

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO



“APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR Y SU RELACIÓN CON LA CALIDAD DE ROCA DE YACIMIENTO EN EL POZO VLA-1326”

Trabajo especial de grado
presentado ante la ilustre
Universidad Central de
Venezuela por el Lic. Jesús
Pastor Salazar Rodríguez para
optar al título de Magíster en
Geofísica.

Caracas, febrero 2004

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO



“APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR Y SU RELACIÓN CON LA CALIDAD DE ROCA DE YACIMIENTO EN EL POZO VLA-1326”

Tutor académico: Msc. Pedro León

Trabajo especial de grado
presentado ante la ilustre
Universidad Central de
Venezuela por el Lic. Jesús
Pastor Salazar Rodríguez para
optar al título de Magíster en
Geofísica.

Caracas, febrero 2004

A Dios
A mis Padres
A Briseida

“Mira que te mando a que te esfuerces y seas valiente; no temas ni desmayes, porque tu Dios estará contigo en donde quiera que vayas”.

Jos1:9

“Para el logro del triunfo siempre ha sido indispensable pasar por la senda de los sacrificios”

Simón Bolívar

AGRADECIMIENTOS

- Primeramente a Dios, por haberme dado la oportunidad de conocerlo y permitirme estudiar y comprender la naturaleza que el diseñó.
- A mi país VENEZUELA, por haberme dado la oportunidad de estudiar y desarrollarme en sus universidades. Por ser el mejor país del mundo y por todo el orgullo que siento cuando grito que soy venezolano.
- A mi Papá, que desde el cielo nos cuida, por sus sabios consejos, por haberme enseñado que para alcanzar las metas hay que trabajar mucho, por su comprensión, por su paciencia y por haberme guiado y hacer de mí un hombre útil a la sociedad. Como lamento que no estés aquí con nosotros para celebrar este gran triunfo que es más tuyo que mío. Todos los días te recuerdo. Espero que desde allá te sientas orgulloso.
- A mi mamá, por sus consejos, por todo su amor, por su comprensión y por ser la guía de nuestra familia cuando no lo esperábamos. Porque sin ella no hubiera logrado ni la centésima parte de lo que tengo hasta hoy. Porque ella es el ejemplo de mujer que todos necesitamos.
- A mis abuelos, por ser mis segundos padres y soportarme por tanto tiempo, en especial a mi abuelita Máxima, de quien extraño todos los días sus regaños y sus peleas. Daría todo lo que tengo por tenerte a nuestro lado disfrutando este momento tan importante para mí. Espero algún día volverte a ver si Dios así lo permite.
- A mis hermanos, Neyla, Jairo y Javier, por tantos momentos felices y no tan felices que hemos compartido. Ustedes son mis mejores amigos y mis mejores compañeros. El tenerlos a ustedes me impulsa cada día a ser mejor persona y servirles como ejemplo.
- A Briseida, por haber decidido compartir su vida conmigo, y apoyarme en las buenas y en las malas, y por la paciencia y el apoyo brindado en el

desarrollo de esta tesis. Te amaré por siempre. Este logro es mas tuyo que mío.

- A Héctor Morillo, María de Morillo y a toda su familia; por la amistad y el apoyo que me han brindado en todos estos años. Ustedes son mis segundos padres. Y a Roger Morillo mi amiguito y hermanito postizo.
- A mis amigos, Iván Cedillo, Carolina De Jesús, María Flor Farías, Blanca Navas, Diana Ortiz, Arelys Salazar y a toda la Gente del Petróleo de INTEVEP. Los que han estado conmigo y me han apoyado en este año tan difícil. Gracias les doy de todo corazón.
- A la Escuela de Geofísica de la U.C.V. y a todo su personal, por la enseñanza dada en estos años.
- A Pedro Romero por haber guiado en el desarrollo de esta tesis.
- A Pedro León por haber aceptado ser el tutor de este trabajo.
- A los profesores Ovidio Suárez y Francisco Barrios por haber aceptado ser jurado de este trabajo.

Salazar Rodríguez, Jesús Pastor

APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR Y SU RELACIÓN CON LA CALIDAD DE ROCA DE YACIMIENTO EN EL POZO VLA-1326

**Tutor académico: Prof. Pedro León. Tesis. Ciudad Universitaria. U.C.V.
Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Geofísica y Minas. 2004.**

RESUMEN

Palabras claves: Resonancia, petrofacies, garganta de poro, petrofísica.

El radio de garganta de poro es una cantidad importante a ser determinada en los análisis especiales de muestras de rocas debido a que a partir de dicha cantidad se pueden clasificar los yacimientos por petrofacies. En este trabajo se describe una metodología para obtener las petrofacies a partir de la distribución de tiempos de relajación transversal T_2 de muestras de tapones de núcleo de un pozo del Campo Lagomar ubicado en el occidente de Venezuela.

La metodología aquí descrita se basa en la dependencia inversa existente entre la presión capilar y el radio de garganta de poro, por un lado, y entre la tasa de relajación magnética transversal ($1/T_2$) y el radio de poro por otro. Asumiendo una proporcionalidad directa entre el radio de garganta de poro y el radio de poro, se obtiene que la presión capilar es inversamente proporcional a la tasa de relajación magnética transversal. Una vez obtenida la curva de presión capilar a partir de las medidas de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) se puede determinar la petrofacies respectiva.

A diferencia de los ensayos de inyección de mercurio que se realizan para generar las curvas de presión capilar utilizadas para clasificar los yacimientos por petrofacies, las medidas de RMN son no destructivas. Además, la obtención de las petrofacies a partir de medidas de RMN es más rápida que por vía convencional, lo cual facilita la toma de decisiones en campo para efectos de cañoneo. También contribuye a ampliar el aporte de RMN como tecnología de punta al desarrollo de modelos y a la simulación de yacimientos.

ÍNDICE GENERAL

	<i>Página</i>
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vii
INDICE	ix
LISTA DE TABLAS	xiii
LISTA DE ILUSTRACIONES	xiv
INTRODUCCION	1
OBJETIVO GENERAL	3
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
CAPITULO I	
UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL ÁREA	4
Unidad Genética C5U1	6
Unidad Genética C5U2	6
Unidad Genética C5U3	6
Facies Sedimentarias	6
CAPÍTULO II	
PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN YACIMIENTOS	9
Porosidad	9
Permeabilidad	10
Saturación	13
Presión Capilar	14

CAPÍTULO	PETROFACIES	17
III		
	Poros y gargantas de Poros	17
	Estudios previos	19
	Procedimiento para determinar petrofacies	22
	Método del ápice	23
	Método de comparación directa (comparación 1:1)	25
	Petrofacies obtenidas a través de las ecuaciones de Winland y Pittman	26
	¿Cómo extrapolar la clasificación por petrofacies al pozo entero?	27
CAPÍTULO	RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR	30
IV		
	Introducción	30
	Aplicaciones petrofísicas	33
	Principio Físico	33
	La Fuente	34
	Alineación de los protones (Polarización)	35
	Reorientación de los Spins	36
	Efecto de precesión y desfase de los protones	37
	Reenfoque: Pulsos de ecos	39
	Tiempo de Relajación Transversal	41
	Tiempo de Relajación Longitudinal	42
	Mecanismos de relajación en rocas saturadas	44

	Petrofísica de la Resonancia Magnética Nuclear	47
	Porosidad independiente de litología	49
	Índice de Fluido Libre y Volumen de Fluido Ligado	50
	Permeabilidad	52
	Perfil de Resonancia Magnética Nuclear	54
CAPÍTULO	METODOLOGÍA	58
V		
	Selección de muestras	58
	Preparación de las muestras	58
	Saturación de las muestras	59
	Medidas de RMN	60
	Medidas de las muestras saturadas	61
	Drenaje de las muestras. Obtención de las curvas de presión capilar	62
	Medidas de las muestras drenadas	63
	Determinación de las curvas de presión capilar por inyección de mercurio	64
	Determinación de petrofacies	65
	Metodología convencional	65
	Metodología por Resonancia Magnética Nuclear	66
	Determinación de magnetofacies	69

CAPÍTULO	RESULTADOS EXPERIMENTALES	50
VI		
	Determinación de las medidas convencionales de las muestras	71
	Determinación de las Medidas de RMN a las muestras 100 % saturadas con agua	75
	Drenaje de las Muestras. Obtención de las curvas de presión capilar	80
	Medidas de las Muestras drenadas	80
	Determinación de las curvas de presión capilar por inyección de mercurio	85
	Determinación de petrofacies	86
	Metodología convencional	86
	Metodología por Resonancia Magnética Nuclear	88
	Determinación de magnetofacies	95
	Determinación de magnetofacies a partir de K_{RMN}	101
	CONCLUSIONES	110
	RECOMENDACIONES	111
	RESUMEN CURRICULAR DEL AUTOR	112
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	113
	ANEXOS	120
A	Curvas de presión capilar para algunas muestras del pozo VLA-1326	121
B	Secuencia para medir T1	126

C	Secuencia para medir T2	129
C.A	Spin – Eco	130
C.B.	Secuencia de Carr - Purcell	133
C.C	Método de fases alternas de Meiboom-Hill	135

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Tabla 3.1. Clasificación de los tipos de roca de acuerdo al radio de garganta de poro medido a través de pruebas de presión capilar	19
Tabla 6.1 Resultado de porosidad y permeabilidad de las muestras del pozo VLA-1326	71
Tabla 6.2 Resultados de porosidad RMN y su comparación con la porosidad convencional para Muestras del pozo VLA-1326	76
Tabla 6.3 Resultados de saturación de agua irreducible por RMN para el pozo VLA-1326	81
Tabla 6.4 Clasificación de los tipos de roca de acuerdo al radio de garganta de poro medido a través de pruebas de presión capilar	93
Tabla 6.5 Distribución de las muestras por calidad de roca de yacimiento	94
Tabla 6.6 Clasificación de los tipos de roca de acuerdo al radio de Garganta de Poro y al Tiempo Logarítmico Medio	99
Tabla 6.7 Coeficientes para la ecuación de permeabilidad según el modelo de Timur-Coates	101
Tabla 6.8 Coeficientes para la ecuación de permeabilidad según el modelo de Kenyon	102
Tabla 6.9 Coeficientes para la ecuación de permeabilidad según el modelo de PDVSA-Intevep	103
Tabla 6.10 Distribución de las Muestras por Magnetofacies	107

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

	página
Figura 1.1 Ubicación del área.	4
Figura 1.2 Ubicación del área del Laboratorio de Lagomar	5
Figura 2.1 Medición convencional de permeabilidad	12
Figura 2.2 Ascenso de agua en un Capilar	15
Figura 2.3 Curva típica de Presión Capilar	16
Figura 3.1 Ilustración del significado de garganta y radio de poro	17
Figura 3.2 Ecuaciones empíricas para determinar el radio de garganta de poro correspondiente a varios porcentajes de saturación de mercurio	21
Figura 3.3 Gráfico del método del ápice para una sola muestra	23
Figura 3.4 Curva de presión capilar semilogarítmica	24
Figura 3.5 Gráfico de Ápice para la selección del r_x .	25
Figura 3.6 Gráfico de Winland para Identificación de petrofacies	27
Figura 3.7 Radio de garganta de poro vs capacidad de intercambio catiónico	28
Figura 3.8 Logaritmo de la capacidad de intercambio catiónico vs la porosidad	29
Figura 4.1 Spín magnético	35
Figura 4.2 Polarización de los protones	35
Figura 4.3 Reorientación de los protones	37
Figura 4.4 Precesión y desfase de los protones	38
Figura 4.5 Caída de inducción libre	39

Figura 4.6	Secuencia de pulso-eco Carr-Purcell	40
Figura 4.7	Secuencia de pulso-eco	41
Figura 4.8	Decaimiento de T_2 y T_2^*	42
Figura 4.9	Curvas de relajación	43
Figura 4.10	Decaimiento en función del tamaño de poro	45
Figura 4.11	Decaimiento en función de la relaxividad	46
Figura 4.12	Proceso de inversión matemática	48
Figura 4.13	Modelo de porosidad en comparación con la distribución T_2	49
Figura 4.14	Distribuciones de T_2	51
Figura 4.15	Porosidades acumuladas y $T_{2, corte}$	51
Figura 4.16	Características de la herramienta RMN	55
Figura 4.17	Herramienta de RMN	56
Figura 4.18	Calibración del registro con datos de núcleos	57
Figura 6.1	Comparación entre porosidad RMN y porosidad Convencional	79
Figura 6.2	Comparación entre la saturación de agua irreducible RMN y la saturación de agua irreducible convencional	84
Figura 6.3	Curvas de Presión Capilar por inyección de mercurio para algunas muestras	86
Figura 6.4	Método del ápice para las muestras del pozo VLA-1326	87
Figura 6.5	Comparación de la curva de presión capilar a partir de RMN y la curva real de presión capilar	89
Figura 6.6	Comparación del ápice obtenido a partir de la curva de $P_{C,NMR}$ corregida y una sin corregir para una muestra	90

Figura 6.7	Comparación de la saturación de Hg máximo obtenido a partir de curvas de $P_{C,NMR}$ corregidas y sin corregir para un grupo de muestras del pozo VLA-1326	91
Figura 6.8	Resultados de la aplicación del método del ápice de las pseudo-curvas de presión capilar obtenidas a partir de las curvas de RMN	92
Figura 6.9	Petrofacies para el pozo VLA-1326	93
Figura 6.10	Distribución de las muestras por petrofacies	94
Figura 6.11	Relación entre el logaritmo de R_{35} y el logaritmo de FFI/BFV	97
Figura 6.12	Relación entre el logaritmo de R_{35} y el logaritmo de $T_{2,LM}$	98
Figura 6.13	Relación entre el logaritmo de R_{35} y el logaritmo de FFI	98
Figura 6.14	Magnetofacies para el pozo VLA-1326	99
Figura 6.15	Comparación entre petrofacies y magnetofacies para el pozo VLA-1326	100
Figura 6.16	Comparación entre la Permeabilidad al aire y la permeabilidad RMN utilizando el modelo de Timur-Coates	102
Figura 6.17	Comparación entre la Permeabilidad al aire y la permeabilidad RMN utilizando el modelo de Kenyon	103
Figura 6.18	Comparación entre la Permeabilidad al aire y la permeabilidad RMN utilizando el modelo de PDVSA-Intevep	104
Figura 6.19	Comparación entre R_{35} convencional y R_{35} por RMN para la ecuación de Kenyon	105
Figura 6.20	Comparación entre R_{35} convencional y R_{35} por RMN para la ecuación de Timur-Coates	106
Figura 6.21	Comparación entre R_{35} convencional y R_{35} por RMN para la ecuación de PDVSA-Intevep	106
Figura 6.22	Magnetofacies para el pozo VLA-1326	107

Figura 6.23 A partir de los registros de RMN se generan registros de petrofacies según la metodología sugerida en este trabajo

109

INTRODUCCIÓN

Los principios de la resonancia magnética nuclear han sido conocidos desde finales de la década del 40 y fue inicialmente implementada en laboratorios de investigación y en el campo médico. Desarrollos tecnológicos en circuitos integrados, microprocesadores e imanes de alta intensidad hicieron posible la introducción de la herramienta de perfilaje y equipos de laboratorio de RMN en la Industria Petrolera.

La herramienta de Resonancia Magnética Nuclear proporciona, por primera vez en la industria, una medición de porosidad independiente de la litología. Los ecos de resonancia magnética permiten cuantificar la granulometría y tamaño de los poros, pudiendo entonces calcular la permeabilidad de las rocas.

La aplicación de esta nueva tecnología de Resonancia Magnética Nuclear, permite adquirir datos esenciales para el desarrollo de mejores modelos de yacimientos y tomar decisiones rápidas en la definición de intervalos a perforar ayudando además a evaluar el espesor productivo neto y por ende las reservas.

Toda la información sobre granulometría, tamaño poral, permeabilidad efectiva, fluidos capilares e irreducibles y volumen poral disponible para la acumulación de hidrocarburos, conduce a una descripción de yacimientos más completa. Además, en combinación con otros registros como el Rayo Gamma Espectral, Densidad, Curva de Efecto Fotoeléctrico y otra medición de porosidad, se logra determinar la presencia de minerales accesorios pesados que pueden cambiar la evaluación de la zona de interés.

Por otra parte, en la actualidad se utilizan métodos para la caracterización de yacimientos basados en las petrofacies (la dimensión del radio de garganta de poro que domina al flujo a una saturación determinada de la fase no mojante). Las petrofacies son un buen indicador de la calidad de los sistemas porosos (tipos de rocas). Los métodos actuales para el cálculo del radio de garganta de poro que domina al flujo, están basados en las curvas de presión capilar, ya que la presión es equivalente a un radio de poro y de garganta de poro.

En este trabajo de tesis se muestra una relación efectiva entre las medidas de Resonancia Magnética Nuclear y el radio de garganta de poro de yacimiento o petrofacies.

OBJETIVO GENERAL

- ✓ Determinar la calidad de los sistemas porosos (tipos de rocas) o petrofacies a partir de las medidas de Resonancia Magnética Nuclear a muestras de rocas del pozo VLA-1326 del Campo Lagomar, Cuenca de Maracaibo, en el Estado Zulia.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Realizar análisis convencionales de laboratorio a las muestras de rocas.
- ✓ Realizar análisis especiales de laboratorio a las muestras de rocas.
- ✓ Procesar la data generada de las mediciones de Resonancia Magnética Nuclear a muestras de rocas.
- ✓ Correlacionar los resultados de los análisis convencionales y especiales con los resultados de las mediciones de Resonancia Magnética Nuclear.

CAPÍTULO I

Ubicación geográfica del área

El pozo seleccionado para realizar el presente estudio es el pozo VLA-1326. Dicho pozo está ubicado en el Area VLA-6/9/21, la cual se encuentra localizada en el Bloque I de PDVSA al norte del Lago de Maracaibo (Figura 1.1).

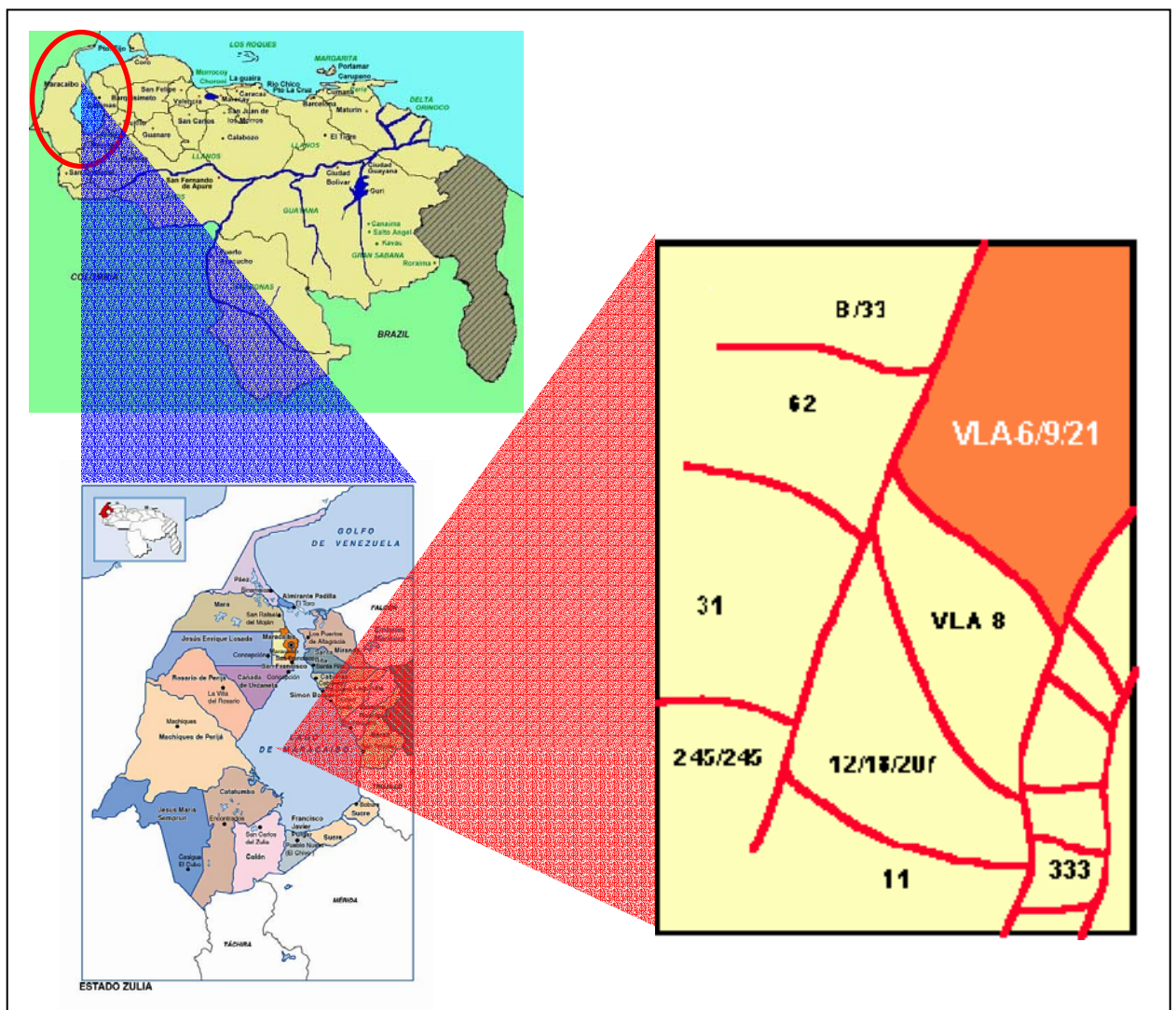


Figura 1.1: Ubicación del área

El VLA-1326, pertenece al Laboratorio Integrado de Campo Lagomar, el cual es un área piloto para la puesta en práctica de nuevas tecnologías. En la figura 1.2, se puede observar en rojo el área del Laboratorio de Lagomar, la cual comprende unos 10 Km² de extensión. Se resaltan dos hexágonos, denominados Oeste y Este, en los cuales se llevan a cabo las pruebas de recuperación secundaria a través de la inyección optimizada de agua en los pozos.

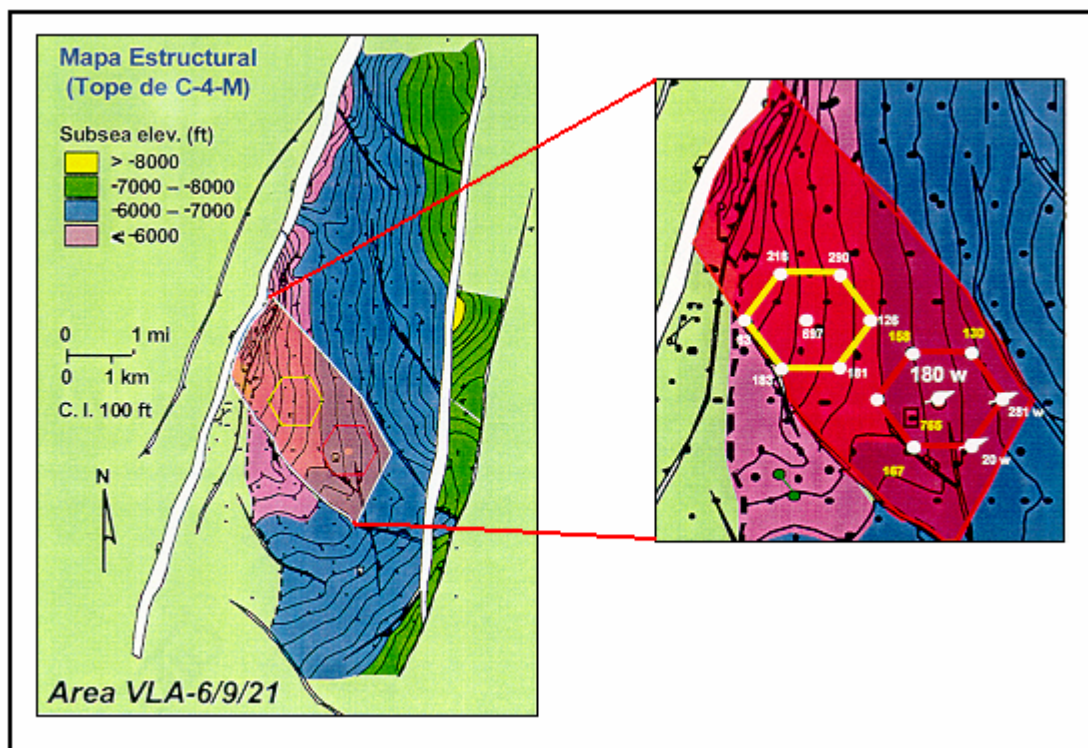


Figura 1.2: Ubicación del área del Laboratorio de Lagomar (Tomado de Golindano).

El yacimiento desde el cual se tomaron los núcleos para ser analizados en los laboratorios de Intevep® es el C5, en el cual se localiza crudo liviano, arenas con porosidad entre 5 y 25 % y permeabilidades entre 1 y 1000 md. Además el contenido de arcilla no excede del 10 % en la mayoría de los

casos. La arena C5 se divide en tres unidades genéticas las cuales se describen a continuación:

Unidad Genética C5U1

Esta unidad no presenta características prospectivas desde el punto de vista de sedimentología en la zona de arreglo, debido a los depósitos de relleno de canal estuarino (ES) que la caracteriza.

Unidad Genética C5U2

Dos tipos de depósitos caracterizan a esta unidad, depósitos de canal estuarino y depósitos de barras de mareas, ambos tipos se caracterizan por estar constituidos por facies de areniscas prospectivas. La orientación de estos depósitos es Este-Oeste.

Unidad Genética C5U3

Se caracteriza por dos tipos de depósitos de barras de mareas (TSR) y depósitos arcillosos de interbarras.

Facies Sedimentarias

La Formación Misoa de edad Eoceno es un excelente ejemplo del control que ejercen las litologías sobre la acumulación y producción de hidrocarburos. En ella se han identificado cinco familias de facies arenosas (S, S3, S1, S11 y S2).

La prospectividad de cada facies depende en gran parte de la intensidad de los procesos diagenéticos a que fueron sometidas durante la historia de

soterramiento de la columna sedimentaria, y también de su ubicación areal y vertical en el contexto estratigráfico secuencial de la Formación Misoa.

Las facies de interés que son prospectivas en el Bloque I, área VLA-6/9/21 son S1, S11 y S3. En los tapones de núcleo tomados del Pozo VLA-1326 se encontró solo las facies características S11 y S3, y además se definió una facies nueva S3-S11 que se puede ubicar como intermedia entre las dos anteriores.

La identificación y descripción de facies que se toma como referencia para el trabajo es la utilizada por Cedillo y Golindano, en donde se identificó y codificó las facies sedimentarias o litofacies observadas en núcleos de pozos del Bloque I del Lago de Maracaibo. Las tres facies de areniscas en dicho bloque fueron descritas de la siguiente manera:

S3: arenisca de grano medio a grueso, subangular a subredondeado, moderada a bien escogida, con intercalaciones esporádicas de lentes y clastos de lutitas.

S11: arenisca de grano fino a medio, subangular a subredondeado, de bien a muy bien escogida. No muestra intercalaciones de lentes de lutitas. Localmente puede observarse estratificación cruzada.

S1: arenisca de grano fino a medio, subangular a subredondeado, de bien a muy bien escogida. Muestra abundantes intercalaciones de lentes de lutitas. Localmente puede observarse estratificación cruzada

S3-S11: arenisca de grano medio, subangular a subredondeado.

Cada una de estas facies fue descrita petrográficamente, usando un analizador de imágenes, para definir el poro y el tamaño de la garganta. Los resultados son los siguientes:

FACIES	Tamaño del Poro (mm.)	Tamaño de la Garganta de poro (mm.)
S11	0.0125 – 0.025	0.0025 – 0.00625
S3-S11	0.025 – 0.1	0.00625 – 0.025
S3	0.075 – 0.125	0.00875 – 0.01875

CAPÍTULO II

Propiedades Petrofísicas en Yacimientos

La evaluación de un yacimiento petrolífero involucra el conocimiento de las características básicas de las rocas productoras. La mayoría de estas rocas son de origen sedimentario y pueden ser clasificadas según como hallan sido formadas, ya sea por meteorización o por procesos químicos. Las rocas sedimentarias están compuestas principalmente de aquellos minerales que son estables bajo condiciones normales de estrés, temperatura y presión. Sin embargo, algunos minerales normalmente asociados con rocas ígneas y metamórficas que fueron formadas bajo condiciones anormales de esfuerzo, temperatura ó presión también pueden ocurrir en rocas sedimentarias.

Porosidad

La porosidad es la capacidad que tiene una roca de contener fluidos. Para que un yacimiento sea comercialmente productivo debe tener una porosidad suficiente para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos.

La *porosidad total*, ϕ , es por definición el volumen vacío de roca (lleno de fluidos) dividido entre el volumen total de la roca:

$$\phi = \frac{\text{Volumen de poro}}{\text{Volumen total}} \quad (2.1)$$

o

$$\phi = \left(\frac{1 - \text{Volumen de la matriz}}{\text{Volumen total}} \right) \quad (2.2)$$

La *porosidad primaria* es aquella que se construye dentro de la matriz de roca durante o después de su depositación original como sedimento y que incluye su reducción por subsecuente cementación y compactación.

La *porosidad secundaria* se forma por un proceso geológico o geoquímico posterior a la depositación original, compactación y cementación, como consecuencia de agentes geológicos tales como lixiviación, fracturamiento y fisuramiento de la roca. El proceso de lixiviación es la disolución de la caliza o dolomita por aguas subterráneas que produce cavidades o cavernas, que caracterizan a las formaciones vulgares. Las formaciones fisuradas o fracturadas pueden presentar una permeabilidad extremadamente alta y una porosidad baja. El material de la matriz entre fisuras usualmente es denso, pero aún una pequeña fisura puede tener muy alta permeabilidad. En ambos tipos de formación, la determinación de la porosidad secundaria es complicada. Debido a su fragilidad así como a su composición química, los carbonatos son ejemplos excelentes de porosidad secundaria.

La producción de hidrocarburos en rocas tanto clásticas como carbonatos provienen de porosidad primaria, sin embargo, frecuentemente la producción en carbonatos es consecuencia de porosidad secundaria, que es variable.

Permeabilidad

La permeabilidad es la medida de la facilidad con que una formación permite el paso de un fluido de determinada viscosidad a través de ella. Para que una roca sea permeable debe tener porosidad interconectada (poros, cavernas, vasos capilares o fracturas). Igualmente, para que un yacimiento sea comercial es necesario no sólo que la roca productora contenga petróleo o gas, sino que estos fluidos puedan desplazarse dentro de esta y salir a la

superficie. Entonces, la roca sólo es permeable cuando los poros están conectados.

Algunas arenas de grano fino pueden tener porosidad interconectada, pero al mismo tiempo los poros a través de los cuales debe moverse el fluido pueden ser estrechos y tortuosos tendiendo a disminuir la permeabilidad efectiva de la formación. Por consiguiente, la permeabilidad de arenas de grano fino puede ser muy baja.

La permeabilidad de una muestra de roca al paso de fluido homogéneo (Figura 2.1) es una constante, siempre y cuando el fluido no reaccione con la muestra, ni las características físicas de la misma cambien al preparar la muestra o al ejecutar la medición. Cuando se utiliza un fluido homogéneo se determina la permeabilidad absoluta (k) de la roca, pero se deben corregir las mediciones hechas con aire o gas, por efectos de deslizamiento para obtener una permeabilidad equivalente a líquidos, utilizando las correcciones de Klinkenberg.

La unidad de permeabilidad es el darcy (D), unidad que recibe el nombre del ingeniero francés Henry d'Darcy quien en 1865 diseñó un método para medir la permeabilidad. Demostró que:

1 darcy es aquella permeabilidad que en 1 segundo permite el paso de 1 cm^3 de fluido de un centipoise de viscosidad a través de 1 cm^2 de sección de roca y sometido a un gradiente de presión de 1 atmósfera/cm^2

La mayoría de las formaciones productoras tiene una permeabilidad promedio inferior a un darcy; por consiguiente, la permeabilidad se mide en milésimos de darcy o milidarcies (md). Con esta unidad, la permeabilidad

puede variar entre 5000 md para una arena no consolidada y 0,1 md para algunos carbonatos.

En teoría, el concepto de permeabilidad es un concepto básico simple pero en la práctica puede ser muy complejo. El flujo aumenta con la presión en el fluido, pero disminuye con el aumento en la viscosidad, por lo que es necesario conocer varios factores para determinar la permeabilidad de una roca. Estos factores son: el espesor y forma del yacimiento, propiedades y viscosidad de los fluidos, presión de la formación, cantidad de flujo, saturación de agua, etc.

Basado en pruebas de flujo de laboratorio sobre tapones de núcleos, Darcy determinó que el valor de la permeabilidad, k , puede ser expresado por la ecuación:

$$q = \frac{kA}{\mu} \frac{dP}{dx} = \frac{k}{\mu} \frac{A\Delta P}{L} \quad \text{ó} \quad k = \frac{q\mu}{A} \frac{L}{\Delta P} \quad (2.3)$$

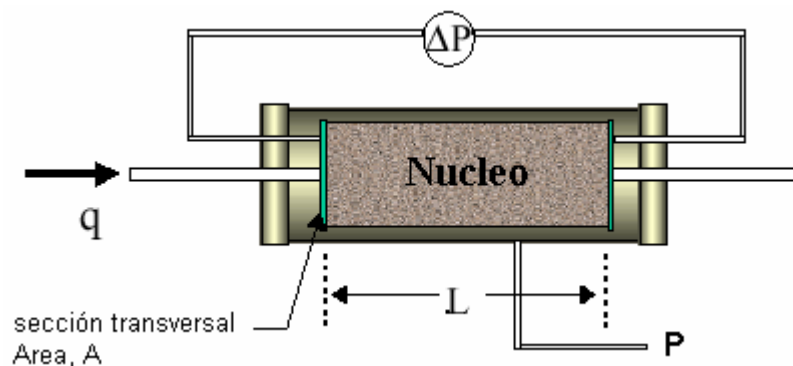


Figura 2.1: Medición convencional de permeabilidad

donde:

q = flujo por unidad de tiempo

μ = viscosidad del fluido

A = sección transversal de la roca

L = longitud de la muestra

ΔP = diferencial de presión

P = presión de confinamiento

Saturación

La saturación en fluido de una roca es la relación entre el volumen de fluido en los poros con el volumen total en los poros.

En un yacimiento de hidrocarburos se pueden encontrar simultáneamente agua, petróleo y gas. Sin embargo, debido a los efectos de la gravedad, los fluidos se segregan o separan en el yacimiento. Dependiendo de las condiciones en la formación parte de los fluidos de un yacimiento no pueden extraerse, se desplazarán solamente algunos fluidos y otros permanecerán inmóviles. Siempre habrá en una formación una cierta cantidad de agua retenida en los poros debido a fuerzas capilares. Este volumen de agua no puede ser desplazado por el petróleo a las presiones que generalmente caracterizan las formaciones productoras y, por consiguiente, la saturación de agua nunca llega a cero. Entonces la saturación de agua se acerca a un valor mínimo denominado saturación de agua irreducible, S_{wirr} . Una formación que esté en condiciones de saturación de agua irreducible producirá hidrocarburos sin agua. Al igual que el agua de formación, el petróleo también puede permanecer inmóvil. En este caso el petróleo que queda en el yacimiento recibe el nombre de saturación residual de hidrocarburo.

Al estudiar un intervalo productor, aquella fracción del espacio en los poros que no contiene agua se supone que contiene hidrocarburo. Esto puede expresarse matemáticamente mediante la igualdad:

$$\text{Saturación de hidrocarburos} = (1 - S_w) \quad (2.4)$$

Frecuentemente las saturaciones residuales de hidrocarburo pueden extraerse mediante los métodos denominados de recuperación secundaria o terciaria.

Presión Capilar

La presión capilar es la diferencia de presión a través de una interfase que separa dos fluidos inmiscibles en el interior de un capilar. Es un parámetro que depende de la estructura capilar de la roca porosa y más específicamente de la microestructura del poro. Cuando uno de los fluidos tiende a penetrar la interfase sólida y excluye el segundo fluido, el primero es llamado fluido “mojable” y el otro “no mojable”.

Se considera el ejemplo (Figura 2.2) simple de cuan alto un líquido puede ascender en un capilar abierto de radio R , cuando la parte inferior del capilar esta ubicado en un recipiente lleno de fluido.

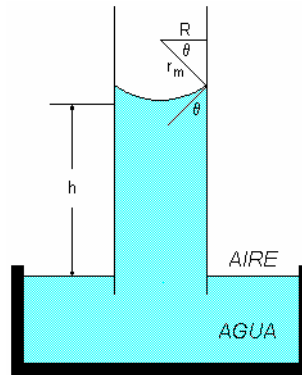


Figura 2.2. Ascenso de agua en un capilar

Si el líquido es el fluido mojable, la presión del líquido será menor que la presión del gas (aire) y la interfase tiende a ser cóncava al fluido. Ignorando los efectos de gravedad en la interfase, el radio de curvatura r_m es una constante y es igual $R / \cos\theta$. En estado de equilibrio, la presión capilar es expresada como:

$$P_c = P_0 - P_1 = \frac{2\gamma}{r_m} = \frac{2\gamma \cos\theta}{R} \quad (2.5)$$

Donde P_0 es la presión del gas (aire) sobre la interfase y P_1 la presión del fluido (agua) bajo la interfase. θ es definido como el ángulo de contacto entre la superficie del fluido y la superficie plana del sólido. La columna de fluido de altura h está sometida a la diferencia de presión $P_0 - P_1 = \Delta\rho gh$ donde $\Delta\rho$ es la diferencia de densidad entre el agua y el aire. Las interacciones moleculares determinan el ángulo de contacto θ , que afecta directamente al radio de curvatura medio $r_m = R / \cos\theta$, que influencia la presión capilar $P_0 - P_1$.

Para determinar la curva de presión capilar se utiliza el método de centrifugación. El procedimiento consiste en centrifugar la roca

incrementando la presión de centrifugación. Llega un punto en el cual la muestra no libera más fluido, alcanzando su mínimo valor de saturación irreducible. A partir de éste límite, se obtiene la presión capilar de la roca. En la figura 2.3 se observa una curva típica de presión capilar para una muestra de sedimentos clásticos.

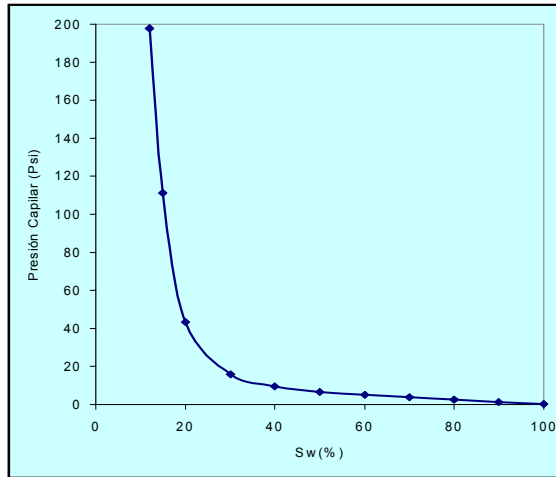


Figura 2.3. Curva típica de Presión Capilar (Tomado de Araujo Y.C.).

Los datos obtenidos de la centrifugación se pueden utilizar para cuantificar los parámetros estructurales de un medio poroso. Los modelos de estructura poral se subdividen en dos categorías. En la primera categoría la estructura de los poros se modela como un arreglo de capilares paralelos de diferente radio, aunque no realista, es un modelo muy simple para visualizar las principales características estructurales del espacio poroso. En la segunda categoría el medio poroso es visto como una red de capilares conectados que depende de como estén agrupados los granos. La diferencia fundamental entre ambos modelos es que el modelo de redes de capilares se acerca más a la realidad.

CAPÍTULO III

PETROFACIES

Las petrofacies, es una clasificación que se hace de la calidad de roca de yacimiento según el radio de garganta de poro dominante en ésta. Para entender este concepto es importante conocer el concepto de radio de poro (R) y de radio de garganta de poro (r).

Poros y gargantas de poros

El radio de garganta de poro es el radio del círculo trazado perpendicular a la dirección del flujo dentro del punto más estrecho de la conexión entre poros, mientras que el radio de un poro es el radio de la esfera más grande que se pueda colocar dentro del poro (Figura 3.1).

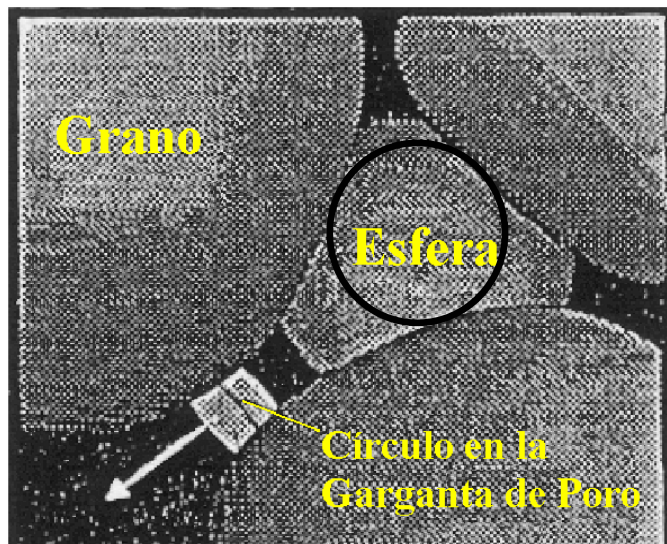


Figura 3.1. Ilustración del significado de garganta y radio de poro. (Tomado de Cerezo)

Tanto los poros como las gargantas de poros pueden ser divididos de acuerdo a rangos petrofísicos significantes. Grandes poros pueden no contribuir al flujo a menos que estos se encuentren conectados con otros poros, esta conectividad se incrementa con el tamaño del radio de garganta de poro y con el incremento del número de gargantas de poros que los rodea.

La forma, el tamaño y el radio de garganta de un poro afectan al flujo, ¿de que manera?. Esto es fácil de explicar si comparamos a un poro con un cuarto el cual tiene una puerta en cada pared. La cantidad de personas que entran dentro del cuarto depende del tamaño y de la forma del cuarto (poros). La entrada y salida de personas de este cuarto depende de la forma, de las dimensiones y del número de puertas que tenga el cuarto (radio de garganta de poros).

Los sistemas de poros pueden ser organizados dentro de rangos de tipos de poro de acuerdo al radio de garganta de poro. Este radio de garganta de poro puede ser medido a través del análisis de pruebas de presión capilar. En la tabla 3.1 se muestran los tipos de roca de acuerdo a la dimensión del radio de garganta de poros. A cada uno de estos tipos de garganta de poros se le asigna el nombre de petrofacies, en orden creciente hacia una menor calidad de roca.

Tabla 3.1 Clasificación de los tipos de roca de acuerdo al radio de garganta de poro medido a través de pruebas de presión capilar.

Tipos de garganta de poros de acuerdo a su tamaño	Rango de tamaño
Megaporosa (petrofacies 1)	> 10 micrones
Macroporosa (petrofacies 2)	De 2 a 10 micrones
Mesoporosa (petrofacies 3)	De 0.5 a 2 micrones
Microporosa (petrofacies 4)	De 0.1 a 0.5 micrones
Nanoporosa (petrofacies 5)	< 0.1 micrones

Estudios previos

El tamaño de apertura de poros estimado a través de las pruebas de presión capilar (método de inyección de mercurio) ha sido usado para evaluar los sellos de las trampas y para inferir localizaciones de acumulaciones estratigráficas de hidrocarburos.

Algunos investigadores han demostrado la relación existente entre estas curvas de presión capilar y algunos parámetros que se obtienen de análisis convencionales como son la porosidad y la permeabilidad al aire.

El primer investigador que sugirió que se hicieran pruebas de inyección de mercurio para determinar la distribución del radio de los poros fue Washburn en 1921. Sus investigaciones estuvieron basadas en la ecuación de Laplace.

$$P_c = \frac{2\gamma \cos \theta}{r} \quad (3.1)$$

donde

P_c = Presión capilar (dinas/cm²)

γ = Tensión superficial de Hg (480 dinas/cm²)

θ =ángulo de contacto del mercurio (140°)

r = radio del poro (micrones)

Más tarde H. D. Winland en 1980, quien estaba interesado en el potencial de sello de algunas muestras desarrolló una relación empírica entre la porosidad, la permeabilidad al aire y las aberturas de poros correspondiente a una saturación de mercurio de 35% (r_{35}), para una variedad de arenas y carbonatos. H. D. Winland realizó regresiones para otros porcentajes de saturación de mercurio (30%, 40% y 50%), pero determinó que la mejor relación aparecía para el 35%. Él no encontró una razón para explicar por qué con el r_{35} se obtenía la mejor correlación. El conjunto de muestras que utilizó Winland en su trabajo estaba compuesto por 56 areniscas y 26 carbonatos para hacer un total de 82 muestras con bajas permeabilidades (corregidas o permeabilidades Klinkenberg) y otras 240 con permeabilidades no corregidas. Kolodzie fue el que publicó la ecuación de Winland para el r_{35} :

$$r_{35}=0.732+0.588 \log K_{air}-0.864 \log \phi \quad (3.2)$$

donde

r_{35} = radio de abertura de poros para 35% de saturación de mercurio.

K_{air} = Permeabilidad al aire no corregida.

ϕ = Porosidad en porcentaje (%).

En 1990 Hartman y Coalson correlacionaron el valor del r_{35} de Winland con el tipo de poros y la calidad del yacimiento. Winland también mostró a través de pruebas en muestras de campo, que el r_{35} podría ser usado para delimitar trampas estratigráficas de acumulaciones comerciales de hidrocarburos.

Posteriormente, Pittman en 1992 concluyó que la porosidad y la permeabilidad al aire obtenidas por medio de análisis convencionales de muestras de núcleo, pueden ser utilizadas para estimar la presión de desplazamiento, y el tamaño de la apertura de poros. También desarrolló ecuaciones empíricas que permiten calcular el radio de garganta de poros, correspondiente a saturaciones de mercurio que varían de 5 en 5 en un rango que oscila entre 10% y 75%, las cuales se presentan en la figura 3.2.

Pittman	
Logr 10	$= 0.459 + 0.500 * \text{Log}(K) - 0.385 * \text{Log}(\phi)$
Logr 15	$= 0.33 + 0.509 * \text{Log}(K) - 0.344 * \text{Log}(\phi)$
Logr 20	$= 0.218 + 0.519 * \text{Log}(K) - 0.303 * \text{Log}(\phi)$
Logr 25	$= 0.204 + 0.531 * \text{Log}(K) - 0.35 * \text{Log}(\phi)$
Logr 30	$= 0.215 + 0.547 * \text{Log}(K) - 0.420 * \text{Log}(\phi)$
Logr 35	$= 0.255 + 0.565 * \text{Log}(K) - 0.523 * \text{Log}(\phi)$
Logr 40	$= 0.360 + 0.528 * \text{Log}(K) - 0.680 * \text{Log}(\phi)$
Logr 45	$= 0.609 + 0.608 * \text{Log}(K) - 0.974 * \text{Log}(\phi)$
Logr 50	$= 0.778 + 0.626 * \text{Log}(K) - 1.205 * \text{Log}(\phi)$
Logr 55	$= 0.948 + 0.632 * \text{Log}(K) - 1.426 * \text{Log}(\phi)$
Logr 60	$= 1.096 + 0.648 * \text{Log}(K) - 1.666 * \text{Log}(\phi)$
Logr 65	$= 1.372 + 0.643 * \text{Log}(K) - 1.979 * \text{Log}(\phi)$
Logr 70	$= 1.664 + 0.627 * \text{Log}(K) - 2.314 * \text{Log}(\phi)$
Logr 75	$= 1.880 + 0.609 * \text{Log}(K) - 2.626 * \text{Log}(\phi)$

Figura 3.2. Ecuaciones empíricas para determinar el radio de garganta de poro (μm) correspondiente a varios porcentajes de saturación de mercurio.

(Tomado de Cerezo)

La garganta de poros que caracteriza a una roca es determinada por el tipo de poros. Diferentes tipos de poros tienen perfiles de saturación que se pueden predecir. Debido a esto las curvas de presión capilar reflejan la naturaleza del tipo de poro bajo condiciones de mojado al agua.

El agua en la garganta de poros de una roca con macro porosidad ofrece una muy pequeña resistencia capilar a la migración de hidrocarburos, como resultado de esto tenemos que el crudo y el gas migran a través de una roca macro porosa con una mínima presión de desplazamiento. Por otro lado es necesario una gran presión de desplazamiento (una gran columna de hidrocarburos) para que el crudo o el gas migren a través de una roca microporosa. La saturación de agua irreducible en una roca macroporosa es notablemente menor que en una roca microporosa.

El análisis de las pruebas de presión capilar es un camino efectivo para medir la distribución de radio de garganta de poro en una muestra.

Procedimiento para determinar petrofacies

La mejor forma de calcular el radio de garganta de poros es a través de curvas de presión capilar obtenidas por pruebas de inyección de mercurio o análisis de secciones finas. Si no se poseen pruebas de inyección de mercurio o análisis de secciones finas la ecuación del r_{35} mostrada por Winland resulta ser la mejor manera de calcular el radio de garganta de poros si se tienen los datos de porosidad y permeabilidad convencionales. Pero se ha demostrado que en algunos casos el radio de garganta de poro calculado por la fórmula del r_{35} no es el que mejor representa a las verdaderas características del conjunto de muestras que se estén estudiando, de allí que se deba seleccionar la fórmula de r_x más cercana a la realidad. Existen distintos métodos para seleccionar el r_x más adecuado y

éstos están basados en los datos de pruebas de inyección de mercurio (curvas de presión capilar).

Método del ápice

Teniendo los datos de la curva de presión capilar obtenida por pruebas de inyección de mercurio se grafica el cociente entre la saturación de mercurio y la presión capilar contra la saturación de mercurio. Para una muestra, el ápice de la curva es el punto que representa a la saturación de la fase no mojante y es de allí de donde se parte para calcular el radio de garganta de poro para una sola muestra. En la figura 3.3 se observa que para una de las muestras del pozo en estudio, el radio de garganta de poro que domina al flujo es aquel que corresponde a la presión cuando se tiene un 34% de saturación de mercurio en la curva de presión capilar. Utilizando la ecuación de Laplace (3.1) tenemos que el radio de garganta de poro que domina al flujo es igual a 2,26 micrones, es decir, la roca pertenece a la petrofacies 2 (macroporosa).

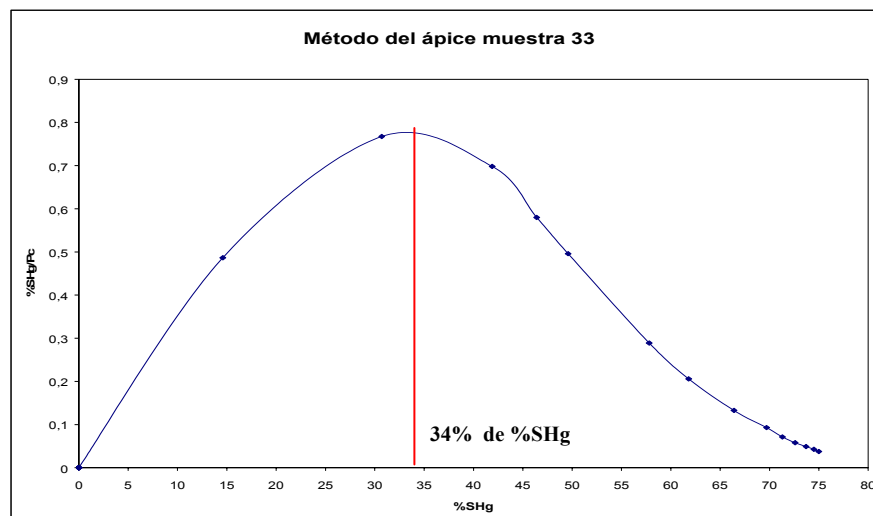


Figura 3.3. Gráfico del método del ápice para una sola muestra

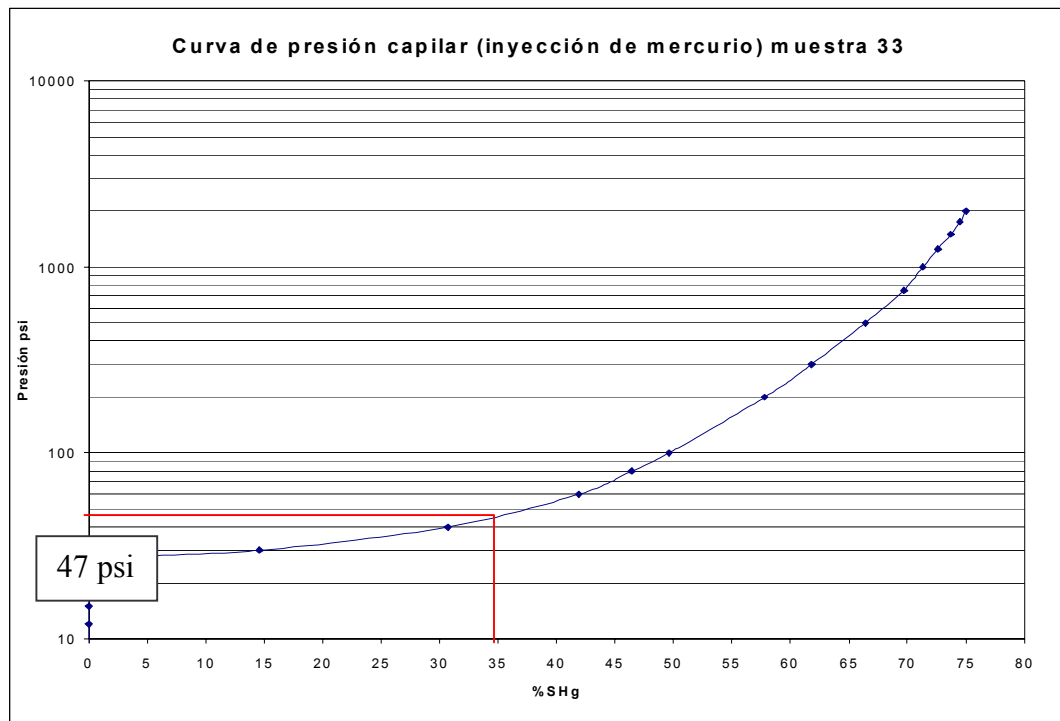


Figura 3.4. Curva de presión capilar semilogarítmica (por inyección de mercurio) muestra 33. Presión equivalente al 34% de saturación de la fase no mojante

Pero existen casos en los que no se pueden graficar curvas de presión capilar por inyección de mercurio para todo el yacimiento, por problemas de presupuesto o de tiempo; cuando esto sucede son necesarias, como ya se mencionó, las ecuaciones empíricas presentadas en el trabajo de Pittman en 1992 y una buena selección del r_x a utilizar. Para ello se grafican todas las curvas por el método del ápice en una sola gráfica y se traza una recta que se ajuste a la mayoría de los ápices (una especie de línea de tendencia), y donde ésta corta con el eje, ésa será la ecuación de r_x a utilizar.

En el caso de la figura 3.5 se utilizará para este yacimiento la ecuación del r_{35} desarrollada por Winland.

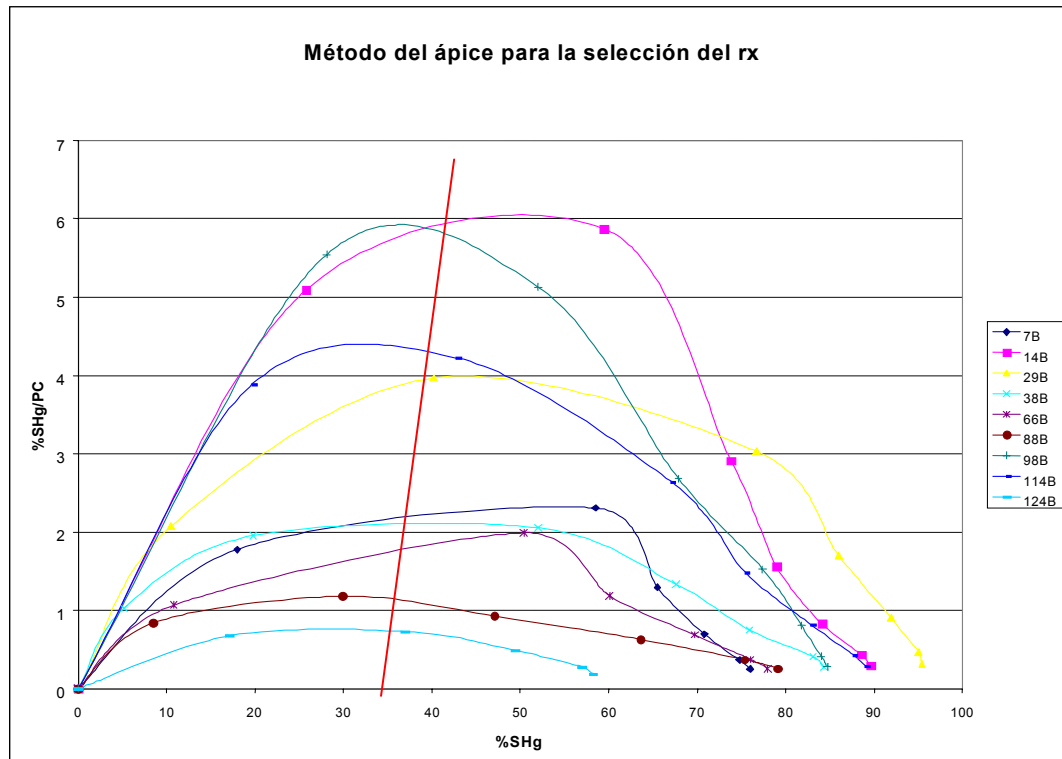


Figura 3.5. Gráfico de ápice para la selección del r_x . En este gráfico el r_x seleccionado es el r_{35} .

Método de comparación directa (comparación 1:1)

Este método sólo sirve para seleccionar la ecuación de r_x que se va a utilizar para un yacimiento si se disponen de curvas de presión capilar (inyección de mercurio). El método se basa en graficar el radio de garganta de poro real calculado a partir de las curvas de presión capilar o a partir del análisis de secciones finas, con los distintos radios de garganta de poro calculados con las diferentes ecuaciones empíricas de r_x , observando cuál de todos se acerca más a una línea de 45° que pasa por cero.

En el caso de que el r_{35} no sea el adecuado se construye la misma gráfica pero, en lugar de utilizar el r_{35} , se utiliza la fórmula de otro y se va aplicando el método de ensayo y error hasta encontrar la ecuación más indicada.

Petrofacies obtenidas a través de las ecuaciones de Pittman

Una vez seleccionada la ecuación de Pittman que mejor representa a las propiedades del yacimiento se construye un gráfico de porosidad vs permeabilidad sobre el cual se trazan otras curvas que representan el radio de garganta de poro en micrones.

Para trazar estas curvas se hace constante el 'r' en la ecuación, y se asignan valores de porosidad en porcentaje variando de 0.5% en 0.5% desde 0 hasta un porcentaje arbitrario (47.5% máximo) y se calcula la permeabilidad, de manera tal que los datos a graficar serán la permeabilidad y la porosidad.

En la figura 3.6 se representan los radios de garganta de poro mediante curvas de colores. Todas las muestras cuyos datos de permeabilidad y porosidad generen un punto por encima de la curva de 10 micrones tendrán un radio de garganta de poro mayor a 10 micrones; de igual manera aquellos puntos graficados entre las curvas de 5 y 10 micrones tendrán de igual forma un radio de garganta de poro entre 5 y 10 micrones y así sucesivamente.

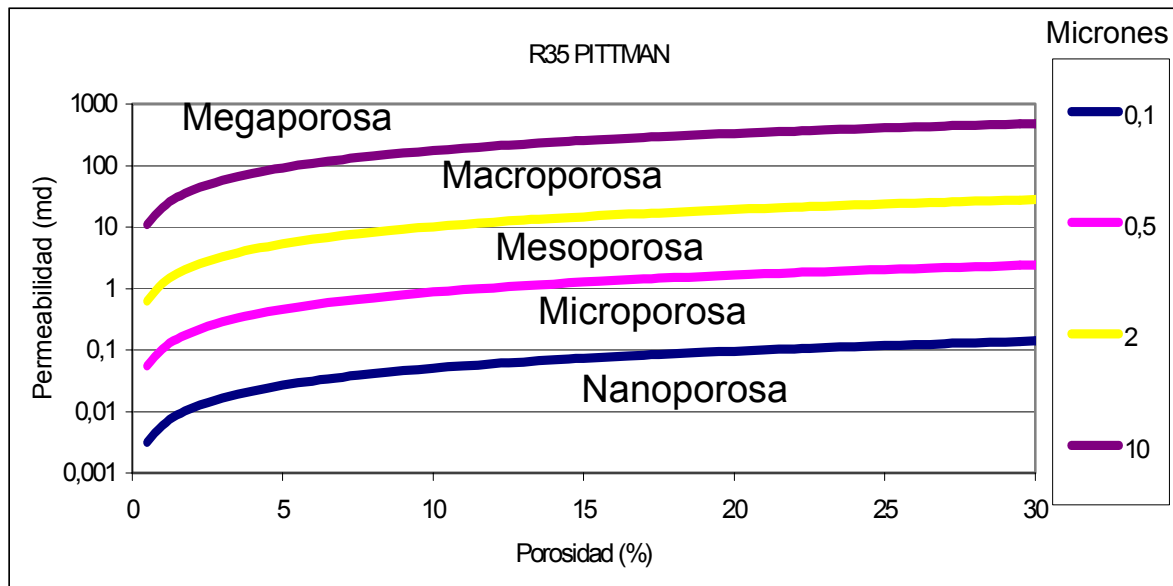


Figura 3.6. Gráfico de Winland para identificación de petrofacies. Las curvas del gráfico representan el radio de garganta de poro.

Al construir una gráfica con las curvas de radio de garganta presentes se puede diferenciar de mejor manera las características de flujo del yacimiento. Estas petrofacies pueden ser comparadas con los registros convencionales (gamma ray, sónico, densidad neutrón, entre otros) con la finalidad de seleccionar la mejor zona para cañonear.

¿Cómo extrapolar la clasificación por petrofacies al pozo entero?

Para extrapolar estos resultados al pozo completo, se procede a correlacionar el radio de garganta de poro con alguna de las propiedades que describen los registros que han sido tomados. Específicamente ara este caso se encuentra una relación entre el radio de garganta de poro y la capacidad de intercambio catiónico, como se muestra en la figura 3.7.

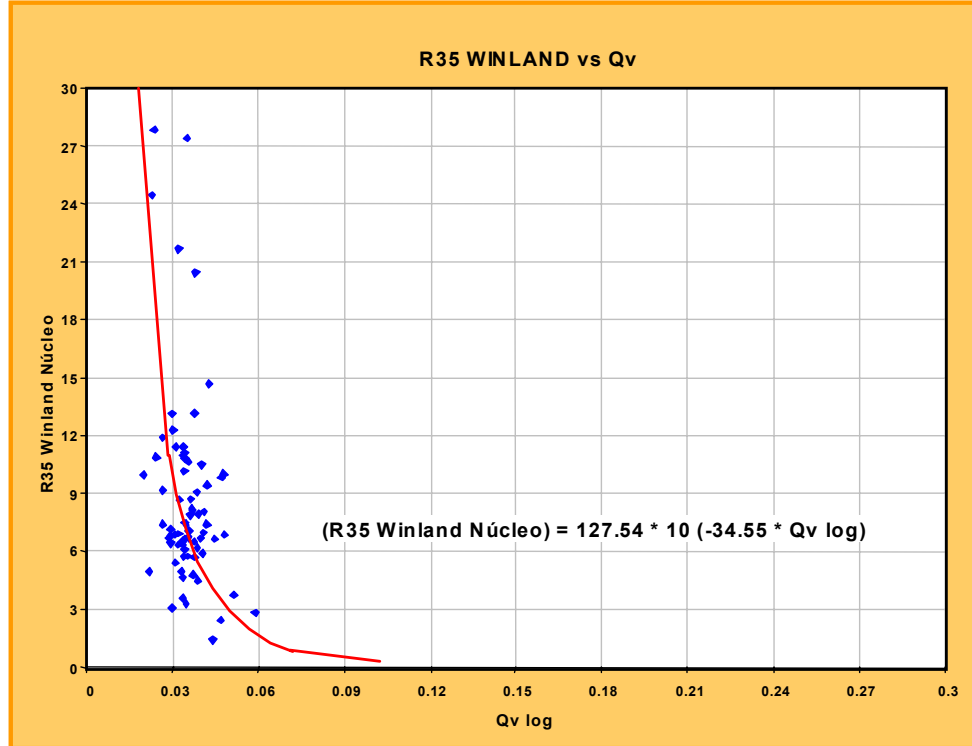


Figura 3.7. Radio de garganta de poro vs capacidad de intercambio catiónico.

Generando la siguiente ecuación

$$r_{35} = 127.54 * 10^{-34.55 * Q_v} \quad (3.3)$$

Además, existe una relación entre la porosidad y la capacidad de intercambio catiónico como se muestra en la figura 3.8. De esta correlación se obtiene que:

$$\ln Q_v = -0.102 * \phi - 0.1632 \quad (3.4)$$

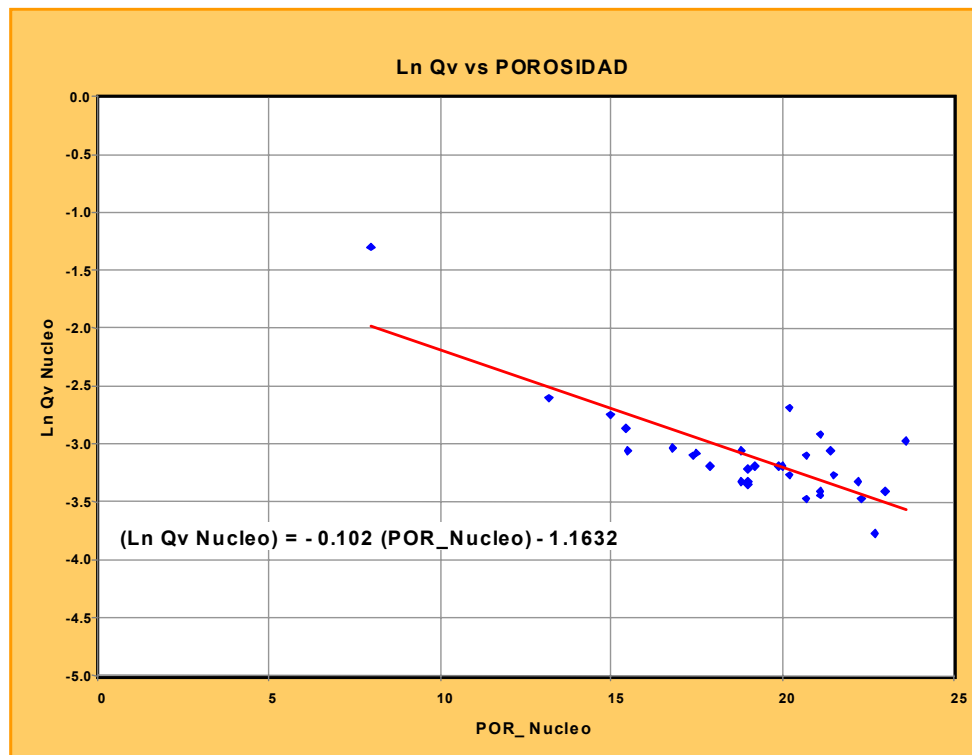


Figura 3.8. Logaritmo de la capacidad de intercambio catiónico vs la porosidad.

Por lo tanto, utilizando alguno de los registros de porosidad (densidad, neutrón o sónico) se genera un registro sintético de la capacidad de intercambio catiónico en el pozo que se evalúa. Con este resultado y con el uso de la ecuación 3.3 se obtiene un registro sintético de radio de garganta en el poro, indirectamente a partir de la porosidad, con lo cual se realiza una evaluación petrofísica que incluye las petrofacies. Cabe destacar que las correlaciones no son siempre las mismas, y que cada yacimiento debe evaluarse independientemente.

CAPÍTULO IV

Resonancia Magnética Nuclear (RMN)

Los principios de la resonancia magnética nuclear han sido conocidos desde finales de la década del 40 y fue inicialmente implementada en laboratorios de investigación y en el campo médico. Desarrollos tecnológicos en circuitos integrados, microprocesadores e imanes de alta intensidad hicieron posible la introducción de la herramienta de perfilaje y equipos de laboratorio de RMN en la Industria Petrolera.

La herramienta de Resonancia Magnética Nuclear proporciona, por primera vez en la industria, una medición de porosidad independiente de la litología. Los ecos de resonancia magnética permiten cuantificar la granulometría y tamaño de los poros, pudiendo entonces calcular la permeabilidad de las rocas.

Anteriores desarrollos de esta tecnología requerían el dopaje¹ del lodo de perforación para lograr un registro. El uso de poderosos imanes artificiales ha permitido correr registros en lodos convencionales.

Introducción

La aplicación de esta tecnología de Resonancia Magnética Nuclear, permite adquirir datos esenciales para el desarrollo de mejores modelos de yacimiento y tomar decisiones rápidas en la definición de intervalos a perforar ayudando además a evaluar el espesor productivo neto y por ende las reservas.

¹ El dopaje consistía en añadir al lodo un aditivo magnético, lo cual permitía que la señal a medir fuera mas intensa.

Toda la información sobre granulometría, tamaño poral, permeabilidad efectiva, fluidos capilares e irreducibles y volumen poral disponible para la acumulación de hidrocarburos, conduce a descripciones de yacimientos más completa. Además, en combinación con otros registros como el Rayo Gamma Espectral, Densidad, Curva de Efecto Fotoeléctrico y otra medición de porosidad, se logra determinar la presencia de minerales accesorios pesados que pueden cambiar la evaluación de la zona de interés.

La Resonancia Magnética Nuclear se refiere básicamente a su principio físico: respuesta del núcleo a un campo magnético.

Muchos elementos en la naturaleza tienen un momento magnético y por tanto se comportan como imanes giratorios ("Spin"), que pueden interactuar con campos magnéticos externos y producir señales que se pueden medir.

La mayoría de los elementos producen señales muy pequeñas que son difícilmente detectadas, sin embargo, el hidrógeno tiene un momento magnético relativamente grande y es abundante en el agua y en el hidrocarburo que se encuentra en el espacio poroso de las rocas. Entonces, la herramienta de RMN responde al comportamiento de los núcleos de hidrógenos (protones) de los fluidos contenidos en los poros de la roca, en presencia de un campo magnético estático y de una señal de radio frecuencia (RF) ó frecuencia de resonancia.

El momento magnético del protón tiende a alinearse con el campo estático. Al aplicar el pulso de RF de amplitud y duración establecida, se puede rotar la magnetización neta 90° de la dirección estática del campo. Este primer pulso RF es seguido de una secuencia combinada de pulsos RF que inducen

a los protones a precesar² en el campo magnético estático, emitiendo una señal de radio, hasta que los protones retornan a su estado original. El período entre los pulsos se conoce como espacio inter-eco ó TE. Esta secuencia de pulsos y ecos se llama spin-eco. Las señales adquiridas de estos spin-eco son integradas y sus picos de amplitud conforman la curva de decaimiento T_2 .

La amplitud de la señal se incrementa con el número de hidrógenos (protones) movibles y es proporcional al contenido de fluido en la roca. En la medida que la señal decae, o distribución de tiempos de relajación (T_2), se obtiene información de los tamaños de poros y eventualmente del tipo de fluido. Los poros pequeños tienen una relajación rápido y en consecuencia un T_2 breve, en el caso de poros grandes el efecto es opuesto. Los tiempos de relajación y sus distribuciones de T_2 obtenidas de la RMN, permiten cuantificar parámetros petrofísicos como la porosidad efectiva, permeabilidad, movilidad de los fluidos, saturación de agua irreducible y estimar el tamaño de grano, el volumen y la geometría del poro en un yacimiento. La adquisición de la resonancia magnética nuclear ya sea en campo o en laboratorio, requiere la apropiada selección, previo al perfilaje o medición, de los parámetros de secuencia de pulsos magnéticos, el tiempo de espera, espaciamiento del eco y números de éstos.

² El movimiento de precesión se refiere a el giro que tienen los protones alrededor de su eje, como lo haría un trompo de juguete.

Aplicaciones petrofísicas

La distribución de tiempos de relajación T_2 que se obtiene de la herramienta o de el equipo de laboratorio de Resonancia Magnética, resume todas las mediciones de RMN y tiene varias aplicaciones en la industria petrofísica:

- ✓ El área bajo la curva de distribución T_2 representa la porosidad.
- ✓ La medida de porosidad puede ser total o efectiva, y es independiente de la mineralogía de la muestra o de la formación.
- ✓ Se obtiene el Volumen de agua ligada a Arcilla (CBW)
- ✓ La distribución T_2 representa una distribución de tamaño de poro en las rocas saturadas con agua.
- ✓ Cuantificación de los volúmenes de fluido producible (FFI) y agua ligada (BFV) por medio de los T_2 de corte determinados empíricamente.
- ✓ Estimación de la permeabilidad a partir del T_2 promedio logarítmico y ϕ_{RMN} .
- ✓ Volumen de lutita.
- ✓ Análisis de la viscosidad de los hidrocarburos.
- ✓ Tipificación de hidrocarburos (petróleo liviano-agua-gas).

Principio Físico

Las mediciones de RMN están asociadas a la respuesta de los núcleos de hidrógeno sometidos a un campo magnético externo. Estos núcleos se comportan como pequeños imanes giratorios (*Spin* magnético) debido a su momento magnético característico, de modo que la orientación de ellos puede ser controlada por los campos magnéticos externos.

La secuencia de medición comienza con la alineación de los protones (núcleos) seguida por la reorientación, la precesión y los repetidos desfases y reenfoques de los *spins*. La medición depende del tiempo de relajación longitudinal T_1 y el tiempo de relajación transversal T_2 . Una vez que se completan los pasos anteriores, cuya duración es de unos segundos, la medición se puede repetir. En general, el método de resonancia magnética es una medición dinámica, significa que ésta depende de cómo se adquiera. Si se cambia el tiempo de espera (T_1) puede afectar la polarización de los núcleos. Considerando un espaciamiento de eco (TE) incorrecto para la medición, la curva de decaimiento puede no representar el verdadero tiempo de relajación de los fluidos en la formación. El proceso de adquisición que sigue una medición de resonancia magnética se puede distribuir en los siguientes pasos:

La Fuente

El hidrógeno está presente en el agua, en el gas y en el petróleo que se localiza en el espacio poral. Los núcleos de hidrógeno, por tener un momento magnético característico, se comportan como imanes cargados eléctricamente y tienen un movimiento giratorio típico de un *Spin* magnético (Figura 4.1). Pueden ser llamados protones, que interaccionan con los campos magnéticos externos para producir señales que se pueden medir.

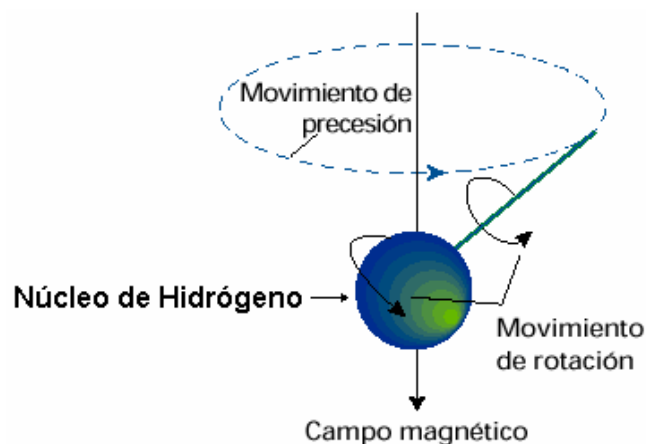


Figura 4.1: *Spin* Magnético (Tomado de Salazar)

Alineación de los protones (Polarización)

Un campo magnético estático y constante (B_0) que emiten las bobinas del equipo de resonancia, hace que los núcleos de hidrogeno se puedan alinear –polarizar- a dicho campo (Figura 4.2). Este proceso, llamado polarización ó magnetización longitudinal, se incrementa exponencialmente en el tiempo con una constante de tiempo T_1 . T_1 es el tiempo necesario que requieren los protones para reorientarse con el campo magnético estático después de un tren de ecos.

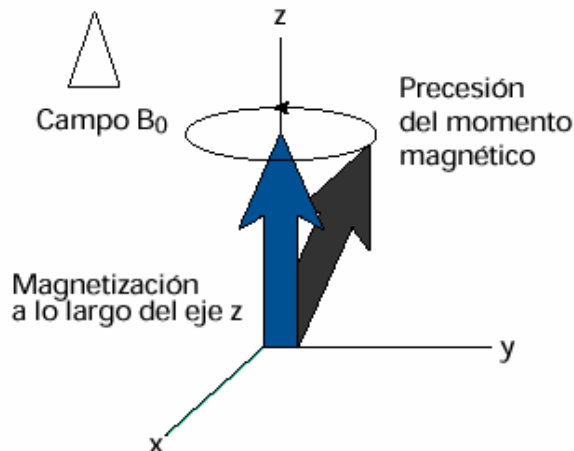


Figura 4.2: Polarización de los protones (Tomado de Salazar)

Reorientación de los Spins

Un pulso magnético proveniente de una señal de radio frecuencia (campo magnético oscilante (B_1)), reorienta los protones inicialmente alineados con el campo estático, a un plano perpendicular a éste (Figura 4.3). La frecuencia de resonancia característica de la secuencia de pulsos que emite el campo oscilante, viene dada por:

$$f = \gamma B_0 \quad (4.1)$$

donde ' f ' es la frecuencia de B_1 , llamada frecuencia de Lamor; y ' γ ' es una constante llamada el radio giromagnético de los núcleos. Estos parámetros son ajustados por el equipo para lograr que la nueva orientación de los protones sea de 90° con respecto al campo magnético inicial B_0 .

El término "resonancia" implica una alternancia de absorción y disipación de energía, la absorción es causada por las perturbaciones de la señal de radio frecuencia, y la disipación de energía es medida por el proceso de relajación.

Una vez que es alterado el estado inicial de equilibrio de los *Spins* nucleares (polarización), comenzará un movimiento de precesión alrededor de la dirección del campo magnético estático producido por los imanes permanentes. Por lo general, la frecuencia de precesión ó resonancia es de 2 MHz en las herramientas y equipos de laboratorio de RMN.

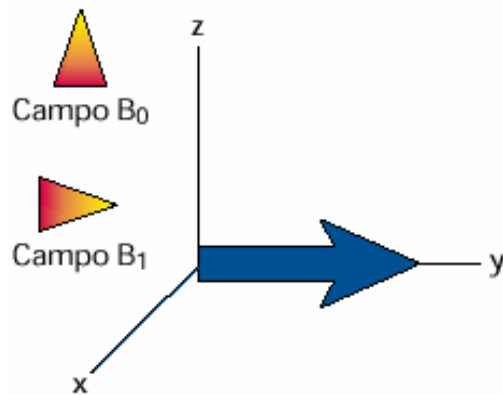


Figura 4.3: Reorientación de los protones (Tomado de Salazar)

Efecto de precesión (relajación) y desfase de los protones

Una vez que los protones son reorientados 90° con respecto al campo inicial B_0 , se inicia un movimiento de precesión en el plano de la dirección del campo oscilante (Figura 4.4). Si el campo de polarización es perfectamente uniforme, los protones en rotación precesan alrededor de éste hasta que se encuentran con una interacción que cambia su orientación en el plano transversal. Como el campo no es homogéneo presenta pequeñas variaciones que causa alteraciones correspondientes sobre la frecuencia de precesión Larmor. Entonces el proceso de precesión se desarrolla sistemáticamente de acuerdo a las variaciones de B_0 .

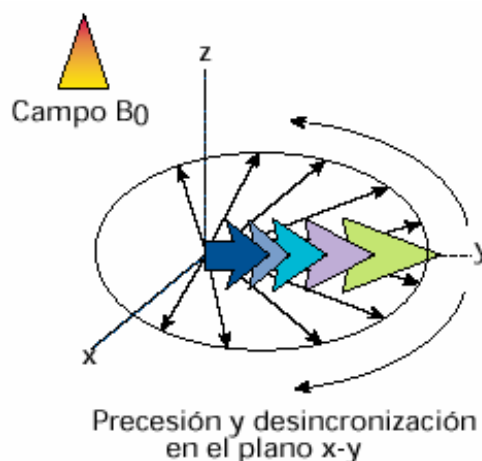


Figura 4.4: Precesión y desfase de los protones (Tomado de Salazar)

Inicialmente los protones precesan al unísono. Al hacer esto generan un campo magnético pequeño a la frecuencia de Lamor que inmediatamente es detectado por una antena como una señal. Debido a que el campo estático inicial no es homogéneo y por las interacciones moleculares, los protones comenzarán a precesar a diferentes frecuencias perdiendo gradualmente la sincronización, es decir, se desfasan y por lo tanto la señal de la antena decae.

Esta señal de decaimiento se conoce como caída de inducción libre (FID), que caracteriza la amplitud de cada señal. La constante de tiempo para este proceso de relajación transversal se llama T_2^* , tiempo de decaimiento transversal. (Figura 4.5)

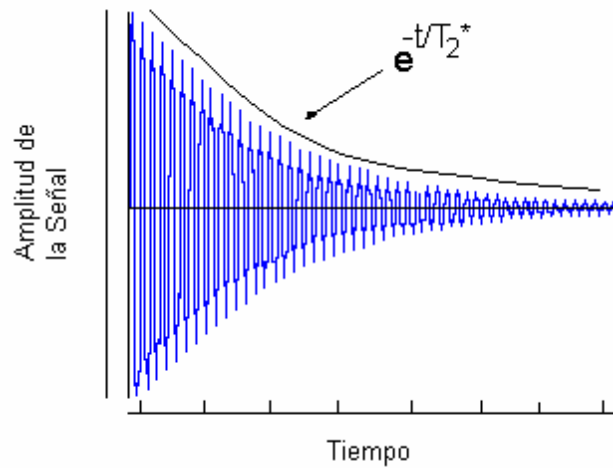


Figura 4.5: Caída de Inducción Libre (FID). (Tomado de Cedillo)

La relación que describe el decaimiento de la señal es:

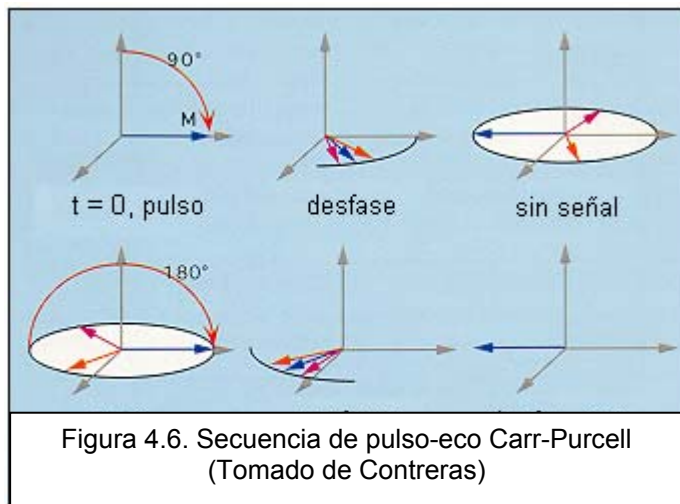
$$M(t) = M_0(t) e^{-t/T_2^*} \quad (4.2)$$

donde $M_0(t)$ es la magnitud de la magnetización transversal inicial, $M(t)$ es la magnitud de la magnetización transversal a un tiempo dado t después de un pulso y T_2^* es el tiempo que le toma a la magnetización transversal en decaer a 37% de su valor inicial.

Reenfoque: Pulsos de ecos

El desfase de los protones causado a que B_0 no es homogéneo es reversible. Al aplicar un pulso magnético de 180° , de la misma intensidad del pulso inicial de 90° , los protones en precesión se revierten en el plano transversal y produce un reenfoque de los *spins* desfasados. Continúa el movimiento de precesión pero ahora los más lentos pasan de primeros y los rápidos de últimos. En muy poco tiempo los protones lentos alcanzan a los rápidos de manera que todos precesan de nuevo en fase, y producen una señal de

magnetización coherente conocida como Eco. Este proceso se conoce como la técnica pulso-eco (Figura 4.6)



Por lo general, en las mediciones de RMN los pulsos de 180° se aplican repetidamente en forma de secuencia de pulsos que se caracteriza por el espaciamiento en tiempo entre ellos, tiempo inter-eco TE, que varía de acuerdo a la herramienta o el objetivo de la investigación.

El desfase de los protones causado por las interacciones moleculares es irreversible, es decir, la amplitud de cada eco es relativamente menor que la anterior. La señal obtenida tiene una constante de tiempo característica T_2 , tiempo de relajación transversal. El proceso es similar al desfase debido a que B_0 no es homogéneo, pero con la diferencia que los protones lentos no alcanzarán a los rápidos como consecuencia de las interacciones entre ellos y con las paredes de los poros. Por esta razón cada eco tendrá menor amplitud que el anterior, observándose un decaimiento con el tiempo. Ver figura 4.7. El procedimiento de medición se describe detalladamente en los anexos.

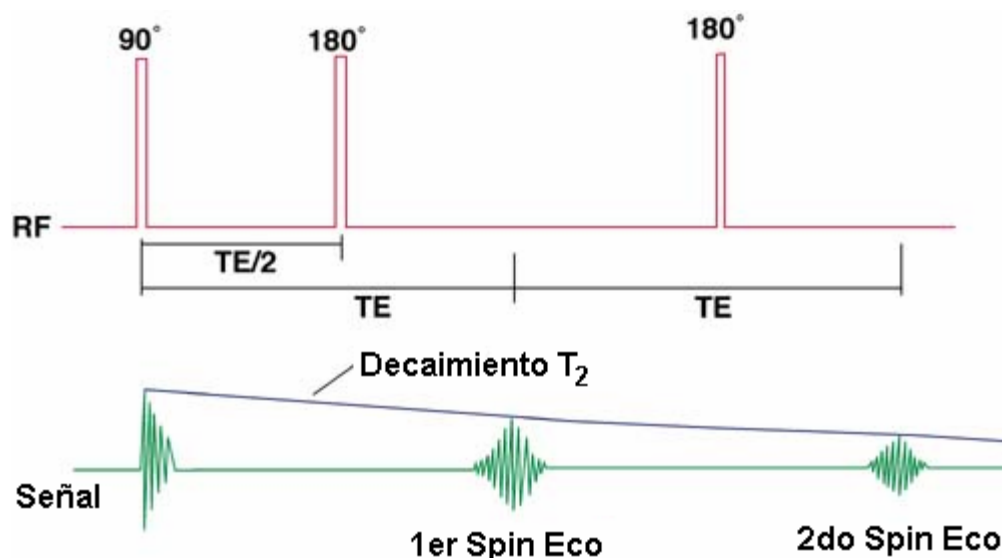


Figura 4.7: Secuencia de Pulso-Eco (Tomado de Contreras)

Tiempo de Relajación Transversal, T_2

La técnica de secuencias de pulsos, un pulso de 90° seguido por una serie de pulsos de 180° , que se utiliza actualmente en las herramientas de perfilaje y en los equipos de laboratorio, es conocida como Secuencia CPMG debido a sus inventores, Carr, Purcell, Meiboom y Gill (Carr, H.Y. y Purcell, E.M., 1954; Meiboom, S. y Gill D., 1958). El espaciamiento entre ecos que por lo general se utiliza es entre $320 \mu\text{seg.}$ y $1200 \mu\text{seg.}$ La secuencia de pulsos CPMG compensa el desfase causado por las variaciones del campo B_0 , sin embargo, las interacciones moleculares que también causan desfase en los protones es un proceso irreversible. Este proceso está relacionado con las propiedades petrofísicas de la roca tales como porosidad de fluido movable, tamaño de poros y permeabilidad.

El desfase irreversible es el resultado de un muestreo, el cual se obtiene midiendo la amplitud de los ecos en la secuencia de pulsos. El decaimiento característico en la amplitud de los ecos se conoce como tiempo de

relajación transversal, T_2 , debido a que el desfase ocurre precisamente en el plano transversal al campo magnético estático inicial B_0 .

La relación que describe el decaimiento de la señal es:

$$M(t) = M_0(t) e^{-t/T_2} \quad (4.3)$$

En esta expresión el tiempo de relajación es denotado como T_2 . Representa el decaimiento eco-a-eco, que es mucho más largo que el decaimiento *spin-a-spin* T_2^* (Figura 4.8)

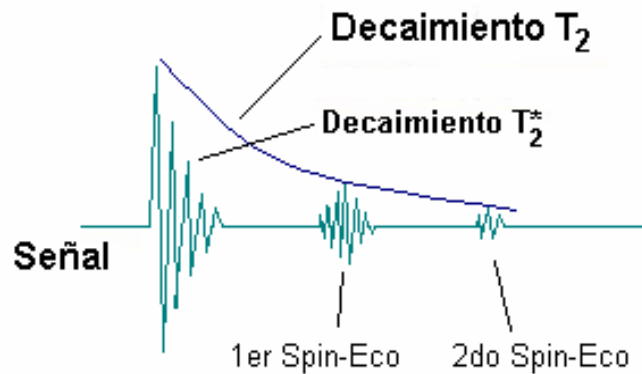


Figura 4.8: Decaimiento de T_2 y T_2^* (Tomado de Contreras)

Tiempo de Relajación Longitudinal, T_1

Después del pulso de 90° , el vector de magnetización se encuentra en el plano transversal, por lo tanto, la magnitud de la magnetización longitudinal es cero. Pero si se examina la magnitud que se presenta un tiempo después del pulso de 90° , crece exponencialmente desde cero hasta aproximarse al valor de equilibrio, que es función del número de spins en la medición, la temperatura y la magnitud del campo magnético.

Después de un cierto período de T_2 , los protones pierden completamente la coherencia y no es posible que vuelvan a reenfocarse. Al finalizar la secuencia de pulsos CPMG ellos retornan a su posición de equilibrio, paralelos a la dirección del campo B_0 . Este proceso ocurre a una constante de tiempo característica que se conoce como tiempo de relajación longitudinal, T_1 . La expresión cuantitativa para la relajación T_1 viene dada por:

$$M(t) = M_0(t) \left(1 - e^{-t/T_1}\right) \quad (4.4)$$

Sólo una vez que ha transcurrido el tiempo T_1 se puede hacer una nueva medición del decaimiento T_2 . En la figura 4.9 se comparan las curvas de relajación longitudinal, T_1 , y transversal, T_2 que son grabadas por separado durante un experimento de resonancia.

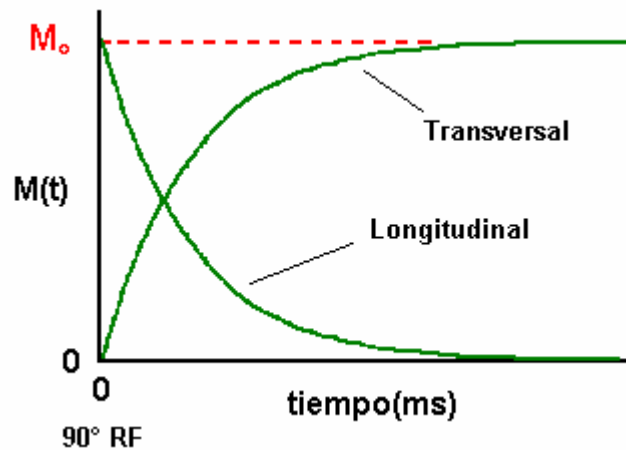


Figura 4.9: Curvas de Relajación (Tomado de Coates)

Como T_1 y T_2 se originan de procesos moleculares, se ha encontrado en mediciones de laboratorio sobre rocas saturadas con agua que T_1 es igual a $1.5 T_2$. Sin embargo, este ratio varía cuando hay presencia de gas o petróleo en las muestras de rocas.

Mecanismos de relajación en rocas saturadas

Existen tres mecanismos de relajación RMN que influyen en los tiempos T_1 y T_2 . Se pueden dividir como componentes de los decaimientos que son: uno debido a las interacciones con la superficie del poro, T_{2S} ; otro debido al decaimiento del fluido contenido en los poros, T_{2B} , y un tercero debido a la difusión de los protones en un gradiente del campo magnético, T_{2D} .

✓ Interacciones con la superficie del poro T_{2S} : las moléculas en los fluidos están en continuo movimiento –movimiento Browniano- y se difunden en el espacio poroso, chocando con la superficie del poro varias veces durante una medida de RMN. Cuando esto pasa, ocurren dos interacciones, primero que los protones pueden transferir energía nuclear a la superficie del poro permitiendo que se reorienten con el campo magnético estático, B_0 (componente de T_1). Segundo, los protones sufren un desfase que es irreversible (componente de T_2). La habilidad que tiene la superficie de los poros en relajar los protones es denominada Relaxividad³ superficial, ' ρ '.

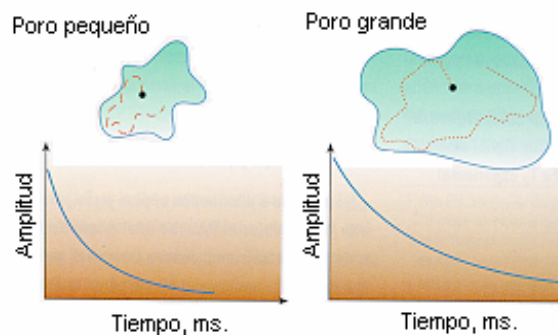


Figura 4.10: Decaimiento en función del tamaño de poro (Tomado de Salazar)

³ La relaxividad es la capacidad que tienen las paredes de los poros de permitir la relajación magnética.

El tamaño de los poros también influye en el proceso de relajación T_{2S} dado que la velocidad de relajación depende de la frecuencia con que los protones pueden chocar con la superficie del poro, que a su vez depende de la relación superficie-volumen (S/V). Cuanto más pequeños sean los poros, S/V alto, mayor será el número de protones cercanos a las paredes y decaerán con mayor velocidad, es decir, tiempos de relajación cortos (Figura 4.10).

Para un poro simple, la magnetización del *spin* decae exponencialmente, y se puede representar como:

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \frac{S}{V} \quad (4.5)$$

Similarmente,

$$\frac{1}{T_1} = \rho_1 \frac{S}{V} \quad (4.6)$$

La magnetización total es la suma de la señal para todos los poros de la roca.

La constante ρ es una propiedad de la roca que depende de la mineralogía de la superficie del poro, los iones para, ferro y ferromagnéticos que contenga (Fe^{3+} , Mn^{2+}) y de la mojabilidad de la roca. Valores altos de ρ producen un decaimiento rápido de T_2 , mientras que valores bajos de ρ producen un decaimiento lento de T_2 (Figura 4.11).

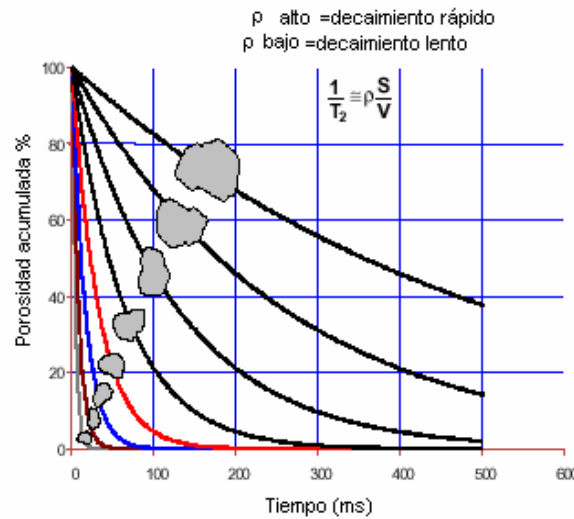


Figura 4.11: Decaimiento en función del tamaño del poro (Tomado de Ávila)

✓ **Difusión de los protones en un gradiente del campo magnético, T_{2D} :** cuando hay gradientes en el campo magnético estático, el movimiento molecular de los protones causa un desfase que origina el tiempo de relajación T_2 . El tiempo T_1 no se ve afectado.

El gradiente en el campo B_0 se debe a dos factores: la configuración del imán en el equipo, y al contraste de la susceptibilidad magnética entre los granos y los fluidos en los poros de las rocas. Si el espaciamiento entre los ecos (TE) en la secuencia CPMG es mínimo, y la magnitud del campo magnético es pequeña, se reduce la contribución de la difusión de T_{2D} al mínimo.

✓ Decaimiento del fluido contenido en los poros, T_{2B} : se considera importante cuando el fluido se encuentra en poros muy grandes o porosidad secundaria (carbonatos). Las interacciones moleculares en el agua y petróleo liviano son más rápidas, de manera que la relajación es ineficiente a tiempos largos. A medida que los fluidos se vuelven más viscosos, las interacciones moleculares son más lentas.

El proceso de relajación actúa en paralelo, así que T_2 puede representarse como:

$$\left(\frac{1}{T_2} \right)_{\text{total}} = \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2D}} + \frac{1}{T_{2B}} \quad (4.7)$$

Petrofísica de la Resonancia Magnética Nuclear

La curva de decaimiento T_2 que se obtiene del método de resonancia magnética es la suma de las señales producidas por los núcleos de hidrógeno en muchos poros individuales, que tiene un tiempo de relajación independiente.

Técnicas de procesamiento de señales son usadas para transformar las señales RMN en distribuciones de T_2 . La representación de esta distribución es la base de la resonancia magnética nuclear.

La curva de la señal T_2 es separada en rangos de valores de T_2 por medio de un proceso de inversión matemática para obtener la distribución T_2 . Esta inversión matemática es la Transformada Inversa de Laplace (Figura 4.12).

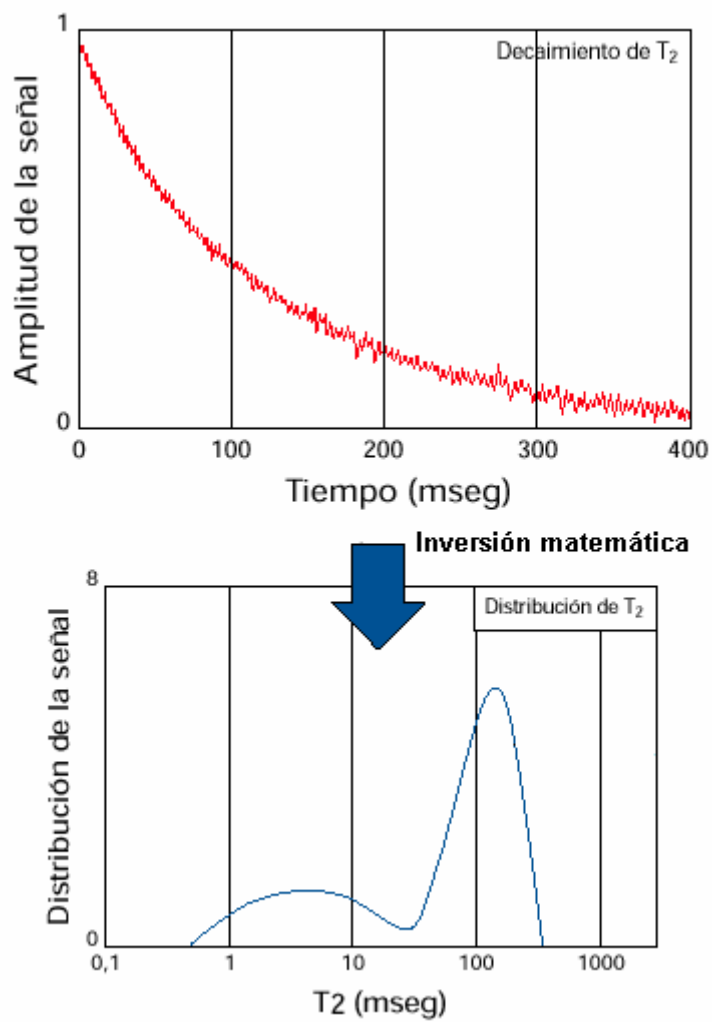


Figura 4.12: Proceso de Inversión matemática (Tomado de Schlumberger)

Porosidad independiente de litología

La integración del área total bajo la curva de la distribución T_2 resulta en la porosidad total. En mediciones de laboratorio, esta sumatoria es calibrada

con 100 p.u. (unidades de porosidad) de agua para establecer una relación de volúmenes que permite realizar el cálculo del volumen poroso de la roca.

A continuación, en la figura 4.13 se muestra un modelo de porosidad de rocas productivas relacionado con la distribución de la señal T_2 .

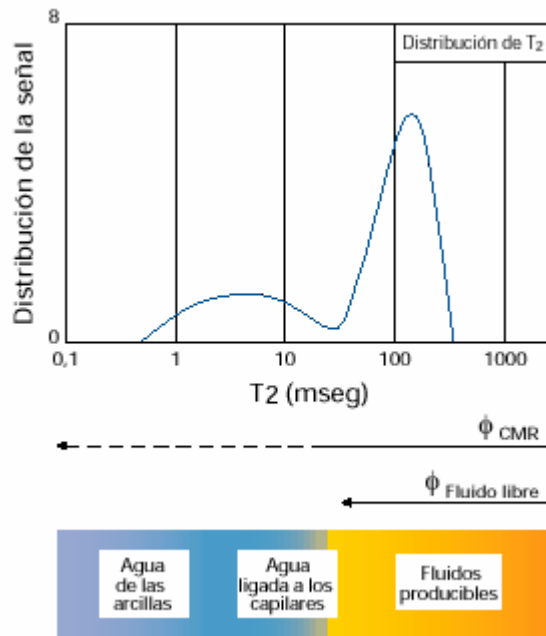


Figura 4.13: Modelo de porosidad en comparación con la distribución T_2 .
(Tomado de Schlumberger)

Se observa que los picos de la distribución reflejan las porosidades parciales de la roca que dependen de diferentes estados físicos del agua. El agua ligada a arcillas, se debe a fuerzas electroquímicas que mantienen el agua en las arcillas (capacidad de intercambio catiónico) y tiene el rango de tiempos cortos, de 0.1 a 3 mseg. aproximadamente. Fuerzas mecánicas mantienen el agua fija contra los granos de la matriz (presiones capilares), que se denomina agua ligada a los capilares ó agua irreducible. Estos volúmenes de agua representan un rango de T_2 entre 3 y 33 mseg.

aproximadamente. Por último, el agua libre almacenada en los poros grandes, tiene los tiempos de relajación más largos que van de 33 a 3000 mseg., dependiendo del tamaño de los poros y de la cantidad de fluido almacenado.

Índice de Fluido Libre (FFI) y Volumen de Fluido Ligado (BFV)

El valor del índice de fluido libre y el volumen de fluido ligado se determinan aplicando un tiempo de corte, denominado T_2 de corte, a la distribución del tiempo de relajación T_2 . El área bajo la curva a la derecha del valor de corte indica los poros grandes donde se encuentran los fluidos producibles (agua y petróleo), y el área a la izquierda del T_2 de corte, representa los poros pequeños que contienen los fluidos que están atrapados por presión capilar, incapaces de producir.

Uno de los objetivos en el análisis de resonancia magnética de muestras de núcleos es determinar la distribución de T_2 para el tapón 100% saturado de agua, y su comparación con otra distribución que se obtiene después de la centrifugación de la muestra a una presión capilar específica. Esta curva se conoce como la distribución de fluido ligado, y su integración produce la porosidad de agua irreducible, ϕ_{BFV} . También equivale a la Saturación de agua irreducible RMN que es comparable con la S_{wirr} calculada por la centrifugación de las muestras.

T_2 de corte: el procedimiento para encontrar este valor se basa en las distribuciones mencionadas anteriormente, de la manera siguiente:

- ✓ Graficar las distribuciones de T_2 para la muestra 100% saturada de agua y centrifugada a una presión capilar determinada. Ver figura 4.14.

- ✓ Calcular y graficar la porosidad acumulada para ambas distribuciones. Esto se logra haciendo la sumatoria de las distribuciones a lo largo del muestreo en tiempo (Figura 4.15).

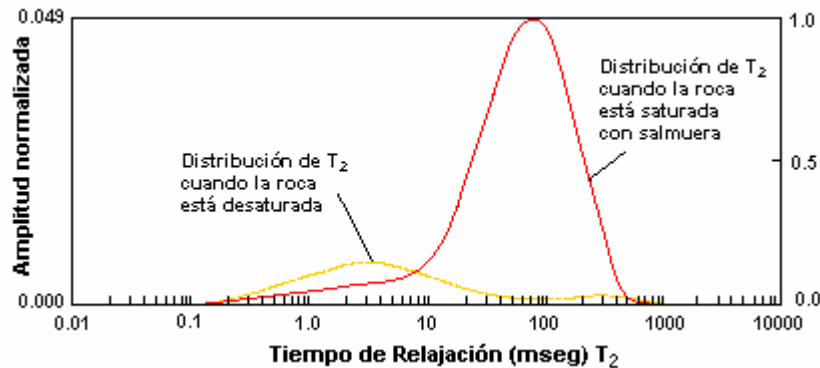


Figura 4.14: Distribuciones de T_2 (Tomado de Schlumberger)

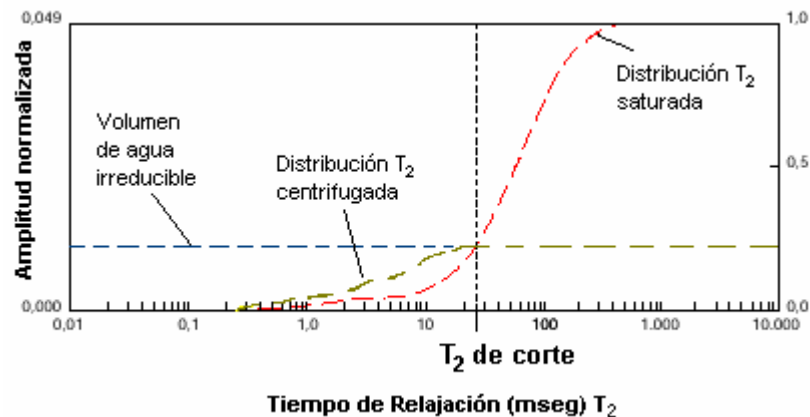


Figura 4.15: Porosidades Acumuladas y $T_{2,corte}$ (Tomado de Schlumberger)

- ✓ Los valores donde se estabilizan las curvas de porosidad acumulada para la roca 100% saturada y centrifugada, representan la porosidad RMN y la saturación de agua irreducible respectivamente. Entonces, la intersección del valor de S_{wirr} con la curva de porosidad acumulada para la roca 100% saturada representa el T_2 de corte, que marca la división entre el fluido libre y el fluido ligado (Figura 4.15).

Resultados de perfiles de Resonancia Magnética Nuclear en arenas, han establecido que el valor estándar para T_2 de corte es 33 ms. En el caso de los carbonatos, los tiempos de relajación tienden a ser tres veces mayores que en las arenas, por lo tanto el tiempo de corte que se usa es 92 ms. Este es el valor que se adapta en los perfiles de resonancia magnética para hacer los cálculos de FFI y BFV de los registros.

Sin embargo, los resultados de mediciones hechas en laboratorio han demostrado que estos valores estándar de T_2 no son aplicables a las muestras. Esto se debe principalmente a la composición química y mineralógica de las muestras que se miden y a sus características físicas.

Permeabilidad

Una de las características más importantes del método de resonancia magnética, es la ventaja que tiene el registro de grabar un perfil de permeabilidad en tiempo real. Igualmente en laboratorio se puede determinar el valor de k sobre las muestras de núcleo y calibrar las mediciones obtenidas con el perfil.

Las estimaciones de permeabilidad RMN son generalmente superiores a las basadas en simples correlaciones de porosidad y permeabilidad. Como la permeabilidad depende principalmente del tamaño de la garganta de los poros y de los granos, las estimaciones de k con las distribuciones de T_2 son buenas, ya que éstas reflejan las características físicas de los poros y la matriz.

La permeabilidad RMN se deriva de relaciones empíricas entre la porosidad RMN, el promedio logarítmico de T_2 , la porosidad FFI y la porosidad BFV.

Estas relaciones fueron desarrolladas a partir de mediciones hechas en laboratorio sobre muestras saturadas de agua salina. Los modelos de permeabilidad que comúnmente se usan, según la compañía que realiza el análisis, son:

Modelo de Kenyon :

$$k_{RMN} = C (\phi_{RMN})^a (T_{2,\log})^b \quad (4.8)$$

Modelo de Timur-Coates:

$$k_{RMN} = \left(\frac{\phi_{RMN}}{C} \right)^a \left(\frac{\phi_{FFI}}{\phi_{BFV}} \right)^b \quad (4.9)$$

Modelo de Intevp®:

$$k_{RMN} = C (\phi_{RMN})^a (\phi_{FFI})^b \quad (4.10)$$

k_{RMN} es la permeabilidad estimada, ϕ_{RMN} es la porosidad RMN, $T_{2,\log}$ es el promedio logarítmico de la distribución T_2 , ϕ_{FFI} es la porosidad del fluido libre, ϕ_{BFV} es la porosidad del fluido ligado y los parámetros C , a y b son determinados empíricamente en el laboratorio. Usualmente $C = 10$, $a = 4$ y $b = 2$, en arenas. Para carbonatos usualmente $C=0.1$.

Estas relaciones empíricas obtenidas con las mediciones hechas en el laboratorio se utilizan para calibrar el perfil de permeabilidad en el intervalo de interés en el pozo.

Perfil de Resonancia Magnética Nuclear

La herramienta de resonancia magnética proporciona medidas de diferentes tipos de porosidad relacionada con la formación. Primero, responde a la cantidad del fluido en la formación. Segundo, suministra información acerca del tamaño y estructura de los poros en la formación, características que no se obtiene con otro registro de porosidad convencional. Los perfiles de la herramienta permiten realizar una mejor descripción de la movilidad del fluido, ya sea fluido ligado o libre, así como la evaluación del yacimiento. También, en algunos casos es usado para determinar el tipo de fluidos en la formación; agua, gas o petróleo.

Las herramientas usan la tecnología de secuencias de pulsos-ecos, que eliminan el efecto de campos magnéticos no uniformes e incrementa la resolución de la señal. Esta tecnología hace que la herramienta sea solo de 14 pies (4.3 metros) de longitud y fácilmente combinable con otras herramientas de pozos.

El sensor tipo patín, montado a un lado de la herramienta, contiene dos imanes permanentes y una antena transmisora-receptora. Un fleje excentrizador, mantiene a la herramienta en contra de la pared del pozo y asegura un buen contacto en la mayoría de los diámetros (Figura 4.16). Otra ventaja es que la calibración de la porosidad RMN es sencilla y consiste en colocar un contenedor de agua contra el patín para simular una porosidad 100%. El diseño permite una alta resolución vertical de perfilaje, 6 pulgadas (15 cm). Los dos imanes permanentes generan un campo magnético enfocado, que es 1000 veces más fuerte que el campo magnético de la Tierra. El arreglo de estos es tal que el campo magnético converge para formar una zona constante de campo en aproximadamente una pulgada dentro de la formación. La geometría de diseño del patín hace que la

rugosidad del pozo y el revoque tengan mínima influencia sobre la señal. En la figura 4.17, se muestra una herramienta de Resonancia Magnética, en el campo.

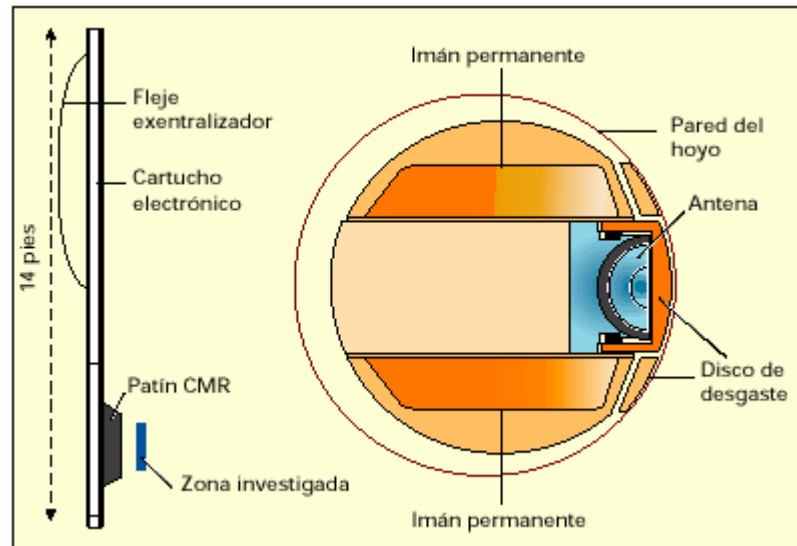


Figura 4.16: Características de la Herramienta RMN (Tomado de Schlumberger)

Los parámetros de medición son adaptados para cada herramienta según los requerimientos y las condiciones de la formación y el pozo. Por lo general, la secuencia de medición comienza con un tiempo de espera (T_1) de aproximadamente 1.3 segundos que permite la polarización completa de los núcleos de hidrógeno en la formación. Luego la antena transmite una secuencia de 600 pulsos magnéticos a la formación a intervalos (tiempos inter-eco, TE) de 320 ms. Cada pulso induce una señal RMN (spin-eco) proveniente de los protones alineados.



Figura 4.17: Herramienta de RMN (Tomado de schlumberger)

En la figura 4.18, se presenta un ejemplo de un registro de campo de resonancia magnética que cuenta con los perfiles de porosidad y permeabilidad con su respectiva calibración de núcleos.

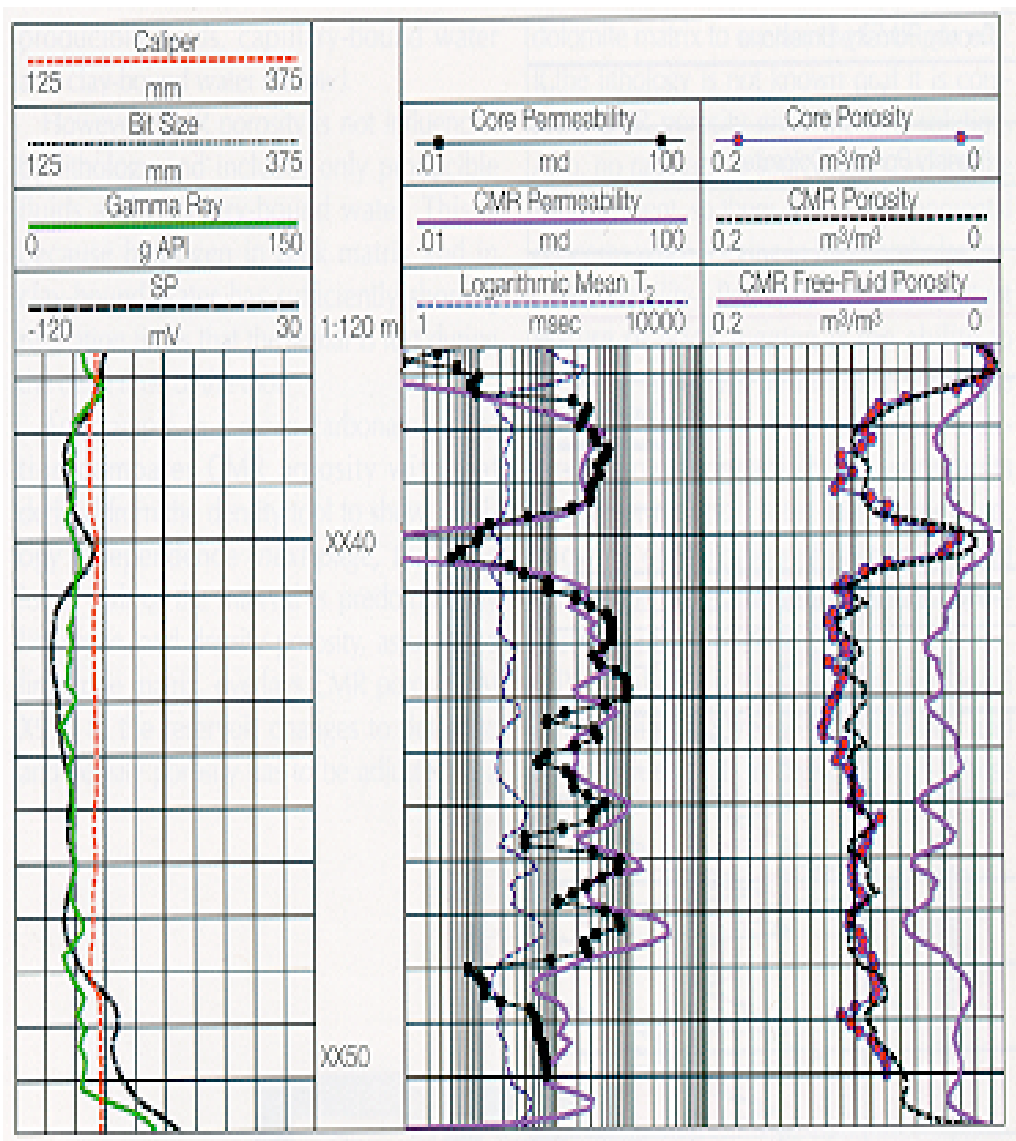


Figura 4.16: Calibración del registro con datos de núcleos (Tomado de Carmona)

CAPÍTULO V

METODOLOGÍA

Para cumplir con los objetivos planteados en este trabajo y determinar la relación de las medidas de Resonancia Magnética Nuclear con las petrofacies generadas en el pozo VLA-1326 se utilizó la siguiente metodología experimental:

Selección de las muestras

De acuerdo a los datos suministrados de pruebas convencionales realizadas a muestras del pozo VLA-1326 se seleccionaron ochenta y ocho (88) tapones de núcleos de diferentes porosidades y permeabilidades, tomando muestras de todas las calidades de roca existentes y a diferentes profundidades. Cabe destacar que los tapones de núcleo son horizontales, es decir, están cortados de los núcleos en la orientación estratigráfica.

Preparación de las muestras

Las dimensiones de las muestras se midieron con un *Vernier*, determinando su diámetro y longitud. Posteriormente, como las muestras por lo general contienen impurezas o restos de crudo se lavaron con el solvente tolueno, realizando los siguientes pasos: la muestra es colocada en un recipiente llamado *Soxhlet*, que está conectado a un balón que contiene el tolueno. El montaje es conocido como *Dean-Stark* o Sistema de Recirculación. El tolueno se calienta hasta alcanzar su punto de ebullición y se condensa mediante un refrigerante colocado en la parte superior del *Soxhlet*. Así las muestras son lavadas con el solvente hasta quedar completamente limpias. Luego, para limpiarlas de sales, se aplica el mismo procedimiento pero

usando como solvente metanol. Posteriormente se colocaron en un horno con la finalidad de evaporar los solventes.

El tiempo que toma la limpieza depende directamente de las muestras, saturación del espacio poroso, viscosidad del crudo y tamaño de la muestra. Para esta parte se empleó un tiempo de limpieza de veinticuatro (24) horas para el grupo total de muestras.

Posteriormente, se pesaron en una balanza cada uno de los tapones recién sacados del horno.

Saturación de las muestras

El proceso de saturación se hizo con el agua de concentración salina en NaCl equivalente al agua de formación. Después de preparada la solución salina, se colocaron las muestras sumergidas en la salmuera en un saturador que se encuentra conectado a una bomba de vacío. El vacío permite extraer todo el aire que existe en las muestras y en el saturador, para así conseguir una máxima saturación de las muestras. En el momento en el cual el agua dentro del saturador, donde están sumergidas las muestras, deja de burbujear, la saturación se ha completado. Después de saturar, se sacaron las muestras y se pesaron para obtener el peso al 100% de saturación de salmuera de cada tapón. El último paso dentro de este punto fué calcular la porosidad total de cada muestra asumiendo la densidad del fluido igual a 1.

$$\phi = \frac{V_{poroso}}{V_{total}} = \frac{P_{saturado} - P_{seco}}{V_{total} \rho} \quad (5.1)$$

$P_{saturado}$ = peso de la muestra 100% saturada

P_{seco} = peso seco de la muestra.

V_{total} = volumen neto de la muestra (volumen de un cilindro) :

$$V = \pi(D/2)^2 L \quad (5.2)$$

donde, D es el diámetro de la muestra y L la altura de la misma.

Medidas de RMN

El equipo de laboratorio utilizado para realizar las mediciones de RMN a los tapones de núcleo del pozo VLA-1326 es de la marca *MARAN ULTRA*, fabricado para la compañía *Resonance Instruments*. Los tapones que se midieron tienen un diámetro de 1,5 pulgadas y se colocaron uno a uno en la celda del equipo RMN para ser medidos, envueltos previamente con papel plástico transparente (*Envoplast*), para evitar que parte del agua que satura a la roca salga de ella. El programa que maneja y adquiere los datos medidos por el equipo *MARAN ULTRA*, es el *RiNMR* de *Resonance*, se puede controlar a partir de ventanas o directamente por teclado con líneas de comandos. Este programa es capaz de realizar el ajuste de una exponencial para la curva de decaimiento del tiempo T_2 , lo cual resulta no ser muy preciso, de tal manera, que se cuenta con otro programa que realiza un ajuste multi-exponencial a la medición, éste es el WinDXP, el cual genera las curvas de distribución de T_2 . El programa *RiNMR* cuenta con varias secuencias de procesamiento, siendo las de interés, la secuencia FID (Decaimiento de Inducción Libre), INVREC (Inversión-Recuperación) y CPMG (Carr-Purcell-Meiboll-Gill).

La secuencia FID realiza un experimento de caída de inducción libre, que ajusta el parámetro de frecuencia del imán, O_1 . Dicho parámetro busca cuál es el valor de frecuencia en que debe estar el campo magnético para lograr

la condición de resonancia, es decir, en la cual los núcleos de hidrógeno son excitados a niveles discretos de energía. O_1 puede variar dependiendo del tipo de muestra. Esta secuencia se hizo antes de realizar cualquier medición en el equipo.

Inmediatamente después, se midió el tiempo de relajación longitudinal T_1 , para lo cual el programa realiza la secuencia de pulsos correspondiente conocida como secuencia INVREC. Este es un parámetro importante al momento de determinar el RD o tiempo máximo de cada medición, el cual toma el valor de 5 veces el tiempo de relajación longitudinal (T_1) y que debe colocarse un poco mayor en la siguiente secuencia para asegurarse de restablecer la magnetización para cada medición.

La siguiente secuencia que se aplicó, es aquella que permite obtener la curva de decaimiento del tiempo de relajación transversal T_2 , y es conocida como la secuencia CPMG, la cual realiza un experimento de secuencia de pulsos de radio frecuencias.

Adquiridos los datos con el programa RiNMR se cargan en el programa WinDXP, que realiza el ajuste del tiempo T_2 con varias exponenciales. Este mismo programa es capaz de realizar la curva de distribución T_2 e indicar automáticamente el área bajo la curva.

Medidas de las muestras saturadas

El proceso de medición de los tapones se realiza luego de que estos han sido sometidos al proceso de saturación. Para las mediciones en tapones se utilizó el equipo de RMN y los datos fueron adquiridos a través del programa que controla el equipo, RiNMR.

La selección adecuada de los parámetros de medición del equipo, es el punto más importante en la adquisición de los datos de laboratorio. Las

curvas de relajación y de distribución de T_2 , dependen directamente de los parámetros de adquisición. Igualmente, los cálculos de porosidad, T_2 de corte, volumen de fluido ligado, índice de fluido libre, las estimaciones de permeabilidad y las correlaciones con el perfil, también dependen de dichos parámetros. Por esto para cada tapón se realizaron medidas de prueba, a fin de determinar los valores de los parámetros adecuados a las características de las muestras y así lograr la medida correcta de RMN.

Drenaje de las muestras. Obtención de curvas de presión capilar

El proceso de drenaje de los tapones se llevó a cabo empleando un desplazamiento del agua con helio. El proceso se describe a continuación:

Finalizadas las mediciones con las muestras saturadas, se pesaron nuevamente y se colocaron en el equipo llamado plato poroso, *Soilmoisture Ceramic Plate Extractor 15 Bar Cat # 1500*.

Los tapones se colocaron en el plato en forma vertical con una capa permeable que facilitara el drenaje de las muestras. Esta capa en la cara del tapón, va contra el plato y consta de un trozo de papel suave del tamaño de la cara y de arena *Diatomea*, la cual está compuesta por diversas sales.

Las muestras fueron drenadas progresivamente con incrementos de presión de 1,5 psi¹, hasta 10,5 psi y con incrementos de 10 psi hasta finalizar el proceso. Para cada presión se debió esperar alcanzar el equilibrio, el cual se evidencia cuando el plato no drene agua a esa presión; llegado este punto se evacuó el sistema y las muestras fueron sacadas del plato poroso y pesadas, luego se colocaron en el sistema nuevamente y se incrementó la presión para continuar el proceso. Esta operación fue llevada a cabo hasta que la diferencia de peso fue mínima, lo que determinó la última presión a utilizar.

Después de pesar las muestras a cada presión se calculó la saturación de agua que va quedando en los tapones, hasta la última saturación que corresponde a la saturación irreducible de agua, esto es a través de la ecuación:

$$S_w = \frac{V_{poroso} - V_{agua desplazada}}{V_{poroso}} \times 100 \quad (5.3)$$

donde: S_w es la saturación de agua, V_{poroso} es el volumen poroso que se calculó con la ecuación de porosidad y $V_{agua desplazada}$, es el volumen de agua desplazada en el proceso de drenaje de plato poroso de las muestras y se calcula por la relación, conocido que la densidad de agua es de 1 gr/cc:

$$V_{poroso} = P_{saturado} - P_{drenado} \quad (5.4)$$

Posteriormente, graficando la presión contra la saturación de agua se obtuvo las curvas de presión capilar para cada muestra. Esta prueba constituyó la presión capilar obtenida por pruebas convencionales.

Medidas de las muestras drenadas

El procedimiento para medir las muestras drenadas es el mismo que se empleó para las muestras saturadas, con la diferencia que los parámetros de adquisición usados variaron. Como se explicó anteriormente, esta variación depende directamente de cada muestra, ya que unas tienen un tiempo de

¹ Unidad de presión. Libras de sus siglas en inglés.

relajación más corto que otras y tanto el número de ecos a recolectar como el espaciamiento entre ellos debe ser adecuado.

Como resultado de estas medidas, se obtiene que el área bajo la curva de distribución de T_2 , determina el volumen poroso ocupado por el agua irreducible, es decir, la saturación de agua irreducible (S_{wi}) para cada muestra. Se aplicó una relación similar a la usada para determinar la porosidad por RMN:

$$S_{wi} = \frac{\text{Área bajo la curva del tapón drenado}}{\text{Área bajo la curva del tapón saturado}} \times 100 \quad (5.5)$$

La adquisición de los datos de laboratorio se ha cumplido hasta este punto. De aquí en adelante, y con base a estos datos se realizaron los cálculos expuestos anteriormente, se determinaron los parámetros que cuantifican y definen las características petrofísicas del yacimiento, como son: el índice de fluido libre (FFI), el volumen de fluido ligado (BFV) o saturación de agua irreducible RMN (previo cálculo del T_2 de corte para cada muestra y para cada petrofacies y T_2 de corte óptimo para el conjunto de muestras, la porosidad RMN y la estimación de la permeabilidad RMN con base a los modelos planteados.

Determinación de las curvas de presión capilar por inyección de mercurio

Las curvas de presión capilar por inyección de mercurio, que constituyen análisis especiales, se obtuvieron utilizando un equipo de inyección de mercurio que trabaja a diferentes presiones de inyección y calcula la cantidad de mercurio que se es inyectada en la muestra para cada presión.

Posteriormente se calculó el radio de garganta de poro para cada presión utilizando la ecuación de Laplace

$$P_{c_{Hg}} = \frac{2\gamma \cos\theta}{r} \quad (5.6)$$

donde $P_{c_{Hg}}$ es la presión capilar para la interface aire-mercurio, γ es la tensión interfacial entre los fluidos involucrados, θ el ángulo de contacto entre éstos y r es el radio de garganta de poro.

Para el caso de la interface aire-mercurio, se han cuantificado la tensión superficial y el ángulo de contacto, tomando los valores de $\gamma = 480$ (dinas/cm) y $\theta = 140^\circ$.

Determinación de petrofacies

Metodología convencional

Como se mencionó en el capítulo 3, la mejor forma de calcular el radio de garganta de poros es a través de curvas de presión capilar obtenidas por pruebas de inyección de mercurio. El método utilizado para obtener las petrofacies convencionalmente fue el del ápice. Este procedimiento sugiere tomar la curva de presión capilar obtenida por pruebas de inyección de mercurio y graficar el cociente entre la saturación de mercurio y la presión capilar contra la saturación de mercurio. Para una muestra, el ápice de la curva es el punto que representa a la saturación de la fase no mojante y es de allí de donde se parte para calcular el radio de garganta de poro para una sola muestra. Esta saturación de la fase no mojante describe la ecuación de Pittman a utilizar para generar las petrofacies. Esto se hace para un grupo

representativo de muestras, lo cual permite tomar una sola ecuación de Pittman para todo el pozo en estudio.

Metodología por Resonancia Magnética Nuclear.

El comportamiento análogo de la presión capilar y el inverso del tiempo de decaimiento versus la saturación de agua provee una metodología para derivar curvas sintéticas de presión capilar directamente de las medidas de Resonancia Magnética Nuclear. Entre los autores que han enfocado sus esfuerzos en esta dirección se encuentran Y. Volokitin de la compañía Shell International E & P, que propone utilizar un factor kappa para convertir las curvas de distribución de T_2 en curvas de presión capilar. Otros autores, M. Altunbay, R. Martain y M. Robinson de la compañía Baker Atlas, entre otros, han demostrado que existe una relación entre el radio de garganta de poro y el radio de poro, lo cual abre el camino para obtener las curva de presión capilar a partir de la curva de distribución de T_2 de RMN.

La estimación de curvas de presión capilar a partir de RMN tiene numerosos beneficios. Uno de ellos es que no se necesita determinar el tiempo de corte, o $T_{2, \text{cutoff}}$ para obtener la saturación de agua irreducible en los registros de RMN, debido a que las curvas de presión capilar proporcionan dicho parámetro.

En RMN, se mide la magnitud y el decaimiento con el tiempo de la señal inducida por la magnetización de los núcleos de hidrógeno. La magnitud de la señal es proporcional a la cantidad de átomos de hidrógeno en el fluido contenido en los poros de la roca. El decaimiento de la señal representa una

suma de exponenciales, cada una contribuyendo con un decaimiento particular, correspondiente a cada tamaño de poro en el medio.

Como ya se mencionó, para el hidrógeno de una molécula de agua contenida en el interior de una roca mojada al agua, el tiempo de relajación, T_{2i} , es proporcional al radio superficie-volumen del poro saturado:

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{S}{V} \quad (5.7)$$

La tasa de relajación, $T_{2, \text{bulk}}$, es usualmente grande en comparación con el primer término, así que, para una muestra de roca saturada completamente con agua, T_2 es proporcional al tamaño del poro $T_2 \sim R$. La magnitud del decaimiento de la señal con un cierto T_2 es directamente el volumen de poro correspondiente a ese R . El set completo de amplitudes obtenido después de procedimiento de inversión de la curva de decaimiento es proporcional a la distribución de tamaños de poro en la roca.

La curva de drenaje de presión capilar describe la inyección de un fluido no mojante dentro de un medio poroso. Mas precisamente, cada punto de la curva muestra que porcentaje del espacio poroso es ocupado por el fluido no mojante si una cierta presión de inyección es aplicada. La presión a la cual un fluido entra a un poro, es determinada por la tensión superficial de los fluidos y el radio de la garganta del poro r .

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (5.8)$$

Tanto la medida del tiempo de relajación T_2 en RMN como la medida de la presión capilar representan la distribución de volúmenes de poro los cuales

corresponden a un cierto tamaño de poro ($\sim T_2$) o a un cierto radio de garganta de poro ($\sim 1/P_c$). El método de convertir la distribución de T_2 a curvas de presión capilar requiere la existencia de una relación entre el tamaño del poro y el tamaño de la garganta de éste. En arenas², la existencia de esta relación puede ser esperada debido a que el radio de los granos determina tanto el tamaño de los poros como el radio de las gargantas. Entonces, si R es proporcional a r , las dos medidas, RMN y presión capilar, reflejan la misma distribución.

Suponiendo que el radio de poro (R) y el radio de garganta de poro (r) son proporcionales

$$R \propto r \quad (5.9)$$

además

$$\frac{1}{T_2} \propto \frac{\rho}{R} \quad (5.10)$$

entonces

$$\frac{1}{T_2} = \frac{\alpha \cdot \rho}{r} \quad (5.11)$$

donde α es una constante de proporcionalidad. Como

$$\frac{l}{r} = \frac{P_c}{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta} \quad (5.12)$$

² Esta suposición no puede hacerse a priori en carbonatos debido a la abundancia de porosidad secundaria en este tipo de formaciones.

se sustituye esta ecuación en la anterior y queda que:

$$\frac{I}{T_2} = \frac{\alpha \cdot \rho \cdot Pc}{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta} \quad (5.13)$$

lo cual se puede escribir como:

$$Pc = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{\alpha \cdot \rho} \cdot \frac{I}{T_2} \quad (5.14)$$

que es lo mismo que:

$$Pc = \frac{\gamma}{T_2} \quad \text{donde} \quad \gamma = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{\alpha \cdot \rho} \quad (5.15)$$

γ posee unidades de presión•tiempo.

Esta última ecuación, genera una pseudo curva de presión capilar a partir de las medidas de RMN. Para ello se toma la curva acumulada de T_2 , (figura 3.15) y se transforma la porosidad acumulada en saturación de agua. Cada uno de los valores de T_2 se sustituyen en la ecuación y el resultado se grafica en función de la saturación de agua respectiva. Una vez obtenidas las pseudo curvas de presión capilar a partir de las medidas de RMN se aplica el método del ápice descrito en la parte 5.9.1 o en 4.3.1. En este punto se comparan los resultados convencionales con los obtenidos por RMN.

Determinación de magnetofacies

Con los valores obtenidos de $T_{2,LM}$, FFI y BFV para cada uno de los tapones, puesto que llevan consigo implícitamente la influencia de las gargantas de

poros, se pueden establecer ecuaciones análogas a las de Winland y Pittman, a partir de las ecuaciones de permeabilidad que se utilizan en Resonancia Magnética Nuclear.

$$k = A \phi^B \left(\frac{FFI}{BFV} \right)^C \quad (5.16)$$

$$k = A \phi^B (T_{2,LM})^C \quad (5.17)$$

$$k = A \phi^B (FFI)^C \quad (5.18)$$

tal como se muestra a continuación:

$$\log k = A \log \phi + B \log \left(\frac{FFI}{BFV} \right) + \log C \quad (5.19)$$

$$\log k = A \log \phi + B \log (T_{2,LM}) + \log C \quad (5.20)$$

$$\log k = A \log \phi + B \log (FFI) + \log C \quad (5.21)$$

De acuerdo a estas ecuaciones, y comparando con las ecuaciones de Pittman, se puede estimar el R_x a partir del cociente entre FFI y BFV , o del $T_{2,LM}$ o del FFI , llegando a establecer rangos característicos asociados a cada una de las petrofacies o magnetofacies.

CAPÍTULO VI

RESULTADOS EXPERIMENTALES

Determinación de las medidas convencionales de las muestras

Un total de ochenta y ocho (88) muestras del pozo VLA-1326 fueron seleccionadas. Después de limpiarlas y sacarlas del horno, se procedió a medir algunas propiedades petrofísicas convencionales como la porosidad al helio y la permeabilidad al aire. Estos parámetros fueron medidos en el equipo CMS-300 de Intevp®. Los resultados se muestran en la tabla 6.1.

Tabla 6.1. Resultados de porosidad y permeabilidad de las muestras del pozo VLA-1326

Muestra	Profundidad (pies/pulg)	ϕ_{CONV} (%)	K(md) (%)
1	6187'	14,03	4,05
2	6189'9"	8,35	96,3
4	6216'8"	16,35	80,7
5	6224'7"	21,01	200
6	6229'8"	18,63	81,6
7	6237'9"	19,02	198
9	6247'1	23,60	558
10	6248'6	22,60	314
11	6249'5"	18,58	87,8
13	6251'3"	17,74	85,5
14	6254'1"	18,91	10,1

15	6254'5"	8,51	0,679
16	6254'11"	18,02	222
17	6256'3"	19,74	355
19	6286'1"	15,72	78,3
22	6328'8"	21,18	121
23	6329'4"	19,99	1234
25	6335'1	20,70	50,1
26	6336'3	18,70	27,8
28	6339'4"	17,75	141
30	6343'6"	20,37	302
31	6344'6"	21,95	202
32	6348'6"	21,59	128
33	6349'7"	17,88	89,9
34	6352'8	20,20	110
35	6353'6"	19,38	73
36	6358'5	14,20	5,8
37	6363'2	21,30	236
40	6366'2"	21,88	303
41	6366'10"	20,43	335
43	6368'8"	20,85	315
44	6369'10"	20,35	134
45	6370'4	19,40	111
47	6373'3"	18,67	98,6
50	6377'9"	19,91	222
51	6402'7	10,80	16,8
52	6404'1	20,00	111
53	6405'3"	17,99	94

54	6406'3"	18,46	83,1
55	6407'5"	15,08	26,4
57	6410'1	18,70	267
59	6413'6"	17,91	205
60	6414'4"	18,82	196
61	6414'9"	18,79	161
64	6417'7"	18,86	136
66	6419'5"	18,64	79,5
67	6420'2"	16,52	126
68	6420'1	19,80	582
70	6438'3"	17,48	620,5
71	6438'9"	18,37	1206
74	6480'8"	18,32	26,8
75	6486'2"	20,40	103
76	6488'2	16,50	19,1
77	6489'2"	19,84	53,5
79	6494'7	17,50	29,5
80	6495'2"	19,29	60,4
81	6495'10"	17,60	50,9
82	6496'3	19,70	84,4
83	6497'1"	19,37	74,9
84	6501'8"	19,39	255
85	6502'2	20,90	368
86	6571'9	16,40	28,5
87	6573'5	15,40	7,29
12A	6250'	22,22	270
12V	6250'2"	22,61	20,4

17v	6256'7"	20,20	116
18A	6257'10"	20,21	155
20A	6293'11"	21,12	123
23V	6329'6"	19,47	516
27 ^a	6337'2	20,90	152
29A	6339'10"	19,76	65,6
37V	6363'4"	21,41	121
38A	6364'5"	19,89	122
39A	6365'4"	21,84	200
3 ^a	6190'2	17,50	352
3V	6190'4"	11,03	33,3
45V	6370'6"	20,05	79,1
48A	6373'11"	16,48	13,8
49A	6376'11"	17,35	127
4V	6216'10"	15,32	126
56A	6408'9"	19,23	113
58A	6410'8"	19,54	115
63A	6416'6"	19,29	142
63V	6416'8"	19,28	0,261
64V	6417'9"	19,60	133
65A	6418'6	18,40	55,8
7V	6237'11"	22,29	231
8V	6238'4"	21,03	18,3

Determinación de las medidas de Resonancia Magnética Nuclear a las muestras 100 % saturadas con agua

Una vez que se realizaron las medidas convencionales a las muestras se procedió a saturarlas con la solución salina. Posteriormente se midieron, en equipo de RMN, los diferentes tiempos asociados con el comportamiento magnético de los núcleos de hidrógeno contenidos en éstas. Se midió la señal correspondiente al tiempo T_1 , con la secuencia de Inversión-Recuperación. Luego se procedió a medir el decaimiento de la señal correspondiente a la magnetización de los núcleos utilizando la secuencia CPMG o tiempo T_2 . El equipo tiene una frecuencia de 1,9 MHz y los parámetros fijos utilizados para realizar esta última medida fueron los siguientes:

Tiempo entre ECOS 150 μ seg.

Número de muestreos (*scans*) de 64.

Número de ECOS y el tiempo de espera entre experimentos fue variable según la muestra.

Finalmente, se calculó la porosidad RMN y se comparó con la porosidad convencional (al helio). Estos resultados se muestran en la tabla 6.2 para el pozo estudiado.

Tabla 6.2. Resultados de porosidad RMN y su comparación con la porosidad convencional para muestras del pozo VLA-1326.

Muestra	Φ_{CONV} (%)	Φ_{RMN} (%)
1	14,03	14,18
2	8,35	8,18
4	16,35	13,43
5	21,01	20,40
6	18,63	17,53
7	19,02	20,82
9	23,60	23,30
10	22,60	22,00
11	18,58	17,96
13	17,74	16,41
14	18,99	20,60
15	8,51	8,94
16	18,02	16,99
17	19,74	20,32
19	15,72	15,88
22	21,18	21,75
23	19,99	18,24
25	20,70	21,40
26	18,70	19,60
28	17,75	17,77
30	20,37	20,16
31	21,95	22,13
32	21,59	21,31

33	17,88	17,77
34	20,20	20,20
35	19,38	18,64
36	14,20	14,40
37	21,30	20,80
40	21,88	21,18
41	20,43	19,64
43	20,85	19,86
44	20,35	20,35
45	19,40	19,90
47	18,67	18,41
50	19,91	18,77
51	10,80	11,60
52	20,00	19,60
53	17,99	16,40
54	18,46	17,60
55	15,08	15,37
57	18,70	17,30
59	17,91	17,10
60	18,82	18,23
61	18,79	17,65
64	18,86	18,34
66	18,64	17,65
67	16,52	16,58
68	19,80	20,70
70	17,48	17,33
71	18,37	17,61

74	18,32	17,21
75	20,40	19,74
76	16,50	16,70
77	19,84	20,68
79	17,50	18,10
80	19,29	19,72
81	17,60	16,55
82	19,70	19,20
83	19,37	18,34
84	19,39	19,44
85	20,90	21,20
86	16,40	16,80
87	15,40	15,90
12A	22,22	21,95
12V	22,61	21,83
17v	20,20	18,29
18A	20,21	20,24
20A	21,12	21,03
23V	19,47	18,70
27A	20,90	22,70
29A	19,76	19,83
37V	21,41	20,48
38A	19,89	19,09
39A	21,84	21,43
3A	17,50	17,00
3V	11,03	10,01
45V	20,05	19,73

48A	16,48	16,14
49A	17,35	16,01
4V	15,32	14,24
56A	19,23	18,04
58A	19,54	18,84
63A	19,29	19,32
63V	19,28	18,25
64V	19,60	18,80
65A	18,40	20,70
7V	22,29	21,00
8V	21,03	20,20

En la figura 6.1. se muestra una comparación entre la porosidad por Resonancia Magnética Nuclear y la porosidad convencional.

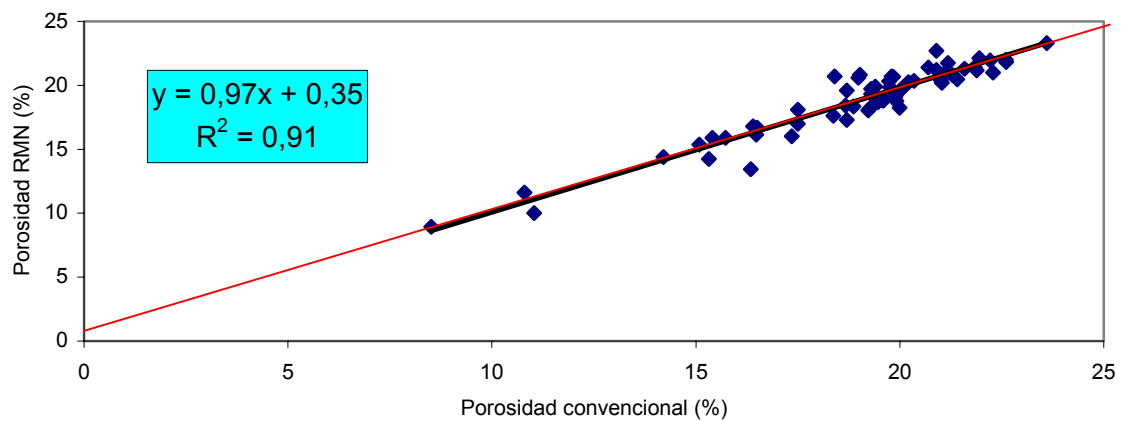


Figura 6.1. Comparación entre la porosidad RMN y la porosidad convencional.

Entonces, el coeficiente de correlación entre estos dos parámetros es de 0,91 %.

Drenaje de las muestras. Obtención de curvas de presión capilar

El proceso de drenaje de los tapones se llevó a cabo empleando un desplazamiento del agua con helio. Para ello se hizo uso de un plato poroso, con el cual se sometieron las muestras a diferentes presiones y se obtuvo la saturación de agua para cada una de las presiones. Posteriormente se graficó la presión capilar en función de la saturación de agua. La presión se incrementó hasta llegar a una condición de saturación de agua irreducible en cada una de las muestras. Las curvas de presión capilar se muestran a detalle en el anexo A.

Medidas de las muestras drenadas

En este caso, al igual que en el caso de la muestra 100 % saturada, la medida de interés es la correspondiente a la curva de decaimiento de la magnetización transversal, la cual posee una constante de tiempo que se identificó como T_2 , ya que dicha curva se puede relacionar con la porosidad de la muestra, con la saturación de fluido irreducible, la permeabilidad, así como con la distribución de poros. Los resultados de la saturación de agua irreducible por RMN y su comparación con la saturación de agua irreducible obtenida por métodos convencionales se muestran en la tabla 6.3.

Tabla 6.3. Resultados de saturación de agua irreducible por RMN para el pozo VLA-1326.

Muestra	Swirr. Peso (%)	Swirr. RMN (%)
1	52,68	53,13
2	44,51	43,01
4	34,58	37,00
5	23,89	25,72
6	31,09	29,83
7	30,96	36,44
9	21,58	19,44
10	10,18	11,13
11	42,89	40,21
13	38,15	37,22
14	61,58	62,00
15	68,56	70,95
16	30,24	28,82
17	25,21	28,58
19	33,13	35,09
22	24,32	25,29
23	18,77	18,80
25	29,07	25,08
26	33,81	32,17
28	25,55	26,03
30	22,91	23,68
31	23,45	24,24
32	22,49	24,45
33	34,04	34,24

34	19,60	15,36
35	35,01	35,74
36	27,06	32,10
37	11,73	11,49
40	21,20	18,36
41	16,80	17,60
43	20,83	21,90
44	28,59	29,24
45	17,77	14,80
47	24,92	23,85
50	19,67	21,78
51	14,52	11,64
52	16,13	14,64
53	33,33	32,16
54	31,03	30,52
55	42,35	40,54
57	7,73	9,03
59	24,79	23,61
60	24,25	25,50
61	28,65	29,69
64	21,38	23,23
66	30,81	31,05
67	27,13	27,96
68	9,10	10,17
70	11,61	10,23
71	18,22	18,60
74	46,13	45,12

75	26,47	25,88
76	15,98	15,55
77	33,75	35,38
79	28,35	25,22
80	21,55	23,28
81	40,36	38,98
82	18,25	15,18
83	34,99	36,23
84	19,80	18,64
85	10,88	10,64
86	22,90	24,87
87	24,43	23,95
12A	24,54	25,90
12V	23,22	22,79
17v	30,16	29,08
18A	24,83	25,18
20A	35,34	37,28
23V	21,28	19,90
27A	13,57	13,33
29A	21,62	22,69
37V	22,34	23,25
38A	27,07	27,00
39A	21,51	20,51
3A	3,62	3,83
3V	15,09	16,68
45V	21,84	21,27
48A	49,05	52,15

49A	24,81	27,21
4V	21,56	21,31
56A	22,51	23,62
58A	22,91	23,82
63A	23,39	25,55
63V	24,22	27,80
64V	21,80	23,57
65A	20,20	22,04
7V	23,21	21,77
8V	23,49	27,57

En la figura 6.2. se muestra una comparación entre la saturación de agua irreducible por Resonancia Magnética Nuclear y la saturación de agua irreducible convencional.

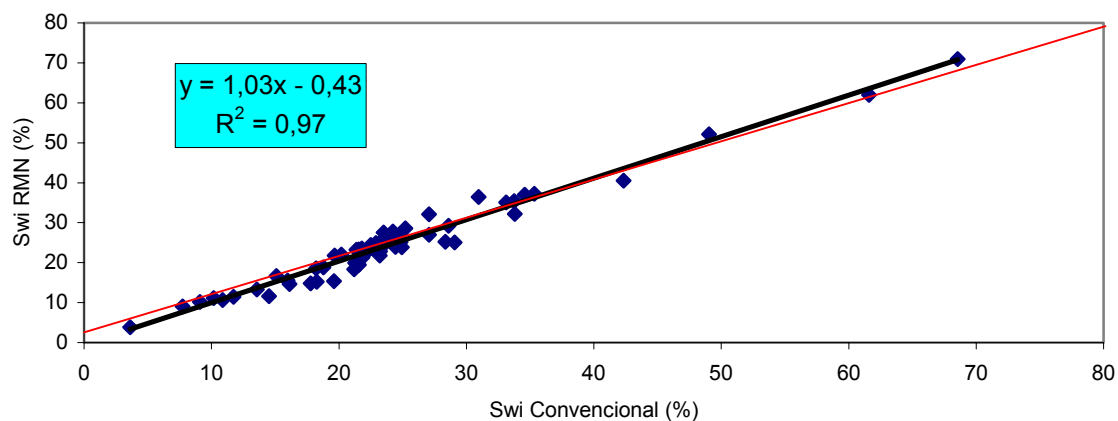


Figura 6.2. Comparación entre la saturación de agua irreducible RMN y la saturación de agua irreducible convencional.

El coeficiente de correlación entre estos dos parámetros es de 0.97.

Determinación de las curvas de presión capilar por inyección de mercurio

Las curvas calculadas de presión capilar por inyección de mercurio se obtuvieron utilizando un equipo de inyección de mercurio que trabaja a diferentes presiones de inyección y cuantifica la cantidad de mercurio inyectada a dicha presión. Este análisis se realizó para 10 muestras solamente debido a que es un análisis destructivo, es decir, una vez realizado el ensayo, la muestra no puede ser utilizada para otro ensayo. En la figura 6.3 se muestra el resultado de este análisis. Como puede verse el coeficiente de correlación entre estos dos parámetros es de 0,97 %.

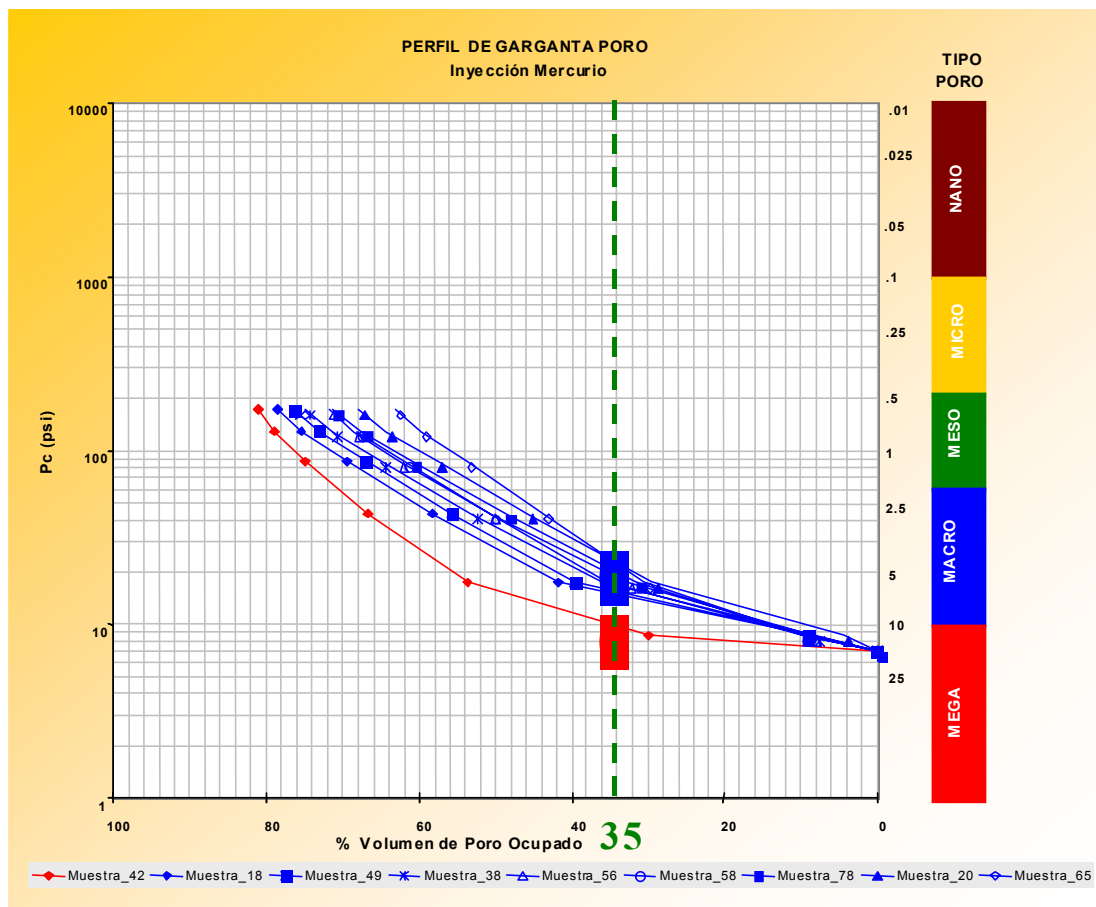


Figura 6.3. Curvas de Presión Capilar por inyección de mercurio para algunas muestras.

Determinación de petrofacies

Metodología convencional

El método utilizado para obtener las petrofacies convencionalmente fue el método del ápice. Este procedimiento sugiere tomar la curva de presión capilar obtenida por pruebas de inyección de mercurio y graficar el cociente entre la saturación de mercurio y la presión capilar contra la saturación de mercurio. Para una muestra, el ápice de la curva es el punto que representa

a la saturación de la fase no mojante y es de allí de donde se parte para calcular el radio de garganta de poro para una sola muestra. Esta saturación de la fase no mojante describe la ecuación de Pittman a utilizar para generar las petrofacies. Esto se hace para un grupo representativo de muestras, lo cual permite tomar una sola ecuación de Pittman para todo el pozo en estudio. En la figura 6.4. se muestra el resultado para las muestras del pozo VLA-1326.

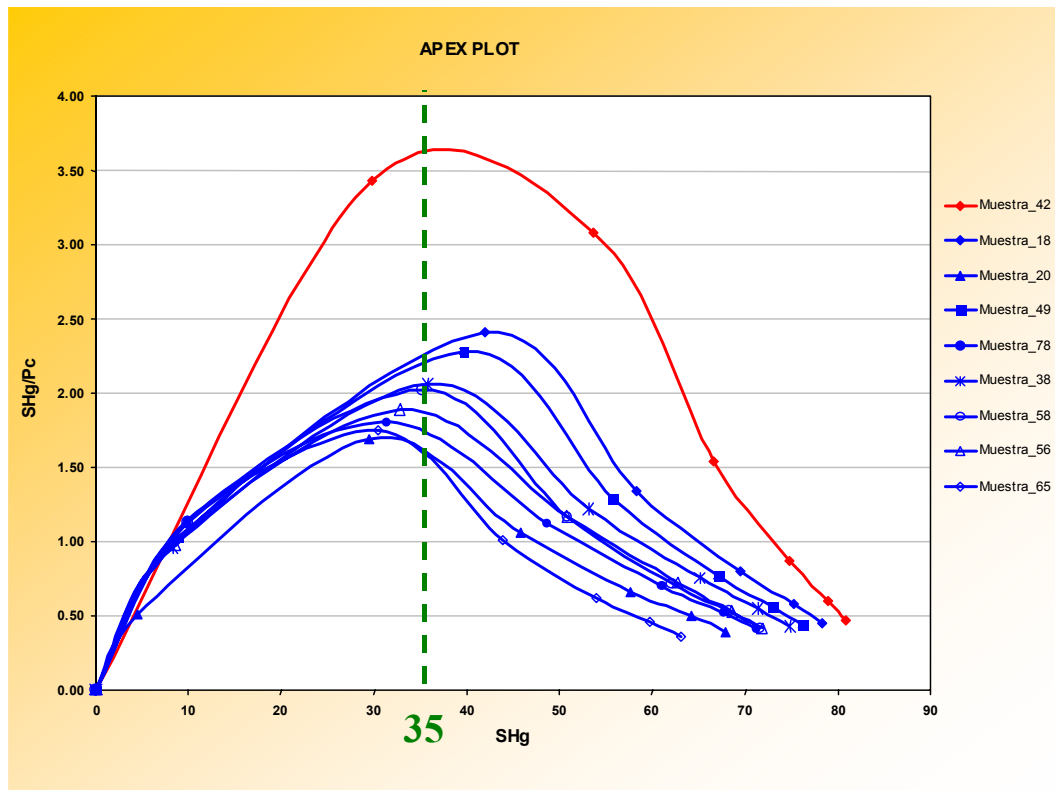


Figura 6.4. Método del ápice para las muestras del pozo VLA-1326 [34].

De la figura 6.4. puede deducirse que la ecuación empírica de Pittman adecuada para obtener el radio que domina el flujo es la correspondiente al 35 % de saturación de mercurio. Es decir que el radio de garganta que domina al flujo en pozo en estudio es el R_{35} , por lo que la ecuación de Pittman a tomar para generar las petrofacies es la correspondiente a este radio (R_{35})

$$\text{Log } R_{35} = 0,255 + 0,565 \text{ Log } (K) - 0,523 \text{ Log } (\Phi) \quad (6.1)$$

Metodología por Resonancia Magnética Nuclear

Como se mencionó, el comportamiento análogo de la presión capilar y el inverso del tiempo de decaimiento versus la saturación de agua provee una metodología para derivar curvas sintéticas de presión capilar directamente de las medidas de Resonancia Magnética Nuclear.

Para el hidrógeno de una molécula de agua contenida en el interior de una roca mojada al agua, el tiempo de relajación, T_{2i} , es proporcional al radio superficie-volumen del poro saturado:

$$\frac{1}{T_2} = \rho \frac{S}{V} \quad (6.2)$$

La curva de drenaje de presión capilar describe la inyección de un fluido no mojante dentro de un medio poroso. Mas precisamente, cada punto de la curva muestra que porcentaje del espacio poroso es ocupado por el fluido no mojante si una cierta presión de inyección es aplicada. La presión a la cual un fluido entra a un poro, es determinada por la tensión superficial de los fluidos y el radio de la garganta del poro r .

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r} \quad (6.3)$$

Combinando estas dos ecuaciones, como se describe en el capítulo anterior, se llega a

$$P_c = \frac{\gamma}{T_2} \quad \text{donde} \quad \gamma = \frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{\alpha \cdot \rho} \quad (6.4)$$

Como puede notarse, esta ecuación genera una pseudo curva de presión capilar a partir de las medidas de RMN. Para ello se toma la curva acumulada de T_2 , y se transforma la porosidad acumulada en saturación de agua. Cada uno de los valores de T_2 se sustituyen en la ecuación y el resultado se grafica en función de la saturación de agua respectiva (Figura 6.5).

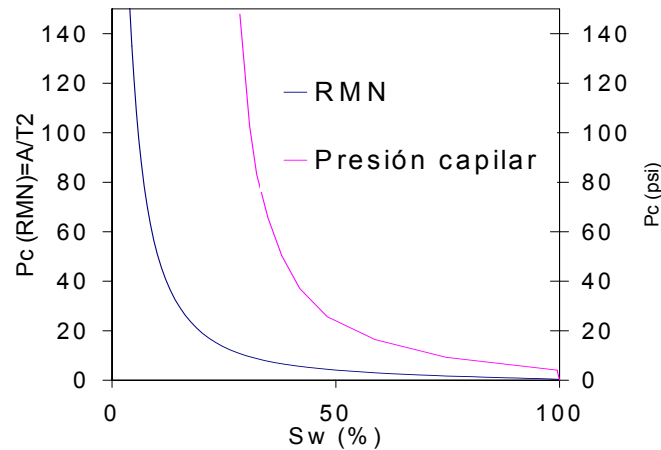


Figura 6.5. Comparación de la curva de presión capilar a partir de RMN y la curva real de presión capilar

Como se puede observar en la Figura 6.5, la curva de presión capilar obtenida a partir de las medidas de RMN y la curva real obtenida por plato poroso no coinciden, por el contrario hay un desplazamiento que se hace mayor a medida que la saturación es menor. Para corregir la curva de P_c obtenida por RMN a la curva experimental obtenida por plato poroso, se

utilizan, básicamente, dos procedimientos los cuales no se tomarán en cuenta para la realización de este trabajo. Esto se debe a que con dichos procedimientos se ajusta la constante γ lo que ocasiona una alteración de las curvas del ápice en magnitud mas no en forma, lo cual da como resultado la misma saturación de mercurio para el radio que domina el flujo. En las figuras 6.6 y 6.7 se muestra una comparación entre el ápice obtenido con la curva escalada y la curva sin escalar.

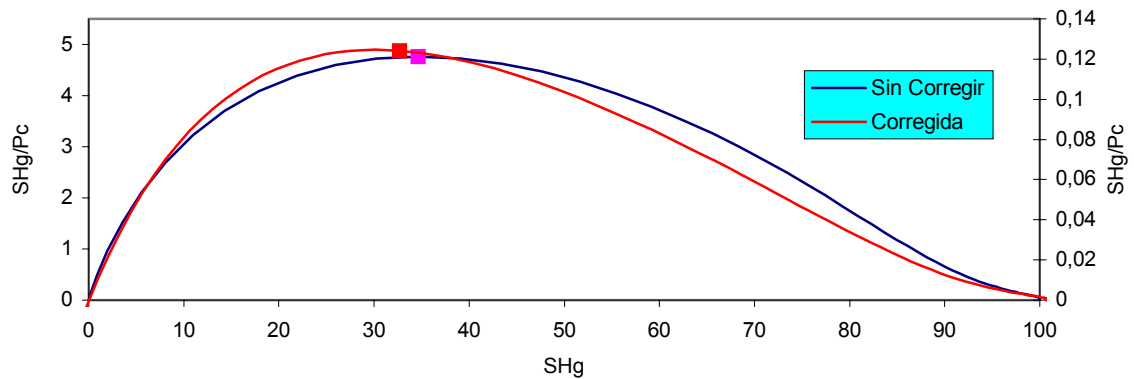


Figura 6.6. Comparación del ápice obtenido a partir de la curva de $P_{C,NMR}$ corregida y una sin corregir para una muestra.

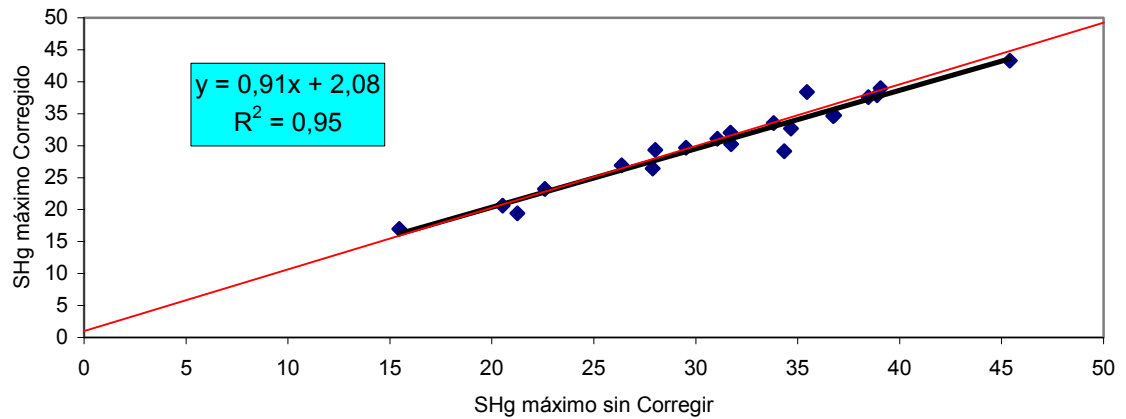


Figura 6.7. Comparación de la saturación de Hg máximo obtenido a partir de curvas de $P_{C, NMR}$ corregidas y sin corregir para un grupo de muestras del pozo VLA-1326.

El coeficiente de correlación es de 0,95 %, lo cual indica, que para obtener el radio que domina el flujo por el método de ápice a partir de las curvas de distribución de T_2 , no se necesita determinar el factor γ en las pseudo curvas de presión capilar. En este punto, se tomaron las pseudo curvas de presión capilar sin corregir para todas las muestras y se obtuvo el radio que domina el flujo por el método del ápice. Los resultados se muestran en la figura 6.8.

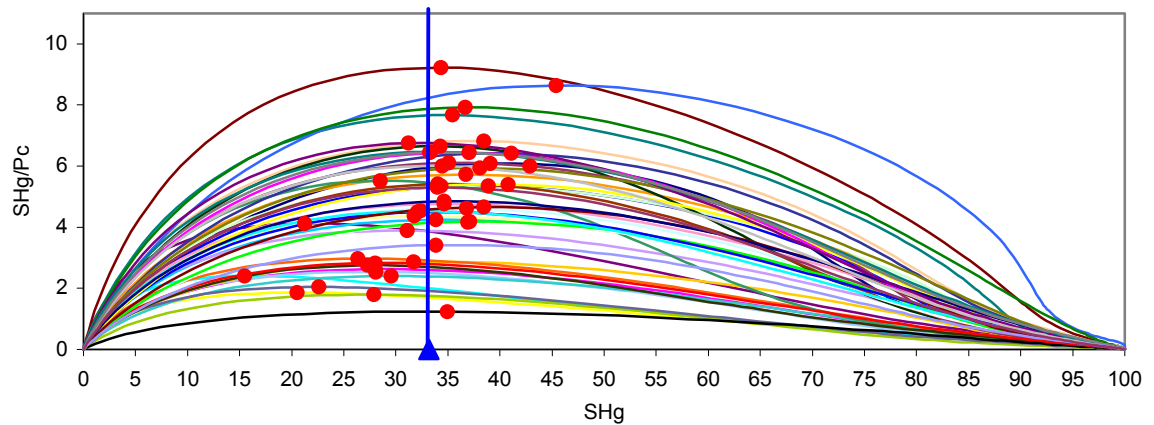


Figura 6.8. Resultados de la aplicación del método del ápice a las pseudo curvas de presión capilar obtenidas a partir de las curvas de Resonancia Magnética Nuclear.

De la figura 6.8, se puede notar que la saturación de mercurio adecuada para seleccionar la ecuación empírica de Pittman, lo cual permitirá obtener el radio de garganta de poro en el pozo VLA-1326, es de 33,18 %. Como se recordará del capítulo 3, en las ecuaciones de Pittman, la saturación de mercurio va desde 10 % hasta 75 %, en intervalos de 5%, por lo que una ecuación para una saturación de mercurio de 33,18 % no es posible. Por lo tanto, la saturación de mercurio se aproxima hasta 35 %, por lo que la ecuación de Pittman a utilizar es la correspondiente a R_{35} .

$$\text{Log } R_{35} = 0,255 + 0,565 \text{ Log } (K) - 0,523 \text{ Log } (\Phi) \quad (6.5)$$

Comparando ambos métodos, se puede observar que tanto en el método convencional como en método que se propone por Resonancia Magnética Nuclear arrojan como resultado R_{35} para el radio de garganta que domina al flujo y así generar las petrofacies para el pozo VLA-1326, las cuales se muestran en la figura 6.9. Esto da como origen las magnetofacies, las cuales

se describirán mas adelante. El nombre de magnetofacies surge del hecho de que las petrofacies son generadas a partir de las medidas de Resonancia Magnética Nuclear, es decir, de las propiedades magnéticas de los fluidos contenidos en las rocas.

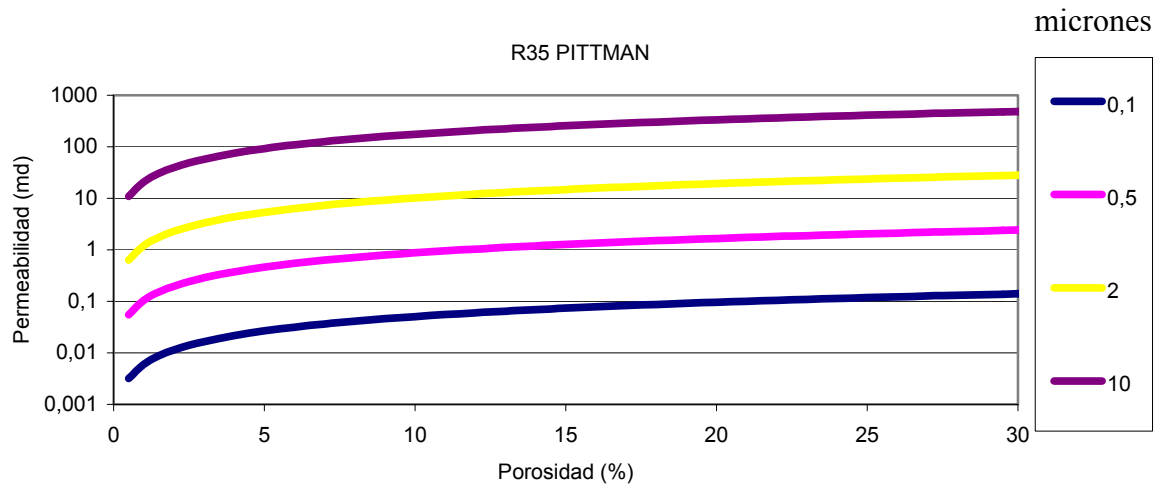


Figura 6.9. Petrofacies para el pozo VLA-1326.

En la tabla 6.4 se muestra el rango del radio del garganta de poro según la petrofacies y en la figura 6.10 la distribución de las muestras del pozo VLA-1326.

Tabla 6.4. Clasificación de los tipos de roca de acuerdo al radio de garganta de poro medido a través de pruebas de presión capilar.

Tipos de garganta de poros de acuerdo a su tamaño	Rango de tamaño
Megaporosa (petrofacies 1)	> 10 micrones
Macroporosa (petrofacies 2)	De 2 a 10 micrones
Mesoporosa (petrofacies 3)	De 0.5 a 2 micrones
Microporosa (petrofacies 4)	De 0.1 a 0.5 micrones
Nanoporosa (petrofacies 5)	< 0.1 micrones

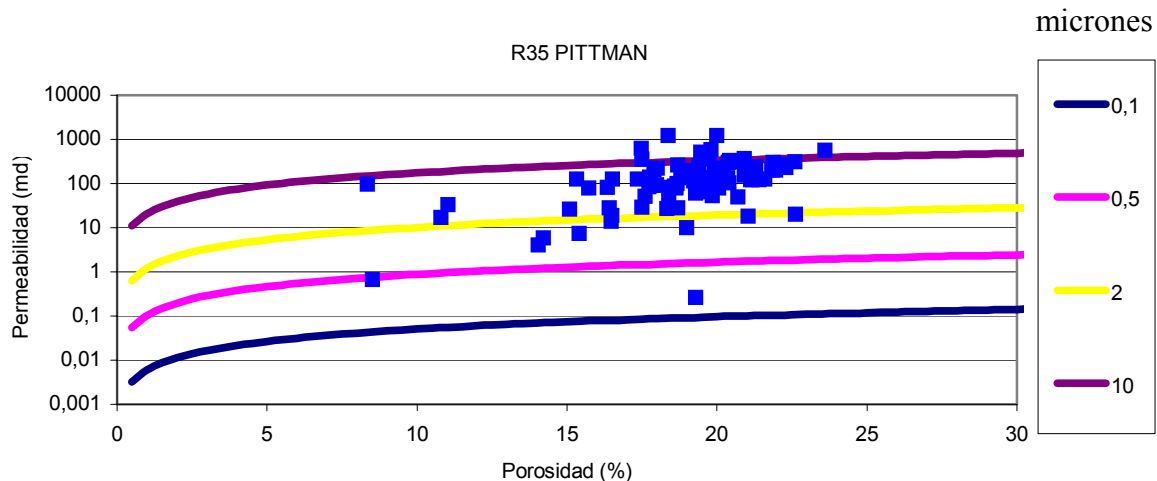


Figura 6.10. Distribución de las muestras por petrofacies.

Como puede notarse de la figura 6.10. las muestras del pozo VLA-1326 se distribuyen desde la petrofacies 1 hasta la petrofacies 4, es decir, que la calidad de roca de yacimiento para este pozo está entre megaporosa y microporosa. En la tabla 6.5 se muestra la distribución de las muestras por petrofacies.

Tabla 6.5. Distribución de las muestras por calidad de roca de yacimiento.

Petrofacies	Calidad de roca	Nº de muestras
Petrofacies 1	Megaporosa	21
Petrofacies 2	Macroporosa	55
Petrofacies 3	Mesoporosa	10
Petrofacies 4	Microporosa	2

Analizando estos resultados, se puede notar que el radio de garganta de poro que se determina a partir de las curvas de presión capilar por inyección de mercurio es, prácticamente, el mismo que el que se obtiene a partir de las curvas de distribución de T_2 de la Resonancia Magnética Nuclear.

La ventaja radica en que los ensayos de Resonancia Magnética Nuclear son no destructivos, no contaminantes al ambiente y al ser humano y además, son rápidos y sencillos de realizar. Mientras un ensayo de inyección de mercurio tarda varios días, la medida de resonancia magnética nuclear es realizada en cuestión de minutos en el laboratorio.

Por otro lado, el método sugerido aquí por Resonancia Magnética Nuclear no tiene que ser calibrado en el laboratorio, si no que el radio de garganta se determina directamente de la curva de distribución de T_2 y debido a que es posible tomar un registro de RMN en el pozo, se puede aplicar esta metodología y generar las petrofacies directamente del registro de RMN. Por lo tanto la Resonancia Magnética Nuclear, resulta ser un método alternativo y atractivo para la obtención de las petrofacies.

Determinación de magnetofacies

Para cada una de las muestras se obtuvo el valor de $T_{2,LM}$, FFI y BFV , ya que llevan consigo implícitamente la influencia de las gargantas de poros. Esto permitió establecer ecuaciones análogas a las de Winland y Pittman, a partir de las ecuaciones de permeabilidad que se utilizan en Resonancia Magnética Nuclear.

$$\log k = A \log \phi + B \log \left(\frac{FFI}{BFV} \right) + \log C \quad (6.6)$$

$$\log k = A \log \phi + B \log(T_{2,LM}) + \log C \quad (6.7)$$

$$\log k = A \log \phi + B \log(FFI) + \log C \quad (6.8)$$

despejando cada una de estas ecuaciones tenemos que:

$$\log\left(\frac{FFI}{BFV}\right) = \frac{\log C}{B} + \frac{1}{B} \log k - \frac{A}{B} \log \phi \quad (6.9)$$

$$\log(T_{2,LM}) = \frac{\log C}{B} + \frac{1}{B} \log k - \frac{A}{B} \log \phi \quad (6.10)$$

$$\log(FFI) = \frac{\log C}{B} + \frac{1}{B} \log k - \frac{A}{B} \log \phi \quad (6.11)$$

según sea el caso. De acuerdo a estas ecuaciones, y comparando con la estructura de las ecuaciones de Pittman,

$$\log(R_x) = A + B \log k - C \log \phi \quad (6.12)$$

se puede intuir que existe una relación entre el R_x y el cociente entre FFI y BFV , o con $T_{2,LM}$ o con FFI . A partir de esta relación se pueden establecer rangos característicos asociados a cada una de las petrofacies o

magnetofacies. En la sección anterior, se llegó a que la ecuación de Pittman, para generar el radio que domina el flujo para el pozo VLA-1326, es la correspondiente al R_{35} . Por lo tanto la ecuación se escribe

$$\log(R_x) = 0,255 + 0,565 \log k - 0,523 \log \phi \quad (6.13)$$

A continuación se representará como se relaciona el radio de garganta que domina el flujo R_{35} de Pittman con cada uno de los parámetros determinados en los experimentos de RMN. Para ello se graficó $\log(R_{35})$ en función del cociente entre FFI y BFV, en función de $T_{2, LM}$, y en función de FFI. Los resultados se muestran en las figuras 6.11, 6.12 y 6.13.

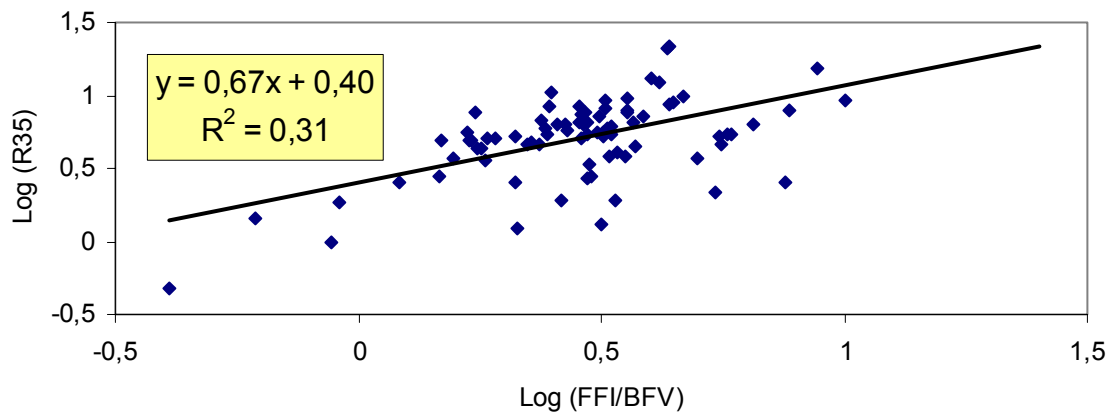


Figura 6.11. Relación entre el logaritmo de R_{35} y el logaritmo de FFI/BFV.

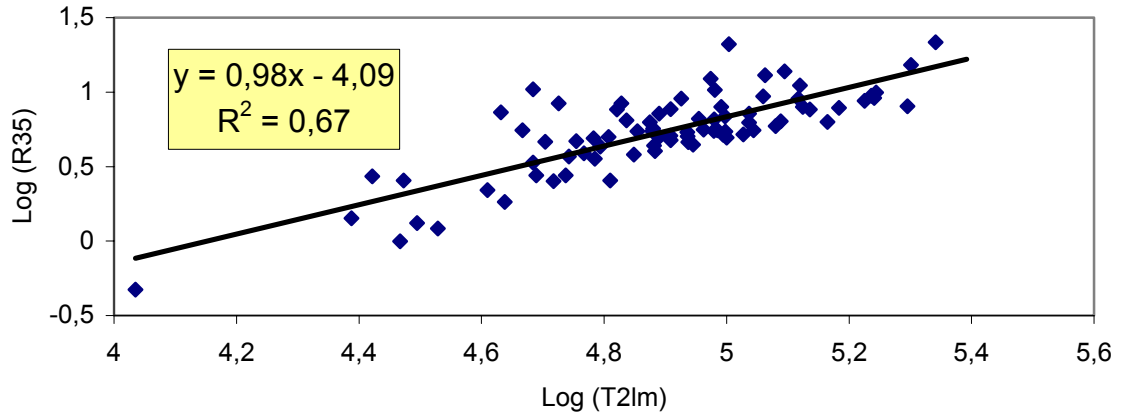


Figura 6.12. Relación entre el logaritmo de R_{35} y el logaritmo de $T_{2, \text{LM}}$.

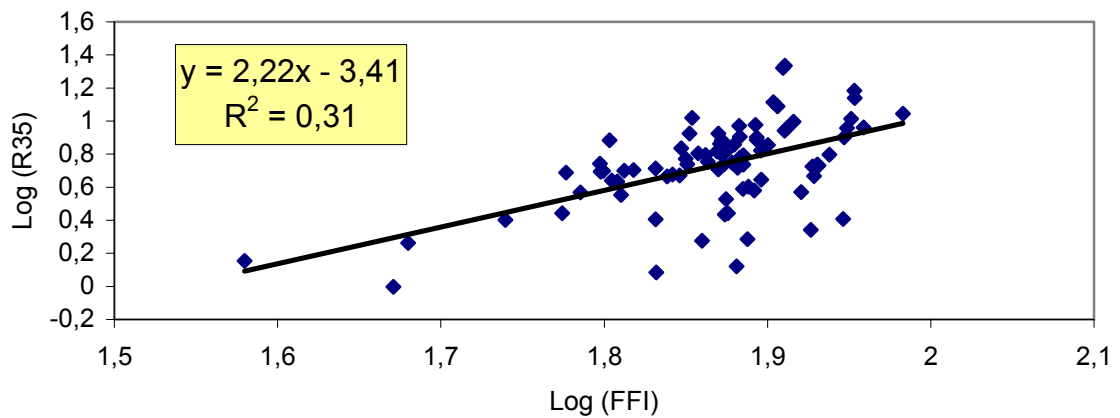


Figura 6.13. Relación entre el logaritmo de R_{35} y el logaritmo de FFI.

La mejor correlación se obtiene entre el radio de garganta de poro y el tiempo logarítmico medio ($T_{2, \text{LM}}$). De hecho el coeficiente de correlación es de 67 %, mientras que para FFI/BFV y para FFI es de 31%.

Partiendo del resultado anterior podemos entonces afirmar que existe una relación entre el radio de garganta de poro y el tiempo logarítmico medio ($T_{2, \text{LM}}$), la cual se puede escribir como sigue

$$\log(R_{35}) = 0,98 \log T_{2,LM} - 4,09 \quad (6.14)$$

Es decir, que a partir de las medidas de RMN se puede obtener el radio de garganta de poro con un coeficiente de correlación de 67%. Además, se pueden establecer rangos característicos para cada petrofacies. Los resultados se muestran en la tabla 6.6 y en la figura 6.14.

Tabla 6.6. Clasificación de los tipos de roca de acuerdo al radio de garganta de poro y al tiempo logarítmico medio.

Tipos de garganta de poros de acuerdo a su tamaño	Rango de tamaño	Rango de tiempo
Megaporosa (petrofacies 1)	> 10 micrones	>155 mseg
Macroporosa (petrofacies 2)	De 2 a 10 micrones	De 30 a 155 mseg
Mesoporosa (petrofacies 3)	De 0.5 a 2 micrones	De 7 a 30 mseg
Microporosa (petrofacies 4)	De 0.1 a 0.5 micrones	De 1 a 7 mseg
Nanoporosa (petrofacies 5)	< 0.1 micrones	<1 mseg

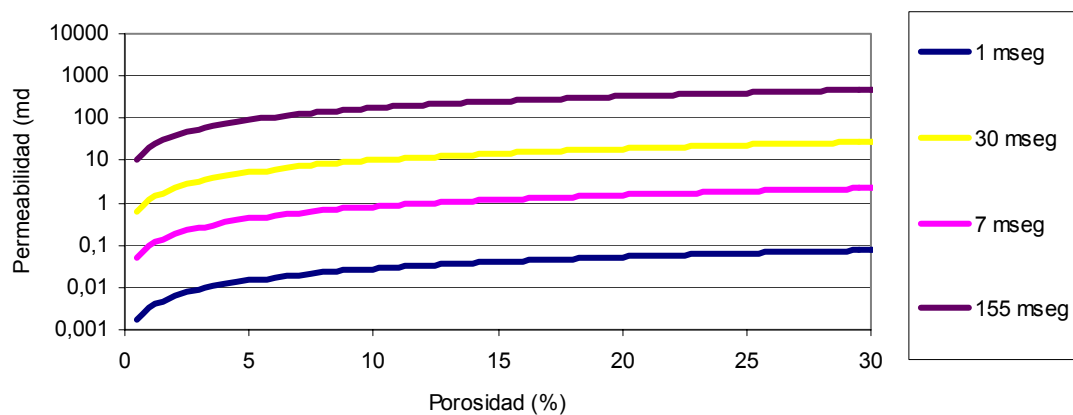


Figura 6.14. Magnetofacies para el pozo VLA-1326.

Para generar estas curvas se sustituyó la ecuación 6.14 en la ecuación 6.13, obteniéndose la ecuación 6.15.

$$\log(T_{2,LM}) = 4,434 + 0,577 \log k - 0,534 \log \phi \quad (6.15)$$

En la figura 6.15. se muestra una comparación entre las petrofacies y las magnetofacies.

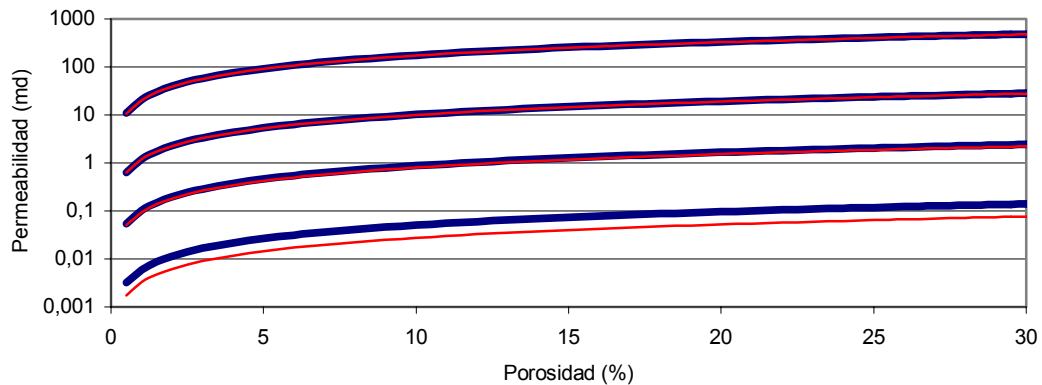


Figura 6.15. Comparación entre petrofacies y magnetofacies para el pozo VLA-1326. Las líneas azules representan las petrofacies.

En la figura 6.15, las líneas que delimitan las magnetofacies son, prácticamente, las mismas que las líneas que delimitan las petrofacies. Sin embargo, existe una diferencia entre la línea para 0,1 micrones y la línea para 1 ms, es decir, para permeabilidades por debajo de 0,1 md aproximadamente. Por lo tanto, de manera general, se puede afirmar que a partir de las medidas de Resonancia Magnética Nuclear, específicamente a partir del tiempo logarítmico medio, se pueden determinar las petrofacies correspondientes. Analizando estos resultados, se puede ver que no se necesitan correlaciones complicadas para generar las petrofacies, es decir, no se necesitan realizar análisis de capacidad intercambio catiónico, por ejemplo, para correlacionar con el radio de garganta de poro de yacimiento, para posteriormente extrapolar al pozo, porque al disponer de un registro de

Resonancia Magnética Nuclear, y específicamente de un registro de $T_{2,LM}$, se puede generar un registro sintético de radio de garganta de poro y por lo tanto una clasificación del yacimiento por petrofacies.

Determinación de magnetofacies a partir de K_{RMN}

En este punto se muestra una manera de generar las petrofacies a partir de las medidas de Resonancia Magnética Nuclear. Primero se procedió a correlacionar la permeabilidad obtenida a partir de estas ecuaciones con la permeabilidad al aire de la sección 6.1. y a calibrar los coeficientes a, b y c para cada una de ellas.

Para la ecuación de Timur-Coates que relaciona la permeabilidad con la porosidad y el cociente entre FFI y BFV, se tiene:

Tabla 6.7. Coeficientes para la ecuación de permeabilidad según el modelo de Timur-Coates.

Coeficiente	a	b	c
Valor	44000	5,2	2,6

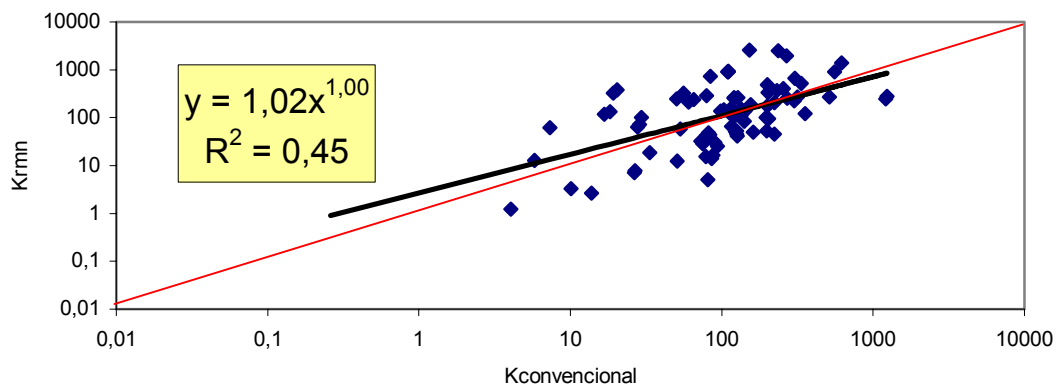


Figura 6.16. Comparación entre la permeabilidad al aire y la permeabilidad RMN utilizando el modelo de Timur-Coates.

Para la ecuación de Kenyon, la cual relaciona la permeabilidad con la porosidad y el tiempo logarítmico medio, se tiene:

Tabla 6.8. Coeficientes para la ecuación de permeabilidad según el modelo de Kenyon.

Coeficiente	a	b	c
Valor	13,50	4	2

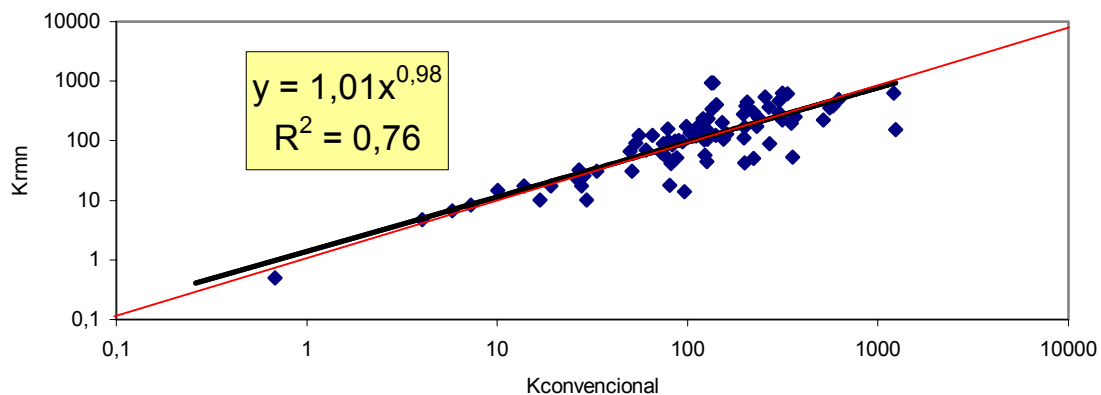


Figura 6.17. Comparación entre la permeabilidad al aire y la permeabilidad RMN utilizando el modelo de Kenyon.

Finalmente para el modelo de PDVSA-Intevep®, el cual relaciona la permeabilidad con la porosidad y el FFI, se tiene:

Tabla 6.9. Coeficientes para la ecuación de permeabilidad según el modelo de PDVSA-Intevep®.

Coeficiente	a	b	c
Valor	0,60	11	5,5

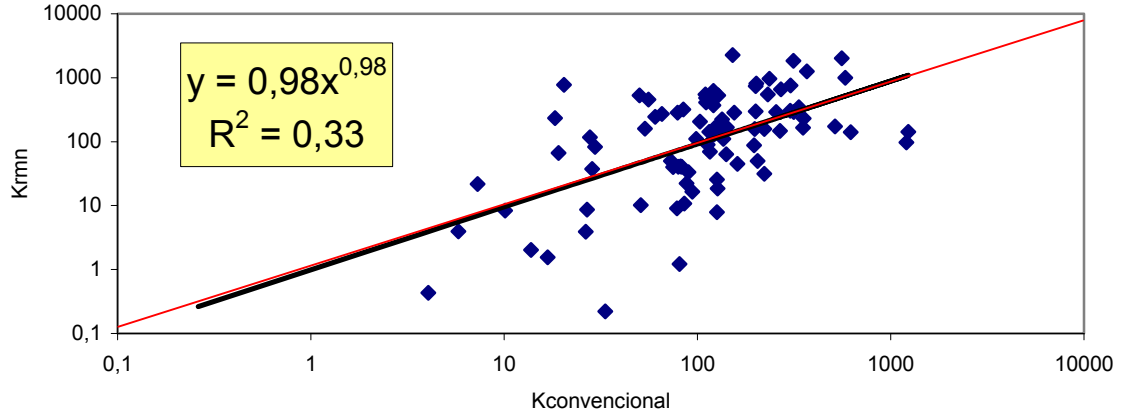


Figura 6.18. Comparación entre la permeabilidad al aire y la permeabilidad RMN utilizando el modelo de PDVSA-Intevep®.

El modelo que mas ajusta la permeabilidad RMN, es el de Kenyon, ya que el coeficiente de correlación entre dicha permeabilidad y la permeabilidad al aire es de 76 %, mientras que el coeficiente de correlación para el modelo de Timur-Coates y el modelo de Intevep es de 45 % y 33 % respectivamente. Luego de determinar cual de los modelos es el adecuado para calcular permeabilidad a partir de las medidas de Resonancia Magnética Nuclear, se procedió a tomar la ecuación de permeabilidad de Kenyon y se sustituyó en la ecuación de Pittman de R_{35} . El resultado es el siguiente

$$\log(R_{35}) = [0,255 + 0,565 \log a] + [0,565b - 0,523] \log \phi + 0,565c \log T_{2,LM} \quad (6.16)$$

Sustituyendo los valores de a, b y c queda

$$\log(R_{35}) = 0,8936 + 1,737 \log \phi + 1,13 \log T_{2,LM} \quad (6.17)$$

Se obtuvo el radio de garganta de poro con esta ecuación y se comparó con el radio de garganta obtenido por vías convencionales. el resultado se muestra en la figura 6.19.

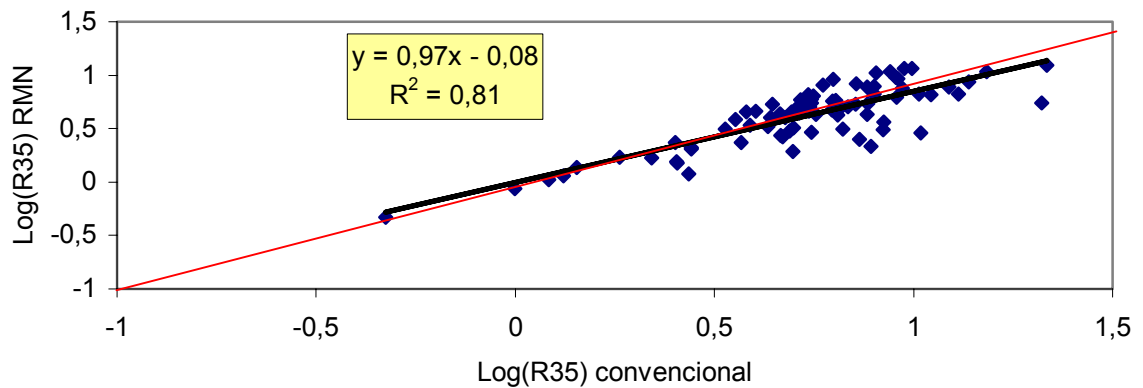


Figura 6.19. Comparación entre R_{35} convencional y R_{35} por RMN para la ecuación de Kenyon.

El coeficiente de correlación es de 81 %, el cual es mayor que el coeficiente de correlación entre el tiempo logarítmico medio y R_{35} mostrado en la figura 6.12. A manera ilustrativa se realizó el mismo procedimiento para el modelo de Timur-Coates y el modelo de Intevep. Los resultados se muestran en las figuras 6.20 y 6.21.

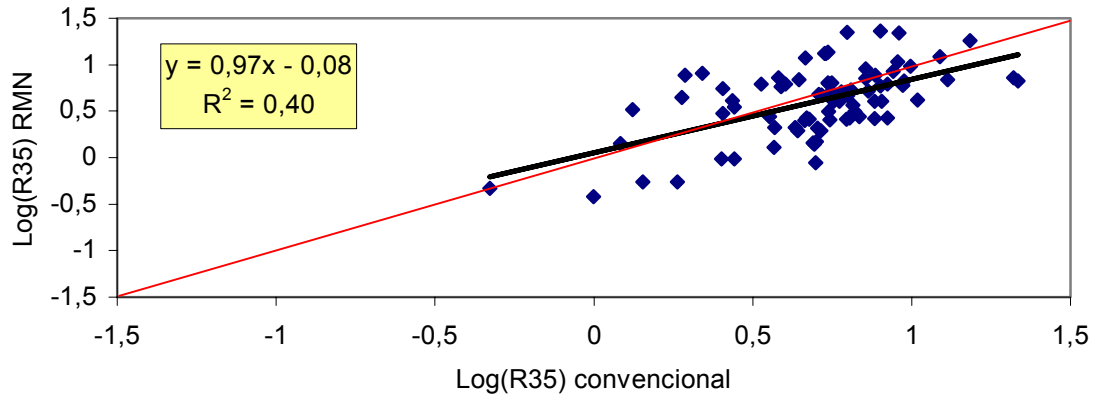


Figura 6.20. Comparación entre R_{35} convencional y R_{35} por RMN para la ecuación de Timur-Coates.

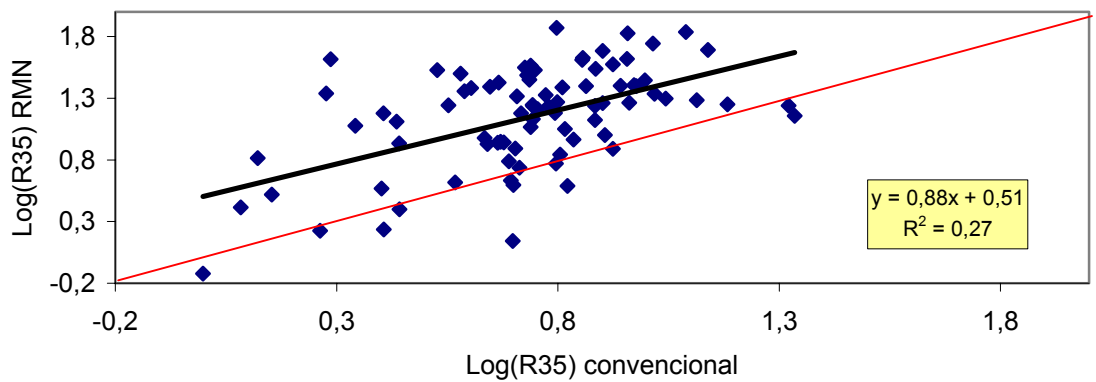


Figura 6.21. Comparación entre R_{35} convencional y R_{35} por RMN para la ecuación de PDVSA-Intevep®.

Como puede notarse el coeficiente de correlación para la ecuación de Timur-Coates y para la ecuación de Intevep es de 40 % y 27 % respectivamente, por lo que puede concluirse que el modelo que mejor ajusta es el de Kenyon, lo cual es evidente, ya que el modelo mas adecuado para obtener permeabilidad a partir de las medidas de RMN es, precisamente, el de Kenyon.

Después de generar estos resultados, se toma la ecuación análoga de Pittman (ecuación 6.17) y se generaron las magnetofacies, las cuales se muestran en la figura 6.22.

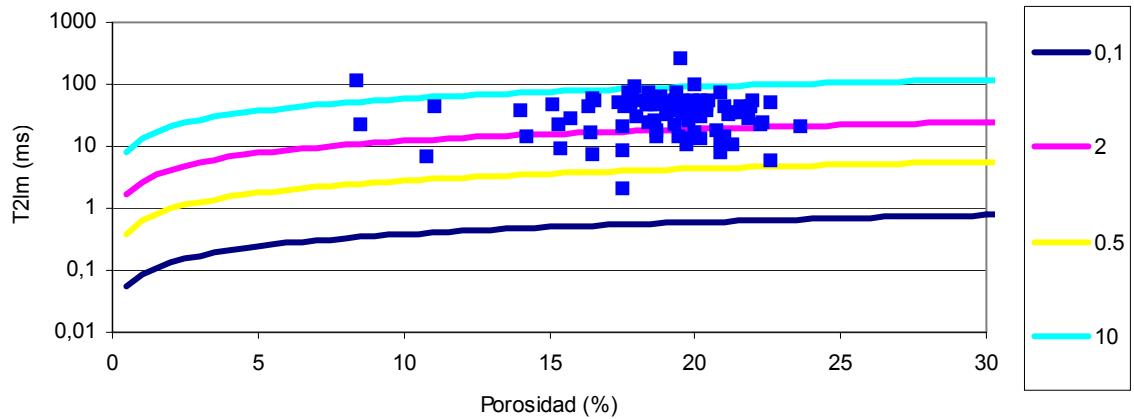


Figura 6.22. Magnetofacies para el pozo VLA-1326

En la tabla 6.10. se muestra la distribución de las muestras por magnetofacies para el pozo VLA-1326.

Tabla 6.10. Distribución de las muestras por magnetofacies

Petrofacies	Calidad de roca	Nº de muestras
Magnetofacies 1	Megaporosa	8
Magnetofacies 2	Macroporosa	64
Magnetofacies 3	Mesoporosa	14
Magnetofacies 4	Microporosa	2

Al comparar la distribución de las muestras por magnetofacies con la distribución de las muestras por calidad de roca de yacimiento, se puede notar que el 85 % de las muestras permanecieron invariantes en cuanto a dicha calidad de roca. Además, las muestras que variaron, pertenecían todas a la clasificación Megaporosa, las cuales pasaron a ser, en su mayoría, Macroporosa (10%) y en menor cantidad Mesoporosa (5%).

De los resultados presentados en este capítulo, se muestra que el método del ápice que se utiliza para obtener las petrofacies haciendo uso de las curvas de presión capilar por inyección de mercurio puede ser sustituido por el método de Resonancia Magnética Nuclear que aquí se propone, el cual, para el pozo en estudio, arroja resultados que al compararlos con los obtenidos convencionalmente, son aceptables. Además, el encontrar una correlación entre el $T_{2,LM}$ y el radio de garganta de poro, permite generar un registro sintético de dicho radio, y por lo tanto, una clasificación de calidad de roca de yacimiento o petrofacies en el pozo, debido a que, hoy en día, es posible tomar registros de Resonancia Magnética Nuclear. Partiendo de este razonamiento, se puede decir que la técnica de Resonancia Magnética Nuclear puede utilizarse como un método confiable y alternativo para generar las petrofacies en el pozo en estudio. Ver figura 6.23.

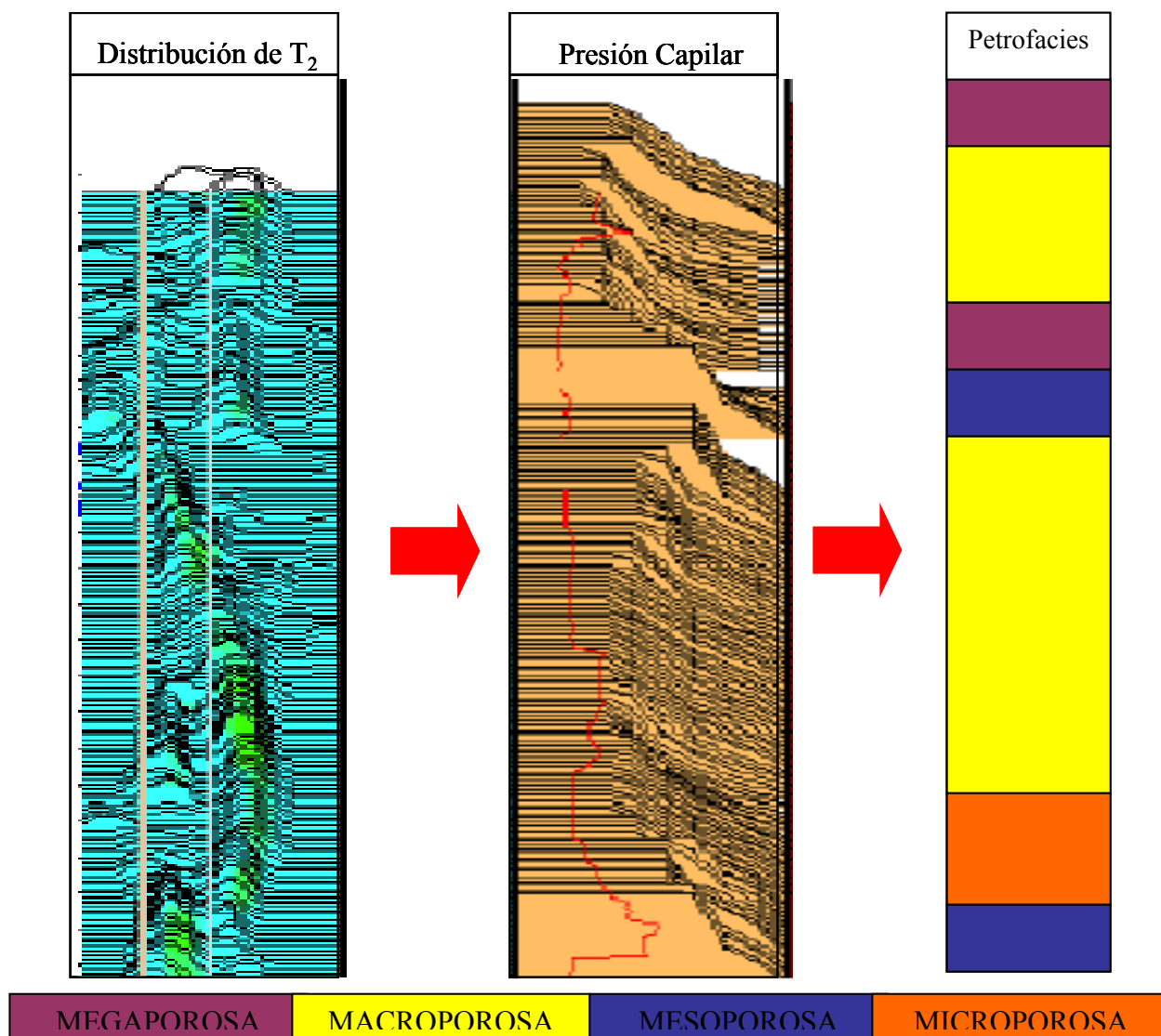


Figura 6.23. A partir de los registros de RMN se generan registros de petrofacies según la metodología sugerida en este trabajo.

CONCLUSIONES

1. Las medidas de Resonancia Magnética Nuclear pueden ser utilizadas para obtener la calidad de roca de un yacimiento o petrofacies. La ventaja es que la RMN es un ensayo no destructivo a diferencia de los métodos convencionales.
2. Existe una relación explícita entre el Radio de Garganta de Poro y el Radio del Poro para el pozo VLA-1326.
3. Existe una relación entre el Radio de Garganta de Poro y los parámetros obtenidos en Resonancia Magnética Nuclear para el pozo VLA-1326. Específicamente se pudo notar que hay una relación entre R_{35} y el $T_{2,LM}$.
4. La relación entre el R_{35} y el $T_{2, LM}$ da origen a una clasificación magnética de las facies, las cuales pueden ser denominadas informalmente *magnetofacies*.
5. El modelo adecuado para obtener permeabilidad en el pozo VLA-1326 es el modelo de Kenyon.
6. La ecuación de Kenyon puede ser sustituida en la ecuación de Pittman, dando origen a una ecuación que relaciona el R_{35} con el tiempo logarítmico medio.
7. Se pueden generar las petrofacies en un gráfico Φ vs $T_{2, LM}$ en sustitución del gráfico convencional Φ vs K . A las petrofacies obtenidas de esta manera, se le denominan igualmente *magnetofacies*.
8. A partir del registro de RMN, se puede generar un registro de petrofacies sin realizar análisis en el laboratorio, ya que el radio de garganta de poro puede ser determinado directamente a partir de la distribución de T_2 .

RECOMENDACIONES

1. Aplicar los procedimientos propuestos en este trabajo a tapones del pozo VLA-1326 utilizando un mayor número de muestras para corroborar los resultados de este trabajo.
2. Generar registros de radio de garganta de poro a partir de los registros de RMN y realizar una evaluación petrofísica que incluya las petrofacies en el pozo VLA-1326.
3. Aplicar los procedimientos propuestos en este trabajo a otros pozos del área Lagomar y comparar con los resultados de este trabajo. De igual manera, generar registros de radio de garganta de poro directamente del registro de RMN existente.
4. Extrapolar los resultados de este trabajo a pozos cercanos y generar evaluaciones petrofísicas que incluyan las petrofacies y las magnetofacies.
5. Correlacionar el radio de garganta de poro con atributos sísmicos para generar cubos de registros que incluya las petrofacies.



Salazar Rodríguez Jesús Pastor

ESTUDIOS REALIZADOS

Universidad Central de Venezuela

Facultad de Ciencias - Escuela de Física

Licenciado en Física - Mención Geofísica (Julio 1999)

Universidad Central de Venezuela

Facultad Ingeniería - Postgrado de Geofísica

Magíster Scientiarum en Geofísica (Febrero 2004)

EXPERIENCIA LABORAL

Laboratorio de Superficies - Escuela de Física-UCV. (marzo 1994-abril 1995)

Laboratorio de Física I y II - Escuela de Física-UCV. (abril 1995-septiembre 1997)

Petróleos de Venezuela S.A. (Intevep y E&P). (abril 1998-abril 1999)

Laboratorio de Resonancia Paramagnética Electrónica - Escuela de Física-UCV. (septiembre 1997-febrero 2000)

Petróleos de Venezuela S.A. (Intevep). (mayo 2000-febrero 2003)

Cartográfica Mercator . (mayo 2003-noviembre 2003)

TRABAJOS PUBLICADOS

1. "Improving Carbonate Reservoir Characterization in West Mara Field Using Lab and Field Calibrated NMR Response". Caracas. 1999.
2. "Determinación de Porosidad y Permeabilidad en Carbonatos a partir de Registros de Pozos y Parámetros de RMN, haciendo uso de Redes Neuronales Artificiales", Cumaná . 2000.
3. "Variaciones Periódicas con la Concentración, de las Propiedades Eléctricas y Magnéticas de Capas Límites en Soluciones Iónicas", Cumaná. 2000.
4. "NMR Measurements in Carbonates Samples and Core-Logs Correlations Using Artificial Neural Nets". New Orleans, U.S.A. 2001.
5. "Obtención de las curvas de Presión Capilar a partir de las medidas de Resonancia Magnética Nuclear". Caracas. 2002

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Araujo Y.C. y Araujo M. (1996). **HERRAMIENTA PETROFÍSICA INTEGRADA. PARTE 1: PRESIÓN CAPILAR.** Taller. Intevep. Los Teques. Venezuela.

Araujo Y.C. y Araujo M. (1998). **TALLER DE INTERACCIÓN ROCA FLUIDO.** Taller. Intevep. Los Teques. Venezuela.

Araujo Y.C. y Araujo M. (1998). **TALLER AVANZADO DE INTERACCIÓN ROCA FLUIDO.** Taller. Intevep. Los Teques. Venezuela.

Ávila Daniel. (2002). **DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y PETROFACIES APLICANDO TECNOLOGÍA DE RMN A MUESTRAS DE NÚCLEO DE LAS FORMACIONES GASÍFERAS SAN JUAN Y SAN ANTONIO.** Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela.

Bruzual Gabriela. (2001). **APLICACIÓN DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR EN LA DETERMINACIÓN DE PETROFACIES EN LA FORMACIÓN NARICUAL SUPERIOR-MEDIO, CAMPO EL FURRIAL.** Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela.

Carr H. y Purcell E. (1954). **EFFECTS OF DIFUSIÓN ON FREE PRECESSION IN NMR EXPERIMENTS.** Physics Review.

Cedillo Iván. (1999). **APLICACIÓN DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR EN LA EVALUACIÓN DE LA ARENA C4, FORMACIÓN MISOA DEL LAGO DE MARACAIBO.** Trabajo especial de grado. Universidad Simón Bolívar.

Cerezo Inty. (2001). **APLICACIÓN DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR RMN EN LA DETERMINACIÓN DE LA CALIDADES DE ROCA DE YACIMIENTO.** Trabajo especial de grado. Universidad de Oriente. Ciudad Bolívar. Venezuela

Coates George; Xiao Lizhi y Prammer Manfred. (2001). **NMR LOGGING: PRINCIPLES AND APPLICATIONS.** Halliburton Energy Seviches. Houston. USA.

Contreras M. y Fuenmayor R. (1996). **TOMA, MANEJO, ANÁLISIS CONVENCIONALES Y ESPECIALES DE NÚCLEOS.** Taller. Universidad del Zulia.

Contreras O. (1980). **MÉTODOS DE PULSOS EN RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR PARA MEDIR TIEMPOS DE RELAJACIÓN.** Trabajo de ascenso. Universidad Central de Venezuela.

Golindano Yacira. (1999). **APLICACIÓN DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR EN LA EVALUACIÓN DE LA ARENA C5, FORMACIÓN MISOA DEL LAGO DE MARACAIBO.** Trabajo especial de grado. Universidad Simón Bolívar.

Gómez Natalí. (2002). **APLICACIÓN DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR EN LA DETERMINACIÓN DE PETROFACIES Y MAGNETOFACIES EN LA FORMACIÓN NARICUAL INFERIOR, CAMPO EL FURRIAL.** Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela.

Graterol J., Carmona R., Decoster E. y Salazar J.P. (1999). **IMPROVING CARBONATE RESERVOIRS CHARACTERIZATION IN WEST MARA FIELD USING LABORATORY AND FIELD CALIBRATED NMR RESPONSE.** SPE 53862. Caracas, Venezuela.

Hartmann Dan. (1990). **PETROPHYSICAL INTEGRATION: WORKSHOP FOR PHASE I INSTRUCTORS.**

Hornak Joseph. (1997). **THE BASICS OF NMR.** Instituto Roechster de Tecnología.

Kleinberg R., Kenyon W. y Mitra P. (1993). **MECHANISM OF NMR RELAXATION OF FLUIDS IN ROCKS.** Journal of magnetic Resonance.

Kolodzie, S. (1980). **ANALYSIS OF PORE THROAT SIZE AND USE THE WAXMAN-SMITS EQUATION TO DETERMINE OOIP IN SPINDLE FIELD, COLORADO.** SPE-9382. 55th Annual fall technical conference.

Machado Edur. (1999). **DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS EN POZOS VLE APLICANDO LA TÉCNICA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.** Trabajo especial de grado. Universidad de los Andes.

Madariaga Milena. (2000). **PROPIEDADES DE ROCA A PARTIR DE NÚCLEOS**. Informe de la Escuela de Petrofísica. PDVSA-E&P. Puerto la Cruz. Venezuela.

Martín Miguel, Benavides Alfonso y Pérez Delia. (1998). **PROCESOS DE RELAJACIÓN DIFUSIÓN Y DISTRIBUCIONES DE CAMPO MAGNÉTICO LOCAL EN ROCAS SEDIMENTARIAS**. Reportes del Centro de Resonancia Nuclear. Universidad Central de Venezuela.

Montoya Neel. (2001). **APLICACIÓN DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR Y ULTRASONIDO A MUESTRAS DE NÚCLEO DEL POZO BOR-5E, MIEMBRO O, FORMACIÓN ESCANDALOSA, BARINAS**. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela.

Paniyot Stan. (2000). **EVALUACIÓN DE FORMACIONES BASADAS EN LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE POZOS**. Taller. Intevep. Los Teques. Venezuela.

Pittman E. (1992). **RELATIONSHIP OF POROSITY AND PERMEABILITY TO VARIOUS PARAMETERS DERIVED FROM MERCURY INJECTION CAPILARY PRESSURE CURVES FOR SANDSTONE**. AAPG bulletin, V76, N° 2. Tulsa. USA.

Pittman E. y Thomas J.B. (1992). **SOME APPLICATIONS OF SCANNING ELECTRON MICROSCOPY TO THE STUDY OF RESERVOIR ROCKS**. SPE 7550. Houston. USA.

Porras Juan Carlos. (1998). **DETERMINATION OF ROCK TYPES FROM PORE THROAT RADIUS AND BULK VOLUME WATER AND THEIR RELATION TO LITHOFACIES, CARITO NORTH FIELD, VENEZUELA BASIN.** SPWLA 39th Annual logging symposium.

Porras Juan Carlos y Campos Orlando. (2001). **ROCK TYPING: A KEY FOR PETROPHYSICAL CHARACTERIZATION AND DEFINITION OF FLOW UNITS, SANTA BÁRBARA FIELD, EASTERN VENEZUELA BASIN.** SPE 69458. Buenos Aires. Argentina.

Romero Pedro, Bruzual Gabriela y Suárez Ovidio. (2002). **DETERMINATION OF ROCK QUALITY IN SANDSTONE CORE PLUG SAMPLES USING NMR.** SCA 2002-51. Monterrey, USA.

Salas Alejandro. (2000). **APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR EN MUESTRAS DEL CAMPO LAGOMAR.** Trabajo especial de grado. Universidad Simón Bolívar.

Salazar Jesús. (1999). **DETERMINACIÓN DE POROSIDAD Y PERMEABILIDAD EN CARBONATOS A PARTIR DE MEDICIONES DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR Y REGISTROS DE POZOS, HACIENDO USO DE REDES NEURONALES ARTIFICIALES.** Trabajo Especial de grado. Universidad Central de Venezuela.

Salazar Jesús y Romero Pedro. (2001). **NMR MEASUREMENTS AND CORE LOGS CORRELATION USING ARTIFICIAL NEURAL NETS.** SPE 71701. New Orleans. USA.

Salazar Jesús y Romero Pedro. (2002). **METODOLOGÍA EXPERIMENTAL VALIDADA PARA OBTENER CURVAS DE DRENAJE DE PRESIÓN CAPILAR A PARTIR DE LAS MEDIDAS DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.** Informe técnico INT-9718,2002. Intevep. Los Teques. Venezuela.

Salazar Jesús y Romero Pedro. (2002). **OBTENCIÓN DE LAS CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR A PARTIR DE LAS MEDIDAS DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.** XI Congreso Venezolano de Geofísica. Caracas. Venezuela.

Salazar Jesús y Romero Pedro (2002). **OBTENCIÓN DE LAS CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR A PARTIR DE LAS MEDIDAS DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR EN MUESTRAS DEL CAMPO LAGOMAR.** Jornadas JIFI. Facultad de Ingeniería. Universidad Central de Venezuela.

Schlumberger Sureco. (1997). **WELL EVALUATION CONFERENCE.** Evaluación de pozos nuevos. Caracas, Venezuela.

Schlumberger Sureco. (1985). **PRINCIPIOS Y APLICACIONES DE LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS.** Houston. Texas. USA.

Timur A. (1969). **PULSED NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE STUDIES OF POROSITY, MOVABLE FLUIDS AND PERMEABILITY OF SANDSTONE.** SPE-AIME.

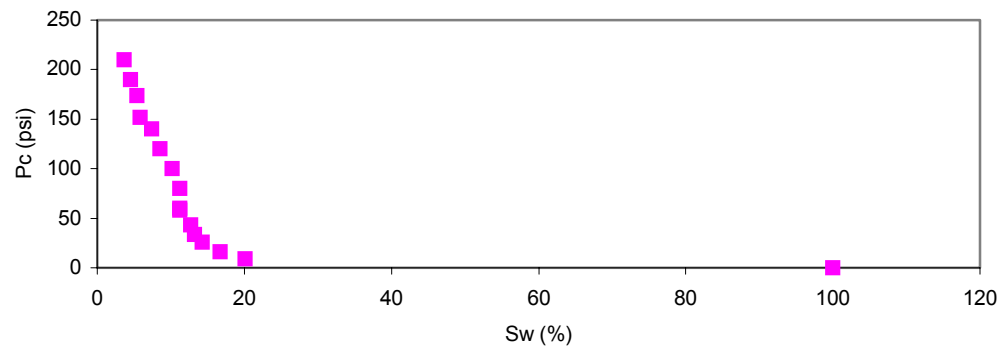
Volokitin Y., Looyestijn W., Slijkerman W. y Hofman J. (1999). **A PRACTICAL APPROACH TO OBTAIN 1st DRAINAGE CAPILLARY PRESSURE CURVES FROM NMR CORE AND LOG DATA.** SCA. International symposium of the society of core analysts. Colorado. USA

ANEXOS

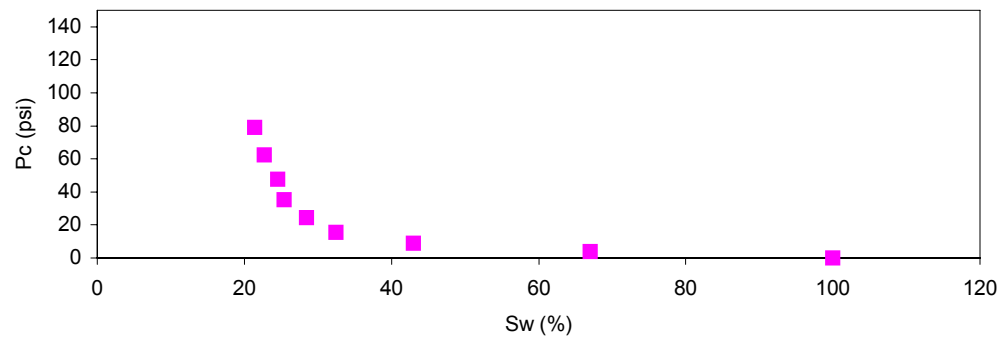
Anexo A.
Curvas de presión capilar para algunas muestras
del pozo VLA-1326

A continuación se muestran las curvas de presión capilar para algunas de las muestras obtenidas por el método del plato poroso.

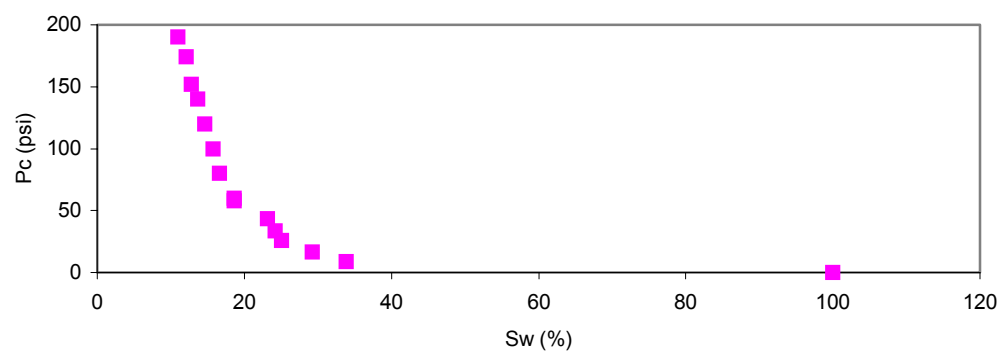
Muestra 3A



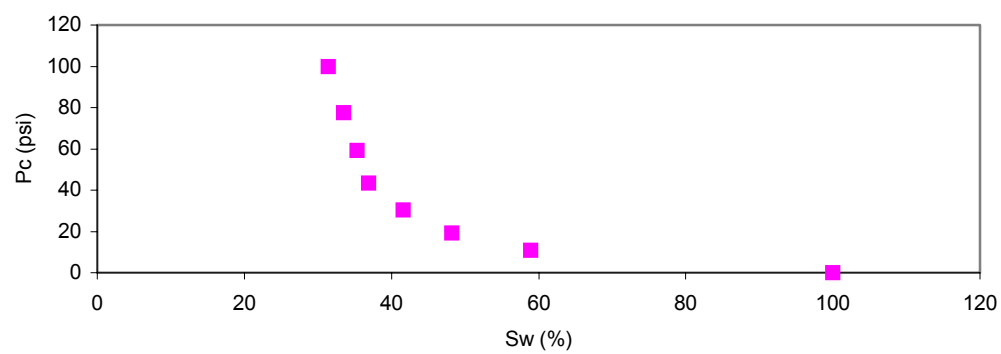
Muestra 9



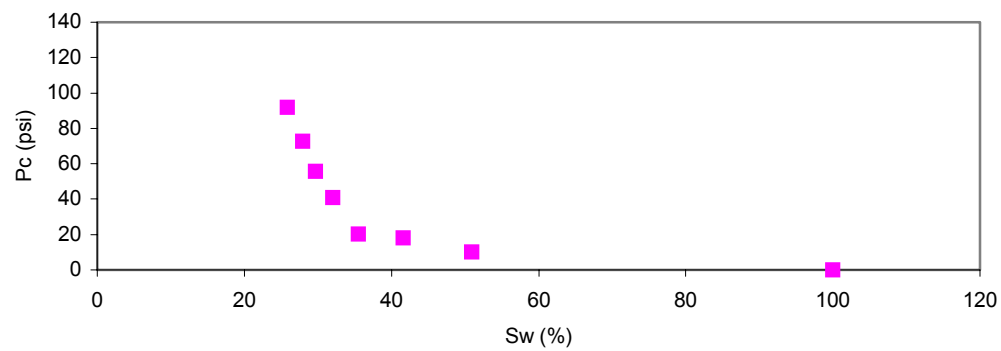
Muestra 10



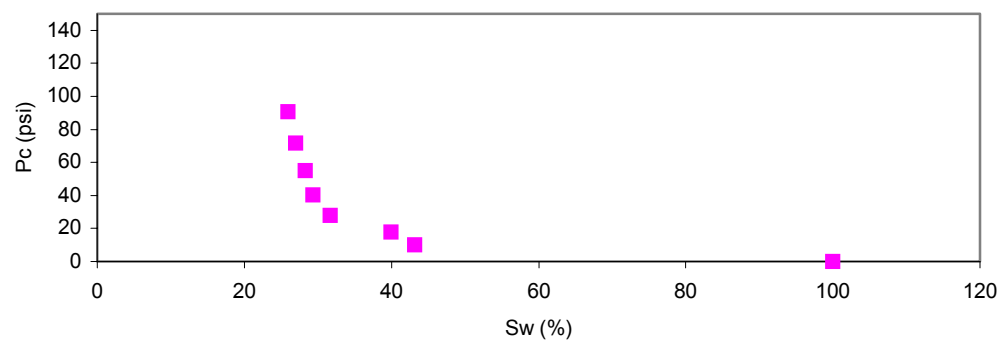
Muestra 11



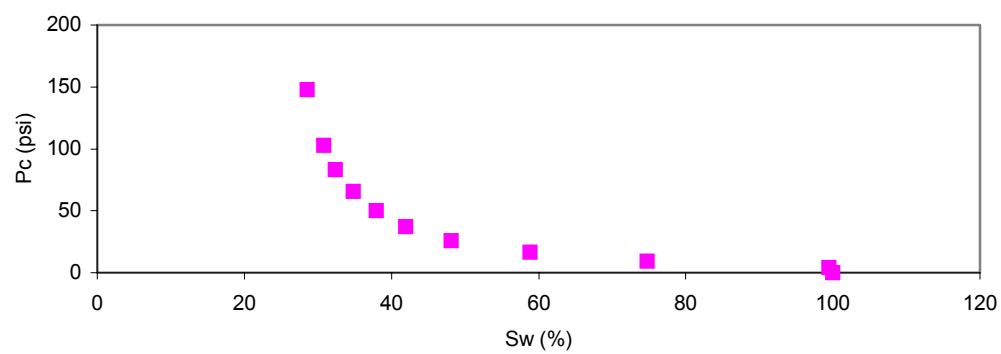
Muestra 16



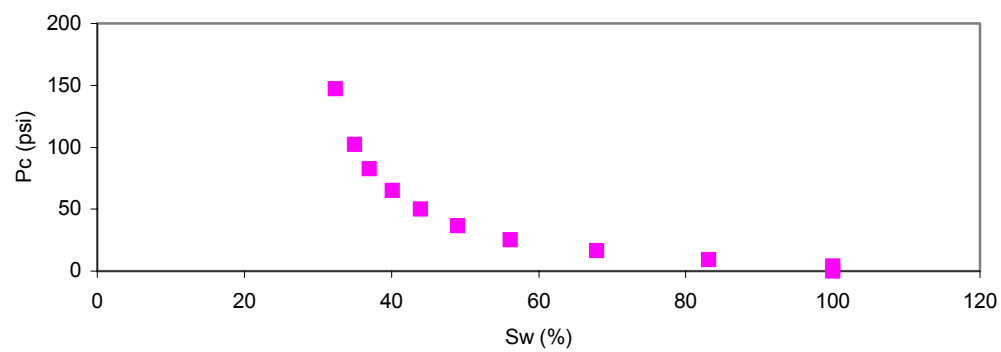
Muestra 17



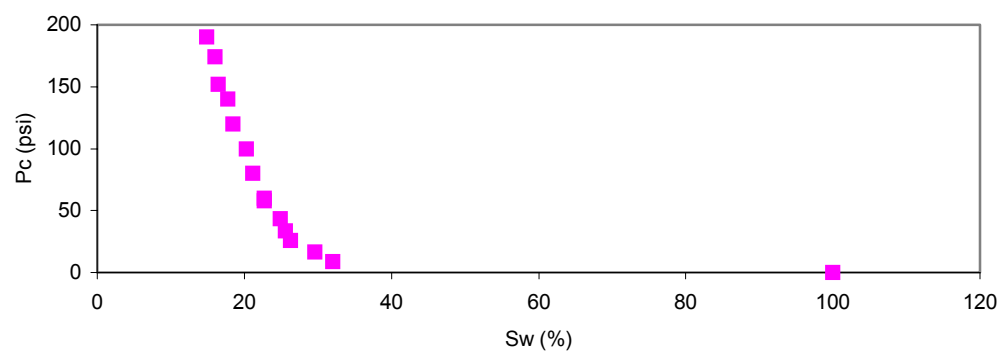
Muestra 25



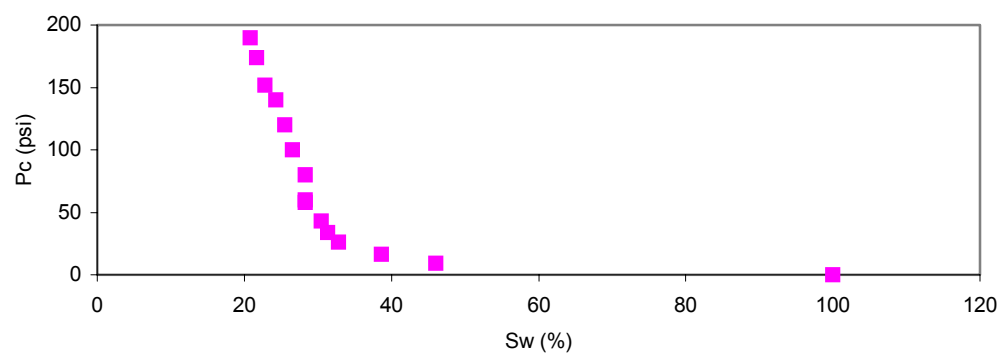
Muestra 26



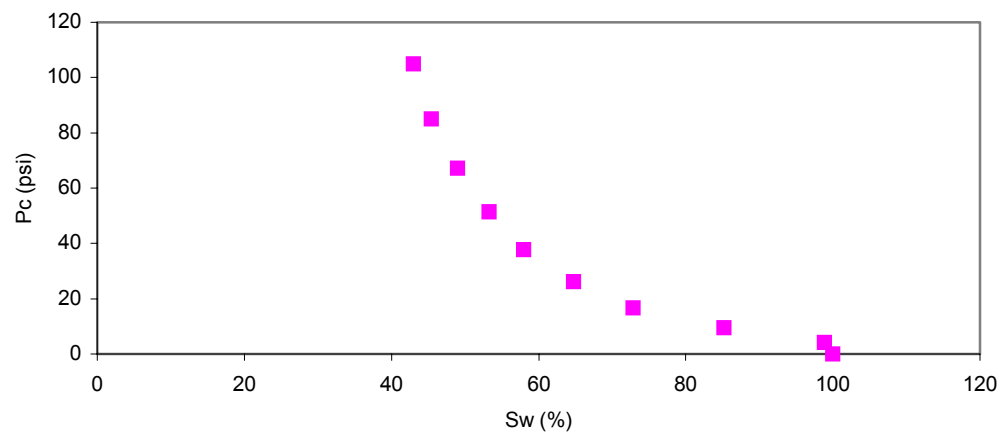
Muestra 27A



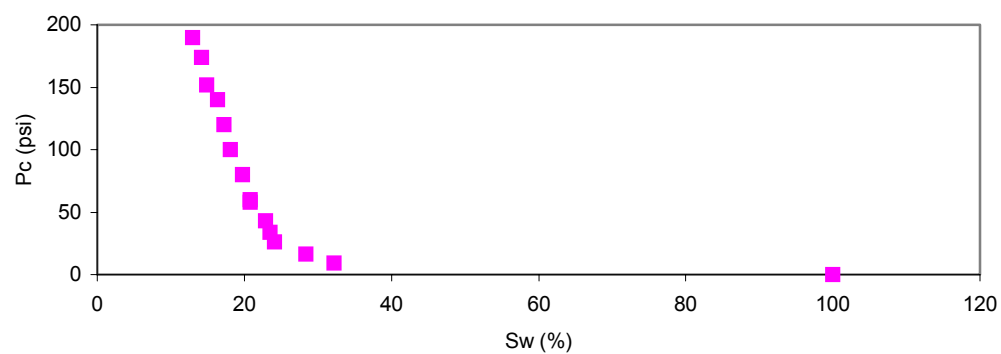
Muestra 34



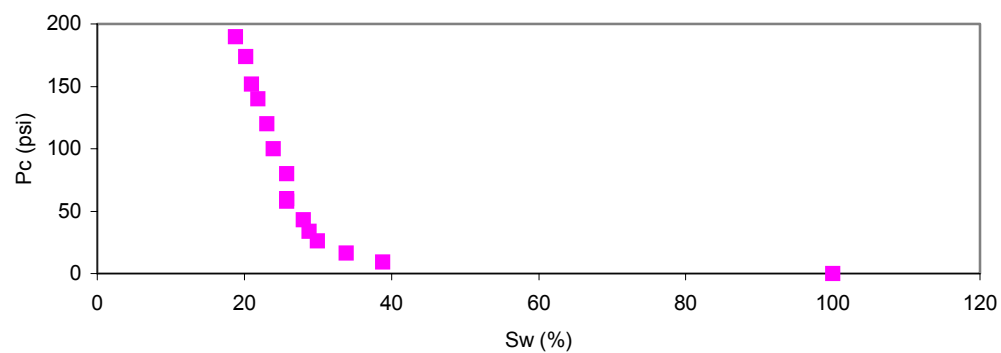
Muestra 36



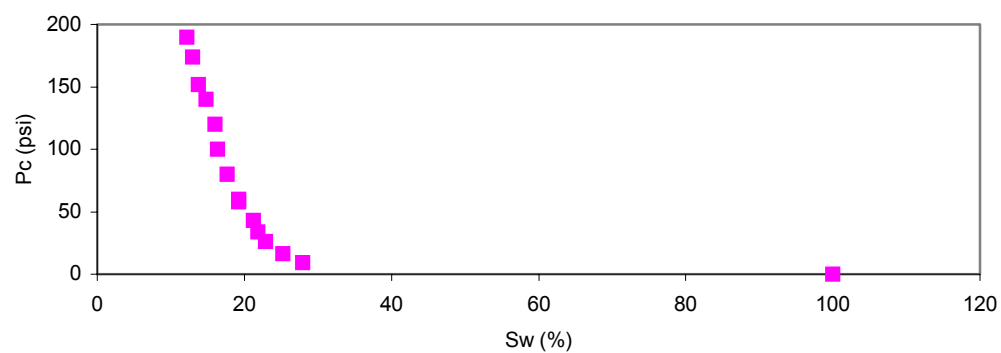
Muestra 37



Muestra 45



Muestra 85

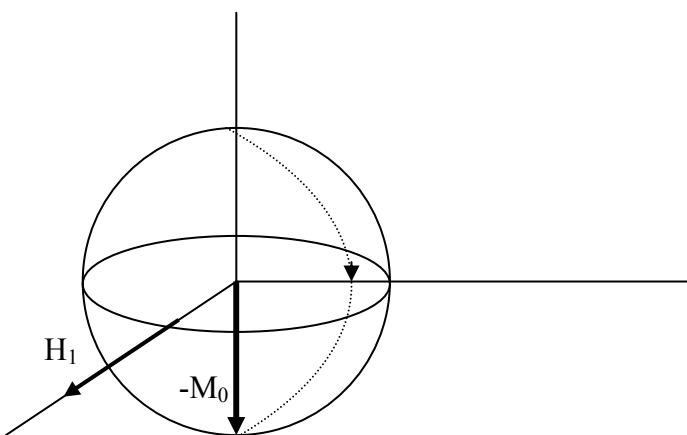


Anexo B

Secuencia para medir T_1

En este método, un primer pulso de 180° aplicado perpendicularmente al campo polarizante ¹, hace que la magnetización, originalmente en equilibrio con el campo H_0 , se invierta apuntando hacia la dirección $-Z$, como se muestra en la figura B1.

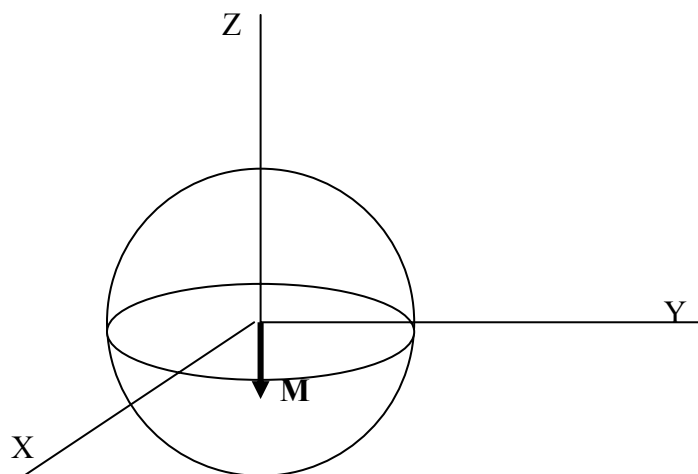
Figura B1.



A partir de esta situación de no-equilibrio, la magnetización comenzará a relajarse hacia su valor $+M_0$. Después de un cierto tiempo τ la magnetización se encontrará en un cierto estado intermedio entre $+M_0$ y $-M_0$ como lo indica la figura B2.

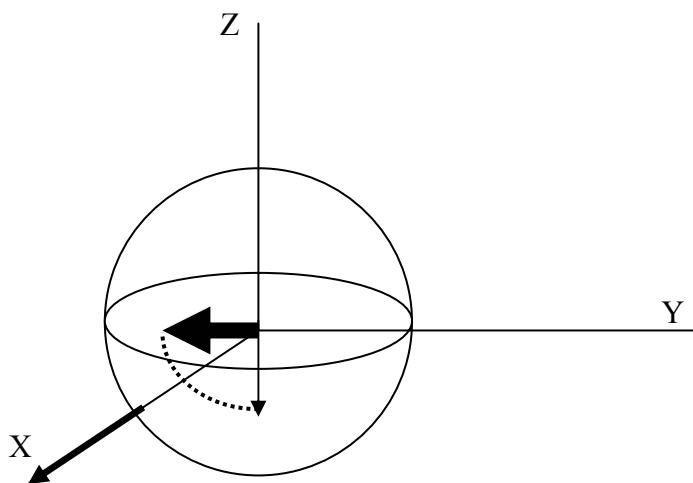
¹ Este pulso define la dirección X.

Figura B2



Para determinar este valor se utiliza un pulso de 90° con la misma fase que el pulso anterior², el cual se encargará de llevar la magnetización hasta el plano XY (figura B3).

Figura B3



A continuación se presenta un diagrama de tiempos del método. A partir de este diagrama vemos que podemos deducir el valor de T_1 después de realizar varias mediciones para diferentes valores del tiempo τ . Si la recuperación de la magnetización de la muestra sigue una ley exponencial,

² Es decir, a lo largo del eje X.

graficando convenientemente la amplitud de las señales de inducción en un papel semilogarítmico obtenemos una recta de pendiente $(-2.30T_1)^{-1}$. También podemos ajustar la curva obtenida mediante un término de regresión no-lineal, con una computadora.

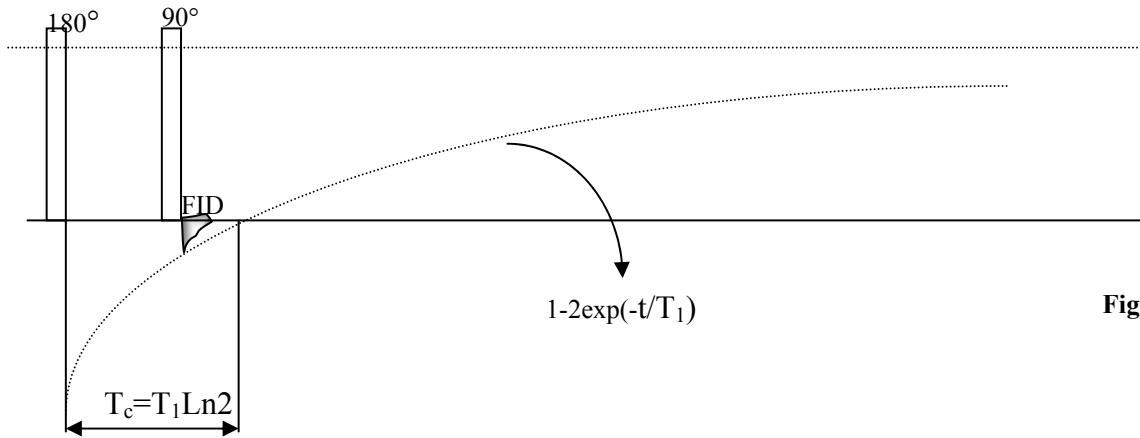


Figura B4

Anexo C

Secuencia para medir T_2

Si originalmente tenemos la magnetización a lo largo del campo H_0 , al aplicar un pulso de 90° a lo largo del eje X, la magnetización llegará al plano XY según vimos en el capítulo anterior. Esta magnetización girará con la frecuencia Larmor y será detectada como una señal de radio frecuencia que decae debido a los procesos de relajación transversales. Esta señal se conoce como FID³.

Usualmente en líquidos, el mecanismo predominante en la relajación es la inhomogeneidad del campo H_0 , ya que debido a esta los Espines girarán con diferentes frecuencias de largo produciendo así el desfijase necesario para promediar a cero la magnetización. Por lo tanto, el tiempo que se mide después de un pulso de 90° será un cierto T_2^* relacionado con la inhomogeneidad de H_0 .

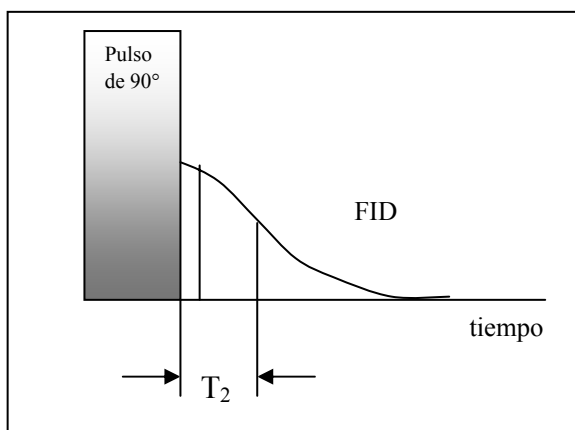


Figura C1. Pulso de 90° y respuesta del sistema inmediatamente después del pulso.

³ Free Induction Decay

C.A. SPIN-ECO.

Para este método, un pulso inicial de 90° a lo largo del eje X gira la magnetización⁴ hasta hacerla paralela al eje Y. obviamente la duración de este tipo de pulso debe ser suficientemente corta para que durante el tiempo en que actúa el pulso no influya ningún proceso de relajación que afecte apreciablemente la magnetización. De esta forma, la magnetización descansa a lo largo del eje Y como lo indica la figura C2

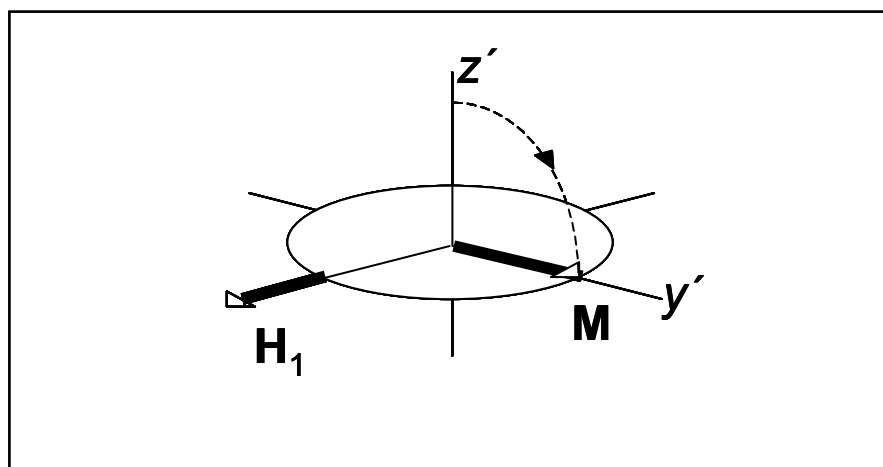


Figura C2.

Si el sistema se deja imperturbado, los Espines precesarán con diferentes frecuencias debido a la inhomogeneidad del campo H_0 . De esta forma, algunos espines se adelantarán y otros se atrasarán como se muestra en la figura C3.

⁴ La cual se encuentra originalmente apuntando en el eje Z Y en equilibrio con la red.

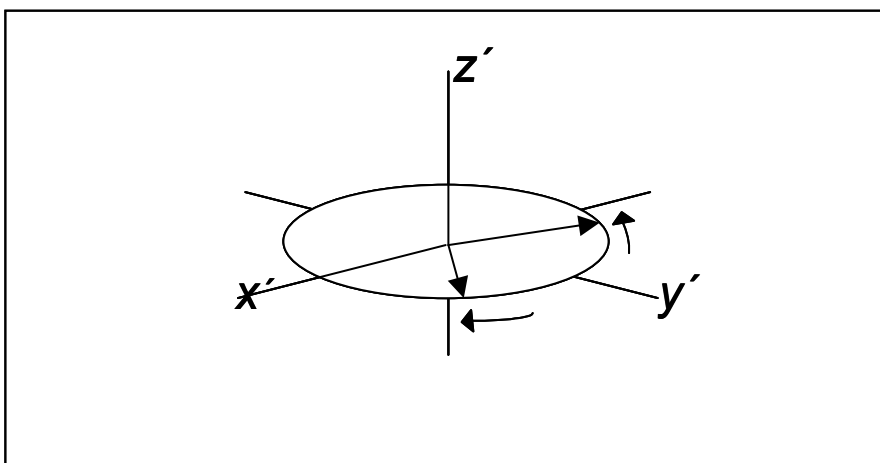


Figura C3

Después de un cierto tiempo⁵ se aplica al sistema un pulso de 180° a lo largo del eje X como se muestra en la figura C4.

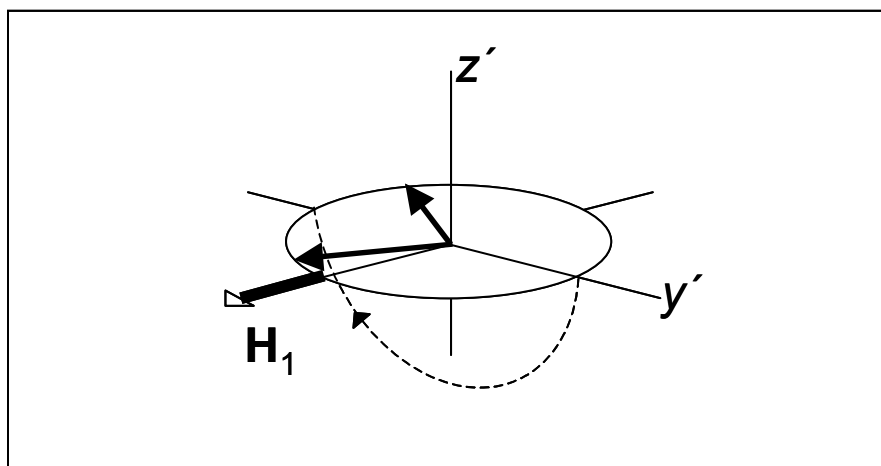


Figura C4

Debido a que al terminar el pulso los Espines solamente cambiaron de dirección Y que la inhomogeneidad del campo sigue siendo la misma, cada espín se encuentra afectado por el mismo valor de campo y por lo tanto seguirá rotando en el mismo sentido en que rotaba antes del pulso de 180° , esta situación se ilustra en la figura C5.

⁵ Usualmente llamado tau (τ).

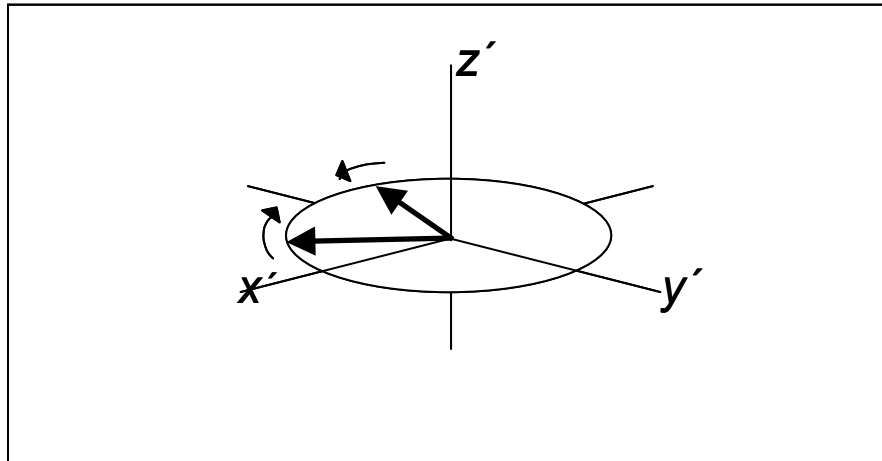


Figura C5

De la figura C5 se deduce que después de transcurrir un tiempo τ a partir del pulso de 180° , todos los Espines se reenfojarán en la dirección $-Y$ como en la figura C6.

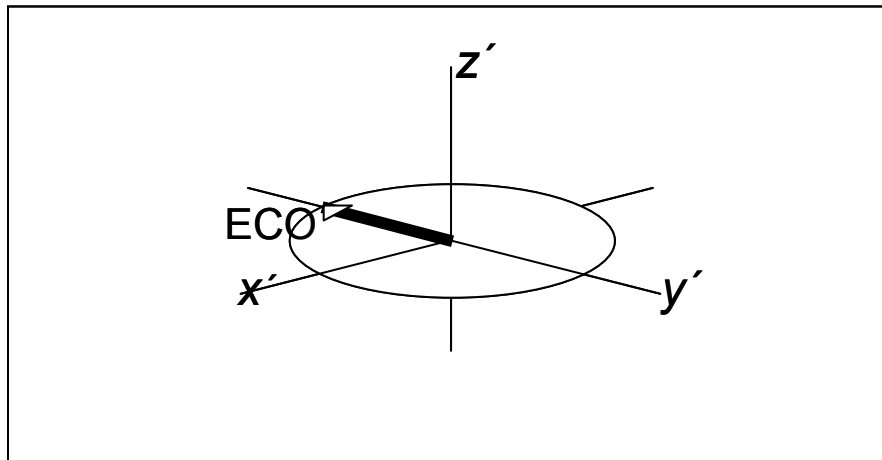


Figura C6

Posteriormente se producirá nuevamente un desfasaje similar al ocurrido en la figura C3, pero a partir de la nueva magnetización a lo largo de $-Y$.

En la figura C7 se presenta un diagrama de tiempos de la señales en cuestión. La única variante en cuanto a las figuras anteriores es que el pulso

de 180° se produce después que la señal FID ha sido completamente anulada.

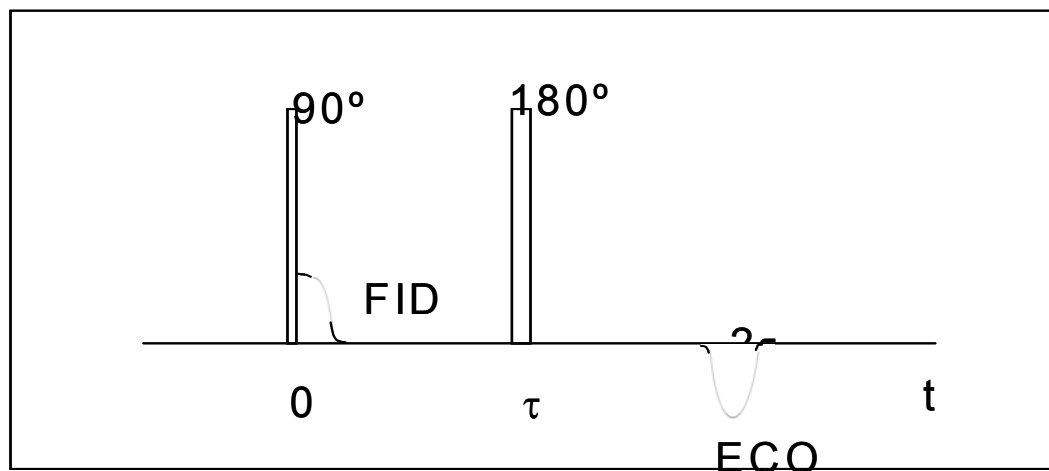


Figura C7

De la discusión anterior se deduce que cualquier efecto de dispersión debido a la homogeneidad del campo H_0 queda promediado a cero al reenfocarse los Espines a lo largo del eje $-Y$, y por lo tanto, cualquier disminución en la magnetización será debida únicamente a mecanismos de interacción entre Espines y no al vinculado a la inhomogeneidad de H_0 . Sin embargo debido al movimiento de átomos dentro de la muestra⁶, es posible que algunos Espines experimenten variaciones en el campo magnético a lo largo de todo el proceso y de esta forma el reenfoque del ECO no sea total.

C.B. SECUENCIA DE CARR-PURCELL.

El anterior método de Spin-ECO puede ser modificado para permitir obtener todo el rango de valores de magnetización transversal en un solo barrido y además disminuir notablemente el efecto de la difusión sobre la determinación de T_2 . Esto se logra mediante una secuencia de pulsos la cual

⁶Este fenómeno se denomina Difusión.

comienza, como el experimento Spin-ECO, con un pulso de 90° para bajar la magnetización hasta el plano XY; después de un tiempo τ se aplica un pulso de 180° , el cual producirá en 2τ un ECO. A continuación se aplica a la muestra otro pulso de 180° en el instante 3τ como lo indica la figura C8.

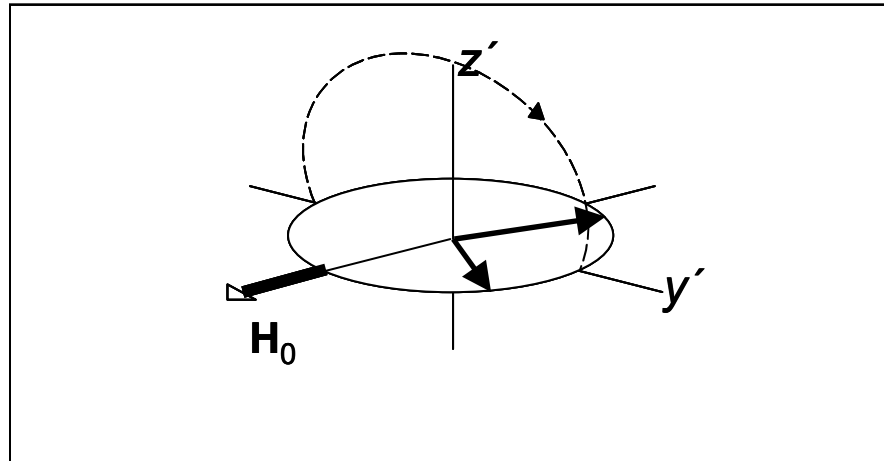


Figura C8

Este pulso hará cambiar de posición a los Espines de una forma análoga al experimento Spin-ECO y por lo tanto en el instante 4τ se producirá un ECO a lo largo del eje $+Y$. seguidamente y durante los instantes 5τ , 7τ , 9τ , etc, se aplican pulsos de 180° , los cuales formarán ECOS alternativamente en las direcciones $-Y$ y $+Y$.

En la figura C9 se muestra el diagrama de tiempos para este experimento.

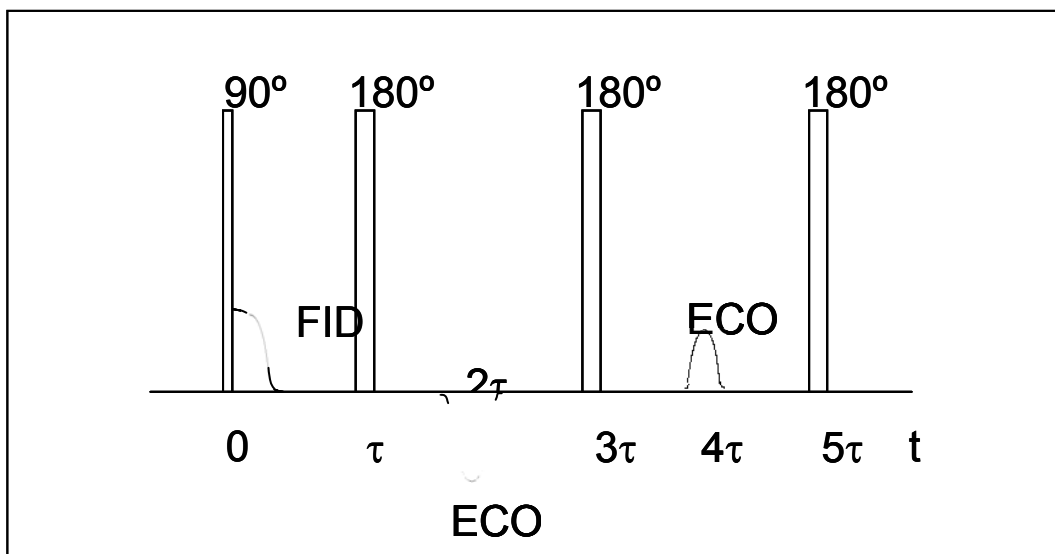


Figura C9

C.C. METODO DE FASES ALTERNAS DE MEIBOOM-GILL

En la anterior secuencia de Carr-Purcell es necesario que los pulsos sean exactamente de 180° , ya que cualquier diferencia producirá al cabo de varios pulsos efectos acumulativos que deformarán la información necesaria para determinar T_2 . Para evitar estos errores el método de Meiboom-Gill utiliza una secuencia similar a la de Carr-Purcell pero en ella los pulsos de 180° son aplicados a lo largo del eje Y. Gráficamente la secuencia comienza con un pulso de 90° a lo largo del eje X indicado en la figura C10.

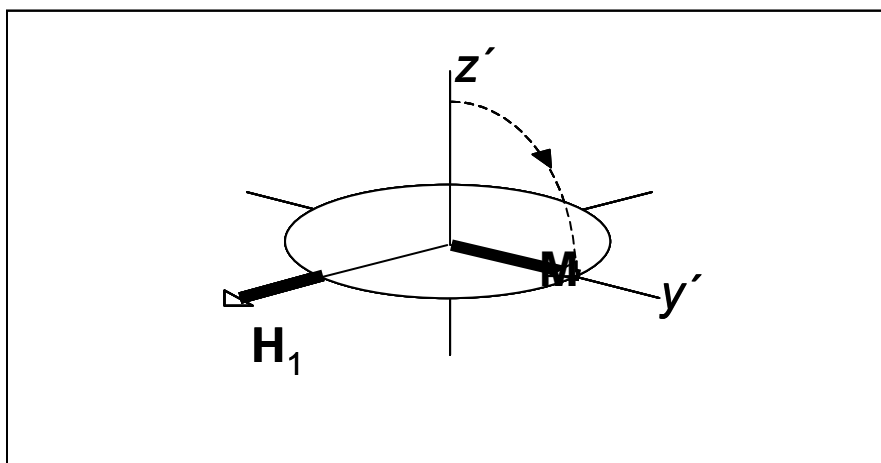


Figura C10

Debido a los mecanismos de relajación en el plano XY ⁷ los Espines se desfazarán como en la figura C3.

Después de un cierto tiempo τ medido desde el comienzo de la secuencia, se aplica un pulso a lo largo del eje Y ; pero debido a los errores de precisión del tiempo de duración del pulso y/o a la inhomogeneidad del campo H_1 , dicho pulso no es exactamente igual a 180° , en la figura C11 se supone ligeramente menor que 180° .

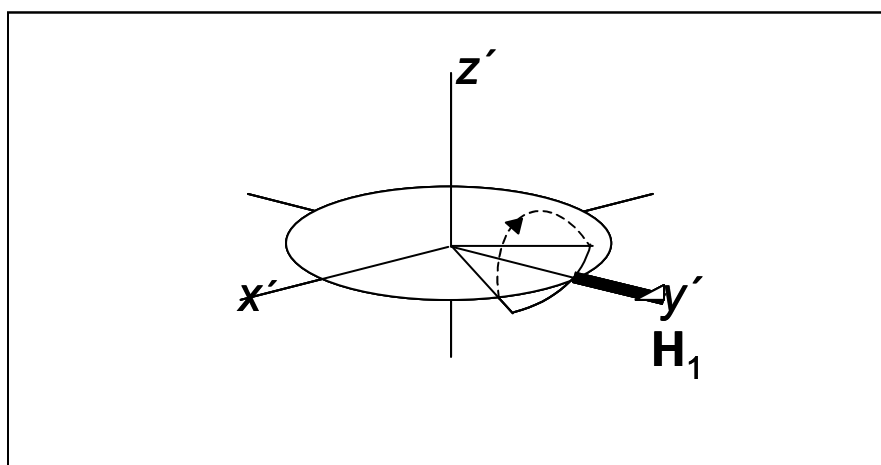


Figura C11

⁷ Mecanismos T_2 o de relajación transversal al campo H_0 .

Por argumentos iguales a los del experimento Spin-ECO, se formará un ECO a lo largo del eje Y al cabo de un tiempo 2τ ; pero el reenfocamiento no será solamente en el eje Y sino que presentará una pequeña dispersión en el plano ZY y por lo tanto la amplitud del ECO será un poco menor que la que correspondería a un pulso de 180°

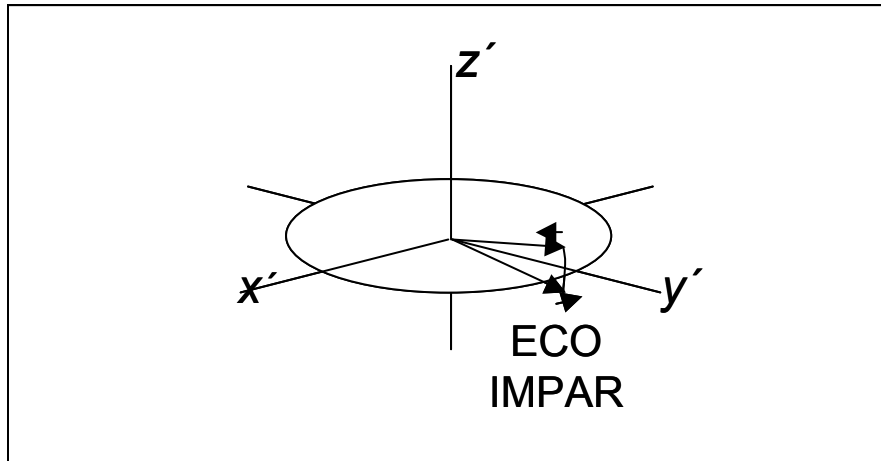


Figura C12

Después de este ECO, los Espines seguirán precesando según la figura C13.

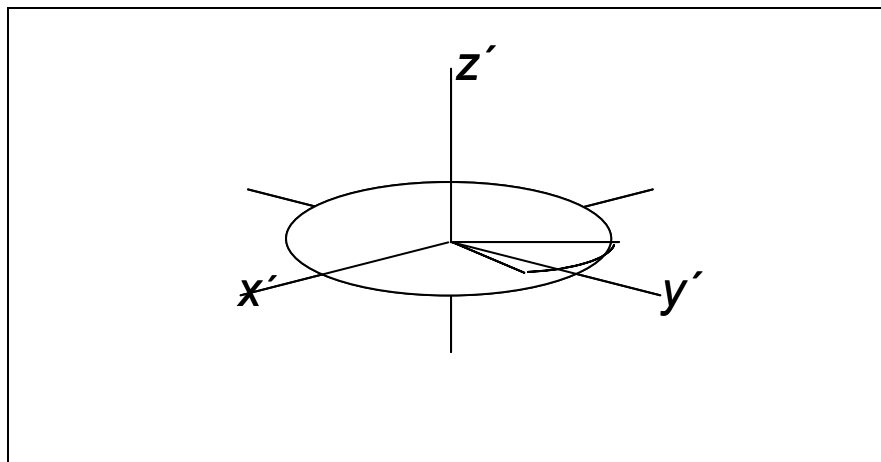


Figura C13

En el instante 3τ se aplica el segundo pulso el cual nuevamente girará los Espines el mismo ángulo algo menor que 180° . De esta forma, al finalizar este pulso, los Espines se encontrarán todos en el plano XY. Nuevamente ahora se producirá un ECO a lo largo del eje Y, pero esta vez el reenfoque será solamente a lo largo del eje, por lo tanto su amplitud no estará influenciada por el error debido a la inexactitud del pulso de 180° .

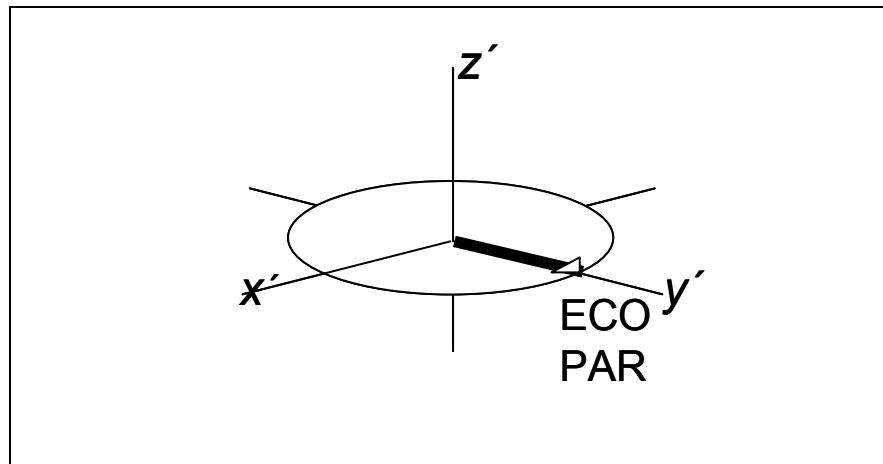


Figura C14

A partir de la situación indicada en la figura C14, el próximo pulso de 180° repetirá lo explicado en la figura C11. De esta forma las señales que siguen a los pulsos impares de 180° contendrán errores en su amplitud, mientras que las que siguen a los pares tendrán la amplitud correcta para calcular T_2 . Esto se puede expresar en detalle en la figura C15.

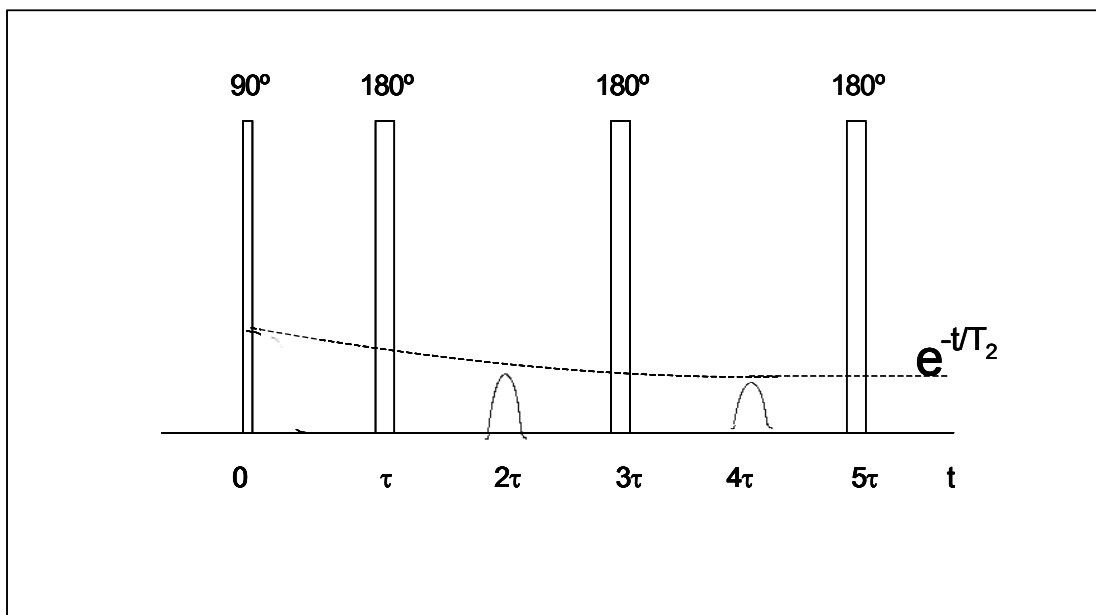


Figura C15

Otra variación de la anterior secuencia consiste en aplicar los pulsos de 180° a lo largo de las direcciones $+X$ y $-X$. De esta forma las amplitudes impares de los ECOS serán erróneas y las pares no.