

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**“DETERMINACIÓN DE LOS MODOS DE ADQUISICIÓN
E INTERPRETACIÓN ÓPTIMOS DE RESONANCIA MAGNÉTICA
NUCLEAR EN POZOS DE LA FAJA PETROLÍFERA
DEL ORINOCO”**

REALIZADO POR:

ANA ANTONIETA SABEH MANRRUFFO

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE
ORIENTE COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

BARCELONA, MARZO DE 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**DETERMINACIÓN DE LOS MODOS DE ADQUISICIÓN
E INTERPRETACIÓN ÓPTIMOS DE RESONANCIA MAGNÉTICA
NUCLEAR EN POZOS DE LA FAJA PETROLÍFERA
DEL ORINOCO”**

ASESORES:

Msc. José Marcos D.

Asesor Industrial

Ing. Luís Rodríguez

Asesor Académico

BARCELONA, MARZO DE 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO



**“DETERMINACIÓN DE LOS MODOS DE ADQUISICIÓN
E INTERPRETACIÓN ÓPTIMOS DE RESONANCIA MAGNÉTICA
NUCLEAR EN POZOS DE LA FAJA PETROLÍFERA
DEL ORINOCO”**

El Jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

APROBADO

Msc. José Marcos D.

Asesor Industrial

Ing. Luís Rodríguez

Asesor Académico

Ing. Luís Castro

Jurado Principal

Ing. Aura Vilela

Jurado Principal

BARCELONA, MARZO DE 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el artículo 41 del **Reglamento de Trabajos de Grado:**

“Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

Primeramente a DIOS, por darme salud, vida y fortaleza, por ser mi guía en todo momento hasta alcanzar mis objetivos, por mostrarme la ventana abierta cuando estaba en frente de una puerta cerrada y por seguir protegiéndome en este camino que comienza con nuevos retos que cumplir. A la Virgen del Valle, por escuchar mis oraciones cuando más necesite de ella.

A mis padres, quienes han sido mi apoyo y sustento desde que nací, que han sabido guiarme por el sendero del bien. A ustedes, Juan Antonio y Ana Elina, dedico este y todos mis logros, para retribuirles aunque sea una pequeña parte de toda la dedicación, tiempo y esfuerzo que han invertido en mí, porque este logro es por y para ustedes. Agradezco su dedicación, constancia y entrega, sus cuidados, desvelos y esfuerzos, dándome siempre una mano para superar los obstáculos que se me presentaron en el camino, gracias por estar presentes en cada instante de mi vida. De igual forma, a mis hermanos Milagros, George y Rosibel, por formar parte de mi existencia, ayudarme en todo lo que fue posible y brindarme su apoyo cuando lo necesite. Todos ustedes son mi fortaleza y posesión más valiosa, esta es mi manera de honrar todo el amor que me han regalado, y la mejor forma de decirles que los amo con todo mi corazón. Que Dios Bendiga siempre esta familia. ¡Los Amo!

A mis abuelos, Teresa por siempre velar mis pasos y confiar en mis capacidades; mi abuelo George, por escuchar mis llamados, se que desde el cielo estás celebrando este logro conmigo (descansa en paz). Mis abuelos maternos, Elina y Mario, por su continuo apoyo, sus consejos y el entusiasmo que me brindan para seguir adelante.

A mis tíos, primos y demás familiares, por confiar en mí y alentarme a seguir siempre adelante a pesar de las adversidades, porque este logro alcanzado hoy, también es de ustedes.

A mis compañeros de estudios y amigos: Astrid, Amin, Mariham, Jonathan, Zorimag, Edixon, Andreina, Gabriel, Beltran, Ghazi, Wladimir, y a todos aquellos que de una u otra manera formaron parte de mi desarrollo universitario. Chicos ustedes también son parte fundamental de este proyecto, los momentos compartidos en las aulas de clases, noches de desvelo y fines de semana de estudio no fueron en vano. Nos vemos en el campo laboral.

A mis amigos de la infancia, Aurianna y José A., a pesar de los años que han pasado y la distancia, siempre han estado conmigo en los buenos y malos momentos, a ustedes les agradezco su amistad sincera y cariño incondicional, por darme animo cuando estaba caída y hacerme reír con sus ocurrencias.

A dos personitas especiales, que aunque no existan lazos de sangre las siento como de mi familia, Aura Guzmán, eres una excelente persona y amiga, gracias por todo tu apoyo, tus consejos e incluso regaños que siempre me ayudaron a mantener la fe y recordar el motivo de porque estaba allí, y Migdres Castro, más que una amiga eres como una hermana, mujer luchadora, todo un ejemplo a seguir. Gracias a ustedes por su apoyo y amistad sincera.

A todos ustedes les dedico este trabajo.

AGRADECIMIENTOS

Al petrofísico José Marcos, por introducirme en interesante mundo de la Resonancia Magnética Nuclear. Gracias por los conocimientos invaluable que me ha transmitido, por la motivación y orientación que siempre me brindó, gracias por sus consejos, su paciencia y la confianza depositada en mí.

Al Ing. Luís Rodríguez, asesor académico de este proyecto y profesor durante la carrera. Gracias por su apoyo incondicional, sus consejos, comentarios acertados, paciencia y ante todo por confiar en mis capacidades.

Al Geólogo Carlos León, excelente profesional, compañero de trabajo y amigo. Gracias por orientarme, despejar mis dudas y brindarme su amistad, de igual manera muchas gracias por la confianza depositada en mí y motivarme a crecer cada día más.

A la empresa Baker Hughes por permitirme desarrollar mi trabajo de grado en tal prestigiosa empresa. A todos los integrantes de Geociencias, por su colaboración y por hacerme sentir en todo momento un miembro del equipo.

A la empresa PDVSA, por su valiosa colaboración al permitir el empleo de los datos, registros de pozos y el suministro de los análisis PVT, sin su cooperación esta investigación no hubiese sido posible.

A Universidad de Oriente, por ofrecerme la oportunidad de formarme dentro de sus aulas, y a todos sus profesores miembros, por sus enseñanzas, aprendizajes y conocimientos transmitidos durante mis estudios de Pregrado.

A ustedes... Mil Gracias.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vii
CONTENIDO	viii
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS	xviii
RESUMEN.....	xix
CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN	21
1.1. Planteamiento del Problema.....	21
1.2. OBJETIVOS	23
1.2.1. Objetivo General.....	23
1.2.2. Objetivos Específicos.....	23
1.3. La Empresa.....	24
1.3.1. Baker Hughes	24
1.3.1.1. Misión	24
1.3.1.2. Visión	24
1.3.1.3. Objetivos	25
1.3.1.4. Funciones	25
1.3.2. Reseña Histórica de Baker Hughes.....	26
1.3.3. Líneas de Producción	27
1.3.4. Baker Atlas (Registro Avanzado de Pozos).....	27
1.3.5. Departamento de Geociencias.....	28

1.3.5.1. Actividades del Departamento de Geociencias.....	28
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	30
2.1. Descripción del Área de Estudio.....	30
2.1.1. Cuenca Oriental de Venezuela.....	30
2.1.1.1. Características Generales de la Cuenca Oriental de Venezuela... 31	
2.1.2. Faja Petrolífera del Orinoco.....	35
2.1.2.1. Origen y Formación de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	36
2.1.2.2. Características de las Formaciones	41
2.2. RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.....	43
2.2.1. Historia de RMN.....	43
2.2.2. Principios Físicos de RMN	51
2.2.2.1. Magnetismo Nuclear.....	51
2.2.2.2. Polarización.....	53
2.2.2.3. Tiempo de Relajamiento Longitudinal (T ₁)	58
2.2.2.4. Inclinação de Pulsación y Decaimiento de Inducción Libre.....	59
2.2.2.5. Detección de ecos de Momentos Rotacionales.....	63
2.2.2.6. Tiempo de Relajamiento Transversal (T ₂).....	64
2.2.2.7. Secuencia de Pulsaciones CPMG.....	65
2.2.3. Especificaciones de la Herramienta.....	69
2.2.4. Nociones Elementales de Petrofísica con RMN	70
2.2.4.1. Mecanismos de Relajamiento RMN para Fluidos en los Poros de las Rocas.....	70
2.2.4.1.1. Relajamiento en Bruto (T_{Bulk})	72
2.2.4.1.2. Relajamiento por Superficie ($T_{Surface}$).....	72
2.2.4.1.3. Relajamiento por Difusión ($T_{Diffusion}$).....	72

2.2.4.2. Decaimiento Multiexponencial	73
2.2.4.3. Transformación de Ecos a la Distribución de T_2 (Proceso de Inversión)	77
2.2.4.4. Distribución de Tamaño Poral	79
2.2.4.5. Determinación del BVI	81
2.2.4.6. Modelo de Permeabilidad	82
2.2.4.7. Modelo de Porosidad	84
2.2.5. Modos de Adquisición e Interpretación	86
2.2.5.1. Modos de Adquisición	87
2.2.5.1.1. BW	88
2.2.5.1.2. PoroPerm.....	88
2.2.5.1.3. PoroPerm + Gas	89
2.2.5.1.4.- PoroPerm + Oil Fast	90
2.2.5.1.5. PoroPerm + Heavy Oil.....	91
2.2.5.1.5. PoroPerm + Heavy Oil-Orinoco Belt.....	92
2.2.5.2. Métodos de Procesamiento – Interpretación.....	93
2.2.5.2.1. Procesamiento Básico o Tradicional.....	93
2.2.5.2.2. Procesamiento de Funciones Gamma	94
2.2.6. Aplicaciones de RMN	97
2.2.6.1. Cantidad de Fluido	97
2.2.6.2. Propiedades de los Fluidos de Yacimiento	98
2.2.6.3. Tamaño Poral y Porosidad	99
2.2.6.4. Permeabilidad.....	99
2.2.7. Propiedades de los Fluidos.....	100
2.2.7.1. Índice de Hidrógeno (HI).....	100

2.2.7.2. Difusión.....	101
2.3. IMAGEN MICRORESISTIVA “STAR”	104
2.3.1. Principio y Funcionamiento de las Imágenes Resistivas	104
2.3.2. Aplicaciones.....	106
2.3.2.1. Análisis Estructural.....	107
2.3.2.2. Análisis Estratigráfico.....	108
2.3.2.3. Análisis Sedimentológico.....	108
2.3.2.4. Análisis de Núcleo	108
2.3.2.5. Petrofísica.....	109
CAPÍTULO III. METODOLOGÍA	110
3.1. Tipo de Investigación.....	110
3.2. Diseño de Investigación	110
3.3. Población y Muestra.....	111
3.3.1. Población.....	111
3.3.2. Muestra.....	111
3.4. Procedimiento Metodológico	111
3.4.1. ETAPA I: Recopilación de Información.....	113
3.4.1.1. Revisión Bibliográfica	113
3.4.1.2. Registros de Pozos (Base de Datos).....	113
3.4.2. Etapa II: Evaluación de los Modos de Adquisición de Datos de RMN.....	114
3.4.2.1. Selección de Pozos.....	114
3.4.2.2. Control de Calidad de los Datos de Campo	114
3.4.2.3. Procesamiento de los Datos RMN	115
3.4.2.3.1. Workflow Manager	116

3.4.2.3.2. Modulo MRLab.....	117
3.4.2.3.3. Modulo Log Manager	119
3.4.2.4. Corrección de Fluidos por Índice de Hidrógeno (HIC)	120
3.4.2.5. Cálculo de Propiedades Petrofísicas y otros.	121
3.4.3. Etapa III: Comparación de los Métodos de Procesamiento de RMN	123
3.4.3.1. Selección de Pozos.....	123
3.4.3.2. Procesamiento de Datos con Método Básico o Convencional (Delta de Dirac).....	124
3.4.3.3. Procesamiento de Datos con Método de Funciones Gamma	125
3.4.3.4. Integración con Registros de Imagen.....	126
3.4.4. Etapa IV: Estimación de la Viscosidad del Hidrocarburo en Función de los Datos de RMN.....	126
3.4.4.1. Recolección de Datos.....	126
3.4.4.2. Procesamiento de los Pozos	126
3.4.4.3. Cálculo de T2LM.....	127
3.4.4.4. Generar Ecuación de Viscosidad	127
3.4.5. Etapa V: Elaboración de una Metodología para la Evaluación Petrofísica de la FPO Empleando RMN	127
3.4.6. ETAPA VI: Redacción y Presentación del Trabajo de Grado	128
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS Y RESULTADOS.....	129
4.1. Evaluación de los Modos de Adquisición de Datos de RMN.....	129
4.1.1. Evaluación Petrofísica.....	129
4.1.1.1. Pozo A.....	130
4.1.1.2. Pozo B	131
4.1.1.3. Pozo C	132
4.1.1.4. Pozo D.....	134

4.1.1.5. Pozo E	135
4.1.2. Evaluación de las Propiedades Seleccionadas	136
4.1.2.1. Porosidad.....	136
4.1.2.2. Volúmenes de Fluidos.....	137
4.1.2.3. Promedio Geométrico (T2LM)	138
4.1.2.4. Resistividad de la Zona Invasada	141
4.2. Comparación de los Métodos de Procesamiento (Básico y Funciones Gamma).....	142
4.2.1. Comparación de Registros de RMN	142
4.2.2. Comparación de Registros de RMN con Imagen Microresistiva	146
4.3. Estimación de Viscosidad	149
4.4. Elaboración de Metodología para Evaluación Petrofísica	151
CONCLUSIONES	153
RECOMENDACIONES	155
BIBLIOGRAFÍA	156
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	158

LISTA DE FIGURAS

Figura N° 2.1. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela. ^[1]	30
Figura N° 2.2. Estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela. ^[3]	34
Figura N° 2.3. Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco. ^[1]	35
Figura N° 2.4. Ubicación de los Procesos Sedimentarios. ^[5]	36
Figura N° 2.5. Grupo Guayuta: Formaciones Querecual y San Antonio. ^[5]	37
Figura N° 2.6. División de la Faja Petrolífera del Orinoco. ^[1]	40
Figura N° 2.7. Representación del Momento Magnético por Rabi. ^[7]	45
Figura N° 2.8. Núcleos de Hidrógeno (a la izquierda) como pequeñas barras imantadas. Ejes magnéticos nucleares (a la derecha) alineados al azar en ausencia de un campo magnético. ^[6]	53
Figura N° 2.9. Frecuencia precesional. ^[6]	54
Figura N° 2.10. Magnetización neta (M_0). ^[6]	56
Figura N° 2.11. Las curvas de relajamiento longitudinal (Polarización) T_1 . ^[6] ...	58
Figura N° 2.12. Interacción de los protones y el campo magnético. ^[6]	59
Figura N° 2.13. Ángulo de inclinación θ . Es dependiente de la intensidad del campo oscilatorio B_1 y del tiempo t durante el cual se aplica el campo. ^[6]	61
Figura N° 2.14. Señal de decaimiento de inducción libre. ^[6]	62
Figura N° 2.15. Eco de momento rotacional. ^[6]	64
Figura N° 2.16. Secuencia de pulsos de CPMG. ^[6]	66
Figura N° 2.17. Curva de decaimiento exponencial con una constante de tiempo T_2 . ^[6]	67
Figura N° 2.18. Diagrama de sincronización de medición. ^[6]	68

Figura N° 2.19. Decaimiento multiexponencial de un medio poroso. ^[6]	74
Figura N° 2.20. Muestra de cómo se llega al espectro representado en los registros y cuáles son los fenómenos que interviene en el proceso. ^[9]	78
Figura N° 2.21. Tren de ecos para medios homogéneos. ^[9]	80
Figura N° 2.22. Tren de ecos para medios heterogéneos, representado por una multiexponencial. ^[9]	81
Figura N° 2.23. Modelo de permeabilidad de Coates (arriba). El modelo de permeabilidad de SDR (abajo). ^[6]	84
Figura N° 2.24. Modelo de Porosidad. ^[6]	85
Figura N° 2.25. Gráfico de procesamiento de Tradicional. ^[13]	94
Figura N° 2.26. Gráfico con funciones gamma. ^[9]	96
Figura N° 2.27. Gráfico de procesamiento de Funciones Gamma. ^[13]	97
Figura N° 2.28. Los valores cualitativos típicos de T1, T2, y D para diferentes tipos de fluidos y tamaños porales de. ^[9]	99
Figura N° 2.29. Tren de ecos para campo magnético uniforme y campo magnético con gradiente. ^[9]	102
Figura N° 2.30. Movimiento de una molécula generado por la difusión. ^[9]	103
Figura N° 2.31. Gráfico de difusión, mostrando cambios de la constante de difusión y T2 para la señales de hidrocarburo y agua. ^[14]	104
Figura N° 2.32. Imagen resistiva "STAR". A la derecha detalle de uno de los patines. ^[16]	105
Figura N° 2.33. Principio medición de las imágenes resistivas STAR. ^[15]	106
Figura N° 2.34. Registro de imágenes resistivas mostrando interpretación y descripción de fracturas. ^[15]	107
Figura N° 2.35. Registro de imágenes resistiva integrada con núcleo de roca. ^[15]	109
Figura N° 3.1. Procedimiento metodológico.....	1

Figura No 3.2. Ejemplo de registro de campo de RMN.	115
Figura N° 3.3. Pantalla de presentación de la plataforma de Workflow Manager, Versión 2.3.....	116
Figura N° 3.4. Pantalla principal de WFM, flujo de trabajo de los registros de RMN.....	117
Figura 3.5. Pantalla principal de MRLab.....	117
Figura N° 3.6. Pantalla de Pre-Procesamiento de FE+Oil (Evaluación de Formación de Petróleo).....	118
Figura N° 3.7. Pantalla de Pre-Procesamiento de FE+Oil, Control de Calidad Señal/Ruido.....	119
Figura N° 3.8. Pantalla de Log Manager, identificación de las curvas procesadas.....	120
Figura N° 3.9. Pantalla de FE+Oil, Modificando el Método de Procesamiento, CS Joint.....	124
Figura N° 3.10. Pantalla de FE+Oil, Modificando el Método de Procesamiento, CS Separate.....	125
Figura N° 4.1. Pozo A. Sección Principal PPOF (Derecha), Sección Repetida PPHO (Izquierda).....	131
Figura N° 4.2. Pozo B. Sección Principal PPOF (Derecha), Sección Repetida PPHO-OB (Izquierda).....	132
Figura N° 4.3. Pozo C. Sección Principal PPHO-OB (Derecha), Sección Repetida PPOF (Izquierda).....	134
Figura N° 4.4. Pozo D. Sección Principal PPHO-OB (Derecha), Sección Repetida PPOF (Izquierda).....	135
Figura N° 4.5. Pozo E. Sección Principal PPOF (Derecha), Sección Repetida PPHO-OB (Izquierda).....	136
Figura N° 4.6. Muestra de correlación de RXO con RMLL del Pozo C	142

Figura N° 4.7. Pozo F. Procesamiento Básico (Izquierda), Procesamiento con Funciones Gamma (Derecha).....	144
Figura N° 4.8. Pozo F. Procesamiento RMN Básico (Izquierda), Imagen Microresistiva y Procesamiento RMN con Funciones Gamma (Derecha).	147
Figura N° 4.8. Comparación de espectro de T2 de las Funciones Gamma.....	148
con registro de imagen.	148
Figura N° 4.6. Gráfica de Viscosidad vs. T2LM	151

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 1. Resumen de características de la FPO. ^[5]	42
Tabla N° 2.2. Especificaciones de la Herramienta MREX. ^[10]	70
Tabla N° 2.3. Modos de Adquisición. ^[12]	92
Tabla N° 4.1. Comparación de porosidades entre los modos de adquisición. ...	137
Tabla N° 4.2. Volúmenes de fluidos medidos para cada pozo.....	138
Tabla N° 4.3. T2LM promedio calculado para cada pozo.	139
Tabla N° 4.4. Resumen de parámetros principales de cada Modo de Adquisición.	140
Tabla N° 4.5. Valores obtenidos de T2LM y Viscosidad de PVT.	150

RESUMEN

La Resonancia Magnética Nuclear como herramienta de perfilaje, ha logrado identificar zonas con diversas y complejas litologías en la Faja Petrolífera del Orinoco, al igual que ha sido útil en la identificación de hidrocarburos almacenados tanto en potentes secciones de arenas como en zonas lutíticas que poseen lentes o laminas impregnadas de crudo. Así mismo, su importancia se acentúa en el área de producción, debido a que está siendo empleada como herramienta en la escogencia de las secciones con mayor potencial para la toma de muestras de fluidos y/o producción en esta misma área, basándose en la determinación del intervalo con mejor calidad de roca y mejores movibilidades de los fluidos identificadas cualitativamente con los tiempos de relajación.

Se estudiaron de diez pozos perfilados por Resonancia Magnética Nuclear en la Faja Petrolífera del Orinoco, cinco de estos pozos fueron empleados para estudiar el Modo de Adquisición que mejor se ajustará a las condiciones de la zona, evaluando cada uno de los modos empleados para perfilar la zona de estudio. Posteriormente, se tomaron seis pozos para evaluar que método de procesamiento permite obtener una mejor interpretación de las señales registradas, facilitando las evaluaciones petrofísicas. Adicionalmente, se emplearon resultados de análisis PVT de muestras de fluidos tomadas en tres de estos pozos para determinar una ecuación que relaciona la viscosidad en función del promedio geométrico de las ondículas de la Funciones Gamma, permitiendo obtener valores de viscosidad del crudo pesado a través de registros de RMN.

Finalmente se elaboró una metodología de evaluación petrofísica diseñada especialmente para ser empleada en futuros pozos a perfilar en la Faja Petrolífera del Orinoco, aplicando como modo de adquisición el PoroPerm + Oil Fast y Método de Funciones Gamma para el procesamiento de los datos y además de una

ecuación de viscosidad con un ajuste de correlación de 0,99 que permite obtener valores de viscosidad a través de las señales de RMN.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del Problema

En la actualidad, la atención de la industria petrolera se encuentra enfocada en la explotación de hidrocarburo pesado, debido al incremento de los precios del petróleo, la gran demanda, la declinación de la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales y los grandes hallazgos de reserva petrolífera de crudo pesado a nivel mundial, tal como la Faja Petrolífera del Orinoco ubicada al Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, la cual contiene 1,3 trillones de barriles de petróleo en sitio.

Estos hidrocarburos pesados prometen desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera, motivo por el cual se está en la búsqueda de revisar y estimar las reservas, invertir en infraestructura, comprobar las nuevas tecnologías, incrementar su producción y a su vez optimizar su explotación para asegurarse de no dejar atrás sus recursos. Previo a esto, es necesario llevar a cabo un estudio detallado de los yacimientos, el cual incluye definir con precisión el modelo geológico y petrofísico que rige el mismo.

Dado que el estudio de los yacimientos es una tarea difícil esencialmente por estar limitados al subsuelo, el perfilaje de pozos representa un método eficaz para obtener información de los mismos. Los registros convencionales han mejorado progresivamente su evaluación de propiedades petrofísicas, sin embargo, no han logrado proveer una estimación representativa de la permeabilidad. Es por esta y otras razones que el perfilaje con Resonancia Magnética Nuclear (RMN) representa una nueva generación en evaluación de formaciones con registros de cable eléctrico, facilitando las evaluaciones de fluidos producibles de yacimientos de hidrocarburos con exitosos resultados.

El principio de medida de la tecnología RMN está basado en excitar magnéticamente núcleos de hidrógeno y analizar las señales que emiten. La amplitud de estas señales será proporcional a la cantidad de núcleos de Hidrógeno presentes en la zona de medida, es sensible principalmente a los fluidos contenidos en el espacio poral, pero no a los materiales de la matriz ni a la arcilla seca, lo que significa que es independiente de la mineralogía; es de gran ayuda para la caracterización de yacimientos, gracias a las diferencias en tiempos de relajamiento y/o difusividad entre fluidos; los datos se pueden usar para distinguir agua asociada con la arcilla, agua capilar, agua movable, gas, petróleo liviano y petróleos viscosos. Además, se puede extraer información adicional tal como, tamaño de garganta poral, permeabilidad y propiedades de hidrocarburos, sin embargo, debido a su sofisticado sistema de adquisición e interpretación, hace que su presentación sea compleja o se requiera de conocimientos sólidos en la materia.

En la búsqueda del mejoramiento de técnicas de interpretación petrofísica de RMN se han desarrollado diversos modos de adquisición de datos aplicables a la Faja Petrolífera del Orinoco que permiten reforzar la señal de los trenes de ecos y disminuir la relación señal-ruido; al igual que un método de procesamiento que emplea una inversión probabilística de ecos a través de Funciones Gamma para separar en formas de ondículas las diferentes respuestas obtenidas del tren de ecos capturados por la herramienta de RMN cuando las formaciones son sometidas a campos magnéticos, lo que proporciona una diferenciación más precisa de los fluidos y tamaños porales, y por ende una mejor evaluación de las secuencias sedimentarias y fluidos presentes.

Aunque se ha dado un gran paso con este nuevo modelo todavía surgen algunas interrogantes como: ¿Qué información proporcionan las distintas formas, amplitud y tiempos de relajación expresadas en ondículas en cuanto al tipo de fluido, litología y variabilidad de la viscosidad del fluido en los yacimiento?, y ¿cuál será la contribución de esta información en la respuesta obtenida por la herramienta?.

Por tales motivos, el presente estudio se orienta en la evaluación de diversos modos de adquisición e interpretación de RMN, identificando los tipos de fluidos que se encuentran presente en la formación y evaluando cómo afectan las variaciones litológicas y la viscosidad de los fluidos en los tiempos de relajación de T2, para discernir cómo la RMN completa y valoriza la petrofísica clásica. Adicionalmente, se plantea determinar la viscosidad del crudo a partir de las mediciones de RMN.

Para el desarrollo de este estudio se analizaron un total de 10 pozos distribuidos en diversas áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco, y en función a los resultados obtenidos elaborar una metodología de RMN para la evaluación petrofísica aplicable a futuros pozos de dicha área.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Determinar los modos de adquisición e interpretación óptimos de Resonancia Magnética Nuclear en pozos de la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.2.2. Objetivos Específicos

1. Evaluar los diferentes Modos de Adquisición de datos de RMN.
2. Procesar los pozos de la Faja Petrolífera del Orinoco con los métodos convencionales de RMN.
3. Aplicar el método de procesamiento de Funciones Gamma para el reprocesamiento de los pozos.
4. Estimar la viscosidad del hidrocarburo en función de los datos de RMN.

5. Elaborar una metodología para la evaluación Petrofísica de la Faja Petrolífera del Orinoco empleando RMN.

1.3. La Empresa

1.3.1. Baker Hughes

Es una empresa que proporciona servicios, productos y sistemas para la industria del petróleo y gas a nivel mundial, haciendo énfasis en las soluciones prácticas, fidedignas dentro del hoyo que crea un valor para nuestros clientes a través de la fiabilidad, desempeño y calidad de los datos. Los servicios que presenta la empresa van desde la realización de estudios sísmicos y geológicos, utilizados para determinar la presencia de crudo, hasta los avanzados sistemas de empacaduras y mechas de perforación.

1.3.1.1. Misión

Satisfacer las necesidades crecientes de servicios petroleros entregando productos y servicios de alta calidad, en forma confiable, eficiente y rentable, manteniendo el liderazgo en desarrollo del recurso humano y preservación del medio ambiente, que generen el mayor valor para nuestros clientes, empleados, accionistas.

1.3.1.2. Visión

Se proyecta como una empresa líder en servicios petroleros para la industria de gas y petróleo, tanto en Venezuela como a nivel mundial, comprometidos a entregar terminaciones de pozos y soluciones de intervención innovadoras.

1.3.1.3. Objetivos

El objetivo principal de esta compañía es expandir todas sus operaciones a nivel mundial, basado en la calidad y seguridad para la cual invierte grandes sumas de dinero para capacitar, entrenar y actualizar a su personal, así mismo en el desarrollo de nuevas herramientas, perfiles y modernización de sus equipos. Para ello emplean una planta de investigación de desarrollo de producción de herramientas y equipos, al igual que una escuela de entrenamiento, ambas ubicadas en Texas, USA. Entre los valiosos objetivos de esta empresa se encuentran los siguientes:

- ☞ Fortalecer los valores medulares en todas las líneas de producto de Baker Hughes en todos los niveles organizacionales (Integridad, Trabajo en Equipo, Desempeño y Aprendizaje).
- ☞ Incrementar el potencial individual de cada miembro de la organización.
- ☞ Demostrar y otorgar al cliente un valor sin igual.
- ☞ Resaltar eficiencias en cuanto a costos y operaciones en general.
- ☞ Emplear todos los recursos disponibles efectivamente.

1.3.1.4. Funciones

Esta organización cumple con la función de realizar asesoramiento y asistencia técnica a empresas filiales de PDVSA y actualmente a otras empresas transnacionales, esta asesoría se caracteriza por estudios geográficos y los análisis de pozos para así poder tener un conocimiento de la composición del subsuelo donde se encuentra, todo esto con el fin de informar a la empresa que contrate los servicios, de las condiciones que presentan la mismas, entregando a los clientes los resultados y la información necesaria para proceder con la extracción de los hidrocarburos, así mismo se encarga de las perforaciones horizontales de estos yacimientos.

1.3.2. Reseña Histórica de Baker Hughes

Baker Hughes es la combinación de muchas compañías innovadoras que desarrolló e introdujo la tecnología para servir a la industria de servicios petroleros. Su historia combinada se remonta a principios de 1900. En 1907, Rubén C. Baker desarrolló una tecnología que revolucionó la etapa de perforación. En 1909, Howard R. Hughes, presentó la primera mecha cortadora que mejoró dramáticamente la perforación rotaria. Durante las siguientes ocho décadas, Baker Internacional y Hughes Tool Company se convirtieron en líderes mundial en complementos, herramientas de perforación y servicios relacionados. Las dos empresas se fusionaron en 1987 para formar Baker Hughes Incorporated. A partir de esta fusión, la empresa ha adquirido compañías que se especializan en diferentes áreas, lo cual ha influido en el mejoramiento de sus productos y servicios, a través de grandes avances tecnológicos, manteniéndose en todo momento en un alto puesto dentro del mercado petrolero.

A través de su historia, Baker Hughes ha absorbido numerosos pioneros del ramo petrolero, entre ellos se incluyen: Brown Oil Tools, CTC, EDECO y Elder Oil Tools (Completación de Pozos); Michem, Newpark y EXLOG (Fluidos de Perforación); Eastman Christense y Drliex (Perforación Direccional y con punta de Diamante); Telco (Mediciones de Perforación); Tri-State & Wilson (Herramientas de Pesca y Mantenimiento en Pozo); Aguaness, Chemlink y Petrolite (Especializadas en Química), Western Atlas (Exploración Sísmica & Registro de Pozos). En el año 2000, Baker Hughes y Schlumberger fusionaron sus esfuerzos para formar Western Geco.

Baker Hughes opera en más de 90 países que atienden a las compañías de petroleras independientes, nacionales e internacionales. Esta red está organizada en 23 Geomercados que operan en nueve regiones y dos hemisferios, con más de 36.000 colaboradores en todo el mundo.

Esta corporación lleva a cabo todos y cada uno de los procesos necesarios para la extracción de hidrocarburos. Tales servicios se resumen en los siguientes procesos:

- ☞ Métodos geofísicos y petrofísicos para determinar la presencia de crudo y sus propiedades.
- ☞ Sistemas de perforación.
- ☞ Herramientas y empacaduras necesarias para el proceso de perforación.
- ☞ Mechas de cono y de punta de diamante necesarias para la perforación.
- ☞ Sistemas de bombas eléctricas necesarias para la extracción del hidrocarburo.
- ☞ Diversos productos químicos necesarios para el proceso de perforación y extracción.

1.3.3. Líneas de Producción

Baker Hughes está enfocada en proporcionar servicios de alta tecnología en todo lo referente a la evaluación de formaciones, perforación y producción en pozos petrolíferos así como también en pozos de gas. Seis líneas de productos integran la corporación, ofreciendo los mejores servicios en su clase para toda la industria del petróleo a nivel mundial. Estas líneas son:

- ☞ Baker Atlas.
- ☞ Baker Oil Tools.
- ☞ Baker Petrolite.
- ☞ Centrilift.
- ☞ Baker Hughes INTEQ.
- ☞ Hughes Christensen.

1.3.4. Baker Atlas (Registro Avanzado de Pozos)

Proporciona registros de pozos y análisis de los datos para la perforación, producción y manejo de reservorios. Las tecnologías utilizadas para cada una de

las actividades ayudan a evaluar y producir eficazmente la recuperación del hidrocarburo. Baker Atlas opera en una red mundial de Centros de Geociencias integrado por Geólogos, Geofísicos e Ingenieros de Yacimientos que aplican su experiencia y herramientas de Software avanzados para ayudar a los clientes a optimizar la producción de sus yacimientos.

1.3.5. Departamento de Geociencias

Con el fin de evaluar los datos obtenidos mediante la adquisición de información de pozos, Baker Hughes ha establecido cuatro centros de Servicios de Geociencias en Venezuela, en las siguientes ciudades: Caracas, Maturín, Ciudad Ojeda y El Tigre. Dichos centros brindan grupos de geofísicos, geólogos, ingenieros de yacimientos, petrofísicos, geomecánicos e ingenieros de petróleo altamente capacitados para asistir al cliente tanto en el análisis de los registros como en proyectos especiales, y así ayudar a la toma de decisiones inteligentes.

1.3.5.1. Actividades del Departamento de Geociencias

El departamento de Geociencias optimiza la recuperación de hidrocarburos, mediante la fusión de expertos en equipos multidisciplinarios en un ambiente de servicios. Especialistas en geología, geofísica, petrofísica, ingeniería de petróleo y áreas asociadas aplican tecnología avanzada en ambientes integrados. Esto le permite a sus clientes disminuir costos, reducir riesgos e incrementar su producción.

Geología

- ☞ Adquisición de datos geológicos previos al trabajo y posteriores al procesamiento.
- ☞ Profundidad del hoyo e interpretación de imágenes.
- ☞ Análisis de núcleos y petrofísica.

- ☞ Estudios de permeabilidad.
- ☞ Imagen y geometría de núcleos.
- ☞ Estudios integrados de geología.

Petrofísica

- ☞ Procesamiento y edición de datos.
- ☞ Procesamiento de ondas sísmicas y acústicas.
- ☞ Procesamiento e interpretación de resonancia magnética nuclear (RMN).
- ☞ Análisis petrofísicos integrados.
- ☞ Análisis en pozo entubado.
- ☞ Análisis de invasión y espesores en pozo.

Servicios de Perforación y Completación

- ☞ Proyección de propiedades mecánicas y presiones in situ.
- ☞ Solución y proyección de estabilidad del hoyo.
- ☞ Prospección de arenas productoras de hidrocarburos.

Servicios de Ingeniería de Petróleo

- ☞ Estudios integrados de yacimientos.
- ☞ Interpretación de pruebas de pozos.
- ☞ Análisis integrados de geoestadística y sísmica.
- ☞ Estudios sísmicos 4D.
- ☞ Simulación de yacimientos
- ☞ Evaluación de yacimientos.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Descripción del Área de Estudio

2.1.1. Cuenca Oriental de Venezuela

La Cuenca Oriental de Venezuela está localizada en la zona Centro-Este de Venezuela formando una depresión topográfica y estructural. Se encuentra limitada al Norte por la Cordillera de la Costa, al Sur por el Río Orinoco, al Este por la plataforma del delta del mismo río y al Oeste por el lineamiento de El Baúl (**Figura 2.1**). De acuerdo a sus características sedimentológicas, tectónicas y estratigráficas, se subdivide operacionalmente en dos subcuencas: La subcuenca de Guárico y la subcuenca de Maturín.



Figura N° 2.1. Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela. ^[1]

Esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 Km en sentido Oeste-Este, una anchura promedio de 200 Km de Norte a Sur y un área total aproximada de 165.000 Km² entre los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro además de una extensión menor en el estado Sucre.

La topografía se caracteriza por extensas llanuras y una zona de mesetas que comprende los estados de Anzoátegui y Monagas, abarcando 164.000 Km² y 6.096 m de sedimentos Paleozoicos, Cretácicos y Terciarios entre cadenas montañosas situadas al Norte y el escudo de Guayana emplazado al Sur.

En la Cuenca Oriental de Venezuela se distinguen ocho áreas principales productoras de petróleo: Área de Guárico, Área mayor de Anaco, Área Mayor de Oficina, Área Mayor de Temblador, Faja del Orinoco, Área Mayor de Jusepín, Área de Quiriquire y Área de Pedernales. Por lo general, en esta área, las formaciones terciarias tienen la tendencia a adelgazarse en dirección Sur, y en el Área de la Faja del Orinoco se produce el truncamiento de todo el Terciario contra las rocas Cretácicas y pre - Cretácicas del Macizo Guayanés. ^[1]

2.1.1.1. Características Generales de la Cuenca Oriental de Venezuela

Esta cuenca está situada en la zona Centro-Este de Venezuela, formando una depresión topográfica y estructural, limitada al Sur por el curso del río Orinoco, desde la desembocadura del río Arauca hacia el Este con Boca Grande, siguiendo de modo aproximado el borde septentrional del Cratón de Guayana; al Oeste por el levantamiento del El Baúl y su conexión estructural con el mencionado Cratón, que sigue aproximadamente el curso de los ríos Portuguesa y Pao al Norte, por la línea que demarca el pie de monte meridional de la Serranía del Interior Central y Oriental. Hacia el Este la cuenca continúa por debajo del Golfo de Paria, incluyendo la parte situada al Sur de la Cordillera Septentrional de la Isla de Trinidad y se hunde en el Atlántico al Este de la costa del Delta del

Orinoco. La producción proviene de las arenas que varían en edad desde el Mioceno hasta el Cretáceo.

La Cuenca Oriental es asimétrica, con el flanco Sur ligeramente inclinado hacia el Norte y un flanco más tectonizado y con mayores buzamientos, conectados a la zona plegada y fallada que constituye el flanco meridional de las cordilleras que limitan la cuenca hacia el Norte. Toda la cuenca se inclina hacia el Este, de manera que su parte más profunda se encuentra al Noreste, hacia Trinidad, donde se estima que pudieron acumularse unos 40.000 pies de sedimentos.

La evolución de la cuenca es relativamente simple, debido a que ha estado desde el paleozoico apoyada sobre el borde estable del Escudo de Guayana. Pero fueron los suaves movimientos de levantamiento y hundimiento de este borde, los que ocasionaron transgresiones y regresiones extensas; originándose así el desarrollo final de la cuenca. Aunque la Cuenca Oriental de Venezuela no mostró una forma similar a la actual sino después del Mioceno Tardío, ni alcanzó su forma definitiva hasta el Mioceno Temprano.

Las características más sobresalientes de la Cuenca Oriental de Venezuela son dos líneas de corrimiento subparalelas de las cuales la situada al Noreste constituye el corrimiento frontal de Guárico (Peirson), y la situada al Este de la depresión de Barcelona, el sistema de corrimientos frontales de Anzoátegui y Monagas. Entre ambos sistemas existe una interesante diferencia en cuanto a su significación como elementos de una cuenca petrolífera. Al efecto la línea de corrimiento de Guárico constituye el límite septentrional del sector Noroeste de la cuenca, al Norte del cual no existen campos de petróleo ni se prevé desarrollo petrolífero a corto plazo. Por el contrario el sistema de Anzoátegui y Monagas se extiende hacia el Sur de la serranía del interior oriental, por debajo de planicies con anchuras variables entre 15 y 40 Km y una longitud aproximada de 150 Km en las cuales se han desarrollado campos petrolíferos importantes.

La evolución sedimentaria de la Cuenca Oriental de Venezuela desde el punto de vista del desarrollo petrolífero pudiera considerarse como un evento exclusivamente Terciario, con escasa producción obtenida hasta la fecha de las formaciones Cretácicas.

Durante el Paleozoico apoyada sobre el borde estable del Cratón de Guayana, suaves movimientos de levantamiento y hundimiento de este borde ocasionaron transgresiones y regresiones extensas, que fueron de gran importancia para el desarrollo final de la cuenca. Aunque la Cuenca Oriental de Venezuela no mostró una forma similar a la actual sino después del Eoceno Superior ni alcanzó la forma definitiva hasta el Mioceno Inferior, la prehistoria se sitúa en el Devono–Carbonífero. En este largo período de tiempo se reconocen tres ciclos sedimentarios separados: El primero correspondiente al Paleozoico Medio–Superior, el segundo comienza durante el Cretácico Medio y se hace regresivo durante el Terciario Inferior y el tercero se desarrolló durante el Terciario Superior que fue el que definió la configuración de la cuenca en el estado actual.

La Cuenca Oriental de Venezuela es la segunda cuenca en magnitud de América del Sur, sólo sobrepasada por la Cuenca del Lago de Maracaibo. En general, si se añaden las reservas estimadas de la Faja del Orinoco, la Cuenca Oriental de Venezuela pasaría a ser la de mayores recursos petrolíferos en América del Sur y una de las más importantes del mundo. ^[2]

Las principales trampas están controladas por combinación de factores estructurales y estratigráficos. La cuenca actual es asimétrica. El flanco Norte de la subcuenca de Maturín presenta acuñamiento en la formación La Pica, asociación con fallas de gran desplazamiento y diápiros de barro. El flanco Sur contiene yacimientos múltiples en las formaciones Oficina y Merecure del Oligo–Mioceno, en los domos cortados por fallas inversas, cierres contra fallas y posibles asociaciones con remanentes erosionales hacia el extremo Sur de la cuenca, en la Faja Petrolífera del Orinoco (**Figura 2.2**). ^[3]

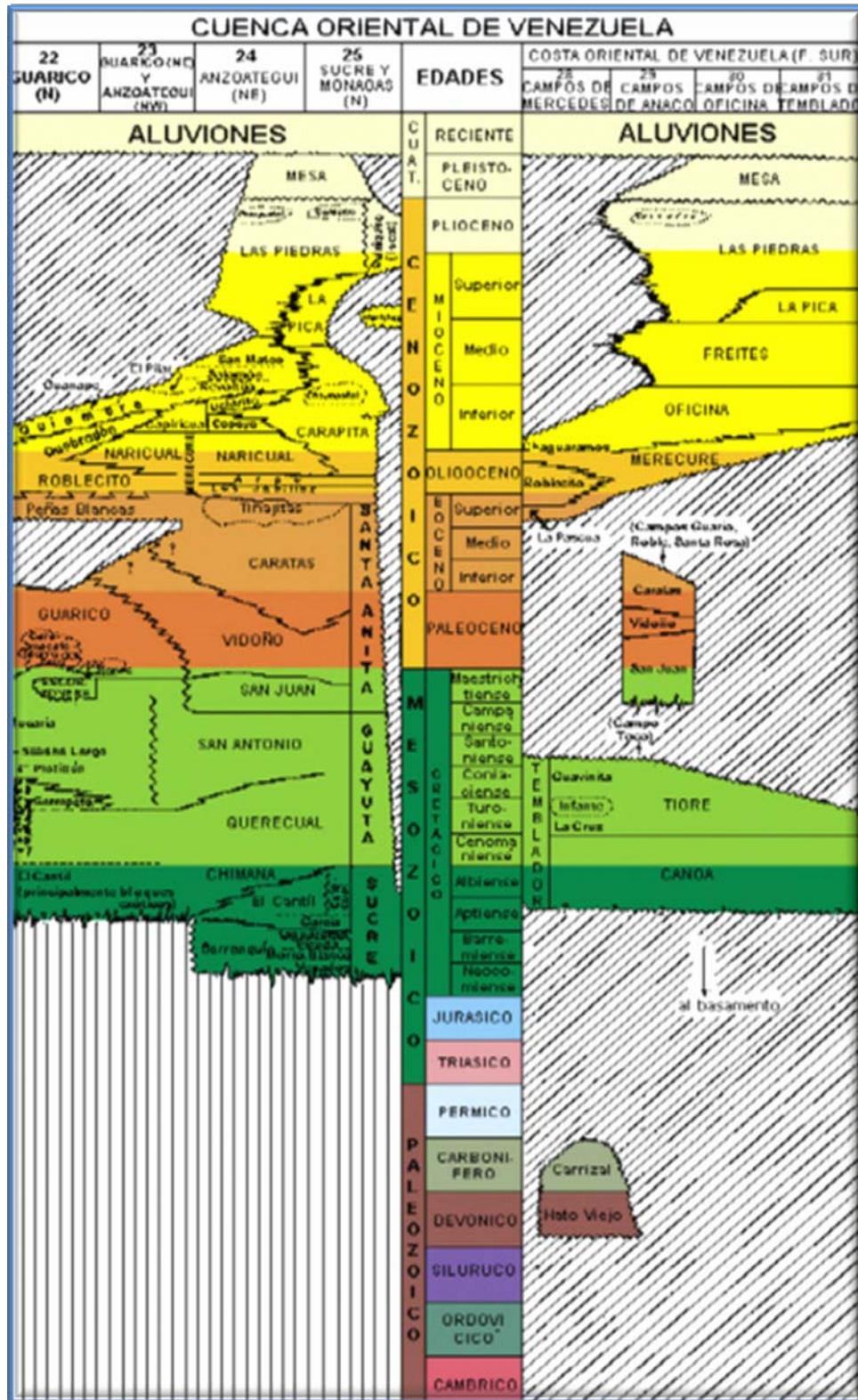


Figura N° 2.2. Estratigrafía de la Cuenca Oriental de Venezuela. [3]

2.1.2. Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco (F.P.O) se encuentra localizada en la parte Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela al Norte del río Orinoco. Abarca una extensión de 40.000 Km² en las áreas al Sur de los Estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, limitando con las áreas mayores de Temblador, Oficina y las Mercedes en su parte Norte, el río Orinoco al Sur, el Delta al Este y el extremo oriental de la Cuenca Barinas-Apure al Oeste (**Figura 2.3**). Posee una extensión de 55.314 km² y un área de explotación actual de 11.593 km², con 1.150 kilómetros de largo y 150 kilómetros en su parte más ancha que es entre Las Mercedes del llano y la población de Cabruta, atravesando el parque nacional Aguaro-Guariquito.



Figura N° 2.3. Ubicación de la Faja Petrolífera del Orinoco. ^[1]

Inicialmente se conocía como Faja Bituminosa, su nombre fue cambiado a Faja Petrolífera del Orinoco debido a que las investigaciones realizadas en el área indicaron que parte del crudo es móvil a condiciones de yacimiento. Posee segregaciones de crudos pesados y extrapesados, con varios rangos de gravedad y

un amplio intervalo que cubre desde 5° hasta 20° API, y temperaturas que varían de 115-145°F. [1]

2.1.2.1. Origen y Formación de la Faja Petrolífera del Orinoco

La roca del Precámbrico tiene 1.500 millones de años, el Mioceno reciente tiene 25 millones de años, o sea una diferencia de 1.475 millones de años a la época del Mioceno. La meteorización y fragmentación de las rocas del Precámbrico después de 1.475 millones de años como consecuencia de la erosión y el transporte se sedimentaron y litificaron en la época del Mioceno Reciente para formar lo que conocemos como la Faja Petrolífera del Orinoco (**Figura 2.4**), debido a lo reciente (en tiempo geológico) en que se soterró el material sedimentario, sobre la misma no existe suficiente peso, como tampoco el sello necesario para conservar las características del petróleo que migró proveniente de la roca madre.

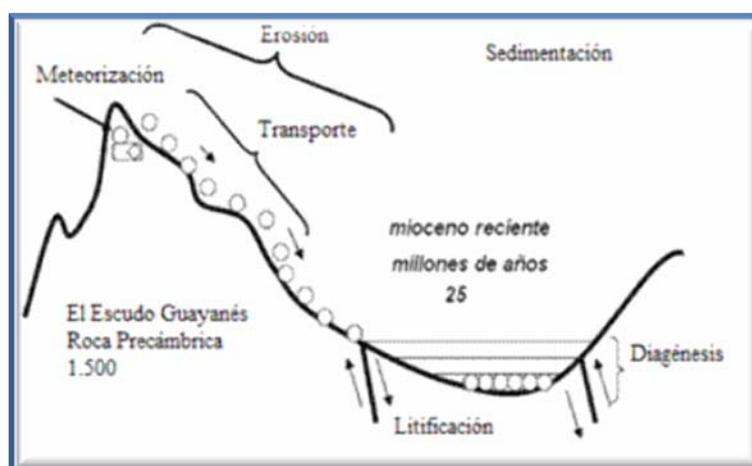


Figura N° 2.4. Ubicación de los Procesos Sedimentarios. [5]

Al final del periodo Cretácico las aguas de los mares interiores comenzaron a bajar. Como consecuencia la materia orgánica de estas se sedimentaron conjuntamente con los restos de los grandes saurios que comenzaron a extinguirse. Esta materia orgánica enterrada y sepultada por kilómetros de

sedimentos, comprimida y sometida al calor producido por el magma, se convirtió en Kerógeno y después en petróleo.

El petróleo de esta roca madre está ubicado según información geológica en el área de lo que hoy es el Nor-Este del estado Anzoátegui, Nor-Oeste del estado Monagas y Sur del estado Sucre (**Figura 2.5**). Esta roca madre de acuerdo con la nomenclatura geológica fue denominada Grupo Guayuta y las formaciones donde la materia orgánica se sedimentó se llamaron: Querecual y San Antonio.

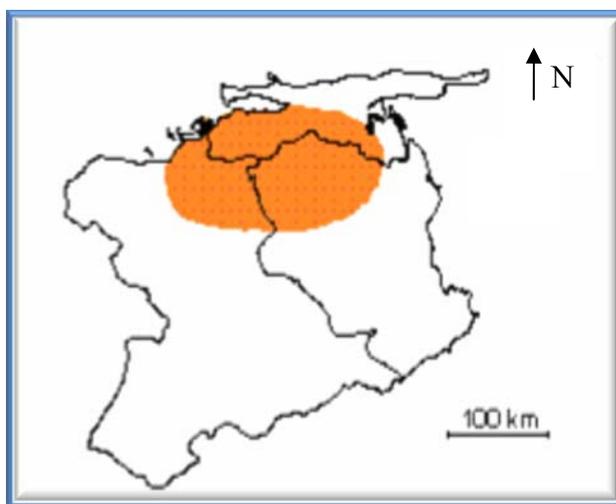


Figura N° 2.5. Grupo Guayuta: Formaciones Querecual y San Antonio. ^[5]

Migración del Petróleo

El petróleo de las formaciones Querecual y San Antonio del Grupo Guayuta migró de su ubicación original hacia el Sur del estado Anzoátegui y centro del estado Guárico, fue quedando entrampado en las trampas geológicas encontradas durante el largo proceso de migración, hasta encontrar la formación clástica sedimentaria que hoy conocemos como la Faja Petrolífera del Orinoco.

De Crudo Liviano a Crudo Pesado

Al generarse el petróleo en la roca madre debido a la transformación de la materia orgánica, el petróleo según análisis geoquímico era de 30 a 40° API. Este

se transformó en petróleo pesado durante la migración o entrapamiento por alguno de estos motivos:

- ∞ Proceso biológico-químico-físico, por bacterias transportadas a través de aguas meteóricas que metabolizan el petróleo en moléculas más pesadas.
- ∞ Por medio de las aguas de formación, que remueven los componentes más livianos por solución, debido a que estos son más solubles en agua.
- ∞ Debido a la volatilidad del gas, cuando un sello no es eficiente, permitiendo el paso de las moléculas más livianas, a través de sus poros interconectados a causa de la permeabilidad vertical.
- ∞ En cualquier ambiente depositacional, la combinación correcta de agua, temperatura y microbios, puede producir la degradación y la formación del petróleo pesado.
- ∞ La biodegradación produce la oxidación del petróleo, reduciendo la relación gas/petróleo (GOR) e incrementando la densidad, acidez, viscosidad y el contenido de azufre y de otros metales.

Pozo Descubridor - La Canoa

En Enero del 1935 el geólogo Moses Knebel se dirigió a Henry E. Linam presidente de la Standard Oil Company de Venezuela para solicitar autorización para perforar el Pozo La Canoa No. 1 en las coordenadas Maturín N.75.752,34 y E.129.121,20 a 137 metros sobre el nivel del mar, para determinar las posibilidades de producción de la pronunciada línea de domos del basamento enterrados en la parte Sur de los estados Anzoátegui y Monagas, la cual cae en la cresta de una altura sísmica y cerca del eje de una máxima anomalía detectada por balanza de torsión. Se espera encontrar el granito (Basamento) a 900 metros o ligeramente por encima de los 3.000 pies. ^[5]

En la actualidad la Faja Petrolífera del Orinoco constituye uno de los más grandes depósitos de bitumen, petróleo pesado y extrapesado en el mundo ya que sus reservas recuperables han sido calculadas en unos 270 mil millones de barriles

de petróleo; sin embargo, no se estudió en detalle sino hasta 1968. Estos estudios condujeron a Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) a realizar una importante campaña de 5 años, durante la cual se evaluaron varias técnicas de exploración, perforación y producción. Se comprobó que las propiedades del yacimiento eran típicas de areniscas someras, no consolidadas de petróleo pesado. Las estimaciones iniciales indicaron que no más del 5 % del petróleo, de 7 a 10 °API originalmente en sitio, podía recuperarse sin calentamiento. Pero a finales de la década de 1980, el costo del calentamiento no favoreció la viabilidad comercial para desarrollar la Faja. ^[2]

La industria petrolera venezolana, después de su nacionalización (1ero de Enero de 1976), llevó a cabo entre los años 1978 y 1983, un sorprendente esfuerzo exploratorio con el fin de cuantificar los recursos de la Faja Petrolífera del Orinoco. Para facilitar el trabajo, la misma fue dividida en cuatro bloques (**Figura 2.6**) que son:

- ☞ **Carabobo (antes Cerro Negro):** Ubicada en la zona Centro-Sur del Estado Monagas y Sur-Este del estado Anzoátegui, con reservas estimadas en 227.000 millones de barriles.
- ☞ **Ayacucho (antiguo Hamaca):** Ubicada al Centro-Sur del estado Anzoátegui, con 87.000 millones de barriles.
- ☞ **Junín (antes Zuata):** Ubicada al Sur-Este del Estado Guárico y al Sur-Este del Estado Anzoátegui, con 557.000 millones de barriles.
- ☞ **Boyacá (antes Machete):** Ubicada al Centro-Sur del Estado Guárico, con 489.000 millones de barriles.

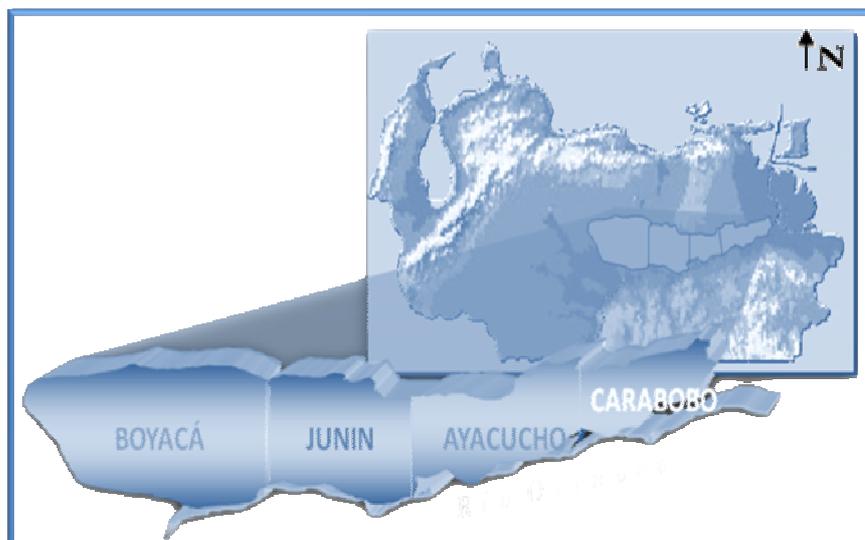


Figura N° 2.6. División de la Faja Petrolífera del Orinoco. ^[1]

Desde entonces varios factores se han combinado para mejorar la situación, incluyendo que el crudo de la Faja posee una viscosidad menor, con respecto a la gravedad API, que la mayoría de los crudos pesados (Canadá, Lago de Maracaibo, etc.).

La F.P.O. está constituida en su mayoría por arenas delgadas, lo que indica una geología complicada, por lo que presenta grandes dificultades para aplicar diferentes métodos de recuperación como los térmicos, debido a que estos son básicamente crudos no convencionales, muy viscosos (de menos de 10 °API) y extrapesados que antes eran considerados como bitumen, con altos contenidos de azufre y de difícil explotación y comercialización. Sin embargo, a pesar de poseer una gravedad API extremadamente baja, ha sido posible bombear petróleo sin el costo de calentamiento y obtener producciones de unos cientos de barriles por día. Sin embargo, se necesitan producciones más altas para un desarrollo económicamente viable.

2.1.2.2. Características de las Formaciones

- ∞ Las características de las formaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco permitieron la acumulación de las grandes reservas petrolíferas existentes.
- ∞ El petróleo migrado de la roca madre encontró características sumamente favorables para acumularse en las areniscas de la F.P.O.
- ∞ Debido a lo reciente en tiempo geológico del Mioceno Reciente, sobre el mismo no se depositó sedimentos suficientes para compactar la roca clástica.
- ∞ La porosidad efectiva y la permeabilidad de las formaciones de la Faja Petrolífera del Orinoco debido a la poca compactación de la roca sedimentaria, permitieron que el petróleo migrado desplazara el agua connata que se precipitó con el material sedimentario y ocupara el 85 % de la capacidad de los poros.
- ∞ En las formaciones de areniscas compactas de la sub-cuenca Maturín en los estados Anzoátegui y Guárico la porosidad máxima es menor de 20 %, la saturación de petróleo en los poros es de más o menos 33 % y la permeabilidad es medida en miliDarcys (mD).

La mayoría de los yacimientos están formados por arenas no consolidadas del Oligoceno/Mioceno con porosidades promedios de 35 % (**Tabla 1**), llegando en algunos casos, a alcanzar valores hasta de 38 a 40 %; la profundidad de los yacimientos del Terciario disminuye hacia el Sur, siendo de aproximadamente 660 pies cerca del Río Orinoco, mientras que en el límite Norte presenta 7.000 pies.

La columna sedimentaria presenta tres ciclos diferentes, el primero de ellos depositado discordantemente sobre el Macizo Guayanés y comprende arenas de grano grueso del Paleozoico Superior. El siguiente ciclo corresponde a la transgresión marina del Cretácico y se caracteriza por ambientes de escasa profundidad (areniscas delgadas con cuerpos lenticulares de lutitas).

Conforme empezaron a retirarse los mares cretácicos, se depositaron formaciones transgresivas del Terciario (Oligoceno-Mioceno Inferior). Como efecto general, se sedimentaron capas de arenas con intercalaciones de lutitas y comenzó un período de erosión. La Formación Oficina representa la sección más promisoría de la F.P.O y data del Mioceno. En general, representa ambientes deltáicos y marinos someros.

La estructura de la Faja Petrolífera del Orinoco se describe como un homoclinal suave, su buzamiento es de 3 a 4 grados hacia el Norte, cortado por fallas normales de rumbo predominante Nor-Este y un sistema más joven de dirección Nor-Oeste. La mayor parte de las fallas buzanan al Sur y sus bloques levantados presentan plegamientos menores. [2]

Tabla N° 1. Resumen de características de la FPO. [5]

CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACIÓN	
Porosidad	35%
Permeabilidad	1 – 20 Darcys
Saturación de Petróleo	85%
Saturación Agua	15%
Roca Sedimentaria	No Consolidada
Litificación	Deficiente
Diagénesis	Pobre
Contacto Agua-Petróleo	Si
Contacto Gas-Petróleo	No
Relación Gas-Petróleo	60 A 70 Pc-Bbl
Presión Inicial de Yacimiento	630 – 900 Lpc
Densidad	6 – 12 Grados API
Temperatura	100 - 140 Grados F
Viscosidad	Mayores de 2.500 cP

2.2. Resonancia Magnética Nuclear

La Resonancia Magnética Nuclear (RMN) se construye en base a una señal que proviene de los núcleos de hidrógeno. En el centro de la herramienta, un imán permanente produce un campo magnético que magnetiza los materiales de la formación. Una antena que rodea a este imán transmite energía de radiofrecuencia hacia la formación, en ráfagas controladas con precisión en el tiempo en forma de campo magnético oscilatorio. Durante el tiempo entre pulsaciones, la antena se utiliza para escuchar la señal de eco decadente proveniente de aquellos protones de Hidrógeno que están en resonancia con el campo del imán permanente. Dado que existe una relación lineal entre la frecuencia de resonancia del protón y la intensidad del campo magnético permanente, se puede ajustar la frecuencia de la energía transmitida y recibida a efecto de investigar regiones cilíndricas a diámetros diferentes alrededor de la herramienta. ^[6]

2.2.1. Historia de RMN

La historia básica de la Resonancia Magnética Nuclear se remonta en 1924 cuando la teoría básica fue presentada por W. Pauli, quien propuso que los núcleos parecen tener espín, características y propiedades magnéticas momento. Esas características permiten la división de los niveles de energía cuando se coloca dentro de un campo magnético de fuerza suficiente. Esta teoría inició la experimentación que llevó a lo que se conoce como RMN hoy en día.

El fenómeno de la RMN fue observado por el Dr. Isidor Isaac Rabi, quien en 1929, comenzó a impartir clases de mecánica cuántica en la Universidad de Colombia. Durante la década siguiente, su equipo de investigación utilizó una técnica denominada resonancia de haces moleculares para estudiar las propiedades magnéticas de los átomos y las moléculas. En la época en la que Rabi realizó estos experimentos, los físicos sabían que los núcleos atómicos estaban compuestos por dos tipos de partículas: protones con carga positiva y partículas neutras

denominadas neutrones. Alrededor de este núcleo formando como una especie de nube se encontraban los electrones, cuya carga era negativa. Los físicos también habían descubierto que los electrones, los protones, los neutrones y, en muchos casos, los núcleos en sí, se comportaban como si giraran sobre su eje, al igual que los planetas. Esto llevó al descubrimiento de una propiedad denominada momento angular de espín, que cuenta con magnitud y dirección. Una partícula giratoria de este tipo genera un campo magnético y un "momento magnético" asociado y actúa como una pequeña barra magnética con polos positivo y negativo. Si se coloca en un campo magnético externo potente, el "momento magnético" de un núcleo tiende a alinearse con (en paralelo) o contra (en sentido antiparalelo) del campo externo. La alineación paralela corresponde a un estado de energía inferior a la alineación antiparalela.

Los experimentos de Rabi consistían en hacer pasar un haz de moléculas de Cloruro de Litio a través de una cámara de vacío y manipular el haz con distintos campos magnéticos. Al estudiar cómo afectaba el campo magnético a la trayectoria de las moléculas, Rabi pudo adquirir nuevos conocimientos acerca de las magnitudes del momento magnético del núcleo (**Figura 2.7**). Rabi previó que, con el estímulo apropiado, los momentos magnéticos de los núcleos podían invertirse o cambiar su orientación en relación al campo magnético. En 1937, siguiendo los consejos del físico holandés Cornelius J. Gorter, Rabi y su equipo añadieron un nuevo elemento a sus experimentos: sometieron un haz molecular a ondas de radio (señales electromagnéticas dentro del intervalo de la radiofrecuencia o la radiodifusión) mientras variaban la potencia del campo magnético.

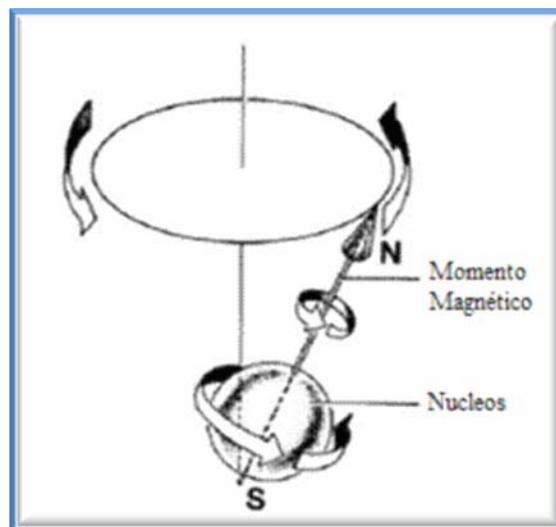


Figura N° 2.7. Representación del Momento Magnético por Rabi. ^[7]

La resonancia magnética utiliza algunas propiedades fundamentales de los núcleos atómicos, en particular los "momentos magnéticos", ya que se parecen a diminutas barras magnéticas con polos positivos y negativos. Cuando se colocan en un campo magnético externo potente, la dirección del momento magnético "oscila" o cambia según la dirección del campo con una frecuencia proporcional a la fuerza del campo externo. La resonancia magnética se produce cuando la fuerza del campo magnético se manipula hasta que la frecuencia de precesión de la partícula coincide con la de la frecuencia de radio aplicada. Esto hace que el momento magnético de la partícula cambie de orientación en relación al campo magnético externo, una señal detectable que revela la estructura interna y la actividad de cualquier cosa, desde elementos químicos, el cerebro humano hasta formaciones rocosas.

Rabi y su equipo ajustaron la potencia del campo magnético hasta hacer que los momentos magnéticos de los núcleos se invirtieran, lo que sucede cuando la frecuencia de la señal de radio coincide con la frecuencia precesional característica de los núcleos. Cuando se produce esta coincidencia (la frecuencia de resonancia), un núcleo absorbe energía de la señal de radio igual a la diferencia entre sus dos estados de energía y, por tanto, salta al estado superior. También se

produce una inversión cuando un núcleo emite dicha energía al pasar de nuevo del estado superior de energía al inferior. Rabi podía detectar la transición tanto si el núcleo saltaba al estado de energía superior como si descendía al inferior. Esta técnica se denomina en la actualidad resonancia magnética o, de forma más precisa, resonancia magnética de haces moleculares.

El equipo de Rabi empleó esta nueva técnica para deducir detalles hasta ahora desconocidos acerca de las interacciones internas de las moléculas. Descubrieron una serie de resonancias dentro de una molécula simple que les permitió "ver" cómo los átomos individuales están unidos entre sí y cómo sus núcleos se ven afectados por los átomos vecinos. Estos extraordinarios experimentos y el desarrollo de la resonancia magnética de haces moleculares como técnica de estudio de las propiedades magnéticas y la estructura interna de moléculas, átomos y núcleos le valieron a Rabi el premio Nobel de física en 1944.

Varios meses después de realizar estos experimentos, el equipo de Rabi intentó una variación: manipular la frecuencia de radio en lugar de la potencia del campo magnético. Este método, que amplía el espectro de las señales resultantes al igual que se amplía el espectro de la luz visible al pasar por un prisma, es la base de la espectroscopia de radiofrecuencias, que revolucionaría el análisis químico y resultaría ser un componente esencial en el desarrollo de las exploraciones mediante resonancia magnética como herramienta de diagnóstico médico y más adelante como herramienta para la evaluación de formaciones hidrocarburíferas y/o rocosas.

Aunque el comienzo de la Segunda Guerra Mundial interrumpió las investigaciones sobre Resonancia Magnética Nuclear, en los años posteriores a la guerra se produjo un gran número de avances. En Estados Unidos, en 1945 dos grupos de físicos se propusieron por separado desarrollar un método más simple para observar la resonancia magnética en los núcleos de moléculas de líquidos y sólidos en lugar de en moléculas aisladas como en los experimentos de Rabi.

Edward Purcell, de cuyo equipo formaban parte Henry Torrey y Robert Pound, fue el encargado de dirigir la investigación de la Universidad de Harvard y Felix Bloch, de cuyo equipo formaban parte William Hansen y Martin Packard, fue el encargado de dirigir la investigación de la Universidad de Stanford.

Tanto Purcell como Bloch decidieron estudiar el protón, el núcleo del átomo de hidrógeno (H). Al estar compuesto por un único protón, el núcleo del hidrógeno posee un momento magnético considerable. El hidrógeno se convertiría en el elemento más importante para la resonancia magnética debido a sus propiedades nucleares favorables, su presencia casi universal y su abundancia como parte del agua (H₂O). El equipo de Purcell utilizó un bloque de 90 g de parafina como fuente de Hidrógeno, mientras que el equipo de Bloch empleó unas gotas de agua contenidas en una esfera de cristal. Los dos equipos de investigación colocaron las muestras en un campo magnético y esperaron a que los núcleos alcanzaran un equilibrio magnético y térmico, un estado magnetizado en el que los núcleos se alinean ligeramente más en paralelo al campo externo que en sentido antiparalelo. A continuación, al igual que hizo el equipo de Rabi, los equipos de investigación aplicaron ondas de radio para provocar que los momentos magnéticos de los núcleos de las muestras se invirtieran. Purcell y Bloch esperaban detectar resonancia magnética al observar la energía que los núcleos en precesión absorbían o cedían al campo de frecuencia de radio cuando se propiciaban las condiciones de resonancia.

En 1945, ambos grupos lograron crear, con tres semanas de diferencia, las condiciones necesarias para observar el fenómeno. Sus experimentos demostraron lo que técnicamente se conoce como Resonancia Magnética Nuclear en materia condensada (actualmente abreviado como RMN), para distinguirlo del descubrimiento de Rabi, la resonancia magnética de haces moleculares. En 1952, Bloch y Purcell compartieron el premio Nobel de física por estos experimentos.

Las investigaciones en Resonancia Magnética Nuclear siguieron avanzando. Los científicos que formaban parte de los laboratorios de Purcell y Bloch pronto comenzaron a utilizar la espectroscopia de la resonancia magnética nuclear de la RMN para investigar la composición química y la estructura física de la materia. Uno de los primeros avances en este sentido fue la medición de las cantidades denominadas tiempos de relajación, T_1 y T_2 .

Uno de los primeros alumnos de Purcell en graduarse, Nicolaas Bloembergen, que había llegado a Harvard desde Holanda en 1946, jugó un papel decisivo junto a Bloch y Purcell en esta investigación. Bloembergen fue el primer investigador en medir los tiempos de relajación de forma precisa y, junto a Purcell y Bloch, también midió el modo en que estos tiempos cambiaban en gran variedad de líquidos y sólidos. Afortunadamente para futuras investigaciones y aplicaciones, los tiempos de relajación pueden medirse en segundos o fracciones de segundo, convirtiendo a la Resonancia Magnética Nuclear en una herramienta de investigación enormemente práctica.

Bloembergen, Purcell y Bloch publicaron un artículo en 1948 que ejerció una gran influencia en varias ramas de la física. La manipulación de los tiempos de relajación ha proporcionado un método de gran eficacia en química, biología y otras ramas de la ciencia, para analizar la estructura de las moléculas.^[7]

Escuchando el Eco

A finales de la década de 1940, Henry Torrey de la Universidad de Rutgers y, de forma independiente, Erwin Hahn de la Universidad de Illinois, llevaron a cabo un nuevo avance en el campo de la Resonancia Magnética Nuclear al aplicar a la muestra impulsos de ondas de radio potentes en lugar de una única onda continua. Primero observaron señales de RMN transitorias durante la aplicación de impulsos largos. Gracias a las observaciones posteriores de Hahn acerca de que las señales de resonancia magnética transitorias podían medirse después de la

aplicación de impulsos cortos, la técnica de impulsos se convirtió en la opción ideal para físicos y químicos que investigaban átomos y moléculas.

Además, Hahn descubrió un fenómeno conocido como "eco de espín", que resultó ser de gran importancia para la medición de los tiempos de relajación. En un principio, Hahn atribuyó estas señales aparentemente falsas a un fallo en su equipo electrónico. Tras un estudio más profundo, reconoció que estaban causadas por la aceleración y desaceleración de los núcleos giratorios debido a las variaciones en los campos magnéticos locales. Al aplicar dos o tres impulsos de radio cortos y, a continuación, escuchar el eco, Hahn descubrió que podía obtener información aún más detallada sobre la relajación del espín nuclear de lo que era posible con un único impulso.

La Resonancia Magnética Nuclear con impulsos y los ecos de espín jugarían un papel esencial en el desarrollo de la resonancia magnética dos décadas después. En aquel momento, sin embargo, la idea de utilizar la Resonancia Magnética Nuclear para la obtención de imágenes simplemente no se le ocurrió a ninguno de los científicos que utilizaban el espectro de resonancia magnética en física o química. En cualquier caso, antes de que la RMN se pudiera convertir en una herramienta práctica para la obtención de imágenes, era necesario realizar algunos avances. A finales de la década de 1950, Russell Varian, de Varian Associates, propuso un nuevo método de impulsos denominado Resonancia Magnética Nuclear con transformada de Fourier. Prácticamente al mismo tiempo, Irving Lowe y Richard E. Norberg, de la Universidad de Washington en St. Louis, demostraron experimental y teóricamente cómo era posible obtener todos los resultados disponibles de los experimentos con onda continua mediante la manipulación matemática de las señales producidas en un experimento con impulsos. Sin embargo, en aquel momento este proceso matemático necesario para analizar los datos de los impulsos (una técnica denominada transformación de Fourier) no resultaba práctico debido a las limitaciones de los equipos informáticos de la época.

En 1956 Brown & Fatt demostraron que la RMN fue una herramienta útil para estimar las propiedades del medio poroso. Estos esfuerzos se convirtieron en la base para estimar la permeabilidad y condujo la investigación para utilizar el fenómeno en los registros de pozos.

A finales de la década de 1960, Richard Ernst y Weston Anderson, que por entonces trabajaban para Varian Associates, estaban estudiando el complejo espectro de Resonancia Magnética Nuclear, de gran interés para los químicos. El hecho de buscar las frecuencias que producen la gran cantidad de líneas del espectro mediante el método de aproximaciones sucesivas hacía que el proceso fuera extremadamente lento. Estos investigadores se dieron cuenta de que si emitían de forma simultánea un intervalo de frecuencias de radio a los átomos de la muestra y, a continuación, realizaban el análisis de Fourier a la señal de impulso resultante, podían obtener todos los resultados del método de onda continua. Esta técnica resultaba mucho más rápida que la anterior, y permitía a los investigadores observar señales hasta diez veces más débiles. Para entonces, los avances realizados en el campo de la informática hacían que la transformación de Fourier resultara práctica. Hoy es posible emplear la Resonancia Magnética Nuclear para analizar muestras muy pequeñas de un material o identificar átomos poco comunes en muestras más grandes. En 1991, Ernst obtuvo el premio Nobel de química por sus contribuciones al desarrollo de la espectroscopia de la Resonancia Magnética Nuclear de alta resolución.

En la actualidad, lo que Rabi comenzó se ha convertido en una industria multimillonaria. La espectroscopia y las exploraciones por resonancia magnética son tecnologías de diagnóstico ampliamente utilizadas en medicina, así mismo se emplea en la actualidad como una valiosa herramienta en el perfilaje de pozos y, con el surgimiento en los últimos años de nuevas técnicas y máquinas aún más potentes, la velocidad y precisión de la Resonancia Magnética funcional ha aumentado de manera extraordinaria.

Nada de esto hubiera sido posible sin las casi cuatro décadas de investigación básica que siguieron al descubrimiento de Rabi de la Resonancia Magnética Nuclear. En esas décadas, físicos y químicos interesados por el estudio de las propiedades magnéticas de los átomos y las moléculas, su interacción y sus estructuras básicas realizaron descubrimientos cruciales. Como dijo en 1993 George Pake, el segundo alumno de Purcell en graduarse: "Sin la investigación básica, la obtención de imágenes por Resonancia Magnética hubiera sido inimaginable". [8]

2.2.2. Principios Físicos de RMN

Los principios físicos en que se basa el perfilaje RMN son complejos, sin embargo, las mediciones del perfilaje RMN y la interpretación del perfil se pueden entender con el conocimiento de unos pocos conceptos básicos de RMN. Estos conceptos son magnetismo nuclear, polarización, tiempo de relajamiento longitudinal (T_1), inclinación de pulsación, decaimiento de inducción libre, ecos de momentos rotacionales, tiempo de relajamiento transversal (T_2), y secuencias de pulsación CPMG. [6]

2.2.2.1. Magnetismo Nuclear

La Resonancia Magnética Nuclear se refiere a la respuesta de los núcleos atómicos a los campos magnéticos. El átomo consta de un núcleo rodeado por una densidad electrónica, estos electrones tienen dos componentes de momento angular, el orbital (movimiento alrededor del núcleo) y el intrínseco (spin), este último es el que se entiende como giro sobre sí mismo.

Muchos núcleos tienen un momento magnético neto y un momento angular o rotacional frente a un campo magnético externo, un núcleo atómico hace precesión alrededor de la dirección del campo externo. 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, neutrones o ambos, es decir, la técnica es útil sólo para aquellos núcleos que no posean momento magnético nulo, 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, tiene un momento magnético relativamente amplio, y genera una señal potente; siendo por lo tanto su núcleo una elección natural para aplicar las técnicas de resonancia magnética. Hasta hoy, casi todos los perfilaje y los estudios de rocas hechos con RMN se basan en respuestas del núcleo del átomo de Hidrógeno. Por esta razón, a veces no se utiliza la palabra “nuclear” de “Resonancia Magnética Nuclear”, y se usa en cambio perfilaje de “Resonancia Magnética”.

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 2.8** (izquierda).^[6]

Los momentos magnéticos de los núcleos se combinan entre sí siguiendo las reglas de la composición de vectores. En los fluidos la infinidad de núcleos H^1 se orienta en forma totalmente aleatoria cuando no existe ningún campo magnético externo (**Figura 2.8**, derecha), la suma de todos los momentos magnéticos es nula

y en conjunto eso hace que no pueda observarse ningún campo magnético generado por estos. Por su reducido tamaño no se puede observar el campo magnético generado por la rotación de un núcleo H^1 , solo es posible observar fenómenos magnéticos de los núcleos H si estos se ordenan de alguna forma que sus momentos magnéticos se sumen. ^[9]

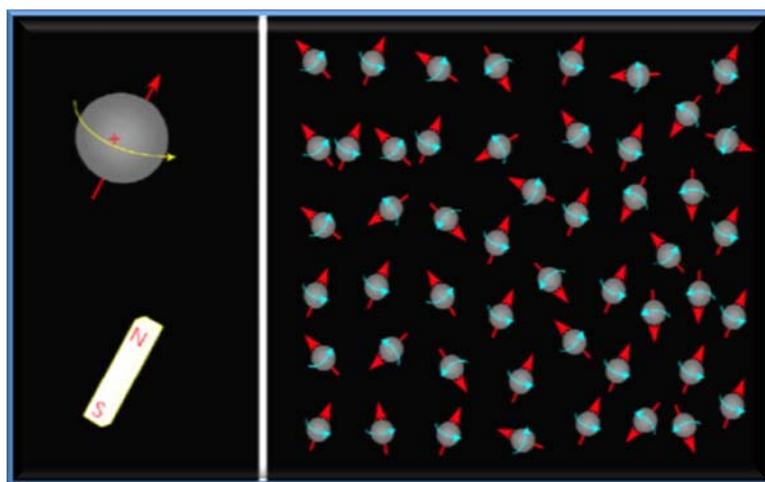


Figura N° 2.8. Núcleos de Hidrógeno (a la izquierda) como pequeñas barras imantadas. Ejes magnéticos nucleares (a la derecha) alineados al azar en ausencia de un campo magnético. ^[6]

2.2.2.2. Polarización

El primer paso para lograr una medición de RMN es alinear los núcleos magnéticos. Para lograr que los núcleos H se orienten con alguna coherencia es necesario aplicar un campo magnético exterior en alguna dirección determinada. Esto se hace en las herramientas de perfilaje de RMN, a través de un imán permanente de gran poder (campo magnético estático, B_0). Cuando B_0 se aplica a un núcleo magnético, B_0 ejerce un momento torsional sobre el núcleo que actúa para alinear el eje del momento rotacional nuclear con B_0 ; es decir, el momento torsional ocasiona que el eje del objeto giratorio se mueva perpendicular al momento torsional en un movimiento llamado precesión, (**Figura 2.9**, izquierda).

Entonces, cuando B_0 se aplica a un núcleo magnético, el núcleo hará precesión alrededor de B_0 . Ese estado de magnetización permanece estable hasta tanto siga aplicándose el campo magnético externo. Si el campo magnético deja de aplicarse todos los H^1 volverán al desorden inicial. La alineación del eje de precesión de un núcleo con respecto a la dirección del campo externo determina el estado energético del núcleo (**Figura 2.9**, derecha).^[6]

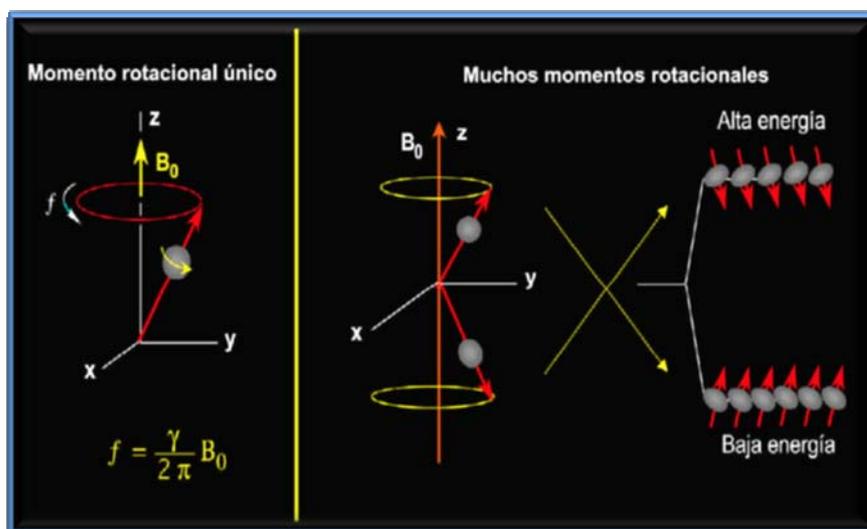


Figura N° 2.9. Frecuencia precesional.^[6]

La frecuencia precesional (f), llamada Frecuencia de Larmor, es la cantidad de ciclos o revoluciones por segundo del movimiento de precesión que adquieren los H^1 en presencia de un campo magnético externo. Este movimiento de precesión tiene gran importancia dado que la Frecuencia de Larmor es la frecuencia que va a tener la radiofrecuencia aplicada por los pulsos para que el fenómeno de resonancia sea posible. Cualquier RF (radiofrecuencia) aplicada de otra frecuencia que no sea la de Larmor no será capaz de comunicar energía a los H^1 y no será de utilidad. El pulso de RF o pulso, es una onda senoidal de duración limitada.^[9]

La Frecuencia de Larmor tiene una estrecha relación con la magnitud del campo magnético aplicado y está dada por:

$$f = \frac{\gamma B_0}{2\pi} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde,

f : Frecuencia de Larmor [Hz].

γ : La relación giromagnética, que es una medida de la intensidad del magnetismo nuclear. Para el hidrógeno, $\gamma / 2\pi = 42,58 \text{ MHz/tesla} = 4257,59 \text{ [HZ/Gauss]}$.

B_0 : El campo magnético estático.

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 mismo núcleo. Para un campo magnético dado, especies nucleares diferentes tienen Frecuencias de Larmor diferentes (por sus diferentes relaciones giromagnéticas); por lo tanto, las diferentes especies se pueden diferenciar en base a esas frecuencias. Alternativamente, para una especie nuclear dada, tal como el 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 (B_0). 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.

Los momentos magnéticos en presencia de un campo magnético externo van a adoptar dos posiciones posibles, estos estados de energía son denominados como de orientación paralela y antiparalela, con una muy ligera preferencia a la paralela; los H^1 solo se orientarían en una dirección si estuvieran a temperaturas de cero absolutos, pero en condiciones normales de temperatura esto no ocurre. (**Figura 2.10**, 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 B_0 , el protón está en el estado de baja energía, mientras que cuando el eje precesional está en posición antiparalela a B_0 , el protón está en el estado de alta energía. A la dirección de B_0 se la designa como la dirección longitudinal. ^[6]

Cuando un gran número de protones giratorios están haciendo precesión alrededor de B_0 , como se ilustra en la **Figura 2.10**, hay más momentos rotacionales haciendo precesión paralelos a B_0 que antiparalelos. La diferencia entre el número de protones alineados paralela y antiparalelamente al campo B_0 forma la magnetización bruta M_0 que provee la señal medida por los dispositivos de RMN.

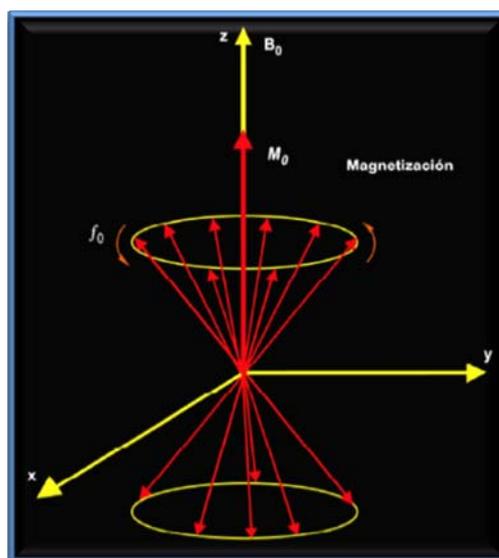


Figura N° 2.10. Magnetización neta (M_0). ^[6]

Cuando muchos protones están haciendo precesión en un campo magnético externo, aparecerá una Magnetización neta (M_0). La magnetización, está definida como el momento magnético neto por unidad de volumen. Para el caso de N núcleos por unidad de volumen, la magnetización está dada por la Ley de Curie de esta forma:

$$M_0 = N \frac{\gamma^2 \hbar^2 I(I+1)}{3(4\pi^2)kT} B_0 \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

K: Constante de Boltzman.

T: Temperatura absoluta (Kelvin).

H: Constante de Planck.

I: El número cuántico de momentos rotacionales del núcleo.

N: Número de protones.

B₀: Campo magnético estático.

M_0 es observable y, según la Ecuación 2.2, es proporcional al número de protones, a la magnitud B₀ del campo magnético aplicado, y a la inversa de la temperatura absoluta. Una vez que los protones están alineados en el campo magnético estático, se dice que están polarizados. La polarización no ocurre inmediatamente sino que más bien crece en una constante de tiempo, que es el tiempo de relajamiento longitudinal, T_1 .

$$M_z(t) = M_0(1 - e^{-\frac{t}{T_1}}) \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde:

T: El tiempo en el que los protones están expuestos al campo B₀.

$M_z(t)$: La magnitud de la magnetización al tiempo t , cuando se toma la dirección de B₀ a lo largo del eje Z.

M₀: La magnetización final y máxima en un campo magnético dado.

En la **Figura 2.11**, se ilustra una curva de relajamiento o polarización T_1 . Fluidos diferentes, tales como agua, petróleo, y gas, tienen tiempos de relajamiento T_1 diferentes.

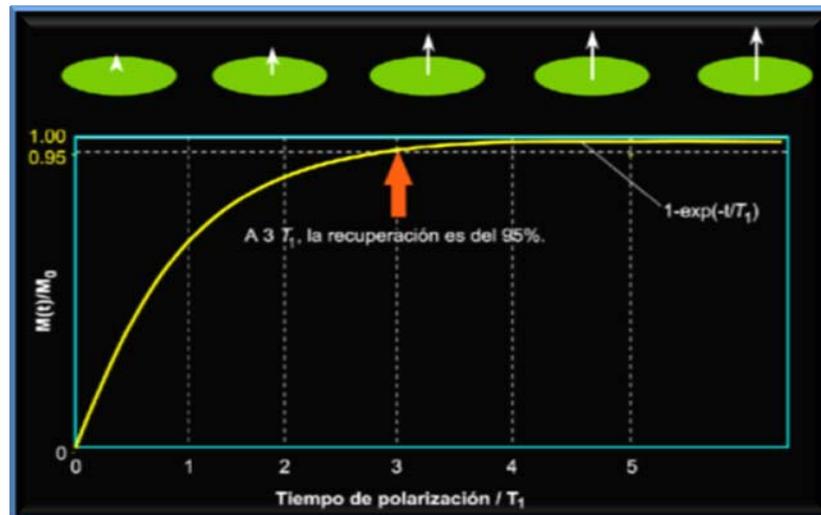


Figura N° 2.11. Las curvas de relajamiento longitudinal (Polarización) T_1 . [6]

Las curvas de relajamiento 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. [9]

2.2.2.3. Tiempo de Relajamiento Longitudinal (T_1)

Tiempo de relajamiento longitudinal, o de la estructura del momento rotacional. Es una constante de tiempo que caracteriza el alineamiento de los momentos rotacionales con el campo magnético estático externo (B_0) y está definido por la Ecuación 2.4. [6]

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1Bulk}} + \frac{1}{T_{1Surface}} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Siendo,

T_1 : El tiempo de relajamiento longitudinal medido del fluido poral.

T_{1bulk} : Tiempo de relajamiento T_1 del fluido poral si estuviera medido en un recipiente tan amplio que los efectos del recipiente serían despreciables.

T_{surface} : Tiempo de relajamiento T_1 del fluido poral que proviene del relajamiento por superficie.

2.2.2.4. 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 (B_1) perpendicular al campo magnético estático B_0 . Para una inclinación eficaz, la frecuencia de B_1 debe igualar la Frecuencia de Larmor de los protones en relación a B_0 .

En la **Figura 2.12** 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 B_1 y saltar al estado de alta energía. La aplicación de B_1 hace también que los protones hagan precesión en fase entre sí. Este cambio en el estado energético y en la precesión en fase causada por B_1 se llama Resonancia Magnética Nuclear.

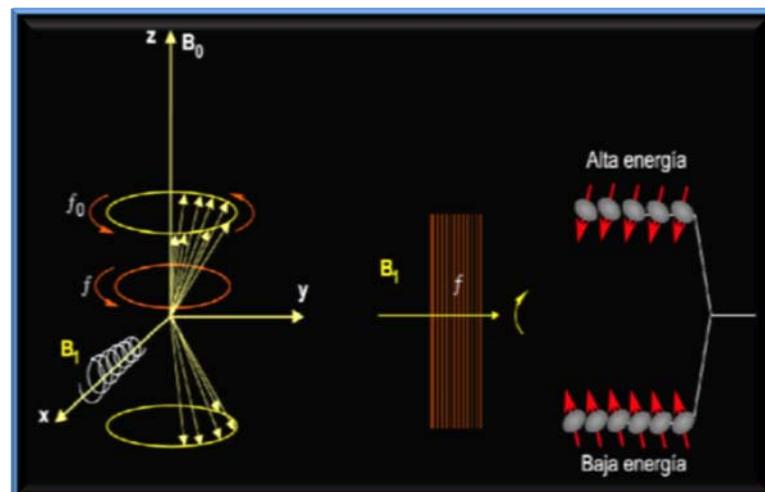


Figura N° 2.12. Interacción de los protones y el campo magnético. ^[6]

Para una interacción eficaz con protones (**Figura 2.12**, izquierda), el campo magnético oscilatorio B_1 debe tener un componente sustancial perpendicular al

campo estático 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 (**Figura 2.12**, derecha), los protones harán precesión en fase 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. ^[6]

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

$$\theta = \gamma B_1 t \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

θ : Ángulo de inclinación (grados).

B_1 : Amplitud del campo oscilatorio.

t : Tiempo durante el que se aplica el campo oscilatorio.

El ángulo de inclinación es entonces proporcional al producto $B_1 t$, que refleja la energía que B_1 suministra al sistema de momentos rotacionales de los protones. Incrementando la potencia del campo oscilatorio o incrementando el tiempo durante el cual se aplica el campo oscilatorio, aumenta el ángulo de inclinación. La relación entre inclinación y ángulo de la Ecuación 2.5 está ilustrada en la **Figura 2.13**.

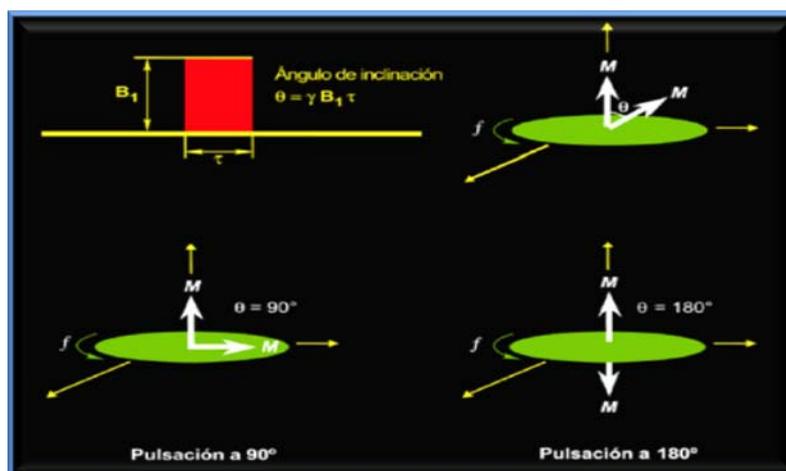


Figura N° 2.13. Ángulo de inclinación θ . Es dependiente de la intensidad del campo oscilatorio B_1 y del tiempo t durante el cual se aplica el campo. ^[6]

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, 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 2.14**). Este decaimiento es usualmente exponencial y se llama decaimiento de inducción libre (FID). 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

midiendo. Debido a las heterogeneidades en el campo de B_0 , protones en ubicaciones diferentes harán precesión con frecuencias de Larmor diferentes, produciendo así este muy rápido decaimiento. [6]

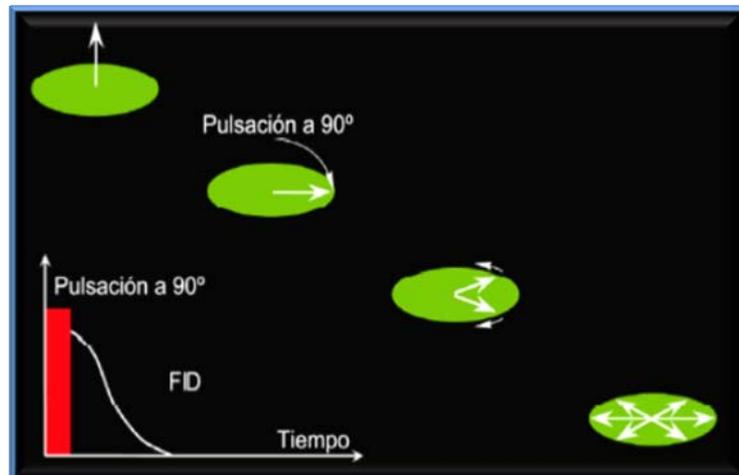


Figura N° 2.14. Señal de decaimiento de inducción libre. [6]

Esta es una señal que decae muy rápidamente; la constante de tiempo (T_2^*) es muy corta. La envolvente en la parte decadente de la señal es un exponencial decadente en el tiempo (Ecuación 2.6) y se llama decaimiento de inducción libre. [9]

$$f(t) = Ae^{\frac{-t}{T_2^*}} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Donde:

t : Es el tiempo.

e : Base de los logaritmos naturales.

T_2^* : La constante de tiempo que caracteriza este fenómeno.

A : Amplitud inicial de la señal.

2.2.2.5. Detección de ecos de Momentos Rotacionales

El desfase 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° . Un pulso de 180° tiene el doble de la energía que uno de 90° , en el caso de aplicarse como pulso único, obtendríamos un estado inestable, que podríamos visualizar como un giro del vector magnetización a la posición antiparalela. En los instrumentos de perfilaje estos pulsos de 180° son utilizados después de los de 90° , en este caso el efecto que producen es un giro de 180° en el plano transversal alrededor de un eje también contenido en el plano transversal. [6]

Semejante rotación tiene el efecto de invertir las posiciones de los vectores de manera que los que tenían una velocidad mayor queden atrás y los más lentos adelante. Esto juntamente a que los H^1 mantienen memoria de fase van a provocar que al cabo de cierto tiempo los más rápidos alcancen a los más lentos y en un instante todos los vectores pasaran por el mismo lugar en el mismo instante emitiendo nuevamente una señal electromagnética que va a ser posible detectar en la bobina receptora; esta señal se llama un eco de momentos rotacionales.

Si transcurre un tiempo t (no el mismo tiempo que en la Ecuación 2.6) 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 desfase, y el pico de ecos de momentos rotacionales ocurre a $2t$, que se define como T_E . En la **Figura 2.15** se ilustra la generación de ecos de momentos rotacionales.

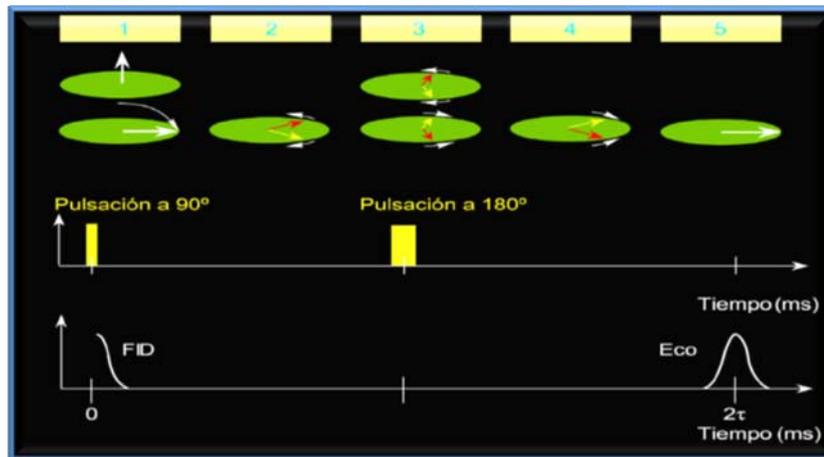


Figura N° 2.15. Eco de momento rotacional. ^[6]

Para generar un eco de momentos rotacionales (**Figura 2.15**), (1) se aplica primero una pulsación B1 a 90°. (2) Luego de la cesación de la pulsación a 90°, comienza el desfase. (3) En un tiempo t , se aplica una pulsación B1 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 $2t$. ^[6]

El primer eco tiene información de la cantidad de H¹ que entraron en juego en el experimento y como esta cantidad de hidrógeno está contenida en los fluidos, la amplitud de ese primer eco va a ser proporcional a la porosidad del medio que estamos midiendo. ^[9]

2.2.2.6. Tiempo de Relajamiento Transversal (T_2)

Tiempo de relajamiento transversal, o momento-momento, es una constante de tiempo que caracteriza la pérdida de coherencia de fase que ocurre con los usos orientados a un ángulo del campo magnético principal y que se debe a interacciones entre momentos rotacionales. T_2 nunca es mayor que T_1 . T_2 está definido por la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2Bulk}} + \frac{1}{T_{2Surface}} + \frac{1}{T_{2Diffusion}} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Siendo,

T_2 : Tiempo de relajamiento transversal del fluido poral según la medición hecha por una secuencia CPMG.

T_{2bulk} : Tiempo de relajamiento T_2 del fluido poral si estuviera medido en un recipiente tan amplio que los efectos del recipiente serían despreciables.

$T_{2surface}$: Tiempo de relajamiento T_2 del fluido poral que proviene del relajamiento de superficie.

$T_{2diffusion}$: Tiempo de relajamiento T_2 del fluido poral según es inducido por difusión en el gradiente de campo magnético.

Tanto T_2 como T_1 han sido exitosamente relacionados con propiedades petrofísicas de interés, tales como tamaño poral, relación superficie a volumen, permeabilidad de una formación, y presión capilar. ^[6]

2.2.2.7. Secuencia de Pulsaciones CPMG

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 2.16**. Un eco de momentos rotacionales se forma a mitad del camino entre cada par de pulsaciones a 180° . El espaciado entre ecos (T_E) es el tiempo entre los picos de ecos adyacentes. El número de pulsaciones en el tren de pulsaciones es NE .

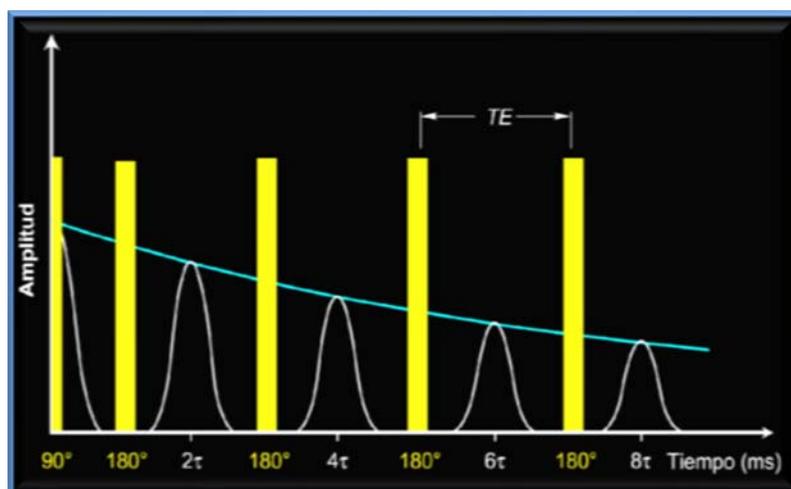


Figura N° 2.16. Secuencia de pulsos de CPMG. ^[6]

Las herramientas actuales de perfilaje utilizan la secuencia de pulsos de CPMG, sigla que proviene de las iniciales de los apellidos de sus inventores, Carr, Purcell, Meiboom, y Gill. Corresponde a una secuencia completa de pulsaciones, una pulsación a 90° que nos ubica la magnetización en el plano transversal seguida por una larga serie de pulsaciones a 180° , las pulsaciones a 180° van seguidas por unos ecos de momentos rotacionales de amplitud decreciente. Estos ecos van a ser proporcionales a la magnetización total que va quedando en el plano transversal por lo que su amplitud va decayendo en el tiempo según una exponencial con constante de tiempo T_2 . ^[6]

En la medida en que la difusión se pueda ignorar, la secuencia de pulsaciones de CPMG anula el desfase causado por la heterogeneidad del campo B_0 ; sin embargo, el desfase que resulta como consecuencia de interacciones moleculares y difusión es irreversible. Una vez que ocurre este desfase irreversible, los protones no se pueden reenfocar completamente, y el tren de ecos de momentos rotacionales decaerá, como se muestra en la **Figura 2.17**.

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 desfase irreversible. ^[6]

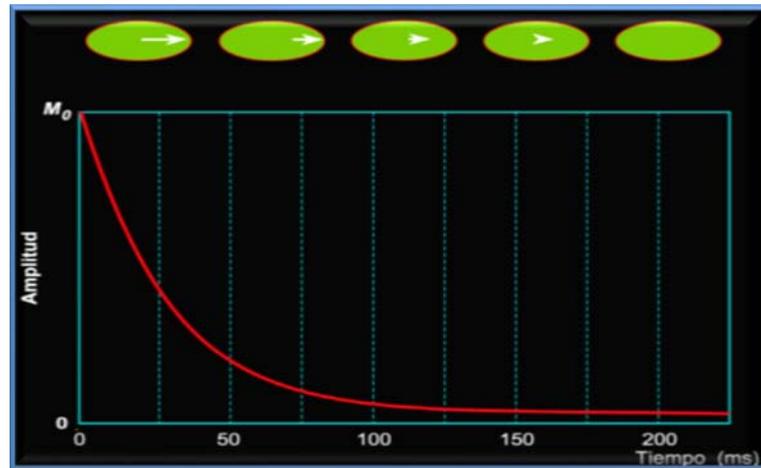


Figura N° 2.17. Curva de decaimiento exponencial con una constante de tiempo T_2 .^[6]

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.

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 (T_W) 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 2.18**. 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 (T_W), el espaciado entre ecos (T_E), y el número de ecos (NE) se pueden controlar manualmente.

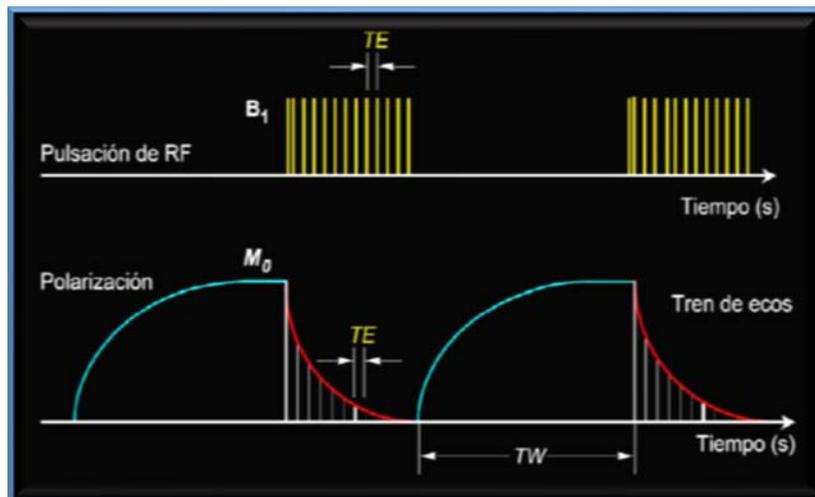


Figura N° 2.18. Diagrama de sincronización de medición. ^[6]

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, T_W debe ser igual a tres veces T_1 . ^[6]

La secuencia CPMG está destinada a medir la constante de tiempo T_2 . Tanto T_1 como T_2 son de gran utilidad en la determinación de parámetros para caracterizar las propiedades petrofísicas de las rocas como algunas propiedades de los fluidos. ^[9]

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

Los conjuntos de mediciones de CPMG se recogen siempre en pares. Luego de que se adquiere el primer conjunto, el segundo conjunto se adquiere con la fase de la pulsación del transmisor cambiada para dar ecos de momentos rotacionales de amplitud negativa. El segundo conjunto se sustrae entonces del primer conjunto para producir un par de fase alterna (PAP). Este procedimiento conserva la señal y elimina compensaciones electrónicas de baja frecuencia. [6]

2.2.3. Especificaciones de la Herramienta

La herramienta MREX opera a múltiples frecuencias, de modo que múltiples experimentos de RMN se puede realizar sin tener que esperar varios segundos para que los núcleos de hidrógeno para recuperarse. Estos experimentos han sido programados con una variedad de cosas con eco de los tiempos (TE) y los tiempos de espera (TW) para revelar diferentes propiedades del fluido de formación y distribución de tamaño de poro.

El MREX es una herramienta de visión lateral, lo que simplifica herramienta de posicionamiento en pozos desviados y mantiene la profundidad de la investigación constante sobre una gama de tamaños de los agujeros. En la Tabla 2.2 se muestran las especificaciones de dicha herramienta.

Tabla N° 2.2. Especificaciones de la Herramienta MREX. ^[10]

ESPECIFICACIONES DE LA HERRAMIENTA	
Diámetro	5 in. (127 mm)
Longitud	24 ft, 5 in. (7.4 m)
Peso	622 lb (291 kg)
Temperatura máxima	347° F (175° C) < 4 horas
	330° F (165° C) operación continua
Presión máxima	20,000 psi (137.9 MPa)
Tamaño de hoyo	5.8 -14 in.* (147 mm - 356 mm)
Tipo de lodo	Lodo base agua - base aceite
Velocidad de Registro	Hasta 22 ft/min (6.7 m/min)
Longitud de apertura de antena	18 in. (457 mm)
Profundidad de investigación	2.2 - 4.0 in. (56 - 102 mm)
Tipo de campo magnético	Gradiente
Espaciamiento mínimo entre ecos	0.4 ms

2.2.4. Nociones Elementales de Petrofísica con RMN

2.2.4.1. Mecanismos de Relajamiento RMN para Fluidos en los Poros de las Rocas

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 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 .

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

- ∞ Para salmuera, T_2 está dominado por $T_{2\text{surface}}$.
- ∞ Para petróleo pesado, T_2 tiene a $T_{2\text{bulk}}$ como su principal contribuyente.
- ∞ Para petróleo de viscosidad mediana y liviano, T_2 es una combinación de $T_{2\text{bulk}}$ y $T_{2\text{diffusion}}$ y es dependiente de la viscosidad.
- ∞ Para gas, T_2 está dominado por $T_{2\text{diffusion}}$.^[6]

2.2.4.1.1. Relajamiento en Bruto (T_{Bulk})

Relajamiento en bruto es la propiedad de relajamiento intrínseca de un fluido. Está controlado por las propiedades físicas del fluido, tales como viscosidad y composición química. 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. Otras condiciones ambientales, tales como temperatura y presión, afectan el relajamiento bruto de un fluido. [6]

2.2.4.1.2. Relajamiento por Superficie (T_{Surface})

El relajamiento por superficie tiene lugar en la interface fluido-sólido, es decir, en la superficie del grano de las rocas. El valor de T_S depende del tamaño de los poros, cuanto más pequeño sean los mismos, mayor será el número de protones cercanos a las paredes y decaerán con mayor velocidad. [6]

2.2.4.1.3. Relajamiento por Difusión ($T_{\text{Diffusion}}$)

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 $T_{\text{Diffusion}}$, 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 ($1/T_1$). [6]

2.2.4.2. Decaimiento Multiexponencial

Las rocas de un yacimiento muestran comúnmente una distribución de tamaños porales y frecuentemente contienen más de un tipo de fluido. Por lo tanto, el tren de ecos de momentos magnéticos (mediciones de magnetización transversal) registrado con secuencia CPMG no decae con un solo valor de T_2 sino con una distribución de valores de T_2 que se puede describir con la Ecuación 2.8.

$$M(t) = \sum M_i(0)e^{-\frac{t}{T_{2i}}} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

Donde:

$M(t)$: Magnetización medida en un tiempo.

$M_i(0)$: Magnetización inicial desde el i^{mo} componente del relajamiento.

T_{2i} : Constante de decaimiento del i^{mo} componente del relajamiento transversal.

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

La **Figura 2.19** ilustra el carácter de decaimiento multiexponencial de un medio poroso que contiene poros de tamaños diferentes y una sola fase humectante. ^[6]

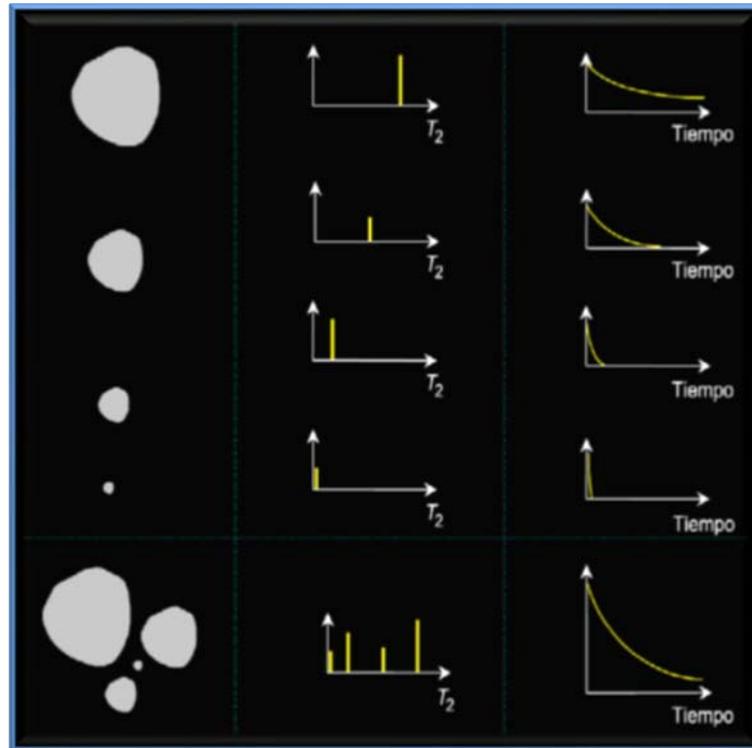


Figura N° 2.19. Decaimiento multiexponencial de un medio poroso. [6]

Un poro 100 % saturado con agua como se muestra en la **Figura 2.19** (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.

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 2.19**) tienen el más bajo S/V y por lo

tanto el más largo T_2 . Los poros de tamaño mediano tienen más bajo el S/V , dando valores más cortos de T_2 . Los poros más pequeños tienen el más alto S/V y los más cortos valores de T_2 . Para un solo poro, la magnetización decae exponencialmente, y la amplitud de la señal está dado por:

$$M(t) = M_0 e^{-\rho_2 \left(\frac{S}{V}\right) t} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

M_0 es proporcional al volumen de fluido en el poro. Cuando se toma en consideración la distribución completa de los poros saturados 100 % con agua (fondo izquierda de la **Figura 2.19**), esos poros presentan unos valores de distribución de T_2 (fondo al centro de la **Figura 2.19**). La amplitud de la señal asociada es la suma de las amplitudes de señal provenientes del fluido en los poros individuales (fondo derecha de la **Figura 2.19**), y la amplitud de la señal está dada por:

$$M(t) = \sum M_{0i} e^{-\rho_2 \left(\frac{S}{V}\right)_i t} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

Siendo $(S/V)_i$ la relación superficie a volumen del i^{mo} poro. Obviamente,

$$M(0) = \sum M_{0i} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

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

$$\phi = \frac{M(0)}{M_{100\%}(0)} = \frac{\sum M_{0i}}{M_{100\%}(0)} = \sum \frac{M_{0i}}{M_{100\%}(0)} = \sum \phi_i \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Donde:

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_{0i} asociadas con las constantes de tiempo T_{2i}) se calibra con la distribución de porosidades (los poros individuales Φ_i con las constantes de tiempo asociadas T_{2i}).

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 de la siguiente manera:

$$M(t) = \sum M_{0i} e^{-\rho^2 \left(\frac{S}{V}\right)_i t} + M_{oil} e^{-\frac{t}{T_{2oil}}} + M_{gas} e^{-\frac{t}{T_{Gas}}} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Siendo

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.

La Ecuación 2.13 supone 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. En realidad, muchos petróleos crudos se componen de múltiples clases de hidrocarburos y tienen entonces 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 V/S también se reduce. Por lo tanto, cuando hay presente un fluido no humectante, el espectro de T_2 no representa más 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 porosidad.

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. ^[6]

2.2.4.3. Transformación de Ecos a la Distribución de T_2 (Proceso de Inversión)

De la herramienta de perfilaje de RMN se obtienen como datos crudos un tren de ecos. Llamaremos inversión al proceso de obtener un espectro de T_2 a partir de esos ecos. Este proceso es de gran importancia dado que de los trenes de ecos no podemos obtener datos de utilidad práctica. Los espectros de T_2 en cambio representan parámetros muy relacionados a las propiedades petrofísicas de las rocas.

A los trenes de ecos se los conoce también como datos en el dominio del tiempo y a los espectros de T_2 como datos en el dominio de T_2 . El proceso de inversión es una transformación de variables de tiempo a T_2 .

En la **Figura 2.20** se representa de qué manera se llega al espectro representado en los registros, teniendo en cuenta los fenómenos que intervienen en el proceso. ^[9]

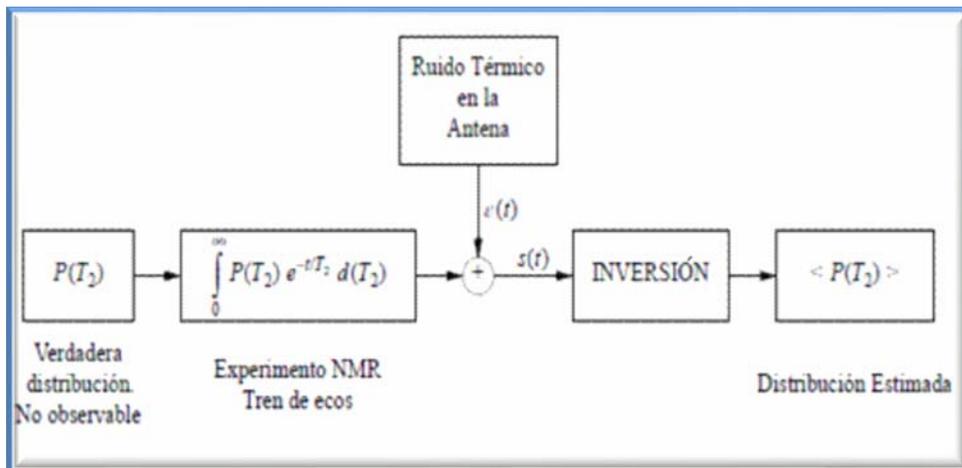


Figura N° 2.20. Muestra de cómo se llega al espectro representado en los registros y cuáles son los fenómenos que interviene en el proceso. ^[9]

$P(T_2)$ es una función de la constante de tiempo de relajación T_2 que en los registros de pozo se expresa en unidades de porosidad sobre milisegundos, esta función expresa que valor de porosidad se encuentra en una banda de valores de T_2 .

Teniendo en cuenta que toda la señal proviene de los H^1 y estos están en los fluidos, la porosidad es el área por debajo de esta función, dicho de otra manera la porosidad comprendida en la banda de $0 < T_2 < \infty$ es la porosidad como la medimos con otras herramientas de porosidad. En este caso ideal la porosidad es porosidad total, incluyendo el agua ligada a las moléculas de arcilla. Matemáticamente lo podemos expresar de la siguiente manera:

$$\phi = \int_0^{\infty} P(T_2) dT_2 \quad (\text{Ec 2.14})$$

En el proceso de medición la herramienta no puede medir directamente esta función $P(T_2)$ sino que obtiene una función del tiempo $s(t)$ compuesta por una sumatoria infinita de términos exponenciales con la adición de ruido térmico. El ruido térmico está presente en todos los componentes eléctricos y en particular en la antena de la herramienta y en las primeras etapas electrónicas donde el nivel de señal es muy pequeño. Esta señal $s(t)$ muestreada en intervalos TE (tiempo entre ecos) no es más que el tren de ecos obtenido por la herramienta.

Al proceso de obtener una función $\langle P(T_2) \rangle$ que se acerque lo más posible a $P(T_2)$ lo llamamos inversión. Este proceso matemático tiene las dificultades de que las funciones exponenciales no son ortogonales y que los resultados deben ser lo más independiente posible del nivel de ruido térmico. El nivel de ruido no es constante, depende del tipo de herramienta y de las condiciones de pozo. El nivel de ruido no es constante, depende del tipo de herramienta y de las condiciones de pozo, por ejemplo pozos con lodos salinos atenúan la señal empeorando la relación señal/ruido.^[9]

El problema de hallar $P(T_2)$ se puede resolver por distintos caminos y no tiene solución única, si bien los parámetros fundamentales de los espectros obtenidos por los distintos métodos no se diferencian mayormente entre sí, pequeñas diferencias en la forma de los espectros obtenidos pueden cambiar los resultados de la interpretación de los mismos. La señal $s(t)$ que obtenemos de la herramienta no es en forma continua sino está conformada por una sucesión de valores discretos en los instantes en que recibimos los ecos. La $s(t)$ tal como es recibida de la herramienta se puede expresar como $ECO(n TE)$, donde la variable tiempo es el producto del número de eco por el tiempo entre eco.

2.2.4.4. 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.

La distribución de T_2 a partir de datos RMN ofrece una estimación razonable de la distribución de tamaños porales de una zona cuando la zona está 100 % saturada con agua. [6]

En rocas saturadas con agua, se puede demostrar matemáticamente que la curva de decaimiento asociada con un solo tamaño de poro (medio totalmente homogéneo) será una exponencial única (mostrada en línea llena en la **Figura 2.21**) con una constante de decaimiento proporcional al tamaño del poro; es decir, poros pequeños tienen valores bajos de T_2 y poros grandes tienen valores altos de T_2 . De este resultado la amplitud inicial representa la amplitud de la magnetización que se encuentra calibrada en unidades de porosidad de porosidad.

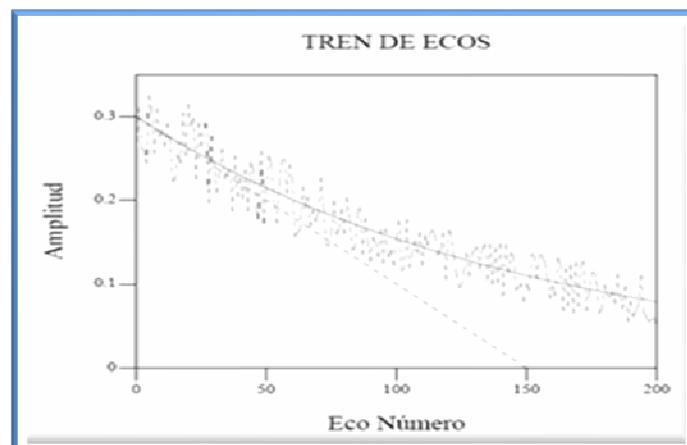


Figura N° 2.21. Tren de ecos para medios homogéneos. [9]

Cuando el medio es heterogéneo, la respuesta no es un exponencial simple sino un multiexponencial y los resultados no se pueden inferir directamente del tren de ecos. En este caso el tren de ecos está formado por señal proveniente de un medio con dos T_2 como sería la que se obtendría de un medio con poros de dos

tamaños saturados de agua se obtendría un tren de ecos como el de la **Figura 2.22**.

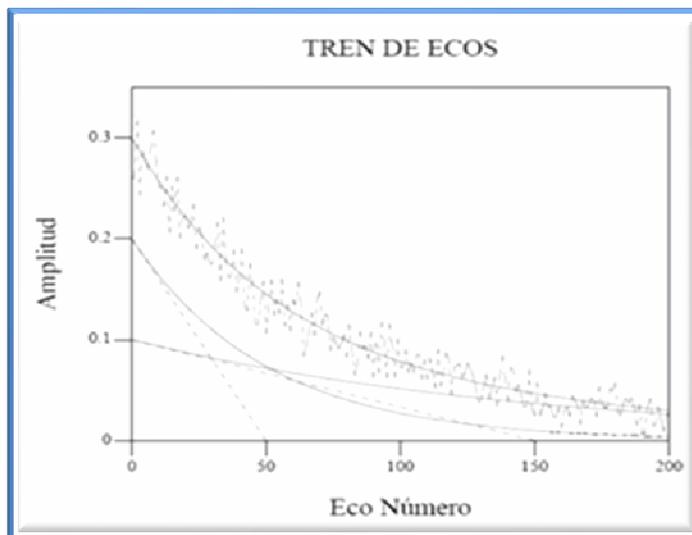


Figura N° 2.22. Tren de ecos para medios heterogéneos, representado por una multiexponencial. ^[9]

Los ecos recibidos decaen en amplitud con el tiempo durante un ciclo de medición y ese decaimiento está caracterizado por la constante de tiempo T_2 y por otros fenómenos como el de difusión. ^[9]

2.2.4.5. Determinación del BVI

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

reconocimiento de que un poro dado puede contener tanto fluidos libres como asociados.

En la documentación RMN, el concepto de agua irreductible (*BVI*) se usa de dos maneras diferentes. La primera se refiere al agua contenida en el espacio poral que no fluirá fuera de la roca durante la producción. Este volumen se determina con precisión sólo mediante una medición de permeabilidad relativa, pero se puede estimar razonablemente a partir de una curva de saturación de presión capilar. Este volumen de agua es primeramente una propiedad de la roca y de las condiciones de humectación. El segundo uso del *BVI* se refiere al agua que no es desplazada por hidrocarburos durante el llenado de un yacimiento. Este volumen es una función tanto de la curva de presión capilar para la roca como de la altura por encima del agua libre. En una zona de transición, este volumen de agua puede incluir agua que puede producirse. Sin embargo, dada una altura suficiente por encima del agua libre, las fuerzas capilares pueden llevar la saturación de agua a niveles bien por debajo del punto en el cual la permeabilidad relativa del agua es efectivamente cero. En muchos yacimientos, la zona de transición ocupa sólo una pequeña fracción de la columna de hidrocarburos, y la columna de hidrocarburos es suficientemente corta como para que no exista diferencia significativa entre los dos valores del *BVI*. Si los dos valores del *BVI* difieren considerablemente, entonces es importante decidir si el *BVI* se está usando para estimar producción de agua o para estimar permeabilidad. Para la estimación de permeabilidad, especialmente cuando se está perforando con lodo base aceite, el *BVI* debe ser el volumen del resto del agua no desplazada por petróleo. ^[6]

2.2.4.6. Modelo de Permeabilidad

La estimación de permeabilidad con RMN se basa en una combinación de modelos y relaciones experimentales y teóricas. Cuando todos los demás factores se mantienen constantes en estos modelos y relaciones, la permeabilidad aumenta proporcionalmente al aumento de la porosidad conectada. La unidad de

permeabilidad, el Darcy, tiene dimensiones de área, y a partir de consideraciones prácticas en aplicaciones petrofísicas, la permeabilidad se puede considerar como proporcional al cuadrado de algún tamaño geométrico. La correlación entre curvas de presión capilar y permeabilidad ratifica firmemente que el tamaño pertinente es el de la garganta poral. RMN mide el tamaño del cuerpo del poro, pero en casi todas las areniscas y en algunos carbonatos, existe una fuerte correlación entre tamaño del cuerpo del poro y tamaño de la garganta poral.

Las dos expresiones más comúnmente usadas para permeabilidad varían con la porosidad Φ . 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 $T_{2\text{cutoff}}$, que determina la relación entre BVM y BVI , siendo BVM el volumen de fluido libre y $BVI = \Phi - BVM$. 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_{2lm} . 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 2.23** 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_{2lm} no está exclusivamente controlado por el tamaño poral. ^[6]

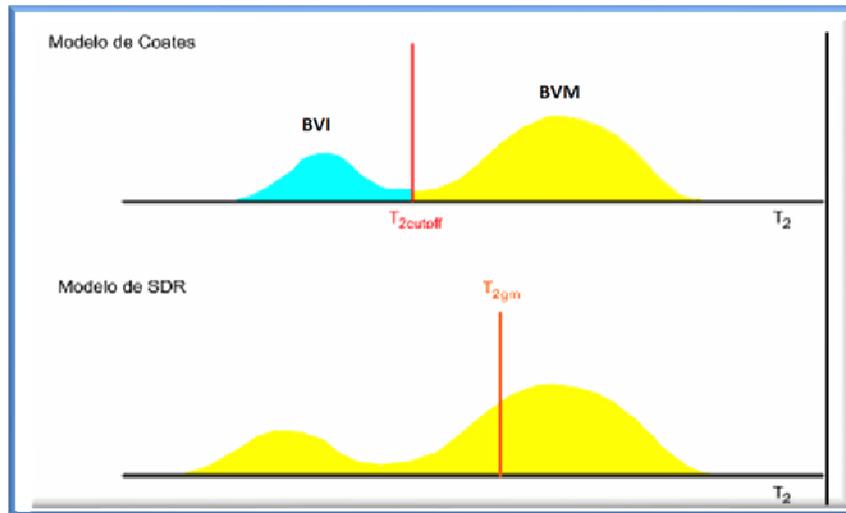


Figura N° 2.23. Modelo de permeabilidad de Coates (arriba). El modelo de permeabilidad de SDR (abajo).^[6]

2.2.4.7. Modelo de Porosidad

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 2.24** 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, agua irreductible por capilaridad, 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 la herramienta; 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 de la herramienta RMN a los elementos de porosidad. Vale notar que *MBVM* se aplica a la misma cantidad que *BVM*, y que *MPHE* 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.^[6]

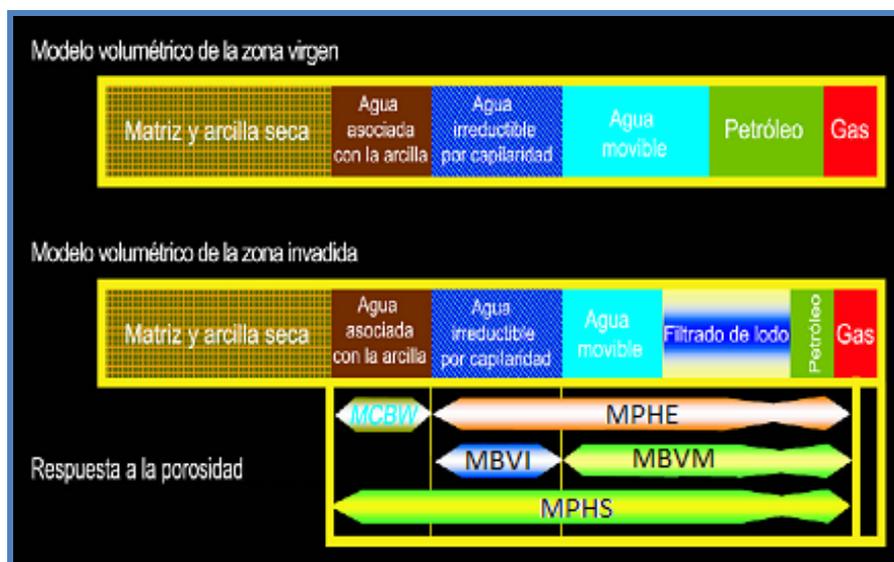


Figura N° 2.24. Modelo de Porosidad. [6]

La **Figura 2.24** muestra marcadas divisiones entre los elementos de porosidad asociados con $MBVM$, BVI , y $MCBW$. Estas marcadas divisiones en elementos de porosidad no corresponden necesariamente a marcadas divisiones en los espectros de T_2 . 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 en movimiento, y sus tiempos de relajamiento T_2 con demasiado cortos para ser registrados en un perfil, el hidrógeno en grupos OH y en el agua de hidratación es invisible al instrumento 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 el instrumento de 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 $MCBW$, 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, 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 *el MPHE*.

La amplitud medida del tren de ecos, y por consiguiente el *MPHE*, está afectada por el índice de hidrógeno (HI) de los fluidos. *El MPHE* 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 *MPHE*.

Tanto *MPHE* como *MCBW* están afectados 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, el *MPHE* puede subestimar la porosidad efectiva.

Tanto *MPHE* como *MCBW* están afectados por el TE del espaciamiento entre ecos. A medida que TE disminuye, se pueden detectar componentes más rápidos de relajamiento de T_2 . A la inversa, incrementando TE provoca la pérdida de componentes rápidos de T_2 , lo que a su vez hace que *MPHE* y *MCBW* sean demasiado bajos.

2.2.5. Modos de Adquisición e Interpretación

Como empresa pionera en el registro RMN, Baker Hughes aporta más de una década de experiencia en la adquisición e interpretación de datos en todas sus operaciones con esta tecnología. Esta experiencia fue aprovechada para

desarrollar una tecnología propia denominada MR Explorer (MREX), con el objeto de proveer respuestas de RMN mejor en su clase. Las ventajas de las tecnologías previas de registros RMN se combinaron con las nuevas características para mejorar el desempeño en el ambiente de fondo de pozo, mediante el aumento de la eficiencia en la adquisición y la mejora de la calidad de los datos.^[11]

2.2.5.1. Modos de Adquisición

A lo largo de su experiencia Baker Hughes ha diseñado una serie de Modos de Adquisiciones Orientados a Objetivos (AOO) que permiten simplificar la planificación del trabajo y la ejecución del mismo. Se han introducido nuevas e innovadoras técnicas de adquisición de datos de RMN que proporcionan datos de alta calidad para cumplir con la evaluación de la formación y la caracterización de los fluidos.

Estas secuencias de datos avanzados de adquisición, si bien son algo complejas, están diseñadas para simplificar la planificación y ejecución de los trabajos de registros MReX. Todos los AOO se han optimizado para obtener los datos más alta calidad en el menor de tiempo de corrida.

La elección de AOO se basa en las necesidades de datos de RMN. Para la porosidad, el volumen de fluido y respuestas permeabilidad, el modo de PoroPerm es el más utilizado, Si se requieren respuestas más específicas, de cantidades y tipos de fluidos presentes es necesario seleccionar el modo de adquisición que se ajuste mejor a la formación de estudio; es por ello que, el modo seleccionado depende del tipo de fluido que se espera encontrar en el yacimiento. Si se espera que el yacimiento contenga petróleo y zonas de gas, es necesario estudiar con mayor detenimiento la selección de los AOO, así como los yacimientos de crudo pesado, a fin de obtener datos representativos de la formación. Entre los modos de adquisición desarrollados por Baker Hughes se encuentran los siguientes:^[11]

- ☞ BW.
- ☞ PoroPerm.
- ☞ PoroPerm + Gas.
- ☞ PoroPerm + Oil Fast.
- ☞ PoroPerm + Heavy Oil.
- ☞ PoroPerm + Heavy Oil – Orinoco Belt.

2.2.5.1.1. BW

El sistema de adquisición rápida de agua irreducible brinda principalmente una medición de agua retenida en arcilla y de agua retenida en capilares a una alta velocidad de perfilaje, de aproximadamente 20 pies por minuto. La implementación estándar del conjunto de adquisición rápida de agua irreducible, utiliza dos frecuencias y brinda adquisición continua de datos con tiempos de espera relativamente cortos.

Dependiendo del tiempo de espera utilizado, el perfil rápido MREX de Agua Irreducible podrá medir únicamente una cantidad parcial de los fluidos móviles que se encuentran en la formación. Sin embargo, es posible realizar un cálculo del volumen de fluidos móviles comparando los datos de porosidad de perfil convencional con los datos MREX de volumen de fluido irreducible. Los datos de fluidos móviles y los datos MREX de fluidos irreducibles pueden combinarse mediante el modelo de permeabilidad Coates-Timur para computar un índice de permeabilidad. Dicho índice de permeabilidad resulta útil para seleccionar intervalos de ensayo de la formación. La adquisición rápida de Agua Irreducible también puede ampliarse a más frecuencias, lo que brinda tiempos de espera más prolongados. ^[11]

2.2.5.1.2. PoroPerm

El Conjunto de Adquisición Primaria MREX de Baker Atlas debe su nombre a aquellos parámetros fundamentales de la formación que se determinan mediante el perfilaje de RMN: Porosidad y permeabilidad. La adquisición de datos PoroPerm brinda mediciones básicas de evaluación de la formación, además de cuantificar los volúmenes de fluidos móviles, de fluidos retenidos en capilares y de agua retenida en arcilla.

La secuencia de PoroPerm consta de seis frecuencias, y aprovecha esta capacidad de uso de frecuencias múltiples del MREX para permitir una adquisición continua de datos de RMN de alta resolución a mayores velocidades de perfilaje. Las frecuencias múltiples crean a su vez profundidades de investigación múltiples que pueden resultar útiles para obtener perfiles de invasión.

El sistema de adquisición PoroPerm ejecuta una adquisición continua de datos durante el perfilaje, sin necesidad de una espera de "tiempo muerto" hasta la recuperación de T_1 . En aquellos reservorios en los que los tiempos de relajación de T_1 son más cortos, es decir, en los que se alcanza la polarización completa con tiempos de espera más cortos, el sistema de adquisición PoroPerm se corre en forma más eficiente utilizando únicamente las tres frecuencias más altas (PoroPerm Basic).

Los datos estándar de MREX pueden integrarse con perfiles convencionales para brindar identificación de fluidos móviles y realizar cálculos de saturación de fluidos. ^[11]

2.2.5.1.3. PoroPerm + Gas

El sistema de adquisición PoroPerm + Gas provee todos los datos estándar de RMN, tales como porosidad total, BVM, BVI y permeabilidad. Por otra parte,

incluye unas innovadoras secuencias de adquisición optimizadas para evaluar gases e hidrocarburos livianos con viscosidades in situ menores a 1 cp.

PoroPerm + Gas es una secuencia de adquisición de seis frecuencias, que permite una adquisición continua de datos RMN a mayores velocidades de perfilaje, sin impedir el uso de los tiempos de espera prolongados que se requieren para el gas y los hidrocarburos livianos. Las frecuencias múltiples crean a su vez profundidades de investigación múltiples que pueden resultar útiles para obtener perfiles de invasión.

Asimismo, existe una versión ampliada del sistema PoroPerm + Gas que utiliza tiempos de espera más prolongados.

La secuencia PoroPerm + Gas aprovecha la capacidad de frecuencias múltiples del MREX para brindar adquisiciones simultáneas de experimentos de G*TE múltiples y de TW múltiples, además de la determinación de T1 del fluido de reservorio. Esta innovadora secuencia de adquisición permite proveer datos estándar de RMN y tipificación de hidrocarburos de calidad superior en forma simultánea.^[11]

2.2.5.1.4.- PoroPerm + Oil Fast

El sistema de adquisición PoroPerm + Oil Fast provee todos los datos estándar de NMR, tales como porosidad total, BVM, BVI y permeabilidad. Por otra parte, el sistema incluye unas innovadoras secuencias de adquisición optimizadas para evaluar petróleos de livianos a medianos, con viscosidades in situ de entre 1 y 20 cp.

PoroPerm + Oil Fast es una secuencia de adquisición de tres frecuencias, lo que permite una adquisición continua de datos RMN a mayores velocidades de perfilaje utilizando los tiempos de espera prolongados que se requieren para

petróleos livianos. En caso de requerirse tiempos de espera significativamente mayores a los que se encuentran habitualmente, este esquema puede adaptarse aumentando la cantidad de frecuencias con el fin de brindar una adquisición continua de datos de RMN denominándose simplemente PoroPerm + Oil. Las frecuencias múltiples crean a su vez profundidades de investigación múltiples que pueden resultar útiles para obtener perfiles de invasión.

La capacidad de frecuencias múltiples del MREX y la secuencia de adquisición PoroPerm + Oil Fast también permiten aprovechar el gradiente de campo magnético (G), lo que brinda mayor flexibilidad para controlar el producto $G \cdot TE$, y así maximizar el contraste de difusión entre fluidos, así mismo brindar adquisiciones simultáneas de experimentos de TE múltiples y de TW múltiples, además de la determinación de T1 del fluido de reservorio.^[11]

2.2.5.1.5. PoroPerm + Heavy Oil

Es un Modo de adquisición optimizado para evaluar hidrocarburos viscosos, con viscosidad in situ más de 25 cP. La adquisición PoroPerm + Heavy Oil también ofrece todos los estándares de la resonancia magnética nuclear en la evaluación de formaciones, incluyendo la porosidad total, el volumen de fluidos móviles (BVM), volumen de agua irreductible (BVI), agua asociada a las arcillas (CBW), y la permeabilidad.

El modo PoroPerm + Heavy Oil es una secuencia de adquisición de múltiples frecuencias, lo que permite una continua adquisición de datos a velocidades más altas de registro. Múltiples frecuencias también crean múltiples profundidades de investigación, que puede ser útil para perfilar la invasión.

La secuencia PoroPerm + Heavy Oil incorpora múltiples ecos de alta calidad para la estimación de CBW para cada una de las seis frecuencias. El paquete PoroPerm + Heavy Oil utiliza tiempo de espaciamiento entre eco (TE)

corto de 0.3ms para CBW para mejorar las mediciones de agua asociada a las arcilla. La combinación del agua asociada a las arcillas (CBW) con la porosidad efectiva determinada a partir de los trenes de ecos totalmente polarizados, proporciona una medida de la porosidad total. ^[12]

2.2.5.1.5. PoroPerm + Heavy Oil-Orinoco Belt

Una variante más del modo PoroPerm es la versión Heavy Oil-Orinoco Belt, la cual fue especialmente diseñada como requerimiento del cliente para áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco. Elaborado para evaluar hidrocarburos con viscosidad in situ más de 25 cP. La adquisición PoroPerm + Heavy Oil-Orinoco Belt al igual que los modo anteriores también incluye todos los estándares de la resonancia magnética nuclear en la evaluación de formaciones, desde la porosidad total, porosidad efectiva, el volumen de fluidos móviles (BVM), volumen de agua irreductible (BVI), agua asociada a las arcillas (CBW), y la permeabilidad.

La secuencia PoroPerm + Heavy Oil-Orinoco Belt consiste en una serie de adquisición a múltiples frecuencias, a fin obtener una continua adquisición de datos a velocidades más altas de registro. Este modo consta de 3 frecuencias, múltiples frecuencias permiten crear múltiples profundidades de investigación, lo que resulta de gran ayuda para elaborar perfiles de invasión. En este nuevo modo se incorporan múltiples ecos de alta calidad para reforzar la estimación de CBW así como la señal de BVI para cada una de las frecuencias, lo cual lo diferencia del modo PoroPerm + Heavy Oil.

La combinación del agua asociada a las arcillas (CBW) con la porosidad efectiva (MPHE) determinada a partir de los trenes de ecos totalmente polarizados, proporciona una medida de la porosidad total (MPHS). ^[12]

A continuación se presenta la **Tabla 2.3** con un resumen de los modos de adquisición empleados por la herramienta de Resonancia Magnética Nuclear.

Tabla N° 2.3. Modos de Adquisición. ^[12]

MODO	OBJETIVOS	RESULTADOS
BW	<ul style="list-style-type: none"> • Permeabilidad calculada en combinación con mediciones convencionales de porosidad 	<ul style="list-style-type: none"> • CBW, BVI, k_{BW} • T_2
PoroPerm	<ul style="list-style-type: none"> • Porosidad • Permeabilidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Φ_t, Φ_e, CBW, BVI, BVM, K_{RMN} • T_2
PoroPerm + Gas	<ul style="list-style-type: none"> • Porosidad • Permeabilidad • Cuantificar y caracterizar gas e hidrocarburos livianos (< 1 cp) 	<ul style="list-style-type: none"> • Φ_t, Φ_e, CBW, BVI, BVM, K_{RMN} • HI_g, ρ_g, $S_{w,irr}$, $S_{g,xo}$ • Secuencias de adquisición para hidrocarburo y gas con viscosidades menos a 1 cp.
PoroPerm + Oil	<ul style="list-style-type: none"> • Porosidad • Permeabilidad • Cuantificar y caracterizar petróleo (1 -25 cp) 	<ul style="list-style-type: none"> • Φ_t, Φ_e, CBW, BVI, BVM, K_{RMN} • T_2, T_1, D • Viscosidad in situ, $S_{w,irr}$, $S_{g,xo}$ • Secuencias de adquisición para petróleo con viscosidad desde 1 cp a 20cp.
PoroPerm + Heavy Oil	<ul style="list-style-type: none"> • Porosidad • Permeabilidad • Cuantificar y caracterizar petróleo pesado (> 25 cp) 	<ul style="list-style-type: none"> • Φ_t, Φ_e, CBW, BVI, BVM, K_{RMN} • T_2, T_1, D • Viscosidad in situ, $S_{w,irr}$, $S_{g,xo}$ • Secuencias de adquisición para petróleo con viscosidad mayor a 25 cp.
PoroPerm + Heavy Oil - Orinoco Belt	<ul style="list-style-type: none"> • Porosidad • Permeabilidad • Cuantificar y caracterizar petróleo pesado (> 1000 cp) 	<ul style="list-style-type: none"> • Φ_t, Φ_e, CBW, BVI, BVM, K_{RMN} • T_2, T_1, D • Viscosidad in situ, $S_{w,irr}$, $S_{g,xo}$ • Secuencias de adquisición para petróleo con viscosidad mayor a 1000 cp.

2.2.5.2. Métodos de Procesamiento – Interpretación

2.2.5.2.1. Procesamiento Básico o Tradicional

El procesamiento tradicional de RMN consiste en una secuencia de pasos, donde el último de ellos, radica en tomar los ecos que se encuentran en el dominio de tiempo y transformarlos al dominio de T_2 , esto con el objetivo de darle sentido

petrofísico a los ecos (**Figura 2.25**). El cambio de dominio se hace usualmente por medio de la transformada de Laplace. Como resultado, se obtienen exponenciales las cuales sumadas genera la función final de T_2 .^[13]

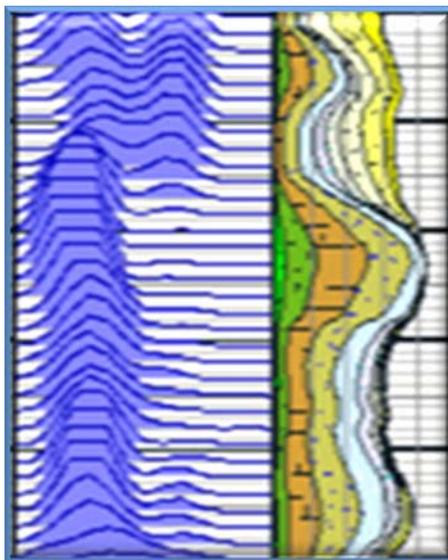


Figura N° 2.25. Gráfico de procesamiento de Tradicional.^[13]

2.2.5.2.2. Procesamiento de Funciones Gamma

En lugar de emplear funciones exponenciales, utiliza funciones probabilísticas generando un espectro de T_2 mucho más consistente desde el punto de vista matemático y Geológico, además, visualmente, es significativamente más simple para un análisis petrofísico.

El proceso de adquisición se obtiene como dato crudo un tren de ecos; estos ecos son transformados luego por medio de una inversión a un espectro de T_2 .^[9]

A los trenes de ecos se les conoce también como datos en el dominio del tiempo y a los espectros de T_2 como datos en el dominio de T_2 . El proceso de inversión es una transformación de variables de tiempo a T_2 , generando al final de la transformada una función $P(T_2)$. Esta última es una función de la constante de tiempo de relajación T_2 que, en los registros de pozo se expresa en unidades de

porosidad sobre milisegundo. El sentido físico de esta función es expresar el valor de porosidad que se encuentra en una banda de valores de T_2 . En este sentido la curva de porosidad total puede ser expresada como.

$$\phi = \int_0^{\infty} P(T_2) dT_2 \quad (\text{Ec. 2.15})$$

En el proceso de medición la herramienta no puede medir directamente esta función $P(T_2)$ sino que obtiene una función del tiempo (No en el dominio de tiempo T_2) $s(t)$ compuesta por una sumatoria infinita de términos exponenciales con la adición de ruido térmico. El ruido térmico está presente en todos los componentes eléctricos y en particular en la antena de la herramienta y en las primeras etapas electrónicas donde el nivel de señal es muy pequeño.

Al proceso de obtener una función $\langle P(T_2) \rangle$ que se acerque lo más posible a $P(T_2)$ se le llama inversión. Este proceso matemático tiene las dificultades de que las funciones exponenciales no son ortogonales y que los resultados deben ser lo más independientes posible del nivel de ruido térmico. El nivel de ruido no es constante, depende del tipo de herramienta y de las condiciones de pozo, por ejemplo pozos con lodo salinos atenúan la señal empeorando la relación señal/ruido.

El problema de hallar $P(T_2)$ se puede resolver por distintos caminos y no tiene solución única, si bien los parámetros fundamentales de los espectros obtenidos por los distintos métodos no se diferencian mayormente entre sí, pequeñas diferencias, en la forma de los espectros obtenidos, pueden cambiar los resultados de la interpretación de los mismos. La mayor parte de las aplicaciones de las mediciones de RMN se basan en caracterizaciones de la forma de los espectros realizadas gracias a la gran cantidad de pozos que cuentan con los registros de RMN, acompañados de los ensayos de producción de las distintas zonas.

Las funciones gamma tienen la forma de una campana de Gauss con una base en el eje x logarítmica. Cada campana de Gauss (**Figura 2.26**), está centralizada a un determinado tiempo, por ejemplo, 0,5 ms, 1 ms, 2 ms...etc., se les denomina componentes y se les diferencia por medio de un número el cual indica en qué tiempo se encuentra centralizada la función. Por ejemplo, Comp1, es la función gamma que está centralizada a 0,5 ms, Comp2, está en 1 ms y así sucesivamente. También existen partes de estas funciones que se puede superponer con la anterior y/o siguiente. ^[13]

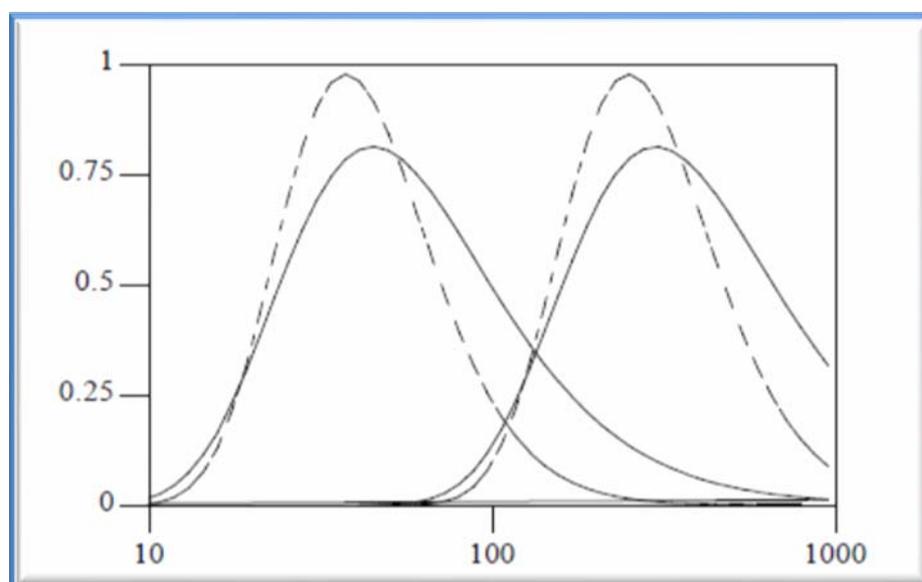


Figura N° 2.26. Gráfico con funciones gamma. ^[9]

Adicionalmente a la creación de las funciones, se les ha dado diferentes colores para lograr su mejor identificación y asociación visual con un determinado evento físico o geológico. La suma de todas ellas generaría el espectro de T_2 como se puede apreciar en la **Figura 2.27**. ^[13]

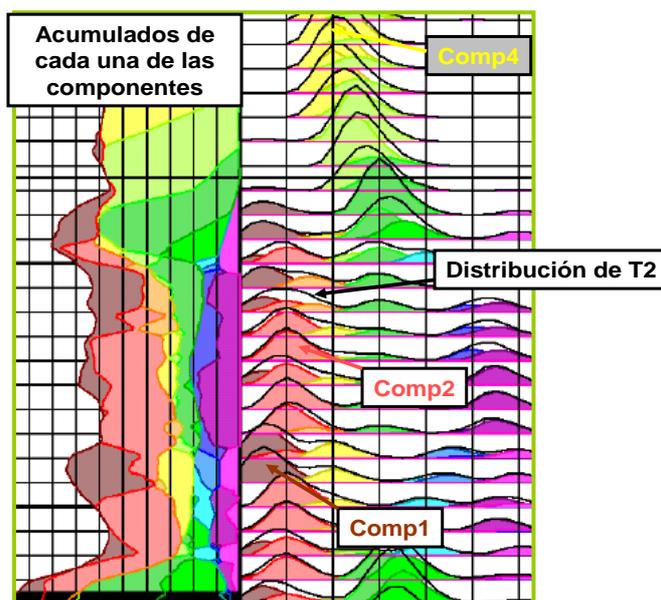


Figura N° 2.27. Gráfico de procesamiento de Funciones Gamma. ^[13]

2.2.6. Aplicaciones de RMN

El espectro de T2 en principio está relacionado a la distribución de tamaños porales y en función de esta distribución se obtienen importantes datos como la saturación de agua irreducible y la permeabilidad. ^[9]

Las herramientas de RMN pueden suministrar tres tipos de información: cantidades de los fluidos en la roca, propiedades de estos fluidos, tamaños de los poros que contienen estos fluidos. ^[6]

2.2.6.1. Cantidad de Fluido

Ya que la herramienta puede medir directamente la densidad de núcleos de hidrógeno en fluidos de yacimiento y como la densidad del núcleo de hidrógeno presente en el agua es conocida, los datos capturados por la herramienta se pueden convertir directamente a una porosidad aparente llena de agua o haciendo una transformación a porosidad llena de hidrocarburos. ^[6]

2.2.6.2. Propiedades de los Fluidos de Yacimiento

Además de determinar la presencia de diferentes fluidos (agua, petróleo, y gas), puede determinar algunas de las propiedades específicas de los fluidos, por ejemplo, la viscosidad.

El perfilaje de RMN, permite caracterizar los fluidos en el espacio poral en base a las siguientes diferencias: el agua asociada con la arcilla, el agua irreductible por capilaridad, y el agua movable ocupan tamaños porales y ubicaciones diferentes; los fluidos de hidrocarburos difieren de las salmueras en cuanto al sitio que ocupan en el espacio poral, ocupando usualmente los poros más grandes; y los hidrocarburos también difieren entre sí y de las salmueras en viscosidad y difusividad.

En la **Figura 2.28**, indica cualitativamente las propiedades RMN de diferentes fluidos que se encuentran en los poros de las rocas. En general, los fluidos irreductibles tienen tiempos $T1$ y $T2$ 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 $T1$, $T2$, 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 $T1$ muy largos pero tiempos de $T2$ cortos. 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 $T1$ y $T2$ largos. A medida que la viscosidad aumenta y la mezcla de hidrocarburos se vuelve más compleja, la difusión disminuye, como también disminuyen los tiempos $T1$ y $T2$, y los eventos van acompañados por decaimientos cada vez más complejos. ^[6]

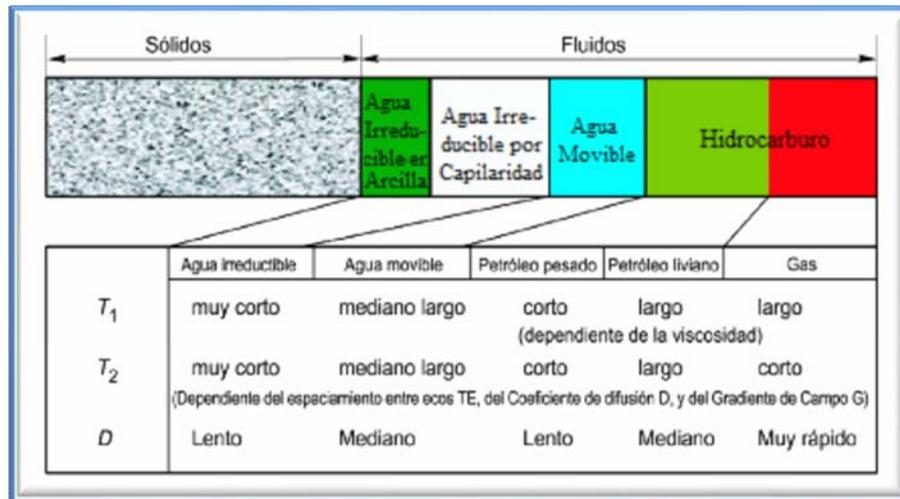


Figura N° 2.28. Los valores cualitativos típicos de T_1 , T_2 , y D para diferentes tipos de fluidos y tamaños porales de. ^[9]

2.2.6.3. Tamaño Poral y Porosidad

La información sobre tamaño poral proporcionada por la herramienta de RMN se usa para calcular la porosidad efectiva. 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. ^[6]

2.2.6.4. Permeabilidad

La estimación con RMN de la permeabilidad está basada en modelos teóricos que muestran que la permeabilidad aumenta con un aumento de la porosidad y con un aumento en el tamaño poral. Uno de estos modelos es el modelo de fluido libre, o modelo de Coates, se puede aplicar en formaciones que contengan agua y/o hidrocarburos. ^[6]

2.2.7. Propiedades de los Fluidos

Existen características especiales que son esenciales conocer de los fluidos, dado estos están constituidos por H, que son de donde obtiene toda la información de las herramienta de RMN.

2.2.7.1. Índice de Hidrógeno (HI)

Representa la concentración de hidrógeno que se halla en los fluidos, de esta va a depender el valor de la magnetización y de esta la amplitud de la señal obtenida, es decir, la porosidad. Las herramientas se calibran para que midiendo en agua el valor de la amplitud inicial de los trenes de ecos obtenidos sea igual a una porosidad de 1. El índice de hidrógeno del agua está fijado en uno y el de los demás fluidos se refiere a este. ^[9]

Basados en la molécula de agua, se definió la siguiente relación que expresa la concentración de átomos de hidrógenos por unidad de volumen:

$$HI = \frac{\rho nH}{0,111A} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Siendo;

HI: Índice de hidrogeno.

ρ : Densidad en gr/cm^3 .

nH: Numero de hidrogeno en la molécula.

0,111: Constante para que el HI del agua sea igual a 1.

A: Peso molecular.

Una relación para caracterizar los hidrocarburos es el cociente entre el número de hidrógenos sobre el número de carbonos de la molécula. Sea $R =$

nH/nC , la relación nH/A se puede expresar en función de R quedando el índice de hidrógeno para los hidrocarburos como la ecuación mostrada a continuación:

$$HI = \frac{\rho R}{0,111(12 + R)} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

Siendo:

0,111: Constante para referir el HI al agua.

12 = Peso atómico del carbono.

La porosidad obtenida en consecuencia del índice de hidrógeno se debe corregir para obtener la verdadera porosidad (Ecuación 2.20). El índice de hidrógeno de los petróleos con densidades entre 0,7 y 0,9 gr/cm^3 es muy próximo a 1, pero tanto los más pesados como los más livianos tienen índices menores que 1. El índice de hidrógeno para aguas saladas disminuye con la concentración de sales, tanto el agua dulce como salada disminuyen el HI con la temperatura. ^[9]

$$\phi_{Verdadera} = \frac{\phi_{Aparente}}{HI} \quad (\text{Ec. 2.18})$$

Donde:

$\phi_{verdadera}$: Porosidad verdadera.

$\phi_{aparente}$: Porosidad aparente.

2.2.7.2. Difusión

Cuando el campo magnético externo aplicado no es uniforme sino que tiene cierto gradiente se genera un decaimiento de los ecos adicional como se ve en la **Figura 2.29**. La existencia de gradiente del campo magnético hace que la frecuencia de Larmor cambie espacialmente también acorde el campo cambia. Esto provoca en la secuencia de pulsos un defasaje adicional de los H que en su

movimiento desordenado se van del lugar donde fueron excitados cambiando su frecuencia de Larmor, este proceso es llamado difusión y se presenta mayormente en fluidos de baja viscosidad afectando solamente a T_2 y no a T_1 , lo cual se aprovecha en varios modos de adquisición para la detección de hidrocarburos. ^[9]

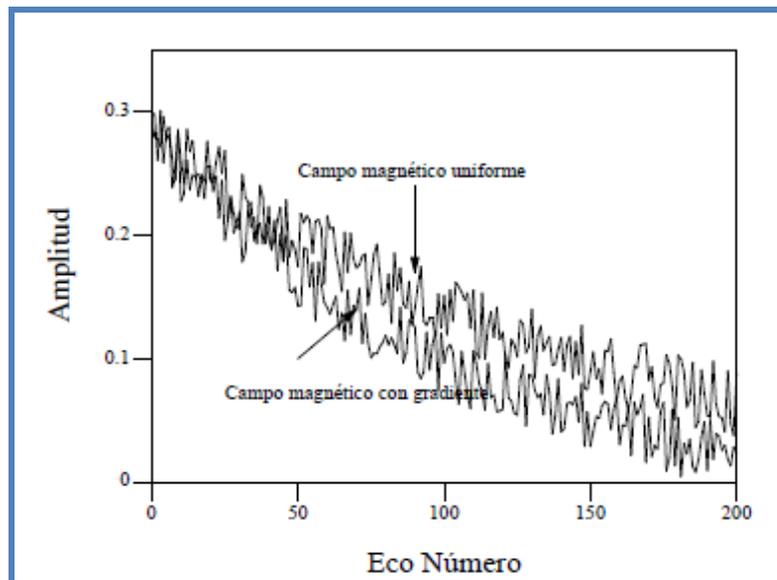


Figura N° 2.29. Tren de ecos para campo magnético uniforme y campo magnético con gradiente. ^[9]

La constante de difusión es un parámetro que está relacionado al movimiento desordenado de las moléculas de los fluidos que hace que una molécula ubicada en una cierta posición, al cabo de un tiempo t va a encontrarse en otra posición habiendo recorrido un camino totalmente aleatorio (**Figura 2.30**).

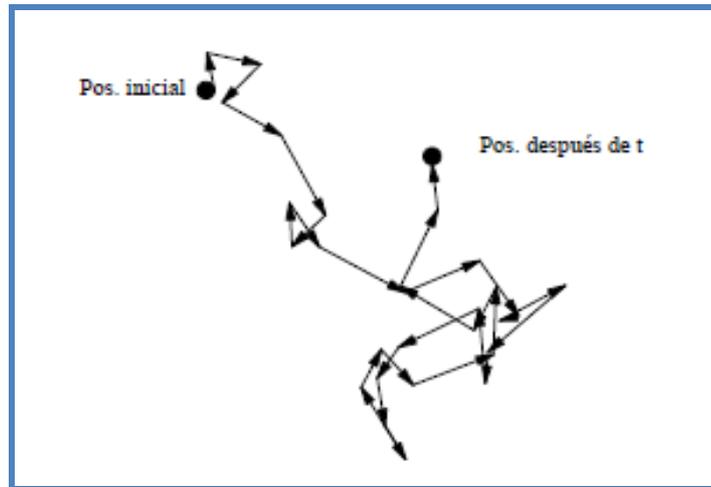


Figura N° 2.30. Movimiento de una molécula generado por la difusión. ^[9]

Las constantes de difusión son distintas para el agua y para el petróleo debido fundamentalmente a las diferencias de viscosidad, esta propiedad es usada para diferenciar señales provenientes de agua de las provenientes de petróleo (**Figura 2.31**). Para utilizar las propiedades de difusión en los registros es necesario realizar la medición en presencia de un gradiente de campo magnético y realizar dos adquisiciones con distintos tiempo entre ecos TE . ^[9]

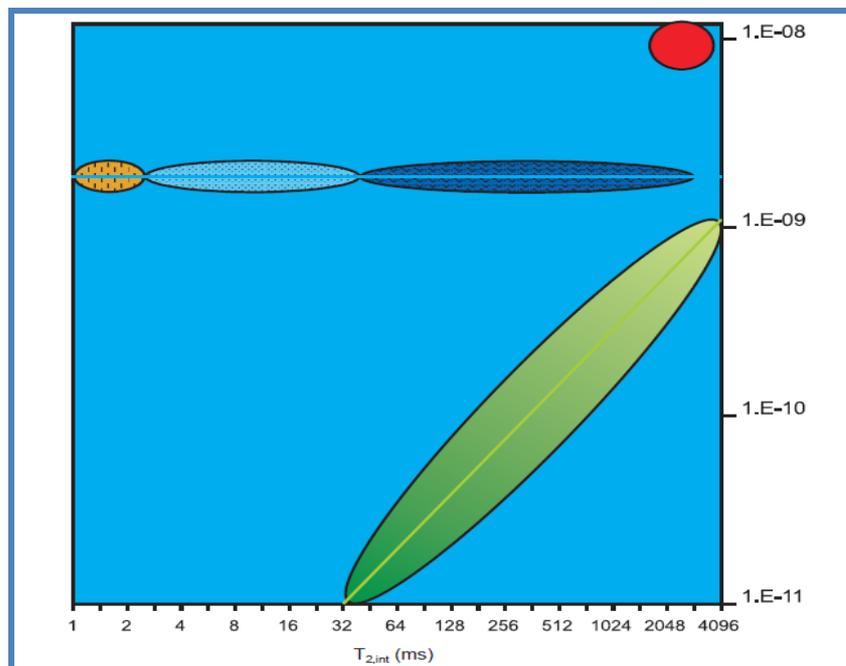


Figura N° 2.31. Gráfico de difusión, mostrando cambios de la constante de difusión y T2 para la señales de hidrocarburo y agua. ^[14]

Donde,

	Línea de agua
	Línea de petróleo
	Agua ligada a las arcillas
	Agua irreducible
	Agua móvil
	Petróleo liviano mediano/filtrado de a lodo base de aceite
	Petróleo viscoso
	Gas

2.3. Imagen Microresistiva “Star”

Las imágenes STAR, son imágenes resistivas de la formación operadas en pozos con sistemas de lodos conductores (lodos base agua). Gracias a su alta resolución vertical y azimutal, estos registros proveen información geológica y petrofísica de gran interés, los cuales han permitido completar y mejorar los modelos de los yacimientos. ^[15]

2.3.1. Principio y Funcionamiento de las Imágenes Resistivas

Las imágenes microresistivas funcionan como aparatos de resistividad, cuyas lecturas están condicionadas a parámetros tales como: Litología de la formación, tipo de fluidos en el yacimiento, composición de lodo, contenido de arcillosidad, invasión en la zona lavada, etc.

La herramienta posee 6 brazos independientes, cada uno de los cuales contiene una almohadilla con superficie conductiva (patines) en las cuales se encuentran un conjunto de electrodos. Al desplegarse los brazos, a consecuencia de su diseño, los patines quedan en contacto directo contra las paredes del pozo lo cual asegura un óptimo contacto con la formación, incluso en pozos desviados.



Figura N° 2.32. Imagen resistiva "STAR". A la derecha detalle de uno de los patines. ^[16]

Cada patín posee 24 sensores, resultando un total de 144 mediciones de microresistividad con una resolución vertical y azimutal de 0,2 Pulgadas (**Figura 2.32**, derecha). Se utiliza una diferencia constante del voltaje entre el electrodo de vuelta y los patines, para crear una corriente alterna de baja frecuencia que atraviesa la formación; mientras que los microelectrodos simultáneamente registran una medición de la densidad de la corriente de la formación, estas medidas son una función de la conductividad de la formación y del voltaje aplicado.

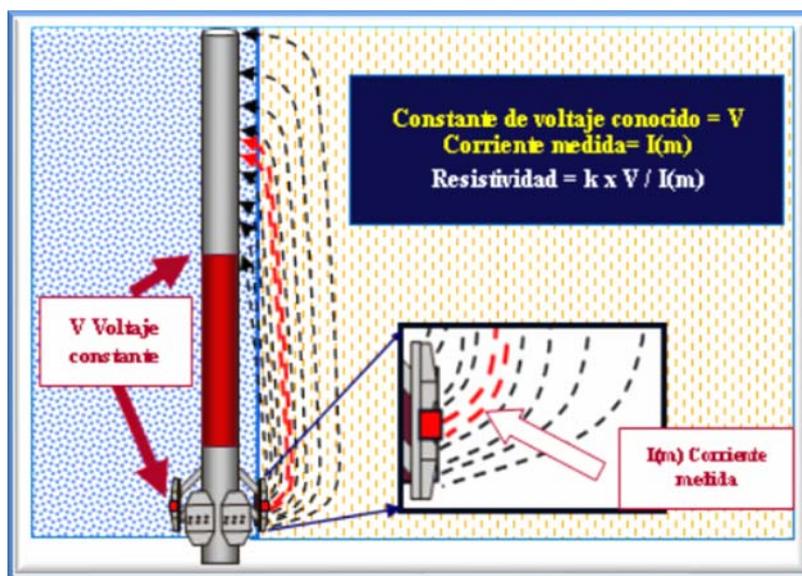


Figura N° 2.33. Principio medición de las imágenes resistivas STAR. ^[15]

Las curvas adquiridas se corrigen por variaciones de velocidad y las lecturas se orientan con respecto al norte magnético. Luego cada señal obtenida por sensor, se integra con la señal de los 23 botones restantes para generar así la imagen de cada patín. La imagen resistiva es presentada por colores claros en formaciones de resistividad alta y colores oscuros para formaciones de baja resistividad.

El ancho de la imagen corresponde al despliegue planimétrico de las distintas lecturas capturadas por los patines en el hoyo en forma circunferencial o elíptica dependiendo de las condiciones del hoyo. ^[15]

2.3.2. Aplicaciones

Las aplicaciones de estos registros son variadas fundamentalmente porque proporcionan un conjunto de datos orientados de alta resolución que permiten una descripción geológica detallada, entre estas se incluyen:

2.3.2.1. Análisis Estructural

El uso más común de estos registros es en la determinación del buzamiento estructural de los estratos (identificación y visualización). Además, es empleado en la clasificación de los eventos estructurales, determinación de fracturas, fallas locales, disconformidades, uniconformidades, integración con sísmica. En la identificación tipos de fracturas proporciona diferencias entre fracturas naturales o inducidas por la perforación, fracturas conductivas y resistivas, fracturas parcialmente abiertas o parcialmente cerradas. Además, permite la descripción de la morfología, análisis de frecuencia, densidad y extensión de las mismas. ^[15]

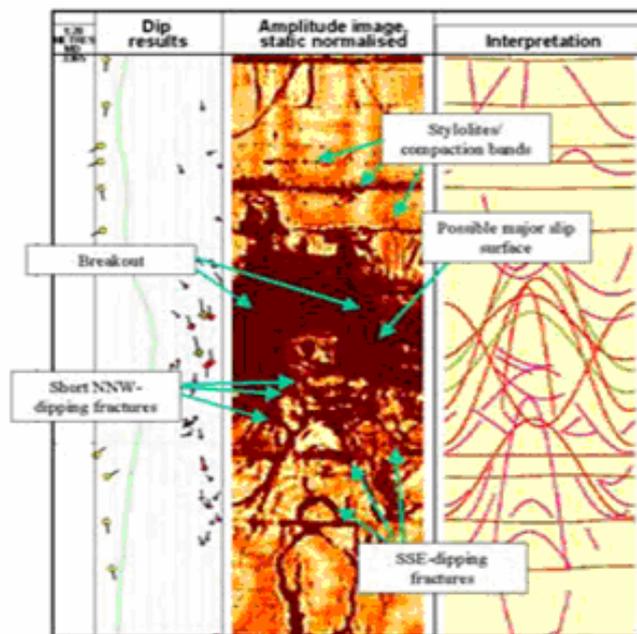


Figura N° 2.34. Registro de imágenes resistivas mostrando interpretación y descripción de fracturas. ^[15]

2.3.2.2. Análisis Estratigráfico

Permite la identificación litológica general a través de los contrastes resistivos, determinación de textura de rocas (masivas, laminadas, bioturbadas, etc.), definir espesores y forma de los estratos. ^[15]

2.3.2.3. Análisis Sedimentológico

La alta resolución de las imágenes permite la identificación de estructuras sedimentaria (estratificación cruzada, laminación horizontal, ripples etc), analisis de ichnofabricas, estimación de dirección de paleocorrientes, definición de litofacies. Estas interpretaciones deben estar basadas en la integración núcleo-imagen, integración de otros registros e información geológica local. ^[15]

2.3.2.4. Análisis de Núcleo

Contribuye en la puesta en profundidad, orientación y cobertura de intervalos de núcleo no recuperado, ya que son adquiridas durante largos y continuos intervalos donde se lleva un control preciso de profundidad y orientación. ^[15]

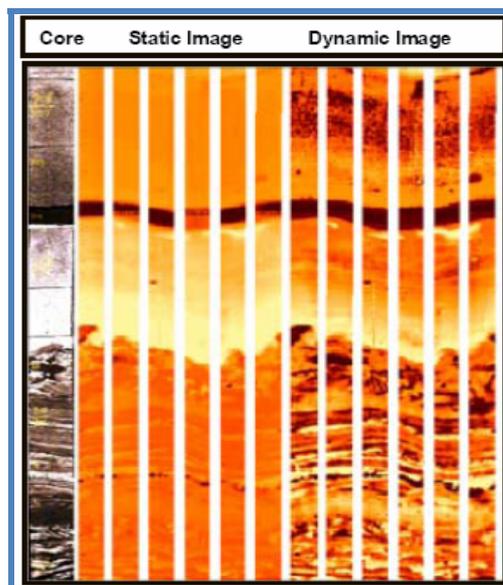


Figura N° 2.35. Registro de imágenes resistiva integrada con núcleo de roca. ^[15]

2.3.2.5. Petrofísica

Permite determinar los espesores de arena neta petrolífera, identificar barreras de flujo, determinar heterogeneidades y permeabilidad.

Ayuda en la mejor definición de los intervalos a tomar muestra, presión, prueba de fluido etc. Además, es empleada en la correlación de pozos y construcción de cortes geológicos.

Estas imágenes al ser usadas en conjunto con otros registros reducen la incertidumbre de las interpretaciones; sin embargo, hay que tomar en cuenta que los registros de imagen no son fotografías, poseen resolución limitada, están afectadas por condiciones del pozo, tipo de lodo y modo de adquisición; por lo tanto no pueden reemplazar totalmente a los núcleos. ^[16]

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. Tipo de Investigación

El desarrollo de esta investigación fue basado en el estudio de los diversos modos de adquisición y métodos de interpretación de RMN aplicados a la Faja Petrolífera del Orinoco, a fin de determinar cuáles son los más adecuados para dicha formación de manera que contribuyan considerablemente a una mejor interpretación Petrofísica. En tal sentido, la investigación que se efectuó en este proyecto fue de tipo Explicativa; según Arias F. (2006) quién sostiene que: “Los estudios explicativos se basan en buscar el porqué de los hechos, pueden ocuparse tanto de la determinación de las causas, como los efectos”; ya que dicha investigación a través del estudio detallado de los diferentes modos de adquisición y el reprocesamiento de los pozos para comparar los métodos de interpretación, se logró buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa y efecto.

3.2. Diseño de Investigación

El diseño de investigación corresponde a la investigación documental y experimental simultáneamente. Investigación documental, debido a que la información proviene de un proceso de búsqueda de material bibliográfico, el cual se basa en documentos, estudios y trabajos que son afines al tema de estudio, este material puede estar contenido de forma física, como libros, revistas entre otros y además en digital como páginas Web; todo esto con la intención del análisis, crítica e interpretación de los datos y resultados. Por otra parte se considera una investigación experimental, puesto que dicho estudio consiste en someter a un grupo de variables a determinadas condiciones o estímulos (variable independiente), para observar los efectos que se producen (variable dependiente).

3.3. Población y Muestra

3.3.1. Población

En la presente investigación se manejó como universo de estudio todos los aspectos relacionados a la Resonancia Magnética Nuclear aplicada a la Faja Petrolífera del Orinoco, para verificar así la factibilidad de uso y éxito en las evaluaciones Petrofísicas. En tal sentido, la población estuvo representada por 11 pozos perfilados en la Faja Petrolífera del Orinoco por Baker Hughes entre los años 2007 -2010.

3.3.2. Muestra

La muestra seleccionada, para alcanzar los objetivos del estudio, está conformada por los pozos perfilados con RMN cuyas secciones principales y repetidas hayan sido corridas con diferentes Modos de Adquisición a fin de seleccionar el modo óptimo, además de pozos perfilados con registros de RMN y registros de Imagen Microresistiva, para establecer las comparaciones geológicas necesarias para la determinación del Método de procesamiento más acertado, así como datos PVT correspondientes a pozos perfilados por RMN que permitieron el cálculo de viscosidad del hidrocarburo, lo que conformó una muestra de 11 pozos para el estudio.

3.4. Procedimiento Metodológico

Se diseñó un procedimiento metodológico que permitiese estructurar de manera ordenada y consecuente todos los pasos ejecutados en el contexto de la investigación entre los cuales se incluye básicamente los siguientes tópicos: Recopilación de información y de datos de perfiles de pozos, procesamiento de registro y análisis de viscosidades de crudos, como se muestra en la **Figura 3.1**.

Cada secuencia fue desarrollada en principio de forma independiente, y luego sus resultados fueron agrupados e integrados para realizar los análisis e interpretaciones y determinar las relaciones que hubiera lugar, permitiendo así realizar las conclusiones y recomendaciones pertinentes.

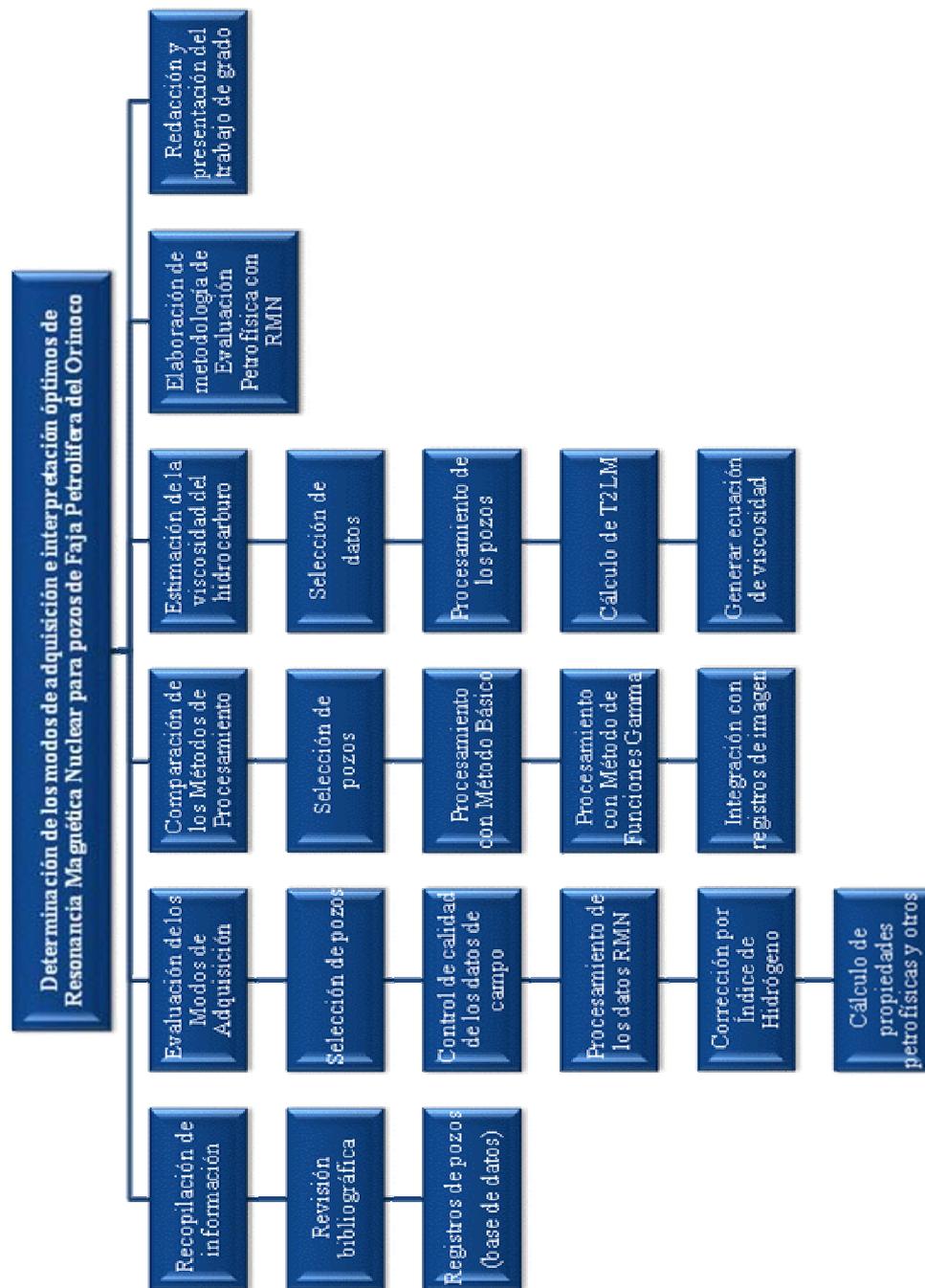


Figura N° 3.1. Procedimiento metodológico.

3.4.1. Etapa I: Recopilación de Información

3.4.1.1. Revisión Bibliográfica

Esta primera etapa cubrió la revisión de recursos bibliográficos accesibles, tales como textos, trabajos especiales, tesis de grado, revistas, manuales, normas, informes técnicos y publicaciones en Internet referentes al tema de investigación, haciendo énfasis en dos tópicos principales; en primer lugar, información referente a los Registros de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) con el propósito de obtener conocimientos generales del principio de funcionamiento, aplicaciones de la herramienta, modos de adquisición e interpretación de los datos; y en segundo lugar, la revisión de estudios geológicos realizados en la Faja Petrolífera del Orinoco para obtener información petrofísica y de caracterización de hidrocarburos en el área; todo esto con la finalidad de tener un amplio conocimiento que permita tener fácil dominio de los términos, procedimientos y el área de estudio durante el desarrollo de los objetivos planteados en la investigación.

3.4.1.2. Registros de Pozos (Base de Datos)

Consiste en la revisión de todos los pozos perfilados por la compañía Baker Hughes, seleccionando aquellos pozos perfilados con Resonancia Magnética Nuclear en la Faja Petrolífera del Orinoco, a fin de ubicar los datos requeridos para el procesamiento de los mismos y registros básicos usados en la presente investigación, así como los registros procesados complementarios de Imágenes Micro-Resistivas, los cuales conforman la base de datos del proyecto.

Esta información fue obtenida de la base de datos del Departamento de Geociencias de Baker Hughes con la permisología otorgada por la compañía operadora estatal Petróleos de Venezuela (PDVSA).

Una vez ubicados los datos crudos en digital generados durante el perfilaje de pozos (archivos con extensión “.meta”, “.pdf”, “.aff”, “.xtf”) de los discos respaldos y del servidor ubicado en la Ciudad de El Tigre usado por el Grupo de Geociencias para el almacenamiento y sitio de trabajo de los procesamientos con los que labora el departamento, se procedió a la revisión y selección de los pozos según los objetivos planteados para el estudio.

3.4.2. Etapa II: Evaluación de los Modos de Adquisición de Datos de RMN

3.4.2.1. Selección de Pozos

Con el fin de seleccionar el modo de adquisición que mejor se ajusta a la Faja Petrolífera del Orinoco fue necesaria la revisión de los modos empleados en los pozos perfilados por Baker Hughes en dicha área.

La selección fue basada en aquellos pozos perfilados con RMN cuyas secciones principal y repetida hayan sido perfiladas con modos de adquisición diferentes en la Faja Petrolífera del Orinoco. Inicialmente se contó con un número de 40 pozos, posteriormente este volumen de pozos fue filtrado por diversas causas como: Falta de identificación de los modos aplicados en el perfilaje, pozos corridos con un único modo de adquisición, lo que dio como resultado 5 pozos disponibles para esta parte del estudio.

3.4.2.2. Control de Calidad de los Datos de Campo

Previo a los procesamiento es necesaria la revisión minuciosa de los datos de campo a fin de corroborar el correcto funcionamiento de la herramienta durante el perfilaje, así como la toma de datos; ya que los mismos se pueden ver afectados por distintas causas y de esta manera influir directamente en los procesamientos e interpretaciones posteriores, obteniéndose una interpretación errada de la formación.

Además, se prestó atención adicional a los siguientes parámetros usados en campo: Modo en que se perfiló la herramienta, tiempo de espera (TW), tiempo intereco (TE), cutoff del agua ligada a las arcillas (CBW), cutoff fluidos irreducibles (MBVI) y cutoff de fluidos movibles (MBVM), ya que estos son parámetros determinantes en la interpretación de RMN (**Figura 3.2**).

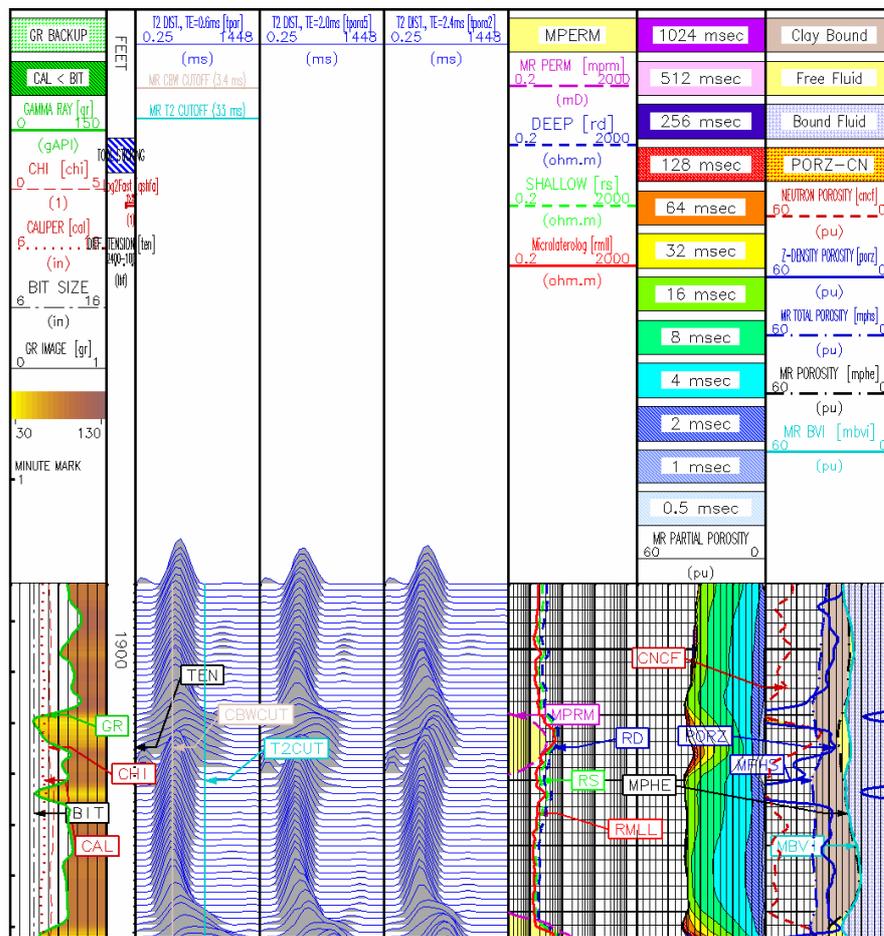


Figura No 3.2. Ejemplo de registro de campo de RMN.

3.4.2.3. Procesamiento de los Datos RMN

Para iniciar la evaluación de los Modos de Adquisición de datos de RMN, se procedió a procesar cada sección o tramo de los pozos en estudio (principal y

repetida), a fin de mantener fijos algunos parámetros, tales como: Los valores de corte para CBW y BVI, que podrían ocasionar algún cambio en los espectros generados durante el procesamiento, permitiendo una comparación entre iguales procesamientos y en función a estos realizar las comparaciones entre variables que podrían ser determinantes en la selección del modo de adquisición óptimo tales como, porosidad total, volumen de fluidos, distribución de T2, T2LM, entre otras.

Previa a la ejecución de esta etapa fue necesario el entrenamiento del programa WorkFlow Manager empleado para la interpretación petrofísica de RMN, además de la familiarización con los diferentes módulos del mismo.

3.4.2.3.1. Workflow Manager

El Software WorkFlow Manager (WFM) de la empresa Baker Hughes (**Figura 3.3**), es un sistema informático que gestiona y define una serie de tareas, comprende a través de una serie de módulos y aplicaciones internas, la ejecución de flujos de trabajos que incluye la carga, el manejo y visualización de la data. Este software posee una estructura de trabajo desarrollada para cada registro a interpretar (**Figura 3.4**), siendo posible modificar las mismas, así como crear nuevos flujos de trabajo en función a los requerimientos del estudio a realizar.

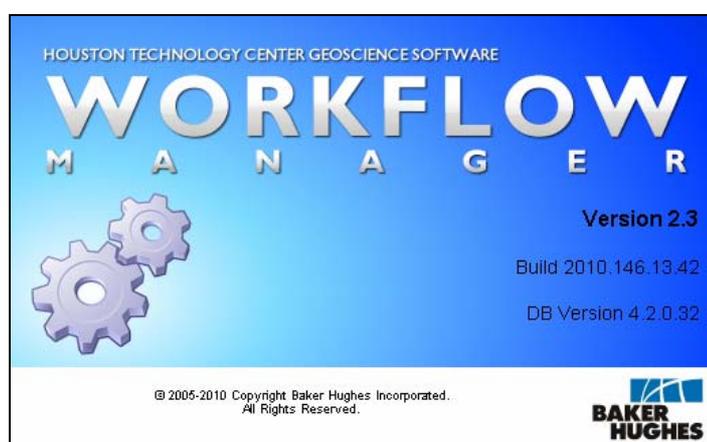


Figura N° 3.3. Pantalla de presentación de la plataforma de Workflow Manager, Versión 2.3.

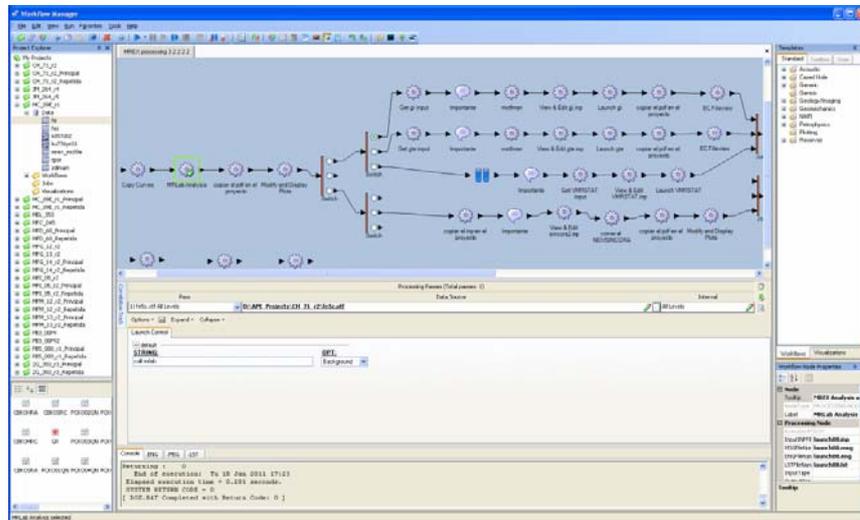


Figura N° 3.4. Pantalla principal de WFM, flujo de trabajo de los registros de RMN.

3.4.2.3.2. Modulo MRLab

El primer análisis que se realiza para el procesamiento de RMN es usando el módulo de WorkFlow Manager llamado MRLab. Para dar inicio a este modulo, es necesario convertir los archivos de campo (.aff, .xtf) al formato MRLab (NTMR).

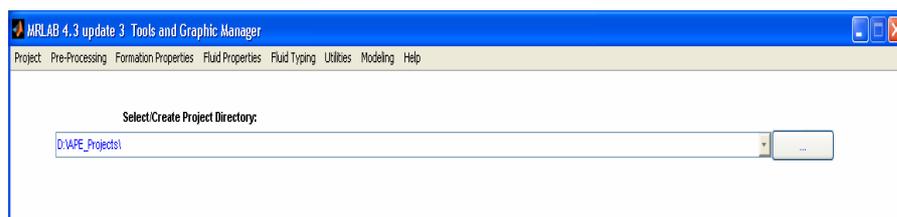


Figura 3.5. Pantalla principal de MRLab.

Una vez convertidos los datos de campo al formato MRLab se procede a cargar los mismos, y dependiendo del modo de adquisición de los datos registrados en campo sujetos a la herramienta de RMN tales como: PoroPerm, PoroPerm+Oil, PoroPerm+Gas, etc., que corresponden a secuencias de pulsos definidas específicamente de acuerdo a los hidrocarburos presentes en el

reservorio, se generan una serie de procesamientos avanzados, entre ellos se encuentran: Fast BW, FE Basic, FE+Oil y FE+Gas, para obtener parámetros petrofísicos tales como porosidades parciales, permeabilidad, entre otros (**Figura 3.6**).

Para efectos de este proyecto todos los pozos fueron procesados a través del modelo FE+Oil, puesto que este está diseñado para ser empleado en formaciones contenedoras de petróleo.

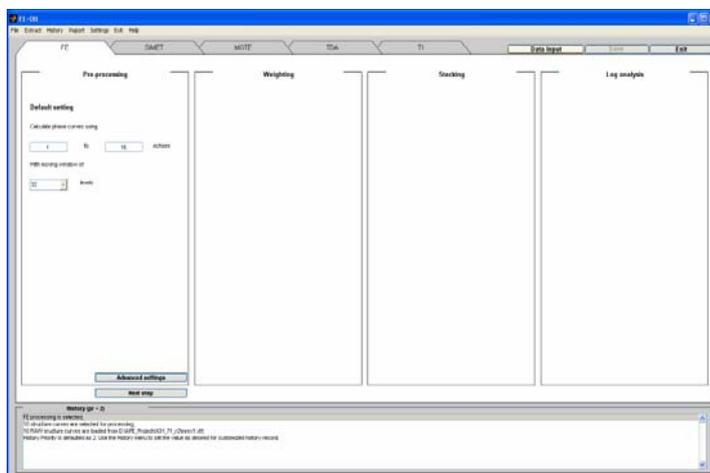


Figura N° 3.6. Pantalla de Pre-Procesamiento de FE+Oil (Evaluación de Formación de Petróleo).

En esta etapa se realizaron diferentes controles de calidad de las curvas adquiridas entre las que se incluye la relación señal/ruido la cual es de gran importancia ya que, una alta relación señal/ruido es necesaria para una mejor calidad de registro, alto ruido ocasiona una distorsión de la señal lo que podría resultar en una mala interpretación (**Figura 3.7**). Si los datos cumplen con los estándares de control de calidad, se someten al siguiente paso que es el proceso de inversión de ecos el cual para efectos de esta etapa, es el Método de Funciones Gamma el aplicado.

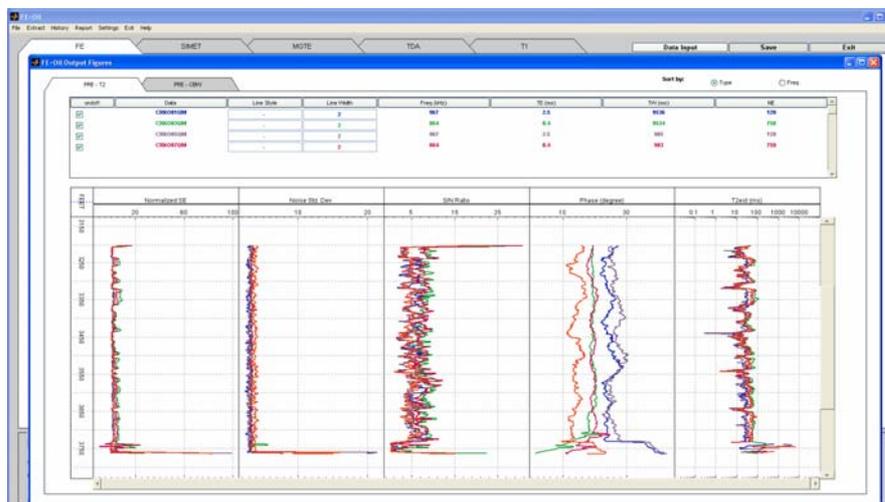


Figura N° 3.7. Pantalla de Pre-Procesamiento de FE+Oil, Control de Calidad Señal/Ruido.

3.4.2.3.3. Modulo Log Manager

Log Manager constituye otro módulo de WorkFlow Manager (**Figura 3.8**), el cual nos permite visualizar, editar e incluso crear nuevas curvas de los registros obtenidos. Un uso importante de este módulo es hacer correcciones de profundidad en caso de existir algún desfase entre las curvas.

La corrección de curvas fuera de profundidad (Depth shift) es indispensable, de modo que todas las curvas que intervienen en el procesamiento estén en profundidad y en coherencia con el resto de las curvas del registro, por lo que pies a pies el fenómeno medido debe coincidir a la misma respuesta de los fluidos y litología presentes en la formación. Para ello se revisa una a una las curvas evaluando sus respuestas y su posición en el registro, tomando como referencia el primer registro que se perfiló en la bajada de las herramientas o el registro usado en campo como referencia de profundidad que por lo general es un registro inductivo.

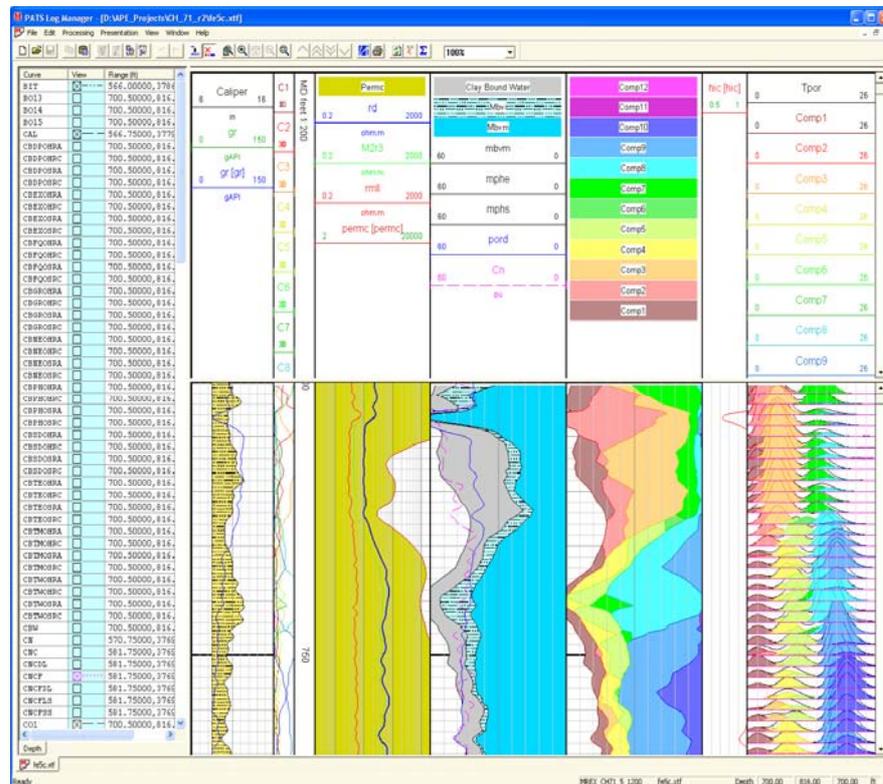


Figura N° 3.8. Pantalla de Log Manager, identificación de las curvas procesadas.

3.4.2.4. Corrección de Fluidos por Índice de Hidrógeno (HIC)

La corrección por Índice de Hidrógeno se realizó a través del programa *CMOVNEW* desarrollado por la empresa Baker Hughes, el cual permite corregir las porosidades obtenidas en el procesamiento cuando los crudos son muy viscosos, ya que en este caso la relación de índice de Hidrógeno se halla por debajo del estándar usado para fluidos con características similares al agua de formación; es decir, de omitirse esta corrección las porosidades obtenidas son subestimadas conduciendo a una disminución de la porosidad real de la formación.

Por otra parte, esta corrección permite reubicar el volumen de hidrocarburo pesado en la porción de fluidos móviles, aunque los tiempos de decaimiento que representan son similares al de las arcillas.

3.4.2.5. Cálculo de Propiedades Petrofísicas y otros.

Porosidades

La porosidad obtenida con la herramienta de RMN se define con la siguiente ecuación:

$$MPHS = CBW + BVI + BVM \quad (\text{Ec. 3.1})$$

$$MPHE = BVI + BVM \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

MPHS: Porosidad total.

MPHE: Porosidad efectiva.

CBW: Fracción de agua ligada a las arcillas.

BVI: Fracción de agua irreducible.

BVM: Fracción de fluido móvil.

Permeabilidad (k)

La permeabilidad obtenida del registro de RMN fue calculada a través de la ecuación de Coates usando las porosidades obtenidas del procesamiento y los siguientes parámetros: C=10, m=4, n=2

$$K = \left(\frac{MPHE}{C} \right)^m * \left(\frac{BVM}{BVI} \right)^n \quad (\text{Ec. 3.3})$$

Siendo,

K: Permeabilidad obtenida con la ecuación de Coates.

C, m, n: Constantes.

Saturación de Agua (S_w)

La saturación de agua empleada para la evaluación Petrofísica de RMN es calculada a través de la ecuación de Archie,

$$S_w^n = \frac{a * R_w}{\phi^m * R_t} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

Donde:

R_w : Resistividad del agua.

R_t : Resistividad de la formación.

Φ : Porosidad de registro de densidad.

a, n: Constantes.

Arcillosidad (V_{sh})

El índice de arcillosidad representa el volumen de arcilla presente en la formación, éste se determinó mediante la siguiente ecuación:

$$V_{sh} = \frac{GR_{Log} - GR_{Min}}{GR_{Max} - GR_{Min}} \quad (\text{Ec. 3.5})$$

Donde,

GR_{Log} : Registro Gamma Ray.

GR_{Min} : Valor mínimo promedio del registro Gamma Ray.

GR_{Max} : Valor máximo promedio del registro Gamma Ray.

Promedio Geométrico (T2LM)

El T2LM es una medida del promedio geométrico de las ondículas generadas por el procesamiento de Funcionen Gamma de RMN, se determina de la siguiente manera:

$$T_{2LM} = \sqrt[n]{T1^{S1} * T2^{S2} * T3^{S3}} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Donde:

S= Comp_n-Comp_{n-1}

n: Es la suma de S

T: Es el tiempo correspondiente a cada componente de S.

En número de S en la ecuación corresponde a las componentes referidas al hidrocarburo pesado, las cuales son variable para cada pozo.

Resistividad de la Zona Invasada (Rxo)

Resistividad de la formación en la zona invadida por el filtrado del lodo de perforación, se obtiene de la forma siguiente:

$$Rxo = \frac{Rmf}{\phi^m * Sxo^n} \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Donde:

Rmf: Resistividad del lodo a temperatura de yacimiento.

Φ: Porosidad del registro Neutrón.

Sxo: Saturación de petróleo en la zona invadida.

3.4.3. Etapa III: Comparación de los Métodos de Procesamiento de RMN

3.4.3.1. Selección de Pozos

Para el cumplimiento de esta etapa fue necesario reconsiderar los pozos seleccionados inicialmente, puesto que se requiere que dichos pozos además de ser perfilados por RMN, contarán con registros de imagen microresistiva (STAR)

para establecer las comparaciones geológicas necesarias, lo cual llevó a un total de 5 pozos estudiados en esta etapa.

3.4.3.2. Procesamiento de Datos con Método Básico o Convencional (Delta de Dirac)

El procesamiento básico de RMN consiste en una secuencia de pasos, donde el último de ellos, radica en tomar los ecos que se encuentran en el dominio de tiempo y transformarlos al dominio de T_2 , esto con el objetivo de darle sentido petrofísico a los ecos. Para este procesamiento, se inicia de manera similar a la aplicada en la etapa anterior para el procesamiento de los datos, convirtiendo los datos de campo al formato compatible con MRLab (**Figura 3.9**), con la diferencia que en la última sección de este módulo es necesario cambiar el método de inversión de ecos a “CS Joint” que es el correspondiente al método de Procesamiento convencional o básico, el cual permite obtener una distribución de T_2 conjunta.

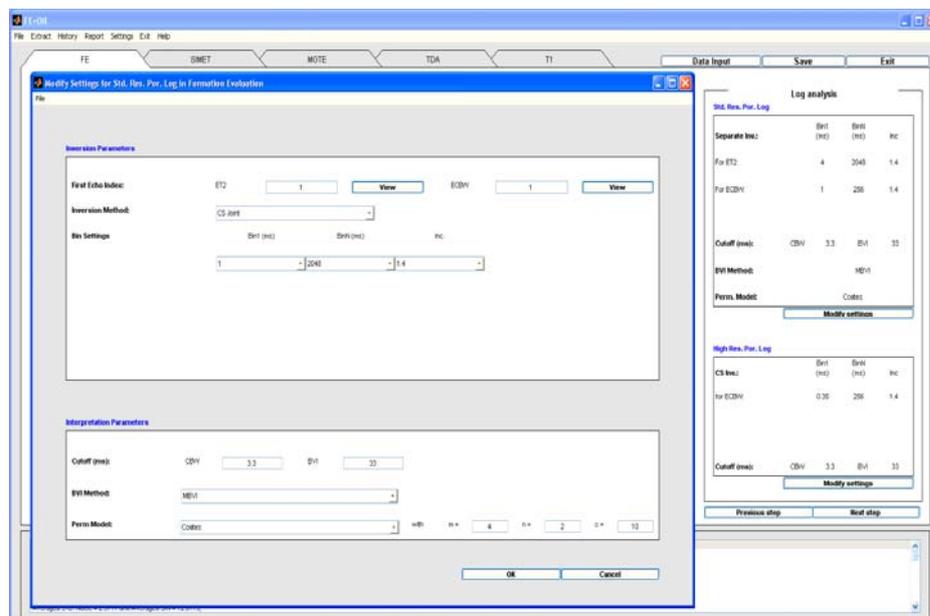


Figura N° 3.9. Pantalla de FE+Oil, Modificando el Método de Procesamiento, CS Joint.

Al finalizar en MRLab, se procede en WorkFlow Manager a completar el flujo de trabajo del procesamiento respectivo.

3.4.3.3. Procesamiento de Datos con Método de Funciones Gamma

El procesamiento de Funciones Gamma corresponde al aplicado en la Etapa II, el cual en lugar de emplear funciones exponenciales, utiliza funciones probabilísticas generando un espectro de T_2 mucho más consistente desde el punto de vista matemático y Geológico, además, visualmente, es significativamente más simple para un análisis petrofísico. Este procesamiento se inicia con MRLab desde WFM (**Figura 3.10**), seleccionando FE+Oil como pre-procesamiento y seleccionando el método de inversión “CS Separate” correspondiente a las Funciones Gamma a fin de obtener una distribución de T_2 que separe las señales en forma de ondículas.

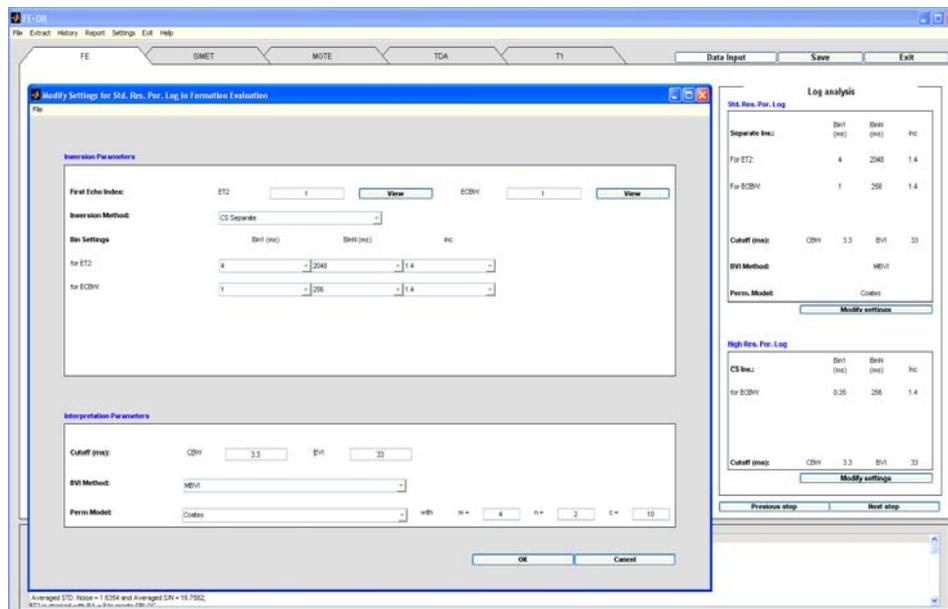


Figura N° 3.10. Pantalla de FE+Oil, Modificando el Método de Procesamiento, CS Separate.

3.4.3.4. Integración con Registros de Imagen

Una vez procesados todos los pozos con ambos métodos de procesamiento (Básico y de Funciones Gamma) se procedió a la integración de estos y posteriormente la correlación con sus respectivos registros de imagen resistiva, a fin de establecer comparaciones entre ambos procesamientos y corroborarlos con la imagen, y de esta forma establecer las comparaciones geológicas necesarias para el cumplimiento del objetivo planteado.

3.4.4. Etapa IV: Estimación de la Viscosidad del Hidrocarburo en Función de los Datos de RMN.

3.4.4.1. Recolección de Datos

Para esta etapa se planteó determinar una ecuación que relacione la viscosidad del mismo con su respectivo T2LM; para ello fue necesario identificar aquellos pozos perfilados por Baker Hughes con registros de Resonancia Magnética Nuclear y muestra de fluidos a las cuales se les hayan realizado análisis PVT. Una vez identificados dichos pozos se procedió a ubicarlos y restaurar los archivos de campo con extensión “.aff” y “.xtf” para su posterior procesamiento a través de Funciones Gamma. Por otro lado, fue solicitada la ayuda de PDVSA para el suministro de los resultados obtenidos de los análisis PVT.

3.4.4.2. Procesamiento de los Pozos

Una vez ubicados y restaurados los datos de campo (“.aff” y “.xtf”) de los pozos respectivos, se procedió a su procesamiento a través del Método de Funciones Gamma, de la misma manera que se hizo en la etapa anterior.

3.4.4.3. Cálculo de T2LM

Luego del procesamiento de los pozos, el paso siguiente consiste en la ubicación en el registro de la arena donde fue tomada la muestra de fluidos para su posterior análisis PVT. Seguidamente, se procedió al cálculo del valor promedio de T2LM en esa arena a través de la Ecuación 3.6, empleada en la etapa anterior, considerando para cada pozo solo las componentes correspondientes al crudo pesado a fin de obtener un valor de T2LM fiel del área.

3.4.4.4. Generar Ecuación de Viscosidad

Una vez suministrados por PDVSA los resultados de los estudios PVT representativos y consistentes de las muestras de fluidos tomadas, los cuales corresponden a los valores de viscosidad determinados a través de la prueba de liberación diferencial a la presión de yacimiento, se procedió a su utilización para la elaboración de un gráfico de Viscosidad en función de los valores promedios de T2LM determinados a través de los registros de RMN.

3.4.5. Etapa V: Elaboración de una Metodología para la Evaluación Petrofísica de la FPO Empleando RMN

Una vez evaluados los diversos modos de adquisición e interpretación de RMN aplicados a la Faja Petrolífera del Orinoco, conociendo cuáles de ellos se ajusta mejor a las características reales de la formación, así como establecida la ecuación matemática dependiente de la distribución de T2 para la estimación de la viscosidad del crudo, se procedió a elaborar un procedimiento de evaluación Petrofísica que permita ser empleado en las evaluaciones de futuros pozos del área, obteniendo resultados satisfactorios.

3.4.6. ETAPA VI: Redacción y Presentación del Trabajo de Grado

En esta etapa se recaudó toda la información procesada desde el inicio del desarrollo de la primera etapa en la cual se realizó la revisión bibliográfica, hasta la culminación del último objetivo, y paralelamente fue redactada la investigación con las demás etapas según la normativa exigida por la Universidad De Oriente, para su posterior presentación.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y RESULTADOS

4.1. Evaluación de los Modos de Adquisición de Datos de RMN

La resonancia magnética como método de evaluación de formación ha sido aplicada en muchas aéreas con excelentes resultados, sin embargo, la Faja Petrolífera del Orinoco es un caso particular, ya que se presenta una superposición entre la señal de petróleo y la del CBW en las mediciones efectuadas. Una de las posibles causas de dicha superposición es la arcillosidad en ciertas áreas, ya que los tiempos de relajación para ambas señales (hidrocarburo pesado y arcillas) suelen ser similares.

Para combatir la incertidumbre de la superposición de estas señales, se han desarrollados diversos modos de adquisición de datos para la Faja Petrolífera del Orinoco, que han sido evaluados para determinar cuál de ellos representa mejor las condiciones del área, tras estudios previos se tiene idea de cuál modo de adquisición debe ser empleado en función de la zona que se desea perfilar, sin embargo, es necesario hacer énfasis en cuál modo de adquisición se representa petrofísicamente mejor la zona estudiada, para ello se realizó principalmente una evaluación petrofísica que permitiera identificar las posibles variables que influyen en mayor o menor medida en la selección del modo de adquisición óptimo para la Faja Petrolífera del Orinoco, y posteriormente evaluar cada una de estas variables.

4.1.1. Evaluación Petrofísica

Cada yacimiento presenta diferentes retos desde el punto de vista Petrofísico, los cuales podrían estar relacionados con el cálculo de la porosidad (total y/o efectiva), saturación de agua movable, permeabilidad, movilidad,

viscosidad, identificación de la calidad del crudo y, en el caso de crudos pesados, como la Faja Petrolífera del Orinoco, su diferenciación con el agua dulce.

A continuación se muestra una breve evaluación petrofísica para cada pozo estudiado, mostrando sus registros de RMN correspondientes, manteniendo en cada una de las siguientes figuras ambas secciones del pozo, siendo el lado izquierdo representado por la sección principal y en el lado derecho la sección repetida.

4.1.1.1. Pozo A

Como se observa en la **Figura 4.1**, se muestra una arena de espesor, aproximado de 80 Pies, dicha arena es relativamente limpia mostrada por la curva de Gamma Ray (GR) y corroborado por la cercanía de las curvas de Densidad-Neutrón.

Se observa las componentes correspondientes a hidrocarburo pesado Comp1, Comp2 y Comp3 en menor proporción, en ambas secciones, sin embargo, en la sección repetida la proporción de la Comp1 incrementa respecto a la sección principal, al igual que la Comp4 correspondiente a la arcillosidad de la formación. Por otro lado, se puede apreciar agua libre tanto de formación (componentes de color azul) como agua del filtrado de lodo de perforación (componentes de color fucsia), notándose un desplazamiento de estas señales hacia la derecha en la sección repetida, es decir, es esta última sección las componentes tienden a desplazarse hacia tiempos de relajación mayores.

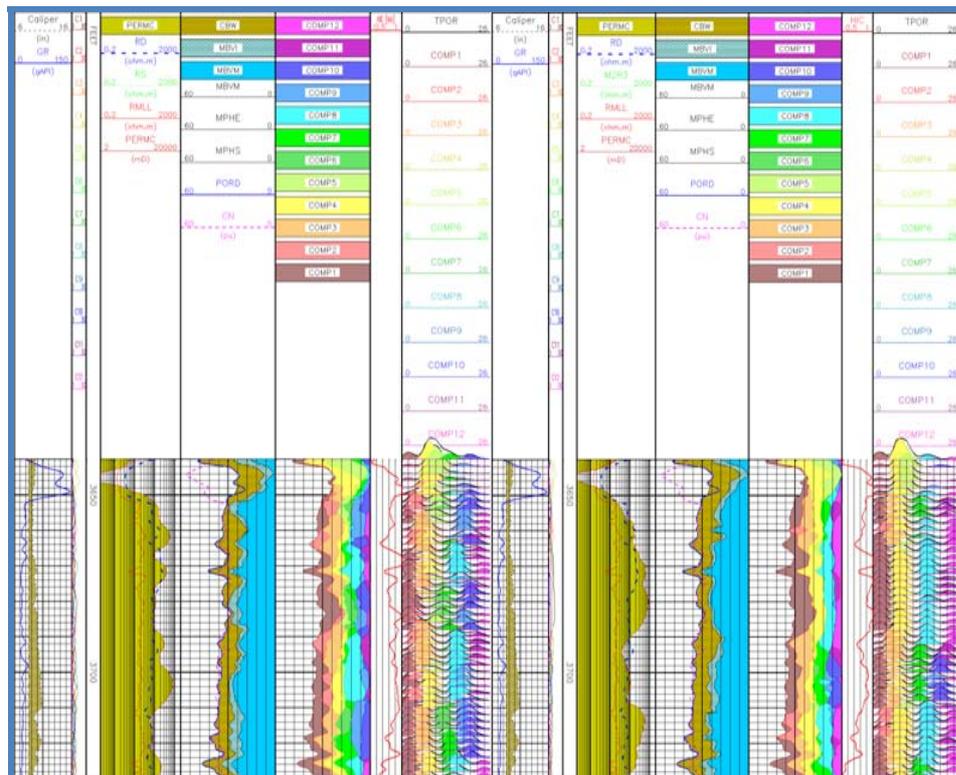


Figura N° 4.1. Pozo A. Sección Principal PPOF (Derecha), Sección Repetida PPHO (Izquierda).

4.1.1.2. Pozo B

Intervalo que presenta mucha arcillosidad representada por la componente de color amarillo, se puede notar que dicho color se exhibe en mayor proporción en las zonas correspondientes de mayor radioactividad, es decir, zonas con tendencia lutítica, justo en la zona intermedia de este intervalo, tal como se muestra en la **Figura 4.2.**

Se cuenta con 2 arenas, una superior de aproximadamente 10 Pies con un lignito en el tope y mayor resistividad hacia la base; la segunda arena dispuesta hacia la parte inferior de la sección es de aproximadamente 15 Pies, con un lignito intercalado a la profundidad de XX93 Pies. La señal de hidrocarburo pesado es la correspondiente a las Comp1, Comp2 y Comp3, predominando Comp1 y en la

sección principal esta última (Comp1) aparece en pequeñas zonas que no se muestra en la sección repetida, incluso en zona de lutitas, esto se debe, a la similitud de los tiempos de relajación del crudo pesado con los tiempos de CBW.

Las curvas de resistividad permanecen muy cercas lo cual es indicativo de no existir invasión del lodo a la formación, dicha información se corrobora a través de las componentes al observar escasa señal de agua móvil, siendo esta poca señal proveniente de agua libre de formación.

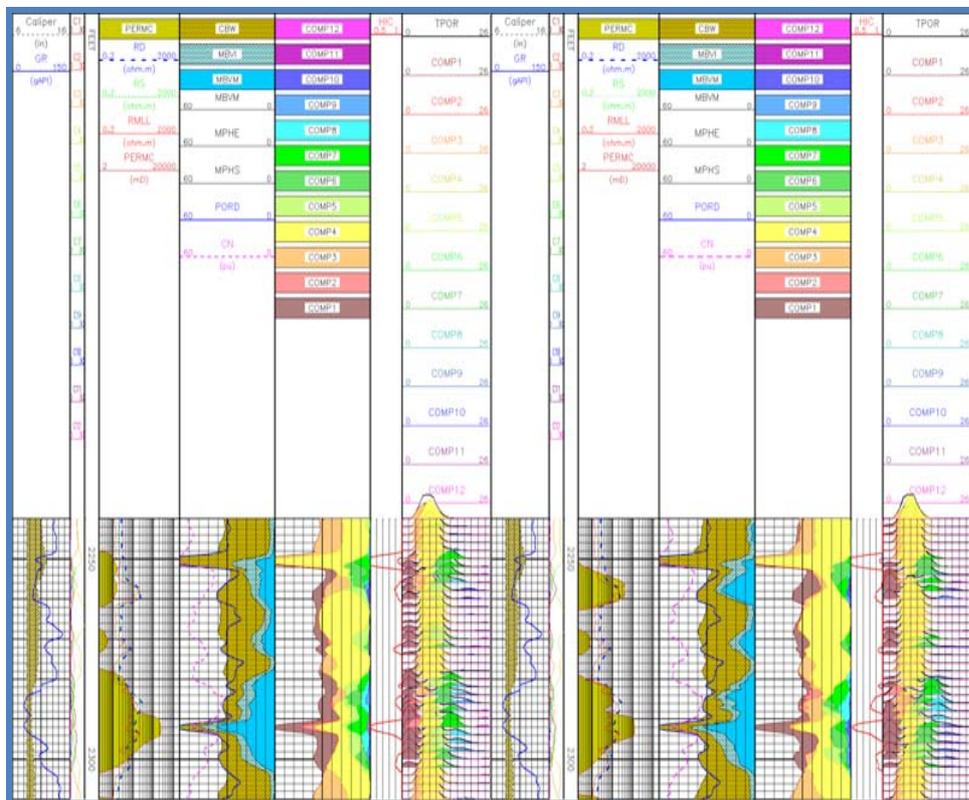


Figura N° 4.2. Pozo B. Sección Principal PPOF (Derecha), Sección Repetida PPHO-OB (Izquierda)

4.1.1.3. Pozo C

Sección conformada por un paquete de arena de aproximadamente 100 Pies de arena limpia mostrada por la curva de GR, además de la aproximación de las

curva Densidad- Neutrón y corroborado por la escasa señal de componente de color amarillo. Se observa señal de crudo pesado correspondiente a las Comp1, Comp2 y Comp3 en menor proporción. En la sección principal correspondiente al Modo PPHO-OB predomina la Comp1 en los primeros 300 Pies y de allí a la secuencia inferior predomina la Comp2, siendo indicativo de crudo con mayor movilidad hacia la parte inferior de la arena, caso contrario se observa en la sección repetida, además de aparecer la Comp1 en la parte inferior de la arena de interés correspondiente a lutitas, producto de la similitud de las señales de CBW e hidrocarburo pesado.

Presencia de agua móvil de formación y producto del filtrado del fluido de perforación al observar las últimas componentes de color azul y fucsia, respectivamente (**Figura 4.3**). En la sección repetida se observa mayor presencia de agua de filtrado que agua móvil de formación; la invasión del filtrado se corrobora por la separación de las curvas de resistividad.

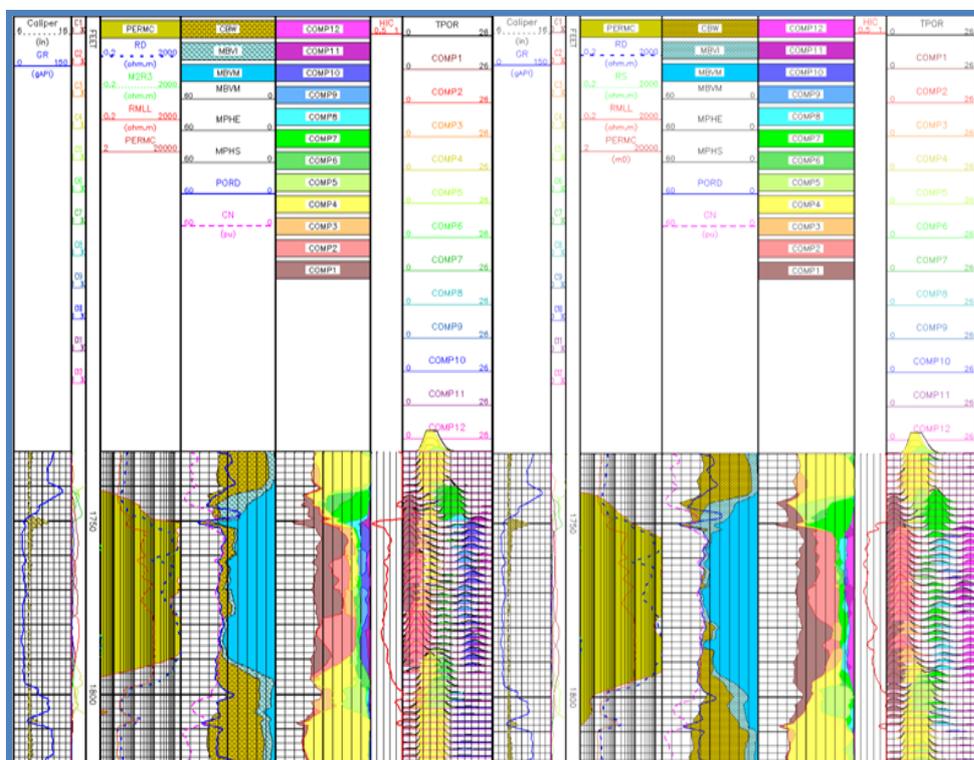


Figura N° 4.3. Pozo C. Sección Principal PPHO-OB (Derecha), Sección Repetida PPOF (Izquierda).

4.1.1.4. Pozo D

Intervalo formado por arena de aproximadamente 600 pies de espesor, con un lignito en el tope observado por la desviación de las curvas de Densidad-Neutrón hacia la izquierda como se puede ver en la **Figura 4.4**.

Componentes de crudo pesado asignadas a Comp1, Comp2 y Comp3, predominando la Comp1 en la sección principal como indicativo de crudo de menor movilidad que en la sección repetida donde predomina la Comp2 sobre la Comp1. Presencia de agua irreducible atribuible a la componente de color verde oscuro producto de la arcillosidad de la formación reflejada en las Comp4 y Comp5.

Presencia de agua móvil producto de agua de formación y de filtrado del lodo de perforación, así mismo, se observa la invasión del lodo gracias a la separación de las curvas de resistividad.

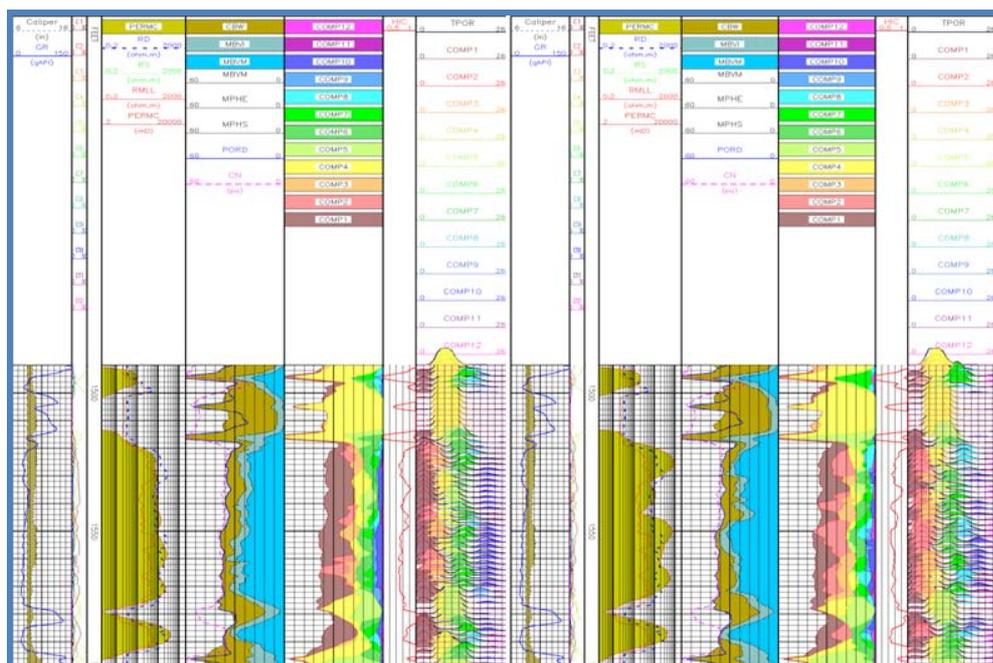


Figura N° 4.4. Pozo D. Sección Principal PPHO-OB (Derecha), Sección Repetida PPOF (Izquierda).

4.1.1.5. Pozo E

Intervalo representado por una zona altamente arcillosa, con altos valores de radiactividad observados a través de la curva de Gamma Ray y mostrados en la distribución de T2 con el color amarillo y verde claro correspondiente a la Comp4 y Comp5, respectivamente.

Se observan las Comp1 y Comp2 correspondientes a hidrocarburos pesados, sin embargo, dichas señales se atribuyen a CBW producto de la alta arcillosidad de la formación, la cual tiende a confundir las señales de hidrocarburo con las señales de agua asociada a las arcillas, esta información se valida al observar los bajos valores de resistividad (Figura N° 4.5) no correspondientes a saturación de hidrocarburo en la formación.

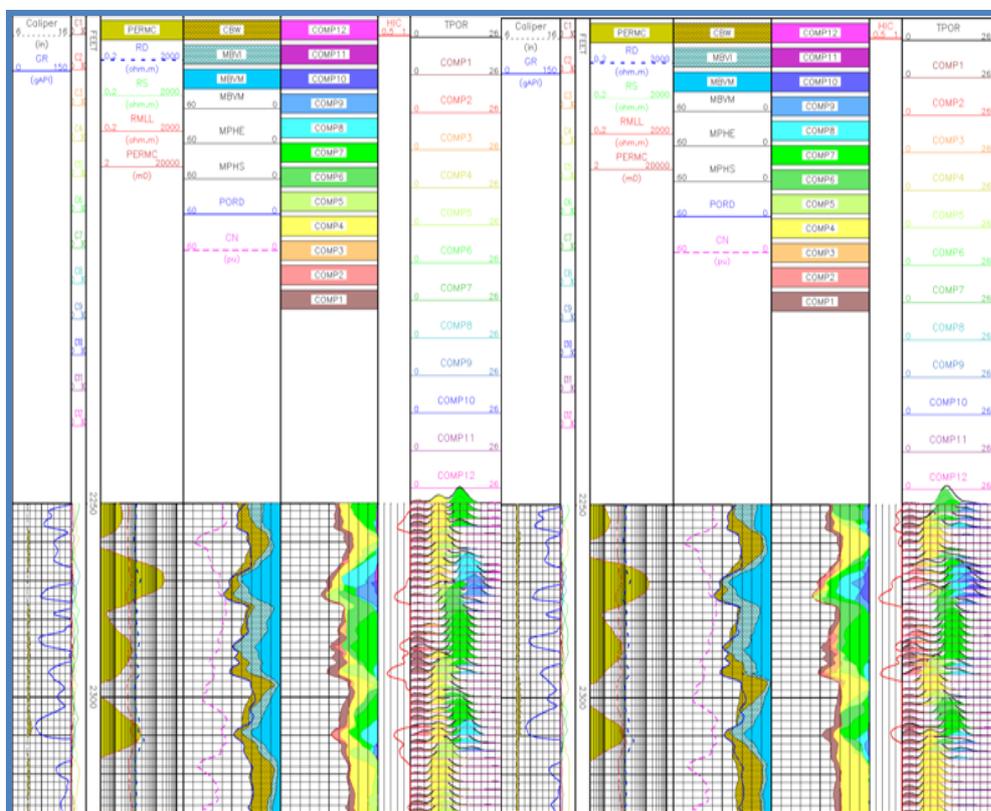


Figura N° 4.5. Pozo E. Sección Principal PPOF (Derecha), Sección Repetida PPHO-OB (Izquierda).

4.1.2. Evaluación de las Propiedades Seleccionadas

Una vez realizada la evaluación petrofísica de cada pozo se logró identificar las variables a estudiar como influyentes en la selección del modo de adquisición óptimo de RMN para la Faja Petrolífera del Orinoco, las cuales se discuten a continuación.

4.1.2.1. Porosidad

Una de las propiedades de mayor importancia para todo estudio petrofísico es la porosidad, es por ello que se consideró como primera variable a estudiar, a fin de evaluar cómo influye el Modo de Adquisición de RMN sobre ella. Recordemos que ningún registro arroja valores directos de porosidad u otra propiedad, sin embargo, estudios realizados por Baker Hughes con muestras de núcleos, registros básicos y especiales nos permiten comprobar la veracidad de los resultados obtenidos a partir de registros de RMN, los cuales son muy cercanos a los reales.

Se inició con la comparación de esta propiedad antes de ser aplicada la Corrección por Índice de Hidrogeno (HIC) en ambas secciones del registro (principal y repetida), la cual permite corregir las porosidades obtenidas en el procesamiento cuando los crudos son muy viscosos, ya que en este caso la relación de índice de Hidrógeno se halla por debajo del estándar usado para fluidos con características similares al agua de formación.

En la **Tabla 4.1** se pueden apreciar los valores de porosidad total (MPHS) y porosidad efectiva (MPHE) obtenidos para cada sección de los pozos estudiados.

Los resultados nos indican que los valores de porosidad obtenidos a través de los modos de adquisición evaluados no varían significativamente. Se previa que el modo que arrojara valores más elevados de porosidad total (MPHS) sería considerado como más acertado, ya que nos indicaría una mejor magnetización de la formación y por ende mayor porosidad total de la misma, sin embargo, al observar los valores obtenidos gracias a la estadística realizada desde el módulo Log Manager de WorkFlow Manager, se pudo notar que las variaciones de porosidad entre los modos de adquisición no eran muy variantes, siendo el rango de diferencia entre 1 a 2 unidades de porosidad aproximadamente, lo cual nos indica que la porosidad no es afectada por el modo de adquisición y que estos representan bastante bien las porosidades reales de la formación.

Tabla N° 4.1. Comparación de porosidades entre los modos de adquisición.

POZO	SECCIÓN	MODO	MPHE(%)	MPHS(%)
A	Principal	PP Oil Fast	17.89	29.29
	Repetida	PP HO	16.86	28.50
B	Principal	PP Oil Fast	18.91	31.61
	Repetida	PP HO-OB	18.61	31.35
C	Repetida	PP Oil Fast	13.87	29.11
	Principal	PP HO-OB	14.04	28.56
D	Repetida	PP Oil Fast	14.93	29.58
	Principal	PP HO-OB	15.55	30.37
E	Principal	PP Oil Fast	16.89	22.20
	Repetida	PP HO-OB	16.28	22.22

4.1.2.2. Volúmenes de Fluidos

Los fluidos presentes en la formación pueden ser agua, petróleo y/o gas. Para el caso del agua es importante destacar que existen varios tipos como lo son: Agua ligada a las arcillas (CBW), agua irreducible (BVI) y el agua móvil (BVM).

Estos volúmenes de fluidos saturantes del área fueron otras de las variables estudiadas para determinar el modo óptimo de adquisición de datos. Se obtuvo

una estadística de dichos parámetros luego de cada procesamiento a fin de establecer comparaciones entre los modos estudiados por pozo, obteniendo como resultados variaciones pequeñas, poco significativas para considerarlas como una variable determinante en esta selección.

Esta similitud entre los volúmenes de fluidos entre cada sección se puede observar en la **Tabla 4.1** y radica en que esta propiedad se encuentran directamente relacionadas a la porosidad de la formación, puesto que la porosidad no varió significativamente entre diferentes modos de adquisición, los volúmenes de fluidos presente en ese mismo medio poroso han de presentar variaciones de igual o similar magnitud.

Tabla N° 4.2. Volúmenes de fluidos medidos para cada pozo.

POZO	SECCIÓN	MODO	MBVI (%)	MBVM(%)	MCBW(%)
A	Principal	PP Oil Fast	18.17	11.12	11.41
	Repetida	PP HO	18.49	10.01	11.64
B	Principal	PP Oil Fast	28.85	2.76	12.70
	Repetida	PP HO-OB	28.61	2.74	12.74
C	Repetida	PP Oil Fast	23.28	5.83	15.24
	Principal	PP HO-OB	22.79	5.78	14.52
D	Repetida	PP Oil Fast	24.60	4.98	14.66
	Principal	PP HO-OB	25.77	4.60	14.82
E	Principal	PP Oil Fast	16.67	5.53	5.32
	Repetida	PP HO-OB	17.52	4.69	5.94

4.1.2.3. Promedio Geométrico (T2LM)

Otra variable considerada para este estudio consiste en el T2LM, el cual proporciona una media geométrica de los espectros de relajamiento generados por las Funciones Gamma. El valor de T2LM es crucial, por ello la importancia de su correcta medición y corrección en el caso que se amerite.

Para el cálculo de T2LM fue necesario identificar que componentes representan al hidrocarburo en cada pozo a fin de obtener un valor representativo del área. Los valores obtenidos para T2LM se pueden apreciar en la **Tabla 4.3**, observándose que dicho valor no es mayor a 2, la razón es que para el caso de hidrocarburos pesados como La Faja Petrolífera del Orinoco las componentes que representan dicha señal son las siguientes: Comp1 (0,5 ms), Comp2 (1 ms), Comp3 (2 ms) y en algunos casos la Comp4 (4ms), siendo Comp1 y Comp2 las predominantes.

Tabla N° 4.3. T2LM promedio calculado para cada pozo.

POZO	SECCIÓN	MODO	T2LM(Adm)
A	Principal	PP Oil Fast	0.24
	Repetida	PP HO	0.88
B	Principal	PP Oil Fast	0.76
	Repetida	PP HO-OB	0.93
C	Repetida	PP Oil Fast	0.66
	Principal	PP HO-OB	0.83
D	Repetida	PP Oil Fast	0.65
	Principal	PP HO-OB	0.79
E	Principal	PP Oil Fast	0.58
	Repetida	PP HO-OB	0.73

El valor de T2LM evaluado por cada modo de adquisición incrementa en función al mayor número de señales de adquisición asignadas a cada modo. Al observar los valores para el Pozo A en la **Tabla 4.4**, al comparar PPOF con PPOH, este último incrementa con respecto al PPOF sus frecuencias además de su señal de adquisición T2 de 10 a 46, por otro lado la adquisición de CBW incrementa de 160 a 192. Estas variaciones se reflejan en los valores de T2LM produciendo un incremento de dicho valor de aproximadamente 60%.

Por otro lado, comparando PPOF con PPHO-OB podemos apreciar que este último incrementa su señal de T2 de 10 a 24 y disminuye la de CBW de 160 a 96, sin embargo, suma paquetes de señal de BVI de 72 para reforzar los primeros

arribos del tren de ecos, además de contar con 3 frecuencias a diferencia del modo PPHO. Este incremento de señales de adquisición se refleja en un incremento de aproximadamente 13% en promedio del valor de T2LM para los pozos perfilados con el modo de adquisición PPHO-OB.

Al comparar los valores T2LM para PPOF otros modos de adquisición, dicho incremento tiene como consecuencia el desplazamiento de las señales son hacia la derecha, indicativo de tiempos de relajación más largos los cuales no son atribuibles a hidrocarburos pesados. A medida que la señal de hidrocarburo se aleja más de las Comp1 y Comp2 se incurre en el solapamiento de las señales de hidrocarburo con las de arcillas.

La obtención de un T2LM exacto va a influir radicalmente en el modo de adquisición adecuado al objetivo planteado de reforzar los primeros arribos de los trenes de ecos.

Tabla N° 4.4. Resumen de parámetros principales de cada Modo de Adquisición.

MODO	FRECUENCIA(kHz)	T2	BW	CBW	BVI
PP + Oil Fast	965	10	-	160	-
	863				
	773				
PP + Heavy Oil	965	46	-	192	-
	771				
	863				
	692				
	618				
PP + HO – OB	965	24	-	96	72
	771				
	863				

4.1.2.4. Resistividad de la Zona Invasada

Como se mencionó anteriormente, la herramienta de RMN tiene una profundidad de investigación de 2.4 a 4.4 Pulgadas, es decir, mide en la zona invadida o lavada del pozo; por tal razón, se planteó determinar el valor de resistividad en dicha zona la cual nos sirve como indicativo del volumen de fluidos en la misma a partir de los datos de RMN, y como curva comparativa se empleó la curva de Micro resistividad (RMLL), esta consiste en resistividad lateral de poca profundidad de investigación, alcanzando a medir en la zona invadida.

La curva de RMLL al medir en la zona invadida refleja un indicativo del volumen de fluidos presentes en ella, de igual forma, al determinar la resistividad de la zona invadida a través de datos de RMN y obtener una curva de la misma se obtendrá una estimación de los volúmenes de fluidos presente en esa zona en función de las componentes de RMN.

A partir de los resultados obtenidos, se creó una la curva de Rxo y añadió a los registros de RMN de cada pozo. Al plotear ambas curvas (Rxo y RMLL) sobre el registro de RMN se pudo observar que correlacionaban bastante bien, esta coincidencia de las curvas es un indicativo de que ambas son correspondientes del volumen de fluidos presentes en la zona invadida, lo que representa una pauta crucial para la escogencia del modo de adquisición de datos de RMN, de manera que el Modo de Adquisición que mejor se ajuste la curva de RMLL con la curva determinada de Rxo será el que mejor se ajuste a las condiciones reales de la formación y por ende considerado como óptimo para la Faja Petrolífera del Orinoco.

En la **Figura 4.6** se observa una muestra de la buena correlación de las curvas de Rxo y RMLL, correspondiente al Pozo C, en la Pista 3, se pueden

observar las curvas básicas de resistividad lateral (RD, RD y RMLL), adicionalmente se incluyó de Resistividad de la Zona Invasida (Rxo) representada por la curva de color fucsia. En dicha imagen se puede apreciar que en el modo PPOF la coincidencia o correlación entre ambas curvas es mejor, este comportamiento se mantuvo en todos los pozos estudiados indicando como mejor modo de adquisición para la Faja Petrolífera del Orinoco el modo PPOF.

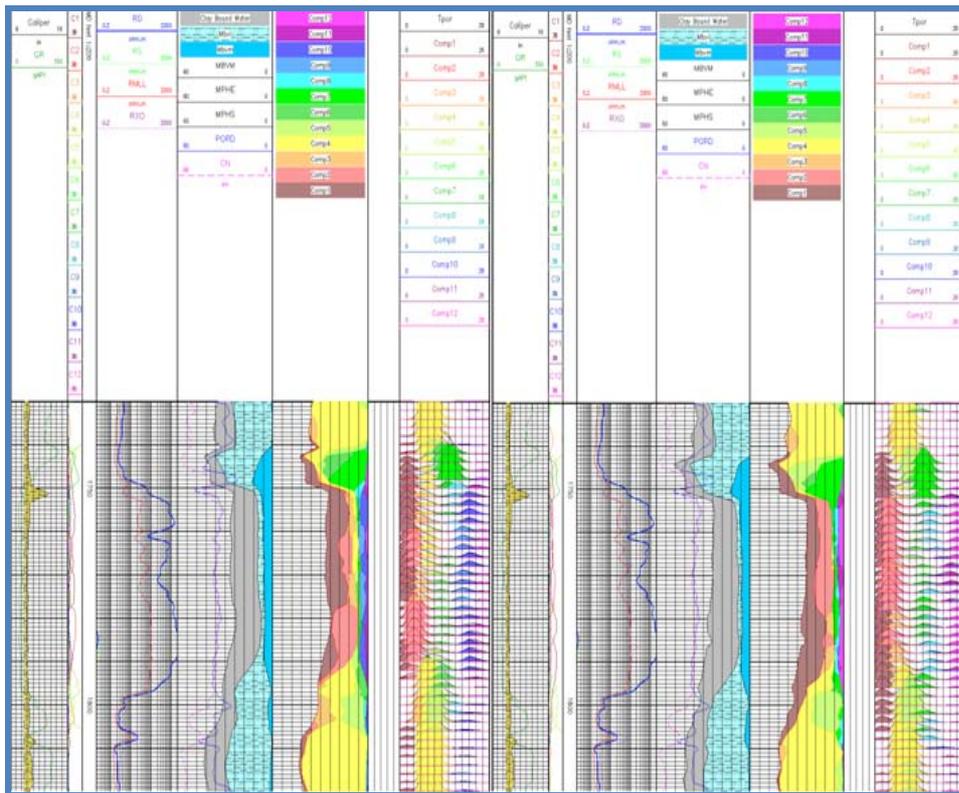


Figura N° 4.6. Muestra de correlación de RXO con RMLL del Pozo C

4.2. Comparación de los Métodos de Procesamiento (Básico y Funciones Gamma)

4.2.1. Comparación de Registros de RMN

A continuación, se presenta una muestra de las diferencias observadas a través de los dos tipos de procesamientos aplicados para la interpretación de los registros de Resonancia Magnética Nuclear, partiendo de las observaciones

hechas a las zonas de interés tomadas de los registros de RMN procesados por ambos métodos, tomando como muestra para la discusión de dichas observaciones uno de los seis pozos estudiados para el cumplimiento del objetivo planteado de determinar cuál método de procesamiento representa mejor las condiciones reales de la Faja Petrolífera del Orinoco para la evaluación de formaciones.

En el procesamiento básico o tradicional de la Resonancia Magnética Nuclear se puede observar que existe una distribución del espectro de T2 con dos montículos (**Figura 4.7**, izquierda), el primero correspondiente a crudo (para el caso de hidrocarburo pesado) y el segundo montículo al agua libre en la formación, sin embargo, sabemos que existen dos tipos de agua libre presentes en la formación las cuales son: Agua libre de formación y agua de filtrado del fluido de perforación. A través de este procesamiento no es posible diferenciar entre ambos tipos de agua, para ello se debe recurrir a procesamientos adicionales, como es el caso de gráficos de difusibilidad, estos gráficos representan un procesamiento de visualización de información basado en los contrastes de los tiempos de relajamiento y la difusibilidad para identificar los tipos de fluidos presentes.

Por otra parte, el procesamiento obtenido a través de las Funciones Gamma exhibe cuatro tipos diferentes de ondículas basadas en el modelo de la Campana de Gauss. Las dos primeras ondículas son asociadas al hidrocarburo y las dos últimas al agua presente en la formación. Al analizar con mayor detalle las dos últimas ondículas, se tiene que la ondícula de menor tiempo de relajación es la correspondiente al agua libre de formación y la otra corresponde al agua de filtrado del lodo, como se muestra en la **Figura 4.7**, derecha. A través del procesamiento con Funciones Gamma, la tipificación de estos fluidos es inmediata gracias a la distribución de las ondículas y la diferenciación de colores aplicadas a ellas, de modo que es posible su fácil identificación sin recurrir a procesamientos adicionales como en el caso anterior (procesamiento básico).

La razón en esta diferencia de tiempo entre el agua libre de formación y agua del filtrado, radica en que el filtrado está invadiendo la formación y por ende se ubica en los poros más grandes, mientras que el agua libre de formación se encuentra coexistiendo con el petróleo pesado y esta se encuentra en un espacio menor que el poral, estos casos solo han sido posible detectarlos en formaciones con crudo pesado.

Lo antes expuesto, sin duda representa un valor agregado al procesamiento de Funciones Gamma, proporcionándole gran utilidad y validez, ya que no es necesario recurrir a procesamiento de visualización adicionales, los cuales suelen ser complejos para el entendimiento del intérprete.

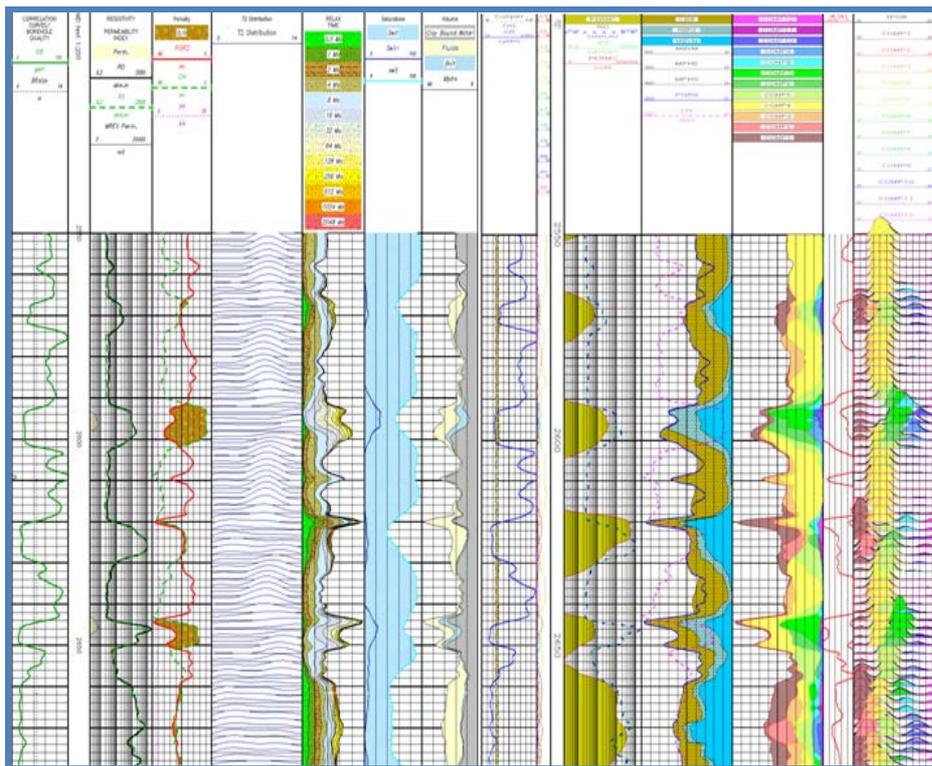


Figura N° 4.7. Pozo F. Procesamiento Básico (Izquierda), Procesamiento con Funciones Gamma (Derecha).

Como se puede observar en la **Figura 4.7**, esta sección del Pozo F está conformada por varias arenas de poco espesor, separadas por zonas lutíticas

intercaladas. Dos arenas en particular llaman la atención entre registros y son las arenas correspondientes a las profundidades de XX92 a XX03 Pies y la segunda de XX44 a XX52 Pies, las cuales conforman arenas de gas, poco comunes en la Faja Petrolífera del Orinoco por ser una zona productora de hidrocarburo pesado y cuyo contenido de gas en solución suele ser bajo.

Las zonas de gas son fáciles de identificar gracias al efecto mariposa o balón que genera el cruce de las curvas Densidad-Neutrón por los altos valores de densidad y bajo contenido de hidrógeno que posee este fluido gaseoso, siempre y cuando el nivel de arcillosidad de la zona no sea lo suficientemente alto como para afectar dicho cruce, ya que la presencia de mucha arcilla tiende a separar estas curvas.

Del mismo modo, se observan arenas contenedoras de crudo pesado representado en el procesamiento convencional por los Bines 1 y 2, asignados a los colores verdes, por otro lado la distribución de componentes generada por el procesamiento de Funciones Gamma muestra que la señal de hidrocarburo corresponde a las Comp1 y Comp2 como se muestra en la **Figura 4.7**, derecha.

En general, la sección estudiada es bastante arcillosa, correspondiente a las señales de color amarillo predominante en el registro procesado por Funciones Gamma, siendo estas más fáciles de identificar que la señal de color marrón correspondiente a los bins del procesamiento Básico. Esta arcillosidad presente en la formación genera como consecuencia el incremento de la saturación de agua irreducible la cual es apreciada través de las componentes de color verde claro en la distribución de T2 de las Funciones Gamma.

Otra ventaja del procesamiento con Funciones Gamma, se tiene a partir del Índice de Hidrógeno (HI, por sus siglas en inglés), el cual es la concentración de Hidrógeno que se halla en los fluidos, de esta va a depender el valor de la magnetización y de allí la amplitud de la señal obtenida, es decir, la porosidad. El

Índice de Hidrógeno del agua está fijado al valor unitario (1) y el de los demás fluidos se refiere a este.

El valor promedio del Índice de Hidrógeno para la primera arena observada en esta sección de registro referida a la profundidad de XX75 pies es de aproximadamente 0.69, a su vez solo se observa la presencia de la primera de las componente asociada a la presencia de crudo pesado, por otro lado, cuando se analiza la sección inferior del pozo, a la profundidad de XX25 pies se tiene que el Índice de Hidrogeno promedio incrementa a 0.77, adicionalmete a este cambio en el HI, se tiene un cambio en las proporciones de las componentes asociadas con el petróleo, en esta zona se tiene la presencia de la componente 2 la cual no se observaba en el intervalo superior. Dichas observaciones reflejan la relación existente entre las componentes de RMN con la viscosidad y/o movilidad del hidrocarburo, siendo las componentes de mayores tiempo de relajación atribuibles a fluidos de mayor movilidad.

Desde el punto de vista fisicoquímico, esta diferencia entre la presencia de las componentes podrían estar asociadas a las diferentes fracciones de crudos presente dentro del petróleo. Sin embargo, los resultados obtenidos por medio de este nuevo procesamiento, señala que existe una variación de viscosidad entre los yacimientos, pero inclusive dentro del mismo yacimiento se puede observar esta variación.

4.2.2. Comparación de Registros de RMN con Imagen Microresistiva

Una vez comparados los métodos de procesamientos diseñados por Baker Hughes para las interpretaciones de Resonancia Magnética Nuclear, se recurrió a los registros de Imagen Microresistiva como auxiliares que permitan validar la información suministrada por los registros de RMN, ya que la integración de los diferentes registros tomados en un pozo suele ser la clave para obtener una interpretación mucho más ajustada a la realidad.

Como se puede observar en la **Figura 4.8**, se cuenta con una sección del Pozo F procesado con ambos métodos: Básico (a la izquierda) y Funciones Gamma (a la derecha), adicionalmente se tiene un registro de imagen microresistiva correspondiente a la misma sección.

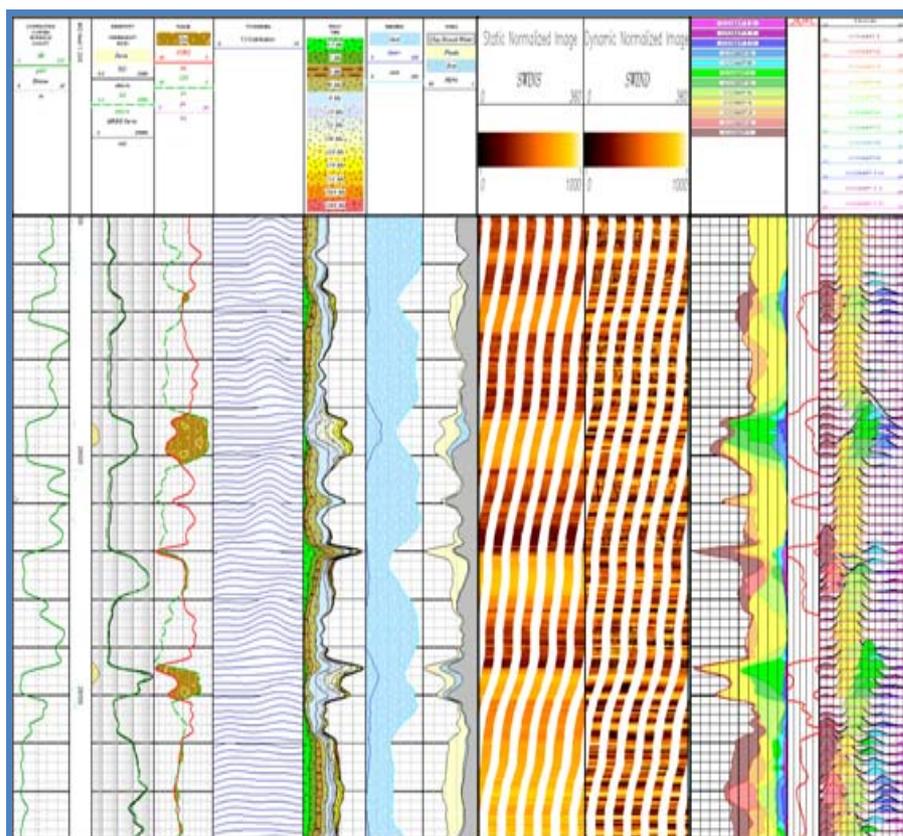


Figura N° 4.8. Pozo F. Procesamiento RMN Básico (Izquierda), Imagen Microresistiva y Procesamiento RMN con Funciones Gamma (Derecha).

En la figura anterior se muestran varios intervalos arcillosos, dentro de estos intervalos, se puede observar como es la variación de la Componente 4 reflejada con el color amarillo. Haciendo un acercamiento en una de las zonas arcillosas del registro (**Figura 4.8**) se observa que el área correspondiente a la Comp4 se incrementa hasta un punto máximo y luego comienza a disminuir, en el punto máximo se puede observar la aparición de la componente 1, la cual en esta zona representa la presencia de crudo pesado, a su vez, esta información es corroborada

a través del registro de imagen por los cambios de colores a tonos más claros, correspondientes a zonas resistivas.

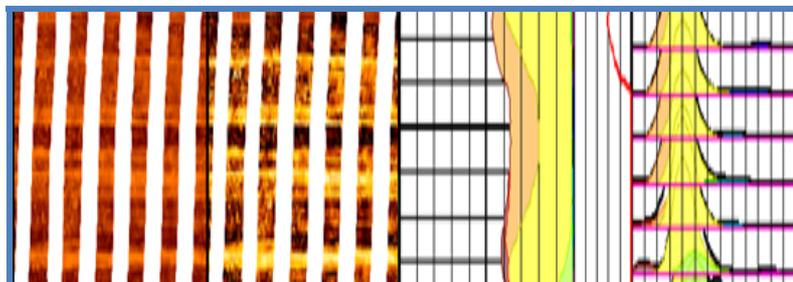


Figura N° 4.8. Comparación de espectro de T2 de las Funciones Gamma con registro de imagen.

Al establecer comparación de registros de RMN con el registro de imágenes en esta sección, se puede observar que existen una serie de paquetes arenosos los cuales incrementan su espesor en la misma dirección del incremento de la componente 4, este incremento de espesor es máximo en el punto donde aparece la poca señal de petróleo pesado.

Otro punto interesante en la comparación de la figura anterior es la correlación observada en la zonas de arcillas entre las componentes y la imagen. Al ubicar en el registro de imagen la zona más arcillosa (representada con un color marrón oscuro) este intervalo corresponde a nivel de las componentes con un cambio en los colores de amarillo a naranja, en el caso del procesamiento normal no se observa cambio alguno en la distribución, siendo esta muy uniforme.

El comportamiento del procesamiento tradicional y el de funciones gamma con respecto al registro de imágenes, muestra que a través de las funciones gamma es posible detectar nuevas zonas de hidrocarburo, las cuales no pueden ser identificadas con el método tradicional de inversión de ecos, además, la buena correlación observada entre los registros de imágenes y el procesamiento de funciones gamma, hace que este último tenga un alto potencial de contribución en la diferenciación de facies a la hora de construir un modelo determinado de

electrofacies, esto genera un valor agregado a la interpretación petrofísica de RMN.

Finalmente se destaca, que los alcances y beneficios extraídos del análisis de los registros de Resonancia Magnética se ven enriquecidos con la incorporación de registros de imagen, lo cual hace más sólido los registros de RMN frente a otras herramientas de perfilaje, gracias a la diversidad de información en cuanto aplicación se refiere, que puede ser obtenido de ellos. El conocimiento del significado de las respuestas de RMN proporciona simultáneamente, información geológica (sedimentaria y mineralógica), de fluidos y petrofísica de gran interés; la cual permitirá verificar y/o validar las interpretaciones existentes de los diversos yacimientos ubicados en la FPO, además de estudiar nuevos yacimientos, de modo contribuir a disminuir el grado de incertidumbre geológica en el área.

4.3. Estimación de Viscosidad

En el caso de crudos con alta viscosidad como el de la Faja Petrolífera del Orinoco resulta de suma importancia tener un valor de viscosidad o por lo menos un índice de dicho valor, ya que se requiere seleccionar el mecanismo de producción del mismo.

A través, de los registros convenciales esto es una tarea difícil de alcanzar, en necesario contar con registros avanzados como el de Resonancia Magnética Nuclear para obtener valores de viscosidad. Existen diversas maneras para determinar la viscosidad, con el procesamiento tradicional el vínculo con la viscosidad venía dado por medio de la ecuación siguiente:

$$T_{2bulk} \cong 0.00713 \frac{T_k}{n} \quad (\text{Ec. 4.1})$$

En donde,

T_k : Es la temperatura en grados Kelvin.

η : Es la viscosidad del crudo muerto en cp.

T_{2bulk} : Es el tiempo de relajacion del petroleo en ms.

Sin embargo, el procesamiento obtenido a través de las Funciones Gamma permite determinar cualitativamente la viscosidad del hidrocarburo pesado, ya que visualmente se puede observar la diferencia en la viscosidad del crudo, gracias a la relación existente entre la presencia de diferentes componentes en la zona de petróleo con dicha propiedad del fluido; no obstante, es posible determinar cuantitativamente dicho valor en función de estas mismas componentes obtenidas de los registros de RMN.

Para la estimación de la viscosidad en función de las mediciones de RMN, fue necesario determinar el valor de T2LM asociados a la arena donde se tomó la muestra de fluido en cada pozo, como se pueden observar en la **Tabla 4.5**. Posteriormente con los valores de viscosidad obtenidos de los análisis PVT validados se obtuvo una ecuación en función a un gráfico resultante de viscosidad versus T2LM.

Tabla N° 4.5. Valores obtenidos de T2LM y Viscosidad de PVT.

POZO	T2LM(adm)	VISCOSIDAD (cP)	N
H	0,6411	4230	S1+S2
I	0,7471	722	S1+S2+S3
J	0,7598	705	S1+S2+S3

La gráfica obtenida se muestra en la **Figura 4.6**. Si bien, solo se cuenta con 3 puntos, ya que no se contaba con más datos PVT para este cálculo, la gráfica obtenida representa bastante bien el comportamiento esperado, mostrándose una curva exponencial, ya que a medida que los valores de T2LM disminuyen es un indicativos de tiempos de relajación más pequeños y estos son asociados a fluidos

viscosos, en decir, en la medida que T2LM decrece el valor de viscosidad del crudo incrementa.



Figura N° 4.6. Gráfica de Viscosidad vs. T2LM

A través de la ecuación generada en función de la curva obtenida, es posible determinar el valor de viscosidad del hidrocarburo a través del registro de RMN, para ello se determina el valor de T2LM correspondiente al área estudiada y posteriormente se ingresa a la gráfica a través del eje X hasta tocar la curva y seguidamente obtener el valor de viscosidad leído en el eje Y. Obteniendo así, una manera mucho mas sencilla de realizar una estimación de la viscosidad.

4.4. Elaboración de Metodología para Evaluación Petrofísica

Una vez completados los estudios pertinentes para el cálculo del Modo de adquisición y método de procesamiento que mejor se ajuste a la faja Petrolífera del Orinoco, además de, la estimación de viscosidad a partir de las señales de RMN, se presenta a continuación una serie de pautas a seguir las cuales conforman una propuesta metodológica para la evaluación de formaciones de

futuros pozos de la FPO, a fin de contribuir con una mejor descripción del área y a su vez mejor desarrollo de la misma.

1. Inicialmente es necesario elegir el Modo de Adquisición a emplear para luego configurar la herramienta para el perfilaje, el modo a utilizar es el PoroPerm + Oil Fast (PPOF), ya que por su arreglo permite obtener señales representativas de las formaciones perfiladas, además que presenta menor solapamiento de las señales de crudo pesado y CBW. A su vez, el tiempo de corrida de la herramienta se reduce con este Modo brindando datos de buena calidad en tiempo no muy prolongados.
2. Una vez obtenidos los datos del perfilaje de pozo para proceder a su interpretación petrofísica se debe aplicar como Método de Interpretación y el Método de Procesamiento de Funciones Gammas, el cual permite obtener una mejor evaluación de la formación, sumado a la pericia del intérprete.
3. Una vez obtenida la evaluación petrofísica de la formación, como valor agregado a la interpretación es posible determinar el valor de viscosidad a través del gráfico mostrado en la **Figura 4.9** ingresando con el valor de T2LM previamente determinado a través de la distribución de las componentes del registro de RMN y leyendo el valor de viscosidad correspondiente.

CONCLUSIONES

1. El modo de adquisición que se ajusta mejor a las condiciones la Faja Petrolífera del Orinoco es PoroPerm + Oil Fast.
2. RXO es la variable más destacada en la determinación del Modo de Adquisición óptimo para la Faja Petrolífera del Orinoco.
3. Los registros de RMN para el caso particular de la Faja Petrolífera del Orinoco miden de manera directa el volumen de hidrocarburo residual, logrando determinarse la Resistividad del mismo.
4. La curva de resistividad de la zona invadida calculada (RXO) correlaciona con la curva de microresistividad (RMLL) en las zonas de petróleo, siendo ambas indicativas del volumen de hidrocarburo en la zona.
5. El procesamiento basado en Funciones Gamma es el más eficaz para realizar las interpretaciones de los Registros de Resonancia Magnética Nuclear.
6. Las Funciones Gamma presentan una mejora visual de la distribución de T2, lo que ofrece una gran ventaja a la hora de realizar las interpretaciones petrofísicas
7. La identificación de fluidos presentes dentro de la formación, resulta más rápida y sencilla empleando funciones gamma, sin recurrir a procesamientos de visualización adicional como en el caso del procesamiento básico.
8. Con el procesamiento de Funciones Gamma se pueden identificar zonas de hidrocarburos difícilmente detectadas con el procesamiento básico.

9. Los registros de Imagen y RMN empleando Funciones Gamma correlacionan muy bien en la identificación de formaciones, eventos geológicos y fluidos.
10. Existe muy buena tendencia entre los datos obtenidos de T2LM y la viscosidad del crudo pesado, siendo estos inversamente proporcionales.
11. La ecuación determinada a través de las funciones de RMN presenta un ajuste de correlación igual a 0.99.
12. Para una mejor evaluación Petrofísica de la Faja Petrolífera del Orinoco es necesario seleccionar como Modo de Adquisición PPOF, posteriormente procesar los datos adquiridos a través de las Funciones Gamma y para la estimación de viscosidad emplear la ecuación definida por la relación entre viscosidad y T2LM.

RECOMENDACIONES

1. Emplear el Modo de Adquisición PPOF para los pozos a perfilar en la Faja Petrolífera del Orinoco y valerse del método de procesamiento de Funciones Gamma para el procesamiento de dichos pozos e incluso para el reprocesamiento de pozos ya perfilados en la zona.
2. Usar la ecuación de viscosidad en función de T2LM para aquellos pozos que carecen de análisis PVT.
3. Implementar la metodología diseñada para contribuir en una mejor evaluación petrofísica de la FPO.
4. Aprovechar la correlación existente entre los registros de imágenes y las componentes de RMN para reforzar las interpretaciones geológicas de las formaciones.
5. Obtener análisis PVT de muestras de fluidos con viscosidad comprendida entre 4.320 y 720 cP, validarlos por el mismo intérprete y posteriormente ser empleados para certificar la tendencia exponencial de la curva obtenida al graficar T2LM en función de la Viscosidad.
6. Aplicar el modo PoroPerm + Heavy Oil - Orinoco Belt a otros pozos de la Faja Petrolífera del Orinoco a fin de determinar su correspondencia en áreas determinadas de la zona.

BIBLIOGRAFÍA

1. Mosquera, M., **“Evaluación Técnico Económica de los Pozos Horizontales y de Reentrada del Campo Jobo Yacimiento Morichal-01”**. Trabajo de Grado. UDO, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz (2003).
2. García, F., **“Determinación del tipo de Declinación de Producción de los Yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco y del Campo Melones, Distrito Social San Tomé”**. Trabajo de Grado. UDO, Núcleo de Anzoátegui, Departamento de Petróleo, Puerto La Cruz (2007).
3. **González de Juana, C., Iturralde de Arazona, J. y Picard, X.** Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas. Caracas, Venezuela. (1980).
4. Rodríguez, Ángel. **“Cuenca Oriental de Venezuela”**. Pagina Web: <http://blogpetrolero.blogspot.com/2009/06/cuenca-oriental-de-venezuela-parte-i.html>. Venezuela (2009).
5. Rivas, F., **“La Faja Petrolífera del Orinoco”**. Seminario Nacional Seguridad Industrial y Petróleo. El Tigre, Estado Anzoátegui (2009).
6. Coates G., Xiao L. y Manfred P. **“Registros Eléctricos RMN Principios y Aplicaciones”**. Halliburton Energy Services. Houston, Estados Unidos (1999).
7. Castellon, J., **“Resonancia Magnética Nuclear (RMN)”**. Revista de Física Moderna. Colombia (2008).
8. Conlan, R., **“El Desarrollo de la Resonancia Magnética”**. Academia Nacional de las Ciencias. Pagina web:

http://www7.nationalacademies.org/spanishbeyonddiscovery/bio_007590-02.html. Estados Unidos (2001).

9. Arro, J., **“Resonancia Magnética Nuclear, Principios y Aplicaciones en la Cuenca del Golfo San Jorge”**. Reporte interno de Baker Atlas. Argentina (2003).
10. Baker Atlas. **Servicios de Evaluación de Formación**. Catalogo de Servicios, Versión 2.0 (2008).
11. Baker Atlas. **Secuencias de Adquisición Orientada a Objetivos**. Catalogo de Servicios (2004).
12. Baker Hughes. **MR eXplorer**. Drilling and Evaluation. Catalogo de Servicios (2010).
13. R. Carmona, J. Hernandez, PDVSA; J. Marcos, C. Minetto, R. Arro. Baker Hughes. **Aplicaciones de RMN Usando el Método Probabilístico en la Inversión de Ecos** (2008).
14. Baker Atlas. **Técnicas RMN en 2D**. Catálogo de Servicios (2006).
15. Baker Atlas. **Borehole Imaging Product Knowledge Training**. Venezuela (2008).
16. Baker Atlas. **Products Knowledge Training**. Venezuela (2007).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	DETERMINACIÓN DE LOS MODOS DE ADQUISICIÓN E INTERPRETACIÓN ÓPTIMOS DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR EN POZOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Ana Antonieta Sabeh Manruffo	CVLAC: V- 18.416.792 E MAIL: ana.sabeh@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

REGISTRO DE POZOS

MODO DE ADQUISICIÓN

RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

IMAGEN MICRORESISTIVA

VISCOSIDAD DEL HIDROCARBURO

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	INGENIERÍA DE PETRÓLEO

RESUMEN (ABSTRACT):

La Resonancia Magnética Nuclear como herramienta de perfilaje, ha logrado identificar zonas con diversas y complejas litologías en la Faja Petrolífera del Orinoco, al igual que ha sido útil en la identificación de hidrocarburos almacenados tanto en potentes secciones de arenas como en zonas lutíticas que poseen lentes o laminas impregnadas de crudo. Así mismo, su importancia se acentúa en el área de producción, debido a que está siendo empleada como herramienta en la escogencia de las secciones con mayor potencial para la toma de muestras de fluidos y/o producción en esta misma área, basándose en la determinación del intervalo con mejor calidad de roca y mejores movibilidades de los fluidos identificadas cualitativamente con los tiempos de relajación.

Se estudiaron de diez pozos perfilados por Resonancia Magnética Nuclear en la Faja Petrolífera del Orinoco, cinco de estos pozos fueron empleados para estudiar el Modo de Adquisición que mejor se ajustará a las condiciones de la zona, evaluando cada uno de los Modos empleados para perfilar la zona de estudio. Posteriormente, se tomaron seis pozos para evaluar que método de procesamiento permite obtener una mejor interpretación de las señales registradas, facilitando las evaluaciones petrofísicas. Adicionalmente, se emplearon resultados de análisis PVT de muestras de fluidos tomadas en tres de estos pozos para determinar una ecuación que relaciona la Viscosidad en función del promedio geométrico de las ondículas de la Funciones Gamma, permitiendo obtener valores de viscosidad del crudo pesado a través de registros de RMN.

Finalmente se elaboró una metodología de evaluación petrofísica diseñada especialmente para ser empleada en futuros pozos a perfilar en la Faja Petrolífera del Orinoco, aplicando como modo de adquisición el PoroPerm + Oil Fast y Método de Funciones Gamma para el procesamiento de los datos y además de una ecuación de viscosidad con un ajuste de correlación de 0.99 que permite obtener valores de viscosidad a través de las señales de RMN.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
RODRÍGUEZ, LUIS	AS	CA	AS	TU X	JU
	CVLAC:	V- 11.773.996			
	E_MAIL	rodriguezlx@pdvsa.com			
	E_MAIL				
VILELA, AURA	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V- 11.825.025			
	E_MAIL	auravilela@hotmail.com			
	E_MAIL				
CASTRO, LUIS	JU	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	V- 12.288.427			
	E_MAIL	guardo_1@yahoo.com			
	E_MAIL				
MARCOS D., JOSÉ	JU	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	V- 6.973.425			
	E_MAIL	jose.marcos@bakerhughes.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	03	16
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE: ESPAÑOL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Determinación de los Modos de Adquisición e Interpretación Óptimos de Resonancia Magnética Nuclear en Pozos de la Faja Petrolífera del Orinoco.doc	Application/msword

**CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L M N
O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.**

ALCANCE

ESPACIAL: _____

TEMPORAL: _____

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero de Petróleo

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento_de_Ingeniería_de_Petróleo

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los trabajos son propiedad exclusiva de la Universidad de Oriente, y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento expreso del Consejo de Núcleo respectivo, quien participará al Consejo de Universidades”

AUTOR

Ana Antonieta Sabeh Manruffo

TUTOR

Ing. Luis Rodríguez

JURADO

Ing. Luis Castro

JURADO

Ing. Aura Vilela

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS

Prof. Rayda Patiño

