

**“EVALUACIÓN DE LA POROSIDAD EN “SHALES” USANDO TECNICAS DE  
RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR”**

**APLICACIÓN AL CAMPO FLOYD (ALABAMA - USA)**

**CARLOS JAVIER RODRÍGUEZ PARADA**

**LEYDI YOHANA ROZO PÁEZ**



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

**2009**

**“EVALUACIÓN DE LA POROSIDAD EN “SHALES” USANDO TECNICAS DE  
RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR”  
APLICACIÓN AL CAMPO FLOYD (ALABAMA - USA)**

**CARLOS JAVIER RODRÍGUEZ PARADA  
LEYDI YOHANA ROZO PÁEZ**

**Trabajo de grado para optar al título de:  
Ingeniero de Petróleos**

**Director:  
CESAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ  
Ingeniero de Petróleos**

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

**2009**

## **DEDICATORIA**

*Dedico este trabajo de grado y mi título de Ingeniero de Petróleos:*

*A Dios por brindarme un amor incondicional,*

*llenarme de tranquilidad, serenidad y sabiduría durante este camino.*

*A mi madre querida, Carmen Matilde Parada Gómez, por darme la vida,*

*y ese amor tan puro que solo una verdadera mujer puede expresar.*

*A mi padre Calixto Ramón Rodríguez Rodríguez, quien con su fortaleza*

*y entereza a la hora de enfrentar dificultades, supo mostrarme de*

*una manera especial los caminos al triunfo.*

*A mi hermanita Silvia Lorena Rodríguez Parada,*

*por su amor e incondicionalidad, por siempre creer en mis capacidades.*

*A mi novia Diana Carolina Briceño, quien con su paciencia y amor*

*supo brindarme el apoyo necesario para llegar a la meta.*

*A mis amigos, por estar siempre en todo momento.*

*Carlos Javier Rodríguez Parada*

## **DEDICATORIA**

*A Dios, a quien nunca voy a terminar de agradecerle por todo lo que me ha brindado, por darme fuerzas cuando más lo necesito y por estar siempre a mi lado.*

*A mis padres, GUSTAVO y ELCY por enseñarme valores que me han formado como persona, por su amor incondicional, apoyo y comprensión. Todo se lo debo a ellos. Los amo. A mi "Madre" por esa fortaleza que muestra día a día, porque nunca va a parar de sorprenderme, porque es mi ejemplo a seguir y mi mejor amiga.*

*A mi hermanito, porque es el motor de mi vida, por permitirme ser la hermana mas orgullosa del mundo. Hagate!!!*

*A Krys, por ser mi soporte, por poner una sonrisa en mi rostro todos los días, porque este logro es tan mío como de él, porque mis alegrías son las de él, y las de él las mías. Love ya babe!!*

*A mi tía Ma. Nehil, y a Nico, dos angelitos que me cuidan siempre, yo lo sé.*

*A Palmaton, por su apoyo y amistad incondicional, gracias, muchas.*

*A Say, El Rolo y José, por todos aquellos momentos, porque fueron el mejor grupo durante toda la carrera.*

*A Clau Clau, Lucho, Sergio, Pipe, Fabi, Juanfe, Nata, Nelson, Linilla, Jamito, Laurita, Carlos, gracias por su amistad y por haber sido parte de una de las mejores etapas de mi vida.*

*A los 2040 y cercanos, con quienes compartí este ultimo año, gracias por su aprecio.*

*A toda mi familia, amigos cercanos, y a todos los que comparten la alegría de este logro conmigo.*

*Leydi Yohana Roza Páez.*

## **AGRADECIMIENTOS**

*Los autores expresamos agradecimientos:*

*A la **Universidad Industrial de Santander**, por darnos la oportunidad de formarnos como ingenieros y pertenecer a la **Escuela de Ingeniería de Petróleos**, que gracias al gran potencial académico y humano de muchos de sus profesores nos formó integralmente.*

*Al **Ing. Cesar Augusto Pineda Gómez**, por compartir con nosotros su gran conocimiento en la investigación y sus ideas, lo cual nos permitió realizar un mejor trabajo.*

*Al Doctor **Carl H. Sondergeld**, profesor y decano asociado Mewbourne College of Earth and Energy, University of Oklahoma, Campus Norman – USA, y al Ingeniero Luis Carlos Villamizar Delgado por su apoyo y orientación en el desarrollo del proyecto.*

*Y a todos los que de una u otra forma contribuyeron en la realización de este trabajo.*

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN.....	1
1 POROSIDAD Y TIPOS DE POROSIDAD .....	3
1.1 DEFINICIÓN DE POROSIDAD .....	4
1.1.1 Porosidad Total o Absoluta:.....	5
1.1.2 Porosidad Interconectada o Efectiva.....	6
1.1.3 Porosidad no-Efectiva.....	7
1.2 PROCEDIMIENTOS PARA MEDIR POROSIDAD.....	8
1.2.1 Medición de la Porosidad en el Laboratorio.....	8
2 “SHALES” Y GENERALIDADES DEL CAMPO FLOYD .....	13
2.1 ESTRUCTURA DE LOS SHALES .....	13
2.2 CARACTERISTICAS DE LOS SHALES.....	14
2.3 GENERALIDADES CAMPO FLOYD.....	16
2.3.1 Escenario Geológico.....	16
2.3.2 Estratigrafía .....	17
2.3.3 Mapa de Localización del Campo en Estudio.....	19
2.3.4 Variación de la Mineralogía con la Profundidad.....	20
3. FUNDAMENTOS DE LA RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN) .....	21
3.1 PASOS PARA LA MEDICION EN RMN .....	21
3.1.1 Magnetismo Nuclear.....	21
3.1.2 Polarización.....	24
3.1.3 Inclinación de Pulsación y Decaimiento de Inducción Libre.....	28
3.1.4 Detección de Ecos de Momentos Rotacionales.....	32
3.1.5 Tiempo de Medición de RMN.....	35

4 ESTIMACIÓN DE POROSIDAD A PARTIR DE MECANISMOS DE RELAJAMIENTO DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR (RMN).....	38
4.1 MODELAMIENTO DE DECAIMIENTO MULTIEXPONENCIAL.....	39
4.2 TRANSFORMACION DE ECOS A LA DISTRIBUCION DE T2. ....	40
5 ASPECTOS EXPERIMENTALES.....	4
5.1 DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS .....	42
5.1.1 Taladro .....	42
5.1.2 Equipo de Desplazamiento de Mercurio para la Medición de Volúmenes....	43
5.1.3 Equipo de RMN (Resonancia Magnética Nuclear) .....	45
5.1.4 Bomba de Alta Presión – HOLDER .....	46
5.1.5 LPP (Picnómetro de Baja Presión) .....	47
5.2 TRATAMIENTO DE LA MUESTRA Y MEDICIONES DE POROSIDAD .....	48
5.2.1 Tratamiento de la Muestra .....	48
5.2.2 Mediciones de Volúmenes Totales.....	50
5.2.3 Mediciones de los Volúmenes de Agua usando Técnicas de RMN (Resonancia Magnética Nuclear) .....	51
5.2.4 Mediciones de Porosidad Total o Porosidad de Helio.....	62
6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	68
6.1 POROSIDAD INCREMENTAL.....	68
6.2 POROSIDAD ACUMULATIVA.....	73
6.3 POROSIDAD VS PROFUNDIDAD .....	78
6.4 POROSIDAD TOTAL O POROSIDAD DE HELIO .....	80
6.5 POROSIDAD ABSOLUTA (RMN).....	83
6.6 POROSIDAD RMN VS. POROSIDAD DE HELIO.....	87
7 CONCLUSIONES.....	91
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	93
ANEXOS .....	95

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura - 1 - Porosidad Total o Absoluta.	5
Figura - 2 - Porosidad Interconectada o Efectiva.	6
Figura - 3 - Porosidad no-Efectiva.	7
Figura - 4 – Muestra del núcleo de diámetro pequeño, (Plug).	9
Figura - 5 - Cuenca "Black Warrior".	16
Figura - 6 - Distribución por áreas del "Shale Chattanooga" y "Shale Floyd" – en la cuenca de "Black Warrior".	17
Figura - 7 - Columna estratigráfica de la Cuenca "Black Warrior", Alabama y Mississippi.	18
Figura - 8 - Mapa de localización del Campo McShan Timberlands 11-3-1,	19
Figura - 9 - Variación de la Mineralogía con la profundidad.	20
Figura - 10 - Movimiento de precesión del átomo de Hidrogeno frente a un Campo Magnético externo.	22
Figura - 11 - Magnetismo Nuclear inherente de los Núcleos de Hidrogeno.	23
Figura - 12 - Frecuencia precesional del núcleo de hidrogeno frente a un campo magnético externo (izquierda), Estado energético del núcleo (derecha).	26
Figura - 13 - Magnetización neta de los núcleos de hidrogeno frente a un campo magnético externo.	27
Figura - 14 - Curva del tiempo de Polarización T1.	28
Figura - 15 - Fenómeno de resonancia magnética nuclear.	29
Figura - 16 - Angulo de inclinación después de la magnetización.	31
Figura - 17 - Decaimiento de inducción libre.	31
Figura - 18 - Generación de ecos de momentos rotacionales.	32
Figura - 19 - Tren de ecos de momentos rotacionales.	33
Figura - 20 - Curva de decaimiento de la magnetización transversal.	34
Figura - 21 - Diagrama de Sincronización de mediciones RMN.	37
Figura - 22 - Modelo de decaimiento multiexponencial en un medio poroso.	40

Figura - 23 - Transformación del tren de Ecos de momentos rotacionales a la curva de distribución T2.	41
Figura - 24 - Diferentes Orientaciones de muestreo.	43
Figura - 25 - Equipo de Medición de Volúmenes por Inmersión en Mercurio.	44
Figura - 26 - Desplazamiento del Mercurio al momento de la Inmersión de la muestra.	45
Figura - 27 - Espectrómetro RMN Maran Ultra (2 MHz) y computador controlador.	46
Figura - 28 - LPP (Picnómetro de Baja Presión) usado en la medición de Porosidad Total o Porosidad de Helio.	47
Figura - 29 - Diferentes Orientaciones de Muestreo.	48
Figura - 30 - Frasco de Vidrio.	52
Figura - 31 - Porta - muestras con la muestra en el frasco de vidrio.	52
Figura - 32 - Equipo RMN.	53
Figura - 33 - Menú "Pulse Sequence".	54
Figura - 34 - Parámetros de Aplicación utilizados en el Sistema Maran Ultra.	55
Figura - 35 – Disminución exponencial de la serie.	56
Figura - 36 – Icono WinDXP.	56
Figura - 37 - Ventana de Parámetros.	57
Figura - 38 – Ventanas que se abren al ejecutar el comando FIT.	59
Figura - 39 – Ventana de Distribución FIT.	60
Figura - 40 – Ventana de Distribución FIT (Área total).	61
Figura - 41 – Procedimiento de la técnica de Inyección de Helio	63
Figura - 42 - Crisol y morteros utilizados para triturar las muestras de Shale.	64
Figura - 43 - Picnómetro de Baja Presión (LPP), y celdas de aluminio para las muestras.	66
Figura - 44 – Crisol y Tapa de seguridad	67
Figura - 45 - Comparación entre las muestras verticales saturadas y no saturadas, (6420 pies).	70
Figura - 46 - Comparación entre las muestras horizontales saturadas y no saturadas, (6420 pies).	70
Figura - 47 - Comparación entre las muestras de 45° saturadas y no saturadas, (6420 pies).	71
Figura - 48 - Comparación de las orientaciones de muestreo (6420 pies)	74
Figura - 49 - Comparación de las orientaciones de muestreo (6429 pies)	74
Figura - 50 - Comparación de las orientaciones de muestreo (6440 pies)	75

Figura - 51 - Comparación de las orientaciones de muestreo (6442.5 pies)	75
Figura - 52 - Comparación de las orientaciones de muestreo (6455 pies)	76
Figura - 53 - Comparación de las orientaciones de muestreo (6477 pies)	76
Figura - 54 - Comparación de las orientaciones de muestreo (6489 pies)	77
Figura - 55 - Porosidad Vertical vs. Profundidad	78
Figura - 56 - Porosidad Horizontal vs. Profundidad	79
Figura - 57 - Porosidad 45 Grados vs. Profundidad	79
Figura - 58 - Porosidad de Helio Vs. Profundidad	81
Figura - 59 - Porosidad Absoluta (RMN) vs. Profundidad	84
Figura - 60 - Promedio del % Error para los cálculos de porosidad por las correlaciones	87
Figura - 61 - Comparación entre Porosidad de Helio y RMN (No-Saturada)	88
Figura - 62 - Comparación entre Porosidad de Helio y RMN (Saturadas)	89

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Calidad de la roca en función de la porosidad	8
Tabla 2 - Profundidades de la muestras usadas en el Análisis.	49
Tabla 3 - Operaciones para determinar Volúmenes Totales	50
Tabla 4 - % de error para la porosidad efectiva vertical calculada por las regresiones lineales	82
Tabla 5 - % de error para la porosidad efectiva horizontal calculada por las regresiones lineales	82
Tabla 6 - % de error para la porosidad efectiva de 45 grados calculada por las regresiones lineales	83
Tabla 7 - % de error para la porosidad absoluta vertical (RMN) calculada por las regresiones lineales	85
Tabla 8 - % de error para la porosidad absoluta horizontal (RMN) calculada por las regresiones lineales	85
Tabla 9 - % de error para la porosidad de 45 grados (RMN) calculada por las regresiones lineales	86

## RESUMEN

**TITULO:** “EVALUACIÓN DE LA POROSIDAD EN “SHALES” USANDO TECNICAS DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR” APLICACIÓN AL CAMPO FLOYD (ALABAMA - USA)\*

**AUTORES:** CARLOS JAVIER RODRIGUEZ PARADA  
LEYDI YOHANA ROZO PAEZ\*\*

**Palabras claves:** Porosidad, shales, RMN, tiempo de relajación  $T_2$ , secuencias de pulsación CPMG, inmersión de mercurio, Porosidad de Helio (Ley de Boyle).

Los yacimientos de shale de gas son fuentes de Gas no Convencional que están actualmente incrementando las reservas de gas natural. Para su explotación, deben conocerse ciertos parámetros petrofísicos que permitan caracterizar el yacimiento de manera que se logre obtener el mejor beneficio de él; entre estos parámetros petrofísicos encontramos la porosidad, la cual es de vital importancia a la hora de realizar una descripción real de la reserva del gas in situ.

Este parámetro fue calculado por medio de la técnica de Resonancia Magnética Nuclear (RMN). Cuando se habla de RMN (Resonancia Magnética Nuclear), se refiere a la respuesta de los núcleos atómicos con respecto a un campo magnético. Frente a un campo magnético externo, un núcleo atómico gira alrededor de la dirección del campo magnético externo, por lo tanto, cuando estos núcleos interactúan con campos magnéticos externos, se producen unas señales que son medibles, las cuales fueron procesadas mediante el software RINMR y posteriormente analizadas para determinar el valor de la porosidad.

En este estudio se hizo una aplicación para el campo Floyd (Alabama – USA), en donde se realizó el corazonamiento de aproximadamente 100 pies, de las cuales se tomaron muestras para su posterior análisis. Unas muestras fueron utilizadas para realizar la medición de la porosidad total con inyección de helio, esto con el fin de comparar y evaluar la efectividad de la técnica RMN. Del total de las muestras, fueron tomadas las más representativas, las cuales se utilizaron para la medición de la cantidad de agua inicial, estas muestras posteriormente fueron saturadas con una salmuera con el fin de medir la porosidad absoluta en el equipo de RMN nuevamente. Por último se realizaron las correlaciones de la porosidad contra la profundidad de manera de obtener una mejor caracterización del yacimiento.

---

\* TRABAJO DE GRADO

\*\* FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS, ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS. Director. CESAR AUGUSTO PINEDA

## ABSTRACT

**TITLE: "EVALUATION OF POROSITY IN 'SHALES' USING NUCLEAR MANGNETIC RESONANCE TECNIQUES" APPLIED TO FLOYD FIELD (ALABAMA-USA)\***

**AUTHORS: CARLOS JAVIER RODRIGUEZ PARADA,  
LEYDI YOHANA ROZO PAEZ\*\***

**Keywords:** Porosity, shales, NMR, Relaxation time  $T_2$ , Pulsation sequences CPMG, Mercury immersion, Law's Boyle Porosity or Helium Porosity.

The gas shale reservoirs are unconventional gas resources, which are currently increasing natural gas reserves. For its development, we must know certain petrophysical parameters that characterize the reservoir to obtain the best benefit of it; among these petrophysical parameters are porosity, which is of vital importance when making a real description of the reserve gas in situ.

This parameter was calculated by using the technique of Nuclear Magnetic Resonance (NMR). When speaking of NMR (Nuclear Magnetic Resonance), concerns the response of atomic nuclei in the presence of a magnetic field. In the presence of an external magnetic field, an atomic nucleus rotates around the external magnetic field direction, just like a gyroscope orbiting the Earth's gravitational field. Therefore, when these nuclei interact with external magnetic fields, there are some signals that are measurable, which were processed by RINMR software and then analyzed to determine the value of porosity.

In this study we made an application for the field Floyd (Alabama - USA), where the coring operation was performed on about 100 feet, resulting a total of 27 depths, from which samples or "plugs" were taken for further analysis. Some samples were used for total porosity measurements using helium injection, this in order to compare and evaluate the effectiveness of NMR (Nuclear Magnetic Resonance). Of all the samples were taken the most representative, which were used to measure the amount of initial water using the technique of NMR, these samples were subsequently saturated with a brine of 25,000ppm NaCl at 2500 psi in order to measure the absolute porosity in the NMR equipment again. Finally, we performed correlations of porosity vs depth way to get a better characterization of the reservoir.

---

\* PROJECT DEGREE

\*\* FACULTY OF PHYSIC-CHEMICAL ENGINEERING; PETROLEUM ENGINEERING SCHOOL. Director. CESAR AUGUSTO PINEDA



## INTRODUCCIÓN

La Resonancia Magnética Nuclear es una de las técnicas de evaluación de yacimientos más novedosas en la actualidad, encontrándose aún en estado dinámico de desarrollo. Esta técnica permite determinar las propiedades petrofísicas de la roca mediante la medición e interpretación de los tiempos de relajación de los protones de los fluidos contenidos en su espacio poroso, es decir, permite hacer una descripción directa del espacio poroso, al proporcionar una manera de dividir la porosidad por tipo, movilidad de los fluidos que contiene, por tamaño de poro y la derivación de perfiles de permeabilidad sin necesidad de una corrección litológica. Esta información es esencial para los cálculos comerciales y de producción de un yacimiento.

Esta técnica tiene aplicación en dos frentes: en laboratorio para el análisis de corazones (muestras de roca extraídas durante la perforación de un pozo) y como herramienta de registro de pozo para identificar el tipo y volumen de fluidos en profundidad. Es la única técnica espectroscópica que utiliza el mismo fenómeno tanto en pozo como en laboratorio, lo cual hace posible establecer en este último, los parámetros adecuados de adquisición y procesamiento del registro y las propiedades petrofísicas derivables de las mediciones RMN ( $T2_{cutoff}$ , porosidad total, porosidad producible, permeabilidad, volúmenes de fluido móviles y no móviles), a partir de rocas de las formaciones a registrar.

Sin embargo la aplicabilidad de estos datos depende de la interpretación y la calidad, quienes son función de la preparación de las muestras y del cuidado durante la adquisición de los datos. Así, una de las consideraciones más importantes es ser muy cuidadoso a la hora de la adquisición de datos de los fluidos en materiales rocosos, porque en ellos se tiene en cuenta el hidrogeno

encontrado en los fluidos, lo que hace a la técnica RMN una de las herramientas más importantes para medir el volumen de poro en muestras con porosidades extremadamente bajas, basadas en la cantidad de fluidos que la muestra contenga.

No obstante, para aplicaciones de RMN, hay algunos retos a la hora de la adquisición de los datos. La primera es que los elementos en el medio poroso (agua y roca en este caso) tienen diferentes susceptibilidades magnéticas. Luego, cuando la roca saturada de agua está expuesta a un campo magnético, estas diferencias causan gradientes de campo magnéticos en la muestra, durante las mediciones de RMN, lo que hace difícil reunir los datos adecuadamente.

Afortunadamente, la mayoría de dispositivos de RMN pueden eliminar o minimizar los efectos de estos gradientes. En segundo lugar, las muestras geológicas pueden tener un amplio rango de resistividad eléctrica y propiedades dieléctricas que pueden afectar la respuesta de la prueba, dando resultados erróneos. Para tener los resultados con una alta calidad, las medidas cuantitativas deben ser tomadas cuidadosamente.

Este trabajo presenta la implementación de las metodologías de laboratorio para obtener a partir de la interpretación de los tiempos de relajación de RMN, las propiedades petrofísicas como la porosidad, la distribución del tamaño de poro, la porosidad irreducible y la porosidad producible.

A través de los diferentes capítulos se encontrara de manera detallada los conocimientos necesarios para determinar la porosidad por la técnica RMN, y observar su viabilidad a la hora de analizar formaciones que poseen un complejo sistema geológico.

En los capítulos uno, dos, tres y cuatro, se pretende de manera inicial introducir al lector en el manejo de los conceptos generales de porosidad, tipos de porosidad, shales de gas, generalidades del campo en estudio (FLOYD SHALE, ALABAMA – USA), fundamentos de Resonancia Magnética Nuclear y medidas de porosidad por medio de RMN.

En el capítulo cinco, se presenta el tratamiento de la muestra y los procedimientos para determinar porosidad por Helio y RMN respectivamente. Por último en el capítulo seis, se realizan la respectiva interpretación y análisis de los resultados obtenidos por las técnicas de porosidad de Helio y porosidad con RMN.

# 1 POROSIDAD Y TIPOS DE POROSIDAD

## 1.1 DEFINICIÓN DE POROSIDAD

La porosidad es el porcentaje de espacios vacíos con relación al volumen total de la roca sin tener en cuenta si estos están conectados entre sí o no (*North, 1994*). A su vez, es una propiedad secundaria de las rocas que determina la capacidad de almacenamiento de fluidos de las mismas. Su representación matemática se ilustra en la ecuación:

$$\emptyset = \frac{V_P}{V_T}$$

$\emptyset \rightarrow$  Porosidad.

$V_p \rightarrow$  Volumen de poro (conectados y no conectados).

$V_T \rightarrow$  Volumen total.

Encontramos que durante el proceso de sedimentación y litificación de las rocas, algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos o catagénicos tales como la cementación y compactación. Lo cual clasifica la porosidad según su origen y según la comunicación de sus poros<sup>1</sup>.

En esta aplicación nos interesa hacer mención a la clasificación según la comunicación de sus poros, debido a que el material cementante puede sellar algunos poros de la roca, aislándolos del resto del volumen poroso, los poros pueden encontrarse unidos entre sí, o aislados. Dependiendo de cómo sea la

---

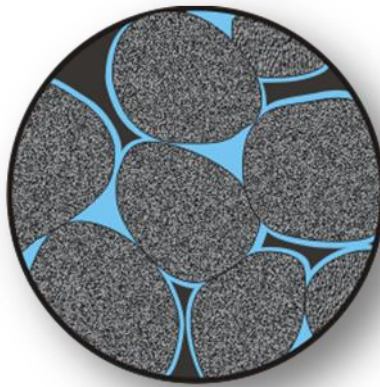
<sup>1</sup> DA SILVA, Ángel; Curso "Propiedades de la Roca Yacimiento"; [www.lacomunidadpetrolera.com](http://www.lacomunidadpetrolera.com).

comunicación de estos poros, la porosidad puede clasificarse de la siguiente manera:

- ✓ Total o absoluta.
- ✓ Interconectada o efectiva.
- ✓ No interconectada o no efectiva.

**1.1.1 Porosidad Total o Absoluta.** Se define como la fracción de volumen total que no está ocupada por matriz. En otras palabras es la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca, (matemáticamente se puede expresar por la ecuación), en donde se considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado<sup>2</sup>. Ver figura 1.

**Figura - 1 - Porosidad Total o Absoluta.**



Fuente: Los Autores.

$$\emptyset = \frac{V_T - V_G}{V_T}$$

---

<sup>2</sup> Ibíd.

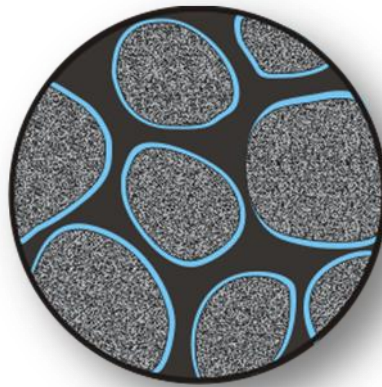
$\emptyset \rightarrow$  Porosidad.

$V_G \rightarrow$  Volumen de Grano.

$V_T \rightarrow$  Volumen total.

**1.1.2 Porosidad Interconectada o Efectiva.** Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de la roca, representando la fracción de volumen total que está conformada por los espacios que pueden contener fluidos y se encuentran comunicados entre sí. Esta propiedad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo esta propiedad no mide la capacidad de flujo de una roca. La porosidad efectiva es afectada por un número de factores litológicos como tipo, contenido e hidratación de arcillas presentes en la roca, entre otros<sup>3</sup>. Ver figura 2.

**Figura - 2 - Porosidad Interconectada o Efectiva.**



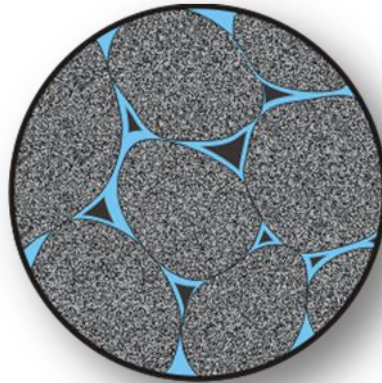
Fuente: Los Autores.

---

<sup>3</sup> Ibíd.

**1.1.3 Porosidad no-Efectiva.** Es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y efectiva, representando la fracción de volumen total que está conformada por los espacios que pueden contener fluidos pero no están comunicados entre sí<sup>4</sup>. Ver figura 3.

**Figura - 3 - Porosidad no-Efectiva.**



Fuente: Los Autores.

Como la sumatoria del volumen de los poros no interconectados más el volumen de los poros interconectados es igual al volumen total de los poros de la roca, entonces la porosidad absoluta o total del sistema es igual a la sumatoria de la porosidad efectiva más la porosidad no efectiva (matemáticamente se expresa en la ecuación). En la **tabla 1**, se enuncian unos rangos de calidad de roca en función de la porosidad<sup>5</sup>.

$$\emptyset_{total} = \emptyset_{efectiva} + \emptyset_{no-efectiva}$$

---

<sup>4</sup> Ibíd.

<sup>5</sup> ibíd.

**Tabla 1. Calidad de la roca en función de la porosidad**

<b>CALIDAD DE LA ROCA EN FUNCIÓN DE <math>\emptyset</math></b>	
<b><math>\emptyset</math> (%)</b>	<b>CALIDAD</b>
0 -- 5	<i>Muy pobre</i>
5 -- 10	<i>Pobre</i>
10 -- 15	<i>Regular</i>
15 -- 20	<i>Bueno</i>
20 -- +	<i>Muy bueno</i>

Fuente: DA SILVA, Ángel; Propiedades de la Roca Yacimiento; [www.lacomunidadpetrolera.com](http://www.lacomunidadpetrolera.com)

## **1.2 PROCEDIMIENTOS PARA MEDIR POROSIDAD**

La porosidad de una roca puede ser determinada mediante técnicas de medición en el laboratorio o través de perfiles de pozos. A continuación trataremos algunas de las mediciones realizadas en laboratorio.

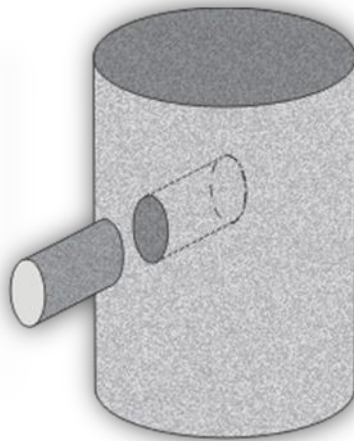
**1.2.1 Medición de la Porosidad en el Laboratorio.** Las técnicas de medición en el laboratorio consisten en determinar dos de los tres parámetros básicos de la roca:

- ✓ Volumen total.
- ✓ Volumen poroso.
- ✓ Volumen de los granos.

Para ello se utilizan núcleos de roca, los cuales son obtenidos durante la etapa de perforación del pozo (corazonamiento).

La medición de la porosidad es realizada generalmente en tapones de núcleos (plugs), los cuales son muestras de diámetro pequeño (entre 25 – 40 mm) extraídas del núcleo, utilizando herramientas de corte especiales (taladro entre otras). En la **figura 4**, se puede apreciar como una muestra de diámetro pequeño (Plug) es extraído del núcleo.

**Figura - 4 – Muestra del núcleo de diámetro pequeño, (Plug).**



Fuente: Los Autores.

**1.2.1.1 Determinación del Volumen Total.** El volumen total puede ser calculado por medición directa de las dimensiones de la muestra utilizando un vernier o un calibrador micrométrico. Este procedimiento es útil cuando las muestras presentan formas regulares debido a su rapidez.

Para muestras de volúmenes irregulares el procedimiento utilizado usualmente consiste en la determinación del fluido desplazado por la muestra (principio de Arquímedes)<sup>6</sup>. Los métodos utilizados se enuncian a continuación:

---

<sup>6</sup> DE LA CRUZ CORREA; Álvaro; Caracterización de Rocas, Ensayos de laboratorio.

✓ **Métodos Gravimétricos:** El volumen total se obtiene observando la pérdida de peso de la muestra cuando es sumergida en un líquido, o por el cambio de peso en un picnómetro cuando se llena con mercurio, los más utilizados son:

- Recubrimiento de la muestra con parafina e inmersión en agua.
- Saturación de la muestra e inmersión en el líquido saturante.
- Inmersión de la muestra seca en mercurio.

A continuación hacemos mención del desplazamiento de mercurio debido a que será tenido en cuenta para el desarrollo de este proyecto.

**Desplazamiento de Mercurio:** La elevada tensión superficial impide que el mercurio penetre en los pequeños poros mas no en los grandes poros de la roca, la muestra se sumerge en mercurio y se determina su volumen a partir del volumen de fluido desplazado, o alternativamente puede emplearse otra técnica donde el volumen de mercurio desplazado se obtenga tras la determinación de su masa. El equipo debe calibrarse periódicamente utilizando una esfera o cilindro patrón.

✓ **Métodos Volumétricos:** Los métodos utilizados son el picnómetro de mercurios y la inmersión de una muestra saturada.

El método de picnómetro de mercurio consiste en determinar el volumen de un picnómetro lleno de mercurio hasta una señal, luego se coloca la muestra y se inyecta mercurio hasta la señal. La diferencia entre los dos volúmenes de mercurio representa el volumen total de la muestra.

El método de inmersión de una muestra saturada consiste en determinar el desplazamiento volumétrico que ocurre al sumergir la muestra en un recipiente que contiene el mismo líquido empleado en la saturación.

**1.2.1.2 Determinación del Volumen de los Granos.** En estos métodos se utilizan muestras consolidadas y se le extraen los fluidos con un solvente que posteriormente se evapora. Los principales métodos utilizados son:

- ✓ Método de Melcher-Nuting.
- ✓ Método del porosímetro de Stevens.
- ✓ Densidad promedio de los granos.

**1.2.1.3 Determinación del Volumen Poroso.** Todos los métodos utilizados para determinar el volumen poroso miden el volumen poroso efectivo, y se basan en la extracción o introducción de fluidos en el espacio poroso. A continuación se hace mención de algunos métodos usados para determinar el volumen poroso efectivo<sup>7</sup>.

- ✓ **Método de Inyección de Mercurio:** consiste en inyectar mercurio a alta presión en los poros de la muestra. El volumen de mercurio inyectado representa el volumen poroso efectivo de la muestra.
- ✓ **Método del porosímetro de helio:** basado en la “Ley de Boyle”, donde un volumen conocido de helio (*contenido en una celda de referencia*) es lentamente presurizado y luego expandido isotérmicamente en un volumen vacío desconocido. Después de la expansión, la presión de equilibrio resultante estará dada por la magnitud del volumen desconocido; esta presión es medida. Usando dicho valor y la Ley de Boyle, se calcula el volumen desconocido, el cual representa el volumen poroso de la muestra.

---

<sup>7</sup> Op. Cit. DA SILVA, Ángel.

- ✓ **Método de Saturaciones de Barnes:** consiste en saturar una muestra limpia y seca con un fluido de densidad conocida y determinar el volumen poroso por ganancia en peso de la muestra.

## 2 “SHALES” Y GENERALIDADES DEL CAMPO FLOYD

Los yacimientos de shale de gas son fuentes de Gas no Convencional, que están actualmente incrementando las reservas de gas natural. Los recientes avances en perforación y completamiento (coiled tubing, cañoneo y fracturamiento hidráulico), junto con mayores precios del gas, están haciendo del “shale” una producción rentable.

Sus complejos sistemas geológicos y petrofísicos, así como sus heterogeneidades, logran características únicas en estos yacimientos (Almacenamiento de gas, producción entre otras), en consecuencia su desarrollo eficiente requiere:

- ✓ Una descripción real de la reserva, el alcance y el valor del gas in situ.
- ✓ La caracterización precisa para identificar el mecanismo de producción y recuperación que afecta el yacimiento.

### 2.1 ESTRUCTURA DE LOS SHALES

Los “shales” son rocas sedimentarias de grano fino que contienen una cantidad substancial de materia orgánica (hasta un 25%), la materia orgánica está compuesta esencialmente por *Kerógeno* (80%) acompañado por bitumen, son característicos de ambientes con niveles de energía bajos.

En cuanto a la estructura de este tipo de roca tenemos un ordenamiento que por lo general es laminar, estas láminas no son necesariamente continuas lateralmente o de contactos rectos y regulares, pueden ser contactos ondulados y formando ángulos con las demás capas. En algunos casos el shale no es laminar sino que es masivo lo cual indica unas condiciones de depositación diferentes, el grado de

diagénesis (*la diagénesis incluye todos los procesos que se dan a cabo tan pronto como el sedimento comienza a ser compactado hasta que se convierte en roca*) también influye en la estructura.

Los shales son por lo general rocas impermeables debido al tamaño tan pequeño de sus poros y al diferencial de carga negativa que presentan sus laminas, esto convierte al shale en una buena roca sello para yacimientos de gas y/o aceite, además de esto debido a las condiciones de depositación los shales presentan un considerable contenido de materia orgánica, la cual gracias a las condiciones ambientales de depositación se preserva y durante la diagénesis se transforma en hidrocarburos lo cual también convierte al shale en la principal roca generadora de hidrocarburos.

## **2.2 CARACTERISTICAS DE LOS SHALES**

Los Shales generalmente poseen una retícula de minerales arcillosos que están compactados a lo largo de toda la roca. Debido a que las partículas de minerales arcillosos son pequeñas y de forma laminar, aportan a la matriz de un shale una gran cantidad de área de superficie específica y una permeabilidad mucho más baja que la de una arenisca, los shales son a menudo altamente anisotrópicos (*sus condiciones deposicionales varían de un lado a otro y existe un establecimiento de planos de estratificación marcada*), y en ocasiones muy débiles.

En muchos campos de petróleo, el shale forma sellos geológicos que mantienen el petróleo y el gas dentro de los yacimientos productores, evitando que los hidrocarburos escapen a superficie. Sin embargo, en algunas cuencas, las capas de “shale” poseen cientos de pies de espesor con propiedades de roca fuente y

yacimiento de gas natural. Estos “shales” tienen una cosa en común: son ricos en carbono orgánico<sup>8</sup>.

Normalmente, el metano en shales orgánicos fue creado en esta misma roca a lo largo de millones de años. El gas termogénico (*formados durante un proceso de degradación térmica o cracking posiblemente catalizados por cientos de minerales arcillosos*), se forma cuando la materia orgánica que queda en la roca se desgasta debido al incremento de temperatura. El gas que se genera es luego adsorbido en el material orgánico, expulsados a través de las fugas en el shale, o capturado en los poros del shale. Sin embargo, en algunos casos, la afluencia de agua y la presencia de bacterias apoyarán la generación de gases biogénicos (*formado por la actividad bacteriana en medios inicialmente abundantes en oxígeno y finalmente anóxicos*)<sup>9</sup>.

Aunque es difícil de extraer, la mayoría del gas en el Shale es bastante limpio y seco. Esto se debe a que al pasar del tiempo, ha habido bastante calor en la roca del yacimiento para romper cualquier líquido hidrocarburo. Las cantidades relativas de petróleo y gas contenidas en el shale son una indicación de cuánto calor ha habido en el yacimiento, y por cuánto tiempo. Térmicamente los shales maduros han tenido suficiente calor y presión para producir hidrocarburos. Los shales más maduros térmicamente contendrán sólo gas seco. Los shales menos maduros tendrán gas húmedo, y los shales un poco menos maduros térmicamente pueden contener sólo petróleo.

Un aporte importante del shale puede almacenar una enorme cantidad de gas natural. Los shales más prolíficos son relativamente planos, gruesos, y previsibles,

---

<sup>8</sup> SCHLUMBERGUER; About Shale SLB; 1990.

<sup>9</sup> LIJO, José; SOTOMAYOR, Juan Carlos; Origen Geoquímico del Gas Natural; 2006.

y las formaciones son tan grandes que sus pozos seguirán produciendo gas a un ritmo constante por décadas.<sup>10</sup>

## 2.3 GENERALIDADES CAMPO FLOYD

**2.3.1 Escenario Geológico.** El Shale Floyd-Paleozoico (figura 5 y figura 6), se extiende desde la faja plegada de los “Apalaches” sobre el lado sureste de la cuenca “Black Warrior” hasta la cresta “Nashville” en el norte, y hacia el frente en el suroeste de Mississippi central con la faja de “Ouachita” que contiene numerosas fallas y pliegues superpuestos. En “Upper Mississippian” se encuentra el “Shale Floyd” y la “Formación Parkwood” (en presencia de las areniscas "Lewis" "Evans", "Sanders", "Carter", y "Millerella", nombres informales de uso local), (ver figura 7). (Fuente: Mark J. Pawlewicz y Joseph R. Hatch; *Petroleum Assessment of the Chattanooga Shale/ Floyd Shale-Paleozoic Total Petroleum System, Black Warrior Basin, Alabama and Mississippi*; Chapter 3).

Figura - 5 - Cuenca "Black Warrior".

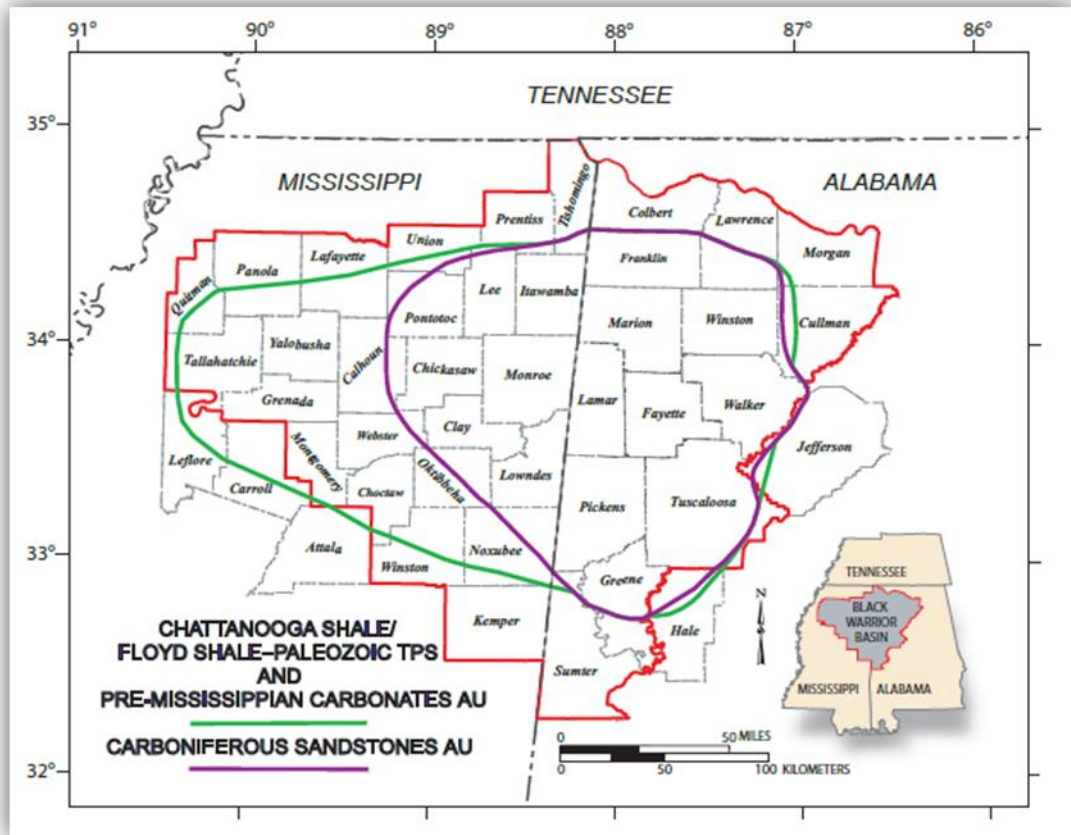


Fuente: Mark J. Pawlewicz y Joseph R. Hatch.

---

<sup>10</sup> Op. Cit. SCHLUMBERGUER; About Shale SLB; 1990.

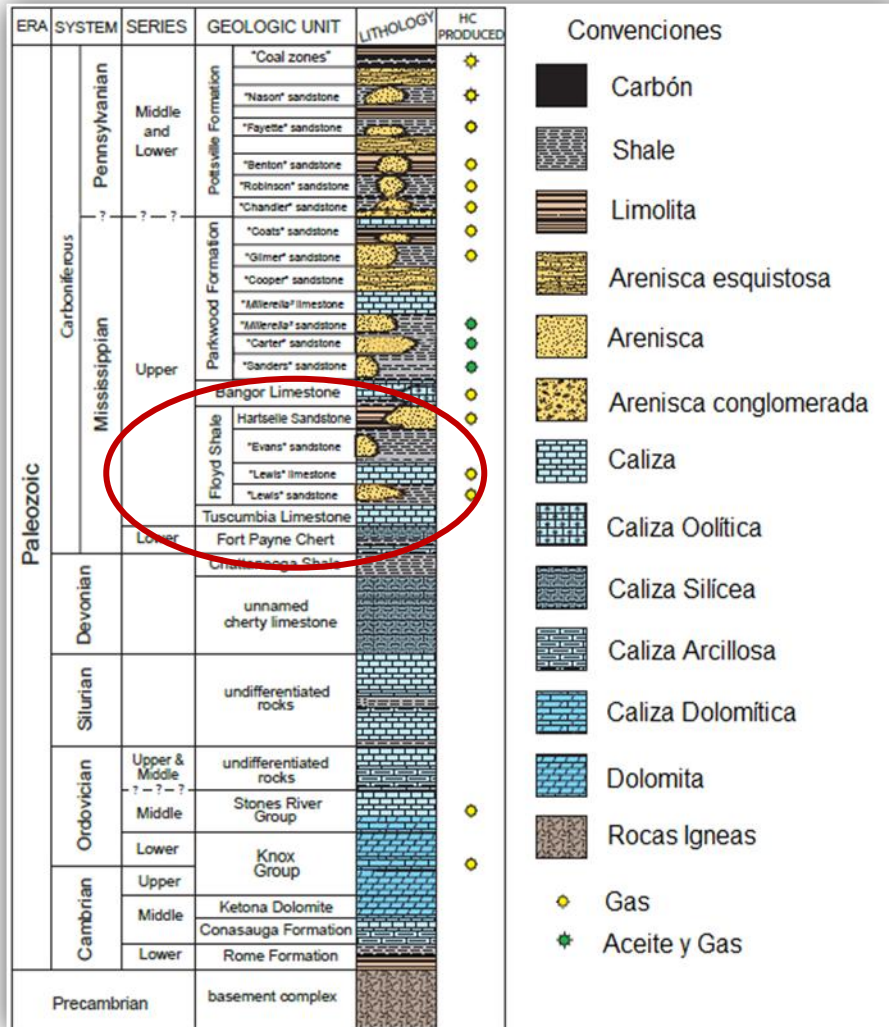
Figura - 6 - Distribución por áreas del “Shale Chattanooga” y “Shale Floyd” – en la cuenca de “Black Warrior”.



Fuente: Mark J. Pawlewicz y Joseph R. Hatch.

**2.3.2 Estratigrafía.** Según lo descrito por Thomas (1972), el Shale Floyd del “Upper Mississippi” es un shale gris oscuro limitado en la parte inferior por la caliza “Tuscumbia” y en la parte superior por la caliza “Bangor”, en el Shale Floyd encontramos algunas areniscas como Hartselle, “Evans” y “Lewis”. Como se muestra en la figura 7.

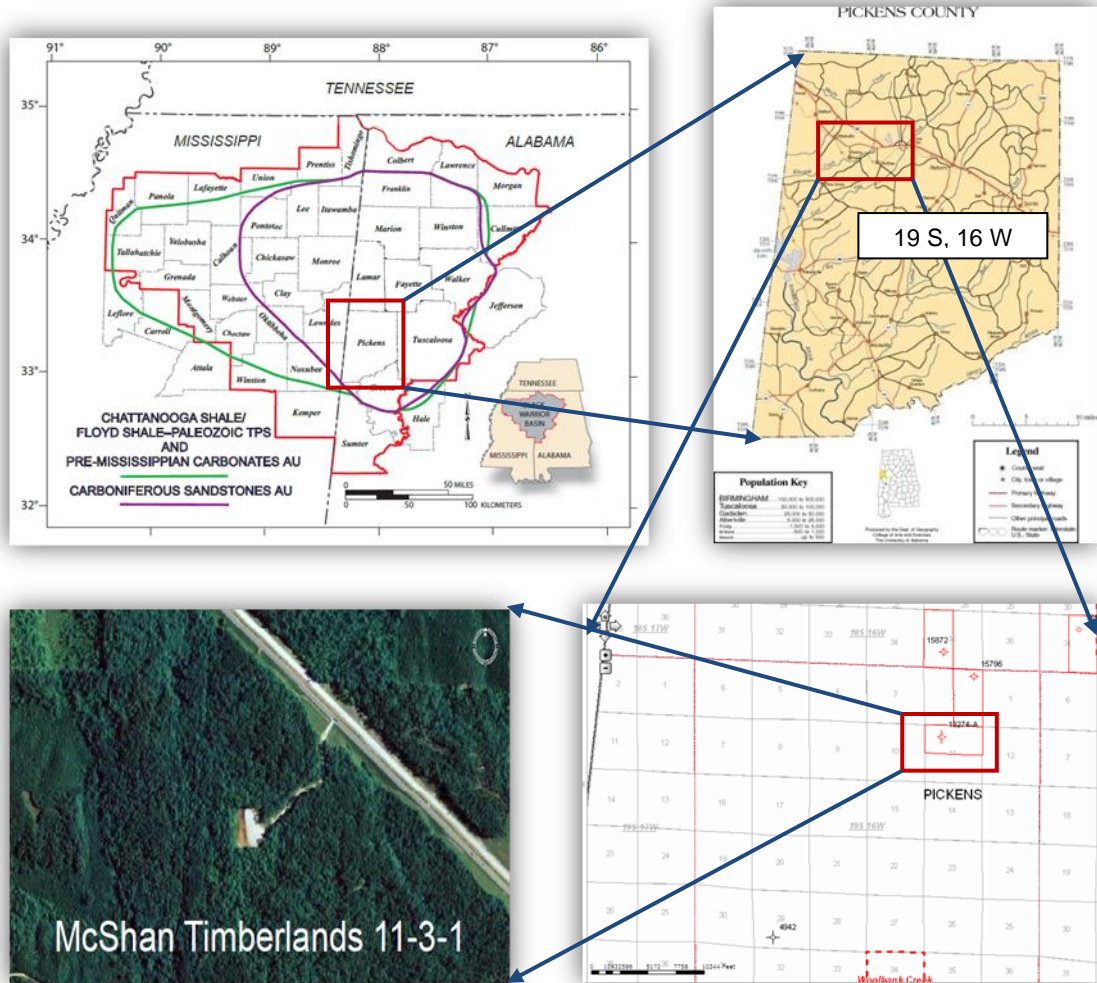
Figura - 7 - Columna estratigráfica de la Cuenca "Black Warrior", Alabama y Mississippi.



Fuente: Montgomery, 1986; Povov 2001.

**2.3.3 Mapa de Localización del Campo en Estudio.** La base de estudio para la implementación y desarrollo de este proyecto se centra en el pozo “McShan Timberlands 11-3-1” con coordenadas (19S, 16W) en la extensión “Pickens” en Alabama, del cual se tomaron los corazones y sus posteriores muestras “plugs” para su posterior análisis. Como se muestra en la figura 8.

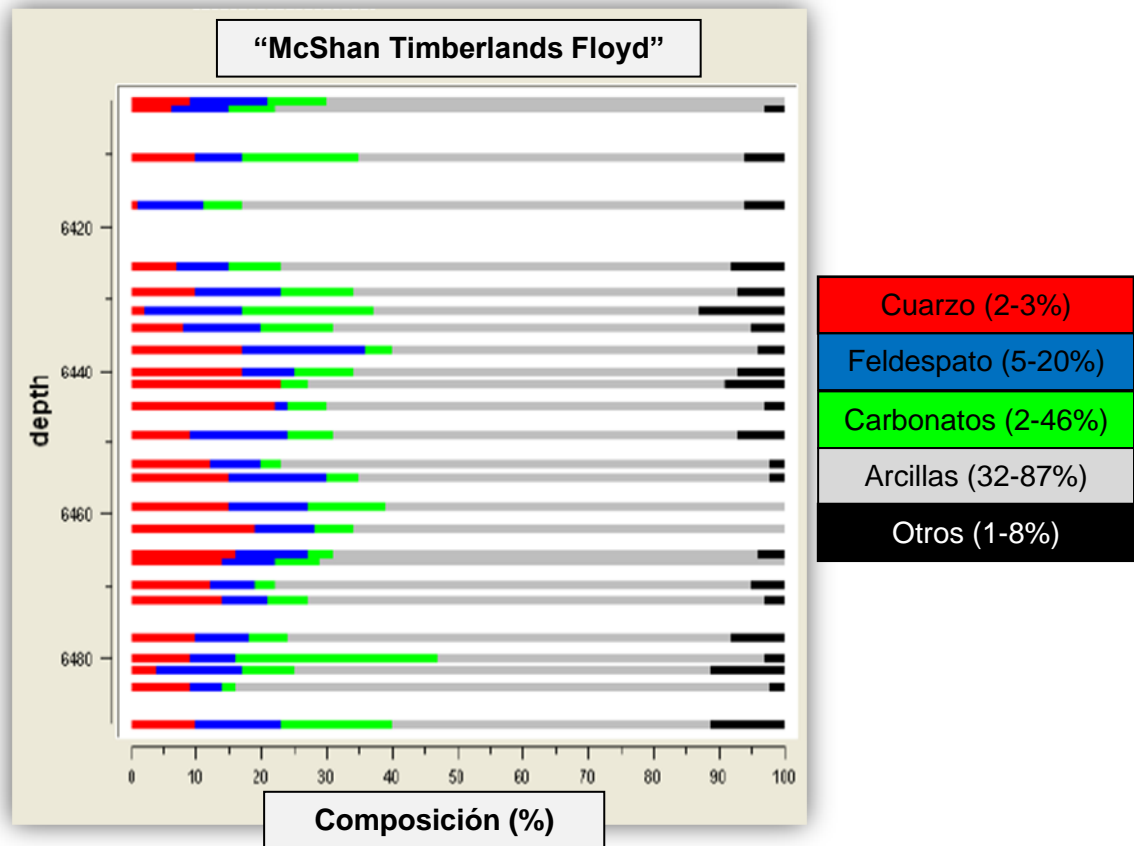
**Figura - 8 - Mapa de localización del Campo McShan Timberlands 11-3-1,**



Fuente: A Petrophysical Study on Floyd Shale; Mriganko Sarkar, Chandra S. Rai & Carl. H. Sondergeld; 2008.

**2.3.4 Variación de la Mineralogía con la Profundidad.** Según los estudios realizados por el Centro Integrado de Caracterización de Corazones (*IC<sup>3</sup>*) del departamento de Geología & Ingeniería de Petróleos de la Universidad de Oklahoma, sobre la zona de interés (McShan Timberlands, Floyd Shale), se obtuvo una variación de la mineralogía en el intervalo de (6400-6500) pies, como se muestra en la figura 9.

**Figura - 9 - Variación de la Mineralogía con la profundidad.**



Fuente: A Petrophysical Study on Floyd Shale.

### 3 FUNDAMENTOS DE LA RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)

La resonancia magnética es un fenómeno encontrado en sistemas de partículas que posean momento magnético y momento angular. Ocurre cuando la frecuencia de un campo magnético aplicado, es sintonizada con la frecuencia de precesión giroscópica del momento magnético de las partículas inducida por un campo magnético estático externo.

#### 3.1 PASOS PARA LA MEDICION EN RMN

La medición e interpretación de RMN se puede entender con el conocimiento de unos conceptos básicos que se enuncian a continuación:

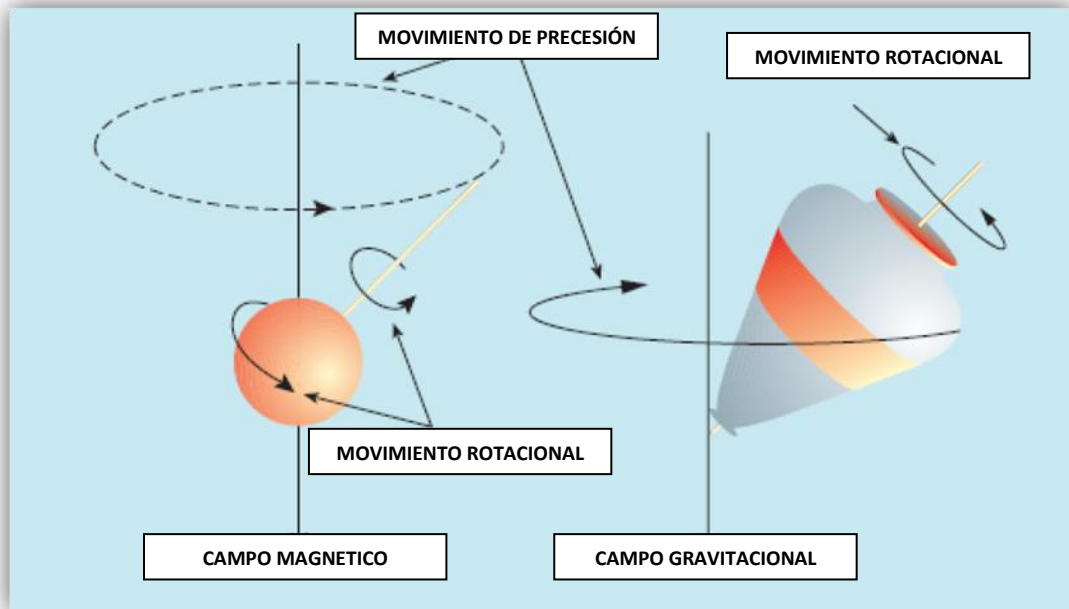
- ✓ Magnetismo Nuclear.
- ✓ Polarización.
- ✓ Inclinación de Pulsación y Decaimiento de Inducción libre.
- ✓ Detección de Ecos de Momentos Rotacionales.
- ✓ Sincronización del Tiempo de las Mediciones RMN.

**3.1.1 Magnetismo Nuclear.** Cuando se habla de RMN (Resonancia Magnética Nuclear), se refiere de la respuesta de los núcleos atómicos con respecto a un campo magnético. Muchos núcleos tienen un momento magnético neto, y momento angular o espín. Frente a un campo magnético externo, un núcleo atómico gira alrededor de la dirección del campo magnético externo de manera muy similar a un giroscopio que gira alrededor del campo gravitatorio terrestre. Por lo tanto, cuando estos núcleos interactúan con campos magnéticos externos, se producen unas señales que son medibles, como se muestra en la figura 10.

Las mediciones de RMN se pueden realizar en varios núcleos, que tengan un número impar de protones y/o neutrones. El hidrogeno, el cual contiene un protón, no posee neutrones, y además es abundante en agua e hidrocarburos, tiene un

momento magnético relativamente grande, y produce señales fuertes, las cuales son perfectas para realizar las mediciones.

**Figura - 10 - Movimiento de precesión del átomo de Hidrogeno frente a un Campo Magnético externo.**



*El núcleo de hidrogeno se comporta como una barra magnética una vez este perturbado por un campo magnético externo su momento rotacional comienza a girar alrededor del campo magnético externo (parte izquierda de la grafica) de la misma forma que un giroscopio gira alrededor del campo magnético terrestre<sup>11</sup>.*

De acuerdo a esto, la mayoría de los equipos de registros RMN usados en aplicaciones de caracterización y estudios de rocas, se basan en la respuesta de los núcleos de los átomos de hidrogeno.

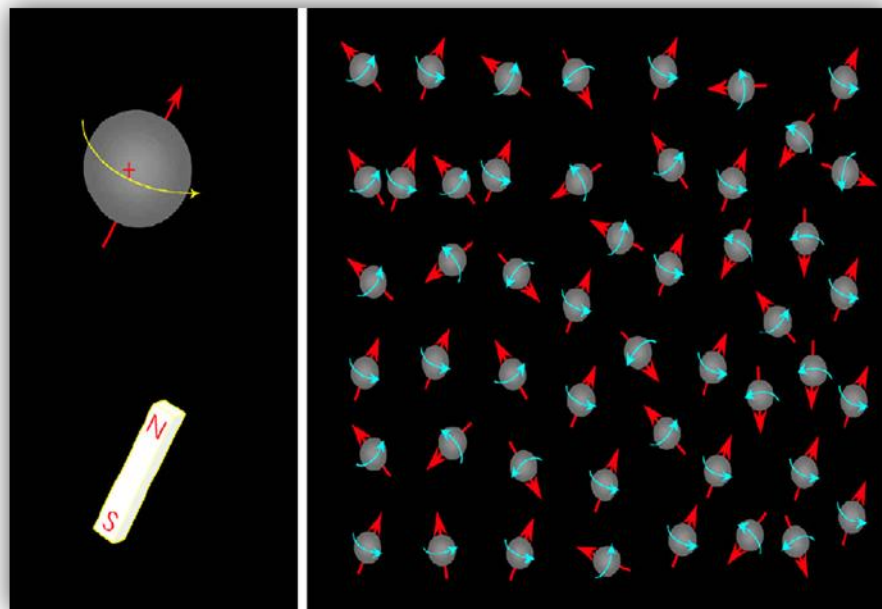
El núcleo de un átomo de hidrógeno es un protón, que es una partícula pequeña, cargada positivamente con un momento angular o spin asociado. La rotación del protón representa una espira de corriente que genera un campo magnético (o

<sup>11</sup> KENYON, Bill; KLEINBERG, Robert; STRALEY RIDGEFIELD Christian; Connecticut, USA. Greg Gubelin, Chris Morriss, Sugar Land, Texas, USA. Nuclear Magnetic Resonance Imaging—Technology for the 21st Century.

momento magnético) con dos polos (norte y sur) alineados con el eje del momento rotacional. Por lo tanto, el núcleo de hidrógeno se puede considerar como una barra imantada cuyo eje magnético está alineado con el eje del momento rotacional del núcleo, como se ilustra en la **figura 11 (izquierda)**.

Cuando hay muchos átomos de hidrógeno presentes y no existe ningún campo magnético externo, los ejes de los momentos rotacionales nucleares del hidrógeno están alineados al azar, como se muestra en la **figura 11 (derecha)**.

**Figura - 11 - Magnetismo Nuclear inherente de los Núcleos de Hidrogeno.**



*Debido a su magnetismo nuclear inherente, los núcleos de hidrógeno (a la izquierda) se comportan como si fueran pequeñas barras imantadas alineadas con los ejes de los momentos rotacionales de los núcleos. En ausencia de un campo magnético externo, los ejes magnéticos nucleares (a la derecha) quedan alineados al azar<sup>12</sup>.*

---

<sup>12</sup> G.R, Coates; L. Xiao; M.G, Prammer; NMR Logging Principles and Applications; Halliburton Energy Services Group, 1999.

Las propiedades de los fluidos de los poros que pueden afectar las medidas de RMN son:

- ✓ **Índice de Hidrogeno (HI):** HI es una medida de la densidad de átomos de hidrogeno en el fluido.
- ✓ **Tiempo de relajación longitudinal ( $T_1$ ):**  $T_1$  es una indicación de cuán rápido los protones filtrados en los fluidos se relajan longitudinalmente (relativo al eje del campo magnético estático).
- ✓ **Tiempo de relajación transversal ( $T_2$ ):**  $T_2$  es una indicación de cuán rápido los protones filtrados en los fluidos se relajan transversalmente (otra vez, relativo al eje del campo magnético estático).
- ✓ **Difusividad ( $D$ ):**  $D$  es una medida del alcance, en donde las moléculas se mueven aleatoriamente en el fluido.

**3.1.2 Polarización.** EL primer paso para realizar una medición RMN es alinear el núcleo magnético con un campo magnético estático ( $B_0$ ). Cuando  $B_0$  es aplicado a un núcleo magnético,  $B_0$  ejerce un torque sobre el núcleo que actúa, para alinear los ejes del espín nuclear con  $B_0$ .

Cuando se aplica un momento de torsión a un objeto giratorio, el eje del objeto se mueve perpendicular al momento de torsión en un movimiento llamado precesión, tal como se ilustra en la **figura 12 (izquierda)**. Entonces cuando  $B_0$  se aplica a un núcleo magnético, el núcleo hará precesión alrededor de  $B_0$ . La frecuencia  $f$ , llamada la frecuencia de Larmor, está dada por la ecuación:

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

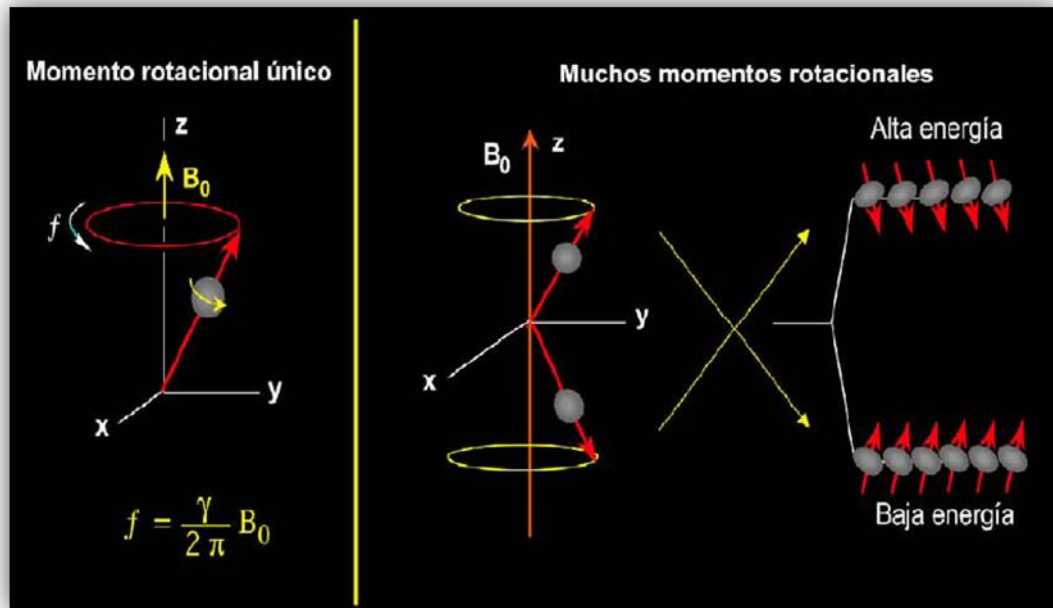
Siendo  $\gamma$  la relación giromagnética, que es una medida de la intensidad del magnetismo nuclear. Para el hidrógeno,  $\gamma/2\pi = 42.58$  MHz/tesla. Otros núcleos tienen otros valores de  $\gamma$ .

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

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

Según la mecánica cuántica, cuando un protón está sujeto a un campo magnético externo, el protón es forzado hacia uno de estos dos estados energéticos (Alta y Baja energía). Como se indica en la **figura 12 (derecha)**, el estado energético de un protón en particular depende de la orientación del eje precesional del protón con respecto a la dirección del campo externo. Cuando el eje precesional es paralelo a  $B_0$ , el protón está en el estado de baja energía, que es el estado preferido. Cuando el eje precesional está en posición antiparalela a  $B_0$ , el protón está en el estado de alta energía. A la dirección de  $B_0$  se la designa como la dirección longitudinal.

Figura - 12 - Frecuencia precesional del núcleo de hidrogeno frente a un campo magnético externo (izquierda), Estado energético del núcleo (derecha).



En un campo magnético externo (izquierda), la frecuencia precesional de un núcleo depende de la relación giromagnética del núcleo y de la intensidad del campo externo. La alineación del eje de precesión de un núcleo con respecto a la dirección del campo externo (derecha) determina el estado energético del núcleo<sup>13</sup>.

Cuando un gran número de protones giratorios están haciendo precesión alrededor de  $B_0$ , como se ilustra en la **figura 13**, hay más momentos rotacionales haciendo precesión paralelos a  $B_0$  que antiparalelos. La diferencia entre el número de protones alineados paralela y antiparalelamente al campo  $B_0$  forma la magnetización bruta  $M_0$  que provee la señal medida por los dispositivos de RMN.

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

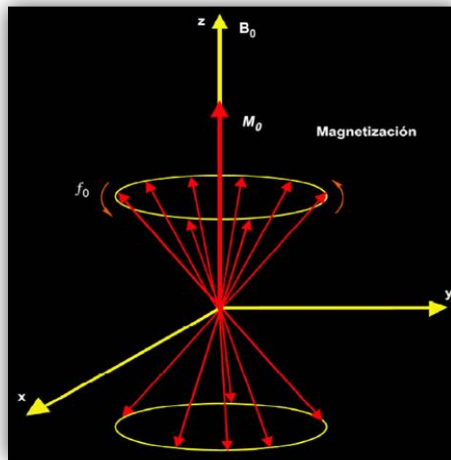
$$M_z = M_0(1 - e^{-t/T_1})$$

<sup>13</sup> Ibid. .

Donde:

- ✓  $t$  = el tiempo durante el que los protones están expuestos al campo  $B_0$ .
- ✓  $M_z(t)$  = la magnitud de la magnetización al tiempo  $t$ , cuando se toma la dirección de  $B_0$  a lo largo del eje  $z$ .
- ✓  $M_0$  = La magnetización final y máxima en un campo magnético dado.
- ✓  $T1$  es el tiempo en el que la magnetización alcanza 63% de su valor final, y tres veces  $T1$  es el tiempo en el que se logra el 95% de la polarización. En la **figura 14**, se ilustra una curva de relajamiento o polarización  $T1$ . Fluidos diferentes, tales como agua, petróleo, y gas, tienen tiempos de relajamiento  $T1$  diferentes.

**Figura - 13 - Magnetización neta de los núcleos de hidrogeno frente a un campo magnético externo.**

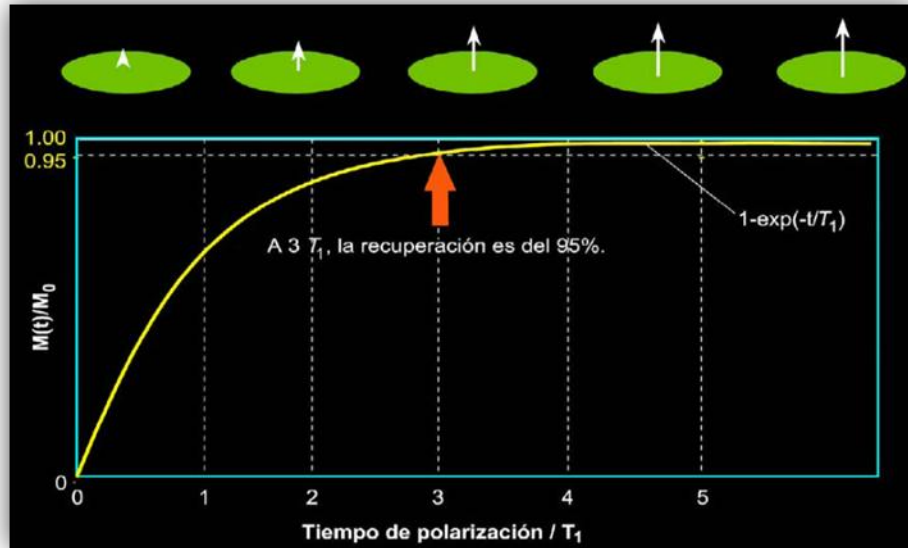


Cuando muchos protones están haciendo precesión en un campo magnético externo, aparecerá una magnetización neta ( $M_0$ )<sup>14</sup>.

---

<sup>14</sup> Ibid.

Figura - 14 - Curva del tiempo de Polarización T1.



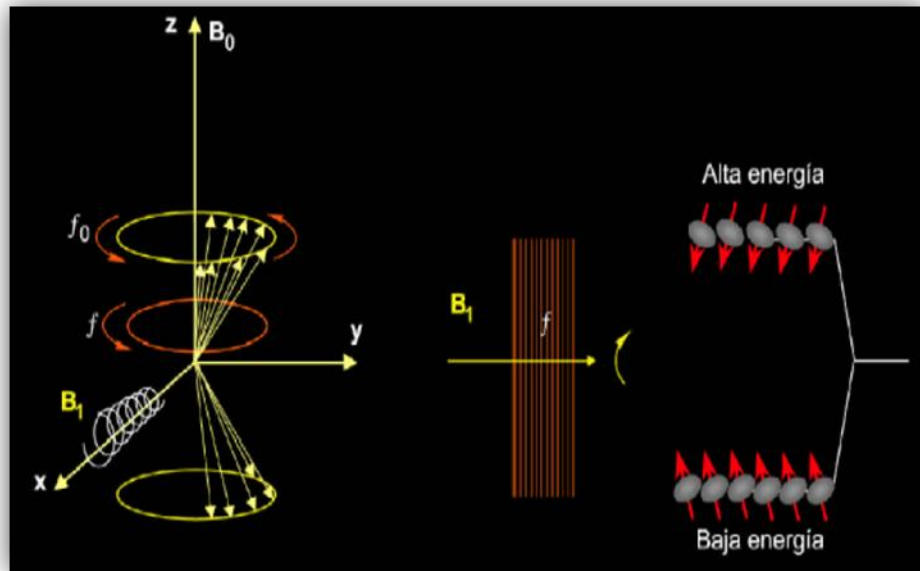
Las curvas de relajamiento (polarización)  $T_1$  indican el grado de alineamiento de los protones, o magnetización, en función del tiempo en el que una población de protones está expuesta a un campo magnético externo<sup>15</sup>.

**3.1.3 Inclinación de pulsación y decaimiento de inducción libre.** El segundo paso en el ciclo de medidas de RMN es inclinar la magnetización desde la dirección longitudinal hasta un plano transversal. Esta inclinación se logra mediante la aplicación de un campo magnético oscilante ( $B_1$ ) perpendicular a  $B_0$  (campo magnético estático).

En la **figura 15**, se ilustra un campo magnético oscilatorio interactuando con protones. Desde el punto de vista de la mecánica cuántica, si un protón está en un estado de baja energía, este puede absorber energía proporcionada por  $B_1$  y saltar a un estado de mayor energía. La aplicación de  $B_1$  hace también que los protones giren entre sí. Este cambio de estado de energía y precesión en fase causado por  $B_1$  se denomina **resonancia magnética nuclear**.

<sup>15</sup> Ibid.

Figura - 15 - Fenómeno de resonancia magnética nuclear.



*Para una interacción eficaz con protones (izquierda), el campo magnético oscilatorio **B1** debe tener un componente sustancial perpendicular al campo estático **B0** y debe tener una frecuencia **f** igual a la frecuencia de Larmor de protones **f0** en el campo estático. En este caso (derecha), los protones giran entre sí y pueden absorber energía del campo oscilatorio y cambiar a un estado de alta energía. Así es como se da la resonancia magnética nuclear<sup>16</sup>.*

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

$$\theta = \gamma B_1 t_1$$

Donde:

$\theta$  = ángulo de inclinación (grados).

$B_1$  = Magnitud del campo oscilatorio.

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

---

<sup>16</sup> Ibid.

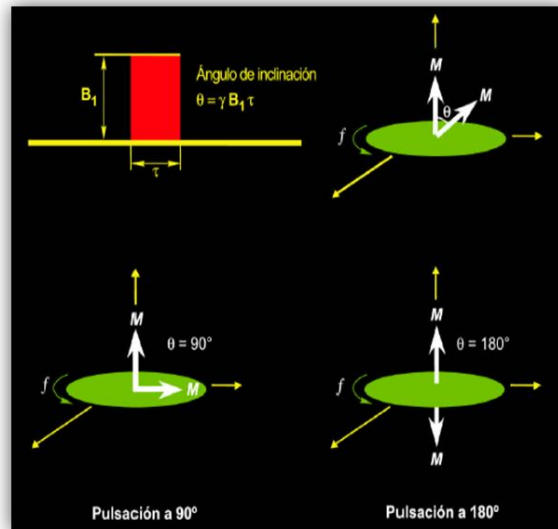
El ángulo de inclinación es proporcional al producto  $B_1 t_1$  donde se refleja la energía que  $B_1$  suministra al sistema de momentos rotacionales de los protones. El ángulo de inclinación aumenta incrementando la potencia del campo oscilatorio o incrementando el tiempo durante el cual se aplica el campo oscilatorio. La relación entre inclinación y el ángulo de la Ecuación 6 está ilustrada en la **figura 16**.

El campo  $B_1$  utilizado en el perfilaje 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 a  $90^\circ$ ), se refieren al ángulo al cual  $B_1$  inclina la magnetización.

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

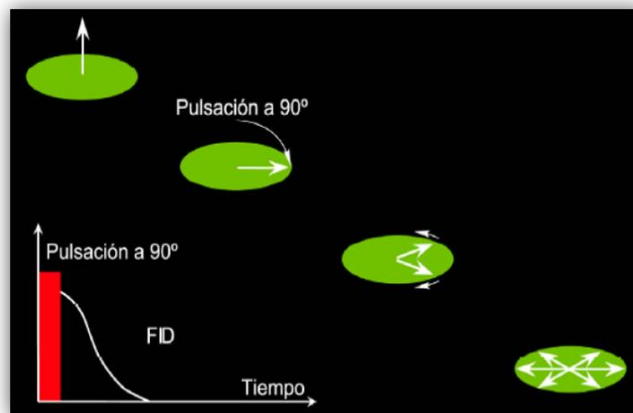
Cuando el campo  $B_1$  se apaga, la población de protones comienza a desfasarse, o a perder coherencia de fase, es decir que las precesiones de los protones ya no estarán en fase entre sí. Por lo tanto, a medida que el desfasaje progresa, la magnetización neta disminuye. En esta situación, una bobina receptora que mide la magnetización en la dirección transversal detectará una señal en decaimiento (**figura 17**). Este decaimiento es usualmente exponencial y se llama **decaimiento de inducción libre**. La constante de tiempo del FID ( $T_2^*$ ) es muy corta, unas pocas decenas de microsegundos. El FID está causado por heterogeneidades del campo magnético que se deben al gradiente del campo magnético y a ciertos procesos moleculares que ocurren en el material que se está midiendo. Debido a las heterogeneidades en el campo de  $B_0$ , protones en ubicaciones diferentes harán precesión con frecuencias de Larmor diferentes, produciendo así este muy rápido decaimiento.

Figura - 16 - Angulo de inclinación después de la magnetización.



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<sup>17</sup>.

Figura - 17 - Decaimiento de inducción libre.



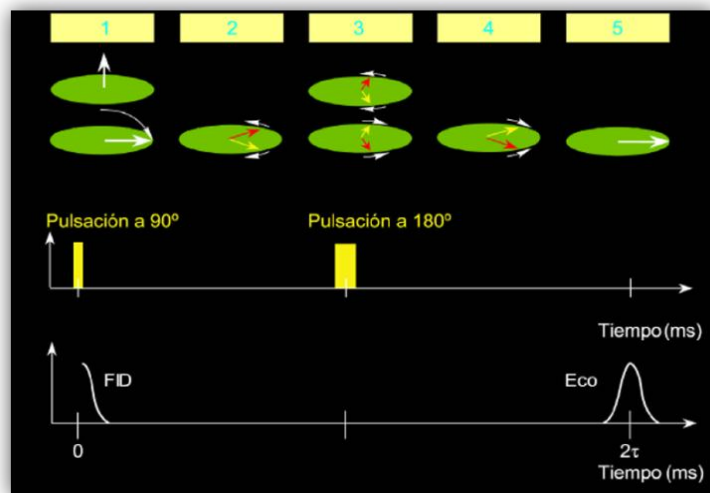
Luego de la aplicación de una pulsación a 90°, la población de protones se desfasa, y se puede detectar una señal de decaimiento de inducción libre (FID)<sup>18</sup>.

<sup>17</sup> Ibid.

<sup>18</sup> Ibid.

**3.1.4 Detección de ecos de momentos rotacionales.** El desfase causado por la heterogeneidad del campo magnético  $B_0$  es reversible. Los vectores de magnetización de protones en los planos transversales se pueden volver a colocar en fase cuando se 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  $180^\circ$  cambiará el ángulo de fase a  $-\alpha$ . En efecto, el orden de fase de los vectores de magnetización transversales se revierte, de modo que los vectores más lentos (desde el punto de vista de la fase) están adelante de los vectores más rápidos. Los vectores más rápidos alcanzan a los vectores más lentos, lo cual produce un refasaje, y se genera una señal que es detectable en la bobina receptora. Esta señal se llama un *eco de momentos rotacionales*. Si transcurre un tiempo  $t$  entre la aplicación de la pulsación  $B_1$  a  $90^\circ$  y la pulsación  $B_1$  a  $180^\circ$ , entonces el mismo tiempo  $t$  va a transcurrir entre la aplicación de la pulsación  $B_1$  a  $180^\circ$  y el pico del eco de momentos rotacionales. Es decir, el tiempo de refasaje es igual al tiempo de desfasaje, y el pico de ecos de momentos rotacionales ocurre a  $2t$ , que se define como tiempo de espaciamento entre ecos  $TE$ . En la **figura 18** se ilustra la generación de ecos de momentos rotacionales.

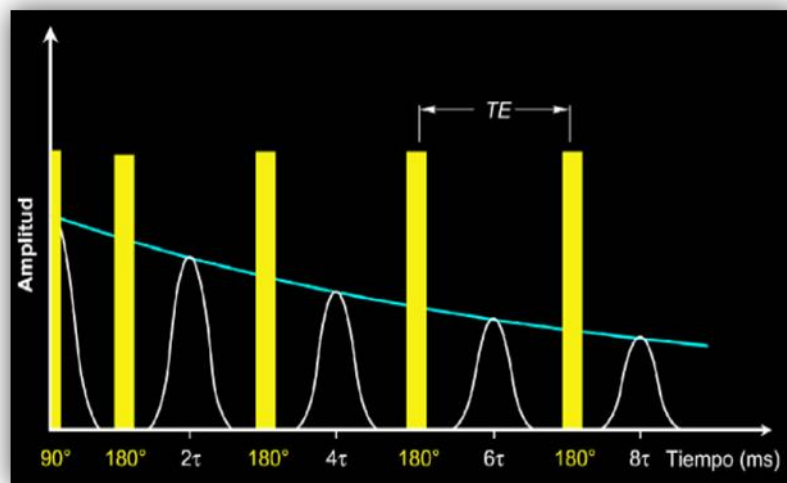
**Figura - 18 - Generación de ecos de momentos rotacionales.**



(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 desfasaje. (3) En un tiempo  $t$ , se aplica una pulsación **B1** a  $180^\circ$  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  $2t$ <sup>19</sup>.

Aunque un eco de momentos rotacionales único decae muy rápidamente, se pueden aplicar pulsaciones a  $180^\circ$  repetidamente para refasar los componentes de magnetización y generar una serie de ecos de momentos rotacionales. Entonces se puede registrar un tren de ecos de momentos rotacionales, como se ilustra en la **figura 19**. Un eco de momentos rotacionales se forma a mitad del camino entre cada 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 de pulsaciones es **NE**. La secuencia completa de pulsaciones es: una pulsación a  $90^\circ$  seguida por una larga serie de pulsaciones a  $180^\circ$ , esta secuencia se llama una secuencia de **CPMG**, sigla que proviene de las iniciales de los apellidos de sus inventores, Carr, Purcell, Meiboom, y Gill.

**Figura - 19 - Tren de ecos de momentos rotacionales.**

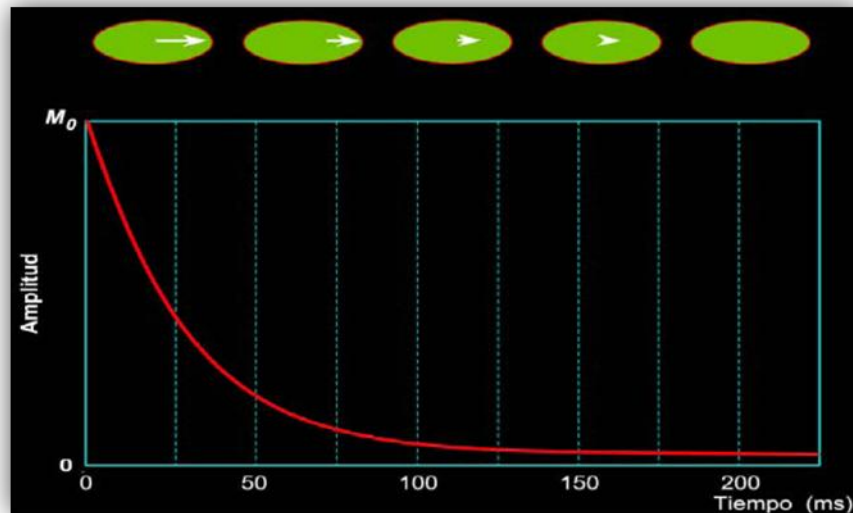


<sup>19</sup> Ibid.

Para generar un tren de ecos de momentos rotacionales, se utiliza la secuencia de pulsos de **CPMG**, que consiste en una pulsación **B1** a  $90^\circ$ , seguida por una secuencia de pulsaciones **B1** a  $180^\circ$ . Las pulsaciones **B1** a  $180^\circ$  van seguidas por unos ecos de momentos rotacionales de amplitud decreciente<sup>20</sup>.

En la medida en que la difusión se pueda ignorar, la secuencia de pulsaciones de **CPMG** anula el desfase causado por la heterogeneidad del campo **B0**; sin embargo, el desfase que resulta como consecuencia de interacciones moleculares y difusión es irreversible. Una vez que ocurre este desfase irreversible, los protones no se pueden reenfocar completamente, y el tren de ecos de momentos rotacionales decaerá. Como se muestra en la **figura 20**, un instrumento de perfilaje con **RMN** mide la amplitud de los ecos de momentos rotacionales en la secuencia de **CPMG** para monitorear el decaimiento de magnetización transversal, y por lo tanto, el desfase irreversible.

Figura - 20 - Curva de decaimiento de la magnetización transversal.



Las amplitudes de los ecos de momentos rotacionales en decaimiento producen una curva de decaimiento exponencial con una constante de tiempo  $T_2$ <sup>21</sup>.

<sup>20</sup> Ibid.

<sup>21</sup> Ibid.

La constante de tiempo del decaimiento de magnetización transversal se llama **tiempo de relajamiento transversal, o también T2**. La amplitud del tren de ecos de momentos rotacionales en el tiempo  $t$ , que es la amplitud de la magnetización transversal  $M_x(t)$ , está dada por la ecuación:

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

Donde  $M_{ox}$  es la magnitud de la magnetización transversal en  $t = 0$  (el tiempo en el que cesa la pulsación a  $90^\circ$ ). El decaimiento **T2** de la formación contiene la mayor parte de la información petrofísica que se puede obtener de un perfilaje **RMN** y por lo tanto es el primer objetivo de las mediciones del perfilaje **RMN**.

**3.1.5 Tiempo de medición de RMN.** Después de un período igual a varias veces T2, el decaimiento de la magnetización transversal es esencialmente completo, y no es posible hacer más refasaje. Durante una secuencia CPMG, la pulsación de  $90^\circ$  reorienta la polarización de modo que no haya ninguna polarización longitudinal de los protones, y las pulsaciones a  $180^\circ$  suprimen la acumulación de nueva polarización longitudinal.

Por lo tanto, al final de la secuencia CPMG los protones quedan completamente al azar. Para iniciar la siguiente secuencia de CPMG, los protones se deben polarizar una vez. Entonces, es necesario un tiempo de espera (TW) entre el final de una secuencia de CPMG y el comienzo de de la siguiente, durante el cual tiene lugar la repolarización.

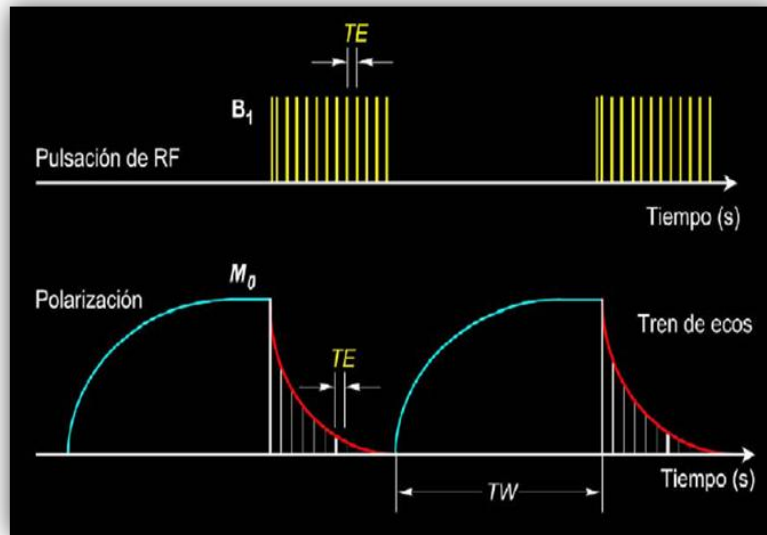
Un típico diagrama de sincronización de tiempos para mediciones RMN está ilustrado en la **figura 21**. La sección superior de la figura describe dos secuencias de CPMG, cada una de las cuales consiste en una pulsación  $B_1$  a  $90^\circ$ , seguida por

una serie de pulsaciones a  $180^\circ$ . La sección inferior representa eventos de polarización (curvas de relajamiento T1), e ilustra los trenes de ecos de momentos rotacionales (curvas de relajamiento T2) asociados con las dos secuencias de CPMG. El tiempo de polarización (TW), el espaciamiento entre ecos (TE), y el número de ecos (NE) son parámetros los cuales debe determinar el operador del equipo.

Para determinar la magnitud de  $M_0$ , se efectúa una estimación de la amplitud del tren de ecos de momentos rotacionales a  $t=0$  a partir de las mediciones de trenes de ecos de momentos rotacionales. Para evitar una subestimación de  $M_0$ , se requiere polarización total o casi total (95%). Para lograr un 95% de polarización, TW debe ser igual a tres veces T1.

A medida que disminuye TE, los ecos de momentos rotacionales serán generados y detectados más tempranamente y más rápidamente, y la relación señal a ruido se incrementa debido a la más alta densidad de puntos de datos. A medida que aumenta NE, se generaran y detectaran ecos de momentos rotacionales por más tiempo, pero se requiere más intensidad de B1.

Figura - 21 - Diagrama de Sincronización de mediciones RMN.



Este diagrama de sincronización de medición **RMN** muestra (arriba) secuencias de pulsaciones **CPMG** y (abajo) curvas de polarización (relajamiento **T1**) y adquisición de trenes de ecos de momentos rotacionales<sup>22</sup>.

---

<sup>22</sup> Ibid.

#### 4 ESTIMACIÓN DE POROSIDAD A PARTIR DE MECANISMOS DE RELAJAMIENTO DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR (RMN).

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

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

La dificultad de las medidas **RMN**, consiste en que los tiempos de relajamiento transversal asociados con los fluidos en un medio poroso son muy cortos. Esta característica es el resultado de la cercana proximidad de las moléculas de fluidos a la superficie sólida, de la susceptibilidad magnética y efectos químicos, adquiriendo tiempos de relajamiento transversales, donde resulta que la intensidad de la magnetización observada es diferente de la intensidad de la magnetización intrínseca, la cual es proporcional al número de núcleos observados y es deseada para calcular la porosidad y la saturación de fluidos.

Estimativos exactos de la intensidad de la magnetización intrínseca y por ende de la saturación y de la porosidad, se pueden obtener si los efectos debidos a la relajación transversal son modelados teniendo en cuenta la intensidad de la magnetización observada. Existen muchas dificultades asociadas con el modelamiento de los tiempos de relajamiento transversales, dado que el

decaimiento de los tiempos de relajación de los fluidos en un medio poroso, no puede ser modelado usando un modelo exponencial simple, debido a que la variación en la estructura y superficie de los poros de la roca, produce variaciones en los tiempos de relajamiento transversales. Por estas razones para obtener porosidad y saturación se usa un modelo de decaimiento multiexponencial.

#### 4.1 MODELAMIENTO DE DECAIMIENTO MULTIEXPONENCIAL

Las rocas de un yacimiento muestran comúnmente una distribución de tamaños porales y frecuentemente contienen más de un tipo de fluido. La **figura 22** ilustra el carácter de decaimiento multiexponencial de un medio poroso que contiene poros de tamaños diferentes y una sola fase humectante. Además se pueden observar los dos diferentes dominios de tiempo con los cuales trabaja el **RMN**:

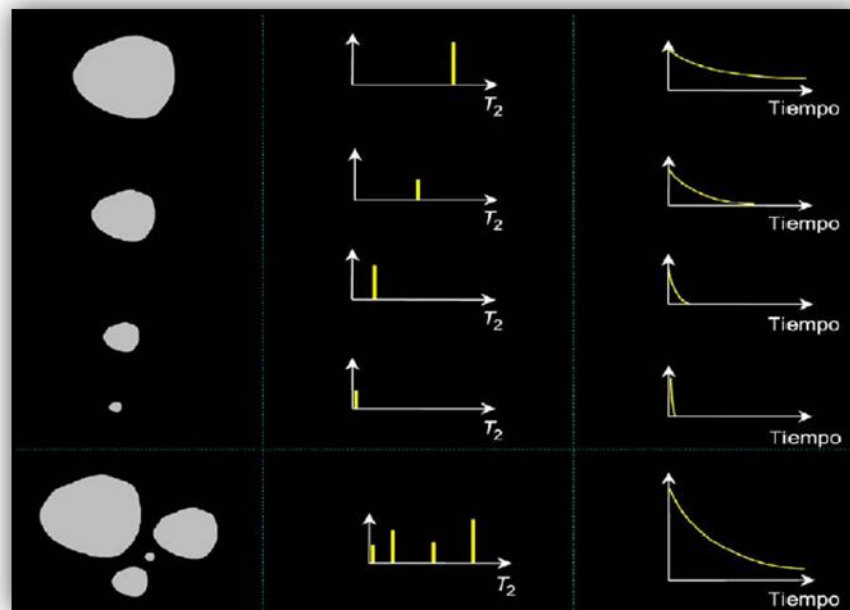
- ✓ El **tiempo cronológico o real donde se inducen y miden los ecos** (Parte derecha de la figura).
- ✓ El **tiempo de relajación o velocidad de decaimiento exponencial  $T_2$**  de los ecos (centro de la figura).

El relajamiento por superficie se vuelve dominante cuando se usa un corto espaciamiento entre ecos y la formación sólo está saturada con salmuera. Bajo esta condición,  **$T_2$**  es directamente proporcional al tamaño poral. Cuando se supone que todos los poros tienen la forma geométrica similar:

- ✓ Los poros más grandes (columna izquierda de la **figura 17**) tienen la más baja relación de  $S/V$  (Superficie/Volumen) y por lo tanto una tasa de decaimiento lenta, es decir el valor más largo de  **$T_2$** .

- ✓ Los poros de tamaño mediano tienen más alta la relación de S/V (Superficie/Volumen), y su tasa de decaimiento es más rápida, dando valores más cortos de  $T_2$ .

**Figura - 22 - Modelo de decaimiento multiexponencial en un medio poroso.**



Un poro 100% saturado con agua (izquierda arriba) tiene un solo valor de  $T_2$  (centro arriba) que depende del tamaño poral, y entonces su tren de ecos de momentos magnéticos exhibe un decaimiento uniexponencial (derecha arriba) que también depende del tamaño poral. Múltiples poros 100% saturados con agua (izquierda abajo) tienen múltiples valores de  $T_2$  (centro abajo) que dependen de los tamaños porales, y por lo tanto su combinación de trenes de ecos de momentos magnéticos combinados exhibe un decaimiento multiexponencial (derecha abajo) que también depende de los tamaños porales<sup>23</sup>.

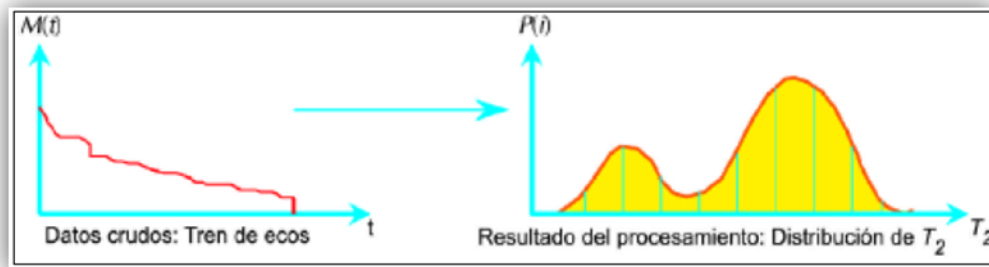
#### 4.2 TRANSFORMACION DE ECOS A LA DISTRIBUCION DE $T_2$ .

Uno de los pasos más importantes en el procesamiento de datos **RMN** es el de determinar la distribución de  $T_2$  que produce la magnetización observada, es decir transforma los dominios de tiempos reales “las amplitudes de los ecos” en un

<sup>23</sup> Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá 2001.

espectro de porosidades parciales en función del tiempo de relajamiento **T2** la cual representa la curva de distribución de **T2**. Este pasó, es llamado **transformación de ecos** que es un proceso de inversión matemática. La **figura 23**. Ilustra las entradas (tren de ecos) y salidas (distribución de **T2**) del proceso de correlación.

**Figura - 23 - Transformación del tren de Ecos de momentos rotacionales a la curva de distribución T2.**



*Mediante una transformación de ecos, el tren de ecos (amplitud del eco en función del tiempo) se correlaciona con una distribución de **T2** (porosidad en función de **T2**)<sup>24</sup>.*

---

<sup>24</sup> Ibid.

## 5 ASPECTOS EXPERIMENTALES

En esta sección se mencionan los aspectos experimentales que se tuvieron en cuenta al momento de realizar las mediciones de porosidad en “shales”. Primero se realiza una breve descripción de los equipos utilizados en el laboratorio, luego se resalta el tratamiento previo realizado a las muestras para las mediciones de porosidades, finalmente se realiza una descripción detallada de los dos procedimientos realizados, para su posterior análisis y comparación.

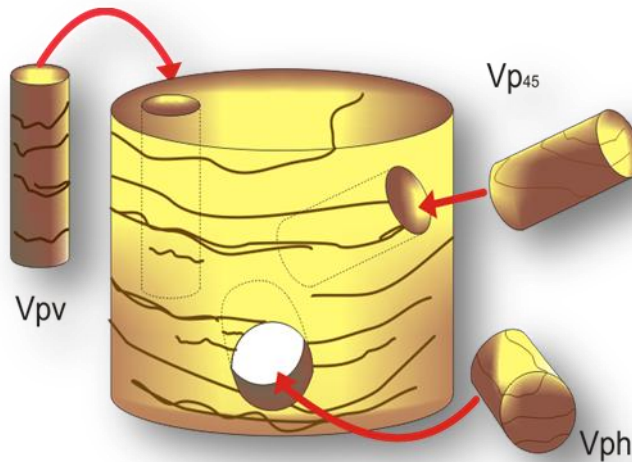
### 5.1 DESCRIPCION DE LOS EQUIPOS

Los equipos que se utilizaron para el tratamiento de las muestras, pertenecen al Centro Integrado de Caracterización de Corazones ( $IC^3$ ) del departamento de Geología & Ingeniería de Petróleos de la Universidad de Oklahoma. Entre los que equipos que se utilizaron a lo largo del proyecto, se encuentran los siguientes:

- ✓ Taladro
- ✓ Equipo de desplazamiento de mercurio para la medición de volúmenes
- ✓ Equipo de RMN (Resonancia Magnética Nuclear)
- ✓ Bomba de alta presión – Holder (Saturación de las muestras)
- ✓ LPP (Picnómetro de Baja Presión)

**5.1.1 Taladro.** Este se usa para obtener las muestras o “plugs” a diferentes orientaciones en las profundidades escogidas durante el análisis. La figura 24 muestra la orientación de los “plugs” que se obtuvieron de cada profundidad, que posteriormente se utilizaron en el análisis de porosidad.

Figura - 24 - Diferentes Orientaciones de muestreo.



Fuente: Los Autores.

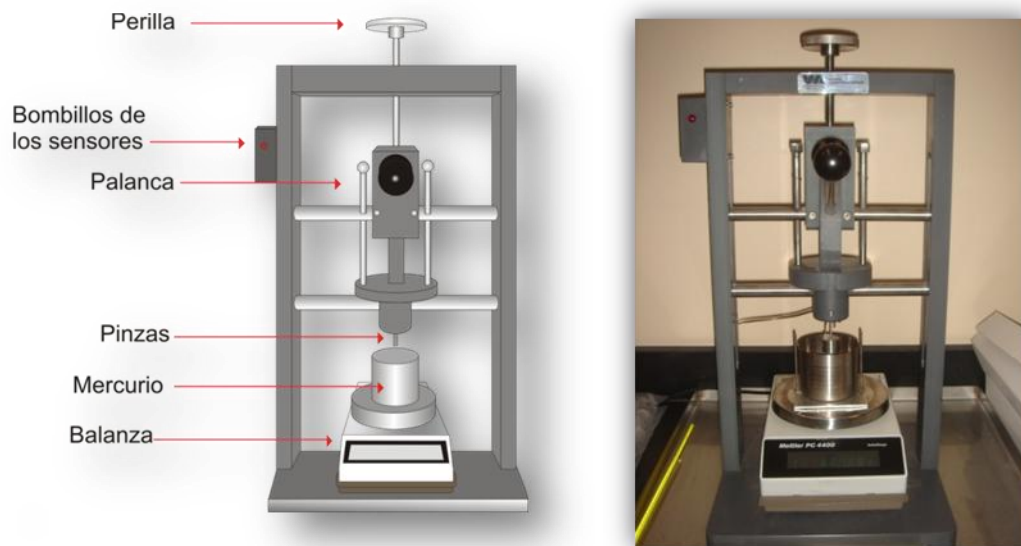
**5.1.2 Equipo de Desplazamiento de Mercurio para la Medición de Volúmenes.** Debido a su alta tensión superficial, el mercurio se utiliza en la medición del volumen total de las muestras, ya que no se pierde fluido a través de los poros.

El principio de este equipo se basa en la medición de la masa de mercurio desplazado, debido a que su densidad es conocida, se puede conocer el volumen desplazado y se considera simplemente función de la temperatura. De acuerdo a esto, tomada la temperatura del mercurio al momento de la medición y una vez conocida la cantidad de masa de mercurio desplazado, la cual se lee de la balanza cuando toda la muestra se encuentra sumergida, el volumen de la muestra se puede calcular según la **ecuación 8**.

$$V_b(\text{cm}^3) = \frac{\{(W(\text{g})) (1 + (1.82 * 10^{-4} * T(^{\circ}\text{C})) + (7.8 * 10^{-9} * T(^{\circ}\text{C})^2))\}}{13.5956}$$

Con el fin de garantizar una medición exacta, el equipo cuenta con un sistema de inmersión de la muestra donde esta es desplazada por unas pinzas que se observan en la parte inferior del equipo (**Figura 25**), las cuales a su vez actúan como sensores que entran en contacto con el mercurio, y activan el bombillo rojo que se encuentra en la parte superior izquierda del equipo, al momento exacto de leer la masa de la balanza.

**Figura - 25 - Equipo de Medición de Volúmenes por Inmersión en Mercurio.**

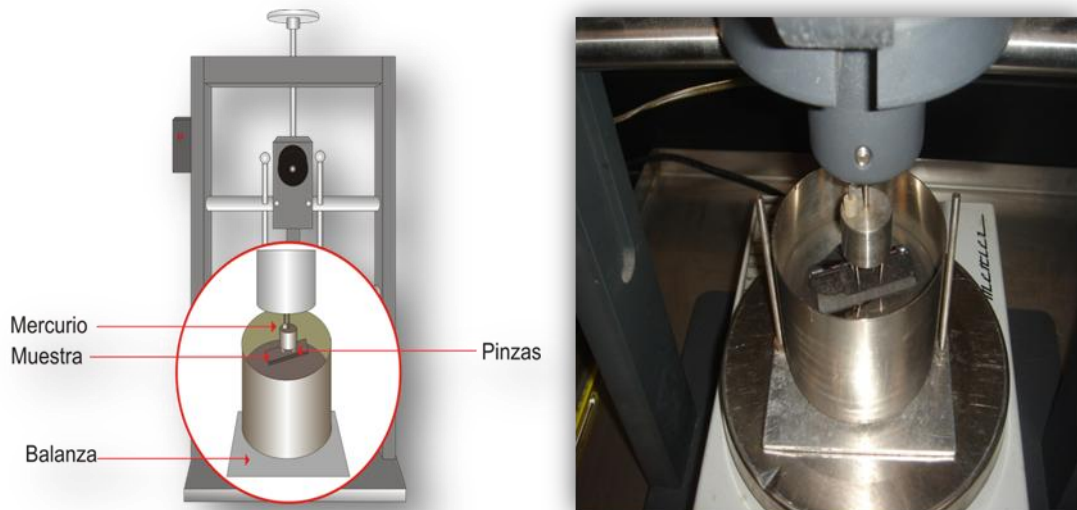


Fuente: Los Autores.

Una vez que la muestra se encuentra en contacto con el mercurio y esta se presiona con las pinzas, se realiza la inmersión con la palanca representada por una esfera negra como se muestra en la **figura 25**, para desplazamientos largos, y con la perilla de ajuste para desplazamientos muy mínimos. Cuando la muestra comienza a desplazar fluido la balanza marca la masa, lo cual se continúa haciendo hasta que el bombillo rojo indique que toda la muestra está inmersa en el mercurio (**Figura 26**). Una vez el bombillo rojo se prende, la inmersión de la muestra se justifica con la perilla con el fin de realizar la medición lo más exacto

posible. Finalmente, cuando la muestra se encuentra inmersa dentro del Mercurio se toma el valor medido en la balanza, y se mide la temperatura del mercurio para calcular el volumen de la muestra según la **Ecuación 8**.

**Figura - 26 - Desplazamiento del Mercurio al momento de la Inmersión de la muestra.**



Fuente: Los Autores.

**5.1.3 Equipo de RMN (Resonancia Magnética Nuclear).** El espectrómetro de resonancia magnética nuclear de campo bajo usado en estos experimentos es el Espectrómetro Maran Ultra RMN, la cual opera a una frecuencia de resonancia para el protón de 2 MHz. El software de adquisición de datos y de procesamiento es el software RINMR. El RINMR provee el software de manejo que guía al hardware para realizar las secuencias de pulso (CPMG) y otras aplicaciones. La secuencia de pulsos CPMG se utiliza para medir la relajación transversal (T2). Un programa integrado se utiliza para obtener la distribución T2.

La mayoría de los equipos de registros RMN (Resonancia Magnética Nuclear) usados en aplicaciones de caracterización y estudios de rocas, se basan en la

respuesta de los núcleos de los átomos de hidrogeno. Este equipo se representa en la **figura 27**.

**Figura - 27 - Espectrómetro RMN Maran Ultra (2 MHz) y computador controlador.**



Fuente: Centro Integrado de Caracterización de Corazones (IC<sup>3</sup>); Universidad de Oklahoma, OPERATOR'S MANUAL FOR 2MHz MARAN ULTRA RESONANCE INSTRUMENT 2006; p.2.

**5.1.4 Bomba de Alta Presión – HOLDER.** Esta bomba es la encargada de mantener la presión de la salmuera usada al momento de la saturación de las muestras. Esta bomba maneja altas presiones, alrededor de los 5000 psi, según se requiera. La inyección de este fluido se encuentra conectada a un recipiente resistente a este rango de presiones. Al momento de saturar las muestras, estas se introducen dentro de dicho recipiente, el cual contiene la salmuera que se va a usar para la saturación, se cierra el recipiente, y se enciende la bomba a la presión deseada durante el tiempo requerido para la saturación.

**5.1.5 LPP (Picnómetro de Baja Presión).** Este equipo mostrado en la figura 28, se utiliza para medir la porosidad total o porosidad de helio de la muestra. Este utiliza la ley de Boyle para medir el volumen de grano de las muestras pulverizadas mediante la observación del cambio en la presión del helio a medida que este se expande en una cámara calibrada que contiene la muestra. La muestra de shale se coloca en una cámara de volumen conocido. El helio se mantiene en una cámara de referencia de presión y volumen conocidos, normalmente 20 psi. Las dos cámaras están conectadas, provocando la caída de presión del helio a medida que este llena la cámara de la muestra y los espacios vacíos de la muestra. El único volumen que no se llena es el volumen de grano, este puede ser calculado utilizando la presión antes y después de conectar las cámaras. El aparato se calibra con rodamientos de bolas de acero de volumen conocido.

El volumen total de la muestra junto con el volumen de grano obtenido de la ley de Boyle nos permite determinar la porosidad, referida generalmente como porosidad total o porosidad de la Ley de Boyle.

**Figura - 28 - LPP (Picnómetro de Baja Presión) usado en la medición de Porosidad Total o Porosidad de Helio.**



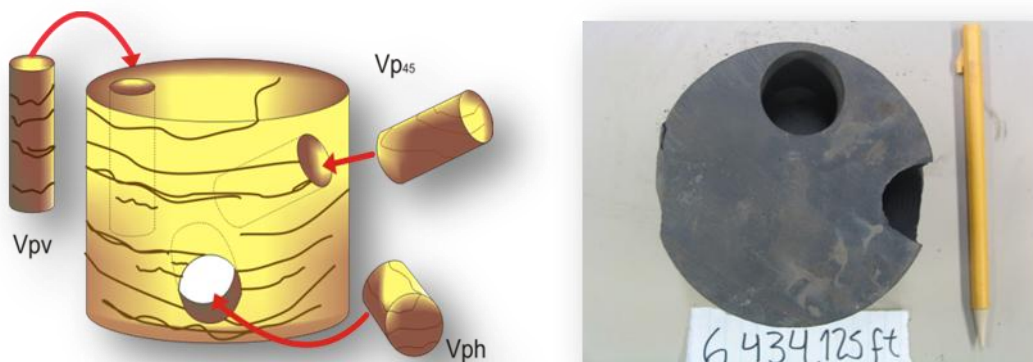
Fuente: Los Autores.

## 5.2 TRATAMIENTO DE LA MUESTRA Y MEDICIONES DE POROSIDAD

Las muestras o “plugs” se tomaron de los corazones obtenidos del campo para diferentes orientaciones. Unas muestras fueron utilizadas para realizar la medición de la porosidad total con inyección de helio; del total de las muestras, fueron tomadas las más representativas, las cuales se utilizaron para la medición de la cantidad de agua inicial usando la técnica de RMN (Resonancia Magnética Nuclear), estas muestras fueron saturadas posteriormente con una salmuera de 25000 ppm de NaCl a 2500 psi con el fin de medir la porosidad absoluta en el equipo de RMN nuevamente. En esta sección se muestran el tratamiento de la muestra y los procedimientos de RMN y de inyección de helio.

**5.2.1 Tratamiento de la Muestra.** Después de que se realizaron las operaciones de corazonamiento en el campo Floyd en Alabama (USA), se usaron 27 profundidades diferentes para la toma de las muestras de “shale”. Además, para cada una de las profundidades se tomaron tres muestras en diferente dirección: horizontal, vertical y a 45 grados de inclinación como se muestra en la figura 29.

**Figura - 29 - Diferentes Orientaciones de Muestreo.**



Fuente: Los Autores.

Las profundidades escogidas varían en el intervalo de 6400 a 6490 ft, en el cual se encuentra la zona de interés. Estas profundidades específicas se representan en la **tabla 2**, donde se numeran para las tres orientaciones, resultando un total de 81 muestras a las cuales se les realizó las mediciones de porosidad total por medio de inyección de helio.

**Tabla 2 - Profundidades de la muestras usadas en el Análisis.**

<i>Profundidad (Pies)</i>	<i>Horizontal</i>	<i>Vertical</i>	<i>45 Grados</i>
6402.5	1	28	55
6403.5	2	29	56
6410.0	3	30	57
6417.0	4	31	58
<b>6420.0</b>	<b>5</b>	<b>32</b>	<b>59</b>
6425.5	6	33	60
<b>6429.0</b>	<b>7</b>	<b>34</b>	<b>61</b>
6431.5	8	35	62
6434.0	9	36	63
6437.0	10	37	64
<b>6440.0</b>	<b>11</b>	<b>38</b>	<b>65</b>
6442.0	12	39	66
<b>6445.0</b>	<b>13</b>	<b>40</b>	<b>67</b>
6449.0	14	41	68
6453.0	15	42	69
<b>6455.0</b>	<b>16</b>	<b>43</b>	<b>70</b>
6459.0	17	44	71
6462.0	18	45	72
6465.5	19	46	73
6466.0	20	47	74
6469.8	21	48	75
6472.0	22	49	76
<b>6477.0</b>	<b>23</b>	<b>50</b>	<b>77</b>
6480.0	24	51	78
6481.0	25	52	79
6484.0	26	53	80
<b>6489.0</b>	<b>27</b>	<b>54</b>	<b>81</b>

Fuente: Los Autores.

Para la medición de la porosidad por medio de la técnica RMN se escogieron las profundidades con las muestras más representativas debido a su compactación y consolidación (estado de la muestra), las cuales se representan en la tabla por las celdas sombreadas, a estas muestras se le midió la porosidad no-efectiva o volumen de poros no-interconectados por medio de la técnica RMN, posteriormente estas muestras se saturaron con una salmuera de 25.000 ppm de NaCl a 2.500 psi y se les midió la porosidad absoluta usando técnicas de RMN (Resonancia Magnética Nuclear).

**5.2.2 Mediciones de Volúmenes Totales.** Las mediciones de volúmenes totales se realizaron utilizando el equipo de desplazamiento de mercurio mencionado en la sección (5.1.2), con el cual se cuantifica la masa de metal desplazado a la temperatura de medición al momento de sumergir la muestra, y por medio de la ecuación 8, se calcula el volumen total de la muestra. Como se muestra en la tabla 3.

**Tabla 3 - Operaciones para determinar Volúmenes Totales**

VOLUMENES TOTALES							
Profundidad (pies)		Peso Hg (T=79F)			Vol Bulk. (cc) Inmersion Hg		
		V	H	45	V	H	45
1	6420	239,37	259,53	123,00	17,69	19,18	9,09
2	6429	305,54	397,14	253,17	22,58	29,35	18,71
3	6440	319,07	293,90	164,68	23,58	21,72	12,17
4	6443	252,22	388,48	233,41	18,64	28,71	17,25
5	6455	236,39	310,81	214,61	17,47	22,97	15,86
6	6477	391,19	244,51	373,33	28,91	18,07	27,59
7	6489	265,89	289,57	358,58	19,65	21,40	26,50

Fuente: Los Autores.

**5.2.3 Mediciones de los Volúmenes de Agua usando Técnicas de RMN (Resonancia Magnética Nuclear).** Las mediciones de volúmenes de agua tanto para las muestras no saturadas como para las saturadas se realizaron utilizando el equipo de RMN. A continuación se presenta el procedimiento de medición en el equipo de RMN.

El instrumento se mantiene en una caja a temperatura regulada. La temperatura del espectrómetro (la cual es indicada en un panel detrás del instrumento) debe estar en ~ 30°C. Precaución: Mantenga las tarjetas de crédito lejos del equipo. Las personas con instrumentos médicos implantados deben mantenerse a distancia del fuerte campo magnético. Con esto evitamos que se generen gradientes magnéticos externos.

Antes de realizar el procedimiento de adquisición de datos, debe hacerse la calibración del equipo RMN. Ver procedimiento de calibración en el **ANEXO A**.

**5.2.3.1 Adquisición de Datos.** Una vez realizada la calibración, procedemos a hacer la adquisición de datos, los pasos para la adquisición de datos usando el instrumento de Resonancia MARAN Ultra son los siguientes<sup>25</sup>:

1. Saturar las muestras con una salmuera de 25.000 ppm de NaCl bajo una presión de 2.500 psi por 24 hrs. Asegúrese de que no haya agua en la superficie. Para esto, tomar la muestra húmeda y rodarla sobre una toalla de papel húmeda dos o tres veces para eliminar el agua de la superficie.
2. Colocar la muestra en un frasco de vidrio seco e insertarlo en el tubo. Colocar el tubo en el porta-muestras de RMN. (Ver **figura 30**).

---

<sup>25</sup> Centro Integrado de Caracterización de Corazones (IC<sup>3</sup>), Universidad de Oklahoma; OPERATOR'S MANUAL FOR 2MHz MARAN ULTRA RESONANCE INSTRUMENT. 2006.

3. Ajustar la longitud del porta-muestras mostrado en la **figura 31**, de acuerdo a lo siguiente:

$$\textit{Longitud del porta - muestras} = 21,75 + 0,5 \times \textit{Longitud del plug}$$

**Figura - 30 - Frasco de Vidrio.**



Fuente: Los Autores.

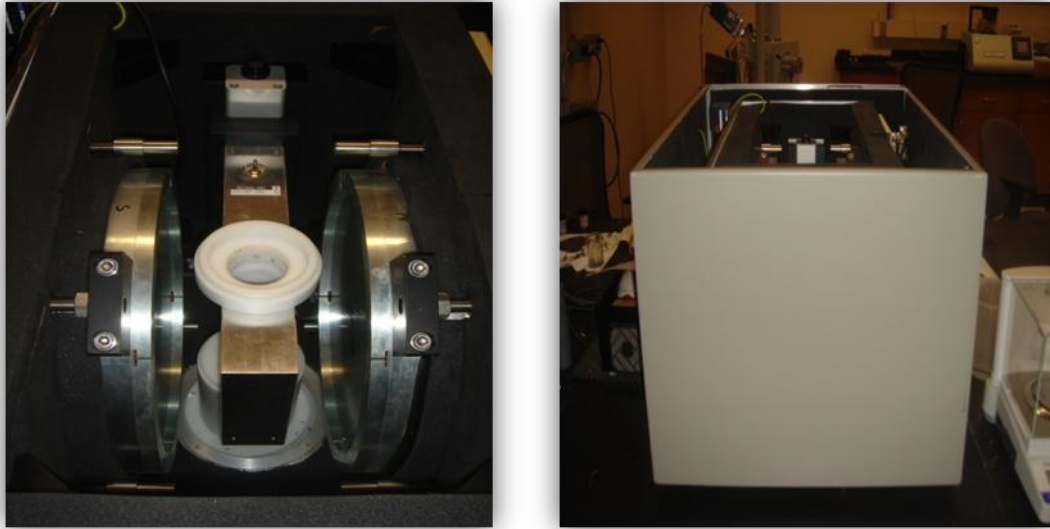
**Figura - 31 - Porta - muestras con la muestra en el frasco de vidrio.**



Fuente: Los Autores.

4. Colocar el porta-muestras con la muestra dentro, en el equipo de RMN.  
(Ver **figura 32**).

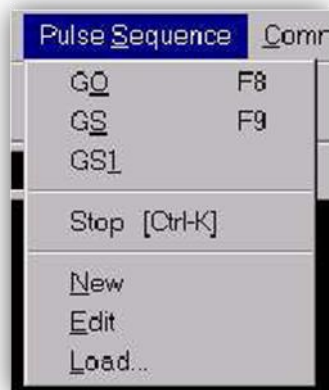
**Figura - 32 - Equipo RMN.**



Fuente: Los Autores.

5. Haga click en RINMR, el software de adquisición y procesamiento para el espectrómetro MARAN Ultra.
6. Del menú "**Pulse Sequence**" en la barra de menús haga clic en "**Load**" y seleccione la opción "**CPMG**". (Ver **figura 33**).

Figura - 33 - Menú "Pulse Sequence".



Fuente: MARAN Ultra, Non Expert User Manual. Oxford Instruments. 2006; p, 8.

7. Haga clic en "**Acquisition Parameter**". Asegúrese de que tiene los parámetros de aplicación como se muestra en la **figura 34**. Debido a que las alarmas no cambian los parámetros del sistema. Basados en la muestra y el agua contenida, los diferentes parámetros que pueden ajustarse son los siguientes:
  - a. **NS (Número de scans (lecturas))**: Este parámetro se puede ajustar para incrementar la relación señal / ruido. Para baja saturación de agua, se requieren mayores NS. El número de lecturas debe ser múltiplo de 4. Para los shales el número de lecturas usadas en el equipo es de 10000.
  - b. **TAU (Espaciamiento entre ecos)**: Es el tiempo que transcurre entre la aplicación de los pulsos sucesivos de 90° y 180°. Normalmente para las muestras saturadas de agua, los valores de TAU generalmente utilizados son 300, 500 o 1000 µsec. En este caso, debido a que la muestra que tenemos en un shale, roca muy compacta, y en general con porosidades muy pequeñas, este tiempo TAU debe ser lo más corto que se pueda, con el fin de minimizar los efectos de difusión. El TAU escogido fue 150 µsec, el cual es el menor valor permisible del equipo.

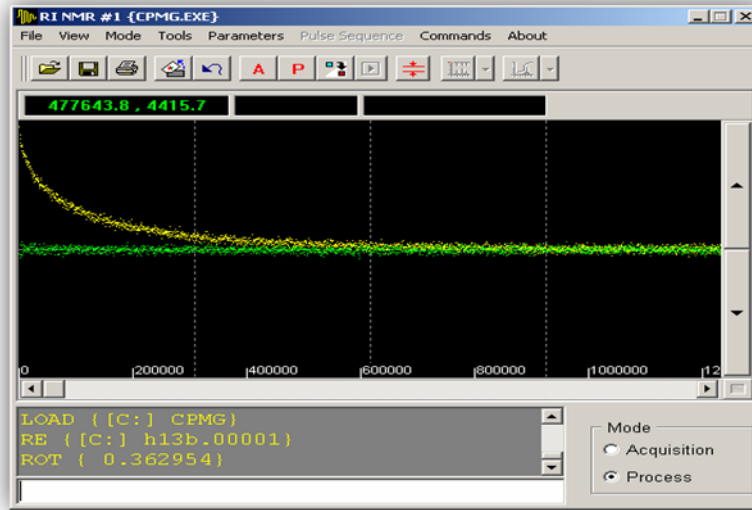
8. Haga clic en la opción **"GO"** en el menú **"Pulse Sequence"** en la barra de menús para ejecutar el comando **"CPMG"**.
9. La adquisición de datos se verá como la disminución exponencial de la serie en la ventana de datos, como se muestra en la **figura 35**.
10. Después de la medición, de un poco más de 2 horas, alternar los datos en bruto utilizando el comando **"ROT"**. Digite **"ROT"** en la línea de comandos. Guarde el archivo con extensión **"ridat"**. Este es el archivo de datos en bruto. Nota: La rotación es muy importante. Consulte "Importancia de la rotación", en el **ANEXO A**.

**Figura - 34 - Parámetros de Aplicación utilizados en el Sistema Maran Ultra.**

Description	ID	Value
Filter Width (Hz)	FW	4000.0
Dwell Time (us)	DW	1.0
Points per Echo (points)	SI	1
Number of Echoes	NECH	1024
Number of Scans	NS	10000
Receiver Gain (%)	RG	100.00
Relaxation Delay (us)	RD	200000.0
90-180 Degree Pulse Gap (us)	TAU	150.0
90 Degree Pulse Phase List (rec: 0213)	PH1	0213
Receiver Phase List (rec: 0213)	PH2	0213
180 Degree Pulse Phase List (rec: 1122)	PH3	1122

Fuente: Los Autores.

Figura - 35 – Disminución exponencial de la serie.



Fuente: (IC<sup>3</sup>), Universidad de Oklahoma, OPERATOR'S MANUAL FOR 2MHz MARAN ULTRA RESONANCE INSTRUMENT, 2006. P, 11.

11. Para analizar los datos, haga clic en el icono "WinDXP" para obtener el área de la curva o para exportar los datos a un archivo de Excel. (Ver figura 36).

Figura - 36 – Icono WinDXP.

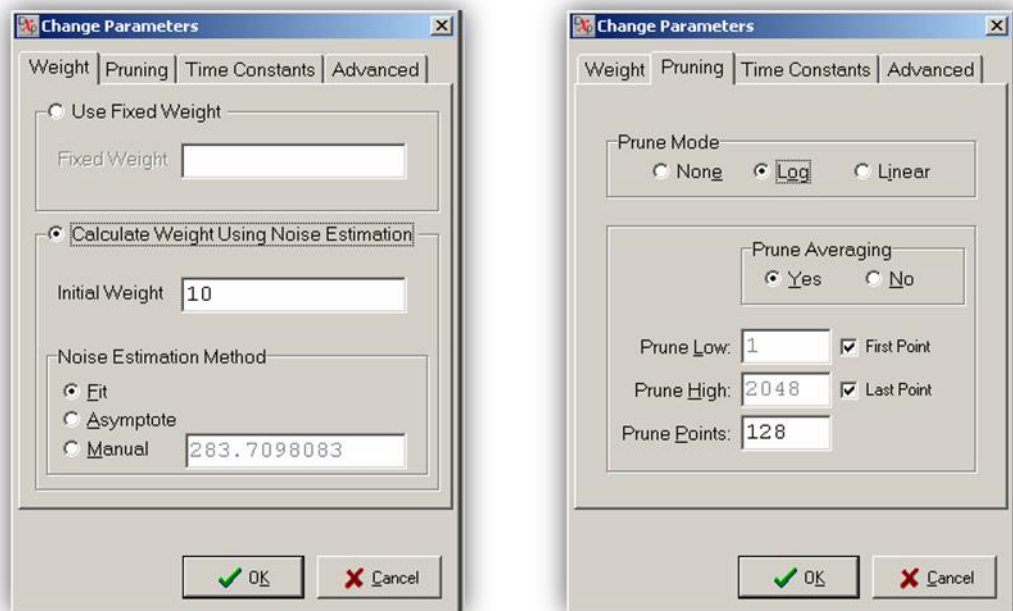


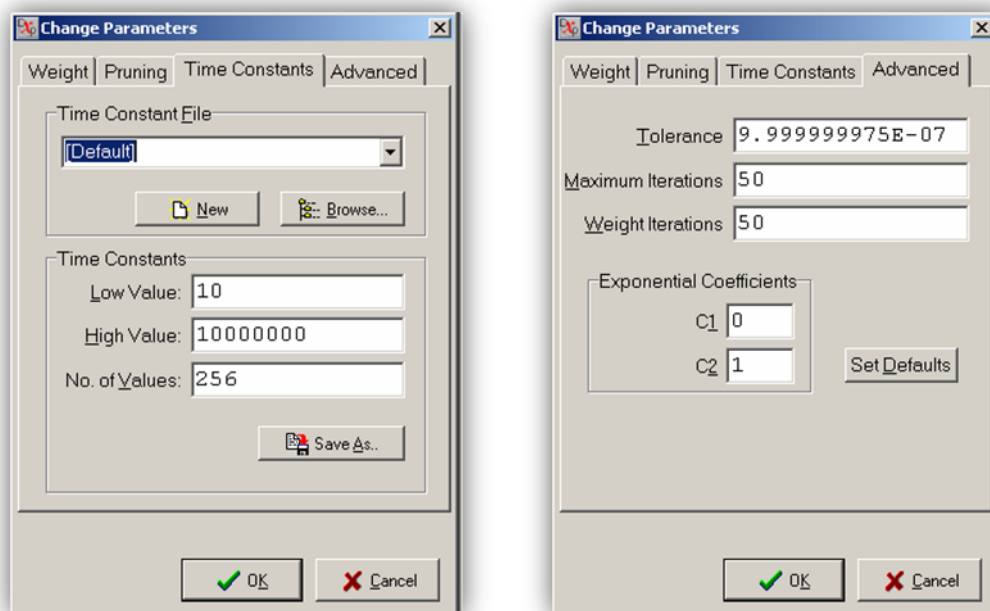
Fuente: MARAN Ultra, Non Expert User Manual, Oxford Instrument, 2006; 2006, p. 8.

12. Del menú "**FILE**", haga clic en la opción "**LOAD**" para abrir el archivo "**ridat**".

13. Haga clic en el icono **“Parameter”** en la ventana de herramientas "WinDXP" para seleccionar el parámetro adecuado. Asegúrese de que los tabuladores **“First Point”** y **“Last Point”** en la pestaña **“Pruning”** estén marcados. En la pestaña **“Time Constant”**, asegúrese de que el **‘Low value’** este fijo en 10  $\mu$ sec y el **‘High value’** este fijo en 10'000.000  $\mu$ sec, tal como lo muestra la **figura 37**. Además, el número de la exponencial debe ser 256 en la pestana “constantes de tiempo”. Haga clic en OK. Esto fija el margen de exponenciales que abarcara y el intervalo de tiempo para su ajuste.

Figura - 37 - Ventana de Parámetros.



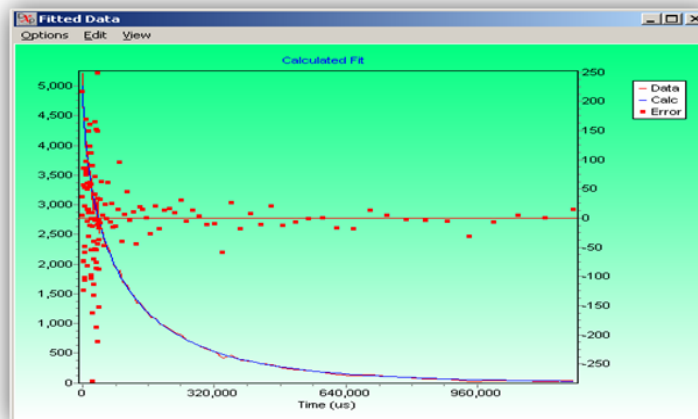
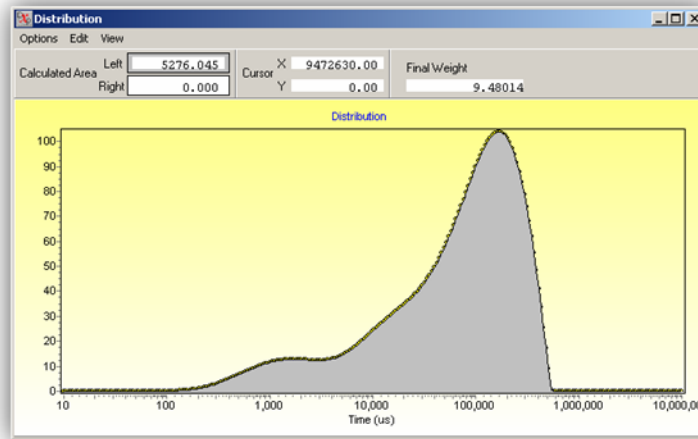
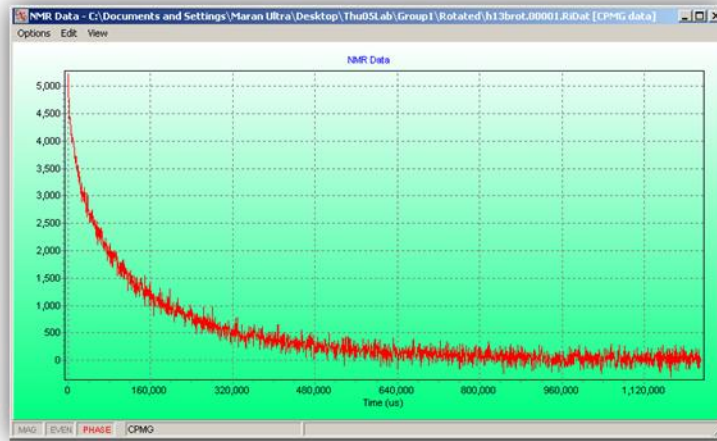


(Arriba izquierda) Pestaña "Weight", (Arriba derecha) Pestaña "Pruning", (Abajo izquierda) Pestaña "Time constants", (Abajo derecha) Pestaña "Advanced"<sup>26</sup>.

14. Haga clic en la opción **"Fit"** de la barra de menús para ajustar la serie exponencial.
15. Tres ventanas se abrirán después de que el comando **"Fit"** es procesado. Ellas son: la ventana de datos RMN en bruto, la ventana de Distribución Fit y la ventana de errores, como se muestra en la **figura 38**.

<sup>26</sup> Centro Integrado de Caracterización de Corazones (IC<sup>3</sup>), Universidad de Oklahoma; OPERATOR'S MANUAL FOR 2MHz MARAN ULTRA RESONANCE INSTRUMENT, 2006; p 11.

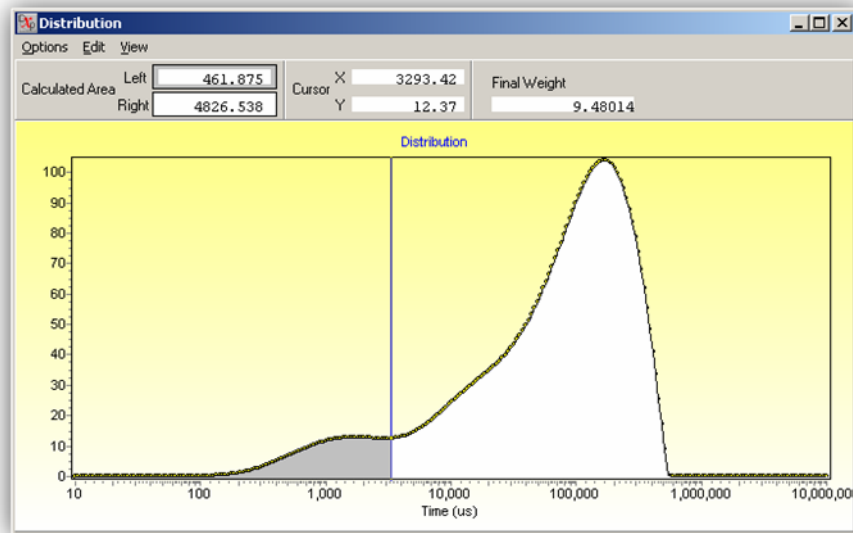
Figura - 38 – Ventanas que se abren al ejecutar el comando FIT.



Fuente: (IC<sup>3</sup>), Universidad de Oklahoma, OPERATOR'S MANUAL FOR 2MHz MARAN ULTRA RESONANCE INSTRUMENT.2006, p 13.

16. En la ventana de distribución Fit una barra vertical seguirá el puntero del mouse. Haga doble clic con el botón izquierdo del mouse, el área calculada a la izquierda y la derecha de la barra vertical aparecerá en la parte superior de la ventana, como se muestra en la **figura 39**.

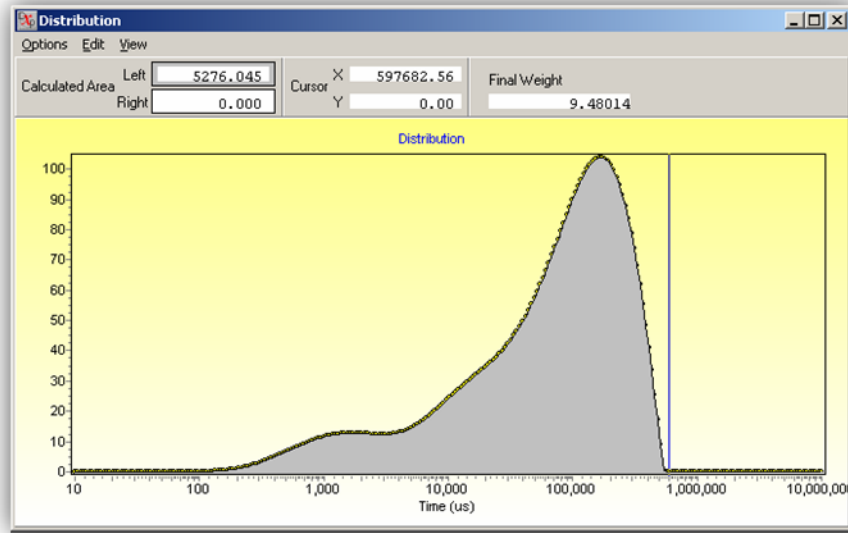
**Figura - 39 – Ventana de Distribución FIT.**



Fuente: (IC<sup>3</sup>), Universidad de Oklahoma, OPERATOR'S MANUAL FOR 2MHz MARAN ULTRA RESONANCE INSTRUMENT, 2006; p 14.

17. Mantenga la barra vertical al extremo de la derecha y haga doble clic para calcular el área total bajo la curva, como se muestra en la **figura 40**.

Figura - 40 – Ventana de Distribución FIT (Área total).



Fuente: (IC<sup>3</sup>), Universidad de Oklahoma, OPERATOR'S MANUAL FOR 2MHz MARAN ULTRA RESONANCE INSTRUMENT, 2006; p 14.

18. Calcular la porosidad de la muestra mediante la **ecuación 9**.

$$Porosidad = \frac{Area\ Total}{Factor\ de\ Escalamiento\ x\ \#\ de\ Scans\ x\ Vol\ de\ Bulk\ (cc)} \rightarrow (9)$$

19. Los datos representados en los tres gráficos pueden ser guardados, vaya a **"File"** y haciendo clic en **"Export Data"**. Seleccione el formato Excel y haga clic en **"Save"**.

Este procedimiento es el mismo que se realiza a las muestras no-saturadas, simplemente se omite el primer paso.

**5.2.4 Mediciones de Porosidad Total o Porosidad de Helio.** Las mediciones de porosidad de helio se realizaron a todas las muestras, utilizando el equipo *LPP (Picnómetro de Baja Presión)*. La medición del volumen de poro depende de la definición del espacio poroso, que puede o no, contener materia orgánica “sólida” y agua de formación asociada a las arcillas. Debido a la permeabilidad extremadamente baja de las muestras, se midió el volumen de grano de las muestras finamente trituradas después de remover el agua libre. Una vez que el volumen total se determina, la muestra se tritura en polvo, y es secada cuidadosamente para eliminar la humedad libre, luego el volumen del polvo (granos) es determinado con exactitud. La diferencia entre el volumen total y el volumen de grano es la medida del volumen poroso. La porosidad total o porosidad de Helio se haya por medio de la siguiente ecuación:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_b} = \frac{V_b - V_g}{V_b}$$

Donde  $V_p$  es el volumen de poro,  $V_b$  es el volumen de bulto o volumen total de la muestra,  $V_g$  es el volumen de grano, y  $\emptyset$  es la porosidad.

El procedimiento que se utilizó para medir el volumen de grano por medio de Inyección de Helio fue la siguiente<sup>27</sup>:

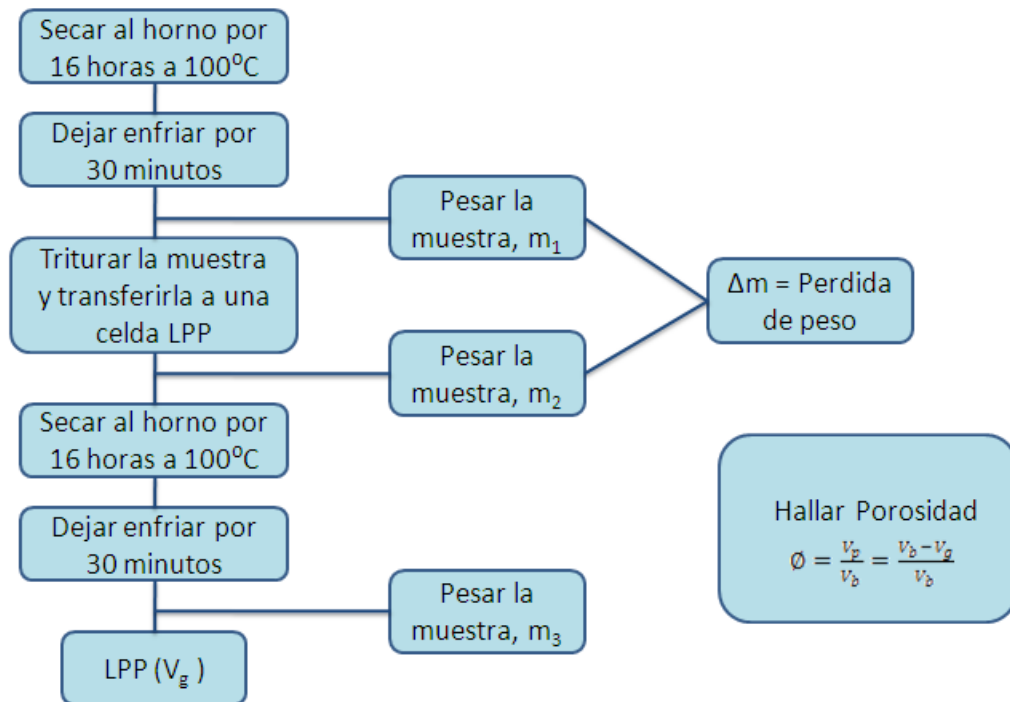
1. Se obtiene un plug de aproximadamente 12g (+ / - 2 g). \*
2. La muestra se calienta en un horno a vacío a 100 ° C durante 16 horas. El nivel de vacío es de ~ 800 mbar.

---

<sup>27</sup> KARASTATHIS, Argyrios. Petrophysical measurements on tight gas, Oklahoma, 2007, p 17. Trabajo de Grado (Master en Ciencias). University of Oklahoma. Mewbourne School of Petroleum and Geological Engineering.

\* El volumen de la celda de aluminio utilizado en el paso 6 limita el mínimo de peso de la muestra.

Figura - 41 – Procedimiento de la técnica de Inyección de Helio



Fuente: Los Autores.

3. Se extrae la muestra del horno y se deja enfriar durante al menos 30 minutos en un desecador.
4. El peso de la muestra  $m_1$  se mide utilizando una balanza y su volumen total  $V_b$  se obtiene de la inmersión de mercurio mencionada anteriormente.
5. El plug es luego triturado en un crisol diseñado especialmente (**Figura 42**). Este es el paso clave y debe hacerse todo el esfuerzo para minimizar cualquier pérdida de muestra.

**Figura - 422 - Crisol y morteros utilizados para triturar las muestras de Shale.**



Fuente: KARASTATHIS, Argyrios. Petrophysical measurements on tight gas shale. Oklahoma, 2007, 18 p. Trabajo de Grado (Master en Ciencias). University Of Oklahoma. Mewbourne School Of Petroleum And Geological Engineering.

6. La muestra en polvo se transfiere con gran cuidado dentro de una celda de aluminio del Picnómetro de Baja Presión (LPP), como se muestra en la **figura 43**.
7. Se mide el peso  $m_2$  de la muestra triturada. En este punto, podemos determinar la pérdida de peso  $\Delta m$  debido a la trituración y la transferencia por medio de la siguiente ecuación:

$$\Delta m = m_1 - m_2$$

Si la pérdida de peso  $\Delta m$  es mayor que el 0,75% del peso original  $m_1$ , la muestra no se sigue utilizando hasta que la pérdida de peso de la muestra este alrededor de 10% en porosidad.

8. La celda de aluminio LPP que contiene la muestra en polvo se mantiene en un horno de vacío a 100 ° C durante 16 horas para eliminar todo el gas, el agua libre, y los hidrocarburos volátiles. El vacío es de ~800 mbar. La temperatura de 100°C y el tiempo de calentamiento fueron cuidadosamente seleccionados después de pruebas rigurosas, a fin de preservar la matriz orgánica de la muestra.
9. La celda de aluminio LPP que contiene la muestra se deja enfriar por un mínimo de 30 minutos en un desecador.
10. Después del enfriamiento, la celda de aluminio LPP se pesa de nuevo, este valor se toma como  $m_3$ .
11. La celda de aluminio LPP que contiene la muestra pulverizada se coloca en el picnómetro LPP (**Figura 42**) y el promedio de volumen de grano  $V_g$  se obtiene después de ejecutar la prueba en tres ocasiones.
12. Por último se calcula la porosidad por medio de la ecuación de la porosidad mencionada anteriormente.

Figura - 433 - Picnómetro de Baja Presión (LPP), y celdas de aluminio para las muestras.



Fuente: KARASTATHIS, Argyrios. Petrophysical measurements on tight gas shale. Oklahoma, 2007, 17 p. Trabajo de Grado (Master en Ciencias). University Of Oklahoma. Mewbourne School Of Petroleum And Geological Engineering.

- ***Pérdida de peso debido a la trituración y la transferencia:*** la trituración de la muestra de shale es un paso fundamental en la técnica de medición de porosidad. La intención es crear un dispositivo de trituración simple pero efectivo. Al mismo tiempo, la precisión y exactitud de las mediciones es de interés primordial. La **Figura 44**, muestra el crisol utilizado para este propósito. Tenga en cuenta que el crisol se cubre con una tapa y se coloca un anillo de goma en el pistón con el fin de reducir al mínimo cualquier escape del polvo de roca. La mano del mortero utilizado para triturar la muestra de shale se ajusta a través de una tapa de seguridad en el crisol para evitar la pérdida de muestra durante la trituración. Un anillo de goma es colocado en la mano del mortero, esto también reduce al mínimo cualquier escape de polvo de roca, tal como lo muestra la **figura 44**.

**Figura - 444 – Crisol y Tapa de seguridad**



Fuente: KARASTATHIS, Argyrios. Petrophysical measurements on tight gas shale. Oklahoma, 2007, 17 p. Trabajo de Grado (Master en Ciencias). University Of Oklahoma. Mewbourne School Of Petroleum And Geological Engineering.

Una vez que la muestra se tritura, se transfiere cuidadosamente del crisol a una celda de la LPP utilizando un cepillo especial y un embudo de aluminio. La pérdida de peso de la muestra está sujeta a las habilidades y experiencia de la persona que lo opera.

## 6 RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los datos obtenidos de las mediciones de RMN (Resonancia Magnética Nuclear) y de las mediciones de porosidad absoluta usando los equipos del Centro de Caracterización integrado de Corazones (IC<sup>3</sup>) de la Universidad de Oklahoma, se utilizaron para observar el comportamiento de la porosidad de las muestras de “Shale” del campo Floyd en Alabama (USA). De acuerdo a esto, los datos se analizaron en esta sección por medio de graficas de los parámetros más importantes, tales como porosidad incremental, la porosidad acumulativa, y el comportamiento de la porosidad a diferentes profundidades, obteniendo correlaciones de las porosidades absolutas medidas con el LPP y RMN para las diferentes orientaciones.

### 6.1 POROSIDAD INCREMENTAL

El volumen poroso incremental representado por el agua dentro de la muestra, se calcula dividiendo la frecuencia de las mediciones de las graficas obtenidas de RMN (Resonancia Magnética Nuclear), entre el número de lecturas o scans multiplicado por el factor de escalamiento. Dicho volumen se divide entre el volumen de bulto de la muestra para obtener la fracción porosa de la roca utilizando las siguientes ecuaciones:

$$Volumen\ Poroso_{incremental} (cm^3) = \left[ \frac{Frecuencia}{Factor\ de\ Escalamiento\ x\ Scans} \right]$$

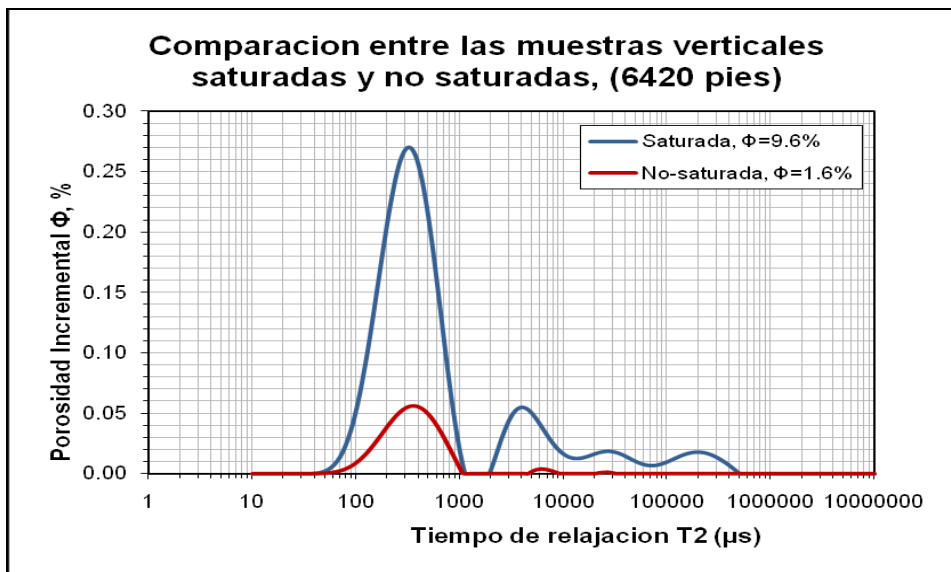
$$Porosidad_{incremental} = \left[ \frac{Volumen\ Poroso\ (cm^3)}{Volumen\ de\ Bulto\ (cm^3)} \right]$$

El factor de escalamiento se obtiene al momento de la calibración inicial del Equipo, midiendo porosidades de muestras de corazones no-saturados/saturados (Usando una salmuera de 25.000ppm de NaCl) de porosidades conocidas. Este factor se calculó según la pendiente obtenida al graficar el Volumen conocido vs. El Volumen Obtenido usando RMN (Resonancia Magnética Nuclear). Finalmente, el factor de escalamiento obtenido de este procedimiento fue de 0.98 (facilitado por el Centro de Caracterización integrado de Corazones (IC<sup>3</sup>) de la Universidad de Oklahoma), y este fue usado para todos los cálculos en esta investigación.

De acuerdo a esto, con los datos obtenidos de las mediciones de RMN (Resonancia Magnética Nuclear) para cada una de las muestras, se graficaron las porosidades incrementales calculadas según las ecuaciones mencionadas anteriormente, contra el tiempo de relajación en microsegundos, como se muestran en las **figuras 45 a 47**.

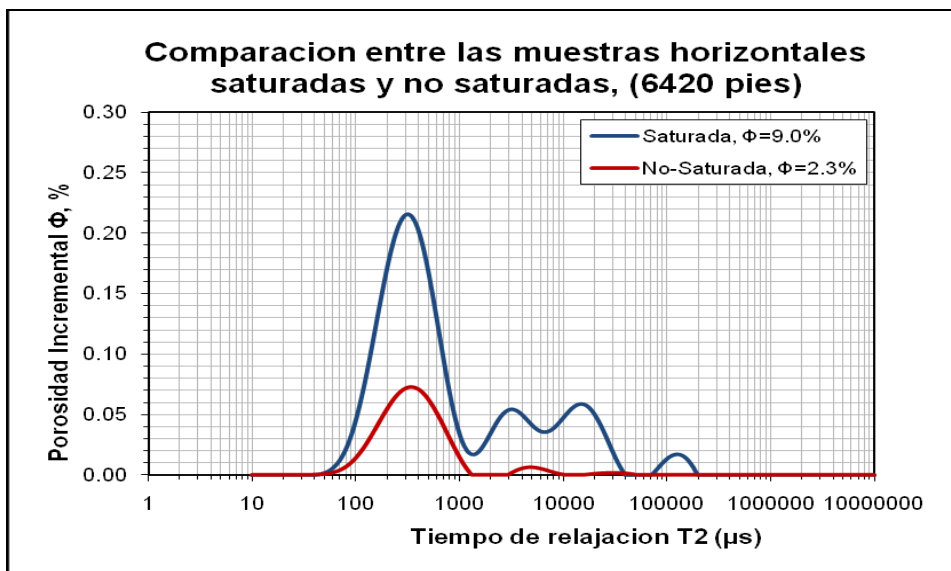
En estas figuras se observa la diferencia entre la cantidad de agua inicial (en muestras no saturadas), representada por el área bajo la curva y las mediciones de las muestras saturadas con salmuera, donde esta agua representa el volumen poroso total para las diferentes profundidades. En este caso se muestran las graficas hechas a la profundidad de 6420 pies, aunque el mismo comportamiento se presento para las demás profundidades. Este comportamiento se puede observar para todas las muestras en el **Anexo B**.

Figura - 45 - Comparación entre las muestras verticales saturadas y no saturadas, (6420 pies).



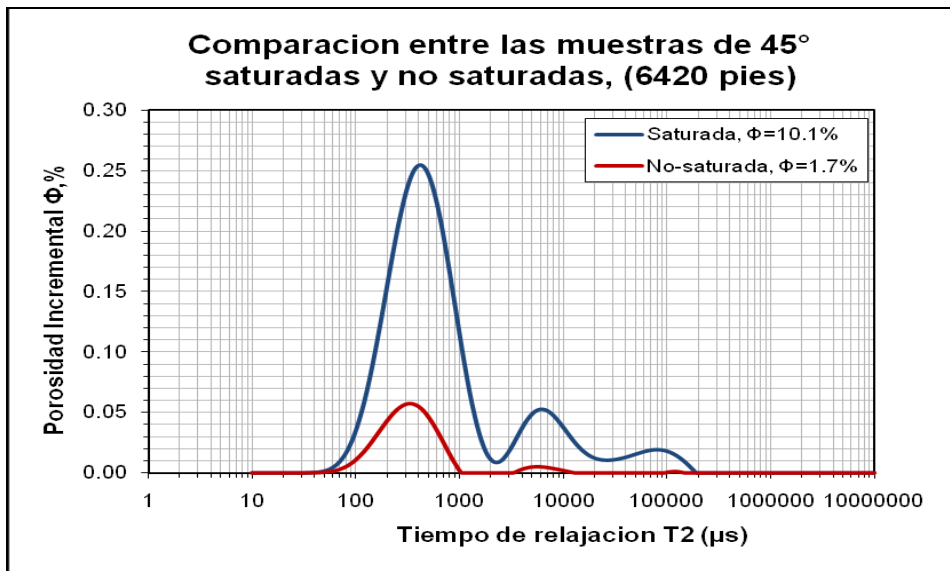
Fuente: Los Autores

Figura - 456 - Comparación entre las muestras horizontales saturadas y no saturadas, (6420 pies).



Fuente: Los Autores

Figura - 467 - Comparación entre las muestras de 45° saturadas y no saturadas, (6420 pies).



Fuente: Los Autores

La diferencia entre las muestras saturadas y no saturadas es el agua que las muestras no saturadas pierden por evaporación hacia el medio ambiente, de manera que el agua que queda en la muestra es el agua de los poros no-interconectados, es decir, la medida de las muestras no-saturadas nos representa la porosidad no-efectiva del shale, lo que no significa que este sea el volumen de poro de la muestra. De esta manera, con el fin de medir el volumen de poro total de las muestras, estas fueron saturadas como se dijo en la sección experimental.

A partir de las **figuras 45 a 47**, podemos ver que el comportamiento de las muestras no-saturadas es el mismo que el de las saturadas, la diferencia entre ellas es la cantidad de agua medida secuencialmente, que en este caso es representado por la porosidad incremental de la muestra y que puede explicarse como la cantidad de poros que en determinado tiempo contienen agua. De esta manera, la porosidad calculada como el volumen de poro (representada por el agua dentro de la muestra) dividido por el volumen total, va a ser mayor en las muestras saturadas que en las no-saturadas. Esta porosidad se calcula como la

suma total de las porosidades incrementales en la muestra por todo el tiempo de relajación, por medio de la siguiente ecuación.

$$Porosidad = \sum_{t=1}^{10.000.000} [(porosidad)_{incremental}]$$

La mayoría de los shales analizados en este estudio exhiben una distribución bimodal, el cual es una medida directa del tipo de empaquetamiento de la zona analizada. De esta manera cada pico representa un tipo de empaquetamiento el cual es una medida de la homogeneidad del campo. Otros shales muestran una distribución continua, en los cuales, al igual que los shales con distribución bimodal, el pico principal se presenta en tiempos tempranos.

Los picos en las graficas se presentan en los mismos tiempos, debido a que las medidas del tiempo de relajación nos representan una medida directa del tamaño de poro de la muestra. Es claro que a menor tamaño de poro en la formación, mayor es la frecuencia con la que los protones "visitan" e interactúan con la superficie del poro, dando origen de esta forma a T2 más cortos. Este es el fundamento en base al cual se puede afirmar que la distribución de T2 está estrechamente vinculada con la distribución del tamaño de poros<sup>28</sup>.

Tradicionalmente, la porosidad total que se observa en las formaciones se origina en tres componentes principales: la porosidad del fluido libre, con T2 largos; el agua ligada a los capilares, con T2 superior a 3 mseg y menor que el T2 de corte para el fluido libre; y, por último, el agua adherida a la arcilla con T2 cortos inferiores a 3 mseg<sup>29</sup>. Sin embargo, en los tiempos tempranos, aquellos menores a 3 milisegundos, se incrementa la magnetización en las muestras saturadas con

---

<sup>28</sup> ALLEN, D., Flaum, C. Tendencias en Registros de RMN. Oilfield Review. 2001, p 12.

<sup>29</sup> Ibid.

respecto a las no saturadas. Esto sugiere que esta agua es aun agua movible, y está representada como la microporosidad del shale.

De las graficas anteriores podemos notar que el tiempo de relajación  $T_2$  en el pico principal fue del orden de unos milisegundos. Sin embargo, el segundo pico se separó del principal por una variación de diez a unos cientos de milisegundos, lo cual es característico de los shales<sup>30</sup>.

El cambio en la amplitud de cada pico es función de la cantidad de agua que hay en la muestra. Para esta profundidad particular en el ejemplo (**6420ft**), la diferencia entre el agua total en la muestra y el agua antes de ser saturada afecta la medición de la porosidad, es por esto que es realmente importante disponer de muestras completamente saturadas, a fin de garantizar la exactitud de las mediciones.

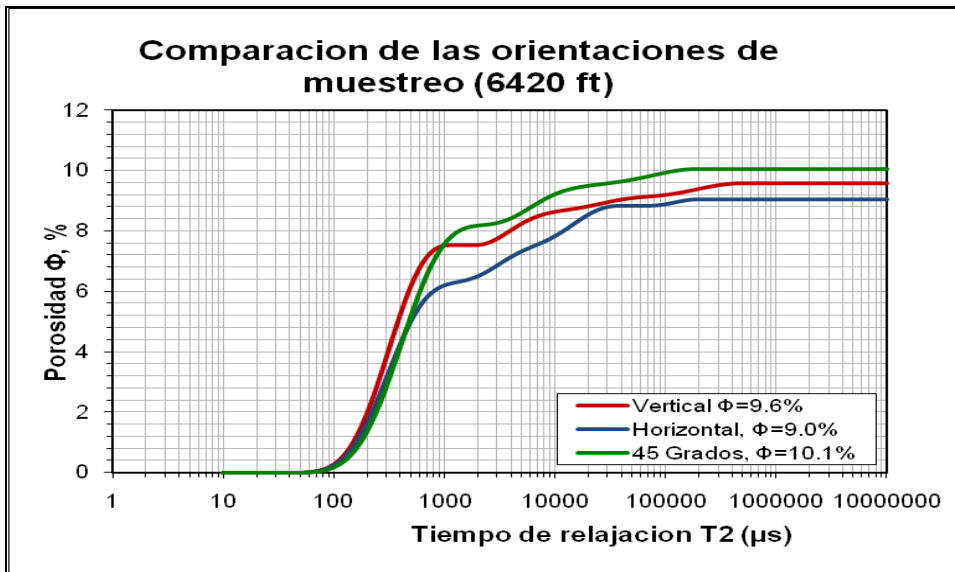
## **6.2 POROSIDAD ACUMULATIVA**

La porosidad acumulativa está relacionada con la suma de las porosidades incrementales anteriores. Por lo tanto, la última línea horizontal en la grafica será la porosidad de la muestra. En esta sección los datos de porosidad fueron graficados también a las diferentes profundidades con el fin de ver la diferencia entre la orientación de muestreo (horizontal, vertical y 45 grados). Luego, para cada profundidad, se obtuvo el valor de la porosidad, esta se toma cuando la porosidad acumulativa se mantiene constante, como lo muestran las **figuras 48-54** donde la línea roja representa la orientación de muestreo vertical, la línea azul horizontal y la línea verde la de 45 grados.

---

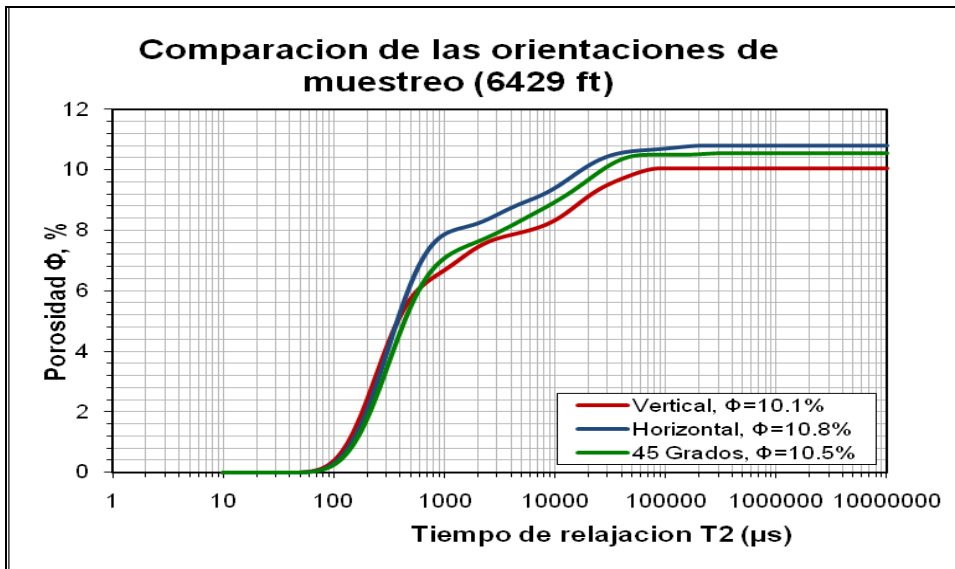
<sup>30</sup> MARTINEZ, G., DAVIS, L. Petrophysical Measurements on Shales Using NMR. Society Of Petroleum Engineers. (19 – 23, Junio, 2000). p 5.

Figura - 478 - Comparación de las orientaciones de muestreo (6420 pies)



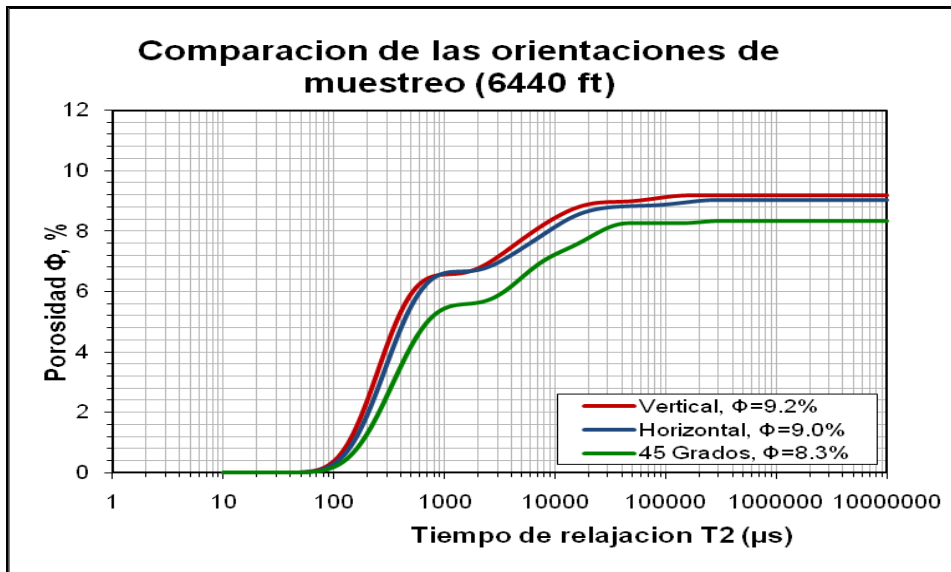
Fuente: Los Autores

Figura - 489 - Comparación de las orientaciones de muestreo (6429 pies)



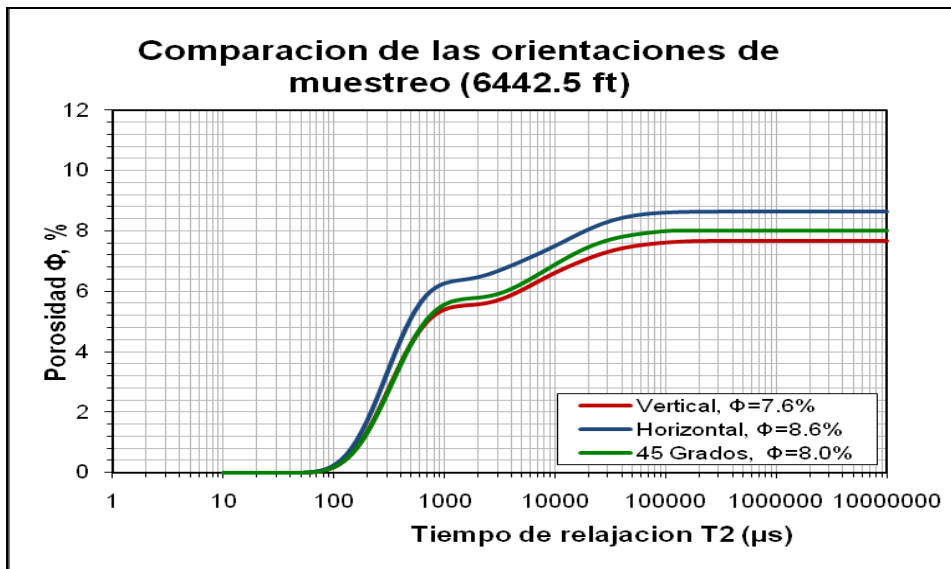
Fuente: Los Autores

Figura - 5049 - Comparación de las orientaciones de muestreo (6440 pies)



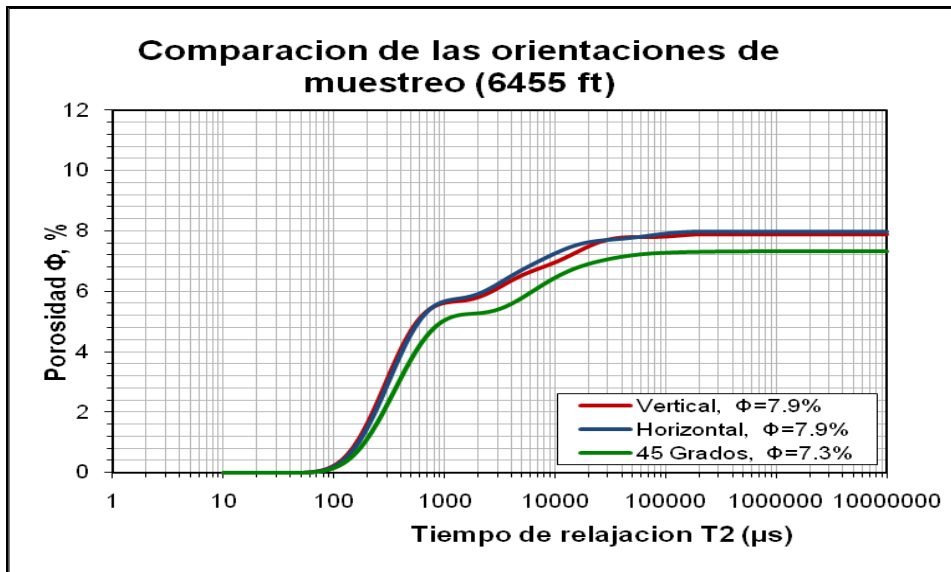
Fuente: Los Autores

Figura - 501 - Comparación de las orientaciones de muestreo (6442.5 pies)



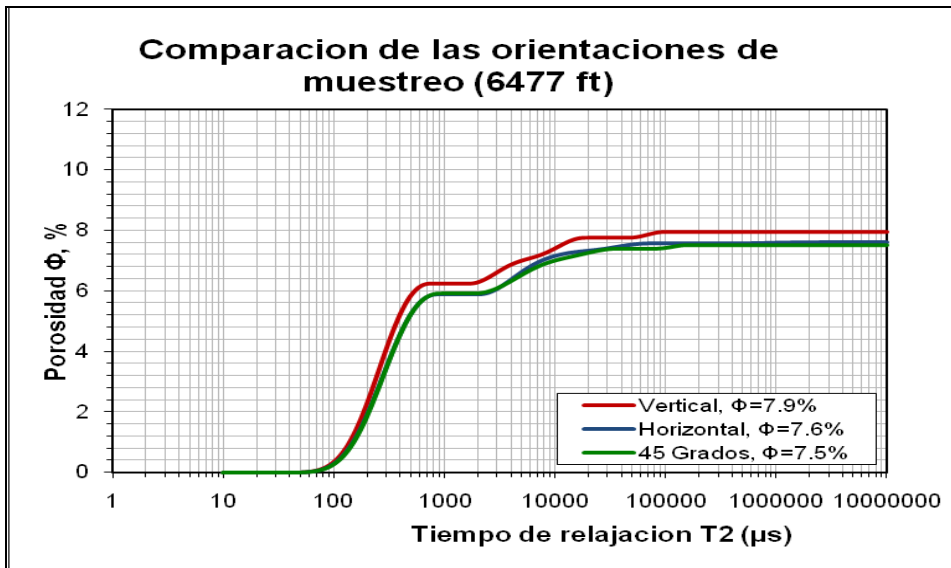
Fuente: Los Autores

Figura - 512 - Comparación de las orientaciones de muestreo (6455 pies)



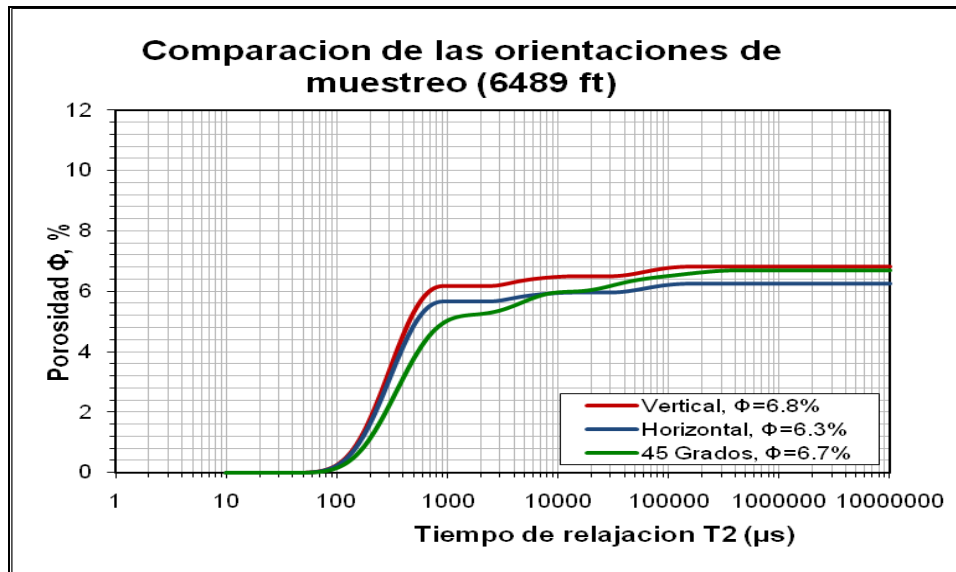
Fuente: Los Autores

Figura - 523 - Comparación de las orientaciones de muestreo (6477 pies)



Fuente: Los Autores

Figura - 534 - Comparación de las orientaciones de muestreo (6489 pies)



Fuente: Los Autores

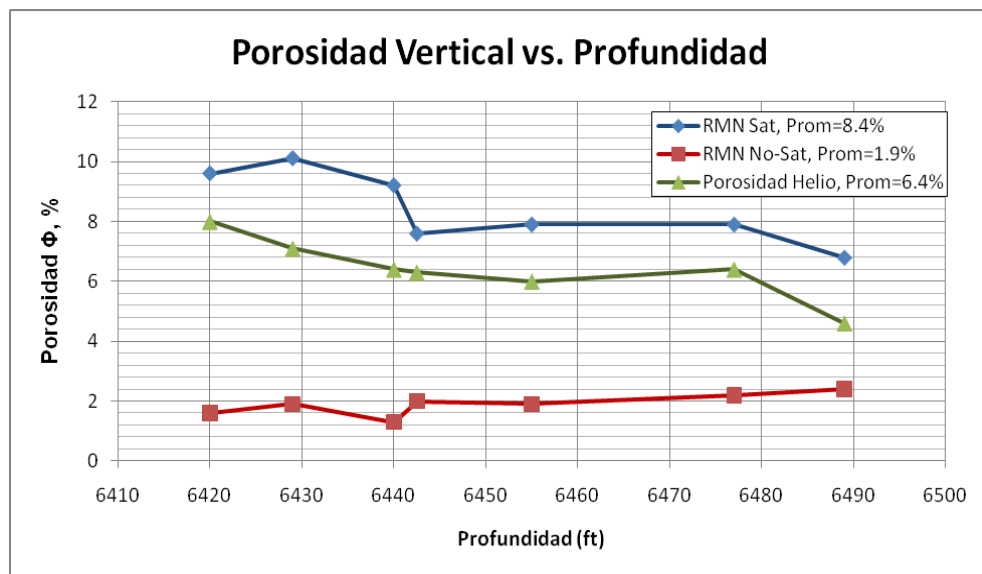
Estas graficas no muestran una gran discrepancia en los datos de porosidad con relación a la profundidad a las diferentes orientaciones. Por ejemplo, la mayor variación entre ellas es alrededor del 1.1% en porosidad a 6489 pies de profundidad, pero en los demás casos, las variaciones son mínimas.

Sin embargo, estas graficas muestran un comportamiento similar. A medida que aumenta la profundidad las líneas horizontales en las graficas no tienden al mismo valor, unas de ellas tienden a valores más altos que otras. Además, es importante notar que en las graficas no hay gran cambio en la porosidad después de 100 milisegundos, es en este punto donde las moléculas de agua dejan de oscilar y es cuando la cantidad total de agua en los poros de la roca fue medida.

### 6.3 POROSIDAD VS PROFUNDIDAD

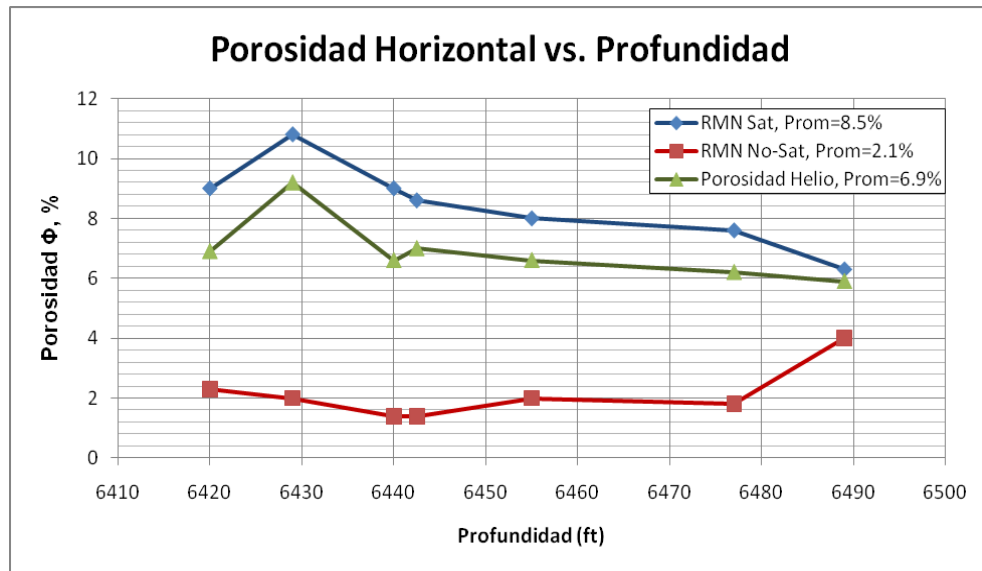
El objetivo de las graficas es ver cómo se comporta la porosidad contra la profundidad. Este comportamiento se muestra en las **Figuras 55 a 57**. En estas graficas, la línea azul representa las muestras saturadas, la línea roja las no-saturadas y la línea verde las muestras a 45 grados, es importante ver que la porosidad está disminuyendo con la profundidad en las muestras de helio y en las muestras saturadas, sin embargo esto no sucede para las muestras no-saturadas, debido a la compleja geología de la formación.

Figura - 545 - Porosidad Vertical vs. Profundidad



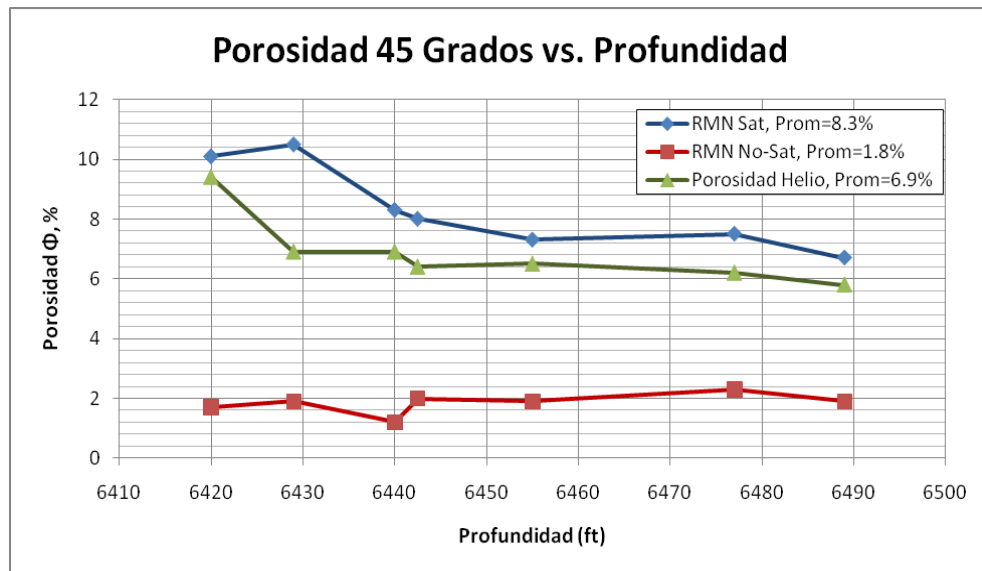
Fuente: Los Autores

Figura - 56 - Porosidad Horizontal vs. Profundidad



Fuente: Los Autores

Figura - 557 - Porosidad 45 Grados vs. Profundidad



Fuente: Los Autores.

Por otra parte, en los otros dos casos en los que se mide el volumen de poro, es importante ver que cuando la profundidad aumenta, la porosidad disminuye, la

cual se debe a la presión de confinamiento del campo. De las graficas podemos concluir una vez más que el agua medida en las muestras no-saturadas no representa el volumen total de los poros, sino representa el volumen de agua que contienen los poros no-interconectados. Significa que no se utilizó la técnica de conservación para evitar la evaporación de agua, por lo tanto, la única agua dentro las muestras esta atrapada y es casi igual al agua irreducible.

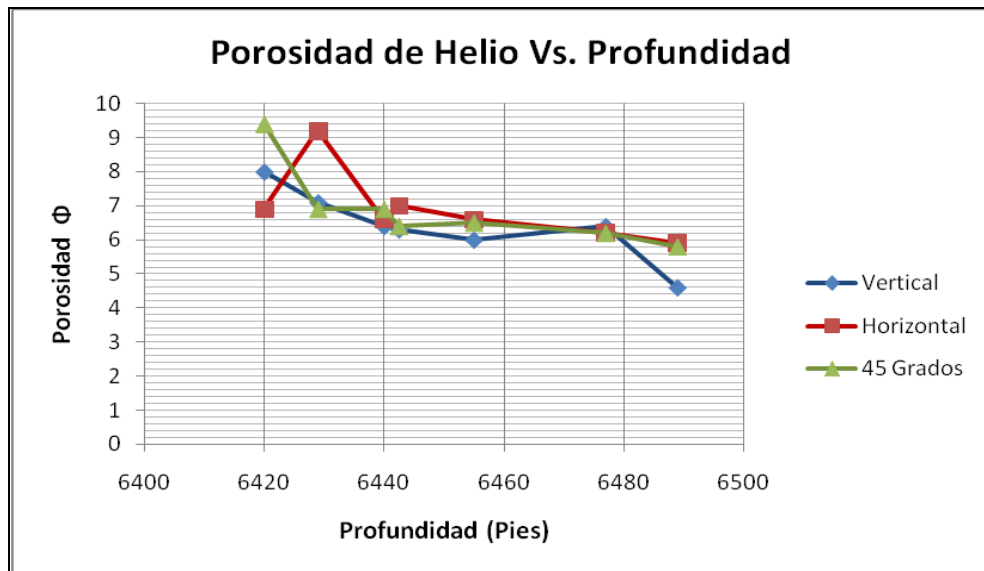
Finalmente, la característica más importante obtenida de estas graficas es que la porosidad de Helio o porosidad absoluta es inferior a la porosidad medida con RMN para las muestras saturadas. Esta diferencia puede atribuirse a los distintos tipos de porosidad que se detecta por cada técnica. La señal de RMN tiene en cuenta todos los spines del agua contenida en los poros grandes, en los microporos, y en los poros no-interconectados. A diferencia de la técnica de Inyección de Helio, que aplica la Ley de Boyle, en el cual se miden volúmenes de grano, procedimiento en el cual se presenta perdidas de la muestra por la manipulación y habilidades del operador y por lo tanto, el volumen poroso calculado es un poco menor.

Como se mostro en esta sección, es importante correlacionar la porosidad de Helio y la porosidad RMN con la profundidad.

#### **6.4 POROSIDAD TOTAL O POROSIDAD DE HELIO**

Los valores de porosidad de la Ley de Boyle o porosidad de Helio de las muestras se graficaron para las diferentes profundidades, como se muestra en la **figura 58**, de la grafica se observó una tendencia lineal con pendiente negativa. Aunque los puntos en la grafica no representan exactamente una línea recta, la tendencia lineal es la regresión más conveniente para correlacionar los datos de las mediciones.

Figura - 568 - Porosidad de Helio Vs. Profundidad



Fuente: Los Autores

En la **Figura 58**, la línea azul representa la tendencia vertical, la verde la de 45 grados y la línea roja la horizontal. Se realizó una regresión lineal para obtener las correlaciones de la porosidad de Helio a diferentes profundidades. De esta manera, las ecuaciones obtenidas para las diferentes orientaciones de muestreo fueron las siguientes:

Estas ecuaciones se utilizaron para representar los datos obtenidos experimentalmente. Con el fin de ver si esta correlación lineal podría ser una buena aproximación de los datos originales, se reemplazaron las profundidades en las ecuaciones, estos resultados se muestran en las **Tablas 4 a 6** donde se calculó el porcentaje de error para cada una de las muestras (verticales, 45

grados y horizontales). Con el fin de hallar el error promedio para cada caso, el porcentaje de error se calculo por medio de la siguiente ecuación:

**Tabla 4 - % de error para la porosidad efectiva vertical calculada por las regresiones lineales**

Profundidad (ft)	Porosidad Vertical		% Error
	Helio	Ecuación	
6420	8.0	7.3	8.9
6429	7.1	7.0	1.9
6440	6.4	6.6	2.7
6442.5	6.3	6.5	3.0
6455	6.0	6.0	0.7
6477	6.4	5.3	17.8
6489	4.6	4.8	5.0
<b>% Error Promedio</b>			<b>5.7</b>

Fuente: Los Autores

**Tabla 5 - % de error para la porosidad efectiva horizontal calculada por las regresiones lineales**

Profundidad (ft)	Porosidad Horizontal		% Error
	Helio	Ecuación	
6420	6.9	7.6	9.7
6429	9.2	7.3	20.5
6440	6.6	7.0	6.2
6442.5	7.0	6.9	0.9
6455	6.6	6.6	0.2
6477	6.2	6.0	3.6
6489	5.9	5.6	4.4
<b>% Error Promedio</b>			<b>6.5</b>

Fuente: Los Autores

**Tabla 6 - % de error para la porosidad efectiva de 45 grados calculada por las regresiones lineales**

Profundidad (ft)	Porosidad 45 Grados		% Error
	Helio	Ecuación	
6420	9.4	7.9	16.0
6429	6.9	7.6	9.7
6440	6.9	7.2	4.0
6442.5	6.4	7.1	10.8
6455	6.5	6.6	2.2
6477	6.2	5.9	5.6
6489	5.8	5.4	6.5
<b>% Error Promedio</b>			<b>7.8</b>

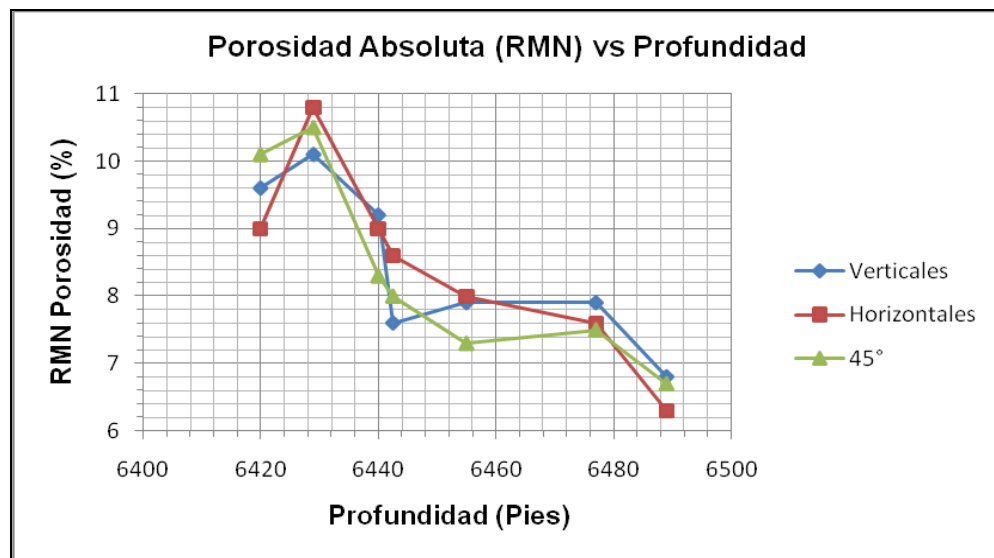
Fuente: Los Autores

## 6.5 POROSIDAD ABSOLUTA (RMN)

Así como se hizo con la porosidad de Helio, las medidas de porosidad absoluta de las diferentes muestras medidas por RMN se representaron gráficamente en función de la profundidad. En este caso, también se presentó una tendencia lineal, pero con menos linealidad que para las muestras de porosidad de Helio.

Este comportamiento lineal se muestra en la **Figura 59** y como en el caso de la porosidad de Helio, la línea azul representa la dirección de muestreo vertical, la verde 45 grados y la roja el muestreo horizontal. De esta manera, se realizaron las regresiones para las diferentes orientaciones de muestreo, con el fin de determinar qué tan bien podría representar los datos reales.

Figura - 579 - Porosidad Absoluta (RMN) vs. Profundidad



Fuente: Los Autores

De la **figura 59**, se obtuvieron las siguientes ecuaciones para las tres orientaciones de muestreo:

Estas ecuaciones se utilizan para representar los datos obtenidos experimentalmente. Los cuales se muestran en las **Tablas 7 a 9** donde el % de error también se calculó para cada muestra.

**Tabla 7 - % de error para la porosidad absoluta vertical (RMN) calculada por las regresiones lineales**

Profundidad (ft)	Porosidad Vertical		%Error
	RMN	Ecuación	
6420	9.6	9.4	2.1
6429	10.1	9.0	10.5
6440	9.2	8.6	6.6
6442.5	7.6	8.5	11.7
6455	7.9	8.0	1.1
6477	7.9	7.1	10.1
6489	6.8	6.6	2.7
<b>% Error Promedio</b>			6.41

Fuente: Los Autores

**Tabla 8 - % de error para la porosidad absoluta horizontal (RMN) calculada por las regresiones lineales**

Profundidad (ft)	Porosidad Horizontal		%Error
	RMN	Ecuación	
6420	9.0	10.2	13.8
6429	10.8	9.8	9.2
6440	9.0	9.3	3.1
6442.5	8.6	9.2	6.5
6455	8.0	8.6	6.9
6477	7.6	7.5	1.4
6489	6.3	6.9	9.8
<b>% Error Promedio</b>			7.2

Fuente: Los Autores

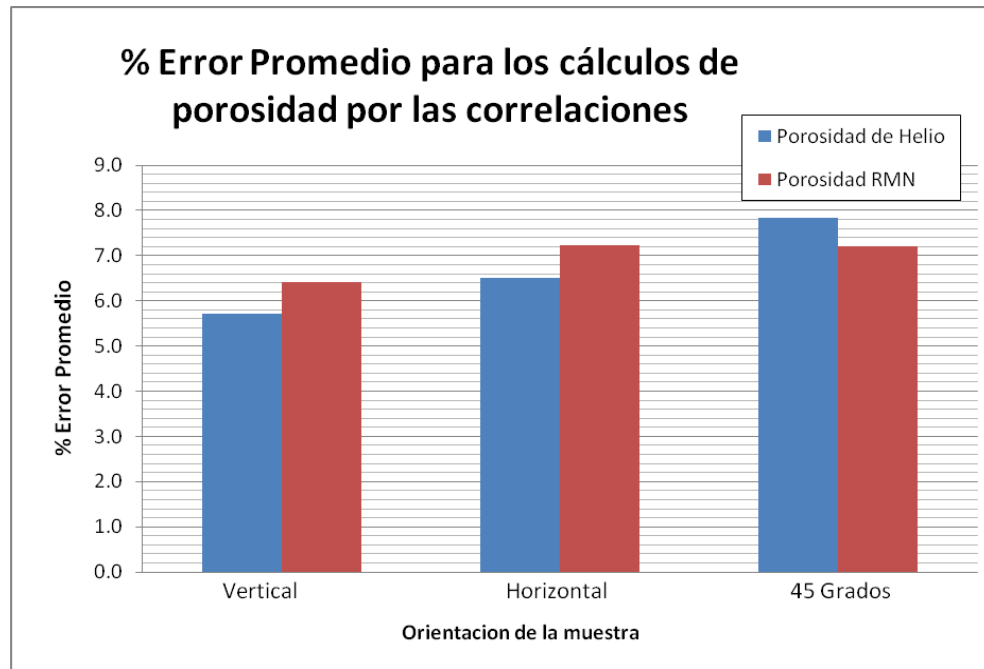
**Tabla 9 - % de error para la porosidad de 45 grados (RMN) calculada por las regresiones lineales**

Profundidad (ft)	Porosidad 45 Grados		%Error
	RMN	Ecuación	
6420	10.1	9.8	2.5
6429	10.5	9.4	10.5
6440	8.3	8.9	6.7
6442.5	8.0	8.7	9.1
6455	7.3	8.1	11.1
6477	7.5	7.0	6.4
6489	6.7	6.4	4.1
<b>% Error Promedio</b>			<b>7.2</b>

Fuente: Los Autores

La **figura 60**, fue graficada con el fin de ver el comportamiento del % de error para las porosidades de Helio y porosidad absoluta o medida por RMN. De esta grafica, es importante ver que el % de error máximo es de alrededor del 8% para los cálculos de Porosidad de helio y 7% para los cálculos de RMN, lo cual es aceptable para las estimaciones de los datos de campo, debido a la incertidumbre en la homogeneidad del yacimiento. Además, también es importante aclarar que con esos pequeños % de error en la estimación, es más rentable hacer algunos cálculos con las regresiones, en lugar de hacer el muestreo de nuevo en una zona de interés específico, que es normalmente más caro que el uso de estas estimaciones. Cabe aclarar que estas correlaciones solo pueden ser utilizadas en el shale del Campo Floyd.

Figura - 6058 - Promedio del % Error para los cálculos de porosidad por las correlaciones



Fuente: Los Autores

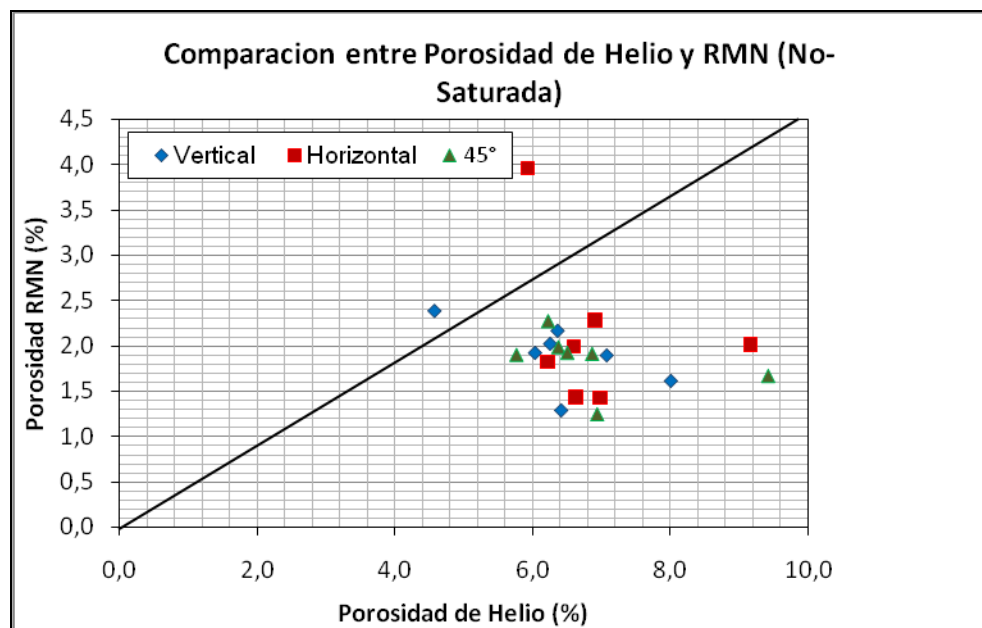
Aunque el mayor error es del 8%, estas cifras no se deben a malas mediciones o a correlaciones erróneas, sino a la complejidad del yacimiento, el cual no está representado por un comportamiento lineal en todo el dominio. Esta es una clave esencial de lo que podría ser el modelo geológico que representa un reservorio.

## 6.6 POROSIDAD RMN VS. POROSIDAD DE HELIO

Por último, es importante exaltar el comportamiento entre la porosidad absoluta medida por RMN y la porosidad de Helio. Para ello, la **Figura 61**, muestra la relación entre la porosidad de Helio y la porosidad RMN para las muestras no saturadas. Para este caso, hay una gran diferencia en cuanto a porosidad debido a que las muestras no han sido saturadas, y como se dijo antes no representan el volumen de poro de la muestra.

Además, si los puntos están lejos y abajo de la línea diagonal, esto significa que la muestra tiene menos agua que las demás, este número podría ser importante para hacer una estimación sobre cuales muestras tienen más poros no-interconectados. Por lo tanto, si los puntos se dirigen a la línea diagonal en la parte baja, pero no sucede así con otras muestras, esto significa que esta muestra podría tener más poros no interconectados que aquellas que no están tan cerca de la diagonal.

Figura - 591 - Comparación entre Porosidad de Helio y RMN (No-Saturada)

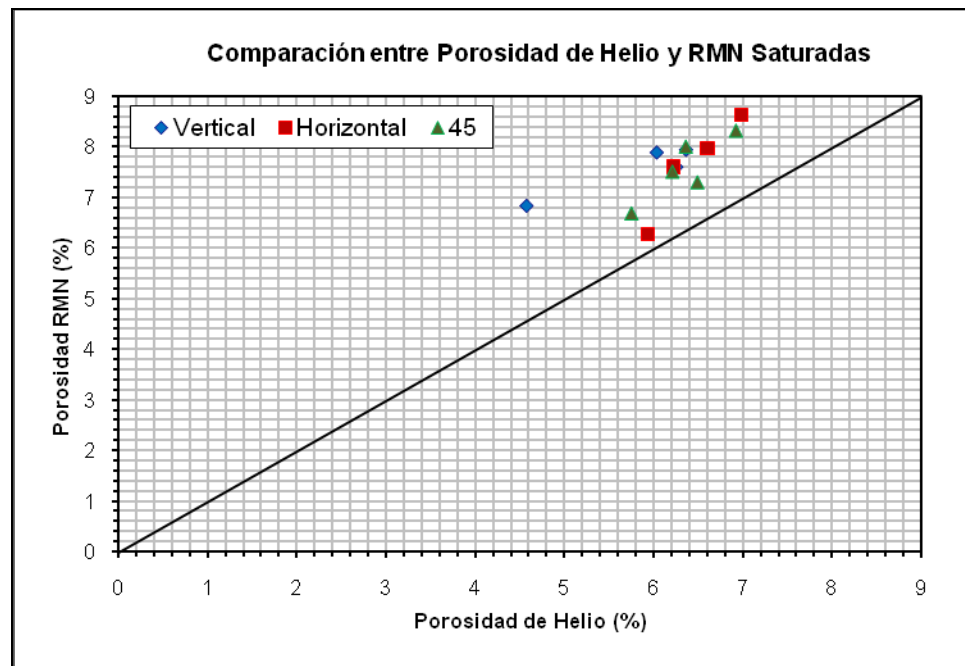


Fuente: Los Autores

La **Figura 61**, muestra además cuán lejos de la diagonal esta una muestra, lo que representa una medida del volumen de poro no-conectado. En este caso, las muestras horizontales son las que tienen el mayor volumen de poro no-conectado, las verticales muestran una tendencia que está entre las horizontales y las de 45 grados.

Con el fin de comparar la técnica RMN y la técnica de Inyección de Helio, se graficó la distribución de puntos de la porosidad absoluta de RMN (muestras saturadas), comparándola con la técnica de Helio, debido a que las dos técnicas representan la misma porosidad físicamente, a pesar de que las medidas realizadas en los dos procedimientos sean diferentes.

**Figura - 602 - Comparación entre Porosidad de Helio y RMN (Saturadas)**



Fuente: Los Autores

En la **figura 62**, a diferencia de la distribución de puntos de las muestras no saturadas en comparación con la porosidad de Helio, vemos que la porosidad RMN para muestras saturadas presenta en general mayores porosidades que la porosidad de Helio, esto puede ser explicado debido a los procedimientos realizados en las dos técnicas, tal como se menciona en la sección Porosidad Vs. Profundidad.

Finalmente, a fin hacer la RMN una técnica más eficaz, la porosidad efectiva puede calcularse como la diferencia entre la señal de amplitud total (el volumen de poro para las muestras saturadas) menos la señal de amplitud residual, que pueden ser obtenidas a partir de las mediciones de las muestras que no han sido saturadas.

## 7 CONCLUSIONES

- ✓ Los dispositivos de RMN son muy útiles para medir todo tipo de porosidad de la roca, en particular para aquellas en las que los valores de porosidad no son fáciles de hallar en el laboratorio, entonces, basándose en la cantidad de fluidos en el interior de la roca la RMN cuantifica el volumen de poro en función de la saturación del medio poroso.
- ✓ Con el propósito de obtener un buen valor de porosidad y de mayor precisión en sus respectivas medidas, el cuidado de la muestra en la técnica RMN es muy importante debido a que el dispositivo de RMN tendrá en cuenta todas las moléculas de agua que pueden estar dentro de la muestra, de modo que la saturación total debe ser garantizada con el fin de obtener el verdadero valor de porosidad. Entonces, cuando las muestras se conservan correctamente y la cantidad de fluidos se mide en el tiempo adecuado, la precisión en las medidas va a ser mayor.
- ✓ Este estudio mostró que las medidas de porosidad en shales, como las del "campo Floyd", son accesibles utilizando técnicas de RMN, por lo tanto, éstas pueden y deberían ser aplicadas en la industria del petróleo y gas, para las estimaciones de porosidad en shales en el país, en caso de algún descubrimiento de shales de gas.
- ✓ La ventaja de la RMN sobre las mediciones convencionales es que la RMN es una técnica no invasiva y no destructiva. Además, el tiempo de obtención de los resultados son regularmente menores comparados con otros métodos, los cuales podrían ser útiles para shales debido a los bajos valores de porosidad.

- ✓ Las mediciones de laboratorio de RMN en los shales del campo Floyd indica que las mediciones de la porosidad mediante RMN pueden obtenerse con una gran exactitud. Por lo tanto, es importante tenerlo en cuenta, ya que en aplicaciones de campo, estas mediciones requerirían de velocidades de registro más lentas y de más datos apilados, con el fin de dar buenas medidas.
- ✓ De las graficas de porosidad incremental presentadas en este enfoque pudo verse que la porosidad efectiva puede ser calculada como la diferencia entre la porosidad absoluta y la no-efectiva. Para ello la porosidad absoluta se mide en las muestras saturadas, y el volumen de poros no-interconectados mediante la medición de las muestras secas.
- ✓ Las regresiones halladas en este estudio pueden ser utilizadas para encontrar las porosidades en función de la profundidad de donde se quiere obtener el valor, para este campo en particular, con una desviación de alrededor del 7%.
- ✓ Finalmente, el promedio en las medidas de porosidad en las muestras saturadas y las muestras no-saturadas muestran que la porosidad efectiva promedio tiene un valor aproximadamente de 6.46% y la porosidad absoluta de 8.42% lo cual significa que la porosidad no-efectiva es 1,96% para los shales del campo Floyd.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

ALLEN, D., Flaum, C. Tendencias en Registros de RMN. Oilfield Review. 2001, p 12.

Centro Integrado de Caracterización de Corazones (IC<sup>3</sup>), Universidad de Oklahoma; OPERATOR'S MANUAL FOR 2MHz MARAN ULTRA RESONANCE INSTRUMENT. 2006.

DA SILVA, Ángel; Curso "Propiedades de la Roca Yacimiento"; disponible en [www.lacomunidadpetrolera.com](http://www.lacomunidadpetrolera.com).

DE LA CRUZ CORREA; Álvaro; Caracterización de Rocas, Ensayos de laboratorio.

D.J, Soeder. Porosity and Permeability of Eastern Devonian Gas Shale. p 116-124. 1988.

D, Marschall. Method for Correlating NMR Relaxometry and Mercury Injection Data. 1995.

D.V, Chitale. Petrophysical Implications of Laboratory NMR and Petrographical Investigation on Shaly sand core. 1999.

G.R, Coates; L. Xiao; M.G, Prammer; NMR Logging Principles and Applications; Halliburton Energy Services Group, 1999.

Halliburton Energy Services Group, Taller MRIL. Bogotá 2001.

KARASTATHIS, Argyrios. Petrophysical measurements on tight gas, Oklahoma, 2007, p 17. Trabajo de Grado (Master en Ciencias). University of Oklahoma. Mewbourne School of Petroleum and Geological Engineering.

KENYON, Bill; KLEINBERG, Robert; STRALEY RIDGEFIELD Christian; Connecticut, USA. Greg Gubelin, Chris Morriss, Sugar Land, Texas, USA. Nuclear Magnetic Resonance Imaging—Technology for the 21st Century.

LIJO, José; SOTOMAYOR, Juan Carlos; Origen Geoquímico del Gas Natural; 2006.

MARTINEZ, G., DAVIS, L. Petrophysical Measurements on Shales Using NMR. Society Of Petroleum Engineers. (19 – 23, Junio, 2000). p 5.

MRIGANKO, CHANDRA and SONDERGELD. A Petrophysical Study on FLOYD SHALE, 2008.

O.M, Nes. SHALE POROSITIES AS DETERMINED BY NMR, 1993.

Oxford Instruments. MARAN Ultra Non Expert User Manual, 2006.

PROCESS NMR ASSOCIATES WEB SITE, 2008.

SCHLUMBERGUER; About Shale SLB; 1990.

# **ANEXOS**

## ANEXO A

### A.1. CALIBRACIÓN

Pasos para la calibración del equipo de Resonancia MARAN Ultra<sup>®</sup>

El siguiente es un procedimiento por pasos de la calibración, ajustado para el equipo de RMN (MARAN Ultra), para realizarse antes de ser usado en la adquisición de datos:

1. Haga “click” en RINMR, el software de adquisición y procesamiento para la MARAN Ultra.
2. Hacer la calibración estándar, es decir, poner un frasco de vidrio con aceite mineral en el porta-muestras de RMN, ver **figura 63**. El frasco se llena con 10 cc de aceite de mineral.

**Figura - 613 - Porta-muestras y Aceite mineral.**



Fuente: Los Autores

3. Ajustar la longitud del porta-muestras a 24 cm y colocarlo dentro del equipo RMN. Seleccionar la opción **"Acquisition"** en la ventana **"Mode"**.(ver figura 64)

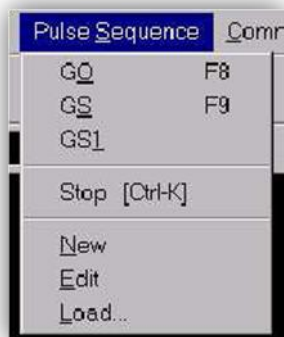
Figura - 624 - Ventana "Mode"



Fuente: MARAN Ultra, Non Expert User Manual. Oxford Instruments. 2006.

4. En el menú **"Pulse Sequence"** en la barra de menús, haga clic en **"LOAD"** como lo muestra la figura 65 y seleccione la opción **"Wobble" (Oscilante)**.

Figura - 635 - Menú "Pulse Sequence"

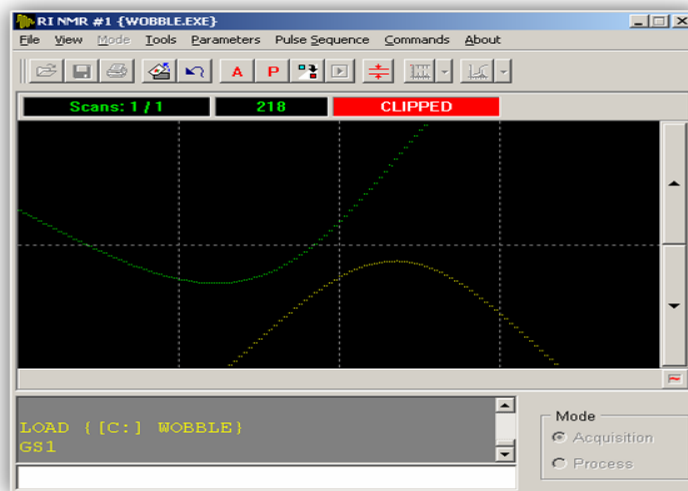


Fuente: MARAN Ultra, Non Expert User Manual. Oxford Instruments. 2006.

5. Haga clic en la opción **"GS1"** en el menú **"Pulse Sequence"** en la barra de menús para ejecutar el comando Wobble.

- Habrá una pantalla de dos parábolas una normal y una invertida en la ventana de datos como lo muestra la **figura 66**.

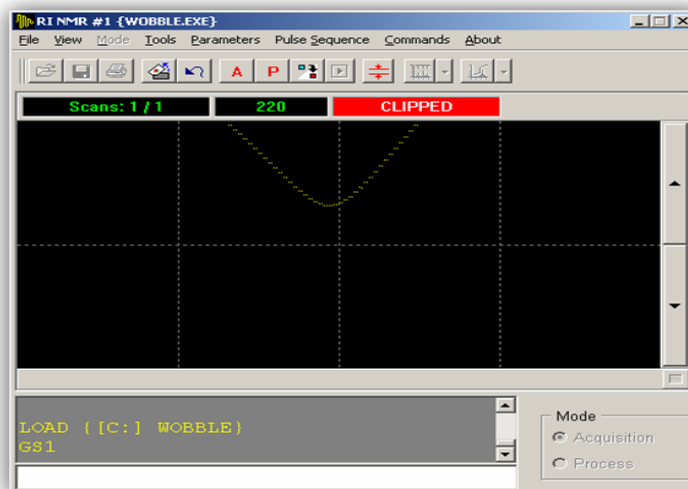
Figura - 646 – Ventana de datos



Fuente: (IC<sup>3</sup>); Universidad de Oklahoma. Operators Manual for 2MHz MARAN Ultra Resonance Instrument, 2006.

- Del menú **“VIEW”** seleccione la opción **“MAGNITUDE”**. Esto hará que la parábola invertida desaparezca como se ve en la **figura 67**.

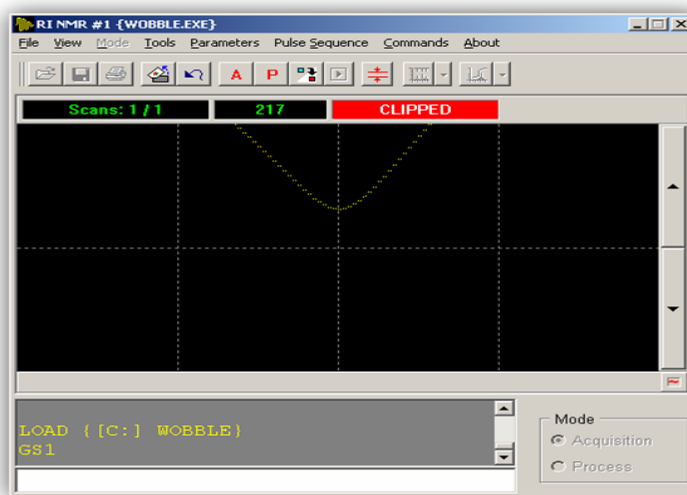
Figura - 657 – Ventana de datos - Distribución Antes del centrado



Fuente: (IC<sup>3</sup>); Universidad de Oklahoma. Operators Manual for 2MHz MARAN Ultra Resonance Instrument, 2006.

8. Si es necesario, ajustar la **"RED KNOB" (Perilla roja)** en el equipo para hacer que la parábola se centre en el origen, así como lo muestra la **figura 68**. Precaución: No rote la perilla demasiado.

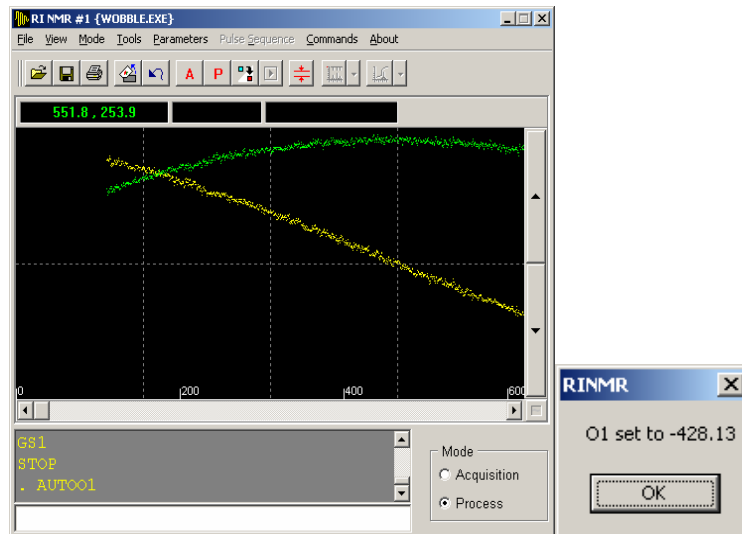
Figura - 668 - Ventana de datos - Después del centrado



Fuente: (IC<sup>3</sup>); Universidad de Oklahoma. Operators Manual for 2MHz MARAN Ultra Resonance Instrument, 2006.

9. Haga clic en la opción **"STOP"** en **"Pulse Sequence"**.
10. Ejecute el comando **"AUTO01"** en el menú **"Command"**. Después de que el comando es ejecutado usted podrá ver una ventana que le mostrará el valor de **"OFFSET" (Desviación)**. Haga clic en **"OK"** y vuelva a ejecutar el comando **"AUTO01"**. Usted verá dos barras, una para datos reales y otra para imaginarios que serán paralelas entre sí, como lo muestra la **figura 69**. Una vez más, una ventana emergente le mostrara el valor de **"OFFSET"**.

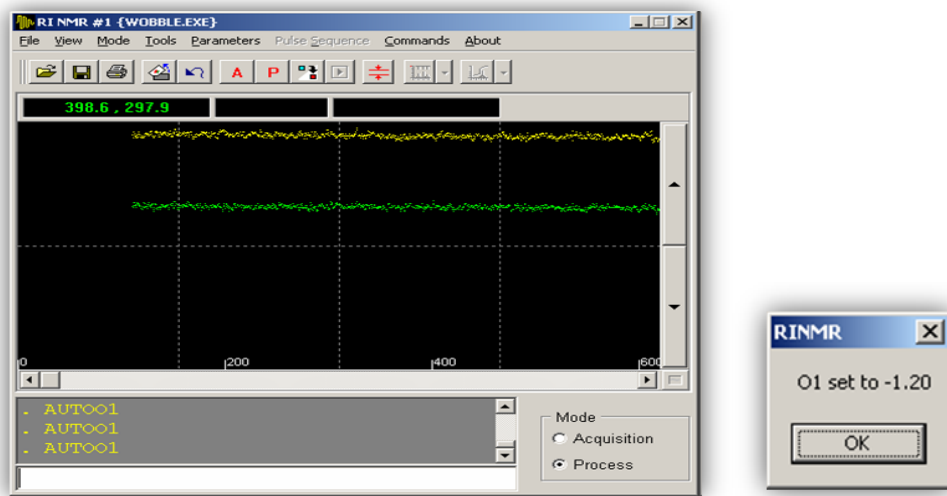
Figura - 679 – Comando “AUTO 01”



Fuente: (IC<sup>3</sup>); Universidad de Oklahoma. Operators Manual for 2MHz MARAN Ultra Resonance Instrument, 2006.

11. Haga clic en “**Parameter**” y seleccione “**Acquisition**”. Una tabla aparecerá. Agregar el valor "Offset" registrado en el paso 10 de la Frecuencia del Espectrómetro (MHz). La desviación se da en Hz mientras que la frecuencia del Espectrómetro en MHz. Asegúrese de tener en cuenta la conversión de unidades. Repita los pasos 10 y 11 hasta que la desviación se encuentra entre -1 y +1. Ver **figura 70**.

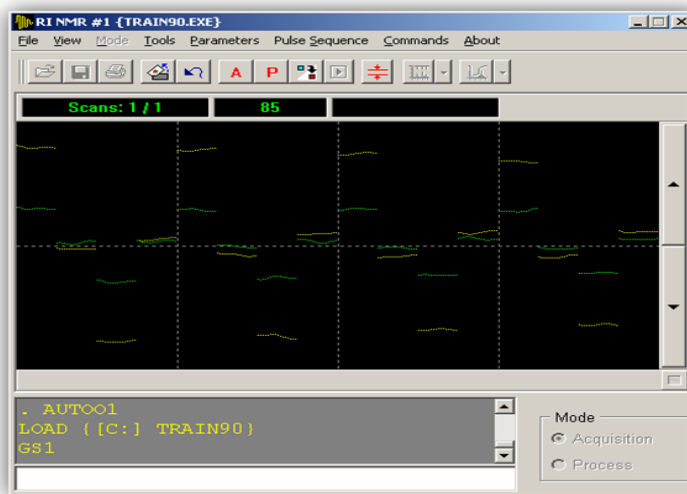
Figura - 70 – Ajuste de Desviación.



Fuente: (IC<sup>3</sup>); Universidad de Oklahoma. Operators Manual for 2MHz MARAN Ultra Resonance Instrument, 2006.

12. Del menú "**Pulse Sequence**" en la barra de menús, haga clic en "**LOAD**" y seleccione la opción "**Train 90**" (**Tren 90**).
  
13. Haga clic en la opción "**GS1**" del menú "**Pulse Sequence**" en la barra de menús para ejecutar el comando "**Train 90**". Verá una pequeña barra amarilla y una verde, paralelas entre sí, teniendo siempre las barras amarillas mayores amplitudes (**Figura 71**).

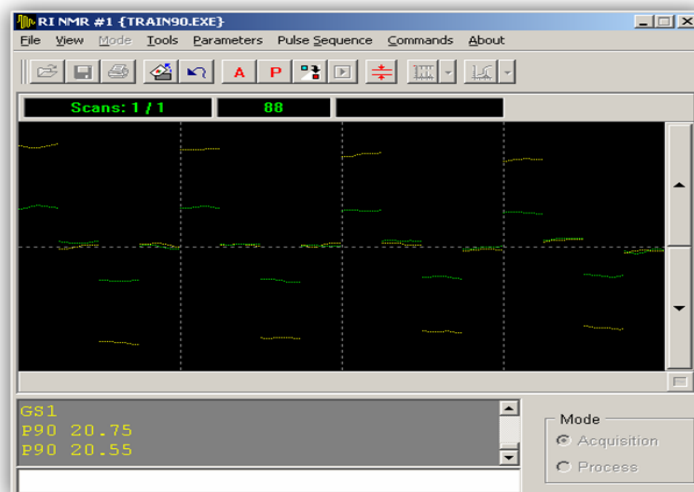
Figura - 681 – Comando “Train 90”



Fuente: (IC<sup>3</sup>); Universidad de Oklahoma. Operators Manual for 2MHz MARAN Ultra Resonance Instrument, 2006.

14. Cada pareja de barras par deberá superponerse una a la otra, cerca o en el eje-x. Si no sucede así, digite el comando **"P90"** y pulse enter en la línea de comandos que está justo debajo de la ventana del historial de comandos.
15. Usted verá un valor cerca a **"P90"**, escrito en la línea de comandos. Use la tecla **"PgUp or PgDn"** para cambiar este valor, de modo que la pareja de barras estén lo más cerca posible del eje-x y unas a otras. En lugar de utilizar la tecla **"PgUp or PgDn"**, usted puede digitar los valores deseados. Repita este paso hasta que consiga un buen emparejamiento (**Figura 72**). Tenga en cuenta el valor que aparece junto a **"P90"**. El valor típico de **P90** es **20,55**.

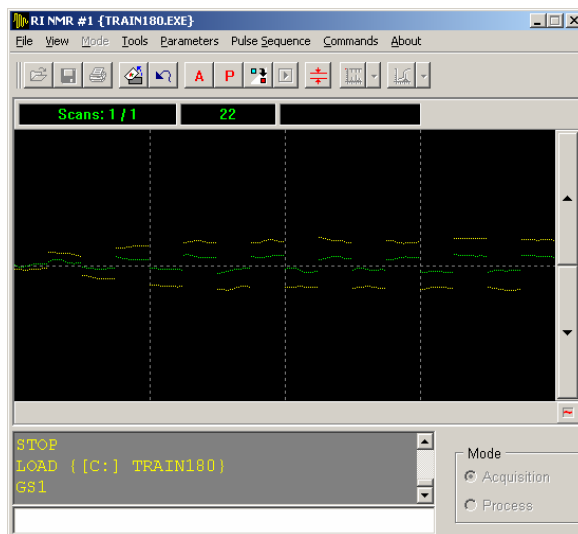
Figura - 692 – Comando P90.



Fuente: (IC<sup>3</sup>); Universidad de Oklahoma. Operators Manual for 2MHz MARAN Ultra Resonance Instrument, 2006.

16. Haga clic en la opción "**STOP**" en el menú "**Pulse Sequence**" de la barra de menús. Haga clic en "**LOAD**" y seleccione la opción "**Train 180**".
17. Haga clic en la opción "**GS1**" en el menú "**Pulse Sequence**" en la barra de menús para ejecutar el comando "**Train 180**". Usted volverá a ver las pequeñas barras de color amarillo y verde (**Figura 73**). Esta vez todas las barras pares e impares estarán cerca una de la otra y paralelas al eje-x. La lectura debe ser <10 en la ventana siguiente al escaneo.

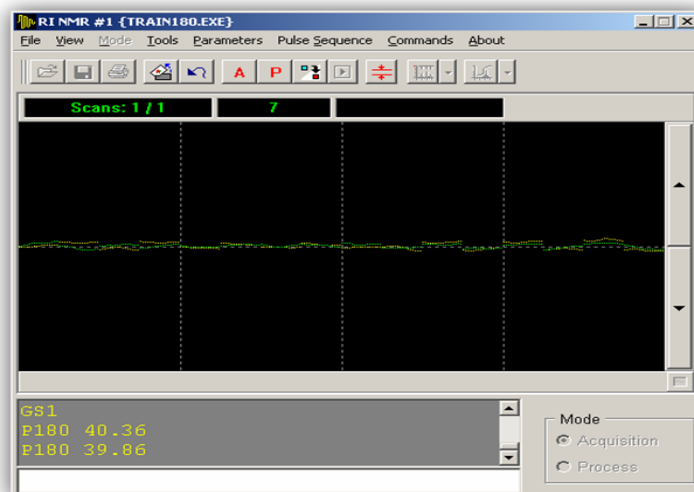
Figura - 703 – Comando “Train 180”



Fuente: (IC<sup>3</sup>); Universidad de Oklahoma. Operators Manual for 2MHz MARAN Ultra Resonance Instrument, 2006.

18. Repita el paso 14 y 15, pero en lugar de usar el comando "**P90**" use el comando "**P180**", ver **figura 74**. Tenga en cuenta el valor que aparece junto a "**P180**". Note que el valor de "**P180**" es aproximadamente dos veces el valor de "**P90**". El valor que aparece en el cuadro central también debe ser <10. El valor típico de **P180** es 39,45.

Figura - 714 – Comando P180

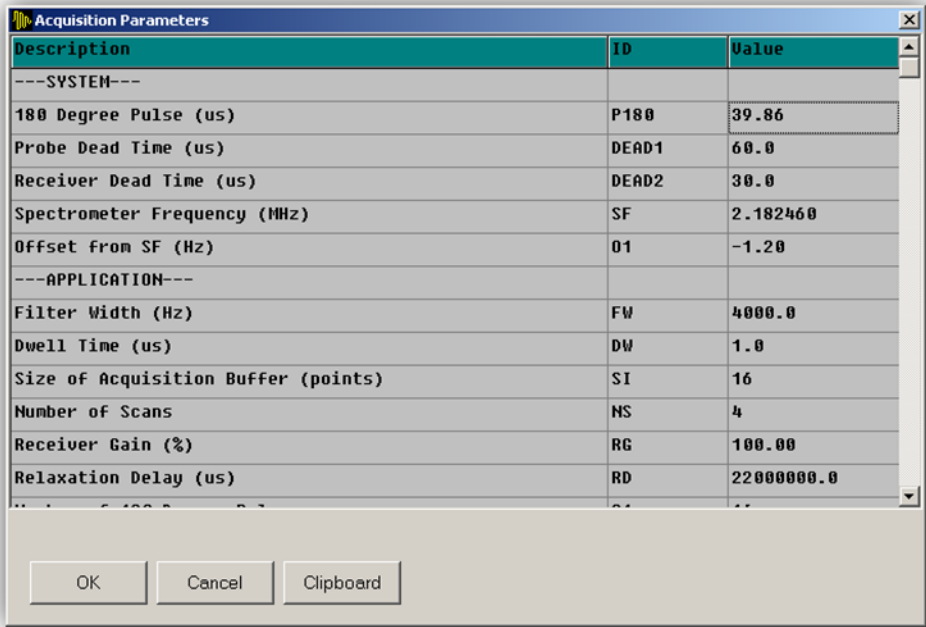


Fuente: (IC<sup>3</sup>); Universidad de Oklahoma. Operators Manual for 2MHz MARAN Ultra Resonance Instrument, 2006.

19. Haga clic en la opción **“STOP”** en **“Pulse Sequence”**.

20. Abra **“Acquisition Parameter”**. Asegúrese de que la Frecuencia del Espectrómetro (SF, por sus siglas en inglés) (MHz), Offset de SF (Hz), pulso de 90 grados de ( $\mu$ s) y pulso de 180 grados ( $\mu$ s) son los mismos que en el paso 11, 15 y 18. Ver **figura 75**.

Figura - 725 – Parámetros de Adquisición



Description	ID	Value
---SYSTEM---		
180 Degree Pulse (us)	P180	39.86
Probe Dead Time (us)	DEAD1	60.0
Receiver Dead Time (us)	DEAD2	30.0
Spectrometer Frequency (MHz)	SF	2.182460
Offset from SF (Hz)	O1	-1.20
---APPLICATION---		
Filter Width (Hz)	FW	4000.0
Dwell Time (us)	DW	1.0
Size of Acquisition Buffer (points)	SI	16
Number of Scans	NS	4
Receiver Gain (%)	RG	100.00
Relaxation Delay (us)	RD	22000000.0

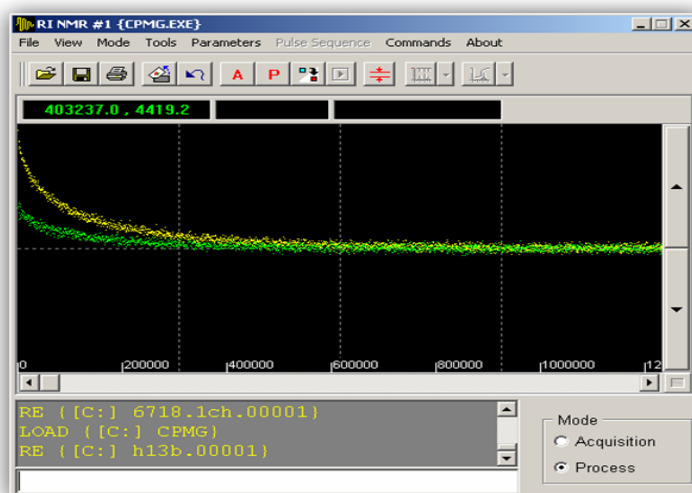
Fuente: (IC<sup>3</sup>); Universidad de Oklahoma. Operators Manual for 2MHz MARAN Ultra Resonance Instrument, 2006.

21. La máquina está ahora calibrada y lista para usar.

### A.2 Efecto de la rotación (ROT)

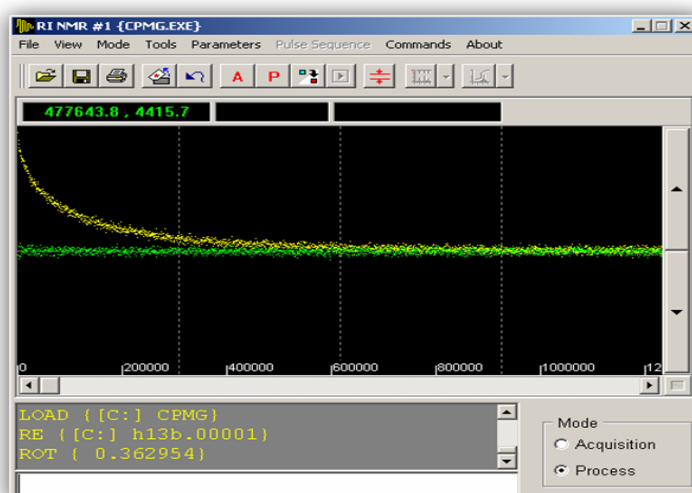
Los datos registrados a veces tienen componentes muy desfasados y deben ser rotados para minimizar estos desfases antes de su procesamiento. Un ejemplo de las señales en bruto registradas antes y después de la rotación es mostrado a continuación. Ver **figura 76 y 77**.

Figura - 736 - Registro de 20 lecturas (experimento de CPMG), sin rotar



Fuente: (IC<sup>3</sup>); Universidad de Oklahoma. Operators Manual for 2MHz MARAN Ultra Resonance Instrument, 2006.

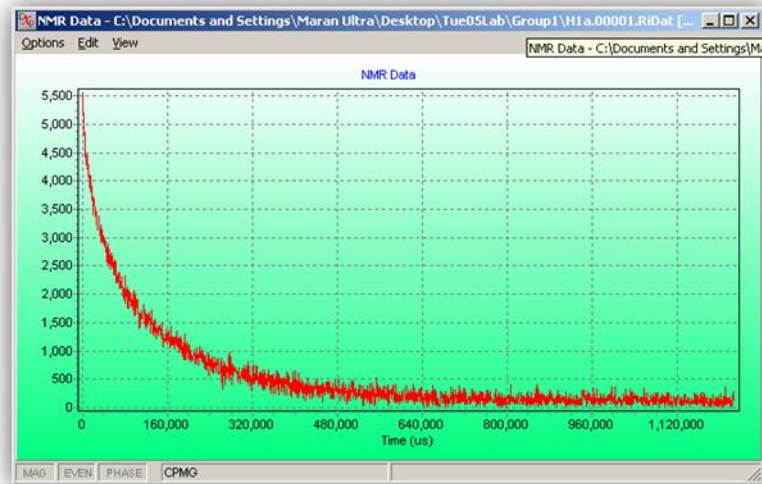
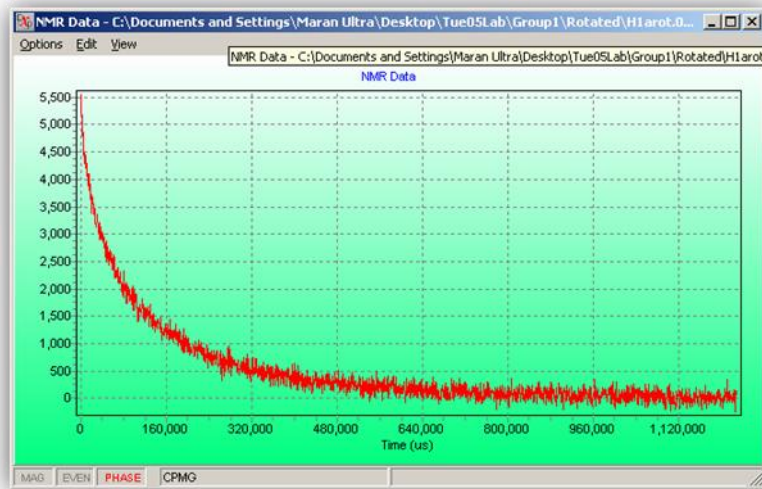
Figura - 747 - Registro de 20 lecturas (experimento de CPMG), rotado



Fuente: (IC<sup>3</sup>); Universidad de Oklahoma. Operators Manual for 2MHz MARAN Ultra Resonance Instrument, 2006.

Para alternar o rotar simplemente escriba el comando ROT en la ventana de comandos en la parte inferior de la pantalla. Los exponenciales rotados y sin rotar se muestran a continuación. Ver **figura 78**.

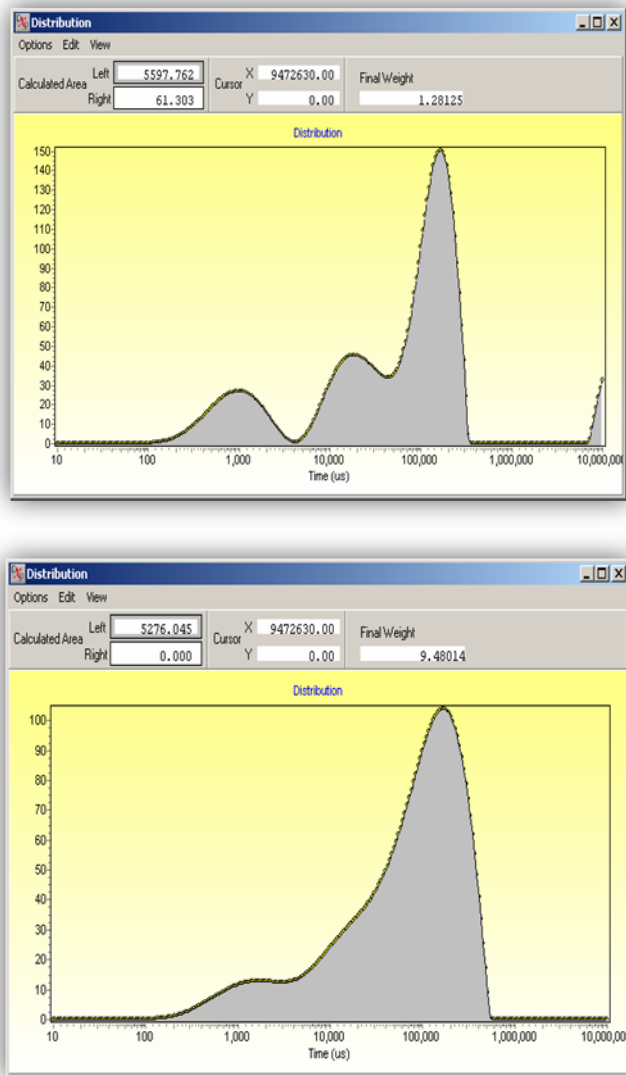
Figura - 758 - Resultados del procesamiento, Superior, exponencial sin rotar e inferior, exponencial rotada



Fuente: (IC<sup>3</sup>); Universidad de Oklahoma. Operators Manual for 2MHz MARAN Ultra Resonance Instrument, 2006.

Tenga en cuenta que la exponencial rotada tiende a cero a tiempos mayores, mientras que no sucede así con los datos que no están rotados. En la **figura 79** se ilustra el resultado del ajuste del comando ROT.

Figura - 769 - Superior, ajuste de la exponencial resultante sin rotar; inferior, los datos rotados



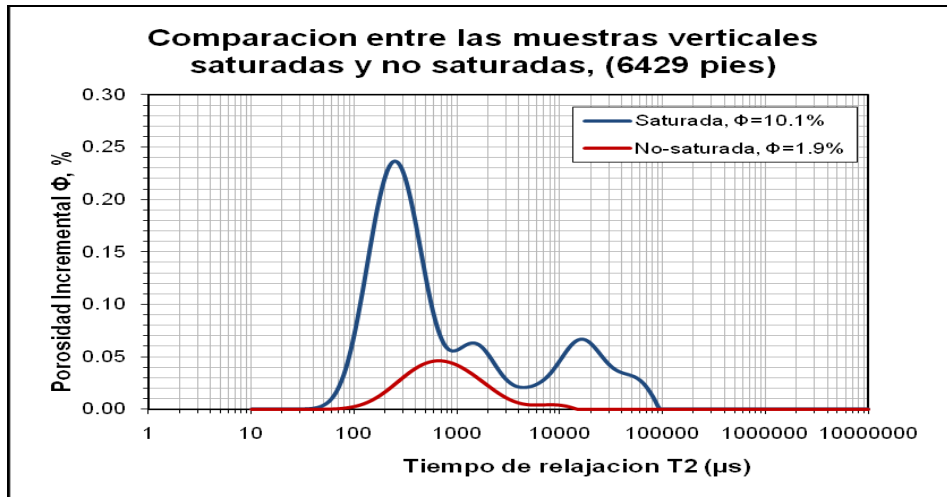
Fuente: (IC<sup>3</sup>); Universidad de Oklahoma. Operators Manual for 2MHz MARAN Ultra Resonance Instrument, 2006.

## ANEXO B

### POROSIDAD INCREMENTAL

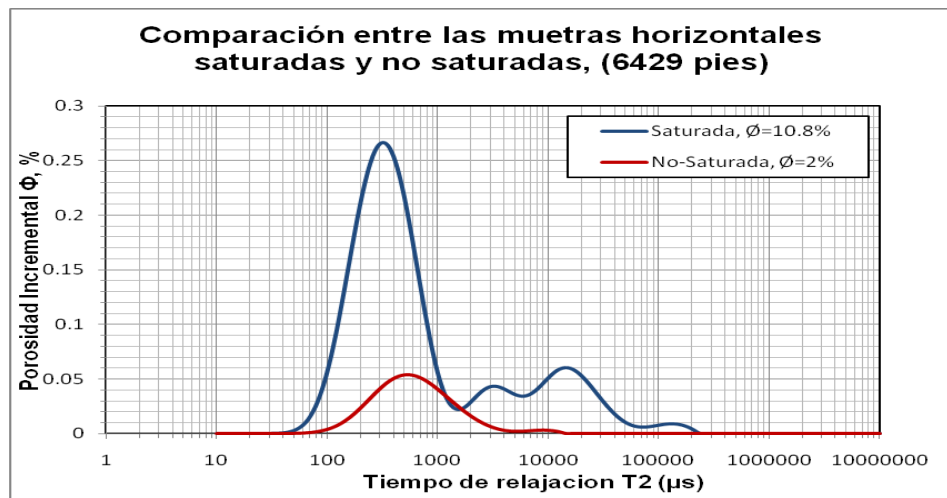
### PROFUNDIDAD (6429 pies)

Figura - 77 - Comparación entre las muestras verticales saturadas y no-saturadas (6429 pies)



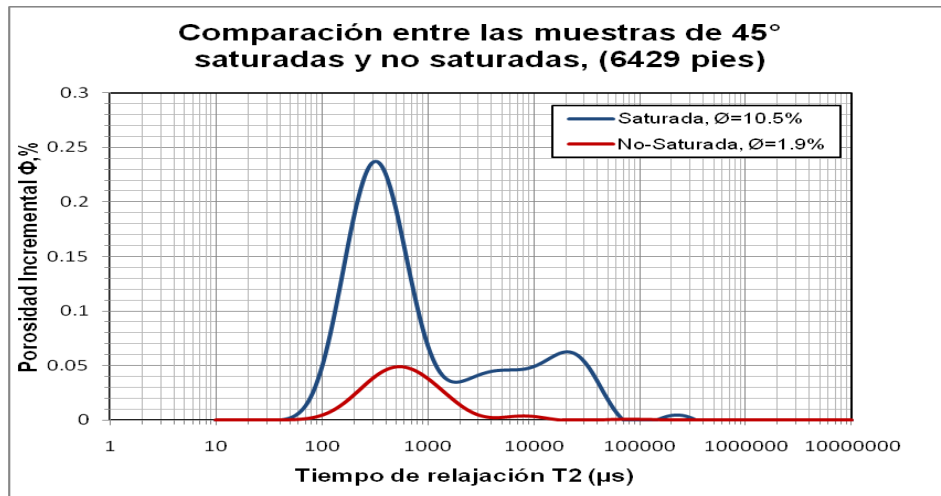
Fuente: Los Autores

Figura - 78 - Comparación entre las muestras horizontales saturadas y no-saturadas (6429 pies)



Fuente: Los Autores

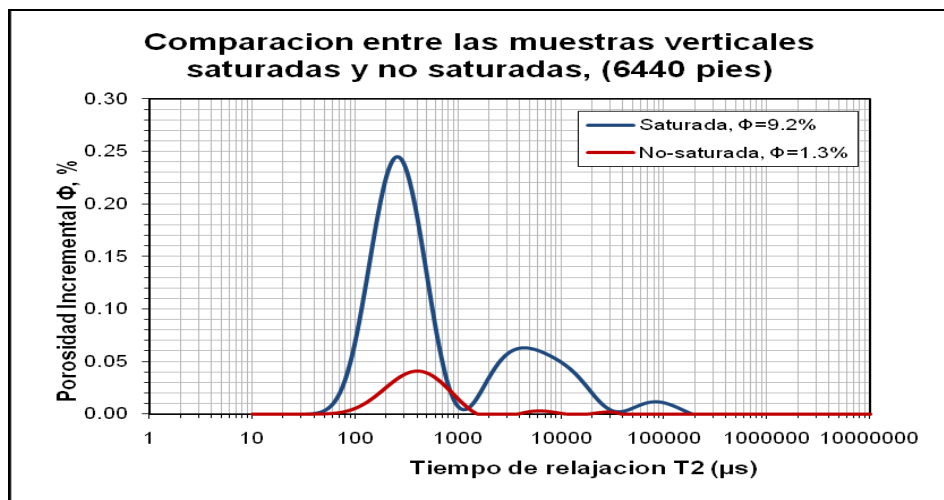
Figura - 79 - Comparación entre las muestras de 45° saturadas y no-saturadas (6429 pies)



Fuente: Los Autores

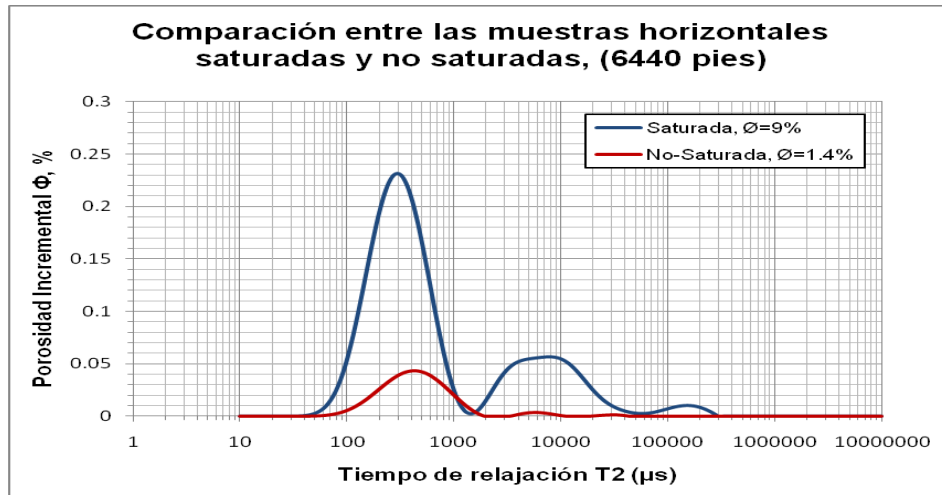
### PROFUNDIDAD (6440 pies)

Figura - 80 - Comparación entre las muestras verticales saturadas y no-saturadas (6440 pies)



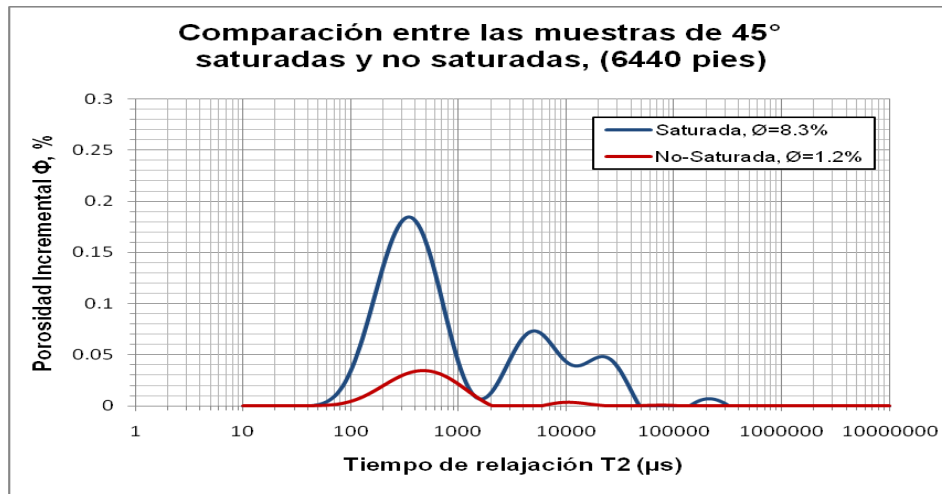
Fuente: Los Autores

Figura - 81 - Comparación entre las muestras horizontales saturadas y no-saturadas (6440 pies)



Fuente: Los Autores

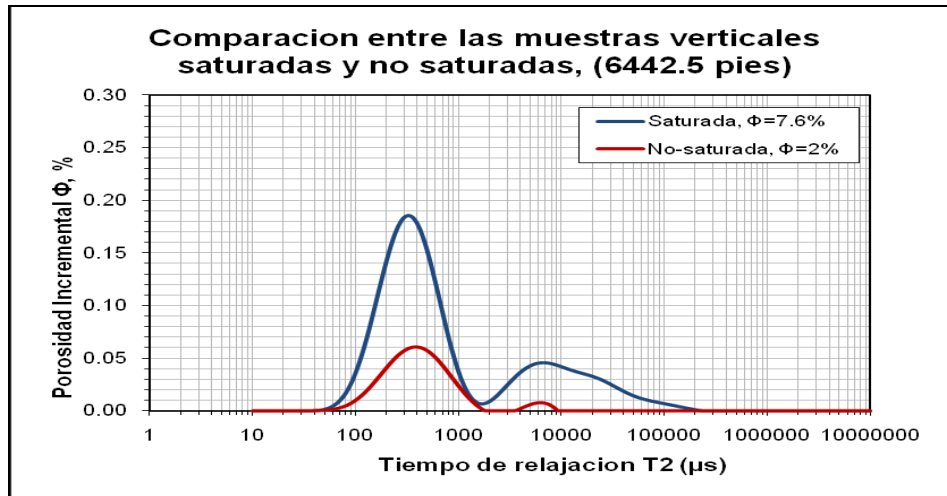
Figura - 82 - Comparación entre las muestras de 45° saturadas y no-saturadas (6440 pies)



Fuente: Los Autores

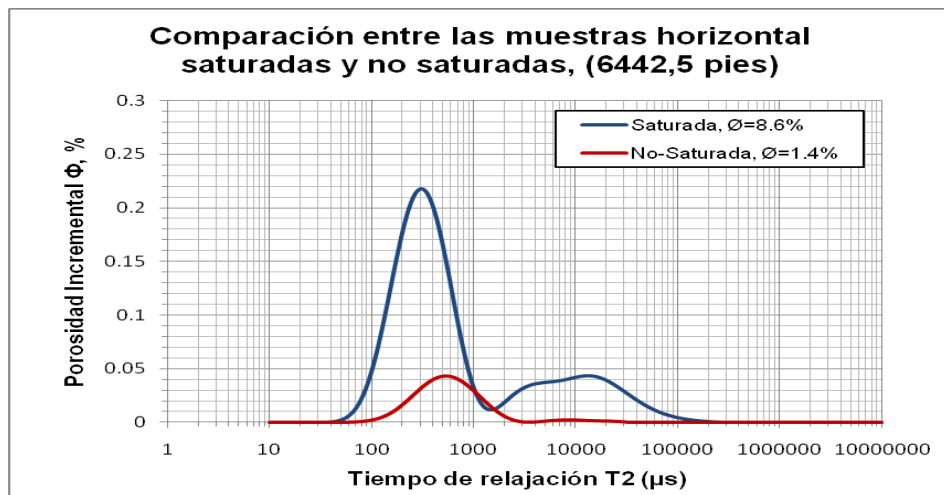
## PROFUNDIDA (6442,5 pies)

Figura - 83 - Comparación entre las muestras verticales saturadas y no-saturadas (6442,5 pies)



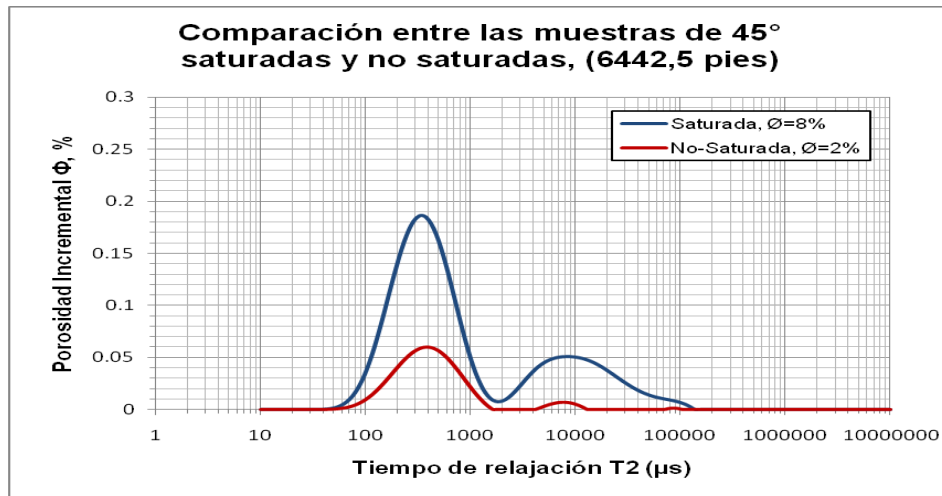
Fuente: Los Autores

Figura - 84 - Comparación entre las muestras horizontal saturadas y no-saturadas (6442,5 pies)



Fuente: Los Autores

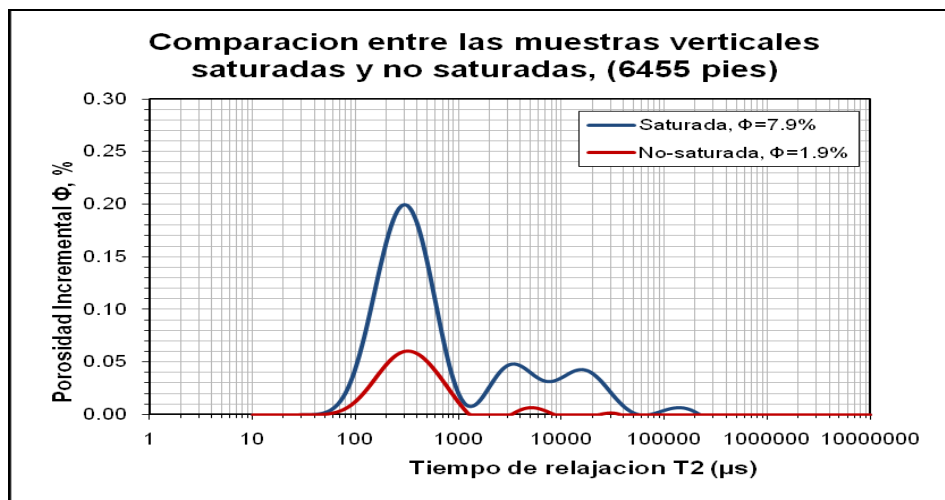
Figura - 85 - Comparación entre las muestras de 45° saturadas y no-saturadas (6442,5 pies)



Fuente: Los Autores

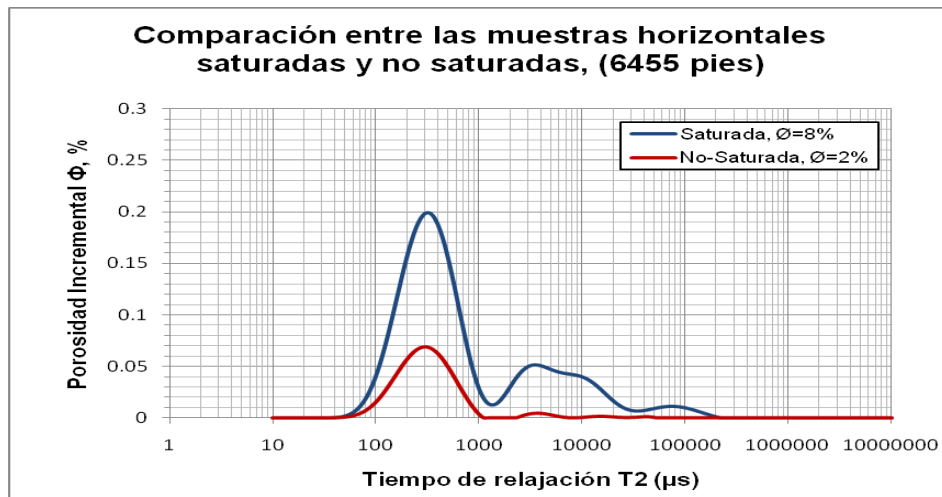
### PROFUNDIDAD (6455 pies)

Figura - 86 - Comparación entre las muestras verticales saturadas y no-saturadas (6455 pies)



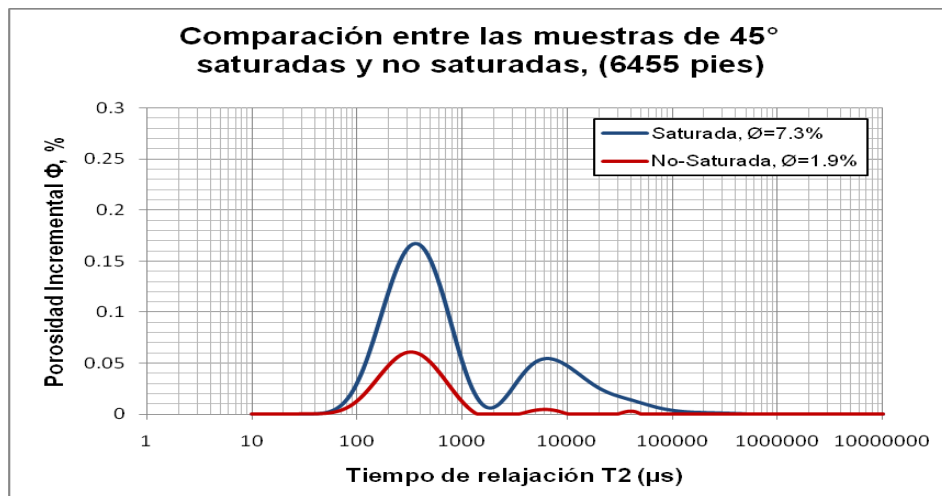
Fuente: Los Autores

Figura - 87 - Comparación entre las muestras horizontales saturadas y no-saturadas (6455 pies)



Fuente: Los Autores

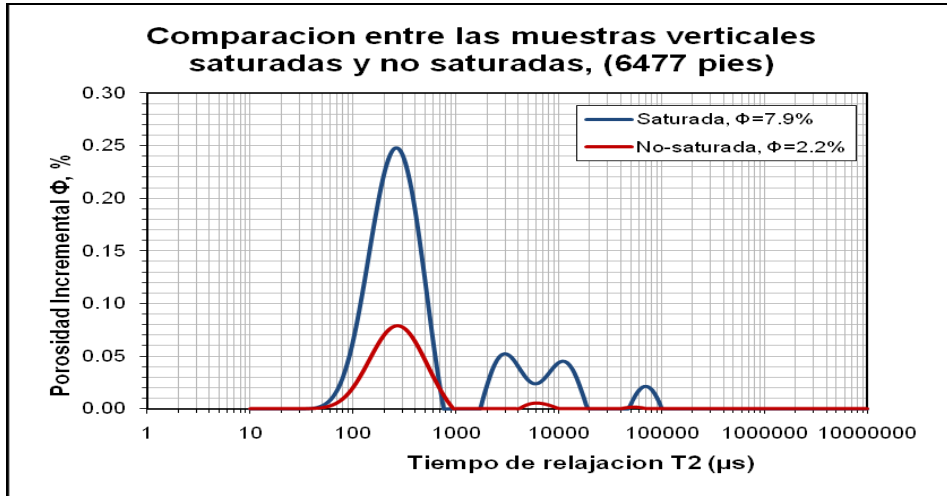
Figura - 88 - Comparación entre las muestras de 45° saturadas y no-saturadas (6455 pies)



Fuente: Los Autores

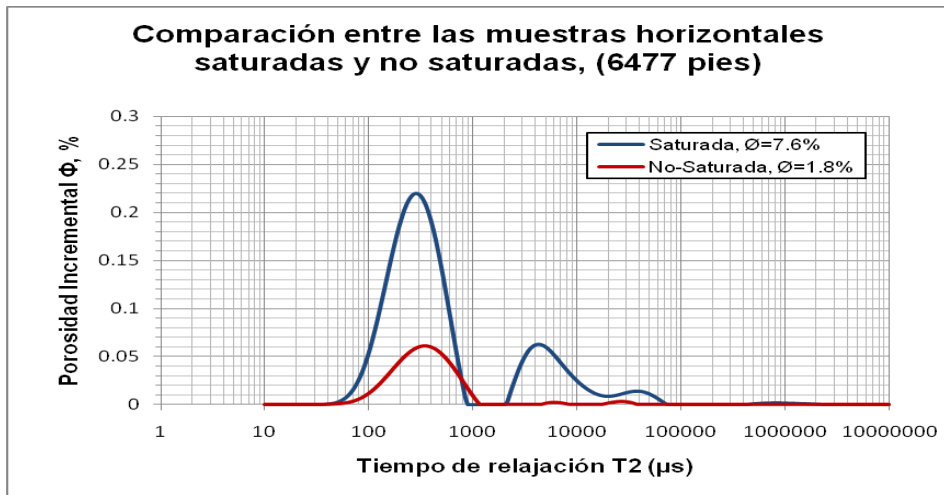
## PROFUNDIDAD (6477 pies)

Figura - 89 - Comparación entre las muestras verticales saturadas y no-saturadas (6477 pies)



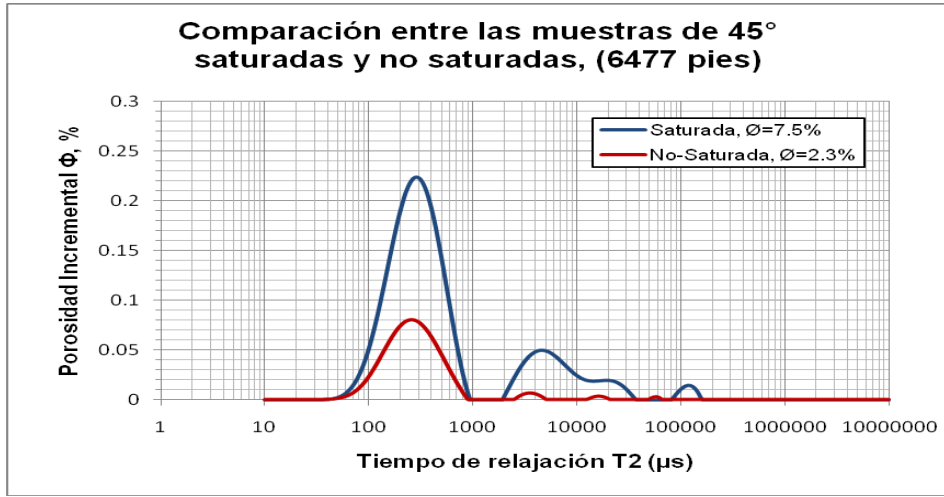
Fuente: Los Autores

Figura - 90 - Comparación entre las muestras horizontales saturadas y no-saturadas (6477 pies)



Fuente: Los Autores

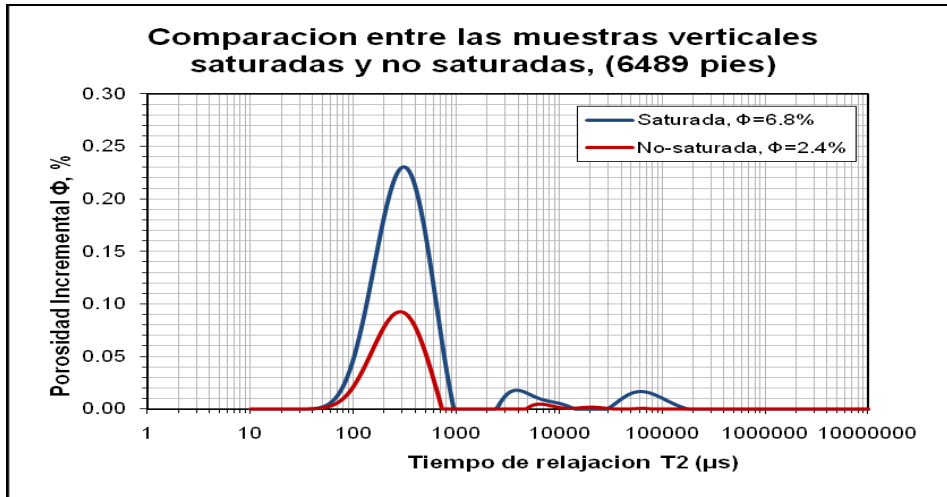
Figura - 91 - Comparación entre las muestras de 45° saturadas y no-saturadas (6477 pies)



Fuente: Los Autores

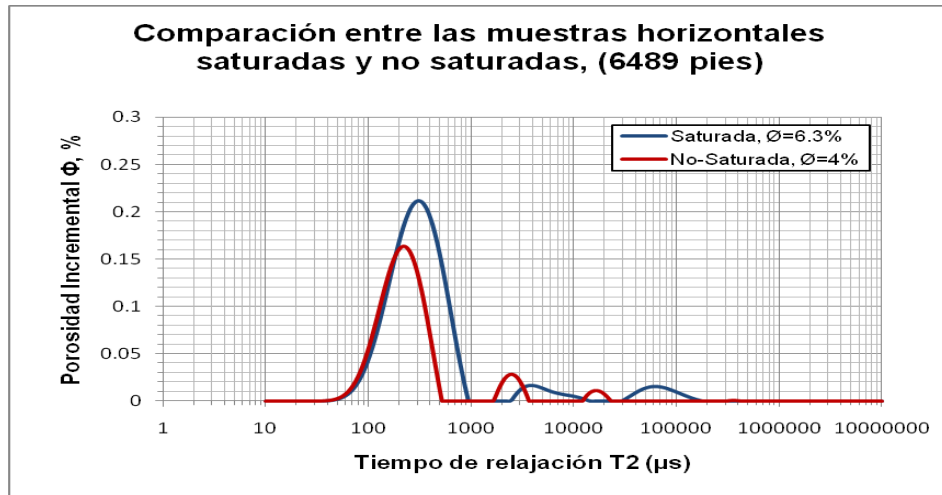
### PROFUNDADA (6489 pies)

Figura - 92 - Comparación entre las muestras verticales saturadas y no-saturadas (6489 pies)



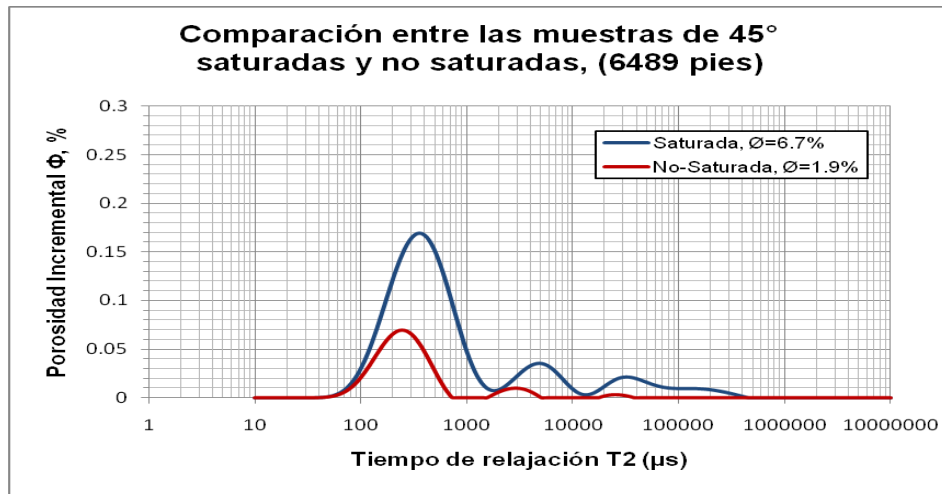
Fuente: Los Autores

Figura - 93 - Comparación entre las muestras horizontales saturadas y no-saturadas (6489 pies)



Fuente: Los Autores

Figura - 94 - Comparación entre las muestras de 45° saturadas y no-saturadas (6489 pies)



Fuente: Los Autores