

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**IDENTIFICACIÓN DE PETROFACIES Y FLUIDOS DE FORMACIÓN
A PARTIR DE RESONANCIA MAGNÉTICA EN TAPONES DE
NÚCLEOS DE POZOS DEL MIEMBRO NARICUAL INFERIOR,
CAMPO SANTA BÁRBARA, NORTE DE MONAGAS**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela para
optar al título de Ingeniero Geofísico
Por el Br.
Rincón Santander, Manuel María

Caracas, Mayo de 2004

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

IDENTIFICACIÓN DE PETROFACIES Y FLUIDOS DE FORMACIÓN A PARTIR DE RESONANCIA MAGNÉTICA EN TAPONES DE NÚCLEOS DE POZOS DEL MIEMBRO NARICUAL INFERIOR, CAMPO SANTA BÁRBARA, NORTE DE MONAGAS

Tutor académico: Prof. Franklin Ruiz

Tutor industrial: Ing. Juan C. Porras

Co-Tutor industrial: Dr. Ing. Pedro A. Romero

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela para
optar al título de Ingeniero Geofísico
Por el Br.
Rincón Santander, Manuel María

Caracas, Mayo de 2004

“Bendito sea el Señor, pues ha
oído la voz de mi humilde ruego.

El Señor es el que me auxilia y
protege; en él esperó mi corazón,
y fui socorrido. Y resucitó mi carne;
y así le alabaré con todo mi afecto”

Salmo 28, 7 - 8

*A mis padres y hermanos, quienes
han sido mi mejor apoyo a lo largo
de toda mi vida. Que Dios los bendiga!*

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, por aceptarme y concederme la oportunidad de obtener una carrera universitaria.

A mi tutor industrial Juan Carlos Porras, por darme la oportunidad de realizar este trabajo de grado en PDVSA, sin conocerme previamente ni tener referencias personales mías.

A mi co-tutor industrial Pedro A. Romero, por su valiosa colaboración y experiencia (tanto dentro como fuera del Intevep), lo cual me ayudó a comprender y efectuar el presente trabajo.

A mis tutores académicos Rómulo Carmona (durante mi tiempo de tesista) y Franklin Ruiz (al final de este trabajo), por aceptar ambos la tutoría de este trabajo, y darme su mayor colaboración.

Al personal de PDVSA-Intevep, en especial a Blanca Navas, Lisandro Martínez, Jesús Salazar, Heriberto Sánchez y Neel Montoya; quienes en su momento me dieron su desinteresado y valioso apoyo.

A mi familia, por darme siempre toda su ayuda y comprensión, en esta larga vida de estudiante universitario que me tocó vivir.

A mi amigo, el Prof. Freddy Pérez, por darme siempre su ayuda, consejos y apoyo a nivel moral y de conocimiento, en las oportunidades que se lo pedí; y cuando no, también.

A mis verdaderos amigos y panas de la UCV y la USB, de quienes nunca me faltó un momento de alegría, su ayuda o una palabra de estímulo cuando lo necesité.

A la Universidad Simón Bolívar, por enseñarme cuando estudié allí, que el conocimiento debe ser abordado sin cortapisas, con el nivel de exigencia que sea requerido.

A todos mis familiares, amigos(as), panas y demás personas conocidas o no, que de cualquier manera me estimularon, apoyaron o colaboraron directa e indirectamente para que llegara a esta etapa de mi carrera universitaria; y por último...

A Dios Padre Eterno, por darme el ser junto con las experiencias y circunstancias que me han tocado vivir en este mundo nuestro.

Rincón S., Manuel M.

**IDENTIFICACIÓN DE PETROFACIES Y FLUIDOS DE FORMACIÓN
A PARTIR DE RESONANCIA MAGNÉTICA EN TAPONES DE
NÚCLEOS DE POZOS DEL MIEMBRO NARICUAL INFERIOR,
CAMPO SANTA BÁRBARA, NORTE DE MONAGAS.**

**Tutor Académico: Prof. Rómulo Carmona. Tutor Industrial: Ing. Juan C. Porras. Co-
Tutor Industrial: Dr. Ing. Pedro A. Romero. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de
Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y Geofísica. Año 2004, 194 p.**

Palabras Claves: Resonancia Magnética Nuclear, Petrofacies, Magnetofacies.

Resumen. La finalidad básica del presente trabajo consistió en identificar la calidad de roca en muestras o tapones de núcleos de los pozos 124, 125 y 129 en las unidades Nar-5 y KP del Miembro Naricual Inferior, Campo Santa Bárbara. Esta identificación busca definir un modelo de calidad de roca, a partir del establecido para los Campos Santa Bárbara y Piritál. Con este propósito, se determinaron previamente propiedades petrofísicas de las muestras, como la porosidad (ϕ), la permeabilidad (k) y la saturación de agua, a través de la tecnología de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).

La determinación de propiedades petrofísicas se efectuó, con la obtención de las distribuciones del tiempo de relajación T_2 ; previa saturación con agua (100% S_w) de las muestras. Luego, éstas se drenaron hasta llevarlas a saturación de agua irreducible ($S_{w_{irr}}$). En ambas condiciones, la distribución T_2 indica, la ϕ y la $S_{w_{irr}}$ de las muestras. Después se calculó el $T_{2-CORTE}$ de las tapones, parámetro con que se calculan los volúmenes libre (FFI) y ligado o irreducible (BFI) de éstos. Con dichos parámetros y otros como el T_{2M-Log} (promedio logarítmico de T_2), se llevó a cabo la estimación de k a través de modelos como el de Timur-Coates, Timur modificado, y otros. Los valores obtenidos por RMN, se correlacionaron con datos convencionales de ensayos previos efectuados a las muestras por Laboratorios OMNI.

La determinación de calidad de roca se efectuó, mediante la clasificación de muestras por Petrofacies. Esta se basa en el radio de garganta de poro que domina el flujo de fluidos en la roca, calculado a partir de ecuaciones empíricas que vinculan dicho radio con datos convencionales de ϕ y k . Este radio también se calculó a partir de curvas de presión capilar por inyección de mercurio. Estos resultados se complementaron con la creación de pseudo curvas de presión capilar, a partir de las distribuciones T_2 de las muestras. Con dichas pseudo curvas se obtuvieron resultados similares a los obtenidos con los datos provenientes de pruebas con inyección de mercurio.

Con datos de RMN, se implementó además, una clasificación análoga a la de las petrofacies. En trabajos previos se mostró que el parámetro FFI/BFV se comporta de manera semejante al radio de garganta de poro, de acuerdo a la calidad de roca de la muestra. Esta clasificación alternativa, denominada Magnetofacies, concordó en buena medida con las muestras clasificadas por Petrofacies. Finalmente, la respuesta de la distribución T_2 para fluidos (agua y crudo) en el medio poroso, se utilizó para evaluar la invasión de agua en zonas saturadas con crudo, en la formación. Los resultados de muestras saturadas con agua y crudo, indican que es posible identificar ambos fluidos, y estimar la mojabilidad de cada fluido.

Con base a los resultados obtenidos se verifica que la Resonancia Magnética Nuclear es una tecnología efectiva en la determinación de propiedades petrofísicas, la identificación de modelos de calidad de roca y de fluidos de formación, sin la ambigüedad de tecnologías anteriores. Ello resulta en una contribución altamente valiosa a la evaluación de formaciones, el monitoreo del yacimiento y la optimización de la producción.

LISTA DE CUADROS.....	i
LISTA DE GRÁFICOS.....	ii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I	
MARCO REFERENCIAL Y GEOLOGÍA DEL CAMPO.....	5
1.1.- Planteamiento del problema.....	5
1.2.- Objetivo general.....	6
1.3.- Objetivos específicos.....	6
1.4.- Justificación del problema.....	7
1.5.- Ubicación geográfica.....	8
1.6.- Antecedentes y características del campo.....	9
1.7.- Estructura general.....	11
1.8.- Estratigrafía.....	15
CAPÍTULO II	
TEORÍA Y APLICACIONES DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR.....	23
2.1.- Principio físico de la Resonancia Magnética Nuclear.....	23
2.2.- Desarrollo de la medición de RMN.....	26
2.2.1.- Alineación de los protones.....	26
2.2.2.- Reorientación de los protones.....	28
2.2.3.- Efecto de relajación y desfase de espines.....	29
2.2.4.- Reenfoque de los momentos magnéticos.....	31
2.2.5.- Tiempo de relajación transversal (T_2).....	32
2.2.6.- Tiempo de relajación longitudinal (T_1).....	33
2.3.- Mecanismos de relajación en rocas con crudo y agua.....	34
2.3.1.- Proceso de interacción con la superficie del poro.....	35
2.3.2.- Decaimiento del fluido neto contenido en los poros.....	37
2.3.3.- Difusión de los protones en un gradiente de campo magnético.....	38
2.3.4.- Mecanismos de relajación dominantes.....	39

	pp.
2.4.- Petrofísica de la Resonancia Magnética Nuclear.....	40
2.4.1.- Tratamiento de la señal de decaimiento T_2	40
2.4.2.- Porosidad a partir de RMN.....	41
2.4.3.- Índice de fluido libre (FFI) y volumen de fluido ligado (BFV).....	43
2.4.4.- Permeabilidad por RMN.....	46
2.5.- Rocas saturadas con hidrocarburos y agua.....	48
2.6.- Herramienta de perfilaje por RMN.....	53
2.7.- Análisis de laboratorio por RMN.....	57
2.8.- Aplicaciones petrofísicas.....	59
CAPÍTULO III	
PETROFACIES Y MAGNETOFACIES.....	60
3.1.- Petrofacies.....	60
3.2.- Trabajos previos.....	64
3.3.- Análisis para determinar petrofacies.....	68
3.3.1.- Método del ápice.....	69
3.3.2.- Método de comparación directa.....	71
3.4.- Determinación de Petrofacies.....	72
3.5.- Magnetofacies.....	74
CAPÍTULO IV	
METODOLOGÍA.....	76
4.1.- Prueba convencionales y selección de las muestras.....	76
4.2.- Preparación y limpieza de las muestras.....	76
4.3.- Secado de las muestras.....	78
4.4.- Saturación de las muestras.....	79
4.5.- Determinación de porosidad por gravimetría.....	80
4.6.- Medición en equipo de RMN.....	81
4.6.1.- Medición por RMN de las muestras saturadas.....	83
4.6.2.- Normalización de la medición RMN.....	84

4.6.3.- Drenaje de las muestras en plato poroso.....	85
4.6.4.- Determinación de saturación de agua irreducible por gravimetría.....	87
4.6.5.- Medición por RMN de las muestras drenadas.....	88
4.7.- Determinación de Petrofacies.....	89
4.8.- Pseudo curvas de presión capilar a partir de RMN.....	89
4.9.- Método del ápice a partir de datos de RMN.....	92
4.10.- Determinación de Magnetofacies.....	93
4.11.- Respuesta de RMN en muestras saturadas	94
CAPÍTULO V	
PRESENTACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS.....	99
5.1.- Porosidades y saturación irreducible por RMN.....	99
5.1.1.- Porosidad unidad Nar-5.....	99
5.1.2.- Saturación de agua irreducible unidad Nar-5.....	101
5.1.3.- Porosidad unidad KP.....	102
5.1.4.- Saturación de agua irreducible unidad KP.....	104
5.2.- Determinación de $T_{2-CORTE}$, FFI, BFV y T_{2M-Log}	105
5.3.- Permeabilidad RMN.....	108
5.3.1.- Permeabilidad unidad Nar-5.....	108
5.3.2.- Permeabilidad unidad KP.....	111
5.4.- Determinación de $T_{2-CORTE}$ característico.....	114
5.5.- Identificación de Petrofacies.....	117
5.5.1.- Petrofacies unidad Nar-5.....	117
5.5.2.- Método del ápice con datos RMN sin corregir.....	119
5.5.3.- Pseudo curvas de presión capilar y Petrofacies.....	120
5.5.4.- Clasificación de Petrofacies.....	126
5.5.5.- Petrofacies unidad KP.....	127
5.5.5.1.- Resultados con datos convencionales.....	127
5.5.5.2.-Método del ápice con datos RMN sin corregir.....	130

5.5.5.3.-Pseudo curvas de presión capilar y Petrofacies.....	131
5.5.5.4.-Clasificación de Petrofacies.....	135
5.6.-Distribución de T_2 y Petrofacies.....	137
5.7.-Magnetofacies.....	137
5.8.- Análisis de RMN en muestras saturadas con fluidos.....	144
CONCLUSIONES.....	151
RECOMENDACIONES.....	156
REFERENCIAS.....	157
GLOSARIO.....	162
APÉNDICES	
APÉNDICE A: Características de los tapones.....	166
APÉNDICE B: Pesos de los tapones.....	168
APÉNDICE C: Curva de calibración de la solución salina.....	170
APÉNDICE D: Porosidades de los tapones.....	173
APÉNDICE E: Saturación de agua irreducible de los tapones.....	174
APÉNDICE F: Cálculo del promedio logarítmico de T_2	176
APÉNDICE G: Valores de permeabilidad RMN y convencional.....	177
APÉNDICE H: Cálculo del $T_{2-CORTE}$ característico.....	179
APÉNDICE I: Ecuación de ajuste lineal que minimiza el error en X.....	181
APÉNDICE J: Pseudo curvas de presión capilar por petrofacies.....	184
APÉNDICE K: Coeficientes de ecuaciones de error.....	187
APÉNDICE L: Distribuciones de T_2 por petrofacies.....	189
APÉNDICE M: Deducción de la ec. utilizada para obtener pseudo curvas de P_c	193

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1: Clasificación de las rocas por su radio de garganta poral.....	62
Tabla 3.2: Parámetros de la ecuación de presión capilar.....	65
Tabla 3.3: Ecuaciones empíricas para la determinación del radio de abertura de poro.....	68

CAPÍTULO 5

Tabla 5.1: Rangos de porosidad para las muestras de la unidad Nar-5.....	101
Tabla 5.2: Rangos de valores de porosidad para las muestras de la unidad KP.....	104
Tabla 5.3: Valores de $T_{2-CORTE}$, T_{2M-Log} , BFV y FFI para la unidad Nar-5.....	106
Tabla 5.4: Valores de $T_{2-CORTE}$, T_{2M-Log} , BFV y FFI para la unidad KP.....	107
Tabla 5.5: Coeficientes obtenidos de los modelos de permeabilidad. Unidad Nar-5.....	111
Tabla 5.6: Coeficientes obtenidos de los modelos de permeabilidad. Unidad KP.....	114
Tabla 5.7: Valores de FFI/BFV por Petrofacies y Magnetofacies, unidad Nar-5.....	138
Tabla 5.8: Valores de FFI/BFV por Petrofacies y Magnetofacies, unidad KP.....	138
Tabla 5.9: Resultados de análisis por Petrofacies y Magnetofacies, unidad Nar-5.....	140
Tabla 5.10: Resultados de análisis por Petrofacies y Magnetofacies. Unidad KP.....	141
Tabla 5.11: Rangos de FFI/BFV por Petrofacies y Magnetofacies, unidad Nar-5.....	142
Tabla 5.12: Rangos de FFI/BFV por Petrofacies y Magnetofacies, unidad KP.....	142
Tabla 5.13: Presiones y saturaciones, tapón 298.....	145
Tabla 5.14: Presiones y saturaciones, tapón 303.....	145

Capítulo 1

Figura 1.1.- Ubicación geográfica del campo Santa Bárbara.....	8
Figura 1.2.- Sección estructural del área norte de Monagas.....	12
Figura 1.3.- Mapa isópaco de los yacimientos de los campos Santa Bárbara y Pirital.....	13
Figura 1.4.- Esquema de una deformación del tipo “Fold Bend Fold”.....	14
Figura 1.5.- Carta de correlación de la Cuenca Oriental de Venezuela.....	17
Figura 1.6.- Distribución de las áreas del campo Santa Bárbara.....	20
Figura 1.7.- Columna estratigráfica del campo Santa Bárbara.....	21

Capítulo 2

Figura 2.1.- Momento bipolar magnético del protón.....	25
Figura 2.2.- Protón alineado en dirección del campo $\mathbf{B}_0$	25
Figura 2.3.- Dipolos magnéticos alineados al azar.....	26
Figura 2.4.- Población de protones en presencia del campo $\mathbf{B}_0$	27
Figura 2.5.- “Doble cono” de precesión del protón.....	27
Figura 2.6.- Magnetización neta por alineación de momentos magnéticos.....	28
Figura 2.7.- Transferencia de energía por campo alterno $\mathbf{B}_1$	28
Figura 2.8.- Reorientación de la magnetización $\mathbf{M}$ por efecto del campo $\mathbf{B}_1$	29
Figura 2.9.- Desfase de los momentos magnéticos por supresión del campo $\mathbf{B}_1$	30
Figura 2.10.- Decaimiento de la señal de magnetización en el tiempo.....	30
Figura 2.11.- Ecos de spin y reenfoque de los protones.....	31
Figura 2.12.- Decaimiento resultante de la señal por heterogeneidades del campo $\mathbf{B}_0$	32
Figura 2.13.- Curva de relajación T_2	33
Figura 2.14.- Curva de magnetización longitudinal en el tiempo T_1	34
Figura 2.15.- Interacción de protones en fluidos presentes en el medio poroso.....	35
Figura 2.16.- Curvas de relajación asociadas al tamaño de poro.....	37
Figura 2.17.- Curva de relajación T_2 y distribución de T_2 asociada.....	41

pp.

Figura 2.18.- Distribución de tiempos de relajación de fluidos en el medio poroso.....	42
Figura 2.19.- Distribución T_2 de los volúmenes irreducible (BFV+BFV) y libre (FFI).....	44
Figura 2.20.- a) Distribuciones de T_2 , centrifugada y a 100% Sw	
b) Distribuciones de T_2 acumulada y $T_{2-CORTE}$	45
Figura 2.21.- Distribuciones de T_2 en un sistema bifásico a varias saturaciones.....	50
Figura 2.22.- Distribución de T_1 en un sistema bifásico agua-crudo.....	51
Figura 2.23.- Esquema de herramienta de perfilaje CMR-Schlumberger.....	54
Figura 2.24.- Herramienta de perfilaje RMN MRIL-NUMAR/Halliburton.....	56
Figura 2.25.- Vista esquemática de la herramienta MRIL.....	56
Figura 2.26.- Vista esquemática de las herramientas CMR-200 y CMR-Plus.....	57

Capítulo 3

Figura 3.1.- Modelo de poro y radio de garganta de poro.....	61
Figura 3.2.- Morfología de sistemas porosos de rocas productoras de hidrocarburos.....	62
Figura 3.3.- Curvas de presión capilar por Petrofacies.....	63
Figura 3.4.- Modelo de una red interconectada de poros.....	64
Figura 3.5.- Histograma de radio de garganta de poro sobre curva de presión capilar.....	66
Figura 3.6.- Gráfico del Método del ápice para una muestra.....	69
Figura 3.7.- Curva de presión capilar (inyección de mercurio) muestra 202.....	70
Figura 3.8.- Método del ápice para la selección del r_x	71
Figura 3.9.- Método de Comparación Directa para varios porcentajes de SHg.....	72
Figura 3.10.- Plantilla para clasificación por Petrofacies.....	73
Figura 3.11.- Plantilla para clasificación por Magnetofacies.....	75

Capítulo 4

Figura 4.1.- a) Equipo de limpieza Dean Stark	
b) Esquema de limpieza de muestras.....	77
Figura 4.2.- Horno para secado de muestras.....	78
Figura 4.3.- Equipo para saturación de muestras al vacío.....	79
Figura 4.4.- Equipo de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).....	81
Figura 4.5.- Muestra de roca y volumen de agua equivalente al de esta muestra.....	84
Figura 4.6.- Equipo para drenaje de muestras por altas presiones.....	86
Figura 4.7.- Muestras sobre plato poroso en recipiente de altas presiones.....	87
Figura 4.8.- Tapón con capa permeable de arena Diatomea.....	87
Figura 4.9.- Equipo de centrifugación de muestras.....	95
Figura 4.10.- Rotor y envases para centrifugado de tapones.....	95
Figura 4.11.- Muestra dispuesta en rotor para saturación.....	97
Figura 4.12.- Muestra saturada dispuesta para desplazamiento del fluido saturante.....	98

Capítulo 5

Figura 5.1.- Relación entre porosidad RMN y porosidad por gravimetría, unidad Nar-5...	99
Figura 5.2.- Relación entre porosidad RMN y porosidad convencional, unidad Nar-5.....	100
Figura 5.3.- Relación entre porosidad por gravimetría y convencional, unidad Nar-5.....	100
Figura 5.4.- Relación entre Swi-RMN y Swi por gravimetría, unidad Nar-5.....	102
Figura 5.5.- Relación entre porosidad RMN y porosidad por gravimetría, unidad KP.....	102
Figura 5.6.- Relación entre porosidad RMN y porosidad convencional, unidad KP.....	103
Figura 5.7.- Relación entre porosidad por gravimetría y convencional, unidad KP.....	104
Figura 5.8.- Relación entre Swi-RMN y Swi por gravimetría, unidad KP.....	105
Figura 5.9.- Correlación entre permeabilidad SDR y convencional, unidad Nar-5.....	109
Figura 5.10.- Correlación entre permeabilidad Timur-Coates y convencional, unidad Nar-5.....	110

	pp.
Figura 5.11.- Correlación entre permeabilidad Timur-Coates modificado y convencional, unidad Nar-5.....	110
Figura 5.12.- Correlación entre permeabilidad Timur-Coates y convencional, unidad KP.....	112
Figura 5.13.- Correlación entre permeabilidad SDR y convencional, unidad KP.....	113
Figura 5.14.- Correlación entre permeabilidad Timur-Coates modificado y convencional, unidad KP.....	113
Figura 5.15.- Curva de T_2 de corte característico, unidad Nar-5.....	115
Figura 5.16.- Curva de T_2 de corte característico, unidad KP.....	115
Figura 5.17.- Curvas de T_2 de corte característico, unidad KP.....	116
Figura 5.18.- Método del ápice para muestras con inyección de Hg.,unidad Nar-5.....	118
Figura 5.19.- Método de comparación directa, muestras con inyección de Hg., unidad Nar-5.....	119
Figura 5.20.- Método del ápice con datos RMN sin corregir, unidad Nar-5.....	120
Figura 5.21.- Pseudo-curva de presión capilar y curva de ajuste por error, Método 1.....	121
Figura 5.22.- Pseudo curva de presión capilar y curva de ajuste por error. Método 2.....	121
Figura 5.23.- Curvas de error promedio, método 1 y método 2. Unidad Nar-5.....	122
Figura 5.24.- Pseudo curvas de presión capilar corregidas con error promedio, unidad Nar-5.....	123
Figura 5.25.- Método del ápice con pseudo curvas de Pc-RMN. Método 1, unidad Nar-5.....	124
Figura 5.26.- Método del ápice con pseudo curvas de Pc-RMN. Método 2, unidad Nar-5.....	125
Figura 5.27.- Clasificación por Petrofacies, unidad Nar-5. Miembro Naricual Inferior....	126
Figura 5.28.- Método del ápice para muestras con inyección de mercurio, unidad KP.....	128
Figura 5.29.- Método de comparación directa (1:1) para muestras con inyección de Hg, unidad KP.....	129
Figura 5.30.- Método del ápice con datos RMN sin corregir. Unidad KP.....	130

Figura 5.31.- Pseudo-curva de presión capilar y curva de error. Método 1, unidad KP.....	131
Figura 5.32.- Pseudo-curva de presión capilar y curva de error. Método 2,unidad KP.....	132
Figura 5.33.- Curvas de error promedio, métodos 1 y 2. Unidad KP.....	132
Figura 5.34.- Pseudo curvas de presión capilar corregidas con error promedio. Unidad KP.....	133
Figura 5.35.- Método del ápice con pseudo curvas de Pc-RMN. Método 1, unidad KP.....	134
Figura 5.36.- Método del ápice con pseudo curvas de Pc-RMN. Método 2, unidad KP....	134
Figura 5.37.- Clasificación por Petrofacies, unidad KP. Miembro Naricual Inferior.....	136
Figura 5.38.- Clasificación de muestras por Magnetofacies, unidad Nar-5.....	143
Figura 5.39.- Clasificación de muestras por Magnetofacies, unidad KP.....	143
Figura 5.40.- Evolución de la distribución T_2 del tapón 298 saturado con crudo y agua.....	146
Figura 5.41.- Evolución de la distribución T_2 del tapón 303 saturado con crudo y agua.....	148

La optimización y el mejor aprovechamiento en la extracción y producción de hidrocarburos en los yacimientos, ha impulsado la creación de tecnologías que permitan caracterizar, la geometría del medio poroso de las rocas. Esto permite definir las zonas de la formación más adecuadas para el almacenamiento y la migración de fluidos. Con este propósito, en este trabajo se muestran los resultados obtenidos con la medición y el análisis de un grupo de tapones o muestras de roca, de núcleos pertenecientes a los pozos 124, 125 y 129 del yacimiento 1 del Campo Santa Bárbara, Norte de Monagas. Las muestras pertenecen al intervalo que comprende las unidades Nar-5 y KP del Miembro Naricual Inferior, en la Formación Naricual; efectuándose la medición y el análisis por medio de la tecnología de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).

El Campo Santa Bárbara situado a 25 kilómetros de la ciudad de Maturín, constituye una de las más grandes acumulaciones de hidrocarburos en el área noroeste de Monagas y la principal fuente de suministro de gas del área. Al inicio de su explotación poseía un alto nivel de presión, el cual ha decaído rápidamente en los últimos años. El campo presenta complejas características estructurales y de composición de fluidos, destacándose la presencia de fallas inversas, normales, de corrimiento y transpresivas; mientras el crudo varía desde condensado a negro subsaturado. En el capítulo 1 se describen la historia y características del campo, así como su geología desde el punto de vista tanto estructural como estratigráfico.

La utilización de la RMN se fundamenta en el proceso de relajación que sufren los núcleos de hidrógeno (protones) que contienen los fluidos del medio poroso de las rocas, por la acción de los campos magnéticos sobre estos protones. Investigaciones a lo largo de más de 30 años, han corroborado que los procesos de relajación (descritos en el capítulo 2) que experimentan los protones en el agua y los hidrocarburos dentro del espacio poroso de las rocas, proporcionan información precisa sobre la geometría del medio poroso de éstas y los fluidos que puedan albergar. Ello ha devenido en que la determinación de propiedades petrofísicas como la porosidad y la saturación total o parcial de fluidos, se pueda establecer de manera directa, sin necesidad de efectuar correcciones por efectos ambientales (presión

o temperatura) y por la litología de la roca (areniscas arcillosas, carbonatos, etc.). De igual forma, los parámetros obtenidos de la medición por RMN (FFI , BFV , T_{2M-Log}) permiten una estimación de permeabilidad en un registro continuo de tiempo real, en contraste con técnicas de evaluación de permeabilidad provenientes de datos convencionales de laboratorio o con relaciones empíricas, las cuales tienen en ocasiones, un alto nivel de incertidumbre.

En el capítulo 3 se explica la clasificación de muestras de roca de acuerdo a su calidad para el almacenamiento y la migración de fluidos en función de la morfología del medio poroso. Dicha clasificación se denomina Petrofacies, la cual está relacionada con el radio de garganta de poro que domina el flujo de fluidos en un grupo de muestras de roca. Para conocer dicho radio, se utiliza el análisis de las curvas de presión capilar, por medio del cual se puede extraer un perfil de radios de garganta de poro en función de la saturación de fluido que alcance la muestra. Estudios complementarios demostraron que es posible estimar el radio de garganta de poro, mediante valores convencionales de porosidad y permeabilidad, prescindiendo de curvas de presión capilar obtenidas por inyección de mercurio.

Un procedimiento alternativo para la clasificación de muestras por calidad de roca, se fundamenta en la estrecha relación que existe entre el cociente de los volúmenes de fluido libre (FFI) y fluido ligado (BFV) y el radio de garganta poral para un conjunto de muestras de roca. Esta clasificación complementaria, análoga a la de las Petrofacies, se le denomina Magnetofacies, por estar derivada de parámetros de la medición por RMN. Otra de las grandes ventajas de la RMN, es su versatilidad para identificar fluidos presentes en la formación, debido a la respuesta característica de los tiempos de relajación que poseen el agua, el gas y el petróleo tanto en la formación como en condición de fluidos libres.

El presente trabajo se llevó a cabo en el laboratorio de análisis petrofísicos de PDVSA-Intevep, de acuerdo con la metodología que se detalla en el capítulo 4. El desarrollo de este procedimiento consistió en medir la respuesta de RMN en tapones de núcleos de roca, bajo saturación completa de agua (100% S_w) y bajo saturación irreducible de agua (% $S_{w_{irr}}$) en un equipo de laboratorio por RMN de baja frecuencia (2 MHz). Los datos obtenidos de las mediciones fueron procesados y correlacionados con valores de porosidad y permeabilidad obtenidos por flujo de aire sobre las muestras con el equipo CMS – 300. Estas pruebas fueron efectuadas por laboratorios OMNI. En esta parte, también se explica el procedimiento para generar pseudo curvas de presión capilar, las cuales se obtienen a partir de las curvas de distribución de tiempos de relajación T_2 de cada muestra. Asimismo, se describe el proceso de saturación de tapones de roca con crudo del Campo Santa Bárbara, y el posterior desplazamiento del crudo de estas muestras, con agua. Durante dicho proceso de saturación, se realizó la medición de tales muestras con el equipo de RMN siguiendo la metodología explicada en el capítulo 4.

En el capítulo 5 se muestran y analizan los resultados obtenidos de la medición en los tapones de roca seleccionados, con la utilización de la tecnología de RMN, y los datos provenientes de ensayos convencionales de laboratorio. En primer término, se obtuvieron buenas correlaciones entre los valores convencionales y los de RMN para propiedades como la porosidad (ϕ) y la saturación de agua irreducible ($S_{w_{irr}}$). La estimación de permeabilidad (k) para las unidades Nar-5 y KP, sugiere que los modelos de Timur – Coates y Timur modificado, son los más adecuados para representar esta propiedad. Se llevó a cabo la clasificación de muestras por Petrofacies y Magnetofacies, correspondientes a las unidades del Miembro Naricual Inferior ya mencionadas. Para la unidad Nar-5, la clasificación por calidad de roca difiere de la obtenida en la evaluación petrofísica de los Campos Carito y Santa Bárbara en el intervalo correspondiente a la Formación Naricual. Por su parte, la identificación de calidad de roca correspondiente a la unidad KP, sugiere la presencia de dos sub-conjuntos o grupos con calidades de roca diferentes.

Adicionalmente, se obtuvieron pseudo curvas de presión capilar, por dos técnicas que involucran por separado, la presión capilar (P_c) y la saturación de agua (S_w) a partir de datos de RMN. Con ello se logró crear dos curvas de error promedio para ambas variables. Otro resultado obtenido fue el $T_{2-CORTE}$ para las unidades Nar-5 y KP. Los valores reportados para estos intervalos difieren del valor teórico de 33 ms, que en la literatura se da a dicho parámetro para las areniscas. A esto se añade, el hecho de que la unidad KP presenta dos tiempos de corte, lo cual sugiere la presencia de dos grupos o familias de muestras de roca con calidades diferentes. El último aspecto de estos resultados, lo constituye la evaluación de la respuesta de la RMN en muestras de roca con saturaciones bifásicas (agua y crudo) de fluidos. Dichos resultados indican que es posible identificar mediante las curvas de distribución de T_2 , el agua y el crudo; así como estimar la mojabilidad preferencial del fluido en la muestra de roca analizada.

La realización de este trabajo conllevó como objetivo principal identificar el modelo de calidad de roca correspondiente a las unidades del Miembro Naricual Inferior, a fin de comprobar los resultados obtenidos de la evaluación petrofísica realizada en el Campo Santa Bárbara, y reducir la incertidumbre en el modelo estático del yacimiento 1, en lo relativo a sus propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos). Adicionalmente, con el presente trabajo se busca exponer las ventajas de la tecnología de RMN como metodología alternativa para la estimación y caracterización de propiedades petrofísicas a través de tapones de núcleo de roca y crudo; las cuales sean susceptibles de extrapolar a perfiles de pozos, en los que no se posean muestras de roca.

1.1- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Campo Santa Bárbara se ubica en el flanco Norte de la Cuenca Oriental de Venezuela (Sub-Cuenca de Maturín), a 25 Km de la ciudad de Maturín, capital del Estado Monagas. Limita al Norte con la sección montañosa de la Serranía del Interior Central y Oriental y al Sur con el Alineamiento Furrial – Tejero; al Oeste con el campo Tácata y al Este con los Campos Carito y Mulata, todos en el estado Monagas. Fue descubierto parcialmente en el año 1941 por la empresa SINCLAIR, siendo hasta mediados de los años 80 del siglo anterior, cuando se reveló el gran potencial de producción de crudo en este campo.

Las arenas con mejores prospectos del campo corresponden a las Formaciones San Antonio, San Juan, Naricual y Carapita basal, con un espesor promedio de 1000 a 3000 pies. La profundidad de los pozos alcanza los 16500 pies en promedio, en una superficie aproximada de 230 Km²; con un total de 128 pozos (entre activos e inactivos).

A través de la medición de muestras por Resonancia Magnética Nuclear (RMN), se busca calcular los siguientes valores: porosidad (ϕ), permeabilidad (k), índice de fluido movable o libre (FFI), volumen de fluido ligado (BFV), T_2 -CORTE por muestra, saturación de agua irreducible (S_{wirr}). Estos resultados serán correlacionados con ensayos convencionales efectuados a las muestras. También se desea caracterizar muestras saturadas con agua y crudo, mediante la curva de distribución de T_2 .

Con estos resultados, se desea identificar el modelo de la calidad de roca (Petrofacies) para los intervalos Nar-5 y KP del Miembro Naricual Inferior. Adicionalmente, se busca evaluar la ventaja de la tecnología de RMN en la identificación de fluidos como agua y crudo en la formación. Todo esto permitirá disminuir la incertidumbre sobre el modelo petrofísico del campo, el cual es esencial para los planes de producción y mantenimiento del mismo.

1.2- OBJETIVO GENERAL

Identificar la Petrofacies y los fluidos de la formación, en las rocas que componen el Miembro Naricual Inferior del Campo Santa Bárbara, mediante la correlación de variables petrofísicas obtenidas entre pruebas convencionales y la tecnología de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).

1.3- OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1.3.1

- A) Obtención de las curvas de distribución de T_2 , a partir de mediciones bajo RMN para muestras saturadas de agua, y luego drenadas a saturación de agua irreducible ($S_{w_{irr}}$).
- B) Determinación de la porosidad (ϕ)
- C) Determinación del índice de fluido libre (FFI).
- D) Determinación del volumen de fluido ligado (BFV).
- E) Determinación de la saturación de agua irreducible ($S_{w_{irr}}$).

1.3.2 A partir del resultado 1.3.1 A), generar las pseudo-curvas de presión capilar mediante las curvas de presión capilar por inyección de mercurio.

1.3.3 Estimar la permeabilidad por medio de ecuaciones que involucran las variables determinadas en 1.3.1 B), C) y D).

1.3.4 Identificar las Petrofacies (calidad de roca) correspondiente a las muestras analizadas.

1.3.5 Utilizar los parámetros calculados a partir de RMN, para obtener un método alternativo de determinación de calidad de roca (Magnetofacies).

1.3.6 Obtener las curvas de distribución de T_2 de muestras saturadas con crudo y agua, con el fin de identificar ambos fluidos y evaluar la mojabilidad del tapón.

1.4- JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El Campo Santa Bárbara se caracteriza por una distribución única y complicada de hidrocarburos, medianos a livianos, que resultan de gran interés económico. Con más de 2500 pies de sedimentos con posibilidades de yacimiento, la segregación gravitacional ha producido una columna de fluido de considerable variación composicional. Asimismo, en la interfaz gas-petróleo se ha identificado una región de fluido crítico. Existen complejidades adicionales, asociadas con la presencia de asfaltenos y niveles discretos de bitumen, los cuales pueden influir en forma significativa en el manejo del campo durante la etapa de producción.

Esta condición presente en el campo, junto con la necesidad de mantener la productividad de los yacimientos presentes, amerita la necesidad de evaluar las características de las rocas en los intervalos productores y extrapolar esta respuesta sobre las zonas donde no se disponen de registros. La realización de estas evaluaciones permitirá caracterizar la roca a partir del radio de garganta de poro (Petrofacies), y la aplicación de una metodología alternativa para la determinación de calidad de roca, mediante la tecnología de Resonancia Magnética Nuclear (Magnetofacies).

Debido a la caída de presión que ha sufrido el yacimiento, se han implementado métodos de recuperación secundaria, entre éstos, inyección de agua. Por ello, la medición de muestras saturadas con agua y crudo permitirá evaluar la ventaja de la tecnología de RMN, para discriminar la presencia de estos fluidos. Así mismo, se podrá estimar la mojabilidad preferencial de la roca al agua o al crudo.

Con este trabajo se desea determinar en detalle las potencialidades de migración y almacenaje que poseen las rocas del yacimiento, así como tener un mejor control en la recuperación de la producción del mismo. Adicionalmente, se podrá disponer de valores más precisos para la correlación de datos en la evaluación petrofísica y sedimentológica del campo.

1.5 - UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El área norte de Monagas se localiza al Este de Venezuela, en el estado Monagas y forma parte primordial de la cuenca Oriental de Venezuela (figura 1.1), la cual comprende una superficie aproximada de 515 Km² y se divide en cuatro campos de gran importancia operacional: Santa Bárbara, Pirital, El Furrial, Mulata y Carito (figura 1.1). El presente estudio se realizó en el Campo Santa Bárbara (figura 1.1), ubicado en el flanco norte de la Cuenca Oriental de Venezuela (subcuenca de Maturín) cerca de la ciudad de Maturín, capital del Estado Monagas. Sus límites son: al Norte con la sección montañosa de la Serranía del Interior Central y Oriental y al Sur con el Alineamiento Furrial – Tejero; al Oeste con el campo Tácata y al Este con los campos Pirital y Carito. Las coordenadas geográficas del campo son los paralelos 9°36'37" N y 9°42'48" N, los meridianos 63°37'51" O y 63°50'22" O. Las coordenadas UTM son: N: 1.060.000-1.074.000 y E: 408.000-432.000 (Gonzáles, J., 2001).

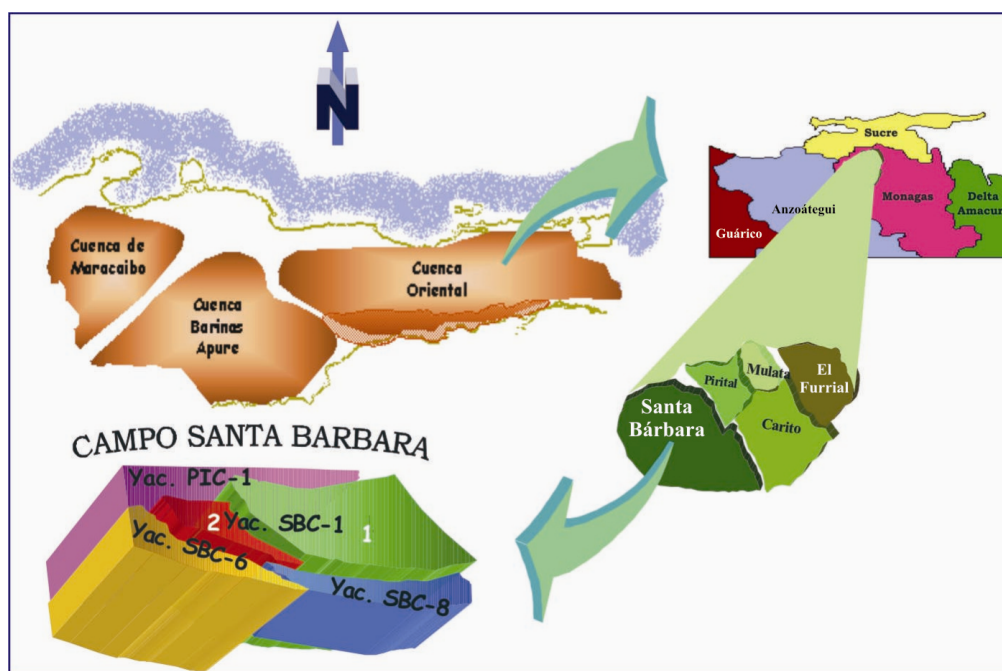


Figura 1.1. - Ubicación geográfica del campo Santa Bárbara [Gonzáles, J., 2001]

1.6- ANTECEDENTES Y CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO

La actividad exploratoria en el Norte de Monagas se inicia en 1932, fundamentándose en la presencia de ciertas anomalías gravimétricas. La compañía STANDARD OIL perfora el pozo Pirital 1 (P-1), el cual penetra más de 100 pies de sedimentos cretácicos sin producción comercial. En 1939, la CREOLE, utilizando métodos sísmicos descubrió el Campo Jusepín con la perforación y completación del pozo Jusepín-1. Posteriormente se descubrieron los campos Mulata por parte de la CREOLE y Santa Bárbara por la compañía SINCLAIR, ambos en 1941. En 1956, se corrobora la existencia de depósitos comerciales de petróleo en las arenas inferiores de la Formación Carapita en el lado Oeste de la Falla de Urica, Campo Tácata, con la perforación y completación del Pozo Tag-5. Durante los años 1950 a 1960 fue evaluado parcialmente el Bloque Alóctono de Pirital mediante la perforación de veintisiete (27) pozos que penetraron sedimentos Terciarios y Cretácicos, de los cuales, siete atravesaron el Corrimiento de Pirital entre 3900 y 5400 pies de profundidad.

En 1986, como resultado del programa de exploración iniciado en 1977 por medio de líneas sísmicas modernas, la empresa LAGOVEN perforó el pozo Furrial-1X (Campo Pirital), descubriendo grandes acumulaciones de hidrocarburos, procedentes de la Formación Naricual. Posteriormente se perforan los pozos exploratorios Carito 1X, Carito Norte 1X, Carito Oeste 1E y 2E, Tejero 1X y 2E y Bosque 2E; en los cuales se descubrieron importantes acumulaciones de petróleo y gas. Luego en 1987, CORPOVEN S.A. perforó dos pozos al Oeste de la Estructura del Furrial, Musipán-1X (área Musipán), comprobando la extensión de la gran acumulación encontrada por LAGOVEN. La perforación del pozo SBC-1E (antes Tejero 1X) en 1989 permitió el descubrimiento del yacimiento SBC-1, Campo Santa Bárbara; el cual representa una de las acumulaciones de hidrocarburos más extensas que opera PDVSA en el oriente de Venezuela (Gerencia de Estudios Integrados Pirital [GEIP], 2001).

A partir del año 1990, se inició la exploración del Campo Pirital con el pozo PIC-1E; donde se encontró a la profundidad de 1200 pies una nueva estructura denominada “Bloque Alóctono”, caracterizado por la existencia de estratos de edad Cretácica, los cuales

suprayacen a formaciones autóctonas más jóvenes. Este bloque ha sido penetrado con la perforación de 39 pozos en el Campo Pirital-Santa Bárbara con espesores que varían entre 2709 y 16665 pies, los cuales han presentado problemas operacionales debido principalmente a las variaciones en la tasa de perforación producto de la heterogeneidad del bloque, ya que el mismo se caracteriza por rocas cretácicas con variaciones verticales y laterales desde el punto de vista sedimentológico (Moreno, M. *et al*, 2000).

El Campo Santa Bárbara es una estructura anticlinal asimétrica, con eje Este – Oeste limitado al Norte y al Sur por dos fallas de corrimiento y en sus flancos Este y Oeste está separado por fallas transpresivas de orientación Norte-Sur. Los rasgos menores de este campo lo constituyen fallas normales de diferente magnitud con desplazamientos verticales entre 35 a 100 pies, producto de la compensación de volúmenes en relación con los esfuerzos compresivos dominantes en el área. Con el estudio sísmico-geológico del campo se han podido detectar un total de quince (15) fallas agrupadas en cuatro sistemas de ocurrencia: dos corrimientos, dos transpresivas, dos inversas y nueve normales. Las arenas más prospectivas en el Campo Santa Bárbara se ubican en los sedimentos de edad Cretácico-Paleoceno (Formación San Antonio y San Juan) y del Terciario (Formación Naricual y Carapita Basal), con un espesor entre 1000 a 3000 pies.

La profundidad promedio de los pozos es alrededor de 16500 pies, mientras que las propiedades petrofísicas como la porosidad y la permeabilidad varían dentro de un rango que va desde 6 a 15% y de 1 a 200 mD, respectivamente. Al inicio de la explotación del campo la presión inicial del yacimiento estaba en el orden de las 12000 lpca, encontrándose en la actualidad a 8300 lpca, referido a la profundidad del datum (15800 pies). El campo comprende una superficie aproximada de 230 Km²; con un total de 122 pozos activos y 6 pozos inactivos (GEIP, 2001).

El Campo Santa Bárbara se encuentra dividido en 5 áreas, siendo las áreas más explotadas las áreas 1, 2 y 3, mientras que las áreas 4 y 5 están en desarrollo. El POES del campo es de 7104 MMBN, con un GOES de 12196 MMMPCN; siendo las reservas probadas de petróleo 2200 MMBN y 9881 MMMPCN de gas. Este es un yacimiento con capa de gas suprayacente a una columna de petróleo, con una zona de transición de gas a petróleo ubicada aproximadamente a 15840 pies, donde los fluidos presentan un comportamiento

supercrítico, es decir, la columna de fluido varía de sub-saturado de punto de rocío a un fluido sub-saturado con punto de burbujeo. La columna de fluido presenta hacia la parte alta un condensado poco usual de 36° API, mientras que en las zonas más profundas el yacimiento contiene fluidos con comportamiento de un crudo negro sub-saturado (González, J., 2001).

1.7 - ESTRUCTURA GENERAL

La estructura general del Norte de Monagas corresponde a un anticlinal elongado en dirección preferencial Noreste – Suroeste, el cual se encuentra cortado por fallas inversas y normales (figura 1.2). Las fallas inversas se despliegan con orientación preferencial Este – Oeste y Noreste – Suroeste debido a los esfuerzos predominantemente compresivos ocasionados por la colisión entre la Placa del Caribe y la Placa Sudamericana. Esta estructura presenta alto ángulo de buzamiento al Norte – Sur, y en algunos casos los esfuerzos que producen el despliegue de las fallas podrían estar asociados a movimientos transcurrentes de los bloques fallados.

Los estudios realizados muestran una conformación estructural compleja, destacándose la falla de Urica al Oeste; la falla Furrial – Carito; el domo de Tonoro y el corrimiento de Pirital (Bloque Alóctono) que se caracteriza por su gran desplazamiento y extensión. El área Norte de Monagas es de origen tectónico compresivo a causa de la colisión de la placa del Caribe con la de Sur América en la dirección Noroeste – Sureste a partir del Oligoceno tardío, originando una serie de rasgos relevantes en el área de estudio, como:

- .- Anticlinales alargados en dirección Este – Oeste.
- .- Dos importantes zonas de cizallamiento, con orientación Norte – Sur, dividiendo el área en tres bloques los cuales se denominan en sentido Este – Oeste: El Furrial, Carito – Mulata y Santa Bárbara – Pirital, abarcando una superficie aproximada de 400 Km² (GEIP, 2001).
- .- Dos grandes corrimientos en sentido Este – Oeste con buzamiento al Norte; siendo éstos los límites Norte y Sur de las acumulaciones de hidrocarburos.

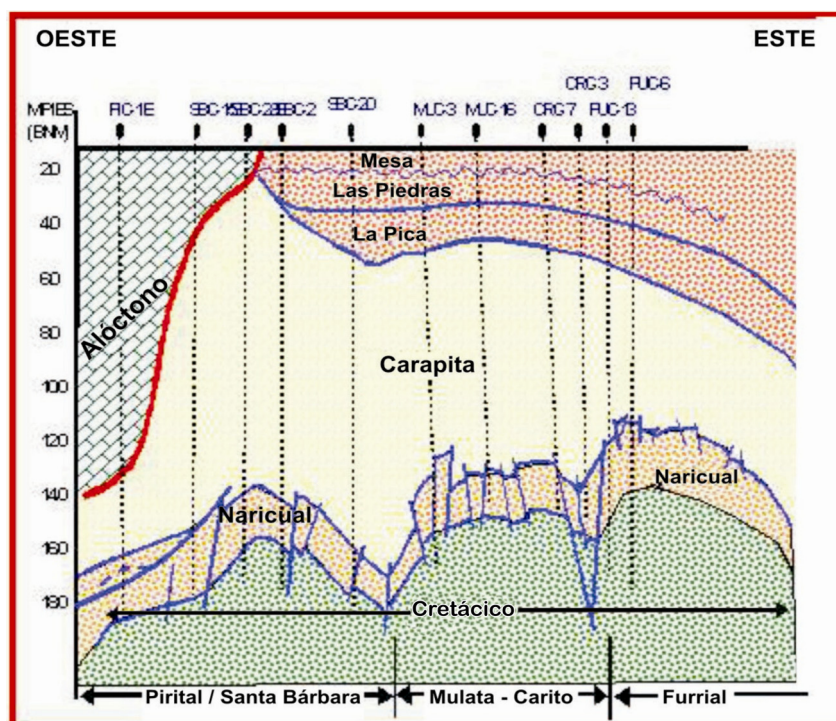


Figura 1.2 Sección estructural del Área Norte de Monagas [GEIP, 2001]

Estructuralmente se pueden identificar tres zonas bien definidas:

- Al Norte del Bloque Alóctono, una zona que contiene sedimentos de edad Terciaria y Cretácica, deslizados en conjunto sobre un gran plano de fallas que se conoce como corrimiento de Pirital, superpuesto a los sedimentos de la Formación Carapita (Oligoceno – Terciario) (González, J., 2001).

- Al sur del Bloque Alóctono se consiguen corrimientos menores que forman una sucesión de escamas con deslizamientos verticales relativamente pequeños, los cuales conforman altos estructurales muy favorables para la acumulación de hidrocarburos (ob.cit.). Estas son limitadas al Sur por otro corrimiento de desplazamiento importante: El Tejero – Carito – Furrial. Dentro de esta zona se alinean los Campos El Corozo, El Furrial, Musipan, El Tejero y Casupal.

- El extremo Sur, se caracteriza por la intensidad del fallamiento y estructuras más profundas. Entre los prospectos importantes están: Tejero Sur, Casupal y Mata Grande. El Campo Santa Bárbara está dividido en cuatro (4) yacimientos principales (Figura 1.3), atendiendo al comportamiento de producción y delimitadas por fallas mayores que tienen

un componente transpresivo (ob.cit.). Los saltos verticales aparentes de estas fallas pueden alcanzar hasta los 1000 pies. Su geometría y amplitud se deben probablemente a reactivaciones sucesivas de fallas preexistentes, identificándose cuatro fases de deformación principales:

- Compresión general del área desde el Noroeste (NO).
- Plegamiento y corrimiento desde el Nor-Noreste (NNE).
- Compresión desde el Noroeste (NO) con cizallamiento iniciado por una mayor actividad del corrimiento de Pirital.
- Extensión Oeste – Este.

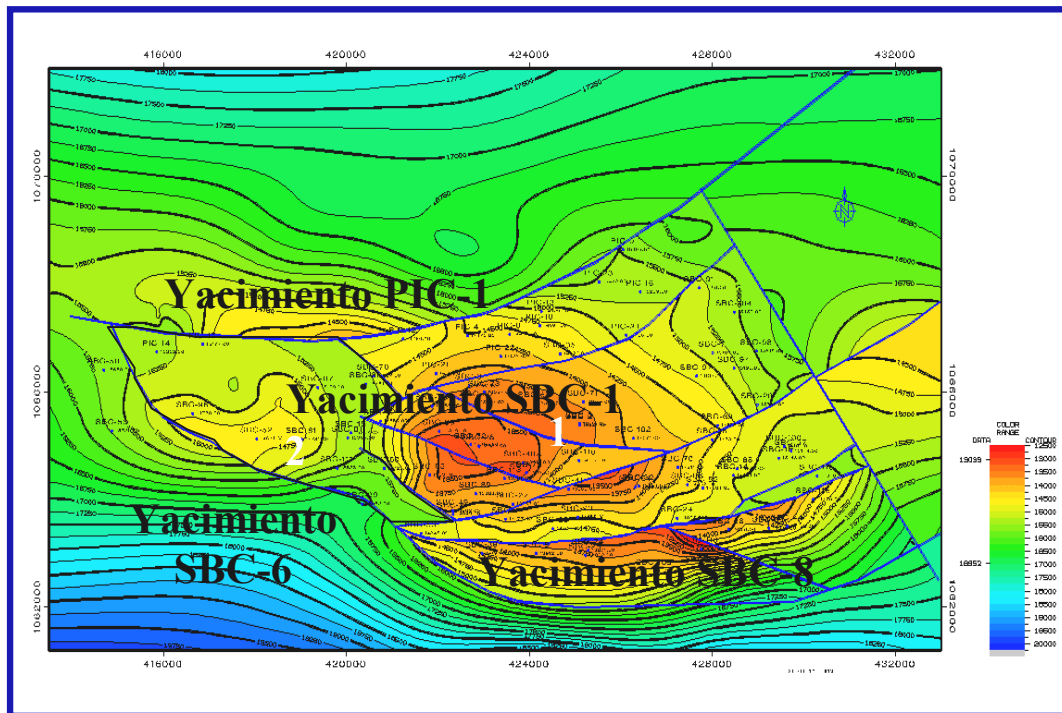


Figura 1.3. – Mapa isópaco de los yacimientos del Campo Santa Bárbara
[Gonzáles, J., 2001]

La primera fase de la deformación corresponde a una compresión desde el Noroeste lo cual no es muy evidente en el Campo Santa Bárbara. La razón es la deformación importante provocada por las siguientes fases que ha alterado la geometría de las fallas de esta

compresión. Esta primera fase es muy evidente en los Campos El Furrial y Carito (Angulo y Rodríguez, 2001).

La falla ubicada entre el área 1 del yacimiento SBC-1 y el yacimiento SBC-8 es de tipo “backthrust” (retrocorrimiento) reactivado durante la tercera fase de deformación, lo que ha ocasionado que esta falla, originalmente de bajo ángulo, se haya verticalizado (Gonzáles, J., 2001).

La fase del plegamiento y corrimiento desde el NNE se reconoce por las siguientes evidencias:

- Altos buzamientos (promedio 40°) con una dirección SSO.
- Un flanco extensivo con buzamiento suave de 10 a 11 grados hacia el NNE en gran parte del yacimiento SBC-1 (área 1), por ejemplo entre los pozos SBC-71, SBC-106, SBC-97 y SBC-104.
- Las tendencias vistas en los mapas isópacos de la Formación Carapita

El modelo global de plegamiento corresponde a una deformación del tipo “Fold Bend Fold” (figura 1.4). Se tiene una fase de compresión desde el NO con falta de sección causada por una mayor actividad del corrimiento de Pirital. Los resultados de esta fase son fallas horizontales o de muy bajo ángulo tipo despegue, ubicadas a diferentes profundidades. Las dos fases de compresión descritas anteriormente (fases 2 y 3), están en línea con el régimen tectónico conocido en el área, donde la resultante de los esfuerzos locales corresponde al esfuerzo regional (GEIP, 2001).

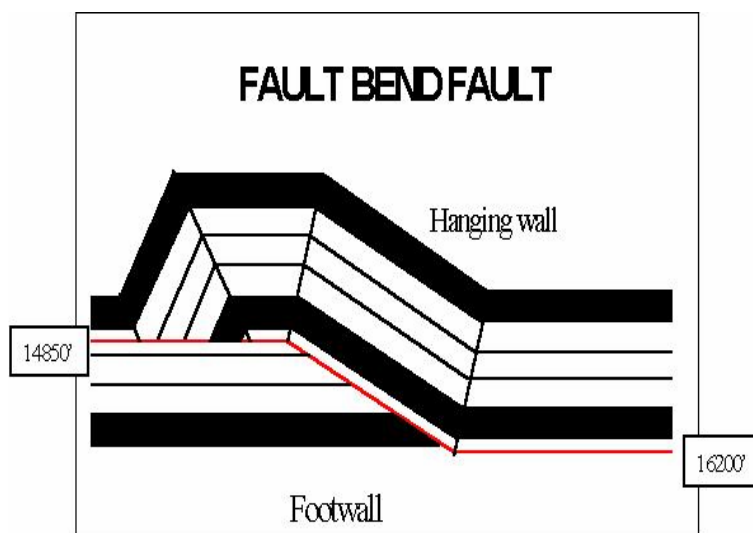


Figura 1.4.- Ejemplo de una deformación del tipo “Fold Bend Fold” [GEIP, 2001]

Se supone que ocurrió una fase de extensión Oeste – Este tardía, lo que explicaría las depresiones de tipo graben, que se reconocen en diferentes partes del corrimiento de El Furrial.

En el Campo Santa Bárbara se corresponde a la depresión entre el yacimiento SBC-1 (área 1) y el Campo Carito y también al límite entre el yacimiento SBC-1 (área 1 y área 2). Se puede interpretar como flexura y graben debido a una reactivación de estructuras profundas de orientación Norte – Sur a Noreste – Sureste (GEIP, 2001).

1.8- ESTRATIGRAFÍA

En las subcuencas de Guárico y Maturín (figura 1.5), al sur del frente de las montañas de Guárico y la Serranía del Interior Oriental respectivamente, los ambientes transicionales deltaicos a marinos someros están representados por las formaciones Merecure y Oficina (Estados Guárico y Anzoátegui Occidental) de gran importancia como yacimientos petrolíferos, las cuales pasan lateralmente hacia el este a formaciones más profundas como Capiricual y Carapita, esta última de marcado carácter turbidítico y también de importancia petrolífera (CIEN, 1997).

Hacia el sur, en los campos de Oficina y de la Faja del Orinoco, están los equivalentes diacrónicos más jóvenes del ciclo neógeno: la unidad basal, discordante generalmente sobre

el grupo Temblador, es la Formación Merecure, constituida principalmente por areniscas; la suprayacen los sedimentos de sistemas deltaicos de la Formación Oficina (González de Juana *et al*, 1980). Los equivalentes miocenos de estas unidades en la subcuenca de Guárico y hasta la Faja del Orinoco han sido denominados Formación Chaguaramas.

Hacia el nordeste, la subcuenca de Maturín se rellena con facies más someras, como las formaciones Urichito y Quiamare en su flanco Norte. La Formación Quiamare abarca una gran cantidad de ambientes que va desde marino restringido somero y canales fluviales, hasta los heterogéneos subambientes de los abanicos aluviales, con espesor de varios kilómetros en Anzoátegui Oriental (CIEN, 1997). En el flanco sur, las lutitas de la Formación Freitas suprayacen a la Formación Oficina. Finalmente, todo es cubierto por los ciclos deltaicos de la Formación La Pica y los molásicos de edad pliocena, como las formaciones Las Piedras y Quiriquire. El ciclo sedimentario culmina con las terrazas pleistocenas de la Formación Mesa y los aluviones recientes (González de Juana *et al*, 1980).

La columna estratigráfica del Norte de Monagas está conformada por sedimentos que van desde una edad cretácica hasta el Plío-Pleistoceno con un espesor aproximado de 17000 pies (Angulo y Rodríguez, 2001). La distribución lito-estratigráfica está conformada de la siguiente manera:

➤ Edad Pre-Cretácica

En la subcuenca de Maturín la columna está representada por las formaciones Hato Viejo y Carrizal que se encuentran sobre el basamento precámbrico del escudo guayanés.

La Formación Hato Viejo se compone de arenisca de grano fino a grano grueso. La sedimentación está representada posiblemente por unas facies de relleno de tipo fluvial.

La Formación Carrizal presenta conglomerados finos, cuarzosos y calcáreos en los niveles arenosos. El ambiente deposicional es marino marginal que representa una cobertura de plataforma cratónica (CIEN, 1997). Está ubicada sobre la Formación Hato Viejo.

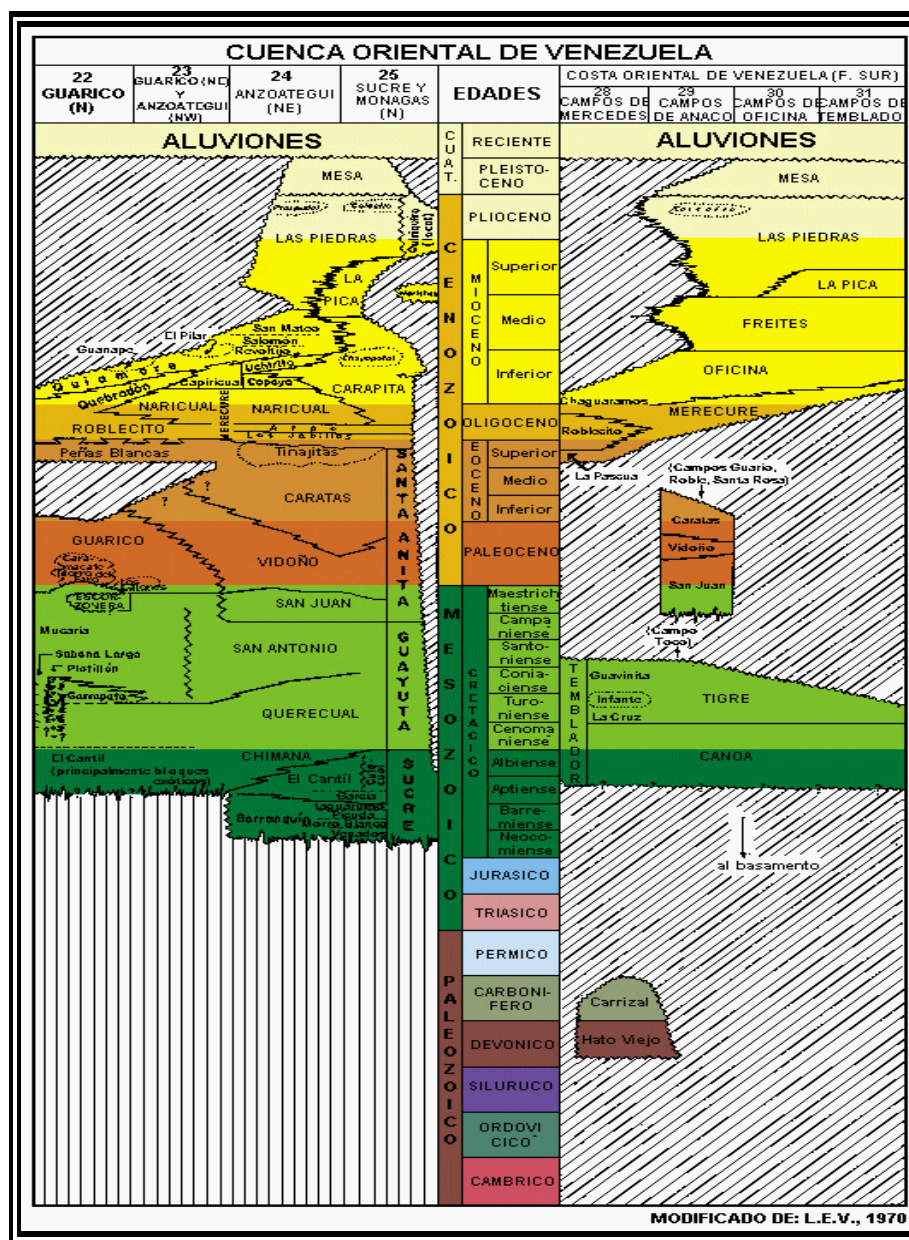


Figura 1.5.- Carta de correlación de la Cuenca Oriental de Venezuela [CIEN, 1997]

➤ Edad Cretácica

Está representada por los sedimentos de las Formaciones Barranquín, El Cantil, Chimana, Querecual, San Antonio y San Juan, ubicándose sobre la Formación Carrizal.

La Formación Barranquín no tiene un contacto inferior conocido. El contacto superior es transicional con la Formación El Cantil, posee areniscas conglomeráticas con

estratificación cruzada y lutitas con restos de plantas. La Formación El Cantil posee capas gruesas de caliza gris azulada, lutitas y areniscas, y se localiza sobre la Formación Barranquin y debajo de las calizas de la Formación Querecual. Esta Formación es un delgado intervalo de transición paralelo a la estratificación (CIEN, 1997).

En la Formación Chimana predominan las lutitas intercaladas por capas de areniscas masivas de granos finos.

La Formación Querecual está por debajo de la Formación San Antonio, poseen ambas un contacto transicional, que está representado por lutitas negras calcáreas y calizas negras micríticas con concreciones, finamente laminadas y estratificadas; donde la estructura sedimentaria característica es la laminación paralela (CIEN, 1997).

La Formación San Antonio posee areniscas de grano fino a muy fino, calcáreas y glauconíticas, intercaladas por delgadas láminas lutíticas; su contacto superior es diacrónico con la Formación San Juan y su ambiente de sedimentación es marino somero (González de Juana *et al*, 1980).

La Formación San Juan posee areniscas duras cuarcíticas intercaladas con capas delgadas de lutitas oscuras. El contacto superior es concordante con la Formación Vidoño y el ambiente sedimentario es continental a transicional (ob.cit.).

➤ Edad Terciaria

Esta era está representada por los sedimentos de las Formaciones Vidoño, Naricual, Carapita, La Pica y Las Piedras.

La Formación Vidoño está constituida en su mayoría por lutitas oscuras e intervalos de areniscas glauconíticas y limolitas calcáreas.

La Formación Naricual tiene el contacto inferior discordante con los sedimentos del Cretácico Superior de las Formaciones San Juan y Vidoño, y el contacto superior con la Formación Carapita. Esta Formación se ha dividido en dos grandes grupos debido a la diversidad de rocas que se encuentran en ella; en la parte superior posee un espesor aproximado de 3280 pies de areniscas y lutitas con una gran cantidad de carbón y la parte inferior cuenta con un espesor de 1300 pies aproximadamente, de lutitas oscuras y blandas, lutitas arenosas y areniscas. En esta formación se presentan indicios del levantamiento de la

Serranía del Interior de Anzoátegui y Monagas, donde se desarrollan las facies que van de marino profundo a pantanoso, con desarrollo de complejos fluvios deltaicos, posee una alta porosidad y una gran permeabilidad .- (50 – 300) mD.- con una extensa cantidad de hidrocarburos (Angulo y Rodríguez, 2001).

La Formación Carapita es una secuencia de lutitas fosilíferas de color gris a negro, piríticas y glauconíticas altamente presurizadas, posee lentes arenosos delgados; es transicional con la Formación Naricual caracterizada por arenas productoras de crudo (CIEN, 1997). Esta formación varía de un ambiente de plataforma interna hasta un ambiente de talud con un espesor que varía de 6000 a 8000 pies.

En la Formación La Pica se encuentran lutitas y areniscas, con un espesor variable a causa de sus discordancias intraformacionales. El ambiente sedimentario es litoral a continental. Esta formación suprayace a la Formación Carapita, e infrayace a la Formación Las Piedras. La Formación Las Piedras posee sedimentos de textura fina constituida por arcillas y areniscas acuíferas con espesor variable de 3400 a 3900 pies, siendo estos sedimentos mal consolidados, depositados en un ambiente que se desarrolla de continental fluvio deltaico a transicional (González de Juana *et al*, 1980).

El Campo Santa Bárbara está dividido en cinco (5) áreas (figura 1.6) en consideración al marco estructural descrito anteriormente, a los diferentes tipos de fallas que presenta y a las distintas presiones que posee cada una de ellas (GEIP, 2001). Este campo se caracteriza geológicamente por tener dos tipos de sedimentos:

- .- Sedimentos Alóctonos
- .- Sedimentos Parautóctonos.

La secuencia sedimentaria del Campo Santa Bárbara se encuentra representada en orden ascendente por las Formaciones San Juan y San Antonio, cuyos contactos superiores se encuentran discordantes con los estratos de edad Oligoceno de la Formación Naricual (Moreno M. *et al*, 2000) (principal productora de hidrocarburos). Concordantes a la Formación Naricual están los estratos de edad Mioceno Inferior a Medio de la Formación Carapita, la cual es discordante con la Formación La Pica de edad Mioceno-Plioceno, que junto con las Formaciones Mesa y Las Piedras (edad Plioceno a Pleistoceno), conforman el relleno gradual de la cuenca, con un espesor aproximado de 17000 pies (GEIP, 2001). La

columna estratigráfica de los sedimentos alóctonos en el área está conformada por rocas cretácicas y terciarias mostrada en la figura 1.7.

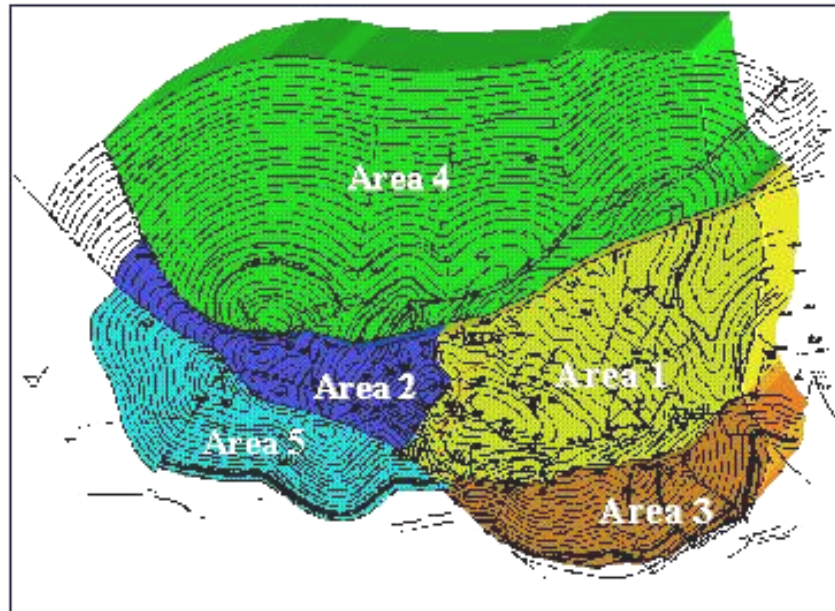


Figura 1.6 - Distribución de las áreas del Campo Santa Bárbara [Moreno *et al*, 2000]

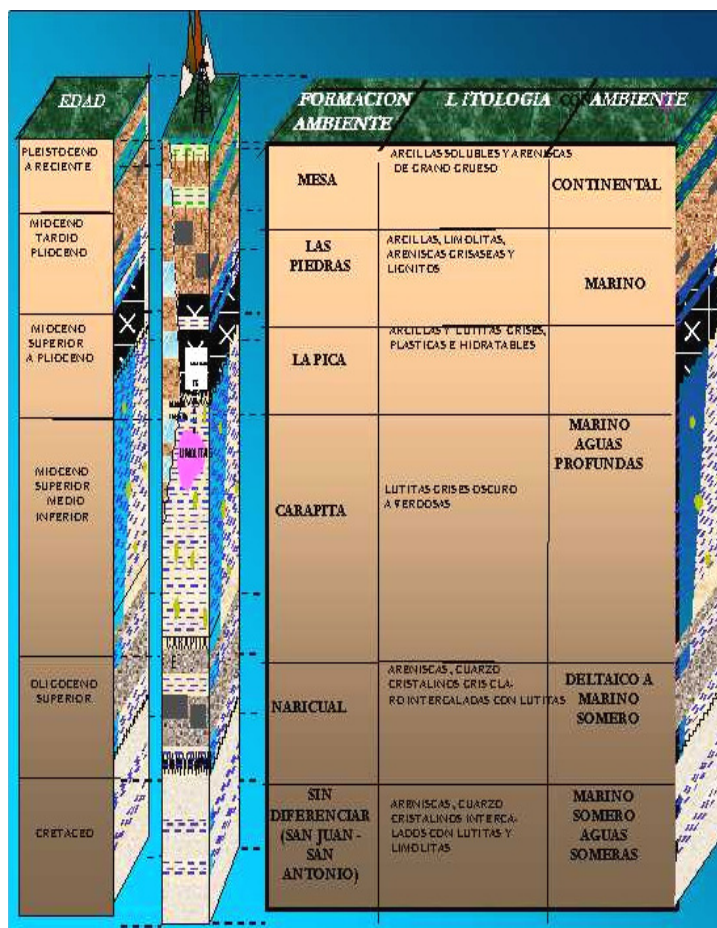


Figura 1.7. - Columna estratigráfica del Campo Santa Bárbara [Moreno *et al*, 2000]

Las secuencias presentes en las Formaciones Naricual y Cretáceo están compuestas principalmente de sistemas transgresivos de poco espesor y sistemas de alto nivel de gran espesor. Los rellenos de valles incisos en la Formación Naricual (Inferior), pueden ser incluidos en el sistema transgresivo de bajo nivel, aunque el relleno fue depositado durante la transgresión.

Las unidades estratigráficas en el área Bosque – Santa Bárbara son lateralmente continuas (excepto ante la presencia de fallas) (Moreno M. *et al*, 2000). La estructura de la secuencia estratigráfica de la Formación Naricual está más claramente definida que la secuencia del Cretáceo. Estas últimas describen límites de secuencia de tercer orden en un ambiente similar al de la Formación Naricual, marcado por arenas de canales amalgamadas, los cuales reflejan la pérdida del espacio de acomodo durante el sistema de alto nivel. Las

secuencias de la Formación Naricual, revelan dos fuentes predominantes de sedimentos. Una que primero estuvo al Oeste y otra que estuvo al Sur o al Suroeste (Angulo y Rodríguez, 2001).

Los intervalos inferiores aparentan estar dominados por una fuente localizada al Oeste con dirección de transportación al Este. Una fuente menor localizada hacia el Sur parece haber contribuido con algo de sedimento en el área. En contraste, los intervalos superiores tienen una fuente predominantemente del Sur o Suroeste, con dirección de transporte hacia el Norte y Noroeste. Una tendencia secundaria de Oeste a Este ocurre al Norte (GEIP, 2001).

2.1- PRINCIPIO FÍSICO DE LA RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

El modelo del núcleo de un átomo está constituido por un determinado número de protones y neutrones (nucleones) animados por un movimiento colectivo complejo, que comporta una rotación individual alrededor de un eje que pasa por el propio centro de cada uno de ellos. Una partícula atómica que gira provoca a su alrededor un momento cinético o “spin” nuclear de igual dirección que su eje de rotación (representado por un vector axial $\mathbf{S}$) cuya magnitud se describe mediante la siguiente ecuación:

$$\mathbf{S}_n = [I(I+1)]^{1/2} \hbar \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde $\mathbf{S}_n$ es el momento cinético total, I es el número cuántico de spin nuclear y $\hbar = h/2\pi$, siendo h la constante de Planck. Una carga que gira, genera un momento bipolar magnético, relacionado con el momento cinético o spin y con la misma dirección de su eje de rotación, representado por el vector de momento bipolar magnético ($\boldsymbol{\mu}$), de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\boldsymbol{\mu}_n = \gamma \mathbf{S}_n \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde $\boldsymbol{\mu}_n$ es el momento dipolar magnético, γ es la constante giromagnética (específica de cada núcleo) y $\mathbf{S}_n$ el momento cinético o de spin nuclear. Los nucleones (tanto los protones como los neutrones) están constituidos por sub-partículas positivas y negativas en rotación, los quarks, de manera que la distribución de la carga en rotación provocará un momento magnético, que se puede representar como un bipolo magnético (figura 2.1) animado por un movimiento de rotación.

Se puede considerar que los quarks cargados positivamente están más cerca del eje de rotación que los quarks negativos. El momento magnético global deriva de estas diferencias orbitales .-entre quarks positivos (+) y negativos (-).- Debido a estas diferencias orbitales, los momentos magnéticos individuales de los quarks (+) y (-) no contribuyen de manera equilibrada a la resultante global del momento magnético por lo que el momento magnético total es no nulo. El momento magnético del neutrón es aproximadamente 2/3 del correspondiente al protón (Kastler B., 1997).

Los principales núcleos que poseen propiedades magnéticas son los del hidrógeno (^1H), y de los siguientes isótopos: carbono (^{13}C), flúor (^{19}F), fósforo (^{31}P) y sodio (^{23}Na). El núcleo del hidrógeno, formado por un solo protón, desempeña un papel importante en la aplicación de esta técnica, ya que su momento magnético es relativamente grande y es un elemento abundante en los fluidos contenidos del espacio poroso de las rocas. Bajo la influencia de campos magnéticos estáticos y alternos, se produce una transición entre niveles de energía de la población de protones (Resonancia), lo cual es detectado por la herramienta o equipo de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).

El núcleo del hidrógeno está constituido por una partícula de carga positiva, el protón, que al girar alrededor de si mismo induce un momento magnético elemental, representado por un vector de imantación μ . Por lo tanto, el protón puede modelarse como un pequeño imán (dipolo magnético) con un polo norte y un polo sur (figura 2.1). Si se sitúan en un campo magnético externo, los protones (núcleos de hidrógeno) tenderán a orientarse en la dirección de este último (figura 2.2). Cuando no existe la influencia de ningún campo magnético, los protones (igual que dipolos magnéticos) se alinean aleatoriamente (figura 2.3).

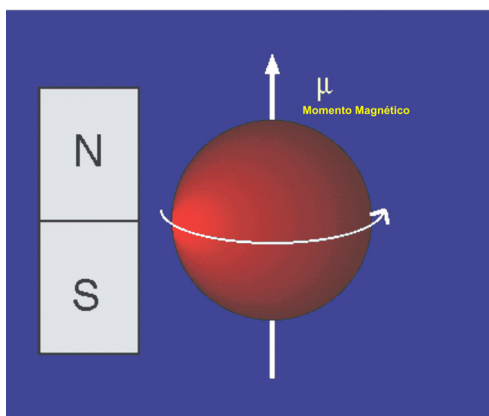


Figura 2.1- Momento bipolar magnético del protón [Faulkner, 1996]

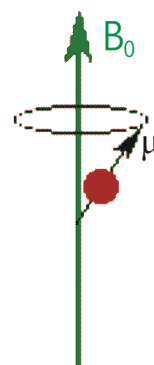


Figura 2.2- Protón del alineado en dirección del campo B_0 [ob.cit.]



Figura 2.3- Bipolos alineados al azar [ob.cit.]

2.2 DESARROLLO DE LA MEDICIÓN DE RMN

2.2.1 Alineación de los protones

La resonancia magnética nuclear (RMN) trata con las modificaciones de la magnetización de los núcleos de una sustancia (protones en el caso del hidrógeno), bajo la acción conjunta de dos campos magnéticos: un campo magnético estático elevado ($\mathbf{B}_0$) y un campo electromagnético oscilante ($\mathbf{B}_1$) (onda electromagnética de radiofrecuencia). Al contrario de lo que ocurre con los imanes que se alinean perfectamente bajo la acción de un campo magnético externo, todos ellos orientados en el mismo sentido (sur – norte), los protones se distribuirán en dos poblaciones que girarán alrededor de $\mathbf{B}_0$ (paralelo) y la otra en sentido contrario a $\mathbf{B}_0$ (anti-paralelo) como se observa en la figura 2.4, debido a que su momento bipolar magnético posee estas dos orientaciones posibles.

Sin embargo, los protones no están en realidad perfectamente alineados en la misma dirección de $\mathbf{B}_0$, sino que giran individualmente en precesión alrededor de $\mathbf{B}_0$, con una frecuencia angular:

$$\omega_0 = \gamma \mathbf{B}_0 \quad (\text{Ec. 2.3})$$

de acuerdo a la ecuación de Larmor, en la que ω_0 es la frecuencia angular de Larmor o frecuencia angular de resonancia proporcional a $\mathbf{B}_0$ y γ la constante giromagnética (específica de cada núcleo). Cada protón describe de esta forma un cono (ver fig.2.5) alrededor de $\mathbf{B}_0$, al igual que ocurriría con un trompo en el campo de gravedad terrestre (en

realidad el protón describe un “doble” cono, cuyos vértices se unen en su centro de gravedad) (Kastler B., 1997).

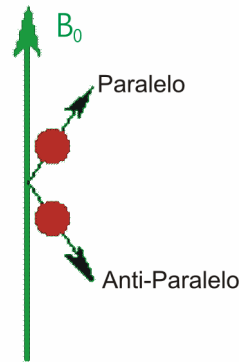


Figura 2.4- Población de protones en presencia del campo B_0 [Faulkner, 1996]

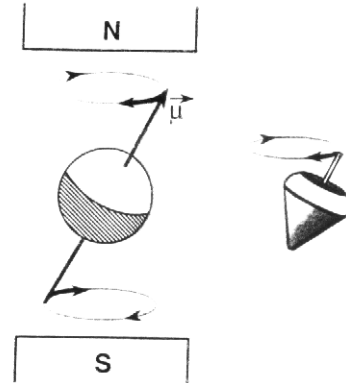


Figura 2.5- Doble cono de precesión del protón [Kastler B, 1997]

Los protones se reparten de forma casi equivalente entre los sentidos paralelo y anti-paralelo; ello en virtud de que la cantidad de protones en el sentido paralelo es levemente mayor que la cantidad de protones en el sentido anti-paralelo. La suma resultante de todos los momentos magnéticos de los protones paralelos y anti-paralelos, originará un vector de magnetización neta $\mathbf{M}$, resultante del pequeño exceso de protones paralelos, como se observa en la figura 2.6. Por el movimiento de precesión de los protones, este vector de magnetización $\mathbf{M}$ tendrá una componente en la misma dirección de $\mathbf{B}_0$, sin componentes en el plano transversal, debido a que todas las componentes de $\mathbf{B}_0$ en dicho plano se anularán entre si.

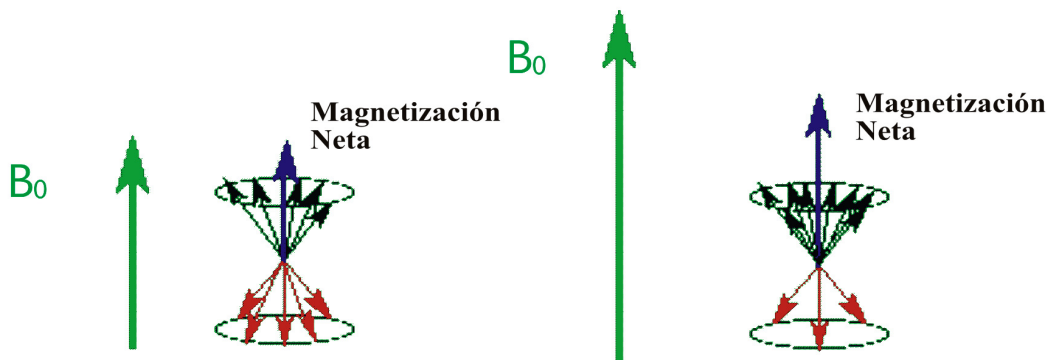


Figura 2.6- Magnetización neta por alineación de momentos magnéticos [Faulkner,1996]

2.2.2 Reorientación de los protones

El estado de equilibrio que acaba de describirse, puede ser perturbado por aporte de energía mediante un campo (electro) magnético oscilante $\mathbf{B}_1$ (el aporte de energía proviene de la componente magnética). $\mathbf{B}_1$ se aplica en un plano transversal (según el sistema cartesiano xOy) a la dirección del campo $\mathbf{B}_0$ (figura 2.7), con una frecuencia angular de oscilación ω_1 . Para que se produzca transferencia de energía a este sistema en equilibrio, la frecuencia de oscilación ω_1 del campo magnético $\mathbf{B}_1$ debe ser igual a (o estar sincronizada con) la frecuencia de Larmor ω_0 específica de los protones en un determinado campo $\mathbf{B}_0$. Bajo esta condición ($\omega_1 = \omega_0$), el sistema se encuentra en resonancia. Esta frecuencia es de 2 MHz para la herramienta CMR de Schlumberger y de 750 KHz. para las herramienta NUMAR/Halliburton (Bruzual G., 2001).

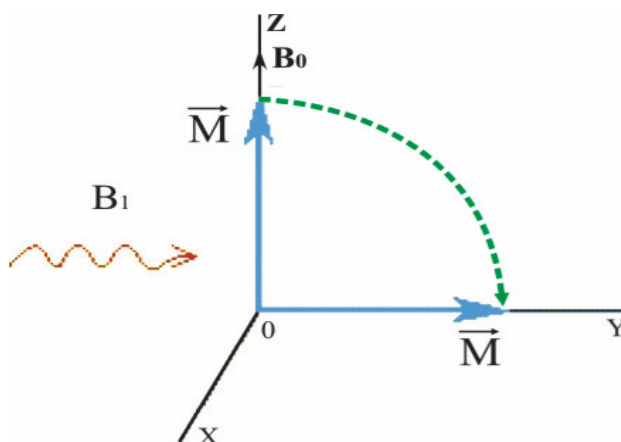


Figura 2.7 Transferencia de energía por campo alterno $\mathbf{B}_1$ [Faulkner, 1996]

Ya que la frecuencia de Larmor está situada en el rango de frecuencia de las ondas radiofónicas, el campo $\mathbf{B}_1$ es una onda electromagnética de radiofrecuencia. El valor de $\mathbf{B}_0$ en el equipo de laboratorio MARAN es 470 Gauss, aproximadamente.

El efecto producido es el cambio en la orientación de la magnetización neta $\mathbf{M}$, la cual rota 90° con respecto a su dirección original, paralela a la dirección del campo $\mathbf{B}_0$. Esta rotación ocurre con un movimiento de doble precesión por la conjunción de las frecuencias angulares ω_0 y ω_1 . Este movimiento se muestra en la figura 2.8.

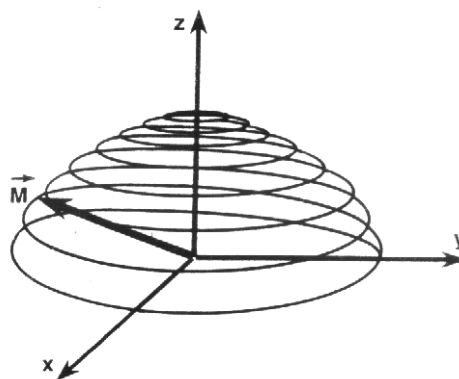


Figura 2.8- Reorientación de la magnetización M por efecto del campo B_1 [Kastler B., 1997]

2.2.3 Efecto de relajación y desfase de espines

La excitación por el pulso de RF (radio frecuencia) de 90° tiene como consecuencia la oscilación del vector de magnetización M , en un plano transversal, en la dirección del campo oscilante, como se exhibe en la figura 2.9. Al suprimirse este pulso de RF, los protones perderán la orientación adquirida durante la aplicación del campo alterno B_1 . Esto se debe a que los protones evolucionan en ambientes moleculares diferentes, donde los pequeños campos magnéticos locales interaccionan (sumándose o restándose) con el campo magnético principal B_0 . Por ello, los spins precesan espontáneamente a velocidades angulares ligeramente distintas (mayores o menores) en relación con ω_0 , por lo que no están en fase. Adicionalmente, el campo B_0 no es perfectamente homogéneo pues posee heterogeneidades propias de origen instrumental, lo cual acelera la pérdida de fase de los protones anteriormente sometidos a la acción del campo oscilante B_1 (figura 2.9).

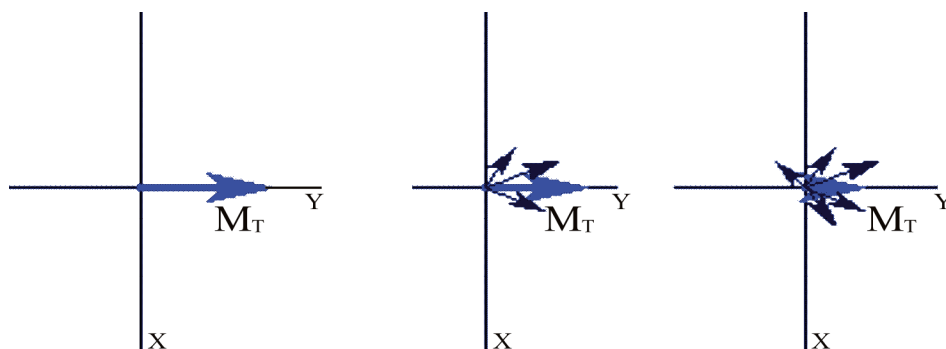


Figura 2.9- Desfase de los momentos magnéticos por supresión del campo B_1 [Faulkner, 1996]

Esta pérdida de la magnetización en el plano transversal y el posterior crecimiento de la misma en su dirección original, se denomina relajación transversal o relajación T_2 . Se caracteriza por un decaimiento exponencial de la señal de magnetización que se describe por una constante de tiempo T_2 , que corresponde al 63% del descenso de la misma. A esta constante se la denomina tiempo de relajación transversal (figura 2.10).

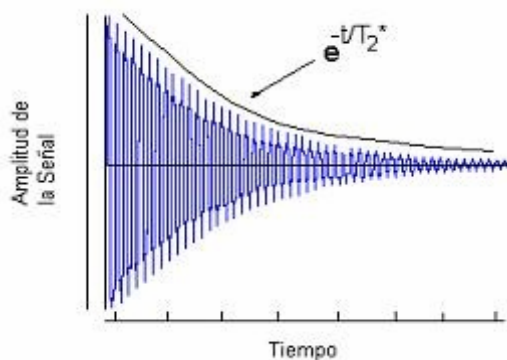


Figura 2.10- Decaimiento de la señal de magnetización en el tiempo [Cedillo I., 1999]

La expresión que describe la pérdida de la magnetización es:

$$M(t) = M_0 \cdot e^{-t/T_2^*} \quad (\text{Ec.2.4})$$

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

2.2.4 Reenfoque de los momentos magnéticos

Se ha determinado, que es posible revertir el desfase de los spins, causado por las heterogeneidades propias del campo magnético principal $\mathbf{B}_0$ (T_2^*). Tras un pulso de 90° , los spins se desfasan con rapidez como consecuencia de las heterogeneidades del campo de origen molecular (relajación spin – spin) y las ya mencionadas de $\mathbf{B}_0$. Si al término de un tiempo $TE/2$ (que se denominará tiempo inter – eco) y después del pulso de RF de 90° (los spins ya están desfasados) se aplica un pulso de RF de 180° , éste invertirá los desfases sin modificar el sentido de la rotación (Kastler B., 1997). Los spins que precesaban con mayor rapidez se encontrarán ahora detrás de los más lentos, y como las velocidades de precesión (y el sentido de la rotación) continúan siendo idénticos, al final de un tiempo $2(TE/2) = TE$ (tiempo de eco), los spins estarán de nuevo en fase, generando una señal de magnetización coherente, conocida como eco de spin (figura 2.11).

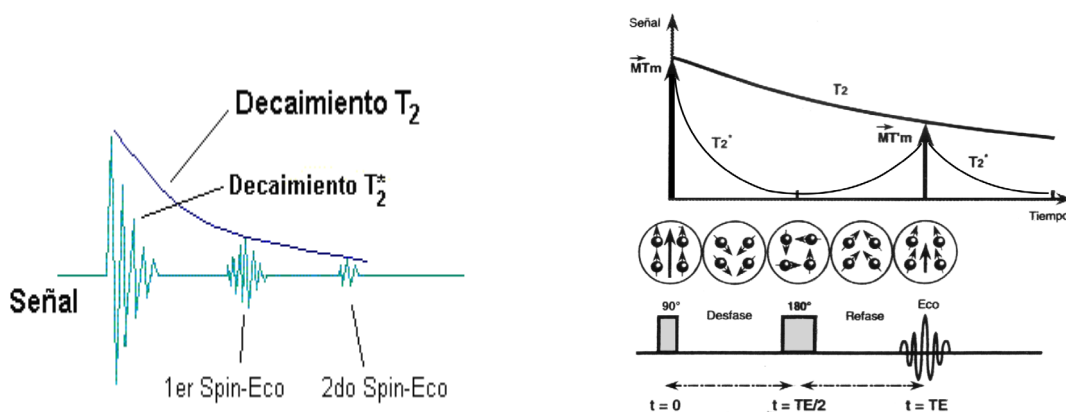


Figura 2.11- Ecos de spin y reenfoque de los protones [Cedillo, 1999 ; Kastler, 1997]

Ya que cada eco de spin decae rápidamente, los pulsos de 180° pueden ser aplicados en forma repetida, generando un tren de pulsos o ecos. Este tren de pulsos está caracterizado por el espaciamiento entre éstos, que es el antes mencionado tiempo inter-eco (TE), donde se produce la señal o eco de spin, luego de aplicar el pulso de RF de 180° . Este tiempo dependerá de la herramienta o equipo de RMN y del objetivo del experimento. Ya que el desfase de los protones producto de las interacciones moleculares es irreversible, cada eco

obtenido tendrá una amplitud menor que el anterior, produciéndose un decaimiento de la señal en el tiempo, descrita con una constante de tiempo característico T_2 , similar al decaimiento generado por las heterogeneidades del campo B_0 (figura 2.12).

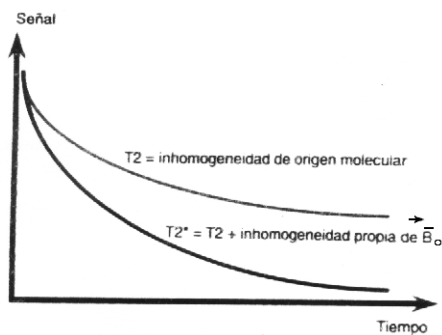


Figura 2.12- Decaimiento resultante de la señal por heterogeneidades del campo B_0 [Kastler, 1997]

2.2.5 Tiempo de relajación transversal (T_2)

El tren de pulsos descrito anteriormente, está conformado por un pulso de 90° , seguido de una serie de pulsos sucesivos de 180° . Esta secuencia de pulsos se conoce como secuencia CPMG, por haber sido implementada por sus creadores: Carr, Purcell, Meiboom y Gill (Bruzual G., 2001). El espaciamiento entre los ecos (tiempo inter-eco TE) se establece de acuerdo al propósito del experimento con el equipo de laboratorio o herramienta de RMN a utilizar.

Esta secuencia revierte el desfase de los protones causado por las heterogeneidades del campo B_0 ; más no evita el creado por las interacciones moleculares de los spins con su entorno (relajación spin-red). Este último está relacionado con las propiedades petrofísicas de las rocas tales como geometría de los poros, permeabilidad y propiedades de los fluidos inmersos en el medio poroso. Como consecuencia de estas propiedades, la curva de relajación T_2 (figura 2.13) es la contribución de los decaimientos individuales de los protones en cada poro de la roca. Es así como esta señal de decrecimiento exponencial, es la resultante de la sumatoria de múltiples decaimientos exponenciales, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$M(t) = \sum_i M_{0i} \cdot e^{-t/T_{2i}} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

donde $M(t)$ es el valor de la magnetización en el tiempo, t es el tiempo de medición total durante el experimento de RMN y M_{0i} es el valor inicial de la magnetización de los protones que relajan a diferentes tiempos T_2 , de acuerdo al tipo de fluido y al tamaño de poro donde dicho fluido se encuentre.

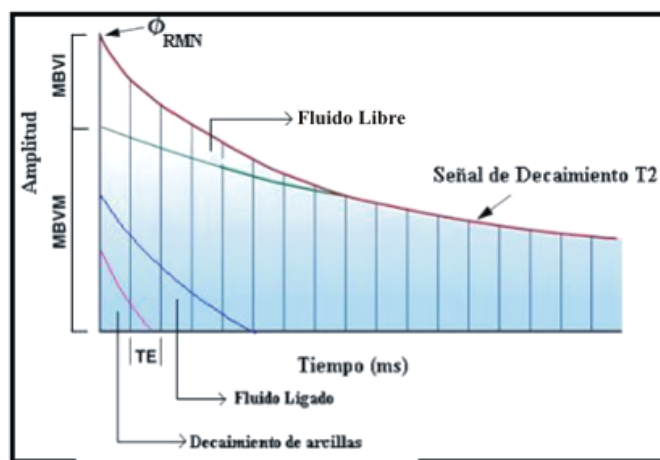


Figura 2.13 Curva de relajación T_2 [modificado de Coates *et al*, 1999]

2.2.6 Tiempo de relajación Longitudinal (T_1)

La excitación de los spins por un pulso de radio frecuencia de 90° (aporte de energía) tiene como consecuencia la desaparición de la magnetización longitudinal, originada por la acción del campo $\mathbf{B}_0$. Este proceso es inestable, y al cesar el pulso de radio frecuencia, se producirá un retorno al estado de equilibrio (estable), el cual estará influenciado por el número de spins, el intercambio térmico con el medio molecular circundante y la intensidad del campo magnético estático $\mathbf{B}_0$.

Una vez que el proceso de relajación ha ocurrido completamente, luego de completarse una secuencia CPMG, los protones están completamente desfasados en el plano transversal, por lo que se incrementa la magnetización longitudinal, que es paralela al campo $\mathbf{B}_0$. Todo esto

sucede a una constante de tiempo característica, que se denomina tiempo de relajación longitudinal o T_1 . El proceso de relajación está descrito por la siguiente ecuación:

$$M(t) = M_0(1 - e^{-t/T_1}) \quad (\text{Ec. 2.6})$$

donde $M(t)$ es la magnitud de la magnetización de los protones, paralela al campo $\mathbf{B}_0$, para un instante t dado; M_0 es la magnitud máxima de la magnetización antes de la relajación, y T_1 es el tiempo en el que la magnetización crece al 63% de su valor máximo. Esta curva (figura 2.14) se registra por separado a la curva de T_2 .

Para garantizar que la polarización de los protones sea completa, la secuencia CPMG debe aplicarse a intervalos de tiempo que sean función de la relajación longitudinal T_1 . Por lo general, cada intervalo es mayor o igual a 3 veces el valor de T_1 ; tiempo en el que la magnetización longitudinal llega al 95% de su valor máximo.

Aunque T_1 y T_2 se originan de procesos diferentes, se ha encontrado en mediciones de laboratorio, que para la mayoría de las rocas saturadas con agua, la razón T_1/T_2 varía entre 1.5 y 2.5 (Ávila D., 2002). No obstante, esta relación cambia en presencia de petróleo o gas en las muestras de roca.

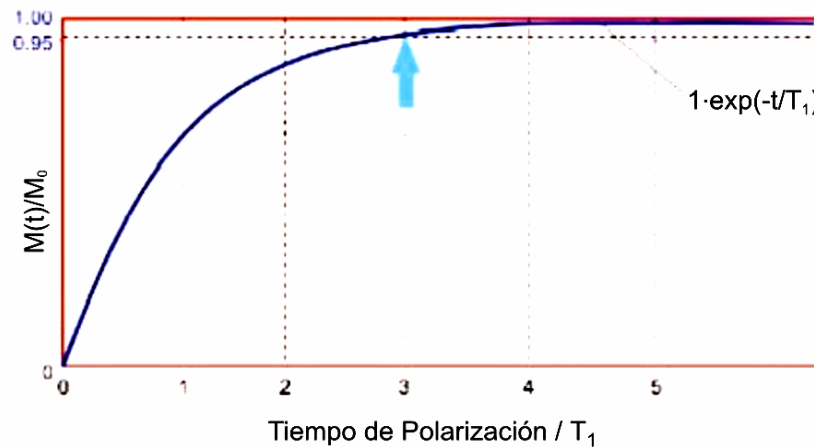


Figura 2.14- Curva de magnetización longitudinal en el tiempo T_1 [Coates G., 1999]

2.3 MECANISMOS DE RELAJACIÓN EN ROCAS CON CRUDO Y AGUA

Los procesos de relajación longitudinal (relajación T_1) y transversal (relajación T_2), son el resultado de la contribución de mecanismos propios de la desmagnetización de los protones debido a los siguientes efectos: las interacciones de los protones con la superficie del poro donde el fluido está contenido (T_S); la relajación propia de los fluidos netos (T_B) y la difusión de los protones en un gradiente de campo magnético estático (T_D).

Para la relajación transversal T_2 , la expresión del tiempo de decaimiento viene dada por la siguiente expresión:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2B}} + \frac{1}{T_{2D}} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Y para la relajación longitudinal T_1 , sólo contribuyen dos mecanismos; T_1 no es afectado por la difusión de un gradiente de campo magnético:

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1S}} + \frac{1}{T_{1B}} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

En la figura 2.15, se muestra la interacción de los protones pertenecientes a los fluidos contenidos en el medio poroso, por los mecanismos de relajación que se describen en las secciones siguientes.

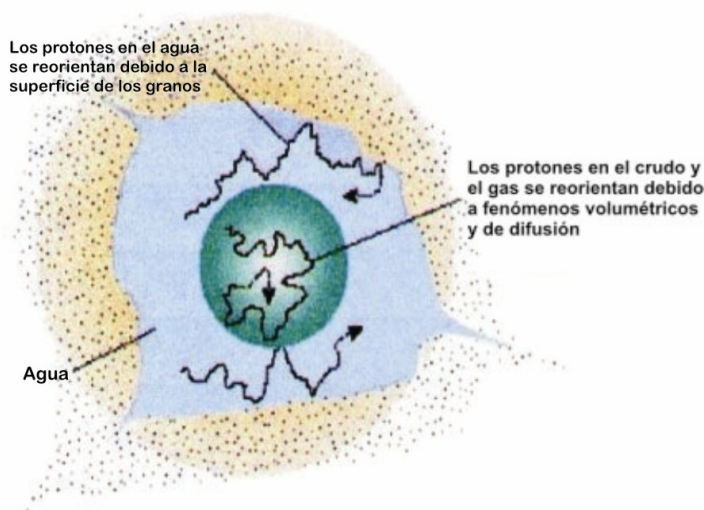


Figura 2.15- Interacción de protones en fluidos presentes en el medio poroso [Patel V. *et al*, 1997]

2.3.1 Proceso de interacción con la superficie del poro

Cuando el fluido ocupa el poro, y humecta sus paredes, se produce un intercambio de energía entre los protones contenidos en el fluido con los electrones presentes en iones paramagnéticos, en la superficie del poro. El movimiento de los spins es aleatorio y continuo (movimiento browniano), lo que ocasiona la interacción repetida de estos (difusión rápida) y por consecuencia, la desmagnetización de los spins por pérdida de energía. Al ocurrir esto, suceden dos interacciones: una es que la transferencia de energía a la superficie del poro, lo cual permite el alineamiento de los protones con el campo estático B_0 (componente de T_1); y la otra es el desfase irreversible de los protones en el plano transversal (componente de T_2) (Kastler B., 1997). En el límite de difusión rápida, la relajación en el poro se describe como una exponencial simple, con una constante de tiempo de relajación T_s (s por superficie), dada por la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{T_s} = \rho \frac{S}{V} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

donde S/V es el cociente superficie a volumen del poro y ρ es la relaxividad superficial; que es la habilidad de la superficie poral para causar la relajación del protón magnetizado (Kenyon W., 1997).

Este proceso de relajación está influenciado también por el tamaño del poro (figura 2.16), ya que la frecuencia de las interacciones de los protones con la superficie de este, depende de la razón superficie a volumen (S/V). Por consiguiente, en un poro grande (S/V bajo) las colisiones serán menos frecuentes y el tiempo de relajación será relativamente largo. Por el contrario, en un poro pequeño (S/V alto) habrá interacciones más frecuentes y la relajación de los protones sucederá a tiempos más cortos.

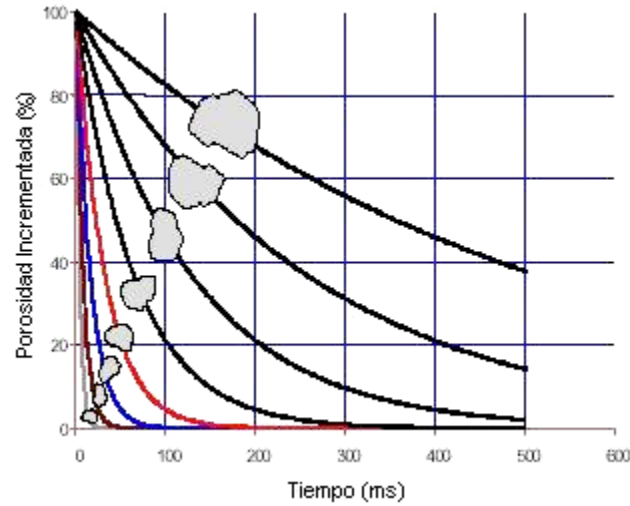


Figura 2.16- Curvas de relajación asociadas al tamaño de poro [Ostroff G. *et al*, 1999]

La ecuación 2.9 describe el proceso de relajación con la superficie de los poros, tanto para la magnetización longitudinal (T_1) como para la transversal (T_2); siendo ambos procesos descritos mediante las siguientes expresiones:

$$\frac{1}{T_{2s}} = \rho_2 \frac{S}{V} \quad (\text{relajación transversal}) \quad (\text{Ec. 2.10})$$

$$\frac{1}{T_{1s}} = \rho_1 \frac{S}{V} \quad (\text{relajación longitudinal}) \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Las superficies de granos con muy altas concentraciones de iones paramagnéticos tienden a causar relajaciones más fuertes (tiempos más cortos), y esta propiedad de la superficie de grano es reflejada en el parámetro de relaxividad transversal ρ_2 . Los iones paramagnéticos más efectivos son hierro, níquel, cromo y manganeso. El valor de ρ es más pequeño para hidrocarburos que para el agua (Akkurt R., 2001). Valores altos de ρ producen un decaimiento rápido de T_2 , mientras que valores bajos de ρ generan un decaimiento lento de T_2 .

2.3.2 Decaimiento del fluido neto contenido en los poros

Cada protón mientras crea su propia magnetización, es también afectado por el campo magnético de otros protones y moléculas vecinas. Las moléculas en un fluido rotan y vibran aleatoriamente, creando campos magnéticos locales fluctuantes. Cuando la frecuencia de estos campos se aproxima a la frecuencia de Larmor, puede ocurrir transferencia de energía, ocasionando relajación spin-red y relajación spin-spin. La relajación del fluido neto o “en bruto”, depende de la temperatura y la viscosidad, ya que el movimiento molecular es gobernado por estas dos propiedades (Akkurt R., 2001). Un incremento en la viscosidad reducirá el tiempo de relajación neta o “en bruto”.

En el caso de que el petróleo o el gas no entren en contacto directo con la roca, comportándose como fluido no mojante, el proceso de relajación estará dominado por la relajación neta o “en bruto” de estos fluidos. Esta relajación también puede producirse si el tamaño del poro es lo suficientemente grande, de forma que los protones presentes en el fluido no llegan a interactuar con las paredes del grano. Este efecto se nota sobre todo en formaciones carbonáticas, por la presencia de vugas o cavernas en las mismas. La relajación neta o “en bruto” puede ser afectada también si los fluidos presentan iones paramagnéticos, tales como el vanadio en ciertos crudos pesados o la hematita en algunos lodos de perforación (Kenyon, B. *et al*, 1995), por lo que la corrección respectiva debe ser hecha en dicha relajación.

2.3.3 Difusión de los protones en un gradiente de campo magnético

En un experimento de RMN, se trata de polarizar los protones presentes en ciertos fluidos, utilizando un campo magnético lo más homogéneo posible. No obstante, si se presentan gradientes en dicho campo, se producirá un desfase adicional al ocasionado durante el desfase de los spins. Durante la desmagnetización, los spins que se mueven de una posición a otra experimentarán una frecuencia de Larmor diferente a la del campo estático B_0 , a causa de los campos magnéticos locales. Al aplicarse la secuencia CPMG, los pulsos suministrados reenfoarán a los spins que no se han movido. Los demás seguirán su

proceso de difusión en el fluido, aumentando el desfase, lo que contribuye a disminuir el tiempo de relajación observada (Akkurt R., 2001). El gradiente en el campo B_0 , tiene dos fuentes posibles: la configuración del imán en la herramienta, y el contraste de susceptibilidad magnética entre los granos de la roca y los fluidos presentes en ella. La constante de tiempo T_2 que caracteriza a este decaimiento adicional, se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{T_{2DG}} = \left(\frac{1}{12} \right) (\gamma G \cdot TE)^2 D_0 \quad (\text{Ec. 2.12})$$

donde D_0 es el coeficiente de auto-difusión del fluido, γ es la relación giromagnética, G es el gradiente del campo en Gauss/cm, y TE es el tiempo inter-eco. El valor de γ para el hidrógeno es 4258 Hz/Gauss, mientras que G depende del diseño de la herramienta o equipo de medición de RMN que se utilice. En el caso de la herramienta MRIL de la compañía Numar, la intensidad del campo estático decrece inversamente con la distancia radial desde el centro del hoyo; por ello, genera un gradiente de campo uniforme de aproximadamente 17 Gauss/cm sobre el volumen de la muestra (Kenyon W., 1997). Mientras que el gradiente de campo generado por la herramienta CMR de la compañía Schlumberger, posee un valor promedio de aproximadamente 20 Gauss/cm (ob.cit.). En el equipo de laboratorio MARAN, es de 25 Gauss/cm (Ávila D., 2002).

El efecto de difusión en la relajación de la señal de RMN, se puede disminuir, manteniendo un espaciamiento mínimo entre pulsos de eco, en la secuencia CPMG, y disminuyendo la amplitud del campo magnético utilizado. Para la herramienta de perfilaje, se utiliza un espaciamiento entre eco (τ) de 1200 μ s (1.2 ms), mientras que en el equipo de laboratorio se utiliza 125 μ s (0.125 ms) (Rodrigues P., 2000). No obstante, los parámetros TE y amplitud del campo magnético deben cambiarse si hay gas natural en la formación, debido a que su gran valor de difusión D_0 , acorta el tiempo de relajación total; característica que se utiliza como indicio para su identificación (Akkurt R., 2001).

2.3.4 Mecanismos de relajación dominantes

Aunque la relajación está gobernada por los tres mecanismos descritos anteriormente, los cuales actúan de manera simultánea, uno de éstos predominará sobre los otros. Si el fluido contenido en el medio poroso es agua, los tiempos de relajación debido a la relajación “en bruto del agua” del agua y de su difusión molecular serán más largos que el tiempo de relajación debido a la interacción de los protones con la superficie del poro, por lo que el decaimiento se expresa como:

$$\frac{1}{T_2} \cong \frac{1}{T_{2S}} \quad (\text{Ec. 2.13})$$

Mientras que para la mayoría de los crudos, la relajación se expresa como

$$\frac{1}{T_2} \cong \frac{1}{T_{2B}} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

Dependiendo del gradiente de campo magnético del equipo de laboratorio o herramienta de RMN, y del tiempo inter-eco utilizado, el tiempo de relajación T_2 puede ser escrito como:

$$\frac{1}{T_2} \cong \frac{1}{T_{2DG}} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Esta aproximación es válida para gases simples tales como el metano, donde su gradiente de campo magnético propio, puede ser aproximado por un valor sencillo. En el caso de mezclas de gas complejas o en los casos donde exista un amplio rango de gradientes de campo magnético, deben ser utilizadas distribuciones de tiempo de relajación (Akkurt R., 2001).

2.4 PETROFÍSICA DE LA RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

2.4.1 Tratamiento de la señal de decaimiento T_2

La desmagnetización de los protones en ciertos fluidos en el medio poroso, se manifiesta como se mencionó anteriormente, mediante una señal de decaimiento exponencial. Esta curva representa la población de protones, asumiendo que la magnetización de éstos en cada poro, decae como una exponencial simple, y que el decaimiento en cada poro es independiente uno del otro (Kenyon W., 1997).

Con el fin de extraer la información requerida, se efectúa el proceso de inversión de la curva, como solución al problema inverso que busca describir las características del medio poroso en cuyo seno se alberga el fluido que produce la señal de decaimiento. Para este proceso de inversión se aplica la Transformada Inversa de Laplace, bajo la forma de un algoritmo, a la señal de desmagnetización muestreada del proceso de relajación.

La curva obtenida (figura 2.17) representa la distribución de los tiempos de relajación del fluido (o los fluidos presentes) en los poros de la muestra de roca. De dicha curva se obtendrá la información petrofísica y las propiedades del fluido de interés, por el cual se ha efectuado el experimento de RMN.

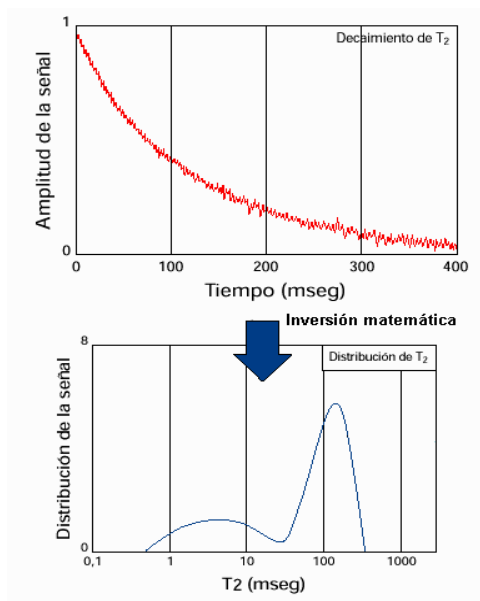


Figura 2.17 Curva de relajación T_2 y distribución de T_2 asociada [Patel V., 1997]

2.4.2 Porosidad a partir de RMN

La señal de RMN responde solamente a los protones presentes en los fluidos. Por lo tanto, en las rocas saturadas con agua (cuyo proceso de relajación dominante es la relaxividad y la relación S/V), la curva de distribución correspondiente representa la distribución del tamaño de poro, ya que ésta proviene del decaimiento multi-exponencial de los spins en el medio poroso. De esta forma, el área bajo la curva de la distribución representa la porosidad total de la muestra de roca.

Esta es la principal ventaja que posee el registro de RMN, sobre los de densidad y neutrón, los cuales requieren la corrección de porosidad de acuerdo a la litología de la muestra de roca analizada. No obstante, recordando que la señal de RMN es proporcional al número de protones en su espacio de medición, la transformación de este número en porosidad, requiere la calibración de dicha señal.

La porosidad RMN es calibrada para un volumen conocido de agua. La amplitud de la señal representa el 100% de la porosidad. Mediante una relación entre la señal de la muestra y la señal del agua, se calcula la porosidad de la muestra saturada con agua (Akkurt R., 2001).

En la figura 2.18 se muestra una distribución típica de porosidad, asociada con rocas productivas.

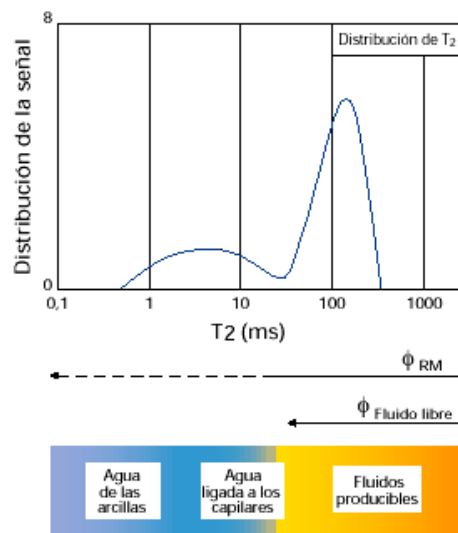


Figura 2.18- Distribución de tiempos de relajación de fluidos en el medio poroso [Cedillo I, 1999]

La condición física en que se halla el agua en el medio poroso se subdivide en rangos de tiempo de acuerdo a como se produce la relajación en dicho medio. El agua de las arcillas, es consecuencia de fuerzas electroquímicas (capacidad de intercambio catiónico) que adhieren el agua a las arcillas; teniendo rangos de tiempo cortos, de hasta 3 ms. El agua ligada a los capilares se debe a fuerzas mecánicas (presiones capilares) que sostienen el agua en las gargantas que interconectan los poros. De acuerdo con Bruzual (2001), los tiempos de relajación de estos volúmenes de agua varían en un rango de entre 3 y 40 ms, aproximadamente. Finalmente, los fluidos producibles, son aquellos que yacen en los poros más grandes que están interconectados entre sí, lo que le otorga una gran movilidad al fluido contenido en éstos. Los rangos de tiempo de estos fluidos van de 40 ms en adelante, dependiendo del tamaño de los poros y de la cantidad de fluido almacenado (ob.cit.). Estos rangos de tiempo aparecen en la literatura sobre los diversos y múltiples experimentos de RMN realizados a muestras de roca saturadas con agua.

2.4.3 Índice de fluido libre (FFI) y volumen de fluido ligado (BFV)

Uno de los objetivos principales del análisis por RMN a muestras de roca de una formación, es determinar las zonas del yacimiento donde se encuentran los fluidos (agua, petróleo o gas) susceptibles de ser explotados. El parámetro que define el porcentaje de volumen de estos fluidos producibles es el índice de fluido libre (FFI por sus siglas en inglés). Otro parámetro de importancia y complementario de este, es el volumen de fluido ligado (BFV en inglés). Este representa el porcentaje de fluidos que se hallan entrampados y son inmóviles en el medio poroso. Ambos parámetros reflejan la fracción (o porcentaje) de fluidos presentes en la muestra de roca medida. La tecnología de RMN ha permitido inclusive, obtener distribuciones de T_2 producidas por la relajación correspondiente al agua adherida o ligada a las arcillas (CBW en inglés). En la figura 2.19 se muestra una distribución T_2 con una tendencia típica de las zonas correspondientes a los fluidos libre e irreducible.

La cuantificación del FFI y el BFV requiere que se delimite con la mayor certidumbre posible, la región de la curva de los fluidos producibles, y la región correspondiente a los fluidos no producibles. El parámetro que determina estas cantidades que se obtienen de la

curva de distribución, es el tiempo de corte T_2 (o T_2 de corte, $T_{2-CORTE}$); el cual representa la frontera entre la zona del medio poroso que alberga los fluidos producibles de la zona de este medio en que se encuentran los fluidos atrapados e inmóviles.

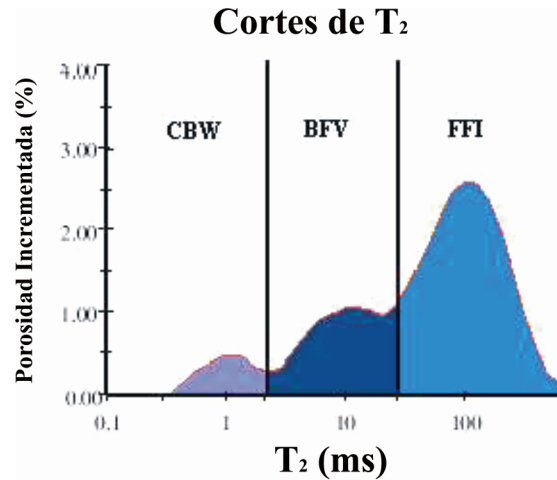
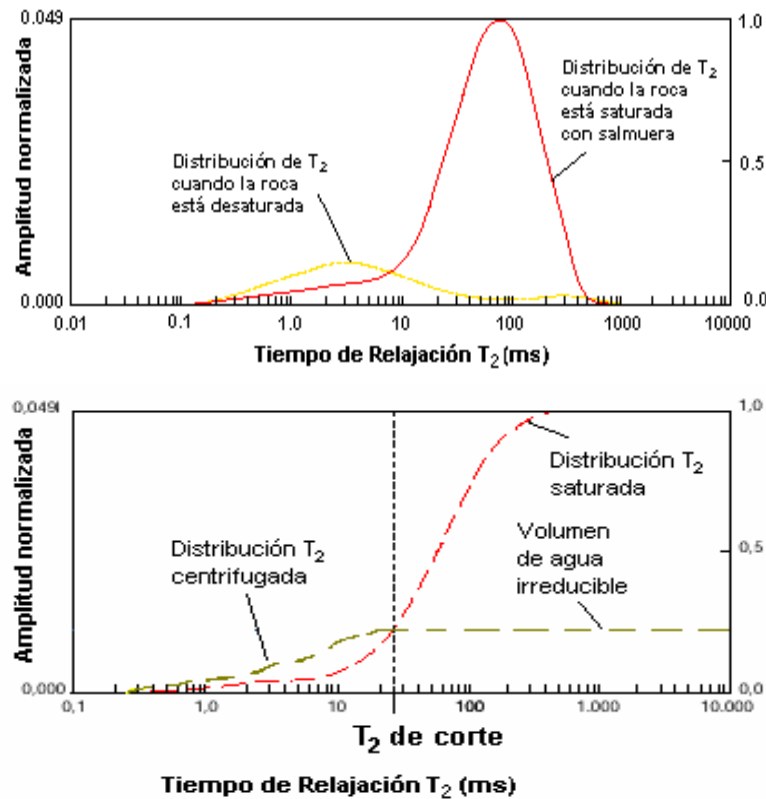


Figura 2.19- Distribución T_2 de los volúmenes irreducible (CBW + BFV) y libre (FFI) [Ostroff G., 1999]

La obtención del valor T_{2C} requiere generar la curva de distribución de tiempos de relajación para la muestra en condición de saturación total de agua (100% S_w) y para la misma muestra pero bajo saturación de agua irreducible ($S_{w_{irr}}$). De ambas curvas (figura 2.20 a) se genera la sumatoria de la distribución para el tiempo T_2 , a fin de conseguir las curvas de porosidad acumulada (en un mismo gráfico) de la muestra bajo las dos condiciones de saturación mencionadas. Las porciones de estas curvas de porosidad acumulada (2.20 b) que se hacen constantes representan la porosidad total (ϕ_{RMN}) y la porosidad irreducible (ϕ_{IRR}) de la muestra. La intersección del valor de ϕ_{IRR} con el valor de ϕ_{RMN} , dará el punto de corte, que proyectado sobre la abscisa de la gráfica, definirá el valor de T_2 de corte ($T_{2-CORTE}$); lo cual divide al BFV y al FFI.



**Figura 2.20- a) Distribuciones de T_2 centrifugada y a 100% S_w
b) Distribuciones de T_2 acumulada y T_2 -corte [Patel, 1997]**

Este parámetro varía de acuerdo a la litología de la muestra, así como también por la composición química de la pared del poro, su geometría, relación de tamaño de la garganta de poro, entre otros (Coates, 1999). De acuerdo a los análisis de muestras por RMN publicados en la literatura, el valor de $T_{2-CORTE}$ más común para areniscas es de 33 ms; mientras que para los carbonatos está alrededor de los 92 ms (Patel V., 1997). Estos son los valores que se adoptan por defecto en la estimación del BFV y el FFI, cuando no se dispone de muestras o tapones de núcleos extraídos de la formación. No obstante, es conveniente realizar el análisis de laboratorio para las muestras de una formación o yacimiento en particular, ya que estos valores de referencia de $T_{2-CORTE}$ no necesariamente coinciden con los publicados en las pruebas por RMN mencionadas.

2.4.4 Permeabilidad por RMN

Una de las propiedades más importantes para la caracterización y simulación de yacimientos es la permeabilidad. Las estimaciones basadas por pruebas PVT en pozos dan sólo información sobre la capacidad de flujo (permeabilidad por espesor de arena). Otras pruebas mediante trabajos con guaya, como el RFT o el DMT, tienen la limitante de su menor profundidad de investigación con respecto a las anteriores y manejan además poco volumen de fluidos. Todos estos métodos tienen como principal desventaja su costo y tiempo, además de que no es posible con estas herramientas generar un registro detallado de permeabilidad (Georgi D. *et al*, 1997).

La característica más importante del registro de RMN es la capacidad de generar un perfil continuo de permeabilidad en tiempo real, en zonas que serían descartadas por otros registros convencionales de pozos. Su estimación está basada en relaciones empíricas, las cuales involucran la porosidad, el tiempo de relajación T_2 y los valores de índice de fluido libre (FFI) y volumen de fluido ligado (BFV).

La permeabilidad (k) está influenciada por la conectividad de los poros; por lo que no resulta evidente como se relaciona con el análisis por RMN, ya que este responde sobre todo al tamaño de los poros. Aunque el factor clave en la permeabilidad es el tamaño de garganta de poro, usualmente existe una buena correlación entre los tamaños del poro y la garganta de este. Generalmente, el tamaño de garganta de poro se hace mayor tanto como lo hace el tamaño de poro y viceversa. Por ello, las estimaciones de permeabilidad por RMN (al igual que por otros métodos) son empíricas, ya que estas se basan en obtener la correlación más adecuada para generar un buen registro de esta propiedad (Akkurt R., 2001). Diferentes modelos de estimación de permeabilidad por RMN han sido desarrollados, teniendo vigencia en la actualidad los de Timur-Coates y Schlumberger Doll Research (SDR).

a) Modelo de Permeabilidad SDR

Este modelo se estableció en base a trabajos previos, que relacionan el promedio logarítmico del tiempo T_2 con el tamaño de garganta de poro y la porosidad RMN. Este modelo está descrito por la siguiente ecuación:

$$k = c(\phi)^a(T_{2M-LOG})^b \quad (\text{Ec. 2.16})$$

donde ϕ es la porosidad RMN total calculada y T_{2M-LOG} es el promedio logarítmico del tiempo de relajación T_2 . Los exponentes a y b generalmente toman los valores 4 y 2 respectivamente. C es una constante que varía de acuerdo a la litología, siendo de 4,5 para las areniscas y de 0,1 para los carbonatos. Esta variación de la constante C se asocia con la sensibilidad del modelo a la relaxividad superficial ρ . La debilidad del modelo SDR está en las distorsiones que puede presentar el T_{2M-LOG} por efecto de los hidrocarburos (Akkurt R., 2001).

b) Modelo de Timur – Coates

Denominado también “Modelo de doble agua de Coates” (Coates et al. 1991), es una estimación más directa de la permeabilidad, ya que toma en cuenta la conectividad entre los poros a través del cociente entre el índice de fluido libre y el volumen de fluido ligado. Este factor se relaciona a su vez con la porosidad calculada por RMN, mediante la siguiente ec:

$$k = a(\phi)^b \left(\frac{FFI}{BFV} \right)^c \quad (\text{Ec. 2.17})$$

donde ϕ es la porosidad total por RMN, FFI es el índice de fluido libre y BFV es el volumen de fluido ligado. Aunque los exponentes a y b pueden ser ajustados también durante el proceso de calibración núcleo-perfil, c es el parámetro que usualmente es ajustado en mediciones de laboratorio. Generalmente, a toma el valor de 10, cuando la

porosidad es expresada en u.p. (unidades de porosidad, no en unidades fraccionales). Los valores típicos para b y c son 4 y 2 respectivamente.

Otro modelo que se ha desarrollado para la estimación de permeabilidad en litologías como las de carbonatos, es el modelo de Timur modificado, implementado en los laboratorios de PDVSA-INTEVEP. La ecuación que rige a este modelo es la siguiente:

$$k = a(\phi)^b \left(\frac{1}{BFV} \right)^c \quad (\text{Ec. 2.18})$$

donde BFV es el índice de fluido irreducible, ϕ es la porosidad total derivada del análisis RMN, b y c son exponentes cuyos valores por defecto son 4 y 2 respectivamente, mientras que la constante a tiene 10 como valor típico.

En estos tres modelos de permeabilidad descritos por sus ecuaciones, las constantes a, b y c se ajustan en función de obtener la mejor correlación entre los valores de permeabilidad por RMN y los obtenidos en ensayos de laboratorio con permeámetro de aire, entre otros. Una práctica en este aspecto, consiste en dejar fijos los valores de los exponentes en las ecuaciones, igualando al valor de k de referencia (el obtenido por métodos convencionales) y resolver la ecuación resultante para el valor de la constante (a en la ecuaciones de Timur-Coates o c en la ecuación SDR) que premultiplica a los otros parámetros (Ostroff G., 1999). Si la permeabilidad de referencia tiene un rango suficientemente dinámico para desarrollar un análisis de regresión, se pueden ajustar las tres constantes al mismo tiempo (ob.cit.).

2.5 ROCAS SATURADAS CON HIDROCARBUROS Y AGUA

Los modelos bajo los cuales se determinan propiedades petrofísicas descritos anteriormente, suponen que la muestra de roca se halla completamente saturada de agua. Cuando la roca está saturada con petróleo y agua, siendo el agua el fluido no mojante y viceversa, la determinación de propiedades petrofísicas y su comportamiento requiere un análisis más cuidadoso.

En el caso de que el fluido mojante sea el agua y la roca sea sucesivamente saturada con petróleo, la curva de distribución de los tiempos de relajación presenta el comportamiento mostrado en la figura 2.21 y que se describe a continuación:

- a) Para una saturación completa de agua (100% S_w), la saturación representa verdaderamente una distribución del tamaño del poro. Nótese en la figura 2.21 que la distribución es básicamente unimodal, estando su máximo alrededor de 26.6 ms. Esto revela la influencia del mecanismo de relajación superficial, ya que el agua tiene un T_2 en bruto, de aproximadamente 3000 ms (Akkurt R., 2001).
- b) En esta situación inicial, y como se ha añadido petróleo, crece un pico en la distribución a los 300 ms, aproximadamente. Esto sucede porque la muestra de roca está mojada al agua, y el petróleo no es afectado por la relajación superficial; este siempre relaja a su T_2 en bruto.
- c) Conforme el petróleo desplaza al agua (S_w decrece), el pico de agua en la distribución se reduce en proporción a su cambio en volumen.
- d) Con el decrecimiento de la saturación de agua, el pico de agua se mueve a la izquierda. A la saturación final de agua de 56.9%, el T_2 del máximo de la distribución es aproximadamente 7.4 ms. Esto se debe también, a la relajación superficial. El cociente superficie a volumen del agua varía con la saturación de ésta. Mientras no cambie la superficie del medio poroso, el volumen de agua dentro de éste se hará más pequeño con el incremento de la saturación de petróleo. Por consiguiente, el T_2 del agua se hace gradualmente más corto (ob. cit.).

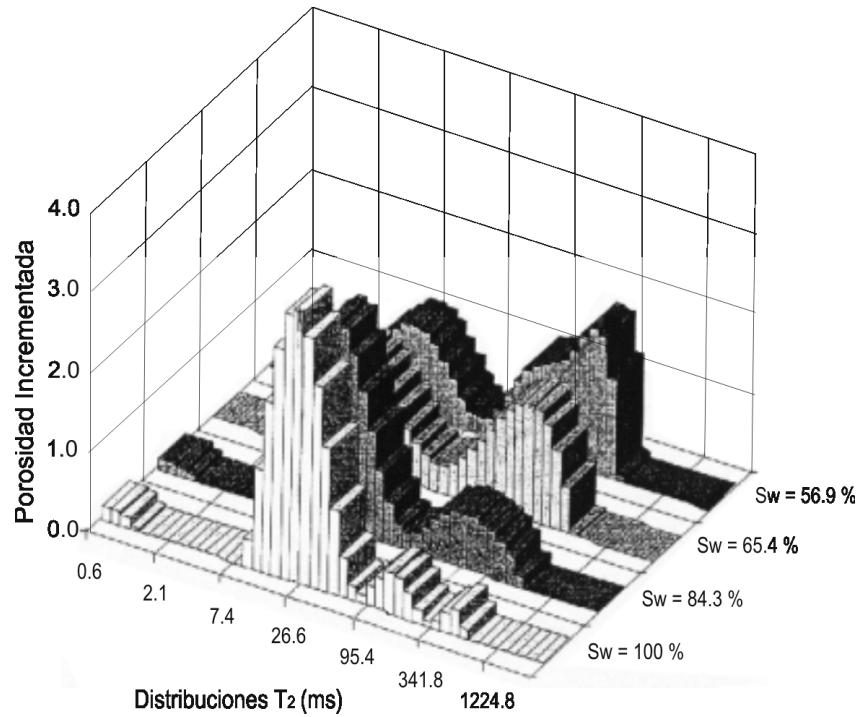


Figura 2.21- Distribuciones de T_2 en un sistema bifásico a varias saturaciones [Akkurt R., 2001]

La presencia de un sistema dual o múltiple de fluidos tiene un efecto similar en una distribución de tiempos T_1 , con respecto de la distribución de tiempos T_2 . Ello se muestra para el caso contrario al anterior, en el que una muestra de roca saturada con crudo, es sucesivamente saturada con agua (Kenyon W., 1997).

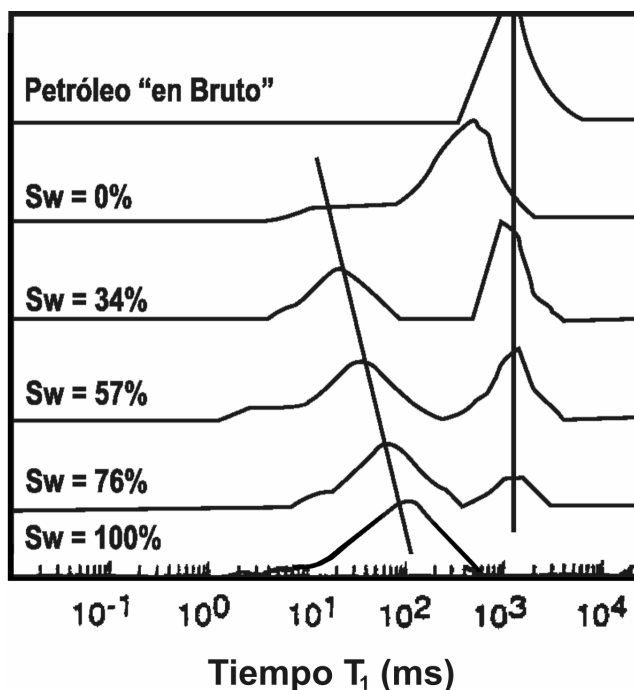


Figura 2.22- Distribución de tiempos T_1 en sistema bifásico agua-crudo [Kenyon, 1997]

En la figura 2.22, se muestra la distribución de tiempos T_1 de una roca completamente saturada con crudo. La primera curva de arriba es la distribución del petróleo en bruto, y la siguiente hacia abajo es la de la muestra de roca completamente saturada con crudo. Conforme se incrementa la saturación de agua, una distribución bimodal aparece. El pico a la derecha corresponde al crudo, mientras que el de la izquierda al agua. Se observa que el máximo del crudo se mantiene a un mismo T_1 aproximadamente, mientras que el del agua se desplaza a la derecha, conforme crece. Esto es indicativo de que el agua desplaza al crudo, pero no humecta la roca por completo, por lo que el mecanismo de relajación será una combinación de la relaxividad superficial y la relajación en bruto del sistema agua-petróleo para esta roca.

Con respecto a la mojabilidad de la roca por crudo y su efecto en la distribución de tiempos T_1 , obsérvese nuevamente la curva en el tope de la gráfica y la inmediata inferior a esta. El máximo de la curva correspondiente al petróleo en bruto, difiere en pocos cientos de ms del máximo de la muestra de roca completamente saturada con crudo. La explicación para esto, es que la superficie de la roca está aún cubierta por una fina capa de agua (ya que los

procedimientos normales de laboratorio para limpieza de rocas dejan estas mojadas al agua). La delgada capa de agua evita que las moléculas de petróleo entren en contacto directo con la superficie de los granos, donde ellas experimentarían su efecto de relajación (Kenyon W., 1997). Sólo si la roca ha sido cuidadosamente secada (en horno al vacío), el tiempo de relajación del petróleo se verá afectado por la relajación superficial. Al igual que con el agua, el máximo de esta distribución tendrá un T_2 más corto que el T_2 del fluido en bruto, pero no en la misma proporción. Para un grupo de muestras de roca cuidadosamente secadas, se encontró que la relaxividad superficial de las rocas mojadas con petróleo, fue aproximadamente la tercera parte (1/3) de la correspondiente al agua (ob.cit.). Similarmente, Howard y Spinler (1994) encontraron que la relaxividad superficial fue de 1/4 a un 1/5 respecto a la del agua en muestras de pizarra saturadas con decano (ob.cit.).

Los ejemplos anteriores son indicativos de cómo un sistema multifase de fluidos presente en una roca, pueden afectar parámetros y propiedades petrofísicas derivadas de la RMN. Por ejemplo, la permeabilidad (k) estimada a partir de las ecuaciones de Timur-Coates y SDR, será diferente con los cambios de saturación de agua (Akkurt R., 2001). Con la presencia de petróleo o gas en la roca, se presentarán variaciones en la densidad del hidrógeno (o el índice de hidrógeno, IH) al igual que en la viscosidad de los fluidos. En el caso del índice de hidrógeno existe una considerable diferencia entre el petróleo y el gas para este parámetro. Para el gas metano puro, a la condición de fondo de pozo (caso Campo Santa Bárbara) el IH del gas sería de 0,5; mientras que el IH de un crudo de 30° API se mantendría en 1, cercano al IH del agua (Patel V., 1997). Por esto, la porosidad medida con la herramienta de RMN necesita ser corregida de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\phi_{\text{RMN}} = (\phi_{\text{Fm}})\text{IH}(1 - e^{-\text{tw}/T_1}) \quad (\text{ec. 2.19})$$

donde:

ϕ_{RMN} : porosidad medida con la herramienta de RMN

ϕ_{Fm} : porosidad de la formación

IH: índice de hidrógeno

tw: tiempo de espera (o tiempo inter-eco) aplicado para la polarización magnética

T_1 : constante de tiempo que caracteriza el alineamiento de los spins del hidrógeno con un campo magnético externo constante (Fam M., 2002).

A pesar de los efectos indicados anteriormente en las propiedades petrofísicas, la señal de hidrocarburos presentes en una roca contiene información acerca de la composición del gas o el petróleo, lo cual puede ser muy útil. Además, en algunos casos, la respuesta RMN de los fluidos en los poros posee un contraste suficientemente grande en T_2 que permite la distinción de uno con respecto al otro. Con tal que los datos por RMN hayan sido adquiridos con parámetros de adquisición convenientemente escogidos (i.e. tiempos de espera y/o tiempos inter-eco) una separación de las respuestas de RMN del agua, petróleo y el gas puede ser hecha. De estas respuestas separadas, los volúmenes de hidrocarburos y las estimaciones de porosidad y permeabilidad son subsecuentemente calculadas. La clave en estas aplicaciones es la habilidad para incluir todo el registro de datos por RMN adquirido, dentro del procesamiento hacia el resultado final deseado (Looyestijn, W., 2001).

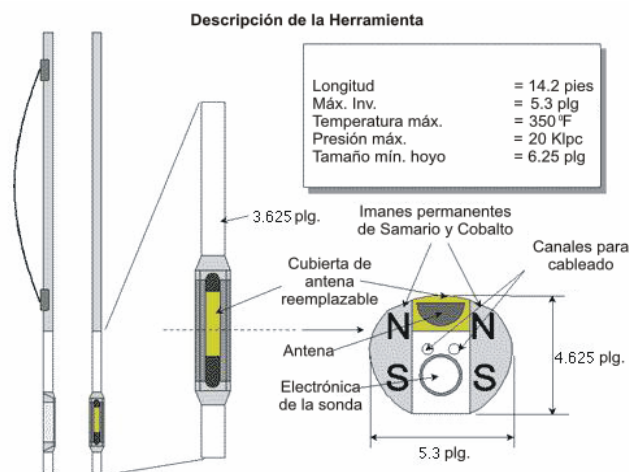
2.6 HERRAMIENTA DE PERFILAJE POR RMN

La herramienta de perfilaje por RMN es capaz de proporcionar diferentes tipos de medidas relacionadas con el medio poroso y los fluidos presentes en este, pertenecientes a la formación. En primer término, su respuesta depende de la cantidad y tipo de fluido. El registro asociado suministra información acerca de la distribución del tamaño de poro, cualidad que no ofrecen los registros de porosidad convencional (densidad, neutrón). Puede también caracterizar la movilidad del fluido, cuantificando la cantidad de inmóvil o libre presente. Los registros de RMN también han sido utilizados últimamente para diferenciar los tipos de fluido: agua, petróleo y gas. Su principal diferencia con el equipo de laboratorio RMN, consiste en que la medición de la roca se efectúa fuera de la herramienta; mientras que en el equipo de laboratorio, la muestra se coloca dentro del sistema imán-bobina que generan los campos magnéticos necesarios para el experimento de RMN.

La herramienta de perfilaje por RMN contiene un imán (o dos imanes) permanente que crea un campo magnético y uniforme sobre la formación (para la orientación de los spins) y una

bobina emisora y receptora la cual emite la secuencia de pulsos y recibe la señal emitida por los fluidos presentes en el medio poroso de la formación. Las herramientas de perfilaje RMN más utilizadas son la CMR de la compañía Schlumberger y la MRIL del consorcio NUMAR/Halliburton-Baker Atlas.

La herramienta CMR (figura 2.23) consta de dos imanes permanentes de samario y cobalto de 12 pulgadas (30 cm) de largo, los cuales crean el campo magnético estático B_0 . El transmisor y el receptor están incluidos en una antena montada sobre un patín diseñado para cortar el revoque y de esta manera asegurar el contacto con la formación. Los campos magnéticos son esencialmente perpendiculares dentro del volumen de roca que está siendo examinado, el cual comprende una región de 0.5 a 1.25 pulgadas (1.3 a 3.2 cm) dentro de la formación y su longitud es equivalente a la de la antena, la cual se extiende unas 6 pulgadas (15 cm) (Kenyon B., 1995; Allen D. *et al*, 2001).

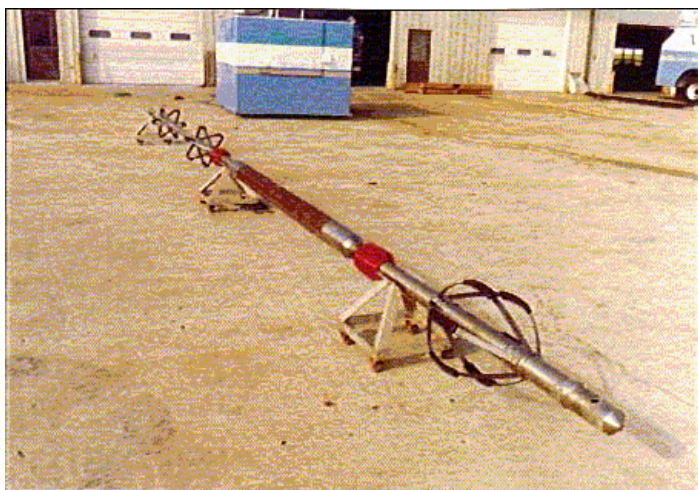


**Figura 2.23- Esquema de herramienta de perfilaje CMR
Schlumberger [Kleinberg, 2001]**

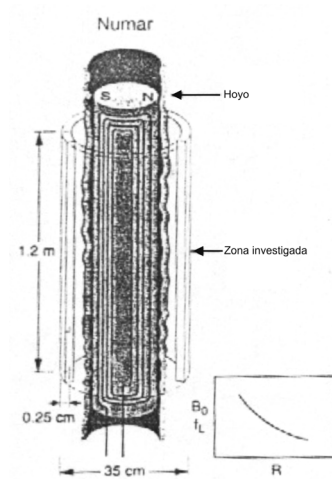
La contribución a la señal por la parte previa del volumen hasta 0,5 pulgadas es irrelevante, lo cual permite a la herramienta ignorar hasta cierto punto la rugosidad del hoyo; siendo análoga en este sentido a las herramientas de densidad. La sonda CMR tiene 14 pies (4.3 m) de longitud y posee un fleje excentralizador (figura 2.23, lado izquierdo) que le asegura un buen contacto en la mayoría de los diámetros del hoyo. Su calibración es sencilla y consiste

simplemente en colocar un recipiente de agua contra la antena, lo cual equivale una porosidad del 100%. La secuencia de medición comienza con un tiempo de espera (T_1) de aproximadamente 1.3 s, lo cual permite la polarización completa de los protones presentes en los fluidos de la formación (Bruzual G., 2001). Entonces la antena transmite un tren de 600 pulsos magnéticos sobre la formación a intervalos de 320 ms. Cada pulso induce una señal RMN (spin – eco) de los protones alineados. Los parámetros tales como tiempo de espera, número de ecos, tiempo inter-eco, etc, se pueden seleccionar de acuerdo con las necesidades del perfilaje. La herramienta CMR es capaz de medir tiempos T_2 de hasta 0,3 ms, ya que el intervalo entre ecos se reduce a 0,2 ms y el procesamiento aprovecha los primeros ecos (Patel V., 1997).

Por otra parte la herramienta de imágenes por resonancia magnética (MRIL en inglés) desarrollada por la empresa NUMAR, subsidiaria de la compañía Halliburton (figura 2.24), difiere en el diseño de la herramienta CMR en las siguientes características: incorpora un imán largo permanente para crear un campo magnético estático lateral en la formación. Esta herramienta se corre en la parte central del hoyo y el volumen de medición consiste de una cápsula resonante cilíndrica y concéntrica (figura 2.24) de 24 pulgadas (61 cm) de longitud y aproximadamente 0.04 pulgadas (1 mm) de espesor. El diámetro promedio de la cápsula resonante es de unas 15 pulgadas (40 cm) y se determina por la frecuencia de operación de la herramienta. En un pozo de 10 pulgadas (25.4 cm) de diámetro, puede alcanzar una profundidad de investigación de 2,5 pulgadas (6.35 cm). Ello le permite reducir su sensibilidad a la rugosidad en muchos hoyos (Allen D. *et al*, 2001). En la figura 2.25 se observa una vista esquemática de la herramienta MRIL.



**Figura 2.24- Herramienta de perfilaje RMN
MRIL-NUMAR/Halliburton [Patel, 1997]**



**Figura 2.25- Vista esquemática
de la herramienta MRIL
[Ditzhuijzen y Sandor, 1995]**

Las compañías Schlumberger y NUMAR/Halliburton han desarrollado las herramientas CMR y MRIL de última generación, las cuales se denominan CMR-Plus y MRIL-Prime respectivamente. Entre las múltiples ventajas que presentan está el nuevo diseño del sistema de imanes permanentes con un campo prepolarizado más extenso, lo cual permite el aumento de la velocidad de perfilaje. Adicionalmente, las mejoras en la electrónica de adquisición de las herramientas ha permitido optimizar la relación señal ruido; por lo cual se ha implementado el registro por RMN de alta resolución (Allen D. *et al*, 2001). Este adelanto para ambos modelos de herramientas incluye la operación a varias frecuencias, lo cual permite una adquisición que incluya todas las causas que afectan la relajación: efecto de gradientes internos por contraste de susceptibilidad magnética entre los granos y los fluidos (ob.cit.), la relajación “en bruto” de los fluidos, la relaxividad superficial por la difusión rápida de los protones y la difusión debido al gradiente del campo magnético propio de la herramienta. En la figura 2.26 se observa el esquema de imanes de la herramienta y una vista en corte de la sección de perfilaje de las herramientas CMR-200 y CMR-Plus.

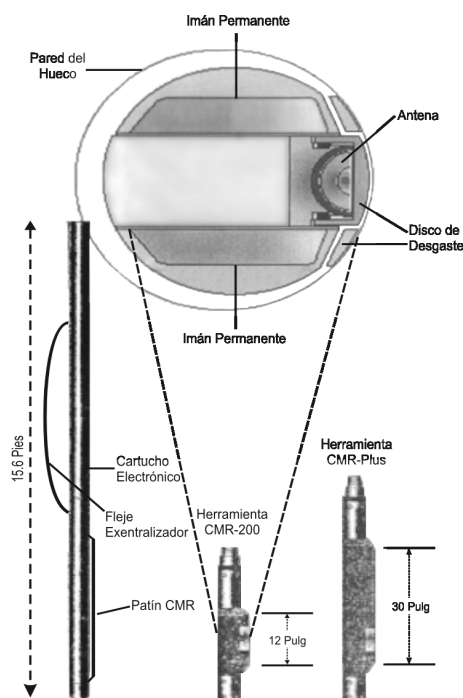


Figura 2.26- Vista esquemática de las herramientas CMR-200 y CMR-Plus [Allen D. *et al*, 2001]

2.7 ANÁLISIS DE LABORATORIO POR RMN

Debido a que la técnica de análisis general de formaciones por RMN es útil por ser un ensayo no destructivo, dicha técnica se ha implementado en equipos de RMN de laboratorio. Aunque esta modalidad de análisis de laboratorio no es nueva, la integración de esta con los registros de pozos por RMN se ha hecho esencial en la evaluación de formaciones en los últimos tiempos (Ditzhuijzen y Sandor, 1995).

El uso de espectrómetros de baja frecuencia en laboratorio tiene la ventaja de que estos equipos son menos sensitivos a las variaciones locales del campo magnético, producido por impurezas paramagnéticas. Las mediciones de laboratorio permiten realizar observaciones más detalladas en las distribuciones de tamaño de poro, obteniéndose mediciones exactas de variables relevantes como la porosidad, gracias al valor de la razón señal/ruido presente en dichas mediciones. Adicionalmente, la determinación de propiedades del fluido “en bruto” tales como el tiempo de relajación y el coeficiente de difusión, permiten un análisis

más preciso de la respuesta de las curvas de relajación debidas a la saturación de hidrocarburo en la zona invadida, por la diferencia en los coeficientes de difusión (ob.cit.).

Los usos principales de las mediciones por RMN son los siguientes:

- Calibrar la respuesta del registro de RMN para su correlación con datos de propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad, fluido ligado) obtenidas en laboratorio, mediante algoritmos de regresión.
- Establecer vínculos entre parámetros petrofísicos y la medición por RMN, tales como saturación de agua, mojabilidad, fluido ligado y libre, etc.
- Obtener los parámetros de RMN (T_1 , T_2 , $T_{2\text{-corte}}$, etc) para los fluidos del yacimiento.
- Generar un modelo tentativo de radio de garganta poral a partir de pseudo-curvas de presión capilar, cuando no se disponga de ensayos por inyección de mercurio.

Por lo antes expuesto, es aconsejable efectuar un análisis de laboratorio por RMN a rocas y fluidos de un yacimiento, el cual sería una medición óptima si fuese posible reproducir las condiciones del yacimiento en el experimento. A continuación se citan los casos en los que se recomienda efectuar este análisis, según Ávila (2002):

- En yacimientos con litologías complejas (carbonatos con mucha porosidad secundaria, presencia de materiales paramagnéticos).
- En campos donde hay una gran variación de viscosidad en los fluidos a través de la columna estratigráfica.
- Campos en los que se desconoce totalmente la respuesta RMN del yacimiento, incluyendo su $T_{2\text{-CORTE}}$ característico.

La realización de este análisis previo, efectuado en tapones de núcleos o ripios de perforación, tiene como objeto disminuir la incertidumbre en la estimación de propiedades claves para el desarrollo del modelo estático del yacimiento.

2.8 APLICACIONES PETROFÍSICAS

Las investigaciones y trabajos de desarrollo sobre la tecnología de RMN han crecido con el paso de los años, lo cual ha representado una mejora significativa en la búsqueda de disminuir la incertidumbre sobre los parámetros y propiedades petrofísicas que caracterizan a una formación. A continuación se enumeran las aplicaciones más importantes, derivadas de la tecnología de RMN aplicada al estudio de rocas y los fluidos contenidos en éstas:

- ❖ Porosidad total, efectiva e irreducible (incluyendo ligada a las arcillas), independiente de la litología de la roca.
- ❖ Distribución del tamaño de los poros.
- ❖ Estimación de permeabilidad.
- ❖ Estimación de viscosidad de los fluidos.
- ❖ Estimación de mojabilidad de fluidos en el medio poroso.
- ❖ Predicción del corte de agua (en combinación con registro de resistividad).
- ❖ Identificación de los fluidos presentes (petróleo-agua-gas).
- ❖ Saturación de agua irreducible y de los fluidos producibles.
- ❖ Determinación del volumen de lutita.
- ❖ Detección de gas en formaciones muy arcillosas o con litología compleja.
- ❖ Optimización de la producción a partir de registros de alta resolución (herramientas CMR-Plus y MRIL - Prime).
- ❖ Determinación de Fácies Litológicas, Petrofacies y Magnetofacies.
- ❖ Evaluación efectiva de yacimientos carbonáticos.

3.1 PETROFACIES

Un componente de importancia en la caracterización de yacimientos y evaluación de formaciones lo constituye la calidad de roca, debido al vínculo que ésta tiene con propiedades petrofísicas fundamentales como la porosidad y la permeabilidad. Esto es significativo en formaciones con litologías complejas, donde se requiere un análisis más detallado y cuidadoso para el aprovechamiento máximo de los hidrocarburos contenidos en tales formaciones.

La petrofacies se define como la calidad de una roca caracterizada por la porosidad, la permeabilidad y su radio de garganta de poro que domina el flujo de fluidos en una determinada unidad de flujo. Esta a su vez, se define como una subdivisión de un yacimiento con características petrofísicas similares como porosidad, permeabilidad, saturación de agua, capacidad de flujo; definidas a través del análisis detallado de registros y/o datos de porosidad-permeabilidad mediante el análisis convencional de núcleos (Hartmann D., 2000).

El poro de una roca es el espacio vacío dentro de esta, rodeado por granos (o dentro de estos) así como por la matriz de la roca o en cavernas como en el caso de los carbonatos. A su vez, la garganta poral es el canal que conecta dos o más poros en una muestra de roca dada. La relación del poro y la garganta poral con la porosidad y la permeabilidad es muy estrecha, ya que la porosidad está relacionada con el espacio vacío interno que posee una muestra o volumen de roca (lo cual involucra tanto al poro como a la garganta). En tanto que la permeabilidad, es la capacidad que posee la roca de permitir el paso de fluidos a través de ella; lo cual está directamente vinculado al tamaño de las gargantas de poro interconectadas entre los poros, sin que influya el tamaño de éstos.

La medida más utilizada para caracterizar el poro y la garganta poral es el radio de ambos. En el caso del poro, se define su radio como el radio de la esfera más grande que se puede colocar dentro del mismo (figura 3.1). Mientras que el radio de garganta de poro es el radio del círculo perpendicular a la dirección de flujo en la zona más estrecha del canal que comunica dos poros entre sí; ver figura 3.1.

El análisis de secciones finas y otros estudios de laboratorio, han demostrado que para rocas relativamente homogéneas, como las areniscas, existe una relación constante entre el

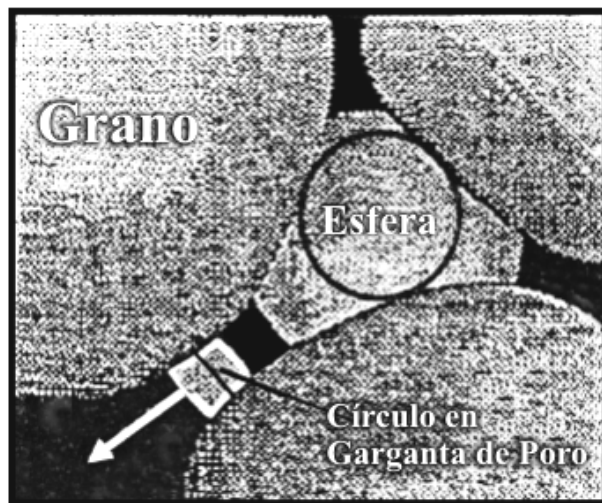


Figura 3.1- Modelo de poro y radio de garganta de poro [Hartmann D., 2000]

tamaño del poro y el tamaño de su garganta. Esto no sucede por el contrario, en rocas con litologías complejas o muy heterogéneas, características de formaciones carbonáticas.

El cociente entre el radio del poro y el radio de garganta poral se le denomina relación de aspecto, y varía en rangos de 2:1 a 3:1 para la mayoría de las areniscas, de 5:1 a 10:1 en dolomitas o areniscas bioturbadas y con variaciones aleatorias o mayores en otros tipos de roca (Ávila, 2002). La estimación del radio de los poros puede ser visual (microscopía electrónica) o mediante el análisis por RMN, mientras que el radio de las gargantas puede determinarse a través de curvas de presión capilar por inyección de mercurio (Hartmann D., 2000).

Existen dos formas para clasificar el medio poroso. Una de estas consiste en la morfología del sistema, el cual puede ser intergranular, intercrystalino, móldico/cavernas o fracturas (figura 3.2). La otra manera es mediante el tamaño de la garganta de poro o tamaño de abertura de poro. Esta clasificación se describe en la tabla 3.1

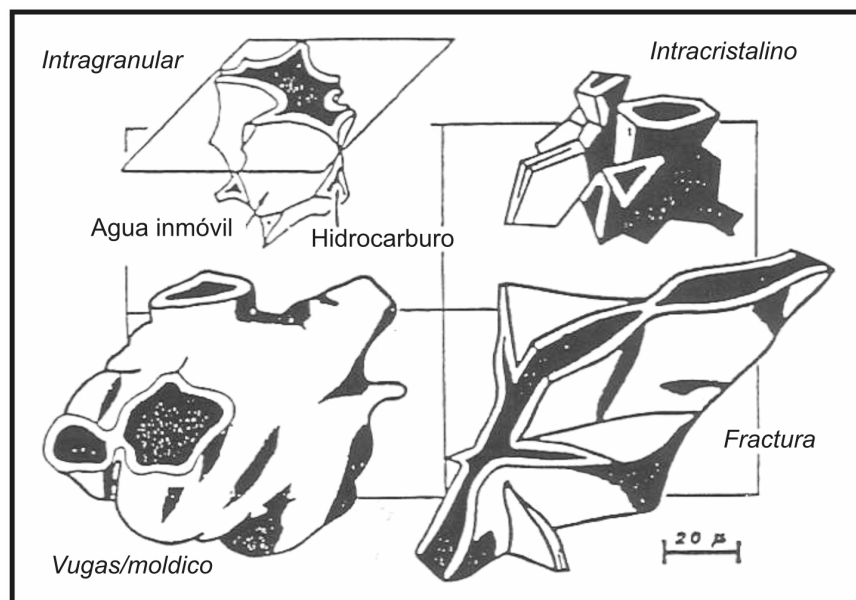


Figura 3.2- Morfología de sistemas porosos de rocas productoras de hidrocarburos [Hartmann D., 2000]

Tabla 3.1- Clasificación de las rocas por su radio de garganta poral [Hartmann, 2000]

<u>Clase de Roca</u>	<u>Radio de garganta (μm)</u>
Megaporosa (petrofacies 1)	> 10
Macroporosa (petrofacies 2)	2 a 10
Mesoporosa (petrofacies 3)	0,5 a 2
Microporosa (petrofacies 4)	0,1 a 0,5
Nanoporosa (petrofacies 5)	< 0,1

Nota: La clasificación en rocas macroporosas será para un radio de garganta poral $> 2,5 \mu\text{m}$, y para mesoporosas será $\leq 2,5 \mu\text{m}$; de acuerdo al modelo petrofísico del campo Santa Bárbara.

La información suministrada por la clasificación de la tabla 3.1 tiene estrecha relación con la distribución de fluidos de un yacimiento. Por ejemplo, una roca megaporosa ofrece una resistencia capilar menor a la migración de hidrocarburos, lo cual significa que estos fluirán con una presión de desplazamiento relativamente pequeña. Lo contrario sucede en rocas con microporosidad, donde se necesita una gran presión de desplazamiento producto de una gran columna de hidrocarburos o una alta presión de inyección, para que los hidrocarburos migren a través de la roca. Esto se ilustra en la figura 3.3, donde se muestra un grupo de curvas de presión capilar tipo por petrofacies. Otra característica importante, es que la saturación de agua irreducible es menor en rocas macroporosas que en las rocas mesoporosas o microporosas, ya que los poros pequeños ejercen una fuerza capilar mayor sobre el fluido mojante (Hartmann D., 2000).

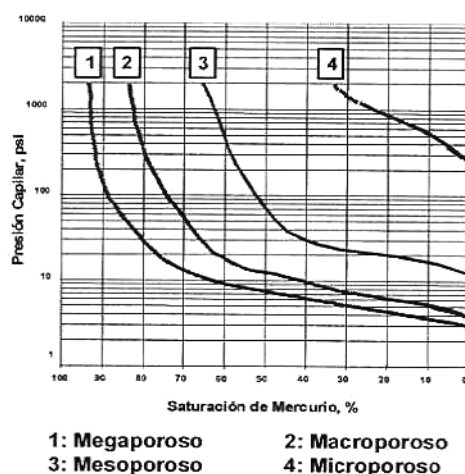


Figura 3.3- Curvas de presión capilar por petrofacies [Porras *et al*, 2000]

El método corriente para determinar el radio de garganta de poro, es el derivado a partir de las curvas de presión capilar por inyección de mercurio, como se mencionó anteriormente. La presión capilar es la fuerza o resistencia por unidad de área que opone la red interconectada de poros (figura 3.4) al desplazamiento de fluidos. También se entiende por presión capilar, la diferencia de presión o ΔP que existe entre dos fluidos inmiscibles (agua y petróleo por ej.) producto de la superficie de curvatura de éstos cuando entran en contacto en tubos o canales de dimensiones capilares (Cerezo I., 2001). Una de las principales aplicaciones de la curva de presión capilar, es que a través de ella se puede obtener una

distribución de los radios de garganta de poro, además de indicar la saturación irreducible de agua de la muestra (Ávila D., 2002).

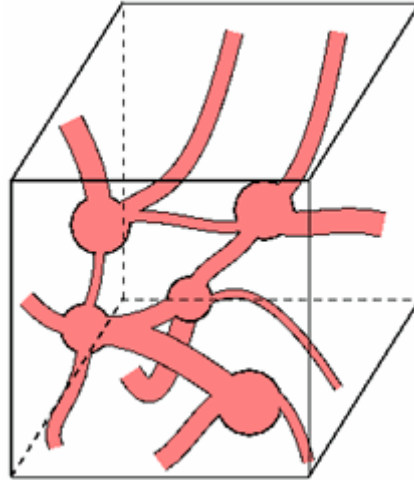


Figura 3.4- Modelo de una red interconectada de poros [NER, 2001]

3.2 TRABAJOS PREVIOS

La caracterización del medio poroso mediante la inyección de fluido, requiere que este sea no mojanete para la realización de tal prueba. Fue Washburn, en el año 1921(Pittman E., 1992), quien sugirió por primera vez la utilización de mercurio como fluido no mojanete, para un proceso de inyección. El modelo supone un sistema poroso con una red de gargantas cilíndricas, con poros cilíndricos. La ecuación que describe este modelo, es de tipo Laplace, la cual se muestra a continuación:

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

Donde:

P_c : Presión capilar (dinas/cm^2)

γ : Tensión superficial del mercurio (dinas/cm)

θ : Ángulo de contacto del mercurio (grados)

r : Radio del poro (μm)

Esta ecuación es válida para cualquier fluido en un capilar, con los valores correspondientes de ángulo de contacto y tensión superficial para dicho fluido. Asimismo, datos de presión capilar obtenidos en otros procesos como drenaje de una muestra saturada con agua, pueden ser convertidos en datos de saturación de mercurio, efectuando las conversiones pertinentes en los parámetros de la ecuación 3.1. La tabla 3.2 muestra los valores de estos parámetros para sistemas bifásicos o duales de fluidos presentes en muestras de roca (Ávila D., 2002).

Tabla 3.2- Parámetros de la ecuación de Presión Capilar [Hartmann, 2000]

Sistema	θ (grados)	γ (dinas/cm)
Aire – Mercurio	140	480*
Agua – Aire	0	72*
Aire – Petróleo	0	24
Petróleo – Agua	30	48

***Nota: En las pruebas realizadas a las muestras del campo Santa Bárbara por Laboratorios OMNI, los valores de γ fueron 485 y 70 din/cm, respectivamente.**

No obstante, es deseable conocer el radio de abertura de poro sin depender de la inyección de mercurio, la cual tiene inconvenientes como su costo y que es un ensayo destructivo de la muestra. Por consiguiente, una estimación más accesible del radio de garganta, a partir de propiedades como porosidad y permeabilidad comenzó a desarrollarse con base a las pruebas de inyección de mercurio. En este sentido, H. D. Winland de la compañía de producción AMOCO, desarrolló una ecuación que relaciona el radio de garganta de poro con la porosidad y la permeabilidad para un grupo de 202 muestras de roca. “El encontró que el sistema poroso efectivo que domina el flujo corresponde a una saturación de mercurio del 35% (r_{35}). Después que el 35% del medio poroso está lleno con un fluido en fase no mojante, el sistema poroso restante no contribuye al desplazamiento de fluidos.

Este más bien favorece el almacenamiento del fluido” (Hartmann D., 2000). A este respecto, Pittman (1992), especula: “Quizás Winland consiguió que la mejor correlación es la de r_{35} porque es en ésta, donde la abertura de poro modal promedio ocurre y donde la red de poros está desarrollada, al punto de servir como un sistema poroso efectivo que domina el flujo.” Esto se ilustra en la figura 3.5.

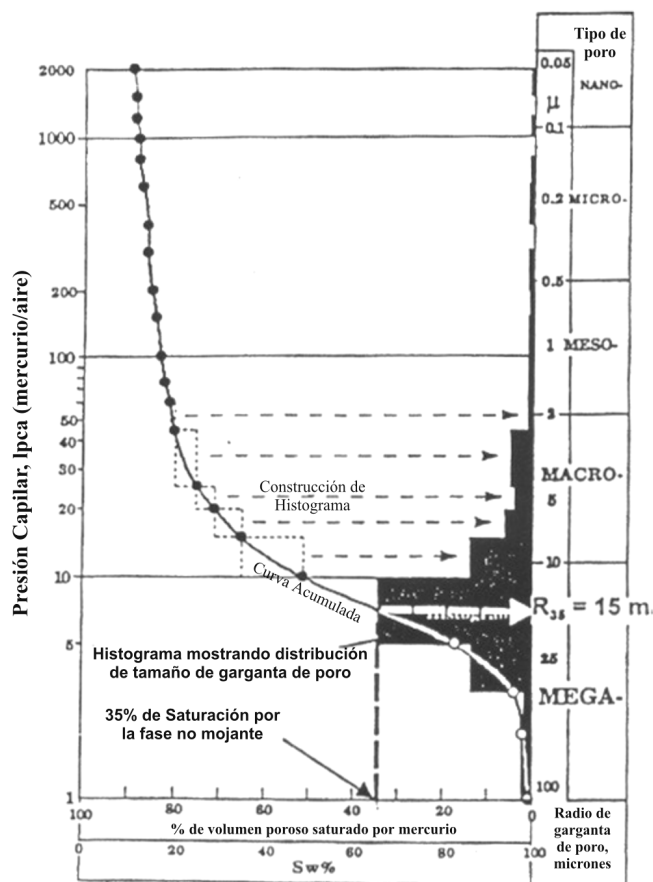


Figura 3.5- Curva de presión capilar e histograma asociado [Hartmann, 2000]

Winland desarrolló regresiones para otros porcentajes de saturación de mercurio (30, 40 y 50%), pero la mejor correlación fue la correspondiente al 35%. Su grupo de datos incluyó 82 muestras (56 areniscas y 26 carbonatos) con permeabilidades corregidas y 240 muestras con permeabilidades no corregidas (Pittman, 1992). Fue Kolodzie en 1980, quien buscando un método alternativo para la evaluación de reservas, publicó la ecuación de Winland (ob.cit.) para el r_{35} :

$$\text{Log } r_{35} = 0,732 + 0,588 \text{ Log } k_{\text{air}} - 0,864 \text{ Log } \phi \quad (\text{Ec. 3.2})$$

Donde:

r_{35} : radio de abertura de poro correspondiente a una saturación de mercurio del 35%.

K_{air} : permeabilidad al aire no corregida (mD).

ϕ : porosidad en porcentaje (%).

Hacia 1990, Hartmann y Coalson (ob.cit) correlacionaron el valor del r_{35} de Winland con los tipos de poro y la calidad del yacimiento. Winland también mostró a través de pruebas en varias muestras de campo, que el r_{35} podría ser usado para delinear trampas estratigráficas en acumulaciones comerciales de hidrocarburos.

La extensión de esta aplicación fue desarrollada por Pittman en 1992 (ob.cit.). El utilizó los análisis de porosidad y permeabilidad no corregida de 202 muestras de roca. Con la ayuda de un sistema de análisis estadístico para regresión múltiple, generó relaciones empíricas para diferentes saturaciones de mercurio que varían de 5 en 5% en un rango que va desde 10 hasta 75%. Estas ecuaciones, mostradas en la tabla 3.3, permiten calcular el radio de garganta de poro conociendo sólo la porosidad y la permeabilidad de la muestra.

Tabla 3.3- Ecuaciones empíricas para la determinación del radio de abertura de poro [Pittman, 1992]

Pittman	
Logr10 =	$0.459 + 0.500 * \text{Log}(K) - 0.385 * \text{Log}(\phi)$
Logr15 =	$0.33 + 0.509 * \text{Log}(K) - 0.344 * \text{Log}(\phi)$
Logr20 =	$0.218 + 0.519 * \text{Log}(K) - 0.303 * \text{Log}(\phi)$
Logr25 =	$0.204 + 0.531 * \text{Log}(K) - 0.35 * \text{Log}(\phi)$
Logr30 =	$0.215 + 0.547 * \text{Log}(K) - 0.420 * \text{Log}(\phi)$
Logr35 =	$0.255 + 0.565 * \text{Log}(K) - 0.523 * \text{Log}(\phi)$
Logr40 =	$0.360 + 0.528 * \text{Log}(K) - 0.680 * \text{Log}(\phi)$
Logr45 =	$0.609 + 0.608 * \text{Log}(K) - 0.974 * \text{Log}(\phi)$
Logr50 =	$0.778 + 0.626 * \text{Log}(K) - 1.205 * \text{Log}(\phi)$
Logr55 =	$0.948 + 0.632 * \text{Log}(K) - 1.426 * \text{Log}(\phi)$
Logr60 =	$1.096 + 0.648 * \text{Log}(K) - 1.666 * \text{Log}(\phi)$
Logr65 =	$1.372 + 0.643 * \text{Log}(K) - 1.979 * \text{Log}(\phi)$
Logr70 =	$1.664 + 0.627 * \text{Log}(K) - 2.314 * \text{Log}(\phi)$
Logr75 =	$1.880 + 0.609 * \text{Log}(K) - 2.626 * \text{Log}(\phi)$

3.3 ANÁLISIS PARA DETERMINAR PETROFACIES

La caracterización de un conjunto de muestras de roca con base a su radio de garganta poral, requiere como vía directa para obtenerla, el análisis de las curvas de presión capilar por inyección de mercurio. Cuando no se dispone de dicho análisis, puede recurrirse a la ecuación del r_{35} desarrollada por Winland para el cálculo de radio de abertura de poro, si se cuenta con datos de porosidad y permeabilidad convencionales. No obstante, se ha comprobado que esta ecuación no siempre representa las características del conjunto de muestras que se estén analizando. Por lo tanto, se debe hallar la ecuación para el r_x que mejor se ajuste a los datos del grupo de muestras bajo estudio. Para ello existen dos métodos para seleccionar el r_x más adecuado, los cuales se derivan de las curvas de presión capilar por inyección de mercurio. Estos son el método del ápice y el método de comparación directa, los cuales se describen a continuación.

3.3.1 Método del Ápice

Después que se obtienen los datos de presión capilar por inyección de mercurio, se construye un gráfico donde el eje de las abscisas corresponde a la saturación de mercurio y el de la ordenada al cociente entre la saturación de mercurio y la saturación de la muestra. El máximo de la curva o su ápice corresponde a la saturación de la fase no mojante (mercurio), y representa de acuerdo a Swanson (1977), “la porción del espacio poroso que efectivamente contribuye al flujo del fluido” (Pittman, 1992). Como ejemplo se muestra la curva correspondiente a una muestra en la figura 3.6.

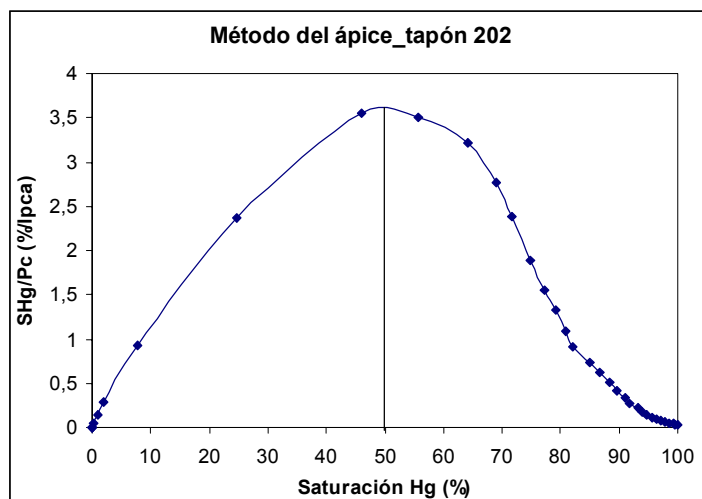


Figura 3.6- Gráfico del método del ápice para una muestra

Para el gráfico de la figura 3.6, se observa que el ápice de la curva corresponde a una saturación de mercurio del 49.6%; valor con el cual es posible determinar el radio de garganta poral que domina al flujo para esta muestra. Este valor de saturación corresponde a un valor de presión capilar de 14.0 lpc, tal como se muestra en la figura 3.7.

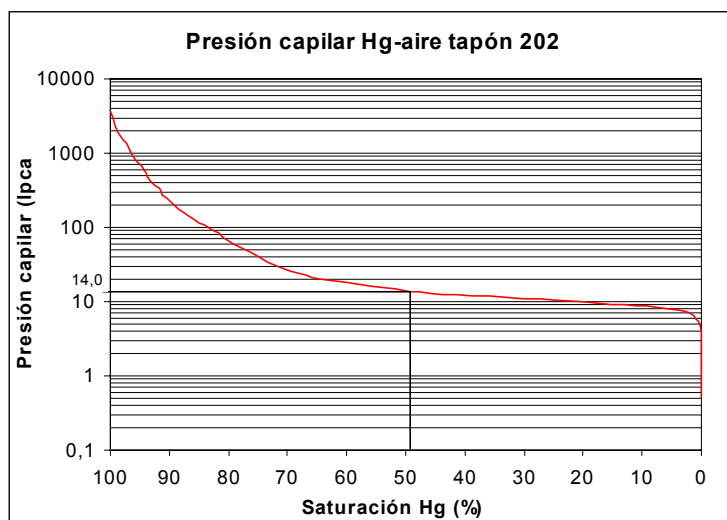


Figura 3.7- Curva de presión capilar (inyección de mercurio) muestra 202

Con el valor de presión capilar de 14.0 lpc (obtenido de la figura 3.6) y el valor de saturación de mercurio de 49.6%, se puede obtener el radio de garganta a partir de la ecuación 3.1. Para la muestra 202, dicho radio es de $7.7 \mu\text{m}$, lo cual la ubica por definición, como una muestra macroporosa.

El procedimiento descrito anteriormente corresponde a una sola muestra. Para un conjunto de muestras de roca, de cuales no se poseen la totalidad de las pruebas de inyección de mercurio, se construyen las curvas de SHg/Pc vs. SHg para aquellas con tales pruebas. Luego se traza la recta que mejor se ajuste a los ápices de cada curva. El valor de corte de esta recta con el eje de las abscisas, corresponderá al valor de saturación de mercurio para el radio de garganta que domina al flujo (figura 3.8). Luego se utiliza la ecuación de Pittman (r_x) que corresponda al valor de saturación obtenido, y se determina la petrofacies respectiva para el conjunto de muestras al cual se le ha realizado este análisis.

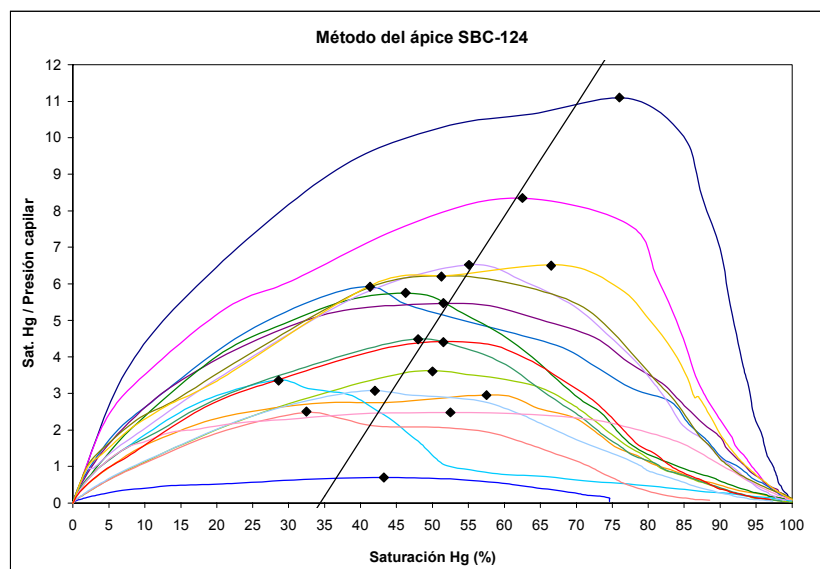


Figura 3.8- Método del ápice para la selección del r_x

3.3.2 Método de comparación directa

Este procedimiento de determinación de petrofacies, requiere conocer previamente el radio de garganta de poro, bien por pruebas de inyección de mercurio o mediante el análisis de secciones finas. Una vez obtenidos estos datos (para una muestra o un conjunto de ellas), se construye un gráfico de éstos contra el radio de garganta calculado por las ecuaciones de Pittman. Sobre este conjunto de datos se construye una recta de tendencia para cada valor de saturación; cada una de las cuales es comparada con una recta de pendiente unitaria. La recta de tendencia que más se aproxime a esta recta de pendiente 1, será la que determine el r_x o ecuación de Pittman para la determinación de las petrofacies. En la figura 3.9 se muestran las tendencias de radio de garganta poral para un conjunto de muestras y la recta de pendiente unitaria.

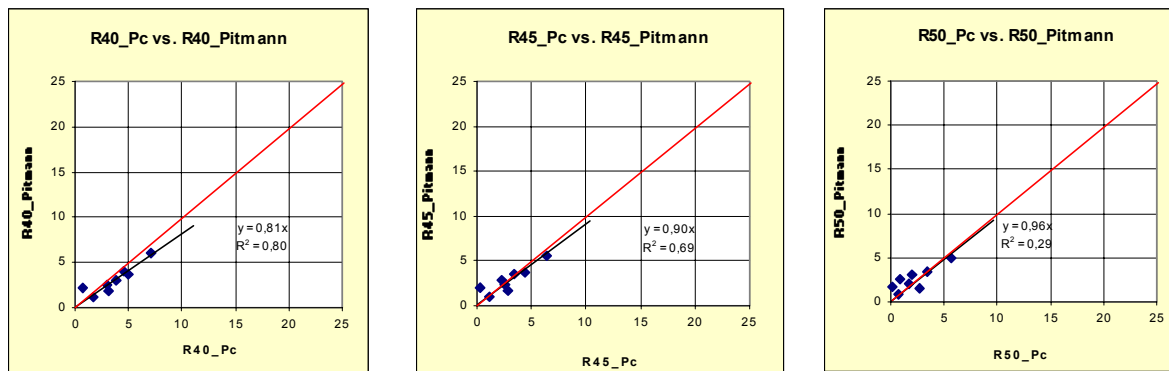


Figura 3.9- Método de comparación directa para varios porcentajes de saturación de Hg [Porras J.C., 1998]

3.4 DETERMINACIÓN DE PETROFACIES

Luego de que se haya determinado el valor de r_x que mejor se adecue al conjunto de muestras analizadas, se utiliza la ecuación de Pittman correspondiente o la ecuación de Winland en su defecto. A partir de estas ecuaciones se construirá una plantilla o gráfico de porosidad vs. permeabilidad con curvas que representan el radio de garganta de poro en micrones.

Para obtener estas curvas se procede como sigue: se hace constante el valor de r en la ecuación de acuerdo a la clasificación de la tabla 3.1; mientras se asigna a la porosidad valores que varían desde 0 hasta el máximo lógico de 47.5% en intervalos de 5 en 5%. Previamente se ha colocado a la permeabilidad como variable independiente, de cuyos valores se construyen las curvas que servirán para la clasificación de las muestras; según su calidad de roca o Petrofacies tal como se muestra en la figura 3.10.

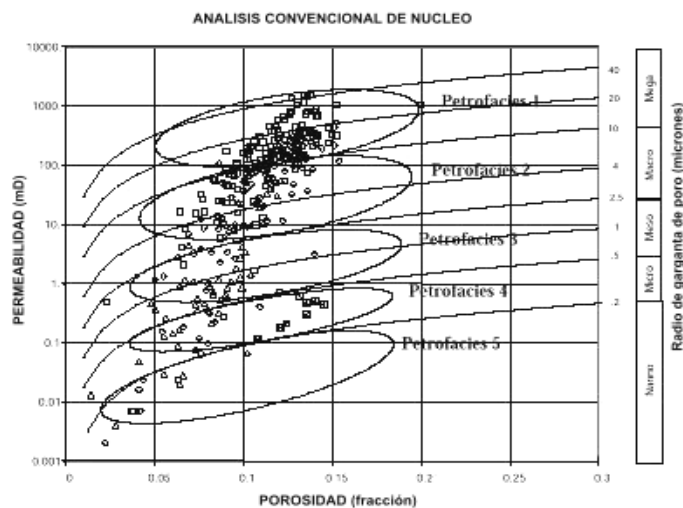


Figura 3.10- Plantilla para la determinación de Petrofacies [Porras y Campos, 2001]

Cada muestra con su valor de porosidad y permeabilidad obtenido por métodos convencionales, se ubica entre las curvas, lo cual determinará bajo qué clasificación de calidad de roca se coloca. Por ejemplo, una muestra de roca que se ubique entre las curvas de radio 2 y 0.5 micrones (μm), corresponde a una muestra mesoporosa. De la misma manera, una muestra que se coloque por encima de la curva de 10 μm , será una muestra megaporosa, así como los ubicados entre las curvas de 10 y 2 μm será macroporosa y así sucesivamente para cada petrofacies.

Esta plantilla para clasificación de rocas por su calidad es útil para diferenciar las características del flujo en un yacimiento. Asimismo, sirve como complemento a los registros convencionales (rayos gamma, sísmico, densidad-neutrón, etc.) con el fin de escoger la zona más adecuada para el cañoneo (Cerezo, 2001). Otra ventaja de utilizar las ecuaciones de Pittman o Winland, es que el r_x es una variable comprensible, a diferencia de relaciones utilizadas en otras clasificaciones como el cociente k/ϕ ; el cual es un número adimensional. También si dos de las tres variables involucradas en la ecuación (k , ϕ ó r_x) son conocidas, la otra puede ser obtenida de la misma ecuación escogida o estimada, mediante un gráfico de permeabilidad contra porosidad (k vs. ϕ) con las curvas del r_x correspondiente (Hartmann, 2000).

3.5 MAGNETOFACIES

Como se mencionó en la sección 3.1, existe una estrecha relación entre el tamaño del poro y el tamaño de la garganta poral, descrita por la relación de aspecto. Debido a que este factor está directamente vinculado con la definición de permeabilidad, al afectar la conectividad entre los poros y la fracción de fluido que sale de la roca, es posible establecer una analogía con el cociente entre el volumen de fluido libre y el volumen de fluido ligado (FFI/BFV).

La respuesta de la distribución de tiempo de relajación T_2 de una muestra de roca, está influida por los radios de poro y de garganta de poro (Romero *et al*, 2002). Así, se ha encontrado que para un grupo de muestras con las calidades de roca descritas en la tabla 3.1, cada una de éstas tendrá una distribución T_2 de acuerdo a su radio de garganta poral predominante. Por lo tanto, se ha establecido una clasificación de calidad de roca a partir de parámetros derivados de la medición por RMN, por lo cual se la ha denominado Magnetofacies.

Esta clasificación originada a partir de medidas por RMN, está fundamentada en la derivación de una ecuación análoga (ecuación 2.5) a las de Winland y Pittman, la cual proviene de la estimación de permeabilidad RMN de Timur-Coates (ob.cit.). Aplicando logaritmo a la ecuación 2.5 y despejando el término correspondiente al cociente FFI/BFV, se obtiene una ecuación similar a las de Winland y Pittman:

$$\text{Log}(R_x) = A + B\text{Log}(k) - C\cdot\text{Log}(\phi) \quad (\text{ecuación 3.3})$$

$$\text{Log}\left(\frac{\text{FFI}}{\text{BFV}}\right) = -A' + B'\text{Log}(k) - C'\text{Log}(\phi) \quad (\text{ecuación 3.4})$$

Donde A' , B' y C' son coeficientes que se derivan de la manipulación de la ecuación de Timur-Coates que mejor se ajusta a los valores convencionales de permeabilidad, k es la permeabilidad (mD) y ϕ la porosidad en porcentaje (%). La ecuación 3.4 involucra el cociente FFI/BFV como variable equivalente al radio de garganta de poro, e indicador de la calidad de roca de una muestra sometida a medición por RMN (Romero *et al*, 2002).

Cabe destacar que para la clasificación de las muestras por Magnetofacies, los coeficientes de la ecuación 3.5 se sustituyen por sus equivalentes de la ecuación de Pittman seleccionada para la clasificación por Petrofacies (ob.cit.). Para ello, se construye un gráfico de permeabilidad contra porosidad, definido por las curvas generadas a partir de la ecuación de Magnetofacies modificada. Estas curvas se construyen haciendo constante el cociente FFI/BFV y variando la porosidad desde 0 hasta un máximo lógico de 47,5%, en intervalos de 0,5% (Bruzual G., 2001), dejando como término independiente la permeabilidad. Adicionalmente, se establecen los rangos superior e inferior del cociente FFI/BFV para las curvas que delimitan las muestras para cada petrofacies, de manera de establecer los valores constantes del FFI/BFV para las curvas de magnetofacies. De esta manera se agrupan las muestras en la magnetofacies 1, la magnetofacies 2, hasta la magnetofacies 5; de forma equivalente a la petrofacies 1 (megaporosa), petrofacies 2 (macroporosa), hasta la petrofacies 5 (nanoporosa). En la figura 3.10 se muestra la plantilla de clasificación por Magnetofacies.

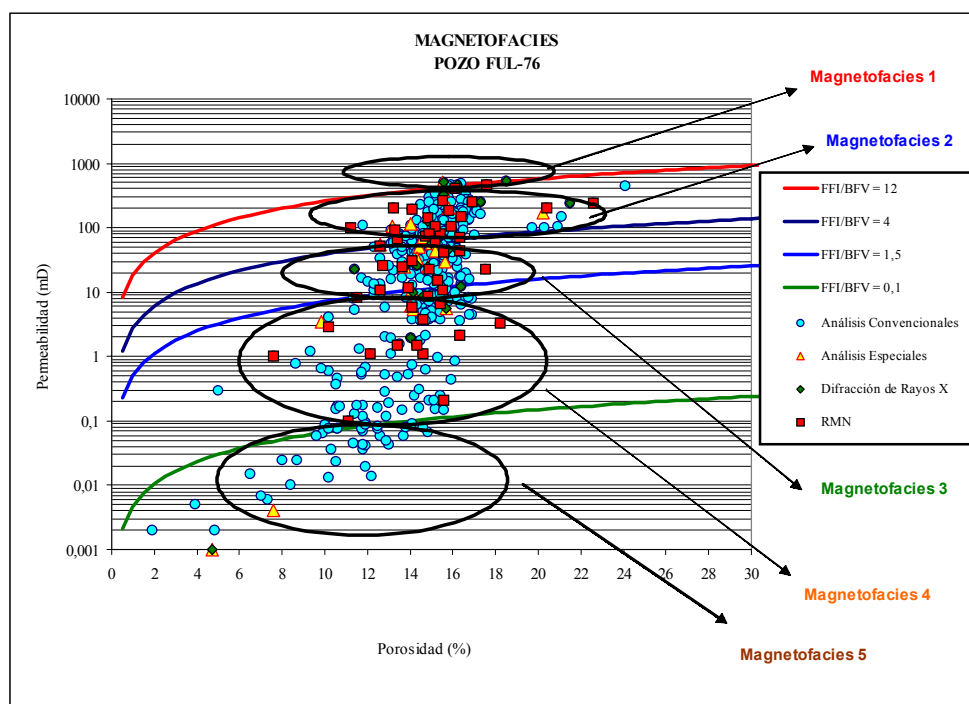


Figura 3.11- Plantilla de clasificación por Magnetofacies [Cerezo, 2001]

Con la finalidad de cumplir con los objetivos planteados en la aplicación de la tecnología de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) para la identificación de Petrofacies y de fluidos en el miembro Naricual Inferior del Campo Santa Bárbara, se desarrolló la metodología que se describe a continuación.

4.1- PRUEBAS CONVENCIONALES Y SELECCIÓN DE MUESTRAS

Como parte del análisis de propiedades petrofísicas realizado a pozos del campo Santa Bárbara, se realizaron pruebas convencionales a tapones extraídos de núcleos correspondientes a los pozos SBC-124, SBC-125 y SBC-129 por los laboratorios OMNI. Estas pruebas convencionales, consistieron en la determinación de propiedades petrofísicas como la porosidad (ϕ) y la permeabilidad (k). Tal determinación se efectuó, mediante equipos como el CMS-300, en el cual se somete la muestra a un flujo de aire. Cabe señalar que en este proceso, la muestra es sometida a una presión de confinamiento de 5000 lpc (Porrás *et al*, 2000), a fin de reproducir las condiciones a las que se encuentra en el yacimiento.

El paso del flujo de aire por la muestra es medido por el equipo y se lo relaciona con una ecuación empírica para la obtención de ϕ y k . Con base a los datos suministrados por las pruebas mencionadas, se seleccionaron 50 tapones de estos tres pozos, con diversas calidades de roca de acuerdo a los resultados de análisis convencionales (OMNI, 2001) y al modelo petrofísico del campo. Cabe mencionar adicionalmente, que los tapones escogidos son horizontales, o sea, se cortaron de los núcleos en dirección de los estratos.

4.2 - PREPARACIÓN Y LIMPIEZA DE LAS MUESTRAS

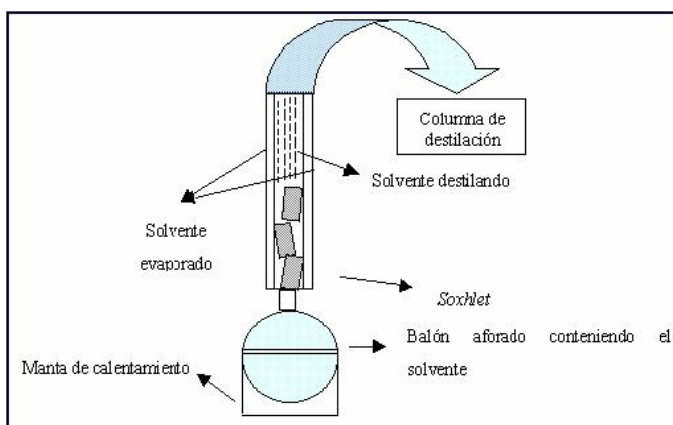
El paso siguiente consiste en determinar las dimensiones de los tapones (tienen forma cilíndrica), a través de la medición de su diámetro y longitud con un *Vernier*. Previo a esto, algunos de ellos fueron cortados en uno o ambos de sus extremos. Esto se hizo debido a que la base y/o el tope de estos tapones tenían un corte en ángulo y no horizontal; lo cual afecta la medición de su longitud. Otra metodología en este mismo sentido, consistió en

tomar cinco medidas de longitud y de diámetro para cada tapón, de las cuales se tomó el promedio de estas. Con ello se desea minimizar el error para la determinación del volumen de cada tapón, lo cual se explicará más adelante.

La limpieza de las muestras se efectuó, a fin de eliminar de las mismas los restos de fluidos del yacimiento y otras impurezas, de acuerdo con los procedimientos del API para las mediciones de porosidad y permeabilidad. Esta limpieza se lleva a cabo con un sistema de recirculación en un equipo denominado Dean – Stark (figura 4.1). Este equipo consta de un balón aforado, y sobre este un recipiente donde se disponen las muestras, llamado *Soxhlet*. Sobre el *Soxhlet*, se coloca una columna de destilación con un refrigerante. El sistema recibe calor por una hornilla sobre la cual se dispone el balón aforado; siendo este el esquema de montaje del equipo tal como se muestra en la figura 4.1.



(A)



(B)

Figura 4.1- Equipo de limpieza Dean-Stark (A) y esquema del equipo (B)

[Salazar J., 1999]

El proceso de recirculación que limpia las muestras sigue la siguiente secuencia: una vez colocadas estas en el *Soxhlet*, el solvente en el balón comienza a calentarse, hasta que alcanza su punto de ebullición. El vapor del solvente asciende por el *Soxhlet* y se condensa debido a la acción del refrigerante (agua) que circula por la columna de destilación. Este solvente condensado se deja caer sobre las muestras, limpiándolas del crudo u otras sales que contengan. Luego cae al balón junto con las impurezas que contenían las muestras,

donde comienza el proceso de nuevo. Los solventes utilizados para la limpieza de muestras son el tolueno, para eliminar los restos de crudo y metanol para la limpieza de las sales. Para las muestras del campo Santa Bárbara se utilizó metanol solamente, ya que éstas habían sido previamente limpiadas de crudo, debido a las pruebas convencionales a que fueron sometidas.

4.3 - SECADO DE LAS MUESTRAS

Luego de que se han limpiado las muestras, estas deben ser colocadas en un horno para el evaporar el solvente que permanece en su medio poroso. Para ello, se secan en un horno convencional (figura 4.2) a una temperatura de 100 °F (38 °C) durante un período de 4 horas.



Figura 4.2- Horno para secado de muestras

Después de finalizado el proceso de secado, se requiere que las muestras alcancen la temperatura ambiente, pero sin absorber la humedad del medio que las rodea. Para ello se utiliza un desecador, el cual es un recipiente donde se introducen las muestras hasta que alcanzan gradualmente la temperatura ambiente. Luego, los tapones se pesan en una balanza, a fin de medir su peso “en seco” o sin saturar. La balanza utilizada (marca

Ainsworth, modelo CR – 603D) posee una apreciación de $\pm 0,001$ g. Las dimensiones y el peso sin saturar de los tapones se muestran en los apéndices A y B.

4.4 SATURACIÓN DE LAS MUESTRAS

La fase subsiguiente consiste en la saturación de las muestras en agua, con una concentración salina equivalente a la del agua de formación. El valor de la concentración se obtuvo a partir del informe del modelo petrofísico del campo Santa Bárbara (Porrás *et al*, 2000). Dicha concentración es de 14000 ppm de cloruro de sodio (NaCl), la cual se obtiene diluyendo 14 g de NaCl por cada litro de agua destilada.

Luego que se ha preparado la solución salina, se sumergen las muestras secas en un recipiente con dicha solución. Este recipiente se introduce en una cámara de vacío (marca *Labconco*) que se muestra en la figura 4.3. En dicha cámara se extrae el aire de las muestras, lo cual permite que el agua las sature completamente. La presión de vacío que genera el compresor está en un rango de $(10^0 - 10^{-3})$ atm., siendo el valor típico de operación 10^{-2} atm. El proceso se considera terminado, cuando el burbujeo iniciado al comienzo de la saturación, cesa por completo. Este paso tomó unas 12 horas para cada muestra.

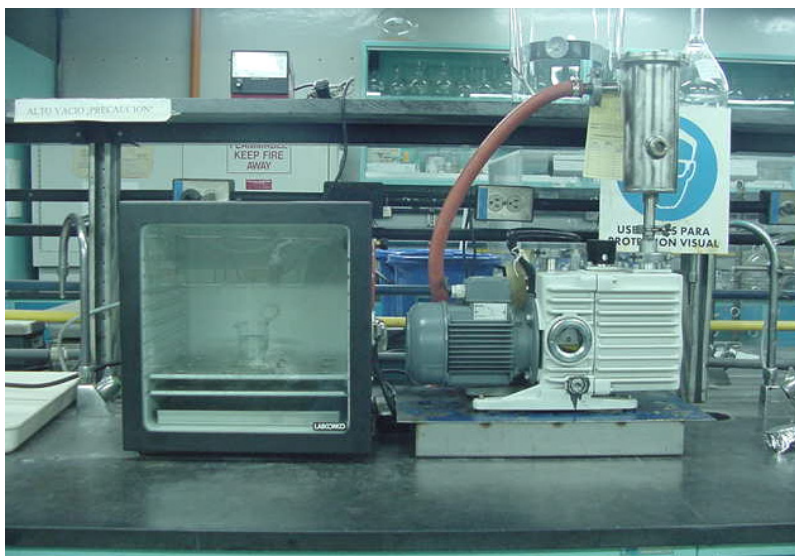


Figura 4.3- Equipo para saturación de muestras al vacío

Culminado este paso, las muestras se dejan en el recipiente donde se saturaron, de donde se extraerán momentáneamente, sólo para ser objeto de medición de su respuesta al efecto de RMN en el equipo correspondiente. Luego de culminada la saturación de las muestras, éstas se extraen de la cámara y se les toma su peso cuando están a 100% Sw. Anteriormente se había determinado la densidad de la solución salina con un densímetro (marca *Anton Para*, modelo DMA 35N), arrojando un valor de 1,008 g/ cm³.

4.5 DETERMINACIÓN DE POROSIDAD POR GRAVIMETRÍA

Con el peso de la muestra saturada al 100% de la concentración salina, y el peso seco de la primera, se calcula la porosidad de la muestra, a partir de la definición matemática de porosidad:

$$\phi(\%) = \frac{V_{\text{poroso}}}{V_{\text{total}}} = \left(\frac{(P_{\text{saturado}} - P_{\text{seco}})/\rho_{\text{agua}}}{V_{\text{total}}} \right) \cdot 100 \quad (\text{Ec. 4.1})$$

Donde:

P_{saturado} : peso de la muestra al 100% de saturación (g)

P_{seco} : peso de la muestra seca (g)

ρ : densidad del agua que satura la muestra (g/cm³)

V_{total} : volumen neto de la muestra (volumen de un cilindro), determinado por la siguiente fórmula:

$$V = \pi \cdot \left(\frac{D}{2} \right)^2 \cdot L \quad (\text{Ec. 4.2})$$

Donde:

D: diámetro de la muestra (mm)

L: longitud de la muestra (mm)

Los resultados producto de las ecuaciones 4.1 y 4.2 para todas las tapones se muestran en el apéndices A y D.

4.6 MEDICIÓN EN EQUIPO DE RMN

Con las muestras completamente saturadas se procedió a la medición por RMN, en un equipo con baja frecuencia de resonancia (2 MHz), marca *Resonance Instruments*, modelo *MARAN ULTRA*. Este equipo está conectado a una computadora, donde está instalado un “software” para la adquisición y procesamiento de datos de las muestras a analizar (figura 4.4).



Figura 4.4- Equipo de RMN

El equipo está conformado por dos electroimanes, los cuales generan el campo magnético estático y homogéneo, y una bobina que emite un campo magnético oscilante, perpendicular a la dirección del campo estático. “La bobina funciona como receptora cuando no está emitiendo señal” (Ávila D., 2002).

Para la medición de las muestras en la celda del equipo RMN, es importante que éstas tengan una longitud entre una pulgada como mínimo y dos pulgadas y media como máximo. Ello se debe a que el campo se puede considerar homogéneo a esta altura dentro de la celda, entre estas longitudes. Por encima de dos y media pulgadas y por debajo de la pulgada, el campo generado por el equipo presenta un gradiente, por lo que se podrían originar errores que afecten la medición. Previo a la medición en el equipo de RMN, cada

muestra se introduce en un envoltorio plástico, a fin de que no se evapore el agua de la superficie y del medio poroso de las muestras, durante el momento de medición mismo. Para la adquisición de los datos provenientes del proceso de RMN aplicado a las muestras, se utiliza el programa RiNMR (versión 3.7.0.0, compañía *Resonance Instruments*), el cual opera bajo ambiente Windows. Este programa puede controlarse a partir de menús de ventanas o mediante líneas de comando por teclado. Mediante este paquete, se obtiene una curva de ajuste exponencial, tanto para la relajación longitudinal (T_1), como para la transversal (T_2). La distribución de los tiempos de relajación T_2 , se efectúa con el programa WinDXP, con el cual se realiza un ajuste multi-exponencial a la variable T_2 ; aplicándole luego la transformada inversa de Laplace para obtener la distribución de T_2 ya mencionada. El programa RiNMR, cuenta con varias secuencias de pulsos por RMN, las cuales dependen de la naturaleza y propósito del experimento a realizar; siendo las de interés para este trabajo, las secuencias FID, INVREC y CPMG. Cada una de estas secuencias utiliza parámetros de adquisición que se ajustan de acuerdo con el tipo de secuencia aplicada y de las características propias de las muestras, con la finalidad de garantizar la calidad de los datos a ser adquiridos.

La secuencia FID, tal como lo indican sus siglas en inglés (Free Induction Decay), realiza un experimento de caída de inducción libre, que ajusta el parámetro de frecuencia del imán O_1 . Este parámetro busca cuál es el valor de frecuencia que debe poseer el campo magnético para lograr la condición de resonancia de los núcleos de hidrógeno (Bruzual G., 2001). Esta secuencia debe efectuarse antes de llevar a cabo cualquier medición en el equipo.

Para la medición del tiempo de relajación longitudinal T_1 , el programa efectúa una secuencia de pulsos basándose en la recuperación de la señal. Esta secuencia se denomina InvRec (siglas en inglés de Inverse Recovery) y realiza un ajuste exponencial para la representación de la magnetización longitudinal y el valor de T_1 . La secuencia CPMG (ver capítulo 2) es la encargada de generar la curva de ajuste exponencial para la relajación transversal de T_2 , junto con el valor de esta variable; mediante secuencias de pulso de radiofrecuencias (RF).

Los datos adquiridos de las secuencias anteriores se cargan en el programa WinDXP, con el cual se procesan los datos para la obtención de la curva de relajación T_2 , el ajuste exponencial con su error para esta curva y la curva de distribución de los tiempos de relajación de T_2 .

4.6.1 Medición por RMN de las muestras saturadas

Luego que se calibra el equipo para ser colocado en condición de resonancia, se procede a la medición de las muestras que están saturadas en el recipiente con la concentración salina preparada. Se extrae cada muestra por separado y se introduce en un envoltorio plástico, a fin de que no se evapore la solución con la cual se ha saturado durante la medición.

En primera instancia se carga la secuencia INVREC, con el objeto de determinar el tiempo de la magnetización longitudinal T_1 ; con el cual se obtiene el tiempo necesario para lograr la magnetización completa de las muestras durante las mediciones. Este tiempo es el parámetro RD, el cual forma parte de los parámetros de la secuencia CPMG. Esta secuencia se efectúa y se ajusta hasta lograr que la curva de magnetización llegue a un crecimiento constante, similar al mostrado en la figura 2.6, capítulo 2. El valor del RD se toma como mínimo de 3 a 5 veces T_1 , lo cual corresponde a una magnetización del 95 al 99% de los protones. Este parámetro se obtuvo para algunas muestras por Petrofacies, debido al tiempo considerable que toma su determinación; siendo cambiado cuando existía discrepancia entre la porosidad por RMN y la porosidad por gravimetría.

Luego de determinar el valor de T_1 , se carga la secuencia CPMG, con la que se busca obtener la curva de relajación transversal T_2 . Los parámetros a ajustar en esta secuencia son: TAU (tiempo entre ecos o pulsos), NS (número de mediciones o scans), NECH (número de ecos o pulsos aplicados) y el RD (tiempo entre mediciones o scans, equivalente al TW o tiempo de espera). Debido a las propiedades petrofísicas de las muestras, cada uno de estos parámetros fue ajustado (con excepción de TAU) de manera que la curva de relajación tuviese un comportamiento adecuado, en cuanto al decaimiento y la relación señal/ruido.

Para las muestras bajo condición de 100% Sw, el NECH varió entre 2048 y 8192 (siempre en potencias de dos), NS entre 64 y 128 (igual en potencias de dos), RD entre 2.5 y 4 s, y el valor de TAU, el cual se mantuvo siempre en 150 μ s.

Una vez ajustados los parámetros para cada muestra, hasta obtener un ajuste exponencial adecuado de la relajación magnética transversal y la relación señal/ruido, se guardan los datos adquiridos.

Estos serán cargados en el programa WinDXP, el cual procesará los datos de la curva y exhibirá la distribución de tiempos de relajación de T_2 , con la cual se calcularán las propiedades petrofísicas de las muestras.

4.6.2 Normalización de la medición RMN

A fin de obtener el valor de porosidad de las muestras de roca a partir del análisis RMN, se requiere obtener una relación equivalente a la ecuación 4.1, que involucre el volumen poroso y el volumen total de la muestra. Como se vio en el capítulo 2, la señal de RMN es proporcional a la cantidad de núcleos de hidrógeno presentes en la muestra. Si ésta se encuentra totalmente saturada, la señal de RMN es proporcional a la porosidad, ya que ésta proviene de todos los protones que ocupan el medio poroso. Por lo tanto, es necesario obtener una medida de RMN que corresponda al volumen total de la muestra analizada. Dicha medida se obtiene realizando el experimento de RMN a una muestra de agua libre con un volumen equivalente al volumen de la muestra de roca (figura 4.5) y obteniendo luego la relación entre las áreas de las curvas de distribución de cada volumen.

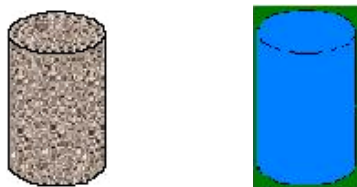


Figura 4.5- Muestra de roca y volumen de agua equivalente al de esta muestra

La relación entre áreas utilizada para obtener la porosidad RMN de una muestra al 100% Sw es la siguiente:

$$\phi_{\text{RMN}} (\%) = \left(\frac{\text{Area bajo la curva de distrib. } T_2 \text{ en roca a } 100\% \text{ Sw}}{\text{Area bajo la curva de distrib. } T_2 \text{ de vol. equiv. agua}} \right) \cdot 100 \quad (\text{Ec. 4.3})$$

El procedimiento experimental es idéntico al efectuado para las mediciones de las muestras saturadas al 100% Sw, cambiando sólo los parámetros de adquisición, los cuales fueron: NECH = 16384, TAU = 1200 y NS = 4. “El agua al estar libre, presenta una relajación más lenta que cuando está en el medio poroso” (Bruzual G., 2001).

Con la finalidad de evitar el error y la dificultad que representaría efectuar la medición de RMN para el volumen de agua equivalente al de cada tapón, se realizó una correlación lineal entre volúmenes conocidos de agua y sus correspondientes áreas por RMN. Los resultados de esta correlación se muestran en el apéndice C.

Cabe señalar que el área bajo la curva de la distribución de T_2 obtenida a partir del experimento de RMN, debe dividirse entre el número de mediciones o SCANS. Esto es porque el área calculada por el programa WinDXP representa la suma de todas las áreas calculadas en cada medición, por lo cual el cociente área/nº scans proporcionará el área promedio correspondiente a la muestra.

4.6.3 Drenaje de las muestras en plato poroso

A fin de obtener los parámetros necesarios para conocer las propiedades petrofísicas de las muestras, es necesario llevarlas a condición de saturación de agua irreducible (Sw_{irr}). Entre los métodos más utilizados para llevar muestras de roca a esta condición, están los de centrifugación y el método del plato poroso; seleccionándose este último para la realización de este trabajo.

El equipo de plato poroso consta de un recipiente de altas presiones al cual se inyecta gas (aire o helio), (figura 4.8) y un disco de cerámica semipermeable, con mojabilidad preferencial al agua (Ávila D., 2002).



Figura 4.6- Equipo de drenaje de muestras por altas presiones

Sobre este plato se colocan las muestras (figura 4.9), sobre las que se inducirá el drenaje del fluido que las satura. El proceso de drenaje se efectúa inyectando un gas (helio en este caso), incrementando la presión de inyección sobre las muestras, hasta drenar el agua contenida en las mismas.

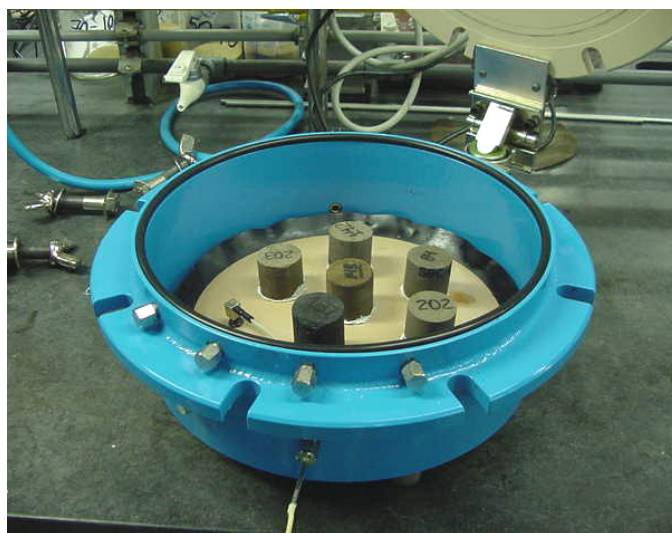


Figura 4.7- Muestras sobre plato poroso en recipiente de altas presiones

Debido a que el proceso de drenaje podría demorarse, para facilitar el paso del fluido de la muestra al plato poroso, se le colocó una capa permeable. Esta capa se coloca en la cara del tapón que está en contacto con el plato, y se compone de un trozo de papel y de arena Diatomea, la cual se compone de diversas sales (figura 4.10).

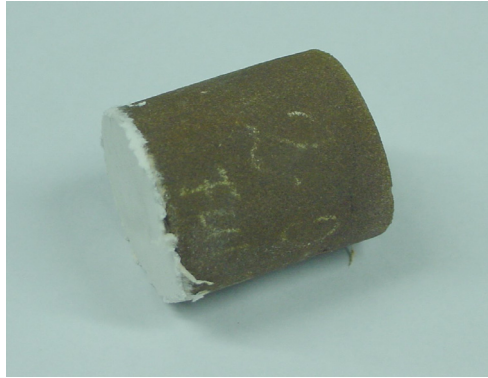


Figura 4.8- Tapón con capa permeable de arena Diatomea [Bruzual, 2001]

Las muestras se introdujeron en grupos de 15 dentro del recipiente de altas presiones, siendo drenadas con tres valores de presión, los cuales fueron: 30, 60 y 100 lpc; comenzando desde 0 hasta 100 lpc en un lapso de 60 horas. De acuerdo con el reporte de Laboratorios OMNI (OMNI, 2001), se consideró a 100 lpc, el valor de presión al cual las muestras llegarían a la condición de saturación irreducible. Cuando se observó que no se producía más drenaje de fluido desde el recipiente de altas presiones, se retiraron los tapones de este.

4.6.4 Determinación de saturación de agua irreducible por gravimetría

Luego de retirar las muestras drenadas del equipo de plato poroso, se procede a pesar cada una de ellas, a fin de calcular la saturación de agua irreducible, mediante la siguiente relación:

$$S_{W_{irr}}(\%) = \frac{V_{\text{agua drenada}}}{V_{\text{poroso}}} = \left(\frac{(P_{\text{eso drenado}} - P_{\text{eso seco}}) / \rho_{\text{agua}}}{(P_{\text{eso } 100\% S_w} - P_{\text{eso seco}}) / \rho_{\text{agua}}} \right) \cdot 100 \quad (\text{Ec. 4.4})$$

Donde la densidad del agua (ρ) se simplifica, quedando la saturación irreducible determinada por las relaciones de peso de las muestras en sus diversas condiciones. Los resultados de estos cálculos se listan en una tabla en el apéndice E.

4.6.5 Medición por RMN de las muestras drenadas

Una vez tomado el peso de las muestras drenadas, éstas se introdujeron en envoltorios plásticos, siendo colocadas fuera del alcance de la luz, a fin de evitar la evaporación del agua remanente en ellas. El procedimiento de medición en el equipo de RMN es idéntico al descrito para la medición de las muestras saturadas (sec. 4.6.1); cambiando sólo los parámetros de adquisición de la secuencia CPMG. Estas variaciones dependen de cada muestra, ya que factores como la porosidad y la permeabilidad afectan el tiempo de relajación transversal.

Para las muestras drenadas, se mantuvo $TAU = 150 \mu s$, $NS = 256$ y el NECH varió entre 256 y 1024. El RD hubo ser ajustado de acuerdo a la muestra, variando entre 150 ms y 1.5 s. Estas variaciones del RD se deben a que la contribución de los hidrógenos disminuye por la menor cantidad de agua en las muestras, y por consiguiente la relación señal/ruido disminuye, haciendo más complicada la medición de las muestras.

El área bajo la curva de la distribución T_2 para el tapón drenado, determina el volumen poroso irreducible, siendo éste ocupado por la fracción de agua no movable o irreducible. Relacionando esta propiedad con la porosidad total calculada anteriormente para la muestra al 100% Sw , es posible obtener la saturación de agua irreducible (Sw_{irr}) de la muestra. La relación aplicada es la siguiente:

$$Sw_{irr} (\%) = \left(\frac{\text{Área bajo la curva de distrib. } T_2 \text{ en tapón drenado}}{\text{Área bajo la curva de distrib. } T_2 \text{ en tapón a 100\% } Sw} \right) \cdot 100 \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Con estas mediciones, culmina la adquisición de datos de laboratorio. Con estos datos se procederá entonces a la caracterización petrofísica de las muestras medidas, a partir de variables y propiedades como los son: el T_2 de corte por muestra y el T_2 de corte característico para el conjunto de muestras (ver apéndice H), el índice de fluido libre (FFI)

y el volumen de fluido ligado (BFV), la porosidad y la permeabilidad RMN. Luego se procederá a la clasificación de las muestras por Petrofacies y Magnetofacies.

4.7 DETERMINACIÓN DE PETROFACIES

A partir de los datos suministrados por las pruebas convencionales realizadas por Laboratorios OMNI a muestras de núcleo de los pozos SBC-124, SBC-125 y SBC-129, se procedió a la determinación de las petrofacies de las muestras seleccionadas para este trabajo. Tal como se describió en el capítulo 3, con las pruebas de inyección de mercurio se construyeron las curvas de presión capilar correspondientes a las muestras. Aplicando el método del ápice y el método de comparación directa (ver capítulo 3), se agruparon las muestras correspondientes a los miembros Nar-5 y KP del Miembro Naricual Inferior de acuerdo su radio de garganta de poro. Adicionalmente, esta clasificación se apoyó con el informe del modelo petrofísico del campo y los resultados obtenidos por medio de las mediciones por RMN efectuadas a las muestras. Realizada esta integración de datos, fue posible relacionar para cada petrofacies, la respuesta de RMN que corresponde a la calidad de roca de muestras que poseen análisis convencionales como las que no lo tienen.

4.8 SEUDO CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR A PARTIR DE RMN

Ya que las curvas de presión capilar resultan ser la base para el estudio de la distribución del radio de garganta de poro, se generaron curvas de presión capilar a partir de datos de RMN. Diversos autores como Volokitin y otros (1999), han propuesto que es posible hallar una relación entre la distribución acumulada de T_2 y los datos de presión capilar por inyección de mercurio. Esta es una aproximación útil para la determinación de petrofacies, debido a que es un ensayo no destructivo de la muestra y más económico que la prueba de inyección de mercurio.

La relación entre la presión capilar y la variable T_2 , está expresada mediante una sencilla ecuación, la cual se muestra a continuación:

$$P_c = \frac{C}{T_2} \quad (\text{Ec. 4.6})$$

Donde:

P_c : Presión capilar medida (lpc)

T_2 : Tiempo de relajación transversal (ms)

C : Factor de escala que depende de parámetros como la relaxividad (ρ), la salinidad del agua de formación, los radios de poro y de garganta poral, etc. (Bruzual, 2001).

La determinación de la constante C se hace asignándole un valor arbitrario a los valores obtenidos para cada muestra y luego corregirlos mediante la adición de un parámetro que minimice el error generado. En el apéndice M, se explica el fundamento y origen de la ecuación 4.6. El procedimiento llevado a cabo fue el siguiente:

1.- Se obtiene un valor determinado de manera arbitraria para “ C ” (ensayo y error), a partir del cual se obtendrán los valores de P_c , al aplicar la ec. 4.6.

2.- Se interpolan entre los datos de presión capilar de RMN, para relacionarlos a una misma saturación de agua con los datos de presión capilar provenientes de las pruebas de inyección de mercurio. Igualmente se realizó una interpolación entre los valores de saturación de agua (tanto RMN como convencional) para los mismos valores de presión capilar convencional. Ambos procedimientos se compararán posteriormente para establecer cual es el más conveniente.

3.- Se restan los valores de presión capilar para iguales valores de saturación de agua, o los de Sw , si se busca el error por presión capilar. La diferencia o error refleja la aproximación entre la curva de presión capilar y la pseudo curva por RMN generada.

4.- Se grafica este error contra la saturación de agua (o la presión capilar), obteniéndose una curva de la que se determinará su ecuación de ajuste.

5.- Se corrige el valor de saturación de agua o presión capilar, sumándole la ecuación para el error obtenida en el paso anterior.

6.- La ecuación del error para el conjunto de muestras viene dada por los errores de todas las muestras, los cuales se colocan en un solo gráfico contra la presión capilar o la saturación de agua, de acuerdo al procedimiento utilizado.

Las ecuaciones utilizadas para obtener las pseudo curvas por los dos métodos se muestran a continuación:

$$Pc_{RMN} = Pc_{RMN \text{ sin corregir}} + \text{error} \quad (\text{Ec. 4.7})$$

$$Sw_{RMN} = Sw_{RMN \text{ sin corregir}} + \text{error} \quad (\text{Ec. 4.8})$$

Donde la Pc y la Sw por RMN sin corregir se obtienen a partir de la distribución acumulada de la relajación T_2 , para cuyos valores corresponde un valor de saturación, y por interpolación, un valor de presión capilar determinado. La ecuación de error para ambos métodos viene descrita a continuación por las siguientes expresiones:

$$\text{Error}_{(Sw)} = x(Sw)^y \quad (\text{Ec. 4.9})$$

$$\text{Error}_{(Pc)} = x(Pc)^y \quad (\text{Ec. 4.10})$$

Para poder relacionar los datos de presión capilar por inyección de mercurio con los calculados con RMN, fue necesario convertir los primeros a un sistema agua-aire. Esta conversión se realizó utilizando la ecuación 3.1, cambiando parámetros como el ángulo de contacto entre los fluidos y la tensión superficial; a fin de llevar los datos de un sistema mercurio – aire a un sistema agua – aire. Esto se muestra en la ecuación 4.11:

$$Pc_{\text{aire-agua}} = (-Pc_{\text{Hg-aire}}) \left(\frac{(\gamma_{\text{agua-aire}}) \cos \theta_{\text{agua-aire}}}{(\gamma_{\text{Hg-aire}}) \cos \theta_{\text{Hg-aire}}} \right) \quad (\text{Ec. 4.11})$$

El valor de los parámetros utilizados en la ecuación se muestra en la tabla 3.2 del capítulo 3.

4.9 MÉTODO DEL ÁPICE A PARTIR DE DATOS DE RMN

A partir de las pseudo curvas de presión capilar construidas con datos de RMN, se construyeron gráficos del método del ápice para obtener una estimación del valor de saturación de Hg, que corresponde al radio de garganta que domina al flujo. Este procedimiento se efectuó para las pseudo curvas generadas por los datos de RMN, sin el término de error o sin corregir, así como para las curvas corregidas. Con esto se busca

comparar el comportamiento de estos gráficos de ápice con datos RMN con el obtenido a partir de las pruebas de inyección de mercurio.

Como se mencionó en el punto 4.8, se determinó un valor arbitrario de “C” por ensayo y error, utilizado como factor de escala. Ello permitió obtener valores de presión capilar manipulables, es decir, de un orden de magnitud similar a los obtenidos en las pruebas de inyección de mercurio. La saturación de mercurio a partir de datos RMN, se obtiene asumiendo (al igual que en las pruebas de inyección de mercurio), que este es un fluido no mojante que desplazará a al agua que satura totalmente la roca. La ecuación para la saturación de mercurio se expresa a continuación:

$$SHg_{RMN} = 100\% - S_{wRMN} \quad (Ec. 4.12)$$

Donde la saturación de agua (S_{wRMN}) se obtiene a partir de la curva de distribución acumulada de tiempos T_2 . El valor correspondiente de la presión capilar se determina mediante la ecuación 4.9, con los parámetros correspondientes a una interfase mercurio – aire.

Habiéndose efectuado los cálculos descritos, se procede a construir la gráfica con las curvas de SHg/P_c contra SHg para estas pseudo curvas no corregidas, tal como se describe en la sección 3.3.1. Para las curvas corregidas, se aplica el procedimiento ya mencionado; con la diferencia de que el valor de presión capilar o de saturación de agua tendrá añadido, el término de corrección o error calculado previamente.

4.10 DETERMINACIÓN DE MAGNETOFACIES

Con los valores de índice de fluido libre (FFI) y volumen de fluido ligado (BFV) de cada una de las muestras medidas, se procedió a generar la ecuación equivalente a la de Winland y Pittman, tal como se describió en el capítulo 3. En el caso del miembro Naricual Inferior, se obtuvieron dos ecuaciones, correspondientes a las unidades Nar-5 y KP de dicho miembro.

Para estas ecuaciones se sustituyeron sus coeficientes por los de las ecuaciones de Pittman seleccionadas para la clasificación de las unidades Nar-5 y KP por petrofacies. Tal como se describió en la sección 3.5, se hallaron los rangos superior e inferior del cociente FFI/BFV

para las muestras previamente agrupadas por petrofacies. Luego se construyen las curvas en función de la permeabilidad para valores constantes del FFI/BFV y la porosidad. Con esta plantilla se agrupan las muestras de acuerdo a su magnetofacies correspondiente.

A fin de establecer los rangos del cociente FFI/BFV de manera precisa para no depender de la clasificación por petrofacies, se implementó un procedimiento a fin de hallar este valor, a partir del radio de garganta poral. El mismo se basa en la analogía de forma que poseen las ecuaciones 3.5 y 3.6. A continuación se desarrolla el procedimiento de obtención del valor del parámetro FFI/BFV:

$$\text{Log}(R_x) = A + B \cdot \text{Log}(k) - C \cdot \text{Log}(\phi) \quad (\text{Ec. 3.5})$$

$$\text{Log}\left(\frac{\text{FFI}}{\text{BFV}}\right) = -A' + B' \text{Log}(k) - C' \text{Log}(\phi) . \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Despejando $\text{Log}(K)$ en ambas ecuaciones e igualando las expresiones resultantes:

$$\left(\frac{1}{B}\right) \text{Log}(R_x) + \left(\frac{C}{B}\right) \text{Log}(\phi) - \left(\frac{A}{B}\right) = \left(\frac{1}{B'}\right) \text{Log}\left(\frac{\text{FFI}}{\text{BFV}}\right) + \left(\frac{C'}{B'}\right) \text{Log}(\phi) + \left(\frac{A'}{B'}\right)$$

$$\left(\frac{1}{B'}\right) \text{Log}\left(\frac{\text{FFI}}{\text{BFV}}\right) = \left(\frac{1}{B}\right) \text{Log}(R_x) + \left(\frac{C}{B} - \frac{C'}{B'}\right) \text{Log}(\phi) - \left(\frac{A}{B} + \frac{A'}{B'}\right).$$

Para eliminar la dependencia de la porosidad (ϕ), se igualan los cocientes C/B y C'/B' . La expresión final para el cociente FFI/BFV como función del radio de garganta de poro queda:

$$\frac{\text{FFI}}{\text{BFV}} = 10^{B' \left(\frac{1}{B} \text{Log}(R_x) - \left(\frac{A}{B} + \frac{A'}{B'} \right) \right)} \quad (\text{Ec. 4.13})$$

Con este procedimiento se busca sustentar una clasificación alternativa como lo es la clasificación de calidad de roca por Magnetofacies, basada en la clasificación de calidad de roca por Petrofacies. El resultado obtenido con la implementación de este procedimiento para las muestras de Formación Naricual Inferior se discute en el capítulo 5.

4.11 RESPUESTA DE RMN EN MUESTRAS SATURADAS

Tal como se describió en el capítulo 2, sec. 2.13; es posible reconocer la presencia de dos o más fluidos presentes en el medio poroso de una formación, mediante la curva de distribución de los tiempos de relajación T_2 de dichos fluidos. Estos suelen ser agua, petróleo y gas.

Este hecho se utilizó para identificar y evaluar los efectos que se producen en la curva de distribución de T_2 , cuando se desplazan con agua, muestras de roca previamente saturadas con crudo. Para esto se seleccionaron tapones de roca correspondientes a la Petrofacies megaporosa, ya que se considera a esta calidad de roca como la óptima para el almacenamiento y migración de fluidos como el petróleo y el agua.

Esta evaluación de la respuesta RMN en sistemas bifásicos o trifásicos de fluidos es muy útil en la determinación de parámetros como la interfaz agua-petróleo o petróleo-gas, la saturación relativa y absoluta de los fluidos presentes, la identificación de estos, etc. Para el caso del campo Santa Bárbara, esta determinación es de interés en la evaluación del proceso de invasión de agua como método de recuperación aplicado al yacimiento.

Para esta medición, se utilizó el equipo de centrífuga marca *Beckman*, modelo L5 – 50M, el cual se muestra en la figura 4.9.



Figura 4.9- Equipo de centrifugación

Este equipo consta de un rotor y tres envases (figura 4.10), en los cuales se disponen los tapones para saturarlos o bien para desplazar el fluido contenido en éstos, si previamente están saturados. Para este estudio se escogieron 6 muestras, las cuales se subdividen en parejas que pertenecen a los pozos SBC-124, SBC-125 y SBC-129; con una calidad de roca megaporosa.



Figura 4.10- Rotor y envases para centrifugado de tapones

El proceso de saturación, desplazamiento y medición simultánea por RMN de los tapones escogidos se describe en la siguiente secuencia:

- a) Se procede a saturar el tapón seco con crudo. Para ello la muestra se dispone en el rotor según se muestra en la figura 4.11; luego la centrífuga se activa hasta que alcanza una velocidad de 3000 r.p.m. durante 3 horas. Con este tiempo se considera que la muestra alcanza la saturación completa del fluido; en este caso, crudo.
- b) Culminada la saturación de la muestra, se efectúa la medición de la muestra saturada con crudo en el equipo de RMN. De esta medición se obtendrá la distribución T_2 del crudo en el medio poroso. Con antelación a este proceso de medición se ha obtenido la curva de distribución del crudo libre o “en bruto”.
- c) La muestra se dispone en el envase para desplazamiento de fluidos (ver figura 4.12) que se coloca en el rotor de la centrífuga. En dicho envase se coloca agua a una concentración salina equivalente al agua de formación. El desplazamiento del crudo se efectúa centrifugando la muestra durante una hora, a una velocidad determinada.

Esta velocidad se selecciona en función de la presión de desplazamiento a la que se somete la muestra, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\Delta P = \omega^2(\rho_1 - \rho_2) \cdot (R_b^2 - R_t^2) 7,94 \cdot 10^{-8} \quad (\text{Ec. 4.14})$$

donde:

ΔP : presión de desplazamiento (lpc)

ω : velocidad angular (r.p.m.)

ρ_1, ρ_2 : densidad de los fluidos, invasivo y desplazado respectivamente (g/cm^3)

R_t, R_b : distancia desde el eje del rotor a los extremos superior e inferior de la muestra (cm)

- d) Luego de culminar la centrifugación, se mide la cantidad de crudo desplazado que se observa en el envase. Con este valor, se calcula la saturación de agua, conocido el volumen poroso del tapón. Posteriormente se extrae la muestra del envase, y se

lleva al equipo de RMN, de donde se obtendrá la distribución de T_2 correspondiente a la invasión y desplazamiento de los fluidos presentes en la muestra.

- e) Se repite la secuencia de acuerdo a las secciones c) y d) para una nueva velocidad. Este proceso se efectúa unas 4 ó 5 veces, a fin de evaluar los diferentes estados de invasión y desplazamiento de agua y crudo respectivamente en el medio poroso a través de la respuesta de RMN, reflejada en la curva de distribución de T_2 .

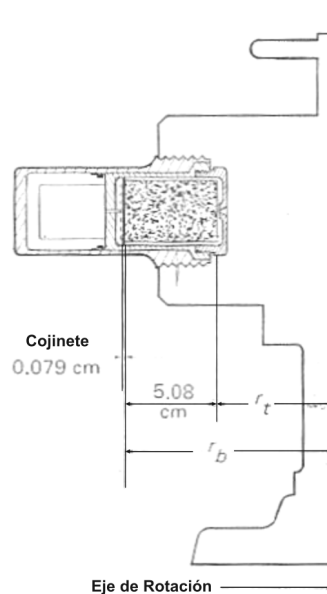


Figura 4.11- Muestra dispuesta en rotor para saturación

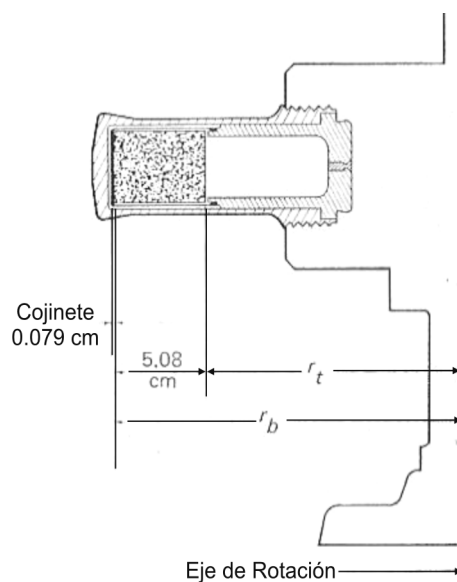


Figura 4.12- Muestra saturada dispuesta para desplazamiento del fluido saturante

El análisis del efecto de invasión de agua en el tapón saturado con crudo se efectúa, comparando entre si las distribuciones T_2 de los diferentes desplazamientos del crudo por el agua. Adicionalmente, estas curvas se comparan con la distribución T_2 del crudo libre o “en bruto” y la del crudo que satura totalmente la muestra de roca. Los resultados se muestran en el capítulo 5.

El análisis del efecto de invasión de agua en el tapón saturado con crudo se efectúa, comparando las distribuciones T_2 de los diferentes desplazamientos del crudo por agua entre si; junto con la distribución T_2 del crudo libre o “en bruto” y la del crudo en el medio poroso. Los resultados se muestran en el capítulo 5.

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos a partir de las mediciones realizadas con Resonancia Magnética Nuclear (RMN), para la estimación de propiedades petrofísicas y la interacción roca-fluido (porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y presión capilar); así como la identificación de Petrofacies de las muestras pertenecientes a las unidades Nar-5 y KP del miembro Naricual Inferior, Campo Santa Bárbara.

5.1 POROSIDADES Y SATURACIÓN IRREDUCIBLE POR RMN

5.1.1 Porosidad unidad Nar-5

Los valores de porosidad obtenidos a partir de las mediciones por RMN respecto a la porosidad por gravimetría (peso), presentan una correlación de casi 100% ($R = 98,6\%$), debido al valor del coeficiente de determinación R^2 tal como se muestra en la figura 5.1. Este resultado muestra la validez de la tecnología de RMN para calcular porosidad absoluta.

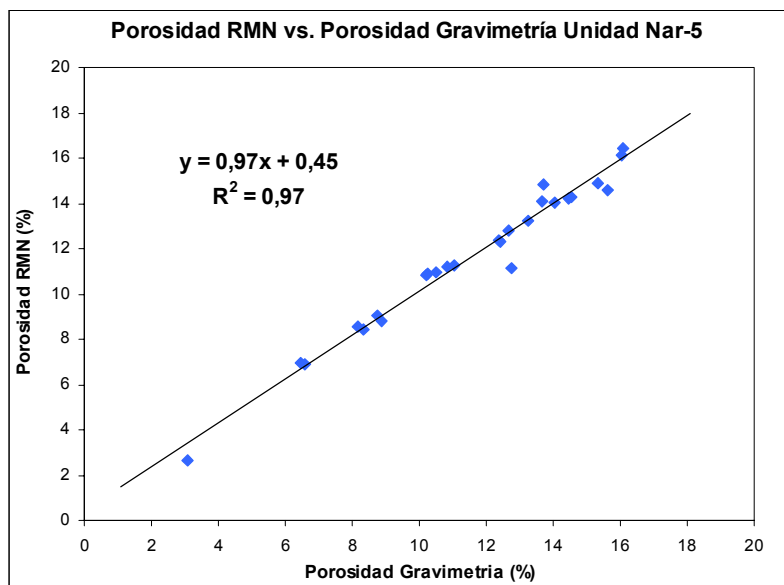


Figura 5.1- Relación entre porosidad RMN y porosidad por gravimetría, unidad Nar-5

La relación entre porosidad RMN y porosidad convencional determinada con porosímetro de aire, presenta un coeficiente de determinación $R^2 = 0,86$ (ver figura 5.2). Este resultado relacionado con la dispersión de algunos valores de porosidad, posiblemente se deba a que la porosidad convencional se determina de manera indirecta

mediante relaciones empíricas cuyo resultado depende del flujo de gas inyectado sobre la muestra (Ávila, 2002), a una presión de sobrecarga de 5000 lpc (OMNI, 2001).

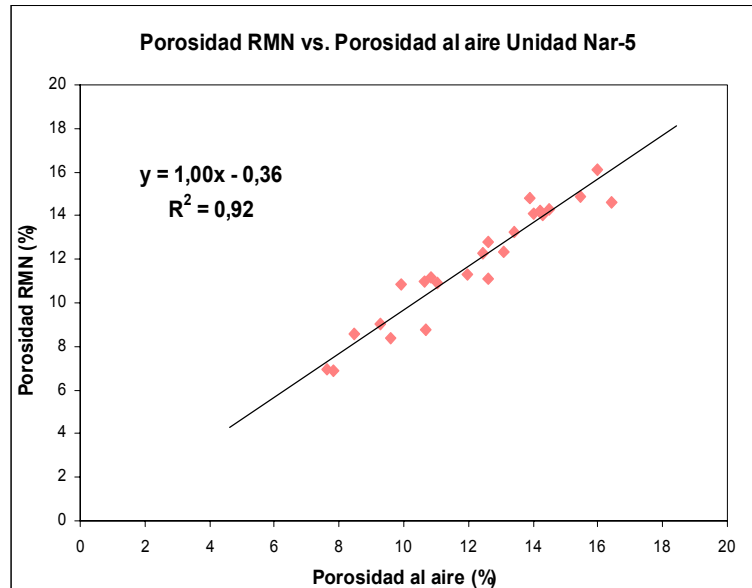


Figura 5.2- Relación entre porosidad RMN y porosidad convencional, unidad Nar-5

Adicionalmente, se obtuvo la relación entre la porosidad por gravimetría y la porosidad convencional como se exhibe en la figura 5.3.

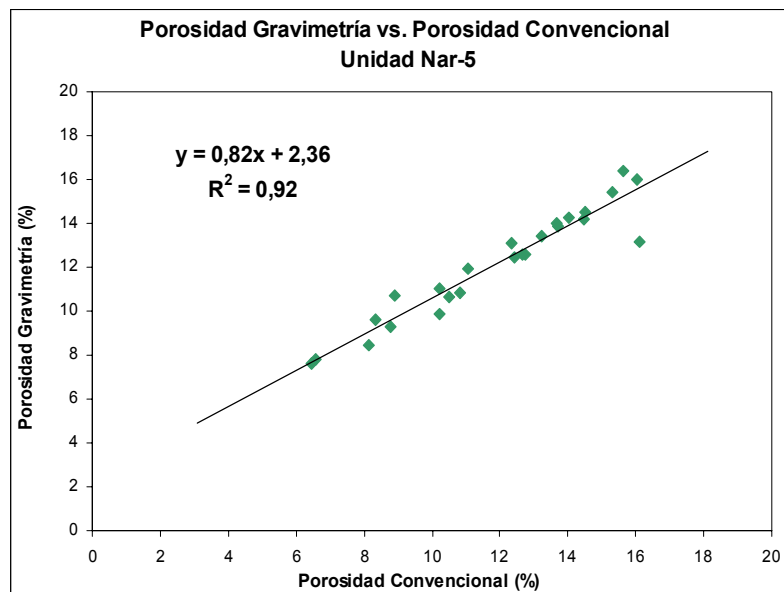


Figura 5.3- Relación entre porosidad por gravimetría y convencional, unidad Nar-5

En la tabla 5.1, se presentan los valores máximo, mínimo y promedio de porosidad para las muestras de la unidad Nar-5, por cada uno de los métodos mencionados. Los valores de porosidad para todas las muestras se muestran en el apéndice D.

Tabla 5.1- Rangos de porosidad para las muestras de la unidad Nar-5

<i>Unidad</i>	Porosidad	RMN (%)	Gravimetría (%)	Convencional (%)
Nar-5	Máxima	16,43	16,10	16,42
Nar-5	Promedio	11,61	11,54	12,07
Nar-5	Mínima	2,65	3,07	7,62

5.1.2 Saturación de agua irreducible, unidad Nar-5

Tal como se mencionó en la sección 4., del capítulo 4; las muestras fueron llevadas a condición de saturación de agua irreducible (Sw_{irr}), drenándolas a una presión de 100 lpca, en concordancia con los análisis convencionales a que fueron sometidas en los laboratorios OMNI (OMNI, 2001).

Los resultados de Sw_{irr} presentan una correlación casi perfecta de $R = 99,86\%$, en virtud del coeficiente R^2 obtenido, tal como se muestra en la figura 5.4. Este resultado valida en este caso también, la utilización de las mediciones por RMN para la determinación de esta propiedad petrofísica.

De la figura 5.4 se observa que la mayoría de las muestras presentan valores relativamente bajos de Sw_{irr} ($< 30\%$) y sólo unas pocas muestran valores altos de Sw_{irr} ($> 62\%$); sin que hayan muestras con valores intermedios entre estos rangos. Ello es indicativo de que la mayoría de las muestras analizadas para esta unidad poseen una calidad de roca favorable para la migración de fluidos. En el apéndice E se exhiben los valores de saturación de agua irreducible para esta unidad.

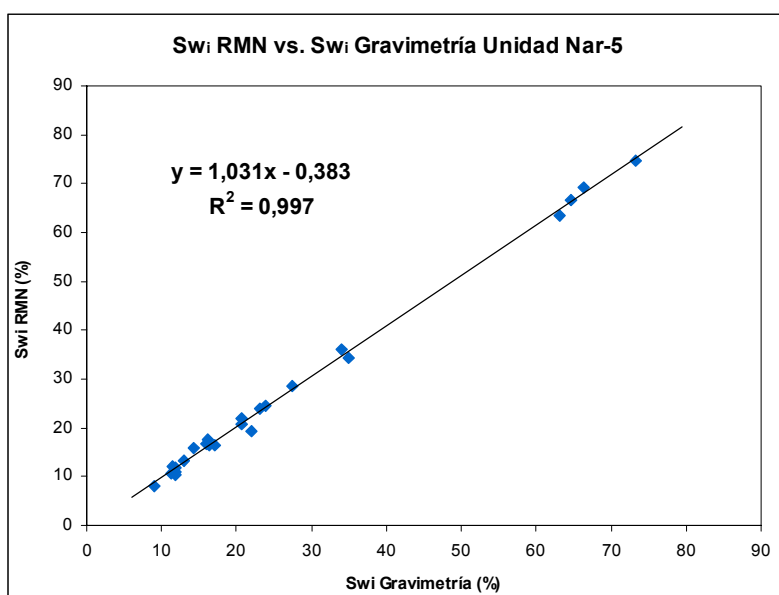


Figura 5.4- Relación entre Swi RMN y Swi por gravimetría, unidad Nar-5

5.1.3 Porosidad unidad KP

La relación de porosidad por RMN contra porosidad por gravimetría se exhibe en la figura 5.5. En este caso, se obtuvo al igual que para la unidad Nar-5 un coeficiente R^2 cercano a 1; corroborándose de esta forma la ventaja de la tecnología RMN en la determinación de la porosidad.

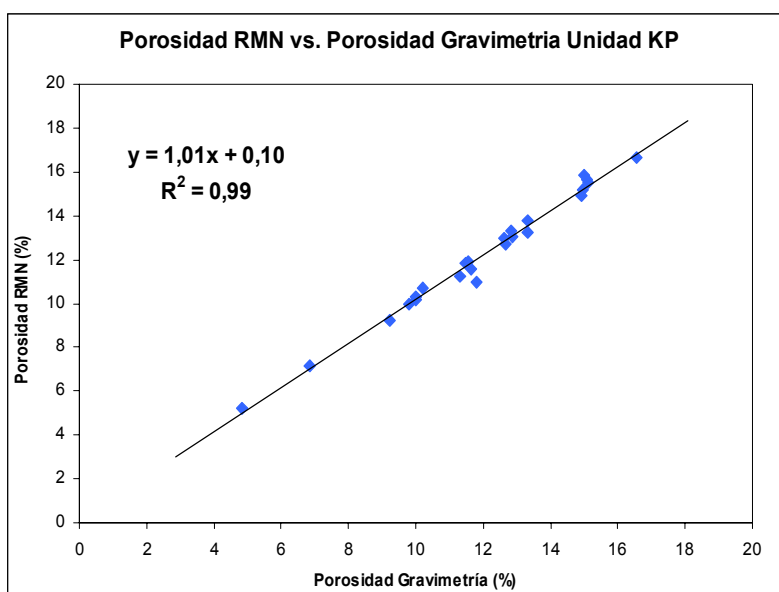


Figura 5.5- Relación entre porosidad RMN y porosidad por gravimetría, unidad KP

Se presenta también la relación entre porosidad RMN y porosidad convencional (porosímetro de aire) en la figura 5.6. El valor de $R^2 = 0,70$ sugiere que la diferencia entre los valores de porosidad debido a el error inducido por medición indirecta en base a relaciones empíricas con el porosímetro de aire, afectó de forma determinante esta relación, comparada con la obtenida para la unidad Nar-5.

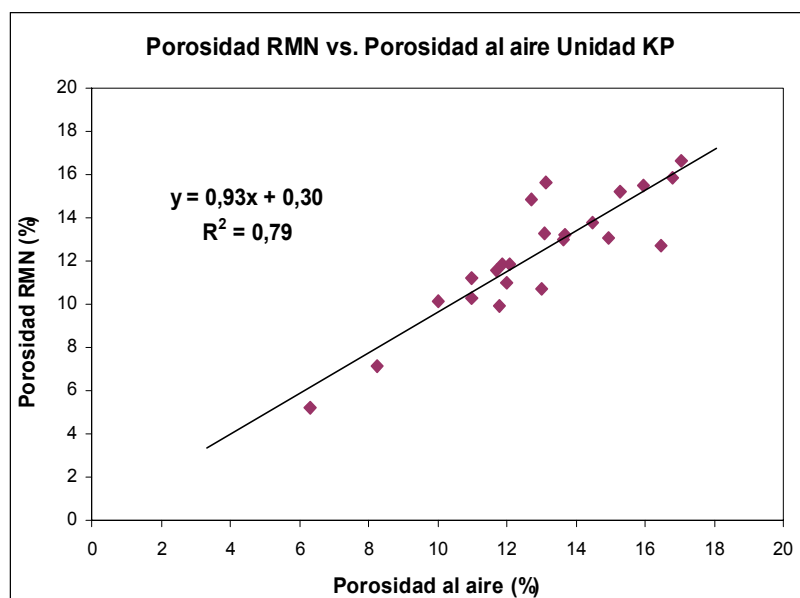


Figura 5.6- Relación entre porosidad RMN y porosidad convencional, unidad KP

También se presenta la relación entre porosidad por gravimetría y la porosidad convencional (ver figura 5.7). El valor del coeficiente R^2 , similar al mostrado en la figura 5.6 indica posiblemente, que la discrepancia entre estos valores de valores de porosidad esté vinculada con la determinación realizada para obtener la porosidad convencional, como se mencionó anteriormente.

En la tabla 5.2 se exhiben los rangos de valores de porosidad para la unidad KP. En el apéndice D se exhiben los valores de porosidad correspondientes a esta unidad.

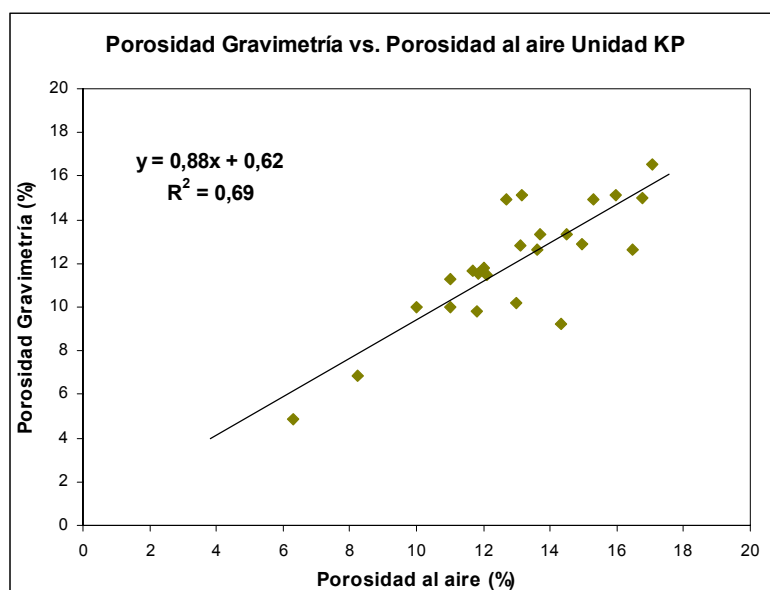


Figura 5.7- Relación entre porosidad por gravimetría y porosidad convencional

Tabla 5.2- Rangos de valores de porosidad para las muestras de la unidad KP

Unidad	Porosidad	RMN (%)	Gravimetría (%)	Convencional (%)
KP	Máxima	16,67	16,55	17,07
KP	Promedio	12,21	12,00	12,94
KP	Mínima	5,18	4,85	6,31

5.1.4 Saturación de agua irreducible, unidad KP

Se muestran adicionalmente, los resultados entre la saturación de agua irreducible por RMN y Gravimetría (peso) en la figura 5.8; previo drenaje de las muestras a una presión de 100 lpca en el plato poroso. El coeficiente R^2 correspondiente indica (al igual que para la unidad Nar-5) una correlación casi perfecta de 99,93% entre los valores obtenidos. Aunque la mayoría de las muestras se sitúan un rango relativamente bajo de Sw_{irr} , se presenta una cierta continuidad de valores desde los más bajos hasta los más altos, como puede verse en la gráfica correspondiente. Esto sugiere la presencia de muestras con calidad de roca distinta; donde las muestras con calidad intermedia e

inferior están en el rango de valores mayores o iguales a 34% de Sw_{irr} , mientras las superiores están por debajo del 25% de Sw_{irr} .

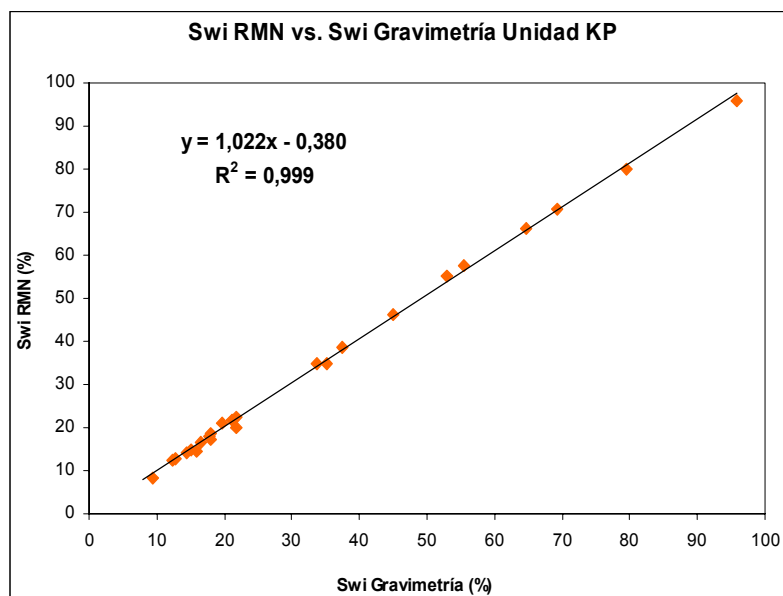


Figura 5.8- Relación entre Sw_i RMN y Sw_i por gravimetría, unidad KP

5.2 DETERMINACIÓN DE $T_{2-CORTE}$, FFI, BFV Y T_{2M-LOG}

Luego de ser obtenida la distribución de los tiempos de relajación T_2 para las muestras a condición de 100% Sw y a $\%Sw_{irr}$, se procedió a calcular los valores de $T_{2-CORTE}$, T_{2M-LOG} , FFI (índice de fluido libre) y BFV (volumen de fluido ligado). Con estos dos últimos parámetros se puede cuantificar la cantidad de fluido producible y además, estimar la permeabilidad para las unidades Nar-5 y KP. Para determinar el $T_{2-CORTE}$, se utilizó el método descrito en la sección 2.4.3 del capítulo 2; y para el T_{2M-LOG} , el método descrito en el apéndice C, para cada muestra. En las tablas 5.3 y 5.4, se muestran los valores obtenidos para estos parámetros, correspondientes a las unidades Nar-5 y KP respectivamente.

En el caso de la muestra 156 en la tabla 5.3, el valor de Sw_{irr} -RMN difirió en más de un 30%, con respecto al valor de Sw_{irr} por gravimetría, por lo cual se decidió omitir este valor.

Tabla 5.3- Valores de $T_{2\text{-CORTE}}$, $T_{2\text{M-LOG}}$, BFV y FFI para la unidad Nar-5

Pozo	Muestra	$T_{2\text{-CORTE}}$ (ms)	$T_{2\text{M-LOG}}$ (ms)	BFV (%)	FFI (%)
124	42	40,78	88,59	9,95	90,05
124	46	69,72	144,00	16,01	83,99
124	50	36,91	104,01	14,96	85,04
124	54	51,37	88,52	20,09	79,91
124	59	32,97	63,56	19,25	80,75
124	62	68,67	114,77	23,76	76,24
125	129	48,15	102,80	10,32	89,68
125	143	19,41	63,12	15,73	84,27
125	145	14,26	44,14	22,46	77,54
125	157	45,19	107,98	7,57	92,43
125	163	68,50	151,11	9,75	90,25
125	166	20,43	39,11	19,10	80,90
125	172	53,12	134,50	10,23	89,77
125	191	68,21	23,09	61,89	38,11
129	129	45,42	90,01	10,80	89,20
129	133	29,26	44,95	14,11	85,89
129	140	33,03	110,27	11,65	88,35
129	141	49,57	26,56	68,97	31,03
129	146	65,88	77,90	34,33	65,67
129	152	36,04	14,18	72,80	27,20
129	154	105,43	8,40	64,73	35,27
129	156	*	4,62	*	*
129	163	40,89	23,51	63,79	36,21
129	180	36,69	49,91	24,93	75,07
129	181	31,34	46,93	23,00	77,00
129	187	36,56	65,70	14,01	85,99

*Nota: No fue posible obtener el valor de $Sw_{\text{irr-RMN}}$, del cual se derivan estos parámetros.

Tabla 5.4- Valores de T₂-CORTE, T_{2M}-LOG, BFV y FFI para la unidad KP

Pozo	Muestra	T ₂ -CORTE (ms)	T _{2M} -LOG (ms)	BFV (%)	FFI (%)
124	69	27,17	79,63	19,03	80,97
124	80	54,41	101,04	18,48	81,52
124	84	41,63	40,31	43,47	56,53
124	89	39,95	59,96	34,31	65,69
124	95	49,83	32,05	65,67	34,33
124	99	63,82	42,58	53,23	46,77
124	102	68,72	28,57	70,12	29,88
124	123	69,23	149,83	14,10	85,90
124	133	118,24	118,67	37,82	62,18
124	142	66,16	115,03	20,65	79,35
124	145	52,48	65,30	31,46	68,54
124	189	70,24	141,15	16,57	83,43
124	202	111,37	77,32	54,33	45,67
124	203	248,49	120,06	79,71	20,29
124	206	223,05	192,65	95,95	4,05
124	211	122,23	227,51	19,82	80,18
124	227	46,38	80,33	16,75	83,25
125	203	69,96	141,72	12,62	87,38
125	235	41,71	82,52	12,66	87,34
125	255	76,95	162,56	16,29	83,71
125	261	53,15	112,50	16,11	83,89
125	280	66,22	172,18	13,99	86,01
125	298	47,43	96,71	6,43	93,57
125	303	68,58	141,73	11,73	88,27

5.3 PERMEABILIDAD RMN

La estimación de permeabilidades se realizó utilizando ecuaciones empíricas en las cuales se involucran los parámetros FFI, BFV, ϕ_{RMN} y el T_{2M-LOG} . Dichas ecuaciones son las de Schlumberger-Doll Research (SDR) (Ec. 2.16), Timur – Coates (Ec. 2.17) y Timur modificado (Ec. 2.18). Los valores arrojados por estas ecuaciones se relacionaron con los obtenidos por ensayos convencionales con permeámetro de aire (CMS-300) a presión de sobrecarga de 5000 lpc (OMNI, 2001).

Las relaciones entre valores RMN y convencionales se representan mediante una curva de ajuste, de carácter lineal por lo general. Con esta representación se busca ajustar los parámetros de las ecuaciones de permeabilidad, para que la relación sea lo más directa posible. Esta condición se alcanza cuando se logra un ajuste que produzca una ecuación de la recta de ajuste, cuya pendiente y coeficiente de determinación R^2 estén lo más cercano posible a la unidad. Inicialmente se ajustan los parámetros exponenciales de las ecuaciones, dejando fijo el factor premultiplicador de éstas. Esto en virtud de que dicho parámetro sirve para modificar la magnitud de los valores RMN, sin que influya en la correlación de éstos con los convencionales. Para efectuar la regresión se utilizó la herramienta *solver* del paquete Excel, utilizando como valores iniciales los mencionados en las secciones 2.10, 2.11 y 2.12. Una vez obtenidos los parámetros exponenciales de las ecuaciones, se ajusta el factor premultiplicador hasta lograr la condición mencionada anteriormente entre el coeficiente R^2 y la pendiente de la recta.

5.3.1 Permeabilidad unidad Nar-5

Los resultados para la unidad Nar-5 se muestran en las figuras 5.9, 5.10 y 5.11. Los modelos de permeabilidad que mejor reproducen los valores convencionales son los de Timur-Coates y el de SDR, debido a los valores de las pendientes de las rectas de ajuste ($m = 1$ para ambos modelos); y los coeficientes R^2 de las ecuaciones de ajuste (0.81 y 0.80 respectivamente). El coeficiente de determinación para el modelo de Timur-Coates modificado ($R^2 = 0.79$), aunque no difiere ampliamente del correspondiente a los otros modelos, proviene de un ajuste de datos que posee mayor dispersión en sus valores. Esto último se refleja en el término independiente de la recta de ajuste de la correlación Timur-Coates modificado contra valores convencionales (ver fig. 5.11). En términos del

porcentaje de correlación entre los valores, el modelo de Timur-Coates es el que representa la mejor aproximación para la estimación de permeabilidad, dado su valor de $R = 90.0\%$. Las correlaciones obtenidas sugieren que la permeabilidad está influenciada de forma similar por el tamaño del poro (T_{2M-LOG}), la razón entre los fluidos libre e irreducible (FFI/BFV), y la fracción de fluido irreducible (BFV) que poseen las muestras de roca. Es decir, estos modelos pueden reproducir de forma casi equivalente, los valores de permeabilidad obtenidos por métodos convencionales. En el apéndice G se muestran los valores de permeabilidad tanto convencional como por RMN para esta unidad. En la tabla 5.5 se muestran los parámetros de las ecuaciones de permeabilidad RMN. Cabe destacar, que se suprimieron valores para cada uno de los modelos de permeabilidad, los cuales se alejaban ostensiblemente de la tendencia obtenida entre dichos modelos y los valores convencionales.

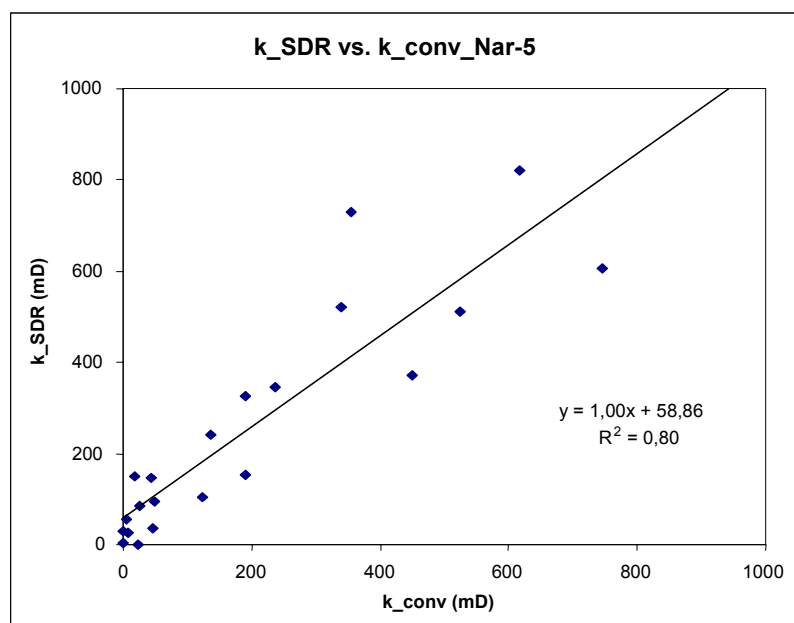


Figura 5.9- Correlación entre permeabilidad SDR y convencional, unidad Nar-5

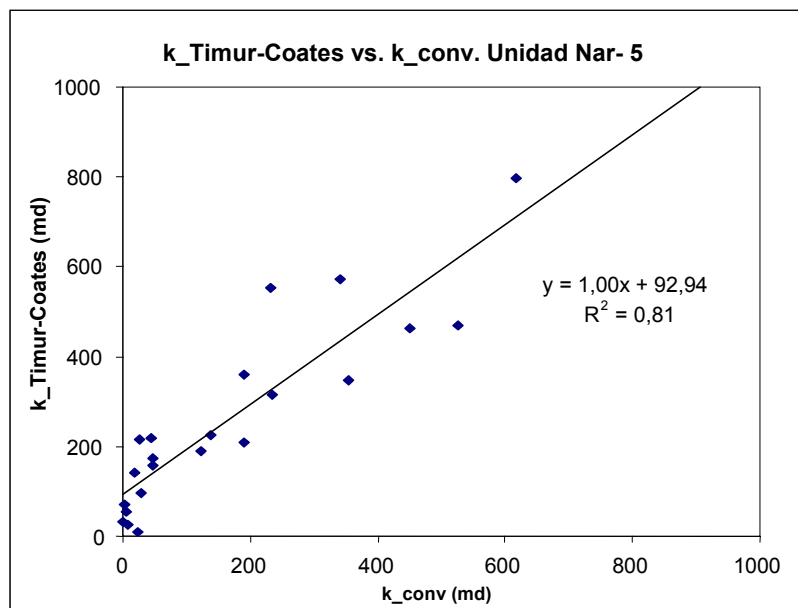


Figura 5.10- Correlación entre permeabilidad Timur-Coates y convencional, unidad Nar-5

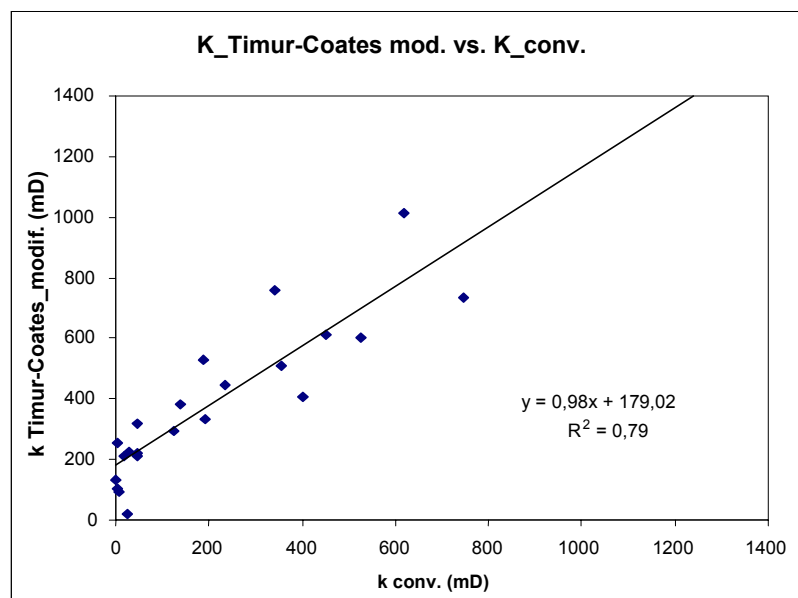


Figura 5.11- Correlación entre permeabilidad Timur-Coates modificado y convencional, unidad Nar-5

Tabla 5.5 Coeficientes obtenidos de los modelos de permeabilidad. Unidad Nar-5

Unidad	Coeficientes	SDR	Timur Coates	Timur modificado
Nar-5	a	3,06	920,00	50000
	b	1,05	1,17	1,40
	c	1640,00	0,79	0,67

Cabe mencionar, que una posible causa por la cual las ecuaciones de ajuste presenten una dispersión alta respecto al valor de la pendiente; así como valores del coeficiente R^2 por debajo de 0.80, se deba a que la determinación de permeabilidad convencional está afectada por cálculos indirectos. Dichos cálculos están basados en modelos de permeabilidad como los de Darcy o Klinkenberg (Ávila D., 2002). Adicionalmente, la determinación de permeabilidad RMN proviene de correlaciones empíricas, y no de una medición directa del equipo sobre los fluidos que contenga la muestra analizada. Por ello, la relación entre permeabilidad RMN y convencional (permeámetro de aire), presentará siempre una relativa diferencia entre sus valores reportados.

5.3.2 Permeabilidad unidad KP

Para la unidad KP, se muestran los resultados entre los diferentes modelos de permeabilidad y los valores convencionales, como se observa en las figuras 5.12, 5.13 y 5.14. Contrario a lo sucedido con la unidad Nar-5, se obtuvo un modelo de permeabilidad que reprodujera valores más aproximados a los obtenidos con permeámetro de aire. Dicho modelo resultó ser el de Timur-Coates (Fig. 5.13), en virtud del coeficiente de determinación ($R^2 = 0.84$) y su porcentaje de correlación asociado de $R = 91.7\%$, junto con el valor de la pendiente de la recta de ajuste ($m = 1.00$). Al igual que para la unidad Nar-5, se suprimieron datos que aumentaban la dispersión de los valores obtenidos por las ecuaciones de ajuste implementadas.

El modelo de Timur modificado puede reproducir también los valores de permeabilidad convencional, gracias a los valores de ajuste expresados en la pendiente y el coeficiente R^2 correspondiente (1.00 y 0.82 respectivamente). No obstante, el valor del término independiente de la recta de ajuste disminuye la calidad de la correlación obtenida.

Con respecto a la correlación obtenida con el modelo SDR, la misma presenta una ecuación de ajuste y coeficiente R^2 con valores relativamente alejados de los deseados en una correlación lineal ($m \approx 1.00$ y $R^2 \geq 0.80$). Por ello, se descarta este modelo como un estimador de permeabilidad conveniente para las muestras de esta unidad KP.

Estos resultados, junto con los obtenidos para la unidad Nar-5, indican que los modelos de permeabilidad RMN constituyen una aproximación adecuada para la estimación de esta propiedad con respecto a los valores obtenidos por métodos convencionales, para muestras de roca. Las diferencias presentadas entre los resultados obtenidos por RMN y permeámetro de aire posiblemente se deban a la determinación indirecta de permeabilidad, tal como se mencionó en 5.3.1. En la tabla 5.6 se exhiben los valores de las constantes a, b y c de las ecuaciones correspondientes a los modelos utilizados y en el apéndice G, se muestran los valores de los 3 modelos de permeabilidad utilizados, y los valores convencionales para la unidad KP.

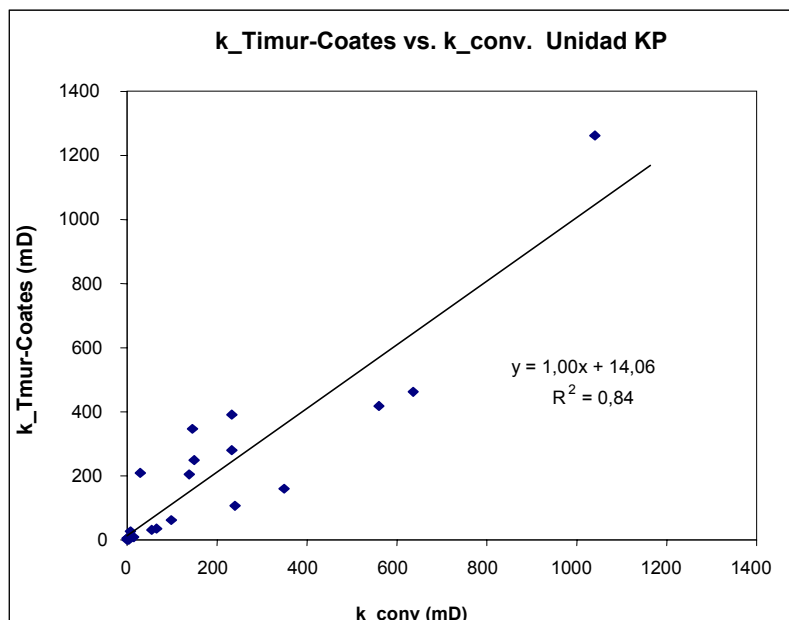


Figura 5.12 Correlación entre permeabilidad Timur-Coates y convencional, unidad KP

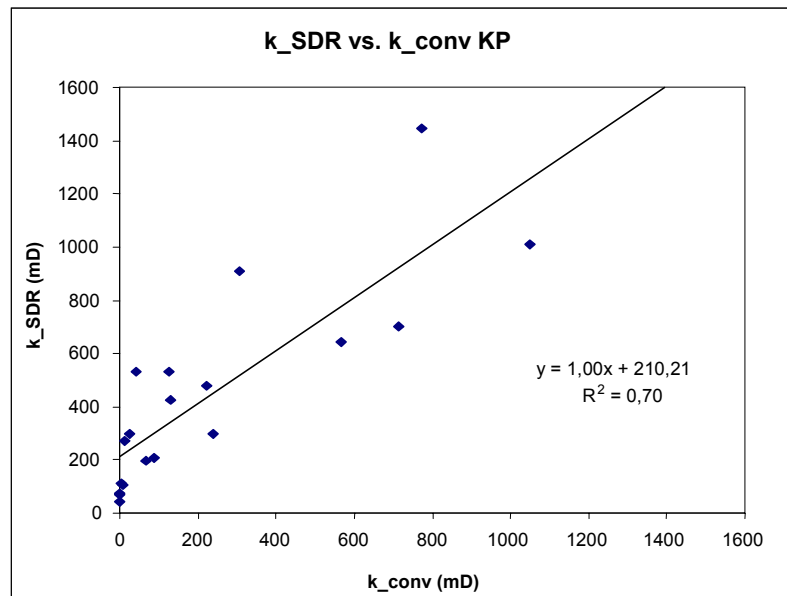


Figura 5.13 Correlación entre permeabilidad SDR y convencional, unidad KP

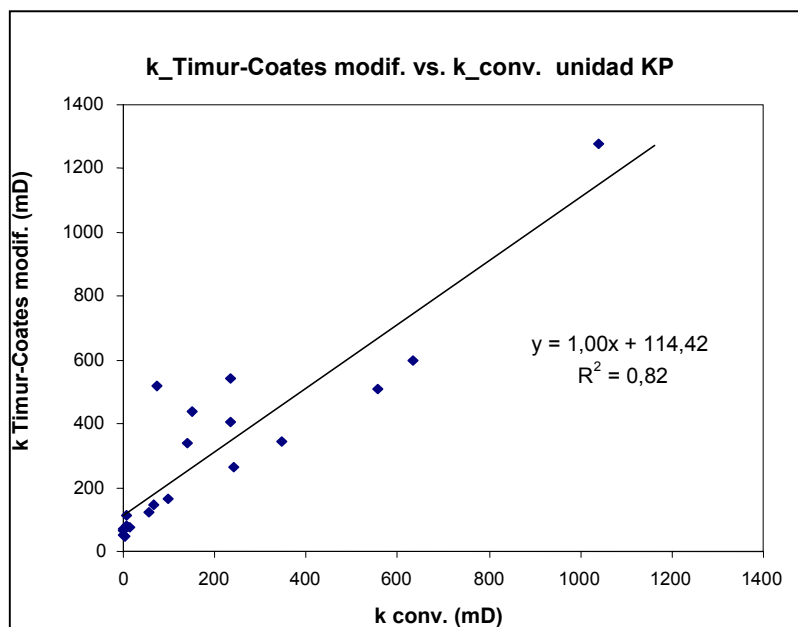


Figura 5.14 Correlación entre permeabilidad Timur-Coates modificado y convencional, unidad KP

Tabla 5.6- Coeficientes obtenidos de los modelos de permeabilidad. Unidad KP.

Unidad	Coeficientes	SDR	Timur Coates	Timur-Coates_mod.
KP	a	-0,35	17,6	7400
	b	1,57	-1,43	-0,40
	c	0,15	1,82	1,35

5.4 DETERMINACIÓN DE T_{2-CORTE} CARACTERÍSTICO

La determinación del T_{2-CORTE} para una formación o para una unidad de flujo, es uno de los requerimientos de mayor importancia, en la evaluación de campo por medio de RMN. A partir del cálculo de dicho parámetro, es posible conocer la cantidad de fluido libre (FFI) y de fluido ligado o irreducible (BFV) que posee la unidad o formación sometida a este análisis. Ello permite conocer o corregir los valores de estos parámetros, cuando se asigna el T_{2-CORTE} de 33 ms para areniscas o de 90 – 100 ms para carbonatos en los registros de RMN corridos en campo. Un valor de T_{2-CORTE} que sea mayor o menor que el característico para el intervalo de estudio, puede conducir a una subestimación o sobreestimación de la cantidad de fluidos producibles que posea el intervalo bajo estudio. Este hecho es resaltante en el cálculo de reservas, ya que la determinación de esta cantidad, involucra la porosidad efectiva (ϕ_E), la cual equivale al índice de fluido libre (FFI). Por lo tanto, la determinación del T_{2-CORTE} es un aspecto de vital importancia para la caracterización del yacimiento, por su versatilidad para cuantificar el volumen de hidrocarburos para el modelaje y desarrollo del mismo. En las figuras 5.15 y 5.16 se presentan los T_{2-CORTE} característicos de las unidades Nar-5 y KP.

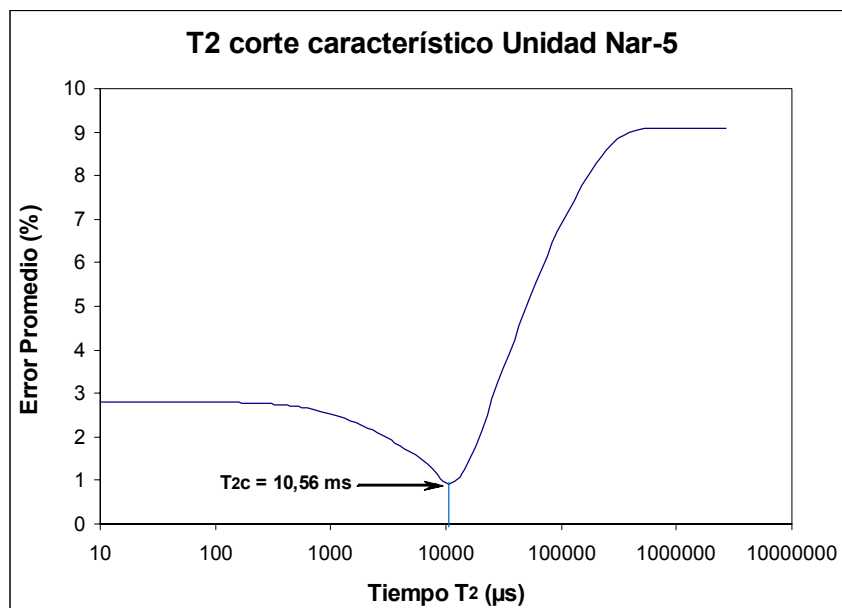


Figura 5.15- $T_{2-CORTE}$ característico unidad Nar-5

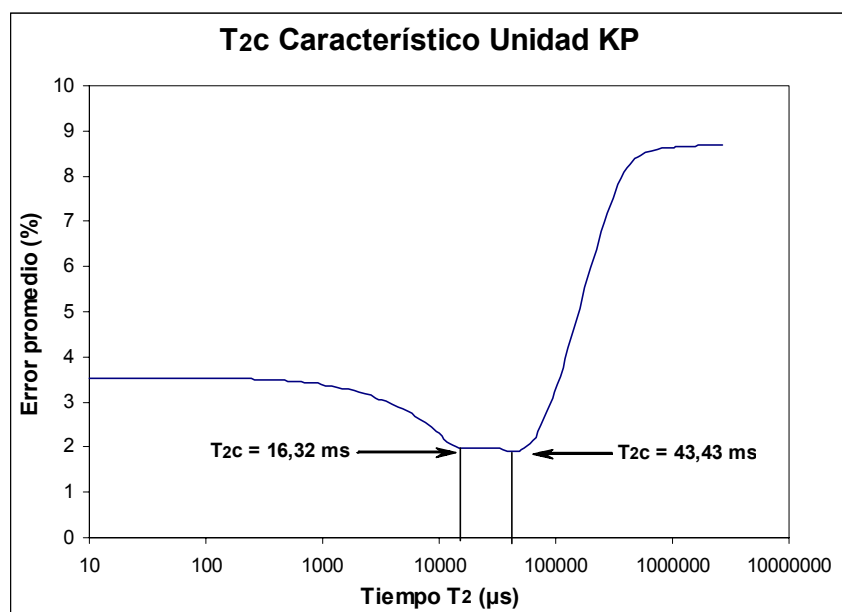


Figura 5.16- $T_{2-CORTE}$ característico unidad KP

Como se observa en la figura 5.16, se presentan dos subdivisiones del valor de $T_{2-CORTE}$ característico de la unidad KP. Esto sugiere que el conjunto de muestras seleccionadas de los pozos SBC-124 y SBC-125 pertenecientes a esta unidad, contiene 2 grupos con todas las Petrofacies, en los cuales se solapa la diferencia promedio entre el BFV y la

porosidad para el tiempo T_i (ver apéndice H). Para desagrupar el conjunto de muestras, se listaron los rangos mínimo y máximo de T_2 para todas las muestras de acuerdo a su petrofacies, lográndose separar 2 subgrupos de muestras en la unidad KP. En cada subgrupo está presente al menos una muestra de cada Petrofacies. Este resultado se muestra en la figura 5.17.

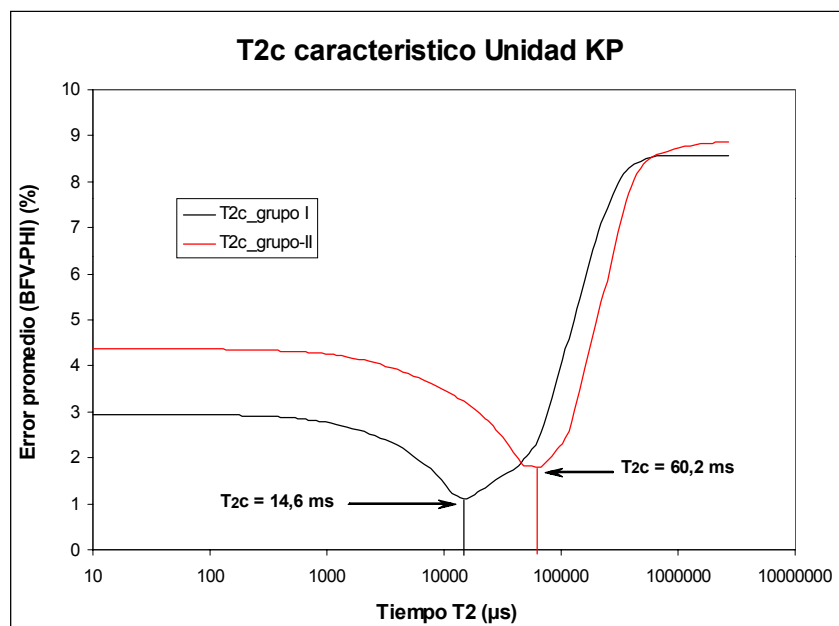


Figura 5.17- Curvas de $T_{2-CORTE}$ característico, unidad KP

La curva de $T_{2-CORTE}$ correspondiente al grupo I de muestras, incluye muestras del pozo SBC-124 y todas las del SBC-125, mientras que la del grupo II sólo posee muestras del pozo SBC-124. La presencia de dos curvas con valores de $T_{2-CORTE}$ característico, distintos para cada una de ellas, refuerza la hipótesis de que en las muestras analizadas correspondientes a la unidad KP, están presentes dos subconjuntos o grupos con calidad de roca distinta. En el apéndice H, se describe la metodología para obtener el $T_{2-CORTE}$ característico para una o varias muestras.

5.5 IDENTIFICACIÓN DE PETROFACIES

El modelo de calidad de roca por petrofacies de los yacimientos presentes en la Formación Naricual, Campo Santa Bárbara, ha sido determinado con antelación a este estudio por RMN y análisis especiales. El modelo petrofísico de los Campos Santa Bárbara y Pirital (Porras *et al*, 2000), el cual comprende la Formación Naricual y el intervalo Cretácico, indica que el radio de garganta poral que domina al flujo, es aquél correspondiente a una saturación de mercurio del 45%. Mediante la utilización de los métodos del ápice y de comparación directa, descritos en las secciones 3.3.1 y 3.3.2 respectivamente, se busca conocer la ecuación de Pittman que mejor representa las petrofacies para las unidades Nar-5 y KP de la Formación Naricual Inferior. Adicionalmente, se mostrarán los resultados obtenidos a partir de datos de RMN para sustentar el modelo de calidad de roca identificado mediante datos convencionales para las unidades antes mencionadas. A continuación se muestran estos resultados para cada unidad de la Formación Naricual Inferior.

5.4.1 Petrofacies unidad Nar-5

Con los datos de presión capilar (P_c) y saturación de mercurio (SHg), se construyó la gráfica de SHg/P_c vs. SHg (ver figura 5.18), tal como se menciona en la sección 3.3.1. Con los valores correspondientes al ápice de las curvas, se trazó la recta de tendencia lineal que mejor se ajustara a dichos valores. Este ajuste se efectuó utilizando el método de mínimos cuadrados, cambiando la variable de minimización. Generalmente, el ajuste lineal busca minimizar la diferencia entre el valor y_i y el obtenido de la recta, y_j . Para este caso, por el contrario, es de interés obtener el error mínimo en el valor x_i y el valor de ajuste x_j . La metodología de este ajuste lineal con respecto a x , desarrollada por Ávila (2002) se explica en el apéndice I.

De la figura 5.18, se observa que el valor de saturación obtenido en el corte de la recta en el eje de las abscisas es de 43.5%, el cual difiere en un 8% del resultado obtenido en la evaluación petrofísica de los campos Santa Bárbara y Pirital, para la Formación Naricual.

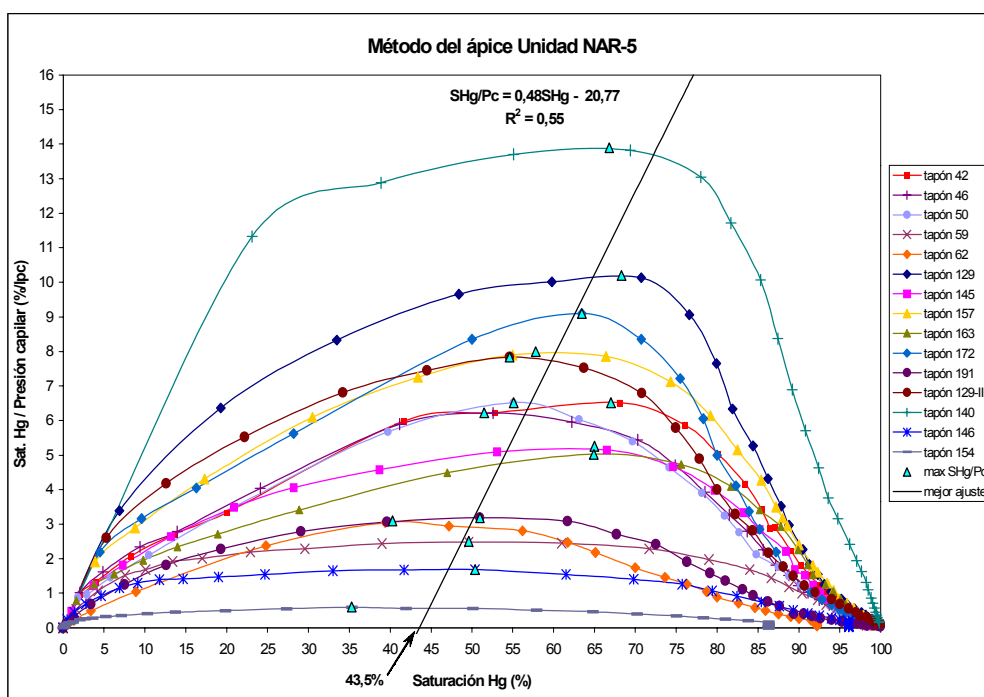


Figura 5.18 Método del ápice para muestras con inyección de Hg, unidad Nar-5

El resultado que se consigue con el método del ápice puede variar en $\pm 5\%$, ya que éste sólo señala una tendencia predominante del valor de saturación de mercurio, para el cual se escoge la ecuación de Pittman que mejor represente el radio de garganta poral. Por ello, se utilizó el método de comparación directa (sección 3.3.2) a fin de obtener la mejor correlación entre las ecuaciones de Pittman y los datos obtenidos por pruebas de inyección de mercurio. La ecuación a utilizar será aquella cuya correlación de valores con los de la ecuación de Washburn (ec. 3.1), produzca una recta de tendencia lineal, con pendiente y coeficiente de determinación R^2 que estén más cercanos o sean iguales a la unidad ($m = 1.00$; $R^2 \approx 1.00$).

En la figura 5.19 se observan las distintas correlaciones lineales entre el radio de garganta de la ecuaciones de Pittman para varias saturaciones, y el radio de garganta calculado a partir de curvas de presión capilar por inyección de mercurio para cada una de las muestras. Aunque los coeficientes R^2 no difieren apreciablemente entre sí para la mayoría de las correlaciones, se presenta una recta de ajuste con pendiente igual a la unidad. Dicha recta corresponde a una saturación de mercurio del 40%, valor que difiere del propuesto en la evaluación petrofísica del campo Santa Bárbara, para la Formación Naricual.

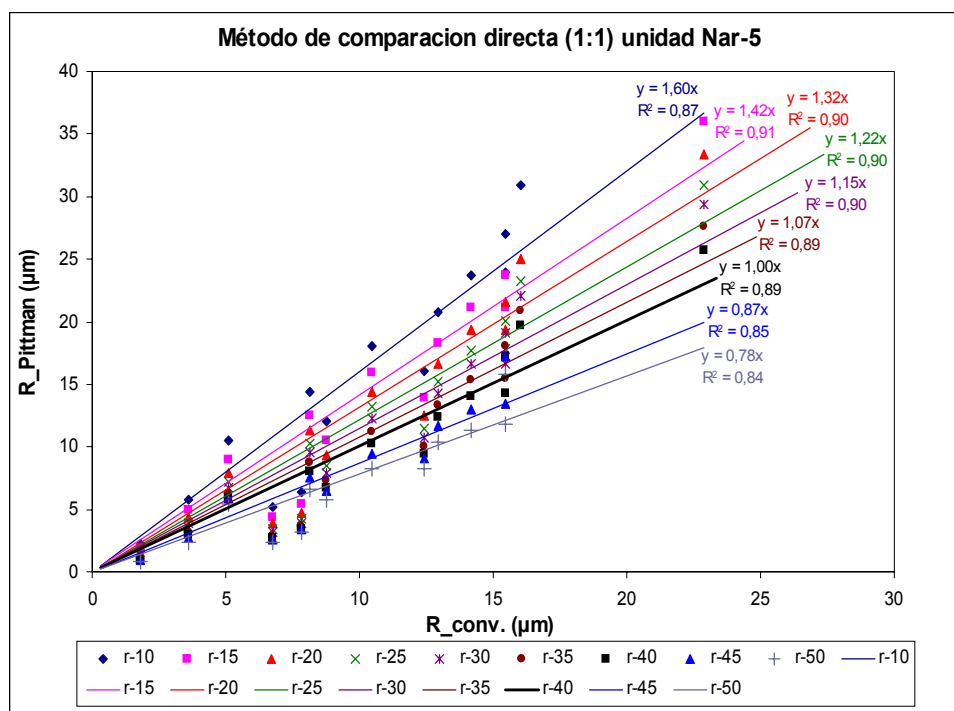


Figura 5.19 Método de comparación directa, muestras con inyección de Hg.
Unidad Nar-5

Estos resultados son susceptibles de ser confirmados, mediante la utilización de los datos de RMN, para las muestras correspondientes a esta unidad. Con ello se pretende evaluar la aplicabilidad de la tecnología de RMN para la determinación de Petrofacies.

5.4.2 Método del ápice con datos RMN sin corregir

De acuerdo con lo mencionado en la sección 4.8, es posible obtener a partir del tiempo de la distribución T_2 de una muestra, valores de presión capilar equivalentes a los que se obtendrían si se construyera la curva de P_c vs. Sw a partir de los datos de inyección de mercurio con los parámetros correspondientes. Además se ha demostrado que las curvas de presión capilar pueden relacionarse con las curvas de distribución acumulada de T_2 (Volokitin *et al*, 1999). Esto sugiere que es posible obtener una gráfica de SHg/P_c vs. P_c (método del ápice) con los datos provenientes de mediciones de RMN.

Utilizando las ecs. 4.6, 4.11 y 4.12, en conjunto con los parámetros de la tabla 3.2 y los valores de T_2 para cada muestra; se construyeron las curvas correspondientes al método del ápice con datos de RMN. Con esta metodología se hace la conversión de los valores de T_2 a P_c y de SHg a Sw , sin restricción al rango de valores de P_c .

La gráfica del método del ápice así obtenida, no presenta correcciones a los valores de P_c , aunque estos no representen valores reales. Este método sirve como un indicador tentativo del valor de SHg, a partir del cual se escogerá la ecuación de Pittman que mejor represente el radio de garganta poral del sistema interconectado de poros de la roca. En la figura 5.20 se muestran las curvas obtenidas de datos RMN sin corregir.

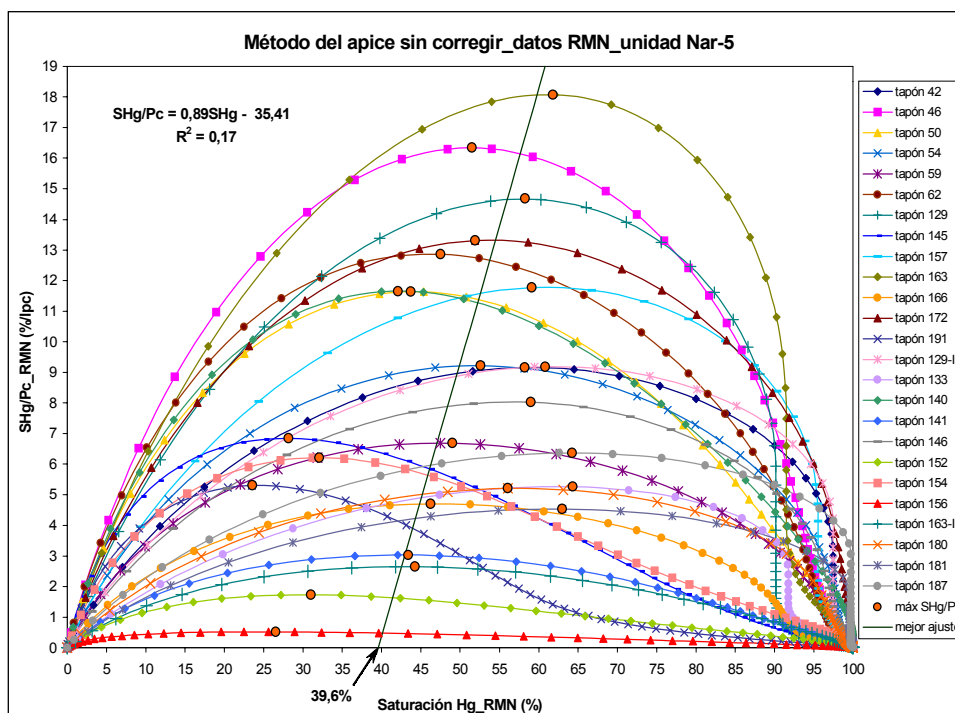


Figura 5.20 Método del ápice con datos RMN sin corregir, unidad Nar-5

El valor de corte obtenido de 39,6% SHg, es consistente con el seleccionado en el método de comparación directa (1:1), con datos provenientes de ensayos convencionales, para las muestras de la unidad Nar-5. Para el conjunto de muestras seleccionadas, se utilizó para la constante de proporcionalidad “C” un valor igual a 100000, el cual se determinó por ensayo y error.

5.4.3 Pseudo-curvas de presión capilar y Petrofacies

Una metodología alterna para conseguir una distribución del radio de garganta de poro a partir de datos de RMN, lo constituye la generación de pseudo-curvas de presión capilar (P_c). Tal como se mencionó en la sección 4.8, se pueden obtener valores de P_c a partir del tiempo de la distribución T_2 , mediante el ajuste de esta curva sintética (pseudo curva) a la curva obtenida por métodos convencionales (inyección de mercurio).

En esta parte del trabajo, se construyeron las pseudo curvas de presión utilizando la metodología descrita en las secciones 4.8 y 4.9. Para cada pseudo curva se obtuvo una curva de error, la cual se generó calculando la diferencia entre el valor de P_c convencional y el valor de P_c -RMN, para un mismo valor de saturación de agua (Sw) (método 1). De igual forma se generó una curva de error con la resta entre la Sw convencional y la Sw RMN, para un valor idéntico de presión capilar (método 2). Los resultados para ambos métodos se exhiben en las figs. 5.21 y 5.22, respectivamente. En el apéndice K se muestra una tabla con los coeficientes de error de la ecuación de ajuste y el valor de la constante “C” para los tapones de la unidad Nar-5.

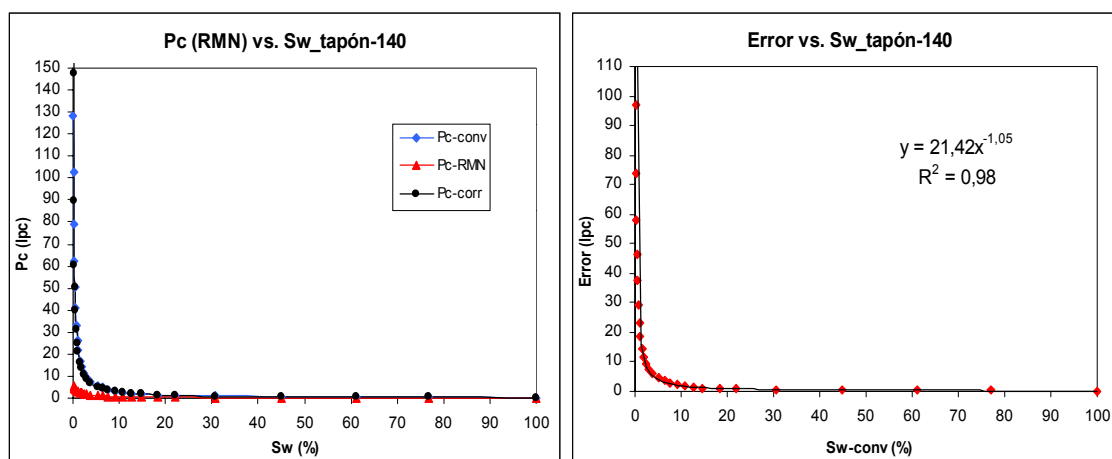


Figura 5.21 Pseudo-curva de presión capilar y curva de ajuste por error.

Método 1, unidad Nar-5

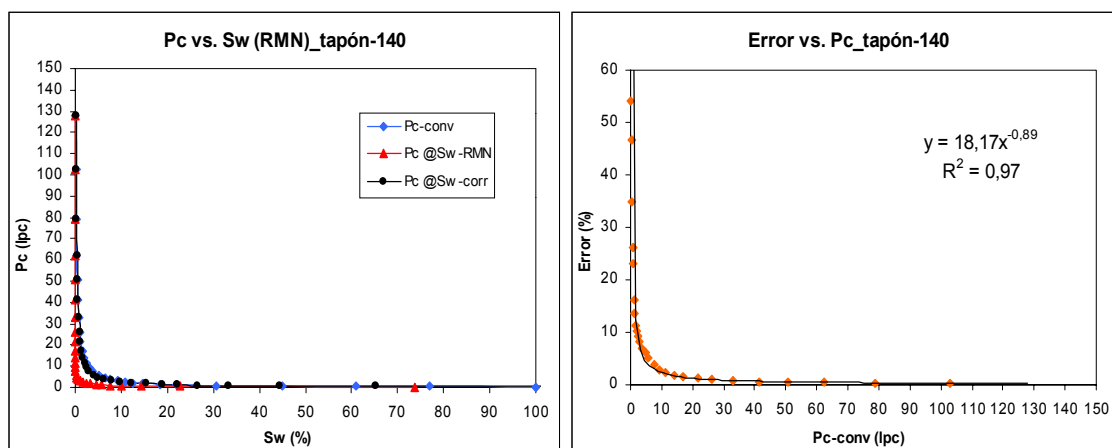


Figura 5.22 Pseudo-curva de presión capilar y curva de ajuste por error.

Método 2, unidad Nar-5

Una de las principales aplicaciones de las pseudo-curvas de presión capilar lo constituye el generar a través de estas, un perfil de presión capilar y de saturación de agua en profundidad. Esto se logra si se obtiene la ecuación que ajuste el error para el conjunto de muestras analizadas. De esta forma, es factible obtener información de mucha utilidad para la evaluación petrofísica y el desarrollo de un yacimiento.

Con los resultados obtenidos, se generó una curva de ajuste promedio del error del conjunto de curvas de error; tanto para el método 1 (corrigiendo P_c) como para el método 2 (corrigiendo S_w). El objeto de esto fue obtener una curva de error común que se ajustara al grupo de muestras analizadas de la unidad Nar-5. Los resultados se exhiben en la figura 5.23.

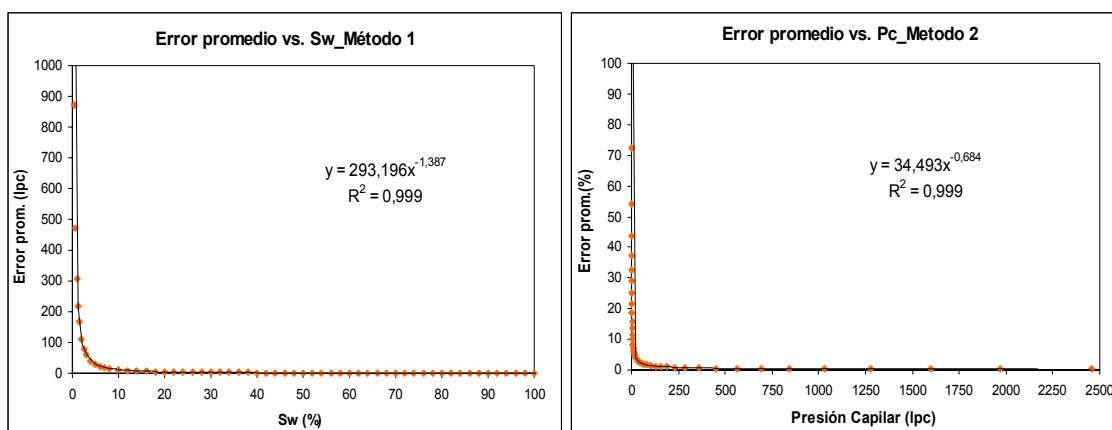


Figura 5.23 Curvas de error promedio, método 1 y método 2. Unidad Nar-5

Con el fin de comparar el grado de ajuste con que las curvas de error promedio aproximan la curva de interpolación RMN (pseudo-curva = curva RMN + curva error) a la curva de presión capilar convencional, se construyeron las pseudo curvas de P_c para la muestra 140, de la unidad Nar-5. Para ello se utilizaron las curvas de error promedio obtenidas anteriormente. Los resultados se muestran en la figura 5.24.

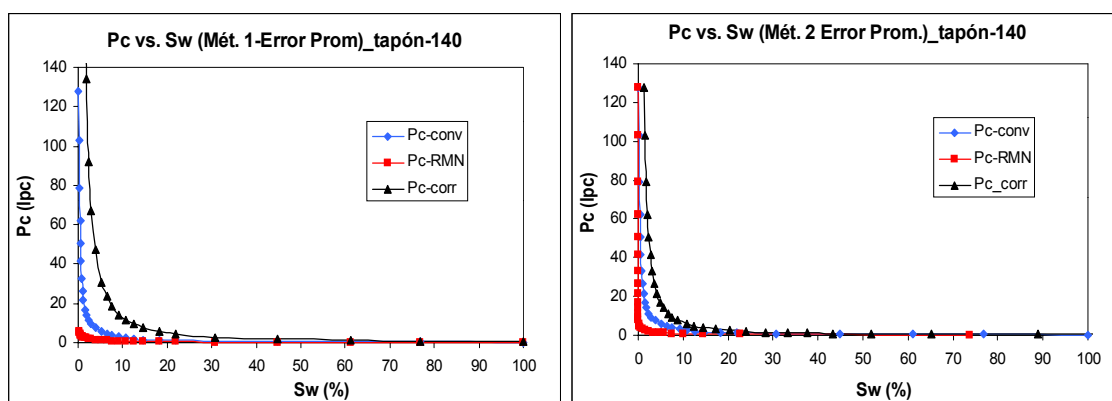


Figura 5.24 Pseudo-curvas de presión capilar corregidas con error promedio, unidad Nar-5

De los resultados mostrados en la figura 5.24, se observa que la curva ajustada (pseudo-curva) se aleja de la curva real de presión capilar con una relativa diferencia; la cual es más acentuada para el método 1 que para el 2. La causa probable de este resultado quizás se deba al hecho siguiente: cada tipo de petrofacies o calidad de roca posee una curva de presión capilar característica; la cual difiere apreciablemente una con respecto a la otra, como se muestra en la figura 3.3 de la sección 3.1. En un conjunto de muestras en el cual estén presentes todos los tipos de calidades de roca, se obtendrá una ecuación de error que se ajuste sólo al tipo de calidad de roca que mayoritariamente se halle en el grupo de muestras. De no estar presente una clase de petrofacies dominante para un grupo de muestras, la ecuación de error promedio correspondiente no aproximará la mayoría de las pseudo-curvas resultantes a las curvas de presión capilar reales. En el apéndice J se muestran las pseudo-curvas de presión capilar de cada petrofacies presente en las muestras de roca.

No obstante lo anterior, se recomienda utilizar la curva de error promedio derivada del método 2 (corrección por saturación de agua). Las pseudo-curvas que se pueden obtener a partir de esta curva de error promedio, resultan más aproximadas a las curvas de presión capilar real para el conjunto de muestras, que las obtenidas por el método 1 (corrección por presión capilar). Adicionalmente, la curva de error promedio correspondiente al método 2 pudo ser obtenida por separado; promediando todas las ecuaciones de error de las muestras por una parte, y por la otra con el promedio de los valores de error con los cuales se generaron dichas curvas.

Una vez generadas las pseudo curvas de presión capilar, se construyeron las gráficas correspondientes al método del ápice, tanto con las pseudo curvas creadas con el método 1, como con las obtenidas con el método 2. Estos resultados se muestran en las figuras 5.25 y 5.26.

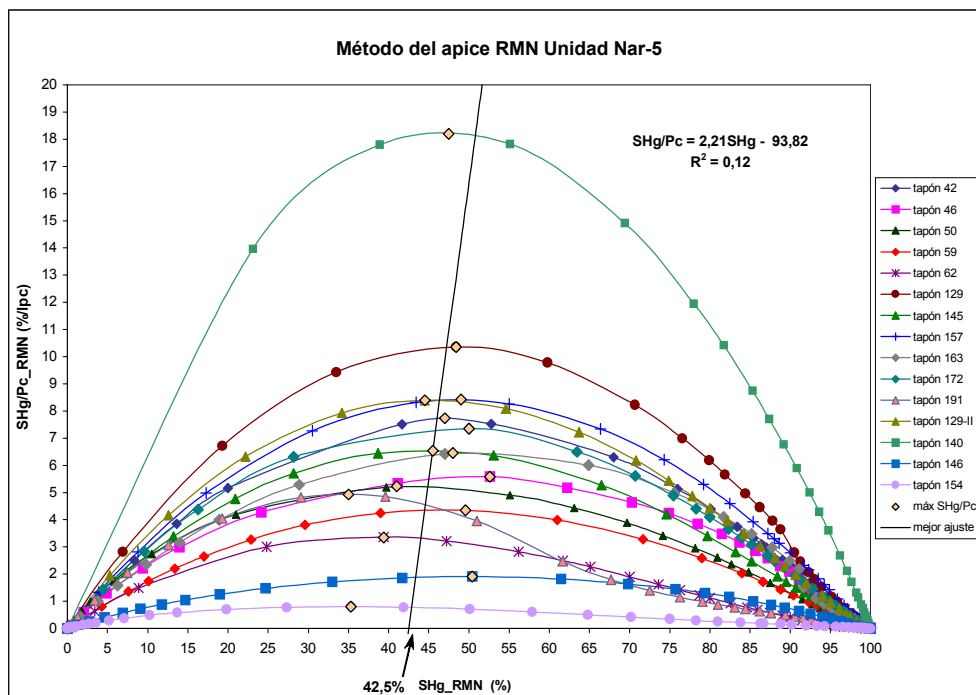


Figura 5.25 Método del ápice con pseudo curvas de Pc-RMN.

Método 1. Unidad Nar-5

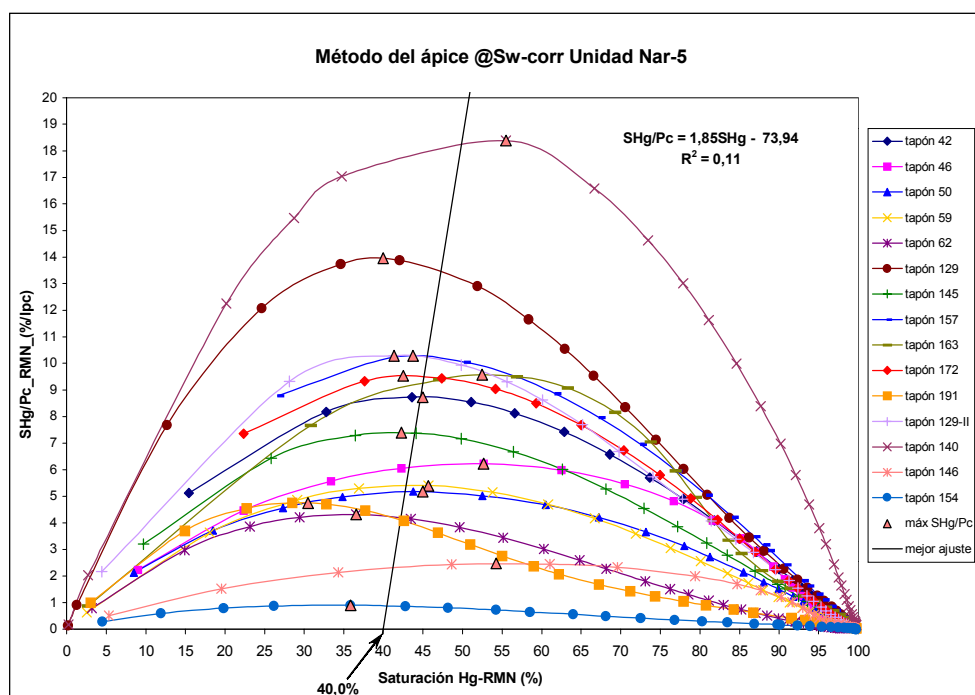


Figura 5.26 Método del ápice con pseudo curvas de Pc-RMN.

Método 2. Unidad Nar-5

De las figs. 5.25 y 5.26, se observa que los valores de corte son 42,5 y 40%, para el método 1 y el método 2 respectivamente. resultado proporcionado por el método 2 (corrección por Sw) coincide exactamente con valor de saturación de mercurio (SHg) de la ecuación de Pittman seleccionada por el método de comparación directa (1:1). Con respecto al valor de corte que se consigue por el método 1 (corrección por Pc), si bien difiere del obtenido con el método 1:1, se encuentra dentro del margen de error posible para los resultados suministrados por el método del ápice.

Ya que la mayoría de las determinaciones hechas para conocer el radio de garganta que domina el flujo, por el método del ápice (con datos RMN) y el método de comparación directa (1:1) mediante datos convencionales coinciden; se concluye que dicho radio para las muestras analizadas de la unidad Nar-5, corresponde a una saturación de mercurio del 40%.

5.4.4 Clasificación de Petrofacies

Una vez que se determinó que el radio de garganta poral que domina el flujo de las muestras corresponde a un 40% SHg, se procedió a utilizar la ecuación de Pittman correspondiente; la cual se expresa a continuación:

$$\text{Log}(R_{40}) = 0,360 + 0,528\text{Log}(k_{\text{aire}}) - 0,680\text{Log}(\phi) \quad (\text{ec. 5.1})$$

Con esta relación se construyeron curvas para radios de garganta poral constantes, en un gráfico de permeabilidad (k) vs. porosidad (ϕ), de acuerdo con la metodología descrita en la sección 4.7. En esta plantilla se ubicaron las muestras analizadas, a fin de clasificarlas en función de su radio de garganta poral. Los datos de k y ϕ corresponden a los ensayos convencionales con permeámetro y porosímetro de aire efectuados por Laboratorios OMNI al conjunto de muestras, tanto las seleccionadas para el presente estudio como las que no. La gráfica se exhibe en la figura 5.27.

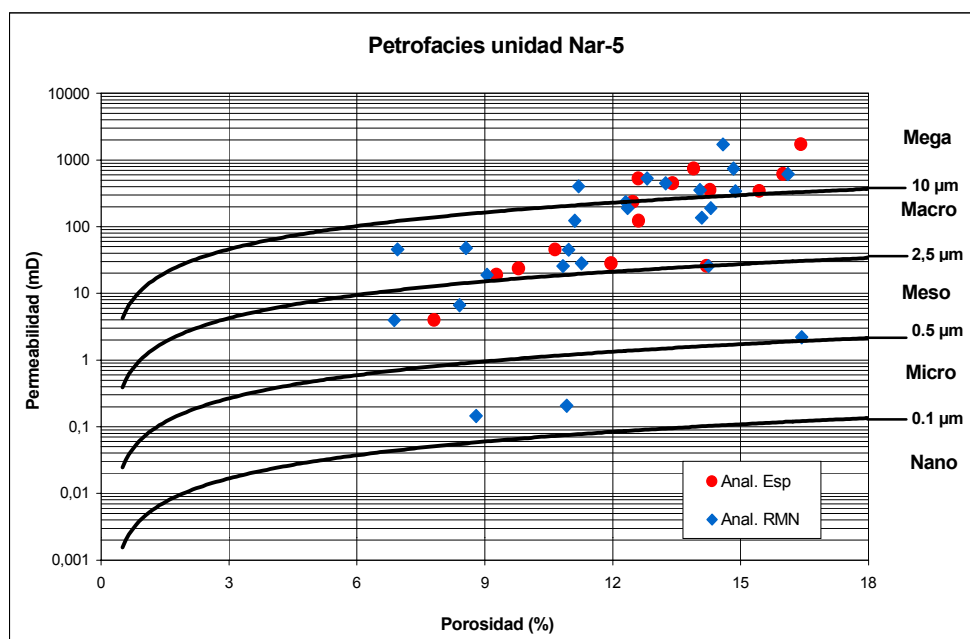


Figura 5.27 Clasificación por Petrofacies unidad Nar-5. Miembro Naricual Inferior

La clasificación mostrada en la figura 5.27, exhibe la totalidad de las diversas calidades de roca para las muestras de la unidad Nar-5. Sobre las muestras con análisis especiales (permeámetro de aire e inyección de Hg) y análisis RMN, se observa que la tendencia predominante para dichas muestras (81%) se ubica en las facies megaporosa y

macroporosa. De acuerdo a esto, se puede considerar que el conjunto de muestras de la unidad Nar-5 presenta propiedades de porosidad y permeabilidad adecuadas para el almacenamiento y la migración de fluidos; lo cual es coherente con las características evaluadas y conocidas de la Formación Naricual como productora de hidrocarburos (Bruzual G., 2001). Más adelante, se presentará una tabla con los valores de radio de garganta y su petrofacies, junto con la magnetofacies de cada muestra de esta unidad.

5.4.5 Identificación de Petrofacies unidad KP

La metodología para la identificación de las Petrofacies correspondientes a la unidad KP es la misma que se utilizó para la determinación de la calidad de roca perteneciente a la unidad Nar-5. Los resultados se obtuvieron partir de las mediciones hechas con análisis convencionales (permeámetro de aire e inyección de mercurio) y análisis RMN a las muestras; con la finalidad de seleccionar la ecuación de Pittman que mejor represente el radio de garganta poral que domina al flujo y efectuar la respectiva clasificación por Petrofacies.

5.4.5.1 Resultados con datos convencionales

Utilizando los datos obtenidos a partir de las pruebas con inyección de mercurio, se generaron las curvas de SHg/Pc vs. SHg correspondientes a cada muestra, tal como se muestra en la figura 5.28. Una vez que se determinaron los ápices o máximos de SHg/Pc para cada curva, se trazó la recta de ajuste lineal para el conjunto de valores de ápice. Esta recta de tendencia se determinó mediante el método de mínimos cuadrados, donde al igual que para la gráfica del método del ápice de la unidad Nar-5, se minimizó el error en torno a la variable de la abscisa (SHg), ya que el resultado del corte de la recta con este eje, determinará el valor tentativo de saturación de mercurio de la ecuación de Pittman a utilizar. La metodología para este ajuste por mínimos cuadrados se describe en el apéndice I.

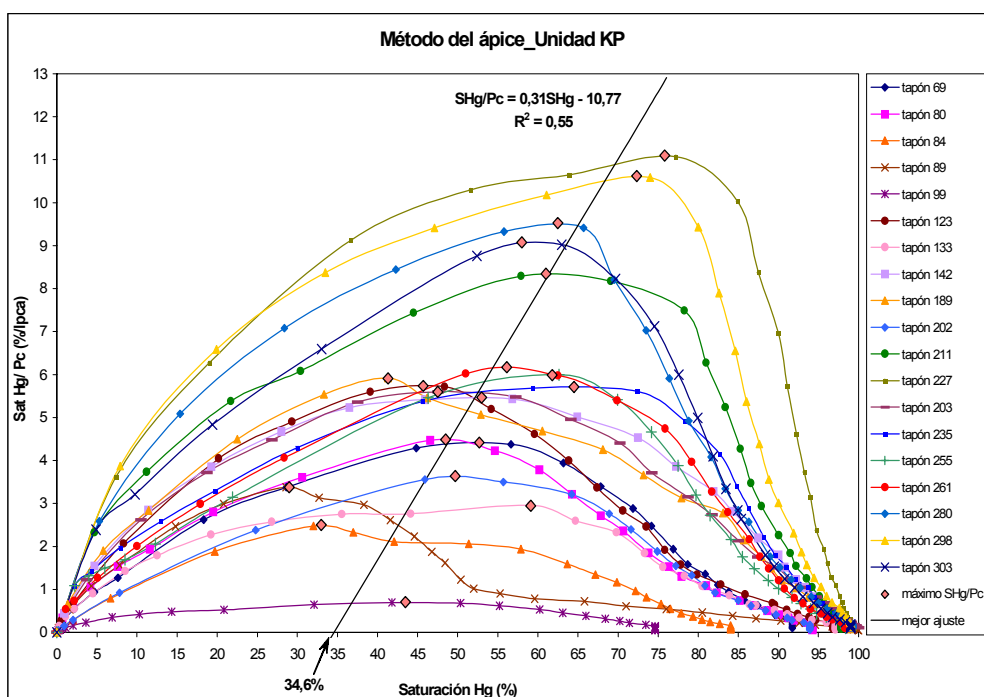


Figura 5.28 Método del ápice para muestras con inyección de mercurio, unidad KP.

El valor de 34,6% SHg obtenido por el corte de la recta de ajuste con el eje de las abscisas difiere del valor esperado, de acuerdo con la evaluación petrofísica del Campo Santa Bárbara, el cual le asigna a la Formación Naricual, un radio de garganta de poro relacionado a una saturación de mercurio del 45%. Para verificar este resultado se utilizó el método de comparación directa, a fin de determinar la mejor correlación entre las ecuaciones de Pittman y los datos provenientes de pruebas de inyección de mercurio. En esta aplicación se incluyó el cálculo de radio de garganta por la ecuación de Winland (R_{35}), en virtud del valor de corte que se obtuvo con el método del ápice. En la figura 5.29 se muestran los resultados de la ejecución de este método.

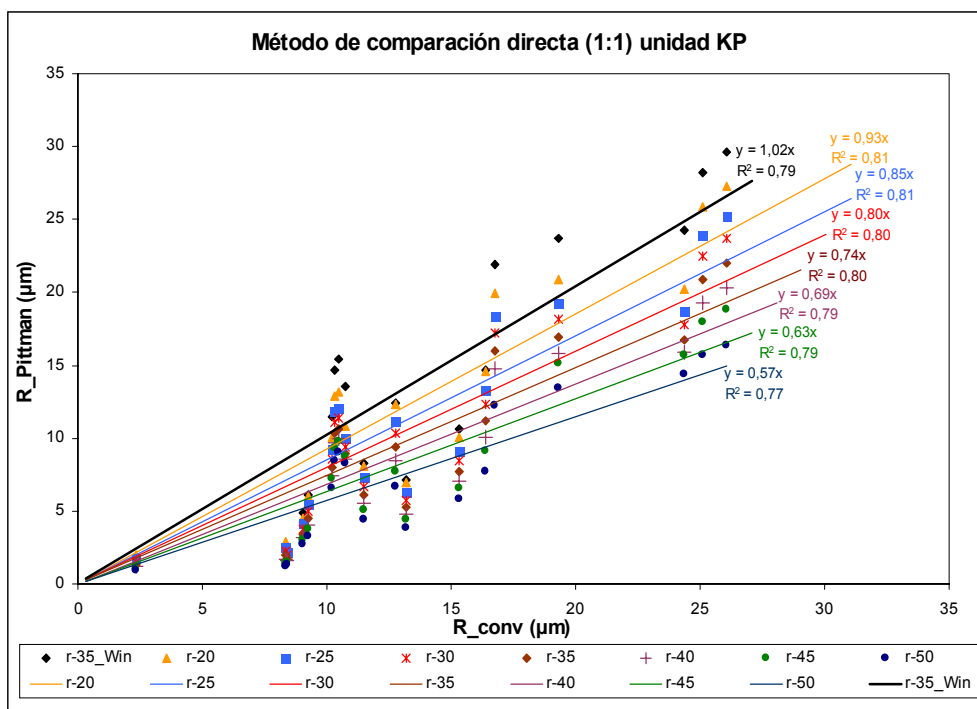


Figura 5.29 Método de comparación directa (1:1) para muestras con inyección de Hg, unidad KP

Al igual que para la unidad Nar-5, los coeficientes R^2 de las correlaciones efectuadas no se diferencian significativamente entre sí, como se muestra en la figura 5.29. La recta cuya pendiente es más cercana a la unidad, corresponde a la ecuación de Winland, para una saturación de mercurio del 35%. Este resultado coincide con el anterior (método del ápice).

Esta discrepancia entre el resultado obtenido por métodos convencionales y el modelo petrofísico del campo Santa Bárbara, hace necesario utilizar los métodos del ápice por RMN, para los cuales se incluyeron cinco (5) muestras adicionales a las que poseen análisis por inyección de mercurio. Los resultados que se obtendrán a partir del análisis RMN se compararán con los producidos por análisis convencionales, a fin de determinar cual es el valor de saturación de mercurio relacionado con el radio de garganta que domina el flujo, a fin de efectuar la clasificación por Petrofacies de la unidad KP.

5.4.5.2 Método del ápice con datos RMN sin corregir

De acuerdo con lo descrito en la sección 5.4.2, las pseudo curvas de presión capilar provenientes de datos de RMN (tiempo de la distribución T_2), son susceptibles de ser transformadas en curvas de presión capilar por inyección de mercurio, mediante la aplicación de las ecuaciones 4.6, 4.11 y 4.12. Una vez obtenidas las curvas con inyección de mercurio, se procede a aplicar el método del ápice para el conjunto de pseudo curvas modificadas. Para este método, las pseudo curvas provenientes de datos de RMN no son corregidas, ya que no se requiere relacionarlas con las curvas de presión capilar obtenidas por inyección de mercurio. Para las pseudo curvas por RMN se utiliza una constante de proporcionalidad “C”, con la cual se generan valores de presión capilar apropiados para la posterior aplicación del método del ápice. En el caso de la unidad KP, se utilizó el valor de $C = 160000$, determinado mediante ensayo y error. El resultado se muestra en la figura 5.30.

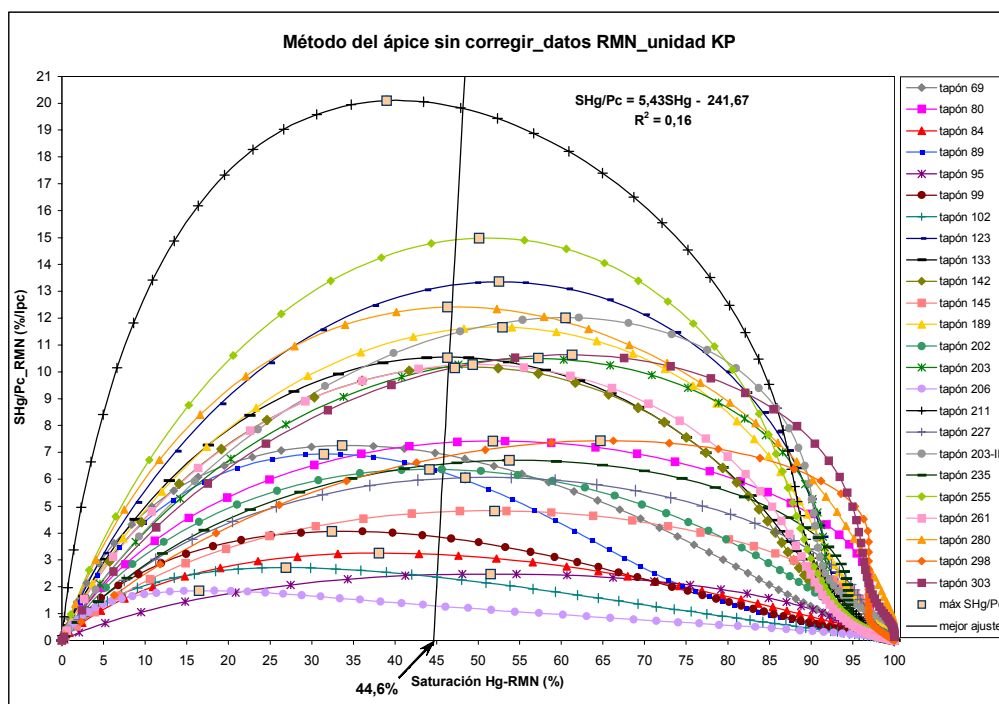


Figura 5.30 Método del ápice con datos RMN sin corregir. Unidad KP

El valor de corte de la recta de mejor ajuste de los ápices es de 44,6% SHg. Este resultado obtenido para la unidad Nar-5, se aproxima al valor de SHg asignado a la

Formación Naricual por el modelo petrofísico del campo Santa Bárbara; pero al mismo tiempo, sugiere la presencia de dos grupos de muestras con calidades de roca distintas.

Un elemento que valida este resultado, es que el análisis por RMN se realizó a un número de muestras (24) mayor al efectuado por métodos convencionales al grupo de muestras seleccionadas con análisis especiales (19). Este grupo adicional de muestras poseen valores de porosidad y permeabilidad menores al promedio de las muestras previamente seleccionadas que poseen análisis especiales, con lo cual se busca obtener un resultado más representativo de las calidades de roca presentes en la unidad KP.

5.4.5.3 Pseudo curvas de presión capilar y Petrofacies

Tal como se hizo con la unidad Nar-5, se construyeron en este caso las pseudo curvas de presión capilar, mediante la corrección de la presión capilar y de la saturación de agua, con respecto a los valores obtenidos del tiempo T_2 de cada muestra. Esta corrección se realiza por separado, constituyéndose en dos métodos para obtener las pseudo curvas, de acuerdo con lo siguiente: para el método 1 se corrige la presión capilar (P_c) mediante la ecuación de error de mejor ajuste, obtenida entre el valor real y el valor obtenido de la variable T_2 para un valor idéntico de saturación de agua convencional. Por su parte, en el método 2 se corrige la pseudo-curva obtenida del tiempo T_2 , con la curva de error ajustada, creada con la diferencia entre las saturaciones de agua, convencional y por RMN para un mismo valor de P_c convencional. A continuación se muestran los resultados obtenidos por ambos métodos, para el tapón 227 en las figuras 5.31 y 5.32.

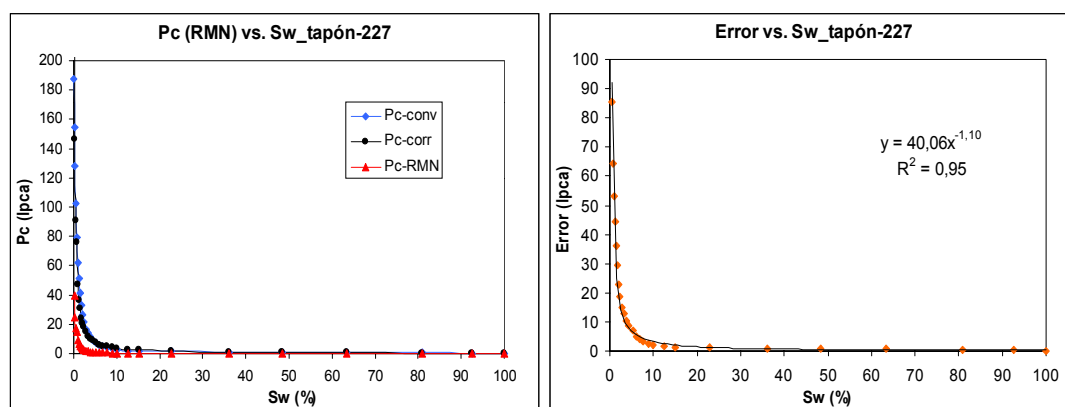


Figura 5.31 Pseudo-curva de presión capilar y curva de error. Método 1, unidad KP

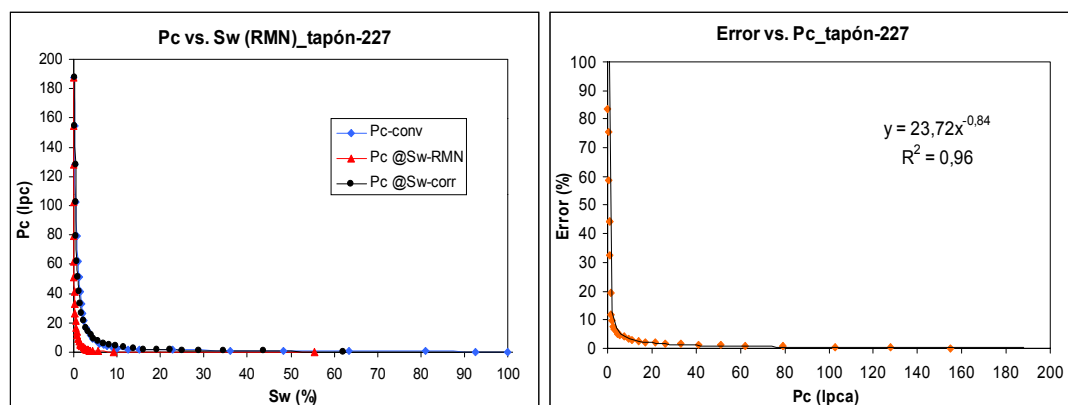


Figura 5.32 Pseudo-curva de presión capilar y curva de error.

Método 2, unidad KP.

Los valores correspondientes a la constante de ajuste “C”, y a los coeficientes de error utilizados para obtener la curva de error respectiva de cada muestra, se exhiben en el apéndice K.

Como se menciona en la sección 5.4.3, uno de los principales objetivos de las pseudo curvas de presión capilar, generadas a partir de datos RMN, es crear una curva de error promedio a partir de las curvas de error ajustadas de todas las muestras. Esta curva resulta de gran utilidad, ya que permite generar un perfil de presión capilar y saturación de agua en profundidad; variables que son esenciales para la evaluación petrofísica y el desarrollo del modelo estático del yacimiento. En la figura 5.33 se observan las curvas de error promedio obtenidas.

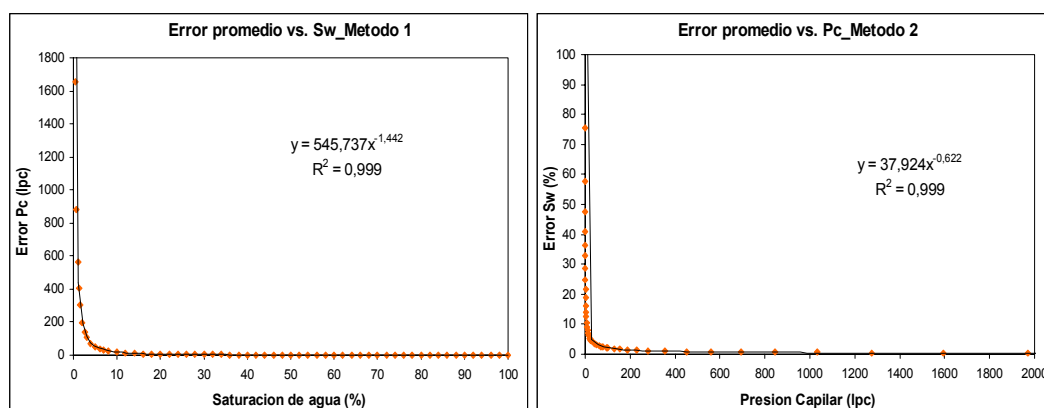


Figura 5.33 Curvas de error promedio, métodos 1 y 2. Unidad KP

A fin de evaluar el nivel de aproximación que las curvas de error promedio producen al ser utilizadas para corregir las pseudo curvas provenientes de datos RMN, se construyeron las pseudo curvas de presión capilar para el tapón 142; usando las curvas de error promedio correspondientes al método 1 y al método 2. Las pseudo curvas resultantes se muestran en la figura 5.34.

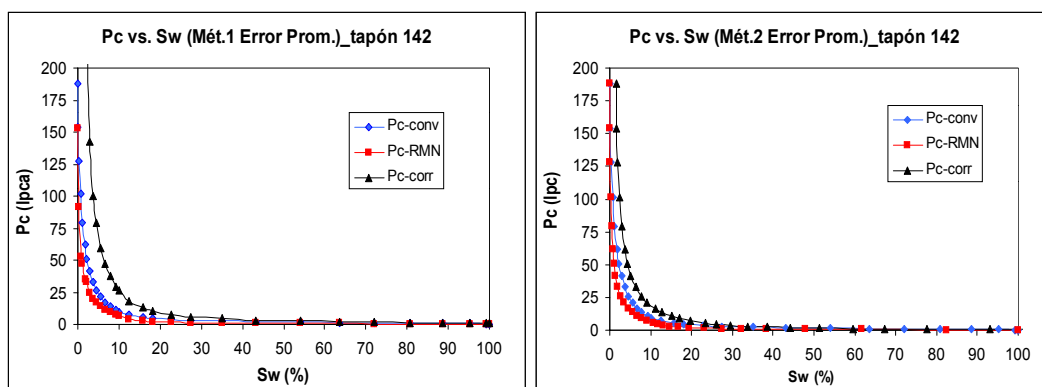


Figura 5.34 Pseudo curvas de presión capilar corregidas con error promedio.

Métodos 1 y 2, unidad KP

Como se observa en la figura 5.34, las pseudo curvas de presión capilar resultantes presentan una diferencia relativa con respecto a la curva obtenida a partir de datos de inyección de mercurio. Posiblemente, esta discrepancia se debe a que las curvas de error promedio reflejan el comportamiento de una clase predominante de calidad de roca; hipótesis ya sugerida para las curvas de error promedio de la unidad Nar-5. En virtud de esto, la curva de error promedio producirá la mejor aproximación sólo para las curvas de presión capilar que pertenezcan a la mayor cantidad de muestras con un tipo determinado de Petrofacies. En el apéndice J se exhiben las pseudo curvas de presión capilar de muestras pertenecientes a la unidad KP para cada petrofacies.

Del comportamiento observado para las curvas de error promedio obtenidas por los métodos 1 y 2, se sugiere usar la curva de error promedio correspondiente al método 2 (corrección por Sw), debido a que esta curva genera resultados más precisos y aproximados para el conjunto de pseudo curvas de las muestras pertenecientes a la unidad KP. Al igual que la para la unidad KP, esta curva se determinó por separado, con el promedio de las curvas de error, y el promedio de los valores de error para la saturación de agua. Luego que se determinaran las pseudo curvas de presión capilar por

los métodos 1 y 2, se generaron las gráficas correspondientes al método del ápice para el conjunto de muestras analizadas. Los resultados pueden verse en las figuras 5.35 y 5.36.

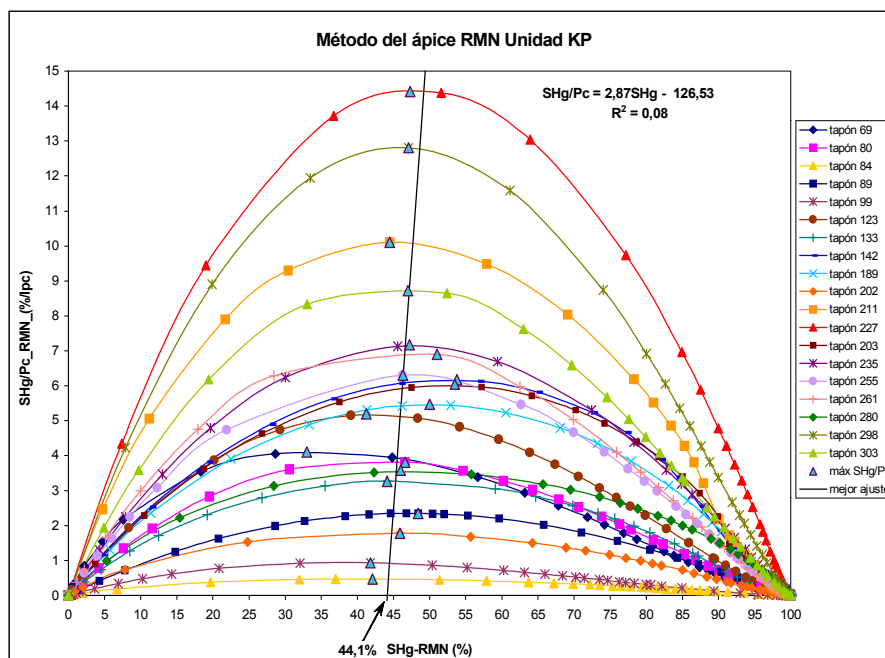


Figura 5.35 Método del ápice con pseudo curvas de Pc por RMN.
Método 1, unidad KP

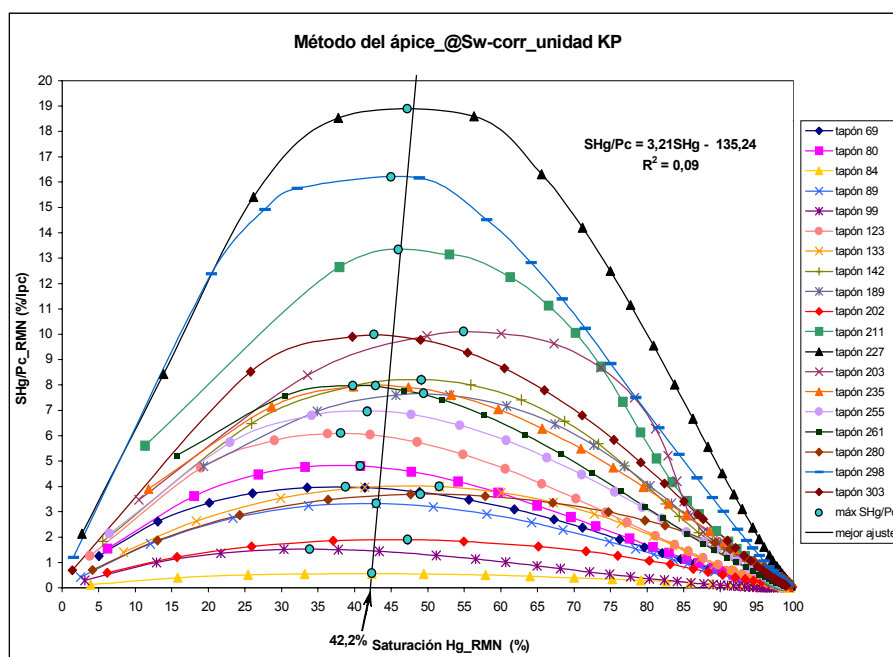


Figura 5.36 Método del ápice con pseudo curvas de Pc por RMN.
Método 2, unidad KP

Los valores de corte obtenidos en las gráficas del método del ápice (44,1 y 42,2% SHg) reflejan una diferencia similar a la que se obtuvo para las gráficas del ápice correspondientes a la unidad Nar-5. El resultado proporcionado por el método 1 es el más próximo al valor reportado en el modelo petrofísico del campo Santa Bárbara (45% SHg). El valor de 42,2% SHg, sugiere la presencia de muestras de roca con un radio de garganta que domina el flujo para una saturación de mercurio distinta a la propuesta en el modelo petrofísico del campo Santa Bárbara.

En virtud de los resultados obtenidos con el método del ápice con datos RMN y los efectuados con datos convencionales, se infiere que en las muestras de la unidad KP están presentes al menos dos grupos de estas con calidad de roca diferentes. Este resultado corrobora la hipótesis ya sugerida en la obtención de dos curvas de $T_{2-CORTE}$ característico, para las muestras de la unidad KP. También se sustenta esta afirmación, vistos los resultados de Sw_{irr} que se exhiben en la figura 5.8.

No obstante lo anterior, se asumen los resultados obtenidos por métodos convencionales, ya que estos involucran a la mayoría de las muestras de esta unidad. Por lo anterior, se supone en principio, que el radio de garganta que domina al flujo corresponde a una saturación de mercurio del 35%.

5.4.5.4 Clasificación de Petrofacies

Luego de ser establecido el valor de saturación de mercurio (35%) del radio de garganta de poro que domina el flujo, se utilizó la ecuación de Winland (ec. 3.2) para la clasificación de muestras por Petrofacies. Con esta ecuación, usando la metodología descrita en la sección 4.7, se construyeron las curvas de radio de garganta de poro, constantes en un gráfico de permeabilidad (k) vs porosidad (ϕ). Los datos de k vs ϕ provenientes de pruebas convencionales, y los de porosidad mediante análisis RMN se ubicaron en esta plantilla, tal como se muestra en la figura 5.37.

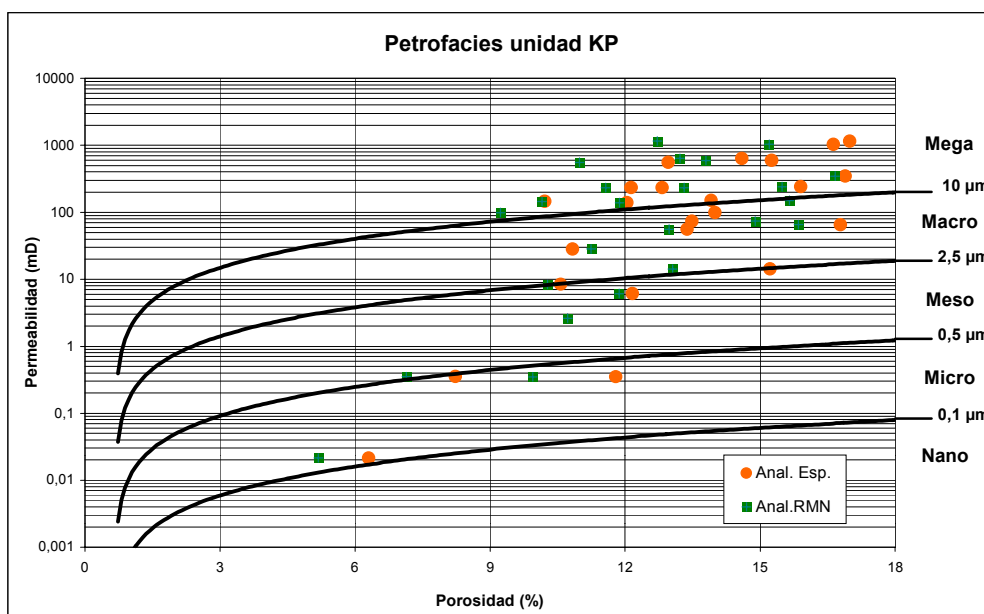


Figura 5.37 Clasificación por petrofacies de la unidad KP, Miembro Naricual Inferior

Como se observa en la gráfica de la figura 5.37, la clasificación realizada sobre las muestras, presenta todas las petrofacies posibles, de acuerdo con lo expresado en la sección 3.4. Con respecto a las muestras analizadas (análisis convencionales y análisis RMN), la mayor parte de estas (71%) se ubica en las Petrofacies mega y macroporosa. Aunque en porcentaje, la cantidad de muestras con buena calidad de roca es menor a las de la unidad Nar-5 (81%); dicha cantidad indica que el comportamiento de la unidad KP está en concordancia con las características de la Formación Naricual, como productora de hidrocarburos con base a sus propiedades de porosidad y permeabilidad (Bruzual G., 2001). Cabe destacar que unas pocas muestras no se ubican dentro del rango correspondiente de Petrofacies de acuerdo a su radio de garganta poral. Ello se debe probablemente, a la utilización de la ecuación de radio de garganta de poro seleccionada, la cual no puede representar un grupo de muestras, donde se presume existen subconjuntos de estas con distinta calidad de roca. En la tabla 5.10 se listan las muestras de esta unidad, clasificadas por petrofacies con su radio de garganta, y la clasificación de éstas por magnetofacies.

5.6 DISTRIBUCIÓN DE T_2 Y PETROFACIES

Tal como se mencionara en la sección 3.5 del capítulo 3, el fundamento de la clasificación de muestras por Magnetofacies se basa de manera indirecta en la respuesta de RMN en los fluidos a través de la distribución T_2 . En las rocas que poseen un medio poroso favorable para el almacenamiento y la migración de fluidos, como las de petrofacies megaporosa, la distribución de los tiempos de relajación T_2 estará desplazada hacia tiempos más largos. Por el contrario, en las rocas cuyo radio de poro y de garganta poral es pequeño, como en las rocas microporosas, las curvas de distribución T_2 se desplazan hacia tiempos más cortos. Ambas características de la distribución de T_2 se deben al mecanismo de relajación por relaxividad superficial, el cual se asocia directamente con la geometría del medio poroso.

La amplitud de las distribuciones por lo general también aumentan con una mejor calidad de roca, y disminuyen conforme decrece dicha calidad de roca. En el apéndice M, se muestran las distribuciones de T_2 por Petrofacies en muestras de las unidades Nar-5 y KP del miembro Naricual Inferior.

5.7 MAGNETOFACIES

La clasificación por calidad de roca, en base a las Magnetofacies se efectuó de acuerdo con la metodología descrita en la sección 4.10. Una vez determinados los cocientes FFI/BFV para cada una de las muestras, se estableció el rango de valores para cada subgrupo de muestras, en base a la clasificación previa hecha por Petrofacies. Según esta técnica, los cocientes FFI/BFV se hacen relativamente mayores (del orden de 10^0 a 10^1) conforme es mejor la calidad de roca. En consecuencia para las rocas de tipo macroporoso, por ejemplo; la cantidad de fluido libre (FFI) es mayor que la cantidad de fluido ligado o irreducible (BFV), ya que las rocas de esta Petrofacies, poseen un radio de garganta de poro mayor a $2.5\ \mu\text{m}$, lo cual permite una adecuada migración de fluidos a través de ellas. Por el contrario, si el cociente FFI/BFV es relativamente menor (de 10^{-1} a 10^{-2}), ello es indicativo de una calidad de roca baja, como sucede por ejemplo con las rocas de Petrofacies microporosa. A continuación se listan los valores extremos de la razón FFI/BFV para cada subgrupo de muestras por Petrofacies y Magnetofacies.

Tabla 5.7- Valores de FFI/BFV por Petrofacies y Magnetofacies, unidad Nar-5

Petrofacies	FFI/BFV	Magnetofacies
megaporosa	12.2 – 5.2	magnetofacies 1
macroporosa	6.2 – 1.9	magnetofacies 2
mesoporosa	0.6 – 0.4	magnetofacies 3
microporosa	0.4	magnetofacies 4
nanoporosa	*	magnetofacies 5

(*)nota: no se analizaron muestras correspondientes a estas Petrofacies y Magnetofacies.

Tabla 5.8- Valores de FFI/BFV por Petrofacies y Magnetofacies, unidad KP.

Petrofacies	FFI/BFV	Magnetofacies
megaporosa	14.6 – 4.4	magnetofacies 1
macroporosa	6.9 – 1.6	magnetofacies 2
mesoporosa	1.3 – 0.8	magnetofacies 3
microporosa	0.5 – 0.4	magnetofacies 4
nanoporosa	0.04	magnetofacies 5

Como se observa de las tablas 5.9 y 5.10, hay un solapamiento de los valores FFI/BFV entre las Magnetofacies, por lo que se buscó establecer cuales eran los límites de este parámetro, equivalente a los radios de garganta de poro que definen la clasificación por Petrofacies. Para ello se utilizó la expresión resultante de la equivalencia entre las ecuaciones de Timur-Coates y Pittman (ec. 4.13), sustituyendo en ésta los parámetros correspondientes. Desafortunadamente, los resultados de la ec. 4.13 para cada radio de garganta de poro no son consistentes con los valores límites de cada subgrupo de muestras clasificado por Magnetofacies. Para ilustrar esta situación se muestra la ecuación 4.13 con sus parámetros correspondientes:

$$\frac{\text{FFI}}{\text{BFV}} = 10^{\mathbf{B}\left(\frac{1}{\mathbf{B}}\text{Log}(\text{Rx}) - \left(\frac{\mathbf{A}}{\mathbf{B}} + \frac{\mathbf{A}'}{\mathbf{B}'}\right)\right)} \quad \text{ec. (4.13)}$$

Para que la ecuación produzca un resultado coherente con los exhibidos en la tabla 5.7 para la magnetofacies 1, por ej., el exponente resultante debería tener un valor de 0.845 para un $R_X = 10 \mu\text{m}$; de forma que el parámetro FFI/BFV sea igual a 7. Este valor sería consistente con el rango de valores para la magnetofacies correspondientes a la petrofacies megaporosa. Esto no sucedió al ser sustituidos los parámetros del ajuste por Timur-Coates y la ecuación de Pittman seleccionada, en la ecuación 4.13.

No obstante lo anterior, la clasificación por Magnetofacies se efectuó, sustituyendo en la ecuación 3.4, los coeficientes correspondientes a la ecuaciones de Pittman y de Winland seleccionadas. En cada una de ellas se despejó el término correspondiente a la permeabilidad (k). La ecuación correspondiente para la unidad Nar-5 es la correspondiente al R_{40} de Pittman:

$$\text{Log } k = -0.619 + 1.168\text{Log}(\phi) + 1.718\text{Log}\left(\frac{\text{FFI}}{\text{BFV}}\right) \quad (\text{ecuación 5.2})$$

La ecuación 5.2 define las curvas de igual cociente FFI/BFV para cada Magnetofacies, en concordancia con la clasificación por Petrofacies. A fin de establecer de manera precisa los valores del FFI/BFV que delimitan una magnetofacies de otra, se presenta una tabla para comparar los parámetros de la clasificación de muestras por calidad de roca, a partir de datos convencionales y datos RMN para la unidad Nar-5. De igual forma, se procedió a utilizar una ecuación para la clasificación por Magnetofacies para la unidad KP, la cual se derivó de la ecuación para el R_{35} de Winland. Dicha ecuación es la siguiente:

$$\text{Log } k = -1.245 + 1.469\text{Log}(\phi) + 1.701\text{Log}\left(\frac{\text{FFI}}{\text{BFV}}\right) \quad (\text{ecuación 5.3})$$

Para las muestras de la unidad KP se exhibe también una tabla comparativa de los parámetros de la clasificación de muestras por calidad de roca con datos convencionales (Petrofacies) y datos RMN (Magnetofacies).

Tabla 5.9- Resultados de análisis por Petrofacies y Magnetofacies. Unidad Nar-5

# muestra	R ₄₀ Pittman (μm)	R _{conv_40% SHg} (μm)	Petrofacies	FFI/BFV	Magnetofacies
42	10,60	10,45	mega	9,04	magnetofacies 1
46	11,45	12,96	mega	5,22	magnetofacies 1
50	9,89	12,42	macro	5,69	magnetofacies 1
54	5,08	*	macro	3,98	magnetofacies 2
59	4,20	5,12	macro	4,19	magnetofacies 2
62	2,79	7,81	macro	3,21	magnetofacies 2
129	17,98	16,01	mega	8,66	magnetofacies 2
143	7,88	*	macro	5,37	magnetofacies 2
145	6,74	8,78	macro	3,45	magnetofacies 2
157	14,62	14,17	mega	12,17	magnetofacies 1
163	8,95	8,14	macro	9,26	magnetofacies 1
166	3,20	*	macro	4,23	magnetofacies 2
172	15,67	15,44	mega	8,75	magnetofacies 1
191	3,05	6,73	macro	0,62	magnetofacies 3
129'	13,73	15,46	mega	8,27	magnetofacies 1
133	14,81	*	mega	6,09	magnetofacies 1
140	25,95	22,87	mega	7,56	magnetofacies 1
141	1,48	*	meso	0,45	magnetofacies 3
146	2,96	3,60	macro	1,91	magnetofacies 2
152	0,18	*	micro	0,37	magnetofacies 4
154	1,26	1,80	meso	0,54	magnetofacies 3
156	0,15	*	micro	†	†
163'	0,63	*	meso	0,57	magnetofacies 3
180	6,66	*	macro	3,02	magnetofacies 2
181	8,47	*	macro	3,35	magnetofacies 2
187	5,33	*	macro	6,14	magnetofacies 1

(*) nota: estas muestras no poseen ensayos por inyección de mercurio.

(†) nota: no fue posible obtener el cociente FFI/BFV para esta muestra.

Tabla 5.10- Resultados de análisis por Petrofacies y Magnetofacies. Unidad KP

# muestra	R ₃₅ Winland (μm)	R _{conv_35% SHg} (μm)	Petrofacies	FFI/BFV	Magnetofacies
69	4,92	9,02	macro	4,25	magnetofacies 2
80	11,48	10,20	mega	4,41	magnetofacies 2
84	2,46	8,38	meso	1,30	magnetofacies 3
89	8,23	11,48	macro	1,91	magnetofacies 2
95	0,34	*	micro	0,52	magnetofacies 4
99	1,81	2,33	meso	0,88	magnetofacies 3
102	0,47	*	micro	0,43	magnetofacies 4
123	10,59	15,32	mega	6,09	magnetofacies 1
133	6,09	9,26	macro	1,64	magnetofacies 2
142	12,45	12,79	mega	3,84	magnetofacies 2
145	5,52	*	macro	2,18	magnetofacies 2
189	14,63	16,36	mega	5,03	magnetofacies 1
202	2,45	8,36	meso	0,84	magnetofacies 3
203	1,04	*	meso	0,25	magnetofacies 3
206	0,08	*	nano	0,04	magnetofacies 5
211	21,91	16,75	mega	4,04	magnetofacies 1
227	29,61	26,06	mega	4,97	magnetofacies 1
203'	7,14	13,20	macro	6,92	magnetofacies 2
235	14,71	10,31	mega	6,90	magnetofacies 2
255	15,40	10,46	mega	5,14	magnetofacies 1
261	13,57	10,77	mega	5,21	magnetofacies 2
280	24,32	24,38	mega	6,15	magnetofacies 1
298	28,23	25,10	mega	14,56	magnetofacies 1
303	23,68	19,29	mega	7,53	magnetofacies 1

(*) nota: estas muestras no poseen ensayos por inyección de mercurio.

La discrepancia del radio de garganta de poro entre la ecuación de Pittman y los datos por inyección de mercurio, para algunas de las muestras de la unidad KP, se refleja en sus valores correspondientes del cociente FFI/BFV, al ser comparado con otras muestras donde no existe una diferencia significativa entre los radios de garganta poral calculados. Esto se debe posiblemente, al hecho de que la ecuación de Winland proviene de una regresión estadística sobre una población de muestras de roca. Por lo tanto, esto no excluye la posibilidad de que algunas muestras no concuerden con los resultados esperados al comparar estos con los datos provenientes de inyección de mercurio. Otra posible causa sería que la ecuación de radio de garganta de poro

seleccionada no representa adecuadamente los radios de garganta poral obtenidos por inyección de mercurio, debido a la presencia de dos grupos con calidad de roca diferente en la unidad KP. Esta particularidad se consideró para estimar de manera adecuada los valores del parámetro FFI/BFV que delimitan las Magnetofacies entre sí.

Una vez analizados estos resultados para ambas unidades, se seleccionaron valores para el cociente FFI/BFV, que definen las curvas que separan las magnetofacies entre sí, de forma que se redujera la discrepancia entre la clasificación por Petrofacies y Magnetofacies. A continuación se muestran las tablas 5.11 y 5.12, junto con las plantillas (figs. 5.38 y 5.39) para los valores redefinidos del cociente FFI/BFV para las unidades Nar-5 y KP.

Tabla 5.11- Rangos de FFI/BFV por Petrofacies y Magnetofacies, unidad Nar-5.

Petrofacies	FFI/BFV	Magnetofacies
megaporosa	> 7.5	magnetofacies 1
macroporosa	7.5 – 1	magnetofacies 2
mesoporosa	0.1 – 1	magnetofacies 3
microporosa	0.01 – 0.1	magnetofacies 4
nanoporosa	*	magnetofacies 5

***Nota: No se analizaron muestras pertenecientes a estas Petrofacies y Magnetofacies**

Tabla 5.12- Rangos de FFI/BFV por Petrofacies y Magnetofacies, unidad KP.

Petrofacies	FFI/BFV	Magnetofacies
megaporosa	> 10	magnetofacies 1
macroporosa	3 – 10	magnetofacies 2
mesoporosa	1 – 3	magnetofacies 3
microporosa	0.3 – 1	magnetofacies 4
nanoporosa	< 0.3	magnetofacies 5

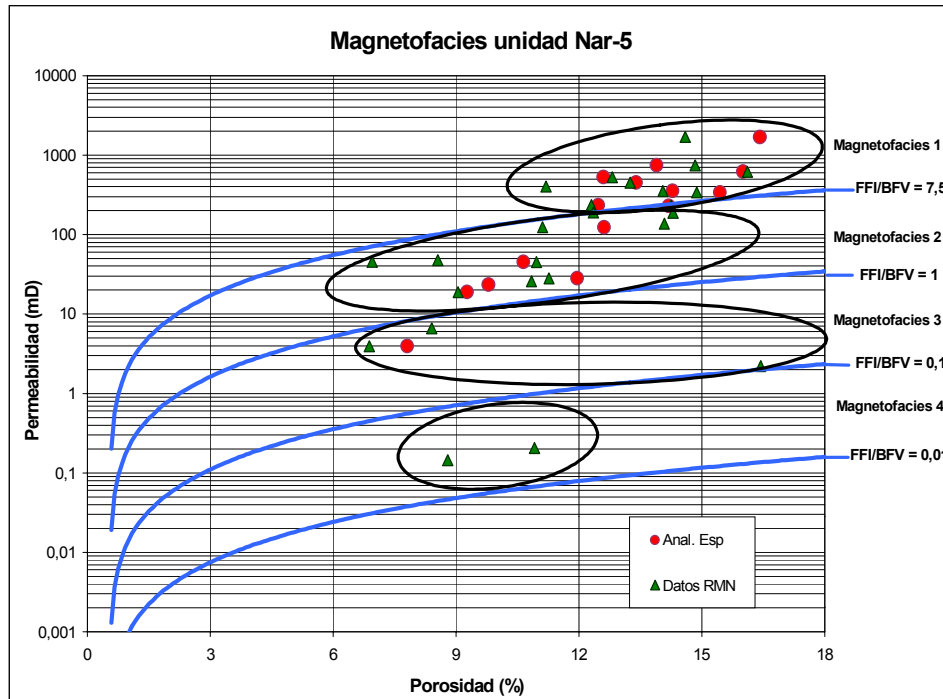


Figura 5.38 Clasificación de muestras por Magnetofacies, unidad Nar-5

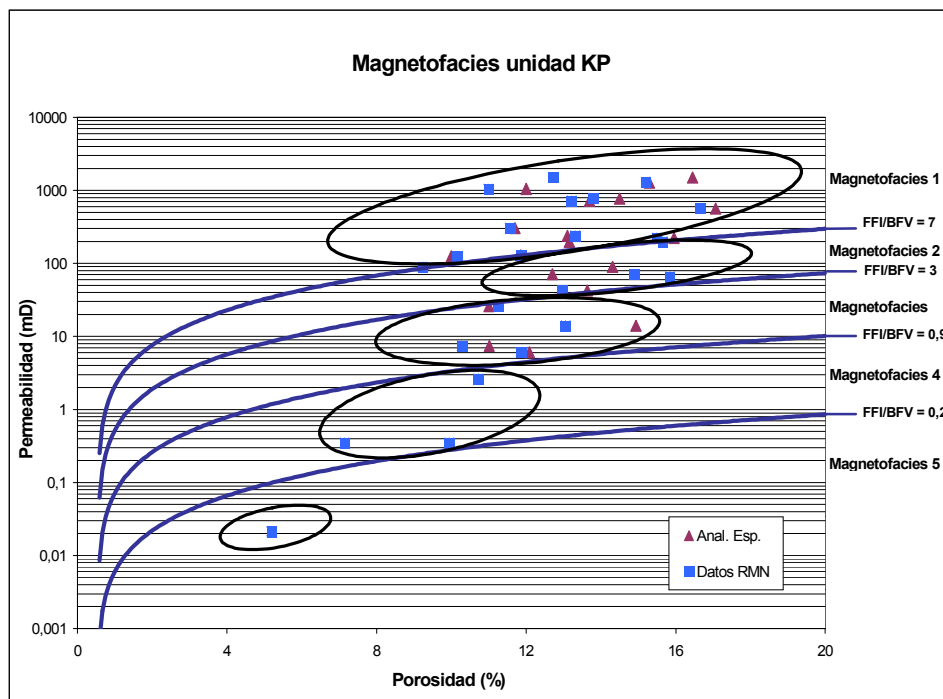


Figura 5.39 Clasificación de muestras por Magnetofacies, unidad KP

Cabe mencionar, que la obtención de los valores del parámetro FFI/BFV en función del radio de garganta de poro, por medio de la ecuación 4.13, está limitada por los

coeficientes de la ecuación de Pittman seleccionada, y el grado o nivel de aproximación entre los valores de permeabilidad convencional y permeabilidad RMN por la ecuación de Timur-Coates. Ello se evidenció, en el intento de determinar valores que delimitaran los subgrupos de muestras por Magnetofacies de manera equivalente a los obtenidos por Petrofacies, a partir de la ecuación mencionada.

No obstante, al observar los resultados de las tablas 5.11 y 5.12, se comprueba la validez de la clasificación de calidad de roca por Magnetofacies, dada la escasa diferencia entre los subgrupos delimitados por radio de garganta de poro y por el cociente FFI/BFV. Esto abre amplias posibilidades para esta técnica, debido a su relativo bajo costo y rapidez de medición con respecto a la inyección de mercurio, la cual es una prueba destructiva y costosa. Este método alternativo de evaluación de calidad de roca es una contribución al análisis petrofísico y sedimentológico para el estudio y desarrollo del modelo estático del yacimiento.

5.8 ANÁLISIS DE RMN EN MUESTRAS SATURADAS CON FLUIDOS

Se muestran a continuación, los resultados obtenidos al saturar y desplazar con crudo y agua respectivamente, tapones de roca pertenecientes a las unidades Nar-5 y KP, del miembro Naricual Inferior, campo Santa Bárbara. De acuerdo con lo descrito en la sec. 2.12 del capítulo 2, la curva de distribución de T_2 correspondiente a un sistema bifásico (agua y petróleo) o trifásico de fluidos (agua, petróleo y gas) presentes en una muestra de roca o formación, refleja distintivamente la presencia de éstos, debido a los mecanismos de relajación de los átomos de hidrógeno contenidos en dichos fluidos.

Este hecho es de vital importancia, por las múltiples aplicaciones derivadas de este análisis para el modelaje, monitoreo y desarrollo del yacimiento. En el caso del campo Santa Bárbara, este análisis busca estudiar la influencia de métodos de recuperación como la inyección de agua, en zonas con saturación de crudo a baja presión; así como discriminar o identificar fluidos en intervalos donde tal identificación pudiese resultar ambigua.

De los resultados que se obtuvieron al evaluar la respuesta de RMN de las muestras, se seleccionaron las correspondientes a los tapones 298 y 303 del pozo SBC-125, por ser las más representativas del conjunto de muestras sometidas a este análisis. Estas muestras fueron saturadas previamente con crudo de los pozos SBC-93 y SBC-129.

Luego se inició el proceso de desplazamiento del crudo con agua, de acuerdo a la metodología descrita en la sección 4.13. En las tablas 5.13 y 5.14, se exhiben características tales como volúmenes, saturaciones con la presión de desplazamiento, etc. En dicho proceso, se supone que el volumen de crudo desplazado sucesivamente del medio poroso, es ocupado por agua.

Tabla 5.13- Presiones y saturaciones tapón 298

ΔP (lpc)	Vol. Crudo (cc)	Vol. Agua (cc)	S_o (%)	S_w (%)
0	6.03*	0	100	0
4.1	5.02	1.01	83.3	16.7
10.2	3.50	2.53	58.0	41.9
29.6	2.49	3.54	41.3	58.7
68.6	1.73	4.30	28.7	71.3

***Nota:** volumen equivalente al volumen poroso de la muestra

Tabla 5.14- Presiones y saturaciones tapón 303

ΔP (lpc)	Vol. Crudo (cc)	Vol. Agua (cc)	S_o (%)	S_w (%)
0	5.85*	0	100	0
10.2	3.57	2.28	61.0	39.0
17.1	2.56	3.29	43.8	56.2
34.8	1.29	4.56	22.1	77.9
68.2	0.78	5.07	13.3	86.7

***Nota:** volumen equivalente al volumen poroso de la muestra

El comportamiento de la curva de distribución de T_2 correspondiente al desplazamiento de crudo por agua del tapón 298, se exhibe en la figura 5.40. Inicialmente, en la gráfica A), se muestran las distribuciones de T_2 correspondientes al crudo libre o “en bruto”, y

al tapón completamente saturado con agua. Estas distribuciones servirán como parámetros para describir el comportamiento de la fase mojante y no mojante de los fluidos presentes en el tapón.

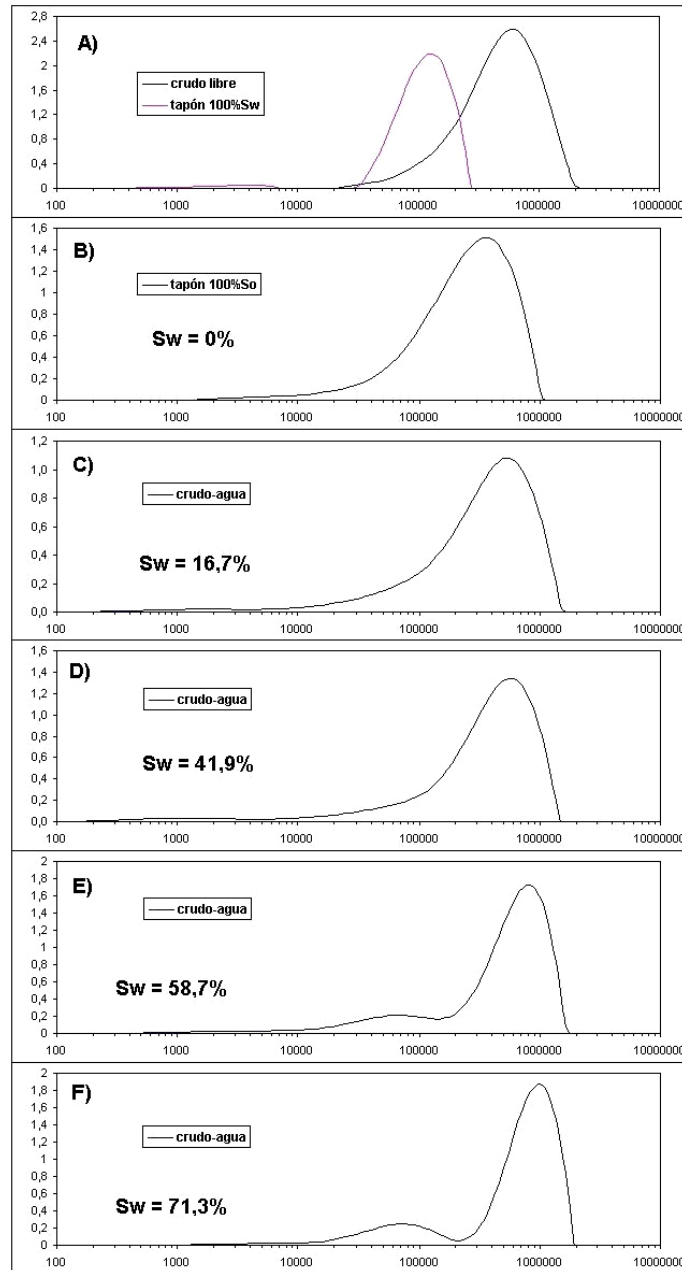


Figura 5.40 Evolución de la distribución T_2 del tapón 298 saturado con crudo y agua

En B), se observa la distribución T_2 del crudo en el medio poroso, a 100% de saturación. El valor máximo de la amplitud a un tiempo de 375.3 ms respecto al correspondiente de la distribución del crudo “en bruto” (624 ms), sugiere que el

mecanismo de relajación del crudo está fuertemente influenciado por la relaxividad superficial o interacción de los protones con las paredes del poro.

Luego de finalizar el primer desplazamiento del crudo, la distribución se desplaza a la derecha, para una saturación de agua (S_w) de 16.7%, a un tiempo T_2 de 549.7 ms, tal como se muestra en C). Esto sugiere que el mecanismo de relajación está siendo influenciado por la relajación en bruto del fluido no mojante sobre la del fluido mojante. Se supone que una parte del fluido mojante es agua, debido al valor T_2 del máximo de amplitud, el cual es mayor que el del tapón saturado solamente con crudo.

Para un nuevo desplazamiento, en el que la S_w alcanza un 41.9%, tal como se muestra en D), la distribución T_2 se mantiene a igual tiempo (549.7 ms) que en la gráfica C). No obstante el valor de amplitud máxima (1.35), es mayor con respecto al obtenido a una S_w de 16.7%. Ello indica que se ha incrementado el número de protones de agua, la cual actúa como fluido no mojante, en el mecanismo de relajación “en bruto” que determina los tiempos de la distribución de T_2 presentada.

Al aumentar la saturación de agua a un 58.7%, de acuerdo a la gráfica en E), se observa un cambio apreciable en la distribución T_2 , la cual pasa a ser bimodal. El máximo local a 68 ms aproximadamente, sugiere que el fluido mojante en una parte del medio poroso, ya no es crudo sino agua; debido al valor T_2 ya mencionado. El máximo de la curva de distribución está a 790 ms. La razón de este aumento del tiempo de relajación T_2 , posiblemente estriben en el hecho de que el fluido no mojante mayoritariamente sea agua. Como se mencionó en la sección 2.12, el T_2 “en bruto” del agua es relativamente alto (del orden de segundos), por lo cual, cabe esperar un aumento de los tiempos de relajación en un sistema bifásico de agua y crudo, donde el fluido no mojante (crudo en este caso) es sucesivamente ocupado por el agua.

Este comportamiento de la relajación, se ve reforzado al observar en F) la distribución T_2 de la muestra a una $S_w = 71.3\%$. Esta distribución bimodal, indica que el crudo sigue actuando como fluido mojante de las paredes del medio poroso, y el agua se ha convertido en su casi totalidad en el fluido no mojante. Esto se refleja en el valor de T_2 (947 ms) para el máximo de amplitud, la cual ha aumentando (1.9) respecto a la de la distribución mostrada en E). La curva con amplitud menor a un tiempo T_2 de 77 ms, sugiere que sólo una fracción del crudo en la fase mojante ha sido desplazado, para ser ocupado este espacio por agua. Cabe mencionar que este comportamiento no se considera susceptible de cambiar en su tendencia, considerando la cantidad de crudo y

de agua presentes en la muestra, luego del desplazamiento efectuado a la presión de 68.6 lpc, tal como se muestra en la tabla 5.12.

El comportamiento de la curva de distribución de T_2 para el tapón 303 (ver figura 5.41), es casi idéntico al del tapón 298, descrito con antelación. Sin embargo, es necesario comentar ciertas características de la curva de distribución de esta muestra, durante el proceso simultáneo de desplazamiento e invasión del tapón con crudo y agua respectivamente.

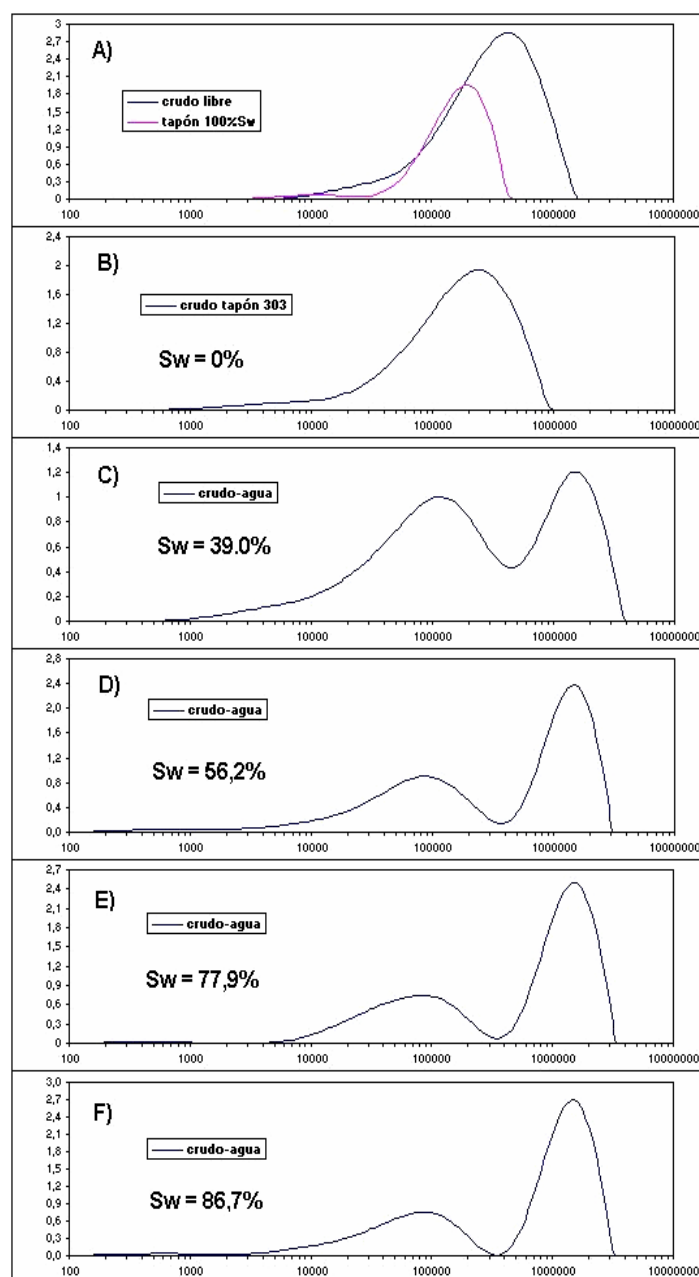


Figura 5.41 Evolución de la distribución T_2 del tapón 303 saturado con crudo y agua

Comparando las distribuciones del tapón a 100% S_w y 100% S_o , se observa que el valor de T_2 correspondiente al máximo de amplitud de ambas distribuciones difiere muy poco entre si (199.6 y 226.1 ms respectivamente); lo cual sugiere que en la muestra saturada con crudo, el mecanismo de relajación superficial es determinante en la distribución de los tiempos de relajación, debido a los tiempos más cortos que la caracterizan, respecto a la distribución de T_2 del crudo libre o “en bruto”.

Otro aspecto a destacar se muestra en 5.41 C), donde se observa una distribución bimodal, para la primera fase de desplazamiento, a una S_w del 39%. Comparando la amplitud relativa de este máximo local de la curva, con los sucesivos máximos locales que se observan en D), E) y F), esto hace suponer que dicho máximo responda a una zona del medio poroso en la que el fluido mojante inicial (crudo) haya sido ocupado por agua, en virtud del valor T_2 de 117.7 ms de este máximo local. Este proceso se estabiliza, debido a que en los siguientes desplazamientos mostrados en D), E) y F), esta parte de la distribución presenta una forma casi constante, cambiando sólo su amplitud relativa.

Al igual que para el tapón 298, una parte del medio poroso del tapón 303 presenta el máximo de la curva de T_2 a un tiempo más largo que el de la distribución T_2 del crudo libre o “en bruto”. Esto sugiere que el crudo permanece como fluido mojante, y el agua ocupa espacio como fluido no mojante; produciéndose el mecanismo de relajación neta o “en bruto” del agua.

Es de destacar, el hecho de que el T_2 correspondiente al máximo de amplitud de la distribuciones obtenidas luego de cada desplazamiento se mantiene constante, a un valor de 1490.14 ms. Esta característica es coherente con la experiencia registrada en la literatura, descrita en la sec. 2.13; en la que la parte de la distribución correspondiente al crudo en un desplazamiento agua-crudo para una muestra, se mantiene a un valor de T_1 constante. Sin embargo, la disminución de la amplitud de la distribución producida por la salida del crudo en el tapón no se produce, probablemente debido a la hipótesis que se sugiere en párrafos anteriores, sobre la interacción de la fase mojante y no mojante del agua y el crudo en el medio poroso de las muestras.

Una posible razón por la cual no se produce un desplazamiento total de crudo, reflejada en una reducción de la amplitud de la curva T_2 asociada en los resultados exhibidos, se deba al mecanismo de desplazamiento utilizado (centrífuga). En este sentido, debe

señalarse que el agua no “empuja” o desplaza al crudo, ya que el desplazamiento y la invasión del crudo y el agua, ocurre en sentidos opuestos. Por ejemplo, si el crudo sale del tapón hacia la derecha, el agua entra a este en sentido contrario (izquierda) y viceversa. Por lo tanto, el agua no desplaza al crudo, sino que ocupa el espacio del cual ha sido desplazado, a una presión determinada de acuerdo a la ecuación 4.13.

Los resultados obtenidos para las muestras 298 y 303, sugieren una posible tendencia de los registros de RMN en intervalos con sistemas bifásicos (agua y petróleo) presentes en la formación, lo cual requiere su comparación con registros de campo; a fin de evaluar su aplicabilidad y aprovechamiento en la caracterización y monitoreo del yacimiento.

- ✓ Se corrobora la validez de la Resonancia Magnética Nuclear (RMN) para la determinación de propiedades petrofísicas como la porosidad (ϕ) y la saturación de agua irreducible (S_{wir}) en las muestras de roca analizadas, en virtud de los coeficientes de correlación obtenidos para las unidades Nar-5 y KP del Miembro Naricual Inferior; de acuerdo a las siguientes tablas

Unidad Nar-5

	$\phi_{RMN} - \phi_{CONV.}$	$\phi_{RMN} - \phi_{GRAV.}$	$S_{wir-RMN} - S_{wir-GRAV}$
Coefficiente R^2	0.92	0.97	0.99

Unidad KP

	$\phi_{RMN} - \phi_{CONV.}$	$\phi_{RMN} - \phi_{GRAV.}$	$S_{wir-RMN} - S_{wir-GRAV}$
Coefficiente R^2	0.79	0.99	0.99

- ✓ El 77% y el 65% de las muestras que pertenecen a las unidades Nar-5 y KP respectivamente, presentan valores de saturación de agua irreducible (S_{wir}) que no exceden el 35%. Ello es indicativo de que ambas unidades poseen una calidad de roca adecuada para el almacenamiento y la migración de fluidos.
- ✓ Para la unidad Nar-5, los modelos que mejor representan la estimación de permeabilidad a partir de datos RMN al ser comparados con datos convencionales, fueron los de Schlumberger Doll Research (SDR) y Timur–Coates. Los coeficientes R^2 de estas correlaciones fueron 0.80 y 0.81, para ambos modelos respectivamente. Las ecuaciones para cada correlación son las siguientes:

Modelo SDR

$$k = 1640,00(\phi_{RMN})^{3,06}(T_{2M} - LOG)^{1,05}$$

Modelo de Timur - Coates

$$k = 920,00(\phi_{RMN})^{1,17} \left(\frac{FFI}{BFV} \right)^{0,79}$$

- ✓ Para la unidad KP, los modelos que mejor correlacionaron los valores RMN con los convencionales, fueron los de Timur – Coates y Timur modificado; cuyos coeficientes de determinación R^2 fueron 0.84 y 0.82 respectivamente. Las ecuaciones para cada modelo se muestran a continuación:

Modelo de Timur – Coates

$$k = 17,60(\phi_{RMN})^{-1,43} \left(\frac{FFI}{BFV} \right)^{1,82}$$

Modelo de Timur modificado

$$k = 7400,00(\phi_{RMN})^{-0,40} \left(\frac{1}{BFV} \right)^{1,35}$$

- ✓ El $T_{2-CORTE}$ característico para el conjunto de muestras de la unidad Nar-5 fue de 10.6 ms. Ello indica que se estaría subestimando la cantidad de fluido producible (FFI), si se utiliza el valor publicado en la literatura sobre RMN, de $T_{2-CORTE} = 33$ ms para las areniscas, en los registros de RMN corridos en el campo.
- ✓ Para la unidad KP se obtuvieron dos valores de $T_{2-CORTE}$ característico, los cuales fueron de 14.6 ms y 60.2 ms. Este hecho sugiere que en el grupo de muestras seleccionadas de la unidad KP, están presentes dos subconjuntos o familias con calidad de roca distinta.
- ✓ La ecuación de Pittman que mejor reproduce el radio de garganta poral de acuerdo con el método de comparación directa con datos convencionales de permeabilidad y porosidad, corresponde a una saturación de mercurio del 40% para la unidad Nar-5. De igual forma, los resultados obtenidos a partir de las pseudo curvas de presión capilar provenientes de datos RMN, indican una saturación de mercurio del 40% para el radio de garganta que domina al flujo, en las muestras de la unidad Nar-5.

- ✓ Para la clasificación por Petrofacies de la unidad KP, se seleccionó la ecuación de Winland para una saturación de mercurio del 35%, debido a los resultados obtenidos por el método del ápice y de comparación directa (1:1) con datos de inyección de mercurio para las muestras de esta unidad. Sin embargo, los resultados provenientes del método del ápice con datos RMN (que tienden a una saturación del 45%), indican que en la unidad KP están presentes al menos, dos grupos o subconjuntos de muestras con calidad de roca diferente. Esta situación se había vislumbrado, en virtud de los resultados de saturación de agua irreducible ($S_{w_{irr}}$) y la obtención de dos valores de $T_{2-CORTE}$ característico, para las muestras de esta unidad.
- ✓ A partir de las pseudo curvas de presión capilar, se obtuvieron las curvas de error promedio de la saturación de agua y la presión capilar para las unidades Nar-5 y KP. Dichas curvas poseen un valor de correlación casi perfecto (99.9%). Los resultados obtenidos por el método del ápice a partir de las pseudo curvas de presión capilar con datos de RMN, revelan que éstas funcionan como un método alternativo a las pruebas de inyección de mercurio, para la estimación del radio de garganta poral de un conjunto de muestras de roca.
- ✓ Mediante la clasificación de petrofacies para la unidad Nar-5, se determinó que el 81% de las muestras analizadas corresponde a las Petrofacies megaporosa y macroporosa. Esto es consistente con las características atribuidas a la Formación Naricual, de ser una gran productora de hidrocarburos, en virtud de la calidad de roca de las muestras analizadas que pertenecen a esta unidad del Miembro Naricual Inferior.
- ✓ Para la unidad KP, la clasificación por petrofacies basada en la ecuación de Winland seleccionada (R_{35}) revela que el 71% de las muestras pertenecen a las petrofacies megaporosa y macroporosa. Este resultado indica la presencia de un 29% de muestras con inferior calidad de roca (10% más que sus equivalentes de la unidad Nar-5), sin que por ello se considere que la unidad KP no presenta características consistentes con la Formación Naricual que se mencionan en la conclusión anterior.

- ✓ La clasificación de calidad de roca por Magnetofacies resultó ser coherente con la clasificación por Petrofacies, aunque no se logró obtener valores del cociente FFI/BFV que delimitaran cada subgrupo de muestras, equivalentes al límite de radio garganta poral por Petrofacies. No obstante, se pudieron establecer (salvo casos puntuales de muestras) rangos de valores del cociente FFI/BFV relacionados directamente con los subgrupos de muestras según su Petrofacies. La relación entre ambas clasificaciones es la siguiente:

Unidad Nar-5

Petrofacies	FFI/BFV	Magnetofacies
megaporosa	> 7.5	magnetofacies 1
macroporosa	7.5 – 1	magnetofacies 2
mesoporosa	0.1 – 1	magnetofacies 3
microporosa	0.01 – 0.1	magnetofacies 4
nanoporosa	*	magnetofacies 5

Unidad KP

Petrofacies	FFI/BFV	Magnetofacies
megaporosa	> 10	magnetofacies 1
macroporosa	3 – 10	magnetofacies 2
mesoporosa	1 – 3	magnetofacies 3
microporosa	0.3 – 1	magnetofacies 4
nanoporosa	< 0.3	magnetofacies 5

- ✓ Las distribuciones de T_2 de muestras de roca saturadas solamente con crudo o agua, pueden ser un indicador efectivo para la identificación de ambos. Esto en virtud de que la distribución T_2 de muestras contentivas de crudo tiende a tiempos de relajación del orden de los cientos de ms (> 200 ms por lo general); mientras que los tiempos T_2 correspondientes a muestras saturadas con agua tienen propensión a ser más cortos (≤ 100 ms).
- ✓ En las muestras saturadas bajo sistemas bifásicos (agua y crudo), se halló que las curvas de distribución de T_2 son un indicador efectivo de la mojabilidad preferencial de la muestra de uno de los fluidos. Esto debido a que tales curvas presentan una forma bimodal que no desaparece, cambiando sólo la amplitud y el tiempo de relajación de los máximos de la curva.
- ✓ De los resultados obtenidos en este trabajo se constata la efectividad de la tecnología de RMN como método de aplicación alternativa en la caracterización y monitoreo de yacimientos. Esto robustece la evaluación petrofísica del modelo estático del yacimiento, y le agrega confiabilidad a la planificación del mismo.
- ✓

- Obtener curvas de presión capilar para un grupo de muestras más representativo de la unidad KP (con muestras de otros pozos), a fin de disminuir la incertidumbre sobre el valor del radio de garganta poral que domina al flujo para dicha unidad del Miembro Naricual Inferior.
- De igual forma, efectuar el análisis de RMN para este grupo representativo de muestras de la unidad KP, para la determinación del valor del $T_{2-CORTE}$ que realmente corresponde a esta unidad.
- Es deseable efectuar al mismo tiempo y en un mismo laboratorio, la determinación de las propiedades petrofísicas tanto por métodos convencionales (CMS-300, inyección de mercurio) como por RMN. Con ello se busca tener un mejor control sobre factores que produzcan discrepancia entre los valores reportados por estas metodologías de medición.
- Extender la evaluación de RMN para la determinación de propiedades petrofísicas y la obtención de pseudo-curvas de presión capilar, a otros intervalos de la Formación Naricual. Esto con el fin de disminuir los costos inherentes a la extracción y ensayos convencionales de laboratorio en núcleos de roca, y como contribución a la evaluación petrofísica del yacimiento.
- Comparar los resultados obtenidos en las distribuciones de T_2 para muestras de roca saturadas bajo sistemas bifásicos (crudo y agua), con registros de RMN, a fin de evaluar su ventaja en la identificación y comportamiento de los fluidos durante la explotación del yacimiento.

AKKURT, R. (2001) **NMR for Improve Petrophysical Analysis**. Guía Curso CIED. PDVSA-CIED, Puerto La Cruz

ALLEN, D. *et al.* (2001) **Tendencias en registros de RMN**. Schlumberger Oilfield Review. Invierno de 2001. pp 2 – 20.

ANGULO, Solange y RODRÍGUEZ, Jesús. (Marzo 2001) **Estudio Sedimentológico de la Formación Naricual en los campos Carito Norte y Oeste al Norte del Estado Monagas**. PDVSA Exploración y Producción. Puerto la Cruz.

ÁVILA, Daniel. (2002) **Determinación de propiedades petrofísicas y Petrofacies aplicando tecnología de Resonancia Magnética Nuclear a muestras de núcleo de las formaciones gasíferas San Juan y San Antonio del Campo Santa Rosa**. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Caracas.

BRUZUAL, Gabriela. (2001) **Aplicación de Resonancia Magnética Nuclear en la determinación de Petrofacies en la Formación Naricual Superior-Medio, Campo El Furrial**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

CEDILLO, Iván. (1999) **Tecnología de Resonancia Magnética Nuclear en la evaluación petrofísica del yacimiento C-5 de la Formación Misoa, Lago de Maracaibo**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Simón Bolívar, Sartenejas.

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.

CIEN: COMITÉ INTERFILIAL DE ESTRATIGRAFÍA Y NOMENCLATURA. (1997) [En línea: Intranet]. “Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela”. En: <http://www.intevep.pdv.com/~ibc03/lexico.htm> [consulta: 2002, Mayo 8]

COATES, George R. *et al.* (1999) **NMR Logging: Principles and Applications**. Numar/Halliburton Energy Services, Houston.

DITZHUIJZEN, P. J. van y SANDOR, R. K. (1995) **NMR Logging: The New Measurement**. Shell International Petroleum Maatschappij. La Haya, Holanda.

FAM, Maged Y. (2002) **Characterizing Tight Gas Reservoirs using Magnetic Resonance Imaging “MRI” Logs**. Halliburton Energy Services – Houston, Texas.

FAULKNER, Wm. (1996) [En línea] **Basic MR Principles**. En: http://www.t2star.com/basic_mr/ [consulta: 2002, Enero 12]

GEORGI, D. *et al.* (1997) **Permeability Profiles – Key to Reservoir Management**. Western Atlas Services Publications. Houston, Texas.

GERENCIA DE ESTUDIOS INTEGRADOS PIRITAL. **Informe Final 2001 Campo Santa Bárbara**. PDVSA Exploración y Producción, Puerto la Cruz.

GONZÁLEZ DE JUANA, C. *et al.* (1980) **Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas**. Caracas, Ediciones Foninves. Tomo II. 1031 p.

GONZÁLEZ, J.S. (2001) **Caracterización geológica y de yacimiento del intervalo Nar-2, Formación Naricual en los campos Santa Bárbara-Pirital, área norte de Monagas**. Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar.

HARTMANN, Dan J. (2000) **Petrophysical Integration: Workshop for Phase I Instructors**. Guía Curso PDVSA – CIED, Caracas.

KASTLER, B. *et al.* (1997) **Principios de Resonancia Magnética: manual de auto-aprendizaje**. Barcelona, España: Masson. 150 p.

KENYON, Bill *et al.* (1995) **Nuclear Magnetic Resonance Imaging – Technology for the 21st century**. Schlumberger Oilfield Review. Vol 7, no. 3. pp 19 – 33.

KENYON, William E. (1997) **Petrophysical Principles of Applications of NMR Logging**. The Log Analyst. Vol. 38, no. 2. pp 21– 43.

KLEINBERG, Bob. (2001) [En línea] **NMR Six Miles Deep**. En: <http://www.slb.com/seed/es/watch/nmr/index.htm> [consulta: 2002, enero 21]

LOOYESTIJN, W. J. (2001) **Distinguishing Fluid Properties and Producibility from NMR Logs**. Proceedings of the 6th Nordic Symposium on Petrophysics. Trondheim, Noruega.

LOWDEN, B. *et al.* (1998) **T₂ Relaxation Time versus Mercury Injection Capillary Pressure: Implication for NMR Logging and Reservoir Characterization**. Society of Petroleum Engineers (SPE) – 50607. Richardson, Texas.

MORENO, M. *et al* (2000) **Avance Modelo Sedimentológico del Campo Santa Bárbara**. Gerencia de Estudios Integrados Pirital. PDVSA Exploración y Producción, Puerto la Cruz.

NER (2001) [En línea] **Pore Structure from Geophysics**. En: <http://www.ner.com/research & development.htm> [consulta: 2002, Abril 20]

OMNI Laboratories (2001) **Resultados de Análisis Convencionales de Núcleos, Pozos SBC-124, SBC-125 y SBC-129 Campo Santa Bárbara**. OMNI Laboratories de Venezuela, C.A., Maracaibo.

OSTROFF, G. *et al.* (1999) **Integration of NMR and Conventional Log Data for Improved Petrophysical Evaluation of Shaly Sands.** Baker Atlas Services Publications. Houston, Texas.

PATEL, V. *et al.* (1997) **Evaluación de Nuevos Pozos: Cap. 2, 5.** Schlumberger: Well Evaluation Conference, Caracas.

PITTMAN, E.D. (1992) **Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection – Capillary Pressure Curves for Sandstone.** American Association of Petroleum Geologists (AAPG). Vol. 76, no. 2. Tulsa, Oklahoma.

PORRAS, J.C. (1998) **Determination of Rock Types From Pore Throat Radius and Bulk Volume Water, and Their Relations to Lithofacies, Carito Norte Field, Eastern Venezuela Basin.** Society of Professional Well Log Analysts (SPWLA), 39th Annual Logging Symposium. Puerto La Cruz, 26 – 29 Mayo, 1998.

PORRAS, J. C. *et al* (2000) **Modelo Petrofísico de los Campos Santa Bárbara y Piritál, Área Norte de Monagas.** Gerencia de Estudios Integrados Piritál. PDVSA Exploración y Producción, Puerto la Cruz.

PORRAS, J. C. y CAMPOS, O. (2001) **Rock Typing: A Key Approach for Petrophysical Characterization and Definition of Flow Units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuela Basin.** Society of Petroleum Engineers (SPE) – 69458. Buenos Aires.

RODRÍGUES, Patricia. (2000) **Estimación de propiedades de fluidos en medios porosos a través de Resonancia Magnética Nuclear.** Trabajo de Grado de Maestría. Universidad Simón Bolívar, Sartenejas.

ROMERO, P. *et al.* (2002) **Determination of rock quality in sandstone core plug simples using NMR.** Society of Core Analysts (SCA2002-51), Monterey, USA.

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.

VOLOKITIN, Y. *et al.* (1999) **A Practical Approach to Obtain 1st Drainage Capillary Pressure Curves from NMR Core and Log Data.** Society of Core Analysts (SCA) – 9924. Colorado.

Bipolo magnético

Elemento que posee dos polos magnéticos, uno sur y otro norte; los cuales determinan su orientación en presencia de un campo magnético externo.

Difusión

Movimiento aleatorio de las moléculas como consecuencia de la agitación térmica.

Eco

Señal de radiofrecuencia debida al reenfoque de los spins en la magnetización transversal, la cual puede ser detectada gracias a las secuencias de eco - spin.

Magnetización longitudinal

Componente del vector de magnetización macroscópica **M** proyectado sobre el eje del campo estático **B₀**.

Magnetización transversal

Componente del vector de magnetización macroscópica **M** proyectado sobre un plano perpendicular a **B₀**.

Mojabilidad

La adherencia de un fluido a la superficie de un material, como el de los granos en poros y gargantas de poro de las rocas. Denominada también Humectabilidad.

Nech

Número de ecos utilizado para la secuencia CPMG en un experimento de Resonancia Magnética Nuclear.

NS

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

Paramagnética

Sustancia que posee una alta susceptibilidad magnética por la presencia de electrones no apareados. Tales sustancias disminuyen los tiempos de relajación T_1 y T_2 .

Precesión

Movimiento rotacional de un vector alrededor de un eje en un sistema de coordenadas, donde el ángulo polar está fijo y el ángulo azimutal cambia.

Radio Giromagnético

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

Radio Frecuencia

Frecuencia de onda electromagnética comúnmente empleada en las transmisiones de radio y televisión. Varía entre 40 KHz y 30000 KHz.

RD

Es el tiempo necesario para que la población de protones se alineen en la dirección del campo estático B_0 . Define la duración del tiempo de relajación T_2 en un experimento de RMN.

Relación Señal/Ruido

Relación entre la intensidad de la señal estudiada y la desviación estándar del ruido de fondo. Cuanto más elevada sea esta relación, mejor será la calidad de la señal procesada.

Relajación Transversal

Es el retorno de la magnetización transversal a su valor de equilibrio, al cesar el aporte de energía producida por el campo alterno B_1 .

Relajación Longitudinal

Es el retorno de la magnetización longitudinal a su valor de equilibrio a lo largo de la dirección del campo estático $\mathbf{B}_0$.

Resonancia Magnética Nuclear

Fenómeno de absorción de energía de los núcleos atómicos que precesan por un campo estático $\mathbf{B}_0$, al aplicársele a dichos núcleos, un campo alterno $\mathbf{B}_1$ cuya frecuencia ω_1 es igual a la frecuencia de precesión ω_0 del campo estático.

Scans

Es la adquisición de la señal producida durante la relajación transversal en un experimento de RMN.

Secuencia de pulsos

Serie de pulsos de radio frecuencia y de conmutaciones de gradiente que permiten obtener señales de RMN, las cuales reflejan propiedades del sistema de spins que las producen.

Spin Nuclear

Momento magnético propio de ciertos núcleos atómicos generado por el movimiento rotacional de sus nucleones (protones y/o neutrones), cada uno alrededor de su propio eje de rotación.

TAU

Es el tiempo comprendido entre los reenfoques de los spins para que se produzca un eco o pulso de señal entre dichos reenfoques. Se conoce también como tiempo inter-eco (TE).

T₁

Tiempo de relajación longitudinal. Constante de tiempo necesaria para que el 63% de los spins se realineen en la dirección del campo magnético **B₀**.

T₂

Tiempo de relajación transversal. Constante de tiempo con la que el 63% de los spins pierden su coherencia de fase por las interacciones con el medio donde se hallan dichos spins.

T₂^{*}

Igual que el T₂, aunque la incoherencia de fase de los spins se produce por las heterogeneidades del campo **B₀**.

Tabla A.1- Características de los tapones para los pozos SBC-124, SBC-125 y SBC-129
Miembro Naricual Inferior

Pozo	Tapón	Profundidad (pies)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	Volumen (cc)
124	42	15599,3	38,20	31,06	35,59
124	46	15603,2	37,92	36,67	41,41
124	50	15607,2	37,86	39,16	44,09
124	54	15611,2	37,74	44,73	50,03
124	59	15617,3	37,85	37,01	41,65
124	62	15620,3	38,08	35,51	40,43
124	69	15636,5	37,94	37,69	42,62
124	80	15647,4	37,91	36,39	41,08
124	84	15651,8	37,89	36,43	41,09
124	89	15656,3	37,87	39,35	44,31
124	95	15663,5	37,93	49,68	56,12
124	99	15697,6	37,84	35,14	39,52
124	102	15702,8	37,92	39,91	45,06
124	123	15740,2	37,88	33,27	37,50
124	133	15750,4	37,86	35,73	40,22
124	142	15761,3	37,87	36,66	41,29
124	145	15765,5	37,80	48,95	54,92
124	189	15840,8	37,68	37,06	41,33
124	202	15868,8	37,80	35,92	40,32
124	203	15870,3	37,95	45,75	51,76
124	206	15873,6	37,81	48,08	53,99
124	211	15878,4	37,92	35,49	40,07
124	227	15894,5	37,90	34,94	39,41
125	129	15565,3	37,91	38,07	42,98
125	143	15582,4	38,31	51,54	59,42

Pozo	Tapón	Profundidad (pies)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	Volumen (cc)
125	145	15585,4	38,18	36,79	42,12
125	157	15597,4	37,95	36,74	41,56
125	163	15606,3	37,95	39,39	44,54
125	166	15606,3	38,01	48,06	54,54
125	172	15612,5	37,75	41,53	46,49
125	191	15633,3	37,87	39,28	45,89
125	203	15645,3	37,04	33,75	36,37
125	235	15677,3	37,95	37,07	41,93
125	255	15697,3	37,96	36,77	41,60
125	261	15703,3	38,02	40,21	45,65
125	280	15722,4	37,98	39,07	44,26
125	298	15740,3	38,02	35,10	39,85
125	303	15745,3	38,03	38,38	43,59
129	129	16327,4	37,91	38,07	42,98
129	133	16331,4	38,31	51,54	59,42
129	140	16340,3	37,92	39,32	44,40
129	141	16341,5	38,31	50,53	58,25
129	146	16346,2	37,88	38,72	43,64
129	152	16373,6	38,28	51,51	59,29
129	154	16375,6	37,21	37,51	40,79
129	156	16383,7	38,39	53,24	61,62
129	163	16392,3	37,95	39,39	44,54
129	180	16410,3	38,37	49,15	56,83
129	181	16411,6	38,41	49,21	57,03
129	187	16417,4	38,37	47,86	55,35

Tabla B.1.- Peso de los tapones para los pozos SBC-124, SBC-125 y SBC-129;
Miembro Naricual Inferior

Pozo	Tapón	Profundidad (pies)	Peso seco (grs)	Peso 100% Sw (grs)	Peso % Sw _{irr} (grs)
124	42	15599,3	78,15	83,60	78,79
124	46	15603,2	92,28	98,09	93,21
124	50	15607,2	99,11	104,58	100,00
124	54	15611,2	120,18	124,26	121,02
124	59	15617,3	96,79	101,15	97,69
124	62	15620,3	96,51	100,05	97,35
124	69	15636,5	98,50	103,32	99,55
124	80	15647,4	94,46	99,20	95,32
124	84	15651,8	96,24	100,35	98,09
124	89	15656,3	98,24	102,33	99,68
124	95	15663,5	129,98	135,47	133,53
124	99	15697,6	90,64	95,17	93,04
124	102	15702,8	108,99	112,07	111,13
124	123	15740,2	81,67	87,33	82,58
124	133	15750,4	90,48	95,55	92,37
124	142	15761,3	90,43	96,67	91,80
124	145	15765,5	120,01	128,25	122,79
124	189	15840,8	88,87	95,72	90,10
124	202	15868,8	89,83	95,02	92,71
124	203	15870,3	84,76	90,19	85,45
124	206	15873,6	133,45	136,07	135,96
124	211	15878,4	88,54	93,88	89,60
124	227	15894,5	87,98	92,97	89,04
125	129	15565,3	95,09	100,90	95,75

Pozo	Tapón	Profundidad (pies)	Peso seco (grs)	Peso 100%Sw (grs)	Peso %Sw _{irr} (grs)
125	143	15582,4	113,08	120,42	114,33
125	145	15585,4	96,26	101,63	97,93
125	157	15597,4	90,58	97,24	91,17
125	163	15606,3	99,33	105,78	100,10
125	166	15606,3	126,47	132,04	127,69
125	172	15612,5	105,34	111,24	106,05
125	191	15633,3	103,84	105,25	104,73
125	203	15645,3	84,76	90,19	85,45
125	235	15677,3	95,23	100,61	96,01
125	255	15697,3	95,93	100,77	96,73
125	261	15703,3	106,21	110,77	107,03
125	280	15722,4	100,91	106,13	101,70
125	298	15740,3	87,66	93,61	88,22
125	303	15745,3	98,11	103,92	98,83
129	129	16327,4	96,32	102,02	96,98
129	133	16331,4	138,14	144,58	139,18
129	140	16340,3	95,04	101,98	95,93
129	141	16341,5	137,18	142,04	140,40
129	146	16346,2	99,78	104,61	101,43
129	152	16373,6	136,99	143,06	141,44
129	154	16375,6	96,52	100,14	97,78
129	156	16383,7	149,66	153,71	150,92
129	163	16392,3	135,39	142,56	140,03
129	180	16410,3	126,69	134,46	128,82
129	181	16411,6	128,60	135,65	130,23
129	187	16417,4	127,02	130,60	127,53

Como se mencionó en la sección 2.5 del capítulo 2, la determinación de la porosidad por la tecnología de RMN, requiere la medición de un volumen de agua equivalente al volumen de la muestra analizada, para simular una porosidad de 100%. Este volumen de agua posee igualmente una concentración de NaCl equivalente al agua de la formación de la que se extrae la muestra. Por la complejidad y demora que implica la obtención de volúmenes de agua equivalentes al de las muestras, se construye una curva de calibración con volúmenes de agua reproducibles, de los cuales se mide su respuesta por RMN, generándose la correspondiente distribución T_2 . La ecuación resultante de la correlación entre volumen y área equivalente, determina el valor del área correspondiente al volumen de cada tapón.

Tabla C.1. Resultados de las mediciones de la solución salina (14000 ppm)

Volumen de agua (cc)	Area bajo la curva (u.a.)	<u>Area equiv. (ua</u> <u>/#scans)*</u>
15	2024,29	126,52
20	2703,95	169,00
25	3347,39	209,21
30	3794,83	237,18
35	4523,14	282,70
40	5088,18	318,01
45	5748,61	359,29
50	6668,89	416,81

* Nota: El número de scans para estas mediciones fue de 16.

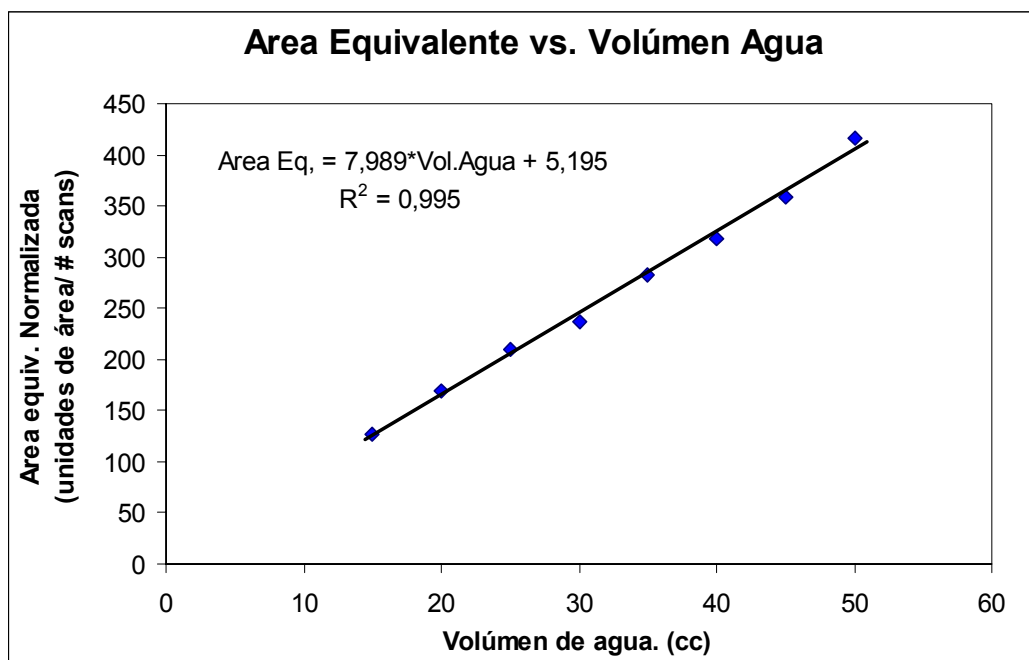


Figura C.1 Relación entre volúmenes de agua y su área equivalente RMN

Tabla D.1.- Porosidades por Gravimetría, RMN, y Convencional pozos SBC-124, SBC-125 y SBC-129; Miembro Naricual Inferior.

Pozo	Tapón	Profundidad (pies)	Porosidad Peso (%)	Porosidad RMN (%)	Porosidad Conv. (%)
124	42	15599,3	15,33	14,88	15,44
124	46	15603,2	14,03	14,05	14,29
124	50	15607,2	12,42	12,30	12,47
124	54	15611,2	8,15	8,56	8,47
124	59	15617,3	10,49	10,96	10,65
124	62	15620,3	8,77	9,05	9,27
124	69	15636,5	11,31	11,24	11,01
124	80	15647,4	11,54	11,87	11,86
124	84	15651,8	10,00	10,28	11,01
124	89	15656,3	9,22	9,23	14,31
124	95	15663,5	9,78	9,95	11,80
124	99	15697,6	11,47	11,87	12,09
124	102	15702,8	6,85	7,14	8,24
124	123	15740,2	15,10	15,65	13,15
124	133	15750,4	12,61	12,98	13,63
124	142	15761,3	15,12	15,49	15,96
124	145	15765,5	15,00	15,85	16,78
124	189	15840,8	16,55	16,67	17,07
124	202	15868,8	12,86	13,05	14,94
124	203	15870,3	10,22	10,73	13,00
124	206	15873,6	4,85	5,18	6,31
124	211	15878,4	13,33	13,80	14,50
124	227	15894,5	12,65	12,72	16,46
125	129	15565,3	13,72	14,83	13,90
125	143	15582,4	14,53	14,30	14,50
125	145	15585,4	12,76	11,11	12,61

Pozo	Tapón	Profundidad (pies)	Porosidad Peso (%)	Porosidad RMN (%)	Porosidad Conv. (%)
125	157	15597,4	16,03	16,00	16,11
125	163	15606,3	14,47	14,20	14,25
125	166	15606,3	10,21	9,90	10,84
125	172	15612,5	12,68	12,60	12,81
125	191	15633,3	3,07	10,20	2,65
125	203	15645,3	14,93	14,89	12,70
125	235	15677,3	12,82	13,31	13,10
125	255	15697,3	11,64	11,57	11,70
125	261	15703,3	9,99	10,15	10,00
125	280	15722,4	11,78	10,99	12,00
125	298	15740,3	14,95	15,20	15,30
125	303	15745,3	13,32	13,22	13,70
129	129	16327,4	13,24	13,24	13,40
129	133	16331,4	10,84	11,20	10,86
129	140	16340,3	15,64	14,59	16,42
129	141	16341,5	8,34	8,41	9,61
129	146	16346,2	11,05	11,27	11,96
129	152	16373,6	10,24	10,92	11,03
129	154	16375,6	8,88	8,79	7,81
129	156	16383,7	6,57	6,88	10,68
129	163	16392,3	16,10	16,43	13,15
129	180	16410,3	13,67	14,08	14,01
129	181	16411,6	12,36	12,35	13,09
129	187	16417,4	6,47	6,96	7,62

Tabla E.1.- Resultados de saturación de agua irreducible de los tapones, pozos SBC-124, SBC-125 y SBC-129; Miembro Naricual Inferior

Pozo	Tapón	Profundidad (pies)	Sw _{irr} Peso (%)	Sw _{irr} RMN (%)
124	42	15599,3	11,82	11,09
124	46	15603,2	15,99	16,84
124	50	15607,2	16,27	16,33
124	54	15611,2	20,59	21,92
124	59	15617,3	20,76	20,63
124	62	15620,3	23,84	24,39
124	69	15636,5	21,74	20,08
124	80	15647,4	18,08	18,73
124	84	15651,8	44,97	46,30
124	89	15656,3	35,23	34,71
124	95	15663,5	64,66	66,20
124	99	15697,6	52,82	55,04
124	102	15702,8	69,28	70,74
124	123	15740,2	15,99	14,55
124	133	15750,4	37,36	38,64
124	142	15761,3	21,85	22,34
124	145	15765,5	33,74	34,85
124	189	15840,8	17,88	17,76
124	202	15868,8	55,46	57,46
124	203	15870,3	79,58	79,90
124	206	15873,6	95,80	95,99
124	211	15878,4	19,73	20,97
124	227	15894,5	21,12	21,69
125	129	15565,3	11,33	10,78
125	143	15582,4	17,01	16,51
125	145	15585,4	31,09	*

Pozo	Tapón	Profundidad (pies)	Sw _{irr} Peso (%)	Sw _{irr} RMN (%)
125	157	15597,4	8,94	8,22
125	163	15606,3	11,90	10,51
125	166	15606,3	21,90	19,26
125	172	15612,5	11,93	11,76
125	191	15633,3	63,09	63,33
125	203	15645,3	12,71	12,86
125	235	15677,3	14,44	14,17
125	255	15697,3	16,56	16,64
125	261	15703,3	18,02	17,12
125	280	15722,4	15,07	14,82
125	298	15740,3	9,50	8,35
125	303	15745,3	12,34	12,26
129	129	16327,4	11,51	12,16
129	133	16331,4	16,15	17,56
129	140	16340,3	12,87	13,41
129	141	16341,5	66,26	69,14
129	146	16346,2	34,04	36,14
129	152	16373,6	73,31	74,78
129	154	16375,6	34,90	34,36
129	156	16383,7	78,52	*
129	163	16392,3	64,71	66,64
129	180	16410,3	27,41	28,57
129	181	16411,6	23,12	23,97
129	187	16417,4	14,25	15,99

* : No se obtuvieron resultados consistentes con el valor de Sw_{irr} por gravimetría.

Entre los modelos utilizados para estimar permeabilidad a partir de datos de RMN, se encuentra el del llamado T_2 medio o modelo SDR (Schlumberger Doll Research); el cual utiliza el promedio logarítmico del tiempo de la distribución T_2 como indicador del tamaño de garganta de poro. Este parámetro se calcula de la siguiente forma:

El promedio logarítmico de T_2 se toma como:

$$T_{2M-LOG} = \frac{\sum_i \phi_i \log T_i}{\sum_i \phi_i} \quad (\text{Ec. F.1})$$

donde ϕ_i es el valor de la porosidad para el tiempo T_i . Aplicando la propiedad del logaritmo $a(\log b) = \log b^a$, la ecuación A.1 se expresa como:

$$T_{2M-LOG} = \frac{\sum_i \log T_i^{\phi_i}}{\sum_i \phi_i} \quad (\text{Ec. F.2})$$

Considerando que la sumatoria sobre todos los ϕ_i es ϕ_{TOTAL} y aplicando la propiedades de logaritmos: $\sum \log A_i = \log \prod A_i$ y $(1/a)\log b^c = \log b^{c/a}$, se obtiene finalmente:

$$T_{2M-LOG} = \prod_i T_i^{\phi_i / \phi_{TOTAL}} \quad (\text{Ec. F.3})$$

Ecuación con la que se calcula el promedio logarítmico de la distribución T_2 .

Tabla G.1 Valores de modelos de permeabilidad RMN y convencional, unidad Nar-5.

Pozo	Nº muestra	k_SDR (mD)	k_Timur modif. (mD)	k_Timur Coates (mD)	k_convenc. (mD)
124	42	522,63	757,30	572,23	340,33
124	46	728,75	508,28	346,76	355,05
124	50	345,49	443,17	316,63	235,33
124	54	96,04	219,48	155,97	47,64
124	59	145,04	318,63	217,34	44,91
124	62	149,70	212,24	140,47	18,89
125	129	604,79	735,08	551,99	746,30
125	143	324,70	529,04	359,94	189,29
125	145	103,19	293,24	189,11	123,33
125	157	820,38	1013,99	796,27	616,61
125	163	800,07	723,28	553,43	230,75
125	166	84,08	315,51	216,19	25,73
125	172	511,73	602,83	468,88	525,67
125	191	0,65	20,20	9,01	23,53
129	129	372,38	610,49	464,42	449,90
129	133	107,74	404,16	299,60	400,97
129	140	619,11	663,04	485,84	1702,41
129	141	25,83	94,20	27,04	6,61
129	146	195,23	225,57	95,94	28,26
129	152	29,81	130,82	31,65	0,21
129	154	54,37	104,63	53,87	3,94
129	156	2,25	–	–	0,14
129	163	177,02	253,01	71,18	2,21
129	180	242,50	381,28	223,79	136,83
129	181	152,17	334,60	208,91	190,75
129	187	37,30	208,75	173,71	45,77

Tabla G.2 Valores de modelos de permeabilidad RMN y convencional, unidad KP.

Pozo	Nº muestra	k_SDR (mD)	k_Timur modif. (mD)	k_Timur Coates (mD)	k_convenc. (mD)
124	69	28,90	333,42	207,23	28,34
124	80	88,38	339,37	204,68	139,76
124	84	1,71	113,30	27,27	8,40
124	89	3,66	162,80	64,27	99,17
124	95	0,65	65,79	5,45	0,35
124	99	4,59	81,38	10,89	6,13
125	102	0,07	68,77	6,04	0,35
125	123	1583,45	437,75	248,02	150,70
125	133	251,28	124,52	29,92	55,58
125	142	605,24	262,58	108,84	241,75
125	145	99,28	147,34	37,52	65,58
125	189	1832,26	343,07	160,22	347,52
125	202	59,95	76,19	8,77	14,27
125	203	90,53	49,14	1,32	2,62
125	206	0,003	51,22	0,14	0,02
125	211	3273,87	290,66	140,93	594,53
125	227	59,15	376,85	230,19	1162,10
125	203	991,81	518,54	335,92	73,64
125	235	83,53	540,07	391,72	233,87
125	255	389,01	406,55	280,19	233,08
125	261	53,27	435,01	346,19	146,02
125	280	355,60	509,72	417,85	558,25
125	298	301,05	1279,30	1260,70	1038,32
125	303	511,44	600,59	463,60	635,09

Con el objeto de determinar con la mayor precisión posible el valor del índice de fluido libre (FFI) para un registro de pozo de RMN, se efectúa el cálculo del T₂-CORTE, a partir del análisis de laboratorio RMN efectuado a muestras de roca. Con ello se evita realizar estimaciones erróneas sobre la cantidad de fluidos producibles en la formación, cuando se utilizan valores de T_{2C} publicados en la literatura. El objetivo del procedimiento consiste en obtener el error promedio mínimo cuando se efectúa la diferencia entre el FFI y el volumen de fluido ligado (BFV) para los tiempos T₂ de un conjunto de muestras.

Para realizar este cálculo se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$\phi_{\text{RMN}} = \text{FFI} + \text{BFV} \Rightarrow \text{FFI} = \phi_{\text{RMN}} - \text{BFV} \quad (\text{Ec. H.1})$$

Ecuación que vincula la porosidad con los índices de fluido libre y fluido ligado. Luego, el error debido al valor de porosidad durante el tiempo T₂ se expresa mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Error}_i = |\text{BFV} - \phi_i| \quad (\text{Ec. H.2})$$

Donde BFV es el valor del fluido ligado, obtenido del área bajo la curva de la distribución T₂ cuando el tapón se encuentra en saturación irreducible de agua; y ϕ_i es la magnitud de la porosidad para un tiempo T_{2i}. El error promedio vendrá dado por el promedio aritmético de los errores obtenidos del conjunto de muestras analizadas, de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$\text{Error}_{\text{prom}} = \frac{\sum_i^n \text{Error}_i}{n} \quad (\text{Ec. H.3})$$

Finalmente se construye el gráfico del error promedio contra el tiempo T₂. El punto mínimo de la curva representa el T₂ de corte característico, para el conjunto de muestras analizadas. Esto se representa en la figura X.1, el cual corresponde a una muestra en particular. Para un grupo de muestras, este valor no llega a ser cero, ya que la variedad de los tipos de roca en cuanto a la porosidad y la permeabilidad arroja diferentes valores de error.

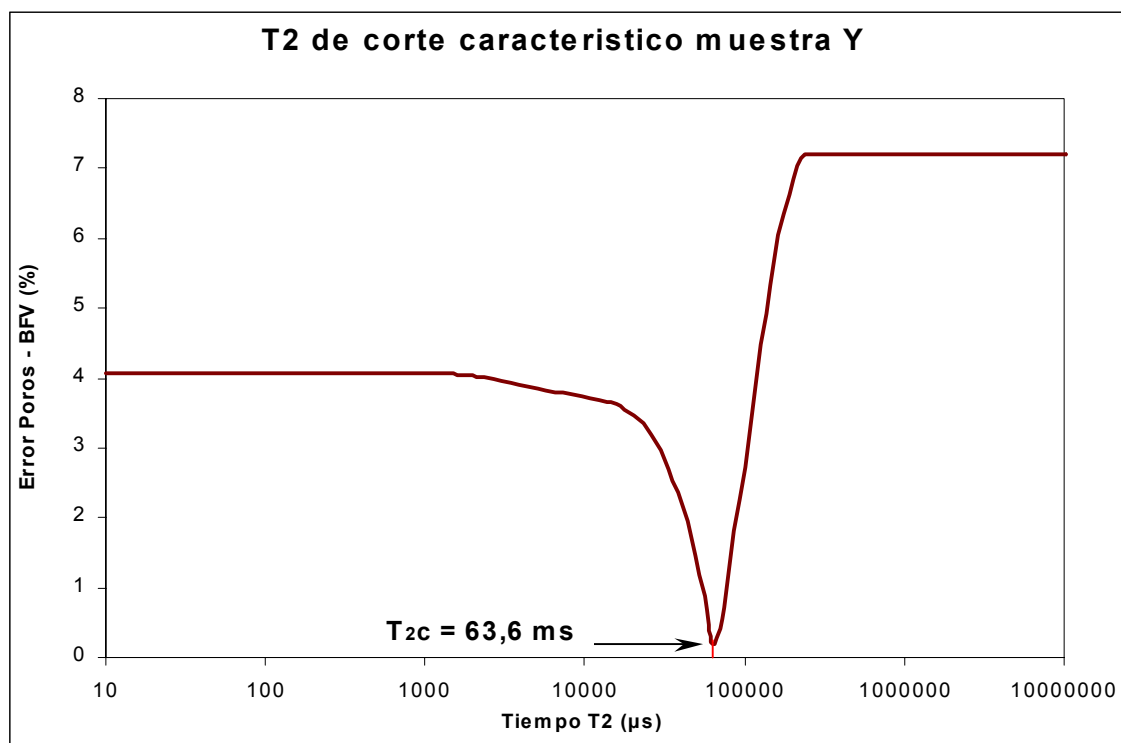


Figura H.1.- T_2 de corte característico para la muestra Y

El método de mínimos cuadrados, comúnmente aplicado para obtener la recta de mejor ajuste, cuyos puntos posean la mínima distancia con respecto a los puntos de la ordenada Y; puede ser implementado de igual forma para obtener la recta de mejor ajuste, donde se desea minimizar la diferencia entre el punto y la recta de tendencia para el eje de las abscisas o eje X. Este caso se ilustra en la figura I.1.

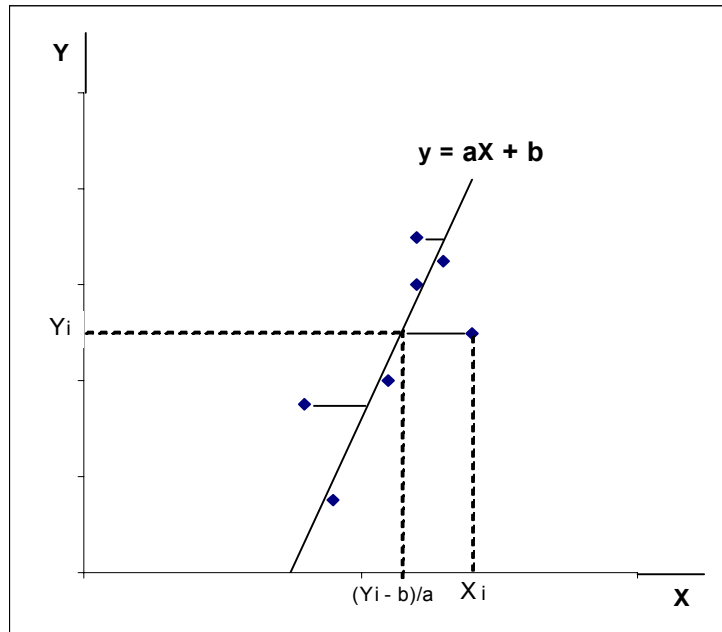


Figura I.1 Recta de mejor ajuste que minimiza la diferencia en torno a X

La metodología para obtener la diferencia o error entre la recta y los puntos “x”, es idéntica a la empleada para obtener la recta de ajuste típica por mínimos cuadrados. La diferencia en este caso consiste en despejar la variable x de la ecuación de la recta de ajuste. Esto conduce a la siguiente expresión para x:

$$y = ax + b \Rightarrow x = \frac{y - b}{a} \Rightarrow x = \frac{y}{a} - \frac{b}{a}. \quad \text{Efectuando el siguiente cambio de variable: } e = \frac{1}{a} \text{ y } f = \frac{b}{a}, \text{ se obtiene la siguiente expresión: } x = ey - f. \quad (\text{Ec. I.1})$$

La ecuación del error en este caso es la siguiente: $E = \sum_{i=1}^n [x_i - (ey - f)]^2$. El binomio al cuadrado se desarrolla, lo cual origina la siguiente expresión:

$E = \sum_{i=1}^n [x_i^2 - 2ex_iy_i + 2fx_i + e^2y_i^2 - 2efy_i + f^2]$. Esta expresión se deriva parcialmente

respecto a “e” y “f”, y luego se igualan estas derivadas a cero, a fin de obtener los valores mínimos correspondientes a ambos términos:

$$\frac{\partial}{\partial e} \sum_{i=1}^n [x_i^2 - 2ex_iy_i + 2fx_i + e^2y_i^2 - 2efy_i + f^2] = 0 \Rightarrow -2 \sum_{i=1}^n x_iy_i + 2e \sum_{i=1}^n y_i^2 - 2f \sum_{i=1}^n y_i = 0$$

$$\frac{\partial}{\partial f} \sum_{i=1}^n [x_i^2 - 2ex_iy_i + 2fx_i + e^2y_i^2 - 2efy_i + f^2] = 0 \Rightarrow 2 \sum_{i=1}^n x_i - 2e \sum_{i=1}^n y_i + 2fn = 0$$

Estos resultados se describen, formando el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\sum_{i=1}^n x_iy_i = e \sum_{i=1}^n y_i^2 - f \sum_{i=1}^n y_i \quad (\text{Ec. A})$$

$$\sum_{i=1}^n x_i = e \sum_{i=1}^n y_i - f \cdot n \quad (\text{Ec. B})$$

Multiplicando la ecuación A por n y la ecuación B por $-\sum y_i$, se obtiene:

$$\begin{aligned} n \sum x_iy_i &= n \cdot e \sum y_i^2 - n \cdot f \sum y_i \\ - \sum x_i \sum y_i &= -e (\sum y_i)^2 + n \cdot f \sum y_i \end{aligned}$$

$$n \cdot \sum x_iy_i - \sum x_i \sum y_i = e (n \cdot \sum y_i^2 - (\sum y_i)^2)$$

$$\therefore e = \frac{n \cdot \sum x_iy_i - \sum x_i \sum y_i}{n \cdot \sum y_i^2 - (\sum y_i)^2} \quad \text{Para conseguir el valor de f, se sustituye este}$$

resultado en la ecuación B: $\sum x_i = \left(\frac{n \cdot \sum y_i^2 - (\sum y_i)^2}{n \cdot \sum x_iy_i - \sum x_i \sum y_i} \right) \cdot \sum y_i - f \cdot n \Rightarrow$

$$f \cdot n = \left(\frac{n \cdot \sum y_i^2 - (\sum y_i)^2}{n \cdot \sum x_iy_i - \sum x_i \sum y_i} \right) \cdot \sum y_i - \sum x_i \Rightarrow f = \frac{\sum x_iy_i \sum y_i - \sum x_i \sum y_i^2}{n \cdot \sum y_i^2 - (\sum y_i)^2}.$$

Con los valores “e” y “f” ya obtenidos, se pueden hallar los términos correspondientes a la pendiente (a) y el término independiente (b) de la recta de ajuste, que minimiza el error en x. Devolviendo los cambios de variable establecidos:

$$e = \frac{1}{a} \Rightarrow a = \frac{1}{e} \Rightarrow a = \frac{n \cdot \sum y_i^2 - (\sum y_i)^2}{n \cdot \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}. \text{ Pendiente de la recta de ajuste}$$

$$f = \frac{b}{a} \Rightarrow b = f \cdot a \Rightarrow b = \left(\frac{\sum x_i y_i \sum y_i - \sum x_i \sum y_i^2}{n \cdot \sum y_i^2 - (\sum y_i)^2} \right) \cdot \left(\frac{n \cdot \sum y_i^2 - (\sum y_i)^2}{n \cdot \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i} \right) \Rightarrow$$

$$b = \frac{\sum x_i y_i \sum y_i - \sum x_i \sum y_i^2}{n \cdot \sum x_i y_i - \sum x_i \sum y_i}. \text{ Término independiente de la recta de ajuste.}$$

Los términos “a” y “b” permiten obtener la recta de mejor ajuste que minimiza la diferencia o error en torno a la variable X, lo cual es demostrable si se utiliza el criterio de la derivada segunda.

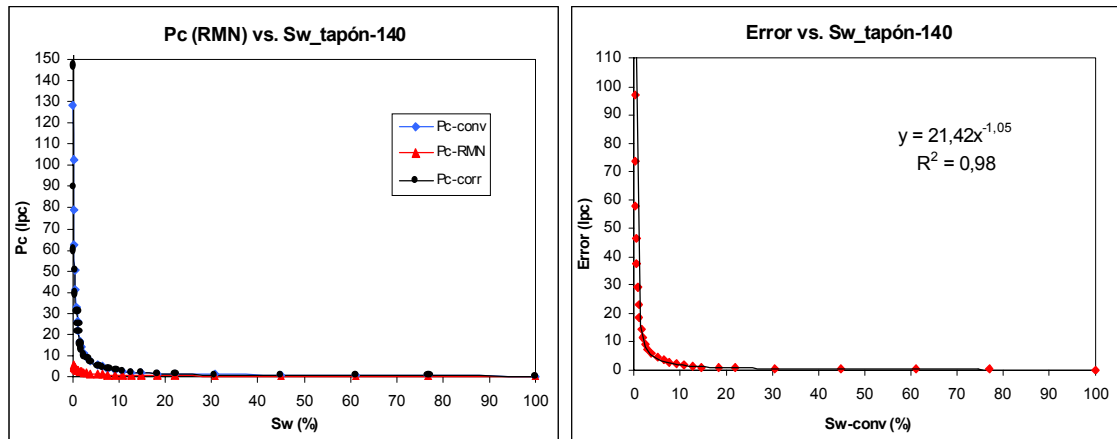


Figura J.1. Pseudo-curva de presión capilar con su error. Método 1
Muestra perteneciente a la petrofacies megaporosa. Unidad Nar-5.

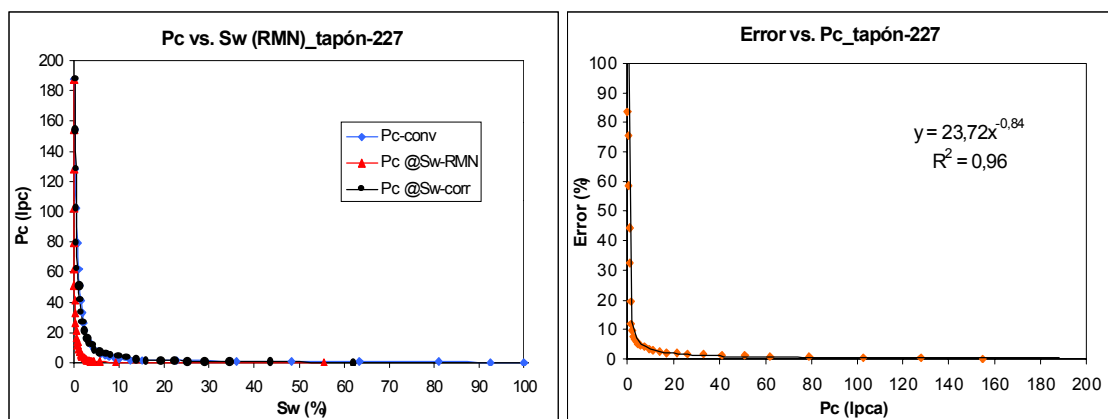


Figura J.2. Pseudo-curva de presión capilar con su error. Método 2
Muestra perteneciente a la petrofacies megaporosa. Unidad KP.

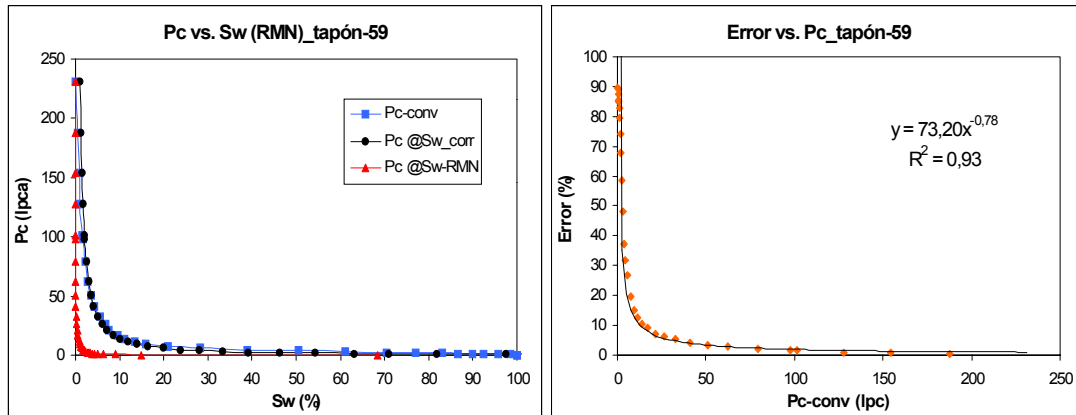


Figura J.3. Pseudo-curva de presión capilar con su error. Método 2
Muestra perteneciente a la petrofacies macroporosa. Unidad Nar-5.

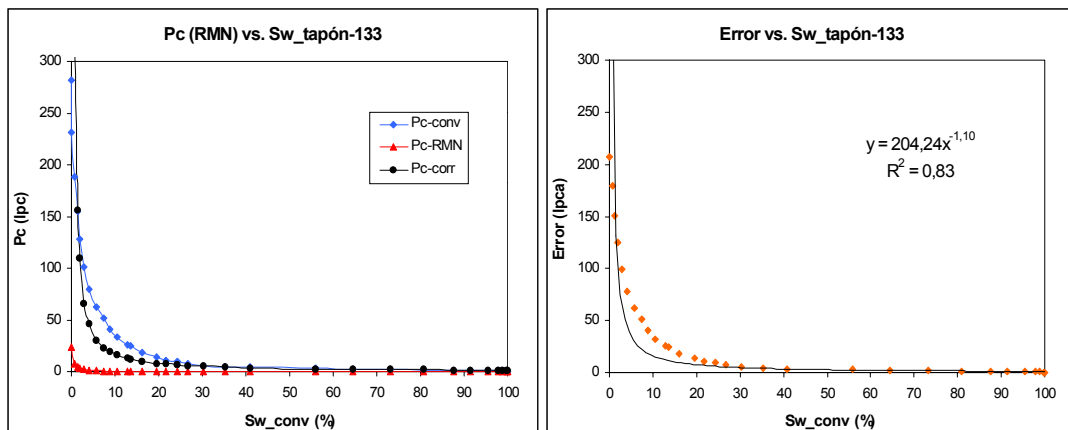


Figura J.4. Pseudo-curva de presión capilar con su error. Método
Muestra perteneciente a la petrofacies macroporosa. Unidad KP.

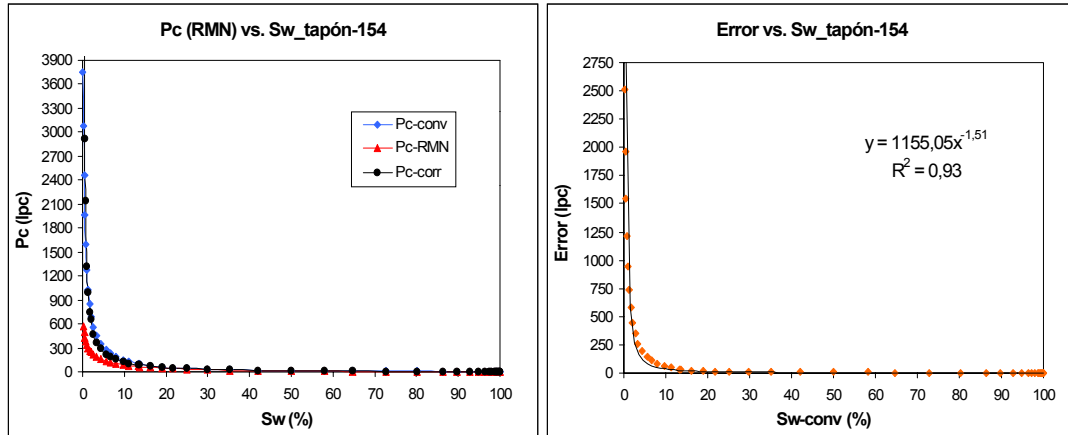


Figura J.5. Pseudo-curva de presión capilar con su error. Método 1
Muestra perteneciente a la petrofacies mesoporosa. Unidad Nar-5.

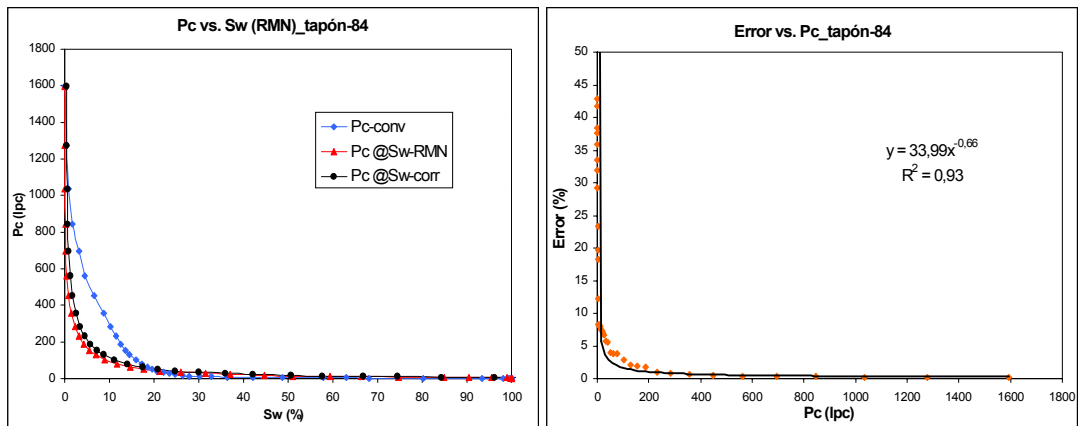


Figura J.6. Pseudo-curva de presión capilar con su error. Método 2
Muestra perteneciente a la petrofacies mesoporosa. Unidad Nar-5.

Tabla K.1 Coeficientes de las ecuaciones de error, métodos 1 y 2; y ctte C
Unidad Nar-5.

N° muestra	C	Error = a(Sw) ^b		Error = a(Pc) ^b	
		a	b	a	b
42	7500	98,24	-1,14	51,21	-0,83
46	225000	50,56	-1,22	9,84	-0,63
50	200000	281,36	-1,84	6,45	-0,45
59	10000	175,51	-1,14	73,20	-0,78
62	20000	1830,38	-1,65	75,46	-0,55
129	5000	62,41	-1,09	31,09	-0,78
145	10000	102,31	-1,12	41,77	-0,76
157	10000	71,07	-1,08	43,10	-0,84
163	95000	64,83	-1,08	32,78	-0,91
172	10000	117,78	-1,17	49,35	-0,77
191	40000	100,47	-1,16	22,01	-0,73
129-II	10000	136,55	-1,25	45,66	-0,74
140	20000	21,42	-1,05	18,17	-0,89
146	277000	312,72	-1,34	18,71	-0,54
154	570000	1155,05	-1,51	14,64	-0,48

Tabla K.2 Coeficientes de las ecuaciones de error, métodos 1 y 2; y ctte C.

Unidad KP.

N° muestra	C	Error = a(Sw) ^b		Error = a(Pc) ^b	
		a	b	a	b
69	200000	711,56	-1,86	10,83	-0,51
80	10000	581,21	-1,40	75,90	-0,64
84	670000	1340,09	-1,37	30,37	-0,58
89	5000	292,92	-1,10	95,97	-0,67
99	900000	2228,15	-1,71	77,62	-0,42
123	10000	420,37	-1,39	62,05	-0,64
133	270000	204,24	-1,10	22,90	-0,73
142	109000	17,81	-0,79	20,76	-0,83
189	115000	62,09	-1,04	30,18	-0,78
202	430000	388,23	-1,58	10,41	-0,67
211	100000	58,28	-1,17	19,43	-0,82
227	10000	40,06	-1,10	23,72	-0,84
203	135000	58,50	-1,10	12,24	-0,49
235	5000	105,94	-1,13	52,44	-0,81
255	10000	187,48	-1,24	56,64	-0,72
261	10000	217,31	-1,31	50,26	-0,70
280	388000	47,68	-1,14	17,68	-0,78
298	10000	85,71	-1,25	31,32	-0,76
303	100000	145,03	-1,27	46,84	-0,74

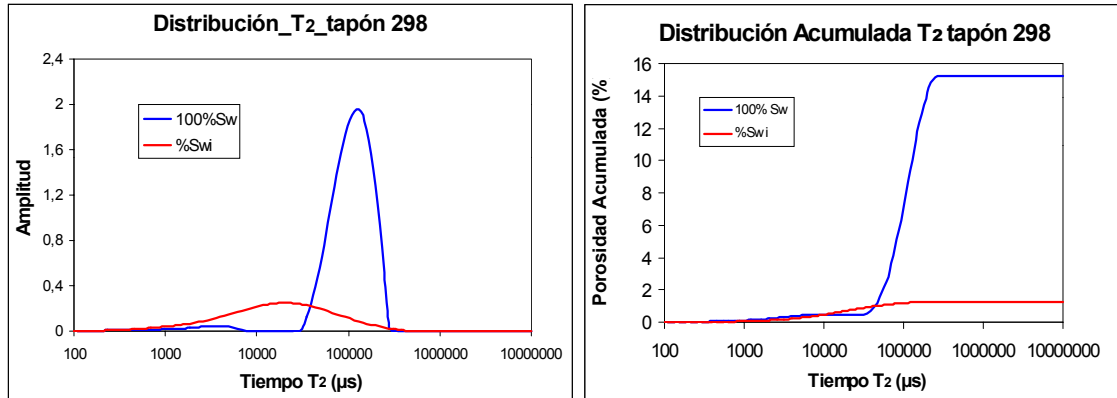


Figura M.1.- Curvas de RMN para muestra perteneciente a la petrofacies megaporosa, tapón 298.

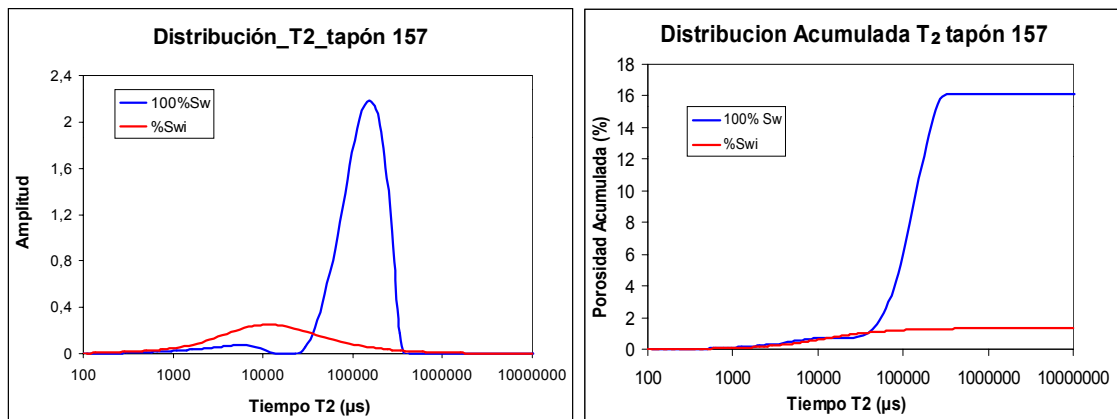


Figura M.2.- Curvas de RMN para muestra perteneciente a la petrofacies megaporosa, tapón 157.

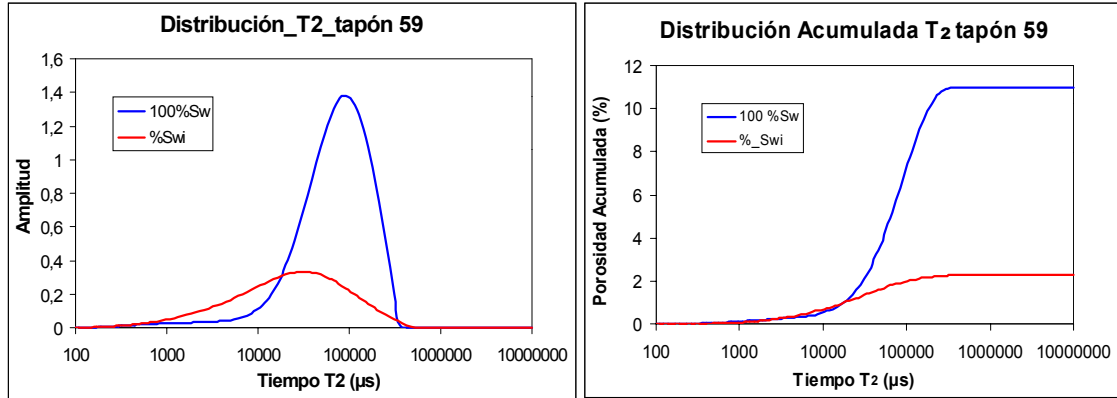


Figura M.3.- Curvas de RMN para muestra perteneciente a la petrofacies macroporosa. Tapón 59.

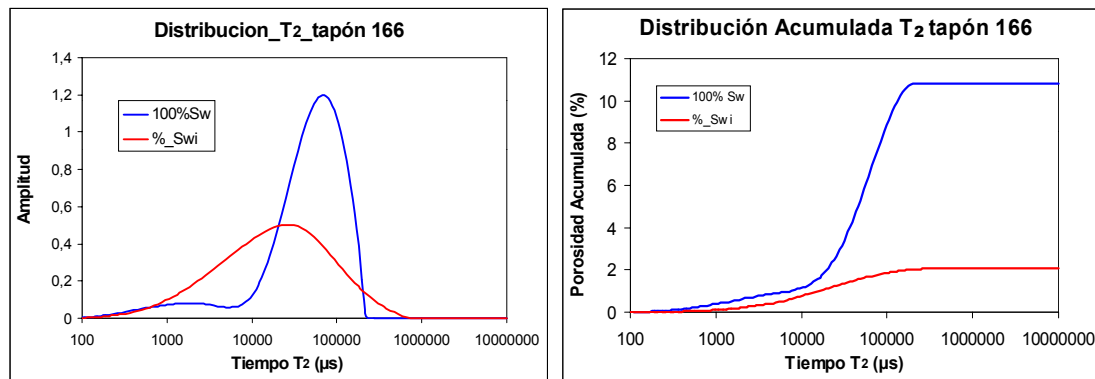


Figura M.4.- Curvas de RMN para muestra perteneciente a la petrofacies macroporosa. Tapón 166.

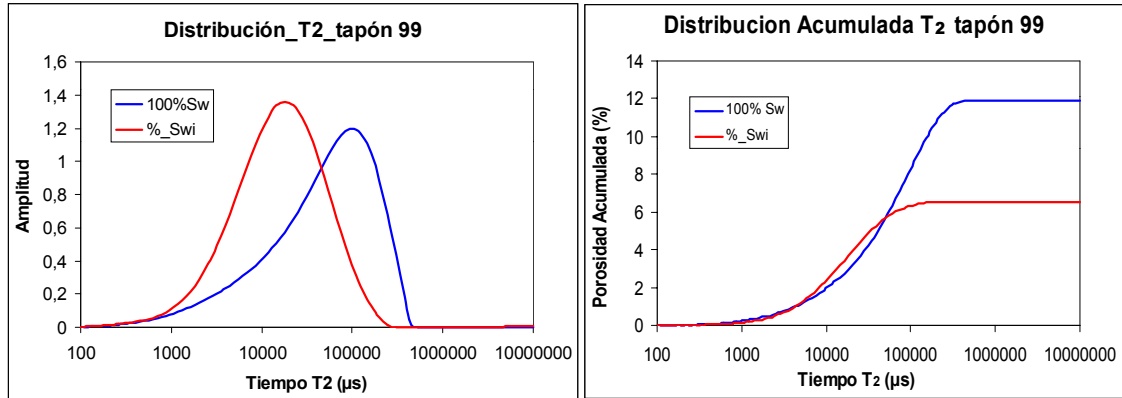


Figura M.5.- Curvas de RMN para muestra perteneciente a la petrofacies mesoporosa. Tapón 99.

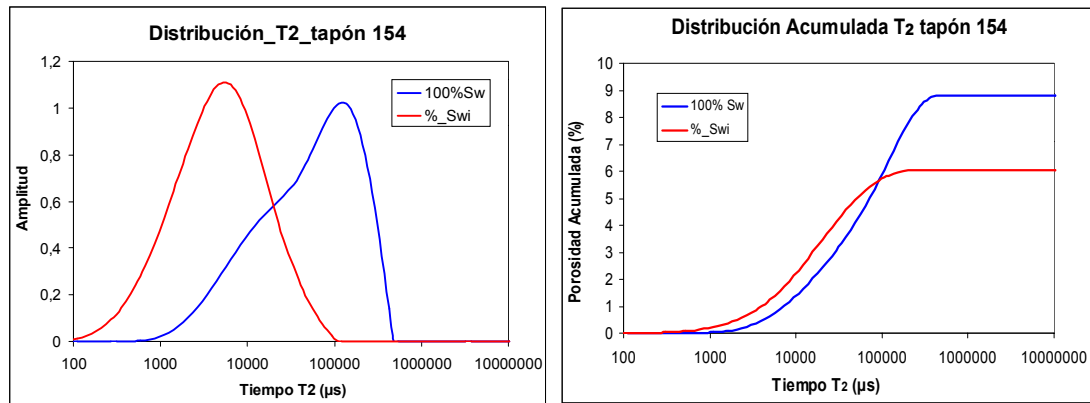


Figura M.6.- Curvas de RMN para muestra perteneciente a la petrofacies mesoporosa. Tapón 154.

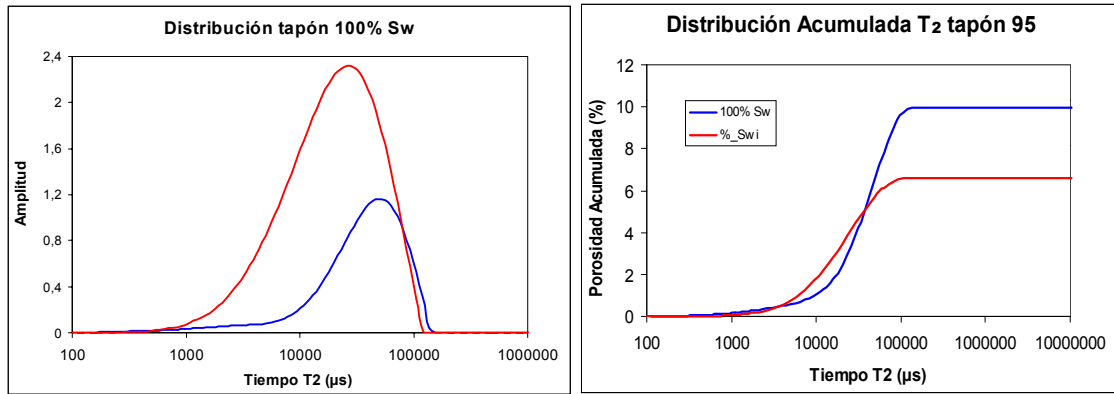


Figura M.7.- Curvas de RMN para muestra perteneciente a la petrofacies microporosa. Tapón 95.

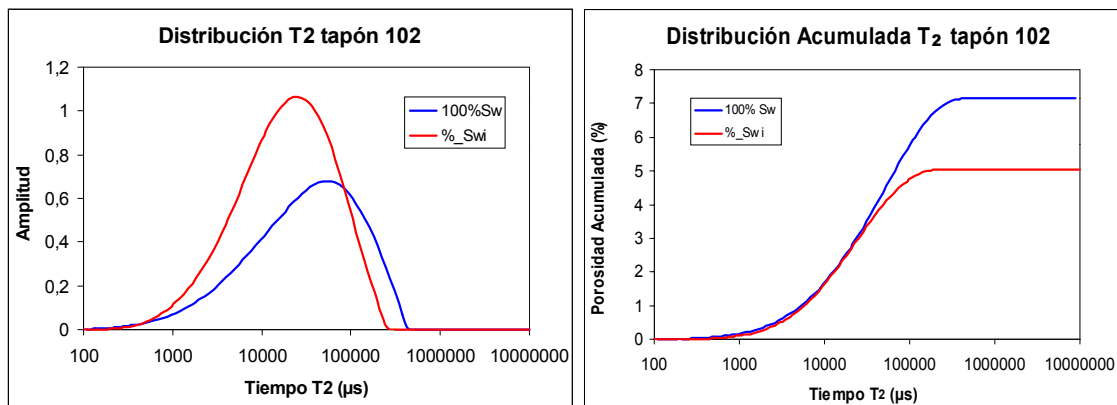


Figura M.8.- Curvas de RMN para muestra perteneciente a la petrofacies microporosa. Tapón 102.

La posibilidad de obtener datos de presión capilar a partir de datos de RMN, se fundamenta en la relación de aspecto, que relaciona el radio de garganta poral con el radio de poro. Para vincular el tiempo relajación transversal (T_2) con la presión capilar, debe plantearse la expresión general para el decaimiento T_2 de una muestra de roca saturada con fluidos:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2D}} + \frac{1}{T_{2B}} \quad (\text{Ecuación M.1})$$

La vinculación entre la presión capilar (P_c) y la variable T_2 supone que la roca esté saturada con agua, por lo cual, los efectos de relajación debidos a la relajación neta o “en bruto” del fluido es despreciable. Adicionalmente, los efectos de relajación por difusión en un gradiente de campo magnético pueden minimizarse con la utilización de un tiempo entre ecos corto y la aplicación de la secuencia CPMG. En virtud de lo anterior, la relajación T_2 está influenciada principalmente por la relaxividad superficial (ρ), por lo que la variable T_2 se expresa finalmente como:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2S}} \rightarrow \frac{1}{T_2} = \rho \cdot \frac{S}{V} \quad (\text{Ecuación M.2})$$

Donde S y V representan la superficie y el volumen del poro respectivamente. Si se supone que el poro tiene forma esférica, la ecuación N.2 adopta la siguiente forma, la cual se expresa a continuación:

$$\frac{1}{T_2} = \rho \cdot \frac{4 \cdot \pi \cdot R^2}{\frac{4}{3} \cdot \pi \cdot R^3} \rightarrow \frac{1}{T_2} = \rho \cdot \frac{3}{R} \quad (\text{Ecuación M.3})$$

En donde R es el radio del poro. La ecuación N.3 se vinculará con la relación de aspecto, la cual se denomina factor de forma (F_s):

$$F_s = \frac{R}{r} \quad (\text{Ecuación M.4})$$

Donde R corresponde al radio de poro y r es el radio de garganta de poro. Despejando R de la ecuación N.4, y sustituyendo el resultado en la ecuación N.3, se obtiene:

$$\frac{1}{T_2} = \rho \cdot \frac{3}{F_s \cdot r} \quad (\text{Ecuación M.5})$$

La ecuación N.5 se relacionará con la ecuación de Washburn (ec. 3.1), la cual vincula la presión capilar con el radio de garganta poral. Esta ecuación se expresa como sigue:

$$P_c = - \frac{2 \cdot \gamma \cdot \cos\theta}{r} \quad \text{Ecuación M.6)}$$

Si se despeja el radio de la garganta de poro de la ecuación M.5 y se sustituye en la ecuación M.6, se llega a la siguiente expresión:

$$P_c = - \frac{2 \cdot \gamma \cdot \cos\theta}{\left(\rho \cdot \frac{3 \cdot T_2}{F_s} \right)} \quad P_c = \left(- \frac{2 \cdot \gamma \cdot \cos\theta \cdot F_s}{3 \cdot \rho} \right) \cdot \frac{1}{T_2} \rightarrow P_c = \frac{C}{T_2} \quad (\text{Ecuación M.7})$$

A partir de la ecuación resultante (M.7), se obtienen los valores de presión capilar para la generación de las pseudo curvas de presión capilar a partir de datos de RMN. La constante C está vinculada con la relaxividad de la roca, propiedades de los fluidos como la tensión superficial y el ángulo de contacto entre estos, y la relación entre los radios de poro y de garganta poral expresada a través de la relación de forma.