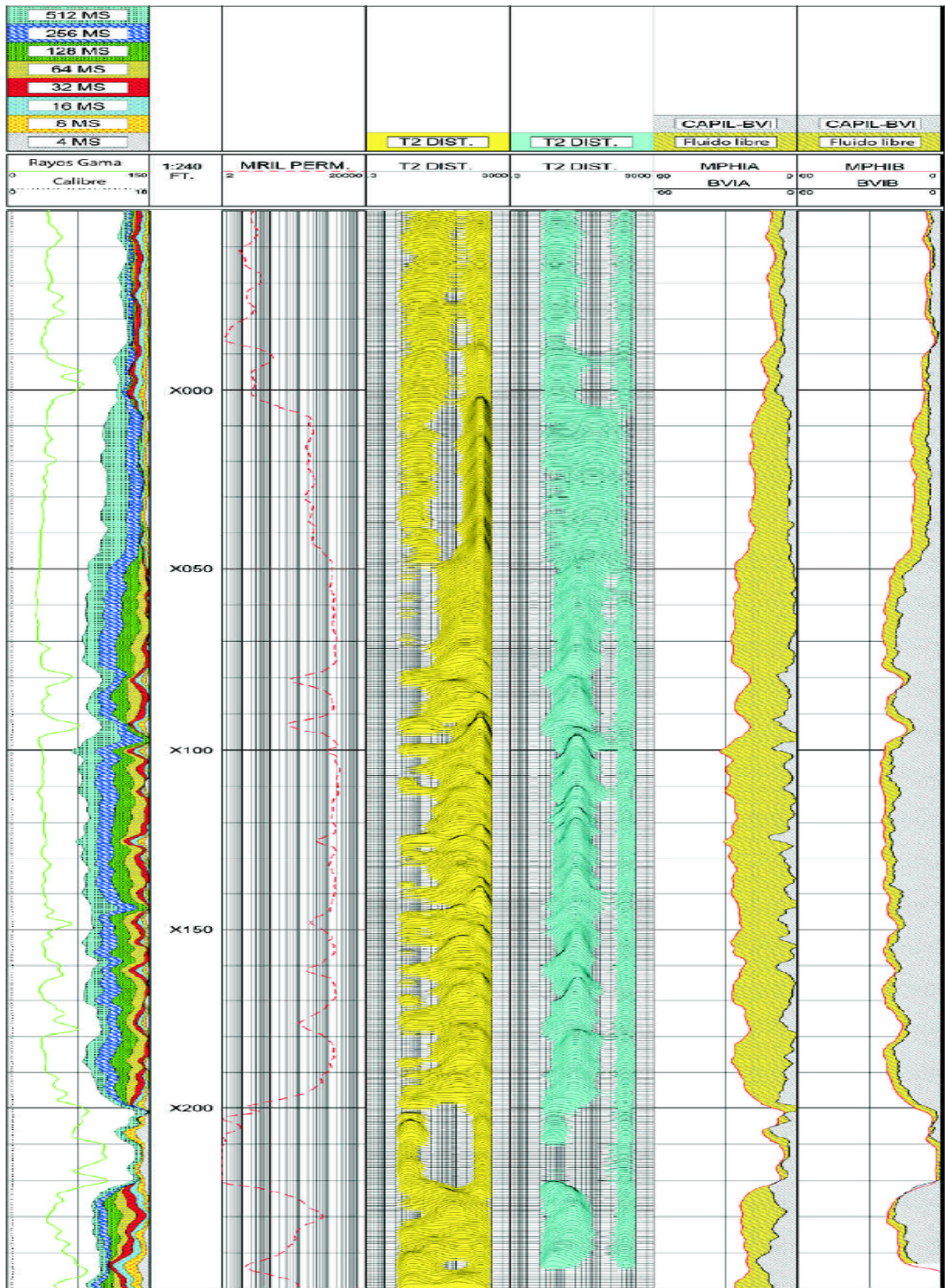


Figura 72

4.5.2.1 Método del espectro corrido.

El Método del Espectro Corrido (**SSM**) es una técnica cualitativa utilizada para representar cambios en los valores de T_2 de los fluidos, y por lo tanto cambios en sus distribuciones de T_2 , cuando se utilizan espaciamentos entre ecos diferentes. Consideremos una formación que contiene fluidos compuestos de agua y petróleo de mediana viscosidad. El coeficiente de difusión para el agua es unas 10 veces mayor que para el petróleo de mediana viscosidad. Cuando el **TE** se incrementa, el proceso de difusión disminuirá el T_2 del agua más que el T_2 del petróleo. Se pueden elegir valores de **TE** largos y cortos (TE_{Largo} y TE_{Cortos}) de modo que la reducción en valores de T_2 de agua y petróleo medidos con TE_{Largos} relativo a aquellos medidos con TE_{Cortos} se puedan utilizar para separar la señal de agua de la señal de petróleo. Una comparación de las distribuciones de T_2 determinadas con TE_{Largos} y TE_{Cortos} demuestra los corrimientos relativos inducidos por difusión de los valores de T_2 del agua, petróleo y gas en este método³. **Ver figura 73.**

En la **figura 73** la parte superior muestra el caso de Agua-Gas y la inferior es para Agua-Aceite. Se representa así porque el método sólo puede resolver dos componentes a la vez. Si se realizan dos medidas, una con tiempo **TE corto** (parte superior en cada figura) y otra con tiempo **TE largo** (parte inferior en cada figura). El objeto de usar tiempos **TE largos** es inducir difusión artificialmente para que el mecanismo de relajación por difusión sea dominante para el fluido más sensible a este efecto. En la figura superior, el gas difunde muchísimo y su señal se corre hacia la izquierda en el espectro T_2 . En la figura inferior, el agua difunde mucho más que el aceite y su espectro se “arruga” o comprime, separándose del aceite. De la figura superior para Agua-Gas podemos inferir que, a mayor **TE**, el gas por tener un alto coeficiente natural de Difusión D_{gas} , puede ser corrido fuertemente hacia la izquierda y aún sacado afuera del espectro. Quiere decir que, con parámetros de adquisición adecuados, para la herramienta **RMN** se puede hacer ciego el gas con propósitos de detección de líquidos. Esta es una de las propiedades que se explotan en el método **EDM** que explicaremos un poco más adelante.

De la figura inferior para Agua-Aceite entendemos que el aceite, difundiendo menos que el agua, se corre mucho menos que el agua en el espectro T_2 cuando se usan tiempos TE largos (ver comentarios figura 59).

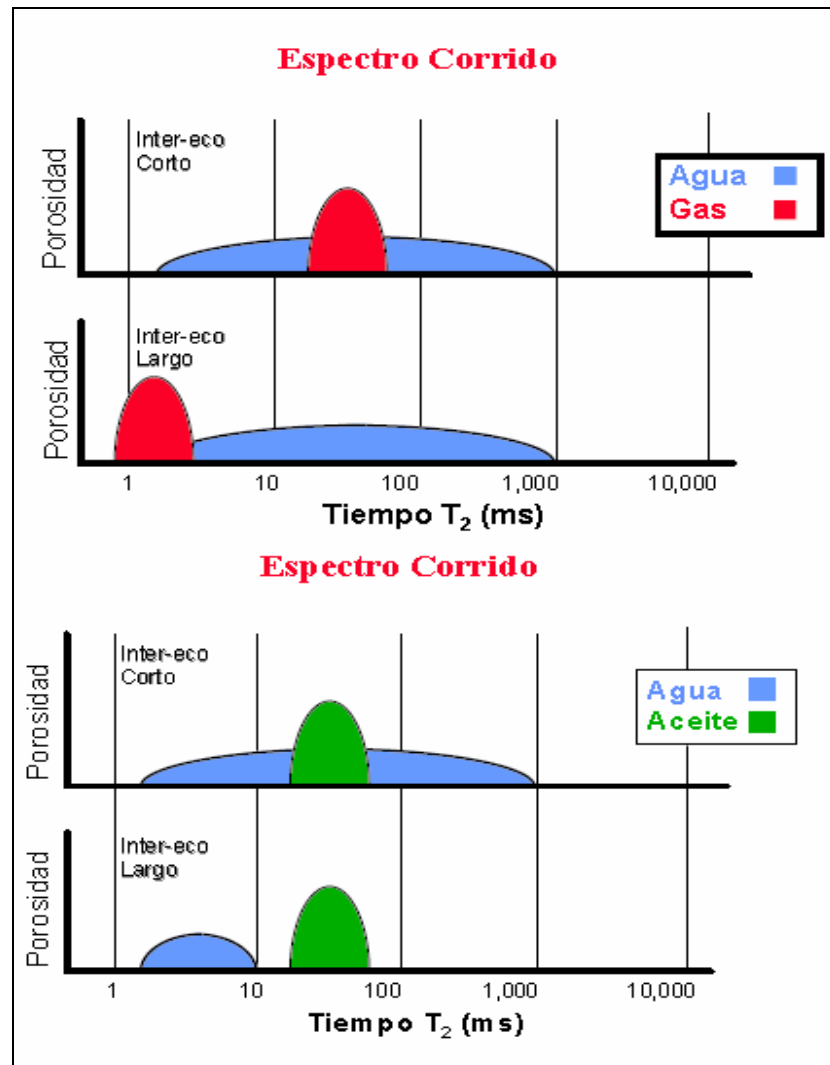


Figura 73. Método del espectro corrido.

Una comparación de las distribuciones de T_2 determinadas con TE_{Largos} y TE_{Cortos} demuestra los corrimientos relativos inducidos por difusión de los valores de T_2 del agua, petróleo y gas en el método del espectro corrido. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

4.5.2.2 Análisis cuantitativo de difusión: DIFAN.

DIFAN es un modelo empírico para el análisis cuantitativo de la difusión que fue utilizado exitosamente en varios campos petroleros. Fue desarrollado para resolver problemas en donde hay insuficiente contraste en T_1 como para usar el método del **TDA** o poco contraste en la difusión como para usar métodos más directos de doble- TE o del **EDM**. Utiliza el diferente corrimiento de valores de T_2 para diferentes fluidos producido por el fenómeno de difusión para proveer valores cuantitativos de la porosidad llena de agua y llena de hidrocarburos. Para hidrocarburos líquidos con muy bajas viscosidades, es decir, petróleos livianos y condensados, **DIFAN** no es recomendable porque las diferencias entre los coeficientes de difusión entre hidrocarburos y agua es demasiado pequeña. Para petróleo de alta viscosidad (petróleo pesado), **DIFAN** tampoco es aconsejable porque la diferencia entre los valores de T_{2int} del petróleo inerte y del agua irreductible es demasiado pequeña³.

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

$$\frac{1}{T_{2C}} = \frac{1}{T_{2int}} + \left[\frac{CD_a (G \gamma TE_{Corto})^2}{12} \right] \quad \text{Ecuación 4.23}$$

$$\frac{1}{T_{2L}} = \frac{1}{T_{2int}} + \left[\frac{CD_a (G \gamma TE_{Largo})^2}{12} \right] \quad \text{Ecuación 4.24}$$

Donde:

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

D_a = coeficiente de difusión aparente del fluido poral.

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

Como T_{2C} , T_{2L} , TE_{Corto} , TE_{Largo} , G , γ y C se conocen, las dos ecuaciones se pueden resolver simultáneamente para obtener T_{2int} y D_a . La solución de las dos ecuaciones se usa entonces para construir un gráfico ortogonal entre $1/T_{2int}$ y D_a/D_w (D_w coeficiente de difusión del agua) como se muestra en la **Figura 74** de la cual se determina S_{wa} (saturación de agua aparente) para luego calcular S_w (saturación de agua).

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

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

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

Para dibujar S_{wa} en el área entre las líneas S_{wa} de 0% y de 100% , se construyen líneas igualmente distanciadas entre sí que sean paralelas a las líneas de S_{wa} de 0% y de 100% . Entonces, luego de calcular T_{2int} y D_a para una cierta profundidad, se dibuja el

punto $(D_a/D_w, 1/T_{2int})$, y se determina S_{wa} a partir del gráfico ortogonal. Posteriormente, S_w se calcula de:

$$S_w = \frac{S_{wa} FFI + BVI}{FFI + BVI} \quad \text{Ecuación 4.25}$$

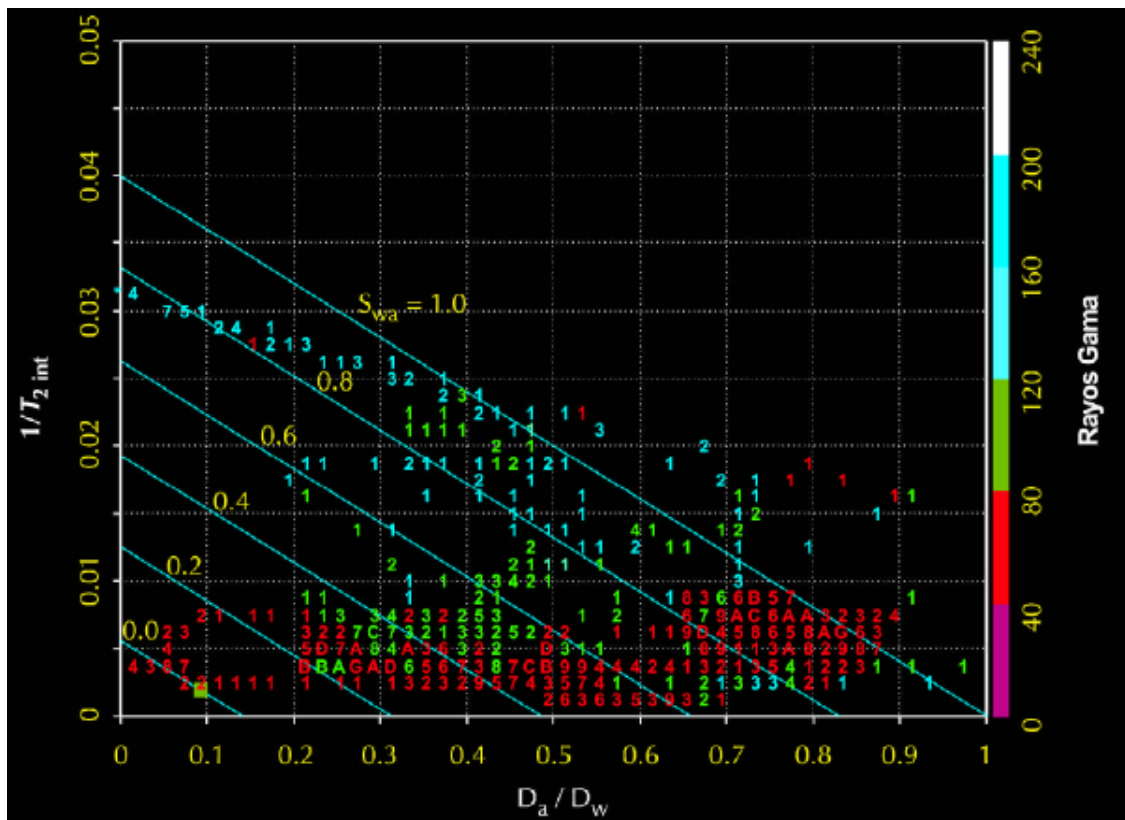


Figura 74. Curva ortogonal de $1/T_{2int}$ vs. D_a/D_w .

Una curva ortogonal de $1/T_{2int}$ vs. D_a/D_w , tal como la exhibida aquí, se utiliza en el análisis DIFAN para determinar S_{wa} , a partir del cual se calcula S_w . Fuente Modificada de Coates, G,R., Xiao,L, Prammer,M,G., NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.

En resumen, el proceso de análisis de difusión utilizando propiedades de difusión del Fluido y el modelo de **DIFAN** es el siguiente³:

Obtener dos trenes de ecos con activación de doble-*TE*.

Estimar las propiedades en bruto (T_{2int} y D) del petróleo y agua en condiciones de yacimiento (por ejemplo, temperatura, presión, y viscosidad del petróleo).

Construir el gráfico ortogonal de $1/T_{2int}$ vs. D_a/D_w .

Calcular las medias geométricas de T_2 para la ventana de fluidos libres, de las distribuciones de T_2 , TE_L y TE_C .

Calcular T_{2int} y Da de las ecuaciones 4.23 y 4.24.

Estimar S_{wa} utilizando la curva cruzada de $1/T_{2int}$ vs. D_a/D_w .

Usar S_{wa} para calcular el verdadero S_w en el sistema de porosidad efectiva.

La **Figura 75**, es uno de los muchos ejemplos exitosos de **DIFAN** en Indonesia. Los datos **RMN** fueron adquiridos con activación de doble-*TE* con un $TE_{Corto} = 1.2$ ms y un $TE_{Largo} = 4.8$ ms. Los resultados de **DIFAN** en la Pista 5 muestran que los intervalos entre X20 pies y X95, entre XX00 pies y XX05, y entre XX30 y XX60 pies son zonas de hidrocarburos con una considerable cantidad de agua libre. Los datos de producción confirmaron estos resultados³.

Comentarios Figura 75:

Figura 75. Resultados de la aplicación DIFAN en un pozo en Indonesia.

Este perfil contiene resultados de la aplicación de DIFAN a datos RMN de un pozo en Indonesia. La Pista 1 tiene rayos gama convencionales, potencial espontáneo (SP), y curvas de caliper. La Pista 2 presenta datos de resistividad y permeabilidad RMN profunda, mediana, y superficial. La Pista 3 contiene la distribución del T_2 con un TE largo. La Pista 4 contiene la distribución del T_2 con un TE corto. La Pista 5 muestra resultados de los cálculos DIFAN. Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.

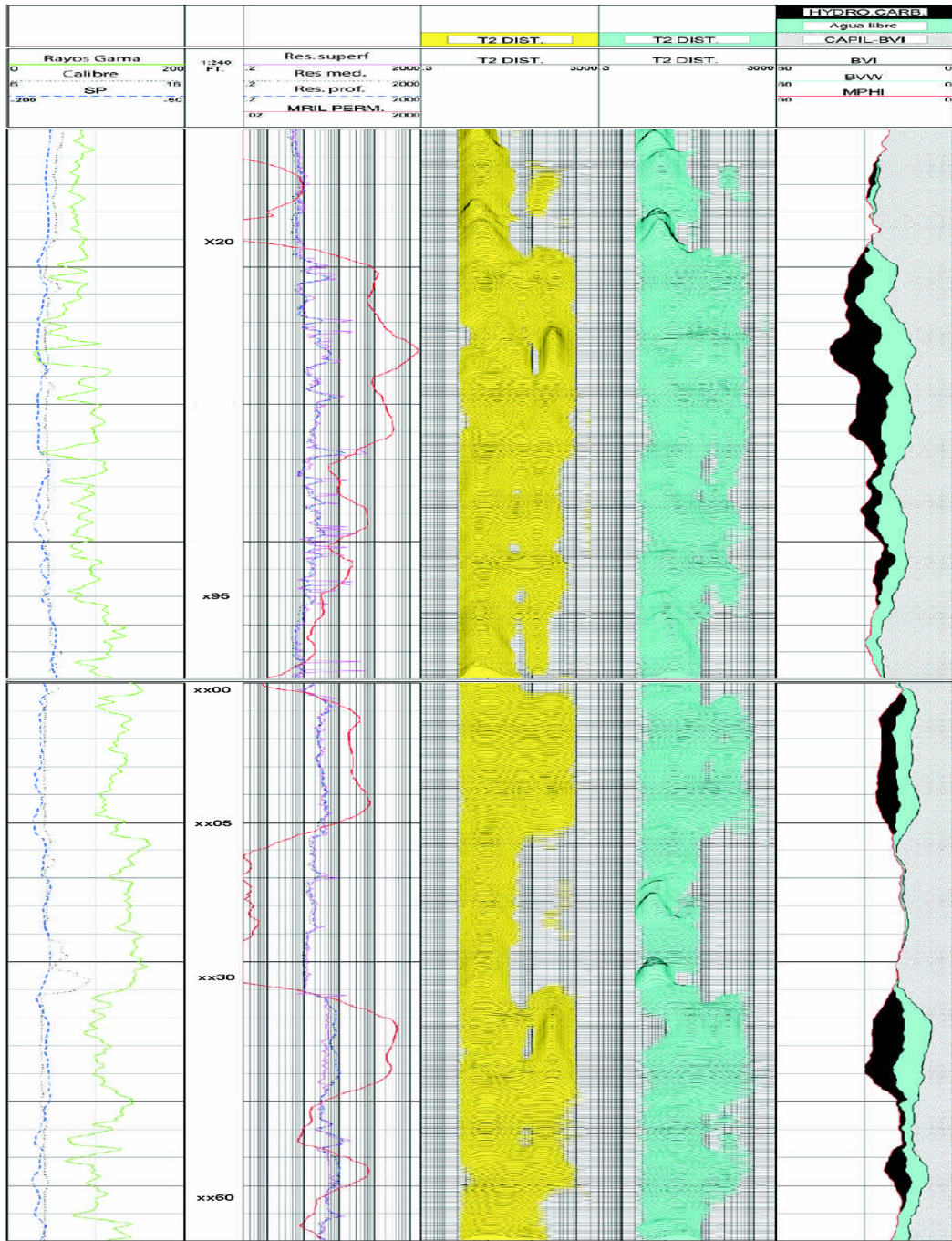


Figura 75.

4.5.2.3 Método de la Difusión Realzada EDM.

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, de tal forma que permita eliminar el gas y correr el agua hacia la izquierda para aislar el hidrocarburo en la derecha del espectro diferencial T_2 ³.

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.

El principio de la técnica **EDM** depende de los factores que afectan los tiempos de relajamiento transversal T_2 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** Largo y **TE corto** tendrán señales de agua y de petróleo. El **TE** Largo se puede seleccionar de tal manera que las señales de petróleo y de agua se separen en la distribución de T_2 .

Como se analizó en el Capítulo 3, los tiempos de relajamiento transversales T_2 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:

$$\frac{1}{T_{2CPMG}} = \frac{1}{T_{2Bruto}} + \frac{1}{T_{2Superficie}} + \frac{1}{T_{2Difusion}} \quad \text{Ecuación 4.26}$$

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_{2bruto} es siempre mucho mayor que $T_{2superficie}$ y $T_{2difusion}$, T_{2bruto} se puede ignorar en aplicaciones prácticas. Si $T_{2superficie}$ es menor que $T_{2difusion}$, 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 **RMN**. 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 $T_{2difusion,w}$. Este límite superior, denominado T_{2DW} , está dado por¹⁴:

$$T_{2DW} = \frac{12}{[CD_w (G\gamma TE)^2]} \quad \text{Ecuación 4.27}$$

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:

$$\frac{1}{T_{2oil}} = \frac{1}{T_{2Bruto ,oil}} + \frac{1}{T_{2Difusion ,oil}} \quad \text{Ecuación 4.28}$$

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 la presencia de hidrocarburos en la formación. La **Figura 76** muestra cómo se utiliza esta observación para reconocer zonas productivas en muestras de perfiles de **EDM**³.

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 zonas productoras y no productoras, 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.

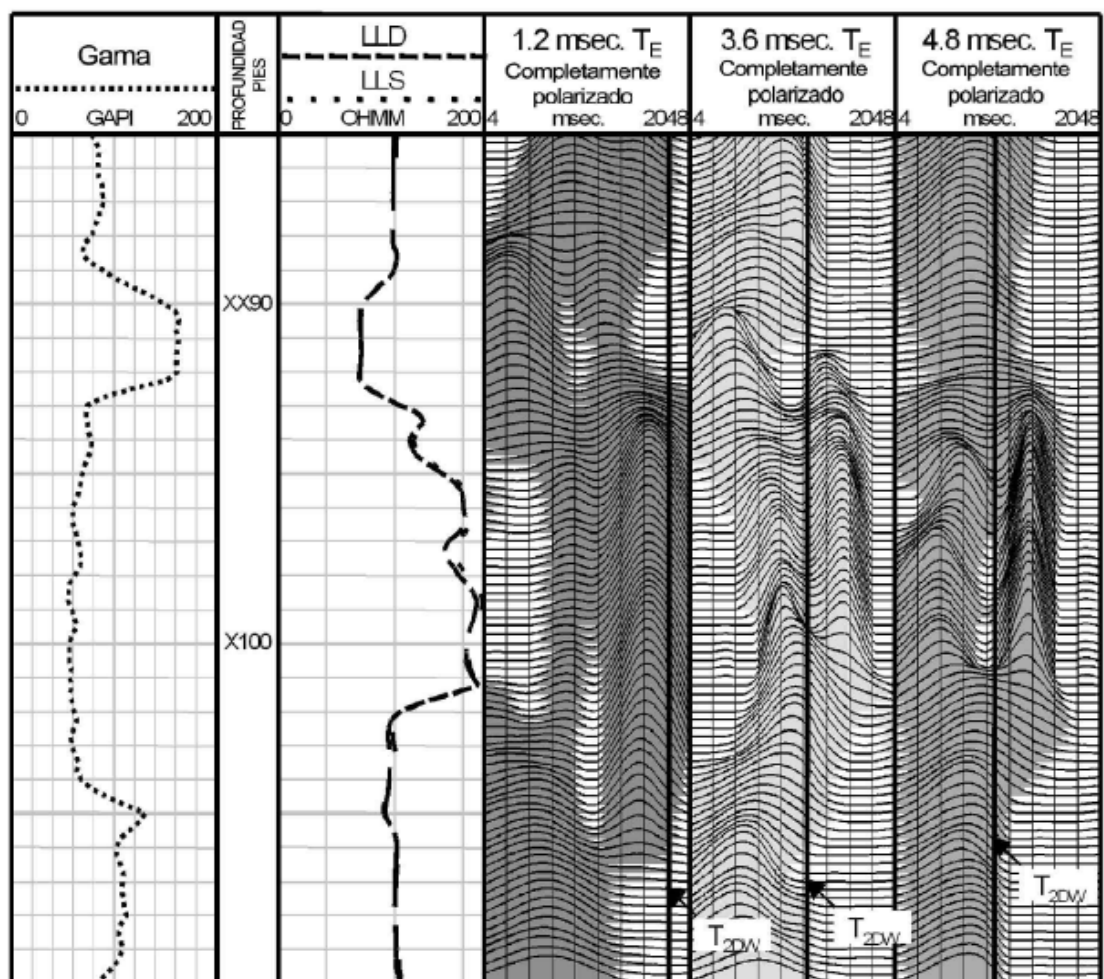


Figura 76. Ejemplo de aplicación del método EDM.

En esta muestra de un perfil, las distribuciones de T_2 con un $TE = 1.2, 3.6,$ y 4.8 ms se observan en Pistas 3, 4, y 5 respectivamente. En los resultados del EDM en las Pistas 4 y 5, la considerable energía a la derecha de la línea de T_{2Dw} indica obvias zonas con petróleo. Se observar también el aumento en la separación en la Pista 5 debido al aumento del TE . Fuente Modificada de Coates, G,R., Xiao,L, Prammer,M,G., NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.

5. SOLUCIONES POTENCIALES DEL PERFILAJE DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR CON REGISTROS CONVENCIONALES EN LA EVALUACIÓN DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS.

Las técnicas de identificación directa de fluidos en yacimientos con **RMN**, 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 **RMN**. Si los datos **RMN** se combinan con otros perfiles, los análisis pueden proveer aún más información sobre el yacimiento. Por ejemplo, una combinación de datos **RMN** 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 datos³.

5.1 PRINCIPIOS DEL MRIAN.

El **MRIAN** combina datos **RMN** y datos de Resistividad Profunda de perfiles laterales o de inducción. El **MRIAN** utiliza el modelo del agua doble para proveer el volumen de los fluidos de la formación en la zona virgen. El principal requerimiento para el procesamiento **MRIAN** son los datos de resistividad verdadera de la formación (R_t), porosidad total (ϕ_T), y saturación de agua asociada con la arcilla (S_{wb}). Los datos de **RMN** se utilizan para proporcionar dos parámetros importantes necesarios en el modelo del agua doble: la porosidad con agua asociada a la arcilla (**MCBW**) y la porosidad efectiva (**MPHI**). Se puede realizar análisis similares con modelos diferentes de resistividad, tales como el de Archie o el de Waxman-Smits³.

5.1.1 Modelo del agua doble.

El modelo del Agua Doble se ilustra en el panel izquierdo de la **Figura 77** y se puede expresar matemáticamente mediante:

$$C_t = (\phi_T S_{wT})^W \left[C_w \left(1 - \frac{S_{wb}}{S_{wT}} \right) + C_{cw} \left(\frac{S_{wb}}{S_{wT}} \right) \right] \quad \text{Ecuación 5.1}$$

Donde:

C_t = conductividad de la formación.

C_w = conductividad del agua de formación.

C_{cw} = conductividad del agua asociada con la arcilla.

ϕ_T = porosidad total (incluye fluidos libres, agua capilar, y agua asociada con la arcilla).

S_{wT} = saturación total de agua (como fracción de la porosidad total).

S_{wb} = saturación de agua asociada con la arcilla (como fracción de la porosidad total).

C_{cw} es dependiente de la temperatura y está dado por:

$$C_{cw} = 0.000216 * (T - 16.7) * (T + 504.4) \quad \text{Ecuación 5.2}$$

Donde T es la temperatura de la formación en grados Fahrenheit.

Y W esta dado por:

$$W = 1.65 + 0.4 \left(\frac{BVI}{\phi_e} \right) \quad \text{Ecuación 5.3}$$

5.1.2 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 **RMN** ($\phi_T = \mathbf{MSIG}$ y $\phi_e = \mathbf{MPHI}$) de la siguiente manera:

$$S_{wb} = \frac{\phi_T - \phi_e}{\phi_T} \quad \text{Ecuación 5.4}$$

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 ϕ_T y ϕ_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 ϕ_T y ϕ_e deben ser corregidas usando análisis en el dominio del tiempo **TDA** antes de ser utilizadas en cálculos **MRIAN**³.

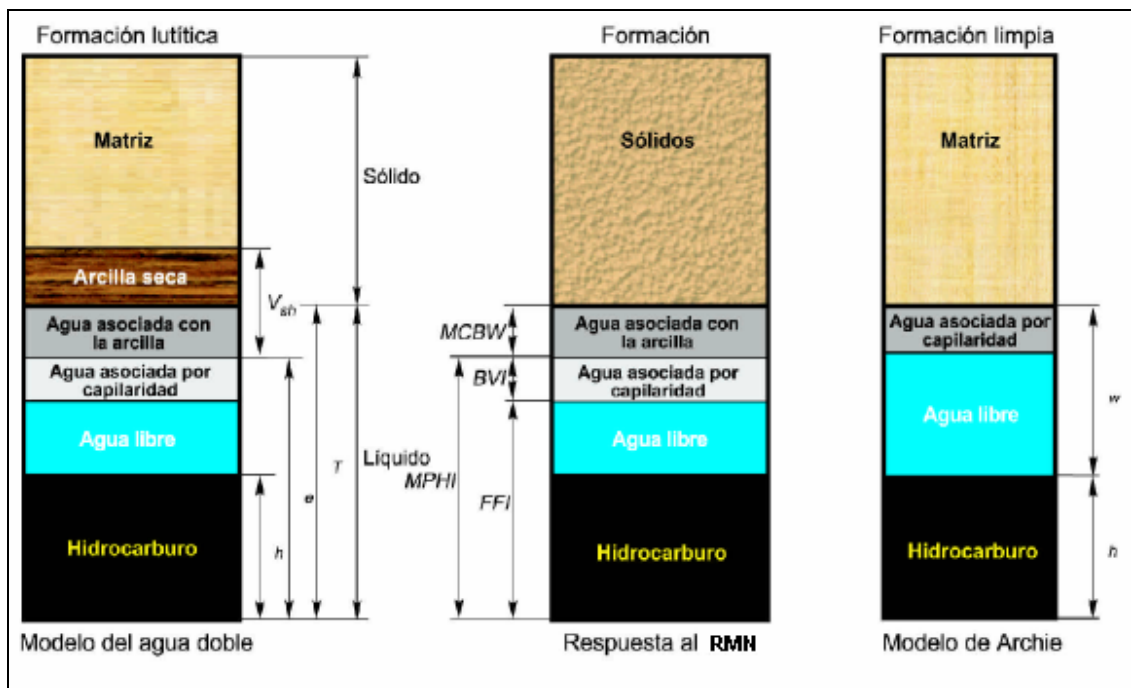


Figura 77. Modelo del agua doble, respuesta al RMN y el modelo de Archie.

El modelo del agua doble (grafica izquierda) provee una descripción más comprehensiva de los fluidos porales para formaciones lutítica que el modelo de Archie (panel derecho), el cual es aplicable a formaciones limpias. Las respuestas del **RMN** (grafica del medio) 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**). Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, *NMR logging Principles and applications*, Halliburton Energy Services Group, 1999.

El **MRIAN** utiliza también otras estimaciones de S_{wb} derivadas de datos convencionales tales como Rayos Gama, Neutrón, Densidad, Sónico, 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 **RMN** y se elige la menor de las dos³.

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}) versus la S_{wb} calculada.

C_{wa} se calcula como:

$$C_{wa} = \frac{1}{R_T \phi_T^W} \quad \text{Ecuación 5.5}$$

R_T es la resistividad verdadera de la formación. Como se muestra en la **Figura 78**, 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 hidrocarburos³.

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

$$C_{wa} = C_w + S_{wb} (C_{cw} - C_w) \quad \text{Ecuación 5.6}$$

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

$$C_{wa} = (S_{wb})^W C_{cw} \quad \text{Ecuación 5.7}$$

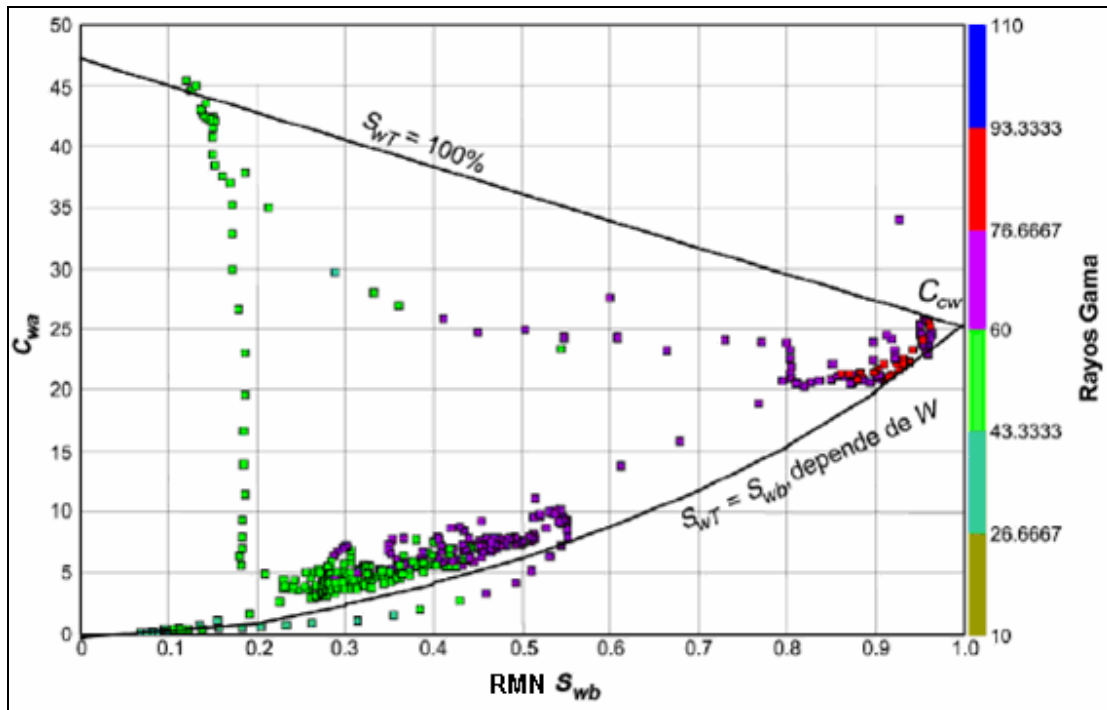


Figura 78. Gráfico ortogonal de C_{wa} en función de S_{wb} .

Un gráfico ortogonal de C_{wa} en función de S_{wb} sirve como una verificación de la calidad de los valores calculados para S_{wb} . Generalmente, los puntos en el gráfico deben quedar entre las dos curvas, representando la de arriba puntos con un $S_{wT} = 100\%$ y representando la de abajo puntos con un $S_{wT} = S_{wb}$. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

5.1.3 Determinación del Exponente W en MRIAN.

El exponente W , se estima con la **Ecuación 5.3**, pero se debe tener cuidado a lo largo de todo el esquema de procesamiento **MRIAN**, para ello se controla de la siguiente forma³.

A partir de la **ecuación 5.1** se puede estimar W como:

$$W = \frac{\log \frac{C_i}{C_w \left(1 - \frac{S_{wb}}{S_{wT}} \right) + C_{cw} \left(\frac{S_{wb}}{S_{wT}} \right)}}{\log(\phi_T S_{wT})}$$

Ecuación 5.8

W quedará entre los valores obtenidos de la **Ecuación 5.8** 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 Ecuación 5.8 utilizando $S_{wT} = 1.0$:

$$W = \frac{\log \frac{C_i}{C_w + S_{wb} (C_{cw} - C_w)}}{\log(\phi_T)}$$

Ecuación 5.9

En condiciones irreducibles, el valor de **W** se denomina W_i y se puede calcular a partir de la **Ecuación 5.8** utilizando $S_{wT} = S_{wirr}$:

$$W = \frac{\log \frac{C_i}{C_w + S_{wb} (C_{cw} - C_w) / S_{wirr}}}{\log(\phi_T S_{wirr})}$$

Ecuación 5.10

Donde S_{wirr} :

$$S_{wirr} = \frac{\phi_T S_{wb} + BVI}{\phi_T}$$

Ecuación 5.11

BVI se obtiene a partir de un perfil **RMN**.

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

Si $W > W_w$, entonces el **MRIAN** hace $W = W_w$ y reconoce a la zona como con agua. Si $W < W_i$, entonces el **MRIAN** hace $W = W_i$ y reconoce a la zona como saturada con agua irreducible³.

5.1.4 Cálculo de S_{wt} en el MRIAN.

El **MRIAN** utiliza los valores de S_{wb} y W para calcular la S_{wT} a partir del modelo del Agua Doble con la **ecuación 5.1** después que se determinan los otros parámetros. Utilizando la S_{wT} , el **MRIAN** calcula entonces la porosidad ocupada por agua (ϕ_{wT}), el volumen bruto de agua en la porosidad efectiva (**CBVWE**), y el volumen poral con hidrocarburos (ϕ_h).

Donde:

$$\phi_{wT} = S_{wT} \phi_T \quad \text{Ecuación 5.12}$$

$$CBVWE = \phi_{wT} - MCBW \quad \text{Ecuación 5.13}$$

$$\phi_h = \phi_e - CBVWE \quad \text{Ecuación 5.14}$$

MCBW es el volumen derivado del **RMN** del agua asociada con la arcilla, y ϕ_e es la porosidad efectiva³.

5.1.5 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. También se pueden utilizar mediciones del Potencial Espontáneo (SP) para estimar la R_w . Sin embargo, se debe notar que las mediciones del SP, de la resistividad, y de la porosidad están influidas por los hidrocarburos³.

5. 2 ADQUISICIÓN DE DATOS RMN PARA EL MRIAN.

Los datos **RMN** 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. Posteriormente 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 total³.

El principio del perfilaje de porosidad total está ilustrado en la **Figura 79**.

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 **Figura 80**. 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 permeabilidad³. Los datos del **RMN** adquiridos con activaciones de perfilaje de **doble-TW**, **doble-TE**, o T_2 normal también se pueden utilizar en análisis **MRIAN**. 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/Neutrón³.

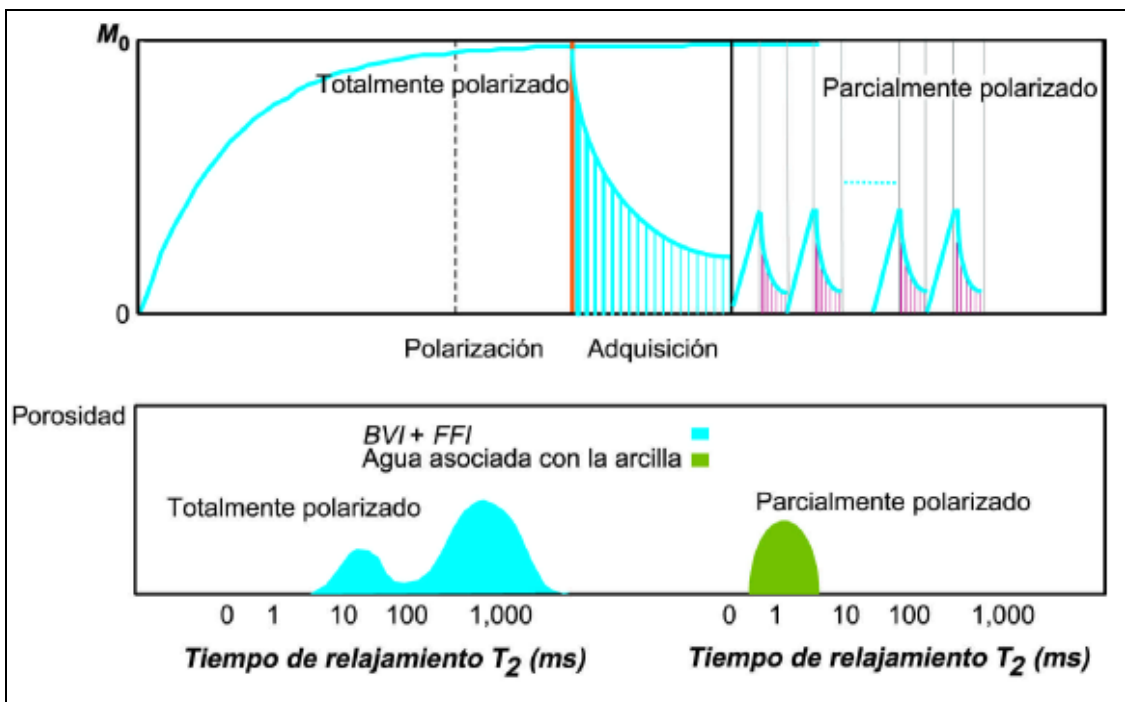


Figura 79. Modo de adquisición de la porosidad total con el perfilaje RMN.

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. **Fuente Modificada de Coates, G,R., Xiao,L, Prammer,M,G., NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

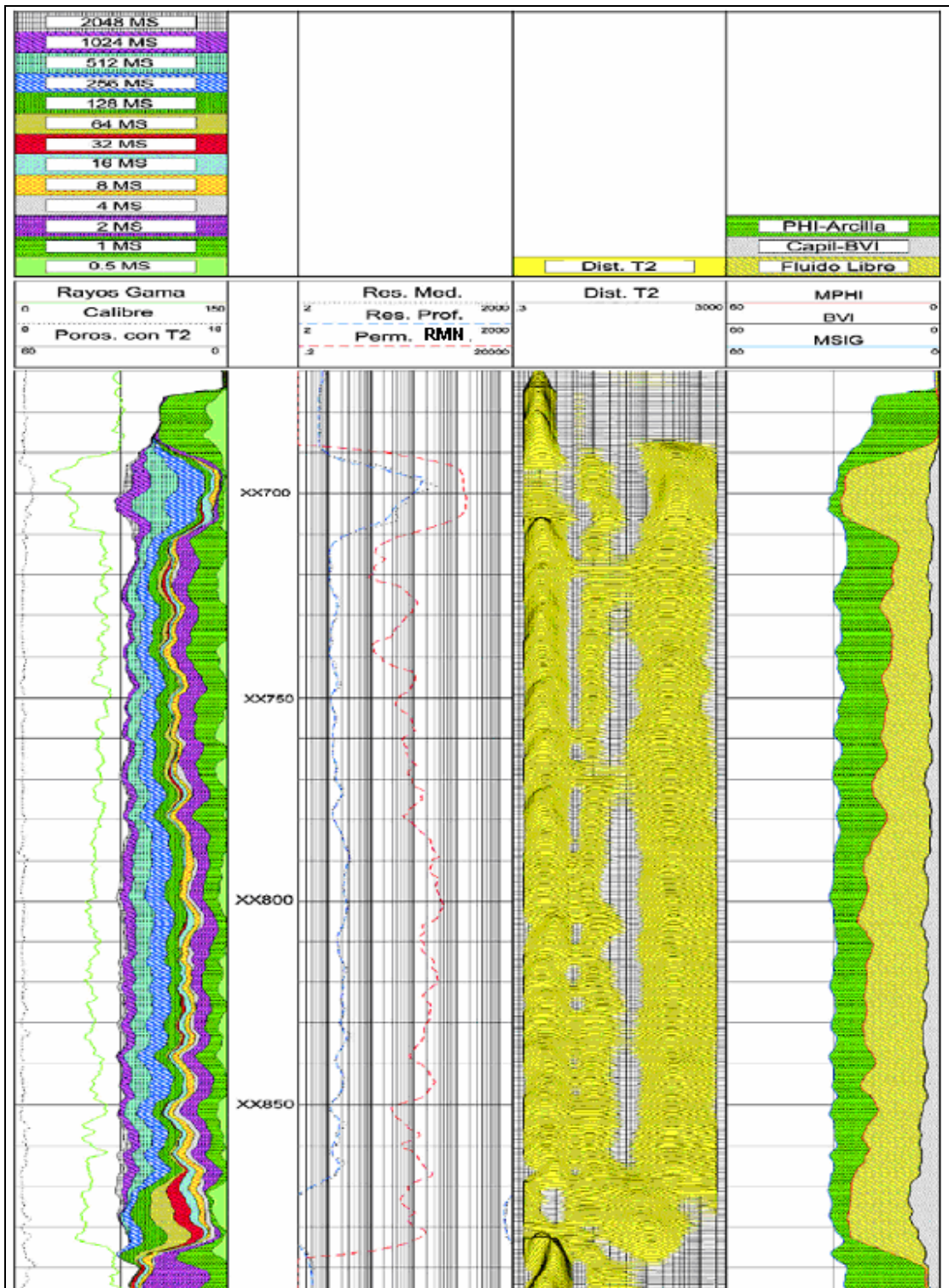


Figura 80.

Figura 80. Ejemplo del perfil RMN a partir del modo de adquisición de porosidad total en el golfo de México.

*Este perfil muestra resultados en el pozo a partir del perfilaje de porosidad total. La Pista 1 tiene una curva de correlación del Rayos Gama convencional y datos de los Subgrupos de Porosidad de T_2 totalmente polarizada. La Pista 2 muestra el **MPERM** calculado a partir del modelo de permeabilidad de Coates. La Pista 3 muestra la distribución de T_2 empalmada a partir de distribuciones de T_2 total y parcialmente polarizadas. La Pista 4 tiene el **MCBW**, el **MPHI**, y el **BVI**. Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, **NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.***

5.3 EJEMPLOS DEL MRIAN.

Ejemplo 1:

La **Figura 81**, muestra un ejemplo de **MRIAN** del mismo pozo en el Golfo de México, EE.UU., que el mostrado en la **Figura 80**. 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 **RMN** derivados del modelo de Coates. La Pista 3 presenta la distribución de T_2 para agua asociada a 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**.

Los datos del **RMN** para este ejemplo fueron adquiridos mediante un perfilaje de porosidad total y 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 **RMN**, 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.

La **Figura 82** muestra los resultados del **TDA** (Pista 5) y del **TDA/MRIAN** (Pista 6) para el mismo pozo que en las **Figuras 80** y **81**. 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 bien³.

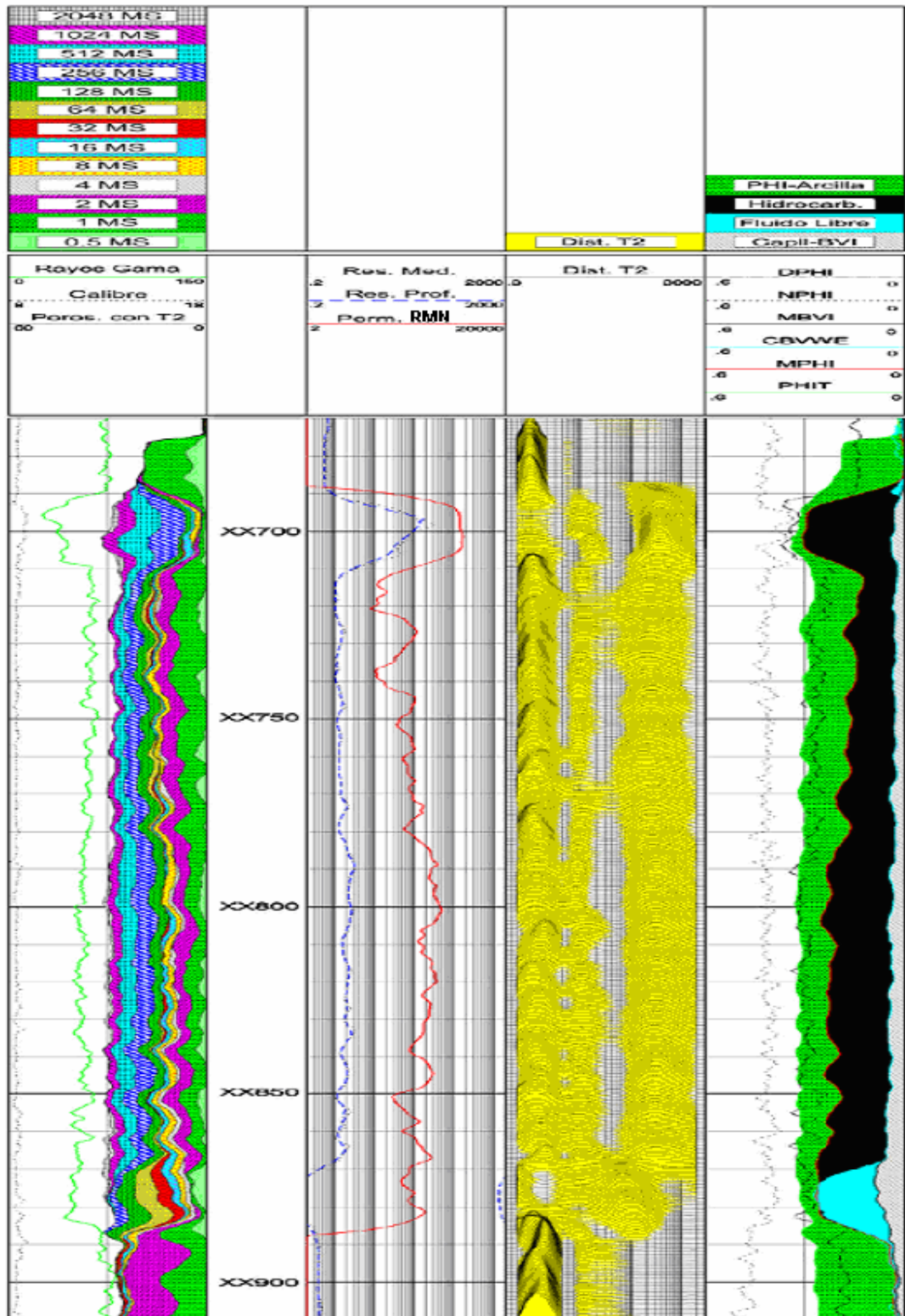


Figura 81.

Figura 81. Ejemplo de aplicación del MRIAN en el golfo de México de la figura 80.

En este pozo del Golfo de México, EE.UU., 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 irreducible (Pista 4) y que tenía suficiente permeabilidad (Pista 2) como para poner en producción los hidrocarburos movibles. **Fuente Modificada de Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999.**

Comentarios Figura 82. Resultados del TDA y TDA/MRIAN de la figura 80 en el golfo de México.

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. **Fuente Modificada de Halliburton Energy Services Group, www.halliburton.com /my halliburton.**

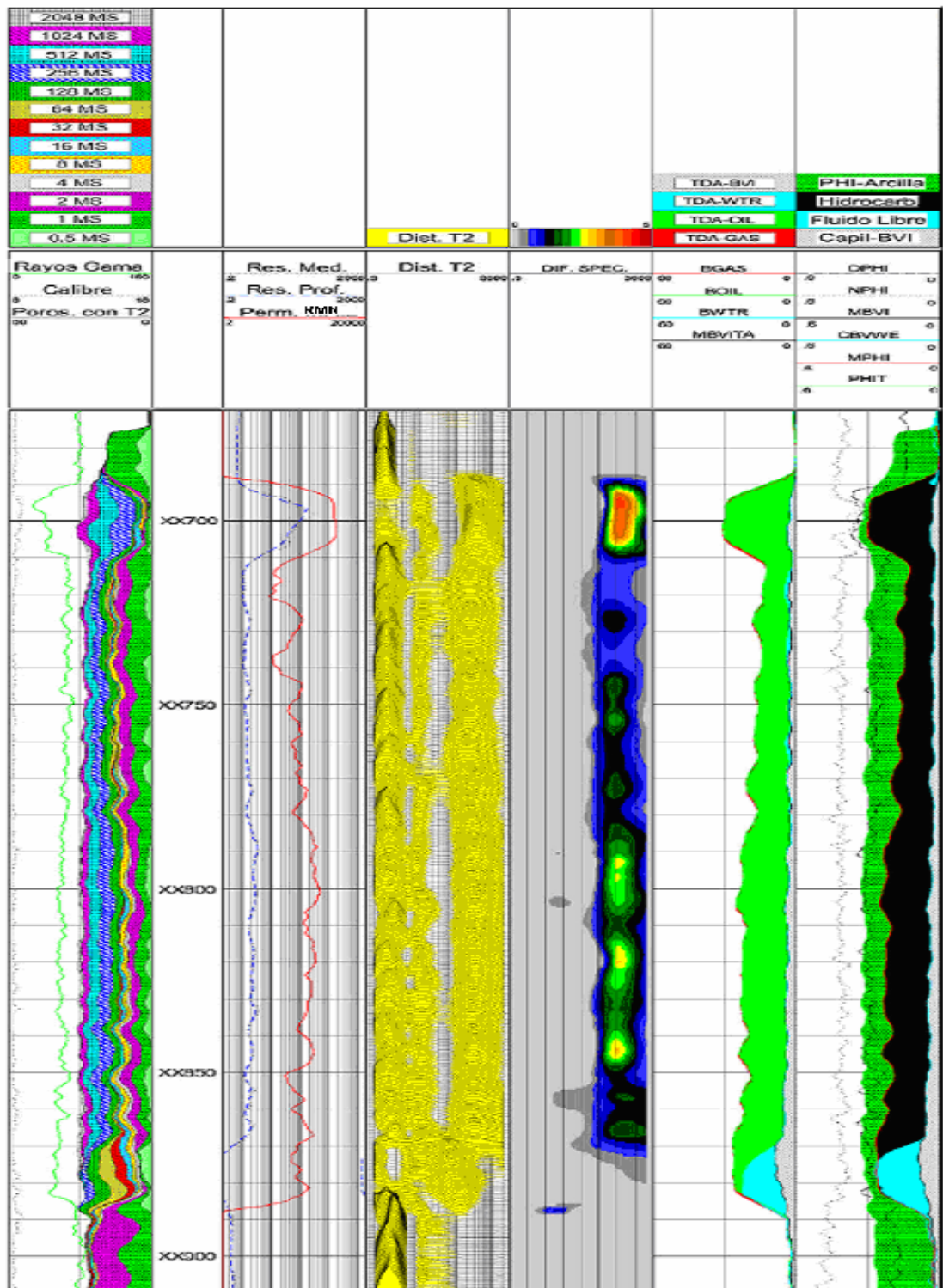


Figura 82.

Ejemplo 2:

En un yacimiento de petróleo liviano del Golfo de Arabia se emprendió un proyecto de inyección de gas. Dos de los problemas que enfrentaba este proyecto eran la influencia de la salinidad en los perfilajes con cable eléctrico y las inadecuadas mediciones de porosidad hechas por los dispositivos de medición mientras se perforaba (**LWD**). (La porosidad del **LWD** siempre subestima la porosidad del yacimiento en unos 3 a 4 p.u.).

En este yacimiento se efectuaron perfiles **RMN** debido a la capacidad de monitoreo del gas que tiene el **RMN** mediante el Análisis en el Dominio del Tiempo, y debido a la influencia despreciable que tiene la salinidad del agua de formación sobre las mediciones **RMN**. En particular, se tomaron perfiles **RMN**, del Neutrón del **LWD**, y de la densidad del **LWD** en un pozo de reentrada con 59° de desviación. En el pozo original se cortaron núcleos, pero en el pozo de reentrada no. Las porosidades del **RMN**, de **LWD**, y de los núcleos se compararon estadísticamente. El promedio de porosidad del **RMN** corregido para el gas sobre la zona donde se cortaron núcleos fue de 21 p.u., el cual concordaba muy bien con el promedio de porosidad de los núcleos de 20.8 p.u. El promedio de la porosidad del **LWD** en la misma zona fue de 17.4 p.u.³.

Las Pistas 6 y 7 del perfil en la **Figura 83**, muestran respectivamente los resultados del **RMN** tanto para Análisis en el Dominio del Tiempo como para análisis **MRIAN**. El **TDA** mostró cuatro tipos de fluidos en la zona invadida: flujo de gas (en rojo), petróleo residual (verde), agua movable (azul), y agua irreductible (gris). La Pista 7 muestra el análisis **MRIAN**, que indicó que el yacimiento estaba saturado con agua irreductible y que no había presencia alguna de agua movable. *La combinación de los resultados de ambos análisis sugiere que el agua movable interpretado por el **TDA** era el filtrado del lodo de base agua*³.

Las diferencias entre los resultados derivados de las identificaciones de fluidos con el **TDA** y con el **MRIAN** se deben a las diferencias entre las profundidades de investigación de las mediciones que suministran los datos para los análisis. Todos los datos para el **TDA** provienen de mediciones en la zona cercana al pozo, la cual normalmente tiene una

saturación de agua más alta que la zona virgen cuando se usa lodo a base de agua. El **MRIAN** utiliza una medición de resistividad profunda, la cual está dominada por la saturación de la zona virgen, haciendo que el resultado del **MRIAN** sea más representativo de la saturación que hay allí. Cuando se utiliza el **TDA** junto con el **MRIAN**, se pueden comparar la saturación de la zona invadida con la de la zona virgen. El **TDA** provee información para identificar y cuantificar fluidos, y puede suministrar datos clave para el procesamiento **MRIAN**, tales como porosidad efectiva corregida para el índice de hidrógeno y para los efectos de la polarización. Si las mediciones de porosidad total de **RMN** están disponibles, entonces la saturación de agua asociada con la arcilla y la porosidad total también se pueden derivar con nada más que los datos **RMN**, y se puede efectuar una combinación de **TDA/MRIAN** sin datos de porosidad convencional. La comparación entre los resultados provenientes del **TDA** y del **MRIAN**, revelan cambios en la S_w entre la zona invadida y la zona virgen. Este cambio es dependiente del tipo de lodo. La **Figura 84** ilustra los principios de la combinación **TDA/MRIAN** cuando los datos del perfil se adquieren bajo las condiciones de un lodo de base agua³.

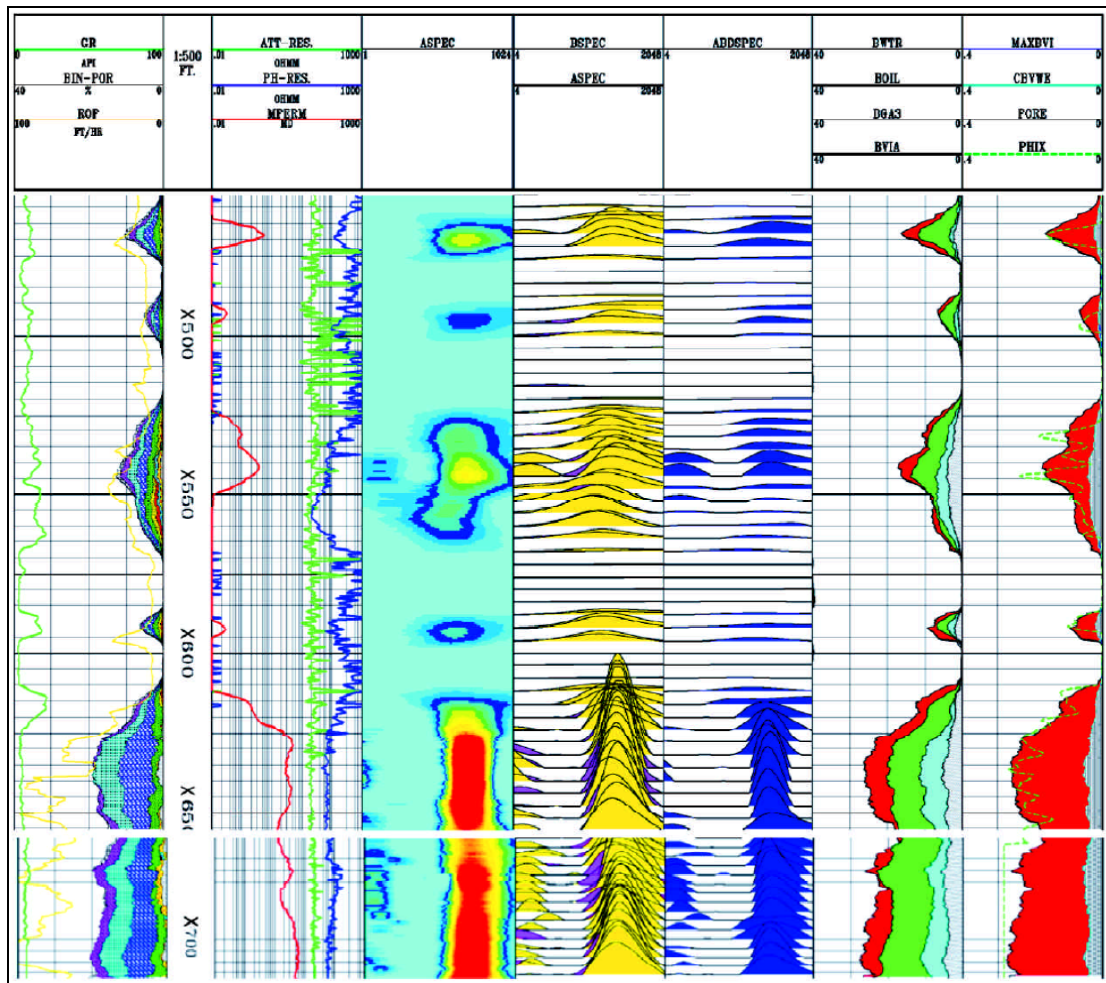


Figura 83. Análisis del TDA y del MRIAN sobre datos RMN adquiridos en un pozo de inyección de gas en un yacimiento de petróleo liviano en el Golfo de Arabia.

Se efectuaron análisis del TDA y del MRIAN sobre datos RMN adquiridos en un pozo de inyección de gas en un yacimiento de petróleo liviano en el Golfo de Arabia. La Pista 1 tiene datos de los Subgrupos de Porosidad de T_2 y curvas convencionales del SP y del Rayos Gama. La Pista 2 muestra permeabilidad derivada del modelo de Coates normal; esta pista muestra también datos de resistividad obtenidos con LWD. La Pista 3 muestra la distribución de T_2 en un formato de densidad variable. La Pista 4 tiene distribuciones de T_2 de datos adquiridos con un TW largo y un TW corto. La Pista 5 es el espectro diferencial (diferencia TW corto de un TW largo). La Pista 6 tiene resultados del TDA. La Pista 7 tiene resultados del MRIAN. Fuente Modificada de Halliburton Energy Services Group, www.halliburton.com/my_halliburton.

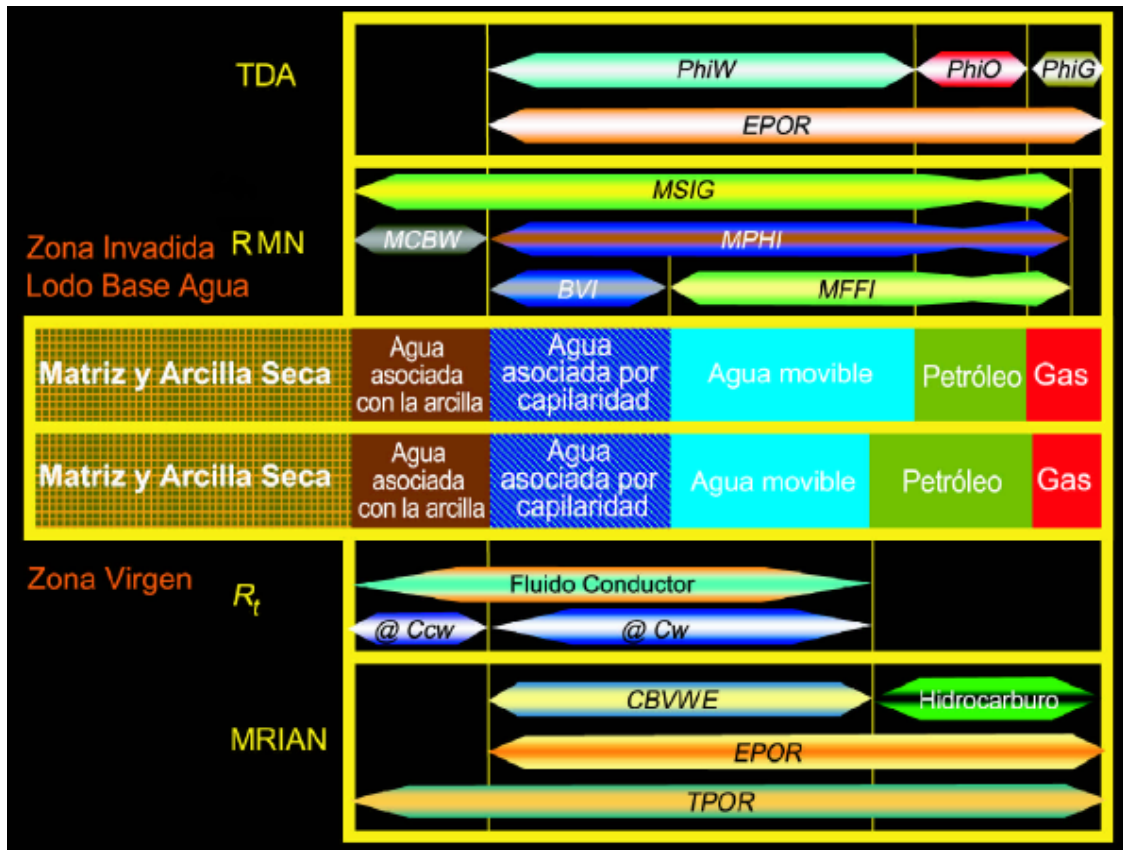


Figura 84. Modelos volumétricos del TDA y MRIAN.

Una comparación entre los resultados del **TDA** y del **MRIAN** puede revelar diferencias en los fluidos de la formación entre la zona invadida y la zona virgen. Los dos paneles del medio en esta figura representan modelos volumétricos de la zona invadida y de la zona virgen. Se supone que el lodo es de base agua. Los dos paneles superiores representan los datos automáticos del **RMN** y los resultados del **TDA**. **EPOR** es porosidad efectiva corregida para los efectos de la polarización, **Φ_iW** es volumen de agua movable, **Φ_iO** es volumen de petróleo, y **Φ_iG** es volumen de gas. Los dos paneles de abajo representan respuestas a la resistividad y resultados **MRIAN**. Las diferencias entre los resultados del **TDA** y del **MRIAN** presentadas aquí son causados por la invasión de filtrado del lodo, que repercute en los datos de la región cercana a la pared del pozo utilizada tanto en el **TDA** como en el **MRIAN**, pero que tiene muy poca influencia sobre los datos de resistividad profunda utilizados en el **MRIAN**. Fuente Modificada de Halliburton Energy Services Group, www.halliburton.com/my_halliburton.

Ejemplo 3:

La **Figura 85**, es un perfil **EDM/MRIAN** de un campo en la Cuenca del Golfo de San Jorge, Argentina. 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 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/cm³) 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.

Se utilizó una activación de porosidad total **RMN** ($TE = 0.6$ y 1.2 ms, y $TW = 3$ s) para establecer las propiedades petrofísicas tales como agua asociada con la arcilla, agua capilar, fluidos móviles, 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** en **RMN** 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 **RMN** 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 agua³.

Utilizando la ecuación de Coates adaptada con un $C = 6.0$, la herramienta de **RMN** provee una curva de permeabilidad continua. El operador ha observado que las zonas con valores de permeabilidad de menos de 1 md producen muy poco. Utilizando la permeabilidad **RMN**, el rendimiento de la estimulación por fracturamiento para este yacimiento mejora considerablemente. Se ha determinado que el perfil de **RMN** 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 **RMN** con la porosidad derivada del gráfico ortogonal Neutrón-Densidad. Las zonas en las que la porosidad efectiva **RMN** es sustancialmente menor que la porosidad por curva Neutrón- Densidad se pueden identificar como arenas tobáceas que no serán productivas³.

Como resultado de la integración del **RMN** 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 **Figura 85** también fueron ratificados por los resultados de la producción.

Comentarios figura 85:

Figura 85. Este perfil tiene resultados del procesamiento del EDM/MRIAN.

La Pista 1 contiene curvas de perfiles de correlación convencional (Rayos Gama, SP, Caliper) y datos de los Subgrupos de Porosidad de T_2 . La Pista 2 contiene datos de resistividad y permeabilidad derivada de **RMN**. Las ondulaciones en la Pista 3 representan la distribución de T_2 derivada a partir de los trenes de ecos parcialmente polarizados utilizados para determinar el agua asociada con la arcilla y de los trenes de ecos totalmente polarizados adquiridos con un **TE** corto. Los espectros diferenciales en la Pista 4 son la diferencia entre dos distribuciones de T_2 provenientes de trenes de ecos adquiridos con un **TE** = 3.6 ms y un **TW** = 300 y 3,000 ms. La línea vertical en la Pista 4 representa el valor máximo para la señal del agua (T_{2DW} = 44 ms). Hay evidencia de cambios marcados en los espectros de T_2 en la zona de contacto aceite/agua. La Pista 5 tiene los resultados del análisis **MRIAN** de composición y volumen de fluidos (agua asociada con la arcilla, hidrocarburos, agua libre, y agua irreductible por capilaridad).
Fuente Modificada de Halliburton Energy Services Group, www.halliburton.com /my halliburton.

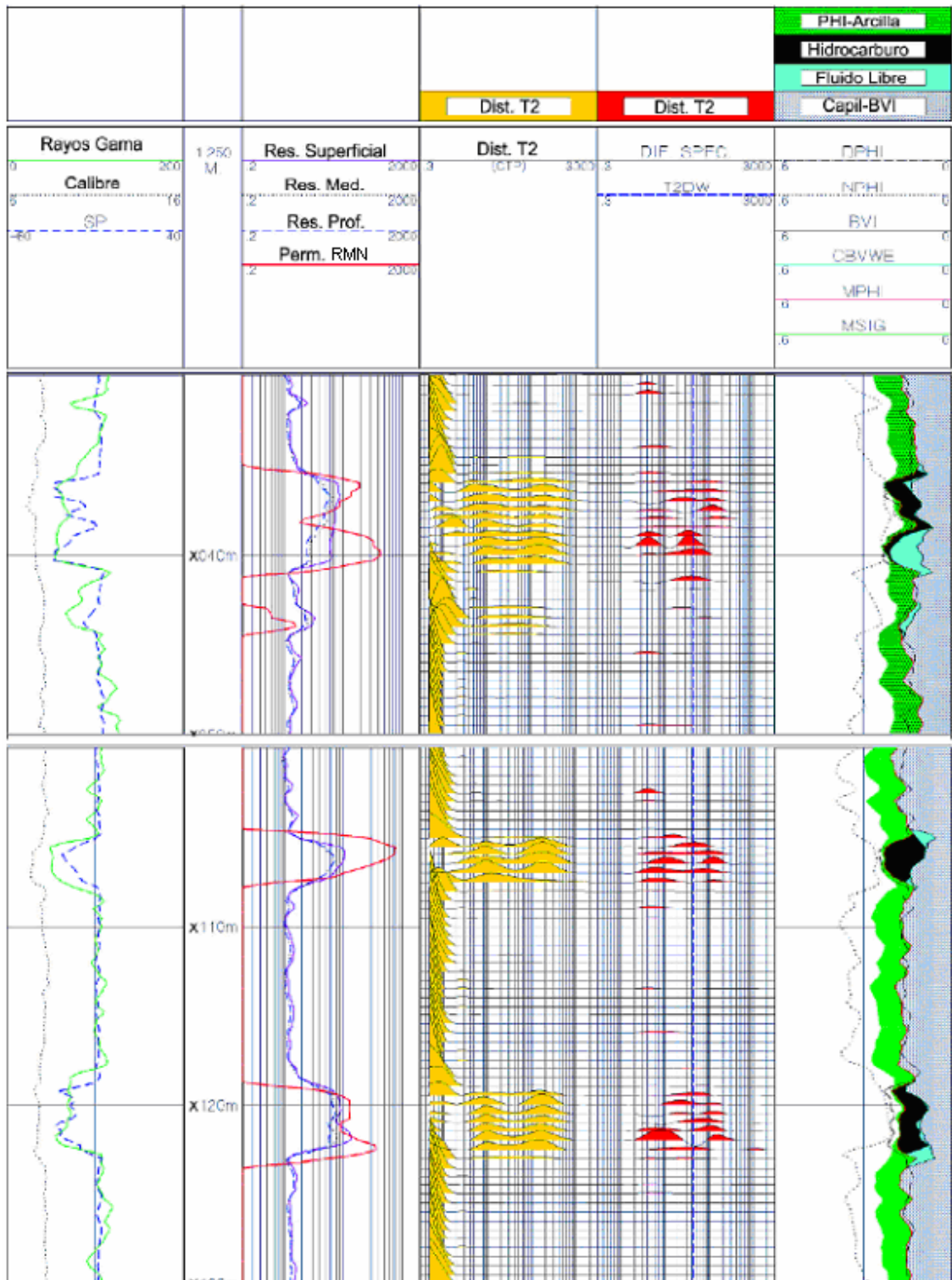


Figura 85.

6. EJEMPLOS DE CASOS ESPECIFICOS DEL PERFILAJE RMN.

6.1 ZONAS PRODUCTORAS DE BAJA RESISTIVIDAD.

Ejemplo #1:

INFORMACIÓN GENERAL:

Nombre del campo:	Tía Juana, Lago de Maracaibo.
Nombre del Pozo:	TJ – 1267.
Fecha del Perfil:	Enero 25, 1998.
Tamaño del Hueco:	8.5 “ Pulgadas.
Tipo de Lodo:	Base Agua.
Herramienta:	MRIL-C
Activación:	(Porosidad Total. TW = 6 seg.)

INFORMACIÓN SOBRE EL YACIMIENTO.

Formación:	Lagunillas Inferior y La Rosa
Litología:	Arena - Arcilla
Tipo de hidrocarburo en el yacimiento:	Petróleo
Relación Gas / Petróleo:	Petróleo muerto
Presión del Yacimiento:	1200 psi
Información de Núcleos:	No hay disponible

OBJETIVO:

Mejorar la interpretación petrofísica en formaciones con baja resistividad.

Descripción:

La herramienta utilizada es la MRIL-C activación Porosidad Total, con tiempo de Polarización $TW = 6$ seg. No se tomaron activaciones especiales para identificación de hidrocarburos.

Las figuras 86 y 87, en la pista 2 muestran los perfiles DLL/SDL/DSN/MRIL en dos de las zonas de interés: los intervalos 3100' – 3400' y 3450' – 3750'.

En las pista 3 y 4 se presentan los espectros correspondientes al agua ligada a las arcillas y a la porosidad efectiva respectivamente.

La pista 5 presenta las curvas de porosidad del **MRIL** y las curvas de los perfiles Densidad y Neutrón en escalas compatibles para arenisca. Las áreas sombreadas en esta pista corresponden a los diferentes volúmenes de fluidos vistos por el **MRIL** representados en la **figura 86a**:

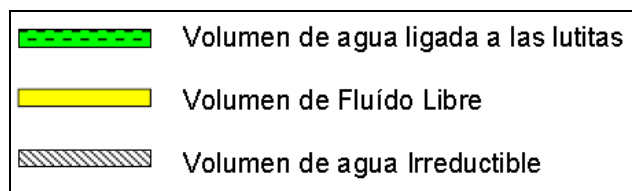


Figura 86 a. Representación grafica de los diferentes volúmenes de fluidos vistos por el MRIL, en la pista 5 de las figuras 86, 87, 88.

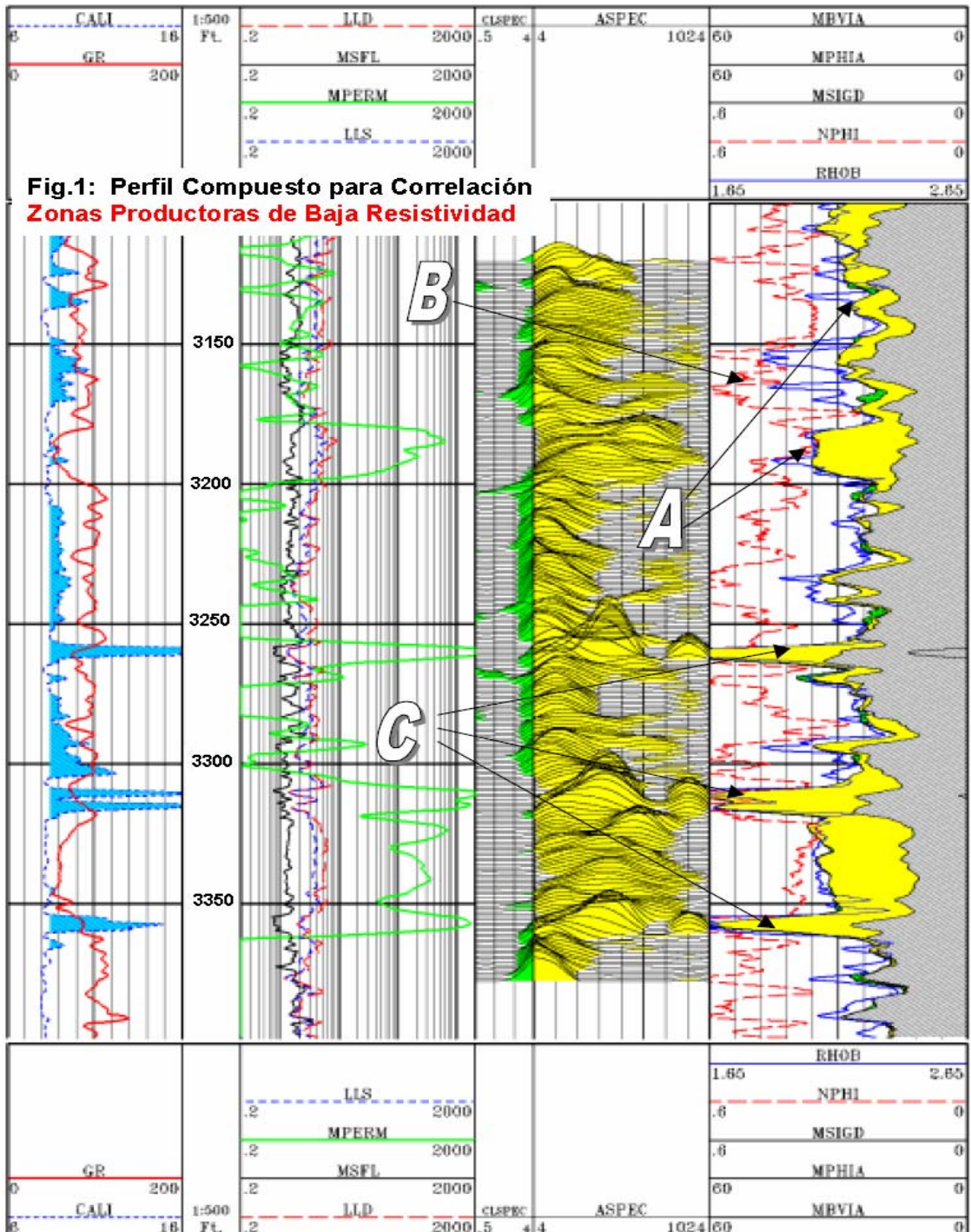
Interpretación.

Con respecto a las curvas de porosidad, vemos que la porosidad total del **MRIL** sigue muy de cerca a la indicada por el perfil Densidad, especialmente cuando las condiciones del hoyo son buenas (ver intervalos marcados con A). El perfil Densidad se ve afectado por rugosidad del hoyo en varias partes, especialmente en algunos de los intervalos de arena (ver intervalos marcados con B). Recordemos que el **MRIL** por leer dentro de la formación no se ve afectado por rugosidad del hoyo. En algunos intervalos donde el tamaño de hoyo es más grande, ambos perfiles se ven afectados (ver intervalos marcados con C).

Se observa en general poco volumen de agua ligada a las arcillas pero en cambio vemos en general un alto volumen de agua Irreducible. Esto se debe posiblemente al tipo de arcilla y al tamaño de los poros que hace difícil distinguir una de la otra. Lo importante es que se trata de agua no producible. Aun en los intervalos de arena más “limpios” de acuerdo a los diferentes perfiles como por ejemplo 3180’ – 3200’ y 3320’ – 3350’, el volumen de agua irreducible es bastante alto. La capacidad del **MRIL** de medir este volumen de agua irreducible es uno de los mayores valores agregados en este caso donde el análisis convencional tiende a ser pesimista debido a los valores bajos de resistividad en las zonas productoras de hidrocarburo.

El programa **MRIAN** realiza el cálculo de saturaciones en la zona virgen, combinando la información del **MRIL** con la resistividad profunda. Se debe conocer la resistividad del agua de formación para obtener un buen resultado. La **figura 88** muestra los resultados del análisis **MRIAN** en el intervalo 3450’ – 3750’.

De acuerdo al análisis **MRIAN**, existen muchos intervalos que presentan una saturación muy baja de agua libre a pesar que la resistividad profunda alcanza un máximo de tan solo 10 ohm aproximadamente en estos intervalos⁵.



**Figura 86. Perfil RMN en zonas productoras de baja resistividad.
Fuente Halliburton energy services.**

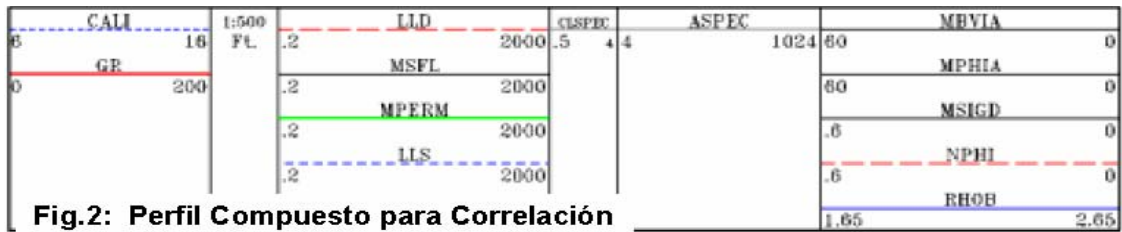


Fig.2: Perfil Compuesto para Correlación Zonas Productoras de Baja Resistividad

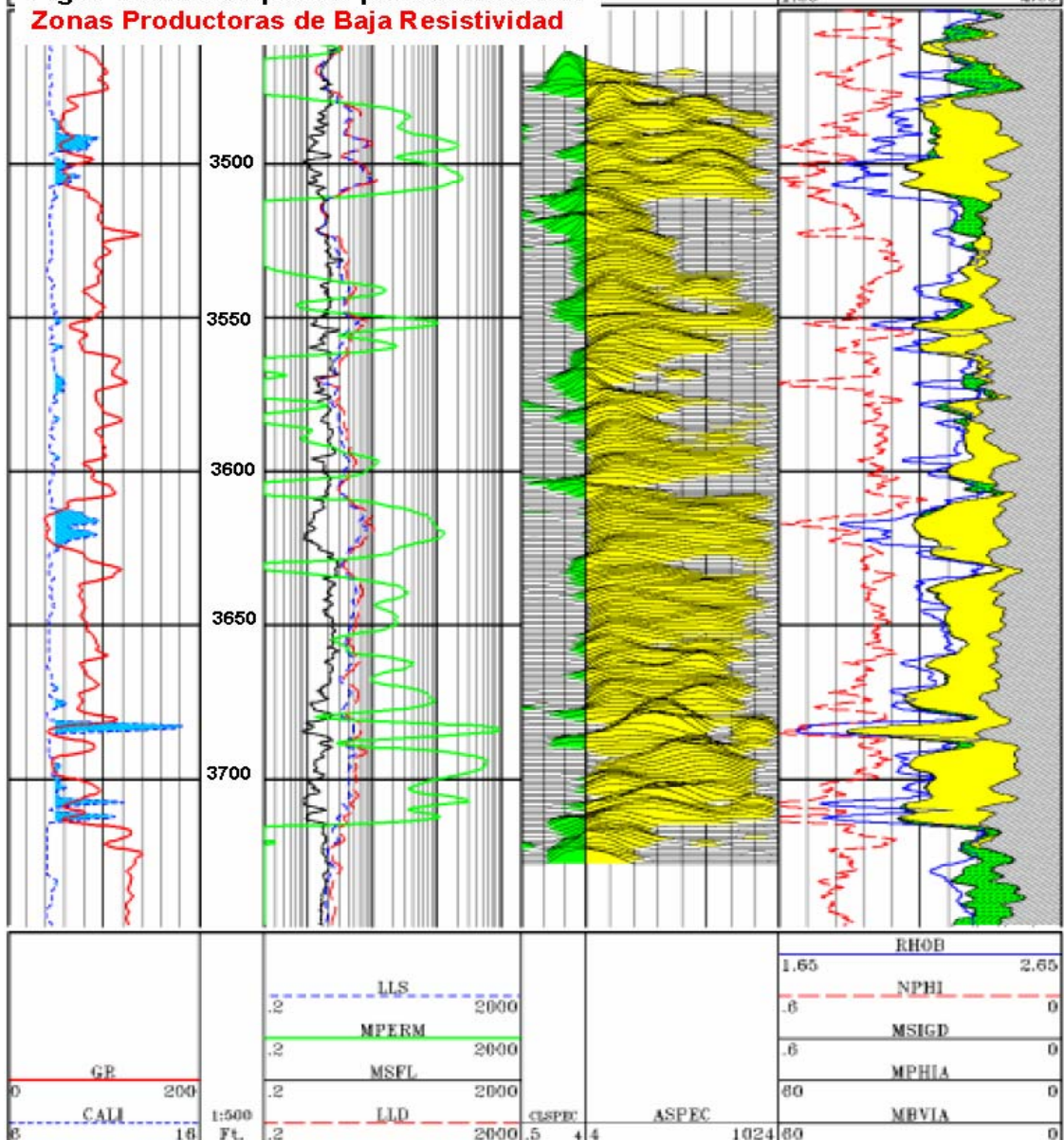


Figura 87. Perfil RMN en zonas productoras de baja resistividad. Continuación figura 86. Fuente Halliburton Energy Service.

CALL	1:500	LLD	CLSPEC	ASPEC	MBVIA
0	16	.2	.5	4	60
GE	200	MSFL	2000	1024	MPHIA
		.2			60
		MPERM	2000		MSIGD
		.2			.6
		LLS	2000		CBVWE
		.2			.6

Fig.3: Análisis de Saturación MRIAN
Zonas Productoras de Baja Resistividad

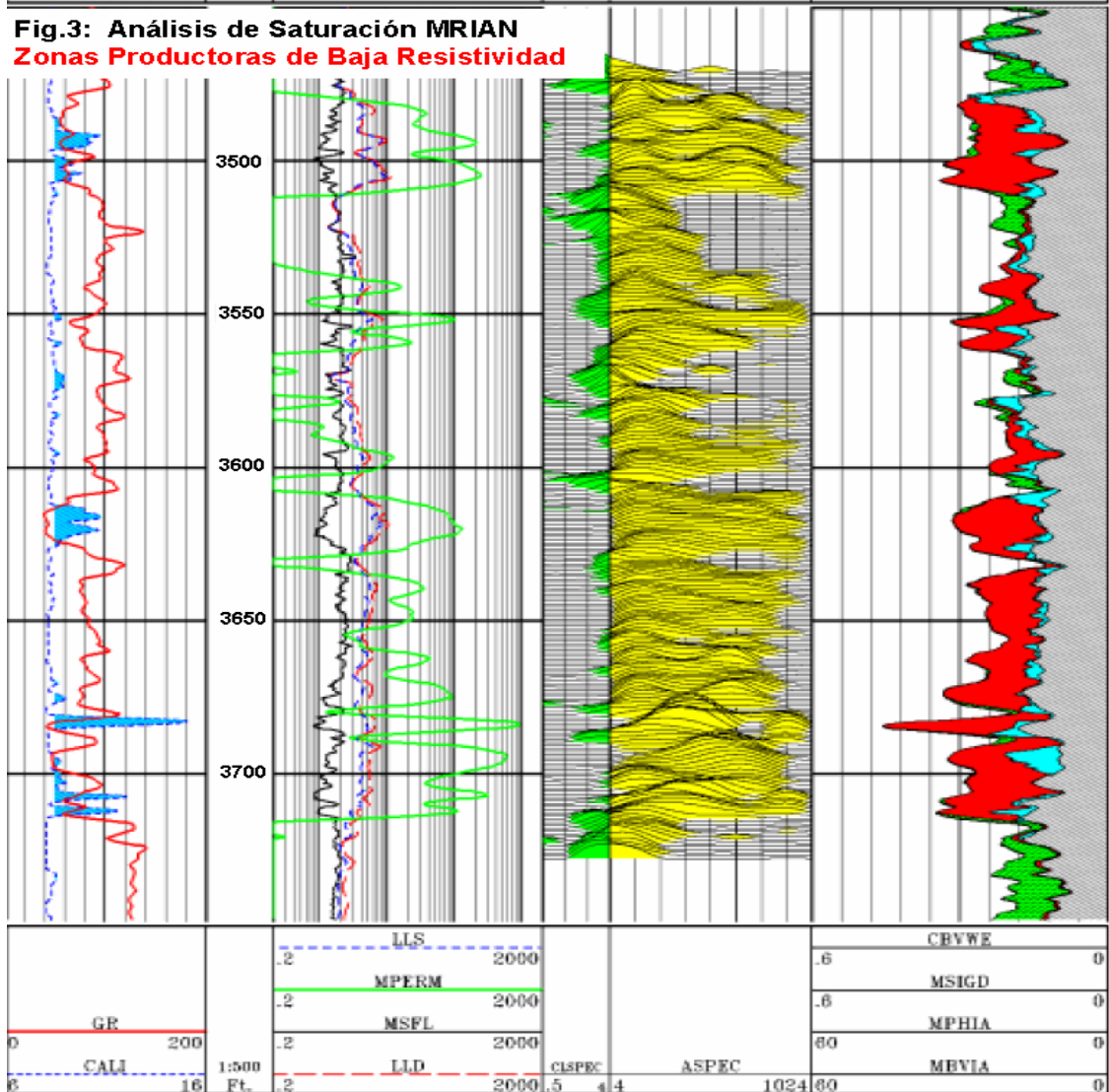


Figura 88. Resultados del análisis MRIAN en el intervalo 3450' – 3750' para el ejemplo 6.1.

Fuente Halliburton Energy Service.

6.2 CARACTERIZACIÓN DE LA MOVILIDAD EN CRUDOS PESADOS.

Ejemplo # 2:

Información General:

Nombre del campo:	Bachaquero, Zulia
Nombre del Pozo:	LB - 1479
Fecha del Perfil:	Octubre 22, 1997
Tamaño del Hueco:	8.5 “ Pulgadas
Tipo de Lodo:	Base Agua
Herramienta:	MRIL-C
Activación:	Porosidad Total. TW = 6 seg.)

Información sobre el yacimiento:

Litología:	Arena - Arcilla
Tipo de hidrocarburo:	Petróleo de 12o API
Información de Núcleos:	No hay disponible

Objetivo:

Caracterizar el crudo pesado. Determinar movilidad del mismo.

Descripción:

La herramienta que se utilizo es la MRIL-C activación Porosidad Total, con tiempo de espera = 6 seg.

La **figura 89** muestra los perfiles DLL/SDL/DSN/MRIL en el intervalo 3870' – 4120'. En las pistas 3 y 4 se presentan los espectros correspondientes al agua ligada a las arcillas y a la porosidad efectiva respectivamente.

La pista 5 presenta las curvas de porosidad del **MRIL** y las curvas de los perfiles Densidad y Neutrón en escalas compatibles para arenisca.

Las áreas sombreadas en esta pista corresponden a los diferentes volúmenes de fluidos vistos por el **MRIL** (ver figura 89a)⁵:

Interpretación:

La respuesta del **MRIL** en presencia de crudo pesado es un caso especial debido a la alta viscosidad de este fluido que hace que la distribución de señal en el espectro de T_2 sea distinta a lo normalmente observado con otros fluidos como agua o hidrocarburos de baja o mediana viscosidad. La porosidad efectiva y total del **MRIL** así como el volumen de agua irreducible medida por la herramienta también se ven afectados.

En la **figura 89** se observa que el espectro de T_2 esta concentrado en el lado izquierdo tanto en las arenas como en las arcillas. También observamos que en las capas de arena con hidrocarburo, la porosidad total del **MRIL** es menor a la indicada por la combinación Densidad – Neutrón. Esto sucede porque la parte más rápida del espectro del crudo pesado se pierde. Por otra parte el volumen de agua irreducible y el volumen de agua ligado a las arcillas “vistos” por el **MRIL** son altos debido a que parte de la señal del crudo se encuentra en el rango normalmente ocupado por estos fluidos.

La señal del filtrado de lodo se puede identificar fácilmente en el espectro ya que aparece en un rango más alto de valores que el resto del espectro. El área sombreada con amarillo indica el volumen de fluido libre, que en este caso es filtrado, ya que por un lado sabemos que el yacimiento esta a condiciones de saturación de agua irreducible, y por otro lado sabemos que la señal del crudo debe estar a la izquierda del espectro.

Combinando la información del **MRIL** con la de los perfiles convencionales es posible realizar un análisis volumétrico como el mostrado en la **figura 90**, donde es necesario tener en cuenta los siguientes parámetros⁵:

- **TPOR:** es la porosidad total medida por el Densidad-Neutrón o Densidad solamente.

- **EPOR:** es la porosidad efectiva medida por el Densidad-Neutrón o Densidad solamente.
- **MPHIA:** es la porosidad efectiva aparente medida por el perfil **MRIL**.
- **PORW:** es el volumen total de agua calculado con la Resistividad profunda: $\phi_T S_w$.
- **MSIG:** es la porosidad total aparente medida por el perfil **MRIL**.
- **MBVIA:** es el volumen aparente de agua irreductible medido por el **MRIL**

$$BVI = \phi_T S_{wirr}$$

En formaciones limpias, los códigos de color, **figura 89a**, identifican el tipo de fluido de acuerdo a los siguientes criterios:








	Crudo pesado (MSIG < TPOR)
	Crudo pesado (MSIG > MPHIA)
	Volumen de filtrado (MPHIA > PORW)
	Crudo pesado (MBVIA > PORW)
	Volumen de agua libre (PORW > MBVIA)
	Volumen de agua irreductible (MBVIA)
	Volumen de agua ligada a las arcillas (TPOR > EPOR)

Figura 89 a. Representación grafica de los diferentes volúmenes de fluidos vistos por el MRIL, en la pista 5 de las figuras 89 y 90.

- Cuando **TPOR > MSIG**, la diferencia se interpreta como Aceite Pesado.
- Cuando **MSIG > MPHIA**, la diferencia se interpreta como Aceite Pesado
- Cuando **MBVIA > PORW**, la diferencia se interpreta como Aceite Pesado.
- Cuando **MPHIA > PORW**, la diferencia se interpreta como Aceite Movido.
- Cuando **PORW > MBVIA**, la diferencia se interpreta como Agua Libre.

La razón para **(A)** es que las señales de aceite pesado pueden ser extremadamente rápidas y caer fuera del rango de medida de **MSIG**. A estas viscosidades, la relajación del aceite en bruto, como fase no mojante, se encuentra en el rango de los nanosegundos a los microsegundos, bien por debajo del rango mínimo normal de medida de 0.5 milisegundos. Esto se denomina como un Índice De Hidrógeno aparente menor que 1.0.

La razón para **(B)** es que los crudos pesados tienen un espectro que generalmente se extiende sobre los rangos de la arcilla y el agua irreductible. La parte que se traslapa sobre la zona de arcilla es vista como “arcilla aparente”. Entonces, desde el punto de vista del **MRIL** solamente, se ve una porosidad efectiva menor que la porosidad total.

En el caso **(C)**, la parte de la señal de crudo pesado que se traslapa sobre la región del agua irreductible, hace a esta última artificialmente alta comparada con el volumen total de agua calculado con la resistividad profunda. Físicamente, el agua irreductible puede ser menor o igual al agua total, pero no mayor. Por lo tanto este exceso se atribuye al efecto del crudo pesado.

En el caso **(D)**, como el **MRIL** está viendo la zona lavada, el volumen visto corresponde al filtrado de invasión o el volumen de aceite movido.

En el caso **(E)**, si la resistividad profunda detecta un volumen de agua en la zona virgen mayor que el volumen de agua irreductible (que debe ser el mismo tanto en la zona virgen como en la zona invadida), y no hay efecto de crudo pesado, ese tiene que ser el volumen de agua libre.

Teniendo en cuenta los parámetros anteriores, el **MRIL** indica la presencia de agua libre en la zona invadida y esto explica que el crudo pesado, aunque de baja movilidad, aún pudo ser desplazado o movido por el filtrado e igualmente puede llegar a producirse en frío. A juzgar por el volumen relativo pequeño de filtrado (banda amarilla) la poca invasión imposibilita la obtención de un **Rxo** para determinar si hay movilidad del crudo por métodos resistivos convencionales. Esto es porque, en este caso, una herramienta de **Rxo** leería prácticamente **R_r**. Por lo tanto, en crudos muy pesados, el **MRIL** nos permite estimar el volumen de filtrado sin tener un **Rxo** y en forma independiente de las

resistividades del lodo o del agua de formación. Además del análisis volumétrico, es posible estimar la viscosidad del crudo en función de T_2 utilizando correlaciones publicadas. La pista 2 muestra la viscosidad calculada mediante este método⁵.

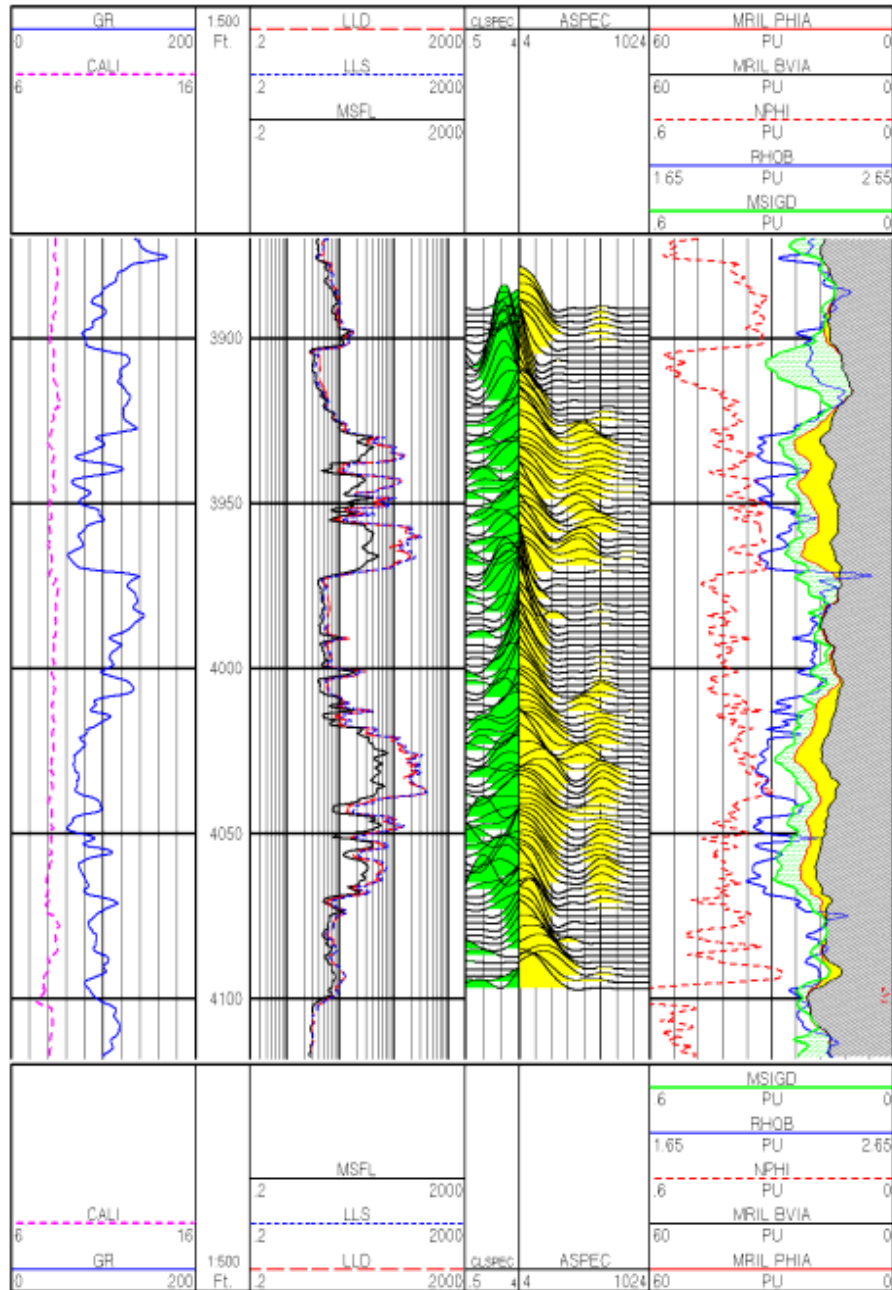


Figura 89. Perfil RMN En La caracterización de la movilidad en crudos pesados. Fuente Halliburton Energy Service.

6.3 EVALUACIÓN PETROFÍSICA EN LITOLOGÍA COMPLEJA Y CRUDO PESADO.

Ejemplo # 3:

INFORMACIÓN GENERAL

Nombre del Pozo:	Cocuyo 1-ST
Fecha del Perfil:	Enero 23, 1999
Tamaño del Hueco:	6.0 "Pulgadas
Tipo de Lodo:	Baradrill - N
Herramienta:	MRIL-C
Activación:	(TE = 0.6/1.2ms, NE =600/10, TW =9000 ms)

INFORMACIÓN SOBRE EL YACIMIENTO

Formación:	La Luna
Litología:	Calizas y Margas
Tipo de hidrocarburo:	Desconocido
Relación Gas / Petróleo:	Desconocido
Presión del Yacimiento:	Desconocido
Información de Núcleos:	Se cortaron núcleos en este pozo.

Objetivo:

Evaluación Petrofísica en pozo exploratorio e Identificación de hidrocarburos.

Descripción:

La herramienta MRIL-C se corrió utilizando con activación de "Porosidad Total y Tiempo de Espera de 9 segundos.

La **figura 91** muestra los perfiles Resistividad / Densidad / Neutrón / MRIL en el intervalo 12400' – 12700'. En la pista 1 se presenta las curvas de Rayos Gamma Total y sin la contribución de Uranio. En la pista 2 se presentan las curvas de resistividad.

En las pistas 3 y 4 se presentan los espectros de T_2 . En la pista 5 se presentan las curvas de porosidad, Densidad y Neutrón en escala de caliza. Las áreas sombreadas en la pista 5 corresponden a los diferentes volúmenes de fluidos vistos por el **MRIL** **figura 91a**⁵:

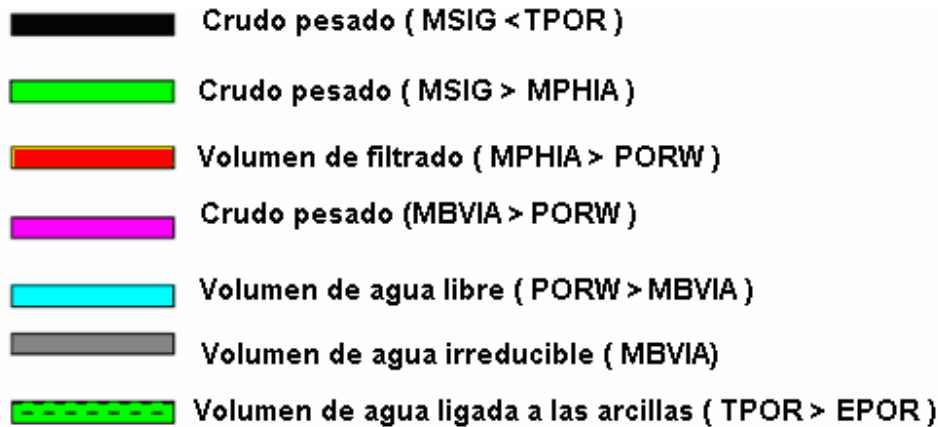


Figura 91a. Representación grafica de los diferentes volúmenes de fluidos vistos por el MRIL, en la pista 5 de las figuras 91 y 92.

Interpretación:

Lo primero que se nota en el perfil compuesto de la **figura 91** es que la porosidad total medida por el **MRIL** es consistentemente menor a la indicada por los perfiles Densidad – Neutrón utilizando para estos últimos, escalas compatibles para la litología de la formación.

En cuanto a la distribución del espectro de T_2 , vemos que está prácticamente concentrado a la izquierda de la línea de 100 ms correspondiente al valor de corte de T_2 . En consecuencia, el volumen de agua irreducible visto por el **MRIL** es consistentemente alto a través del intervalo.

La presencia de gas o de crudo pesado (tar) justificaría la discrepancia en las curvas de porosidad. De acuerdo a lo observado en los núcleos cortados en este pozo, la presencia de tar parece ser la causa de este comportamiento de las curvas de porosidad. El valor alto de **BVI** también justifica la presencia de crudo pesado.

La **figura 92** muestra el análisis volumétrico realizado asumiendo la presencia de crudo pesado en la formación. El sombreado negro representa la fracción más pesada (tar) y corresponde al déficit en porosidad del **MRIL** con respecto al perfil Densidad. El sombreado púrpura corresponde a la fracción de crudo pesado cuyo T_2 está en el rango normalmente ocupado por el **BVI**. El sombreado gris es el volumen de agua irreductible tomado como el menor entre los indicados por el **MRIL** y la resistividad profunda. El volumen marcado con sombreado verde tiene contribución del agua ligada a la arcilla y también de crudo pesado (código de colores **figura 91a**).

Por último, se puede agregar que el **MRIL** no indica la presencia de agua libre (agua de formación o filtrado de lodo) en el intervalo analizado. Para la zona investigada por el **MRIL**, esto se podría explicar asumiendo que el tar, por su muy baja movilidad a condiciones actuales de yacimiento, no permite una invasión de filtrado efectiva. Como se indicó en el ejemplo # 2, la falta de invasión de filtrado también imposibilita la obtención de un **Rxo** para determinar si hay movilidad del crudo o no. Por lo tanto, en crudos muy pesados, el **MRIL** nos permite estimar el volumen de filtrado sin tener un **Rxo** y en forma independiente de las resistividades del lodo o del agua de formación⁵.

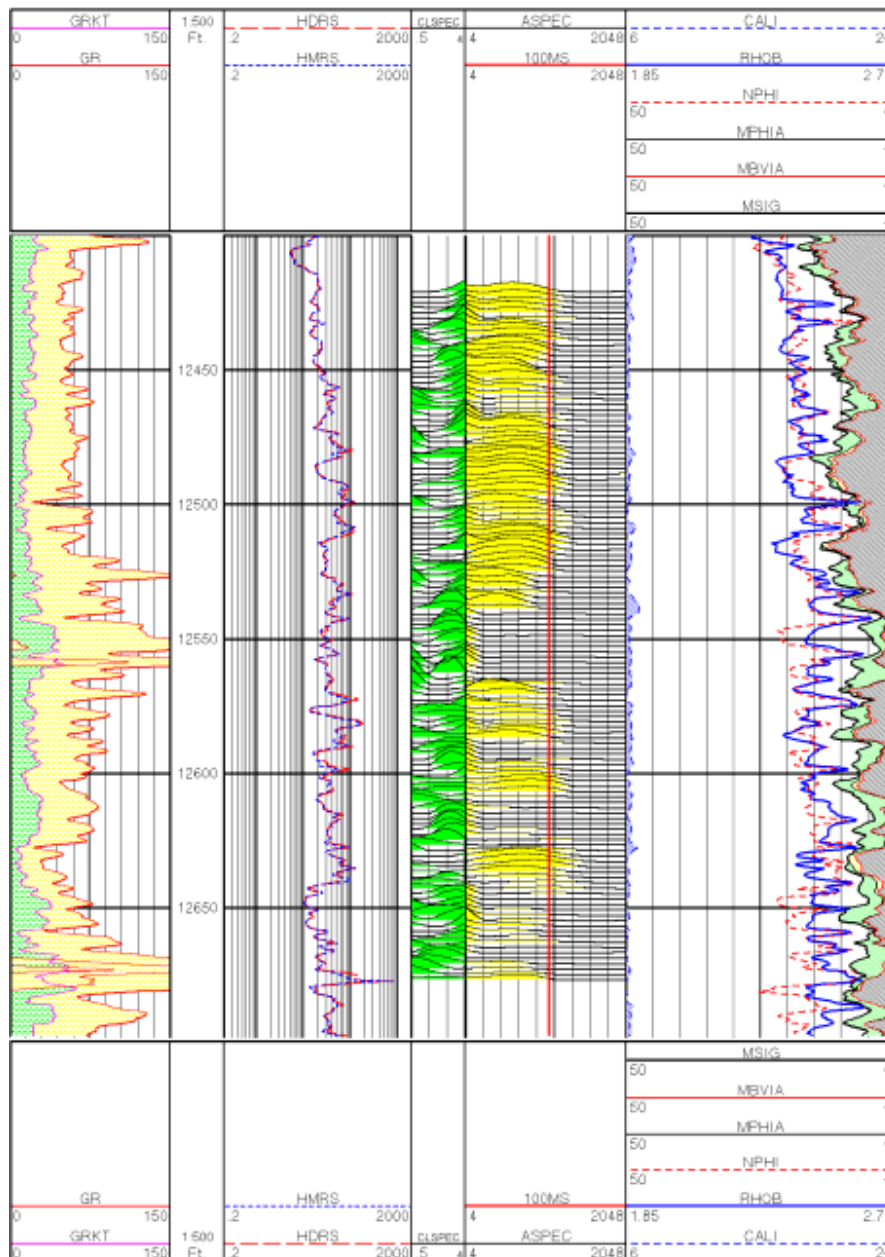


Figura 91. Evaluación petrofísica en litología compleja y crudo pesado.
Fuente Halliburton Energy Service.

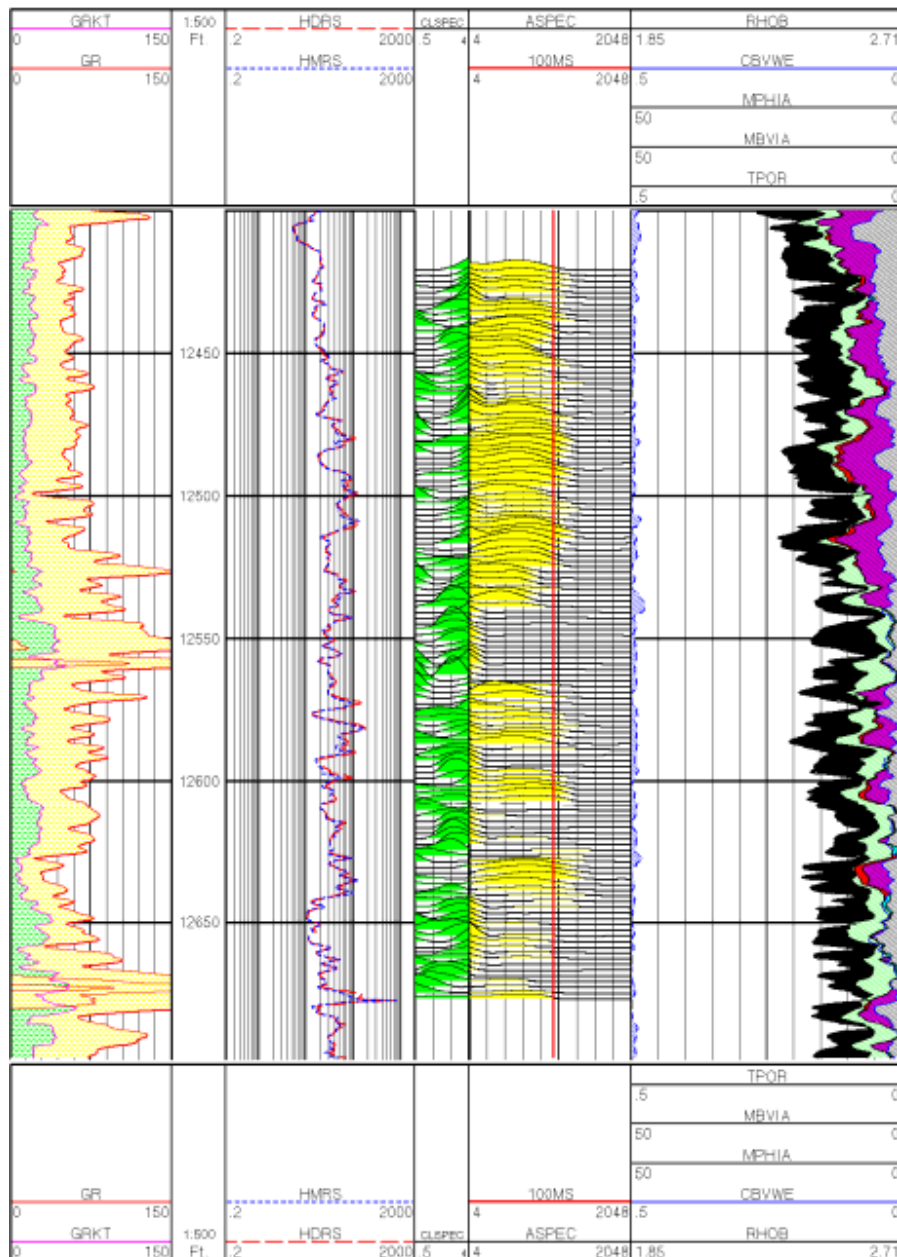


Figura 92. Análisis volumétrico ejemplo 6.3, asumiendo la presencia de crudo pesado.

Fuente Halliburton Energy Service.

6.4 IDENTIFICACIÓN DE HIDROCARBUROS CON AGUA DE FORMACIÓN FRESCA.

Ejemplo # 4:

Información General:

Nombre del Campo:	Guando
Nombre del Pozo:	Guando - 6
Fecha del Perfil:	Octubre 30, 2000
Tamaño del Hueco:	12.25 "Pulgadas
Tipo de Lodo:	PHPA - Glicol
Herramienta:	MRIL-C
Activaciones:	(Doble Tiempo entre ecos. $TE = 1.2$ y 3.6 ms) (Porosidad Total. Tiempo de Espera = 6 seg.)

Información sobre el yacimiento:

Formación:	Guadalupe (Superior)
Litología:	Arena
Tipo de hidrocarburo en el yacimiento:	Petróleo (aprox. 6 cp a condiciones de yacimiento)
Relación Gas / Petróleo:	Muy Baja
Presión del Yacimiento:	Gradiente de presión entre 0.085 y 0.16 psi/pie
Información de Núcleos:	No se dispone para este intervalo

Objetivo

Identificar la presencia de hidrocarburo en forma independiente de la resistividad, debido a que la salinidad del agua de formación es muy baja y variable.

Descripción:

La herramienta MRIL-C se corrió utilizando activaciones de Porosidad Total y Doble Tiempo entre Ecos. Esta última activación sirve para identificación directa de hidrocarburos, mediante el contraste en el factor de difusión⁵.

Las **figuras 93 y 94** muestran los perfiles Resistividad / Densidad / Neutrón / MRIL en el intervalo 3350' – 3980'.

La pista 3 presenta las curvas de porosidad del MRIL y las curvas de los perfiles Densidad y Neutrón en escalas compatibles para arenisca.

En la pista 4 se presenta el espectro tomado con tiempo entre ecos de 1.2 ms.

Las áreas sombreadas en esta pista corresponden a los diferentes volúmenes de fluidos vistos por el MRIL, ver **figura 91a**:

Resumen, Identificación de Fluidos mediante Difusión.

El **RMN** permite distinguir agua de petróleo valiéndose del contraste en la “difusividad” de estos dos fluidos. La difusión experimentada por el agua es mucho mayor que la de un crudo de viscosidad media (entre 2 y 50 cp.). Para observar el fenómeno de difusión el **MRIL** graba simultáneamente dos espectros, uno con tiempo entre ecos corto (espectro “normal”) y otro con tiempo entre ecos largo (espectro “difundido”). La difusión del fluido se manifiesta en el espectro de T_2 con tiempo entre ecos largo como un desplazamiento hacia la izquierda comparado con el espectro con tiempo entre ecos corto. Cuanto mayor es el desplazamiento, mayor es la difusividad del fluido. La línea T_{2DW} es el valor teórico máximo de T_2 para el agua en el espectro difundido (TE largo). Señal a la derecha de esta línea indica la presencia de petróleo. Señal a la izquierda de la línea indica agua o petróleo de mayor viscosidad.

Interpretación:

El perfil **MRIL** indica intervalos de arena bastante “limpia” (muy poca señal en el espectro de T_2 a la izquierda de la línea de 4 ms) separados por intervalos de arcilla.

En cuanto al volumen de agua irreductible, se observa un cambio a aproximadamente 3620'. Hacia arriba de esta profundidad, el volumen de agua irreductible medido por el **MRIL** es mucho mayor desde este punto hacia abajo. Esto indica una mejor calidad de la roca en el intervalo inferior. Con respecto a las curvas de porosidad, vemos que la porosidad total del **MRIL** sigue en general muy de cerca a la indicada por el perfil Densidad, utilizando para este último escala de arena.

Las **figuras 95 y 96** muestran los espectros grabados con una activación multifrecuencia que usa Doble Tiempo entre ecos y el resultado obtenido en lo referente a identificación de fluidos mediante el Análisis de Difusión.

El espectro “normal” (**TE** corto) se presenta en la pista 3 mientras que el “difundido” (**TE** largo) se presenta en la pista 4.

Vemos en el espectro “difundido” que casi toda la señal aparece a la izquierda de la línea de agua T_{2DW} (86 ms). De acuerdo a esto, el **MRIL** no indica la presencia de crudo en ninguna de las capas de arena.

En la pista 5 se presenta el valor de saturación de agua calculado.

La línea T_{2DW} ha sido colocada también sobre el espectro normal (TE corto) como referencia, para observar más fácilmente el desplazamiento del espectro. Si el **MRIL** detectase señal de petróleo de 6 cp de viscosidad, esta se observaría en el espectro normal alrededor de 213 ms y en el espectro difundido alrededor de 191 ms.

Sabiendo que el fluido visto por el **MRIL** es agua, podemos relacionar la distribución del espectro de T_2 con la distribución del espacio poral. A este respecto observamos cambios significativos a 3620' y 3880'. De 3620' hacia arriba la distribución del espectro de T_2 es

bimodal indicando la presencia de poros pequeños y poros grandes. De 3620' hacia abajo la distribución del espectro de T_2 es prácticamente unimodal indicando una mayor uniformidad en el tamaño de los poros. A 3880' el cambio en la distribución del espectro indica poros más pequeños por debajo de esta profundidad⁵.

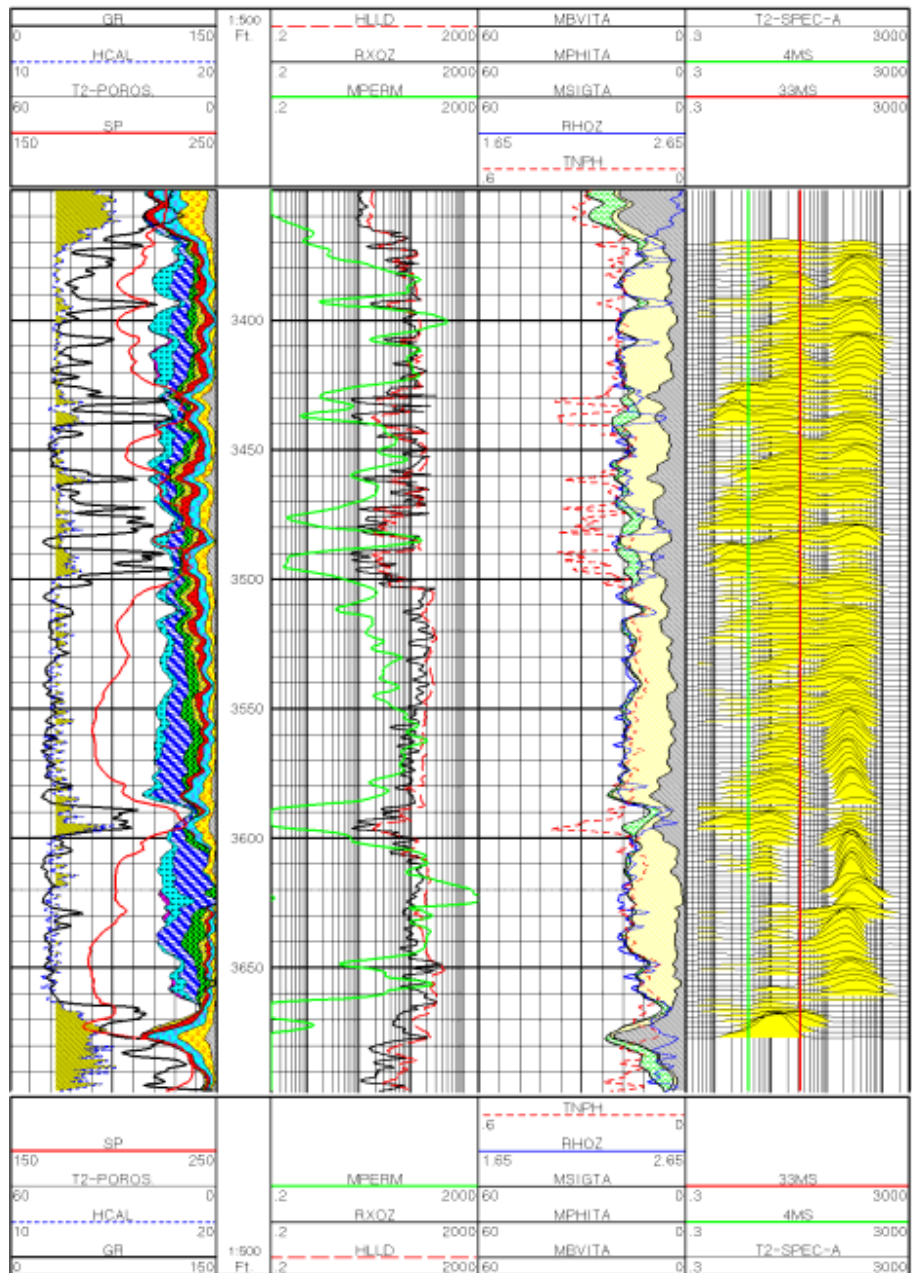


Figura 93. Perfiles Resistividad / Densidad / Neutrón / MRIL en el intervalo 3350' – 3980' del ejemplo 6.4.

Fuente Halliburton Energy Service.

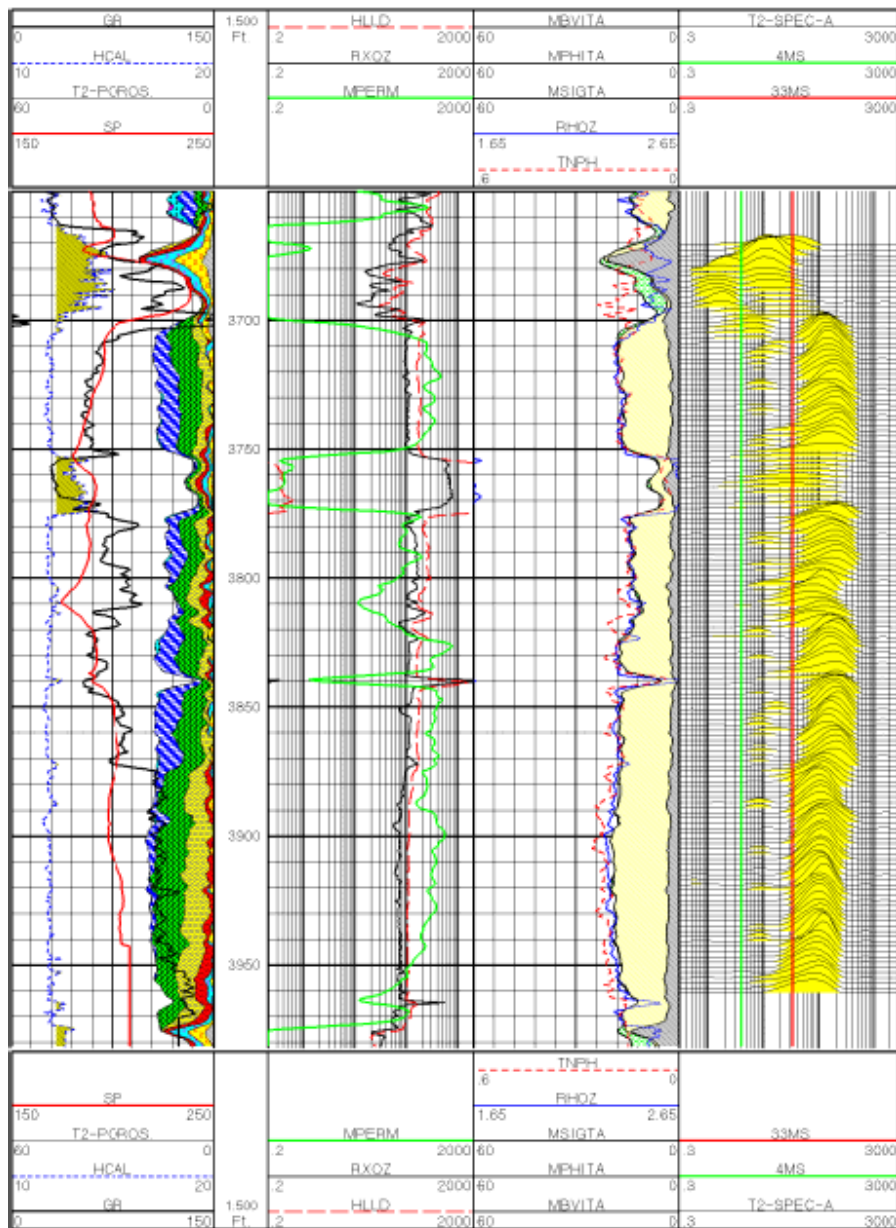


Figura 94. Perfiles Resistividad / Densidad / Neutrón / MRIL en el intervalo 3350' – 3980' del ejemplo 6.4. Continuación figura 93.

Fuente Halliburton Energy Service.

6.5 IDENTIFICACIÓN DE PETRÓLEO EN ARENAS ARCILLOSAS CON AGUA FRESCA.

Ejemplo # 5:

Información General:

Nombre del campo:	Río Ceibas
Nombre del Pozo:	Río Ceibas 62
Fecha del Perfil:	Marzo 30, 1999
Tamaño del Hueco:	8.5 "Pulgadas
Tipo de Lodo:	Base Agua
Herramienta:	MRIL-C
Activaciones:	(TE = 4.8 ms., NE =100, TW =300 / 3000 ms) (TE = 0.6/1.2ms, NE =300/10, TW =3000 ms)

Información sobre el yacimiento:

Formación:	Honda
Litología:	Arena - Arcilla
Tipo de hidrocarburo:	Petróleo (aprox. 4 - 16 cp a condiciones de yacimiento)
Relación Gas / Petróleo:	Baja
Presión del Yacimiento:	Gradiente normal de presión (aprox. 0.43 psi/ft)
Información de Núcleos:	No se dispone para este intervalo

Objetivo:

Identificar la presencia de hidrocarburo en forma independiente de la resistividad, debido a que la salinidad del agua de formación es baja y variable en el campo.

Descripción:

La herramienta MRIL-C se corrió utilizando activaciones de "Porosidad Total" y "Difusión Realzada". Esta última activación sirve para identificación directa de hidrocarburos, mediante el contraste en el factor de difusión entre agua y petróleo.

La **figura 97** muestra los perfiles Resistividad / Densidad / Neutrón / MRIL en el intervalo 4450' – 4750'. La pista 3 presenta las curvas de porosidad del **MRIL** y las curvas de los perfiles Densidad y Neutrón en escalas compatibles para arenisca. En la pista 4 se presenta el espectro tomado con tiempo entre ecos de 1.2 ms. Las áreas sombreadas en esta pista corresponden a los diferentes volúmenes de fluidos vistos por el **MRIL** ver **figura 91a**:

Interpretación:

El perfil **MRIL** de la **Figura 97** muestra en este pozo intervalos de arena arcillosa, (apreciable cantidad de señal en el espectro de T_2 a la izquierda de la línea de 4 ms) separados por intervalos de arcilla. Con respecto a las curvas de porosidad, vemos que la porosidad total del **MRIL** sigue muy de cerca a la indicada por el perfil Densidad, utilizando para este último una densidad de matriz de 2.65 g/cc. Vale la pena anotar que el perfil **MRIL** permite diferenciar las capas permeables mucho mejor que la combinación Densidad – Neutrón. El perfil de Rayos Gamma tampoco en este pozo es el más apropiado para este propósito.

La **figura 98** muestra en las pistas 2 y 3 los espectros grabados con tiempo entre ecos corto (1.2 ms) y tiempo entre ecos largo (4.8 ms) respectivamente. Este último es el que llamamos espectro “difundido”. En la pista 4 se presenta la saturación de petróleo calculada mediante el Análisis de Difusión. En la pista 5 se presenta el cálculo volumétrico. De acuerdo a este análisis el **MRIL** indica la no presencia de crudo en la parte superior de la **figura 98** mientras que en las demás capas en la figura, parte inferior, el **MRIL** sí indica la presencia de petróleo.

La línea T_{2DW} ha sido colocada en ambos espectros para facilitar la interpretación visual, pero es sobre el espectro “difundido” que señala el valor máximo para la señal de agua.

La **figura 99** muestra en la pista de la derecha el resultado obtenido mediante el Análisis **MRIAN** en el mismo intervalo de este pozo. El valor de R_w fue ajustado para conseguir un resultado consistente con lo obtenido mediante el Análisis de Difusión. En la pista 2 se presenta la curva de permeabilidad (Coates) del **MRIL**⁵.

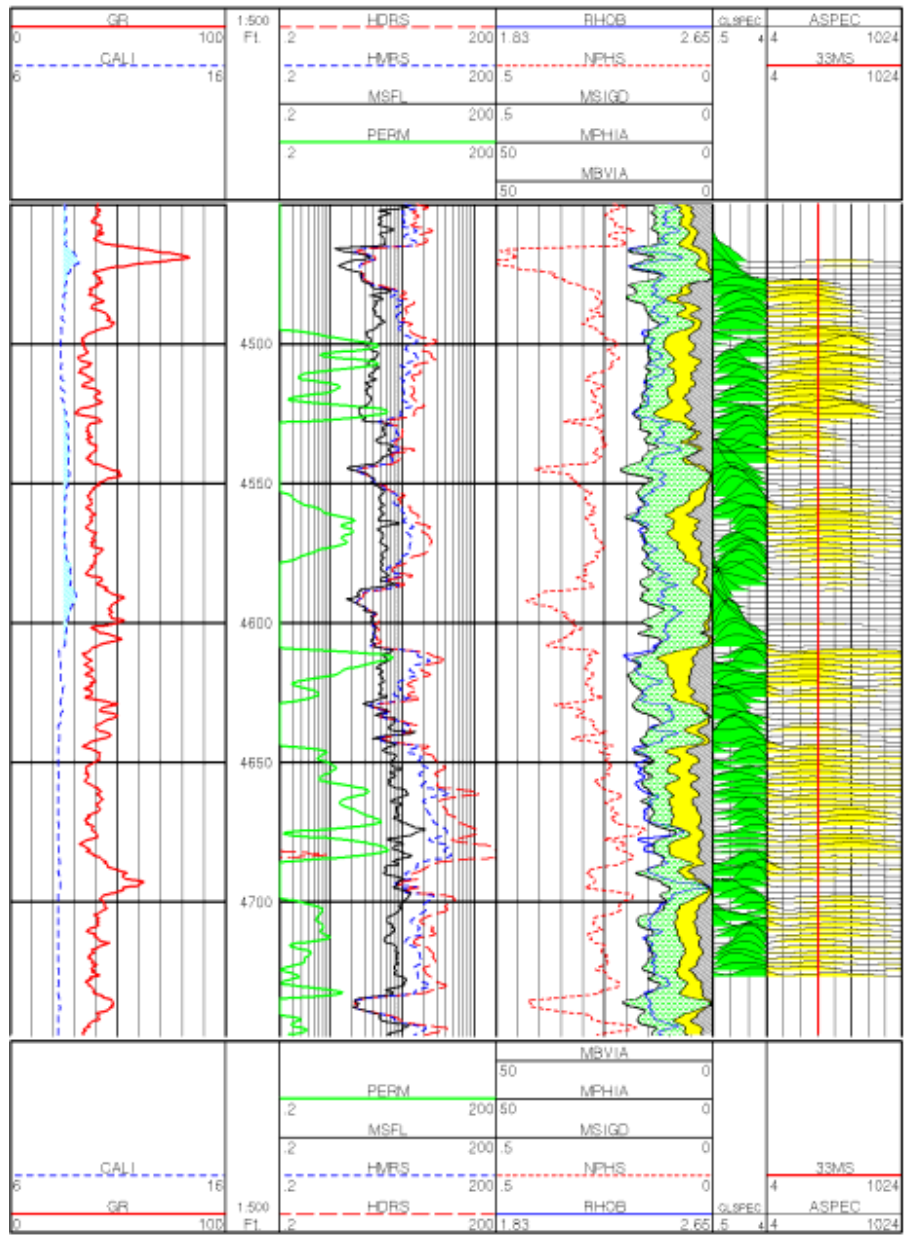
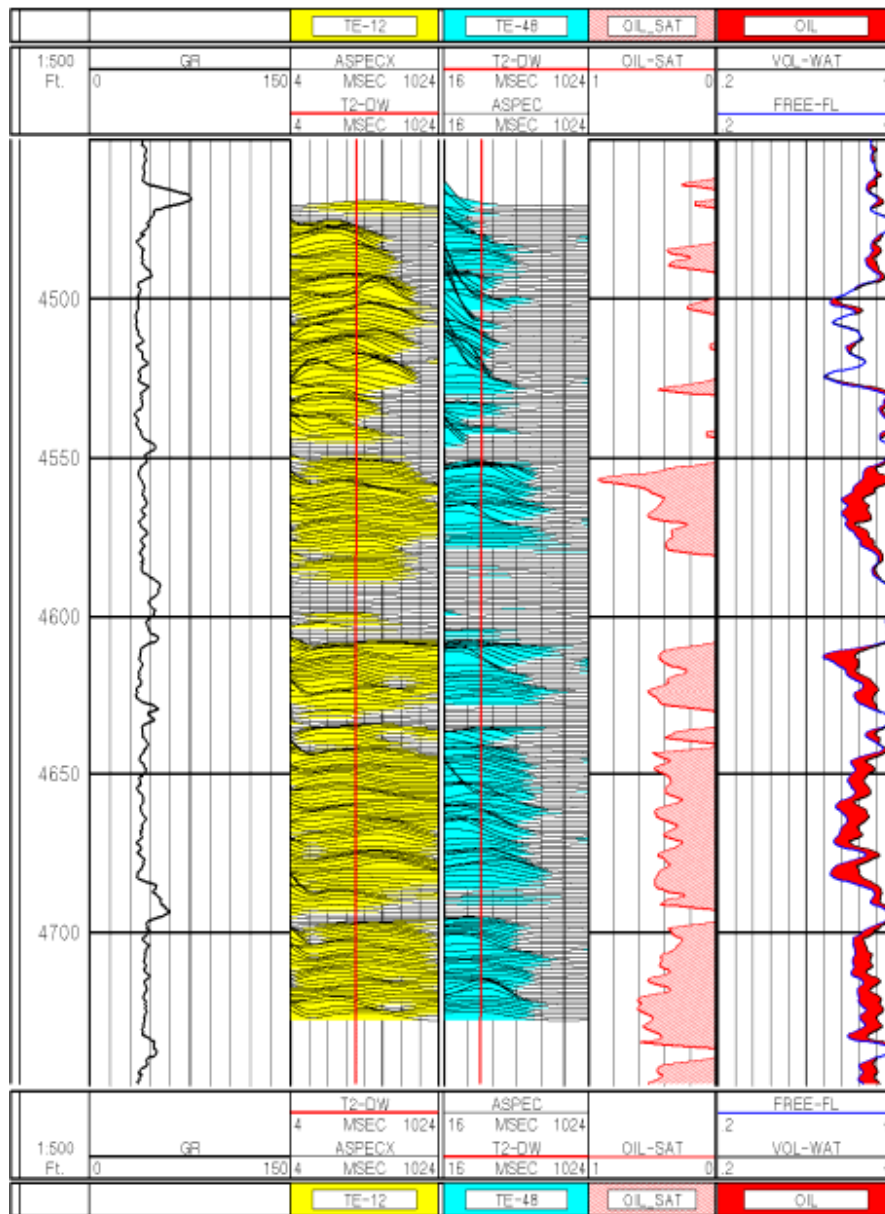


Figura 97. Perfil MRIL del ejemplo 6.5.
Fuente Halliburton Energy Service.



**Figura 98. Perfil MRIL del ejemplo 6.5 mediante el análisis de difusión.
Fuente Halliburton Energy Service.**

7. PERFILAJE HERRAMIENTA RST (RESERVOIR SATURATION TOOL).

Determinar la saturación de hidrocarburos y agua detrás de la tubería de revestimiento es uno de los factores más importantes en el monitoreo de yacimientos. Las medidas de saturación, a lo largo del tiempo de los yacimientos, son útiles para controlar la depleción del yacimiento, realizar trabajos de reacondicionamiento de pozos, estrategias de recobro mejorado e identificar problemas de producción como invasión de agua o puntos de ruptura en trabajos de inyección de agua.

Los métodos tradicionales para la evaluación de saturaciones tales como los perfiles **TDT** (Thermal Decay Time) o de tiempo de decaimiento termal y perfilaje de **C/O**, se encuentran limitados por pozos con altas salinidades, donde es necesario retirar la tubería de producción o tubing. La herramienta **RST** elimina la necesidad de matar el pozo y retirar el tubing. Evitar esta operación reduce costos, la reinvasión de intervalos perforados y permite observar el pozo bajo condiciones de operación. Adicionalmente la herramienta **RST** permite medir el holdup (fracción de aceite en el pozo) inclusive en pozos horizontales.

En pozos recién perforados se utilizan perfiles de resistividad para determinar la saturación de agua e hidrocarburos. Una vez el pozo es revestido, la evaluación de formaciones y el monitoreo de la saturación recae en herramientas tales como la herramienta **TDT** Dual Burst Thermal Decay Time, la cual mide el decaimiento de la población de neutrones termales o el perfilaje de **C/O** que utiliza herramientas de Espectroscopia de inducción de rayos Gamma (**GST**), la cual determina la cantidad relativa de Carbono y Oxígeno por espectroscopia de rayos gama emitidos por choques inelásticos de los neutrones emitidos hacia la formación. Estas herramientas pueden ver a través de la tubería de revestimiento. Debido a la alta sección transversal de captura (Σ) de neutrones termales que posee el cloro, la técnica que utiliza la herramienta **TDT** solo proporciona buenos resultados, en áreas donde el agua de formación posee alto grado de salinidad (superior a 35.000 ppm). El perfilaje de **C/O** se debe utilizar, cuando el agua de la formación no es lo suficientemente salada o la salinidad es desconocida; teniendo en cuenta el alto número de yacimientos, en los cuales se ha implementado el método de

inyección de agua, el cual puede reducir o alterar la salinidad del agua de formación, que al interpretar el perfil **TDT**, genera resultados erróneos. Una combinación de los dos métodos utilizados por estas herramientas generaría mejores resultados y a su vez información adicional.

El perfilaje de **C/O** analiza el espectro de rayos Gamma generado a partir de la dispersión de una emisión corta de neutrones de alta energía, los cuales chocan de forma inelástica con los átomos que se encuentran en el pozo y en la formación, la cual determina la concentración de Carbono y Oxígeno en la formación. Una alta relación **C/O** indica formaciones con contenido de aceite y las bajas formaciones que contienen agua o gas¹⁵.

La **figura 100**, compara la rápida dispersión del choque inelástico de los neutrones de alta energía con el proceso de captura que ocurre mayormente después que la energía de los neutrones se ha reducido a energías termales.

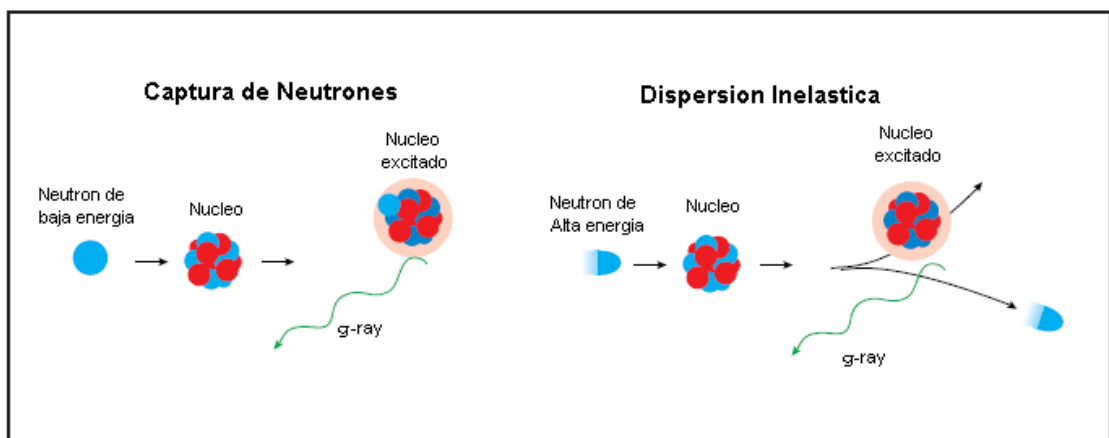


Figura 100. Principio físico herramienta RST.

La reacción que ocurre durante la captura de neutrones es la base de la medida Sigma. La reacción durante la dispersión inelástica de neutrones se usa en las medidas de Carbono- Oxígeno. **Fuente RST Reservoir Saturation Tool, Schlumberger 1993.**

Los grandes tamaños de la herramienta (4 pulgadas de diámetro) de **C/O**, las bajas velocidades de perfilaje y la gran sensibilidad a los fluidos en el pozo. Sumando la necesidad de acomodar tan larga herramienta, conocer el tipo de fluido en el pozo y la necesidad de matar el pozo para retirar el tubing de producción. Todas estas desventajas limitan las aplicaciones de las herramientas de **C/O**.

La herramienta **RST** de diámetro inferior ($1^{11/16}$ y $2^{1/2}$ de pulgada de diámetro) permite el perfilaje por debajo del tubing, eliminando la necesidad de matar el pozo y retirar la tubería de producción. El arreglo de dos detectores proporciona mejoras en la precisión de la medida, y en el caso de la herramienta $2^{1/2}$ de pulgada compensa las medidas debido a la composición de los fluidos del pozo. Con la herramienta de $2^{1/2}$, es posible medir la saturación de aceite en la formación mientras el pozo se encuentra en producción y a la vez determinar la fracción de aceite agua más conocida como holdup.

El sistema de dos detectores y el nuevo modelo de interpretación con una base de datos, que permite una caracterización superior pueden proveer respuestas más precisas y en menor tiempo que las herramientas de **C/O** existentes.

La herramienta **RST** también mide el tiempo de decaimiento de neutrones termales con técnicas similares a las que utiliza la herramienta **TDT** y se puede combinar con otros perfiles de producción, permitiendo operaciones de monitoreo con una sola corrida en el pozo¹⁵.

7.1 APLICACIONES DEL PERFILAJE RST.

La herramienta **RST** proporciona amplias mejoras a las medidas por el perfilaje de **C/O**. El arreglo de dos detectores, proporciona nuevas respuestas y la precisión de la medida supera ampliamente las herramientas anteriores. La herramienta **RST** puede medir el área de sección transversal de captura de la formación con mayor exactitud y precisión que la herramienta **TDT**. Además las medidas de Carbono-Oxígeno y sigma (Σ) se pueden tomar en la misma corrida del perfil.

La herramienta **RST** se puede correr con cables de menor diámetro y es compatible con otros sensores de perfilaje de producción, permitiendo un programa de monitoreo completo con solo una corrida en el pozo. Las medidas de Carbono-Oxígeno suelen ser muy útiles en yacimientos de mediana a alta porosidad, bajo las siguientes condiciones:

- **Agua de formación de cualquier salinidad:** Esta es la principal aplicación de las herramientas de espectroscopia inelástica de rayos gama, ya que la salinidad de la formación no afecta las medidas de Carbono-Oxígeno. La sección transversal de captura de neutrones termales del agua fresca es bastante similar a la de los hidrocarburos de forma tal que los dos fluidos no se pueden diferenciar con un perfil **TDT** de tal forma que es necesario utilizar un perfil de **C/O**.
- **Fluidos de inyección de diferente salinidad que el agua de formación:** Cuando agua de diferente salinidad a la de la formación es inyectada en el yacimiento. Un análisis a partir de perfiles **TDT** resultaría muy complejo y los resultados resultarían poco confiables. Una combinación de las medidas de **C/O** y sigma proporcionara mejores resultados siempre y cuando se pueda cuantificar tanto la saturación de aceite y la salinidad del agua de formación.
- **Salinidad del agua de formación variable o desconocida:** En aquellos casos donde un pozo atraviesa diferentes yacimientos, es posible encontrar variaciones de salinidad en el agua de formación, dificultando un análisis con herramientas **TDT**. Si la salinidad del agua de formación es desconocida, es imposible reconocer cambios en la saturación de aceite a partir de los cambios en las medidas sigmas obtenidas.
- **Pozos horizontales:** Debido al arreglo de detectores, la herramienta **RST** de $2^{1/2}$ proporciona valores de holdup incluso en pozos horizontales donde ningún perfil de producción convencional funciona.

En yacimientos de baja porosidad las medidas de Carbono-Oxígeno son útiles para monitorear los cambios en los contactos gas-aceite y aceite-gas, pero no evaluación de saturaciones¹⁵.

7.2 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA RST.

La nueva herramienta **RST** supera las limitaciones de diámetro de las herramientas de Carbono-Oxígeno con una versión de $1^{11/16}$ de pulgada (**RST-A**) que combina el perfil de espectroscopia de rayos Gamma y **TDT** que permite perfilar debajo de la tubería de producción o tubing de diámetro $2^{3/8}$ de pulgada y la versión de $2^{1/2}$ (**RST-B**) para diámetros de tubing $3^{1/2}$ de pulgada. Estos tamaños de la herramienta eliminan la necesidad de retirar el tubing ahorrando tiempo y reduciendo pérdidas de producción. Ambas herramientas utilizan un arreglo de dos detectores, proporcionando mejor precisión en la herramienta de $1^{11/16}$ de pulgada y permite la compensación de la respuesta de la medida para la composición de los fluidos en el pozo en el caso de la herramienta de $2^{1/2}$ de pulgada.

La **figura 101** muestra los principales componentes de las dos herramientas, de forma opcional se pueden incluir sensores de rayos gamma y de producción en la sarta de la herramienta.

- **Cápsula de telemetría:** Tanto la herramienta de $1^{11/16}$, como la de $2^{1/2}$ de pulgadas utilizan la misma cápsula, la cual forma la interfase entre el cable de perfilaje y la herramienta, además se incluye un localizador de Casing collar.
- **Cápsula de Adquisición:** Ambas herramientas utilizan la misma capsula pero con diferentes presiones de operación. Esta capsula de adquisición adquiere el espectro de rayos Gamma e información del tiempo de la sonda de detección.
- **Sonda (arreglo de dos detectores):** Como se ilustra en la **figura 102**, ambas sondas poseen dos detectores. Los detectores son iguales para ambas herramientas pero el arreglo físico de estos es diferente para cada versión de las herramientas. El arreglo en la herramienta de $1^{11/16}$ pulgadas se asemeja al de la herramientas **TDT**. Ambos detectores se encuentran en el eje de la herramienta separados por un protector de rayos Gamma y neutrones. Con este arreglo el contrasté entre el fondo de pozo y la formación es insuficiente en la mayoría de los casos para determinar la composición de los fluidos en el pozo y la formación. El detector cercano también es sensible a la formación reduciendo las variaciones de la medida.

- **Cápsula de aceleración:** Para ambas herramientas es idéntica. Esta supe las necesidades energéticas y el control de circuitos del generador de neutrones.

En la herramienta de $2^{1/2}$, los detectores se encuentran desfasados del eje de la herramienta. El detector cercano encara directamente el pozo y esta protegido de la formación. El detector lejano se encuentra pegado a la formación y se protege del pozo. Se debe utilizar el resorte para orientar los detectores adecuadamente. El alto contraste

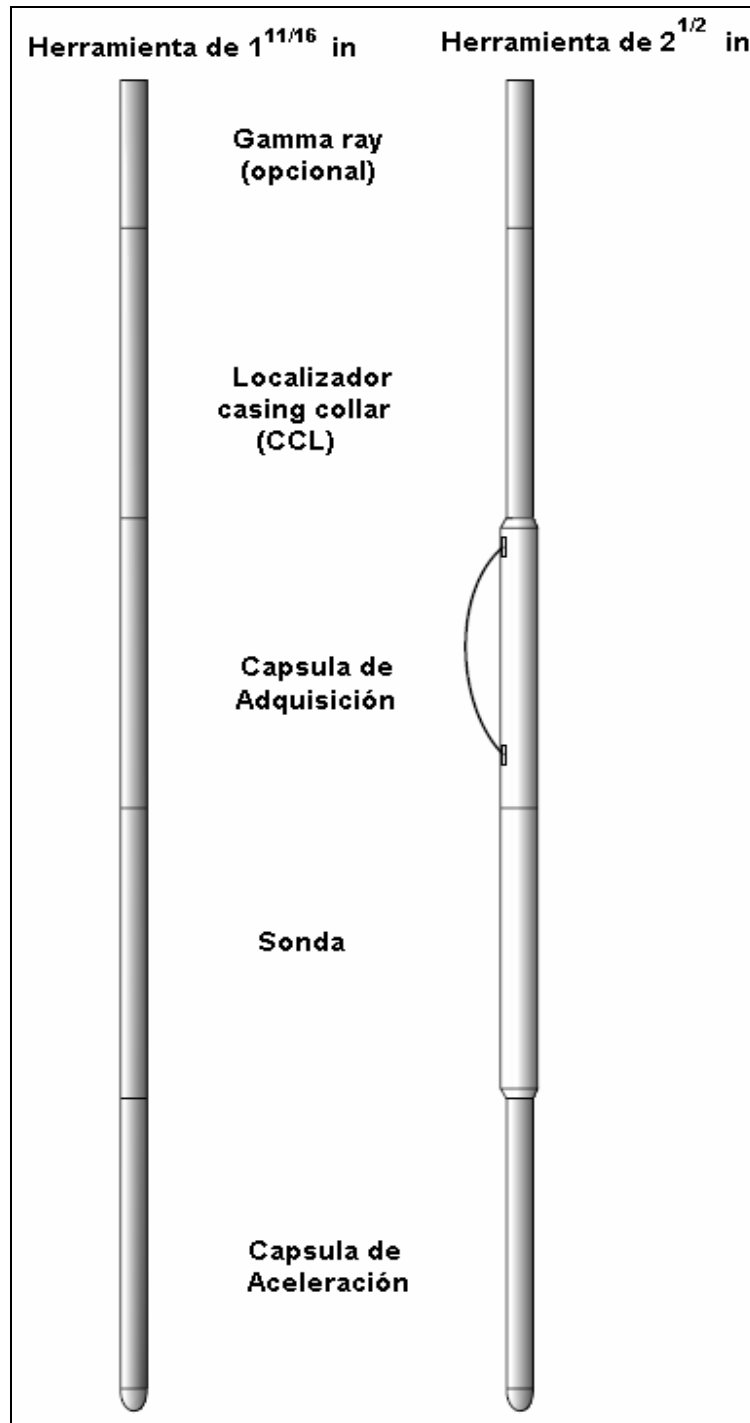


Figura 101. Sarta de la herramienta RST.

Fuente RST Reservoir Saturation Tool, Schlumberger 1993.

de la señal de este arreglo, facilita la determinación de la composición de los fluidos en el pozo y la formación. Este contraste se puede mejorar disminuyendo la velocidad del perfil.

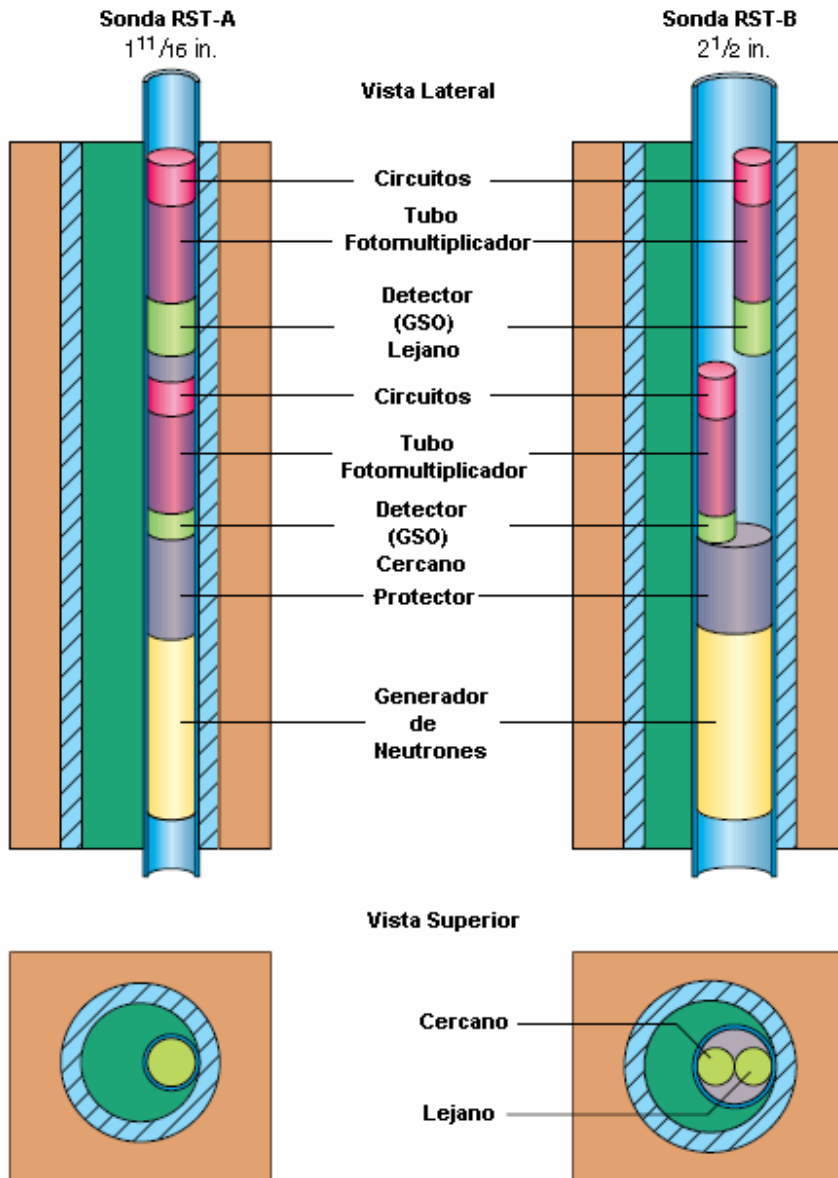


Figura 102. Configuración de la herramienta RST de dos detectores.

Fuente Saturation Monitoring With the RST Reservoir Saturation Tool, Bob Adolph, Christian Stoller, Jerry Brady, Charles Flaum, Chuck Melcher, Brad Roscoe, Amal Vittachi, DeWayne Schnorr.

Las especificaciones de la herramienta se encuentran en la **tabla 7.1**.

Herramienta RST	RST-A	RST-B
Presión de Operación	15 kpsia	15 kpsia
Temperatura de Operación	300 ⁰ F [150 ⁰ C]	300 ⁰ F [150 ⁰ C]
Máximo diámetro Herramienta	1.710 in	2.505 in
Mínimo diámetro tubing	2 ^{3/8} in API	3 ^{1/2} API
Máximo diámetro Casing	7 ^{5/8} in API	9 ^{5/8} in API
Máximo diámetro hueco	10 in	12 ^{1/4} in
Longitud de la Herramienta	33.6 ft	32.7 ft

Tabla 7- 1. Especificaciones de la herramienta RST.

Fuente RST Reservoir Saturation Tool, Schlumberger 1993.

7.2.1 Características de la Herramienta.

La principal característica de la herramienta **RST** es el arreglo de dos detectores que incluye un centelleómetro o contador de escintilación y un tubo foto multiplicador, donde el cristal detector es cerio con una sustancia de gadolinio oxi-orto silicato (**GSO**). Varias propiedades hacen este material atractivo en el perfilaje de Carbono-Oxígeno:

- Buena energía de resolución.
- Alta densidad, la cual mejora la sensibilidad a la detección de rayos Gamma, particularmente en altas energías.
- Posee una constante de decaimiento más rápida que otros detectores en altas e instantáneas razones de conteo durante la alta intensidad de neutrones emitidos.
- Opera perfectamente en temperaturas superiores a los 150⁰ C.

Generador de Neutrones: Este genera una ráfaga de neutrones estable y controlada. La forma casi cuadrada del pulso (**figura 103**), mejora la separación de los rayos Gamma

generados por choques inelásticos de los producidos por la captura de neutrones, durante y después de cada pulso.

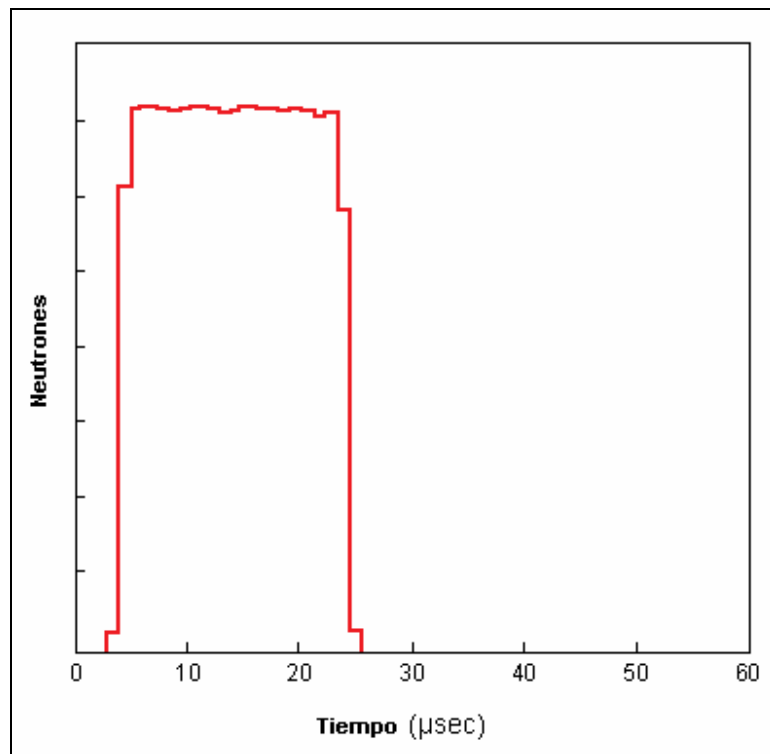


Figura 103. Perfil de emisión de neutrones RST.

Tomado con un monitor de neutrones rápidos, que muestra la forma casi cuadrada del pulso. Fuente RST Reservoir Saturation Tool, Schlumberger 1993.

7.2.2 Velocidad del perfil.

La **tabla 7.2** proporciona una comparación de la velocidad de perfilaje de las herramientas **GST** y **RST**, en varias formaciones y condiciones. Sin importar el menor tamaño de la herramienta **RST-A**, esta excede entre 1.5 y 4 veces el de la herramienta **GST**.

Las velocidades de perfilaje proveen una confiabilidad del 67%, lo equivale en promedio a una incertidumbre de 10 unidades de saturación, al computarse tanto la saturación de aceite como la de agua. Es posible obtener un 95% de confiabilidad si se reduce la

velocidad unas 4 veces la indicada. La columna de la herramienta **RST-B** muestra velocidades de perfilaje mientras el pozo produce, sin certeza de las condiciones de los fluidos en el pozo¹⁵.

Las herramientas **RST** utilizan múltiples pasadas, ya que mantener bajas velocidades de perfilaje resulta dificultoso. Por ejemplo cuatro pasadas a 120 ft/hr proporcionan una velocidad de perfilaje efectiva de 30 ft/hr.

Litología	Porosidad (p.u)	Velocidad de Perfilaje (ft/hr)		
		RST-A (cerrado)	RSTB (Flujo)	3 ^{5/8} in GST (cerrado)
Arena	16	30	8	18
Arena	33	250	110	160
Caliza	16	30	10	11
Caliza	41	250	70	60

Tabla 7- 2. Velocidad de perfilaje para obtener confiabilidad del 67% en Saturación de aceite y agua en un pozo de 10 pulgadas de diámetro, con 7 pulgadas de casing a 100°C.

Fuente RST Reservoir Saturation Tool, Schlumberger 1993.

7.3 ADQUISICIÓN DE DATOS DE LA HERRAMIENTA RST.

La herramienta **RST** posee tres software seleccionables de acuerdo al modo de perfilaje: el modo inelástico de captura, modo de captura sigma y el modo sigma. Cada uno utiliza una secuencia de tiempo óptima para el pulso de neutrones y adquirir el espectro de rayos Gamma resultante y la relación de conteo como función del tiempo. El espectro se obtiene con una serie de 256 canales que cubren rangos de energía de 0.1 a 8 MeV.

7.3.1 Modo de captura inelástico.

El modo inelástico de captura registra el espectro de rayos Gamma producido por la dispersión inelástica de neutrones al colisionar con los átomos de la formación y el pozo. Un análisis de este espectro proporciona las medidas de Carbono-Oxígeno para determinar la saturación de aceite tanto en el pozo como en la formación cuando la salinidad del agua de formación es desconocida, variable o muy baja para utilizar un perfil **TDT**. Posteriormente a la emisión de neutrones se obtiene un espectro de rayos Gamma generados por la captura de neutrones termales. A partir de este espectro se obtienen resultados elementales los cuales proporcionan datos de porosidad, litología y salinidad del agua de formación.

En el modo inelástico de captura en cada ciclo de medida se genera una emisión de neutrones y tres puertas de tiempo para generar el espectro (ver **figura 104**). La primera puerta mide el espectro total de rayos Gamma durante la emisión de neutrones, la cual contiene el espectro de rayos Gamma inelástico y de captura. La segunda puerta mide el espectro de rayos Gamma de captura temprano, seguido de la emisión de neutrones, el cual se utiliza para sustraer los rayos Gamma inducidos del primer espectro (equivalente a una fracción del segundo espectro) , generando el espectro de rayos Gamma inelástico neto. La relación **C/O** del espectro inelástico neto se utiliza para medir la saturación. La tercera puerta de tiempo mide el espectro de rayos Gamma de captura, tiempo después de la emisión de neutrones que se utiliza para determinar la litología de la formación. Por ejemplo la relación Silicio-Carbono se utiliza para distinguir silicatos de carbonatos¹⁶.

7.3.2 Modo de captura Sigma.

El modo de captura Sigma se utiliza para determinar la litología y el área de sección transversal de captura (Σ) en la misma corrida del perfil. En este modo se registra el espectro de rayos Gamma de captura y el número de rayos Gamma de captura por unidad de tiempo (distribución de decaimiento en el tiempo de neutrones termales) la cual se utiliza para determinar el área de sección transversal Sigma del pozo y la formación. Los productos elementales del espectro de captura se utilizan para estimar la litología, la

porosidad y la salinidad aparente como en el modo inelástico. A diferencia del modo inelástico, el modo de captura Sigma utiliza en cada ciclo de medida dos emisiones de neutrones uno corto y uno largo como la herramienta **TDT (ver figura 105)**. En la emisión corta de neutrones se mide el número de rayos Gamma de captura por unidad de tiempo (distribución de decaimiento en el tiempo de neutrones termales), durante y después de la emisión de neutrones para estimar el área de sección transversal de captura Sigma de los fluidos del pozo. De igual forma se mide en la emisión larga de neutrones para estimar el valor de Sigma en la formación.

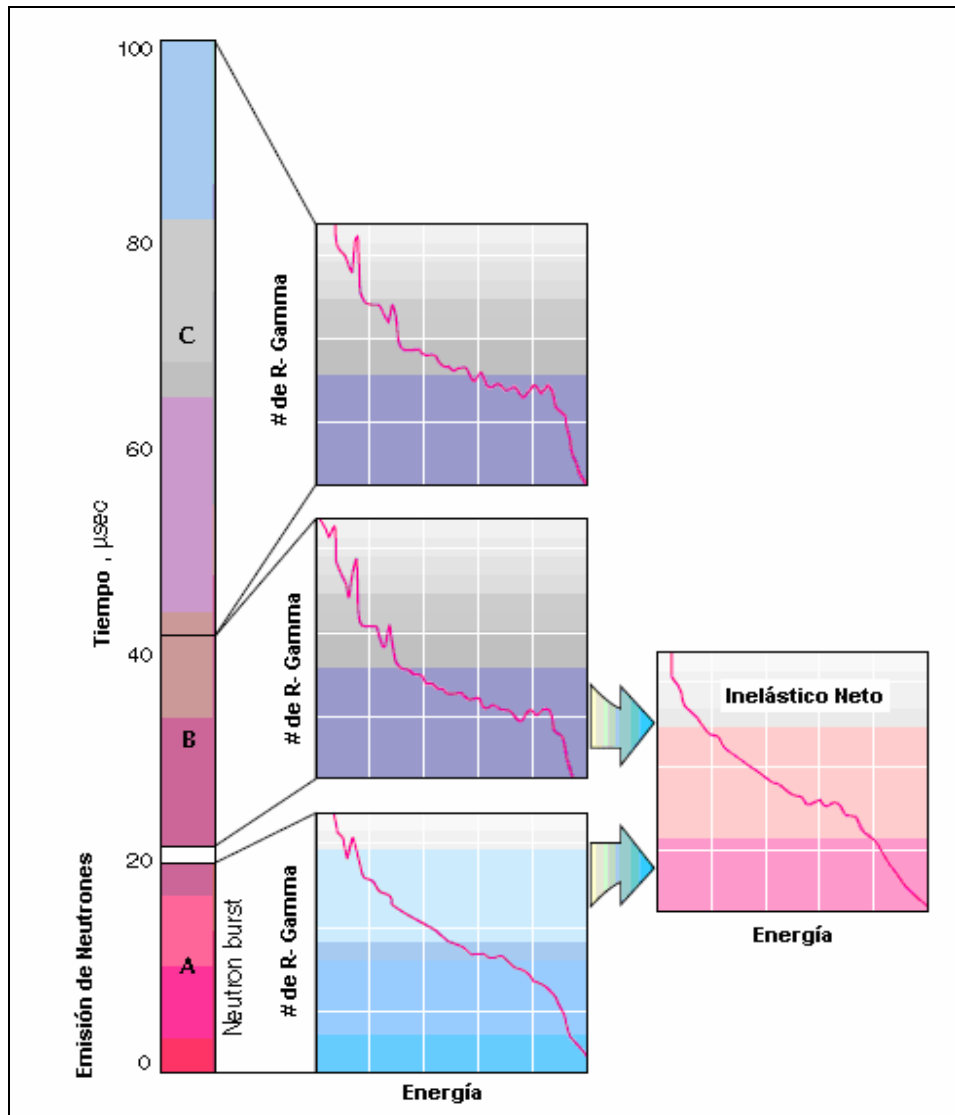


Figura 104. Tiempos del modo de captura inelástico de la herramienta RST.

La puerta de tiempo **A** registra el espectro inelástico durante la emisión de neutrones. La puerta **B** y **C** registran el espectro de captura después de la emisión. El espectro inelástico neto se forma al sustraer una fracción de espectro de la puerta de tiempo **B** de la **A**. Fuente *Saturation Monitoring With the RST Reservoir Saturation Tool*, Bob Adolph, Christian Stoller, Jerry Brady, Charles Flaum, Chuck Melcher, Brad Roscoe, Amal Vittachi, DeWayne Schnorr.

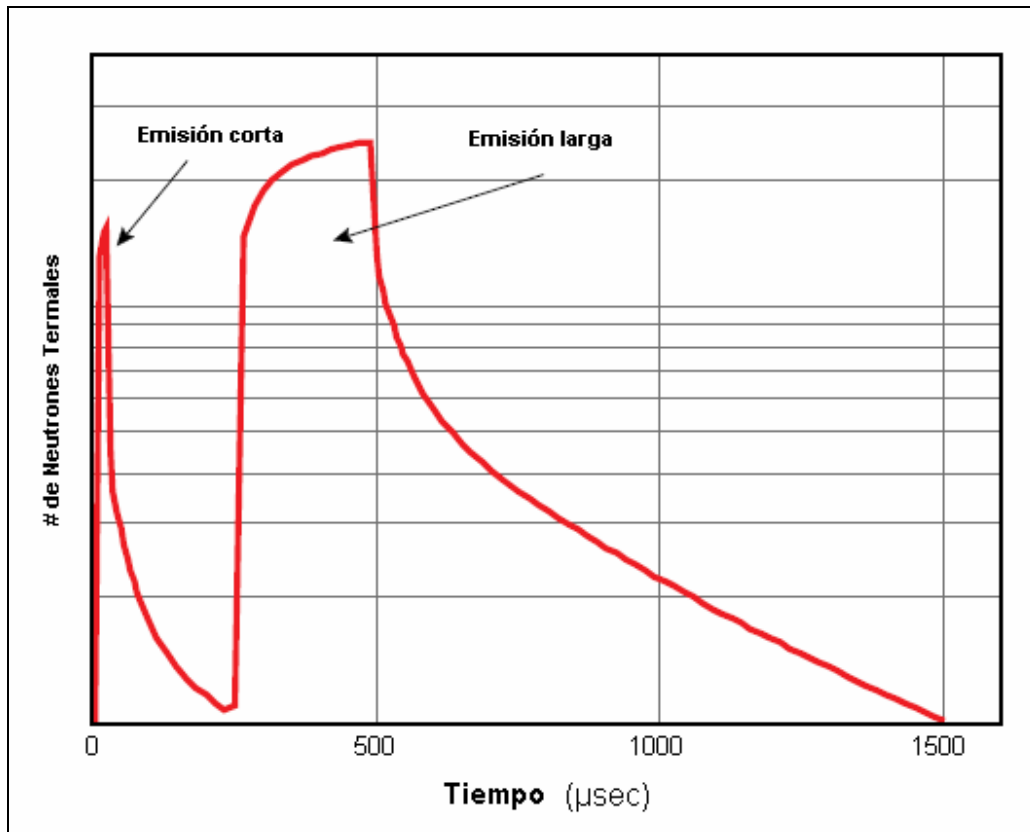


Figura 105. Ciclo de medida del modo Sigma de captura y el modo Sigma.
Fuente RST Reservoir Saturation Tool, Schlumberger 1993.

7.3.3 Modo Sigma:

El modo Sigma se utiliza cuando la salinidad del agua de formación es lo suficientemente alta para tomar un perfil **TDT**. Este modo estima el valor Sigma, pero con velocidades de perfilajes superiores al anterior modo. Además utiliza el mismo ciclo de tiempo que el modo de captura Sigma.

7.4 INTERPRETACIÓN DEL ESPECTRO RST.

La saturación del yacimiento se obtiene a partir de la relación Carbono-Oxígeno o de las medidas Sigma. El espectro de rayos Gamma inelástico se utiliza para determinar la

concentración relativa de Carbono y Oxígeno en la formación. Una alta relación C/O indica contenido de Hidrocarburos. El valor Sigma se estima de la razón de captura de neutrones Termal, la cual se debe principalmente al Cloro y se mide con los rayos Gamma de captura. Se debe tener en cuenta que mientras el agua sea salada, constante y conocida se utiliza este método para estimar la saturación. Las aguas saladas poseen valores altos de Sigma y el agua fresca y los Hidrocarburos poseen valores bajos de Sigma.

La relación Carbono- Oxígeno se mide de dos formas diferentes, a partir de la relación de C/O de productos elementales la cual se obtiene del análisis del espectro total o partir de la ventana de la relación C/O, la cual se obtiene colocando una ventana sobre la región de los picos del espectro de Carbono y Oxígeno del espectro inelástico. La relación C/O de espectros elementales es más exacta que la de la ventana, pero debido a su alta variación estadística posee baja precisión. De forma contraria la relación C/O a partir de la ventana es más precisa pero menos exacta. Cada una de estas relaciones se transforma en un volumen de aceite y posteriormente se combinan para obtener un volumen final de aceite con gran precisión y exactitud a partir del procedimiento Alpha y obtener un perfil de saturación.

La conversión de la relación C/O de productos elementales a saturaciones, se realiza a través de una base de datos que mide la respuesta de la herramienta RST en diferentes condiciones de pozo. Esta base de datos fue diseñada en las Facilidades de Calibración de Efectos Ambientales de Schlumberger ubicada en Houston Texas, donde existen pruebas de perfiles con las herramientas RST-A y RST-B en diferentes condiciones. Estas condiciones se obtienen de la combinación de diferentes litologías, porosidades, tamaños de hueco, Casing, densidad de cementos entre otros. Para cada una de estas combinaciones, se realizaron cuatro medidas de la relación C/O que abarcaran las cuatro combinaciones extremas posibles de aceite y agua en el pozo y la formación: agua en el pozo-agua en la formación, agua en el pozo-aceite en la formación, aceite en el pozo-agua en la formación y aceite en el pozo-aceite en la formación. Estas son generadas por los detectores lejano y cercano de la herramienta, formando las cuatro esquinas de un cuadrilátero si se grafica la relación C/O del detector lejano contra el detector cercano como se observa en la **figura 106** generando un modelo de interpretación¹⁷.

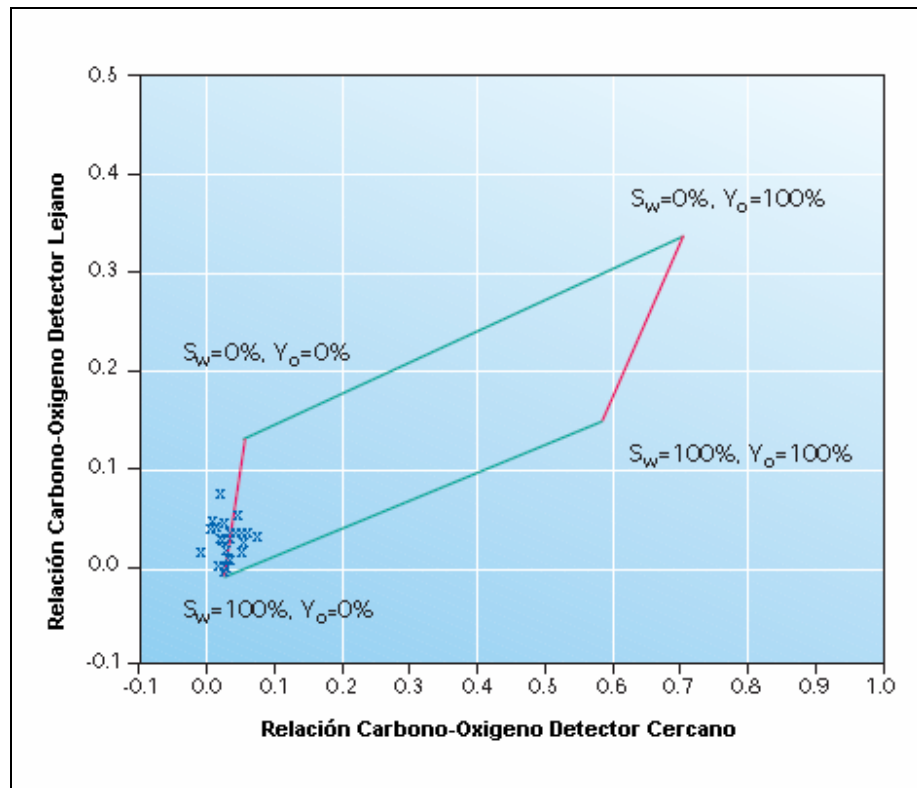
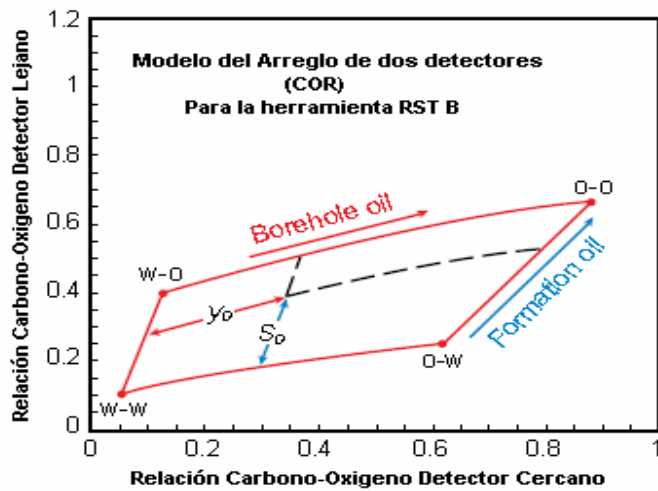
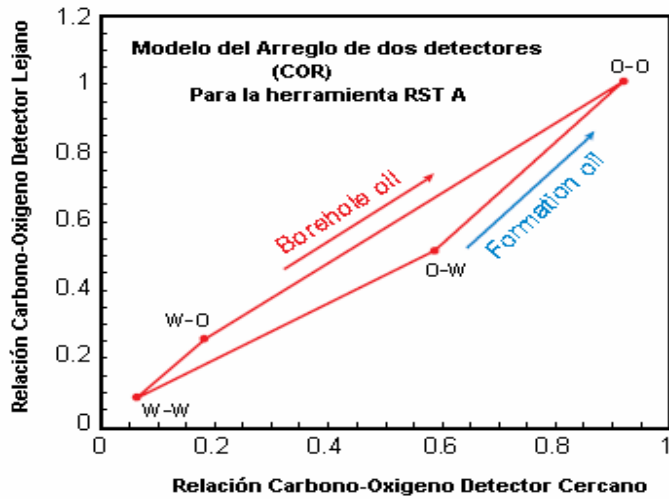


Figura 106. Curva del Modelo de interpretación de la saturación de agua en la formación, S_w y holdup del aceite en el pozo, Y_o .

La relación de **C/O** en el detector lejano (**FCOR**) está más influenciada por el carbono de la formación y la relación **C/O** del detector Cercano (**NCOR**) se encuentra más influenciada por el Carbono en el pozo. La gráfica **FCOR** vs **NCOR** se utiliza para determinar la saturación de agua en la formación y el holdup del aceite en el pozo. Las esquinas corresponden a 0 y 100 % S_w y 0 y 100 Y_o . **Fuente. The Many Facets of Pulsed Neutron Cased-Hole Logging, Ivanna Albertin, Harold Darling, Mehrzad Mahdavi, Ron Plasek, Italo Cedeño, Jim Hemingway, Peter Richter, Marvin Markley, Jean-Rémy Olesen, Brad Roscoe, Wenchong Zeng.**

El modelo de interpretación asegura que los datos medidos sean consistentes. El conocimiento de datos de la formación, se utiliza para computar que los valores esperados de la relación **C/O** de cada detector se encuentre en un rango de 0 a 1. La

figura 107 muestra uno de los modelos de interpretación para una formación de caliza de 43% de porosidad con 8^{1/2} pulgadas de diámetro de hueco y 7 pulgadas de Casing.



w-w:	Agua en el Pozo	Agua en la Formación
o-w:	Aceite en el pozo	Agua en la Formación
o-o:	Aceite en el pozo	Aceite en la Formación
w-o:	Agua en el Pozo	Aceite en la Formación

Figura 107. Grafica para la interpretación RST.

Cada pareja de la relación Cercano-Lejano de la relación **C/O**, representa el holdup del aceite en el pozo y la saturación de aceite en la formación. Este tipo de gráficos se utiliza para verificar la consistencia del modelo interpretación con los datos del perfil **RST**.

Fuente RST Reservoir Saturation Tool, Schlumberger 1993.

Las cartas **RST 1,2 y 3** son otros modelos de interpretación específicos para hueco abierto y revestido, los cuales se observan en la **figura 108, 109 y 110**. Todos los datos perfilados por nivel con porosidades superiores a 10%, deben caer dentro del área trapezoidal. Si estos datos caen por fuera, el modelo de interpretación debe revisarse¹⁸.

La base datos de **C/O** se utiliza para calibrar un modelo de interpretación con los datos medidos de la relación **C/O** con condiciones particulares en el ambiente de perfilaje. Cada modelo de interpretación relaciona las medidas del perfilaje **C/O** con la porosidad, densidad del aceite, el holdup del aceite en el pozo, diámetro del hueco y el diámetro y el peso del Casing. Una vez calibrada las medidas, el modelo se transforma en volúmenes de fluidos y estos son refinados con el procedimiento Alpha, donde los volúmenes finales se transforman en saturaciones.

Como se mencionó anteriormente la saturación también se puede inferir a partir de los valores Sigma. Los valores Sigma son una medida de que tan rápido los neutrones termales son capturados, donde dicho proceso esta prácticamente dominado por la presencia de Cloro. Por lo tanto el valor Sigma de la formación se puede considerar una medida del contenido de Cloro o salinidad de la formación o como un perfil de resistividad (conductividad) en hueco abierto.

Los valores Sigma sin procesar, están influidos por el pozo y la formación. Para aislar los valores Sigma de la formación, se utiliza un modelo de doble emisión de neutrones; una emisión corta, seguida de una emisión larga como se presento en la **figura 105**. Las medidas del detector cercano esta mas influenciadas por los factores que rodean el pozo por lo tanto los valores Sigma de los fluidos que se encuentran en el pozo, provienen principalmente de la emisión corta de neutrones. Las medidas del detector lejano, provienen de la emisión larga, la cuales están mas influenciadas por la formación.

Los valores Sigma sin procesar también se encuentran afectados por la difusión de neutrones y además por factores ambientales que rodean el pozo, el Casing, el cemento si lo hay y la formación. El proceso de corrección de los valores Sigma se realiza a partir

de una base de datos con miles de combinaciones de tamaños de hueco, tipos de Casing, formaciones con diferentes porosidades y litologías y salinidades en el

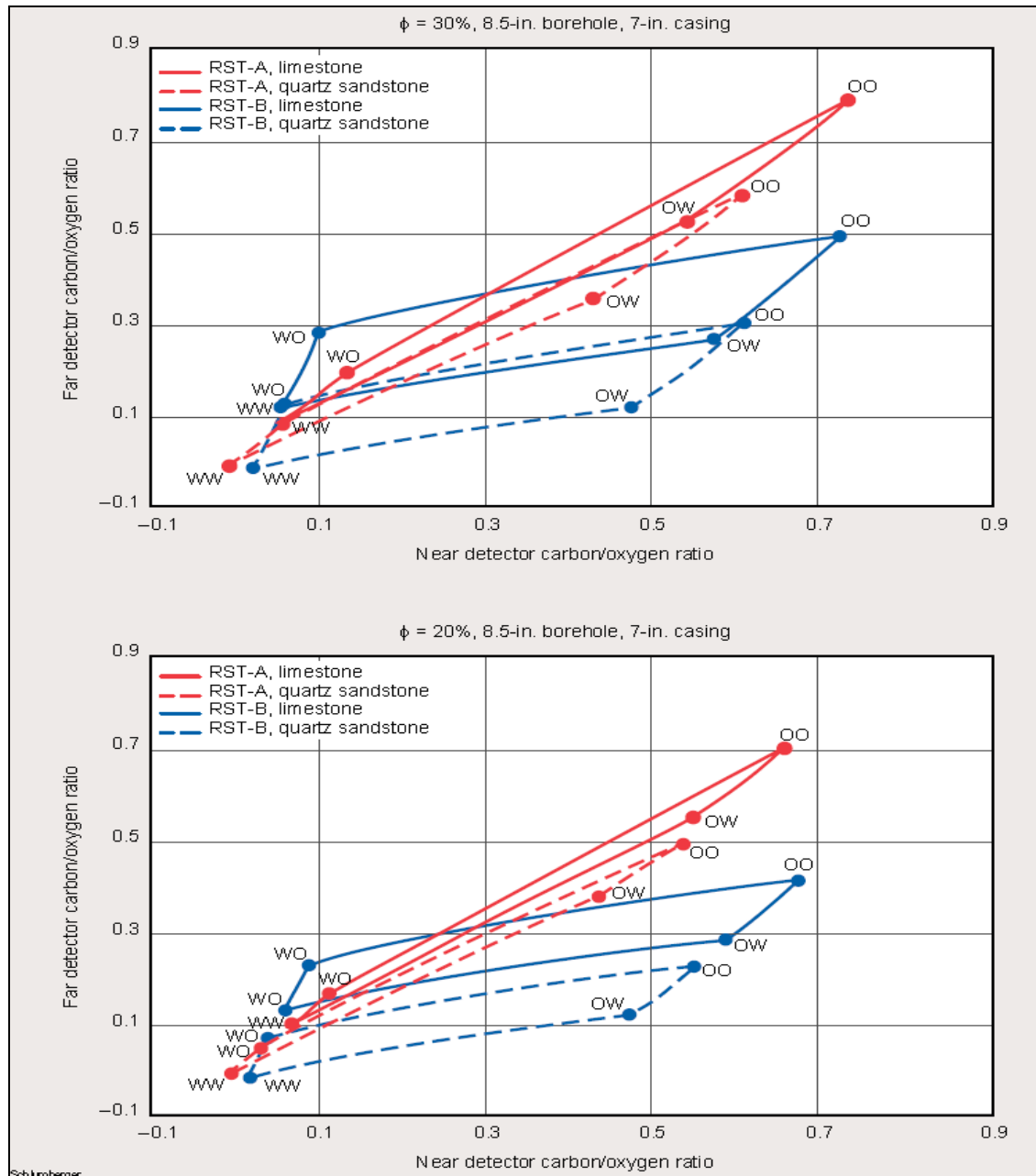


Figura 108. Carta RST 1.

Modelo de interpretación herramienta **RST-A** y **RST-B** en hueco revestido. Fuente Schlumberger Log Interpretation Charts 1997.

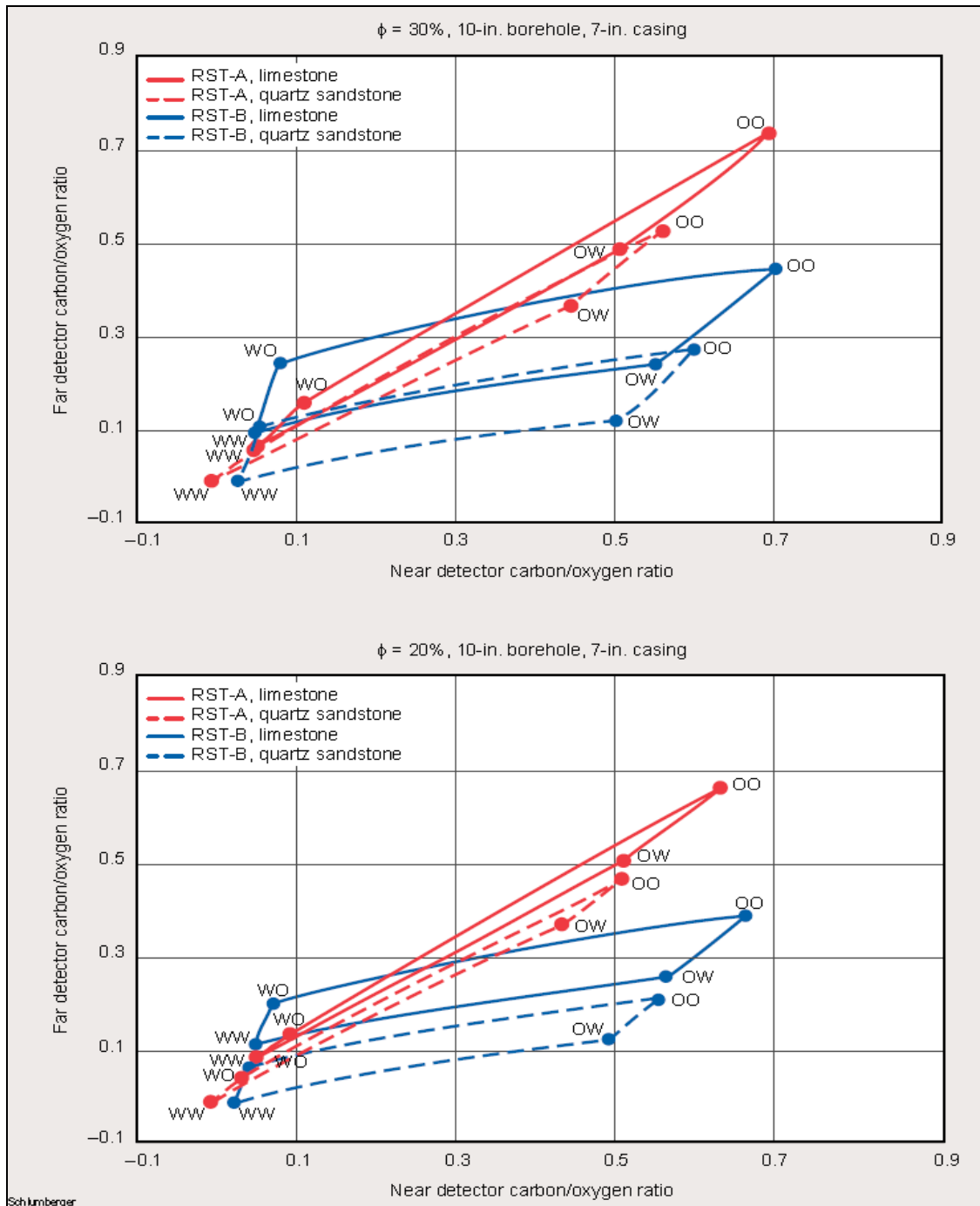


Figura 109. Carta RST 2.

Modelo de interpretación herramienta **RST-A** y **RST-B** en hueco revestido. Fuente Schlumberger Log Interpretation Charts 1997.

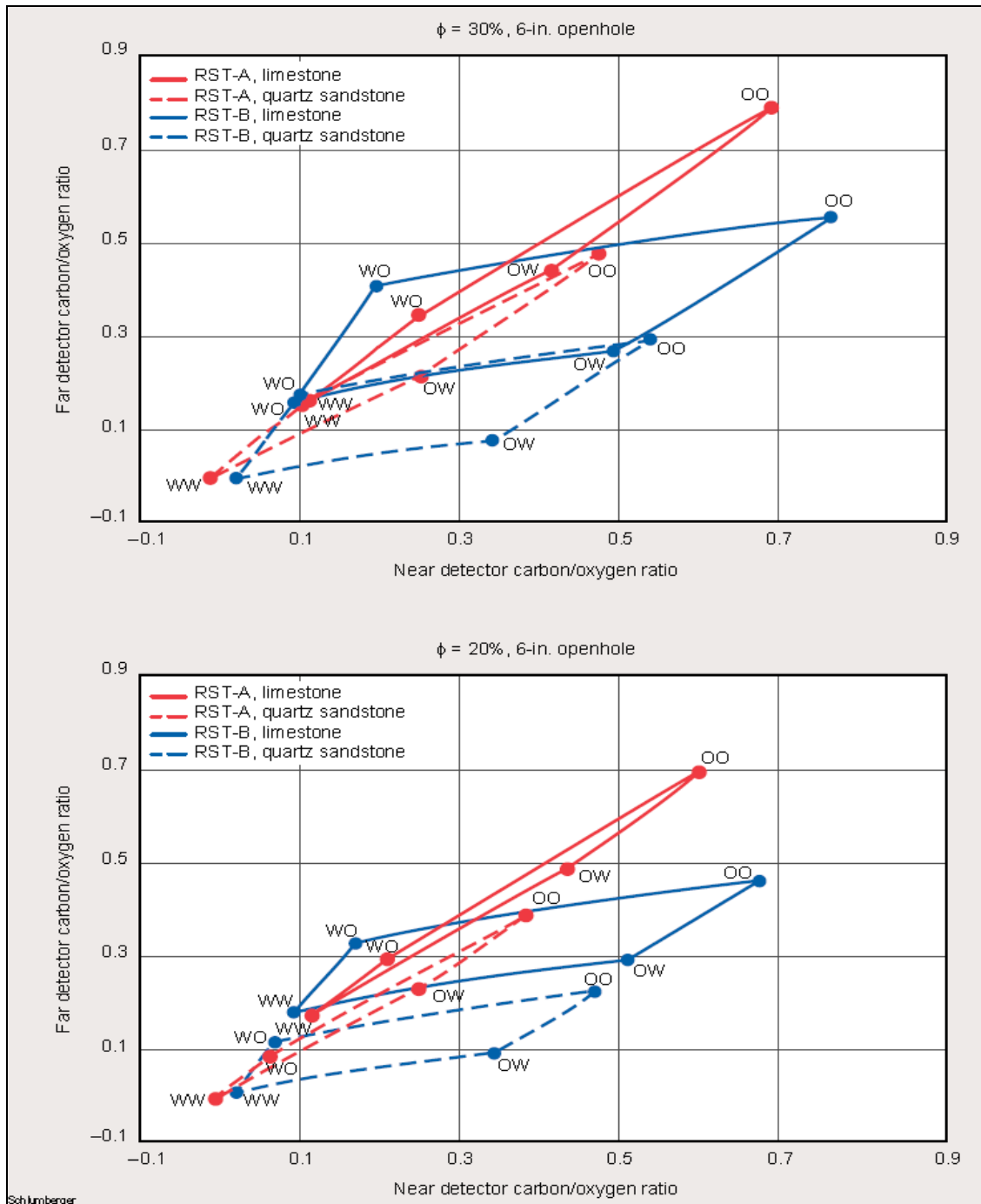


Figura 110. Carta RST 3.

Modelo de interpretación herramienta **RST-A** y **RST-B** en hueco abierto. Fuente **Schlumberger Log Interpretation Charts 1997.**

pozo y la formación. El proceso de corrección de los valores Sigma utiliza un algoritmo de parametrización dinámica, el cual utiliza la base de datos, para computar los valores correctos en tiempo real, durante la adquisición de datos. A diferencia de intentar construir una serie de ecuaciones a partir de los diferentes parámetros ya mencionados.

7.4.1 Procesamiento Alpha.

La forma tradicional de Schlumberger para procesar y aproximar los datos del perfilaje de la relación Carbono-Oxígeno, es a partir de la aproximación de productos elementales de la relación **C/O** de la medida del espectro inelástico y finalmente utilizar la relación para determinar el volumen de aceite y luego la saturación. La aproximación de productos elementales posee buena exactitud pero baja precisión. La ventaja de este método es que es fácil de usar e interpretar.

Debido a que la contribución del Carbono a espectro total es relativamente pequeña, se requieren largos tiempos o velocidades bajas de perfilaje para obtener buena confiabilidad. Para reducir los tiempos de la medida sin perder más precisión se utiliza la aproximación de la ventana. Las ventanas son las secciones del espectro total mas influenciadas por cambios en el Carbono y el Oxígeno y menos influenciadas por otros elementos (Es la región del espectro inelástico sobre los picos de Carbono y Oxígeno) como se observa en la **figura 111**. La relación del número de rayos Gamma de la ventana de Carbono con la ventana de Oxígeno se utiliza para obtener mejor precisión en la saturación. En ambientes reales dichas ventanas se encuentran influenciadas por otros elementos, causando que la relación **C/O** dependa también de efectos ambientales tales como la porosidad, los washout y la calidad del cemento.

La relación Carbono-Oxígeno que se obtiene a través de la ventana mejora las variaciones estadísticas de las medidas debido al alto número de rayos Gamma que se obtienen en la ventana. La interpretación de la relación **C/O** a partir de este método es fácil, pero es necesario realizar ciertas calibraciones bajo condiciones conocidas antes de realizar la medida. Por ejemplo en una formación de arena limpia saturada de agua en el pozo y la formación; la relación **C/O** a partir del método de productos elementales marca

ceros, pero a través de la ventana es diferente de cero. Debido a esto se toma primero un perfil para obtener la relación **C/O** a través de la ventana en una zona saturada de agua para obtener el primer punto de calibración y obtener el valor cero de Carbono, finalmente se obtiene un segundo punto de calibración en una zona saturada de aceite.

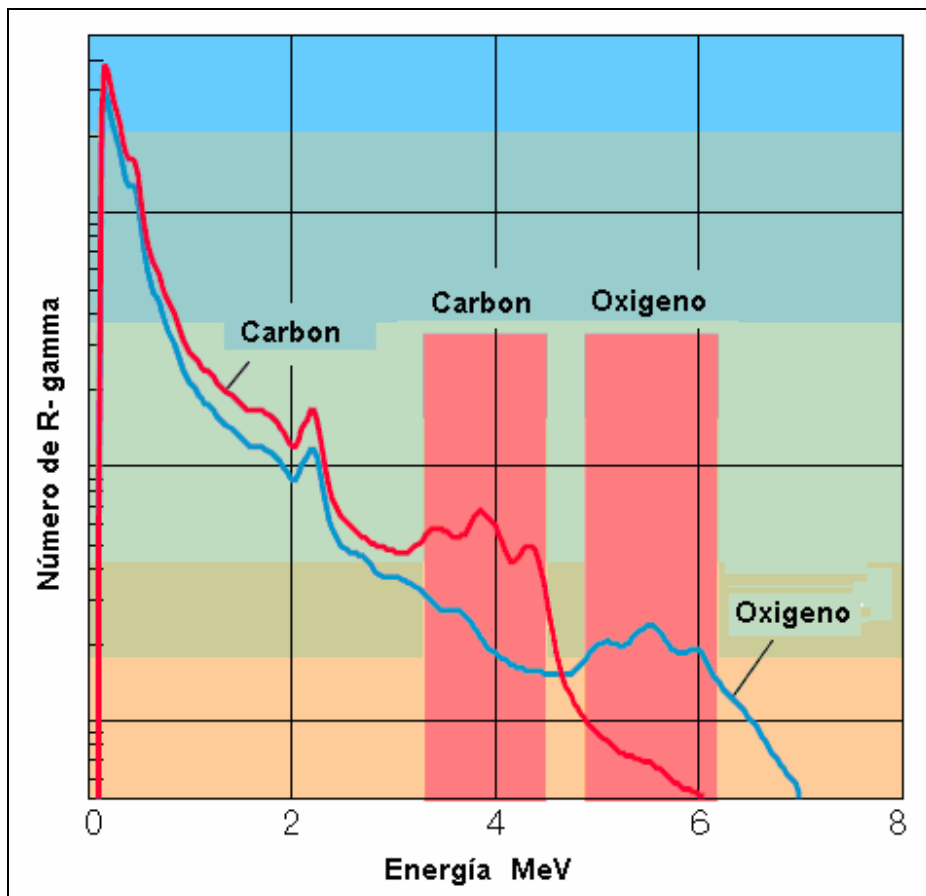


Figura 111. Medida del espectro inelástico con el detector lejano de la herramienta RST en un tanque de agua y aceite.

El área sombreada indica las ventanas de Carbono y Oxígeno usadas para mejorar la precisión. Fuente *Saturation Monitoring With the RST Reservoir Saturation Tool*, Bob Adolph, Christian Stoller, Jerry Brady, Charles Flaum, Chuck Melcher, Brad Roscoe, Amal Vittachi, DeWayne Schnorr.

El procesamiento Alpha que realiza la herramienta **RST** combina la exactitud del método de productos elementales y la precisión del método de la ventana, para obtener resultados de saturación en menores tiempos. Este proceso calcula los volúmenes de aceite por ambos métodos. Posteriormente realiza la diferencia de volúmenes la cual se utiliza para ajustar el volumen de la ventana, debido a que esta muestra una estructura correcta en intervalos limitados, este proceso se realiza aproximadamente cada 10 pies.

La relación lineal que se utiliza es la siguiente:

$$\alpha_0 = V_{oil}(\text{Productos} - \text{Elementales}) - V_{oil}(\text{ventan } a) \quad \textbf{Ecuación 7.1}$$

$$V_{oil}(\alpha) = \alpha_0 + V_{oil}(\text{ventan } a) \quad \textbf{Ecuación 7.2}$$

7.4.2 Base de Datos Sigma.

Los efectos litológicos del hueco y de difusión deben considerarse cuando se transforman los pulsos de captura de rayos Gamma en cantidades físicas. Considerar estos efectos en todas las posibles combinaciones que se pueden encontrar en operaciones de campo con soluciones analíticas resultaría imposible. Debido a esto existe la base datos Sigma, la cual consta de una extensa base de datos de medidas de laboratorio para corregir estos efectos en tiempo real.

Durante muchos años la base de datos Sigma para las herramientas **RST-A** y **RST-B**, se obtuvo en las Facilidades de Calibración de Efectos Ambientales de Schlumberger ubicada en Houston Texas. Esta base de datos permite referenciar las medidas de las herramientas con los valores Sigma de la formación, la salinidad de los fluidos del pozo y la porosidad que se encuentran calibrados para las diferentes condiciones que se pueden encontrar en la producción de un pozo. Cada herramienta fue corrida en aproximadamente 30 formaciones de diferentes litologías y porosidades con diferentes salinidades en los fluidos de la formación y el pozo, además estas fueron variadas con

diferentes revestimientos, al introducir diferentes tamaños de Casing y espesores de cemento en el pozo.

Esta base de datos esta conformada por medidas para cada herramienta de más de 1000 combinaciones en diferentes condiciones. Se utilizó un modelamiento para extender el rango disponible de formaciones de arenas. Hasta 1996 esta base de datos constaba de más de 4000 puntos de calibración.

Los valores Sigma de las formaciones se calcularon con la siguiente ecuación:

$$\Sigma = (1 - \phi)\Sigma_{ma} + \phi * S_{fl} * \Sigma_{fl} \quad \text{Ecuación 7.3}$$

Donde Σ_{ma} el valor Sigma de la matriz, S_{fl} la saturación de fluidos y Σ_{fl} el valor Sigma de los fluidos.

Las porosidades de las diferentes formaciones se obtuvieron midiendo los pesos y volúmenes de las diferentes rocas, fluidos y recipientes utilizados. Se tomaron perfiles neutrónicos para corroborar los valores de porosidad y homogeneidades de la formación.

Los valores Sigma de las matrices fueron determinados con reactores comerciales y con un proceso de análisis elemental a través de las tablas de parámetros nucleares de Schlumberger.

Las salinidades se calibraron con un procedimiento de titulación y posteriormente se transformaron en valores Sigma de los diferentes fluidos con las tablas de parámetros nucleares de Schlumberger.

7.4.2.1 Algoritmo de Procesamiento Sigma de la Herramienta RST.

Se ejecuta una secuencia de tres pasos para transformar las medidas sin procesar de los valores Sigma de la herramienta en las salinidades de los fluidos del pozo la porosidad y

los valores Sigma correctos del detector lejano y cercano, y el valor Sigma de la formación (figura 112).

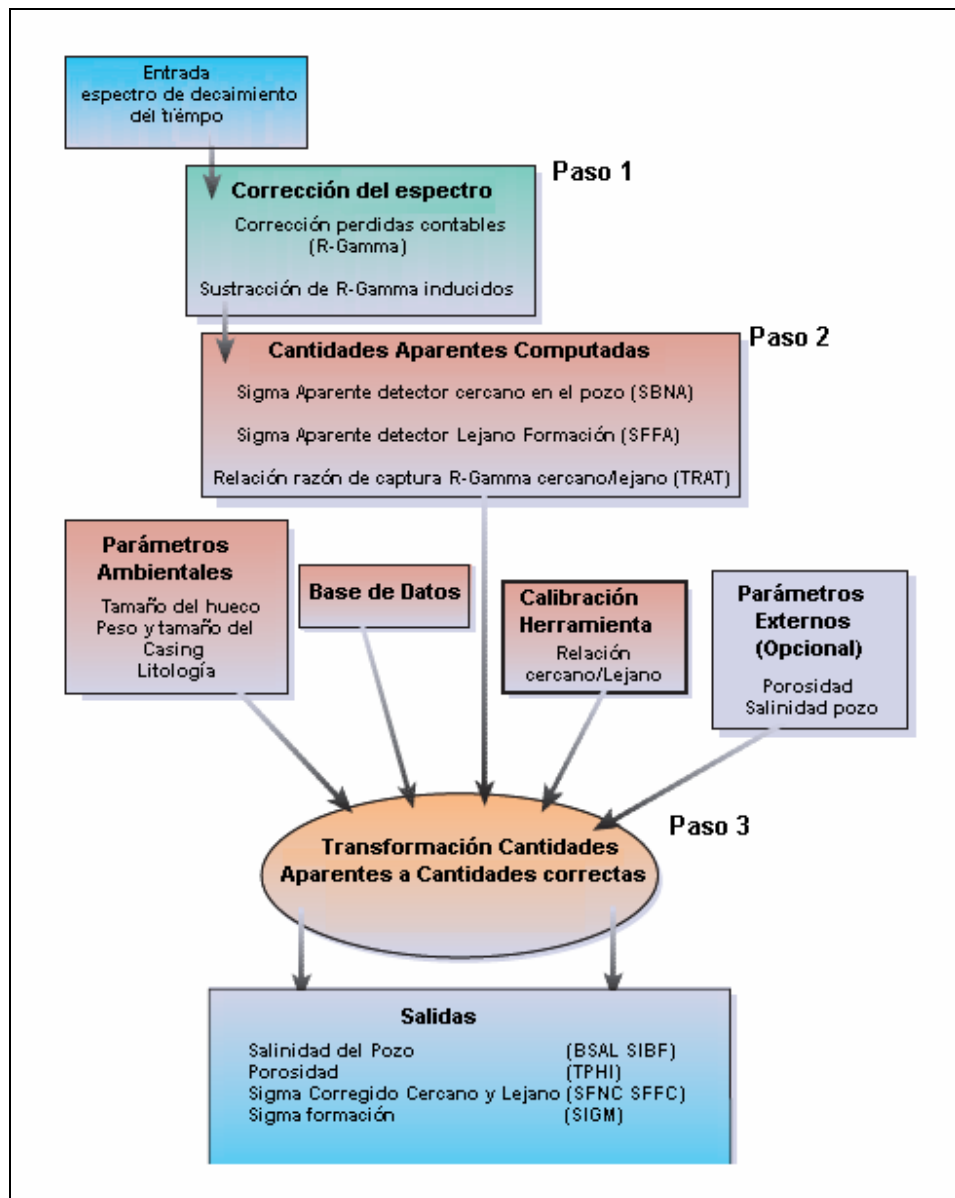


Figura 112. Esquema simplificado del proceso Sigma para la herramienta RST.

Fuente *The Many Facets of Pulsed Neutron Cased-Hole Logging*, Ivanna Albertin, Harold Darling, Mehrzad Mahdavi, Ron Plasek, Italo Cedeño, Jim Hemingway, Peter Richter, Marvin Markley, Jean-Rémy Olesen, Brad Roscoe, Wenchong Zeng.

El primer paso corrige las pérdidas en el sistema de conteo de rayos Gamma y los inducidos en la formación de los detectores Cercano y Lejano del espectro de decaimiento de tiempo.

El siguiente paso es generar las cantidades aparentes del espectro tales como, los valores Sigma del detector Cercano y Lejano. Estas cantidades no están corregidas por efectos ambientales.

El tercer paso es aplicar la transformación y corregir los efectos ambientales a las cantidades aparentes que proporciona la herramienta, para obtener Salinidad de los fluidos del pozo, porosidad y el valor Sigma de la formación. Este proceso utiliza una base de datos dinámica de parametrización que permite la transformación y la corrección por efectos ambientales.

Calibración Exactitud de los valores Sigma medidos por las herramientas:

Existen una serie de medidas calibradas para comprobar la exactitud del algoritmo utilizado con la base de datos. Estas medidas calibradas se usan para corroborar la porosidad, el valor Sigma de la formación y la salinidad de los fluidos del pozo. Las medidas calibradas incluyen un reprocesamiento de toda la base de datos con perfiles realizados en las facilidades de parámetros estándar de la industria (EUROPA es el Centro de facilidades en Aberdeen Escocia y la base de pruebas de porosidad API en la Universidad de Houston en Texas **ver figura 113**).

Cada punto de la base de datos fue reprocesado con el algoritmo de parametrización dinámica y los resultados fueron comparados con los valores asignados.

Como se observa en las **figura 114** la base de datos de las herramientas **RST-A** y **RST-B** ajusta perfectamente con los valores asignados. Las medidas calibradas fueron tomadas para evaluar la exactitud del algoritmo para computar los valores Sigma de los fluidos del pozo y la formación, la porosidad y la salinidad de los fluidos del pozo. Las medidas

Sigma con la herramienta **RST-A** se confrontaron con los valores asignados en la base de datos (superior izquierda), la cual muestra un promedio de error de 0.22 unidades de captura. Los valores Sigma medidos en el centro de facilidades (EUROPA) en Aberdeen muestra un error promedio de 0.20 unidades de captura (superior derecha). Comparaciones de los valores Sigma de la herramienta **RST-A** contra la salinidad de los fluidos del pozo, muestran que los valores Sigma correctos del pozo, son independientes de la salinidad en el pozo (inferior Centro). Esto es muy importante en operaciones de monitoreo de las saturaciones. En la región sombreada a la derecha se encuentra que los valores Sigma en la formación se aproximan o exceden los valores Sigma en el pozo. Las herramientas anteriores de pulso de neutrones no diferenciaban bien entre los valores sigma en el pozo y en la formación, a diferencia de las herramientas **RST** que solucionan el problema con el algoritmo de parametrización dinámica.



Figura 113. Centro de Facilidades de Calibración de Efectos Ambientales de Schlumberger ubicada en Houston Texas y Centro de facilidades en Aberdeen Escocia (EUROPA).

Fuente The Many Facets of Pulsed Neutron Cased-Hole Logging, Ivanna Albertin, Harold Darling, Mehrzad Mahdavi, Ron Plasek, Italo Cedeño, Jim Hemingway, Peter Richter, Marvin Markley, Jean-Rémy Olesen, Brad Roscoe, Wenchong Zeng.

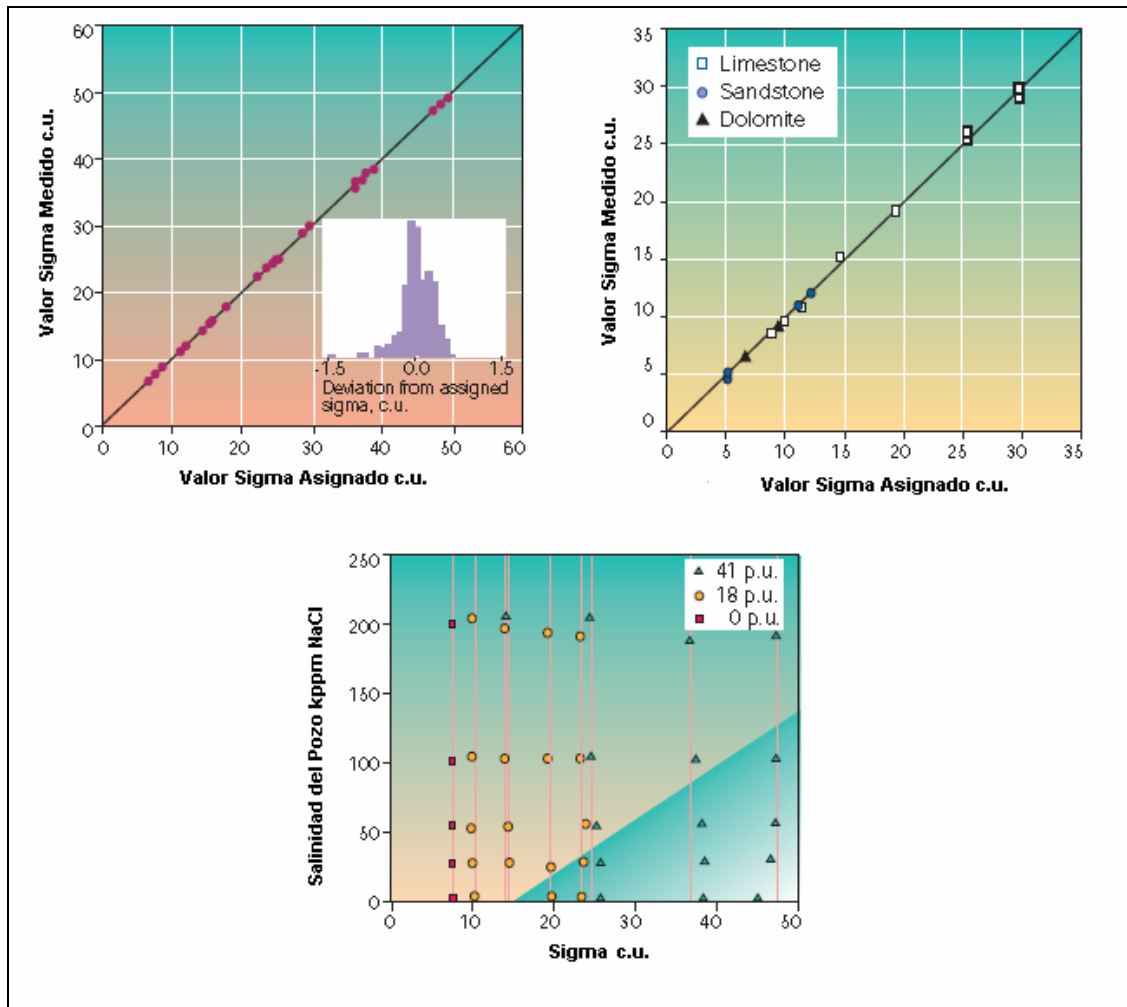


Figura 114. Calibración de la exactitud de los valores Sigma de las herramientas RST.

Fuente. The Many Facets of Pulsed Neutron Cased-Hole Logging, Ivanna Albertin, Harold Darling, Mehrzad Mahdavi, Ron Plasek, Italo Cedeño, Jim Hemingway, Peter Richter, Marvin Markley, Jean-Rémy Olesen, Brad Roscoe, Wenchong Zeng.

El centro de facilidades de valores Sigma en Aberdeen Escocia (EUROPA) fue parcialmente fundada por la autoridad de energía atómica en el reino unido y el soporte de un consorcio de 15 compañías petroleras y agencias del gobierno. La herramienta **RST-A** fue corrida en diferentes pozos en hueco abierto y revestido en este centro de facilidades, pocas medidas fueron realizadas con la herramienta **RST-B**. Se llego a la

conclusión que ambas herramientas registran los valores sigma reales en un amplio rango de litologías, porosidades, fluidos de formación y el pozo, tamaños de hueco y diferentes revestimientos, especialmente en aquellas regiones donde los valores Sigma en el pozo y la formación son parecidos¹⁷.

Calibración Precisión de los valores Sigma medidos por las herramientas:

Las herramientas **RST** han sido calibradas para perfilar tres veces más rápido que las herramientas convencionales con el mismo grado de precisión. La precisión es la clave para monitorear yacimientos donde hay expansión por capa de gas en aquellos yacimientos donde se implementa inyección de agua y de esta manera controlar la depleción de los yacimientos.

7.4.3 Litología.

Con las medidas de espectroscopia de la herramienta **RST** se puede determinar el contenido mineral y arcilloso de diferentes zonas de interés, lo cual permite un mayor entendimiento de la matriz de la roca. El entendimiento de la matriz de la roca permite en gran medida mejorar la productividad en algunas zonas en los yacimientos.

El método de productos elementales mide el espectro producido por los rayos Gamma generados por la interacción de neutrones. Este espectro se puede utilizar para cuantificar la abundancia de los diferentes elementos en la formación. Cada elemento tiene un espectro de energía de rayos Gamma característico, permitiendo identificar cada elemento en el espectro total. Teniendo en cuenta que la cantidad de cada elemento en la formación o el hueco contribuye con la magnitud de los rayos Gamma. Los productos elementales se pueden utilizar en varias combinación o relaciones para interpretar litologías complejas en este caso determinar el volumen de shale o argumentar datos de perfiles en hueco abierto incompletos.

Cuando los neutrones poseen altas energías las interacciones inelásticas dominan la respuesta de la herramienta. Después de unas pocas colisiones la energía de los

neutrones es reducida a niveles por debajo de los cuales no ocurren interacciones inelásticas. La probabilidad de que existan choques inelásticos de los neutrones con los diferentes elementos en la formación y el pozo es constante para la mayoría de los elementos.

Una vez la energía de los neutrones desciende a niveles termales, estos presentan una tendencia a ser capturados por los diferentes elementos que se encuentran en la formación y el pozo. Es notable que algunos elementos en especial posean mayor tendencia a la captura de neutrones que otros, contribuyendo más al espectro total que mide la herramienta.

La herramienta **RST** mide el número de rayos Gamma que provienen de interacciones inelásticas y de captura después de la emisión de neutrones a la formación. El diseño de esta herramienta mejora las anteriores y además posee mayor estabilidad lo que le permite medir menores energías de rayos Gamma provenientes de las diferentes interacciones. La mayor ventaja de esta herramienta es la inclusión de los picos de energía de del espectro a 1.37 MeV para el magnesio y 1.24 MeV y 1.33 MeV para el hierro.

Existe una librería del espectro estándar de cada elemento, medido en el laboratorio para cada herramienta **RST** la cual se utiliza para determinar la contribución individual de cada elemento ver **figura 115**.

7.4.3.1 Interpretación Spectrolith.

El proceso Spectrolith es una base cuantitativa para la interpretación de litologías derivado de los productos elementales. Los métodos tradicionales de interpretación de litología utilizan el Aluminio y el Potasio para determinar el contenido de arcilla. Determinar el contenido de Aluminio es muy difícil y por ende su interpretación ya que requiere el uso de diferentes herramientas de perfilaje.

Estudios recientes en núcleos muestran que existe una relación lineal entre el contenido de Aluminio y la concentración total de arcillas. El descubrimiento más importante de estos estudios es que el Silicio, el Calcio y el Hierro se pueden utilizar para estimar con gran exactitud el contenido de arcillas sin la necesidad de conocer la concentración de Aluminio. La concentración de estos tres elementos se puede obtener a partir de las medidas de las herramientas **RST**.

Adicionalmente la concentración de Carbonatos (Calizas y Dolomitas) se puede determinar a partir de la concentración de Calcio y el resto de la formación compuesta por minerales de Cuarzo, Feldespato y Mica.

El proceso de interpretación Spectrolith incluye tres pasos:

- Producción del espectro de Rayos Gamma de los productos elementales.
- Transformación de los productos elementales en perfiles de concentración.
- Conversión de los perfiles de concentración en fracciones de arcilla, Carbonatos y minerales.

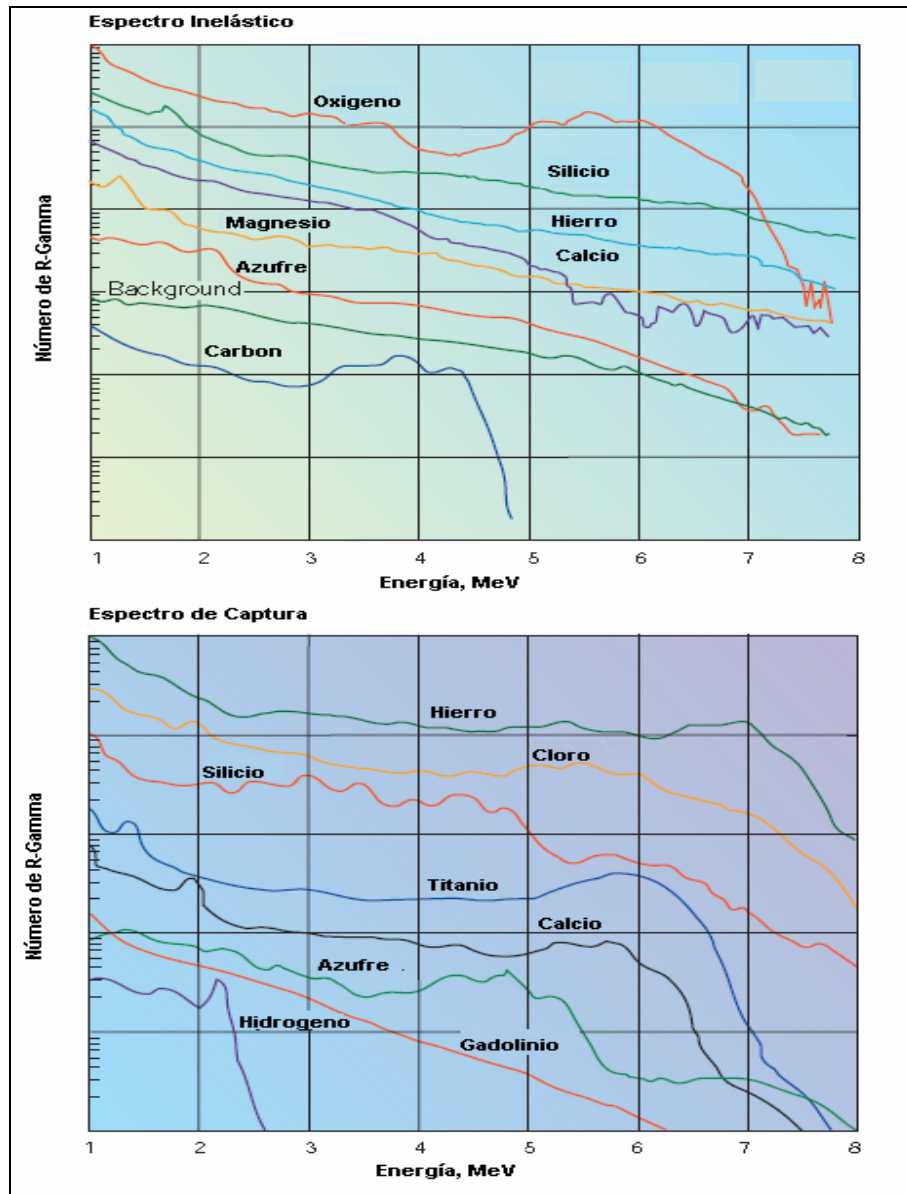


Figura 115. Elementos estándar para la herramienta RST-A.

Espectro inelástico y de captura de rayos Gamma de los elementos mas encontrados en formaciones. Obtenidos a partir de medidas de laboratorio. Fuente. *The Many Facets of Pulsed Neutron Cased-Hole Logging*, Ivanna Albertin, Harold Darling, Mehrzad Mahdavi, Ron Plasek, Italo Cedeño, Jim Hemingway, Peter Richter, Marvin Markley, Jean-Rémy Olesen, Brad Roscoe, Wenchong Zeng.

7.5 EJEMPLOS DEL PERFILAJE RST.

Operaciones con la Herramienta RST Cuando el Pozo se Encuentra En Producción y Cerrado.

El pozo de este ejemplo se encuentra en un yacimiento de Carbonatos en el medio Oriente, posee una porosidad variable entre 5 y 30 p.u. Es un pozo vertical el cual se encuentra produciendo en hueco abierto con un diámetro de 6 pulgadas, tiene un corte de agua del 20 %. El objetivo del perfilaje **RST** es determinar la saturación de aceite e identificar el intervalo productor. Los datos provienen de siete pasadas en el modo inelástico de captura mientras el pozo se encuentra cerrado y cinco pasadas durante la producción.

La **figura 116** compara el perfil mientras el pozo se encuentra en condiciones de producción y cerrado. La pista 1 muestra relación de Carbono- Oxígeno, donde el ancho de la línea representa el promedio de la desviación estándar. El aumento de la relación **C/O** en ambos detectores (el lejano y el cercano) a X851 pies cuando el pozo esta cerrado indica el contacto agua-aceite en el pozo. Por debajo de esta profundidad los datos durante la producción y cuando el pozo permanece cerrado se superpone lo que indica que en este intervalo no hay producción de aceite. Por encima de X850 la relación **C/O** para ambos detectores aumenta de forma estable, indicando el intervalo productor. Las pistas 3 y 4 muestran la interpretación **RST** (el holdup del aceite en el pozo y la saturación de agua). La pista 5 es el análisis volumétrico.

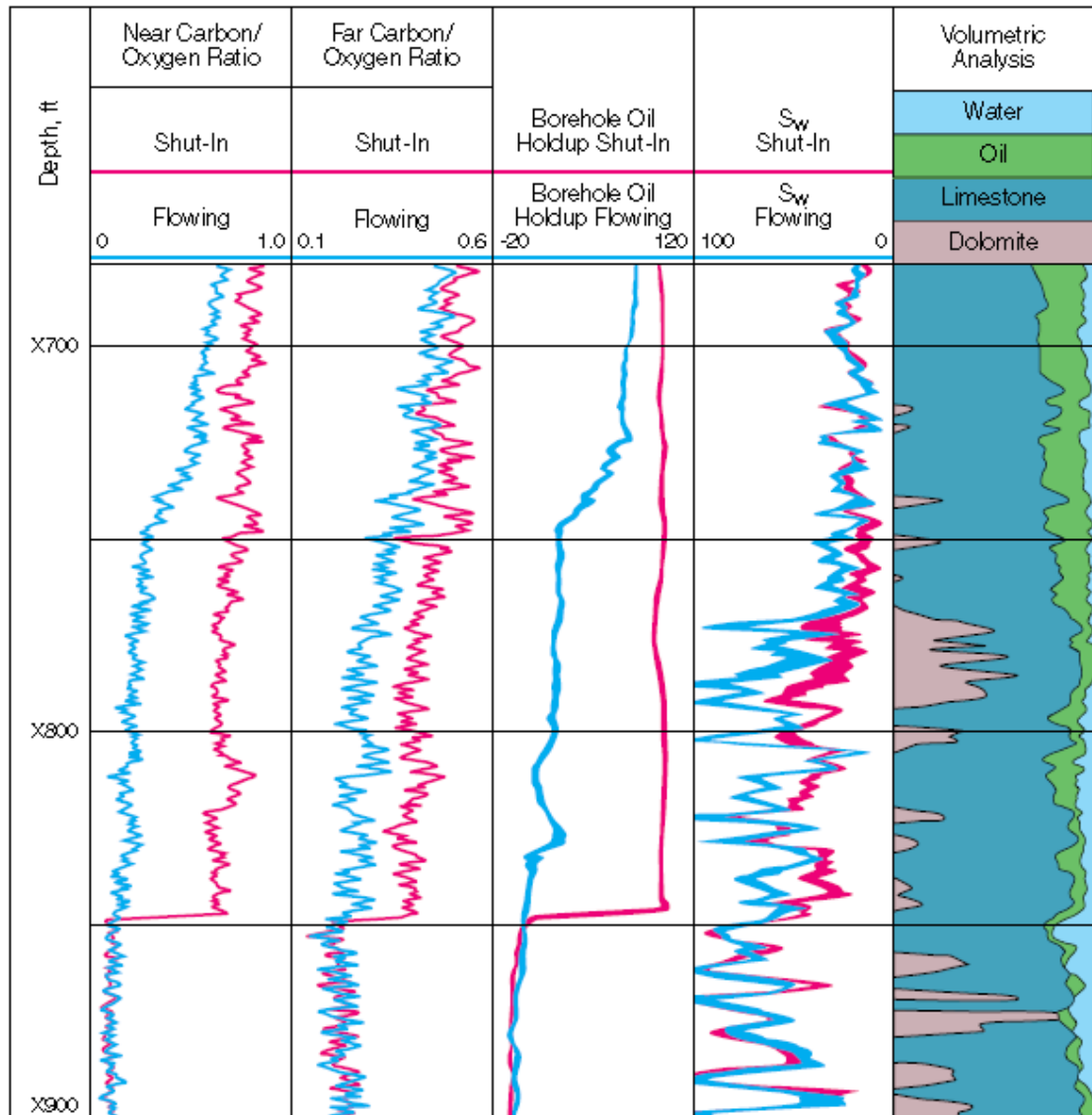


Figura 116. Perfil RST de un pozo el medio Oriente cuando este se encuentra en producción y cerrado.

Fuente Saturation Monitoring With the RST Reservoir Saturation Tool, Bob Adolph, Christian Stoller, Jerry Brady, Charles Flaum, Chuck Melcher, Brad Roscoe, Amal Vittachi, DeWayne Schnorr.

El holdup del aceite en el pozo mientras este se encuentra en producción, indica que la mayoría del aceite producido proviene del intervalo X728 a X750. En las curvas de

saturación de agua, estas se separan en el intervalo entre X770 a X850, debido a que el aceite en el pozo re-invade la formación mientras el pozo se encuentra cerrado. Después del periodo de cierre cuando el pozo empieza a producir, el agua de formación empuja el aceite hacia el pozo. Esto se puede observar con el aumento de saturación de agua y se verifica con el holdup del aceite en el pozo. El análisis volumétrico se realizó con datos de hueco abierto, cuya interpretación indica la presencia de aceite en la mitad superior del yacimiento.

Monitoreo del Yacimiento.

La **figura 117** muestra el perfilaje de la herramienta **RST-A** combinada con datos de perfilaje de hueco abierto. Este posee un Casing 4^{1/2} de pulgadas y 9.5-lbm/pie, en hueco de 6^{1/2} pulgadas. El intervalo muestra el perfilaje con el pozo cerrado, donde se encuentra un yacimiento de calizas limpias en la parte superior y caliza, arenas y arcillas en la parte inferior.

La pista 1 muestra la relación **C/O** del detector cercano y lejano, la lectura se encuentra entre 0.16 y 0.3 en la caliza superior y cae rápidamente en la sección de arenas y arcillas. El análisis de fluidos en la pista 2 muestra la depleción del yacimiento entre X290 y X350 pies. Este ejemplo confirma que la interpretación se puede realizar en litologías mixtas sin afectar las respuestas de saturación.

Proceso de inyección de agua.

La **figura 118**, muestra el perfilaje de la herramienta **RST**, de la combinación de un análisis de la relación **C/O** y medidas Sigma y datos del perfilaje de hueco abierto. En este ejemplo se pretende monitorear el progreso de un proceso de inyección de agua. Con las herramientas anteriores esto era imposible debido a que el perfilaje con herramientas **GST** no diferencian entre agua de inyección y agua de formación gracias a que la herramienta **RST** permite medir la relación **C/O** y los valores Sigma en una sola pasada es posible realizar el siguiente análisis.

La pista 1 muestra el análisis de fluidos, donde la porosidad se obtiene de perfiles en hueco abierto, la saturación de aceite de las medidas de la relación C/O . Los volúmenes de agua de inyección y agua de formación se pueden determinar si se conoce la salinidad de agua de inyección y el agua de formación, donde la salinidad del agua de formación se obtiene a partir de las medidas Sigma y los volúmenes de aceite de la relación C/O . La pista 2 muestra los valores Sigma y el indicador de salinidad ($Cl/Cl+H$). La pista 3 muestra el análisis volumétrico.

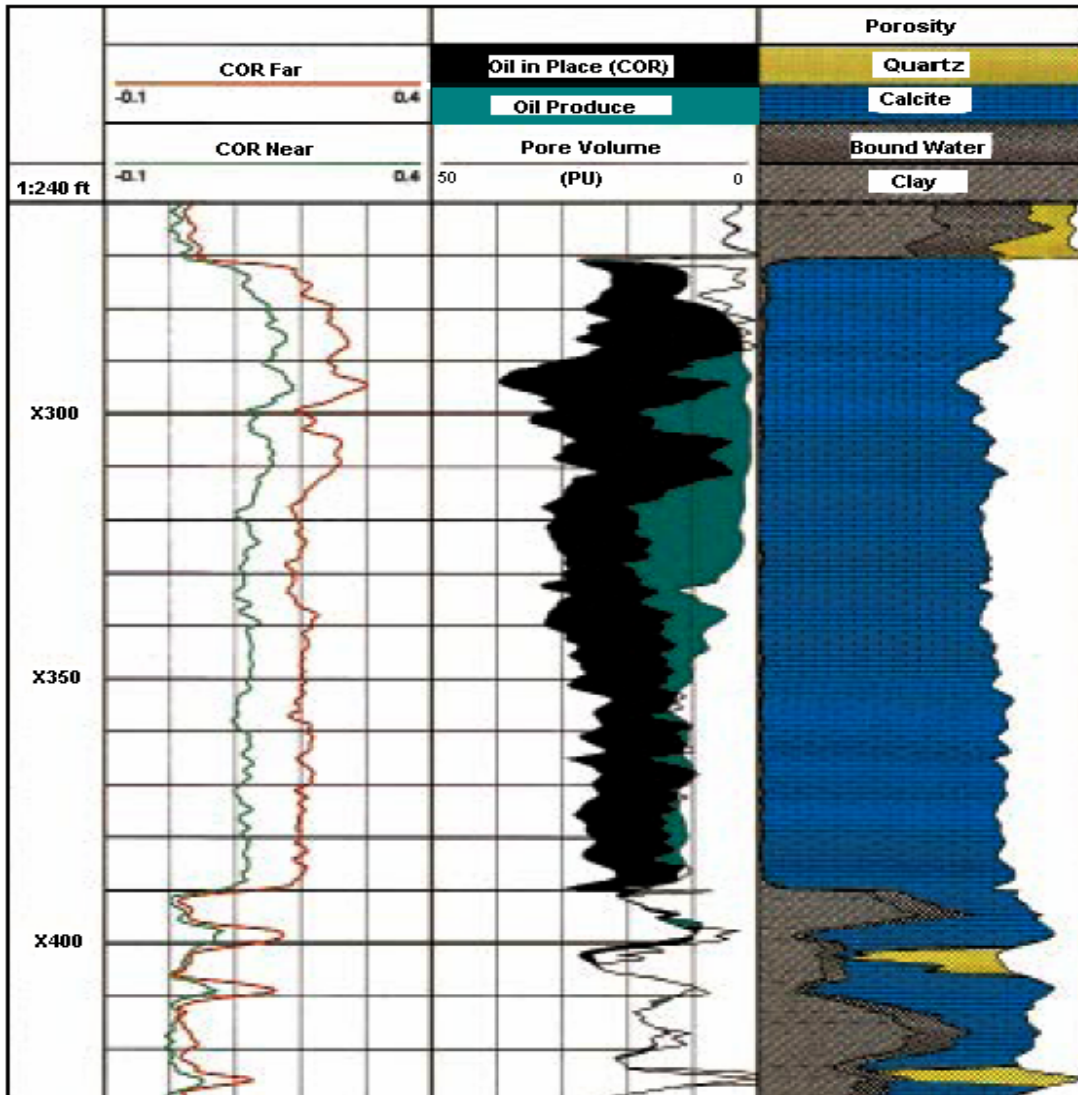


Figura 117. Resultados del perfilaje RST-A, en el modo de captura inelástico combinado con datos de perfilaje en hueco abierto, en operaciones de monitoreo. Fuente RST Reservoir Saturation Tool, Schlumberger 1993.

Los resultados del perfilaje indican que la inyección de agua ha disminuido la saturación de aceite en la zona entre X320 y X375 pies. El intervalo por encima de X320 pies muestra ligeros cambios en la saturación de aceite pero se ha reemplazado el agua de formación por agua de inyección.

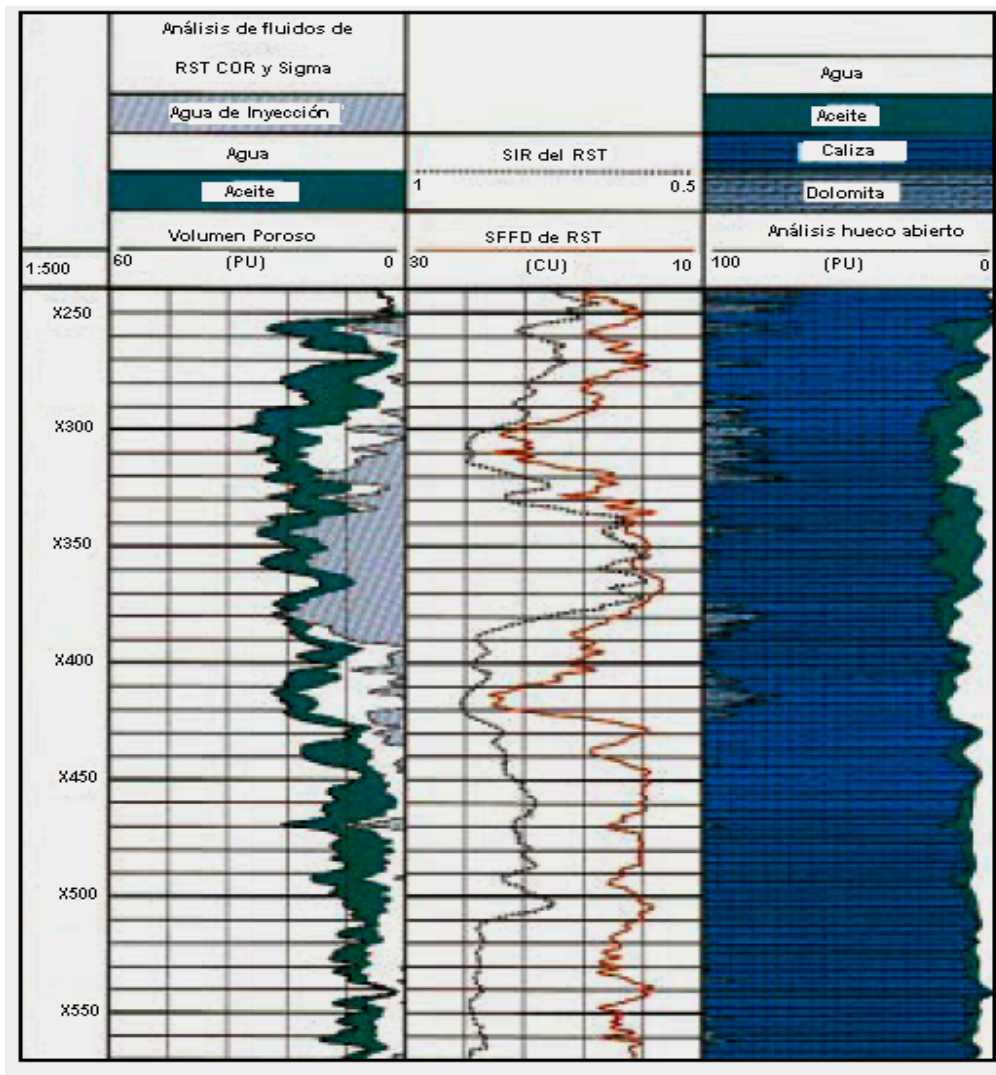


Figura 118. Presentación del perfil RST del análisis combinado de la relación C/O y datos Sigma junto con el análisis de datos del perfilaje de hueco abierto, para determinar la zona de ruptura.

Fuente RST Reservoir Saturation Tool, Schlumberger 1993.

7.6 COMPARACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS RMN Y LAS HERRAMIENTAS RST.

A continuación se presenta una lista de las aplicaciones que son comunes a las herramientas **RMN** y **RST**:

- Distinguir zonas productivas de baja resistividad/bajo contraste.
- Evaluar yacimientos de petróleo y/o gas de litología compleja.
- Determinar saturación de petróleo residual pasadas por alto.
- Mejorar el diseño de tratamientos de estimulación.
- Proveer datos de porosidad independiente de la mineralogía.
- Identificar los contactos agua-aceite y aceite-gas.

Ventajas de las herramientas **RST** frente a las herramientas **RMN**.

- Permite determinar la salinidad del agua de formación.
- Permite interpretar litologías (realiza un análisis volumétrico de la formación).
- Diferencia el agua de formación con el agua de inyección.
- Monitorea la saturación de agua a través del tiempo.
- Permite el perfilaje en hueco revestido y abierto.
- No requiere retirar la tubería de producción.
- Monitorea los cambios en los contactos agua-aceite y aceite-gas.

Ventajas de las herramientas **RMN** frente a las **RST**.

- Identifica petróleos pesados y de viscosidad mediana.
- Estudia formaciones de baja porosidad/baja permeabilidad.
- Proporciona una distribución de porosidad, complementada con distribución de tamaños porales en formaciones saturadas con agua.
- Estima el volumen de agua irreductible, el volumen de fluido libre y el agua asociada con arcillas.

- Determina la permeabilidad.

La diferencia más importante entre las dos herramientas consiste en que las herramientas de **RMN** se corren en hueco abierto antes de comenzar la producción, además las herramientas **RMN** permiten tomar datos que proporcionen información en la evaluación de yacimientos más no en el control o monitoreo de los yacimientos, tal como es el caso de las herramientas **RST** que se utilizan para tener un control de saturación de los fluidos en el yacimiento durante la producción.

Las herramientas **RST** también proporcionan datos de porosidad efectiva pero no diferencian entre los fluidos móviles y los no-móviles, principal característica del perfil **RMN** y que a su vez suministra una idea del tamaño de grano que encontramos en los yacimientos, por ello es la porosidad más confiable que se puede obtener en el ámbito de los perfiles eléctricos. Las herramientas **RST** pueden suministrar información en la evaluación de yacimientos siempre y cuando se carezca de datos a partir de perfiles en hueco abierto una vez el pozo se encuentra revestido. Las herramientas **RST** se basan en los perfiles de hueco abierto para proporcionar de forma completa el monitoreo del yacimiento como se observó en los diferentes ejemplos.

Teniendo en cuenta que ambas herramientas no son afectadas por la litología ni por la salinidad del agua de formación, ambas herramientas se pueden utilizar para encontrar saturaciones de aceite residual en yacimientos donde se haya implementado la inyección de agua. La diferencia es que las herramientas **RST** se utilizan durante la producción para los mismos fines que la herramienta **RMN**, pero esta se utiliza después de la inyección de agua en la búsqueda de petróleo pasado por alto o para evaluar saturaciones de aceite residual antes de implementar diferentes métodos de recobro mejorado.

Si tenemos en cuenta las dimensiones de las herramientas y sus velocidades de corrida, las herramientas **RMN** poseen mayor velocidad de perfilaje y aún mayores diámetros que las herramientas **RST** (permiten monitorear las saturaciones de los fluidos del yacimiento a lo largo del tiempo) es decir principalmente en huecos revestidos esta herramienta posee un diámetro mucho menor que las herramientas **RMN**, sin embargo es posible utilizar las herramientas **RST** en hueco abierto como se mencionó anteriormente.

8. CONCLUSIONES

1. La porosidad de los registros **RMN** es esencialmente independiente del tipo de roca sólida, es decir, las herramientas de los registros **RMN** son sensibles solamente a fluidos porosos. La diferencia en varias propiedades **RMN**, tales como los tiempos de relajamiento (T_1 y T_2) y difusividad (D), entre varios fluidos hace posible distinguir (en la zona investigada) entre agua irreducible, agua movable, gas, petróleo liviano, petróleo de viscosidad mediana, y petróleo pesado.
2. Una de las características clave de la filosofía de diseño de las mediciones **RMN** es que las medidas hechas en las formaciones, se pueden duplicar en laboratorio mediante mediciones **RMN** hechas sobre núcleos de rocas recuperadas de la formación.
3. Las herramientas de registros de **RMN** en la industria del petróleo usan un campo magnético de gradiente. Como la intensidad de ese tipo de campo depende de la posición, la frecuencia de Larmor de un núcleo estará en función de la posición del núcleo.
4. Desde el punto de vista de mecánica cuántica, si un protón está en el estado de baja energía, puede absorber energía provista por B_1 y saltar al estado de alta energía. La aplicación de B_1 hace también que los protones hagan precesión en fase entre sí. Este cambio en el estado energético y en la precesión en fase causada por B_1 se llama resonancia magnética nuclear.
5. La profundidad de investigación de las herramientas **RMN** se determina a partir de la geometría del volumen sensible la cual se obtiene de los valores seleccionados para la frecuencia y ancho de banda de las pulsaciones del campo B_1 .
6. Para las mediciones con herramientas **RMN**, no hay correcciones por ensanchamientos o por fluidos en el pozo. Por lo tanto, cuando los fluidos que hay

en el pozo afectan las señales de la herramienta **RMN**, las mediciones por la herramienta **RMN** no representan más las condiciones de la formación y no se pueden utilizar para evaluación de la formación.

7. Existen tres tipos de mecanismos de relajamiento, el relajamiento en bruto, por superficie y por difusión. La importancia relativa de los tres mecanismos de relajamiento dependen 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.
8. 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 que se puede describir con modelo Multiexponencial.
9. La representación de la medida de resonancia magnética como una distribución en el dominio del tiempo T_2 , no solamente nos permite la representación de la porosidad, sino que también nos deja calcular la porción de la misma (saturación) asociada con cada tipo de fluido.
10. Las herramientas **RMN** utilizan los modelos de Coates y **SDR** para estimar la permeabilidad de la formación, donde se introduce el parámetro de tamaño a partir de la división de la curva de distribución T_2 , en fluidos móviles y no móviles o de la división del área bajo la curva en la media geométrica T_{2GM} .
11. Las propiedades **RMN** de los diferentes fluidos que se encuentran en yacimientos son bastante diferentes entre sí. Estas diferencias posibilitan la identificación cualitativa de los diferentes tipos de fluidos que encontramos en yacimientos y a veces la cuantificación de sus volúmenes. Las diferencias en T_1 , T_2 , y D entre los diferentes fluidos que encontramos en las condiciones de yacimientos forman el fundamento del método para la identificación de fluidos con **RMN**. Se han desarrollado dos métodos de identificación de hidrocarburos: doble- TW y doble-

TE. El método de doble-*TW* se basa en el contraste del T_1 entre agua e hidrocarburos livianos. El método de doble-*TE* se basa en la diferencia de difusividad entre agua y petróleo de viscosidad mediana o entre líquido y gas.

12. Teniendo en cuenta las diferentes propiedades **RMN** de los fluidos que se encuentran en condiciones de yacimiento se desarrollaron diferentes técnicas de identificación cualitativa y en algunos casos cuantitativa de forma directa sin necesidad de otros perfiles de los diferentes fluidos que se encuentran en los yacimientos. Estas técnicas son el **TDA**, **DIFAN**, **EDM** entre otras.
13. La técnica de identificación directa **TDA** utiliza el contraste en los tiempos de Polarización T_1 . El **DIFAN** y el **EDM** utilizan el contraste de difusividad para identificar los diferentes fluidos que se encuentran en los yacimientos petrolíferos.
14. Si los datos **RMN** se combinan con otros perfiles, los análisis pueden proveer aún más información sobre el yacimiento. Una combinación de datos **RMN** y datos de Resistividad profunda proveen un análisis completo de los fluidos en la zona virgen. uno de los modelos de interpretación que utiliza esta combinación de datos es el **MRIAN**.
15. Las diferencias entre los resultados derivados de las identificaciones de fluidos con el **TDA** y con el **MRIAN** se deben a las diferencias entre las profundidades de investigación de las mediciones que suministran los datos para los análisis. Todos los datos para el **TDA** provienen de mediciones en la zona cercana al pozo, la cual normalmente tiene una saturación de agua más alta que la zona virgen cuando se usa lodo a base de agua. El **MRIAN** utiliza una medición de resistividad profunda, la cual está dominada por la saturación de la zona virgen, haciendo que el resultado del **MRIAN** sea más representativo de la saturación que hay allí. Cuando se utiliza el **TDA** junto con el **MRIAN**, se pueden comparar la saturación de la zona invadida con la de la zona virgen. El **TDA** provee información para identificar y cuantificar fluidos, y puede suministrar datos clave para el procesamiento **MRIAN**, tales como porosidad efectiva corregida para el índice de hidrógeno y para los efectos de la polarización. Si las mediciones de porosidad total de **RMN** están

disponibles, entonces la saturación de agua asociada con la arcilla y la porosidad total también se pueden derivar con nada más que los datos **RMN**, y se puede efectuar una combinación de **TDA/MRIAN** sin datos de porosidad convencional.

16. La herramienta **RST** elimina la necesidad de matar el pozo y retirar el tubing. Al Evitar esta operación reduce costos, evita la reinvasión de intervalos perforados y permite observar el pozo bajo condiciones de operación. Adicionalmente la herramienta **RST** permite medir el holdup (fracción de aceite en el pozo) inclusive en pozos horizontales.

17. Las herramientas **RMN** y **RST** se corren con diferentes propósitos, es claro que ambas herramientas puedan proporcionar algunos datos en común pero debe tenerse en cuenta que los datos de perfiles eléctricos en hueco abierto antes de que el pozo comience a producir son mas confiables en la evaluación de yacimientos que los perfiles de producción los cuales tienen diferentes fines y propósitos.

9. RECOMENDACIONES

1. Debido al interés que se presenta por las herramientas modernas de control de saturaciones se recomienda realizar un estado del arte que posea las mismas cualidades de este proyecto y al vez se incluya como objetivo comparar las herramientas **RST** con aquellas herramientas que compitan realmente contra ella como es el caso de la herramienta **RMT** (Reservoir Monitor Tool) de Halliburton que es la herramienta que compite con la tecnología **RST** de Schlumberger, sin olvidar que los costos económicos pueden influir en el uso de tecnologías anteriores como las herramientas **GST** (Gamma Ray Spectroscopy Tool) y **TDT** (Thermal Decay Time).
2. Realizar un estudio económico de los costos de operación de las herramientas **RMN** frente a los perfiles convencionales que compiten contra el perfil **RMN**.
3. Incluir en el programa académico de la materia de registros de pozos, los registros de Resonancia Magnética Nuclear, debido a las tendencias actuales en el uso de este registro para la evaluación de formaciones como es el caso del campo Casabe entre otros para diferenciar entre fluidos móviles y no móviles.
4. Conseguir los diferentes softwares que se utilizan en la industria del petróleo para la toma de perfiles eléctricos de **RMN**, de forma tal que se pueda complementar el estudio del perfil de **RMN**.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Allen David, Flaum Charles T. S. Ramakrishnan, Fairhurst David, Pritchard Tim, Bedford Jonathan, Castelijns Kees. **Trends In NMR Logging, Oilfield Review 2000.**
2. Kenyon Bill, Kleinberg Robert, Straley Christian Ridgefield, Gubelin Greg, Morriss Chris, Sugar Land, Texas, USA. **Nuclear Magnetic Resonance Imaging—Technology for the 21st Century.**
3. Coates, G,R,, Xiao,L, Prammer,M,G,, **NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999^a.**
4. Freedman Robert. **Advances in NMR Logging, Schlumberger Oilfield Services JPT Enero 2006.**
5. Halliburton Energy Services Group, **Taller MRIL. Bogotá DC 2001.**
6. M.G. Prammer, J. Boston, R.N. Chandler, ED. Drack and M.N. Miller, NUMAR. SPE 49011. **A New Multiband Generation Of NMR Logging Tool 1998.**
7. An Mai and Apostolos Kantzas, University of Calgary SPE 77401, **An Evaluation of the Application of Low Field NMR in the Characterization of Carbonate Reservoirs 2002.**

^a La mayoría de las ideas encontradas en este texto se encuentran en esta publicación.

8. A. Mai and A. Kantzas, University of Calgary Department of Chemical and Petroleum Engineering and TIPM Laboratory SPE 75687, **On the Characterization of Carbonate Reservoirs Using Low Field NMR Tools 2002.**
9. Ian W. Wright, David Lastockin, Kevin Allsopp, Tomographic Imaging and Porous Media Laboratory, Maureen Evers-Dakers, Canadian Natural Resources Limited and Apostolos Kantzas, University of Calgary SPE 77408, **Low Field NMR Water Cut Metering 2002.**
10. M.G. Pramer, D. Mardon, G.R. Coates, SPE, and M.N Miller, NUMAR Corporation SPE 30562, **Lithology-Independent Gas Detection by Gradient-NMR Logging 1995.**
11. Hemy A. Ohen, Austin Ajufo and Fedarica Manni Curby, Core Laboratories, Houston SPE 30626. **A Hydraulic (Flow) Unit Based Model for the Determination of Petrophysical Properties from NMR Relaxation Measurements 1995.**
12. Songhua Chen, Fangfang Qin, K-H. Kim, and A.T. Watson, Texas A&M U. SPE 24760, **NMR Imaging of Multiphase flow in Porous Media 1992.**
13. Chanh Cao Minh, Heaton Nick, Ramamoorthy Raghu, White Jim, Junk Elmar, Schlumberger; Ramsin Eyvazzadeh, Al-Yousef Osama, Saudi Aramco; Fiorini Rosaura, ENI Dacion B.V. and Darren McLendon, ExxonMobil. SPE 84478, **Planning and Interpreting NMR Fluid-Characterization Logs 2003.**
14. R. Akkurt, SPE, NMR Inc., and R. H. Merkel, SPE, Marathon Oil Co., and G. R. Coates, SPE, Halliburton Energy Services, and R. C. Stever, Marathon Oil Co. SPE 63216, **Remaining Oil Saturation from NMR in a Mixed-Wet, Three-Phase Carbonate Reservoir 2000.**
15. **Schlumberger 1993, RST Reservoir Saturation Tool.**

- 16.** Adolph Bob, Stoller Christian, Brady Jerry, Flaum Charles, Melcher Chuck, Vittachi Amal. **Saturation Monitoring With the RST Reservoir Saturation Tool 1994.**

- 17.** Albertin Ivanna, Darling Harold, Mahdavi Mehrzad, Plasek Ron, Cedeño Italo, Hemingway Jim, Richter Peter, Markley Marvin, Olesen Jean Rémy, Roscoe, Wenchong Zeng Brad. **The Many Facets of Pulsed Neutron Cased-Hole Logging 1996.**

- 18.** *Schlumberger Log Interpretation Charts 1997.*

BIBLIOGRAFIA

A. MAI and A. KANTZAS, On the Characterization of Carbonate Reservoirs Using Low Field NMR Tools 2002. University of Calgary Department of Chemical and Petroleum Engineering and TIPM Laboratory SPE 75687,

ADOLPH, Bob, et al. Saturation Monitoring With the RST Reservoir Saturation Tool 1994.

ALBERTIN, Ivanna, The Many Facets of Pulsed Neutron Cased-Hole Logging 1996.

ALLEN, David. et al. Trends In NMR Logging, Oilfield Review 2000.

An Mai and Apostolos Kantzas, University of Calgary SPE 77401, **An Evaluation of the Application of Low Field NMR in the Characterization of Carbonate Reservoirs 2002.**

CHANH CAO, Minh et al. Planning and Interpreting NMR Fluid-Characterization Logs 2003. ExxonMobil. SPE 84478,

COATES, G.R. ; XIAO, L, and PRAMMER, M.G. NMR logging Principles and applications, Halliburton Energy Services Group, 1999^b.

FREEDMAN, Robert . Advances in NMR Logging, Schlumberger Oilfield Services JPT Enero 2006.

^b La mayoría de las ideas encontradas en este texto se encuentran en esta publicación.

HALLIBURTON ENERGY SERVICES GROUP, Taller MRIL. Bogotá DC: Halliburton, 2001.

KENYON, Bill., Nuclear Magnetic Resonance Imaging—Technology for the 21st Century. Texas, USA.

SCHLUMBERGER. *RST Reservoir Saturation Tool.* 1993

SCHLUMBERGE. *Log Interpretation Charts* 1997.