

**DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE
ROCAS DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS COLOMBIANOS POR
MÉTODOS DE RELAJACIÓN DE RESONANCIA MAGNÉTICA
NUCLEAR**

ZARITH PACHÓN CONTRERAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE QUÍMICA
FACULTAD DE CIENCIAS
BUCARAMANGA
2005**

**DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE
ROCAS DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS COLOMBIANOS POR
MÉTODOS DE RELAJACIÓN DE RESONANCIA MAGNÉTICA
NUCLEAR**

ZARITH PACHÓN CONTRERAS

TRABAJO DE MAESTRÍA EN QUÍMICA

Director

JOSÉ ANTONIO HENAO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE QUÍMICA
FACULTAD DE CIENCIAS
BUCARAMANGA
2005**

AGRADECIMIENTOS

A mis hijos Estefany y Gabriel Andrés por su apoyo incondicional y sacrificio.

A mi abuelita por su constante ayuda.

A Jaime por su tolerancia y compañía.

A mi hermano Alejandro por su comprensión y colaboración.

A mis amigos Gloria, Berta y Héctor por su aliento constante.

A mis profesores Daniel Molina y José Antonio Henao por su apoyo y colaboración permanentes.

A los profesores de Maestría de la Escuela de química de la UIS por sus enseñanzas.

Y a todos aquellos amigos que comparten la alegría de este logro.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	1
2. FUNDAMENTOS DE LA RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN).....	6
2.1. Magnetización y precesión.....	6
2.1.1. Efecto del campo magnético.....	8
2.1.3. Magnetización bulk	11
2.1.4. Efecto de los pulsos de radiofrecuencia y sistema de referencia rotante	13
2.2. Relajación RMN	14
2.2.1. Decaimiento de inducción libre	14
2.2.2. Relajación longitudinal y secuencia de Inversión-Recuperación (Inversion recovery Sequence)	16
2.2.3 Relajación transversal y secuencia CPMG	18
3. RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR EN MEDIOS POROSOS.....	23
3.1. Yacimiento Petrolífero.....	23
3.2. Composición de los minerales arcillosos en las rocas sedimentarias.....	24
3.3. Susceptibilidad Magnética	29
3.3. Mecanismos de relajación de los fluidos en medios porosos.....	30
3.4. Estimación de la distribución de tamaño de poro a partir de las respuestas RMN.....	34
3.5. Conversión de las multiexponenciales de decaimiento a distribuciones de tiempos de relajación T_1 y T_2	39
3.6. Determinación de la porosidad RMN	41
3.7. Método de comparación y ajuste entre dos distribuciones	42
3.8. Distribución de tamaño de poro y Relajabilidad superficial	43
3.8.1. Distribución de tamaño de poro	43
3.8.2. Relajabilidad superficial	44
3.9. Presencia de gradientes internos en medios porosos	46

3.10. Determinación del T_2 Cutoff para el cálculo de Saturación de agua irreducible	48
3.11. Cálculo de BVI y de FFI	50
3.12. Porosidad irreducible y porosidad producible por RMN	51
3.13. $T_{1,2}$ logarítmico medio	51
3.14. Estimación de la permeabilidad de RMN	52
4. EQUIPO Y PARÁMETROS INSTRUMENTALES	54
4.1. Condiciones operacionales	54
4.1.1. Parámetros instrumentales	55
4.1.1.1. Sintonización de la frecuencia de resonancia	56
4.1.1.2. Soluciones de referencia para la calibración del equipo, curvas de calibración y porosidad RMN	57
4.1.1.3. Sintonización de la ganancia del receptor (RG)	58
4.1.1.4. Curvas de calibración para el cálculo de la porosidad	59
4.2. Rutina de chequeo	62
5. DEFINICIÓN DEL PROGRAMA RMN PARA ANÁLISIS DE ROCAS	63
5.1. Bloque 2: Determinación de las propiedades petrofísicas a partir de RMN	64
5.1.1. Selección de muestras:	64
5.1.2. Limpieza de los plugs	64
5.1.3. Saturación con salmuera sintética o de la formación	65
5.1.4. Definición de los parámetros de adquisición y procesamiento para cada conjunto de rocas a analizar	65
5.1.5. Medición de T_1 y T_2 en los plugs saturados	67
5.1.6. Control de calidad de los datos adquiridos	67
5.1.7. Determinación de gradientes internos	67
5.2. Bloque 3: Análisis complementarios para validación de los resultados de RMN	68
5.2.1. Medición de la porosidad, permeabilidad, densidad de grano	68
5.2.2. Desaturación de los plugs a condición de agua irreducible	69

5.2.3. Determinación del tamaño de garganta	70
5.2.4. Determinación de la geometría poral	70
5.2.5. Determinación de la composición mineralógica de las rocas por difracción de rayos X	71
5.2.6. Determinación de la distribución de minerales en la roca	73
5.2.7. Determinación de la capacidad de intercambio catiónico	74
6. ESTUDIO SISTEMÁTICO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE ROCAS A PARTIR DE LOS MECANISMOS DE RELAJACIÓN DE RMN.....	75
6.1. Distribuciones del tiempo de relajación T_2 de las rocas 100% saturadas	79
6.2. Cálculo de las propiedades petrofísicas a partir de las respuestas de RMN88	
6.2.1. Determinación de la porosidad RMN	88
6.3. Determinación de T_{1LM} y T_{2LM}	92
6.4. Determinación de la relajabilidad superficial	94
6.5. Verificación del supuesto de difusión rápida a través del número de Brownstein	98
6.6. Determinación de Gradientes Internos	100
6.6.1. Evaluación de la presencia de gradientes de campo internos a tiempos entre ecos diferentes (300 y 3000 μ s).....	103
6.7. Determinación de T_2 cutoff para el cálculo de BVI, FFI, porosidad irreducible y producible.....	107
6.8. Estimación de la permeabilidad a partir de los parámetros calculados de las respuestas RMN	112
7. CONCLUSIONES	116
8. RECOMENDACIONES.....	120
9. BIBLIOGRAFIA	121
10. ANEXO	127

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.2.1. Superficie específica de algunos minerales arcillosos	28
Tabla 3.2.2. Capacidad de intercambio catiónico para algunos minerales arcillosos	29
Tabla 3.3.1. Susceptibilidad magnética de algunos minerales	30
Tabla 4.1.1.1. Parámetros instrumentales sugeridos por el fabricante	56
Tabla 4.1.1.2.1. Preparación de las soluciones de referencia	57
Tabla 4.1.1.3.1. Variación de la magnetización con RG	59
Figura 4.1.1.4.1. Curvas de calibración de la porosidad según número de scans	60
Tabla 4.1.1.4.1. Magnetización de las soluciones de referencia a NS 64 y 36	61
Figura 4.1.1.4.2. Curva de calibración para el cálculo de la porosidad	61
Figura 5.1. Programa RMN para el análisis de rocas	63
Tabla 6.1. Propiedades petrofísicas básicas de los plugs del campo Castilla	76
Tabla 6.2. Propiedades petrofísicas básicas de los plugs del campo Santa Clara	76
Tabla 6.3. Propiedades petrofísicas básicas de los plugs del campo Cantagallo	77
Tabla 6.1.1. Composición fisicoquímica de las aguas de formación	80
Tabla 6.1.2. Parámetros de adquisición y procesamiento de las multiexponenciales T_2	80
Tabla 6.1.3. Parámetros de adquisición y procesamiento de las multiexponenciales T_1	80
Tabla 6.1.4. T_{2LM} , promedio y desviación estándar para la evaluación de la reproducibilidad de las distribuciones de T_2	87
Tabla 6.2.1.1. Porosidad RMN y Porosidad convencional para los plugs de las formaciones analizadas	89
Tabla 6.3.1. Valores de T_{1LM} y T_{2LM} de los plugs analizados en los tres campos	93
Tabla 6.4.1. Valores de ρ_1 y ρ_2 de los plugs analizados en los tres campos	96
Tabla 6.4.2. Valores de relajabilidad superficial reportado en la literatura	97

Tabla 6.5.1. Número de Brownstein calculado para los plugs analizados	100
Tabla 6.6.1. Valores del factor C (relación T_1/T_2) de los plugs analizados para las tres formaciones, para evaluación de gradientes internos.....	101
Tabla 6.6.2. Comparación de las relaciones T_{1LM}/T_{2LM} y ρ_2/ρ_1 para los plugs analizados en los tres campos.....	102
Tabla 6.6.1.1. valores de T_{2LM} y ρ_2 obtenidos a TE 300 μs y 3000 μs para los plugs del Campo Santa Clara con presencia de gradiente interno.....	105
Tabla 6.7.1. T2 Cutoff, BVI, FFI, porosidad irreducible y producible de los plugs del campo Castilla	108
Tabla 6.7.2 T2 Cutoff, BVI, FFI, porosidad irreducible y producible de los plugs del Campo Santa Clara	109
Tabla 6.7.3 T2 Cutoff, BVI, FFI, porosidad irreducible y producible de los plugs del Campo Cantagallo	110
Tabla 6.8.1 Porcentaje de error promedio de la permeabilidad estimada para los plugs de los tres campos	113

TABLA DE FIGURAS

Figura 2.1.1. Orientaciones del momento angular del protón en presencia de un campo magnético.....	7
Figura 2.1.1.1. Precesión de $\vec{\mu}$ en un campo magnético \vec{B}_0	8
Figura 2.1.1.2. Niveles de energía de los núcleos con $I=1/2$, cuando son colocados en presencia de un campo magnético externo B_0	11
Figura 2.1.3.1. Vector de Magnetización bulk.....	12
Figura 2.2.1.1. Después de un pulso de 90 , la magnetización retorna a su estado de equilibrio en un movimiento de espiral.....	15
Figura 2.2.1.2 Señal detectada de los ejes x y y. La componente transversal de M decae a cero con una constante de tiempo característica T_2 . La componente z regresa a M_0 con una constante de tiempo característica T_1	15
Figura 2.2.2.1. Relajación longitudinal	17
Figura 2.2.3.1. Relajación transversal.....	18
Figura 2.2.3.1. Eco-espín singular	20
Figura 2.2.3.2. Tren de ecos-epín CPMG y decaimiento de la magnetización transversal.	20
Figura 2.2.3.3. Representación de dos secuencias CPMG, separadas por un tiempo de espera RD.	22
Figura 3.5.1. Envolvente de decaimiento que a través de inversión matemática se convierte a una distribución T_2	40
Figura 3.10.1. Diagrama de la distribución de fluidos en un sistema poroso.	49
Figura 4.1.1.3.1. Curva de calibración de la Magnetización contra RG	59
Figura 6.1.1. Distribuciones de los tiempos de relajación T_2 de las rocas de las Unidades K1 y K2 del campo Castilla.....	83
Figura 6.1.2. Distribuciones de los tiempos de relajación T_2 de las rocas de la Formación Caballos del campo Santa Clara.....	84

Figura 6.1.3. Micrografías de (a) SC2-2629' y (b)SC2- 2652, en las que se aprecia el sistema poroso obstruido por minerales arcillosos.....	84
Figura 6.1.4. Distribuciones de los tiempos de relajación T_2 de las rocas de la Formación La Paz del campo Cantagallo	86
Figura 6.1.4. Reproducibilidad de la distribución de los tiempos de relajación T_2 en un plug de la unidad K1 – Campo Castilla	87
Figura 6.1.5. Reproducibilidad de la distribución de los tiempos de relajación T_2 en un plug de la Formación Caballos – Campo Santa Clara	88
Figura 6.2.1.1. Porosidad RMN contra Porosidad Convencional para las Unidades K1 y K2 del Campo Castilla	90
Figura 6.2.1.2. Porosidad RMN contra porosidad convencional para la formación Caballos – Campo Santa Clara.....	91
Figura 6.2.1.3. Porosidad RMN contra porosidad convencional para la Formación La Paz del campo Cantagallo	92
Figura 6.6.1.1 Distribución de T_2 a TE:300 μ s y 3000 μ s para el plug SC2-2619'.	105
Figura 6.6.1.2. Micrografías del sistema poroso en modo de electrones retrodispersos, tomadas sobre bloques pulidos de los plugs que presentan gradientes internos. Zonas blancas corresponden a carbonato de hierro. (a)SC2-2616,42', (b)SC2-2617,33', (c)SC2-2619', (d)SC2-2620'.....	106
Figura 6.7.1. Perfiles de BVI y FFI calculados con el T_2 cutoff experimental y con el valor estándar de 33 ms en el Campo Castilla.....	111
Figura 6.7.2. Perfiles de BVI y FFI calculados con el T_2 cutoff experimental y con el valor estándar de 33 ms en el Campo Santa Clara	111
Figura 6.7.3. Perfiles de BVI y FFI calculados con el T_2 cutoff experimental y con el valor estándar de 33 ms en el Campo Cantagallo	112

Figura 6.8.1. Comparación de la permeabilidad estimada por el modelo de tiempo medio de relajación T_{1LM} y la permeabilidad absoluta para los plugs analizados en los tres campos.....	114
Figura 6.8.2. Comparación de la permeabilidad estimada por el modelo de tiempo medio de relajación T_{2LM} y la permeabilidad absoluta para los plugs analizados en los tres campos.....	114
Figura 6.8.3. Comparación de la permeabilidad estimada por el modelo de fluido libre y la permeabilidad absoluta para los plugs analizados en los tres campos.	115

ANEXO

PARTE A: COMPOSICIÓN MINERALÓGICA DE LOS PLUGS ANALIZADOS...	128
PARTE B: DISTRIBUCIÓN DE MINERALES EN LOS PLUGS ANALIZADOS...	131
PARTE C: GEOMETRIA PORAL - DISTRIBUCIONES DE TAMAÑO DE PORO PARA LOS PLUGS ANALIZADOS.....	147
PARTE D: PRESIÓN CAPILAR POR INYECCIÓN DE MERCURIO - DISTRIBUCIONES DE TAMAÑO DE GARGANTA DE PORO PARA LOS PLUGS ANALIZADOS.....	150
PARTE E: AJUSTE DE LAS CURVAS ACUMULADAS DE PRESIÓN CAPILAR Y DISTRIBUCIÓN DE T_2 PARA EL CÁLCULO DE LA RELAJABILIDAD SUPERFICIAL Y AJUSTE DE LA DISTRIBUCIÓN DE T_2 CON LA DISTRIBUCIÓN DE TAMAÑO DE GARGANTA DE PORO PARA CONVERTIRLA A TAMAÑO DE PORO.....	153
PARTE F: CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIONICO Y Q_v DE LOS PLUGS ANALIZADOS.....	163
PARTE G: AJUSTE DE LAS CURVAS DE LAS DISTRIBUCIONES DE T_1 Y T_2 PARA LOS PLUGS ANALIZADOS.....	164

Título:

DETERMINACIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE ROCAS DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS COLOMBIANOS POR MÉTODOS DE RELAJACIÓN DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR*

AUTOR: PACHÓN CONTRERAS, ZARITH DEL PILAR**

Descriptores: RMN en medios porosos, tiempos de relajación, distribuciones T_1 y T_2 , distribuciones de tamaño de poro, geometría poral, rocas sedimentarias, petrofísica.

La resonancia magnética nuclear de bajo campo (RMN) permite determinar las propiedades petrofísicas de la roca mediante la medición e interpretación de los mecanismos de relajación de los protones de los fluidos contenidos en su espacio poroso, es decir, permite hacer una descripción directa del espacio poroso, al proporcionar una manera de dividir la porosidad por tipo y movilidad de los fluidos que contiene y por tamaño de poro, y la derivación de perfiles de permeabilidad sin necesidad de una corrección litológica. Su validez y confiabilidad como registro de los yacimientos petrolíferos depende de los parámetros RMN determinados en laboratorio y del cumplimiento de supuestos que permiten interpretar las distribuciones de T_2 como distribuciones de tamaño de poro.

En este trabajo se implementaron las metodologías de laboratorio para las mediciones de los tiempos de relajación T_1 y T_2 en rocas 100% saturadas con salmuera y el programa RMN para la obtención de las propiedades petrofísicas, parámetros de adquisición y procesamiento del registro RMN y la evaluación de la validez de la aplicación de esta técnica para obtener información del sistema poroso de las rocas. Se realizó un estudio sistemático a 36 muestras de roca de tres campos colombianos, Castilla, Santa Clara y Cantagallo, para obtener las propiedades petrofísicas a partir de los mecanismos de relajación, la corroboración de las mismas a través de la información mineralógica, textural y química obtenida por otras técnicas y la validación de los supuestos fundamentales empleados para extraer la información del sistema poroso de la señal de resonancia magnética nuclear.

La porosidad RMN es predecible en un 95% de confiabilidad. Los valores de T_2 cutoff variaron entre 2.8 y 65 ms y dependen de las características mineralógicas y texturales de la roca. La distribución de T_2 contiene información cualitativa del sistema poroso si se mantiene el régimen de difusión rápida en el cual el producto de la relajabilidad superficial (ρ) por el radio del poro (r) es menor a la difusividad del fluido. Si ρ es mayor a $34 \mu\text{m}^2/\text{s}$ r debe ser menor a $95 \mu\text{m}$.

* Trabajo de grado de Maestría

** Facultad de Ciencias, Escuela de Química, Maestría en química. Director: Químico Ph.D. José Antonio Henao

DETERMINATION OF PETROPHYSICAL PROPERTIES BY NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE RELAXATION METHODS IN ROCKS FROM COLOMBIAN RESERVOIRS*

AUTOR: PACHÓN CONTRERAS, ZARITH DEL PILAR**

Descriptors: NMR in porous media, relaxation times, T1 and T2 distributions, pore size distributions, poral geometry, sedimentary rocks, petrophysics.

The low field nuclear magnetic resonance (NMR) permits to determine the rock petrophysical properties by means of the measurement and interpretation of the relaxation mechanisms of the hydrogen nuclei in the fluids contained in the porous media, that is to say, permits to do a direct description of the porous space, providing a way to divide the porosity by type and mobility of the fluids in the pores and by pore size. On the other hand, permeability profiles can be derivated without a lithologic correction. The well log validity and confidence depends on the NMR laboratory parameters, that are specific for each formation and the fulfillment of the suppositions that permit to interpret the T_2 distributions like pore size distributions.

In this project, the laboratory methodologies for T_1 and T_2 relaxation times measurements in rocks 100% saturated with brine were implemented. The NMR program for obtaining the petrophysical properties, the log acquisition and procesing parameters were established. This program include the evaluation criteria for validiting the application of this technique for getting porous system information. A systematic study on 36 rock samples from three Colombian oilfields, Castilla, Santa Clara and Cantagallo was carried out. The petrophysical properties obtained from relaxation mechanisms were corroborated through the mineralogical, textural and chemical information obtained by other techniques. The fundamental suppositions employed for extract the information of the porous system from the magnetic resonance response were validated.

The NMR porosity is predictable with 95% of confidence. The T_2 cutoff values varied between 2.8 and 65 ms and they depended on the mineralogical and textural characteristics of the rock. T_2 distributions contains qualitative information of the porous system if the fast diffusion regime is maintained. For this condition the product of the superficial relaxability (ρ) by the pore radio (r) has to be smaller than the fluid diffusibility. If ρ is greater than 34 $\mu\text{m/s}$ r should be smaller than 95 μm .

* Master degree work

** Facultad de Ciencias, Escuela de Química, Maestría en química. Director: Químico Ph.D. José Antonio Henao

1. INTRODUCCIÓN

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

Esta técnica tiene aplicación en dos frentes: en laboratorio para el análisis de corazones (muestras de roca extraídas durante la perforación de un pozo) y como herramienta de registro de pozo para identificar el tipo y volumen de fluidos en profundidad. Es la única técnica espectroscópica que utiliza el mismo fenómeno tanto en pozo como en laboratorio, lo cual hace posible establecer en este último, los parámetros adecuados de adquisición y procesamiento del registro y las propiedades petrofísicas derivables de las mediciones RMN (T_2 *cutoff*, porosidad total, porosidad producible, permeabilidad, volúmenes de fluido móviles y no móviles), a partir de rocas de las formaciones a registrar. El valor de T_2 *cutoff* depende de la química de los minerales en el sistema poroso, la presencia de componentes paramagnéticos o ferromagnéticos, la textura y la relación tamaño de poro-tamaño de garganta. Por consiguiente, previo a la adquisición del registro RMN, es apropiado contar con una calibración realizada con rocas de las

formaciones a registrar para determinar este valor. La información de laboratorio y su adecuada interpretación incrementa considerablemente la confiabilidad en el resultado final obtenido con el registro y aporta información nueva para la caracterización de yacimientos.

En la necesidad apremiante de aumentar las reservas, la industria de hidrocarburos actúa en dos sentidos: aumentando la actividad exploratoria y mejorando el conocimiento de los yacimientos petrolíferos ya descubiertos que permite su evaluación en términos de reservas producibles. Este objetivo obliga a la industria a recurrir a herramientas que proporcionen respuestas para disminuir los riesgos y optimizar los costos a la hora de definir las estrategias de producción. Para caracterizar las rocas atravesadas en la perforación de un pozo de petróleo, tradicionalmente se utilizan diferentes tipos de herramientas de registro, que aplican principios fisicoquímicos, con las cuales se obtienen respuestas indirectas de la litología y del tipo de fluido alojado en el espacio poroso de las rocas. Sin embargo estas herramientas pueden fallar en yacimientos de litologías complejas, o con bajo contraste de resistividad por presencia de arcillas o de agua dulce, ó en yacimientos con crudos de diferente viscosidad, lo que dificulta la definición de las zonas de las rocas que contienen hidrocarburos denominadas rocas productoras, la determinación de sus propiedades petrofísicas, el tipo y cantidad de fluido que albergan y cuanto de él es recuperable. La tecnología de resonancia Magnética nuclear para pozo apareció a principios de la década de 1990, comercializada por compañías de servicio extranjeras como Halliburton y Schlumberger, como la herramienta que puede responder estos interrogantes.

En Colombia, entre los años 1995 y 2005, esporádicamente se han corrido registros de resonancia magnética nuclear en algunos yacimientos de petróleo, con resultados ambiguos que obedecen al uso de parámetros de adquisición y procesamiento estándar, estimados para las rocas del Golfo de Méjico, que no

necesariamente son los más adecuados para las rocas de los yacimientos colombianos y con los que no siempre se logró adquirir toda la información potencialmente disponible. Los últimos avances en el diseño de las herramientas de resonancia magnética nuclear de pozo, en los métodos de adquisición y procesamiento y el tipo de información que puede proporcionar, han despertado el interés de las compañías operadoras en este registro, pero su costo (U\$25000 a U\$35000) y la incertidumbre en sus resultados por no contar con información RMN de laboratorio, han dificultado la decisión de utilizarlo. Algunas compañías y centros de investigación a nivel mundial prestan el servicio de estudios de RMN de laboratorio para rocas, sin embargo se tienen algunas desventajas: El costo de este tipo de estudio puede alcanzar los U\$60.000, no incluye la integración de los resultados de RMN con otros resultados fisicoquímicos y geológicos, que es un paso necesario para la interpretación y aplicación de las respuestas RMN obtenidas tanto en la etapa de adquisición y procesamiento del registro RMN de pozo como en la etapa de integración de la información al modelo petrofísico y geológico del yacimiento. Por último no hay transferencia de tecnología ni profundización en el conocimiento e interpretación de esta técnica de modo que las compañías operadoras no cuentan con una opinión independiente de las compañías de servicio que ofrecen el registro, para tomar sus propias decisiones, hacer sus interpretaciones y juzgar la calidad y veracidad de la información recibida. Como solución a este inconveniente, por primera vez en Colombia, se cuenta con un espectrómetro de Resonancia Magnética Nuclear de campo bajo, a cargo del Instituto Colombiano del Petróleo, para el estudio de yacimientos petrolíferos colombianos.

Los parámetros de procesamiento del registro y las propiedades petrofísicas son afectados por la mineralogía y la textura de la roca, por lo tanto los valores calculados no deben ser considerados como un dato aislado, sino que deben ser interpretados teniendo en cuenta el efecto sobre la respuesta RMN de la posible

presencia de gradientes internos de campo causados por elementos paramagnéticos en la roca, la relajabilidad superficial y la selección y tamaño de los minerales que la componen.

Este trabajo presenta la implementación de las metodologías de laboratorio para obtener a partir de los mecanismos de relajación de RMN, las propiedades petrofísicas como la porosidad, la distribución de tamaño de las características porales, el T_2 *cutoff*, las fracciones de volúmenes irreducibles y móviles, la porosidad irreducible y porosidad producible. La información de laboratorio debidamente interpretada apunta a dos objetivos: 1. contar con esta información previa a la corrida de un registro de resonancia magnética nuclear permitirá disminuir los riesgos en la adquisición y procesar el registro con valores adecuados de T_2 *cutoff*. 2. Involucrar esta metodología en el grupo de las ya existentes en el ICP para la caracterización de sistemas porosos porque proporciona información de éstos no adquirible por otras técnicas.

El capítulo 2 contiene una revisión de la teoría básica de la Resonancia Magnética Nuclear. El capítulo 3 contiene los fundamentos para la aplicación de la Resonancia Magnética Nuclear a los medios porosos, el significado y los métodos de cálculo de los parámetros RMN y las propiedades petrofísicas, los conceptos de gradiente interno, relajabilidad superficial y yacimiento petrolífero.

En el capítulo 4 se presentan los parámetros operacionales para realizar los experimentos RMN y la curva de calibración para el cálculo de la porosidad RMN. El capítulo 5 presenta el programa de análisis de rocas para la determinación de las propiedades petrofísicas a partir de los mecanismos de relajación de RMN y los fundamentos y procedimientos de los análisis complementarios que permiten obtener las propiedades petrofísicas por la técnica RMN y determinar su validez.

En el capítulo 6 se presenta el estudio sistemático realizado a 36 muestras de roca de tres campos colombianos para obtener las propiedades petrofísicas a partir de los mecanismos de relajación, la corroboración de las mismas a través de la información mineralógica, textural y química obtenida por otras técnicas y la validación de los supuestos fundamentales empleados para extraer la información del sistema poroso de la señal de resonancia magnética nuclear.

2. FUNDAMENTOS DE LA RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)

La resonancia magnética es un fenómeno encontrado en sistemas de partículas que posean momento magnético y momento angular. Ocurre cuando la frecuencia de un campo magnético aplicado, es sintonizada con la frecuencia de precesión giroscópica del momento magnético de las partículas inducida por un campo magnético estático externo. La RMN tiene que ver con la absorción y emisión de radiación de radiofrecuencia. El fenómeno puede explicarse desde el punto de vista clásico y cuántico (Aragman, 1961; Cowan, 1997). La Física clásica describe que para que una partícula absorba o emita un fotón, la partícula en sí misma debe tener un movimiento periódico uniforme con una frecuencia fija característica. Esta frecuencia de movimiento debe ser idéntica a la frecuencia del fotón emitido o absorbido. La energía del fotón que está originalmente en forma de campos electromagnéticos oscilantes será transformada en energía de movimiento de la partícula. Esta transferencia de energía ocurre sólo si las oscilaciones del campo electromagnético del fotón interfieren constructivamente con las oscilaciones (movimiento periódico uniforme) del campo electromagnético de la partícula. En esta condición el sistema está en resonancia.

2.1. Magnetización y precesión

Los núcleos de los átomos poseen un momento angular intrínseco \vec{I} conocido como espín. El momento angular espín es una cantidad vectorial cuya magnitud es cuantizada como:

$$[I(I+1)]^{1/2} \hbar \quad (2.1.1)$$

Donde el número cuántico de espín I de un núcleo puede tener los valores $0, \frac{1}{2}, 1, \frac{3}{2}, 2 \dots$

La componente z de \vec{I} denotada I_z cuantizada es: $I_z = m\hbar$, donde z es un eje escogido arbitrariamente y m es el número cuántico magnético que tiene $2I+1$ valores enteros entre $-I$ y $+I$.

Los protones (^1H), neutrones y electrones con $I=1/2$ tienen dos orientaciones permitidas $I_z = \pm \frac{1}{2}\hbar$, las cuales se hacen evidentes en presencia de un campo magnético. Para la aplicación de este estudio solo el protón o núcleo de hidrógeno es de interés. Los dos estados permitidos para el momento angular de los protones se ilustran en la figura 2.1.1.

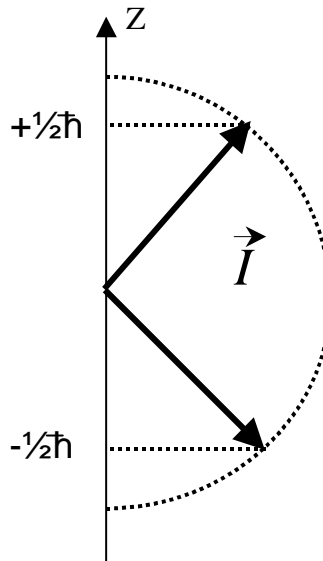


Figura 2.1.1. Orientaciones del momento angular del protón en presencia de un campo magnético

El momento magnético $\vec{\mu}$ de un núcleo está relacionado con su espín angular por:

$$\vec{\mu} = \gamma \vec{I} \quad (2.1.2)$$

Donde la constante γ es la relación giromagnética entre el momento angular y el momento magnético, la cual varía de un núcleo a otro. El valor de esta constante para el núcleo de hidrógeno es $2.675 \times 10^8 \text{ Tesla}^{-1}\text{s}^{-1}$.

2.1.1. Efecto del campo magnético

Cuando una población de ^1H es colocada en un campo magnético externo adopta $2I+1$ orientaciones de espín, cada una con diferente energía. Pero antes de que los protones puedan absorber fotones, deben tener un movimiento periódico oscilatorio. B_0 , produce un torque sobre el momento magnético $\vec{\mu}$ equivalente a $\vec{\mu} \times \vec{B}_0$, que fuerza a $\vec{\mu}$ a permanecer a cierto ángulo respecto a \vec{B}_0 . Esto causa que $\vec{\mu}$ presente un movimiento de cabeceo o precesión alrededor del eje de B_0 con una frecuencia angular fija llamada frecuencia de Larmor, de modo que $\vec{\mu}$ describirá un cono (figura 2.1.1.1).

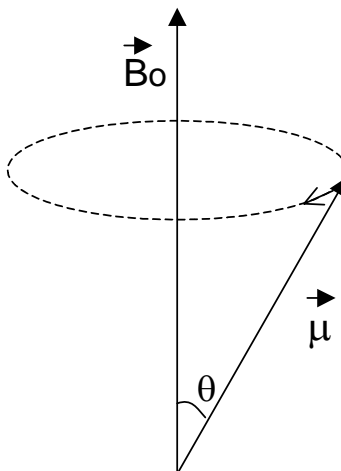


Figura 2.1.1.1. Precesión de $\vec{\mu}$ en un campo magnético \vec{B}_0 .

La ecuación de movimiento se obtiene al igualar el torque con la variación en el momento angular:

$$\frac{d\vec{I}}{dt} = \vec{\mu} \times \vec{B}_0 \quad (2.1.1.1)$$

Por combinación con la ecuación 2.1.2, se obtiene:

$$\frac{d\vec{\mu}}{dt} = \vec{\mu} \times (\gamma \vec{B}_0) \quad (2.1.1.2)$$

Esta ecuación demuestra que el cambio en el momento magnético es perpendicular a los vectores $\vec{\mu}$ y \vec{B}_0 .

En ausencia del campo magnético las $2I+1$ orientaciones de los espines nucleares tienen la misma energía. Esta degeneración se remueve en presencia del campo magnético. La energía de un momento magnético $\vec{\mu}$ en el campo magnético \vec{B}_0 es el producto negativo de los dos vectores:

$$E = -\vec{\mu} \cdot \vec{B}_0 \quad (2.1.1.3)$$

En presencia de un campo magnético fuerte la cuantización del eje z coincide con la dirección del campo, por lo tanto:

$$E = -\mu_z B_0 \quad (2.1.1.4)$$

Teniendo en cuenta que $I_z = m\hbar$ y que $\mu_z = \gamma I_z$, la energía del núcleo en términos del número cuántico m es:

$$E = -\gamma m \hbar B_0 \quad (2.1.1.5)$$

La constante giromagnética describe cuanto varía los estados energéticos de los protones con el campo magnético externo. Para ^1H hay dos estados cuánticos $m=1/2$ y $m=-1/2$, por lo tanto hay dos niveles de energía, de modo que las transiciones son entre estados adyacentes. La población de ^1H se distribuye entre esos dos estados energéticos. La diferencia de energía ΔE entre los estados es:

$$\Delta E = \hbar \gamma B_0 \quad (2.1.1.6)$$

La figura 2.1.1.2 presenta los estados de energía de los núcleos bajo un campo magnético B_0 .

La condición de resonancia para $I=1/2$ es:

$$\Delta E = h\nu_0 \quad (2.1.1.7)$$

Donde ν_0 es la frecuencia de resonancia o frecuencia de Larmor. Sustituyendo la ecuación 2.1.1.6 en la ecuación 2.1.1.7 se obtiene:

$$\nu_0 = \frac{\gamma B_0}{2\pi} \quad (2.1.1.8)$$

Para el espectrómetro RMN de campo bajo Maran Ultra II la frecuencia de resonancia es de 2.1 MHz.

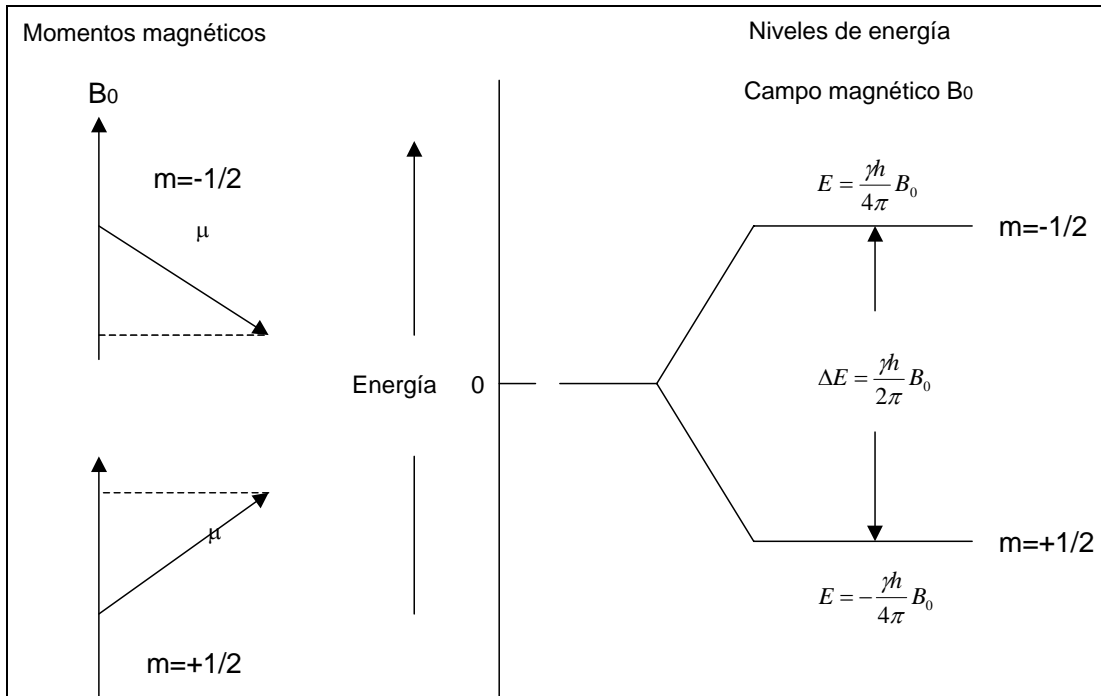


Figura 2.1.1.2. Niveles de energía de los núcleos con $I=1/2$, cuando son colocados en presencia de un campo magnético externo B_0 .

2.1.3. Magnetización bulk

Cuando el campo magnético está presente, la población de núcleos se reparte de acuerdo con una distribución de Boltzmann, en dos estados de energía y la población en el estado de menor energía ($m=1/2$) será ligeramente mayor. La relación de la población en los dos estados está dada por:

$$\frac{N_{\text{alto}}}{N_{\text{bajo}}} = e^{\frac{-\Delta E}{kT}} \quad (2.1.3.1)$$

Donde N_{alto} es el número de núcleos en el estado de mayor energía y N_{bajo} es el número de núcleos en el estado de menor energía. La señal RMN será proporcional a la diferencia poblacional entre los dos estados. La distribución desigual forma una magnetización total, \vec{M} , en la dirección de \vec{B}_0 . Cuando el campo magnético no es perturbado (estado de equilibrio), M es denotado como M_0 dada por:

$$M_0 = \frac{N\gamma^2\hbar^2 I(I+1)B_0}{3kT} \quad (2.1.3.2)$$

Donde N es el número total de espines, \hbar es $1/2\pi$ de la constante de Plank y k es la constante de Boltzmann.

La magnetización bulk es el vector suma de todos los momentos magnéticos nucleares y su magnitud es dada por el exceso de espines paralelos sobre los antiparalelos a B_0 . M_0 es paralelo a B_0 y no tiene movimiento precesional ni componentes en el plano x,y (figura 2.1.3.1).

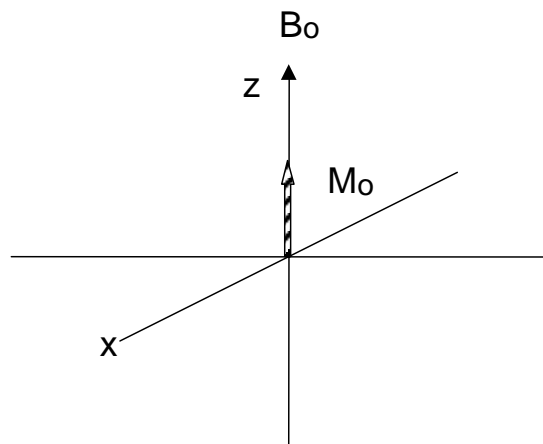


Figura 2.1.3.1. Vector de Magnetización bulk

2.1.4. Efecto de los pulsos de radiofrecuencia y sistema de referencia rotante

\vec{M} , estará en equilibrio hasta que sea perturbado. Si se aplica perpendicular a \vec{B}_0 en la dirección x, un pulso de radiofrecuencia, \vec{B}_1 , entonces \vec{M} se inclinará del eje z al plano x,y y precesará alrededor del eje z. Cuánticamente el exceso de la población en el estado de menor energía absorberá la energía del pulso, que deberá ser igual a la diferencia energética entre los dos estados. Todos los momentos magnéticos nucleares individuales entran en coherencia de fase.

Como \vec{M} precesa alrededor de \vec{B}_0 , se requiere una forma más conveniente para representar su precesión y el cambio de orientación, para lo cual se usa el sistema de referencia rotante diseñado para mostrar los efectos de \vec{B}_1 sobre \vec{M} . En este caso el plano x,y esta precesando a la misma frecuencia de Larmor, con lo cual los ejes rotantes y \vec{B}_1 aparecen estacionarios y \vec{M} rotará en el plano perpendicular a \vec{B}_1 .

Después de la aplicación del pulso de radiofrecuencia, \vec{M} cambiará el ángulo de inclinación θ_p respecto a z, equivalente a:

$$\theta_p = \gamma t_p B_1 \quad (2.1.4.1)$$

Donde t_p es el tiempo de duración del pulso de radiofrecuencia y θ_p se expresa en radianes. En las mediciones de RMN se aplican pulsos de 90° y de 180° .

Cuando B_1 es suspendido, la energía absorbida por la diferencia poblacional de núcleos en el estado de baja energía, será re-emitida y la magnetización retornará a su estado de equilibrio. Este proceso es llamado relajación. En los equipos de RMN el campo de radiofrecuencia B_1 es producido por una bobina o antena.

2.2. Relajación RMN

La relajación RMN describe el retorno de la magnetización al equilibrio después de la perturbación de la población de Boltzmann de los momentos magnéticos orientados. Los procesos de relajación de RMN pueden ser clasificados en dos tipos. El primer tipo es la relajación espín-red (longitudinal) asociada a la dispersión de la energía irradiada. El segundo tipo es la relajación espín-espín (transversal) asociada con la pérdida de la coherencia de fase de los grupos de espines, causada por las variaciones locales de la frecuencia de Larmor.

2.2.1. Decaimiento de inducción libre

Después de suspender el campo \vec{B}_1 el decaimiento de la magnetización \vec{M} inducirá una corriente sinusoidal oscilante en una bobina receptora, la cual puede ser detectada. Esta es la señal RMN. La reposición de la magnetización z a su estado de equilibrio requiere que los espines se inclinen a medida que se recupera la distribución de la población de Boltzmann. La magnetización xy decaerá a cero.

Después de que un pulso B_1 de 90° es aplicado inclinando los espines 90° , \vec{M} volverá a su estado de equilibrio en un movimiento espiral (figura 4). El decaimiento oscilante de la magnetización es detectado por el espectrómetro de RMN por el voltaje inducido en la bobina receptora. La señal es llamada

decaimiento de inducción libre (FID: free induction decay). La figura 2.2.1.1 presenta la señal detectada a través de los ejes x y y.

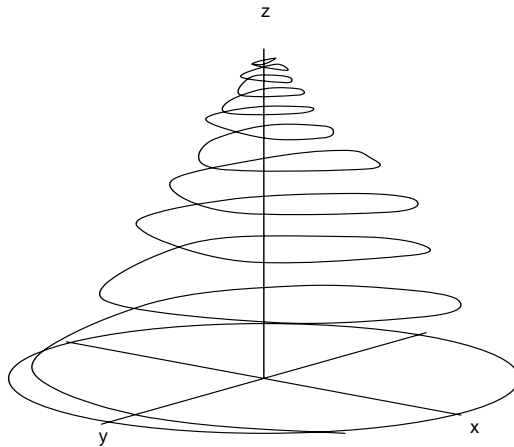


Figura 2.2.1.1. Después de un pulso de 90°, la magnetización retorna a su estado de equilibrio en un movimiento de espiral.

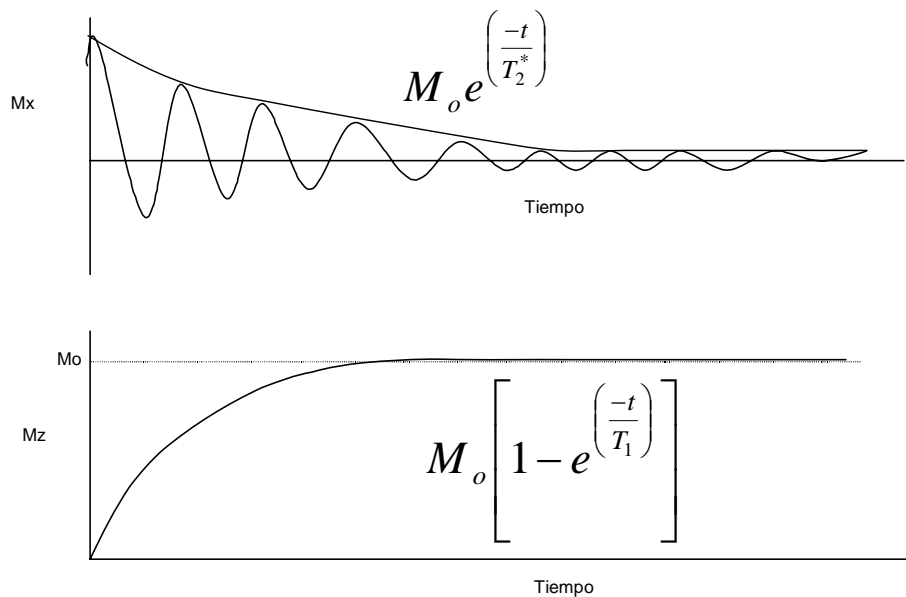


Figura 2.2.1.2 Señal detectada de los ejes x y y. La componente transversal de M decae a cero con una constante de tiempo característica T_2 . La componente z regresa a M_0 con una constante de tiempo característica T_1 .

2.2.2. Relajación longitudinal y secuencia de Inversión-Recuperación (Inversion recovery Sequence)

Como se describió en la sección 2.1.3, \vec{M} es la suma de la magnetización de todos los espines. En el equilibrio \vec{M} estará en su estado de más baja energía, alineado con el campo magnético estático \vec{B}_0 . Para alterar la componente z, es decir la componente longitudinal de \vec{M} , M_z , se debe incrementar la energía del sistema de espines perturbándolos con un pulso de radiofrecuencia. Para que el sistema vuelva al equilibrio, debe haber una interacción entre los espines y su entorno o red, de modo que les permita drenar el exceso de energía. Este proceso es llamado relajación espín-red o longitudinal.

Para una muestra con espines idénticos, este proceso es generalmente un decaimiento exponencial caracterizado por una constante de tiempo de relajación T_1 . El retorno de la componente z de magnetización (M_z) puede ser expresado como:

$$\frac{dM_z}{dt} = -\frac{M_z - M_0}{T_1} \quad (2.2.2.1)$$

El proceso de relajación espín-red o longitudinal (T_1) depende del intercambio de energía entre el sistema de espines y su ambiente, de modo que la relajación lleve al sistema a su equilibrio térmico, dado a cierta temperatura e intensidad de campo magnético. Este intercambio de energía es realizado a través de la dinámica de la red molecular como la rotación, difusión o vibración.

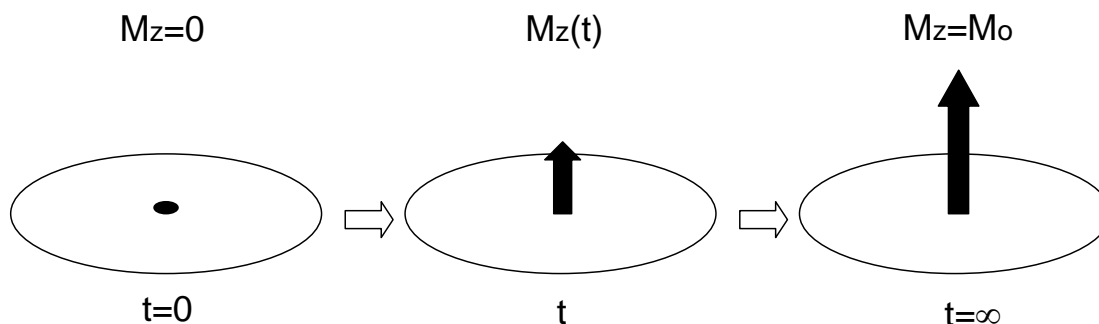


Figura 2.2.2.1. Relajación longitudinal

La secuencia de pulsos de recuperación inversión (IR) es la más frecuentemente usada para la medición de la relajación T_1 (Chuah, 1996). Cada secuencia IR comienza con un pulso de 180° , que inclina la magnetización del eje positivo, al eje negativo de z. Después de un determinado intervalo de tiempo t, se aplica un pulso de 90° que inclina la magnetización neta en el eje z al plano xy, donde la magnetización induce un voltaje de decaimiento sinusoidal (decaimiento de inducción libre FID), el cual es detectado en la bobina receptora. La magnetización después del pulso de 90° representa la magnetización de la componente z en el tiempo t. Antes de iniciar otro experimento con un nuevo t, la magnetización longitudinal M_z necesita retornar a su magnetización de equilibrio M_0 . Para asegurar esta condición, se requiere de un tiempo de espera de por lo menos 5 veces T_1 , lo que implica que es una medición que consume tiempo. Una serie de secuencias repetidas usando diferentes valores de t, da la magnetización del componente z como función de t. La magnetización en el componente z se incrementa del M_0 negativo al positivo a medida que t crece. El recobro de la magnetización de esta secuencia de recobro es expresado como:

$$M_z(t) = M_0(1 - 2e^{-\frac{t}{T_1}}) \quad (2.2.2.2)$$

2.2.3 Relajación transversal y secuencia CPMG

Cuando la magnetización es desviada de su dirección z por el campo magnético oscilante, aparecen sus componentes en x y y que también retornan al valor de equilibrio cero. Este decaimiento es la relajación espín-espín o transversal y es el resultado de la redistribución de la energía entre los mismos espines. \vec{M} precesará alrededor del eje z a la frecuencia de Larmor, por lo cual el proceso de relajación transversal se ilustra mejor en el sistema rotante (figura 2.2.3.1)

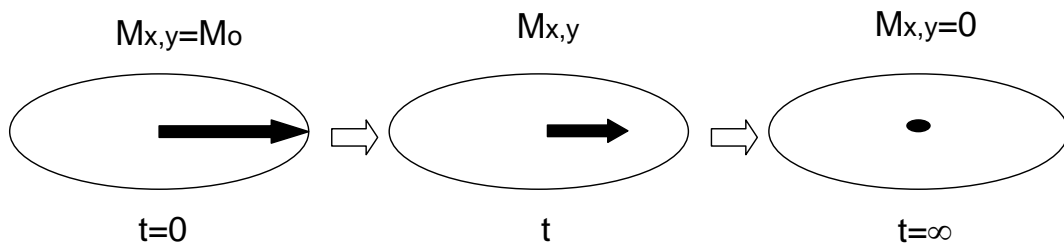


Figura 2.2.3.1. Relajación transversal.

La relajación transversal es un proceso con una constante de tiempo característica T_2 . Esta constante para este decaimiento exponencial es definida de las ecuaciones que gobiernan el regreso de las componentes de la magnetización transversal.

$$\frac{dM_x}{dt} = -\frac{M_x}{T_2} \quad \text{y} \quad \frac{dM_y}{dt} = -\frac{M_y}{T_2} \quad (2.2.3.1)$$

La relajación espín-espín es un proceso sin disipación de energía pero sí depende de las variaciones locales a nivel molecular del campo magnético aplicado.

A diferencia de T_1 , T_2^* es afectado por la heterogeneidad del campo magnético estático. Cuando una muestra es colocada en un campo magnético estático, diferentes partes de la muestra experimentan diferentes campos debidas a la imperfección del campo magnético. Partes de la muestra que experimenten un campo ligeramente más grande precesarán más rápido que las que experimentan campos ligeramente menores, de modo que una vez estén en el plano xy incrementarán la velocidad de decaimiento. La constante de tiempo que describe el decaimiento de la magnetización transversal debido a la relajación espín-espín y a la inhomogenidad del campo magnético esta dado por:

$$\frac{1}{T_2^*} = \frac{1}{T_2} + \gamma\Delta B_0 \quad (2.2.3.2)$$

Donde ΔB_0 es la heterogeneidad del campo estático. La magnetización transversal induce una corriente de radiofrecuencia captada por la bobina receptora en el eje x, como un decaimiento de inducción libre (FID) con una constante de tiempo T_2^* . El tiempo de la relajación espín-espín no podría ser determinado directamente del FID. Carr, Purcell, Meiboom y Gill, ganadores de un premio Nobel, diseñaron una manera de remover parcialmente el efecto de la inhomogenidad del campo de la señal RMN, mediante una secuencia o tren de ecos llamada CPMG. Un tren de ecos CPMG es un único experimento que inicia con un pulso de 90 que inclina la componente z de la magnetización en el plano xy, sobre el eje y. Después de este punto los grupos de espines se desfasan debido a la inhomogenidad del campo, entonces transcurrido un determinado intervalo de tiempo τ , una secuencia de pulsos de 180 es aplicada en el eje y. El tiempo entre los pulsos de 180 es de 2τ el cual es llamado tiempo entre ecos. Los siguientes pulsos de 180 son aplicados a 3τ , 5τ , 7τ ..., y los ecos-espín, es decir el re-enfase de los grupos de espines sobre el eje y, son formados a 4τ , 6τ , 8τLa señal de cada eco en el cual el

efecto de la inhomogeneidad ha sido parcialmente removido es grabada para formar una envolvente de las amplitudes de los ecos-espín. El decaimiento de la envolvente es una única exponencial que puede ser expresada como:

$$M_{x,y}(t) = M_0 e^{-\frac{t}{T_2}} \quad (2.2.3.3)$$

La figura 2.2.3.1 presenta el proceso para obtener un eco-espín. La figura 2.2.3.2 presenta un tren de ecos CPMG y el decaimiento de la magnetización transversal.

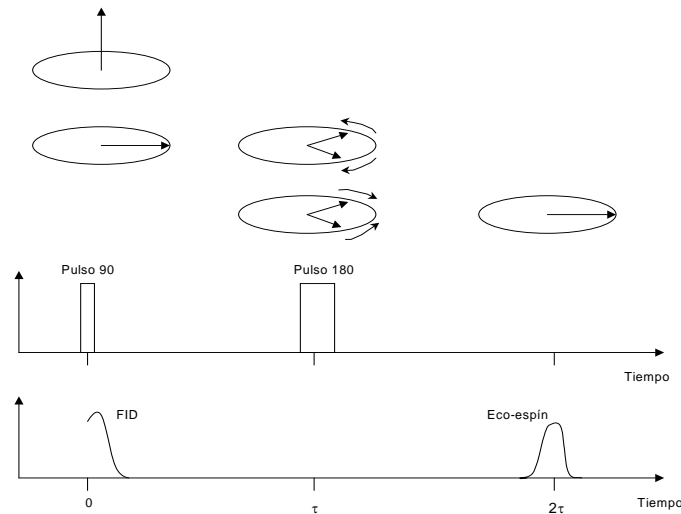


Figura 2.2.3.1. Eco-espín singular

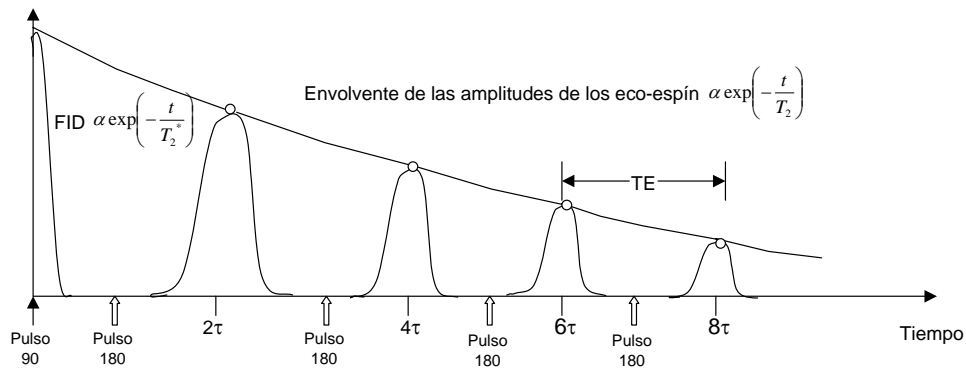


Figura 2.2.3.2. Tren de ecos-espín CPMG y decaimiento de la magnetización transversal.

El tiempo de adquisición (AT) de la secuencia CPMG se compone de los siguientes tiempos: el tiempo de duración del pulso de 90°, el tiempo de duración del pulso de 180°, el tiempo Tau (τ), que es el tiempo que transcurre entre la aplicación del P90 y el P180, el tiempo entre ecos (TE) que es igual a 2τ . Finalmente el tiempo total de los ecos depende del número de ecos (NECH) que se programen en la secuencia.

Para el valor de τ se toma el menor valor posible, de modo que permita minimizar la influencia de los fenómenos de difusión. Este valor depende también del equipo empleado para la medición. Para el conjunto de muestras analizadas se seleccionó 150 μ s. Como regla general el tiempo de adquisición se fija como $AT > 5 \cdot T_2$, siendo T_2 el tiempo de relajación característico del fluido de saturación.

El tiempo de adquisición se emplea para calcular el número total de ecos mediante la relación:

$$AT = NECH \cdot 2\tau$$

donde NECH= número total de ecos y 2τ = tiempo entre ecos (TE)

Se aplican varias de estas secuencias, para incrementar la relación señal/ruido, dejando un tiempo entre secuencias denominado tiempo de espera o Relaxation Delay (RD), suficiente para que \vec{M} retorne al equilibrio y que toda la señal de decaimiento sea detectada. El número de secuencias CPMG aplicadas corresponde al número de scans programados (NS). La figura 2.2.3.3 ilustra dos secuencias CPMG.

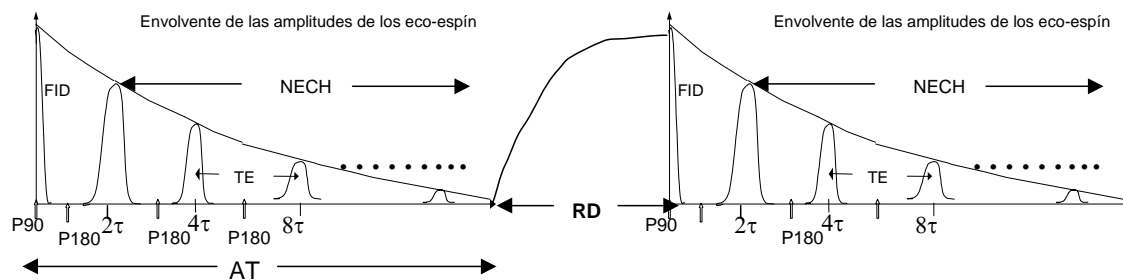


Figura 2.2.3.3. Representación de dos secuencias CPMG, separadas por un tiempo de espera RD.

3. RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR EN MEDIOS POROSOS

En el presente trabajo el medio poroso consiste en el espacio resultante del empaquetamiento natural de los granos y otros minerales que conforman las rocas sedimentarias, en el cual se albergan el agua y los hidrocarburos. Para establecer la relación entre la técnica de resonancia magnética nuclear y su utilidad en la aplicación en la industria del petróleo, es necesario conocer algunos conceptos básicos de un yacimiento petrolífero y aspectos de los minerales arcillosos.

3.1. Yacimiento Petrolífero

Un yacimiento petrolífero puede estar formado por roca calcárea o por roca sedimentaria. En el presente trabajo se estudiaron muestras del segundo tipo.

Para este caso un yacimiento es un volumen de roca sedimentaria del subsuelo o formación, que posee un espacio poroso en el que se alberga hidrocarburo, de tipo líquido o gas, acompañado generalmente de agua. La mayoría de las rocas sedimentarias de los yacimientos colombianos corresponden a areniscas conformadas por granos de cuarzo y ocasionalmente feldespatos, cuyo tamaño y selección dependen de las condiciones de depósito de los sedimentos. Estos granos están cementados por minerales como sílice, carbonato de calcio, óxidos de hierro, arcilla o yeso y acompañados de cantidades variables de minerales arcillosos depositados junto con ellos o formados en el proceso de enterramiento de los sedimentos (Pearl, 1983). La selección y acomodación de los granos y la cantidad y disposición de los minerales arcillosos entre ellos, determinan las propiedades petrofísicas de la roca, tales como la capacidad de almacenamiento de fluidos conocida como la porosidad total, la fracción de esa porosidad de la que

se pueden extraer fluidos hasta la superficie (porosidad efectiva) y la capacidad de flujo del fluido a través del medio poroso conocida como la permeabilidad.

Solo una parte del volumen de los fluidos contenidos en el medio poroso saldrá a superficie, es decir será el volumen recuperable y sólo una parte de este volumen corresponderá a hidrocarburos, de modo que para el cálculo de las reservas de un yacimiento y su valor comercial o para seleccionar las formaciones en las que se harán trabajos para estimular la producción, los ingenieros necesitan conocer el volumen de roca que almacena los fluidos, sus propiedades petrofísicas, el tipo de fluidos que aloja, y cuánto de ese fluido recuperable es hidrocarburo. Para hallar estos valores, la industria usa herramientas de registros en pozo, que suministran lecturas indirectas de la litología y de los fluidos y determina en laboratorio las propiedades petrofísicas de las muestras de roca del subsuelo, denominadas corazones, extraídas durante la perforación. Sin embargo, por un lado las herramientas de pozo convencionales no proporcionan todas las respuestas, y por otro, se recurre a formulaciones empíricas que implican incertidumbres. Por esta razón la industria del petróleo está en constante investigación y desarrollo de nuevas herramientas que proporcionen las respuestas deseadas en la medida que los yacimientos se hacen más complejos y el hallazgo de hidrocarburos más esquivo.

3.2. Composición de los minerales arcillosos en las rocas sedimentarias

Los minerales arcillosos comúnmente hallados en cantidades y en distribución variable en las rocas de los yacimientos colombianos son principalmente del tipo caolinita, esmectita, illita, interestratificados Esmectita/Illita y clorita. Estos minerales, excepto la caolinita, generalmente presentan hierro entre los elementos que pueden hacer parte de su estructura o que entran a balancear las cargas entre sus capas. Su característica paramagnética aumenta la probabilidad de que

sean generadores de gradientes internos. En el medio poroso se encuentran rellenando los poros total o parcialmente o recubriendo los granos a manera de abrigo. Dependiendo de su carácter paramagnético y su distribución en la roca afectaran la relajabilidad superficial y provocarán heterogeneidades en el campo magnético.

Los minerales arcillosos son en esencia, silicatos aluminicos hidratados. En algunos de ellos, el aluminio está parcialmente sustituido por magnesio o hierro y los elementos del primer y segundo grupo pueden estar presentes como constituyentes esenciales. En las rocas por lo general hay varios minerales arcillosos mezclados con otros minerales tales como feldspatos, cuarzo, carbonatos y micas (Hurlbut, 1985).

Los minerales arcillosos de interés se clasifican dentro del grupo de los filosilicatos. Tienen un predominio en la estructura de tetraedros de SiO_4 de extensión indefinida. Tres de los cuatro oxígenos de cada tetraedro SiO_4 están compartidos con los tetraedros vecinos, resultando un relación $\text{Si}:\text{O} = 2:5$.

La mayor parte de los miembros de los filosilicatos son portadores de hidroxilos, con los grupos (OH) localizados en el centro de los anillos senarios de tetraedros, a la misma altura que los oxígenos de los vértices no compartidos en los tetraedros de SiO_4 . Cuando los iones, externos a la hoja de Si_2O_5 están enlazados a las mismas, se encuentran coordinados con dos oxígenos y un OH. El tamaño del triángulo entre dos oxígenos y un (OH) es apropiadamente el mismo (pero no idéntico) a la cara triangular de un octaedro XO_6 (en donde X es comúnmente Mg o Al). Esto significa que es posible enlazar a una red regular de oxígenos apicales y grupos (OH) de composición $(\text{Si}_2\text{O}_5\text{OH})^{-3}$ una lámina de octaedros regulares, donde cada octaedro está inclinado sobre uno de sus lados triangulares.

Cuando estas laminas tetraédricas y octaédricas están unidas se obtiene la geometría general de las estructuras de la *caolinita*.

Los cationes de la capa octaédrica pueden ser divalentes o trivalentes. Cuando los cationes de la capa octaédrica son trivalentes, el balance de carga se mantiene cuando una de cada tres posiciones catiónicas está desocupada. Este es el caso de la estructura de la gibsita $\text{Al}(\text{OH})_3$. Esta estructura en capas, en la cual cada oxígeno o grupo (OH) está rodeado por solo dos cationes se llama dioctaédrica. Sobre la base de la química y la geometría de las capas octaédricas, los filosilicatos se dividen en dos grupos principales: trioctaédrico y dioctaédrico.

Anteriormente se indicaba que las geometrías de una hoja media de Si_2O_5 y una capa de octaedros XO_6 son generalmente compatibles, de tal modo que una puede ser enlazada con la otra. Al considerar este hecho en función de la química de las capas octaédrica y tetraédrica, entonces la brucita, $\text{Mg}(\text{OH})_2$, está formada por dos laminas de OH, entre las cuales el Mg está coordinado en octaedros. Esto puede expresarse simbólicamente en la forma $\text{Mg}_3 (\text{OH})_3 / (\text{OH})_3$. Si se reemplaza dos de los grupos (OH) en un lado de una capa de brucita por dos oxígenos apicales de una hoja de Si_2O_5 , se obtiene $\text{Mg}_3 \text{Si}_2\text{O}_5 (\text{OH}) / (\text{OH})_3$. Esto significa que el otro lado de la estructura de la brucita no está conectado a una hoja de Si_2O_5 . Esta estructura corresponde a la antigorita, $\text{Mg}_3 \text{Si}_2\text{O}_5 (\text{OH})_4$. La estructura equivalente con una hoja dioctaédrica es la **caolinita** $\text{Al}_2 \text{Si}_2\text{O}_5 (\text{OH})_4$. En resumen, las estructuras de la antigorita y la caolinita están formadas por una hoja tetraédrica ("t") y una hoja octaédrica ("o") dando lugar a capas "t-o". Estas capas t-o son eléctricamente neutras y están enlazadas entre sí por fuerzas débiles de Van der Waals.

Al grupo de los filosilicatos pueden ser añadidas unas cuantas ramas. La importante familia de las **cloritas** puede ser descrita teniendo la estructura de capas dobles del talco (o pirofilita), interestratificadas con hojas simples octaédricas de brucita, lo que conduce a la fórmula de $\text{Si}_4 \text{O}_{10} \text{Mg}_3 (\text{OH})_2 \text{Mg}_3 (\text{OH})_6$. Sin embargo en la mayoría de las coritas, el magnesio puede estar sustituido por aluminio, hierro ferroso y férrico en posiciones octaédricas, tanto en las capas de talco como en las hojas de brucita y el silicio puede estar sustituido por el aluminio en las posiciones tetraédricas.

La estructura de la montmorillonita (o **esmeclita**) puede deducirse de la estructura de la pirofilita por inserción de laminas de agua molecular que contengan cationes libres entre las capas triples t-o-t de la pirofilita conduciendo a una estructura que es esencialmente idéntica a la de la vermiculita. Los miembros de la vermiculita y **esmeclita** exhiben una capacidad única para hincharse debido a la incorporación de grandes cantidades de agua interpuesta.

Si la sustitución del silicio por el aluminio tiene lugar, al azar, en las posiciones tetraédricas de las hojas de pirofilita, puede no haber suficientes cargas agregadas sobre las capas triples para producir una estructura ordenada con todas las posibles posiciones de cationes entre capas ocupadas. Sin embargo y localmente, pueden estar ocupadas algunas posiciones catiónicas, dando lugar a propiedades intermedias entre las de las arcillas y las micas, cuadro que puede complicarse aún más con la entrada de agua molecular. Los minerales de este tipo ricos en potasio, intermedios entre las arcillas montmorilloníticas y la micas, son considerados como pertenecientes al grupo de la **illita** .

Los minerales arcillosos presentan un valor elevado del área superficial y, a la vez, la presencia de una gran cantidad de superficie activa, con enlaces no saturados. La existencia de carga en las láminas se compensa, como ya se ha citado, con la

entrada en el espacio interlaminar de cationes débilmente ligados y con estado variable de hidratación, que pueden ser intercambiados fácilmente mediante la puesta en contacto de la arcilla con una solución saturada en otros cationes, a esta propiedad se la conoce como capacidad de intercambio catiónico.

La superficie específica o área superficial de una arcilla se define como el área de la superficie externa mas el área de la superficie interna (en el caso de que esta exista) de las partículas constituyentes, por unidad de masa, expresada en m^2/g . Las arcillas poseen una elevada superficie específica, muy importante para la interacción sólido-fluido y el contenido de agua en las rocas. Algunos ejemplos de superficies específicas de minerales arcillosos se presentan en la tabla 3.2.1.

Tabla 3.2.1. Superficie específica de algunos minerales arcillosos

Mineral Arcilloso	Superficie específica
Caolinita de elevada cristalinidad	hasta 15 m^2/g
Caolinita de baja cristalinidad	hasta 50 m^2/g
Halloisita	hasta 60 m^2/g
Illita	Hasta 50 m^2/g
Montmorillonita	80-300 m^2/g
Sepiolita	100-240 m^2/g
Paligorskita	100-200 m^2/g

En cuanto a la capacidad de intercambio catiónico (CIC), ésta se puede definir como la suma de todos los cationes de cambio que un mineral puede adsorber a un determinado pH. Es equivalente a la medida del total de cargas negativas del mineral. Estas cargas negativas pueden ser generadas de tres formas diferentes:

- Sustituciones isomórficas dentro de la estructura.

- Enlaces insaturados en los bordes y superficies externas.
- Disociación de los grupos hidroxilos accesibles.

El primer tipo es conocido como carga permanente y supone un 80% de la carga neta de la partícula; además es independiente de las condiciones de pH y actividad iónica del medio. Los dos últimos tipos de origen varían en función del pH y de la actividad iónica. Corresponden a bordes cristalinos, químicamente activos y representan el 20 % de la carga total de la lámina.

La tabla 3.2.2 presenta algunos ejemplos de capacidad de intercambio catiónico.

Tabla 3.2.2. Capacidad de intercambio catiónico para algunos minerales arcillosos

Mineral Arcilloso	Capacidad de Intercambio Catiónico meq/100 g
Caolinita	3-5
Halloisita	10-40
Illita	10-50
Clorita	10-50
Vermiculita	100-200
Montmorillonita	80-200
Sepiolita-paligorskita	20-35

3.3. Susceptibilidad Magnética

Cuando una roca es colocada en un campo magnético estático, aumentan los gradientes por las inhomogeneidades del campo ΔB_0 , debido al contraste de susceptibilidad magnética entre los granos de la roca y los fluidos en los poros:

$$\Delta B = \Delta\chi_e B \quad (3.2.1)$$

Donde $\Delta\chi_e$ es la diferencia en susceptibilidades, debido principalmente a las contribuciones electrónicas. En las rocas, los gradientes internos (G) resultantes de la inhomogenidad del campo son una complicada función de la microgeometría y de la composición mineralógica.

La susceptibilidad magnética (χ) es una medida de la tendencia a la alineación de los momentos magnéticos inducidos respecto a un campo magnético aplicado. Las sustancias paramagnéticas tienen valores positivos de χ , mientras que las diamagnéticas tienen valores negativos. La tabla 3.3.1 presenta los valores de susceptibilidad magnética para algunos minerales. La siderita y la hematita presentan los valores más elevados. Otros minerales que contienen hierro también presentan valores altos.

Tabla 3.3.1. Susceptibilidad magnética de algunos minerales

Mineral	Formula	Susceptibilidad magnética volumétrica ($\chi, 10^{-6}$)
Siderita	FeCO_3	305,8
Hematita	Fe_2O_3	261,2
Clorita	$(\text{Fe,Mg})_2(\text{Al}_4\text{Si}_2\text{O}_{10})(\text{OH})_4$	104,6
Glaucionita		69,8
Goetita	FeO-OH	82,5
Caolinita	$\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$	-0.9

3.3. Mecanismos de relajación de los fluidos en medios porosos.

Los procesos de relajación RMN para protones requieren que los campos magnéticos fluctúen en el rango de distancias moleculares. A esta fluctuación

aporta un campo magnético que varía en el tiempo y que interactúa con los momentos dipolares magnéticos nucleares.

Existen varias fuentes posibles de variación del campo magnético en el tiempo. A nivel molecular, el campo magnético más fuerte es causado por electrones desapareados como sucede en los materiales paramagnéticos, tales como el oxígeno molecular disuelto y los iones paramagnéticos (hierro y el manganeso), que se pueden hallar en el agua de la formación o en los minerales arcillosos de la roca y que aportan a la aceleración en la velocidad de relajación de los líquidos. Los tiempos de relajación T_2 de los líquidos varían de acuerdo con su localización dentro del espacio poroso. Los líquidos en el centro del poro experimentarán una relajación bulk descrita más adelante, mientras que los líquidos en contacto con la superficie del medio poroso se relajarán a velocidades mayores debido a las interacciones complejas con los campos electromagnéticos a nivel atómico en la superficie de los minerales, por la gran probabilidad, caracterizada por el parámetro de la relajabilidad superficial, de que los protones se relajen cuando entren en contacto con ella. Esta será la relajación superficial. En el límite de una difusión rápida, es decir cuando los poros son lo suficientemente pequeños y los mecanismos de relajación superficial lo suficientemente lentos, para que una molécula cruce un poro varias veces antes de relajarse, la relajación superficial estará dada por:

$$\frac{1}{T_{1,2,superficial}} = \rho_{1,2} \frac{S}{V} \quad (3.3.1)$$

Donde ρ es la relajabilidad superficial, S/V es la relación superficie a volumen del poro en el que este contenido el líquido en relajación. La relajación superficial ocurre en la interface sólido-líquido, por ejemplo en la superficie de los granos de las rocas. La relajabilidad superficial varia con la mineralogía (Coates, 1997) y

puede ser calculada en laboratorio. La relajación superficial no depende de la temperatura ni de la presión, por lo que las medidas RMN de laboratorio, que se hacen a condiciones ambientales, son comúnmente usadas para estimar parámetros petrofísicos y modelos que pueden ser directamente usados en la interpretación del registro RMN de campo.

El movimiento al azar de las moléculas es una fuente adicional de variación del campo magnético. La superposición de los campos magnéticos de los espines permite interacciones entre sus momentos magnéticos y crea un campo aleatoriamente variante en el sitio de los núcleos. Esta es llamada la relajación *bulk* de los líquidos.

En los fluidos de los yacimientos, dos tipos de interacciones entre los momentos magnéticos son importantes. En los líquidos, las distancias moleculares entre los grupos de espines son suficientemente pequeñas para que las interacciones dipolares contribuyan significativamente a la relajación de los espines. Este proceso es conocido como la interacción dipolo-dipolo, que incluye las interacciones intramoleculares e intermoleculares. Estas últimas son función de la distancia intermolecular, reflejada por ejemplo en la densidad. Cuando la densidad de los momentos magnéticos es reducida, como es el caso de los gases, esta interacción se hace menos importante.

Para los sistemas líquidos, las interacciones dipolares entre los espines son la principal fuente de las modificaciones del campo magnético local que gobiernan los procesos de relajación T_2 . La rotación molecular, difusión o vibraciones de la red, también contribuyen a la relajación T_2 .

En el caso de los gases en el que las moléculas esféricas son relativamente libres para rotar, la rotación de los espines es otra interacción importante de los

momentos magnéticos. Este mecanismo está entre el espín nuclear y el momento magnético molecular que surge de las variaciones del momento angular de una molécula rotando.

Desde que cualquiera de los varios mecanismos puede aportar a la relajación de los espines, entonces, la relajación bulk neta puede ser expresada como la suma de las velocidades individuales:

$$\frac{1}{T_{1,2b}} = \frac{1}{T_{1,2d-dr}} + \frac{1}{T_{1,2d-dt}} + \frac{1}{T_{1,2sr}} \quad (3.3.2)$$

Donde 1,2 denotan T_1 o T_2 , b denota el fluido total, d-dr denota la rotación dipolo-dipolo intramolecular, d-dt denota las traslaciones dipolo-dipolo intermoleculares y sr denota la rotación espín.

Finalmente hay una contribución a la relajación por parte de la difusión que es en general un fenómeno de transporte de gases y líquidos. La difusión describe el proceso de transporte molecular dentro de los sistemas, causado por el movimiento estadístico de los átomos o moléculas. La relajación por difusión se hace evidente en la relajación transversal T_2 y se expresa como:

$$\frac{1}{T_2, \text{Difusión}} = \frac{(\gamma g TE)^2 D}{12} \quad (3.3.3)$$

Donde D es el coeficiente de difusión, TE es el tiempo entre los pulsos de 180°, g es el gradiente constante del campo magnético.

La respuesta RMN de los fluidos confinados en un medio poroso es una función de la relajación bulk la relajación superficial y la difusión en un gradiente de campo magnético. Para la relajación longitudinal está dada por:

$$\frac{1}{T_1} = \frac{1}{T_{1,bulk}} + \frac{1}{T_{1,superficial}} = \frac{1}{T_{1,bulk}} + \rho_1 \frac{S}{V} \quad (3.3.4)$$

Para la relajación transversal está dada por:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{1}{T_{2,bulk}} + \frac{1}{T_{2,superficial}} + \frac{1}{T_{2,difusión}} = \frac{1}{T_{2,bulk}} + \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{(\gamma g TE)^2 D}{12} \quad (3.3.5)$$

La importancia relativa de los tres mecanismos de relajación depende del tipo de fluido en los poros (agua, crudo o gas), el tamaño de los poros, el valor de la relajabilidad superficial y la mojabilidad de la roca analizada.

3.4. Estimación de la distribución de tamaño de poro a partir de las respuestas RMN

La práctica estándar en la industria para extraer la información del sistema poroso de la señal de resonancia magnética nuclear consiste en derivar el resultado de las ecuaciones que gobiernan el decaimiento de la magnetización empleando supuestos fundamentales:

1. Se aplica el límite de difusión rápida, condición en la que la relajación superficial es más lenta que el transporte de los núcleos de hidrógeno a la superficie, de modo que los núcleos experimentan un intercambio rápido de ambientes tal que los campos locales en cada región de un poro son

promediados a su valor medio (Brownstein y Tarr, 1979, Belton et al, 1988. En artículo variation of permeability and pore size).

2. Los poros no están interconectados, es decir las moléculas relajadas no pueden viajar a través de las gargantas a otro poro.
3. La relajación por difusión causada por la presencia de un gradiente es despreciable (Kleinberg et al, 1993). La relajación *Bulk* es indistinguible o monotónica (una sola velocidad de decaimiento).
4. La relajación superficial es uniforme en cualquier parte de las paredes de los poros. La distribución de los sitios paramagnéticos es uniforme en las paredes de los poros.
5. Los fluidos en un poro aislado perderán su magnetización de forma exponencial, con una velocidad constante de decaimiento única para ese tamaño de poro, de modo que la magnetización neta = $Me^{(-t/T)}$, donde M es la magnetización en el tiempo cero (M es proporcional al volumen del poro) y T es la constante de decaimiento particular para ese tamaño de poro.
6. La relación entre el tamaño de poro y la constante de decaimiento es $T=V/(\rho S)$, donde V/S es la relación superficie a volumen y ρ es la relajabilidad superficial (Brownstein y Tarr, 1979).

La aplicabilidad de cada uno de estos supuestos fundamentales gobierna el grado de acierto en las predicciones de las distribuciones de tamaño de poro a partir de RMN. Los dos supuestos más osados son el 1 y el 2. El 3 es manejable usando TE muy cortos. El cuarto punto se puede estimar a través del análisis de la distribución de los minerales arcillosos en el medio poroso y su composición elemental y mineralógica realizada por microscopía electrónica de barrido equipada con detector de rayos X y por difracción de Rayos X.

La aplicación de esta teoría a los medios porosos proporciona los fundamentos técnicos para obtener a partir de la multiexponencial de decaimiento, la distribución de las constantes de relajación longitudinal o transversal y que éstas a su vez puedan representar la distribución de los tamaños de poro.

El supuesto de la difusión rápida es el que permite interpretar la distribución de T_2 como una distribución de tamaño de poro a través de la ecuación $V/S=\rho T$, donde V/S es la relación volumen a superficie de un solo poro y ρ su relajabilidad superficial. Este supuesto está basado en el número de Brownstein, que es una cantidad adimensional equivalente a $\rho r/D$, donde r es el radio del poro y D es el coeficiente de difusión del fluido saturante. Físicamente es una medida de la relación del tiempo que le toma a una molécula difundirse a través del poro contra el tiempo que le toma relajarse en una superficie confinada. La difusión rápida requiere que $\rho r/D < 1$. La relajabilidad superficial hace parte del número de Brownstein. En la industria se acepta que este valor varíe entre 7 a 30 $\mu\text{m/s}$. En la medida que ρ exceda este rango, el potencial de que el decaimiento sea en el régimen de decaimiento lento aumenta proporcionalmente.

Para determinar la efectividad del modelo difusión rápida/poros aislados, se hará una comparación entre el tamaño de los poros observados por análisis de geometría poral usando imágenes de electrones retrodispersados de microscopio electrónico de barrido de bloques pulidos de roca y la distribución de T_2 de RMN (Lonnes, 2003) y una comparación entre las curvas de presión capilar por inyección de mercurio con la distribución acumulada de T_2 (Zhang, 2001). En el primer caso se obtiene el número de Brownstein y en el segundo caso se determina el valor de ρ . Algunos valores de ρ están reportados en la literatura. Straley, et al. (1987) reportó de 10-20 $\mu\text{m/s}$ para esferas de vidrio, Kenyon et al. (1989) reportaron de 6-10 $\mu\text{m/s}$ usando presión capilar y análisis de imágenes

para estimar el área superficial. Howard et al (1993) reportó de 26 a 100 $\mu\text{m/s}$ usando análisis de imágenes para estimar el área superficial. Oren et al (1994) reportó de 160-1200 $\mu\text{m/s}$ usando análisis de imágenes para estimar el área superficial. Zhang (2001) reportó que la relajabilidad superficial debe ser calculada de la comparación entre la curva de presión capilar con la distribución acumulada de T_2 .

En las rocas saturadas 100% con salmuera, la relajación bulk es monotónica, por lo cual, el mecanismo de relajación T_1 y T_2 predominante es la relajación superficial, por lo tanto las ecuaciones (3.3.4) y (3.3.5) pueden ser simplificadas así:

$$\rho_1 \frac{S}{V} \gg \frac{1}{T_{1B}} \quad \text{y} \quad \rho_2 \frac{S}{V} \gg \frac{1}{T_{2B}} \quad (3.4.1)$$

Por lo tanto:

$$\frac{1}{T_{1r}} = \rho_1 \frac{S}{V} \quad (3.4.2)$$

$$\text{y} \quad \frac{1}{T_{2t}} = \rho_2 \frac{S}{V} + \frac{1}{3} (\tau \gamma G)^2 D \quad (3.4.3)$$

El término de la difusión $(\frac{1}{3} (\tau \gamma G)^2 D)$ en la velocidad de decaimiento de T_2 puede ser ignorado cuando el tiempo entre ecos, o el gradiente de campo magnético o la difusividad de los fluidos es un valor bajo. En tal caso la expresión puede ser simplificada a:

$$\frac{1}{T_{2t}} = \rho_2 \frac{S}{V} \quad (3.4.4)$$

Como la relación superficie a volumen es inversamente proporcional al radio del poro, los tiempos de relajación están relacionados con el tamaño del poro a través de la relajabilidad superficial, por lo tanto tiempos de relajación cortos corresponden a poros pequeños, mientras que los tiempos largos corresponden a poros grandes.

Para una roca que tiene una distribución de tamaños de poro, cada tamaño está asociado a una componente $T_{1,2}$, entonces la magnetización neta no se relajará con un decaimiento monoexponencial, sino que lo hará con decaimiento multiexponencial. De acuerdo con lo descrito en las secciones 2.2.2 y 2.2.3 la multiexponencial de decaimiento para T_1 obtenida de la secuencia de inversión-recuperación será:

$$M(t) = \sum_{j=1}^N f_j \left(1 - 2e^{-\frac{t}{T_{1j}}} \right) \quad (3.4.5)$$

Y para T_2 obtenida de la secuencia CPMG será:

$$M(t) = \sum_{j=1}^N f_j \left(e^{-\frac{t}{T_{2j}}} \right) \quad (3.4.6)$$

Donde f_j es la amplitud a cada $T_{1,2j}$. La suma de f_j debe ser igual a M_0 , así que las distribuciones T_1 y T_2 son equivalentes a las distribuciones de tamaño de poros (solo para una sola fase de fluido, en arenas sin contenido de arcilla, en medios porosos con estructura interconectada y cuando la relajación superficial es el mecanismo de relajación predominante)(Zhang, 2001).

3.5. Conversión de las multiexponenciales de decaimiento a distribuciones de tiempos de relajación T_1 y T_2

Para extraer las distribuciones de tiempos de relajación, de las multiexponenciales de decaimiento, el software del equipo utiliza un método de regresión no lineal denominado Método Levenberg-Marquardt, el cual minimiza la suma ponderada de los residuales al cuadrado χ^2 , que se define como:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^N \left(\frac{g_i - \sum_{j=1}^M f_j k_j(t_i)}{\sigma_i} \right)^2 \quad 3.5.1$$

donde g_i corresponde a los datos medidos los cuales tienen N puntos, σ_i es la desviación estándar del ruido, el Kernel $k_j(t_i)=1-2\exp(-t_i/T_{1j})$ para IR y $k_j(t_i)=\exp(-t_i/T_{2j})$ para CPMG, f_j es la fracción correspondiente a T_j y M es el número de f_j . Los parámetros de la distribución de los tiempos de relajación, f, puede existir solamente con valores positivos.

La inversión directa de la ecuación 3.5.1 puede generar varias soluciones posibles. Las fluctuaciones pequeñas causadas por datos ruidosos pueden generar distribuciones muy diferentes las cuales presentan un buen ajuste. En este caso se usa un método de regularización para estimar las distribuciones de T_1 y T_2 y evitar la diversidad de soluciones. Uno de los métodos usados es el de suavizado normalizado, en el cual se minimiza la función de mérito χ^2 , en lugar de χ^2 . Esta función se define como:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^N \left(\frac{g_i - \sum_{j=1}^M f_j k_j(t_i)}{\sigma_i} \right)^2 + \alpha \sum_{j=1}^M f_j^2 \quad (3.5.2)$$

ó

$$\chi^2 = \chi A^2 + \alpha \sum_{j=1}^M f_j^2 \quad (3.5.3)$$

Donde α es el parámetro de regularización. Este valor está incorporado en la rutina del software Winxp del equipo, con la cual se hace la inversión matemática respectiva (figura 3.5.1).

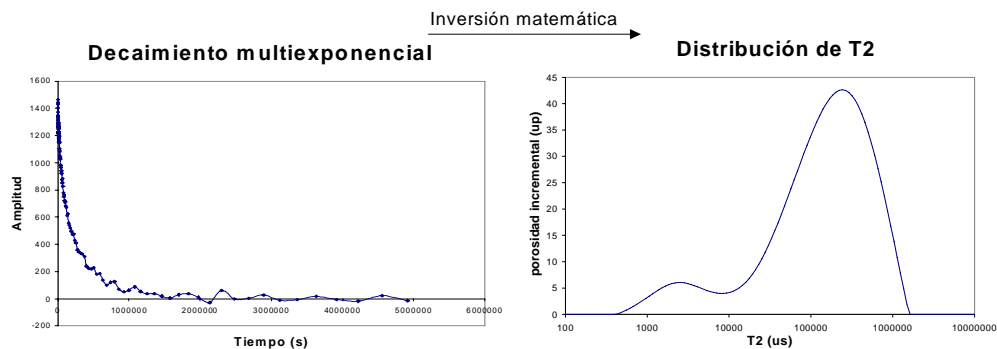


Figura 3.5.1. Envoltente de decaimiento que a través de inversión matemática se convierte a una distribución T_2

3.6. Determinación de la porosidad RMN

La porosidad de la roca (ϕ), es una fracción, definida como la relación de volumen poroso al volumen total de roca.

En la industria de registros de pozo, se conocen dos terminologías: porosidad efectiva ϕ_e y la porosidad total ϕ_t . La porosidad efectiva incluye la fracción del volumen total que no incluye el agua ligada a los minerales arcillosos. La porosidad total es la porosidad efectiva mas la porosidad del agua ligada a las arcillas. Una fracción del volumen total que corresponde a la suma del agua ligada a las arcillas y el agua capilar denominada en conjunto agua irreducible, corresponde a la porosidad irreducible. Los primeros registros sólo median la porosidad efectiva porque el agua ligada a las arcillas tenía tiempos de relajación muy rápidos que no eran registrados porque no se podían usar tiempos entre ecos más cortos. Los registros modernos ya usan secuencias de pulsos cortas para medir la porosidad total.

Cuando una muestra de roca es saturada al 100% con salmuera, el volumen poroso de la roca iguala al volumen de la salmuera en el interior de la roca. La señal en el tiempo cero, M_0 , es proporcional a la cantidad total de protones en la muestra. El volumen de salmuera de la roca puede ser determinado por comparación de M_0 con aquella proveniente de una muestra de calibración con un volumen conocido de agua (Zhang, 2001) o por la función obtenida de la curva de calibración de M_0 normalizada por la ganancia del receptor y el número de scans ó secuencias CPMG, contra la porosidad de las soluciones de referencia. Por lo tanto la porosidad de la roca (ϕ) puede ser estimada de las mediciones RMN como:

$$\phi = \frac{\frac{M_{0,roca}}{M_{0,referencia} / V_{referencia}}}{V_B} \quad (3.6.1)$$

Donde V_B es el volumen total de la muestra de roca. Normalmente por ahorro de tiempo en la corrida del registro, la porosidad se calcula a partir de T_2 . Los valores de M_0 pueden ser obtenidos por extrapolación de los datos de los primeros ecos hasta tiempo cero o por la suma de f_j . De acuerdo con la literatura, el segundo método es más exacto (Zhang, 2001)

La estimación de la porosidad depende de que el tiempo para que se restablezca el equilibrio, denominado tiempo de polarización o tiempo de espera, en la secuencia de pulsos sea lo suficientemente largo comparado con el T_1 más largo de los fluidos de modo que la polarización sea completa (Straley, 1994).

3.7. Método de comparación y ajuste entre dos distribuciones

Uno de los diagnósticos para la valoración de la presencia de gradientes internos y para la validación de las mediciones, consiste en el valor del parámetro de ajuste (C) entre las distribuciones de T_1 y T_2 y en la similitud en la forma de las dos distribuciones.

Para comparar dos distribuciones que tienen diferentes números de puntos tal como es el caso de la comparación entre las distribuciones de T_1 y T_2 y de estas con la curva de presión capilar para hallar la relajabilidad se usó un método general que considera la comparación entre dos distribuciones normales logarítmicas, $f_1(x_1)$ y $f_2(x_2)$. $F_1(x_1)$ y $F_2(x_2)$ denotan las distribuciones acumulativas de $\log_{10}(x_1)$ y $\log_{10}(x_2)$ respectivamente. Lo que se busca es una constante C que

permita que ambas distribuciones acumuladas estén tan cerca como sea posible. Esto se puede hacer minimizando la función de mérito como:

$$\chi^2 = \sum_i (\log_{10}(Cx_1 - \log_{10} x_2))^2 \quad (3.7.1)$$

ó

$$\chi^2 = \sum_i (\log_{10} C + \log_{10} x_1 - \log_{10} x_2)^2 \quad (3.7.2)$$

donde x_1 y x_2 corresponden a $x_1(F_1)$ y $x_2(F_2)$ respectivamente, compartiendo el mismo rango de F_i . Sin embargo como el número de datos para ambas distribuciones no es necesariamente el mismo, se usa el método cubic spline para interpolar los puntos que tengan el mismo valor en el eje F.

Minimizando la ecuación 3.7.2, se determina C como:

$$\log_{10} C = \frac{\sum_i^n \log_{10} x_{1,i} - \sum_i^n \log_{10} x_{2,i}}{n} \quad 3.7.3$$

Donde n es el número total de puntos interpolados. En el caso de la comparación entre las distribuciones T_1 y T_2 , el factor C corresponde a la relación T_1/T_2 .

3.8. Distribución de tamaño de poro y Relajabilidad superficial

3.8.1. Distribución de tamaño de poro

La distribución de los tamaños de poro puede ser estimada del análisis de imágenes realizado sobre bloques pulidos o secciones delgadas, de las curvas de

presión capilar por inyección de mercurio o en sistema aire-salmuera. Las curvas de presión capilar comúnmente se usan para medir el tamaño de las gargantas de los poros, es decir el diámetro de los espacios o canales que comunican un poro con otro. Straley et al (1997), Morris et al (1994) utilizaron la curva presión capilar por inyección de mercurio para verificar la conexión entre la distribución T_1 y la distribución de tamaño de poro.

La curva de presión capilar se obtiene por drenaje, es decir por el desplazamiento de un fluido mojante (aire) por una fase no mojante (mercurio). La relación entre la presión capilar y el tamaño de las gargantas de los poros es descrita por:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_t} \quad (3.8.1.1)$$

Donde r_t es el radio de las gargantas de poro, σ es la tensión interfacial entre las fases mojante y no mojante y θ es el ángulo de contacto entre el fluido mojante y no mojante y la superficie del sólido.

Los fluidos más usados en el drenaje son mercurio/aire y aire/salmuera.

3.8.2. Relajabilidad superficial

Para una roca saturada con un único fluido, la distribución de tiempos de relajación $T_{1,2}$ puede ser transformada a distribución de tamaño de poro, si se conoce la relajabilidad superficial ($\rho_{1,2}$) de la roca. T_1 y T_2 son inversamente proporcionales a la relación superficie volumen con una constante de proporcionalidad $\rho_{1,2}$ cuando el efecto de los gradientes internos es despreciable.

Para estimar la relajabilidad superficial, usando como ejemplo T_2 , se asume que todos los poros son aislados con forma esférica y actúan independientemente, la ecuación 3.4.4 se transforma en:

$$\frac{1}{T_2} = \frac{3\rho_2}{r_b} \quad (3.8.2.1)$$

Reorganizando esta ecuación queda como:

$$T_2 = \left(\frac{1}{3\rho_2} \right) r_b \quad (3.8.2.2)$$

Donde r_b es el radio del poro. Sí se asume que los poros son como tubos, se tendría:

$$T_2 = \left(\frac{1}{2\rho_2} \right) r_b \quad (3.8.2.3)$$

Dadas los anteriores supuestos, se tiene que T_2 es proporcional al radio de los poros.

La combinación de las ecuaciones 3.8.1.1 y 3.8.2.3, da la relación entre T_2 y P_c así:

$$\frac{1}{P_c} = CT_2 \quad (3.8.2.4)$$

donde

$$C = \frac{\rho_2}{\sigma \cos \theta} \frac{r_t}{r_b} \quad (3.8.2.5)$$

Aquí se introduce otro supuesto importante: que la relación del tamaño de garganta a tamaño de poro no varía de poro a poro. De acuerdo con este supuesto, la constante universal C, puede ser determinada por el método descrito en la sección 3.7, el cual minimiza la función de mérito así:

$$\chi^2 = \sum_i \left(\log_{10} C T_{2,i} - \log_{10} \frac{1}{P_{c,i}} \right)^2 \quad (3.8.2.6)$$

ó

$$\chi^2 = \sum_i (\log_{10} C + x_i - y_i)^2 \quad (3.8.2.7)$$

Donde x_i y y_i corresponden a $\log_{10} T_{2,i}$ y a $\log_{10} 1/P_{c,i}$ respectivamente. Dado C, σ y θ , se tiene:

$$\rho_2' = \rho_2 \frac{r_t}{r_b} = C(\sigma \cos \theta) \quad (3.8.2.8)$$

Donde ρ_2' es la relajabilidad superficial T_2 la cual incluye las contribuciones de ρ_2 y r_t/r_b . De ahora en adelante, por conveniencia, se omite el superíndice en la relajabilidad.

3.9. Presencia de gradientes internos en medios porosos

Cuando un medio poroso saturado de fluidos se coloca en un campo magnético homogéneo, las diferencias en la susceptibilidad magnética entre la matriz sólida y el fluido poral puede causar gradientes locales de campo magnético en el espacio

poral (Vinegar et al., 1991, Hurlimann, 2003). Estos gradientes inducidos por la susceptibilidad son llamados gradientes internos.

Los gradientes internos pueden afectar las mediciones de RMN en varias formas. La rata de relajación longitudinal $1/T_1$ y la rata de relajación transversal $1/T_2$ son usadas para inferir la distribución de tamaño de poro en rocas. Estas ratas de decaimiento son mejoradas por la presencia de impurezas paramagnéticas presentes en las paredes de los poros y por tanto las ratas de decaimiento dependen de la composición mineralógica de la roca, del área superficial y de la geometría del poro. Una mayor dificultad en interpretar los datos de T_2 es el decaimiento adicional debido a las inhomogeneidades de los gradientes internos, que pueden interferir con los gradientes externos aplicados y causar distorsiones en las medidas de difusión.

La susceptibilidad magnética es una medida de la tendencia a que los momentos inducidos en un material se alineen paralela o antiparalelamente en presencia de un campo magnético aplicado. Este valor es positivo para sustancias paramagnéticas y negativo para las diamagnéticas. A mayor susceptibilidad magnética mayor el efecto potencial de formación de gradientes internos.

La medición de T_2 requiere menos tiempo que la medición de T_1 , sin embargo la relajación T_2 de los núcleos alineados es más complicada que la relajación T_1 porque además de la relajación bulk y la relajación superficial, hay también contribución del mecanismo de relajación por difusión.

La manifestación de los gradientes internos se aprecia en las variaciones del valor de la relación entre los valores medios logarítmicos de T_1 y T_2 cuando se varía el tiempo entre ecos.

Zhang (2001), demostró que las arcillas ricas en hierro inducen gradientes internos de campo magnético fuertes debido a su alta susceptibilidad magnética. No solamente el tipo de arcilla, sino también su distribución en la roca, determina la extensión del efecto de relajación en las mediciones de T_2 .

La difusión por gradientes internos resulta en un acortamiento de las distribuciones de tiempo de relajación T_2 dependiente del tiempo entre ecos. Esto tiene un gran significado en el registro RMN de pozo cuando se estima el tiempo de recobro entre trenes de ecos, el T_2 *Cutoff*, la caracterización de las distribuciones de T_2 y la caracterización del tipo de fluido.

3.10. Determinación del T_2 Cutoff para el cálculo de Saturación de agua irreducible

La saturación de agua irreducible es el volumen de agua que queda retenido en un medio poroso por efecto de capilaridad y de agua enlazada a las arcillas y que no fluye libremente por diferencias de presión.

En análisis de corazones, cuando en un corazón completamente saturado se desplaza el agua, que es la fase mojante del sistema poroso, con aire o con aceite, que son fases no mojantes, el cambio en la velocidad de saturación de agua será reducido cuando el corazón llega a saturación de agua irreducible (S_{wir}). De igual manera en un yacimiento, una saturación completa de hidrocarburos es imposible, por lo cual debe haber agua no móvil, o irreducible, de dos formas: atrapada en los poros pequeños y como una película delgada sobre los granos de arena. Esta saturación irreducible corresponde al volumen total irreducible (BVI). Los hidrocarburos estarán contenidos en los poros más grandes. La fracción del volumen poroso que contiene los fluidos móviles se denomina índice de fluido libre (FFI).

En el registro RMN, es una práctica común usar una línea de *cutoff* $T_{1,2}$, sobre el espectro de la distribución de tiempo de relajación para dividir el volumen poroso, que ésta representa, en volumen ligado y volumen de fluido libre. Cuando esos dos volúmenes se dividen por el volumen total, se convierten en el BVI y FFI. La figura 3.10.1 representa la distribución de tiempos de relajación relacionada con estas fracciones.

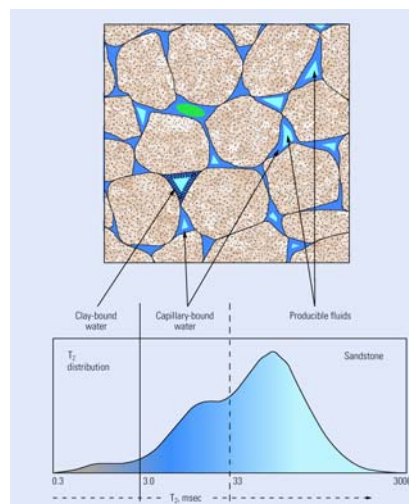


Figura 3.10.1. Diagrama de la distribución de fluidos en un sistema poroso.

El valor $T_{1,2}$ *cutoff*, es el parámetro clave para estimar una S_{wir} exacta. Straley et al. (1994) descubrieron que las S_{wir} calculadas de RMN, se ajustan con aquellas calculadas por presión capilar, cuando se aplicó un valor de T_2 *cutoff* de 33 ms para areniscas del Golfo de Méjico y de 92 ms para carbonatos. Sin embargo es reconocido que cada roca tiene su valor propio de $T_{1,2}$ *cutoff* debido a las diferencias mineralógicas. Sí hay corazones disponibles, se deben realizar los análisis de laboratorio para las rocas completamente saturadas con salmuera.

La suposición detrás del concepto de T_2 *cutoff* es que el agua capilar y ligada a las arcillas, constituye la parte de tiempos de relajación más corta de la distribución que está por debajo de T_2 *cutoff* y que no está comunicada con los poros más

grandes. Coates et al (1999) y Kleinberg y Boyd (1997), (Zhang, 2001) concluyeron que algunas formaciones requieren un BVI espectral o un *cutoff* que varíe con el tipo de roca en profundidad.

Para la determinación del T_2 cutoff se aplicó el método denominado Error Mínimo o de minimización del error cuadrático. En este método para cada T_2 se halla el “error” o diferencia entre la amplitud normalizada de la curva de distribución de T_2 y el valor de la saturación de agua irreducible expresada como fracción. El tiempo para el cual esta diferencia al cuadrado se hace mínima determina el valor de cutoff.

La saturación de agua irreducible puede ser determinada por métodos de medición de presión capilar como la centrifuga o por plato poroso o a través de RMN con la siguiente ecuación:

$$S_{wir}(\%) = \frac{M_{0,desaturada}}{M_{0,100\% saturada}} \times 100 \quad (3.10.1)$$

Los valores de Sw_{irr} hallados por ambos métodos sirven de control de calidad de los resultados de la técnica.

3.11. Cálculo de BVI y de FFI

El valor del índice de fluidos irreducibles (BVI), se determina como el valor de la magnetización acumulada normalizada equivalente al valor de T_2 cutoff definido para cada muestra. El valor del índice de fluidos libres (FFI) corresponde a la diferencia entre la unidad y el BVI.

3.12. Porosidad irreducible y porosidad producible por RMN

La porosidad irreducible corresponde a la fracción de porosidad resultante del producto del BVI por la porosidad total. La porosidad producible será la fracción restante de la porosidad total equivalente al producto del FFI por la porosidad total.

3.13. $T_{1,2}$ logarítmico medio

Comúnmente se usan los tiempos $T_{1,2}$ logarítmico medio (T_{1LM} y T_{2LM}) como valores singulares para representar las distribuciones de T_1 y T_2 respectivamente, teniendo en cuenta que normalmente estas constantes y los tamaños de poro se distribuyen en forma logarítmica normal. Estos valores dependen de la forma que presenta la curva de distribución multiexponencial. Corresponden al promedio ponderado de los logaritmos de $T_{1,2}$, empleando como peso para la ponderación, la amplitud de la curva de distribución en cada tiempo.

$$\text{Log}T_{1,2LM} = \langle \text{Log}T_{1,2} \rangle = \frac{\sum_{i=1}^{i=55} C_i \text{Log}T_{1,2,i}}{\sum_{i=1}^{i=55} C_i} \quad (3.13.1)$$

$$T_{1,2LM} = \exp[\log T_{1,2LM}] \quad (3.13.2)$$

En este caso el $T_{1,2}$ logarítmico medio representa el centro de la distribución de los tiempos de relajación y puede interpretarse como una medida indirecta del tamaño de poro predominante.

3.14. | Estimación de la permeabilidad de RMN

En la evaluación de yacimientos, no sólo el conocimiento de cuánto hidrocarburo puede ser producido es importante, sino también qué tan rápido se puede producir. Este problema de flujo es gobernado por una propiedad intrínseca del yacimiento denominada permeabilidad, K .

La permeabilidad absoluta, K , es definida por la Ley de Darcy:

$$q = K \frac{A \Delta P}{\mu \Delta x} \quad (3.14.1)$$

Donde q es la rata de flujo en cm^3/s , A es el área transversal de la roca en cm^2 , μ es la viscosidad del fluido en cp y ΔP es la diferencia de presión en atmósferas a una distancia Δx en cm . De esta manera la K es dada en unidades de Darcy. La unidad más usada es el milidarcy (mD).

Existen varios modelos empíricos para estimar la permeabilidad a partir de los parámetros calculados de las respuestas RMN. Kenyon (1988) usó la siguiente ecuación para estimar la permeabilidad en areniscas, en la que la porosidad es en fracción y el tiempo en ms:

$$K = C \phi^4 T_{1,LM}^2 \quad (3.14.2)$$

La permeabilidad también puede ser estimada si se usa $T_{2,LM}$ en vez de $T_{1,LM}$ sin cambios significativos en los exponentes (Morriss et al, 1997):

$$K = 4.6 \phi^4 T_{2,LM}^2 \quad (3.14.3)$$

El otro modelo está basado en el índice de fluidos libres (FFI) (Coates, 1991 y 1993)

$$K = 10^4 \phi^4 \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^2 \quad (3.14.4)$$

En forma general estos dos últimos modelos pueden ser generalizados a las siguientes ecuaciones:

$$K = C_k \phi^a T_{2,LM}^b \quad (3.14.5)$$

$$K = C_c \phi^b \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^a \quad (3.24.6)$$

Donde ϕ esta en fracción, $T_{2,LM}$ en ms. El valor de los exponentes a y b y de las constantes C en cada modelo puede ser estimado teniendo como referencia la permeabilidad absoluta al agua medida en corazones. La RMN no mide la permeabilidad directamente, pero puede ser usada para estimar y obtener perfiles de permeabilidad de los pozos.

4. EQUIPO Y PARÁMETROS INSTRUMENTALES

El espectrómetro de resonancia magnética nuclear de campo bajo Maran II Ultra usado en estos experimentos opera a una frecuencia de resonancia para el protón de 2.1 MHz. La temperatura del magneto es controlada a 35°C con un error en el rango de 0.1°C. El equipo está dotado con dos probetas intercambiables para plugs, muestras cilíndricas de corazones, de 1.5 y 1 pulgada de diámetro. En general se obtiene una mejor relación señal/ruido con la probeta de mayor tamaño. La longitud efectiva del magneto es de 4 cm. La fotografía 1 corresponde al equipo de laboratorio usado en el presente estudio.



Fotografía 1: Espectrómetro de resonancia magnética nuclear de campo bajo Maran II Ultra

4.1. Condiciones operacionales

Antes de realizar cualquier medición RMN se deben ajustar los parámetros, tales como la frecuencia de resonancia, la ganancia del receptor (gain), la duración de

los pulsos P90 y P180. Si los parámetros son incorrectos entonces se obtendrán resultados irreales.

4.1.1. Parámetros instrumentales

La mayoría de los parámetros instrumentales no deben ser cambiados por el usuario. Estos incluyen el ancho del filtro, el tiempo muerto (dead 1 y dead 2) y el τ . El ancho del filtro da el límite de variación para la frecuencia de resonancia. El equipo tiene la posibilidad de usar dos valores de ancho de filtro 0.01 Mhz y 0.1 Mhz. Entre más angosto el filtro, menor es el ruido pero es más largo el tiempo de estabilización, lo que implica usar tiempos muertos y tiempo entre ecos más largos. Con un filtro más ancho se reduce el tiempo entre ecos, pero se incrementa el nivel de ruido.

Dead 1 es el tiempo en μS después del pulso de radiofrecuencia y antes de que el receptor se encienda. Dead 2 es el tiempo en μS después de que el receptor se enciende pero antes de que se registre el primer dato. τ es la mitad del tiempo entre ecos.

El manual del equipo sugiere los parámetros listados en la tabla 4.1.1.1 para la probeta de 1.5'. En este estudio se usaron estos parámetros teniendo en cuenta que al usar el filtro de 0.1 Mhz se alcanza el τ más pequeño en este equipo (150 ms). En las mediciones de T_2 es necesario usar un τ pequeño que permita detectar los tiempos de relajación más cortos, que en el caso de las rocas estarían relacionados con los poros de menor tamaño y por ende con el volumen irreducible de fluidos que puede contener. El ruido mayor que se obtiene con este filtro se contrarresta en la medición de T_2 con el muestreo y promedio de los datos

de la secuencia CPMG. Para la medición de T_1 , no se cuenta con el muestreo y promedio, en este caso se contrarresta al aumentar el número de scans.

Tabla 4.1.1.1. Parámetros instrumentales sugeridos por el fabricante

Ancho del filtro (FW)	0.1 Mhz
Dead 1	60 μ s
Dead 2	40 μ s
τ mínimo	150 μ s

4.1.1.1. Sintonización de la frecuencia de resonancia

La condición para la resonancia del protón es:

$$2\pi\nu = \gamma B_0 \quad (4.1.1.1.1)$$

Donde ν es la frecuencia de resonancia o frecuencia de Larmor, γ es la constante giromagnética, la cual tiene un valor característico para el protón y B_0 es el campo magnético estático. El Maran II Ultra tiene un programa para alcanzar la frecuencia de resonancia automáticamente. El equipo da una frecuencia de resonancia promedio para toda la muestra. De acuerdo con el fabricante la frecuencia es afectada solamente por las variaciones del campo magnético sobre toda la muestra y por cambios en la temperatura del magneto para lo cual tiene un controlador de temperatura.

La sintonización de la frecuencia se realizó con la solución de referencia con más alto contenido de agua, equivalente a una porosidad de 40%.

4.1.1.2. Soluciones de referencia para la calibración del equipo, curvas de calibración y porosidad RMN

Las soluciones de referencia se usan para sintonizar la frecuencia de resonancia y la ganancia del receptor y construir las curvas de calibración que permitan determinar el comportamiento lineal entre la magnetización y el volumen de fluido que representa la porosidad de la roca a partir de RMN.

Estas soluciones corresponden a mezclas de agua desionizada tipo 1 (H₂O) y agua deuterada (D₂O) dopadas con 0.6 mg de MnCl₂, en proporciones de agua desionizada desde 5% a 40% que es la máxima porosidad encontrada en las rocas, en pasos de 5%. El agua deuterada es equivalente a la roca y el agua desionizada corresponde a su volumen poroso o porosidad. Las soluciones se prepararon en ampollas de vidrio posteriormente selladas, de 3.8 cm de diámetro por 4 cm de alto, de acuerdo con el tamaño de la probeta y la longitud efectiva del magneto del equipo de Resonancia magnética nuclear de bajo campo Maran Ultra II. La tabla 4.1.1.2.1 presenta las soluciones de referencia preparadas y su respectivo volumen de agua equivalente al volumen poroso.

Tabla 4.1.1.2.1. Preparación de las soluciones de referencia

% porosidad	Volumen H2O (ml)	Volumen D2O (ml)
5	2,15	40,85
10	4,30	38,70
15	6,45	36,55
20	8,60	34,40
25	10,75	32,25
30	12,90	30,10
35	15,05	27,95
40	17,20	25,80

4.1.1.3. Sintonización de la ganancia del receptor (RG)

La magnetización (M_0) es proporcional a la cantidad de protones en el agua que satura el medio poroso. El valor neto que se obtiene experimentalmente depende de la ganancia del receptor, por lo tanto para comparar entre valores de magnetización, éstos deben ser normalizados por RG.

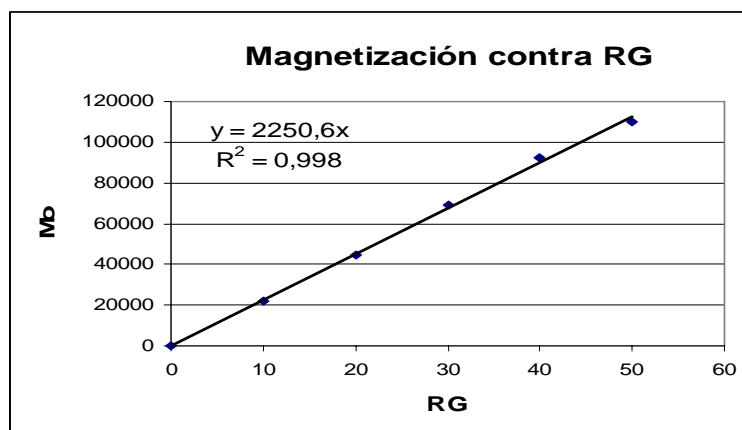
El cálculo de la porosidad de la roca se basa en la relación de la magnetización de la muestra con la de las soluciones de referencia, normalizadas por la ganancia y el número de scans. Se requiere una ganancia del receptor mayor en la medida que la cantidad de protones en el medio poroso es menor. Normalmente en las rocas sedimentarias las porosidades varían entre 3% a 30%, lo que implica variaciones en la ganancia del receptor entre experimentos. Solo si hay linealidad entre la magnetización y la ganancia del receptor, se pueden comparar valores normalizados para hallar la porosidad de muestras medidas a diferente RG, con la curva de calibración de la magnetización de las soluciones de referencia contra la porosidad medidas a un RG particular.

La linealidad en la magnetización con la variación en la ganancia del receptor, se verificó con la solución de referencia equivalente al 40% de porosidad, con valores de RG entre 0 y 50. Igualmente se verificó la estabilidad en el valor de T_2 . La tabla 4.1.1.3.1 resume los datos obtenidos y la figura 4.1.1.3.1 presenta gráficamente el comportamiento de los datos, la ecuación de la función y el coeficiente de correlación. La magnetización varía con RG de forma lineal con un coeficiente de correlación de 0.9998.

Tabla 4.1.1.3.1. Variación de la magnetización con RG

RG	M ₀	T ₂ (ms)
0	184,06	245,43
10	22161,24	239,90
20	44801,01	240,04
30	69240,91	240,28
40	92520,48	240,31
50	109650,09	240,89
		241,14±2.13

Figura 4.1.1.3.1. Curva de calibración de la Magnetización contra RG

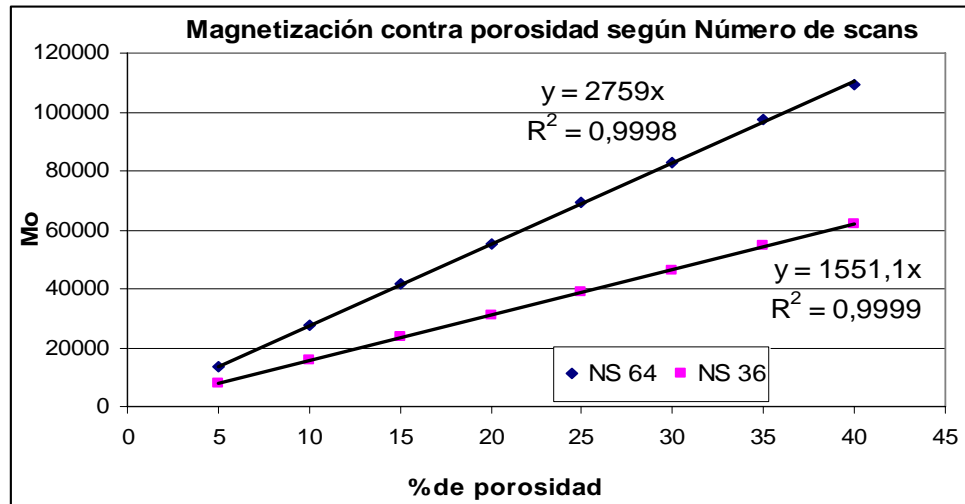


4.1.1.4. Curvas de calibración para el cálculo de la porosidad

Una variable en la medición de las multiexponenciales de decaimiento T₂ es el número de secuencias CPMG o número de scans (NS). Para la normalización de la magnetización, debe haber una relación lineal entre la magnetización y NS. Este comportamiento se verificó realizando las mediciones de la magnetización para todas las soluciones de referencia a 36 y 64 scans. Las mediciones se hicieron con las siguientes condiciones: Tiempo entre ecos (TE): 300 ms, Tiempo de espera (TW): 5 s, Relación señal a ruido (SNR): 100, Ganancia (RG):50. La

figura 4.1.1.4.1 presenta las curvas obtenidas en cada caso con coeficientes de correlación R^2 de 0.99.

Figura 4.1.1.4.1. Curvas de calibración de la porosidad según número de scans



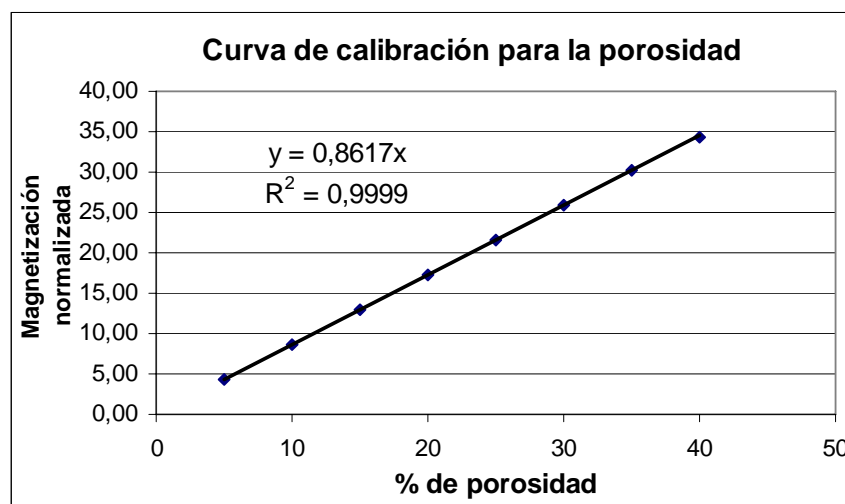
Para el cálculo de la porosidad, la magnetización se normaliza por la ganancia del receptor y el número de scans. La magnetización normalizada obtenida para las soluciones de referencia a 36 y 64 scans solo presentó una diferencia relativa de 0,012. (Tabla 4.1.1.4.1), lo cual demuestra el comportamiento lineal de la magnetización con relación a la ganancia de receptor y al número de scans.

Tabla 4.1.1.4.1. Magnetización de las soluciones de referencia a NS 64 y 36

% porosidad	NS = 64 y RG= 50			NS = 36 y RG= 50			Diferencia relativa entre Mo normalizado
	Mo	Mo/NS	Mo/NS*RG	Mo	Mo/NS	Mo/NS*RG	
40	109520,79	1711,26	34,23	61724,38	1714,57	34,29	0,07
35	97262,78	1519,73	30,39	54576,49	1516,01	30,32	-0,07
30	82632,34	1291,13	25,82	46457,44	1290,48	25,81	-0,01
25	69406,99	1084,48	21,69	38950,28	1081,95	21,64	-0,05
20	55125,35	861,33	17,23	30950,13	859,73	17,19	-0,03
15	41618,29	650,29	13,01	23390,14	649,73	12,99	-0,01
10	27592,00	431,13	8,62	15515,00	430,97	8,62	0,00
5	13794,00	215,53	4,31	7760,00	215,56	4,31	0,00
					Promedio		-0,012

Para el cálculo de la porosidad de las muestras analizadas se utilizó la curva de calibración de la magnetización normalizada por RG y NS de las muestras de referencia contra su porosidad, presentada en la figura 4.1.1.4.2.

Figura 4.1.1.4.2. Curva de calibración para el cálculo de la porosidad



4.2. Rutina de chequeo

Con la rutina de chequeo se verifica la estabilidad instrumental y sintonización del espectrómetro. Se emplea la solución de referencia de 40% de porosidad. La muestra se coloca en la probeta durante unos pocos minutos hasta que se encuentre en equilibrio térmico con la temperatura del magneto y el fluido este totalmente en reposo. Se emplea el programa RiRMN para correr las siguientes subrutinas:

AUTOO1: sintonización de la frecuencia

WOBBLE: Verificación del centrado de la frecuencia. en caso de encontrarse desfasada se ajustará mecánicamente mediante un potenciómetro ubicado en el interior del equipo.

Ajuste de los trenes de pulsos 90° y 180° : puede hacerse de manera manual o automáticamente mediante las subrutinas AUTOP90 y AUTOP180.

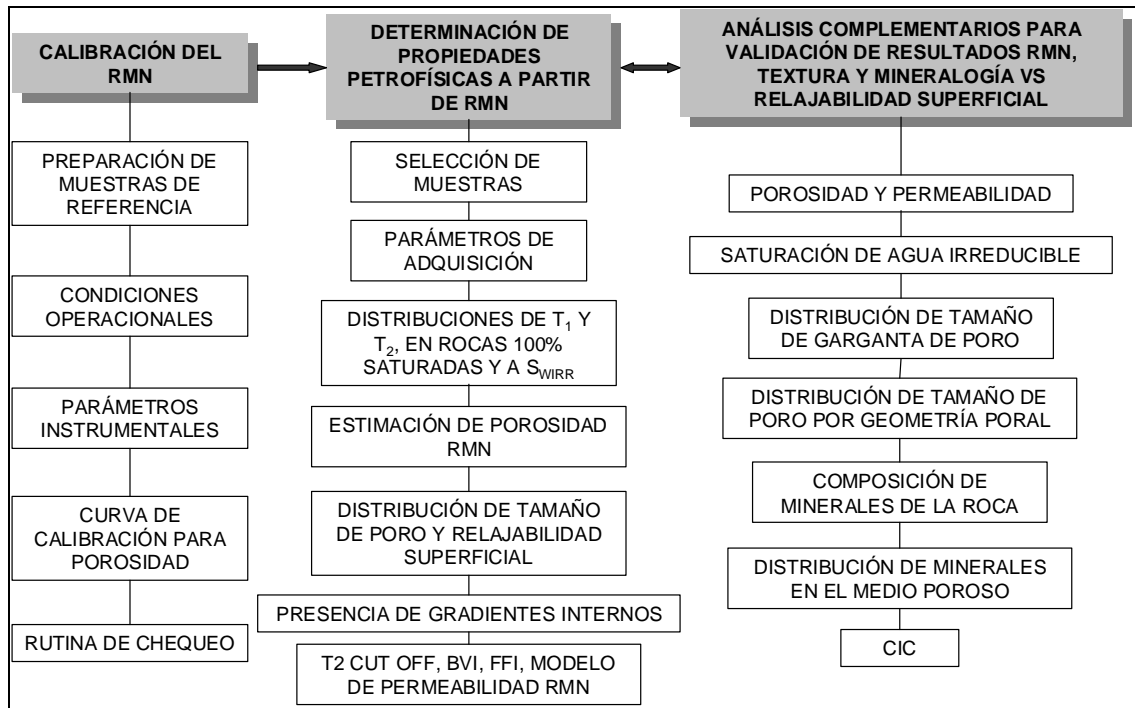
Adquisición de T_2 con la secuencia CPMG: mide la magnetización y la constante de decaimiento T_2 de la solución de referencia de 40% de porosidad. La magnetización total y el valor de la constante de relajación T_2 se compara con datos de experimentos anteriores para verificar la estabilidad y sintonización del equipo.

Parámetros de adquisición: RG 50,TAU 600,RD 5s,NECH 4096,NS 36,SNR 100

5. DEFINICIÓN DEL PROGRAMA RMN PARA ANÁLISIS DE ROCAS

El programa de RMN a escala de laboratorio diseñado para la determinación de las propiedades petrofísicas de las rocas y para la adquisición, procesamiento e interpretación de registros RMN propuesto para este estudio está consignado en la figura 5.1, dividido en tres bloques. El primero denominado Calibración RMN comprende los puntos ya tratados en el capítulo 4. Los fundamentos para la determinación de las propiedades petrofísicas a partir de las respuestas RMN se expusieron en el capítulo 3. La parte experimental de los otros dos bloques se detallan en este capítulo.

Figura 5.1. Programa RMN para el análisis de rocas



La calibración del RMN comprende los pasos ya tratados en el capítulo 4.

5.1. Bloque 2: Determinación de las propiedades petrofísicas a partir de RMN

5.1.1. Selección de muestras:

Las muestras de roca usadas para las mediciones RMN, corresponden a cilindros de 3.8 cm ó en su defecto de 2.5 cm de diámetro por 4 cm de altura, denominados plugs. Estos plugs se extraen del corazón¹ tomado en pozo durante la perforación.

La selección de las muestras se hace con el criterio de unidad hidráulica, de modo que las muestras escogidas representen todas las unidades presentes en el intervalo de interés. Este criterio combina el control geológico (textura y la mineralogía) y petrofísico (porosidad, permeabilidad y presión capilar) de calidad de un yacimiento para la identificación y clasificación de las rocas en unidades con características similares en su sistema poroso. Inicialmente se determinan por métodos convencionales la porosidad (ϕ) y la permeabilidad (K) pie a pie del corazón del pozo. A partir de una gráfica semilogarítmica de K contra ϕ , se establecen las unidades hidráulicas en la formación, por métodos de agrupamiento.

Se escogen de 2 a 3 muestras por unidad hidráulica. Los plugs a usar serán los mismos sobre los cuales se determinaron las propiedades petrofísicas convencionales.

5.1.2. Limpieza de los plugs

Los plugs son lavados por método Soxhlet con una mezcla de tolueno-metanol para remover los hidrocarburos y el agua del sistema poroso. La temperatura de la

¹ Corazón: muestra cilíndrica de roca de 10 cm de diámetro, extraída durante el proceso de perforación de las zonas de interés, de forma continua y empacada e identificada en superficie en tramos de 3 pies.

limpieza de los plugs no supera los 80 C. Una vez extraídos los fluidos nativos las muestras se secaron hasta peso constante, en horno de temperatura y humedad controlada a 60 C y 80% de humedad, para preservar el agua ligada a los minerales arcillosos.

5.1.3. Saturación con salmuera sintética o de la formación

Los plugs con el sistema poroso limpio se pesan previamente. Se colocan en una probeta con agua de formación o salmuera sintética y se ponen al vacío por dos o tres días, para que el agua invada todo el sistema poroso hasta 100% de saturación. Antes de este procedimiento se han determinado por métodos convencionales el volumen poroso, la porosidad y permeabilidad de los plugs.

El agua de formación que acompaña a los hidrocarburos presenta cationes y aniones que son determinados a través de análisis fisicoquímico. La mayoría de estos iones corresponden a cloruros y a sodio, por lo que el contenido total de iones en el agua se expresa como salinidad equivalente a cloruros. Cuando no se cuenta con agua propia de la formación, se preparan salmueras sintéticas de salinidad equivalente para saturar los plugs.

5.1.4. Definición de los parámetros de adquisición y procesamiento para cada conjunto de rocas a analizar

Estos parámetros se determinan para cada formación y dependen de la secuencia de medición empleada. Para la secuencia CPMG se ajustan:

El tiempo de espera (**RD**): Es el mínimo tiempo necesario para que se magnetice toda la población de protones en el sistema poroso de la roca. Depende del tamaño de los poros de cada sistema y del volumen de fluido contenido en ellos. Este valor se fija para cada grupo de plugs de cada formación de modo que la adquisición de la señal sea completa y representativa.

Pulsos de 90° y 180° (**P90 y P180**): La sintonización manual de la duración de los pulsos se hace para cada uno de las plugs.

La mitad del tiempo entre ecos (**TAU**): valor mínimo del equipo: 150 ms. Permite capturar la señal de los tiempos de relajación más pequeños. Como uno de los métodos para determinar la presencia de gradientes internos se pueden hacer mediciones a diferentes valores de TAU.

Número de ecos (**NECH**): número de pulsos de 180° en cada secuencia

Ganancia del receptor (**RG**), Relación señal ruido (**SNR**), número de scans (**NS**).

Los parámetros de procesamiento se fijan en el programa **WinDXP** para hacer la inversión matemática de las multiexponenciales de decaimiento y con ello obtener la distribución de tiempos de relajación. Para la multiexponencial de T_2 estos parámetros se relacionan, primero con el número de puntos de la señal de decaimiento que se promedian para hacer la inversión (**Prune Points**) y segundo, con el número de bins de la distribución que se desea obtener y sus tiempos inicial y final. Cuando se ejecuta la inversión es importante seleccionar el tipo de promedio con el cual se interpolan los datos, el cual puede ser lineal ó logarítmico y el Peso con el cual se hacen las iteraciones. Los archivos adquiridos a diferentes condiciones de relación señal/ruido, deberán procesarse con un peso fijo cuyo

valor es el peso final (**Final Weight**) con el cual se obtuvo la distribución T_2 correspondiente a la medición de menor relación señal/ruido

5.1.5. Medición de T_1 y T_2 en los plugs saturados

Previa a la medición, los plugs saturados se precalientan en baño María a la temperatura de funcionamiento del magneto (35°C). Para preservar la saturación del medio poroso, los plugs se envuelven en plástico sandwrap, que no interfiere en la señal RMN y se colocan en la probeta del equipo. Se ajustan los valores de P90 y P180, que hacen parte de las secuencias CPMG e IR empleadas para la obtención de las multiexponenciales de decaimiento. Las muestras se pesan antes y después de cada medición para controlar el volumen de fluidos perdido.

5.1.6. Control de calidad de los datos adquiridos

Los criterios para determinar la calidad de los datos adquiridos incluyen que el decaimiento de la señal debe llegar a la línea base. Las mediciones deben ser reproducibles. Una vez procesados los datos, los valores de T_2 de la muestra no pueden superar el valor del T_2 del fluido de saturación solo. La magnetización neta de una roca 100% saturada debe ser proporcional a la porosidad de la roca. La porosidad determinada debe ser muy cercana a la hallada por el método convencional.

5.1.7. Determinación de gradientes internos

Los gradientes internos aumentan la componente de relajación por difusión en el mecanismo de relajación T_2 . Este efecto se hace evidente al aumentar el tiempo entre ecos, por el corrimiento de la distribución de T_2 hacia tiempos más cortos. La

presencia de gradientes internos se evalúa experimentalmente con mediciones a diferentes tiempos entre ecos.

El primer indicio de la presencia de gradientes internos es la diferencia notoria entre los valores de la relación T_{1LM}/T_{2LM} con la de las relajabilidades superficiales ρ_2/ρ_1 . Para los plugs que presenten esta condición se realizan mediciones de T2 a dos tiempos entre ecos diferentes (300 y 3000 μ s), de modo que se haga evidente el efecto de la difusión por el corrimiento en los valores de T_{2LM} . Normalmente en la industria se aceptan valores para la relación T_{1LM}/T_{2LM} hasta 3.

5.2. Bloque 3: Análisis complementarios para validación de los resultados de RMN

5.2.1. Medición de la porosidad, permeabilidad, densidad de grano

La determinación de la porosidad y de la permeabilidad se realiza con el equipo CMS 300, en el que se mide el volumen de gas que puede ser alojado en el sistema poroso y el caudal del gas que puede pasar a través del mismo. Estas mediciones se hacen por los menos a dos puntos de presión simulando las condiciones de estrés a las que estaría sometida la roca en el yacimiento.

Los valores de las propiedades petrofísicas determinados por este método convencional constituyen la referencia contra la cual se comparan los valores de las propiedades petrofísicas obtenidas a partir de las respuestas RMN, para determinar el grado de predicción de la técnica y la confiabilidad en sus resultados.

5.2.2. Desaturación de los plugs a condición de agua irreducible

Hechas las mediciones de T1 y T2 en los plugs a condiciones de saturación total, éstos son llevados a saturación de agua irreducible. En esta condición se realiza de nuevo la medición de T₂. El porcentaje de saturación irreducible es usado para la determinación del T2 cutoff.

La desaturación de los plugs se realiza por el método de la centrífuga o por el método del plato poroso. El primer método se usa para rocas consolidadas, mientras que el segundo se aplica a rocas poco consolidadas o friables.

En el método de la centrifuga, se fijan las revoluciones por minuto equivalentes a la presión capilar necesaria para extraer el agua móvil del sistema poroso del plug, dejando sólo el agua asociada por capilaridad y el agua ligada a los minerales arcillosos. Durante este proceso se registra el peso de los plugs antes y después de la desaturación y se calcula el porcentaje de agua irreducible en el sistema poroso.

En el método del plato poroso, la saturación de agua irreducible (Swir) es determinada por el desplazamiento de la salmuera con una corriente de nitrógeno húmedo a una presión capilar desde 1 psi hasta 200 psi. En cada punto de presión (1, 2, 4, 8, 16, 35, 100, 200 psi) se registra el cambio de saturación de la muestra, para pasar al siguiente punto de presión se espera equilibrio estático de fluidos, es decir no hay producción adicional de agua a esa presión. Una vez se ha alcanzado el equilibrio, se calcula el porcentaje de Swir por las diferencias de peso y volúmenes iniciales y finales.

5.2.3. Determinación del tamaño de garganta

Muestras provenientes del mismo punto del que se extrajo el plug para RMN se usan para este ensayo. Mediante incrementos de presión, se inyecta al Mercurio (fase no mojante) al sistema poroso. Entre más pequeñas las gargantas de los poros, mayor será la presión necesaria para intruir el Mercurio. El experimento se realiza hasta 60000 psi. El resultado es la curva de presión capilar contra la fracción de saturación del fluido mojante. La curva es útil para determinar la relajabilidad superficial. De la misma curva se extrae la distribución de tamaño de garganta que se usa para convertir la distribución de T_2 en una distribución de tamaño de poro.

5.2.4. Determinación de la geometría poral

Con muestras limpias provenientes del mismo punto donde se tomó el plug para RMN se prepararán los bloques pulidos para este ensayo. Un bloque pulido es un fragmento de roca de superficie plana cuyo espacio poroso ha sido invadido con resina epóxica y pulido hasta brillo espejo. El análisis de geometría poral consiste en determinar la distribución de tamaño de poro mediante análisis de imágenes de bloque pulidos tomadas con el detector de electrones retrodispersados en un microscopio electrónico de barrido a 50 aumentos. Se toman de 25 a 30 imágenes por muestra, en las que se cuenta el número y el tamaño de los poros. Mediante funciones de autocorrelación se determinan los parámetros descriptores del espacio poral, como son el grado de interconectividad entre los poros, su rugosidad y área específica. De acuerdo con la distribución de tamaño de poro y los parámetros de autocorrelación se clasifican las rocas por tipo. Con esta información aunada a las curvas de presión capilar se evalúa el valor y

comportamiento de la relajabilidad superficial, y sí se cumplen los supuestos de RMN para la conversión de la distribución de T_2 a distribución de tamaño de poro.

5.2.5. Determinación de la composición mineralógica de las rocas por difracción de rayos X

La composición mineralógica se realiza sobre muestras limpias provenientes del mismo punto de los plugs medidos por RMN. Por la técnica de difracción de Rayos X se identifican y cuantifican las fases cristalinas presentes en la roca total y en la fracción arcilla menor a 2 μm .

El análisis de roca total se realizó sobre la muestra pulverizada manualmente en mortero de ágata, sin ninguna clase de tratamiento químico. Este análisis detecta los componentes mayoritarios a nivel del armazón de la roca, permitiendo establecer los tratamientos que se requieren para la separación de la fracción fina para la caracterización de las arcillas.

La separación de la fracción fina se realizó por centrifugado (norma ASTM c 775-79). Inicialmente las muestras pasan por un proceso de disgregación y dispersión con ultrasonido, se eliminan cementantes y la materia orgánica para obtener la cantidad de arcilla necesaria para los diferentes tratamientos.

la metodología seguida consta de tres pre-tratamientos iniciales para identificar los grupos principales de arcillas presentes:

n = normal, la arcilla suspendida en agua se deja secar para permitir que los planos basales de las arcillas se acomoden libremente y obtener un espectro DRX orientado.

- c = etilen glicolada, moléculas orgánicas ocupan las posiciones interlaminares de las esmectitas para aumentar las distancias basales (hinchamiento).
Identifica el grupo esmectítico.
- f = calentamiento de la muestra a 550° C, destruye la estructura cristalina de las caolinitas. Permite la diferenciación del grupo caolinitas-cloritas y algunos interestratificados.

Antes y después de cada tratamiento se realiza un análisis de la muestra y finalmente se superponen todos los difractogramas para definir la composición real, haciendo énfasis en los compuestos mayoritarios, es decir los que conforman el 90 al 95 % de la muestra.

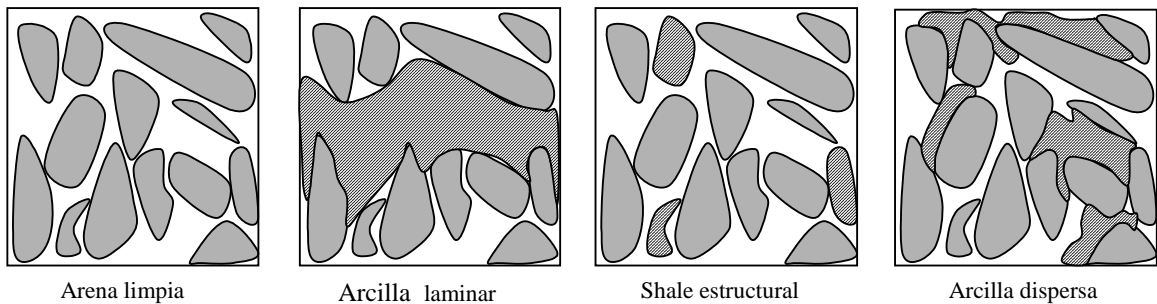
Los difractogramas fueron obtenidos en un difractómetro computarizado, marca Siemens D500, equipado con lámpara de Cobre y monocromador de grafito. La evaluación de los espectros se realizó con ayuda del software diffrac - at de la firma Siemens, con base en los patrones de la JCPDF.

Los porcentajes expresados tanto para la roca total como para la fracción arcilla, en los diferentes cuadros, son basados en un estudio semicuantitativo teniendo en cuenta la altura de los picos principales, el área bajo la curva y el poder de reflexión que los diferentes minerales poseen con respecto a los rayos X. Esta metodología calcula la fracción en peso de cada componente, se toma como 100% el total de las fases detectadas por el difractómetro. El material orgánico presente, así como los cementos y compuestos amorfos que también constituyen parte de la roca, al igual que la porosidad, no se cuantifican por esta técnica

5.2.6. Determinación de la distribución de minerales en la roca

Sobre fragmentos de fractura fresca de rocas limpias provenientes del mismo punto de los plugs se realiza la descripción de la distribución de los minerales en la roca, sus características morfológicas y su composición elemental, mediante microscopía electrónica de barrido equipada con detector de rayos X en dispersión de energía. Esta información es útil en la definición de la presencia de gradientes internos causados por sustancias paramagnéticas, su ubicación en el espacio poroso y en el conocimiento de la textura de la roca para la validación de la relajabilidad superficial.

Para describir la distribución de los minerales arcillosos en la roca se utilizaron los criterios de Dewan⁽¹⁾, los cuales clasifican los minerales arcillosos de acuerdo con su disposición en la roca así:



- ♦ Arcilla laminar. Laminas de arcilla localizadas entre los granos de arena limpia, que han sufrido tensión mecánica durante la compactación. Su origen es detrítico. Afecta la porosidad dependiendo de su ubicación en el espacio poral. Si las laminas recubren los granos su efecto es menor que cuando se encuentran relleno los poros o en los intersticios de los granos.

⁽¹⁾ DEWAN, Jhon T. *Modern Open-Hole log interpretation*. Penn Well Books. Tulsa Oklahoma. 1983. 361 p.

- ♦ Shale estructural: granos formados por agregados de partículas de arcilla que toman el lugar de granos de arena. Este tipo no afecta la porosidad.
- ♦ Arcilla dispersa: La mayoría son de origen autigénico. Se encuentra ubicada en el espacio poral. Por su localización en la roca, pequeñas cantidades de estas arcillas pueden reducir considerablemente la porosidad y afectar la permeabilidad. La influencia depende del tipo de mineral arcilloso. Estas arcillas adquieren tres tipos de distribución, descritas como: 1. “pore filling”: rellenando poros, 2. “pore lining”: capa delgada que recubre las paredes de los granos, 3: “pore bridging”: haciendo puentes en el espacio poral. De este grupo haría parte lo que se describe petrográficamente como cemento arcilloso, que es de tipo autigénico y ocasionalmente la matriz arcillosa, que tiene un carácter más detrítico, pero que según su distribución, se incluye en este grupo.

Para la descripción particular de cada muestra se presenta inicialmente una clasificación textural basada en las características anteriormente mencionadas y en los conceptos generales de clasificación de rocas sedimentarias relacionados con la abundancia relativa de los componentes mineralógicos y el tamaño de grano promedio.

5.2.7. Determinación de la capacidad de intercambio catiónico

Este análisis se realiza sobre fragmentos de roca limpia tomados del mismo punto de los plugs. Se determina los equivalentes de iones intercambiados por peso de muestra con una solución de acetato de amonio. La capacidad de intercambio catiónico esta relacionada con el tipo y área específica de los minerales arcillosos. La saturación de agua irreducible esta relacionada con esta propiedad.

6. ESTUDIO SISTEMÁTICO DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE ROCAS A PARTIR DE LOS MECANISMOS DE RELAJACIÓN DE RMN

Para este estudio se escogieron tres formaciones colombianas ubicadas en diferentes regiones del país, en las que se ha corrido o se correrá en un futuro próximo el registro RMN y de los cuales se tenían corazones. Las formaciones escogidas fueron: unidades K1 y K2 de las formaciones Gacheta y Une, respectivamente en el campo Castilla-Meta, Formación Caballos en el campo Santa Clara – Neiva, Formación La Paz en el campo Cantagallo – Antioquia.

La selección de los plugs se hizo con el criterio de unidad hidráulica expuesto en el capítulo 5. De cada formación se escogieron de 2 a 3 plugs por unidad hidráulica para un total de 10 a 14 plugs por formación escogida. Las dimensiones de los plugs se ajustaron a los requisitos instrumentales.

De la misma profundidad de la que se tomó el plug, se tomaron las muestras de roca para los análisis complementarios de presión capilar por inyección de mercurio, geometría poral, distribución de minerales en la roca, composición mineralógica y capacidad de intercambio catiónico. Las muestras se identifican con la profundidad de la cual se tomaron. Todos los análisis se realizaron sobre muestras limpias, de acuerdo al procedimiento expuesto en el capítulo 5. A los plugs limpios se les determinaron las propiedades petrofísicas básicas (ϕ y K) por el método convencional. Estos datos constituyen los valores de referencia para la validación de la porosidad calculada de la respuesta RMN.

Los plugs del Campo Castilla presentan una porosidad entre 14% y 27% y una permeabilidad entre 199 mD y 997 mD (tabla 6.1).

Tabla 6.1. Propiedades petrofísicas básicas de los plugs del campo Castilla

Campo Castilla – Unidades K1 y K2			
Profundidad (ft)	Presión de Confinamiento (psi)	Porosidad (%)	Permeabilidad al Aire (mD)
6417,5	800	25,9	735
6784,5	800	15,8	981
6818,58	800	18,3	702
6542,21	800	26,9	596
6589,5	800	18,8	321
6756,42	800	16,1	791
6850,5	800	19,0	997
6864,08	800	14,3	224
6902,42	800	17,9	199
6911,08	800	16,4	352

Para los plugs seleccionados del campo Santa Clara la porosidad varía entre 10% y 18.2% y la permeabilidad entre 0.4 y 2400 mD (Tabla 6.2).

Tabla 6.2. Propiedades petrofísicas básicas de los plugs del campo Santa Clara

Campo Santa Clara – Formación Caballos			
Profundidad (ft)	Presión de Confinamiento (psi)	Porosidad (%)	Permeabilidad al Aire (mD)
2352	800	15,4	438
2353,83	800	15,1	192
2354,58	800	15,7	1223
2378,5	800	19,2	1846
2397,83	800	15,6	57
2616,42	800	18,2	2405
2617,33	800	18,0	1869
2619	800	17,3	2001
2620	800	19,6	2363
2629,67	800	5,7	1,58E-02
2640	800	10,9	3,87E-01
2652,92	800	4,0	4,04E-01

Los plugs del Campo Cantagallo presentan una porosidad entre 22% y 29% y una permeabilidad entre 83 mD y 1172 mD (tabla 6.3).

Tabla 6.3. Propiedades petrofísicas básicas de los plugs del campo Cantagallo

Campo Cantagallo – Formación La Paz			
Profundidad (ft)	Presión de Confinamiento (psi)	Porosidad (%)	Permeabilidad al Aire (mD)
6405,42	800	28,7	372
6420,5	800	27,4	581
6423,5	800	28,3	503
6431,25	800	29,0	286
6814	800	22,0	83
6867,17	800	25,8	563
6869,17	800	22,2	449
6873,5	800	26,8	1108
6876	800	24,9	298
6884,21	800	26,4	1172

Mineralógicamente las rocas de las unidades K1 y K2 del campo Castilla están constituidas principalmente por granos de cuarzo de tamaño fino a medio, acompañados de trazas de microclino y un contenido de minerales arcillosos que varía entre 2.6% y 9.2%. Esta fracción arcillosa está compuesta por cantidades variables de caolinita, clorita, esmectita e illita. Estos minerales están ubicados como relleno total o parcial de algunos de los poros del sistema poral y ocasionalmente como abrigo parcial de los granos.

Las rocas de la formación Caballos del campo Santa Clara están constituidas principalmente por granos de cuarzo de tamaño fino a medio con un contenido variable de carbonato de calcio y carbonato de hierro no mayores al 5.7% en

algunas profundidades. Este carbonato está presente en cristales acomodados en los bordes de los poros. El contenido de minerales arcillosos varía entre 1% y 15%. Esta fracción corresponde principalmente a caolinita acompañada de concentraciones variables de illita, clorita y esmectita. Estos minerales están presentes principalmente como relleno de poro.

Las rocas de la Formación La Paz del campo Cantagallo corresponden a areniscas en tamaño de grano que varía en diferentes rangos, algunas desde muy fino a fino, otras de fino a medio o de fino a grueso o de medio a grueso, intercaladas en profundidad. Entre el 65 y 88% de la roca corresponde a granos de cuarzo, algunos fracturados, acompañados de feldespatos principalmente potásicos y en menor proporción sódicos, presentes entre el 6 y 19%, fracturados y en alteración. El contenido de minerales arcillosos varía entre el 3 y el 11%.

Las muestras comprendidas entre las profundidades 6420.5' a 6867.17' y la muestra 6903', presentan zonas del sistema poroso tapadas por matriz arcillosa de tipo compacto, que embebe los granos, a excepción de la muestra 6431.25' que presenta principalmente arcilla semiestructural microporosa. Las muestras de las profundidades 6869.17' y 6873.5' y 6876' presentan zonas del sistema poroso con matriz arcillosa dispersa microporosa, de aspecto relativamente suelto, acomodada entre los granos. En las dos primeras profundidades parte de la matriz arcillosa es de tipo compacto. En las profundidades 6405' y 6884.21' la arcilla es principalmente estructural. En esta última profundidad también hay algunas zonas de matriz arcillosa compacta. El mineral arcilloso mayoritario en todas las muestras es la caolinita, acompañada de contenidos variables de illita y de esmectita y trazas de clorita.

En todas las profundidades analizadas hay poros despejados, algunos afectados parcialmente por residuos de material arcilloso en sus bordes. En las muestras

6420.5', 6873.5', 6884.21' y 6903' se observaron también fragmentos de cuarzo entre los poros y gargantas.

La composición mineralógica detallada de las rocas analizadas de cada formación, está contenida en el anexo, parte A en las tablas A.1, A.2 y A.3. La descripción detallada de la distribución de minerales en la roca está consignada en la parte B en las tablas B.1, B.2 Y B.3.

6.1. Distribuciones del tiempo de relajación T_2 de las rocas 100% saturadas

De acuerdo con los supuestos usados para asumir la distribución de los tiempos de relajación como distribuciones de tamaño de poro, tanto la distribución de los tiempos de relajación de T_1 como la de T_2 cumplirían esta condición. Al principio de la aplicación de la RMN como registro de campo, se obtenían las distribuciones de T_1 , sin embargo este procedimiento es muy prolongado por el tipo de secuencia experimental necesaria para la construcción de las multiexponenciales. Una vez se descubrió la secuencia CPMG y con el avance tecnológico de la herramienta de pozo, es la distribución de los tiempos de relajación de T_2 la que se obtiene hoy día por la rapidez en su adquisición. A continuación se presentan las distribuciones de T_2 obtenidas para todas las rocas analizadas y más adelante se hará uso de las distribuciones de T_1 para la evaluación de gradientes internos.

Para realizar las mediciones de T_1 y T_2 , los plugs de cada formación se saturaron con agua de la misma formación de acuerdo con el procedimiento descrito en el capítulo 5. Las características fisicoquímicas se resumen en la tabla 6.1.1. El agua de las unidades K1 y K2 del Campo Castilla se clasifica como un agua dulce por su bajo contenido en iones, con una salinidad equivalente a NaCl menor a 1000 ppm. El agua de la Formación Caballos del campo Santa Clara se clasifica como salobre, con una salinidad equivalente a NaCl menor a 11000 ppm mientras

que el agua de la Formación La Paz del campo Cantagallo se clasifica como salada. El contenido de Fe^{+2} que puede contribuir a la relajación es bajo.

Tabla 6.1.1. Composición fisicoquímica de las aguas de formación

PARAMETRO MUESTRA	Na ⁺ mg/l	K ⁺ mg/l	Ca ⁺⁺ mg/l	Mg ⁺⁺ mg/l	Ba ⁺⁺ mg/l	Sr ⁺⁺ mg/l	Fe ⁺⁺ mg/l	STD mg/l	SALINIDAD mg/l NaCl	SiO ₂ mg/l
CASTILLA-28	143.0	16.4	79.4	9.5	0.5	1.5	0.0	774.8	583.0	51.4
POZO SC-2	3258.0	121.7	795.7	82.5	71.8	39.9	2.5	11590.9	10841.0	32.4
POZO CG-22	16852.0	98.6	1994.0	144.0	118.0	94.7	0.7	51015.7	51041.5	22.7
PARAMETRO MUESTRA	pH/°C	RESISTIV. Wm@25C	H ₂ S mg/l	O ₂ DIS. ppb	CO ₂ mg/l	HCO ₃ ⁻ mg/l	CO ₃ ⁼ mg/l	SO ₄ ⁼ mg/l	Cl ⁻ mg/l	CONDUCTIV. mS/cm @ 25°C
CASTILLA-28	7.73 / 19.7	9.54	ND	ND	<10	228.8	0.0	40.1	204.2	1.048
POZO SC-2	7.17 / 34.1	0.50	N.D	N.D	100.0	1189.5	0.0	1.0	5995.9	19.900
POZO CG-22	6.38 / 24.5	0.16	ND	ND	NR	156.0	0.0	3.0	31532.0	61.700

OBSERVACIONES : ND: No Detectado. STD : Sólidos Disueltos Totales

Las tablas 6.1.2 y 6.1.3 presentan los parámetros de adquisición y procesamiento de las multiexponenciales de decaimiento T_1 y T_2 para la obtención de las respectivas curvas de distribución.

Tabla 6.1.2. Parámetros de adquisición y procesamiento de las multiexponenciales T_2

Parámetros de adquisición						Procesamiento		
RD	TAU	NECH	RG	NS	SNR	Prune mode	Prune points	Puntos
10 s	150 μ s	4096	100	≥ 36	100	Log	1-4096	128

Tabla 6.1.3. Parámetros de adquisición y procesamiento de las multiexponenciales T_1

Parámetros de adquisición					Procesamiento	
RD	RG	NS	lista	puntos escala logarítmica.	constante de tiempo (μ s)	# valores
10 s	50	16	1 ms-10s	128	10-10.000.000	55

La porosidad es la propiedad más básica que se puede obtener de la respuesta RMN de las rocas 100% saturadas con salmuera. Una vez procesadas las multiexponenciales de decaimiento se obtienen las distribuciones de T_1 y de T_2 y la magnetización neta equivalente a la población de protones del fluido en el medio poroso. Con la magnetización normalizada se calcula la porosidad a través de la curva de calibración de los patrones de referencia, de acuerdo al procedimiento establecido en el capítulo 4.

La distribución de tiempos de relajación T_2 refleja la configuración geométrica de la estructura poral. Aunque la respuesta RMN obedecería principalmente a los poros, hay casos en que también tiene una contribución importante de las gargantas, sí éstas tienen tamaños similares a los de los poros.

La figura 6.1.1 presenta las distribuciones de T_2 para las rocas analizadas de las unidades K1 y K2 del Campo Castilla. Todas las curvas son monomodales, con valores medios mayores a 10 ms, que estarían relacionados con poros de mayor tamaño. Las distribuciones desplazadas a tiempos de relajación más largos corresponden a los plugs de mayor porosidad.

De acuerdo con las distribuciones de tamaño de poro obtenidas por geometría poral, prácticamente todos los plugs presentan la mayor población de poros alrededor de los 100 μm , excepto para los plugs de las profundidades C3-6784,5', C9-6756,42' y C9-6850,5', que presentan poros con tamaño predominante entre 150 μm y 200 μm . Las distribuciones de T_2 para estos plugs presentan un máximo de T_2 que aumenta proporcionalmente con su porosidad, pero que en todo caso es inferior al de los plugs de mayor porosidad, a pesar de que presenten poros de menor tamaño, por lo tanto la forma y los máximos de la distribución de T_2 no sólo sería función del tamaño de los poros, sino también de la porosidad.

Los tiempos de relajación cortos se relacionan con los poros más pequeños, es decir con la componente de la porosidad denominada microporosidad, que contribuye a la saturación de agua irreducible. presentan mayor área superficial por lo cual aportan a una relajación más rápida. Generalmente corresponden a los espacios formados en la acomodación de las hojas de los minerales arcillosos y los cristales de cuarzo microcristalino ($< 5 \mu\text{m}$). La frecuencia de estos tiempos de relajación ($< 10 \text{ ms}$) en las distribuciones de las rocas de Castilla es baja. Este comportamiento coincide con la distribución de tamaño de poro obtenida de los análisis de geometría poral, con el bajo contenido de minerales arcillosos y con la morfología y distribución de los minerales en la roca.

Los resultados de los análisis de geometría poral para las rocas de las tres formaciones aparecen en la Parte C del Anexo, en las figuras C.1, C.2 y C.3 respectivamente.

La figura 6.1.2 presenta las distribuciones T_2 de las rocas de la Formación Caballos del Campo Santa Clara. Estas rocas presentan distribuciones más anchas, lo cual indica que hay una mayor variación en los tiempos de relajación. En algunas se observa una distribución ligeramente bimodal. Los valores medios son variables, lo cual está relacionado con la amplia variación en sus propiedades petrofísicas. En los resultados de geometría poral se observa que las distribuciones de tamaño de poro son amplias, lo cual indica que existe una variedad de tamaños de poro, es decir que el sistema poroso tiene una tendencia heterogénea. Hay concordancia en el comportamiento de las distribuciones obtenidas por ambos métodos.

Los plugs de las profundidades 2629', 2640' y 2652,92', presentan las distribuciones con tiempos de relajación más cortos, lo cual coincide con los

valores menores de porosidad y permeabilidad, con el contenido mayor de minerales arcillosos y con la acomodación de éstos como relleno de prácticamente todo el sistema poral (figura 6.1.3 (a) y (b)).

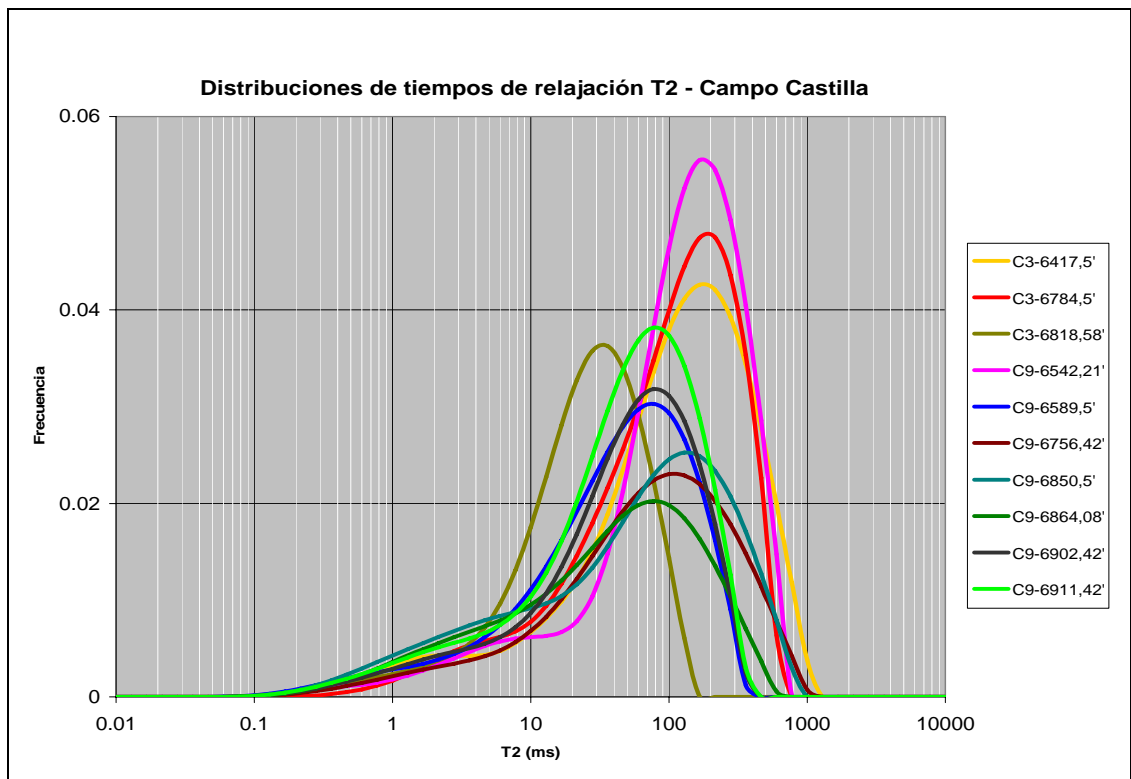


Figura 6.1.1. Distribuciones de los tiempos de relajación T₂ de las rocas de las Unidades K1 y K2 del campo Castilla

distribuciones monomodales, con máximos en el rango de los tiempos de relajación largos y otras bimodales con un componente en los tiempos de relajación cortos, asociado con microporosidad. De los resultados de geometría poral se observa que las distribuciones son amplias y poseen sesgo hacia los mayores valores de tamaño de poro, todas en el mismo rango, excepto el plug 6873,5' que presenta un tamaño predominante mayor. Algunas de las distribuciones son multimodales, lo cual tiene relación con la heterogeneidad en los tamaños de los poros y el aporte de microporosidad, como es el caso de los plugs 6814,17' y 6420,5'.

Los plugs 6814' y 6869,17', presentan distribuciones con máximos ubicados en tiempos más cortos. Estos plugs son los que presentan los valores más bajos de porosidad y tamaños de garganta de poro pequeños.

En todos los casos la distribución de tiempos de T_2 es el reflejo de la geometría del sistema poroso que incluye los poros, las gargantas de poro y la población de éstos en la roca, equivalente a la porosidad.

Las distribuciones de los tiempos de relajación de T_2 presentan una buena reproducibilidad, lo cual se verificó con la obtención de la misma forma de la distribución y por los valores de T_{2LM} promedio con desviación estándar para las distribuciones obtenidas para el mismo plug no superior a la unidad.

La reproducibilidad se comprobó al repetir tres veces las mediciones con los mismos parámetros sobre el mismo plug en momentos distintos, usando dos plugs de cada campo. Para ilustrar este comportamiento se presentan las figuras 6.1.4 y 6.1.5 para un plug del campo Castilla y para un plug del campo Santa Clara respectivamente. La tabla 6.1.3 contiene los valores de T_{2LM} obtenidos para cada

una de las distribuciones, su promedio y la desviación estándar para cada uno de los seis plugs usados con este objetivo.

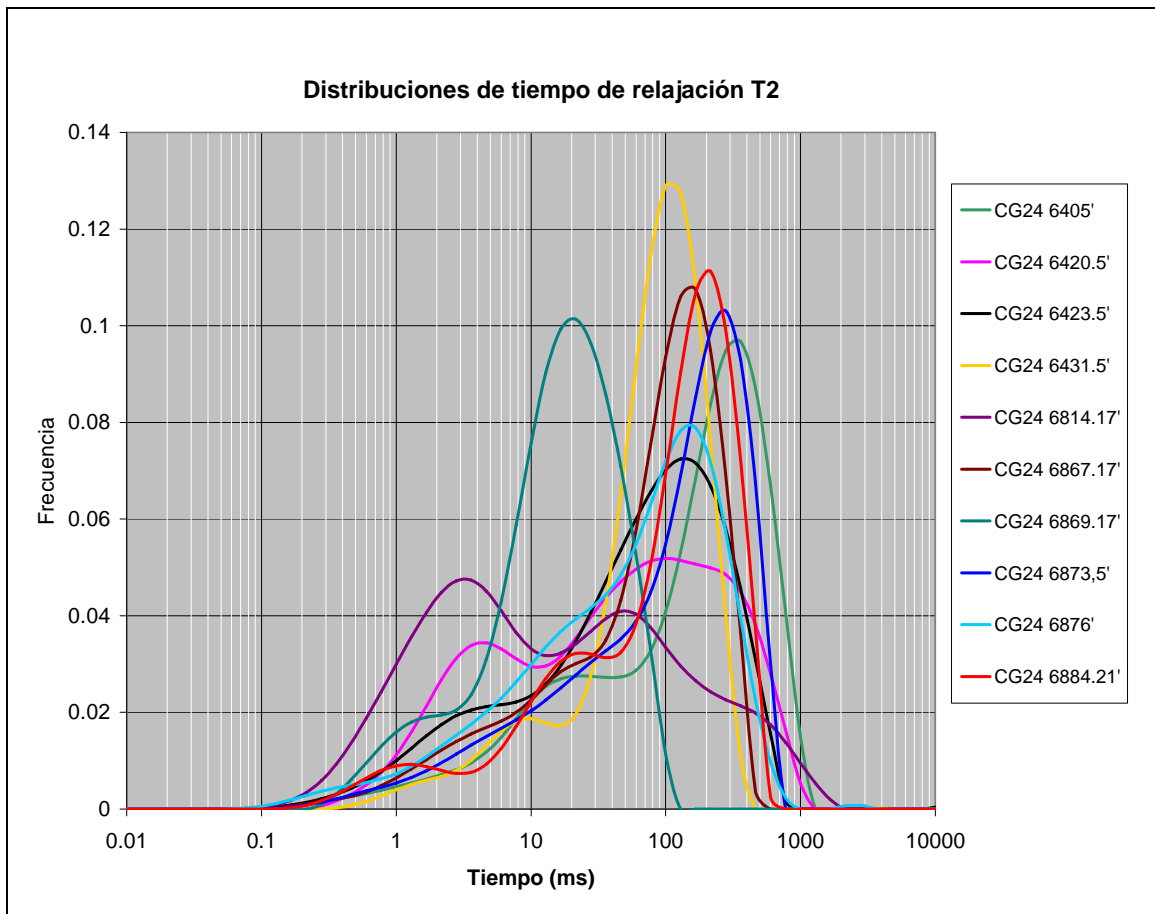


Figura 6.1.4. Distribuciones de los tiempos de relajación T₂ de las rocas de la Formación La Paz del campo Cantagallo

Tabla 6.1.4. T_{2LM} , promedio y desviación estándar para la evaluación de la reproducibilidad de las distribuciones de T_2 .

Unidad K1 y K2 - Campo Castilla				Formación Caballos – Campo Santa Clara				Formación La Paz– Campo Cantagallo			
Prof. (ft)	T_{2LM}	T_{2LM} prom.	Desv. estánd.	Prof. (ft)	T_{2LM}	T_{2LM} prom.	Desv. estánd.	Prof. (ft)	T_{2LM}	T_{2LM} prom.	Desv. estánd.
6818,58	20.5	20.62	0.27	2619	96.5	96.71	0.34	6431,25	63.47	63.45	0.03
	20.93				96.54				63.42		
	20.42				97.1				63.46		
6911,08	22.8	23.37	0.58	2640	37.83	37.85	0.08	6867,17	56.00	56.3	0.63
	23.96				37.79				57.02		
	23.36				37.94				55.88		

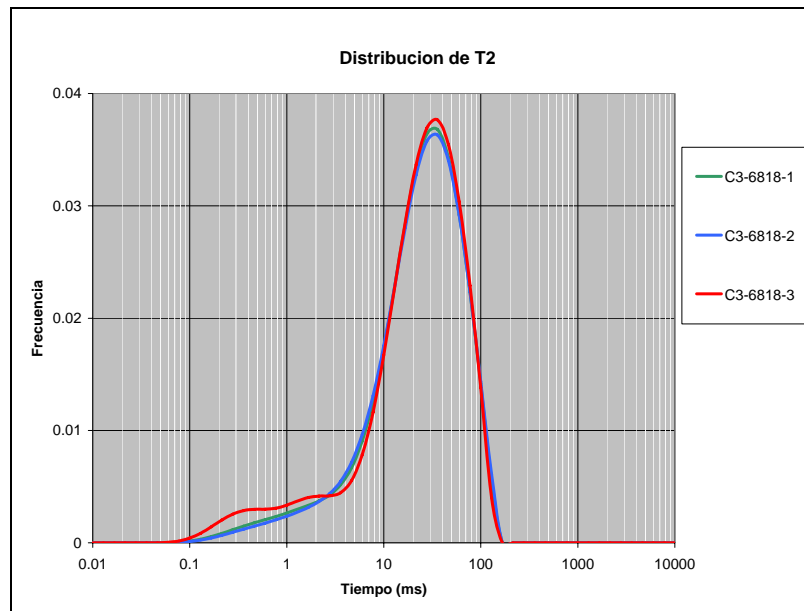


Figura 6.1.4. Reproducibilidad de la distribución de los tiempos de relajación T_2 en un plug de la unidad K1 – Campo Castilla

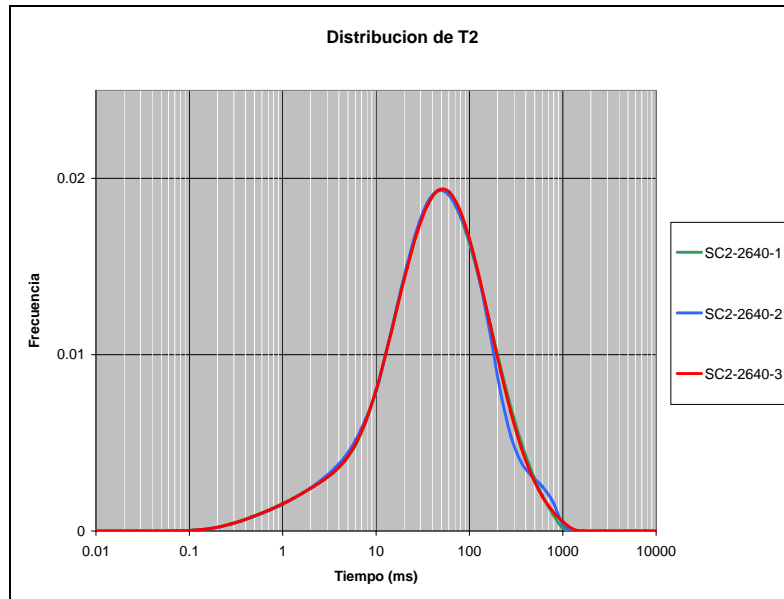


Figura 6.1.5. Reproducibilidad de la distribución de los tiempos de relajación T_2 en un plug de la Formación Caballos – Campo Santa Clara

6.2. Cálculo de las propiedades petrofísicas a partir de las respuestas de RMN

6.2.1. Determinación de la porosidad RMN

El entendimiento de la información obtenida de las mediciones RMN requiere de su comparación con datos petrofísicos independientes. El primer nivel de confiabilidad es la comparación de la porosidad RMN con la porosidad convencional o básica determinada por el método de Boyle. Estas dos mediciones generalmente son muy cercanas en rocas con muy bajo contenido de minerales arcillosos y bien consolidadas (± 0.5 u.p.). Sin embargo cuando los minerales arcillosos aportan microporosidad o las rocas son friables, la porosidad RMN

puede ser más alta. En este caso, normalmente se aceptan diferencias hasta de 2 u.p. (Zhang, 2001).

La señal de RMN en el tiempo cero (M_0) para una roca 100% saturada representa la densidad de espines del agua en los poros. Del capítulo 4, quedó claro que M_0 es proporcional al contenido de agua y se presentó la curva de calibración para el cálculo de la porosidad RMN. La magnetización (M_0) normalizada por NS y RG de cada plug, es el valor usado para calcular la porosidad con la curva de calibración.

La tabla 6.2.1.1 presenta los valores de porosidad obtenida por el método convencional ($\phi_{\text{básica}}$) y la porosidad RMN (ϕ_{RMN}) para el conjunto de plugs analizados de cada formación.

Tabla 6.2.1.1. Porosidad RMN y Porosidad convencional para los plugs de las formaciones analizadas

Unidad K1 y K2 - Campo Castilla			Formación Caballos – Campo Santa Clara			Formación La Paz– Campo Cantagallo		
Prof. (ft)	$\phi_{\text{básica}}$	ϕ_{RMN}	Prof. (ft)	$\phi_{\text{básica}}$	ϕ_{RMN}	Prof. (ft)	$\phi_{\text{básica}}$	ϕ_{RMN}
6417,5	25,9	25,3	2352	15,4	15,6	6405,42	28,7	28,7
6784,5	15,8	15,2	2353,83	15,1	15,9	6420,5	27,4	29,7
6818,58	18,3	17,5	2354,58	15,7	15,1	6423,5	28,3	30,7
6542,21	26,9	26,2	2378,5	19,2	18,7	6431,25	29,0	30,7
6589,5	18,8	19,0	2397,83	15,6	16,1	6814	22,0	24,6
6756,42	16,1	15,7	2616,42	18,2	17,4	6867,17	25,8	25,5
6850,5	19,0	18,2	2617,33	18,0	17,6	6869,17	22,2	25,5
6864,08	14,3	14,4	2619	17,3	16,3	6873,5	26,8	27,5
6902,42	17,9	17,8	2620	19,6	19,2	6876	24,9	25,9
6911,08	16,4	15,7	2629,67	5,7	4,7	6884,21	26,4	28,2
			2640	10,9	12,1			
			2652,92	4,0	5,0			

La porosidad RMN para los plugs de las Unidades K1 y K2 del Campo Castilla tiene un coeficiente de correlación R^2 de 0.989 con la porosidad obtenida por el método convencional. La correlación entre las porosidades determinadas por estos dos métodos es muy buena. En promedio la diferencia entre las dos medidas es de 0.6 unidades porosas (u.p.). La figura 6.2.1.1 presenta la correlación entre los datos.

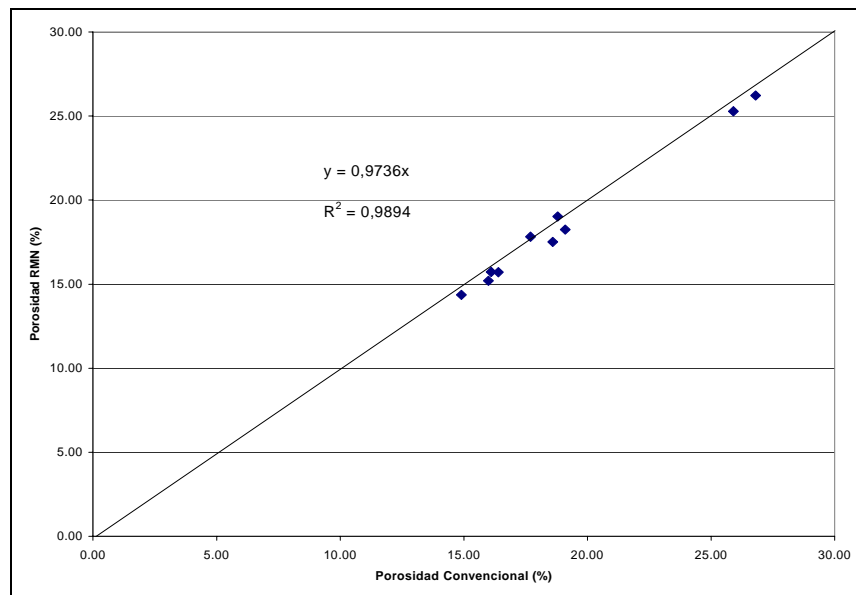


Figura 6.2.1.1. Porosidad RMN contra Porosidad Convencional para las Unidades K1 y K2 del Campo Castilla

En el caso de los valores de porosidad RMN obtenidos para los plugs de la Formación Caballos del Campo Santa Clara, éstos tienen un coeficiente de correlación R^2 de 0.973 con los valores de la porosidad convencional. Igualmente la correlación es muy buena. La diferencia promedio entre los dos métodos es de 0.7 u.p. La figura 6.2.1.2 presenta la correlación entre los datos.

Para las rocas de Cantagallo, la porosidad RMN es en promedio 0.8 u.p. más alta que la porosidad convencional, para aquellas rocas que tienen una contribución más baja de microporosidad, mientras que para las rocas con una proporción mayor de ésta, definidas como aquellas que tienen un valor de T_{2LM} inferior a 38 ms, la porosidad RMN es en promedio 2.6 u.p. más alta. El ajuste R^2 es de 0.72 si se consideran todas las rocas analizadas (figura 6.2.1.3). En promedio total la porosidad RMN será 1.52 u.p. más alta que la porosidad de básicos, lo cual se mantiene aún entre los valores aceptables.

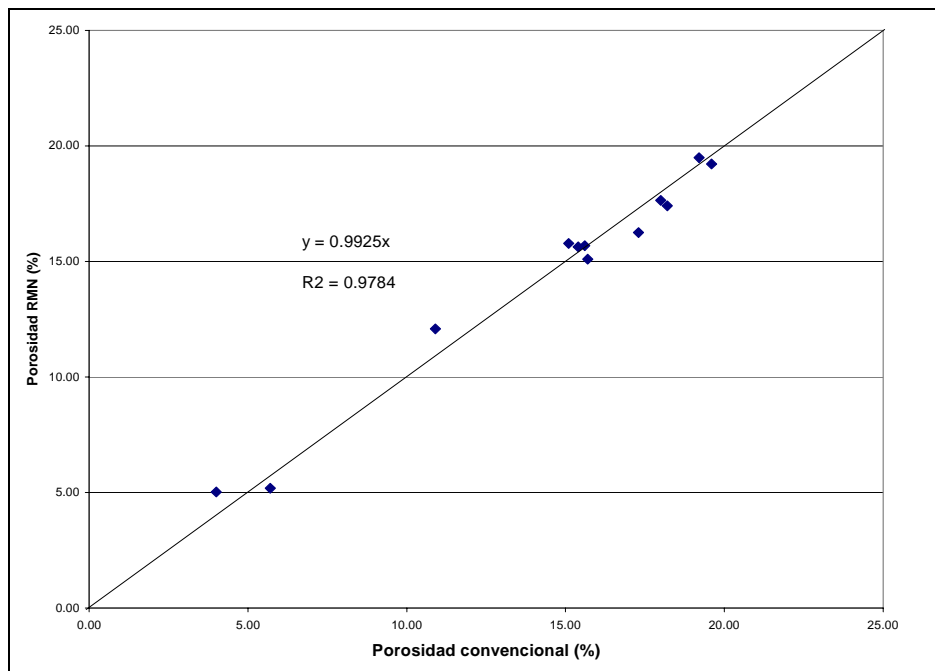


Figura 6.2.1.2. Porosidad RMN contra porosidad convencional para la formación Caballos – Campo Santa Clara

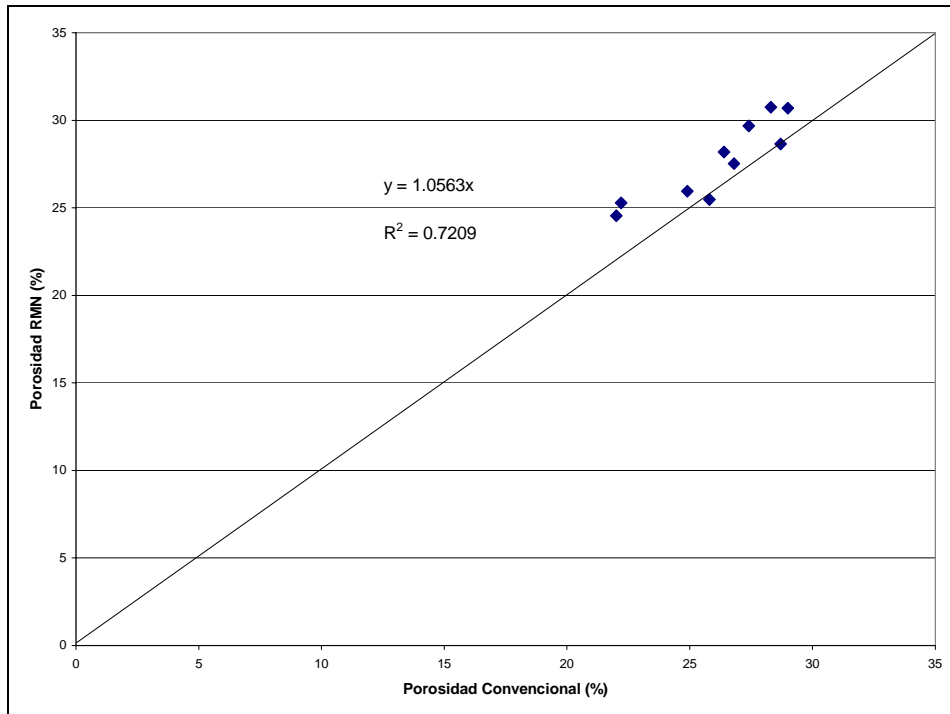


Figura 6.2.1.3. Porosidad RMN contra porosidad convencional para la Formación La Paz del campo Cantagallo

6.3. Determinación de T_{1LM} y T_{2LM}

Estos valores representan el centro de la distribución de los tiempos de relajación y puede interpretarse como una medida que califica la calidad del sistema poroso. Los valores más grandes están asociados con tiempos de relajación más largos, que serían reflejo de poros y gargantas más grandes y abundantes.

La tabla 6.3.1. presenta los valores obtenidos para los plugs analizados de las formaciones de los tres campos. Normalmente los valores de T_{2LM} son menores que los de T_{1LM} .

Tabla 6.3.1. Valores de T_{1LM} y T_{2LM} de los plugs analizados en los tres campos

Unidad K1 y K2 - Campo Castilla			Formación Caballos – Campo Santa Clara			Formación La Paz– Campo Cantagallo		
Prof. (ft)	T_{1LM} (ms)	T_{2LM} (ms)	Prof. (ft)	T_{1LM} (ms)	T_{2LM} (ms)	Prof. (ft)	T_{1LM} (ms)	T_{2LM} (ms)
6417,5	112,5	84,8	2352	105,9	157,9	6405,42	149,81	104,84
6784,5	140,5	80,5	2353,83	214,5	145,9	6420,5	50,35	37,33
6818,58	64,3	28,0	2354,58	57,9	121,8	6423,5	65,28	45,49
6542,21	135,4	96,1	2378,5	394,8	283,7	6431,25	74,86	63,47
6589,5	64,3	34,2	2397,83	158,3	154,0	6814	20,76	14,94
6756,42	73,1	58,3	2616,42	215,7	120,3	6867,17	71,50	55,88
6850,5	104,1	47,5	2617,33	248,6	111,3	6869,17	38,15	13,80
6864,08	40,6	30,7	2619	185,6	96,5	6873,5	117,74	79,52
6902,42	44,9	38,3	2620	225,2	93,4	6876	76,97	44,67
6911,08	92,0	55,2	2629,67	3,85	2,7	6884,21	114,58	69,91
			2640	49,0	37,9			
			2652,92	4,5	3,7			

En general los valores medios más altos corresponden a los plugs de la Formación Caballos del Campo Santa Clara, seguidos por los valores de las unidades K1 y K2 del Campo Castilla y por último los del Campo Cantagallo. Este mismo orden resulta de las distribuciones de tamaño de poro obtenidas del análisis de geometría poral. En el caso del tamaño de garganta de poro, los máximos de las distribuciones están en el mismo rango para los plugs del Campo Santa Clara y Castilla, mientras que son inferiores para los plugs del Campo Cantagallo. De este comportamiento se corrobora que las distribuciones de T_2 responden principalmente al tamaño de poro, aunque también reflejan la contribución del tamaño de garganta y de la porosidad total y que los valores medios logarítmicos de las distribuciones pueden ser parte de los parámetros calificativos de la calidad de la roca.

Las distribuciones de tamaño de garganta de los plugs analizados de cada Campo se presentan en la parte D, figuras D.1, D.2 y D.3.

6.4. Determinación de la relajabilidad superficial

Para una roca saturada con un único fluido, las distribuciones de T_1 y T_2 podrían ser transformadas a distribuciones de tamaño de poro si se conoce la relajabilidad superficial (ρ). Cuando el efecto de los gradientes internos es despreciable, T_1 y T_2 son inversamente proporcionales a la relación superficie a volumen, con una constante de proporcionalidad ρ_1 y ρ_2 respectivamente. La sustentación y el método matemático para el cálculo de estas constantes se describió en la sección 3.6.

ρ_1 y ρ_2 se obtienen del acople de las distribuciones T_1 y T_2 acumuladas con la presión capilar acumulada respectivamente. Los límites superior e inferior usados para acoplar las distribuciones acumuladas para el Campo Castilla fueron 0,35 y 0,65 y para los Campos Santa Clara y Cantagallo predominantemente de 0,5 y 0,85. Estos intervalos permiten el acople de los máximos de cada distribución.

La parte E del anexo presenta las figuras correspondientes al acople de las curvas acumuladas de T_2 con la presión capilar para hallar ρ_2 y el ajuste, mediante esta constante, de las distribuciones normales de T_2 a tamaño de poro, lo cual produce el acople de éstas con las distribuciones del tamaño de garganta de poro, obtenidas a partir de la presión capilar.

Las distribuciones de T_1 y T_2 no pueden acoplarse exactamente a la curva de presión capilar, debido a que el tamaño de garganta de poro es el que gobierna la

presión capilar, mientras que el tamaño de poro gobierna los tiempos de relajación RMN. En algunos casos se observaron buenos ajustes, que implican relaciones de tamaño de garganta a tamaño de poro más uniformes en toda la roca. Este es el caso de casi todos los plugs del Campo Castilla, excepto los de las profundidades 6589,5' y 6850,5'. En el Campo Santa Clara los plugs 2629,67', 2640' y 2652,92' y en el Campo Cantagallo los plugs 6873,5' y 6884,21'. Este comportamiento lo corroboran las distribuciones de tamaño de poro obtenidas por geometría poral. La excepción se observó cuando las distribuciones de tamaño de poro son amplias y/o heterogéneas y las distribuciones de tamaño de garganta para la misma roca son monomodales o viceversa.

La tabla 6.4.1. presenta los valores de ρ_1 y ρ_2 determinados para los plugs analizados. La tabla 6.4.2 presenta los valores de la relajabilidad superficial reportados para areniscas, en el mismo tipo de roca analizado en este estudio.

El valor de ρ_1 para Castilla varía entre 9-28 $\mu\text{m/s}$ y ρ_2 entre 11-65 $\mu\text{m/s}$, lo que significa que prácticamente están en el mismo rango reportado en la literatura. Presentan los valores más altos de todos los plugs analizados, lo cual estaría relacionado con el abrigo arcilloso que presentan la mayoría de los granos y con la mayor presencia de clorita en la fracción de los minerales arcillosos.

En el caso de Santa Clara, el valor de ρ_1 varía entre 0,5-16 $\mu\text{m/s}$ y ρ_2 entre 1-17 $\mu\text{m/s}$. Los valores más bajos (<2), corresponden a los plugs que tienen porosidad y permeabilidad baja (< 50 mD). De otro lado el contenido de minerales arcillosos en los plugs de Santa Clara es escaso y corresponde principalmente a caolinita, considerada una arcilla diamagnética, cuyo aporte a la relajabilidad superficial es bajo. Los valores de relajabilidad superficial más altos corresponden a aquellos

plugs que presentan carbonato de hierro en su composición mineralógica, comprendidos entre las profundidades 2616,42' a 2620'.

Tabla 6.4.1. Valores de ρ_1 y ρ_2 de los plugs analizados en los tres campos

Unidad K1 y K2 - Campo Castilla			Formación Caballos – Campo Santa Clara			Formación La Paz– Campo Cantagallo		
Prof. (ft)	ρ_1 ($\mu\text{m/s}$)	ρ_2 ($\mu\text{m/s}$)	Prof. (ft)	ρ_1 ($\mu\text{m/s}$)	ρ_2 ($\mu\text{m/s}$)	Prof. (ft)	ρ_1 ($\mu\text{m/s}$)	ρ_2 ($\mu\text{m/s}$)
6417,5	9,84	12,89	2352	9,58	5,83	6405,42	3,02	4,0
6784,5	13,03	21,51	2353,83	2,60	4,03	6420,5	13,15	18,47
6818,58	28,89	64,89	2354,58	16,48	6,94	6423,5	13,10	21,75
6542,21	8,30	11,34	2378,5	3,71	5,08	6431,25	11,58	14,22
6589,5	16,30	29,12	2397,83	0,75	0,83	6814	15,87	21,48
6756,42	12,91	16,60	2616,42	6,69	13,59	6867,17	n.d.	n.d.
6850,5	18,80	39,83	2617,33	9,13	17,81	6869,17	8,78	23,89
6864,08	25,74	33,06	2619	10,63	17,76	6873,5	14,34	19,91
6902,42	11,12	12,23	2620	12,56	27,48	6876	6,20	11,03
6911,08	15,90	27,93	2629,67	1,27	1,88	6884,21	8,75	13,60
			2640	0,78	1,07			
			2652,92	0,70	0,80			
Promedio	16,08	28,09		6,67	9,20		10,53	16,46

n,d, No determinado, CG-6867,17: Por la friabilidad de la roca no se realizó presión capilar por inyección de mercurio.

Tabla 6.4.2. Valores de relajabilidad superficial reportado en la literatura

Literatura	Método	ρ_1 ($\mu\text{m/s}$)	ρ_2 ($\mu\text{m/s}$)
SPWA, Workshop, 1996 Morris et al y	Presión capilar por inyección de mercurio		23
Hurlimann et al (1994)			21-26
Howard et al, (1993)	Análisis de imágenes Sección delgada	26-100	
Huang (1997)	Presión capilar aire- salmuera	12-27	15-98

Para los plugs del Campo Cantagallo los valores de ρ_1 varían entre 3-16 $\mu\text{m/s}$ y ρ_2 entre 4-22 $\mu\text{m/s}$. La mayoría de los valores están en el rango reportado en la tabla 6.4.2. El contenido de minerales arcillosos en estos plugs es ligeramente mayor al encontrado en los plugs de Santa Clara. Aunque el mineral arcilloso predominante también es la caolinita, el aporte de los otros minerales como la illita y la esmectita aumentan los valores de la relajabilidad.

La capacidad de intercambio catiónico es equivalente a la medida del total de cargas negativas de los minerales arcillosos. Refleja el área superficial y por lo tanto la superficie activa de enlaces no saturados de los minerales. La presencia de estas cargas potencialmente aumenta la relajabilidad superficial. El valor promedio de la capacidad de intercambio catiónico (CIC) es mayor para los plugs del campo Castilla, seguido por los del Campo Cantagallo y es menor para los plugs del Campo Santa Clara. Este es el mismo orden obtenido a partir de los promedios de la relajabilidad superficial para cada Campo.

Los valores de CIC y Qv para cada plug analizado aparecen en la tabla F.1. de la parte E del Anexo.

6.5. Verificación del supuesto de difusión rápida a través del número de Brownstein

En la sesión 3.4 se describieron los supuestos necesarios para extraer información del sistema poroso de las respuestas RMN. Entre estos supuestos, el de la difusión rápida es el que permite interpretar la distribución de T_2 como una distribución de tamaño de poro derivado de la ecuación $V/S=\rho T$. Este supuesto está basado en que el número de Brownstein, definido por la relación $\rho r/D$ donde r es el radio del poro, ρ la relajabilidad superficial y D es el coeficiente de difusión del fluido saturante, en este caso salmuera, debe ser menor de 1. Físicamente es una medida de la relación del tiempo que le toma a una molécula difundirse a través del poro contra el tiempo que le toma relajarse en una superficie confinada. De acuerdo con la literatura, en la medida que ρ_2 sea mayor a $30 \mu\text{m/s}$ o que los poros sean muy grandes, el potencial de que el decaimiento sea en el régimen lento aumenta proporcionalmente.

La tabla 6.5.1. contiene la información del radio de poro mayor predominante obtenido del análisis de geometría poral y el número de Brownstein ($N^\circ B$) calculado con las relajabilidades superficiales ρ_1 y ρ_2 , para todos los plugs analizados. El coeficiente de difusión de la salmuera a 35°C es de $2,89 \times 10^{-9} \text{ m}^2/\text{s}$.

Si la relajabilidad superficial es de $30 \mu\text{m/s}$, la roca debe tener poros inferiores a $95 \mu\text{m}$, para que se mantenga en el régimen de difusión rápida. Para los plugs de las profundidades $6818,58'$, $6850,5'$ y $6884,08'$ del Campo Castilla, la relajabilidad superficial es superior al límite. Comprendida entre 33 y $65 \mu\text{m/s}$ daría un límite de

tamaño de poro entre 45 y 85 μm . En estos plugs el radio de poro predominante está entre 102 y 204 μm . Tanto el valor de ρ_2 como el tamaño de los poros estarían por fuera de los límites. En los Campos Santa Clara y Cantagallo sólo los plugs 2619' y 6873,5' respectivamente, presentan número de Brownstein superior a 1. Aunque ρ_2 es menor de 30 $\mu\text{m/s}$, r alcanza los 204 μm y 289 μm respectivamente. Teniendo en cuenta el valor de ρ_2 para estos plugs, los poros deberían ser inferiores a 160 μm y 150 μm .

De acuerdo con Brownstein, la distribución de T_2 para estos plugs no se puede interpretar como una distribución de tamaño de poro. En general las distribuciones de T_2 no son solamente el reflejo de la distribución del tamaño de los poros, también tienen contribución de la distribución del tamaño de garganta y de la abundancia de ambos en la roca. Las distribuciones de T_2 obtenidas conservan las características cualitativas de las distribuciones de poro y gargantas de poro, pero como no siempre se cumple que a poros grandes, gargantas grandes y viceversa, el orden de las distribuciones de T_2 para un grupo de rocas basado en sus máximos no será el mismo obtenido para éstas de las distribuciones de poro y garganta de poro independientemente. Teniendo en cuenta esta condición para los plugs con número de Brownstein superior a 1, aquellos que presentan valores de relajabilidad superficial inferior a 34 $\mu\text{m/s}$, conservan en su distribución de T_2 características del sistema poral de forma similar a la observada en los plugs que estarían en el régimen de difusión rápida, sin embargo los plugs con relajabilidad superficial mayor de 39,8 $\mu\text{m/s}$ presentan máximos en la distribución de T_2 menores a los encontrados para plugs de características petrofísicas similares. En tal caso para que se conserve el régimen de difusión rápida en rocas con relajabilidad superficial mayor a 34 $\mu\text{m/s}$, el radio de los poros debe ser menor a 85 μm .

Tabla 6.5.1. Número de Brownstein calculado para los plugs analizados

Unidades K1 y K2 - Campo Castilla				Formación Caballos – Campo Santa Clara				Formación La Paz – Campo Cantagallo			
Prof, (ft)	Radio de poro (μm)	N° B para ρ_1	N° B. para ρ_2	Prof, (ft)	Radio de poro (μm)	N° B para ρ_1	N° B. para ρ_2	Prof, (ft)	Radio de poro (μm)	N° B para ρ_1	N° B. para ρ_2
6417,5	102,1	0,35	0,46	2352	204,3	0,68	0,41	6405,42	72,2	0,08	0,10
6784,5	102,1	0,46	0,76	2353,83	144,4	0,13	0,20	6420,5	102,1	0,46	0,65
6818,58	102,1	1,02	2,29	2354,58	144,4	0,82	0,35	6423,5	102,1	0,46	0,77
6542,21	102,1	0,29	0,40	2378,5	144,4	0,19	0,25	6431,25	144,4	0,58	0,71
6589,5	102,1	0,58	1,03	2397,83	51,1	0,01	0,01	6814	72,2	0,40	0,54
6756,42	144,4	0,65	0,83	2616,42	204,3	0,47	0,96	6867,17	144,4	n,d,	n,d,
6850,5	204,3	1,33	2,82	2617,33	102,1	0,32	0,63	6869,17	72,2	0,22	0,60
6864,08	144,4	1,29	1,65	2619	204,3	0,75	1,26	6873,5	288,9	1,43	1,99
6902,42	102,1	0,39	0,43	2620	102,1	0,44	0,97	6876	102,1	0,22	0,39
6911,08	102,1	0,56	0,99	2629,67	72,2	0,03	0,05	6884,21	102,1	0,31	0,48
				2640	204,3	0,06	0,08				
				2652,92	9,0	0,00	0,002				

6.6. Determinación de Gradientes Internos

El primer diagnóstico en la evaluación de la presencia de gradientes internos lo constituye la comparación entre las distribuciones de tiempos de relajación T_1 y T_2 . Usando el mismo método matemático descrito en la sección 3.6 se encuentra la relación T_1/T_2 equivalente al factor C. Cuando la forma de las dos distribuciones es muy similar y de acuerdo con la literatura, el valor del factor C no es mayor de 2,6, el efecto de la difusión no es apreciable (Huang, 1997).

La tabla 6.6.1, presenta los valores del factor C, obtenidos a partir de las comparaciones de las distribuciones de T_1 y T_2 , para los plugs analizados.

Todos los factores obtenidos para los plugs analizados son inferiores a 2,4. En la parte G del anexo se presentan las comparaciones entre las distribuciones de T_1 y T_2 para los plugs analizados de cada formación.

Tabla 6.6.1. Valores del factor C (relación T_1/T_2) de los plugs analizados para las tres formaciones, para evaluación de gradientes internos.

Unidad K1 y K2 - Campo Castilla		Formación Caballos – Campo Santa Clara		Formación La Paz– Campo Cantagallo	
Prof, (ft)	Factor C	Prof, (ft)	Factor C	Prof, (ft)	Factor C
6417,5	1,3	2352	0,5	6405,42	1,3
6784,5	1,7	2353,83	2,0	6420,5	1,3
6818,58	1,9	2354,58	0,6	6423,5	1,1
6542,21	1,3	2378,5	1,7	6431,25	1,1
6589,5	1,7	2397,83	1,0	6814	1,3
6756,42	1,3	2616,42	2,4	6867,17	1,3
6850,5	2,4	2617,33	1,9	6869,17	1,3
6864,08	1,7	2619	1,9	6873,5	1,4
6902,42	1,0	2620	2,1	6876	1,5
6911,08	1,9	2629,67	1,7	6884,21	1,5
		2640	1,3		
		2652,92	1,7		

Otra forma de evaluar la presencia de gradientes internos es a través de las variaciones entre los valores de la relación T_{1LM}/T_{2LM} con la de las relajabilidades superficiales ρ_2/ρ_1 . Como se describió en la sección 3.3, teniendo la ecuación 3.3.4 y combinando las ecuaciones 3.3.2 y 3.3.4, se obtiene:

$$\frac{T_1}{T_2} = \frac{\rho_2}{\rho_1} \quad (6.5.1)$$

La tabla 6.6.2 presenta los valores de las relaciones de T_1/T_2 basadas en el valor logarítmico medio y las relaciones de las relajabilidades superficiales ρ_2/ρ_1 .

Tabla 6.6.2. Comparación de las relaciones T_{1LM}/T_{2LM} y ρ_2/ρ_1 para los plugs analizados en los tres campos

Unidades K1 y K2 - Campo Castilla				Formación Caballos – Campo Santa Clara				Formación La Paz – Campo Cantagallo				
Prof, (ft)	T_{1LM}/T_{2LM}	ρ_2/ρ_1	Diferenc,	Prof, (ft)	T_{1LM}/T_{2LM}	ρ_2/ρ_1	Diferenc,	Prof, (ft)	T_{1LM}/T_{2LM}	ρ_2/ρ_1	Diferenc,	
6417,5	1,33	1,31	0,02	2352	0,67	0,61	0,06	6405,42	1,40	1,32	0,08	
6784,5	1,75	1,65	0,09	2353,83	1,47	1,55	0,08	6420,5	1,35	1,40	0,06	
6818,58	2,29	2,25	0,05	2354,58	0,48	0,42	0,05	6423,5	1,75	1,66	0,09	
6542,21	1,41	1,37	0,04	2378,5	1,39	1,37	0,02	6431,25	1,18	1,23	0,05	
6589,5	1,88	1,79	0,09	2397,83	1,03	1,11	0,09	6814	1,39	1,35	0,04	
6756,42	1,26	1,29	0,03	2616,42	1,97	2,03	0,24	6867,17	1,28	n.d.	n.d.	
6850,5	2,19	2,12	0,07	2617,33	2,23	1,95	0,28	6869,17	2,76	2,72	0,04	
6864,08	1,32	1,28	0,04	2619	1,92	1,67	0,25	6873,5	1,48	1,39	0,09	
6902,42	1,02	1,10	0,07	2620	2,41	2,19	0,22	6876	1,72	1,78	0,06	
6911,08	1,67	1,76	0,09	2629,67	1,43	1,48	0,05	6884,21	1,64	1,55	0,08	
				2640	1,29	1,37	0,08					
				2652,92	1,21	1,14	0,07					
Promedio de la diferencia entre relaciones			0,06	Promedio de la diferencia entre relaciones			0,13	Promedio de la diferencia entre relaciones			0,07	
Máxima diferencia			0,09	Máxima diferencia			0,28	Máxima diferencia			0,09	
				Profundidades con posible presencia de gradientes internos				2616,42 2617,33 2619 2620				

De acuerdo con lo reportado en la literatura, (Huang, 1997), las diferencias entre las relaciones T_{1LM}/T_{2LM} y ρ_2/ρ_1 son aceptables hasta 0,1 por errores de ajuste. Con diferencias menores a este valor se considera que los minerales de la roca no generan gradientes internos apreciables.

Para los plugs del Campo Castilla y del Campo Cantagallo, las diferencias entre las dos relaciones se mantienen entre 0,02 y 0,09, y entre 0,04 y 0,09 respectivamente. En estos dos casos no se presentan gradientes internos causados por los minerales que conforman la roca. A pesar de que los plugs del Campo Castilla contienen clorita, en una proporción que varía entre el 0,5 y 3% de la roca total, la influencia de este mineral paramagnético en la formación de gradientes de campo internos en estas rocas es despreciable debido a la escasa concentración en que está presente y a que se encuentra distribuida como relleno parcial o total de algunos poros, mezclada con otros minerales arcillosos, con lo cual se limita el área superficial expuesta a la interacción con los fluidos en el medio poroso.

Para los plugs del Campo Santa Clara, se observan dos comportamientos. Un primer grupo de plugs presenta diferencias entre 0,02 y 0,09, en los cuales no habría influencia de gradientes internos. El segundo grupo conformado por los plugs de las profundidades 2616,42', 2617,33', 2619', 2620', presenta diferencias entre 0,22 y 0,28. Los minerales presentes en estos plugs pueden causar gradientes internos que acortan los tiempos de relajación T_2 por la contribución a la difusión. La corroboración de este fenómeno en estos plugs se describe en la siguiente sesión.

6.6.1. Evaluación de la presencia de gradientes de campo internos a tiempos entre ecos diferentes (300 y 3000 μ s)

La validación de la presencia de gradientes internos se realizó a dos tiempos entre ecos: uno corto de 300 μ s, con el cual la contribución por difusión es mínima y uno largo de 3000 μ s, de modo que sí hay presencia de gradientes internos se

aumenta la contribución por difusión descrita en la ecuación 3.3.3, la cual se hace evidente por el corrimiento de la distribución de T_2 a tiempos más cortos y las variaciones en el T_{2LM} y en la relajabilidad superficial ρ_2 .

La tabla 6.6.1.1 contiene los valores de T_{2LM} y ρ_2 obtenidos para los plugs del segundo grupo del Campo Santa Clara. La figura 6.6.1.1 ilustra como ejemplo, el desplazamiento de la distribución de T_2 a tiempos más cortos por efecto de gradientes internos para el plug 2619', cuando se incrementa el tiempo entre ecos.

En los cuatro plugs medidos se aprecia el desplazamiento de la distribución de T_2 a tiempos de relajación más cortos, por lo cual el valor de T_{2LM} disminuye casi a la mitad. La relajabilidad superficial aumenta casi de dos y tres veces su valor.

Estos plugs presentan como característica común en su composición mineralógica, la presencia de carbonato de hierro tipo siderita. La siderita es un mineral altamente paramagnético que induce una relajación por difusión fuerte al causar gradientes de campo internos. Estos gradientes no son sólo proporcionales al contraste en la susceptibilidad magnética entre el mineral y el fluido en el poro, sino que también dependen de la geometría y distribución del mineral en el sistema poroso (Zhang, 2001). En estos plugs, la siderita se encuentra en forma de pequeños cristales puntiagudos, dispuestos en el borde de los poros en donde tiene interacción directa con el fluido en el medio poroso. La figura 6.6.1.2 (a), (b), (c) y (d) presenta las imágenes del sistema poroso tomadas por microscopía electrónica de barrido con el detector de electrones retrodispersos (modo BSE) sobre bloques pulidos, con el cual los contrastes de intensidad que se observan en las micrografías dependen principalmente del número atómico promedio. Las zonas más brillantes en BSE presentan un número atómico elevado, en tanto que las oscuras pertenecen a números atómicos bajos. El sistema poroso, que se ha

llenado con resina, corresponde a las zonas negras entre los granos de cuarzo. Los cristales de carbonato de hierro son las partículas en tono blanco a borde de poro sobre los granos.

Tabla 6.6.1.1. valores de T_{2LM} y ρ_2 obtenidos a TE 300 μs y 3000 μs para los plugs del Campo Santa Clara con presencia de gradiente interno.

Campo Santa Clara	TE: 300 μs		TE: 3000 μs	
	T_{2LM} (ms)	ρ_2 ($\mu\text{m/s}$)	T_{2LM} (ms)	ρ_2 ($\mu\text{m/s}$)
2616,42'	120,3	13,59	71,3	32,53
2617,33'	111,3	17,81	64,8	41,87
2619'	96,5	17,76	43,8	45,41
2620'	93,4	27,48	40,5	43,32

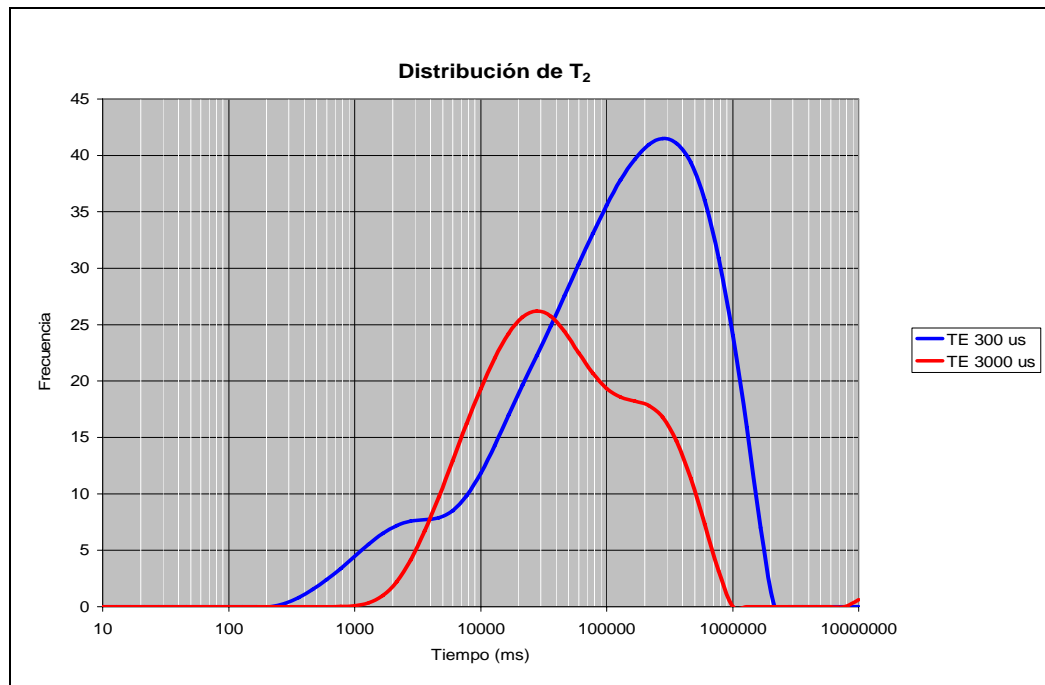


Figura 6.6.1.1 Distribución de T_2 a TE:300 μs y 3000 μs para el plug SC2-2619'.

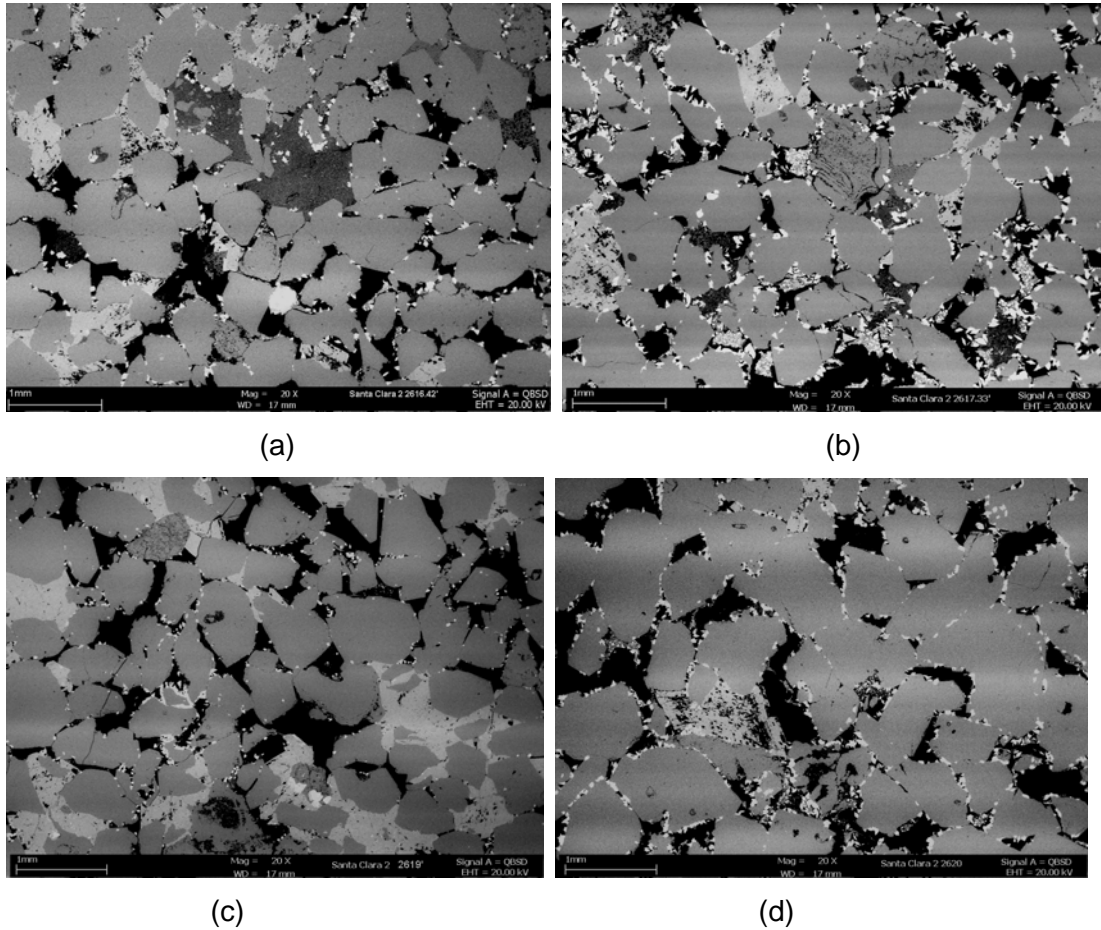


Figura 6.6.1.2. Micrografías del sistema poroso en modo de electrones retrodispersos, tomadas sobre bloques pulidos de los plugs que presentan gradientes internos. Zonas blancas corresponden a carbonato de hierro. (a)SC2-2616,42', (b)SC2-2617,33', (c)SC2-2619', (d)SC2-2620'.

La difusión causada por la presencia de gradientes internos afecta los resultados de la variedad de experimentos empleados por la herramienta de pozo para la identificación de fluidos, en los cuales se emplean secuencias con diferentes TE y obliga al uso de TE muy cortos para minimizar su influencia.

6.7. Determinación de T_2 cutoff para el cálculo de BVI, FFI, porosidad irreducible y producible

En la caracterización de los yacimientos, la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) es un parámetro importante para estimar cuánto de los fluidos almacenados permanecerán en el sistema poroso y cuánto va a ser producible, es decir que es un parámetro útil en la selección de zonas productoras y en el cálculo de las reservas de hidrocarburos.

Para la determinación de la saturación de agua irreducible por RMN, se determina un parámetro denominado T_2 cutoff que divide el volumen poroso de la roca en un volumen de fluido libre y un volumen de fluido ligado o irreducible. El valor de T_2 cutoff es aplicado a la distribución de tiempos de relajación T_2 , para obtener el índice de fluidos irreducibles (BVI) y el índice de fluidos libres (FFI) contenidos en el espacio poroso y su respectiva fracción de porosidad asociada.

La magnetización es proporcional a la densidad de espines en el plug, ya sea que este 100% saturado o llevado a condiciones de agua irreducible, por lo tanto en el método del mínimo error usado para el cálculo de T_2 cutoff, se determina el tiempo en el cual el valor de la raíz cuadrada de la diferencia al cuadrado de la magnetización normalizada y la fracción de agua irreducible hallada por el método de la centrífuga o el plato poroso, es mínimo.

La tabla 6.7.1 contiene los resultados obtenidos para los plugs del Campo Castilla. Aunque en la literatura se reportan datos experimentales que soportan un valor de T_2 cutoff de 33 ms para rocas sedimentarias (Straley et al , 1997) y este valor es usado en la industria como un cutoff estándar, los valores de T_2 cutoff determinados para el Campo Castilla varían de un plug a otro, entre 2,8 ms y 36

ms, por lo tanto estos valores dependen de la litología y de la geometría del sistema poroso y no se puede esperar que sean universales.

En estos plugs la proporción de porosidad irreducible varía entre 1 y 4%. Estos valores se consideran bajos. Hay una proporción importante del sistema poroso del que pueden fluir hidrocarburos. Este comportamiento coincide con la forma de las distribuciones de T_2 , en las que la proporción de T_2 cortos es baja y tiene un sesgo hacia T_2 largos, relacionados con espacios porosos más grandes.

Tabla 6.7.1. T₂ Cutoff, BVI, FFI, porosidad irreducible y producible de los plugs del campo Castilla

Profundidad (ft)	ϕ_{RMN}	% Swirr Centrifuga	T ₂ Cutoff (ms)	BVI	FFI = 1-BVI	Porosidad Irreducible	Porosidad Producible
6417,5	25,28%	16,73%	27,82	16,18%	83,82%	4,09%	21,19%
6784,5	15,20%	9,78%	10,00	9,10%	90,90%	1,38%	13,82%
6818,58	17,51%	6,88%	2,78	7,46%	92,54%	1,31%	16,21%
6542,21	26,22%	10,01%	35,93	10,52%	89,48%	2,76%	23,46%
6589,5	19,03%	7,00%	21,54	7,10%	92,90%	1,35%	17,68%
6756,42	15,73%	11,00%	12,92	10,58%	89,42%	1,66%	14,06%
6850,5	18,24%	13,75%	3,59	13,32%	86,68%	2,43%	15,81%
6864,08	14,37%	19,59%	16,68	19,41%	80,59%	2,79%	11,58%
6902,42	17,82%	10,62%	21,54	11,06%	88,94%	1,97%	15,85%
6911,08	15,71%	19,24%	7,74	16,97%	83,03%	2,67%	13,05%

La tabla 6.7.2 presenta los valores de T₂ Cutoff obtenidos para los plugs del Campo Santa Clara. Los valores de T₂ Cutoff varían entre 10 ms y 60 ms. La porosidad de estos plugs es inferior al de los plugs del campo Castilla, por lo cual aunque la porosidad irreducible este relativamente en el mismo rango, entre 1,6% y 6,7%, la proporción de porosidad producible es menor. En el caso de los plugs de las profundidades 2629,67' y 2652,92', con el T₂ Cutoff calculado,

prácticamente todo el fluido contenido en estos sistemas porales, se quedará como saturación irreducible. Este comportamiento coincide con las distribuciones de T_2 respectivas, las cuales están centradas principalmente alrededor de tiempos de relajación T_2 cortos, relacionados con tamaños de poro pequeños.

Tabla 6.7.2 T2 Cutoff, BVI, FFI, porosidad irreducible y producible de los plugs del Campo Santa Clara

Profundidad (ft)	ϕ_{RMN}	% Swirr Centrífuga	T_2 Cutoff (ms)	BVI	FFI = 1-BVI	Porosidad Irreducible	Porosidad Producible
2352,00	15,64%	11,00%	10,00	10,8%	89,17%	1,69%	13,94%
2353,83	15,78%	19,00%	35,94	20,0%	80,05%	3,15%	12,63%
2354,58	15,10%	14,00%	7,74	13,7%	86,27%	2,07%	13,03%
2378,50	18,74%	9,58%	35,94	10,0%	89,96%	1,88%	16,86%
2397,83	16,11%	19,00%	46,41	17,7%	82,31%	2,85%	13,26%
2616,42	17,41%	14,00%	16,68	14,3%	85,70%	2,49%	14,92%
2617,33	17,64%	18,00%	27,82	19,1%	80,95%	3,36%	14,28%
2619,00	16,25%	13,00%	12,91	13,4%	86,57%	2,18%	14,07%
2620,00	19,22%	19,00%	10,00	16,3%	83,68%	3,14%	16,09%
2629,67	4,69%	90,40%	12,92	90,8%	9,25%	4,25%	0,43%
2640,00	12,08%	55,00%	59,95	55,6%	44,44%	6,71%	5,37%
2652,92	5,02%	85,60%	12,92	85,1%	14,90%	4,27%	0,75%

La tabla 6.7.3 presenta los valores de T_2 Cutoff para los plugs del Campo Cantagallo. Para estas rocas el T_2 Cutoff varía entre 7,7 ms y 60 ms. La porosidad irreducible tiene una proporción entre el 5% y el 11% de la roca, lo cual está de acuerdo con la forma como se disponen los minerales arcillosos en estas rocas y con la distribución de los tamaños de garganta.

Tabla 6.7.3 T2 Cutoff, BVI, FFI, porosidad irreducible y producible de los plugs del Campo Cantagallo

Profundidad (ft)	ϕ_{RMN}	% Swirr Centrífuga	T ₂ Cutoff (ms)	BVI	FFI = 1-BVI	Porosidad Irreducible	Porosidad Producible
6405,42'	28,65%	32,40%	59,95	31,59%	68,41%	9,07%	19,63%
6420,5'	29,68%	30,26%	12,92	31,70%	68,30%	8,69%	18,71%
6423,5'	30,74%	16,48%	7,74	25,00%	75,00%	7,08%	21,23%
6431,25'	30,70%	19,73%	27,83	19,39%	80,61%	5,62%	23,38%
6814'	24,55%	48,52%	10,00	48,00%	52,00%	10,56%	11,44%
6867,17'	25,47%	33,07%	35,94	28,00%	72,00%	8,06%	17,74%
6869,17'	25,29%	18,02%	5,99	22,33%	77,67%	4,96%	17,24%
6873,5'	27,53%	27,81%	35,94	27,97%	72,03%	7,50%	19,30%
6876'	25,94%	20,90%	10,00	20,39%	79,61%	5,08%	19,82%
6884,21'	28,19%	19,60%	16,68	19,37%	80,63%	5,11%	21,29%

Las figuras 6.7.1, 6.7.2 y 6.7.3 presentan los perfiles del porcentaje de fluidos libres e irreducibles obtenidos con el T₂ cutoff determinado experimentalmente para cada plug y con el T₂ cutoff estándar. En ellos se aprecia que para estos tres campos, el uso del valor estándar de 33 ms lleva a predicciones pesimistas de volúmenes irreducibles.

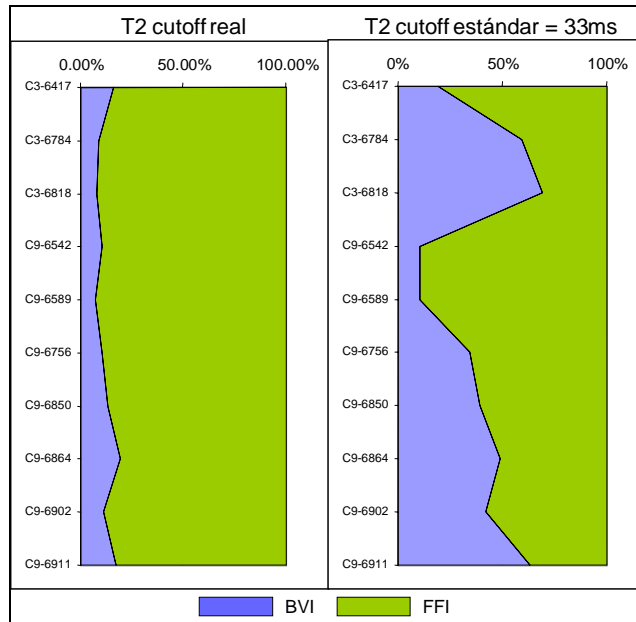


Figura 6.7.1. Perfiles de BVI y FFI calculados con el T_2 cutoff experimental y con el valor estándar de 33 ms en el Campo Castilla

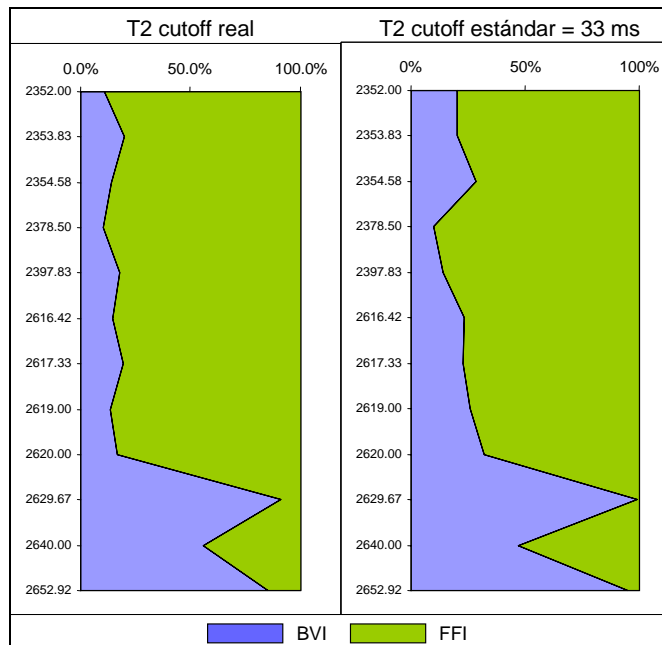


Figura 6.7.2. Perfiles de BVI y FFI calculados con el T_2 cutoff experimental y con el valor estándar de 33 ms en el Campo Santa Clara

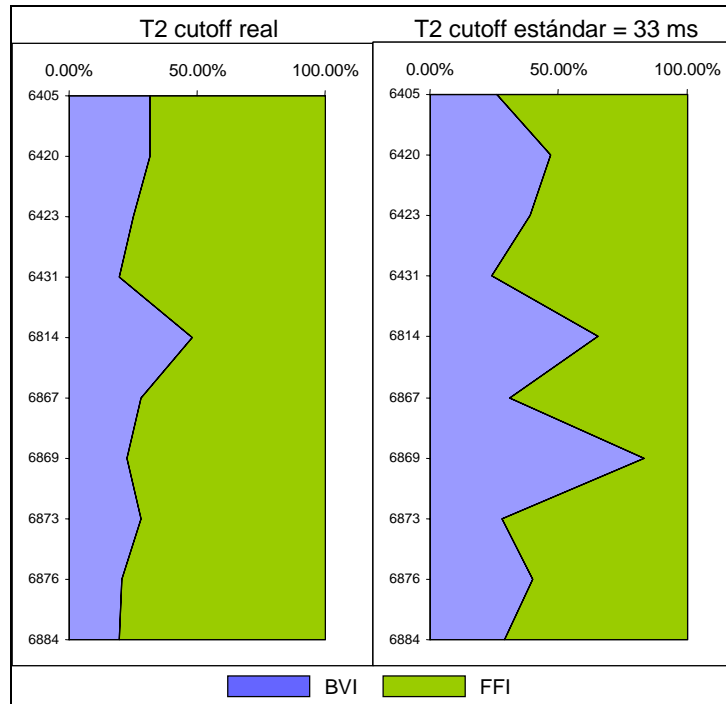


Figura 6.7.3. Perfiles de BVI y FFI calculados con el T_2 cutoff experimental y con el valor estándar de 33 ms en el Campo Cantagallo

6.8. Estimación de la permeabilidad a partir de los parámetros calculados de las respuestas RMN

Para la estimación de la permeabilidad se usaron los modelos de tiempo medio de la relajación correspondientes a las ecuaciones 3.14.2, 3.14.3 y el modelo de fluido libre con la ecuación 3.14.4. Estos modelos se describieron en la sesión 3.14. Para el primer modelo basado en T_{1LM} se tomó un valor de C igual a 1. La tabla 6.8.1 presenta el error promedio para cada uno de los modelos usados definido como:

$$Errorpromedio(\%) = \frac{\sum_{i=1}^N [\log_{10}(K_{a,i}) - \log_{10}(K_{m,i})]}{N} \times 100 \quad (6.8.1)$$

Donde K_a es la permeabilidad absoluta al aire (mD), y K_m es la permeabilidad estimada con cada modelo (mD) y N es el número de datos.

De los tres modelos usados para estimar la permeabilidad, el modelo de fluido libre es el que presenta el error promedio menor. En el caso del Campo Cantagallo, la permeabilidad estimada se mantiene en el mismo rango de magnitud, mientras que para los Campos Castilla y Santa Clara los valores son sobrestimados y subestimados casi un orden de magnitud respectivamente. Los modelos de tiempo medio de relajación presentan errores promedio superiores al 100%. En ambos casos la permeabilidad estimada para los plugs de los tres campos es subestimada de uno a dos ordenes de magnitud. Las figuras 6.8.1, 6.8.2 y 6.8.3 presentan la comparación de la permeabilidad estimada para los tres campos por los modelos de tiempo medio de relajación T_{1LM} y T_{2LM} y fluido libre respectivamente.

Tabla 6.8.1 Porcentaje de error promedio de la permeabilidad estimada para los plugs de los tres campos

Campo	Modelo	tiempo medio de relajación	tiempo medio de relajación	Fluido libre
	Tiempo de relajación	T_1	T_2	T_2
	K_a	$\phi^4 T_{1,LM}^2$	$4.6\phi^4 T_{2,LM}^2$	$10^4 \phi^4 \left(\frac{FFI}{BVI} \right)^2$
Castilla	% error promedio	181,21	154,93	13,89
Santa Clara	% error promedio	153,69	111,47	56,65
Cantagallo	% error promedio	130,99	102,75	10,25

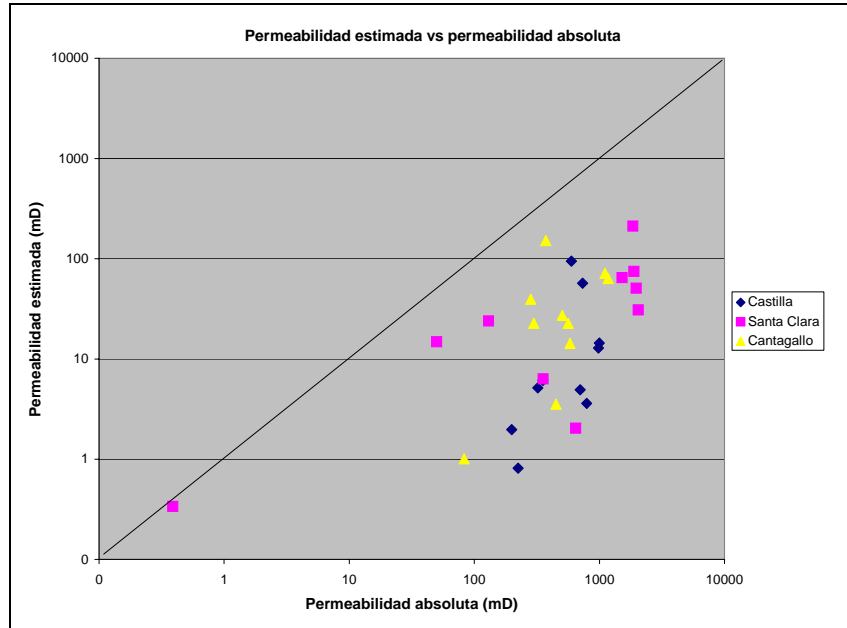


Figura 6.8.1. Comparación de la permeabilidad estimada por el modelo de tiempo medio de relajación T_{1LM} y la permeabilidad absoluta para los plugs analizados en los tres campos.

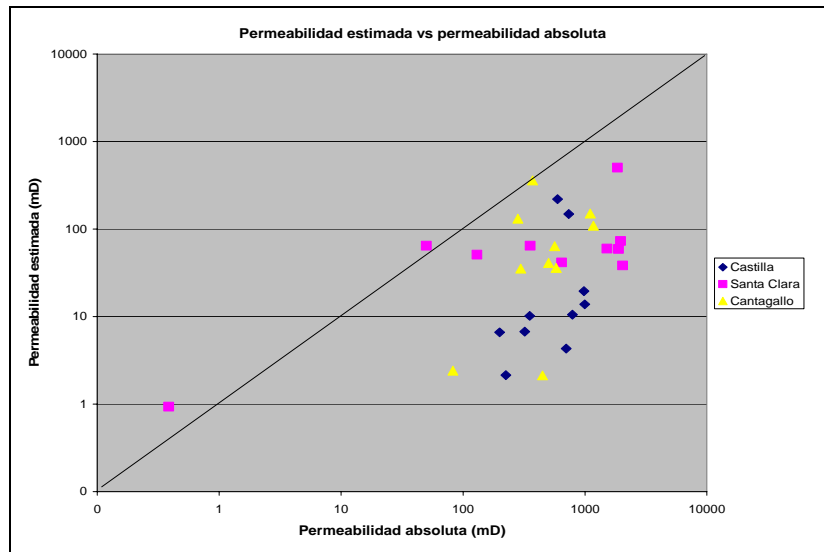


Figura 6.8.2. Comparación de la permeabilidad estimada por el modelo de tiempo medio de relajación T_{2LM} y la permeabilidad absoluta para los plugs analizados en los tres campos.

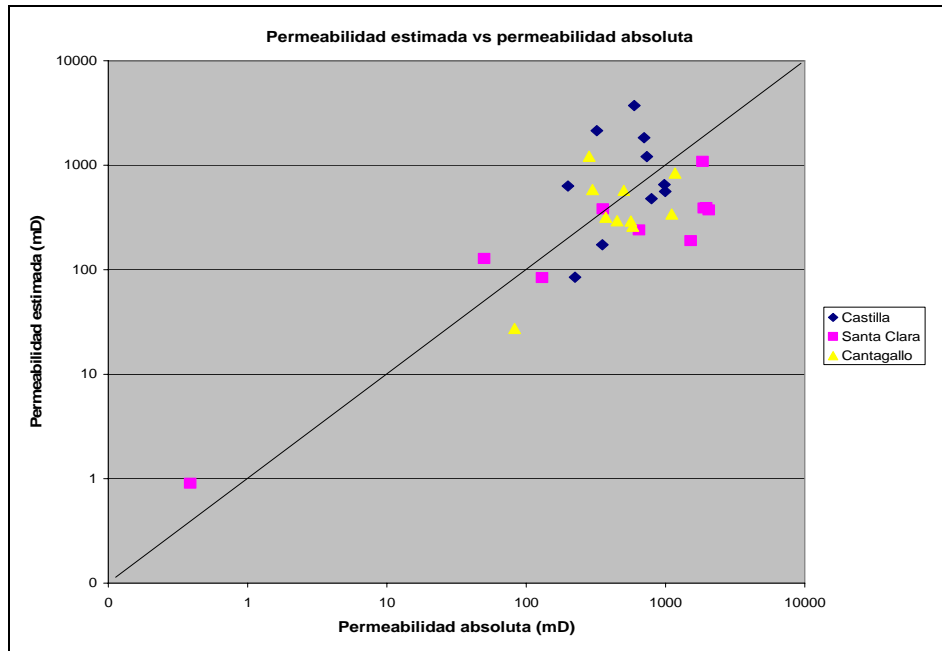


Figura 6.8.3. Comparación de la permeabilidad estimada por el modelo de fluido libre y la permeabilidad absoluta para los plugs analizados en los tres campos.

7. CONCLUSIONES

1. La determinación exitosa de las propiedades petrofísicas de las rocas a partir de los mecanismos de relajación de Resonancia Magnética Nuclear en el equipo Maran Ultra II, incluyó la implementación de una rutina de chequeo instrumental, la elaboración de una curva de calibración para el cálculo de porosidad, el establecimiento de parámetros de adquisición y procesamiento de la señal RMN y la definición de un programa para el análisis de rocas que permitió verificar la confiabilidad de la información RMN obtenida y hacer una interpretación adecuada de la misma, sustentada en la información proporcionada por otras técnicas complementarias.

2. La porosidad RMN en rocas consolidadas y de baja microporosidad presenta un coeficiente de correlación superior a 0.95 con la porosidad convencional. En rocas friables y con mayor microporosidad, la porosidad RMN es mayor hasta 3 u.p., valor aún admisible para la aplicación en campo.

3. Las distribuciones de tiempos de relajación de T_1 y T_2 presentan información similar, sin embargo cuando el tiempo entre ecos aumenta o hay presencia de gradientes internos de campo, se debe tener en cuenta el fenómeno de difusión para su interpretación. Ambos tipos de distribución presentaron buena reproducibilidad.

4. La distribución de tiempo de relajación T_2 contiene información del sistema poroso y no pueden asumirse estrictamente como una distribución de tamaño de poro. Aunque está gobernada principalmente por éstos, también tiene contribución de las gargantas de poro y de la abundancia de ambos en la roca. Esta distribución conserva las características cualitativas de las distribuciones de poro y

gargantas de poro halladas por otros métodos. Su forma y amplitud responde a la combinación de estas características geométricas del sistema poral.

5. La conversión de la distribución de los tiempos de relajación de T_2 a distribución de tamaño de poro a través de la relajabilidad superficial, sólo ajusta estas distribuciones al mismo rango de tamaño de las gargantas de poro, por lo tanto no proporciona valores reales de tamaño de poro. En este caso es más adecuado interpretar las distribuciones de T_2 como una respuesta cualitativa de la geometría poral sin asociarla a valores numéricos de tamaño.

6. La condición de difusión rápida, que permite que la distribución de T_2 refleje las características del sistema poroso, se ve afectada cuando simultáneamente la relajabilidad superficial supera los $34 \mu\text{m/s}$ y los poros son mayores de $85 \mu\text{m}$. De acuerdo con Brownstein, en este caso se presenta una difusión lenta con la cual las distribuciones de T_2 disminuyen su correlación con las características del espacio poroso y con las propiedades petrofísicas de la roca. Para que se mantenga el régimen de difusión rápida es necesario que $r_p < D$.

7. Cuando se cumplen los supuestos fundamentales que permiten interpretar la distribución de T_2 como reflejo del sistema poral, los parámetros calculados a partir de dicha distribución, tales como $T_{1,2}$, BVI, FFI, pueden usarse como calificadores de la calidad del sistema poral y por lo tanto contribuir a la clasificación de los tipos de roca.

8. Se observaron efectos de difusión fuerte por gradientes internos en cuatro plugs del Campo Santa Clara causados por la presencia de carbonato de hierro tipo siderita, mineral altamente paramagnético, que forma pequeños cristales puntiagudos, dispuestos en el borde de los poros en donde tiene interacción

directa con el fluido en el medio poroso. Los gradientes no son sólo proporcionales al contraste en la susceptibilidad magnética entre el mineral y el fluido en el poro, sino que también dependen de la geometría y distribución del mineral en el sistema poroso.

9. La relajabilidad superficial aumenta con la presencia de minerales paramagnéticos en la medida que éstos presenten áreas expuestas a la interacción con el fluido en el medio poroso. No se observó una relación directa entre los valores de la relajabilidad y la generación de gradientes internos, por lo cual es recomendable aplicar los métodos empleados en este estudio en busca de la detección de estos últimos.

10. Para la estimación de la permeabilidad en los tres campos, el modelo de fluido libre resultó ser el de menor porcentaje de error. Este modelo es sensible al valor de T_2 cutoff que define las proporciones de BVI y FFI, por lo tanto es recomendable el uso de valores de T_2 cutoff experimentales y de coeficientes y exponentes propios para cada campo que aumenten la confiabilidad de predicción de este modelo para la aplicación del registro RMN.

11. El uso de un cutoff estándar asume un valor constante de relajabilidad superficial para todas las rocas, lo cual no refleja sus características texturales y mineralógicas y conlleva a la determinación errónea de BVI y FFI. El uso de valores de T_2 cutoff propios para las rocas de una formación aumentan el potencial de predicción y la confiabilidad en la estimación de volúmenes irreducibles y producibles con el registro de campo.

12. Con los procedimientos establecidos en el ICP para resonancia magnética nuclear de campo bajo, el país cuenta con las facilidades necesarias para hacer

uso de la técnica y con ello obtener el mejor aprovechamiento de las herramientas de registros RMN disponibles en el mercado Colombiano.

8. RECOMENDACIONES

1. Determinar los parámetros RMN en laboratorio y su validez por correlación con otros resultados fisicoquímicos para definir la aplicabilidad de la técnica y su mejor interpretación en otros yacimientos colombianos.
2. El registro procesado con un T2 cutoff variable hallado en laboratorio permite obtener BVI y FFI. Para la obtención de perfiles confiables de permeabilidad con el modelo de fluido libre se recomienda la implementación de un método iterativo basado en la permeabilidad de corazones para obtener los coeficientes y exponentes representativos del yacimiento analizado.
3. Actualmente las metodologías existentes utilizan la curva de presión capilar para convertir la distribución de T2 a tamaño de poro y suponen el sistema poroso como un modelo de esferas o de tubos. Se recomienda explorar otros métodos como la teoría fractal para obtener descripciones del sistema poroso en términos más realistas.
4. Se recomienda continuar la investigación de las distribuciones de T2 para rocas en condiciones de saturación mixta, con el objetivo de utilizar la técnica RMN para determinar la mojabilidad de la roca.

9. BIBLIOGRAFIA

Abragman, A., "Principles of Nuclear Magnetism", Oxford University Press, London, 1961,

Allen, D, Bedford, J, Castelijns, J,, "Trends in NMR Logging", Oilfield review, 2000, 19 p,

Basan, P, B,, et al,,, Pore-size data in petrophysics: a perspective on the measurement of pore geometry, In: Lovell, M, A, and P, K, Harvey, Developments in Petrophysics, Geol, Soc, Spec, Pub, 20, 47-68, 1997,

Belton, P,S,, B,P, Hill, and E,R, Raimbaund, "The effects of morphology and exchange on proton NMR relaxation in agarose gels", Mol, Phys, 63:825, 1988,

Bonnie, R, Marschall, D, M, Fam, M, Y,, "Advanced Forward Modelling Helps Planning and Interpreting NMR Logs", SPE 71735, 11p, 2001,

Brownstein, K,R,, Tarr, C,E,, "Importance of classical Diffusion in NMR studies of Water in Biological Cells", Physical Review A, Vol, 19, No 6, 1979,

Coates, G,R,, Peveraro, R,, Hardwick, A, Robert, D, "The Magnetic Resonance Imaging Log Characterized by Comparison With Petrophysical Properties and Laboratory Core Data" SPE 22723, 1991,

Coates, G,R,, Vinegar, H,J,, Tutunjian, P, “Restricted Diffusion From Uniform Gradient NMR Well Logging” SPE 26472, 1993,

Coates, G,R, Xiao, L, Prammer, M,G,, “NMR Logging Principles and Applications”, Halliburton Energy Services, 233p, 1999,

Coates, G,R, Denoo, S, “The Producibility Answer Product” Schlumberger Technical Review 29, No 2, 55, 1981

Cowan,B,, “Nuclear Magnetic Resonance and Relaxation” , Cambridge University Press, New York, 1997,

Chuah, T,L,, , “Estimation of Relaxation Time Distribution for NMR CPMG Measurements”, Tesis MsC, Rice University, Houston, 131p, 1996,

Departamento de Planeación Nacional: [www,dnp,gov,co](http://www.dnp.gov.co),

García Romero, Emilia: “Las Arcillas: Propiedades y Usos” Universidad Complutense, Madrid, 1999

Freedman, R,, Heaton, N,, and Flaum, M,: “Field Application of a New Nuclear Magnetic Resonance Fluid Characterization Method” SPE 71713 presented at the 2001 APE ATCE, New Orleans, LA (Sept, 30 – Oct, 3, 2001)

Haddad S, Cribbs , M, Sagar, R, Taang Y, Viro, E, Castelijns, “Integrating Permeabilities from NMR, Formation Tester , Well Test and Core Data” SPE 71722, 2001

Hills, B,P, Snaar, J,E,, “Water Proton Relaxation Studies of Pore Microstructure in Monodisperse Glass Bead Beds”, Molecular Physics, Vol, 84, No 1 p 141-157, 1994,

Hirasaki, George J,, Lo Sho-Wei, Zhang, Ying “NMR Properties of Petroleum Reservoir Fluids”, Paper presented at the 6th International Conference on Magnetic Resonance in Porous Media, Ulm, Germany, September 8-12, 2002,

Huang, C, C, “ Estimation of Rock Properties by NMR relaxation Methods” Rice University, p, 19-158, 1997,

Howard, J, J,, Kenyon, W,E,, and Straley, C, “Proton Magnetic resonance and pore size variations in reservoir sandstones”, SPE Formation Evaluation, September, p, 194-200, 1993,

Hurlbut, C,, Klein, C, “Manual de Mineralogía de Dana”, Tercera Edición, Editorial Reverte, Barcelona, 1985, 564 p,

Hurlimann M, D,, Helmer, K,G,, Latour, L,L y Sotak, C,H, “Restricted Diffusion in Sedimentary Rocks, Determination of surface Area to Volume ratio and Surface” J, of Magnetic resonance, Series A 110, 206, 1994

Hurlimann M, D,, Flaum, M,, Venkataramanan, L, , Flaum, C,, Freedman, R,, Hirasaki G, J, “Diffusion - relaxation distribution functions of sedimentary rocks in different saturation states” Magnetic Resonance Imaging 21, p,305-310, 2003,

Jerosh-Herold, M., Thomann, H, "Nuclear Magnetic Resonance Relaxation in Porous Media", SPE 66th Annual Conference and Exhibition, Dallas, Texas, 1991,

Kleinberg, R,L,, Horsfield, M, "Transverse Relaxation Processes in Porous Sedimentary Rocks" J, Magn, Reson, 88, 9, 1990,

Kleinberg, R,L, Straley, C, Kenyon, W,E, Akkurt, R,, "Nuclear Magnetic Resonance of Rocks: T1 vs, T2", SPE 26470, SPE 68 th Annual Technical Conference & Exhibition, Houston, Texas, 1993,

Kleinberg, R,L, Kenyon, W,E, Mitra, P,P, "Mechanism of NMR Relaxation of Fluids in Rock", J, Magn, Reson, Series A 110, 206, 1994,

Kenyon, W,E, Day, P.I., Straley C. , Willemsen, J.F. "A three-part study of NMR longitudinal Relaxation Properties of water-Saturated Sandstones" SPE Formation Eval. 3, 622-636. 1988.

Kenyon, W,E,, Howard, J, J,, Sezginer, A,, and Ehrlich, R,, "Pore-size distribution and NMR in microporous cherty sandstones", SPWLA Thirteenth Annual Logging Symposium, June 11-14, p, 1-24LL, 1989,

Kenyon, W,E,, "Nuclear Magnetic Resonance as a Petrophysical Measurement", Nucl, Geophys, 6, p 153, 1992,

Lonnes, Steve, Guzman-Garcia, Angel, Holland, Robert,, "NMR petrophysical predictions on cores", SPWLA 44th Annual Logging Symposium, June 22-25, 2003,

Moraes J, J., Brendao, R., Tellez, R., Vallejo, J, and García G, “NMR Logging Improves Wellsite Efficiency, Completion Decisions and Formation Evaluation in a Freshwater, Shaly Reservoir” SPE 63213, 2000,

Morris, C,E,, Freedman, R,, Straley, C,, Vinegar, H, J, y Tuntunjian, P,N, “Hydrocarbon Saturation and Viscosity Estimation from NMR Logging in the Belridge Diatomite” The Log Analyst, 44-59, Marzo-Abril, 1997,

Oren, P,E,, Rueslatten, H,G,, Skjetne, T,, and Buller, A,T,, “Some advances in NMR characterization of reservoir sandstones”, North Sea Oil and Gas Reservoirs III, p, 307-316, 1994,

Pearl, R,M,, Geología, Editorial continental, S,A, 1983, 299 p,

Prammer, M,G,, “NMR Pore Size Distributions and Permeability at Well Site”, SPE 28368, SPE 69th Annual Technical Conference & Exhibition, New Orleans, LA, 1994,

Prammer, M,G,, Mardon, D,, Coates, G,R,, and Miller, M,N,: “Lithology-Independent Gas Detection by Gradient-NMR Logging,” SPE 30562 presented at the SPE ATCE, (22-25 October), Dallas, TX, 1995,

Ron J, M, Bonnie,D,, Marschall, M,, “Advanced forward modelling helps planning and interpreting NMR logs”, SPE 71735, 2001,

Straley, C., Rossini, D., Vinegar, H, J., P, Tutunjian, C, Morriss, “Core Analysis by Low-Field NMR”, *The Log Analyst*, March-April, p, 84-94, 1997,

Straley, C., Matteson, A., Feng, S., Schwartz, L,M., Kenyon, W,E., and Banavar, J,R., Magnetic Resonance, digital image analysis, and permeability of porous media, *Applied Physics Letters*, vol, 51, No 15, p1146-1148, 1987,

Suárez Barrios, Mercedes: *Minerales Arcillosos*, Universidad de Salamanca, Memorias de curso, 2000,

Vinegar, H,J, Tutunjian P., Crabtree,P,P, *The Log Analyst*, Vol 32, p, 567, 1991,

Zhang, G., Hirasaki G., House, W, “Effect of Internal Field Gradient on NMR Measurements” , *Petrophysics*, Vol 42, No 1, p, 37-47, 2001

10. ANEXO

PARTE A

COMPOSICIÓN MINERALÓGICA DE LOS PLUGS ANALIZADOS

Tabla A.1. Composición mineralógica plugs del Campo Castilla

ROCA TOTAL								
Prof. (ft)	Min. Arcilla.	Cuarzo	Microclin	Albita	Carbonatos	Pirita	Gypsum	Otros
6417,5	3.41	96.40	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6784,5	4.19	95.63	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.18
6818,58	4.31	94.92	0.16	0.00	0.05	0.41	0.16	0.00
6542,21	2.63	96.50	0.17	0.00	0.05	0.44	0.00	0.21
6589,5	5.49	94.31	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6756,42	9.15	90.48	0.15	0.00	0.08	0.00	0.15	0.00
6850,5	3.25	96.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	0.00
6864,08	6.12	93.45	0.17	0.09	0.00	0.00	0.16	0.00
6902,42	3.84	96.12	0.00	0.00	0.04	0.00	0.00	0.00
6911,08	4.73	94.59	0.00	0.00	0.05	0.42	0.00	0.21

FRACCION ARCILLA					
Prof. (ft)	Esmectita	Clorita	Illita	Caolinita	Cuarzo
6417,5	38.60	18.03	13.61	22.94	6.82
6784,5	21.08	12.46	12.48	43.88	10.09
6818,58	0.00	16.84	0.27	73.23	9.67
6542,21	9.16	14.53	11.28	54.20	10.83
6589,5	2.34	53.87	2.78	36.07	4.94
6756,42	18.02	17.24	14.63	39.53	10.58
6850,5	42.95	19.43	8.44	20.36	8.82
6864,08	39.09	23.75	9.77	23.12	4.27
6902,42	1.04	23.57	4.22	59.23	11.94
6911,08	23.22	25.12	9.98	31.35	10.33

Tabla A.2. Composición mineralógica plugs del Campo Santa Clara

ROCA TOTAL				
Prof. (ft)	Min. Arcilla	Cuarzo	Carbonatos	Otros
2352	6.88	92.96	Trazas	0.00
2353,83	2.62	96.92	0.00	Trazas
2354,58	2.77	96.38	0.00	0.86
2378,5	2.29	97.03	Trazas	Trazas
2397,83	5.84	94.16	0.00	0.00
2616,42	1.23	93.40	5.37	0.00
2617,33	1.50	92.78	5.72	0.00
2619	2.71	91.78	5.51	0.00
2620	1.05	94.55	3.78	0.62
2640	5.72	94.28	0.00	0.00
2652,92	17,81	79,87	2,31	0,00

FRACCION ARCILLA					
Prof. (ft)	Esmectita	illita	Clorita	Caolinita	Cuarzo
2352	1.89	13.90	6.29	59.89	18.04
2353,83	1.03	4.83	8.41	48.84	36.89
2354,58	29.34	4.88	2.69	30.69	32.40
2378,5	6.57	6.07	7.22	59.50	20.65
2397,83	1.27	3.96	10.55	59.81	24.42
2616,42	4.32	12.81	4.32	68.20	10.36
2617,33	0.82	18.92	2.90	59.36	18.00
2619	3.51	42.19	5.96	42.31	6.03
2620	35.12	21.85	5.97	31.32	5.74
2640	0.00	49.14	3.91	44.20	2.75
2652,92	1.67	6.07	8.19	49.12	34.95

Tabla A.3. Composición mineralógica plugs del Campo Cantagallo

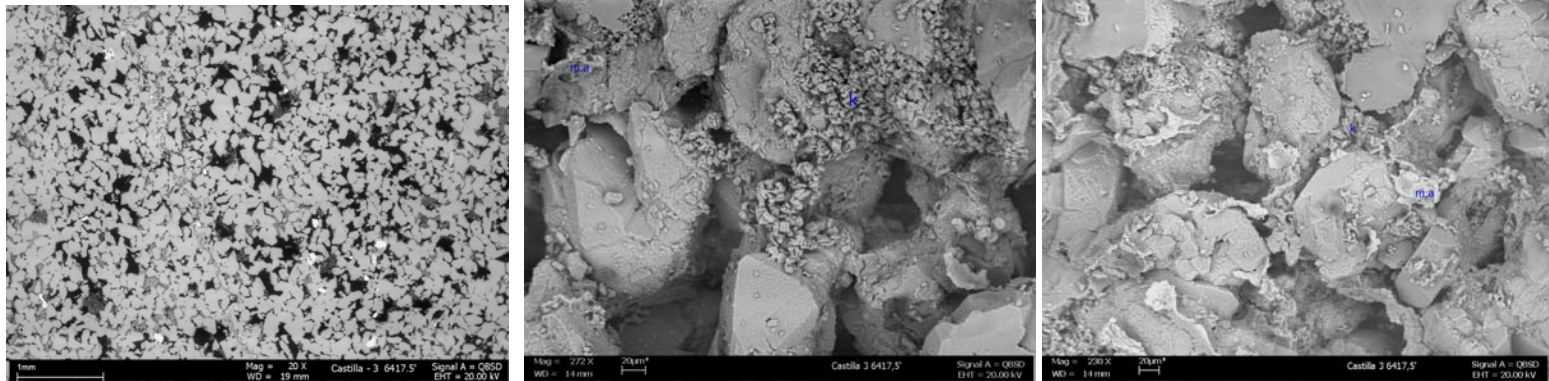
ROCA TOTAL							
Prof. (ft)	Min. Arcilla	Cuarzo	Carbonatos	Pirita	Otros	Feldesp. K	Feldesp. Na
6405,42	5.2	87.6	0.0	0.0	1.0	4.8	1.2
6420,5	10.6	80.1	0.0	0.0	1.4	5.7	2.2
6423,5	8.1	85.6	0.6	0.0	0.0	3.9	1.8
6431,25	6.6	83.6	0.8	0.0	0.7	5.1	3.1
6814	7.7	85.1	0.0	0.0	1.2	5.7	0.4
6867,17	8.4	75.2	0.0	0.6	1.1	8.8	5.9
6869,17	4.2	85.6	0.0	1.2	1.1	5.2	2.8
6873,5	2.7	81.9	0.0	0.2	0.4	10.7	4.0
6884,21	3.4	81.1	0.0	0.4	1.0	11.4	2.7

FRACCION ARCILLA					
Prof. (ft)	Esmectita	illita	Clorita	Caolinita	Cuarzo
6405,42	12.81	19.85	0.17	58.11	9.07
6420,5	16.80	13.46	0.51	59.92	9.30
6423,5	11.66	17.20	0.32	64.81	6.02
6431,25	12.17	21.50	0.87	62.63	2.83
6814	30.59	8.01	0.00	60.93	0.46
6867,17	4.37	27.26	0.56	63.76	4.05
6869,17	5.86	22.99	0.69	67.22	3.24
6873,5	7.36	27.99	0.58	57.90	6.18
6884,21	5.96	26.50	0.44	65.62	1.48

Tabla B.1. Distribución de Minerales en los plugs del Campo Castilla
Características microtexturales

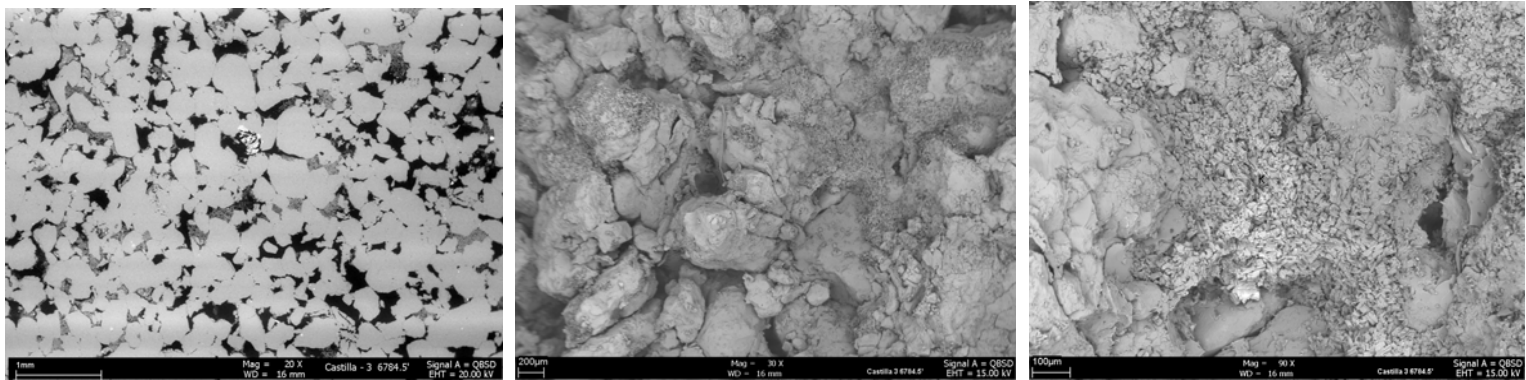
6417.5'

Arenisca cuarzosa de grano muy fino a fino. Se aprecian abundantes poros despejados, algunos afectados por material arcilloso de aspecto suelto en los bordes. Presenta escasa arcilla dispersa principalmente de tipo caolinita que rellena parcial o totalmente algunos poros. Se aprecian residuos de arcilla detrítica laminar conformada por la mezcla de esmectita-illita y clorita a manera de abrigo parcial de los granos y algunos parches aislados entre los granos.



6784.5'

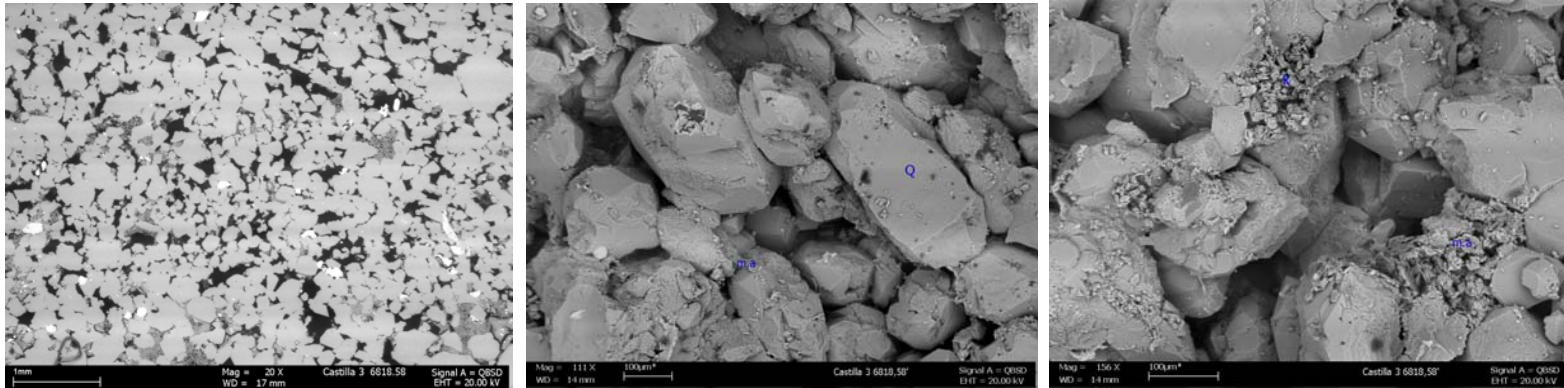
Arenisca cuarzosa de grano fino a medio. Se aprecian abundantes poros despejados, algunos afectados por material arcilloso. Presenta escasa arcilla dispersa principalmente de tipo caolinita que rellena parcial o totalmente algunos poros. En algunas zonas presenta matriz arcillosa detrítica, conformada por la mezcla de esmectita-illita y clorita dispuesta a parches como abrigo de granos o entre el sistema poroso. Sobrecrecimientos de cuarzo que a la vez es el material cementante.



Características microtexturales

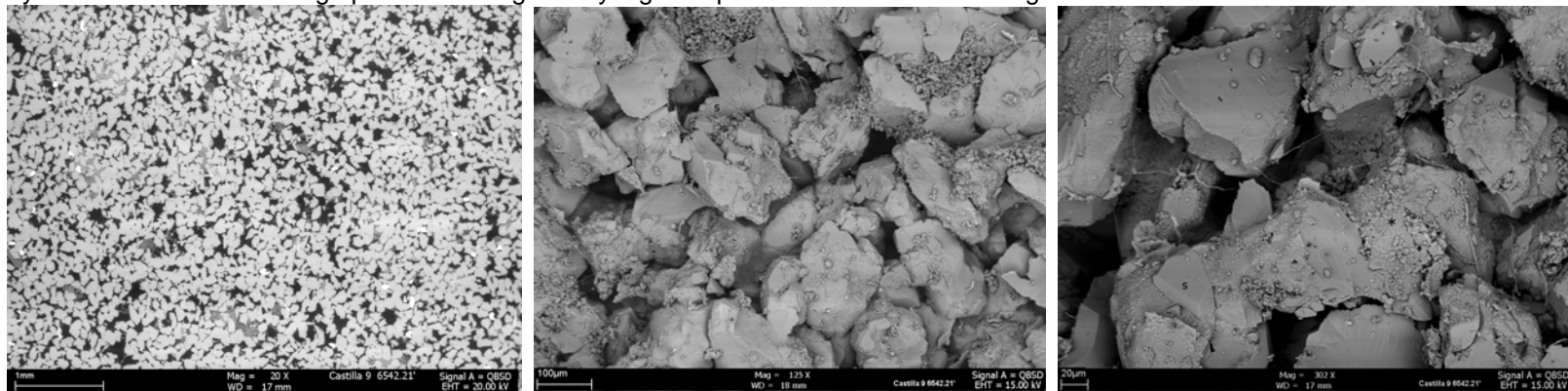
6818.58'

Arenisca cuarzosa de grano fino a medio. Se aprecian abundantes poros despejados, algunos afectados por material arcilloso. Presenta escasa arcilla dispersa principalmente de tipo caolinita que rellena parcial o totalmente algunos poros, ocasionalmente mezclada con otros minerales arcillosos que también se disponen de forma puntual y escasa como abrigo parcial de algunos granos y se alojan entre sus intersticios. El abrigo está conformado por la mezcla illita y clorita.



6542.21'

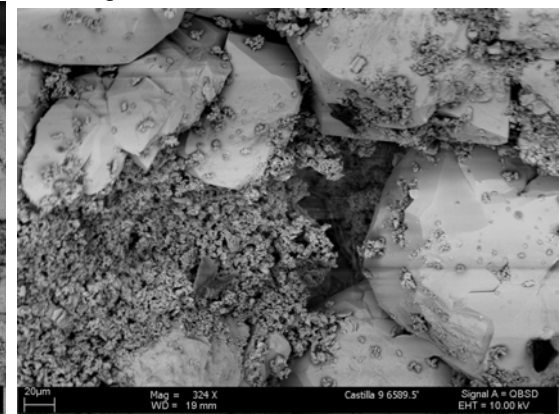
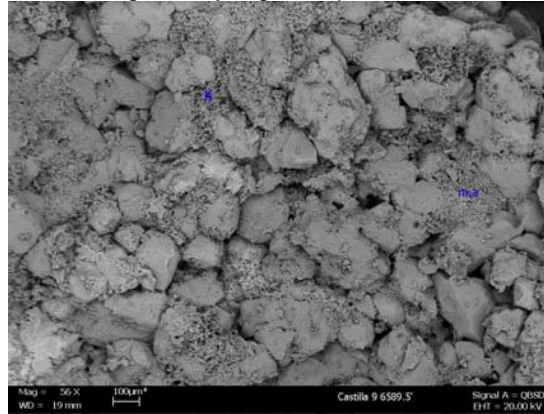
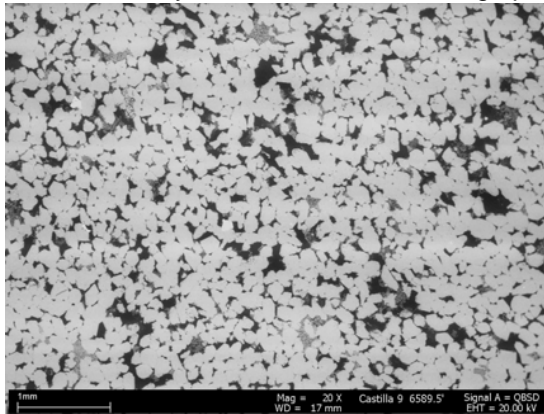
Arenisca cuarzosa de grano muy fino a fino. Se aprecian abundantes poros despejados, algunos afectados por material arcilloso. Presenta escasa arcilla dispersa principalmente de tipo caolinita que rellena parcial o totalmente algunos poros. Se aprecian residuos de arcilla detrítica conformada por la mezcla de esmectita-illita y clorita a manera de abrigo parcial de los granos y algunos parches aislados entre los granos.



Características microtexturales

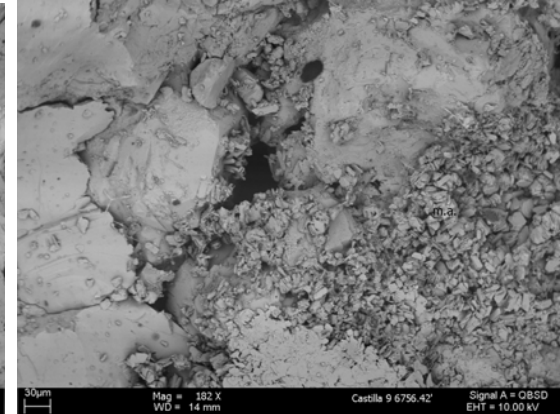
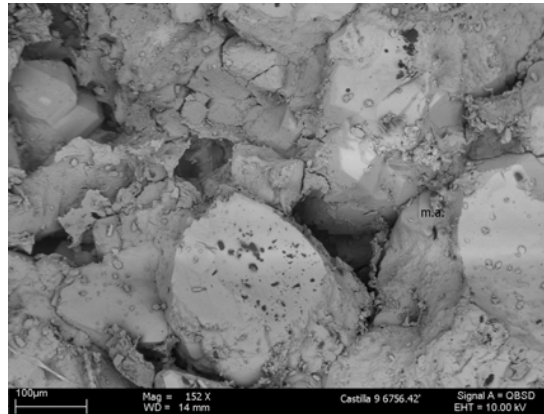
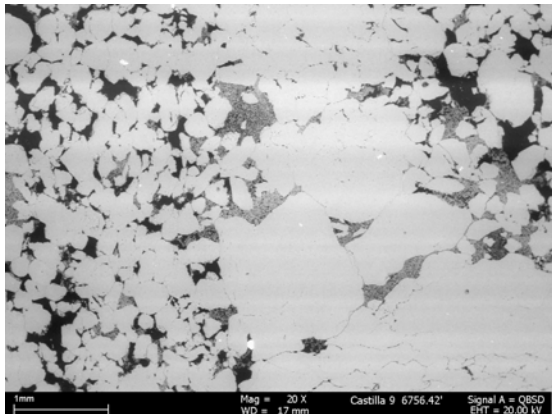
6589.5'

Arenisca cuarzosa de grano muy fino a fino. Se aprecian abundantes poros despejados, algunos afectados por material arcilloso. Presenta escasa arcilla dispersa principalmente de tipo caolinita y clorita que rellena parcial o totalmente algunos poros. Se aprecian residuos de arcilla detrítica conformada por la mezcla de esmectita-illita y clorita a manera de abrigo parcial de los granos y algunos parches aislados entre los granos.



6756.42'

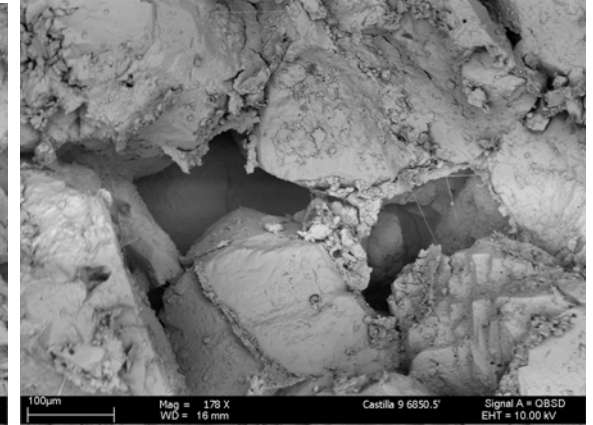
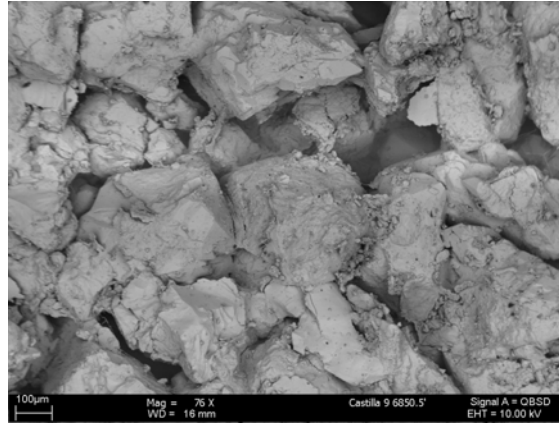
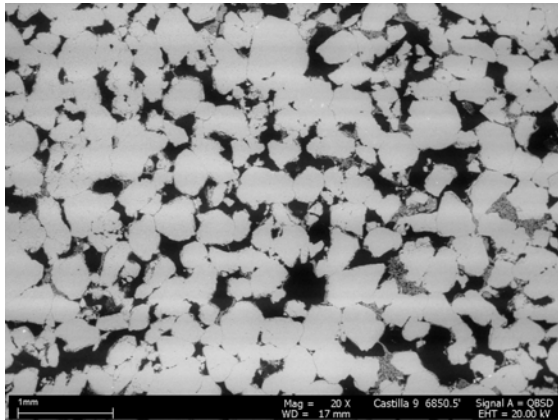
Arenisca cuarzosa de grano muy fino a grueso. Se aprecian poros despejados, algunos afectados por material arcilloso. Presenta arcilla dispersa principalmente de tipo caolinita que rellena parcial o totalmente algunos poros. Se aprecian residuos de arcilla detrítica conformada por la mezcla de esmectita-illita y clorita a manera de abrigo parcial de los granos y como parches aislados entre los granos.



Características microtexturales

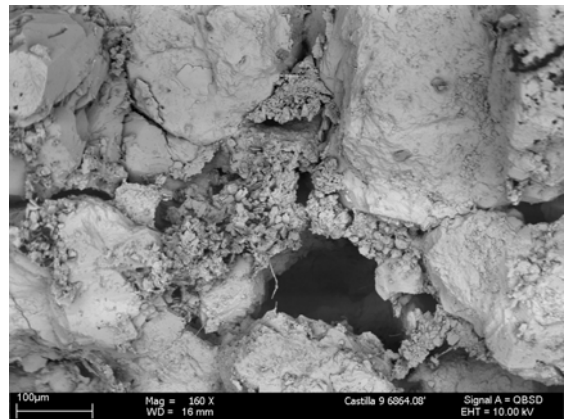
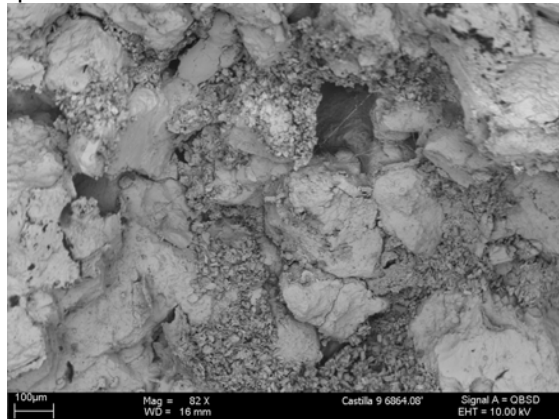
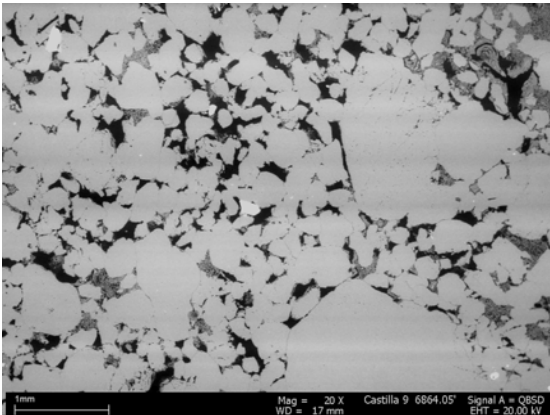
6850.5'

Arenisca cuarzosa de grano fino a medio. Se aprecian abundantes poros despejados, algunos afectados por material arcilloso. Presenta escasa arcilla dispersa principalmente de tipo caolinita que rellena parcial o totalmente algunos poros y residuos de matriz arcillosa conformada por la mezcla de caolinita, esmectita, illita y clorita que se dispone entre los intersticios de los granos y como abrigo parcial de los mismos.



6864.08'

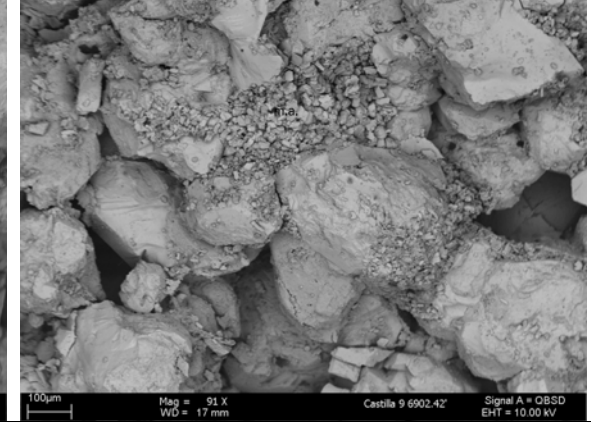
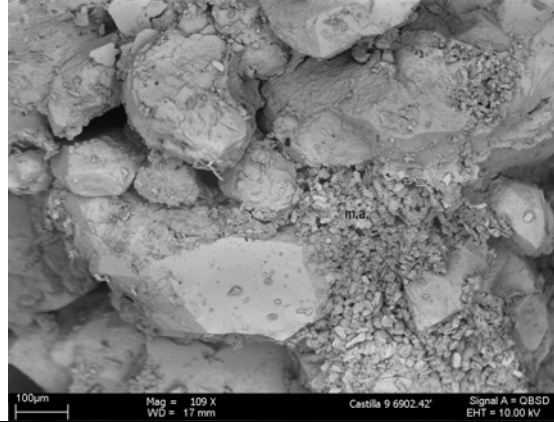
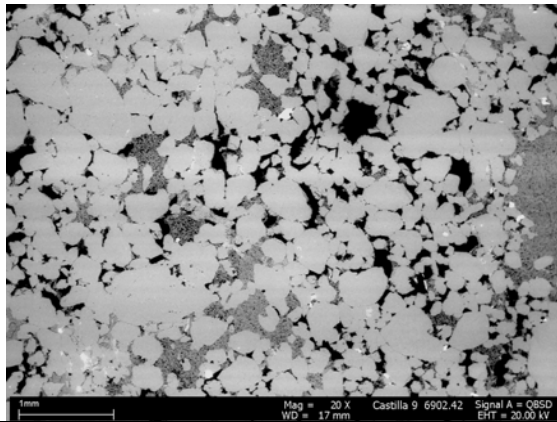
Arenisca cuarzosa de grano fino a grueso. Se aprecian poros despejados, algunos afectados por material arcilloso. Presenta arcilla dispersa principalmente de tipo caolinita que rellena parcial o totalmente algunos poros y residuos de matriz arcillosa conformada por la mezcla de caolinita, esmectita, illita y clorita que se dispone entre los intersticios de los granos y como abrigo parcial de los mismos.



Características microtexturales

6902.42'

Arenisca cuarzosa de grano fino a medio. Se aprecian poros despejados, algunos afectados por material arcilloso. Presenta arcilla dispersa principalmente de tipo caolinita que rellena parcial o totalmente algunos poros. Ocasionalmente se aprecian residuos de arcilla detritica conformada por la mezcla de esmectita-illita y clorita a manera de abrigo parcial de los granos y como parches aislados entre los granos.



6911.08

Arenisca cuarzosa de grano fino a grueso. Se aprecian abundantes poros despejados, algunos afectados por material arcilloso. Presenta escasa arcilla dispersa principalmente de tipo caolinita que rellena parcial o totalmente algunos poros y residuos de matriz arcillosa conformada por la mezcla de caolinita, esmectita, illita y clorita que se dispone entre los intersticios de los granos y como abrigo parcial de los mismos.

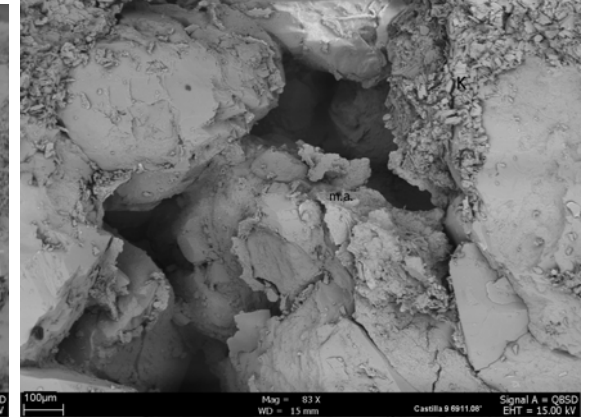
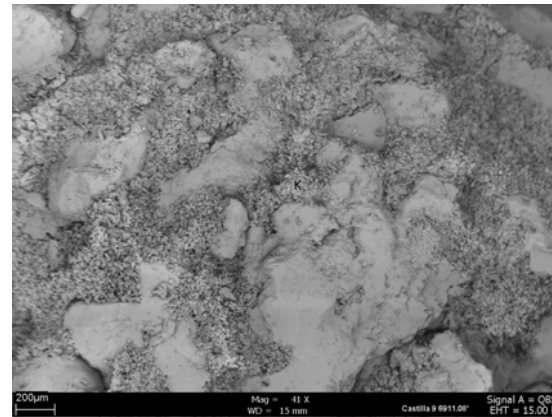
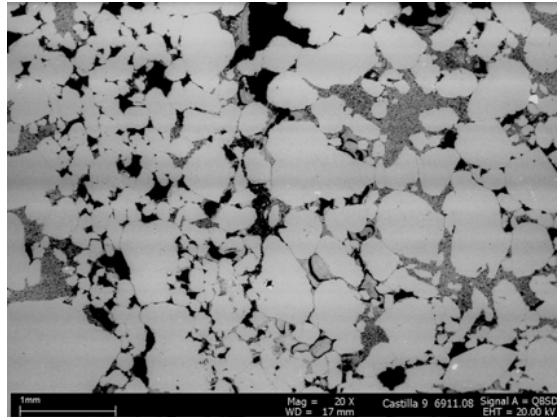
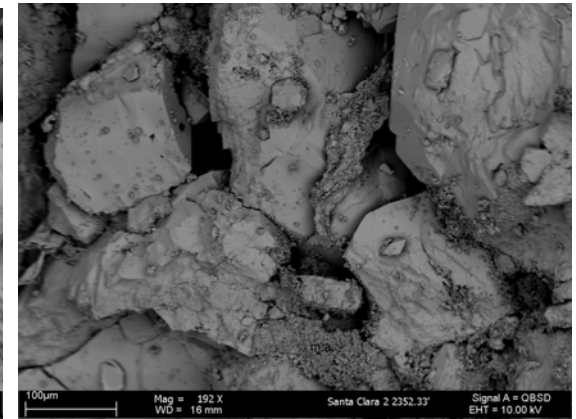
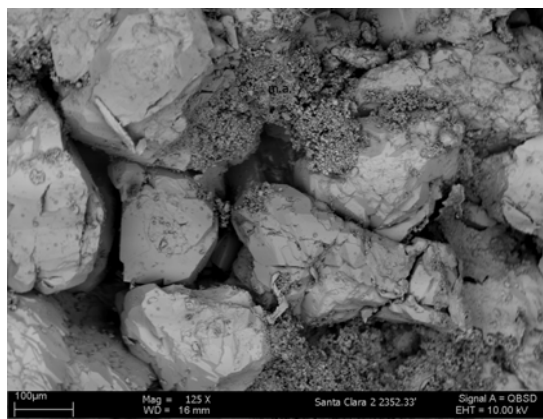
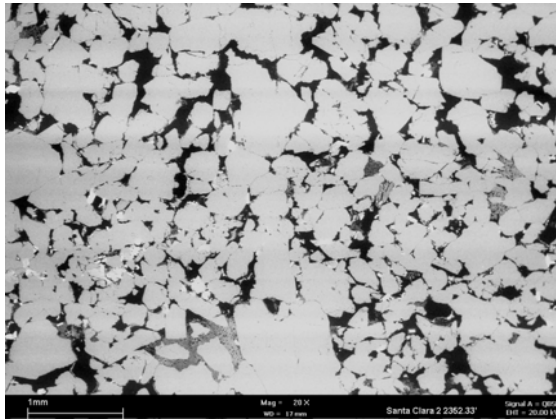


Tabla B.2. Distribución de Minerales en los plugs del Campo Santa Clara

Características microtexturales

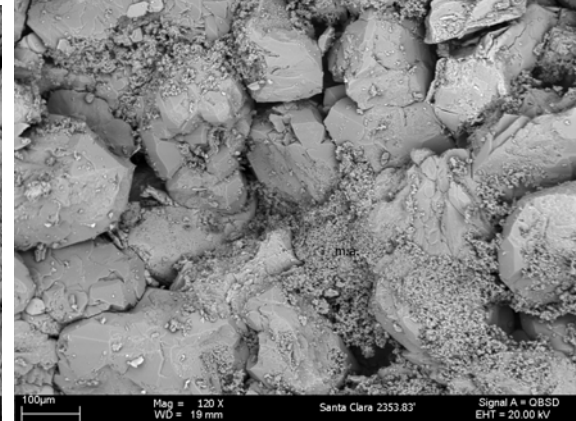
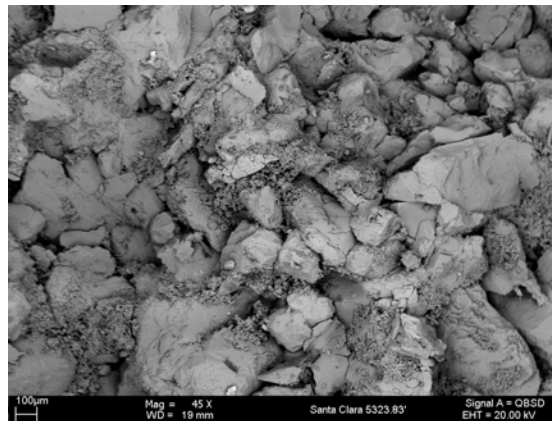
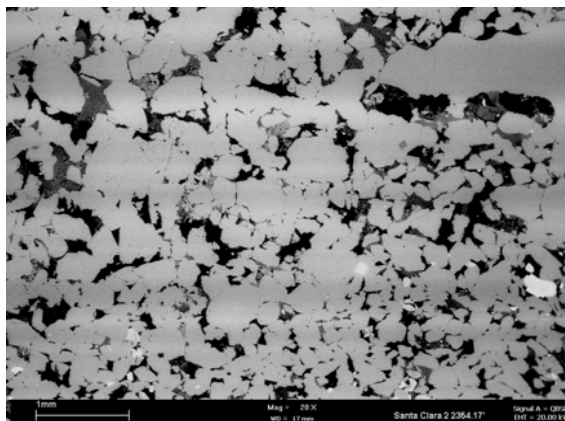
2352'

Arenisca cuarzosa de grano fino a medio. Se aprecian poros despejados, algunos afectados por material arcilloso. Presenta zonas de matriz arcillosa detrítica, conformada por la mezcla de caolinita, illita, esmectita, clorita y cuarzo microcristalino que forman agregados que se disponen entre los poros como relleno parcial o total y como residuos sobre algunos granos. Sobrecrecimientos de cuarzo que a la vez es el material cementante.



2353.83'

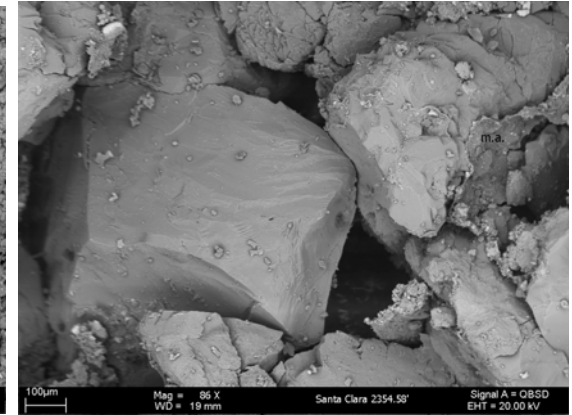
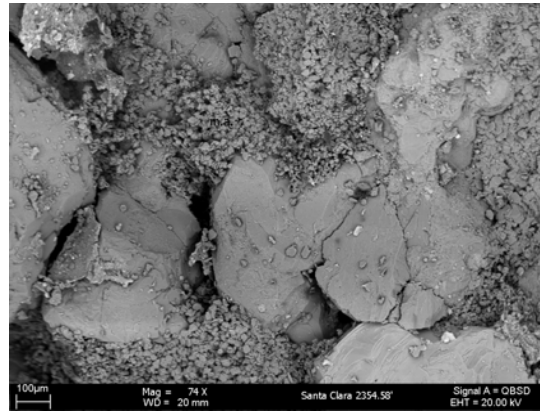
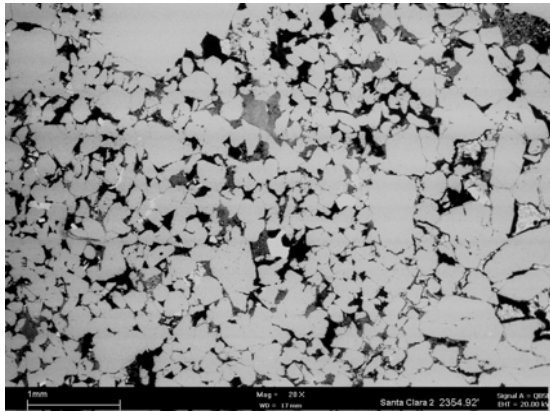
Arenisca cuarzosa de grano fino a medio. Se aprecian poros despejados, algunos afectados por material arcilloso. Presenta zonas de matriz arcillosa detrítica, conformada por la mezcla principalmente de cuarzo microcristalino y caolinita acompañado de cantidades menores de otros minerales arcillosos todos acomodados como relleno parcial o total de algunos poros. Sobrecrecimientos de cuarzo que a la vez es el material cementante.



Características microtexturales

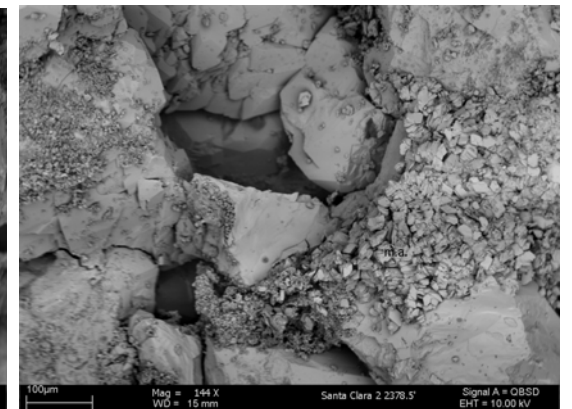
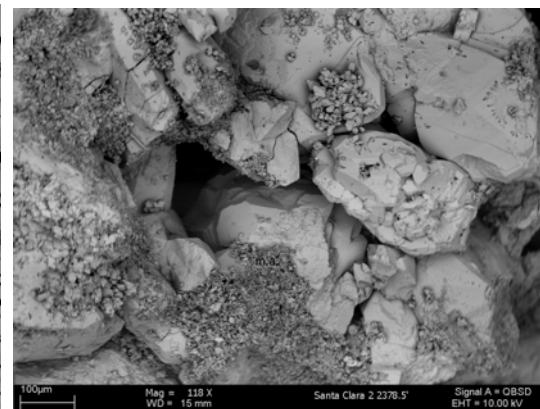
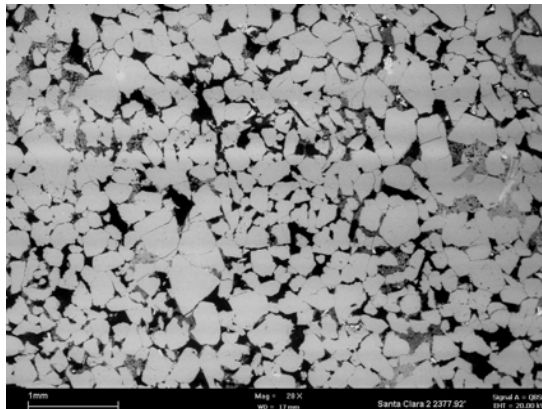
2354.58'

Arenisca cuarzosa de grano fino a grueso, con algunos de los granos fracturados. Presencia de poros intergranulares despejados, algunos afectados por la presencia de material arcilloso. Se aprecian parches de matriz arcillosa detritica compactada principalmente de tipo esmectítico que recubre parcialmente algunos granos y agregados de caolinita, cuarzo microcristalino y esmectita alojados entre algunos poros como relleno parcial o total.



2378. 5'

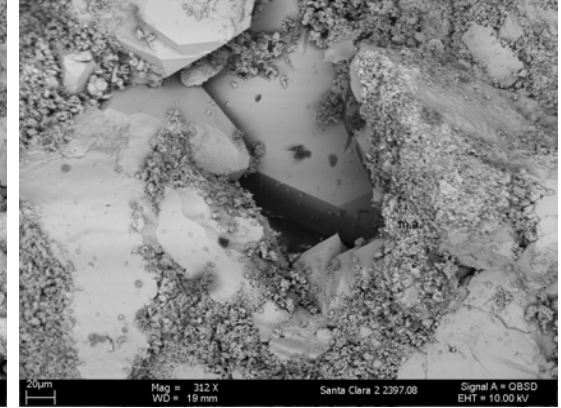
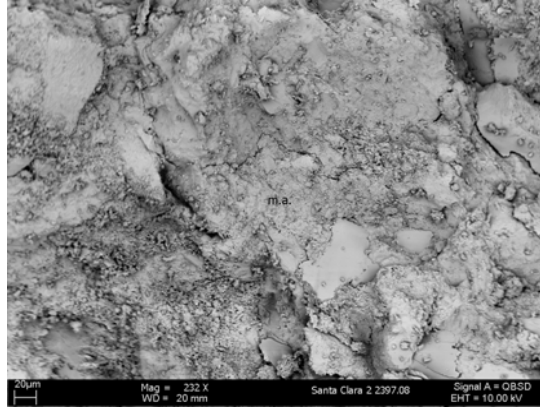
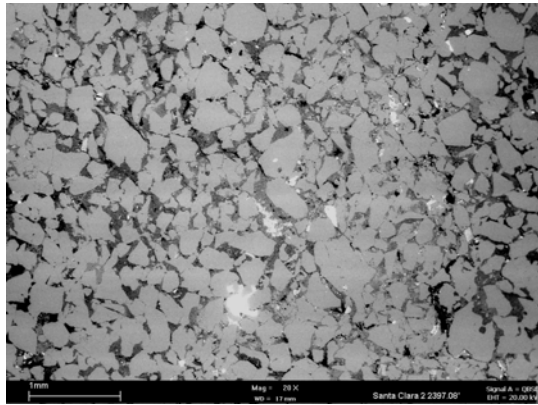
Arenisca cuarzosa de grano fino a medio. Se aprecian abundantes poros despejados, algunos afectados por material arcilloso. Presenta escasa arcilla dispersa principalmente de tipo caolinita, mezclada con cuarzo microcristalino que rellena parcial o totalmente algunos poros, en un arreglo de aspecto microporoso. Sobrecrecimientos de cuarzo que a la vez es el material cementante.



Características microtexturales

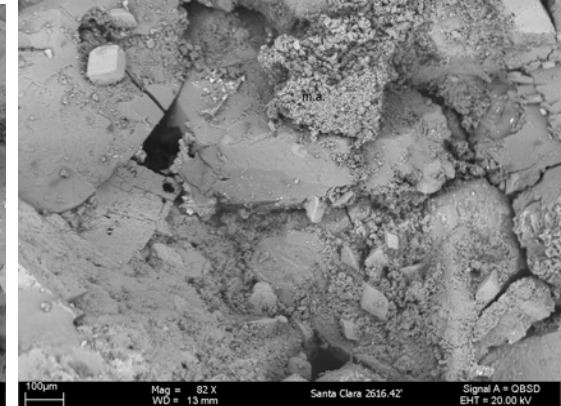
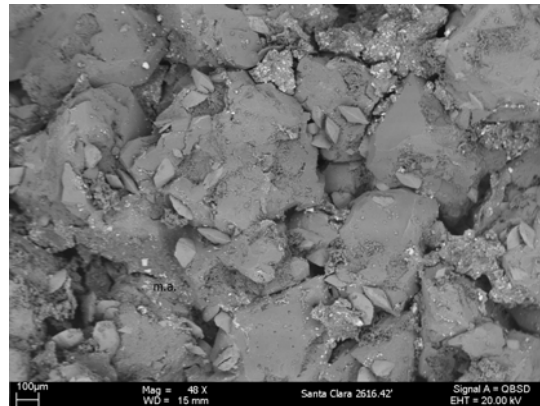
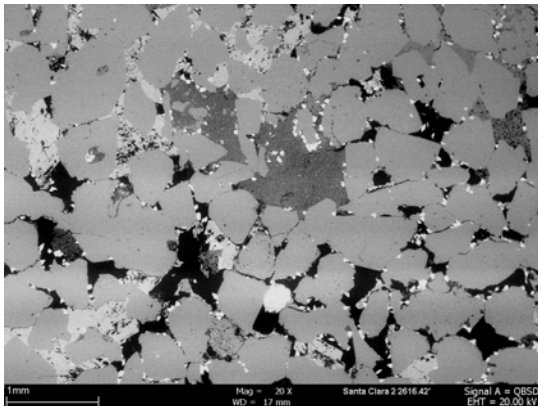
2397.83'

Arenisca cuarzosa de grano fino a medio. Se aprecian poros afectados por material arcilloso. Presenta matriz arcillosa detritica, conformada por la mezcla principalmente de cuarzo microcristalino y caolinita acompañados de cantidades menores de otros minerales arcillosos todos acomodados como relleno parcial o total de algunos poros. Sobrecrecimientos de cuarzo que a la vez es el material cementante.



2616.42'

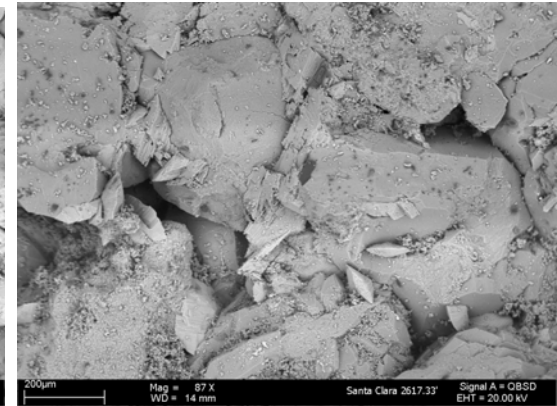
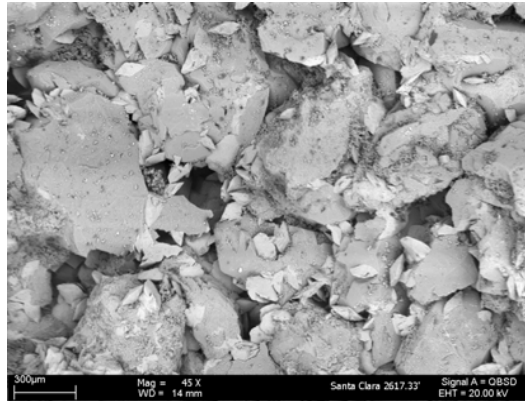
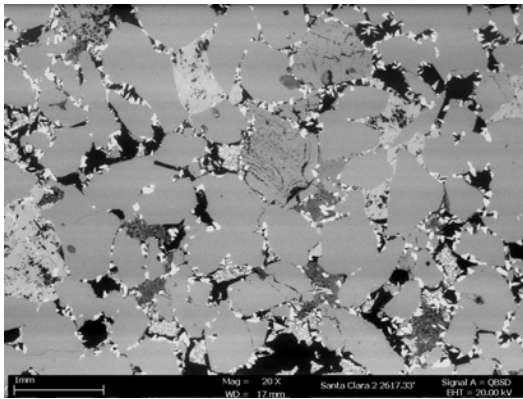
Arenisca cuarzosa de grano medio a grueso. Se aprecian abundantes poros despejados afectados por la presencia de cristales de carbonato de hierro dispuestos en los bordes, ocasionalmente inmersos entre el material arcilloso conformado principalmente por caolinita, mezclada con cuarzo microcristalino y en menor proporción otros minerales arcillosos, todos dispuestos como relleno parcial o total de los poros. Sobrecrecimientos de cuarzo que a la vez es el material cementante. También se aprecian parches de carbonato de hierro a manera de cemento entre los granos de cuarzo.



Características microtexturales

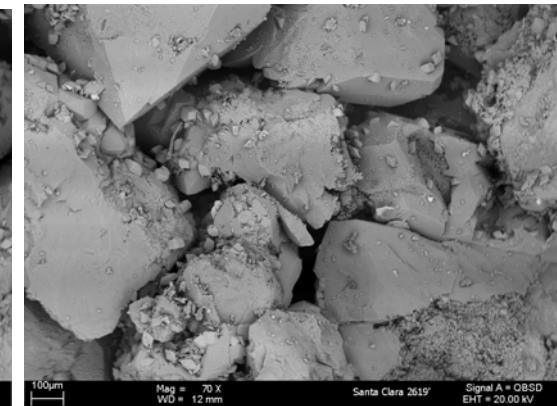
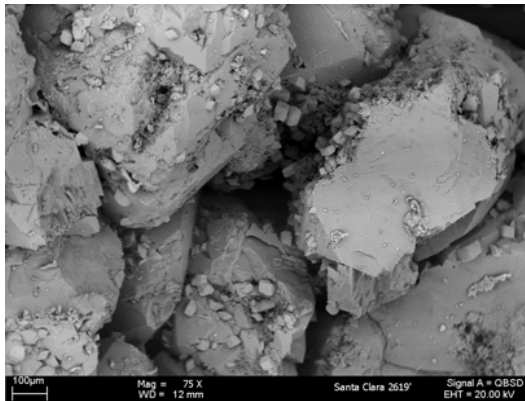
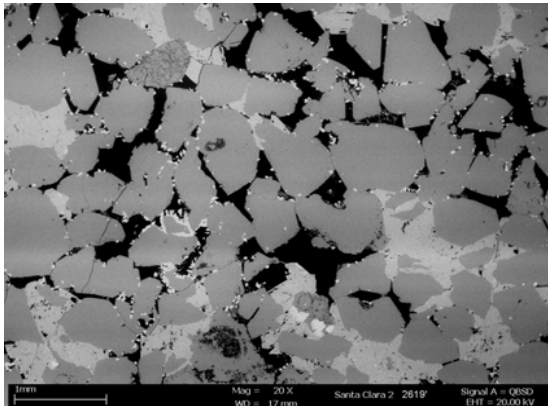
2617.33'

Arenisca cuarzosa de grano medio a grueso. Se aprecian abundantes poros despejados afectados por la presencia de cristales de carbonato de hierro dispuestos en los bordes, ocasionalmente inmersos entre el material arcilloso conformado principalmente por caolinita, mezclada con cuarzo microcristalino y en menor proporción otros minerales arcillosos, todos dispuestos como relleno parcial o total de los poros. Sobrecrecimientos de cuarzo que a la vez es el material cementante. También se aprecian parches de carbonato de hierro a manera de cemento entre los granos de cuarzo.



2619'

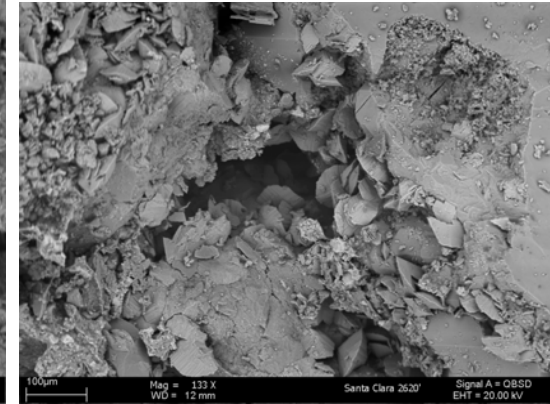
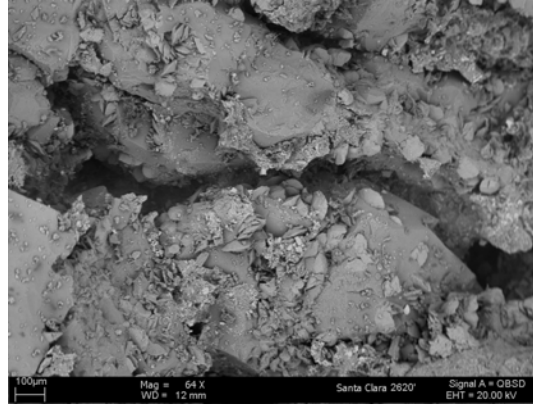
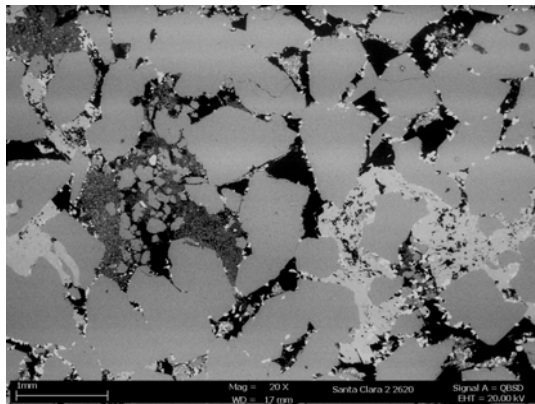
Arenisca cuarzosa de grano medio a grueso. Se aprecian abundantes poros despejados afectados por la presencia de cristales de carbonato de hierro dispuestos en los bordes, ocasionalmente inmersos entre el material arcilloso conformado principalmente por caolinita, mezclada con cuarzo microcristalino y en menor proporción otros minerales arcillosos, todos dispuestos como relleno parcial o total de los poros. Sobrecrecimientos de cuarzo que a la vez es el material cementante. También se aprecian parches de carbonato de hierro a manera de cemento entre los granos de cuarzo.



Características microtexturales

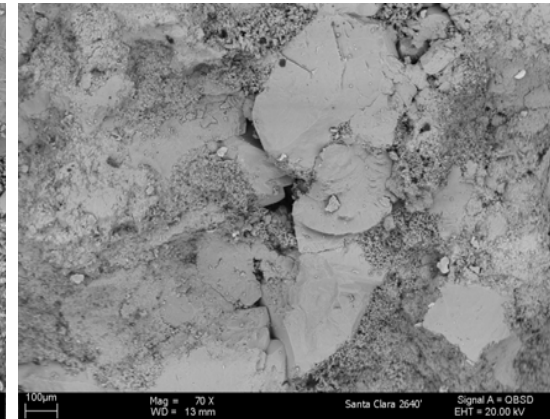
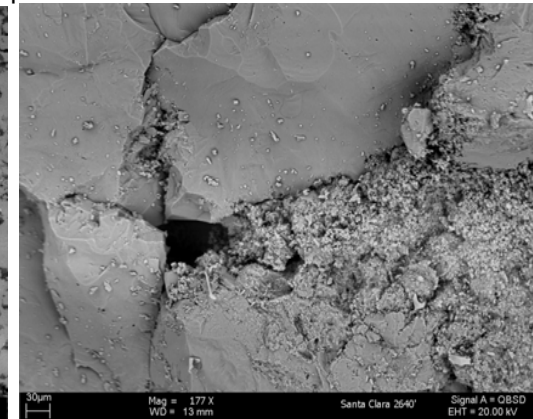
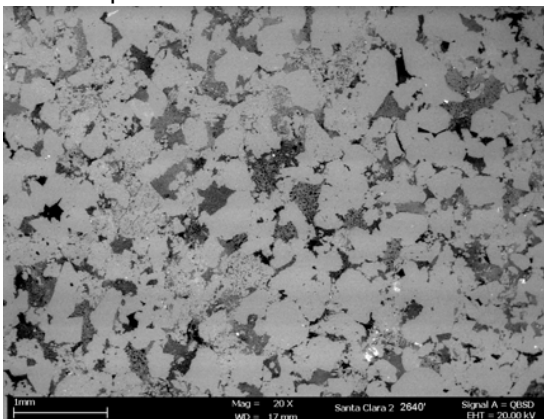
2620'

Arenisca cuarzosa de grano medio a grueso. Se aprecian abundantes poros despejados afectados por la presencia de cristales de carbonato de hierro dispuestos en los bordes, ocasionalmente inmersos entre el material arcilloso conformado principalmente por caolinita, mezclada con cuarzo microcristalino y en menor proporción otros minerales arcillosos, todos dispuestos como relleno parcial o total de los poros. Sobrecrecimientos de cuarzo que a la vez es el material cementante. También se aprecian parches de carbonato de hierro a manera de cemento entre los granos de cuarzo.



2640'

Arenisca cuarzosa de grano fino a medio. Se aprecian poros afectados por material arcilloso. Presenta matriz arcillosa detrítica, conformada por la mezcla principalmente de caolinita e illita acompañados de cantidades menores de otros minerales arcillosos y cuarzo microcristalino todos acomodados como relleno parcial o total de los poros. Sobrecrecimientos de cuarzo que a la vez es el material cementante.



Características microtexturales

2652.92'

Arenisca cuarzosa de grano muy fino a fino. Se aprecian poros afectados por material arcilloso. Presenta matriz arcillosa detrítica, conformada por la mezcla principalmente de caolinita y cuarzo microcristalino acompañados de cantidades menores de otros minerales arcillosos todos acomodados como relleno parcial o total de los poros. Sobrecrecimientos de cuarzo que a la vez es el material cementante.

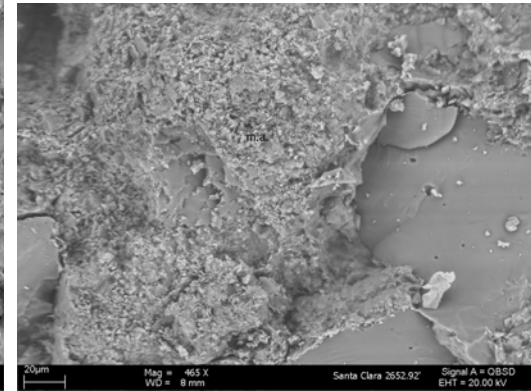
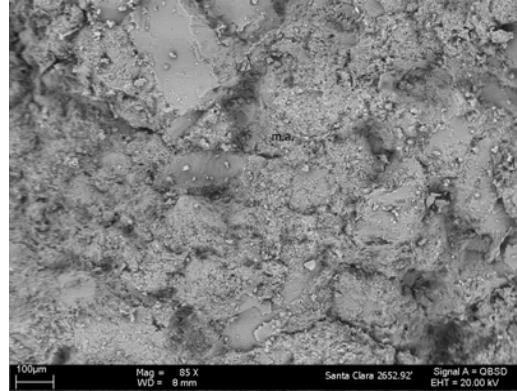
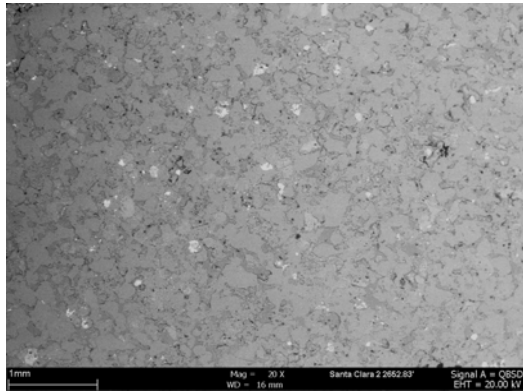
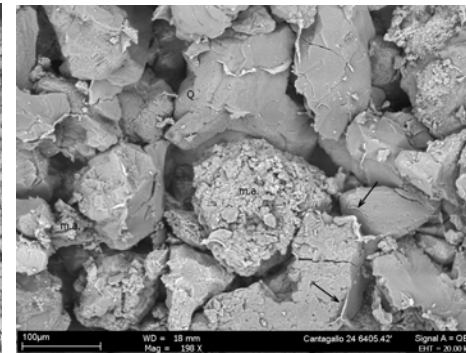
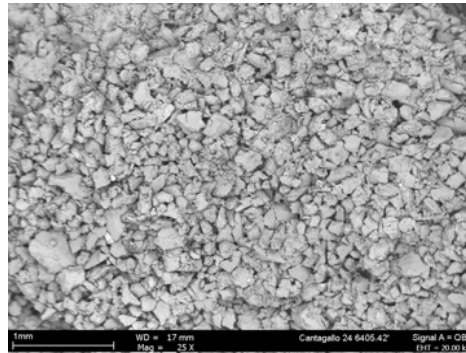
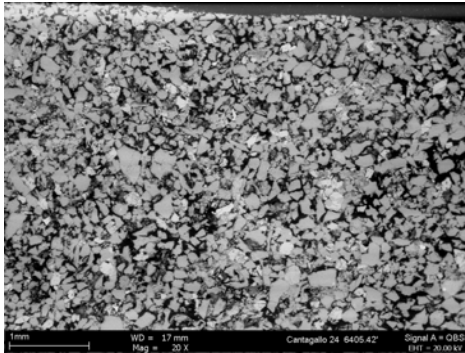


Tabla B.3. Distribución de Minerales en los plugs del Campo Cantagallo

Características microtexturales

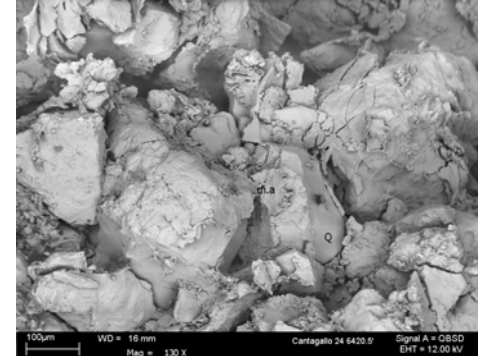
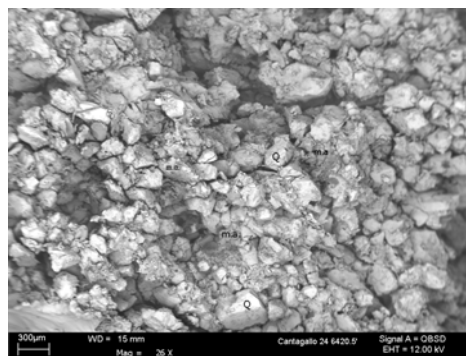
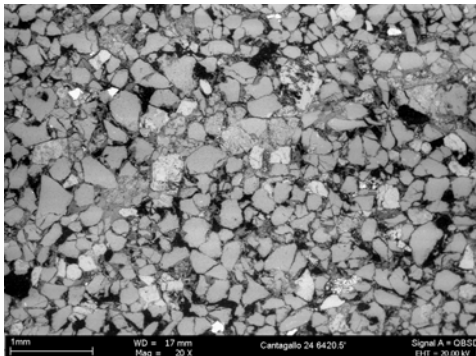
6405.42'

Arenisca cuarzosa arcillosa de grano muy fino a fino. Presenta la arcilla principalmente en forma estructural conformada por la mezcla de caolinita, esmectita-illita y cuarzo microcristalino, con aspecto alterado y superficialmente suelto, susceptible de arrastre. Una parte de la arcilla esta dispersa rellenando parcialmente algunos poros. Los granos de cuarzo presentan sobrecrecimiento y fracturas, están parcialmente cubiertos por una película delgada de mineral arcilloso tipo esmectita-illita. Presencia de feldespatos en alteración. Se aprecian abundantes poros despejados, algunos afectados por material arcilloso de aspecto suelto en los bordes.



6420.5'

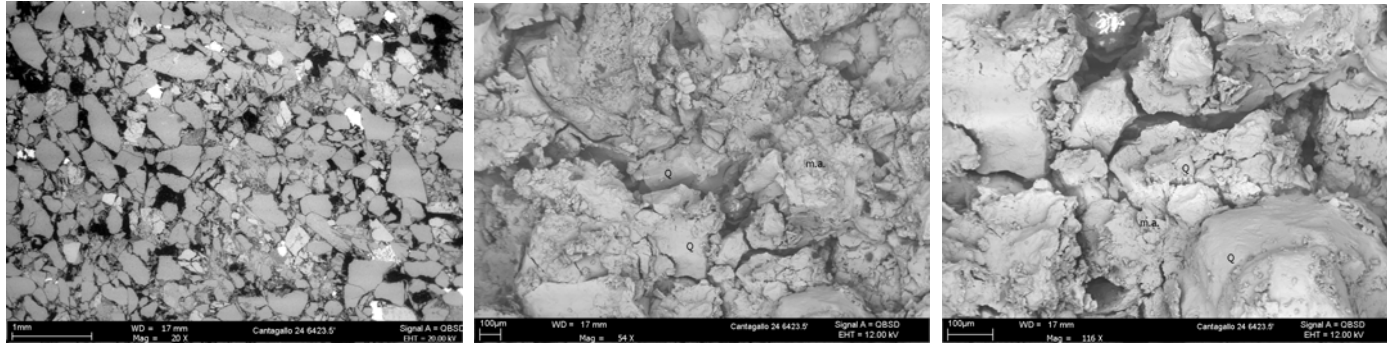
Arenisca cuarzosa de grano fino a medio, en algunas zonas presenta matriz arcillosa dispuesta a parches que taponan el sistema poroso y le da un aspecto sucio a la roca. Esta matriz es de tipo detrítico formada por laminas compactadas de aspecto esmectítico en la que se alcanzan a diferenciar algunos librillos de caolinita. Laminas grandes de la matriz recubren los granos de cuarzo. En algunas zonas la matriz arcillosa es microporosa. Se aprecian poros despejados intergranulares, algunos afectados por la presencia de material arcilloso en sus bordes y, poros y canales entre la matriz arcillosa tapizados por material arcilloso. Ocasionalmente aparecen fragmentos de sobrecrecimientos de cuarzo acomodados entre los granos de mayor tamaño mezclados con matriz arcillosa. Algunos granos de cuarzo están fracturados.



Características microtexturales

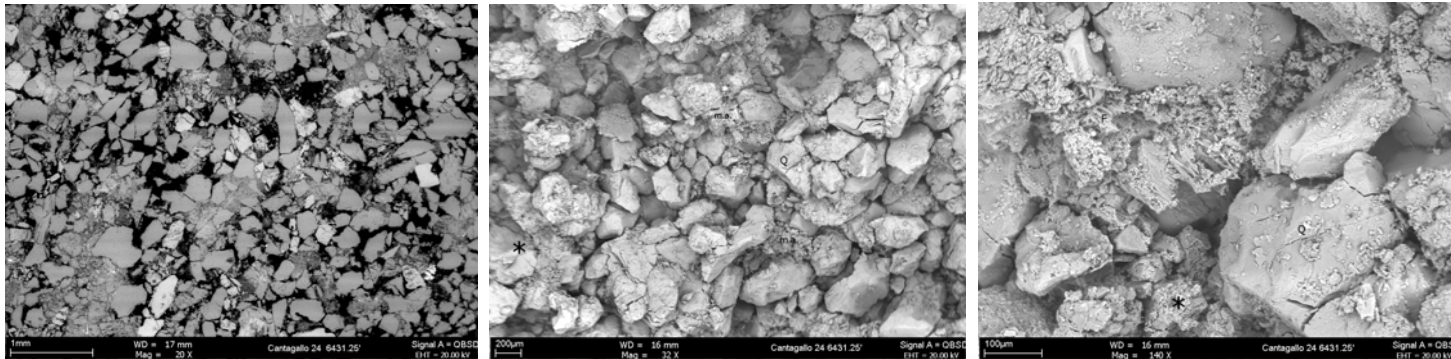
6423.5'

Arenisca cuarzosa de grano fino a grueso, con algunos de los granos fracturados. Presenta parches de matriz arcillosa detrítica compactada que embebe y recubre los granos. Presencia de poros intergranulares despejados, algunos afectados por la presencia de material arcilloso. En algunas partes se aprecian canales entre la matriz arcillosa. No se aprecia microporosidad en la matriz..



6431.25'

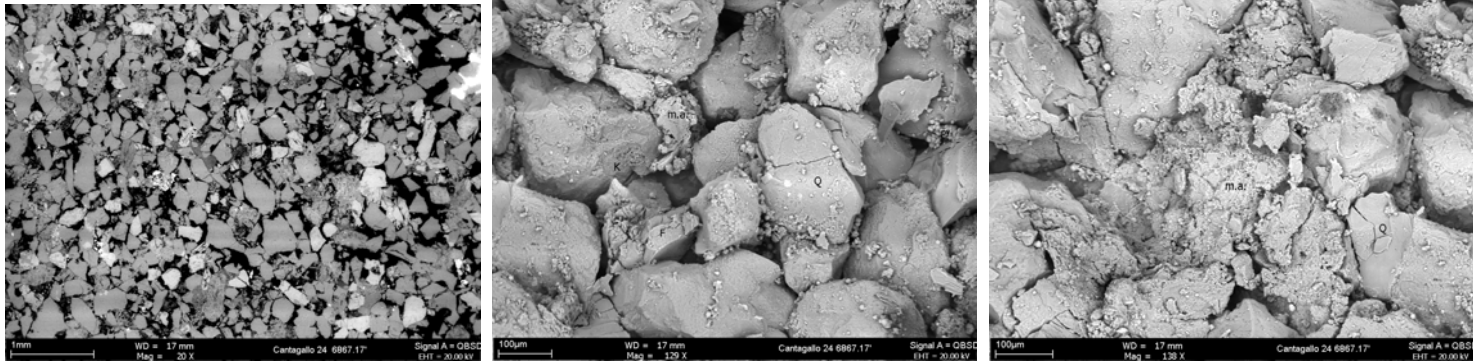
Arenisca cuarzosa de grano medio. Presenta zonas de matriz arcillosa semiestructural de aspecto suelto y microporoso formada por la mezcla de caolinita, clorita, esmectita e illita alojada entre los granos y a borde de los poros susceptible de arrastre. Aisladamente se aprecia matriz arcillosa más compacta y rica en hierro taponando poros. Se aprecian poros despejados, algunos afectados superficialmente por presencia de minerales arcillosos de aspecto suelto en sus bordes. Los granos de cuarzo tienen aspecto angular por sobrecrecimiento, algunos granos de cuarzo están fracturados. Presencia de feldespatos fracturados y en alteración.



Características microtexturales

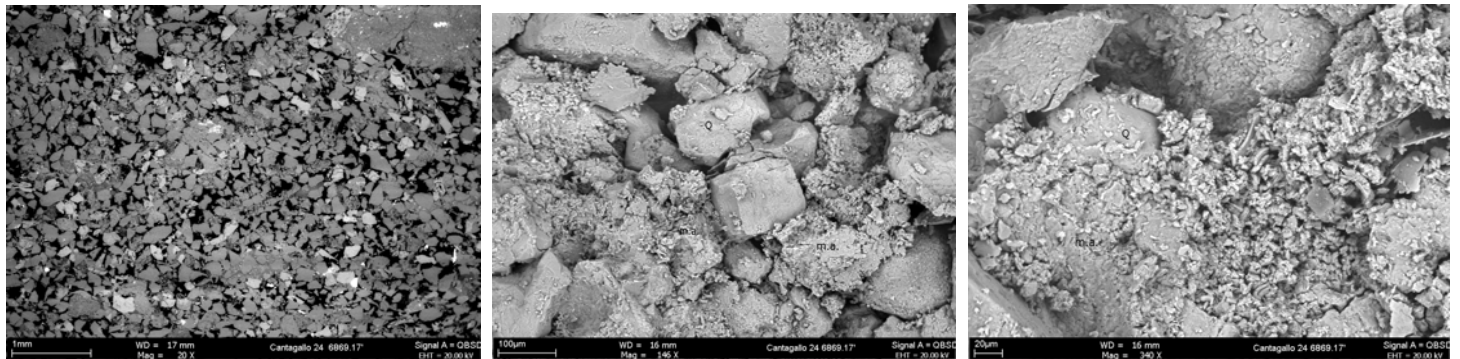
6867.17'

Arenisca cuarzosa de grano fino a medio, constituida por granos de cuarzo algunos fracturados, feldespatos fracturados y alterados, estos últimos mezclados principalmente con minerales arcillosos. Presenta matriz arcillosa dispersa a parches aislados, constituida por caolinita, illita y esmectita, alojada entre los intersticios de los granos y en algunos poros, en dos morfologías: una compactada y otra más microporosa. Ocasionalmente parte de esta matriz tiene un aspecto semiestructural que afecta menos la porosidad. Ocasionalmente se distinguen librillos de caolinita vermiforme acomodados entre los granos. Se aprecian poros de diferente tamaño, la mayoría despejados y algunos afectados por la presencia de material arcilloso y cristales de pirita en sus bordes. La pirita también se encuentra mezclada con la matriz arcillosa.



6869.17'

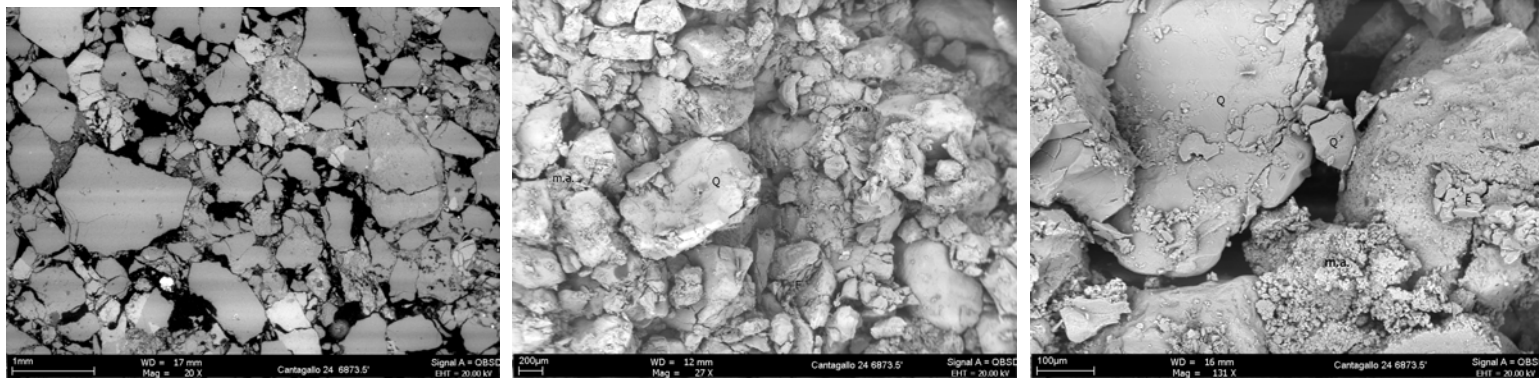
Arenisca cuarzosa de grano muy fino a fino, conformada por granos de cuarzo y sobrecrecimientos de cuarzo; feldespatos fracturados y en alteración. Presenta matriz arcillosa dispersa, constituida por caolinita, illita y esmectita, distribuida a parches entre los intersticios de los granos y en algunos poros, en dos morfologías: una compactada y otra más microporosa y de aspecto suelto. Ocasionalmente parte de esta matriz es semiestructural, con alteraciones locales que la hacen microporosa. En las zonas alteradas se distingue caolinita vermiforme junto con otros minerales arcillosos ubicados entre los granos. Presencia de poros despejados, algunos afectados por material arcilloso de aspecto suelto ubicado en sus bordes



Características microtexturales

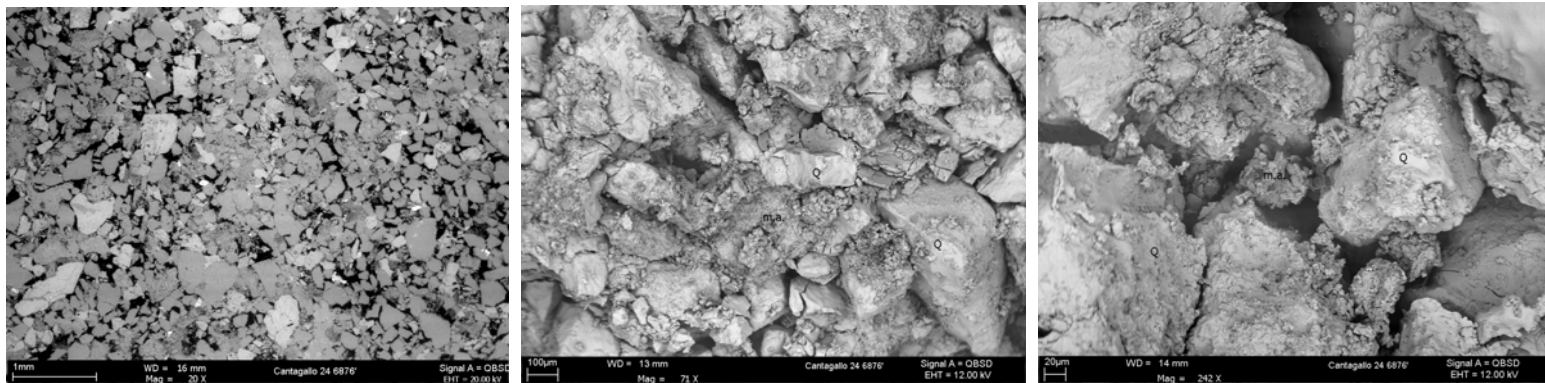
6873.5'

Arenisca cuarzosa de grano fino a grueso, mal seleccionada constituida por granos de cuarzo fracturados. Entre los granos se acomodan fragmentos de cuarzo, feldespatos y una escasa arcilla dispersa principalmente microporosa, constituida por caolinita, illita y esmectita, acompañada de fragmentos pequeños de feldespato. En algunas zonas se aprecia matriz arcillosa compacta. Ocasionalmente se aprecia arcilla estructural. La mayoría de los poros están despejados. Algunos poros y gargantas están afectados por la presencia de fragmentos de cuarzo y feldespato y por minerales arcillosos de aspecto suelto.



6876'

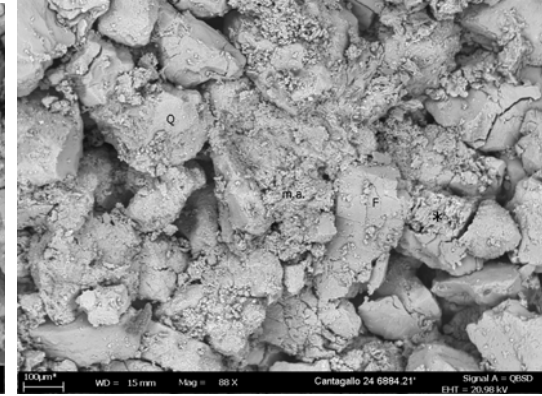
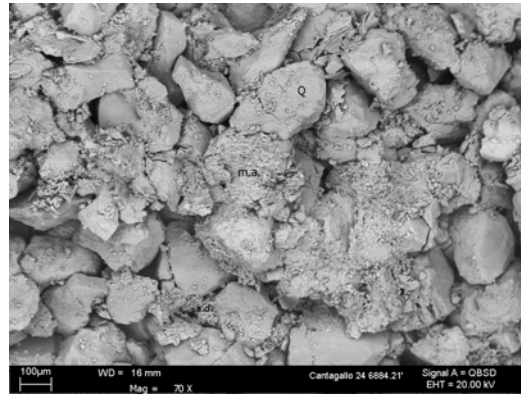
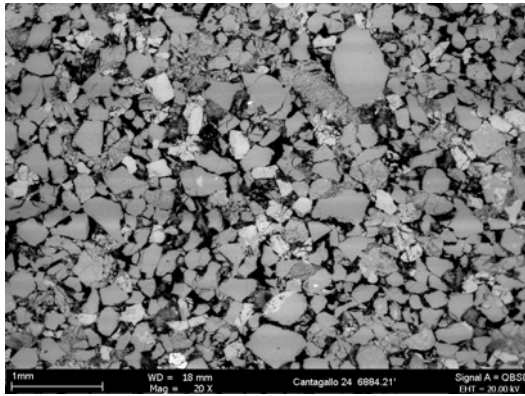
Arenisca cuarzosa de tamaño de grano fino con algunos gruesos, conformada por granos de cuarzo y feldespatos, algunos de los cuales están fracturados, con zonas afectadas por la matriz arcillosa. La escasa matriz arcillosa es microporosa, dispuesta a parches, ubicada entre los granos. Corresponde principalmente a caolinita dispuesta al azar mezclada con otros minerales arcillosos y fragmentos de cuarzo. La mayoría de los poros están despejados. Algunos poros y gargantas están afectados por la presencia de minerales arcillosos sueltos dispuestos en sus bordes.



Características microtexturales

6884.21

Arenisca cuarzosa de grano fino a medio, conformada por granos de cuarzo algunos con fracturas, feldespatos fracturados y en alteración, arcilla estructural, acomodados de forma que dejan poros de diferente tamaño. La arcilla estructural esta conformada por agregados arcillosos en un arreglo microporoso. Su disposición en la roca no afecta la porosidad. Se aprecia arcilla dispersa no muy abundante acomodada a parches entre algunos poros y sobre los granos, conformada principalmente por caolinita e illita, en un empaquetamiento microporoso. Asociada a los feldespatos en alteración se encuentra caolinita y posible clorita, illita y esmectita que se acomodan entre los intersticios de los granos y a borde de poro. La mayoría de los poros están despejados, algunos están afectados por presencia de minerales arcillosos en sus bordes. Presencia de sobrecrecimientos de cuarzo, ocasionalmente fracturados y dispuestos entre el espacio poroso.



PARTE C: GEOMETRIA PORAL - DISTRIBUCIONES DE TAMAÑO DE PORO PARA LOS PLUGS ANALIZADOS

Figura C.1. Distribución de tamaño de poro para los plugs del Campo Castilla

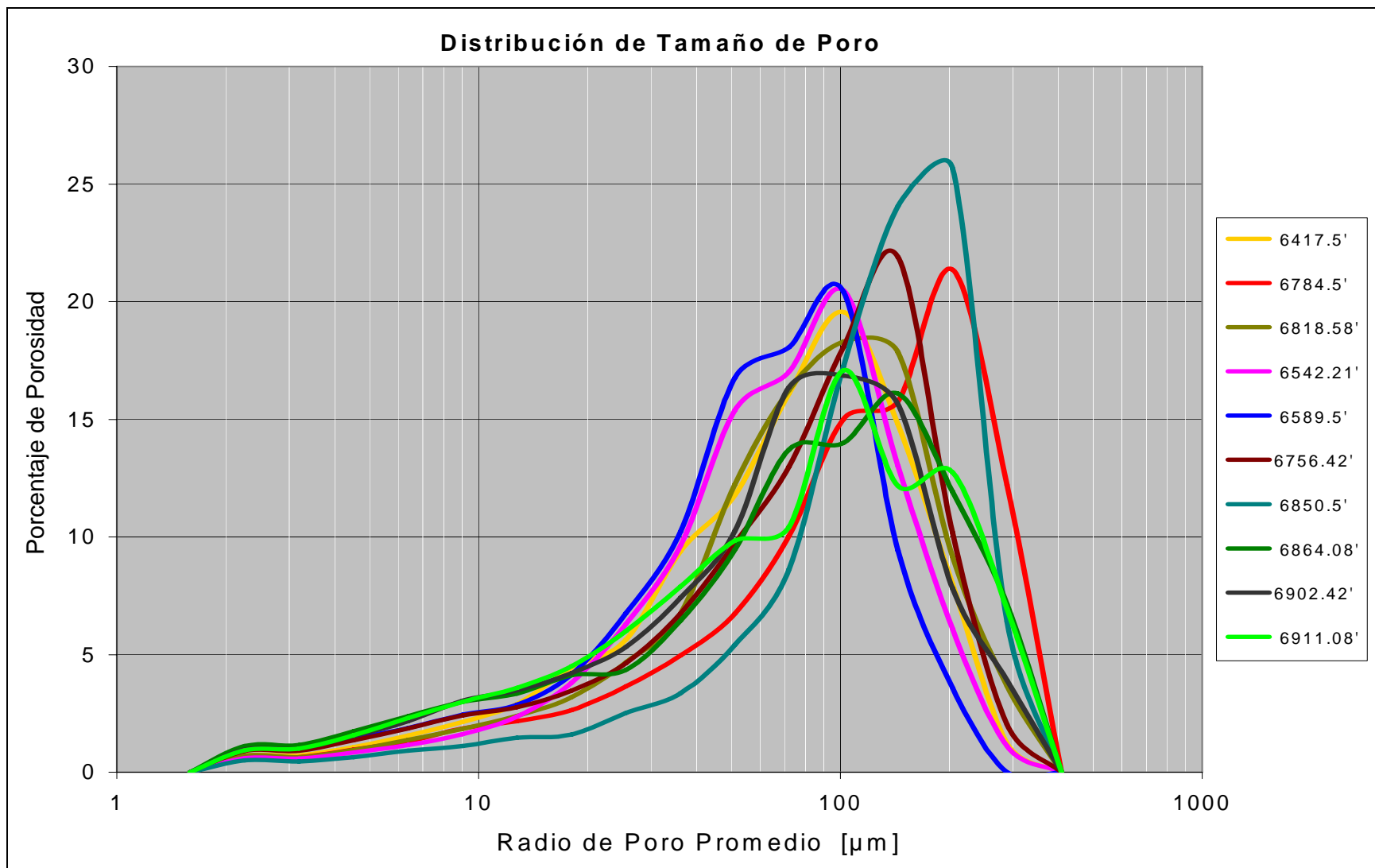


Figura C.2. Distribución de tamaño de poro para los plugs del Campo Santa Clara

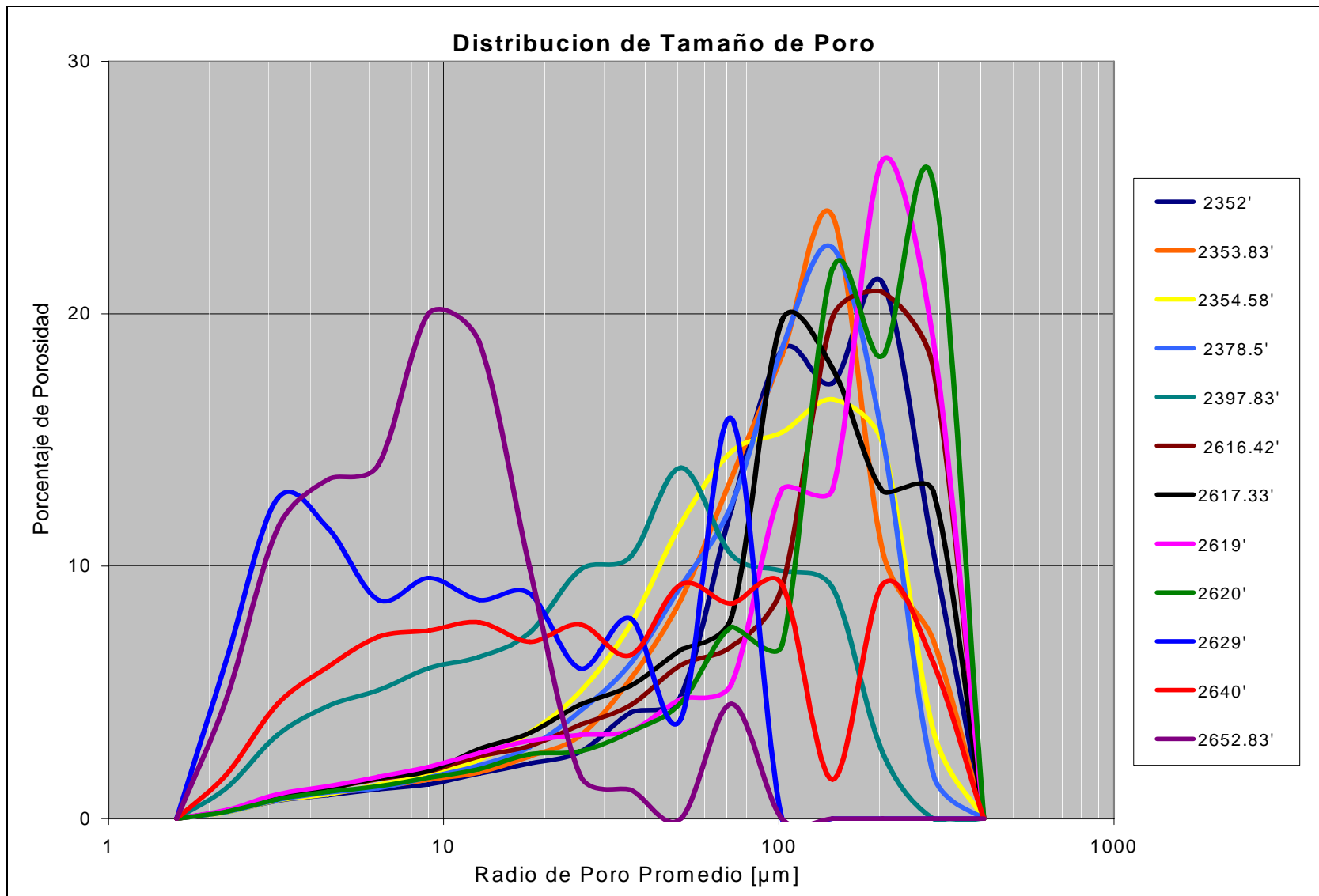
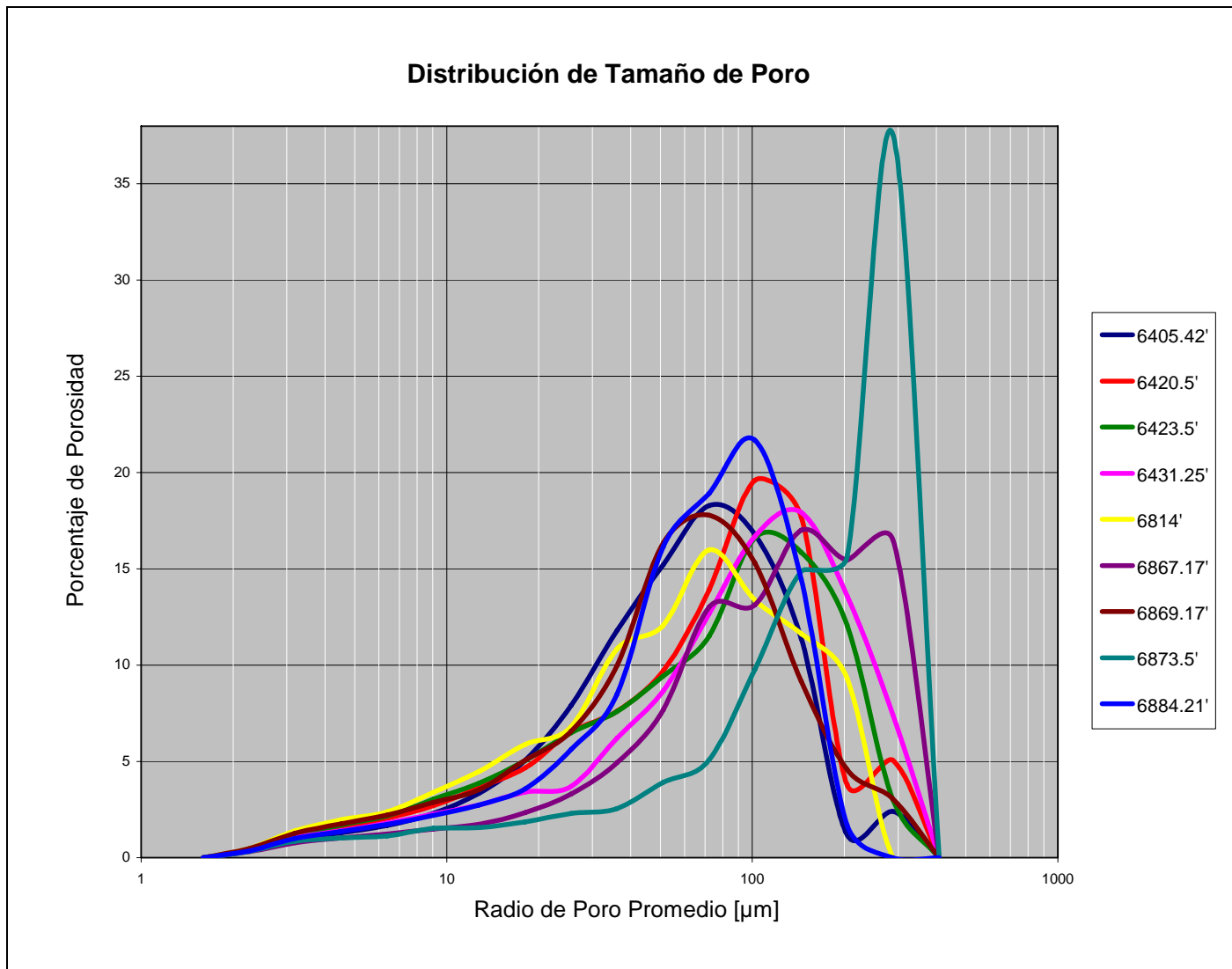


Figura C.3. Distribución de tamaño de poro para los plugs del Campo Cantagallo



PARTE D: PRESIÓN CAPILAR POR INYECCIÓN DE MERCURIO - DISTRIBUCIONES DE TAMAÑO DE GARGANTA DE PORO PARA LOS PLUGS ANALIZADOS

Figura D.1. Distribución de tamaño de garganta de poro para los plugs del Campo Castilla

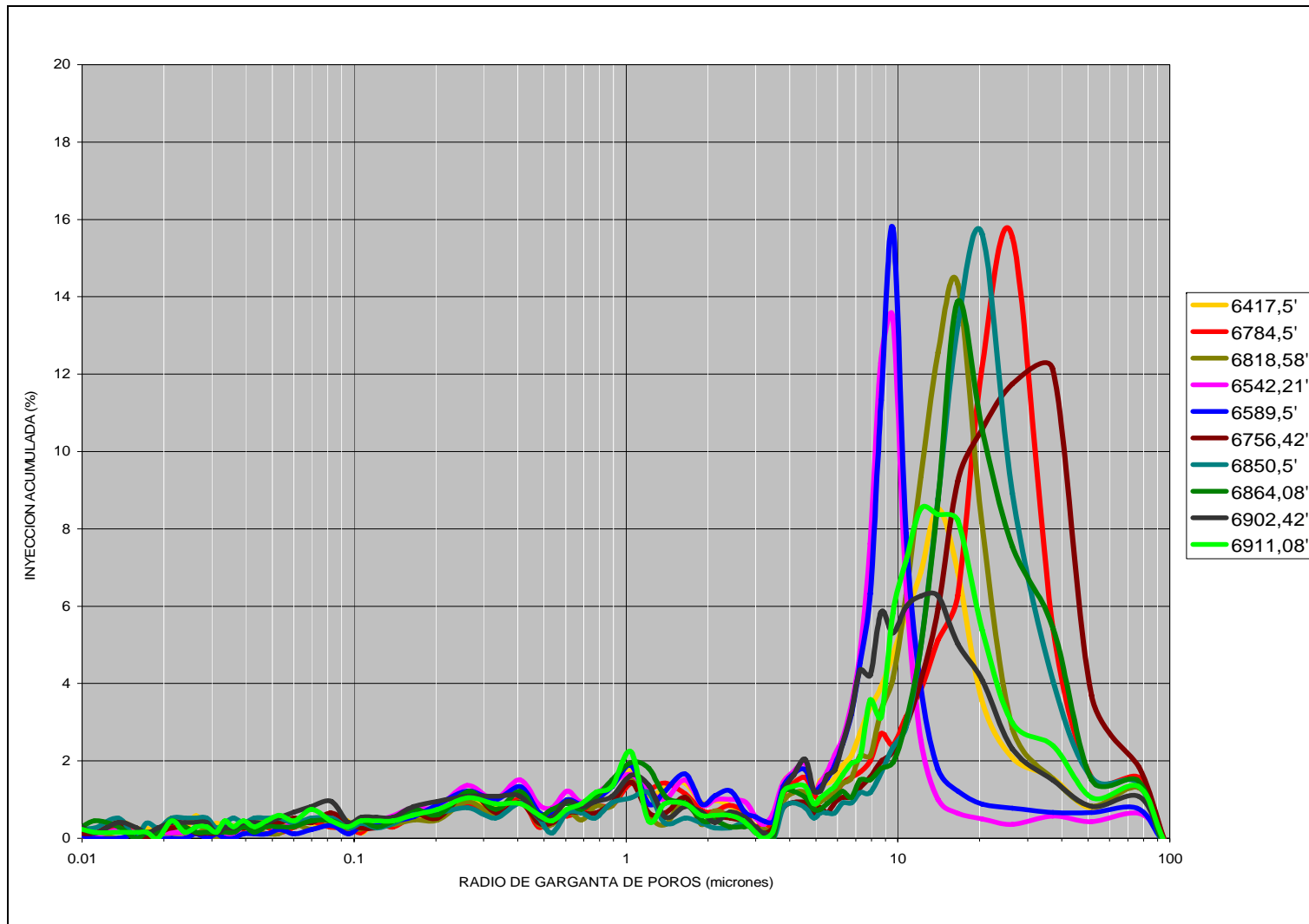


Figura D.2. Distribución de tamaño de garganta de poro para los plugs del Campo Santa Clara

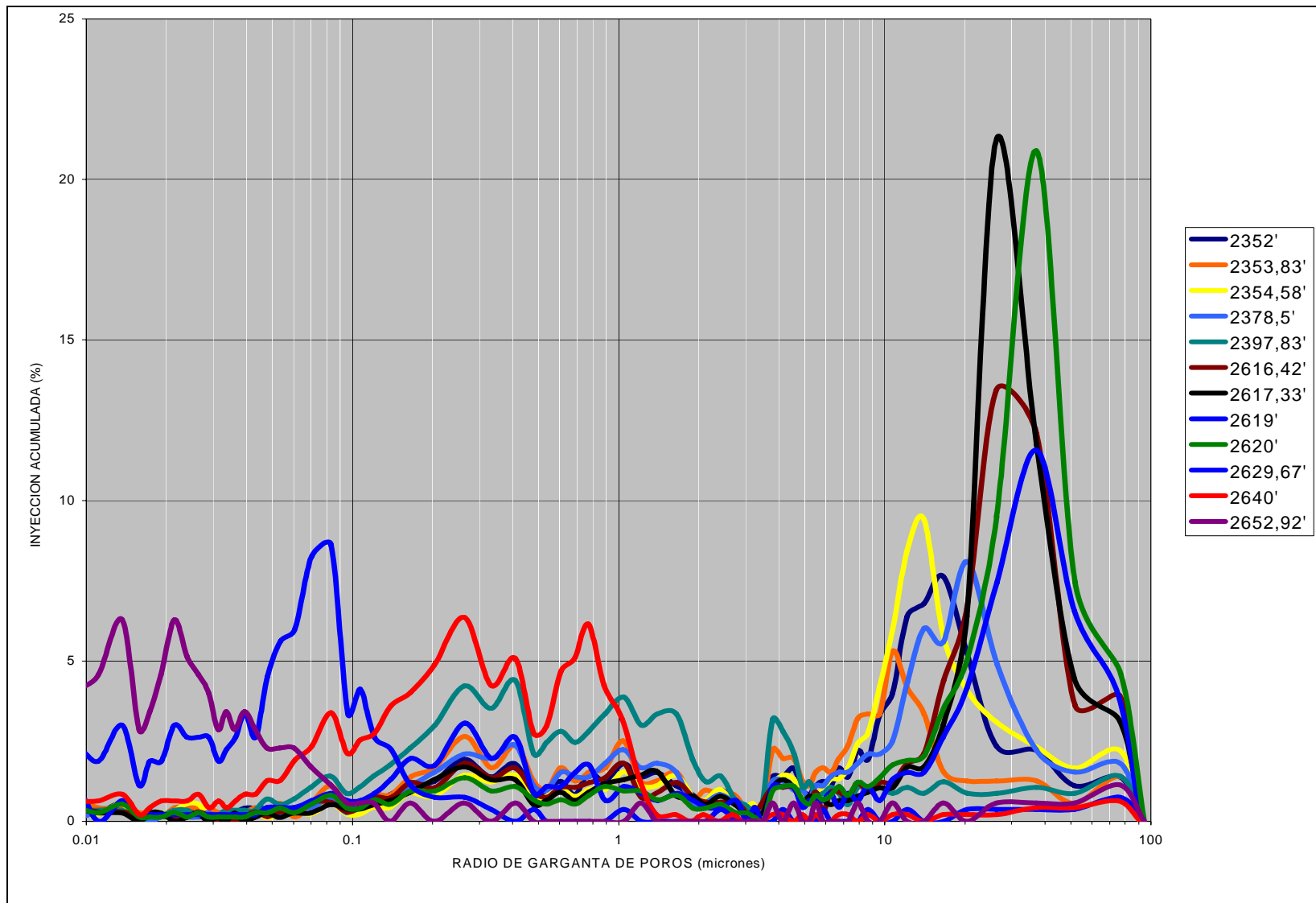
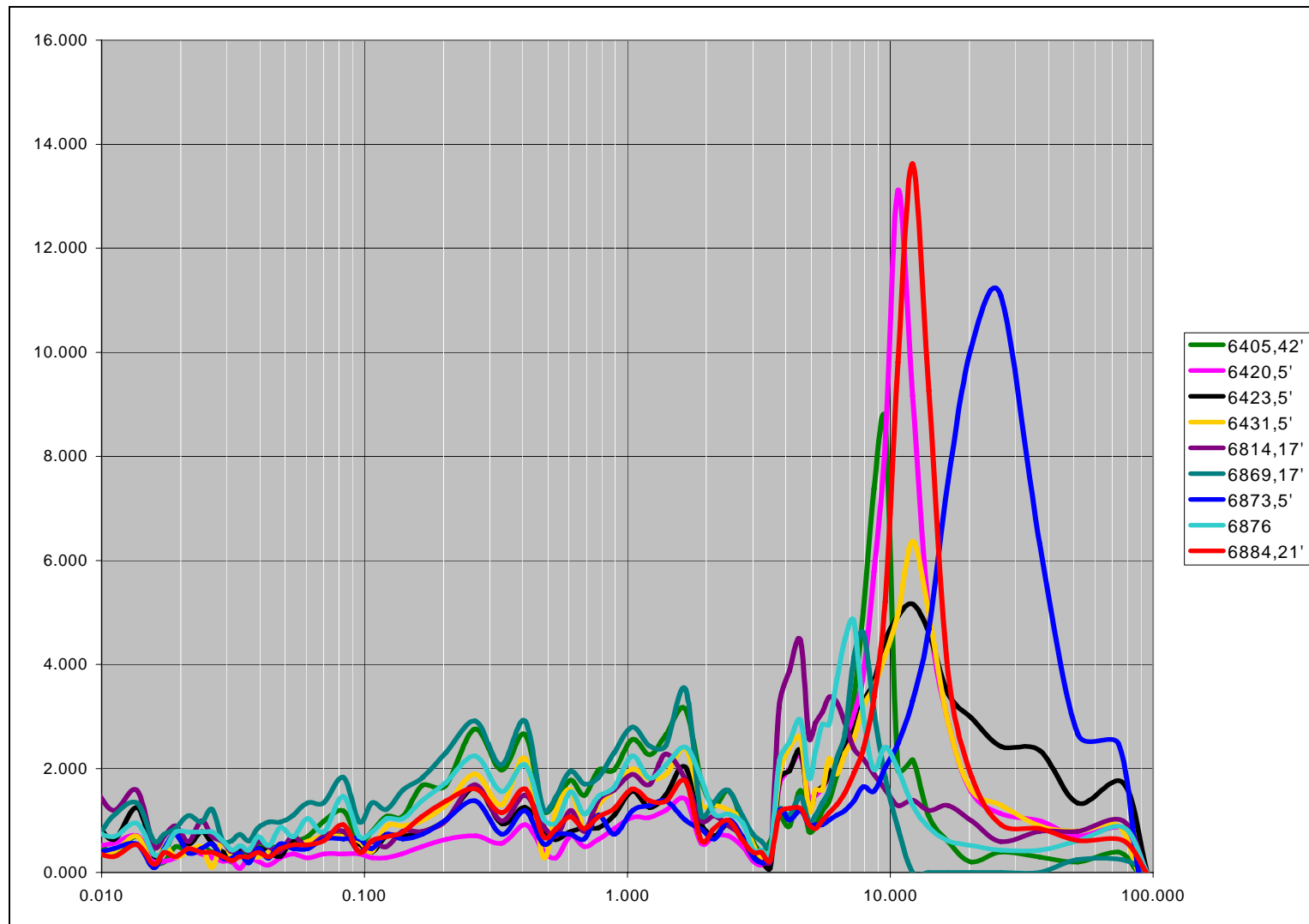
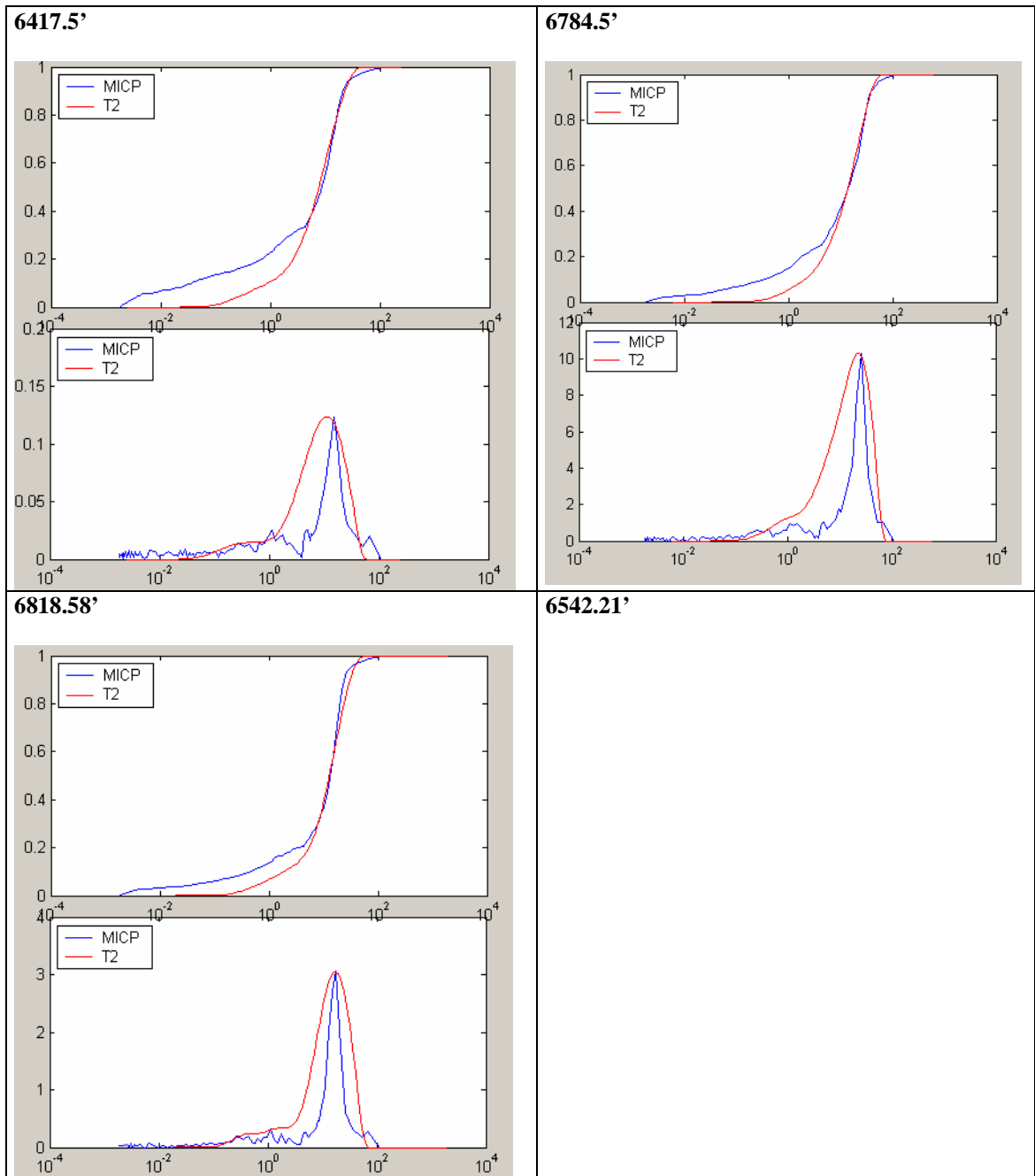


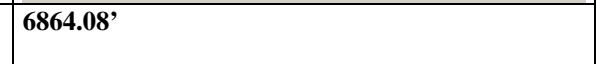
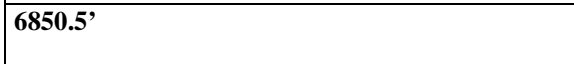
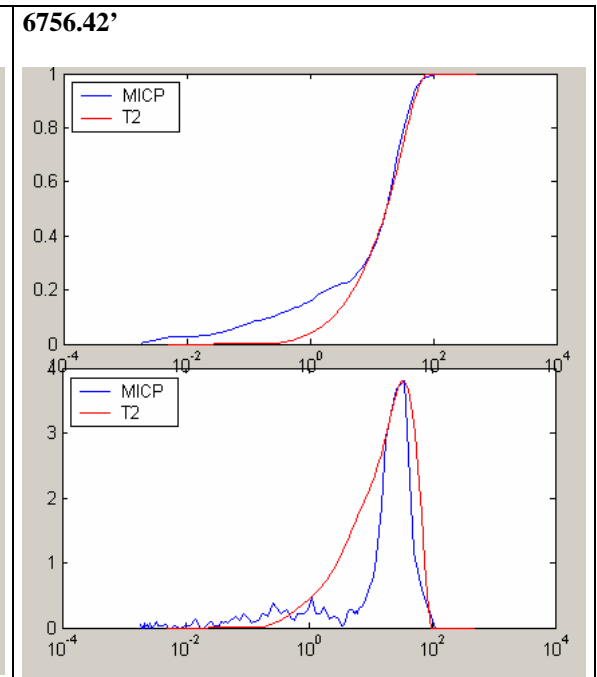
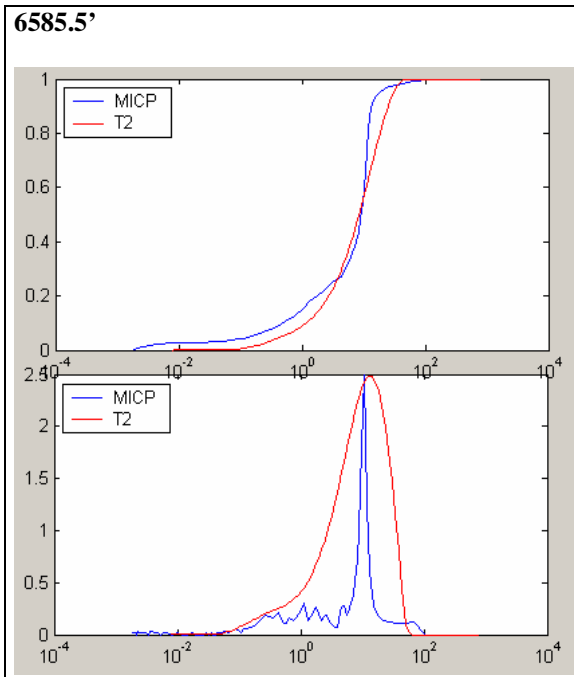
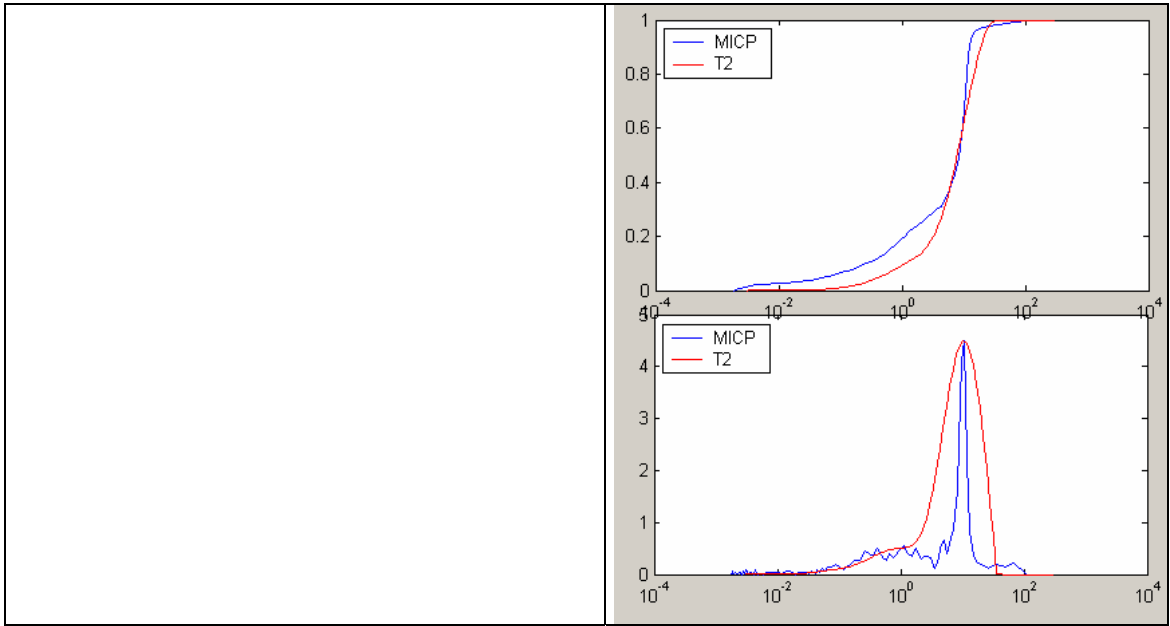
Figura D.3. Distribución de tamaño de garganta de poro para los plugs del Campo Cantagallo

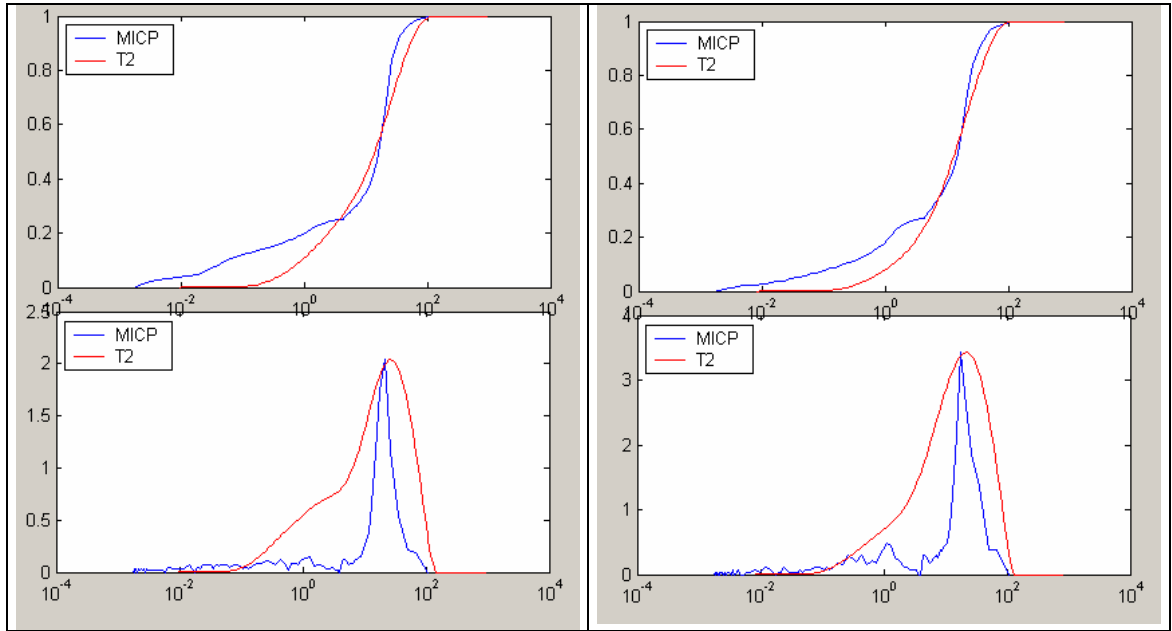


**PARTE E: AJUSTE DE LAS CURVAS ACUMULADAS DE PRESIÓN
CAPILAR Y DISTRIBUCIÓN DE T_2 PARA EL CÁLCULO DE LA
RELAJABILIDAD SUPERFICIAL Y AJUSTE DE LA DISTRIBUCIÓN DE T_2
CON LA DISTRIBUCIÓN DE TAMAÑO DE GARGANTA DE PORO PARA
CONVERTIRLA A TAMAÑO DE PORO**

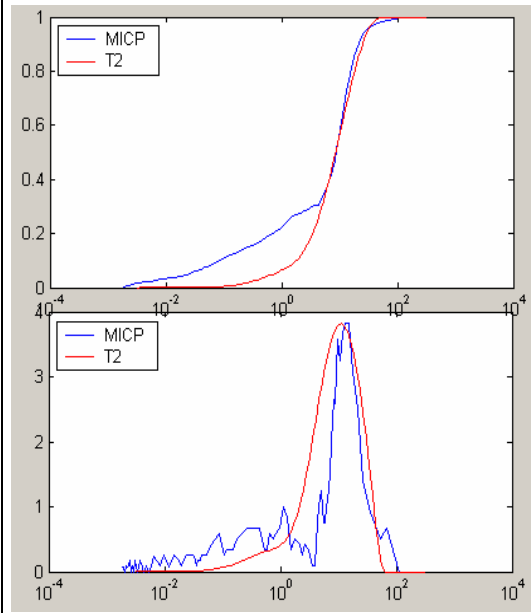
Figuras E.1. Ajuste de curvas para los plugs del Campo Castilla



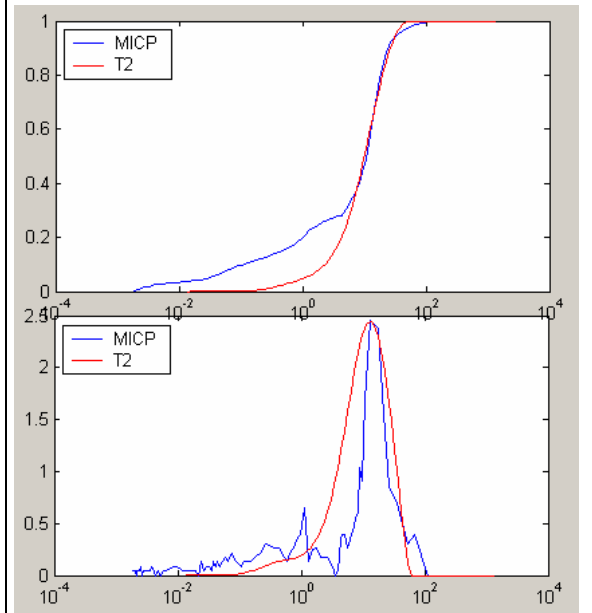




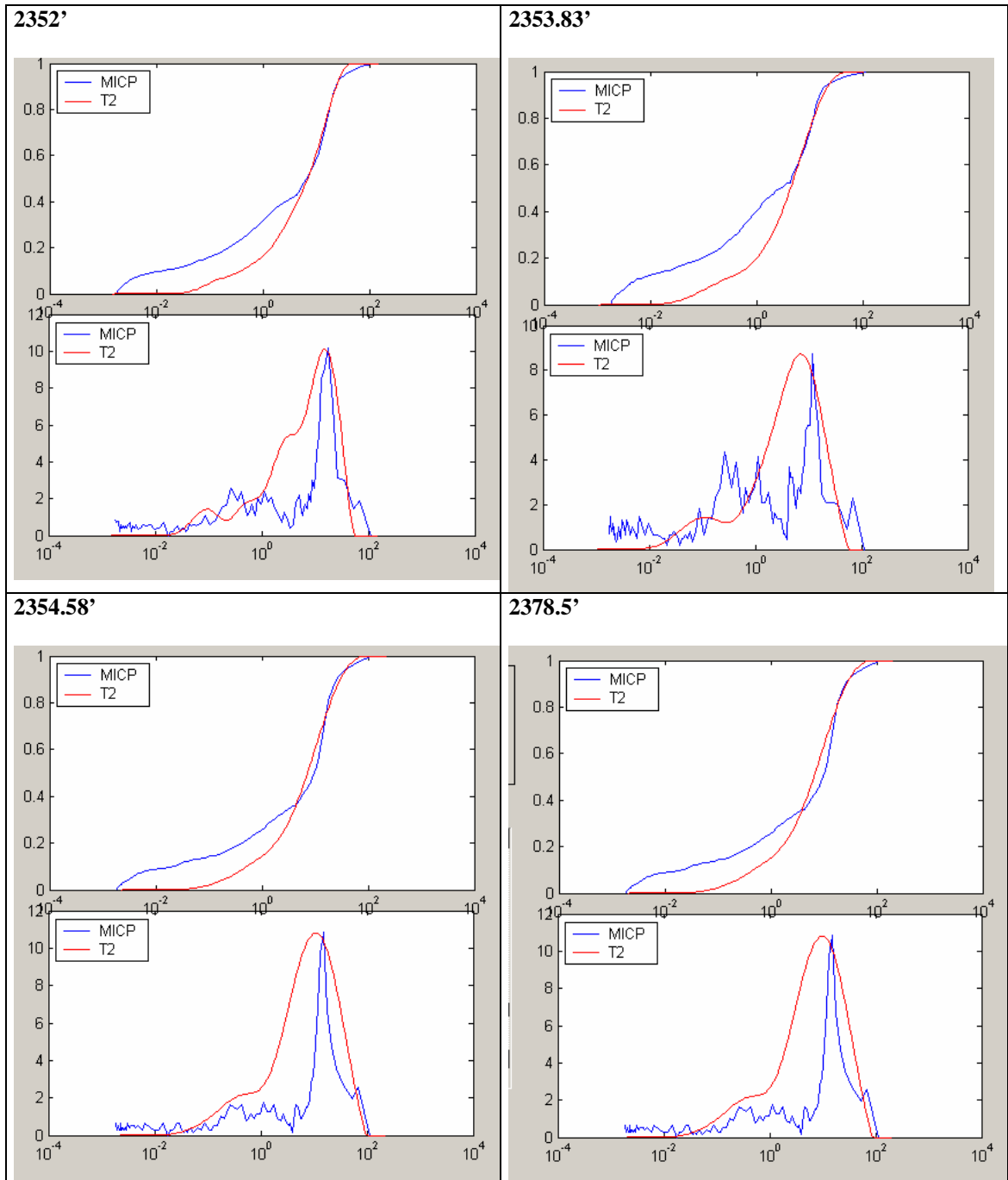
6902.42'



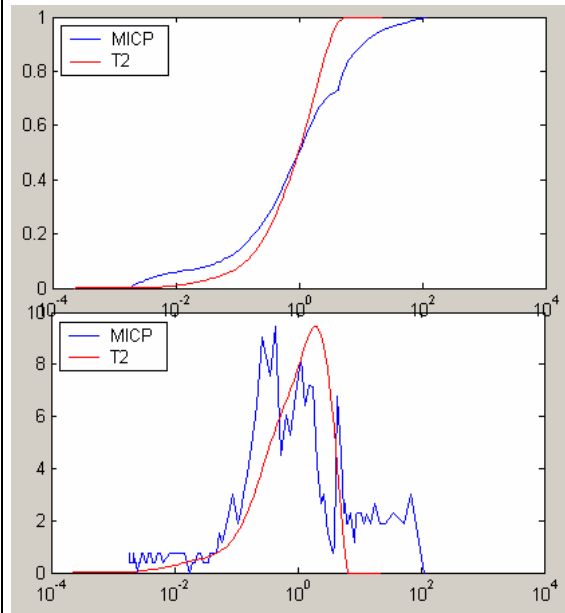
6911.08'



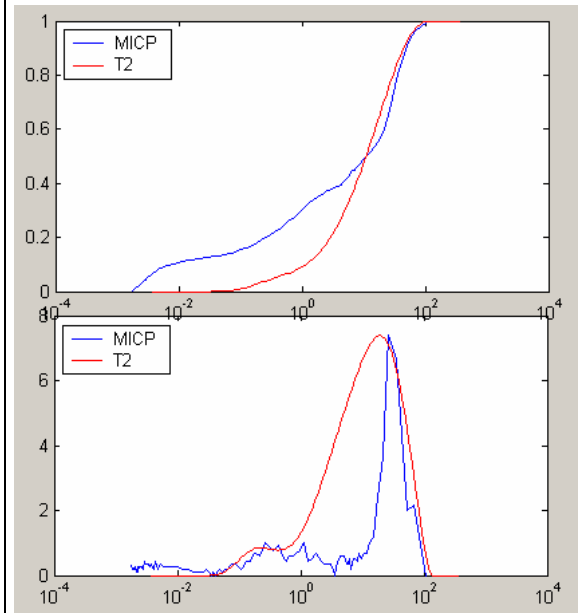
Figuras E.2. Ajuste de curvas para los plugs del Campo Santa Clara



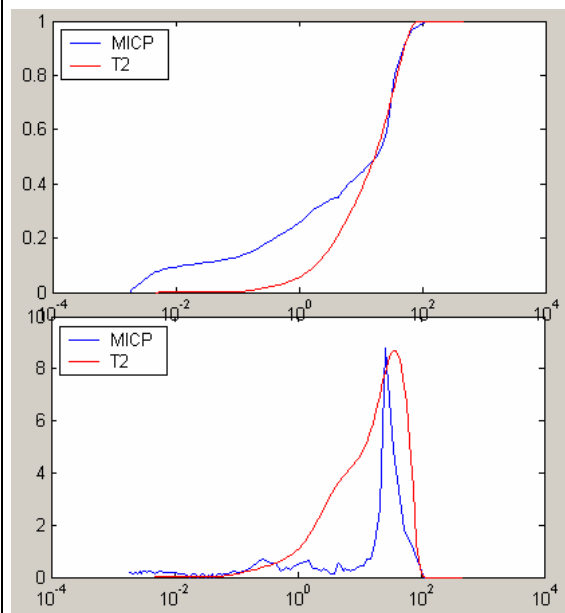
2397.83'



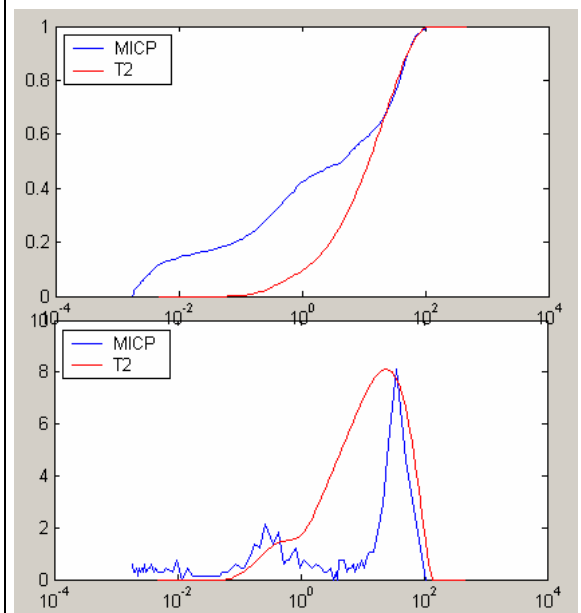
2616.42'

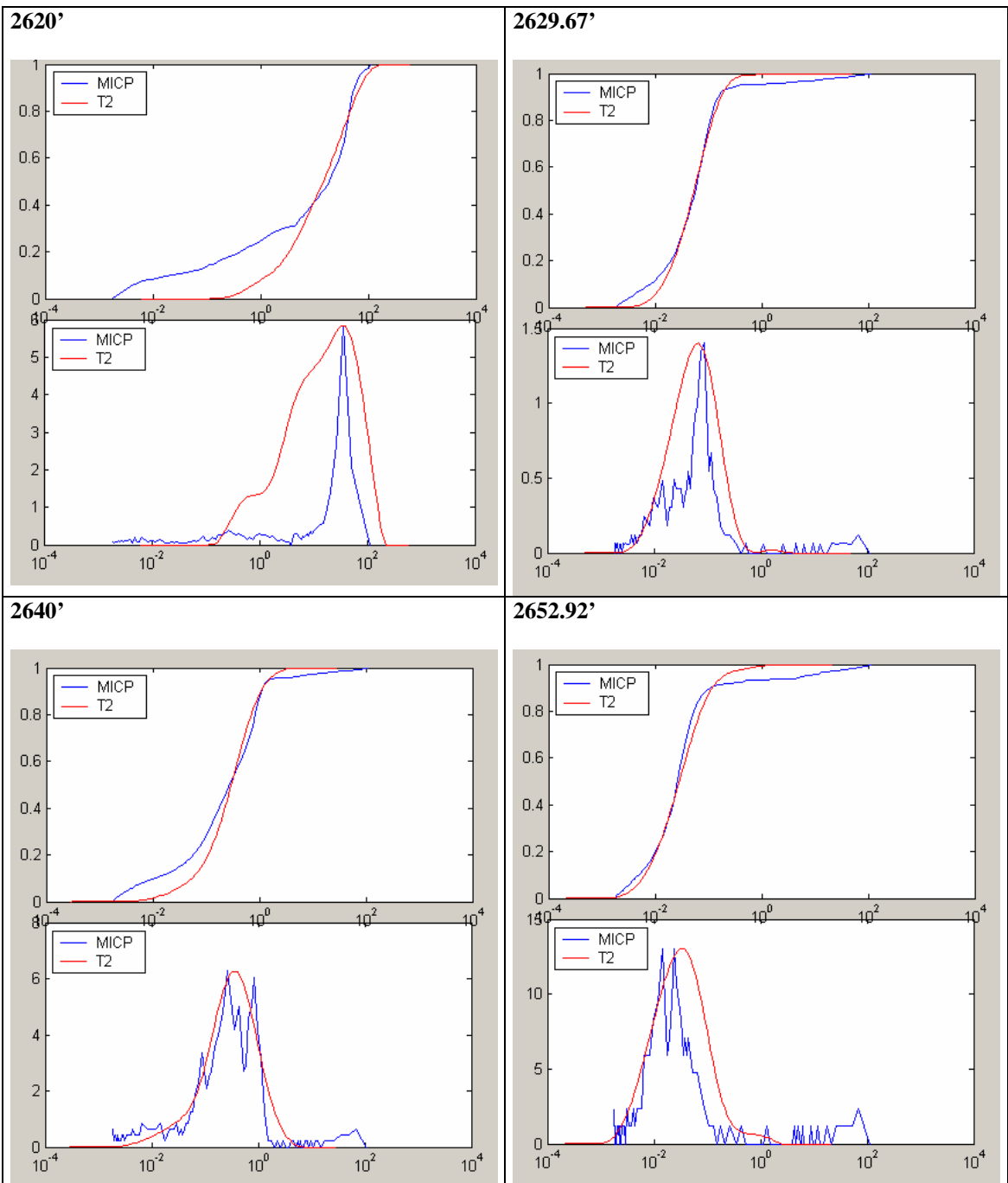


2617.33'

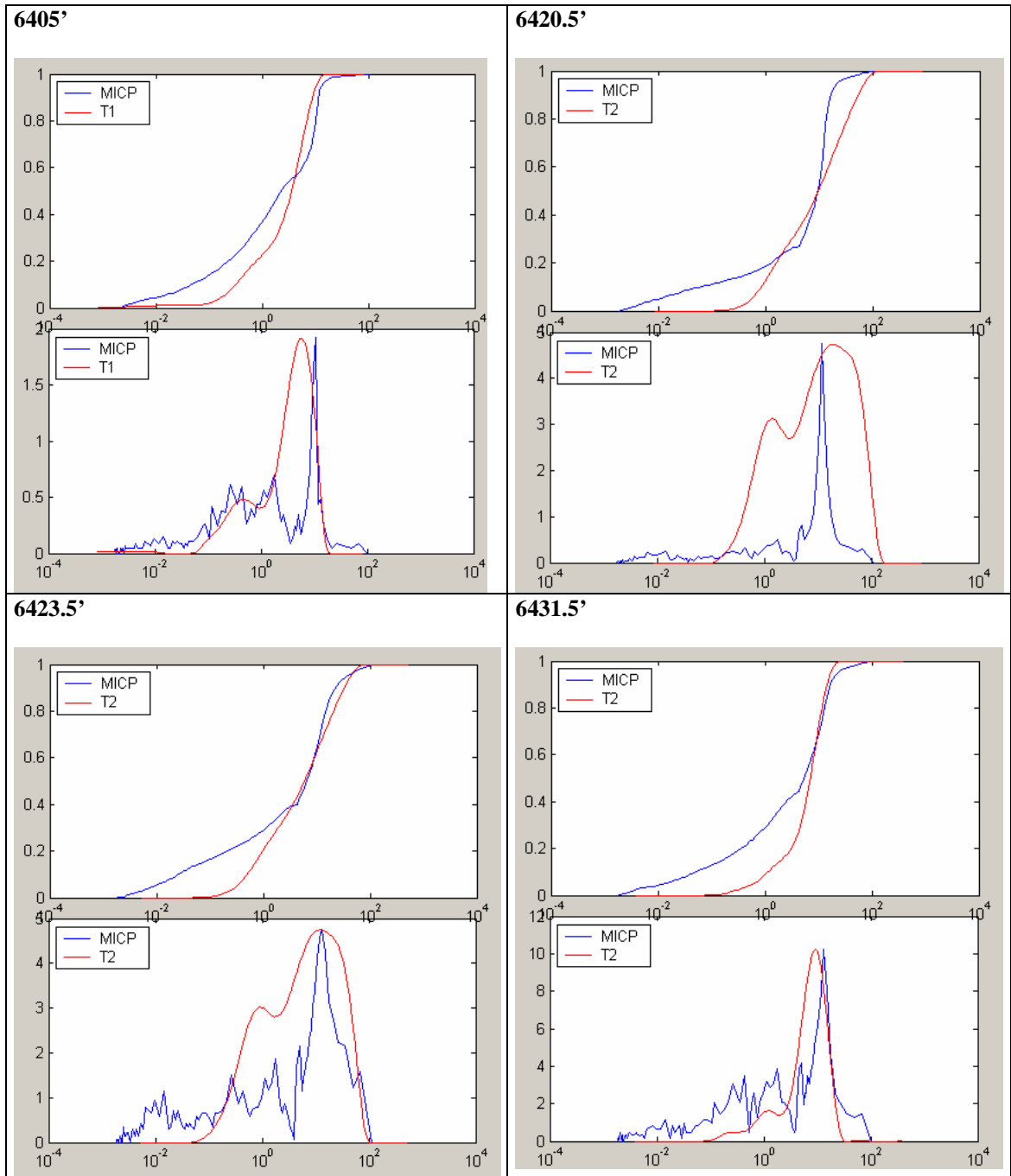


2619'

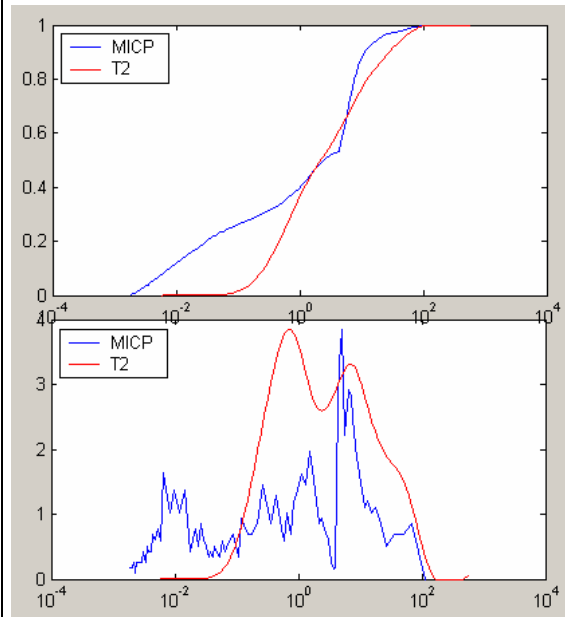




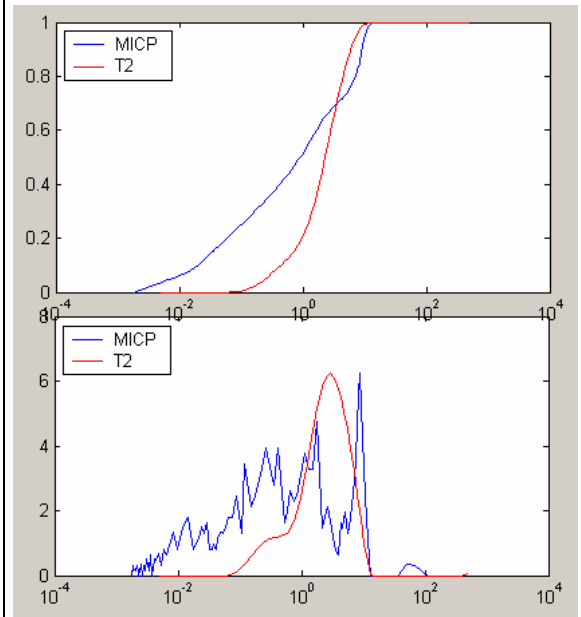
Figuras E.3. Ajuste de curvas para los plugs del Campo Cantagallo



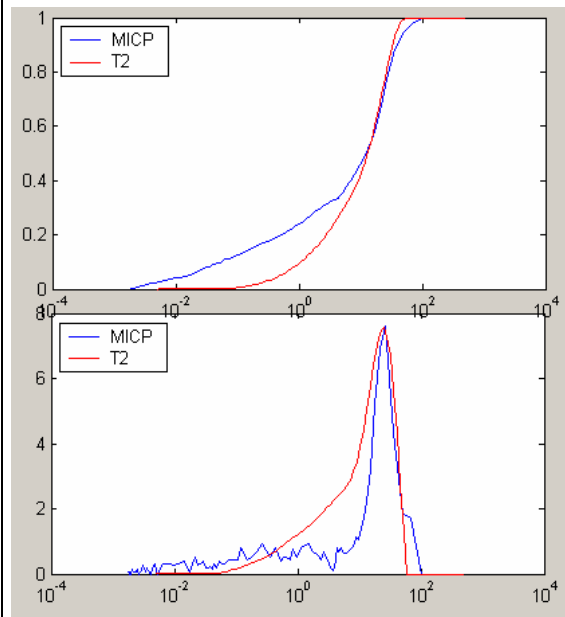
6814.17'



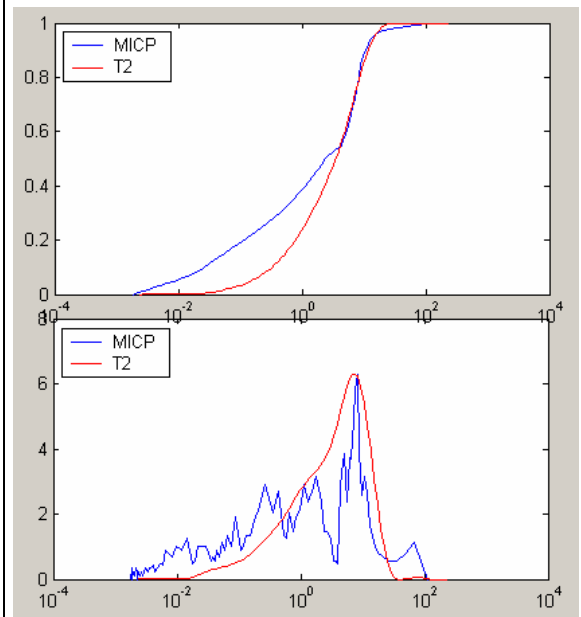
6869.17'



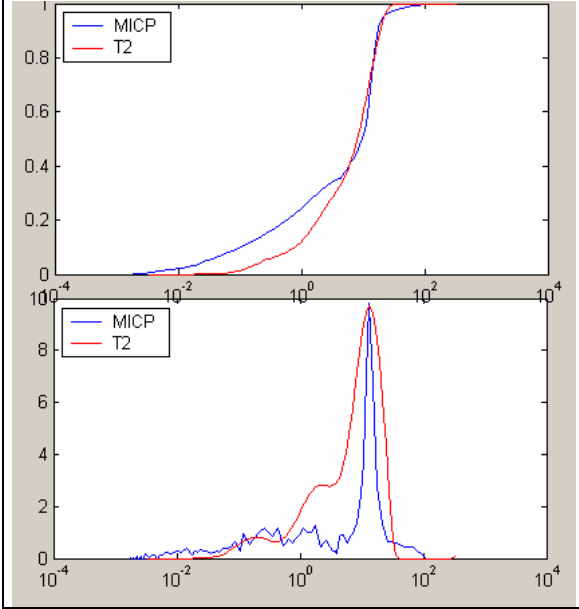
6873.5'



6876'



6884.21'



PARTE F

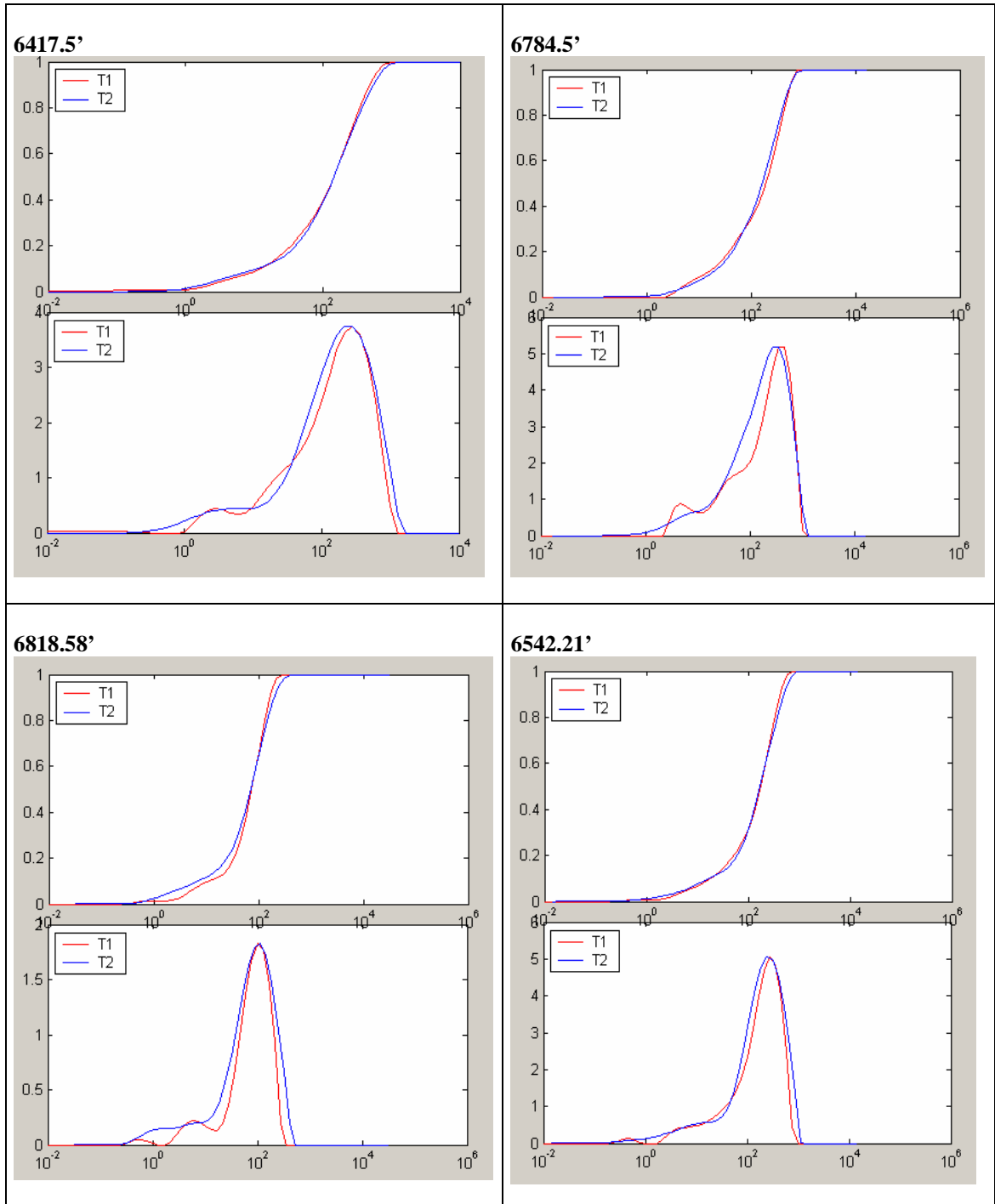
CAPACIDAD DE INTERCAMBIO CATIÓNICO Y Q_v DE LOS PLUGS ANALIZADOS

Tabla E.1. Capacidad de Intercambio Catiónico y Q_v de los plugs analizados

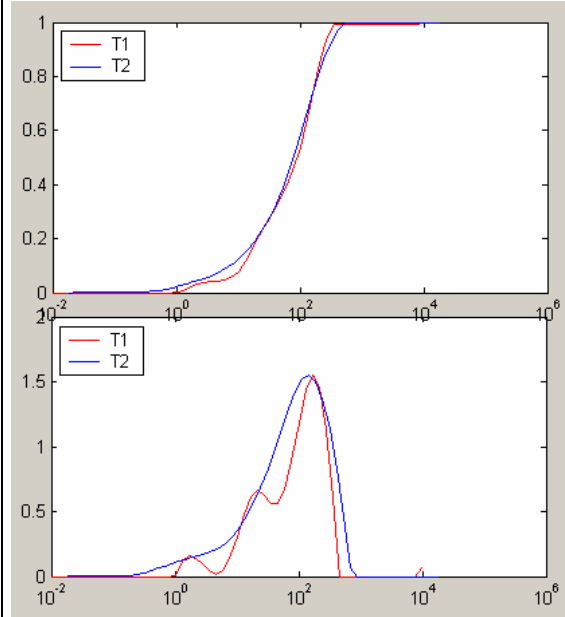
Unidad K1 y K2 - Campo Castilla			Formación Caballos – Campo Santa Clara			Formación La Paz– Campo Cantagallo		
Prof. (ft)	CIC meq/100 g	Q _v meq/cm ³	Prof. (ft)	CIC meq/100 g	Q _v meq/cm ³	Prof. (ft)	CIC meq/100 g	Q _v meq/cm ³
6417,5	3,94	0,30	2352	2,16	0,32	6405,42	1,85	0,13
6784,5	2,88	0,41	2353,83	0,33	0,05	6420,5	4,7	0,35
6818,58	5,35	0,63	2354,58	3,46	0,49	6423,5	4,48	0,32
6542,21	1,13	0,08	2378,5	0,49	0,05	6431,25	4,12	0,29
6589,5	0,97	0,11	2397,83	0,22	0,03	6814	3,76	0,39
6756,42	0,4	0,06	2616,42	0,42	0,05	6867,17	1,22	0,10
6850,5	4,29	0,48	2617,33	0,33	0,04	6869,17	1,08	0,11
6864,08	1,44	0,23	2619	0,12	0,02	6873,5	1,26	0,10
6902,42	4,61	0,56	2620	1,99	0,22	6876	1,24	0,10
6911,08	5,19	0,70	2629,67	0,33	0,14	6884,21	1,21	0,09
			2640	3,21	2,02		2,49	0,20
			2652,92					

PARTE G: AJUSTE DE LAS CURVAS DE LAS DISTRIBUCIONES DE T_1 Y T_2 PARA LOS PLUGS ANALIZADOS

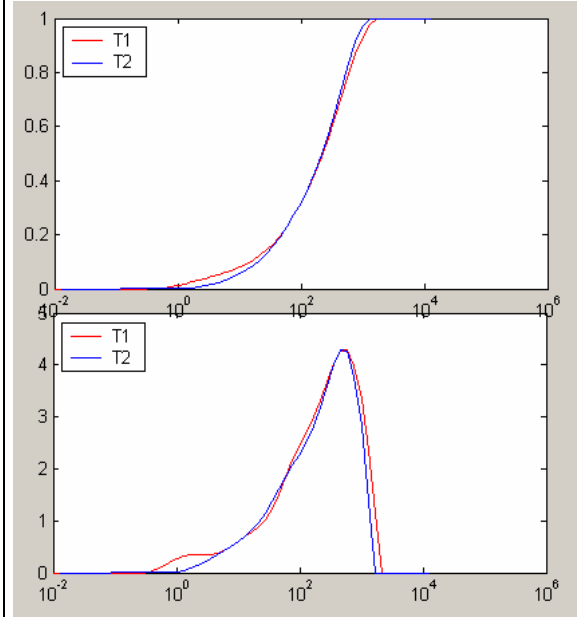
Figuras G.1. Ajuste de curvas para los plugs del Campo Castilla



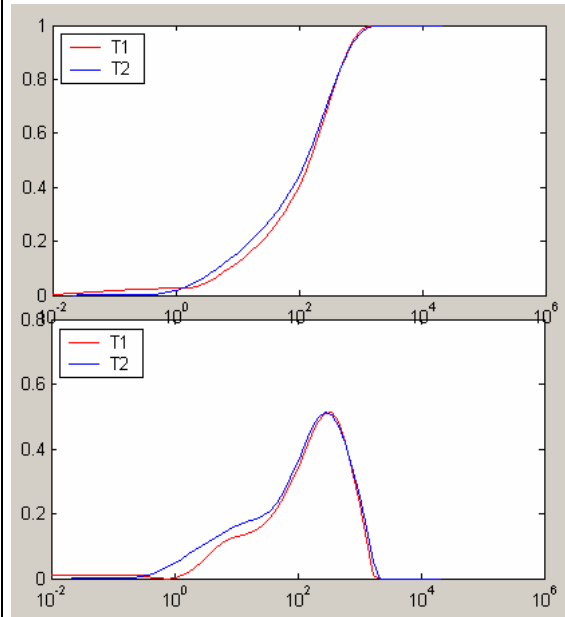
6585.5'



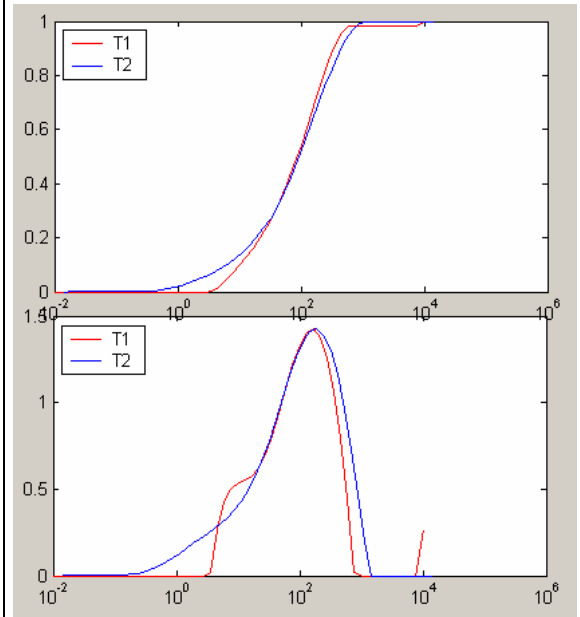
6756.42'



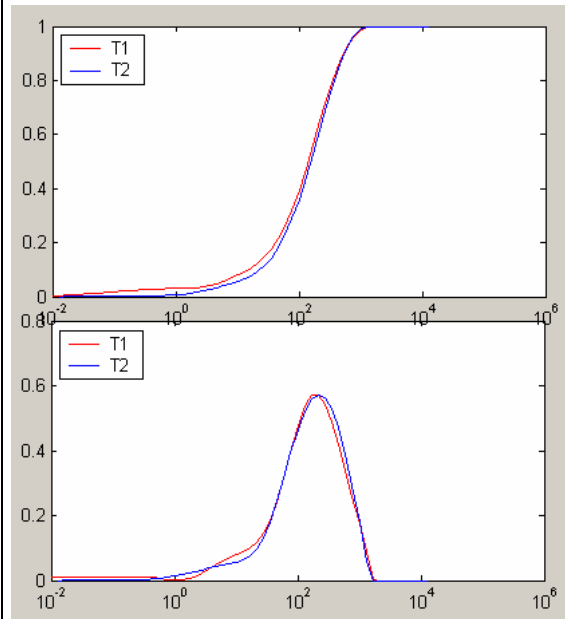
6850.5'



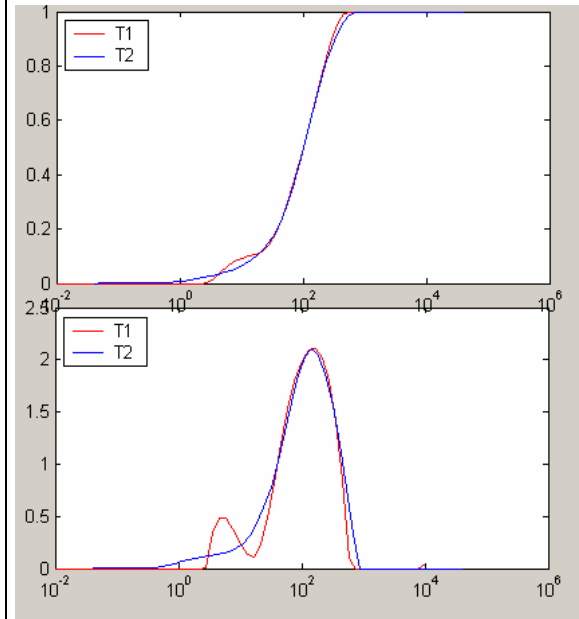
6864.08'



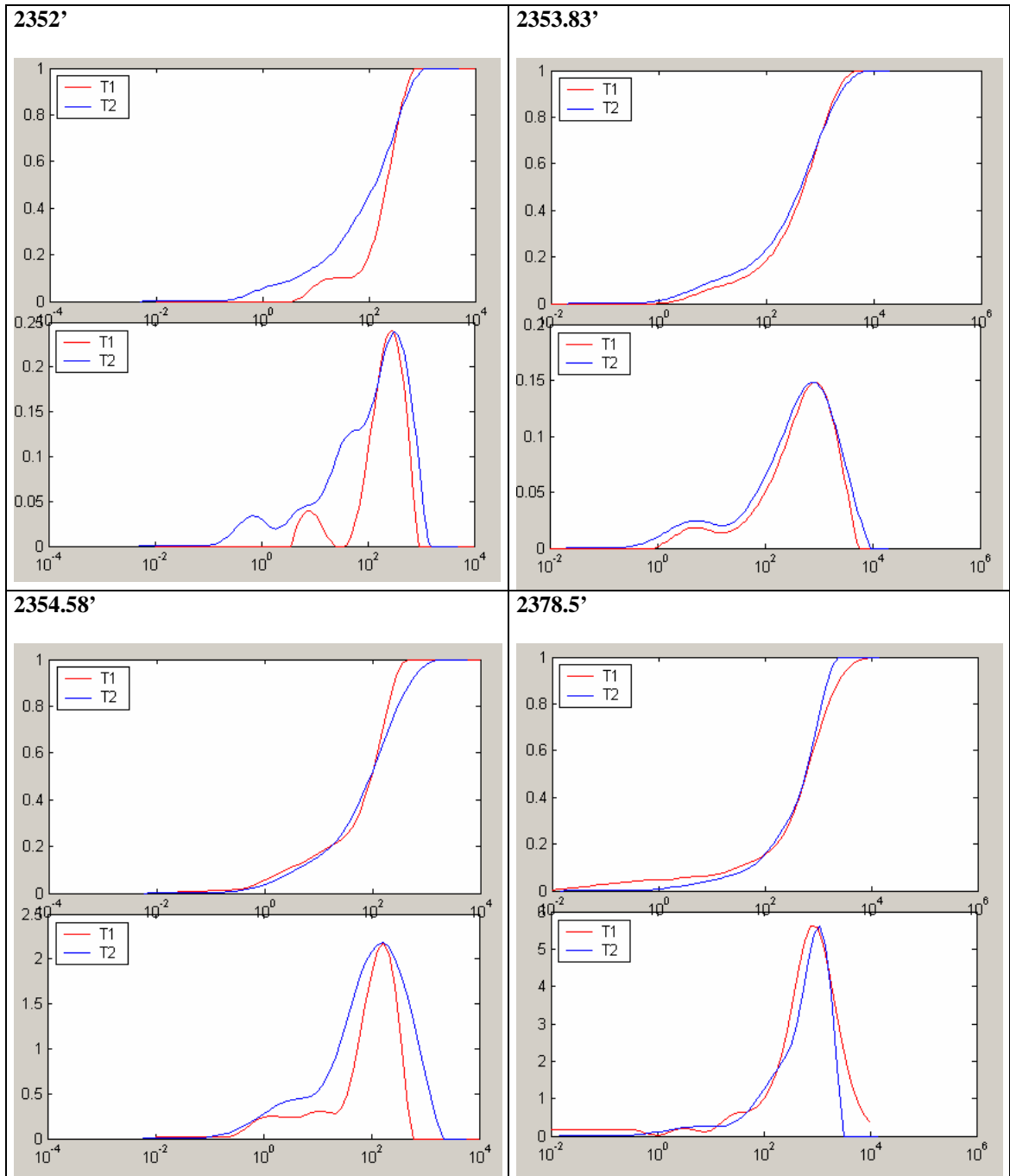
6902.42'



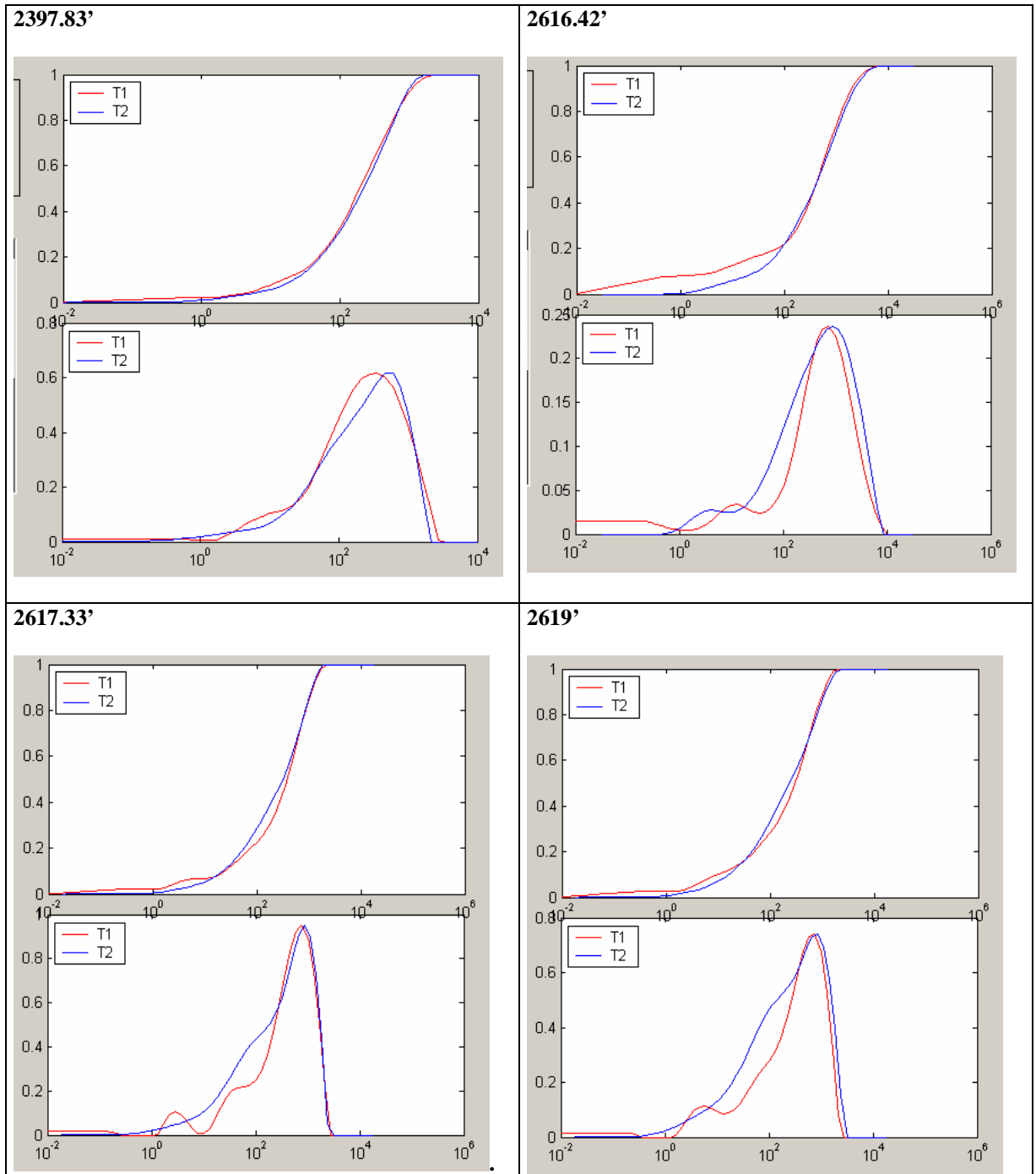
6911.08'



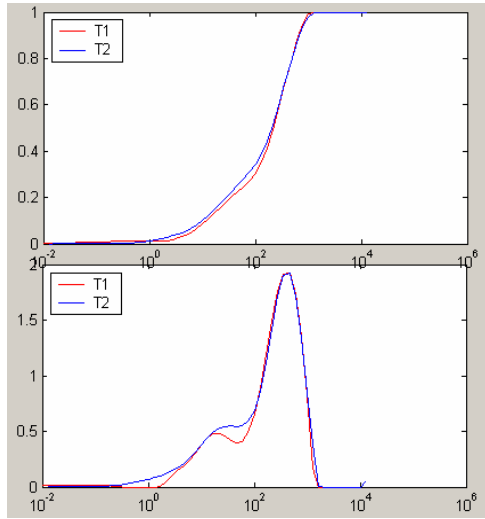
Figuras G.2. Ajuste de curvas para los plugs del Campo Santa Clara



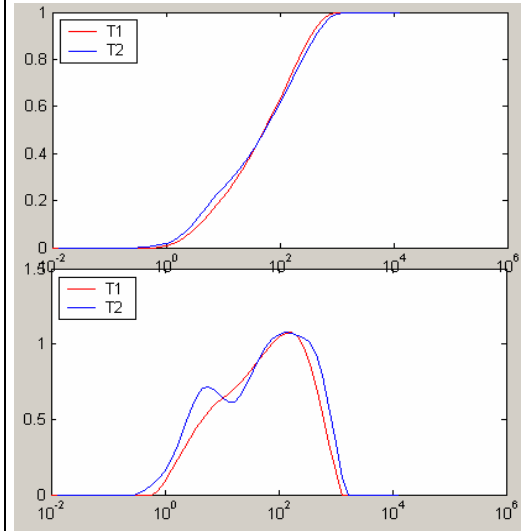
Figuras G.3. Ajuste de curvas para los plugs del Campo Cantagallo



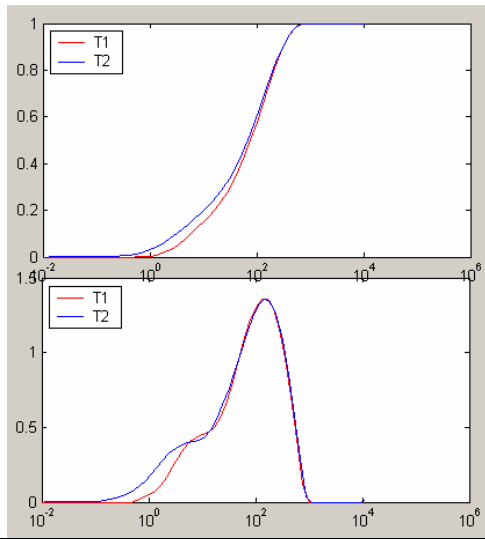
6405'



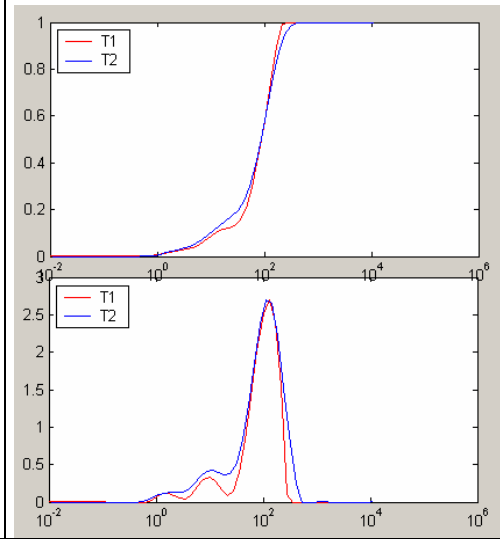
6420.5'



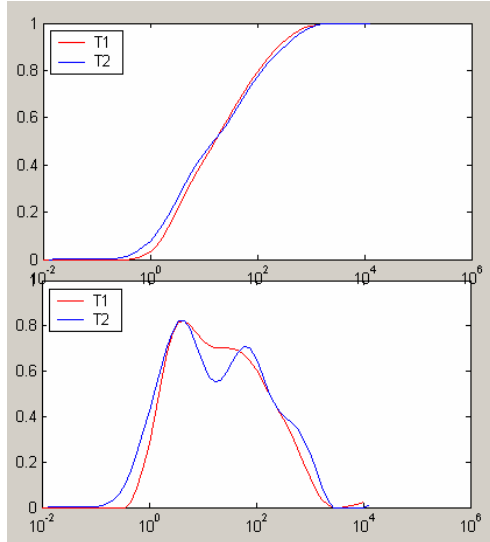
6423.5'



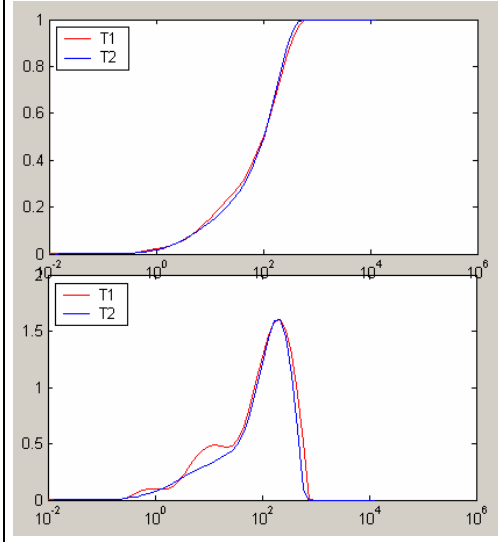
6431.5'



6814.17'



6867.17'



6869.17'

