

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

APLICACIÓN DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR EN LA DETERMINACIÓN DE PETROFACIES Y MAGNETOFACIES EN LA FORMACIÓN NARICUAL INFERIOR, CAMPO EL FURRIAL

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo Por
la Br. Gómez Soto Nathali

Caracas, Abril 2003

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

APLICACIÓN DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR EN LA DETERMINACIÓN DE PETROFACIES Y MAGNETOFACIES EN LA FORMACIÓN NARICUAL INFERIOR, CAMPO EL FURRIAL

TUTOR ACADÉMICO: Prof.- Ing. Ovidio Suárez Sosa

TUTOR INDUSTRIAL: Dr.-Ing. Pedro A. Romero

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo Por
la Br. Gómez Soto Nathali

Caracas, Abril 2003

Capítulo I:
Geología del Campo
El Furrial, Formación
Naricual Sector Inferior

Capítulo II:
Resonancia Magnética
Nuclear

Capítulo III:
Características
petrofísicas de la roca-
yacimiento

Capítulo IV:

Metodología

Capítulo V:
Presentación y análisis de
resultados

Apéndices

AGRADECIMIENTOS

- ☺ A Dios, por permitirme llevar a cabo este proyecto, por ser mi fuente de vida y guía en cada una de las metas que me propongo.
- ☺ A mis padres, porque son mi apoyo incondicional, sin ustedes no fuese podido llegar hasta aquí, son mi ejemplo a seguir.
- ☺ A mis hermanos, por el simple hecho de existir, es precioso poder compartir mi vida con ustedes; en especial a Nelson Gómez, es increíble tener a una persona tan maravillosa como tú en esta familia.
- ☺ A Jesús Arteaga, por estar siempre a mi lado en las buenas y en las malas, por comprenderme tanto, porque eres parte de mí y si no estuvieras a mi lado no tuviese sentido llegar hasta aquí, eres mi tesoro.
- ☺ A mis primos Richard y Ronald, son los mejores primos que he tenido, un GRACIAS de corazón, cuenten conmigo de manera tan incondicional como yo conté con ustedes, los quiero mucho.
- ☺ A mi tutor industrial Pedro Romero, por haberme prestado su gran apoyo y por haber contado siempre con Ud. pese a cualquier situación.
- ☺ A mi tutor académico Ovidio Suárez, por haberme ayudado en la realización de este trabajo.
- ☺ A mis compañeros de laboratorio: Jesús, Blanca, Melina, Sr. Sánchez, Daniel y Lisandro por su apoyo técnico y por hacerme tan agradable mi estadía en INTEVEP.
- ☺ A la UCV, por ser ese lugar tan especial en donde pude desarrollarme como profesional y persona, maravillosa casa de estudios gracias por permitirme tener la experiencia única de ser ucevista.
- ☺ A todas aquellas personas que de alguna u otra manera fueron partícipes en esta investigación, gracias por su colaboración.

Gómez S., Nathali

**APLICACIÓN DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR EN LA
DETERMINACIÓN DE PETROFACIES Y MAGNETOFACIES EN
LA FORMACIÓN NARICUAL INFERIOR, CAMPO EL FURRIAL**

**Tutor académico: Prof. Ing. Ovidio Suárez Sosa. Tutor Industrial: Dr.-Ing.
Pedro A. Romero. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Ingeniería de Petróleo. Año 2003, 172 pág.**

Palabras Claves: Resonancia Magnética Nuclear, propiedades petrofísicas,
petrofacies, magnetofacies.

Resumen. El propósito fundamental de este trabajo es el de identificar las facies características o calidad de roca de la Formación Naricual Inferior encontrada en El Campo El Furrial (Edo. Monagas) utilizando muestras del núcleo del pozo FUL-NG. Dicha identificación se hizo posible por medio de la definición de las propiedades petrofísicas como porosidad, saturación de agua irreducible, radio de garganta poral, y presión capilar, halladas por métodos convencionales y por medio del empleo de la tecnología de Resonancia Magnética Nuclear.

Para llevar a cabo el desarrollo del estudio se efectuaron mediciones de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) a muestras provenientes del pozo FUL-NG, formación Naricual Inferior. A 60 de estas muestras se les realizaron las mediciones RMN completamente saturadas, con una solución de salinidad equivalente a la salinidad presente en la formación y a 21 de ellas se les realizaron mediciones RMN en condiciones de saturación de agua irreducible. Para llevar las muestras a esta última condición se sometieron a drenaje a través de plato poroso.

RESUMEN

Para determinar cada uno de los parámetros petrofísicos se hallaron las curvas de distribución del tiempo de relajación transversal T_2 y el tiempo de corte correspondiente, obteniéndose de esta manera el Índice de Fluido Libre (FFI), Volumen de Fluido Ligado (BFV), porosidad, índice de presión capilar y saturación de agua irreducible. Seguidamente, con estos valores se calcularon las permeabilidades de las muestras, por medio de los modelos de Timur-Coates. Por otra parte, se obtuvieron las curvas de presión capilar por plato poroso con desplazamiento de agua con Helio. Se identificaron las petrofacies con base en las ecuaciones de Pittman, adicionalmente se le asoció a cada una de ellas una curva característica de distribución de T_2 y de presión capilar. Finalmente, se lograron determinar las magnetofacies y su buena correspondencia con las petrofacies.

De acuerdo a los resultados obtenidos, se concluye que la tecnología de Resonancia Magnética Nuclear es muy eficaz en la determinación de las variables petrofísicas de la roca, al igual que en la determinación de la calidad de roca por medio de petrofacies y magnetofacies. La Resonancia Magnética Nuclear constituye un gran avance en la evaluación petrofísica y sedimentológica de los yacimientos, optimizando la calidad de descripción de los mismos, en beneficio de su planificación y desarrollo.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: GEOLOGÍA DEL CAMPO EL FURRIAL, FORMACIÓN NARICUAL SECTOR INFERIOR	
1.1.- Reseña histórica del Campo El Furrial.....	5
1.2.- Estratigrafía del Campo El Furrial.....	7
1.3.- Estructura del Campo El Furrial.....	11
1.4.- Producción del Campo El Furrial.....	11
1.5.- Descripción de la Formación Naricual.....	15
1.6.- Sector Inferior de la Formación Naricual.....	16
 CAPÍTULO II: RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR	
2.1.- Antecedentes.....	19
2.2.- El fenómeno de la Resonancia Magnética Nuclear.....	20
2.2.1.- Propiedades de los núcleos.....	20
2.2.1.1.- Propiedades mecánicas.....	20
2.2.1.2.- Propiedades eléctricas.....	21
2.2.2.- Teoría de la Resonancia Magnética Nuclear.....	22
2.2.2.1.- Orientación del campo.....	22
2.2.2.2.- Movimiento precesional.....	24
2.2.2.3.- Secuencias de pulsos Carl-Purcell (CPMG).....	29
2.2.2.4.- Procesos de relación.....	31
2.2.2.4.1.- Tiempo de relajación longitudinal T_1	33
2.2.2.4.2.- Tiempo de relajación transversal T_2	34
2.2.2.4.3.- Caída de Inducción Libre (FID, Free Induction Decay).....	39
2.3.- Respuestas petrofísicas de Resonancia Magnética Nuclear.....	39
2.3.1.- Porosidad de las rocas a través de RMN.....	39
2.3.2.- Permeabilidad a través de RMN.....	42
2.3.2.1.- Método del tiempo T_2 geométrico medio (T_{2GM}).....	42
2.3.2.2.- Método de Timur-Coates.....	43

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
2.3.2.3.- Método de Timur Coates modificado.....	45
2.3.3.- Aplicaciones petrofísicas de Resonancia Magnética Nuclear.....	46
 CAPÍTULO III: MODELO PETROFÍSICO DE LA ROCA-YACIMIENTO	
3.1.- Modelo petrofísico.....	48
3.2.- Porosidad.....	49
3.2.1.- Factores que afectan la porosidad.....	50
3.2.1.1.- Cementación y compactación.....	50
3.2.1.2.- Dilución y fracturamiento.....	51
3.2.1.3.-Arreglo de granos y escogimiento.....	52
3.3.- Permeabilidad.....	52
3.3.1.- Factores que afectan la permeabilidad.....	53
3.3.1.1.- Porosidad y cementación.....	53
3.3.1.2.- Fracturas, forma y tamaño de granos.....	54
3.4.- Facies.....	55
3.4.1.- Petrofacies.....	55
3.4.1.1.- Métodos utilizados para hallar las petrofacies.....	58
3.4.1.1.1.- Antecedentes.....	58
3.4.1.1.2.- Método aplicado por Pittman.....	60
3.4.2.- Magnetofacies.....	61
 CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA	
4.1.- Selección de las muestras.....	65
4.2.- Limpieza de las muestras.....	65
4.3.- Secado de las muestras.....	66
4.4.- Medición de dimensiones y peso.....	67
4.5.- Saturación de las muestras.....	67
4.6.- Cálculo convencional de porosidad.....	68

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
4.7.- Medición con la herramienta RMN.....	69
4.8.- Cálculo del área equivalente.....	76
4.9.- Cálculo de porosidad RMN.....	77
4.10.- Drenaje de las muestras y obtención de curvas de presión capilar por el método convencional.....	78
4.11.- Cálculo convencional de saturación de agua.....	79
4.12.- Cálculo de saturación de agua irreducible RMN.....	80
4.13.- Permeabilidad RMN.....	81
4.14.- Método de Ápice.....	82
4.15.- Clasificación por petrofacies.....	86
4.16.- Clasificación por magnetofacies.....	88

CAPÍTULO V: PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1.- Porosidad.....	90
5.2.- Saturación de agua irreducible.....	94
5.3.- Tiempo de corte característico.....	97
5.4.- Índice de Fluido Libre (FFI) y Volumen de Fluido Ligado (BFV).....	99
5.5.- Método de Ápice.....	101
5.6.- Permeabilidad RMN.....	104
5.7.- Petrofacies.....	107
5.8.- Radio de garganta poral y saturación de agua irreducible.....	111
5.9.- Distribución de T_2 y petrofacies.....	113
5.10.- Presión capilar.....	113
5.11.- Magnetofacies.....	115
CONCLUSIONES	121
RECOMENDACIONES	125
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	126
GLOSARIO	129

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
APÉNDICES	134
Apéndice A - Dimensiones de la muestras.....	135
Apéndice B - Datos suministrados por Core Lab.....	137
Apéndice C - Resultados de porosidad por diferencia de peso.....	139
Apéndice D - Resultados de porosidad por RMN.....	141
Apéndice E - Comparación de porosidades.....	144
Apéndice F - Parámetros de la herramienta RMN usados para las muestras 100% saturadas.....	148
Apéndice G - Saturación de agua irreducible hallada por diferencia de peso.....	150
Apéndice H - Saturación de agua irreducible hallada a través de RMN.....	151
Apéndice I - Comparación de saturación de agua irreducible.....	152
Apéndice J - Distribución de T_2	154
Apéndice K - Gráficos de presión capilar características de cada petrofacies.....	156
Apéndice L - Resultados de FFI, BFV y T_2 de corte.....	158
Apéndice M - Resultados de permeabilidad RMN.....	159
Apéndice N - Petrofacies halladas por medio de datos convencionales.....	161
Apéndice O - Petrofacies halladas por medio de RMN.....	164
Apéndice P - Clasificación gráfica de petrofacies con ecuación Pittman r35, para datos convencionales y para datos RMN.....	165
Apéndice Q - Magnetofacies.....	167
Apéndice R - Deducción de proporcionalidad de presión capilar.....	169
Apéndice S - Determinación de T_2 de corte óptimo para la formación.....	172

Tabla 3.1 Rangos de radio de garganta para clasificar por petrofacies.....	57
Tabla 5.1 Clasificación por petrofacies del conjunto de muestras a través de las ecuaciones r_{30} y r_{35}	109
Tabla 5.2 Constantes que definen la ecuación de Timur-Coates.....	110
Tabla 5.3 Saturación de agua irreducible por petrofacies.....	114
Tabla 5.4 Saturación de agua remanente por petrofacies luego de aplicado el primer diferencial de presión.....	115
Tabla 5.5 Rangos de FFI/BFV equivalentes a los radios de garganta de poro....	116
Tabla 5.6 Magnetofacies y comparación de éstas con las petrofacies obtenidas convencionalmente y por mediciones RMN.....	117

	Pág.
Figura 1.1 Cuencas Petrolíferas de Venezuela.....	6
Figura 1.2 Ubicación exacta del Campo El Furrial	7
Figura 1.3 Columna estratigráfica del Campo El Furrial.....	8
Figura 1.4 Modelo sísmico interpretativo.....	13
Figura 1.5 Características del Campo El Furrial y áreas adyacentes.....	14
Figura 2.1 Movimiento precesional.....	24
Figura 2.2 Comportamiento de un núcleo.....	25
Figura 2.3. Relajaciones exponenciales.....	29
Figura 2.4 Secuencia de pulso-eco Carl-Purcell.....	30
Figura 2.5 T_2 en una roca real.....	35
Figura 2.6 Efecto de tamaño de poro.....	37
Figura 2.7 Transformación de datos.....	40
Figura 2.8 Distribución de T_2 en una roca saturada con agua.....	41
Figura 2.9 Espectro general T_2 en una roca real.....	42
Figura 2.10 T_2 geométrico medio.....	43
Figura 2.11 Distribuciones de T_2	44
Figura 2.12 Porosidades acumuladas y T_2 de corte.....	44
Figura 3.1 Modelo petrofísico de la roca-yacimiento.....	49
Figura 3.2 Esquema de una sección transversal de una arena típica cementada.....	50
Figura 3.3 Gráfico de Log K vs. Porosidad.....	53
Figura 3.4 La cementación disminuye la permeabilidad.....	54
Figura 3.5 Poro y garganta de poro.....	56
Figura 3.6 Fotografía microscópica de secciones de rocas pertenecientes a diferentes petrofacies.....	58
Figura 3.7 Ecuaciones de Pittman.....	61
Figura 4.1 Montaje Dean-Stark.....	66
Figura 4.2 Cámara de vacío para saturar.....	68

	Pág.
Figura 4.3 Equipo de resonancia Magnética nuclear.....	70
Figura 4.4 Celda para medición de la muestra del equipo RMN.....	70
Figura 4.5 Ventana de selección.....	71
Figura 4.6 Ventana de verificación del punto máximo.....	72
Figura 4.7 Ventana de la corrida para obtener T1.....	73
Figura 4.8 Ventana de medición de T2 luego de rotar la curva.....	74
Figura 4.9 Distribución obtenida a través del programa WinDXP.....	76
Figura 4.10 Recta de ajuste para obtener el área equivalente.....	77
Figura 4.11 Plato poroso.....	78
Figura 4.12 Curva de Ápice correspondiente a la muestra 116.....	83
Figura 4.13 Curva de Presión Capilar RMN.....	84
Figura 4.14 Curvas de ápice del conjunto de muestras en estudio.....	86
Figura 4.15 Petrofacies.....	87
Figura 5.1 Comparación de porosidad RMN y porosidad gravimétrica.....	91
Figura 5.2 Comparación de porosidad RMN y porosidad Core Lab.....	92
Figura 5.3 Comparación de la porosidad gravimétrica y porosidad Core Lab.....	93
Figura 5.4 Frecuencia del error entre porosidad RMN y porosidad gravimétrica con respecto al número de muestras.....	93
Figura 5.5 Histograma de porosidades.....	94
Figura 5.6 Saturación de agua irreducible RMN vs. Saturación de agua irreducible gravimétrica.....	95
Figura 5.7 Histograma de saturación de agua irreducible.....	96
Figura 5.8 Frecuencia de error entre Swi RMN y Swi gravimétrica con respecto al número de muestras.....	97
Figura 5.9 T ₂ de corte óptimo para la formación Naricual Inferior, Campo El Furrial.....	98
Figura 5.10 Rangos de Índice de Fluido Libre y Volumen de Fluido Ligado con respecto al número de muestras.....	99

	Pág.
Figura 5.11 Índice de fluido libre vs. Porosidad.....	100
Figura 5.12 Volumen de Fluido Ligado vs. Porosidad.....	100
Figura 5.13 Método de Ápices aplicado a muestras de la Formación Naricual Inferior.....	102
Figura 5.14 Tendencia que define la saturación de mercurio a utilizar.....	103
Figura 5.15. Presión capilar vs. Saturación de mercurio.....	103
Figura 5.16 Resultados de permeabilidad obtenidos a través del método de Timur-Coates.....	105
Figura 5.17 Resultados de permeabilidad obtenidos a través del método Timur-Coates modificado.....	106
Figura 5.18. Petrofacies r35.....	111
Figura 5.19 Radio de garganta poral vs. Saturación de agua irreducible.....	112
Figura 5.20 Magnetofacies.....	119

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera se ha vuelto cada vez más conciente de que los yacimientos presentan variaciones complejas de continuidad, en particular en las propiedades relacionadas con el espacio poroso como lo son: porosidad, permeabilidad, presión capilar, tamaño de la garganta de poro, etc. Dichas variaciones reflejan el proceso de depósito original y los cambios diagénéticos y tectónicos consecuentes. Por lo tanto, cada vez es más evidente para los ingenieros petroleros que la optimización del rendimiento del yacimiento depende de manera crucial de la calidad de descripción del mismo.

Es importante asociar parámetros semejantes con capas análogas en la sección transversal de un determinado campo. Por lo tanto, la identificación de las facies deposicionales y calidad de roca son de escala primordial en la evaluación moderna de los yacimientos, porque permiten a petrofísicos y sedimentólogos desarrollar el modelo estático.

Existen métodos en el ámbito de laboratorio para obtener las propiedades fundamentales requeridas para la caracterización de yacimientos. Sin embargo, estos procedimientos se realizan en lapsos de tiempos relativamente largos y tienen en ciertos casos carácter destructivo. También se debe tomar en cuenta que varios de estos procedimientos sirven para generar correlaciones, muchas veces utilizadas en extrapolaciones más allá de su rango de confiabilidad. Todo esto se traduce en un incremento de la incertidumbre en detrimento de la caracterización areal del yacimiento.

Por lo expuesto anteriormente, se hace necesario buscar alternativas que permitan una caracterización petrofísica confiable, basada en una profunda evaluación de las muestras de laboratorio, generando datos útiles que permitan las restricciones presentadas por los métodos convencionales.

Hace algunos años, las compañías que se encargan de proporcionar las herramientas de perfilaje y equipos de laboratorio a la industria petrolera, han comercializado la herramienta de Resonancia magnética Nuclear (RMN), la misma se encarga de medir la relajación de los núcleos de hidrógeno contenidos en los fluidos presentes en la roca.

Concretamente, la medición realizada es el decaimiento exponencial de la magnetización, el cual es descrito por una ecuación multiexponencial en función de los tiempos característicos de relajación magnética transversal o T_2 . A través de una inversión de Laplace de los datos obtenidos en escala de tiempo, es posible obtener la distribución de tiempos T_2 , la cual representa la base para la obtención de las propiedades de la roca por RMN. Es importante señalar que este es un estudio no destructivo, lo cual permite someter a las muestras a cualquier otro tipo de análisis luego de realizado el estudio.

El campo El Furrial, de donde provienen las muestras analizadas, está ubicado al norte del Edo. Monagas, en Maturín, 33Km al Suroeste de la ciudad capital, cubriendo un área aproximada de 7800 hectáreas. Este campo, a pesar de estar desarrollado desde hace un poco más de 14 años, es sometido constantemente a estudios para optimizar la producción del mismo y mejorar su caracterización, con el fin de progresar en la perforación y completación de futuros pozos.

La presente investigación, se ejecutó puntualmente a 60 muestras provenientes del pozo FUL-NG, perteneciente a la Formación Naricual Inferior del Campo El Furrial. El fin de este estudio es determinar la calidad de roca a partir de petrofacies y magnetofacies, con base en la estimación de propiedades petrofísicas aplicando RMN.

Los objetivos específicos logrados de este estudio son la determinación de los tiempos de relajación transversal T_2 y el T_2 de corte, así como estimar los valores de porosidad, índice de fluido libre y volumen de fluido irreducible, cuantificar el valor de las constantes de la ecuación de permeabilidad de Timur-Coates, calcular el radio de garganta de poro que domina el flujo y hallar tanto las petrofacies como las magnetofacies que definen la calidad de roca.

La metodología general con la que se trataron las muestras y los datos obtenidos por las mediciones es la siguiente: las muestras se sometieron a una limpieza, se saturaron con agua equivalente al agua de formación y se realizó la medición de RMN, se desplazó el agua hasta saturación de agua irreducible a través de plato poroso, volviendo a llevar a cabo la medición de RMN. A cada uno de los decaimientos de señal se les aplica una inversión matemática obteniendo la distribución de T_2 , y con los resultados arrojados de este último paso se obtuvieron las propiedades de la roca anteriormente mencionadas. A continuación se obtiene el radio de garganta que domina el flujo por medio del método de ápice, para inmediatamente obtener las petrofacies a través de las ecuaciones de Pittman. Finalmente, por medio de una relación que depende del índice de fluido libre y volumen de fluido ligado se obtuvieron las magnetofacies

CAPÍTULO I: GEOLOGÍA DEL CAMPO EL FURRIAL, FORMACIÓN NARICUAL SECTOR INFERIOR

1.1.- Reseña histórica del Campo El Furrial

A partir de 1985 la exploración sísmica moderna y la interpretación geológica bajo nuevos conceptos llevaron al descubrimiento de yacimientos profundos de El Furrial en Febrero de 1986, por Lagoven S.A. El pozo descubridor del área fue El Furrial-1X, el cual fue completado en el intervalo comprendido entre 4179.1 y 4225.5 metros de profundidad, con producción de 7.500 b/d de crudo con gravedad 28.5° API. La presión inicial de yacimiento fue de 11020 lpc al datum de -3962.4 metros (-13000'). La temperatura es de 137°C (280°F) y la presión de burbujeo 4600 lpc.

El esfuerzo exploratorio prosiguió hasta principios de 1988 con la perforación de cinco pozos exploratorios profundos. Los pozos que siguieron en el sector El Furrial-Musipán continuaron obteniendo producción excepcional de 5.000 a 6.000 b/d/pozo, que en algunos sobrepasó los 7.000. ^[9]

El campo está ubicado al norte del Edo. Monagas, en Maturín, a 33Km al Suroeste de la ciudad capital, cubriendo un área aproximada de 7800 hectáreas comprendida entre las coordenadas geográficas norte 9°44'2", 9°37'54" y oeste 63°29'57", 63°24'36". En la figura 1.1 se muestra el mapa de las cuencas petrolíferas venezolanas, el campo El Furrial pertenece a la Cuenca Oriental y su ubicación exacta dentro del Estado Monagas se aprecia en la figura 1.2.



Figura 1.1 Cuencas Petrolíferas de Venezuela

El Área de El Furrial es vecina a El Corozo, San Vicente, Boquerón, Chaguaramal, donde se han identificado estructuras geológicas de igual interés petrolífero (ver figura 1.2).

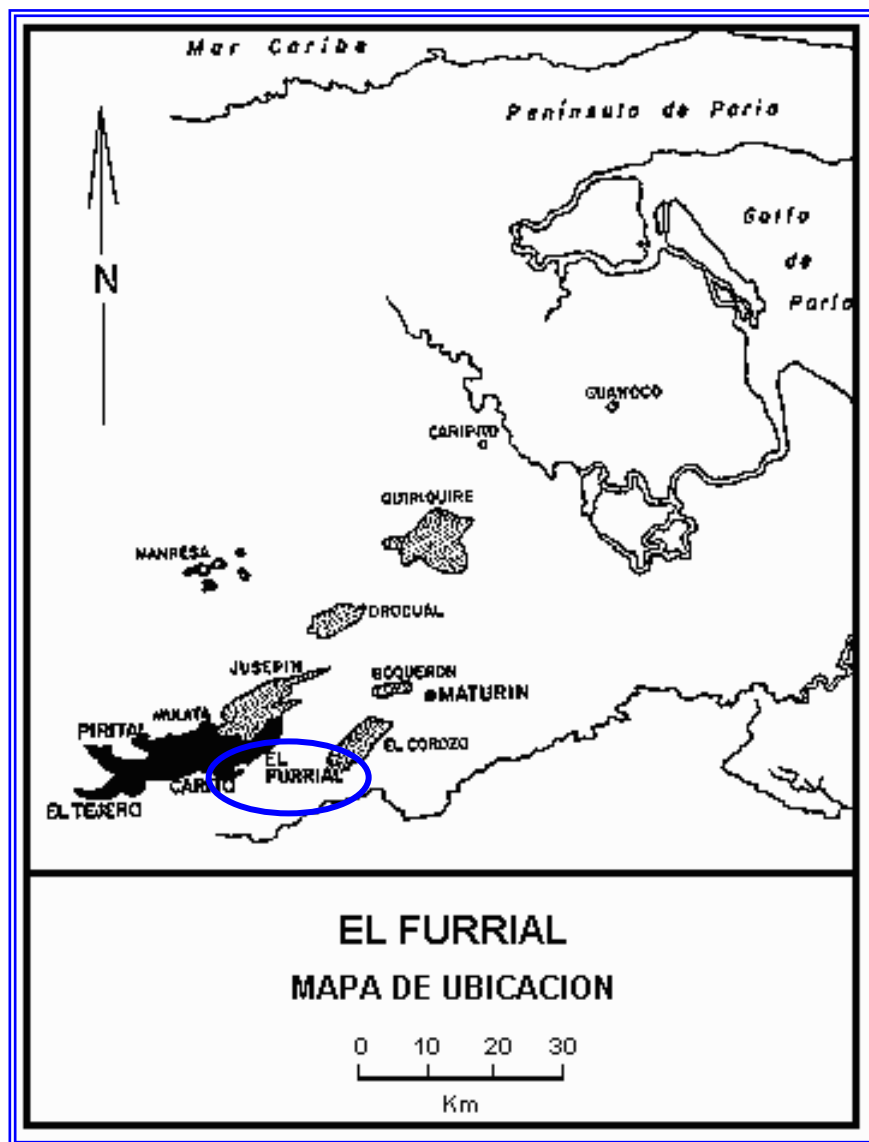


Figura 1.2 Ubicación exacta del Campo El Furrial

1.2.- Estratigrafía del Campo El Furrial

La columna estratigráfica alcanzada por los pozos perforados abarca desde el Pleistoceno hasta el Paleoceno (ver figura 1.3).

Geología del Campo El Furrial Formación Naricual Sector Inferior

Las formaciones cretácicas contienen sedimentos terrígenos provenientes del Escudo de Guayana depositados en un ambiente fluvial a marino somero.

Están constituidas básicamente por areniscas de grano fino a medio, intercaladas con areniscas cuarzosas y arcillas. Algunas de estas formaciones se caracterizan por una secuencia de lutitas oscuras con una base de calizas masivas, areniscas y lutitas, delgadas.

Desde comienzos del Paleoceno se inicia un depósito de ambiente más marino, areniscas y lutitas (ver figura 1.3). Luego se presenta un hiato estratigráfico seguido por sedimentos estuarinos ^[7].

EL FURRIAL							
COLUMNA ESTRATIGRAFICA							
EDAD		FORMACION	ESPES.	DESCRIPCION LITOLOGICA			
RECIENTE PLEISTOCENO		MESA	900'	ARCILLAS CON CAPAS DE ARENISCA Y CARBON			
PLIOCENO		LAS PIEDRAS	3.400'	LIMOLITAS Y ARENISCAS CON ARCILLAS Y CAPAS DE CARBON			
		LA PICA	3.300'	LUTITAS INTERCALADAS CON ARENISCAS DE GRANO FINO Y LIMOLITAS			
M I O C E N O	SUPERIOR			MEDIO	A	6.000'	ARENISCAS CON LUTITAS LIMOLITAS Y CARBON
					B		LUTITAS CON LIMOLITAS Y ARCILLAS
					CARAPITA		LUTITAS CON LENTES DE ARENISCA
O	INFERIOR	D					
		E					
OLIGOCENO		NARICUAL	1.550'	ARENISCAS CON LUTITAS Y LIGNITOS			
		AREO	70'	LUTITAS Y LIMOLITAS			
		LOS JABILLOS	540'	ARENISCAS CON LUTITAS			
EOCENO		CARATAS	630'	LIMOLITAS Y ARENISCAS			
PALEOCENO		VIDOÑO	220'	LUTITAS, LIMOLITAS Y ARENISCAS			

Figura 1.3 Columna estratigráfica del Campo El Furrial

Geología del Campo El Furrial Formación Naricual Sector Inferior

La secuencia Eoceno medio-Oligoceno corresponde a un prolongado ciclo de depósito principalmente nerítico profundo que gradúa transicionalmente a ambiente marino somero y cambia a profundo nuevamente al final.

La Formación Areo (Oligoceno inferior), depositada en ambiente marino litoral, está formada de lutitas carbonosas y piríticas intercaladas por limolitas arcillosas, piríticas o carbonosas. Constituye una sección transgresiva sobre la superficie erosionada de la Formación Los Jabillos (Paleoceno).

La Formación Naricual (Oligoceno medio a superior) se depositaba inicialmente en un ambiente fluvial gradualmente inundado por sucesivas incursiones marinas. Está formada por una secuencia de areniscas de grano fino a grueso con matriz arcillosa, bien consolidadas, intercaladas con lentes de lutita ligeramente calcárea, limolitas arcillosas, y delgadas capas de carbón hacia la base. El ambiente sedimentario varió al final hasta deltáico o marino somero. El espesor promedio es de 1.600'. Esta formación por ser la que se encuentra en estudio, se analiza detalladamente en secciones subsecuentes ^[9].

Conforme a las características litológicas de la formación y a la presencia de dos cuerpos lutíticos de 30 a 50 pies de espesor ha sido dividida en tres sectores, Naricual inferior (sector objetivo), medio y superior.

Las formaciones petrolíferas Caratas, Los Jabillos y Naricual infrayacen una gruesa sección lutítica, fuertemente compactada, con espesor de 7.000 a 10.000 pies, que representa la sedimentación marina de Carapita y La Pica inferior.

La Formación Carapita (Mioceno inferior a medio) es discordante sobre formaciones más antiguas, y está constituida principalmente por lutitas, con capas arenosas y limosas. El ambiente de sedimentación va de marino somero en la

Geología del Campo El Furrial Formación Naricual Sector Inferior

zona basal hasta marino profundo. El espesor promedio es de 7.000'; en algunos pozos de El Carito llega hasta 11.400'.

La sección inferior de Carapita tiene las lutitas con mayor compactación. La zona intermedia comprende lutitas generalmente calcáreas. La lutitas superiores son piríticas o glauconíticas, de poca compactación, intercaladas con limolitas.

La Formación La Pica (Mioceno superior-Plioceno inferior) es discordante sobre Carapita. Consiste en una serie de lutitas y areniscas consolidadas de grano fino a muy fino, laminadas, localmente limosas o ligníticas. La sección arenosa se divide en dos unidades operacionales: Arenas Textularia la inferior y Arenas Sigmoilina la superior.

La Formación Las Piedras (Plioceno) fue depositada en aguas salobres de ambiente fluvio deltáico costanero, y está compuesta esencialmente de areniscas lenticulares no consolidadas, de grano medio, bien desarrolladas, interestratificadas con lutitas y abundantes capas de carbón en la sección alta. El espesor es de 3.400 a 3.900 pies.

La Formación Mesa (Pleistoceno-Reciente) se depositó en un ambiente continental. Está constituida en la base por cuerpos de areniscas de grano grueso a conglomerático y capas de lignito, alternando con arcillas en su sección media y superior. El espesor varía de 500 a 900 pies.

En la parte noroeste del área se presenta una sección cretácica subrecorrida a las formaciones autóctonas, el llamado Bloque Alóctono de Pirital. Es una unidad de arenas, calizas y lutitas, cuyo espesor aumenta hasta el noroeste con su base en el norte a los 18.000'. El Bloque se caracteriza por la presencia de lutitas negras, limolitas, cuarzo libre, restos de plantas, areniscas

calcáreas o cuarzosas, carbón. El ambiente de depósito es talud superior con alguna fauna de plataforma interna; existen restos indicativos de corrientes de turbidez en todo el Bloque.

1.3- Estructura del Campo El Furrial

La deformación tectónica del Norte de Monagas, generado por un régimen de tipo compresional, ocasionó un plegamiento suave y fallamiento inverso de gran desplazamiento con la formación de estructuras de tipo anticlinal, segmentadas en bloques fallados.

Las fallas inversas se despliegan en gruesas escamas con orientación preferencial noreste-suroeste, mostrando buzamiento norte y desplazamiento variable. El plano de cizallamiento de Pirital se puede considerar como plano de desplazamiento lateral asociado en profundidad con fracturas precretácicas (ver figura 1.4).

También se originaron fallas normales de orientación norte-sur asociadas, en algunos casos, a movimiento horizontal de bloques.

El Área de El Furrial se interpreta como una estructura anticlinal en una alineación de rumbo este-oeste, ligeramente asimétrica con buzamiento máximo entre 10° y 20° (Figura 1.4). Presenta fallas inversas longitudinales en sus flancos y se encuentra segmentada en bloques por fallas normales transversales.

1.4.- Producción del Campo el Furrial

La secuencia estratigráfica penetrada por los pozos del área comprende grandes conjuntos de areniscas cuarzosas intercaladas por capas delgadas de

Geología del Campo El Furrial Formación Naricual Sector Inferior

lutita. Se han identificado cinco sectores petrolíferos: Naricual superior, Naricual medio, Naricual inferior, Los Jabillos y Caratas. Los mejores yacimientos se encuentran en la Formación Naricual del Oligoceno.

La producción se obtiene de arenas esencialmente limpias, consolidadas, con un alto potencial de hidrocarburos.

La sección productiva, Cretáceo superior al Terciario medio, es clástica, con espesor de arena entre 200' y 1.200'. El contenido de arcilla en las arenas cretácicas es de 15-25% y para el Terciario es de 12-15%.

Los yacimientos contienen hidrocarburos en forma de gas condensado, petróleo volátil o petróleo negro. Los hidrocarburos de Santa Bárbara y Pirital bajan gradualmente la gravedad API con la profundidad; se observa una zona de fase gaseosa en la parte más alta de la estructura, una sección de petróleo volátil al centro, y petróleo negro en la zona inferior.

La gravedad del crudo en el Norte de Monagas varía de 23 a 36° API.

El potencial productivo de los pozos es muy alto. El pozo descubridor, como se nombró anteriormente, El Furrial-1X, produjo 7500 b/d. En este pozo se determinó 275.6 m de arena neta petrolífera. El espesor de arenas ha permitido el diseño de completaciones dobles, logrando producción superior a 10.000 b/d/pozo.

La presión de los pozos alcanza 8.000 a 8.500 lpc a nivel de yacimiento. La temperatura del crudo se encuentra entre 280° F y 320° F.

Geología del Campo El Furrial Formación Naricual Sector Inferior

Algunos yacimientos del Área presentan dificultades en el manejo del crudo debidas al depósito de asfaltenos en el yacimiento y en la tubería eductora. El crudo de El Furrial muestra 5% de asfaltenos que llega a 15% en El Carito.

Otro factor desfavorable es la producción de arena, en el bloque El Carito alcanza a .6 lb/bbl. El contenido de H_2S se acerca en algunos casos a 880 ppm.

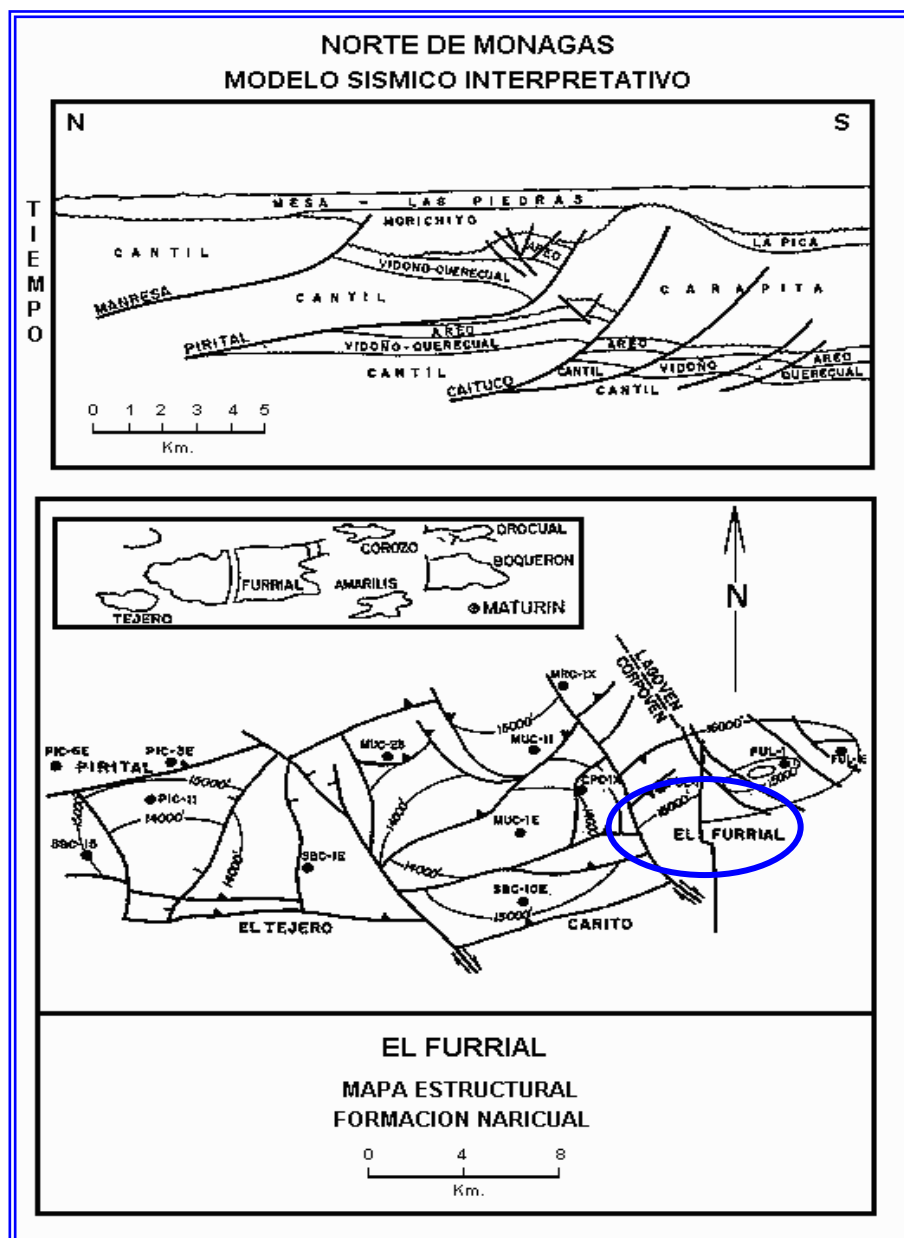


Figura 1.4 Modelo sísmico interpretativo

Geología del Campo El Furrial Formación Naricual Sector Inferior

En la figura 1.5 se muestran las características de El Furrial y áreas adyacentes.

Campo	Yacimiento	Edad	Gravedad
El Tejero	La Pica	Mioceno Sup.-Plioceno	23°
Canto	Naricual	Oligoceno	26°
Furrial-Canto	Los Jabillos	Oligoceno	55°
Tejero-Canto	Merecure	Oligoceno	26°
Furrial-Canto	Caratas	Eoceno	34°

	Sta. Bárbara-Pirital	Carito-Mulata	El Furrial
Profundidad	17000'	15000'	14000'
Temperatura	310°F	305°F	300°F
Presión	11000 lpc	8500 lpc	7500 lpc
Asfaltenos	3%	15%	5%
Arena	0,2 Lb/Bbl	0,6 Lb/Bbl	0,1 Lb/Bbl

Figura 1.5 Características del Campo El Furrial y áreas adyacentes

En 1992 Lagoven comenzó el proyecto RESOR (Recuperación Secundaria Oriente) utilizando en El Furrial aguas subterráneas profundas no aptas para el consumo ni el riego agrícola, por su alta concentración de carbono, gas y azufre.

Desde 1995 se inyecta 400 mil b/d a través de 27 pozos inyectoras; se proyecta aumentar el agua en 550 mil b/d con 400 MMpc de gas por día.

Un oleoducto de 16" transporta el petróleo de Jusepín, Musipán y El Furrial hasta Travieso, donde ingresa a las líneas Travieso-Puerto La Cruz. El gas que se

produce asociado al crudo se comprime y se transfiere al Complejo Muscar. El gas rico se envía a la Planta de Extracción de Santa Bárbara y las corrientes menos ricas van por gasducto a la Planta de Extracción de San Joaquín. El líquido es transportado a la Planta de José para su fraccionamiento ^[7].

1.5._ Descripción de la Formación Naricual

Características litológicas: areniscas masivas, cuarcíticas, lutitas y lignitos.

Contactos: Tope corcondante – Base transicional

Espesor: 1050m

Ambiente sedimentario: fluvio – deltaico

Edad: Oligoceno

Estructura general: anticlinal asimétrico orientado N70°E.

Los 400m inferiores de la formación consisten en lutitas carbonosas, lutitas arenosas y areniscas, seguida por 1000m de areniscas y lutitas con importantes desarrollos de carbón; la parte superior de la formación tiene unos 400m y se compone principalmente de areniscas separadas por lutitas grises y carbones.

Rosales (1967, p.7) indicó que Naricual está constituida en un 15-25% por areniscas cuarzosas, 75-85% de lutitas carbonosas, lutitas arenosas y limolitas finamente laminadas. El porcentaje de carbón no alcanza 1%.

Los afloramientos de la Formación Naricual continúan hacia el este en el frente de montañas de Anzoátegui y Monagas con características similares, aunque los porcentajes de lignito, deducidos de su presencia en afloramientos, pueden variar de modo considerable. Hacia la cuenca de sedimentación se va haciendo más marina y la litología de Naricual cambia hacia secuencias más lutíticas como Areo o Carapita.

En el frente de Montañas de Guárico la formación Naricual aflora dentro de la faja Volcada en las cercanías de Altagracia de Orituco. Se caracteriza por areniscas blancas, grises o marrón claro, macizas, localmente micáceas y de grano fino hasta conglomerático; frecuentemente muestra estratificación cruzada y rizaduras. Con las areniscas se interestratifican gruesas capas de lutita que ofrecen poca resistencia a la erosión, de colores oscuros, gris, marrón y negro y notablemente carbonáceas.

En la Formación Naricual se encuentran restos bien preservados de plantas, aunque no se conoce publicación alguna al respecto. La edad se presume por relaciones estratigráficas con formaciones fosilíferas. En su región tipo la Formación Naricual tiene un espesor de 1800 m que se adelgaza hacia el este por transición a las lutitas de las formaciones Areo y Carapita.

González de Juana y Aguerrevere, estiman las reservas de la cuenca entre Naricual al oeste y Cortese al este en 2.622.000 de toneladas métricas hasta la cota de -150m. Bellizia y Martín Bellizia, consideran que la zona denominada A es comparable a la extensión considerada por González de Juana y Aguerrevere y las reservas explotables pueden alcanzar 30.000.000 toneladas métricas hasta una cota de -400 m.

1.6.- Sector Inferior de la Formación Naricual

Litológicamente está compuesta por arenisca de cuarzo las cuales se tornan subarcósica y sublíticas hacia el sector inferior de la unidad. Isea et al. (1990) reconocen la presencia de cuatro ciclos sedimentarios donde predominan facies de engrosamiento hacia arriba, estratificación cruzada de ángulo alto y laminación paralela.

Las rocas del sector inferior de la formación Naricual pueden subdividirse en dos porciones petrológicas y diagenéticamente distintas.

El sector inferior es de composición subarcósica y sublítica (Pettijohn, Potter y Siever, 1972) conteniendo 7% de feldespatos potásicos, 3% de fragmentos de rocas volcánicas y cuarzo policristalino. Los dos sectores superiores del sector inferior se clasifican como arenisca de cuarzo con más de 90% de cuarzo monocristalino, 1% de fragmentos de roca y feldespato potásico y 7% de cuarzo policristalino.

Según Isea et al., (1990), el sector inferior de la formación Naricual, fue depositado en el ambiente marino próximo costero y tipifica canales estuarinos, barras costeras y depósitos de bahías litorales.

La información derivada de estudios de núcleos realizados sugiere que el sector inferior tiene una historia diagenética compleja. Por ejemplo, en los dos sectores superiores del sector se observa una intensa disolución de granos inestables, cuarzo y carbonatos, lo que ha provocado la creación de poros secundarios bien conectados.

En resumen, como se explicó anteriormente, la configuración estructural del campo corresponde a un anticlinal ligeramente asimétrico orientado N70E cortado por fallas inversas y corrimientos ambos casi paralelas al eje de la estructura. Por medio de registros eléctricos se han detectado fallas que omiten secciones las cuales se han orientado en dirección normal a las fallas inversas. El gran espesor de la sección sedimentaria permeable, permite suponer que estas no constituyen barreras al movimiento de los fluidos en el yacimiento, al menos durante la etapa primaria de producción ^[7].

CAPÍTULO II: RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

2.1.- Antecedentes

La Resonancia Magnética Nuclear (RMN) es un método espectrométrico de análisis no destructivo, que se basa en la respuesta de los núcleos de hidrógeno cuando son expuestos a un campo magnético de alta homogeneidad (idealmente, ya que existen campos heterogéneos por diversas causas).

El fenómeno fue descubierto simultánea e independientemente en 1946 por dos grupos de físicos, el dirigido por el profesor Purcell de la Universidad de Harvard y el encabezado por el profesor Bloch de la Universidad de Stanford. La importancia de estos descubrimientos fue tan notoria que apenas 6 años después ambos investigadores fueron galardonados con el premio Nobel de Física de 1952.

Aunque los investigadores de estos dos grupos de físicos estuvieron en su origen encaminados a esclarecer las propiedades de los núcleos de los átomos, concretamente por medición del momento magnético nuclear, una serie de hechos fortuitos, como el descubrimiento del desplazamiento químico (ocurrido al analizar una muestra de Nitrato de Amonio), y el descubrimiento de las constantes de acoplamiento (al estudiar muestras de etanol), no tardaron en atraer el interés de los químicos. En 1953, aparecieron en el mercado los primeros espectrómetros comerciales de RMN.

No obstante, esta técnica espectrométrica es relativamente reciente, es indudable que su aporte al desarrollo científico actual puede considerarse como excepcional. Cabe mencionar que hoy día cualquier laboratorio de importancia que se dedique a estudiar compuestos orgánicos, cuenta con las facilidades para la adecuada utilización de la RMN ^[8].

2.2.- El fenómeno de la Resonancia Magnética Nuclear

2.2.1.- Propiedades de los núcleos

Al analizar las propiedades de los núcleos hay que considerar en primer plano aquéllas asociadas a fenómenos mecánicos y eléctricos.

2.2.1.1.- *Propiedades mecánicas*

Las principales propiedades mecánicas, que influyen en el fenómeno del RMN, son el momento angular y el espín nuclear.

El momento angular es causado por el movimiento translacional que tienen las partículas (núcleos) respecto a un punto dado, ocasionado por el movimiento rotacional.

El movimiento rotacional de los núcleos en un eje imaginario se conoce como espín nuclear (**I**). Este espín varía dependiendo de las características masa-carga de los átomos. Los valores que el espín toma están dados por las reglas:

1. Núcleos que tengan n° de masa impar, independientemente de su número de carga, tendrán espín nuclear cuyo valor es un número impar dividido entre dos.
2. Núcleos con masa par y carga par, no emiten señal en la resonancia, ya que a este tipo de núcleos no se les asigna ningún movimiento rotacional.
3. Núcleos con masa par y carga impar, tendrán valores de espín, en números enteros.

2.2.1.2.- *Propiedades eléctricas*

Influyen en la RMN, las siguientes propiedades eléctricas de los núcleos:

1. Carga eléctrica del núcleo. Todo núcleo de cualquier elemento químico está asociado a una carga positiva.
2. Momento magnético. Es el fenómeno ocasionado por el movimiento rotacional de un núcleo que tiene carga. Es decir, todo movimiento de una carga genera un momento magnético (μ).

Los núcleos de todos aquellos isótopos, cuyos números de masa y de carga sean pares, no tienen espín nuclear y en consecuencia tampoco tienen momento magnético nuclear. Es decir, elementos como el $^{12}\text{C}_6$, $^{16}\text{O}_8$, $^{20}\text{Ne}_{10}$, $^{24}\text{Mg}_{12}$, $^{32}\text{S}_{16}$, etc., no presentan el fenómeno de RMN. Basta que uno de esos dos números sea impar para que el núcleo del átomo respectivo presente el fenómeno, debido a que tiene un espín nuclear y, en consecuencia, tendrá también un momento magnético nuclear.

Los isótopos que tengan espín nuclear pueden ser de uno o de dos grupos: los que tengan número de masa impar, independientemente de su número de carga, tendrán por espín nuclear un número impar dividido por dos tal como $1/2$, $3/2$, etc., y los núcleos con masa par y carga impar tendrán valores de espín nuclear de números enteros ^[10].

El núcleo de hidrógeno es uno de los que tiene mayor momento magnético y al mismo tiempo es abundante en el agua e hidrocarburos, por lo cual es uno de los elementos ideales que facilita la aplicación de RMN en petrofísica, como se describe en el capítulo III.

2.2.2.- Teoría de la Resonancia Magnética Nuclear

El fenómeno de RMN es descrito por la teoría relacionada con la orientación del núcleo en el campo magnético, el movimiento precesional, secuencia de pulsos magnéticos de Carl-Purcell y proceso de relajación.

2.2.2.1.- *Orientación en el campo*

El número de orientaciones que un núcleo puede tomar en un campo magnético está dado por la siguiente expresión:

$$2*I + 1 = \text{Orientaciones} \quad (2.1)$$

en donde I es el espín nuclear o número de espín. Los valores de las orientaciones permitidas están definidos por el número cuántico magnético (m) de acuerdo con el desarrollo de la serie (2.2):

$$m = I, I - 1, I - 2, \dots, -I + 1, -I \quad (2.2)$$

Como el núcleo de los átomos tiene carga positiva, el espín del mismo origina un campo magnético, por lo que se puede considerar al núcleo que gira como una diminuta barra magnética cuyo eje es el eje del espín, es decir, se comporta como un imán giratorio. La magnitud de éste se llama *momento magnético nuclear* (μ), el cual es un valor característico de los núcleos de los elementos que tengan espín nuclear.

Cada una de las orientaciones que un núcleo puede tomar respecto de la dirección de un campo magnético aplicado, corresponde a una cierta energía potencial (E_p), que está definida por la ecuación (2.3):

$$E_p = \mu * H_0 * \cos \theta \quad (2.3)$$

La energía potencial de una orientación es el producto del momento magnético nuclear (μ) por la intensidad del campo magnético aplicado (H_0) y por el coseno del ángulo θ que el espín del núcleo forma con respecto al campo magnético H_0 . Por lo tanto, I y μ definen los estados del espín y las energías que un núcleo dado tiene en un campo magnético, cuando un núcleo cambia de un estado de espín a otro adyacente ocurre una absorción o emisión de energía [8].

La frecuencia (ν) de la radiación electromagnética es capaz de inducir transiciones entre dos estados adyacentes de espín, la misma está dada por:

$$\nu = (\mu * \beta_N * H_0) / (h * I) \quad (2.4)$$

h = constante de Planck ($6.6242 * 10^{-27}$ erg/s)

β_N = magnetón nuclear de Bohr, constante característica de cada isótopo.

La ecuación (2.4) también puede escribirse como:

$$\nu = (H_0 * \gamma) / (2 * \pi) \quad (2.5)$$

en donde γ es la relación giromagnética. Como es evidente, la frecuencia de resonancia (ν) en un núcleo es directamente proporcional a la intensidad del campo magnético aplicado (H_0).

Generalmente, cuando se estudia un espectro de RMN se enfatiza en el análisis de las áreas bajo la curva de distribución de tiempos de relajación magnética T_1 o T_2 (ver capítulo II, 2.2.2.4.2 y 2.2.2.4.1), ya que las áreas son proporcionales al número de átomos que la originan.

2.2.2.2.- *Movimiento precesional*

Considérese un núcleo en rotación orientado según un ángulo θ con respecto a la dirección del campo magnético principal aplicado (el cual sea permanente y estático) (ver figura N°2.1) llamado H_0 (eje Z). La función de este campo es magnetizar todos los dipolos en los fluidos presentes en el medio poroso a estudiar. El campo actúa sobre el núcleo (η) y como resultado se obtiene un vector neto de magnetización longitudinal (**ML**). Las condiciones número de spin y de campo estático H_0 , generan un movimiento precesional alrededor del eje principal Z; estableciéndose el ángulo θ (ver figuras 2.1 y 2.2).

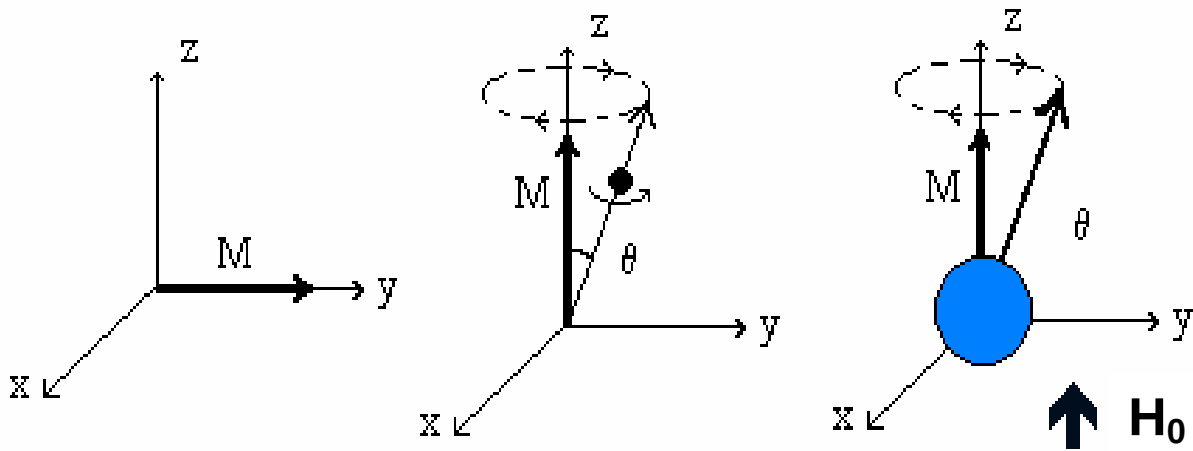


Figura 2.1 Movimiento precesional

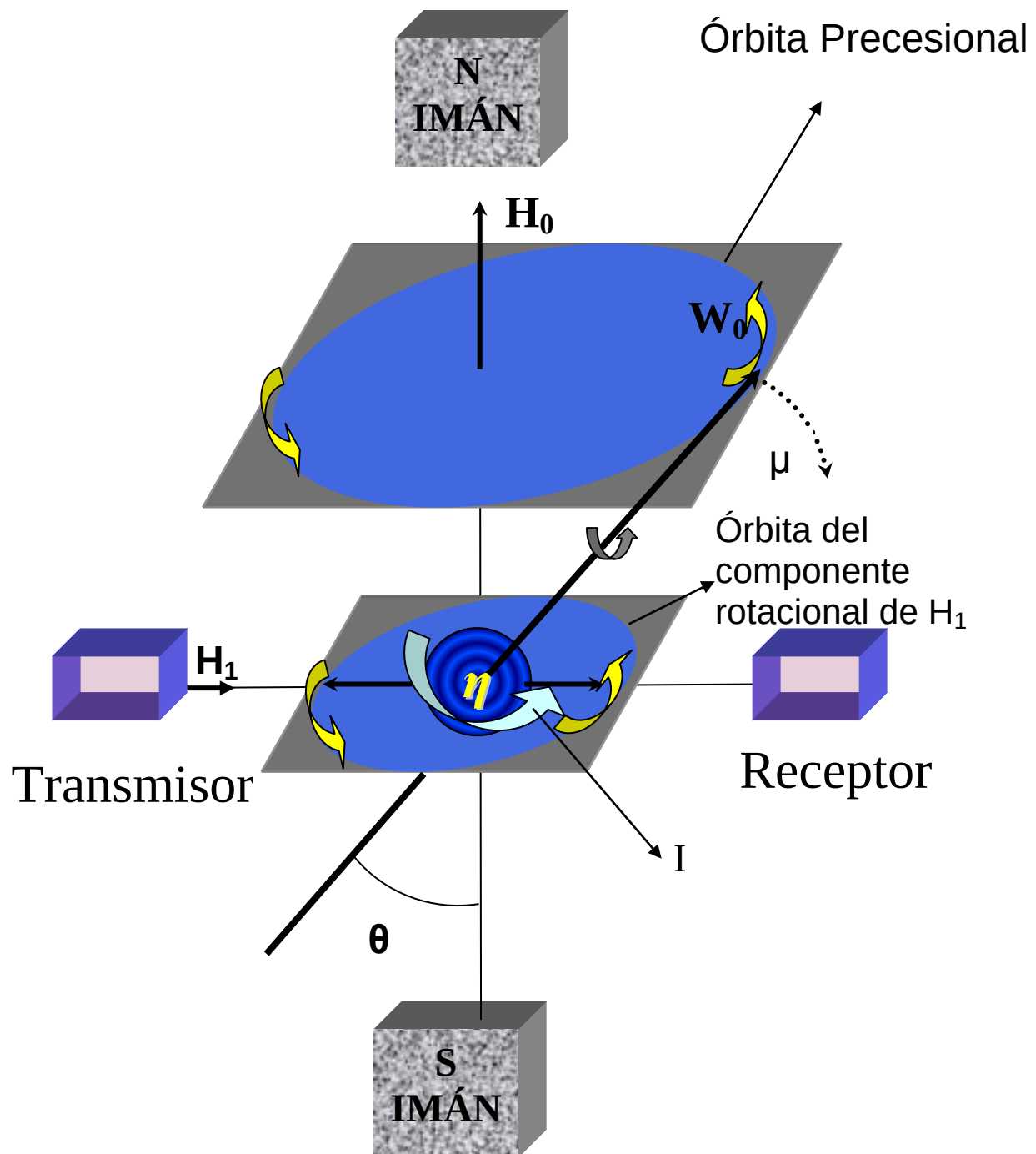


Figura 2.2 Comportamiento de un núcleo

La velocidad angular de este movimiento precesional está dada por:

$$\omega_0 = \gamma * H_0 = 2 * \pi * \nu \quad (2.6)$$

donde ω_0 (figura 2.2), es directamente proporcional al campo magnético aplicado (H_0), siendo la relación giromagnética (γ) la constante de proporcionalidad. Despejando en la fórmula (2.6), es posible obtener la relación de la frecuencia precesional:

$$\nu = \frac{\gamma * H_0}{2 * \pi} \quad (2.7)$$

Esta fórmula, que viene de la mecánica cuántica, expresa la "frecuencia de resonancia del elemento químico, caracterizado por la constante gamma y residente dentro de un campo magnético de magnitud H_0 ". Para el hidrógeno se tiene $\gamma=4258$ Hz/Gauss.

La frecuencia precesional, la cual puede ser escrita de la siguiente manera: $\nu = \omega_0 / (2 * \pi)$, es igual a la frecuencia (ν) de la radiación electromagnética requerida para inducir una transición de un estado de espín a otro, o de una orientación a otra adyacente.

Seguidamente, se aplica al medio ya magnetizado una serie de pulsos electromagnéticos de radiofrecuencia o RF (llamados secuencia CPMG y compuesta por varios cientos de pulsos, ver sección 2.2.2.3), lo cual va a provocar un cambio en la orientación del momento nuclear debido a la alteración del ángulo θ , causada por este segundo campo magnético (H_1) (figura 2.2). Esta secuencia de pulsos es generada a través de una antena, la cual induce una señal de

radiofrecuencia de amplitud y duración establecidas. El campo $\mathbf{H}_1$ es llamado *campo magnético oscilante*. Cada uno de estos pulsos reorienta los protones inicialmente alineados al campo estático $\mathbf{H}_0$, a un plano perpendicular a éste (es decir, 90° con respecto al campo estático, sobre el plano xy).

Luego que se aplica el pulso de 90° , el vector de magnetización se ubica sobre el plano transversal, por ende, la magnitud de la magnetización longitudinal es cero. Este vector de magnetización horizontal es llamado $\mathbf{MT}$.

Una vez que cada pulso termina, la interacción de las fuerzas electromagnéticas de los dos campos hace que el sistema tienda a su estado de equilibrio previo, con el vector $\mathbf{MT}$ girando en el eje horizontal y perdiendo su amplitud paulatinamente (imagínese una espiral decreciente), produciendo el llamado proceso de relajación, el cual es detallado en la sección (2.2.2.4). Cada pulso sucesivo se invierte en polaridad para retornar el vector $\mathbf{MT}$ a su posición inicial ortogonal y arrancar de nuevo su decaimiento.

El nuevo campo ($\mathbf{H}_1$) debe girar en un plano perpendicular a $\mathbf{H}_0$ y para que se pueda observar la resonancia magnética del núcleo, la velocidad precesional (ω_0) debe ser igual a la velocidad de rotación (ω_1) del segundo campo ($\mathbf{H}_1$). En estas circunstancias el núcleo está en fase y es éste el instante adecuado para la medición del cambio de energía.

Una vez que los protones son reorientados 90° con respecto al campo inicial $\mathbf{H}_0$, se inicia, un movimiento de precesión en el plano de la dirección del campo oscilante. 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.

Sin embargo, el campo H_0 no es homogéneo, ya que presenta ciertas diferenciaciones que ocasionan alteraciones correspondientes sobre la frecuencia de precesión, por ende, el proceso de precesión se desarrolla sistemáticamente de acuerdo a las variaciones de H_0 . Al comienzo los protones precesan de manera acorde, generando un campo magnético que seguidamente es divisado por una antena como una señal eléctrica.

A causa de las heterogeneidades del campo estático inicial y por las interacciones moleculares tipo espín-espín y espín-red (explicadas en la sección 2.2.2.4), los protones inician una precesión a distintas frecuencias disipando paulatinamente la sincronización, produciendo un desfase y por ende la señal comienza a decaer ^[2].

Independientemente de la velocidad de precesión que un núcleo tenga, existe un equilibrio dinámico entre las varias orientaciones (spin "up", de alta energía y spin "down", de baja energía) que este núcleo puede adoptar respecto al campo magnético aplicado. Este equilibrio se rige por la ecuación de Boltzmann (ver ecuación 2.8) que, en este caso indica para dos orientaciones, es decir para un núcleo con espín de 1/2, como es el caso del hidrógeno.

$$\frac{N_{+1/2}}{N_{-1/2}} = e^{2*\mu*H_0/K*T} \quad (2.8)$$

En donde K es la constante de Boltzmann ($1.38048 * 10^{-16}$ erg/gradK), T es la temperatura absoluta, H_0 el campo magnético aplicado; y μ el momento magnético del núcleo considerado.

La antena receptora detecta una serie de pulsos inducidos que decaen exponencialmente en el tiempo (ver figura N°2.3). El primer parámetro medido es la velocidad de des-magnetización del vector **MT** y se denomina Tiempo de Relajación Transversal T_2 . Después de cada secuencia de pulsos el campo H_0 vuelve a re-magnetizar los dipolos en su propia dirección y el ciclo se repite. La velocidad de re-magnetización queda caracterizada por el tiempo de polarización T_1 (flechas rojas de la figura 2.3). Nótese que tanto T_2 como T_1 representan las constantes de tiempo de un proceso exponencial, es decir, tasas de decrecimiento y crecimiento, respectivamente, más no tiempos cronológicos ^[6].

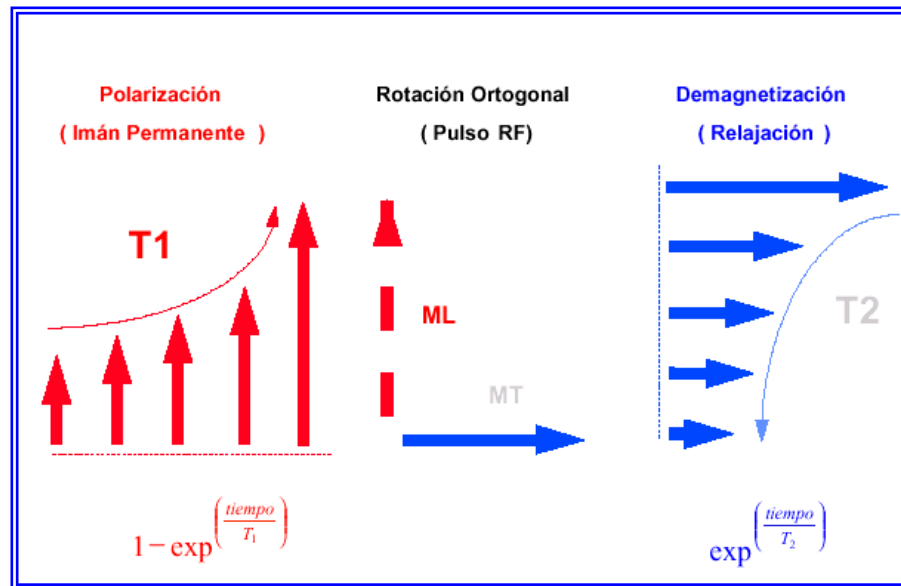


Figura 2.3. Relajaciones exponenciales

2.2.2.3.- *Secuencia de pulsos Carl-Purcell (CPMG)*

El desfase que se produce originado por las heterogeneidades del campo magnético H_0 es posible restituirlo, esto a través de la aplicación de un pulso RF

de 180° , después de cierto tiempo τ , pero con la misma intensidad del pulso inicial de 90° (el cual había producido el campo magnético H_1).

Los protones que se encuentran en precesión se revierten en el plano transversal, en dirección del eje y, provocando un reenfoque de los espines desfasados. Los mismos permanecen con su movimiento de precesión, pero los que tenían menor velocidad, luego del reenfoque, quedan en las posiciones delanteras y los de mayor velocidad quedan de últimos. Rápidamente los protones rápidos alcanzan a los lentos, de tal forma que todos precesan nuevamente en una sola fase, originando así una señal de magnetización coherente la cual es llamada *Eco*.

Luego se obtendrá nuevamente un desfase pero a partir de la nueva magnetización. Otra vez a partir de un tiempo τ , después de ocurrido el eco, se aplica un pulso de 180° , sucediéndose, después de otro tiempo τ , un reenfoque de los espines a lo largo del eje Y (eco), tal que el tiempo entre ecos es de 2τ . Este proceso es llamado *Secuencia de pulso-eco de Carl-Purcell*, la cual es posible verla en la figura 2.4.

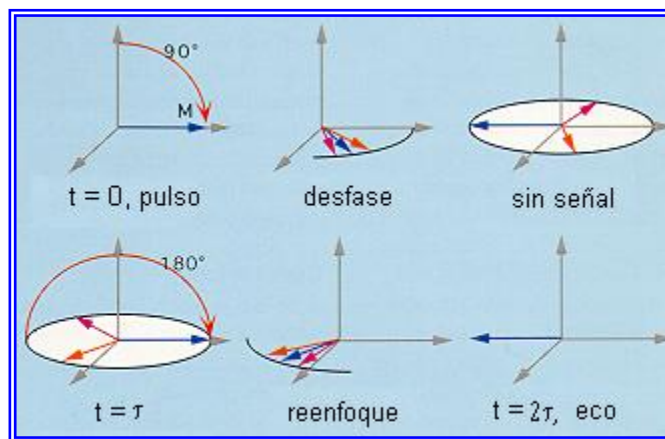


Figura 2.4 Secuencia de pulso-eco Carl-Purcell

Por lo general, en las mediciones de RMN, los pulsos de 180° se aplican reiteradamente en sucesión de pulsos que se caracteriza por el espaciamiento de tiempo entre ellos, *tiempo Inter Eco TE*, que varía de acuerdo a la herramienta o el objetivo de la investigación.

2.2.2.4.- *Procesos de relajación*

Para pasar del estado de baja energía al de alta, la muestra absorbe la radiofrecuencia, tendiendo por este proceso a igualar la cantidad de núcleos en los estados energéticos. Parte de los núcleos en el estado de alta energía, pasan al de baja energía emitiendo radiación, pero hay otros procesos no radiantes (generalmente la energía se emite en fotones o en fonones (energía acústica)), por los cuales también ocurren cambios de estado de espín (este es el proceso que toma lugar en el fenómeno de RMN).

Estos procesos no radiantes se llaman ***Procesos de relajación*** y pueden dividirse en:

- ⇒ Relajación de espín-enrejado
- ⇒ Relajación de espín-espín

En el primero de los procesos, la energía del espín nuclear se convierte en energía térmica y es la causa directa de que se mantenga una diferencia de población entre los estados de espín.

En el segundo proceso, un núcleo en su estado de alta energía transfiere ésta a otro núcleo vecino del mismo isótopo por un cambio mutuo de espines, y no tiene por lo tanto, ningún efecto sobre la población de los estados de espín. Uno o

ambos procesos pueden controlar el ancho natural de las líneas espectrales y por lo tanto son importantes en la espectrometría de RMN.

La relajación espín-enrejado se conoce también por relajación longitudinal y se puede expresar en función de un tiempo de relajación (T_1), que es el tiempo de vida media requerido para que un conjunto de núcleos perturbados alcancen un estado de equilibrio. Cuanto mayor sea T_1 menos eficiente será el proceso de relajación, y este tiempo depende de la relación giromagnética de los núcleos y de la velocidad de aquellos movimientos moleculares que producen campos fluctuantes.

La relajación espín-espín se conoce como relajación transversal, la cual está definida por diferentes procesos caracterizados por un tiempo (T_2), que corresponde al tiempo promedio en el que el núcleo permanece en estado de espín, que por causa de pequeñas heterogeneidades magnéticas dará como resultado la emisión de una señal de anchura determinada.

La amplitud de la señal se incrementa con el número de hidrógenos, cuya relajación magnética puede ser detectada, y es proporcional al contenido de fluido en la roca. En la medida que la señal decae, se obtiene información de los tamaños de poros y eventualmente del tipo de petróleo. Los poros pequeños tienen un tiempo de 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 propiedades petrofísicas como la porosidad efectiva, permeabilidad, movilidad de los fluidos, saturación de agua irreducible y estimar el tamaño de grano, el volumen y la distribución de tamaño de poro en un yacimiento, entre otras.

2.2.2.4.1.- Tiempo de relajación longitudinal (T_1)

Se conoce tradicionalmente como el tiempo del tiempo de relajación espín-enrejado, como se mencionó anteriormente. Este nombre proviene de la RMN de estado sólido, en donde la red cristalina intercambia energía con el sistema de espines. Es el tiempo de vida de un grupo de núcleos en un estado de energía particular.

Cuando los núcleos son irradiados, T_1 representa el tiempo que requieren los núcleos para regresar a la distribución Boltzman original, obedeciendo a una función exponencial.

Experimentalmente es posible hallar el valor de T_1 de dos formas: una de ellas es colocando la muestra dentro de un campo magnético constante H_0 , de tal forma que todos los espines estén alineados a lo largo del eje z (dirección de H_0). Luego se aplica un pulso H_1 en dirección perpendicular al campo H_0 , es decir en dirección al eje Y. En el momento en que se aplica este pulso toda la señal se encuentra en el eje Y, y es por ello que la señal medida representa la señal máxima. Al detener el pulso, los espines van a tender a tomar la dirección del campo principal H_0 , perdiendo así la magnetización en el eje Y.

La otra forma es a través de la prueba "*Inverse Discovery*". Esta prueba consiste en obtener el tiempo característico con base en la recuperación de la señal. La muestra es colocada en un campo magnético constante H_0 , después es aplicado un pulso de 180° , se espera un tiempo de recuperación D_1 y luego se aplica un pulso de 90° , llevando así la magnetización al eje Y. El fragmento de señal que logre alinearse con el campo H_0 en el tiempo D_1 representará la medida.

Luego se repite el experimento para diferentes valores de D_1 , tomando la señal máxima leída en el eje Y, obteniendo un conjunto de puntos con tendencia

exponencial y cuya constante característica es T_1 , representándose a través de la ecuación 2.9.

$$H(t) = H_0(t) e^{-t/T_1} \quad (2.9)$$

En donde $H(t)$ es la magnitud de la magnetización transversal a un tiempo t después de un pulso y $H_0(t)$ es la magnitud de la magnetización transversal inicial.

2.2.2.4.2.- Tiempo de relajación transversal (T_2)

La secuencia de pulsos CPMG (Carr, Purcell, Meiboom, Gill D.) subsana el desfase ocasionado por las variaciones del campo H_0 , no obstante, las interacciones moleculares también causan desfase en los protones siendo éste un proceso definitivo y se relaciona con las propiedades petrofísicas de la roca, tales como porosidad de fluido movable, tamaño de poros y permeabilidad.

La medición que es tomada para obtener los parámetros nombrados anteriormente, es el decaimiento o relajación de T_2 de la señal, que consiste en la suma de la señal T_2 de los protones de hidrógeno en poros individuales.

El tiempo de relajación transversal se determina aplicando un campo magnético estático H_0 , por el cual los protones se alinearán en dirección vertical, alcanzando el equilibrio en la magnetización neta. Se aplica un pulso H_1 el cual es perpendicular a H_0 (como se ha explicado con anterioridad), es decir, en dirección horizontal. Los protones comienzan a desfasarse y es cuando se aplica la serie de pulsos de 180° (secuencia CPMG). La señal de decaimiento obtenida posee una constante característica y corresponde a T_2 .

En la figura 2.5, es posible observar el decaimiento obtenido: la línea roja superior representa el decaimiento compuesto observado por el receptor. En realidad, esta exponencial es una suma de varios decaimientos provenientes de hidrógenos de diferentes fluidos atrapados en rocas complejas con distintos tamaños de poros [8].

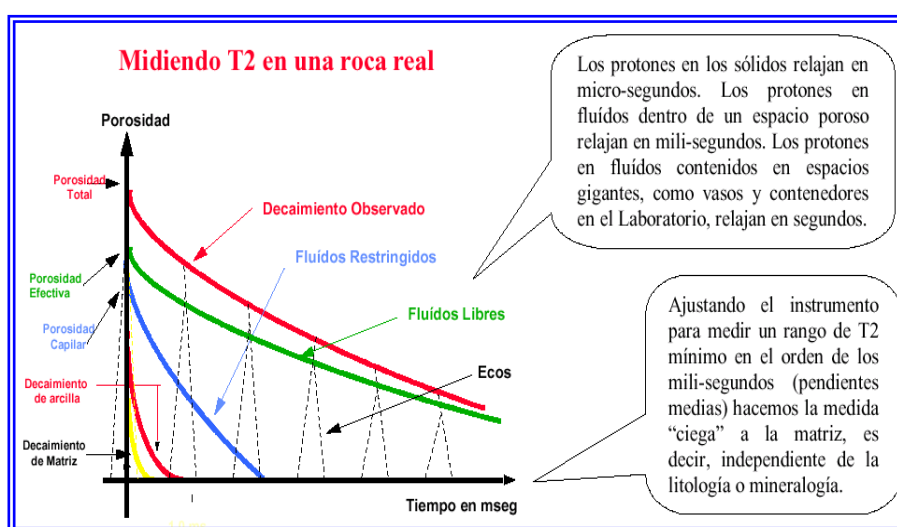


Figura 2.5 T₂ en una roca real

El "tiempo de decaimiento observado" representa, pues, un conjunto de relajaciones individuales asociadas con los poros y sus fluidos. Vienen de tres fenómenos físicos principales, a saber: a) Relajación por efecto de superficie T_{2s}, b) Relajación por efecto del fluido en bruto T_{2B} y c) Relajación por efecto de difusión inducida en gradiente T_{2D}. Es posible representar la contribución de cada uno de estos tres efectos en la ecuación (2.10):

$$\frac{1}{T_{2A}} = \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2D}} + \frac{1}{T_{2B}} \quad (2.10)$$

Estos tiempos se suman como fracciones y, por lo tanto, el tiempo aparente observado siempre quedará determinado por la fracción menor. Esto es una analogía de la manera como se suman las resistencias eléctricas en paralelo. En otros términos, aunque todos estos efectos estén presentes, la habilidad para distinguirlos y separarlos dependerá de cual de ellos predomine, en forma natural o artificialmente inducida. Los dos primeros factores son propiedades de las rocas y de los fluidos, respectivamente.

El último, o factor de difusión inducida es determinado por las características del instrumento y puede ser ajustado para que domine sobre los otros dos. Sin embargo, este factor se induce a un mínimo cuando se mide porosidad, de tal manera que T_{2B} y T_{2S} queden representados en la distribución T_2 normal.

Relajación por efecto de superficie: lo primero que influye es el contacto directo de los protones polarizados con superficies del grano en el espacio poroso; este fenómeno es muy pronunciado en presencia de minerales paramagnéticos. En un sistema poroso, la tasa de relajación magnética es proporcional a la relación superficie sobre volumen de poro. En la figura 2.6, se muestra como en rocas saturadas con agua, la misma se relaja (se desmagnetizan) muy rápido en tanto que en los poros más grandes ésta se relaja más lentamente.

La fórmula $1/T_{2S} = \rho^*(S/V)$, expresa los factores físicos responsables por este comportamiento. El factor ρ , llamado relaxividad, es una propiedad de la roca, que depende de la litología, e incluso de la mojabilidad del medio poroso. El factor S/V (relación superficie/volumen), representa geoméricamente el radio poral, el cual está relacionado con la capacidad de la roca de retener agua por fuerzas capilares.

Los fluidos que se encuentran cercanos o en contacto con la superficie de los granos, relajan mucho más rápido que aquellos alejados de dicha superficie. Debido a las complejas interacciones magnéticas que ocurren entre los protones de los fluidos y los átomos de impurezas paramagnéticas en la superficie de los granos, existe una alta probabilidad - caracterizada por el parámetro de relajación de la superficie - de que el protón relaje rápidamente cuando se encuentra próximo a la superficie de los granos.

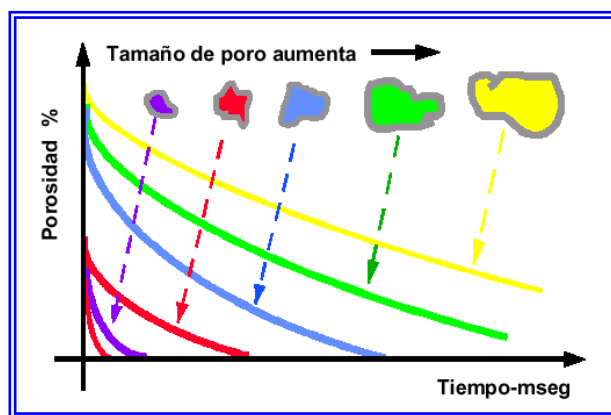


Figura 2.6 Efecto de tamaño de poro

Relajación por el efecto del fluido en bruto: esta es una propiedad de los fluidos y es independiente del tamaño de poro o el tipo de roca. Físicamente el T_{2B} es el tiempo de des-magnetización cuando los fluidos se encuentran confinados en espacios grandes. Este tiempo viene determinado por la viscosidad del fluido.

Relajación por efecto de difusión inducida en gradiente: difusión es el grado de movilidad molecular y como podría esperarse es grande en el gas, menor en el agua y aún menor en los hidrocarburos líquidos. La relajación transversal por difusión obedece a la expresión:

$$\frac{1}{T_{2D}} = D * \frac{(\gamma * G * TE)}{12} \quad (2.11)$$

En donde, D = coeficiente de difusión intermolecular

γ = factor giromagnético

TE = tiempo inter-eco ^[11]

Se puede decir que T_2 es un parámetro que describe directamente el tamaño y la forma de los poros, para ello se toman algunas suposiciones:

- a) Cada poro tiene una magnetización independiente de otros poros.
- b) La difusión que se encuentra en un poro no causa gradiente de magnetización durante la medición.
- c) Las paredes de los poros son igualmente efectivas para causar la relajación del núcleo ^[14].

En presencia de poros de muy distintos tamaños, la distribución de T_2 resulta ser generalmente bimodal de tiempos de relajación para la colección de todos los poros.

El desfase irreversible es muestreado evaluando 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 (el cual se definió anteriormente), debido a que el desfase ocurre en el plano transversal al campo magnético estático inicial H_0 .

La relación que describe el ya nombrado decaimiento es:

$$H(t) = H_0(t) * e^{\frac{-t}{T_2}} \quad (2.12)$$

En donde T_2 representa el decaimiento eco a eco, el cual es mucho más prolongado que el decaimiento espín a espín T_2^* .

2.2.2.4.3.- Caída de Inducción Libre (FID, Free Induction Decay)

Como se nombró anteriormente la señal producida por el campo magnético proveniente de la precesión de los protones, va decayendo debido a las heterogeneidades del campo estático inicial H_0 . Esta señal de decaimiento es llamada *Caída de Inducción Libre* y describe la amplitud de cada señal (eco) producida después de un pulso. Existe una constante de tiempo para este proceso de relajación transversal se llama T_2^* , el cual es el tiempo necesario para que la magnetización transversal decaiga 37% de su valor inicial. La relación viene dada por la relación 2.13 :

$$H(t) = H_0(t) * e^{\frac{-t}{T_2^*}} \quad (2.13)$$

En donde $H(t)$ es la magnitud de la magnetización transversal a un tiempo t después de un pulso y $H_0(t)$ es la magnitud de la magnetización transversal inicial.

2.3.- Respuestas petrofísicas de RMN

2.3.1.- Porosidad de las rocas a través de RMN

En las rocas saturadas con agua a cada tamaño de poro le corresponde un tiempo de relajación T_2 . En consecuencia, una curva de distribución de T_2 refleja la distribución poral, donde a cada tiempo de relajación le corresponde una porosidad parcial como contribución de cada tamaño de poro.

En la figura 2.7 se ilustra la transformación de dominio de tiempo real (o cronológico) al tiempo de relajación (o tasa de decaimiento). Este proceso se realiza aplicando la transformada inversa de Laplace.

Los poros grandes exhiben una tasa de decaimiento lenta, es decir, una constante de tiempo T_2 larga. A medida que disminuye el tamaño poral, la tasa de decaimiento se hace más rápida y por tanto el tiempo T_2 más corto.

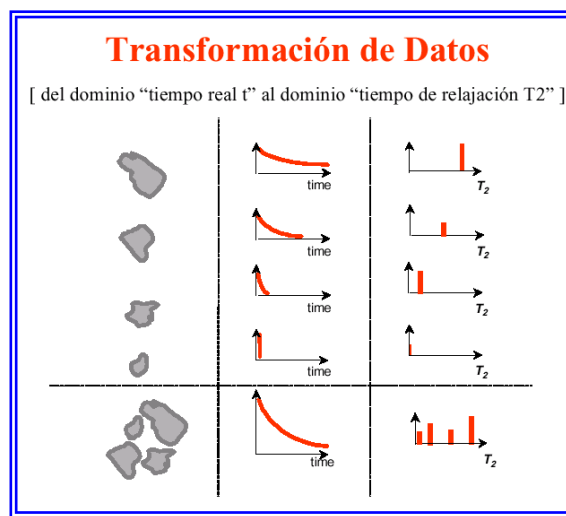


Figura 2.7 Transformación de datos

En una roca real compuesta por muchos tamaños de poro, cada uno de ellos contribuye parcialmente a la porosidad total, se observa un decaimiento compuesto, que al transformar los dominios de tiempo, se convierte en un espectro de porosidades parciales en función del tiempo de relajación T_2 . Esta inversión de los ecos a una distribución de T_2 es la parte fundamental del proceso de interpretación de la medida de RMN.

En la figura 2.8 se observa la respuesta que se obtiene en el laboratorio al medir una muestra de roca saturada con solución salina. El espectro de T_2 representa la distribución de la porosidad por tamaño de poro. Es decir, la porosidad total está representada por la suma de las porosidades parciales asociadas a cada tamaño poro, equivalente al área bajo la curva, o la integral del espectro T_2 .

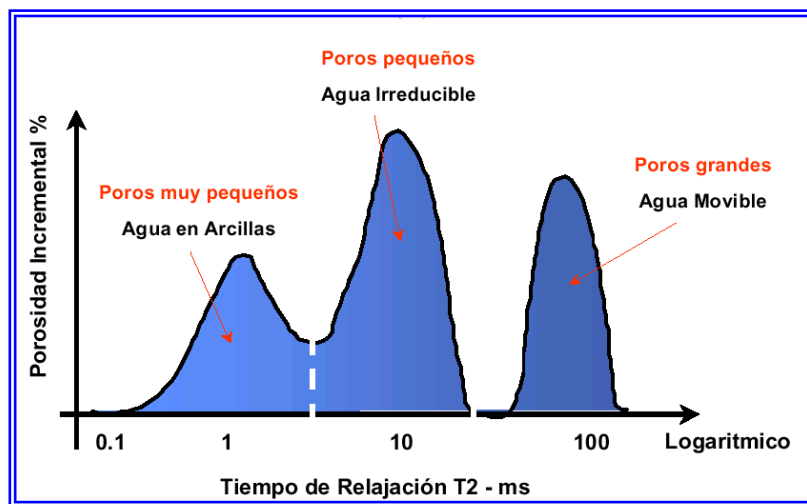


Figura 2.8 Distribución de T_2 en una roca saturada con agua

Como muestra la figura 2.8, la distribución de T_2 presenta diferentes rangos correspondientes a la distribución del agua dentro del espacio poroso: a) *agua movable*, la cual viene asociada con los poros grandes (T_2 largos); b) *agua irreducible*, a medida que los poros se hacen más pequeños entran en acción las fuerzas capilares y el agua queda retenida; c) *agua en arcilla*, cuando se acerca a la escala microporosa se desarrollan fuerzas electroquímicas y el agua se asocia a las arcillas por intercambio catiónico.

La figura N° 2.9, ilustra la forma general de una roca con agua e hidrocarburo. La forma se extiende de 0,1 a 3000 ms cubriendo desde los

microporos hasta los macroporos (cavidades), pasando por las porosidades intergranulares encontradas comúnmente en los campos petrolíferos ^[10].

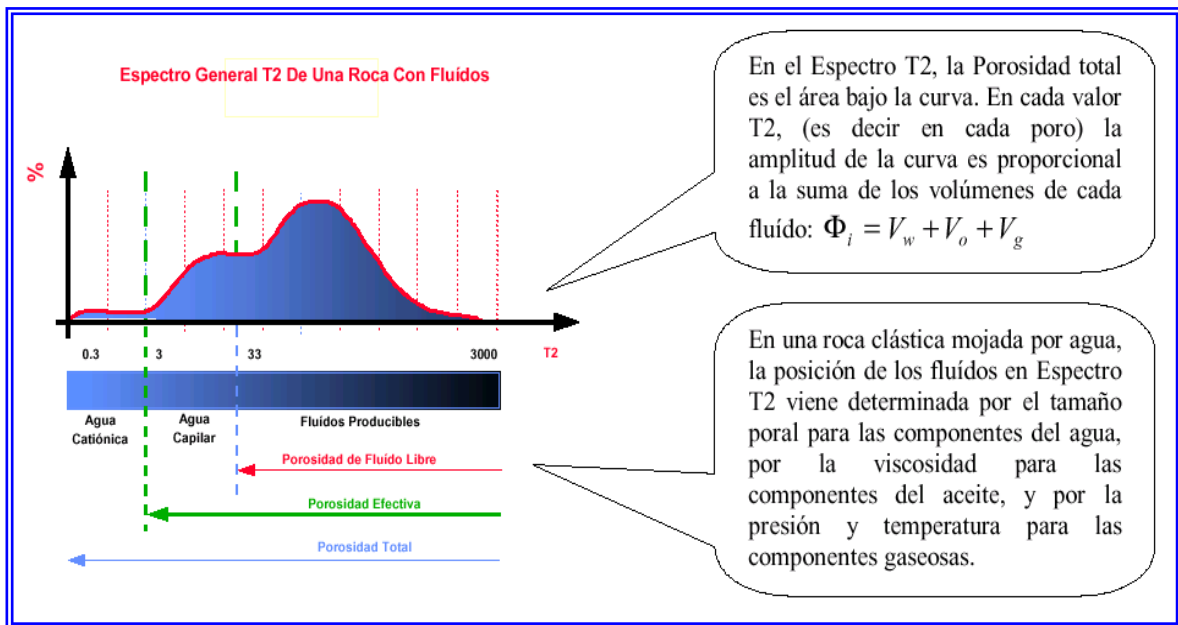


Figura 2.9 Espectro general T_2 en una roca real

2.3.2. Permeabilidad a través de RMN

Existen varios métodos utilizados en el laboratorio para realizar el cálculo correspondiente a la permeabilidad, los cuales se explican a continuación:

2.3.2.1.- Método del tiempo T_2 geométrico medio (T_{2GM})

En este método se representa todo el espectro T_2 por un único valor llamado *Tiempo Geométrico Medio* y este tiempo corresponde al tiempo que divide el área bajo la curva de distribución de T_2 en dos regiones iguales. En la figura 2.10 se muestra de modo general, cuál es el algoritmo a seguir para la llevar a cabo este cálculo.

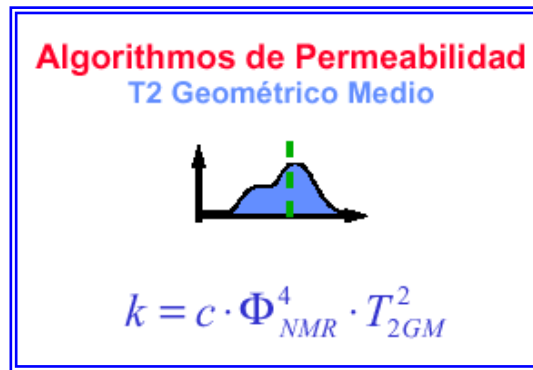


Figura 2.10 T₂ geométrico medio

2.3.2.2.- *Método de Timur Coates:*

Antes de explicar en que consiste este método es necesario dar a conocer, dos variable importantes que son requeridas para dar efecto al procedimiento, éstas son el índice de fluido libre **FFI** (fluido producible, Free Fluids Index), volumen de fluido ligado **BFV** (fluido no movable, Bound Fluids Volume) y el tiempo transversal de corte **T_{2c}**.

Los valores de índice de fluido libre y volumen de fluido ligado se determinan aplicando un tiempo de característico denominado T₂ de corte. El área bajo la curva a la derecha del valor de T₂ de corte, representa los poros en donde se encuentran los fluidos producibles (agua y petróleo), y el área a la izquierda del T₂ de corte, representa los poros pequeños que contienen los fluidos que están atrapados por presión capilar y fuerzas electroquímicas, los cuales no contribuyen a la producción.

El procedimiento para hallar el T_{2c} está basado en la comparación de dos distribuciones, éstas son: una correspondiente a la muestra saturada 100% con

agua y la otra a la muestra sólo con saturación de agua irreducible (S_{wi}). Es posible explicar de manera breve el método general para hallar esta variable.

- Es necesario graficar ambas distribuciones de T_2 , para 100% S_w y S_{wi} (Figura 2.11).
- Luego se calculan y grafican la porosidad acumulada para ambas distribuciones, a través de la sumatoria de las distribuciones a lo largo del muestreo en tiempo (Figura 2.12).

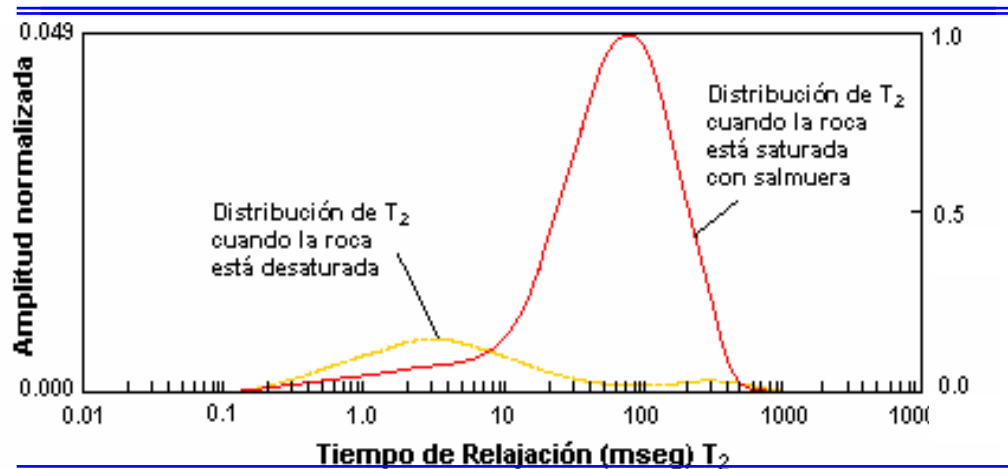


Figura 2.11 Distribuciones de T_2

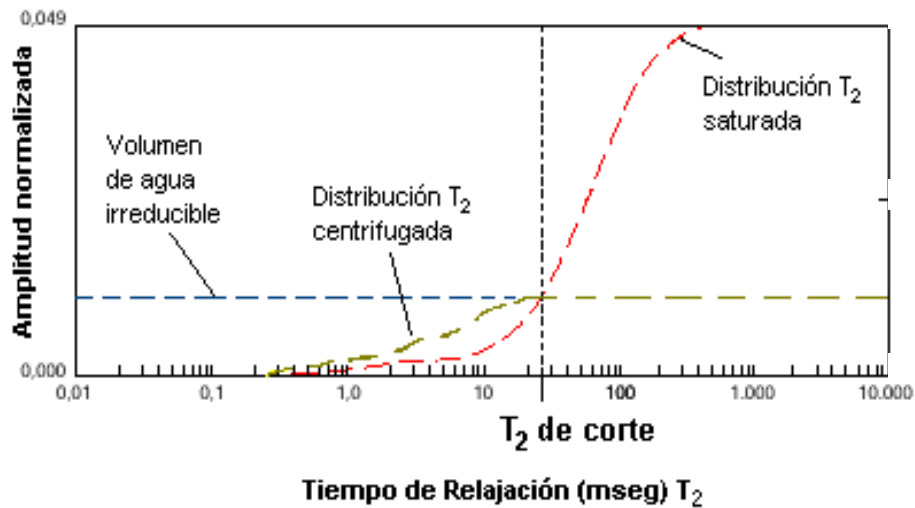


Figura 2.12 Porosidades acumuladas y T_2 corte

- La abscisa del punto de intersección de las curvas acumuladas de porosidad representa el **T₂ de corte** (Figura 2.12).

Resultados de RMN de muestras de roca en arenas han establecido que el valor estándar para T₂ de corte es 33 milisegundos. 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. Sin embargo, en estudios desarrollados en los últimos años en PDVSA INTEVEP, se ha demostrado que el T₂ de corte puede variar significativamente según el yacimiento, en el rango aproximado de 10 a 100 ms.

La precisión de la determinación de la permeabilidad por este método depende directamente del coeficiente FFI/BFV, que como se explicó anteriormente, se basa en el conocimiento del T_{2C}. La permeabilidad Timur-Coates se expresa a través de la siguiente ecuación:

Modelo de Timur-Coates:

$$k_{RMN} = a' * \phi_{RMN}^{b'} * \left(\frac{FFI}{BFV} \right)^{c'} \quad (2.14)$$

donde: c' = una constante que depende de la formación y que, por lo general, es de 104 en las areniscas. a' y b' = son constantes.

2.3.2.3.- Método Timur-Coates modificado:

Este modelo presenta una variación con respecto al modelo anterior presentando la siguiente ecuación:

$$K_{RMN} = a' * \phi_{RMN}^{b'} * \left(\frac{1}{BFV} \right)^{c'} \quad (2.15)$$

En donde se elimina el FFI. La permeabilidad de algunas formaciones carbonáticas puede ser descrita adecuadamente por esta fórmula.

2.3.3.- Aplicaciones petrofísicas de Resonancia Magnética Nuclear

Existen tres áreas generales en las que es posible aplicar RMN:

- Medición y caracterización de porosidad.
- Estimación de calidad de roca.
- Identificación de tipo de fluidos y cálculo directo de saturaciones en la zona invadida sin el requerimiento de otros perfiles eléctricos.

Aplicaciones específicas en el área de petrofísica y producción:

- Porosidad total, efectiva, irreducible, de fluido libre y asociada con arcillas.
- Análisis volumétrico de fluidos producibles y no producibles.
- Cálculo de saturaciones por integración de porosidad a partir de perfiles RMN y resistividad corregida por el efecto de conductividad de las arcillas.
- Estimación de la viscosidad (o grados API si se conoce la RGP) a condiciones de fondo.
- 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 experimentalmente en el laboratorio.
- Estimación de la permeabilidad a partir del T_2 promedio logarítmico y porosidad RMN (ϕ_{RMN}); o bien a partir de la porosidad RMN (ϕ_{RMN}), el índice de fluido libre (FFI) y el de fluido ligado (BFV) ^[1].

CAPÍTULO III: CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LA ROCA-YACIMIENTO

3.1.- Modelo petrofísico

Cuando se habla de *modelo petrofísico* de la roca-yacimiento, se refiere a uno que permita estimar cuantitativamente, ciertas propiedades de estas rocas asociadas con su potencial como productoras comerciales de hidrocarburos, principalmente porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos, a través de mediciones físicas realizadas sobre ellas.

Como se observa en la figura 3.1, la matriz es toda la parte sólida de la roca que no es arcilla y cuya composición está basada mayormente en tres minerales: cuarzo, calcita y dolomita. El espacio libre o poroso está ocupado por fluidos como agua o hidrocarburos.

El agua contenida en la porosidad es originalmente la misma que circundaba a los sedimentos, cuando estos fueron depositados y por esta razón se le llama agua connata; sin embargo, esta agua sufre procesos diagénéticos a medida que se produce su enterramiento, pudiendo ser su salinidad actual mayor o menor que la original.

Cuando los hidrocarburos se encuentran en el espacio poroso pueden ser líquidos o gaseosos. De acuerdo a su composición, los primeros varían desde petróleo extra-pesado o pesado, hasta condensado; mientras que el gas puede ser seco (prácticamente metano puro) o hasta rico o húmedos, cuando poseen moléculas pesadas ^[5].

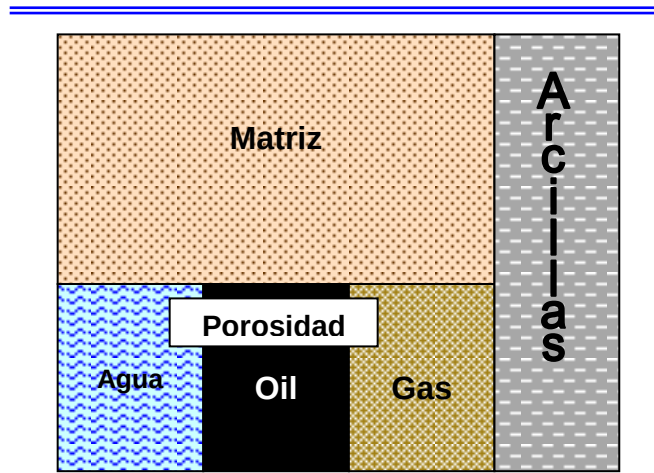


Figura 3.1 Modelo petrofísico de la roca-yacimiento

3.2.- Porosidad

La *porosidad* es una de las características petrofísicas más importantes de la roca-yacimiento, ya que es la que le da su capacidad de almacenamiento de fluidos incluyendo los hidrocarburos comercialmente explotables.

En la figura 3.2 se observa un diagrama que representa la sección transversal aumentada de una arena típica parcialmente cementada. Su porosidad, por definición, es la relación existente entre el volumen del espacio vacío, llamado también espacio poroso, al volumen total de la roca, y puede expresarse como una fracción, o como un porcentaje, cuando se multiplica dicha fracción por 100 ^[5].

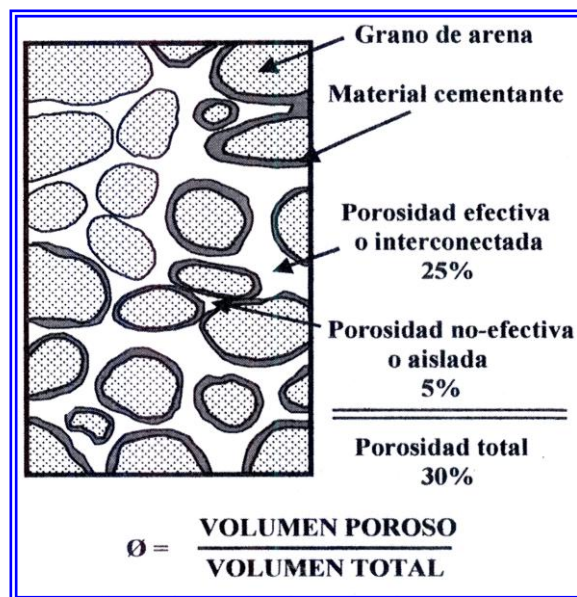


Figura 3.2 Esquema de una sección transversal de una arena típica cementada

3.2.1.- Factores que afectan la porosidad

3.2.1.1.- *Cementación y compactación*

La *cementación* es un proceso que produce una reducción de la porosidad, debido a que las finas partículas que conforman este cemento, tiende a ocupar el espacio poroso entre los elementos más gruesos. Este cemento es desarrollado, después de la deposición del sedimento, bien sea por interacción química entre granos inestables y agua de formación, o por circulación en el espacio poroso de soluciones bajo fuerzas hidrodinámicas.

La *compactación* es la reducción en volumen de sedimentos debido a compresión, lo cual implica una reducción del volumen poroso. Generalmente, la compactación es el resultado de la acción mecánica del enterramiento de las

formaciones y el peso de los sedimentos suprayacentes acumulados durante la subsidencia, sin embargo, compactación adicional puede ocurrir debido a fuerzas originadas durante movimientos tectónicos en varias direcciones.

La disminución de porosidad debido a la compactación depende del escogimiento, siendo menos rápida para una arena pobremente escogida. La composición de los granos también juega un papel importante, siendo la reducción de porosidad menos rápida para arenas limpias, sin arcillas o micas, que para arenas arcillosas.

3.2.1.2.- *Dilución y fracturamiento*

La *dilución* es un fenómeno que está asociado a otros procesos como el de compactación, ya que la solubilidad de los minerales se incrementa en los puntos de contacto entre granos de acuerdo a la influencia de variables físico-químicas como presión, temperatura, recristalización, entre otras, ocasionando una variación muy dinámica de la porosidad.

La disolución selectiva, sin embargo, afecta sólo ciertos constituyentes de la roca, los cuales van incrementado su solubilidad bajo ciertas condiciones de temperatura, presión y concentración de sales o gas disuelto en los fluidos intersticiales.

Fractura es un término general que indica todas las rupturas de una roca, tanto si están acompañadas de desplazamiento, como si no, y corresponde a una superficie a lo largo de la cual existe una pérdida de cohesión. Estas rupturas pueden ser causadas por fuerzas tectónicas (tensión, compresión o torsión), o por cambios de temperatura, desecamiento o disolución en los planos de estratificación.

Las fracturas pueden estar cementadas, o rellenas con material cristalino, o abiertas, siendo estas últimas las que son de interés en cuanto a su influencia en las propiedades roca-yacimiento. Las fracturas abiertas son causadas sobre todo por tensión o torsión, mientras que las cerradas están ampliamente asociadas a compresión.

La apertura promedio de una fractura es a menudo menor de 0.1 mm, siendo su contribución a la porosidad global de la roca, despreciable (menos de 2%); sin embargo, pueden ser claves en la transmisión de fluidos a través de la formación productora.

3.2.1.3.- *Arreglo de granos y escogimiento*

En la mayoría de los casos se ha demostrado que la porosidad disminuye un poco cuando el tamaño de grano se incrementa. Esta situación se debe a que las arenas más finas tienden a tener granos más angulares y es más probable que se organicen de acuerdo a un arreglo menos denso.

Por otro lado, la porosidad aumenta con el escogimiento, esto es, mientras mejor escogidos estén los granos de una arena, mayor tenderá a ser la porosidad de ella. De hecho, en una arena pobremente escogida, los granos más pequeños (matriz) se colocarán en los intersticios dejados por los más grandes.

3.3.- Permeabilidad

La permeabilidad es una medida de la facilidad con la cual un fluido se mueve a través de un sistema conectado de espacios porosos, o sea a través de la roca yacimiento.

Basado en experimentos de flujos en el laboratorio, Henry d'Arcy (1856) determinó que cuando hacemos pasar un fluido de cierta viscosidad (μ) a través de un cilindro de arena con área transversal (A) y una longitud (L), y sobre cuyos extremos se ha aplicado un diferencial de presión (ΔP), la cantidad de fluido (Q) que pasa a través del cilindro en un período determinado, es directamente proporcional a A y ΔP , e inversamente proporcional a μ y L , en donde la constante de proporcionalidad K fue llamada *permeabilidad*.

3.3.1.- Factores que afectan la permeabilidad

3.3.1.1.- Porosidad y cementación

Generalmente, la permeabilidad de una roca-yacimiento aumenta con la porosidad; de hecho, para un mismo tipo de roca, la relación entre porosidad y permeabilidad se aproxima a una línea recta cuando los valores de permeabilidad son graficados en escala logarítmica (ver figura 3.3), sin embargo, cada tipo de roca mostrará una relación particular la cual dependerá del tipo de poros que presente y de su forma y grado de interconexión.

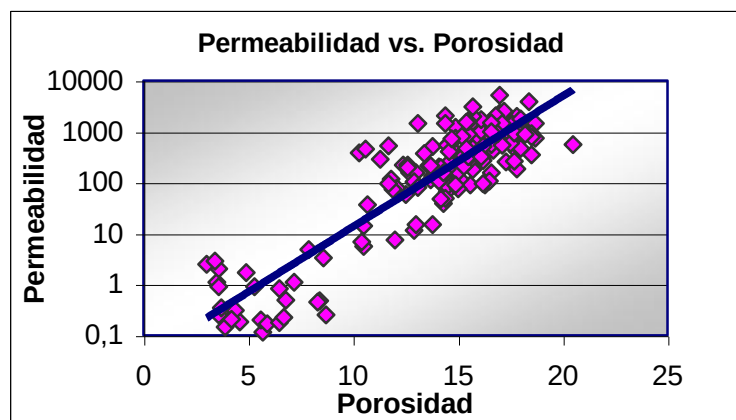


Figura 3.3 Gráfico de Log K vs. Porosidad

Se hace evidente a través de la figura 3.4, que la cementación disminuye la permeabilidad de la roca-yacimiento, ya que tiende a hacer los poros más pequeño y así ofrecer una mayor dificultad a la circulación de fluidos.

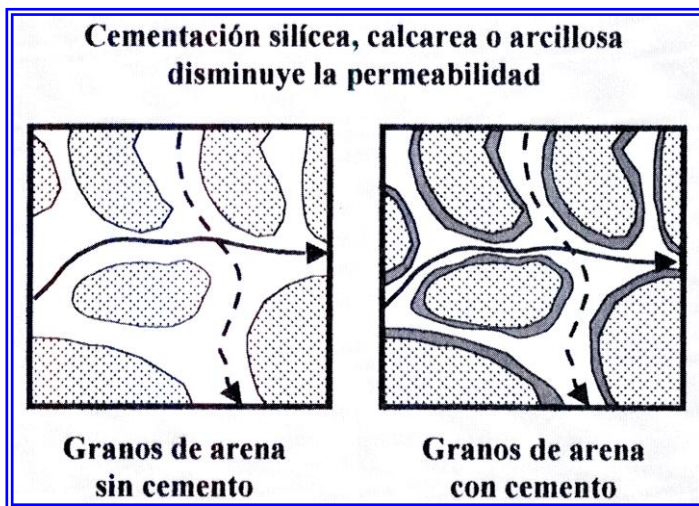


Figura 3.4 La cementación disminuye la permeabilidad

3.3.1.2.- *Fracturas, forma y tamaño de granos*

La permeabilidad tiende a disminuir a medida que el grano se hace más fino, esto se comprende fácilmente debido a que el tamaño de los poros y los canales que los interconectan, son regidos por el tamaño de grano: mientras más pequeños los granos, más pequeños los poros y los canales que lo conectan; así, la presión capilar generada será mayor y la permeabilidad menor.

La forma de los granos tiene cierta influencia en la permeabilidad tendiendo ésta a ser mayor para granos redondeados que para granos irregulares.

El fracturamiento afecta significativamente la permeabilidad, ya que muchas veces ésta es la única vía posible para la producción de hidrocarburos ^[5].

3.4.- Facies

El significado de la palabra facies ha sido muy debatido en geología y es ampliamente utilizado tanto en rocas sedimentarias como en el área de petrología metamórfica. Hoy en día la palabra facies se emplea tanto en sentido descriptivo como interpretativo y la palabra en sí misma es tanto singular como plural.

La definición de *facies* se refiere a un cuerpo de roca caracterizado por una particular combinación de litología, estructuras físicas y biológicas que imparten un aspecto diferente del cuerpo de rocas infrayacentes, suprayacente o lateralmente equivalente. Las facies en rocas sedimentarias (a partir de afloramientos o núcleos), se define con base en el color, estratificación, composición textural, fósiles y estructuras sedimentarias.

El uso del término facies es sumamente amplio. Por ejemplo, en un estricto sentido de observación, se puede utilizar el término *facies de areniscas*, en un sentido genético donde el proceso es lo que define al conjunto de rocas; igualmente, se puede utilizar el término *facies turbidíticas*, si en cambio el sentido predominante es de tipo ambiental; otro ejemplo puede aplicarse en el caso de rocas asociadas a un evento tectónico (*tectonofacies*) ^[16].

3.4.1.- Petrofacies

La definición de petrofacies puede ser establecida de la siguiente manera: “son las diferentes facies que se pueden conseguir en cuerpo de roca caracterizadas de acuerdo al radio de garganta de poro que domina el flujo, a la

porosidad y permeabilidad. El objetivo fundamental de establecer dichas petrofacies es clasificar la calidad de la roca, con el objetivo de definir los mejores esquemas de producción o inyección para el yacimiento”.

Es necesario dilucidar la diferencia entre radio de poro y radio de garganta de poro. El radio de poro se define como el radio de la esfera más grande que se puede colocar dentro del poro, por ende está relacionado con la porosidad. Es lógico pensar que a mayor radio de poro existirá mayor capacidad de almacenamiento y, en consecuencia, mayor porosidad.

El radio de garganta de poro, por el contrario, es el radio correspondiente al círculo trazado en un plano perpendicular a la dirección del flujo, y por lo tanto está relacionado con la permeabilidad. A mayor radio de garganta de poro prevalecerá una mayor facilidad para que el fluido se mueva por medio de la roca, por consiguiente, se incrementa la permeabilidad (ver figura 3.5)

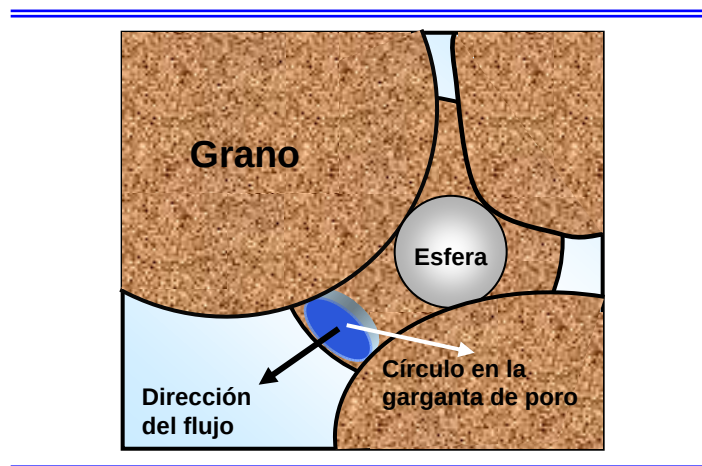


Figura 3.5 Poro y garganta de poro

Una de las ventajas más importantes luego de la obtención de las petrofacies, es la de precisar cuales son los intervalos con características más

favorables para la producción del yacimiento, permitiendo al Ingeniero de petróleo manejar un menor grado de incertidumbre al seleccionar el rango de profundidad a cañonear.

Las petrofacies son definidas dentro de rangos correspondientes al radio de garganta de poro, como se aprecia en la tabla 3.1, en donde la mejor calidad de roca está representada por la megaporosa hasta llegar gradualmente a la de menor calidad o nanoporosa.

Tabla 3.1 Rangos de radio de garganta para clasificar por petrofacies

<i>Petrofacies</i>	<i>Rango de tamaño de radio de garganta (micrones)</i>
Megaporosa	>10
Macroporosa	De 2 a 10
Mesoporosa	De 0.5 a 2
Microporosa	De 0.1 a 0.5
Nanoporosa	<0.1

En la figura 3.6 se muestra a través de fotos microscópicas, la identificación de cada una las petrofacies, a excepción de la petrofacies nanoporosa, ya que ésta por su condición de radio de garganta <0.1 micrones, es sumamente complicada para identificarla sino se poseen equipos de muy alta resolución. Estas son muestras de una misma formación en particular, que pueden evidenciar su variedad.

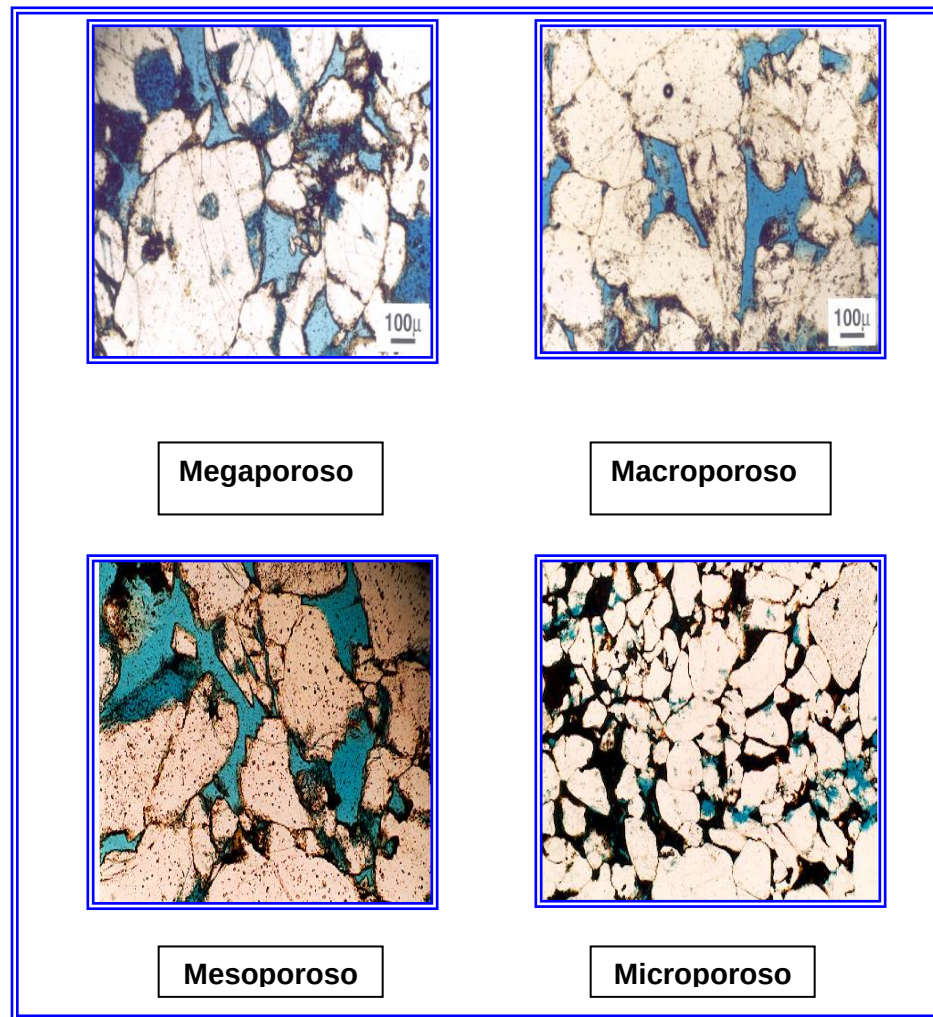


Figura 3.6 Fotografía microscópica de secciones de rocas pertenecientes a diferentes petrofacies

3.4.1.1.- *Métodos utilizados para determinar las petrofacies*

3.4.1.1.1.- *Antecedentes*

En el estudio ejecutado por Edward Pittman se especifica que Washburn, en 1921, es el primero en sugerir el uso del método de laboratorio por inyección de

mercurio para determinar la distribución de apertura poral a través de rocas porosas, por medio de la ecuación 3.1:

$$P_C = \frac{-2 * \gamma * \cos(\theta)}{r} \quad (3.1)$$

donde, P_C = presión capilar (dinas/cm²)

γ = tensión superficial de mercurio (480 dinas/cm)

θ = Ángulo de contacto mercurio-aire (140°)

r = radio de poro para un poro cilíndrico ($r(\mu\text{m}) = 107/P_C(\text{lpca})$)

Esta ecuación ha servido como base en el desarrollo de trabajos de una gran cantidad de autores. Dentro de los trabajos desarrollados se encuentra la investigación que llevó a cabo H.D. Winland, de Amoco Production Company, en 1972. Él propuso una ecuación empírica que es capaz de relacionar porosidad, permeabilidad al aire y radio de garganta de poro correspondiente a 35% de saturación de mercurio (fluido no mojante), siendo el radio de garganta de poro calculado con esta saturación de fluido no mojante, la mejor representación del radio que domina el flujo. Esta investigación se realizó para una serie de muestras que constaban de 82 tapones (56 de arenas y 26 de carbonatos) con valores bajos de permeabilidad corregidos, y otros 240 tapones con permeabilidades sin corrección alguna.

Winland realizó la prueba para varias saturaciones (30, 40 y 50%) pero la que arrojó la mejor correlación, según los análisis de regresiones múltiples efectuados, fue la correspondiente a 35%, sin embargo, él no contaba con una explicación del por qué de estos resultados.

La ecuación de Winland fue usada y publicada por Kolodzie y es la siguiente:

$$\text{Log } r_{35} = 0.732 + 0.588 * \text{Log}(K_{\text{aire}}) - 0.864 * \text{Log}(\phi) \quad (3.2)$$

donde r_{35} = es el radio de garganta de poro correspondiente a una saturación de mercurio de 35%

K_{aire} = permeabilidad al aire sin corregir

Φ = porosidad en porcentaje

3.4.1.1.2.- Método aplicado por Pittman:

En 1989 Edward Pittman ejecutó una investigación con 202 muestras de las cuales poseía la porosidad y los análisis de permeabilidad al aire sin corregir, estaban disponibles en el Centro de Investigación de Amoco, al igual que curvas de presión capilar realizadas a través de inyección de mercurio a las 14 diferentes formaciones de donde provenían las diferentes muestras.

Él determinó la presión de umbral y de desplazamiento gráficamente por medio de las curvas de inyección de mercurio y el correspondiente radio de garganta de poro fue calculado a través de la ecuación establecida por Washburn. Seguidamente, Pittman establece el ápice o máximo correspondiente a cada muestra por medio de las curvas de inyección de mercurio a través del gráfico S_{Hg}/P_C Vs. S_{Hg} , representando éste, el radio de garganta de poro que domina el flujo de la roca correspondiente. Los radios de garganta de poro correspondientes a 10, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 55, 60, 65, 70 y 75% de saturación de mercurio también fueron determinados.

Un programa que lleva a cabo un sistema de análisis estadístico a través de regresiones múltiples fue utilizado para establecer todas las relaciones empíricas (ver figura 3.7).

$$\begin{aligned} \log_{r_{10}} &= 0.459 + 0.500 * \log(K) - 0.385 * \log(\phi) \\ \log_{r_{15}} &= 0.333 + 0.509 * \log(K) - 0.344 * \log(\phi) \\ \log_{r_{20}} &= 0.218 + 0.519 * \log(K) - 0.303 * \log(\phi) \\ \log_{r_{25}} &= 0.204 + 0.531 * \log(K) - 0.350 * \log(\phi) \\ \log_{r_{30}} &= 0.215 + 0.547 * \log(K) - 0.420 * \log(\phi) \\ \log_{r_{35}} &= 0.255 + 0.565 * \log(K) - 0.523 * \log(\phi) \\ \log_{r_{40}} &= 0.360 + 0.582 * \log(K) - 0.680 * \log(\phi) \\ \log_{r_{45}} &= 0.609 + 0.608 * \log(K) - 0.974 * \log(\phi) \\ \log_{r_{50}} &= 0.778 + 0.626 * \log(K) - 1.205 * \log(\phi) \\ \log_{r_{55}} &= 0.948 + 0.632 * \log(K) - 1.426 * \log(\phi) \\ \log_{r_{60}} &= 1.096 + 0.648 * \log(K) - 1.666 * \log(\phi) \\ \log_{r_{65}} &= 1.372 + 0.643 * \log(K) - 1.979 * \log(\phi) \\ \log_{r_{70}} &= 1.664 + 0.627 * \log(K) - 2.314 * \log(\phi) \\ \log_{r_{75}} &= 1.880 + 0.609 * \log(K) - 2.626 * \log(\phi) \end{aligned}$$

Figura 3.7 Ecuaciones de Pittman

En esta investigación se utiliza el método de ápice, el cual es el mismo método utilizado por Pittman en su estudio, para establecer el radio de garganta de poro que domina el flujo, este método es tratado a profundidad en el capítulo correspondiente a la metodología ^[13].

3.4.2.- Magnetofacies

En estudios desarrollados en el laboratorio de petrofísica de PDVSA-INTEVEP se ha propuesto una clasificación por facies de la roca, con base en los

resultados obtenidos a partir del procesamiento de datos de las mediciones de RMN, éstas son las llamadas *magnetofacies*. Sin embargo, para lograr esto es necesario hallar primero, la ecuación característica del radio de garganta de poro según Pittman, representativo para el conjunto de muestras, y definir las constantes de la ecuación de permeabilidad de Timur-Coates (original o modificada).

El objetivo de hallar estas magnetofacies es establecer rangos del cociente de FFI/BFV, tales que definan por sí solos la calidad de roca, siendo este cociente equivalentes al rx. Para establecer dichos rangos es necesario determinar la relación entre rx y FFI/BFV, de la siguiente manera:

Según la ecuación general de Pittman se cumple que

$$\text{Log (rx)} = a + b * \text{Log } (\Phi) + c * \text{Log (K)} \quad (3.1)$$

Despejando Log (K) de la ecuación (3.1) se obtiene:

$$\text{Log (K)} = (1/c) * \text{Log (rx)} - (b/c) * \text{Log } (\Phi) - a/c \quad (3.2)$$

Según Timur-Coates se cumple que:

$$K = a' * \Phi^{b'} * (\text{FFI/BFV})^{c'} \quad (3.3)$$

Aplicando logaritmo a ambos miembros de la ecuación (3.3):

$$\text{Log (K)} = \text{Log (a')} + b' * \text{Log } (\Phi) + c' * \text{Log (FFI/BFV)} \quad (3.4)$$

Igualando las ecuaciones (3.2) y (3.4) para obtener curvas K vs. Φ parametrizadas por FFI/BFV en lugar de rx, se obtiene:

$$(1/c) * \text{Log (rx)} - (b/c) * \text{Log } (\Phi) - a/c = \text{Log (a')} + b' * \text{Log } (\Phi) + c' * \text{Log (FFI/BFV)}$$

Condicionando para eliminar la dependencia de porosidad: $b' = -b/c$

Resulta:

$$(1/c) * \text{Log}(r_x) - a/c = \text{Log } a' + c' * \text{Log}(FFI/BFV) \quad (3.5)$$

A partir de esta expresión (3.5) se definen las magnetofacies como rangos de FFI/BFV, los cuales son equivalentes a rangos de r_x . En el capítulo IV, sección 4.16 se describe como las magnetofacies se representan en una correlación gráfica K vs. Φ .

CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA

Para llevar cabo los propósitos perseguidos para la caracterización petrofísica a través de la aplicación de RMN en el campo El Furrial, se efectuó el proceso explicado a continuación:

4.1.- Selección de las muestras

Las muestras estudiadas corresponden a un pozo ubicado en el campo El Furrial, cuya identificación es FUL-NG, dichas muestras fueron tomadas del Sector Inferior de la Formación Naricual. El total de muestras a estudiar fue de 60, adquiridas entre 14330' y 14891,7' de profundidad. La selección de las muestras se llevo a cabo tomando en cuenta las distintas calidades de roca, para tener la oportunidad de estudiar todos los posibles casos presentes en este sector de la formación, representando las inevitables heterogeneidades del mismo.

4.2.- Limpieza de las muestras

Las muestras obtenidas se sometieron a un proceso de limpieza, esto para eliminar las impurezas existentes en las mismas. Para ello se utilizó un montaje llamado **Dean-stark**, el cual consiste en un sistema de recirculación.

El ya nombrado montaje consta de un balón aforado, en donde se agrega el solvente a utilizar. Dicho solvente al alcanzar su punto de ebullición, pasa en forma de gas a través de las muestras, las cuales se encuentran en el contenedor de las mismas, llamado **Portamuestras**, luego el solvente gaseoso pasa a través de un refrigerante haciéndolo condensar. Este solvente líquido condensado es tomado a través de una trampa, la cual al alcanzar cierto nivel, permite el paso del mismo a través de las muestras y llega nuevamente al balón en forma de líquido (ver figura 4.1).

Los solventes que se utilizaron para las muestras estudiadas fueron:

- ⇒ Metanol
- ⇒ Tolueno
- ⇒ Cloruro de metileno

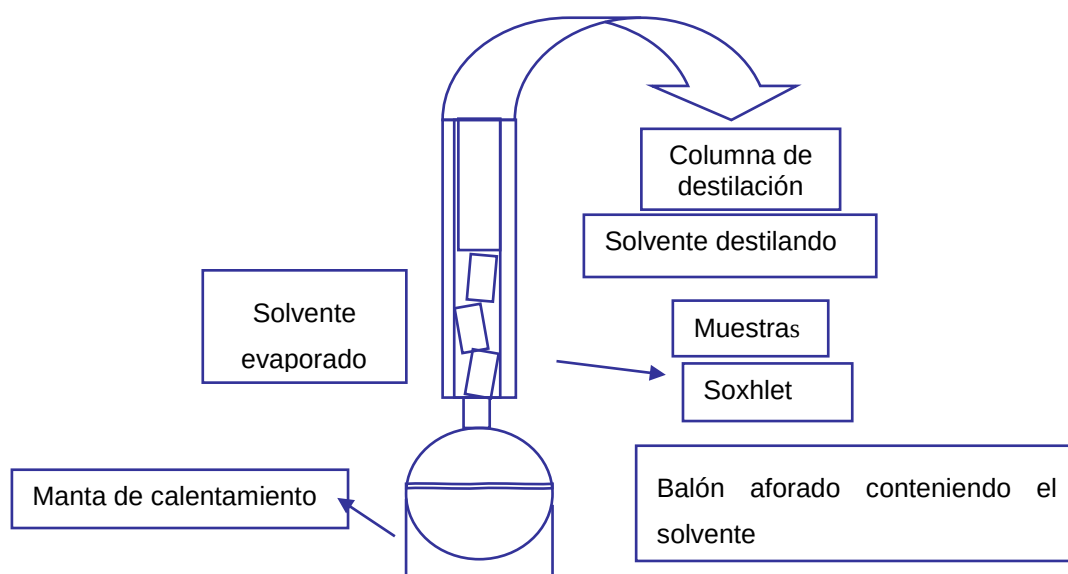


Figura 4.1 Montaje Dean-Stark

4.3.- Secado de las muestras

Posterior a la limpieza que se le efectuó a las muestras, éstas quedaron impregnadas de los diferentes solventes, por ello fue necesario someterlas a un proceso de secado.

Se introdujeron las muestras en un **horno de secado al vacío** a una temperatura de 190°F, de tal forma que los restos de solventes, que se encontraban en ellas se evaporaran y quedaran completamente secas.

Luego las muestras fueron llevadas a un **desecador** de manera tal que alcanzaran la temperatura ambiente sin absorber ningún tipo de humedad o eliminar la que se encontraba en ellas.

4.4.- Medición de dimensiones geométricas y peso

A través de un **vernier digital** marca *Mitutoyo*, de precisión de ± 0.001 , se midieron los correspondientes diámetros y altura de cada una de las muestras, en el apéndice A se muestran las dimensiones de los tapones estudiados. Este paso fue requerido para calcular el volumen total de cada uno de los tapones de la siguiente manera:

$$V_{Total} = \pi * r^2 * h \quad (4.1)$$

En donde, r = radio de la muestra

h = es la altura de la muestra

Por medio de una **balanza digital** *Ainsworth*, de precisión ± 0.001 , se pesaron las muestras secas, lo cual fue necesario para obtener los valores de porosidad y saturación como se explica más adelante (ver apéndice A).

4.5.- Saturación de las muestras

El agua de formación que se encuentra en el área de estudio posee una salinidad equivalente a una concentración de 17000 ppm de NaCl, por ende, las

muestras fueron saturadas con dicha solución. La mezcla de la solución se realizó con ayuda de un agitador magnético.

El conjunto de muestras fue sumergido en la salmuera dentro de un *byker* e inmediatamente fue llevado a la cámara de vacío. En esta cámara se someten las muestras a grandes presiones de vacío, de tal forma que el espacio poroso que se encuentre lleno de aire, se sature completamente con la solución salina. En la figura 4.2 se muestra el equipo utilizado.



Figura 4.2 Cámara de vacío para saturar

4.6.- Cálculo convencional de porosidad

Luego de saturadas las muestras, fue necesario pesarlas nuevamente para calcular de esta manera la porosidad por diferencia de peso, a través del siguiente cálculo:

$$Porosidad(\phi) = \frac{V_{poroso}}{V_{total}} = \frac{(P_{saturado} - P_{seco}) * Densidad(\rho)}{V_{total}} \quad (4.2)$$

En donde, P saturado = peso de la muestra saturada

P seco = peso de la muestra seca

V total = volumen total de la muestra

V poroso = volumen poroso

ρ = densidad del agua de formación

4.7.- Medición con la herramienta RMN

Las muestras fueron sometidas a mediciones de RMN con el equipo que se encuentra en el laboratorio de petrofísica de PDVSA-INTEVEP, el cual es marca Resonance Instrument modelo MARAN ULTRA. Esta herramienta posee dos electroimanes, los cuales son los encargados de producir un campo magnético estático, y una bobina la cual produce un campo magnético oscilante. Con los ya nombrados campos magnéticos es posible llevar a cabo las mediciones de T_1 y T_2 con los principios teóricos expuestos en el capítulo II.

Las muestras que se estudian en este equipo deben tener una dimensión aproximada de 1" a 2 1/2" de diámetro y 1" de longitud, de esta manera es posible considerar el campo magnético homogéneo.

Este instrumento está conectado a un computador, ya que requiere de un software específico para adquirir y procesar el decaimiento de la señal con respecto al tiempo. El software de adquisición trabaja bajo ambiente Windows y recibe el nombre de RiNMR versión 3.0. El ajuste multiexponencial a la señal es realizado por el programa WinDXP, el cual es capaz de aplicar la transformada inversa de Laplace y calcular la distribución de T_2 . Las figuras 4.3 y 4.4 corresponden a las fotografías del equipo utilizados en la investigación.



Figura 4.3 Equipo de resonancia Magnética nuclear



Figura 4.4 Celda para medición de la muestra del equipo RMN

El procedimiento específico seguido, para manejar el equipo de RMN y los software utilizados, se describe a continuación:

- ⇒ Fue necesario colocar el equipo en resonancia, esto se realizó llenando un portamuestras con agua destilada y se introdujo en la celda de medición o resonador (figura 4.4). El programa tiene diferentes secuencias de pulso, las

cuales se muestran al ir a la pestaña de la pantalla llamada **Pulse sequens** y cargándolas en **Load** (figura 4.5). Para este paso se utilizó la secuencia **FID.EXE**, luego se aplicó el comando **GO**, se rotó la curva de tal forma que actuara en valor absoluto e inmediatamente se aplicó la transformada de Fourier con el comando **FT**.

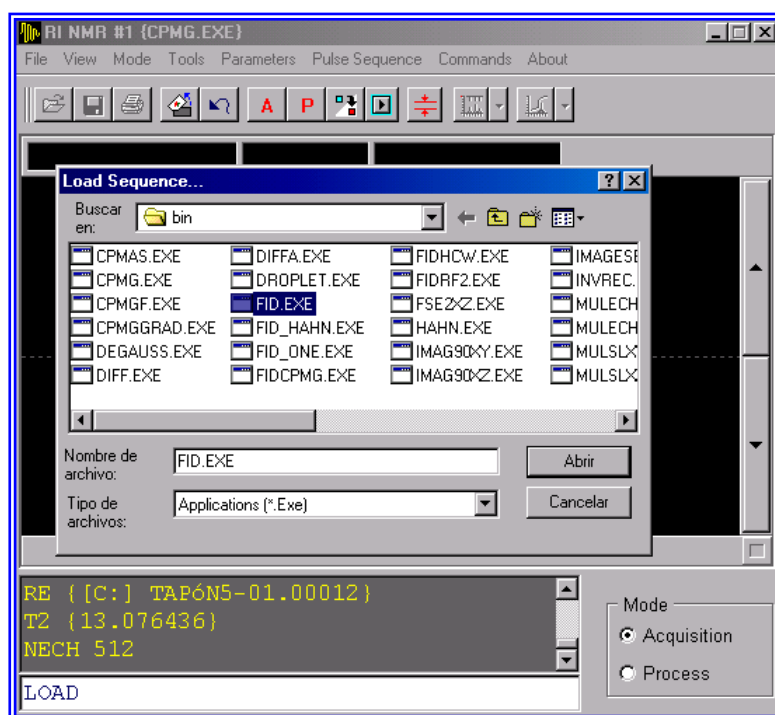


Figura 4.5 Ventana de selección

Es importante verificar que el punto máximo de la respuesta obtenida posea valor igual a cero en la coordenada abscisa, lo que garantiza que el equipo está en resonancia. Para ello se fue a la pantalla inicial (ver figura 4.6) y a través del eje principal se confirmó su posición.

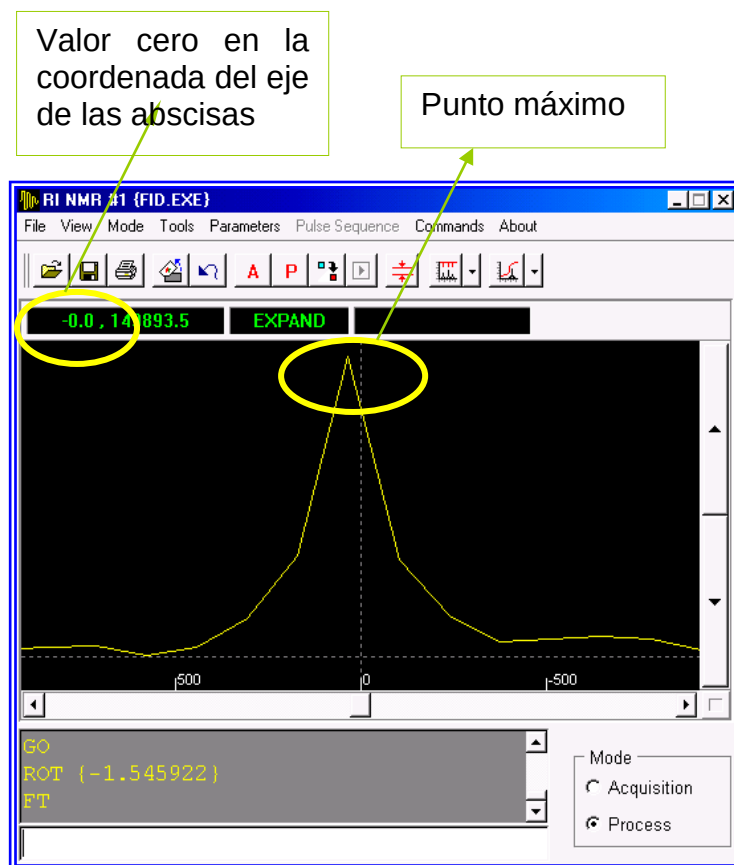


Figura 4.6 Ventana de verificación del punto máximo

⇒ Para medir T_1 se introdujo la muestra en el resonador y utilizando la secuencia **INVREC.EXE**, se creó una lista de los tiempos D1 (ver capítulo II, sección 2.2.2.4.1) a los cuales se realizaron las mediciones; posteriormente se aplicó el comando **.T1** para dar inicio a la medición. La señal presenta la forma aproximada mostrada en la figura 4.7.

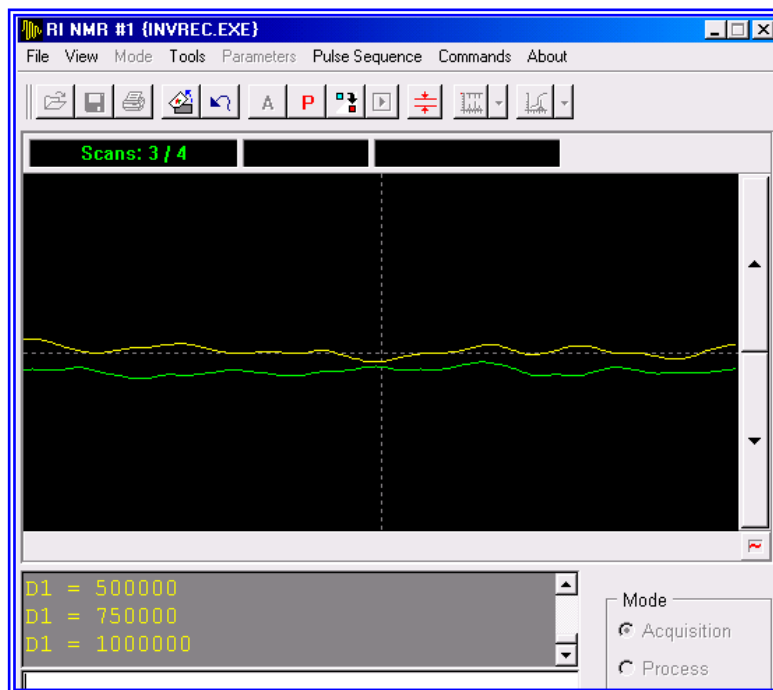


Figura 4.7 Ventana de la corrida para obtener T1

El propósito principal de la medición de T_1 es el de determinar el RD o Recovery Delay mínimo que se requiere para obtener una polarización total de los núcleos de hidrógeno en dirección al campo magnético estático. Cuando ha transcurrido el tiempo T_1 se garantiza que el 67% de los núcleos están polarizados, en consecuencia, para confirmar que dichas partículas están polarizadas en su totalidad se utiliza un RD igual a 5 veces el T_1 .

⇒ La medición de T_2 se realizó a través de la secuencia **CPMG.EXE**. Luego de ejecutarla se utilizó el comando **GO** para comenzar el proceso. Al concluir éste, se rotó la curva a través del comando **ROT** (ver figura 4.8) y se empleó el comando **T2**, para mostrar la curva de decaimiento de la señal, junto con el ajuste aproximado tipo monoexponencial.

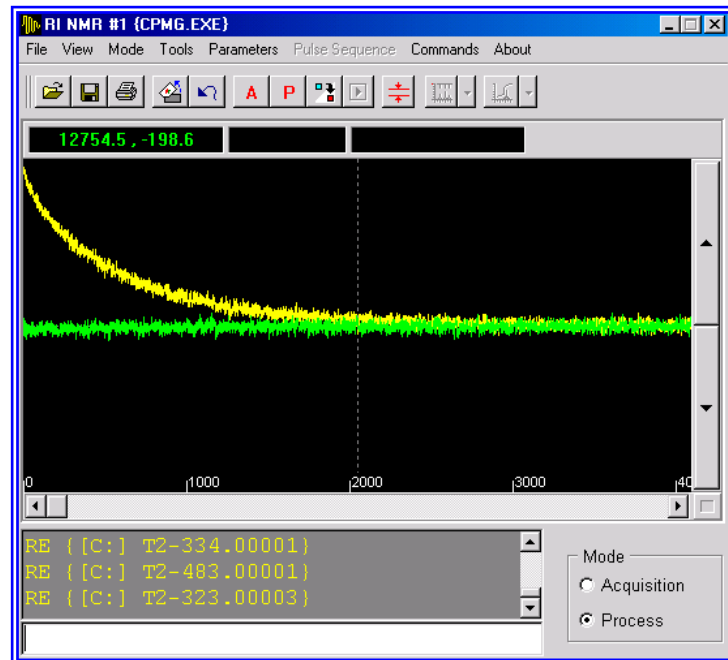


Figura 4.8 Ventana de medición de T2 luego de rotar la curva

Es importante dar a conocer los parámetros utilizados durante las mediciones de T_2 , ya que estos pueden servir como guía para futuras investigaciones. A continuación se presentan rangos de los parámetros utilizados en este trabajo:

Para las muestras 100% saturadas:

N° de Scans: 64 - 128

N° de Ecos: (fue clasificado según la petrofacies):

Microporosa: 32 - 2048

Mesoporosa: 128 - 2048

Macroporosa: 512 - 4096

Megaporosa: 2048 - 8192

RD :

Microporosa: 800000 - 2500000 μs

Mesoporosa: 100000 - 3000000 μs

Macroporosa: 500000 - 5500000 μs

Megaporosa: 650000 - 3000000 μs

En el apéndice F, se muestran todos los parámetros utilizados para cada una de las muestras.

Se observa que a medida que aumenta la calidad de roca aumenta el número de ecos utilizados, esto puede ser debido a que la roca aumenta su capacidad de almacenamiento, en consecuencia, hay más fluido y se hace indispensable mayor cantidad de ecos para que la herramienta sea capaz de medir la respuesta de todos los núcleos.

Seguidamente, se guardaron los resultados de la medición mediante el comando **WR**, para procesarla a través del software **WinDXP**. Estos pasos se siguieron para cada una de las muestras.

⇒ Los datos obtenidos de las mediciones fueron procesados a través del programa **WinDXP**, obteniéndose la distribución de T_2 y el área bajo la curva de la misma, la cual será requerida para los cálculos de las propiedades petrofísicas de la roca. La respuesta puede ser observada en la figura 4.9.

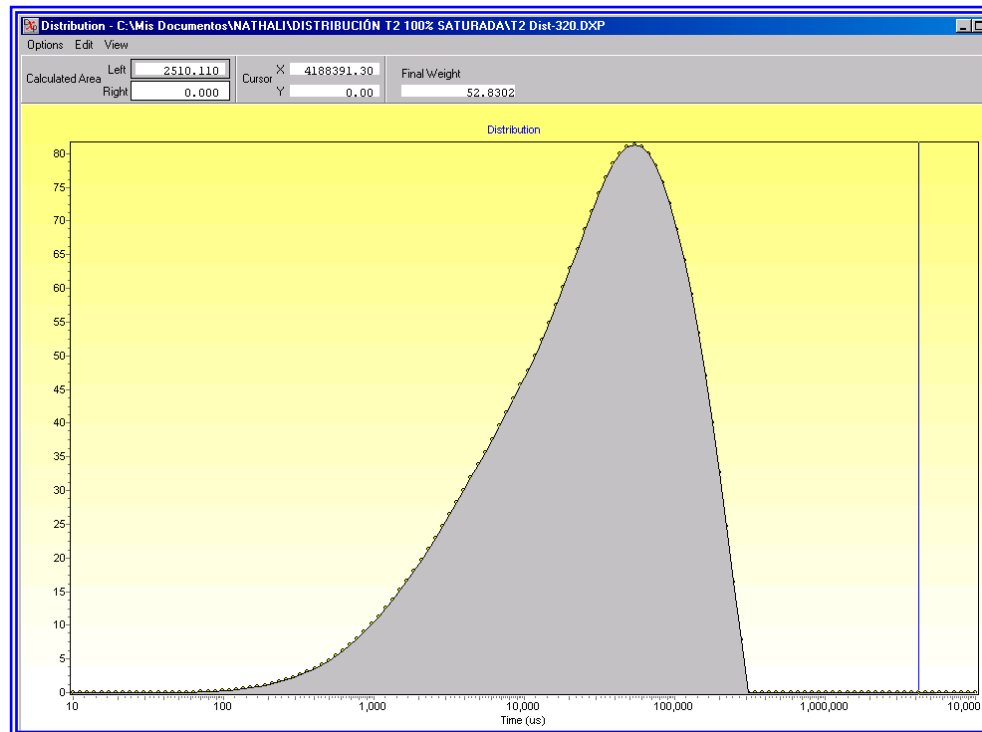


Figura 4.9 Distribución obtenida a través del programa WinDXP

4.8.- Cálculo del área equivalente

Para el cálculo de la porosidad y saturación de agua a través de la medición de RMN fue necesario realizar el cálculo del área bajo la curva de distribución T_2 , correspondiente a un volumen de agua equivalente al volumen de la muestra.

Para ello se midieron diferentes volúmenes de agua de formación con la herramienta RMN, obteniendo el área bajo la curva de distribución de cada uno de estos. El resultado de cada medición se obtiene a partir del promedio de la

suma de mediciones individuales entre el número de éstas. Este proceso llamado normalización facilita el aumento de la relación señal-ruido (S/N), lo cual disminuye el error de las mediciones.

Luego se graficó el área normalizada vs. el volumen de agua utilizado y se halló la mejor recta ajustada a estos puntos (que pase por el origen). A través de esta relación es posible hallar el área correspondiente a cada volumen individual de las muestras y es la llamada *Área equivalente*. En la figura 4.10 se muestra la recta de área equivalente derivada para el agua de formación de 17000 ppm.

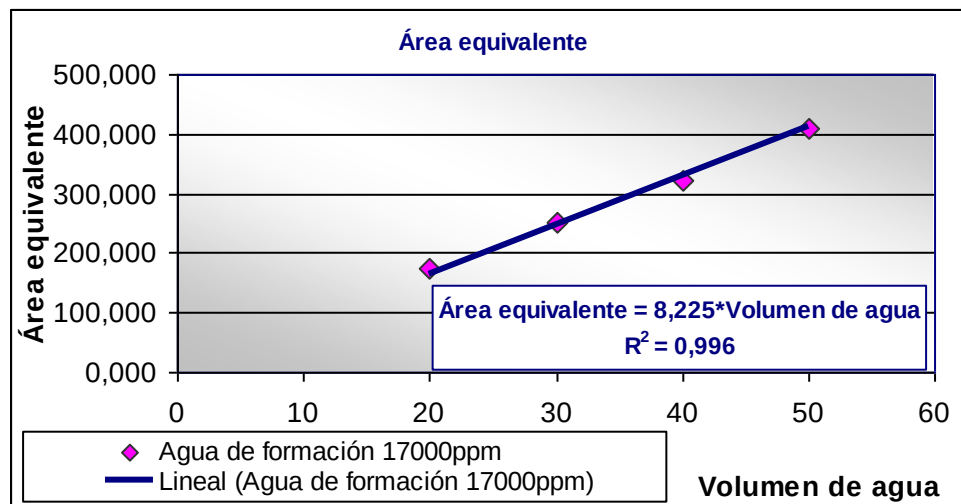


Figura 4.10 Recta de ajuste para obtener el área equivalente

4.9.- Cálculo de la porosidad RMN

El tratamiento de la información que proporciona la distribución de T_2 para conseguir los valores de porosidad RMN, se efectuó por medio de la siguiente ecuación:

$$\phi_{RMN} = \frac{A_{100\%saturada}}{A_{equivalente}} \quad (4.3)$$

En donde $A_{100\% \text{ saturada}}$ es el área correspondiente a la distribución obtenida para la muestra saturada al 100%

$A_{\text{equivalente}}$ es el área obtenida a través del gráfico de equivalencia explicado en la sección 4.8.

Esta ecuación representa una especie de proporcionalidad a la ecuación original de porosidad (ecuación 4.2), en donde el volumen poroso está representado por $A_{100\% \text{ saturada}}$ y el volumen total por $A_{\text{equivalente}}$.

4.10.- Drenaje de las muestras y obtención de curvas de presión capilar por método convencional

Para seguir con el proceso de medición fue requerido llevar las muestras a saturación de agua irreducible. Esto se logró por medio del método del plato poroso. En el laboratorio se utilizó el equipo llamado *Soilmoisture Ceramic Plate Extractor 15 Bar Cat # 1500*. Dicho equipo utiliza como plato poroso un disco de cerámica recubierto en la parte inferior por una membrana plástica flexible, la cual permite retener cierta cantidad de fluido. El mencionado disco está conectado a un conductor de fluido plástico, que permite llevar el fluido que drena de las muestras a un recipiente (ver figura 4.11).



Figura 4.11 Plato poroso

El fluido con que se desplazó el agua contenida en los tapones fue helio. Los diferenciales de presión fueron de 1,5 lpc hasta llegar a 10,5 lpc, a partir de este valor los diferenciales fueron de 10 lpc. Por cada diferencial, cuando el drenaje cesaba, los tapones se pesaban para luego calcular la saturación correspondiente a esa presión e ir obteniendo de esta manera las curvas de presión capilar para cada muestra. Es importante acotar que las muestras a las que se les efectuaron las curvas de presión capilar se sometieron a una presión máxima de 30 lpc, y las muestras que se drenaron directamente hasta S_{wi} se les aplicó una presión máxima de 120 lpc .

Para acelerar el proceso de drenaje de los tapones se colocó a cada muestra una membrana semipermeable, que consistía en un trozo de papel muy fino humedecido, luego sobre éste se impregnó la parte inferior de las muestras con tierra *Diatomea* (compuesta por diversas sales), la cual ayuda al proceso de absorción de fluidos, por parte del plato poroso.

4.11.- Cálculo convencional de saturaciones de agua

Como se mencionó anteriormente, para cada diferencial de presión fue necesario calcular la saturación de agua presente en ese momento, y así obtener las curvas de presión capilar por el método convencional. La saturación de agua presente para cada presión se dedujo por medio de la siguiente ecuación (4.4):

$$S_w = \frac{\left(\frac{P_{Drenado} - P_{seco}}{Densidad} \right)}{V_{total} * \phi_{grav.}} \quad (4.4)$$

Donde, $P_{drenado}$ = es el peso de la muestra que ha sido sometida a drenaje

P_{seco} = es el peso de la muestra totalmente seca

Densidad = es la densidad correspondiente al agua equivalente al agua de formación (1.006 g/cc).

V_{total} = es el volumen total de la muestra

Φ_{grav} = es la porosidad calculada por método convencional.

Posteriormente, se graficaron las presiones adecuadas para cada saturación de agua, obteniendo así las curvas de presión capilar. La ecuación 4.4 fue también aplicada para la determinación de la saturación de agua irreducible.

Las muestras drenadas se midieron nuevamente a través de la herramienta RMN siguiendo el mismo proceso explicado en la sección 4.7, tomando en cuenta que los parámetros de la herramienta fueron variados para cada muestra. Este paso fue necesario para conseguir el área bajo la curva de distribución de T_2 , correspondiente a las muestras drenadas, ya que las mismas iban a ser requeridas para cálculos posteriores.

4.12.- Cálculo de saturación de agua irreducible RMN

Luego de que las muestras fueron medidas a S_{wi} con la herramienta RMN, se obtuvo la distribución de T_2 . Por medio de la ecuación 4.5 es posible obtener la saturación de agua irreducible:

$$S_{wi} = \frac{A_{\text{drenado}}}{A_{\text{saturado}}} \quad (4.5)$$

En donde, S_{wi} = saturación de agua irreducible

A_{drenado} = área bajo la curva de distribución T_2 obtenida para el tapón drenado por medio del plato poroso

A_{saturado} = área bajo la curva de distribución T_2 obtenida para el tapón 100% saturado.

Hasta este punto las mediciones de laboratorio ya habían finalizado y los puntos subsiguientes son sólo métodos aplicados para procesar los datos obtenidos.

4.13.- Permeabilidad RMN

Los métodos aplicados para hallar esta propiedad son definidos en el capítulo II (secciones 2.3.2.2 y 2.3.2.3), sin embargo, en esta sección se va a detallar el proceso empleado.

Recordando que las ecuaciones Timur Coates y Timur Coates modificada, son las que se presentan a continuación:

Timur Coates:

$$k_{RMN} = a' * \phi_{RMN}^{b'} * \left(\frac{FFI}{BFV} \right)^{c'} \quad (2.13)$$

Timur Coates modificado:

$$K_{RMN} = a' * \phi_{RMN}^{b'} * \left(\frac{1}{BFV} \right)^{c'} \quad (2.14)$$

Ambos métodos dependen de la porosidad RMN, del Índice de Fluido Libre (FFI) y Volumen de Fluido Ligado (BFV), cuyos conceptos se explicaron en el capítulo II (sección 2.3.2.2).

Las constantes involucradas en ambos métodos (a' , b' y c') fueron halladas de tal forma, que las permeabilidades RMN presenten el mínimo error con respecto a las permeabilidades convencionales (apéndice B). Las muestras estudiadas ya contaban con análisis de permeabilidad al aire, el cual fue realizado por otro laboratorio (Core Lab); en consecuencia, la permeabilidad RMN se comparó con ésta. Como se

explica en el capítulo III, para hallar las magnetofacies se realizan algunas suposiciones, las cuales también se toman en cuenta en esta sección de procesamiento de los datos. Una de ellas es que $b' = -b/c$; en donde b y c son constantes pertenecientes a la ecuación de Pittman.

Se graficó K_{conv} vs. K_{RMN} suponiendo un valor de inicialización tanto para a' como para c' , debido a que b' ya está definido por medio de la condición anterior. Seguidamente, se determinó el coeficiente de correlación entre este conjunto de datos; en vista de que a' es una constante de proporcionalidad, la misma no afecta al coeficiente de correlación, en consecuencia el factor determinante es c' . Con la herramienta matemática *solver* de la hoja de cálculo *Excel*, se halló el factor c' , tal que maximice el coeficiente R^2 de esta serie de datos. Una vez determinadas, b' y c' , se precisó el valor de a' al comparar la tendencia lineal con una recta de 45° , de manera que los valores de K_{RMN} fuesen los más similares posible a K_{conv} .

4.14. - Método de Ápice

Para hallar el radio de garganta de poro promedio que domina el flujo del conjunto de muestras que se están estudiando, se hizo necesario aplicar el método de Ápice que se describirá en esta sección.

Tomando los valores de presión capilar y saturación de mercurio se grafica el cociente de saturación de mercurio sobre presión capilar (SHg/P_c) versus saturación de mercurio (SHg), obteniendo una curva cuyo máximo representa el ápice (ver figura 4.12). La abscisa de este punto, según Pittman, representa la saturación de mercurio, correspondiente al radio de garganta que domina el flujo, lo cual permite seleccionar la ecuación de Pittman, que describe esta variable en

función de la porosidad y permeabilidad (las ecuaciones de Pittman son presentadas en el capítulo III).

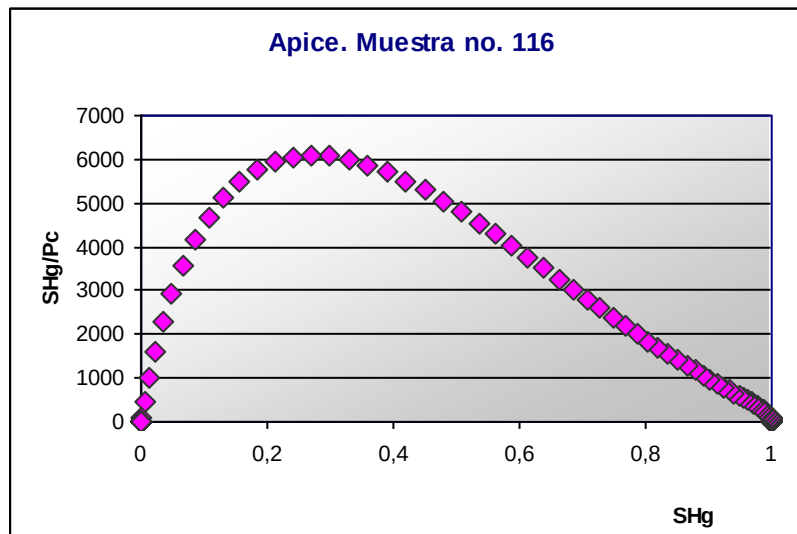


Figura 4.12 Curva de Ápice correspondiente a la muestra 116

En principio, esta técnica requiere de las curvas de **presión capilar por inyección de mercurio**, sin embargo, apoyados en las mediciones RMN en muestras saturadas con agua, se pudo determinar las curvas de ápice como se explica a continuación.

La presión capilar es directamente proporcional a $1/T_2$ (Ecuación R.9, apéndice R); los valores de T_2 son obtenidos de la de las medidas de RMN. Es importante aclarar que la herramienta mide o es sensible a absolutamente todo el fluido que se encuentra en la muestra, por ende, no diferencia entre saturación irreducible o fluido movable, es por esta razón, que la curva Pc_{RMN} se hace asíntota a ambos ejes del gráfico. La Pc_{RMN} representa un índice, ya que no incluye explícitamente los efectos de tensión superficial y ángulo de contacto.

La curva presenta la forma mostrada en la figura 4.13, este gráfico corresponde a la muestra 116.

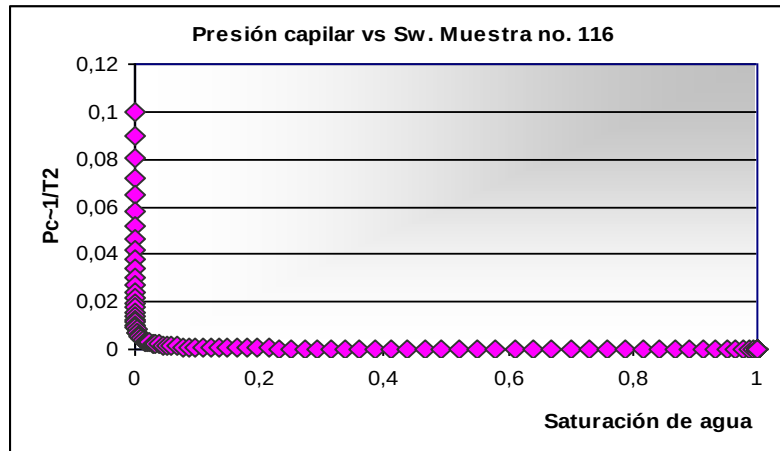


Figura 4.13 Curva de Presión Capilar RMN

Considerando que el fluido no mojante está representado por el mercurio y el fluido mojante por el agua, se cumple que:

$$SHg = 1 - Sw \quad (4.7)$$

En donde, SHg = saturación de mercurio,

Sw = saturación de agua

A su vez que la saturación de agua (Sw) se determina por medio de los datos de RMN de la siguiente forma:

$$Sw_{RMN} = \frac{\phi_{Acumulada}}{\phi_{Acumulada \quad total}} \quad (4.6)$$

En donde, S_w = Saturación de agua

$\Phi_{Acumulada}$ = es la porosidad acumulada obtenida para cada valor de tiempo correspondiente a la distribución.

$\Phi_{acumulada\ total}$ = es la porosidad acumulada total, de todos los tiempos de la distribución, representaría la porosidad RMN.

De esta manera, sin considerar factores de escalamiento que no alteran la forma de la curva, la gráfica SHg/P_c vs. SHg es equivalente a $(1-S_w) \cdot T_2$ vs $(1-S_w)$, la cual se obtiene en su totalidad de la medidas de RMN.

Cuando es preciso analizar el conjunto de muestras en función de determinar el radio de garganta de poro que domina el flujo (como es el caso estudiado), se representan las curvas de ápice de cada una de las muestras en un solo gráfico. Seguidamente, al definir el ápice de todas las curvas, se traza la recta que mejor se ajuste a estos máximos; la intercepción con el eje de las abscisas, corresponde a la saturación de mercurio a utilizar para seleccionar la ecuación de Pittman (r_x) y así obtener el radio de garganta poral que domina el flujo.

Esta fue la técnica aplicada para el conjunto de muestras obtenidas del pozo FUL-NG. Con el objetivo de ilustrar este método, se expone el resultado obtenido en la figura 4.14; mientras que los resultados específicos se presentan en el capítulo correspondiente a “Análisis de resultados” (Capítulo V, sección 5.5)

En este estudio la saturación de mercurio obtenida fue de 34,11%, es por ello que se hizo necesario seleccionar la ecuación de Pittman representativa para el conjunto de muestras entre r_{30} y r_{35} , aspecto que se discute en el análisis de resultados.

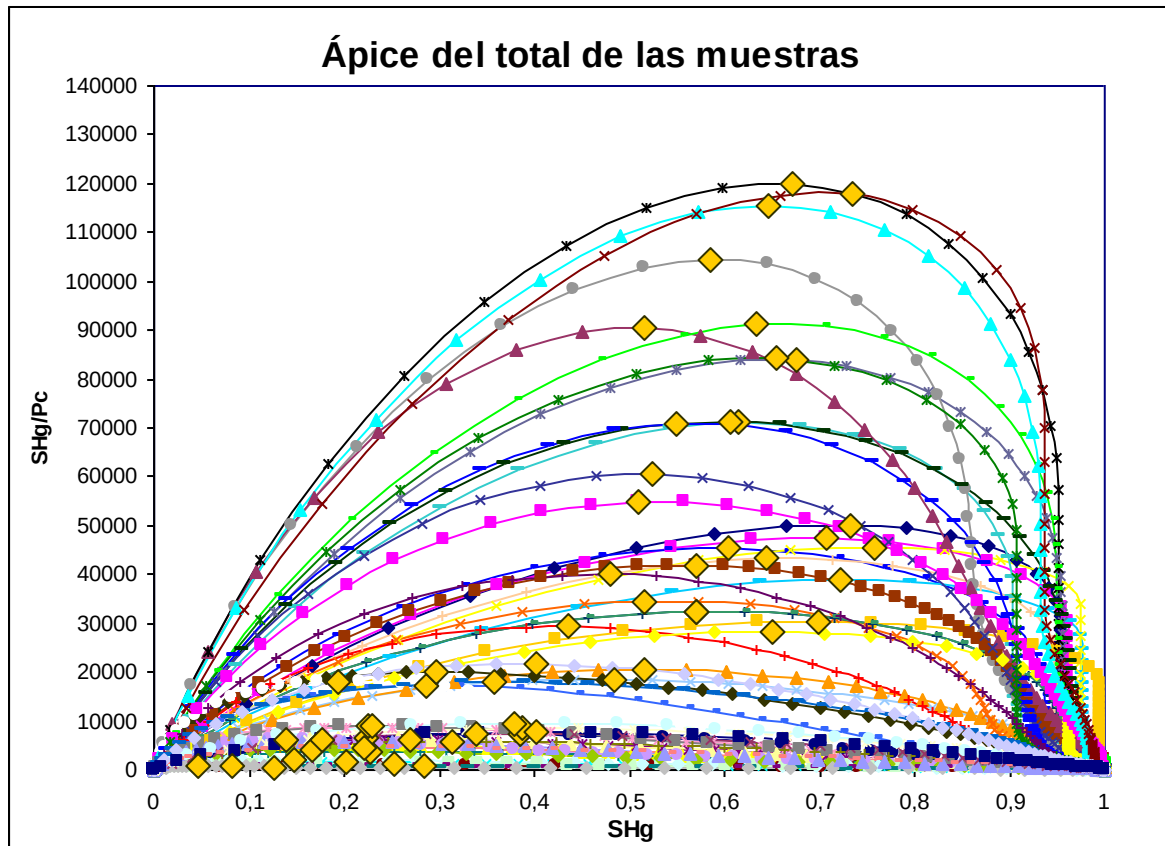


Figura 4.14 Curvas de ápice del conjunto de muestras en estudio

4.15.- Clasificación por petrofacies

Luego de seleccionada la ecuación de Pittman, es posible clasificar por petrofacies al conjunto de muestras. De comienzo se trazaron las curvas de petrofacies, considerando la ecuación de Pittman (en forma general) como:

$$\text{Log } r_x = a + b * \text{Log } (\Phi) + c * \text{Log } (K) \quad (4.8)$$

En donde, r_x = es el radio de garganta poral correspondiente a una saturación de mercurio x (micrones)

Φ = es la porosidad en (%)

K = es la permeabilidad (mD)

a, b y c = son constantes definidas en cada ecuación de Pittman.

Se despejó Log (K), resultando:

$$\text{Log (K)} = (\text{Log } r_x - a - b * \text{Log } (\Phi))/c \quad (4.9)$$

Para delimitar los rangos de petrofacies, se fijó el radio de garganta poral (los rangos utilizados se muestran en el capítulo III, tabla 3.1) y la porosidad se varió de 0% a 47,5% (esto es para cada uno de los valores de radio de garganta poral), luego para cada valor de porosidad se halló el valor de permeabilidad y se llevaron los valores a un gráfico Log (K) vs. Porosidad.

Para clasificar las muestras según sus petrofacies, se reportaron sus valores de permeabilidad vs. porosidad en un gráfico en donde se trazaron las curvas que delimitan las petrofacies, obteniendo un resultado similar al mostrado en la figura 4.15.

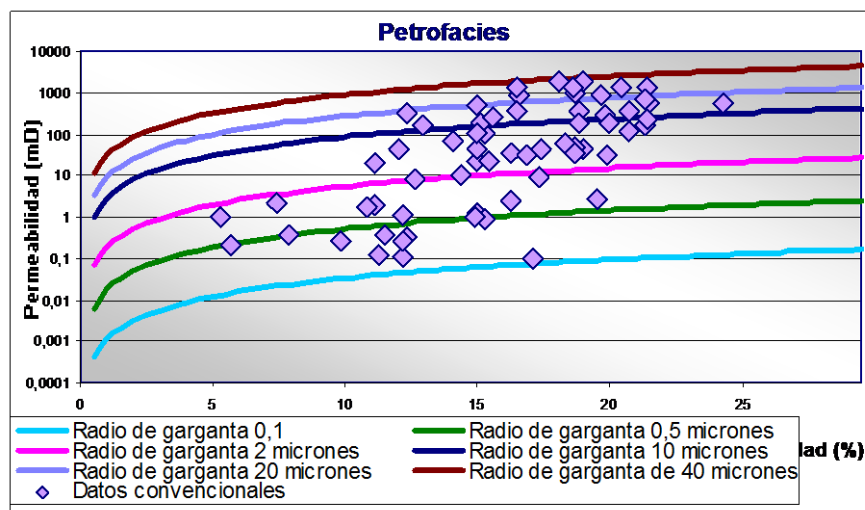


Figura 4.15 Petrofacies

4.16.- Clasificación por Magnetofacies

Tomando como base la explicación dada en el capítulo III, sección 3.4.2, se desarrolla el método de obtención de magnetofacies.

A partir de la ecuación 4.10 (la cual proviene de un despeje realizado a la ecuación 3.5) se obtuvieron los valores de FFI/BFV equivalentes a los rangos de radio de garganta de poro (r_x) que definen las petrofacies.

$$\frac{FFI}{BFV} = 10^{\left(\frac{1}{c'}\right) * \left[\frac{\text{Log}(r_x)}{c} - \frac{a}{c} - \text{Log}(a') \right]} \quad (4.10)$$

Por medio del modelo Timur-Coates (Capítulo II, sección 2.3.2.2) se definen gráficamente las magnetofacies. Esto se realiza fijando el cociente de FFI/BVF (con los rangos hallados por medio de la ecuación 4.10), seguidamente se varió la porosidad de 0% a 47,5% y se determinó la permeabilidad correspondiente a cada uno de estos valores. Luego se reportan K y Φ (halladas por los distintos métodos aplicados) en el mismo gráfico donde se encuentran las curvas que definen las magnetofacies, presentando una forma similar al gráfico de petrofacies (figura 4.15).

CAPÍTULO V: PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se discuten los resultados derivados de todas las mediciones y cálculos realizados con los datos obtenidos para obtener porosidad, saturación de agua, T_2 de corte característico, índice de fluido libre, volumen de fluido ligado, presión capilar, permeabilidad, petrofacies y magnetofacies.

5.1.- Porosidad

La porosidad RMN fue calculada a través del área bajo la curva de la distribución de T_2 para muestras 100% saturadas (ecuación 4.3, capítulo IV) y la porosidad gravimétrica a través de la diferencia de pesos (ecuación 4.2, capítulo IV). En esta sección, el análisis se basa en la comparación de los resultados de porosidad obtenidos a través de estos dos métodos.

Es relevante recalcar que la porosidad derivada tanto por gravimetría como por RMN, es porosidad efectiva, ya que, cuando la muestra es saturada el fluido sólo llega a aquellos poros que se encuentran interconectados y no a poros aislados, por consiguiente, la porosidad que se obtiene no es porosidad absoluta.

En la figura 5.1 el coeficiente de correlación entre porosidad gravimétrica y RMN obtenida es igual a 0.96, lo que implica que la porosidad RMN exhibe valores muy cercanos a los obtenidos por diferencia de peso, siendo este último, el método que generalmente es aplicado para hallar dicha propiedad. Se confirma que el área bajo la curva de distribución de T_2 , para la muestra 100% saturada, está relacionada con la porosidad, por medio de la ecuación (4.3), presentada en el capítulo IV, lo que señala que la nueva metodología aplicada es eficaz para hallar dicha propiedad. Los resultados específicos se encuentran en los apéndices C y D.

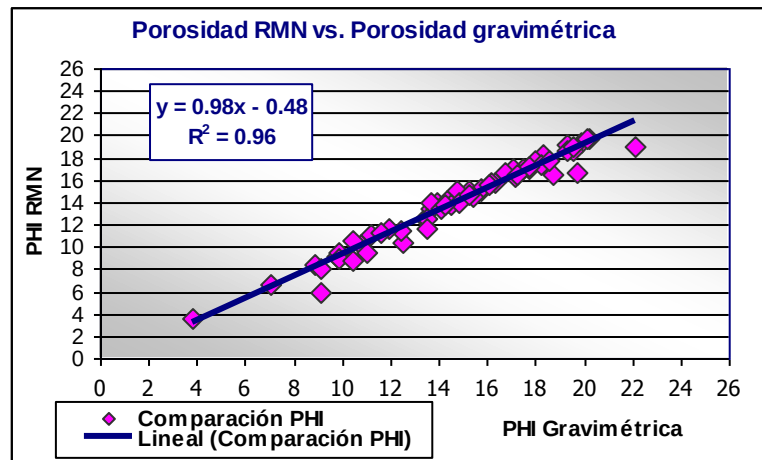


Figura 5.1 Comparación de porosidad RMN y porosidad gravimétrica

Se observa además en los resultados (Apéndice E), que el 93.3% de las muestras estudiadas presentan un valor menor de porosidad RMN con respecto al de porosidad gravimétrica, esto podría atribuirse a que la herramienta posee un tiempo mínimo de medición, dicho tiempo puede ser considerado como “tiempo muerto”, lo que implica, que no se realiza medición del fluido durante este lapso, es decir, existe una muy pequeña cantidad de fluido cuyos hidrógenos no son tomados en cuenta y es por ello que el valor de la porosidad RMN es menor. Adicionalmente, el campo magnético estático presenta heterogeneidades de borde, lo cual eventualmente reduce la eficiencia en la polarización total de los núcleos. No obstante, los resultados son favorables ratificando la efectividad de la herramienta, ya que la diferencia no es determinante en los resultados, esto se evidencia en la figura 5.1.

Adicionalmente, a las muestras analizadas les fue ejecutado previamente un estudio de porosidad a través del laboratorio Core Lab (ver Apéndice B). Este estudio fue realizado utilizando un porosímetro de helio (equipo CMS-300). Para demostrar que las mediciones elaboradas por medio de RMN son válidas, se compararon con estos valores como se observa en la figura 5.2. El coeficiente de correlación R^2 obtenido (figura 5.2) es igual a 0.91, es decir, la tendencia lineal aplicada se aleja del conjunto de

datos en menos de 10% y siendo la pendiente de la misma 0.97, muy cercana a 1, que correspondería a una recta de 45°, la cual se obtuviera si los resultados de porosidad RMN y porosidad Core lab fuesen exactamente iguales. Esto expresa claramente que las mediciones RMN son tan valederas como cualquier medición convencional, haciendo hincapié en que estas mediciones (Core Lab) fueron efectuadas por un laboratorio ajeno a la industria.

Igualmente, se compararon las porosidades gravimétricas y Core Lab, presentando una correlación de 0.96 (ver Apéndice E). Es evidente que el grado de alejamiento entre estas dos mediciones es muy pequeño, como se observa en la figura 5.3. Esto es útil para confirmar que el modelo de comparación a través de la porosidad gravimétrica vs. RMN es eficiente, ya que al comparar esta porosidad (gravimétrica) con la calculada por otro laboratorio, presentan una correlación bastante alta, lo que manifiesta la confiabilidad de la medición de porosidad por diferencia de peso realizada en este estudio.

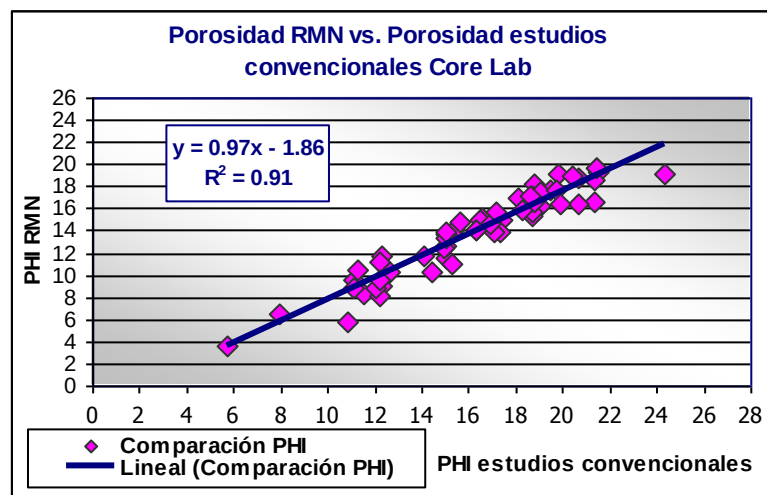


Figura 5.2 Comparación de porosidad RMN y porosidad Core Lab

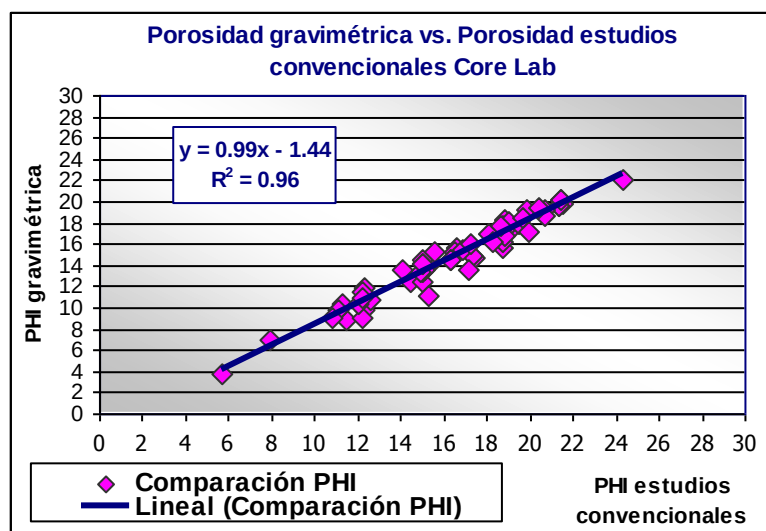


Figura 5.3 Comparación de la porosidad gravimétrica y porosidad Core Lab

El error de la porosidad RMN con respecto a la porosidad gravimétrica se expone en el gráfico 5.4, como un histograma de frecuencia referente al número de muestras estudiadas. Es obvio que la mayoría de las muestras presentan un error menor al 3%, manifestando un buen acercamiento entre los dos conjuntos de valores y revelando una vez más lo competente de las mediciones RMN.

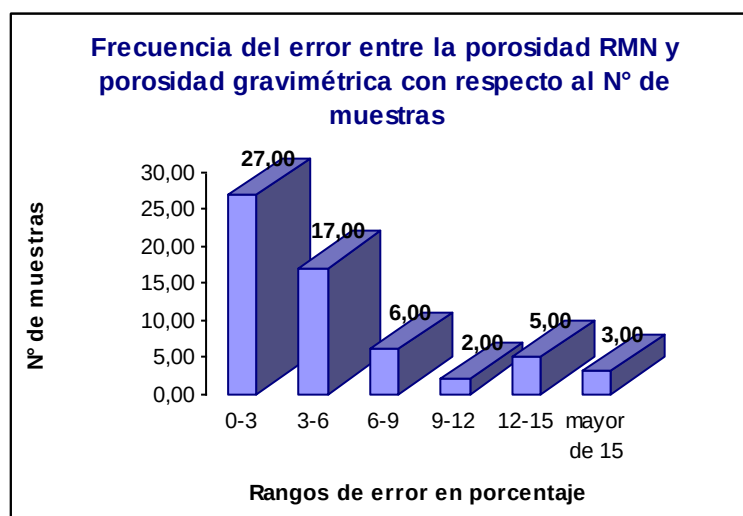


Figura 5.4 Frecuencia del error entre porosidad RMN y porosidad gravimétrica con respecto al número de muestras

En el gráfico 5.5 se despliegan los rangos de porosidad presentes en cada una de las mediciones con respecto al número de muestras. Se observa que el mayor número de muestras se encuentra en el rango de 15 - 20%, seguidamente de 10 - 15%, lo cual es ventajoso para la formación, ya que a mayor porosidad efectiva son superiores las posibilidades de tener mayores reservas explotables. También se hace notar que a pesar de tratarse de tres métodos de medición totalmente diferentes, el rango de porosidad predominante es el mismo 15 - 20%, es decir, que aproximadamente la misma cantidad de muestras presentan estos valores de porosidad. Este resultado era de esperarse como consecuencia de las buenas correlaciones obtenidas en las comparaciones entre los métodos presentados.

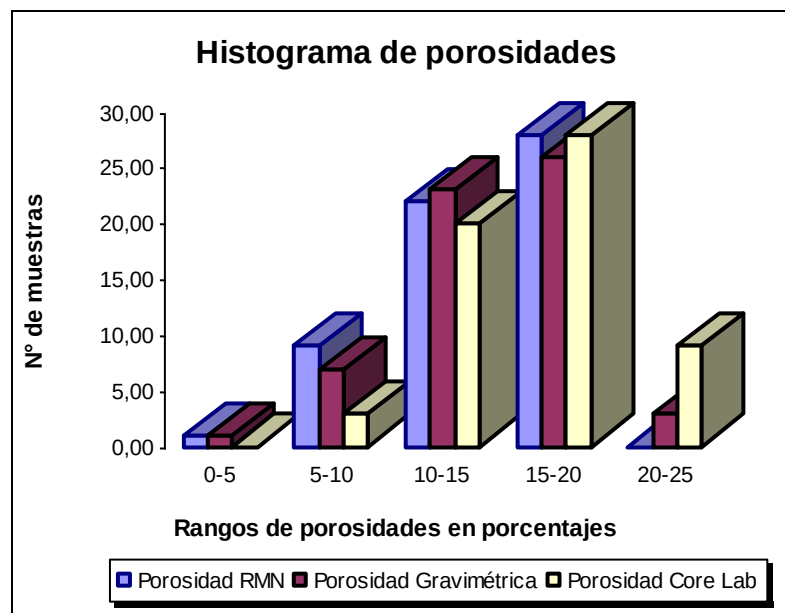


Figura 5.5 Histograma de porosidades

5.2.- Saturación de agua irreducible

En este estudio se realizó el cálculo de saturación de agua irreducible por diferencia de peso (ecuación 4.4, capítulo IV) y por medio de las mediciones efectuadas

con la herramienta RMN, utilizando la ecuación 4.5. Los resultados obtenidos se muestran en los apéndices G y H, y a continuación se discuten los mismos.

Por medio de la figura 5.6, se observa que la correlación entre las diferentes mediciones es prácticamente 1, colocando en evidencia que el método para hallar la saturación de agua irreducible RMN es tan competente como el método convencional por diferencia de peso. En el apéndice I se encuentran los resultados detallados de ambos métodos empleados.

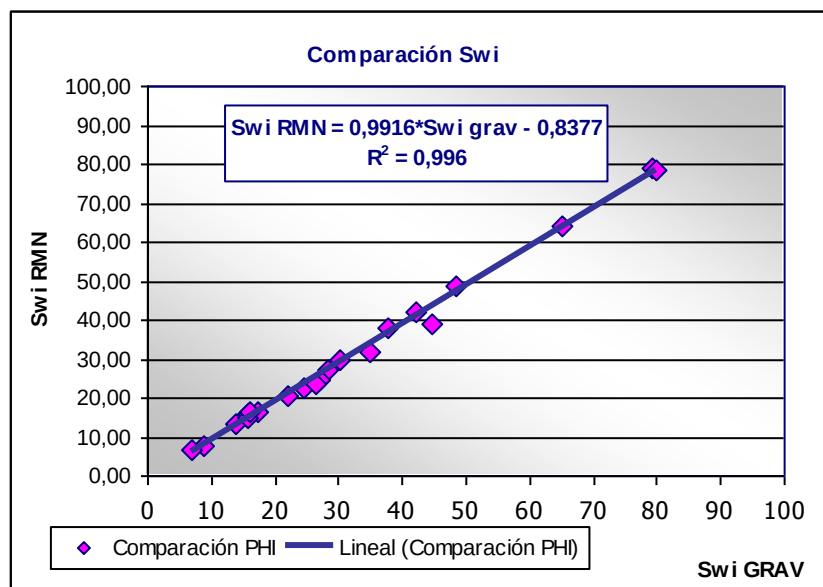


Figura 5.6 Saturación de agua irreducible RMN vs. Saturación de agua irreducible gravimétrica

Seguidamente, se presenta el histograma de frecuencias del porcentaje de saturación de agua irreducible contenido en las muestras (tanto RMN como convencional) con respecto al número de muestras estudiadas, figura 5.7.

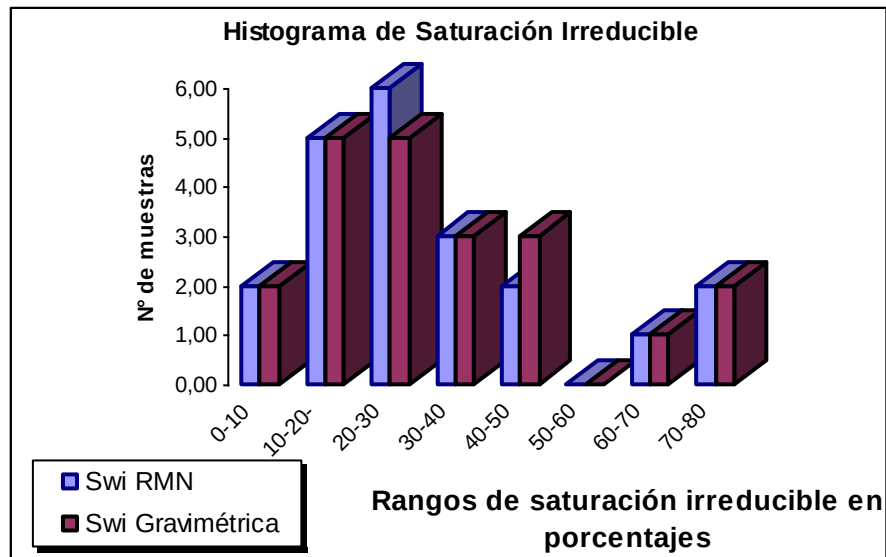


Figura 5.7 Histograma de saturación de agua irreducible

Como se observa en el gráfico 5.7 existe gran variedad de valores de saturación de agua irreducible (Swi), pero la mayoría de las muestras están en un rango de 20 a 30%. Se hallan muestras con Swi mayor a 60% y hasta 80%, la causa de esto radica en que estas muestras poseen radios de garganta de poro sumamente pequeños, haciendo que las fuerzas capilares sean mayores ocasionando una aumento en el volumen agua irreducible.

En la figura 5.8 se expone la frecuencia de errores entre Swi RMN y Swi gravimétrica, en dicho gráfico se destaca que la gran mayoría de las muestras presentan un error menor al 3% (ver apéndice I), favoreciendo a la nueva tecnología aplicada. Por los resultados obtenidos, es posible decir que los valores conseguidos por medio de RMN son bastante confiables, lo cual favorece su aplicación de manera estándar a gran cantidad de formaciones.

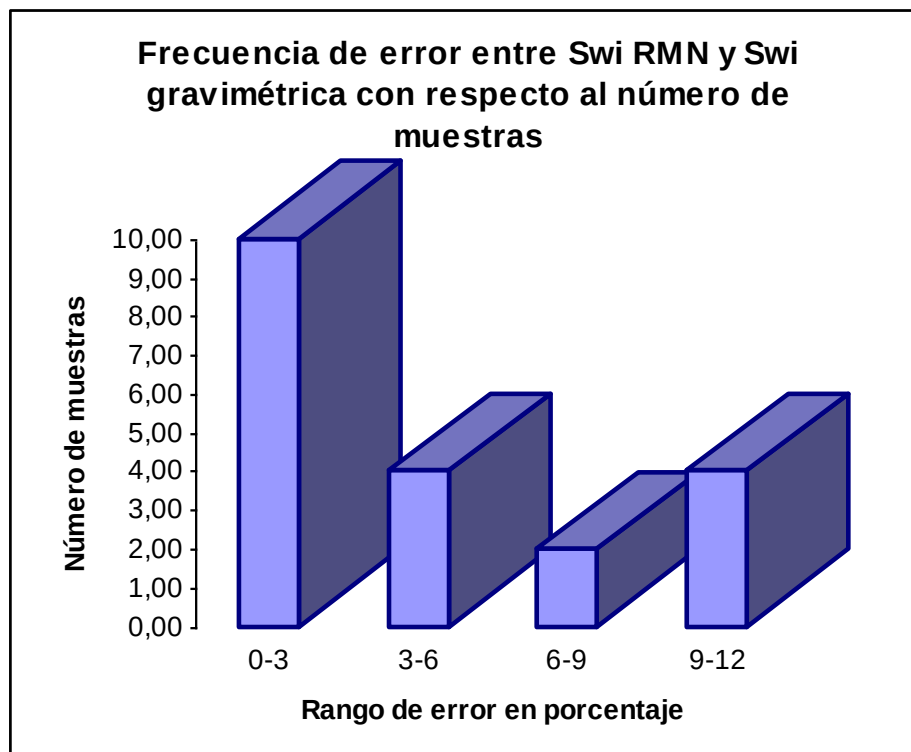


Figura 5.8 Frecuencia de error entre Swi RMN y Swi gravimétrica con respecto al número de muestras

5.3.- Tiempo de corte característico de la formación

Uno de los aspectos más importantes de este estudio se trata de la definición del tiempo de corte óptimo para el conjunto de muestras. El tiempo de corte es el que define la magnitud del Índice Fluido Libre y el Volumen de Fluido Ligado, es decir, que indica la cantidad de fluido producible; he allí donde radica su importancia. El gráfico de T_2 de corte óptimo para el conjunto de muestras de la Formación Naricual Inferior se presenta en la figura 5.9, en el apéndice S se explica detalladamente como obtener este valor.

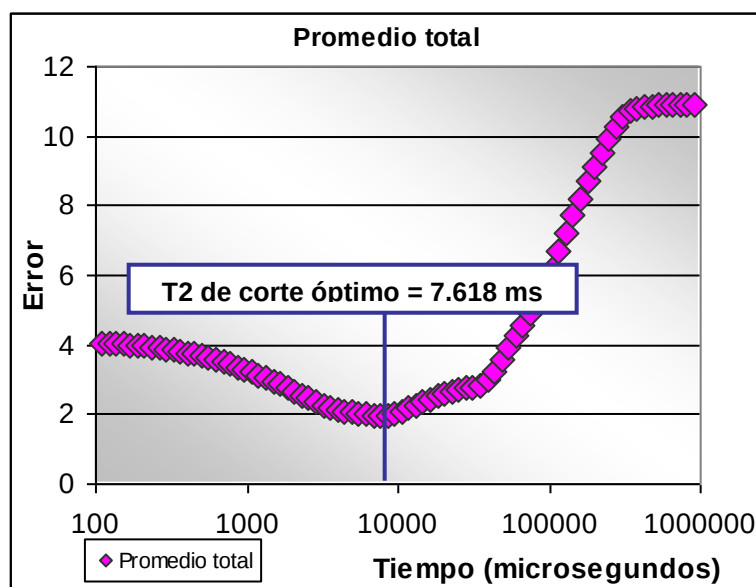


Figura 5.9 T₂ de corte óptimo para la formación Naricual Inferior, Campo El Furrial

Como es evidente por medio de la figura 5.9, el tiempo de corte óptimo para esta formación en particular es de **7.618 ms**. Otro factor de importancia característica es el RD de la herramienta RMN, ya que al precisar el tiempo correcto en la herramienta se tiene la certeza de que todo el fluido está siendo medido por la herramienta y que no se está desperdiciando tiempo de la misma.

En el apéndice F, se encuentran los parámetros utilizados para cada una de las muestras medidas. Al detallar dichos parámetros se observa que el mayor RD utilizado es de 3 s, sin embargo, el 82,45% de las muestras requirió un tiempo menor a éste. Por consiguiente es posible afirmar que el RD óptimo para esta formación es de aproximadamente **3.1 s** (agregándole un factor de seguridad de 0.1s), ya que, luego de transcurrir este tiempo es posible afirmar que la medición se realizó completamente.

5.4.- Índice de Fluido Libre (FFI) y Volumen de Fluido Ligado (BFV)

A un total de 21 muestra se les calculó el índice de fluido libre y el volumen de fluido ligado, paso necesario para poder calcular la permeabilidad RMN, a través del modelo de Timur-Coates. Los resultados específicos se presentan en el apéndice L, sin embargo, a continuación se incorporan los mismos a través de un gráfico de barras para analizar, por medio de rangos establecidos, cual es el intervalo predominante.

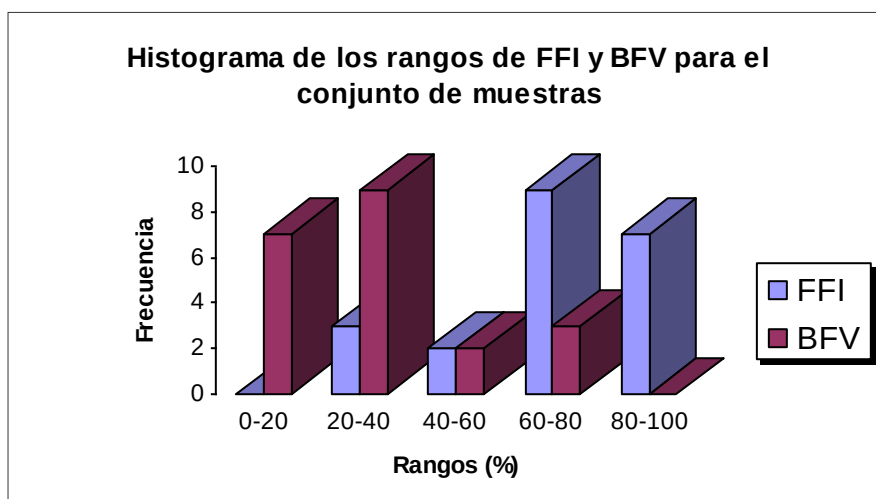


Figura 5.10 Rangos de Índice de fluido libre y volumen de fluido ligado con respecto al número de muestras

Al estudiar la figura 5.10 se observa que el rango predominante de FFI es el de 60-80% y por consiguiente el de BFV es de 20%-40%, este resultado concuerda con el rango de saturación de agua irreducible calculado, la cual debe tener un valor muy cercano al BFV. El rango predominante en la saturación de agua irreducible fue el de 20%-30%, el cual está dentro del rango predominante de BFV.

En las figuras 5.11 y 5.12 se muestran el FFI vs. Phi y BFV vs. Phi, respectivamente. Como era de esperarse, es notable que a medida que aumenta la porosidad aumenta el índice de fluido libre y por ende disminuye el volumen de fluido ligado, lo que quiere decir, que el aumento de dicha porosidad es debido a un incremento en el tamaño de poro, haciendo que se presenten menores fuerzas capilares y en consecuencia menor índice de fluido ligado.

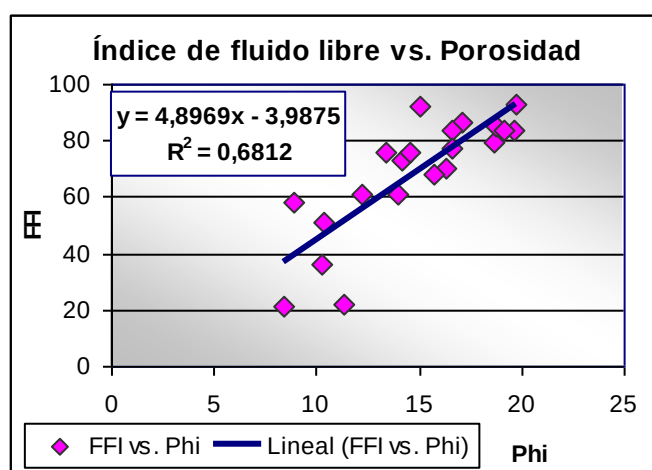


Figura 5.11 Índice de fluido libre vs. Porosidad

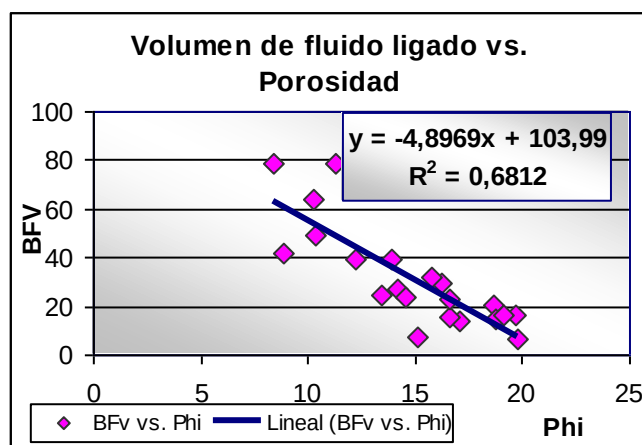


Figura 5.12 Volumen de fluido ligado vs. Porosidad

La formación Naricual Inferior perforada a través del pozo FUL-NG presenta una saturación de fluido movable de 60-80% lo cual convierte a dicha unidad en un buen prototipo de yacimiento, a pesar de ello, esto dependerá también de la permeabilidad de la roca.

5.5.- Método de Ápice

Como se explica en el capítulo IV (sección 4.14), detalladamente, este método se aplica utilizando las curvas de presión capilar RMN sin corregir y se procede a graficar $(1-S_w) \cdot T_2$ vs $(1-S_w)$. Todo esto para obtener la saturación de mercurio ($1=SH_g + S_w$), la fase no mojante, y así seleccionar la ecuación de Pittman para hallar el radio de garganta que domina el flujo.

Las curvas para determinar los ápices del conjunto de muestras provenientes de la formación Naricual Inferior se muestran en la figura 5.13, en donde se resaltan los ápices correspondientes para cada muestra.

Para definir la saturación de mercurio se elaboró otro gráfico, con el fin de analizar de manera más clara el resultado obtenido. Adicionalmente, se invirtieron las variables con respecto a los ejes, es decir, en este nuevo gráfico la $1-S_w$ se encuentra en el eje Y y $(1-S_w) \cdot T_2$ en el eje X, esto con el propósito de minimizar el error en el eje X, (ver figura 5.13). La saturación de mercurio estimada resultó ser 34.11%. Dentro del conjunto de ecuaciones de Pittman las dos ecuaciones que presentan la saturación de mercurio más cercana a ésta, son las de r_{35} y r_{30} .

Con el propósito de seleccionar la ecuación que mejor representaría éste conjunto de muestras, se calculó la permeabilidad RMN utilizando ambas igualdades, tanto r_{35} como r_{30} , siendo la de r_{35} la que presenta mejor resultado y

fue seleccionada para el cálculo de radio de garganta poral de este conjunto de muestras. Esto se discute en las secciones 5.6 y 5.7.

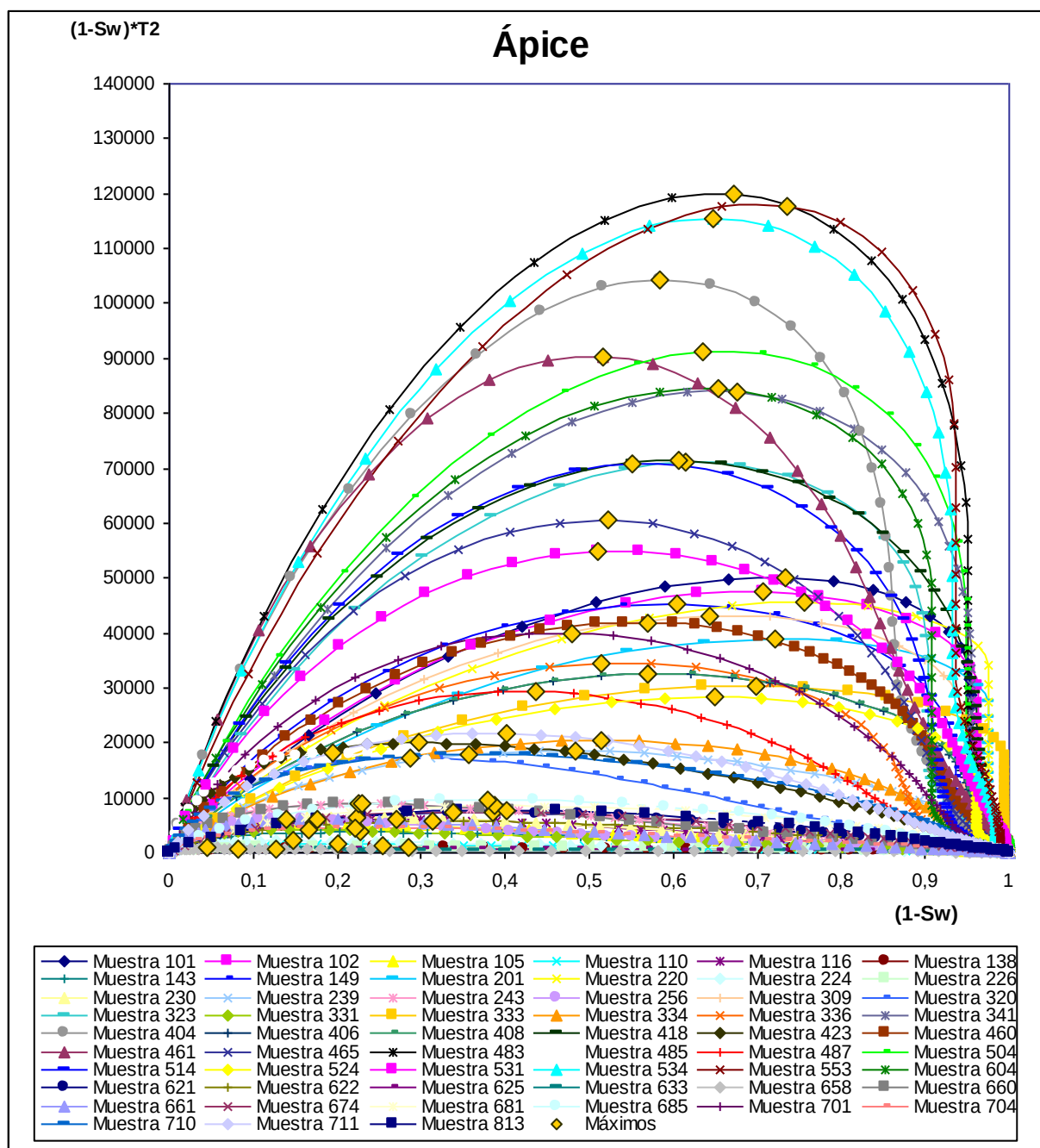


Figura 5.13 Método de Ápices aplicado a muestras de la Formación Naricual Inferior

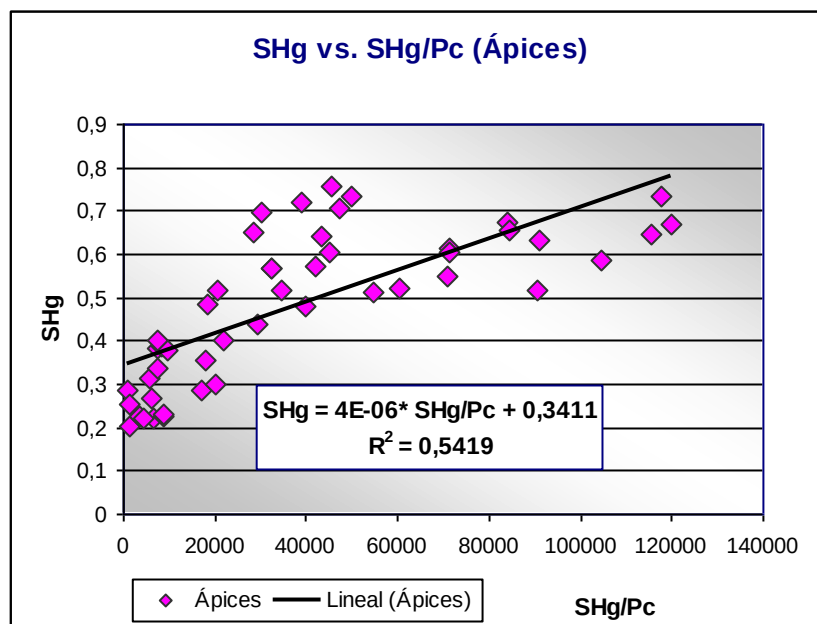


Figura 5.14 Tendencia que define la saturación de mercurio a utilizar

Es imprescindible analizar qué es más favorable económicamente para el esquema de producción del yacimiento, en cuanto a la magnitud de radio de garganta poral r_x (figura 5.15).

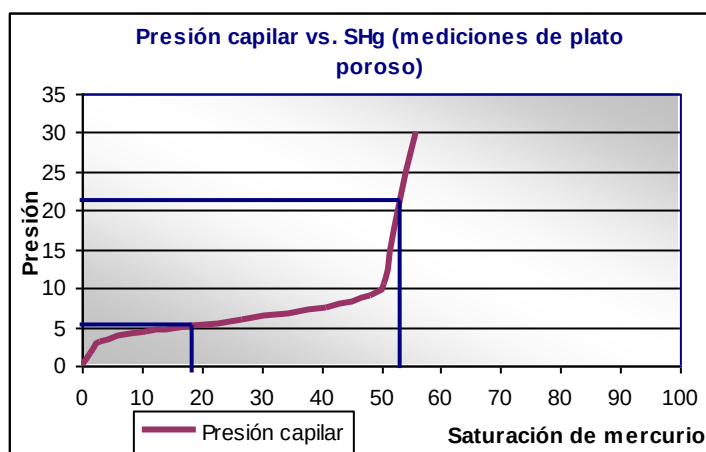


Figura 5.15. Presión capilar vs. Saturación de mercurio

En esta figura (5.15) se observa que a menor saturación de mercurio, menor presión capilar y por ende radio de garganta poral es mayor; por lo tanto, a mayor saturación de mercurio, mayor presión capilar y en consecuencia menor radio de garganta poral. Esto implica que un yacimiento con un radio que domina el flujo para altas saturaciones de mercurio es económicamente más rentable, puesto que en él se drena una mayor cantidad de poros conectados por un espectro más amplio de radios de garganta de poros. Este razonamiento es igualmente aplicable cuando el crudo conforma la fase no mojante de fluidos.

5.6.- Permeabilidad RMN

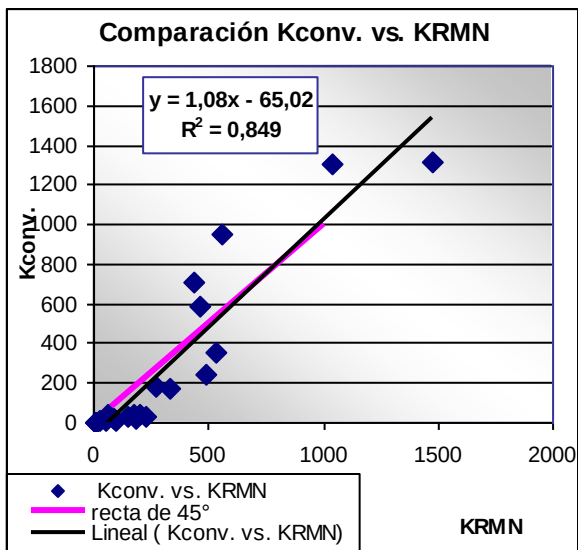
Las muestras estudiadas ya habían sido sometidas al análisis convencional de medición de permeabilidad, razón por la cual ya se contaba con los valores de permeabilidad al aire, para su totalidad (60). Estas mediciones fueron realizadas por el laboratorio Core Lab.

Se calculó la permeabilidad RMN a un total de 21 muestras, a las cuales se les determinó el FFI y el BVF. La permeabilidad fue hallada por medio de los dos métodos explicados en el capítulo II, método Timur-Coates (ecuación 2.14) y método de Timur-Coates modificado (ecuación 2.15). Se debe recordar que de acuerdo al modelo de permeabilidad con menor dispersión respecto a la permeabilidad medida convencionalmente, se seleccionó la ecuación que representa el radio de garganta poral que domina el flujo. Por consiguiente, en las figuras 5.16 y 5.17 aparecen los resultados para cada uno de los modelos de permeabilidad ya mencionados y para las dos ecuaciones de Pittman que eran posibles representantes del conjunto de muestras (r_{30} y r_{35}), ver apéndice M.

Método Timur-Coates

$$\text{Log } r_{30} = 0.215 + 0.547 \text{ Log } K - 0.42 \text{ Log } \Phi$$

a'	b'	c'	R ²
7.65	0.768	1,138	0,849



$$\text{Log } r_{35} = 0.255 + 0.565 \text{ Log } K - 0.523 \text{ Log } \Phi$$

a'	b'	c'	R ²
5	0.926	1.129	0,841

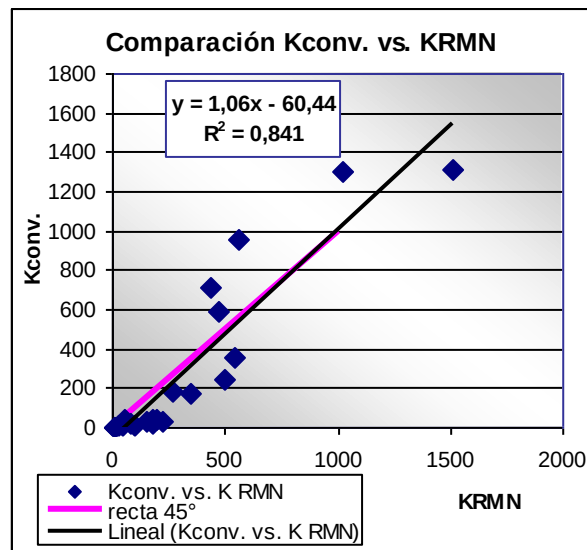


Figura 5.16 Resultados de permeabilidad obtenidos a través del método de Timur-Coates

Es importante recordar que las constantes a', b' y c' son obtenidas a través de las constantes que rigen la ecuación de Pittman utilizada para cada caso y por medio de técnicas matemáticas, tal como se explica en el capítulo IV sección 4.13.

Método Timur-Coates modificado

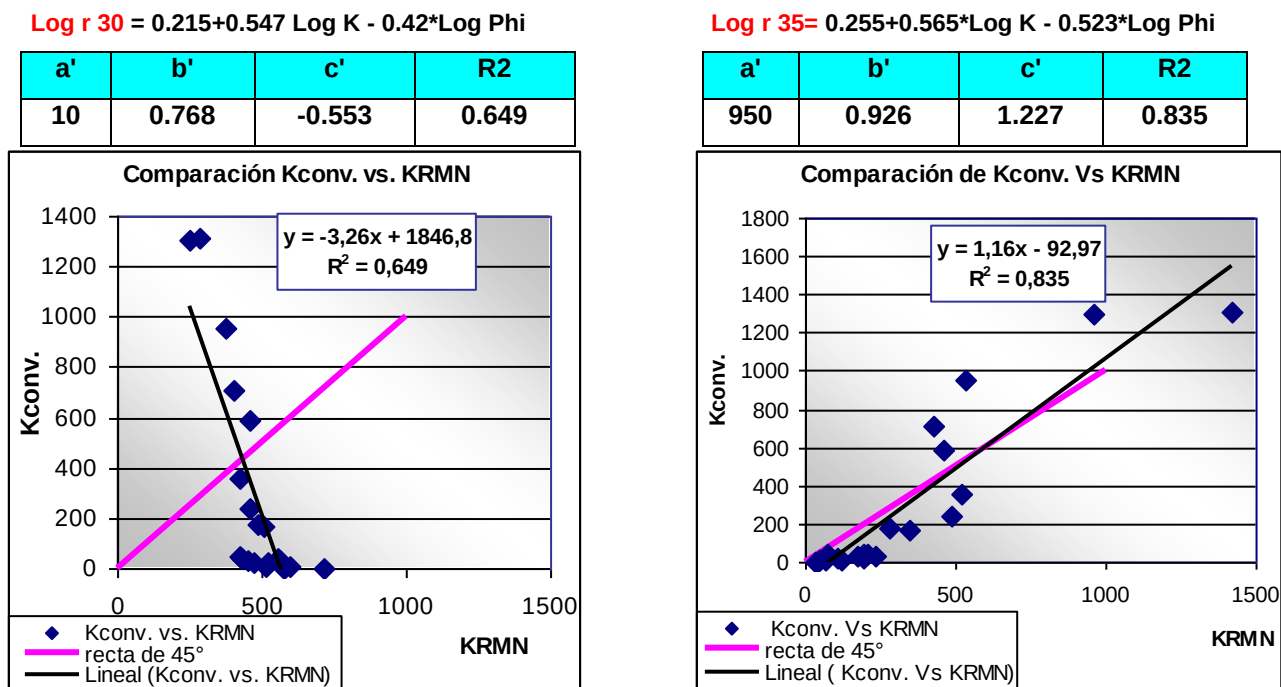


Figura 5.17 Resultados de permeabilidad obtenidos a través del método Timur-Coates modificado

La totalidad de los resultados se pueden observar en el apéndice M.

Al analizar la figura 5.16, correspondiente al método de Timur-Coates es obvio que la mejor correlación o coeficiente R^2 se obtiene al aplicar la ecuación de Pittman para r_{30} , así que se podría decir que aplicando este método (Timur-Coates) para hallar la permeabilidad, con los datos provenientes de la herramienta RMN, la mejor ecuación que representaría al grupo de muestras sería la de Pittman para r_{30} . Sin embargo, detallando las correlaciones es notorio que la diferencia está en el orden de la centésima, por ende no se deben descartar ninguna de las dos relaciones matemáticas hasta este nivel de análisis (ver sección 5.7).

En contraste, al observar la figura 5.17, correspondiente al método de Timur-Coates modificado, se evidencia que la mejor correlación se consigue para la ecuación de Pittman para r_{35} , afirmando que entre las dos ecuaciones que se comparan por medio de estos dos gráficos, la mejor representación para el conjunto de muestras, sería la de Pittman para r_{35} . Sin embargo, utilizando las constantes de ambas ecuaciones (r_{30} y r_{35}) para el cálculo de K_{RMN} , el coeficiente de correlación obtenido al comparar ésta con $K_{conv.}$ es menor que el coeficiente de correlación que resultó al utilizar el modelo de Timur-Coates. Por consiguiente este modelo fue descartado como método para hallar la K_{RMN} para esta formación.

Por ende, es posible afirmar que el método con el que se obtiene los mejores resultados de permeabilidad RMN para esta formación es el método Timur Coates.

De acuerdo a lo descrito en los dos últimos párrafos, existen dos posibles ecuaciones para representar el conjunto de muestras provenientes de la formación Naricual Inferior, r_{30} y r_{35} aplicando el modelo de Timur-Coates. Para definir cual de estas ecuaciones será la que mejor represente el grupo de muestras, se clasificaron los tapones por petrofacies, tanto por la ecuación de r_{30} como para la ecuación de Pittman r_{35} , esto con los datos convencionales y con los datos RMN (hallando K_{RMN} por medio del modelo Timur-Coates) para llevar a cabo su comparación. Los resultados se describen en la siguiente sección 5.8.

5.7.- Petrofacies

La clasificación de las muestras por petrofacies se efectuó utilizando los datos convencionales y los de RMN. Como se explicó en la sección anterior es preciso realizar dicha clasificación con las dos posibles ecuaciones de Pittman que

representarían al conjunto de muestras en estudio. Por consiguiente, se discutirán los siguientes casos:

- ② Clasificación de las muestras por petrofacies con la ecuación r_{30} :
 - ✓ Con datos convencionales (provenientes de Core Lab).
 - ✓ Con datos RMN, utilizando la Permeabilidad RMN hallada con la ecuación de Timur-Coates.
- ② Clasificación de las muestras por petrofacies con la ecuación r_{35} :
 - ✓ Con datos convencionales (provenientes de Core Lab).
 - ✓ Con datos RMN, utilizando la Permeabilidad RMN hallada con la ecuación de Timur-Coates.

La clasificación por petrofacies se realiza en base al radio de garganta poral obtenido para cada muestra y a través de los rangos establecidos en la tabla 3.1 del capítulo III. Los resultados obtenidos se muestran detalladamente en los apéndices N, O y P, sin embargo, en la tabla 5.1 se presentan los resultados finales obtenidos para los diferentes casos.

Por medio de la tabla 5.1, se hace evidente que al comparar las petrofacies con la ecuación r_{30} halladas con datos convencionales y datos RMN (calculando KRMN con el modelo Timur-Coates, ya que Timur-Coates modificado ya había sido descartado), 10 muestras difieren en dicha clasificación. Esto indica que 47.61% de las muestras no presentan coincidencia en esta comparación. Al analizar la comparación análoga pero con la ecuación r_{35} , se expone que 7 de 21 muestras estudiadas, difieren en cuanto a sus petrofacies, es decir 33.3% de las muestras difieren al comparar las petrofacies.

El objetivo de estas comparaciones es seleccionar la ecuación cuyas petrofacies halladas con datos convencionales, que representan los datos más

Presentación y análisis de resultados

confiables, coincidan en mayor porcentaje con las petrofacies halladas a través de los datos de RMN, los cuales representan a la nueva tecnología

Tabla 5.1 Clasificación por petrofacies del conjunto de muestras a través de las ecuaciones r30 y r35

Muestras a las que se les calculo KRMN	Petrofacies r30 con datos RMN (Timur-Coates)	Petrofacies r30 con datos convencionales	Comparación Petrofacies r30 datos convencionales vs. Petrofacies r30 datos RMN	Petrofacies r35 con datos RMN	Petrofacies r35 con datos convencionales	Comparación de petrofacies r35 con datos convencionales y petrofacies r35 con datos RMN
102	Megaporosa	Megaporosa	IGUAL	Megaporosa	Megaporosa	IGUAL
105	Macroporosa	Macroporosa	IGUAL	Macroporosa	Macroporosa	IGUAL
143	Macroporosa	Mesoporosa	diferente	Macroporosa	Mesoporosa	Diferente
201	Megaporosa	Megaporosa	IGUAL	Megaporosa	Megaporosa	IGUAL
224	Macroporosa	Microporosa	diferente	Mesoporosa	Microporosa	Diferente
256	Macroporosa	Macroporosa	IGUAL	Macroporosa	Macroporosa	IGUAL
309	Megaporosa	Megaporosa	IGUAL	Megaporosa	Megaporosa	IGUAL
320	Macroporosa	Mesoporosa	diferente	Macroporosa	Mesoporosa	Diferente
333	Megaporosa	Macroporosa	diferente	Megaporosa	Macroporosa	Diferente
341	Megaporosa	Megaporosa	IGUAL	Megaporosa	Megaporosa	IGUAL
406	Megaporosa	Macroporosa	diferente	Megaporosa	Macroporosa	Diferente
408	Megaporosa	Megaporosa	IGUAL	Megaporosa	Megaporosa	IGUAL
418	Megaporosa	Megaporosa	IGUAL	Megaporosa	Megaporosa	IGUAL
423	Macroporosa	Macroporosa	IGUAL	Macroporosa	Macroporosa	IGUAL
461	Macroporosa	Macroporosa	IGUAL	Macroporosa	Macroporosa	IGUAL
524	Megaporosa	Macroporosa	diferente	Macroporosa	Macroporosa	IGUAL
621	Macroporosa	Mesoporosa	diferente	Macroporosa	Mesoporosa	Diferente
625	Macroporosa	Microporosa	diferente	Mesoporosa	Microporosa	Diferente
660	Macroporosa	Macroporosa	IGUAL	Macroporosa	Macroporosa	IGUAL
681	Megaporosa	Macroporosa	diferente	Macroporosa	Macroporosa	IGUAL
685	Megaporosa	Macroporosa	diferente	Macroporosa	Macroporosa	IGUAL

Por consiguiente, por medio del criterio de coincidencia de petrofacies es obvio que la ecuación r_{35} (utilizando Timur-coates) presenta el mayor porcentaje de petrofacies coincidentes, al comparar las halladas con datos RMN y con datos convencionales (tabla 5.1), por esto fue la ecuación seleccionada.

La ecuación seleccionada fue la 5.1, que se muestra a continuación:

$$\text{Log}(r_{35}) = 0.255 + 0.565 * \text{Log}(K) - 0.523 * \text{Log}(\phi) \quad (5.1)$$

Las constantes que rigen la ecuación de Timur-Coates para hallar la permeabilidad RMN son:

Tabla 5.2 Constantes que definen la ecuación de Timur-Coates

	a'	b'	c'
Constantes	5	0.9255664	1.129767

En la figura 5.18 se muestran gráficamente la clasificación por petrofacies del conjunto de muestras (ver apéndice P), utilizando la ecuación 5.1, tanto para los datos convencionales suministrados por Core Lab (apéndice B) como para los datos RMN, calculando la KRMN a través del método de Tímur-Coates (método seleccionado).

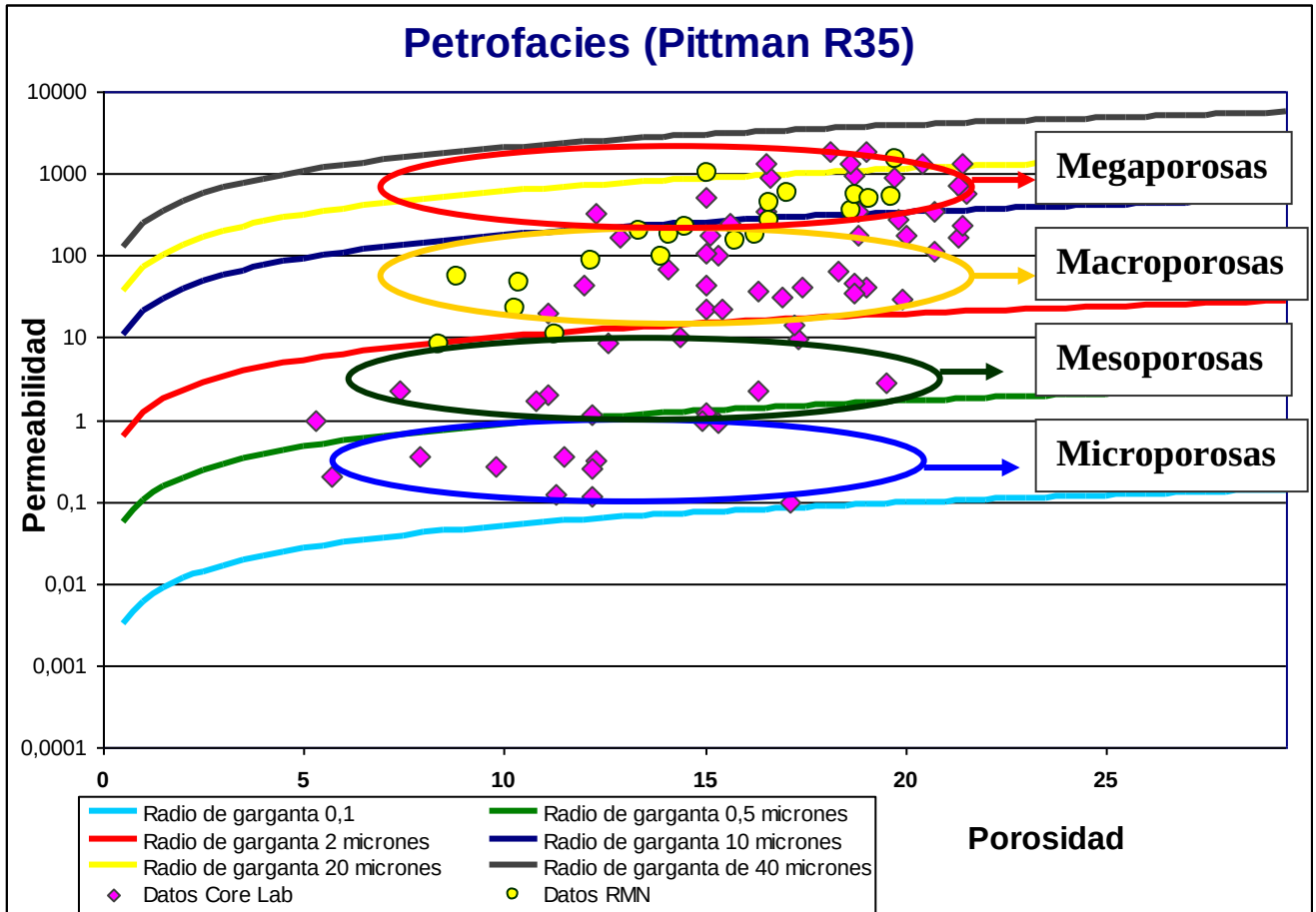


Figura 5.18 Clasificación de las petrofacies según Pittman r35

5.8.- Radio de garganta poral y saturación de agua irreducible:

A medida que es más pequeño el radio de garganta poral la presión capilar aumenta, obligando a que más cantidad de fluido permanezca en la roca como fluido irreducible. A las muestras estudiadas se les calculó el radio de garganta poral a través de la ecuación característica de la formación (Pittman para r_{35}) y se

gráficoó versus la saturación de agua irreducible, como se observa en la figura 5.19 y en el apéndice P.

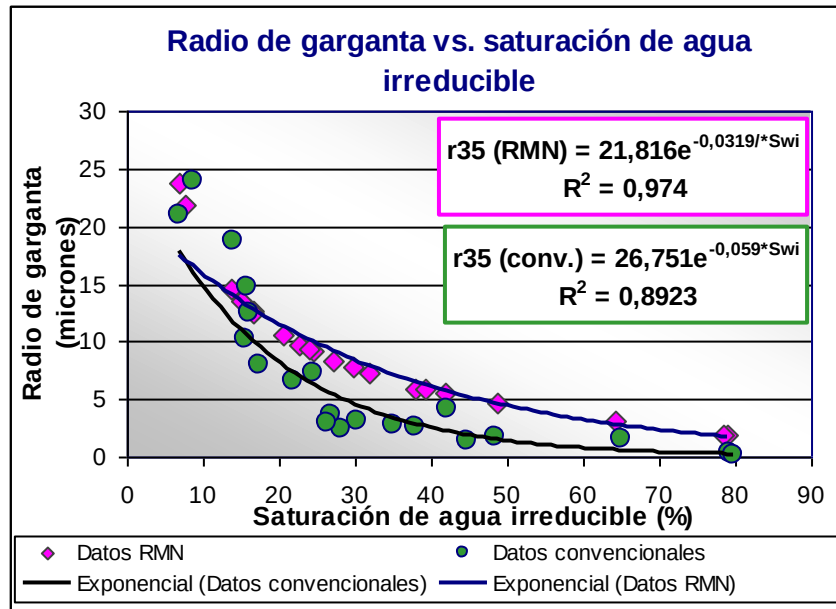


Figura 5.19 Radio de garganta poral vs. Saturación de agua irreducible

En este gráfico (5.19) se observa que tanto para los datos convencionales como para los datos RMN a medida que aumenta el radio de garganta poral disminuye la saturación de agua irreducible, esto es causado por las fuerzas capilares como se explicó anteriormente. La tendencia que predomina en ambos conjuntos de datos es exponencial, haciéndose asintótica en ambos ejes. Es correcto el hecho de que no se haga cero la saturación irreducible, ya que todo yacimiento posee algo de S_{wi} (si la fase mojante la representa el agua), por lo tanto nunca será nula dicha cantidad de líquido. Igualmente, sucede con el radio de garganta poral, ya que toda roca reservorio debe tener un valor mínimo de éste para posibilitar el almacenamiento de fluidos.

5.9.- Distribución de T_2 y petrofacies

Es relevante discutir el cambio en las distribuciones de T_2 que existe para cada una de las petrofacies. Tomando en cuenta que la herramienta emite una respuesta de acuerdo a la cantidad de fluido existente en la roca, se halla una variabilidad en las distribuciones de T_2 tanto para la muestra saturada al 100% como para la muestra en saturación de agua irreducible, lo que está directamente relacionado al índice de fluido libre (FFI) y el volumen de fluido ligado (BFV).

En el apéndice J se muestran las distribuciones de T_2 características por petrofacies, notándose las diferencias entre ellas. Las causas de esto son explicadas a continuación.

A medida que aumenta la calidad de roca debe aumentar el índice de fluido libre ya que el tamaño de poro es mayor, en consecuencia, existe mayor cantidad de fluido y adicionalmente las fuerzas capilares son menores. Igualmente, al aumentar la calidad de roca es obvio que aumentan propiedades tales como porosidad, permeabilidad y radio de garganta de poro, y, en consecuencia, el área bajo la curva de la distribución T_2 debe aumentar su magnitud.

5.10.- Presión capilar

Como se explicó en el capítulo IV sección 4.10, a 18 muestras se les realizó la curva de presión capilar convencional por medio de plato poroso. En el apéndice K se muestran las curvas características obtenidas por petrofacies. Estas muestras se llevaron hasta una presión de 30 lpc en el plato poroso, presentando un comportamiento similar al de la curva de P_c RMN hallada a través de la distribución acumulada de T_2 .

Para todos los casos la tendencia que presentó mayor coeficiente de correlación fue la tendencia potencial, presentando una forma general como la mostrada en la ecuación 5.2:

$$P_C = a * S_w^b \quad (5.2)$$

Esta tendencia, se muestra en el apéndice K para las cuatro muestras que se seleccionaron como representantes de cada petrofacies. Las correlaciones de las tendencias potenciales en todos los casos son mayores a 0.79, lo que implica que la aproximación de ésta es aceptable. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que esta función potencial tiende a ser asíntota en ambos ejes, en consecuencia el efecto de saturación de agua irreducible y presión de umbral no se toman en cuenta.

Si se analizan las curvas de presión capilar y se comparan por petrofacies, se hace notar que a medida que aumenta la calidad de roca disminuye la saturación de agua irreducible (ver apéndice K), esto es porque el tamaño de poro es más grande, haciendo que la presión capilar en dicho poro sea menor. Según las curvas mostradas en el apéndice K, se pueden establecer valores aproximados de S_{wi} por petrofacies:

Tabla 5.3 Saturación de agua irreducible por petrofacies

Petrofacies	S_{wi} (%)
Megaporosa	5
Macroporosa	13
Mesoporosa	40
Microporosa	45

En las curvas también se hace evidente que para el primer diferencial de presión, el cual es de 1.5 lpc, las muestras varían su drenaje, como se muestra en la tabla 5.3, en donde se especifica la S_w remanente luego de aplicar el primer diferencial de presión sobre la muestra.

Tabla 5.4 Saturación de agua remanente por petrofacies, luego de aplicado el primer diferencial de presión

<i>Petrofacies</i>	<i>S_w remanente (%)</i>
Megaporosa	40
Macroporosa	50
Mesoporosa	96
Microporosa	100

Esta variación en el drenaje de las muestras se debe a la diferencias en el tamaño de garganta poral y de poro que presentan las muestras, mientras más pequeños sean estos, las muestras revelarán mayor resistencia a drenar el fluido que está contenido en ellas, ya que las fuerzas capilares son bastante altas. Datos como estos son importantes especialmente en el momento de inyectar algún fluido en un yacimiento, ya que se debe conocer la presión necesaria para desplazar el fluido presente, así como el intervalo óptimo para realizar la inyección con un barrido más eficiente y éste corresponderá a la petrofacies de mayor calidad.

5.11.- Magnetofacies:

El objetivo de definir la magnetofacies es determinar la calidad de roca utilizando sólo los datos obtenidos de las mediciones RMN. Este tipo de estudio comenzó a ser desarrollado en PDVSA-INTEVEP. En el capítulo III (sección 3.4.2)

y IV (sección 4.16), se detalla la forma de obtener las magnetofacies a partir de la ecuación de Pittman y del modelo de Timur-Coates.

Los rangos FFI/BFV equivalentes a los rangos de radio de garganta poral fueron hallados a través de la ecuación 3.5 utilizando los valores de la tabla 3.1 y se exponen a continuación:

Tabla 5.5 Rangos de FFI/BFV equivalentes a los radios de garganta poral

<i>Calidad de roca</i>	<i>Radio de garganta (petrofacies)</i>	<i>FFI/BFV (Magnetofacies)</i>
Megaporosas	>10	>3.5354
Macroporosas	De 2 a 10	De 0.2841 a 3.5354
Microporosas	De 0.5 a 2	De 0.0324 a 0.2841
Mesoporosas	De 0.1 a 0.5	De 0.0026 a 0.0324
Nanoporosas	<0.1	<0.0026

Analizando la tabla 5.5 se observa que los valores de FFI/BFV presentan una tendencia lógica, ya que para la magnetofacies nanoporosa se estiman valores menores a 0.0026 de este cociente, lo que implica que el BFV será mayor que el FFI. Esto es debido a que el radio de garganta de poro para esta calidad de roca es tan pequeño que la presión capilar contribuye en mayor cuantía a la retención de fluido inmóvil. Dicho efecto va disminuyendo gradualmente a medida que aumenta la calidad de roca, hasta llegar a las macroporosas en donde existe mayor cantidad de fluido producible.

La clasificación de cada una de las muestras por magnetofacies se expone en la tabla 5.6. Adicionalmente se comparan con las petrofacies halladas en cálculos anteriores.

Tabla 5.6 Magnetofacies y comparación de éstas con las petrofacies obtenidas convencionalmente y por mediciones RMN

Muestras	Magnetofacies	Petrofacies r35 con datos convencionales	Petrofacies r35 con datos RMN	Comparación de magnetofacies con petrofacies convencionales	Comparación de magnetofacies con petrofacies RMN
102	Megaporosa	Megaporosa	Megaporosa	IGUALES	IGUALES
105	Macroporosa	Macroporosa	Macroporosa	IGUALES	IGUALES
143	Macroporosa	Mesoporosa	Macroporosa	Diferentes	IGUALES
201	Megaporosa	Megaporosa	Megaporosa	IGUALES	IGUALES
224	Mesoporosa	Microporosa	Mesoporosa	Diferentes	IGUALES
256	Macroporosa	Macroporosa	Macroporosa	IGUALES	IGUALES
309	Megaporosa	Megaporosa	Megaporosa	IGUALES	IGUALES
320	Macroporosa	Mesoporosa	Macroporosa	Diferentes	IGUALES
333	Megaporosa	Macroporosa	Megaporosa	Diferentes	IGUALES
341	Megaporosa	Megaporosa	Megaporosa	IGUALES	IGUALES
406	Megaporosa	Macroporosa	Megaporosa	Diferentes	IGUALES
408	Megaporosa	Megaporosa	Megaporosa	IGUALES	IGUALES
418	Megaporosa	Megaporosa	Megaporosa	IGUALES	IGUALES
423	Macroporosa	Macroporosa	Macroporosa	IGUALES	IGUALES
461	Macroporosa	Macroporosa	Macroporosa	IGUALES	IGUALES
524	Macroporosa	Macroporosa	Macroporosa	IGUALES	IGUALES
621	Macroporosa	Mesoporosa	Macroporosa	Diferentes	IGUALES
625	Mesoporosa	Microporosa	Mesoporosa	Diferentes	IGUALES
660	Macroporosa	Macroporosa	Macroporosa	IGUALES	IGUALES
681	Macroporosa	Macroporosa	Macroporosa	IGUALES	IGUALES
685	Macroporosa	Macroporosa	Macroporosa	IGUALES	IGUALES

Al comparar las magnetofacies con las petrofacies halladas convencionalmente, se observa que 33.3% de las muestras difieren, presentando la misma dispersión que en la comparación de petrofacies halladas con datos RMN con petrofacies determinadas con datos convencionales. Es importante señalar que las muestras que difieren en la comparación, se encuentran en los límites de los rangos de clasificación de magnetofacies, lo que implica que de aceptarse cierto rango de error (aproximadamente 20%) se exhibiría un nivel muy alto de similitud entre las petrofacies y magnetofacies.

Al comparar las magnetofacies con las petrofacies RMN, resulta un porcentaje de coincidencia igual a 100%, es decir, que no existe dispersión entre estos datos. Es posible afirmar que las magnetofacies son equivalentes a las petrofacies RMN y sumamente similares a las petrofacies convencionales.

La importancia de hallar las magnetofacies radica en que esta clasificación de calidad de roca es obtenida sólo con las medidas de RMN, prescindiendo de esta manera, de las mediciones convencionales y asomando la posibilidad de obtener una definición de calidad de roca a través de perfiles (RMN).

En la figura 5.20 se muestra la representación gráfica de las magnetofacies, así como las distribuciones características para cada una de ellas. Las causas de la variación entre las distribuciones de T_2 fueron explicadas en la sección 5.9 de este capítulo.

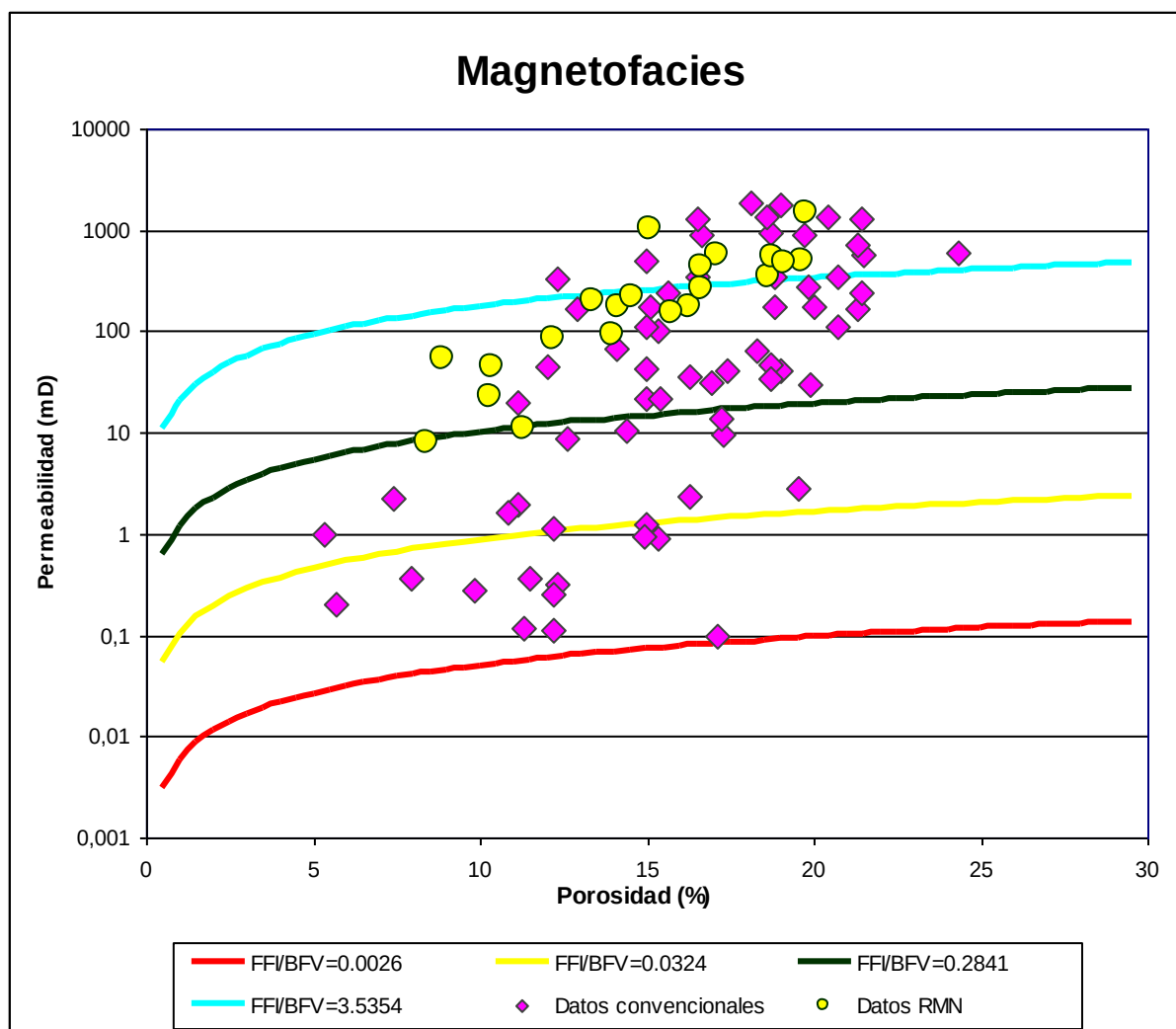


Figura 5.20 Magnetofacies

Las curvas que definan las magnetofacies coinciden exactamente con las que definen a las petrofacies, lo que ratifica que la equivalencia de FFI/BFV es correcta.

Se comprobó que cada una de las clasificaciones por magnetofacies realizada a través de los rangos de FFI/BFV, coincidiera con la ubicación de los

puntos K vs. Phi, en los rangos delimitados por las curvas que definen las petrofacies, demostrando que el grado de dispersión sumamente bajo, ya que la posición de todos los puntos es la correspondiente a la magnetofacies que representa.

En el apéndice Q se muestra el gráfico de magnetofacies con la curvas de distribución de T_2 características por petrofacies.

- 1) La porosidad RMN es una medida confiable y correlaciona en más de un 90% con medidas gravimétricas y por medio de porosímetro. El rango predominante de porosidad es de 15% a 20%, para el conjunto de muestras analizadas.
- 2) La saturación de agua irreducible obtenida por RMN es equivalente a las obtenidas convencionalmente por gravimetría, difiriendo ambas en menos de 3%, lo cual demuestra que las medidas RMN son tan valederas como las medidas convencionales. El rango predominante de saturación de agua irreducible es de 20%-30%, para todos los métodos.
- 3) El T_2 de corte característico para la Formación Naricual Sector Inferior es de 7.618 ms, sin embargo, éste presentó un alto grado de dispersión, lo cual no justifica la utilización de un valor único de T_2 de corte característico para este yacimiento.
- 4) El rango predominante de FFI es de 60%-80%, mientras que el de BFV es de 20%-40%, siendo este último equivalente a la saturación de agua irreducible.
- 5) Utilizando las curvas de ápice generadas de mediciones RMN, es posible prescindir de las curvas de presión capilar halladas por pruebas de inyección de mercurio, para la determinación de la saturación de mercurio equivalente al radio de garganta de poro que domina el flujo.
- 6) El radio de garganta de poro que domina el flujo corresponde a una saturación equivalente de mercurio igual a 34.11% (obtenida por medio del método de ápice), razón por la cual se seleccionó la ecuación de Pittman para r_{35} , a fin de determinar las petrofacies.. Por lo tanto la ecuación de Pittman característica para la formación corresponde a r_{35} , siendo ésta:

$$\text{Log}(r_{35}) = 0.255 + 0.565 * \text{Log}(K) - 0.523 * \text{Log}(\phi)$$

- 7) El modelo de obtención de permeabilidad RMN que representó mejor a las muestras estudiadas fue el de Timur-Coates, presentando la siguiente forma:

$$K = 5 * \phi^{0.926} * \left(\frac{FFI}{BFV} \right)^{1.129}$$

- 8) La relación de radio de garganta de poro vs. saturación de agua irreducible describe una tendencia exponencial, afirmando que r_{35} es directamente proporcional a la exponencial de la saturación de agua (e^{-S_w}). Esto demuestra que al aumentar el radio de garganta de poro la saturación de agua irreducible disminuye.
- 9) Cada petrofacies muestra curvas de presión capilar características, lo que permite hallar un valor aproximado de saturación irreducible para cada una de éstas, como se muestra a continuación:

Petrofacies	Swi (%)
Megaporosa	5
Macroporosa	13
Mesoporosa	40
Microporosa	45

- 10) Las curvas de presión capilar evidencian que para el primer diferencial de presión (1.5 lpc), el fluido drenado de las muestras varía de acuerdo a la petrofacies, mostrando mayor resistencia para desplazar los fluidos la petrofacies microporosa, mientras que la megaporosa mostró la menor resistencia. En la siguiente tabla se muestra la variación para las curvas de presión capilar características:

<i>Petrofacies</i>	<i>Sw remanente luego de un drenaje a 1,5 lpc (%)</i>
Megaporosa	40
Macroporosa	50
Mesoporosa	96
Microporosa	100

11) La frecuencia de las petrofacies según datos convencionales, se expone a través de la siguiente tabla:

<i>Petrofacies</i>	<i>Frecuencia en las muestras (%)</i>
Megaporosa	24.61
Macroporosa	40.00
Mesoporosa	16.92
Microporosa	18.46

12) La frecuencia de las petrofacies según datos RMN, se muestra a continuación:

<i>Petrofacies</i>	<i>Frecuencia de petrofacies en las muestras (%)</i>
Megaporosa	38.09
Macroporosa	52.38
Mesoporosa	9.52
Microporosa	0.00

- 13)** El cociente FFI/BFV es útil para determinar la calidad de roca en términos de magnetofacies. Por esta vía se obvia el proceso de determinación de petrofacies por inyección de mercurio, evitando este análisis destructivo para las muestras. Los rangos de FFI/BFV para clasificar las magnetofacies (para esta formación) equivalentes a los rangos de radio de garganta de poro para clasificar las petrofacies son los siguientes:

<i>Calidad de roca</i>	<i>Radio de garganta (petrofacies)</i>	<i>FFI/BFV (Magnetofacies)</i>
Megaporosas	>10	>3.5354
Macroporosas	De 2 a 10	De 0.2841 a 3.5354
Microporosas	De 0.5 a 2	De 0.0324 a 0.2841
Mesoporosas	De 0.1 a 0.5	De 0.0026 a 0.0324
Nanoporosas	<0.1	<0.0026

- 14)** Debido a la equivalencia que se evidenció entre las magnetofacies y las petrofacies halladas con datos RMN, la frecuencia entre estas últimas y las magnetofacies coinciden. Las petrofacies convencionales y las petrofacies RMN coinciden en menor cuantía, debido a que la K convencional es una medición directa, mientras que la K RMN se halla a través de cálculos, presentado cierto grado de incertidumbre.
- 15)** La determinación de las propiedades petrofísicas de las rocas y petrofacies con la herramienta RMN, contribuye la descripción del modelo estático y sedimentológico del yacimiento, así como a la selección del intervalo más apropiado para producir los fluidos contenidos en éste.

RECOMENDACIONES

- 1) Utilizar un valor mayor a 30 lpc como presión máxima para hallar las curvas convencionales de presión capilar a través de plato poroso, de manera tal que las muestras drenen hasta una saturación muy cercana a la irreducible.
- 2) Realizar un estudio RMN con un mayor número muestras provenientes de esta misma formación (Naricual Sector Inferior), y establecer criterios de para clasificación de calidad de roca utilizando sólo las distribuciones de T_2 , para la muestra 100% saturada.
- 3) Realizar pruebas de inyección de mercurio para algunas de las muestras provenientes de esta formación con el fin de comparar su comportamiento con el generado a través de plato poroso.
- 4) Comparar los resultados obtenidos en laboratorio con registros RMN corridos en el pozo FUL-NG o pozos vecinos, con el fin de comparar los resultados obtenidos y correlacionar las medidas de campo con las de laboratorio.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ÁVILA, Daniel (2002). **“Determinación de propiedades petrofísicas y petrofacies aplicando tecnología de Resonancia magnética Nuclear a muestras de núcleos de las formaciones gasíferas San Juan y san Antonio del campo Santa Rosa”**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- (2) BRUZUAL, Gabriela (2001). **“Aplicación de Resonancia Magnética Nuclear en la determinación de las petrofacies en la Formación Naricual Superior-Medio, Campo El Furrial”**. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- (3) CARR, H.; PURCELL, E. **“Effects of discusión o free presesión in NMR Experiments”**, Physics Review, 1954.
- (4) CEREZO, Inty (2001). **“Aplicación de Resonancia Magnética Nuclear RMN en la determinación de calidades de roca de yacimiento”**. Trabajo especial de Grado. Universidad de Oriente, ciudad Bolívar.
- (5) CIED-PDVSA (2001). **“Evaluación de formaciones”**. Taller. Caracas.
- (6) COATES, George (1999). **“NMR Logging: Principles & Applications”**. Numar/Halliburton, USA.

- (7) COMITÉ INTERFILIAL DE ESTRATIGRAFÍA Y NOMENCLATURA (1999). **“Código estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela”**. [http://: www.intevep.pdv.com/](http://www.intevep.pdv.com/).

- (8) DEPARTAMENTO DE ASUNTOS CIENTÍFICOS DE LA SECRETERÍA GENERAL DE LA ORGANIZACIÓN DE ESTADOS AMERICANOS (1973). **“Resonancia Magnética Nuclear de Hidrógeno”**. Washington, D.C.

- (9) GONZÁLEZ DE JUANA, Clemente (1980). **“Geología de Venezuela y sus cuencas petrolíferas”**. Tomo II.

- (10) HORNAK, Joseph (1997). **“The basics of NMR”**. Instituto Roehster de Tecnología.

- (11) KOLODZIE, S (1980). **“Analysis un pore Throat size end use of de Waxman – Smits equation to determine OOIP in Spindle Field, Colorado”**. SPE 9382

- (12) MONTOYA, Neel. **“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, Caracas.

- (13) PITTMAN, E. D. (1992). **“Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection capillary pressure curves for sandstone”**. En: AAPG Bulletin, v.76, n° 2. Tulsa.

- (14) SALAZAR, Jesús (1999). **“Determinación de permeabilidad y porosidad en carbonatos a partir de mediciones de resonancia Magnética Nuclear y registros de pozos haciendo uso de redes neurales artificiales”**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- (15) VOLOKITIN, Y.; LOOYESTIJN, W.; SLIJKERMAN, W.; HOFFMAN, J. **“Practical approach to obtain 1st drainage capillary pressure curves from NMR core and log data”**. SCA 9924, International Symposium of Society of Core Analysts, Colorado.
- (16) [http://: www.Welcome.to/Geología3.com/](http://www.Welcome.to/Geología3.com/)

Caída de inducción Libre (FID)

Es una forma de señal de resonancia magnética nuclear que resulta del decaimiento de la magnetización transversal.

CPMG

Secuencia de Pulsos Carr, Purcell, Meiboom y Gill.

Eco

Es una forma de señal de resonancia magnética que resulta del reenfoque de la magnetización transversal.

Frecuencia Lamor

Es la frecuencia de resonancia de un espín en un campo magnético.

Gradiente

Es una variación de alguna cantidad con respecto a otra. En el contexto de RMN, un gradiente del campo magnético es una variación en el campo magnético con respecto a la distancia.

Magnetización Longitudinal

Es la componente Z de la magnetización.

Magnetización Transversal

Es la componente XY de la magnetización.

NECH

Número de Ecos en la secuencia de pulsos CPMG.

NS

Número de *scans* en los experimentos de Resonancia Magnética Nuclear.

Precesión

Un movimiento rotacional de un vector alrededor del eje de un sistema de coordenadas, donde el ángulo polar está fijo y el ángulo azimutal cambia.

Pulso de Radio Frecuencia

Es un pulso de corriente en el rango de bandas de radio frecuencia que genera (efecto de inducción) un campo magnético de características frecuenciales similares.

U.P.

Unidades de porosidad.

Radio Giromagnético

Es el cociente entre la frecuencia de resonancia y la magnitud del campo magnético para un núcleo dado.

Radio Frecuencia

Banda de frecuencia en el espectro electromagnético con frecuencias en los millones de ciclos por segundo (MHz).

Relajación Transversal

Es el retorno de la magnetización transversal a su valor de equilibrio (cero).

Relajación Longitudinal

Es el retorno de la magnetización longitudinal a su valor de equilibrio a lo largo del eje Z, cuando un campo $\vec{B}_0$ magnético Bo estático apunta hacia ese eje.

Resonancia

Es un intercambio de energía entre dos sistemas a frecuencias específicas.

Resonancia Magnética Nuclear

Es una técnica de espectroscopia usada por los científicos para dilucidar estructura química y dinámica molecular.

RD

Es el tiempo necesario para recuperar la magnetización total en un experimento de T_2 , representa el tiempo máximo de medición.

SCANS

Número de veces que se realiza un experimento de Resonancia Magnética Nuclear.

Secuencia de Pulsos

Es una serie de pulsos de Radio Frecuencia (RF) y/o gradientes de campo magnético aplicados a un sistema de espíns para producir una señal, cuyo comportamiento proporciona información acerca de algunas propiedades del sistema de espíns.

Spin

Momento magnético propio del núcleo de hidrógeno caracterizado por el movimiento rotacional alrededor de su mismo eje.

Spin-Eco

Una secuencia de RMN cuya señal es un eco resultante de la refocalización de la magnetización, después de la aplicación de pulsos de RF de 90° y 180° .

TAU

Es dos veces el tiempo inter-eco en la secuencia de pulsos CPMG.

Tiempo Inter-Eco

Es el tiempo entre el pulso de 90 grados y el máximo del eco en una secuencia de pulsos spin-eco.

Tiempo de Relajación Longitudinal (T_1)

Es el tiempo para reducir la diferencia entre la magnetización longitudinal y su valor de equilibrio en un factor de e^{-1} .

Tiempo de Relajación Transversal (T_2)

Es el tiempo para reducir la magnetización transversal en factor de e^{-1} .

Tiempo de Relajación Transversal* (T_2^*)

Es el tiempo de relajación que caracteriza a la caída de inducción libre (FID) en un factor e^{-1} . Es la componente de tiempo que es determinada por las heterogeneidades en el campo magnético.

APÉNDICE A – Dimensiones de la muestras

La siguiente tabla especifica las dimensiones de cada una de las muestras estudiadas:

Tabla A.1 Dimensiones de las muestras

Nº de tapón	Prof. (ft)	Diam.(cm)	Altura (cm)	Volumen total (cc)
101	14330,8	3,8	4,85	54,959
102	14331,5	3,8	4,88	55,356
105	14334,5	3,8	5,05	57,307
110	14341,4	3,8	5,16	58,532
116	14349,4	3,8	4,92	55,742
138	14371,3	3,8	5,33	60,403
143	14376,4	3,8	5,14	58,316
149	14382,4	3,8	5,12	58,078
201	14391,9	3,8	3,85	43,629
220	14410,4	3,8	4,11	46,623
224	14416,3	3,8	3,84	43,573
226	14418,5	3,8	3,81	43,164
230	14422,4	3,8	4,3	48,756
239	14436,7	3,8	4	45,319
243	14440,4	3,8	3,85	43,629
256	14473,4	3,8	4	45,387
309	14493,6	3,8	4	45,399
320	14504,4	3,8	4,09	46,340
323	14507,4	3,8	3,99	45,194
331	14542,3	3,8	3,8	43,062
333	14544,1	3,8	4,04	45,864
334	14545,2	3,8	4,09	46,329
336	14547,5	3,8	3,99	45,229
341	14552,4	3,8	3,99	45,297
404	14575,6	3,8	3,97	45,058
406	14577,4	3,8	3,96	44,911
408	14579,3	3,8	4,15	47,054
417	14591,4	3,8	3,87	43,879
418	14592,5	3,8	3,99	45,194
423	14597,4	3,8	4,09	46,374
447	14621,4	3,8	3,95	44,832
460	14634,7	3,8	4	45,399
461	14635,7	3,8	4,1	46,476
465	14639,2	3,8	4,03	45,682

APÉNDICE A – Dimensiones de la muestras

Tabla A.1 Dimensiones de las muestras (continuación)

N° de tapón	Prof. (ft)	Diam.(cm)	Altura (cm)	Volumen total (cc)
483	14657,6	3,8	4,01	45,489
485	14659	3,8	4,13	46,782
487	14661,3	3,8	4,05	45,920
504	14695,6	3,8	4,15	47,100
514	14705,3	3,8	4,17	47,327
524	14715,2	3,8	4,23	47,973
531	14722,2	3,8	4,19	47,531
534	14725,8	3,8	3,96	44,888
553	14744,5	3,8	4,4	49,890
604	14776,3	3,8	3,92	44,446
621	14793,5	3,8	3,95	44,741
622	14794,3	3,8	4	45,365
625	14797,7	3,8	3,92	44,401
633	14805,7	3,8	3,85	43,709
658	14830,5	3,8	4,39	49,754
660	14832,6	3,8	4,02	45,557
661	14833,9	3,8	4,17	47,259
674	14847,3	3,8	3,93	44,605
681	14854,6	3,8	4,04	45,773
685	14858,6	3,8	3,92	44,480
701	14863,6	3,8	4,14	46,930
704	14866,5	3,8	4,41	50,037
710	14872,8	3,8	3,94	44,639
711	14873,7	3,8	4,42	50,128
813	14891,7	3,8	4,09	46,397

APÉNDICE B – Datos suministrados por Core Lab

La siguiente tabla presenta los datos suministrados por Core Lab:

Tabla B.1 Datos Core Lab

N° de tapón	Profundidad	Porosidad (%)	Permeabilidad al aire(mD)
101	14330,8	16,6	895
102	14331,5	16,5	1302
105	14341,4	19	41,3
110	14343,6	16,3	2,31
112	14349,4	7,4	2,2
116	14371,3	12,3	0,322
138	14376,4	5,7	0,205
143	14382,4	14,4	10,4
149	14382,4	19,8	257
201	14391,9	21,4	1290
220	14410,4	21,5	575
224	14416,3	11,5	0,36
226	14418,5	15	1,24
230	14422,4	11,1	20,2
239	14436,7	18,8	178
243	14440,4	16,3	36,2
254	14469,5	9,8	0,273
256	14473,4	15	22,2
309	14493,6	18,7	953
320	14504,4	12,6	8,62
323	14507,4	18,8	346
331	14542,3	17,4	41,7
333	14544,1	21,3	171
334	14545,2	19,5	2,85
336	14547,5	15,3	101
341	14552,4	21,3	709
404	14575,6	18,1	19,01
406	14577,4	21,4	241
408	14579,3	20,7	354
417	14591,4	18,7	46,8
418	14592,5	24,3	588
423	14597,4	15,4	21,9
447	14621,4	11,3	0,12
460	14634,7	20,7	114
461	14635,7	18,7	34
465	14639,2	15,1	177
483	14657,6	19	1815

APÉNDICE B – Datos suministrados por Core Lab

Tabla B.1 Datos Core Lab (continuación)

N° de tapón	Profundidad	Porosidad (%)	Permeabilidad al aire(mD)
485	14659	11	2
487	14661,3	15,3	0,903
504	14695,6	19,7	910
514	14705,3	12,3	335
524	14715,2	18,8	178
531	14722,2	18,3	64
534	14725,8	18,6	1332
553	14744,5	20,4	1358
563	14754,5	12,9	167
604	14776,3	15	508
615	14787,7	12,2	1,14
621	14793,5	17,3	9,69
622	14794,3	19,9	29,9
625	14797,7	12,2	0,113
633	14805,7	17,1	0,1
652	14824,5	5,3	0,993
658	14830,5	7,9	0,364
660	14832,6	12	44,9
661	14833,9	10,8	1,67
674	14847,3	14,9	0,966
681	14854,6	15	43,7
685	14858,6	16,9	31,6
701	14863,6	15,6	244
704	14866,5	12,2	0,255
710	14872,8	14,1	68
711	14873,7	15	110
804	14882,6	16,5	340
813	14891,7	17,2	14

APÉNDICE C – Resultados de porosidad por diferencia de peso

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos al medir la porosidad por diferencia de pesos:

Tabla C.1 Porosidad gravimétrica

N° de tapón	Peso de la muestra saturada (g)	Peso de la muestra seca (g)	Porosidad gravimétrica (%)
101	126,59	117,978	15,742
102	128,38	119,993	15,221
105	131,7	121,91	17,162
110	136,43	127,97	14,521
116	132,88	127,46	9,768
138	151,31	149,03	3,792
143	136,87	129,63	12,472
149	135,33	124,2	19,252
201	98,189	89,424	20,182
220	102,959	93,753	19,836
224	105,277	101,444	8,837
226	102,514	97,189	12,393
230	118,77	114,005	9,818
239	103,863	95,591	18,337
243	102,807	96,533	14,446
256	106,389	100,32	13,4331
309	103,338	95,325	17,731
320	110,89	105,91	10,796
323	103,264	95,421	17,434
331	105,329	99,017	14,725
333	102,585	93,652	19,567
334	105,027	96,758	17,931
336	108,272	101,998	13,936
341	100,401	91,513	19,712
404	103,065	95,417	17,052
406	100,476	91,473	20,139
408	105,277	96,221	19,334
417	99,76	92,884	15,742
418	97,229	87,297	22,077
423	108,086	101,49	14,289
447	108,032	103,381	10,422
460	101,907	93,44	18,736
461	105,78	98,246	16,285
465	106,39	100,179	13,659

APÉNDICE C – Resultados de porosidad por diferencia de peso

Tabla C.1 Porosidad gravimétrica (continuación)

N° de tapón	Peso de la muestra saturada (g)	Peso de la muestra seca (g)	Porosidad gravimétrica (%)
483	103,003	94,769	18,184
485	113,217	108,627	9,857
487	107,072	101,977	11,146
504	105,982	97,282	18,556
514	113,314	107,713	11,889
524	109,204	101,215	16,729
531	108,473	100,838	16,137
534	102,292	94,361	17,749
553	112,844	103,148	19,524
604	104,793	98,394	14,463
621	106,687	100,068	14,862
622	103,658	95,873	17,239
625	108,282	103,159	11,591
633	103,035	97,102	13,636
658	125,76	122,27	7,0468
660	110,768	106,053	10,397
661	116,28	112,012	9,073
674	105,844	99,866	13,464
681	107,794	101,384	14,068
685	104,678	97,865	15,387
701	110,705	103,575	15,263
704	121,2	115,734	10,974
710	105,995	99,998	13,496
711	118,47	111,372	14,225
813	108,485	101,055	16,088

APÉNDICE D – Resultados de porosidad por RMN

En la siguiente tabla se expone los resultados de porosidad obtenidos a través de la herramienta RMN:

Tabla D.1 Porosidad RMN

N° de tapón	Prof. (ft)	N° Scans utilizados en la herramienta para la muestra 100% saturada	Área bajo la curva de distribución de T2 para la muestra 100% saturada	Área bajo la curva de distribución de T2 para la muestra 100% saturada normalizada con el número de Scans	Área equivalente al volumen total de la muestra	Porosidad RMN (%)
101	14330,8	64	4367,119	68,236	452,039	15,095
102	14331,5	64	4392,885	68,638	455,304	15,075
105	14334,5	64	4909,14	76,705	471,348	16,273
110	14341,4	64	4318,367	67,474	481,423	14,016
116	14349,4	64	2661,375	41,583	458,475	9,070
138	14371,3	128	2272,476	17,753	496,814	3,573
143	14376,4	64	3181,231	49,706	479,650	10,363
149	14382,4	64	5851,643	91,431	477,691	19,140
201	14391,9	64	4536,987	70,890	358,851	19,754
220	14410,4	64	4733,414	73,959	383,478	19,287
224	14416,3	128	3843,892	30,030	358,385	8,379
226	14418,5	64	2612,584	40,821	355,027	11,498
230	14422,4	64	2442,815	38,168	401,014	9,518
239	14436,7	64	4347,444	67,928	372,750	18,223
243	14440,4	128	6439,575	50,309	358,851	14,019
256	14473,4	64	3007,932	46,998	373,310	12,589
309	14493,6	64	4081,416	63,772	373,403	17,079
320	14504,4	64	2510,11	39,220	381,145	10,290
323	14507,4	64	4056,972	63,390	371,724	17,053
331	14542,3	64	3404,963	53,202	354,187	15,021
333	14544,1	64	4501,505	70,336	377,228	18,645
334	14545,2	64	4331,475	67,679	381,052	17,761
336	14547,5	64	3329,13	52,017	372,004	13,983
341	14552,4	128	7930,355	61,955	372,564	16,629
404	14575,6	64	4035,965	63,061	370,605	17,0159
406	14577,4	64	4645,322	72,583	369,392	19,649
408	14579,3	64	4635,564	72,431	387,022	18,715

APÉNDICE D – Resultados de porosidad por RMN

Tabla D.1 Porosidad RMN (continuación)

N° de tapón	Prof. (ft)	N° Scans utilizados en la herramienta para la muestra 100% saturada	Área bajo la curva de distribución de T2 para la muestra 100% saturada	Área bajo la curva de distribución de T2 para la muestra 100% saturada normalizada con el número de Scans	Área equivalente al volumen total de la muestra	Porosidad RMN (%)
417	14591,4	64	3533,603	55,212	360,904	15,298
418	14592,5	64	4543,008	70,984	371,724	19,095
423	14597,4	64	3454,403	53,975	381,425	14,150
447	14621,4	64	2477,791	38,715	368,739	10,499
460	14634,7	64	3929,816	61,403	373,403	16,444
461	14635,7	64	3933,906	61,467	382,265	16,079
465	14639,2	64	3240,798	50,637	375,735	13,478
483	14657,6	64	4185,004	65,391	374,149	17,477
485	14659	64	2196,074	34,313	384,783	8,917
487	14661,3	64	2675,567	41,805	377,694	11,068
504	14695,6	64	4404,712	68,823	387,396	17,766
514	14705,3	64	2903,611	45,369	389,261	11,655
524	14715,2	64	4192,186	65,502	394,578	16,601
531	14722,2	64	3956,289	61,817	390,940	15,812
534	14725,8	64	4055,161	63,361	369,206	17,161
553	14744,5	64	4976,898	77,764	410,342	18,951
604	14776,3	64	3214,649	50,229	365,568	13,739
621	14793,5	64	3283,013	51,297	367,993	13,939
622	14794,3	64	3920,116	61,252	373,124	16,416
625	14797,7	64	2636,445	41,194	365,195	11,281
633	14805,7	64	3213,328	50,208	359,504	13,965
658	14830,5	128	3430,069	26,797	409,223	6,548
660	14832,6	64	2122,928	33,171	374,709	8,852
661	14833,9	64	1452,682	22,698	388,702	5,839
674	14847,3	64	2934,45	45,851	366,874	12,498
681	14854,6	64	3225,791	50,403	376,482	13,388
685	14858,6	64	3404,219	53,191	365,847	14,539

APÉNDICE D – Resultados de porosidad por RMN

Tabla D.1 Porosidad RMN (continuación)

N° de tapón	Prof. (ft)	N° Scans utilizados en la herramienta para la muestra 100% saturada	Área bajo la curva de distribución de T2 para la muestra 100% saturada	Área bajo la curva de distribución de T2 para la muestra 100% saturada normalizada con el número de Scans	Área equivalente al volumen total de la muestra	Porosidad RMN (%)
701	14863,6	64	3640,555	56,884	385,997	14,736
704	14866,5	64	2497,607	39,025	411,556	9,482
710	14872,8	64	2748,875	42,951	367,154	11,698
711	14873,7	64	3652,107	57,064	412,302	13,841
813	14891,7	64	3819,814	59,684	381,613	15,641

APÉNDICE E – Comparación de porosidades

En la siguiente tabla se muestra una recopilación de todas las porosidades obtenidas por los diferentes métodos, adicionalmente se muestran gráficos comparativos:

Tabla E.1 Comparación de porosidades

N° de tapón	Prof. (ft)	PHI Core LAB (%)	PHI RMN %	PHI gravimétrica %	Diferencia PHI RMN-grav.	Error de Phi RMN con respecto a PHi grav. (%)
101	14330,8	16,6	15,298	15,742	0,647	4,108
102	14331,5	16,5	19,095	15,221	0,145	0,954
105	14334,5	19	14,150	17,162	0,888	5,177
110	14341,4	16,3	10,499	14,521	0,504	3,474
116	14349,4	12,3	16,444	9,768	0,698	7,146
138	14371,3	5,7	16,079	3,792	0,218	5,762
143	14376,4	14,4	13,478	12,472	2,109	16,911
149	14382,4	19,8	17,477	19,252	0,111	0,581
201	14391,9	21,4	8,917	20,182	0,427	2,117
220	14410,4	21,5	11,068	19,836	0,549	2,771
224	14416,3	11,5	17,766	8,837	0,457	5,181
226	14418,5	15	11,655	12,393	0,895	7,222
230	14422,4	11,1	16,601	9,818	0,301	3,056
239	14436,7	18,8	15,812	18,337	0,113	0,616
243	14440,4	16,3	17,161	14,446	0,426	2,954
256	14473,4	15	18,951	13,4331	0,843	6,277
309	14493,6	18,7	13,739	17,731	0,652	3,682
320	14504,4	12,6	13,939	10,796	0,505	4,686
323	14507,4	18,8	16,416	17,434	0,381	2,183
331	14542,3	17,4	11,281	14,725	0,295	2,008
333	14544,1	21,3	13,965	19,567	0,921	4,709
334	14545,2	19,5	6,548	17,931	0,169	0,945
336	14547,5	15,3	8,852	13,936	0,047	0,341
341	14552,4	21,3	5,839	19,712	3,082	15,637
404	14575,6	18,1	12,498	17,052	0,035	0,209
406	14577,4	21,4	13,388	20,139	0,489	2,429
408	14579,3	20,7	14,539	19,334	0,619	3,204
417	14591,4	18,7	15,298	15,742	0,444	2,821

APÉNDICE E – Comparación de porosidades

Tabla E.1 Comparación de porosidades (continuación)

N° de tapón	Prof. (ft)	PHI Core LAB (%)	PHI RMN %	PHI grav. %	Diferencia PHI RMN-grav.	Error de Phi RMN con respecto a Phi grav. (%)
418	14592,5	24,3	19,095	22,077	2,981	13,503
423	14597,4	15,4	14,150	14,289	0,138	0,966
447	14621,4	11,3	10,499	10,422	0,077	0,742
460	14634,7	20,7	16,444	18,736	2,292	12,232
461	14635,7	18,7	16,079	16,285	0,205	1,261
465	14639,2	15,1	13,478	13,659	0,182	1,331
483	14657,6	19	17,477	18,184	0,707	3,888
485	14659	11,1	8,917	9,857	0,938	9,526
487	14661,3	15,3	11,068	11,146	0,077	0,696
504	14695,6	19,7	17,766	18,556	0,791	4,261
514	14705,3	12,3	11,655	11,889	0,234	1,969
524	14715,2	18,8	16,601	16,729	0,128	0,771
531	14722,2	18,3	15,812	16,137	0,324	2,012
534	14725,8	18,6	17,161	17,749	0,587	3,312
553	14744,5	20,4	18,951	19,524	0,573	2,936
604	14776,3	15	13,739	14,463	0,723	5,002
621	14793,5	17,3	13,939	14,862	0,922	6,206
622	14794,3	19,9	16,416	17,239	0,823	4,779
625	14797,7	12,2	11,281	11,591	0,311	2,683
633	14805,7	17,1	13,965	13,636	0,329	2,416
658	14830,5	7,9	6,548	7,0468	0,498	7,0731
660	14832,6	12	8,852	10,397	1,544	14,857
661	14833,9	10,8	5,839	9,073	3,233	35,636
674	14847,3	14,9	12,498	13,464	0,966	7,175
681	14854,6	15	13,388	14,068	0,681	4,836
685	14858,6	16,9	14,539	15,387	0,848	5,513
701	14863,6	15,6	14,736	15,263	0,525	3,446
704	14866,5	12,2	9,482	10,974	1,492	13,594
710	14872,8	14,1	11,698	13,496	1,797	13,321
711	14873,7	15	13,841	14,225	0,384	2,703
813	14891,7	17,2	15,641	16,088	0,447	2,782

APÉNDICE E – Comparación de porosidades

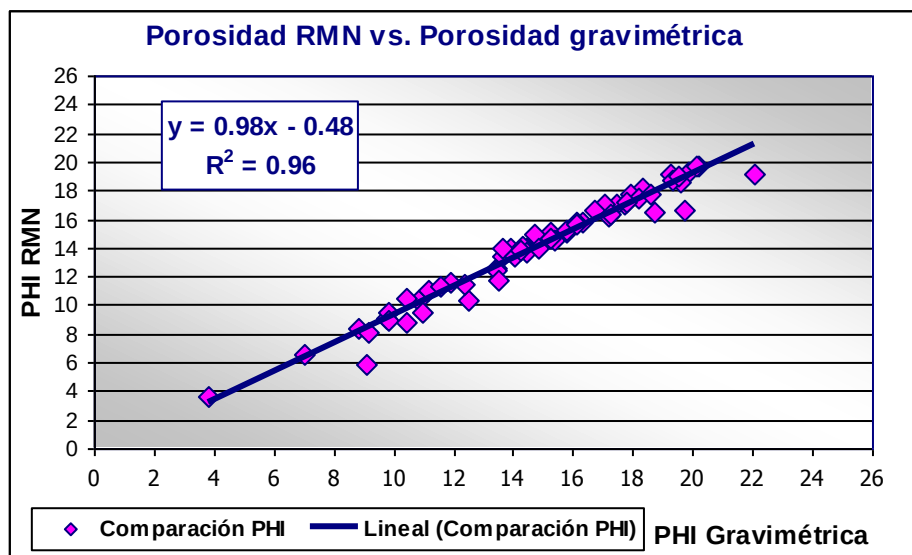


Figura E.1 Porosidad RMN vs. Porosidad gravimétrica

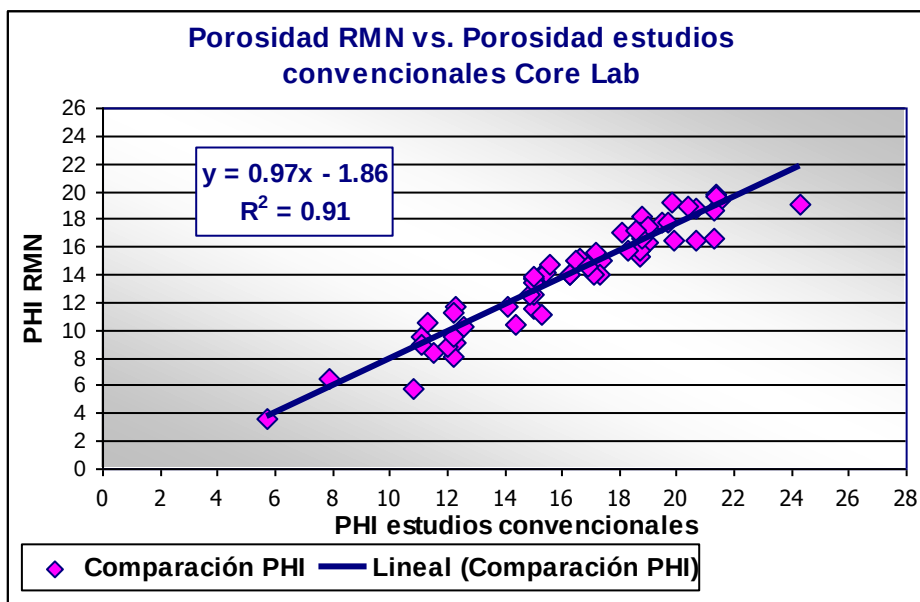


Figura E.2 Porosidad RMN vs. Porosidad gravimétrica

APÉNDICE E – Comparación de porosidades

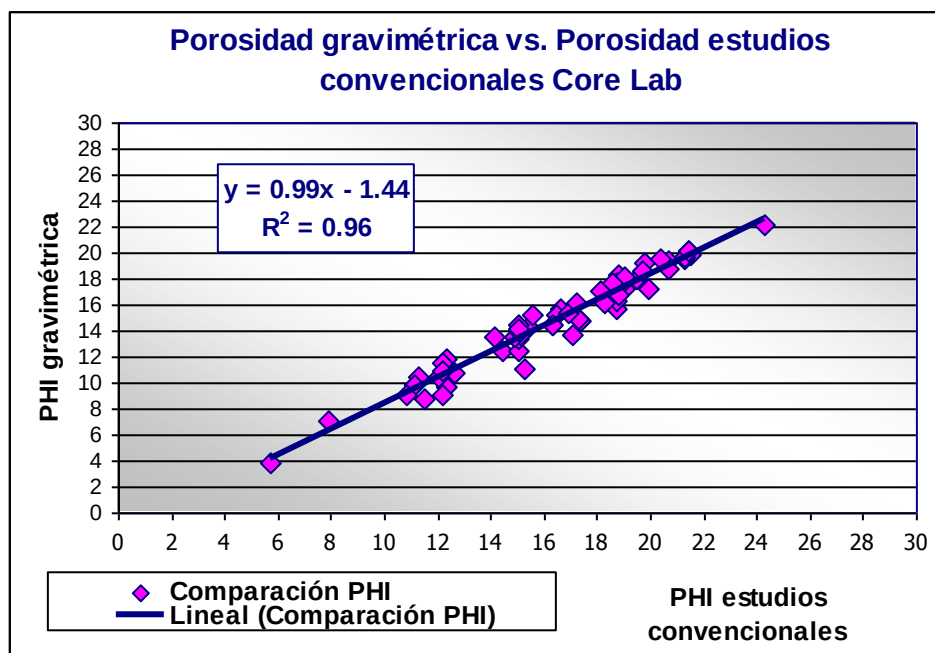


Figura E.3 Porosidad gravimétrica vs. Porosidad Core Lab

APÉNDICE F – Parámetros de la herramienta RMN usados para las muestras 100% saturadas

En la siguiente tabla se exponen los parámetros adaptados en la herramienta RMN para la medición de las muestras completamente saturadas:

Tabla F.1 Parámetros RMN

Muestra	N° de ecos	N° Scans	Rd	T2 (ms)	T1 (ms)
101	2048	64	1000000	92,241	-----
102	2048	64	1000000	91,52	-----
105	1024	64	600000	16,325	9,876
110	256	64	800000	4,058	10,631
116	1024	64	1000000	14,849	-----
138	32	128	800000	1,669	-----
143	1024	64	2000000	80,433	11,712
149	4096	64	2000000	98,061	-----
201	2048	64	1000000	72,987	-----
220	2048	64	1000000	83,948	-----
224	256	128	3000000	4,951	-----
226	128	64	100000	2,651	2,909
230	1024	64	500000	16,101	-----
239	2048	64	1000000	42,547	87,201
243	1024	128	3000000	23,996	-----
256	1024	64	500000	20,833	-----
309	2048	64	1000000	85,026	-----
320	2048	64	2000000	41,965	-----
331	512	64	1000000	10,148	-----
333	1024	64	600000	58,854	103,427
334	2048	64	1000000	45,023	-----
336	2048	64	1000000	75,483	85,26
341	8192	128	15000000	165,045	311,107
404	4096	64	2000000	216,726	-----
406	2048	64	1000000	67,87	98,526
408	2048	64	1000000	81,178	131,22
417	4096	64	2000000	138,368	207,871
418	4096	64	650000	111,919	181,88
423	2048	64	1100000	51,581	71,477
447	1024	64	1150000	18,161	32,862
460	4096	64	1200000	86,4	156,319
461	4096	64	3000000	191,62	247,089
465	4096	64	2000000	131,162	

**APÉNDICE F – Parámetros de la herramienta RMN usados para
las muestras 100% saturadas**

Tabla F.1 Parámetros RMN (continuación)

Muestra	N° de ecos	N° Scans	Rd	T2 (ms)	T1 (ms)
483	4096	64	2000000	234,895	-----
485	1024	64	3000000	36,685	60,934
487	2048	64	2000000	67,977	-----
504	4096	64	3000000	177,557	-----
514	4096	64	1000000	141,05	-----
524	2048	64	800000	55,568	-----
531	4096	64	2000000	145,042	-----
534	8192	64	3000000	226,368	-----
553	8192	64	2000000	221,711	-----
604	4096	64	3000000	170,905	-----
621	512	64	1100000	17,87	-----
622	512	64	3000000	13,837	-----
625	128	64	2000000	1,794	-----
633	64	64	2500000	1,404	-----
658	128	128	1000000	1,385	-----
660	1024	64	550000	20,554	22,94
661	512	128	3000000	11,978.	-----
674	512	64	900000	17,732	-----
681	1024	64	200000	20,309	28,911
685	2048	64	800000	24,209	-----
701	2048	64	3000000	90,923	-----
704	512	64	1700000	9,944	-----
710	2048	64	2700000	44,645	69,397
711	2048	64	1000000	53,074	-----
813	1024	64	1100000	19,101	-----

APÉNDICE G – Saturación de agua irreducible hallada por diferencia de pesos

La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos de saturación irreducible, así como los pesos medidos para dicho cálculo:

Tabla G.1 Saturación de agua irreducible gravimétrica

N° de tapón	Prof. (ft)	P drenado (g)	P seco (g)	Swi grav
102	14331,5	120,73	119,993	8,707
105	14334,5	124,89	121,91	30,161
143	14376,4	133,17	129,63	48,448
201	14391,9	90,035	89,424	6,907
224	14416,3	104,51	101,444	79,258
256	14473,4	102,636	100,32	37,812
309	14493,6	96,45	95,325	13,911
320	14504,4	109,182	105,91	65,102
333	14544,1	95,633	93,652	21,973
341	14552,4	92,918	91,513	15,663
406	14577,4	93,047	91,473	17,323
408	14579,3	97,648	96,221	15,613
418	14592,5	88,916	87,297	16,152
423	14597,4	103,372	101,49	28,272
461	14635,7	100,901	98,246	34,918
524	14715,2	103,192	101,215	24,521
621	14793,5	103,054	100,068	44,701
625	14797,7	107,286	103,159	79,822
660	14832,6	108,051	106,053	41,988
681	14854,6	103,127	101,384	26,943
685	14858,6	99,679	97,865	26,382

APÉNDICE H – Saturación de agua irreducible hallada a través de RMN

A continuación se presentan los resultados del cálculo de la saturación de agua irreducible por medio de las mediciones RMN, así como los parámetros necesario de cada muestra para realizar dicho cálculo:

Tabla H.1 Saturación de agua irreducible RMN

N° de tapón	Prof. (ft)	A1/ n° Scan (sat)	N° Scan drenado	A3 (drenada)	Swi RMN (%)
102	14331,5	68,638	1024	5388,845	7,667
105	14334,5	76,705	512	11635,434	29,626
143	14376,4	49,721	512	12426,524	48,814
201	14391,9	70,891	2048	9921,209	6,833
224	14416,3	30,031	512	12147,767	79,006
256	14473,4	46,998	512	9093,788	37,791
309	14493,6	63,772	512	4428,598	13,563
320	14504,4	39,220	512	12870,002	64,091
333	14544,1	70,336	2048	29652,567	20,585
341	14552,4	61,955	2048	20282,415	15,984
406	14577,4	72,583	2048	24489,03	16,474
408	14579,3	72,431	2048	22092,248	14,893
418	14592,5	70,984	512	6052,84	16,654
423	14597,4	53,975	512	7491,79	27,109
461	14635,7	60,247	512	9797,397	31,761
524	14715,2	65,503	512	7620,728	22,723
621	14793,5	51,297	2048	41193,408	39,211
625	14797,7	41,194	1024	33026,767	78,294
660	14832,6	33,171	1024	14237,402	41,916
681	14854,6	50,402	512	6295,508	24,395
685	14858,6	53,191	2048	25967,112	23,837

APÉNDICE I – Comparación de saturación de agua irreducible

La tabla que se presenta es la correspondiente a la agrupación de la saturación irreducible de cada una de las muestras calculadas por los diferentes métodos. Igualmente, se presenta el gráfico Sw_i_{RMN} vs. $SW_{convencional}$:

Tabla I.1 Comparación de saturación de agua irreducible

N° de tapón	Prof. (ft)	Swi grav	Swi RMN (%)	Diferencia Swi RMN-grav.	Error
102	14331,5	8,707	7,667	1,041	11,945
105	14334,5	30,161	29,626	0,534	1,771
143	14376,4	48,448	48,814	0,365	0,754
201	14391,9	6,907	6,833	0,073	1,066
224	14416,3	79,258	79,006	0,251	0,317
256	14473,4	37,812	37,791	0,021	0,057
309	14493,6	13,911	13,563	0,348	2,502
320	14504,4	65,102	64,091	1,011	1,553
333	14544,1	21,973	20,585	1,388	6,318
341	14552,4	15,663	15,984	0,321	2,052
406	14577,4	17,323	16,474	0,849	4,901
408	14579,3	15,613	14,893	0,721	4,613
418	14592,5	16,152	16,654	0,502	3,111
423	14597,4	28,272	27,109	1,1621	4,111
461	14635,7	34,918	31,761	3,156	9,039
524	14715,2	24,521	22,723	1,797	7,331
621	14793,5	44,701	39,211	5,489	12,281
625	14797,7	79,822	78,294	1,528	1,914
660	14832,6	41,988	41,916	0,072	0,172
681	14854,6	26,943	24,395	2,548	9,457
685	14858,6	26,382	23,837	2,545	9,646

APÉNDICE I – Comparación de saturación de agua irreducible

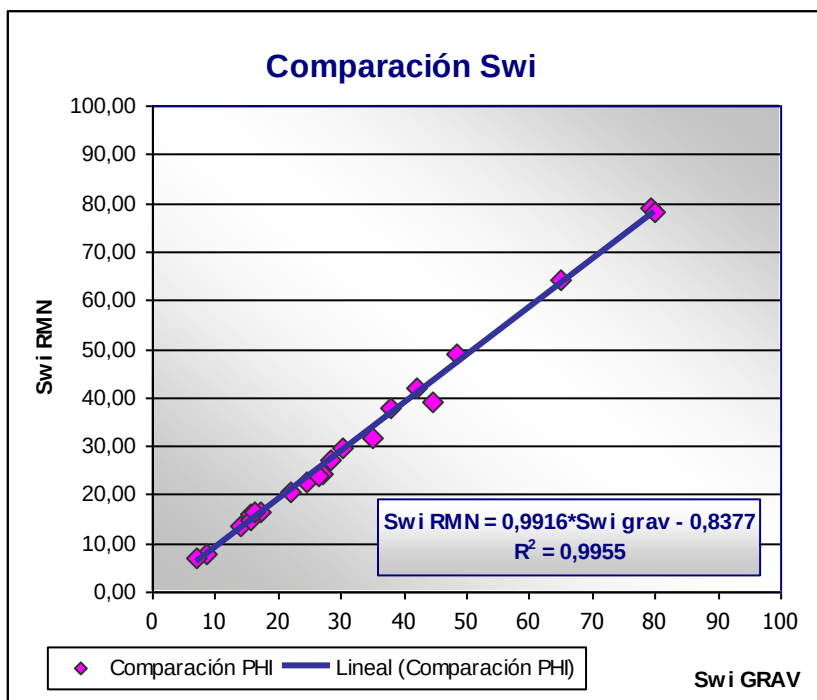


Figura I.1 Saturación de agua irreducible RMN vs. Saturación de agua irreducible gravimétrica

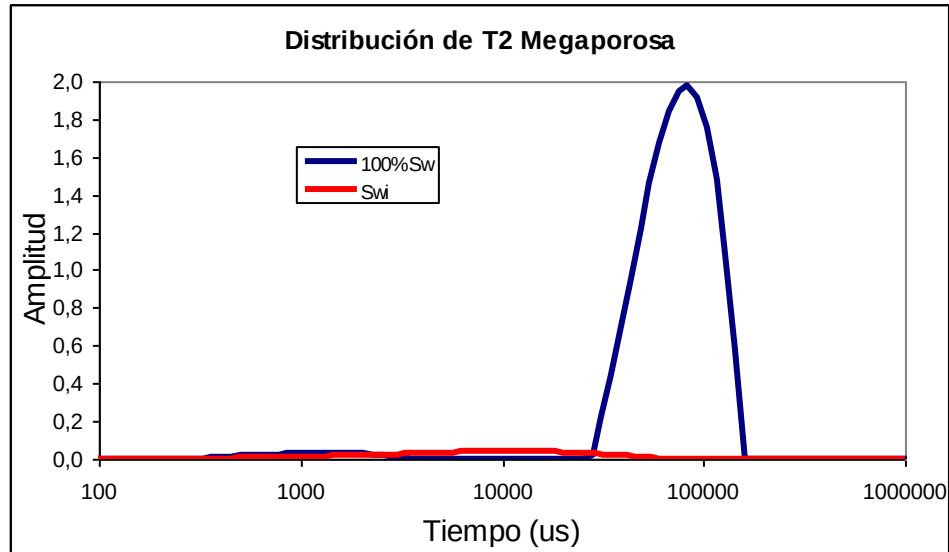


Figura J.1 Distribución de T₂ característica para la calidad de roca megaporosa

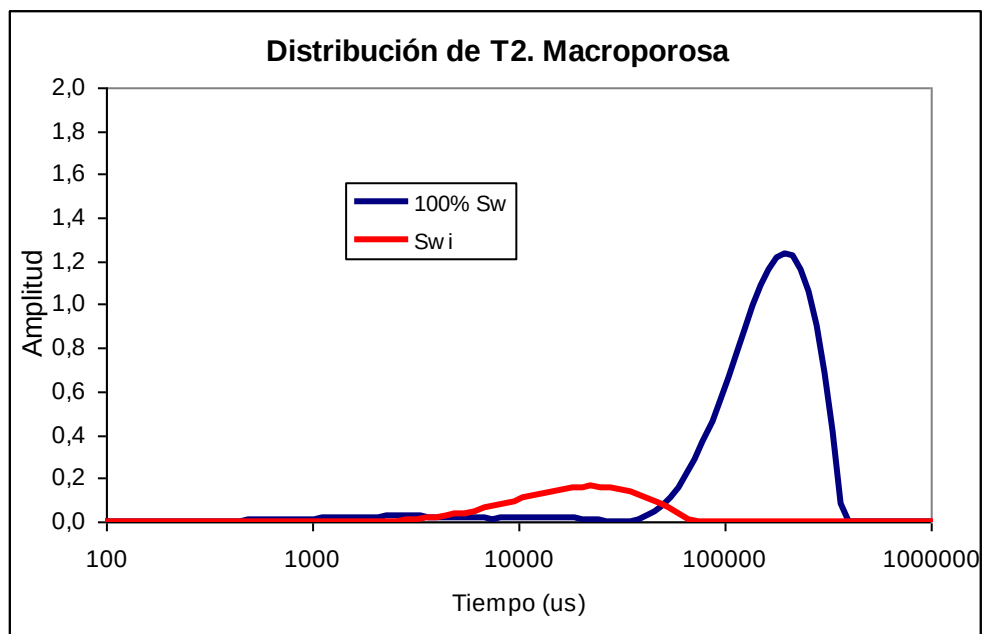


Figura J.2 Distribución de T₂ característica para la calidad de roca macroporosa

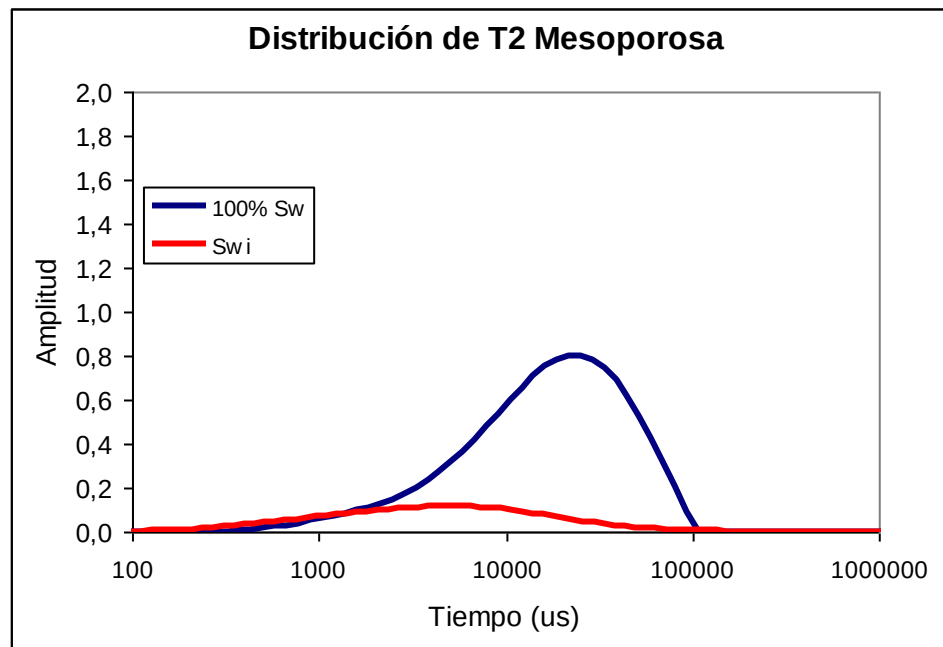


Figura J.3 Distribución de T₂ característica para la calidad de roca mesoporosa

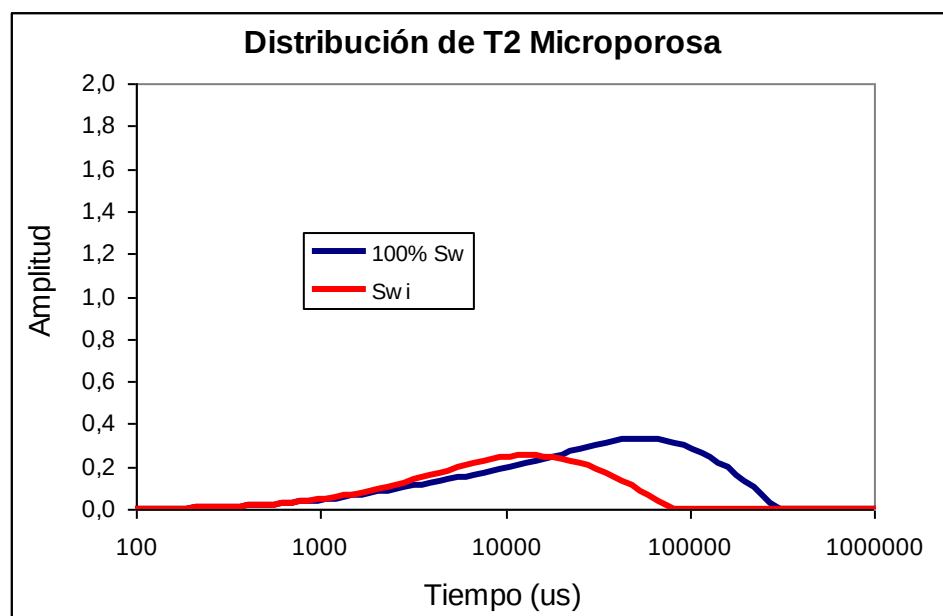


Figura J.4 Distribución de T₂ característica para la calidad de roca microporosa

APÉNDICE K – Gráficos de Presión capilar característicos de cada petrofacies

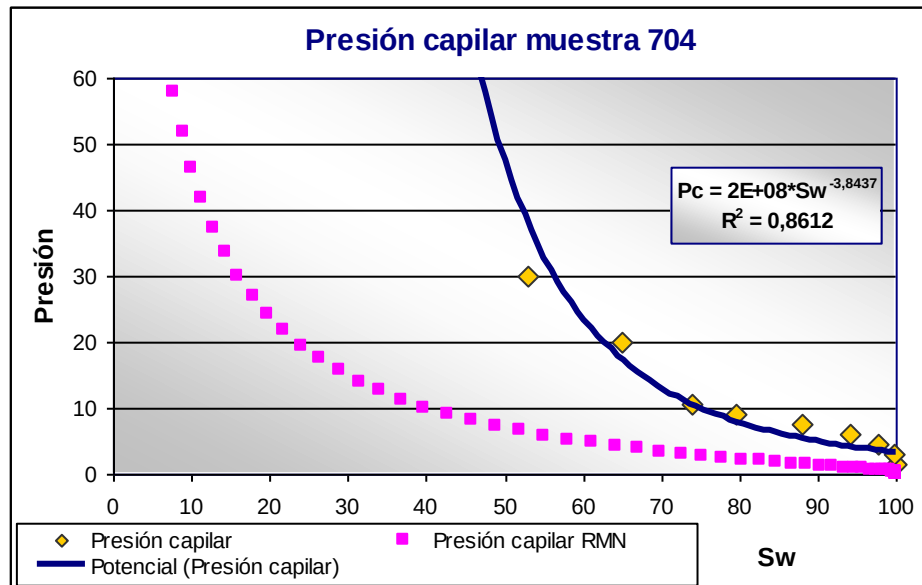


Figura K.1 Gráfico de presión capilar característico de la petrofacies microporosa de la Formación Naricual Inferior

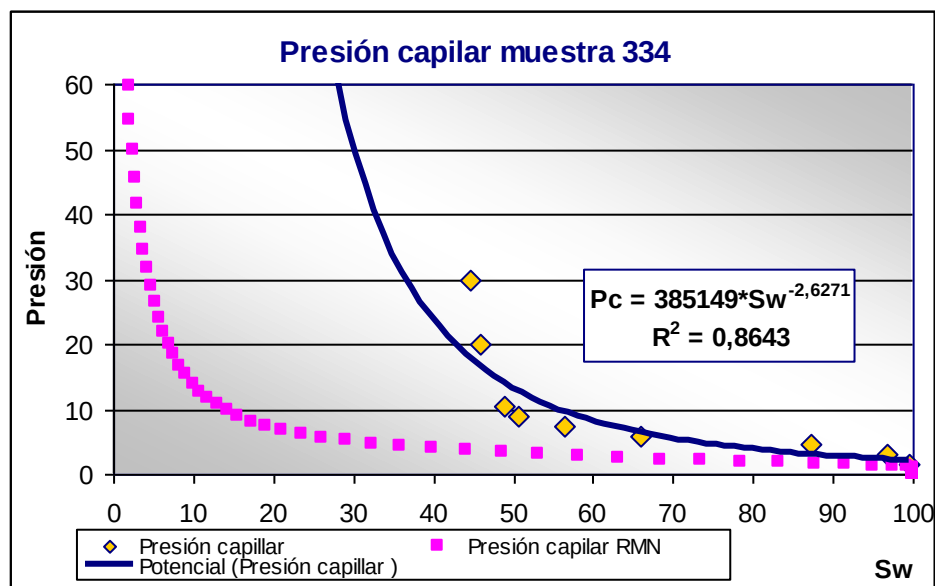


Figura K.2 Gráfico de presión capilar característico para la petrofacies mesoporosa de la Formación Naricual Inferior

APÉNDICE K – Gráficos de Presión capilar característicos de cada petrofacies

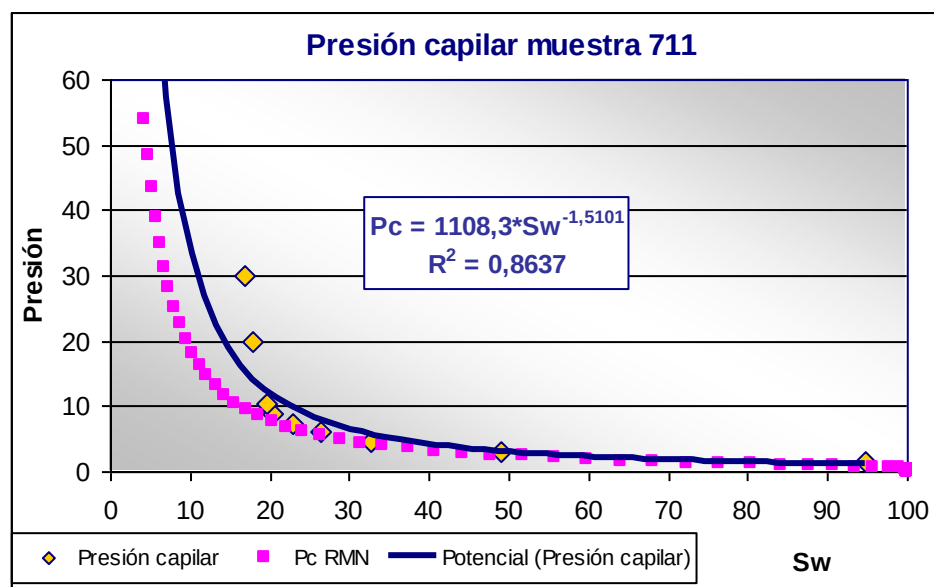


Figura K.3 Gráfico de presión capilar característico de la petrofacies macroporosa de la Formación Naricual Inferior

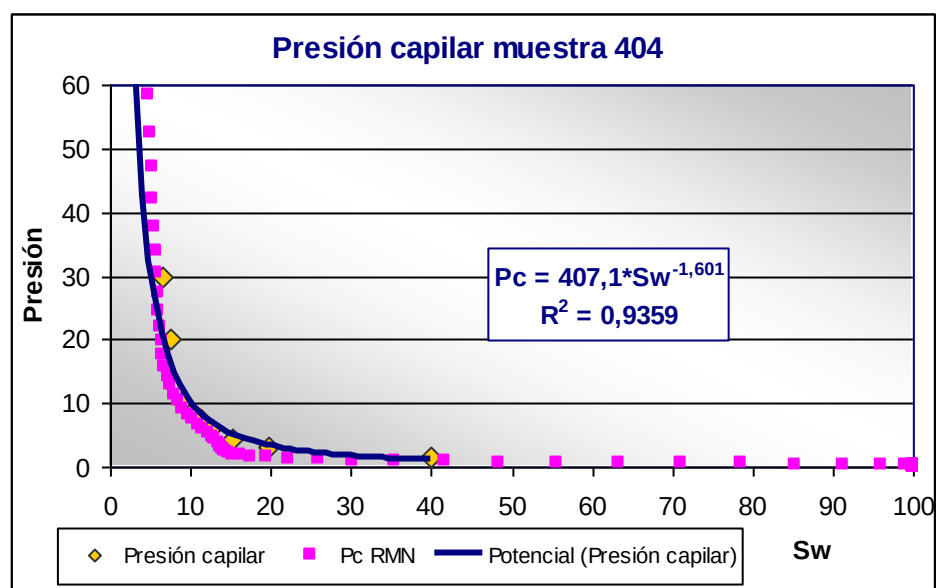


Figura K.4 Gráfico de presión capilar característico de la petrofacies macroporosa de la Formación Naricual Inferior

APÉNDICE L – Resultados de FFI, BFV y T2 de corte

La siguiente tabla presenta los resultados de Índice de Fluido Libre (FFI), Volumen de Fluido Ligado Y Tiempo de corte (T2c):

Tabla L.1 Resultados FFI, BFV y T2 de corte.

Muestras	FFI	BFV	T2 de corte
102	92,33	7,67	41806,81
105	70,37	29,63	2814,72
143	51,17	48,83	5662,48
201	93,17	6,83	35997,35
224	20,99	79,01	9630,98
256	60,96	39,04	3909,16
309	86,44	13,56	43954,84
320	35,91	64,09	47265,11
333	79,41	20,59	37206,38
341	84,02	15,98	88713,19
406	83,71	16,29	31567,08
408	85,14	14,86	30034,54
418	83,35	16,65	72098,49
423	72,89	27,11	16207,83
461	68,24	31,76	117264,32
524	77,28	22,72	34863,81
621	60,79	39,21	9662,19
625	21,66	78,34	3142,18
660	58,08	41,92	9220,54
681	75,6	24,4	7707,24
685	76,16	23,84	7603,31

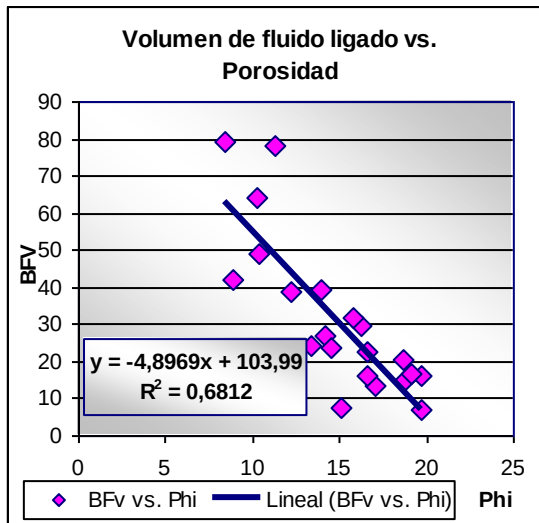


Figura L.1 FFI vs. Phi

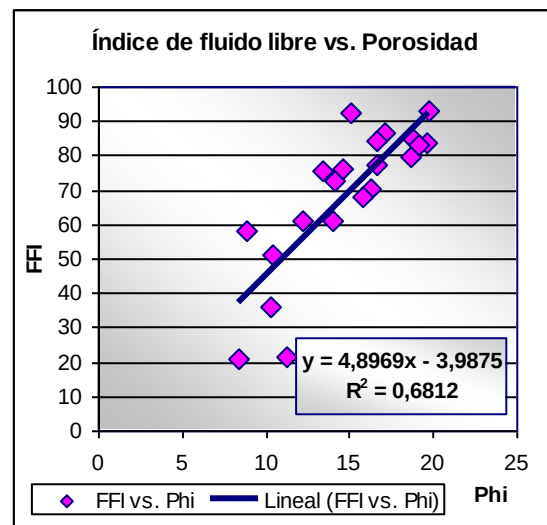


Figura L.2 BFV vs. Phi

APÉNDICE M – Resultados de Permeabilidad RMN

En la siguiente tabla y los siguientes gráficos se presentan los resultados de permeabilidad RMN obtenidos:

Tabla M.1 Resultados de permeabilidad RMN

	Timur Coates		Timur Coates modificado	
Muestras	KRMN r30	KRMN r35	KRMN r30	KRMN r35
102	1042,805	1024,565	247,853	960,591
105	174,307	175,675	554,834	196,188
143	48,575	45,901	517,187	69,972
201	1479,014	1514,785	285,953	1421,753
224	8,657	8,002	573,478	31,852
256	86,651	83,732	517,774	107,052
309	556,571	560,642	373,765	535,636
320	23,697	22,485	598,014	49,801
333	336,106	344,732	503,796	347,998
341	437,944	439,995	400,997	427,171
406	484,997	500,369	460,682	486,904
408	529,528	541,793	422,374	521,881
418	460,616	473,192	456,231	461,721
423	180,336	177,607	474,523	192,278
461	151,772	152,323	562,624	174,931
524	266,412	268,553	486,488	276,881
621	95,275	94,041	575,331	120,561
625	11,382	11,022	717,085	42,379
660	59,143	54,388	421,177	72,934
681	203,129	198,086	429,091	207,911
685	224,063	221,305	451,281	230,874

APÉNDICE M – Resultados de Permeabilidad RMN

Método Timur-Coates:

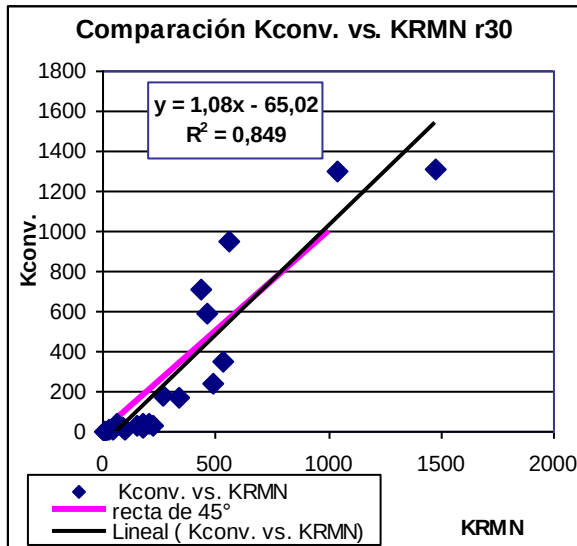


Figura M.1 Comparación $K_{conv.}$ Vs. K_{RMN} r30

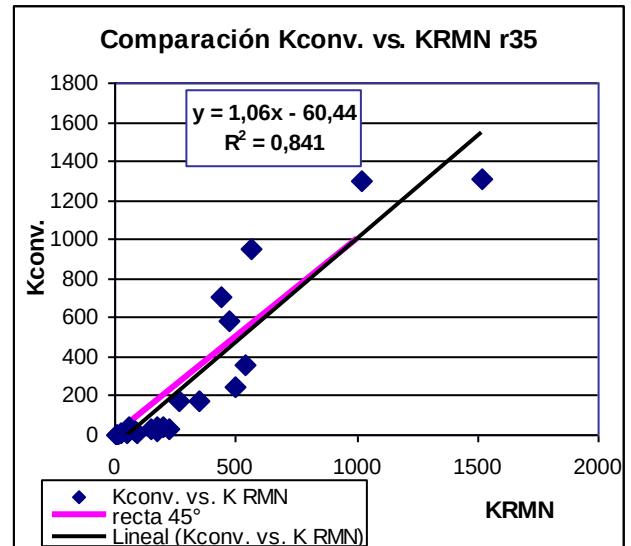


Figura M.2 Comparación $K_{conv.}$ Vs. K_{RMN} r35

Método Timur-Coates modificado:

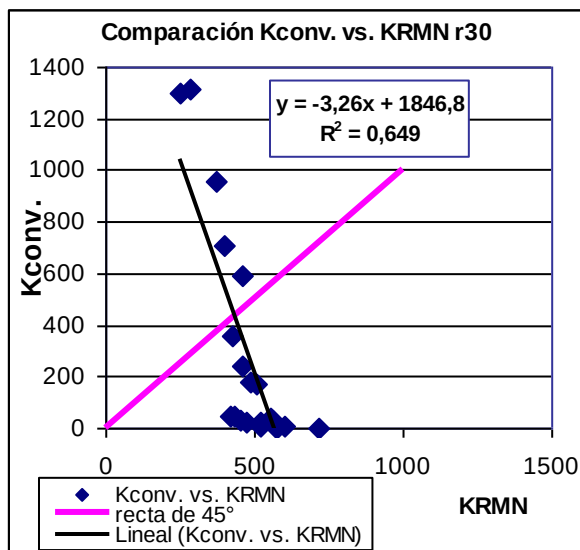


Figura M.3 Comparación $K_{conv.}$ Vs. K_{RMN} r30

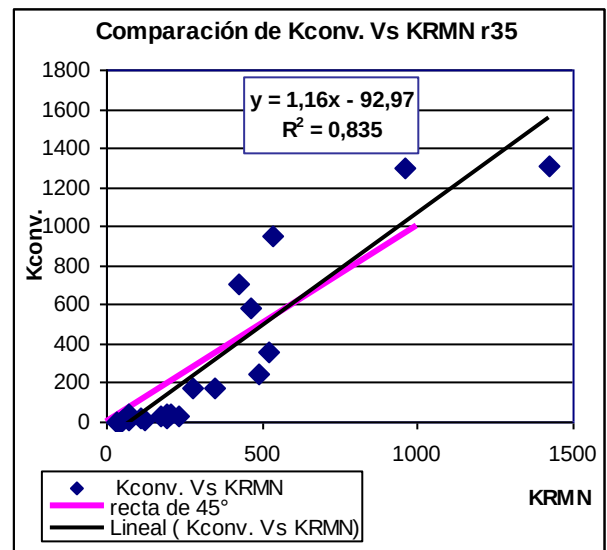


Figura M.4 Comparación $K_{conv.}$ Vs. K_{RMN} r35

APÉNDICE N – Petrofacies halladas por medio de datos convencionales

En la siguiente tabla se exponen las muestras clasificadas por petrofacies, éstas halladas con los datos convencionales (Core Lab):

Tabla N.1 Petrofacies por medio de datos convencionales

N° de tapón	Radio de garganta (r30) con datos convencionales	Petrofacies r30 con datos convencionales	Radio de garganta (r35) con datos convencionales	Petrofacies r35 con datos convencionales
101	20,758	Megaporosa	19,261	Megaporosa
102	25,547	Megaporosa	23,878	Megaporosa
105	3,646	Macroporosa	3,156	Macroporosa
110	0,803	Mesoporosa	0,671	Mesoporosa
112	1,089	Mesoporosa	0,985	Mesoporosa
116	0,307	Microporosa	0,255	Microporosa
138	0,331	Microporosa	0,295	Microporosa
143	1,926	Mesoporosa	1,674	Mesoporosa
149	10,229	Megaporosa	9,127	Macroporosa
201	22,991	Megaporosa	20,923	Megaporosa
220	14,618	Megaporosa	13,102	Megaporosa
224	0,336	Microporosa	0,281	Microporosa
226	0,591	Mesoporosa	0,492	Microporosa
230	3,091	Macroporosa	2,791	Macroporosa
239	7,935	Macroporosa	7,015	Macroporosa
243	3,618	Macroporosa	3,174	Macroporosa
256	2,867	Macroporosa	2,515	Macroporosa
309	20,435	Megaporosa	18,751	Megaporosa
320	1,838	Mesoporosa	1,614	Mesoporosa
323	11,714	Megaporosa	10,548	Megaporosa
331	3,803	Macroporosa	3,323	Macroporosa
333	7,561	Macroporosa	6,635	Macroporosa
334	0,835	Mesoporosa	0,687	Mesoporosa
336	6,513	Macroporosa	5,859	Macroporosa
341	16,458	Megaporosa	14,821	Megaporosa
404	30,225	Megaporosa	28,174	Megaporosa
406	9,103	Macroporosa	8,035	Macroporosa
408	11,391	Megaporosa	10,161	Megaporosa
417	3,931	Macroporosa	3,415	Macroporosa

APÉNDICE N – Petrofacies halladas por medio de datos convencionales

Tabla N.1 Petrofacies por medio de datos convencionales (continuación)

N° de tapón	Radio de garganta (r30) con datos convencionales	Petrofacies r30 con datos convencionales	Radio de garganta (r35) con datos convencionales	Petrofacies r35 con datos convencionales
418	14,057	Megaporosa	12,445	Megaporosa
423	2,814	Macroporosa	2,461	Macroporosa
447	0,185	Microporosa	0,152	Microporosa
460	6,129	Macroporosa	5,356	Macroporosa
461	3,305	Macroporosa	2,856	Macroporosa
465	8,901	Macroporosa	8,101	Macroporosa
483	28,875	Megaporosa	26,759	Megaporosa
485	0,872	Mesoporosa	0,755	Mesoporosa
487	0,493	Microporosa	0,407	Microporosa
504	19,494	Megaporosa	17,776	Megaporosa
514	13,754	Megaporosa	12,931	Megaporosa
524	8,143	Macroporosa	7,2461	Macroporosa
531	4,707	Macroporosa	4,123	Macroporosa
534	24,598	Megaporosa	22,719	Megaporosa
553	23,913	Megaporosa	21,885	Megaporosa
563	9,212	Macroporosa	8,5113	Macroporosa
604	15,891	Megaporosa	14,747	Megaporosa
615	0,616	Mesoporosa	0,523	Mesoporosa
621	1,716	Mesoporosa	1,461	Mesoporosa
622	2,996	Macroporosa	2,567	Macroporosa
625	0,174	Microporosa	0,141	Microporosa
633	0,141	Microporosa	0,111	Microporosa
652	0,811	Mesoporosa	0,748	Mesoporosa
658	0,396	Microporosa	0,344	Microporosa
660	4,629	Macroporosa	4,208	Macroporosa
661	0,799	Mesoporosa	0,692	Mesoporosa
674	0,517	Mesoporosa	0,429	Microporosa
681	4,153	Macroporosa	3,687	Macroporosa
685	3,308	Macroporosa	2,884	Macroporosa
701	10,466	Megaporosa	9,547	Macroporosa
704	0,272	Microporosa	0,224	Microporosa

APÉNDICE N – Petrofacies halladas por medio de datos convencionales

Tabla N.1 Petrofacies por medio de datos convencionales (continuación)

N° de tapón	Radio de garganta (r30) con datos convencionales	Petrofacies r30 con datos convencionales	Radio de garganta (r35) con datos convencionales	Petrofacies r35 con datos convencionales
710	5,428	Macroporosa	4,891	Macroporosa
711	6,881	Macroporosa	6,212	Macroporosa
813	2,103	Macroporosa	1,804	Mesoporosa

APÉNDICE O – Petrofacies halladas por medio de datos RMN

La siguiente tabla presenta las petrofacies halladas a través de los datos RMN:

Tabla O.1 Petrofacies por medio de RMN

Muestras a las que se les calculó KRMN	Radio de garganta (r30) con datos RMN (Timur-Coates)	Petrofacies r30 con datos RMN (Timur-Coates)	Radio de garganta r35 con datos RMN (Timur-Coates)	Petrofacies r35 con datos RMN (Timur-Coates)
102	23,497	Megaporosa	21,861	Megaporosa
105	8,554	Macroporosa	7,757	Macroporosa
143	5,141	Macroporosa	4,601	Macroporosa
201	25,401	Megaporosa	23,676	Megaporosa
224	2,187	Macroporosa	1,916	Mesoporosa
256	6,589	Macroporosa	5,935	Macroporosa
309	15,818	Megaporosa	14,568	Megaporosa
320	3,481	Macroporosa	3,085	Macroporosa
333	11,569	Megaporosa	10,571	Megaporosa
341	14,031	Megaporosa	12,883	Megaporosa
406	13,832	Megaporosa	12,696	Megaporosa
408	14,801	Megaporosa	13,609	Megaporosa
418	13,608	Megaporosa	12,485	Megaporosa
423	9,241	Macroporosa	8,396	Macroporosa
461	8,037	Macroporosa	7,276	Macroporosa
524	10,698	Megaporosa	9,756	Macroporosa
621	6,561	Macroporosa	5,908	Macroporosa
625	2,242	Macroporosa	1,965	Mesoporosa
660	6,116	Macroporosa	5,499	Macroporosa
681	10,094	Megaporosa	9,192	Macroporosa
685	10,289	Megaporosa	9,373	Macroporosa

APÉNDICE P – Clasificación gráfica de petrofacies con ecuación Pittman r_{35} , para datos convencionales y para datos RMN

A continuación se presenta la clasificación gráfica de petrofacies utilizando la ecuación seleccionada (Pittman r_{35}), reportando los datos convencionales y RMN. Igualmente, se presenta el gráfico de radio de garganta de poro vs saturación de agua irreducible.

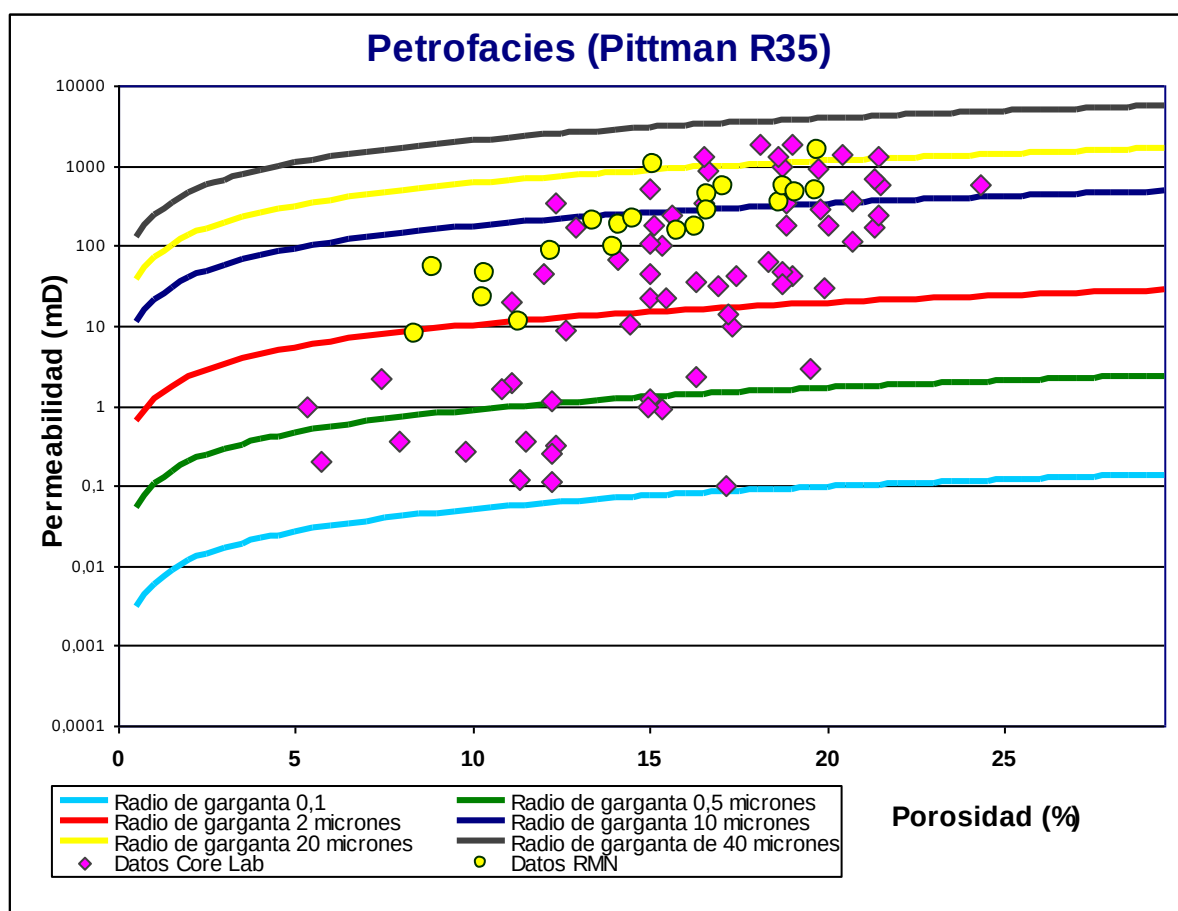


Figura P.1 Petrofacies halladas a través de la ecuación de Pittman r_{35}

APÉNDICE P – Clasificación gráfica de petrofacies con ecuación Pittman r_{35} , tanto para datos convencionales como para datos RMN

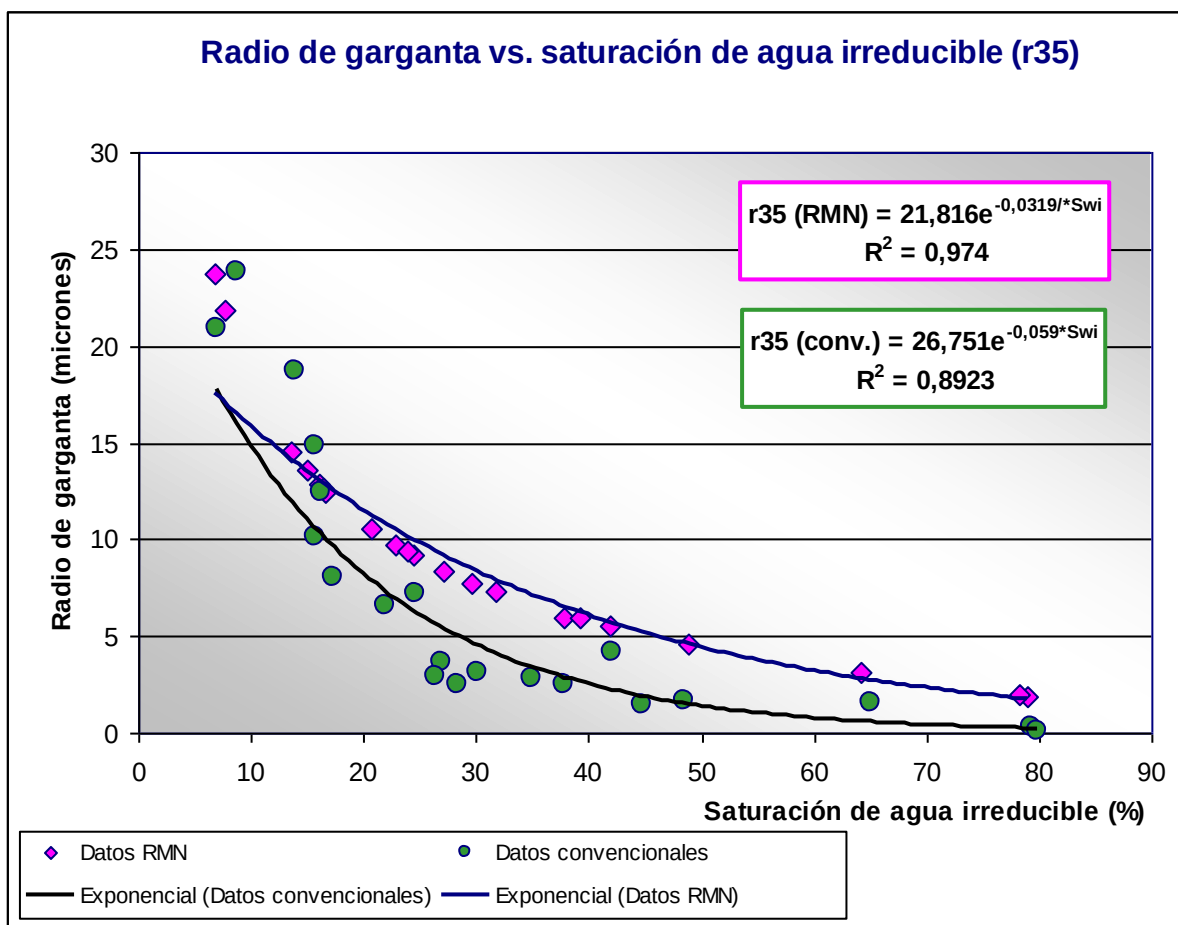


Figura P.2 Radio de garganta de poro (r_{35}) vs. saturación de agua irreducible

APÉNDICE Q – Magnetofacies

A continuación se presenta la tabla Q.1 correspondiente a los resultados obtenidos al hallar las petrofacies:

Tabla Q.1 Magnetofacies

Muestras	FFI/BFV	Magnetofacies
102	12,037	Megaporosa
105	2,374	Macroporosa
143	1,047	Macroporosa
201	13,641	Megaporosa
224	0,265	Mesoporosa
256	1,561	Macroporosa
309	6,374	Megaporosa
320	0,560	Macroporosa
333	3,856	Megaporosa
341	5,257	Megaporosa
406	5,138	Megaporosa
408	5,729	Megaporosa
418	5,006	Megaporosa
423	2,688	Macroporosa
461	2,148	Macroporosa
524	3,401	Macroporosa
621	1,551	Macroporosa
625	0,276	Mesoporosa
660	1,385	Macroporosa
681	3,098	Macroporosa
685	3,194	Macroporosa

APÉNDICE Q – Magnetofacies

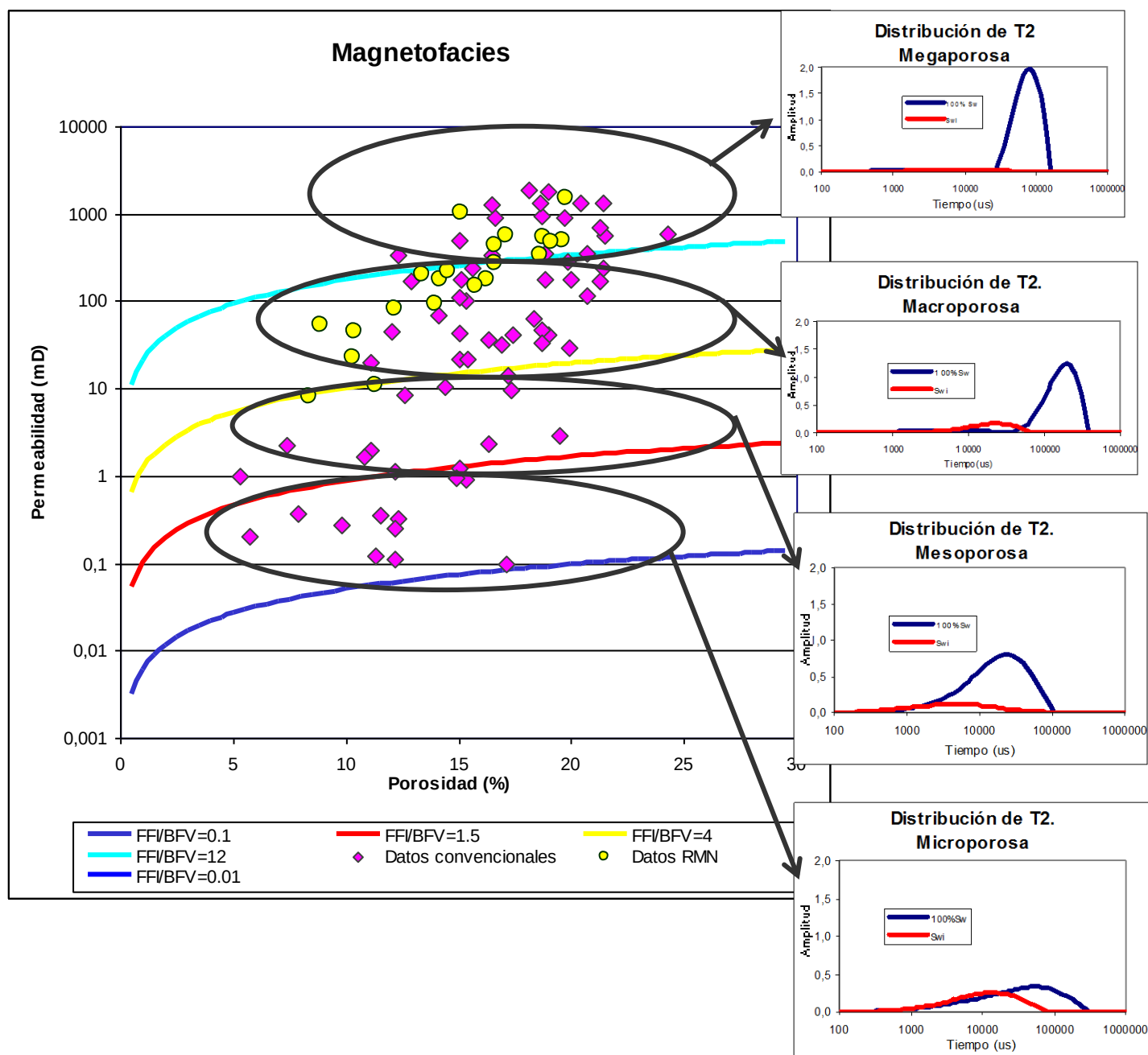


Figura Q.1 Magnetofacies

APÉNDICE R – Deducción de proporcionalidad de presión capilar

La relajación en el protón es ocasionada por tres efectos, los cuales al ser sumados dan como resultado el tiempo de relajación total, como se explicó en el capítulo II:

$$\frac{1}{T_{2A}} = \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2D}} + \frac{1}{T_{2B}} \quad (\text{R.1})$$

De acuerdo a los fluidos presentes y su interacción con la roca, uno de estos efectos será el predominante. Al estar la muestra saturada con salmuera es más probable que el protón interactúe con la pared del grano a que se produzca una relajación magnética de carácter molecular en el seno del fluido, esto debido a la rapidez de su movimiento aleatorio dentro del poro, por consiguiente el efecto de T_{2B} no es predominante. El factor de difusión inducida (T_{2D}) es determinado por las características del instrumento y puede ser ajustado para que domine sobre los otros dos, sin embargo, para las mediciones a realizar se lleva a su mínima expresión.

En consecuencia el factor predominante es la relajación por efecto de superficie, la cual depende de la relatividad de la roca y de la geometría del poro.

Por lo expresado anteriormente resulta, ecuación (R.2):

$$\frac{1}{T_{2S}} = \rho * \frac{S}{V} \quad (\text{R.2})$$

Tomando en cuenta la suposición que el poro es una esfera perfecta, ecuación (R.3):

$$\frac{1}{T_{2S}} = \rho * \frac{(4 * \pi * R^2)}{\left(\frac{4}{3} * \pi * R^3\right)} \quad (\text{R.3})$$

APÉNDICE R – Deducción de proporcionalidad de presión capilar

En donde R representa el radio de poro.

Simplificando la ecuación R.3:

$$\frac{1}{T_{2S}} = \rho * \frac{3}{R} \quad (\text{R.4})$$

Tomando en cuenta la relación entre radio de poro y radio de garganta poral, llamada Factor de forma:

$$F_s = \frac{R}{r} \quad (\text{R.5})$$

En donde r es el radio de garganta poral.

Sustituyendo R en la ecuación R.4:

$$\frac{1}{T_{2S}} = \rho * \frac{3}{F_s * r} \quad (\text{R.6})$$

Despejando de la ecuación 3.1 (capítulo III) el radio de garganta poral y sustituyendolo en R.6:

$$\frac{1}{T_{2S}} = \rho * \frac{3}{F_s * \left(\frac{-2 * \gamma * \cos \theta}{P_c} \right)} \quad (\text{R.7})$$

APÉNDICE R – Deducción de proporcionalidad de presión capilar

Despejando la Presión capilar de la ecuación R.7:

$$P_C = \frac{(-F_s * 2 * \gamma * \cos \theta)}{(\rho * 3)} * \left(\frac{1}{T_{2S}}\right) \quad (\text{R.8})$$

Por último, se sustituye todo el conjunto de constantes por un solo valor:

$$C = \frac{(-F_s * 2 * \gamma * \cos \theta)}{(\rho * 3)} \implies \boxed{P_C = \frac{C}{T_{2S}}} \quad (\text{R.9})$$

APÉNDICE S – Determinación del T_2 de corte óptimo para la formación

Una de las aplicaciones más relevantes en este estudio, es la determinación de corte óptimo, esto es debido a que este es uno de los parámetros utilizados en por la herramienta de perfilaje, por ende hallando el valor correcto en laboratorio se optimizara el funcionamiento de la herramienta y se disminuirá la incertidumbre en sus mediciones.

El cálculo de esta variable se realiza primero para cada muestra, calculando el producido al estimar el BFV, esto se aprecia en la ecuación S.1:

$$Error = | \phi_i - BFV | \quad (S.1)$$

En donde, Φ_i = es cada porosidad acumulada calculada a través de la distribución para cada valor de T_2 .

BFV = Volumen de fluido ligado obtenido para la correspondiente muestra.

El resultado obtenido presenta una forma similar a la figura S.1. Luego para hallar el T_2 de corte óptimo para la formación, es necesario promediar las curvas de todas las muestras, para ello se utiliza la ecuación S.2.

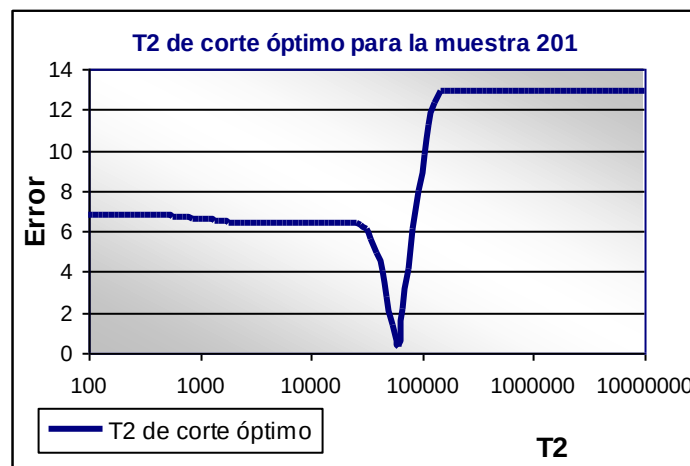


Figura S.1. T_2 de corte óptimo para la muestra 201

APÉNDICE S – Determinación del T_2 de corte óptimo para la formación

$$Error_{promedio} = \frac{\sum Error}{n^{\circ}muestras} \quad (S.2)$$

En donde, Error = es el error calculado a través de la ecuación S.1, para cada muestra y correspondiente a cada valor de T_2 .

N° muestras: es el número de muestras que se están tomando en cuenta para realizar este cálculo.

Es importante reiterar que este valor de error promedio se realiza con todas las muestras y para cada valor de T_2 . Seguidamente se grafica Error promedio vs. Tiempo (T_2), resultando una forma semejante al grafico S.1 y en donde el valor de tiempo óptimo de corte viene dado por el punto mínimo de la curva, que corresponde a la mínima diferencia de porosidad.