

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**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**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Ávila Suárez, Daniel Enrique

Caracas, Octubre de 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

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

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Ing. Ovidio Suárez Sosa
TUTOR INDUSTRIAL: Dr. Ing. Pedro A. Romero

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Ávila Suárez, Daniel Enrique

Caracas, Octubre de 2002

AGRADECIMIENTOS

- A Dios, por ser el creador de todo lo que amo en este mundo.
- A Gloria y Oswaldo, mis padres, por ser incondicionales, por su apoyo y sacrificio, por su amor y por lo que me han dado en la vida. Los Amo. Les debo todo y se los agradezco.
- A mi abuela Rita, por ser una luz que ilumina mis días.
- A mis hermanos Leonardo, Robinson y David, sólo por el hecho de existir.
- A mi primo Kike, por ser mi hermano y confidente.
- A Lisett y Enrique, por ser mis panas con los cuales pasé momentos buenos y malos en el transcurso de la carrera. Fue un milagro conocerlos y espero que esta amistad perdure en el tiempo. Los aprecio de corazón.
- Al resto de mis panas UCvistas: Salvador, Juan Carlos, Pat, Víctor, Karina, Fermín, Marijor, Adriana, Yasmely, Violeta, Dalila, Iván, Pablo, Auri, Taymara, Daniel R, Eduin, Joseph, Yan, Negra, Freddy, Suzett, Maritza y todos aquellos que omito por razones de espacio. Gracias por alegrar mi día a día dentro y fuera de la universidad. Son los mejores. Los quiero mucho.
- Al cuerpo profesoral de la U. C. V. por formarme como profesional integral, especialmente al Prof. Norberto Bueno, por brindarme su amistad y enseñarme a pensar como ingeniero.
- A mis tutores: Ovidio, Pedro y mi co-tutora Rosario Maldonado, por su orientación durante el desarrollo de este trabajo.
- A PDVSA - Intevep y a su Gerencia de Gas (EPEG) por su patrocinio y muy especialmente a su personal, así como al de la Gerencia de Modelaje y Simulación (EPMS), por su ayuda y colaboración durante mi estadía en las instalaciones de la empresa.

..... y a todos aquellos que forman parte de una larguísima lista y son parte importante en mi vida quienes de una u otra manera me han apoyado.

“Estoy convencido de que en este día somos dueños de nuestro destino, que la tarea que se nos ha impuesto no es superior a nuestras fuerzas, que sus acometidas no están por encima de lo que soy capaz de soportar. Mientras tengamos fe en nuestra causa y una indeclinable voluntad de vencer, la victoria estará a nuestro alcance”

Winston Churchill

Ávila S., Daniel E.

**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.**

Tutor Académico: Prof. Ing. Ovidio Suárez Sosa. Tutor Industrial: Dr. Ing. Pedro A. Romero. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2002, 199 p.

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

Resumen. El objetivo principal de investigación en el marco de este proyecto fue determinar, mediante la aplicación de la tecnología de Resonancia Magnética Nuclear (RMN), las propiedades petrofísicas y petrofacies en las arenas gasíferas, apretadas y arcillosas de las Formaciones San Juan y San Antonio en el Campo Santa Rosa, en muestras de roca tomadas de núcleos recuperados del pozo RG – 231. La tecnología de RMN se está aplicando por primera vez a muestras de núcleo de este campo.

Se determinó, en lo que respecta a las propiedades petrofísicas porosidad, permeabilidad y saturación de agua irreducible, que están en el orden de 8-14 %, 1-1000 mD y 15-20 % para la Formación San Juan y de 2-8 %, 0.01-0.25 mD y 75-85 % para la Formación San Antonio, respectivamente. También se definió el parámetro que se debe utilizar para interpretar los registros de RMN a ser corridos en el Campo Santa Rosa, como lo es el tiempo de relajación transversal característico ($T_{2 \text{ Corte}}$) utilizado para cuantificar la cantidad de fluidos producibles e irreducibles (FFI y BFV) existentes en un intervalo determinado de profundidad. El $T_{2 \text{ Corte}}$ característico determinado para el conjunto de muestras de la Fm. San Juan fue de 103.5 ms y para las muestras de la Fm. San Antonio de 154.5 ms.

El análisis de petrofacies se basa en la determinación del radio de garganta poral que domina el flujo de fluidos en un conjunto de muestras, utilizando los datos provenientes del análisis de pruebas de inyección de mercurio. Para reproducirlos, en este caso, se desarrolló una metodología que utiliza los datos de distribución de tiempos de relajación transversal. Se determinó el radio de garganta poral que domina el flujo de fluidos a una saturación determinada de la fase no mojante para cada Formación (25 % para la Fm. San Juan y 20 % para la Fm. San Antonio). Posteriormente mediante la aplicación de ecuaciones empíricas (desarrolladas por Edward Pittman en 1992) se clasificaron las muestras según la petrofacies a la cual pertenecen, donde las predominantes fueron las mega y macroporosas para la Fm. San Juan y microporosas para la Fm. San Antonio. Con los resultados obtenidos de datos provenientes de la RMN para realizar la clasificación de las muestras según su calidad de roca, se afirma que se puede prescindir de pruebas de inyección de mercurio, las cuales además de ser más costosas, constituyen ensayos destructivos que presentan un elevado factor de riesgo operacional.

Sobre la base de los resultados obtenidos, se confirma el potencial que posee la RMN como una tecnología eficiente para la evaluación de formaciones en la determinación de las propiedades petrofísicas de las arenas gasíferas de la Fms. San Juan y San Antonio. Se recomienda la calibración con una segunda fase de estudio, correspondiente a la correlación de los registros de RMN con los datos obtenidos en el laboratorio, de manera de analizar los parámetros de campo para su posterior masificación en el Campo Santa Rosa. Los resultados generados con esta herramienta y su correlación con los perfiles RMN contribuirán con una mejor evaluación petrofísica de los yacimientos presentes en las Formaciones analizadas, permitiendo optimizar la producción y minimizar los factores de riesgo existentes a la hora de seleccionar los intervalos prospectos para proyectos de fracturamiento e inyección de fluidos.

ÍNDICE GENERAL

	Pg.
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA, INFORMACIÓN GENERAL Y GEOLOGÍA DEL CAMPO SANTA ROSA	3
1.1. Ubicación Geográfica	4
1.2. Información General	5
1.3. Geología del Campo Santa Rosa	8
1.4. Estructura Regional del Campo Santa Rosa	10
1.5. Estratigrafía y Sedimentología	11
1.5.1. Formación Oficina	15
1.5.2. Formación Merecure	16
1.5.3. Formación Vidoño	16
1.5.4. Formación San Juan	17
1.5.5. Formación San Antonio	18
CAPÍTULO 2 MARCO TEÓRICO RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)	19
2.1. Introducción	20
2.2. Principio Físico	21
2.3. Secuencia de Mediciones de RMN	22
2.3.1. Alineación de los Momentos Magnéticos Nucleares (polarización)	22
2.3.2. Perturbación de los Momentos Magnéticos Nucleares	22
2.3.3. Fenómenos de Relajación y Desfase de los protones	24
2.3.4. Reenfoco de los Momentos Magnéticos Nucleares	26
2.3.5. Sincronización del Tiempo entre mediciones de RMN (TW)	29
2.4. Mecanismos de Relajación en Rocas Saturadas	31
2.4.1. Relajación por efecto de interacciones con la superficie del poro (T_{2S})	31
2.4.2. Relajación por efecto del fluido en bruto contenido en los poros (T_{2B})	33
2.4.3. Relajación por efecto de difusión de los protones en un gradiente de campo magnético (T_{2D})	35

ÍNDICE GENERAL

	Pg.
2.5. Proceso de Inversión de la señal de decaimiento de T_2	36
2.6. Petrofísica de la RMN.....	37
2.6.1. Porosidad de RMN y su caracterización.....	37
2.6.2. Saturación de agua irreducible e índices de fluido libre (FFI) y volumen de agua ligada (BFV).....	39
2.6.3. Permeabilidad de RMN	42
2.6.3.1. Modelo de Fluido Libre (Timur-Coates)	43
2.6.3.2. Modelo del T_2 Medio.....	43
2.6.4. Rocas que contienen Agua e Hidrocarburos.....	45
2.7. Descripción de la herramienta de perfilaje de RMN	45
2.8. Aplicaciones de la RMN en la Evaluación de Formaciones.....	48
2.9. Análisis de Laboratorio de RMN.....	48
CAPÍTULO 3 MARCO TEÓRICO	
PETROFACIES.....	50
3.1. Petrofacies.....	51
3.2. Antecedentes.....	54
3.3. Análisis de radio de garganta de poro.....	57
3.3.1. Método del Ápice.....	58
3.3.2. Método de Comparación Directa.....	61
3.4. Determinación de Petrofacies	62
CAPÍTULO 4 METODOLOGÍA	64
4.1. Selección y toma de muestras.....	65
4.2. Limpieza de las muestras.....	66
4.3. Secado de las muestras	67
4.4. Saturación de las muestras.....	69
4.5. Determinación de porosidad por peso	71
4.6. Medición con el equipo de RMN.....	72
4.6.1. Calibración del equipo de RMN	74

ÍNDICE GENERAL

	Pg.
4.6.2. Medición de RMN de las muestras saturadas	74
4.6.3. Medición de la solución salina y normalización de la medición de RMN	75
4.6.4. Drenaje de las muestras en plato poroso.....	76
4.6.5. Determinación de la saturación irreducible de agua (Swirr) por peso.....	78
4.6.6. Medición de RMN de las muestras drenadas.....	79
4.7. Determinación de petrofacies	80
4.7.1 Curvas de pseudo presión capilar por RMN	80
4.7.2 Método del ápice con datos de RMN sin corregir	84
4.7.3 Clasificación de las muestras según su petrofacies	85
CAPÍTULO 5 PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	86
5.1. Porosidad RMN	87
5.1.1. Formación San Juan.....	87
5.1.2. Formación San Antonio	91
5.2. Saturación de agua irreducible RMN.....	95
5.2.1. Formación San Juan.....	95
5.2.2. Formación San Antonio	97
5.3. Determinación de $T_{2\text{ Corte}}$, $T_{2\text{ Mlog}}$, FFI y BFV	100
5.4. Permeabilidad RMN	100
5.4.1. Formación San Juan.....	101
5.4.2. Formación San Antonio	106
5.5. Determinación de petrofacies	110
5.5.1. Formación San Juan.....	111
5.5.1.1. Aplicación de métodos basados en pruebas de inyección de mercurio	111
5.5.1.2. Determinación de ápice con RMN.....	114
5.5.1.3. Petrofacies y curvas de pseudo presión capilar	115
5.5.1.4. Clasificación de Petrofacies.....	120
5.5.2. Formación San Antonio	121
5.5.2.1. Aplicación de métodos basados en pruebas de inyección de mercurio	122

ÍNDICE GENERAL

	Pg.
5.5.2.2. Determinación de ápice con RMN.....	124
5.5.2.3. Petrofacies y curvas de pseudo presión capilar	125
5.5.2.4. Clasificación por Petrofacies	130
5.7. Distribución de T_2 y petrofacies.....	131
5.8. Determinación de $T_{2\text{ Corte}}$ característico	132
5.8.1. Formación San Juan.....	133
5.8.2. Formación San Antonio	134
CONCLUSIONES	136
RECOMENDACIONES.....	139
LOGROS ALCANZADOS	142
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	144
GLOSARIO	150
APÉNDICES	155
Apéndice A - Cálculo de la Media Logarítmica de T_2	156
Apéndice B - Dimensiones de los tapones.....	157
Apéndice C - Peso de los tapones.....	159
Apéndice D - Resultados de porosidad para las muestras analizadas.....	161
Apéndice E - Resultados de las mediciones de RMN a la solución salina.....	163
Apéndice F - Resultados de Saturación de agua irreducible	164
Apéndice G - Distribuciones de T_2 características por petrofacies	166
Apéndice H – Resultados de $T_{2\text{ Corte}}$, FFI, BFV y $T_{2\text{ MLog}}$	170
Apéndice I - Ecuación utilizada para determinar Pc a partir de RMN	172
Apéndice J – Permeabilidad determinada por el Modelo de Timur - Coates	174
Apéndice K – Permeabilidad determinada por el Modelo de Timur Modificado	177
Apéndice L – Permeabilidad determinada por el Modelo SDR	180
Apéndice M – Permeabilidad determinada por el Modelo Romero - Salazar	183
Apéndice N - Ecuación de la tendencia lineal que minimiza error en X.....	186
Apéndice O - Coeficientes utilizados para obtener las curvas de pseudo Pc	189

ÍNDICE GENERAL

	Pg.
Apéndice P - Curvas características de Pseudo Presión Capilar	190
Apéndice Q - Clasificación por Petrofacies.....	194
Apéndice R - Determinación del T_2 Corte característico.....	198

LISTA DE FIGURAS

	Pg.
Figura 1.1 Ubicación Relativa del Campo Santa Rosa	4
Figura 1.2 Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela	8
Figura 1.3 Ubicación de los Campos relacionados con el Corrimiento de Anaco	10
Figura 1.4 Columna Estratigráfica del Campo Santa Rosa	12
Figura 1.5 Columna Estratigráfica detallada del Cretácico, Campo Santa Rosa.....	14
Figura 2.1 Alineación de los núcleos de Hidrógeno en ausencia de un campo magnético.....	21
Figura 2.2 Movimiento de precesión de los protones al aplicar el campo B_1	23
Figura 2.3 Reorientación de los protones en plano transversal a B_0	24
Figura 2.4 Señal registrada en el decaimiento por Caída de Inducción Libre	25
Figura 2.5 Secuencia de Pulso – Eco (CPMG).....	27
Figura 2.7 Señal de decaimiento Spín - Red y Spín - Eco.....	28
Figura 2.8 Señal de Tiempo de relajación transversal (T_2).....	30
Figura 2.9 Señal de Tiempo de relajación longitudinal (T_1).....	30
Figura 2.10 Interacciones de los núcleos con la superficie del poro	32
Figura 2.11 Influencia del tamaño del poro en el decaimiento de T_2	33
Figura 2.12 Aplicación de la Transformada Inversa de Laplace a la señal de T_2	37
Figura 2.13 Señales de Tiempo de relajación transversal por poro	38
Figura 2.14 Identificación del tipo de agua presente en la roca	40
Figura 2.15 Influencia del tamaño del poro en el decaimiento de T_2	41
Figura 2.16 Parámetros utilizados en los modelos de permeabilidad de Timur - Coates y SDR	44
Figura 2.17 Herramienta de perfilaje de RMN	46
Figura 3.1 Radio de poro y de garganta poral.....	51
Figura 3.2 Método del ápice aplicado a una sola muestra	58
Figura 3.3 Curva de presión capilar vs. saturación de mercurio.....	59
Figura 3.4 Método del ápice para un conjunto de muestras	60
Figura 3.5 Método de comparación directa para un conjunto de muestras	61

LISTA DE FIGURAS

	Pg.
Figura 3.6 Determinación de Petrofacies.....	63
Figura 4.1 Montaje utilizado para la limpieza de las muestras.....	66
Figura 4.2 Horno utilizado para el secado de las muestras.....	67
Figura 4.3 Desecador utilizado para evitar que las muestras absorban humedad.....	68
Figura 4.4 Permeámetro PDPK - 400 TM	69
Figura 4.5 Cámara de vacío utilizada para saturar las muestras.....	70
Figura 4.6 Muestra dentro de envoltorio plástico.....	71
Figura 4.7 Equipo de RMN de laboratorio.....	72
Figura 4.8 Volumen equivalente de agua.....	76
Figura 4.9 Equipo completo de Plato Poroso.....	77
Figura 4.10 Tapón con membrana semipermeable y muestras sobre el plato poroso.....	78
Figura 5.1 Correlación entre porosidad RMN y porosidad por peso: Fm. San Juan.....	88
Figura 5.2 Correlación entre porosidad RMN y porosidad convencional: Fm. San Juan.....	89
Figura 5.3 Correlación entre porosidad por peso y porosidad convencional: Fm. San Juan.....	89
Figura 5.4 Histograma de resultados de porosidad: Fm. San Juan.....	90
Figura 5.5 Correlación entre porosidad RMN y porosidad por peso: Fm. San Antonio.....	92
Figura 5.6 Correlación entre porosidad RMN y porosidad convencional: Fm. San Antonio.....	92
Figura 5.7 Correlación entre porosidad por peso y porosidad convencional: Fm. San Antonio.....	93
Figura 5.8 Histograma de resultados de porosidad: Fm. San Antonio.....	94
Figura 5.9 Correlación entre saturación de agua irreducible RMN y convencional: Fm. San Juan.....	95
Figura 5.10 Histograma de resultados de Swirr @150 lpc: Fm. San Juan.....	97

LISTA DE FIGURAS

	Pg.
Figura 5.11 Correlación entre saturación de agua irreducible RMN y convencional: Fm. San Antonio	98
Figura 5.12 Histograma de resultados de Swirr @150 lpc: Fm. San Antonio.....	99
Figura 5.13 Correlación entre permeabilidad Timur - Coates y convencional: Fm. San Juan.....	101
Figura 5.14 Correlación entre permeabilidad Timur Modificado y convencional: Fm. San Juan.....	102
Figura 5.15 Correlación entre permeabilidad SDR y convencional: Fm. San Juan	102
Figura 5.16 Correlación entre permeabilidad Romero - Salazar y convencional: Fm. San Juan.....	103
Figura 5.17 Histograma de resultados de permeabilidad: Fm. San Juan.....	104
Figura 5.18 Correlación entre permeabilidad Timur - Coates y convencional: Fm. San Antonio	107
Figura 5.19 Correlación entre permeabilidad SDR y convencional: Fm. San Antonio.....	107
Figura 5.20 Correlación entre permeabilidad Timur Modificado y convencional: Fm. San Antonio	108
Figura 5.21 Correlación entre permeabilidad Romero - Salazar y convencional: Fm. San Antonio	108
Figura 5.22 Histograma de resultados de permeabilidad: Fm. San Antonio	109
Figura 5.23 Aplicación del método del ápice en muestras con análisis especiales: Formación San Juan	111
Figura 5.24 Aplicación del método de comparación directa: Formación San Juan	113
Figura 5.25 Método del ápice con datos de RMN: Formación San Juan	114
Figura 5.26 Curvas de pseudo presión capilar y error obtenido. Método 1. Tapón 521 - I32. Formación San Juan.....	116
Figura 5.27 Curvas de pseudo presión capilar y error obtenido. Método 2. Tapón 521 - I32. Formación San Juan.....	116
Figura 5.28 Curvas de error promedio para cada método utilizado.....	117

LISTA DE FIGURAS

	Pg.
Figura 5.29 Curvas de pseudo presión capilar corregidas con error promedio	118
Figura 5.30 Método del ápice con datos provenientes de RMN:	
Formación San Juan (Pseudo curvas de presión capilar – Método 1)	119
Figura 5.31 Método del ápice con datos provenientes de RMN:	
Formación San Juan (Pseudo curvas de presión capilar – Método 2)	119
Figura 5.32 Análisis de Petrofacies en muestras de la Formación San Juan	121
Figura 5.33 Aplicación del método del ápice en muestras con análisis especiales: Formación San Antonio.....	122
Figura 5.34 Aplicación del método de comparación directa: Formación San Antonio.....	123
Figura 5.35 Método del ápice con datos de RMN: Formación San Antonio.....	125
Figura 5.36 Curvas de pseudo presión capilar y error obtenido. Método 1.	
Tapón 662 - I44. Formación San Antonio	126
Figura 5.37 Curvas de pseudo presión capilar y error obtenido. Método 2.	
Tapón 662 - I44. Formación San Antonio	126
Figura 5.38 Curvas de presión capilar para cada petrofacies	129
Figura 5.39 Método del ápice con datos provenientes de RMN:	
Formación San Antonio (Pseudo curvas de presión capilar – Método 1)	129
Figura 5.40 Método del ápice con datos provenientes de RMN:	
Formación San Antonio (Pseudo curvas de presión capilar – Método 2)	129
Figura 5.41 Análisis de Petrofacies en muestras de la Formación San Antonio	130
Figura 5.42 Distribución de T_2 . Tapón 523 - I31.	
Perteneciente a la petrofacies Megaporosa.....	132
Figura 5.43 Distribución de T_2 . Tapón 603 - I8.	
Perteneciente a la petrofacies Mesoporosa	132
Figura 5.44 $T_{2\text{ Corte}}$ característico de la Formación San Juan	133
Figura 5.45 $T_{2\text{ Corte}}$ característico de la Formación San Antonio	134

LISTA DE TABLAS

	Pg.
Tabla 1.1 Sumario de Producción de arenas del Cretácico del Campo Santa Rosa	6
Tabla 1.2 Reservas de Gas para la Formación San Juan	6
Tabla 2.1 Mecanismos de Relajación predominantes según el tipo de fluido	36
Tabla 2.2 Especificaciones de las herramientas de perfilaje de RMN.....	47
Tabla 3.1 Clasificación de las rocas según el radio de la garganta de poro.....	53
Tabla 3.2 Parámetros de la ecuación de Presión Capilar	55
Tabla 3.3 Ecuaciones de Pittman	57
Tabla 4.1 Parámetros de adquisición utilizados.....	73
Tabla 5.1 Resultados de porosidad obtenidos para la Formación San Juan	91
Tabla 5.2 Resultados de porosidad obtenidos para la Formación San Antonio	94
Tabla 5.3 Resultados de Swirr obtenidos para la Formación San Juan	97
Tabla 5.4 Resultados de Swirr obtenidos para la Formación San Antonio	99
Tabla 5.5 Resultados de permeabilidad obtenidos para la Formación San Juan	105
Tabla 5.6 Coeficientes utilizados en los modelos de permeabilidad: Formación San Juan.....	106
Tabla 5.7 Resultados de permeabilidad obtenidos para la Formación San Antonio	110
Tabla 5.8 Coeficientes utilizados en los modelos de permeabilidad: Formación San Antonio	110
Tabla 5.9 Resultados de $T_{2\text{ Corte}}$ característico para la Formación San Juan.....	134
Tabla 5.10 Resultados de $T_{2\text{ Corte}}$ característico para la Formación San Antonio	135

INTRODUCCIÓN

El Campo Santa Rosa está localizado a aproximadamente 10 Km al NE de la población de Anaco. Sus arenas del Cretácico (areniscas arcillosas apretadas), de las Formaciones San Juan y San Antonio, poseen grandes acumulaciones de gas condensado. Este hidrocarburo ha incrementado su valor en los últimos años, especialmente debido a las estrictas regulaciones ambientales impuestas a escala mundial. Es por esta razón, que los yacimientos de gas se consideran ahora más atractivos, no sólo para suplir los requerimientos de la industria petrolera para proyectos de recuperación secundaria o levantamiento artificial, sino también para satisfacer la creciente demanda del mercado interno y de exportación.

El Campo Santa Rosa fue seleccionado por PDVSA para llevar a cabo una de sus últimas estrategias en la búsqueda de optimizar e incrementar la recuperación de hidrocarburos, como lo son los denominados Laboratorios Integrados de Campo (LIC). En un LIC la aplicación de tecnologías de avanzada en caracterización, modelaje y visualización de yacimientos, son la base para cumplir el objetivo de aumentar la eficiencia en los procesos de recuperación primaria, secundaria o terciaria de hidrocarburos. Una de estas tecnologías es la Resonancia Magnética Nuclear (RMN) aplicada a la evaluación de formaciones, la cual se ha venido aplicando en el país en los últimos cinco años con un alto grado de efectividad. La RMN basa su respuesta a partir de la relajación magnética que sufren los núcleos de hidrógeno de los fluidos contenidos en el espacio poroso de las rocas, una vez sometidos a la influencia de ciertos campos magnéticos ejercidos por la herramienta.

La evaluación petrofísica de un yacimiento es básicamente la determinación de propiedades tales como la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. Aunque ya existen registros con los cuales es posible determinar la porosidad y la saturación, a la respuesta de estos se le deben realizar ciertas correcciones por efectos ambientales (presión y temperatura) y por el tipo de litología presente en la roca (areniscas, carbonatos, etc.), de manera de garantizar que los resultados reproduzcan las características reales de la Formación. Con respecto a la permeabilidad, no existían registros de pozos que aportasen un valor directo de ésta y para

obtenerla se contaba sólo con los datos provenientes de laboratorio o con correlaciones empíricas, existiendo a veces un alto grado de incertidumbre. En el caso de la RMN no es necesario hacer ningún tipo de correcciones para obtener porosidad o saturación de fluidos, ya que su respuesta está directamente asociada a los fluidos contenidos en el espacio poroso; además, es la primera herramienta en su tipo con la cual es posible calcular un perfil de permeabilidad en tiempo real, lo cual es un avance importante a la hora de seleccionar las mejores zonas a desarrollar de un yacimiento.

Con respecto a este último punto, en la selección de las mejores zonas de un yacimiento, entra en discusión la calidad de roca del mismo, también denominada petrofacies, la cual está relacionada con el radio de garganta de poro predominante en la roca analizada, el cual permite conocer la capacidad de la misma para permitir el paso de fluidos a través de ella.

Los métodos aplicados que permiten conocer la petrofacies a la cual pertenece una roca, están basados en el análisis de curvas de presión capilar, ya que éstas pueden ofrecer un perfil del radio de garganta poral por donde penetra el fluido según la presión de inyección. Conociendo la porosidad, la permeabilidad y la distribución de radios de garganta de poro de la roca, es posible realizar una clasificación de las rocas según la petrofacies a la cual pertenece, con lo cual se puede observar cuales son las zonas del yacimiento con mejores propiedades petrofísicas, contribuyendo a optimizar la selección de intervalos a desarrollar, ya sea para procesos de producción o de inyección de fluidos para proyectos de recuperación mejorada.

En este trabajo se realiza la primera etapa en lo que respecta a la evaluación petrofísica de un yacimiento con RMN, como lo es el análisis de muestras de roca en el laboratorio, para determinar las propiedades petrofísicas y los parámetros críticos que deben ser utilizados para la interpretación de los registros a ser corridos en el campo. También se aplican los métodos necesarios para realizar la clasificación de las muestras analizadas según la petrofacies a la cual pertenecen.

CAPÍTULO 1
UBICACIÓN GEOGRÁFICA,
INFORMACIÓN GENERAL
Y GEOLOGÍA DEL
CAMPO SANTA ROSA

1.1. Ubicación Geográfica

El Campo Santa Rosa está ubicado en el Estado Anzoátegui en el Oriente de Venezuela, aproximadamente a 10 Km al NE de la población de Anaco (Figura 1.1). El área de estudio se encuentra entre las coordenadas N: 1.044.000 - 1.051.600 y E: 343.000 - 352.000, y pertenece a la Cuenca Oriental de Venezuela, Sub-Cuenca de Maturín ubicada en el Área Mayor de Anaco ⁽¹⁾.



Figura 1.1 Ubicación Relativa del Campo Santa Rosa

En este trabajo se caracterizaron las Formaciones San Juan y San Antonio, ambas de edad Cretácica, en núcleos tomados del pozo RG - 231, Campo Santa Rosa, LIC (Laboratorio Integrado de Campo) Santa Rosa.

1.2. Información General

El campo Santa Rosa fue descubierto en 1941 y clasificado como un campo gigante en 1948, posee un área probada de 20800 Ha. Desde su descubrimiento se han definido un número aproximado de 300 yacimientos en 150 arenas, en una columna estratigráfica que se inicia en la Formación San Antonio (edad Cretácica) y culmina en la Formación Oficina (edad Mioceno Inferior – Medio).

El petróleo original en sitio (POES) ha sido estimado en 2402 MMBN y el gas original en sitio (GOES) en 9284 MMMPCN (información suministrada por la U. E. Gas Condensado Distrito Anaco). Los yacimientos de este campo son básicamente de petróleo liviano (Fms. Oficina y Merecure) y gas condensado (Fms. San Juan y San Antonio), encontrándose la mayoría en una fase avanzada de desarrollo.

Actualmente existen en el Campo Santa Rosa 131 pozos productores activos quienes, en conjunto, producen hidrocarburos de aproximadamente 114 arenas distintas, perteneciendo la mayoría a las Formaciones Oficina y Merecure.

La producción acumulada de todas las arenas del Campo Santa Rosa desde Noviembre de 1950 hasta Mayo de 2002, ha sido de 5673 MMMPCN de gas y 385 MMBN de petróleo, actualmente (Junio de 2002) el campo posee una producción promedio de 2718 BNPD y 477 MMPCNGD.

La producción diaria promedio de gas en pozos completados en el Cretácico es de 10.43 MMPCND, contando actualmente con 3 pozos productores activos (3 completados en la Fm. San Juan, en las unidades UA y UB). Para los pozos completados en arenas de las Formaciones San Juan y San Antonio, la producción acumulada de gas y de petróleo, hasta Junio de 2002, es de 156 MMMPCN y 2.78 MMBN respectivamente (ver sumario de producción en Tabla 1.1).

Tabla 1.1 Sumario de Producción de arenas del Cretácico del Campo Santa Rosa
(Base de Datos de PDVSA (OFM 3.1.4., Junio 2002))

	Pozos Activos	Qo (BNPD)	Np (MMBNP)	Qg (MMPCNGD)	Gp (MMMPCNG)
Arenas Fm. San Juan	3	90	2.46	10.43	142.33
Arenas Fm. San Antonio	-	-	0.32	-	13.98
Total Campo Santa Rosa	131	2718.5	385	476.92	5686.99

Es de resaltar que en el Campo Santa Rosa no se producen hidrocarburos de arenas de la Formación San Antonio desde el año 1991.

Para la Formación San Juan a partir del Modelo Estático-Determinístico realizado en PDVSA-Intevep se estimaron las reservas originales en sitio ⁽¹⁾. Estos resultados son mostrados en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2 Reservas de Gas para la Formación San Juan [1]

Formación- Unidad de Flujo	GOES Calc. (MMMPCN)	Reservas Rem. (MMPCN)
SJ - UA	475	354
SJ - UB	94	82
SJ - UC	182	177
TOTAL	752	614

Debido a que este campo ha sido evaluado como un campo productor de petróleo, algunos pozos habían sido cerrados por altos cortes de gas, por lo cual la estrategia para la reactivación del campo implica un cambio de enfoque hacia la producción masiva de gas condensado ⁽¹⁾. De la misma manera, se comprobó en pozos productores pertenecientes al área del LIC Santa Rosa, que aún con cortes de agua superiores al 75 %, seguían siendo buenos productores de gas condensado, produciendo en el mejor de los casos hasta 10 MMPCNG. Debido a la rentabilidad que genera la comercialización del condensado, la

necesidad de gas para procesos de recuperación secundaria o levantamiento artificial y la creciente demanda de este hidrocarburo para el consumo interno, a pesar del alto corte de agua que presentan estos pozos, sigue siendo rentable mantenerlos activos.

Entre las Formaciones productoras del Campo Santa Rosa, las Fms. San Juan y San Antonio, ambas de edad Cretácica, son bien conocidas por su potencial para la producción de gas, siendo esta la información obtenida de los pocos pozos que han penetrado sus arenas (11 en San Juan y 5 en San Antonio). Por esta misma razón (la escasa cantidad de pozos completados en el Cretácico) se posee poca información petrofísica de estas Formaciones. Sin embargo, con la perforación del pozo tecnológico RG – 231 y la recuperación de aproximadamente 700 pies de núcleo del mencionado pozo se han realizado correlaciones núcleo – perfil y se han calibrado modelos de porosidad – permeabilidad, los cuales pretenden ser consolidados con los resultados obtenidos en este estudio de RMN en el laboratorio.

Las interpretaciones geológicas recientes realizadas para las formaciones del Cretácico han establecido la división de las Fms. San Juan y San Antonio en 6 sub-unidades sedimentarias cada una (desde UA hasta UF) ⁽¹⁾. Las sub-unidades UA, UB y UC en la Fm. San Juan y UD y UE en la Fm. San Antonio fueron las escogidas en este estudio para analizarlas por medio de Resonancia Magnética Nuclear, debido su importancia como potenciales productoras de gas y condensado, además de poseer un núcleo tomado en el pozo RG-231, con muestras del cual se procedió a realizar los análisis de RMN en el laboratorio.

Otra información de interés es que de las pruebas de presiones realizadas en varios pozos del campo, se ha determinado que las arenas de las unidades sedimentarias UA, UB y UC de la Fm. San Juan, poseen un comportamiento de presión similar, por lo que las mismas pueden ser consideradas como una sola unidad hidráulica. Este comportamiento de comunicación entre arenas de la Fm. San Juan, se ha visto desde el comienzo de la explotación de hidrocarburos en el área ⁽¹⁾.

1.3. Geología del Campo Santa Rosa

El Campo Santa Rosa pertenece a la Cuenca Oriental de Venezuela, la cual es una depresión estructural ubicada en la zona Centro-Este del país, extendiéndose de Este a Oeste por los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte de Sucre (Figura 1.2). Esta depresión tiene una longitud aproximada de 800 Km en sentido Este a Oeste y un ancho promedio de 200 Km de Norte a Sur ⁽²⁾.

A nivel estructural la Cuenca Oriental es marcadamente asimétrica. La configuración final de la Cuenca se alcanzó al final del Plioceno Superior, cuando ocurrió un episodio de suaves levantamientos y de inclinación regional ⁽²⁾.

El área de estudio estuvo sometida a un régimen de esfuerzos extensivos durante el Cretácico, posteriormente reactivado en el Mioceno Temprano, para luego convertirse en un régimen compresivo hacia el Mioceno Medio, con una primera carga que generó la Subcuenca de Guárico y una segunda carga que formó la Subcuenca de Maturín (Figura 1.2) ⁽¹⁾.



Figura 1.2 Ubicación de la Cuenca Oriental de Venezuela [2]

Las cargas ocurridas en el Mioceno Medio generaron grandes corrimientos y la inversión de importantes fallas. Entre los resultados de estas cargas sucesivas se encuentran dos líneas de corrimiento subparalelas, una situada al Noroeste de la Cuenca, lo que constituye el Corrimiento Frontal de Guárico y otra situada al Este de la Depresión de Barcelona, denominado Sistema de Corrimientos Frontales de Anzoátegui y Monagas. Una tercera línea de corrimiento atraviesa la parte central de la Cuenca con rumbo aproximado N 40°E entre los campos El Toco al Suroeste y La Ceiba al Noreste. En conexión con el corrimiento se conocen en su flanco norte una serie de estructuras dómicas donde están ubicados importantes acumulaciones de hidrocarburos. Esta importante falla inversa se conoce como el Corrimiento de Anaco⁽²⁾.

El Corrimiento de Anaco está ubicado en la parte central del Estado Anzoátegui y tiene una longitud de 85 Km desde el sur del Campo El Toco hasta el Este del Campo La Ceiba. Se caracteriza por una línea de corrimiento de rumbo Noreste y buzamiento promedio de 45° al Noroeste. Hacia el Norte se distinguen cinco campos de hidrocarburos relacionados estructuralmente con esta línea de corrimiento (Figura 1.3), los cuales enumerados de Suroeste a Noreste son: *Campo El Toco*, desarrollado sobre el domo del mismo nombre, *Campo Santa Ana*, localizado sobre un domo alargado en el cual existen cuatro culminaciones dómicas menores, *Campo San Joaquín*, el cual consta de tres culminaciones dómicas y un pronunciado declive hacia el Noreste, en el cual se ha desarrollado el *Campo Guarío*, individualizado por razones administrativas mas que estructurales, más hacia el Noreste se emplaza el domo *Santa Rosa* donde se ubica el campo del mismo nombre, hacia el Este se nota un fuerte declive que da a la parte más profunda de la Cuenca Oriental cuyo eje se extiende entre las estructuras de Santa Rosa y La Ceiba, donde estudios sismográficos indican la presencia de un fallamiento transversal aún no definido. El corrimiento sigue pocos kilómetros más hasta el Este del domo La Ceiba, aunque esta estructura no está directamente sobre el plano del corrimiento de Anaco^(2,3).

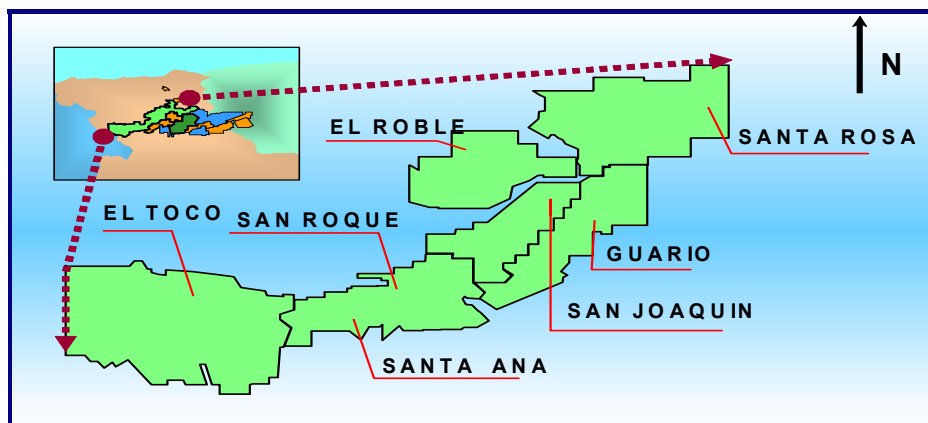


Figura 1.3 Ubicación Relativa de los Campos de hidrocarburos relacionados con el Corrimiento de Anaco [3]

Inicialmente este corrimiento pudo comenzar sus movimientos como una falla normal durante la sedimentación del Miembro Colorado (Mioceno Temprano) de la Formación Oficina, mientras que la inversión de su movimiento pudo tener lugar durante la sedimentación del Miembro Moreno (Mioceno Medio), base superior de la Formación antes mencionada ⁽⁴⁾.

1.4. Estructura Regional del Campo Santa Rosa

El área de estudio se comporta como un anticlinal asimétrico, produciendo una estructura cómica, resultado del régimen compresional ocurrido durante el Mioceno, y asociada con fallas inversas ⁽¹⁾. El campo Santa Rosa ocupa el Noreste del segmento sobrecorrido por el tren de falla denominado Corrimiento de Anaco, los campos Guarío, San Joaquín, Santa Ana y El Toco son otros domos a lo largo de este tren. La similitud entre estas estructuras sugiere un origen común ⁽²⁾. Los levantamientos cómicos sobre los cuales se presentan los campos mencionados anteriormente están separados entre sí por sillasturales bien diferenciadas.

La diferente extensión lateral de cada yacimiento en las columnas pertenecientes al Mioceno (Formación Oficina) se debe a que la mayoría de las arenas productoras son lenticulares. Muchos de los yacimientos controlados por lenticularidad se encuentran en posiciones estructurales distintas sobre la cresta, los flancos e incluso en sillas sinclinales entre domos. Un contraste que hay que destacar es que los yacimientos pertenecientes al Cretácico (Fms. San Juan y San Antonio) presentan arenas masivas lo cual se ha comprobado con el análisis visual de los núcleos recuperados de estas Formaciones. Todo esto se traduce en una extraordinaria complejidad en estos campos de múltiples acumulaciones de hidrocarburos ⁽²⁾.

El domo de Santa Rosa es cortado por dos fallas normales que buzan paralelamente desplazándose hacia el Oeste por el tope de la estructura. La primera falla pasa por el centro de la estructura y la segunda contacta la parte Suroeste de la misma ⁽⁵⁾. El domo de Santa Rosa está elongado en dirección N 45° E con una disminución en su inclinación hacia el Norte, la asimetría del domo se ve reflejada con un buzamiento suave (8 a 11°) en dirección Noroeste y otro más fuerte (20°) en la dirección Sureste, hacia el Corrimiento de Anaco, siendo esta la falla inversa que limita y controla esta estructura, ya que el resto de las fallas presentes en el área no constituyen sellos para los yacimientos existentes ⁽¹⁾.

La topografía del Campo Santa Rosa es baja y esta provista de cubierta vegetal, con una elevación sobre el nivel del mar que esta alrededor de los 700 pies (214 m) ⁽²⁾.

1.5. Estratigrafía y Sedimentología

La secuencia sedimentaria del subsuelo del Campo Santa Rosa se caracteriza por presentar una columna estratigráfica que se destaca por una secuencia de rocas sedimentarias de gran prospectividad petrolífera depositada en el intervalo geológico entre el Cretácico, Paleoceno y el Mioceno Medio del Terciario (Figura 1.4). Cada una de las formaciones

presentes en esta columna se describe detalladamente en esta sección (edad, litología, espesor, paleoambientes).

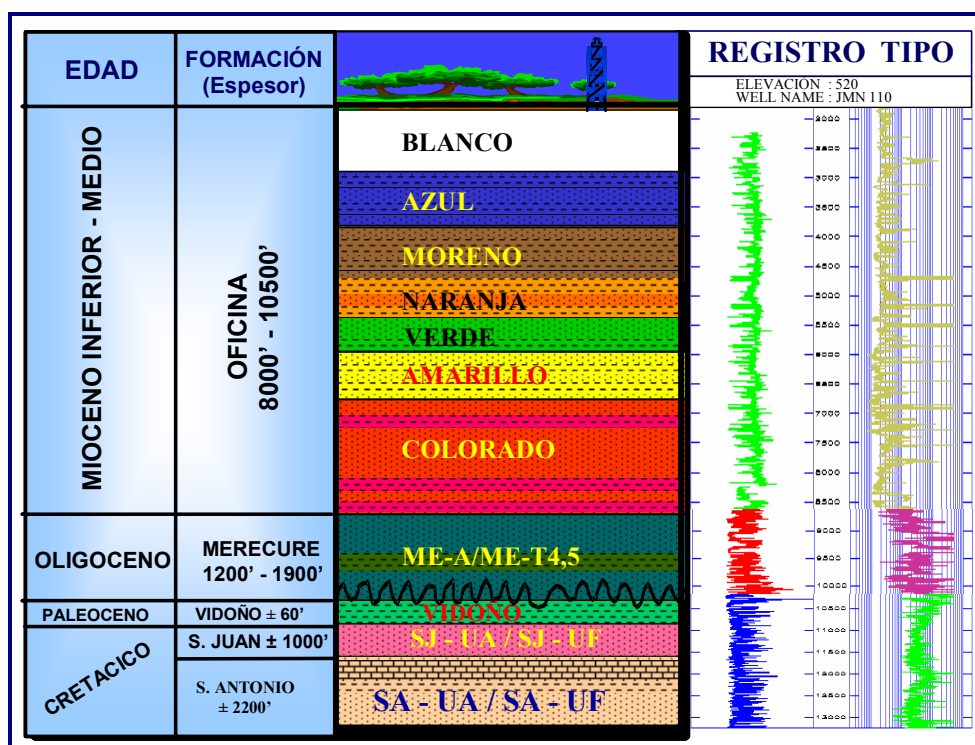


Figura 1.4 Columna Estratigráfica del Campo Santa Rosa [1]

Para elaborar el Modelo Estático-Determinístico de las arenas de la Formación San Juan y San Antonio en PDVSA Intevep, fue necesario realizar un análisis estratigráfico del Cretácico. En este análisis se apilaron los registros tomados en el pozo (GR, SP y Resistividad) calibrados con la descripción sedimentológica, bioestratigráfica y análisis de sucesión vertical de Facies en el núcleo obtenido del pozo RG – 231 ⁽¹⁾.

En este análisis se definieron siete secuencias estratigráficas, cada una de ellas limitadas en el tope y la base por una discontinuidades estratigráficas mayores: límites de secuencia (SB, sequence boundaries), luego en cada una de estas secuencias se interpretó un sistema transgresivo (TST, transgressive system track) y un sistema de alto nivel (HST, high system

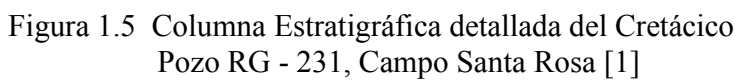
track), separados entre sí por una superficie de máxima inundación (MFS, maximum flooding surface), la columna estratigráfica detallada del Cretácico tomada del pozo RG-231 se puede observar en la Figura 1.5 ⁽¹⁾.

Cabe destacar, que en las siete secuencias estratigráficas (cada una de ellas separadas por una MFS) definidas en la columna del Cretácico (Figura 1.5) se determinaron 12 unidades sedimentarias, seis en la Fm. San Juan y seis en la Fm. San Antonio. Estas fueron definidas mediante un análisis vertical de litofacies y por patrones de apilamiento, en el cual se consideraron las discontinuidades estratigráficas menores.

Las secuencias estratigráficas (mayores y menores) fueron calibradas con los datos obtenidos por estudios petrográficos, difracción de rayos X, bioestratigrafía, sísmica y microscopía electrónica ⁽¹⁾.

Según el modelo sedimentológico realizado a partir de las descripciones realizadas al núcleo del pozo RG - 231, existe una intercalación de lutitas y areniscas, estas últimas alcanzando a veces espesores promedios de hasta 200 pies, por lo que se consideran estas arenas como cuerpos masivos apilados. Los cuerpos lutíticos que se intercalan en algunos intervalos no deben ser considerados como sellos ya que su continuidad lateral es local, además que las pruebas de presiones realizadas en el área indican que la mayoría de las arenas se comportan como un solo yacimiento ⁽¹⁾.

El ambiente deposicional definido para las Formaciones del Cretácico y según el análisis realizado al núcleo recuperado del pozo RG – 231, corresponde a un ambiente de frente deltáico con predominancia de depósitos de canales distributarios, con o sin influencia de mareas, de acuerdo a su posición dentro del plano deltáico (bajo o alto). Además, se asociaron otros ambientes de depositación como bahías interdistributarias, barras de desembocadura y prodeltas ⁽¹⁾.



A continuación se describen detalladamente cada una de las Formaciones presentes en el Campo Santa Rosa.

1.5.1. Formación Oficina

La Formación Oficina de edad Mioceno Temprano a Medio consiste, según Hedberg *et al* (1947), en “una alternancia de lutitas grises, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas de color claro y grano fino a grueso. El material carbonoso es común de manera que en algunos pozos pueden encontrarse de 40 a 50 capas de lignito” ⁽⁶⁾.

Según Funkhouser *et al* (1948), la Formación Oficina del Área de Anaco tiene más lutitas que el área tipo y el espesor en los campos de Anaco varía entre 1600 pies (3231 m) y 7800 pies (2378 m). Para González de Juana (1980) el espesor de la Formación Oficina aumenta desde los bordes de la cuenca hacia su eje: 700-900 pies (220-275 m) en Temblador, 2000 pies (600 m) a más de 4600 pies (1400 m) en el Área Mayor de Oficina, más de 6500 pies (2000 m) en Anaco y unos 3200 pies (1000 m) en Anzoátegui Oriental ⁽⁶⁾.

El contacto superior de la Formación Oficina con la Formación Freites ha sido definido como concordante por la mayoría de los autores. El contacto inferior es concordante sobre la Formación Merecure ⁽⁷⁾.

Para Hedberg *et al* (*op cit.*), la sedimentación de la Formación Oficina se inicia en condiciones de aguas dulces o salobres, continuando con repetidas intercalacioness de ambientes marinos someros, salobres y pantanosos; en general, las condiciones se hacen más marinas de este a oeste y de sur a norte. González de Juana *et al* (1980) y Méndez (1985) consideran que la Formación Oficina se sedimentó en un inmenso complejo fluvio-deltáico, donde son comunes las arenas lenticulares y de relleno de canales de río ⁽⁶⁾. Campos *et al* (1985) establecen que la Formación Oficina del norte del corrimiento de

Anaco, se acumuló en condiciones marinas marginales a neríticas, con una influencia marina en la parte media ⁽⁶⁾.

En el Área Mayor de Anaco la Formación Oficina ha sido subdividida en los siguientes miembros: Colorado, Amarillo, Verde, Naranja, Moreno, Azul y Blanco (en orden descendente en profundidad), manteniéndose esta división en el Campo Santa Rosa (ver Figura 1.4).

1.5.2. Formación Merecure

La Formación Merecure de edad Oligoceno - Mioceno Temprano consiste en areniscas de color gris claro a oscuro, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano fino a grueso, incluso conglomeráticas, con estratificación cruzadas. Se separan por láminas e intervalos delgados de lutitas de color gris oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas y ocasionalmente lignitos ⁽⁷⁾.

Según Campos *et al* (1985), el espesor de la unidad es de aproximadamente 2000 pies (610 m), en el Campo Santa Rosa ⁽⁶⁾.

Para Campos *et al* (*op cit.*), la sedimentación de la Formación Merecure ocurrió en un ambiente variable de lagunas y aguas salobres a francamente marinas ⁽⁶⁾. Según González de Juana *et al* (1980), el ambiente es típico de clásticos basales transgresivos depositados por corrientes fluviales entrelazadas y en posición más distal, por condiciones deltáicas.

1.5.3. Formación Vidoño

La Formación Vidoño ha sido definida por algunos autores como de edad Campaniense (Cretácico) - Eoceno Temprano (Terciario) ⁽⁶⁾; sin embargo, en estudios recientes realizados al núcleo tomado en el pozo RG – 231, se define como de edad Paleoceno ⁽¹⁾.

La Formación Vidoño está constituida por lutitas oscuras, ricas en foraminíferos, con capas menores de areniscas y limolitas calcáreas duras ⁽⁶⁾. El espesor es de aproximadamente 100 pies (30 m) en el Campo Santa Rosa ⁽⁶⁾.

El contacto inferior con la Formación San Juan es concordante y transicional. El contacto superior es discordante e infrayace a la Formación Merecure ⁽⁶⁾.

Para Stanley (1960), esta Formación se sedimentó en ambientes de plataforma de talud superior, basado en parte en el carácter arenáceo de la fauna analizada. Para Furrer y Castro (1997) el ambiente oscila entre plataforma externa y talud superior, llegando ocasionalmente a batial y generalmente empobrecido de oxígeno ⁽⁶⁾.

1.5.4. Formación San Juan

La Formación San Juan de edad Cretácica (Maastrichtiense Tardío) consiste en una intercalación de areniscas de grano fino, bien escogidas, apretadas, con capas de lutitas negras, arenáceas localmente calcáreas y limolitas negras ⁽⁶⁾.

El espesor varía de 300 a 1100 pies (90 - 335 m) en los campos de Anaco ⁽⁶⁾.

El contacto inferior es concordante pero abrupto con las limolitas negras de la Formación San Antonio infrayacente. El contacto superior es gradacional con la Formación Vidoño suprayacente ⁽⁶⁾.

Según Rosales (1960), Renz (1962) y González de Juana *et al.* (1980), el ambiente de sedimentación es de origen fluvial a marino somero regresivo con ambientes litorales costeros ⁽⁶⁾. Según los análisis especiales de OMNI Laboratories (2000), realizados a los núcleos del pozo RG-231 del Campo Santa Rosa, en el intervalo correspondiente a la Formación San Juan, se determinó que el ambiente de deposición corresponde a

asociaciones de facies de canales de mareas, llanura de marea y lagunas en depósitos marinos someros con ambientes costeros ⁽⁸⁾.

1.5.5. Formación San Antonio

La Formación San Antonio, de edad Cretácico Tardío, contiene numerosas capas de areniscas apretadas y de chert, aunque consiste esencialmente en calizas y lutitas negras. En algunos casos las cantidades de areniscas y de chert son tan escasas que es imposible diferenciarla de la Formación Querecual infrayacente. Según Rosales (1960), en otros lugares el gran desarrollo de areniscas hace que la Formación San Antonio se confunda con la Formación San Juan suprayacente ⁽⁶⁾. Sin embargo, en los recientes análisis hechos para la Formación San Antonio se describe ésta como una secuencia de areniscas apiladas, apretadas, con incursiones de areniscas calcáreas, intercaladas con lutitas negras ^(1,8).

El contacto con la Formación Querecual infrayacente es transicional.

Según Marcucci (1976) el ambiente de sedimentación de la Formación San Antonio es transicional entre el ambiente euxínico de Querecual y el oxigenado de San Juan ⁽⁶⁾. Flores *et al* (Intevep, 2001) proponen un ambiente de sedimentación de frente deltáico donde predominan los canales distributarios, con o sin influencia de mareas, desde el plano deltáico bajo o alto. Para OMNI Laboratories (2000) los análisis realizados a los núcleos del pozo RG-231 en el intervalo correspondiente a la Fm. San Antonio indican que las unidades C, D y E de esta Formación corresponden a un ambiente deltáico dominado por mareas, siendo los microfósiles recuperados, de edad Cretácica, de origen no marino a marino marginal ⁽⁸⁾.

En el capítulo siguiente se exponen los principios básicos de la Resonancia Magnética Nuclear (RMN) aplicada a la evaluación de formaciones.



CAPÍTULO 2
MARCO TEÓRICO
RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR
(RMN)

2.1. Introducción

En el mundo moderno las aplicaciones del magnetismo son innumerables, y el desarrollo que ha tenido la tecnología en las últimas décadas tiene mucho que ver con las evoluciones logradas en el campo del electromagnetismo y la mecánica cuántica.

Muchos científicos desde el siglo pasado hasta nuestros días han dedicado sus investigaciones al comportamiento magnético de los núcleos, llegando algunos a la conclusión de que este comportamiento depende y puede ser descrito por su número cuántico magnético (I) y su momento magnético (ν) ⁽⁹⁾. El momento magnético de un núcleo puede expresarse de la siguiente manera:

$$\nu = g \cdot \frac{e \cdot h' \cdot I}{2 \cdot m_p \cdot c} \quad (\text{Ec. 2.1.})$$

Donde:

g:	factor nuclear
e:	carga del protón
h':	constante de Planck = $h / 2\pi$
I:	número cuántico magnético o número de espín
c :	velocidad de la luz
m _p :	masa del protón
ν :	momento magnético

Con esta ecuación se infiere que un núcleo cuyo número cuántico magnético (I) es igual a cero no posee momento magnético. Cuando un núcleo posee momento magnético tiene entonces una rotación intrínseca denominada espín y tiende a comportarse como un imán giratorio cuyos polos geográficos y magnéticos coinciden.

2.2. Principio Físico

Si un núcleo de un elemento se coloca bajo el efecto de un campo magnético, éste se puede alinear en la misma dirección del campo o en contra de él, diferenciándose dos estados de energía, en donde el nivel de baja energía también es denominado estado de equilibrio. Debido a que la diferencia entre ambos estados de equilibrio es muy pequeña, ciertas perturbaciones hacen que los átomos cambien fácilmente de un estado de energía a otro (se crea una situación de resonancia), emitiendo cierta cantidad de radiación en este proceso, siendo estas ondas lo que se capta en una herramienta de Resonancia Magnética Nuclear (que de ahora en adelante se denominará por sus siglas, RMN) lo cual constituye el principio físico de su funcionamiento. Sin embargo la mayoría de los elementos generan una señal demasiado pequeña para ser registrada, excepto el hidrógeno cuya señal puede ser fácilmente detectada ^(9,10).

El núcleo de hidrógeno se puede considerar como una barra imantada, cuyo eje magnético está alineado con el eje del momento rotacional del núcleo (izquierda de la Figura 2.1). Cuando no existe la influencia de ningún campo magnético, los núcleos están alineados al azar (derecha de la Figura 2.1)⁽¹⁰⁾.

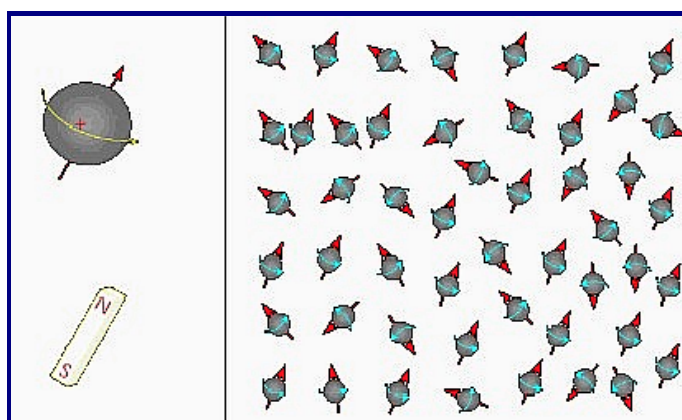


Figura 2.1 Alineación de los núcleos de Hidrógeno en ausencia de un campo magnético [10]

El hidrógeno posee momento magnético, y es un elemento abundante en los fluidos contenidos en el espacio poroso de las rocas. Las herramientas de RMN desarrolladas hasta ahora para la evaluación de formaciones son aplicadas a la manipulación de núcleos de hidrógeno, el cual posee un solo protón (es por esta razón en algunas bibliografías de RMN hablan indiferentemente de núcleos y protones).

2.3. Secuencia de Mediciones de RMN

2.3.1. Alineación de los Momentos Magnéticos Nucleares (polarización)

El primer paso de la medición RMN es alinear los núcleos con un fuerte campo magnético estático y constante (B_0). Este campo magnético, es generado por imanes permanentes que posee el equipo de RMN, los cuales hacen que el polo norte de los núcleos se alinee y apunte hacia el polo sur del imán que esta generando el campo. En este estado los núcleos se encuentran en una condición de equilibrio o estado de baja energía ⁽¹¹⁾. La orientación de los núcleos es un proceso denominado polarización o magnetización longitudinal, y el mismo no ocurre de una manera inmediata sino que toma un tiempo finito caracterizado por una constante denominada T_1 .

La constante T_1 , se entiende como el tiempo necesario que requieren los protones para reorientarse con el campo magnético estático después de que estos son perturbados con la influencia de otro campo magnético. La reorientación de los protones ocurre obedeciendo el comportamiento de una función exponencial, donde T_1 se define para cuando la magnitud de la relajación alcanza el 63 % de su valor total. Esta constante T_1 también es denominada tiempo de relajación longitudinal ⁽¹⁰⁾.

2.3.2. Perturbación de los Momentos Magnéticos Nucleares

El segundo paso en una medición de RMN es lograr que, la magnetización neta de los núcleos, se oriente en un plano perpendicular al campo magnético B_0 y esto se logra mediante la aplicación de otro campo magnético de manera de inducir transiciones entre los

diferentes niveles de energía de los núcleos. Para causar estas transiciones se aplica una señal de *radio frecuencia* (RF) generada por un *campo magnético oscilante* (B_1), que actúa en dirección perpendicular al *campo magnético estático* (B_0). La inclinación del eje de rotación de los protones se puede controlar variando la intensidad del campo B_1 ⁽¹²⁾.

Cuando los núcleos son alejados de la dirección del campo B_0 , comienzan a realizar un movimiento denominado precesión alrededor de la dirección del campo magnético estático (la precesión es un movimiento orbital semejante al de un trompo de juguete cuando se aleja de la vertical) (Figura 2.2). La velocidad de la precesión depende de las propiedades del núcleo y de la fuerza del campo magnético oscilante aplicado. Los impulsos generados por el campo B_1 varían con el tiempo a la misma velocidad de la precesión, es decir, en resonancia con el movimiento del núcleo. Cuando la frecuencia de oscilación del campo B_1 coincide con la frecuencia de precesión del hidrógeno en el campo B_0 , ocurre una transición entre los niveles de energía y existe una condición de resonancia, entonces es posible alinear los ejes de los protones con respecto al nuevo campo magnético existente ^(9,10,11,12).

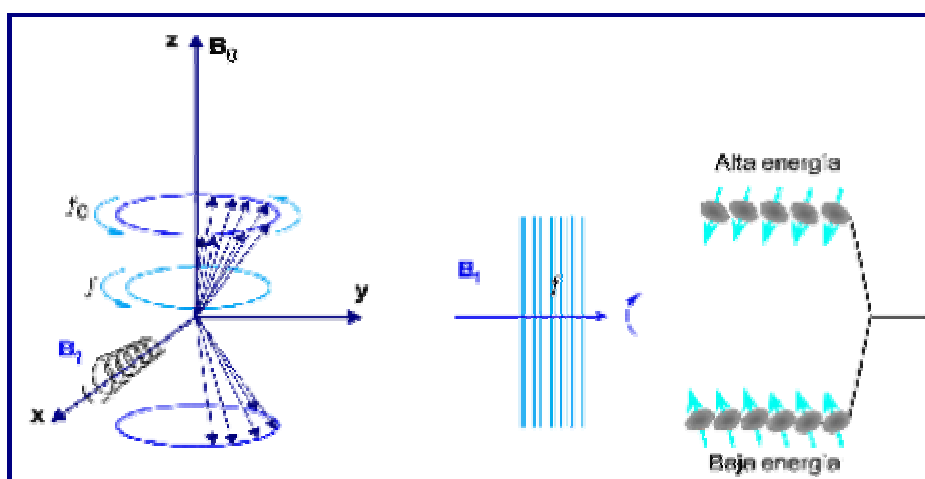


Figura 2.2 Movimiento de precesión de los protones al aplicar el campo B_1 [10]

La frecuencia de los protones bajo condición de resonancia es proporcional al campo magnético estático aplicado (B_0) y donde la relación giromagnética de los núcleos (γ) actúa como un factor de proporcionalidad ^(9,10,13). La ecuación que describe este fenómeno es la siguiente:

$$f = \gamma \cdot B_0 \quad (\text{Ec. 2.2.})$$

Donde: f : frecuencia de resonancia, también denominada frecuencia de Larmor
 γ : relación giromagnética (para el hidrógeno es igual a 4258 Hz/Gauss)

La frecuencia es ajustada en el equipo para lograr que la nueva orientación de los protones sea de 90° con respecto al campo B_0 (Figura 2.3). En esta orientación los núcleos hacen precesión en fase en un plano transversal ⁽¹⁰⁾.

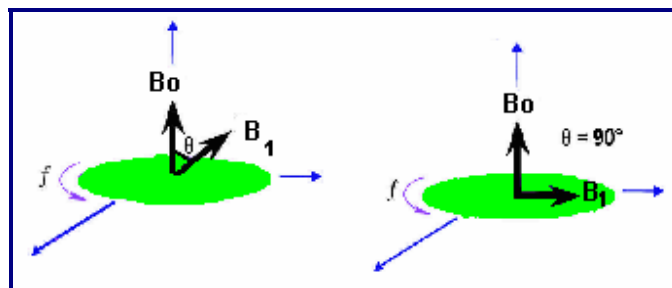


Figura 2.3 Reorientación de los protones en plano transversal a B_0 [10]

La frecuencia de Larmor se ajusta en cada equipo y depende de la configuración de la herramienta, en el caso de la herramienta de NUMAR/Halliburton ésta tiene un valor de 750 kHz, mientras que la usada por la CMR/Schlumberger es de 2 MHz.

2.3.3. Fenómenos de Relajación y Desfase de los protones

Una vez que se retira el pulso de RF generado por B_1 los núcleos seguirán moviéndose, pero intentarán volver al estado de equilibrio orientados con el campo del imán permanente,

por lo cual comienza un movimiento de precesión en el plano del campo oscilante (perpendicular a B_0). La frecuencia de precesión de los protones depende del campo B_0 , y debido a que éste no es totalmente homogéneo, los protones precesarán a frecuencias distintas, es decir, la precesión de los protones ya no estará en fase entre sí. A medida que el desfase progresa la magnetización neta disminuye. En este caso una bobina receptora que mide la magnetización en la dirección transversal detectará una señal de decaimiento.

La heterogeneidad del campo B_0 , además de las interacciones moleculares entre los protones y el medio que los rodea, ocasionan un rápido decaimiento de la señal (Figura 2.4). Este decaimiento es usualmente de forma exponencial y se conoce como caída de inducción libre (FID, por sus siglas en inglés)^(10,13,14).

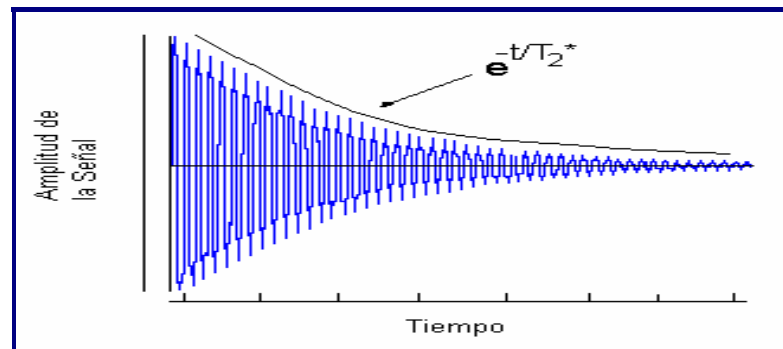


Figura 2.4 Señal registrada en el decaimiento por Caída de Inducción Libre (FID) [14]

La constante de tiempo que caracteriza el decaimiento de magnetización transversal se denomina T_2 o tiempo de relajación transversal⁽¹⁰⁾.

La relación que describe el decaimiento de la señal es:

$$M(t) = M_{0i} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_2^*}\right)} \quad (\text{Ec. 2.3.})$$

Donde: M_0 : magnitud de la magnetización transversal inicial
 $M(t)$: magnitud de la magnetización transversal a un tiempo dado (t)
 después de un pulso
 T_2^* : tiempo que le toma a la magnetización transversal decaer 37 % de su
 valor inicial

2.3.4. Reenfoco de los Momentos Magnéticos Nucleares

La desincronización causada por las variaciones del campo magnético estático (B_0) es reversible, y se puede restaurar temporalmente mediante la aplicación de pulsos magnéticos de manera de reenfoque los protones. Este proceso se realiza mediante la aplicación de la secuencia explicada a continuación:

Una vez que los protones en el plano transversal se encuentran desfasados, por los mecanismos antes mencionados, y después de transcurrido cierto tiempo denominado TAU (τ), contado a partir del pulso inicial de 90° , se aplica un pulso de 180° , de esta manera los núcleos en precesión se revierten en el plano transversal, colocando a los protones más lentos por delante de los más rápidos (Figura 2.5). Cuando estos últimos alcanzan a los primeros se produce un refasaje (pero ahora en una dirección equivalente al eje $-Y$), y se genera una señal que se detecta en la bobina receptora. La señal generada se denomina eco de momentos rotacionales ⁽⁹⁾. Nuevamente se producirá un desfase a partir de la nueva magnetización y a partir de un tiempo τ , se aplica un pulso de 180° , ocurriendo después de transcurrido un tiempo equivalente a τ un reenfoque de los protones a lo largo del eje Y , de manera que el tiempo entre ecos es $2 \cdot \tau$ y se define como TE o espaciamiento entre ecos. En otras palabras, el tiempo de refasaje es igual al tiempo de desfase ⁽¹⁰⁾.

Esta secuencia de pulsos (una de 90° seguida por una serie de pulsos de 180°) fue denominada CPMG en honor a sus creadores (Carr, Purcell, Meiboom y Gill) ^(10,11, 13).

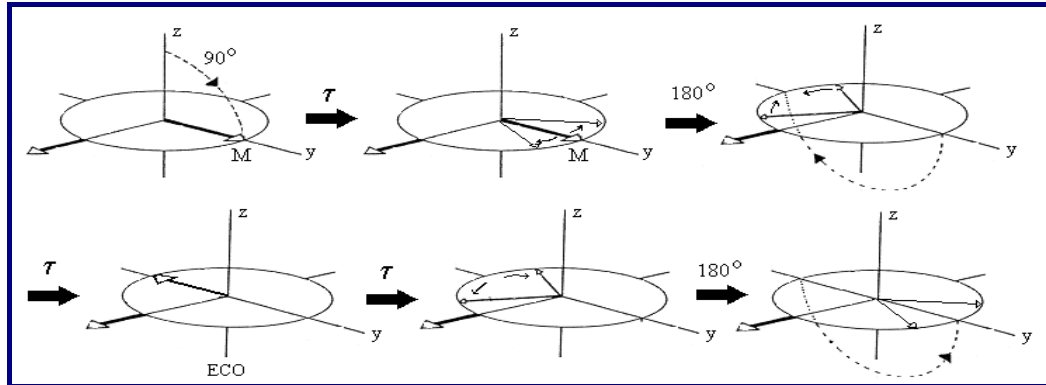


Figura 2.5 Secuencia de Pulso – Eco (o secuencia CPMG) [9]

Debido a que cada eco de momentos rotacionales decae rápidamente, los pulsos de 180° se aplican repetidamente en forma de secuencia de pulsos, de manera de generar un tren de ecos. Un eco de momentos rotacionales se forma a mitad de camino entre cada par de pulsaciones de 180° (Figura 2.6).

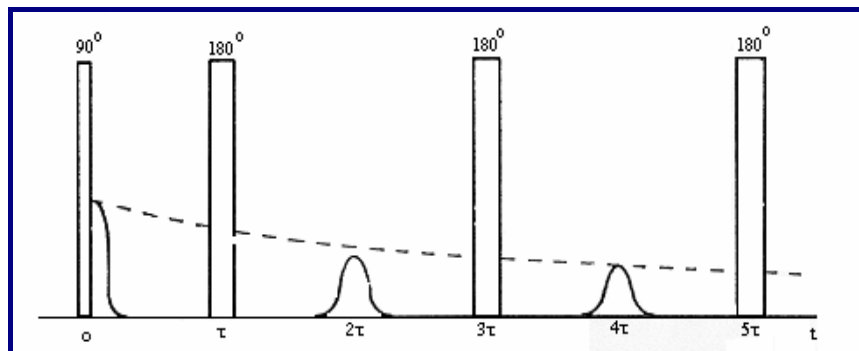


Figura 2.6 Eco de momentos rotacionales [9]

El espaciado entre ecos (TE) es el tiempo que transcurre entre los picos de ecos adyacentes y el número de pulsaciones en un tren de ecos se denomina número de ecos (NE). Las herramientas de perfilaje y los equipos de laboratorio de RMN utilizan un TE que oscila entre $125 \mu\text{s}$ y $1200 \mu\text{s}$ ⁽¹⁰⁾.

Aunque la secuencia CPMG cancela el desfase causado por las heterogeneidades del campo B_0 , la desincronización causada por las interacciones moleculares y difusión es irreversible. Es por esta razón que la amplitud de cada eco es menor que la anterior, y luego de un periodo de tiempo igual a varias veces T_2 , el decaimiento de la magnetización transversal es total y no es posible realizar más refasaje ⁽⁹⁾.

La relajación transversal, así como la longitudinal, presenta un comportamiento exponencial, y la relación que describe el decaimiento de la señal es la siguiente:

$$M(t) = \sum_i M_{0i} \cdot e^{\left(\frac{-t}{T_2}\right)} \quad (\text{Ec. 2.4.})$$

Donde T_2 es el tiempo de relajación transversal y representa el decaimiento Spín - Red, el cual es mucho mayor al decaimiento Spín - Eco representado por la constante T_2^* de la ecuación 2.3. (Figura 2.7).

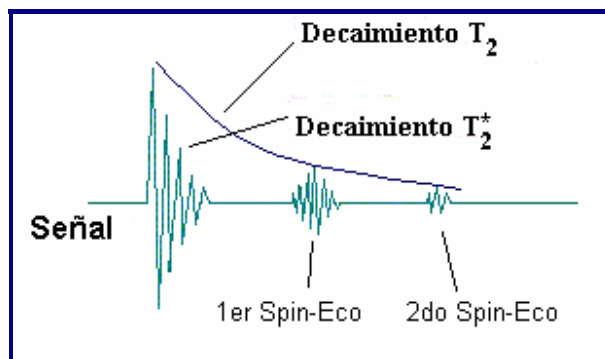


Figura 2.7 Señal de decaimiento Spín - Red y Spín - Eco

El fenómeno de decaimiento de T_2 , asociado con la irreversibilidad del desfase de los núcleos debido a interacciones moleculares (siempre y cuando se hable de RMN en evaluación de formaciones), tiene que ver con las propiedades petrofísicas de las rocas como por ejemplo: porosidad, tamaño y forma de los poros, permeabilidad, además de las

características y propiedades de los fluidos atrapados en el espacio poroso. La señal de decaimiento de T_2 que se registra en los equipos y herramientas de RMN, está representada por la suma de múltiples decaimientos exponenciales (Figura 2.8), debido a que los núcleos de hidrógeno se relajan a diferentes frecuencias según sea el fluido en el cual se encuentren y el tamaño de los poros donde estos fluidos se encuentran atrapados ^(13,15).

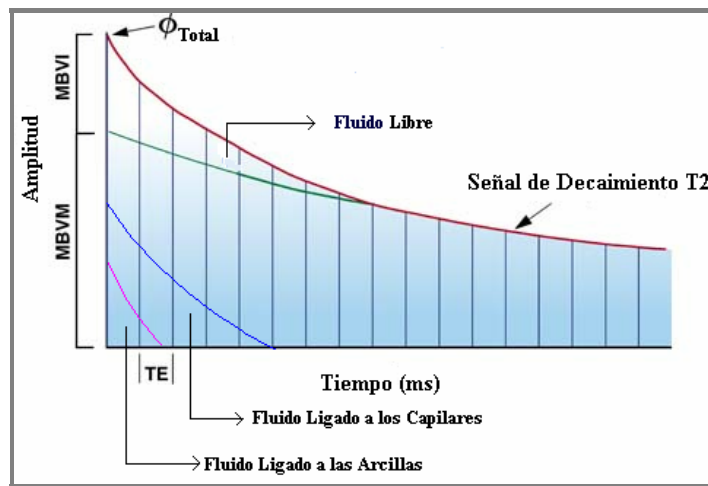


Figura 2.8 Señal de Tiempo de relajación transversal (T_2) [15]

2.3.5. Sincronización del Tiempo entre mediciones de RMN

Luego de finalizada una secuencia CPMG los protones quedan orientados de una manera completamente aleatoria y es necesario dejar transcurrir un tiempo de espera (también denominado tiempo de polarización, TW ó RD por sus siglas en inglés) entre una secuencia CPMG y la otra, de manera de permitir que los núcleos se reorienten nuevamente en dirección del campo permanente B_0 (polarización) ⁽¹⁰⁾. La duración de este proceso depende de la constante T_1 y se ha demostrado que se lleva a cabo siguiendo un modelo exponencial que sigue la siguiente relación:

$$M_z(t) = M_0 \cdot \left(1 - e^{\left(\frac{-t}{T_1} \right)} \right) \quad (\text{Ec. 2.4.})$$

Donde: T_1 : tiempo en el que la magnetización alcanza el 63 % de su valor final.
 $M_z(t)$: magnitud de la magnetización al tiempo t , cuando se toma la dirección del campo B_0 en el eje Z
 M_0 : magnitud de la magnetización final y máxima en el campo magnético dado

Es necesario para que la secuencia CPMG sea efectiva, que la polarización de los protones sea total o sea cercana a su valor máximo (debe alcanzar al menos el 95 % de su valor), de manera de evitar subestimar la magnitud de la magnetización en el campo B_0 (Figura 2.9). Debido a esto el tiempo de espera (TW) entre secuencias debe ser de 3 a 5 veces el valor de T_1 para garantizar la reorientación de la mayor cantidad de protones ⁽¹⁰⁾. El tiempo T_1 es característico para cada tipo de fluido presente en la roca (agua, gas o petróleo) ^(10,12,13).

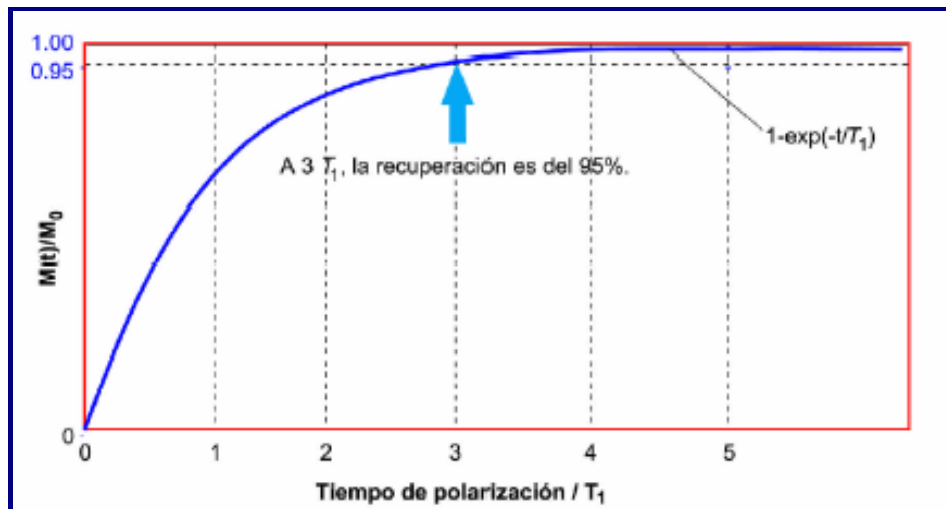


Figura 2.9 Señal de Tiempo de relajación longitudinal (T_1) [10]

Los parámetros T_1 y T_2 son diferentes pero se ha demostrado en pruebas de laboratorio que se encuentran estrechamente relacionados, y se ha reportado que para la mayoría de las rocas saturadas con agua la relación entre ambos varía entre 1,5 y 2,5 ⁽⁹⁾. Aún así, la constante T_2 es el parámetro de RMN que se utiliza con más frecuencia, debido a que requiere de un tiempo más corto para su determinación, por lo cual resulta más conveniente para el perfilaje continuo ⁽¹¹⁾.

2.4. Mecanismos de Relajación en Rocas Saturadas

El tiempo de decaimiento o de relajación transversal (T_2) en una Formación, contiene la mayor parte de la información petrofísica que se puede obtener del perfilaje con RMN.

Se ha demostrado que existen tres mecanismos principales que contribuyen al decaimiento de la señal en el plano transversal, los cuales son: relajación por efecto de interacción con la superficie del poro (T_{2S}), relajación por efecto del fluido en bruto contenido en los poros (T_{2B}) y relajación por efecto de difusión de los protones en un gradiente de campo magnético (T_{2D}).

Estos efectos actúan en paralelo y gracias a una simplificación matemática, el valor de T_2 se puede representar de la siguiente manera:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} + \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2D}} \quad (\text{Ec. 2.5.}) \quad \text{y similarmente para } T_1 \text{ se aplica:}$$

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1B}} + \frac{1}{T_{1S}} \quad (\text{Ec. 2.6.})$$

Como se puede notar esta ecuación es una analogía de la manera como se suman resistencias en paralelo. En este caso el T_2 quedará determinado por la fracción con el menor denominador y dependerá de cual de los efectos predomine ⁽¹³⁾.

2.4.1. Relajación por efecto de interacciones con la superficie del poro (T_{2S})

En el caso de que el fluido existente en el poro moje la matriz de la roca, entonces es posible que los núcleos en su movimiento interactúen con la superficie sólida de los granos,

y por lo tanto cada choque hace que el núcleo pierda energía y acelere el proceso de relajación (Figura 2.10).

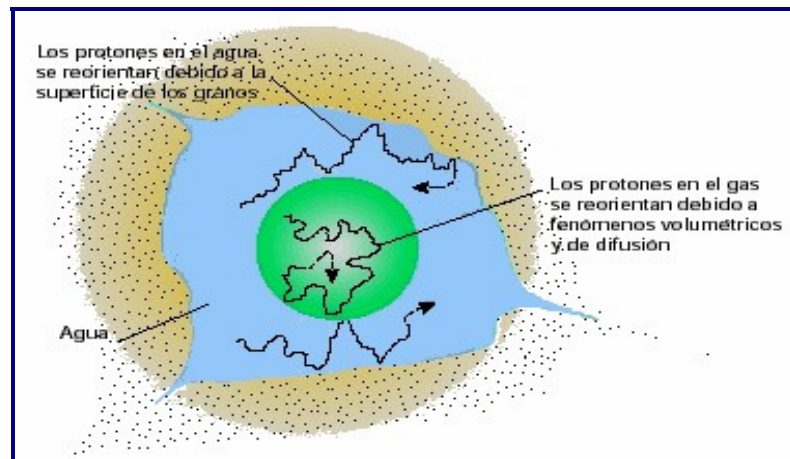


Figura 2.10 Interacciones de los núcleos con la superficie del poro [12]

Por esta razón el T_{2S} depende directamente del tamaño del poro, y por consiguiente de su relación superficie - volumen (S/V). En los poros más grandes (S/V bajo) los núcleos tienen más espacio para moverse, de manera que las interacciones con las paredes del poro son menos frecuentes que cuando estos son muy pequeños (S/V alto). Esto explica porque a medida que el poro es más grande el tiempo de relajación es mayor y viceversa (Figura 2.11) ^(10,12,13,15).

La capacidad de relajación de una superficie, denominada relaxividad (ρ), también influye en el proceso de relajación de T_{2S} . La relaxividad depende de la litología, del fluido presente en la roca y de si se refiere a los procesos de polarización o relajación. Se ha comprobado mediante análisis de laboratorio, que valores altos de relaxividad producen un decaimiento rápido de T_{2S} ; igualmente se ha demostrado que las areniscas poseen valores mayores de relaxividad que los carbonatos ^(9,10).

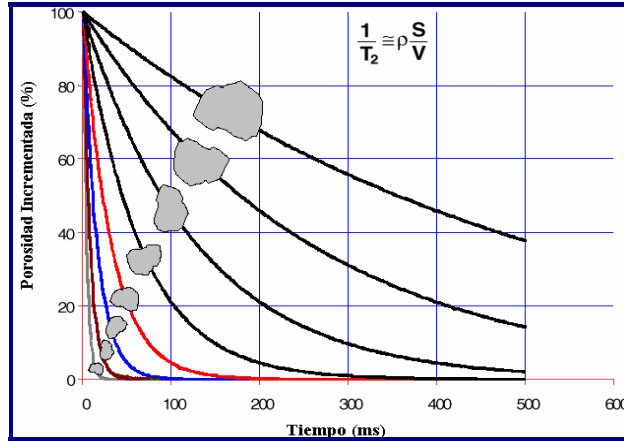


Figura 2.11 Influencia del tamaño del poro en el decaimiento de T_2 [15]

La fórmula que expresa los factores físicos que intervienen en la relajación por efecto de interacción con la superficie es la siguiente:

$$\frac{1}{T_{2S}} = \rho_2 \cdot \frac{S}{V} \quad (\text{Ec. 2.7.}) \quad \text{y similarmente para } T_1 \text{ se aplica:}$$

$$\frac{1}{T_{1S}} = \rho_1 \cdot \frac{S}{V} \quad (\text{Ec. 2.8.})$$

Cuando la relajación por efecto de interacciones con la superficie del poro es el mecanismo dominante para la relajación transversal en las rocas, la razón de tiempos de relajación T_1 / T_2 varía entre 1 y 2,5 siendo 1,6 el valor más común ⁽⁹⁾.

2.4.2. Relajación por efecto del fluido en bruto contenido en los poros (T_{2B})

Este efecto tiene que ver con la relajación causada por campos magnéticos locales, que se generan como resultado del movimiento aleatorio de un protón con respecto a los que lo rodean. Este fenómeno ocurre en el seno del fluido ⁽⁹⁾.

Este efecto depende exclusivamente de los fluidos presentes en el espacio poroso y, por consiguiente, es independiente del tamaño del poro o del tipo de roca ⁽¹³⁾.

Físicamente, T_{2B} es el tiempo característico de demagnetización de los protones cuando los fluidos se encuentran confinados en espacios grandes, o en espacios porosos en los cuales el fluido no entra en contacto directo con la superficie de la roca. Este tiempo (T_{2B}) está afectado por la viscosidad del fluido y por los factores que afectan a ésta, como lo son la temperatura y, en el caso del petróleo, el gas en solución. A medida que el fluido es más viscoso las interacciones moleculares son más frecuentes, y por lo tanto el decaimiento ocurre con mayor rapidez ^(9,12,13,16).

En general, el gas y el petróleo, cuando es un fluido no mojante, relajan con su valor “en bruto” debido a que ocupan poros donde no tienen contacto directo con la roca. En el caso de que el petróleo sea el fluido mojante aparece el efecto superficial pero, a pesar de que este fenómeno ha sido poco estudiado, este efecto no es tan pronunciado como lo es en el caso del agua ⁽¹³⁾.

Este tipo de relajación también se considera importante en el caso de que los fluidos estén confinados en poros muy grandes, ya que el efecto de interacción con las paredes de los poros se hace más difícil, esto ocurre por ejemplo en las cavernas (o vugas) que poseen ciertos yacimientos carbonáticos. Igualmente, el efecto de relajación en el seno del fluido puede hacerse relevante en el caso de que los fluidos presenten iones paramagnéticos (como el vanadio en ciertos crudos pesados o la hematita en ciertos lodos de perforación), debido a que los mismos generan campos magnéticos locales. De la misma manera, ciertos finos de los lodos de perforación, los cuales se alojan en la roca cuando llegan a invadir la formación, pueden influir disminuyendo el tiempo de relajación, al incrementar la superficie sólida de contacto disponible en los poros, aumentando la posibilidad de colisiones entre los protones ⁽⁹⁾.

Cuando la relajación en el seno del fluido contenido en el medio poroso es el mecanismo de relajación dominante T_1 tiende a ser igual a T_2 ⁽⁹⁾.

2.4.3. Relajación por efecto de difusión de los protones en un gradiente de campo magnético (T_{2D})

El tercer factor que puede producir relajación de los núcleos de hidrógeno es la difusión molecular. La difusión básicamente está relacionada con el grado de movilidad molecular, de manera que este efecto en los gases es grande, menor en el agua y mucho menor en los hidrocarburos líquidos. En el caso de la RMN donde se trabaja con un gradiente de campo magnético continuo y esencialmente constante en cada valor de medición, el factor T_{2D} representa el efecto de este gradiente ⁽¹³⁾.

La ecuación que describe el tiempo de relajación por difusión, es la siguiente:

$$\frac{1}{T_{2D}} = \frac{D}{12} \cdot (\gamma \cdot G \cdot TE)^2 \quad (\text{Ec. 2.9.})$$

Donde: D: coeficiente de difusión molecular
 γ : relación giromagnética
 G: gradiente de campo magnético
 TE: tiempo entre ecos

En esta ecuación se puede notar que el T_{2D} no sólo depende de la difusión propia de cada fluido (D), sino también del elemento químico medido (γ para el hidrógeno es igual a 4258 Hz/Gauss) y de dos factores controlados por el equipo de medición (G y TE) ⁽¹³⁾.

En el caso del gradiente magnético G, varía según la compañía fabricante del equipo, en el caso de la herramienta MRIL de NUMAR / Halliburton, la misma genera un campo uniforme de 17 Gauss/cm mientras que la CMR de Schlumberger presenta una respuesta

máxima de gradiente de campo magnético de 20 Gauss/cm⁽⁹⁾. En el equipo MARAN Ultra utilizado en el laboratorio se utiliza un campo uniforme de 25 Gauss/cm.

El efecto de difusión se puede mitigar efectivamente, excepto en el caso de que exista presencia de gas, utilizando un tiempo entre ecos (τ) corto (usualmente en el orden de 1,2 ms para herramientas de campo y de 0,125 ms para equipos de laboratorio)⁽¹³⁾.

La secuencia CPMG es la mejor secuencia de pulso conocida para minimizar el efecto de difusión, si se mantiene el TE en un valor mínimo⁽¹⁰⁾.

Se puede resumir lo discutido en cuanto a los mecanismos de relajación en rocas saturadas en la Tabla 2.1, la cual contiene las ecuaciones que expresan los factores relevantes en cada situación y según el fluido presente:

Tabla 2.1 Mecanismos de Relajación predominantes según el tipo de fluido [13]

En General	$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2B}} + \frac{1}{T_{2S}} + \frac{1}{T_{2D}}$		Mecanismo Predominante
Agua	$\frac{1}{T_{2W}} = \frac{1}{T_{2SW}} + \frac{1}{T_{2DW}}$	Utilizando TE mínimo =>	$\frac{1}{T_{2W}} = \frac{1}{T_{2SW}}$
Petróleo	$\frac{1}{T_{2O}} = \frac{1}{T_{2BO}} + \frac{1}{T_{2DO}}$	Utilizando TE mínimo =>	$\frac{1}{T_{2O}} = \frac{1}{T_{2BO}}$
Gas	$\frac{1}{T_{2G}} = \frac{1}{T_{2BG}} + \frac{1}{T_{2DG}}$	Utilizando TE mínimo =>	$\frac{1}{T_{2G}} = \frac{1}{T_{2DG}}$

2.5. Proceso de Inversión de la señal de decaimiento de T₂

La señal captada por el receptor en el plano transversal al campo magnético permanente B₀, es proporcional a la cantidad de átomos de hidrógeno presentes en la muestra, donde cada uno posee un tiempo característico de relajación transversal T₂. La señal que se

registra en el equipo de RMN es una curva que corresponde a la suma de múltiples decaimientos exponenciales.

De la curva correspondiente a la relajación magnética transversal se obtiene, aplicando un procedimiento matemático denominado Transformada Inversa de Laplace, una curva de distribución de T_2 (Figura 2.12), de la cual se obtiene la mayor cantidad de información petrofísica que proviene de la RMN

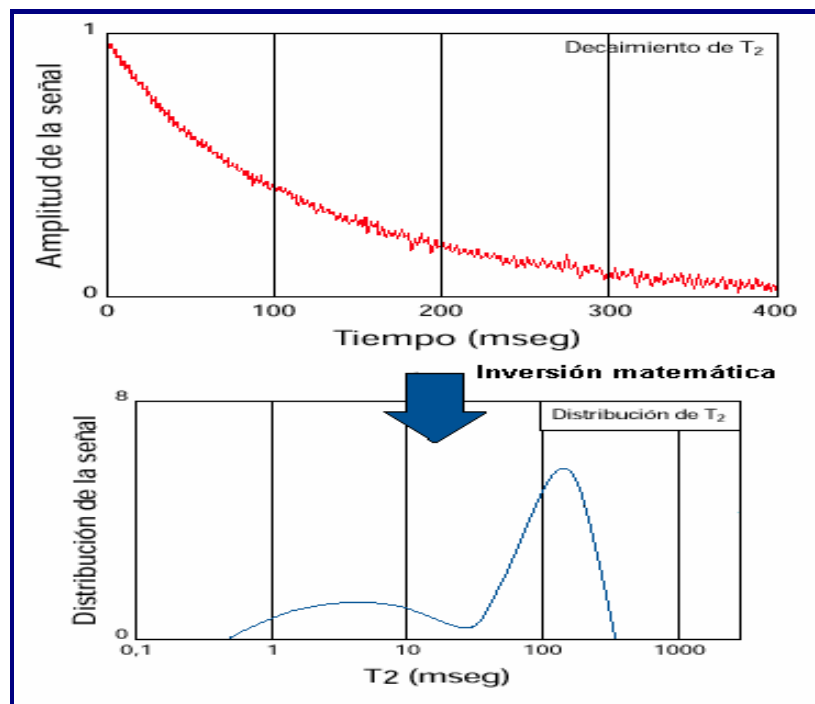


Figura 2.12 Aplicación de la Transformada Inversa de Laplace a la señal de T_2 [12]

2.6. Petrofísica de la RMN

2.6.1. Porosidad de RMN y su caracterización

Se ha demostrado con análisis de laboratorio, que al realizar mediciones de RMN en rocas mojadas y saturadas con agua, a cada tamaño de poro le corresponde un tiempo de

relajación T_2 . A medida que el tamaño poral es menor (relación S/V más pequeña) el T_2 disminuye y viceversa. En una roca, donde existen muchos tamaños de poro, y donde cada uno contribuye parcialmente a la porosidad total, la señal obtenida proviene de un decaimiento multiexponencial (Figura 2.13), compuesta por la suma de las amplitudes de señal proveniente del fluido confinado en cada uno de los poros individuales ⁽¹⁰⁾.

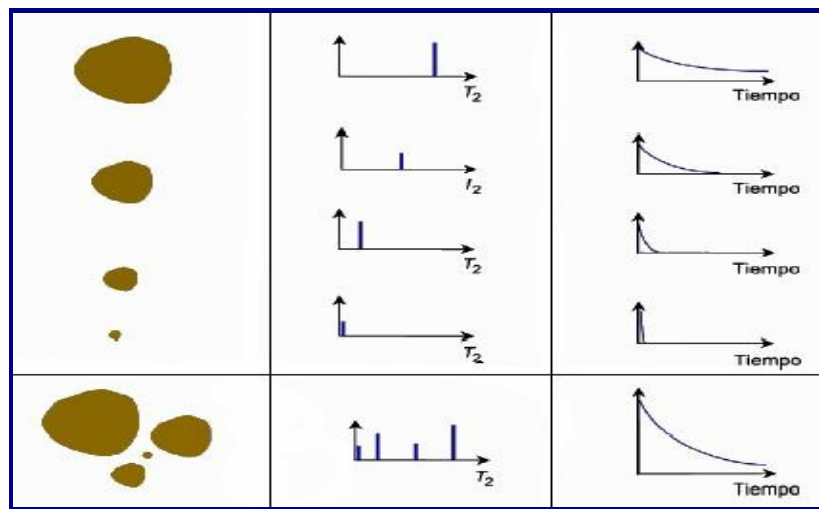


Figura 2.13 Señales de Tiempo de relajación transversal por poro [10]

La forma de la curva de distribución de T_2 representa la distribución de porosidad por tamaño de poro ⁽¹³⁾. Como en la práctica es muy difícil considerar a cada poro individualmente, todos los poros con relaciones superficie - volúmen similares se agrupan juntos ⁽¹⁰⁾. Por lo tanto, en una curva de distribución de T_2 , la porosidad total está representada por la suma de las porosidades asociada a cada tamaño de poro. De esta manera el área bajo la curva de distribución de T_2 es proporcional a la porosidad total de una roca.

En esta explicación previa se nota que no es necesario hacer correcciones a la porosidad según sea la litología de la roca, como en el caso de los registros de densidad y neutrón. Esto hace que las estimaciones de porosidad por medio de RMN sean más confiables que las de los registros anteriormente mencionados.

Además, en la curva de distribución de T_2 es posible reconocer, con cada una de las porosidades parciales obtenidas, el “tipo de agua” presente en los poros de la roca (Figura 2.14), a saber: *las aguas movibles*, asociada con los poros más grandes; las *aguas ligadas a los capilares o agua irreducible*, es aquella ligada a poros de menor tamaño que debido a fuerzas capilares mantienen el agua retenida en los poros sin posibilidad de ser drenada; y las *aguas ligadas a las arcillas*, donde intervienen fuerzas electroquímicas y el agua se asocia a las arcillas que existen en la roca a través de un intercambio catiónico, esto sucede en una escala microporosa ^(10,15).

2.6.2. Saturación de agua irreducible e índices de fluido libre (FFI) y volumen de agua ligada (BFV)

La saturación de agua irreducible corresponde a la porción de agua contenida en la roca que no es posible producir. Al realizar las mediciones de RMN a muestras saturadas únicamente con agua irreducible, es posible obtener parámetros de relevancia que posteriormente permitirán conocer la capacidad de producción de fluidos que posee una Formación, estos parámetros son: el índice de fluido ligado (FFI, por sus siglas en inglés), el cual representa la cantidad de fluidos que se pueden producir de la roca, y el volumen de fluido ligado (BFV), el cual en ciertas bibliografías es denominado volumen bruto de agua irreducible (BVI) y representa los fluidos que quedaran atrapados y son inmóviles dentro del volumen poroso; estos parámetros son indicativos de la cantidad (saturación) de fluidos que se pueden producir en la roca medida.

Para determinar el BFV se utiliza el método denominado BFV de umbral, el cual se basa en el principio que los fluidos irreducibles habitan en poros pequeños y los producibles en poros grandes. Como los valores de T_2 se pueden relacionar con el tamaño del cuerpo del poro, entonces es posible determinar un valor de T_2 por encima del cual se espera que los fluidos habiten en poros grandes, y que por lo tanto se puedan producir (FFI), mientras que por debajo de ese valor de T_2 los fluidos sean inmóviles (BFV) debido a que se encuentran

entrampados en poros muy pequeños. Ese valor de T_2 se denomina T_2 de corte ($T_{2 \text{ Corte}}$ ó $T_{2 \text{ Cutoff}}$)⁽¹⁰⁾. Este parámetro se determina en el laboratorio con mediciones de RMN realizadas a tapones de núcleos (Figura 2.14).

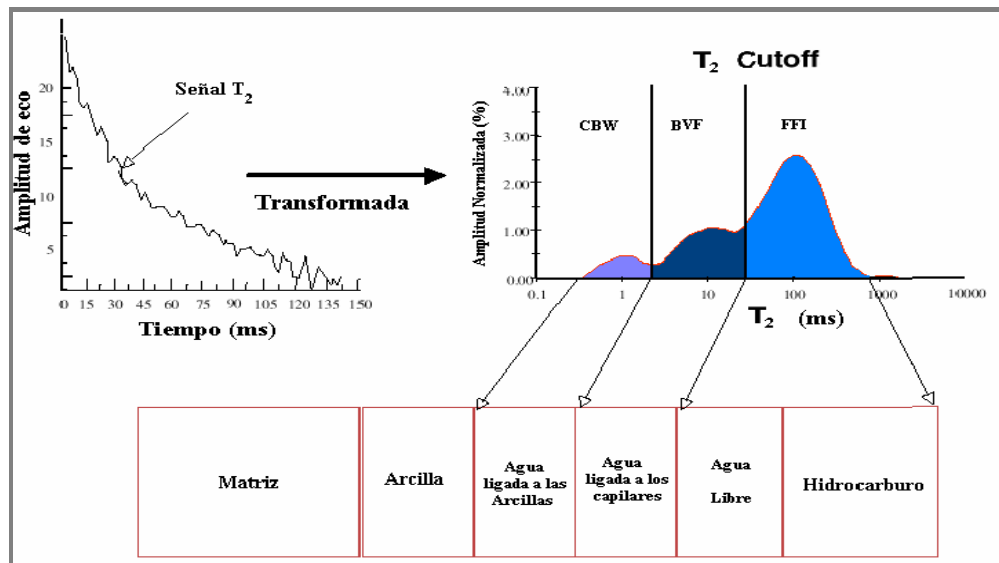


Figura 2.14 Identificación del tipo de agua presente en la roca [15]

Para obtener el $T_{2 \text{ Corte}}$ es necesario analizar las muestras en dos condiciones de saturación, la primera totalmente saturada con agua de formación ($S_w = 100\%$) y la segunda en condición de saturación de agua irreducible ($S_w = S_{wirr}$), la cual es obtenida después de drenar la muestra (mediante técnicas de centrifugación o de plato poroso) a una presión capilar apropiada (se obtienen las curvas que se observan en la parte superior de la Figura 2.15).

Para cada una de las condiciones de saturación antes mencionadas, la distribución T_2 obtenida debe ser representada en una gráfica de porosidad acumulada (ambas distribuciones se deben representar en una misma gráfica), lo que se obtiene realizando la sumatoria de la distribución obtenida a lo largo del tiempo T_2 (se obtienen las curvas que se observan en la parte inferior de la Figura 2.15).

Si bien la sumatoria de la distribución T_2 (área bajo la curva) para una roca 100 % saturada con agua representa la porosidad total de la muestra, la sumatoria de la distribución T_2 para una roca en condición de saturación irreducible, representa la saturación de agua irreducible RMN la cual es equivalente a la Sw_{irr} calculada en las curvas de presión capilar ⁽¹⁵⁾.

Para determinar $T_{2 \text{ Corte}}$ en una curva de *amplitud acumulada* vs. T_2 , se debe proyectar horizontalmente la curva de *amplitud acumulada* para Sw_{irr} en el punto donde ésta se hace paralela al eje horizontal, hacia la curva de *amplitud acumulada* para Sw igual a 100 %. La intersección se proyecta hacia abajo hasta el eje T_2 (Figura 2.15). El punto de intersección con el eje de las abscisas representa el $T_{2 \text{ Corte}}$, el cual marca la división entre el fluido libre (FFI) y el fluido ligado (BFV).

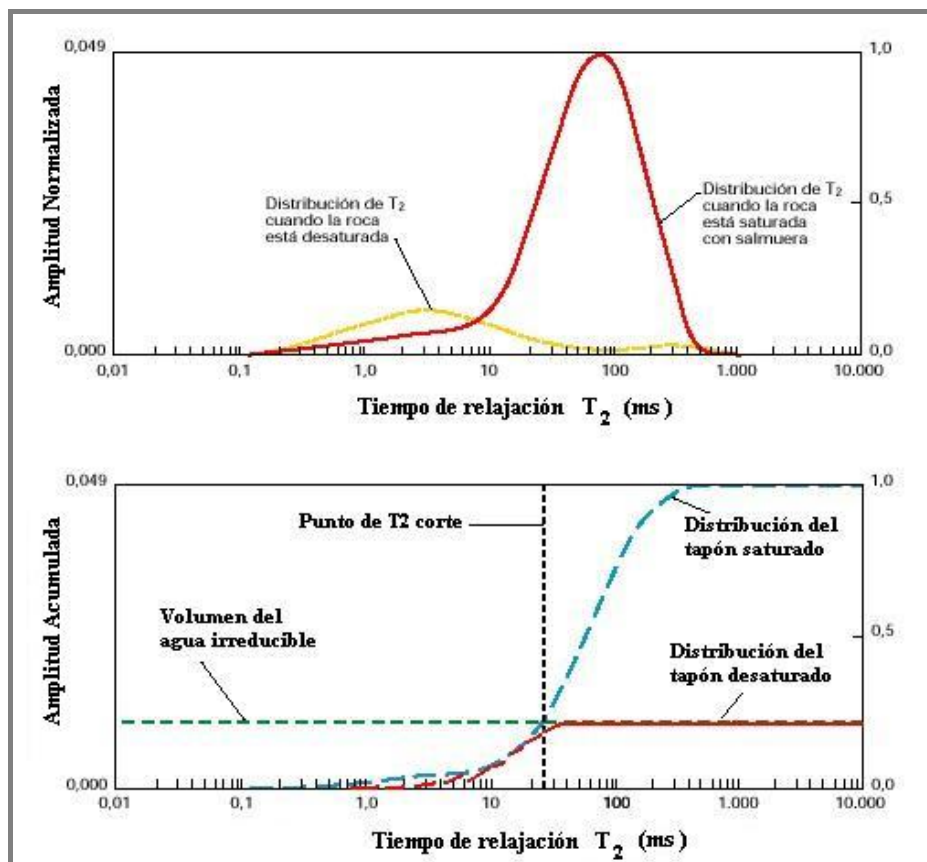


Figura 2.15 Influencia del tamaño del poro en el decaimiento de T_2 [15]

En caso de que no existan datos de laboratorio es posible trabajar con valores de $T_{2 \text{ Corte}}$ estándares los cuales son referenciados en la literatura, donde se ha establecido un valor de $T_{2 \text{ Corte}}$ igual a 33 ms para areniscas y de 92 ms para carbonatos ^(10,12). Sin embargo, estos valores son únicamente una referencia ya que el $T_{2 \text{ Corte}}$ varía de acuerdo a la formación y está afectado no sólo por la litología, sino también por otros factores como la composición química de la pared del poro, su textura, la relación de tamaño de la garganta poral y el cuerpo del poro, entre otros ⁽¹⁰⁾. Estos factores pueden hacer que el $T_{2 \text{ Corte}}$ varíe entre varias muestras de la misma litología. En yacimientos de areniscas clásticas analizados con RMN a nivel nacional, se ha encontrado que el $T_{2 \text{ Corte}}$ puede variar entre valores menores a 10 ms y mayores de 60 ms.

2.6.3. Permeabilidad de RMN

La permeabilidad es una de las propiedades más importantes tanto para la caracterización como para la simulación de yacimientos y, por ende, influye en las decisiones que determinan el desarrollo del mismo. El problema radica en que existen pocas fuentes para obtenerla directamente. Las pruebas de pozos (pruebas de presiones y pruebas durante la perforación) proveen información de la productividad o la capacidad de flujo, sin embargo, no generan información referente a la heterogeneidad del yacimiento. Las pruebas hechas a la formación por medio de trabajos con guaya (RFT ó DMT) también proporcionan datos de permeabilidad, pero con un rango de investigación mucho menor que los anteriores, además de que no generan información confiable de la capacidad de flujo del yacimiento por el poco volumen de fluidos que pueden manejar. La mayor desventaja que presentan estas opciones son sus limitaciones por costo y tiempo, además no es posible con estas herramientas generar un registro detallado de permeabilidad de la formación analizada ⁽¹⁷⁾.

Una de las aplicaciones más importantes obtenidas de los registros de RMN, es la capacidad que poseen para generar un perfil de permeabilidad en tiempo real.

Para estimar la permeabilidad con RMN es necesario aplicar métodos que básicamente son una combinación de modelos y relaciones experimentales y teóricas, en los cuales la permeabilidad se relaciona con la porosidad, y en algunos casos con el radio de garganta de poro ⁽¹⁰⁾.

Entre los métodos más utilizados para determinar permeabilidad con los datos de RMN están el modelo de fluido libre (o de Timur-Coates) y el modelo del T₂ medio.

2.6.3.1. Modelo de Fluido Libre (Timur-Coates)

Este modelo en su forma general expresa la permeabilidad (K) de la siguiente manera:

$$K = a \cdot \phi_{RMN}^b \cdot \left(\frac{FFI}{BFV} \right)^c \quad (\text{Ec. 2.10.})$$

Donde: FFI: índice de fluido libre
 BFV: volumen de fluido ligado
 a: constante que depende de la formación (10⁴ para areniscas)
 b, c: constantes (generalmente b = 4, c = 2)

Este método utiliza la relación entre el agua libre (FFI) y el agua no producible (BFV) como indicador del tamaño de la garganta poral ⁽¹²⁾.

2.6.3.2. Modelo del T₂ Medio

Este modelo también denominado SDR (por las siglas de Schlumberger Doll Research), está descrito por la siguiente ecuación:

$$K = a \cdot \phi_{RMN}^b \cdot (T_{2M \text{ Log}})^c \quad (\text{Ec. 2.11.})$$

Donde: $T_{2M Log}$: media logarítmica de T_2 (Apéndice A)
a: constante que depende de la formación (varía de 0.1 carbonatos a 4.5 para areniscas)
b, c: constantes (generalmente $b = 4$, $c = 2$)

En este modelo el promedio logarítmico de T_2 ($T_{2M Log}$) es utilizado como indicador del tamaño de la garganta de poro ⁽¹²⁾.

En la Figura 2.16, se puede observar la diferencia que existe entre los parámetros $T_{2M Log}$ y $T_{2 Corte}$, utilizados en los modelos descritos anteriormente para la estimación de la permeabilidad con RMN.

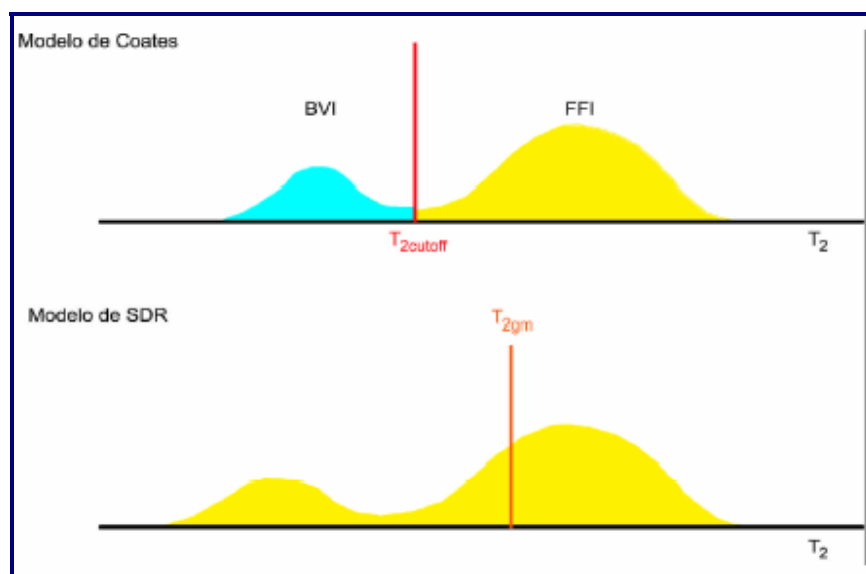


Figura 2.16 Parámetros utilizados en los modelos de permeabilidad de Coates y SDR [10]

En los laboratorios de PDVSA-Intevep se ha desarrollado un modelo que demuestra ser efectivo en el análisis de litologías complejas como la de los carbonatos. Este modelo se ha denominado Romero-Salazar y básicamente es una modificación del modelo de Timur - Coates, la ecuación que rige el mismo es la siguiente ^(14,16,18):

$$K = a \cdot \phi_{RMN}^b \cdot (FFI)^c \quad (\text{Ec. 2.12.})$$

Tanto en este modelo como en los anteriores las constantes a , b y c son determinadas empíricamente en el laboratorio de manera de obtener una representación fiel para el modelo usado (en el caso del Método Romero-Salazar los valores genéricos para las constantes son los siguientes: $a = 10$; $b = 4$ y $c = 2$)^(14,16,18).

2.6.4. Rocas que contienen Agua e Hidrocarburos

En el caso de que existan hidrocarburos ocupando la roca y cuando existen rocas mojadas parcialmente por petróleo, los modelos para determinar propiedades petrofísicas por RMN se complican un poco más, aunque independientemente del tipo y el volumen de fluidos confinados en el espacio poroso, la porosidad total de la roca sigue siendo el área bajo la curva de distribución de T_2 y el valor de porosidad no es alterado. Lo que se debe tener presente es que la curva de distribución de T_2 cambia su forma, ya que ahora la curva incluye la respuesta del fluido no humectante o que parcialmente moja la roca, los cuales presentan un tiempo de decaimiento característico^(10,13).

Igualmente, debido a que cada fluido presenta una respuesta diferente en el decaimiento de T_2 , con la herramienta RMN es posible identificar el tipo de hidrocarburos presente en una formación en forma directa y sin ayuda de otros perfiles⁽¹³⁾.

2.7. Descripción de la herramienta de perfilaje de RMN

Los equipos de laboratorio de RMN utilizados para el diagnóstico médico y/o para las mediciones petrofísicas están compuestos por un imán, que proporciona un campo magnético fuerte y estable tan uniforme como sea posible y por una bobina, que produce un campo magnético oscilante perpendicular a la dirección del campo estático. En estos casos la muestra que se desea medir se coloca dentro de la bobina.

En el caso de las herramientas de perfilaje de RMN que se utilizan en los pozos, lo que se desea medir no se encuentra dentro del instrumento sino fuera de él. A pesar de esto el principio básico de la herramienta es el mismo que el del equipo de laboratorio ⁽¹¹⁾. Las herramientas de perfilaje (Figura 2.17) constan de un imán, que proyecta un campo magnético permanente dentro de la formación (encargado de la polarización de los protones), y de una antena emisora-receptora encargada de emitir la señal de RF o campo magnético oscilante, el cual estimulará a los núcleos dentro del espacio poroso, generando una secuencia de pulso-eco registrada por un receptor ubicado en la antena ^(11,19).

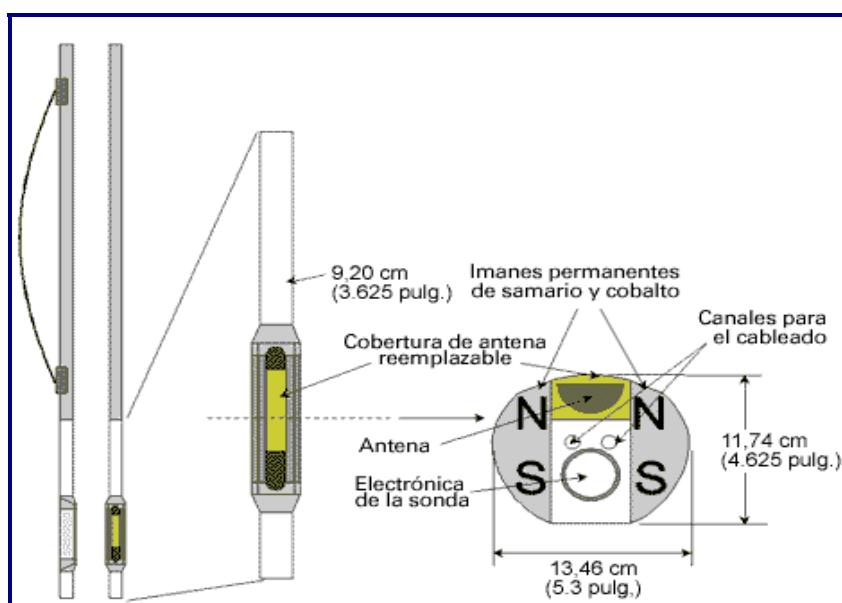


Figura 2.17 Herramienta de perfilaje de RMN [11]

Las mediciones de RMN no son afectadas por la rugosidad del hoyo, como sucede con otros registros, además de ser la primera en su tipo que no requiere correcciones por efectos ambientales.

Otra ventaja es que no es afectada por la mineralogía de la roca, sino que solamente responde a los fluidos hidrogenados presentes en el espacio poroso, lo que la diferencia de los perfiles tradicionales de porosidad (Neutrón, Densidad), en los cuales la mayor parte de

Capítulo 2 - Descripción de la Herramienta de RMN

la respuesta proviene de la matriz de la roca, realizando mediciones indirectas de porosidad y donde su precisión depende del conocimiento que se tenga de la litología y de los fluidos presentes en el espacio poroso ^(10,12,13,19).

La configuración de la herramienta puede variar según la compañía que la fabrica. En la Tabla 2.2, se puede observar una comparación entre la configuración de dos de las herramientas más usadas en la industria petrolera (CMR de Schlumberger y MRIL de NUMAR/Halliburton - Baker Atlas).

Tabla 2.2 Especificaciones de las herramientas de perfilaje de RMN [10,11,19]

	CMR	MRIL
Peso	300 lbs	1300-1400 lbs
Longitud	14 pies	34 pies
Diámetro Máximo	5.3 pulg.	6 pulg.
Profundidad de investigación	Máx. 2 pulg.	Máx. 18 pulg.
Posición en el Pozo	Descentralizada	Centralizada
Diámetro Mínimo/Máximo del Pozo	6.25 pies / 18 pies	6 pies / 15 pies
Temperatura Máxima	350 °F	310 °F
Resolución Vertical	24 pulg. (2 pies)	
Presión Máxima	20000 lpc	
Velocidad de perfilaje	5 – 30 pies / min.	

Una característica que poseen las herramientas de RMN es la posibilidad de combinarlas con otras herramientas de perfilaje a hoyo abierto como por ejemplo: registros de densidad, neutrón, inducción, acústico, etc ^(10,11,19). Con esto se logra optimizar los resultados obtenidos por la herramienta de RMN, verificándolos con los registros clásicos, permite ahorrar tiempo en la toma de registros y agrega confiabilidad a los datos registrados. Todas estas ventajas generan una mayor certeza en el cálculo de hidrocarburos originales en sitio y disminuyen riesgos a la hora de cañonear una formación.

2.8. Aplicaciones de la RMN en la Evaluación de Formaciones

A continuación se muestra un resumen de las aplicaciones más resaltantes y los datos que se pueden obtener de la herramienta de RMN, tanto para el campo de la petrofísica como también para el área de producción y caracterización de yacimientos ^(10,11,19):

- Porosidad total, efectiva y asociada a las arcillas (independiente de la mineralogía de la roca).
- Distribución del tamaño de poros.
- Saturación de agua irreducible.
- Estimación de la permeabilidad.
- Saturación de fluidos producibles.
- Identificación del tipo de fluidos presentes en el espacio poroso.
- Detección de gas en yacimientos muy arcillosos o de litología compleja.
- Evaluación efectiva de yacimientos carbonáticos.
- Determinación de contactos agua - petróleo, gas - petróleo y gas - agua.
- Evaluación de yacimientos de muy baja resistividad.
- Predicción de la productividad.
- Estimación de la viscosidad de los fluidos.
- Determinación de facies litológicas y Petrofacies.

2.9. Análisis de Laboratorio de RMN

El análisis de laboratorio de RMN representa un enlace muy importante entre las mediciones que se realizan en el pozo y la posterior aplicación de las mismas en el análisis petrofísico. En varias situaciones es altamente recomendable realizar un análisis previo de laboratorio, tanto en rocas como fluidos para aumentar la confiabilidad de los datos a procesar, esos casos se mencionan a continuación ⁽¹³⁾:

- Cuando se va a utilizar perfilaje con RMN por primera vez en un campo o yacimiento.
- Cuando se desconoce el comportamiento de RMN de un yacimiento, incluyendo su $T_{2\text{ Corte}}$ característico.
- En yacimientos de litologías complejas (carbonatos con elevada porosidad secundaria; presencia de materiales paramagnéticos).
- Campos con mucha variación de viscosidad en los fluidos a través de la columna estratigráfica.

La aplicación de los estudios de laboratorio provee información relevante que permite obtener datos tales como: $T_{2\text{ Corte}}$, parámetros RMN de los fluidos presentes en la Formación (T_1 y T_2), además de obtener los factores de escala adecuados para los modelos de permeabilidad.

Los análisis de RMN se realizan sobre muestras de tapones de núcleos o ripios, y su realización evita estimaciones pesimistas o muy optimistas de los fluidos producibles en un yacimiento, como las que se realizan cuando son usados parámetros genéricos para evaluar los registros de RMN.

En la caracterización de yacimientos y en la evaluación de formaciones existe una clasificación dada a las rocas según características tales como porosidad, permeabilidad y el radio de garganta de poro, denominada *petrofacies*. En el capítulo siguiente se presentan los principios teóricos básicos referentes a la clasificación de las rocas según la petrofacies a la cual pertenece y posteriormente en el Capítulo 4, correspondiente a la metodología, será expuesta la aplicación que tiene la RMN en la determinación de petrofacies.

CAPÍTULO 3
MARCO TEÓRICO
PETROFACIES

3.1. Petrofacies

El término petrofacies se define como una calidad de roca caracterizada por la permeabilidad, la porosidad y, principalmente, por el radio de garganta de poro que controla el flujo de fluidos a través de la red de poros interconectados de una roca perteneciente a determinada unidad de flujo. Entendiéndose esta última como un intervalo estratigráfico de características petrofísicas similares (permeabilidad, porosidad, saturación de agua, radio de garganta de poro, capacidad de flujo, etc.) y definida mediante el análisis detallado de registros y/o datos de permeabilidad, porosidad y presión capilar de muestras de núcleos ⁽²⁰⁾.

Al hablar de poros y gargantas porales se debe tener claro que ambos no son uniformes dentro de un volumen de roca dado, y sus dimensiones así como su forma y tamaño depende la configuración de los granos y la matriz de la roca. De manera que cuando se habla del tamaño o del radio de poro, éste se debe entender como el radio de la esfera más grande que se puede dibujar dentro del mismo. Igualmente, el radio de la garganta poral es el radio de la circunferencia trazada en dirección perpendicular a la dirección del flujo, dibujado en la sección más angosta de la misma (Figura 3.1).

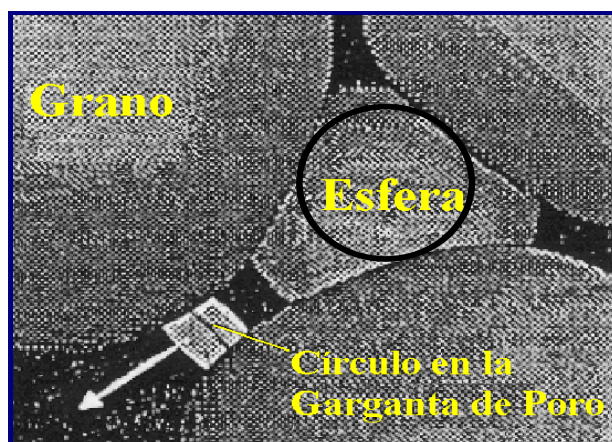


Figura 3.1 Radio de poro y de garganta poral [20]

Se debe establecer cuál es la diferencia que existe entre el radio del poro y la garganta poral, y su relación con la porosidad y la permeabilidad: cuando se habla de poro se está refiriendo al espacio vacío que posee la roca que no está ocupado por granos ni matriz, y que en ocasiones está lleno de fluidos. Este espacio generalmente se encuentra entre los granos de la roca, pero también puede hallarse dentro de los granos o en cavernas en el caso de rocas no clásticas. Al hacer referencia a la garganta poral se refiere al canal que interconecta los poros en un volumen de roca dado. Entre uno y otro término existe una relación muy estrecha, al igual que la existe entre ellos y parámetros tales como la porosidad y la permeabilidad de una roca. La relación con la porosidad es evidente, ya que la misma se define como el espacio vacío que existe en un volumen de roca dado (tanto poros como gargantas porales). Mientras que la permeabilidad es la capacidad que posee la roca de permitir el paso de fluidos a través de una red de poros interconectados, es decir, las gargantas de poros son las que definen si existe permeabilidad en una roca, independientemente del tamaño que posean los poros de la misma.

Gracias a lo anteriormente expuesto, se puede asegurar que la capacidad de almacenamiento de una roca (porosidad) es controlada por el tamaño y la cantidad de poros que ésta posee. De la misma manera, la conectividad de una roca y la capacidad para contribuir al flujo de fluidos a través de ella (permeabilidad), depende de las gargantas de los poros, su tamaño y su cantidad. Es obvio que a medida que el poro posea un número mayor de gargantas, o que el tamaño de las mismas sea suficientemente grande, el fluido que ocupa el poro fluirá más fácilmente, lo cual interesa tanto en procesos de producción como de inyección de fluidos.

Como se expuso en el capítulo anterior, estudios de laboratorio han demostrado que en rocas relativamente uniformes (como la mayoría de las areniscas) existe una estrecha relación entre el radio del cuerpo del poro y la garganta del mismo, mientras que en rocas con litologías complejas o muy heterogéneas como los carbonatos, esta relación no siempre se cumple. La relación de aspecto, como se le denomina a la razón entre el radio del poro y

la garganta poral, puede variar en pequeños rangos (2:1 a 3:1) en la mayoría de las areniscas, en rangos mayores (5:1 a 10:1) en dolomitas y areniscas bioturbadas o variaciones aleatorias y mucho más grandes en otros tipos de rocas. El radio de los poros puede ser estimado visualmente utilizando microscopía electrónica, mientras que el radio de garganta poral puede determinarse mediante conversiones realizadas a las pruebas de presión capilar con inyección de mercurio ⁽²⁰⁾.

El estudio de las petrofacies a las cuales pertenece una determinada roca se reviste de importancia en la caracterización de yacimientos y en la evaluación de formaciones, debido a la relación que ésta tiene con propiedades petrofísicas relevantes tales como la porosidad y la permeabilidad, las cuales proporcionan información tanto de la capacidad de almacenamiento así como del potencial de producción de fluidos de un yacimiento.

Los sistemas porosos pueden clasificarse de distintas maneras ya sea por el tipo de porosidad (intergranular, intercrystalina, móldica/cavernas, fracturas) o por el tamaño de las gargantas porales, obtenidas de pruebas de inyección de mercurio, clasificando a las rocas en cinco categorías petrofísicas mostradas en la Tabla 3.1 ^(21,22,23).

Tabla 3.1 Clasificación de las rocas según el radio de la garganta de poro

Tipos de roca (Petrofacies)	Rango de tamaño (µm)
Megaporosa	> 10
Macroporosa	2,0 a 10
Mesoporosa	0,5 a 2,0
Microporosa	0,1 a 0,5
Nanoporosa	< 0,1

Esta clasificación proporciona información importante para determinar la distribución de los fluidos en un yacimiento y para determinar planes de desarrollo del mismo.

La información dada por la clasificación mostrada se puede relacionar con la ingeniería de yacimientos de la siguiente manera: una roca con macroporosidad ofrece una resistencia capilar menor a la migración de hidrocarburos, es decir, los fluidos migraran a través de este tipo de roca con una mínima presión de desplazamiento. Cuando se trata de rocas microporosas una alta presión de desplazamiento (una gran columna de hidrocarburos o una alta presión de inyección) se requiere para que los hidrocarburos migren a través de la roca. Además otro dato importante es que la saturación de agua irreducible es menor en rocas macroporosas que en rocas meso o microporosas debido a la mayor fuerza capilar que ejercen los poros pequeños sobre el fluido mojante ⁽²⁰⁾.

Como se mencionó anteriormente el radio de garganta de poros se determina mediante pruebas de presión capilar con inyección de mercurio. La presión capilar en una roca se debe entender como la fuerza o resistencia por unidad de área que presenta esta a la migración de fluidos a través de su sistema poral, el cual a su vez actúa como una red de tubos capilares interconectados. Además de extraerse un perfil de radios de gargantas de poros en este tipo de pruebas se puede obtener la saturación de agua irreducible de la muestra.

3.2. Antecedentes

Según Pittman (1992), fue Washburn en 1921 quien comenzó a utilizar la inyección de mercurio como un método de laboratorio para determinar la distribución del tamaño de la apertura poral en las rocas. La ecuación utilizada por Washburn fue la siguiente y la misma sigue siendo utilizada actualmente:

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

Donde: Pc: Presión capilar (dinas/cm^2)
 γ : Tensión interfacial de Hg (480 dinas/cm^2)
 θ : Ángulo de contacto del mercurio (140°)
 r: radio de garganta de poro (micrones)

Esta ecuación es aplicable para cualquier fluido en un capilar, variando la tensión interfacial del fluido y el ángulo de contacto que el mismo posea. De la misma manera si se poseen datos de presión capilar hechas por métodos distintos a la inyección de mercurio, ya sea por centrifugación o por plato poroso, los mismos se pueden convertir en datos de saturación de mercurio utilizando la ecuación 3.1, y aplicando los factores de corrección correspondientes. A continuación se presenta una tabla con los valores más utilizados ^(20,25):

Tabla 3.2 Parámetros de la ecuación de Presión Capilar

Sistema	θ [grados]	γ [dinas/cm]
Aire – Mercurio	140	480
Agua – Aire	0	72
Aire – Petróleo	0	24
Petróleo – Agua	30	48

Desde Washburn en 1921, muchos estudios se han llevado a cabo para determinar el radio de garganta poral en una muestra de roca, utilizando variedades de metodologías distintas. Kolodzie en 1980, publicó los trabajos realizados por H. D. Winland, con el Centro de Investigaciones de Amoco, quien en 1972 desarrolló una ecuación que relacionaba la porosidad, permeabilidad y radio de garganta poral ⁽²⁶⁾. Winland demostró, que el sistema poroso efectivo que domina el flujo a través de una roca correspondía a una saturación de mercurio de 35 % (R_{35}). En otras palabras, esto quiere decir que después que el sistema

poroso está saturado en un 35 % con el fluido no mojante, el resto del sistema poroso no contribuye de manera relevante al flujo de fluidos.

La ecuación que Winland desarrolló fue en base a pruebas realizadas en una variedad de areniscas y carbonatos (322 muestras en total: 56 areniscas y 26 carbonatos, con permeabilidades corregidas y 240 muestras con permeabilidades sin corregir). Winland determinó que el R_{35} es el tamaño de garganta poral que mejor define el sistema poroso interconectado en una roca con porosidad intergranular. Además, fue el valor de saturación de mercurio que, según las regresiones realizadas, mejor correlacionaba el radio de garganta de poro con la porosidad y la permeabilidad. Adicionalmente, Winland realizó regresiones para otros porcentajes de saturación de mercurio (30, 40 y 50 %), pero no dio explicaciones de porque el R_{35} ofrecía la mejor correlación. La ecuación desarrollada por Winland es la siguiente ⁽²⁶⁾:

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

Donde:

r_{35} :	radio de abertura de poros para 35 % de saturación de mercurio (μm)
k_{air} :	Permeabilidad al aire no corregida (mD)
ϕ :	Porosidad en porcentaje (%)

Posteriormente Pittman en 1992, analizó 202 muestras de roca y basándose en el trabajo realizado por Winland generó relaciones empíricas, para diferentes saturaciones de mercurio (desde 10 a 75 %), para obtener el radio de garganta de poro a una saturación determinada del fluido no mojante en un medio poroso, el cual puede variar dependiendo de las características de la Formación.

De no poseer datos o muestras disponibles de roca de una formación específica, la ecuación de Winland R_{35} provee una buena referencia para la identificación de petrofacies en general (es de destacar que Pittman en sus análisis obtuvo un 36 % de saturación de mercurio - muy cercano al 35 % obtenido por Winland - para determinar el radio de garganta de poro que dominaba el flujo en sus muestras) ⁽²⁴⁾.

Las ecuaciones desarrolladas por Pittman se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 3.3. Ecuaciones de Pittman [23]

$\log r_{10} = 0,459 + 0,500 \log k_{air} - 0,385 \log \phi$
$\log r_{15} = 0,330 + 0,509 \log k_{air} - 0,344 \log \phi$
$\log r_{20} = 0,218 + 0,519 \log k_{air} - 0,303 \log \phi$
$\log r_{25} = 0,204 + 0,531 \log k_{air} - 0,350 \log \phi$
$\log r_{30} = 0,215 + 0,547 \log k_{air} - 0,420 \log \phi$
$\log r_{35} = 0,255 + 0,565 \log k_{air} - 0,523 \log \phi$
$\log r_{40} = 0,360 + 0,528 \log k_{air} - 0,680 \log \phi$
$\log r_{45} = 0,609 + 0,608 \log k_{air} - 0,974 \log \phi$
$\log r_{50} = 0,778 + 0,626 \log k_{air} - 1,205 \log \phi$
$\log r_{55} = 0,948 + 0,632 \log k_{air} - 1,426 \log \phi$
$\log r_{60} = 1,906 + 0,648 \log k_{air} - 1,666 \log \phi$
$\log r_{65} = 1,372 + 0,643 \log k_{air} - 1,979 \log \phi$
$\log r_{70} = 1,664 + 0,627 \log k_{air} - 2,314 \log \phi$
$\log r_{75} = 1,880 + 0,609 \log k_{air} - 2,626 \log \phi$

3.3. Análisis de radio de garganta de poro

Como se mencionó con anterioridad no siempre la ecuación de Winland se ajusta a las características de todo tipo de rocas, aunque es la que da la mejor aproximación en el caso de no contar con muestras ni datos de presión capilar por inyección de mercurio o análisis de secciones finas. Pero si se cuenta con datos suficientes, se puede hallar la ecuación que más se ajuste a las muestras que se poseen.

Existen dos métodos para hallar la ecuación que mejor correlacione el radio de garganta de poro a una saturación determinada de la fase no mojannte: el método del ápice y el método de comparación directa, ambos dependen de pruebas de presión capilar ^(22,24,26).

3.3.1. Método del Ápice

Una vez que se tienen los datos de presión capilar y su respectiva saturación de mercurio, se debe graficar el cociente de la saturación de mercurio y la presión capilar en el eje "Y" contra la saturación de mercurio en el eje "X". Esta curva debe resultar una parábola similar a la mostrada en la Figura 3.2, en la cual el punto más alto representa el ápice de la misma y éste a su vez corresponde al valor de saturación de mercurio que, según las ecuaciones de Pittman, correlacionará mejor el valor del radio de garganta de poro con la porosidad y la permeabilidad de la muestra analizada ⁽²⁴⁾.

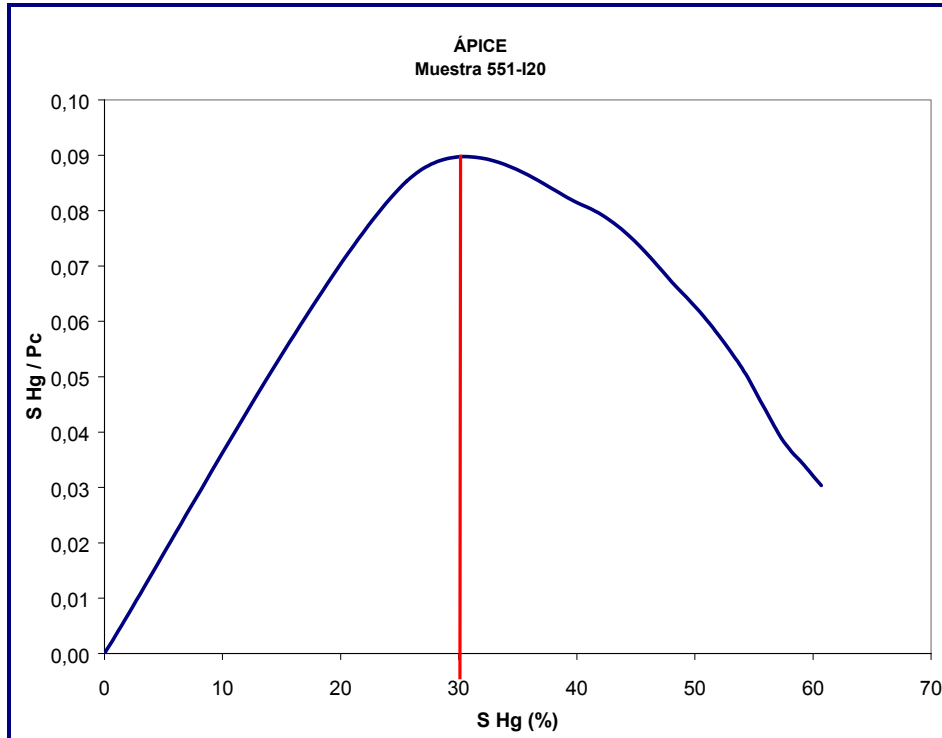


Figura 3.2 Método del ápice aplicado a una sola muestra

En la Figura 3.2, se observa que para esa muestra el ápice corresponde a una saturación de mercurio de 30 %, con la cual es posible determinar el radio de garganta de poro que domina al flujo en esa muestra. Éste radio se obtiene de la curva de presión capilar en función de la saturación de mercurio (Figura 3.3) y aplicando la ecuación 3.1.

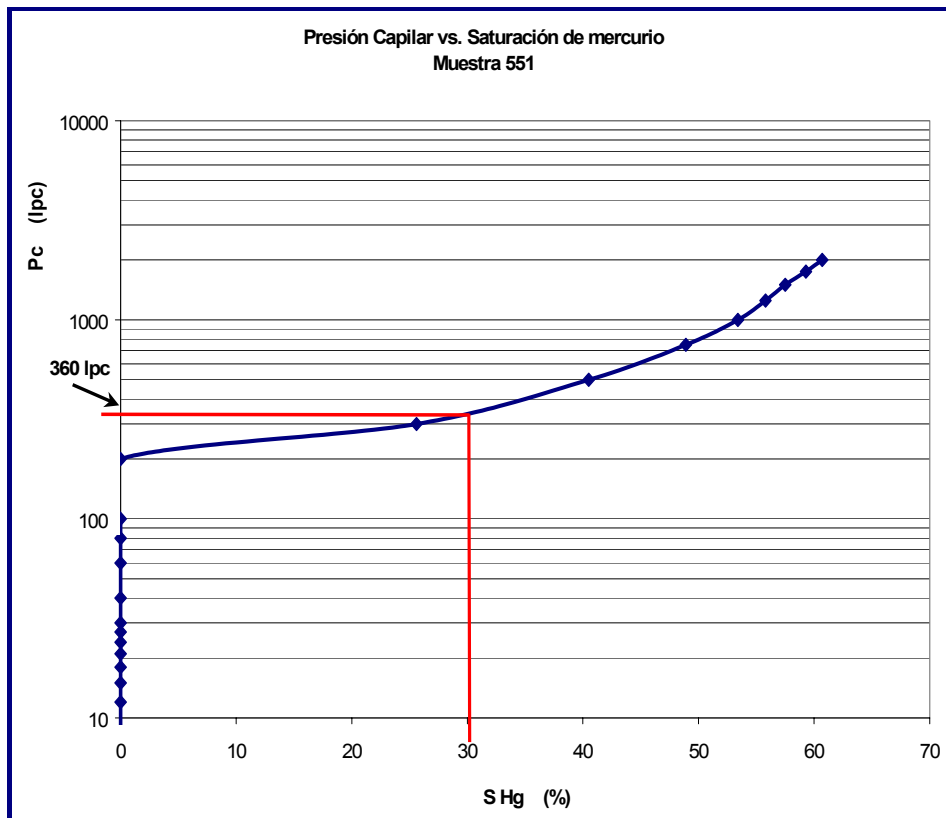


Figura 3.3 Curva de presión capilar vs. saturación de mercurio

En la gráfica se observa que para cada valor de saturación de mercurio en la muestra corresponde una presión capilar y, por lo tanto, un radio de garganta de poro obtenido mediante la ecuación 3.1. Para el caso representado en la gráfica anterior para una saturación de mercurio de 30 %, corresponde una presión capilar de aproximadamente 360 lpc y, aplicando la ecuación 3.1, se obtiene un radio de garganta de poro de 0,3 μm , siendo por definición de petrofacies una roca microporosa (Tabla 3.1).

Este procedimiento se lleva a cabo para una sola muestra. Pero en el caso que se necesite estimar el radio de garganta poral para un conjunto de muestras y extender el análisis hacia las muestras que no poseen pruebas de inyección de mercurio, es necesario utilizar alguna de las ecuaciones desarrolladas por Pittman (*op. cit.*) y, por lo tanto, se debe estimar cual reproduce de una manera representativa la formación analizada.

Para seleccionar la ecuación de Pittman a utilizar, se reportan las curvas obtenidas por el método del ápice en una sola gráfica, de manera que sea posible trazar una recta a través de todos los ápices de las curvas (una tendencia lineal). Donde esta recta intersecte el eje correspondiente a la saturación de mercurio, en ese punto se obtiene la saturación que regirá la ecuación de Pittman (r_x) a utilizar para determinar el radio de garganta de poro que domina al flujo en un conjunto de muestras (Figura 3.4).

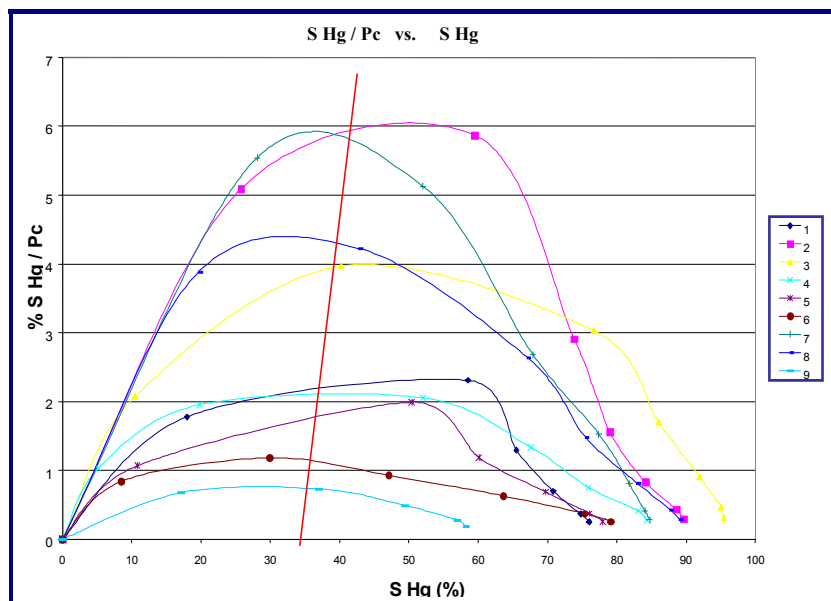


Figura 3.4 Método del ápice para un conjunto de muestras [28]

Para el conjunto de muestras de la Figura 3.4. la saturación de mercurio obtenida, al intersectar la línea de tendencia con el eje X es de aproximadamente 35 %, por lo que según este método la ecuación de Pittman a utilizar corresponde a un r_{35} .

3.3.2. Método de Comparación Directa

El otro método existente para determinar la ecuación más apropiada para estimar el radio de garganta de poro de un conjunto de muestras analizadas, consiste en graficar los radios de garganta de poro provenientes de pruebas convencionales, ya sean de presión capilar o análisis de secciones finas, contra los radios obtenidos con cada una de las ecuaciones de Pittman. Para cada conjunto de datos se le debe ajustar una línea recta de tendencia (ajuste por mínimos cuadrados), y aquella recta que presente la mejor aproximación con respecto a una recta de pendiente unitaria será la que determine la ecuación de Pittman a utilizar (Figura 3.5) ⁽²²⁾.

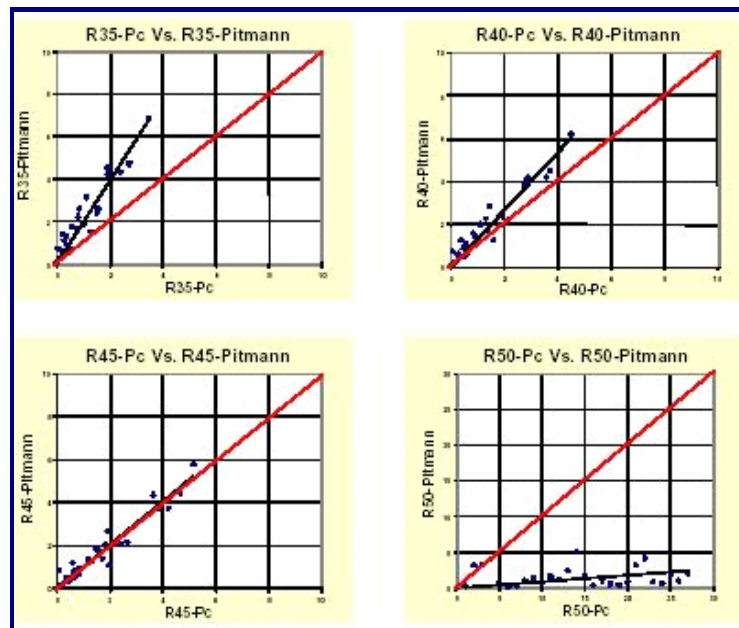


Figura 3.5 Método de comparación directa para un conjunto de muestras [22]

En el ejemplo mostrado en la Figura 3.5, la recta que presenta la mejor correlación con respecto a una recta de pendiente unitaria corresponde a un 45 % de saturación de mercurio, por lo cual se estima que la ecuación r_{45} de Pittman será la más apropiada para estimar el radio de garganta de poro con los datos correspondientes a la permeabilidad y la porosidad,

debido a que es la que mejor reproduce los resultados obtenidos por las pruebas convencionales de presión capilar.

3.4. Determinación de Petrofacies

Una vez determinado el valor de r_x a utilizar para un conjunto de datos se procede a utilizar la ecuación de Pittman seleccionada o en su defecto la ecuación de Winland. Con estas ecuaciones es posible trazar las curvas que, en un gráfico de *Permeabilidad vs. Porosidad*, servirán para clasificar las muestras según su calidad de roca. El procedimiento es el siguiente: se despeja de la ecuación escogida la permeabilidad, se mantiene constante el radio de garganta poral con los valores mostrados en la Tabla 3.1, y se varía la porosidad en intervalos de separación constante, de esta manera se generan curvas como las mostradas en la Figura 3.6, entre las cuales se clasificarán las muestras según la petrofacies a la cual pertenece. En esta plantilla o gráfica se deben colocar los datos de porosidad y permeabilidad que corresponden a cada muestra analizada.

Cada una de las curvas graficadas corresponde a un radio específico de garganta de poro y entre cada una de ellas se define una petrofacies dada. Por ejemplo, cualquier muestra que se ubique por debajo de la curva que corresponde a un radio de poro de 0,1 micrones corresponde a una muestra nanoporosa (petrofacies 5); de la misma manera una muestra ubicada entre las curvas de 0,1 y 5 micrones será una roca microporosa (petrofacies 4) y así sucesivamente para cada petrofacies ^(21,28).

La clasificación de la calidad de roca en ocasiones se realizaba con una relación permeabilidad - porosidad (K/ϕ), lo cual refleja la clasificación en términos de la eficiencia de flujo en una muestra de determinado yacimiento. Sin embargo se ha demostrado que la clasificación de petrofacies realizada con las ecuaciones de Winland o Pittman es superior a esta, debido a que representa características reales de una muestra de roca como lo es el radio de garganta de poro. En otras palabras, el cociente K/ϕ es un número adimensional

que no posee significado físico alguno, a diferencia del valor de r_x que representa una variable real de la roca como lo es el radio de garganta de poro el cual, según lo antes expuesto, puede reproducirse de una manera muy aproximada utilizando correlaciones que involucren variables petrofísicas como la porosidad y la permeabilidad.

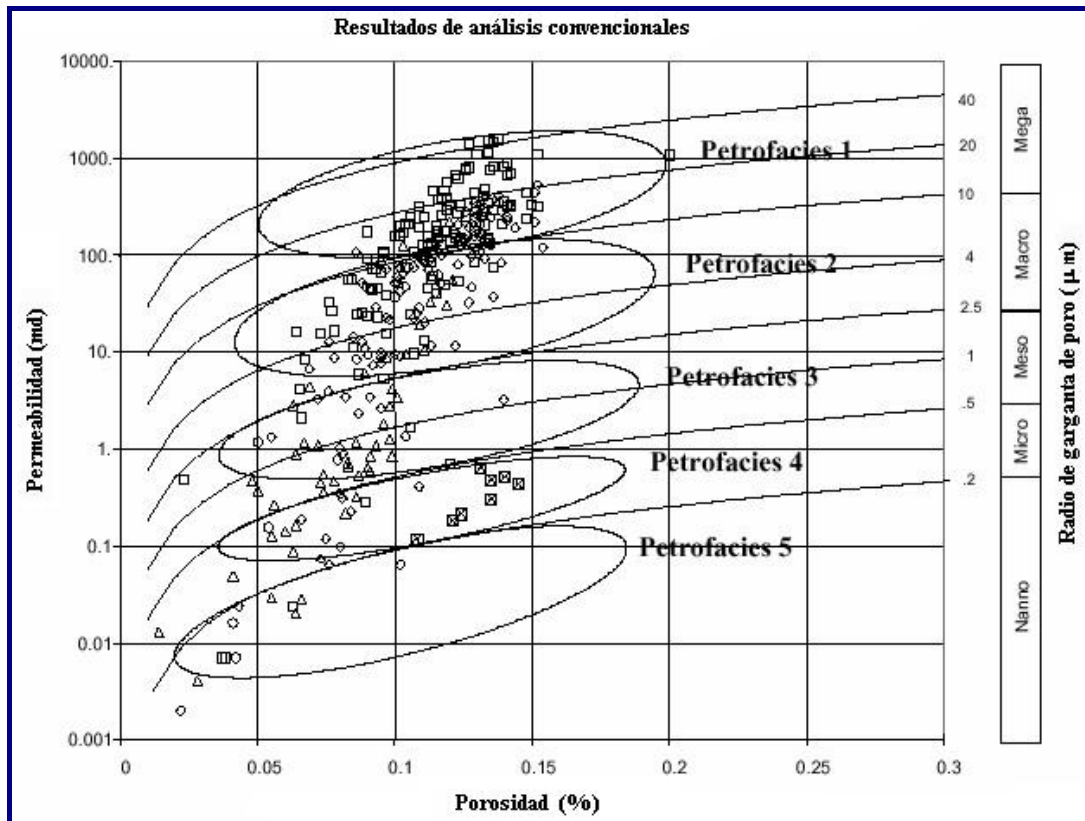


Figura 3.6 Determinación de Petrofacies [21]

CAPÍTULO 4

METODOLOGÍA

De manera de cumplir con los objetivos planteados para obtener la caracterización petrofísica mediante la aplicación de RMN en muestras de roca de las Formaciones San Juan y San Antonio del Campo Santa Rosa, se siguió la metodología que se presenta a continuación:

4.1. Selección y toma de muestras

Los tapones utilizados para realizar las mediciones de RMN, fueron tomados de núcleos del pozo RG - 231, el cual es un pozo tecnológico perteneciente al LIC Santa Rosa, Campo Santa Rosa. Del mismo se poseen 694 pies de núcleo pertenecientes al Cretácico, de los cuales se escogieron 40 tapones de la Fm. San Juan y 18 de la Fm. San Antonio. La selección de estos tapones se realizó con el apoyo de registros de Resistividad, Densidad, Neutrón tomados en el pozo RG - 231, y además con el uso de análisis convencionales previos en profundidades de interés en las cuales existían impregnaciones de crudo. Se tomó en cuenta seleccionar las muestras en zonas con distintas calidades de roca, de manera de poseer la mayor diversidad posible entre ellas para realizar un análisis que reprodujera, en un amplio espectro, las condiciones reales de heterogeneidad de las formaciones seleccionadas.

Los tapones fueron cortados de manera horizontal y posteriormente llevados a las dimensiones geométricas adecuadas para su medición, aproximadamente 1,5" de ancho por 2" de altura (Apéndice B).

La identificación de las muestras se realizó tomando en cuenta el nombre dado a cada muestra por profundidad en los Laboratorios OMNI, los cuales realizaron análisis convencionales y especiales a muestras del mismo núcleo.

Posteriormente se determinaron las dimensiones de cada una de las muestras (diámetro y longitud) utilizando para ello un *Vernier*.

4.2. Limpieza de las muestras

Según los procedimientos de la API, los fluidos de los núcleos deben ser extraídos completamente de la roca antes de realizar mediciones de porosidad y permeabilidad ⁽²⁹⁾. Es por esta razón que se deben limpiar las muestras tomadas, las cuales contienen restos de los fluidos entrampados en el espacio poroso, además de que pueden contener impurezas y fluidos tanto de lodos de perforación como de los utilizados para facilitar la toma de los tapones.

La limpieza de las muestras se hace en un equipo denominado Dean - Stark, el cual es un sistema de recirculación, donde se colocan las muestras en un recipiente denominado *Soxhlet*, que está conectado a un balón aforado que contiene el solvente a utilizar, este balón se encuentra sobre una hornilla de calentamiento. En la parte superior del *Soxhlet*, se coloca una columna de destilación (Figura 4.1).

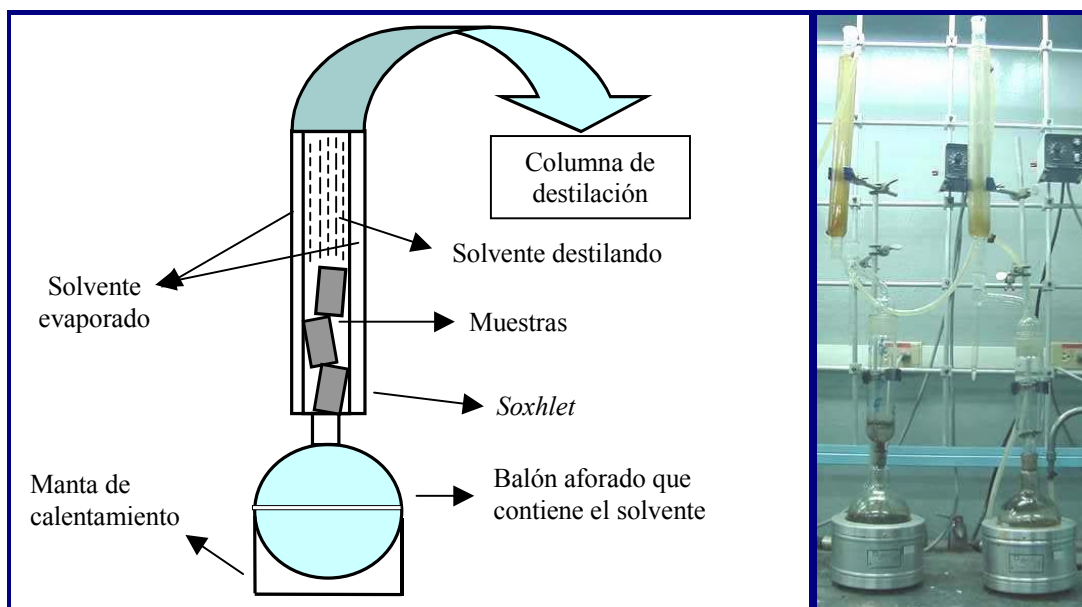


Figura 4.1 Montaje utilizado para la limpieza de las muestras [16]

El procedimiento es el siguiente: después de colocar las muestras en el *Soxhlet*, se comienza a calentar el solvente el cual se evapora cuando alcanza su punto de ebullición, dejando en el fondo del balón los restos de crudo o sales. El vapor de solvente alcanza la parte superior del equipo y se condensa debido a la acción de un refrigerante que circula en la columna de destilación, el solvente líquido se hace caer sobre las muestras realizando la limpieza y posteriormente vuelve a caer en el balón aforado para comenzar de nuevo el ciclo. Este proceso se hace para cualquier solvente que se desee utilizar para limpiar las muestras, en este caso se utilizó inicialmente tolueno para eliminar restos de crudo y posteriormente etanol, para limpiar restos de sales orgánicas. Para cada solvente se utilizó un tiempo de 16 horas por muestra aproximadamente.

4.3. Secado de las muestras

Posterior al lavado de las muestras con solventes para extraer hidrocarburos líquidos y las sales orgánicas, las muestras se deben secar para evaporar los restos de estos solventes que estén presentes en el espacio poroso. El secado se realizó en un horno convencional (Figura 4.2) a una temperatura de 150 °F (66 °C) por espacio de dos horas para cada muestra.



Figura 4.2 Horno utilizado para el secado de las muestras

Se ha publicado que el secado de muestras de núcleos en hornos convencionales a temperaturas superiores a los 175 °F (80 °C), además de secar completamente las muestras, afecta los minerales de arcilla presentes en la roca, especialmente si la arcilla presente es

del tipo Esmectita - Montmorillonita, lo cual puede resultar en variaciones de permeabilidad. Aunque se destacó también que este efecto no es tan importante en arenas con permeabilidades en el orden de los milidarcies (mD), como lo es cuando las permeabilidades están en el orden de los microdarcies (μD) ⁽²⁹⁾. La recomendación es utilizar hornos con 45 % de humedad relativa y secar las muestras a una temperatura de 140 °F (60 °C) ⁽²⁹⁾.

Una vez secas las muestras, es recomendable introducirlas en un recipiente denominado desecador (Figura 4.3), en el cual las muestras alcanzan la temperatura ambiente en forma gradual y sin absorber humedad del medio ambiente que las rodea.

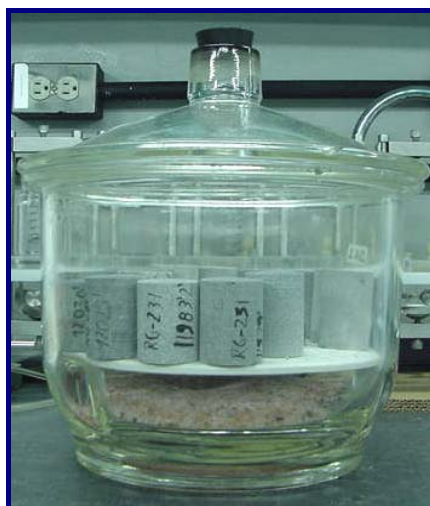


Figura 4.3 Desecador utilizado para evitar que las muestras absorban humedad

Después de transcurrido cierto tiempo en el que las muestras ya alcancen la temperatura ambiente se procede a pesar las mismas, la balanza (Marca *Ainsworth*, Modelo CR - 603D) utilizada en este caso posee una apreciación de $\pm 0,001$ gr.

Una vez pesadas se procedió a medir la permeabilidad de las muestras con el permeámetro PDPK - 400TM (Pressure-Decay Profile Permeameter, Figura 4.4), el cual inyecta nitrógeno

a alta presión a las muestras y mide la velocidad con el que este gas abandona las mismas para posteriormente usar una equivalencia y convertir este valor en una medida de permeabilidad ⁽³³⁾. Hay que destacar que las mediciones realizadas con este permeámetro son de carácter puntual, por lo que no necesariamente representan el volumen total de la muestra, sin embargo arroja resultados muy aproximados a los valores obtenidos con otros permeámetros ⁽³³⁾.



Figura 4.4 Permeámetro PDPK - 400TM

4.4. Saturación de las muestras

El paso siguiente es el saturar las muestras con agua con una concentración salina equivalente a la del agua de formación. Esto se realiza de manera que las arcillas del tipo esmectita – montmorillonita presentes en la roca no se hidraten, ya que de ocurrir esto afectaría las mediciones posteriores de permeabilidad y porosidad.

Para obtener la concentración adecuada de sal para preparar el agua en el laboratorio se obtuvo el valor de resistividad del agua de formación obtenida de registros tomados en el pozo RG - 231 ⁽¹⁾, y su valor fue de 0,51 ohm·m a una temperatura de 77 °F (25 °C) para las Fms. San Juan y San Antonio. Con este valor de resistividad se obtuvo que la salinidad

del agua de ambas Formaciones es de 10500 ppm de NaCl ⁽¹⁾. Esta concentración se obtiene en el laboratorio diluyendo 10,5 g de NaCl por cada litro de agua destilada.

Cuando la solución salina está preparada, los tapones se sumergen en ésta y se colocan dentro de una cámara de vacío (Figura 4.5). En esta cámara se extrae el aire contenido en las muestras, siendo desplazado por la solución salina hasta llegar a la saturación máxima de las muestras, una vez que el agua contenida en el envase donde están las muestras cese de burbujear, significa que la saturación se completó. El tiempo aproximado de saturación por muestra fue 24 horas.

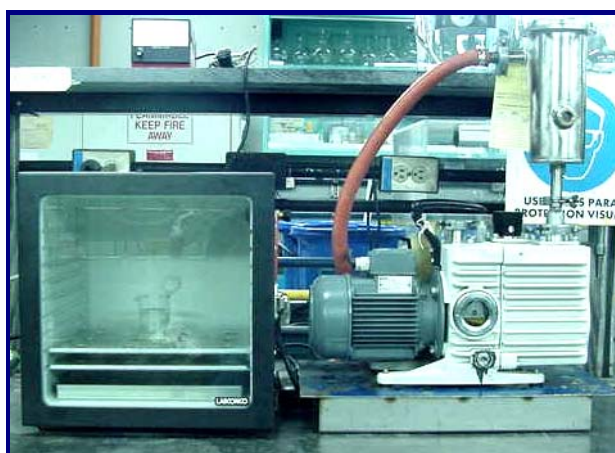


Figura 4.5 Cámara de vacío utilizada para saturar las muestras

Hay que destacar que la saturación en la cámara de vacío depende del grado de compactación de la muestra y su permeabilidad, por lo que una muestra con una permeabilidad extremadamente baja, es posible que no alcance un 100 % de saturación de agua. Por lo tanto, se debe considerar las consecuencias de este efecto en la posterior determinación de variables petrofísicas con el equipo de RMN.

Cuando las muestras se encuentran completamente saturadas se extraen de la cámara de vacío y se pesan para determinar el peso de las muestras con $S_w = 100 \%$ (Apéndice C).

Posteriormente, se determina la densidad de la solución salina, lo cual se hizo con un densímetro (Marca *Anton Para*, Modelo DMA 35N), y resultó un valor de 1,005 gr/cc.

Una vez pesada cada muestra se introducen en pequeñas bolsas plásticas para que conserven el agua que las satura (Figura 4.6), para posteriormente proceder a realizar la medición individual de cada muestra en el equipo de RMN.



Figura 4.6 Muestra dentro de envoltorio plástico

4.5. Determinación de porosidad por peso

La determinación de la porosidad total de la muestra se lleva a cabo utilizando la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{V_{poroso}}{V_{total}} = \frac{P_{saturado} - P_{seco}}{V_{total}} \quad (\text{Ec. } 4.1)$$

Donde:

$P_{saturado}$:	peso de la muestra 100% saturada
P_{seco} :	peso seco de la muestra.
V_{total} :	volumen de la muestra (volumen de un cilindro), el cual se determina utilizando la relación siguiente:

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

Donde: D: diámetro de la muestra
 L: longitud de la muestra

En el Apéndice D se muestran los resultados de porosidad por peso obtenidos para cada una de las muestras analizadas.

4.6. Medición con el equipo de RMN

Las medidas de Resonancia Magnética Nuclear en el laboratorio se realizaron en un equipo que utiliza una frecuencia de resonancia de 2 Mhz (Marca *Resonance Instruments*, Modelo MARAN ULTRA), el cual está conectado a una computadora, en donde a través del uso de un software es posible manejar los datos generados por el equipo (Figura 4.7).



Figura 4.7 Equipo de RMN de laboratorio

El equipo utilizado consta de dos electroimanes, encargados de generar el campo magnético estático y homogéneo, y una bobina que emite un campo magnético oscilante perpendicular a la dirección de los electroimanes; esta bobina se utiliza como receptor cuando no está emitiendo señal ⁽¹⁶⁾.

Es importante destacar que la altura de las muestras debe estar entre una y dos pulgadas y media, debido a que entre estos puntos el campo magnético aplicado se puede considerar homogéneo. Por encima del segundo marcador existe un gradiente de campo magnético lo cual puede dar lugar a errores en la medición.

El procesamiento de los datos provenientes del equipo de resonancia se hace a través de un software comercial denominado RiNMR (versión 3.7.0.0), el cual está diseñado para trabajar bajo ambiente Windows, y puede controlarse directamente con el teclado o bajo la manipulación de las ventanas que ofrece el programa. Con este paquete se puede realizar un ajuste exponencial de la curva de decaimiento T_2 , pero el cálculo de la distribución del tiempo de relajación transversal T_2 se hace con otro programa denominado WinDXP (versión 1.4.0.71), con el cual es posible realizar un ajuste multiexponencial a la curva de decaimiento de T_2 , para posteriormente aplicarle la transformada inversa de Laplace y obtener la distribución de la variable T_2 .

Con el programa RiNMR es posible realizar variedad de mediciones con secuencias de pulsos distintas, siendo las secuencias FID, INVREC y CPMG las utilizadas en este trabajo. Cada secuencia utiliza parámetros de adquisición los cuales que deben ajustarse según el tipo de secuencia aplicada y pueden variar según las características litológicas de la muestra analizada, los parámetros más utilizados y la abreviación usada en el programa para identificarlos se reseña en la tabla siguiente:

Tabla 4.1 Parámetros de adquisición utilizados

Parámetros de adquisición	Abreviación Utilizada
Número de mediciones o número de scans	NS
Número de ecos o pulsos	NECH
Tiempo entre ecos o pulsos (τ)	2TAU
Tiempo entre mediciones o scans (TW)	RD

De la selección adecuada de estos parámetros para cada secuencia depende la confiabilidad de los datos obtenidos del equipo de RMN; por ello se debe tener cuidado al variar cada uno de éstos, debido a que las estimaciones posteriores de las variables petrofísicas de la roca tales como porosidad y permeabilidad, dependerán de la calidad del ajuste de los datos obtenidos con respecto a los patrones propios de cada muestra.

4.6.1. Calibración del equipo de RMN

La secuencia FID es la que se debe aplicar diariamente antes de realizar cualquier medición, debido a que su aplicación consiste en ajustar un parámetro de frecuencia del imán que genera el campo oscilante (parámetro O1), con el cual se garantiza que el mismo logrará la condición de resonancia. Después de realizar esta secuencia se dice que el equipo está calibrado y listo para realizar otras mediciones. Esta calibración se realiza con agua destilada en un recipiente de vidrio, de manera de registrar tiempos de relajación largos (al proporcionar una fuente suficientemente grande de hidrógenos). Los parámetros de adquisición más importantes que se deben ajustar son el número de mediciones ($NS = 4$) y el tiempo entre mediciones ($RD = 4$ s).

4.6.2. Medición de RMN de las muestras saturadas

Después de envolver la muestra en una bolsa plástica para que conserve la humedad (Figura 4.6), se procede a realizar la medición con el equipo de RMN introduciendo el tapón en la celda correspondiente.

Inicialmente, se selecciona la secuencia INVREC, con el objetivo de determinar el tiempo de magnetización longitudinal (T_1), para posteriormente obtener el tiempo de magnetización necesario entre mediciones (RD), el cual será usado posteriormente en la secuencia CPMG. El RD toma un valor de tres a cinco veces T_1 , con lo cual se garantiza una magnetización de alrededor de 95 % de los hidrógenos, necesaria antes de realizar cada medición de relajación transversal.

La determinación de este parámetro toma un tiempo considerable (llegando a ser superior a 30 minutos en algunos casos), por lo que se determinó sólo para una muestra por petrofacies y se consideró constante para las demás. Cabe destacar que la prueba de que el T_1 considerado es correcto, es que la diferencia entre la porosidad determinada por RMN y por peso sea muy pequeña (menor a 0,5 % en el mejor de los casos).

Después de determinar el T_1 , se procede a seleccionar la secuencia CPMG, con la cual se obtiene la curva de decaimiento de T_2 . En esta secuencia el único parámetro de interés que se mantiene sin variación para todas las muestras es el tiempo entre ecos ($TAU = 150 \mu s$), de resto los demás parámetros varían, por ejemplo: RD entre 1 y 5 segundos, el número de ecos (NECH) entre 1024 y 16384 (siempre en potencias de 2) y el número de mediciones (NS) entre 32 y 64.

Una vez ajustados los parámetros de adquisición y de obtenida una aproximación exponencial satisfactoria para la curva de relajación magnética transversal, entonces se procede a utilizar el programa WinDXP para procesar esta curva y convertirla en la distribución de T_2 , la cual se utilizará para determinar las propiedades petrofísicas de las muestras.

4.6.3. Medición de la solución salina y normalización de la medición de RMN

Como se mencionó en el Capítulo 2, cuando una muestra está completamente saturada con agua, el área bajo la curva de la distribución de tiempos de relajación T_2 corresponde a la suma de las magnitudes de la señal de todos los átomos de hidrógeno que están dentro del espacio poroso, por lo tanto la señal de RMN es proporcional a la porosidad. Como la porosidad es una relación entre el volumen poroso y el volumen total de una roca (Ec. 4.1), es necesario poseer una medida de RMN que corresponda al volumen total de la muestra analizada. Esta medida se obtiene realizando la medición de RMN a una muestra de agua libre con un volumen equivalente al volumen de la muestra analizada (Figura 4.8) ⁽⁹⁾.



Figura 4.8 Volumen equivalente de agua [9]

La relación utilizada para obtener la porosidad total de una muestra 100 % saturada con agua, con datos provenientes de la curva de distribución de T_2 , es la siguiente (Apéndice E):

$$\phi_{RMN} = \left(\frac{\dot{A}_{rea \text{ bajo la curva de } 100\% S_w}}{\dot{A}_{rea \text{ bajo la curva del volumen equivalente de agua}}} \right) \quad (\text{Ec. } 4.3)$$

Debido a la dificultad y el error que se induce al tratar de realizar la medición de RMN para cada uno de los volúmenes netos de las muestras, se realizó la medición RMN del agua para 10 volúmenes fácilmente reproducibles y se obtuvo una correlación lineal, la cual fue utilizada para obtener el volumen equivalente de agua para cada tapón (Apéndice F).

Cabe destacar que el área bajo la curva de distribución de T_2 obtenida con el equipo de RMN debe dividirse entre el número de mediciones (NS) realizada en el experimento para cada muestra, para obtener un área promedio equivalente, debido a que el área que se refleja originalmente en el equipo es la suma del área obtenida para cada medición.

4.6.4. Drenaje de las muestras en plato poroso

La otra condición, necesaria para obtener valores de $T_{2 \text{ Corte}}$, BFV y FFI necesarios para realizar la caracterización petrofísica de las muestras analizadas, es la de llevar las muestras a condición de saturación de agua irreducible (S_{wirr}). Esta condición se puede lograr por

varios métodos donde los más comunes son la centrifugación o el método del plato poroso, siendo este último el seleccionado para este trabajo (Figura 4.9).



Figura 4.9 Equipo completo de Plato Poroso

En este método se utiliza como plato poroso un disco de cerámica, grueso y semipermeable de mojabilidad preferencial al agua, sobre el cual se colocan las muestras (Figura 4.10). El plato con las muestras se introduce en un recipiente que se cerrará herméticamente y en el cual se inyecta un fluido (en este caso helio), responsable de incrementar la presión dentro del recipiente para drenar el agua confinada en las muestras.

Para acelerar el proceso de drenaje se incrementa la permeabilidad del plato poroso en el espacio correspondiente a cada muestra, colocando una membrana semipermeable entre el plato y la muestra. Esta membrana consta de un trozo de papel y de arena Diatomea, la cual es un compuesto de diversas sales (Figura 4.10).

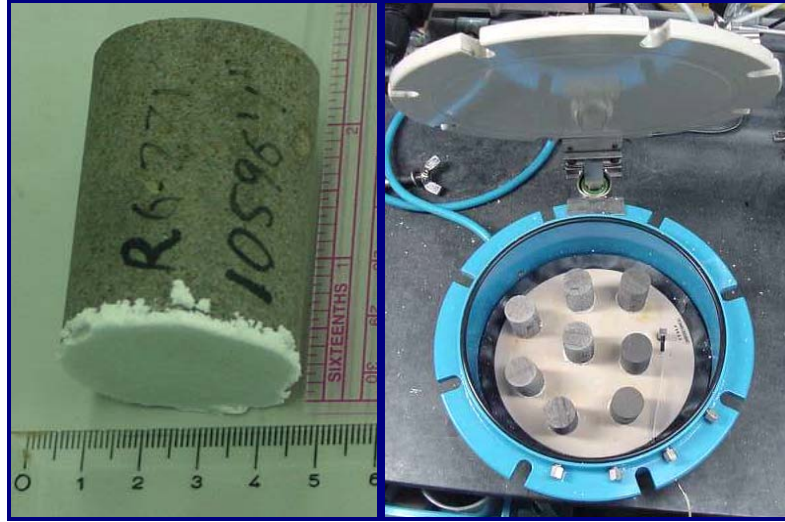


Figura 4.10 Tapón con membrana semipermeable y muestras sobre el plato poroso

Las muestras fueron sometidas a un diferencial de presión constante de 150 lpc, el cual se consideró como la presión promedio a las cuales las muestras alcanzarían la saturación de agua irreducible ⁽¹⁾. Una vez que se observó que las muestras dentro del plato no drenaron más agua se retiraron del mismo al considerar que habían alcanzado la condición deseada.

4.6.5. Determinación de la saturación irreducible de agua (Sw_{irr}) por peso

Una vez drenadas las muestras se procede a pesar cada una de ellas y se calcula la saturación irreducible utilizando la siguiente relación:

$$Sw_{irr} = \frac{V_{agua \text{ irr}}}{V_{poroso}} = \left(\frac{\left(\frac{P_{eso \ Sw_{irr}} - P_{eso \ sec \ o}}{\rho} \right)}{\left(\frac{P_{eso \ 100 \% \ saturado} - P_{eso \ sec \ o}}{\rho} \right)} \right) \quad (Ec. \ 4.4)$$

Donde la densidad del agua (ρ) se simplifica, quedando la saturación irreducible determinada por las relaciones de pesos de las muestras (Apéndice F).

4.6.6. Medición de RMN de las muestras drenadas

El procedimiento a seguir en este punto es semejante al utilizado para realizar las mediciones RMN de las muestras saturadas (sección 4.6.2.).

En este caso los parámetros de adquisición varían según las características de cada muestra, donde el TAU=150 μ s, NS=264, el NECH varía entre 512 y 1024, y el RD entre 0,08 y 0,3 s.

En este caso el RD disminuye drásticamente debido a que existe un menor número de hidrógenos en las muestras, por lo que la magnetización de los protones se alcanza más rápidamente.

Una vez obtenida la curva de distribución de T₂ para la muestra drenada a través del programa WinDXP, es posible determinar la saturación de agua irreducible por RMN, lo cual se realiza aplicando la siguiente ecuación:

$$S_{wirr}^{RMN} = \frac{\dot{A}_{rea \text{ bajo la curva del tapón en saturación irreducible}}}{\dot{A}_{rea \text{ bajo la curva del tapón 100 \% saturado}}} \quad (\text{Ec. 4.5})$$

Las curvas de distribución normalizada y acumulada de T₂ para las muestras en condición 100 % saturadas y en condición irreducible, características para cada calidad de roca se muestran en el Apéndice G.

Sobre la base de los resultados obtenidos hasta este punto se realiza la caracterización petrofísica de las muestras medidas, determinando el T₂ de corte por muestra, el T₂ de corte característico para el conjunto de muestras analizadas, el índice de fluido libre (FFI), el volumen de fluido ligado (BFV) y la permeabilidad (en el Apéndice H se pueden consultar los resultados obtenidos de BFV, FFI y T₂ Corte para cada muestra analizada).

4.7. Determinación de petrofacies

Con los datos obtenidos de análisis especiales y convencionales previos realizados a muestras del pozo RG - 231 por Laboratorios OMNI ⁽⁸⁾, fue posible realizar los procedimientos explicados en el Capítulo 3, para la determinación de petrofacies.

Se utilizaron los resultados de las pruebas de presión capilar por inyección de mercurio para aplicar el método del ápice y posteriormente el de comparación directa, de manera de seleccionar la ecuación de Pittman que correlaciona mejor el radio de garganta de poro con los resultados de análisis convencionales de permeabilidad y porosidad para cada muestra.

Adicionalmente, se utilizaron los datos provenientes de la RMN para obtener un método que apoyara los resultados provenientes de análisis convencionales, y de esta manera poder escoger con la mayor cantidad de información posible las ecuaciones (r_x) que describirían el radio de garganta de poro que domina al flujo en las muestras y de esta manera clasificarlas según su calidad de roca. De esta forma fue posible hallar ciertas asociaciones de la respuesta de RMN con los métodos utilizados para la determinación de petrofacies. Estas metodologías se describen a continuación.

4.7.1 Curvas de pseudo presión capilar por RMN

Con la finalidad de obtener, a partir de los datos de RMN, una distribución de radio de garganta de poro se generaron curvas de pseudo presión capilar.

Varios autores han realizado investigaciones en las cuales afirman que es posible relacionar datos de presión capilar por inyección de mercurio con la distribución acumulada de T_2 , de manera de obtener una curva de presión capilar a partir de los datos obtenidos de la herramienta de RMN ^(25,30,31,32). Este avance proporciona un método adicional para la

determinación de petrofacies y además, representa un ensayo no destructivo y más económico que el de inyección de mercurio.

Se ha determinado que existe una relación inversamente proporcional entre la presión capilar y el T_2 (ver en Apéndice I la deducción de esta relación), la ecuación utilizada se muestra a continuación:

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

Donde la constante “C” es un factor de escala que depende de varios parámetros entre los cuales están la relaxividad (ρ) de la roca, la forma y relación entre el tamaño de los poros y la garganta poral, la salinidad del agua de formación, etc ⁽³²⁾.

Los autores consultados han utilizado programas que realizan regresiones con las cuales es posible determinar la constante C para cada pareja de puntos (consultar referencias 25, 30 y 32). Para este trabajo el procedimiento seguido difiere del utilizado en la teoría, debido a la dificultad encontrada para realizar las regresiones mencionadas. Para solucionar este problema, se determinó por ensayo y error un valor para la constante de proporcionalidad “C” y posteriormente se corrigieron las curvas obtenidas mediante la adición de un parámetro adicional que minimiza el error generado, este procedimiento se siguió para cada muestra. En este caso se utilizaron dos métodos distintos para corregir las curvas de presión capilar obtenidas utilizando la ecuación 4.6, de manera de comparar los resultados obtenidos siguiendo ambos procedimientos. La secuencia seguida fue la siguiente:

➤ **Método 1:**

1. Se asignó un valor arbitrario a “C”, de manera de obtener una curva de presión capilar.

2. Se determinó para cada valor de saturación de agua de las pruebas convencionales el valor de presión capilar correspondiente de RMN (se realizó mediante interpolaciones lineales).
3. Se sustraen las presiones capilares para saturaciones de agua iguales. El resultado reflejará el error o la diferencia que existe entre la curva real de presión capilar y la curva de RMN construida.
4. El error obtenido se gráfica contra la saturación de agua y se determina la ecuación que mejor represente la curva obtenida (en este caso la ecuación obtenida fue una función potencial).
5. Se corrige la presión capilar RMN sumándole el término del error utilizando la ecuación obtenida en el paso 4.

➤ **Método 2:**

1. Se asignó un valor arbitrario a “C”, de manera de obtener una curva de presión capilar.
2. Se determino para cada valor de presión capilar de las pruebas convencionales el valor de saturación de agua RMN proveniente de la distribución acumulada de T_2 y correspondiente a un valor dado de presión capilar RMN calculado con la ecuación 4.6.
3. Se sustraen las saturaciones de agua para presiones capilares iguales. El resultado reflejará el error o la diferencia que existe entre la curva real de presión capilar y la curva de RMN construida.
4. El error obtenido se gráfica contra la presión capilar y se determina la ecuación que mejor represente la curva obtenida (en este caso la ecuación obtenida fue una función potencial).
5. Se corrige la saturación de agua RMN sumándole el término del error utilizando la ecuación obtenida en el paso anterior.

Para cada caso evaluado las ecuaciones utilizada fueron las siguiente:

Método 1: $Pc_{RMN} = Pc_{RMN \text{ sin corregir}} + error$ (Ec. 4.7)

Método 2: $Sw_{RMN} = Sw_{RMN \text{ sin corregir}} + error$ (Ec. 4.8)

Donde los valores sin corregir son los que se obtienen de la distribución acumulada de T_2 , efectuándose una correlación en la cual a cada valor de T_2 corresponde una saturación de agua dada y, por lo tanto, una presión capilar determinada. Para las muestras de las Fms. San Juan y San Antonio, el error viene descrito por una función potencial como la que se muestra a continuación:

Método 1: $error = a \cdot Sw^b$ (Ec. 4.9)

Método 2: $error = a \cdot Pc^b$ (Ec. 4.10)

Hay que destacar que fue necesario convertir los datos de presión capilar determinados por inyección de mercurio a un sistema agua - aire, para poder relacionarlos con los calculados con RMN. Para realizar la conversión se utilizó la ecuación 4.11, mostrada a continuación, la cual en realidad es una variación de la ecuación 3.1, en donde se toma en cuenta el ángulo de contacto entre los fluidos y su tensión interfacial de manera que ambos sistemas sean compatibles y que la correlación entre los dos sea posible.

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

Los valores utilizados para cada uno de los parámetros se pueden observar en la Tabla 3.2.

4.7.2 Método del ápice con datos de RMN sin corregir

Paralelamente al paso anterior se evaluaron las curvas de presión capilar con RMN, sin agregarles el término correspondiente al error, es decir únicamente aplicando la ecuación 4.6, para observar el comportamiento del ápice de la curva para compararlo con los obtenidos con las pruebas de inyección de mercurio.

En este paso se eligió un valor de “C” determinado por ensayo y error, el cual es utilizado como factor de escala, de manera de obtener valores de presión capilar manipulables (es decir, que no resulten valores ni muy pequeños ni excesivamente grandes). De la misma manera es necesario efectuar el cálculo de la presión capilar para una interfase aire - mercurio utilizando la ecuación 4.11.

Posteriormente la saturación de mercurio se obtiene asumiendo que este es un fluido no mojante que ocupa el espacio poroso que no está saturado con agua, por lo que la saturación de mercurio se determina utilizando la ecuación 4.12.

$$S_{Hg_{RMN}} = 100 \% - S_{w_{RMN}} \quad (\text{Ec. } 4.12)$$

Donde la saturación de agua RMN que se utiliza proviene de la distribución acumulada de T₂.

Una vez cumplidos los cálculos mencionados, se procede a graficar la curva para obtener el ápice cómo se describe en la sección 3.3.1.

4.7.3 Clasificación de las muestras según su petrofacies

Sobre la base de los resultados proporcionados por el método del ápice y de comparación directa, se procede a seleccionar la ecuación de Pittman que mejor representa el radio de garganta de poro con datos de porosidad y permeabilidad.

El procedimiento aplicado es semejante al descrito en la sección 3.4, en el cual se despeja el término de permeabilidad para la ecuación de Pittman seleccionada, se mantiene constante el radio de garganta de poro (con los valores mostrados en la Tabla 3.1, correspondiente al radio de garganta de poro para cada petrofacies) y se varían los valores de porosidad en intervalos de 5 %. De esta manera, se generan las curvas que serán útiles para determinar la petrofacies a la cual pertenece una muestra de roca según su radio de garganta de poro, porosidad y permeabilidad (Figura 3.6).

CAPÍTULO 5
PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS
DE RESULTADOS

Este capítulo contiene los resultados obtenidos referentes a propiedades de la roca, tales como porosidad, permeabilidad y saturación de agua irreducible, la identificación de petrofacies y obtención de parámetros tales como T_2 Corte y los índices de fluido libre (FFI) y fluido ligado (BFV).

5.1. Porosidad RMN

5.1.1. Formación San Juan

Los resultados de porosidad que se obtuvieron con el equipo de RMN presentan una correlación cercana al 100 % con respecto a los valores de porosidad por peso, lo cual verifica la hipótesis que indica la relación directa que existe entre el área bajo la curva de la distribución de T_2 y la porosidad absoluta, además de demostrar la eficiencia de la metodología aplicada para determinar porosidad con la información proveniente del equipo de RMN relacionando esta con los fluidos presentes en el espacio poroso.

De la figura 5.1 a la 5.3 se muestra la correlación obtenida entre la porosidad RMN, la porosidad por peso y los resultados de porosidad obtenidos por OMNI - Lab, para el conjunto de muestras de la Formación San Juan, pozo RG - 231 (los resultados obtenidos para cada una de las unidades sedimentarias de la Formación San Juan se pueden consultar en el Apéndice D).

Para el conjunto de muestras analizado la mejor correlación la posee la porosidad RMN y la porosidad por peso, resultando un valor de $R^2 = 0.99$, superior al 0.87 obtenido al correlacionar la porosidad reportada por OMNI de análisis convencionales (porosímetro CMS-300) con la porosidad por peso.

Esta diferencia se debe principalmente a dos factores: uno de ellos es que la porosidad determinada con RMN responde a los fluidos presentes dentro del espacio poroso, generando una respuesta mucho más aproximada que los métodos convencionales

utilizados para determinar porosidad, en los cuales esta propiedad se determina utilizando ecuaciones empíricas, que basan su resultado en la respuesta generada por un gas (generalmente Helio) que atraviesa la muestra. Este método implica un porcentaje de error mayor en la porosidad que cuando se determina con RMN.

Otro factor fundamental que se debe considerar al observar la diferencia que existe entre porosidad convencional y por peso, es que los tapones utilizados son vecinos a los utilizados por OMNI, lo cual quiere decir que existe una separación de pulgadas entre ellos. En la mayoría de los casos la diferencia de porosidad entre una y otra muestra es mínima, pero es posible que para ciertas muestras existan fracturas, o cambios importantes en la litología que determinen una diferencia que puede afectar negativamente la correlación obtenida. Sin embargo, para el conjunto de muestras analizadas la correlación entre porosidad RMN y porosidad convencional corresponde a un valor de R^2 igual a 0.87, el cual es un valor que satisfactoriamente demuestra que los resultados obtenidos con ambos métodos (RMN y CMS - 300), para la mayoría de las muestras, son similares.

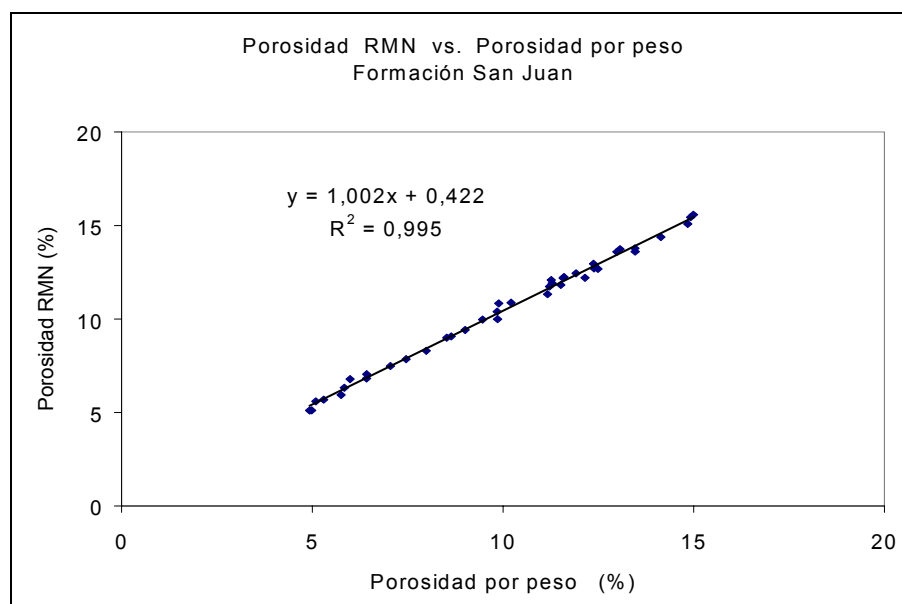


Figura 5.1 Correlación entre porosidad RMN y porosidad por peso: Fm. San Juan

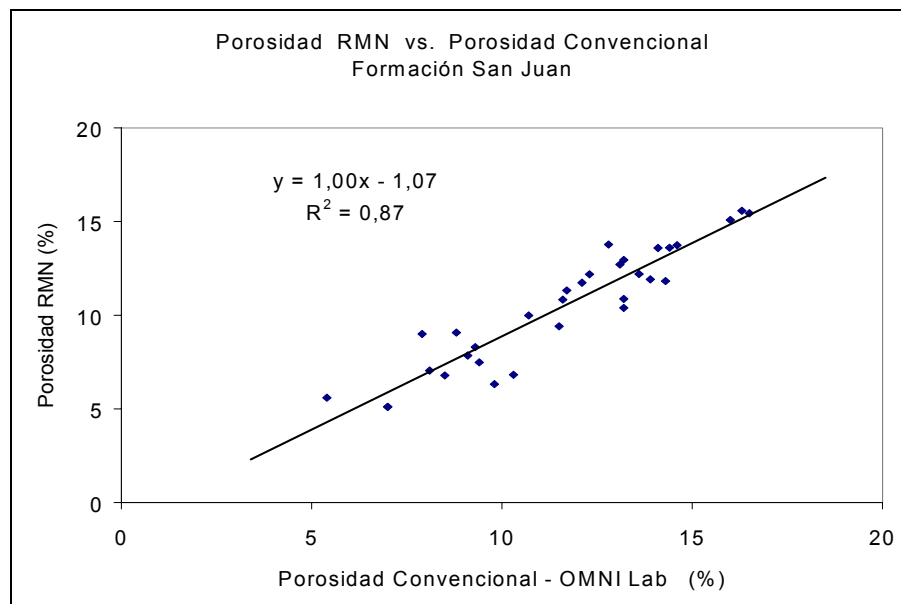


Figura 5.2 Correlación entre porosidad RMN y porosidad convencional: Fm. San Juan

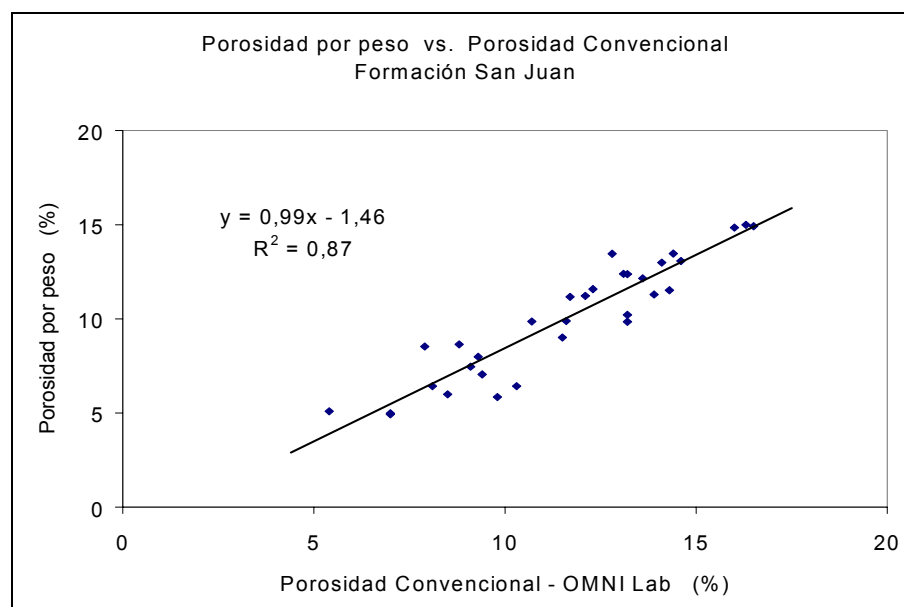


Figura 5.3 Correlación entre porosidad por peso y porosidad convencional: Fm. San Juan

Los resultados obtenidos se graficaron en un histograma (Figura 5.4), donde se reflejan rangos de porosidad y el número de muestras que caen dentro de ese rango (para cada uno de los métodos utilizados para obtener porosidad). En este histograma se puede observar que la porosidad promedio de la Formación San Juan oscila en un rango de 8 a 14 %.

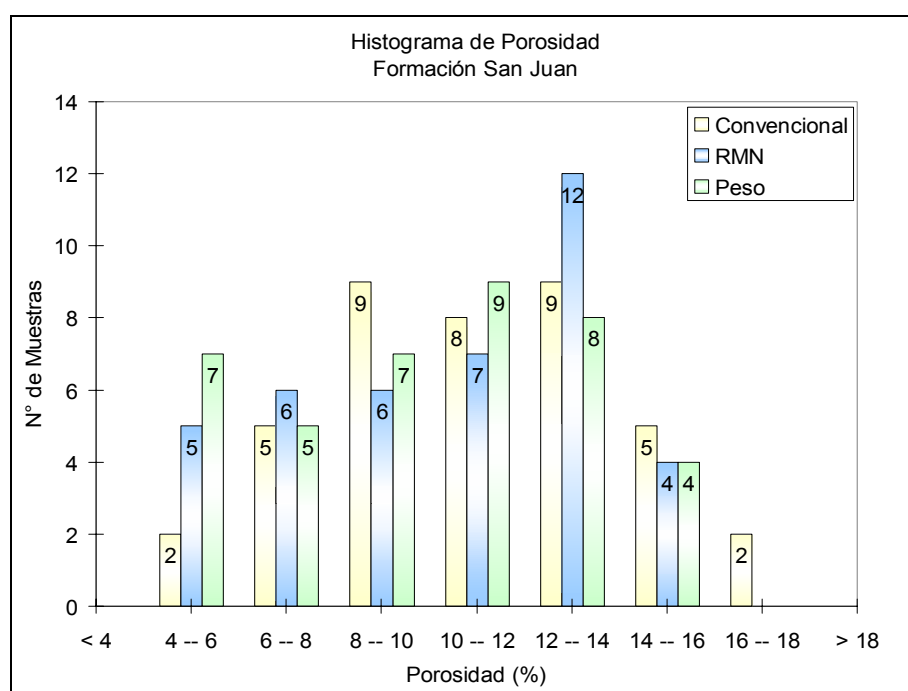


Figura 5.4 Histograma de resultados de porosidad: Fm. San Juan

Se realizó una tabla resumen (Tabla 5.1) en la cual se reflejan los valores mínimos y máximos de porosidad, obtenidos con el equipo de RMN y la comparación con porosidades por peso y los análisis convencionales realizados por OMNI, para cada unidad sedimentaria de la Formación San Juan (los resultados obtenidos para cada muestra se pueden consultar en el Apéndice D):

Tabla 5.1 Resultados de porosidad obtenidos para la Formación San Juan

	Φ	RMN	Peso	Análisis OMNI - Lab
San Juan - UA	Máxima	15,6	15,0	16,5
	Mínima	5,6	5,1	5,4
San Juan - UB	Máxima	13,6	13,5	14,4
	Mínima	5,1	5,0	7,0
San Juan - UC	Máxima	13,8	13,5	12,8
	Mínima	5,1	4,9	7,0
San Juan	Máxima	15,6	15,0	16,5
	Mínima	5,1	4,9	5,4

5.1.2. Formación San Antonio

Para la Formación San Antonio los resultados de porosidad obtenidos también fueron satisfactorios, en éstos la correlación entre la porosidad RMN y por peso resultó un valor de R^2 igual a 0.97, superior al 0.90 obtenido al comparar la porosidad por peso con la reportada por los laboratorios OMNI de análisis convencionales (CMS-300).

Se obtuvo una correlación superior a 0.80 entre los valores obtenidos con el equipo de RMN y el CMS-300 utilizado por OMNI para realizar los análisis convencionales para ambas formaciones analizadas, lo cual es una correlación aceptable en términos de las ventajas que ofrece la herramienta RMN sobre los análisis convencionales. En este caso se debe tener en cuenta lo comentado en la sección 4.4, donde se menciona la posibilidad de que debido a la baja permeabilidad de ciertas muestras, las mismas no alcancen una saturación correspondiente al 100 %, con el uso del saturador de vacío, por lo que puede existir una diferencia mayor entre los valores de porosidad RMN y convencionales.

De la figura 5.5 a la 5.7, se muestra la correlación obtenida entre la porosidad RMN, la porosidad por peso y los resultados de porosidad reportados por OMNI para el conjunto de

Capítulo 5 - Presentación y Análisis de Resultados

muestras de la Formación San Antonio (los resultados obtenidos para cada una de las unidades sedimentarias de la Formación San Antonio se pueden observar en el Apéndice D).

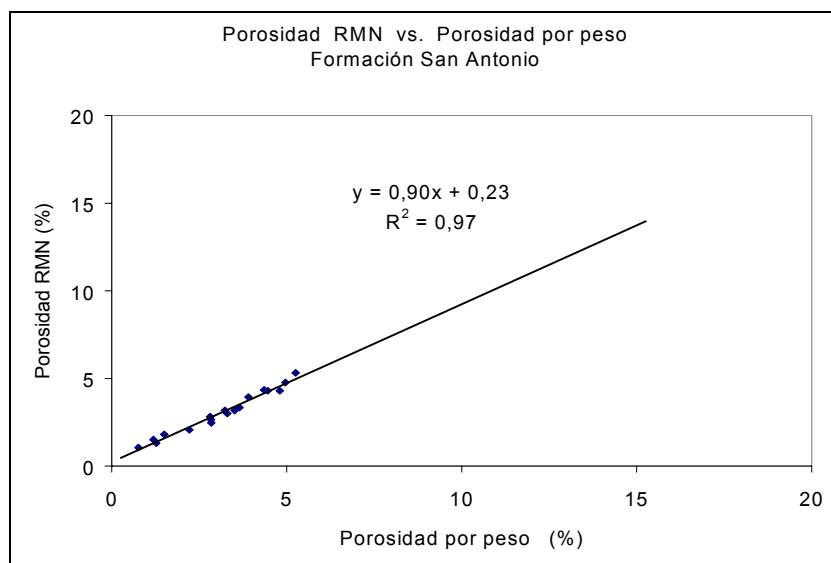


Figura 5.5 Correlación entre porosidad RMN y porosidad por peso: Fm. San Antonio

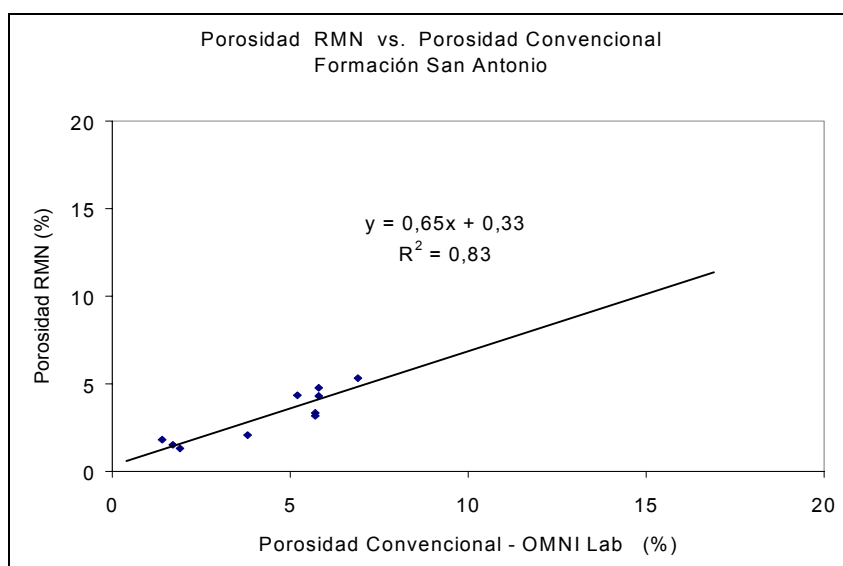


Figura 5.6 Correlación entre porosidad RMN y porosidad convencional: Fm. San Antonio

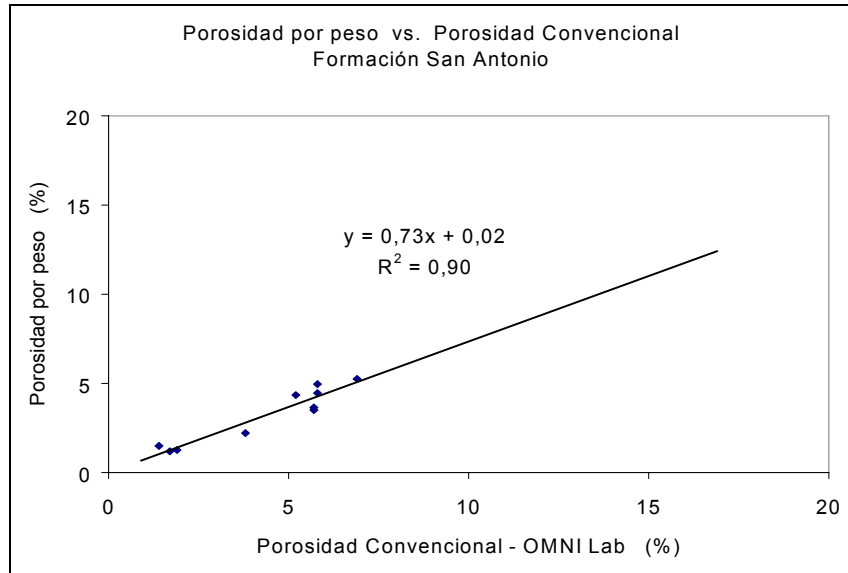


Figura 5.7 Correlación entre porosidad por peso y porosidad convencional:
Fm. San Antonio

En el histograma realizado para reflejar los resultados de porosidad de la Fm. San Antonio (Figura 5.8), se observa que la porosidad promedio RMN y por peso de las muestras está en un rango de 1 a 6 %. También se nota que la porosidad obtenida por análisis convencionales tiende a rangos mayores (entre 4 y 10 %), lo cual puede ser debido a lo comentado en párrafos anteriores, que en caso de que las muestras sean poco porosas y presenten permeabilidad muy bajas, es posible que no se alcance un 100 % de saturación de agua con el uso de la cámara de vacío como equipo de saturación, lo cual puede traducirse en valores de porosidad RMN y por peso por debajo de los valores reales de la roca.

En este caso, una recomendación es aplicar otro método para saturar las muestras (centrifugación puede ser uno de ellos), en el cual se garantice una saturación total de la misma, mediante la aplicación de altas presiones de desplazamiento, de manera de saturar los poros más pequeños de la roca. El método seleccionado deberá ser aplicado también para el drenaje de las muestras.

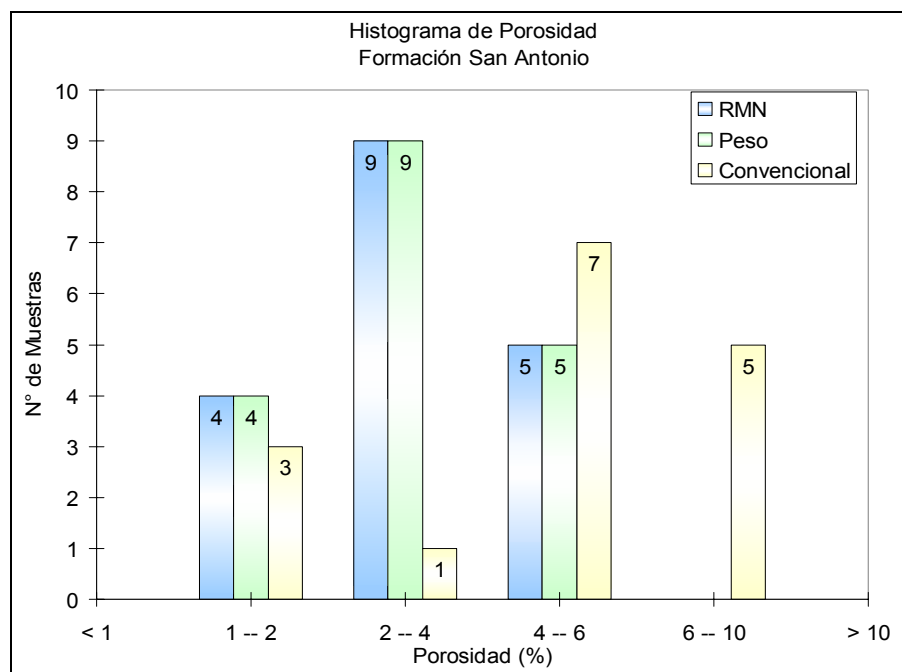


Figura 5.8 Histograma de resultados de porosidad: Fm. San Antonio

Para la Fm. San Antonio también se realizó una tabla resumen (Tabla 5.2), en donde se pueden observar los valores mínimos y máximos de porosidad obtenidos con el equipo de RMN y la comparación con porosidades por peso y los análisis convencionales realizados por Laboratorios OMNI para cada unidad sedimentaria de esta Formación (los resultados obtenidos para cada muestra se pueden consultar en el Apéndice D).

Tabla 5.2 Resultados de porosidad obtenidos para la Formación San Antonio

	Φ (%)	RMN	Peso	Análisis OMNI - Lab
San Antonio - UD	Máxima	5,3	5,3	8,2
	Mínima	1,1	0,8	3,8
San Antonio - UE	Máxima	3,9	3,9	6,7
	Mínima	1,3	1,2	1,4
San Antonio	Máxima	5,3	5,3	8,2
	Mínima	1,1	0,8	1,4

5.2. Saturación de agua irreducible RMN

La saturación de agua irreducible para cada muestra se obtuvo drenando los tapones en el plato poroso considerando una presión máxima de drenaje de 150 lpc, la cual se consideró como la presión promedio a la que las muestras alcanzarían la condición irreducible, basados en los resultados de los análisis especiales y los modelos de saturación de agua previamente desarrollados por PDVSA – Intevep para las Fms. San Juan y San Antonio ⁽¹⁾. Una vez alcanzada esta presión y que cesara el drenaje de agua, las muestras se retiraron del plato poroso y se procedió a realizar la medición con el equipo de RMN.

5.2.1. Formación San Juan

Los resultados de saturación irreducible obtenidos con RMN y por peso, para la Formación San Juan, presentan un R^2 igual a 0.999, lo cual refleja una aproximación casi perfecta entre cada pareja de datos. En la figura 5.9 se observa una representación gráfica de los resultados obtenidos (los resultados para cada muestra se pueden observar en el Apéndice F).

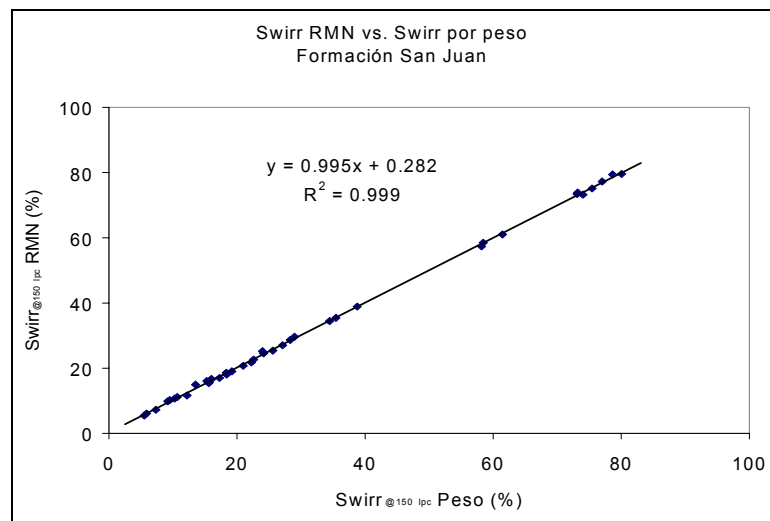


Figura 5.9 Correlación entre saturación de agua irreducible RMN y convencional:
Fm. San Juan

En el histograma realizado para mostrar los resultados obtenidos de saturación de agua irreducible (Figura 5.10), se observa que la mayoría de las muestras (67.5 %) presentan una saturación de agua irreducible que está entre 5 y 30 %, colocando el promedio en aproximadamente 17 %.

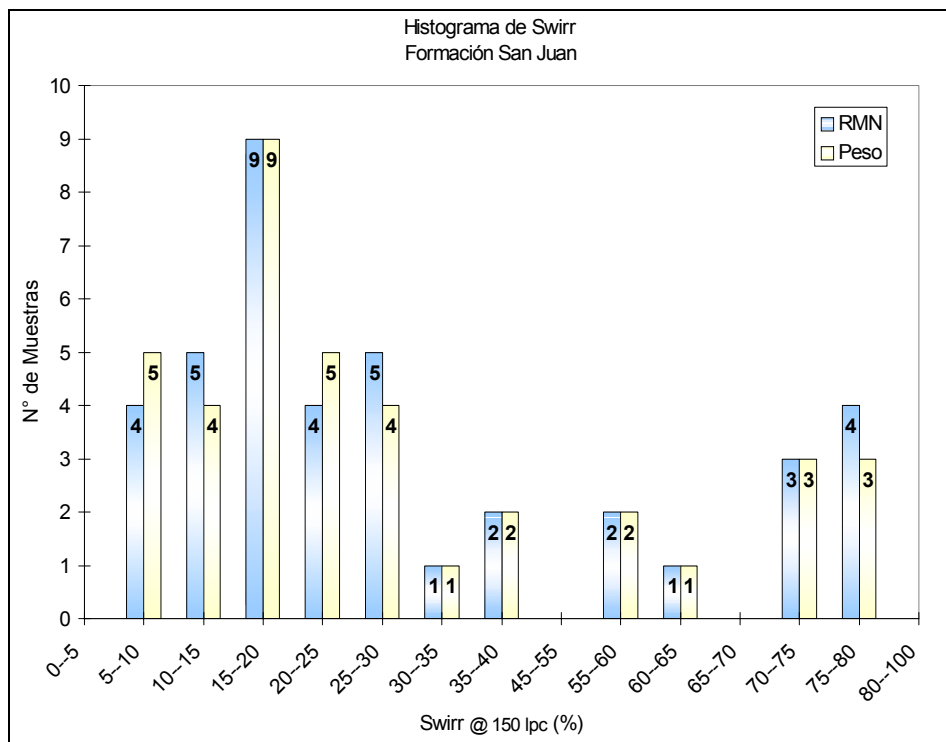


Figura 5.10 Histograma de resultados de Swirr @150 lpc: Fm. San Juan

Como se puede notar en el histograma, y también en la Tabla 5.3, existen muestras con saturaciones de agua irreducibles superiores al 60 %, lo cual puede ser producto de varios factores. Estas muestras (con Swirr superiores a 60 %) no pertenecen todas a una misma unidad sedimentaria sino que están distribuidas en cada una de las unidades de la Fm. San Juan.

Una de las razones que justifican la alta saturación de agua irreducible de ciertas muestras es que como se podrá observar posteriormente, las mismas poseen una baja permeabilidad

y además pertenecen a petrofacies como la mesoporosa, lo que quiere decir que poseen radios de garganta de poros muy pequeños (menores a 2 μm), por lo que los fluidos entrampados dentro de los poros difícilmente salgan de ellos, a menos que se apliquen diferenciales de presión muy grandes. Los resultados obtenidos muestran además que existe un amplio rango de saturación de agua irreducible entre las muestras, lo cual sugiere que diferentes petrofacies están presentes en esta Formación.

En la Tabla 5.3, se muestra un resumen de las saturaciones de agua irreducibles máximas y mínimas obtenidas por RMN y por peso, para cada unidad sedimentaria de la Fm. San Juan al aplicarles a las muestras un diferencial de presión de 150 lpc.

Tabla 5.3 Resultados de Swirr obtenidos para la Formación San Juan

	Swirr (%)	RMN	Peso
San Juan - UA	Máxima	79,58	80,06
	Mínima	5,48	5,53
San Juan - UB	Máxima	73,42	73,10
	Mínima	11,14	10,68
San Juan - UC	Máxima	73,24	74,03
	Mínima	10,68	10,27
San Juan	Máxima	79,58	80,06
	Mínima	5,48	5,53

5.2.2. Formación San Antonio

La correlación entre los valores de saturación irreducible a 150 lpc obtenidos con RMN comparados con los obtenidos pesando las muestras, reportan un valor de R^2 igual a 0.9, lo que demuestra la efectividad del equipo de RMN para cuantificar el porcentaje de fluido irreducible presente en el espacio poroso.

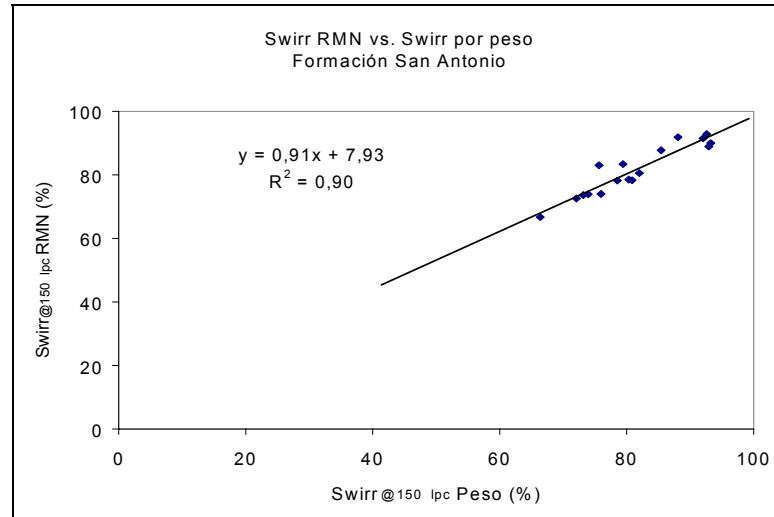


Figura 5.11 Correlación entre saturación de agua irreducible RMN y convencional:
Fm. San Antonio

Tanto en la Figura 5.11, como en el histograma realizado para reportar los resultados obtenidos de saturación de agua irreducible (Figura 5.12), se observa que las muestras de la Formación San Antonio reportan valores superiores al 65 %, colocando el promedio entre 75 y 85% .

Una razón que justifica la alta saturación de agua irreducible es que las muestras analizadas, como se verá mas adelante, pertenecen en su mayoría a la petrofacies microporosa, por lo que el radio de garganta de poro predominante en ellas es inferior a 0,5 μm . En este tipo de rocas el porcentaje de fluido irreducible es mucho mayor que en otras calidades de roca (excepto las nanoporosas), y aunque se apliquen presiones grandes de desplazamiento los fluidos contenidos dentro de los poros más pequeños no será posible producirlos a menos que se fracture la roca (debido a las grandes fuerzas capilares ejercidas sobre los fluidos por este tipo de poro).

Sin embargo, a pesar de lo anteriormente expuesto, sería recomendable aplicar otro método diferente al del plato poroso, en el cual se apliquen mayores presiones de desplazamiento

para evaluar la respuesta de RMN en estas muestras y verificar los valores de saturación de agua irreducible.

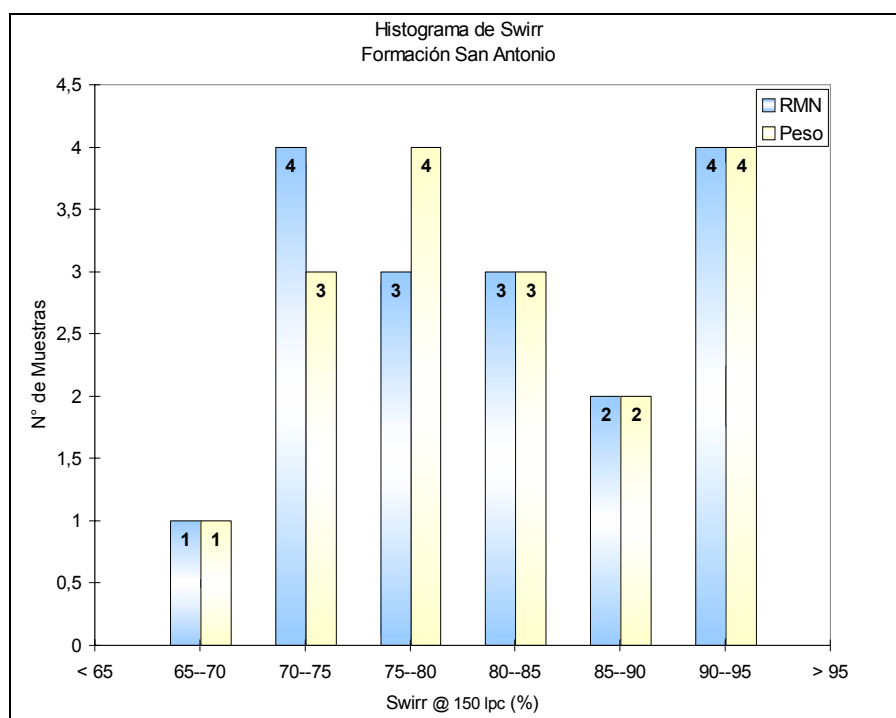


Figura 5.12 Histograma de resultados de Swirr @150 lpc: Fm. San Antonio

En la Tabla 5.4, se muestra un resumen de las saturaciones de agua irreducibles máximas y mínimas obtenidas por RMN y por peso, para cada unidad sedimentaria de la Fm. San Antonio al aplicarles a las muestras un diferencial de presión de 150 lpc.

Tabla 5.4 Resultados de Swirr obtenidos para la Formación San Antonio

	Swirr (%)	RMN	Peso
San Antonio - UD	Máxima	91,85	88,10
	Mínima	66,72	66,39
San Antonio - UE	Máxima	92,87	93,24
	Mínima	83,04	75,64
San Antonio	Máxima	92,87	93,24
	Mínima	66,72	66,39

5.3. Determinación de $T_{2 \text{ Corte}}$, $T_{2 \text{ Mlog}}$, FFI y BFV

Una vez concluida la determinación de la saturación de agua irreducible, se procedió a determinar el $T_{2 \text{ Corte}}$, el $T_{2 \text{ medio logarítmico}}$ ($T_{2 \text{ MLog}}$), el índice de fluido libre (FFI) y el índice de fluido ligado (BFV) para cada muestra, los cuales son parámetros útiles para cuantificar la cantidad de fluido que se puede producir de una muestra de roca y además son utilizados para la estimación de la permeabilidad.

El $T_{2 \text{ Mlog}}$ se obtuvo aplicando el procedimiento descrito en el apéndice A para cada muestra.

Se utilizó el método BFV de umbral explicado en la sección 2.6.2., para determinar el $T_{2 \text{ Corte}}$ y por consiguiente el FFI y el BFV de cada muestra, obteniéndose los resultados mostrados en el Apéndice H.

5.4. Permeabilidad RMN

Una vez determinados los parámetros FFI, BFV y $T_{2 \text{ Mlog}}$, se aplicaron las ecuaciones de Timur - Coates (Ec. 2.10), SDR (Ec. 2.11) y Romero - Salazar (Ec. 2.12), para realizar las estimaciones de permeabilidad absoluta con RMN, comparándose con análisis convencionales como lo son las mediciones realizadas con el equipo PDPK - 400 TM.

También se realizó una modificación al modelo de Timur (descrito en este análisis como Modelo de Timur Modificado), utilizando la siguiente ecuación para estimar la permeabilidad:

$$K = a \cdot \phi_{RMN}^b \cdot \left(\frac{1}{BFV} \right)^c \quad (\text{Ec. 5.1})$$

Donde: BFV: volumen de fluido ligado
a, b, c: constantes que dependen de la formación

5.4.1. Formación San Juan

Para la Formación San Juan, el modelo de permeabilidad que mejor reprodujo los resultados de los análisis convencionales fue el de Timur - Coates, con el cual se obtuvo un $R^2 = 0.97$, semejante a la obtenida con el modelo de Timur Modificado (0.97) y superior a las correlaciones presentadas por los modelos SDR (0.3) y Romero - Salazar (0.28).

El valor de correlación obtenido con los modelos de Timur - Coates y Timur Modificado son satisfactorios, considerando la posibilidad de obtener un registro de permeabilidad “in situ” y en tiempo real con la herramienta RMN, con la finalidad de conocer las mejores zonas del yacimiento para un desarrollo óptimo del mismo. Es de destacar que para obtener tales correlaciones en los modelos de Timur - Coates y Timur Modificado, se excluyeron tres muestras (508 - I34, 521 - I32 y 565 - I15, pertenecientes a San Juan - UA), por ser las únicas que se alejaban de la tendencia lineal a la cual se adaptó al resto de las muestras (en las Figuras 5.13 a 5.16 se muestra la correlación obtenida para cada uno de los modelos de permeabilidad evaluados con respecto al valor estimado con el equipo PDPK - 400, para la Formación San Juan).

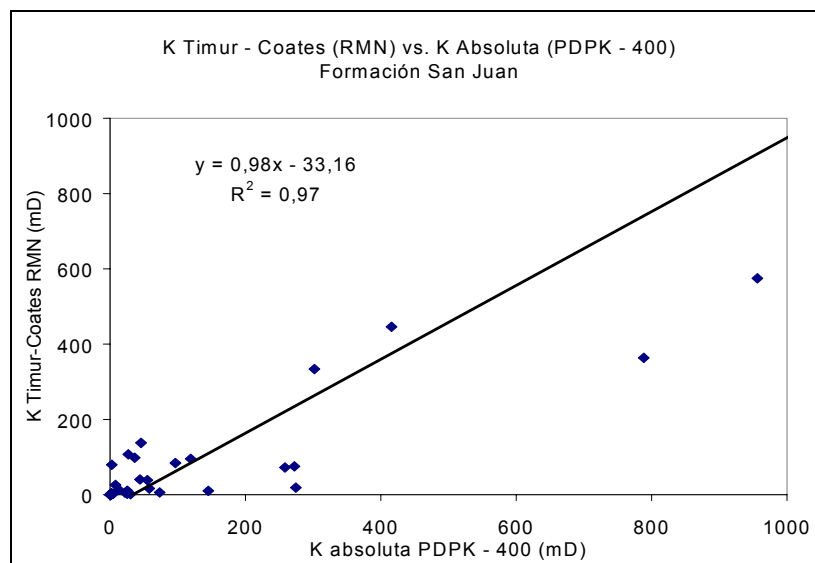


Figura 5.13 Correlación entre permeabilidad Timur - Coates y convencional: Fm. San Juan

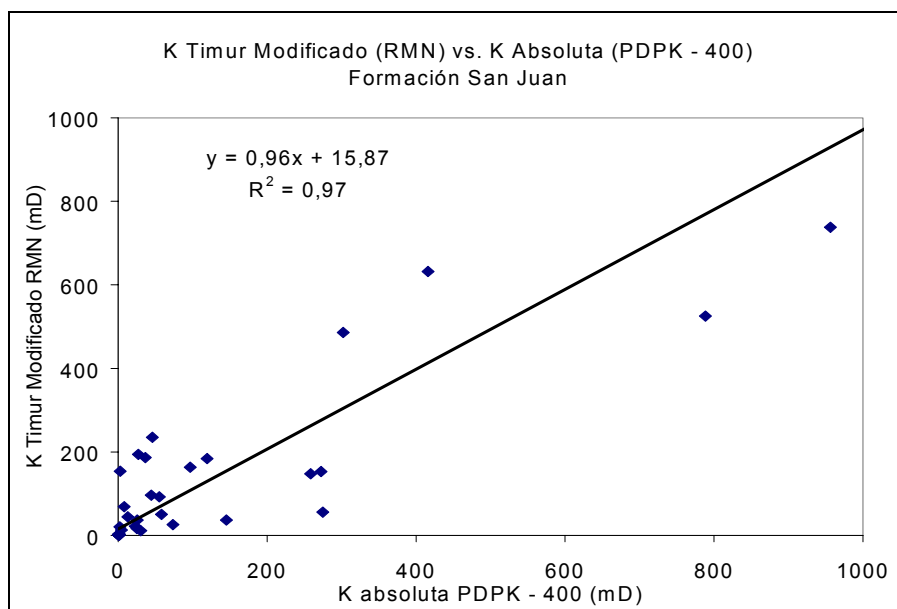


Figura 5.14 Correlación entre permeabilidad Timur Modificado y convencional:
Fm. San Juan

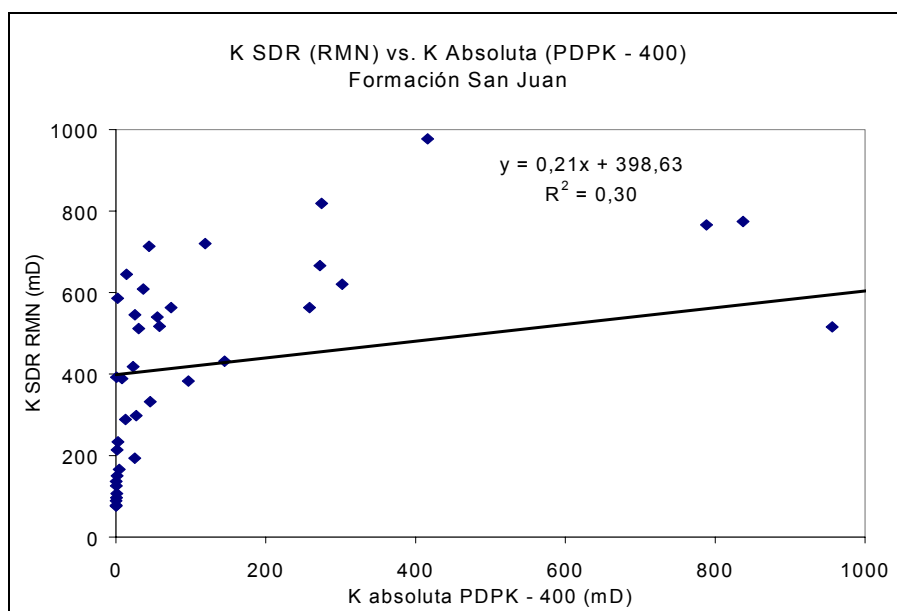


Figura 5.15 Correlación entre permeabilidad SDR y convencional: Fm. San Juan

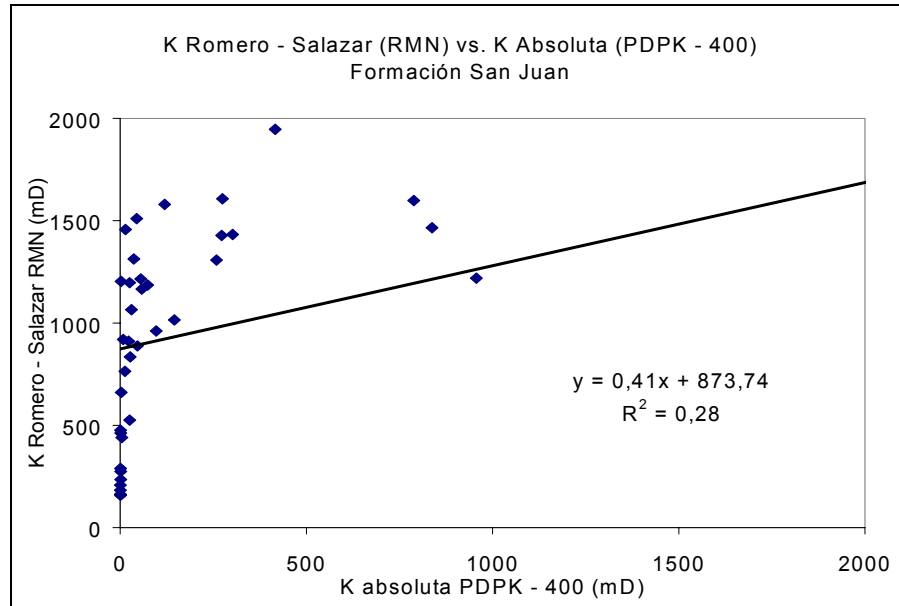


Figura 5.16 Correlación entre permeabilidad Romero - Salazar y convencional:
Fm. San Juan

Las diferencias que existen entre los resultados obtenidos entre la permeabilidad RMN y la determinada con el permeámetro PDPK - 400, se deben a que las primeras provienen de correlaciones empíricas y no de una respuesta directa del equipo de RMN ni de los fluidos que posee la roca. Igualmente, se debe tener en cuenta que las estimaciones de permeabilidad por métodos convencionales, como el equipo PDPK - 400, también provienen de cálculos indirectos que utilizan otros modelos empíricos diferentes a los expuestos en este trabajo, como los de Darcy o Klinkenberg ⁽³³⁾, lo cual implica que siempre existirá cierta diferencia entre los resultados reportados por los métodos utilizados. Además el área de medición del permeámetro PDPK - 400 es puntual, y aunque para la mayoría de las muestras el valor sea cercano a la permeabilidad real de las muestras, es posible que en ciertas muestras que presenten fracturas, cambios litológicos o mucha heterogeneidad, el valor reportado por el permeámetro no represente realmente la permeabilidad absoluta.

Se realizó un histograma para representar gráficamente los resultados obtenidos con los modelos que mejor correlacionaron los resultados de las pruebas convencionales de permeabilidad (Figura 5.17), y en el mismo se puede observar que la Formación San Juan presenta una alta heterogeneidad de valores de permeabilidad (varias muestras con permeabilidades menores a 1 mD y mayores a 100 mD), por lo que es difícil estimar una permeabilidad promedio para las muestras analizadas.

También se puede notar en el histograma que para valores de permeabilidad menores a 10 mD, el modelo de Timur - Coates presenta un número de muestras equivalentes a las obtenidas con análisis convencionales; mientras que para $K > 100$ mD, es el modelo de Timur Modificado (Ec. 5.1), el que reproduce mejor los resultados convencionales (Apéndices J y K).

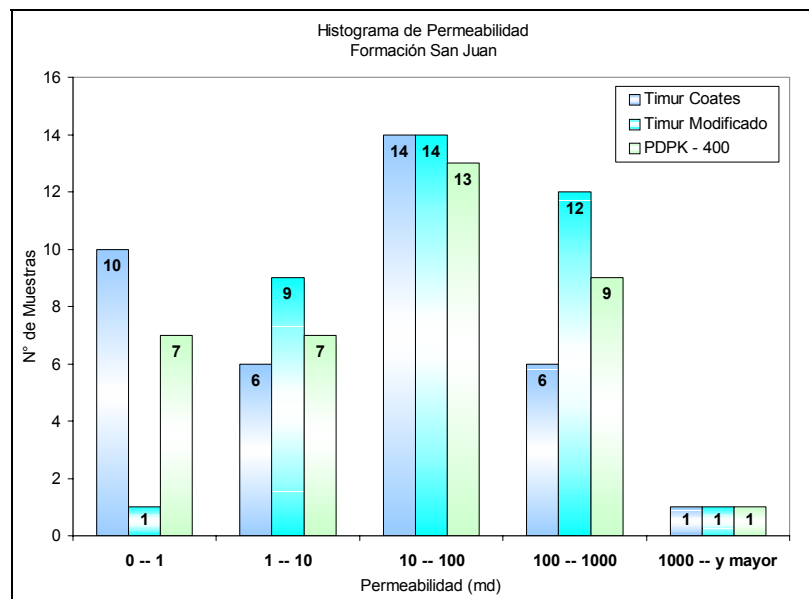


Figura 5.17 Histograma de resultados de permeabilidad: Fm. San Juan

En la Tabla 5.5, se reflejan los resultados máximos y mínimos de permeabilidad obtenidos con RMN y para cada uno de los modelos evaluados, mientras que en los apéndices J al M se pueden observar los resultados obtenidos para cada una de las muestras. Para la mayoría

Capítulo 5 - Presentación y Análisis de Resultados

de las muestras, los resultados de permeabilidad calculados con las correlaciones empíricas que utilizan los datos provenientes de la RMN, tienden a ser superiores a los convencionales.

De la misma manera se debe destacar que para estimar la permeabilidad con los datos de RMN (FFI, BFV y $T_{2M \log}$), en cada uno de los modelos utilizados, los coeficientes a, b y c, fueron obtenidos mediante un ajuste de ensayo y error (regresiones), donde se determinó el valor de estos parámetros para los cuales la desviación estándar entre los datos de RMN y los convencionales fuera mínima. Los valores obtenidos para los coeficientes mencionados se muestran en la Tabla 5.6.

Se determinó una ecuación de permeabilidad general para cada Formación (San Juan y San Antonio) y una para cada unidad sedimentaria, de manera de hacer una estimación más aproximada de este parámetro, por lo que si se desea una mayor aproximación para determinar la permeabilidad se recomienda utilizar las ecuaciones correspondientes a cada unidad.

Tabla 5.5 Resultados de permeabilidad obtenidos para la Formación San Juan

	K (mD)	Timur Coates	Timur Modificado	SDR	Romero Salazar (INTEVEP)	PDPK - 400
San Juan - UA	Máxima	4074	3933	1024	2042	4008
	Mínima	0,002	0,80	89,2	159	0,30
San Juan - UB	Máxima	363	525	766	1599	788
	Mínima	0,009	1,90	77,7	162	0,40
San Juan - UC	Máxima	575	738	720,2	1580	956
	Mínima	0,009	1,90	76,3	163	0,20
San Juan	Máxima	4074	3933	1025	2042	4008
	Mínima	0,002	0,80	76,3	159	0,20

Tabla 5.6 Coeficientes utilizados en los modelos de permeabilidad: Formación San Juan

		Timur Coates	Timur Modificado	SDR	Romero Salazar (Intevp)
San Juan - UA	a	9,039	38.434.198	2,000	1,500
	b	-1,455	-0,727	2,069	1,571
	c	3,667	3,988	0,238	0,719
San Juan - UB	a	17,634	10,802	52,008	89,081
	b	-0,616	3,358	1,399	1,590
	c	2,605	1,860	-0,216	-0,516
San Juan - UC	a	17,302	13,225	265,649	272,699
	b	-1,468	6,854	0,243	0,273
	c	3,542	5,225	0,013	-0,006
San Juan	a	5,422	38.434.198	2,000	1,500
	b	-1,495	-1,044	2,022	1,498
	c	3,905	3,516	0,106	0,682

5.4.2. Formación San Antonio

Para las muestras de esta Formación, el modelo de permeabilidad que mejor correlacionó los resultados de los análisis convencionales fue el modelo de Timur - Coates con el cual se obtuvo un R^2 igual a 0.70, superior a los obtenidos con los otros modelos evaluados, a saber: SDR (0.61), Timur Modificado (0.54) y Romero - Salazar (0.27).

Como se comentó para la Formación San Juan el valor de correlación reportado por el modelo de Timur - Coates es aceptable, gracias a la posibilidad que ofrece la herramienta de RMN de tomar un registro de permeabilidad en tiempo real con el uso de esta ecuación.

En las Figuras 5.18 a 5.21, se muestran las correlaciones obtenidas con cada uno de los modelos de permeabilidad evaluados al realizar la comparación con los valores de permeabilidad estimados con el permeámetro PDPK - 400.

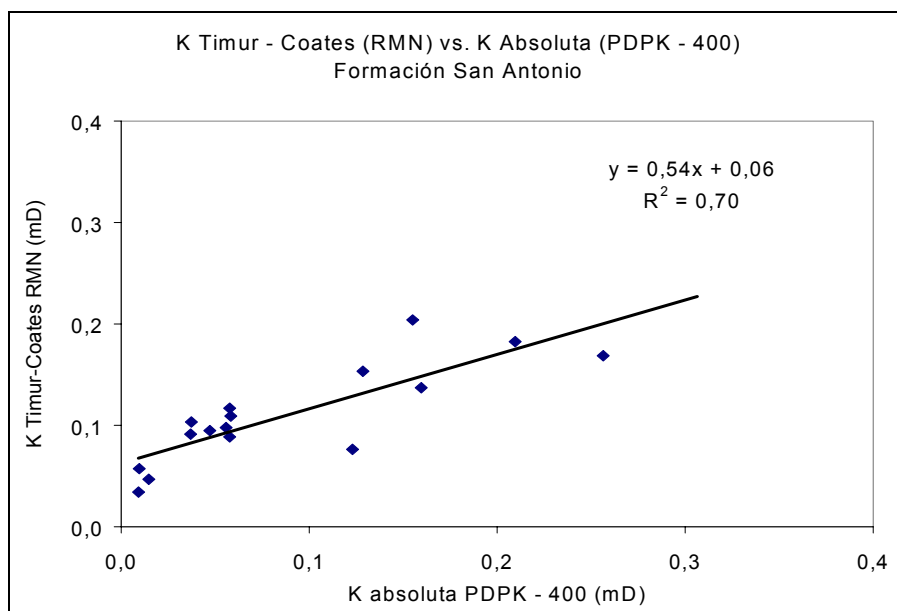


Figura 5.18 Correlación entre permeabilidad Timur - Coates y convencional:
Fm. San Antonio

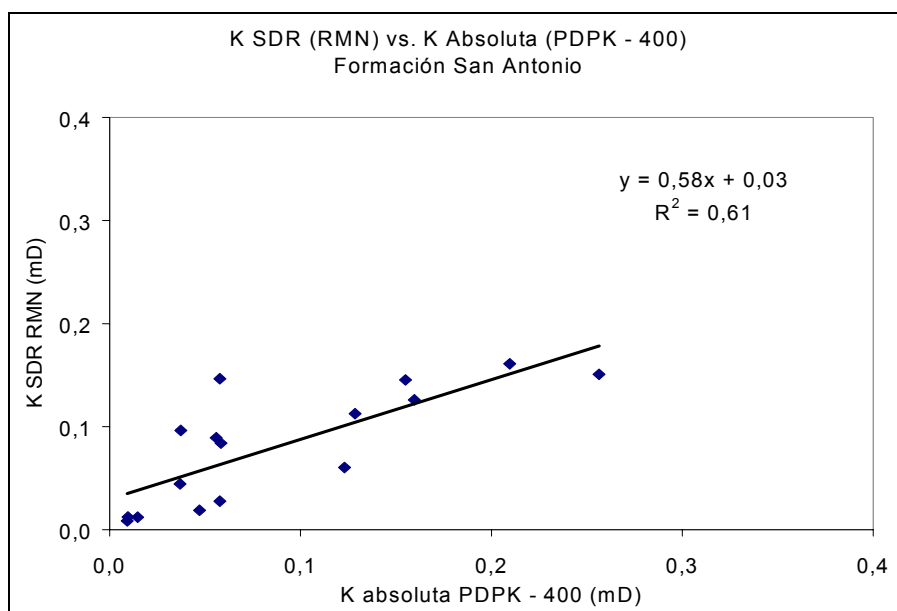


Figura 5.19 Correlación entre permeabilidad SDR y convencional: Fm. San Antonio

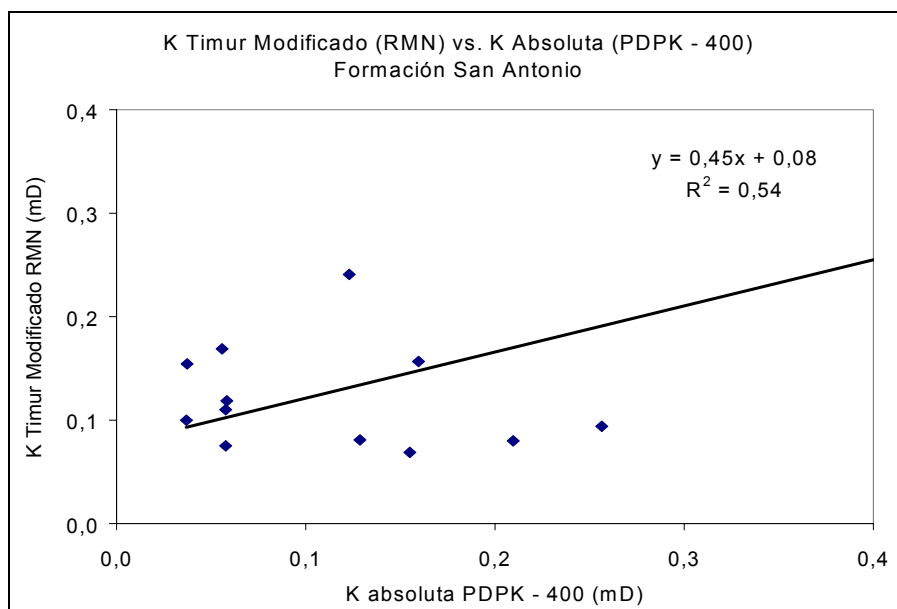


Figura 5.20 Correlación entre permeabilidad Timur Modificado y convencional:
Fm. San Antonio

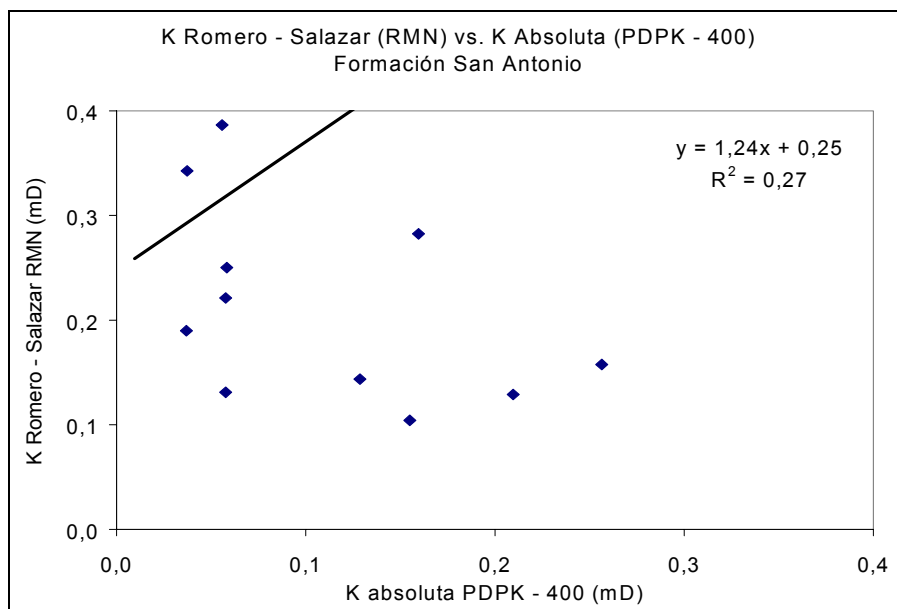


Figura 5.21 Correlación entre permeabilidad Romero - Salazar y convencional:
Fm. San Antonio

Con los resultados de porosidad y permeabilidad obtenidos hasta ahora se puede notar que existe una marcada diferencia entre las Formaciones estudiadas, a pesar de ser ambas de origen Cretácico, lo que demuestra no ser un indicativo para que sus características petrofísicas sean similares. La Formación San Antonio es la que menor calidad de roca posee al reportar valores mucho más bajos de porosidad ($< 6\%$) y permeabilidad (< 0.25 mD) y altos valores de saturación de agua irreducible ($> 70\%$).

La mayor profundidad a la que se encuentra la Fm. San Antonio y las mayores presiones de sobrecarga que deben soportar estos estratos pueden ser un factor que determina la menor porosidad y permeabilidad (y radios de garganta poral) que posee esta Formación con respecto a la Fm. San Juan.

Como se puede observar en el histograma realizado para reportar los resultados de permeabilidad para los dos modelos que mejor se correlacionaron con los análisis convencionales, las muestras de la Formación San Antonio analizadas reportaron en su mayoría valores que oscilan entre 0,01 y 0,25 mD (Figura 5.22).

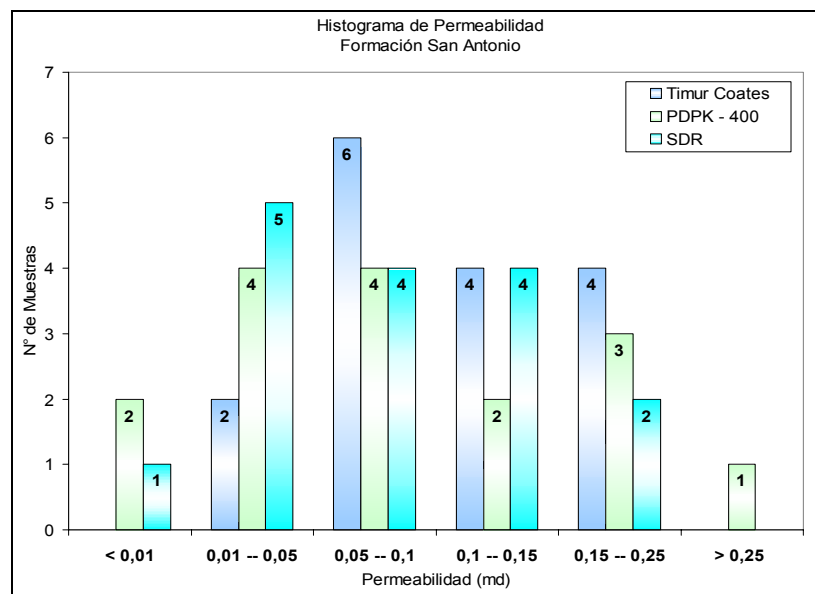


Figura 5.22 Histograma de resultados de permeabilidad: Fm. San Antonio

Capítulo 5 - Presentación y Análisis de Resultados

En las tablas mostradas a continuación se reflejan los valores máximos y mínimos de permeabilidad (Tabla 5.5) y los valores de los coeficientes a, b y c (Tabla 5.6), determinados para cada método evaluado y unidad sedimentaria de la Fm San Antonio.

Tabla 5.7 Resultados de permeabilidad obtenidos para la Formación San Antonio

	K (mD)	Timur - Coates	SDR	Timur Modificado	Romero Salazar (INTEVEP)	PDPK - 400
San Antonio - UD	Máxima	0,204	0,161	0,241	1,440	0,256
	Mínima	0,034	0,009	0,069	0,131	0,009
San Antonio - UE	Máxima	0,117	0,146	0,422	0,632	0,058
	Mínima	0,047	0,012	0,075	0,104	0,010
San Antonio	Máxima	0,204	0,161	0,422	1,440	0,256
	Mínima	0,034	0,009	0,069	0,104	0,009

Tabla 5.8 Coeficientes utilizados en los modelos de permeabilidad:
Formación San Antonio

		Timur - Coates	SDR	Timur modificado	Romero Salazar (Intevep)
San Antonio - UD	a	0,200	0,004	663,4	0,982
	b	0,747	1,457	-1,430	-1,975
	c	1,227	0,472	1,704	0,324
San Antonio - UE	a	137	0,008	663,4	0,954
	b	-3,698	0,669	0,830	-1,980
	c	2,807	0,325	2,194	0,251
San Antonio	a	0,048	0,005	663,4	0,982
	b	0,988	1,078	-1,430	-1,975
	c	0,192	0,506	1,578	0,324

5.5. Determinación de petrofacies

Para realizar la identificación de petrofacies en las muestras de núcleo del pozo RG - 231, se utilizaron los métodos del ápice y de comparación directa, explicados en la sección 3.3., de manera de hallar la ecuación de Pittman que mejor representa el radio de garganta de poro que domina al flujo en los tapones analizados. Los resultados obtenidos con los métodos aplicados en cada formación se presentan a continuación:

5.5.1. Formación San Juan

5.5.1.1. Aplicación de métodos basados en pruebas de inyección de mercurio

Inicialmente el análisis se llevó a cabo con los datos de las muestras con análisis de inyección de mercurio. La aplicación el método del ápice, reportó el comportamiento que se observa en la Figura 5.23.

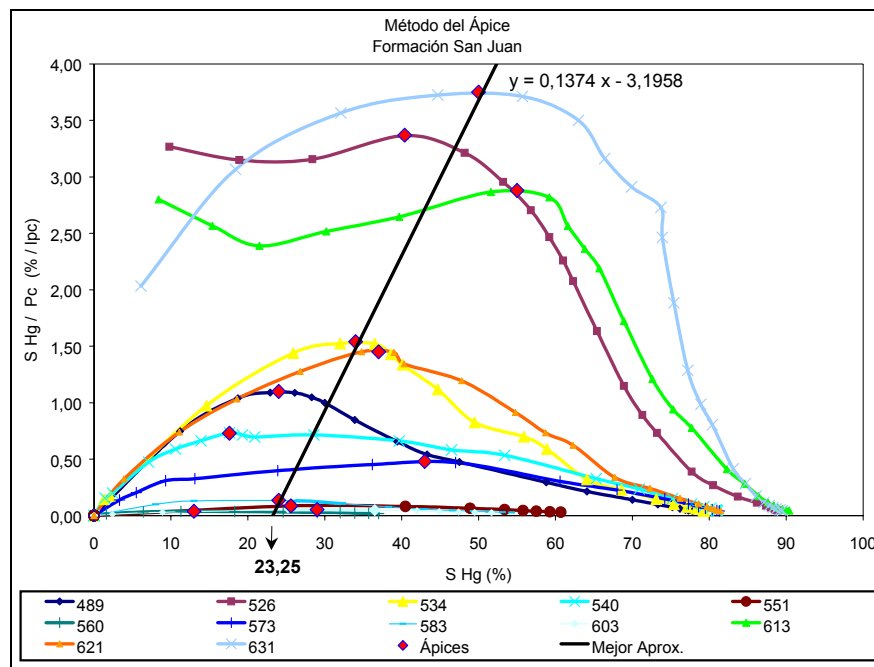


Figura 5.23 Aplicación del método del ápice en muestras con análisis especiales:
Formación San Juan

Se dedujo una ecuación de ajuste, para trazar la recta de tendencia que correlaciona los ápices de las curvas, con una aproximación similar a la de mínimos cuadrados aplicando la formula descrita en el apéndice N. La diferencia con respecto a la metodología de mínimos cuadrados convencional, es que la ecuación desarrollada para hallar la ecuación de esta recta, minimiza el error en las coordenadas correspondientes a las abscisas (que en este caso corresponde al eje de la saturación de mercurio o eje X) en vez de ser en las ordenadas.

El método del ápice es utilizado para obtener una estimación inicial para escoger las ecuaciones de Pittman a utilizar; en este caso se puede inferir que el intervalo correcto de saturación de mercurio corresponde a un 20-25 % para determinar las petrofacies presentes en la Formación San Juan.

Posteriormente, se procedió a utilizar el método de comparación directa (sección 3.3.2.) para verificar el valor de saturación de mercurio para el cual se obtiene la mejor correlación entre las ecuaciones de Pittman y los datos provenientes de pruebas convencionales de inyección de mercurio (ecuación 3.1).

En este método (también denominado comparación 1:1) se traza la recta que mejor describa cada conjunto de puntos. Lo que indicará cual es la ecuación de Pittman que mejor reproduce el radio de garganta de poro definido por los análisis convencionales de inyección de mercurio es la ecuación de la recta de tendencia. Aquella recta cuya pendiente posea el valor más cercano a la unidad y que presente la mejor correlación (R^2), indicará cual es la ecuación de Pittman a utilizar para clasificar las muestras según la petrofacies a la cual pertenece.

En la figura 5.24, se observa el resultado obtenido al realizar la comparación entre los radios de garganta de poro obtenidos con la ecuación utilizada convencionalmente para

determinar presión capilar (Ec. 3.1) y los obtenidos con las ecuaciones de Pittman desde el R_{10} hasta R_{40} .

Se puede observar que las mejores correlaciones entre los puntos las ofrecen las ecuaciones R_{25} y R_{30} de Pittman. Sin embargo, la recta que presenta la pendiente más cercana a la unidad corresponde a la ecuación R_{25} , lo cual confirma la aproximación obtenida aplicando el método del ápice (de 20 a 25 % de saturación de mercurio).

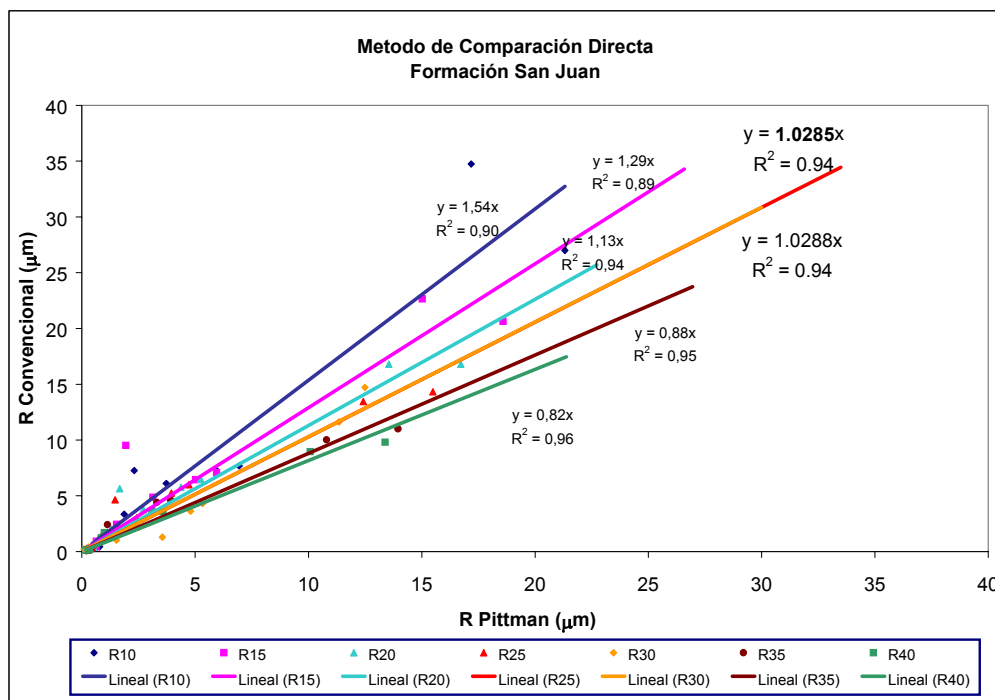


Figura 5.24 Aplicación del método de comparación directa: Formación San Juan

De manera de confirmar los resultados obtenidos con los métodos convencionales de inyección de mercurio, se desarrolló una metodología, explicada en las secciones 4.7.1. y 4.9., en la cual se utilizan los datos provenientes de la distribución T_2 de cada muestra para generar curvas de presión capilar (denominadas curvas de pseudo presión capilar debido a que no representan datos reales de presión). Los resultados obtenidos son expuestos a continuación:

5.5.1.2. Determinación de ápice con RMN

Se ha demostrado que las curvas de presión capilar pueden relacionarse con las curvas de distribución acumulada del tiempo de relajación transversal (Apéndice I) ^(25,26); de esta manera, también es posible obtener un ápice con los datos provenientes de RMN. Una vez obtenida la distribución acumulada de T_2 para una muestra 100 % saturada con agua se procede a aplicar las ecuaciones 4.6, 4.9 y 4.11, con lo cual se obtienen los parámetros necesarios para construir las curvas correspondientes al método del ápice.

En este método no se realizan correcciones a las curvas de pseudo presión capilar obtenidas de las distribuciones de T_2 , y aunque los resultados de presión capilar no reflejan valores reales, el valor de saturación de mercurio que corresponde al ápice de la curva presenta valores aproximados al valor obtenido con pruebas de inyección de mercurio. Los resultados obtenidos se reflejan en la Figura 5.25.

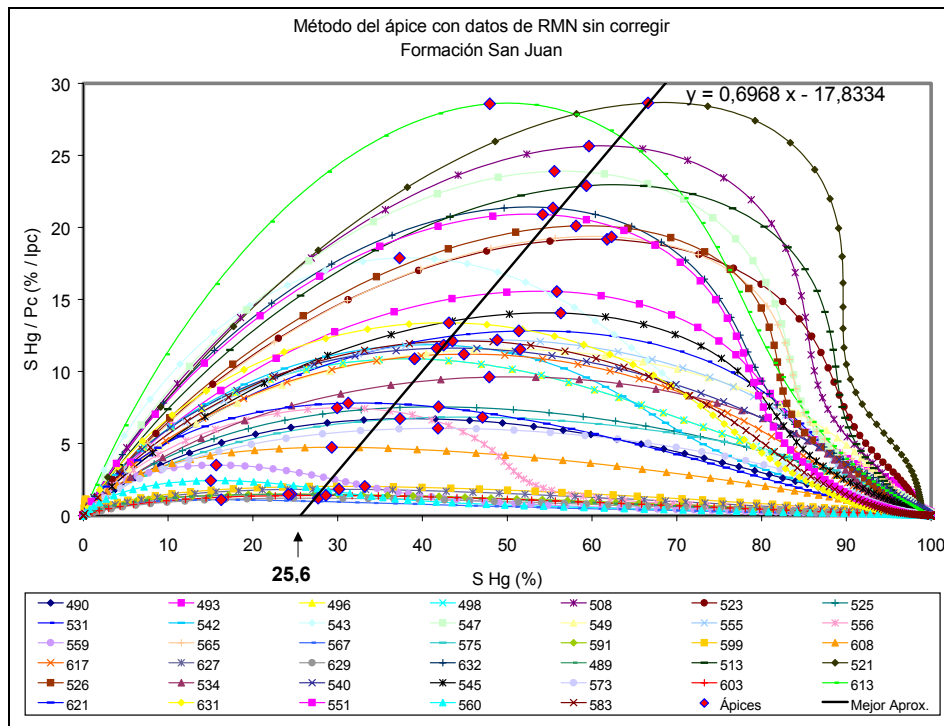


Figura 5.25 Método del ápice con datos de RMN: Formación San Juan

Para las muestras de las Fm. San Juan se utilizó un valor para la constante de proporcionalidad “C” igual a 300.000, el cual fue determinado por ensayo y error

En la Figura 5.25, se puede observar que la recta que mejor correlaciona los ápices de las curvas intersecta el eje de saturación de mercurio en 25.6 %, lo cual indica una aproximación muy cercana al resultado obtenido con las muestras con análisis especiales. Con este resultado se obtiene que la ecuación de Pittman a utilizar para determinar las petrofacies de la Formación San Juan se aproxima a un R_{25} , resultado que confirma lo obtenido con la aplicación del método del ápice con análisis convencionales.

Este resultado es una nueva aplicación de la tecnología de RMN para la evaluación de formaciones, con lo cual es posible prescindir de los análisis con inyección de mercurio, los cuales además de ser ensayos destructivos y ser muy costosos, presentan un elevado riesgo operacional.

5.5.1.3. Petrofacies y curvas de pseudo presión capilar

Otra manera de conseguir la saturación de mercurio correspondiente al radio de garganta poral que contribuye en mayor porcentaje al flujo de fluidos a través del espacio poroso, es realizar curvas de presión capilar con los datos provenientes de la distribución de T_2 . Esta relación le da a la información de RMN, además de la conocida capacidad de generar una distribución de tamaño de poros, la posibilidad de generar un perfil de radios de gargantas porales como los realizados cuando se poseen los datos de presión capilar por inyección de mercurio.

En este trabajo se utilizaron las curvas de pseudo presión capilar para obtener los datos necesarios de aplicación del método del ápice con datos provenientes de RMN. Para cada muestra se siguieron los pasos descritos en la sección 4.8 de la metodología, obteniendo las curvas de presión capilar por dos métodos distintos. En las Figuras 5.26 y 5.27 se muestran

las curvas obtenidas para el tapón 521 - I32 de la Formación San Juan, igualmente en las gráficas correspondientes al error se observa el polinomio obtenido, el cual se le debe agregar al cociente de la constante C y el T_2 (Ec. 4.6) para reproducir las curvas de presión capilar.

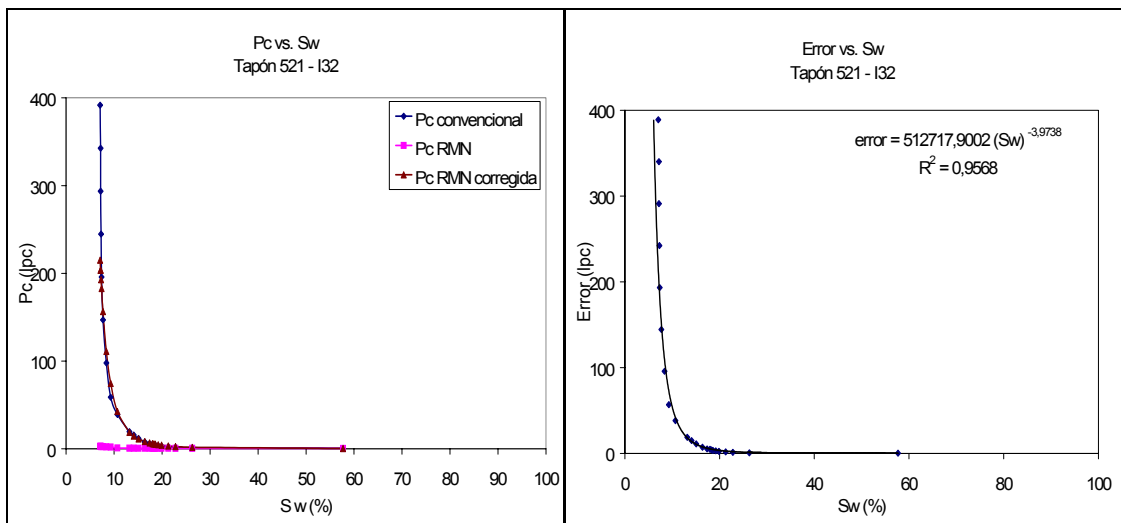


Figura 5.26 Curvas de pseudo presión capilar y error obtenido. Método 1.
Tapón 521 - I32. Formación San Juan

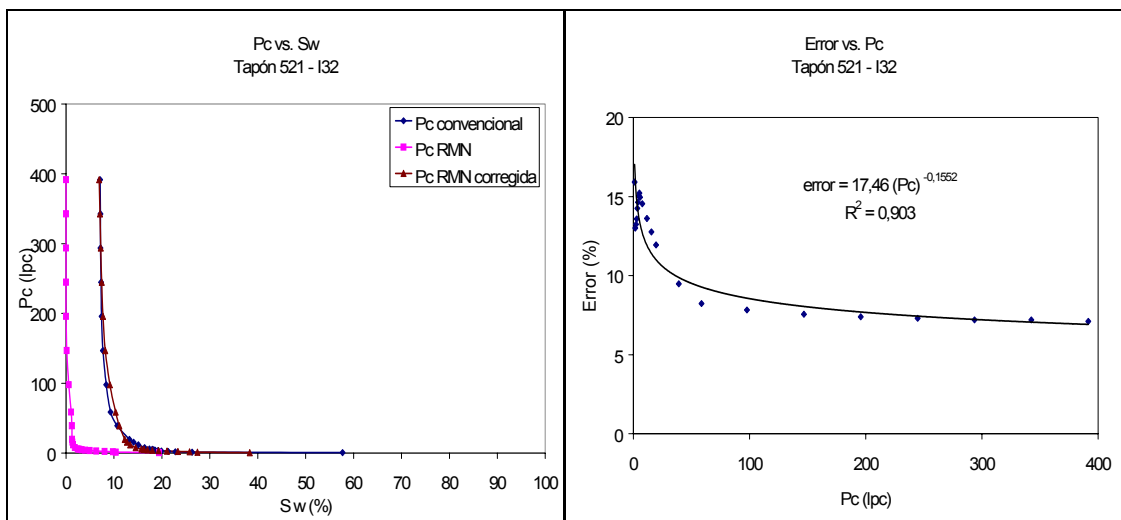


Figura 5.27 Curvas de pseudo presión capilar y error obtenido. Método 2.
Tapón 521 - I32. Formación San Juan

En el apéndice O, se pueden observar los coeficientes de error obtenidos para cada muestra con análisis especiales, y los coeficientes “C” utilizados para obtener los datos de pseudo presión capilar.

Una de las aplicaciones útiles de las curvas de pseudo presión capilar es poder obtener a través de ellas un perfil de presión capilar y saturación de agua en profundidad, una vez conocida la ecuación que ajuste el error para todas las muestras analizadas. De esta manera, es posible extraer una gran cantidad de información para la evaluación petrofísica y el desarrollo de un yacimiento.

Para cada uno de los métodos utilizados para generar las curvas de pseudo presión capilar (corrigiendo la P_c y corrigiendo la Sw) se generaron gráficas que incluían los errores obtenidos para cada muestra (en presión capilar y saturación de agua, respectivamente), los cuales fueron promediados, para obtener un error común que se ajustara a la mayoría de las muestras analizadas (Figura 5.28).

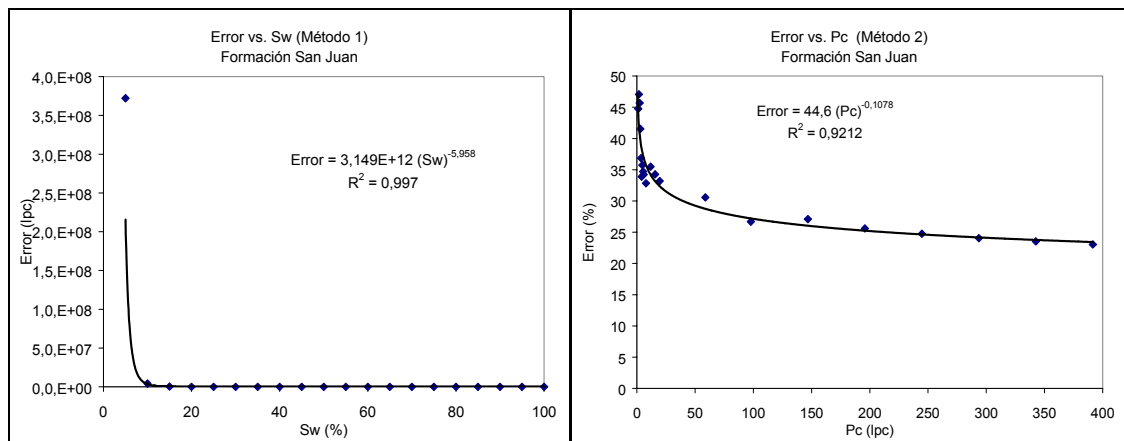


Figura 5.28 Curvas de error promedio para cada método utilizado

Sin embargo para la mayoría de las muestras analizadas del pozo RG - 231, ocurrió lo que se muestra la Figura 5.29, donde para el tapón 521 - I32, en, se nota que el ajuste promedio

no se acerca en ninguno de los dos métodos a la curva de presión capilar convencional (obtenida con inyección de mercurio).

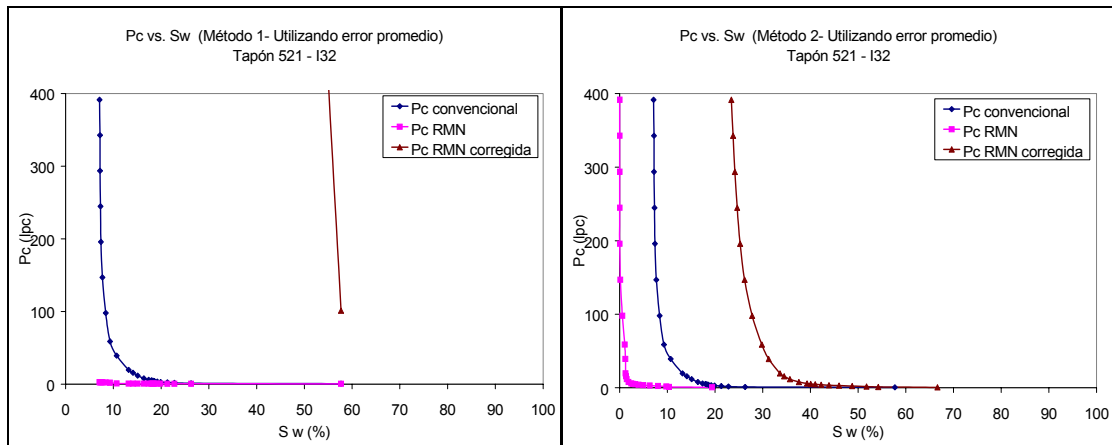


Figura 5.29 Curvas de pseudo presión capilar corregidas con error promedio

Es por esta razón que el ajuste del error se llevó a cabo de manera individual para cada muestra, lo cual en la práctica es poco útil para determinar perfiles de saturación, pero funciona para establecer los patrones de comparación que se desean obtener en este trabajo para la aplicación del método del ápice con los resultados obtenidos a través de pseudo curvas de presión capilar.

En el Apéndice P, se pueden observar curvas tipo de pseudo presión capilar características para muestras pertenecientes a las distintas petrofacies.

Con base en los resultados obtenidos se recomienda utilizar el segundo método para generar las curvas de pseudo presión capilar. En el cual se generó la curva partiendo de los datos de presión capilar por inyección de mercurio, y para cada valor de presión se determinó una saturación de agua correspondiente en los datos de RMN. Con este método las aproximaciones de las curvas de presión capilar fueron más precisas y los coeficientes de error más pequeños, lo que se traduce en resultados más confiables.

Posteriormente se determinaron los ápices de las curvas con los resultados de pseudo presión capilar obtenidos de cada método, generando los resultados que se muestran en las Figuras 5.30 y 5.31.

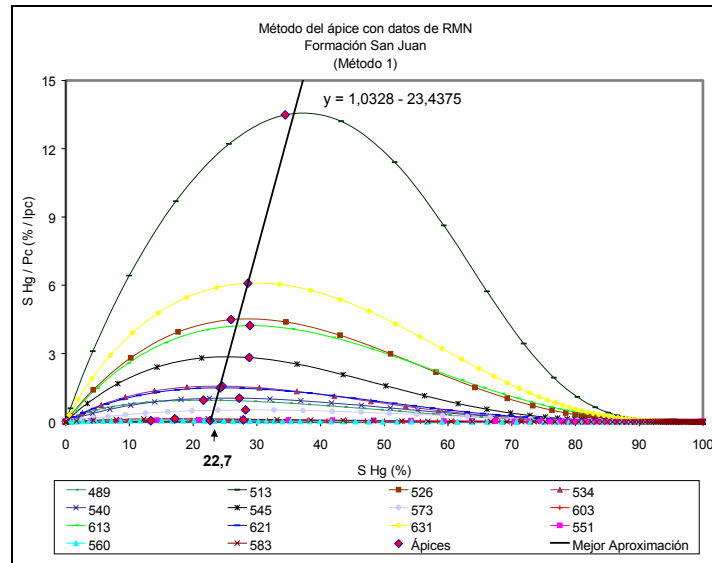


Figura 5.30 Método del ápice con datos provenientes de RMN: Formación San Juan (Pseudo curvas de presión capilar – Método 1)

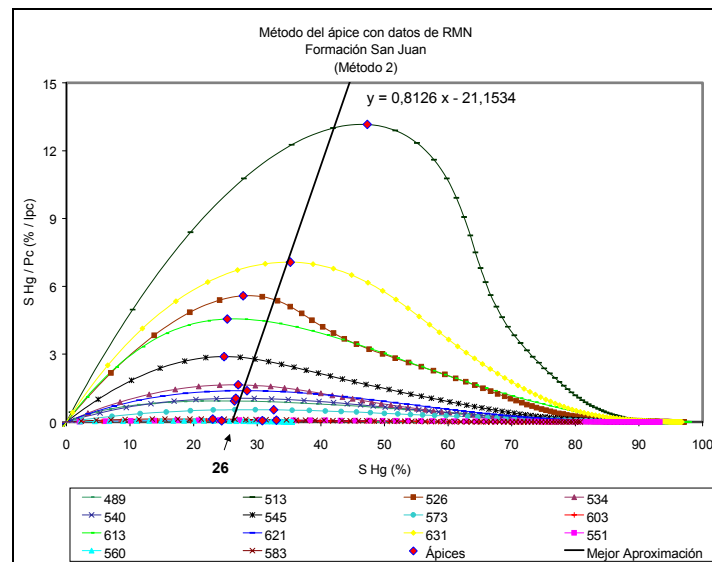


Figura 5.31 Método del ápice con datos provenientes de RMN: Formación San Juan (Pseudo curvas de presión capilar – Método 2)

Como se observa en las Figuras 5.30 y 5.31, el corte de la recta que mejor representa los ápices de las muestras a las cuales se les determinaron curvas de pseudo presión capilar, para ambos métodos evaluados está cercano al 25 % de saturación de mercurio (22.7 % y 26 %).

Siendo el método del ápice aquél que genera la primera aproximación para determinar la ecuación de Pittman a utilizar, se obtuvo que el radio de garganta de poro que domina el flujo, corresponde a una saturación de mercurio de 25 %, resultado que se obtiene por la aproximación generada por el método del ápice realizado por cuatro vías diferentes (métodos convencionales y tres métodos con datos de RMN).

5.5.1.4. Clasificación de Petrofacies

En la Fm. San Juan la clasificación de petrofacies se realizó utilizando la ecuación de Pittman correspondiente a un 25 % de saturación de mercurio, la cual presenta la siguiente relación:

$$\log r_{25} = 0,204 + 0,531 \log K - 0,350 \log \phi \quad (\text{Ec. 5.2})$$

Esta ecuación se utilizó para obtener las curvas que se observan en la Figura 5.32, y de esta manera determinar las petrofacies presentes.

Las curvas de radio de garganta de poro constante se determinaron siguiendo la metodología descrita en la sección 4.7.3.

En un gráfico de permeabilidad contra porosidad se colocaron los datos de provenientes de análisis convencionales realizados por OMNI a los tapones del pozo RG-231, (Figura 5.32).

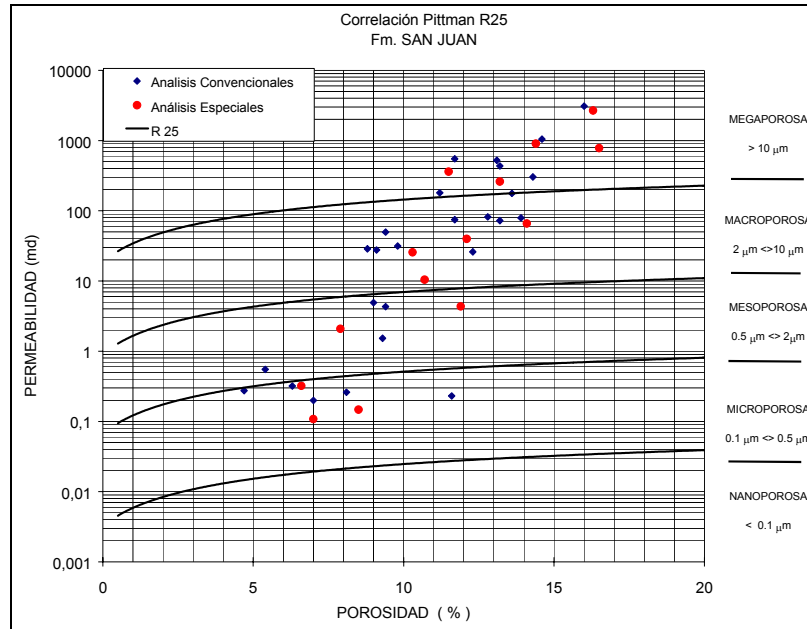


Figura 5.32 Análisis de Petrofacies en muestras de la Formación San Juan

De acuerdo a la clasificación mostrada en la Figura 5.32, existe diversidad de calidades de roca en la Formación San Juan, con petrofacies que van desde la microporosa hasta la megaporosa, notándose la ausencia de la petrofacies nanoporosa. La mayor parte de las muestras (73 %) poseen un radio de garganta de poro superior a los 2 μm , perteneciendo a la fase macro y megaporosa, por lo que estos se deben considerar como los intervalos de mayor interés para el desarrollo del yacimiento.

En el Apéndice Q, se puede observar la petrofacies a la cual pertenecen las muestras analizadas y los valores de porosidad y permeabilidad utilizados.

5.5.2. Formación San Antonio

La metodología seguida para las muestras de la Formación San Antonio fue la misma que se utilizó para obtener los resultados ya mostrados de la Fm. San Juan.

5.5.2.1. Aplicación de métodos basados en pruebas de inyección de mercurio

La aplicación del método del ápice a los tapones con pruebas de inyección de mercurio, generó el comportamiento que se observa en la Figura 5.33.

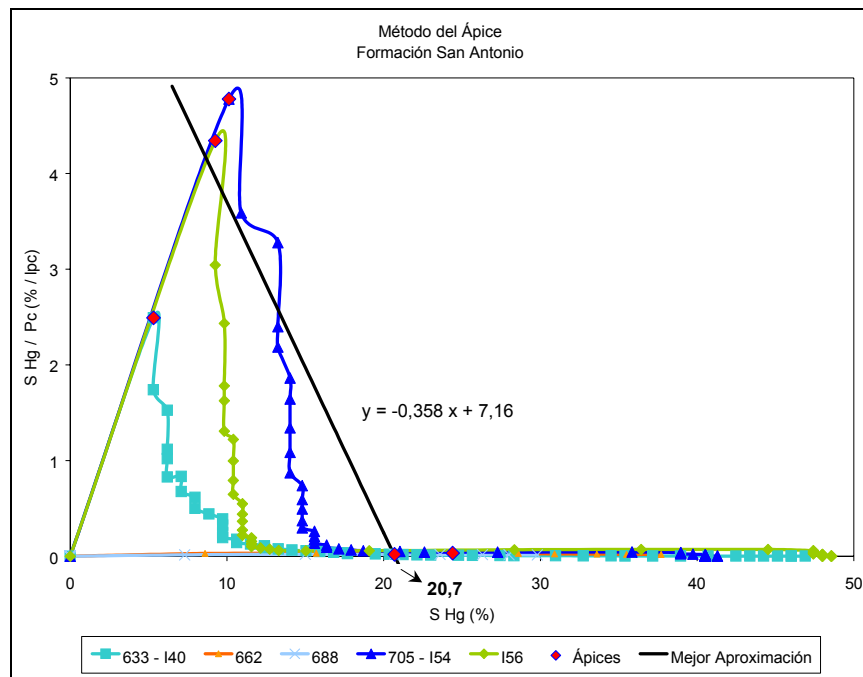


Figura 5.33 Aplicación del método del ápice en muestras con análisis especiales: Formación San Antonio

En las muestras con pruebas de inyección de mercurio de la Formación San Antonio según la aproximación inicial generada con la aplicación del método del ápice, la saturación de mercurio que determina el radio de garganta de poro que domina el flujo en las muestras analizadas es de 20.7 %.

Posteriormente se procedió a utilizar el método de comparación directa (sección 3.3.2.), para verificar el valor de saturación de mercurio para el cual se obtiene la mejor correlación entre las ecuaciones de Pittman y los datos provenientes de pruebas de inyección de mercurio (Ec. 3.1), obteniéndose los resultados mostrados en la Figura 5.34.

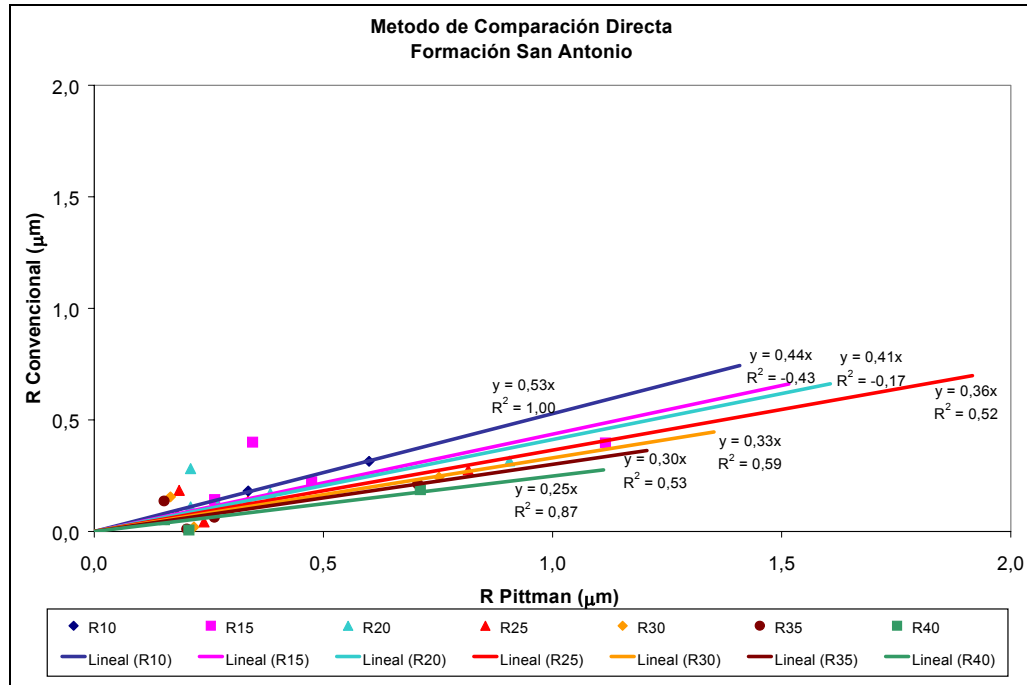


Figura 5.34 Aplicación del método de comparación directa: Formación San Antonio

Se puede observar en la Figura 5.34, que para las muestras con análisis especiales, el método de comparación directa no ofrece resultados concluyentes, debido a que a pesar de que existen buenas correlaciones entre puntos ($R^2=0,87$ para R_{40}) ninguna de las rectas obtenidas posee una pendiente cercana a la unidad.

Una de las razones para que la aplicación del método de comparación directa en la Fm. San Antonio no genere correlaciones satisfactorias, es el bajo número de muestras con pruebas de inyección de mercurio (5 en total). En este caso se utilizará el valor generado por el método del ápice para seleccionar el r_x .

Este es un buen ejemplo de la aplicación de la RMN como vía alternativa para aplicar los métodos que determinan la clasificación por petrofacies y determinar el valor de saturación de mercurio que determina el radio de garganta poral que domina el flujo en una muestra de

roca. En este caso los métodos aplicados hasta este punto no generan un resultado que sea confiable.

5.5.2.2. Determinación de ápice con RMN

Cómo se explicó en la sección 5.5.1.2, el uso de curvas de pseudo presión capilar provenientes de la distribución de T_2 , es una alternativa para generar las curvas correspondientes al método del ápice. En este paso no se realizan las correcciones para minimizar el error en las curvas obtenidas, sino que sólo se utiliza una constante de proporcionalidad (C), para obtener valores manejables de presión capilar y, por ende, de S_{Hg} / P_c .

Para las muestras de la Fm. San Antonio se utilizó un valor de C igual a 300.000, determinado mediante ensayo y error.

Los resultados obtenidos se reflejan en la Figura 5.35, en la cual se observa que la recta que mejor correlaciona los ápices de las curvas intersecta el eje de saturación de mercurio en 16,3 %.

Según los resultados obtenidos con el método del ápice en muestras con pruebas de inyección de mercurio y dada la aproximación que se obtuvo con la aplicación de este método en la Fm. San Juan, se puede inferir que el radio de garganta de poro que mejor correlacionará los datos de permeabilidad y porosidad según las ecuaciones de Pittman en la Fm. San Antonio corresponde a una saturación de mercurio que está entre 15 - 20 % (R_{15} y R_{20}).

Otro factor que agrega confiabilidad a la aproximación generada por este método es que el número de muestras utilizado para determinar el ápice con datos provenientes de la

distribución de T_2 (17 muestras), es mayor a las que poseen pruebas con inyección de mercurio (5 muestras).

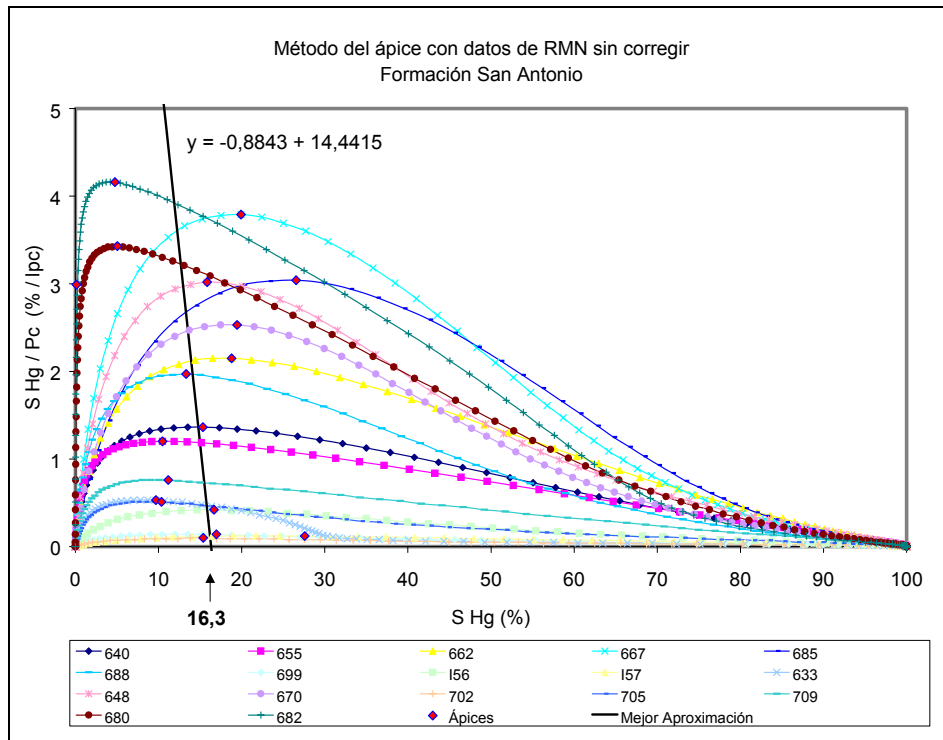


Figura 5.35 Método del ápice con datos de RMN: Formación San Antonio

Posteriormente se procedió a realizar las correcciones a las curvas de pseudo presión capilar por los dos métodos explicados en la sección 5.5.1.3., y de esta manera observar el resultado obtenido al aplicar el método del ápice para estas curvas.

5.5.2.3. Petrofacies y curvas de pseudo presión capilar

La secuencia descrita en la sección 5.5.1.3. de este capítulo corresponde exactamente a la aplicada para las muestras de la Fm. San Antonio. En primer lugar se realizaron las curvas de pseudo presión capilar por dos métodos diferentes: el primer método consiste en corregir la presión capilar RMN para valores de saturación de agua obtenidos de la distribución

acumulada de T_2 (iguales a los valores de Sw de análisis convencionales); el segundo método corresponde a corregir los valores de saturación de agua RMN obtenidos para cada valor de presión capilar proveniente de la distribución de T_2 (iguales a los valores de P_c de los análisis convencionales). En las Figuras 5.36 y 5.37, se muestran los resultados obtenidos para una muestra (tapón 662 - I44).

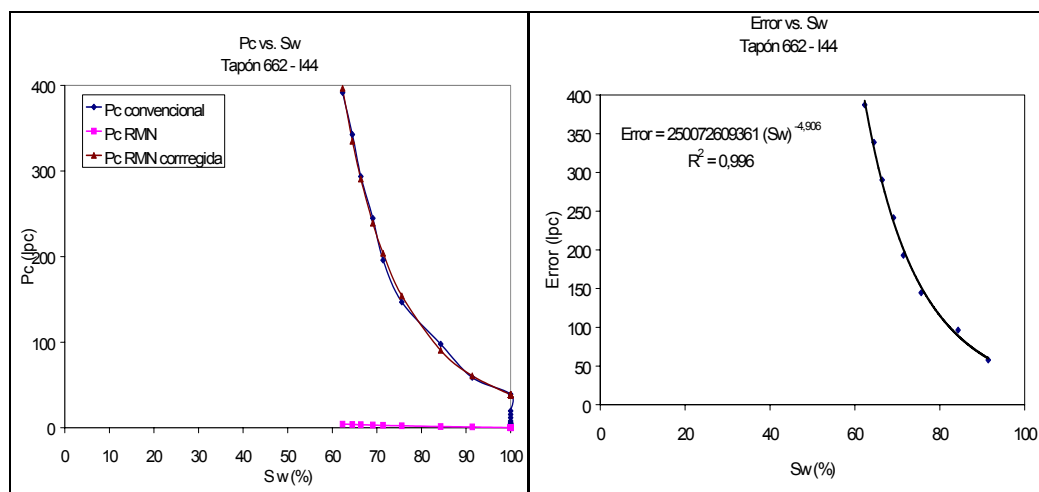


Figura 5.36 Curvas de pseudo presión capilar y error obtenido. Método 1.
Tapón 662 - I44. Formación San Antonio

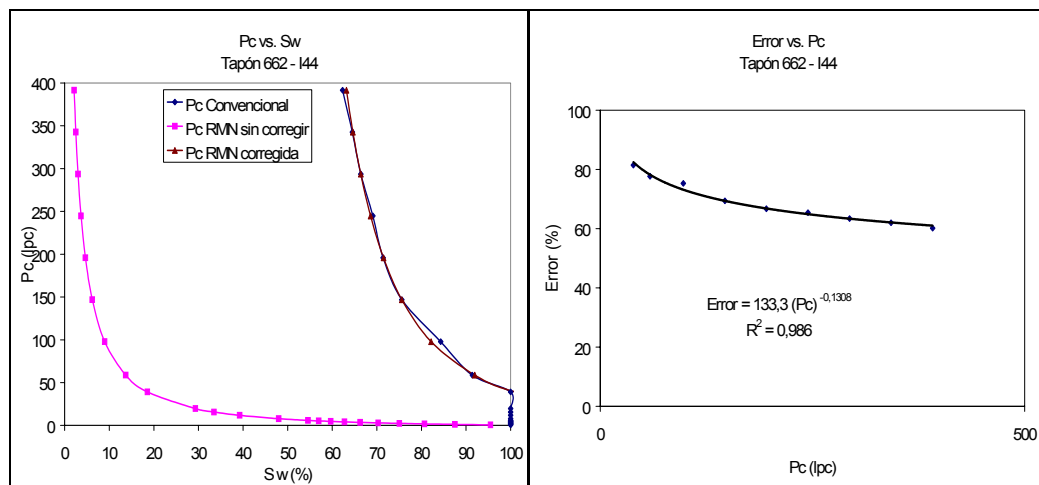


Figura 5.37 Curvas de pseudo presión capilar y error obtenido. Método 2.
Tapón 662 - I44. Formación San Antonio

En el apéndice O, se reflejan los valores obtenidos de los coeficientes de error con los cuales fue corregida cada curva de presión capilar proveniente de la distribución de T_2 .

El comportamiento de las curvas de presión capilar para el tapón 662 - I44, es característico en muestras de roca de la Fm. San Antonio, en estas curvas se puede observar que se obtendrán valores altos de saturación de agua irreducible (al trazar una asíntota vertical a la curva obtenida y observar el corte con el eje X). Por la misma razón es de esperar que las muestras de esta Formación pertenezcan a petrofacies como la microporosa, en los cuales los radios de garganta de poro son muy pequeños, lo que justifica valores elevados de saturación de agua irreducible.

Este comportamiento de las curvas de presión capilar se puede en la Figura 5.38, donde se graficaron las curvas de *Presión Capilar vs. Saturación de agua* para muestras pertenecientes a las distintas petrofacies (Apéndice P). En esta figura se puede observar que a medida que el radio de garganta poral es mayor (petrofacies megaporosa) la saturación de agua a altas presiones es mucho menor, lo cual indica que existe una menor resistencia capilar a la migración de fluidos. En otras palabras, a medida que el radio de garganta de poro disminuye, la saturación irreducible de fluidos será mayor debido a las mayores fuerzas capilares existentes en las gargantas de poro pequeñas, por lo que son necesarias altas presiones de desplazamiento para lograr que los fluidos migren a través de ellas.

Esta es otra aplicación de la clasificación por petrofacies, la cual junto con las curvas de presión capilar, aportan un medio para determinar las zonas con mayor saturación de fluido irreducible (también puede ser utilizado para definir comportamientos de contactos agua petróleo en zonas de transición), según la calidad de roca presente en un intervalo dado de profundidad. En este caso se determinó un promedio de saturación irreducible para cada petrofacies (en muestras de la Formación San Juan) basado en estas curvas de presión capilar determinadas con pruebas de inyección de mercurio: Petrofacies Megaporosa, 10 %; Macroporosa, 25%; Mesoporosa, 45 %; Microporosa, 75%.

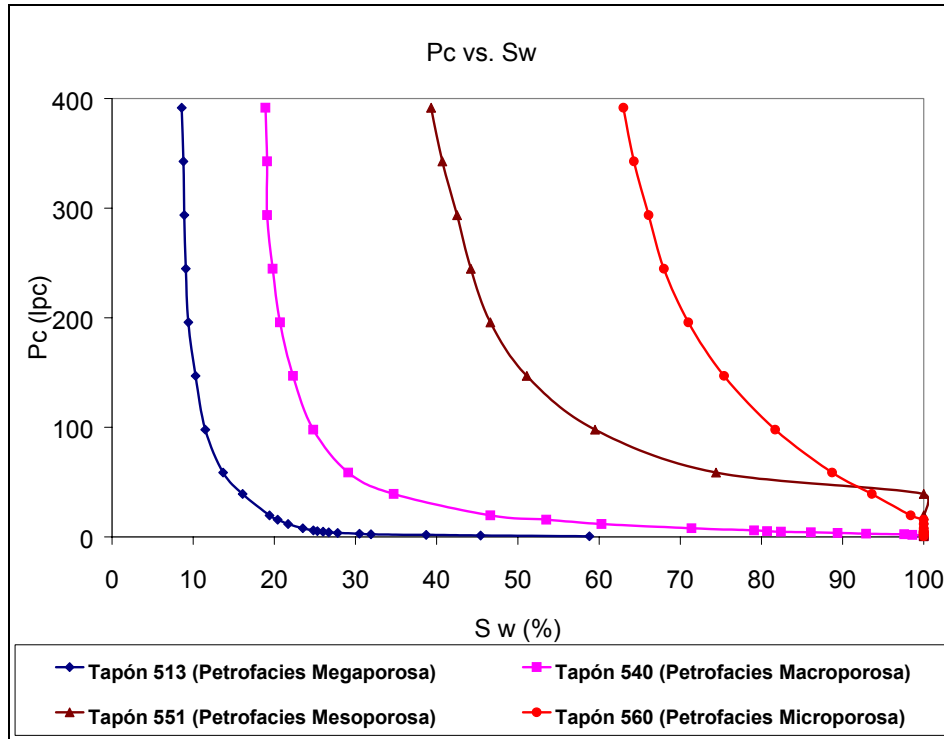


Figura 5.38 Curvas de presión capilar para cada petrofacies

Una vez obtenidas las curvas de pseudo presión capilar aplicando cada uno de los métodos descritos, se procedió a aplicar el método del ápice obteniéndose las curvas mostradas en las Figuras 5.39 y 5.40. En estas gráficas se observa que la recta que mejor correlaciona los ápices de las curvas intersecta el eje de saturación de mercurio en valores de 16.4 % (Método 1) y 19.4 % (Método 2), con lo cual se confirma la aproximación reflejada en los métodos del ápice previamente aplicados (20,7 % con pruebas de inyección de mercurio y 16,3 % con datos de RMN sin corregir).

En base a los resultados obtenidos se sugiere que el rango de saturación de mercurio, que se debe utilizar para escoger las ecuaciones de Pittman apropiadas para realizar la clasificación de petrofacies de la Fm. San Antonio, es de 15 a 20 % de S Hg.

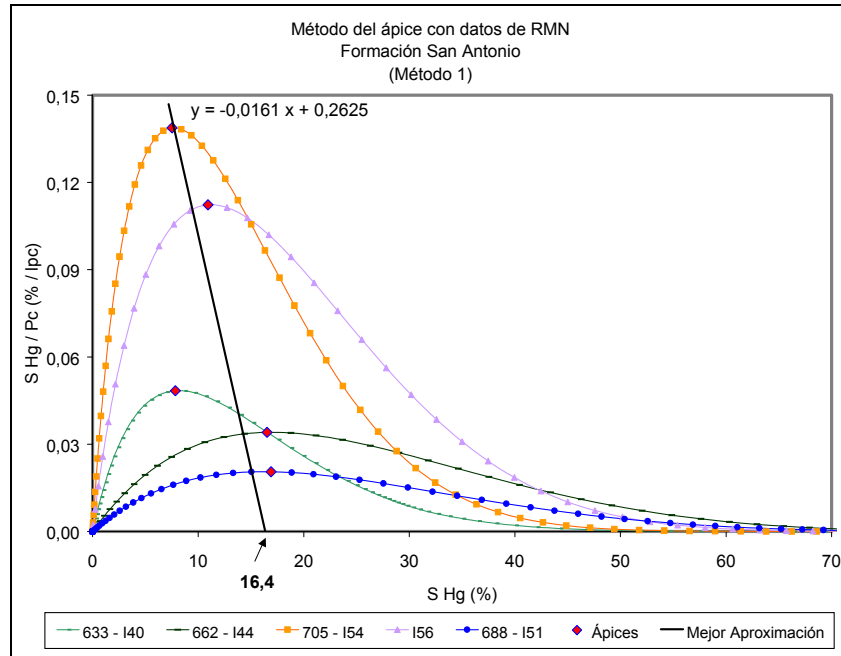


Figura 5.39 Método del ápice con datos provenientes de RMN: Formación San Antonio (Pseudo curvas de presión capilar – Método 1)

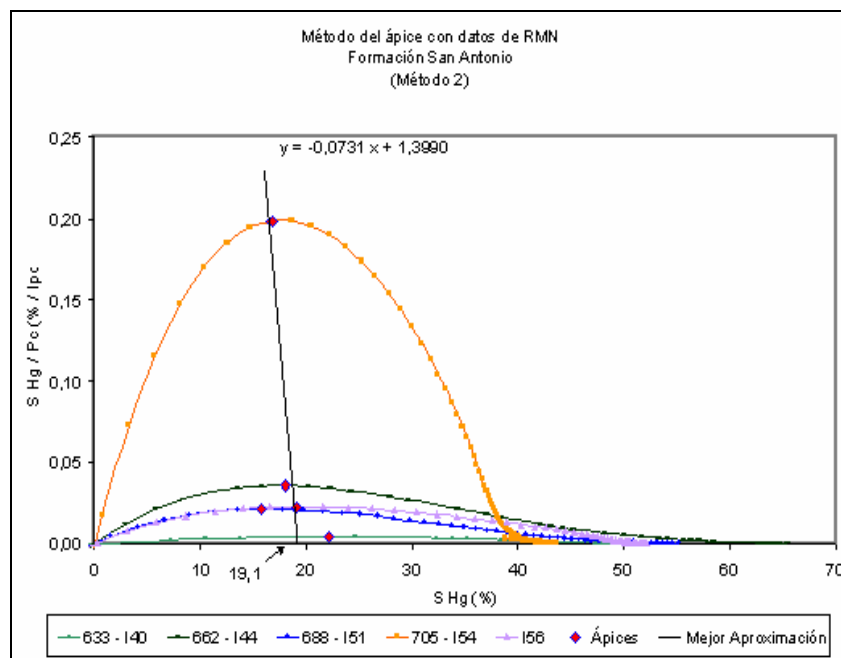


Figura 5.40 Método del ápice con datos provenientes de RMN: Formación San Antonio (Pseudo curvas de presión capilar – Método 2)

5.5.2.4. Clasificación por Petrofacies

La clasificación de petrofacies se realizó para las ecuaciones de Pittman correspondientes a un 15 y 20 % de saturación de mercurio para la Fm. San Antonio. Esto se realizó para determinar la diferencia existente entre ambas relaciones y además determinar si había muestras a las cuales afectaba utilizar una u otra ecuación. Las ecuaciones de Pittman utilizadas son las siguientes:

$$\log r_{15} = 0,330 + 0,509 \log K - 0,344 \log \phi \quad (\text{Ec. 5.3})$$

$$\log r_{20} = 0,218 + 0,519 \log K - 0,303 \log \phi \quad (\text{Ec. 5.4})$$

Se graficaron las curvas de radio de garganta de poro constante cómo se explicó en la sección 5.5.1.4., tanto para la ecuación R_{15} como para el R_{20} , y a esta plantilla se agregaron los resultados reportados por OMNI de análisis convencionales de porosidad y permeabilidad, obteniéndose los resultados mostrados en la Figura 5.41.

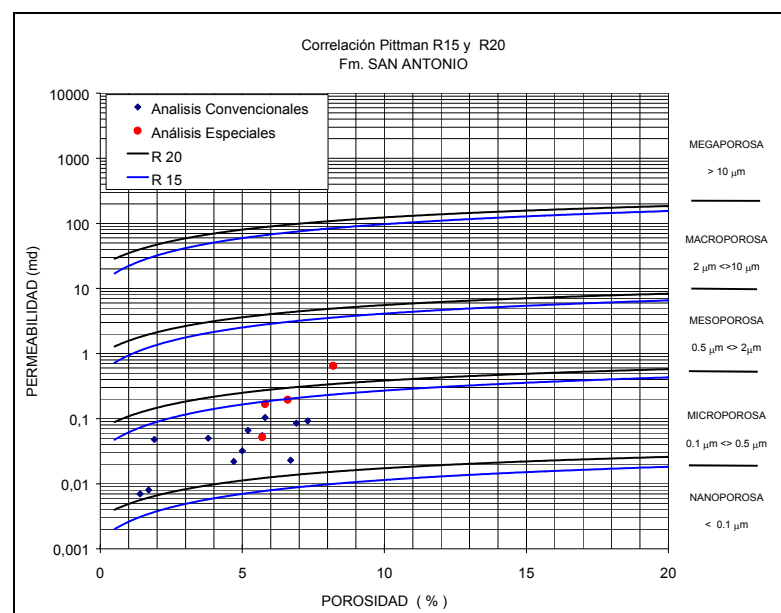


Figura 5.41 Análisis de Petrofacies en muestras de la Formación San Antonio

De acuerdo a la clasificación mostrada en la Figura 5.41, la calidad de roca predominante (presente en 94 % de las muestras) en la Formación San Antonio corresponde a la petrofacies microporosa, lo que se traduce en que estas rocas poseen un radio de garganta de poro que está entre 0.1 y 0.5 μm , con permeabilidades inferiores 1 mD y porosidad menores al 7 %. Por esta razón, además de sus características litológicas (areniscas masivas apretadas), los yacimientos de esta Formación, no son prospectos para proyectos de inyección de fluidos debido a que por su baja permeabilidad y por la profundidad a la cual se encuentran (más de 11.000 pies), requieren de presiones de desplazamiento muy altas para lograr que los fluidos migren a través de estas rocas.

También se puede observar en la Figura 5.41, que ninguna de las muestras es afectada por usar una u otra correlación de Pittman (R_{15} ó R_{20}), por lo que se puede afirmar que el uso de cualquiera de las dos correlaciones antes mencionadas, para realizar la clasificación de petrofacies en la Fm. San Antonio, es correcto. Aun así se recomienda el uso de la correlación R_{20} , por ser 20 % el valor de saturación de mercurio generado por la aplicación del método del ápice con métodos convencionales (Figura 5.33)

En el Apéndice Q, se puede observar la petrofacies a la cual pertenece cada muestra analizada y los valores de permeabilidad y porosidad utilizados.

5.7. Distribución de T_2 y petrofacies

Como se explicó en capítulos anteriores, la respuesta de RMN responde a los fluidos presentes en el espacio poroso de la roca. Una roca de petrofacies megaporosa, presentará valores de porosidad, permeabilidad y radio de garganta de poro superiores a rocas macroporosas o de menor calidad, lo cual significa que puede almacenar mayor cantidad de fluido. A esto se debe el comportamiento descrito por las curvas de distribución de T_2 obtenidas para cada petrofacies como las mostradas en las Figuras 5.42 y 5.43 (Apéndice I). A medida que el radio de garganta de poro es menor y la calidad de la roca disminuye, la

amplitud obtenida en las curvas de T_2 también disminuye, lo que se debe a la menor cantidad de fluido existente. Igualmente ocurre que las curvas, a medida que la calidad de la roca decrece, se desplazan hacia la izquierda (T_2 menores).

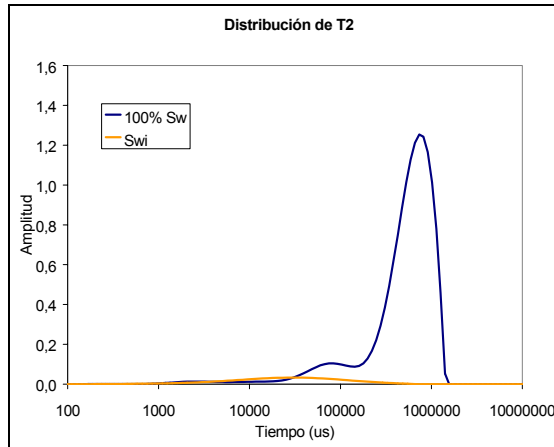


Figura 5.42 Distribución de T_2
Tapón 523 - I31
Perteneciente a la petrofacies Megaporosa

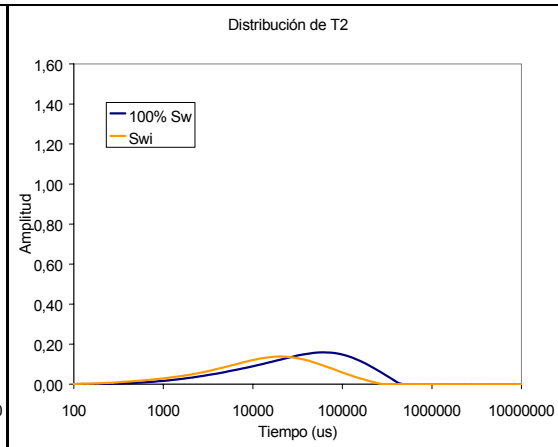


Figura 5.43 Distribución de T_2
Tapón 603 - I8
Perteneciente a la petrofacies Mesoporosa

Otro punto importante de destacar es que, para la mayoría de las muestras, a medida que la calidad de la roca disminuye, el $T_{2 \text{ Corte}}$ aumenta, lo que se justifica por la mayor cantidad de fluido irreducible presente en el espacio poroso. Sin embargo, se obtuvo resultados para ciertas muestras, especialmente aquellas con muy baja permeabilidad, en las cuales esta afirmación no se cumple. Estas muestras a pesar de ser microporosas (por ejemplo el tapón 678 - I47 de la Fm. San Antonio) presentan $T_{2 \text{ Corte}}$ bajos (menores a 20 ms). Por esta razón se recomienda hacer estudios posteriores en los cuales se evalúe el comportamiento del $T_{2 \text{ Corte}}$ para cada petrofacies.

5.8. Determinación de $T_{2 \text{ Corte}}$ característico

Uno de los principales objetivos y justificaciones para realizar un análisis de RMN en el laboratorio, es la determinación de un $T_{2 \text{ Corte}}$ característico para un conjunto de muestras de

una formación o yacimiento en particular (Apéndice R), ya que gracias a este se puede determinar el FFI y el BFV en los registros de RMN. Las variables antes mencionadas son indicadores de la cantidad de fluido producible e irreducible, respectivamente, presente en cada intervalo registrado.

El $T_{2 \text{ Corte}}$ característico es utilizado en el campo en el momento de interpretar los registros de herramientas de RMN, para evitar los errores que se cometen cuando se utilizan $T_{2 \text{ Corte}}$ estándares (por ejemplo: 33 ms para areniscas), lo cual puede generar en estimaciones de fluidos producibles por encima o por debajo del valor real.

5.8.1. Formación San Juan

Los resultados obtenidos para las muestras analizadas de la Formación San Juan se observan en la Figura 5.44.

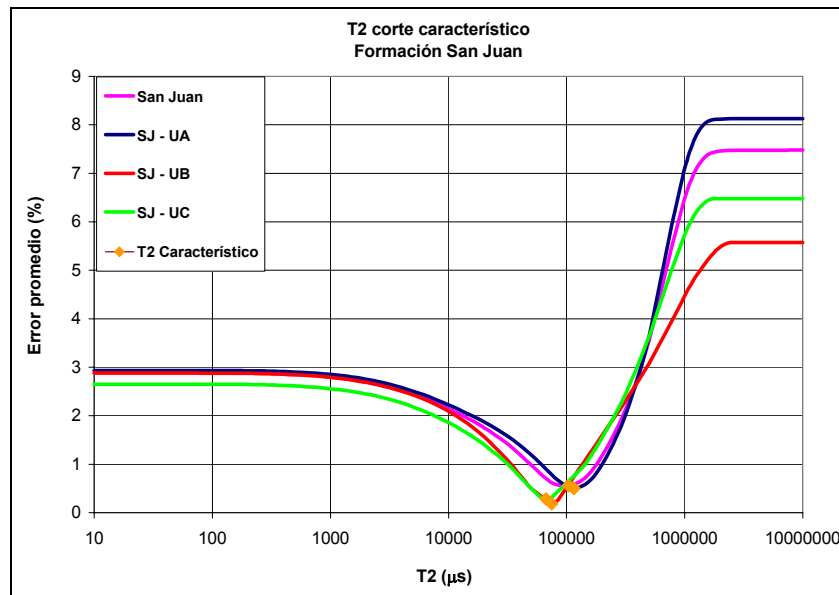


Figura 5.44 $T_{2 \text{ Corte}}$ característico de la Formación San Juan

Los resultados indican tiempos de $T_{2 \text{ Corte}}$ superiores al valor teórico estimado para las areniscas (33 ms) lo cual indica que existirá una mayor cantidad de fluido que quedará

entrampado en el medio poroso, y de utilizar el $T_{2 \text{ Corte}}$ teórico se estaría incurriendo en una sobreestimación de los fluidos producibles.

Los valores de $T_{2 \text{ Corte}}$ característico determinados para el conjunto de muestras de la Formación San Juan y sus unidades sedimentarias, se reflejan en la tabla siguiente:

Tabla 5.9 Resultados de $T_{2 \text{ Corte}}$ característico para la Formación San Juan

	$T_{2 \text{ corte}}$ Característico (ms)
<i>SJ - UA</i>	115,6
<i>SJ - UB</i>	74,8
<i>SJ - UC</i>	67,1
San Juan	103,7

5.8.2. Formación San Antonio

Los resultados obtenidos de T_2 de corte característico para el conjunto de muestras analizadas de la Formación San Antonio y sus respectivas unidades sedimentarias se observan en la Figura 5.45.

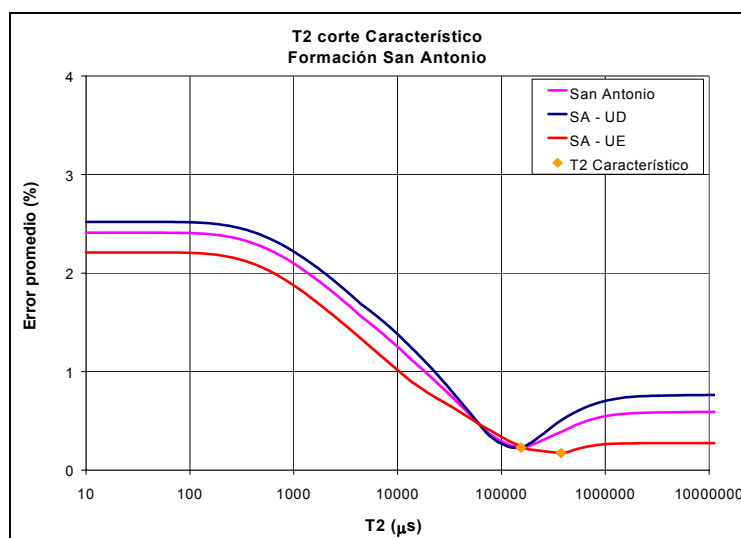


Figura 5.45 $T_{2 \text{ Corte}}$ característico de la Formación San Antonio

Es de destacar la diferencia que existe entre las curvas de *error promedio* vs. T_2 obtenidas para la Formación San Antonio en las cuales el error promedio es mayor para valores bajos de T_2 a diferencia de las curvas reportadas para la Fm. San Juan (Figura 5.44) en las cuales el error promedio es mayor para altos valores de T_2 . La alta saturación irreducible de las muestras de la Fm San Antonio es la responsable de este comportamiento. Si se observa en el apéndice R, la ecuación que determina el error promedio, es la diferencia entre el BFV y los valores de porosidad acumulada provenientes de la distribución de T_2 . Por lo tanto si un conjunto de muestras poseen altos valores de BFV, se reportarán altos errores promedios a valores de T_2 bajos y viceversa.

En la Tabla 5.10, se puede observar los altos valores de $T_{2 \text{ corte}}$ característico obtenidos para la Formación San Antonio, especialmente para la unidad SA - UE. Estos valores confirman elevadas saturaciones de fluido irreducible en las rocas de esta Formación, por lo que se sobrestimarían los fluidos producibles de utilizar el valor teórico de $T_{2 \text{ corte}}$ de 33 ms para areniscas, para analizar los registros de RMN.

Tabla 5.10 Resultados de $T_{2 \text{ Corte}}$ Característico para la Formación San Antonio

	T_2 corte Característico (ms)
<i>SA - UD</i>	154,5
<i>SA - UE</i>	375,6
San Antonio	154,5

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

A partir del análisis de los resultados obtenidos de las pruebas de Resonancia Magnética Nuclear aplicadas a las muestras de núcleo del pozo RG – 231 del Campo Santa Rosa, se determinaron las siguientes conclusiones:

- La efectividad de la Resonancia Magnética Nuclear en la determinación de propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y saturación de agua irreducible) en las muestras de roca del Campo Santa Rosa, fue demostrada en este trabajo, al obtener correlaciones superiores al 85 % al comparar los resultados obtenidos utilizando esta tecnología contra los resultados reportados por Laboratorios OMNI obtenidos por medio de análisis convencionales.
- La porosidad promedio de la Formación San Juan está en un rango de 8 a 14 %, mientras que para la Formación San Antonio el valor promedio oscila entre 2 y 8 %. Con respecto a la saturación de agua irreducible (a 150 lpc), en la Formación San Juan el promedio oscila entre 15 y 20 %, y para la Formación San Antonio el promedio se ubica entre 75 y 85%.
- En las muestras de la Formación San Juan los modelos para determinar permeabilidad que mejor se correlacionaron con los análisis convencionales son los de Timur - Coates y Timur Modificado (ambos con un R^2 igual a 0.97).
- En las muestras de la Formación San Antonio el modelo que mejor correlacionó los resultados reportados por los análisis convencionales fue el de Timur - Coates (R^2 igual a 0.70).
- Por la heterogeneidad presente en las muestras de la Formación San Juan no se determinó un promedio de permeabilidad siendo el rango de este parámetro encontrado en las muestras analizadas entre 1 a más de 1000 mD. La permeabilidad determinada en las muestras de la Formación San Antonio está en el orden de 0.01 a 0.25 mD.

- Las ecuaciones de Pittman que mejor reproducen el radio de garganta de poro con datos de permeabilidad y porosidad provenientes de análisis convencionales, corresponden a una saturación de mercurio de 25 % (R_{25}) para la Formación San Juan y de 20 % (R_{20}) para la Formación San Antonio.
- El 73 % de las muestras analizadas de la Formación San Juan pertenecen a las petrofacies macro y megaporosas, presentando permeabilidades superiores a 10 mD y radios de garganta de poro superiores a 2 μm .
- Las muestras analizadas de la Formación San Antonio son predominantemente microporosas (95 %), lo cual implica que poseen, en su mayoría, radios de garganta de poro inferiores a 0,5 μm , y permeabilidades menores a 1 mD.
- El promedio de saturación de agua irreducible, en muestras de la Formación San Juan, extraída de las curvas de presión capilar para cada petrofacies es el siguiente: Megaporosa, 10 %; Macroporosa, 25 %; Mesoporosa, 45 %; Microporosa, 80 %.
- El $T_{2 \text{ Corte}}$ característico determinado para el conjunto de muestras de la Formación San Juan es de 103,7 ms y para la Formación San Antonio es de 154,5 ms.

RECOMENDACIONES

RECOMENDACIONES

Las siguientes recomendaciones surgen del análisis realizado a los resultados obtenidos con las pruebas de RMN en muestras de núcleo del pozo RG – 231 del Campo Santa Rosa:

- Saturar las muestras que, por métodos convencionales, presenten permeabilidades menores a 10 mD, con otro método distinto a la saturación al vacío (centrifugación por ejemplo), de manera de evaluar la respuesta de RMN y compararla con los resultados obtenidos en este trabajo.
- Aplicar otro método distinto de drenaje a las muestras de la Formación San Antonio en el cual se puedan aplicar presiones de desplazamiento mayores a 150 lpc, de manera de evaluar la respuesta de RMN mostrada y verificar los valores de saturación de agua irreducible.
- Realizar estudios en los cuales se evalúe el comportamiento del T_2 Corte para distintas calidades de roca (petrofacies), de manera de obtener una mayor información acerca de su comportamiento.
- Hacer pruebas de RMN en el laboratorio en las cuales las muestras analizadas en este trabajo de las Formaciones San Juan y San Antonio, se saturen con gas, de manera de evaluar la respuesta de RMN en estas condiciones y determinar parámetros de medición.
- Aplicar la tecnología de RMN de laboratorio a muestras de núcleo de las mismas Formaciones San Juan y San Antonio pero de otros pozos del Campo Santa Rosa o, de no existir núcleos, de pozos de campos vecinos, de manera de evaluar su efectividad y verificar la validez de las metodologías utilizadas.

Recomendaciones

- Calibrar los registros de RMN a ser tomados en el Campo Santa Rosa con los resultados obtenidos en el laboratorio, para fortalecer las correlaciones núcleo - perfil ya existentes en el Modelo Estático desarrollado para las Formaciones San Juan y San Antonio por PDVSA - Intevep.

LOGROS ALCANZADOS

LOGROS ALCANZADOS

Los principales logros que fueron alcanzados aplicando la metodología desarrollada en este trabajo fueron los siguientes:

- El desarrollo de una ecuación en la cual se minimiza el error en el eje de las X, constituyendo una variación de la ecuación de mínimos cuadrados convencional. Con esta ecuación se proporciona de un método matemático para trazar la recta que mejor correlaciona los ápices de las curvas cuando se aplica el método del ápice, disminuyendo la incertidumbre que existía para hallar el valor de saturación de mercurio correspondiente al radio de garganta de poro que domina el flujo de fluidos en un conjunto de muestras de roca.
- La aplicación de una metodología en la cual, con datos provenientes de la RMN, utilizando curvas de pseudo presión capilar sin corregir, se obtuvieron resultados similares a los generados aplicando el método del ápice con datos de pruebas de presión capilar con inyección de mercurio, por lo cual se puede prescindir de estas pruebas que además de costosas presentan un elevado factor de riesgo operacional.
- El valor agregado de este trabajo lo constituye la identificación de petrofacies y la determinación de las propiedades petrofísicas de rocas (porosidad, permeabilidad y saturación irreducible de fluidos) con el uso de RMN en el Campo Santa Rosa, lo cual fortalece el aporte petrofísico y sedimentológico al Modelo Estático y agrega confiabilidad a la caracterización y planificación de los yacimientos presentes en las Formaciones analizadas.

***REFERENCIAS
BIBLIOGRÁFICAS***

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) MALDONADO, Rosario *et al.* 2001. **Informe de progreso del Modelo Estático - Determinístico en yacimientos de gas en arenas arcillosas apretadas de baja permeabilidad de edad Cretácica, Fms. San Juan y San Antonio.** INT-8896, 2001. Los Teques, PDVSA-INTEVEP.
- (2) LÓPEZ, Jean Marcos. 2001. **Evaluación sedimentológica y estratigrafía secuencial del pozo RG - 231, Miembro Colorado, Formación Oficina, Campo Santa Rosa, Área Mayor de Anaco, Cuenca Oriental de Venezuela.** Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente, Ciudad Bolívar.
- (3) MEZA, Meredith. 2000. **Optimización en el manejo del gas en las estaciones de flujo 3 y 4 del Campo Santa Rosa, Distrito Anaco.** Trabajo Especial de Grado. Universidad de Oriente, Maturín.
- (4) GONZÁLEZ DE JUANA, C *et al.* 1980. **Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas.** Caracas, Foninves. Tomo II.
- (5) CAPELLO, María Ángela *et al.* 2000. **Evaluación inicial del estudio de simulación en Merecure, Unidad II, Ciclo 4 y en el Cretácico, San Juan A/B, Campo Santa Rosa.** INT-8160, 2000. Los Teques, PDVSA-INTEVEP.
- (6) CIEN: COMITÉ INTERFILIAL DE ESTRATIGRAFÍA Y NOMENCLATURA. (1997). [En línea: Intranet]. “Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela”. En: **Página Web PDVSA - Intevep**, < <http://www.intevep.pdv.com/~ibc03/lexico.htm> >. [Consulta: 31 Marzo 2002].

- (7) FUNKHOUSER, H. J. *et al.* 1948. “Santa Ana, San Joaquin, Guarío and Santa Rosa Oil Fields (Anaco Fields), Central Anzoátegui, Venezuela”. En: **Bulletin, V. 32. American Association of Petroleum Geologists**, Tulsa. pp. 1851-1908.
- (8) OMNI Laboratories. 2000. “Resultados de análisis convencionales y especiales de Núcleos, Pozo RG – 231, Campo Santa Rosa”. En: Informe de OMNI Laboratorios de Venezuela, C.A., Maracaibo.
- (9) 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, Sartanejas.
- (10) COATES, George R. *et al.* 1999. **Registros Eléctricos RMN, Principios y Aplicaciones**. Houston, Numar / Halliburton Energy Services.
- (11) KLEINBERG, Bob. (2001). [En línea]. “Resonancia Magnética Nuclear a 9,6 Km (6 millas) de Profundidad”. En: **Página Web Schlumberger**, < <http://www.slb.com/seed/es/watch/nmr/index.htm> >. [Consulta: 30 Marzo 2002].
- (12) PATEL, V. *et al.* 1997. **Evaluación de Nuevos Pozos: Capítulo 5**. Schlumberger: Well Evaluation Conference, Caracas.
- (13) HALLIBURTON. (2001). “Taller de MRIL: Nociones esenciales para la interpretación y aplicación de perfiles de Resonancia Magnética de tipo Multi-frecuencia y Gradiente Continuo en Venezuela”. En: Taller de Resonancia. Maracaibo, 31 de Enero de 2001.

- (14) 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, Sartanejas.

- (15) OSTROFF, G. *et al.* 1999. "Integration of NMR and Conventional Log Data for Improved Petrophysical Evaluation of Shaly Sands". En: **Western Atlas Services Publications**, Houston.

- (16) 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.

- (17) GEORGI, D. *et al.* 1997. "Permeability Profiles - Key To Reservoir Management". En: **Western Atlas Services Publications**, Houston.

- (18) GOLINDANO, Yacira. 1999. **Aplicación de la Tecnología de Resonancia Magnética Nuclear en el Yacimiento C-4 de la Formación Misoa en el Lago de Maracaibo**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Simón Bolívar, Sartanejas.

- (19) BAKER ATLAS. [En línea]. "Formation Evaluation. Nuclear Magnetic Resonance: MRIL Magnetic Resonance Imaging Log Services". En: **Página Web de Baker Hughes**, < http://www.bakerhughes.com/bakeratlas/formation_evaluation/mril_index.htm >. [Consulta: 31 Marzo 2002].

- (20) HARTMANN, Dan J. 2000. "Petrophysical Integration: Workshop for Phase I Instructors". En: Guía Curso CIED, Caracas.
- (21) 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". En: SPWLA 39th Annual Logging Symposium. Puerto La Cruz, 26-29 Mayo 1998.
- (22) PORRAS, J.C. y O. Campos. 2001. "Rock typing: A Key for Petrophysical Characterization and Definition of Flow Units, Santa Barbara Field, Eastern Venezuelan Basin". En: **SPE 69458**, Buenos Aires.
- (23) PITTMAN, E.D. y J.B. Thomas. 1979. "Some Applications of Scanning Electron Microscopy to the Study of Reservoir Rock". En: **SPE 7550**, Houston.
- (24) PITTMAN, E.D. 1992. "Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection Capillary Pressure Curves for Sandstone". En: **AAPG Bulletin**, v. 76, No 2. Tulsa.
- (25) LOWDEN, B. *et al.* 1998. "T₂ Relaxation Time versus Mercury Injection Capillary Pressure: Implication for NMR Logging and Reservoir Characterization". En: **SPE 50607**, Richardson.
- (26) KOLODZIE, S. Jr. 1980. "Analysis of Pore Throat Size and Use of the Waxman - Smits Equation to Determine OOIP in Spindle Field, Colorado". En: **SPE 9382**, Richardson.

- (27) BRUZUAL, Gabriela. 2001. **Aplicación de Resonancia Magnética Nuclear en la determinación de petrofacies en la Formación Nariacua Superior-Medio, Campo El Furrial**. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- (28) 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.
- (29) SOEDER, D. 1986. "Laboratory Drying Procedures and the Permeability of tight sandstone cores". En: **SPE 11622**, Richardson.
- (30) VOLOKITIN, Y. *et al.* 1999. "A Practical Approach to Obtain 1st Drainage Capillary Pressure Curves from NMR Core and Log Data". En: **SCA 9924**, International Symposium of Society of Core Analysts, Colorado.
- (31) ALTUMBAY, M *et al.* 2001. "Capillary Pressure Data from NMR Logs and its Implication on Fields Economics". En: **SPE 71703**, Louisiana.
- (32) ALTUMBAY, M *et al.* 1998. "Pseudo Capillary Pressure from NMR Data". En: Publicación preparada para el 12° Congreso Internacional de Petróleo. Turquía, 12-14 Octubre 1998.
- (33) STANLEY, Jones. 1992. "The Profile Permeameter - A New, Fast, Accurate Minipermeameter". En: **SPE 24757**, Washington D.C.

GLOSARIO

GLOSARIO

El siguiente glosario explica brevemente el significado de términos relacionados con la tecnología de Resonancia Magnética Nuclear utilizados en este trabajo, el mismo fue suministrado por el Ing. Iván Cedillo ⁽¹⁴⁾:

Caída de inducción Libre (FID)

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

CPMG

Secuencia de Pulsos Carr, Purcell, Meiboom y Gill.

Eco

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

Frecuencia Larmor

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

Gradiente

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

Magnetización Longitudinal

Es la componente Z de la magnetización.

Magnetización Transversal

Es la componente XY de la magnetización.

NECH

Número de Ecos en la secuencia de pulsos CPMG.

NS

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

Precesión

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

Pulso de Radio Frecuencia

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

Radio Giromagnético

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

Radio Frecuencia

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

Relajación Transversal

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

Relajación Longitudinal

Es el retorno de la magnetización longitudinal a su valor de equilibrio a lo largo del eje Z, cuando un campo magnético B_0 estático apunta hacia ese eje.

Resonancia

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

Resonancia Magnética Nuclear

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

RD

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

SCANS

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

Secuencia de Pulsos

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

Spin

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

Spin-Eco

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

TAU

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

Tiempo Inter-Eco

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

Tiempo de Relajación Longitudinal (T_1)

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

Tiempo de Relajación Transversal (T_2)

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

Tiempo de Relajación Transversal* (T_2^*)

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

APÉNDICES

APÉNDICE A - CÁLCULO DE LA MEDIA LOGARÍTMICA DE T₂

Uno de los modelos utilizados para determinar la permeabilidad con los datos provenientes del equipo de RMN es denominado modelo del T₂ medio o modelo SDR, el cual utiliza el promedio logarítmico de T₂ como indicador del tamaño de la garganta de poro ⁽¹²⁾, a continuación se indica la manera de calcular este parámetro.

El promedio logarítmico de T₂ se toma como:

$$T_{2M \log} = \frac{\sum_i C_i \log T_i}{\sum_i C_i} \quad (\text{Ec. A.1})$$

donde C_i es la magnitud de la porosidad para el tiempo T_i, esta ecuación se puede escribir como:

$$T_{2M \log} = \frac{\sum_i \log T_i^{C_i}}{\sum_i C_i} \quad (\text{Ec. A.2})$$

Aplicando en la ecuación A.2 una de las propiedades de logaritmo y considerando que la suma sobre todos los i de C_i es C_{TOT} se tiene:

$$T_{2M \log} = \prod_i T_i^{C_i/C_{TOT}} \quad (\text{Ec. A.3})$$

la cual es la ecuación utilizada para obtener el promedio logarítmico de T₂.

APÉNDICE B - DIMENSIONES DE LOS TAPONES

FM. (UF)	Muestra	Profundidad	Long. (in)	Diam. (in)	Vol. (cc)
SJ - UA	489 - I39	10351'11''	2,1300	1,5170	63,09
SJ - UA	490 - I38	10354'5''	2,2110	1,5170	65,49
SJ - UA	493 - I37	10360'4''	2,2545	1,5170	66,77
SJ - UA	496 - I36	10365'3''	2,1990	1,5170	65,13
SJ - UA	498 - I35	10371'	2,1505	1,5170	63,69
SJ - UA	508 - I34	10386'10''	2,2055	1,5170	65,32
SJ - UA	513 - I33	10393'2''	2,1300	1,5170	63,09
SJ - UA	521 - I32	10410'3''	2,1890	1,5170	64,83
SJ - UA	523 - I31	10414'5''	2,2650	1,5170	67,09
SJ - UA	525 - I30	10417'3''	2,1815	1,5170	64,61
SJ - UA	526 - I29	10419'	2,2400	1,5170	66,35
SJ - UA	531 - I28	10428'10''	2,2170	1,5170	65,66
SJ - UA	534 - I27	10434'3''	2,2130	1,5170	65,55
SJ - UA	540 - I26	10446'3''	2,1715	1,5170	64,32
SJ - UA	542 - I25	10454'10''	2,0610	1,5170	61,04
SJ - UA	543 - I24	10460'	2,0955	1,5170	62,07
SJ - UA	545 - I23	10469'5''	2,0540	1,5170	60,84
SJ - UA	547 - I22	10473'6''	2,0405	1,5170	60,44
SJ - UA	549 - I21	10476'6''	2,0500	1,5170	60,72
SJ - UA	551 - I20	10497'9''	2,0270	1,5170	60,04
SJ - UA	555 - I19	10504'8''	2,0625	1,5170	61,09
SJ - UA	556 - I18	10506'5''	2,0355	1,5170	60,29
SJ - UA	559 - I17	10519'8''	2,0705	1,5170	61,32
SJ - UA	560 - I16	10521'6''	1,9955	1,5170	59,10
SJ - UA	565 - I15	10530'5''	1,9775	1,5170	58,57
SJ - UA	567 - I14	10535'1''	2,0200	1,5170	59,83
SJ - UA	573 - I13	10543'5''	2,0175	1,5170	59,76
SJ - UA	575 - I12	10547'8''	2,1570	1,5170	63,89
SJ - UB	583 - I11	10584'	2,1465	1,5170	63,58
SJ - UB	591 - I10	10596'1''	2,1080	1,5170	62,44
SJ - UB	599 - I9	10611'7''	2,2080	1,5170	65,40
SJ - UB	603 - I8	10617'3''	2,1305	1,5170	63,10
SJ - UB	608 - I7	10626'	2,0975	1,5170	62,12
SJ - UB	613 - I6	10632'1''	2,1035	1,5170	62,30

Apéndice B - Dimensiones de los tapones

FM. (UF)	Muestra	Profundidad	Long. (in)	Diam. (in)	Vol. (cc)
SJ - UC	617 - I5	10664'	2,1770	1,5170	64,48
SJ - UC	621 - I4	10670'8''	2,1450	1,5170	63,53
SJ - UC	627 - I3	10680'1''	2,1330	1,5170	63,18
SJ - UC	629 - I2	10682'8''	2,0995	1,5170	62,18
SJ - UC	631 - I1	10685'9''	2,1410	1,5170	63,41
SJ - UC	632 - I1	10687'	2,0785	1,5170	61,56
SA - UD	633 - I40	11801'2''	2,1350	1,5170	63,24
SA - UD	640 - I41	11827'8''	2,1675	1,5170	64,20
SA - UD	648 - I42	11842'6''	2,1855	1,5170	64,73
SA - UD	655 - I43	11863'2''	2,2590	1,5170	66,91
SA - UD	662 - I44	11874'4''	2,2340	1,5170	66,17
SA - UD	667 - I45	11895'2''	2,2180	1,5170	65,69
SA - UD	670 - I46	11900'	2,1375	1,5170	63,31
SA - UD	I57	11926'6''	2,1195	1,5170	62,78
SA - UD	I56	11928'	2,1350	1,5170	63,24
SA - UD	678 - I47	11959'6''	2,1615	1,5170	64,02
SA - UD	680 - I48	11962'2''	2,2625	1,5170	67,01
SA - UD	682 - I49	11967'2''	2,1865	1,5170	64,76
SA - UE	685 - I50	11978'8''	2,0550	1,5170	60,87
SA - UE	688 - I51	11983'2''	1,9990	1,5170	59,21
SA - UE	699 - I52	12025'	2,0835	1,5170	61,71
SA - UE	702 - I53	12030'2''	1,9020	1,5170	56,33
SA - UE	705 - I54	12042'1''	2,1110	1,5170	62,52
SA - UE	709 - I55	12048'	2,0625	1,5170	61,09

APÉNDICE C - PESO DE LOS TAPONES

FM. (UF)	Muestra	Profundidad	Peso seco (g)	Peso 100 % Sw (g)	Peso Swirr (g)
SJ - UA	489 - I39	10351'11''	154,10	157,46	156,79
SJ - UA	490 - I38	10354'5''	148,95	156,38	151,51
SJ - UA	493 - I37	10360'4''	147,04	156,53	149,03
SJ - UA	496 - I36	10365'3''	146,22	154,02	148,43
SJ - UA	498 - I35	10371'	143,81	151,22	145,82
SJ - UA	508 - I34	10386'10''	146,17	154,75	146,80
SJ - UA	513 - I33	10393'2''	139,08	148,54	139,98
SJ - UA	521 - I32	10410'3''	142,29	152,06	142,83
SJ - UA	523 - I31	10414'5''	147,37	157,38	147,96
SJ - UA	525 - I30	10417'3''	150,67	157,30	152,26
SJ - UA	526 - I29	10419'	150,52	158,77	151,78
SJ - UA	531 - I28	10428'10''	151,81	159,41	153,27
SJ - UA	534 - I27	10434'3''	150,75	158,14	152,42
SJ - UA	540 - I26	10446'3''	150,92	157,29	152,02
SJ - UA	542 - I25	10454'10''	138,91	145,82	140,58
SJ - UA	543 - I24	10460'	143,54	149,68	145,32
SJ - UA	545 - I23	10469'5''	136,61	144,55	138,07
SJ - UA	547 - I22	10473'6''	136,96	144,34	138,11
SJ - UA	549 - I21	10476'6''	136,89	144,51	137,82
SJ - UA	551 - I20	10497'9''	140,76	146,47	142,03
SJ - UA	555 - I19	10504'8''	147,40	151,98	148,24
SJ - UA	556 - I18	10506'5''	139,59	145,58	144,11
SJ - UA	559 - I17	10519'8''	147,61	151,57	150,66
SJ - UA	560 - I16	10521'6''	143,27	146,83	146,07
SJ - UA	565 - I15	10530'5''	132,69	139,98	133,36
SJ - UA	567 - I14	10535'1''	146,56	149,62	148,80
SJ - UA	573 - I13	10543'5''	142,28	147,40	143,59
SJ - UA	575 - I12	10547'8''	152,05	157,60	152,94
SJ - UB	583 - I11	10584'	146,79	154,20	147,97
SJ - UB	591 - I10	10596'1''	152,78	156,39	154,89
SJ - UB	599 - I9	10611'7''	159,65	163,49	162,01
SJ - UB	603 - I8	10617'3''	154,88	158,04	157,19
SJ - UB	608 - I7	10626'	149,49	153,89	151,05
SJ - UB	613 - I6	10632'1''	139,34	147,77	140,24

Apéndice C - Peso de los tapones

FM. (UF)	Muestra	Profundidad	Peso seco (g)	Peso 100 % Sw (g)	Peso Swirr (g)
SJ - UC	617 - I5	10664'	144,07	152,79	145,25
SJ - UC	621 - I4	10670'8''	154,41	158,51	156,00
SJ - UC	627 - I3	10680'1''	149,91	154,98	152,86
SJ - UC	629 - I2	10682'8''	151,45	154,53	153,73
SJ - UC	631 - I1	10685'9''	150,08	155,82	150,98
SJ - UC	632 - I1	10687'	141,17	148,08	141,88
SA - UD	633 - I40	11801'2''	167,70	169,80	169,58
SA - UD	640 - I41	11827'8''	158,79	162,18	161,27
SA - UD	648 - I42	11842'6''	162,46	165,29	164,50
SA - UD	655 - I43	11863'2''	166,86	169,86	169,32
SA - UD	662 - I44	11874'4''	164,59	167,89	167,03
SA - UD	667 - I45	11895'2''	163,78	166,19	165,38
SA - UD	670 - I46	11900'	159,25	160,66	160,39
SA - UD	I57	11926'6''	173,92	174,40	174,33
SA - UD	I56	11928'	156,17	159,22	158,58
SA - UD	678 - I47	11959'6''	161,93	163,76	163,32
SA - UD	680 - I48	11962'2''	167,83	169,74	169,33
SA - UD	682 - I49	11967'2''	160,29	162,12	161,76
SA - UE	685 - I50	11978'8''	150,60	152,99	152,80
SA - UE	688 - I51	11983'2''	148,93	151,02	150,59
SA - UE	699 - I52	12025'	171,09	171,83	171,78
SA - UE	702 - I53	12030'2''	154,61	155,46	155,40
SA - UE	705 - I54	12042'1''	154,56	156,59	156,44
SA - UE	709 - I55	12048'	169,95	170,73	170,54

APÉNDICE D - RESULTADOS DE POROSIDAD PARA LAS MUESTRAS ANALIZADAS

					<i>OMNI Lab</i>
FM. (UF)	Muestra	Profundidad	Porosidad RMN (%)	Porosidad Pesada (%)	Porosidad Conv. (%)
SJ - UA	489 - I39	10351'11''	5,69	5,30	11,9
SJ - UA	490 - I38	10354'5''	11,92	11,29	13,9
SJ - UA	493 - I37	10360'4''	14,38	14,14	11,7
SJ - UA	496 - I36	10365'3''	12,44	11,92	9,0
SJ - UA	498 - I35	10371'	12,19	11,58	12,3
SJ - UA	508 - I34	10386'10''	13,74	13,07	14,6
SJ - UA	513 - I33	10393'2''	15,44	14,92	16,5
SJ - UA	521 - I32	10410'3''	15,57	14,99	16,3
SJ - UA	523 - I31	10414'5''	15,08	14,85	16,0
SJ - UA	525 - I30	10417'3''	10,87	10,21	13,2
SJ - UA	526 - I29	10419'	12,95	12,37	13,2
SJ - UA	531 - I28	10428'10''	11,82	11,52	14,3
SJ - UA	534 - I27	10434'3''	11,74	11,22	12,1
SJ - UA	540 - I26	10446'3''	9,99	9,85	10,7
SJ - UA	542 - I25	10454'10''	12,09	11,26	9,4
SJ - UA	543 - I24	10460'	10,40	9,84	13,2
SJ - UA	545 - I23	10469'5''	13,59	12,99	14,1
SJ - UA	547 - I22	10473'6''	12,20	12,15	13,6
SJ - UA	549 - I21	10476'6''	12,68	12,49	4,7
SJ - UA	551 - I20	10497'9''	9,97	9,46	6,6
SJ - UA	555 - I19	10504'8''	7,85	7,46	9,1
SJ - UA	556 - I18	10506'5''	10,84	9,89	11,6
SJ - UA	559 - I17	10519'8''	7,05	6,43	8,1
SJ - UA	560 - I16	10521'6''	6,79	5,99	8,5
SJ - UA	565 - I15	10530'5''	12,71	12,38	13,1
SJ - UA	567 - I14	10535'1''	5,60	5,09	5,4
SJ - UA	573 - I13	10543'5''	9,00	8,53	7,9
SJ - UA	575 - I12	10547'8''	9,07	8,64	8,8
SJ - UB	583 - I11	10584'	12,24	11,60	6,3
SJ - UB	591 - I10	10596'1''	5,94	5,75	11,2
SJ - UB	599 - I9	10611'7''	6,32	5,84	9,8
SJ - UB	603 - I8	10617'3''	5,11	4,98	7,0
SJ - UB	608 - I7	10626'	7,49	7,05	9,4
SJ - UB	613 - I6	10632'1''	13,60	13,46	14,4

Apéndice D - Resultados de porosidad para las muestras analizadas

					<i>OMNI Lab</i>
FM. (UF)	Muestra	Profundidad	Porosidad RMN (%)	Porosidad Pesada (%)	Porosidad Conv. (%)
SJ - UC	617 - I5	10664'	13,77	13,46	12,8
SJ - UC	621 - I4	10670'8''	6,82	6,42	10,3
SJ - UC	627 - I3	10680'1''	8,31	7,99	9,3
SJ - UC	629 - I2	10682'8''	5,11	4,93	7,0
SJ - UC	631 - I1	10685'9''	9,41	9,01	11,5
SJ - UC	632 - I1	10687'	11,33	11,17	11,7
SA - UD	633 - I40	11801'2''	3,00	3,30	8,2
SA - UD	640 - I41	11827'8''	5,32	5,25	6,9
SA - UD	648 - I42	11842'6''	4,34	4,35	5,2
SA - UD	655 - I43	11863'2''	4,30	4,46	5,8
SA - UD	662 - I44	11874'4''	4,76	4,96	5,8
SA - UD	667 - I45	11895'2''	3,33	3,65	5,7
SA - UD	670 - I46	11900'	2,07	2,21	3,8
SA - UD	I57	11926'6''	1,05	0,76	-
SA - UD	I56	11928'	4,29	4,79	-
SA - UD	678 - I47	11959'6''	2,46	2,84	4,7
SA - UD	680 - I48	11962'2''	2,65	2,83	5,0
SA - UD	682 - I49	11967'2''	2,81	2,81	7,3
SA - UE	685 - I50	11978'8''	3,93	3,90	6,7
SA - UE	688 - I51	11983'2''	3,16	3,51	5,7
SA - UE	699 - I52	12025'	1,51	1,19	1,7
SA - UE	702 - I53	12030'2''	1,81	1,50	1,4
SA - UE	705 - I54	12042'1''	3,17	3,23	6,6
SA - UE	709 - I55	12048'	1,31	1,27	1,9

Para las muestras I56 e I57, no existen análisis convencionales de porosidad de muestras vecinas realizadas por OMNI Lab.

APÉNDICE E - RESULTADOS DE LAS MEDICIONES DE RMN A LA SOLUCIÓN SALINA

Para obtener la porosidad con RMN, es necesario establecer una relación entre el área bajo la curva de la distribución T_2 y el área bajo la curva que se obtendría midiendo un volumen de agua igual al volumen del tapón. Debido a la dificultad que implica reproducir exactamente el volumen de cada tapón con agua, se hace una correlación con volúmenes fácilmente reproducibles y posteriormente con la ecuación obtenida se determina el área que se obtendría con el volumen de agua equivalente al volumen cada tapón.

Volumen (cc)	Área bajo la curva (unidades de área)	# Scans	Área eq. (ua / # scans)
5	701,88	16	43,87
10	1364,12	16	85,26
15	1991,42	16	124,46
20	2688,45	16	168,03
25	3353,52	16	209,59
30	3949,81	16	246,86
35	4629,73	16	289,36
40	5360,12	16	335,01
45	6121,35	16	382,58
50	6649,89	16	415,62

Tabla F.1. Resultados de las mediciones de RMN a la solución de 10.500 ppm de NaCl

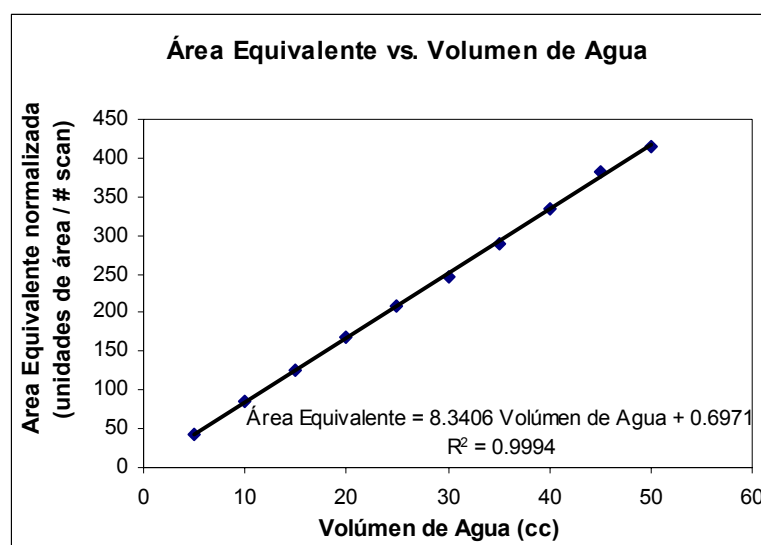


Figura F.1. Correlación obtenida con la medición de RMN de la solución de 10.500 ppm

APÉNDICE F - RESULTADOS DE SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE

FM. (UF)	Nº Muestra	Profundidad	Swirr RMN (%)	Swirr - Peso (%)
SJ - UA	489 - I39	10351'11''	79,58	80,06
SJ - UA	490 - I38	10354'5''	34,43	34,45
SJ - UA	493 - I37	10360'4''	20,72	20,97
SJ - UA	496 - I36	10365'3''	28,66	28,33
SJ - UA	498 - I35	10371'	27,03	27,13
SJ - UA	508 - I34	10386'10''	7,23	7,34
SJ - UA	513 - I33	10393'2''	10,18	9,51
SJ - UA	521 - I32	10410'3''	5,48	5,53
SJ - UA	523 - I31	10414'5''	6,09	5,89
SJ - UA	525 - I30	10417'3''	25,22	23,98
SJ - UA	526 - I29	10419'	16,05	15,27
SJ - UA	531 - I28	10428'10''	19,04	19,21
SJ - UA	534 - I27	10434'3''	22,64	22,60
SJ - UA	540 - I26	10446'3''	17,02	17,27
SJ - UA	542 - I25	10454'10''	24,54	24,17
SJ - UA	543 - I24	10460'	29,63	28,99
SJ - UA	545 - I23	10469'5''	18,03	18,39
SJ - UA	547 - I22	10473'6''	15,44	15,58
SJ - UA	549 - I21	10476'6''	11,63	12,20
SJ - UA	551 - I20	10497'9''	21,76	22,24
SJ - UA	555 - I19	10504'8''	18,60	18,34
SJ - UA	556 - I18	10506'5''	75,13	75,46
SJ - UA	559 - I17	10519'8''	77,26	77,02
SJ - UA	560 - I16	10521'6''	79,42	78,65
SJ - UA	565 - I15	10530'5''	9,87	9,19
SJ - UA	567 - I14	10535'1''	73,87	73,20
SJ - UA	573 - I13	10543'5''	25,38	25,59
SJ - UA	575 - I12	10547'8''	16,68	16,04
SJ - UB	583 - I11	10584'	16,49	15,92
SJ - UB	591 - I10	10596'1''	58,49	58,45
SJ - UB	599 - I9	10611'7''	61,00	61,46
SJ - UB	603 - I8	10617'3''	73,42	73,10
SJ - UB	608 - I7	10626'	35,43	35,45
SJ - UB	613 - I6	10632'1''	11,14	10,68

Apéndice F - Resultados de Saturación de agua irreducible

FM. (UF)	Nº Muestra	Profundidad	Swirr RMN (%)	Swirr - Peso (%)
SJ - UC	617 - I5	10664'	14,95	13,53
SJ - UC	621 - I4	10670'8''	38,91	38,78
SJ - UC	627 - I3	10680'1''	57,35	58,19
SJ - UC	629 - I2	10682'8''	73,24	74,03
SJ - UC	631 - I1	10685'9''	15,62	15,68
SJ - UC	632 - I1	10687'	10,68	10,27
SA - UD	633 - I40	11801'2''	91,85	88,10
SA - UD	640 - I41	11827'8''	73,68	73,16
SA - UD	648 - I42	11842'6''	72,61	72,08
SA - UD	655 - I43	11863'2''	80,58	82,00
SA - UD	662 - I44	11874'4''	73,94	73,94
SA - UD	667 - I45	11895'2''	66,72	66,39
SA - UD	670 - I46	11900'	78,31	80,85
SA - UD	I57	11926'6''	87,73	85,42
SA - UD	I56	11928'	-	79,02
SA - UD	678 - I47	11959'6''	74,01	75,96
SA - UD	680 - I48	11962'2''	78,22	78,53
SA - UD	682 - I49	11967'2''	78,56	80,33
SA - UE	685 - I50	11978'8''	91,50	92,05
SA - UE	688 - I51	11983'2''	83,41	79,43
SA - UE	699 - I52	12025'	90,01	93,24
SA - UE	702 - I53	12030'2''	88,95	92,94
SA - UE	705 - I54	12042'1''	92,87	92,61
SA - UE	709 - I55	12048'	83,04	75,64

Para la muestra I56 no se obtuvo una respuesta satisfactoria de RMN en la condición irreducible (por lo tanto para esta muestra no se determinaron parámetros como T_2 Corte, FFI, BFV y $T_{2 \text{ Mlog}}$), posiblemente debido a la presencia de minerales ferromagnéticos en la muestra (como la pirita), los cuales al oxidarse o reaccionar con el agua con la cual se saturó la muestra pudo posiblemente alterar la respuesta de RMN.

APÉNDICE G - DISTRIBUCIONES DE T_2 CARACTERÍSTICAS POR PETROFACIES

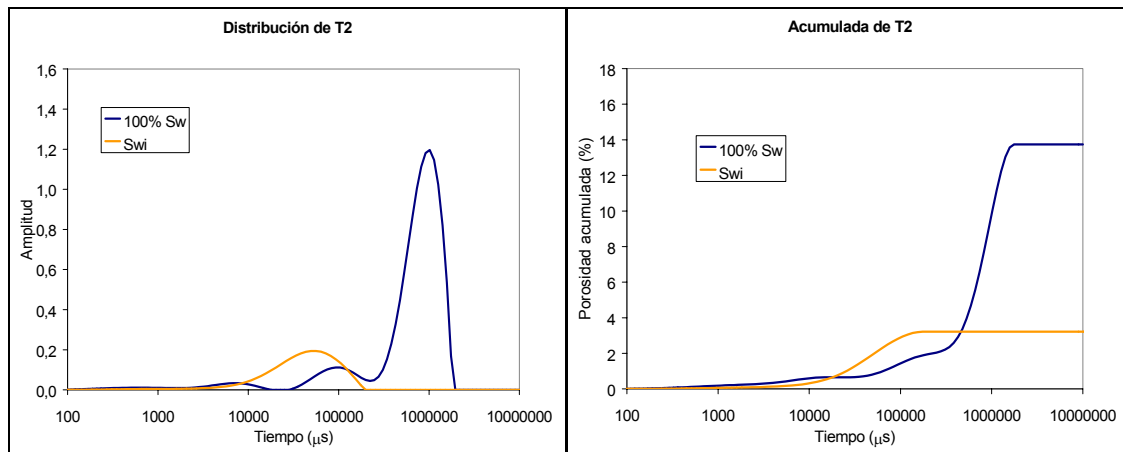


Figura R.1. Respuesta de RMN, muestra perteneciente a la petrofacies Megaporosa Tapón 508 - I34

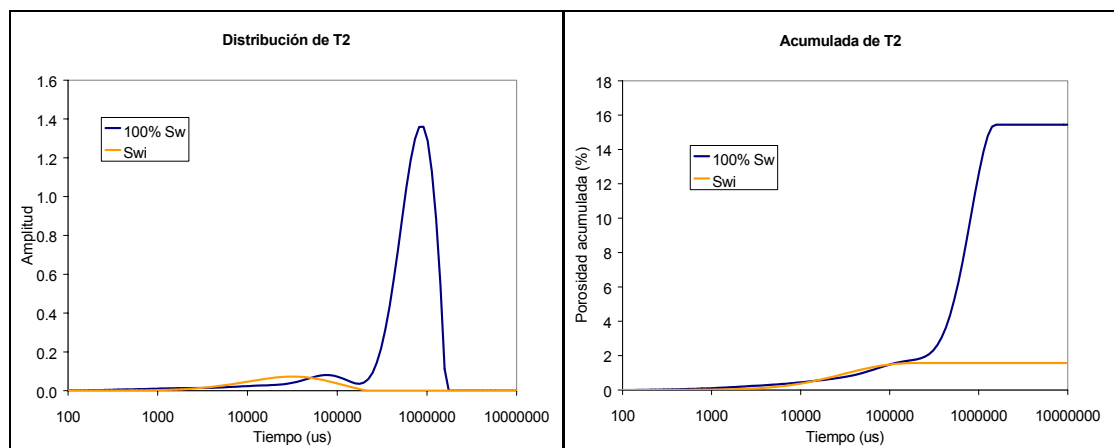


Figura R.2. Respuesta de RMN, muestra perteneciente a la petrofacies Megaporosa Tapón 513 - I33

Apéndice G - Distribuciones de T_2 características por petrofacies

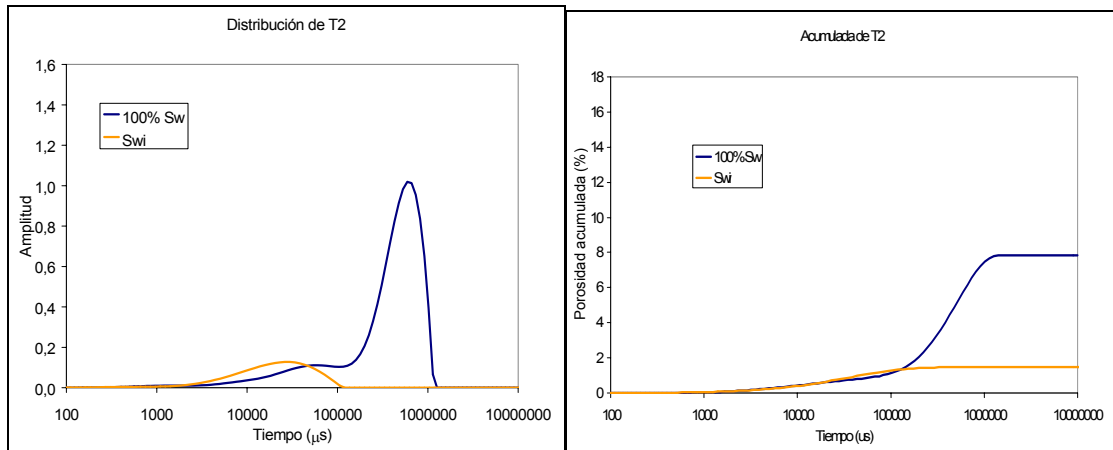


Figura R.3. Respuesta de RMN, muestra perteneciente a la petrofacies Macroporosa
Tapón 545 - I23

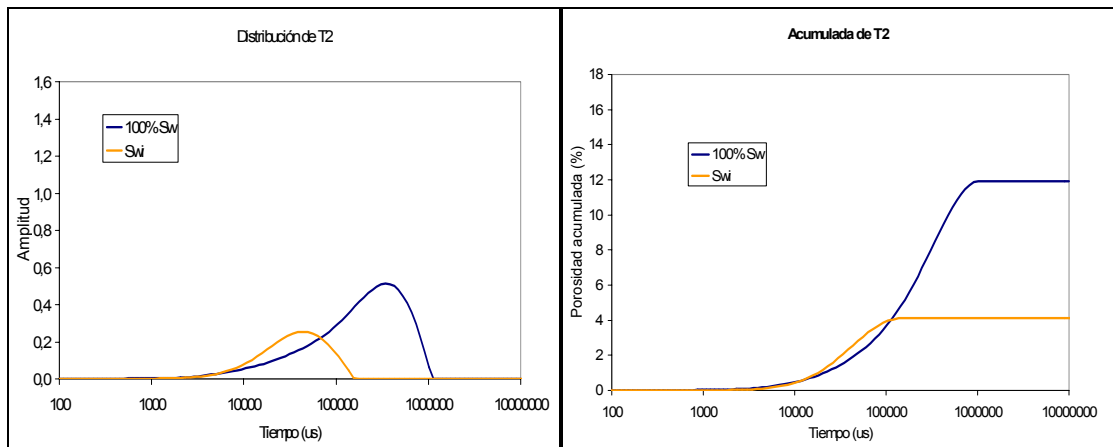


Figura R.4. Respuesta de RMN, muestra perteneciente a la petrofacies Macroporosa
Tapón 490 - I38

Apéndice G - Distribuciones de T_2 características por petrofacies

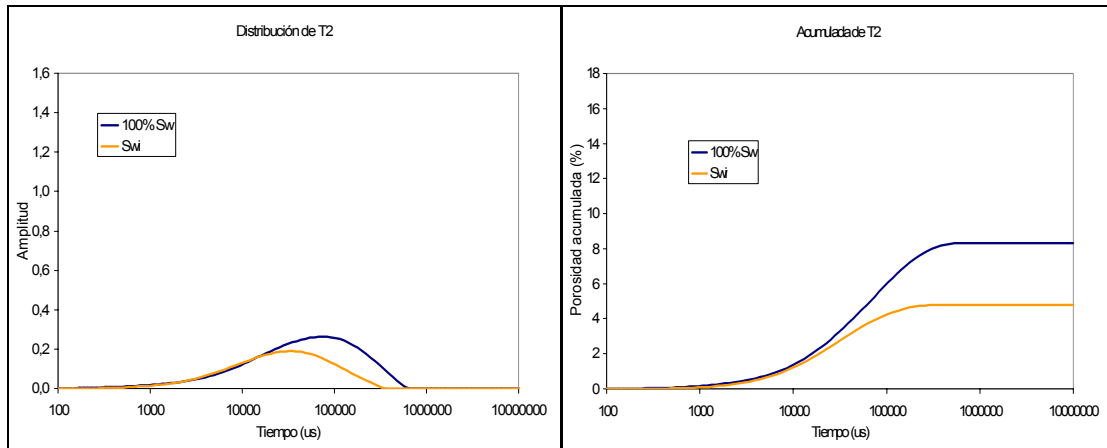


Figura R.5. Respuesta de RMN, muestra perteneciente a la petrofacies Mesoporosa Tapón 627 - I3

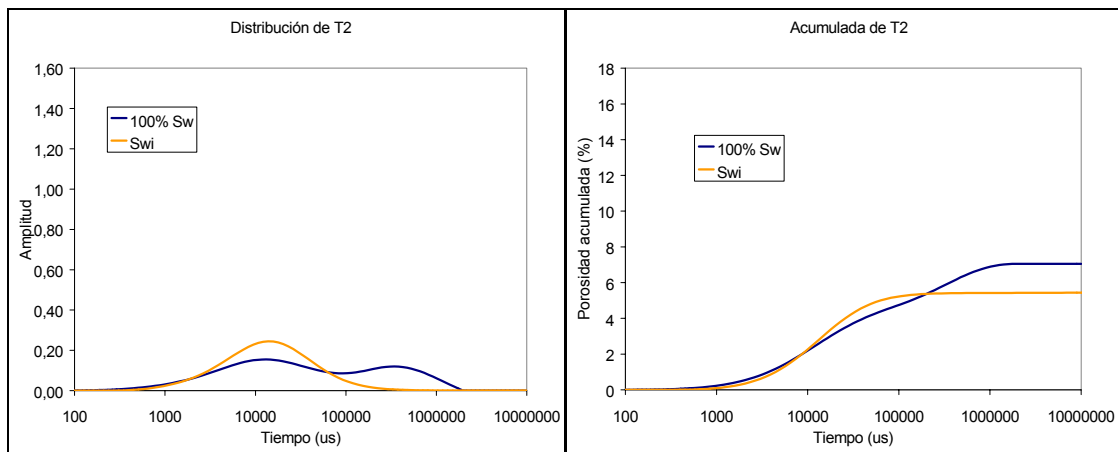


Figura R.6. Respuesta de RMN, muestra perteneciente a la petrofacies Mesoporosa Tapón 559 - I17

Apéndice G - Distribuciones de T_2 características por petrofacies

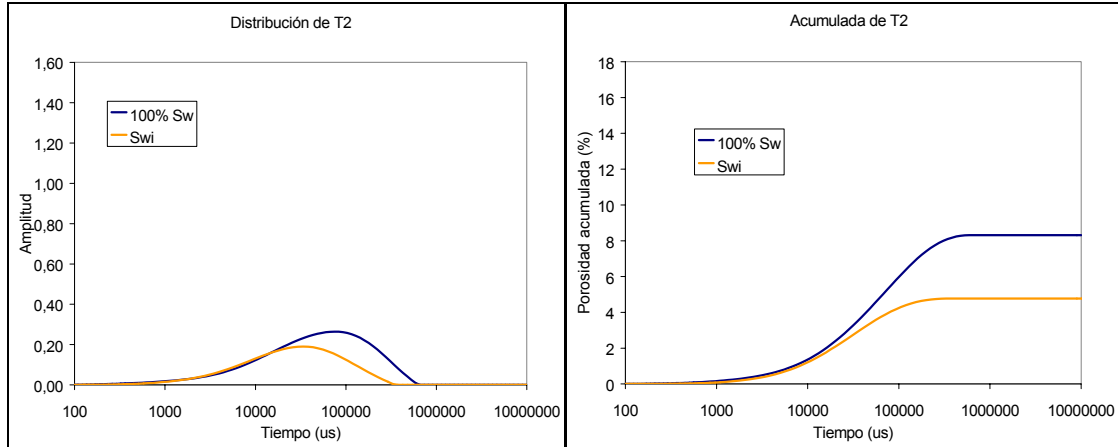


Figura R.7. Respuesta de RMN, muestra perteneciente a la petrofacies Microporosa Tapón 629 - I2

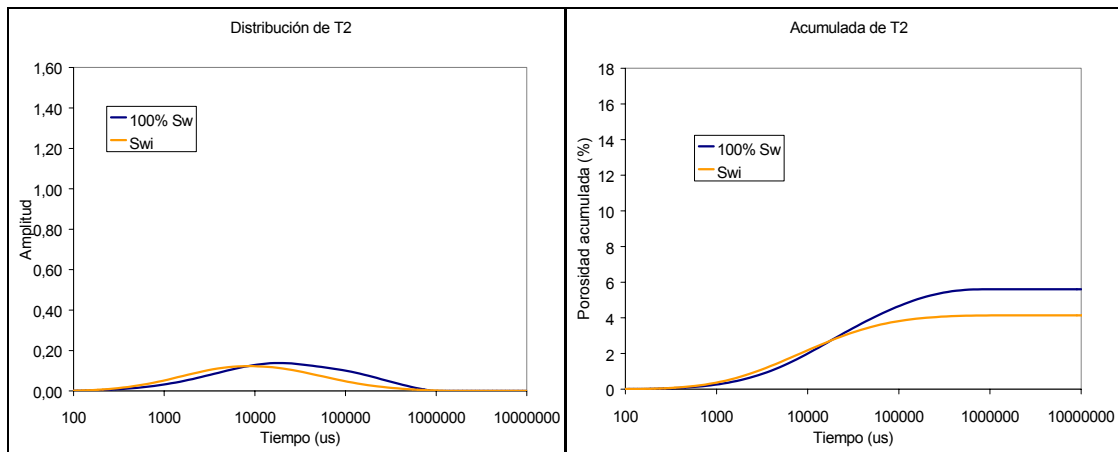


Figura R.8. Respuesta de RMN, muestra perteneciente a la petrofacies Microporosa Tapón 567 - I14

APÉNDICE H – RESULTADOS DE T₂ CORTE, FFI, BFV Y T₂ MLOG

FM. (UF)	Muestra	Profundidad	T ₂ Corte (ms)	FFI	BFV	T ₂ Mlog (ms)
SJ - UA	489 - I39	10351'11''	109,48	20,42	79,58	30,79
SJ - UA	490 - I38	10354'5''	116,65	65,57	34,43	156,93
SJ - UA	493 - I37	10360'4''	188,06	79,28	20,72	364,85
SJ - UA	496 - I36	10365'3''	151,15	71,34	28,66	246,76
SJ - UA	498 - I35	10371'	129,97	72,97	27,03	250,31
SJ - UA	508 - I34	10386'10''	125,64	76,61	23,39	517,23
SJ - UA	513 - I33	10393'2''	116,48	89,82	10,18	498,77
SJ - UA	521 - I32	10410'3''	91,79	94,52	5,48	664,31
SJ - UA	523 - I31	10414'5''	64,57	93,90	6,10	455,83
SJ - UA	525 - I30	10417'3''	107,59	74,70	25,30	180,12
SJ - UA	526 - I29	10419'	121,33	83,95	16,05	385,78
SJ - UA	531 - I28	10428'10''	156,21	80,96	19,04	303,20
SJ - UA	534 - I27	10434'3''	145,51	77,36	22,64	232,26
SJ - UA	540 - I26	10446'3''	109,43	82,98	17,02	292,61
SJ - UA	542 - I25	10454'10''	87,42	75,46	24,54	218,53
SJ - UA	543 - I24	10460'	192,53	70,37	29,63	312,50
SJ - UA	545 - I23	10469'5''	126,18	81,97	18,03	293,18
SJ - UA	547 - I22	10473'6''	147,12	84,56	15,44	511,51
SJ - UA	549 - I21	10476'6''	97,67	88,37	11,63	294,85
SJ - UA	551 - I20	10497'9''	209,01	78,24	21,76	353,52
SJ - UA	555 - I19	10504'8''	141,13	81,40	18,60	272,09
SJ - UA	556 - I18	10506'5''	448,31	24,87	75,13	78,52
SJ - UA	559 - I17	10519'8''	216,86	22,74	77,26	34,15
SJ - UA	560 - I16	10521'6''	173,26	20,58	79,42	27,77
SJ - UA	565 - I15	10530'5''	70,57	90,14	9,86	406,21
SJ - UA	567 - I14	10535'1''	59,08	26,13	73,87	19,29
SJ - UA	573 - I13	10543'5''	87,16	74,62	25,38	148,64
SJ - UA	575 - I12	10547'8''	75,55	83,32	16,68	172,82
SJ - UB	583 - I11	10584'	65,89	83,51	16,49	231,98
SJ - UB	591 - I10	10596'1''	49,23	41,51	58,49	34,65
SJ - UB	599 - I9	10611'7''	77,25	39,00	61,00	49,07
SJ - UB	603 - I8	10617'3''	80,64	26,58	73,42	29,93

Apéndice H – Resultados de T₂ Corte, FFI, BFV y T₂ MLog

FM. (UF)	Muestra	Profundidad	T ₂ Corte (ms)	FFI	BFV	T ₂ Mlog (ms)
SJ - UB	608 - I7	10626'	78,75	64,57	35,43	115,57
SJ - UB	613 - I6	10632'1''	78,77	88,86	11,14	561,83
SJ - UC	617 - I5	10664'	74,07	85,05	14,95	248,05
SJ - UC	621 - I4	10670'8''	766,75	61,09	38,91	159,57
SJ - UC	627 - I3	10680'1''	60,54	42,65	57,35	40,88
SJ - UC	629 - I2	10682'8''	69,61	26,76	73,24	25,97
SJ - UC	631 - I1	10685'9''	49,09	84,38	15,62	239,39
SJ - UC	632 - I1	10687'	69,24	89,32	10,68	442,52
SA - UD	633 - I40	11801'2''	99,92	8,15	91,85	3,22
SA - UD	640 - I41	11827'8''	73,72	26,32	73,68	25,01
SA - UD	648 - I42	11842'6''	150,94	27,39	72,61	41,43
SA - UD	655 - I43	11863'2''	90,92	19,42	80,58	23,74
SA - UD	662 - I44	11874'4''	121,39	26,06	73,94	38,62
SA - UD	667 - I45	11895'2''	153,34	33,28	66,72	50,97
SA - UD	670 - I46	11900'	174,87	21,73	78,27	32,86
SA - UD	I57	11926'6''	13,52	12,27	87,73	2,95
SA - UD	I56	11928'	-	-	-	-
SA - UD	678 - I47	11959'6''	4,49	25,99	74,01	2,27
SA - UD	680 - I48	11962'2''	200,14	21,78	78,22	41,80
SA - UD	682 - I49	11967'2''	248,49	21,44	78,56	43,04
SA - UE	685 - I50	11978'8''	400,49	8,50	91,50	48,16
SA - UE	688 - I51	11983'2''	179,34	16,59	83,41	25,59
SA - UE	699 - I52	12025'	21,29	9,94	90,06	2,72
SA - UE	702 - I53	12030'2''	13,54	10,48	89,52	1,94
SA - UE	705 - I54	12042'1''	113,33	6,83	93,17	7,29
SA - UE	709 - I55	12048'	65,19	16,96	83,04	13,42

La relación que hay entre la presión capilar y el tiempo de relajación transversal (T_2), está basada en la relación que existe entre el radio de poro y la garganta poral. Inicialmente se debe plantear la ecuación que define el tiempo de relajación transversal y definir el mecanismo de relajación predominante, como se realiza a continuación:

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

Simplificación que se realiza debido a que, como se explicó en el Capítulo 2, los efectos de relajación por difusión (T_{2S}) se minimizan utilizando la secuencia CPMG y un tiempo entre ecos corto; igualmente la relajación por efectos del fluido ocurre en poros muy grandes o con fluidos no mojantes, en este caso como el agua moja la roca y es un fluido con una viscosidad muy baja, este efecto también es despreciable. Por esta razón la relajación por interacciones con la superficie del poro es el efecto predominante en la relación transversal de los protones en las muestras analizadas, este efecto se describe con la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{T_{2S}} = \rho \cdot \frac{S}{V} \quad (\text{Ec. G.2.})$$

Donde si se toma en cuenta que el volumen del poro se determina como el volumen de la esfera más grande que puede ser dibujada dentro del mismo, entonces la superficie y el volumen que se toma en cuenta en la ecuación G.2. debe ser el de una esfera, resolviendo queda:

$$\frac{1}{T_{2S}} = \rho \cdot \frac{4 \cdot \pi \cdot R^2}{\frac{4}{3} \cdot \pi \cdot R^3} \rightarrow \frac{1}{T_{2S}} = \rho \cdot \frac{3}{R} \quad (\text{Ec. G.3.})$$

Donde **R** representa el radio del poro.

Apéndice I - Deducción de la ecuación utilizada para determinar P_c a partir de RMN

Se ha mencionado que mediante estudios de laboratorio se ha determinado que existe una estrecha relación entre el radio de garganta poral y el radio de poro, donde ambos se pueden relacionar a través de una constante, denominada factor de forma (F_s):

$$F_s = \frac{R}{r} \quad (\text{Ec. G.4.})$$

Donde r representa el radio de la garganta poral. Si se sustituye la ecuación G.4. en la G.3. queda:

$$\frac{1}{T_{2S}} = \rho \cdot \frac{3}{F_s \cdot r} \quad (\text{Ec. G.5.})$$

La ecuación utilizada para determinar la presión capilar que fue desarrollada por Washburn en 1921 ⁽²⁴⁾, se expresa de la siguiente manera:

$$P_c = -\frac{2 \cdot \gamma \cdot \cos \theta}{r} \quad (\text{Ec. G.6.})$$

Donde si se despeja el termino del radio de garganta poral de la ecuación G.5. y se sustituye en la ecuación de Washburn, queda:

$$P_c = -\frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta}{\left(\rho \cdot \frac{3 \cdot T_2}{F_s}\right)} \rightarrow P_c = \left(\frac{2 \cdot \sigma \cdot \cos \theta \cdot F_s}{(3 \cdot \rho)}\right) \frac{1}{T_2} \rightarrow \boxed{P_c = \frac{C}{T_2}} \quad (\text{Ec. G.7.})$$

Donde se puede observar que la constante C esta relacionada con la relaxividad de la roca, el radio de poro y garganta poral y los fluidos utilizados para determinar la presión capilar. Esta última ecuación (G.7) es la que se utiliza para construir las curvas de pseudo presión capilar a partir de los datos de RMN.

APÉNDICE J – PERMEABILIDAD DETERMINADA POR EL MODELO DE TIMUR-COATES

El modelo de fluido o libre, mejor conocido como Timur–Coates utiliza la ecuación mostrada a continuación:

$$K = a \cdot \phi_{RMN}^b \cdot \left(\frac{FFI}{BFV} \right)^c$$

Para las muestras analizadas los coeficientes a, b y c, se determinaron utilizando regresiones para minimizar la desviación estándar existente entre los datos de permeabilidad generados por el modelo y los resultados de análisis convencionales (permeámetro PDPK - 400).

A continuación se muestran los coeficientes obtenidos para cada Formación y los resultados generados por el modelo:

Formación San Juan	
a	5.422
b	-1.495
c	3.905

Fm. (UF)	Muestra	Profundidad	Timur-Coates (md)	PDPK – 400 (md)
SJ - UA	489 - I39	10351'11''	0.002	0.83
SJ - UA	490 - I38	10354'5''	1.65	30.26
SJ - UA	493 - I37	10360'4''	19.01	274.60
SJ - UA	496 - I36	10365'3''	4.41	2.20
SJ - UA	498 - I35	10371'	6.24	73.52
SJ - UA	508 - I34	10386'10''	11.10	837.20
SJ - UA	513 - I33	10393'2''	446.02	416.00
SJ - UA	521 - I32	10410'3''	6042.67	2018.00
SJ - UA	523 - I31	10414'5''	4073.97	4008.00
SJ - UA	525 - I30	10417'3''	10.49	145.20
SJ - UA	526 - I29	10419'	75.28	272.40

Apéndice J – Permeabilidad determinada por el Modelo de Timur-Coates

Fm. (UF)	Muestra	Profundidad	Timur-Coates (md)	PDPK – 400 (md)
SJ - UA	531 - I28	10428'10''	38.52	55.24
SJ - UA	534 - I27	10434'3''	16.58	58.10
SJ - UA	540 - I26	10446'3''	84.39	96.70
SJ - UA	542 - I25	10454'10''	10.50	25.42
SJ - UA	543 - I24	10460'	4.80	22.80
SJ - UA	545 - I23	10469'5''	40.54	44.24
SJ - UA	547 - I22	10473'6''	98.40	36.38
SJ - UA	549 - I21	10476'6''	334.08	302.00
SJ - UA	551 - I20	10497'9''	25.78	8.09
SJ - UA	555 - I19	10504'8''	79.35	2.76
SJ - UA	556 - I18	10506'5''	0.0021	0.79
SJ - UA	559 - I17	10519'8''	0.0025	1.56
SJ - UA	560 - I16	10521'6''	0.0016	0.41
SJ - UA	565 - I15	10530'5''	684.70	14.12
SJ - UA	567 - I14	10535'1''	0.01	0.27
SJ - UA	573 - I13	10543'5''	13.68	12.76
SJ - UA	575 - I12	10547'8''	107.29	27.00
SJ - UB	583 - I11	10584'	72.28	258.40
SJ - UB	591 - I10	10596'1''	0.10	1.20
SJ - UB	599 - I9	10611'7''	0.06	0.61
SJ - UB	603 - I8	10617'3''	0.01	0.41
SJ - UB	608 - I7	10626'	2.79	25.22
SJ - UB	613 - I6	10632'1''	363.45	788.40
SJ - UC	617 - I5	10664'	95.31	119.20
SJ - UC	621 - I4	10670'8''	1.79	4.30
SJ - UC	627 - I3	10680'1''	0.07	1.45
SJ - UC	629 - I2	10682'8''	0.01	0.20
SJ - UC	631 - I1	10685'9''	137.60	45.84
SJ - UC	632 - I1	10687'	575.17	956.20

Apéndice J – Permeabilidad determinada por el Modelo de Timur-Coates

Formación San Antonio	
a	0,048
b	0,988
c	0,192

Fm. (UF)	Muestra	Profundidad	Timur-Coates (md)	PDPK – 400 (md)
SA - UD	633 - I40	11801'2''	0,089	0,058
SA - UD	640 - I41	11827'8''	0,204	0,155
SA - UD	648 - I42	11842'6''	0,169	0,256
SA - UD	655 - I43	11863'2''	0,153	0,129
SA - UD	662 - I44	11874'4''	0,183	0,210
SA - UD	667 - I45	11895'2''	0,137	0,160
SA - UD	670 - I46	11900'	0,076	0,123
SA - UD	I57	11926'6''	0,034	0,009
SA - UD	678 - I47	11959'6''	0,095	0,047
SA - UD	680 - I48	11962'2''	0,098	0,056
SA - UD	682 - I49	11967'2''	0,103	0,037
SA - UE	685 - I50	11978'8''	0,117	0,058
SA - UE	688 - I51	11983'2''	0,109	0,058
SA - UE	699 - I52	12025'	0,047	0,015
SA - UE	702 - I53	12030'2''	0,057	0,010
SA - UE	705 - I54	12042'1''	0,091	0,037
SA - UE	709 - I55	12048'	0,046	0,626

Las muestras resaltadas en color rojo no fueron tomadas en cuenta para determinar los coeficientes a, b y c, ni para las correlaciones realizadas entre el modelo de Timur - Coates y los resultados obtenidos con el permeámetro PDPK – 400.

APÉNDICE K – PERMEABILIDAD DETERMINADA POR EL MODELO DE TIMUR MODIFICADO

Una variación fue realizada al Modelo de Timur en este trabajo y se denominó Modelo de Timur Modificado, el cual utiliza la ecuación mostrada a continuación:

$$K = a \cdot \phi_{RMN}^b \cdot \left(\frac{1}{BFV} \right)^c$$

Para las muestras analizadas los coeficientes a, b y c, se determinaron utilizando regresiones para minimizar la desviación estándar existente entre los datos de permeabilidad generados por el modelo y los resultados de análisis convencionales (permeámetro PDPK - 400).

A continuación se muestran los coeficientes obtenidos para cada Formación y los resultados generados por el modelo:

Formación San Juan	
a	38434198
b	-0.727
c	3.988

Fm. (UF)	Muestra	Profundidad	Timur Modificado (md)	PDPK – 400 (md)
SJ - UA	489 - I39	10351'11''	0.29	0.83
SJ - UA	490 - I38	10354'5''	4.71	30.26
SJ - UA	493 - I37	10360'4''	31.16	274.60
SJ - UA	496 - I36	10365'3''	9.49	2.20
SJ - UA	498 - I35	10371'	12.17	73.52
SJ - UA	508 - I34	10386'10''	19.88	837.20
SJ - UA	513 - I33	10393'2''	503.13	416.00
SJ - UA	521 - I32	10410'3''	5919.06	2018.00
SJ - UA	523 - I31	10414'5''	3959.26	4008.00
SJ - UA	525 - I30	10417'3''	17.21	145.20
SJ - UA	526 - I29	10419'	93.01	272.40

Apéndice K – Permeabilidad determinada por el Modelo de Timur Modificado

Fm. (UF)	Muestra	Profundidad	Timur Modificado (md)	PDPK – 400 (md)
SJ - UA	531 - I28	10428'10''	50.38	55.24
SJ - UA	534 - I27	10434'3''	25.39	58.10
SJ - UA	540 - I26	10446'3''	88.96	96.70
SJ - UA	542 - I25	10454'10''	18.01	25.42
SJ - UA	543 - I24	10460'	9.48	22.80
SJ - UA	545 - I23	10469'5''	56.51	44.24
SJ - UA	547 - I22	10473'6''	113.30	36.38
SJ - UA	549 - I21	10476'6''	341.38	302.00
SJ - UA	551 - I20	10497'9''	33.44	8.09
SJ - UA	555 - I19	10504'8''	74.39	2.76
SJ - UA	556 - I18	10506'5''	0.22	0.79
SJ - UA	559 - I17	10519'8''	0.28	1.56
SJ - UA	560 - I16	10521'6''	0.25	0.41
SJ - UA	565 - I15	10530'5''	657.64	14.12
SJ - UA	567 - I14	10535'1''	0.39	0.27
SJ - UA	573 - I13	10543'5''	19.50	12.76
SJ - UA	575 - I12	10547'8''	103.52	27.00
SJ - UB	583 - I11	10584'	72.28	258.40
SJ - UB	591 - I10	10596'1''	0.10	1.20
SJ - UB	599 - I9	10611'7''	0.06	0.61
SJ - UB	603 - I8	10617'3''	0.01	0.41
SJ - UB	608 - I7	10626'	2.79	25.22
SJ - UB	613 - I6	10632'1''	363.45	788.40
SJ - UC	617 - I5	10664'	95.31	119.20
SJ - UC	621 - I4	10670'8''	1.79	4.30
SJ - UC	627 - I3	10680'1''	0.07	1.45
SJ - UC	629 - I2	10682'8''	0.01	0.20
SJ - UC	631 - I1	10685'9''	137.60	45.84
SJ - UC	632 - I1	10687'	575.17	956.20

Apéndice K – Permeabilidad determinada por el Modelo de Timur Modificado

Formación San Antonio	
a	663
b	-1.430
c	1.578

Fm. (UF)	Muestra	Profundidad	Timur Modificado (md)	PDPK – 400 (md)
SA - UD	633 - I40	11801'2''	0,110	0,058
SA - UD	640 - I41	11827'8''	0,069	0,155
SA - UD	648 - I42	11842'6''	0,094	0,256
SA - UD	655 - I43	11863'2''	0,081	0,129
SA - UD	662 - I44	11874'4''	0,080	0,210
SA - UD	667 - I45	11895'2''	0,157	0,160
SA - UD	670 - I46	11900'	0,241	0,123
SA - UD	I57	11926'6''	0,529	0,009
SA - UD	678 - I47	11959'6''	0,206	0,047
SA - UD	680 - I48	11962'2''	0,169	0,056
SA - UD	682 - I49	11967'2''	0,154	0,037
SA - UE	685 - I50	11978'8''	0,075	0,058
SA - UE	688 - I51	11983'2''	0,119	0,058
SA - UE	699 - I52	12025'	0,303	0,015
SA - UE	702 - I53	12030'2''	0,239	0,010
SA - UE	705 - I54	12042'1''	0,100	0,037
SA - UE	709 - I55	12048'	0,422	0,626

Las muestras resaltadas en color rojo no fueron tomadas en cuenta para determinar los coeficientes a, b y c, ni para las correlaciones realizadas entre el modelo de Timur Modificado y los resultados obtenidos con el permeámetro PDPK – 400.

APÉNDICE L – PERMEABILIDAD DETERMINADA POR EL MODELO SDR

El modelo del T_2 medio, mejor conocido como modelo SDR utiliza la ecuación mostrada a continuación:

$$K = a \cdot \phi_{RMN}^b \cdot (T_{2MLOG})^c$$

Para las muestras analizadas los coeficientes a, b y c, se determinaron utilizando regresiones para minimizar la desviación estándar existente entre los datos de permeabilidad generados por el modelo y los resultados de análisis convencionales (permeámetro PDPK - 400).

A continuación se muestran los coeficientes obtenidos para cada Formación y los resultados generados por el modelo:

Formación San Juan	
a	2.000
b	2.022
c	0.106

Fm. (UF)	Muestra	Profundidad	SDR (md)	PDPK – 400 (md)
SJ - UA	489 - I39	10351'11''	96.62	0.83
SJ - UA	490 - I38	10354'5''	511.87	30.26
SJ - UA	493 - I37	10360'4''	818.90	274.60
SJ - UA	496 - I36	10365'3''	586.27	2.20
SJ - UA	498 - I35	10371'	563.06	73.52
SJ - UA	508 - I34	10386'10''	774.36	837.20
SJ - UA	513 - I33	10393'2''	977.14	416.00
SJ - UA	521 - I32	10410'3''	1024.82	2018.00
SJ - UA	523 - I31	10414'5''	923.04	4008.00
SJ - UA	525 - I30	10417'3''	431.76	145.20
SJ - UA	526 - I29	10419'	666.28	272.40

Apéndice L – Permeabilidad determinada por el Modelo SDR

Fm. (UF)	Muestra	Profundidad	SDR (md)	PDPK – 400 (md)
SJ - UA	531 - I28	10428'10''	540.08	55.24
SJ - UA	534 - I27	10434'3''	517.49	58.10
SJ - UA	540 - I26	10446'3''	382.99	96.70
SJ - UA	542 - I25	10454'10''	545.50	25.42
SJ - UA	543 - I24	10460'	418.03	22.80
SJ - UA	545 - I23	10469'5''	713.56	44.24
SJ - UA	547 - I22	10473'6''	608.87	36.38
SJ - UA	549 - I21	10476'6''	620.47	302.00
SJ - UA	551 - I20	10497'9''	388.92	8.09
SJ - UA	555 - I19	10504'8''	233.55	2.76
SJ - UA	556 - I18	10506'5''	392.51	0.79
SJ - UA	559 - I17	10519'8''	150.55	1.56
SJ - UA	560 - I16	10521'6''	136.74	0.41
SJ - UA	565 - I15	10530'5''	644.71	14.12
SJ - UA	567 - I14	10535'1''	89.16	0.27
SJ - UA	573 - I13	10543'5''	288.67	12.76
SJ - UA	575 - I12	10547'8''	298.12	27.00
SJ - UB	583 - I11	10584'	563.22	258.40
SJ - UB	591 - I10	10596'1''	106.82	1.20
SJ - UB	599 - I9	10611'7''	125.78	0.61
SJ - UB	603 - I8	10617'3''	77.70	0.41
SJ - UB	608 - I7	10626'	193.63	25.22
SJ - UB	613 - I6	10632'1''	766.01	788.40
SJ - UC	617 - I5	10664'	720.16	119.20
SJ - UC	621 - I4	10670'8''	166.06	4.30
SJ - UC	627 - I3	10680'1''	214.02	1.45
SJ - UC	629 - I2	10682'8''	76.29	0.20
SJ - UC	631 - I1	10685'9''	332.08	45.84
SJ - UC	632 - I1	10687'	515.67	956.20

Apéndice L – Permeabilidad determinada por el Modelo SDR

Formación San Antonio	
a	0.005
b	1.078
c	0.506

Fm. (UF)	Muestra	Profundidad	SDR (md)	PDPK – 400 (md)
SA - UD	633 - I40	11801'2''	0,028	0,058
SA - UD	640 - I41	11827'8''	0,145	0,155
SA - UD	648 - I42	11842'6''	0,151	0,256
SA - UD	655 - I43	11863'2''	0,113	0,129
SA - UD	662 - I44	11874'4''	0,161	0,210
SA - UD	667 - I45	11895'2''	0,126	0,160
SA - UD	670 - I46	11900'	0,060	0,123
SA - UD	I57	11926'6''	0,009	0,009
SA - UD	678 - I47	11959'6''	0,019	0,047
SA - UD	680 - I48	11962'2''	0,089	0,056
SA - UD	682 - I49	11967'2''	0,096	0,037
SA - UE	685 - I50	11978'8''	0,146	0,058
SA - UE	688 - I51	11983'2''	0,084	0,058
SA - UE	699 - I52	12025'	0,012	0,015
SA - UE	702 - I53	12030'2''	0,012	0,010
SA - UE	705 - I54	12042'1''	0,044	0,037
SA - UE	709 - I55	12048'	0,023	0,626

APÉNDICE M – PERMEABILIDAD DETERMINADA POR EL MODELO ROMERO - SALAZAR

El modelo Romero - Salazar utiliza la ecuación mostrada a continuación:

$$K = a \cdot \phi_{RMN}^b \cdot (FFI)^c$$

Para las muestras analizadas los coeficientes a, b y c, se determinaron utilizando regresiones para minimizar la desviación estándar existente entre los datos de permeabilidad generados por el modelo y los resultados de análisis convencionales (permeámetro PDPK - 400).

A continuación se muestran los coeficientes obtenidos para cada Formación y los resultados generados por el modelo:

Formación San Juan	
a	1.500
b	1.498
c	0.682

Fm. (UF)	Muestra	Profundidad	Romero - Salazar (md)	PDPK – 400 (md)
SJ - UA	489 - I39	10351'11''	158.75	0.83
SJ - UA	490 - I38	10354'5''	1065.20	30.26
SJ - UA	493 - I37	10360'4''	1607.45	274.60
SJ - UA	496 - I36	10365'3''	1204.15	2.20
SJ - UA	498 - I35	10371'	1185.47	73.52
SJ - UA	508 - I34	10386'10''	1465.93	837.20
SJ - UA	513 - I33	10393'2''	1946.72	416.00
SJ - UA	521 - I32	10410'3''	2041.70	2018.00
SJ - UA	523 - I31	10414'5''	1937.47	4008.00
SJ - UA	525 - I30	10417'3''	1015.39	145.20
SJ - UA	526 - I29	10419'	1428.33	272.40

Apéndice M – Permeabilidad determinada por el Modelo Romero - Salazar

Fm. (UF)	Muestra	Profundidad	Romero - Salazar (md)	PDPK – 400 (md)
SJ - UA	531 - I28	10428'10''	1215.52	55.24
SJ - UA	534 - I27	10434'3''	1165.80	58.10
SJ - UA	540 - I26	10446'3''	960.93	96.70
SJ - UA	542 - I25	10454'10''	1197.49	25.42
SJ - UA	543 - I24	10460'	911.55	22.80
SJ - UA	545 - I23	10469'5''	1510.69	44.24
SJ - UA	547 - I22	10473'6''	1313.32	36.38
SJ - UA	549 - I21	10476'6''	1433.15	302.00
SJ - UA	551 - I20	10497'9''	919.92	8.09
SJ - UA	555 - I19	10504'8''	661.23	2.76
SJ - UA	556 - I18	10506'5''	476.81	0.79
SJ - UA	559 - I17	10519'8''	235.43	1.56
SJ - UA	560 - I16	10521'6''	208.13	0.41
SJ - UA	565 - I15	10530'5''	1457.37	14.12
SJ - UA	567 - I14	10535'1''	183.67	0.27
SJ - UA	573 - I13	10543'5''	764.43	12.76
SJ - UA	575 - I12	10547'8''	834.21	27.00
SJ - UB	583 - I11	10584'	1307.86	258.40
SJ - UB	591 - I10	10596'1''	274.98	1.20
SJ - UB	599 - I9	10611'7''	289.45	0.61
SJ - UB	603 - I8	10617'3''	162.10	0.41
SJ - UB	608 - I7	10626'	525.49	25.22
SJ - UB	613 - I6	10632'1''	1598.63	788.40
SJ - UC	617 - I5	10664'	1580.35	119.20
SJ - UC	621 - I4	10670'8''	440.33	4.30
SJ - UC	627 - I3	10680'1''	462.71	1.45
SJ - UC	629 - I2	10682'8''	162.48	0.20
SJ - UC	631 - I1	10685'9''	888.37	45.84
SJ - UC	632 - I1	10687'	1219.29	956.20

Apéndice M – Permeabilidad determinada por el Modelo Romero - Salazar

Formación San Antonio	
a	0.982
b	-1.975
c	0.324

Fm. (UF)	Muestra	Profundidad	Romero - Salazar (md)	PDPK – 400 (md)
SA - UD	633 - I40	11801'2''	0,22	0,058
SA - UD	640 - I41	11827'8''	0,10	0,155
SA - UD	648 - I42	11842'6''	0,16	0,256
SA - UD	655 - I43	11863'2''	0,14	0,129
SA - UD	662 - I44	11874'4''	0,13	0,210
SA - UD	667 - I45	11895'2''	0,28	0,160
SA - UD	670 - I46	11900'	0,63	0,123
SA - UD	I57	11926'6''	2,00	0,009
SA - UD	678 - I47	11959'6''	0,48	0,047
SA - UD	680 - I48	11962'2''	0,39	0,056
SA - UD	682 - I49	11967'2''	0,34	0,037
SA - UE	685 - I50	11978'8''	0,13	0,058
SA - UE	688 - I51	11983'2''	0,25	0,058
SA - UE	699 - I52	12025'	0,92	0,015
SA - UE	702 - I53	12030'2''	0,66	0,010
SA - UE	705 - I54	12042'1''	0,19	0,037
SA - UE	709 - I55	12048'	1,44	0,626

APÉNDICE N - DEDUCCIÓN DE LA ECUACIÓN DE LA TENDENCIA LINEAL QUE MINIMIZA ERROR EN X

Si se tienen unos puntos como los mostrados en la Figura N.1, a través de los cuales se desea trazar una línea de tendencia que minimice el error en el eje X, o en otras palabras, que la diferencia existente entre el punto y la recta de tendencia, en el eje de las abscisas (eje X), sea mínima entonces se debe aplicar el método desarrollado a continuación, el cual se diferencia del método de mínimos cuadrados convencional.

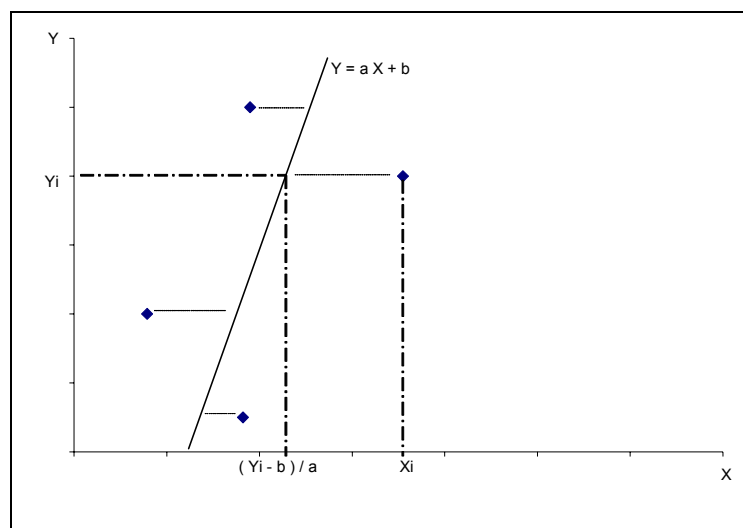


Figura N.1 Recta de mejor ajuste que minimiza el error en X

La ecuación de la recta de pendiente “a” es la siguiente: $y = a \cdot x + b$, por lo tanto el valor de x será: $x = \frac{(y-b)}{a} \rightarrow x = c \cdot y - d$, haciendo un cambio de variable donde: $c = \frac{1}{a}$ y $d = \frac{b}{a}$

Para minimizar el error en “x”, se debe considerar un error, denominado “E”, el cual será una función de dos variables, en la cual se busca el mínimo valor de los términos “c” y “d”.

La ecuación que describe el error es la siguiente: $E = \sum_{i=1}^n [x_i - (c \cdot y_i - d)]$

Apéndice N - Tendencia lineal que minimiza error en X

Para buscar el mínimo de cada término (“c” y “d”) se deriva parcialmente el término del error mostrándose el desarrollo a continuación:

$$\frac{\partial}{\partial c} \sum_{i=1}^n [x_i - (c \cdot y_i - d)]^2 = 0 \quad \rightarrow \quad c \cdot \sum y_i^2 - d \cdot \sum y_i = \sum x_i \cdot y_i \quad \text{Ec. A}$$

$$\frac{\partial}{\partial d} \sum_{i=1}^n [x_i - (c \cdot y_i - d)]^2 = 0 \quad \rightarrow \quad c \cdot \sum y_i - d \cdot n = \sum x_i \quad \text{Ec. B}$$

Multiplicando Ec. A * n y Ec. B * $\sum(-y_i)$ entonces queda:

$$\text{Ec. A} * n \quad \rightarrow \quad c \cdot n \cdot \sum y_i^2 - d \cdot n \cdot \sum y_i = n \cdot \sum x_i \cdot y_i$$

$$\text{Ec. B} * \sum(-y_i) \rightarrow \quad -c \cdot \sum y_i^2 + d \cdot n \cdot \sum y_i = -\sum x_i \cdot \sum y_i$$

$$c \cdot \left(n \cdot \sum y_i^2 - \left(\sum y_i \right)^2 \right) = n \cdot \sum x_i \cdot y_i - \sum x_i \cdot \sum y_i$$

$$\therefore c = \frac{n \cdot \sum x_i \cdot y_i - \sum x_i \cdot \sum y_i}{n \cdot \sum y_i^2 - \left(\sum y_i \right)^2} \quad \text{Sustituyendo en Ec. B}$$

$$\text{Ec. B: } c \cdot \sum y_i - d \cdot n = \sum x_i \quad \rightarrow \quad d \cdot n = c \cdot \sum y_i - \sum x_i \quad \text{sustituyendo c queda:}$$

$$\rightarrow \quad d \cdot n = \left(\frac{n \cdot \sum x_i \cdot y_i - \sum x_i \cdot \sum y_i}{n \cdot \sum y_i^2 - \left(\sum y_i \right)^2} \right) \cdot \sum y_i - \sum x_i$$

Apéndice N - Tendencia lineal que minimiza error en X

$$\therefore d = \left(\frac{\sum x_i \cdot y_i \cdot \sum y_i - \sum x_i \cdot \sum y_i^2}{n \cdot \sum y_i^2 - \left(\sum y_i \right)^2} \right)$$

Una vez hallados los términos “c” y “d”, se pueden hallar las ecuaciones correspondientes a la pendiente y al término independiente de la recta de ajuste, mostrándose el cambio de variables a continuación:

$$c = \frac{1}{a} \rightarrow a = \frac{1}{c} \rightarrow a = \frac{n \cdot \sum y_i^2 - \left(\sum y_i \right)^2}{n \cdot \sum x_i \cdot y_i - \sum x_i \cdot \sum y_i} \quad \text{Pendiente de la recta de ajuste}$$

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

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

Con estas ecuaciones se halla la mejor recta de ajuste minimizando el error en la coordenada X.

APÉNDICE O - COEFICIENTES UTILIZADOS PARA OBTENER LAS CURVAS DE PSEUDO PC

		Método 1 - Corrigiendo Pc	Método 2 - Corrigiendo Sw		
		$Pc_{\text{corregida}} = Pc_{\text{RMN}} + (a Sw^b)$	$Sw_{\text{corregida}} = Sw_{\text{RMN}} + (a Pc^b)$		
Formación San Juan					
Muestra	Coeficiente C	a	b	a	b
489 - I39	300.000	128.525.460	-4,178	8,643	0,1762
513 - I33	300.000	1.301.915	-3,847	27,225	-0,0210
521 - I32	300.000	521.718	-3,974	17,460	-0,1552
526 - I29	300.000	646.433	-3,170	50,349	-0,2783
534 - I27	300.000	20.201.334	-3,685	76,614	-0,2297
540 - I26	300.000	2.499.383	-3,079	101,270	-0,2901
545 - I23	300.000	8.601.032	-3,650	60,737	-0,2296
551 - I20	300.000	8.857.847	-2,766	345,390	-0,3821
560 - I16	300.000	$1,877 \cdot 10^{14}$	-6,477	78,250	-0,0383
573 - I13	300.000	453.419	-2,518	142,880	-0,3628
583 - I11	300.000	$1,817 \cdot 10^{10}$	-4,620	141,400	-0,1936
603 - I8	300.000	317.563.167	-3,513	138,060	-0,1743
613 - I6	300.000	130.535	-2,740	54,601	-0,3154
621 - I4	300.000	3.564.199	-3,270	62,374	-0,2250
631- I1	300.000	271.411	-3,111	23,718	-0,1927
Formación San Antonio					
Muestra	Coeficiente C	a	b	a	b
633 - I40	300.000	$3,641 \cdot 10^{23}$	-11,250	151,420	-0,1129
662 - I44	300.000	$2,500 \cdot 10^{11}$	-4,906	133,300	-0,1308
688 - I51	300.000	$1,274 \cdot 10^{12}$	-5,159	111,880	-0,0888
705 - I54	300.000	$7,606 \cdot 10^{24}$	-12,204	71,085	-0,0226
I56	300.000	$5,444 \cdot 10^{17}$	-8,514	65,830	-0,0310

APÉNDICE P - CURVAS CARACTERÍSTICAS DE PSEUDO PRESIÓN CAPILAR

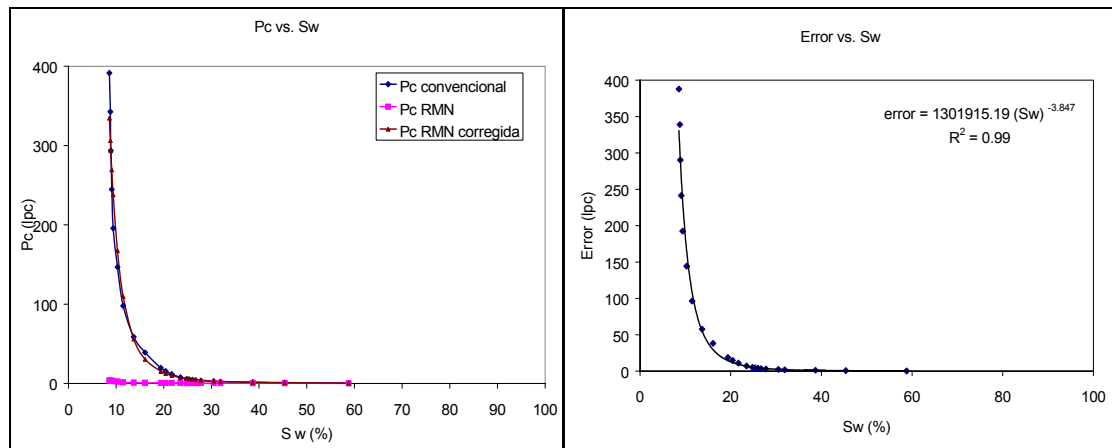


Figura O.1. Curva de Pseudo presión capilar y su respectivo error. Método 1
Muestra perteneciente a la Petrofacies Megaporosa. Tapón 513 - I33

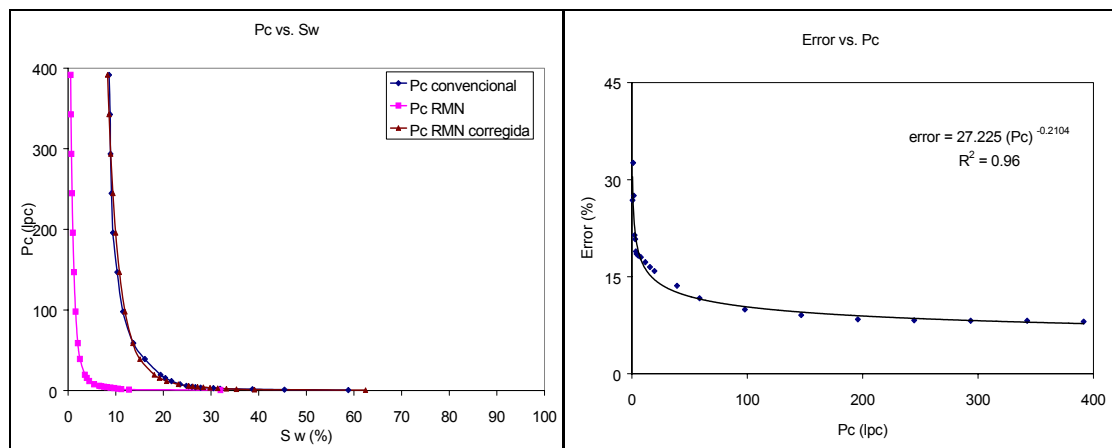


Figura O.2. Curva de Pseudo presión capilar y su respectivo error. Método 2
Muestra perteneciente a la Petrofacies Megaporosa. Tapón 513 - I33

Apéndice P - Curvas características de Pseudo Presión Capilar

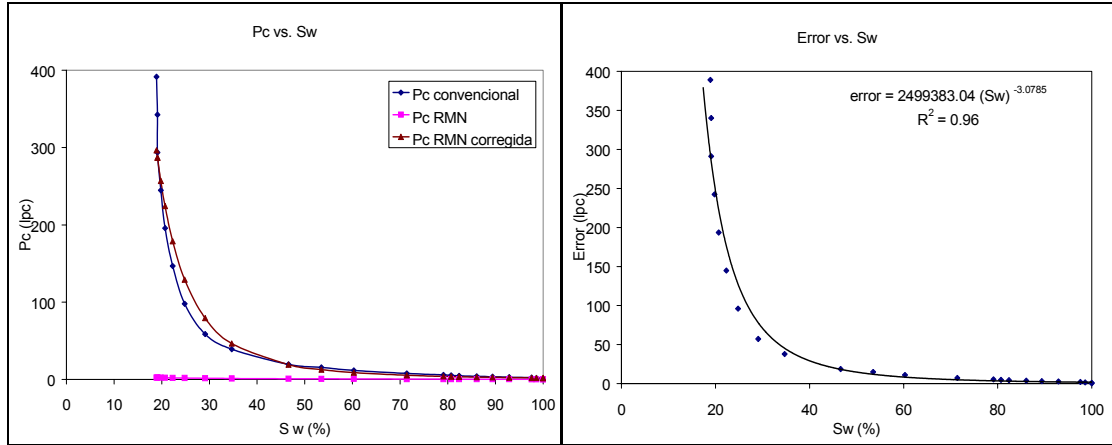


Figura O.3. Curva de Pseudo presión capilar y su respectivo error. Método 1
Muestra perteneciente a la Petrofacies Macroporosa. Tapón 540 - I26

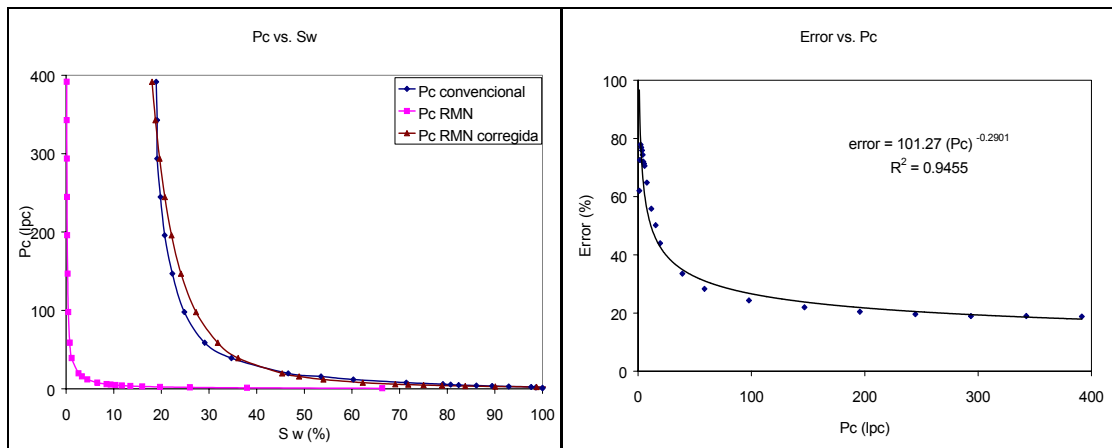


Figura O.4. Curva de Pseudo presión capilar y su respectivo error. Método 2
Muestra perteneciente a la Petrofacies Macroporosa. Tapón 540 - I26

Apéndice P - Curvas características de Pseudo Presión Capilar

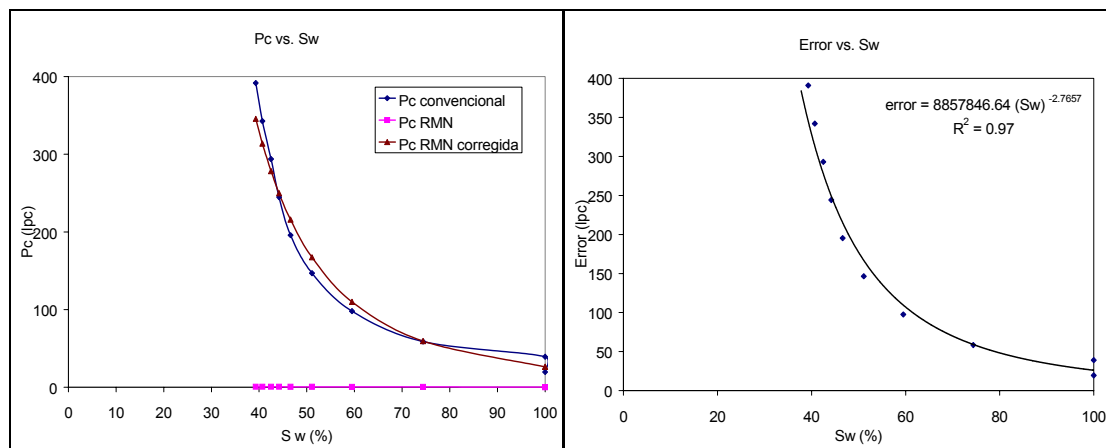


Figura O.5. Curva de Pseudo presión capilar y su respectivo error. Método 1
Muestra perteneciente a la Petrofacies Mesoporosa. Tapón 551 - I20

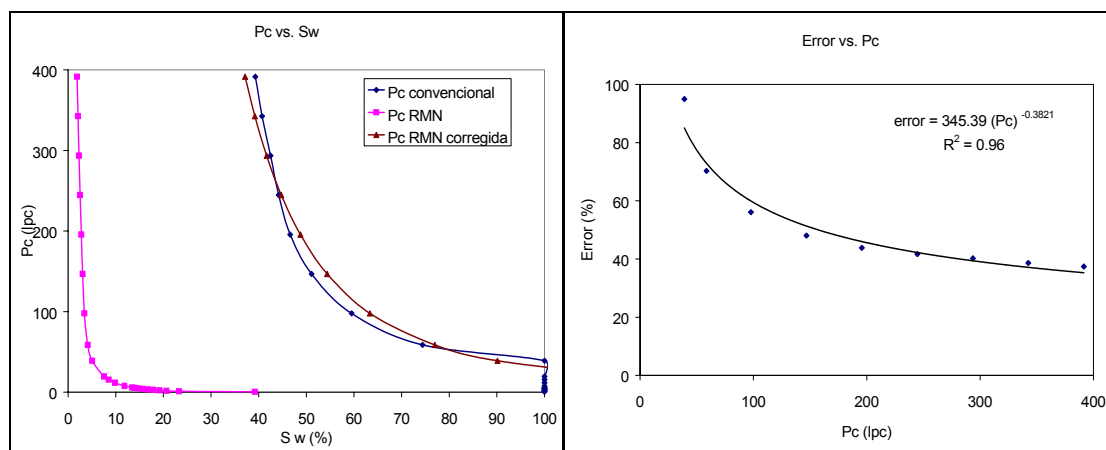


Figura O.6. Curva de Pseudo presión capilar y su respectivo error. Método 2
Muestra perteneciente a la Petrofacies Mesoporosa. Tapón 551 - I20

Apéndice P - Curvas características de Pseudo Presión Capilar

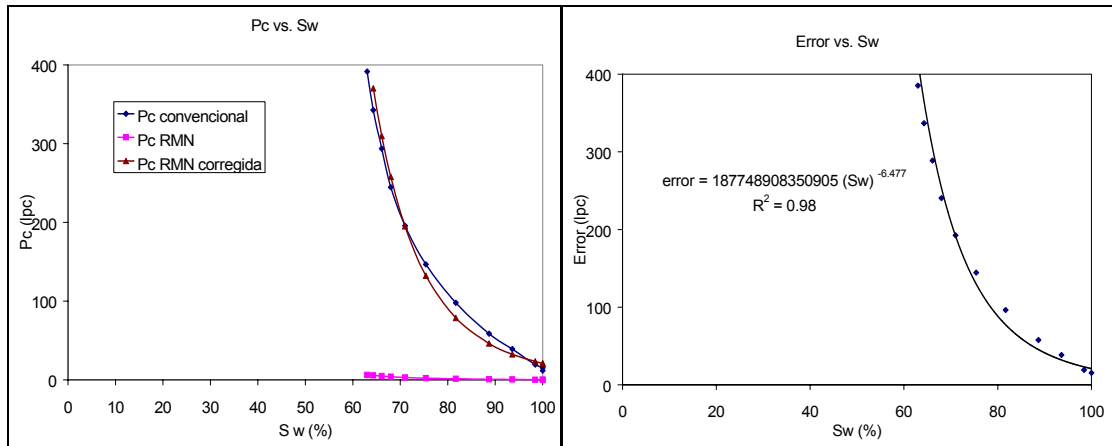


Figura O.7. Curva de Pseudo presión capilar y su respectivo error. Método 1
Muestra perteneciente a la Petrofacies Microporosa. Tapón 560 - I16

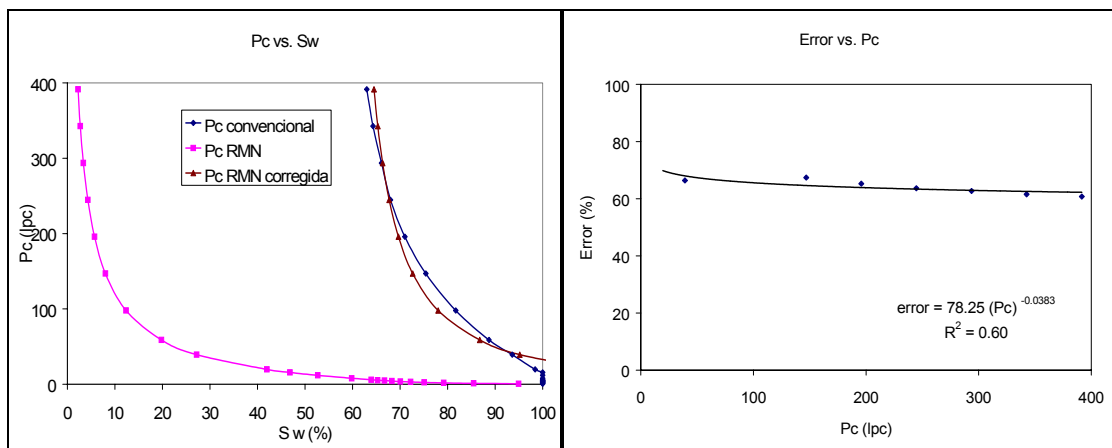


Figura O.8. Curva de Pseudo presión capilar y su respectivo error. Método 2
Muestra perteneciente a la Petrofacies Microporosa. Tapón 560 - I16

APÉNDICE Q - CLASIFICACIÓN POR PETROFACIES

En éste apéndice se muestra la petrofacies a la cual pertenece cada muestra. Los valores en color rojo pertenecen a los valores, obtenidos por Laboratorios OMNI en muestras vecinas, de análisis convencionales realizados con un CMS - 300, mientras que los valores en color negro pertenecen a los valores obtenidos en PDVSA - Intevep, de porosidad RMN y permeabilidad obtenida con un permeámetro PDPK - 400TM.

Q.1. Formación San Juan

Las muestras de la Fm. San Juan fueron clasificadas utilizando una plantilla de curvas calculadas con la ecuación correspondiente a un R₂₅ de Pittman.

Formación (UF)	Muestra	Profundidad	Kair (md)	ϕ (%)	Petrofacies
SJ - UA	489 - I39	10351'11''	0,83	5,69	Mesoporosa
SJ - UA	489	10352'2''	4,35	11,9	Macroporosa
SJ - UA	490	10353'8''	79,20	13,9	Macroporosa
SJ - UA	490 - I38	10354'5''	30,26	11,92	Macroporosa
SJ - UA	493 - I37	10360'4''	275	14,38	Megaporosa
SJ - UA	493	10360'7''	74,50	11,7	Macroporosa
SJ - UA	496 - I36	10365'3''	2,20	12,44	Mesoporosa
SJ - UA	496	10365'4''	4,91	9,0	Macroporosa
SJ - UA	498 - I35	10371'	73,52	12,19	Macroporosa
SJ - UA	498	10371'4''	26,00	12,3	Macroporosa
SJ - UA	508 - I34	10386'10''	837	13,74	Megaporosa
SJ - UA	508	10386'5''	1048	14,6	Megaporosa
SJ - UA	513 - I33	10393'2''	416	15,44	Megaporosa
SJ - UA	513	10393'6''	779	16,5	Megaporosa
SJ - UA	521 - I32	10410'3''	2018	15,57	Megaporosa
SJ - UA	521	10410'8''	2672	16,3	Megaporosa
SJ - UA	523 - I31	10414'5''	4008	15,08	Megaporosa
SJ - UA	523	10414'7''	3090	16,0	Megaporosa
SJ - UA	525 - I30	10417'3''	145	10,87	Macroporosa
SJ - UA	525	10417'5''	434	13,2	Megaporosa
SJ - UA	526 - I29	10419'	272	12,95	Megaporosa
SJ - UA	526	10419'1''	260	13,2	Megaporosa

Apéndice Q - Clasificación por Petrofacies

Formación (UF)	Muestra	Profundidad	Kair (md)	ϕ (%)	Petrofacies
SJ - UA	531 - I28	10428'10''	55,24	11,82	Macroporosa
SJ - UA	531	10429'3''	303	14,3	Megaporosa
SJ - UA	534 - I27	10434'3''	58,10	11,74	Macroporosa
SJ - UA	534	10434'5''	39,70	12,1	Macroporosa
SJ - UA	540 - I26	10446'3''	96,70	9,99	Macroporosa
SJ - UA	540	10446'4''	10,40	10,7	Macroporosa
SJ - UA	542 - I25	10454'10''	25,42	12,09	Macroporosa
SJ - UA	542	10454'4''	4,32	9,4	Macroporosa
SJ - UA	543	10459'8''	72,50	13,2	Macroporosa
SJ - UA	543 - I24	10460'	22,80	10,40	Macroporosa
SJ - UA	545 - I23	10469'5''	44,24	13,59	Macroporosa
SJ - UA	545	10469'9''	65,80	14,1	Macroporosa
SJ - UA	547 - I22	10473'6''	36,38	12,20	Macroporosa
SJ - UA	547	10473'7''	177	13,6	Megaporosa
SJ - UA	549 - I21	10476'6''	302	12,68	Megaporosa
SJ - UA	549	10476'8''	0,274	4,7	Mesoporosa
SJ - UA	551	10497'8''	0,32	6,6	Mesoporosa
SJ - UA	551 - I20	10497'9''	8,09	9,97	Macroporosa
SJ - UA	555 - I19	10504'8''	2,76	7,85	Mesoporosa
SJ - UA	555	10504'9''	27,6	9,1	Macroporosa
SJ - UA	556	10506'2''	0,231	11,6	Microporosa
SJ - UA	556 - I18	10506'5''	0,79	10,84	Mesoporosa
SJ - UA	559	10519'5''	0,26	8,1	Mesoporosa
SJ - UA	559 - I17	10519'8''	1,56	7,05	Mesoporosa
SJ - UA	560 - I16	10521'6''	0,41	6,79	Mesoporosa
SJ - UA	560	10521'7''	0,147	8,5	Microporosa
SJ - UA	565 - I15	10530'5''	14,12	12,71	Macroporosa
SJ - UA	565	10530'8''	524	13,1	Megaporosa
SJ - UA	567 - I14	10535'1''	0,27	5,60	Microporosa
SJ - UA	567	10535'2''	0,551	5,4	Mesoporosa
SJ - UA	573 - I13	10543'5''	12,76	9,00	Macroporosa
SJ - UA	573	10543'9''	2,08	7,9	Mesoporosa
SJ - UA	575 - I12	10547'8''	27,00	9,07	Macroporosa
SJ - UA	575	10547'8''	28,70	8,8	Macroporosa

Apéndice Q - Clasificación por Petrofacies

Formación (UF)	Muestra	Profundidad	Kair (md)	ϕ (%)	Petrofacies
SJ - UB	583	10583'8''	0,319	6,3	Mesoporosa
SJ - UB	583 - I11	10584'	258	12,24	Megaporosa
SJ - UB	591	10595'8''	180	11,2	Megaporosa
SJ - UB	591 - I10	10596'1''	1,20	5,94	Mesoporosa
SJ - UB	599	10611'3''	31,5	9,8	Macroporosa
SJ - UB	599 - I9	10611'7''	0,61	6,32	Mesoporosa
SJ - UB	603 - I8	10617'3''	0,41	5,11	Mesoporosa
SJ - UB	603	10617'6''	0,108	7,0	Microporosa
SJ - UB	608	10625'5''	49,7	9,4	Macroporosa
SJ - UB	608 - I7	10626'	25,22	7,49	Macroporosa
SJ - UB	613 - I6	10632'1''	788	13,60	Megaporosa
SJ - UB	613	10632'8''	903	14,4	Megaporosa
SJ - UC	617 - I5	10664'	119	13,77	Macroporosa
SJ - UC	617	1664'7''	81,60	12,8	Macroporosa
SJ - UC	621 - I4	10670'8''	4,30	6,82	Mesoporosa
SJ - UC	621	10671'3''	25,50	10,3	Macroporosa
SJ - UC	627	10680'3''	1,53	9,3	Mesoporosa
SJ - UC	627 - I3	1680'1''	1,45	8,31	Mesoporosa
SJ - UC	629 - I2	10682'8''	0,20	5,11	Microporosa
SJ - UC	629	10683'2''	0,199	7,0	Mesoporosa
SJ - UC	631 - I1	10685'9''	45,84	9,41	Macroporosa
SJ - UC	631	10686'2''	360	11,5	Megaporosa
SJ - UC	632 - I1	10687'	956	11,33	Megaporosa
SJ - UC	632	10687'1''	549	11,7	Megaporosa

Q.1. Formación San Antonio

Las muestras de la Fm. San Antonio fueron clasificadas utilizando una plantilla de curvas calculadas con la ecuación correspondiente a un R_{20} de Pittman.

Apéndice Q - Clasificación por Petrofacies

Formación (UF)	Muestra	Profundidad	Kair (md)	ϕ (%)	Petrofacies
<i>SA - UD</i>	<i>633</i>	<i>11800'3''</i>	<i>0,65</i>	<i>8,2</i>	<i>Mesoporosa</i>
SA - UD	633 - I40	11801'2''	0,06	3,00	Micoporosa
SA - UD	640 - I41	11827'8''	0,16	5,32	Micoporosa
<i>SA - UD</i>	<i>640</i>	<i>11828'</i>	<i>0,085</i>	<i>6,9</i>	<i>Micoporosa</i>
<i>SA - UD</i>	<i>648</i>	<i>11842'3''</i>	<i>0,066</i>	<i>5,2</i>	<i>Micoporosa</i>
SA - UD	648 - I42	11842'6''	0,26	4,34	Mesoporosa
SA - UD	655 - I43	11863'2''	0,13	4,30	Micoporosa
<i>SA - UD</i>	<i>655</i>	<i>11863'3''</i>	<i>0,104</i>	<i>5,8</i>	<i>Micoporosa</i>
SA - UD	662 - I44	11874'4''	0,21	4,77	Micoporosa
<i>SA - UD</i>	<i>662</i>	<i>11874'4''</i>	<i>0,168</i>	<i>5,8</i>	<i>Micoporosa</i>
SA - UD	667 - I45	11895'2''	0,16	3,34	Micoporosa
<i>SA - UD</i>	<i>667</i>	<i>11895'3''</i>	<i>0,055</i>	<i>5,7</i>	<i>Micoporosa</i>
SA - UD	670 - I46	11900'	0,12	2,07	Micoporosa
<i>SA - UD</i>	<i>670</i>	<i>11900'3''</i>	<i>0,05</i>	<i>3,8</i>	<i>Micoporosa</i>
SA - UD	I57	11926'6''	0,01	1,05	Micoporosa
SA - UD	I56	11928'	0,74	4,30	Mesoporosa
SA - UD	678 - I47	11959'6''	0,05	2,46	Micoporosa
<i>SA - UD</i>	<i>678</i>	<i>11959'8''</i>	<i>0,022</i>	<i>4,7</i>	<i>Micoporosa</i>
SA - UD	680 - I48	11962'2''	0,06	2,66	Micoporosa
<i>SA - UD</i>	<i>680</i>	<i>11962'4''</i>	<i>0,032</i>	<i>5,0</i>	<i>Micoporosa</i>
<i>SA - UD</i>	<i>682</i>	<i>11966'5''</i>	<i>0,092</i>	<i>7,3</i>	<i>Micoporosa</i>
SA - UD	682 - I49	11967'2''	0,04	2,82	Micoporosa
<i>SA - UE</i>	<i>685</i>	<i>11978'6''</i>	<i>0,023</i>	<i>6,7</i>	<i>Micoporosa</i>
SA - UE	685 - I50	11978'8''	0,06	3,94	Micoporosa
SA - UE	688 - I51	11983'2''	0,06	3,17	Micoporosa
<i>SA - UE</i>	<i>688</i>	<i>11983'3''</i>	<i>0,052</i>	<i>5,7</i>	<i>Micoporosa</i>
SA - UE	699 - I52	12025'	0,01	1,51	Micoporosa
<i>SA - UE</i>	<i>699</i>	<i>12025'3''</i>	<i>0,008</i>	<i>1,7</i>	<i>Micoporosa</i>
SA - UE	702 - I53	12030'2''	0,01	1,81	Micoporosa
<i>SA - UE</i>	<i>702</i>	<i>12030'7''</i>	<i>0,007</i>	<i>1,4</i>	<i>Micoporosa</i>
<i>SA - UE</i>	<i>705</i>	<i>12041'9''</i>	<i>0,196</i>	<i>6,6</i>	<i>Micoporosa</i>
SA - UE	705 - I54	12042'1''	0,04	3,17	Micoporosa
<i>SA - UE</i>	<i>709</i>	<i>12047'6''</i>	<i>0,048</i>	<i>1,9</i>	<i>Micoporosa</i>
SA - UE	709 - I55	12048'	0,63	1,31	Mesoporosa

APÉNDICE R - DETERMINACIÓN DEL $T_{2 \text{ Corte}}$ CARACTERÍSTICO

La determinación del $T_{2 \text{ Corte}}$ característico para un conjunto de muestras es una de las aplicaciones más importantes de los análisis con RMN en el laboratorio, debido a que este valor servirá para determinar los índices de fluido libre y ligado en los registros de RMN corridos en el campo, de esta manera se evitan estimaciones incorrectas de la cantidad de fluidos existentes en el subsuelo, como las que se hacen cuando se utilizan valores de $T_{2 \text{ Corte}}$ teóricos. El procedimiento consiste en hallar el error promedio mínimo que existe al estimar el índice de fluido libre para cada valor de T_2 .

Las relaciones que se utilizan son las siguientes:

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

La cual define la relación que existe entre la porosidad RMN y los índices de fluido libre y ligado. Posteriormente el error se determina de la siguiente manera:

$$error_i = |BFV - \phi_i| \quad (\text{Ec. R.2.})$$

Donde BFV es el índice de fluido ligado, el cual equivale al área bajo la curva de la distribución de T_2 para una muestra en condición de saturación irreducible, y ϕ_i es la magnitud de la porosidad para un tiempo T_{2i} . Posteriormente se promedian los errores obtenidos de todas las muestras para cada T_{2i} , utilizando la siguiente ecuación:

$$error = \frac{\sum_i error_i}{i} \quad (\text{Ec. R.3.})$$

En la Figura R.1, se puede observar gráficamente la operación que se realiza para determinar el $T_{2 \text{ Corte}}$ característico. En esta figura, las flechas de color negro indican el $error_i$, que se determina con la ecuación R.2. El BFV es equivalente al

Apéndice R - Determinación del T_2 Corte característico

volumen de agua irreducible el cual debe sustraerse a los valores de ϕ_i de la distribución acumulada de T_2 para la muestra saturada para obtener el error.

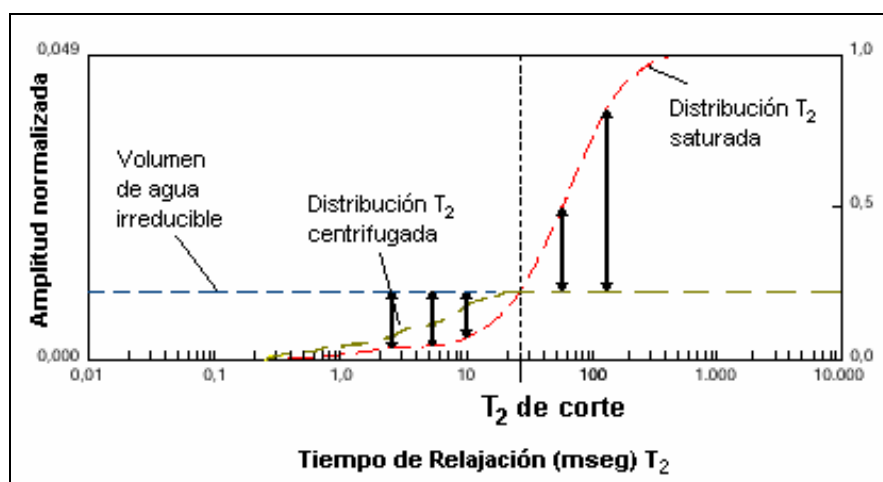


Figura R.1 Representación gráfica de la determinación de T_2 Corte característico

Posteriormente se procede a realizar un gráfico de error promedio contra T_2 , donde el menor valor de error promedio representa el valor de T_2 Corte característico para el conjunto de muestras analizadas. Esta representación gráfica se asemeja a la Figura R.2.

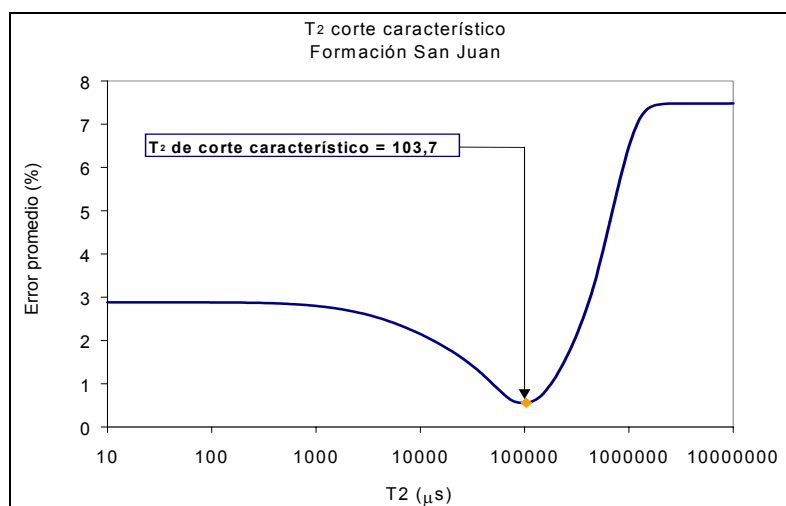


Figura R.2 T_2 Corte característico para el conjunto de muestras de la Fm. San Juan