



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA Y  
ARQUITECTURA

CIENCIAS DE LA TIERRA

UNIDAD TICOMÁN



INGENIERÍA PETROLERA.

# SISTEMA DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR EN LA INDUSTRIA PETROLERA

QUE PARA TENER EL TITULO DE INGENIERO PETROLERO PRESENTAN:

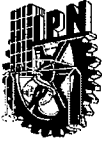
SOSA CALDERON VICTOR MANUEL.

TANECO FERNÁNDEZ AYDA.

ASESOR:

ING. ALBERTO ENRIQUE MORFÍN FAURE.

MÉXICO, D.F., JUNIO 2011.



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL  
1936-2011

INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL  
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA  
UNIDAD TICOMAN



SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA

"2011, Año del Turismo en México"  
"50 Aniversario de la Escuela Superior de Física y Matemáticas"

México, D. F., a 30 de Mayo del 2011.

OFICIO No.212.V.11  
ASUNTO: INICIO TRAMITES TITULACION

ATENCION: C. MATILDE DIOSDADO VALDÉZ  
RESPONSABLE DE LA OFICINA DE TITULACIÓN

M. en C. EDUARDO PÉREZ FLORES  
SUBDIRECTOR ACADÉMICO DE  
ESIA- UNIDAD TICOMÁN  
P R E S E N T E.

Me permito solicitar a usted gire sus amables instrucciones para que se inicien los trámites de titulación, por tesis colectiva de los pasantes de la carrera de Ingeniería Petrolera, AYDA TANECO FERNÁNDEZ, Boleta 2006390134 y VICTOR MANUEL SOSA CALDERÓN, Boleta 2006310468, quienes con la asesoría interna del Ing. Alberto Enrique Morfín Faure, realizarán su trabajo final sobre el tema "SISTEMA DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR EN LA INDUSTRIA PETROLERA"

Se propone que los sinodales para la revisión del trabajo final y la realización del examen profesional correspondientes, sean los profesores:

ING. CARLOS ANTONIO CASTILLO ARREAGA  
ING. ALEJO GUMESINDO JIMÉNEZ CHONG  
ING. UWE VILLA GONZALEZ  
ING. JOSE ROBERTO ZENTENO JIMÉNEZ  
ING. ENRIQUE MORFÍN FAURE

SUBDIRECCION ACADEMICA  
E. S. I. A.  
**RELEVADO**  
MAYO 30 2011

A T E N T A M E N T E.  
"LA TÉCNICA AL SERVICIO DE LA PATRIA"

  
ING. ALBERTO ENRIQUE MORFÍN FAURE  
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE FORMACIÓN  
PROFESIONAL ESPECÍFICA



AEMF-mehb



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
UNIDAD TICOMAN



SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA

"2011, Año del Turismo en México"  
"50 Aniversario de la Escuela Superior de Física y Matemáticas"

México D. F., a 31 de mayo de 2011

No. de Oficio: E. P. y T. 261.2011

ASUNTO: SE SOLICITA TEMA  
DE TESIS Y ASESORIA

**ING. ALBERTO ENRIQUE MORFÍN FAURE  
P R E S E N T E.**

En atención a la solicitud de los CC. **AYDA TANECO FERNÁNDEZ y VÍCTOR MANUEL SOSA CALDERÓN**, pasantes de la Carrera de **Ingeniería Petrolera**, y en base al Reglamento de Titulación Profesional del I. P. N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso II, se le informa que ha sido seleccionado para asesorar la tesis de los pasantes mencionados. Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por los interesados.

Seguro de contar con su participación, lo saludo cordialmente.

~~Atentamente~~  
"LA TÉCNICA AL SERVICIO DE LA PATRIA"

M. en C. **EDUARDO PÉREZ FLORES**  
SUBDIRECTOR ACADÉMICO

C.c.p.- Ing. Alberto Enrique Morfín Faure.- Jefe del Departamento de Formación Profesional Específica.  
Interesados.

Expediente.

EPF\*mdv.



**UNIDAD TICOMAN  
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA**



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL  
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA  
UNIDAD TICOMÁN



SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA

"2011, Año del Turismo en México"  
"50 Aniversario de la Escuela Superior de Física y Matemáticas"

México, D. F., a 31 de Mayo del 2011.

OFICIO No.V.2011  
ASUNTO: ACEPTACION ASESORIA  
DE TEMA DE TESIS

M. en C. EDUARDO PÉREZ FLORES  
SUBDIRECTOR ACADÉMICO  
ESIA-UNIDAD TICOMÁN  
P R E S E N T E.

En respuesta a la solicitud realizada en el oficio No. E.P. y T.261.2011, en el cual solicitan tema de tesis y asesoría para los ciudadanos pasantes de la carrera de Ingeniería Petrolera, AYDA TANECO FERNÁNDEZ, Boleta 2006390134 y VÍCTOR MANUEL SOSACALDERÓN, Boleta 2006310468, se propone el siguiente tema de tesis y contenido para consideración y registro con el siguiente nombre: "SISTEMA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR EN LA INDUSTRIA PETROLERA".

CONTENIDO

OBJETIVO  
RESUMEN  
ABSTRACT  
INTRODUCCION  
CAPÍTULO I.- PROPIEDADES PETROFISICAS.  
CAPÍTULO II.- PRINCIPIOS FÍSICOS..  
CAPÍTULO III.- CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA.  
CAPÍTULO IV.- PRINCIPIO DE MEDICIÓN.  
CAPÍTULO V. PRESENTACIÓN DEL REGISTRO.  
CAPITULO VI.- EJEMPLOS DE APLICACIÓN  
CAPÍTULO VII.- VENTAJAS- DESVENTAJAS  
CAPÍTULO VIII.- CONCLUSIONES - RECOMENDACIONES.  
BIBLIOGRAFÍA  
ANEXOS



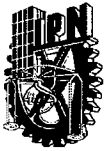
Para los efectos a que haya lugar, se extiende el presente.

ATENTAMENTE.

ING. ALBERTO ENRIQUE MORFÍN FAURE  
ASESOR INTERNO



mehb



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA  
UNIDAD TICOMAN



SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA

"2011, Año del Turismo en México"  
"50 Aniversario de la Escuela Superior de Física y Matemáticas"

México, D. F., a 1º. de junio de 2011.

No. de Oficio: E.P. y T. 275.2011

ASUNTO: SE COMUNICA TEMA  
DE TESIS PROFESIONAL

**C. AYDA TANECO FERNÁNDEZ**  
**PASANTE DE LA CARRERA DE**  
**INGENIERÍA PETROLERA**  
**P R E S E N T E**

A continuación comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarla.

**“SISTEMA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR EN LA INDUSTRIA PETROLERA”**

**CONTENIDO**

	OBJETIVO
	RESUMEN
	ABSTRACT
	INTRODUCCIÓN
I.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS
II.	PRINCIPIOS FÍSICOS
III.	CONFIGURACIONES DEL SISTEMA
IV.	PRINCIPIOS DE MEDICIÓN
V.	PRESENTACIÓN DEL REGISTRO
VI.	EJEMPLOS DE APLICACIÓN
VII.	VENTAJAS – DESVENTAJAS
VIII.	CONCLUSIONES - RECOMENDACIONES
	BIBLIOGRAFÍA
	ANEXOS

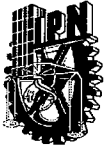
Este tema lo desarrollará en conjunto con el C. **VÍCTOR MANUEL SOSA CALDERÓN**

Atentamente  
“LA TÉCNICA AL SERVICIO DE LA PATRIA”

  
M. en C. **EDUARDO PÉREZ FLORES**  
SUBDIRECTOR ACADÉMICO  
EPP\*mdv



**UNIDAD TICOMAN**  
**SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA**



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA  
UNIDAD TICOMAN



SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA

"2011, Año del Turismo en México"  
"50 Aniversario de la Escuela Superior de Física y Matemáticas"

México, D. F., a 1º. de junio de 2011.

No. de Oficio: E.P. y T. 276.2011

ASUNTO: SE COMUNICA TEMA  
DE TESIS PROFESIONAL

**C. VÍCTOR MANUEL SOSA CALDERÓN**  
**PASANTE DE LA CARRERA DE**  
**INGENIERÍA PETROLERA**  
**P R E S E N T E**

A continuación comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarla.

**“SISTEMA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR EN LA INDUSTRIA PETROLERA”**

**CONTENIDO**

- OBJETIVO
- RESUMEN
- ABSTRACT
- INTRODUCCIÓN
- I. PROPIEDADES PETROFÍSICAS
- II. PRINCIPIOS FÍSICOS
- III. CONFIGURACIONES DEL SISTEMA
- IV. PRINCIPIOS DE MEDICIÓN
- V. PRESENTACIÓN DEL REGISTRO
- VI. EJEMPLOS DE APLICACIÓN
- VII. VENTAJAS – DESVENTAJAS
- VIII. CONCLUSIONES - RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA
- ANEXOS

Este tema lo desarrollará en conjunto con la C. **AYDA TANECO FERNÁNDEZ**

*Atentamente*  
“LA TÉCNICA AL SERVICIO DE LA PATRIA”

M. en C. **EDUARDO PÉREZ FLORES**  
SUBDIRECTOR ACADÉMICO  
EPF\*mdv



**UNIDAD TICOMAN**  
**SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA**



ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA  
UNIDAD TICOMAN



SECRETARÍA DE  
EDUCACIÓN PÚBLICA

"2011, Año del Turismo en México"  
"50 Aniversario de la Escuela Superior de Física y Matemáticas"

México D. F., a 2 de junio de 2011.

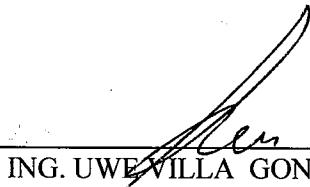
**M. en C. EDUARDO PÉREZ FLORES**  
**SUBDIRECTOR ACADÉMICO**  
**PRESENTE**

Por este conducto, hacemos constar que el Tema de Tesis Profesional por la opción de Tesis Colectiva, presentada por los pasantes de la carrera de Ingeniería Petrolera CC. AYDA TANECO FERNÁNDEZ y VÍCTOR MANUEL SOSA CALDERÓN, fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.




  
ING. CARLOS CASTILLO ARREAGA

  
ING. JOSÉ ROBERTO ZENTENO JIMÉNEZ

  
ING. UWEVILLA GONZÁLEZ

  
ING. ALEJO GUMESINDO JIMÉNEZ CHONG

  
ING. ALBERTO ENRIQUE MORFIN FAURE

# AGRADECIMIENTOS.





A Dios:

Gracias por la oportunidad de estar rodeada de personas tan maravillosas, y de darme grandes oportunidades para lograr mis metas planteadas; pero sobre todo por elegir este tiempo para mí.

A mi Familia:

Gracias por darme la oportunidad de vivir dentro de una familia llena de amor, donde nos enseñaron que el apoyo, el amor, la comunicación, la sencillez, el valorar hasta lo más sencillo de las cosas y el orgullo bien enfocado nos conducirían a lograr nuestros sueños; nos mostraron que luchando a diario con todos nuestros esfuerzos lograríamos obtener grandes cosas, y sobre todo: "lo que siembras cosechas".

Papá: Gracias por tu gran paciencia y serenidad para ayudarme a enfrentar mis problemas y resolverlos prudentemente. Gracias por tus consejos.

Mamá: Gracias por apoyarme incondicionalmente, por mostrarme un mundo inmenso, que la vida es vivirla con alegría. Gracias por ser mi refugio.

Candy: Para que pedir otra hermana si con una es suficiente!! ;P. Gracias por abrir el camino para mi, por estar disponible en mis peores momentos.

Gabo: Gracias por tu gran apoyo en mi trayectoria universitaria, (por hacer mis tareas ;P), y por brindarme la calidez de tus consejos.

Memo: Gracias por mostrarme que uno puede soñar y tocar diferentes tierras, que aunque todo este oscuro siempre podre sonreír. Y mostrarme que los pecosos son los más traviosos de la familia!!!!

Profesores:

Gracias por darme los conocimientos necesarios para poder sobresalir en mis estudios; gracias por motivarme a querer aprender algo nuevo cada día, a mostrarme la entrada a un mundo lleno de conocimientos, por enseñarme a ser asertiva y darme los consejos necesarios para poder sobresalir.

Amigos:

Por estar siempre apoyándome, e incitando a seguir en mi superación como estudiante y como persona. Por contribuir en mis momentos más felices de la vida, por llorar a mi lado, por demostrarme que un amigo es como un hermano.

Sobre todo gracias por: "La hora nefasta" y por ser una segunda familia.

Ing. Alberto Morfin Faure:

"Obviamente" gracias por su gran apoyo para obtener la satisfacción de tener un logro más, por compartir grandes anécdotas llenas de enseñanzas, por darme la oportunidad de compartir un vínculo de amistad sincera.

Alex:

No hay palabras para expresar todo lo que has aportado en estos años. Gracias!

TANECO FERNÁNDEZ AYDA.

A Dios:

Por permitir mi existencia, darme la libertad de vivir y por que durante esta maravillosa etapa de mi vida me ha dado la energía y la sabiduría para llegar con éxito a este día.

A mis padres:

Padre porque me has enseñado que la vida se construye día a día y que el hombre que desea superarse y triunfar debe ver la vida de manera humilde y con respeto a sus semejantes.

Madre por darme la vida y ser un mujer ejemplar, llena de virtudes, por motivarme siempre a dar lo mejor de mí en todo momento y mostrarme que no hay límites cuando existe el deseo de superación.

A mi familia:

A mis abuelos, hermano, tíos, primos, sobrinos por ser un motivo de alegría que me motivó en todo momento a salir adelante, en especial a mis abuelos Manuel y Olga por sus oraciones y la fe que tuvieron en mi, siempre estuvieron en mi corazón, a mi hermano Alejandro porque he aprendido de el valores humanos que pocas personas en el mundo tienen, me has enseñado a ayudar a las personas sin ver los motivos de su necesidad, con la sola razón de hacer el bien.

Aquellos que se adelantaron, pero que por siempre vivirán en mi corazón, abuelita Conchita, tío Luis, bis abuelitos Manuel y Amparo porque en vida siempre me dieron ánimos para salir adelante, porque sus consejos me han ayudado a alcanzar mis objetivos y por qué se que donde quiera que estén compartirán mi alegría, porque sus sonrisas, sus voces, sus miradas vivirán eternamente.

A mi novia:

Arleth me has inspirado en momentos de debilidad, me has motivado en días de tristeza y me has enseñado que el amor es el sentimiento más bello del mundo que no existen barreras ni distancias cuando dos corazones laten en sincronía, has sido mi mayor motivo, mi ilusión y mi esperanza, gracias por tu paciencia y por todo el amor que me has dado nada de esto sería lo mismo sin ti, eres una mujer maravillosa que ha marcado mi vida con tanta alegría que mi único deseo es compartirla a tu lado, Te Amo ni nena hermosa preciosa gracias por ser parte de mi vida, por cierto ..... me encantas.

A mis amigos:

En la vida conocemos a miles de personas, cientos vale la pena haberlos conocido y los recordamos, algunas decenas nos alegramos de volver a verlos y merecen un abrazo cordial pero ustedes Alejandro Castro, Alfredo Morales, Ayda Taneco, Jonathan Vizacarra, Adriana Zarate, ustedes están siempre presentes haberlos conocido he sido una bendición de Dios este logro también se los debo a ustedes por que sin su ayuda, sin sus bromas, sin el trabajo, sin "horas nefastas" no habría soportado estos años lejos de casa gracias amigos, gracias hermanos.

A mis maestros:

Aquellos cuya imagen es motivo de orgullo, por quienes me han confirmado que he elegido la mejor carrera y que el trabajo es la base del éxito, aquellos que me exigieron tanto que no deseaba verlos en meses y que sin embargo fueron quienes mayores enseñanzas me han dado, a todos mis profesores por que buenos o malos siempre tuve algo que aprender de ellos, pero en especial a los ingenieros Enrique Morfin Faure, Ángel Villalobos Toledo y Cesar Bernal Huicochea siempre los recordare con alegría y orgullo por haber sido su alumno, maestros mil gracias.

Al Honorable S.N.T.P.R.M.

En especial a la sección 16 de Cuichapa Ver. y a su secretario general el Lic. Omar Augusto Ricardez Chong por el apoyo brindado durante mi carrera, por motivarme siempre a la superación.

SOSA CALDERÓN VICTOR MANUEL.

# CONTENIDO.

OBJETIVO.	01
RESUMEN.	02
ABSTRACT	04
INTRODUCCIÓN.	06
CAPITULO 1.-PROPIEDADES PETROFISICAS.	09
1.1.- Porosidad.	09
1.2.- Permeabilidad.	10
1.3.- Saturación.	10
1.3.1.- Saturación de agua irreductible.	12
1.4.- Agua en el yacimiento.	12
1.4.1.- Agua libre.	13
1.4.2.- Agua irreductible.	13
1.5.- Tipos de fluidos.	13
1.5.1.- Crudos.	13
1.5.1.1.- Propiedades físicas generales de los crudos.	13
1.5.1.1.1.- Densidad.	13
1.5.1.1.2.-Viscosidad.	14
1.5.2.- Gases combustibles.	15
1.5.2.1.- Gas libre.	15
1.5.2.2.- Gas disuelto de petróleo.	15
1.5.2.3.- Gas licuado.	15
1.6.- Efecto de invasión.	16
CAPITULO 2.- PRINCIPIOS FISICOS.	17
2.1.- Magnetismo nuclear.	17
2.2.- Polarización.	18
2.3.- Inclinación de pulsación y decaimientos de inducción libre.	21
2.4.- Detección de ecos de momentos rotacionales.	24
2.5.- Sincronización del tiempo de las mediciones RMN.	27
CAPITULO 3.-CONFIGURACION DEL SISTEMA.	29
3.1.- Herramienta MRIL.	29
3.2.- Herramienta CMR.	31
3.3.- Herramienta proVISION.	32
CAPITULO 4.- PRINCIPIO DE MEDICION.	34
4.1.- Polarización.	34
4.2.- Inclinación de la magnetización y detección de ecos de momentos	35

rotacionales.	
4.3.- Velocidad de registro y resolución vertical.	38
4.4.- Profundidad de investigación.	40
4.5.- Medición de frecuencia múltiple y ancho de banda de pulsación de RadioFrecuencia.	43
4.6.- Efecto de magnetovibración.	45
4.7.- Relación señal-ruido y promedio acumulativo.	47
4.8.- Activaciones.	49
CAPITULO 5.- PRESENTACION DEL REGISTRO.	52
CAPITULO 6.- EJEMPLOS DE APLICACIÓN.	65
6.1.- Ejemplo 1.	65
6.1.- Ejemplo 2.	69
6.1.- Ejemplo 3.	73
6.1.- Ejemplo 4.	76
CAPITULO 7.- VENTAJAS - DESVENTAJAS.	80
7.1.- Ventajas.	80
7.2.- Desventajas.	81
CAPITULO 8.- CONCLUSIONES - RECOMENDACIONES.	82
BIBLIOGRAFIA	83
Referencias bibliográficas.	83
Bibliografía.	83
ANEXOS	84
Lista de figuras.	84
Lista de tablas.	88
Glosario.	89
Abreviaturas.	90



## OBJETIVO.

Dar a conocer el uso de la Resonancia Magnética Nuclear (RMN) como herramienta dentro de la industria petrolera, explicando sus principios físicos y de medición para comprender el alcance de sus resultados.



---

## RESUMEN.

### CAPITULO 1.-PROPIEDADES PETROFISICAS.

Se describen las propiedades petrofísicas y de los fluidos presentes en el yacimiento que pueden ser obtenidas en forma directa o indirecta del registro RMN.

### CAPITULO 2.- PRINCIPIOS FISICOS.

Se puntualizan los principios físicos en los que está basado el registro RMN, así como sus mediciones e interpretaciones de conceptos básicos como: magnetismo nuclear, polarización, entre otros.

### CAPITULO 3.-CONFIGURACION DEL SISTEMA.

En este capítulo se describe el diseño básico y los componentes elementales de la herramienta.

### CAPITULO 4.- PRINCIPIO DE MEDICION.

Se analizan los procesos de medición de la herramienta RMN y se describen las bases de este principio.

### CAPITULO 5.- PRESENTACION DEL REGISTRO.

Definición de cada una de las curvas consideradas en este registro.



---

**CAPITULO 6.- EJEMPLOS DE APLICACIÓN.**

Explicar la aplicación de este sistema de acuerdo a la litología y condiciones ambientales pozo-formación.

**CAPITULO 7.- VENTAJAS-DESVENTAJAS.**

Descripción de las ventajas-desventajas de este sistema de acuerdo a la aplicación.

**CAPITULO 8.- CONCLUSIONES-RECOMENDACIONES.**

Exponer el impacto del uso de la resonancia magnética como herramienta para identificar las propiedades petrofísicas y los fluidos presentes en el yacimiento.





---

## ABSTRACT.

### CHAPTER 1.-PETROPHYSICAL PROPERTIES.

We describe the Petrophysical properties and fluids reservoir that can be obtained directly or indirectly from the NMR log.

### CHAPTER 2.- PHYSICAL PRINCIPLES.

We point the physical principles in that MRI profiling is based as well as its measurements and basic concepts interpretation such as nuclear magnetism, polarization, etc.

### CHAPTER 3.-TOOL SETTINGS.

This chapter we describe the basic design and elementary components of the tool.

### CHAPTER 4.- MEASURING PRINCIPLE.

We analyse the measuring process of NMR tools and related subjects with them such as vertical resolution, depth of investigation, etc. that support this principle.

### CHAPTER 5.- PRESENTATION OF LOG.

It will define each of the curves considered in this log.



---

**CHAPTER 6.- APPLICATION EXAMPLES.**

We explain the application of this system according to the lithology and conditions environmental well - formation.

**CHAPTER 7.- ADVANTAGES-DISADVANTAGES.**

We describe advantages-disadvantages of this system according to the application.

**CHAPTER 8.- CONCLUSIONS-RECOMMENDATIONS.**

We expose the impact of the use of Nuclear Magnetic Resonance as a tool to identify Petrophysical properties as well as fluids contained in reservoir.



## INTRODUCCIÓN.

Previo al descubrimiento de la resonancia magnética nuclear en el año de 1921 encontramos los primeros indicios con O. Stern, W. Gerlach, quienes determinaron de forma experimental el espín\* del electrón y su comportamiento cuántico; para 1938, se reporta la primera señal de resonancia magnética nuclear (flujo de LiCl) por Isidor I. Rabi, quién continuó estudiando la absorción de radiación por parte de haces moleculares en presencia de un campo magnético externo (dihidrógeno), recibiendo el premio nobel de Física en 1944.

La observación de RMN en materia condensada fue descubierta simultáneamente por dos grupos de investigadores encabezados por Bloch y Purcell (EEUU) en 1945. Estos científicos recibieron el premio Nobel en 1952 por su descubrimiento. La Resonancia Magnética Nuclear se ha desarrollado como un poderoso método de análisis en Química a partir del descubrimiento del desplazamiento químico y el acoplamiento escalar espín-espín (1949-1951). Los primeros equipos de Resonancia Magnética Nuclear se comercializaron en la década de los 50's para la determinación de espectros de protones. Se alcanzó un significativo incremento en sensibilidad con el desarrollo de la Resonancia Magnética Nuclear a Transformada de Fourier desde comienzos de los años 70's, que hizo accesibles al registro rutinario a núclidos raros como el  $C^{13}$ . La introducción de técnicas multipulsos y la Resonancia Magnética Nuclear Bidimensional caracterizó el desarrollo en los años 70's y 80's, estando asociados estos avances a la figura de Richard Ernst (Suiza) que recibió el Nobel de Química de 1991 por el desarrollo de la Resonancia Magnética Nuclear de alta resolución. En 1973, Paul Lauterbur (New York) comienza con el empleo de gradientes de campo tridimensionales y tomografía axial computarizada (TAC) para generar las primeras imágenes por Resonancia Magnética Nuclear; lo cual impulso a Peter Mansfield en 1975 a desarrollar un método de codificación de fase para el registro de imágenes. Desde mediados de los años 80's las aplicaciones de la Resonancia Magnética Nuclear al estudio de la estructura y dinámica de las biomoléculas ha sido un campo fructífero de investigación. En el 2002, Kurt Wuttrich (Suiza) recibió el Nobel de Química por su contribución al estudio de la estructura tridimensional de biomoléculas mediante Resonancia Magnética Nuclear.

La resonancia magnética nuclear es una técnica transversal, cuyos fundamentos y/o aplicaciones abarcan todo el ámbito de las ciencias experimentales clásicas (matemáticas, física, química, biología, geología), las tecnologías (informática, ciencia de materiales) y las ciencias de la salud, en especial la medicina. Algunos ejemplos de las interrelaciones entre las ciencias básicas y la Resonancia Magnética Nuclear son en matemáticas, ha proporcionado herramientas como la Transformada de Fourier en una o varias dimensiones, o la teoría estocástica que son imprescindibles para la obtención de espectros a partir de mediciones primarias de magnetización. La física por supuesto, se encuentra en la raíz misma del fenómeno de la Resonancia Magnética Nuclear, a partir de estudios del momento angular intrínseco (o spin) de ciertos núcleos. La informática ha permitido el control rápido, fiable y reproducible de las diversas variables experimentales involucradas en la obtención de espectros de Resonancia Magnética Nuclear, tales como pulsos de radiofrecuencia de pocos microsegundos, con fases predeterminadas hasta una precisión de menos de medio grado

---

\*Se refiere a una propiedad física de las partículas subatómicas, por lo cual toda partícula elemental tiene un momento angular intrínseco de valor fijo.



sexagesimal, períodos de evolución de micro a milisegundos, potencias de irradiación, control de temperatura, etc. También en la informática permite la digitalización de la señal, así como la Transformada de Fourier numérica.

La química ha sido desde hace más de cincuenta años, la gran beneficiaria de las aplicaciones de esta técnica, que permite descifrar detalles muy sutiles de la estructura molecular de los compuestos, así como estudiar su comportamiento dinámico y sus reacciones. La biología, especialmente la fisiología, bioquímica y biología molecular, han podido investigar con gran detalle las biomoléculas, tanto en estudios estructurales de biopolímeros como en el seguimiento dinámico de rutas metabólicas y más recientemente empleando la espectroscopía localizada *in vivo*. La geología por su parte, ha podido aprovechar las técnicas Resonancia Magnética Nuclear en fase sólida en estudios estructurales de minerales o de nuevos materiales. En particular en la ingeniería petrolera existen aplicaciones Resonancia Magnética Nuclear para la determinación del contenido de hidrocarburos en las rocas.

Después de diez años del descubrimiento de la Resonancia Magnética Nuclear se construyó la primera herramienta de registros basada en este principio, sin embargo no fue utilizada con propósitos comerciales y solo fue empleada para registrar cerca de 80 pozos antes de finales de 1962. Para 1978, fue comercializada la primera herramienta llamada NMT-CA seguida por la NMT-CB casi una década después. Esta tecnología no tuvo éxito en el mercado debido a sus limitaciones en cuestiones de diseño de la herramienta y análisis de resultados.

La introducción de la herramienta MRIL-B en 1992 marca el inicio de los registros de pulso de Resonancia Magnética Nuclear con el empleo de magnetos permanentes, y de impulsos electromagnéticos de radiofrecuencia para manipular los núcleos de hidrogeno en los fluidos del yacimiento. MRIL-C fue la primera herramienta de Resonancia Magnética Nuclear con frecuencias múltiples y después surgió la primera herramienta combinable CMR. Todos los progresos con esta tecnología de registros han sido deslumbrantes, las generaciones actuales de herramientas son capaces de hacer mediciones complejas.

En general, las mediciones de Resonancia Magnética Nuclear no eran aceptadas con entusiasmo porque los datos no siempre se asimilaban bien con los esquemas de interpretación existentes. No obstante, quienes primero adoptaron estas nuevas mediciones encontraron aplicaciones para las mismas y a medida que las herramientas evolucionaron, los petrofísicos establecieron el valor de los registros Resonancia Magnética Nuclear para los intérpretes; creando un nicho en proceso de expansión en la industrias del petróleo y el gas. Hoy en día, la mayoría de las compañías de servicios ofrecen algún tipo de dispositivos para obtener registros Resonancia Magnética Nuclear, y se han desarrollado herramientas LWD para proporcionar información acerca de la calidad de los yacimientos en tiempo real o casi real.

Las herramientas de resonancia magnética nuclear calcula la porosidad, independiente de la litología, y no requieren fuentes radioactivas. Además, proveen estimación de la permeabilidad y propiedades básicas de los fluidos. Al principio, las propiedades de los fluidos se limitaban al volumen de fluido libre y volumen inmóvil de fluido ligado en arcilla y a los capilares. Si bien los físicos saben que pueden conseguir más información de los fluidos a partir de los datos Resonancia Magnética Nuclear, era necesario contar con herramientas de fondo de pozo capaces de proveer técnicas avanzadas de adquisición y procesamiento de datos para extraer las propiedades de los fluidos en un registro continuo.

En la literatura existe gran cantidad de casos exitosos en donde las herramientas Resonancia Magnética Nuclear han sido utilizadas para solucionar problemas muy complejos.

Una ventaja fundamental que se presenta el emplear esta herramienta, es su capacidad de proporcionar un espectro amplio de información acerca de los yacimientos, respecto a lo que



---

se ha podido lograr hasta ahora. Los datos Resonancia Magnética Nuclear permiten responder muchas preguntas clave a casi todos los profesionales relacionados con la exploración y producción, incluyendo ingenieros de yacimiento, ingenieros de terminación, geólogos y petrofísicos.

Como se ha mencionado Resonancia Magnética Nuclear no es algo de la década pasada, dado que desde sus primeros indicios de comercialización las empresas encargadas de prestar servicios, se han dedicado a dirigir la evolución de esta tecnología considerando un aumento en la precisión de las mediciones de alta resolución, así como sus dimensiones de diámetro, peso y longitud.

Sin embargo las tendencias en las herramientas actuales buscan disminuir el tiempo de medición y permiten la combinabilidad con otras herramientas, así como disminuir los costos indirectos; esto aun no se ha logrado en la industria.

En México, las empresas prestadoras de servicios presentan sus herramienta de diversas formas, es decir algunas las ofrecen con todo el servicio de medición y otras solo brindan la herramienta. De las cuatro empresas principales Weatherford ofrece la venta del servicio con la herramienta NMRT™, Baker brinda su servicio con la herramienta “Magnetic Resonance eXplorer (MReX)”, Halliburton cuenta con el método “Magnetic Resonance Imaging (MRI) Petrophysics”, que utiliza las herramientas: MRIL®, MRIL®-Prime, MRIL-XL® Service; y Schlumberger en su sección de Wireline el conjunto de herramientas CMR: CMR-Plus, CMR and MDT, CMR-Oil ID y MRF.



# CAPITULO 1.-PROPIEDADES PETROFISICAS.

## 1.1.- Porosidad.

La porosidad de un material se define como la fracción del volumen total de la roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma. En los yacimientos de petróleo la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases.

Existen dos clases de porosidad: absoluta y efectiva. La porosidad absoluta es el porcentaje de espacio total con respecto al volumen total de la roca sin tener en cuenta si los poros están interconectados entre si o no, una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aun no tener conductividad a fluidos debido a la falta de intercomunicación de los poros.

La porosidad efectiva es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca, por lo que, es una indicación de la conductividad a fluidos, aunque no una medida de ellos necesariamente.

El porcentaje de porosidad se calcula por medio de las siguientes relaciones:

$$\text{Porosidad en porcentaje} = 100 \left( \frac{\text{volumen total de la roca} - \text{volumen de los granos}}{\text{volumen total de la roca}} \right) \quad (1.1)$$

$$\text{Porosidad en porcentaje} = 100 \frac{\text{volumen poroso}}{\text{volumen total de la roca}} \quad (1.2)$$

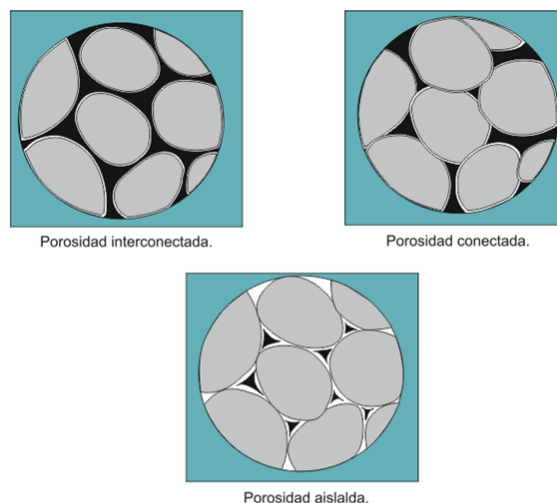


Fig. 1. Clasificación de la porosidad según su forma y distribución.



### 1.2.- Permeabilidad.

La permeabilidad de una roca se define como la conductividad de la misma los fluidos o la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados. Si los poros no están interconectados, no existe permeabilidad; por consiguiente, es de esperar que exista una relación entre la permeabilidad de un medio y la porosidad efectiva, aunque no necesariamente con la porosidad absoluta. Los factores que influyen en la porosidad efectiva también influyen en la permeabilidad, es decir el tamaño, la empaquetadura y la forma de los granos, la distribución de los mismos de acuerdo al tamaño y grado de litificación (cementación y consolidación). La cantidad, distribución y clase de arcilla presente en la roca de acumulación tienen un efecto considerable sobre la permeabilidad a líquidos, especialmente si el fluido reacciona con las arcillas.

Cuando una roca está saturada al 100% de un solo fluido la permeabilidad que dicha roca presenta se denomina permeabilidad específica.

Existen dos tipos de permeabilidad efectiva y relativa; la permeabilidad efectiva a un fluido determinado es la conductividad del medio poroso a tal fluido en un estado determinado de saturación. Es obvio que la presencia de varias fases de fluidos en un medio poroso reduce la capacidad de flujo a uno de los fluidos; por consiguiente las permeabilidades efectivas siempre son menores que la permeabilidad específica. Es la relación o razón entre la permeabilidad efectiva y permeabilidad absoluta y se expresa en forma fraccional.

La permeabilidad normalmente se expresa en Darcys. Un Darcy es la permeabilidad de un medio poroso cuando a través de él fluye un solo fluido de 1 cp de viscosidad, a un ritmo de 1 cm<sup>3</sup>/s, a través de un área de 1 cm<sup>2</sup> y con un gradiente de presión de 1 atm/cm.

La ley que describe este fenómeno es la Ley de Darcy, que para sistemas lineales toma la forma:

$$q = - \frac{kA}{\mu} \left( \frac{dp}{dx} \right) \rightarrow k = \frac{q\mu}{A \left( - \frac{dp}{dx} \right)} \quad (1.3)$$

### 1.3.-Saturación.

La saturación de la formación es la fracción del volumen poroso que ocupa un líquido. Con base en esto, la saturación del agua se define como la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación, es decir:

$$S_w = \frac{V_w [m^3 \text{ de agua}]}{V_p [m^3 \text{ de poros}]} \quad (1.4)$$

El símbolo de la saturación es la letra S y para denotar la saturación de un líquido en particular se utilizan varios subíndices, por ejemplo:



- $S_w$ , saturación de agua.
- $S_o$ , saturación de aceite.
- $S_h$ , saturación de hidrocarburos.
- $S_g$ , saturación de gas.

La saturación de aceite o gas es la fracción del volumen poroso que los contiene. De este modo, la suma de las saturaciones de una determinada roca debe ser igual al 100%.

$$S_o = \frac{V_{hc}}{V_p} = (1 - S_w) \frac{[m^3 \text{ de hidrocarburo}]}{[m^3 \text{ de poros}]} \quad (1.5)$$

Cuando existe agua en los poros, la formación tiene una saturación del 100%, si es el único fluido en los poros. La saturación de hidrocarburos nunca alcanza el 100%, debido a que las fuerzas capilares retienen pequeñas cantidades de agua en las esquinas agudas que se forman entre los granos y en los canales de intersección delgados que no pueden ser desplazados. Por lo tanto, la saturación de fluidos en una roca se expresa como la suma de saturación de hidrocarburos más la del agua, queda el 100% y se escribe:

$$S_{hc} + S_w = 1 \quad (1.6)$$

Aunque sucede, en casos pocos comunes que la roca contenga en sus poros aire o bióxido de carbono.

El agua atrapada entre los poros se conoce como saturación irreductible de agua ( $S_{wi}$ ) o connata, y su magnitud depende del tipo de porosidad, tamaño de los poros, diámetro de los canales de interconexión y la naturaleza de los granos que forman la roca (Figura 2.).

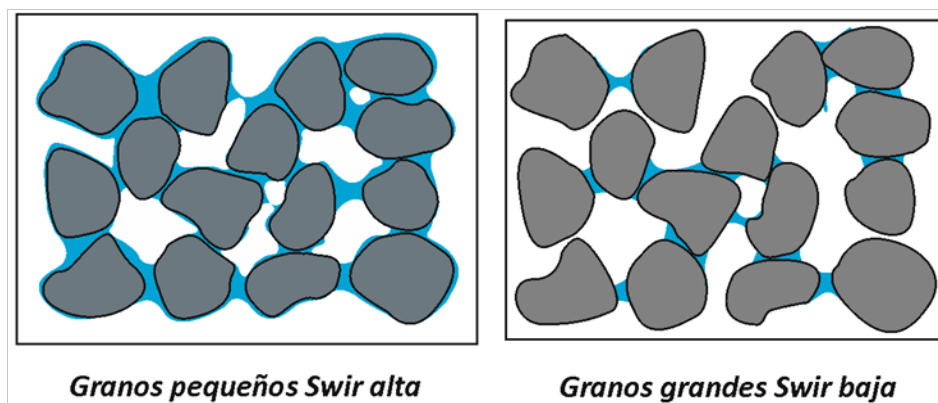


Fig. 2.- Agua retenida por fuerzas capilares

También cuando una roca contiene hidrocarburos y no es posible desplazarlo completamente de los poros mediante técnicas convencionales, una pequeña cantidad





permanece atrapada en el volumen poroso, lo que se conoce como saturación residual de aceite ( $S_{ro}$ ) y depende de la densidad y viscosidad de los hidrocarburos.

Por lo general los hidrocarburos no están en contacto directo con la roca, sino que el agua en su saturación irreductible ocupa las esquinas de los poros y recubren los granos con una fina película, evitando que los hidrocarburos toquen la roca (Figura 3).

Esto ocasiona que se tenga una tensión interfacial entre los dos líquidos, el agua y el aceite, que es igual a la diferencia de la tensión interfacial de cada líquido en contacto con el aire, siendo también afectada por la densidad de cada uno. La tensión superficial del agua es dos o tres veces mayor que la del aceite.

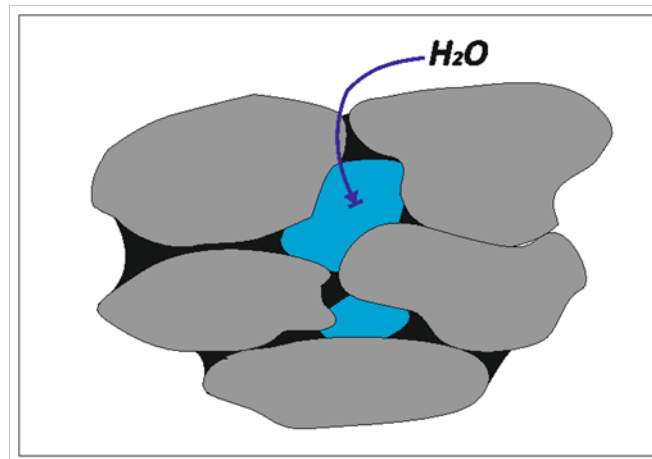


Fig. 3. Roca saturada de agua y aceite.

El contacto agua-aceite no siempre está bien definido, se presenta una transición gradual del agua al aceite. El tamaño de este intervalo de transición depende de la permeabilidad de la roca, densidad del aceite, tamaño de grano, temperatura, presión y viscosidad.

#### 1.3.1.- Saturación de agua irreductible.

Cuando el agua en la formación es irreductible, la saturación de agua está representada por  $S_{wirr}$ , con valores entre 0.05 (5%) en formaciones con tamaño de grano grande, hasta 0.40 (40%) o más en formaciones con tamaño de grano pequeño.

#### 1.4.- Agua en el yacimiento.

En una roca el agua está presente de la siguiente manera: agua libre e irreductible.



---

#### 1.4.1.- El agua libre.

Es el agua que ocupa los poros de la roca que no están ocupados por hidrocarburos. Se designan a veces con el nombre de “agua de muro” (“bottom wáter” o “edge wáter”) puede ponerse en movimiento muy fácilmente y moverse a los puntos de baja presión, y en particular hacia los sondeos.

#### 1.4.2.- Agua irreductible.

En el interior del yacimiento, la totalidad de los poros, no están ocupados por hidrocarburos, queda siempre una cantidad de agua que no ha podido ser desplazada por la llegada del petróleo o gas: se mantiene, en parte por las fuerzas de capilaridad y en parte en forma de agua absorbida por ciertos minerales de la roca, en particular los minerales arcillosos.

#### 1.5.- Tipo de fluidos.

##### 1.5.1.- Crudos.

Los crudos son mezclas complejas de compuestos diversos, donde predominan los hidrocarburos. El número de compuestos elementales es elevado y sus proporciones relativas varían ente límites amplios, dando a cada crudo una individualidad de las propiedades físicas como químicas, que son función de las proporciones relativas de los diferentes constituyentes que presentan posibilidad de variación notable.

Los hidrocarburos, que son dominantes en los crudos pertenecen a tres tipos químicos diferentes, hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos. Según el tipo de producto más representado en ellos, un petróleo se llama de base parafínica, nafténica o aromática. Junto con los hidrocarburos, los crudos contienen un gran número de compuestos orgánicos o no orgánicos (compuestos sulfurados, nitratos, órgano-metálicos, etc.)

##### 1.5.1.1.- Propiedades físicas generales de los crudos.

Las diferentes propiedades físicas de los crudos, se utilizan comúnmente para caracterizar los productos. A continuación mencionaremos las de mayor importancia:

##### 1.5.1.1.1.- Densidad.

Esta es la medida de los crudos, se coloca alrededor de 0.8, oscilando entre 0.7 y 1.0. Son raros los crudos que presentan valores de densidad mayores a 1.



De una forma general la densidad de los crudos varía con la profundidad de los yacimientos. Es tanto menor, cuanto más profunda es la acumulación. Los crudos, son más ligeros, cuando más antiguos sean. Sin embargo, estas dos reglas que presentan un cierto paralelismo no son absolutas, y se conocen numerosos ejemplos locales donde se observa lo contrario.

La densidad de los crudos, no es necesariamente constante en un mismo campo pudiendo diferir considerablemente de un horizonte-almacén a otro. En una misma trampa y en un mismo almacén la densidad del crudo decrece frecuentemente de la base al techo de la acumulación.

La medida internacional estandarizada de la densidad de los crudos se expresa en grados API (American Petroleum Institute), el cual está ligado a la densidad (peso específico) por lo siguiente relación:

$$A.P.I.^{\circ} = \frac{141.5}{\delta \text{ a } 60^{\circ} F} - 131.5; 10^{\circ} API = 1 \text{ (agua pura)} \quad (1.7)$$

Los valores son tanto más elevados, cuantos más ligeros sea el crudo.

Tipo de Crudo	° API
Liviano o ligero	Mayores a 31.1 °
Medio o mediano	De 22.3° a 31.1 °
Pesado	De 10° a 22.3°
Extrapesado	Menores a 10°

Tabla 1.- Clasificación de crudo por °API.

#### 1.5.1.1.2.- Viscosidad.

La viscosidad de los crudos es una propiedad importante. Algunos crudos de densidad elevada son igualmente viscosos, y no pueden ser explotados. De su viscosidad depende la capacidad de los crudos para desplazarse en el interior de la roca durante la migración, como en la explotación.

La viscosidad, es función directa de la densidad, estando como esta última ligada al número de átomos de carbono de la cadena hidrocarburada. En las rocas almacén, la viscosidad varía en proporciones notables según las condiciones físicas del yacimiento.

- Disminuye cuando aumentan la temperatura y la proporción de gas disuelto.
- Por el contrario, crece con la presión pero ligeramente en relación a las variaciones inversas que se producen bajo el efecto de la temperatura y el gas disuelto.



---

### 1.5.2.- Gases combustibles.

Los gases están presentes prácticamente en todos los yacimientos de hidrocarburos, y con mayor frecuencia en formaciones sedimentarias. Es probablemente el fluido más común en los poros de las rocas. Es raro que en un sondeo no se tenga indicios de gas, en particular en formaciones menos permeables.

Los gases del petróleo, están representados por los términos más ligeros de la serie de los hidrocarburos parafínicos. El más comúnmente extendido es el metano.

Se acostumbra separarlos en dos categorías: los gases húmedos, que además del metano y etano siempre dominantes, contienen productos condensables (propano, butano y pentano), y los gases secos que no contienen productos condensables y están compuestos casi exclusivamente por metano y etano.

En los yacimientos, los gases naturales combustibles se presentan en diversas formas:

#### 1.5.2.1.- Gas libre.

Puede estar asociado a un yacimiento de petróleo, formando un casquete de gas. El petróleo que sale esta entonces saturado de gas por la presión y temperatura del yacimiento.

Cabe mencionar que existen yacimientos de gas seco, en los cuales no hay presencia de hidrocarburos líquidos.

#### 1.5.2.2.- Gas disuelto de petróleo.

El crudo, es capaz de disolver una cantidad apreciable de gas. El volumen de gas disuelto en el petróleo, es función de la temperatura y presión del yacimiento.

En un yacimiento de petróleo, hay siempre una cierta cantidad de gas disuelto expresado por la relación gas-aceite. Cuando a la presión y temperatura del yacimiento, el petróleo no está saturado no hay gas libre y por tanto tampoco casquete de gas, todo el gas esta disuelto. Un descenso de presión durante la explotación, puede originar la liberación de una parte del gas y originar un casquete. Un yacimiento con dichas características indica que el petróleo está saturado, en caso contrario se llama no saturado o bajo saturado.

#### 1.5.2.3.- Gas licuado.

Se conocen acumulaciones de gas húmedo a condiciones de yacimiento, se encuentran en estado líquido. Son todos los yacimientos cuya presión y temperatura, se sitúan en el diagrama de dos fases miscibles, en la zona de existencia de una sola fase líquida.

Durante la explotación y como consecuencia en el descenso de presión, los productos más ligeros se liberan, y puede ocurrir que las gasolinas pesadas se queden en el yacimiento. En este tipo de yacimiento puede aparecer igualmente el fenómeno de condensación retrograda.



---

### 1.6.- Efecto de invasión.

Durante la perforación, para evitar el descontrol del pozo o “blow-out”, la presión  $P_h$  originada por la columna de lodo debe ser mayor que la presión  $P_r$  de los fluidos en el espacio poral (o presión de yacimiento). El diferencial de presión  $P_h - P_r$  que generalmente es de pocas centenas de psi, fuerza el fluido de perforación dentro de la formación. Si la formación es permeable, el fluido de perforación entra en la formación dejando en la pared del pozo las partículas sólidas que contiene, lo que genera una capa de enjarre (mud-cake). El líquido que se filtra dentro de la formación, se denomina filtrado (mud-filtrate), desplaza los fluidos originalmente contenidos en la roca, generando una zona contaminada denominada comúnmente zona lavada en las proximidades de la pared del pozo.

La perforación de un pozo se lleva a cabo con ayuda de un lodo de perforación, cuya finalidad es:

- Eliminación de los recortes que efectúa la barrena.
- Control de la presión de la formación que se pueden encontrar durante la perforación.

La presión hidrostática que el lodo de perforación debe ejercer en todo momento en el fondo del pozo debe ser superior a la posible presión de la formación en el pozo.

En las condiciones anteriores el uso del lodo de perforación, trae como consecuencia que en formaciones porosas y permeables se produzca una filtración en fase líquida que compone el lodo, dentro de la formación que es el filtrado del lodo como resultado de esta filtración, las partículas sólidas se van quedando en la pared del pozo, constituyendo lo que se llama enjarre.

Al principio el ritmo de filtración alcanza su valor máximo, disminuye con el tiempo a medida que aumenta el espesor del enjarre.

Las condiciones del medio ambiente que prevalecen en el pozo en estas circunstancias son en agujero descubierto.

El comportamiento de la filtración dentro del sistema roca-fluido, es un poco diferente si la formación contiene agua, que si tiene hidrocarburos.

El modelo convencional de invasión supone un desplazamiento similar al de un pistón cuando los fluidos del yacimiento son desplazados por el filtrado que los invade.

Se sabe que este modelo no representa el perfil de invasión real, por otro lado la suposición de un perfil de escalón tiende a subestimar el volumen de filtrado de lodo y enmascarar los detalles de cambio en la invasión, que proporciona información petrofísica importante.



## CAPITULO 2.-PRINCIPIOS FÍSICOS.

Debido a la complejidad de los principios físicos en que se basa el registro RMN a continuación desarrollaremos algunos conceptos básicos que nos permitan un mejor entendimiento de las mediciones y su interpretación, los cuales son:

- Magnetismo nuclear.
- Polarización
  - Tiempo de relajamiento  $T_1$ .
- Inclinación de pulsación y decaimiento de inducción libre.
- Ecos de momentos rotacionales.
  - Tiempo de relajamiento  $T_2$ .
  - Secuencias de pulsación CPMG.
- Sincronización del tiempo en las mediciones (RMN).

### 2.1.- Magnetismo nuclear.

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

Se pueden efectuar mediciones de cualquier núcleo que tenga un número impar de protones o neutrones o ambos, tales como el núcleo de hidrógeno ( $H^1$ ), carbono ( $C^{13}$ ), y sodio ( $Na^{23}$ ). Para la mayoría de los núcleos encontrados en las formaciones del subsuelo, la señal magnética nuclear inducida por campos magnéticos externos es demasiado pequeña para ser detectada por un instrumento magnético de registro 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. Hasta hoy, casi todos los registros y los estudios de rocas hechos con RMN se basan en la respuesta del núcleo del átomo de hidrógeno.

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 Fig. 4-izquierda. Cuando hay muchos átomos de hidrógeno presentes y no existe ningún campo magnético externo, los ejes de los momentos rotacionales nucleares del hidrógeno están alineados al azar Fig. 4- derecha.

---

\* Movimiento asociado con el cambio de dirección en el espacio que experimenta el eje instantáneo de rotación de un cuerpo.

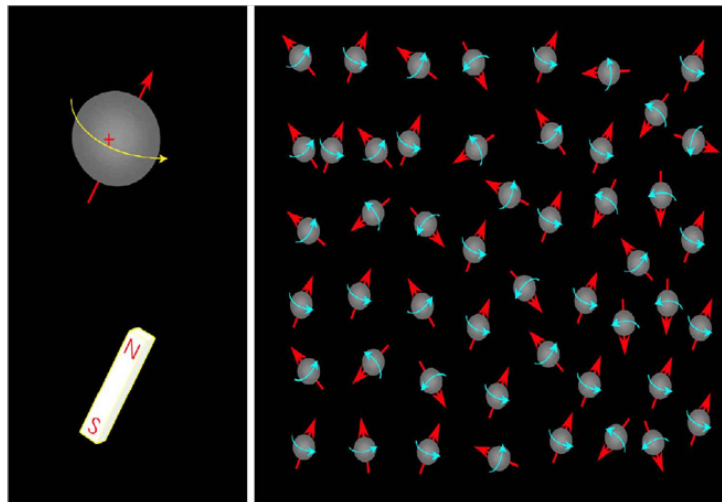


Fig. 4. Debido a su magnetismo nuclear inherente, los núcleos de hidrógeno (a la izquierda) se comportan como si fueran pequeñas barras imantadas alineadas con los ejes de los momentos rotacionales de los núcleos. En ausencia de un campo magnético externo, los ejes magnéticos nucleares (a la derecha) quedan alineados al azar.

## 2.2.- Polarización.

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

Cuando se aplica un momento torsional a un objeto giratorio, el eje del objeto se mueve perpendicular al momento torsional en un movimiento llamado precesión Fig. 5-izquierda. Entonces, cuando  $\mathbf{B}_0$  se aplica a un núcleo magnético, el núcleo hará precesión alrededor de  $\mathbf{B}_0$ . La frecuencia precesional ( $f$ ), llamada la frecuencia de Larmor, está dada por:

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

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

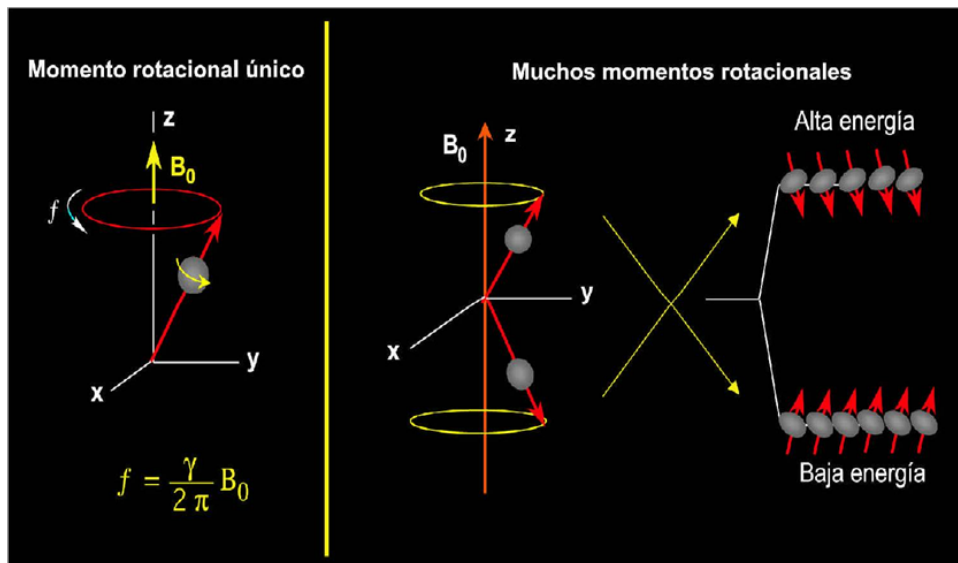


Figura 5. En un campo magnético externo (izquierda), la frecuencia precesional de un núcleo depende de la relación giromagnética del núcleo y de la intensidad del campo externo. La alineación del eje de precesión de un núcleo con respecto a la dirección del campo externo (derecha) determina el estado energético del núcleo.

La ecuación 2.1, muestra que la frecuencia de Larmor de un núcleo dado es proporcional a la magnitud del campo magnético estático y a la relación giromagnética del núcleo. Para un campo magnético  $B_0$ , especies nucleares diferentes tienen frecuencias de Larmor diferentes (por sus diferentes relaciones giromagnéticas); por lo tanto cada especie se puede diferenciar en base a esas frecuencias.

Alternativamente, para una especie nuclear dada tal como el hidrógeno, la relación giromagnética tiene un valor fijo, la frecuencia de Larmor es función de la intensidad del campo magnético estático; si está depende de la posición, entonces la frecuencia de Larmor asociada con el núcleo es función de la posición del núcleo.

Tanto en el MRI médico como en el MRI en el campo petrolero, se aplica un campo magnético de gradiente. Como la intensidad de ese tipo de campo depende de la posición, la frecuencia de Larmor de un núcleo esta en función de la misma. En el MRI médico, los campos de gradientes lineales (en su mayor parte pulsantes) se usan para hacer un mapa completo de la población de hidrógeno en espacios tridimensionales (3D). En el campo petrolero, el instrumento MRI produce un campo de gradiente estático primario cuya intensidad está en función de la distancia radial a partir de la superficie del instrumento. Por lo tanto, la ubicación de la región del espacio investigada por el instrumento se determina por la frecuencia de Larmor a la que responde el instrumento MRI.

Según la mecánica cuántica, cuando un protón está sujeto a un campo magnético externo, el protón es forzado hacia uno de dos estados energéticos. La Fig. 5- derecha, muestra 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, que es el estado preferido.





Cuando el eje precesional está en posición antiparalela a  $B_0$ , el protón está en estado de alta energía. A la dirección de  $B_0$  se designa como dirección longitudinal.

Cuando un gran número de protones giratorios están haciendo precesión alrededor de  $B_0$  (Fig. 6) 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 RMN y MRI.

La magnetización microscópica  $M_0$  se define como el momento magnético neto por unidad de volumen. Para el caso  $N$  núcleos, la magnetización está dada por la ley de Curie de esta forma:

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

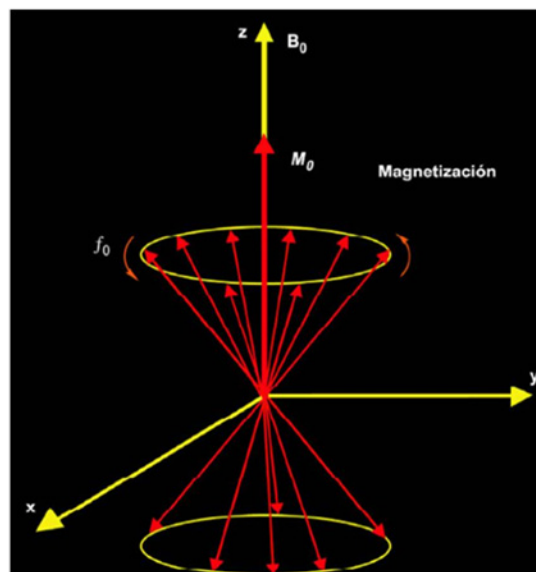
siendo

$k$  = constante de Boltzman.

$T$  = temperatura absoluta (Kelvin).

$\hbar$  = constante de Planck.

$I$  = el número cuántico de momentos rotacionales del núcleo.



**Figura 6.** Cuando diversos protones efectúan una precesión en un campo magnético externo, aparece una magnetización neta ( $M_0$ ).

$M_0$  es observable y, según la Ec. 2.2, es proporcional al número de protones, a la magnitud  $B_0$  del campo magnético aplicado, e inversa a la temperatura absoluta.



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

$$M_z(t) = M_0 \left( 1 - e^{-\frac{t}{T_1}} \right) \quad (2.3)$$

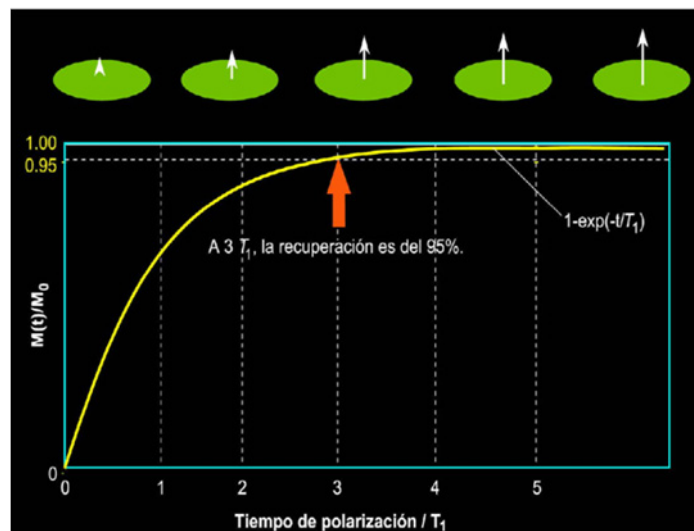
siendo

$t$  = Tiempo durante el cual los protones se exponen al campo  $B_0$ .

$M_z(t)$  = Magnitud de la magnetización en el tiempo  $t$ , cuando se toma la dirección de  $B_0$  a lo largo del eje  $z$ .

$M_0$  = Magnetización final y máxima en un campo magnético dado.

$T_1$  es el tiempo en el que la magnetización alcanza 63% de su valor final, y tres veces  $T_1$  es el tiempo en el que se logra el 95% de la polarización. La Fig 7 ilustra la curva de relajamiento o polarización  $T_1$ . Fluidos diferentes, como agua, petróleo, y gas, tienen tiempos de relajamiento  $T_1$  diferentes.



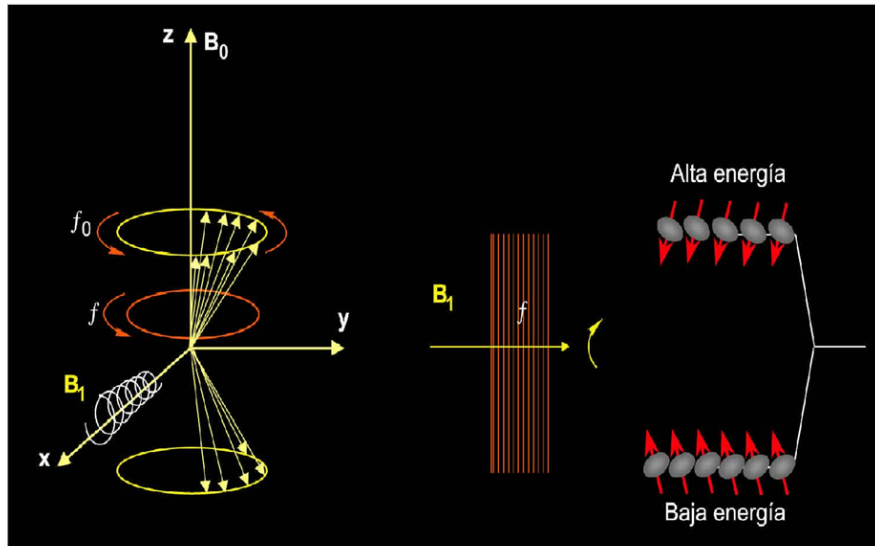
**Figura 7.** Las curvas de relajamiento (polarización)  $T_1$  indican el grado de alineamiento de los protones o magnetización en función del tiempo en el que una población de protones está expuesta a un campo magnético externo.

### 2.3.- Inclinación de pulsación y decaimientos 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 a  $B_0$ , el campo magnético estático. 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 Fig. 8, se ilustra un campo magnético oscilatorio interactuando con protones. Desde el punto de vista de mecánica cuántica, si un protón está en un estado de baja energía absorbe energía provista por  $B_1$  y salta a un estado de alta energía. La aplicación  $B_1$  hace que los protones hagan precesión en fase entre sí. Este cambio en el estado energético y en la precesión en fase causada por  $B_1$  se llama resonancia magnética nuclear.



**Figura 8.** Para una interacción eficaz con protones (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 (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.

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

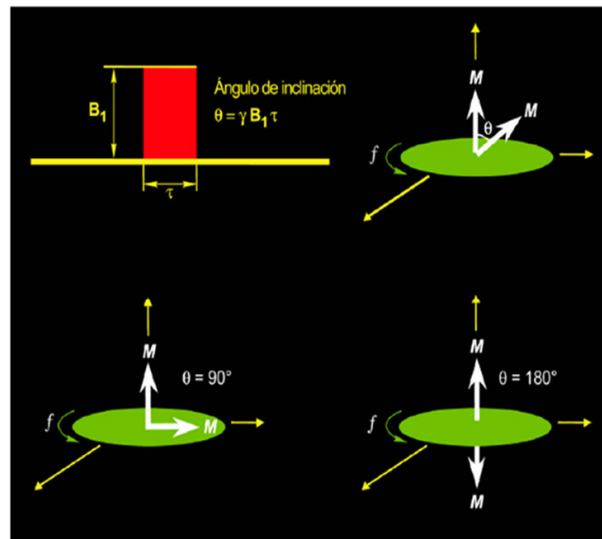
$$\theta = \gamma B_1 \tau \quad (2.4)$$

Donde:

- $\theta$  = Angulo de inclinación (grados).
- $B_1$  = Amplitud del campo oscilatorio.
- $\tau$  = Tiempo durante el que se aplica el campo oscilatorio.



El ángulo de inclinación es entonces proporcional al producto  $B_1\tau$ , que refleja la energía que  $B_1$  suministra al sistema de momentos rotacionales de los protones. Incrementando la potencia del campo oscilatorio o el tiempo durante el cual se aplica este, se aumenta el ángulo de inclinación. La relación entre inclinación y ángulo de la Ec. 2.4 se ve en la Fig. 9.

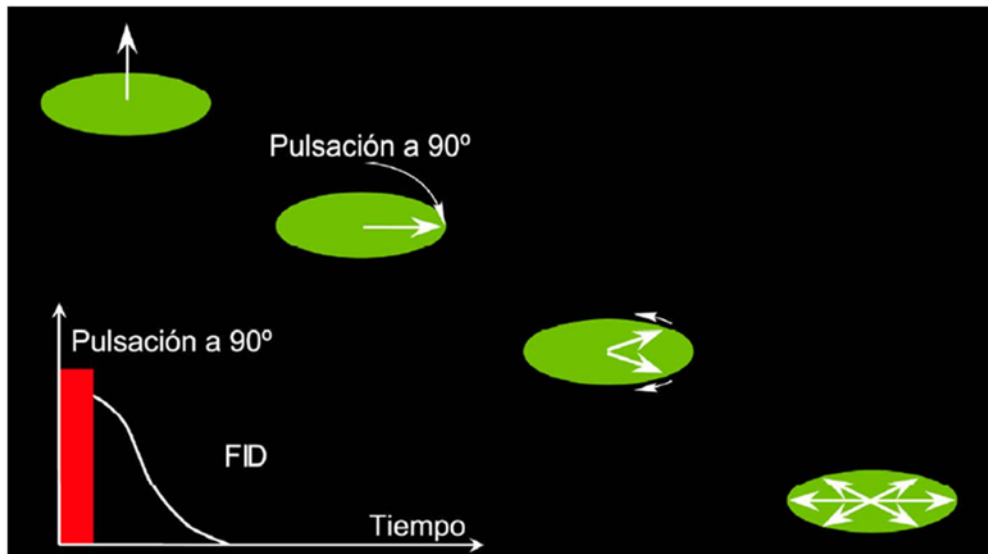


**Figura 9.** El ángulo de inclinación  $\theta$  depende de la intensidad del campo oscilatorio  $B_1$  y del tiempo  $\tau$  durante el cual se aplica el campo.

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

Cuando el sistema RMN aplica una pulsación  $B_1$  de  $90^\circ$  en los protones polarizados por el sistema, los protones hacen precesión en fase en planos transversales (con relación a  $B_0$ ), macroscópicamente, la magnetización a  $90^\circ$  y la precesión en un plano transversal.

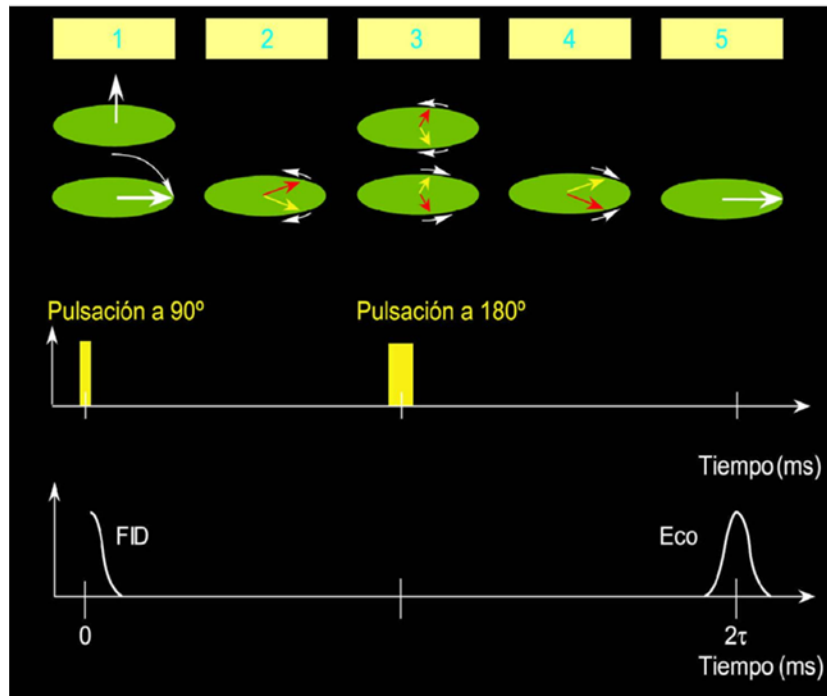
Cuando el campo  $B_1$  se elimina, la población de protones inicia un desfaseamiento, o falta de coherencia de fase—es decir que las precesiones de los protones ya no están en fase entre sí. Por lo tanto, a medida que el desfaseamiento progresa, la magnetización disminuye. En esta situación, una bobina receptora que mide la magnetización en dirección transversal detecta una señal en decaimiento (Fig. 10). Este decaimiento es exponencial y se llama decaimiento de inducción libre. La constante de tiempo FID ( $T_2$ ) es corta—de decenas de microsegundos. El FID está causado por heterogeneidad en el campo magnético que se debe al gradiente de este 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 un rápido decaimiento.



**Figura 10.** Luego de la aplicación de una pulsación a  $90^\circ$ , la población de protones se defasa, y se detecta una señal de decaimiento de inducción libre (FID).

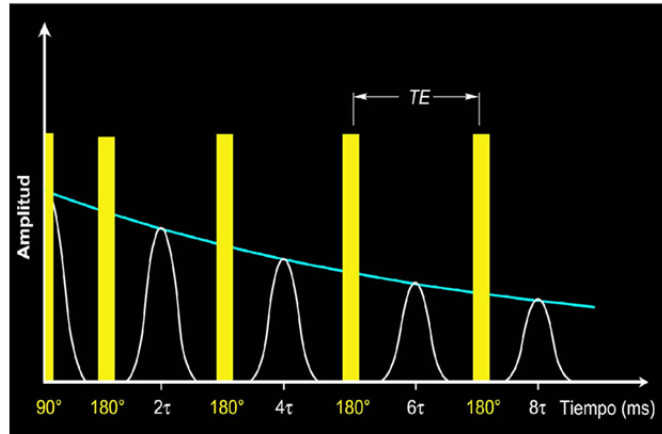
#### 2.4.- Detección de ecos de momentos rotacionales.

El defasamiento causado por la heterogeneidad del campo magnético estático  $B_0$  es reversible. Los vectores de magnetización de protones en planos transversales vuelven su fase cuando se le aplica una pulsación  $B_1$  a  $180^\circ$ . Si un vector de magnetización transversal tiene un ángulo de fase  $\alpha$ , entonces la aplicación de una pulsación  $B_1$  a  $180^\circ$  cambia el ángulo de fase ( $-\alpha$ ). En efecto, el orden de fase de los vectores de magnetización transversales se revierte, de modo que los vectores más lentos (desde el punto de vista de fase) están adelante de los vectores rápidos. Los vectores más rápidos alcanzan a los más lentos, se produce un refasaje, y se genera una señal detectable en la bobina receptora. Esta señal se llama eco del momento rotacional. Si transcurre un tiempo  $\tau$  (no el mismo tiempo que en la Ec. 2.4) entre la aplicación de la pulsación  $B_1$  a  $90^\circ$  y la  $B_1$  a  $180^\circ$ , entonces el mismo tiempo  $\tau$  va a transcurrir entre la aplicación de la pulsación  $B_1$  a  $180^\circ$  y el pico del eco de momento rotacional. Es decir, el tiempo de refasaje es igual al tiempo de defasamiento, y el pico de ecos de momentos rotacionales ocurre a  $2\tau$ , que se define como  $TE$ . En la Fig. 11, se ilustra la generación de ecos de momentos rotacionales.



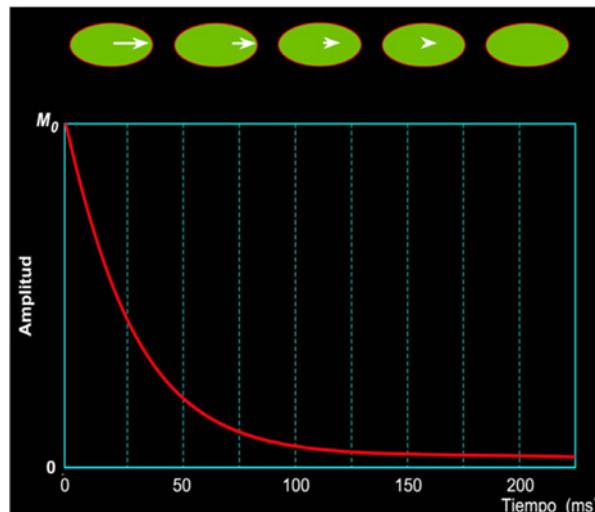
**Figura 11.** (1) Para generar un eco de momentos rotacionales, se aplica primero una pulsación **B1** a  $90^\circ$ . (2) Luego de la cesación de la pulsación a  $90^\circ$ , comienza el defasaje. (3) En un tiempo  $\tau$ , se aplica un pulso a **B1** de  $180^\circ$  para invertir los ángulos de fase 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  $2\tau$ .

Aunque un eco de un momento rotacional decae rápidamente, se aplica pulsaciones a  $180^\circ$  en forma continua para refasar los componentes de magnetización y generar una serie de ecos de momentos rotacionales. Entonces se registra un tren de ecos, Fig. 12. Un eco de momentos rotacionales se forma a mitad del camino entre par de pulsaciones a  $180^\circ$ . El espaciamiento entre ecos ( $TE$ ) es el tiempo entre los picos de ecos adyacentes. El número de pulsaciones en el tren es  $NE$ . La secuencia completa es decir, una pulsación a  $90^\circ$  seguida por una larga serie de pulsaciones a  $180^\circ$  se llama secuencia CPMG (sigla que proviene de las iniciales de los apellidos de sus inventores, Carr, Purcell, Meiboom, y Gill).



**Figura 12.** Para generar un tren de ecos de momentos rotacionales, se utiliza la secuencia de pulsos CPMG, que consiste en una pulsación  $B_1$  a  $90^\circ$ , seguida por una secuencia de pulsaciones  $B_1$  a  $180^\circ$ . Las pulsaciones  $B_1$  de  $180^\circ$  van seguidas por ecos de momentos rotacionales de amplitud decreciente.

En la medida en que la difusión se ignora, la secuencia de pulsaciones 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 este ocurre, los protones no se alinean completamente, y el tren de ecos de momentos rotacionales decae. La Fig. 13 es un sistema de registros RMN mide la amplitud de los ecos de momentos rotacionales en la secuencia CPMG al monitorear el decaimiento de magnetización transversal y por lo tanto el desfase irreversible.



**Figura 13.** La amplitud los ecos del momento rotacional en el decaimiento produce una curva de decaimiento exponencial con una constante de tiempo  $T_2$ .



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

$$M_x(t) = M_{0x} e^{\frac{-t}{T_2}} \quad 2.5$$

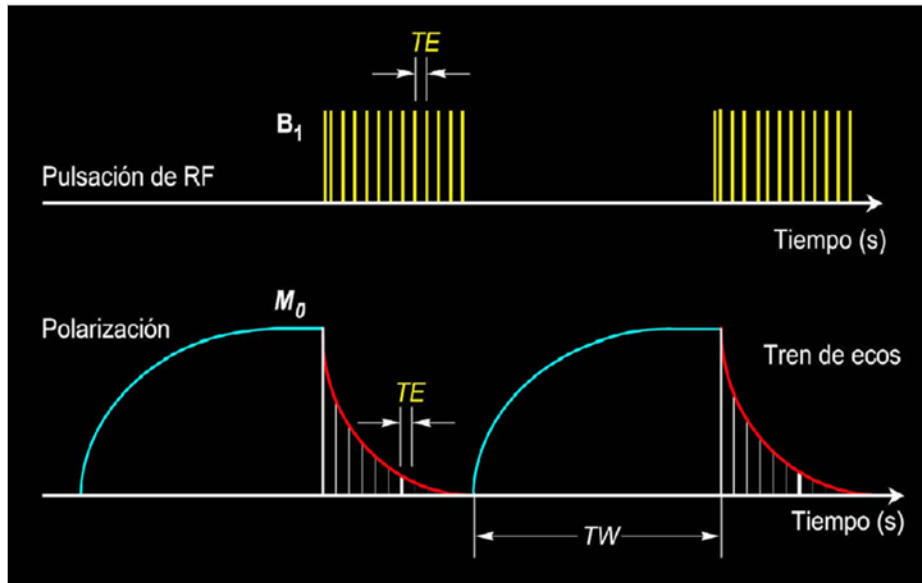
siendo  $M_{0x}$  la magnitud de la magnetización transversal en  $t = 0$  (el tiempo en el que cesa la pulsación de  $90^\circ$ ). El decaimiento  $T_2$  en la formación contiene la información petrofísica que se obtiene de un registro RMN, por lo tanto es el objetivo de la medición. Los datos sin procesar por el sistema RMN son el tren de los ecos de los momentos rotacionales.

### 2.5.- Sincronización del tiempo en las mediciones (RMN).

Después de un período igual a varias veces  $T_2$ , el decaimiento de la magnetización transversal está completo, y no es posible hacer más refasaje. Durante una secuencia CPMG, la pulsación a  $90^\circ$  reorienta la polarización de modo que no se tenga polarización longitudinal en los protones, y las pulsaciones a  $180^\circ$  suprimen la acumulación de más polarización longitudinal. Por lo tanto, al final de la secuencia CPMG los protones quedan de manera aleatoria. Para comenzar la siguiente secuencia, los protones se polarizan otra vez. Entonces, es necesario un tiempo de espera ( $TW$ ) entre el final de una secuencia CPMG y el inicio de la siguiente, durante el cual tiene lugar la repolarización.

Un típico diagrama de sincronización de tiempos para la medición RMN se ilustra en la Fig. 14. La sección superior de la figura describe dos secuencias CPMG, cada una de las cuales consiste en una pulsación  $B_1$  a  $90^\circ$ , seguida por una serie de pulsaciones a  $180^\circ$ . La sección inferior representa eventos de polarización (curvas de relajamiento  $T_1$ ), e ilustra el tren de ecos de momentos rotacionales (curvas de relajamiento  $T_2$ ) asociados con las dos secuencias CPMG. El tiempo de polarización ( $TW$ ), el espaciamiento entre ecos ( $TE$ ), y el número de ecos ( $NE$ ) se controlan manualmente.





**Figura 14.** Diagrama de sincronización en la medición indica (arriba) secuencias de pulsaciones CPMG y (abajo) curvas de polarización (relajamiento  $T_1$ ) y adquisición de los trenes de ecos de momentos rotacionales.

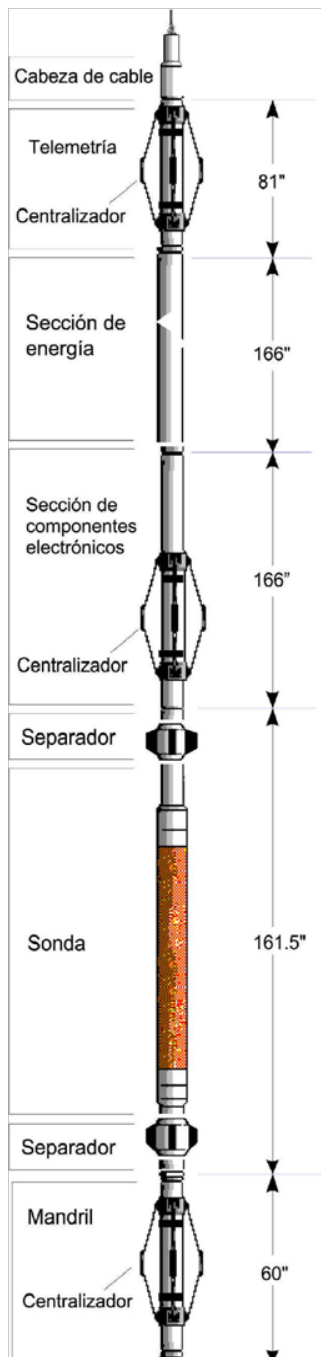
La determinación de la magnitud  $M_0$ , se efectúa una estimación de la amplitud del tren de ecos de momentos rotacionales en  $t = 0$ , a partir de la medición de los trenes de ecos de momentos rotacionales. Para evitar una subestimación en  $M_0$ , se requiere una polarización total o casi total (95%).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

A medida que disminuye  $TE$ , los ecos de momentos rotacionales se generan y detectan más rápidamente, y la relación señal-ruido efectiva se incrementa debido a la densidad alta de los puntos de datos. A medida que aumenta  $NE$ , se generan y detectan ecos de momentos rotacionales por más tiempo, pero se requiere una intensidad mayor en  $B_1$ .

Las mediciones CPMG se capturan siempre en pares. Luego de adquirir el primer conjunto, el segundo es con la fase de pulsación del transmisor cambiada en el eco de los momentos rotacionales de amplitud negativa. El segundo conjunto se sustrae del primero para producir un par de fase alterna (PAP). Este procedimiento conserva la señal y elimina compensaciones electrónicas de baja frecuencia.



## CAPITULO 3.-CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA.



### 3.1.- Herramienta MRIL.

En la configuración básica, la herramienta MRIL consiste de un mandril magnético de diámetro  $4 \frac{1}{2}$ ,  $4 \frac{7}{8}$ , ó 6 plg.; una sección electrónica; uno o dos sistemas de almacenamiento de energía (capacitores) Fig. 15; distanciador de fluidos, centralizadores, y separadores son opcionales pero se recomiendan siempre y se eligen de acuerdo con el tamaño del pozo.

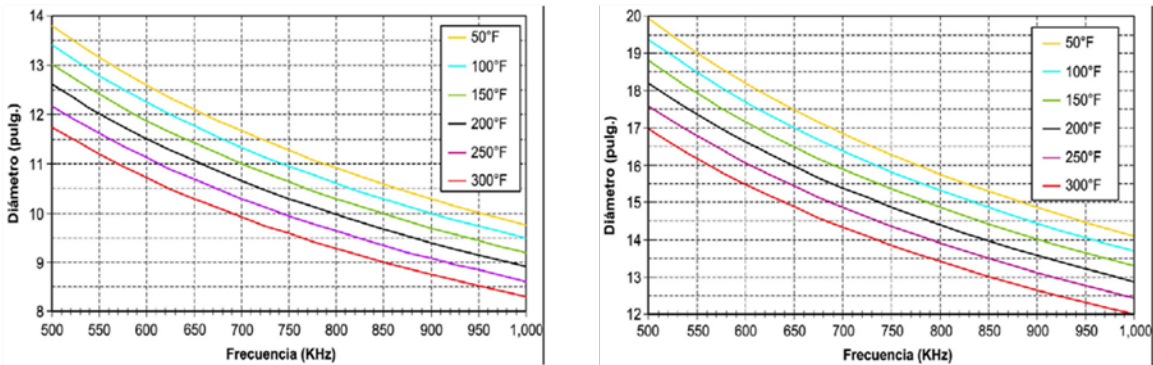
El uso de un distanciador de fluidos reduce el efecto de carga eléctrica del lodo e incrementa la relación señal-ruido. Tanto los centralizadores como los separadores ayudan a centralizar la herramienta en el pozo. Además, los separadores protegen el cuerpo de fibra de vidrio de la herramienta al mantenerla alejada de la pared de la tubería o del pozo.

Las herramientas MRIL son combinables con otras herramientas de registros en agujero descubierto de la compañía Halliburton, como la herramienta de Inducción de Alta Resolución (HRAI), herramienta de Micro Imágenes Eléctricas (EMI), y herramienta de Barrido Acústico Circunferencial (CAST-V).

**Figura 15.** En su configuración básica, la herramienta MRIL consiste en un mandril magnético, una sección con componentes electrónicos, y una o dos secciones de almacenamiento de energía.

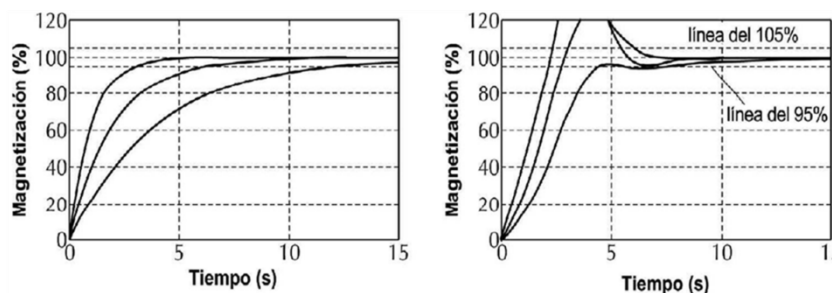


Las herramientas MRIL están disponibles en versiones de 6- y 4 1/2- (ó 4 7/8- para la herramienta Prime) pulg. de diámetro exterior, siendo capaces de operar a alta frecuencia (750 kHz) o baja frecuencia (600 kHz). Fig. 16; la profundidad de investigación de la sonda de 6 pulg. a 200°F es de 14.5 y 16.5 pulg., a alta y baja frecuencia respectivamente. Para la sonda de 4 1/2 pulg., la profundidad de investigación son de aproximadamente 10 y 11.5 pulg. Para tamaños típicos de pozo (por ejemplo, pozos perforados con una barrena de 8 1/2 pulg.), un diámetro de investigación de 16 pulg. corresponde a una región de investigación ubicada aproximadamente a 3 ó 4 pulg. de la pared del pozo. Por lo tanto, el volumen sensible está generalmente dentro de la zona invadida.



**Figura 16.** El diámetro de investigación de la herramienta MRIL depende de la temperatura del imán permanente y de la frecuencia del sistema. La gráfica de la izquierda es para una herramienta de 4 1/2 pulg. El gráfico de la derecha es para una herramienta de 6 pulg.

La sonda de múltiple frecuencia está constituida por pares de imanes adicionales ubicados arriba y abajo del imán principal para una prepolarización acelerada con sus campos magnéticos más intensos. El imán principal es tres veces más largo que la apertura de la antena, lo que permite una adecuada polarización. En condiciones de registro por estaciones, estos imanes no ofrecen ninguna ventaja, pero a velocidades normales o altas se reduce a la mitad el tiempo necesario para una polarización adecuada (Fig. 17).



**Figura 17.** Estas tres curvas (izquierda) indican lo rápido de la magnetización sin prepolarización acelerada. Las curvas correspondientes a  $T_1 = 1, 2$  y  $4$  segundos. Se tolera un 5% de subpolarización, se necesitan 12s para polarizar el componente más lento. Con polarización acelerada como la que se usa en la sonda MRIL-Prime de 6 pulg. (derecha), la magnetización se obtiene más rápidamente. Se indica el caso más crítico de una perfilaje a 24 pies/min. Se supone la misma distribución del  $T_1$  de 1, 2 y 4 segundos como la estudiada en el gráfico de la izquierda. Después de 6 segundos, todos los componentes se estabilizaron dentro de un margen de  $\pm 5\%$  de la magnetización nominal.



### 3.2.- Herramienta CMR.

La herramienta Combinable de Resonancia Magnética CMR, introducida por Schlumberger en 1995, se opera contra la pared del pozo por medio de un fleje descentralizador. Un sensor corto direccional, ubicado entre dos imanes, enfoca la medición de la herramienta CMR en una zona vertical de 6 pulgadas [15 cm] y hasta 1.1 pulgadas [2.8 cm] en la formación. Estas características y los adelantos electrónicos incorporados en la herramienta mejoran la relación señal-ruido en la secuencia de adquisición de datos, permite obtener con alto grado de precisión en la medición de la formación con gran resolución vertical.

En el diseño de la herramienta CMR, la CMR-Plus utiliza un sensor similar al CMR-200; la configuración de los imanes y el sistema electrónico también es semejante. Los dos imanes permanentes crean una zona sensible a un campo de resonancia en la formación (arriba a la derecha o la izquierda). No obstante, los imanes del CMR-Plus (derecha) tienen 30 pulgadas (76 cm) de largo que permite la prepolarización de los átomos de hidrógeno en rotación mientras se registra en forma continua. Esta nueva característica de diseño le permite al sistema CMR-Plus operar con mayor rapidez.

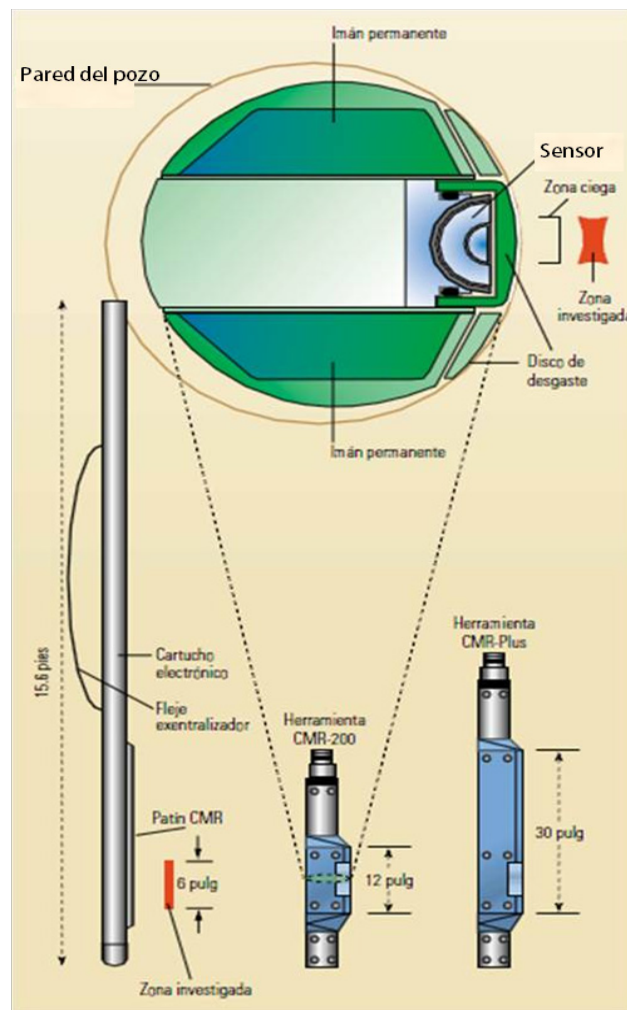


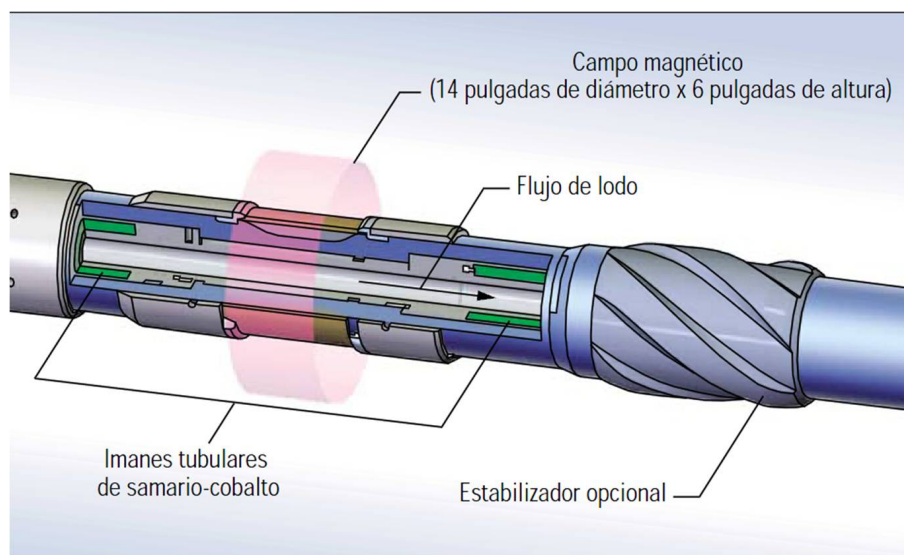
Figura 18. Diseño de las herramientas CMR-200 y CMR-plus.



### 3.3.- Herramienta proVISION.

Al igual que con otras herramientas tipo VISION para la Evaluación de Formaciones y generación de Imágenes durante la perforación (LWD), la condición ambiental en proVISION son 150°C [300°F], 20 000 psi [138 MPa], y una severidad a la pata de perro de 8°/30 m [8°/100 pies] durante la rotación y de 16°/30 m [16°/100 pies] durante el deslizamiento.

La herramienta proVISION, ubicada dentro de un cople de perforación (porta barrena) de 11.3m [37 pies] de largo y 17.1 cm [6 ¾ pulgadas] de diámetro, el diámetro externo de la herramienta es de 19.7 cm [7 ¾ pulgadas]. Cuando se configura sin salientes exteriores y con bandas de protección fijas, la herramienta se baja en pozos con diámetro de protección fija. La herramienta se baja en pozos de diámetro entre 8 ⅜ pulgadas y 10 ⅝ pulgadas. Los ingenieros en sitio pueden colocar un estabilizador de rosca para reducir el movimiento lateral y centralizar la herramienta en el pozo. Las conexiones telemétricas en ambos extremos del sistema permiten la configuración en cualquier sección de fondo de pozo (BHA, por sus siglas en inglés). La herramienta funciona con turbina, en vez de batería, y opera con regímenes de flujo de entre 1136 y 3028 L/min [300 y 800 gal/min]



**Figura 19.** Diseño de la herramienta proVISION.

En la Fig. 20 se muestra la sección transversal de la herramienta proVISION. La sección axial a través del sensor (izquierda) ilustra el diseño simétrico de la herramienta. Las barras de color azul oscuro son imanes cilíndricos huecos. Las líneas de intensidad de campo constante (azul) indican un gradiente de campo magnético que decae lejos de la herramienta. La sección a través de la bobina sensorial coaxial se indica en color negro. La interacción entre el sensor y los imanes produce una carcasa resonante cilíndrica (franjas rojas) de 15 cm [6 pulgadas] de largo, 10 mm [0.4 pulgadas] de espesor, y un diámetro de investigación de 36 cm [14 pulgadas]. La sección transversal a través de la bobina enrollada en el sensor coaxial (derecha) ilustra la carcasa resonante simétrica respecto al eje (rojo). En la carcasa resonante se obtiene la medición, es decir no se realiza ninguna medición entre la herramienta y la carcasa resonante o desde la carcasa resonante hacia el interior de la formación. La profundidad de



investigación dentro de la formación (DOI, por sus siglas en inglés) en un pozo de 21.5 cm [8 ½ pulgadas] de diámetro es de 7 cm [2 ¾ pulgadas].

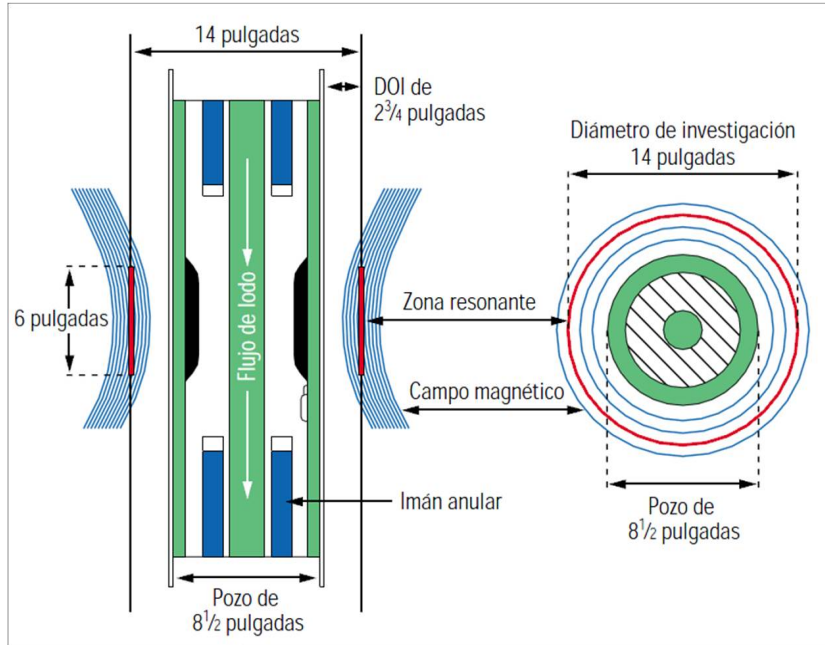


Figura 20. Sección transversal de la herramienta PROVISION.



---

## CAPITULO 4.-PRINCIPIO DE MEDICIÓN.

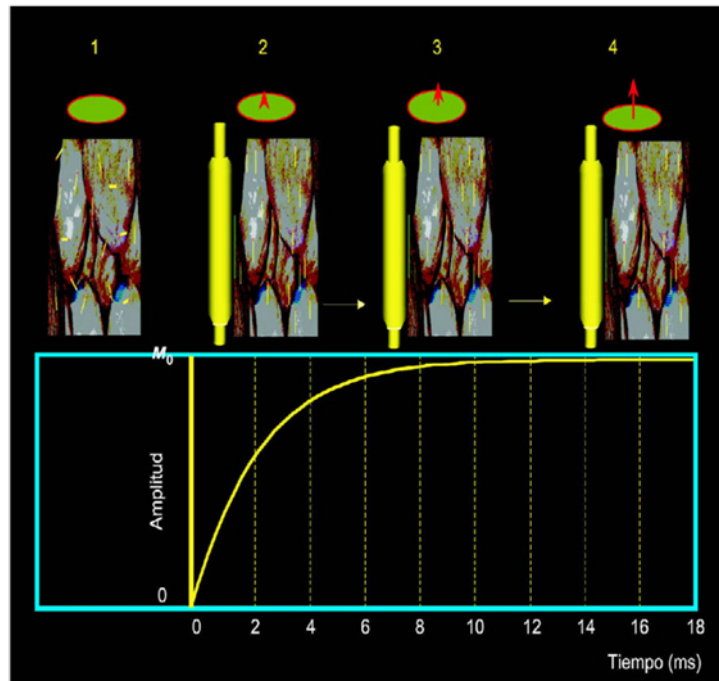
El proceso de medición de la herramienta RMN consta de cuatro pasos básicos:

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

A continuación a demás de analizar estos pasos haremos mención sobre la resolución vertical, profundidad de investigación, activación y relación señal-ruido para comprender el proceso de medición de los sistemas de RMN.

### 4.1. Polarización.

La herramienta RMN contiene un imán permanente que produce un campo magnético estático. Antes de registrar una formación geológica con una herramienta RMN, los núcleos de hidrógeno de la formación se alinean con el campo magnético terrestre. Como la magnitud de este campo es pequeño, la magnetización inducida en los protones es despreciable. A medida que la herramienta RMN se desplaza en la formación, el campo  $B_0$  domina y polariza los protones. Por ejemplo, la intensidad del campo terrestre es de aproximadamente 0.5 gauss, mientras que la intensidad del campo magnético generado por la herramienta en el volumen sensible debe ser aproximadamente 350 veces más potente que el campo magnético terrestre. Para protones localizados los poros, la polarización toma varios segundos y se obtiene mientras la herramienta se desplaza a lo largo del pozo. Se efectúan mediciones confiables siempre y cuando los protones queden expuestos al campo magnético estático a través del ciclo de prueba. La Fig. 21 indica el incremento de polarización en función del tiempo. Una vez que los protones se polarizan, quedan en estado de equilibrio y permanecen polarizados a menos que se produzca una perturbación. El momento magnético neto de la población de protones polarizados es  $M_0$ .

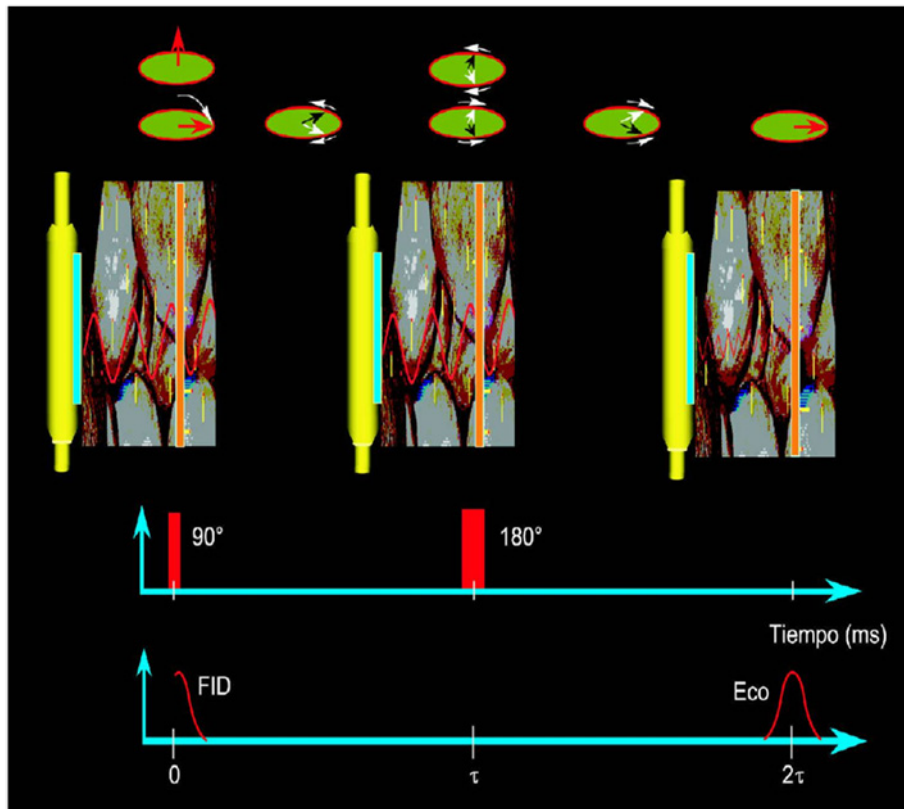


**Figura 21.** (1) Antes de que los protones estén sujetos al campo magnético estático del sistema MRIL, sus ejes de momento rotacional están alineados al azar. (2) Una vez que los protones quedan inicialmente expuestos al campo magnético estático del MRIL, sus ejes de rotación comienzan a hacer precesión; los ejes precesionales quedan alineados en dirección del campo estático  $B_0(r)$ . (3 y 4) A medida que la exposición continúa, los ejes de rotación se acercan a los ejes precesionales, y la magnetización neta de la población de protones aumenta, como indica el gráfico.

#### 4.2 Inclinación de la magnetización y detección de ecos de momentos rotacionales.

La técnica consiste en la inclinación de la magnetización y adquirir los ecos de momentos rotacionales a partir de una formación (Fig. 22). La herramienta genera un campo magnético estático con gradiente en dirección radial; por lo tanto, la frecuencia Larmor de protones cambia según la distancia radial a la misma. Un sensor que rodea al imán de la herramienta, sirve como transmisor del campo oscilatorio y como receptor de los ecos de momentos rotacionales. El sensor produce un campo  $B_1$  perpendicular a  $B_0$  y rota el vector de magnetización hacia el plano transversal. Los valores seleccionados por la frecuencia y ancho de banda de las pulsaciones del campo  $B_1$  determinan la geometría del volumen sensible y, por lo tanto la profundidad de investigación.





**Figura 22.** La antena MRIL (izquierda) aplica una pulsación oscilatoria **B1** de  $90^\circ$  a los protones con una sincronización de fase e inclina la magnetización  $90^\circ$ . A medida que los protones se defasan, la antena transmisora aplica un pulso oscilatorio **B1** a  $180^\circ$ , para volver a poner en fase a los protones. Cuando los protones se ponen en fase (derecha), generan una señal de un eco del momento rotacional medible con una antena receptora.

La herramienta registra el tren de ecos del momento rotacional (Fig. 23). La secuencia de pulsación CPMG cancela el defasamiento causado por los efectos del gradiente de campo  $B_0$ ; sin embargo, el defasamiento causado por la interacción molecular o de procesos de difusión es irreversible. Cuando ocurre este defasamiento irreversible, los protones no se pueden volver a reenfoque, y el tren de ecos de momentos CPMG disminuye. Entonces se mide la amplitud de estos en la secuencia CPMG de acuerdo a la disminución de magnetización transversal y con ello un defasamiento irreversible. Una vez que se adquiere el tren de ecos del momento, el imán repite la polarización para la próxima medición CPMG (Fig. 24).

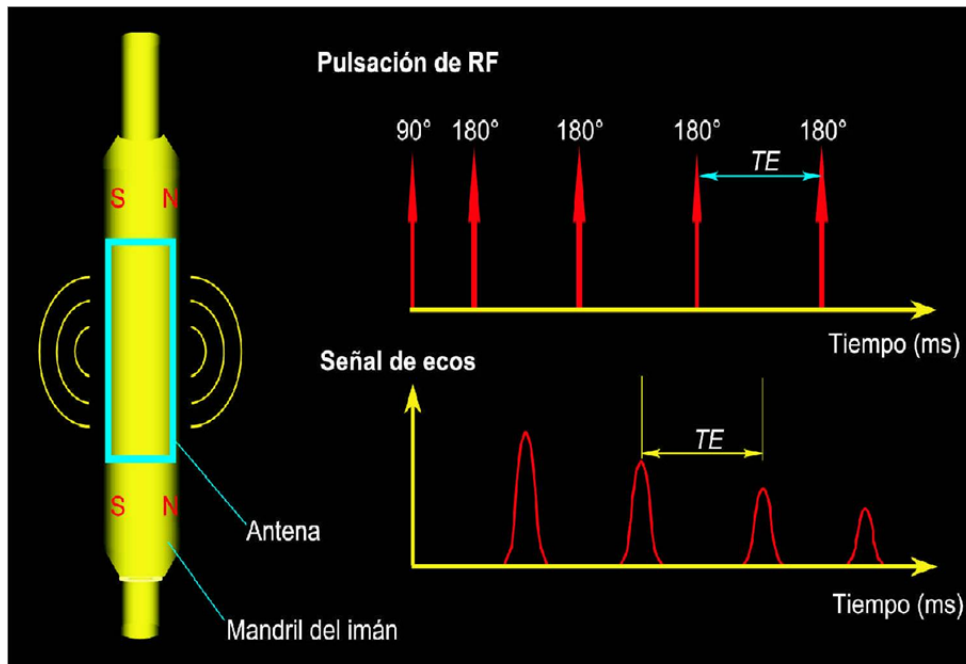


Figura 23. Para generar y recibir un tren de ecos de momentos rotacionales, una herramienta MRIL emite una pulsación  $B_1$  a  $90^\circ$  seguida por una secuencia de pulsaciones  $B_1$  a  $180^\circ$ .

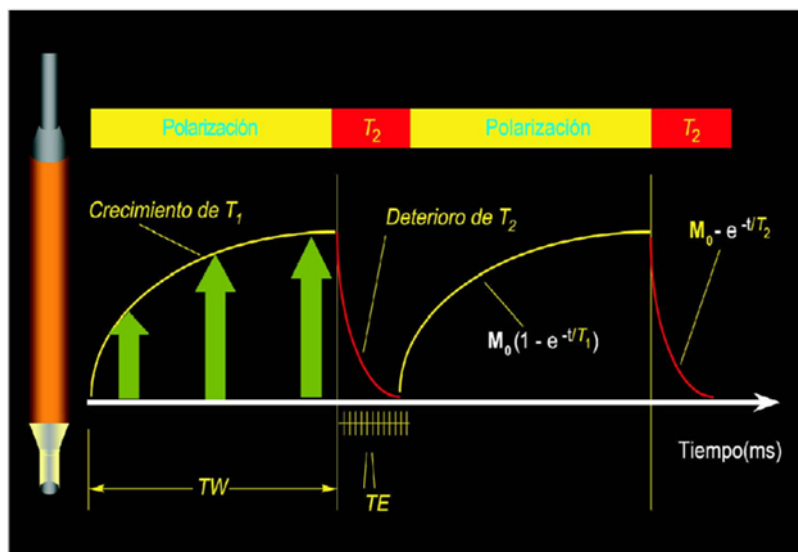
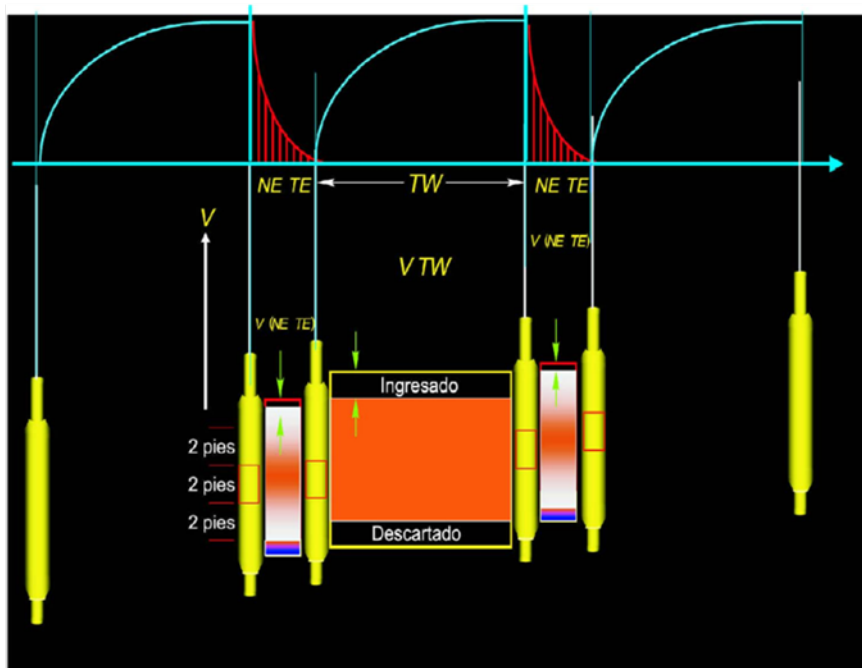


Figura 24. El ciclo de mediciones MRIL, se repite continuamente durante la operación, consiste en la polarización de protones seguida por la obtención de trenes de ecos. Los trenes de ecos en decaimiento reflejan el defasaje que sigue a la polarización.



### 4.3 Velocidad de registro y resolución vertical.

Mientras la herramienta se desplaza a lo largo del pozo, la población de protones con la que interactúa va cambiando continuamente. Esta población cambiante afecta las características de la herramienta y los parámetros del registro de dos maneras (Fig. 25).



**Figura 25. (1)** A medida que la herramienta MRIL se desplaza a lo largo del pozo, polariza parte de la formación que hay a su alrededor. Si la velocidad a la que se hace el registro es  $V$  y el tiempo de polarización es  $TW$ , entonces la herramienta se desplaza a través de una distancia de  $V TW$  durante un período de polarización. **(2)** Luego de un período de polarización, una secuencia CPMG induce y mide los ecos de momentos rotacionales. Si el espaciamento entre ecos es  $TE$  y el número de ecos es  $NE$ , la herramienta se desplaza a lo largo de una distancia  $V (TE \times NE)$  durante la recepción de los ecos. **(3)** La secuencia CPMG termina, y comienza el siguiente ciclo depolarización/CPMG.

Primero, la herramienta encuentra protones “nuevos” y no polarizados y deja atrás protones “viejos” y polarizados. El tiempo necesario para que los protones nuevos se polaricen totalmente antes de que entren al volumen sensible de la herramienta se controla por los tiempos de relajamiento  $T_1$ . El tiempo de polarización  $TW$  es relacionado con la longitud del imán y la velocidad del registro. Para permitir que la herramienta registre a mayor velocidad, algunas compañías han diseñado los imanes de tal forma que extienden algunas pulgadas hacia arriba y abajo de la antena (para registrar subiendo o bajando); lo cual permite polarizar los protones antes de que estos entren a su volumen sensible de medición.



Segundo, durante la secuencia CPMG, los protones cuyos vectores de magnetización han sido inclinados hacia el plano transversal dejan el volumen sensible, mientras que los protones polarizados que no han sido aún inclinados, entran en este. Ésta situación reduce la amplitud medida de ecos posteriores si la antena es demasiado corta o si la velocidad de registro es rápida. Para mantener una velocidad aceptable, se considera un 10% de pérdida en la precisión es decir el volumen sondeado puede cambiar un 10% durante la secuencia CPMG. Dado que la longitud de la antena determina el volumen sondeado, una antena más larga permite un registro más rápido, pero a costa de la resolución vertical.

Si la herramienta no se mueve durante el ciclo de medición (es decir, si se obtiene una lectura estacionaria), la resolución vertical ( $VR$ ) es igual a la longitud de la antena ( $L$ ). Si la herramienta se mueve durante la medición, la resolución vertical se reduce de manera proporcional a la velocidad de la operación. Con objeto de corregir la medición por efecto de la relación señal - ruido, se combinan o apilan los resultados de varios experimentos. El número necesario para producir una medición con una mejora en la relación señal - ruido se llama promedio acumulativo ( $RA$ ). El tiempo de ciclo ( $TC$ ) es el tiempo para efectuar una medición CPMG mas el tiempo de polarización (o tiempo de espera) antes de iniciar la próxima secuencia CPMG. (Fig. 26), para una herramienta que opera con una frecuencia,  $TC$  está dado por;

$$TC = TW + TE \quad NE \quad (4.1)$$

En una herramienta que opera con una frecuencia, desplazándose a una velocidad de registro  $V$ , la resolución vertical se expresa como :

$$VR = L + V (TC RA - TW) \quad (4.2)$$

La ecuación 5.2 indica:

- En una medición estacionaria ( $V = 0$ ), la resolución vertical es la longitud de la antena RF. Por lo tanto, una antena corta ofrece mejor resolución vertical.
- La resolución vertical se reduce a medida que la velocidad de registro aumenta.
- La resolución vertical disminuye a medida que la duración del experimento aumenta, esta comprende principalmente el tiempo de polarización  $TW$ .
- A medida que se acumulan más experimentos, la relación señal - ruido mejora, pero la resolución vertical disminuye.

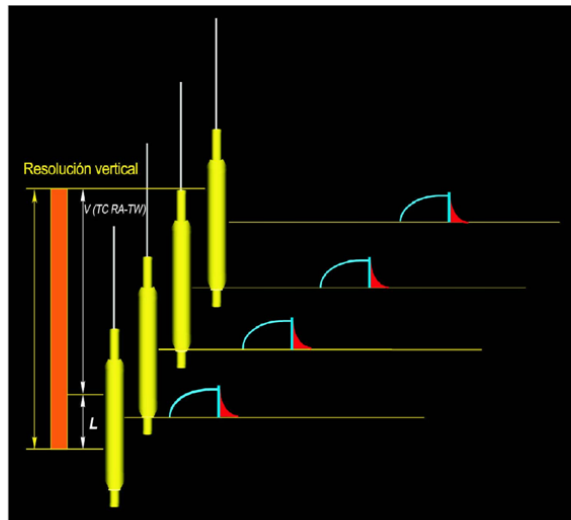


Figura 26. La resolución vertical de la herramienta MRIL es igual a la suma de la longitud de la antena y el producto de la velocidad del perfilaje, el tiempo del ciclo, y el promedio acumulativo.

#### 4.4. Profundidad de investigación.

El campo magnético estático generado por el imán de la herramienta es un campo de gradiente  $\mathbf{B}_0(\mathbf{r})$  cuya magnitud es función de la distancia radial  $r$  medida a partir de la superficie de la herramienta. En particular,  $\mathbf{B}_0(\mathbf{r}) \propto 1/r^2$ . Por ejemplo, a través de un cilindro de pared delgada con un diámetro de 16 pulg. concéntrico con el eje de una herramienta de 6 pulg. de diámetro, la intensidad del campo es de aproximadamente 155 gauss (Fig. 27).

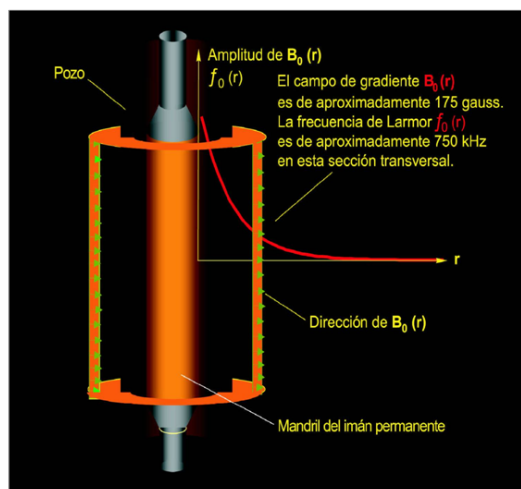


Figura 27. El imán permanente de la herramienta MRIL produce un campo de gradiente cuya magnitud decrece con la distancia radial desde la herramienta.



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

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

La Fig. 28 contiene una imagen transversal de una herramienta MRIL, pozo, formación, y el volumen sensible. El gráfico ortogonal adyacente describe la disminución de la intensidad  $B_0$  (y por lo tanto, la disminución de la frecuencia de Larmor) a medida que aumenta la distancia a la herramienta. Entonces, el gradiente de  $B_0$  y la selección de la banda de frecuencia para  $B_1$  determina el diámetro y el espesor del volumen sensible de la herramienta. Los protones en ambos lados del volumen sensible están polarizados por el campo  $B_0$  pero no se inclinan por el campo  $B_1$ , debido a la desigualdad de frecuencias entre la precesión de esos protones y el campo  $B_1$ .

Teóricamente, la profundidad de investigación aumenta a medida que disminuye la frecuencia  $B_1$ . En realidad, para aumentar la profundidad de investigación falta una intensidad  $B_1$  mayor para inclinar los protones  $90^\circ$  y  $180^\circ$ . Además, el aumento de la profundidad de investigación disminuye la relación señal - ruido. Debido a la característica radial de la respuesta de la herramienta MRIL, esta debe operar centralizada en el pozo. Cuando un ensanchamiento por derrumbe o caverna no se cruza con el volumen sensible, el ensanchamiento no tiene ningún efecto en la medición excepto por el efecto de carga resistiva del lodo sobre el campo  $B_1$ . Debido a este efecto de carga resistiva, se requiere una potencia  $B_1$  mayor para lograr la inclinación de  $90^\circ$  en el volumen sensible en un ambiente de lodo salado que en un ambiente de lodo con alta resistividad.

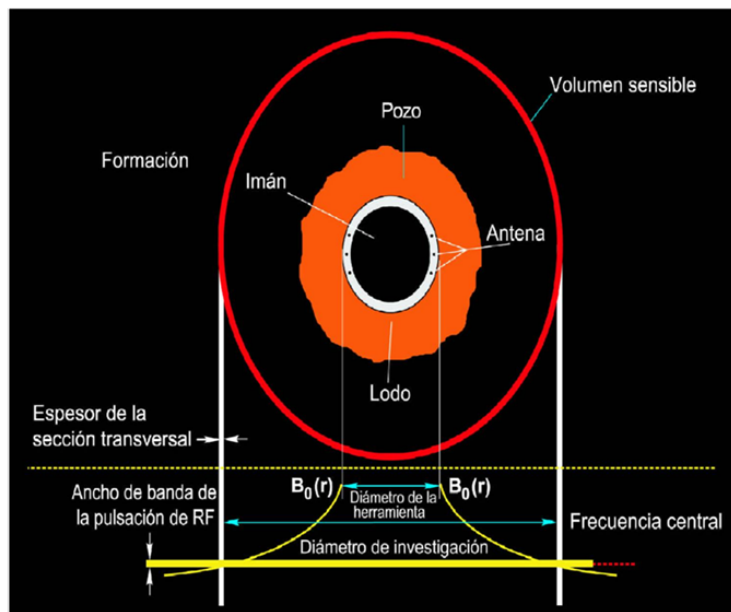


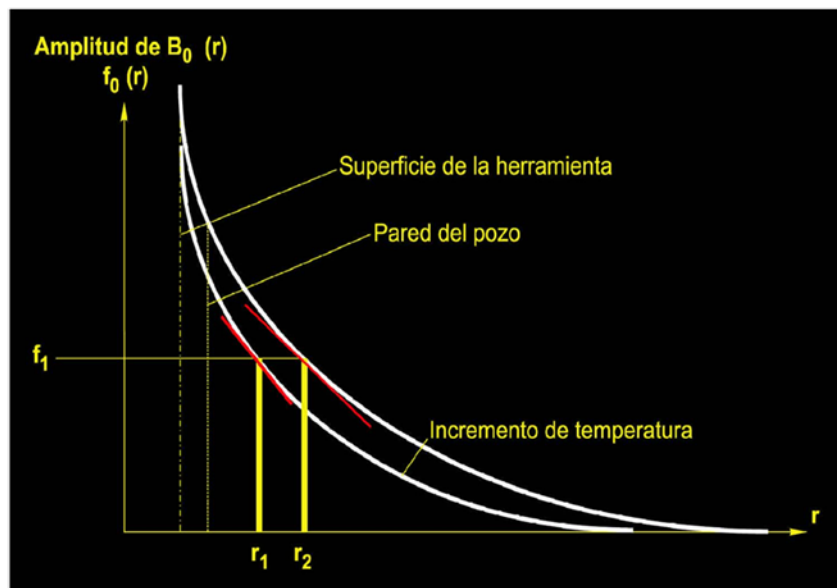
Figura 28. El diámetro y espesor del volumen sensible de la herramienta MRIL se determina por el gradiente del campo permanente  $B_0$  y la banda de frecuencias del campo oscilatorio  $B_1$ .



Si un ensanchamiento se cruza con el volumen sensible, los fluidos del pozo afectan la medición. En algunos casos, la descentralización expone el volumen sensible a fluidos del pozo, y las mediciones incluyen alguna señal del lodo. En ambas situaciones, la determinación de porosidad efectiva (*MPHI*) y de volumen total irreductible (*BVI*) son más altos que el de los valores de la formación real porque (1) el líquido en el sistema de lodo es rico en protones y (2) los tiempos de relajamiento de los protones en el lodo son muy rápidos debido a la gran superficie específica de las partículas del lodo. Generalmente ese efecto de los fluidos del pozo sobre las señales registradas es fácil de identificar, especialmente cuando se dispone de datos del calibre.

Para estas mediciones, no hay corrección por ensanchamientos o fluidos en el pozo, por lo tanto, cuando los fluidos que hay en el pozo afectan la señal, dichas mediciones no representan las condiciones de la formación y no se utilizan para evaluarla.

El campo magnético estático de la herramienta MRI se genera por un imán permanente hecho con material ferromagnético, y la magnetización depende de la temperatura. Por lo tanto la intensidad del campo magnético estático como la del gradiente de campo dependen de la temperatura (Fig. 29). A medida que el imán se calienta,  $B_0$  disminuye y para una frecuencia  $B_1$ , la profundidad de investigación disminuye. Dado que el imán de la herramienta tiene una dependencia con la temperatura bien caracterizada, el conocimiento de la temperatura en el imán y la frecuencia en  $B_1$  determinan la profundidad de investigación de la herramienta.

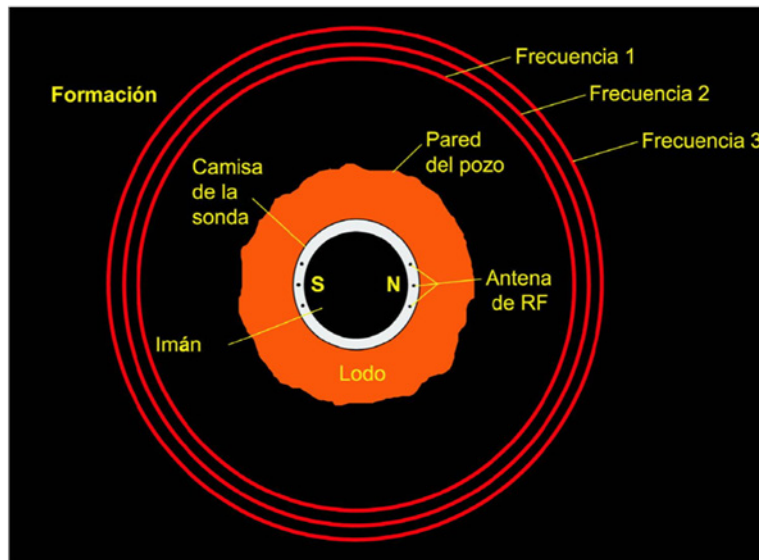


**Figura 29.** La intensidad, del campo  $B_0$  como del gradiente del campo, son dependientes de la temperatura. Para un campo RF de frecuencia  $f_1$ , la profundidad de investigación varía con la temperatura.

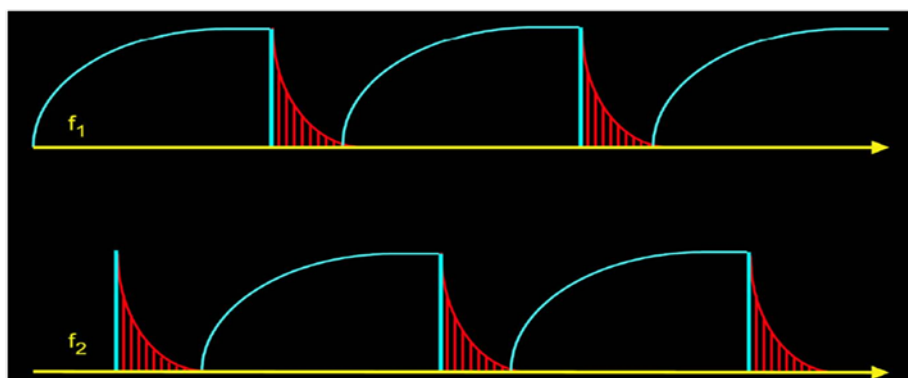


4.5. Medición de la frecuencia múltiple y ancho de banda del pulso de Radio Frecuencia.

En la teoría RMN, los protones que hacen precesión a la frecuencia de Larmor contribuyen a la señal medida en una secuencia CPMG. La frecuencia de Larmor es directamente proporcional a la intensidad del campo magnético  $B_0$ . Por lo tanto, en presencia del gradiente de un campo magnético, se aplican pulsos a frecuencias diferentes para hacer resonar protones en regiones diferentes del espacio. Las Figs. 30 y 31, ilustran los volúmenes sensibles y la sincronización en mediciones de frecuencia múltiple.



**Figura 30.** El volumen sensible en una medición MRIL de frecuencia múltiple comprende varias regiones cilíndricas espaciadas entre sí. Los radios en las regiones disminuyen a medida que la frecuencia aumenta.



**Figura 31.** Cuando se usan dos frecuencias ( $f_1$  y  $f_2$ ) en las mediciones MRIL, la frecuencia se alterna. La frecuencias de Larmor  $f_1$  se polariza y obtiene trenes de ecos CPMG a partir de los protones cuya frecuencia de Larmor es  $f_2$ . Similarmente, mientras los protones con frecuencia de Larmor  $f_2$  se polariza, se obtiene trenes de ecos a partir de los protones con frecuencia de Larmor de  $f_1$ .





Los protones excitados por la señal de radio frecuencia de Larmor se ubican en un volumen bien definido. Los protones fuera de este volumen no están influidos por la señal de RF y se repolarizan con respecto a un campo magnético externo.

Operando a diversas frecuencias en forma secuencial se excitan los protones en volúmenes cilíndricos diferentes en el espacio, permitiendo que la medición se efectúe más rápido. El tiempo entre frecuencias es tan corto como el tiempo de un tren de ecos, 0.5 segundos, mientras que el tiempo entre mediciones efectuadas a una sola frecuencia es el tiempo para repolarizarse (TW), que a menudo es del orden de 10 segundos. Si las frecuencias en las mediciones múltiples son similares, los volúmenes sensibles están muy cercanos entre sí y para fines prácticos las diferentes secciones de la roca investigada se consideran como un conjunto único.

De conformidad, la velocidad del registro se incrementa mientras se mantiene la misma relación señal - ruido. Por ejemplo, si se usan dos frecuencias, el número de mediciones CPMG con polarización completa se duplica, y la velocidad en la operación se incrementa al doble sin disminuir la relación señal - ruido.

Cuando se utiliza una adquisición de datos con frecuencia múltiple igual a F, el tiempo del ciclo y la resolución vertical se dan por:

$$TC = \frac{TW + TE}{F} \quad (4.3)$$

$$VR = L + \frac{V(TC - TW)}{F} \quad (4.4)$$

El campo  $B_1$  a partir de pulsos de radio frecuencias se selecciona en base a la frecuencia de Larmor del volumen sensible. Sin embargo su respuesta a la frecuencia, no es sólo una sino un rango de frecuencias que se definen por el ancho de banda de la pulsación.

La Fig. 32 indica que el ancho de banda ( $\Delta f$ ) de una pulsación de RF y la intensidad del gradiente de campo (G) determinan el espesor ( $\Delta r$ ) del volumen sensible asociado con esa pulsación:

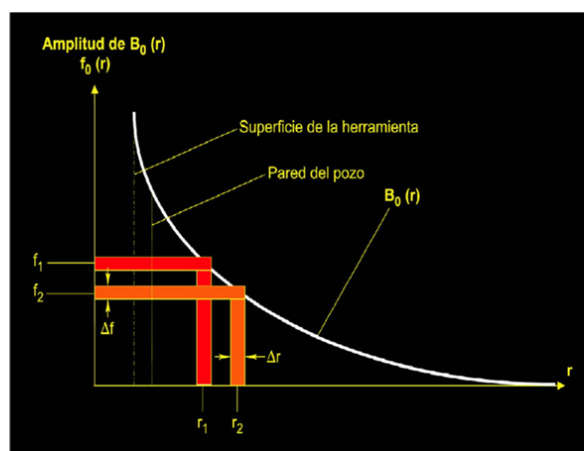
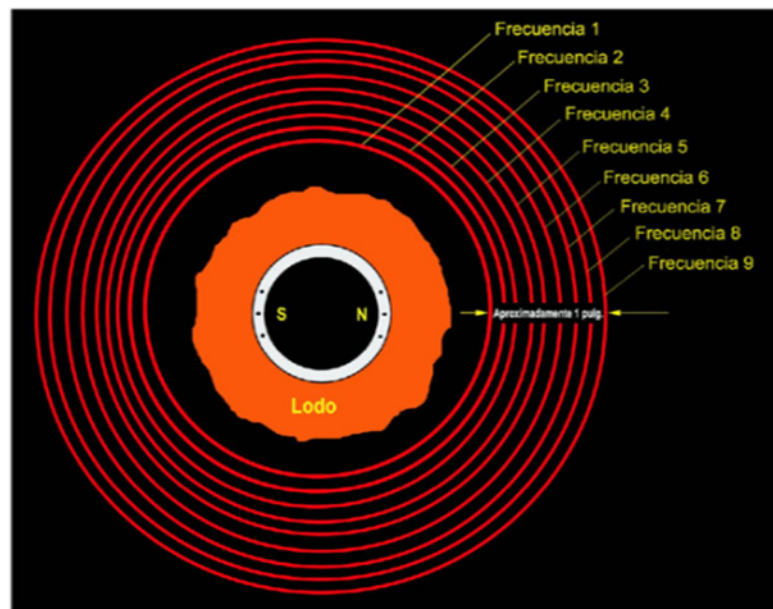


Figura 32. El pulso usado en el sistema MRIL opera en un rango estrecho de frecuencia de amplitud uniforme con buena selectividad de frecuencia (en consecuencia muy buena selectividad al volumen sensible).



$$\Delta r = \frac{\Delta f}{\gamma G} \quad (4.5)$$

Como se indica en la Fig. 33 la herramienta usa nueve señales de radio frecuencia para producir nueve volúmenes sensibles, ubicados en una banda cilíndrica de aproximadamente 1 pulg. de espesor. Las señales operan en un rango de cinco frecuencias. El rango más alto produce una profundidad de investigación somera y es para determinar el agua asociada a la arcilla. En esta aplicación, la herramienta funciona en el modo de frecuencia única. Se utilizan ocho frecuencias seleccionadas de entre las restantes cuatro bandas (dos frecuencias por banda) para mediciones doble- $TW$ , doble- $TE$ , o de cualquier medición  $T_2$  genérica.



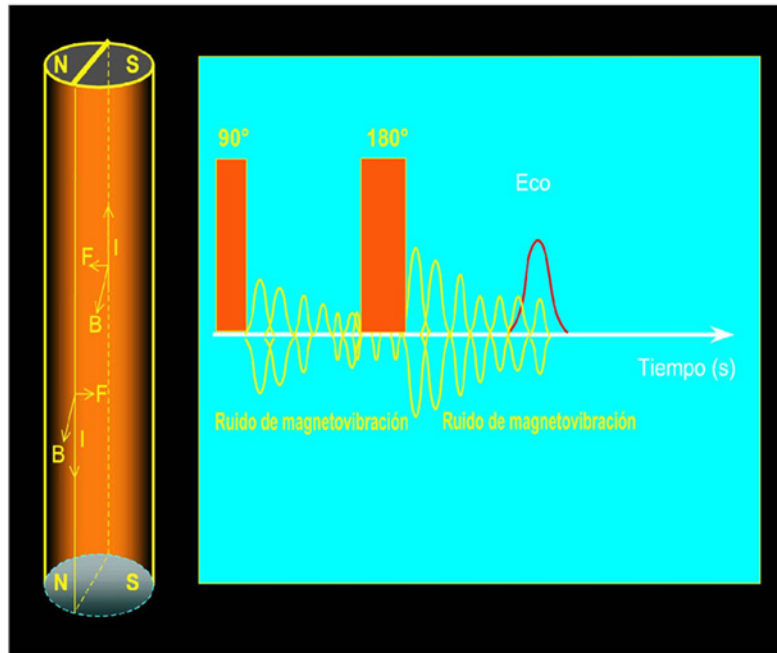
**Figura 33.** La herramienta MRIL-Prime se opera con nueve frecuencias al hacer mediciones en nueve volúmenes sensibles estrechamente espaciados entre sí.

#### 4.6. Efecto de magnetovibración.

El imán de la herramienta es un material cerámico altamente magnético. Cuando una corriente eléctrica oscilatoria fluye a través de la antena que rodea al imán, se produce en la herramienta un efecto electromecánico llamado magnetovibración. La Fig. 34, indica que la interacción entre una corriente eléctrica  $I$  que fluye a través de la espira de una antena y el campo magnético  $B_0$  del imán permanente produce una fuerza  $F$  sobre la superficie del imán y un momento de torsión neto en la herramienta. Como esta corriente no es constante, el momento de torsión varía, produciendo una vibración en la herramienta. A su vez, esta vibración induce un ruido eléctrico en la antena. Aunque este "ruido de magnetovibración"



decae bastante rápido, puede estar presente durante el período de detección de los ecos. La amplitud de la magnetovibración es usualmente alta y afecta al primer eco (Eco 1) por la combinación magnetovibratoria producida por las pulsaciones tanto a  $90^\circ$  como a  $180^\circ$ . La experiencia demuestra que la magnetovibración depende de la frecuencia y no es consistente entre varias herramientas. El efecto de magnetovibración prevalece en  $TE$  más cortos por el limitado tiempo para que la magnetovibración desaparezca.



**Figura 34.** Durante las mediciones CPMG ocurren magnetovibraciones debido al momento torsional asociado con una fuerza variable  $F$  producida por la interacción de la corriente eléctrica  $I$  que fluye a través de la espira de la antena y el campo magnético  $B_0$ .

Alternando la fase de la pulsación a  $90^\circ$ , se reduce tanto el desplazamiento residual DC del sistema electrónico de mediciones como el ruido de la magnetovibración. Cuando la fase de la pulsación a  $90^\circ$  es  $0^\circ$ , la amplitud de los ecos son positivas, y cuando la fase de la pulsación a  $90^\circ$  es  $180^\circ$ , la amplitud de los ecos son negativas. Sin embargo, mientras el desplazamiento residual DC del sistema y el ruido de la magnetovibración no se afectan por la fase de la pulsación a  $90^\circ$ , entonces, la medición de dos trenes de ecos con diferencia de fase de  $180^\circ$  entre sus pulsaciones a  $90^\circ$  se expresa del siguiente modo:

Para una pulsación a  $90^\circ$  con fase a  $0^\circ$ :

$$\text{ecos medidos} = \text{señal} + \text{magnetovibración} + \text{desplazamiento} \quad (4.6)$$

Para una pulsación a  $90^\circ$  con fase a  $180^\circ$ :

$$\text{ecos medidos} = - \text{señal} + \text{magnetovibración} + \text{desplazamiento} \quad (4.7)$$



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

La Fig. 35, ilustra la sincronización de la pulsación utilizada con la técnica de PAPS cuando se opera una herramienta en el modo de doble frecuencia.

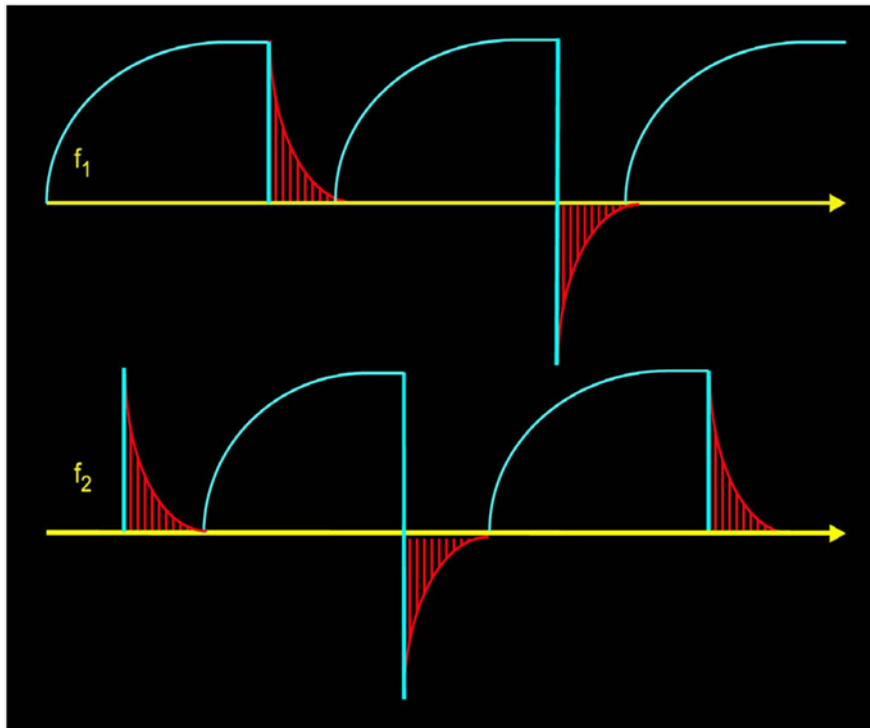


Figura 35. Cuando se utiliza el método PAPS, el ángulo de fase entre las pulsaciones a 90° para cada frecuencia es de 180°.

#### 4.7. Relación señal a ruido y promedio acumulativo.

Una señal RMN es siempre débil; en particular, la amplitud de las señales de ecos que recibe una herramienta son del orden de un nanovolt (10-9 volt), lo cual hace que estas señales sean difíciles de distinguir del ruido. Entonces, la relación señal - ruido ( $S/N$ ) original es baja. En la partel superior de la Fig. 36 se observa un tren de ecos CPMG proveniente de una herramienta.

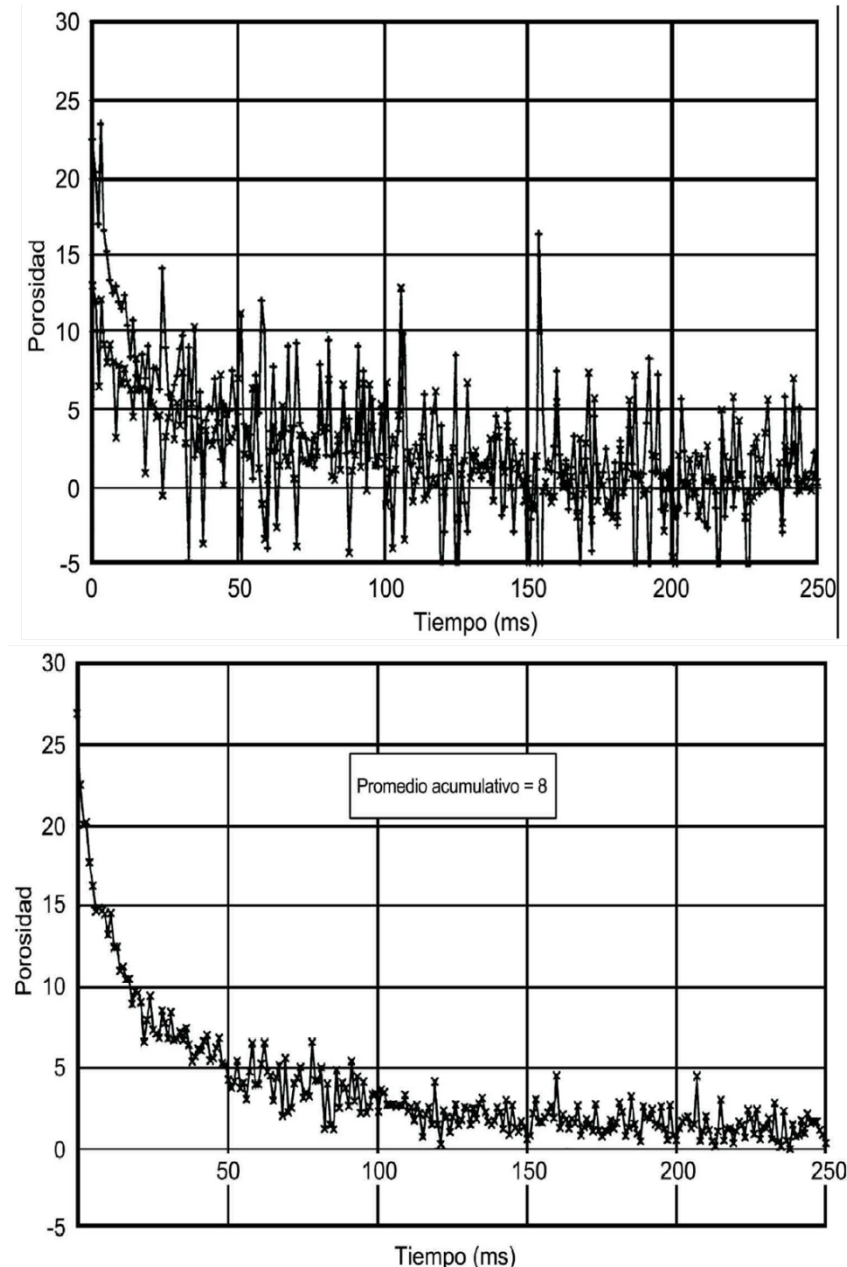


Figura 36. Un solo tren de ecos de momentos rotacionales (arriba) obtenido por una herramienta MRIL exhibe una baja relación  $S/N$ . Acumulando y promediando ocho trenes de ecos (abajo) mejora considerablemente la relación  $S/N$ .

Si una medición de ecos se repite, la amplitud y posición en el tiempo de una señal de ecos se repetirá, pero el ruido no, porque está distribuido al azar. La acumulación y promedio de varios trenes de ecos reduce el nivel del ruido y mejora la relación señal - ruido. El promedio acumulativo ( $RA$ ) representa el número total de trenes de ecos individuales necesarios para producir un tren de ecos acumulado, promediado y con una mejora específica en el valor de la  $S/N$  comparado con la  $S/N$  original. Si el número de trenes de ecos que hay acumulados y promediados es  $n$  (o sea que  $RA = n$ ), entonces la  $S/N$  resultante es de  $\sqrt{n}$  veces la  $S/N$  de un tren de ecos individual.



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

#### 4.8 Activaciones.

Una activación es un conjunto de parámetros que controla la secuencia de pulsaciones de una herramienta durante una operación. La activación elegida determina el tipo de medición RMN que se efectúa. Los parámetros de activación se consideran en una tabla que se transmite desde el sistema de superficie de la unidad de registros al procesador de señales digitales en la herramienta.

Algunos parámetros de activación se cambian por el ingeniero de campo—por ejemplo, número de ecos ( $NE$ ), tiempo de polarización ( $TW$ ), y promedio acumulativo ( $RA$ ). Algunos otros parámetros son “invisibles”, siendo preparados en la activación y por lo tanto imposible de cambiar—por ejemplo tipo de pulsación, número de ciclos de ganancia o de ruido, y número de mediciones  $B_1$ . Además, algunos parámetros se cambian al seleccionar otra activación, y entre este tipo de parámetros se encuentran el espaciamiento entre ecos ( $TE$ ) y el número de frecuencias operativas ( $XF$ ).

La activación se selecciona en base a

- La información de la medición de la herramienta.
  - Porosidad efectiva (Usar una activación del  $T_2$  normal).
  - Identificación directa de hidrocarburos mediante Espectro Diferencial/Análisis en el Dominio del Tiempo. (Usar una activación de doble- $TW$ ).
  - Identificación directa de hidrocarburos mediante Espectro Corrido/Análisis de Difusión. (Usar una activación de doble- $TE$ ).
  - Porosidad total (Usar una activación de porosidad total).
- El número de frecuencias operativas utilizadas por la herramienta.
  - Pozo de alta resistividad (Usar una activación con  $Q$  alto, siendo  $Q$  un factor de distribución de carga de la antena).
  - Pozo de mediana resistividad (Usar una activación con  $Q$  mediano).
  - Pozo de baja resistividad (Usar una activación con  $Q$  bajo).
- El número de frecuencias operativas utilizadas por la herramienta.
  - Una frecuencia (Usar una activación que emplea una frecuencia).
  - Dos frecuencias (Usar una activación que emplee dos frecuencias).
  - Tres frecuencias (Usar una activación que emplee tres frecuencias).

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

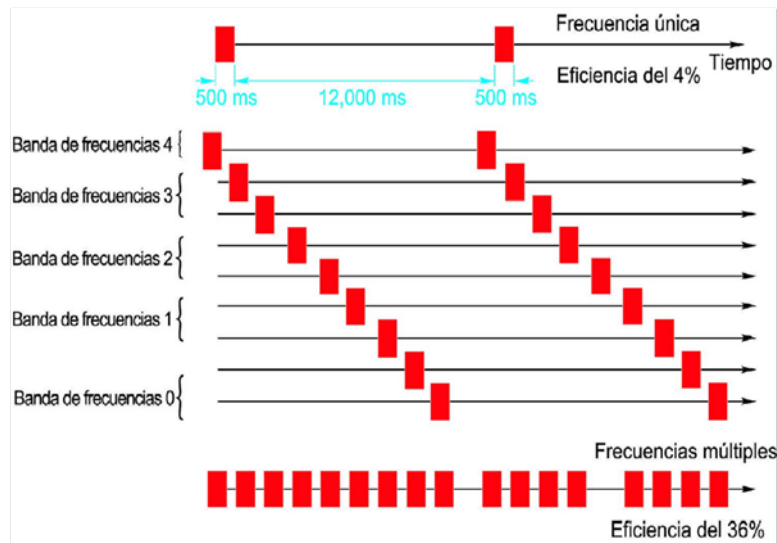


- Tiempo de polarización o de espera ( $TW$ )
- Espaciamiento entre ecos ( $TE$ )
- Número de ecos ( $NE$ )
- Promedio acumulativo ( $RA$ )

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

La herramienta de frecuencias múltiple permite obtener más datos en un período determinado que si se utilizara una sola frecuencia. La Fig. 37, ilustra la aplicación de estas frecuencias, que se eligen de entre cinco bandas, denominadas bandas 0, 1, 2, 3, y 4. Una frecuencia elegida de la banda 4 se utiliza para medir agua asociada en la arcilla con una activación de polarización parcial en modo de frecuencia única. Frecuencias de las otras cuatro bandas se utilizan al operar diferentes conjuntos de activación, tales como  $T_2$  normal, doble  $TW$ , y/o doble  $TE$ , en modo de frecuencia doble. La Fig. 38, indica las cinco bandas de frecuencia y su frecuencia central típica.

La Fig. 37, ilustra el concepto de eficiencia en la medición,  $[XF \times (NE \times TE)] / TW$ , bajo la suposición de que  $NE \times TE = 500$  ms y  $TW = 12$  s, siendo  $XF$  el número de frecuencias utilizadas y  $NE \times TE$  el tiempo de pulsación. La eficiencia de la medición es sólo un 4% en una medición con frecuencia única pero un 36% en una medición de nueve frecuencias.



**Figura 37.** Las nueve frecuencias de la herramienta MRIL-Prime se seleccionan de entre cinco bandas. Cuando el tiempo de polarización es de 12,000 ms y el tiempo de pulsación es de 500 ms, las nueve frecuencias dan una eficiencia de 36% comparada con un 4% de eficiencia que se obtiene con una frecuencia única.

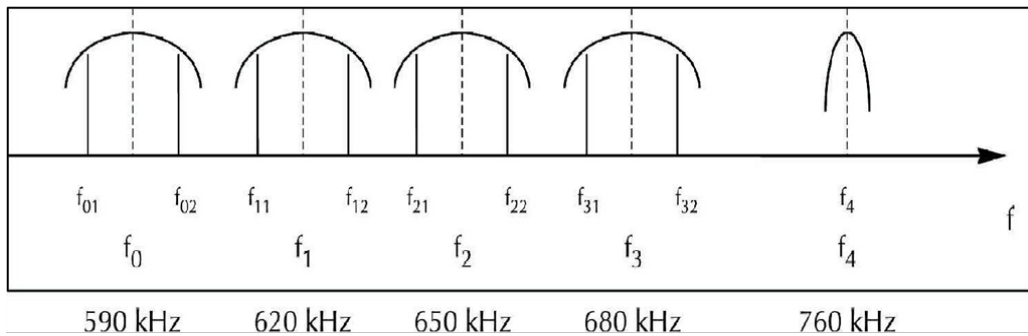


Fig. 38. Las frecuencias centrales típicas de las cinco bandas de frecuencias MRIL son 590, 620, 650, 680, y 760 kHz.

La Fig. 39, contiene un diagrama simplificado de sincronización para una activación de doble  $TW$  con una herramienta de multiple frecuencia. La activación inicia tres secuencias de pulsación CPMG diferentes a varias frecuencias operativas:

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

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

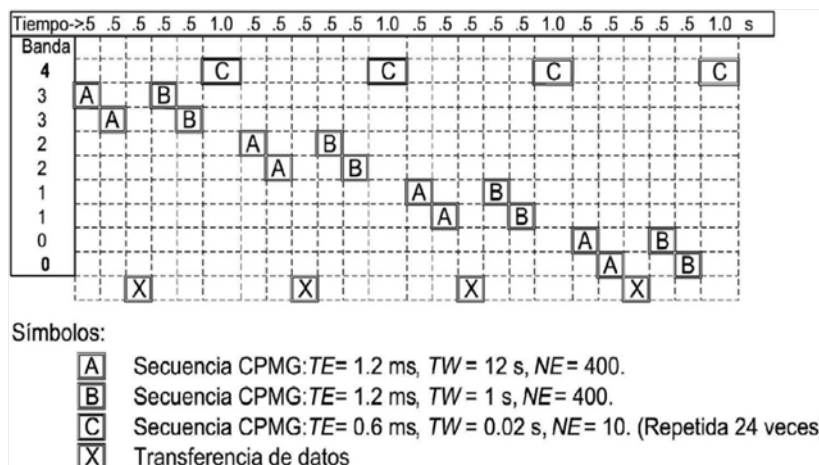


Figura 39. Este diagrama de sincronización en una activación de doble- $TW$  con una herramienta MRIL-Prime muestra tres secuencias CPMG diferentes usadas repetidamente, dos de ellas a varias frecuencias operativas.





---

## CAPITULO 5.-PRESENTACIÓN DEL REGISTRO.

Estudios de casos específicos y la teoría indican que las herramientas proveen datos determinantes para:

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

En particular, los datos RMN proveen la siguiente información:

- Porosidad independiente de la mineralogía.
- Distribución de porosidad, complementada con la distribución del tamaño de poro en formación saturada con agua.
- Volumen de agua irreductible y de fluido libre si hay un valor confiable de  $T_2$  cutoff.
- Permeabilidad, determinada a partir del índice de fluido libre y volumen de agua irreductible ó  $T_2$  promedio.
- Clasificación de hidrocarburos mediante el uso de (1) contrastes ponderados por  $T_1$  para agua, gas y/o petróleo liviano, (2) contrastes ponderados por difusividad para agua y petróleo viscoso, y (3) cálculo de saturación de agua en zona virgen optimizado con RMN.

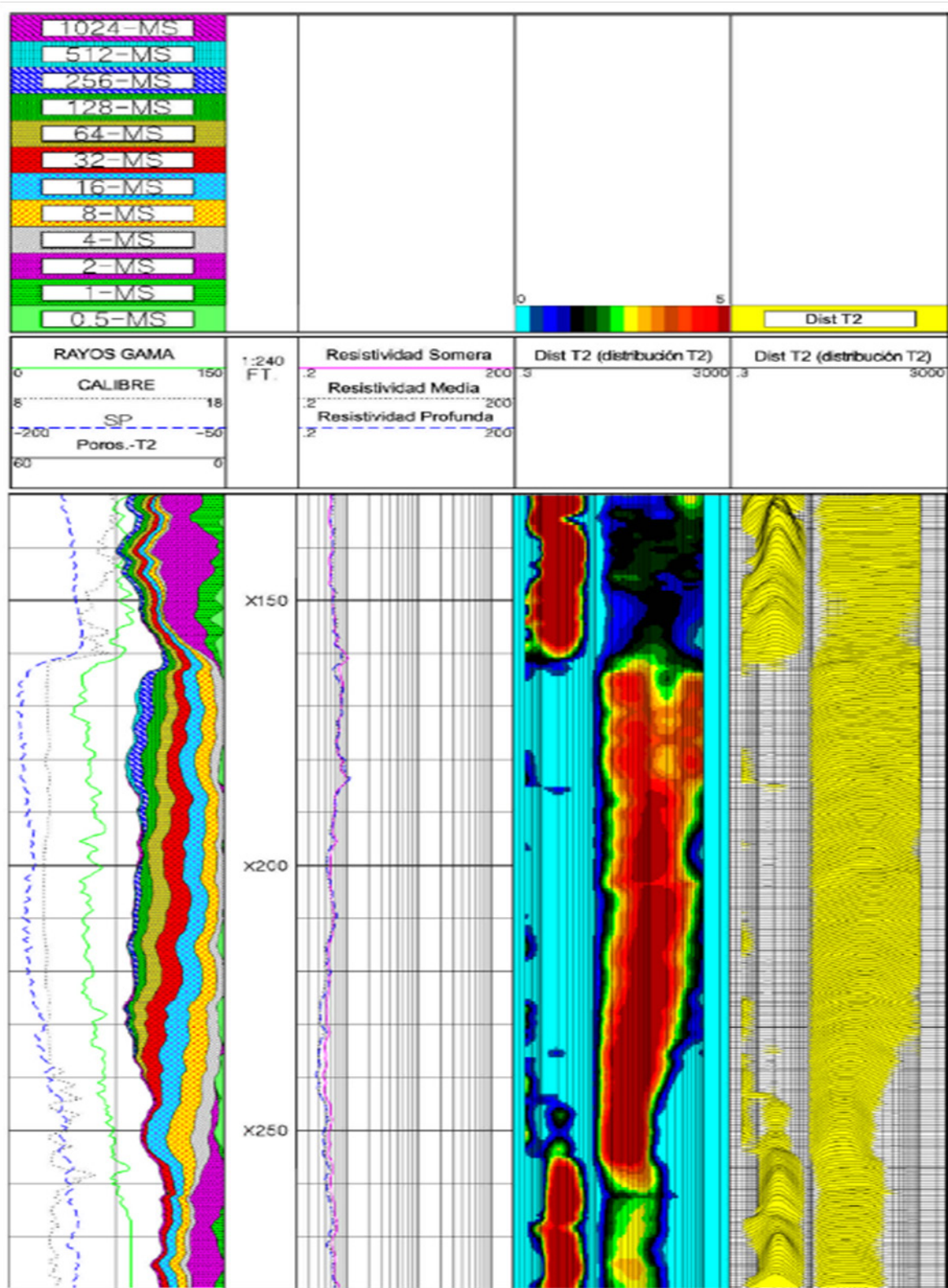


Figura 40. Presentación MRIL básica



---

En la figura 40. , se tiene el registro de herramienta MRIL con la siguiente descripción:

CARRIL 1

- Amplitud acumulada de porosidad en cada celda de la distribución de  $T_2$  zonificada en los siguientes rangos 0.5, 1, 2, 4, 8, 16, 32, 64, 128, 256, 512, y 1024 MS
- RAYOS GAMMA .- °API ( 0 – 150 )
- CALIBRE .- Pulgadas ( 8 – 18 )
- SP ( self potential ) .- Milivolts ( -200 a – 50 )
- Porosidad  $T_2$  .- ( 60 – 0 )

CARRIL 2

- Profundidad del pozo.- mts.

CARRIL 3

- Resistividad Somera .-  $\Omega$  - m (0.2 – 2000 )
- Resistividad Mediana .-  $\Omega$  - m (0.2 – 2000 )
- Resistividad Profunda .-  $\Omega$  - m (0.2 – 2000)

CARRIL 4

- Dist  $T_2$  ( distribución  $T_2$  ) imagen en color que representa la amplitud de la distribución  $T_2$  zonificada ( 0.3 -300 ).

CARRIL 5

- Dist  $T_2$  ( distribución  $T_2$  ) presentación en forma ondular ( 0.3 -300 ).

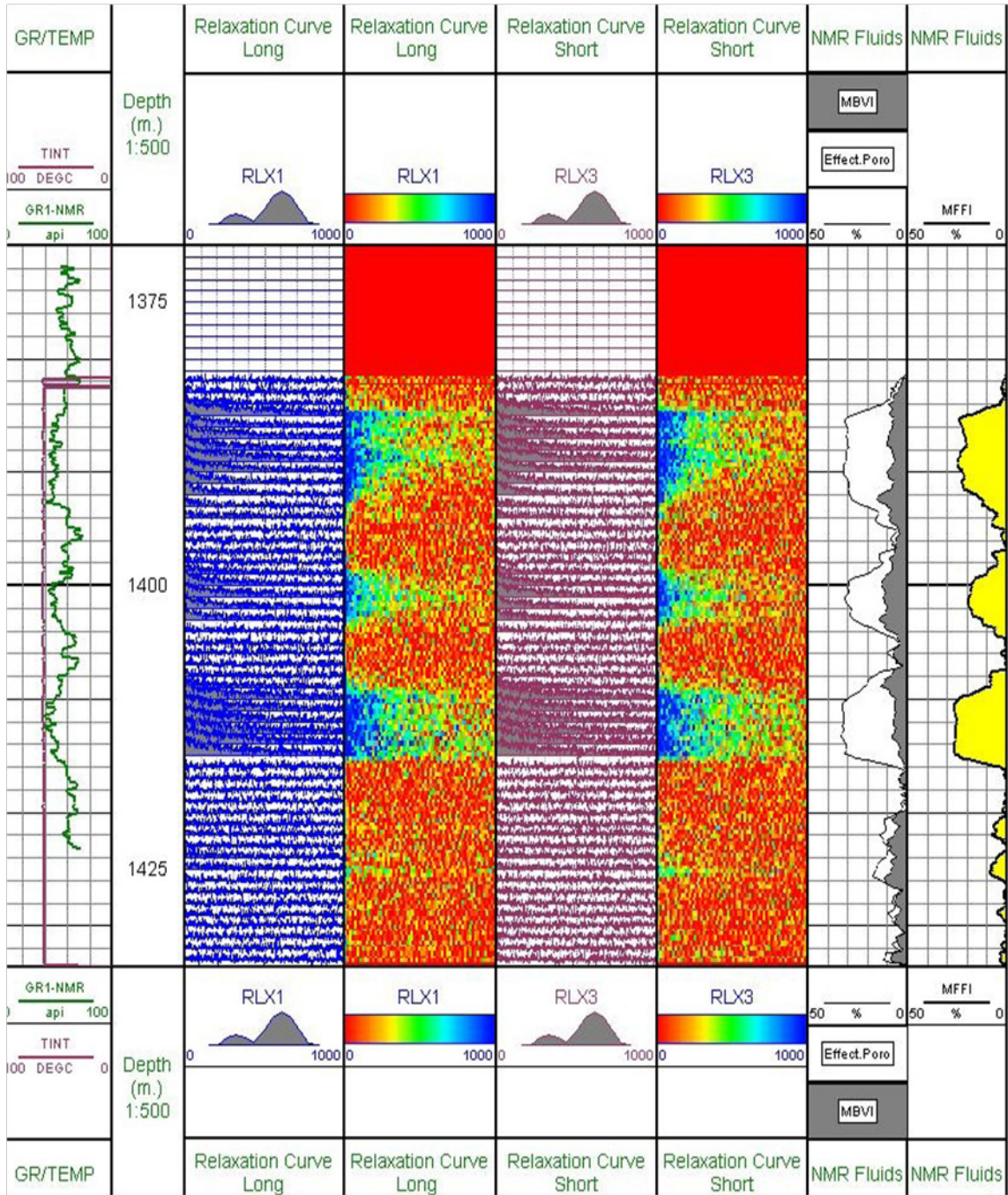


Fig. 41. Presentación NMRT básica.



---

En la figura 41, se tiene el registro de la herramienta NMRT con la siguiente descripción:

CARRIL 1

- GR1 –NMR .- Rayos Gamma natural °API ( 0 – 100 )
- TINT .- DEGC ( 100 – 0 )

CARRIL 2

- Profundidad del pozo ( mts )

CARRIL 3

- RLX1 .- Curva de relajación larga, presentación en forma ondular ( 0 – 1000 )

CARRIL 4

- RLX1 .- Curva de relajación larga, presentación de imágenes a colores de la amplitud ( 0 – 1000 )

CARRIL 5

- RLX3 .- Curva de relajación corta, presentación en forma ondular ( 0 – 1000 )

CARRIL 6

- RLX3 .- Curva de relajación corta, presentación de imágenes a colores de la amplitud ( 0 – 1000 )

CARRIL 7

- Fluidos NMR en % ( 0 – 50 )
  - MBVI.- Volumen de agua irreductible
  - Porosidad efectiva

CARRIL 8

- Fluidos NMR en % ( 0 – 50 )
  - MFFI.- Indice de Fluido libre

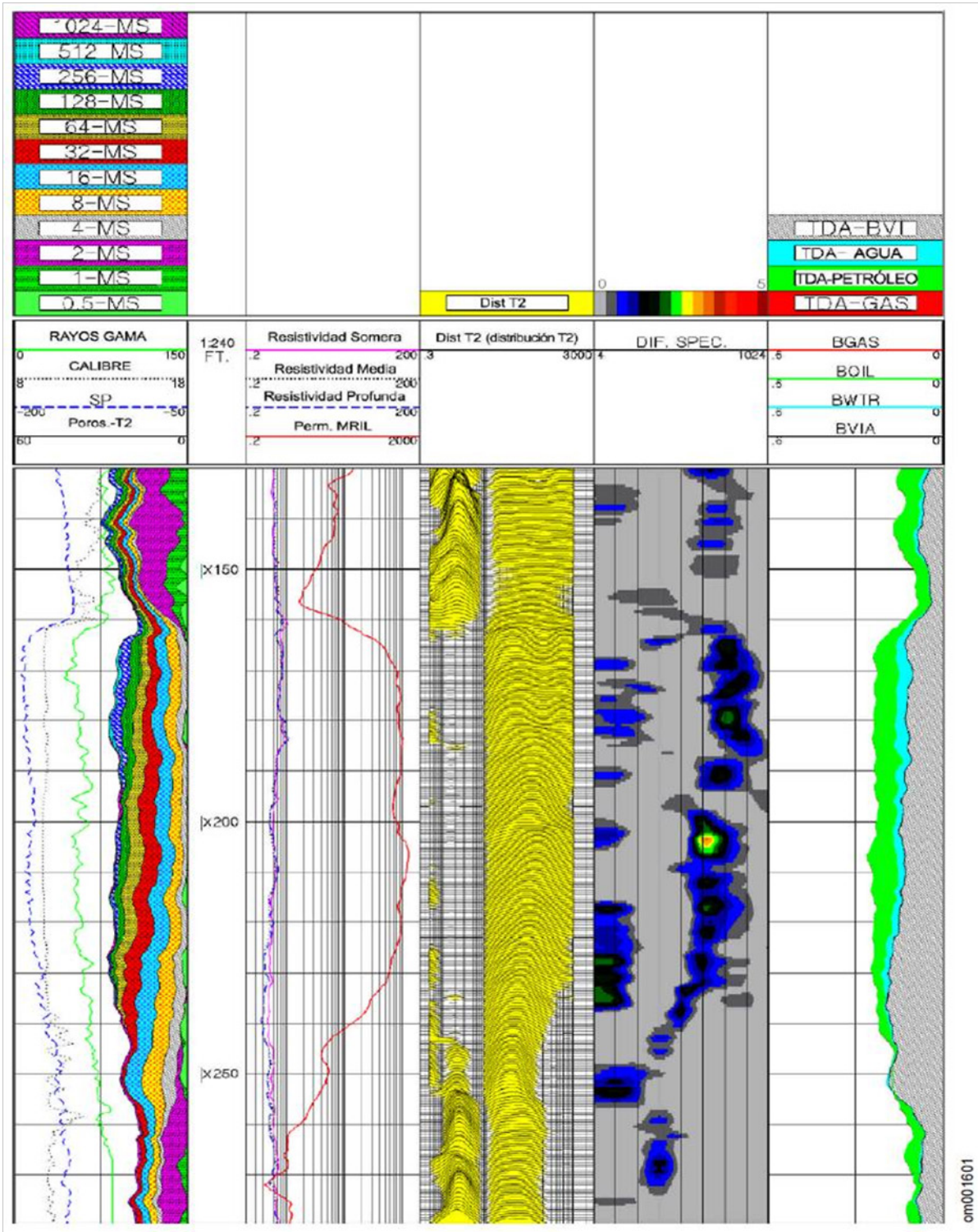


Fig. 42. Presentación MRIL fluidos.



En la figura 42, se tiene el registro de la herramienta MRIL para determinar volumen de fluidos con la siguiente descripción:

CARRIL 1

- Amplitudes acumuladas de porosidad en cada celda de la distribución  $T_2$  zonificada en los siguientes Rangos 0.5, 1, 2, 4, 8, 16, 32, 64, 128, 256, 512 y 1024 MS
- RAYOS GAMMA .- °API ( 0 – 150 )
- CALIBRE .- Pulgadas ( 8 – 18 )
- SP ( Self Potential ) .- Milivolts ( -200 a – 50 )
- Porosidad  $T_2$  .- ( 60 – 0 )

CARRIL 2

- Profundidad del pozo ( mts )

CARRIL 3

- Resistividad Somera .-  $\Omega$  - m (0.2 – 2000 )
- Resistividad Mediana .-  $\Omega$  - m (0.2 – 2000 )
- Resistividad Profunda .-  $\Omega$  - m (0.2 – 2000 )
- Perm. MRIL .- Permeabilidad MRIL milidarcys ( 0.2 – 20000 )

CARRIL 4

- Dist  $T_2$  ( distribución  $T_2$  ) presentación en forma ondular ( 0.3 -300 ).

CARRIL 5

- Espectro Diferencial, imagen de colores representando las amplitudes de la distribución  $T_2$  zonificada ( 0.4 - 1024 ).

CARRIL 6

- TDA .- Análisis en el dominio del tiempo
  - BVI.- Volumen Bruto de Agua Irreductible
  - Volumen de Agua
  - Volumen de Petróleo
  - Volumen de Gas

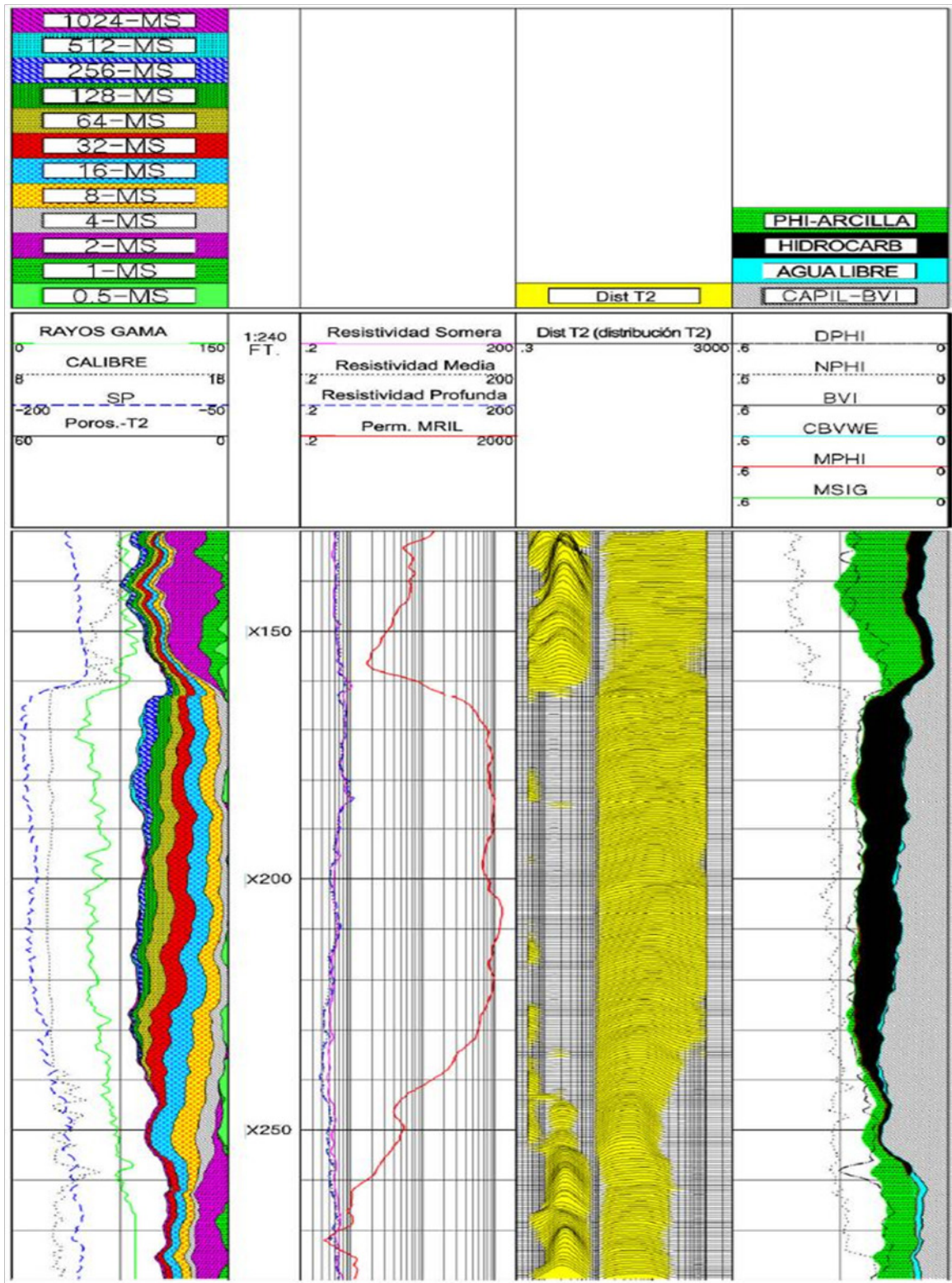


Figura 43. Presentación MRIL, Propiedades petrofísicas.





En la figura 43, se tiene el registro de la herramienta MRIL para obtener propiedades petrofísicas con la siguiente descripción:

#### CARRIL 1

- Amplitudes acumuladas de porosidad en cada celda de la distribución  $T_2$  zonificada en los siguientes rangos 0.5, 1, 2, 4, 8, 16, 32, 64, 128, 256, 512 y 1024 milisegundos.
- RAYOS GAMMA .- °API ( 0 – 150 )
- CALIBRE .- Pulgadas ( 8 – 18 )
- SP ( Self Potential ) .- Milivolts ( -200 a – 50 )
- Porosidad  $T_2$ .- ( 60 – 0 U. P. )

#### CARRIL 2

- Profundidad del pozo ( mts )

#### CARRIL 3

- Resistividad Somera .-  $\Omega$  - m (0.2 – 2000 )
- Resistividad Mediana .-  $\Omega$  - m (0.2 – 2000 )
- Resistividad Profunda .-  $\Omega$  - m (0.2 – 2000 )
- Perm. MRIL .- Permeabilidad MRIL milidarcys ( 0.2 – 20000 )

#### CARRIL 4

- Dist  $T_2$  ( distribución  $T_2$  ), presentación en forma ondular ( 0.3 -300 ).

#### CARRIL 5

- Análisis MRIAN de composición y volumen de fluidos:
  - PHI Arcilla .- Agua asociada con la arcilla.
  - HIDROCARBURO.
  - AGUA LIBRE.
  - CAPIL – BVI .- Agua Irreductible por capilaridad.
- DPHI .- Porosidad densidad.
- NPHI.- Porosidad Neutrón.
- BVI.- Volumen de Agua Irreductible.
- CBVWE.- Volumen efectivo de agua.
- MPHI.- Porosidad MRIL.
- MSIG.- Estimación de porosidad, Agua asociada con la arcilla + Porosidad MRIL ( MCBW + MPHI).

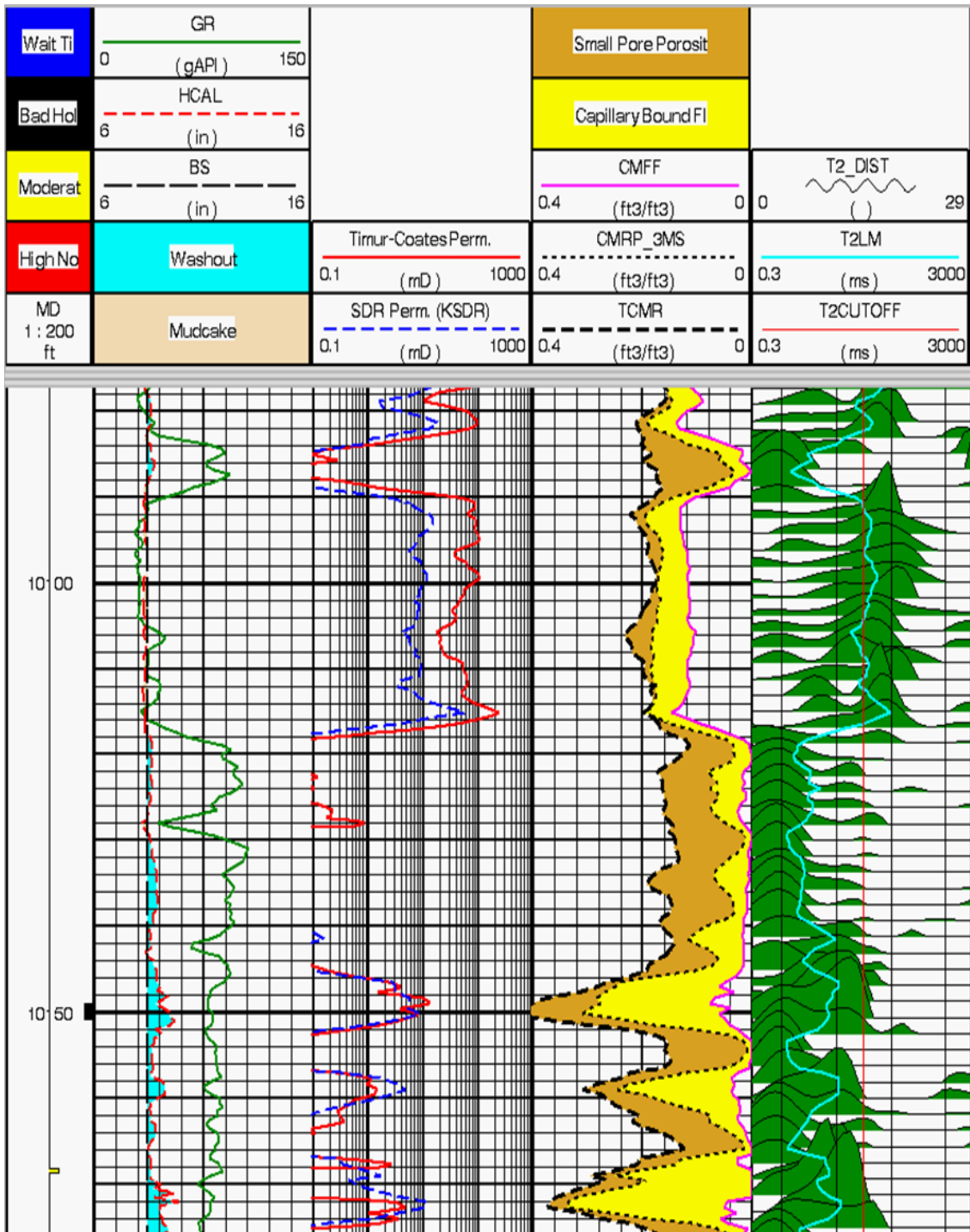


Fig. 44. Registro estandar del CMR.



En la fig. 44, se tiene el registro estándar de una herramienta CMR con la siguiente descripción.

#### CARRIL 1

- Profundidad del pozo con escala de 1:200 pies ( MD – Profundidad Medida).

#### CARRIL 2

- GR (Gamma Ray) – Rayos gama. - °API – Rango: 0-150.
- HCAL (Hol Caliper) – Diámetro del pozo. – Inches (pulgadas) – Rango: 6-16.
- BS (Bite Size ) – Diámetro de la barrena . – Inches (pulgadas). – rango: 6-16.
- Washout – Zona lavada.
- Mudcake – Enjarre.

#### CARRIL 3

- Timur Coates Perm. – Timur/Coates permeability (Permeabilidad según el modelo de Timur-Coates)- milidarys. – rango: 0.1-1000.
- SDR Perm. (KSDR) – Schlumberger. Doll Research Permeability (Permeabilidad según el modelo SDR) - milidarcys. – rango: 0.1-1000.

#### Carril 4

- Small Pore Porosity - Porosidad de poro pequeño.
- Capillary bound FI- Limite capilar.
- CMFF - Combined Magnetic Fluid Flow (Fluido Libre CMR)-  $\text{pies}^3/\text{pies}^3$ . – rango: 0.4-0.
- CMRP\_3MS - Combined Magnetic Resonance Porosity. (Porosidad CMR Total) -  $\text{pies}^3/\text{pies}^3$ . – rango: 0.4-0.
- TCMR - Combined Magnetic Resonance (Porosidad total medida por la herramienta CMR)-  $\text{pies}^3/\text{pies}^3$ . – rango: 0.4-0.

#### Carril 5

- $T_2$ \_DIST – Tiempo de relajamiento transversal \_Distribución.– rango: 0-29
- $T_2$ LM – Tiempo de relajamiento transversal\_ Medida Logarítmica de su distribución- milisegundos rango: 0.3-3000.
- $T_2$ CUTOFF – Tiempo de relajamiento transversal\_ de corte - rango: 0.3-3000.

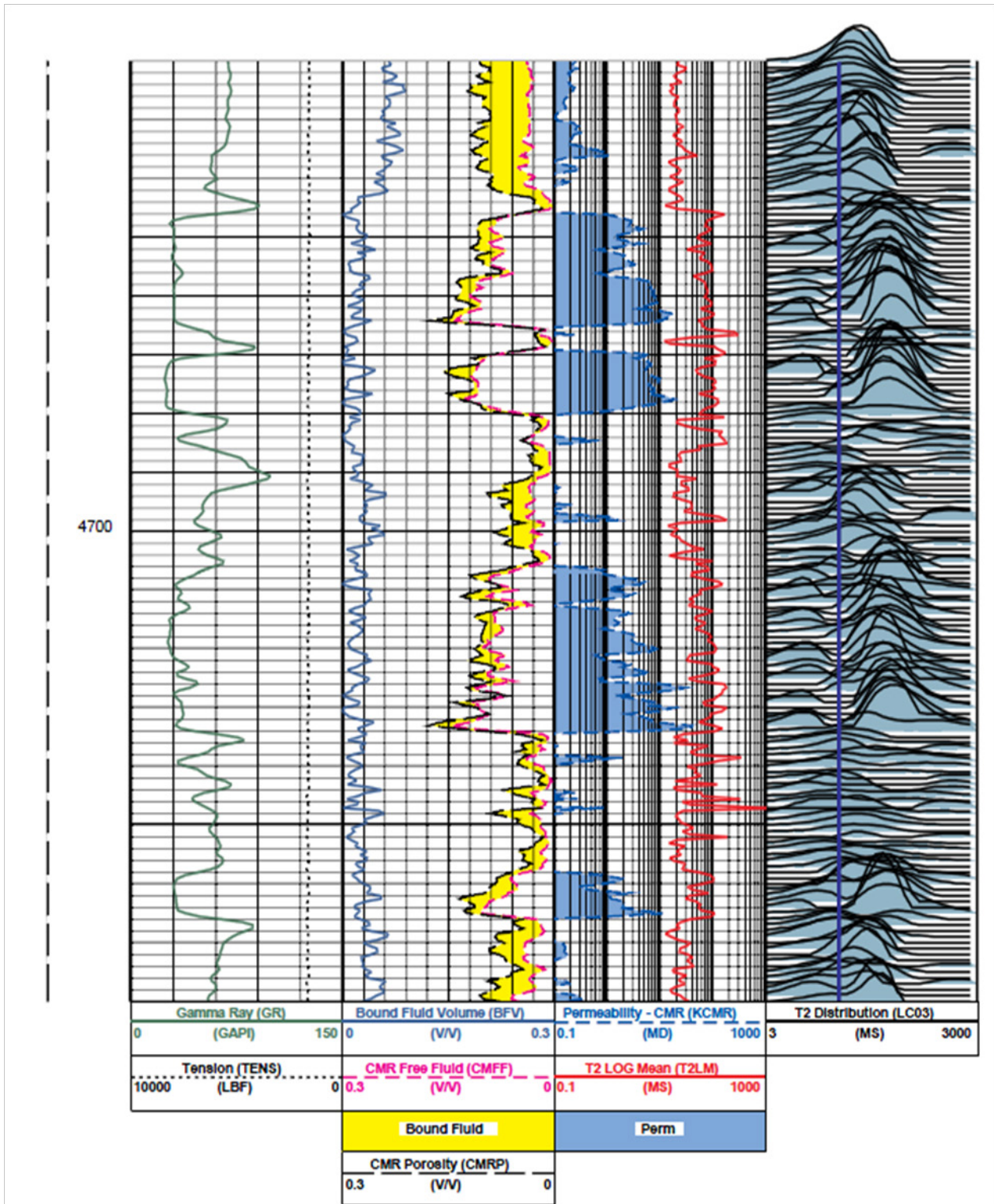


Figura 45. Presentación CMR, 4 carriles con T2-distribución.



---

En la fig. 45 se tiene el registro de profundidad con cuatro pistas con T<sub>2</sub>-distribución. (Tiempo de relajamiento transversal)

- Se muestra la profundidad.

Carril 1.

- GR (Gamma Ray) – Rayos gama. - °API – Rango: 0-150.
- Tension (TENS) – . – LBF(libras por pies) – Rango: 0-10000.

Carril 2

- Bound Fluid Volume (BFV). – Volumen de fluido ligado – V/V. – rango: 0-0.3
- CMR Free Fluid (CMFF) – - V/V. – rango: 0-0.3
- CMR Porosity (CMRP) - - V/V. – rango: 0-0.3

Carril 3

- Permeability – CMR (KCMR) - -MD – rango: 0.1-1000
- T<sub>2</sub> LOG Mean (T<sub>2</sub>LM)- Tiempo de relajamiento transversal -MS (micro segundos)- rango: 0.1-1000

Carril 4

- T<sub>2</sub> Distribution – Tiempo de relajamiento transversal\_Distribución.– MS (micro segundos)- rango: 3-3000.



---

## CAPITULO 6.-EJEMPLOS DE APLICACIÓN.

### EJEMPLO 1

El ejemplo 1 fue tomado en un pozo en el Golfo de México, EE.UU., el carril 1 tiene Rayos Gama, Calibre, y datos de los Subgrupos de Porosidad de  $T_2$ . El carril 3 tiene datos de resistividad y permeabilidad de MRIL derivados del modelo de Coates. El carril 4 presenta la distribución de  $T_2$  para agua asociada con la arcilla y los trenes de ecos con TW largo, además de los resultados del MRIAN. Los datos del MRIL para este ejemplo fueron adquiridos de un registro de porosidad total y otro con doble-TW. Se utilizó un registro de porosidad total para determinar el agua asociada con la arcilla, el agua capilar, y los fluidos libres. Para identificar los hidrocarburos y para efectuar correcciones de la porosidad por los efectos de la subpolarización y del índice de hidrógeno se utilizó el registro con doble-TW con valores de TW de 1 y 8 segundos En base a los BVI, FFI, y CBW del MRIL,

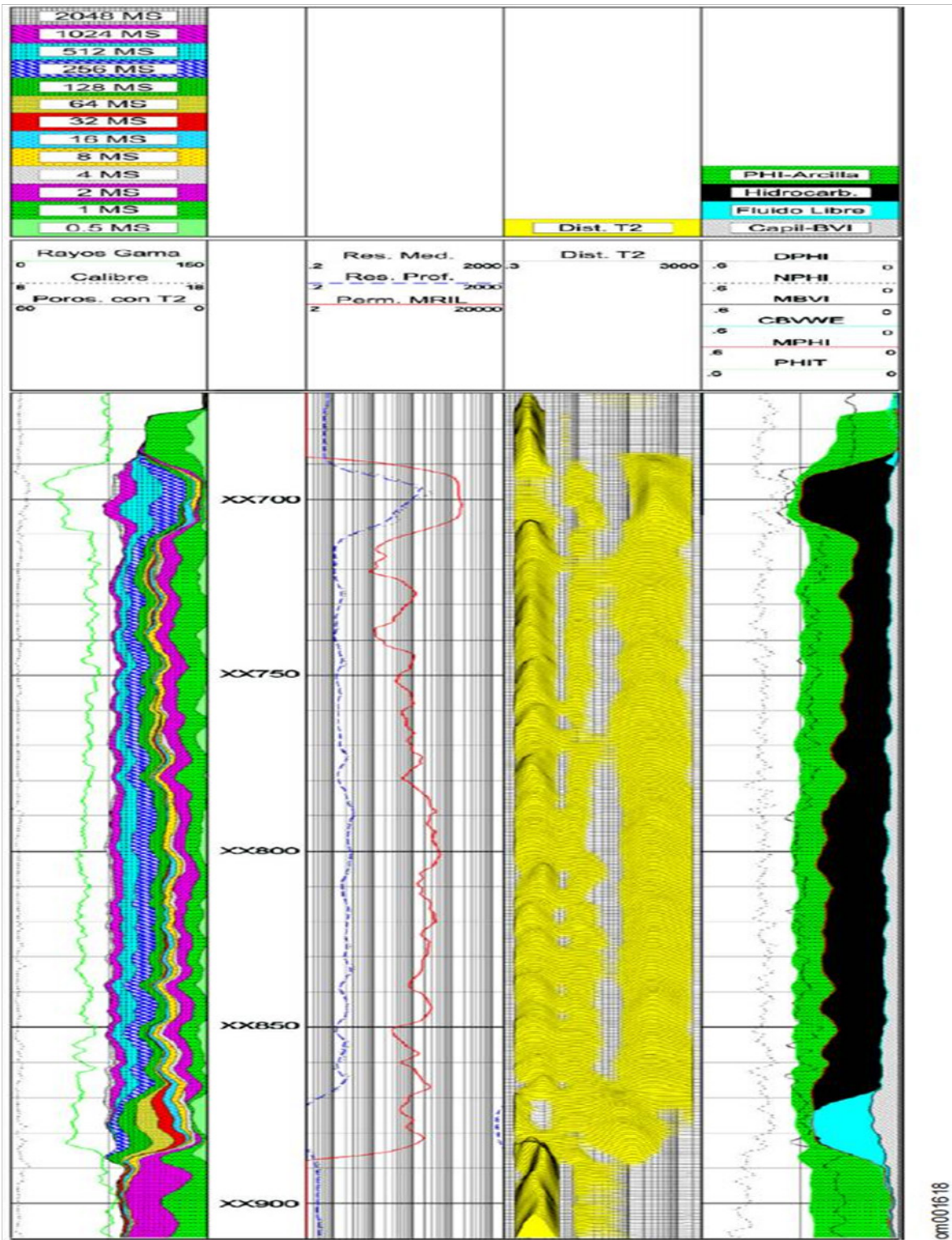


Figura 46. Presentación de ejemplo 1.



---

## Presentación del registro.

### CARRIL 1

- Amplitud acumulada de porosidad en cada celda de la distribución  $T_2$  zonificada en los siguientes rangos 0.5, 1, 2, 4, 8, 16, 32, 64, 128, 256, 512, 1024 y 2048 milisegundos.
- RAYOS GAMMA .- °API ( 0 – 150 )
- CALIBRE .- Pulgadas ( 8 – 18 )
- Porosidad  $T_2$  .- ( 60 – 0 U. P. )

### CARRIL 2

- Profundidad del pozo ( mts )

### CARRIL 3

- Resistividad Mediana .-  $\Omega$  - m (0.2 – 2000 )
- Resistividad Profunda .-  $\Omega$  - m (0.2 – 2000 )
- Perm. MRIL .- Permeabilidad MRIL milidarcys ( 0.2 – 20000 )

### CARRIL 4

- Dist  $T_2$  ( distribución  $T_2$  ), presentación en forma ondular ( 0.3 -3000 ).

### CARRIL 5

- Análisis MRIAN de composición y volumen de fluidos:
  - PHI Arcilla .- Agua asociada con la arcilla.
  - HIDROCARBURO.
  - AGUA LIBRE.
  - CAPIL – BVI .- Agua Irreductible por capilaridad.
- DPHI .- Porosidad densidad.
- NPHI.- Porosidad Neutrón.
- MBVI.- Volumen de Agua Irreductible.
- CBVWE.- Volumen efectivo de agua.
- MPHI.- Porosidad MRIL.
- PHIT.- Porosidad total.





## Explicación

En carril 1 se tiene la imagen de respuesta con las diferentes frecuencias correspondientes al  $T_2$  que es función del tipo de litología, así mismo se presentan las curvas de rayos gama y calibrador de las cuales se obtiene la condición litológica y diámetro del pozo respectivamente; de la correlación con las curvas de resistividad del carril 3 y permeabilidad se visualiza el tipo de roca y características de desplazamiento de fluidos; en el intervalo de 690 a 710 m se observa un incremento de la resistividades así como de la permeabilidad y disminución de la curva de rayos gama y desplazamiento de las curvas de tiempo de tránsito. El tiempo de relajamiento  $T_2$  indicado en el carril 4 con una tendencia a aumentar, así mismo de las imágenes de fluidos se observa un incremento del volumen de hidrocarburos, disminución de la arcillosidad, disminución del agua y tendencia al cruce de las curvas porosidad neutrón-porosidad densidad, esta zona se visualiza como la de interés para su explotación. De 710 a 860 m se observa una tendencia a aumentar y mantenerse constante en rayos gama, disminución de las curvas de resistividad al igual que las de permeabilidad y tendencia a mantener constante las imágenes de tiempo del carril 1, por otro lado la imagen de  $T_2$  con una tendencia a disminuir, tendencia a separarse las curvas de porosidades neutrón-densidad, disminución del volumen de hidrocarburo e incremento del volumen de arcillosidad, así como el de aumentar el volumen de agua por capilaridad; el intervalo de 865 a 885 m indica la presencia de una zona acuífera denotada por el incremento del volumen de agua, y de capilaridad, tendencia al traslape de las curvas de porosidad-densidad, incremento de rayos gama, desplazamiento de las curvas de imágenes de tiempo, disminución de las de resistividad y tendencia a disminuir la imagen de  $T_2$  respecto a hidrocarburos que se incremento más; el intervalo de 890 a 910 m es indicativo de un cuerpo arcilloso debido al incremento de la curva de rayos gama, disminución de la resistividad, disminución de la permeabilidad, tendencia al traslape de las imágenes de tiempo, disminución de la imagen del  $T_2$ , tendencia a la separación de las curvas de porosidad de neutrón-densidad, incremento del volumen de arcillosidad y disminución del volumen de agua por capilaridad. Se concluye que este sistema determina la litología, porosidad, contenido de fluidos y para tener mayor precisión en la toma de decisiones se correlaciona con los registros en agujero descubierto, así mismo la determinación del volumen de minerales y fluidos, como la porosidad efectiva de la formación, que se compara con las porosidades total, densidad, neutrón. Cabe mencionar que la curva de permeabilidad se determina a partir del sistema MRIL.



---

## Ejemplo 2

Este ejemplo muestra los resultados MRIAN de un pozo registrado con una activación del doble-TE. El carril 1 tiene curvas del Rayos Gama convencional y Calibre así como datos de los Subgrupos de Porosidad de  $T_2$ . El carril 3 muestra datos de resistividad y de permeabilidad derivada del MRIL. La Pista 3 muestra las distribuciones  $T_2$  de los trenes de ecos con TE corto. El carril 5 tiene porosidades de Neutrón y Densidad, y productos con resultados MRIAN: volúmenes del agua asociada con la arcilla, del agua libre y de los hidrocarburos.

Una comparación entre la porosidad MRIL y las porosidades por Neutrón y Densidad sugieren que el índice de hidrógeno de la zona por encima de los X2050 mts es de menos de 1. La distribución de  $T_2$  en el carril 4 muestra que los valores pico para el  $T_2$  de los hidrocarburos son de alrededor de 256 milisegundos entre los X2000 y los X2050 metros, por lo que este intervalo no debería tener gas. Sin embargo, por encima de los X2000 metros, las amplitudes del pico de  $T_2$  a 256 milisegundos se reducen considerablemente, y aparecen más señales a valores de  $T_2$  de aproximadamente 40 milisegundos, lo cual sugiere la presencia de gas. La permeabilidad en el carril 3 tal como se deriva de la porosidad MRIL está subestimada por encima de los X2050 metros. Los datos del doble-TW permitirían un análisis más preciso de este yacimiento.

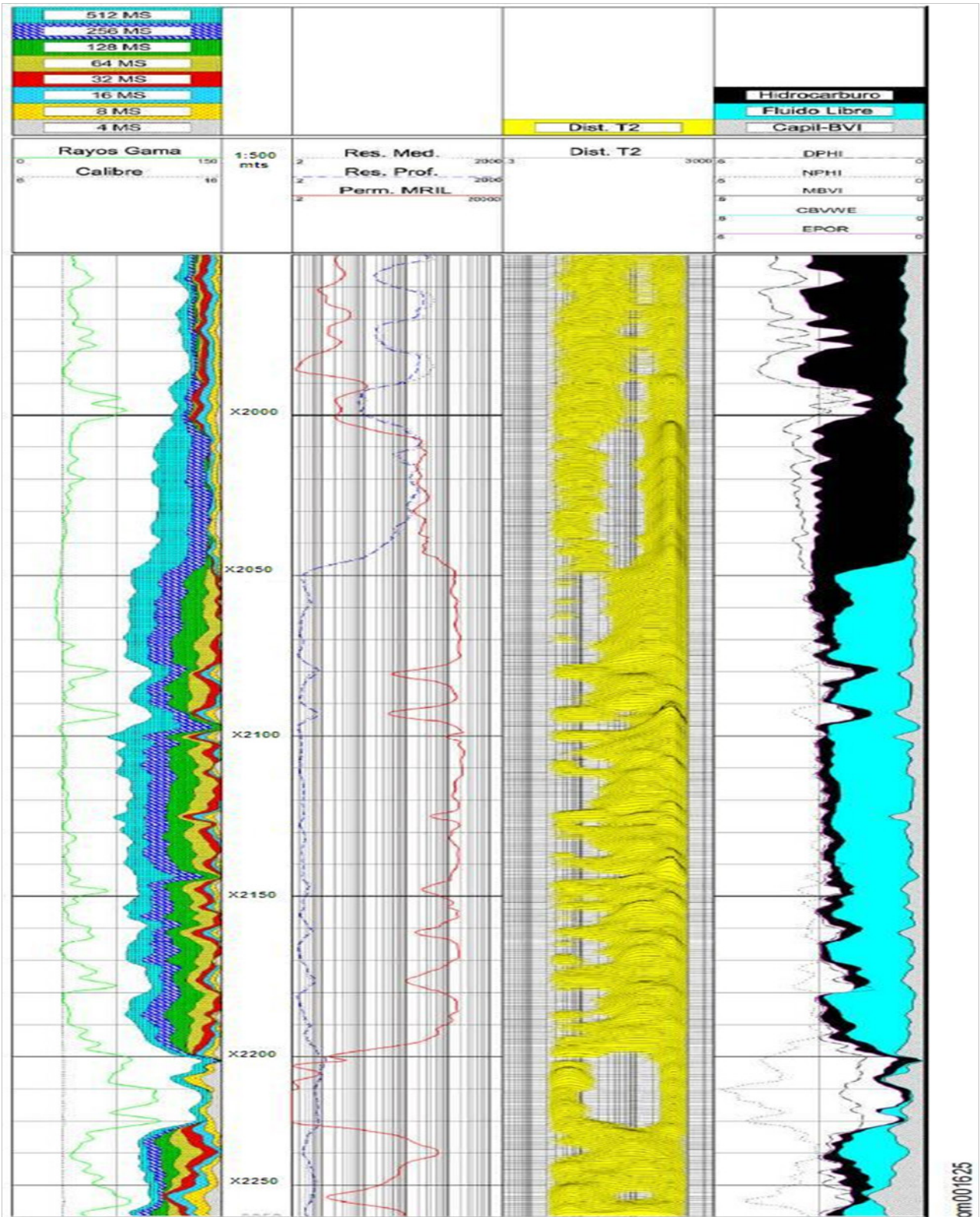


Figura 47. Presentación de ejemplo 2.



---

## Presentación del registro:

### CARRIL 1

- Amplitudes acumuladas de porosidad en cada celda de la distribución  $T_2$  zonificada en los siguientes rangos 4, 8, 16, 32, 64, 128, 256 y 512 milisegundos
- RAYOS GAMMA .- °API ( 0 – 150 )
- CALIBRE .- Pulgadas ( 8 – 18 )

### CARRIL 2

- Profundidad ( mts )

### CARRIL 3

- Resistividad Mediana .-  $\Omega$  - m (0.2 – 2000 )
- Resistividad Profunda .-  $\Omega$  - m (0.2 – 2000 )
- Perm. MRIL .- Permeabilidad MRIL milidarcys ( 0.2 – 20000 )

### CARRIL 4

- Dist  $T_2$  ( distribución  $T_2$  ) presentación en forma ondular ( 0.3 -3000 ).

### CARRIL 5

- Análisis MRIAN de composición y volumen de fluidos
  - HIDROCARBURO
  - FLUIDO LIBRE
  - CAPIL – BVI .- Agua Irreductible por capilaridad
- DPHI .- Porosidad densidad
- NPFI.- Porosidad Neutrón
- MBVI.- Volumen de Agua Irreductible
- CBVWE.- Volumen efectivo de agua
- EPOR.- Porosidad efectiva corregida por efecto de la polarización



---

## Explicación

El intervalo de 2000 a 2090 metros indica presencia de hidrocarburos en una litología de calizas de acuerdo al incremento de resistividad, incremento de permeabilidad, disminución de rayos gama tendencia a aumentar en el tiempo de tránsito  $T_2$ , tendencia a desplazarse las imágenes de tiempo, incremento del volumen de hidrocarburo, aumento de la porosidad densidad, porosidad efectiva, disminución porosidad neutrón, así mismo en este intervalo se indican que de 2000 a 2060 metros se tiene disminución de la permeabilidad, pero con indicativo de volumen de hidrocarburos y variación de la porosidad densidad, porosidad neutrón y porosidad densidad; en color negro se tiene el volumen correspondiente de hidrocarburos. En el intervalo 2100 a 3010 metros se tiene tendencia a disminuir rayos gama, disminución de resistividades, tendencia a variar los tiempos de imágenes, incremento del  $T_2$ , incremento del volumen de agua libre y de capilaridad, porosidad neutrón y porosidad densidad al traslape y porosidad efectiva sobre un valor cercano a 30 up (unidades de porosidad). Se concluye que el intervalo de interés corresponde a una matriz caliza-arcillosa, con porosidad efectiva aproximada de 30 up y permeabilidad alta, las zonas con contenido de agua con resistividad menor a 1 ohm que corresponde a una matriz de arena – arcillosa y porosidad efectiva variable. En el intervalo de 2250 a 2260 metros se indica una tendencia a aumentar del rayos gama, curvas de tiempo de tránsito a juntarse, resistividades a disminuir al igual que la permeabilidad,  $T_2$  disminuye, porosidad neutrón con valor mayor a la densidad, porosidad efectiva disminuye y el agua por capilaridad presenta ligeros cambios, lo cual es indicativo de un cuello arcilloso.



### Ejemplo 3

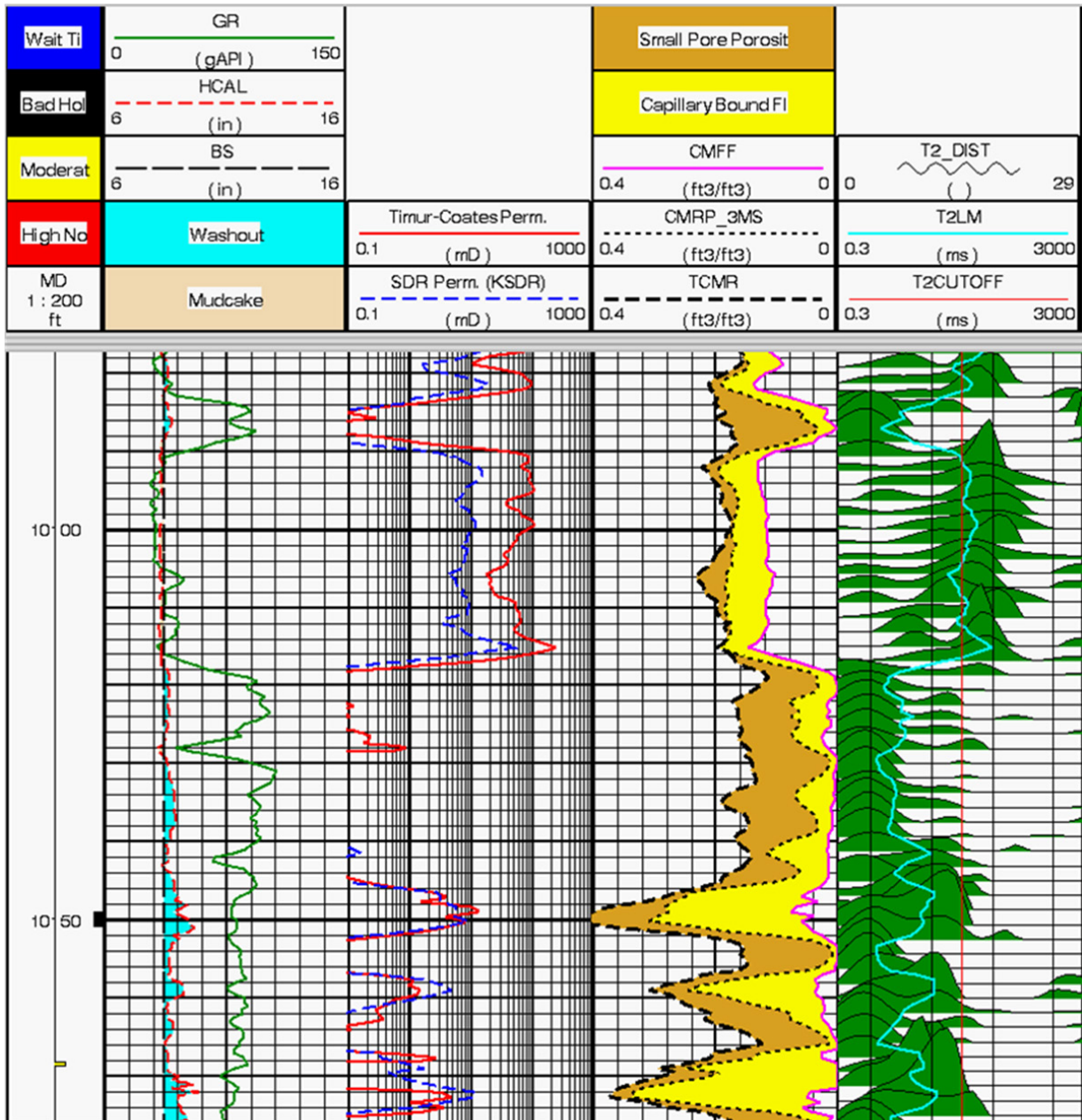


Figura 48. Presentación de ejemplo 3.



## Presentación del Registro.

### CARRIL 1

- Profundidad del pozo con escala de 1:200 pies ( MD – Profundidad Medida).

### CARRIL 2

- GR (Gamma Ray) – Rayos gama. - °API – Rango: 0-150.
- HCAL (Hol Caliper) – Diámetro del pozo. – Inches (pulgadas) – Rango: 6-16.
- BS (Bite Size) – Diámetro de la barrena . – Inches (pulgadas). – rango: 6-16.
- Washout – Zona lavada.
- Mudcake – Enjarre.

### CARRIL 3

- Timur Coates Perm. – Timur/Coates permeability (Permeabilidad según el modelo de Timur-Coates)- milidarys. – rango: 0.1-1000.
- SDR Perm. (KSDR) – Schlumberger. Doll Research Permeability (Permeabilidad según el modelo SDR) - milidarcys. – rango: 0.1-1000.

### Carril 4

- Small Pore Porosity - Porosidad de poro pequeño.
- Capillary bound FI- Limite capilar.
- CMFF - Combined Magnetic Fluid Flow (Fluido Libre CMR)-  $\text{pies}^3/\text{pies}^3$ . – rango: 0.4-0.
- CMRP\_3MS - Combined Magnetic Resonance Porosity. (Porosidad CMR Total) -  $\text{pies}^3/\text{pies}^3$ . – rango: 0.4-0.
- TCMR - Combined Magnetic Resonance (Porosidad total medida por la herramienta CMR)-  $\text{pies}^3/\text{pies}^3$ . – rango: 0.4-0.

### Carril 5

- T<sub>2</sub>\_DIST – Tiempo de relajamiento transversal \_Distribución.– rango: 0-29
- T<sub>2</sub>LM – Tiempo de relajamiento transversal\_ Medida Logarítmica de su distribución- milisegundos rango: 0.3-3000.
- T<sub>2</sub>CUTOFF – Tiempo de relajamiento transversal\_ de corte - rango: 0.3-3000.



---

## Explicación

En el intervalo de 2980 a 3075 metros indica un agujero en condiciones favorables de acuerdo al desarrollo de la curva del calibrador, rayos gama con tendencia a disminuir de 2990 a 3015 metros, permeabilidades con tendencia a aumentar, porosidades a subir y el tiempo del sistema CMR a aumentar, lo cual indica presencia de una formación limpia y con posibilidades de contener hidrocarburos. A partir del intervalo de 3019 a 3075 metros se tiene tendencia a aumentar el rayos gama disminuir las permeabilidades, disminución de las porosidades y el tiempo  $T_2$  disminuye, lo cual representa una zona arcillosa. Se concluye que el intervalo de 2990 a 3015 metros corresponde a una matriz caliza de alta porosidad, verificado por las porosidades y tendencia a disminuir rayos gama e incrementar las porosidades.





---

## Ejemplo 4

En el año 2002, los ingenieros de BP aplicaron el sistema proVISION en un proyecto de aguas profundas del Golfo de México, EUA. (fig 49). La secuencia de pulsos de la herramienta proVISION consiste en un tiempo de espera unitario y una secuencia de estallidos. Se utilizó un tiempo de espera relativamente prolongado de 12 segundos para asegurar la adecuada polarización de los hidrocarburos livianos que se esperaban en este yacimiento. Se recogieron seiscientos ecos luego de transcurrido un largo tiempo de espera. La secuencia de estallidos constó de 20 ecos luego de un tiempo de espera de 0.08 segundos. Los ecos se recogieron a intervalos de 0.8 y 1.2 milisegundos. El tiempo del ciclo de RMN total fue de aproximadamente 30 segundos, a una velocidad de perforación de aproximadamente 21 metros [70 pies] por hora. Esta combinación de tiempo de ciclo con velocidad de penetración (ROP, por sus siglas en inglés) arrojó un intervalo de muestreo de profundidad de aproximadamente 0.23 metros [0.75 pies] por par de fase alternada.

Para determinar el BFV (volumen de fluido ligado por sus siglas en inglés "Bound Volumen of Fluid"), se optó por un valor de corte de  $T_2$  de 90 milisegundos. Este valor de corte de  $T_2$  se basó en la experiencia con mediciones de RMN obtenidas en esta campo petrolero. La evaluación realizada por el equipo petrofísico indicó que los datos de los registros de densidad, neutrón y porosidad RMN concordaban a través de la arenisca, que tiene una porosidad de aproximadamente 28 u.p.

La información de los indicadores de petróleo, independientes de la resistividad, los datos de volumen del fluido ligado y los datos de permeabilidad de la herramienta proVISION se integran con la saturación del agua derivada de los registros adquiridos con herramientas operadas con cable para obtener estimaciones de productibilidad clave durante la perforación del pozo.

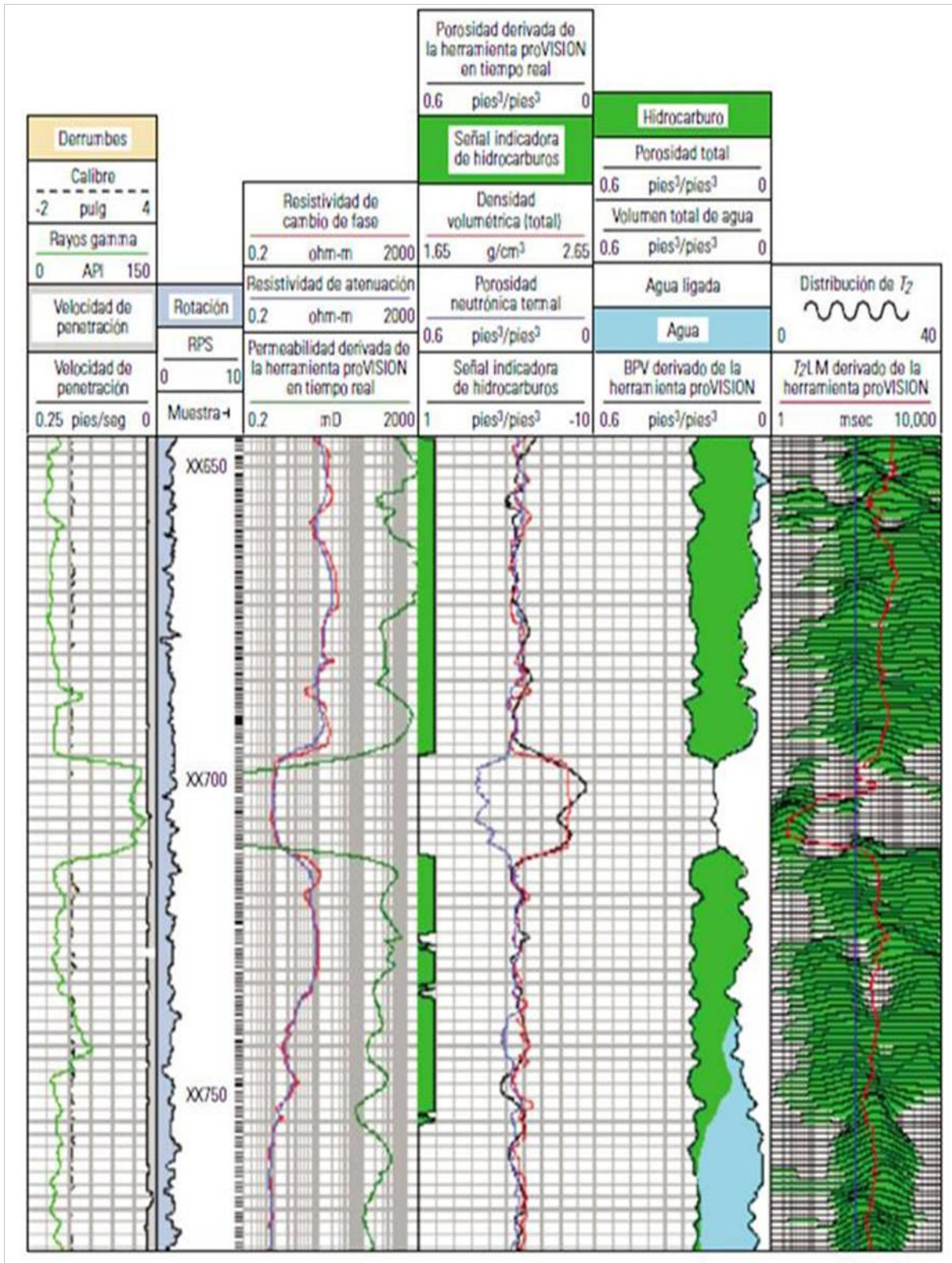


Figura 49. Presentación de ejemplo 4.



---

## Presentación del Registro.

### CARRIL 1

- Derrumbes
- Calibre ( -2 a 4 in )
- Rayos Gamma ( 0 – 150 API )
- Velocidad de Penetración ( 0 – 0.25 pies/seg )

### CARRIL 2

- Rotación ( 0 – 10 RPS )
- Profundidad ( pies )

### CARRIL 3

- Resistividad de cambio de fase ( 0.2 – 2000  $\Omega$ -m )
- Resistividad de atenuación ( 0.2 – 2000  $\Omega$ -m )
- Permeabilidad derivada de la herramienta proVISION en tiempo real ( 0.2 – 2000 mD )

### CARRIL 4

- Porosidad derivada de la herramienta provision en tiempo real ( 0 - 0.6 pies<sup>3</sup>/pies<sup>3</sup> )
- Densidad volumétrica total ( 1.65 – 2.65 g/cm<sup>3</sup> )
- Porosidad neutrónica termal ( 0 – 0.6 pies<sup>3</sup>/pies<sup>3</sup> )
- Señal indicadora de hidrocarburos (-10 a 1 pies<sup>3</sup>/pies<sup>3</sup> )

### CARRIL5

- Porosidad total ( 0 – 0.6 pies<sup>3</sup>/pies<sup>3</sup> )
- Hidrocarburo
- Volumen total de agua ( 0 – 0.6 pies<sup>3</sup>/pies<sup>3</sup> )
- Agua ligada
- Agua
- BPV derivada de la herramienta proVISION ( 0 – 0.6 pies<sup>3</sup>/pies<sup>3</sup> )

### CARRIL 6

- Distribucion de T<sub>2</sub> –Distribución Tiempo de relajamiento transversal ( 0 – 40 )



---

## Explicación

En la figura 49, se tiene el registro combinado de los registros tomados en agujero descubierto y las imágenes calculadas con el sistema CMR para el cálculo de volúmenes de fluidos, volumen de minerales y porosidad efectiva. El intervalo de 700 a 710 pies presenta calibrador en condiciones favorables, rayos gama con tendencia a aumentar, resistividades a disminuir con translapaciones y permeabilidad con un valor mínimo, porosidad neutrón con cruce respecto a la densidad, volumen de agua alto, tiempo  $T_2$  en valor mínimo. Se concluye que este intervalo corresponde a una matriz arcillosa. El intervalo de 650 a 695 pies indica un gama con tendencia a disminuir calibrador, en condiciones favorables, resistividades aumentan y se separan como indicativo de movilidad de fluidos en dicha zona, permeabilidad en valor máximo, tendencia al cruce de densidad y neutrón, volumen de hidrocarburo con indicación de presencia del mismo en color verde, tiempo de tránsito en valor alto. El intervalo 714 a 730 pies con condición similar al anterior, de 730 pies al fondo notamos la presencia de agua indicado en color azul claro, con un tiempo de tránsito  $T_2$  aumentando, traslape de curvas de densidad y neutrón, traslape de las curvas de resistividad así como su disminución, rayos gama con tendencia a disminuir. Se concluye que los intervalos de interés presentan una matriz de arenas- arcillosas de alta porosidad (en blanco agua ligada a los granos de la matriz).



---

## CAPÍTULO 7.-VENTAJAS – DESVENTAJAS.

### VENTAJAS.

Las ventajas sobre los otros Registros Geofísicos.

Dado que sólo los fluidos son visibles al sistema RMN, la porosidad medida con una herramienta RMN no contiene ningún aporte de los minerales de la roca y no necesita calibrarse para la litología de la formación. Esta característica en su respuesta hace que la herramienta sea fundamentalmente diferente a las herramientas convencionales de registros. Las herramientas convencionales de registros de porosidad, tales como el Neutrón, Densidad y Sónico, están influidas por todos los componentes de un yacimiento; como éstas tienen típicamente más fracción rocosa que espacios llenos de fluidos, estas herramientas convencionales tienden a ser más sensibles a los materiales en la matriz mineral que a los fluidos en los poros. Las herramientas convencionales de resistividad, aunque extremadamente sensibles a los espacios llenos de fluidos y tradicionalmente usadas para estimar la cantidad de agua que hay en una roca de yacimiento, no pueden considerarse como verdaderos dispositivos para registro de fluidos. Estos sistemas están influidos por la presencia de minerales conductivos y, para que la respuesta de estas herramientas sean adecuadamente interpretadas, se requiere un conocimiento detallado de las propiedades de la formación como del agua que hay en el espacio poral.

Las herramientas RMN suministran tres tipos de información, cada una de los cuales hacen que estas herramientas sean únicas entre los dispositivos de registro:

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

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

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



---

En particular, los datos RMN proveen la siguiente información:

- Porosidad independiente de la mineralogía.
- Distribución de porosidad, complementada con distribución del tamaño de poro en formaciones saturadas con agua.
- Volumen de agua irreductible y de fluido libre si hay un valor confiable de  $T_2$  cutoff.
- Permeabilidad determinada a partir del índice de fluido libre y del volumen de agua irreductible ó  $T_2$  promedio.
- Clasificación de hidrocarburos mediante el uso de (1) contrastes ponderados por  $T_1$  para agua, gas y/o petróleo liviano, (2) contrastes ponderados por difusividad para agua y petróleo viscoso, y (3) cálculo de saturación de agua en la zona virgen optimizado con RMN.

## DESVENTAJAS.

Planeación previa.- El registro RMN requiere una extensa planeación previa a la operación de campo y la adquisición de datos. El proceso requiere la participación de expertos en la operación y la compañía que toma el registro.

Velocidad de operación.- A pesar de los significativos desarrollos en la velocidad del registro en la última década, los registros RMN son corridos en forma más lenta en comparación con las herramientas estándar. La alta velocidad de las herramientas no se aplica en la mayoría de los casos y solo son disponibles en algunas excepciones como límite de los fluidos.

Costo.- Estos registros son más caros que los registros estándar en agujero descubierto, además de los costos indirectos como personal adicional, tiempo de operación, y tratamiento del lodo entre otros.

Adquisición de datos.- La adquisición de datos RMN es compleja y requiere de la participación de expertos y la planeación del trabajo en la mayoría de los casos.

Procesamiento de datos.- El procesamiento de datos es complejo, requiere un intenso número de iteraciones, considerar expertos en el control de la calidad. Además de la obtención de respuestas prácticas en forma rápida al ser tomadas provisionalmente. Efectivamente el largo tiempo de registro en algunos casos disminuye el valor de la información del registro RMN.

Interpretación.- La interpretación es más compleja que la de un registro neutrón y no siempre tan robusta debido a la baja relación señal ruido.

Nomenclatura.- Cada familia de herramientas nombra sus curvas de diferente manera y estos nombres no son intuitivos, además con la aparición de nuevos métodos de interpretación la lista de nombres se incrementa.

Comodidad.- La gran mayoría de los petrofísicos están satisfechos con los registros de neutrón. Además de la dificultad de cargar al grupo de petrofísicos a un experto de la compañía de servicios para aclarar las dudas acerca del registro RMN como las curvas de los tiempos de relajamiento a colores o la amplitud de las ondas que en contraste al registro de neutrón requiere una menor complejidad para su interpretación.



---

## CAPÍTULO 8.-CONCLUSIONES - RECOMENDACIONES.

### CONCLUSIONES:

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

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

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

- Porosidad independiente de la mineralogía
- Distribución de porosidad, complementada con distribución de tamaño de poros en formaciones saturadas con agua
- Volumen de agua irreductible y de fluido libre si hay un valor confiable de  $T_2$  cutoff
- Permeabilidad, determinada a partir del índice de fluido libre y del volumen de agua irreductible ó  $T_2$  promedio
- Clasificación de hidrocarburos mediante el uso de (1) contrastes ponderados por  $T_1$  para agua, gas y/o petróleo liviano, (2) contrastes ponderados por difusividad para agua y aceite viscoso, y (3) cálculos de saturación de agua para la zona virgen optimizados con RMN

### RECOMENDACIONES:

- Se recomienda la correlación de los registros RMN con los de densidad y neutrón así como rayos gama y potencial espontáneo para obtener resultados confiables.
- Las herramientas LWD de RMN proveen información rápida en base a la roca no invadida con el mismo principio de la herramienta bajada con cable, en carbonatos se recomienda su uso para optimizar la evaluación del yacimiento mediante imágenes mas claras del tamaño y distribución de poro y con esto diseñar modelos de permeabilidad para estas formaciones de mayor confiabilidad.
- En pozos con lodos de salinidad considerable se requiere incrementar los niveles de la señal, así también la relación señal – ruido de los datos previos a la inversión. La velocidad del registro se ve inversamente afectada de manera que deberá ser disminuida con la finalidad de prevenir la degradación de la resolución vertical.
- En la literatura se han identificado casos de aplicación exitosos en campos maduros , por lo cual se recomienda el uso de el sistema RMN en campos maduros para evaluar las zonas con mayor contenido de hidrocarburos y el avance del agua en el yacimiento.



---

## BIBLIOGRAFÍA

### **Referencias bibliográficas:**

- ❖ J. Guillemot, “Geología del petróleo”, editorial Paraninfo, traducido por: Fernando Meléndez Hevia, Madrid, España, 1971, 398 págs. (Parte IV, capítulo 1).
- ❖ Sylvain J. Pirson, “Ingeniería de yacimientos petrolíferos”, editorial Ediciones Omega, S.A., , traducido de la segunda edición por: Hernando Vazquez Silva, Barcelona, 1965, 786 págs., (capítulo 2, 45 pág.)
- ❖ George R. Coates, Lizhi Xiao, and Manfred G. Prammer , “NMR Logging Principles and Applications”, Halliburton Energy Services, Houston. E.U.A., 2008, 251 págs.
- ❖ <http://www.patentesonline.com.mx/una-herramienta-de-resonancia-magnetica-nuclear-rmn-para-conducir-mediciones-de-una-6002ar.html>
- ❖ [http://www.slb.com/services/evaluation/wireline\\_open\\_hole/petrophysics/nmr.aspx](http://www.slb.com/services/evaluation/wireline_open_hole/petrophysics/nmr.aspx)
- ❖ <http://www.weatherford.com/dn/WFT135970>
- ❖ <http://www.bakerhughes.com/products-and-services/evaluation/openhole-wireline-systems/petrophysics/magnetic-resonance-explorer-mrex-service>
- ❖ <http://www.halliburton.com/ps/default.aspx?pageid=1785&navid=1491>
- ❖ <http://es.wikipedia.org/wiki/Petr%C3%B3leo>

### **Bibliografía:**

- ❖ Documento PDF, “Resonancia Magnética Nuclear. Desarrollo histórico. “, Autor: Carlos Pérez, junio de 2008.
- ❖ Documento PDF, “Breve resumen histórico de la RMN.”, Autor: Francisco Sánchez Ferrando, departamento de química, Universidad Autónoma de Barcelona, Bellaterra, Barcelona, junio de 2005.
- ❖ Documento PDF, “Tendencias en registros de RMN”, Autores: David Allen, Charles Flum, T.S. Ramakrishnan (Ridgefield, Connecticut, EUA), Jonathan Bedford (Londres, Inglaterra), Raghu Ramamoorthy (Kuala Lumpur, Malasia), Publicaciones de Schlumberger, Invierno de 2001.





## ANEXOS

### Lista de figuras.

Figura 1.	Clasificación de la porosidad según su forma y distribución.	07
Figura 2.	Agua retenida por fuerzas capilares.	11
Figura 3.	Roca saturada de agua y aceite.	12
Figura 4.	Debido a su magnetismo nuclear inherente, los núcleos de hidrógeno (a la izquierda) se comportan como si fueran pequeñas barras imantadas alineadas con los ejes de los momentos rotacionales de los núcleos. En ausencia de un campo magnético externo, los ejes magnéticos nucleares (a la derecha) quedan alineados al azar.	18
Figura 5.	En un campo magnético externo (izquierda), la frecuencia precesional de un núcleo depende de la relación giromagnética del núcleo y de la intensidad del campo externa. La alineación del eje de precesión de un núcleo con respecto a la dirección del campo externo (derecha) determina el estado energético del núcleo.	19
Figura 6.	Cuando diversos protones efectúan una precesión en un campo magnético externo, aparece una magnetización neta ( $\mathbf{M}_0$ ).	20
Figura 7.	Las curvas de relajamiento (polarización) $T_1$ indican el grado de alineamiento de los protones o magnetización en función del tiempo en el que una población de protones está expuesta a un campo magnético externo.	21
Figura 8.	Para una interacción eficaz con protones (izquierda), el campo magnético oscilatorio $\mathbf{B}_1$ debe tener un componente sustancial perpendicular al campo estático $\mathbf{B}_0$ y debe tener una frecuencia $f$ igual a la frecuencia de Larmor de protones $f_0$ en el campo estático. En este caso (derecha), los protones harán precesión en fase entre si y pueden absorber energía del campo oscilatorio y cambiar a un estado de alta energía. Así es como se da la resonancia magnética nuclear.	22
Figura 9.	El ángulo de inclinación $\theta$ depende de la intensidad del campo oscilatorio $\mathbf{B}_1$ y del tiempo $t$ durante el cual se aplica el campo.	23
Figura 10.	Luego de la aplicación de una pulsación a $90^\circ$ , la población de protones se defasa, y se detecta una señal de decaimiento de inducción libre (FID).	24



Figura 11.	<b>(1)</b> Para generar un eco de momentos rotacionales, se aplica primero una pulsación $B_1$ a $90^\circ$ . <b>(2)</b> Luego de la cesión de la pulsación a $90^\circ$ , comienza el defasaje. <b>(3)</b> En un tiempo $\tau$ , se aplica un pulso a $B_1$ de $180^\circ$ para invertir los ángulos de fase y entonces se inicia el refasaje. <b>(4)</b> EL refasaje procede. <b>(5)</b> El refasaje está completo, y se genera una señal medible (un eco de momentos rotacionales) en un tiempo $2\tau$ .	25
Figura 12.	Para generar un tren de ecos de momentos rotacionales, se utiliza la secuencia de pulsos CPMG, que consiste en una pulsación $B_1$ a $90^\circ$ , seguida por una secuencia de pulsaciones $B_1$ a $180^\circ$ . Las pulsaciones $B_1$ de $180^\circ$ van seguidas por ecos de momentos rotacionales de amplitud decreciente.	26
Figura 13.	La amplitud de los ecos del momento rotacional en el decaimiento produce una curva de decaimiento exponencial con una constante de tiempo $T_2$ .	26
Figura 14.	Diagrama de sincronización en la medición indica (arriba) secuencias de pulsaciones CPMG y (abajo) curvas de polarización (relajamiento $T_1$ ) y adquisición de los trenes de ecos de momentos rotacionales.	28
Figura 15.	En su configuración básica, la herramienta MRIL consiste en un mandril magnético, una sección con componentes electrónicos, y una o dos secciones de almacenamiento de energía.	29
Figura 16.	El diámetro de investigación de la herramienta MRIL depende de la temperatura del imán permanente y de la frecuencia del sistema. La gráfica de la izquierda es para una herramienta de $4\frac{1}{2}$ pulg. El gráfico de la derecha es para una herramienta de 6 pulg.	30
Figura 17.	En estas tres curvas (izquierda) indican lo rápido de la magnetización sin prepolarización acelerada. Las curvas correspondientes al $T_1 = 1, 2$ y $4s$ . Se tolera un 5% de subpolarización, se necesitan 12s para polarizar el componente más lento. Con polarización acelerada como la que se usa en la sonda MRIL-Prime de 6 pulg. (derecha), la magnetización se obtiene más rápidamente. Se indica el caso más crítico de un perfilaje a 24 pies/min. Se supone la misma distribución del $T_1$ de 1, 2 y 4s como la estudiada en el gráfico de la izquierda. Después de 6s, todos los componentes se estabilizaron dentro de un margen de $\pm 5\%$ de la magnetización nominal.	30
Figura 18.	Diseño de las herramientas CMR-200 y CMR-plus.	31
Figura 19.	Diseño de la herramienta proVISION.	32
Figura 20.	Sección transversal de la herramienta proVISION.	33
Figura 21.	<b>(1)</b> Antes de que los protones estén sujetos al campo magnético estático del sistema MRIL, sus ejes de momento rotacional están alineados al azar. <b>(2)</b> Una vez que los protones quedan inicialmente expuestos al campo magnético estático del MRIL, sus ejes de rotación del campo estático	35



	<b><math>B_0(r)</math>. (3 y 4)</b> A medida que la exposición continúa, los ejes de rotación se acercan a los ejes precesionales, y la magnetización neta de la población de protones aumenta, como indica el gráfico.	
Figura 22.	La antena MRIL (izquierda) aplica una pulsación oscilatoria $B_1$ de $90^\circ$ a los protones con una sincronización de fase e inclina la magnetización $90^\circ$ . A medida que los protones se defasan, la antena transmisora aplica un pulso oscilatorio $B_1$ a $180^\circ$ , para volver a poner en fase a los protones. Cuando los protones se ponen en fase (derecha), generan una señal d un eco del momento rotacional medible con una antena receptora.	36
Figura 23.	Para generar y recibir un tren de ecos de momentos rotacionales, una herramienta MRIL emite una pulsación $B_1$ a $90^\circ$ seguida por una secuencia de pulsaciones $B_1$ a $180^\circ$ .	37
Figura 24.	El ciclo de mediciones MRIL, se repite continuamente durante la operación, consiste en la polarización de protones seguida por la obtención de trenes de ecos. Los trenes de ecos en decaimiento reflejan el defasaje que sigue a la polarización.	37
Figura 25.	<b>(1)</b> A medida que la herramienta MRIL se desplaza a lo largo del pozo, polariza parte de la formación que hay a su alrededor. Si la velocidad a la que se hace el registro es $V$ y el tiempo de polarización es $T_w$ , entonces la herramienta se desplaza a través de una distancia de $V T_w$ durante un periodo de polarización. <b>(2)</b> Luego de un periodo de polarización, una secuencia CPMG induce y mide los ecos de momentos rotacionales. Si el espaciamento entre ecos es $TE$ y el número de ecos es $NE$ , la herramienta se desplaza a lo largo de una distancia $V (TE \times NE)$ durante la recepción de los ecos. <b>(3)</b> La secuencia CPMG termina, y comienza el siguiente ciclo de polarización CPMG.	38
Figura 26.	La resolución vertical de la herramienta MRIL es igual a la suma de la longitud de la antena y el producto de la velocidad del perfilaje, el tiempo del ciclo, y el promedio acumulativo.	40
Figura 27.	El imán permanente de la herramienta MRIL produce un campo de gradiente cuya magnitud decrece con la distancia radial desde la herramienta.	40
Figura 28.	El diámetro y espesor del volumen sensible de la herramienta MRIL se determina por el gradiente del campo permanente $B_0$ y la banda de frecuencia del campo oscilatorio $B_1$ .	41
Figura 29.	La intensidad, del campo $B_0$ como del gradiente del campo, son dependientes de la temperatura. Para un campo RF de frecuencia $f_1$ , la profundidad de investigación varia con la temperatura.	42
Figura 30.	El volumen sensible en una medición MRIL de frecuencia múltiple comprende varias regiones cilíndricas espaciadas entre sí. Los radios en las regiones disminuyen a medida que la frecuencia aumenta.	43



Figura 31.	Cuando se usan dos frecuencias ( $f_1$ y $f_2$ ) en las mediciones MRIL, la frecuencia se alterna. La frecuencia de Larmor $f_1$ se polariza y obtiene trenes de ecos CPMG a partir de los protones cuya frecuencia de Larmor es $f_2$ . Similarmente, mientras los protones con frecuencia de Larmor $f_2$ se polariza, se obtiene trenes de ecos a partir de los protones con frecuencias de Larmor de $f_1$	43
Figura 32.	El pulso usado en el sistema MRIL opera en un rango estrecho de frecuencia de amplitud uniforme con buena selectividad de frecuencia (en consecuencia muy buena selectividad al volumen sensible).	44
Figura 33.	La herramienta MRIL-Prime se opera con nueve frecuencias al hacer mediciones en nueve volúmenes sensibles estrechamente espaciados entre sí.	45
Figura 34.	Durante las mediciones CPMG ocurren magnetovibraciones debido al momento torsional asociado con una fuerza variable <b>F</b> producida por la interacción de la corriente eléctrica <b>I</b> que fluye a través de la espira de la antena y el campo magnético <b>B<sub>0</sub></b> .	46
Figura 35.	Cuando se utiliza el método PAPS, el ángulo de fase entre las pulsaciones a 90° para cada frecuencia es de 180°.	47
Figura 36.	Un solo tren de ecos de momentos rotacionales (arriba) obtenido por una herramienta MRIL exhibe una baja relación <i>S/N</i> . Acumulando y promediando ocho trenes de ecos (abajo) mejora considerablemente la relación <i>S/N</i> .	48
Figura 37.	Las nueve frecuencias de la herramienta MRIL-Prime se seleccionan de entre cinco bandas. Cuando el tiempo de polarización es de 12, 000 ms y el tiempo de pulsación es de 500 ms, las nueve frecuencias dan una eficiencia de 36% comparada con un 4% de eficiencia que se obtiene con una frecuencia única.	50
Figura 38.	Las frecuencias centrales de las cinco bandas de frecuencias MRIL son 590, 650, 680 y 760 kHz.	51
Figura 39.	Este diagrama de sincronización en una activación de doble- <i>Tw</i> con una herramienta MRIL-Prime muestra tres secuencias CPMG diferentes usadas respectivamente, dos de ellas a varias frecuencias operativas.	51
Figura 40.	Presentación MRIL básica.	53
Figura 41.	Presentación NMRT básica.	55
Figura 42.	Presentación MRIL fluidos.	57
Figura 43.	Presentación MRIL, propiedades petrofísicas.	59
Figura 44.	Registro estándar del CMR.	61



---

Figura 45.	Presentación CMR, 4 carriles con $T_2$ -distribución.	63
Figura 46.	Presentación de ejemplo 1.	66
Figura 47.	Presentación de ejemplo 2.	70
Figura 48.	Presentación de ejemplo 3.	73
Figura 49.	Presentación de ejemplo 4.	77

## Lista de tablas.

Tabla 1.	Clasificación de crudo por ° API.	14
----------	-----------------------------------	----



## Abreviaturas.

RMN	Resonancia Magnética Nuclear.
LiCl.	Cloruro de litio.
$C^{13}$	Carbono 13.
TAC	Tomografía Axial Computarizada.
NMT	Nuclear Magnetic Tool.
MRIL	Magnetic Resonance Image Log.
LWD	Logging While Drilling.
NMRT	Nuclear Magnetic Resonance Tool.
MReX	Magnetic Resonance Explorer.
MRI	Magnetic Resonance Image.
CMR	Combinable Magnetic Resonance.
MDT	Modular Dynamic Tester.
cp	Centipoise.
atm	Atmosfera.
cm	Centímetro.
s	Segundo.
$cm^3$	Centímetro cúbico.
$cm^2$	Centímetro cuadrado.
q	Gasto.
k	Permeabilidad.
A	Área.
$\mu$	Viscosidad.
dp	Diferencial de presión.
dx	Diferencial de distancia.
Sw	Saturación de Agua.
Vw	Volumen de agua.
Vp	Volumen de poros.
$m^3$	Metros cúbicos.
So	Saturación de aceite.
Sh	Saturación de hidrocarburos.
Sg	Saturación de gas.
$V_{hc}$	Volumen de hidrocarburo.
$V_p$	Volumen poroso.
Swirr	Saturación de agua irreductible.
$\varphi_{API}$	Grados API (American Petroleum Institute)
Ph	Presión hidrostática.
Pr	Presión de yacimiento.
$\delta$	Peso específico.
$T_1$	Tiempo de relajamiento longitudinal.
$T_2$	Tiempo de relajamiento transversal.
CPMG	Secuencia de pulsaciones (siglas provenientes por sus inventores: Carr, Purcell, Meiboom y Gill)
$B_0$	Campo magnético estático.
f	Frecuencia de Larmor.



---

$\gamma$	Relación giromagnética.
$M_0$	Magnetización bruta.
$N$	Numero de nucleos.
$k$	Constante de Boltzman.
$T$	Temperatura absoluta (kelvin).
$h$	Constante de Planck.
$l$	Número cuántico de momentos rotacionales del núcleo.
$B_1$	Campo magnético oscilatorio.
FID	Decaimiento de Inducción Libre.
TE	Tiempo de defasamiento entre ecos.
NE	Número de pulsaciones.
$M_x(t)$	Magnetización transversal.
$M_{ox}$	Magnitud de la magnetización transversal.
TW	Tiempo de espera.
PAP	Par de Fase Alterna.
HRAI	Inducción de Alta Resolución.
EMI	Herramienta de Micro imágenes Eléctricas.
CAST-V	Herramienta de Barrido Acústico Circunferencial.
RA	Promedio Acumulativo
TC	Tiempo de ciclo
VR	Resolución Vertical
V	Velocidad de Registro
F	Frecuencia
I	Corriente Electrica
DC	Desplazamiento Residual
S/N	Relación señal - ruido
XF	Numero de frecuencias operativas
Q	Factor de distribución de carga de la antena