

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA OBTENCIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA (K_r) PARA SISTEMAS DE ROCA ALTA RIGIDEZ Y ARENAS NO CONSOLIDADAS MEDIANTE LA TÉCNICA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Azuaje P. Ángel G.,
Chacón T. Olesni H.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2014.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA OBTENCIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA (K_r) PARA SISTEMAS DE ROCA ALTA RIGIDEZ Y ARENAS NO CONSOLIDADAS MEDIANTE LA TÉCNICA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Carlos Gil

TUTORES INDUSTRIALES: Msc. Richard Márquez

Lic. Marbelia Cabrera

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Azuaje P. Ángel G.,
Chacón T. Olesni H.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2014.

Caracas, Marzo 2014

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Ángel G. Azuaje P. y Olesni H. Chacón T., titulado:

“DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA OBTENCIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA (K_r) PARA SISTEMAS DE ROCA DE ALTA RIGIDEZ Y ARENAS NO CONSOLIDADAS MEDIANTE LA TÉCNICA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el (los) autor (es), lo declaran APROBADO.



Prof. Sandro Gasbarri

Jurado



Prof. Miguel Expósito

Jurado



Prof. Carlos Gil

Tutor Académico



Msc. Richard Márquez

Tutor Industrial

DEDICATORIA

A nuestros padres, sin los cuales nada hubiese pasado...

Ves cosas y dices, "¿Por qué?" Pero yo sueño cosas que nunca fueron y digo, "¿Por qué no?".

George Bernard Shaw.

Un hombre con una idea nueva es un loco hasta que la idea triunfa.

Mark Twain.

AGRADECIMIENTOS

A mi madre, Doris María, entre tantas cosas que son imposibles de expresar en un par de líneas, por apoyarme siempre, creer en mí cuando pocos lo hacen y acompañarme durante este camino de ideas excéntricas y actuaciones extrañas.

A mi padre, Soilo Azuaje, por enseñarme que el éxito no depende de tus conflictos, entorno o lugar de origen, solo depende de la fuerza y determinación con la que enfrentes cada obstáculo.

A la Universidad Central de Venezuela, por brindarme la posibilidad de adquirir el verdadero conocimiento que rige gran parte de mi actuación como profesional.

A mis amigos y compañeros. Los Ing. mecánicos Leonel, Samuel y Ramiro por enseñarme que la creatividad debería ser sinónimo de diversión. Los Ing. eléctricos Nicolás y Enrry por permitirme entender que a veces las cosas más difíciles son las más interesantes. Los Ing. petroleros William, Diego, Christian, Daniel y Pachón por su buen apoyo académico e incontables momentos cómicos.

A mi amiga, Olesni Chacón, por compartir tantos momentos divertidos, locos y sensatos durante toda la carrera y durante la elaboración de este TEG.

A PDVSA-Intevep, por permitirme desarrollar y aplicar tanto nuevo conocimiento en sus instalaciones, para la realización del presente trabajo.

Al tutor industrial, Richard Márquez, por valorar nuestras ideas, brindar tanta confianza y acceder siempre a trabajar como un equipo.

A Marbelia Cabrera, Zureisy Marín, Neel Montoya y Lilibeth Díaz, por la ayuda y todo el soporte ofrecido durante el desarrollo de este proyecto.

Al tutor Académico, Carlos Gil, por su gran ayuda, disponibilidad y ejemplo de compromiso.

A esa persona de tantos rostros y muchos nombres que de una u otra forma intervino en mi búsqueda académica. Gracias.

Ángel Azuaje.

A Dios, por ser mi guía diario, por darme la fortaleza y sabiduría para cada una de mis acciones, por colocar a personas tan valiosas en mi camino y por regalarme la familia que tengo.

A mi madre, Nila Tarazona, por ser la principal fuente de motivación e inspiración en mi vida. Por toda tu entrega, tus oraciones, tu amor incondicional y confianza. Te agradezco enormemente que me dejaras ir de tu lado cuando llegó el momento de hacerlo y permitirme hoy decirte: ¡lo logramos! Gracias por haberlo soñado conmigo desde el inicio, Te Amo.

A mi padre, Hubert Chacón, por toda la ayuda ofrecida, por creer en mí por encima de todo, por enseñarme que no existen cosas imposibles y especialmente por ser el segundo arquitecto de mi futuro. Gracias por tanto, Te Amo.

A la Universidad Central de Venezuela, por permitirme vivir una etapa de total aprendizaje y por ser la institución que me dio la formación necesaria para desempeñarme como una profesional de calidad.

Al profesor Carlos Gil, por aceptar ser el tutor académico del presente trabajo y dar su aporte en la elaboración del mismo.

A PDVSA-Intevep por darme la oportunidad de llevar a cabo este proyecto en sus instalaciones y adquirir con él tanto conocimiento.

A mi amigo y compañero del presente TEG, Ángel Azuaje, por permitirme contar contigo durante la carrera, por la dedicación mostrada en estos nueve meses y por agregar tantas risas a esta experiencia.

Al tutor industrial de este trabajo, Richard Márquez. Gracias por hacerme parte de tu equipo, por tanta confianza dada y por acompañar el desarrollo de este estudio. También agradezco a Marbelia Cabrera, Wilson Gómez, Jesús Carrero, Zureisy Marín, Lilibeth Díaz y Neel Montoya por toda la ayuda brindada durante mi estadía en la empresa.

A mis sobrinos Hubert, Douglas, Yulesni, Sebastián y Yuleska por regalarme con sus sonrisas tanta energía y motivación para seguir cada día.

A la señora Dora Briceño, por haber sido durante años una segunda madre para mí.

A mi hermano Julio Chacón y a mi tío Gaspar Bolaños, por apoyarme en este trayecto tan importante para mí.

A Ernesto Girón, por estar presente en cada uno de mis días a pesar de la distancia, por aceptarme con mi agitado ritmo universitario y por animarme en el alcance de esta meta. Te Quiero.

A Mirla Puerta, Alejandro Guillén y Mercedes Messinese por el cariño tan sincero que me han dado y por hacer suya cada una de mis alegrías.

A Lewil García, Isabel Avila y César Cedeño por ofrecerme su incondicional amistad desde inicios de la carrera y desde entonces demostrarme su afecto.

A mi amigo Diego Zarate, por tu valiosa presencia durante este recorrido. Por hacer que cada día compartido fuese tan agradable y por toda la ayuda que me diste cuando lo necesité. Gracias de verdad.

A Eliana Cortez, Gilmary Avendaño, Janisbel Teran, Ines Figueroa y Marian Barbosa por ser quienes estuvieron ahí cuando necesité hablar con alguien, por compartir mis alegrías y por regalarme tantos momentos gratos con sus ocurrencias. Asimismo agradezco a la familia Avendaño por abrirme las puertas de su hogar y hacerme sentir como un miembro más.

A mis tíos William Prieto y Manuel Tarazona, por cada palabra que en vida me dijeron y que siempre he recordado. Sé que desde el lugar donde están celebran conmigo este logro.

Olesni Chacón.

Azuaje P. Ángel G.
Chacón T. Olesni H.

DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA OBTENCIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA (K_r) PARA SISTEMAS DE ROCA ALTA RIGIDEZ Y ARENAS NO CONSOLIDADAS MEDIANTE LA TÉCNICA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)

Tutor Académico: Prof. Carlos Gil. Tutores Industriales: Msc. Richard Márquez y Lic. Marbelia Cabrera. Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2014, 255p.

Palabras Claves: Resonancia magnética nuclear (RMN), presión capilar, porosidad, permeabilidad, relaxividad, tamaño de poro, difusión y permeabilidad relativa.

Resumen. El objetivo principal de este trabajo fue determinar las curvas de permeabilidad relativa a partir de valores de presión capilar mediante la técnica de resonancia magnética nuclear (RMN). Para tal fin se seleccionaron muestras de los Campos Perla, Travi y Petrocedefo, los cuales representan tres escenarios completamente diferentes por pertenecer a sistemas de rocas carbonáticas, alta rigidez y arenas no consolidadas, respectivamente.

El equipo RMN utilizado dispone del software Green Imaging Technologies (GIT), que permite determinar importantes parámetros petrofísicos en base a los tiempos de magnetización y relajación de cada fluido de una manera rápida y precisa.

La nueva metodología diseñada en este trabajo, plantea la integración de la técnica de desplazamiento de fluidos en núcleos por centrifugación con el análisis por resonancia magnética. Siguiendo tal metodología se pudo obtener valores de propiedades petrofísicas que al ser comparados con resultados de análisis convencionales demostraron la eficacia de esta herramienta no convencional. Dentro de las propiedades petrofísicas estimadas se encuentran la porosidad absoluta, porosidad efectiva, permeabilidad absoluta, coeficiente de difusión, tamaño de poro por relaxividad, saturaciones de fluidos y principalmente las curvas de presión capilar y permeabilidad relativa. Dichas curvas presentaron un buen ajuste y modelado (Brooks-Corey Burdine), que exponen un comportamiento acorde a las heterogeneidades en las propiedades de cada muestra, según el campo al que pertenecen.

Además durante el desarrollo de este estudio se diseñó un nuevo empaque para las muestras arenas no consolidadas, dadas las necesidades de mantener los granos compactados, permitir el desplazamiento de fluidos en la arena y posteriormente poder ser introducido en el equipo RMN sin alterar la medición.

ÍNDICE

LISTA DE TABLAS	xv
LISTA DE FIGURAS	xvi
ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS	xxi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	4
EL PROBLEMA.....	4
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	6
1.2.1 Objetivo General:	6
1.2.2 Objetivos Específicos:.....	6
1.3 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	7
1.5 LIMITACIONES.....	7
MARCO TEÓRICO.....	16
2.1 ROCA	16
2.1.1 Sistemas de rocas	16
2.2 YACIMIENTO.....	17
2.2.1 Fluidos contenidos en un yacimiento	17
2.3 MUESTRAS DE ROCAS (NÚCLEOS)	18
2.4 MEDIO POROSO	18
2.5 PROPIEDADES FÍSICAS DE LA ROCA E INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO	19
2.5.1 Porosidad	19
2.5.1.1 Clasificación de la porosidad	20
2.5.1.2 Clasificación geológica de la porosidad	20
2.5.1.3 Factores que afectan la porosidad	20

2.5.2 Saturación	21
2.5.2.1 Saturación de agua connata	21
2.5.2.2 Saturación irreducible.....	21
2.5.2.3 Saturación residual	21
2.5.3 Movilidad	22
2.5.3.1 Razón de Movilidad	22
2.5.4 Mojabilidad.....	22
2.5.5 Permeabilidad	23
2.5.5.1 Ley Empírica de Darcy.....	23
2.5.5.2 Efecto Klinkenberg	23
2.5.5.3 Permeabilidad absoluta.....	24
2.5.5.4 Permeabilidad efectiva	24
2.5.5.5 Permeabilidad relativa	24
2.5.5.6 Factores que afectan a la permeabilidad relativa.	26
2.5.5.7 Modelos para generar curvas de permeabilidad relativa a partir de medidas de presión capilar	27
2.5.6 Viscosidad	31
2.5.7 Compresibilidad.....	31
2.6 PRESIÓN CAPILAR	31
2.6.1 Imbibición.....	33
2.6.2 Drenaje	33
2.6.3 Curva promedio de presión capilar	34
2.6.4 Métodos para determinar presión capilar	34
2.7 COEFICIENTE DE DIFUSIÓN (D).....	39
2.8 RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN).....	40
2.8.1 Principios Físicos	40
2.8.2 Secuencia de mediciones RMN	41
2.8.2.1 Alineación de los momentos magnéticos nucleares (polarización)	41

2.8.2.2 Perturbación de los momentos magnéticos nucleares	42
2.8.2.3 Efecto de relajación (precesión) y desfase de los protones	44
2.8.2.4 Reenfoco de los momentos magnéticos nucleares	45
2.8.2.5 Sincronización del tiempo entre mediciones de RMN	48
2.8.2.6 Mecanismos de relajación en rocas saturadas	49
2.8.3 Proceso de inversión de la señal de decaimiento de T_2	52
2.8.4 RMN en laboratorio	53
CAPÍTULO III	56
METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	56
3.1 SELECCIÓN DE MUESTRAS	57
3.2 PREPARACIÓN DE MUESTRAS	59
3.2.1 Empaque de muestras arenas no consolidadas	59
3.2.1.1 Empaque óptimo para muestras no consolidadas	62
3.2.2 Limpieza de muestras	63
3.2.3 Secado de muestras	64
3.2.4 Identificación de muestras	65
3.2.5 Registro de longitud, diámetro y peso	66
3.2.6 Medición de porosidad efectiva y permeabilidad absoluta de muestras no consolidadas	66
3.3 CENTRIFUGACIÓN 100% SATURADO	72
3.4 MEDICIÓN RMN CON MUESTRAS 100% SATURADAS	73
3.4.1 Descripción del equipo RMN	73
3.4.2 Calibración del equipo RMN	75
3.4.3 Secuencia de medición	77
3.5 CENTRIFUGACIÓN POR ETAPAS	80
3.6 MEDICIÓN RMN EN PROCESO DE DRENAJE O IMBIBICIÓN	88
3.7 OBTENCIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS, CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR Y PERMEABILIDAD RELATIVA	92

CAPÍTULO IV	99
RESULTADOS Y ANÁLISIS	99
4.1. PARÁMETROS PETROFÍSICOS	99
4.1.1. Campo Perla.....	99
4.1.2 Campo Travi.....	102
4.1.3 Campo Petrocedeño	105
4.2. COEFICIENTE DE DIFUSIÓN	107
4.3. PERFILES DE SATURACIÓN (DESPLAZAMIENTO INTERNO).....	111
4.3.1 Campo Perla.....	111
4.3.2 Campo Travi.....	112
4.3.3 Campo Petrocedeño	117
4.4 PRESIÓN CAPILAR	120
4.4.1 Campo Perla.....	120
4.4.2 Campo Travi.....	123
4.4.3 Campo Petrocedeño	130
4.5 RELAXIVIDAD	134
4.5.1 Campo Perla.....	134
4.5.2 Campo Travi.....	137
4.5.3 Campo Petrocedeño	139
4.6 PERMEABILIDAD RELATIVA	141
4.6.1 Campo Perla.....	142
4.6.2 Campo Travi.....	144
4.6.3 Campo Petrocedeño	147
CONCLUSIONES	150
RECOMENDACIONES	151
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	152
BIBLIOGRAFÍA	155
GLOSARIO.....	158

APÉNDICES	161
Apéndice A. Características y propiedades de muestras seleccionadas.	161
Apéndice B. Medidas de longitud, diámetro y peso de las muestras.	162
Apéndice C. Porosidad y permeabilidad de muestras arenas no consolidadas mediante equipo CMS-300.....	164
Apéndice D. Medidas de saturación de muestras.	165
Apéndice E. Medidas de centrifugación a muestras 100% saturadas.....	168
Apéndice F. Curvas de decaimiento T_2 en muestras 100% saturadas y a saturación irreducible.....	171
Apéndice G. Curvas de decaimiento T_1 en muestras 100% saturadas.....	179
Apéndice H. Distribución de difusión en muestras 100% saturadas.	183
Apéndice I. Perfiles de saturación para muestras 100% saturadas y centrifugadas.	187
Apéndice J. Medidas de centrifugación en procesos de drenaje e imbibición.	198
Apéndice K. Ecuaciones utilizadas para determinar propiedades petrofísicas por RMN mediante software GIT.....	203
Apéndice L. Curvas de análisis de T_2	205
Apéndice M. Parámetros petrofísicos obtenidos por RMN.	212
Apéndice N. Análisis para ajustar y seleccionar los modelos de Pc.	215
Apéndice O. Ejemplos de curvas de presión capilar arrojadas por el software GIT.	218
Apéndice P. Curvas de presión capilar determinadas por RMN.	219
Apéndice Q. Curvas de relaxividad.	224
Apéndice R. Ejemplos de curvas de permeabilidad relativa arrojadas por el software GIT.	227
Apéndice S. Curvas estimadas de permeabilidad relativa.	228

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Antecedentes del trabajo.....	9
Tabla 2.2. Calidad de petróleo y gravedad API.....	17
Tabla 2.3. Métodos experimentales utilizados en la industria petrolera para evaluar presión capilar.....	35
Tabla 2.4. Mecanismos de relajación predominantes según el tipo de fluido.....	52
Tabla 3.1. Composición de arena sintética (Campo Petrocedeño).	59
Tabla 3.2. Agua de formación Campo Perla.	68
Tabla 3.3. Agua de formación Campo Travi.	69
Tabla 3.4. Crudo característico Campo Travi.	69
Tabla 3.5. Agua sintética de formación Campo Petrocedeño.	69
Tabla 3.6. Crudo característico Campo Petrocedeño.....	69
Tabla 3.7. Parámetros usados en prueba T_2 100% saturado.....	78
Tabla 3.8. Parámetros usados en prueba T_1 100% saturado.....	78
Tabla 3.9. Parámetros usados en prueba de distribución de difusión 100% saturado.	79
Tabla 3.10. Parámetros usados en prueba de perfil de saturación (100% Saturado).....	80
Tabla 3.11. Parámetros de prueba perfil de saturación luego de centrifugación.....	89
Tabla 3.12. Parámetros de prueba T_2 luego de centrifugación (Swi).	90
Tabla 4.1 Valores obtenidos de coeficiente de difusión.	111
Tabla 4.2 Valores obtenidos de relaxividad.	141

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Muestras consolidadas.....	18
Figura 2.2. Modelo de un medio poroso.	19
Figura 2.3. Mojabilidad de la roca.....	22
Figura 2.4. Curvas típicas de permeabilidad relativa.....	25
Figura 2.5. Curvas típicas de permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo.....	27
Figura 2.6. Ascenso de agua en un capilar.	32
Figura 2.7. Curvas de presión capilar (imbibición y drenaje) vs. S_w para un sistema agua/petróleo/roca.....	33
Figura 2.8. Núcleos de hidrógeno alineados y no alineados..	41
Figura 2.9. Polarización magnética.....	42
Figura 2.10. Perturbación de los momentos magnéticos..	43
Figura 2.11. Precesión y desfase de los protones..	44
Figura 2.12. Caída de Inducción Libre (FID).....	44
Figura 2.13. Secuencia de pulso-eco Carr-Purcell, Meiboom y Grill.....	46
Figura 2.14. Ecos de momentos rotacionales.	47
Figura 2.15. Señal de decaimiento espín - red y espín - eco.	47
Figura 2.16. Señal de tiempo de relajación transversal (T_2).....	48
Figura 2.17. Sincronización de tiempo para mediciones..	49
Figura 2.18. Decaimiento en función del tamaño del poro.	50
Figura 2.19. Decaimiento por tamaño de poro.....	51
Figura 2.20. Proceso de inversión matemática.	53
Figura 3.1. Metodología experimental.	57
Figura 3.2. Ubicación Campo Perla.	57
Figura 3.3. Ubicación Campo Travi.	58
Figura 3.4. Ubicación Campo Petrocedeño.....	58
Figura 3.5. Herramientas para empacar muestras arenas no consolidadas.	60

Figura 3.6. Equipo de confinamiento.....	61
Figura 3.7. Muestras con empaque inicial.....	61
Figura 3.8. Empaques no eficientes.....	62
Figura 3.9. Herramientas usadas para empaque final.....	62
Figura 3.10. Empacamiento con material termoencogible.....	63
Figura 3.11. Equipo Dean-Stark.....	64
Figura 3.12. Horno de secado.....	65
Figura 3.13. Muestras arenas no consolidadas identificadas.....	65
Figura 3.14. Identificación de muestras Travi y Perla.....	66
Figura 3.15. Equipo CMS-300.....	66
Figura 3.16. Refrigerador industrial.....	68
Figura 3.17. Preparación de agua de formación y saturación de muestras.....	71
Figura 3.18. Proceso de centrifugación 100% saturación.....	72
Figura 3.19. Equipo de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).....	75
Figura 3.20. Muestras de calibración.....	75
Figura 3.21. Procedimiento para la calibración del equipo RMN.....	76
Figura 3.22. Datos ingresados en el software GIT.....	77
Figura 3.23. Perfil de saturación 100% saturado.....	79
Figura 3.24. Muestra Campo Perla preparada para centrifugar.....	81
Figura 3.25. Ultracentrífuga RC5B.....	81
Figura 3.26. Ultracentrífuga URC-628.....	83
Figura 3.27. Celda de desplazamiento con agua desplazada.....	83
Figura 3.28. Celda de configuración invertida.....	84
Figura 3.29. Celdas de imbibición con crudo desplazado.....	85
Figura 3.30. Centrífuga Harrier 15/80.....	85
Figura 3.31. Colocación de la muestra antes de centrifugar.....	86
Figura 3.32. Desplazamiento del agua por acción del crudo.....	87
Figura 3.33. Corte transversal de la muestra NC-1.....	87

Figura 3.34. Muestra no consolidada luego de centrifugación aire/agua.....	88
Figura 3.35. Datos de estado de la muestra.....	88
Figura 3.36. Perfiles de saturación luego de centrifugación.	89
Figura 3.37. Capilares representativos del sistema de fluidos Travi.	91
Figura 3.38. Perfiles de saturación evaluados en los capilares representativos.	91
Figura 3.39. Proceso de análisis de la curva T_2	93
Figura 3.40. Selección de perfiles de saturación.	94
Figura 3.41. Curva de presión capilar obtenida en el proceso.	95
Figura 3.42. Gráfica de valor de relaxividad.	96
Figura 3.43. Curva de permeabilidad relativa.	97
Figura 4.1 Correlación entre porosidad RMN y porosidad convencional Campo Perla.	99
Figura 4.2. Relación porcentual de los tipos de porosidad. Campo Perla.....	100
Figura 4.3. Correlación entre permeabilidad RMN y permeabilidad convencional. Campo Perla.	101
Figura 4.4. Correlación entre porosidad RMN y porosidad convencional. Campo Travi.	102
Figura 4.5. Relación porcentual de los tipos de porosidad. Campo Travi.	103
Figura 4.6. Correlación entre permeabilidad RMN y permeabilidad convencional. Campo Travi.	104
Figura 4.7. Correlación entre porosidad RMN y porosidad convencional. Campo Petrocedeño.	105
Figura 4.8. Relación porcentual de los tipos de porosidad (Campo Petrocedeño).....	106
Figura 4.9 Permeabilidad Absoluta de muestras Campo Petrocedeño.	107
Figura 4.10. Curvas de distribución de difusión. Campo Perla.....	108
Figura 4.11. Curvas de distribución de difusión. Campo Travi.	109
Figura 4.12 Curvas de distribución de difusión Campo Petrocedeño.....	110
Figura 4.13. Perfiles de Saturación para drenaje aire/ agua Campo Perla.	112
Figura 4.14. Perfiles de saturación líquido/líquido Campo Travi.....	114
Figura 4.15. Perfiles de saturación para drenaje aire/ agua Campo Travi.	115
Figura 4.16. Perfiles de saturación para drenaje aire/crudo Campo Travi.....	116

Figura 4.17. Comparación entre perfiles de saturación. Campo Travi.	117
Figura 4.18. Perfiles de saturación para imbibición crudo/agua. Campo Petrocedaño.	118
Figura 4.19. Perfiles de saturación para drenaje aire/agua. Campo Petrocedaño.....	119
Figura 4.20. Comparación entre perfiles de saturación. Campo Petrocedaño.	120
Figura 4.21. Curvas de presión capilar para drenaje aire/ agua Campo Perla.....	121
Figura 4.22. Curvas de presión capilar en drenaje aire/agua para el conjunto de muestras del Campo Perla.	122
Figura 4.23. Curvas de presión capilar para drenaje aire/agua Campo Travi.	124
Figura 4.24. Curvas de Presión Capilar en drenaje aire/agua para el conjunto de muestras del Campo Travi.....	125
Figura 4.25. Curvas de Presión Capilar para drenaje aire/ crudo Campo Travi.....	126
Figura 4.26. Curvas de presión capilar en drenaje aire/ crudo para el conjunto de muestras del Campo Travi.....	128
Figura 4.27. Comparación entre curvas de presión capilar. Campo Travi.....	129
Figura 4.28. Curvas de presión capilar para drenaje aire/ agua Campo Petrocedaño.....	130
Figura 4.29. Curvas de presión capilar en drenaje aire/ agua al conjunto de muestras del Campo Petrocedaño.	132
Figura 4.30. Curvas de presión capilar para drenaje aire/ crudo Campo Petrocedaño.	133
Figura 4.31. Curvas de presión capilar en imbibición crudo/ agua al conjunto de muestras del Campo Petrocedaño.	134
Figura 4.32. Gráficas de relaxividad Campo Perla.	136
Figura 4.33. Tamaño de poro a partir de relaxividad Campo Perla.....	137
Figura 4.34. Gráficas de relaxividad Campo Travi.	138
Figura 4.35. Tamaño de poro a partir de relaxividad Campo Travi.	139
Figura 4.36. Gráficas de relaxividad Campo Petrocedaño.....	140
Figura 4.37. Tamaño de poro a partir de la relaxividad Campo Petrocedaño.....	141
Figura 4.38. Curvas de permeabilidad relativa en drenaje aire/ agua. Campo Perla.	143
Figura 4.39. Curvas de permeabilidad relativa en drenaje aire/ agua. Campo Travi.	146
Figura 4.40. Curvas de permeabilidad relativa en drenaje aire/ crudo. Campo Travi.	147
Figura 4.41. Curvas de permeabilidad relativa en drenaje aire/ agua. Campo Petrocedaño.....	148

Figura 4.42. Curvas de permeabilidad relativa en drenaje aire/ agua. Campo Petrocedeño..... 149

ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

API: American Petroleum Institute

A: Área

b: Parámetro de influencia del tamaño de poro y el camino libre medio del gas

B_0 : Campo magnético estático

B_1 : Campo magnético de radio frecuencia

C: Compresión

cm: 1×10^{-2} metros

$C2_x$: Factor de forma geométrica

D: Coeficiente de difusión

f: Frecuencia de Larmor

g: Gramos

GIT: Green Imaging Technologies

h: Horas

K: Permeabilidad

K_f : Permeabilidad efectiva

K_g : Permeabilidad efectiva del gas

K_o : Permeabilidad efectiva del petróleo

K_r : Permeabilidad relativa

K_{ro} : Permeabilidad relativa al petróleo

K_w : Permeabilidad relativa al agua

K_{rw} : Permeabilidad relativa de la fase mojante

K_{rnw} : Permeabilidad relativa de la fase no mojante

K_w : Permeabilidad efectiva del agua

K_∞ : Permeabilidad extrapolada a una presión infinita

L: Longitud

m: Metros

MB: Megabytes

mD: 1×10^{-3} Darcy

MHz: 1×10^6 Hertz

min: Minutos

mm: 1×10^{-3} metros

ml: 1×10^{-3} litros

M(t): Magnitud de la magnetización transversal a un tiempo dado

$M_0(t)$: Magnitud de la magnetización transversal inicial

ms: 1×10^{-3} segundos

NE: Número de ecos

P: Presión

P_c : Presión capilar

P_d : Presión capilar de desplazamiento

P_{nw} : Presión de la fase no mojante

ppm: Partes por millón
 Psi: Pound square inch (libra por pulgada cuadrada)
 P_x : Presión de entrada
 q : Tasa de flujo
 r : Distancia radial
 RMN: Resonancia magnética nuclear
 RPM: Velocidad de centrifugación
 S_g : Saturación de gas
 S_{m} : Mínima saturación de la fase mojante de la curva de presión capilar
 S_o : Saturación de petróleo
 S_{or} : Saturación residual de petróleo
 SPE: Society of Petroleum Engineers
 S_w : Saturación de agua
 S_w^* : Saturación de la fase mojante normalizada
 S_{wi} : Saturación irreducible de agua
 S_{wr} : Saturación residual de la fase mojante
 T : Temperatura
 t : Tiempo
 TE: Espaciamiento entre ecos
 TW: Tiempo de polarización
 T_1 : Tiempo de relajación longitudinal
 T_2 : Tiempo de relajación transversal
 V : Volumen
 V_f : Volumen de fluido
 V_p : Volumen poroso
 V_t : Volumen total
 α : Ángulo de buzamiento
 δ : Espesor de membrana
 \emptyset : Porosidad
 γ : Relación giromagnética
 τ_w : Tortuosidad de la fase mojante
 τ_{nw} : Tortuosidad de la fase no mojante
 λ : Índice de distribución de tamaño de poro
 λ_w : Movilidad del agua
 λ_o : Movilidad del petróleo
 λ_{rw} : Relación de tortuosidad de la fase mojante
 λ_{rnw} : Relación de tortuosidad de la fase no mojante
 μ : Viscosidad dinámica
 μ s: 1×10^{-6} segundos
 θ : Ángulo de contacto
 ρ : Relaxividad
 ρ : Densidad

ρ_1 : Densidad del líquido que satura
 ρ_2 : Densidad del líquido que desplaza
 σ : Tensión superficial
 Δc : Diferencia de concentraciones molares
 Δp : Gradiente de presión

INTRODUCCIÓN

La Resonancia Magnética Nuclear (RMN) fue descrita en el año 1946 por los físicos estadounidenses, Bloch y Purcell, quienes seis años más tarde reciben el premio Nobel en Física por sus aportes realizados en esta área. Hoy en día, la resonancia magnética nuclear representa una herramienta de gran importancia para las áreas de la física, química, biología, medicina, entre otras. Particularmente, la técnica exhibe avances relevantes en el ámbito de la industria petrolera, como técnica de medición para la identificación de diferentes propiedades y características de yacimientos en estudio. La aplicación de la tecnología de resonancia magnética nuclear, permite adquirir datos fundamentales para desarrollar y mejorar los modelos de yacimiento y tomar decisiones adecuadas en la selección de intervalos a perforar, ayudando además a evaluar el espesor productivo neto y por tanto las reservas.

Esta técnica se fundamenta en el uso de imanes permanentes y pulsos de radio frecuencia, que actúan sobre los momentos magnéticos que poseen los diferentes elementos en la naturaleza. Entre las variables petrofísicas que se pueden obtener de esta herramienta se encuentran la porosidad, radio de garganta, distribución del tamaño de los poros, saturación de agua irreducible y de fluidos producibles, permeabilidad absoluta, entre otras.

Con la finalidad de contribuir aún más con la industria petrolera en la toma de decisiones para la evaluación de formaciones, es necesario profundizar en aquellas propiedades que permitan tener un entendimiento más claro del comportamiento de flujo del yacimiento. Una de estas propiedades es la permeabilidad relativa, que hace posible estudiar la movilidad de fluidos en una formación petrolífera, así como inferir la condición de mojado que exista en la roca.

En este sentido, la presente investigación desarrolla una metodología para obtener las curvas de permeabilidad relativa a través de las correlaciones que ofrece el software Green Imaging Technologies (GIT) del equipo de Resonancia Magnética Nuclear, como lo es la correlación de Corey-Burdine. La determinación de las curvas de permeabilidad relativa se basa principalmente en los valores de presión capilar derivados de las pruebas de desplazamiento en núcleos, medidos con el equipo de RMN, dado a que es conocido que la presión capilar está estrechamente ligada a la estructura interna de la roca y a todas las interacciones roca-fluido que allí ocurren. Los núcleos en los que se centra esta investigación pertenecen a sistemas de rocas alta rigidez y arenas no consolidadas, que en otras palabras, son muestras de núcleo con una diferencia de



permeabilidad marcada. De manera adicional, se trabaja con un grupo de muestras consolidadas para desarrollar a fondo la metodología y verificar la aplicabilidad de la misma.

Además de la permeabilidad relativa, en el presente trabajo se estiman otras propiedades petrofísicas de gran interés para la industria petrolera (porosidad, permeabilidad absoluta y efectiva, etc.) y se estudia la influencia del coeficiente de difusión sobre los sistemas seleccionados. Estos parámetros son importantes para la evaluación apropiada de yacimientos y se hacen relevantes al momento de realizar la simulación de procesos de inyección.

El Capítulo 1 expone el problema que origina esta investigación y la forma en que se plantea resolver el mismo. En el Capítulo 2 se aprecia una síntesis de los fundamentos teóricos relacionados a este trabajo, principalmente presión capilar, permeabilidad relativa y resonancia magnética nuclear, los cuales permiten conocer y entender de manera más clara el estudio que se realiza. Por su parte el Capítulo 3 describe de manera detallada y secuencial los diferentes procedimientos y equipos utilizados para el desarrollo de las pruebas de desplazamiento, que permiten evaluar la presión capilar por RMN y determinar a partir de ésta la permeabilidad relativa. El Capítulo 4 contiene los resultados de la investigación y la discusión asociada a los mismos. En secciones posteriores se presentan las conclusiones y recomendaciones generadas tras culminar este trabajo.



CAPÍTULO I

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El estudio de yacimientos de petróleo desde sus inicios ha estado orientado a proporcionar información de interés que permita a los profesionales de la materia llevar a cabo la caracterización y simulación de estos reservorios. En este estudio se hace necesario conocer diferentes propiedades con las que sea posible desarrollar relaciones de comportamiento que reflejen el estado del yacimiento o la variación del mismo a lo largo del tiempo. La permeabilidad es una de estas propiedades importantes y por tanto, la industria se ha enfocado en buscar la manera de obtener información confiable y precisa de ésta, aunque existen pocas fuentes para obtenerla directamente. Además, se debe considerar que las herramientas que permiten conocer tal parámetro, presentan la limitante de arrojar resultados en largos períodos de tiempo, lo que implica altos costos.

La Resonancia Magnética Nuclear (RMN) es una de las técnicas que han sido desarrolladas durante varios años y dirigida al campo de la ingeniería de petróleo como una herramienta de registro que a través de correlaciones muestre una medida de la permeabilidad de la formación. A nivel de laboratorio, esta tecnología también permite analizar muestras representativas de roca, reflejando resultados estimados sobre diferentes propiedades, incluyendo la permeabilidad absoluta. Esta medida de la permeabilidad es generada por RMN mediante la combinación de modelos y relaciones teóricas-experimentales.

Considerando que a partir de la técnica de RMN, en cuanto a permeabilidad se refiere, únicamente determina la absoluta, se hace necesario identificar un método mediante el cual se pueda calcular la permeabilidad relativa. La permeabilidad relativa es una propiedad de gran importancia en la ingeniería de petróleo, el cual permite caracterizar las propiedades de flujo de un yacimiento con el objetivo de manejar el desarrollo de un campo petrolero, tanto en etapas de producción por flujo natural como en procesos de recuperación mejorada. La determinación de la permeabilidad relativa es un problema complejo que depende fuertemente de la geometría de la roca y su interacción con los fluidos del yacimiento (mojabilidad).



En este contexto, la presente investigación plantea el diseño de una metodología para la obtención de curvas de permeabilidad relativa mediante la técnica de resonancia magnética nuclear a partir de valores de presión capilar. En atención a lo expuesto, la presión capilar se proyecta como la propiedad clave para este estudio, ya que depende de la microestructura del poro; característica inherente a los dos sistemas porosos evaluados en el laboratorio durante este trabajo (rocas alta rigidez y arenas no consolidadas). Siendo estos dos de gran interés para la Gerencia Departamental de Esquemas de Explotación de PDVSA-Intevep, por representar los extremos de los sistemas de rocas conocidos en la industria petrolera.

Con la finalidad de verificar la eficiencia de la metodología desarrollada, también se estudia un grupo de muestras carbonáticas, lo cual permite conocer el comportamiento de esta técnica cuando se tienen muestras que se alejan de los dos escenarios planteados inicialmente (sistemas de rocas alta rigidez y arenas no consolidadas).

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General:

Diseñar una metodología que permita la generación de curvas de Permeabilidad Relativa (K_r) para sistemas de rocas alta rigidez y arenas no consolidadas a partir de valores de Presión Capilar (P_c) mediante la técnica no convencional de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).

1.2.2 Objetivos Específicos:

- Identificar los sistemas de rocas a estudiar.
- Valorar los criterios que deben tomarse en cuenta para la realización de los análisis de roca por Resonancia Magnética Nuclear (RMN).
- Inferir la influencia del coeficiente de difusión sobre los sistemas a estudiar.
- Estimar los parámetros petrofísicos en los sistemas de rocas por Resonancia Magnética Nuclear (RMN).
- Proponer una metodología para la determinación de curvas de permeabilidad relativa (K_r) a partir de las medidas de presión capilar (P_c) mediante la técnica de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).

1.3 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

El presente trabajo de investigación apremia el diseño de una metodología para la obtención de curvas de permeabilidad relativa mediante la técnica de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) en muestras provenientes del Campo Travi, Campo Petrocedeño y Campo Perla (campo adicional para la verificación de la metodología).

El estudio de laboratorio se enfoca en trabajar con muestras de sistemas de rocas alta rigidez y arenas no consolidadas, los cuales constituyen los extremos de los diferentes sistemas de rocas. Es decir, se estudia muestras con baja permeabilidad (como las encontradas en los yacimientos tipo tight sands) y muestras con permeabilidad representativa de la Faja Petrolífera del Orinoco, respectivamente. A este análisis se agrega un grupo de muestras carbonáticas que permiten validar el funcionamiento de esta metodología para cualquier sistema de roca conocido.

Asimismo, se quiere verificar que las curvas de presión capilar y permeabilidad relativa determinadas cumplan con las características asociadas a cada tipo de muestra seleccionado.



1.4 JUSTIFICACIÓN

La industria petrolera avanza cada día más, es por ello que se hace necesario la incorporación de nuevas técnicas para el análisis y determinación de las diferentes propiedades relacionadas al reservorio, de tal manera que se tenga un mayor control y conocimiento del mismo.

Una de estas técnicas es la de Resonancia Magnética Nuclear (RMN), la cual tiene alta eficiencia en la obtención de propiedades petrofísicas tanto en campo como a nivel de laboratorio; la RMN además ofrece resultados en cortos períodos de tiempo en comparación con otras técnicas enfocadas al mismo trabajo, sin modificar la estructura de las muestras ni causar daños a las mismas que impidan si se quiere, volver a analizarlas en el futuro. Es importante acotar que esta técnica no permite conocer directamente la permeabilidad relativa de los fluidos en el yacimiento, sino la permeabilidad absoluta. Debido a esto la Gerencia Departamental de Esquemas de Explotación de PDVSA-Intevep requiere que por medio de valores de presión capilar se puedan inferir las curvas de permeabilidad relativa de los sistemas de roca de interés, para ello en este trabajo se plantea el diseño de una metodología que resuelva tal caso.

1.5 LIMITACIONES

En la actualidad la utilización de la técnica de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) ha tenido un auge en la industria petrolera, permitiendo determinar distintas propiedades roca-fluido, entre estas la permeabilidad relativa de diferentes sistemas. Sin embargo, hasta ahora en las instalaciones de PDVSA - Intevep no se había determinado esta propiedad mediante valores de presión capilar por RMN, objetivo principal de este trabajo, por lo cual no existía una metodología de trabajo para tal caso. A nivel internacional, existen muy pocos estudios publicados sobre tal metodología, es por ello que no había a disposición una referencia sólida, a la cual acudir durante el desarrollo de esta investigación.

En cuanto al trabajo experimental, uno de los obstáculos encontrados para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa, fue el hecho de que el equipo RMN no diferenciara la señal de magnetización del agua con respecto al crudo liviano, cuando se desplazaban ambos fluidos en las muestras del Campo Travi. Para este caso, lo recomendado es usar un fluido no radiactivo, es decir que no genere una señal magnética en el equipo, tal como lo es el óxido de deuterio (agua pesada). Este último no se encuentra disponible en el laboratorio y es difícil adquirirlo, debido a que no se produce en el país.

Por otro lado, para el desplazamiento líquido-líquido se disponía de un tipo de celda que solo era compatible con determinada centrífuga, lo que implicó que se tuviese que trabajar bajo las condiciones que ofrecía ese equipo.



CAPÍTULO II

CAPÍTULO II

ESTADO DEL ARTE

Los trabajos anteriores a esta investigación se presentan a continuación. Los mismos están relacionados a temas inherentes con la resonancia magnética nuclear, permeabilidad relativa, presión capilar y sistemas de rocas de alta rigidez y arenas no consolidadas.

Tabla 2.1. Antecedentes del trabajo.

Título de la investigación	Resumen	Términos clave
<p><i>Un método reciente para la construcción de curvas de presión capilar usando los datos de registro RMN, aplicado a la evaluación de yacimientos ^[1].</i></p>	<p>La precisión del método es verificada mediante experimentos de inyección de mercurio. Considerando el límite de la cantidad de datos de presión capilar, el método se desarrolló para extraer el parámetro de Swanson de la distribución de T_2 de RMN y estimar la permeabilidad del yacimiento. Esta nueva técnica para estimar el parámetro de Swanson a partir de T_2 de RMN puede ser usado para estimar la permeabilidad bajo condiciones de yacimiento. Además se hace una comparación entre los resultados, los datos de núcleo y la saturación de agua mediante Archie para verificar la exactitud del método.</p>	<p><u>Parámetro de Swanson:</u> correlación entre permeabilidad y presión capilar.</p> <p><u>Ecuación de Archie:</u> permite calcular la saturación original de agua en la formación</p>
Año	N° de referencia. Autores	
2008	<p>SPE 11863. Xiao Chang y Yuan Yun-Chao.</p>	

Título de la investigación	Resumen	Términos clave
<i>Ejemplos de la estimación de presión capilar y curvas de permeabilidad relativa a partir de probadores de formación</i> ^[2] .	Se habla de un nuevo método que determina la Kr. y curvas de Pc a partir de resistividad y medidas de probadores de formación (presión y flujo fraccional). En contraste con los enfoques previos se estima un conjunto de parámetros Modified Brooks- Corey (MBC), radio de invasión, porosidad y saturación de los fluidos para resolver problemas de inversión no lineal a través de varios lazos de iteración.	<p><u>Modified Brooks-Corey (MBC):</u> relaciones de Kr y Pc con saturaciones de fluidos.</p> <p><u>Inversión no lineal:</u> Es un marco general que se utiliza cuando se quiere convertir la medición observada de un sistema en información de interés.</p>
Año	N° de referencia. Autores	
2008	SPE 115888 Angeles Renzo, Hadibeik Abdolhamid y Torres Carlos	

Título de la investigación	Resumen	Términos clave
<i>Presión capilar y permeabilidad relativa en núcleos pequeños</i> ^[3] .	Se presentan los resultados luego de calcular la Pc por drenaje primario y la Kr hecho a núcleos de tamaño que van desde 0,5 a 12 cc. La Pc fue obtenida mediante centrifugación y luego validada con la técnica de plato poroso. Los datos de Kr fueron obtenidos mediante el ajuste histórico de datos de desplazamiento en estado inestable. Los resultados demostraron que medidas seguras de presión capilar y Kr pueden ser realizadas a núcleos pequeños y muestras de carbonatos de tamaño similar a las que se usan en el escaneo de <i>micro-imaging</i> .	<p><u>Drenaje Primario:</u> proceso de cambio en las saturaciones cuando se desplaza Agua con Crudo.</p> <p><u>Centrifugadora:</u> Equipo usado en laboratorio para realizar pruebas de separación de fluidos.</p>
Año	N° de referencia. Autores	
2008	SPE 113386 Olafuyi A., Cinar Y. y Knackstedt M.	

Título de la investigación	Resumen	Términos clave
<p><i>Nuevo método para determinar curvas de presión capilar a partir de datos RMN^[4].</i></p>	<p>En vista de los problemas que existen cuando se analizan muestras con marcadas variaciones en su estructura de poro, un método práctico es realizar una conversión de escala que permita construir las curvas de Pc, esto es fundamentado en un profundo análisis morfológico cuando se realiza la experimentación con inyección de mercurio. Se realizaron análisis a 50 muestras de núcleos usando la función J y el modelo clásico de SDR, mediante experimentos RMN e inyección de mercurio simultáneamente. El resultado muestra que el método es efectivo para ser aplicado y desplegado en campos de petróleo.</p>	<p><u>Modelo Schlumberger-Doll-Research (SDR):</u> es un modelo de correlación para la Kr, entre porosidad y T_2 por RMN.</p> <p><u>Función de J Leverett:</u> permite describir la Pc en función de la saturación de agua.</p>
Año	N° de referencia. Autores	
2009	<p>SPE 126735</p> <p>Zhang Chong y Xiao Liang</p>	

Título de la investigación	Resumen	Términos clave
<p><i>Determinación de curvas de presión capilar a partir de medidas de saturación por RMN^[5].</i></p>	<p>Se describe un nuevo método llamado GIT-CAP para determinar curvas de presión capilar partiendo de la centrifugación de núcleos y su medida directa en referencia a la distribución de saturación de fluidos mediante RMN.</p> <p>La técnica se plantea como rápida e ideal para núcleos con baja permeabilidad.</p>	<p><u>GIT:</u> Software de la compañía Green Imaging Technologies.</p> <p><u>Método Hassler y Brunner:</u> Técnica basada en la centrifugación de núcleos y cálculo de Pc a partir de su ecuación.</p>
Año	N° de referencia. Autores	
2009	<p>CWLS</p> <p>Derrick P. Green. GIT.</p>	

Título de la investigación	Resumen	Términos clave
<p><i>Comparación de métodos de estimación de permeabilidad relativa mediante experimentos de desplazamiento por drenaje primario</i> ^[6].</p>	<p>Se aplican una variedad de métodos analíticos, semi-analíticos y de ajuste histórico para estudiar los datos experimentales de desplazamientos en estado inestable de agua-petróleo. El análisis involucra dos tipos de errores: errores parciales y variables. La comparación de diferentes métodos analíticos mostró, que entre ellos existe una buena concordancia pero difieren de los métodos semi-analíticos y de los métodos de juste histórico.</p>	<p><u>Errores parciales:</u> resultan del suavizado y diferenciación de los datos experimentales</p> <p><u>Errores variables:</u> ocurren debido a la incertidumbre estadística en las mediciones.</p>
Año	N° de referencia. Autores	
2010	SPE 129678 Hussain F. y Cinar Y.	

Título de la investigación	Resumen	Términos clave
<p><i>Modelaje e investigación de la influencia de heterogeneidad capilar en la Kr</i> ^[7].</p>	<p>Se aplica la técnica reciente desarrollada por Krause para la caracterización precisa de la heterogeneidad a escala de sub-núcleos, para investigar la dependencia de la tasa de flujo de la Kr. Se demostró esta dependencia usando dos muestras de núcleo, la primera con arena Berea de baja heterogeneidad y la otra, una arena heterogénea proveniente de una cuenca de Australia. Los resultados demuestran que en la arena Berea, el impacto de la baja heterogeneidad es significativa, además se manifiesta una mayor dependencia entre el flujo aparente y la Kr en función de la heterogeneidad.</p>	<p><u>Heterogeneidad:</u> variaciones en las propiedades de un sistema determinado.</p>
Año	N° de referencia. Autores	
2010	SPE 160909 Krause M.H.	

Título de la investigación	Resumen	Términos clave
<p><i>Determinación de presión capilar a partir de registros de RMN en el campo de turbidita en Nigeria sobre aguas profundas. Una comparación para los modelos de saturación mediante curvas de presión capilar de drenaje SCAL ^[8].</i></p>	<p>Se prueba el enfoque alternativo de Yakov Volokitin para derivar las curvas de Kr a partir de datos RMN en un campo de aguas profundas en Nigeria y es comparado con los datos de Pc mediante inyección de mercurio en núcleos de fondo de pozo, a lo largo del yacimiento.</p> <p>Los resultados del estudio confirman que la técnica RMN es rápida, barata y no destructiva para determinar las curvas de Pc a lo largo de todo el yacimiento en el campo.</p>	<p><u>Modelo Volokitin:</u> Volokitin determinó una constante de conversión que permite relacionar Pc con T_2.</p>
Año	N° de referencia. Autores	
2011	<p>SPE 150749 Arogun O.y Nwosu C</p>	

Título de la investigación	Resumen	Términos clave
<p><i>Efecto de la tensión interfacial en la permeabilidad relativa agua/petróleo y en la saturación residual considerando la presión capilar ^[9].</i></p>	<p>Se describe el trabajo experimental y de simulación que se realizó para entender como la saturación residual a diferentes números capilares depende de los efectos capilares finales y de la tasa de producción. Las correctas funciones de Kr para efectos capilares finales fueron derivadas del ajuste numérico de los experimentos de producción y caída de presión. Se concluye que la permeabilidad relativa encontrada cambia con los números capilares.</p>	<p><u>Número capilar (Nc):</u> relación entre las fuerzas viscosas y la tensión interfacial para el paso de fluidos a través de un capilar.</p> <p><u>Surfactante:</u> agentes de humectación que disminuyen la tensión interfacial de líquidos, mediante dispersión.</p>
Año	N° de referencia. Autores	
2011	<p>SPE 143028 Andrew C., Fjelde I. y Lohne A.</p>	

Título de la investigación	Resumen	Términos clave
<p><i>Predicción de la permeabilidad relativa a partir de las respuestas de relajación-difusión del RMN, utilizando imágenes de alta resolución micro Xray-ct^[10].</i></p>	<p>En este trabajo se usaron imágenes de rayos x de alta resolución para muestras provenientes de arenas Berea y Bentheimer y se simuló las respuestas de difusión-relajación para el caso de drenaje de fluido no mojante a diferentes campos magnéticos (2Mhz, 12 y 400 Mhz). Se utilizó el modelo SDR para predecir la permeabilidad absoluta y relativa.</p> <p>Una gran variedad de correlaciones incluyendo información de resistividad fueron consideradas y correlaciones entre Kr y respuesta RMN son utilizadas para optimizar la mejor secuencia de adquisición e interpretación RMN.</p>	<p><u>Rayos X:</u> es una radiación electromagnética, invisible, capaz de atravesar cuerpos opacos. Son de la misma naturaleza de los rayos gamma.</p>
Año	N° de referencia. Autores	
2012	<p>SPE 158167</p> <p>Alghamdi T., Aramco S. y Arns C.</p>	

Título de la investigación	Resumen	Términos clave
<p><i>Determinación simultanea de presión capilar y permeabilidad relativa^[11].</i></p>	<p>Usando el software Sendra se determina simultáneamente la Kr y Pc para flujo sencillo de dos fases. Con el uso de este software una primera simulación fue desarrollada y a los resultados se le aplicó un ajuste histórico usando datos de núcleos desplazados. El experimento de desplazamiento de núcleos fue el estándar para imbibición y drenaje con una presión impuesta. La Pc y Kr son comparadas usando diferentes correlaciones disponibles en el software. Después de la comparación se selecciona la mejor de cada una.</p>	<p><u>Software Sendra:</u> es un simulador para flujo de dos fases en núcleos, desarrollado para validar resultados de análisis convencionales.</p>
Año	N° de referencia. Autores	
2012	<p>SPE 160878</p> <p>Hashmet M., Majidai S. y Mushtaq M</p>	

Título de la investigación	Resumen	Términos clave
<p><i>Avances en medidas estándares y en medidas de propiedades de flujo en rocas alta rigidez, tal como la lutita ^[12].</i></p>	<p>Discuten una técnica de estado estable para medir K en muestras de rocas alta rigidez intactas bajo esfuerzos de sobrecarga. Se presentan las mediciones estándares de la K fundamentadas en los principios básicos que sirven como fondo para las medidas realizadas en el rango de 10 y 10,000 nanodarcys. Se desarrolló un aparato para medir Kr en muestras alta rigidez y los resultados sugieren que no hay una tendencia sistemática entre las medidas de K en estado estable realizadas a tapones de muestras y los resultados reportados por los proveedores usando la técnica de triturado de núcleo.</p>	<p><u>Estado estable</u>: sistema físico en donde las características del mismo no varían con el tiempo</p>
Año	N° de referencia. Autores	
2012	<p>SPE 152257 Sinha S., Braun E. y Passey Q.</p>	

Título de la investigación	Resumen	Términos clave
<p><i>Soluciones para Yacimientos Complejos mediante mediciones de tipo de fluido y Permeabilidad por RMN ^[13].</i></p>	<p>Se presentan tres ejemplos de mediciones con RMN a yacimientos complejos. Uno con lentes de arena, otro con lechos delgados de arena y secuencias de esquistos y el último yacimiento con conglomerados y arcillas, cada uno es evaluado en referencia al tipo de fluido y K. La porosidad efectiva, tipos de fluidos y K son resueltos con precisión por la herramienta RMN. La K fue calculada mediante la ecuación de Bray-Smith.</p>	<p><u>Ecuación de Bray-Smith</u>: esta ecuación incorpora tiempo de relajación sin la necesidad de cambio textural o de tipo de roca, para calcular tiempo de relajación</p>
Año	N° de referencia. Autores	
2013	<p>SPE 164478 Smith C., Ramacrishna S. y Hamilton L.</p>	

MARCO TEÓRICO

2.1 ROCA

Las rocas son agregados naturales consolidados de la corteza terrestre formados por uno o más minerales que pueden contener también fragmentos destruidos de rocas preexistentes y restos de seres vivos.

Se clasifican según su origen geológico en tres grupos:

Rocas ígneas: Proceden del enfriamiento o la solidificación parcial del magma, material fundido que proviene del interior de la tierra y que, cuando emerge sobre la superficie a través de los conos volcánicos, recibe el nombre de lava.

Rocas sedimentarias: Formadas a partir de la acumulación y consolidación de materiales procedentes de la erosión de rocas anteriores, de restos de plantas y animales o de precipitados químicos, los cuales son transportados y depositados por el agua, el viento o los glaciares. Estas clases de rocas se identifican por dos rasgos esenciales: la presencia de fósiles y la estructura estratificada en forma de capas.

Rocas metamórficas: Pueden formarse a partir de la transformación de rocas ígneas, sedimentarias, o incluso otras metamórficas cuando están sometidas a cambios de presión y temperatura y a la acción de fluidos químicamente activos muy diferentes a los de su formación [14].

2.1.1 Sistemas de rocas

Rocas arenas no consolidadas: Son rocas sedimentarias sueltas que se presentan con sus clastos componentes desagregados.

Rocas consolidadas: Son originados a partir de procesos secundarios (diagénesis) posteriores a la sedimentación [15].

Rocas alta rigidez: Son rocas no convencionales que contienen gas en los poros interconectados, el cual puede fluir fácilmente. En las rocas alta rigidez los poros son pequeños y estos tienen una pobre conexión a una estrecha capilaridad, resultando en una muy baja permeabilidad [16].

2.2 YACIMIENTO

Es una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los cinco ingredientes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: (1) fuente, (2) camino migratorio, (3) trampa, (4) almacenaje/porosidad, (5) transmisibilidad/permeabilidad ^[17].

2.2.1 Fluidos contenidos en un yacimiento

Las rocas de yacimientos contienen agua de formación, petróleo y gas, siendo los dos últimos, compuestos orgánicos (carbono e hidrógeno), normalmente denominados hidrocarburos.

a. Hidrocarburos

Los hidrocarburos son compuestos formados por cadenas lineales o ramificadas de carbonos unidas por enlaces de hidrógeno. De acuerdo a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, los hidrocarburos pueden encontrarse en estado líquido o gaseoso. Además en el medio poroso de la roca, el crudo puede estar acompañado por trazas de oxígeno, nitrógeno, azufre y ciertos metales como el vanadio, hierro, níquel, cobre, etc ^[18].

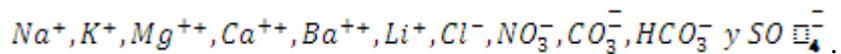
Tabla 2.2. Calidad de petróleo y gravedad API.

Tipo de crudo	Densidad (g/cm ³)	Gravedad (grados API)
Extrapesado	>1,0	<10,0
Pesado	1,0 – 0,92	10,0 – 22,3
Mediano	0,92 – 0,87	22,3 – 31,1
Liviano	0,87 – 0,83	31,1 – 39
Condensado	< 0,83	> 39

b. Agua de formación

Es agua salada atrapada en los intersticios de los sedimentos de un yacimiento durante su deposición. También se le da el nombre de agua intersticial o agua connata. El agua de formación resulta ser de 3 a 4 veces más salina que el agua de mar y contiene en promedio 3,5 % en peso ó 35.000 ppm de Cloruro de Sodio (NaCl).

Entre los iones predominantes en las sales disueltas presentes en el agua de formación se encuentran:



2.3 MUESTRAS DE ROCAS (NÚCLEOS)

Un núcleo consiste en una muestra de roca tomada del pozo a una profundidad específica, por medios especiales, preservando su estructura geológica y sus características fisicoquímicas de la mejor manera posible, con la finalidad de realizar análisis petrofísicos y geológicos. Se obtienen generalmente mediante la perforación de la formación con un taladro rotatorio de sección transversal hueca, corte de porciones de paredes, corte con herramientas de cable y con fluidos de perforación. Se obtienen así muestras en forma cilíndrica de más de 10 m de longitud y 11 cm de diámetro (Figura 2.1).

Cuando el núcleo llega al laboratorio procedente del yacimiento, se toman porciones más pequeñas del mismo, conocidas como tapones, que no son más que cilindros de menor dimensión que se adaptan a la longitud y diámetro de las celdas de los equipos donde se realizan los análisis convencionales y/o especiales ^[18].



Figura 2.1 Muestras consolidadas ^[19].

2.4 MEDIO POROSO

Un medio poroso puede visualizarse como una red tridimensional de oclusiones llamados poros (Figura 2.2), que pueden estar interconectados o no, de tamaños y formas diferentes, insertada en un medio que de otra manera sería continuo. Su morfología se relaciona con su origen, pero en muchos casos, especialmente en rocas porosas sedimentarias, la morfología es altamente desordenada. También es llamado matriz sólida heterogénea, donde como característica principal

posee un área específica relativamente alta, en muchas estimaciones esta característica dicta el comportamiento del fluido en el medio ^[18].

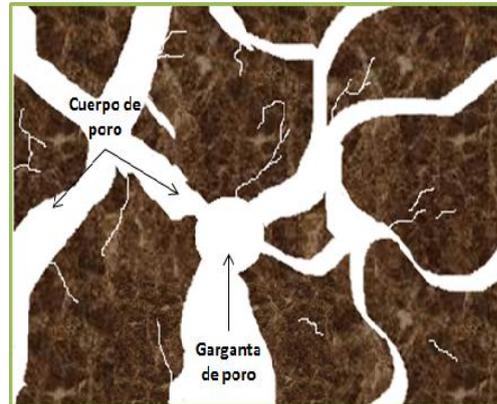


Figura 2.2. Modelo de un medio poroso.

2.5 PROPIEDADES FÍSICAS DE LA ROCA E INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO

La ingeniería de yacimientos se interesa principalmente en las cantidades de fluidos contenidos en las rocas, la transmisibilidad de los fluidos y otras propiedades relacionadas, como lo son las propiedades roca-fluido. El conocimiento de estas propiedades físicas de las rocas y la interacción existente entre los hidrocarburos y la formación es fundamental para entender y evaluar el desarrollo de un yacimiento.

2.5.1 Porosidad

La porosidad es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo. Determina los volúmenes de petróleo o gas que pueden estar presentes.

La porosidad de un material se define como la fracción del volumen total de la roca no ocupada por el esqueleto mineral de la misma. En los yacimientos de petróleo, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Esta propiedad determina la capacidad de acumulación de la arena y se expresa como porcentaje, fracción o decimal ^[20].

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 \quad \text{Ec. 2.1}$$

Donde:

V_p = volumen poroso

V_t = volumen total

De acuerdo a la interconexión del volumen poroso, la porosidad se define en porosidades absoluta, efectiva y no efectiva.

2.5.1.1 Clasificación de la porosidad

Durante el proceso de sedimentación y litificación, algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos o catagénicos, tales como cementación y compactación. Por ende, existirán poros interconectados y otros aislados. Esto conlleva a clasificar la porosidad en:

Porosidad Absoluta: Es aquella porosidad que considera el volumen poroso de la roca esté o no interconectado. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y no tener conductividad de fluidos debido a la carencia de interconexión poral.

Porosidad Efectiva: Es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen bruto de roca. Esta porosidad es una indicación de la habilidad de la roca para conducir fluidos, sin embargo esta porosidad no mide la capacidad de flujo de una roca.

Porosidad no Efectiva: Es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y efectiva ^[17].

2.5.1.2 Clasificación geológica de la porosidad

A medida que los sedimentos se depositaron en los mares antiguos, el agua fue el primer fluido que llenó el espacio poroso. Esta agua se le denomina agua connata. Un método común de clasificación de la porosidad se basa en la condición de que si esta se formó inicialmente o si fue producto de una diagénesis subsiguiente (dolomitización), catagénesis, campo de esfuerzos o percolación de agua.

Porosidad primaria o intergranular: La cual se desarrolló al mismo tiempo que los sedimentos fueron depositados. Rocas sedimentarias con este tipo de porosidad son: areniscas (detríticas o clásticas) y calizas (no detríticas).

Porosidad secundaria, inducida o vugular: Ocurre por un proceso geológico o artificial subsiguiente a la depositación de sedimentos. Puede ser debida a la solución o fractura (artificial o natural) o cuando una roca se convierte en otra (caliza a dolomita) ^[17].

2.5.1.3 Factores que afectan la porosidad

Tipo de empaque

Grado de cementación o consolidación

Geometría y distribución de granos

Presión de las capas suprayacentes

Presencia de partículas finas

2.5.2 Saturación

Es el porcentaje de un fluido ocupado en el espacio poroso, y está definido como:

$$S_{\text{fluido}} = \frac{V_f}{V_p} \times 100\% \quad \text{Ec. 2.2}$$

Donde:

Vf: Volumen del fluido Vp: Volumen poroso

Si consideramos que básicamente el volumen poroso de una roca que contiene hidrocarburos, está saturada con petróleo, gas y agua tenemos que ^[21]:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad \text{Ec.2.3}$$

Donde:

Sw: Saturación de agua So: Saturación de petróleo Sg: Saturación de gas.

2.5.2.1 Saturación de agua connata

Es la saturación de agua inicial en cualquier punto en el reservorio. La saturación de agua connata alcanza un valor de saturación de agua irreducible solo sobre la zona de transición ^[22].

2.5.2.2 Saturación irreducible

Es la saturación de agua que no puede ser reducida sin importar cuanto más se aumenta la presión capilar.

2.5.2.3 Saturación residual

La saturación residual de una fase, generalmente expresada como Sxr, donde x corresponde a la fase (petróleo, agua o gas), representa la saturación de dicha fase que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de un proceso de desplazamiento ^[21].

2.5.3 Movilidad

Facilidad con la cual un fluido se desplaza en el yacimiento ^[17].

$$\lambda_f = \frac{K_f}{\mu_f} \quad \text{Ec. 2.4}$$

Donde:

K_f : Permeabilidad efectiva μ_f : Viscosidad del fluido

2.5.3.1 Razón de Movilidad

Movilidad de la fase desplazante dividida por la movilidad del fluido desplazado ^[17].

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad \text{Ec. 2.5}$$

Donde:

λ_w : Movilidad del agua λ_o : Movilidad del petróleo

2.5.4 Mojabilidad

Es la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida, en presencia de otro fluido inmisible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. Esta tensión de adhesión ocurre cuando existe más de un fluido saturando el yacimiento, y es función de la tensión interfacial. Se denomina fluido mojante o humectante al que presenta mayor tensión de adhesión con la roca del yacimiento ^[23].

En la Figura 2.3 pueden observarse dos líquidos, agua y petróleo, en contacto con una superficie sólida.

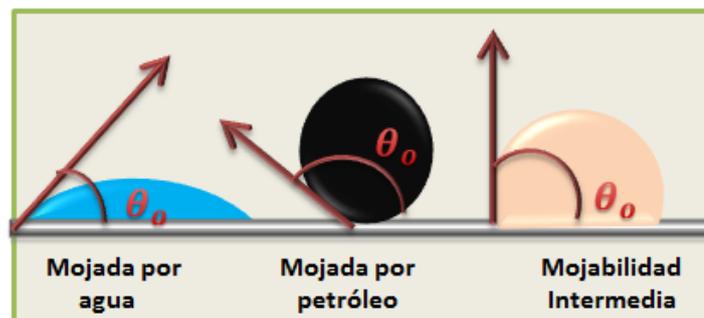


Figura 2.3. Mojabilidad de la roca.

2.5.5 Permeabilidad

La permeabilidad de una roca de acumulación puede definirse como la conductividad de la roca a los fluidos o la facultad que la roca posee para permitir que los fluidos se muevan a través de la red de poros interconectados.

Los factores que influyen en la porosidad efectiva también influyen en la permeabilidad efectiva, es decir, el tamaño, la empaadura y la forma de los granos, distribución de granos de acuerdo con el tamaño y el grado de mitificación (cementación y consolidación).

2.5.5.1 Ley Empírica de Darcy

La característica de permeabilidad de un medio poroso es el resultado de un descubrimiento empírico hecho por el famoso hidrólogo francés Darcy (1876). Dicha característica relaciona proporcionalmente el caudal de flujo del fluido en el movimiento a la carga hidrostática del fluido, aumentada por la presión ejercida sobre la superficie libre de líquido, que causa el flujo sobre un trayecto.

La Ley de Darcy en su fórmula elemental es:

$$q = -A \frac{k}{\mu} \cdot \left(\frac{\Delta p}{L} + g \rho \sin \alpha \right) \quad \text{Ec. 2.6}$$

Donde:

Δp : Gradiente de presión

α : Ángulo de buzamiento

A: área

L: Trayecto de longitud

K: Permeabilidad

En otras palabras, esta ecuación representa que el caudal de fluido es directamente proporcional a la diferencia de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido.

2.5.5.2 Efecto Klinkenberg

Afirma que la permeabilidad a un gas es una función del camino libre promedio de paso a las moléculas de gas, y por ende, depende de los factores que afectan a tal camino libre de paso, tales como la temperatura, presión y clase de gas. Por lo tanto cuando el camino libre de paso de las moléculas, es pequeño, como en el caso de altas presiones, es de esperar que la permeabilidad K a los gases se aproxime a la de los líquidos.

$$K_a = K_{\infty} \left(1 + \frac{b}{pm} \right)$$

Ec. 2.7

Donde:

K_a : Permeabilidad al aire a una presión promedio (pm).

K_{∞} : Permeabilidad correspondiente al valor K_a , extrapolado a una presión infinita.

b: Constante que depende del tamaño de la abertura de los poros aproximadamente en proporción inversa a los radios de los capilares.

2.5.5.3 Permeabilidad absoluta

Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100% el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua.

2.5.5.4 Permeabilidad efectiva

Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación del fluido, siempre las permeabilidades efectivas son menores que la permeabilidad absoluta ^[20].

2.5.5.5 Permeabilidad relativa

Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en la ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor a 1.0 ^[23].

Si se grafica en un sistema cartesiano las curvas de permeabilidades relativas, estas van a tomar una forma dependiendo de la saturación de las mismas. En otras palabras va a depender de la distribución de los fluidos en el medio poroso estudiado.

La permeabilidad relativa al agua y al petróleo se grafica usualmente como una función de la saturación de agua. La Figura 2.4 muestra un gráfico típico de permeabilidad relativa para una roca mojada por agua. En esta figura se pueden diferenciar tres regiones:

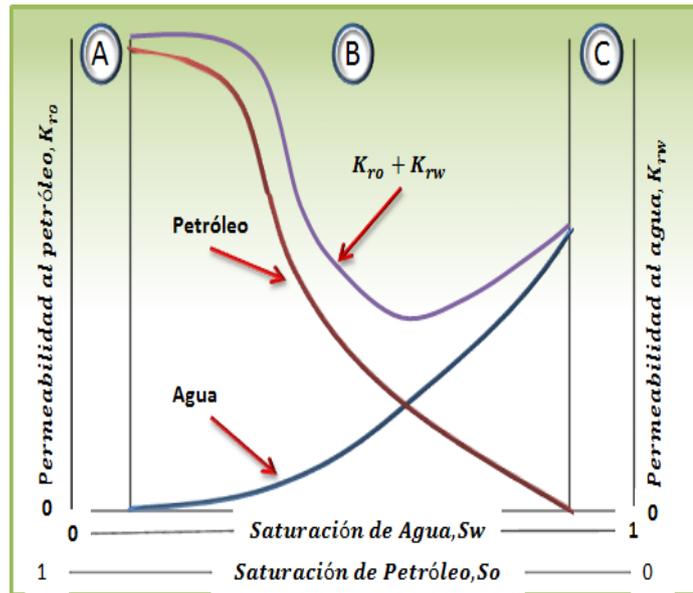


Figura 2.4. Curvas típicas de permeabilidad relativa. Tomado y modificado de Castro, 2005.

Región A: Representa la saturación de agua que varía de cero al valor de saturación irreducible de agua, S_{wi} . A este valor de saturación, la permeabilidad relativa del agua es cero.

Región B ($S_{wi}, S_w, 1 - S_{or}$): Muestra la relación existente cuando ambas fases (agua y petróleo) poseen saturaciones continuas. La saturación S_{or} se denomina saturación residual de petróleo y representa el petróleo que queda atrapado en la roca después de un proceso de desplazamiento.

Región C: Representa la saturación de petróleo que varía desde la unidad hasta el valor de saturación residual de petróleo.

La forma de la curva de permeabilidad relativa, es función de la distribución de fluidos dentro de la roca. En un sistema mojado por agua, a saturaciones de agua muy bajas, el agua es inmóvil a causa de su atracción por la roca y debido a fuerzas capilares que la empujan hacia los poros más pequeños. Solo hasta que la saturación de agua aumenta hasta el valor denominado saturación irreducible de agua, es cuando comenzará a fluir dentro del medio poroso. A este valor de saturación es cuando la roca comienza a exhibir una permeabilidad relativa al agua distinta de cero.

Incrementos adicionales en la saturación de agua, ocasionarán aumentos en la permeabilidad relativa al agua, ya que el agua ocupará una fracción cada vez mayor del espacio poroso.

En la medida en que la saturación de agua aumenta dentro de la roca, la permeabilidad relativa al petróleo disminuye, debido a que el espacio poroso disponible para el flujo de petróleo disminuye. Cuando la saturación de agua se hace muy grande, la fase petróleo se hace discontinua y se rompe en glóbulos individuales que quedan aislados en el yacimiento. En este

punto se conoce la saturación residual de petróleo (S_{or}) y la permeabilidad relativa al petróleo es cero, indicando que la fase petróleo no tiene capacidad de movimiento ^[18].

2.5.5.6 Factores que afectan a la permeabilidad relativa.

La permeabilidad relativa es una propiedad microscópica de flujo; y depende de las propiedades del medio poroso, la mojabilidad y la historia de saturación, entre otros.

a. Propiedades del medio poroso

La relación entre la permeabilidad relativa y la saturación no es igual para todos los yacimientos, y puede variar de una formación a otra, y de una porción a otra dentro de la misma formación. Se ha demostrado que la relación kr/S , varía de acuerdo a los diferentes tamaños y tipos de granos utilizados en los experimentos. Este hecho permite concluir que el efecto de la distribución del tamaño de grano no se puede despreciar al realizar las pruebas de permeabilidad relativa. Entonces, la esfericidad, angularidad y orientación de los granos tiende a influir sobre la forma de la curva de permeabilidad relativa.

b. Efectos de la mojabilidad

A una saturación de agua dada, la permeabilidad relativa del agua, para un sistema mojado por agua, es menor que para uno mojado por petróleo. Esto ocurre porque, en una roca mojada por agua, los glóbulos de petróleo residual en los canales largos, obstruyen el flujo de agua y causan un valor bajo de permeabilidad relativa al agua. Así mismo, en una roca mojada por petróleo, el petróleo ocupa los canales de flujo pequeños, causando una interferencia mínima al flujo de agua, generando altos valores en la permeabilidad relativa al agua. El punto de intersección de las curvas de permeabilidad relativa del agua y del petróleo es un buen indicador de la Mojabilidad de la roca.

c. Historia de saturación

La permeabilidad relativa de un medio poroso, con respecto a un fluido, a un valor de saturación dado, depende de cómo fue obtenido dicho valor de saturación. En las curvas de permeabilidad relativa, la dirección del flujo no tiene mucho efecto sobre el comportamiento de flujo de la fase mojante. Es decir, la saturación del fluido mojante es solamente función de su propia saturación. Por lo tanto, las permeabilidades relativas de la fase mojante durante el proceso de imbibición, coinciden con las obtenidas durante el proceso de drenaje. Sin embargo, el fluido no mojante, tiene una permeabilidad relativa más baja durante el proceso de imbibición que durante el

proceso de drenaje, existiendo una diferencia significativa entre las curvas de drenaje e imbibición para la fase no mojante (Figura 2.5) [24].

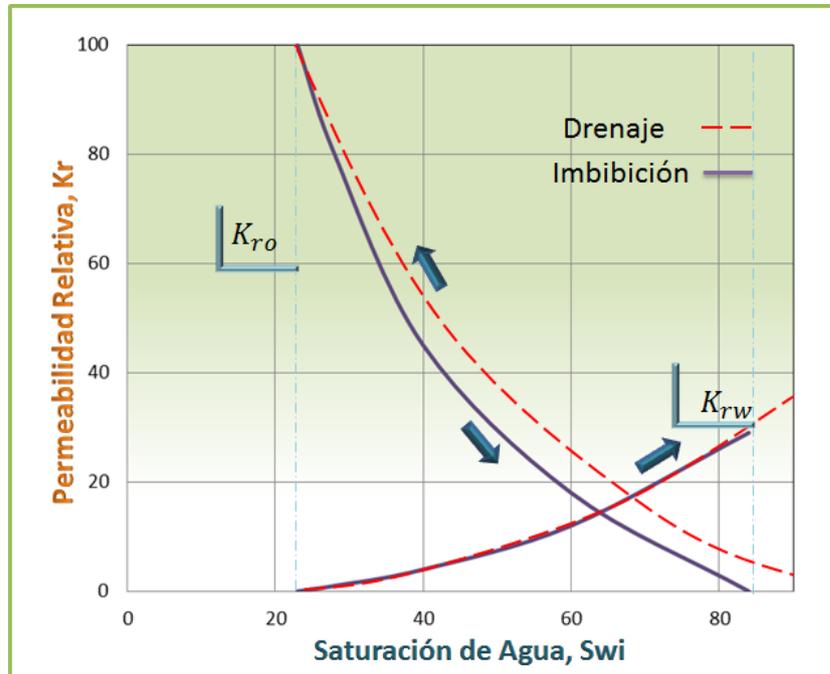


Figura 2.5. Curvas típicas de permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo.

2.5.5.7 Modelos para generar curvas de permeabilidad relativa a partir de medidas de presión capilar

A continuación se presentan los modelos matemáticos comúnmente empleados para procesar la data experimental para generar la correlación de permeabilidad relativa a partir de medidas de presión capilar.

a. Modelo de Purcell

Purcell en el año 1949, introdujo una ecuación para calcular la permeabilidad relativa al agua de la roca usando data de presión capilar. Esta ecuación puede ser fácilmente extendida para el cálculo de permeabilidad relativa en sistemas multifásicos, en flujos bifásicos la permeabilidad relativa de la fase mojante puede ser calculada como se muestra a continuación:

$$K_{rw} = \int_0^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2} \bigg/ \int_0^1 \frac{dS_w}{P_c^2} \quad \text{Ec. 2.8}$$

Donde K_{rw} y S_w son la permeabilidad relativa y la saturación de la fase mojanete, P_c es la presión capilar que es función de S_w .

Similarmente la permeabilidad relativa de la fase no mojanete puede ser calculada como sigue:

$$K_{rnw} = \int_{S_w}^1 \frac{dS_w}{P_c^2} \bigg/ \int_0^1 \frac{dS_w}{P_c^2} \quad \text{Ec. 2.9}$$

Donde K_{rnw} es la permeabilidad relativa de la fase no mojanete. Se puede observar en las ecuaciones anteriores que la suma de las permeabilidades relativas de la fase mojanete y no mojanete es igual a la unidad.

b. Modelo de Burdine

Burdine en el año 1953 desarrolló ecuaciones similares al método de Purcell, pero introduciendo un factor de tortuosidad (cociente de la longitud verdadera del camino de flujo de un elemento de fluido y la distancia lineal entre los puntos iniciales y finales del movimiento del mismo) como una función de la saturación de la fase mojanete en el método de cálculo de la permeabilidad relativa a partir de presiones capilares. La permeabilidad relativa de la fase mojanete puede ser calculada como sigue:

$$K_{rw} = (\lambda_{rw})^2 \cdot \int_0^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2} \bigg/ \int_0^1 \frac{dS_w}{P_c^2} \quad \text{Ec. 2.10}$$

Donde λ_{rw} , es la relación de tortuosidad de la fase mojanete. De acuerdo con Burdine, λ_{rw} se puede calcular de la siguiente manera:

$$\lambda_{rw} = \tau_w(1.0) / \tau_w(S_w) = (S_w - S_m) / (1 - S_m) \quad \text{Ec. 2.11}$$

Donde S_m es la mínima saturación de la fase mojanete de la curva de presión capilar; $\tau_w(1.0)$ y $\tau_w(S_w)$ son las tortuosidades de la fase mojanete cuando la saturación de la fase mojanete es igual a 100% y S_w respectivamente.

De la misma manera, las permeabilidades relativas de la fase no mojanete pueden ser calculadas introduciendo la tortuosidad de la fase no mojanete, la cual puede ser calculada como sigue:

$$K_{rnw} = (\lambda_{rnw})^2 \cdot \int_{S_w}^1 \frac{dS_w}{P_c^2} \bigg/ \int_0^1 \frac{dS_w}{P_c^2} \quad \text{Ec. 2.12}$$

Donde K_{rnw} es la permeabilidad relativa de la fase no mojante, λ_{rnw} , es la relación de tortuosidad de la fase mojante. De acuerdo con Burdine, λ_{rnw} se puede calcular de la siguiente manera:

$$\lambda_{rnw} = \tau_{nw}(1.0) / \tau_{nw}(S_w) = (S_w - S_m - S_e) / (1 - S_m - S_e) \quad \text{Ec. 2.13}$$

Donde S_e es la saturación en el equilibrio de la fase no mojante, τ_{nw} es la tortuosidad de la fase no mojante.

c. Modelo de Corey

De acuerdo con los modelos de Purcell y Burdine, una expresión analítica de la permeabilidad relativa de la fase mojante y no mojante puede ser obtenida si las curvas de presión capilar pueden ser representadas por una simple función matemática. Corey en 1954, encontró que las curvas de presión capilar del sistema crudo-agua pueden ser expresadas aproximadamente usando la relación lineal mostrada a continuación:

$$1/P_c^2 = CS_w^* \quad \text{Ec. 2.14}$$

Donde C es una constante y S_w^* la saturación de la fase mojante normalizada expresada como sigue:

$$S_w^* = (S_w - S_{wr}) / (1 - S_{wr}) \quad \text{Ec. 2.15}$$

Donde S_{wr} es la saturación residual de la fase mojante.

Sustituyendo la Ecuación 2.15 en la ecuación de permeabilidad relativa de Burdine, con la suposición $S_m = S_{wr}$, Corey obtuvo las ecuaciones mostradas a continuación para calcular la permeabilidad relativa de la fase mojante y no mojante para el caso de drenaje.

$$K_{rw} = (S_w^*)^4 \quad \text{Ec. 2.16}$$

$$K_{rnw} = (1 - S_w^*)^2 \cdot [1 - (S_w^*)^2] \quad \text{Ec. 2.17}$$

Una limitación del uso del modelo de Corey es que la curva de presión capilar pueda ser representada por la Ecuación 2.14, dado a que esa relación lineal sería un comportamiento supuesto y a veces no es el más real.

d. Modelo de Brooks – Corey

Debido a la limitación del modelo de Corey, Brooks y Corey modificaron la representación de la función de la curva de presión capilar a una más general como se muestra:

$$P_c = P_d \cdot (S_w^*)^{-\frac{1}{\lambda}} \quad \text{Ec. 2.18}$$

Donde P_d es la presión capilar de desplazamiento y λ es el índice de distribución de tamaño de poro ^[18].

Por su parte los científicos Van Genuchten y Thomeer, también presentaron funciones de Presión Capilar:

e. Modelo de Van Genuchten

Van Genuchten estableció una relación entre la presión capilar y la saturación del agua líquida teniendo en cuenta las propiedades del fluido y la del medio poroso. Estas propiedades están consideradas entre los diferentes parámetros de ajuste (M y N) ^[25]:

$$P_c = \frac{1}{\alpha} \left(S_w^M - 1 \right)^{\frac{1}{N}} \quad \text{Ec. 2.19}$$

Donde N y M son parámetros de ajuste.

f. Modelo de Thomeer

Thomeer planteó un método de inyección de Mercurio, el cual fue utilizado por primera vez por la compañía Shell en la década de 1960, este emplea una medición obtenida en el laboratorio del volumen de mercurio líquido inyectado en una muestra de roca a medida que se incrementa la presión sobre el mercurio líquido. La ecuación que presentó es la siguiente ^[26]:

$$P_c = \frac{P_x}{e^{\left(\frac{C_{2x}}{\ln(1-S_w/1-S_{wi})} \right)}} \quad \text{Ec. 2.20}$$

Donde P_x representa la presión de entrada y $C_{2,x}$ un factor de forma geométrica.

2.5.6 Viscosidad

Es la propiedad que controla el flujo de petróleo a través del medio poroso y de las tuberías. Generalmente se define como la resistencia interna que ofrece el fluido para moverse.

La viscosidad depende fuertemente de la temperatura del yacimiento, la presión, la gravedad del petróleo, y la gravedad y solubilidad del gas.

2.5.7 Compresibilidad

Es la propiedad que presentan los cuerpos materiales de disminuir su volumen cuando se aumenta la presión ejercida sobre ellos, es decir, es el cambio del volumen original debido a la variación de presión.

Diferencialmente la compresibilidad se representa de la siguiente manera:

$$C = \left(\frac{-1}{V}\right) \times \left(\frac{dV}{dP}\right) \quad \text{Ec.2.21}$$

Donde:

C: Compresibilidad para el rango de presión P_1 a P_2 . V: Volumen a la presión P_1 .

$\frac{dV}{dP}$: Cambio de volumen por aumento de la presión de P_1 a P_2 .

Cabe destacar que el signo negativo corresponde a la conveniencia necesaria para que el valor de la compresibilidad sea positivo al disminuir el volumen producto del incremento mecánico de la presión ^[27].

2.6 PRESIÓN CAPILAR

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

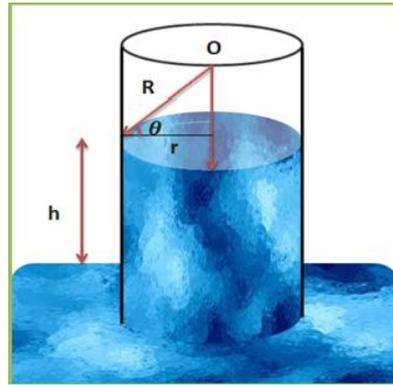


Figura 2.6. Ascenso de agua en un capilar.

De acuerdo a la Figura 2.6 se representa cuan alto un líquido puede ascender en un capilar abierto de radio R , cuando la parte inferior del capilar está ubicado en un recipiente lleno de fluido.

Si el líquido es el fluido mojante, la presión del líquido será menor que la presión del gas (aire) y la interfase tiende a ser cóncava al fluido. Ignorando los efectos de gravedad en la interfase, el radio de curvatura r es una constante y es igual a $R/\cos \theta$.

En estado de equilibrio, la presión capilar es expresada como (Leverett, M.C., 1941):

$$P_c = P_o - P_1 = \frac{2\gamma}{r_m} = \frac{2\gamma \cos \theta}{r} \quad \text{Ec. 2.22}$$

Donde P_o es la presión del gas (aire) sobre la interfase y P_1 la presión del fluido (agua) bajo la interfase. θ es definida como el ángulo de contacto entre la superficie del fluido y la superficie plana del sólido. La columna de fluido de altura h es sometida a la diferencia de presión $P_o - P_1 = \Delta \rho gh$, donde $\Delta \rho$ es la diferencia de densidad entre el agua y el aire. Las interacciones determinan el ángulo de contacto θ , que afecta directamente al radio de curvatura medio $r = \frac{R}{\cos \theta}$, que influencia la presión capilar $P_o - P_1$ [28].

Las medidas de presión capilar en rocas de yacimiento son importantes para el cálculo de reservas y en la recuperación de petróleo por empuje de agua, debido a que la desaturación en el yacimiento no es uniforme, produciéndose un gradiente de presión capilar, el cual puede favorecer u obstruir la recuperación de hidrocarburos. Además, las curvas de presión capilar (Figura 2.7) son de gran ayuda en la predicción del recobro de hidrocarburos de un yacimiento, ya que permiten obtener la saturación de agua inicial para los cálculos de la cantidad de petróleo en sitio y modelar el desplazamiento de petróleo.

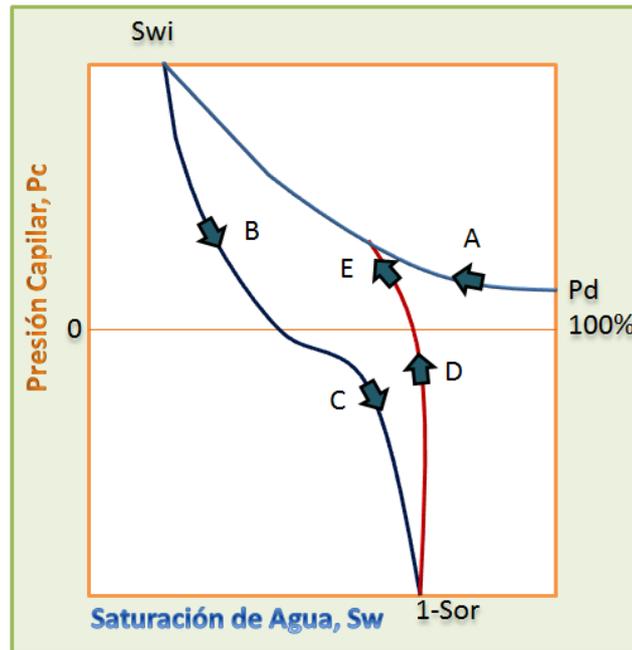


Figura 2.7. Curvas de presión capilar (imbibición y drenaje) vs. S_w para un sistema agua/petróleo/roca. Tomado y modificado de Castro, 2005.

Las curvas de presión capilar dependen de la dirección en que ocurran los cambios en la saturación y de los valores máximos y mínimos de saturación alcanzados. Esta dependencia de la historia de saturación se denomina *histéresis* ^[18].

Existen dos procesos básicos que ilustran los cambios históricos en los niveles de saturación de los fluidos presentes en un yacimiento:

2.6.1 Imbibición

Proceso de desplazamiento donde la saturación del fluido de referencia aumenta. En este proceso un fluido desplaza a otro dentro del medio poroso como consecuencia de fuerzas capilares. La curva de imbibición es la relación característica del desplazamiento del fluido no mojante desde la saturación irreducible hasta la saturación residual (S_{or}) y se representa en la Figura 2.7 por la curva B para la parte espontánea y C para imbibición forzada.

2.6.2 Drenaje

Es un proceso de desplazamiento donde la fase no mojante desplaza a la fase mojante, originando una disminución en su saturación. Es la relación de desplazamiento de la fase mojante a partir de 100% de saturación hasta la saturación irreducible (A en Figura 2.7). Se denomina drenaje secundario negativo (D en Figura 2.7) para el caso de desplazamiento

espontáneo y positivo (E en Figura 2.7) para desplazamiento forzado. P_d es la presión de desplazamiento, también conocida como presión capilar de entrada o presión de umbral y se conoce como la presión a la cual se empieza a desplazar la fase mojante en el medio poroso para un proceso de drenaje primario ^[18].

2.6.3 Curva promedio de presión capilar

El hecho que las curvas de presión capilar de casi todos los materiales naturalmente porosos tienen muchas características en común y ha conducido a introducir algunas ecuaciones generales desde el punto de vista adimensional. Basado en el hecho que la presión depende de la porosidad, la fuerza interfacial y la geometría del poro, Leverett definió su función adimensional de saturación la cual la llamó la función J. La función J de Leverett es una herramienta poderosa para el desarrollo de técnicas nuevas y veloces de mejoramiento de procesos que intentan obtener un punto de vista más exacto de la distribución de los fluidos del yacimiento ^[17].

$$J(S_w) = \frac{P_c}{\sigma} \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

Ec. 2.23

Donde:

Pc: Presión capilar

σ : Tensión interfacial

K: permeabilidad absoluta

ϕ : Porosidad

2.6.4 Métodos para determinar presión capilar

Existen varios métodos experimentales para obtener los datos necesarios para construir las curvas de Presión Capilar vs. Saturación de la fase mojante ^[18].

Tabla 2.3. Métodos experimentales utilizados en la industria petrolera para evaluar presión capilar^[18].

Método	Equipo Empleado	Procedimiento	Parámetros medidos	Ventajas/desventajas
Centrífuga	Centrífuga o Ultracentrífuga	Las muestras saturadas con un fluido se colocan en celdas especiales donde se encuentra el segundo fluido y se someten a centrifugación, a fin de lograr el desplazamiento de una fase por la otra.	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen de fluido desplazado al alcanzar el equilibrio • Revoluciones por minuto aplicadas al sistema 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo experimental corto • Procedimiento simple • Provee la curva completa de P_c • Buena precisión y resultados reproducibles • Muestras consolidada y no consolidada
	Celda de acero Manómetros Plato poroso semipermeable Balanza Tierra diatomea	Se aplica una diferencia de presión estática entre los fluidos que coexisten en la muestra. El fluido mojanete fluirá a través de un plato poroso	<ul style="list-style-type: none"> • Diferencia de presión entre las fases presentes • Peso de la muestra cuando se alcanzan condiciones de equilibrio 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo experimental largo • Sólo se pueden utilizar muestras consolidadas • Excelente precisión • La pesada de la muestra luego del equilibrio es realizada a condiciones atmosféricas • Sistema agua-aire

Método	Equipo Empleado	Procedimiento	Parámetros medidos	Ventajas/desventajas
Plato poroso semipermeable	Celda de acero inoxidable Manómetros Platos porosos semipermeables	Se aplica una diferencia de presión estática entre los fluidos que coexisten en la muestra. El fluido mojanete fluye a través de un plato poroso	<ul style="list-style-type: none"> • Diferencia de presión entre las fases presentes • Volumen de fluido desplazado 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo experimental largo • Provee la curva completa de presión capilar • Buena precisión • Sólo pueden utilizarse muestras consolidadas • Sistema agua-aire
Longeron et al	Celda de acero inoxidable Manómetros Membranas muy permeables delgadas Registrador de saturación	En una celda especial se coloca la muestra una presión de confinamiento radial y una presión axial para que ocurra el desplazamiento de fluidos	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen desplazado en la muestra • Diferencia de presión entre las fases presentes 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo experimental razonable • Buena precisión • Riesgo que la membrana sea perforada por la superficie rugosa de la muestra • Sistema agua-aire

Método	Equipo Empleado	Procedimiento	Parámetros medidos	Ventajas/desventajas
Diafragma Capilar	Manómetro Diafragma de material poroso	Succión progresiva del líquido contenido en el diafragma capilar que está en contacto piezométrico con la muestra y medición de la respectiva diferencia de presión al alcanzarse el equilibrio.	<ul style="list-style-type: none"> • Gradiente de presión • Cantidad de líquido removido de la muestra luego de aplicar la succión y alcanzarse el equilibrio 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo experimental largo • Resultados satisfactorios • Se puede medir P_c para sistemas trifásicos • Procedimiento simple • Trabaja para rangos de altas saturaciones y bajas presiones
Restauración	Celda de acero inoxidable Pared fina de porcelana porosa Manómetro Fuente de gas saturado con vapor de agua	Aplicación de presión en una pared semipermeable saturada en contacto con la muestra saturada 100% con agua de formación y centrifugación del volumen de agua producido	<ul style="list-style-type: none"> • Gradiente de presión aplicada • Volumen de fluido producido 	<ul style="list-style-type: none"> • Procedimiento lento y complejo • Excelente método • Utilizado más que todo para muestras arcillosas • Sistema agua-aire

Método	Equipo Empleado	Procedimiento	Parámetros medidos	Ventajas/desventajas
Intrusión de Mercurio	Celda de acero Manómetro Bomba de vacío Bomba de inyección de mercurio	Se inyecta mercurio en la muestra a una presión fija y se miden los cambios en el volumen de mercurio inyectado	<ul style="list-style-type: none"> • Presión de la fase no mojante • Volumen de mercurio inyectado 	<ul style="list-style-type: none"> • No requiere muestras con geometría definida • Permite obtener la distribución de tamaños de poro de la muestra • El mercurio invade el 100% del volumen poroso • Es imposible estimar Swi con este método
Semidinámico	Porta muestras estándar Membrana semipermeable Manómetros Separador para medir el volumen de fluidos producidos	La Pc se equilibra por la presencia de un gradiente de presión viscosa y medición de la saturación en la muestra por diferentes técnicas (Rayos X, rayos γ , conductividad)	<ul style="list-style-type: none"> • Volumen de fluido producido • Presión en el fondo de la muestra • Presión en el tope de la muestra 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempo experimental largo • Muestras consolidadas • Permite determinar el ciclo completo de presión capilar • Se puede determinar parte de la curva de Kr en el mismo

2.7 COEFICIENTE DE DIFUSIÓN (D)

El Coeficiente de Difusión (D), también conocido como difusividad, expresa el cuadrado del desplazamiento medio de moléculas observado durante un período. D varía según el tipo de fluido y la temperatura. Para gases, D varía también con la densidad y es, por lo tanto, dependiente de la presión. La difusión se puede medir con técnicas de RMN, en particular adquiriendo varios trenes de ecos con diferentes espaciamentos entre ecos en un campo magnético de gradiente ^[29].

El coeficiente de difusión se encuentra en numerosas ecuaciones de la física y la química, una de estas es la Ley de Fick. Dicha Ley se presenta en forma de ecuación diferencial y describe diversos casos de difusión de materia o energía en un medio en el que inicialmente no existe equilibrio químico o térmico. Recibe su nombre en honor a Adolf Fick, quien la derivó en el año 1855.

Cuando en un sistema termodinámico multicomponente hay un gradiente de concentraciones, se origina un flujo irreversible de materia, desde las altas concentraciones a las bajas. A este flujo se le llama difusión. La difusión tiende a devolver al sistema a su estado de equilibrio, de concentración constante. La ley de Fick establece que el flujo difusivo que atraviesa una superficie (J en mol $cm^{-2} s^{-1}$) es directamente proporcional al gradiente de concentración. Para un sistema discontinuo (membrana que separa dos cámaras) esta ley se escribe:

$$J = D \cdot \frac{\Delta C}{\delta} \quad \text{Ec. 2.24}$$

donde Δc es la diferencia de concentraciones molares, δ el espesor de la membrana y D ($cm^2 s^{-1}$) el coeficiente de proporcionalidad llamado coeficiente de difusión ^[30].

La Ley de Difusión de Fick toma en cuenta ciertos criterios para determinar cómo de fácil es que difunda una sustancia dada dependiendo de las siguientes características: - Magnitud de gradiente. - Área de superficie - Liposolubilidad de la sustancia (cuanto más liposoluble, más rápido difunde). - Peso molecular (cuanto menos pese, más rápido difunde). - Distancia de difusión.

En cuanto a la técnica de RMN, los fluidos irreductibles tienen tiempos T_1 y T_2 muy cortos, y también difusión lenta (D pequeña) que se debe a la restricción del movimiento de las moléculas en poros pequeños. El agua libre exhibe comúnmente valores de T_1, T_2 , y D medianos. Los petróleos livianos son altamente difusivos, tienen tiempos de T_1 y T_2 largos, y a menudo exhiben

decaimiento uni-exponencial. A medida que la viscosidad aumenta y la mezcla de hidrocarburos se vuelve más compleja, la difusión disminuye, como también disminuyen los tiempos T_1 y T_2 , y los eventos van acompañados por decaimientos uni-exponenciales cada vez más complejos.

Una activación doble-TE se usa principalmente para identificar la presencia de petróleo viscoso, que tiene un índice de difusión pequeño en relación con el agua. El fluido con el mayor índice de difusión (agua) tiene un espectro más corrido hacia tiempos menores que el fluido con el menor índice de difusión (petróleo viscoso). Existe poca diferencia entre los coeficientes de difusión del agua y del petróleo liviano.

El movimiento molecular en fluidos humectantes está frecuentemente restringido por la interfase entre granos de rocas y fluidos y/o por la tensión interfacial entre fluidos. Debido a esta restricción, el coeficiente de difusión para un fluido en una roca difiere del coeficiente de difusión del fluido en bruto a la misma presión y temperatura. Los efectos de la difusión se vuelven irrelevantes a espaciamientos cortos entre ecos para la mayoría de los fluidos, con la excepción de gas de hidrocarburos, que muestra características considerables de difusión aún a espaciamientos pequeños entre ecos. El espaciamiento entre ecos en la secuencia CPMG es un parámetro que puede seleccionar el ingeniero de perfilajes durante su preparación para el trabajo RMN. Si es necesario, los efectos de la difusión se pueden realzar o reducir al mínimo seleccionando el espaciamiento entre ecos adecuado para la aplicación deseada ^[29].

2.8 RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)

La Resonancia Magnética Nuclear (RMN) es una técnica basada en el uso de imanes permanentes y pulsos de radio frecuencia, que actúan sobre los momentos magnéticos que poseen los diferentes elementos de la naturaleza, tal es el caso del hidrógeno que abunda en el agua y en los hidrocarburos que se encuentran en el espacio poroso de las rocas.

Esta técnica fue desarrollada en 1946 por los físicos estadounidenses, Bloch y Purcell, y desde su descubrimiento se ha convertido en una de las herramientas de gran valor para las distintas áreas de la ciencia e ingeniería. Los avances recientes de esta tecnología en la ingeniería de petróleo, permiten actualmente tener una mejor caracterización de un determinado yacimiento, ya que hace posible el cálculo de propiedades como la porosidad, permeabilidad, saturación, entre otras.

2.8.1 Principios Físicos

La Resonancia Magnética Nuclear (RMN) se refiere a la respuesta de los núcleos atómicos sobre los campos magnéticos. La mayoría de estos núcleos tienen un momento magnético y momento angular o espín. En la presencia de un campo magnético externo, un núcleo gira alrededor del campo magnético muy similar a un giroscopio que gira alrededor del campo gravitacional de La

Tierra. Cuando estos núcleos magnéticos interactúan con el campo magnético externo se pueden producir medidas de señal.

Las herramientas de RMN responden al comportamiento de los núcleos de hidrógeno, que como se sabe solo posee un protón y un neutrón, y se encuentra en la mayoría de los fluidos contenidos en los poros de la roca; en presencia de un campo magnético estático y de una señal de radio frecuencia. Se toma en cuenta el hidrógeno debido a que tiene un momento magnético relativamente mayor con respecto a los otros elementos contenidos en la roca.

El núcleo de hidrógeno se puede considerar como una barra imantada, cuyo eje magnético está alineado con el eje del momento rotacional del núcleo (parte superior de la Figura 2.8). Cuando no existe la influencia de un campo magnético externo, los núcleos están alineados al azar (parte inferior de la Figura 2.8) ^[29].

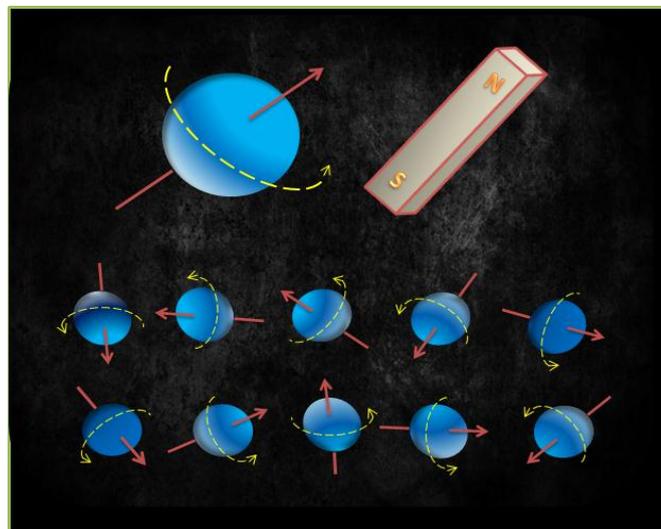


Figura 2.8. Núcleos de hidrógeno alineados y no alineados. Tomado y modificado de Coates *et al.*, 1999.

2.8.2 Secuencia de mediciones RMN

2.8.2.1 Alineación de los momentos magnéticos nucleares (polarización)

El primer paso de la medición RMN es alinear los núcleos con un fuerte campo magnético estático y constante, B_0 (Figura 2.9). Este campo magnético, es generado por imanes permanentes que posee el equipo de RMN, los cuales hacen que el polo norte de los núcleos se alinee y apunten hacia el polo sur del imán que está generando el campo. En este estado los núcleos se encuentran en una condición de equilibrio o estado de baja energía. La orientación de los núcleos es proceso denominado polarización o magnetización longitudinal, y el mismo no

ocurre de una manera inmediata sino que toma un tiempo finito caracterizado por una constante denominada T_1 [31].

La constante T_1 , se entiende como el tiempo necesario que requieren los protones para reorientarse con el campo magnético estático después de que estos son perturbados con la influencia de otro campo magnético. La reorientación de los protones ocurre obedeciendo el comportamiento de una función exponencial, donde T_1 se define para cuando la magnitud de la relajación alcanza el 63% de su valor total. Esta constante T_1 también es denominada tiempo de relajación longitudinal [29].

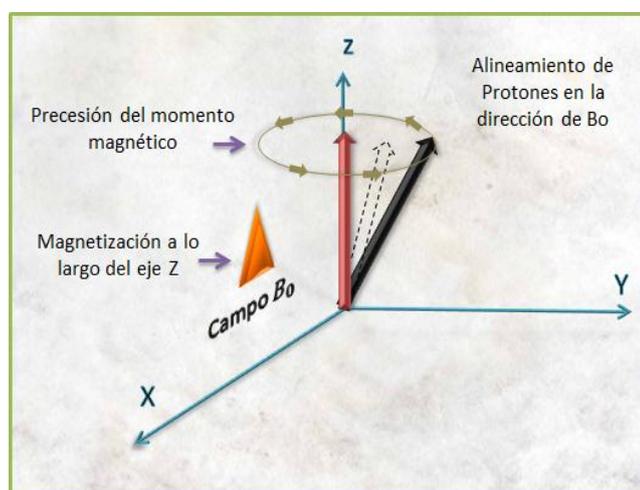


Figura 2.9. Polarización magnética. Tomado y modificado de Véliz, 2006.

2.8.2.2 Perturbación de los momentos magnéticos nucleares

El segundo paso en una medición de RMN es lograr que, la magnetización neta de los núcleos se oriente en un plano perpendicular al campo magnético (B_0) y esto se logra mediante la aplicación de otro campo magnético de manera de inducir transiciones entre los diferentes niveles de energía de los núcleos. Para causar estas transiciones se aplican unas señales de radio frecuencia (RF) generada por un campo magnético oscilante (B_1), que actúa en dirección perpendicular al campo magnético estático (B_0), Figura 2.10. La inclinación del eje de rotación de los protones se puede controlar variando la intensidad del campo B_1 [28].

Cuando los núcleos son alejados de la alineación del campo B_0 , comienzan a realizar un movimiento denominado *precesión* alrededor de la dirección del campo magnético estático. La *precesión* es un movimiento orbital semejante al de un trompo de juguete cuando se aleja de la vertical.

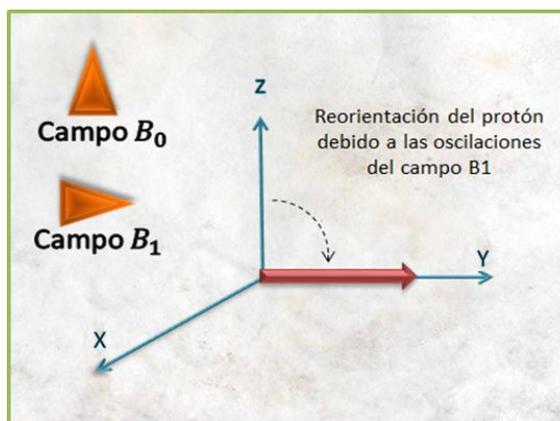


Figura 2.10. Perturbación de los momentos magnéticos. Tomado y modificado de Véliz, 2006.

La velocidad de la precesión depende de las propiedades del núcleo y de la fuerza del campo magnético oscilante aplicado. Los impulsos generados por el campo B_1 varían con el tiempo a la misma velocidad de la precesión, es decir, en resonancia con el movimiento del núcleo. Cuando la frecuencia de oscilación del campo B_1 coincide con la frecuencia de precesión del hidrógeno en el campo B_0 , ocurre una transición en los niveles de energía y existe una condición de resonancia, entonces es posible alinear los ejes de los protones con respecto al nuevo campo magnético existente ^[29].

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

$$f = \gamma \cdot B_0 \quad \text{Ec. 2.25}$$

Donde:

f: Frecuencia de resonancia, también denominada frecuencia de Larmor

γ : Relación giromagnética (para el hidrógeno es igual a 4258 Hz/Gauss)

La frecuencia es ajustada en el equipo para lograr que la nueva orientación de los protones sea 90° con respecto al campo B_0 (Figura 2.10). En esta orientación los núcleos hacen precesión en fase en un plano transversal.

La frecuencia de Larmor se ajusta en cada equipo y depende de la configuración de la herramienta, en el caso de la herramienta de NUMAR/ Halliburton esta tiene un valor de 750 KHz, mientras que la usada por la CMR/ Schlumberger es de 2 MHz ^[31].

2.8.2.3 Efecto de relajación (precesión) y desfase de los protones

Una vez que los ejes de los protones se han inclinado de acuerdo al nuevo campo existente, se inicia un movimiento de precesión en el plano perpendicular a B_0 (Figura 2.11).

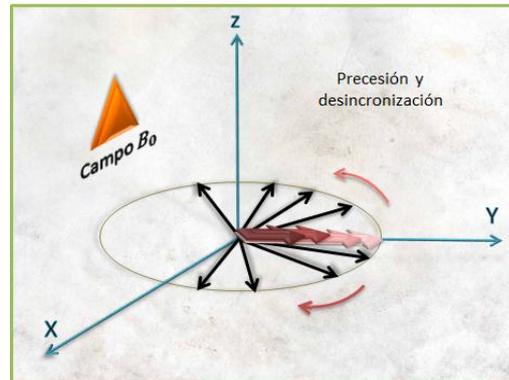


Figura 2.11. Precesión y desfase de los protones. Tomado y modificado de Véliz, 2006.

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

Esta señal de decaimiento se conoce como Caída de Inducción Libre (Free Induction Decay, FID), que caracteriza la amplitud de cada señal. La constante de tiempo para este proceso de relajación transversal se llama T_2^* , tiempo de decaimiento transversal (Figura 2.12).

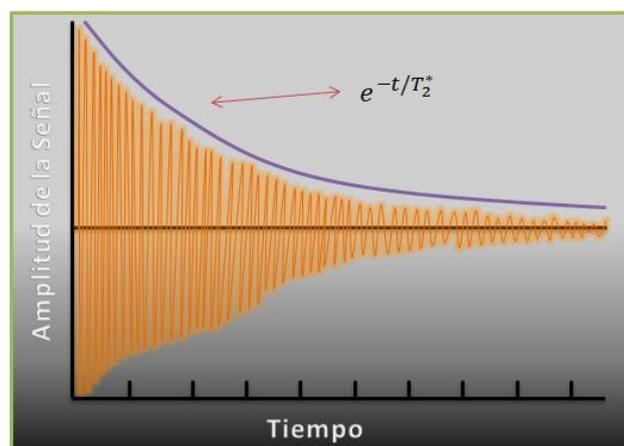


Figura 2.12. Caída de Inducción Libre (FID). Tomado y modificado de Véliz, 2006.

La relación que describe el decaimiento de la señal es:

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

Ec. 2.26

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

2.8.2.4 Reenfoco de los momentos magnéticos nucleares

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

Una vez que los protones en el plano transversal se encuentran desfasados, por los mecanismos antes mencionados, y después de transcurrido cierto tiempo denotado por τ , contando a partir del pulso inicial de 90° , se aplica un pulso de 180° , de esta manera los núcleos en precesión se revierten en el plano transversal, colocando los protones más lentos por delante de los más rápidos. (Figura 2.13). Cuando estos últimos alcanzan a los primeros se produce un refasaje (pero ahora en una dirección equivalente al eje Y), y se genera una señal que se detecta en la bobina receptora. La señal generada se denomina eco de momentos rotacionales. Nuevamente se producirá un desfasaje a partir de la nueva magnetización y a partir de un tiempo τ , se aplica un pulso de 180° ocurriendo después de transcurrido un tiempo equivalente a τ un reenfoque de los protones a lo largo del eje Y, de manera que el tiempo entre estos es 2τ y se define como TE o espaciamiento entre estos. En otras palabras, el tiempo de refasaje es igual al tiempo de desfasaje.

Esta secuencia de pulsos (una de 90° seguida por una serie de pulsos de 180°) fue denominada CPMG en honor a sus creadores (Carr, Purcell, Meiboom y Grill) ^[29].

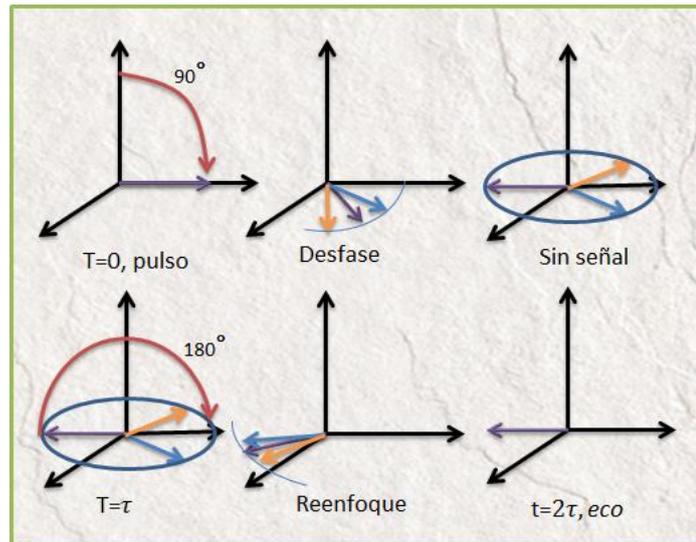


Figura 2.13. Secuencia de pulso-eco Carr-Purcell, Meiboom y Grill. Tomado y modificado de Salazar, 2004.

Debido a que cada eco de momentos rotacionales decae rápidamente, los pulsos de 180° se aplican repetidamente en forma de secuencia de pulsos, de manera de generar un tren de ecos. Un eco de momentos rotacionales se forma a mitad de camino entre cada par de pulsaciones de 180° (Figura 2.14).

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

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

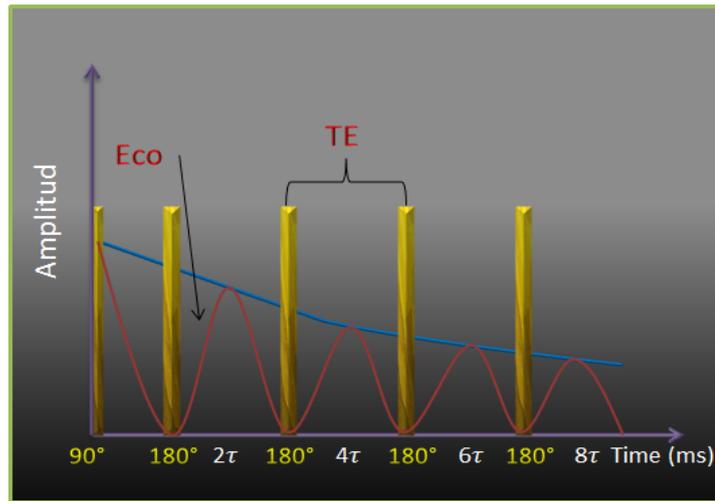


Figura 2.14. Ecos de momentos rotacionales. Tomado y modificado de Coates *et al.*, 1999.

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

$$M(t) = \sum_i M_{0i} \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} \tag{Ec. 2.27}$$

Donde T_2 es el tiempo de relajación transversal y representa el decaimiento espín-red, el cual es mucho mayor al decaimiento espín-eco representado por la constante T_2^* de la Ecuación 2.26 (Figura 2.15).

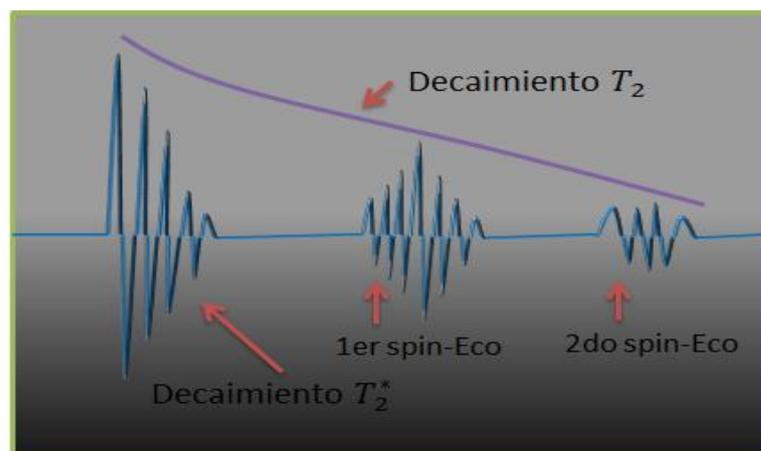


Figura 2.15. Señal de decaimiento espín - red y espín – eco. Tomado y modificado de Véliz, 2006.

El fenómeno de decaimiento de T_2 , asociado con la irreversibilidad del desfase de los núcleos debido a interacciones moleculares (siempre y cuando se trate de RMN en evaluación de formaciones), está relacionado con las propiedades petrofísicas de las rocas, tales como: porosidad, tamaño y forma de los poros, permeabilidad, además de las características y propiedades de los fluidos entrampados en el espacio poroso. La señal de decaimiento de T_2 que se registra en los equipos y herramientas de RMN, está representada por la suma de múltiples decaimientos exponenciales (Figura 2.16), debido a que los núcleos de hidrógeno se relajan a diferentes frecuencias según sea el fluido en el cual se encuentran y el tamaño de los poros donde estos fluidos se encuentren entrampados ^[28].

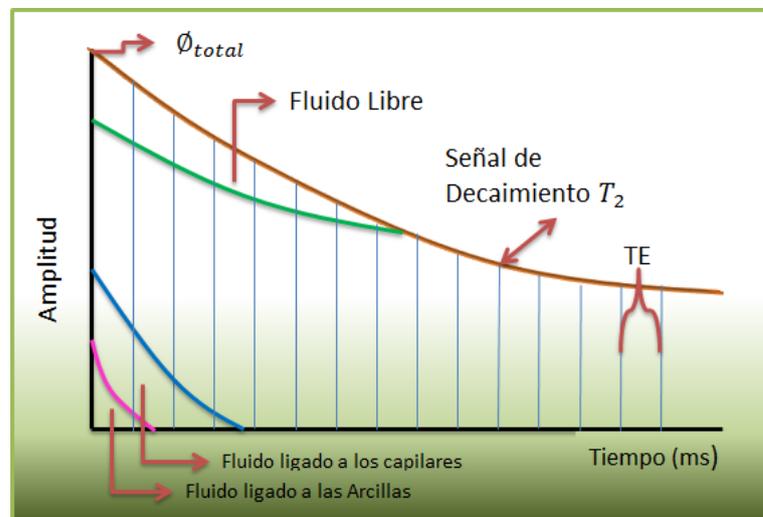


Figura 2.16. Señal de tiempo de relajación transversal (T_2). Tomado y modificado de Ostroff *et al.*, 1999.

2.8.2.5 Sincronización del tiempo entre mediciones de RMN

Para comenzar la siguiente secuencia de CPMG, los protones se deben polarizar otra vez. Un diagrama de sincronización de tiempos para mediciones RMN, está ilustrado en la Figura 2.17. La sección superior de esta describe dos secuencias de CPMG, cada una de las cuáles consiste en una pulsación B1 a 90° , seguida por una serie de pulsaciones a 180° . La sección inferior representa eventos de polarización (curvas de relajamiento T_1), e ilustra los trenes de ecos de momentos rotacionales (curvas de relajamiento T_2) asociados con las dos secuencias de CPMG. El tiempo de polarización **TW**, el espaciamiento entre ecos **TE** y el número de ecos **NE** se pueden controlar manualmente ^[31].

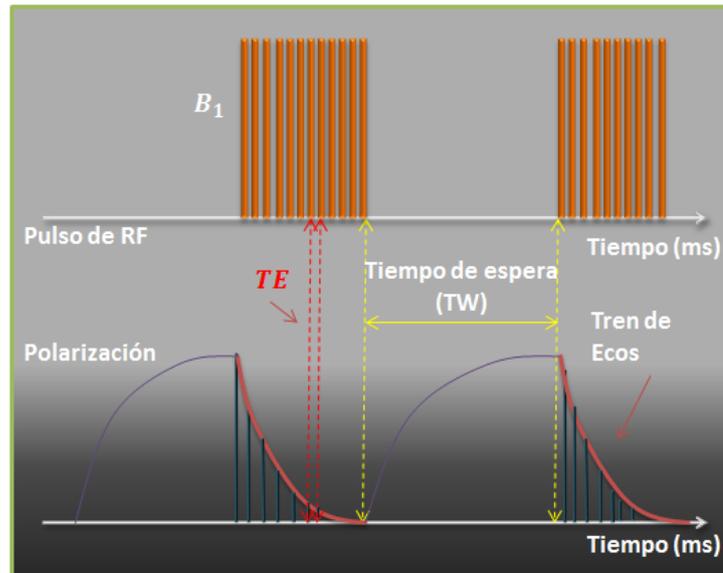


Figura 2.17. Sincronización de tiempo para mediciones. Tomado y modificado de Coates *et al.*, 1999.

La duración de este proceso de sincronización depende de la constante T_1 y se ha demostrado que se lleva a cabo siguiendo un modelo exponencial que se rige mediante la ecuación:

$$M_z(t) = \left(1 - e^{-\frac{t}{T_1}}\right) \quad \text{Ec. 2.28}$$

Donde:

T_1 : Tiempo en el que la magnetización alcanza 63% de su valor final.

$M_z(t)$: magnitud de la magnetización al tiempo t , cuando se toma la dirección del campo B_0 en el eje Z

2.8.2.6 Mecanismos de relajación en rocas saturadas

Existen tres mecanismos de relajación RMN que influyen los tiempos T_1 y T_2 se pueden dividir como componentes de los decaimientos que son: Uno debido a las interacciones con la superficie del poro (T_{2s} , T_{1s}), otro debido al decaimiento del fluido contenido en los poros (T_{2b} , T_{1b}), y un tercero debido a la difusión de los protones en un gradiente de campo magnético (T_{2D}).

Interacciones con la superficie del poro:

Las moléculas en los fluidos están en continuo movimiento –movimiento Browniano– y se difunden en el espacio poroso, chocando con la superficie del poro varias veces durante una medida de RMN. Cuando esto pasa, ocurren dos interacciones, primero que los protones pueden transferir energía nuclear a la superficie del poro permitiendo que se reorienten con el campo magnético estático, B_0 (componente de T_1). Segundo, los protones sufren un desfase que es irreversible (componente de T_2). La habilidad que tiene la superficie de los poros en relajar los protones es denominada Relaxividad¹ superficial, ρ' .

El tamaño de los poros también influye en el proceso de relajación T_{2s} dado que la velocidad de relajación depende de la frecuencia con que los protones puedan chocar con la superficie de poro, que a su vez depende de la relajación superficie-volumen (S/V). Cuantos más pequeños sean los poros, S/V alto, mayor será el número de protones cercanos a las paredes y decaerán con mayor velocidad, es decir, tiempos de relajación cortos (Figura 2.18) [34].

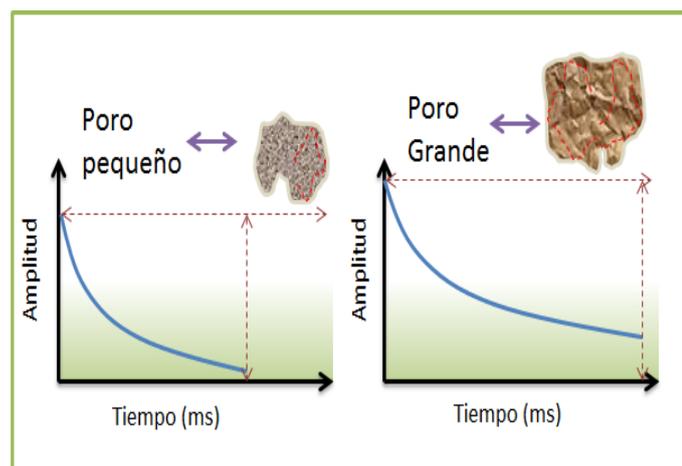


Figura 2.18. Decaimiento en función del tamaño del poro.

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

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \frac{s}{V} \quad \text{Ec 2.29}$$

y similar para,

$$\frac{1}{T_1} = \rho_1 \frac{s}{V} \quad \text{Ec 2.30}$$

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

¹ La relaxividad es la capacidad que tienen las paredes de los poros para permitir la relajación magnética.

La constante ρ es una propiedad de la roca que depende de la mineralogía de la superficie del poro (Figura 2.19), los iones para, ferro y ferromagnéticos que contengan (Fe^{+3}, Mn^{+2}) y de la mojabilidad de la roca. Valores altos de ρ producen un decaimiento rápido de T_2 , mientras que valores bajos de ρ producen un decaimiento lento de T_2 .

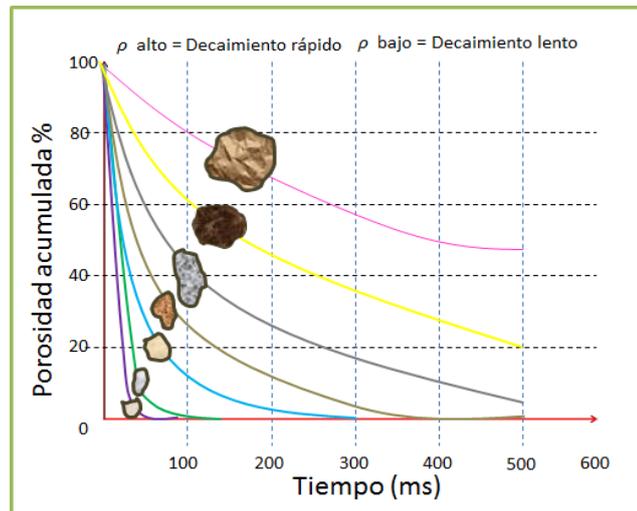


Figura 2.19. Decaimiento por tamaño de poro. Tomado y modificado de Salazar, 2004.

Difusión de los protones en un gradiente de campo magnético

Cuando hay gradientes en el campo magnético estático el movimiento molecular de los protones causa un desfase que origina el tiempo de relajación T_2 . El tiempo T_1 no se ve afectado.

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

Decaimiento del fluido contenido en los poros

Se considera importante cuando el fluido se encuentra en poros muy grandes o porosidad secundaria (carbonatos). Las interacciones moleculares en el agua y petróleo liviano son más rápidas, de manera que la relajación es ineficiente a tiempos largos. A medida que los fluidos se vuelven más viscosos, las interacciones moleculares son más lentas ^[34].

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

$$\left(\frac{1}{T_2}\right)_{total} = \frac{1}{T_{2s}} + \frac{1}{T_{2D}} + \frac{1}{T_{2B}}$$

Ec. 2.31

Se puede resumir lo discutido en cuanto a los mecanismos de relajación en rocas saturadas en la Tabla 2.4, que contiene las ecuaciones que expresan los factores relevantes en cada situación y según el fluido presente.

Tabla 2.4. Mecanismos de relajación predominantes según el tipo de fluido ^[28].

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

2.8.3 Proceso de inversión de la señal de decaimiento de T_2

La señal captada por el receptor en el plano transversal al campo magnético permanente B_0 , es proporcional a la cantidad de átomos de hidrógeno presentes en las muestras, donde cada uno posee un tiempo característico de relajación transversal T_2 . La señal que se registra en el equipo RMN es una curva que corresponde a la suma de múltiples decaimientos exponenciales.

De la curva correspondiente la relajación magnética transversal se obtiene, aplicando un procedimiento matemático denominado Transformada Inversa de Laplace, una curva de distribución T_2 (Figura 2.20) de la cual se obtiene la mayor cantidad de información petrofísica que proviene de RMN ^[31].

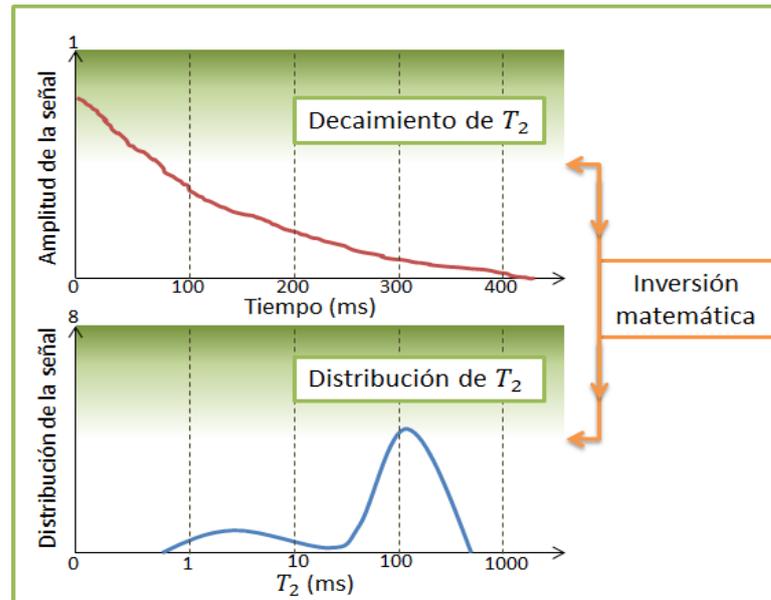


Figura 2.20. Proceso de inversión matemática.

2.8.4 RMN en laboratorio

Para el análisis Petrofísico con RMN las pruebas de laboratorio desempeñan un factor importante permitiendo validar y generar medidas, aumentando así la confiabilidad de los datos obtenidos en mediciones de campo, tanto en rocas como en fluidos.

Las medidas en el laboratorio se realizan en base a ripios y muestras de núcleos que sean lo más representativo de la formación en estudio, esto permitirá tener un análisis adecuado de acuerdo a las características de cada caso, evitando de este modo trabajar con parámetros generales; lo cual provocaría una desviación entre los resultados obtenidos y los valores reales que caracterizan a la formación.

Entre las aplicaciones y datos más relevantes que se pueden obtener con la técnica RMN en el estudio de yacimientos se tienen:

Estimación de la permeabilidad.

Saturación de agua irreducible.

Porosidad total, efectiva y asociada a las arcillas (independiente de la litología).

Distribución del tamaño de poros.

Saturación de fluidos producibles.



Predicción de la productividad.

Determinación de facies litológicas y petrofacies.

Identificación de tipos de fluidos contenidos en el espacio poroso.

Estimación de la viscosidad de los fluidos.

Evaluación de yacimientos de muy baja resistividad.

Evaluación efectiva de yacimientos carbonáticos.

Detección de gases en yacimientos muy arcillosos o de litología compleja.

Determinación de contactos entre fluidos.



CAPÍTULO III

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

En este capítulo se plantea la descripción de la metodología utilizada para desarrollar y alcanzar los objetivos de esta investigación. En la Figura 3.1 se presenta de forma esquemática la metodología empleada.

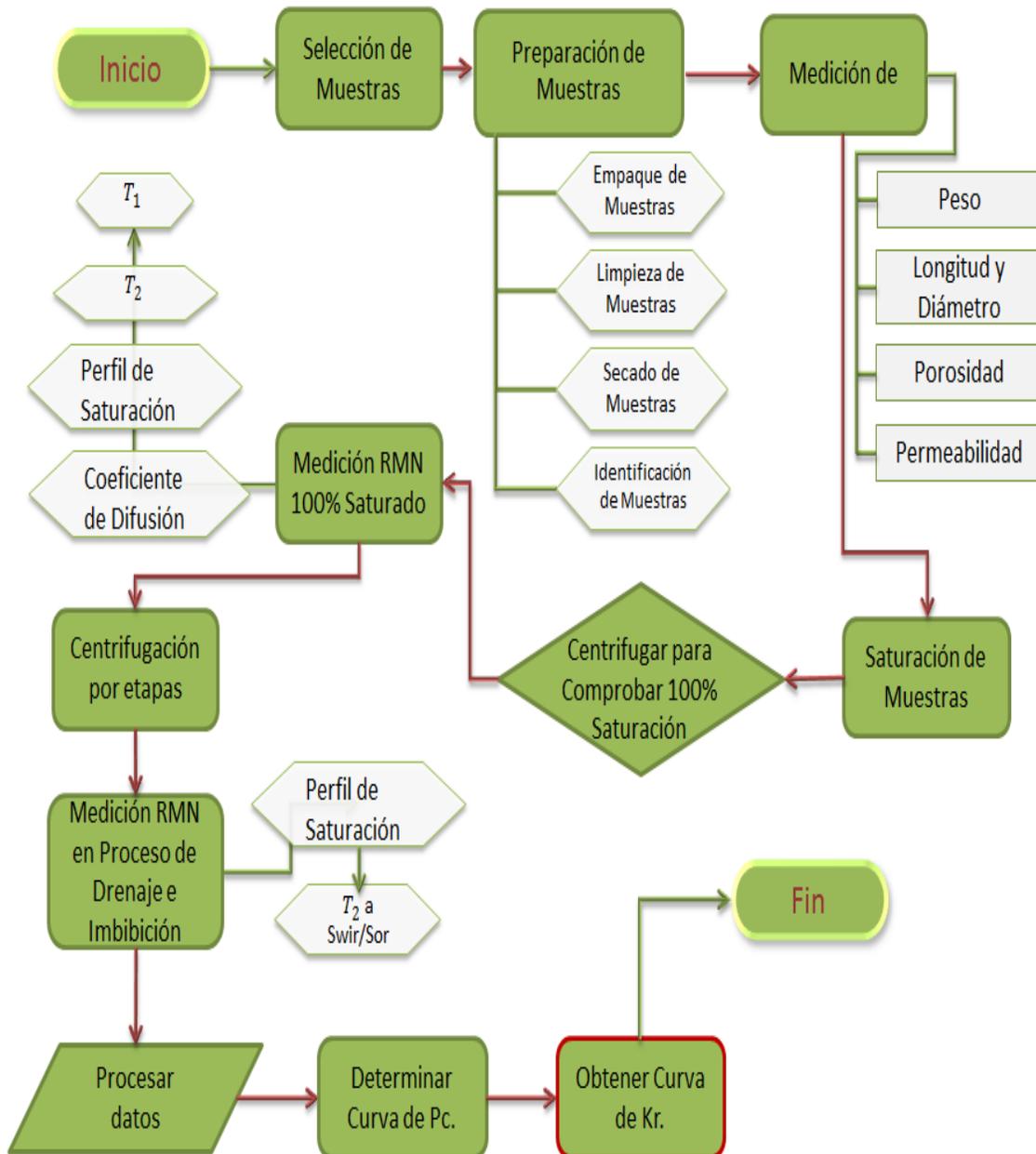


Figura 3.1. Metodología experimental.

3.1 SELECCIÓN DE MUESTRAS

Las muestras elegidas para el desarrollo del trabajo, son de dos tipos: consolidadas y no consolidadas.

Muestras consolidadas:

Diez (10) muestras provenientes del Campo Perla, el cual está localizado al norte del estado Falcón, específicamente al oeste de la Península de Paraguaná, dentro del Bloque Cardón IV (Figura 3.2). Esta área comprende una región dentro de aguas territoriales y superficiales del Golfo de Venezuela.

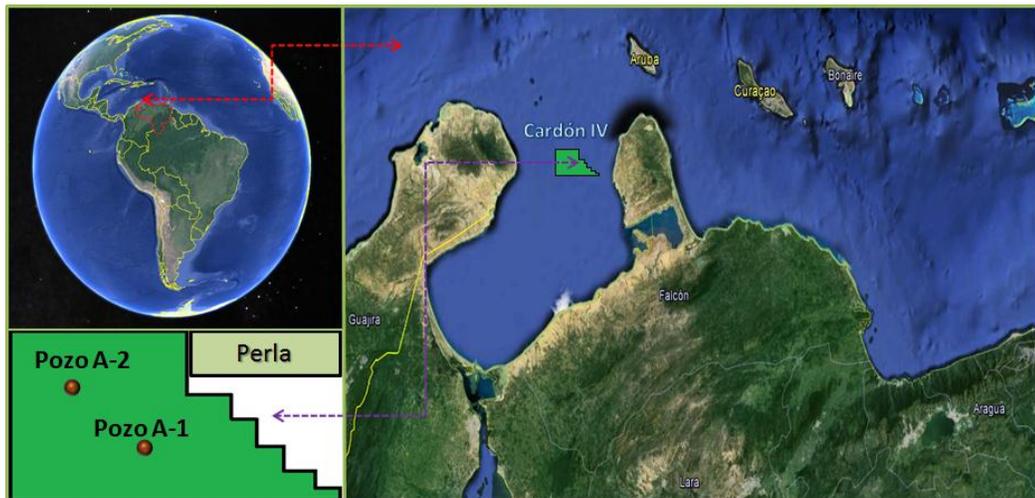


Figura 3.2. Ubicación Campo Perla.

De este campo gasífero se trabaja con muestras de los pozos A-1 y A-2. En la Tabla 1 del Apéndice A, se muestran los valores disponibles originados a partir de pruebas convencionales (porosímetro y permeámetro a gas) del Pozo A-1.

Del mismo modo, la Tabla 2 (Apéndice A) contiene los datos disponibles del Pozo A-2.

Diez (10) muestras provenientes del Campo Travi, Pozo O-1, el cual se ubica en el área noroeste del estado Monagas, más específicamente a 5 Km de la población Punta de Mata (Figura 3.3).

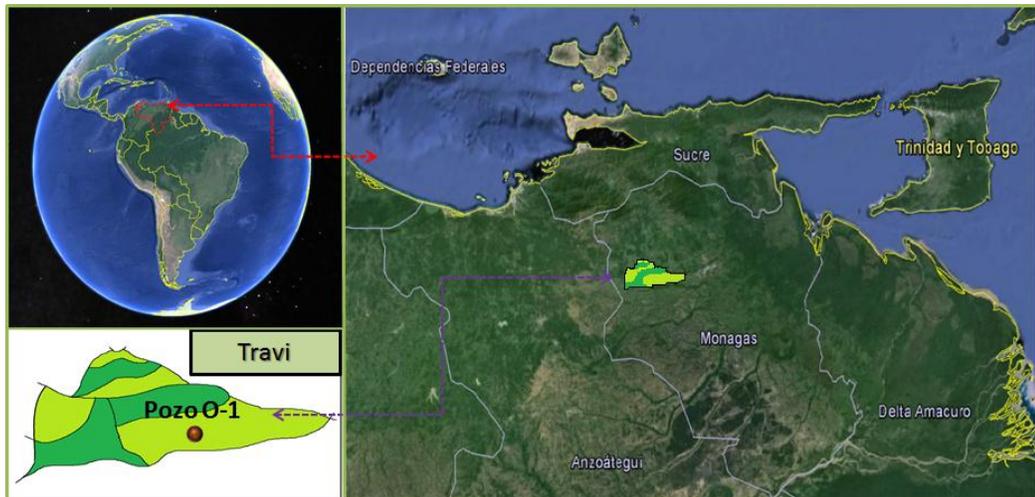


Figura 3.3. Ubicación Campo Travi.

En la Tabla 3 del Apéndice A se exponen los datos disponibles derivados de pruebas convencionales (porosímetro y permeámetro a gas).

Muestras arenas no consolidadas:

Ocho (08) muestras de arena sintética, preparadas con la intención de simular las propiedades petrofísicas que se encuentran en el Campo Petrocedeño, el cual se ubica en la Faja Petrolífera del Orinoco, dentro del Bloque Junín, al suroeste del estado Anzoátegui (Figura 3.4).

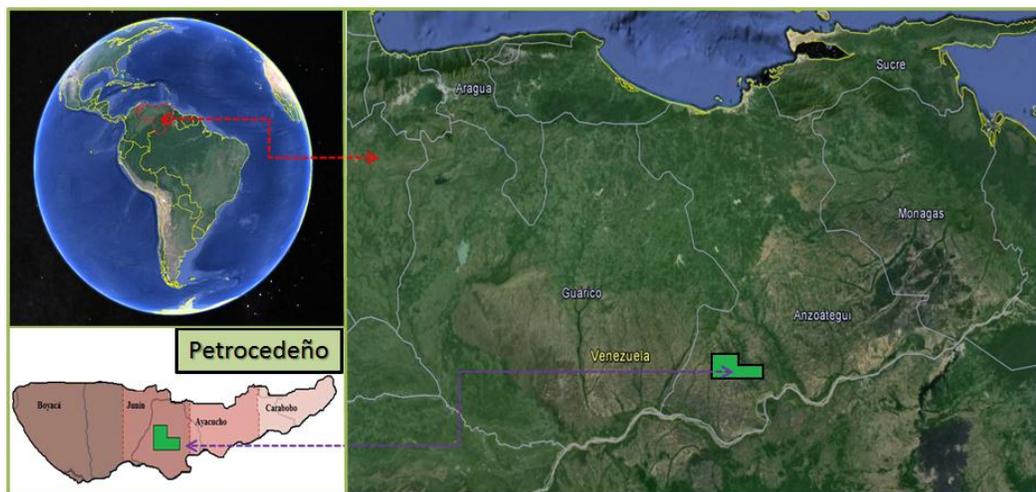


Figura 3.4. Ubicación Campo Petrocedeño.



Las arenas sintéticas se fabrican con unas proporciones determinadas de sus componentes y brindan mejor uniformidad, suministrando un rango de porosidad y permeabilidad mayor a las que ofrecen las arenas naturales. La arena seleccionada cuenta con la composición mostrada en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Composición de arena sintética (Campo Petrocedeño).

Minerales	Contenido (%)
Cuarzo	98,67
Pirita	1,23
Otros	0,10

3.2 PREPARACIÓN DE MUESTRAS

Esta es una etapa fundamental para llevar a cabo el proceso experimental que se requiere, con la mayor eficiencia posible, debido a que la preparación de la muestra implica la construcción del sistema adecuado que se desea modelar. Esta fase está constituida por el empaque de muestras arenas no consolidadas, limpieza de muestras, secado de muestras, identificación de muestras, registro de medidas físicas, medición de porosidad y permeabilidad, saturación con agua de formación y congelado de muestras.

3.2.1 Empaque de muestras arenas no consolidadas

El empaque inicial de las muestras no consolidadas se realiza según el procedimiento establecido en los laboratorios de PDVSA-Intevep (Instructivo Técnico: Empaque de Muestras no consolidadas. EYEE-IT-002). Dicho procedimiento consiste en envolver con papel de níquel la arena, previamente humedecida con agua destilada, y compactarla usando las herramientas que se visualizan en la Figura 3.5. La arena compactada en forma de cilindro queda sellada en sus extremos por la colocación de dos mallas metálicas de diferentes aperturas, que tienen la propiedad de dejar pasar cualquier tipo de fluido a través de la muestra, siendo la malla interna la más fina para impedir pérdidas de granos pequeños y la externa la más gruesa para darle consistencia al tapón.



Figura 3.5. Herramientas para empacar muestras arenas no consolidadas.

Como se requiere que las muestras empacadas cuenten con la forma convencional de los tapones de núcleo y una estructura fija, se hace necesario el uso de una celda de confinamiento a través de la cual las muestras arenas no consolidadas son presurizadas, con una presión que por lo general no excede la mitad de la presión que éstas soportaron en el pozo. Para este estudio se trabaja con una presión de confinamiento de 1200 psi. La celda utilizada cuenta con una bomba de confinamiento Modelo Teledyne Isco 500D. El proceso de confinamiento consiste en introducir la muestra previamente empacada en una manga de goma e insertar en los extremos un tope metálico superior y uno inferior, de modo que estos hagan sello. El sistema se coloca dentro de la celda de confinamiento, se añade agua hasta cubrirlo completamente y se acopla la rosca superior de la celda. Luego, a través de la bomba se comienza a proporcionar presión mediante el llenado de la celda con el fluido de confinamiento hasta alcanzar el valor deseado (presión establecida), y una vez alcanzado este valor, se detiene la bomba y se retira la muestra de la celda. En la Figura 3.6 se muestra el equipo utilizado para el confinamiento de las muestras no consolidadas.



Figura 3.6. Equipo de confinamiento.

El resultado del proceso del empaque inicial se puede observar en la Figura 3.7. Cabe señalar que estas muestras no son sometidas al proceso de limpieza, debido a que la arena usada por ser sintética se encuentra totalmente limpia.



Figura 3.7. Muestras con empaque inicial.

Seguidamente es necesario secar las muestras, identificarlas, registrar sus medidas físicas, determinar su porosidad y permeabilidad absoluta, saturarlas con agua de formación, congelarlas (cada uno de estos procesos será descrito con detalle más adelante) y luego cambiarlas de empaque, esto último se debe a que el empaque y las mallas metálicas colocadas afectan en las mediciones, alterando el campo magnético cuando las muestras son introducidas en el equipo de RMN.

Es importante resaltar que *el nuevo empaque fue diseñado y desarrollado durante la realización de este trabajo*. Se probó con otros empaques diferentes, los cuales no resultaron eficientes.

Sistema 1: Tubo termoencogible y tapa de papel Milipore.

Falla: Las tapas absorben demasiada agua, trayendo como consecuencia picos de saturación en las mediciones con el equipo de RMN.

Sistema 2: Celda de plexiglas envuelta en papel plástico transparente.

Falla: Los orificios que la celda posee permiten que la arena se escape, disminuyendo el volumen de la misma y provocando la pérdida excesiva de fluido al centrifugar.

Sistema 3: Tubo termoencogible y dos mallas plásticas.

Falla: Las mallas no brindan la consistencia necesaria a la muestra, además permiten el desprendimiento de arena.

En la Figura 3.8 se observan los sistemas descritos anteriormente.

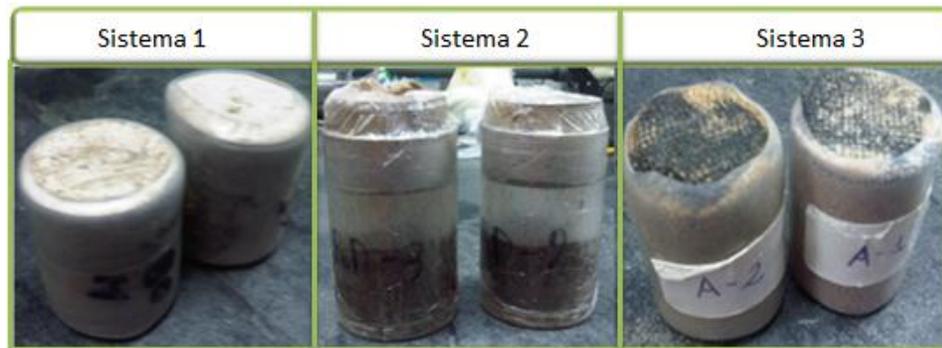


Figura 3.8. Empaques no eficientes.

3.2.1.1 Empaque óptimo para muestras no consolidadas

Finalmente se obtiene un diseño que cumple con todas las características necesarias para realizar las mediciones pertinentes, éste se encuentra conformado por un tubo transparente de material termoencogible y en sus extremos dos mallas plásticas más una tapa de teflón que posee perforaciones concéntricas. En la Figura 3.9 puede visualizarse los materiales y herramientas que se emplean para este empaque.

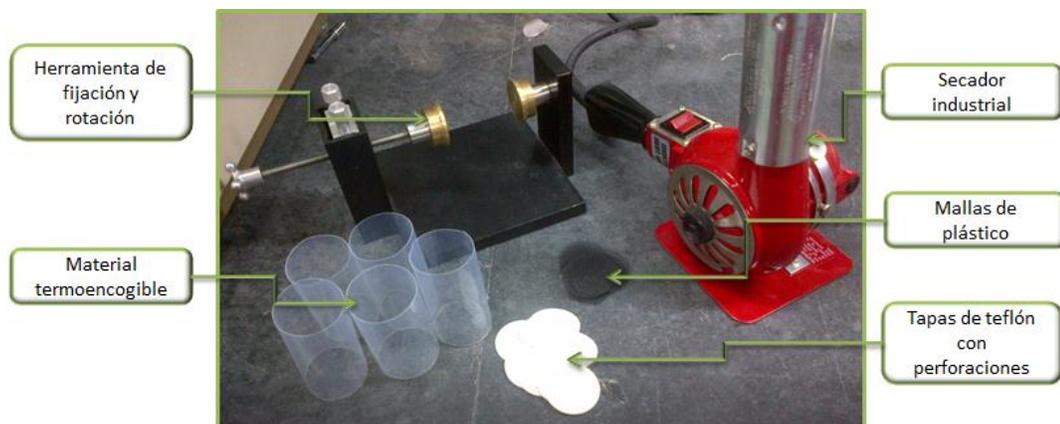


Figura 3.9. Herramientas usadas para empaque final.

Para llevar a cabo el nuevo empaque, se coloca la muestra congelada junto con las mallas plásticas y la tapa de teflón en una herramienta que permite sujetarlas y a su vez rotarlas, a medida que el tubo de material termoencogible es amoldado al ancho de la muestra, utilizando para ello un secador

industrial. Finalmente se extraen de la herramienta y se cortan los extremos del tubo para ajustarlo ahora al largo de la muestra, presionando en ambos extremos tanto las mallas como las tapas. En la Figura 3.10 se aprecia el procedimiento descrito para el nuevo empaque de las muestras arenas no consolidadas.

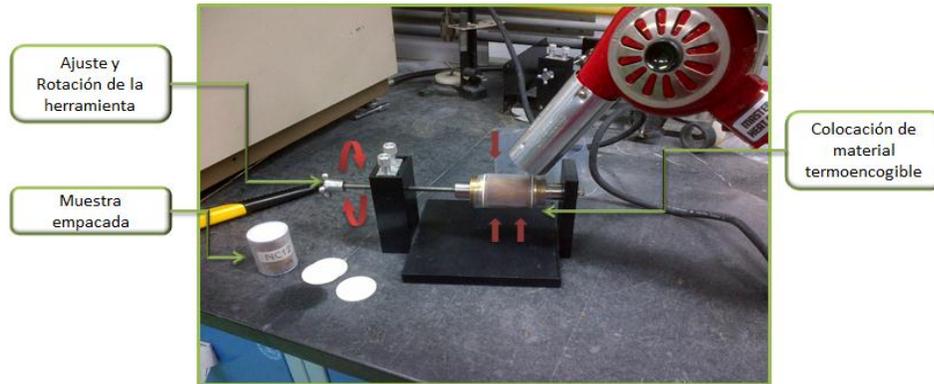


Figura 3.10. Empacamiento con material termoencogible.

3.2.2 Limpieza de muestras

Para realizar las mediciones en el laboratorio, es necesario limpiar previamente las muestras, con el objetivo de extraer los fluidos residuales o contaminantes presentes en éstas. De acuerdo a las características que posea el núcleo, se debe seleccionar un método para la limpieza del mismo. Para el desarrollo de este Trabajo el método utilizado es el de Destilación-Extracción, usando el equipo Dean-Stark (Figura 3.11) y siguiendo la Norma ASTM G120-95.

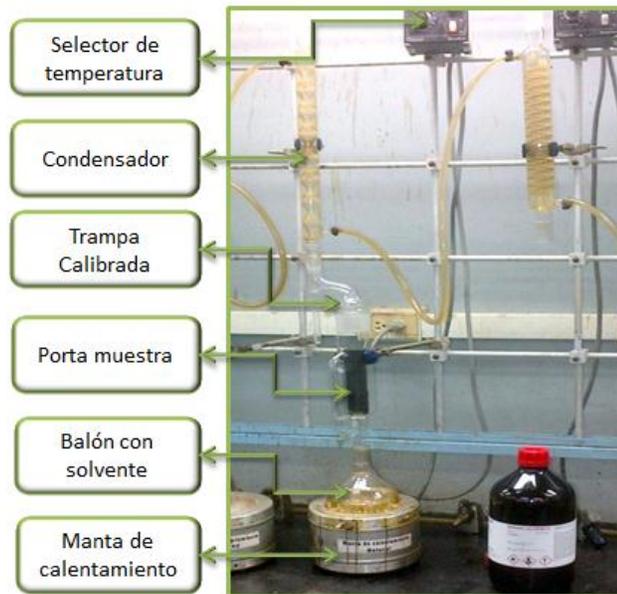


Figura 3.11. Equipo Dean-Stark.

Las muestras consolidadas son introducidas en el recipiente Soxhlet, que forma parte del equipo Dean-Stark, el mismo va conectado a un balón aforado, donde se coloca el solvente a utilizar (en este caso metanol); el balón aforado se encuentra sobre una manta de calentamiento. La limpieza consiste básicamente en el lavado repetitivo de la muestra mediante la acción del solvente, el cual se evapora, pasa a través de la muestra, se condensa y cae nuevamente en el balón aforado, extrayendo así las impurezas y residuos de crudo y otros fluidos presentes originalmente en la muestra. El ciclo de limpieza finaliza cuando se observa que el metanol que sale por el fondo de la columna es cristalino.

El proceso de limpieza tiene un rango de duración determinado en función del tipo de muestra, debido a que este depende de la saturación y el tipo de fluido presente, así como de la estructura interna de la muestra. Para el grupo total de muestras consolidadas del Campo Travi se emplea un tiempo aproximado de 16 horas. Es importante resaltar que las muestras del Campo Perla se encontraban previamente limpias, por lo que no es necesario realizarles tal procedimiento.

3.2.3 Secado de muestras

Una vez que las muestras se encuentran libres de impurezas son colocadas dentro de un horno para eliminar cualquier cantidad de solvente que todavía esté presente en la muestra. El horno usado es un modelo Memmert UFP 800 (apreciación $\pm 1^\circ\text{C}$) ajustado a una temperatura de 88°C (Figura 3.12). En el proceso de secado se emplea un tiempo de 48 horas para las muestras del Campo Travi.

Para las muestras arenas no consolidadas el tiempo empleado es de 48 horas, trabajándose a una temperatura de 60°C.



Figura 3.12. Horno de secado.

3.2.4 Identificación de muestras

Las muestras no consolidadas (Campo Petrocedeño) son identificadas mediante el código NC-Número, como se observa en la Figura 3.13, con la finalidad de diferenciarlas durante el proceso de medición.



Figura 3.13. Muestras arenas no consolidadas identificadas.

Para las muestras del Campo Travi, el código de identificación es H-número y para las muestras del Campo Perla la identificación es solo con números (Figura 3.14).



Figura 3.14. Identificación de muestras Travi y Perla.

3.2.5 Registro de longitud, diámetro y peso

Haciendo uso de un vernier digital (apreciación $\pm 0,01\text{mm}$) se obtienen los valores de longitud y diámetro para cada muestra. Por otro lado, el peso de cada una es determinado con la Balanza Mettler PE 3600 (apreciación $\pm 0,01\text{g}$).

Los resultados obtenidos para las muestras en estudio, pueden visualizarse en las tablas que se encuentran en el Apéndice B.

3.2.6 Medición de porosidad efectiva y permeabilidad absoluta de muestras no consolidadas

La porosidad y permeabilidad de las muestras no consolidadas se obtiene de acuerdo al procedimiento establecido en los laboratorios de PDVSA-Intevep (Instructivo Técnico: Medición de la porosidad y permeabilidad al aire. EPMS-PT), utilizando para ello el Equipo CMS-300, el cual se muestra en la Figura 3.15.

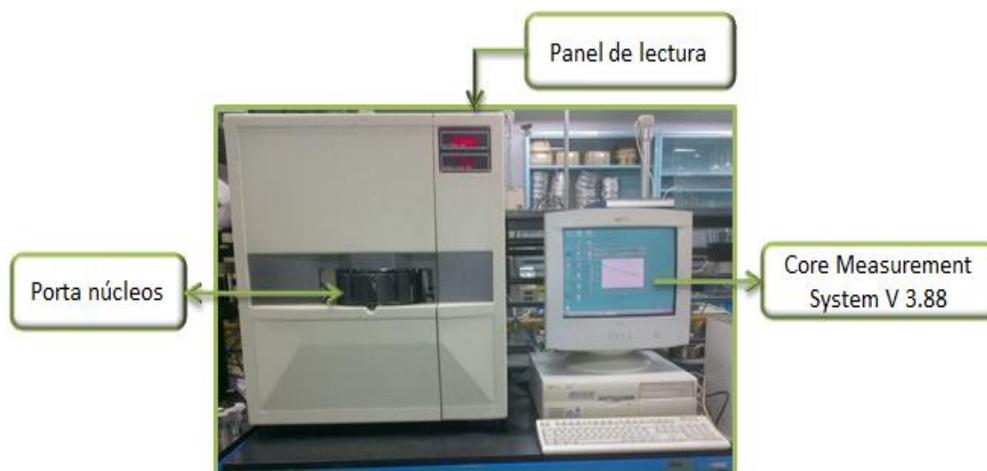


Figura 3.15. Equipo CMS-300.



El equipo está conformado por un porta-núcleos (cuenta con la capacidad para medir 12 muestras por corrida), un panel donde se registran las lecturas, un conjunto de válvulas que controlan el suministro de gas helio y gas nitrógeno, y un computador que contiene el software Core Measurement System – Versión 3.88.

Este equipo obtiene los valores de volúmenes porosos basándose en la Ley de Boyle, ($[P][V] = \text{constante}$, sobre un rango moderado de presiones) para una presión de confinamiento que debe estar en el rango de 800 psi y 10000 psi. La muestra se coloca en una cámara y luego se presuriza con gas a la presión determinada, permitiendo que el gas se expanda dentro de un volumen grande previamente calibrado.

El procedimiento consiste en ingresar al sistema la cantidad de muestras a medir, junto con las características de cada una (longitud, diámetro y peso). Seguidamente, se debe indicar la presión a la cual se realizarán las mediciones (para este estudio se trabaja con 1200 psi), luego colocar una a una las muestras en el porta-núcleos, esperar que el equipo realice las mediciones y una vez que éstas hayan finalizado automáticamente se detiene el ensayo. Luego se extrae del computador el reporte con los resultados de volumen poroso, porosidad, permeabilidad al aire y permeabilidad corregida por Klinkenberg.

En el Apéndice C, pueden observarse los valores obtenidos con el equipo CMS-300 para las muestras no consolidadas.

Una vez determinadas las propiedades de porosidad y permeabilidad de cada muestra, se procede a saturarlas con agua destilada por un tiempo de 24 horas, en el equipo de saturación que es descrito en la sección 3.2.7.

Seguidamente, para dar una mayor consistencia a las muestras, éstas se congelan en un refrigerador industrial (marca Energy Stars), el cual puede observarse en la Figura 3.16. Este proceso de congelamiento se realiza a una temperatura aproximada de $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ y durante un tiempo de 40 horas.



Figura 3.16. Refrigerador industrial.

Congeladas las muestras, se procede a quitarles el papel de níquel y las mallas metálicas para realizar el cambio de empaque, según lo descrito en la sección 3.2.1.1.

Con este nuevo empaque las muestras son sometidas al proceso de secado por un tiempo de 24 horas a una temperatura de 60°C, utilizando para ello el horno Memmert. Esto se realiza con la finalidad de conocer el peso seco de las muestras antes de que sean saturadas con el agua sintética de formación.

En este sentido, se registra el peso de cada muestra, así como sus longitudes y diámetros. Los resultados obtenidos son reportados en la Tabla 5 del Apéndice B.

3.2.7 Saturación de muestras

El proceso de saturación de las muestras debe realizarse con una solución salina, que corresponda con las características del agua de formación presente en las profundidades a las cuales fueron extraídos los núcleos. Para el caso del Campo Perla, la composición del agua de formación se muestra en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Agua de formación Campo Perla.

Aditivos	Gramos por litro de solución	Densidad (g/cc)
NaCl	24,500	1,001



Por su parte, el agua de formación del Campo Travi cuenta con la composición expuesta en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Agua de formación Campo Travi.

Aditivos	Gramos por litro de solución	Densidad (g/cc)
NaCl	10,087	1,000

Además el crudo proveniente del Campo Travi a condiciones de yacimiento presenta las características mostradas en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4. Crudo característico Campo Travi.

Temperatura (°C)	Gravedad API	Densidad (g/cc)
90-110	31,400	0,868

En cuanto al Campo Petrocedeño, la formulación del agua de formación se aprecia en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Agua sintética de formación Campo Petrocedeño.

Aditivos	Gramos por litro de solución
$NaHCO_3$	3,7685
Na_2SO_4	0,0150
$NaCl$	2,5460
$CaCl_2 \cdot 2H_2O$	0,1165
$MgCl_2 \cdot 6H_2O$	0,1240
Na_2CO_3	0,0175
KCl	0,0950

Las características del crudo del Campo Petrocedeño son señaladas en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6. Crudo característico Campo Petrocedeño.

Temperatura (°C)	Gravedad API	Densidad (g/cc)
------------------	--------------	-----------------

80	7,7000	1,0156
----	--------	--------

La preparación del agua de formación se rige por el procedimiento señalado por PDVSA-Intevep (Instrucción de Trabajo: Preparación de Agua de Formación Sintética. EYEE-IT-002). Para ello se dispone en un balón aforado el agua destilada, se pesa la sal en la Balanza Mettler y se ubica un par de barras imantadas. Lo primero es añadir la sal al agua destilada, luego se introducen las barras al balón aforado y finalmente se coloca el balón sobre la plancha de agitación magnética (Marca Hotplate & Stirrer, Modelo JENWAY 1000), la cual permite agitar el contenido del recipiente hasta finalmente lograr la disolución de todas las sales añadidas.

Para cada campo se preparan 2 litros de solución salina.

Una vez que se tiene cada salmuera, se vacían en beakers diferentes y posteriormente se colocan las muestras dentro de éstos, según corresponda. Los beakers con los tapones sumergidos son introducidos en a un equipo de saturación, el cual está conectado a una bomba de vacío que se encarga de extraer el aire presente en los tapones y en el saturador, para asegurar de esta manera una mejor saturación de las muestras. La Figura 3.17 ilustra el procedimiento descrito para la preparación del agua de formación y saturación de las muestras.

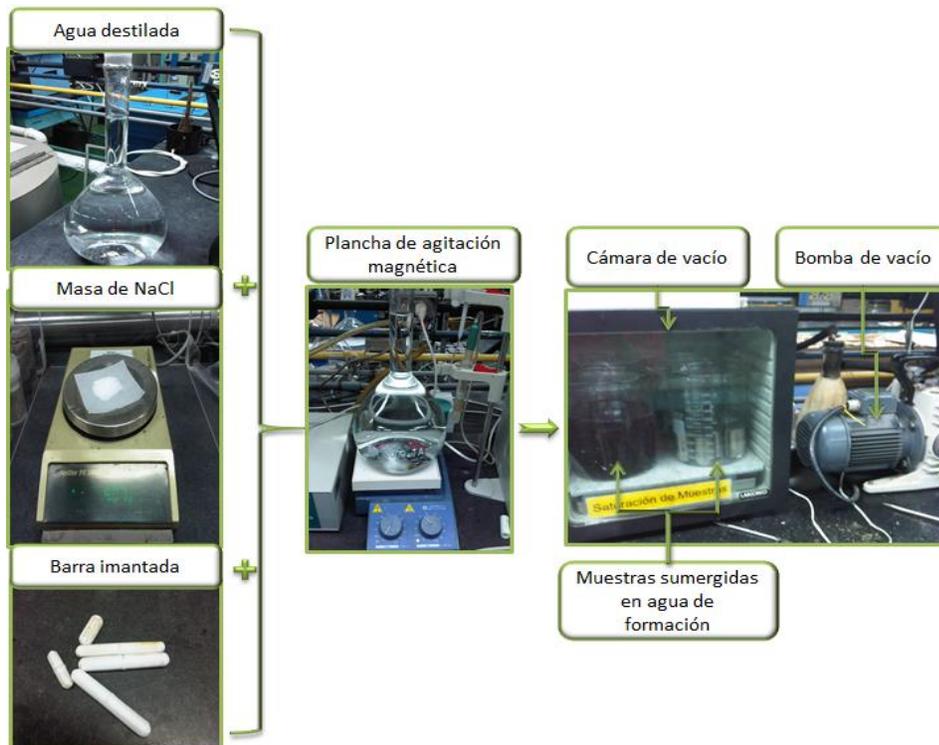


Figura 3.17. Preparación de agua de formación y saturación de muestras.

Es importante mencionar que la duración del proceso de saturación en la cámara de vacío, está influenciado por la compactación de las muestras y la permeabilidad de las mismas. Siguiendo en este orden de ideas, la saturación de las muestras se considera completa, cuando el agua contenida en los beakers que están dentro del saturador deja de burbujear por acción del vacío sobre la muestra.

De igual manera para este estudio, cada determinado tiempo se retiran las muestras del equipo de saturación y se pesan en la Balanza Mettler, con el objetivo de hacer un seguimiento del peso de cada muestra y reconocer en qué momento estos valores se mantienen relativamente constantes. Esto será indicativo de que los espacios vacíos de las muestras ya han sido cubiertos con agua, en otras palabras, que las muestras se encuentran 100% saturadas.

Los resultados obtenidos para el proceso de saturación a las muestras de los Pozos A-1 y A-2 (Campo Perla), se presentan en la Tabla 1 y 2 del Apéndice D, respectivamente.

La saturación de las muestras del campo Travi inicialmente se realiza con agua de formación para efectuar el proceso de drenaje primario, posteriormente son limpiadas y luego se saturan con crudo característico del campo, con la finalidad de realizar el proceso de imbibición. La saturación con crudo se efectúa de la misma forma usando la cámara de vacío, pero con el calentamiento previo del beaker con las muestras y el crudo a una temperatura de 110-120 °C. Esto se realiza cada vez que se introduce a la cámara de vacío por un tiempo prolongado para así facilitar la saturación. Las Tablas 3 y 4 del Apéndice D muestran los resultados de la saturación del Pozo O-1.

En cuanto a las muestras no consolidadas, se conoce que en éstas la penetración del agua es mayor y con más facilidad en comparación a las muestras consolidadas. Es por ello, que en lugar de hacer seguimiento al peso de las muestras, se hace una única medición transcurridas 48 horas para conocer el estado de saturación de cada una. En la Tabla 5 (Apéndice D) se reportan los resultados del proceso mencionado.

Cuando se registran los pesos de las muestras en el proceso de saturación, se pueden obtener pequeñas disminuciones de la saturación en referencia a los últimos dígitos del peso medido. Este cambio probablemente esté asociado al secado de cada muestra antes de pesarla, debido a que al dejar algunas gotas en la superficie de la muestra se mide de forma incorrecta un aumento del peso.

3.3 CENTRIFUGACIÓN 100% SATURADO

Para comprobar que las muestras se encuentran 100% saturadas, se centrifugan hasta que no se registre cambio en el peso medido entre cada etapa del proceso. La centrifugación se lleva a cabo con la Centrifugadora Damon/ IEC Division, modelo EXD. Dicho equipo en su parte exterior posee una perilla para regular la velocidad a la cual trabaja la centrífuga y en su parte interior contiene un rotor con cuatro celdas, donde son colocadas las muestras a centrifugar.

Estas muestras son previamente introducidas en unas celdas de configuración estándar, las cuales son llenadas con un fluido que por efecto de rotación de la centrífuga, penetra en la muestra. Como en este caso lo que se quiere es verificar el estado de saturación de las muestras, el único fluido contenido en las celdas es agua de formación o crudo, dependiendo del proceso a realizar para determinado campo. La Figura 3.18 ilustra el proceso descrito de centrifugación.



Figura 3.18. Proceso de centrifugación 100% saturación.

Es importante resaltar que al hacer rotar la centrífuga se debe mantener un balance dinámico de masa, para esto conviene cargar las celdas opuestas de la centrífuga con la misma masa. Por lo tanto, al sistema muestra-celda cuando es necesario se le añaden por fuera pequeños trozos de metal, papel, entre otros, con la finalidad de equilibrar el peso.

Aplicando velocidades entre 1000-2500 RPM en intervalos de tiempo entre 10-20 minutos se centrifugan las muestras, esto para comprobar sus estados 100% saturados. Este tiempo es lo bastante corto para evitar que exista saturación excesiva o que se produzca un gran drenaje del fluido en algunas zonas de la muestra (dependiendo de la permeabilidad efectiva de cada muestra), que afecte la saturación homogénea en la misma. El Apéndice E, contiene los resultados de este proceso de centrifugación para las muestras del Campo Perla, Travi y Petrocedoño, respectivamente.



3.4 MEDICIÓN RMN CON MUESTRAS 100% SATURADAS

Al verificarse que las muestras se encuentran 100% saturadas con sus respectivas aguas de formación y crudo, se procede a medir en el equipo de RMN. La superficie de la muestra es secada de manera que no contenga fluido en exceso y así se evita registrar una medida incorrecta, seguidamente es envuelta en papel de plástico transparente antes de colocarla dentro de la cámara magnética del equipo RMN, para impedir que se derrame alguna cantidad de fluido mientras se analiza. Luego de efectuar la medición, la muestra es colocada de nuevo en el beaker con el fluido de saturación para mantener el peso 100% saturado.

3.4.1 Descripción del equipo RMN

El equipo de Resonancia Magnética Nuclear es un sistema complejo con múltiples elementos electrónicos que permiten realizar la evaluación de núcleos de manera no destructiva, con una gran confiabilidad y exactitud. El sistema usado es una arquitectura modelo DRX 2 de la empresa Oxford Instruments que consta de los siguientes elementos:

PC (adquisición de data): Mediante el computador se controlan los módulos DRX, se supervisa la adquisición de data y se almacenan los datos experimentales adquiridos, haciendo uso de los diferentes paquetes de Software RMN (RINMR y GIT). Las especificaciones mínimas que debe tener la PC de escritorio son las siguientes:

Pentium 200 MHz procesador.

Windows 95/98/2000/ NT.

16 MB de Ram mínimo.

20 MB de espacio en disco.

Tarjeta de video de SVGA que soporte al menos 800x600.

Tarjeta de Ethernet estándar.

Cámara Magnética de sobremesa: Permite generar campos magnéticos sobre la muestra insertada dentro del orificio de la cámara, mediante la colocación de un cilindro de vidrio. Posee una frecuencia de 12MHz y debe ir conectada tanto a la PC como a la consola de módulos DRX.

Módulos DRX: Estos módulos permiten realizar las diversas funciones del espectrómetro RMN. Los módulos se encuentran almacenados en una caja de 19", tipo estante que contiene una placa posterior en la que se inserta cada módulo. La caja también contiene fuentes de alimentación para los módulos.



Algunos módulos DRX se deben colocar en las combinaciones específicas. Además, cada módulo debe ocupar cierta posición en el plano posterior. Todo el conjunto de módulos se conoce como la consola DRX. Los módulos son los siguientes:

Amplificador de Radio Frecuencia (RF): Está situada normalmente debajo de la consola DRX. Existen dos tipos de amplificadores RF que se pueden usar en el equipo, uno de baja potencia (25Watts) o uno de baja y alta potencia (25 a 300 Watts).

Pre-amplificador: Esta unidad se encuentra ubicada a distancia de los módulos DRX de adquisición y de la PC, en una caja aparte, usualmente colocada debajo del amplificador de RF. El preamplificador proporciona la ampliación de la señal de RMN entre la sonda RF y el receptor DRX.

Unidad Principal de Activación: Está colocada por debajo del preamplificador. Es usada para sincronizar la señal RMN mejorando los registros de imágenes y los experimentos en condiciones donde existan fluctuaciones de la señal de RMN.

Shim PSU: Se utiliza para ajustar la homogeneidad de un campo magnético. Shim (cuña), su nombre se debe a las cuñas mecánicas que se utilizan para ajustar la posición y el paralelismo de las caras de los polos de un electroimán.

Fuente de alimentación del magneto (Imán): Es usado para estabilizar térmicamente la cámara magnética de sobremesa a una temperatura de 35°C, permitiendo así precisar los experimentos RMN.

Control de temperatura variable (VT): Permite realizar los experimentos RMN a diferentes temperaturas. Este provee el poder para calentar el elemento (gas) dentro de la cámara magnética. Esta unidad tiene dos controladores de temperatura, uno para regular la temperatura del gas y otro para proteger el calentador dentro de la cámara magnética de sobremesa.

Amplificadores de gradiente: Son dispositivos que amplifican las señales que provienen del espectrómetro y del Amplificador RF, y los envían a una bobina que está dentro del imán principal para crear la resolución adecuada.

Chiller: Se utiliza el recirculador NESLAB Merlin M25, diseñado para proporcionar un suministro continuo de fluido de refrigeración a una temperatura de 20°C y volumen constante, a través de la Cámara Magnética. El “Chiller” consta de un sistema de refrigeración, intercambiador de calor de placas, bomba de recirculación, depósito de polietileno, y un controlador de temperatura. En la Figura 3.19 se muestra el equipo RMN con todos elementos esenciales.



Figura 3.19. Equipo de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).

3.4.2 Calibración del equipo RMN

La calibración diaria del equipo se realiza con los dos paquetes de software RMN (RINM y GIT) usados en las instalaciones de PDVSA-Intevep. Se comienza introduciendo una muestra de aceite en la cámara magnética, con un volumen aproximado de 64,06 ml (izquierda de la Figura 3.20); se inicia el software Resolution Imaging Nuclear Magnetic Resonance (RINMR) y mediante secuencias de adquisición se establece la resonancia del magneto, se centraliza el campo magnético en la muestra usando la antena de la cámara magnética y se establecen los ángulos y la frecuencia de resonancia. Luego se cierra el programa y se extrae la muestra de aceite.



Figura 3.20. Muestras de calibración.

Seguidamente se inicia el software Green Imaging Technologies (GIT) y se introduce la muestra de calibración suministrada por GIT, según el volumen de las muestras a evaluar (derecha de la Figura 3.20), en este caso se usa la muestra de 5,70 ml. Desde la sección *Tools*, se llama nuevamente al software RINMR para establecer la centralización del campo magnético en la muestra de la misma forma que se hace con la muestra de aceite; posteriormente se cierra el programa RINMR y se ingresa en la sección *Systems* del GIT. Luego en esta sección se elige la opción *Calibration* y se corre la calibración en el botón *Run*. Después de siete minutos aproximadamente se termina la calibración y el equipo está listo para comenzar las mediciones, en la Figura 3.21 se puede observar el procedimiento para la calibración.

En referencia a la calibración por primera vez del software GIT, esta tiene una duración mucho más larga para cada muestra suministrada, de tal manera que todos los datos que acompañan la muestra (T_1, T_2 , Volumen, etc.) se verifiquen en el proceso de calibración. Este es un paso fundamental para analizar y evaluar correctamente cada grupo de muestras.

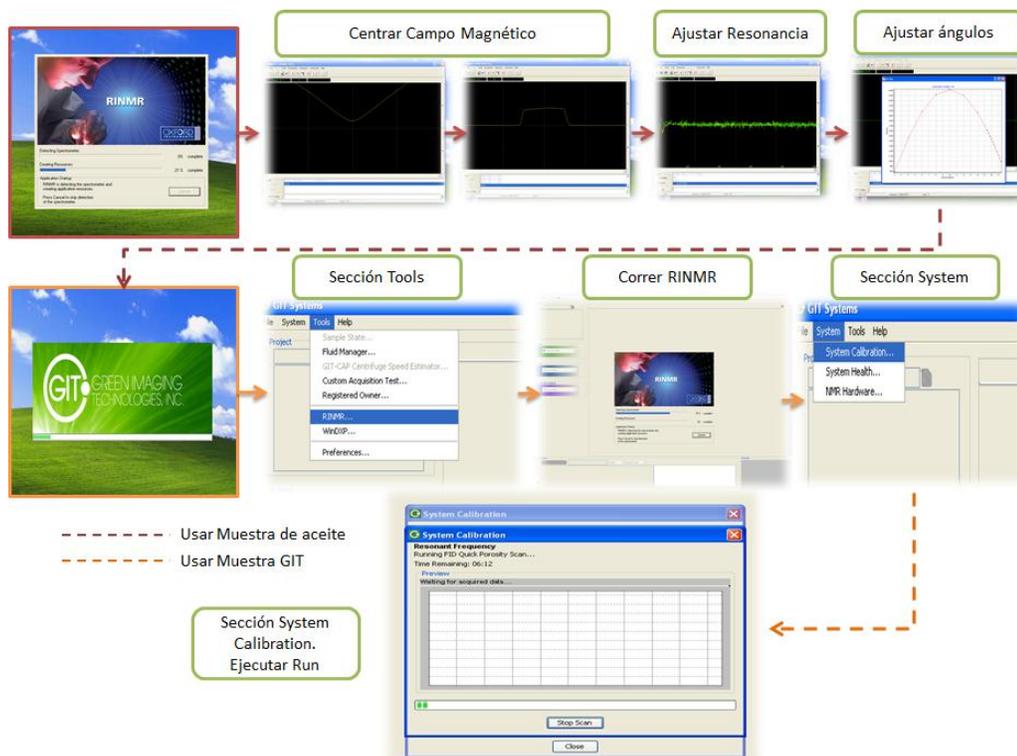
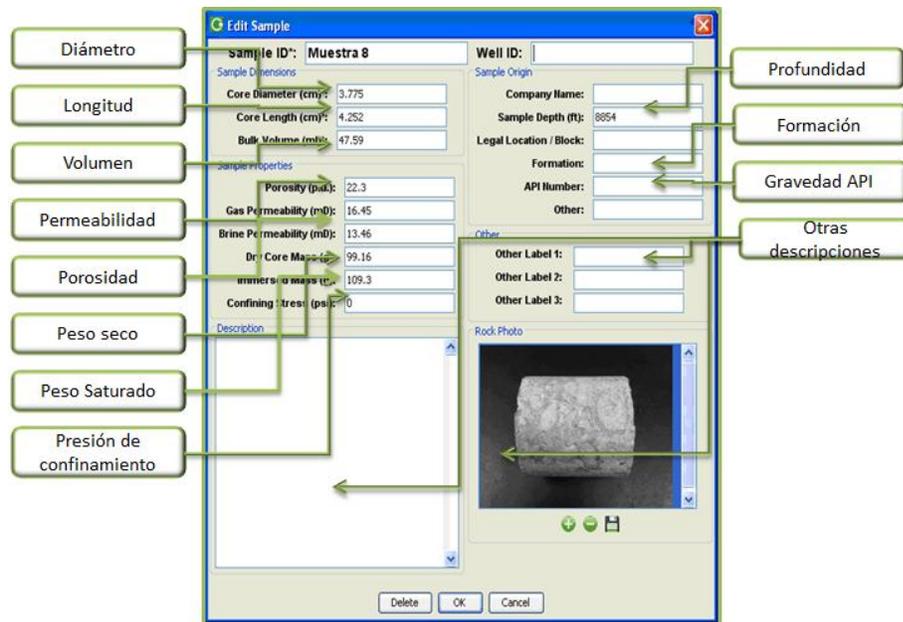


Figura 3.21. Procedimiento para la calibración del equipo RMN.

3.4.3 Secuencia de medición

Inicialmente cuando la muestra se encuentra 100% saturada, se procede a realizar la evaluación con RMN, para esto se ingresan los datos de cada muestra en el software GIT (Figura 3.22), los cuales son obtenidos previamente haciendo uso de métodos convencionales. La hoja digital de datos debe contener todas las propiedades específicas que describen el tipo de muestra que se quiera analizar, entre estos se encuentran las medidas físicas de la muestra, el peso, la permeabilidad, la porosidad y la profundidad a la cual fue tomada. Todos estos datos son usados para cada una de las pruebas de adquisición RMN y luego para el procesamiento de las mismas, con el fin de obtener las curvas de P_c y K_r deseadas.



Property	Value
Sample ID	Muestra 8
Well ID	
Core Diameter (cm)	3.775
Core Length (cm)	4.252
Bulk Volume (ml)	47.59
Porosity (p.u.)	22.3
Gas Permeability (mD)	16.45
Brine Permeability (mD)	13.46
Dry Core Mass (g)	99.16
Wet Core Mass (g)	109.3
Confining Pressure (psi)	0
Sample Depth (ft)	8854
Formation	
API Number	
Other Label 1	
Other Label 2	
Other Label 3	

Figura 3.22. Datos ingresados en el software GIT.

La secuencia de pruebas de adquisición que se realizan usando el software GIT es la siguiente:

Tiempo de decaimiento T_2 : La adquisición de la curva de decaimiento transversal T_2 es usada para obtener la distribución de tamaño de poro y está directamente relacionada con la porosidad de la muestra. Cuando se corre esta prueba se deben ingresar parámetros específicos como el TAU, T_2 Máx, Número de Ecos, y Tiempo de Espera (RD). En las muestras estudiadas el parámetro que más se varía es el T_2 Máx, relacionado directamente con el RD ($RD=7,5 * T_2$ Máx). En la Tabla 3.7 se muestra el rango de valores usado para cada parámetro.

Tabla 3.7. Parámetros usados en prueba T_2 100% saturado.

Parámetro	Campo Perla	Campo Travi	Campo Petrocedeño
RD (ms)	2250-6000	3750-5250	3750
TAU (ms)	0,101	0,101	0,103
T2 Máx (ms)	300-800	500-700	500
Numero de ecos	12376-19802	12255-16509	12136-12626

Las curvas de decaimiento T_2 obtenidas para cada grupo de muestras se pueden visualizar en el Apéndice F.

Tiempo de decaimiento T_1 : La curva de decaimiento longitudinal T_1 también es usada para obtener la distribución de poro y está asociada al tiempo de magnetización total de la muestra, es por ello que la duración de esta prueba es mayor en comparación a la prueba de adquisición de T_1 y se usa como prueba comparativa a los resultados obtenidos por esta. Los valores ingresados para cada parámetro se visualizan en la Tabla 3.8.

Tabla 3.8. Parámetros usados en prueba T_1 100% Saturado.

Parámetro	Campo Perla	Campo Travi	Campo Petrocedeño
RD (ms)	750-2000	1500-2500	2500-3750
NSA	16-32	16	16
T1 max (ms)	150-400	300-500	500-750

En el Apéndice G se observan las curvas de decaimiento T_1 resultantes para cada campo.

Distribución de difusión: Esta prueba mide el coeficiente de difusión de fluidos presente a lo largo de la muestra, haciendo posible diferenciar el movimiento de cada fluido dependiendo de su composición. Cada parámetro ingresado para esta prueba se muestra a continuación en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9. Parámetros usados en prueba de distribución de difusión 100% saturado.

Parámetro	Campo Perla	Campo Travi	Campo Petrocedño
RD (ms)	1000	1000	1000-1500
NSA	16-32	16	16
Duración del gradiente (ms)	7	7	7

Las curvas de distribución de difusión obtenidas se encuentran en el Apéndice H.

Perfil de Saturación: Mediante esta prueba se obtiene un perfil unidimensional de saturación en la muestra y es requerido para determinar la curva de presión capilar (P_c). Para obtener un buen perfil de saturación se debe someter la muestra a un régimen de saturación constante durante un tiempo determinado y realizar la calibración correcta en el equipo; al medir con RMN el resultado del perfil típico debe ser muy parecido al presentado en la Figura 3.23.



Figura 3.23. Perfil de saturación 100% saturado. Tomado de Manual GIT, 2012.

Los parámetros que son definidos e ingresados para realizar un perfil de saturación son los expuestos en la Tabla 3.10.

Tabla 3.10. Parámetros usados en prueba de perfil de saturación (100% saturado).

Parámetro	Campo Perla	Campo Travi	Campo Petrocedeño
RD (ms)	2000-3750	3750	3750
NSA	16-32	16	16
Campo de visión (cm)	7-10	7	7

Los diferentes perfiles obtenidos para las muestras 100% saturadas se pueden visualizar en el Apéndice I.

3.5 CENTRIFUGACIÓN POR ETAPAS

Luego de realizar las mediciones iniciales de las muestras con RMN, se comienza el proceso de drenaje primario o el proceso de imbibición mediante el uso de la centrífuga. Para esto se colocan las muestras dentro del equipo a una velocidad y tiempo establecido. El tiempo y la velocidad de rotación para cada tipo de muestra varía, básicamente por el tipo de sistema que éstas representan (alta o baja permeabilidad y porosidad). Los valores de tiempo y velocidad fueron seleccionados luego de diversas pruebas preliminares realizadas con los sistemas seleccionados para el trabajo.

La centrifugación por etapas en el presente trabajo consiste en centrifugar la muestra a una velocidad baja por un tiempo seleccionado, inmediatamente después se extrae la muestra de la centrífuga, se reporta el peso y se ingresa al equipo RMN para realizar las medidas en proceso de Drenaje o Imbibición. Esta medición se ejecuta de manera rápida debido a que puede producirse una imbibición natural en la muestra luego de la centrifugación y perder fluido, lo cual afectaría directamente la curva de P_c obtenida.

Finalizada la medición con el equipo RMN, se reinicia el proceso de centrifugado aumentando la velocidad de rotación (RPM) con la finalidad de obtener varios puntos de desplazamiento de fluido a medida que se va aumentando la velocidad de rotación en cada etapa, hasta alcanzar la saturación irreducible del fluido. El proceso de centrifugación para cada grupo de muestras es el siguiente:

Drenaje primario muestras Perla

Una vez que las muestras 100% saturadas son medidas en el espectrómetro RMN, se mide su peso en grupos de 4 muestras y se colocan en la centrifugadora, de tal forma que el rotor quede equilibrado en peso. La centrifugación que se realiza para las muestras del Campo Perla es un drenaje primario aire/agua (debido a que representa adecuadamente el sistema de este campo gasífero), es decir el fluido que desplaza es el aire. Para realizar este proceso no se usa ningún tipo de celda, solo se coloca la muestra envuelta en servilleta de papel dentro de la centrifuga (Figura 3.24).

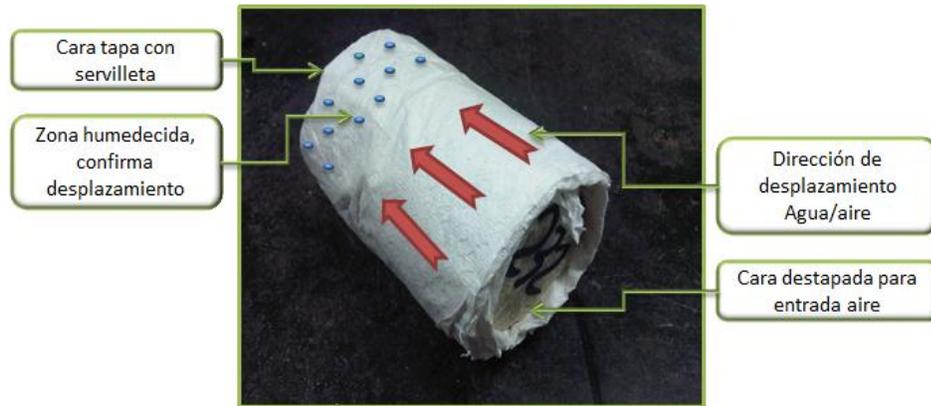


Figura 3.24. Muestra Campo Perla preparada para centrifugar.

El equipo usado para centrifugar estas muestras es un modelo Ultracentrífuga Sorvall RC-5B, el mismo posee la capacidad de rotar a altas velocidades (hasta 21000 RPM) mediante la colocación de diferentes rotores (Figura 3.25).



Figura 3.25. Ultracentrífuga RC5B.



El rotor usado es un modelo GSA con 6 orificios para colocar las muestras y puede alcanzar hasta 16000 RPM. Un factor importante es que el rotor tiene un ángulo de inclinación de 28° , por ello la distancia del centro del rotor a la base de la muestra varía, según la altura a la que esté colocada la muestra dentro del orificio. La distancia usada en este trabajo es de 14,63 cm, la cual es la mayor que puede ofrecer el rotor. En referencia a los tiempos de centrifugación para las muestras de este campo, son uno de los más cortos de todo el estudio; básicamente por el tipo de sistema poroso y los fluidos involucrados. Las Tablas 1 y 2 del Apéndice J, muestran los resultados obtenidos durante el proceso de centrifugación de los pozos A-1 y A-2, respectivamente.

Drenaje e imbibición muestras Travi

Inicialmente se realiza un drenaje primario crudo/agua en donde las muestras una vez que se encuentran 100% S_w son colocadas dentro de las celdas de desplazamiento nombradas en el apartado 3.3 (Figura 3.18), y son llenadas con crudo, el cual es previamente calentado y se encuentra a una temperatura de 100°C al momento de comenzar la centrifugación; permitiendo así disminuir la viscosidad y mejorar la movilidad del crudo. El desplazamiento se realiza usando la Ultracentrífuga URC-628 (Figura 3.26), la cual posee un rotor de 3 espacios para colocar las celdas de centrifugación, permite alcanzar velocidades de hasta 16500 RPM, puede trabajar con ajustes de temperatura y posee una luz estroboscópica para visualizar el desplazamiento sin detener la centrifugación.

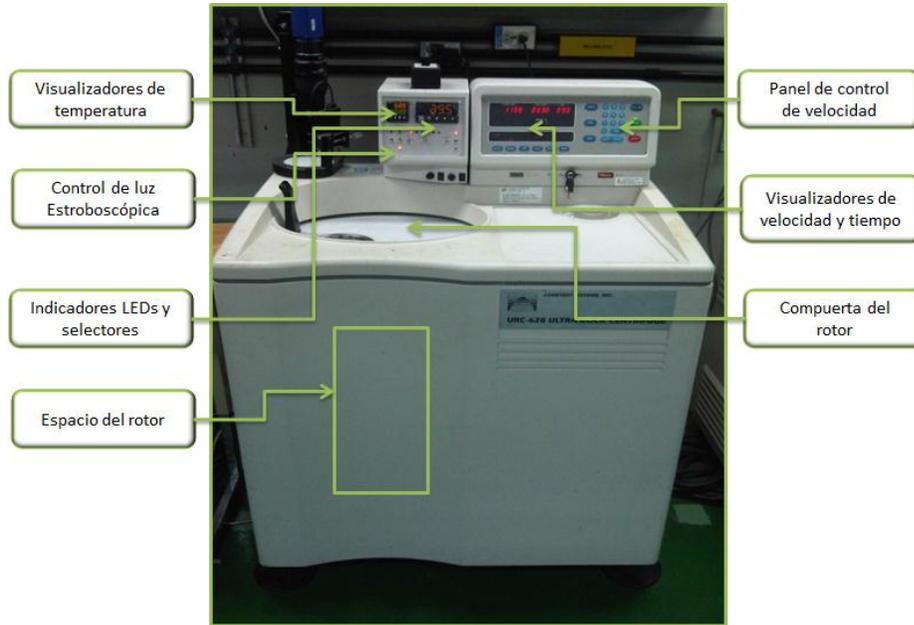


Figura 3.26. Ultracentrífuga URC-628.

Dicho equipo permite aplicar la fuerza centrífuga necesaria para desplazar el agua dentro de la muestra, ya que se requiere de alta velocidad de rotación para alcanzar la saturación irreducible del fluido que satura, pues como se ha mencionado anteriormente las muestras de este campo pertenecen a sistemas de rocas alta rigidez. En la Figura 3.27 se puede verificar como ocurre el proceso de drenaje en la celda de configuración estándar, en el paso 1 se encuentra el proceso de centrifugación con 4000 RPM, paso 2 con 6000 RPM y paso 3 con 10000 RPM.

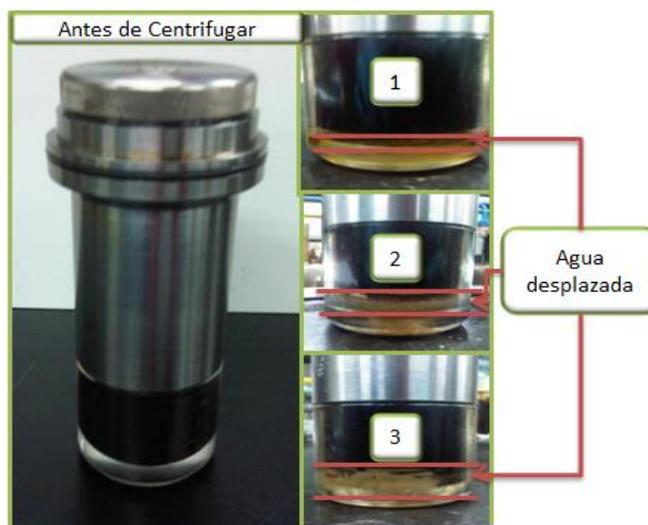


Figura 3.27. Celda de desplazamiento con agua desplazada.

La cantidad final de agua obtenida debe ser aproximada al volumen de saturación 100%, considerando que una cierta cantidad queda dentro de la muestra como saturación irreducible.

Los resultados de este proceso de centrifugación, para 3 muestras seleccionadas del grupo, se encuentran en la Tabla 3 del Apéndice J.

Para trabajar el proceso inverso, imbibición agua/crudo, las muestras son saturadas previamente con crudo y calentadas a 100°C antes de ser introducidas en la celda. En este proceso se utiliza otro tipo de celda de desplazamiento diferente a la estándar, que permite observar la cantidad de crudo desplazado en el tope de la misma. La disposición de la celda de configuración invertida se puede observar en la Figura 3.28. Además las muestras son calentadas a 100°C para mejorar y mantener las condiciones de desplazamiento del crudo similar a lo que ocurre a condiciones de campo.



Figura 3.28. Celda de configuración invertida.

El proceso de imbibición se realiza con la misma Ultracentrífuga URC-628, aunque no es necesario alcanzar tan altas velocidades de rotación como ocurre en el proceso de drenaje, debido a que se tiene mejor facilidad de desplazamiento relacionado a la diferencia de densidad entre fluidos y a la disminución de viscosidad por la temperatura. En la Figura 3.29 se verifica el proceso de imbibición con la celda de desplazamiento.

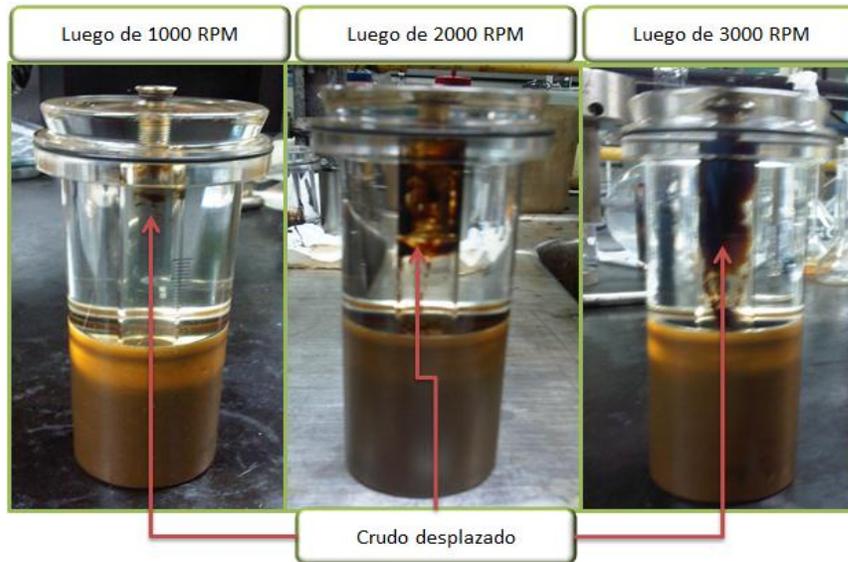


Figura 3.29. Celdas de imbibición con crudo desplazado.

La Tabla 4 del Apéndice J expone los resultados obtenidos en el proceso de imbibición para las 3 muestras analizadas.

También se realiza el proceso de drenaje primario aire/agua y aire/crudo. Para proceder con esta etapa, las muestras deben ser saturadas previamente con su respectivo fluido (agua o crudo), luego son envueltas en servilletas de papel y se posicionan dentro de los envases de la centrífuga. La centrífuga usada para estos desplazamientos es un modelo Harrier 15/80 (Figura 3.30), que posee un rotor para cuatro envases con un límite de velocidad de rotación de 4500 RPM.



Figura 3.30. Centrífuga Harrier 15/80.

En la Figura 3.31 se puede observar como son colocadas las muestras dentro del envase, la servilleta permite proteger la muestra de las paredes del envase y ayuda a verificar el desplazamiento, al exponer el fluido desplazado cuando humedece la misma.



Figura 3.31. Colocación de la muestra antes de centrifugar.

Los resultados del drenaje aire/agua y del drenaje aire/crudo se pueden visualizar en las Tablas 5 y 6, respectivamente del Apéndice J.

Drenaje e imbibición muestras no consolidadas

De acuerdo a estudios anteriores realizados en el área de Petrocedño, se sabe que el yacimiento presenta una condición natural de mojabilidad al crudo, lo cual se atribuye a los compuestos polares (asfáltenos y resinas) que se encuentra en el mismo depositados sobre la superficie mineral, hecho característico de los crudos pesados y extrapesados. Por esta razón, se efectúa el desplazamiento crudo/agua para el proceso de imbibición en las muestras seleccionadas.

Para este proceso las muestras deben ser inicialmente saturadas hasta alcanzar el estado 100% agua, posteriormente se introduce cada muestra en las celdas de configuración estándar para ser llenadas con crudo del campo y se ingresan en la centrífuga Damon/ IEC Division. El proceso de desplazamiento que se produce puede visualizarse en la Figura 3.32, donde el agua es desplazada progresiva y homogéneamente por la acción del frente del crudo extrapesado.



Figura 3.32. Desplazamiento del agua por acción del crudo.

Para verificar que el desplazamiento del crudo se realiza a lo largo de toda la muestra y ocupando el volumen disponible, se efectuaron una serie de cortes transversales a la muestra NC-1 (Figura 3.33).



Figura 3.33. Corte transversal de la muestra NC-1.

Los resultados de la centrifugación para el proceso de imbibición agua/crudo se encuentran en la Tabla 7 del Apéndice J.

También se estudia el comportamiento aire/agua para otro grupo de muestras del Campo Petrocedeño. Esto se lleva a cabo usando la misma centrífuga Damon/IEC Division y con el mismo procedimiento descrito (muestras envueltas en servilletas). En la Figura 3.34 se observa la saturación final de agua presente en la muestra, luego de varios incrementos de velocidad de rotación en cortos períodos de tiempo.



Figura 3.34. Muestra no consolidada luego de centrifugación aire/agua.

Luego de finalizado el proceso de centrifugación, se obtienen una serie de resultados que se reflejan en la Tabla 8 del Apéndice J.

3.6 MEDICIÓN RMN EN PROCESO DE DRENAJE O IMBIBICIÓN

Al finalizar cada etapa de centrifugación de una muestra, ésta debe ser medida en el equipo RMN y así registrar el respectivo perfil de saturación a una velocidad de rotación establecida, que permita más adelante obtener la curva de presión capilar. Para esto es indispensable ingresar una serie de datos en el software GIT, correspondiente a cada etapa de centrifugación (Figura 3.35); esta hoja de datos se convertirá en el estado de la muestra a la velocidad (RPM) fijada.

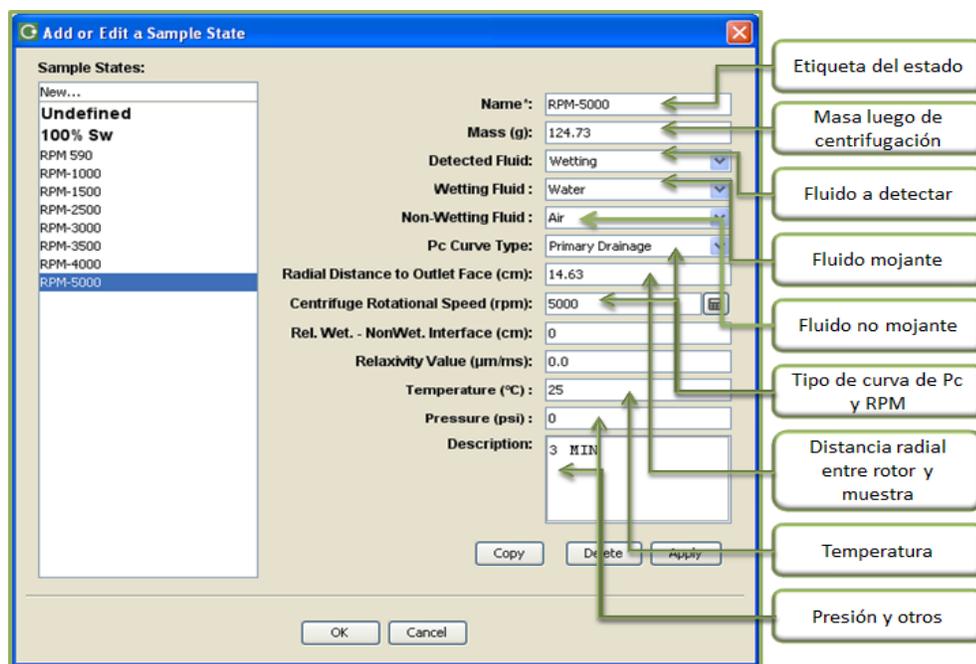


Figura 3.35. Datos de estado de la muestra.

Luego de ingresados los datos antes mencionados, se realiza la prueba de adquisición de perfil de saturación a cada etapa de centrifugación, con el objetivo de contar con varios puntos de desplazamiento para la construcción de la curva de presión capilar. La medida del perfil de saturación debe ser rápida para evitar que se produzca redistribución de los fluidos luego de que la muestra es retirada de la celda y liberada de la presión de centrifugación. Los parámetros utilizados para la prueba de perfil de saturación luego de centrifugación se muestran en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11. Parámetros de prueba perfil de saturación luego de centrifugación.

Parámetro	Campo Perla	Campo Travi	Campo Petrocedeño
RD (ms)	2000-3750	500	500-3500
NSA	16-32	16	16
Campo de visión (cm)	7-10	7	7

Al finalizar todas las etapas de centrifugación con sus correspondientes perfiles de saturación, es posible obtener mediante el equipo RMN una imagen que permite visualizar el conjunto de perfiles realizados (Figura 3.36).

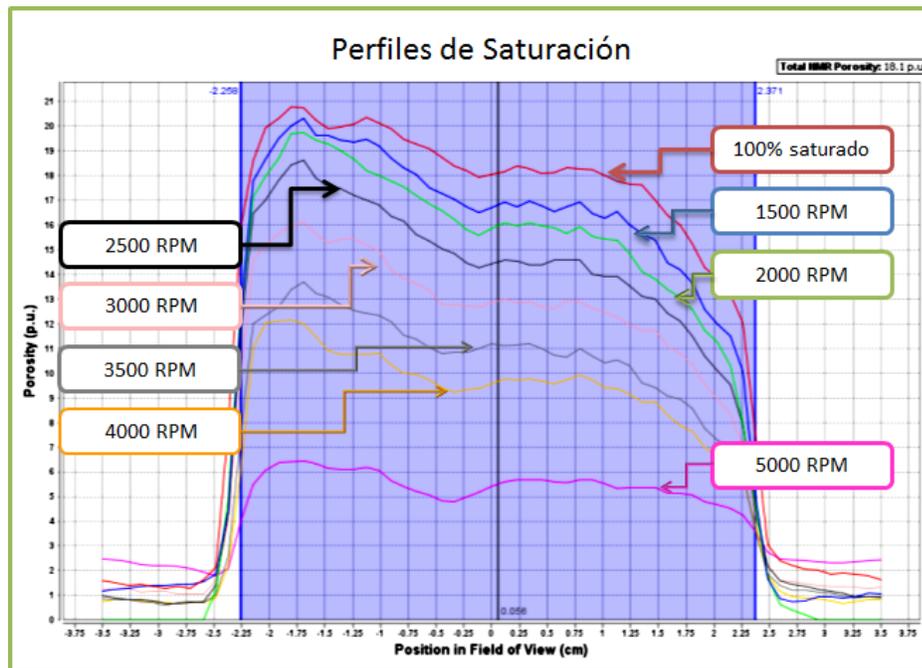


Figura 3.36. Perfiles de saturación luego de centrifugación.



Los perfiles de saturación resultantes luego de cada centrifugación se pueden visualizar en el Apéndice I.

En el último proceso de centrifugación de cada muestra se toma una prueba de adquisición de la curva de distribución T_2 , que corresponderá a la curva en el estado de saturación irreducible y permitirá determinar las propiedades petrofísicas RMN del conjunto de muestras. Los parámetros definidos para esta prueba son los mostrados en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12. Parámetros de prueba T_2 luego de centrifugación (Swi).

Parámetro	Campo Perla	Campo Travi	Campo Petrocedeño
RD (ms)	1500-4500	3750	3750
TAU (ms)	0,101	0,102	0,102-0,104
T2 max (ms)	200-600	500	500
Numero de ecos	5000-12376	12255	12255

Las curvas de distribución T_2 en estado de saturación irreducible se encuentran en el Apéndice F.

Por otro lado, antes de realizar las mediciones de drenaje o imbibición de las muestras del Campo Travi, se preparan varios escenarios que reflejan la condición del desplazamiento crudo/agua de este sistema (Figura 3.37), con el objetivo de conocer cuál es la respuesta en el equipo RMN. Estos tres escenarios plantean varios capilares que simulan un momento determinado en el desplazamiento de los fluidos dentro de la muestra, cada tubo representa un capilar de volumen total 15,585 ml, que contiene una cantidad de volumen específico de cada fluido (25%, 50%, 75%).

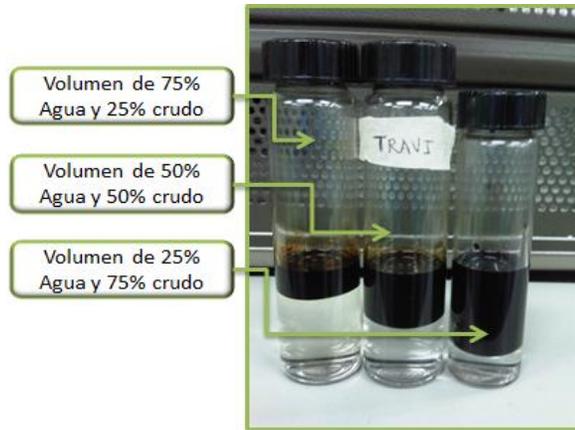


Figura 3.37. Capilares representativos del Sistema de fluidos Travi.

Luego de analizar estas muestras se obtienen los perfiles de saturación característicos de estos fluidos, lo cual es fundamental para ver la diferencia entre la señal del agua y la del crudo; conociendo entonces cómo se refleja el desplazamiento crudo/agua o viceversa, así como los tiempos necesarios para la magnetización de las muestras. Los resultados de los perfiles de saturación de estos escenarios se pueden visualizar en la Figura 3.38, donde se ve una señal bastante diferenciada entre el crudo y el agua del Campo Travi.

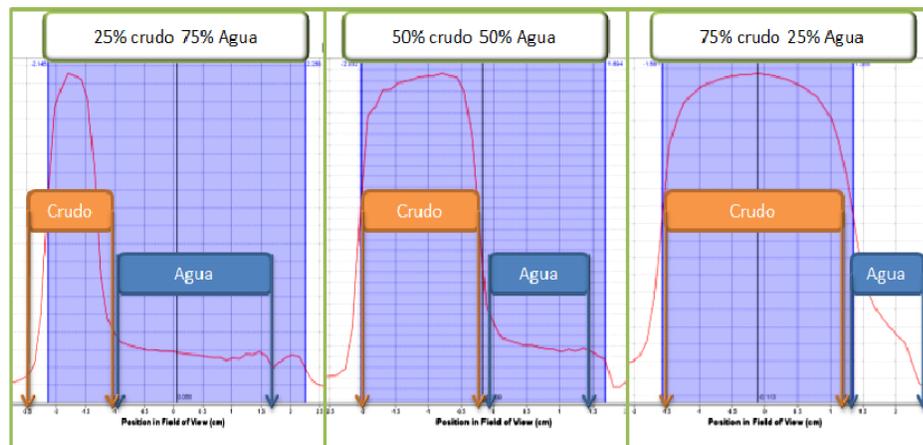


Figura 3.38. Perfiles de saturación evaluados en los capilares representativos.



3.7 OBTENCIÓN DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS, CURVAS DE PRESIÓN CAPILAR Y PERMEABILIDAD RELATIVA

Una vez realizadas todas las pruebas de adquisición necesarias (T_1 , T_2 , perfil de saturación, etc.), se comienza con el procesamiento de los datos. En esta fase se trabaja con el software y los distintos modelos teóricos que permiten obtener la permeabilidad absoluta, porosidad total, porosidad efectiva, presión capilar y permeabilidades relativas.

Propiedades petrofísicas

El primer paso es realizar el análisis de la curva de distribución T_2 de cada muestra, para esto se ingresa en la sección *Process* de GIT y se toma de cada muestra la curva T_2 100% saturada y la curva T_2 en estado irreducible. Seguidamente, se seleccionan los parámetros de procesamiento, se escoge el modelo de permeabilidad absoluta que mejor ajuste presente, en este trabajo se eligió el modelo de Coates con *cut-off*, cuya fórmula se encuentra en el Apéndice K (Ecuación K.1). Se derivan los coeficientes del modelo, los cuales se utilizan al calcular posteriormente la permeabilidad, en la opción cómputo de permeabilidad del software. De esta manera se obtiene la curva de análisis de T_2 junto a los valores de permeabilidad absoluta, permeabilidad efectiva, el índice de fluido libre (FFI), porosidad asociada a las arcillas, entre otras (Figura 3.39). Este mismo procedimiento puede realizarse con la curva T_1 para corroborar resultados. Todos los resultados gráficos y numéricos para cada muestra de esta etapa se encuentran en los Apéndices L y M, respectivamente.

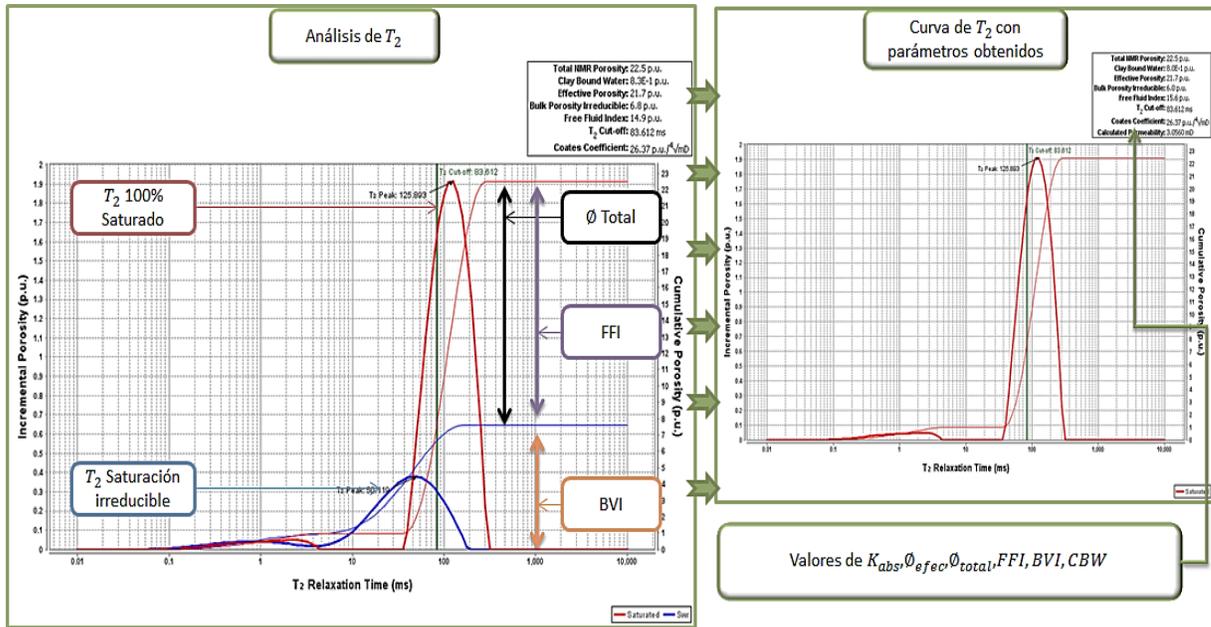


Figura 3.39. Proceso de análisis de la curva T_2 .

Curva de presión capilar

Las curvas de presión capilar (P_c) son obtenidas a partir de los perfiles de saturación de cada muestra mediante el método Presión Capilar GIT-CAP. Dicho procedimiento consiste en seleccionar el perfil de saturación cuando la muestra se encuentra 100% saturada y un conjunto de perfiles de saturación luego de varios procesos de centrifugación (Figura 3.40). Seguidamente, se determina la saturación como función del radio $S(r)$, al dividir el perfil de 100% saturado, con cada perfil luego de centrifugación y se grafica junto con la P_c calculada usando la ecuación de Hassler-Brunner de presión capilar en función del radio $P_c(r)$. Luego, la curva obtenida es parametrizada mediante el uso de modelos de P_c , como el modelo de Brooks Corey, Thomeer o Van Genuchten, calculando además el error asociado a cada modelo para obtener el mejor ajuste.

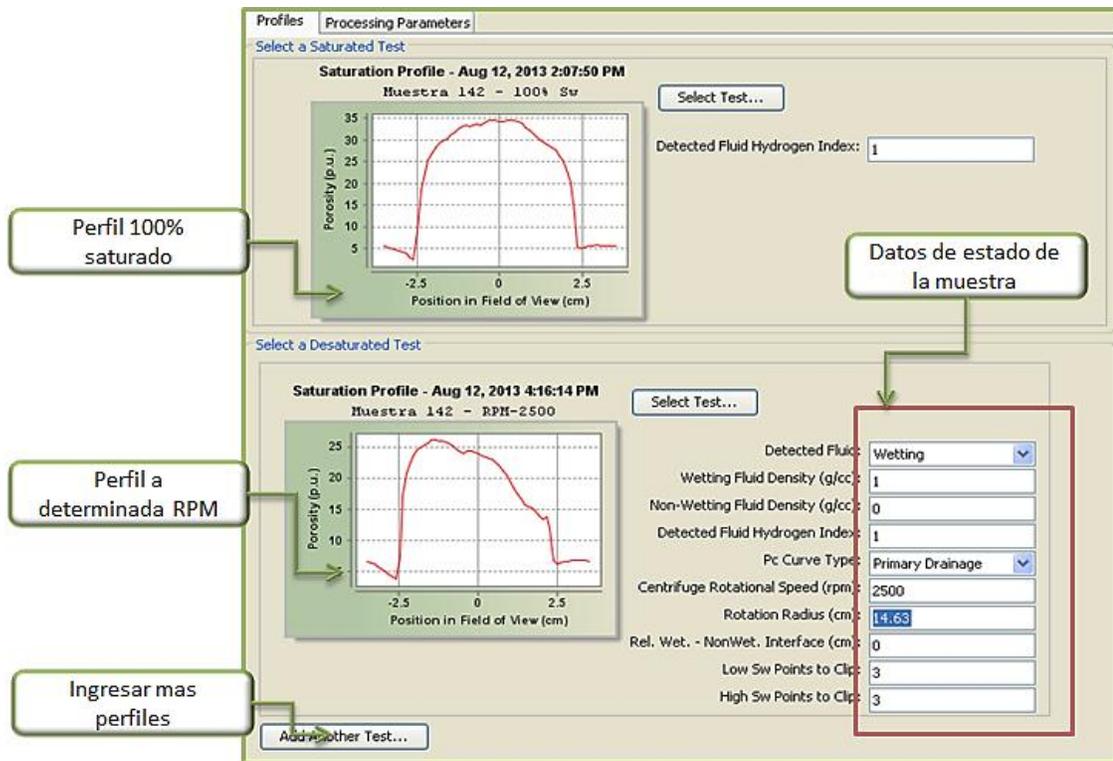


Figura 3.40. Selección de perfiles de saturación.

La ecuación de Hassler-Brunner se encuentra en el Apéndice K (Ecuación K.2) y relaciona la velocidad rotación de la centrífuga, los radios, las densidades de los fluidos y la distancia de centrifugación.

El modelo de parametrización de la Pc usado en este trabajo es el modelo de Brooks Corey, debido a que permite obtener el mejor ajuste de las curvas. Este modelo fue seleccionado sobre los restantes, luego de realizar varias pruebas comparativas con todos los modelos de Pc disponibles en el software (Apéndice N). En referencia al error asociado al modelo, se usa el ajuste ortogonal cuya expresión se encuentra en el Apéndice K (Ecuación K.3).

Una vez se realice el proceso anterior el resultado de la curva de presión capilar es muy similar al que se muestra en la Figura 3.41. Esta curva de Pc depende de la precisión y de la manera en que se realicen las pruebas de adquisición de los perfiles de saturación.

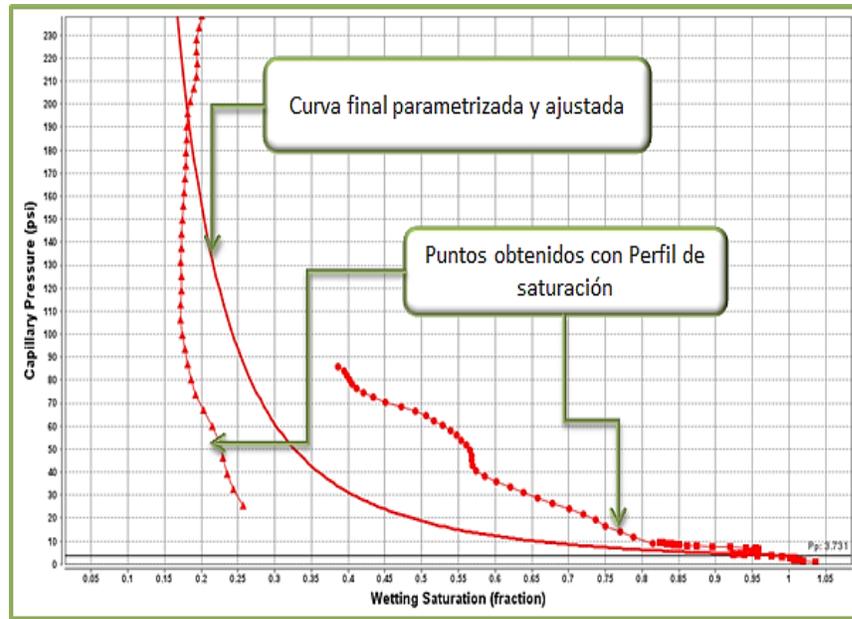


Figura 3.41. Curva de presión capilar obtenida en el proceso.

Las curvas de presión capilar arrojadas por el Software GIT para cada grupo de muestras estudiadas se pueden visualizar en el Apéndice O.

Además un proceso clave en la obtención de las curvas de P_c (Apéndice P) es seleccionar los puntos adecuados (perfiles saturación) para construir la curva, un ejemplo de esto es seleccionar los perfiles obtenidos con la primera velocidad de rotación, otro con la velocidad de rotación media y un último con la velocidad de rotación máxima; con la finalidad de que la curva resultante tenga un ajuste adecuado al sistema de roca que representa. Dicha secuencia es seleccionada de esta manera luego de realizar el análisis de la curva de T_2 y obtener el volumen residual de agua, con el cual se calcula la saturación residual en la muestra. Entonces esta saturación calculada debe ser muy cercana a la que se tiene con la curva de P_c determinada partiendo de diferentes combinaciones de perfiles. Este análisis se confirma después de comparar las curvas de P_c reportadas anteriormente del Campo Perla, que han sido determinadas por otros métodos (pruebas de intrusión de mercurio y centrifugación) y de tal forma obtener saturaciones que correspondan a valores reales. Las comparaciones realizadas se encuentran en el Apéndice N.

Adicionalmente se determina la relaxividad para cada muestra, partiendo de la curva de distribución T_2 y la distribución de garganta de poro, con el objetivo de analizar el comportamiento de los tamaños de poros y su relajación magnética para relacionarlo con la forma y distribución de poro que presenta cada muestra. La relaxividad es obtenida al procesar la curva de distribución de tamaño de poro, determinada mediante la ecuación de radio de poro, que se encuentra en el Apéndice K

(Ecuación K.4). Esta curva de tamaño de poro luego es fusionada con la curva de distribución T_2 , en la sección *Process* del software GIT, permitiendo así conocer la relaxividad de la muestra (Figura 3.42). El valor de relaxividad (ρ) es calculado por la Ecuación K.5 del Apéndice K.

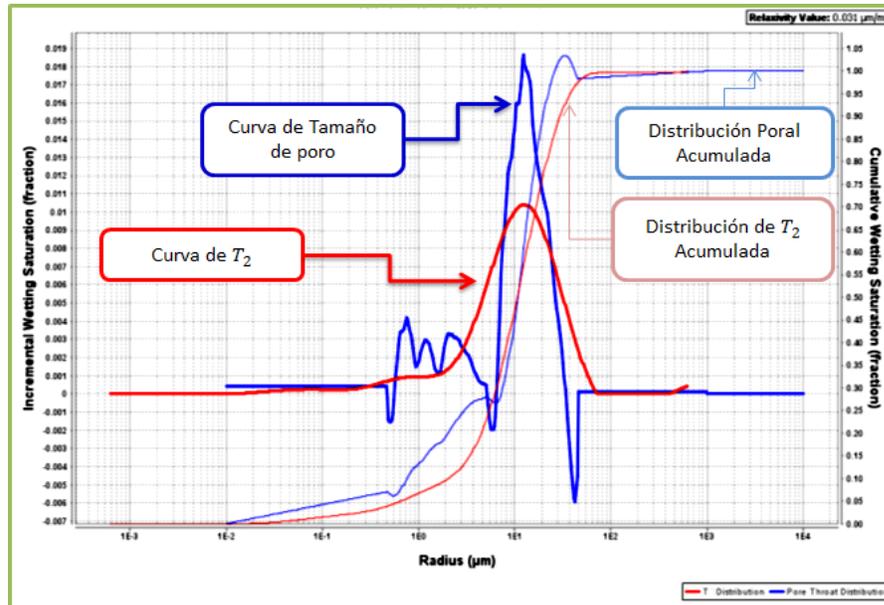


Figura 3.42. Gráfica de valor de relaxividad.

Las curvas de relaxividad arrojadas por el software para cada grupo de muestras se observan en el Apéndice Q.

Curva de permeabilidad relativa

Después de determinar todas las curvas de presión capilar, el último paso a realizar es la estimación de las curvas de permeabilidad relativa para cada sistema de roca. Para esto se ingresa en la sección *Process* del software GIT y se selecciona la opción de permeabilidad relativa, luego se carga la curva de P_c (modelo Brooks-Corey) obtenida para una muestra y se elige el modelo de permeabilidad con el cual se desea trabajar. El modelo usado en este trabajo es el modelo de permeabilidad relativa de Brooks-Corey Burdine (Ecuación K.6 y K.7), que consiste en aplicar directamente el modelo de Burdine al modelo de presión capilar de Brooks-Corey. Una vez seleccionado el modelo, se corre el cálculo de la permeabilidad y se obtiene la curva de permeabilidad relativa de la muestra como se observa en la Figura 3.43. Cabe destacar que es un proceso bastante rápido.

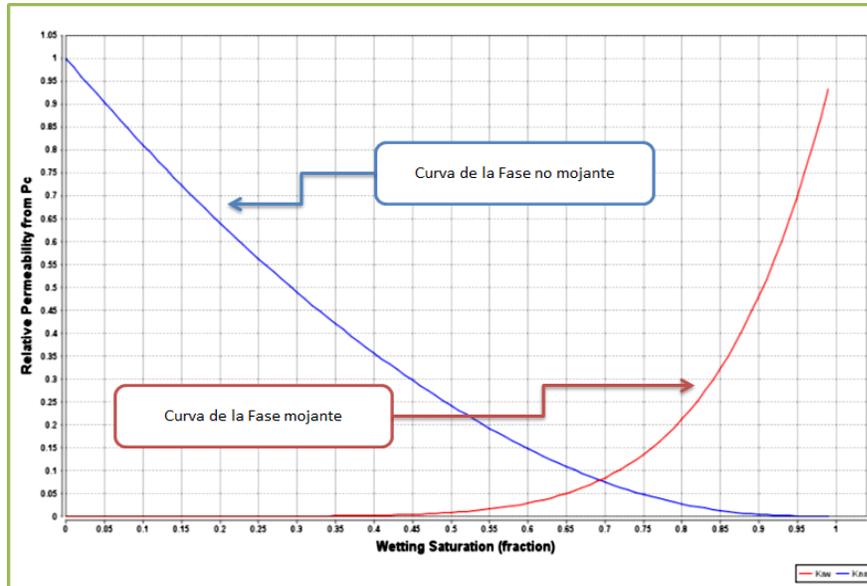


Figura 3.43. Curva de permeabilidad relativa.

Ejemplos de las curvas de permeabilidad relativa arrojadas por el software GIT se encuentran en el Apéndice R. Por su parte, el Apéndice S contiene todas las curvas estimadas de permeabilidad relativa.



CAPÍTULO IV

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

Este capítulo contiene los resultados obtenidos que corresponden a los parámetros petrofísicos determinados en este estudio para las muestras evaluadas de los Campos Perla, Travi y Petrocedño, así como los coeficientes de difusión de las mismas y el análisis de las curvas de presión capilar y relaxividad, que permiten la estimación de las curvas permeabilidad relativa.

4.1. PARÁMETROS PETROFÍSICOS

4.1.1. Campo Perla

Los valores de *porosidad absoluta* obtenidos por la técnica de RMN exponen en promedio una correlación cercana al 98% con respecto a los resultados de porosidad registrados por métodos convencionales (Apéndice M), lo cual reafirma la relación existente entre el área bajo la curva de la distribución de T_2 y la porosidad absoluta, del mismo modo que permite validar la técnica aplicada para determinar de manera eficiente los valores de porosidad.

La Figura 4.1 presenta la correlación obtenida entre la porosidad RMN y la porosidad por pruebas convencionales (método de pesado), para el grupo de muestras del Campo Perla.

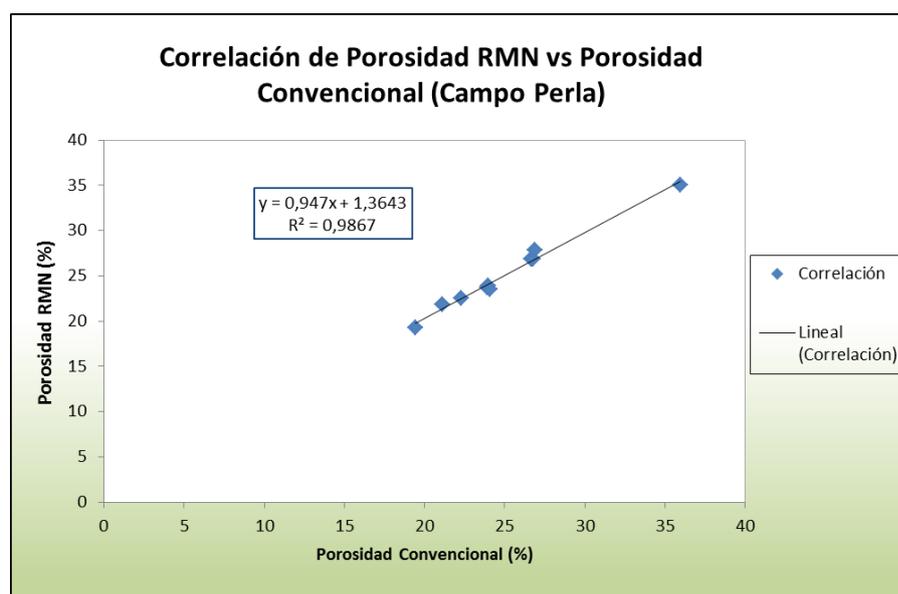


Figura 4.1 Correlación entre porosidad RMN y porosidad convencional- Campo Perla.

En esta gráfica se observa una relación bastante cercana entre los datos de porosidad obtenidos por métodos convencionales y los determinados mediante la técnica de RMN, además algunas muestras exhiben porosidades muy similares debido a que los núcleos fueron tomados en ciertos casos a profundidades cercanas entre sí, de 2 a 3 pies. En general, los altos valores de porosidad están relacionados a la porosidad vugular, porosidad intergranular y porosidad por microfracturas, que rigen el comportamiento de este tipo de yacimiento carbonatado, es por ello que se pueden observar valores entre 25 y 30% e incluso hasta de 39% de porosidad absoluta; todo esto asociado también a valores muy bajos de permeabilidad, característico de este tipo de sistema.

En referencia a la **porosidad efectiva** determinada mediante RMN para el conjunto de muestras del Campo Perla (Apéndice M), los valores obtenidos para este grupo representan en promedio un 97% de porosidad interconectada con respecto a la porosidad total, y sólo alrededor de un 3% de porosidad no efectiva (Figura 4.2). Estos resultados sugieren que el desplazamiento interno de fluidos en dichas muestras se produce en gran medida por la presencia del alto porcentaje de porosidad efectiva, el cual se encuentra asociado al proceso de diagénesis que ocurre en este tipo de roca carbonatada y al fracturamiento causado luego de la depositación.



Figura 4.2. Relación porcentual de los tipos de porosidad. Campo Perla.

También se obtuvieron los parámetros necesarios para estimar la permeabilidad absoluta mediante la ecuación de Coates con T_2 de corte (Apéndice K), entre éstos se encuentran el CBW (Agua ligada a las arcillas), BVI (Volumen de agua irreducible) y el Coeficiente C. Los mismos son obtenidos por RMN en función de la porosidad total y se encuentran reportados en el Apéndice M. Los valores determinados de CBW concurren entre 0,5-0,8 %, indicando así que el

agua asociada a la superficie de arcillas para el Campo Perla es muy bajo, por lo que se percibe un porcentaje despreciable de agua inmóvil. En cuanto al BVI o BBI, en general se obtuvieron valores que van entre 3 y 11%, permitiendo analizar que la cantidad de agua retenida por capilaridad es reducida. Los valores del Coeficiente de Coates obtenidos se encuentran entre 6-24 ($\%/\sqrt[4]{mD}$), estos se basan directamente en la distribución de T_2 realizada y varían según la estructura de la muestra.

La **permeabilidad absoluta** RMN estimada para el conjunto de muestras de este campo, presenta una correlación promedio del 99% en relación a los valores obtenidos mediante pruebas convencionales (Figura 4.3). Estos resultados indican la efectividad y precisión de la herramienta RMN para el cálculo de permeabilidad absoluta comparándolo con otros métodos, debido a que se basa primordialmente en la cantidad de fluido real que se encuentra y se desplaza dentro de la muestra.

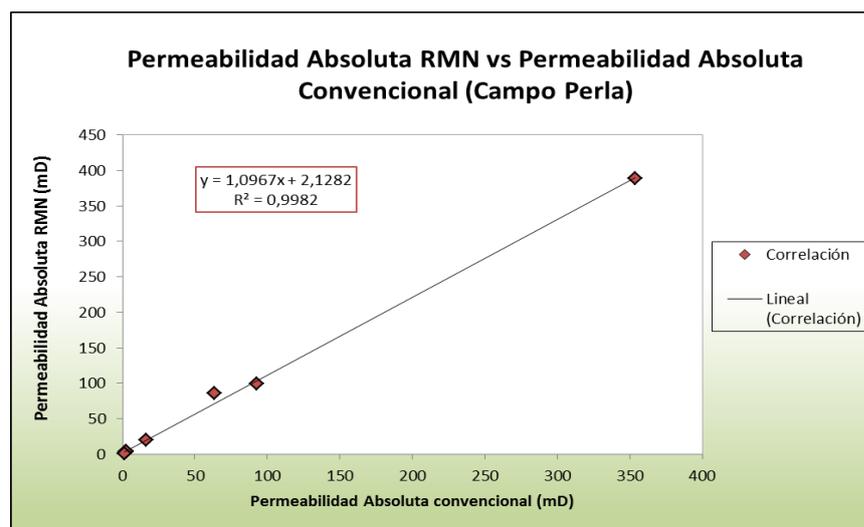


Figura 4.3. Correlación entre permeabilidad RMN y permeabilidad convencional. Campo Perla.

Cabe señalar que se obtuvieron valores de permeabilidad absoluta un poco mayores a los reflejados en análisis convencionales (Apéndice M), aumentando en algunos casos en un 30%. Las diferencias en los valores obtenidos están influenciadas por los cálculos y estimaciones que se realizan en los modelos empíricos empleados por los métodos convencionales, recordando que dichos modelos se basan en ecuaciones teóricas. Por su parte, con la técnica RMN se calculan los parámetros iniciales a usar, mediante la cantidad del fluido que satura cada muestra antes y después del desplazamiento. Además, esta variación en los valores de porosidad y permeabilidad absoluta puede estar asociada a cambios en las propiedades petrofísicas iniciales producto de

pruebas realizadas anteriormente a las muestras, las cuales probablemente indujeron microfracturas en la roca.

En relación a los valores de T_1 y T_2 (Apéndice M) adquiridos para este grupo de muestras se confirma que están dentro del rango esperado, por lo que se presentan valores altos de distribución longitudinal con respecto a la distribución transversal; es decir la relación T_1/T_2 arrojó valores entre 1,9 y 4,0 lo cual se percibe como característico de este tipo de sistema saturado con agua. Además los valores de T_2 de corte son muy diferentes entre sí, lo que indica la heterogeneidad del conjunto de muestras al no presentar un único T_2 de corte característico, hecho que en el pasado causaba la incorrecta estimación de fluidos producibles en algunas rocas.

4.1.2 Campo Travi

El conjunto de valores estimados de *porosidad absoluta* para las muestras de este campo reflejan en promedio un 89% de precisión con respecto a los resultados obtenidos con los métodos de análisis convencional (Apéndice M). La correlación encontrada presenta un R^2 de 0,85 (Figura 4.4), dichos resultados se deben principalmente a la dificultad para saturar las muestras de este campo, debido a la baja permeabilidad ocasionada por la elevada sobrecarga y profundidad (18000 pies). De la misma manera, la presión necesaria para saturar completamente cada núcleo es muy elevada, es por ello que la saturación alcanzada a partir de la bomba de vacío y posterior centrifugación (procedimientos descritos en el capítulo 3 secciones 3.2.7 y 3.3), se considera perfectamente válida para determinar la porosidad absoluta en este tipo de muestra

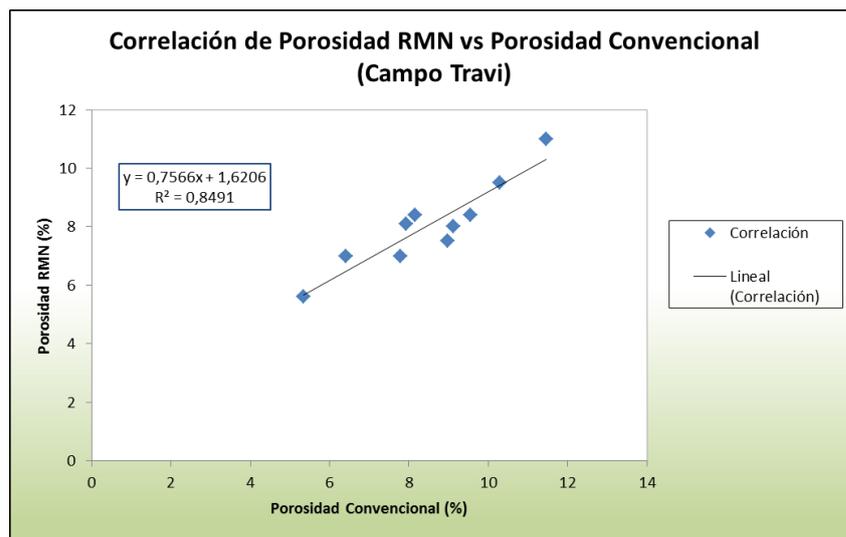


Figura 4.4. Correlación entre porosidad RMN y porosidad convencional. Campo Travi.

En detalle los resultados presentan una diferencia entre 0,30-1,70 % de porosidad absoluta por muestra, en relación a la prueba convencional (método de pesado) y la técnica RMN. Un factor importante es que las muestras presentan una variación de masa seca en los datos suministrados previamente con respecto a los registrados en este trabajo, los cuales fueron empleados para los cálculos mediante las técnicas convencionales, es por ello que se considera completamente aceptable la diferencia en la porosidad absoluta obtenida.

La **porosidad efectiva** para el Campo Travi resultante del análisis por RMN, tiene un valor promedio del 96% con respecto a la porosidad total. Se conoce entonces que la porosidad generada luego de la sedimentación y posterior reducción de la misma por sobrecarga se plantea como altamente interconectada. Es un resultado esperado debido a que las características de baja permeabilidad y poca porosidad total (entre 6 y 12%) de este sistema, señala que el reducido volumen poroso debería estar compuesto por canales enlazados. Este parámetro tiene una gran influencia en el proceso de desplazamiento que ocurre, ya que indica que la mayor parte del volumen de fluidos que se encuentra en la roca apretada está conectado y es producible.

La Figura 4.5 refleja la proporción promedio de porosidad efectiva y no efectiva en el grupo de muestras estudiadas para este campo.



Figura 4.5. Relación porcentual de los tipos de porosidad. Campo Travi.

En referencia a los datos para el cálculo de permeabilidad absoluta (Apéndice M), se obtuvieron valores de CBW en promedio de 70% menores a los encontrados en el Campo Perla en un rango de 0,20-1,00% por muestra, datos que señalan que aun existiendo una baja porosidad total, la cantidad de agua que queda atrapada o asociada a las arcillas es reducida. Los valores de BVI se sitúan entre 0,80 y 2,00%, lo que revela una cantidad mediana de agua asociada a la capilaridad en estas muestras, entonces cabe destacar que la capacidad productora de este sistema es bastante eficiente considerando las limitaciones de permeabilidad y porosidad

intrínsecas. Los valores estimados del índice de fluido libre (FFI) por muestra exponen un rango de 3-10%, resultados que indican un alto índice de movilidad para los fluidos que se encuentran en este conjunto de muestras, en relación a la diversa porosidad total y permeabilidad absoluta entre una u otra.

La *permeabilidad absoluta* resultante del análisis RMN exhibe un valor mayor de 12% en promedio que los valores arrojados por pruebas convencionales para la mayoría de las muestras estudiadas, algo similar a lo que ocurre con las muestras del Campo Perla. La correlación entre las medidas de permeabilidad obtenidas por ambos métodos también expresa un R^2 de 0,99 (Figura 4.6), tendencia que permite reafirmar la confiabilidad y validez que posee la herramienta RMN para calcular este tipo de parámetro.

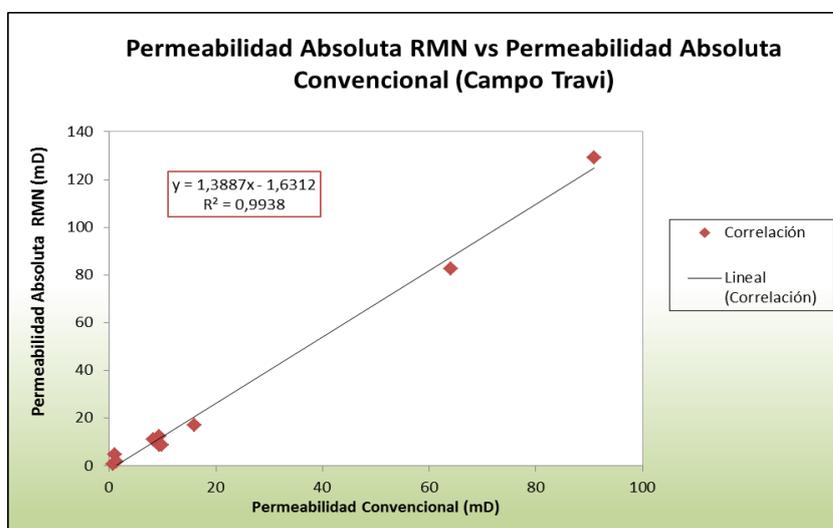


Figura 4.6. Correlación entre permeabilidad RMN y permeabilidad convencional. Campo Travi.

Además se puede observar la heterogeneidad que posee el conjunto de muestras con valores de permeabilidad que varían muy ampliamente entre 0,70 a 130,00 mD (Apéndice M), lo cual fue perfectamente reflejado en el análisis RMN.

Del mismo modo, los valores obtenidos de distribución T_1 y T_2 para el Campo Travi se encuentran dentro de los valores característicos de núcleos saturados con agua, exhibiendo una relación T_1/T_2 entre 1,30 y 2,70 muy cercano a lo que teóricamente se espera (1,50-2,50). En el estudio los datos estimados de T_2 de corte presentan gran variabilidad entre sí, reflejando la heterogeneidad en las muestras. En este sentido, el rango de valores para T_2 de corte se encuentra entre 4 y 140 ms.

4.1.3 Campo Petrocedeño

Los resultados obtenidos para las muestras preparadas según las características de este campo tienden a ser particulares, considerando que el análisis convencional y el análisis RMN para cada muestra se realizó con diferentes empaques; además se trata de arena no consolidada que puede cambiar su estructura interna con una pequeña variación de presión, es por ello que, los parámetros petrofísicos calculados van a estar relativamente afectados.

La **porosidad absoluta** para el grupo de muestras presenta fluctuaciones en los valores obtenidos por RMN con respecto a los alcanzados con análisis convencional (Apéndice M). Dichas fluctuaciones se encuentran alrededor entre 1 y 3% en unidades de porosidad, por esta razón no es posible encontrar un ajuste lineal satisfactorio para el grupo de muestras. Sin embargo, todo el conjunto de datos sigue un patrón definido como se observa en la Figura 4.7, con valores de porosidad que van desde 27 a 34%. Las variaciones se originan principalmente por tratarse de arena no consolidada que tiende a cambiar su estructura con la saturación constante que se aplica, produciendo así un pequeño reordenamiento interno.

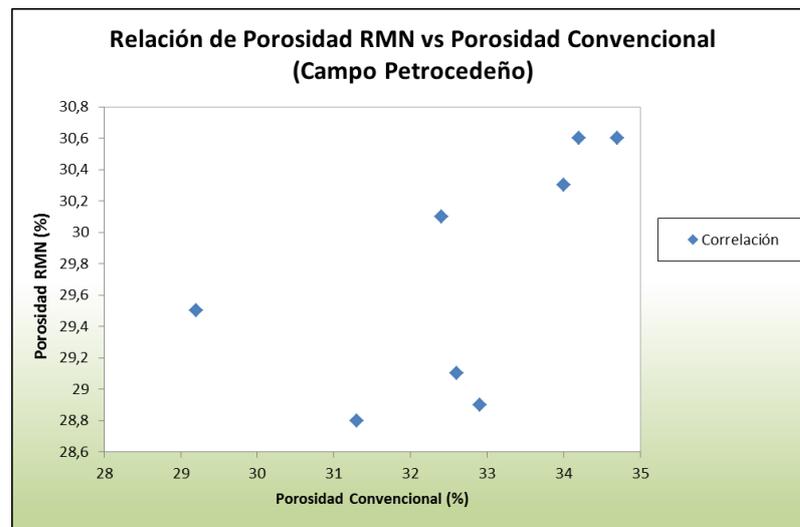


Figura 4.7. Correlación entre porosidad RMN y porosidad convencional. Campo Petrocedeño.

En general la **porosidad efectiva** RMN resultante para el total de muestras es muy alta, lo cual es característico de este tipo de sistema, en donde aproximadamente el 98% de la porosidad se encuentra interconectada y solo un 2% representa el conjunto de canales no conectados (Figura 4.8). Esta es una de las razones por las cuales este tipo de yacimiento se considera con una alta capacidad productora, limitado básicamente por el tipo de fluido y no así por la estructura de la roca.



Figura 4.8. Relación porcentual de los tipos de porosidad Campo Petrocedeño.

En el estudio realizado mediante RMN para estas muestras, los resultados de agua asociada a las arcillas (CBW) son muy bajos, entre 4 y 6%, de hecho el agua podría estar principalmente asociada a la superficie de la arena o también llamada agua de absorción, ya que la arena utilizada en este trabajo tiene una proporción mínima de 0,10% en contenido de arcilla. Los valores obtenidos de BVI tienden a situarse entre 2 a 3% para la mitad de las muestras, a las cuales se les aplicó desplazamiento aire/agua y entre 12 a 16% para las muestras que resultaron del desplazamiento crudo/agua. Existe mayor porcentaje de agua irreducible en el desplazamiento crudo/agua debido a la mayor fuerza capilar que se ejerce internamente y retiene el fluido. También se observa una mayor influencia de las fuerzas capilares en los valores estimados del índice de fluido libre (FFI), en donde las muestras desplazadas por aire reflejan un rango entre 25 a 27%, mientras que en las muestras desplazadas por crudo, el FFI se reduce considerablemente en un rango entre 12-17%.

La *permeabilidad absoluta* que fue estimada a través de RMN presenta en general una correlación muy cercana a los valores determinados por análisis convencional, con una diferencia en promedio de 3% para el conjunto de muestras (Apéndice M). Debido a las diferencias en las permeabilidades calculadas no se puede obtener un ajuste ideal para la correlación (Figura 4.9), tales diferencias pueden estar causadas por el reordenamiento interno que ocurre una vez las muestras son nuevamente empacadas y saturadas constantemente.

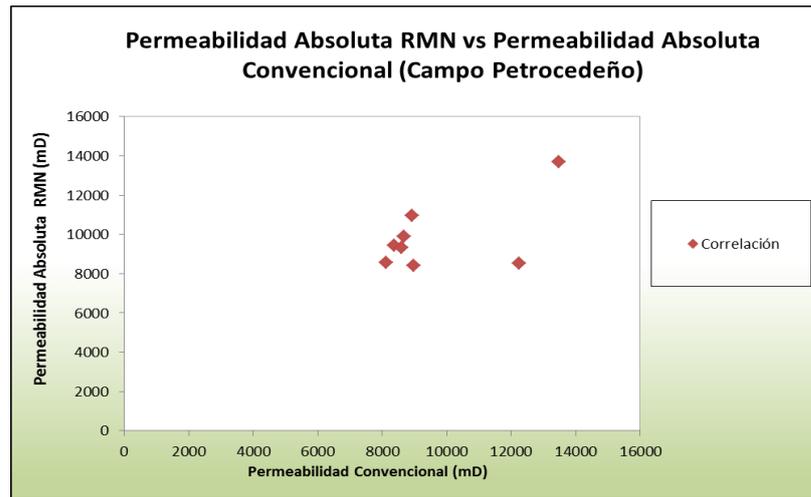


Figura 4.9 Permeabilidad absoluta de muestras Campo Petrocedeño.

Aunque los valores de permeabilidad no muestran una linealidad, se puede observar como solo algunos puntos se apartan de un buen ajuste. Estos puntos pertenecen a un par de muestras (NC9 y NC3) que difieren en 20% a los valores esperados de permeabilidad.

Los resultados de las pruebas de distribución T_1 y T_2 reflejan valores altos de T_1 entre 1800 y 2600 ms, ello debido al alto volumen de agua presente en cada muestra que debe ser magnetizado, resultando directamente en tiempos más largos. Los valores de T_2 obtenidos están dentro de lo esperado, derivando entonces un rango de relación T_1/T_2 entre 12-15. El T_2 de corte promedio para las muestras desplazadas con aire es de 49 ms y para las muestras desplazadas con crudo es aproximadamente 189 ms.

4.2. COEFICIENTE DE DIFUSIÓN

El valor del coeficiente de difusión por RMN es usado en la ingeniería del petróleo principalmente para determinar qué tipo de fluidos se encuentran en un espesor de arena específico dentro de un yacimiento, logrando así diferenciar la presencia de crudo, agua de formación o gas en función de su capacidad de difusión en el medio poroso.

Conocidos previamente los fluidos (agua, crudo) que saturan cada sistema estudiado en este trabajo, se realizaron las pruebas de distribución de difusión por RMN para cada muestra saturada y para los fluidos en estado libre, permitiendo obtener valores de coeficiente de difusión (Apéndice M) característicos del tipo de fluido y del sistema de roca en el que se encuentran y así numéricamente estimar la diferencia en la difusión del fluido cuando se encuentra dentro y fuera de la muestra. Las curvas obtenidas de difusión presentan un comportamiento diferente entre un sistema y otro, debido a la heterogeneidad única de cada muestra. Además se puede

confirmar que los valores de coeficiente de difusión determinados se encuentran dentro del rango conocido para líquidos.

Las muestras del *Campo Perla* exhiben valores de coeficiente de difusión entre 3×10^{-8} a $6 \times 10^{-9} \text{ cm}^2/\text{ms}$ cuando el agua se encuentra saturando la roca, datos que son registrados dentro del rango de valores conocidos para los líquidos ($10^{-6} - 10^{-10} \text{ cm}^2/\text{ms}$). Los valores estimados para el Campo Perla se pueden considerar como valores promedios dentro de la amplia distribución obtenida de coeficientes de difusión en este trabajo y están relacionados a la restricción de difusión que ocurre debido a tres principales factores. Estos factores son la interfase entre los granos de la roca y el fluido mojante que satura, la densidad y la temperatura del fluido.

En la Figura 4.10 se pueden observar varias curvas de distribución obtenidas para este campo, en donde se verifica una amplia distribución de difusión para las muestras saturadas 100% con agua. Por ejemplo, las curvas superiores de la imagen reflejan una distribución en el eje de las abscisas entre ($1 \times 10^{-7} - 3 \times 10^{-9} \text{ cm}^2/\text{ms}$), promediando el coeficiente medio en valores alrededor de $10^{-8} \text{ cm}^2/\text{ms}$; mientras que las curvas inferiores muestran una distribución más amplia entre ($1 \times 10^{-7} - 1 \times 10^{-10} \text{ cm}^2/\text{ms}$) con valores de difusión promedio en torno a $10^{-9} \text{ cm}^2/\text{ms}$.

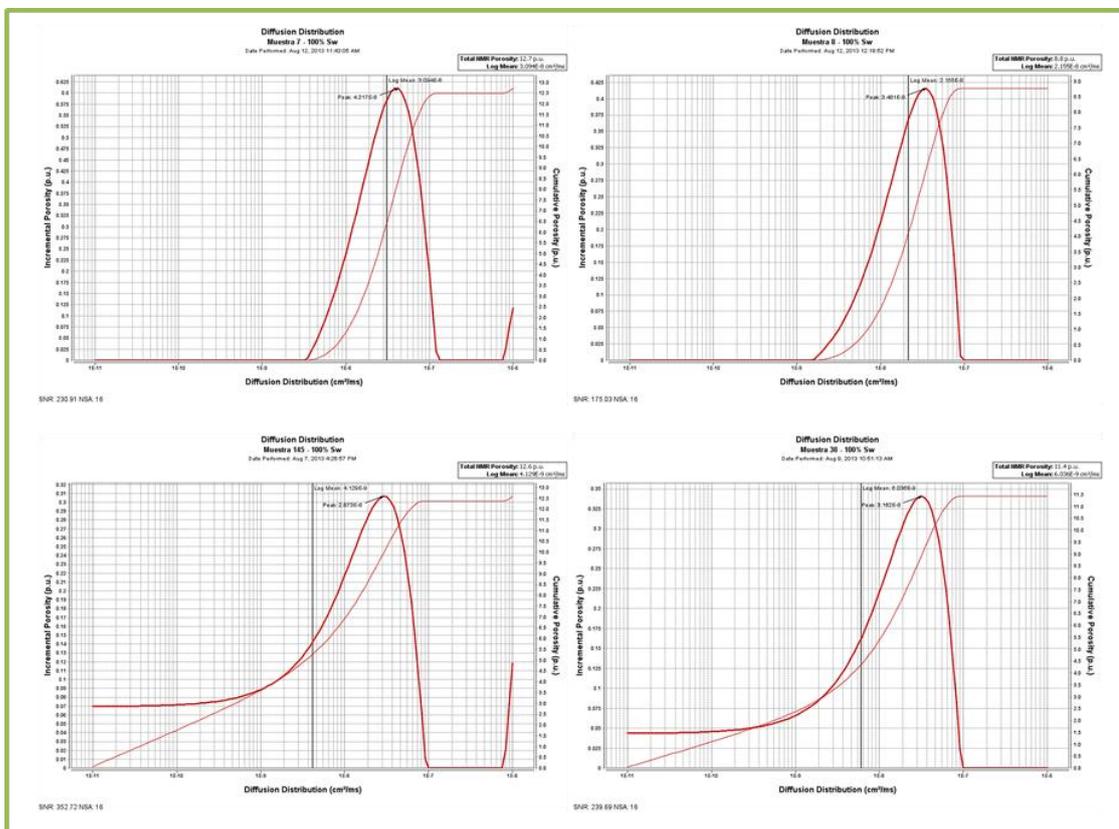


Figura 4.10. Curvas de distribución de difusión. Campo Perla.

Las curvas de difusión para el *Campo Travi* presentan un comportamiento que difiere según sea el fluido que satura cada muestra, de tal manera que provee información de coeficientes de difusión particulares tanto para el agua como para el crudo. En la Figura 4.11 (parte superior) se muestra como el rango del coeficiente de difusión de las muestras saturadas con agua de formación es amplio, entre $(1 \times 10^{-7} - 1 \times 10^{-10} \text{ cm}^2/\text{ms})$, muy similar a lo que ocurre con las muestras del Campo Perla, que también son saturadas con agua de formación. La distribución de difusión para las muestras saturadas con crudo (parte inferior de la imagen) en cambio, expresan un rango más estrecho de coeficiente de difusión, registrando valores promedio entorno a $10^{-7} \text{ cm}^2/\text{ms}$, siendo mayores a los estimados para las mismas muestras saturadas con agua. Entonces los resultados indican que el crudo responde a una mayor difusividad cuando se desplaza dentro de este sistema apretado en relación al agua de formación, debido principalmente a que se trata de un crudo liviano calentado hasta 100°C .

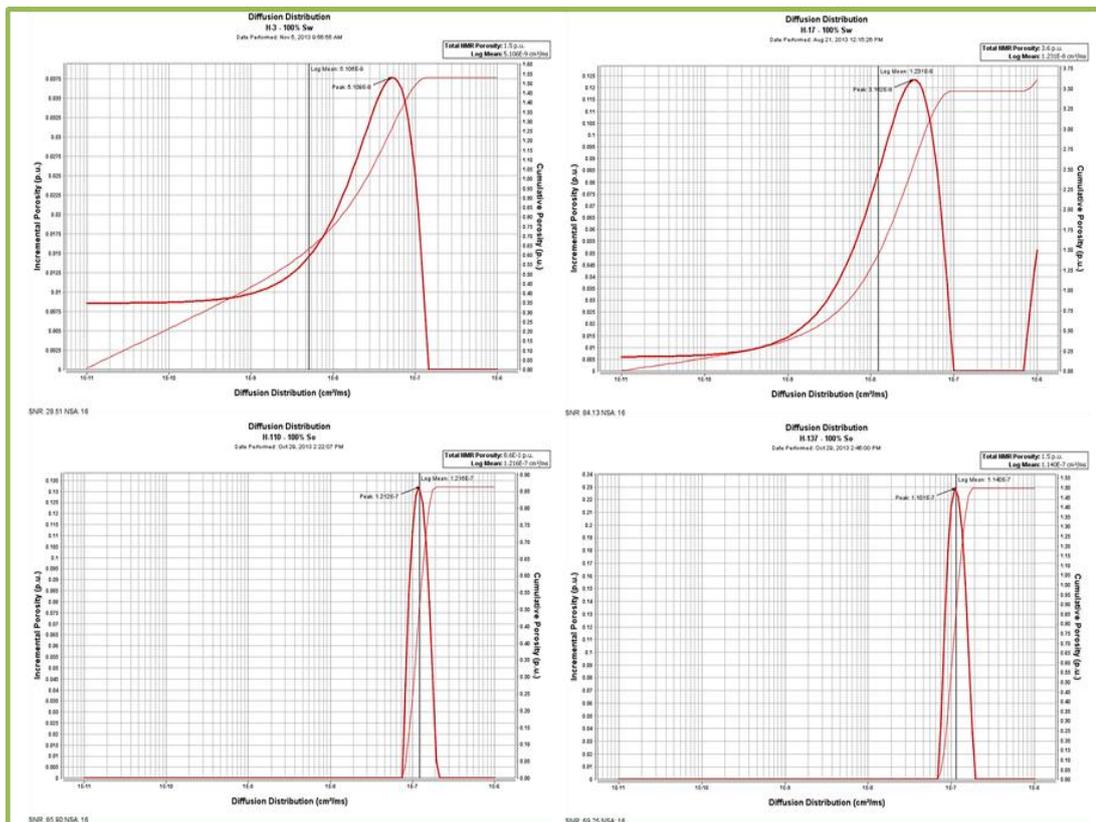


Figura 4.11. Curvas de distribución de difusión. Campo Travi.

Los valores de coeficiente de difusión para las muestras preparadas del *Campo Petrocedaño* que fueron saturadas con agua de formación, en general difieren en gran medida con los valores estimados cuando se desplaza crudo extrapesado en la muestra. El valor promedio para el grupo de muestras saturadas con agua se encuentra entre un rango de 3×10^{-8} y $8 \times 10^{-9} \text{ cm}^2/\text{ms}$,

mientras que para las muestras con crudo los valores se encuentra entre 1×10^{-9} y $1 \times 10^{-10} \text{ cm}^2 / \text{ms}$. La Figura 4.12 presenta algunas curvas de distribución de difusión estimadas para este campo cuando las muestras se encuentran saturadas con agua, se puede observar un comportamiento similar a lo estudiado con los sistemas anteriores al estar saturados con agua de formación.

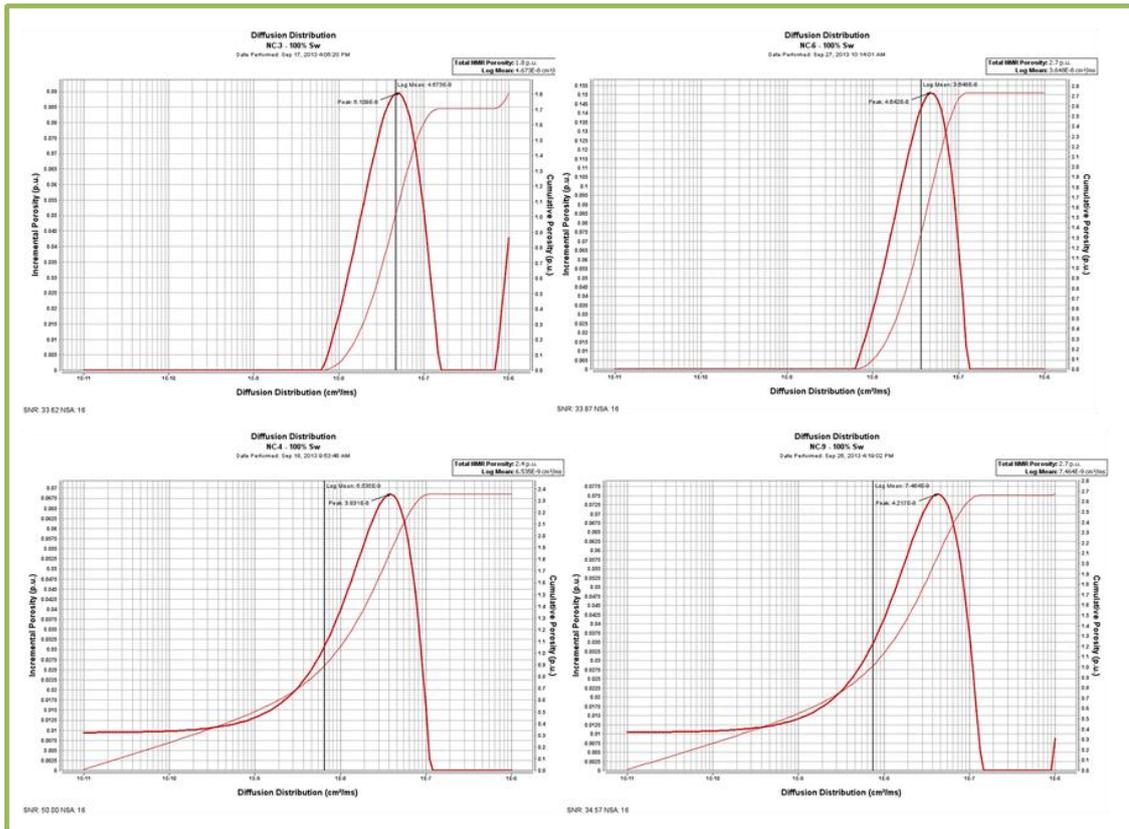


Figura 4.12 Curvas de distribución de difusión Campo Petrocedeno.

En la tabla 4.1 se presentan los distintos valores de coeficiente de difusión medidos para los fluidos en estado libre y cuando los mismos se encuentran dentro de la muestra. Al analizar estos valores hay que considerar que las muestras saturadas con crudo fueron calentadas previamente antes de ser medidas por difusividad, por tal motivo cuando se aumenta la temperatura las partículas poseen más energía cinética y el coeficiente de difusión aumenta. De esta manera se considera que la difusión a partir de un estado 100% saturado, está influenciada en mayor proporción por la densidad y la temperatura del fluido que se desplaza y no tanto por el tipo de sistema de roca que lo contiene, considerándose igualmente que hay mayor restricción de movimiento molecular en poros pequeño influyendo también la geometría del poro. Sin embargo, el coeficiente de difusión del líquido no es exactamente el mismo fuera de la roca,

mostrando de esta manera valores menores dentro de rocas de alta rigidez en comparación a muestras de arenas no consolidadas. Además, se confirma que los petróleos livianos son altamente difusivos e incluso pueden llegar a ser más difusivos que el agua según la temperatura y densidad que presenten, en cambio el petróleo pesado se comporta como el fluido menos difusivo del estudio.

Tabla 4.1 Valores obtenidos de coeficiente de difusión.

Campo	Coef. de Difusión fluido libre (cm^2/ms)	Coef. de Difusión en la muestra (cm^2/ms)
Crudo Travi	$8,36 \times 10^{-7}$	$1,10 \times 10^{-7} - 1,20 \times 10^{-7}$
Agua Travi	$4,31 \times 10^{-8}$	$6,00 \times 10^{-7} - 1,00 \times 10^{-10}$
Crudo/Agua Travi	$6,54 \times 10^{-8}$	-----
Crudo Petrocedeño	$1,64 \times 10^{-9}$	$1,00 \times 10^{-9} - 1,00 \times 10^{-10}$
Agua Petrocedeño	$8,55 \times 10^{-8}$	$3,64 \times 10^{-8} - 8,79 \times 10^{-9}$
Crudo/Agua Petrocedeño	$4,99 \times 10^{-9}$	-----
Agua Perla	$8,28 \times 10^{-7}$	$3,00 \times 10^{-8} - 6,00 \times 10^{-9}$
Agua mineral	$9,42 \times 10^{-8}$	-----
Aceite mineral	$4,48 \times 10^{-9}$	-----
Aceite hidráulico	$3,38 \times 10^{-8}$	-----
Líquidos en general	$x10^{-6} - x10^{-10}$	-----

Nota. La línea discontinua (---) representa datos no determinados.

4.3. PERFILES DE SATURACIÓN (DESPLAZAMIENTO INTERNO)

4.3.1 Campo Perla

El desplazamiento del agua de formación en cada una de las muestras fue bien reflejado en los distintos perfiles de saturación que se realizaron, mostrando una tendencia bastante marcada que permite diferenciar el comportamiento que se produce desde el inicio (100% saturado) hasta la última etapa (S_{wi}). Los perfiles de saturación obtenidos para el proceso de *drenaje aire/agua* que se realizó a este campo (Figura 4.13) exponen una declinación homogénea con respecto al eje de las abscisas, dicha tendencia de disminución se relaciona a la alta porosidad que poseen las

muestras y a la alta interconexión que a su vez presentan estos poros. Es importante señalar, que no se asocia la permeabilidad absoluta como un parámetro determinante en tal tendencia, dado a que en el grupo de muestras estudiadas se encuentran altos y bajos valores de permeabilidad (388,78 mD y 1,35 mD), y aun así la disposición de las curvas sigue cumpliendo el mismo patrón. A medida que se aumenta la velocidad de rotación (RPM) en las pruebas, puede visualizarse como la cantidad de agua va disminuyendo, hasta finalmente alcanzar la saturación irreducible representada como un trazo prácticamente horizontal dentro del campo de visualización seleccionado (sombreado azul de la Figura 4.13) en el manejo del software GIT.

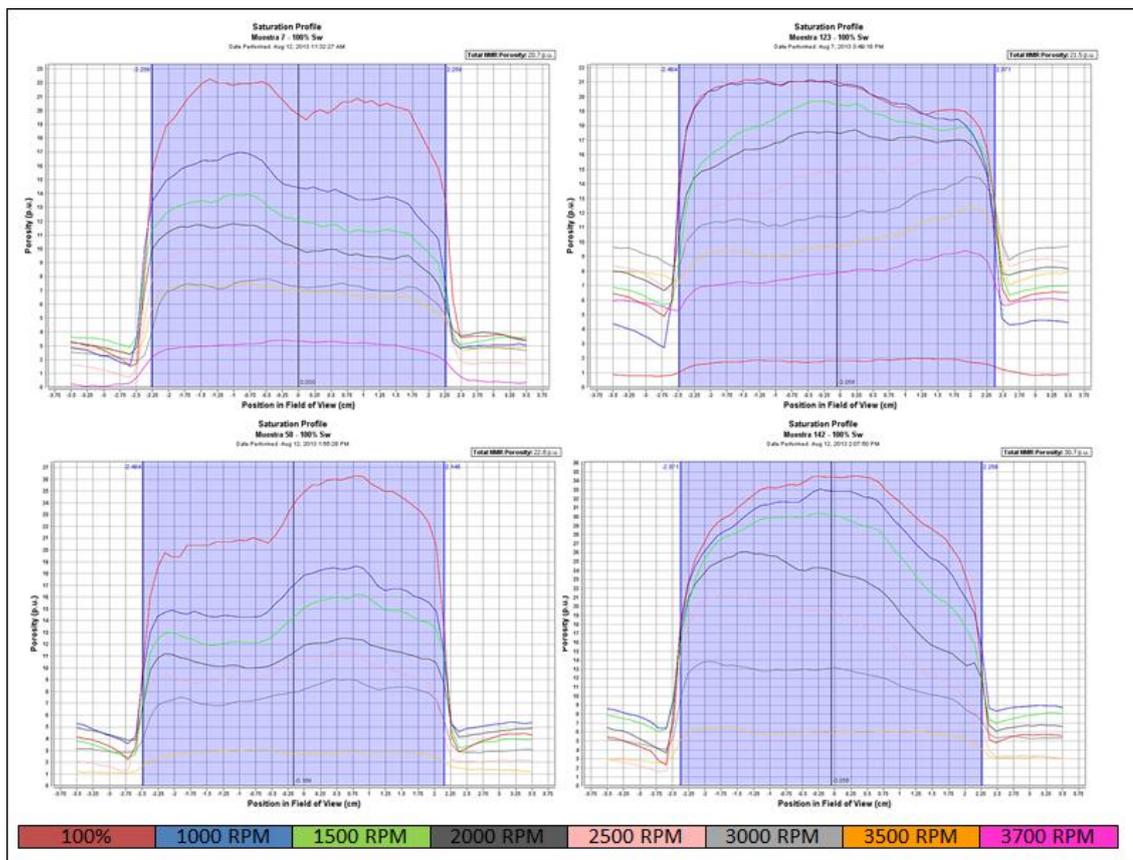


Figura 4.13. Perfiles de Saturación para drenaje aire/ agua Campo Perla.

4.3.2 Campo Travi

Para el proceso de *imbibición agua/crudo* realizado, puede apreciarse que los perfiles de saturación arrojados por el software GIT no exponen una diferencia tan marcada en sus curvas (Figura 4.14 parte superior), como en el caso de los perfiles obtenidos para el Campo Perla. Incluso, podría decirse que para los desplazamientos con los fluidos mencionados, las curvas de saturación del Campo Travi prácticamente se solapan entre sí. Este hecho se asocia a la baja porosidad y permeabilidad que presentan las muestras, las cuales son consideradas como un

sistema apretado, lo que provoca que la poca cantidad de agua y crudo contenidos en las muestras sean magnetizados por el resonador como un mismo fluido. Para el caso de un sistema con mayor porosidad, sí se obtiene la magnetización tanto del agua como del crudo, lo que se evidenció tras realizar el estudio con capilares que fue señalado en la sección 3.6 del capítulo 3. Por otro lado, es conocido en el área de RMN que los tiempos de magnetización del agua y el crudo liviano son muy cercanos entre sí.

En la Figura 4.14 (parte superior) también se observa que las curvas correspondientes a los diferentes desplazamientos se encuentran superpuestas con la curva respectiva al estado 100% S_o (trazo rojo), estado que se garantiza tras la centrifugación a una velocidad rotacional de 10000 RPM. La superposición mencionada se debe a que el volumen de crudo que es desplazado de los poros de la muestra, es a su vez sustituido por el agua que generó tal desplazamiento y por lo tanto, la muestra en todo momento mantiene un estado de completa saturación compartida entre el crudo y el agua, lo cual no es diferenciado por el equipo RMN haciendo imposible tener un registro de desplazamientos en el software.

Por su parte, los perfiles de saturación obtenidos para la experiencia del *drenaje crudo/agua* (Figura 4.14, parte inferior) muestran bastante cercanía entre una curva y otra. A pesar de tratarse de los mismos fluidos (agua y crudo correspondientes al Campo Travi) no se tiene la misma superposición de curvas observadas para el proceso de drenaje, esto probablemente se deba a que la muestra no haya alcanzado un estado 100% saturado con agua antes del desplazamiento, quedando de este modo algunos poros vacíos, los cuales fueron posteriormente llenados por crudo con los aumentos en la velocidad de rotación durante los desplazamientos realizados en la centrífuga, lográndose de este modo que las mismas estuviesen completamente saturadas de fluidos (crudo y agua). Esto se analiza tras evaluar que los perfiles de saturación correspondientes a las diferentes centrifugaciones van ascendiendo de manera progresiva (cuando deberían decrecer), con respecto a la que inicialmente se consideraba la curva 100% S_w (Apéndice I). Lo anterior indica que en este desplazamiento, el equipo RMN tampoco está caracterizando el barrido de agua en la muestra mediante el perfil de saturación.

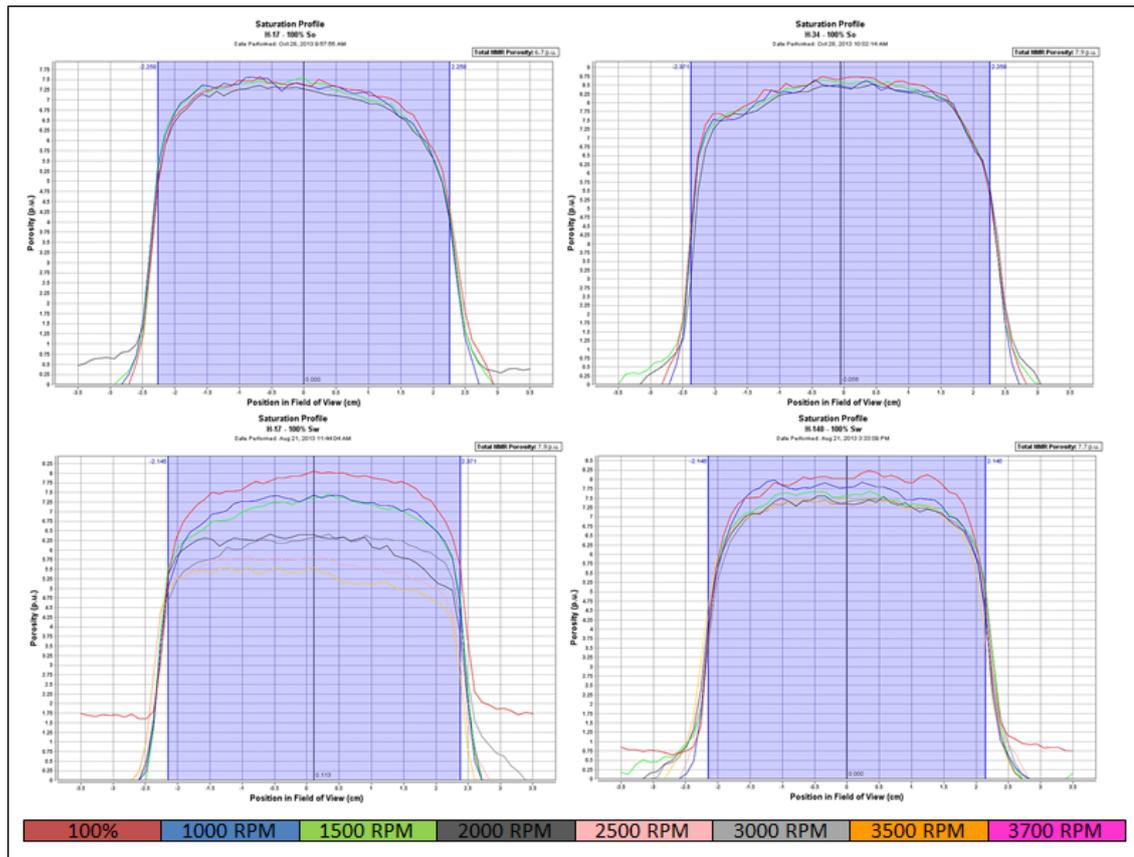


Figura 4.14. Perfiles de saturación líquido/líquido Campo Travi.

En cuanto al proceso de *drenaje aire/agua* realizado a las muestras del Campo Travi, se aprecia como en los perfiles de saturación (Figura 4.15), la tendencia de las curvas es bastante marcada, diferenciándose exitosamente cada uno de los barridos que experimentaba el agua por efecto del aire. Como se observa, dicha tendencia descende progresivamente haciéndose más pronunciada hacia el lado derecho de las gráficas. Este lado representa la cara de la muestra por donde empieza el empuje del aire, así la figura permite evidenciar como en cada centrifugación la saturación de agua va disminuyendo. El lado izquierdo de las gráficas luce el volumen de agua que va quedando en la muestra, lo que representa en otras palabras que este lado corresponde la salida de fluidos, y por ende será la última parte en ser ocupada por el aire.

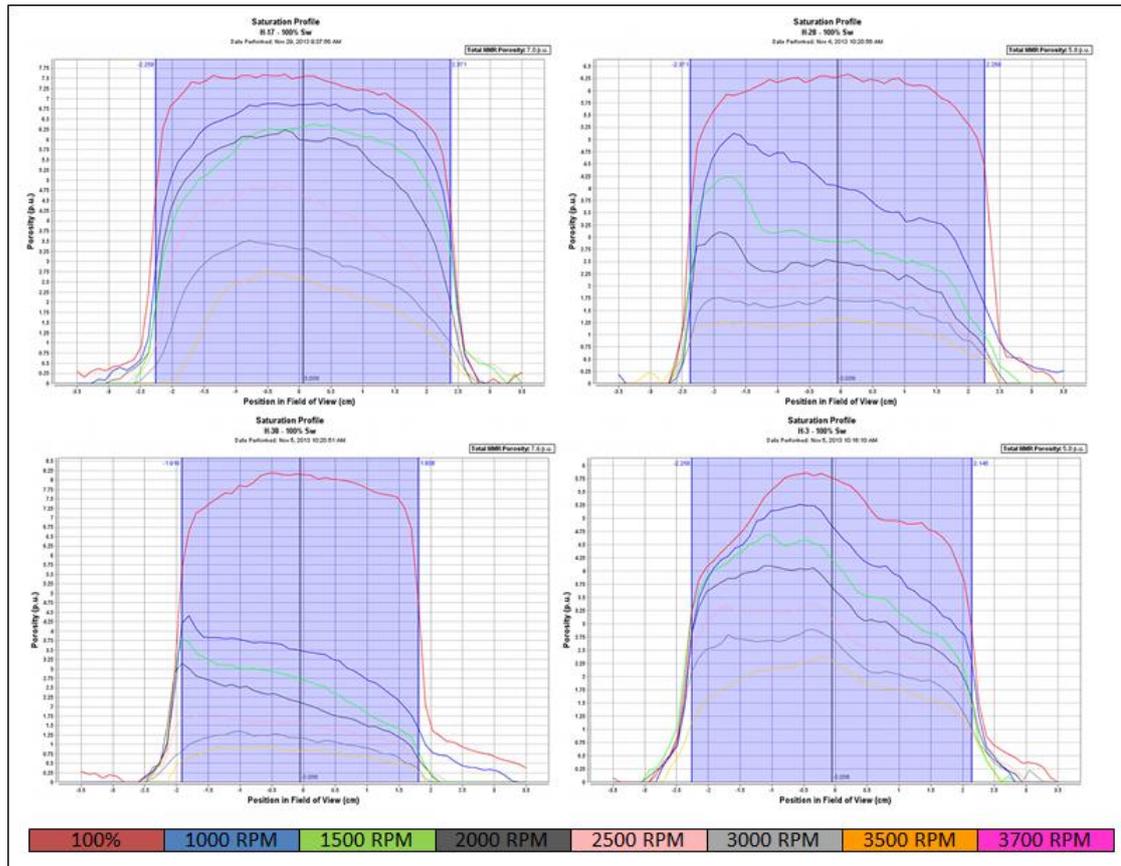


Figura 4.15. Perfiles de saturación para drenaje aire/ agua Campo Travi.

Los perfiles de saturación correspondientes al proceso de *drenaje aire/crudo* presentan en general, un comportamiento semejante en cuanto a la dirección e inclinación de las curvas de desplazamiento aire/agua, es decir, disminuyen continuamente con inclinación más fuerte hacia el lado derecho de las gráficas, a medida que el aire desplaza en este caso al crudo, tal como se observa en la Figura 4.16. La razón del comportamiento similar de los perfiles entre un proceso y otro, es que el crudo trabajado es liviano y además es calentado hasta alcanzar la temperatura de 100°C, lo cual permite lograr un barrido (desplazamiento) muy parecido al que se logra al desplazar agua.

Cuando se estudian detalladamente ambos perfiles (drenaje aire/agua y drenaje aire/crudo), se aprecia que la curva de saturación del agua disminuye progresivamente de manera más abrupta en comparación con la del crudo.

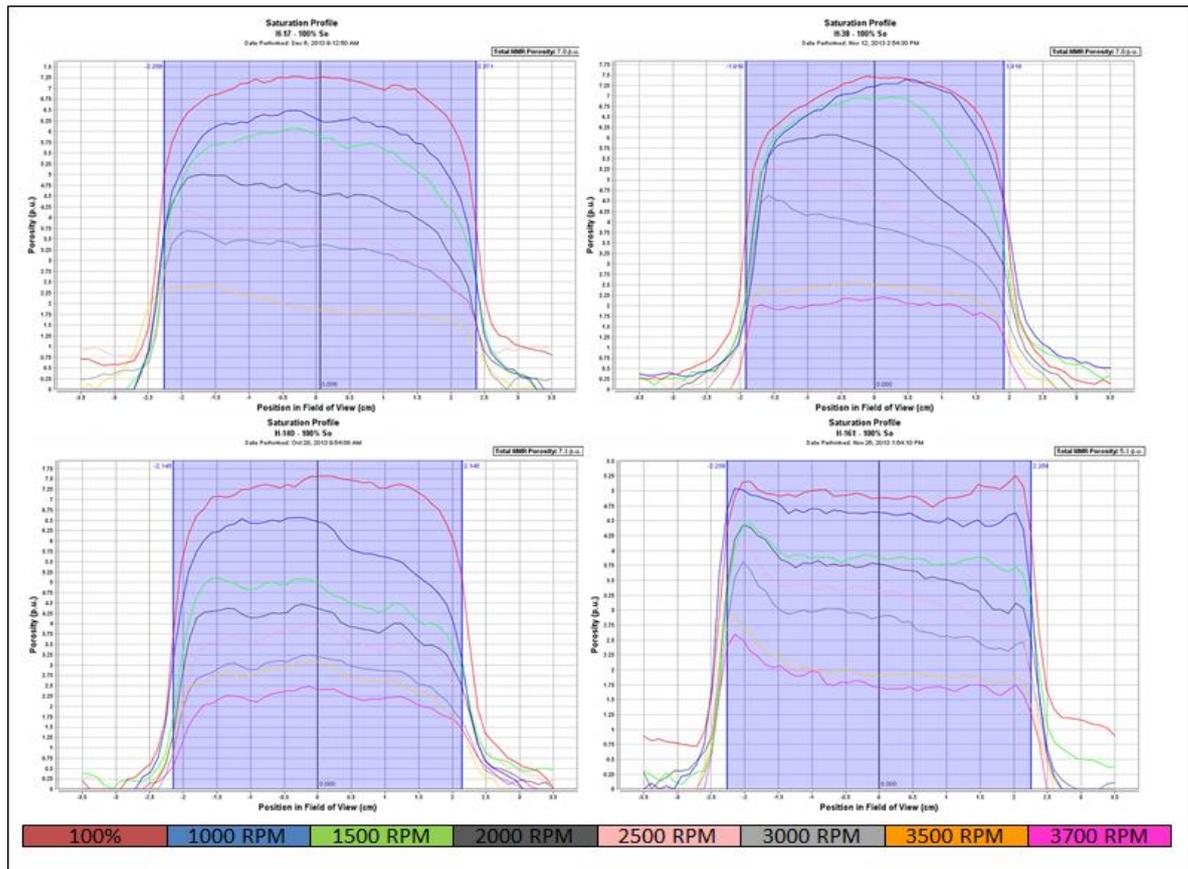


Figura 4.16. Perfiles de saturación para drenaje aire/crudo Campo Travi.

Con respecto a la diferencia encontrada entre los perfiles de saturación para los procesos de drenaje aire/agua y drenaje aire/crudo, se presenta la Figura 4.17, en donde se observa la comparación entre dos muestras. La muestra H-3 (parte superior de la imagen) refleja una mayor disminución de la saturación en cada una de las etapas de centrifugación aire/agua con respecto a la centrifugación aire/crudo. Es decir, a la velocidad de rotación de 1000 RPM (trazo azul) se observa que el volumen de líquido desplazado fue mayor para el caso del proceso aire/agua. Lo mismo ocurre para la centrifugación a 1500 RPM (trazo verde) y así de manera sucesiva con cada una de las etapas de centrifugación. La muestra H-161 sigue el mismo comportamiento descrito, pero con un decrecimiento aire/agua más marcado. Esto se asocia a la distribución interna de los poros en la muestra.

Todo lo anterior plantea que aplicando la misma velocidad de rotación, e incluso trabajando con mayores tiempos en la centrifugación, se hace más difícil desplazar al crudo que al agua, aun cuando el primero fue trabajado a 100°C. Esto como resultado de la diferencia de movilidad conocida entre ambos fluidos.

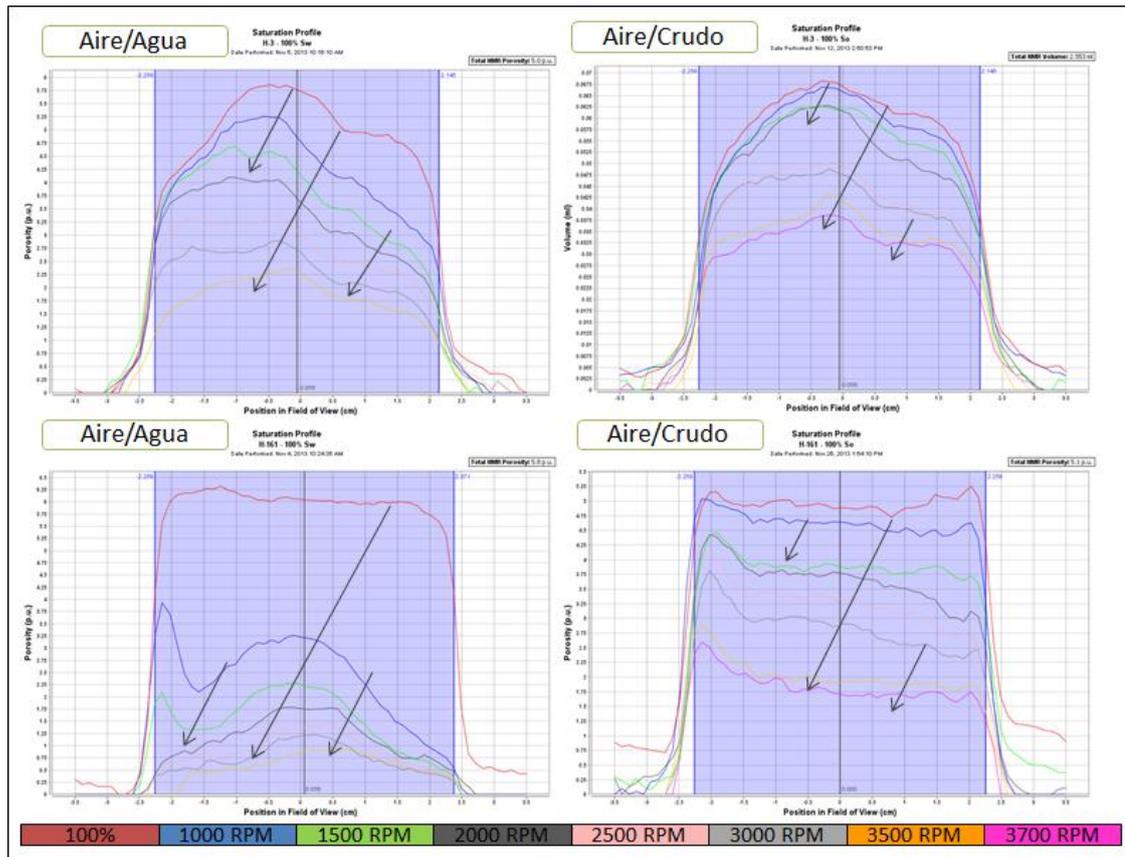


Figura 4.17. Comparación entre perfiles de saturación. Campo Travi.

4.3.3 Campo Petrocedeño

El proceso de *imbibición crudo/agua* trabajado con las muestras del Campo Petrocedeño, permite generar los perfiles de saturación contenidos en la Figura 4.18, en donde se aprecia claramente la tendencia de las curvas con una disminución lateral progresiva. A diferencia del Campo Travi, en donde se tenía que las curvas correspondientes a los desplazamientos agua/crudo y crudo/agua prácticamente se superponían entre sí, para los perfiles del Campo Petrocedeño, sí se observa el barrido que experimenta el agua dentro de las muestras tras ser empujada por el crudo (con un comportamiento similar a un desplazamiento tipo pistón). Este hecho se debe principalmente a dos importantes factores, el primero es la alta porosidad que presentan las muestras preparadas y el segundo, que para este experimento se trabaja con crudo extrapesado (los valores de los tiempos de magnetización del agua y del crudo extrapesado son distantes entre sí), lo cual contribuye a que el software GIT reconozca la presencia de los dos fluidos.

En la Figura 4.18, puede visualizarse que la gráfica ubicada en la parte inferior izquierda se comporta de manera diferente al resto de las gráficas allí presentes, en otras palabras, la gráfica puntualizada es la única que expone un desplazamiento hacia su lado derecho. La razón de ello,

es que esta gráfica corresponde a una muestra que fue introducida en el equipo RMN de manera inversa al resto. Tal acción se llevó a cabo con la finalidad de conocer la influencia de la posición con que se introduce la muestra al equipo en las respuestas generadas por el mismo.

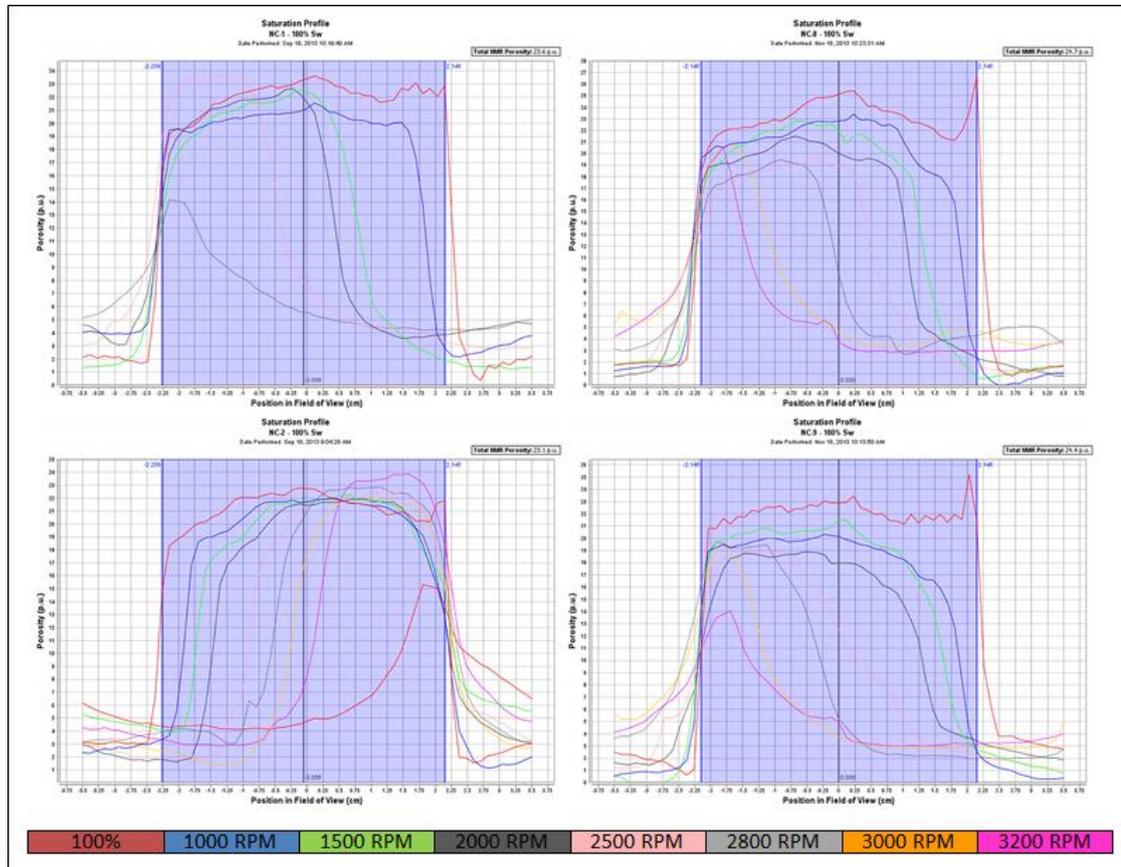


Figura 4.18. Perfiles de saturación para imbibición crudo/agua. Campo Petrocedaño.

En lo que respecta a los perfiles de saturación para el proceso de *drenaje aire/agua*, en la Figura 4.19 las disminuciones abruptas que en general exponen las curvas entre un desplazamiento y otro, evidencian la facilidad con que el aire reemplaza al agua de las muestras. Este fenómeno era de esperarse, ya que se trabaja con un sistema altamente permeable, poroso y donde el único líquido presente es el agua. Al observar detalladamente la imagen, se aprecia que las disminuciones más abruptas en las curvas ocurren para los primeros desplazamientos, lo que hace pensar que el flujo de aire que penetra progresivamente en la muestra provoca una mayor compactación entre los granos y consecuentemente un aumento de las fuerzas capilares. Fueron necesarios únicamente cuatro desplazamientos para que las muestras quedaran prácticamente secas, empleándose además los menores tiempos de centrifugación y trabajando a bajas velocidades de rotación.

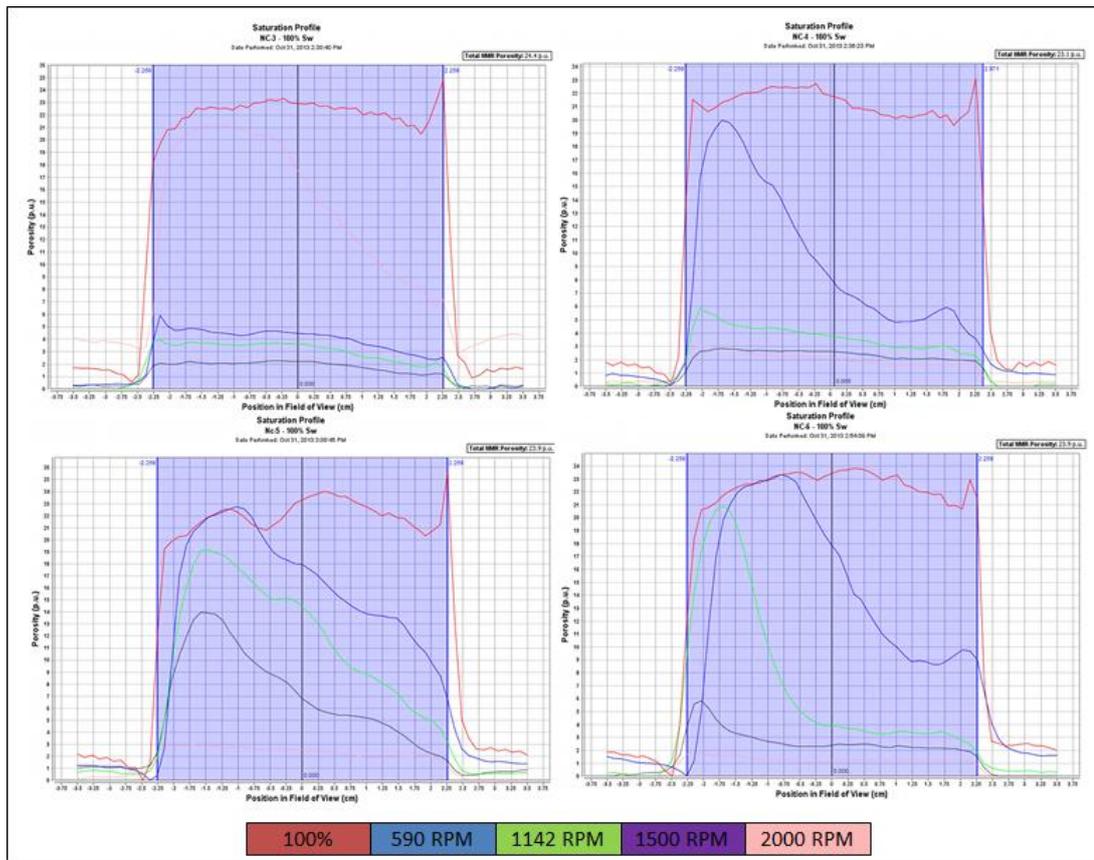


Figura 4.19. Perfiles de saturación para drenaje aire/agua. Campo Petrocedño.

Se tiene entonces que a las muestras del Campo Petrocedño se les realizaron los desplazamientos crudo/agua y aire/agua, los que si se comparan con los perfiles de ambos procesos, con la finalidad de apreciar como fue el desplazamiento de los diferentes fluidos dentro del espacio poroso, se evidencian resultados completamente distintos (Figura 4.20). En los perfiles aire/agua, los desplazamientos exponen la misma tendencia de declinación observada para el Campo Travi, es decir, las curvas descienden progresivamente con mayor declinación hacia el lado derecho. En cambio, los perfiles crudo/agua, exhiben un desplazamiento homogéneo hacia el lado izquierdo. Todo lo anterior indica que, para este sistema de roca no consolidado, el desplazamiento progresivo del agua por parte del crudo ocurre de manera más lenta y completa, debido principalmente a la viscosidad característica del mismo.

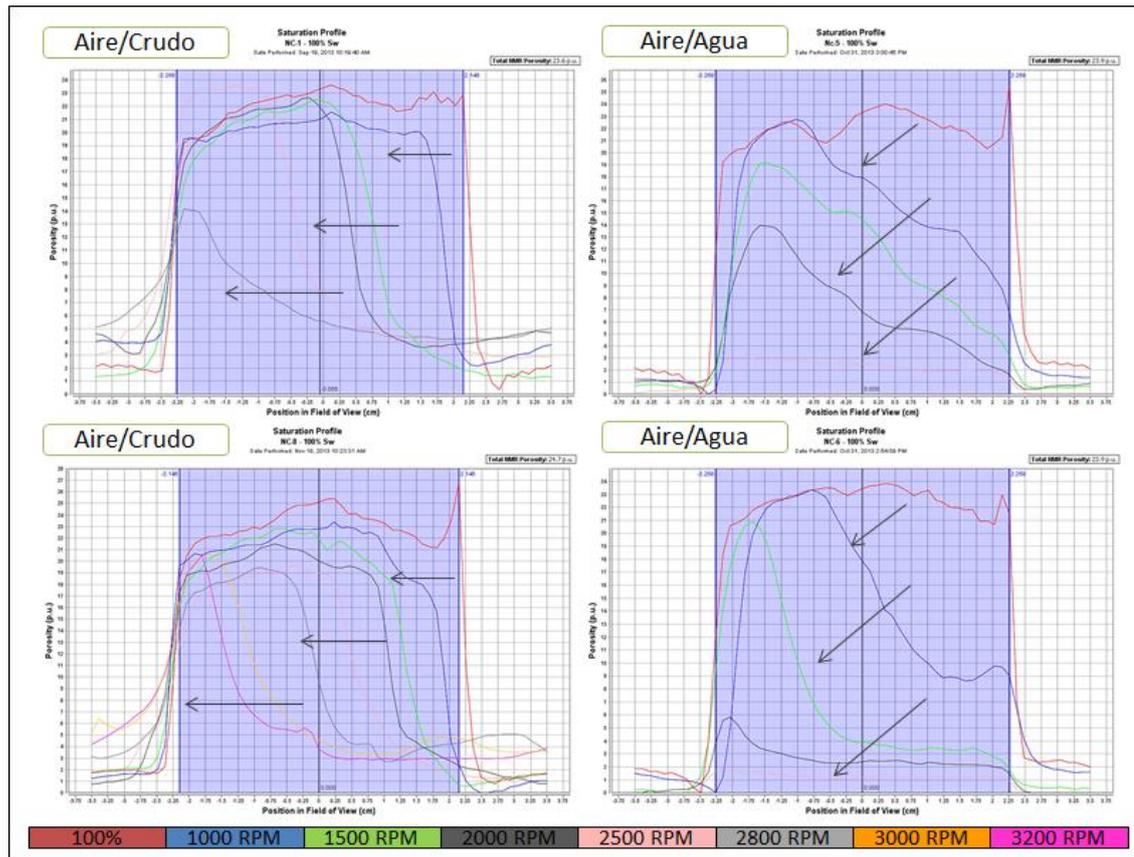


Figura 4.20. Comparación entre perfiles de saturación. Campo Petrocedeno.

4.4 PRESIÓN CAPILAR

Según la metodología planteada se pudieron estimar exitosamente curvas de presión capilar bien definidas para la mayoría de los desplazamientos realizados, obteniéndose resultados que responden a las características de cada campo y muestra en particular. Estas curvas permiten caracterizar de manera apropiada el historial de saturación en cada una de las muestras y las fuerzas capilares que actúan en las mismas, ya que el equipo RMN permite visualizar lo que ocurre internamente en la muestra a medida que ocurre el desplazamiento de los fluidos.

4.4.1 Campo Perla

Las curvas de presión capilar resultantes del *drenaje aire/agua* en las muestras del Campo Perla presentan en general, comportamientos diferentes en función de las propiedades diversas del mismo. En este sentido, se obtuvieron valores de saturación irreducible mínimos en un rango 0,80-10,00% y máximos entre 34-36%, los mayores valores de presión capilar entre 208 y 354 Psi; y presiones de desplazamiento (P_d) que van entre 1,5 y 17,0 Psi. Cada curva obtenida refleja la distribución interna de la muestra estudiada (porosidad, permeabilidad, tamaño de poro y

volumen de fluidos), debido a esto se observan trazados con pendientes variables entre una curva y otra.

Algunas de las curvas de presión capilar obtenidas para este campo son mostradas en la Figura 4.21, la parte superior de esta contiene las curvas que forman parte del conjunto de muestras con baja saturación irreducible, mientras que la parte inferior de la figura corresponde a las curvas con las mayores saturaciones irreducibles.

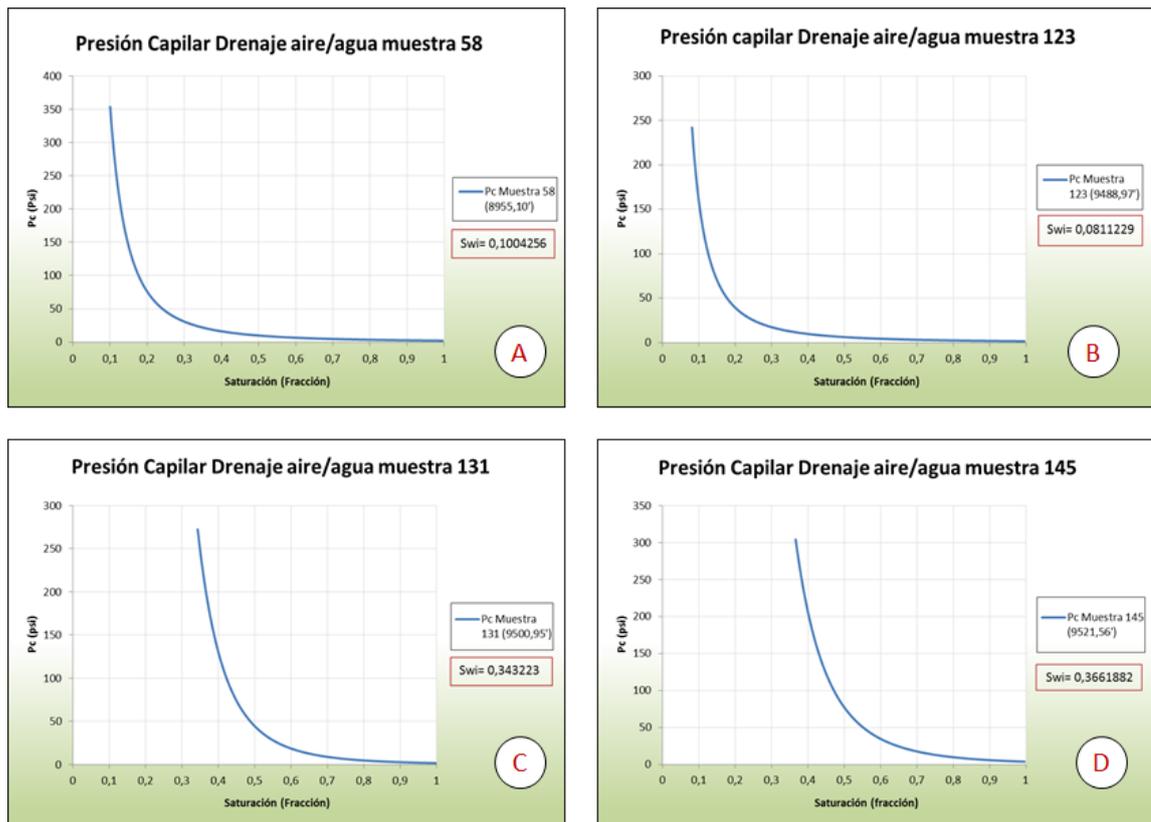


Figura 4.21. Curvas de presión capilar para drenaje aire/ agua Campo Perla.

De manera más detallada se tiene que la gráfica A de la Figura 4.21, presenta una curva con saturación irreducible de 0,10; lo que permite inferir que hay una poca distribución de poros pequeños en la muestra, a los cuales se relaciona con una alta presión capilar, 353 Psi. Sin embargo, la presión de desplazamiento es bastante baja (2,10 Psi), por lo cual se infiere la presencia de mayor cantidad de poros grandes en la muestra, a través de los cuales se mueve el fluido no mojante.

Por su parte, la gráfica B expone una curva cuya saturación irreducible es mínima (0,08) relacionada claramente con una alta presión capilar (242 Psi), lo que indica que la saturación de agua está ocupando una reducida cantidad de poros pequeños presentes en la roca. Para esta curva se tiene que el valor de la presión de desplazamiento es aún más bajo (1,50 Psi) que el de

la gráfica A, lo cual es evidencia de la presencia de poros de mayor tamaño al compararla. La gráfica C, pertenece al grupo de curvas con mayor saturación irreducible, específicamente presenta un valor de $S_{wi}= 0,34$; lo que permite inferir la existencia de una mayor proporción de poros pequeños dominando en la muestra y que a su vez, posee alta presión capilar, 272 Psi. También se puede observar en la curva una presión de desplazamiento baja (1,60 Psi), lo cual está asociado a la presencia de poros grandes.

Por último, la gráfica D de la Figura 4.21 refleja la curva con mayor saturación irreducible encontrada en el conjunto de muestras de este campo, dicho valor corresponde a 0,36. Este hecho sugiere que igual a la gráfica anterior, en la muestra dominan los poros pequeños. La presión capilar a saturación irreducible también corresponde a un valor alto, 304 Psi; además la presión de desplazamiento se encuentra alrededor de 4, el cual es el mayor valor de P_d para las gráficas analizadas, indicando así una pobre distribución de poros grandes en comparación a las curvas anteriores.

Ahora bien, tras analizar cada una de las gráficas contenidas en la Figura 4.21, se desea visualizar el comportamiento de las curvas de presión capilar para el grupo total de muestras del Campo Perla. En este sentido, la Figura 4.22 presenta diez curvas de presión capilar correspondientes a los diferentes tapones estudiados.

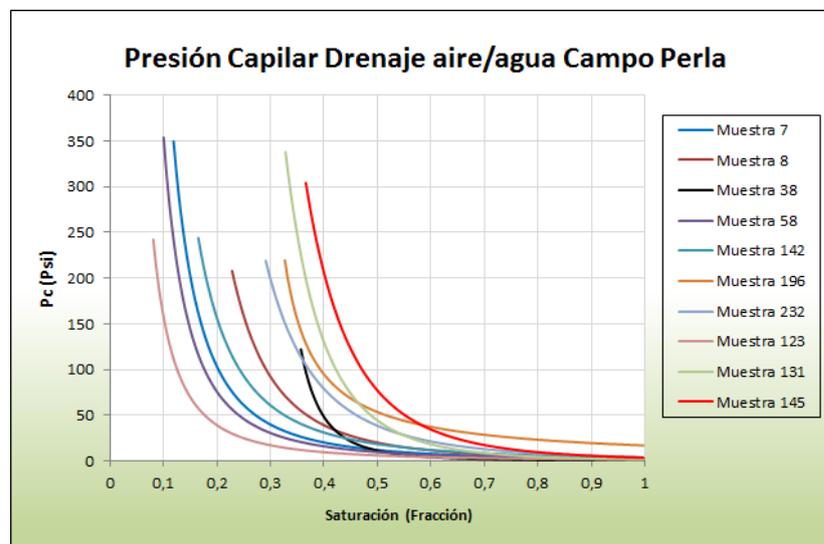


Figura 4.22. Curvas de presión capilar en drenaje aire/agua para el conjunto de muestras del Campo Perla.

En la figura anterior (Figura 4.22), las marcadas pendientes que reflejan las curvas de presión capilar son una buena medida cualitativa del amplio rango de distribución de tamaño de poros que manifiestan las muestras del Campo Perla. Dicha heterogeneidad se asocia a los diversos

tipos de poros presentes en este yacimiento carbonático, por ejemplo la existencia de vugas en el espacio poroso.

Conociendo la relación inversa que existe entre la presión capilar y el tamaño de poros, se verifica nuevamente la variación en tamaños de poro que presentan las muestras de este campo, pues los valores máximos de presión capilar como ya se ha dicho, se encuentran entre 208-354 Psi, apreciándose así que en el caso de la muestra 58 (trazo morado) se requiere una mayor presión para que el aire invada los poros más pequeños de la muestra, en comparación a la muestra 8 (trazo vinotinto) en la cual se observa que es menor la presión necesaria para alcanzar la saturación irreducible de agua. En otras palabras, mientras más pequeños sean los poros, se necesita una mayor presión para alcanzar la saturación irreducible de la fase mojante.

4.4.2 Campo Travi

Como bien se ha visto a lo largo de este trabajo, para el Campo Travi se realizaron cuatro procesos diferentes de desplazamiento, estos son: drenaje crudo/agua, imbibición agua/crudo, drenaje aire/agua y drenaje aire/crudo. Sin embargo, no pudieron generarse las curvas de presión capilar de todos estos procesos de desplazamiento. Pues como se expuso en la sección 4.3.2, los primeros dos procesos nombrados (*drenaje crudo/agua* e *imbibición agua/crudo*) reportaron perfiles de saturación con curvas muy cercanas entre sí, y en algunos casos exhibiendo un solapamiento de las mismas, lo cual no permite visualizar los cambios de volúmenes de agua y crudo que ocurren dentro de las muestras. En este sentido, al no tenerse los perfiles de saturación adecuados de dichos procesos tampoco pueden obtenerse las curvas de presión capilar, ya que esta última es generada por el software GIT solo si se conocen diferentes niveles de saturación de fluidos en las muestras.

En el caso del *drenaje aire/agua*, las curvas estimadas de presión capilar para el Campo Travi exponen diferentes comportamientos de acuerdo a las propiedades físicas de cada muestra, hecho que refleja la heterogeneidad del sistema.

De manera general, se tiene que para este desplazamiento los valores de saturación irreducible mínimos se encuentran en un rango de 5-9% y los máximos entre 24-29%, la presión capilar máxima obtenida oscila entre 31 -180 Psi; y las presiones de desplazamiento se ubican entre 0,25 - 4,80 Psi.

En la Figura 4.23, se observan gráficas de presión capilar que reflejan el comportamiento de algunas muestras estudiadas en el desplazamiento aire/agua. La parte superior de la imagen corresponde a las muestras ubicadas en el menor rango de saturación irreducible alcanzado para

este campo. Por su parte, el lado inferior de la Figura 4.23 contiene las gráficas respectivas a los mayores valores de saturación irreducible obtenidos en este desplazamiento.

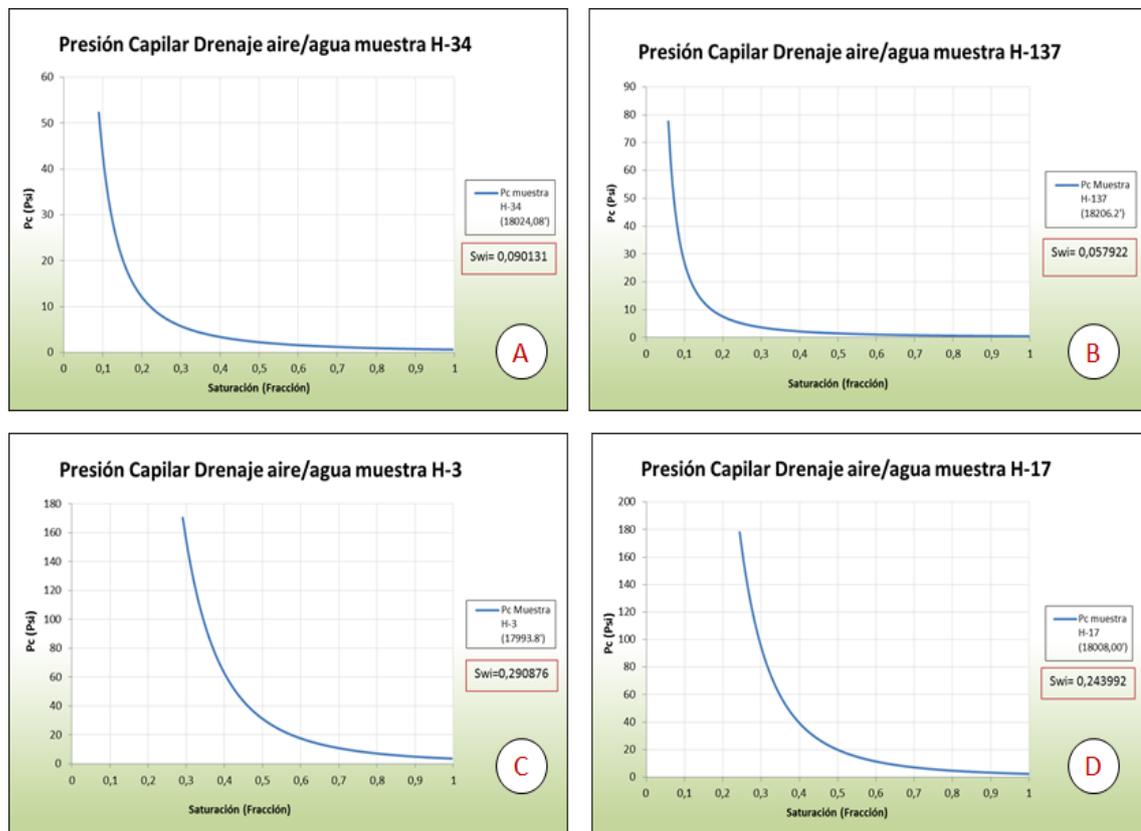


Figura 4.23. Curvas de presión capilar para drenaje aire/agua Campo Travi.

La gráfica A presenta una curva cuyo valor de presión de desplazamiento, (mínima para que el aire penetre en la muestra) es 0,63 Psi, lo cual señala que los radios de poros grandes son los que predominan en el sistema. Esta información a su vez es respaldada por los bajos valores de saturación irreducible y presión capilar que se observan para esta curva; numéricamente se tiene $S_{wi}= 0,09$; $P_c= 52$ Psi.

La gráfica B contiene la curva con la saturación irreducible más baja de todas las muestras estudiadas de este campo, $S_{wi}= 0,05$. Tal valor permite inferir que es poca la cantidad de poros pequeños en la muestra. Por su parte, los valores de presión capilar y presión de desplazamiento son bajos ($P_c= 78$ Psi y $P_d= 0,44$ Psi), lo que indica que los poros grandes son los que dominan en la muestra.

Con respecto a la gráfica C, se tiene que la misma corresponde a una muestra cuyos valores de saturación irreducible, presión capilar y presión de desplazamiento son altos ($P_c= 170$ Psi, $S_{wi}= 0,29$ y $P_d= 3,60$ Psi) dentro del grupo de muestras analizadas del Campo Travi. Estos valores

sugieren una gran cantidad de poros pequeños dispuestos en la muestra, en comparación a los poros grandes.

La gráfica D, expone una curva cuya saturación irreducible es alta (0,24) dentro del grupo de muestras analizadas, así como una presión capilar máxima de 178 Psi; estos valores permiten inferir la presencia de poros pequeños dentro de la muestra. Por otro lado, el valor de presión de desplazamiento ($P_d = 2,41$ Psi) resulta intermedio en el rango obtenido para este desplazamiento, lo que sugiere además la existencia de poros de tamaño intermedio dentro del sistema poroso en estudio.

Con el fin de obtener una visión general del comportamiento de las curvas de presión capilar para las muestras del Campo Travi durante el proceso drenaje aire/agua, se expone la Figura 4.24. En ésta, se observa el pobre escogimiento de los tamaños de garganta de poros que posee el sistema, ello analizado tras observar las amplias pendientes que manifiestan las curvas de presión capilar. En cuanto a la saturación irreducible de agua, se aprecia que el volumen de agua inmóvil varía entre una muestra y otra (0,05 – 0,29), de acuerdo a la distribución de poros pequeños que presentan las mismas. En este sentido, se tiene que para las muestras H-137, H-34, H-140 y H-38, la distribución de poros pequeños es menor que la existente en las muestras H-17, H-3, H-111, H-28 y H-110; en otras palabras, el primer grupo de muestras señaladas requiere menor presión para alcanzar la saturación irreducible de agua en comparación a las últimas muestras nombradas. Por su parte, la muestra H-161 (trazo azul claro) evidencia en su curva de presión capilar que sus radios de poros promedio no varían mucho en todo el rango de saturación, es decir, de acuerdo a su pendiente esta muestra es la que presenta un mejor escogimiento de granos.

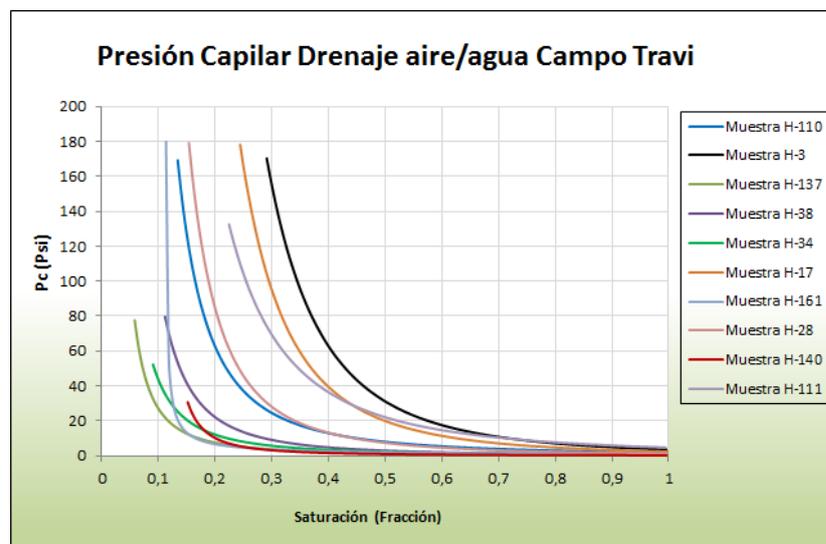


Figura 4.24. Curvas de Presión Capilar en drenaje aire/agua para el conjunto de muestras del Campo Travi.

Para el proceso de *drenaje aire/crudo* en las muestras del Campo Travi, se obtuvieron valores de presión capilar máxima comprendidos entre 118,00-181,50 Psi, presiones de desplazamiento ubicadas entre 1,50-5,50 Psi y saturaciones residuales de crudo, cuyos valores mínimos estuvieron entre 17-23% y los máximos entre 28-38%.

Con la finalidad de visualizar como varía el comportamiento de las curvas de presión capilar de acuerdo a las características que presenta cada muestra, la Figura 4.25 luce las gráficas correspondientes a los mínimos y máximos valores de S_{or} (parte superior e inferior de la figura, respectivamente).

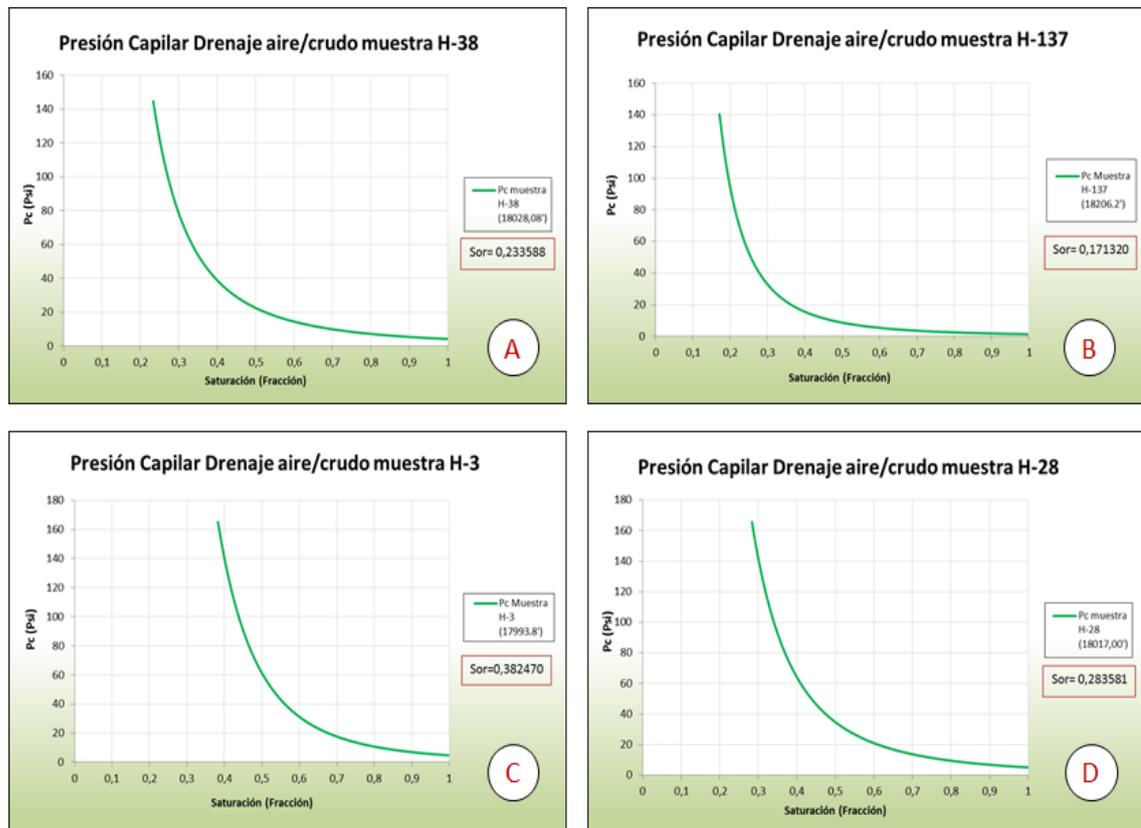


Figura 4.25. Curvas de presión capilar para drenaje aire/ crudo Campo Travi.

La gráfica A expone una curva con saturación residual de crudo de 0,23. Dentro del grupo de muestras estudiadas este valor se considera bajo, y a él se asocia la presencia de poros grandes. Tomando como referencia a la presión de desplazamiento ($P_d = 4,15$ Psi), la cual puede considerarse alta dentro del rango obtenido, se infiere también la existencia de poros pequeños en la muestra. Finalmente, al considerar el valor de presión capilar máximo ($P_c = 145$ Psi), se tiene que el mismo se encuentra en un punto intermedio del rango obtenido para todo el grupo, lo cual evidencia la presencia de poros medianos en la muestra. Todo lo anterior indica que en esta muestra no hay un dominio definido de tamaño de poro.

Por su parte, la gráfica B reporta la menor S_{or} del conjunto de muestras del Campo Travi, $S_{or}=0,17$; asociado a una alta presión capilar de 141 Psi. A dichos valores, se relaciona la distribución de poros pequeños en el sistema. No obstante, la baja presión de desplazamiento ($P_d=1,50$ Psi) es un indicativo de que prevalece la presencia de poros grandes en la muestra.

En la gráfica C se observa que la curva presenta un alto valor de saturación residual de crudo ($S_{or}=0,38$), al que corresponde una presión capilar alta, $P_c=165$ Psi. Estos valores reflejan una presencia considerable de poros pequeños en la muestra, presencia que además se hace más marcada por la alta presión de desplazamiento reflejada en la curva, $P_d=4,70$ Psi.

En la gráfica D se aprecia una curva cuyo valor de presión de desplazamiento es de 5,17 Psi, uno de los valores de P_d más altos obtenidos en el drenaje aire/crudo, lo que indica que en esta muestra se necesita una mayor fuerza para que el aire penetre en los poros grandes del sistema. Dicho valor de P_d resulta lógico considerando que dentro del grupo estudiado, ésta muestra presenta una de las permeabilidades absolutas más bajas.

Lo expuesto anteriormente, aunado a los altos valores de saturación residual de crudo y presión capilar ($S_{or}=0,28$ y $P_c=166$ Psi) permiten identificar que los poros pequeños son los que predominan en la muestra.

Con el propósito de visualizar como es el comportamiento de las curvas de presión capilar aire/crudo para el grupo completo de muestras estudiadas del Campo Travi, se presenta la Figura 4.26. En esta se aprecia la heterogeneidad de los tamaños de garganta de poros que conforman el sistema, dada a la amplia pendiente que exponen las curvas. Los valores de saturación irreducible de la fase mojante (en este caso, crudo) indican que se requiere una presión relativamente alta (118,00-181,50 Psi) para lograr que el aire penetre en los poros más pequeños de la muestra.

Adicionalmente al observar esta figura se reconoce que en general, las tendencias expuestas por las curvas son bastante cercanas entre sí, pues se aprecia que la mayoría de las muestras caen dentro de un reducido rango de S_{or} (0,24 – 0,28). Los tapones H-3 (trazo negro) y H-137 (trazo verde claro), son los que distan un poco más del comportamiento general de las otras curvas, este hecho se asocia a las propiedades internas que presenta cada muestra en particular, pues precisamente estas dos muestras son las que representan dentro del grupo total trabajado, los extremos en cuanto a valores de porosidad y permeabilidad absoluta (H-3 con la \emptyset y K más alta, y H-137 con la menor \emptyset y K).

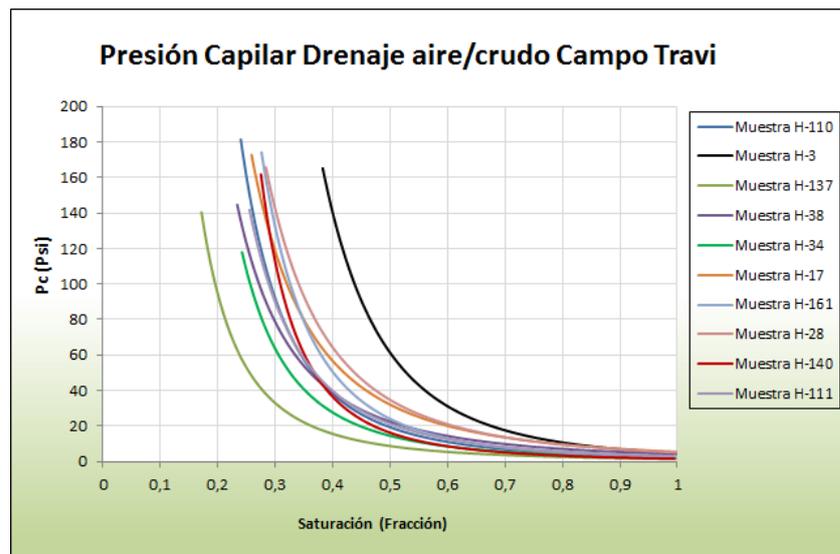


Figura 4.26. Curvas de presión capilar en drenaje aire/ crudo para el conjunto de muestras del Campo Travi.

Finalmente, si se comparan las curvas de presión capilar resultantes del drenaje aire/ agua con las del drenaje aire/ crudo (Figura 4.27), se puede apreciar que para cada muestra el desplazamiento aire/ agua presenta valores más bajos de saturación irreducible de la fase mojante. Esto resulta muy lógico considerando que el crudo presenta mayor viscosidad que el agua; otro factor importante en dicho proceso, es el efecto de la temperatura, ya que este crudo fue trabajado inicialmente en el laboratorio a 100°C, pero durante el desplazamiento llevado a cabo dentro de la centrífuga ocurre pérdida de gran parte del calentamiento previo realizado al fluido.

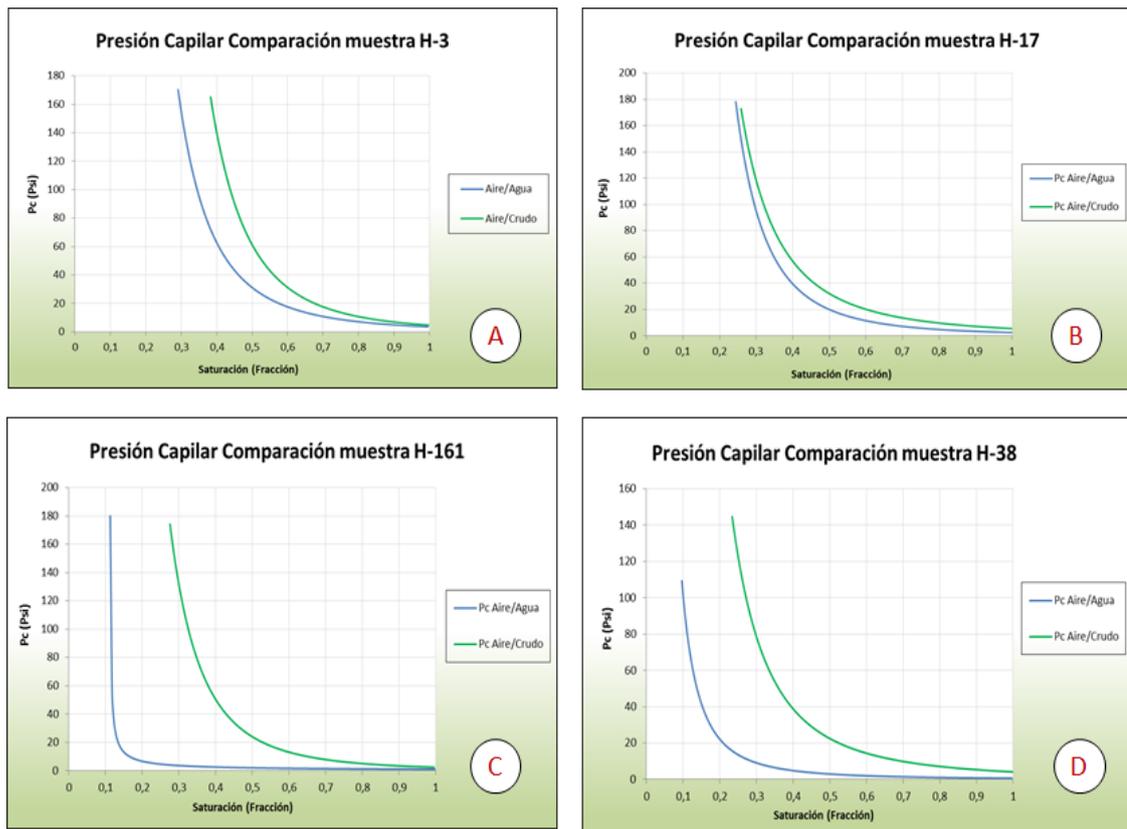


Figura 4.27. Comparación entre curvas de presión capilar. Campo Travi.

En la Figura 4.27 también se observa que las presiones de desplazamiento en cada muestra durante el proceso aire/crudo son mayores, lo cual evidencia la baja movilidad del crudo con respecto al agua cuando los dos son desplazados en el mismo medio poroso y por la misma fase no mojante, en este caso aire. Por otro lado, la mayoría de las muestras exhiben valores más altos de presión capilar a la saturación irreducible de la fase mojante, cuando el fluido desplazado es agua. Esto debido a que el volumen irreducible de agua (menor al del crudo) queda atrapado en los microporos. Sin embargo, en la gráfica D (muestra H-38) se evidencia lo contrario, es decir, la $P_c @ S_{wi}$ en el proceso aire/ agua es menor al del proceso aire/ crudo. Tal fenómeno se asocia a la posible existencia de una fractura en el sistema, que permite el desplazamiento del agua más fácilmente; análisis que resulta tras evaluar la curva de relaxividad de esta muestra (Apéndice Q).

Por otro lado, se observa que para ambos procesos de desplazamiento la muestra H-137 es la que reporta menor saturación irreducible de la fase mojante. Esto se ajusta con lo expuesto en la Tabla M.3 de los Apéndices, donde se reporta que del conjunto de muestras estudiadas del Campo Travi, la muestra H-137 es la que posee mayor porosidad y permeabilidad, propiedades que permitieron un mejor barrido del agua y el crudo. De manera análoga, se tiene que la muestra H-3 presenta la más alta saturación irreducible de la fase mojante en ambos procesos

de desplazamiento, lo que concuerda con lo plasmado en la Tabla M.3, donde se indica que dicha muestra es la que presenta la porosidad y permeabilidad más bajas de todo el grupo de muestras analizadas para este campo. Tales características petrofísicas son las que influyen principalmente en el hecho de que dicha muestra sea la que al final contenga el mayor volumen de líquido entrampado, bien sea agua o crudo.

4.4.3 Campo Petrocedeño

Las curvas de presión capilar obtenidas para el proceso de drenaje aire/ agua en las cuatro muestras seleccionadas del Campo Petrocedeño (Figura 4.28), reflejan un comportamiento similar en lo que respecta a bajos valores de S_{wi} (0,10- 0,13), asociados a bajas presiones capilares (23-39 Psi) y bajas presiones de desplazamiento (0,40 – 2,00 Psi). Todo esto permite reconocer el dominio de poros grandes en las muestras, lo cual es característico de arenas no consolidadas.

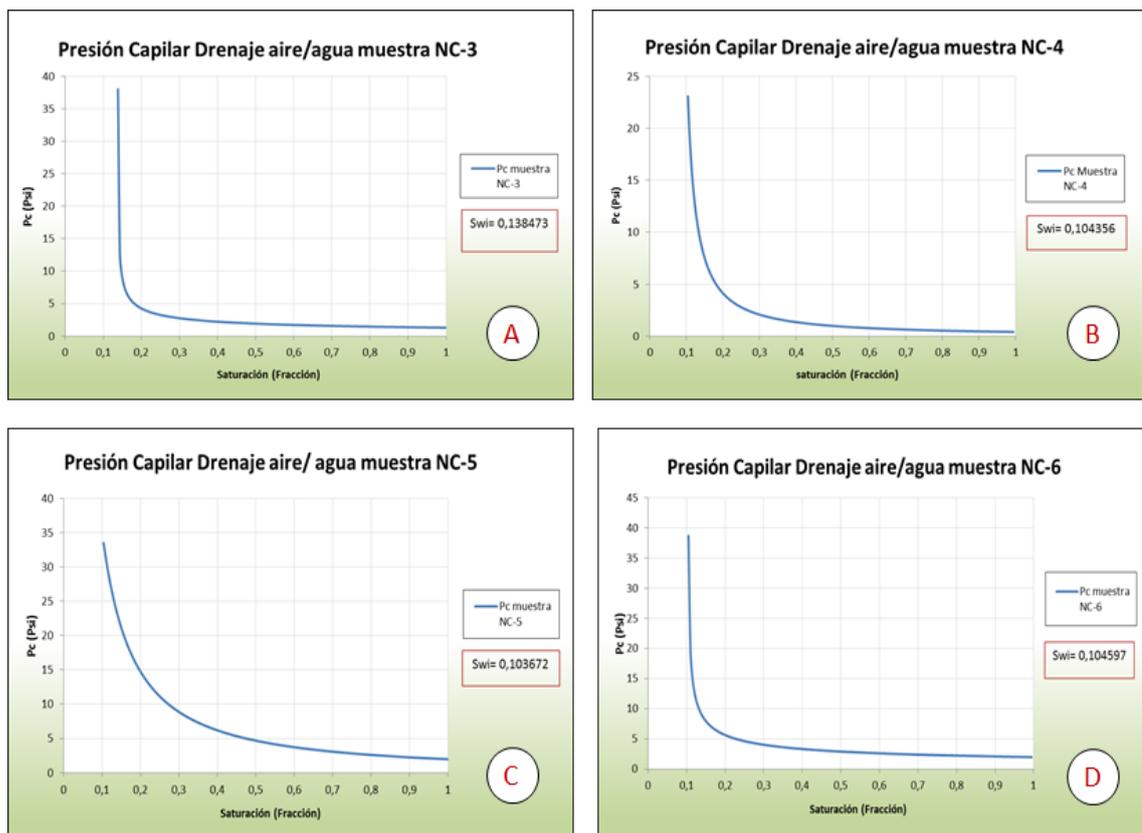


Figura 4.28. Curvas de presión capilar para drenaje aire/ agua Campo Petrocedeño.

Más detalladamente se tiene que la gráfica A presenta una curva con baja $S_{wi} = 0,14$; lo cual permite relacionar el bajo volumen de agua entrampado en el sistema con la pobre distribución de poros pequeños en la muestra. Por otro lado, los bajos valores de presión capilar y presión de

desplazamiento ($P_c= 38$ Psi y $P_d= 1,30$ Psi), permiten confirmar que en la muestra es dominante la presencia de poros grandes, característica que además concuerda con la baja S_{wi} reportada.

De igual modo, la gráfica B refleja el comportamiento de una muestra constituida en su mayor parte por poros de gran tamaño, esto se concluye luego de revisar y analizar los bajos valores de saturación de agua irreducible, presión capilar y presión de desplazamiento que presenta la gráfica ($S_{wi}= 0,10$; $P_c= 23$ Psi y $P_d= 0,40$ Psi).

La gráfica C exhibe una presión mínima requerida para que el aire penetre en la muestra es baja, $P_d= 2$ Psi, valor indicativo de que los radios de poros presentes en el sistema son grandes. El valor de saturación irreducible de agua es 0,10 para una presión capilar de 34 Psi. Estos últimos parámetros también permiten reconocer que la distribución de poros grandes son los que prevalecen en la muestra.

Por último, la gráfica D contiene una curva que al igual que en las tendencias anteriores se evidencia una baja saturación irreducible de agua (10%), por lo que se puede inferir que el gran tamaño de los radios de poros permite el desplazamiento de una alta cantidad de agua a través del medio poroso. A estos poros de gran tamaño también se asocia la baja presión capilar y presión de desplazamiento que refleja la curva, $P_c= 39$ Psi y $P_d= 2$ Psi.

Con la finalidad de visualizar el comportamiento de estas cuatro muestras en un mismo sistema P_c vs. Saturación, se presenta la Figura 4.29. En la misma se observa que las curvas manifiestan un trazado horizontal durante un amplio rango de saturación, lo cual representa en la muestra un buen escogimiento de los granos. Esto resulta muy lógico al tomar en cuenta que estas muestras fueron preparadas en el laboratorio y con arena sintética. El hecho de que la curva correspondiente a la muestra NC-5 (trazo verde) se aleje un poco de las otras tendencias, probablemente se deba a que en esta haya ocurrido un mayor reordenamiento de granos durante la saturación y posterior centrifugación. Los bajos valores de saturación irreducible de agua reflejan el dominio de poros grandes en el sistema, a los que se asocian también las bajas presiones capilares reportadas.

Con esto se confirma que las curvas de presión capilar del presente trabajo están siendo bien reproducidas, ya que respondieron correctamente a las características del sistema modelado.

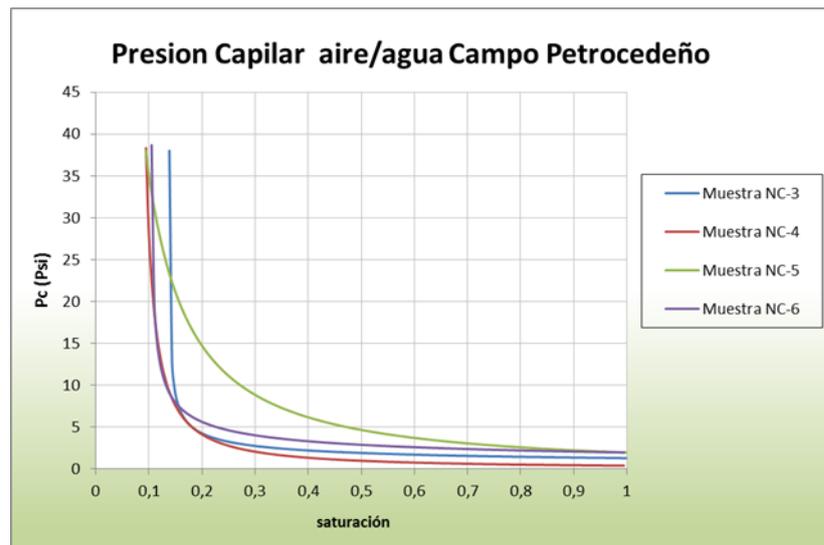


Figura 4.29. Curvas de presión capilar en drenaje aire/ agua al conjunto de muestras del Campo Petrocedeño.

Por otro lado las curvas de presión capilar para el proceso de imbibición crudo/agua no pudieron ser ajustadas mediante el software GIT, debido a la diferencia de densidad entre el agua de formación y el crudo extrapesado del Campo Petrocedeño. Esta diferencia es solo de 0,016 g/cc es por ello que, los valores de presión capilar son casi despreciables; aún así se realiza el ajuste mediante una curva promedio, partiendo de la data registrada en el software de todos los puntos de saturación obtenidos mediante los perfiles de saturación en cada centrifugación. La Figura 4.30 refleja las curvas promedio de presión capilar por imbibición agua/crudo estimadas.

Para cada gráfica se puede observar una tendencia similar en el comportamiento de la curva de presión capilar, en donde los reducidos valores negativos de P_c para cada paso de saturación son resultados de la diferencia de densidad entre los fluidos. El crudo extrapesado posee mayor densidad que el agua, además se infiere que el crudo es el fluido mojante en este sistema por lo que, al evaluar la presión capilar con la ecuación de Hassler-Brunner (Apéndice K), los valores de P_c resultantes son negativos y de baja magnitud.

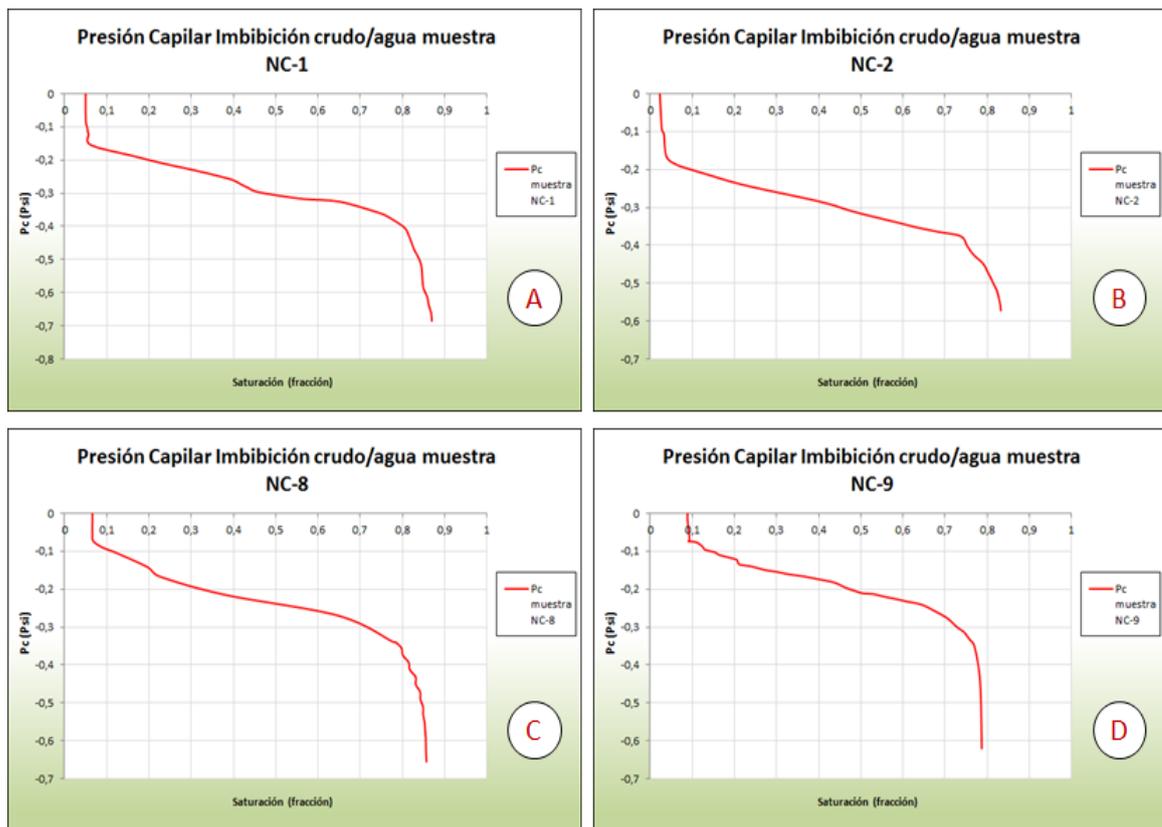


Figura 4.30. Curvas de presión capilar para drenaje aire/ crudo Campo Petrocedeño.

También se puede observar detalladamente que el rango de presiones capilares se encuentra entre 0,00-0,68 Psi y las saturaciones irreducibles de agua resultan menores a 0,17 siendo valores bastante bajos; lo que pone de manifiesto la mojabilidad del crudo y la capacidad del mismo para barrer casi en su totalidad el agua presente en la muestra. Por ejemplo, la gráfica A muestra una S_{wi} de aproximadamente 0,14 y una S_{or} de 0,05, indicando así el dominio de poros grandes en la muestra que facilitan el desplazamiento del crudo y el empuje de éste contra el agua. Además, la mayor presión capilar alcanzada es de 0,68, lo cual, es despreciable en comparación a todos los valores de P_c obtenidos durante la realización del presente trabajo.

Asimismo, es notable la poca variación en la pendiente de la curva de P_c entre una muestra y otra, representando esto el buen escogimiento entre los granos, lo cual es esperado por tratarse de una arena sintética.

En la Figura 4.31 se presentan todas las curvas de presión capilar obtenidas en el proceso de imbibición, con el objetivo de comparar su comportamiento en todo el grupo de muestras seleccionadas. Se puede visualizar en la imagen que las curvas de imbibición presentan el mismo trazado con solo pequeñas variaciones en las S_{wi} y S_{or} , aunado a valores pequeños de P_c , lo cual hace pensar que en este tipo de sistema no dominan las fuerzas capilares, en lugar de ello el desplazamiento se ve influenciado mayormente por fuerzas viscosas.

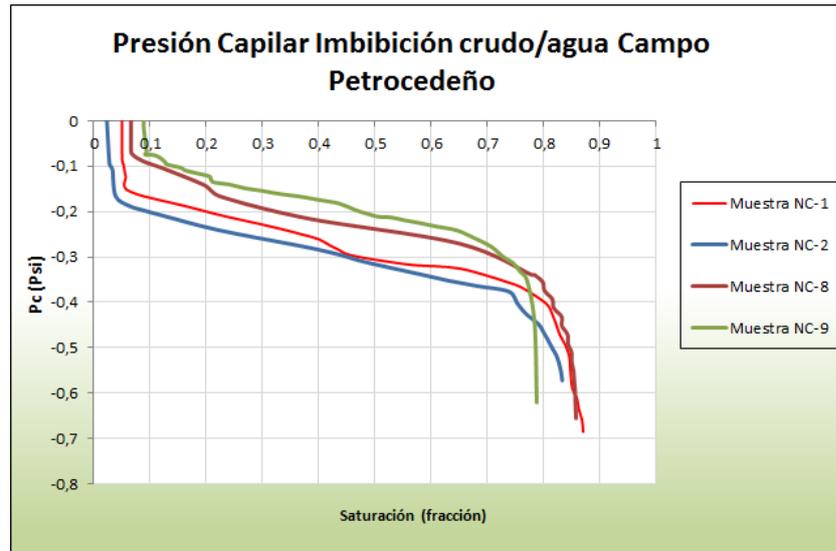


Figura 4.31. Curvas de presión capilar en imbibición crudo/ agua al conjunto de muestras del Campo Petrocedeño.

Por otro lado, es importante aclarar que las presiones de desplazamiento y presiones capilares máximas no pueden ser comparadas entre campo y campo debido a que se emplearon diferentes centrífugas en los procesos de desplazamiento, por lo cual tanto las velocidades como las fuerzas centrífugas aplicadas son distintas.

4.5 RELAXIVIDAD

Mediante las gráficas de relaxividad se puede conocer con precisión la distribución de poros en las muestras, a fin de catalogar los diferentes tamaños de poros que están presentes y en general, comprender la geométrica de poro en cada zona del yacimiento a partir de los radios de garganta y la distribución T_2 . Estas gráficas permiten a su vez, tener un mejor entendimiento del trazado y comportamiento de la curva de presión capilar obtenida para cada muestra. Además, el valor de la relaxividad ayuda a cuantificar la influencia de la superficie de la roca en el relajamiento de los protones, es decir, proporciona una idea de las interacciones roca-fluido que afectan el relajamiento de T_1 y T_2 y está caracterizado por la mineralogía de la roca y la mojabilidad en la misma.

4.5.1 Campo Perla

Las gráficas de relaxividad obtenidas para el grupo de muestras de este campo, en general exhiben una gran variación en el tamaño de las gargantas de poro, confirmando así la heterogeneidad característica en cuanto a porosidad y permeabilidad que éstas presentan. Las gráficas también muestran diversidad en el dominio de tamaño de grano para cada zona dentro

del rango nanoporoso y megaporoso, señalado por una amplia distribución de T_2 . La Figura 4.32 ilustra la relaxividad para algunas de las muestras estudiadas, la parte superior refleja las gráficas asociadas a las muestras con tamaños de poros grandes y en la parte inferior se encuentran gráficas que representan las muestras con dominio de poros pequeños.

La Muestra 7 en la Figura 4.32, presenta un rango amplio de tamaños de poro que van desde nano hasta megaporoso, pero el dominio señalado por la distribución T_2 lo toman los poros de tamaño meso a macro. Ello indica que la muestra está caracterizada por la influencia de los poros grandes, lo cual permite entender el comportamiento de la curva de P_c determinada para dicha muestra, al poseer una baja S_{wi} y baja P_d . La distribución de poros grandes está asociada a las zonas de menor profundidad, en donde se observan también mayores valores de permeabilidad.

Por su parte la gráfica de la muestra 58, manifiesta una amplia distribución de T_2 dentro del rango nano y meso, con un dominio de tamaño de poro entre microporoso a mesoporoso, dominio que fue característico para este campo. La distribución de gargantas de poros señalada a través del T_2 , refleja en general la amplia pendiente en las curvas de P_c obtenidas y las bajas S_{wi} , debido a los incrementos de saturación en los poros clasificados entre meso a mega. Como se observa en la Figura 4.32, la muestra 58 presenta a simple vista grandes surcos y pequeños huecos, asociados a la porosidad vugular y porosidad intergranular, que es caracterizado mediante la relaxividad con una variabilidad de tamaño de poro bastante marcada.

Además, las dos gráficas de la parte inferior de la Figura 4.32, presentan las muestras en las cuales se evidencia un dominio de tamaño de poro pequeño (nano a micro), acompañado de una alta saturación de agua incremental. Este comportamiento refuerza los resultados obtenidos en las curvas de presión capilar, ya que para estas muestras (145 y 196), se obtuvieron altas saturaciones de agua irreducible asociadas con altos valores de presión de desplazamiento.

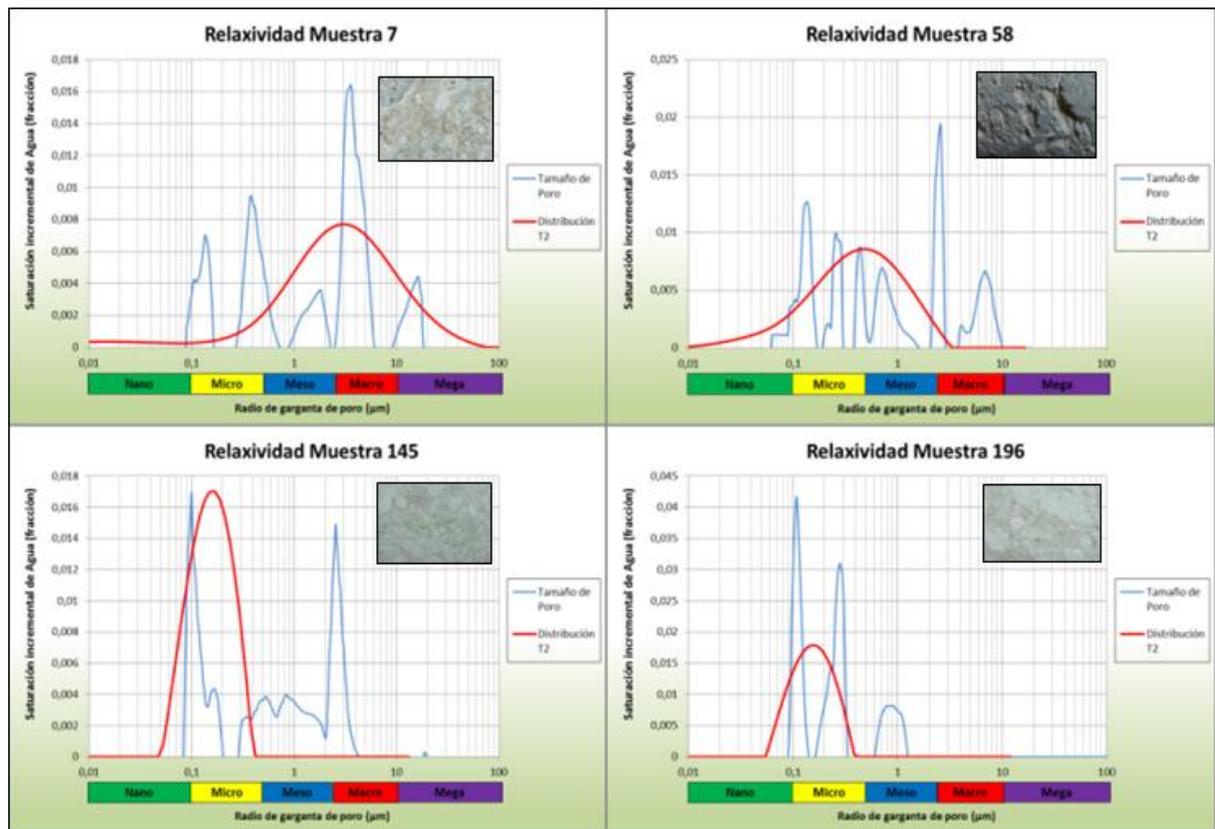


Figura 4.32. Gráficas de relajividad Campo Perla.

En general, si se analizan todas las gráficas de relajividad determinadas para este campo es notable que existe una amplia distribución en el tamaño de garganta de poro para cada muestra, tal como se ilustra en la Figura 4.33; abarcando toda la clasificación conocida de tamaño de poro desde nano hasta mega. Sin embargo, el dominio de tamaño de poro para el conjunto de muestras está representado en promedio por poros pequeños entre micro a meso, ello se observa al estudiar la distribución de T_2 en cada gráfica de relajividad obtenida (Apéndice Q). Entonces, cabe señalar que la presencia de estos tamaños de poros pequeños admite la formación de microfaturas influyentes en un comportamiento de microporosidad asociado al proceso de diagénesis que ocurre en este tipo de carbonatos, lo cual puede proporcionar mayor permeabilidad en algunas muestras en particular.

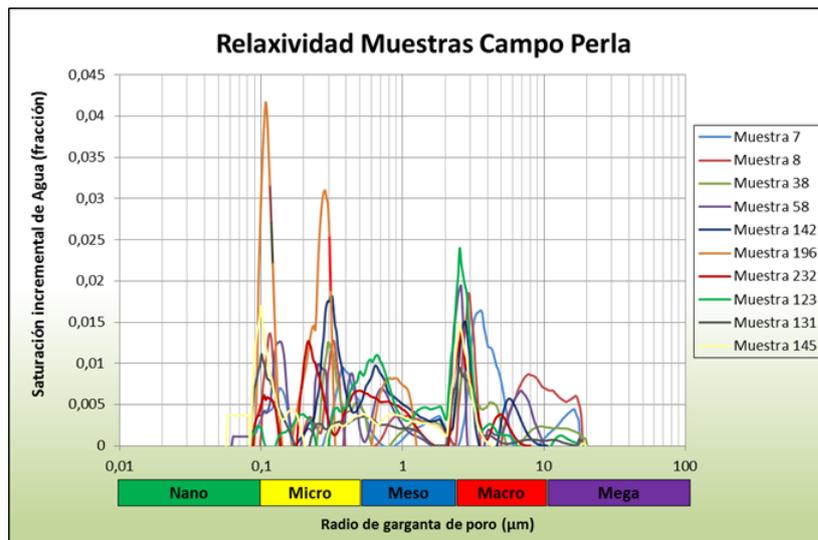


Figura 4.33. Tamaño de poro a partir de relaxividad Campo Perla.

4.5.2 Campo Travi

Las curvas de relaxividad obtenidas en el estudio del Campo Travi presentan un rango de radio de poro que va desde microporoso a macroporoso y en casos particulares, se tiene una pequeña proporción de tamaño megaporoso. También se presenta una distribución de T_2 variable entre una muestra y otra, asociada al tamaño de poro que predomina en éstas. Se puede confirmar mediante la relaxividad obtenida, la poca variación en la baja porosidad presente en estas muestras, así como asociar los casos en donde la permeabilidad es alta al predominio de la saturación en los poros de mayor tamaño. En la Figura 4.34 se presenta un conjunto de gráficas de relaxividad para algunas de las muestras estudiadas, con el objetivo de exponer el comportamiento promedio en este campo.

En la Figura 4.34, se puede observar como la muestra H-111 está dominada en gran proporción por radios de gargantas de tamaño microporoso y en menor cantidad de tamaño mesoporoso, por lo que se puede asociar tal distribución a un comportamiento en la curva de presión capilar con valores de P_d y S_{wi} altos en comparación por ejemplo, a la muestra H-140, en la cual fácilmente se observa un dominio de tamaño de poros grandes (macro a mega). Dicho dominio de poros grandes está relacionado a la alta permeabilidad absoluta que presenta la muestra, lo cual tiende a ser un valor extremo en el comportamiento promedio de todas las muestras. Además este tapón de núcleo (H-140), es el que presenta la mayor cantidad de poros de tamaño mega, es por ello que la curva de presión capilar responde a muy bajas presiones de desplazamiento, alcanzando la S_{wi} muy rápidamente.

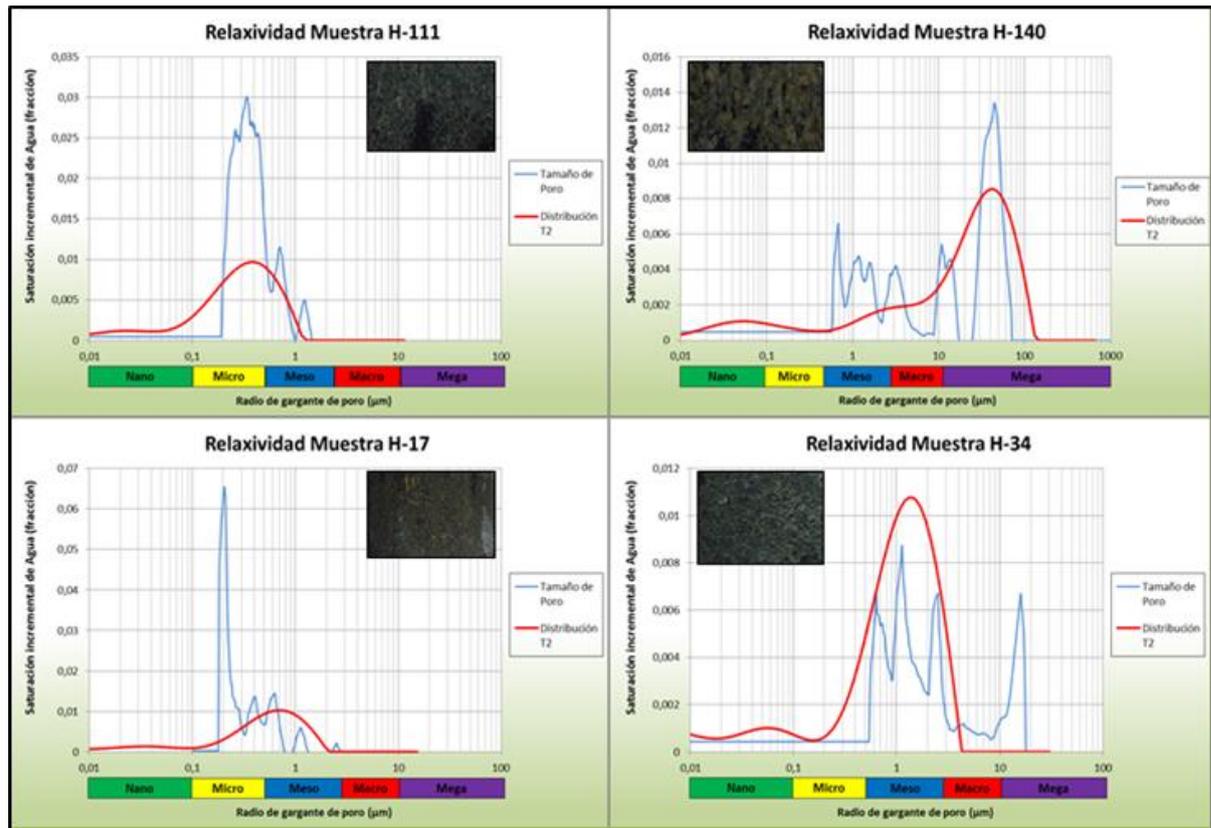


Figura 4.34. Gráficas de relajividad Campo Travi.

Por otro lado, la muestra H-17 (parte inferior de la Figura 4.34), presenta una distribución de radio de poro entre microporoso a mesoporoso, con mayor saturación en los poros más pequeños (micro), lo que permite entender el comportamiento en la curva de presión capilar obtenida con mayor S_{wi} , en referencia a la muestra H-34. Además, la gráfica de la muestra H-34 representa otro de los casos especiales donde se tienen distribuciones de tamaño de poro entre macro a mega, permitiendo entender la causa del fácil desplazamiento de fluidos para esta muestra; comportamiento representado de la misma manera en la curva de P_c obtenida. Tales distribuciones de tamaño de garganta de poro macro en algunas muestras estudiadas, pueden estar causadas por presencia de fracturas internas que estarían siendo representadas como canales porosos al momento de realizar el análisis de la relajividad por RMN.

En la Figura 4.35 se engloba toda la distribución de tamaños de poros obtenida en el estudio de la relajividad para el Campo Travi. Como se puede observar, se presenta mayor saturación incremental para la zona gobernada por tamaños de poro micro, esto indica que existe un mayor volumen desplazado en los poros más pequeños por lo cual hay, una proporción considerable de dichos tamaños de poro en cada muestra, no obstante es visible que la porosidad también está influenciada por distribuciones de poro que van desde mesoporoso hasta macroporoso. Teniendo

en cuenta cada distribución de T_2 , se puede considerar que el Campo Travi está caracterizado por tamaños de poros entre micro a macro.

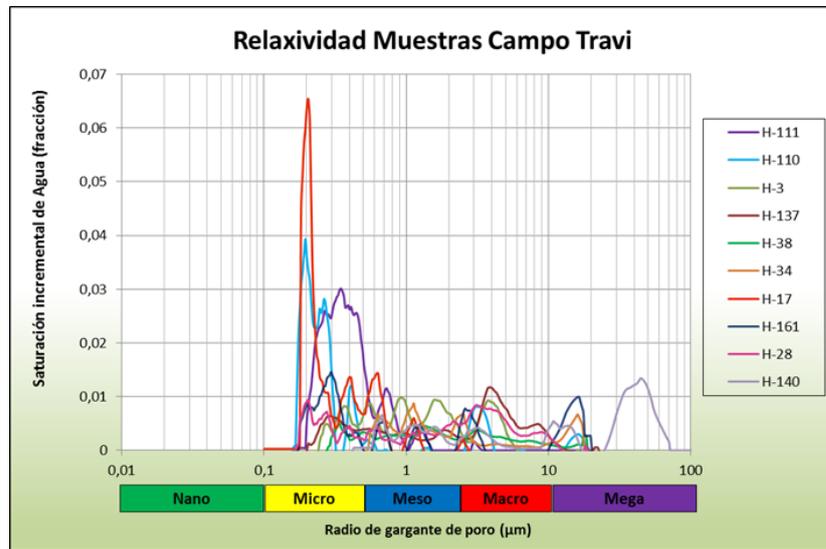


Figura 4.35. Tamaño de poro a partir de relaxividad Campo Travi.

4.5.3 Campo Petrocedeño

En el estudio de la relaxividad para este campo se obtuvieron las distribuciones de tamaños de poros más homogéneos de toda la investigación, lo cual es un resultado esperado debido a que la arena con la que se trabaja es sintética. El rango de radio de poro va desde mesoporoso a megaporoso, con amplias distribuciones de T_2 que reflejan el dominio de este tipo de poro en la muestra, siendo un comportamiento deseado, ya que se modela un sistema no consolidado.

En la parte superior de la Figura 4.36, se puede observar como las muestras NC-4 y NC-3, presentan un comportamiento similar con un rango de radio de poro entre meso a mega. La distribución T_2 señala un dominio de tamaño macroporoso y megaporoso en cada muestra, así mismo se observa mayor saturación en este rango lo que permite entender el trazado de las curvas obtenidas de presión capilar, que poseen bajas S_{wi} y P_d .

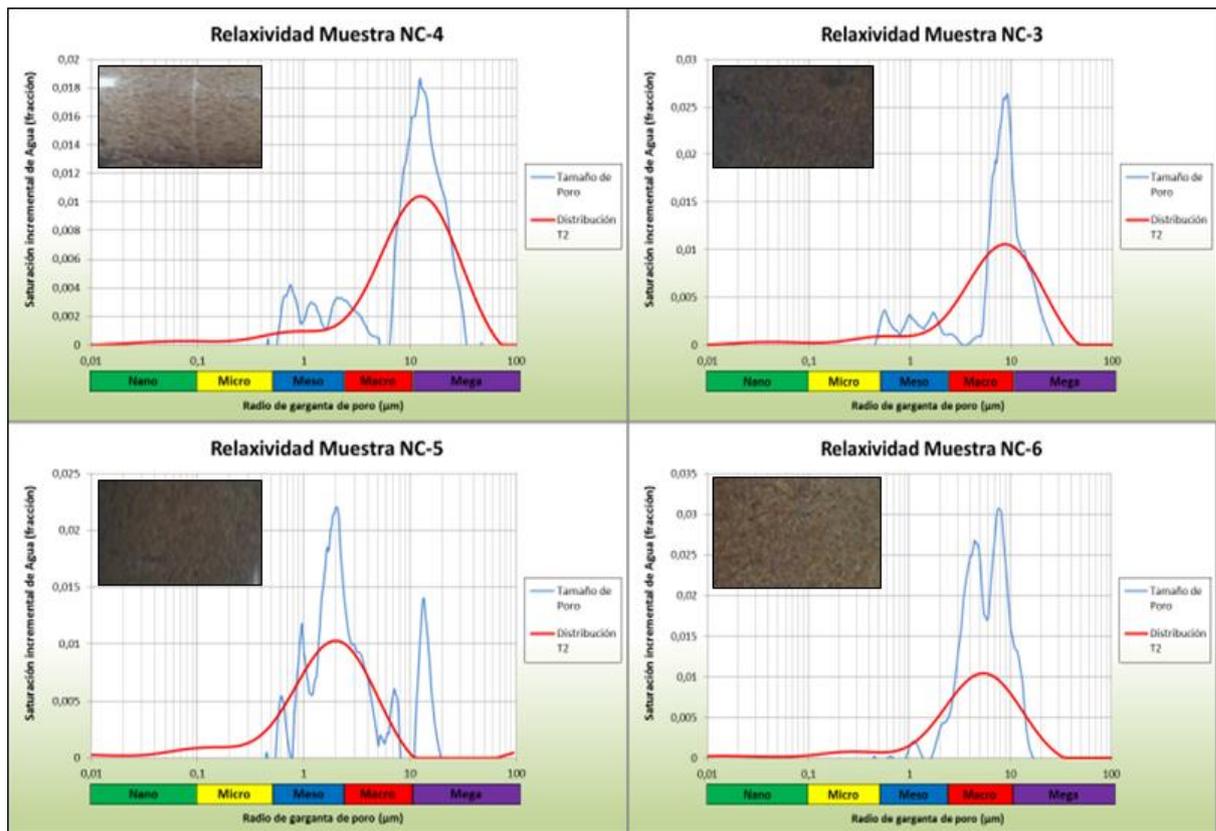


Figura 4.36. Gráficas de relaxividad Campo Petrocedáneo.

En referencia a las muestras NC-5 y NC-6 (parte inferior de la Figura 4.36), se visualiza como la distribución de radios de poros sigue la tendencia entre tamaño mesoporoso y megaporoso, pero con un dominio indicado por la curva T_2 entre meso a macro, lo cual puede estar asociado a un leve reordenamiento de los granos debido a la saturación y posterior centrifugación aplicada a las muestras.

En general, para las muestras del Campo Petrocedáneo se tienen distribuciones de tamaños de poros grandes que van desde meso a mega, con mayor proporción en promedio del tamaño megaporoso. Dado a este comportamiento esperado se puede validar la efectividad de la prueba de relaxividad por la técnica de RMN para caracterizar los tamaños de gargantas de poros presentes en cada muestra y realizar posteriormente el estudio que indique cuál es el dominio del tamaño de poro en cada zona de un yacimiento determinado. La Figura 4.37, refleja todo el comportamiento obtenido por relaxividad de los tamaños de poro en las muestras seleccionadas.

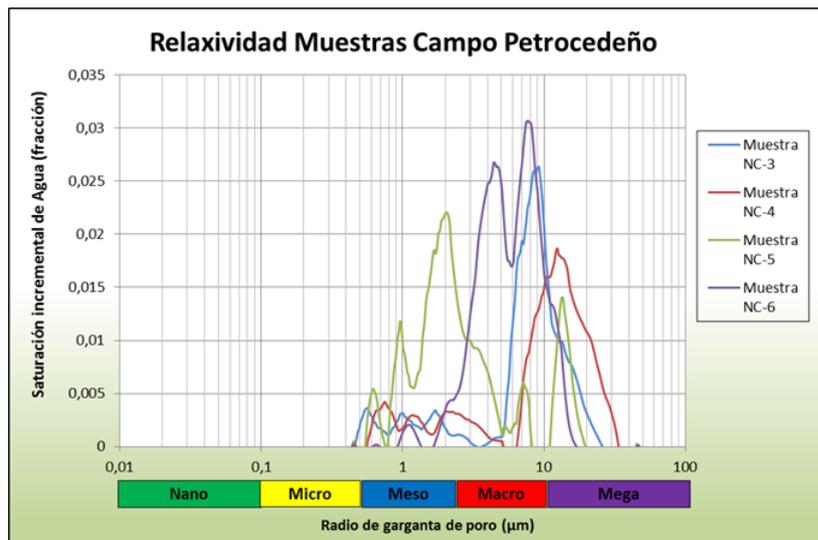


Figura 4.37. Tamaño de poro a partir de la relaxividad Campo Petrocedeño.

En cuanto a los valores de relaxividad, en general se obtuvieron resultados que se encuentran dentro de los rangos conocidos. La Tabla 4.2 muestra los datos estimados para cada campo comparándolos con los datos que se conocen para los sistemas estudiados en este trabajo. La mayor relaxividad estimada en promedio la arrojaron las muestras del Campo Petrocedeño, indicando que este tipo de arena presenta una fuerte relaxividad por superficie, en comparación con los otros sistemas. Tal diferencia está influenciada por el grado de heterogeneidad que tiene cada roca, así para los carbonatos (Campo Perla) se tiene una relaxividad débil en comparación a las rocas clásticas (Campo Travi), ya que a medida que incrementa la heterogeneidad, el tiempo de relajación incrementa alejándose el sistema de un comportamiento altamente difusivo.

Tabla 4.2 Valores obtenidos de relaxividad.

Campo	Valor de Relaxividad ($\mu\text{m}/\text{ms}$)	Valor Teórico
Perla	0,001 a 0,009	Carbonatos < Clásticas
Travi	0,001 a 0,100	0,003 a 0,030
Petrocedeño	0,01 a 0,03	Areniscas > Clásticas

4.6 PERMEABILIDAD RELATIVA

Una vez determinadas las curvas de presión capilar y tras entender el comportamiento de las mismas con apoyo en las gráficas de relaxividad, se alcanza finalmente el objetivo principal del presente trabajo: la obtención de las curvas de permeabilidad relativa. Esta propiedad es una de las más importantes en lo que respecta al movimiento de las fases inmiscibles dentro del medio

poroso, además de que presenta un factor clave para estimar el comportamiento del yacimiento, a fin de lograr una buena predicción y optimización.

Conociendo esto, es importante resaltar la eficacia del equipo RMN, ya que partiendo de curvas de P_c que respondieron correctamente a los respectivos sistemas porosos estudiados, también se obtienen curvas de permeabilidad relativa que reflejan el comportamiento del desplazamiento de fluidos en cada muestra. Para tal fin, el software GIT permite escoger entre diferentes modelos de permeabilidad relativa, uno que proporcione el mejor ajuste de la curva (en este trabajo, se usó el Modelo de Brooks-Corey Burdine); ofreciendo los resultados de una manera bastante rápida.

Dicho modelo permite determinar las curvas de permeabilidad relativa de ambas fases (mojante y no mojante) entre cero y uno, lo cual no es el comportamiento real cuando se desplazan dos fluidos inmiscibles en un medio poroso, pues como bien se conoce hay fracciones de ambas fases que quedan atrapadas en los poros debido a la acción de las fuerzas capilares. Es por ello que, fue necesario acotar las curvas a partir de los valores de saturación irreducible y residual de cada fluido, calculados con los datos obtenidos de manera experimental (volumen irreducible por T_2 , masa desplazada, volumen poroso).

De acuerdo a todo lo anterior, se presentan en el Apéndice S para cada campo estudiado, las curvas de permeabilidad relativa, las cuales son analizadas a continuación.

4.6.1 Campo Perla

Las curvas obtenidas reflejan como las cantidades relativas de aire y agua que se desplazan en un nivel determinado, dependen de las permeabilidades relativas a las condiciones de saturación dadas.

En general, para las muestras estudiadas de este campo se observa que la intersección de las curvas ocurre a altas saturaciones de agua (>50%), corroborándose así la tendencia del grupo de muestras en presentar mojabilidad al agua (conocido que el gas siempre es el fluido no mojante).

La Figura 4.38 contiene algunas de las curvas resultantes de permeabilidad relativa para el Campo Perla. La parte superior de la imagen expone las curvas con menores valores de S_{wi} , mientras que las ubicadas en la parte inferior son las que presentan las más altas S_{wi} .

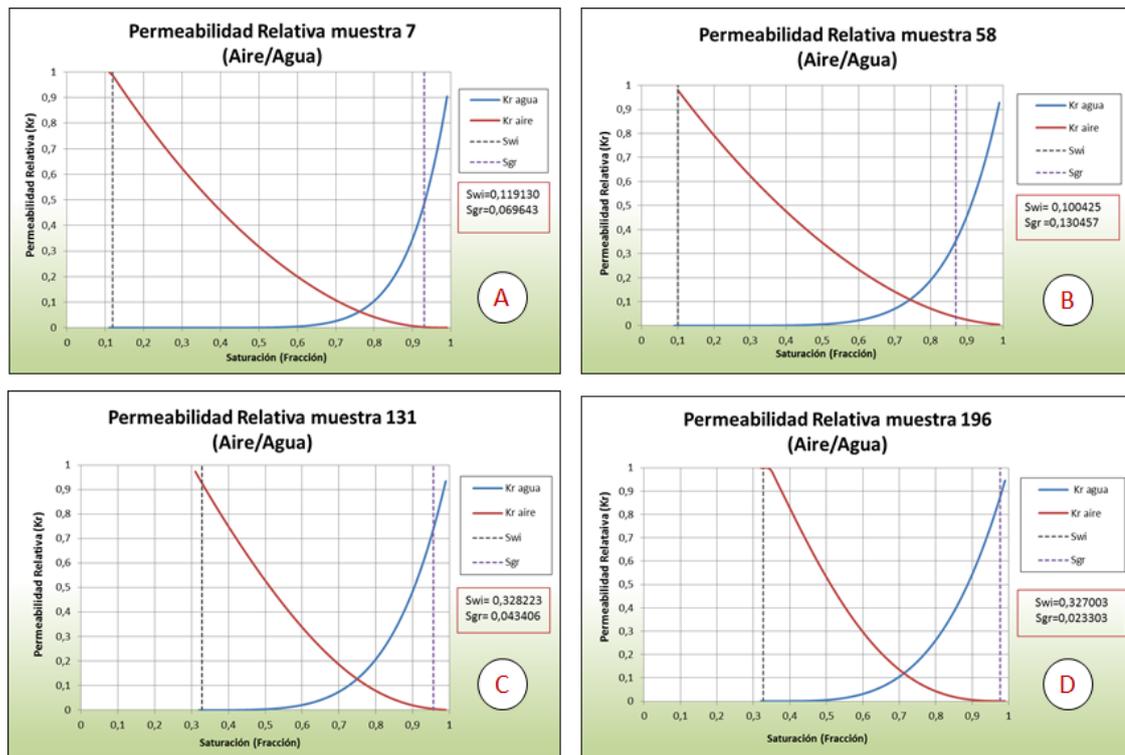


Figura 4.38. Curvas de permeabilidad relativa en drenaje aire/ agua. Campo Perla.

Detallando la Figura 4.38, se observa que en la gráfica A, a partir de la saturación irreducible del agua (0,119) empieza el movimiento entre las dos fases dentro del medio poroso de forma continua, aumentando la resistencia al flujo por parte del agua y disminuyendo la del aire, hasta el punto donde se hace discontinua la fase gaseosa (punto de permeabilidad al aire cero) y se alcanza la saturación residual de aire (0,069). Para esta gráfica, se tiene que el punto de intersección se ubica a una $S_w = 0,760$ que corresponde a una permeabilidad relativa de 0,060; indicando mojabilidad al agua.

En la gráfica B, se aprecia como desde el punto de $S_{wi} = 0,100$, la permeabilidad relativa del aire decrece rápidamente con la disminución de la saturación en éste, mientras que la curva de permeabilidad relativa al agua permanece muy baja o casi nula hasta una saturación del orden del 52%. A partir de ese momento, crece muy rápidamente hasta alcanzar su saturación máxima, punto que se relaciona con la saturación irreducible de gas ($S_{gr} = 0,130$). El punto de intersección de las curvas se encuentra a $S_w = 0,740$ y $K_r = 0,110$.

En la gráfica C se visualiza una amplia diferencia entre las saturaciones irreducibles de agua y aire, numéricamente se tiene $S_{wi} = 0,328$ y $S_{gr} = 0,043$. Estos valores permiten comprobar lo siguiente: por ser el agua la fase mojante, y ocupar las gargantas de poro más pequeñas con bajas saturaciones, la presencia de una mínima saturación de agua afecta en una pequeña proporción la permeabilidad relativa al gas. Mientras que, siendo el gas la fase no mojante, ocupa las gargantas

de poros más grandes, las cuales contribuyen al flujo de fluidos a través del sistema; por tanto, una pequeña saturación de gas, reduce en gran proporción la permeabilidad al agua. Se observa también el punto de intersección en $S_w = 0,730$ y $K_r = 0,100$.

Para la gráfica D se tiene un valor de $S_{wi} = 0,327$, punto en el cual la permeabilidad relativa al agua es cero y la permeabilidad relativa al gas es un valor cercano a uno. En este punto solo el gas puede fluir y la capacidad del gas a fluir se ve afectada por la presencia de agua connata.

Con incremento en la saturación de agua, la permeabilidad relativa al agua aumenta y la permeabilidad relativa al aire disminuye. Se alcanza la máxima saturación de agua a la saturación irreducible de aire ($S_{gr} = 0,023$), donde la permeabilidad relativa del gas es cero. Las curvas de permeabilidad relativa de ambas fases se intersectan cuando la $S_w = 0,720$ y $K_r = 0,110$ indicando nuevamente mojabilidad al agua en esta muestra.

Todo lo anterior permite reconocer que para el grupo de muestras del Campo Perla, los puntos de intersección de las curvas de permeabilidad relativa para el agua y el aire, se sitúan en un rango de S_w entre 0,700-0,850 y K_r entre 0,040-1,500. Además, se tiene que para S_w menores a 0,500, los valores de permeabilidad relativa al agua son mínimos, lo que implica mayor dificultad de movimiento para la fase mojante por la acción de las fuerzas capilares.

Los resultados también permiten confirmar lo que ya es conocido y reportado en la literatura, nunca una superficie tendrá una condición de mojado al gas (aire).

4.6.2 Campo Travi

Para cada muestra de este yacimiento apretado se obtuvieron curvas de permeabilidad relativa correspondientes a los desplazamientos realizados (aire/agua y aire/crudo), resultando tendencias distintas para cada muestra. Ello permite diferenciar el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa de acuerdo a las características de los fluidos involucrados en el medio poroso.

En el primer caso (drenaje aire/agua), también se obtuvieron curvas de permeabilidad relativa bien definidas y algunas de ellas son presentadas en la Figura 4.39. La imagen muestra en la parte superior las curvas de permeabilidad con menor saturación de agua irreducible y en la parte inferior aquellas curvas donde se obtuvo las mayores saturaciones de agua irreducible del conjunto de muestras estudiadas. Para todas las curvas estimadas, se puede observar que el punto de intersección entre las curvas de permeabilidad relativa de la fase mojante y no mojante se encuentra en valores de S_w mayores a 50%.

La gráfica A presenta valores de permeabilidad relativa al agua bastante altos y cercanos al punto donde el gas comienza a ser móvil ($S_{gr} = 0,090$), indicando la capacidad que tiene el sistema

para almacenar y permitir el desplazamiento del agua. Luego, cuando el gas comienza a ocupar los canales de mayor área debido a los incrementos en la saturación del mismo, se inicia la disminución rápida de la permeabilidad relativa al agua hasta hacerse mínima, al alcanzar el punto de $S_{wi} = 0,090$. El punto de intersección para ambas fases se encuentra a la $S_w = 0,590$ y $K_r = 0,120$.

Por su parte en la gráfica B, se percibe un reducido valor de $S_{wi} = 0,050$ y una $S_{gr} = 0,100$. En este tipo de muestras con bajas S_{wi} se puede evidenciar en términos de producción como se puede extraer la fase no mojante sin producir alguna cantidad de la fase mojante (agua), hasta alcanzar el rango de saturación donde coexistan las dos fases (40-80% de S_w) y a partir de allí, solo se puede producir la fase mojante debido al aumento en su respectiva saturación y permeabilidad relativa. Además, se puede confirmar la mojabilidad del agua en la muestra, encontrándose el punto de intersección de ambas curvas a una $S_w = 0,670$ y $K_r = 0,090$.

En la gráfica C, se representa la curva de permeabilidad relativa para uno de los casos donde se estimaron mayores valores de saturación irreducible y residual, siendo estos valores iguales a $S_w = 0,290$ y $S_{gr} = 0,200$. Además, la S_{gr} condiciona el comportamiento de la curva de permeabilidad relativa al ser el valor más alto de saturación de gas obtenido en el estudio; principalmente porque la muestra presenta una mínima permeabilidad absoluta (0,700 mD), lo que provoca mayor entrapamiento de ambas fases. También se puede observar que el valor de saturación en el punto de intersección ($S_w = 0,780$ y $K_r = 0,070$), es mucho mayor a lo encontrado en las demás muestras, obteniéndose entonces una baja permeabilidad relativa al agua cuando se supera este valor de saturación, evidenciándose igualmente la tendencia de mojabilidad al agua.

Para la gráfica D, también se muestra un comportamiento con alta saturación irreducible de agua ($S_{wi} = 0,240$), es por ello que el máximo incremento de la permeabilidad relativa por parte de la fase no mojante se alcanza a una saturación de esta fase mucho menor al 100%, existiendo un bajo rango de saturación donde coexisten ambas fases, hasta que la fase mojante (agua) alcanza su valor máximo de permeabilidad relativa en el punto de $S_{gr} = 0,15$. En referencia al punto de intersección de ambas curvas de permeabilidad relativa está ubicado a una $S_w = 0,730$ y $K_r = 0,090$.

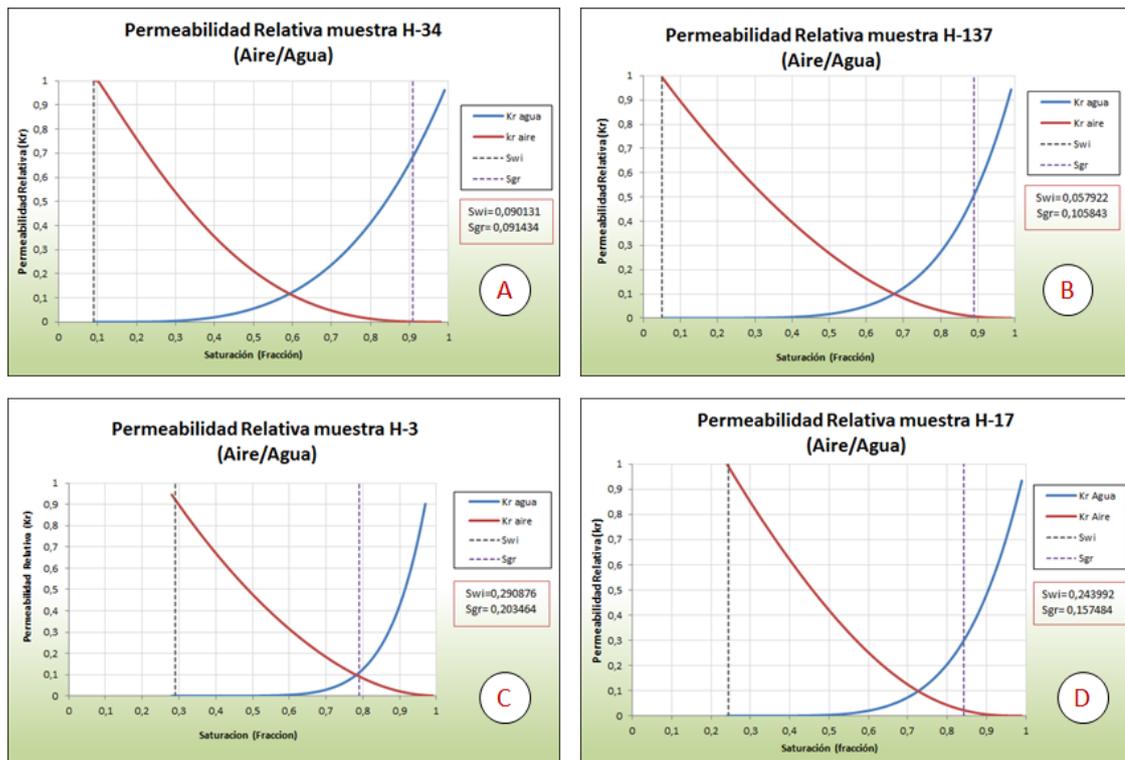


Figura 4.39. Curvas de permeabilidad relativa en drenaje aire/ agua. Campo Travi.

En general las curvas de permeabilidad relativa aire/ agua obtenidas para este campo presentaron el punto de intersección en un rango de S_w entre 0,55-0,80 y K_r entre 0,07-0,11. En producción, esto se refiere a que en este rango de saturaciones los dos fluidos tendrán capacidad de movimiento a través del medio poroso, siendo el movimiento de un fluido afectado por la presencia del otro.

En el caso del desplazamiento aire/crudo se muestran algunas de las curvas obtenidas (Figura 4.40). El comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa para ambas fases tiende a ser similar a lo encontrado anteriormente, solo se aprecian variaciones en las saturaciones irreducibles de la fase mojante y en el incremento de permeabilidad relativa de la misma. Por ejemplo, se observa que para las gráficas A y B, siendo éstas las que poseen las menores S_{or} de todo el estudio, tienden a ser bastante altas en comparación a las S_{wi} obtenidas en el desplazamiento aire/ agua en las mismas muestras. Es decir, que existe una mayor cantidad de crudo atrapado en los poros más pequeños de la roca con respecto al agua, cuando ambos son desplazados por separado con el mismo fluido no mojante (aire), lo cual es ocasionado por la diferencia de movilidad del fluido mojante en cada caso. En la parte inferior de la Figura 4.40 se presentan las gráficas C y D que pertenecen a las muestras con mayor S_{or} , además se puede visualizar como el punto de intersección se encuentra localizado en valores de permeabilidad relativa cercanos a 0,1 como ocurría en los desplazamientos aire/ agua.

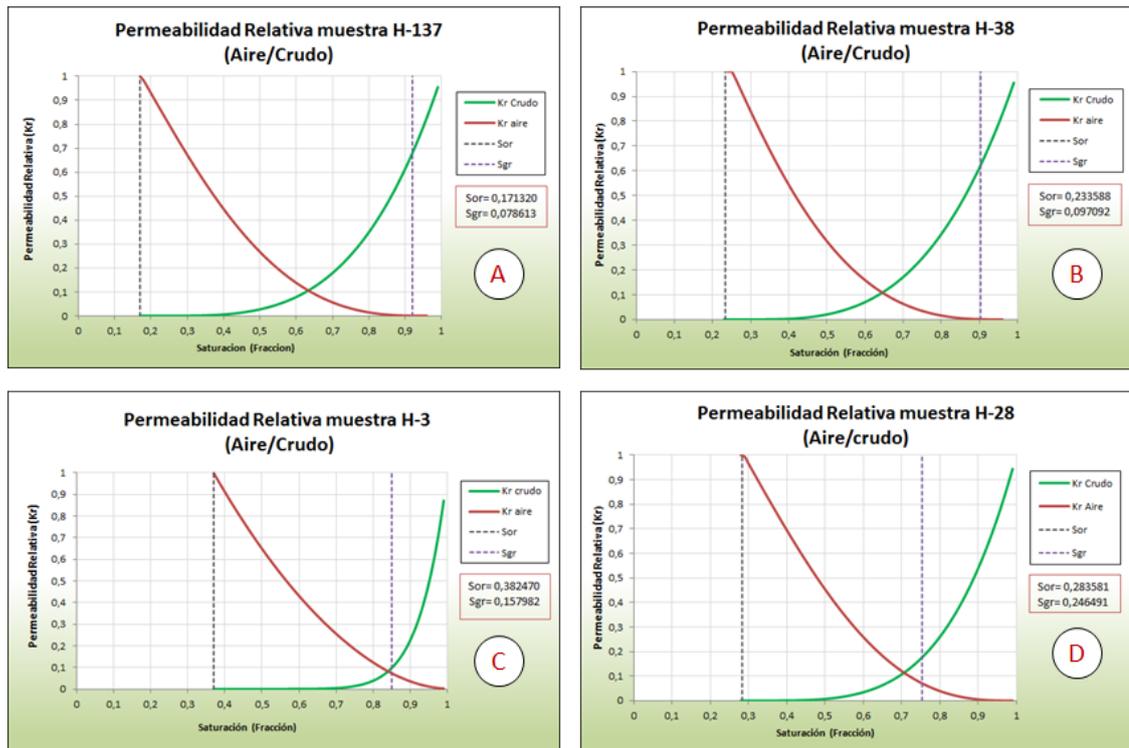


Figura 4.40. Curvas de permeabilidad relativa en drenaje aire/ crudo. Campo Travi.

Para el conjunto de muestras en este desplazamiento aire/ crudo se obtuvo un rango de S_{or} entre 0,17-0,38. Con respecto al punto de intersección, el mismo se ubica dentro del rango de S_o entre 0,60-0,85 y K_r entre 0,06-0,12. Ello permite analizar que, existe en promedio un mayor incremento en la permeabilidad relativa para esta fase mojante (petróleo) en comparación a la permeabilidad relativa en el desplazamiento aire/agua. Esto gráficamente se aprecia por un estrecho rango de saturación en donde coexisten las fases aire/crudo en comparación al rango obtenido para las fases aire/ agua.

4.6.3 Campo Petrocedaño

Particularmente para el desplazamiento aire/agua de las muestras preparadas del Campo Petrocedaño se estimaron curvas de permeabilidad relativa con poca variabilidad en los puntos finales entre una muestra y otra, hecho que se asocia a que las mismas fueron preparadas en el laboratorio con arena sintética (baja heterogeneidad en sus propiedades). La Figura 4.41 refleja las curvas de permeabilidad relativa aire/ agua para las cuatro muestras seleccionadas en el estudio, se aprecia que los valores de S_{wi} son mínimos (alrededor de 0,10) al igual que los valores de S_{gr} los cuales son aún menores (0,03). En referencia a la permeabilidad relativa de

ambas fases se observa que, tanto el aire como el agua alcanzan en sus puntos finales los mayores valores de K_r de todo el estudio, (aprox. $K_{rw} = 0,85$ y $K_{rg} = 1,00$). La facilidad de movimiento que se evidencia para ambas fases está relacionada a las gargantas de poros grandes que dominan en las muestras. Como es de esperarse en este desplazamiento bifásico aire/agua, dichas muestras presentan mojabilidad al agua.

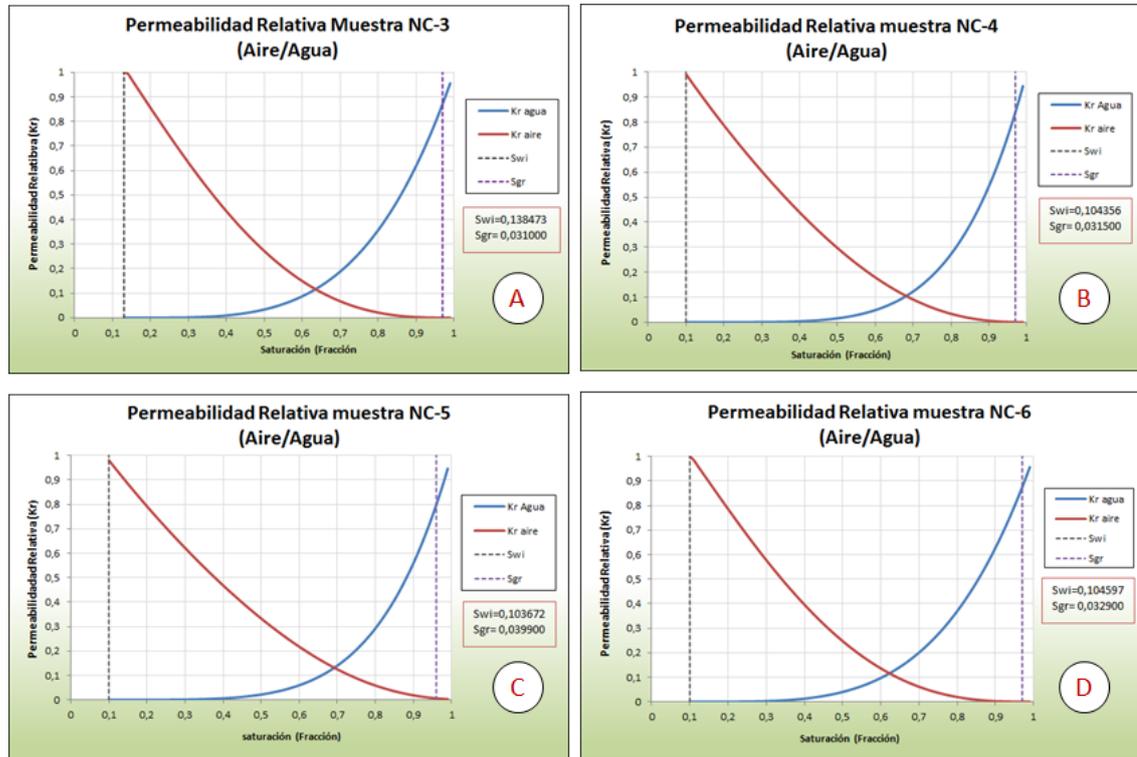


Figura 4.41. Curvas de permeabilidad relativa en drenaje aire/ agua. Campo Petrocedeño.

En cuanto al desplazamiento crudo/agua también se determinaron exitosamente las curvas de permeabilidad relativa para los cuatro muestras seleccionadas, comprobándose entonces que es posible trabajar con análisis de imbibición crudo/ agua en el equipo RMN. Esta acotación se realiza, ya que fue comentado anteriormente que para el Campo Travi no pudieron obtenerse curvas de P_c y de K_r en desplazamientos con crudo y agua. Todo lo anterior se fundamenta en que para el Campo Petrocedeño se trabaja con crudo extrapesado (gran diferencia en magnetización con respecto al agua) y muestras con poros de mayor tamaño; lo que permite diferenciar la distribución de los fluidos y su desplazamiento dentro de la muestra.

En la Figura 4.42 se puede apreciar las cuatro gráficas pertenecientes a las curvas de permeabilidad relativa crudo/agua estimadas. En la misma los valores de S_{wi} para cada muestra se encuentran por debajo de 0,21; lo que indica una gran fuerza de empuje por parte del crudo hacia el agua ocasionando que al final del desplazamiento solo exista un pequeño volumen de

agua dentro de la muestra. Es importante señalar que el proceso de imbibición fue realizado debido a que la mojabilidad de la roca la asume el crudo, lo cual es característico de yacimientos de crudo pesado. Además, se debe tener en cuenta que las curvas de permeabilidad relativa fueron calculadas a partir de los datos de saturación obtenidos en el desplazamiento por imbibición solamente, por tal motivo no se cuenta con altos valores de S_{or} , que estarían disponibles si se parte del proceso del drenaje agua/crudo. Tal proceso no fue llevado a cabo por la dificultad de desplazar el crudo extrapesado con el agua de formación en cada muestra.

Por otro lado en las curvas se observa que los puntos de intersección para este desplazamiento se encuentran en un rango bien definido de S_w y K_r . Es decir, todos los puntos de intersección se ubican alrededor de $S_w = 0,69$ y $K_r = 0,08$; permitiendo entonces a partir de la regla de Craig (Apéndice K) inferir mojabilidad al crudo.

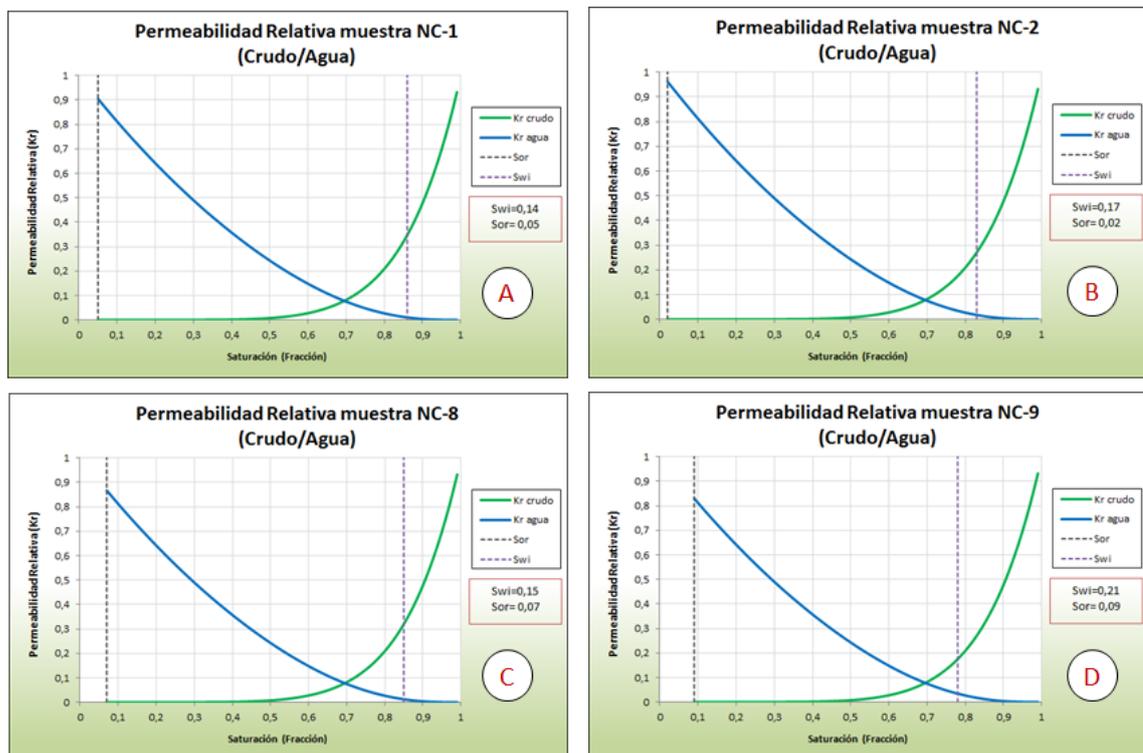


Figura 4.42. Curvas de permeabilidad relativa en drenaje aire/ agua. Campo Petrocedeno.

En cuanto a los valores máximos de permeabilidad relativa al agua (fase no mojante), se tiene que son mucho mayores con respecto a los de permeabilidad relativa al crudo, lo cual evidencia la dificultad de movimiento del crudo debido a sus características de viscosidad y movilidad.

CONCLUSIONES

En virtud de los resultados obtenidos se concluye que:

- La metodología desarrollada para el análisis de muestras alta rigidez y arenas no consolidadas permite determinar eficazmente propiedades petrofísicas, curvas de presión capilar y curvas de permeabilidad relativa, integrando la técnica de centrifugación con la de Resonancia Magnética Nuclear (RMN).
- El nuevo empaque de muestras no consolidadas diseñado y elaborado para trabajar con crudo pesado y extrapesado respondió de manera eficiente a cada uno de los requerimientos para el desplazamiento de fluidos y medición con el equipo RMN.
- Mediante la caracterización de cada muestra a partir de las propiedades petrofísicas obtenidas por análisis RMN, se logró identificar a qué tipo de sistema de roca pertenece cada una; obteniéndose así tres sistemas bien diferenciados: roca carbonatada, roca de alta rigidez y arena no consolidada.
- Varios criterios deben ser tomados en cuenta para aplicar el análisis RMN a las muestras, algunos de estos son los tiempos de magnetización, la orientación de la muestra al ser introducida en el equipo RMN, impedir la pérdida de fluido dentro del resonador, entre otros.
- Los coeficientes de difusión obtenidos para cada fluido expresan según su valor la capacidad de movimiento del mismo dentro del medio poroso, lo que permite a su vez diferenciar un fluido de otro.
- La técnica de Resonancia Magnética Nuclear permite determinar de manera rápida y precisa importantes propiedades petrofísicas, tales como porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos, tamaño de poros, entre otras. Estas al ser comparadas con los resultados de pruebas convencionales arrojan una excelente correlación, lo que evidencia la efectividad de esta herramienta.
- Al trabajar con dos fluidos que presenten tiempos de relajación similares en un sistema de roca de alta rigidez, en la prueba de perfil de saturación RMN no se refleja el desplazamiento de un fluido con respecto al otro. Esto de acuerdo a lo observado en los desplazamientos con crudo y agua realizados en las muestras del Campo Travi.

RECOMENDACIONES

De acuerdo a los resultados obtenidos se presentan las siguientes recomendaciones:

- Utilizar un fluido no radioactivo en los desplazamientos agua/crudo o viceversa, cuando el crudo utilizado sea un petróleo liviano cuya señal de resonancia no se diferencie en presencia del agua de formación, de tal forma de poder captar la señal en el desplazamiento del crudo con el equipo RMN. El óxido de deuterio (agua pesada) es uno de los fluidos más conocidos para tal fin.
- Diseñar celdas de desplazamiento que puedan ser usadas en diferentes equipos de centrifugación para llevar a cabo los procesos de imbibición y drenaje en las muestras.
- Continuar aplicando el método de centrifugación para comprobar la saturación de las muestras en su estado 100% saturado.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Xiao C. et al. (2008). "A Novel Method to Construct Capillary Pressure Curves by Using NMR Log Data and Its Application in Reservoir Evaluation". En IPTC 11863, China.
2. Angeles R. et al. (2008). "Synthetic and Field Examples of the Estimation of Capillary Pressure and Relative Permeability From Formation-Tester Measurements". En SPE 115888, Texas.
3. Olafuyi A. et al (2008). "Capillary Pressure and Relative Permeability in small cores". En SPE 113386, New South Wales.
4. Zhang C. et al. (2009). "A Novel Method to Construct Capillary Pressure Curves by Using NMR Log Data and Its Application in Reservoir Evaluation". En SPE 126735, China.
5. Castillo A. et al. (2009). "Numerical and Experimental Modeling of Relative Permeability in Heavy Oil Reservoirs". En SPE 123097, Colombia.
6. Hussain F. et al (2010). "Comparison of Methods for Drainage Relative Permeability Estimation From Displacements Tests". En SPE 129678, Oklahoma.
7. Krause M.H. (2010). "Modeling and Investigation of the Influence of Capillary Heterogeneity on Relative Permeability". En SPE 160909, Stanford University.
8. Arogun O. et al. (2011). "Capillary Pressure Curves from Nuclear Magnetic Resonance Log Data in a Deepwater Turbidite Nigeria Field – A Comparison to Saturation Models from SCAL Drainage Capillary Pressure Curves". En SPE 150749, Nigeria.
9. Andrew C. et al. (2011). "Effect of Interfacial Tension on Water/Oil Relative Permeability and Remaining Saturation with Consideration of Capillary Pressure". En SPE 143028, Austria.
10. Alghamdi T. et al. (2012). "Predicting Relative Permeability from NMR Relaxation-Diffusion Responses Utilizing High Resolution Micro Xray-CT Images". En SPE 158167, University of New South Wales.
11. Hashmet M. et al. (2012). "Simultaneous Determination of Capillary Pressure and Relative Permeabilities". En SPE 160878, University of New South Wales.
12. Sinha S. et al. (2012). "Advances in Measurement Standards and Flow Properties Measurements for Tight Rocks such as Shales". En SPE 152257, Austria.



13. Smith C. et al. (2013). "Solutions for Difficult Reservoirs Direct NMR Fluid Type and Permeability". En SPE 164478, Oklahoma.
14. De Ferrer, M. (2009). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela.
15. Universidad Nacional de Rosario, Departamento de Ciencias Geológicas "Prof. Dra. Pierina Pasotti". (s.f.). Rocas Sedimentarias. Disponible: <http://www.fceia.unr.edu.ar/geologiaygeotecnia/Rocas%20Sedimentarias.pdf> [Consulta: 2013, mayo 20].
16. Tight Gas. (2010). Consultado el 27 de mayo de 2013, Compagnie Générale de Géophysique (CGG), página web de Servicios Geofísicos: <http://www.cgg.com/default.aspx?cid=3502>.
17. Escobar, F. (2008). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera Edición. Editorial Universidad Surcolombiana. Bogotá, Colombia.
18. Castro, Y. (2005). Diseño de una metodología para generar curvas de permeabilidad relativa a partir de medidas de presión capilar en medios porosos con diferentes propiedades físicas. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
19. Green Imaging Technologies, Inc. (2007). Rapid Non-destructive Capillary Pressure measurements with NMR. Application Note 2. Canadá.
20. Pirson, S. (1965). Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Segunda Edición. Ediciones Omega S.A. Barcelona, España.
21. Halliburton. (s.f.). Manual de Yacimientos: Recopilación Técnica de Ingeniería de Yacimientos. Disponible: <http://es.scribd.com/doc/19970942/Manual-de-Yacimientos> [Consulta: 2013, mayo 15].
22. Ávila I. (2010). Saturación de agua connata. Consultado el 24 de mayo de 2013, de <http://www.lacomunidadpetrolera.com/showthread.php/1317> Saturaci%C3%B3n de agua connata?langid=1.
23. Rivera, J. (2004). Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Primera Edición. Editorial Geopeca. Puerto La Cruz, Venezuela.
24. García, G. (2002). Evaluación del Efecto de la Mojabilidad Sobre el Fenómeno de Histéresis en Pruebas de Desplazamiento. Universidad Central de Venezuela. Caracas.



25. Ruiz, L. y Paúl S. (2012). Determinación del diámetro de las gargantas porales y presiones capilares usando el equipo de presión capilar con picnómetro de mercurio para la caracterización del Reservorio Arenisca U del Campo Auca, mediante pruebas de laboratorio. Trabajo Especial de Grado. Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.
26. García, J. (2012). Estudio numérico del transporte de agua líquida en la membrana de difusión de gases de una celda de combustión tipo PEM. Trabajo Especial de Grado. Universidad Nacional de Trujillo, Perú.
27. Pérez, R. (2009). Compresibilidad de la roca y los fluidos. Consultado el 25 de mayo de 2013, de <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/compresibilidad-de-la-roca-y-los.html>.
28. Véliz, A. (2006). Estudio de Resonancia Magnética Nuclear a muestras arenas no consolidadas. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
29. Coates, G., Xiao, L. y Prammer, M. (1999). NMR Logging: Principles & Applications. Numar/ Halliburton. Texas, USA.
30. Universidad Complutense de Madrid. (s.f). Práctica 7: Difusión – Ley de Fick. Disponible: http://docsfiles.com/pdf_difusion_ley_de_fick.html. [Consulta: 2013, octubre 17].
31. Ávila, D. (2002). Determinación de propiedades petrofísicas y petrofacies aplicando tecnología de Resonancia Magnética Nuclear a muestras de núcleo de las formaciones gasíferas San Juan y San Antonio del campo Santa Rosa. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
32. Salazar, J. (2004). Aplicación de la técnica de Resonancia Magnética Nuclear y su relación con la calidad de roca de yacimiento en el Pozo Vla-1326. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
33. Ostroff, G. et al. (1999). Integration of NMR and Conventional Log Data for Improved Petrophysical Evaluation of Shaly Sands. Western Atlas Services Publications, Houston.
34. Schlumberger. (1997). Evaluación de Nuevos Pozos: Capítulo 5, WEC. Venezuela.

BIBLIOGRAFÍA

- Alghamdi T. et al. (2012). "Predicting Relative Permeability from NMR Relaxation-Diffusion Responses Utilizing High Resolution Micro Xray-CT Images". En SPE 158167, University of New South Wales.
- Andrew C. et al. (2011). "Effect of Interfacial Tension on Water/Oil Relative Permeability and Remaining Saturation with Consideration of Capillary Pressure". En SPE 143028, Austria.
- Angeles R. et al. (2008). "Synthetic and Field Examples of the Estimation of Capillary Pressure and Relative Permeability From Formation-Tester Measurements". En SPE 115888, Texas.
- Arogun O. et al. (2011). "Capillary Pressure Curves from Nuclear Magnetic Resonance Log Data in a Deepwater Turbidite Nigeria Field – A Comparison to Saturation Models from SCAL Drainage Capillary Pressure Curves". En SPE 150749, Nigeria.
- Ávila, D. (2002). Determinación de propiedades petrofísicas y petrofacies aplicando tecnología de Resonancia Magnética Nuclear a muestras de núcleo de las formaciones gasíferas San Juan y San Antonio del campo Santa Rosa. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Ávila, I. (2010). Saturación de agua connata. Consultado el 24 de mayo de 2013, de [http://www.lacomunidadpetrolera.com/showthread.php/1317 Saturaci%C3%B3n-de-agua-connata?langid=1](http://www.lacomunidadpetrolera.com/showthread.php/1317-Saturaci%C3%B3n-de-agua-connata?langid=1).
- Castillo A. et al. (2009). "Numerical and Experimental Modeling of Relative Permeability in Heavy Oil Reservoirs". En SPE 123097, Colombia.
- Castro, Y. (2005). Diseño de una metodología para generar curvas de permeabilidad relativa a partir de medidas de presión capilar en medios porosos con diferentes propiedades físicas. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Coates, G., Xiao, L. y Prammer, M. (1999). NMR Logging: Principles & Applications. Numar/ Halliburton. Texas, USA.

- De Ferrer, M. (2009). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela.
- Escobar, F. (2008). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Primera Edición. Editorial Universidad Surcolombiana. Bogotá, Colombia.
- García, G. (2002). Evaluación del Efecto de la Mojabilidad Sobre el Fenómeno de Histéresis en Pruebas de Desplazamiento. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- García, J. (2012). Estudio numérico del transporte de agua líquida en la membrana de difusión de gases de una celda de combustión tipo PEM. Trabajo Especial de Grado. Universidad Nacional de Trujillo, Perú.
- Green Imaging Technologies, Inc. (2007). Rapid Non-destructive Capillary Pressure measurements with NMR. Application Note 2. Canadá.
- Halliburton. (s.f.). Manual de Yacimientos: Recopilación Técnica de Ingeniería de Yacimientos. Disponible: <http://es.scribd.com/doc/19970942/Manual-de-Yacimientos> [Consulta: 2013, mayo 15].
- Hashmet M. et al. (2012). "Simultaneous Determination of Capillary Pressure and Relative Permeabilities". En SPE 160878, University of New South Wales.
- Hussain F. et al (2010). "Comparison of Methods for Drainage Relative Permeability Estimation From Displacements Tests". En SPE 129678, Oklahoma.
- Krause M.H. (2010). "Modeling and Investigation of the Influence of Capillary Heterogeneity on Relative Permeability". En SPE 160909, Stanford University.
- Olafuyi A. et al (2008). "Capillary Pressure and Relative Permeability in small cores". En SPE 113386, New South Wales.
- Ostroff, G. et al. (1999). Integration of NMR and Conventional Log Data for Improved Petrophysical Evaluation of Shaly Sands. Western Atlas Services Publications, Houston.
- Pérez, R. (2009). Compresibilidad de la roca y los fluidos. Consultado el 25 de mayo de 2013, de <http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/compresibilidad-de-la-roca-y-los.html>.
- Pirson, S. (1965). Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Segunda Edición. Ediciones Omega S.A. Barcelona, España.

Rivera, J. (2004). *Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos*. Primera Edición. Editorial Geopeca. Puerto La Cruz, Venezuela.

Ruiz, L. y Paúl S. (2012). *Determinación del diámetro de las gargantas porales y presiones capilares usando el equipo de presión capilar con picnómetro de mercurio para la caracterización del Reservorio Arenisca U del Campo Auca, mediante pruebas de laboratorio*. Trabajo Especial de Grado. Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.

Salazar, J. (2004). *Aplicación de la técnica de Resonancia Magnética Nuclear y su relación con la calidad de roca de yacimiento en el Pozo Vla-1326*. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Schlumberger. (1997). *Evaluación de Nuevos Pozos: Capítulo 5, WEC*. Venezuela.

Sinha S. et al. (2012). "Advances in Measurement Standards and Flow Properties Measurements for Tight Rocks such as Shales". En SPE 152257, Austria.

Smith C. et al. (2013). "Solutions for Difficult Reservoirs Direct NMR Fluid Type and Permeability". En SPE 164478, Oklahoma.

Tight Gas. (2010). Consultado el 27 de mayo de 2013, Compagnie Générale de Géophysique (CGG), página web de Servicios Geofísicos: <http://www.cgg.com/default.aspx?cid=3502>.

Universidad Complutense de Madrid. (s.f). *Práctica 7: Difusión – Ley de Fick*. Disponible: http://docsfiles.com/pdf_difusion_ley_de_fick.html. [Consulta: 2013, octubre 17].

Universidad Nacional de Rosario, Departamento de Ciencias Geológicas "Prof. Dra. Pierina Pasotti". (s.f). *Rocas Sedimentarias*. Disponible: <http://www.fceia.unr.edu.ar/geologiygeotecnia/Rocas%20Sedimentarias.pdf> [Consulta: 2013, mayo 20].

Véliz, A. (2006). *Estudio de Resonancia Magnética Nuclear a muestras arenas no consolidadas*. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Xiao C. et al. (2008). "A Novel Method to Construct Capillary Pressure Curves by Using NMR Log Data and Its Application in Reservoir Evaluation". En IPTC 11863, China.

Zhang C. et al. (2009). "A Novel Method to Construct Capillary Pressure Curves by Using NMR Log Data and Its Application in Reservoir Evaluation". En SPE 126735, China.

GLOSARIO

BVI (Volumen de agua irreducible): Fracción del volumen de formación que está ocupado por agua inmóvil, retenida por capilaridad.

CBW (Agua asociada con la arcilla): Agua inmóvil estructuralmente ligada en la superficie de minerales de arcilla. Las superficies de las arcillas están cargadas eléctricamente debido a sustituciones iónicas en la estructura de la arcilla, lo que les permite mantener unas cantidades sustanciales de agua ligada iónicamente. Esta agua es también llamada agua de absorción o agua ligada a la superficie. El agua asociada con la arcilla no puede ser desplazada por hidrocarburos y tampoco fluir. Posee tiempos T_1 y T_2 muy cortos.

Difusión: Proceso por el cual moléculas u otras partículas se entremezclan y migran debido a sus movimientos térmicos aleatorios.

Eco: Señal de radiofrecuencia debida al reenfoque de los espines en la magnetización transversal, la cual puede ser detectada debido a las secuencias de eco - espín.

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

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

FFI (Índice de fluido libre): La fracción del volumen de formación ocupada por fluidos que pueden fluir libremente. Se debe establecer una distinción entre fluidos que pueden ser desplazados por fuerzas capilares, y fluidos que pueden producirse a una cierta saturación.

FID (Caída de Inducción Libre): Señal transitoria de RMN que resulta de la estimulación de los núcleos a la frecuencia de Larmor, usualmente después de una sola pulsación de RF. La constante de tiempo característica para la amortiguación de la señal de FID se llama T_2^* . T_2^* es siempre considerablemente más corta que T_2 .

Frecuencia de Larmor: La frecuencia a la cual los giros nucleares hacen precesión alrededor del campo magnético estático, o la frecuencia a la cual se puede excitar la resonancia magnética.

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

HI (Índice de Hidrógeno): La relación entre el número de átomos de hidrógeno por unidad de volumen de un material y el número de átomos de hidrógeno por unidad de volumen del agua pura a igual temperatura y presión.

Magnetización: Cantidad vectorial macroscópica que resulta de la alineación del momento magnético nuclear con el campo magnético estático. Esta es la cantidad observada por la medida RMN.

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

NSA: Número de scans en los experimentos de RMN.

Precesión: Movimiento del eje de un cuerpo rotatorio como para trazar un cono. Está causado por la aplicación de un momento de torsión que tiende a cambiar la dirección del eje rotatorio. La precesión del eje rotatorio de un protón alrededor del eje del campo B_0 ocurre a la frecuencia de Larmor.

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

Relaxividad: Medida de la capacidad que tiene una superficie para hacer que los protones se relajen, es decir, que pierdan orientación o coherencia de fase. Esta cantidad depende de la intensidad de las interacciones entre fluido y matriz. También varía según la humectabilidad de la superficie de la roca.

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

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

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

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

Tiempo de Relajación Longitudinal (T1): Es una constante de tiempo que caracteriza el alineamiento de los momentos rotacionales con el campo magnético estático externo.



Tiempo de Relajación Transversal (T_2): Constante de tiempo que caracteriza la pérdida de coherencia de fase que ocurre con los husos orientados a un ángulo del campo magnético principal y que se debe a interacciones entre momentos rotacionales. T_2 nunca es mayor que T_1 .

Tiempo de Relajación Transversal* (T_2^*): Constante de tiempo que caracteriza la pérdida de coherencia de fase que ocurre entre giros orientados a un cierto ángulo respecto del campo magnético principal y que se debe a una combinación de heterogeneidad de campo magnético y de interacción magnética. T_2^* es siempre mucho más corto que T_2 .

Tiempo Inter-Eco: Es el tiempo entre el pulso de 90 grados y el máximo del eco en una secuencia de pulsos espín-eco.

U.P: Unidades de Porosidad.

APÉNDICES

Apéndice A. Características y propiedades de muestras seleccionadas.

Tabla A.1. Análisis petrofísicos básicos Pozo A-1.

Muestras	Profundidad (pies)	Porosidad (%)	Ka (mD)	Kl (mD)
7	8852,20	25,60	63,39	54,15
8	8854,50	22,30	16,45	13,46
38	8914,20	26,60	353,68	307,38
58	8955,10	31,30	92,66	76,96
142	9123,60	39,30	-	-
196	9231,70	27,60	2,82	1,82
232	9300,10	19,80	1,19	0,82

Nota. El guión (-) representa datos no determinados.

Tabla A.2. Análisis petrofísicos básicos Pozo A-2.

Muestras	Profundidad (pies)	Porosidad (%)	Ka (mD)	Kl (mD)
123	9488,97	24,60	2,80	1,74
131	9500,95	28,10	2,38	2,38
145	9521,56	22,80	2,18	1,29

Tabla A.3. Análisis petrofísicos básicos Pozo O-1.

Muestras	Profundidad (pies)	Porosidad (%)	Ka (mD)	Kl (mD)
H-3	17993,83	6,72	0,72	0,49
H-17	18008,00	9,10	9,30	7,40
H-28	18017,50	7,30	1,10	0,74
H-34	18024,08	10,20	1,40	0,99
H-38	18028,08	9,20	9,40	7,40
H-110	18151,00	9,20	16,00	13,00
H-111	18151,67	8,80	8,30	6,50
H-137	18206,25	12,20	91,00	82,00
H-140	18209,00	9,50	64,00	57,00
H-161	18240,33	8,40	9,80	7,70

Apéndice B. Medidas de longitud, diámetro y peso de las muestras.

Tabla B.1. Medidas físicas de muestras del Pozo A-1.

Muestras	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Peso Seco (g)
7	4,758	3,773	105,91
8	4,252	3,775	99,16
38	5,019	3,710	109,71
58	4,818	3,778	97,40
142	4,876	3,779	86,03
196	4,826	3,784	107,17
232	4,787	3,776	115,99

Tabla B.2. Medidas físicas de muestras del Pozo A-2.

Muestras	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Peso Seco (g)
123	4,996	3,787	116,87
131	4,988	3,793	111,32
145	4,998	3,801	119,80

Tabla B.3. Medidas físicas de muestras del Pozo O-1.

Muestras	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Peso Seco (g)
H-3	4,579	3,807	128,81
H-17	4,805	3,810	131,32
H-28	4,838	3,806	134,87
H-34	4,808	3,810	130,28
H-38	3,980	3,809	107,91
H-110	5,075	3,816	137,04
H-111	4,370	3,819	120,23
H-137	4,176	3,816	110,43
H-140	4,478	3,811	120,86
H-161	4,863	3,814	131,68

Tabla B.4. Medidas físicas de muestras arenas no consolidadas.

Muestras	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Peso Seco (g)
NC1	4,558	3,720	91,35
NC2	4,540	3,743	91,39
NC3	4,550	3,785	92,57
NC4	4,512	3,736	90,62
NC5	4,587	3,762	92,91
NC6	4,532	3,773	88,66
NC8	4,466	3,778	86,46
NC9	4,358	3,757	85,29

Tabla B.5. Medidas físicas de muestras arenas no consolidadas con empaque óptimo.

Muestras	Longitud (cm)	Diámetro (cm)	Peso Seco (g)
NC1	4,339	3,815	97,24
NC2	4,322	3,820	98,75
NC3	4,304	3,830	99,08
NC4	4,332	3,806	96,51
NC5	4,365	3,829	99,27
NC6	4,388	3,807	95,98
NC8	4,239	3,823	93,71
NC9	4,127	3,841	91,64

Apéndice C. Porosidad y permeabilidad de muestras arenas no consolidadas mediante equipo CMS-300.

Tabla C.1 Mediciones con equipo CMS-300 para muestras arenas no consolidadas.

Muestras	Volumen Poroso (cc)	Porosidad (%)	K (mD)	Ka	Kcorregida (mD)
NC1	13,811	27,89	9053	0,02	8983
NC2	13,641	27,31	8178	0,04	8113
NC3	14,530	28,39	8994	0,02	8925
NC4	13,495	27,29	8373	0,03	8373
NC5	13,779	27,04	8654	0,03	8586
NC6	16,764	33,13	10628	0,03	8662
NC8	15,453	30,88	13555	-0,05	13464
NC9	14,573	30,18	12337	-0,03	12252

Apéndice D. Medidas de saturación de muestras.

Tabla D.1. Saturación con agua de formación a m

uestras del Pozo A-1.

Muestras	Peso Saturado				
	24horas	6 horas	24 horas	48horas	48horas
	(g)	(g)	(g)	(g)	(g)
7	118,72	118,27	118,70	118,62	118,58
8	109,25	109,25	109,29	109,21	109,31
38	122,81	122,49	122,99	122,70	
58	112,22	112,01	112,35	111,79	112,10
142	105,30	105,75	105,70	105,70	105,71
196	121,74	121,74	121,79	121,75	
232	126,40	126,38	126,40	126,41	

Nota. Cuatro muestras (7, 8, 58,142) se saturan 48 horas más, mientras se realizan las pruebas a las restantes. Estas cuatro son las últimas en analizarse.

Tabla D.2. Saturación con agua de formación a muestras Pozo del A-2.

Muestras	Peso Saturado			
	24horas	6 horas	24 horas	6 horas
	(g)	(g)	(g)	(g)
123	130,47	130,41	130,41	130,42
131	126,51	126,49	126,49	126,41
145	132,50	132,51	132,49	132,45

Tabla D.3. Saturación con agua de formación a muestras del Pozo O-1.

Muestras	Peso Saturado			
	24 horas	6 horas	24 horas	48 horas
	(g)	(g)	(g)	(g)
H-3	131,50	131,51	131,53	131,50
H-17	135,36	135,43	135,48	135,53
H-28	138,31	138,31	138,35	138,25
H-34	135,19	135,22	135,30	135,33
H-38	111,36	111,35	111,36	111,40
H-110	141,06	141,07	141,00	141,23
H-111	123,96	123,92	123,94	123,91
H-137	115,40	115,45	115,51	115,52
H-140	125,01	124,95	125,03	124,96
H-161	135,40	135,36	135,41	135,37

Tabla D.4. Saturación con petróleo a muestras del Pozo O-1.

Muestras	Peso Saturado	
	48 horas	72 horas
	(g)	(g)
H-3	130,42	131,20
H-17	135,15	135,29
H-28	135,60	137,17
H-34	134,99	135,00
H-38	109,75	110,86
H-110	140,11	140,85
H-111	121,95	122,31
H-137	115,01	115,16
H-140	124,58	124,75
H-161	134,12	134,27

Tabla D.5. Saturación con agua de formación a muestras arenas no consolidadas.

Muestras	Peso Saturado
	48 horas
	(g)
NC1	114,13
NC2	113,20
NC3	115,26
NC4	111,97
NC5	115,59
NC6	113,12
NC8	110,38
NC9	107,39

Apéndice E. Medidas de centrifugación a muestras 100% saturadas.

Tabla E.1. Centrifugación 100% Sw con muestras del Pozo A-1.

	1500 RPM
	10 min
Muestras	Peso (g)
7	118,58
8	109,30
38	122,40
58	112,10
142	105,71
196	121,80
232	126,36

Tabla E.2. Centrifugación 100% Sw con muestras del Pozo A-2.

	1500 RPM
	10 min
Muestras	Peso (g)
123	130,34
131	126,47
145	132,42

Tabla E.3. Centrifugación 100% Sw con muestras del Pozo O-1.

	1500 RPM	2000 RPM	2500 RPM
	15 min	10 min	10 min
Muestras	Peso (g)	Peso (g)	Peso (g)
H-3	131,60	131,60	131,60
H-17	135,60	135,50	135,52
H-28	138,30	138,30	138,30
H-34	135,38	135,35	135,36
H-38	111,40	111,40	111,41
H-110	141,60	141,63	141,64
H-111	123,60	123,67	123,70
H-137	115,54	115,61	115,64
H-140	124,99	125,00	124,99
H-161	135,36	135,37	135,37

Tabla E.4. Centrifugación 100% So con muestras del Pozo O-1.

	2500 RPM	3000 RPM
	10 horas	10 horas
Muestras	Peso (g)	Peso (g)
H-3	131,36	131,37
H-17	135,30	135,32
H-28	137,27	137,39
H-34	135,01	135,01
H-38	111,14	111,18
H-110	141,00	141,20
H-111	122,71	122,84
H-137	115,09	115,09
H-140	124,77	124,87
H-161	134,62	134,62

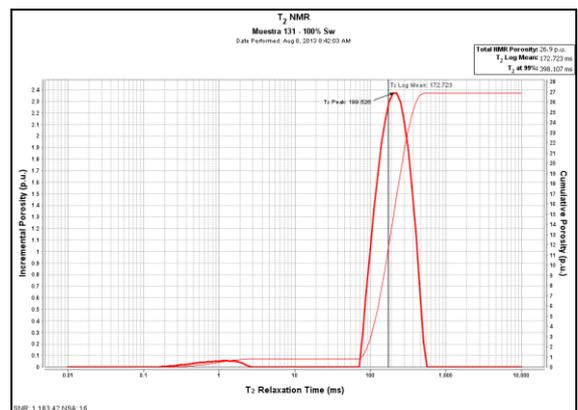
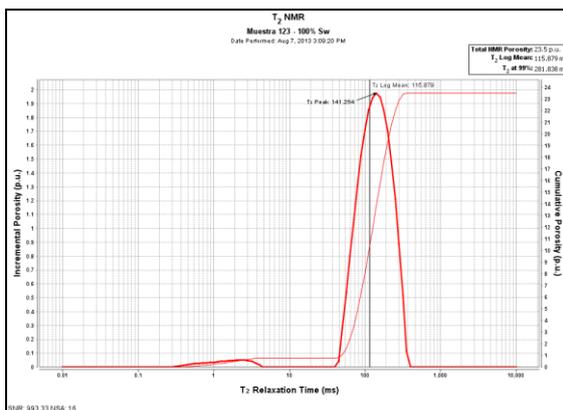
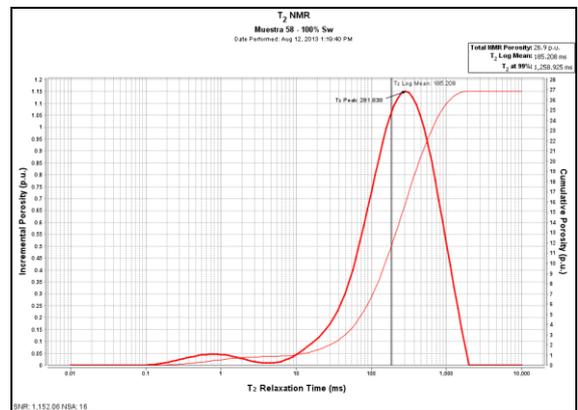
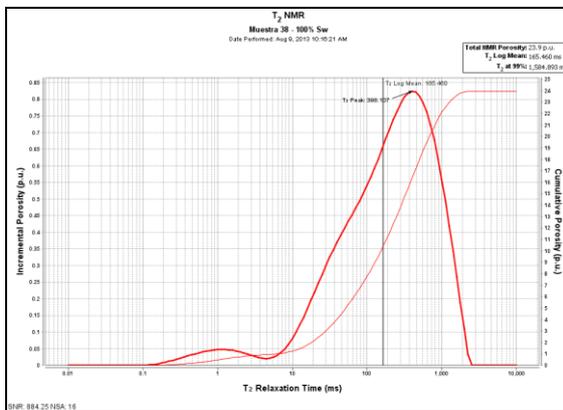
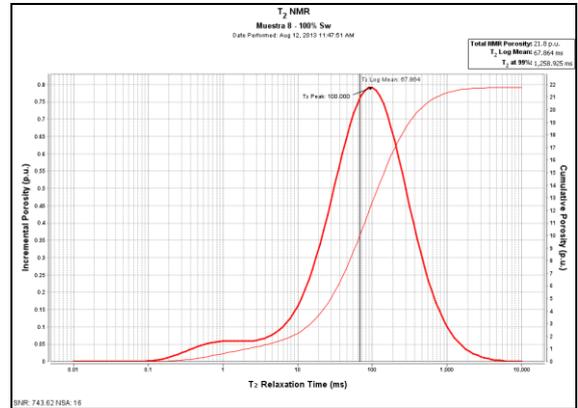
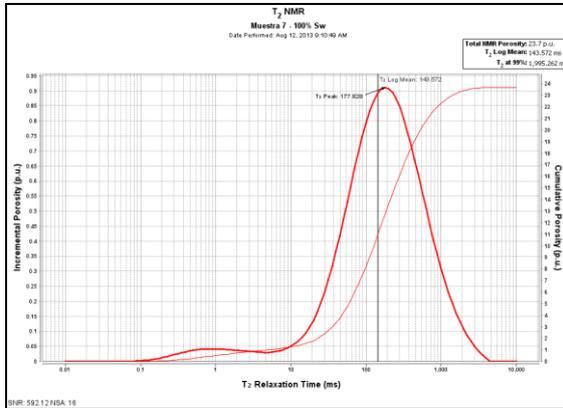


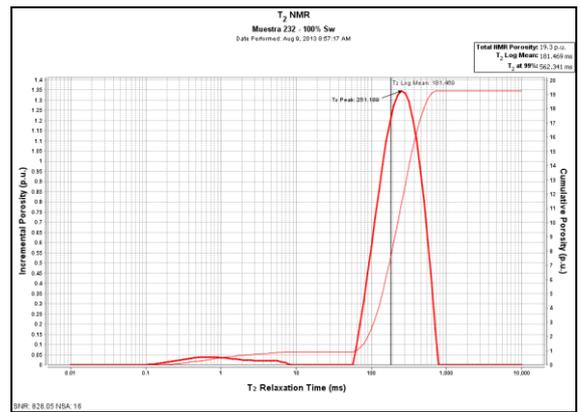
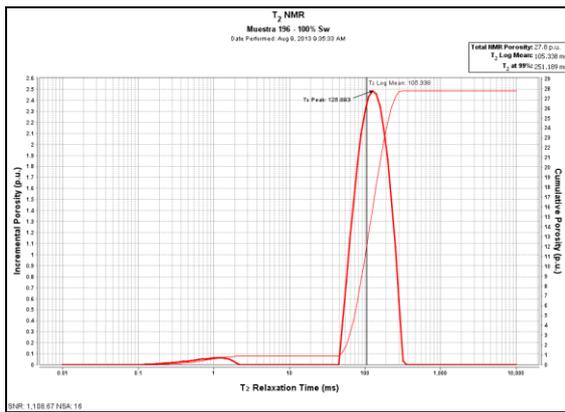
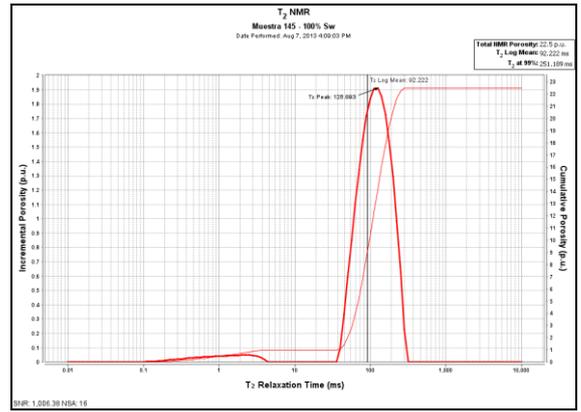
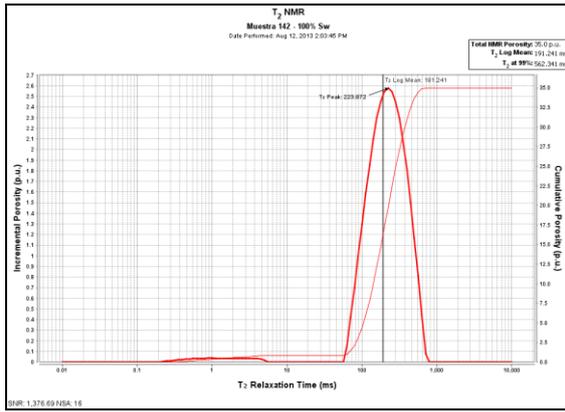
Tabla E.5. Centrifugación 100% Sw con muestras arenas no consolidadas.

Muestras	1500 RPM	2000 RPM
	10 min	15 min
	Peso (g)	Peso (g)
NC1	113,77	114,22
NC2	112,80	113,57
NC3	115,27	115,80
NC4	111,90	112,76
NC5	115,52	115,80
NC6	113,19	113,33
NC8	110,25	110,43
NC9	107,32	107,46

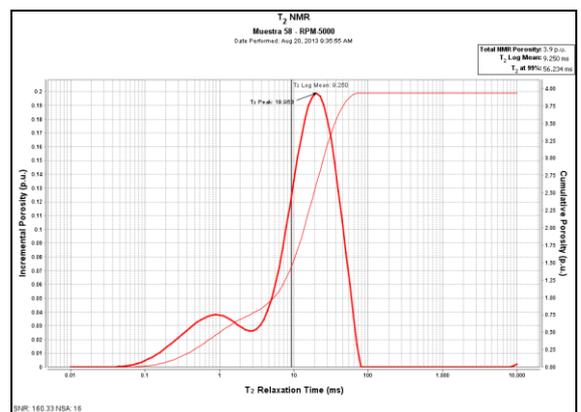
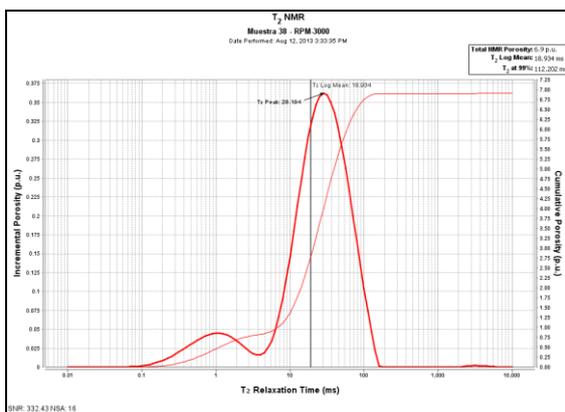
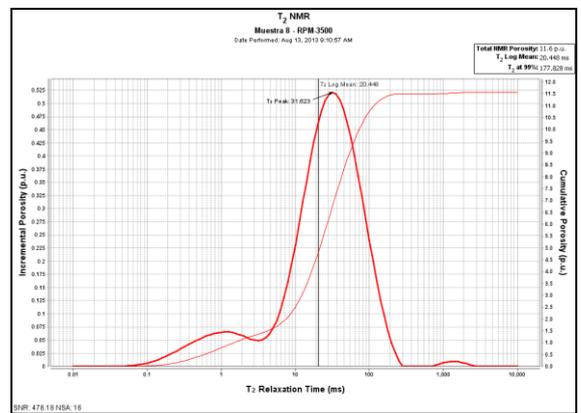
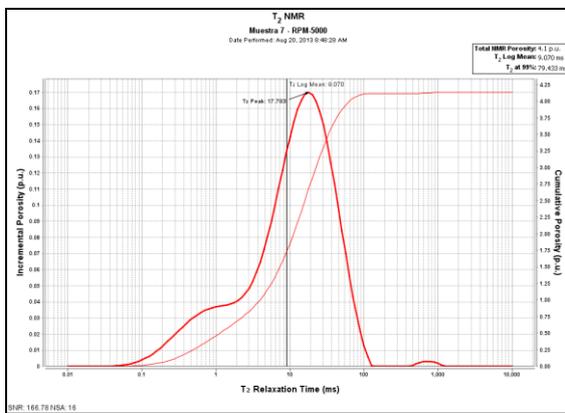
Apéndice F. Curvas de decaimiento T_2 en muestras 100% saturadas y a saturación irreducible.

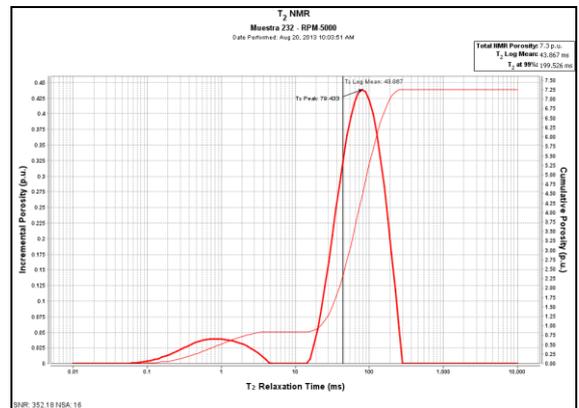
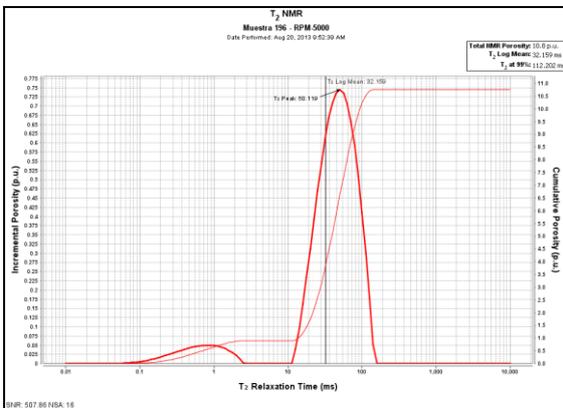
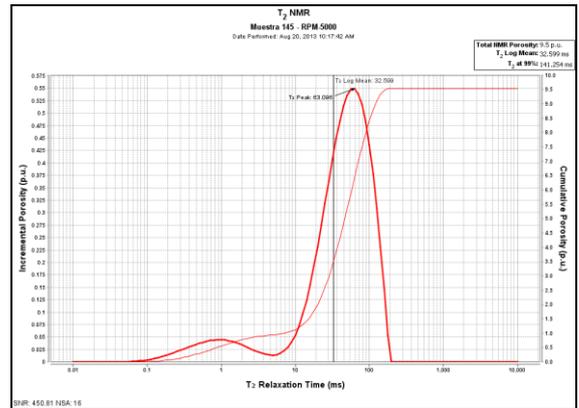
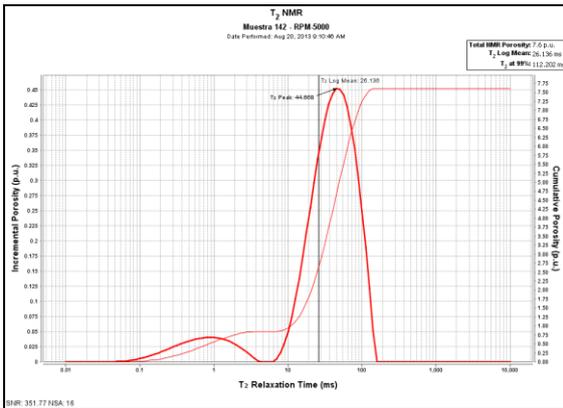
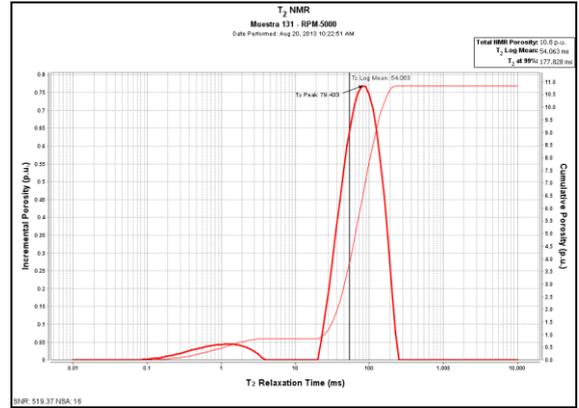
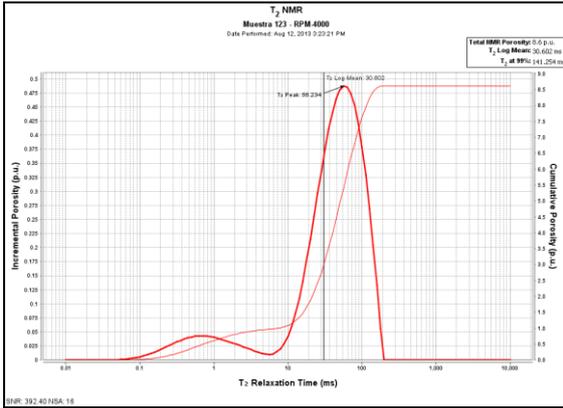
- Campo Perla (100% Sw).



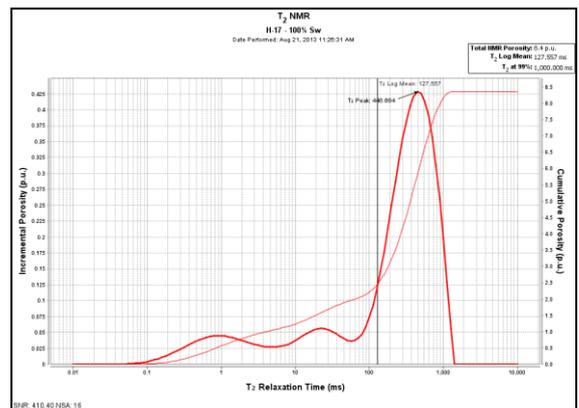
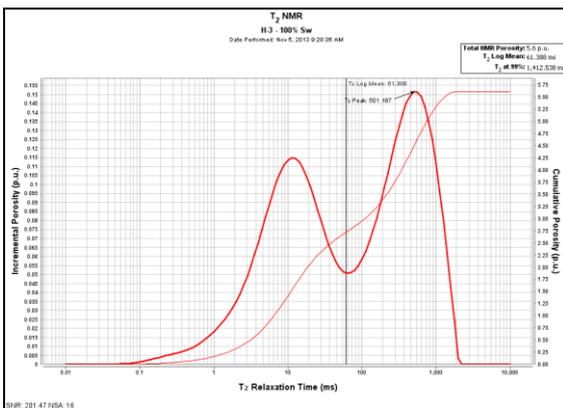


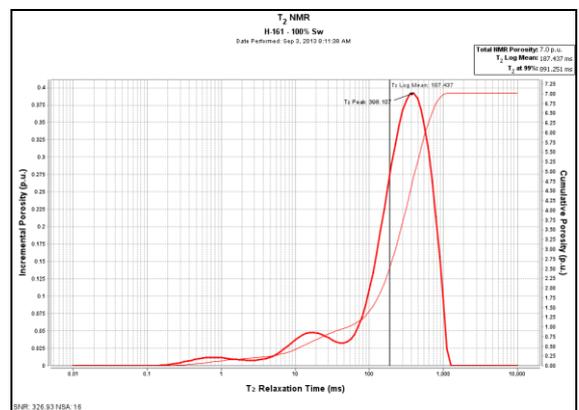
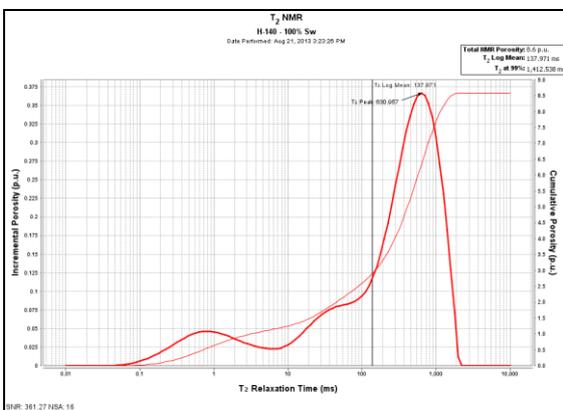
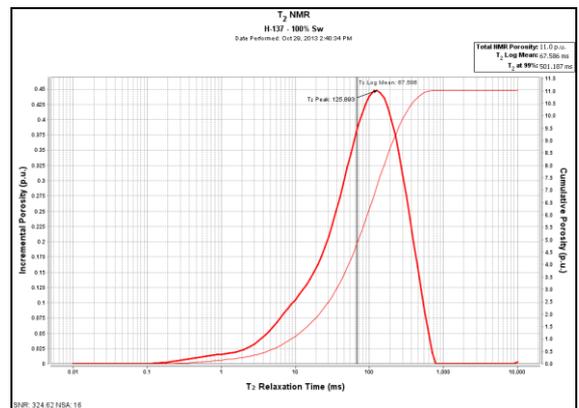
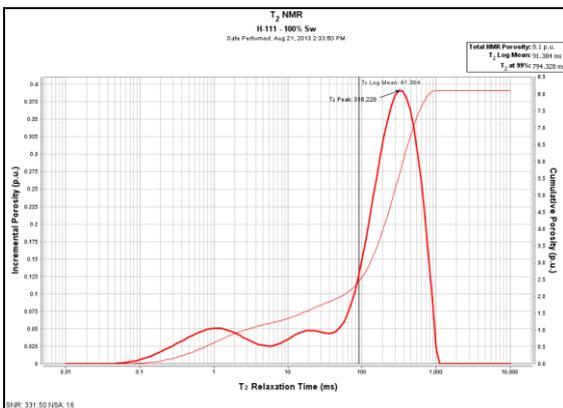
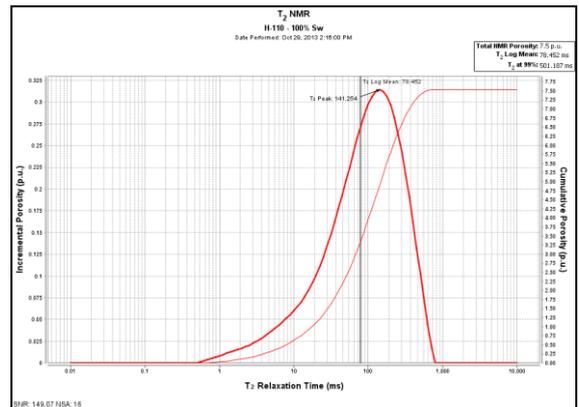
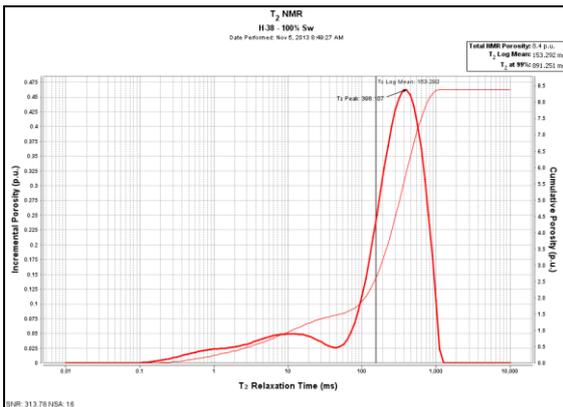
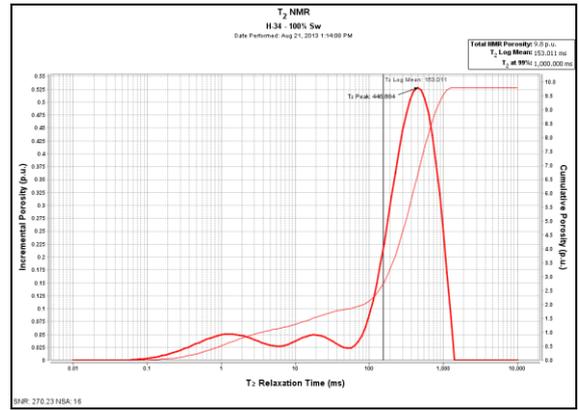
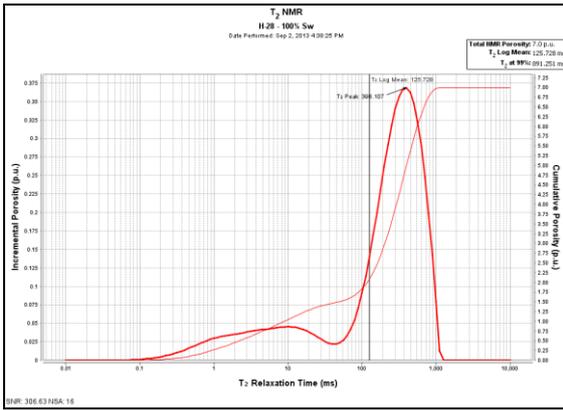
• Campo Perla (Swi).



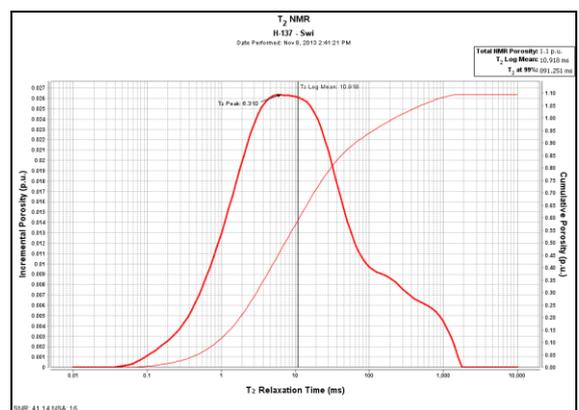
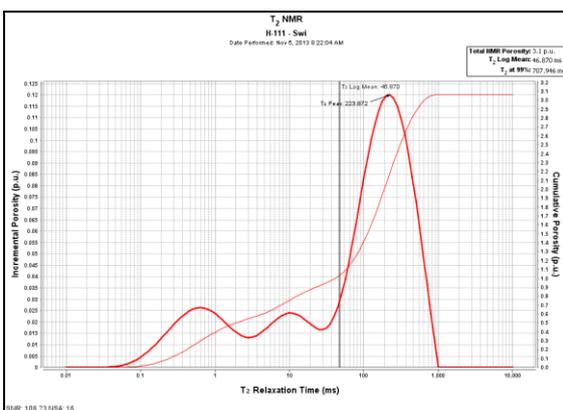
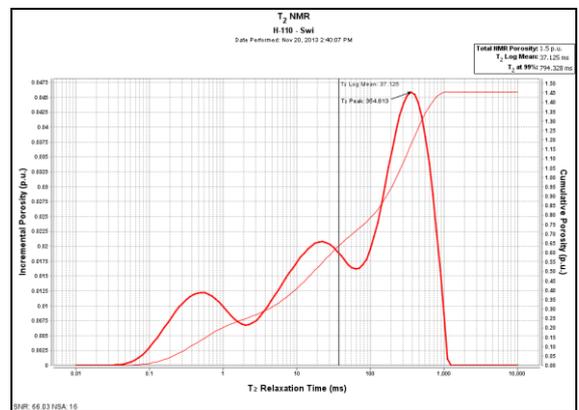
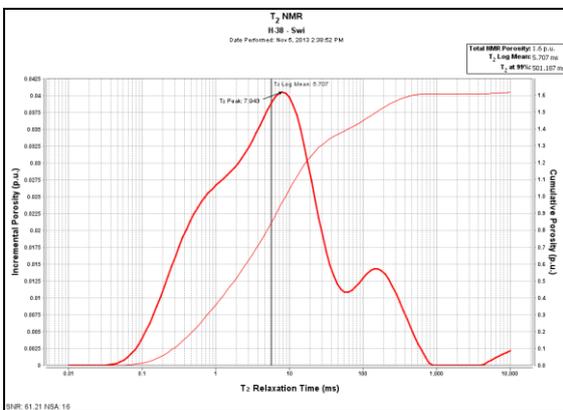
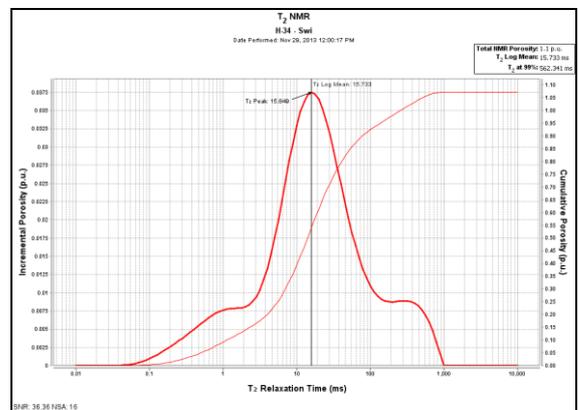
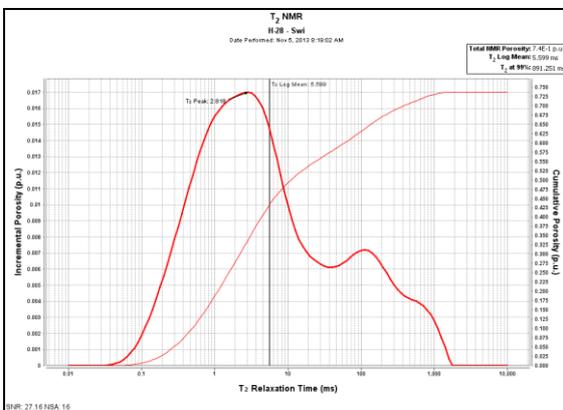
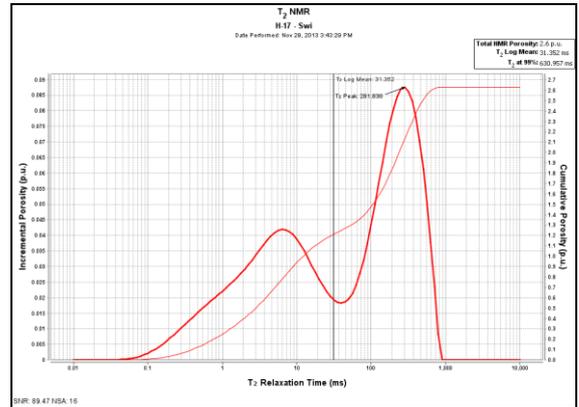
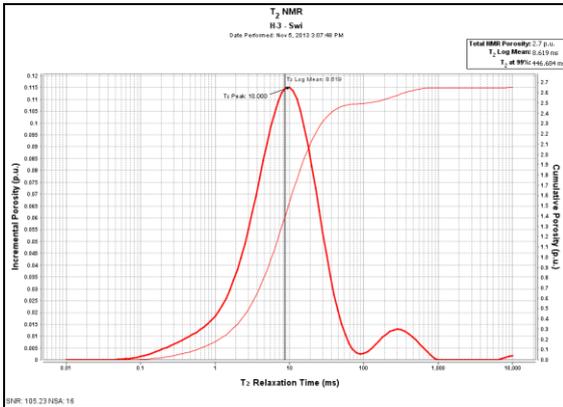


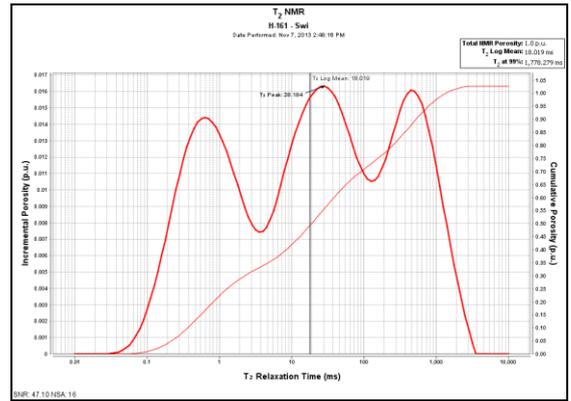
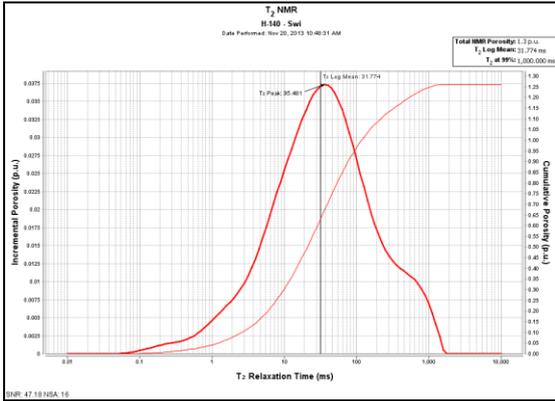
• Campo Travi (100% Sw).



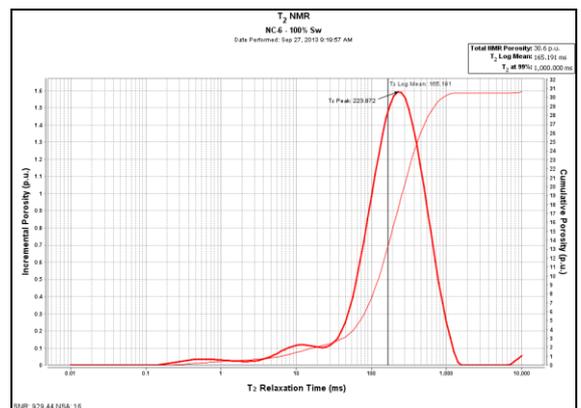
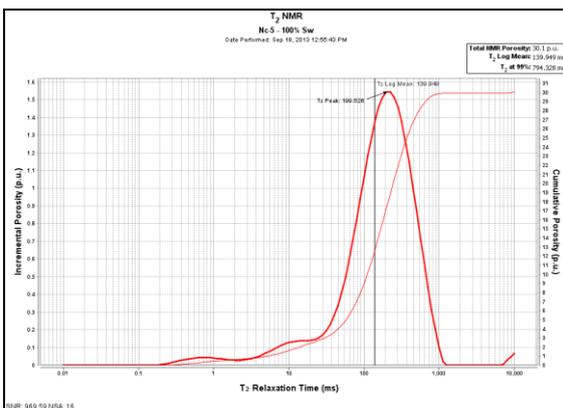
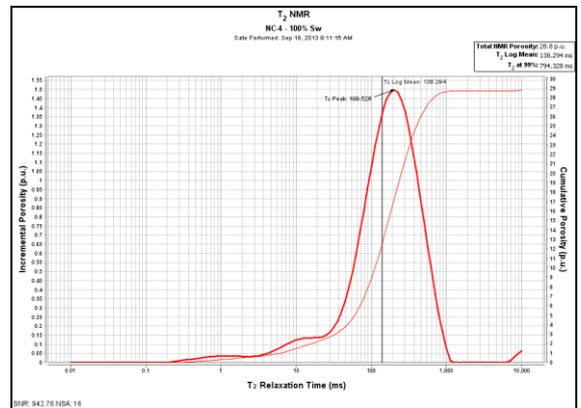
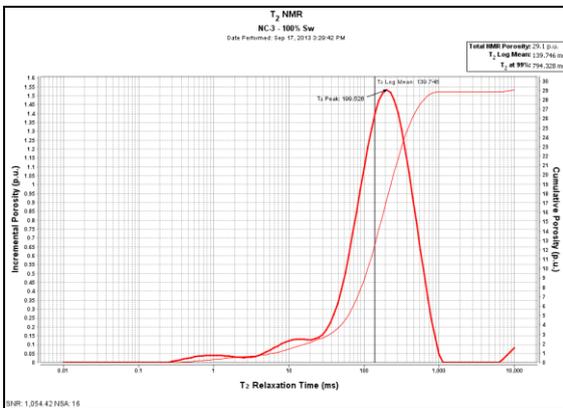
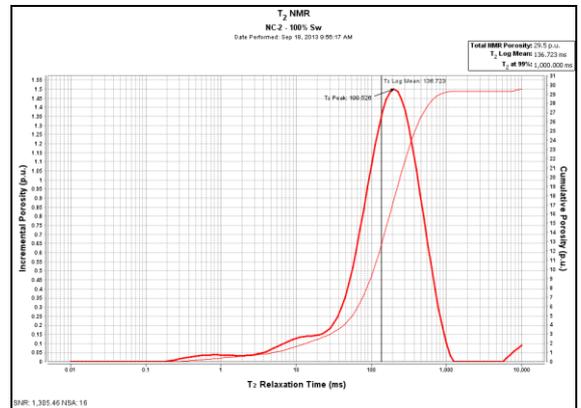
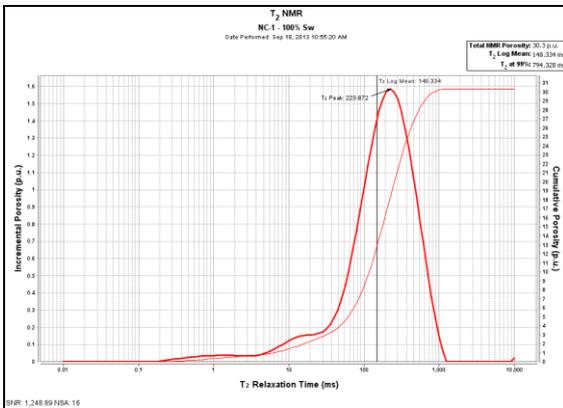


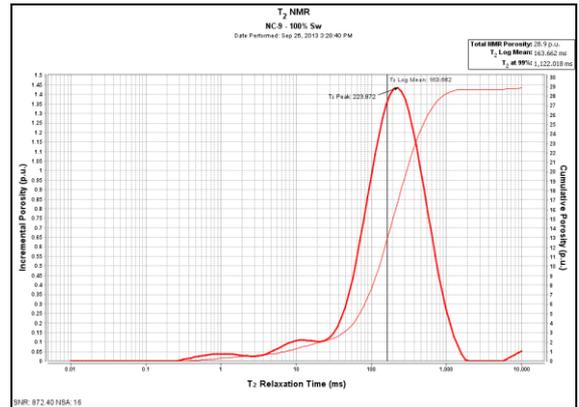
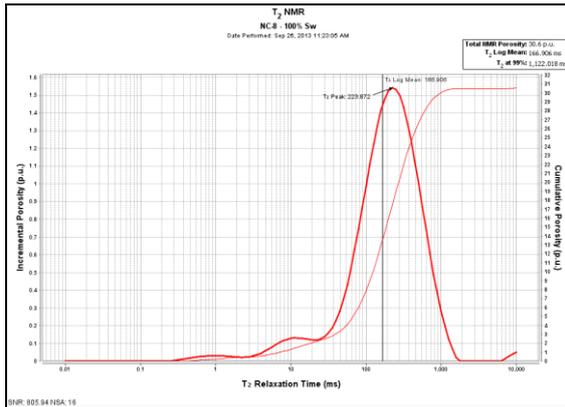
• Campo Travi (Swi).



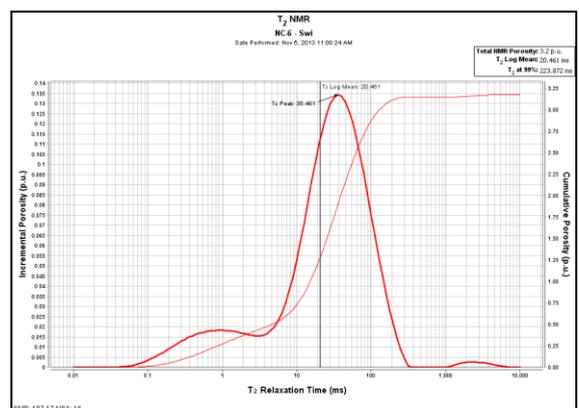
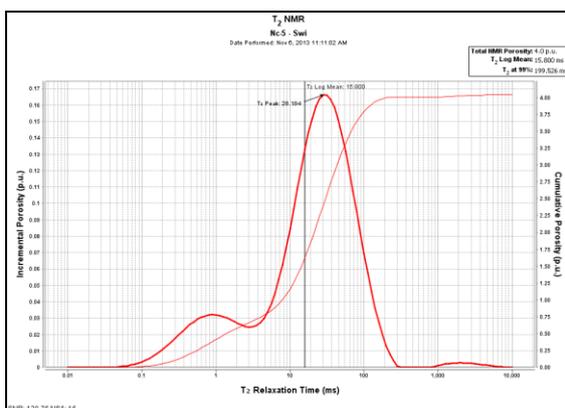
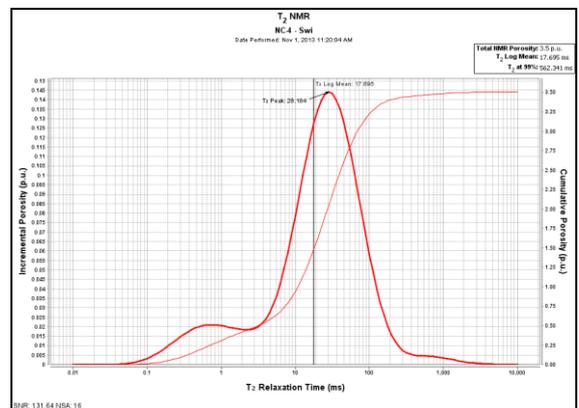
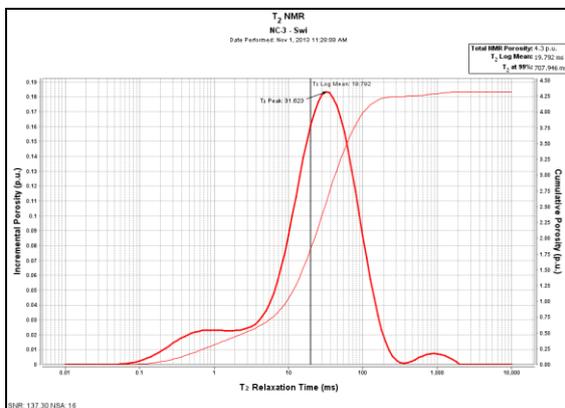
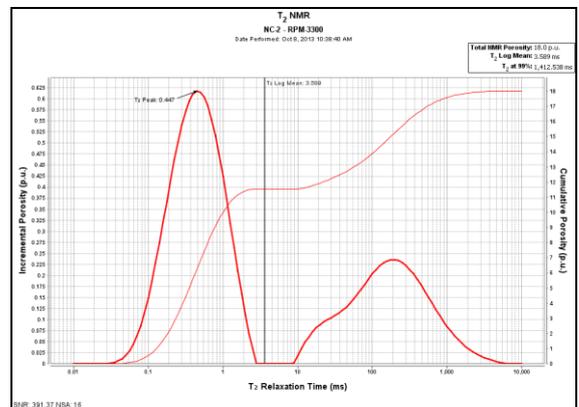
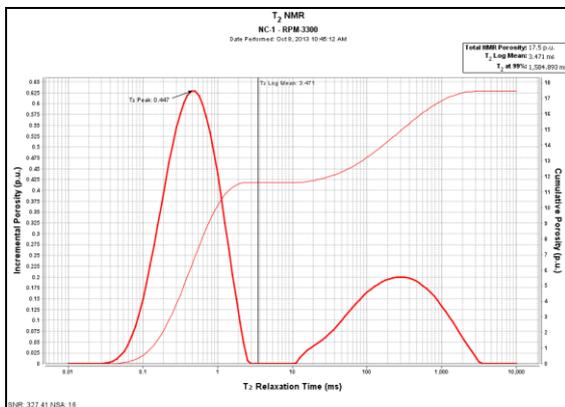


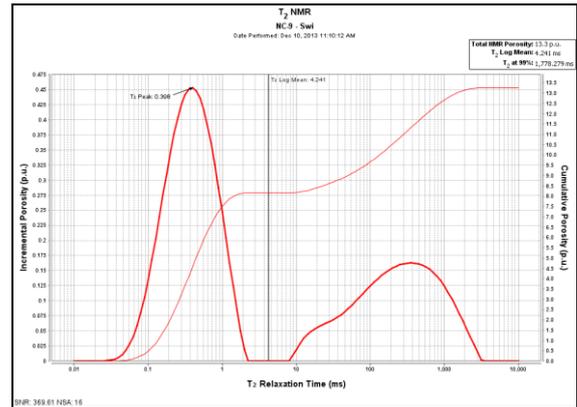
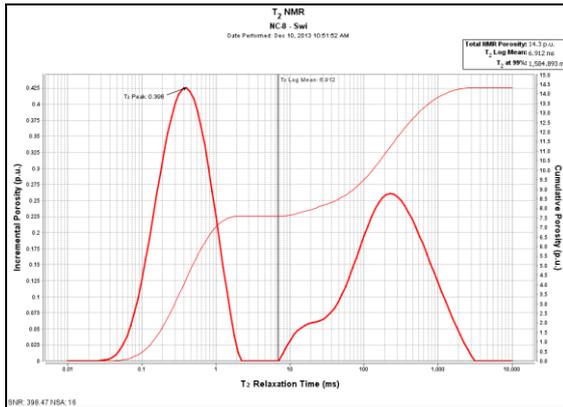
• Campo Petrocedaño (100% Sw).





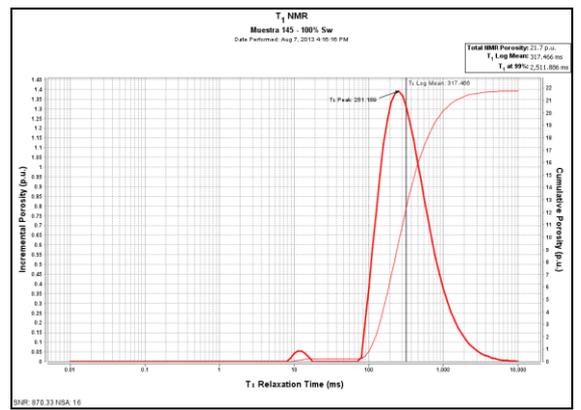
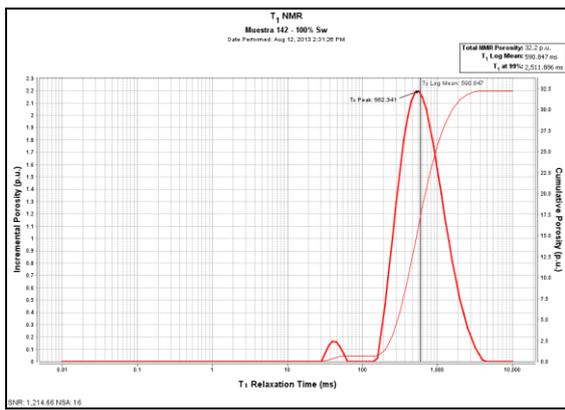
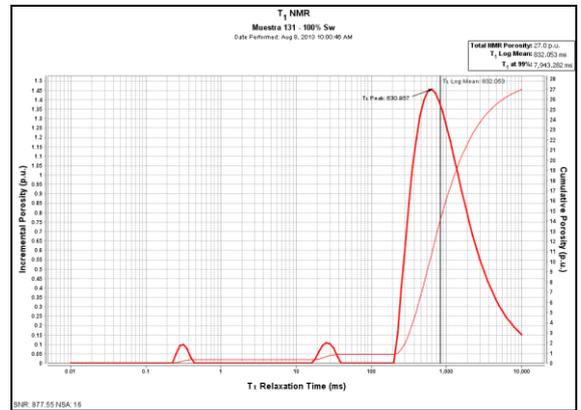
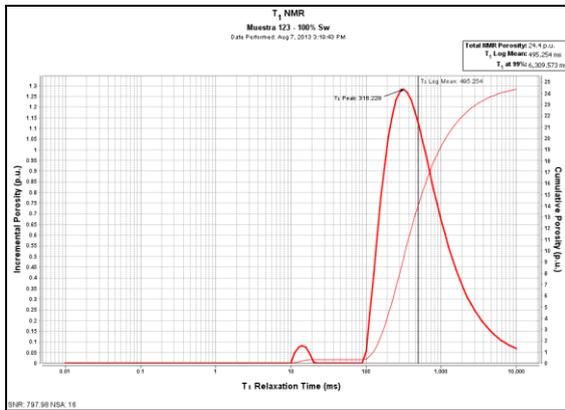
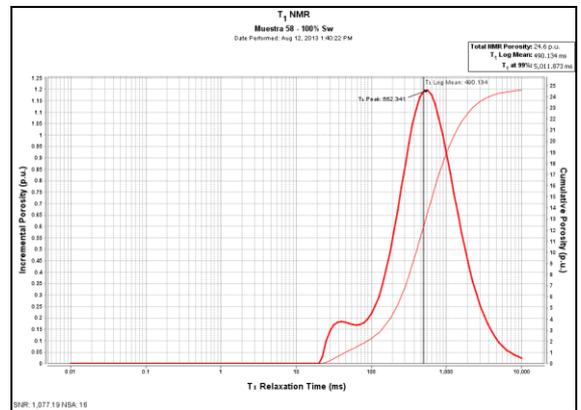
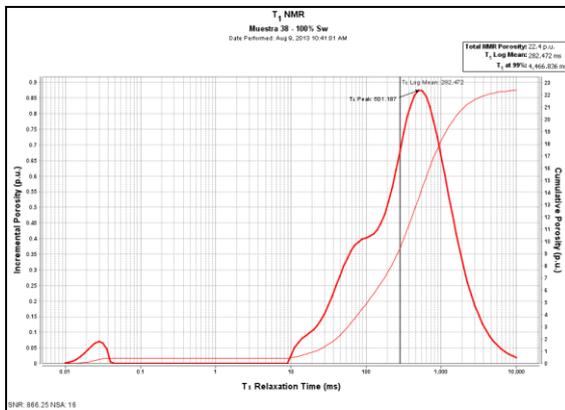
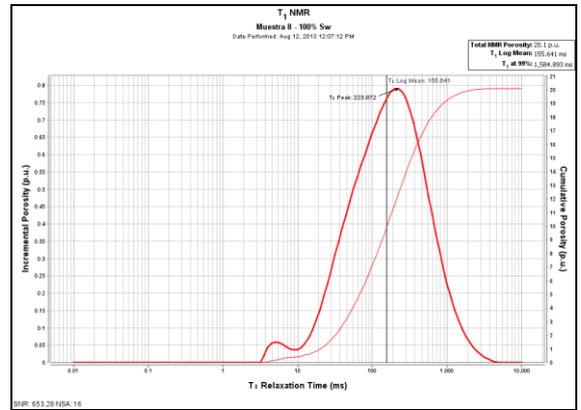
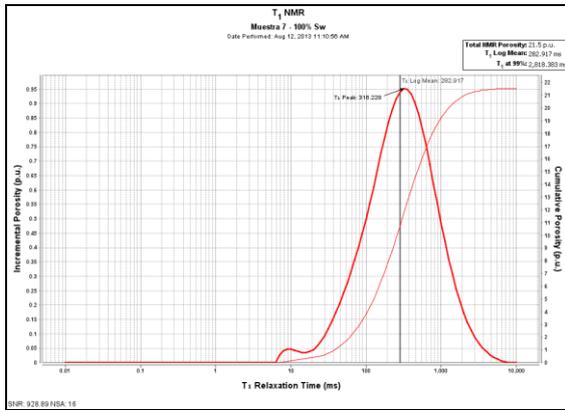
• Campo Petrocedaño (Swi).

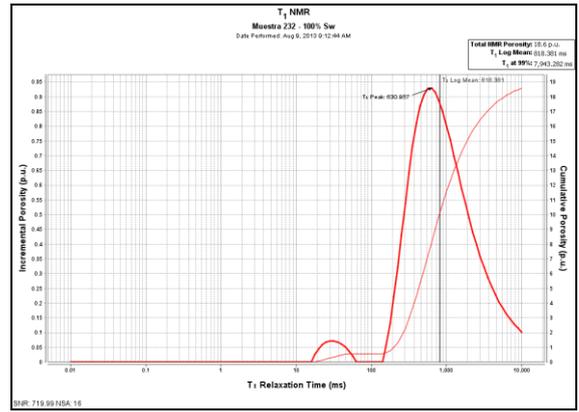
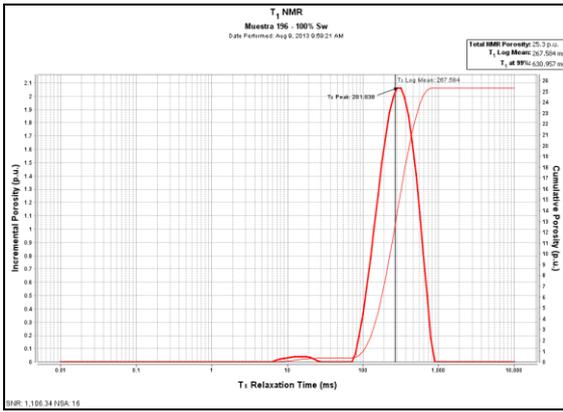




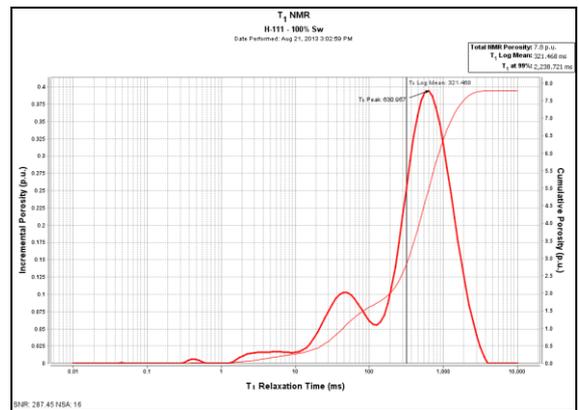
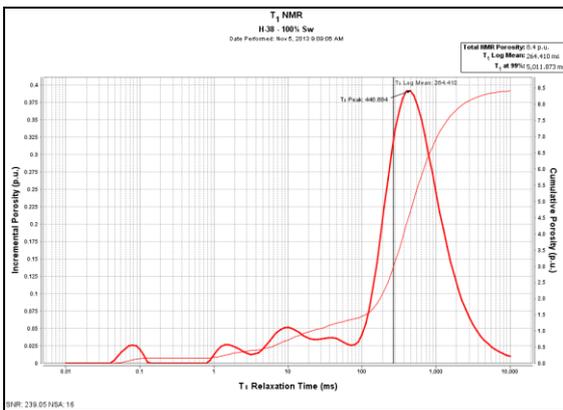
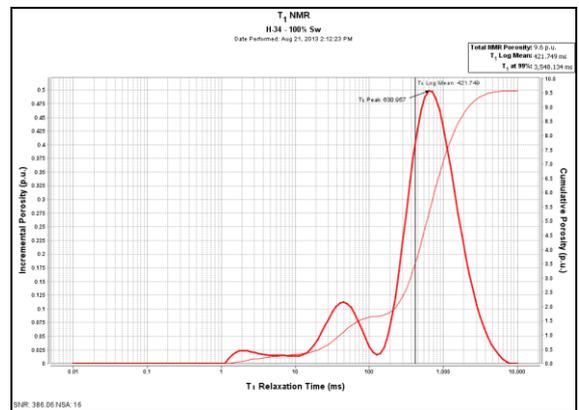
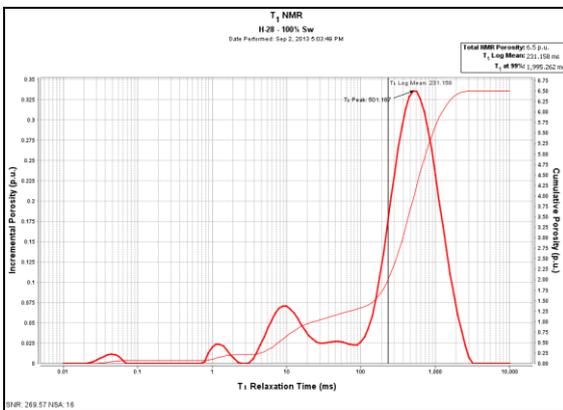
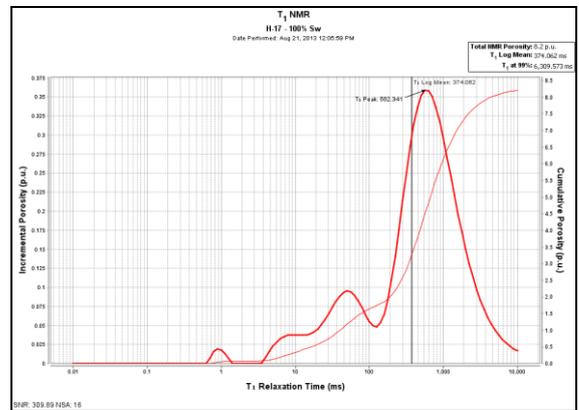
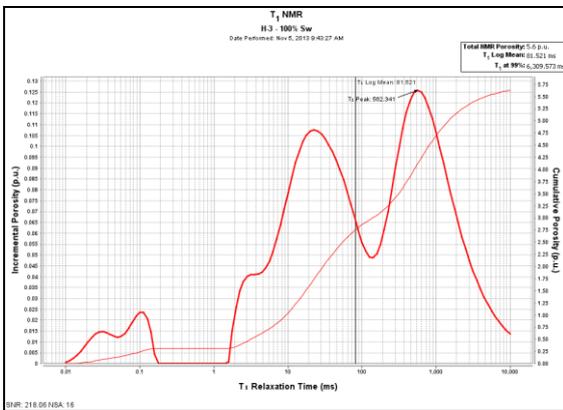
Apéndice G. Curvas de decaimiento T_1 en muestras 100% saturadas.

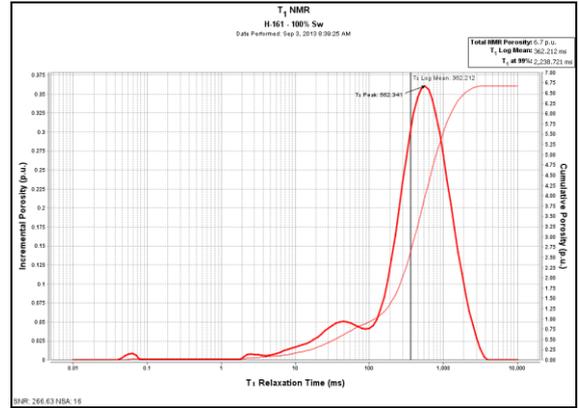
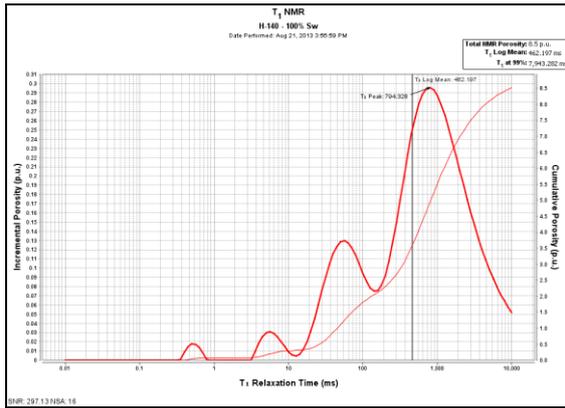
- Campo Perla.



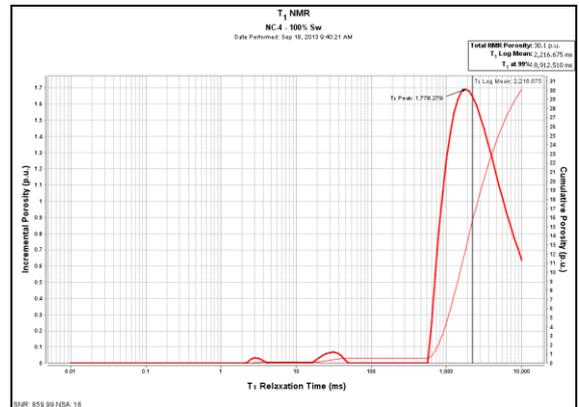
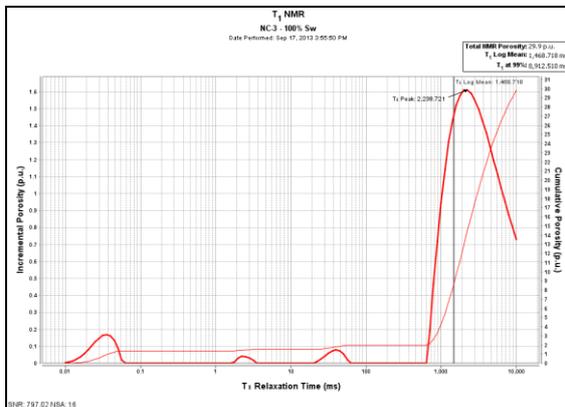
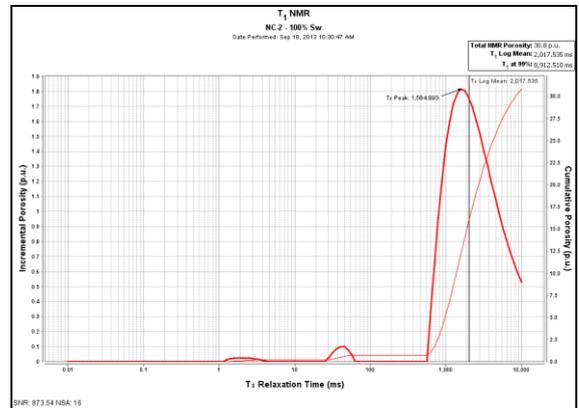
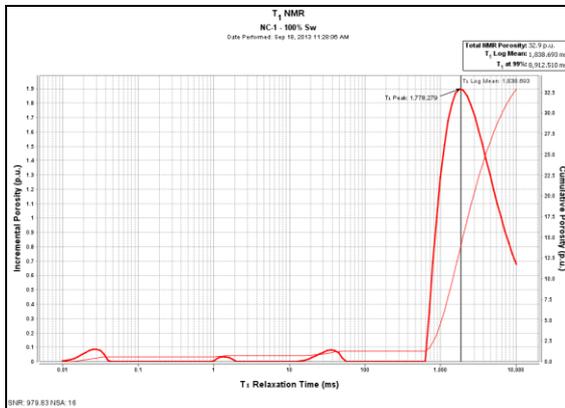


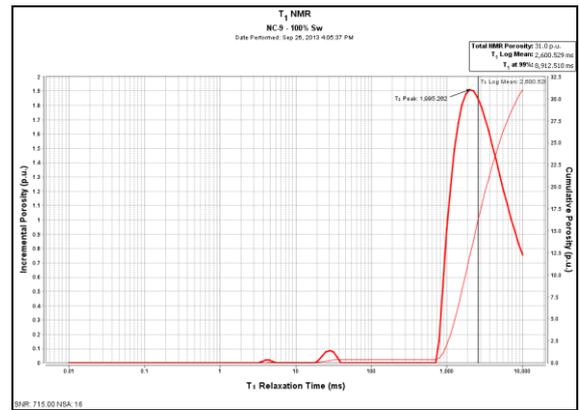
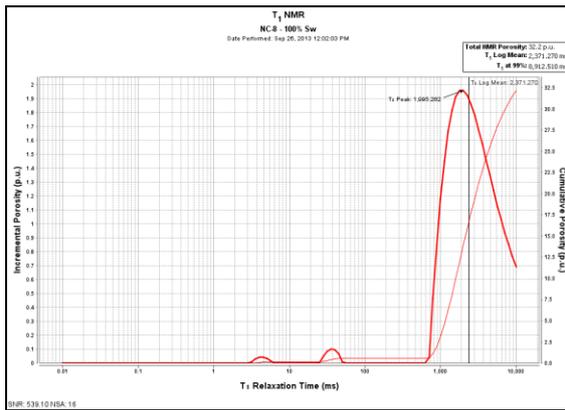
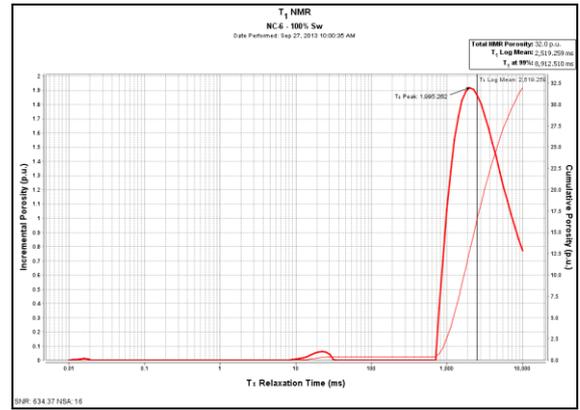
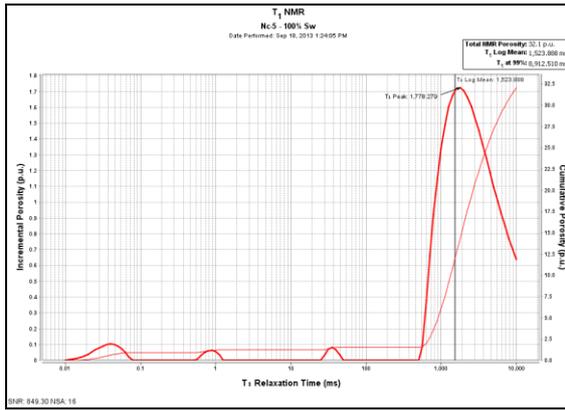
• Campo Travi.





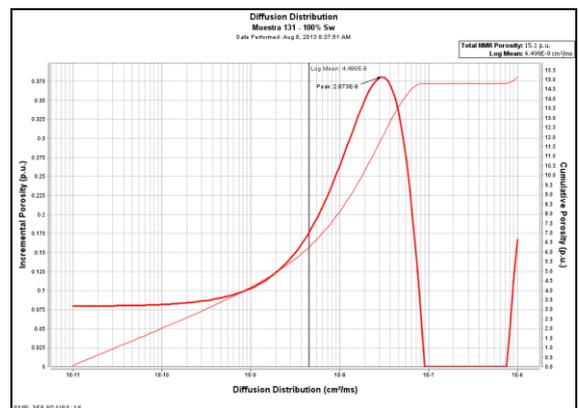
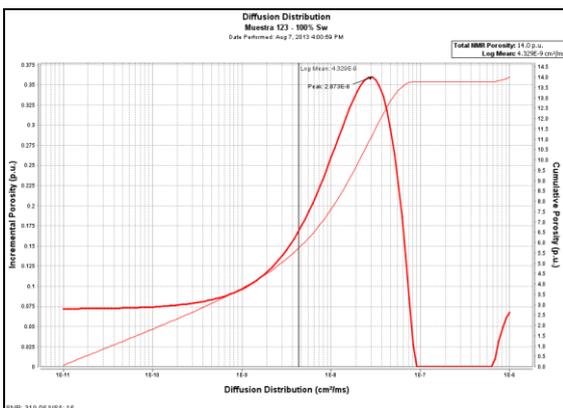
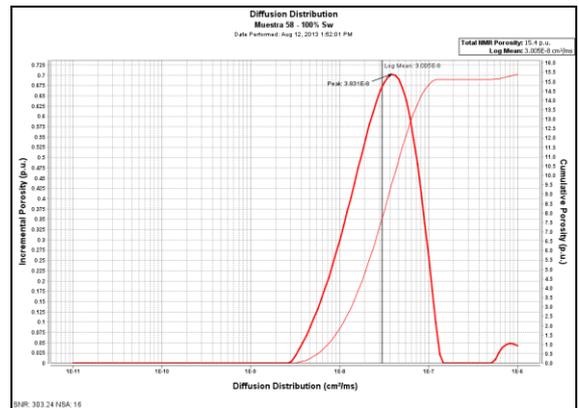
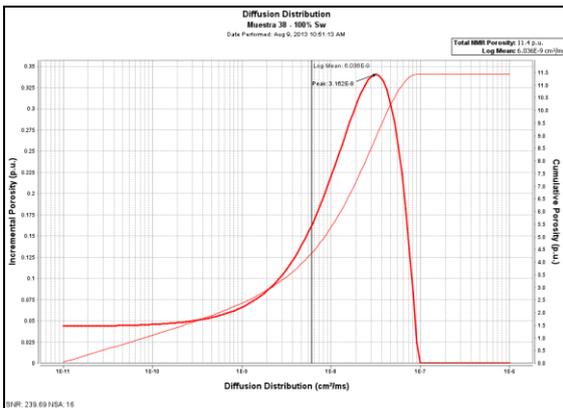
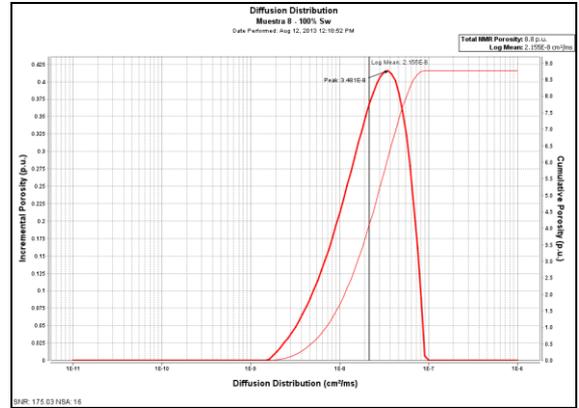
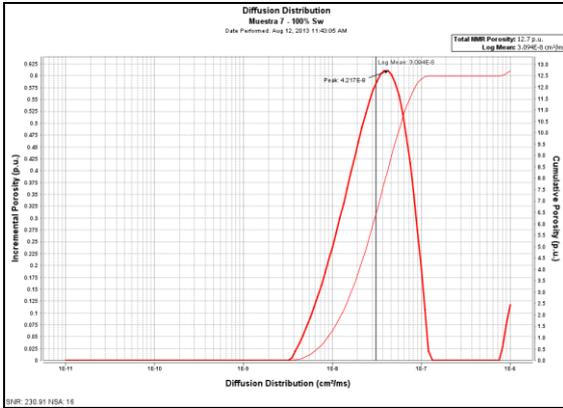
• Campo Petrocedaño.

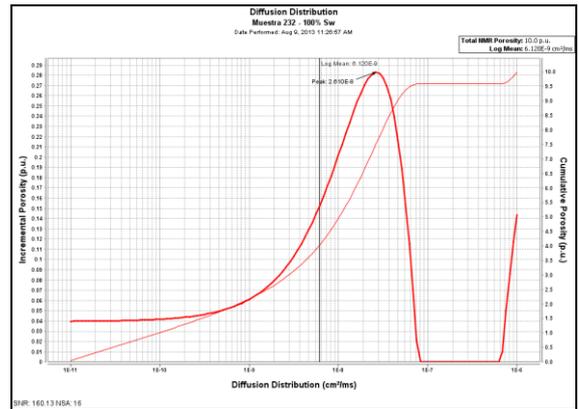
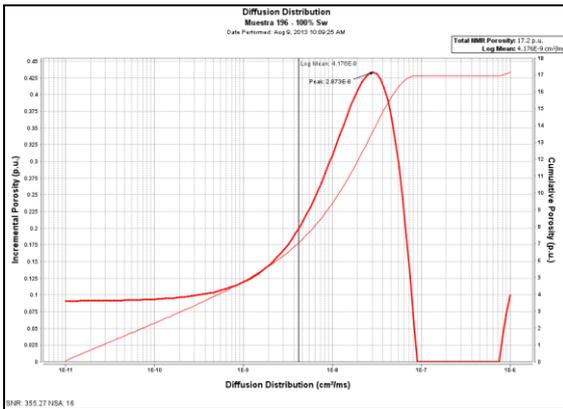
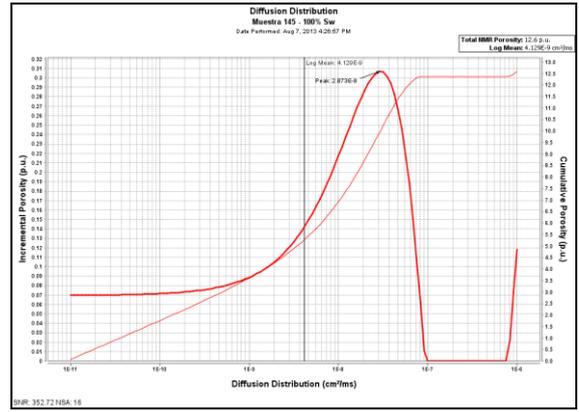
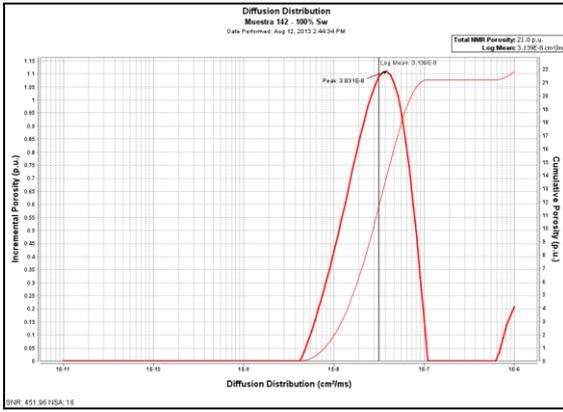




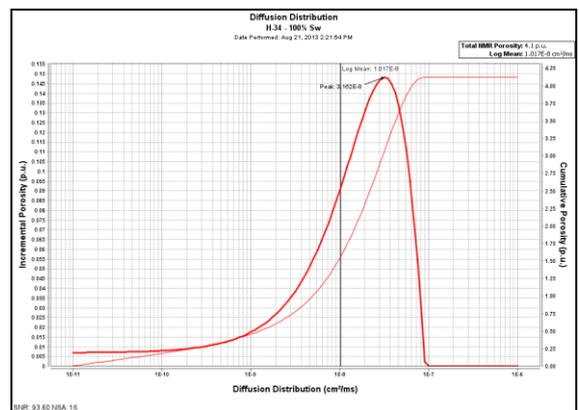
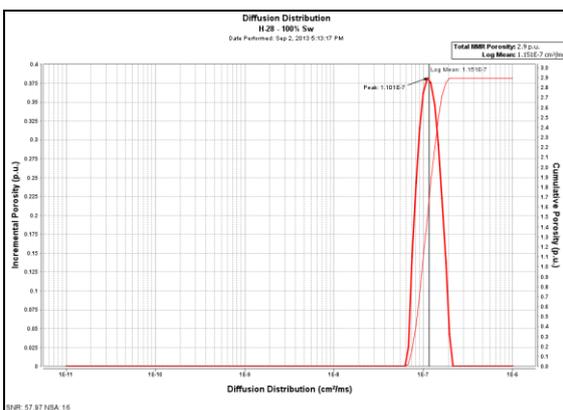
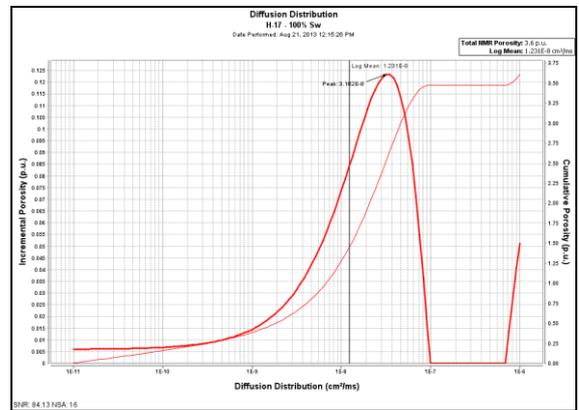
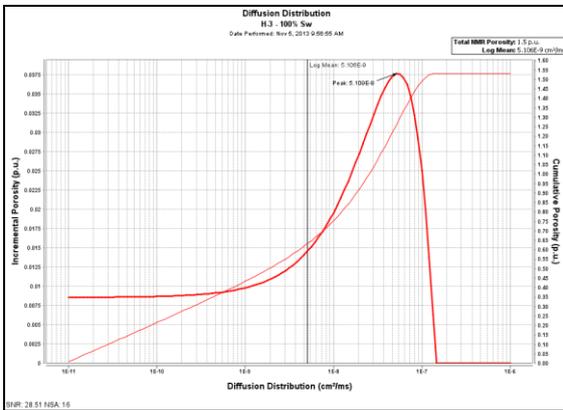
Apéndice H. Distribución de difusión en muestras 100% saturadas.

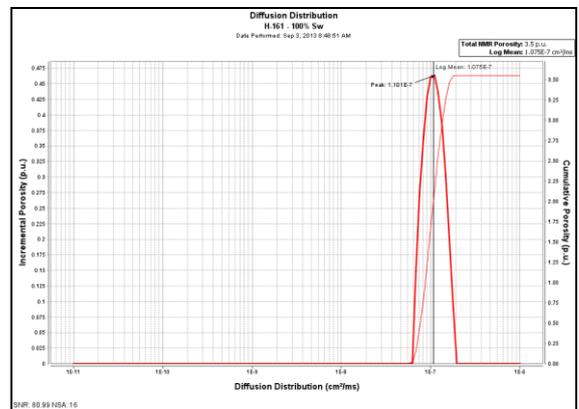
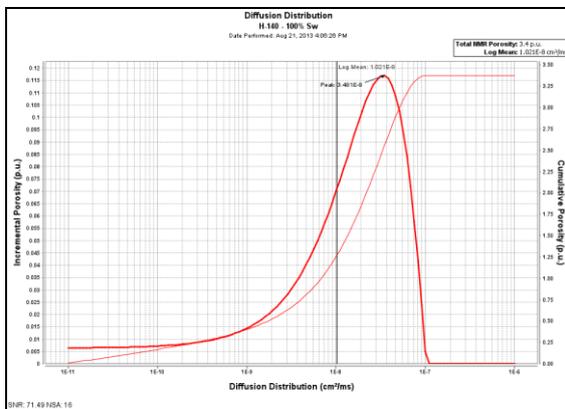
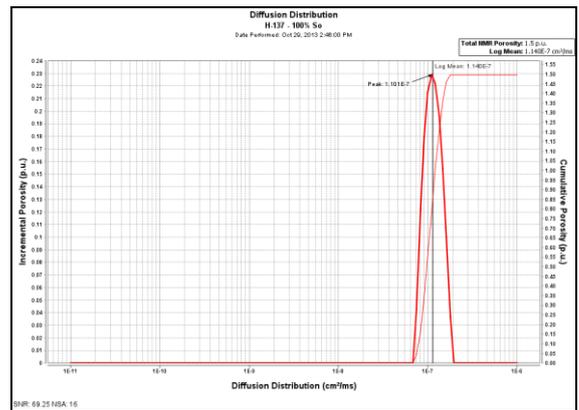
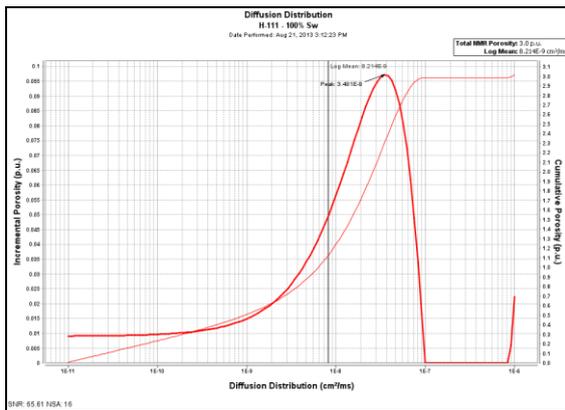
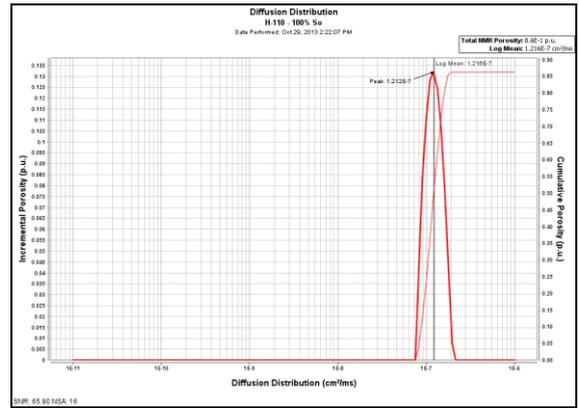
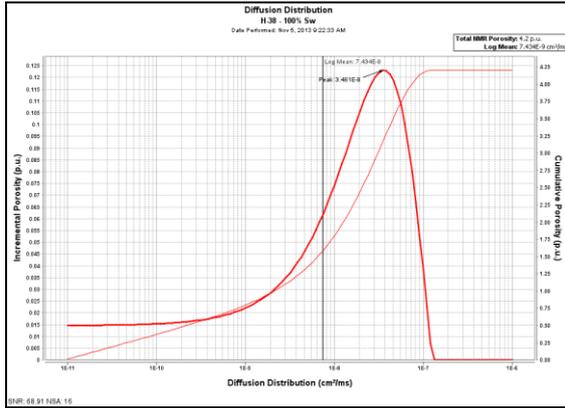
- Campo Perla.





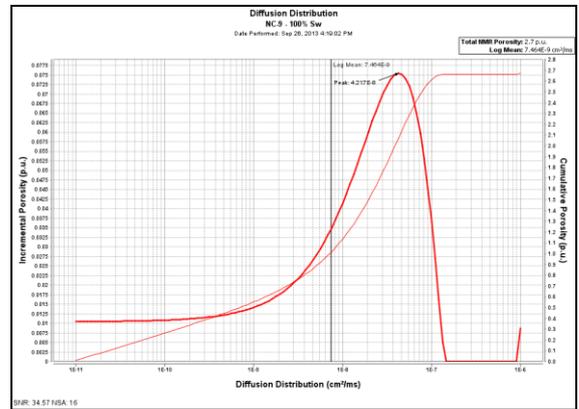
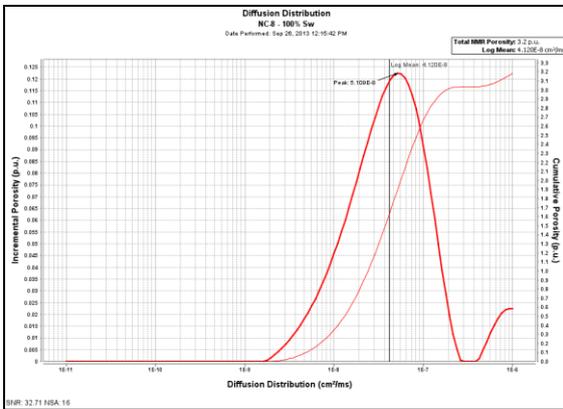
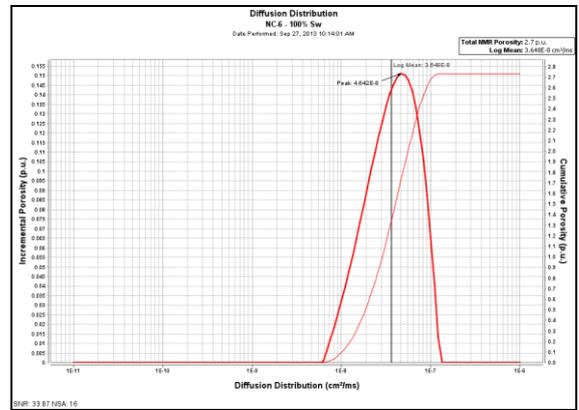
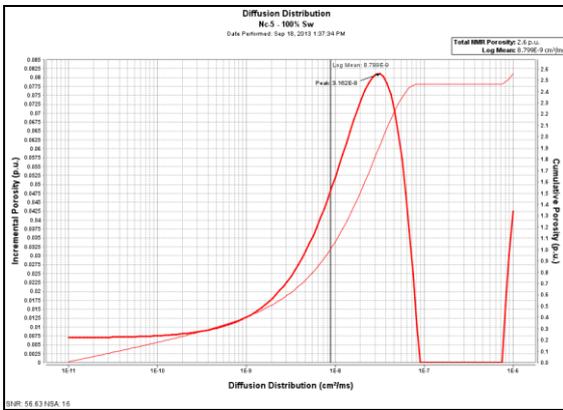
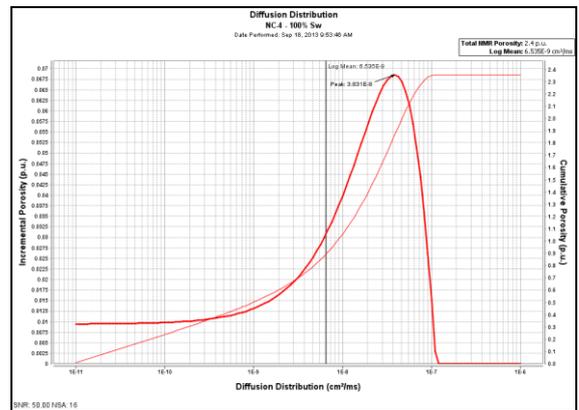
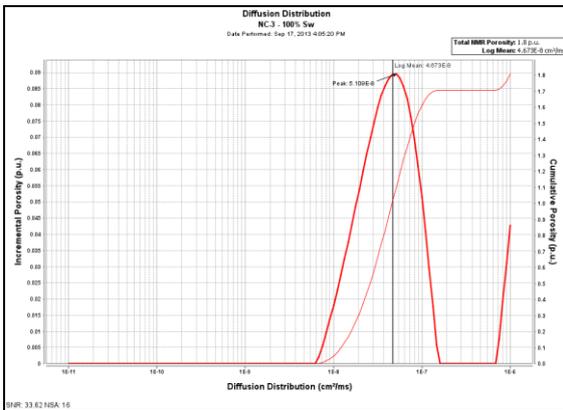
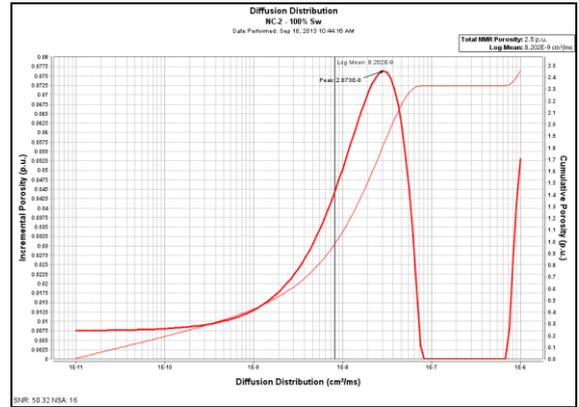
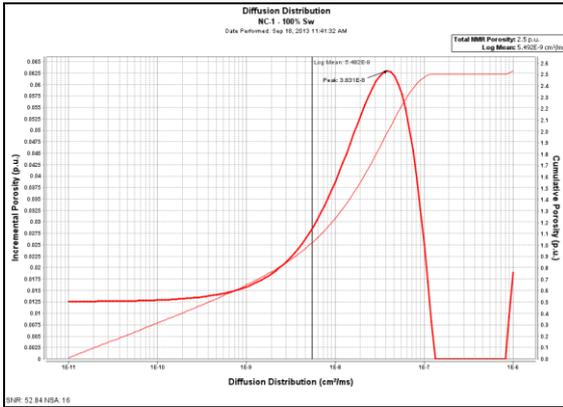
• Campo Travi.





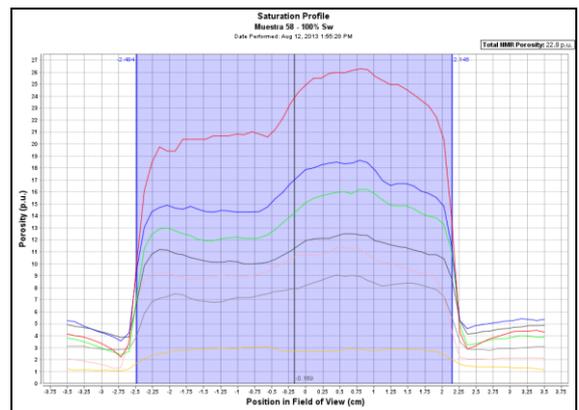
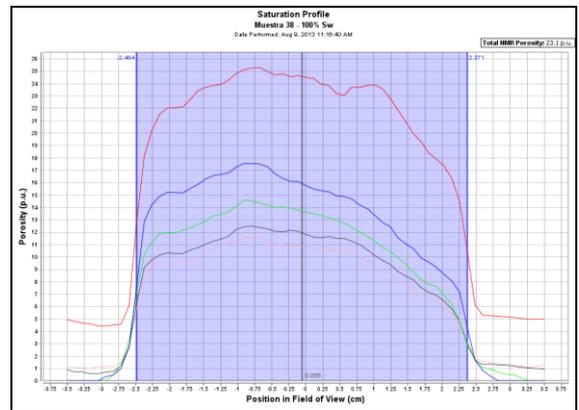
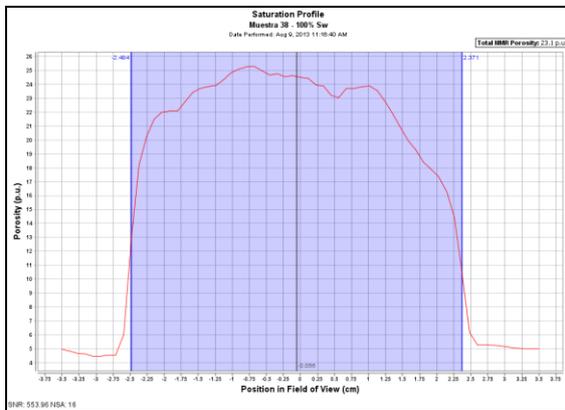
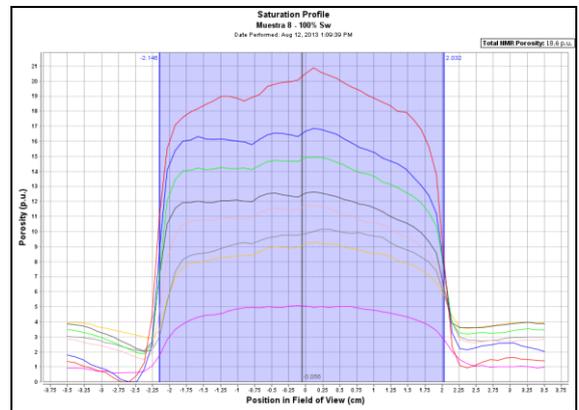
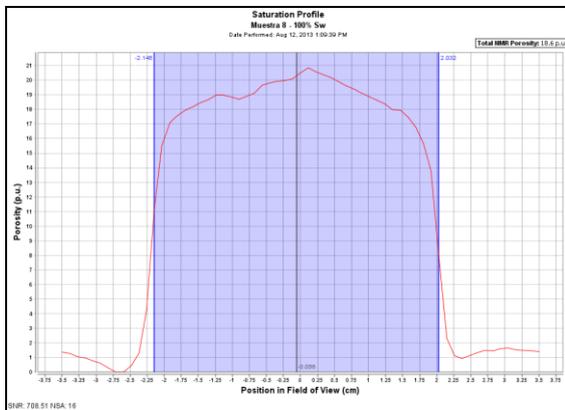
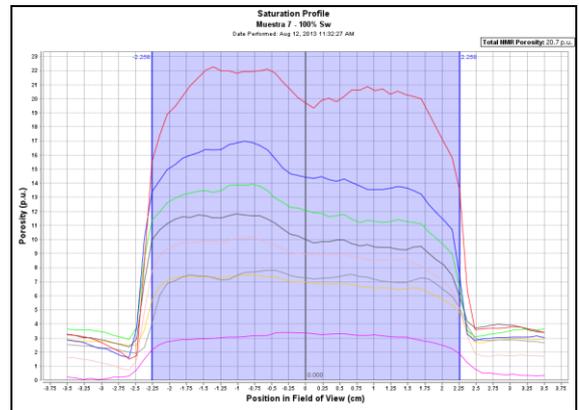


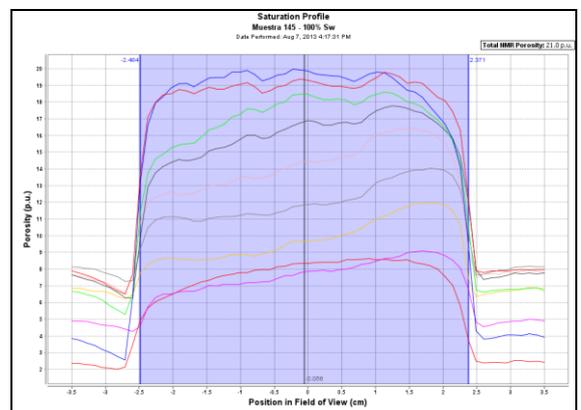
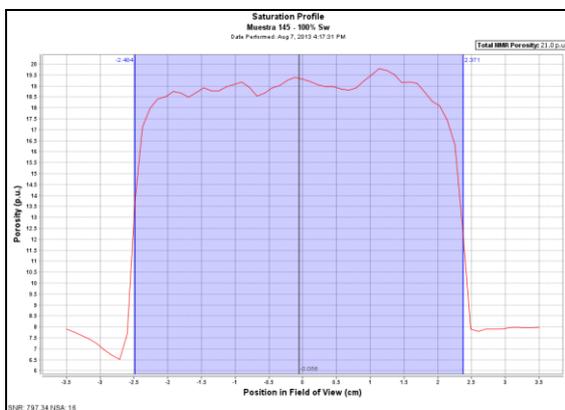
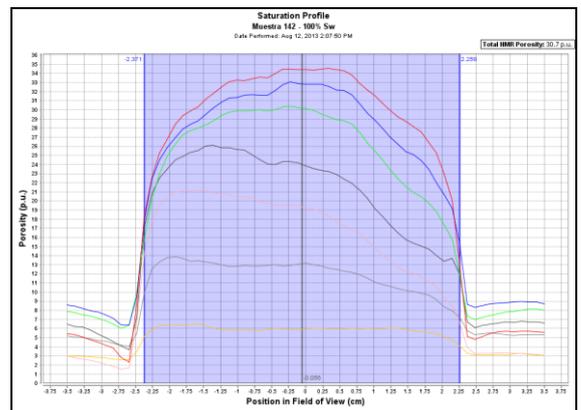
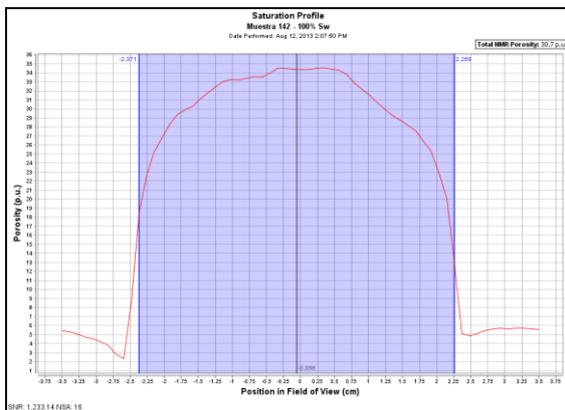
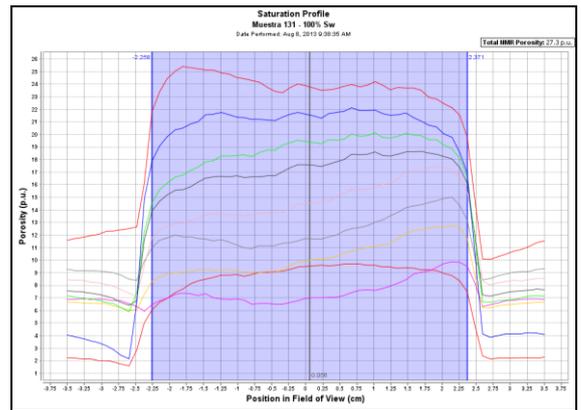
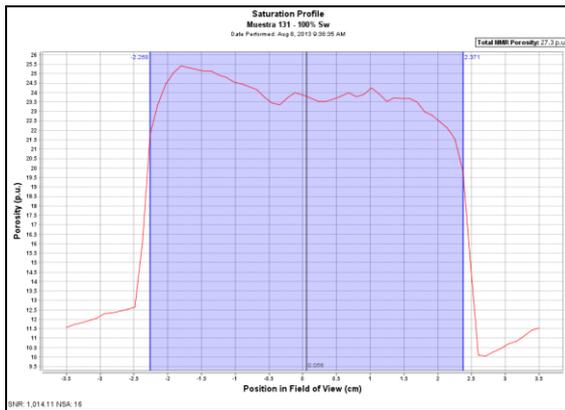
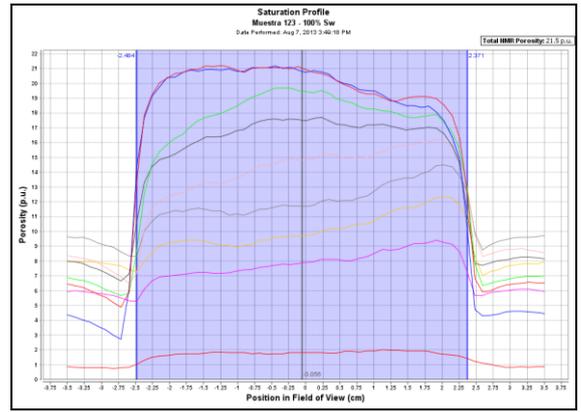
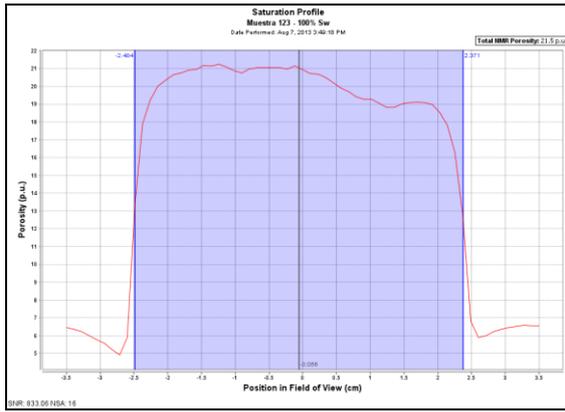
• Campo Petrocedaño.

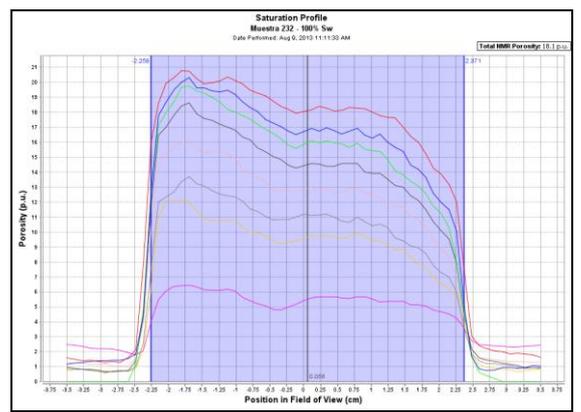
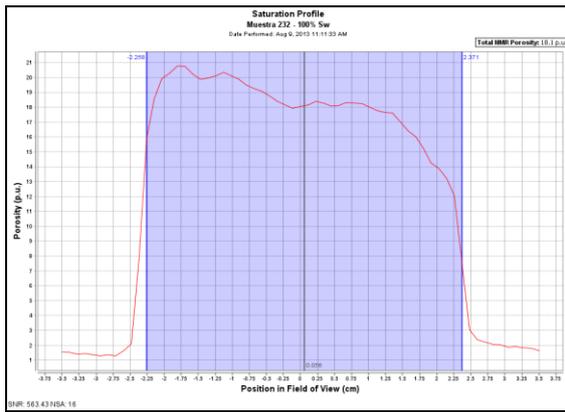
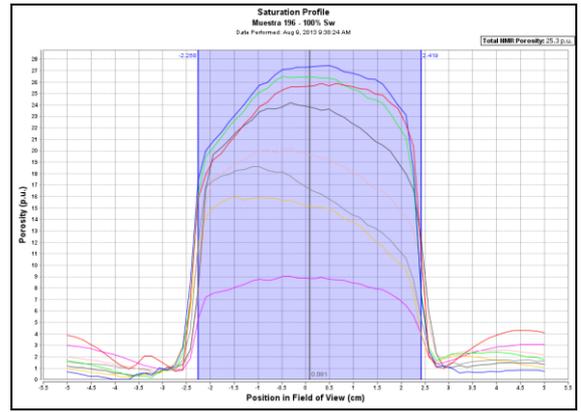
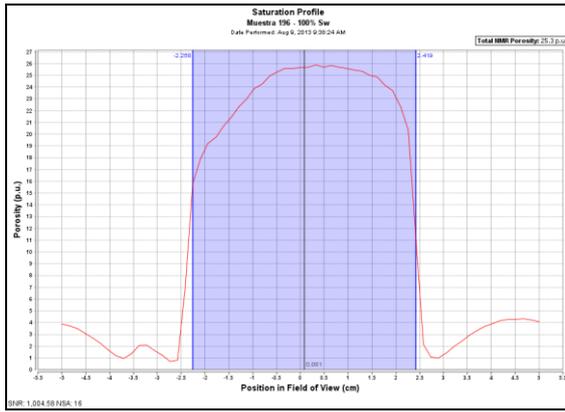


Apéndice I. Perfiles de saturación para muestras 100% saturadas y centrifugadas.

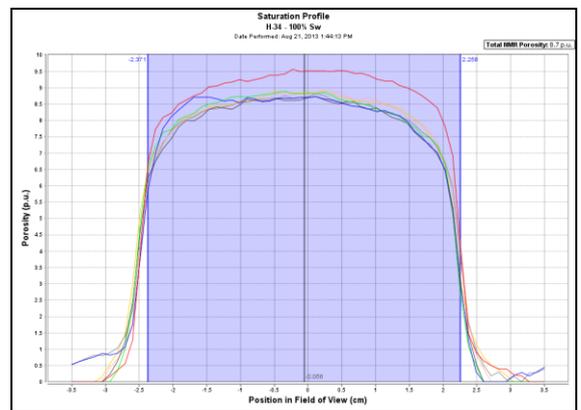
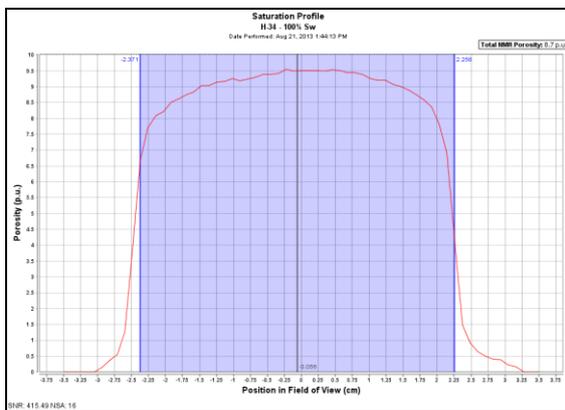
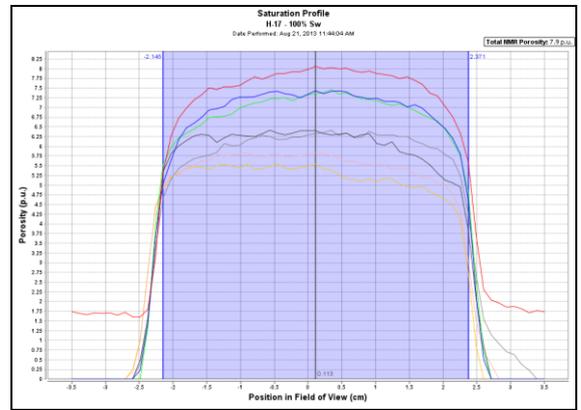
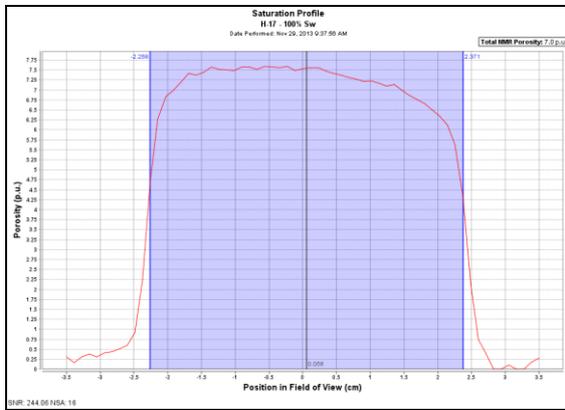
- Campo Perla (drenaje aire/ agua).

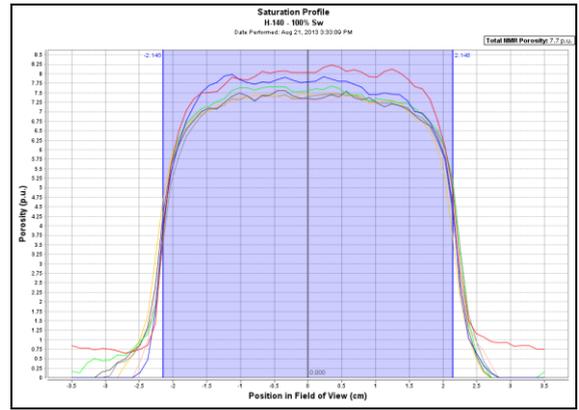




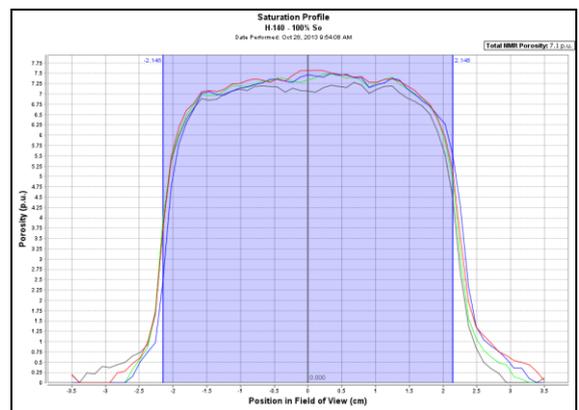
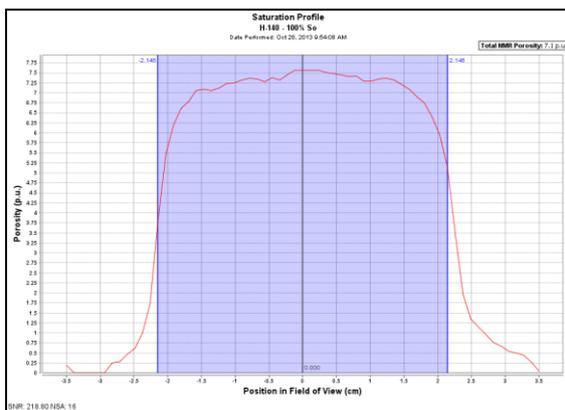
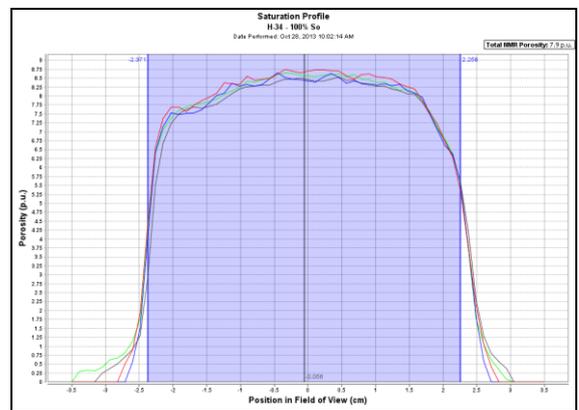
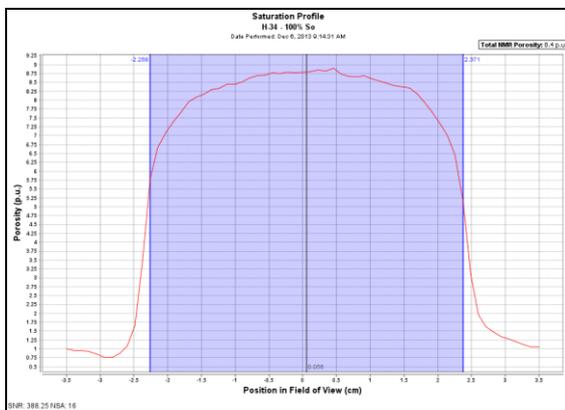
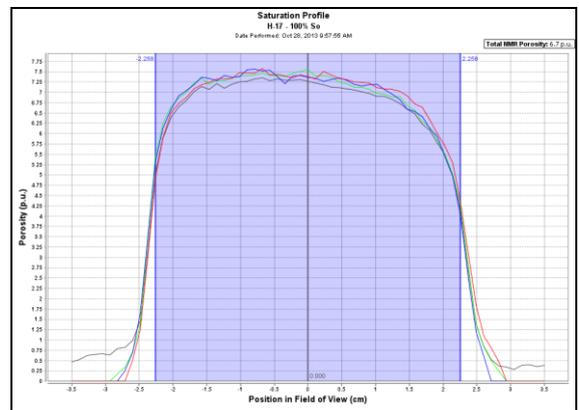
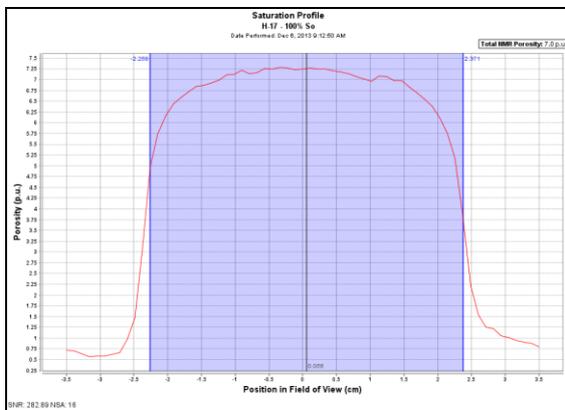


• Campo Travi (Drenaje crudo/ agua).

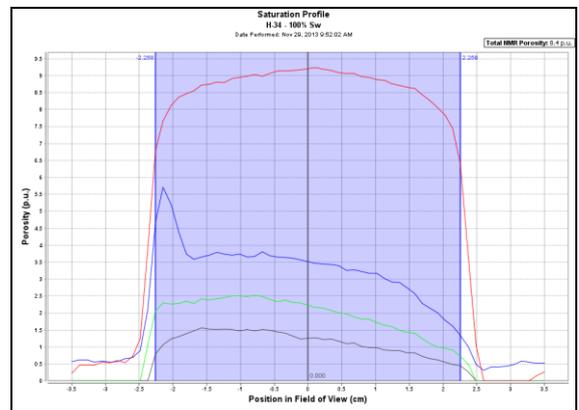
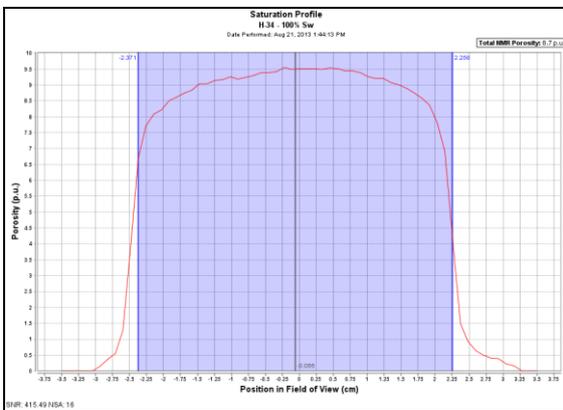
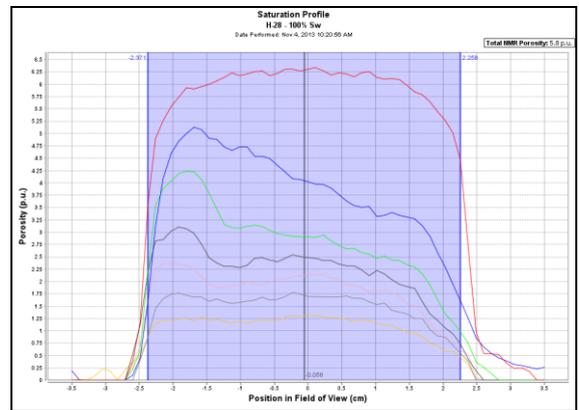
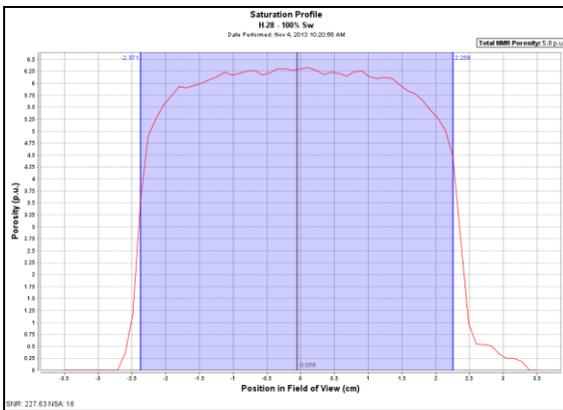
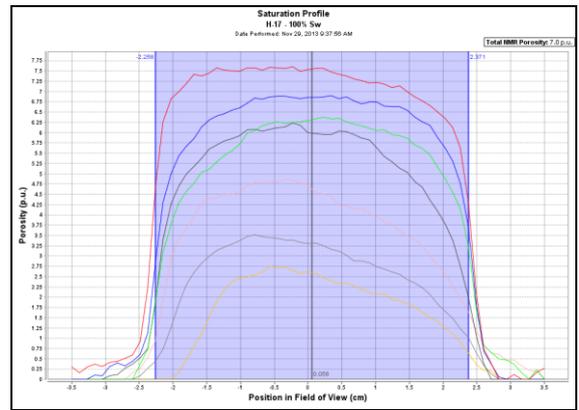
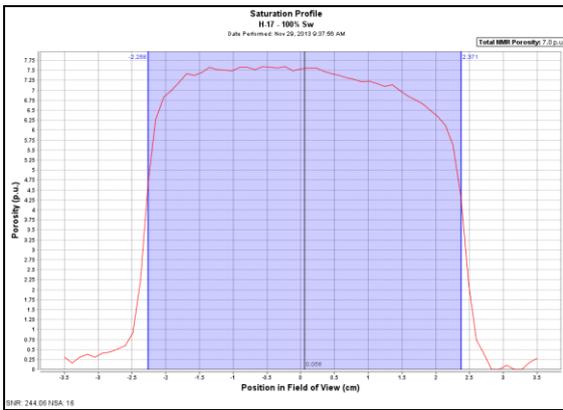
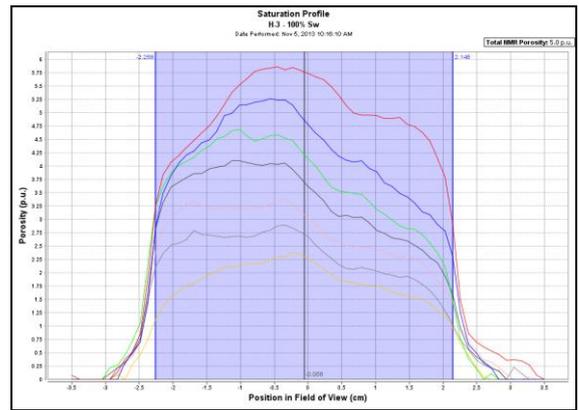
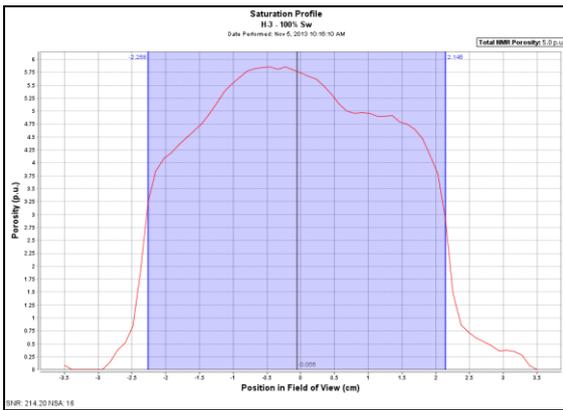


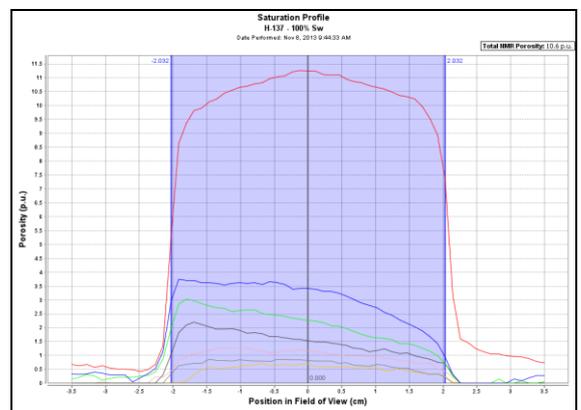
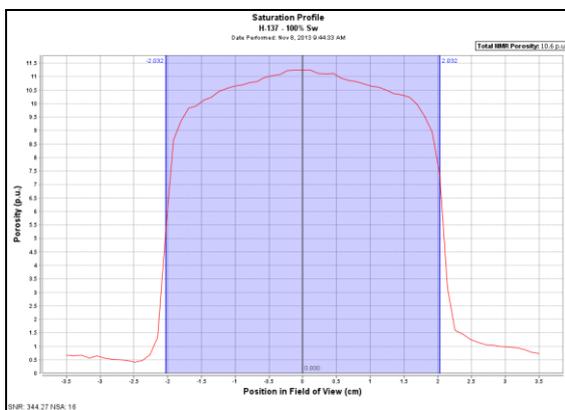
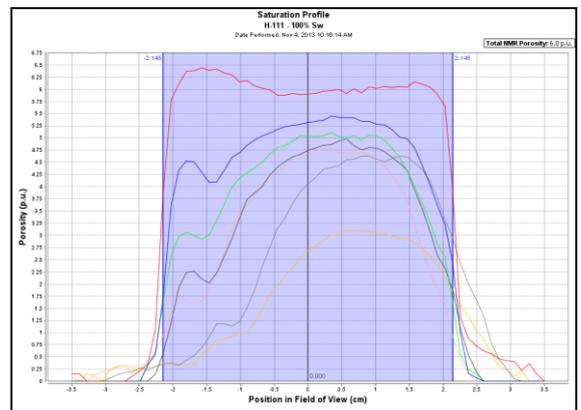
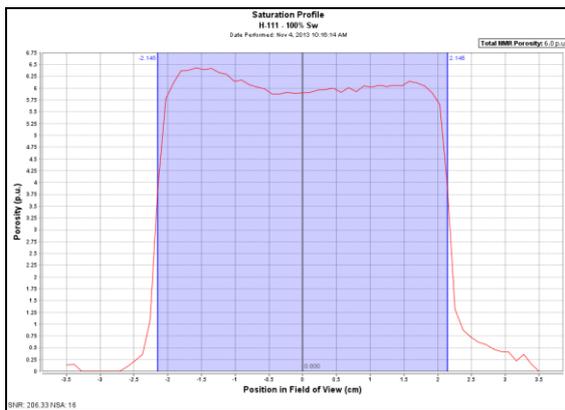
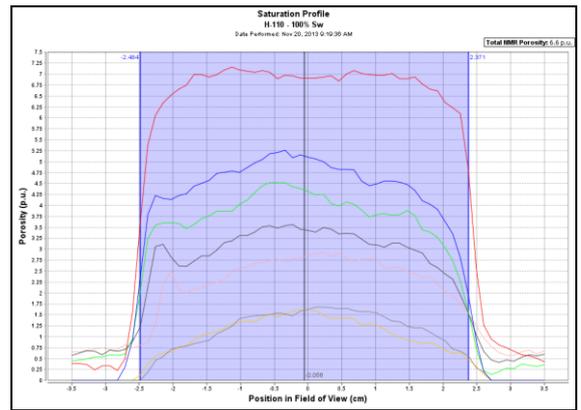
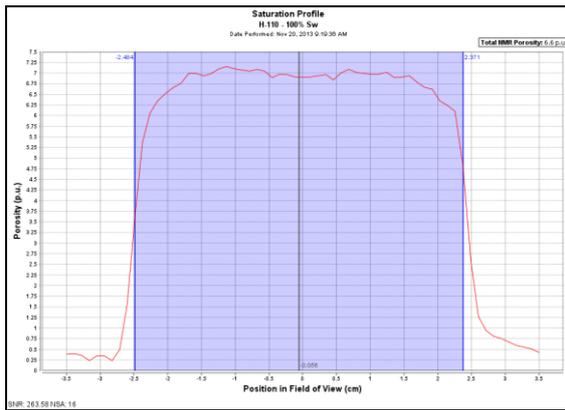
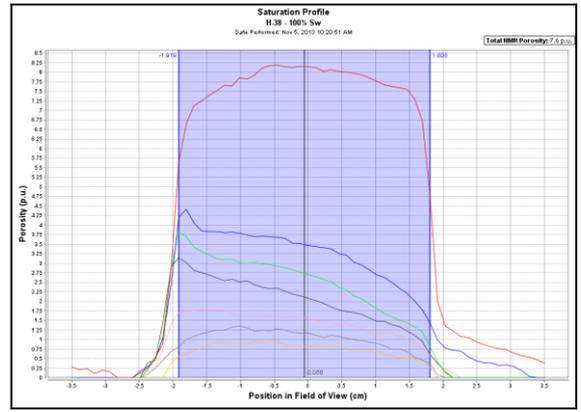
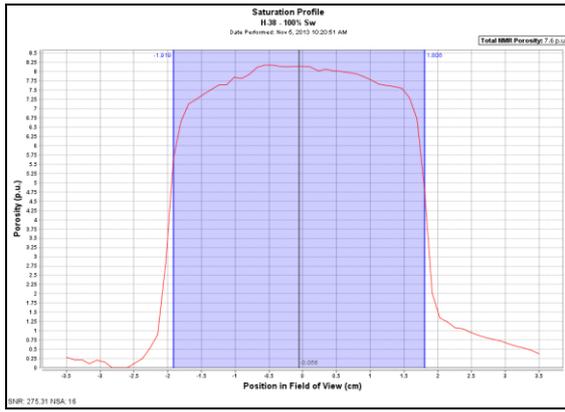


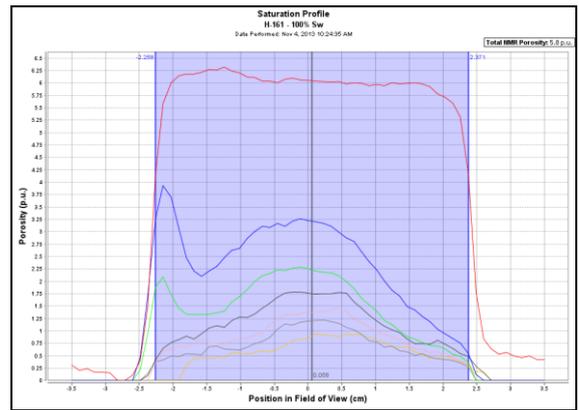
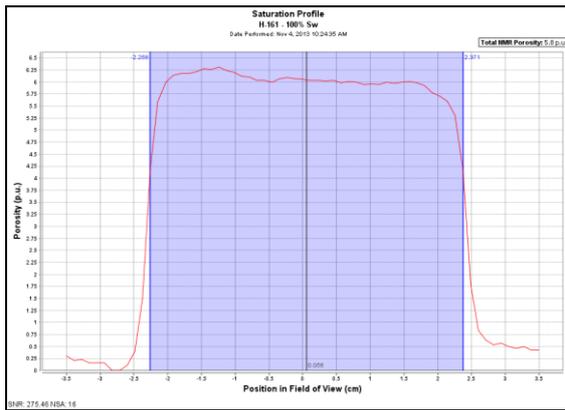
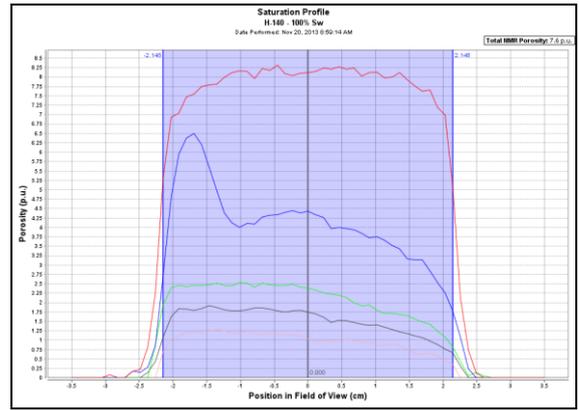
• Campo Travi (imbibición agua/ crudo).



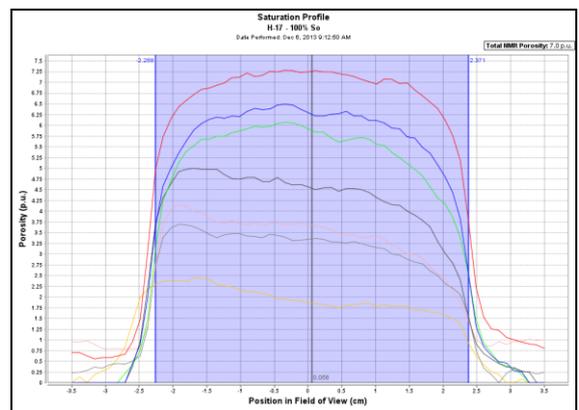
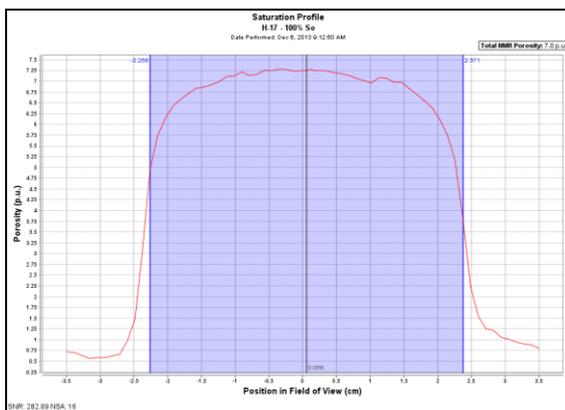
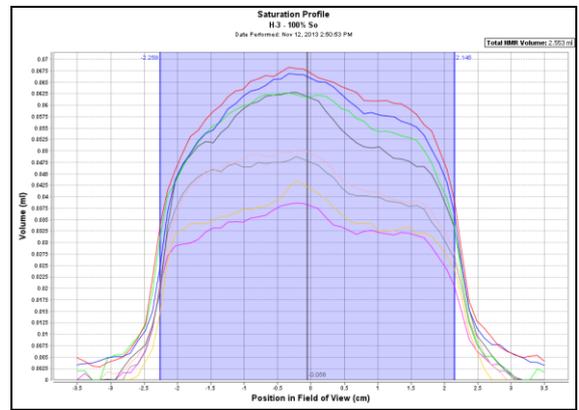
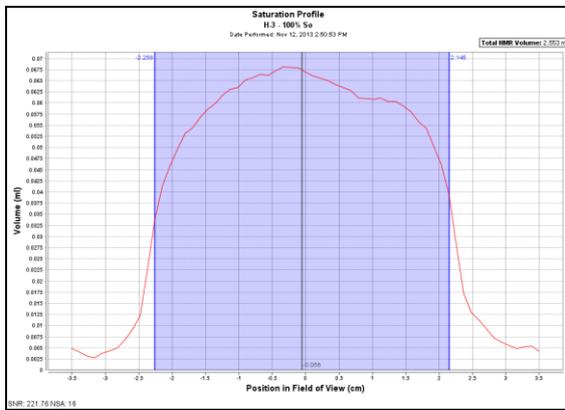
• Campo Travi (drenaje aire/ agua).

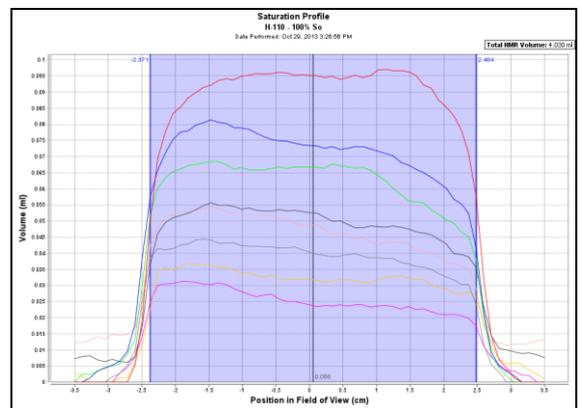
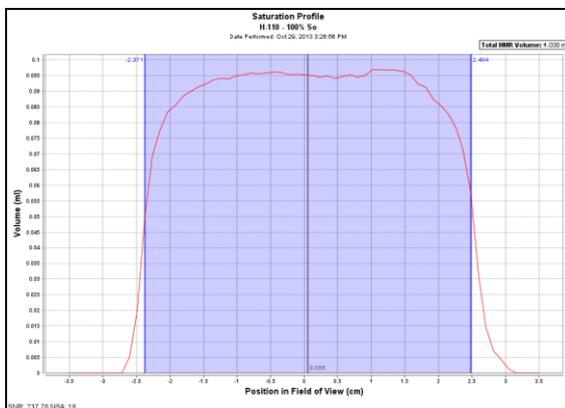
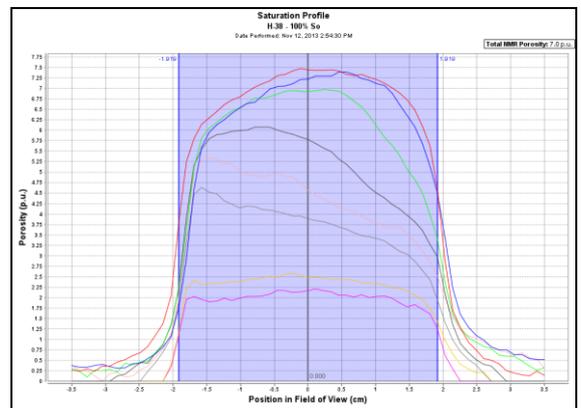
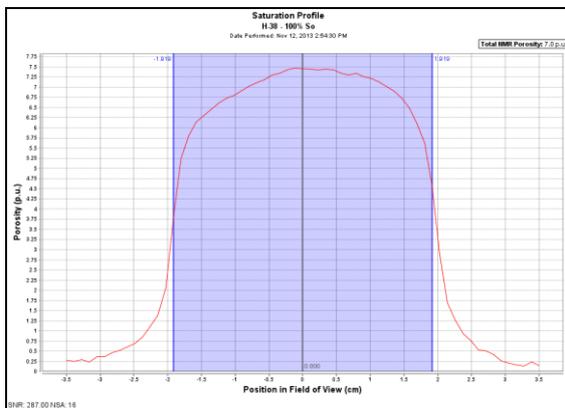
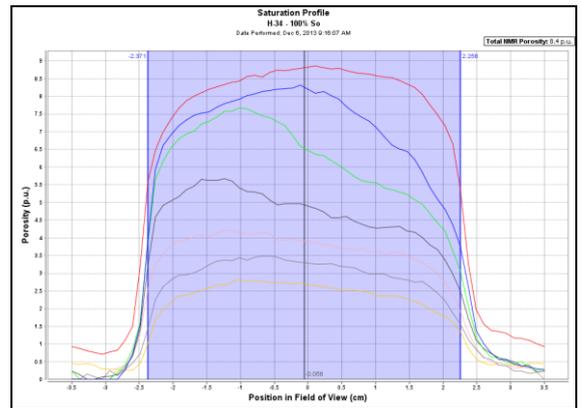
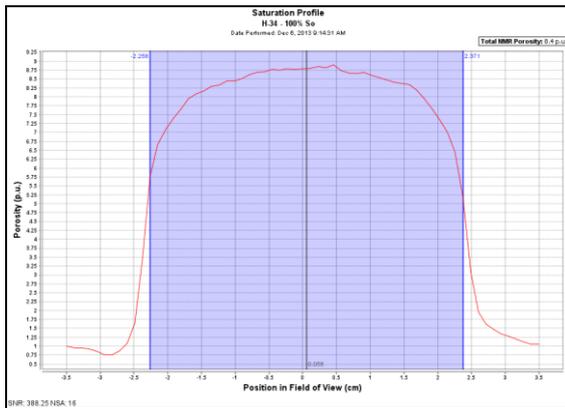
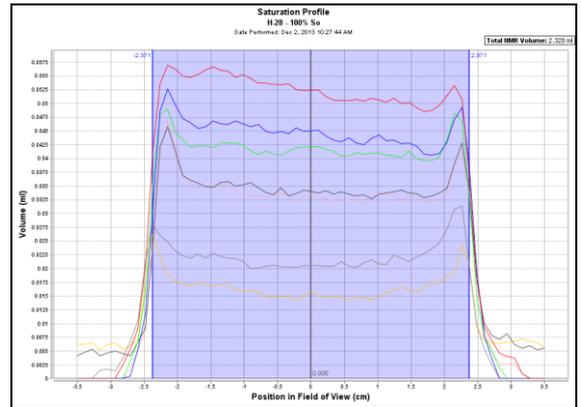
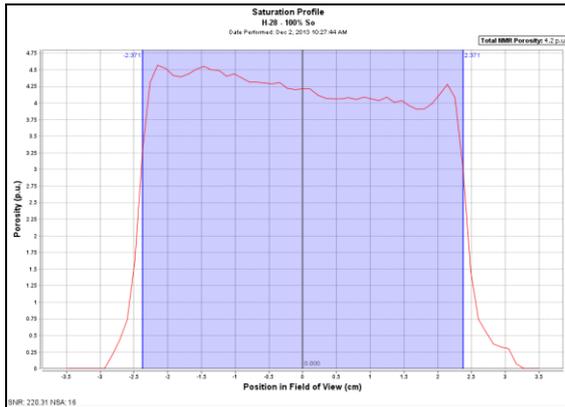


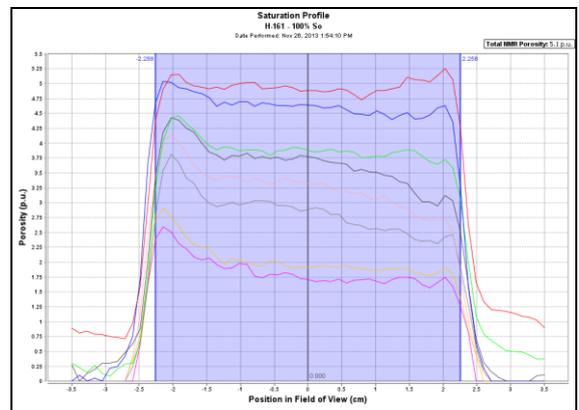
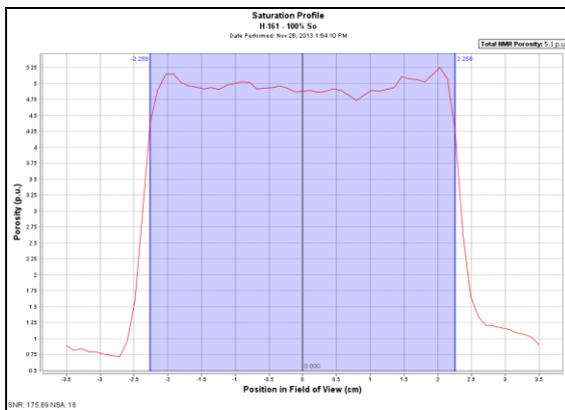
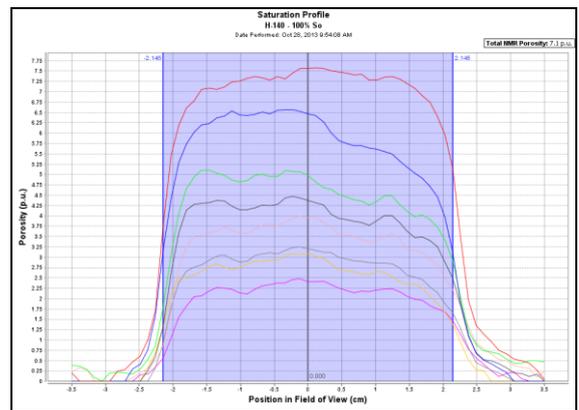
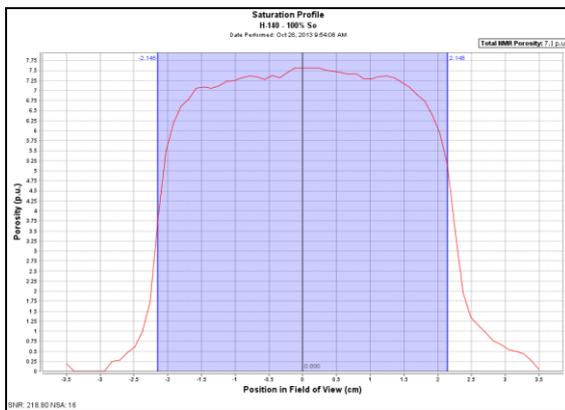
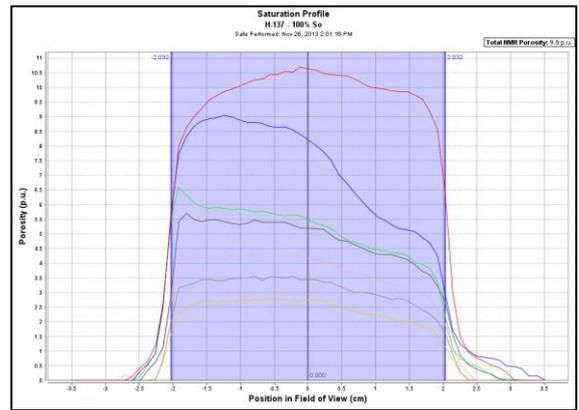
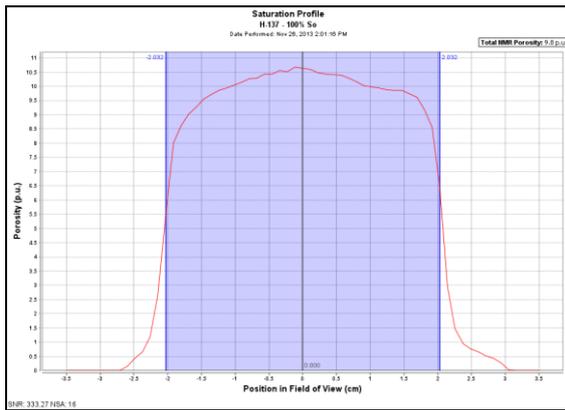
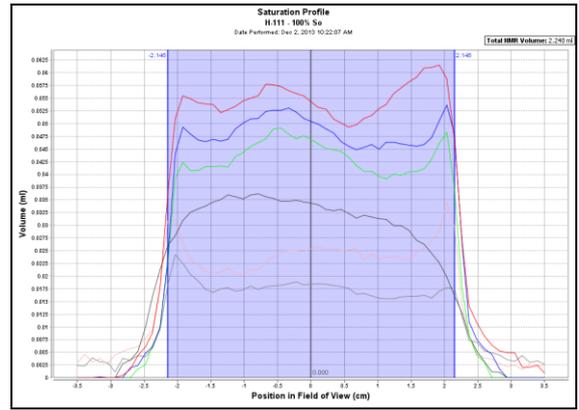
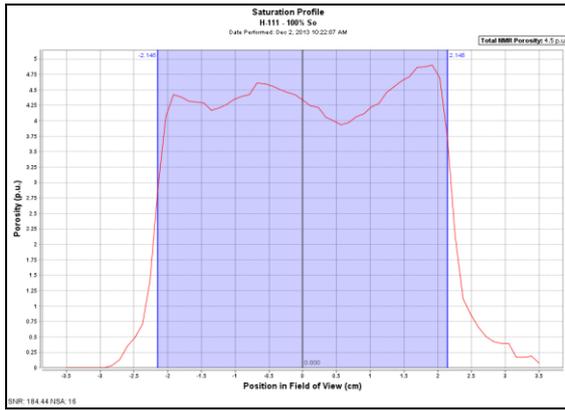




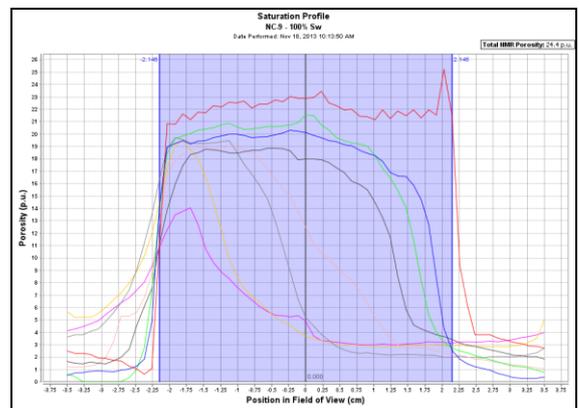
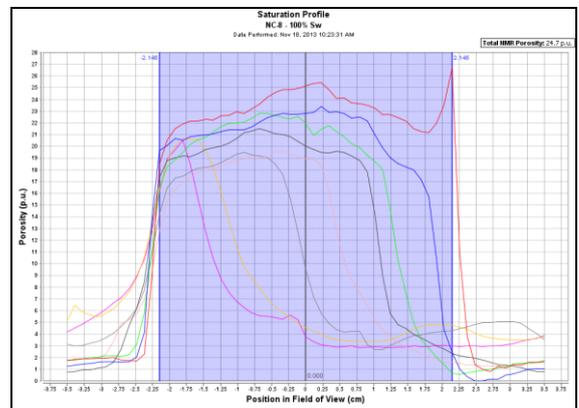
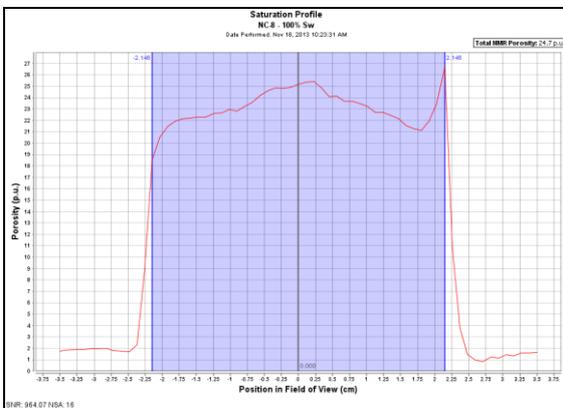
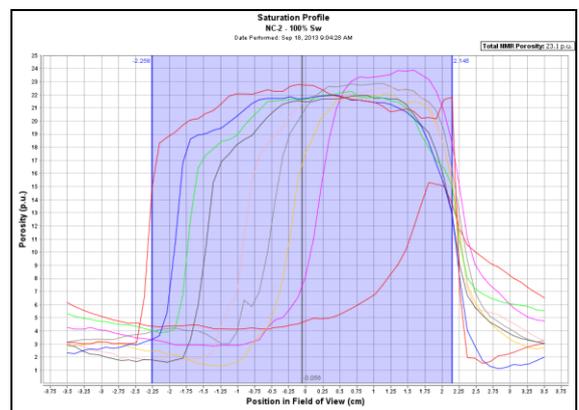
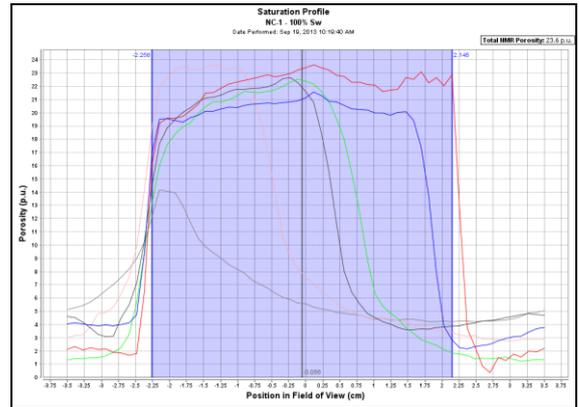
• **Campo Travi (drenaje aire/ crudo).**



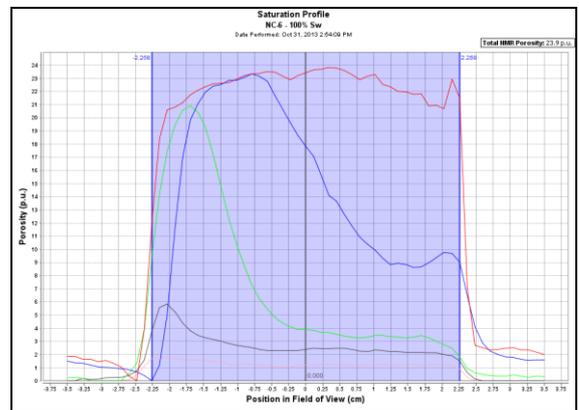
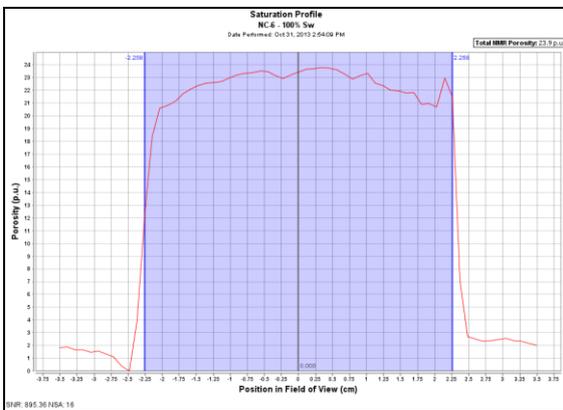
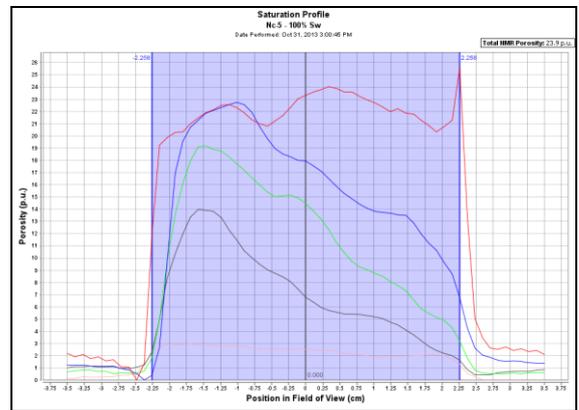
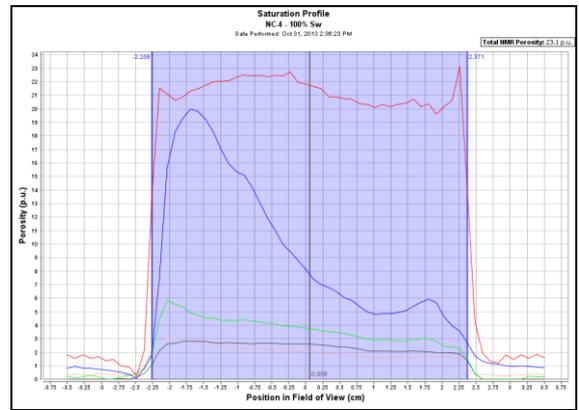
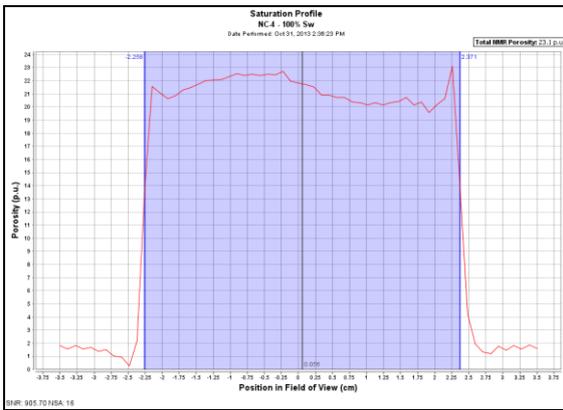
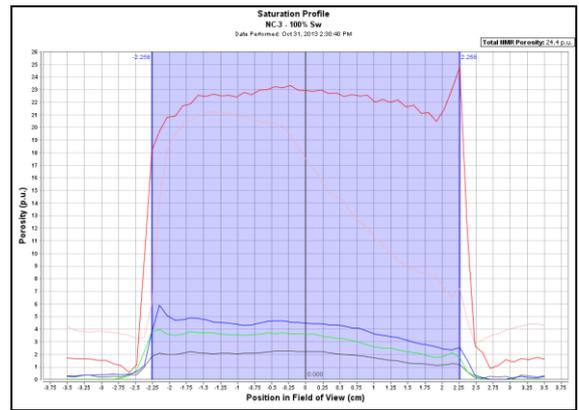
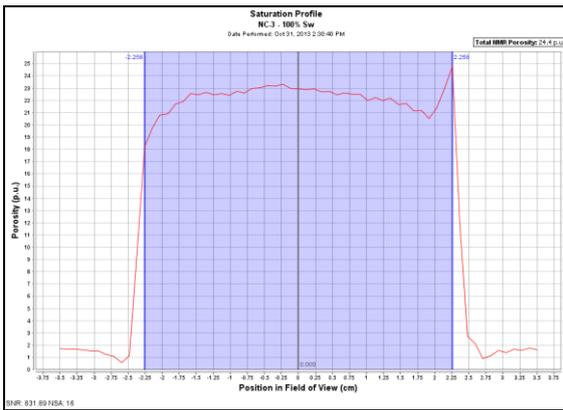




• Campo Petrocedeno (imbibición crudo/ agua).



• Campo Petrocedaño (drenaje aire/ agua).



Apéndice J. Medidas de centrifugación en procesos de drenaje e imbibición.

Tabla J.1. Centrifugación aire/agua a muestras del Pozo A-1. (Drenaje).

Muestras	Peso						
	4 min	10 min	5 min	5 min	10 min	5 min	3 min
	1000 RPM	1500 RPM	2500 RPM	3000 RPM	3500 RPM	4000 RPM	5000 RPM
	(g)						
7	114,64	113,32	111,9	110,42	109,46	109,1	106,8
8	107,61	106,61	105,6	104,96	104,03	103,7	101,46
38	116,91	115,62	114,8	114,34	Rota	Rota	Rota
58	107,25	105,73	104,2	102,99	101,79	100,45	98,75
142	104,06	102,22	99,3	96,47	93,24	91,33	89,76
196	121,16	120,68	118,9	117,00	115,57	114,95	112,2
232	125,55	125,08	124,29	123,14	122,06	121,60	119,4

Tabla J.2. Centrifugación aire/agua a muestras del Pozo A-2. (Drenaje).

Muestras	Peso							
	4 min	4 min	10 min	5 min	5 min	10 min	15 min	15 min
	590 RPM	1000 RPM	1500 RPM	2500 RPM	3000 RPM	3500 RPM	4000 RPM	5000 RPM
	(g)	(g)	(g)	(g)	(g)	(g)	(g)	(g)
123	129,93	128,93	128,34	127,1	125,47	124,39	122,38	117,24
131	125,91	125,06	124,3	122,74	121,05	118,8	116,98	116,65
145	132,15	131,3	130,82	129,72	128,44	126,8	124,98	124,73

Tabla J.3. Centrifugación crudo/agua a muestras del Pozo O-1. (Drenaje).

Muestras	Peso					
	18 h	18 h	23h	18 h	18 h	18 h
	1500 RPM	3000 RPM	4000 RPM	5000 RPM	7000 RPM	10000 RPM
	(g)	(g)	(g)	(g)	(g)	(g)
H-17	135,40	135,42	135,44	135,48	135,5	135,41
H-34	134,87	134,94	134,91	135,01	134,98	135,01
H-140	124,69	124,71	124,75	124,77	124,77	124,78

Tabla J.4. Centrifugación agua/crudo a muestras del Pozo O-1. (Imbibición)

Muestras	Peso		
	18 h	18 h	18 h
	1000 RPM	1500 RPM	2500RPM
	(g)	(g)	(g)
H-17	135,37	135,36	135,38
H-34	135,13	135,1	135,11
H-140	124,86	124,84	124,86

Tabla J.5. Centrifugación aire/agua a muestras del Pozo O-1. (Drenaje)

	Peso						
	3 min	10 min	5 min	5 min	5 min	5 min	5 min
	500 RPM	1000 RPM	1500 RPM	2000 RPM	2500 RPM	3000 RPM	3500 RPM
Muestras	(g)	(g)	(g)	(g)	(g)	(g)	(g)
H-3	-	131,04	130,8	130,59	130,30	130,06	129,91
H-17	-	135,12	134,72	134,43	133,65	133,44	132,83
H-28	-	137,2	136,54	136,2	135,92	135,75	135,54
H-34	-	132,19	131,44	130,98	130,71	-	-
H-38	-	109,40	109,09	108,88	108,57	108,41	108,27
H-110	-	140,20	139,8	139,37	138,91	138,09	138,01
H-111	-	122,97	122,71	122,54	122,34	122,13	122,04
H-137	-	112,06	111,60	111,29	111,05	110,92	110,83
H-140 *	123,01	121,95	121,66	121,39	-	-	-
H-161	-	133,74	133,15	132,80	132,49	132,22	132,15

Nota. El guión (-) representa datos no determinados.

Nota. * Muestra alcanzó saturación irreducible a 2000 RPM. Posee alta K y \emptyset , por esto se centrifuga partiendo de 500 RPM.

Tabla J.6. Centrifugación aire/crudo a muestras del Pozo O-1. (Drenaje)

	Peso						
	10 min	20 min	30 min				
	1000	1500	2000	2500	3000	3500	3700
	RPM						
Muestras	(g)						
H-3	131,27	131,24	131,19	130,68	130,64	130,36	130,29
H-17	135,07	134,76	134,46	134,11	133,76	133,54	132,97
H-28	137,17	137,05	136,92	136,67	136,1	136,12	135,62
H-34	134,41	133,87	133,09	132,52	132,16	132,02	131,96
H-38	110,99	110,77	110,4	110,03	109,71	108,97	108,87
H-110	140,84	140,61	140,03	139,77	139,38	139	138,75
H-111	122,71	122,65	122,51	122,44	121,85	121,9	121,38
H-137	114,08	113,14	112,95	112,49	112,16	111,98	111,64
H-140	124,18	123,57	123,39	123,02	122,76	122,63	122,46
H-161	134,55	134,14	133,98	133,78	133,58	133,14	133,08

Tabla J.7. Centrifugación crudo/agua a muestras arenas no consolidadas. (Imbibición)

	Peso						
	5 min	10 min	10 min	20 min	20 min	60 min	90 min
	1000	1500	2000	2500	2800	3000	3200
	RPM						
Muestras	(g)						
NC1	113,98	113,43	113,04	112,8	112,98	113,25	113,67
NC2	113,53	112,95	112,69	113,01	112,81	112,95	113,19
NC8	110,12	108,31	109,19	107,44	109,79	109,25	110,38
NC9	106,68	106,50	105,95	104,07	107,04	106,77	107,85

Tabla J.8. Centrifugación aire/agua a muestras arenas no consolidadas. (Drenaje).

Muestras	Peso			
	30 s	30 s	30 s	30 s
	590 RPM	1142 RPM	1500 RPM	2000 RPM
	(g)	(g)	(g)	(g)
NC3	109,38	101,54	100,85	100,58
NC4	103,67	99,05	98,21	97,92
NC5	110,84	107,76	105,70	100,76
NC6	106,93	101,60	97,92	97,37

Apéndice K. Ecuaciones utilizadas para determinar propiedades petrofísicas por RMN mediante software GIT.

- **Modelo de Coates con *cut-off***

$$K = \left(\frac{\emptyset}{C}\right)^{\alpha} \cdot \left(\frac{FFI}{BBI}\right)^b \quad \text{Ec. K.1}$$

Donde:

\emptyset : Porosidad (%)

α , b : Constantes (generalmente $\alpha=4$, $b=2$)

C : Coeficiente del modelo seleccionado (%/ $\sqrt[4]{mD}$)

BBI : Volumen total irreducible, área total bajo la saturación de agua connata. BBI es función del *cut-off*. También se conoce como BVI (%)

FFI : Índice de fluido libre (%)

- **Ecuación de Hassler-Brunner**

$$P_c = \frac{1}{2} \Delta \rho w^2 (r_1^2 - r^2) \quad \text{Ec. K.2}$$

Donde:

P_c : Presión capilar (psi)

$\Delta \rho$: Diferencia de densidades de los fluidos (gr/cc)

w : Velocidad de rotación de la centrífuga (RPM)

r_1 : Radio de rotación de la centrífuga, distancia desde el centro rotación hasta la cara de salida en la muestra (cm)

r : Distancia a la cual se toman los perfiles de saturación en la muestra (cm)

- **Error asociado (ajuste ortogonal)**

$$\text{Error} = \sum \left\{ \frac{\left(\frac{S_w \text{ medida} - S_w \text{ calculada}^2}{S_w \text{ toda la escala}} \right) \cdot \left(\frac{P_c \text{ medida} - P_c \text{ calculada}^2}{P_c \text{ toda la escala}} \right)}{\left(\frac{S_w \text{ medida} - S_w \text{ calculada}^2}{S_w \text{ toda la escala}} \right) + \left(\frac{P_c \text{ medida} - P_c \text{ calculada}^2}{P_c \text{ toda la escala}} \right)} \right\} \quad \text{Ec. K.3}$$

Donde:

S_w : Saturación de Agua

P_c : Presión Capilar (psi)

- **Radio de poro**

$$r = \frac{2\sigma \cos(\theta)}{P_c} \quad \text{Ec. K.4}$$

Donde:

r : radio de poro (cm)

θ : Ángulo de contacto (grados)

σ : Tensión interfacial (dina/cm)

P_c : Presión capilar (psi)

- **Relación de relajividad.**

$$\left(\frac{1}{T_2}\right) = \rho \frac{S}{V}; \quad \text{para } \frac{S}{V} = \frac{2}{r} \quad \text{Ec. K.5}$$

Donde:

T_2 : Valores de decaimiento transversal (ms)

ρ : Relajividad ($\mu\text{m}/\text{ms}$)

S: Superficie (cm^2)

V: Volumen (cc)

r: radio de poro (cm)

Se asume geometría cilíndrica de los poros $\left(\frac{2}{r}\right)$.

- **Ecuación de permeabilidad relativa Brooks-Corey Burdine**

$$K_{rw} = (S_w^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} \quad \text{Ec. K.6}$$

$$K_{nrw} = (1 - S_w^*)^2 \left[1 - (S_w^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right] \quad \text{Ec. K.7}$$

Donde:

S_w^* : Saturación fase mojante normalizada por modelo de Brooks-Corey

K_{rw} : Permeabilidad relativa fase mojante

K_{nrw} : Permeabilidad relativa fase no mojante

λ : Parámetro de ajuste

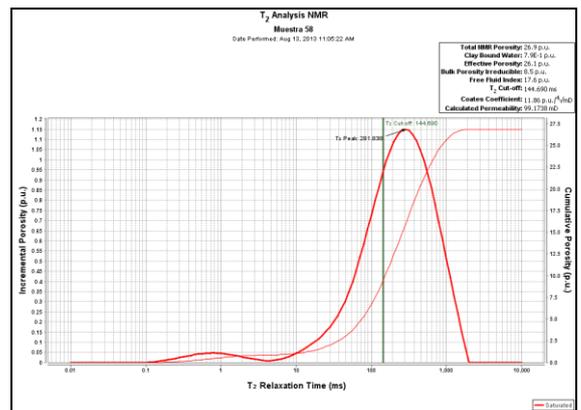
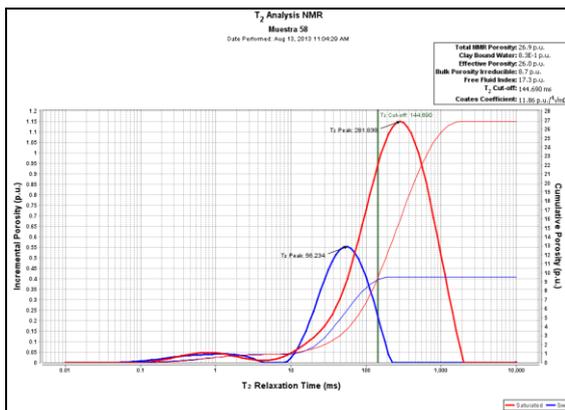
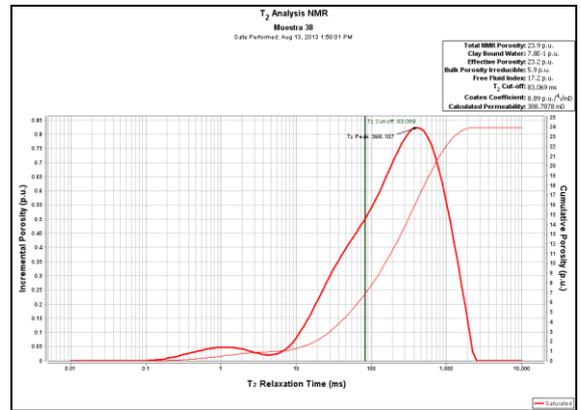
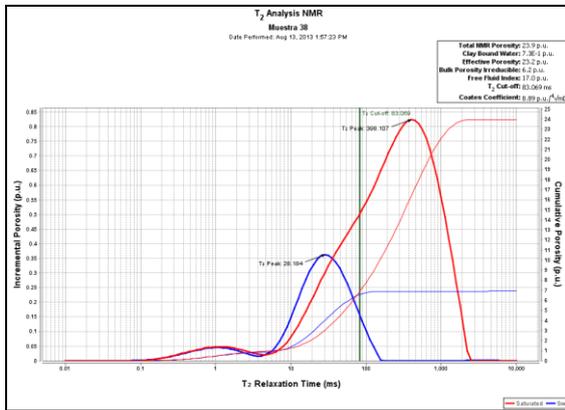
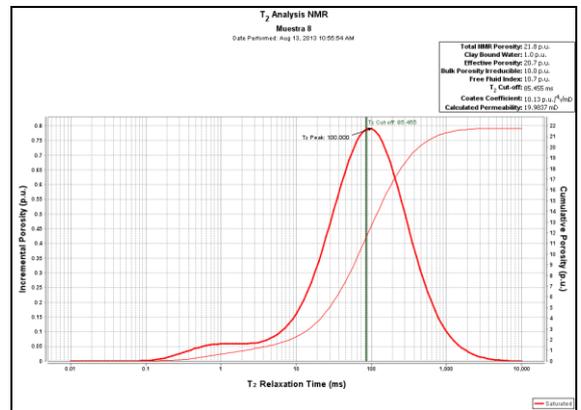
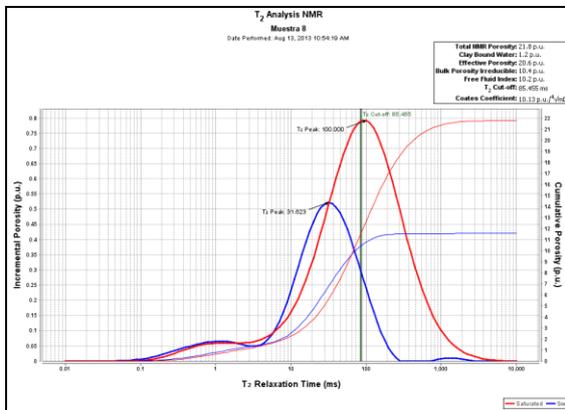
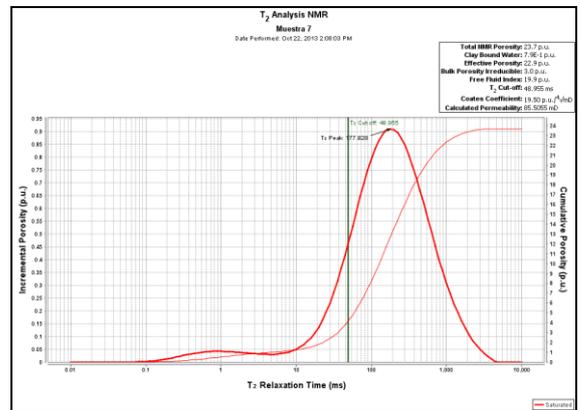
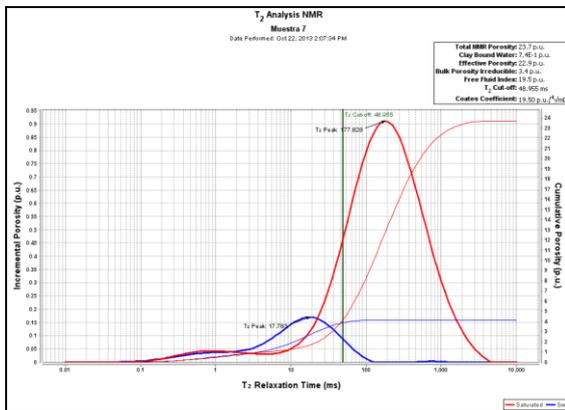
- **Reglas de la mano derecha (Craig) para determinar mojabilidad**

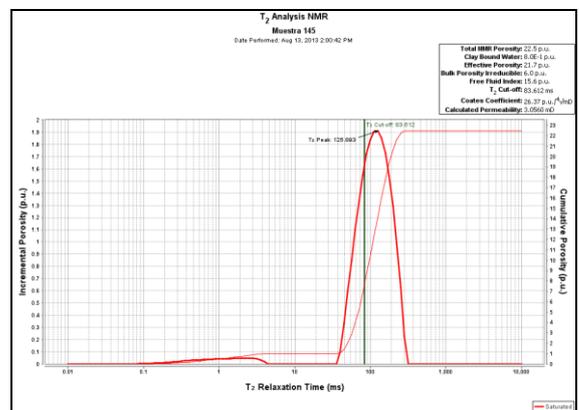
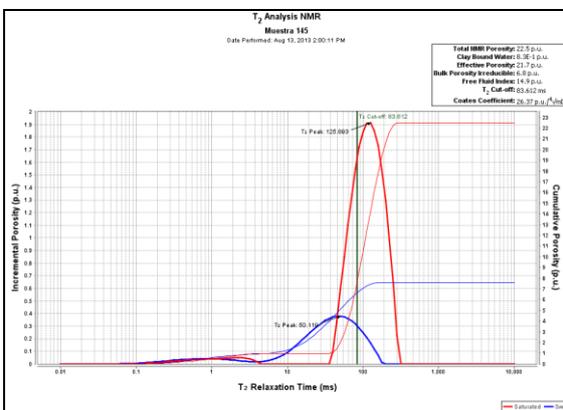
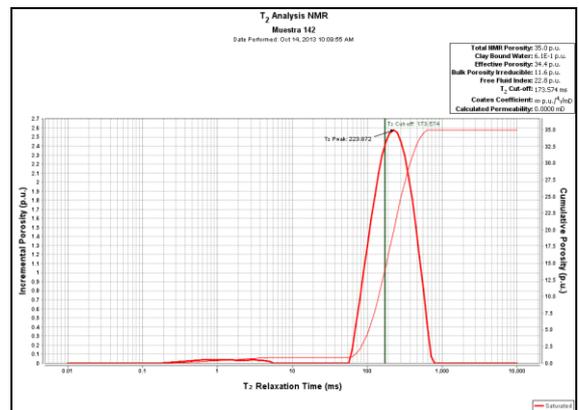
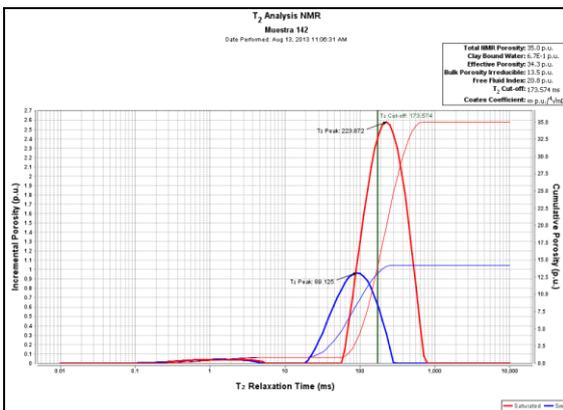
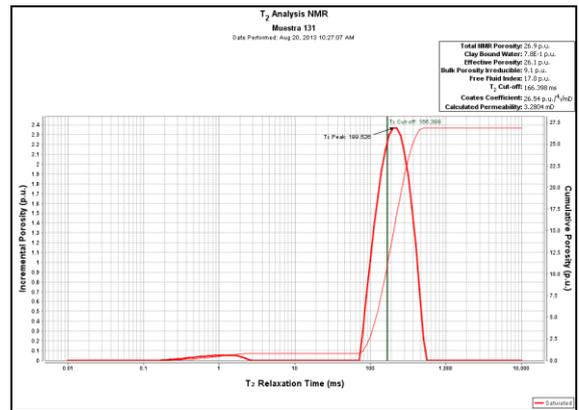
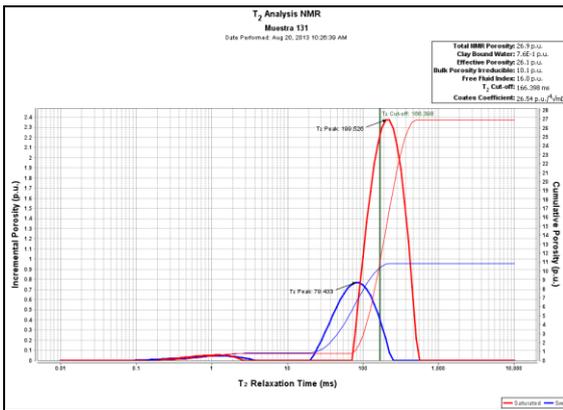
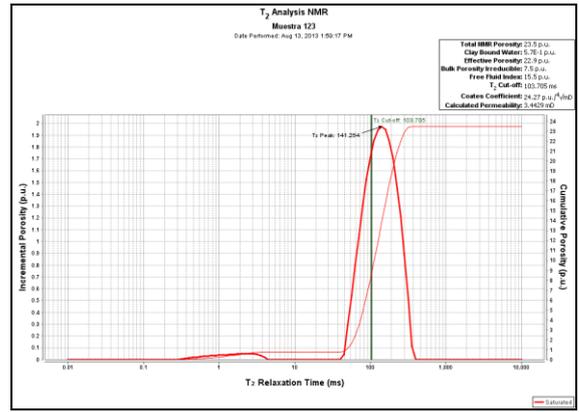
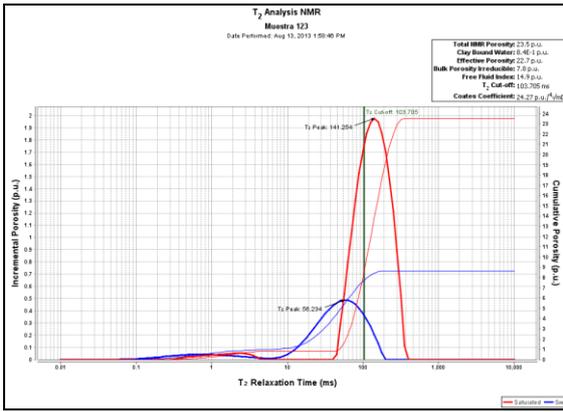
Observación experimental	Mojado al agua	Mojado al aceite
Saturación de agua irreducible	Generalmente mayor 20-25% de volumen poroso (Vp)	Generalmente menor de 15% de Vp
Saturación de agua a $K_{rw} = K_{ro}$	Mayor de 50% de Vp	Menor de 50% Vp
Permeabilidad relativa al agua a la saturación de agua máxima	Generalmente menor de 50% de Vp	De 50-100% Vp

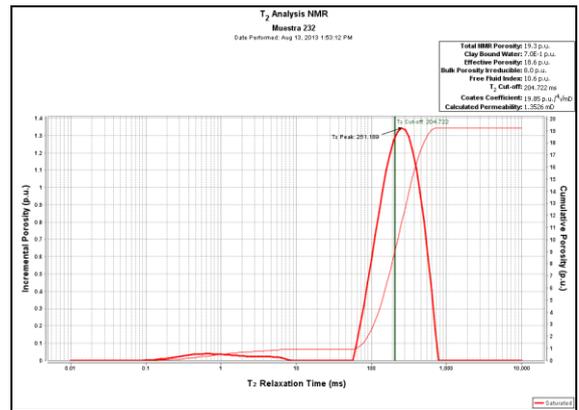
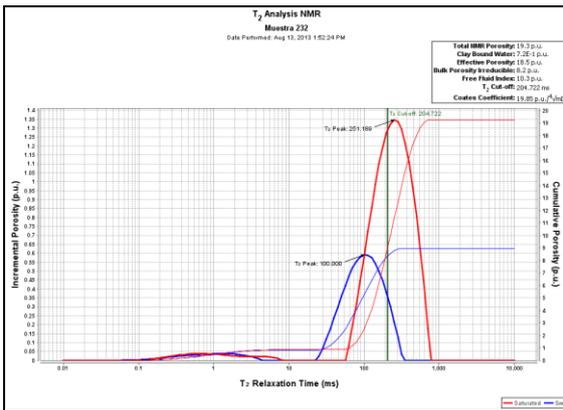
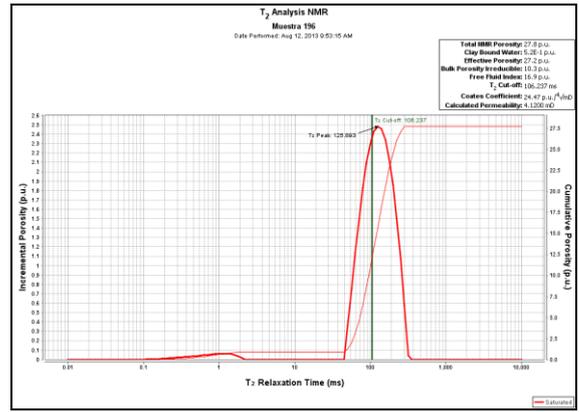
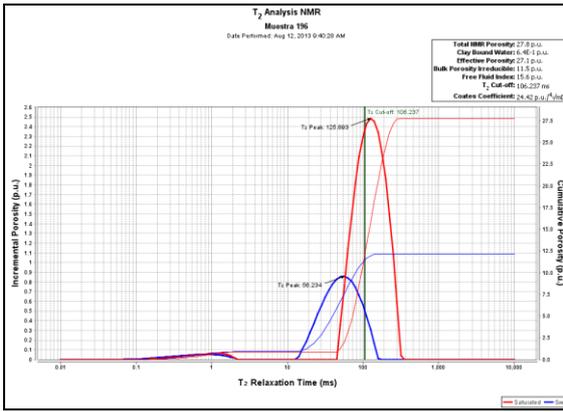


Apéndice L. Curvas de análisis de T_2 .

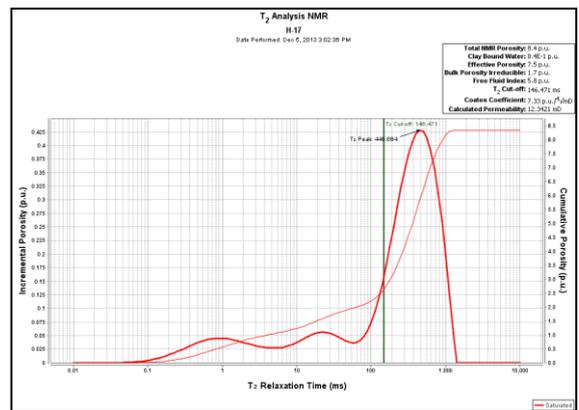
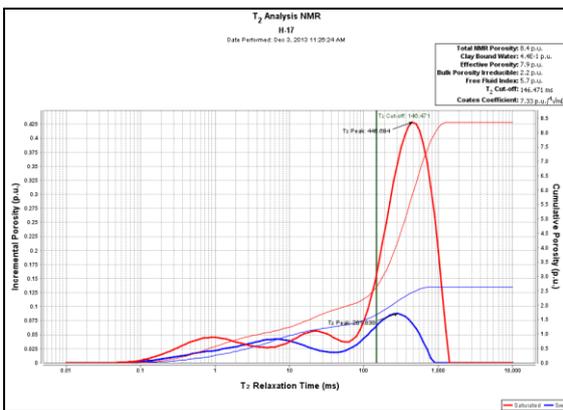
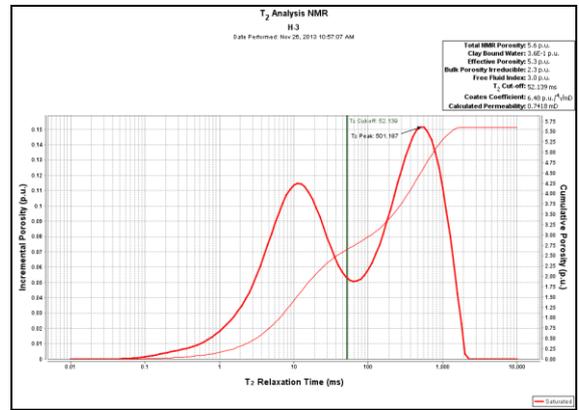
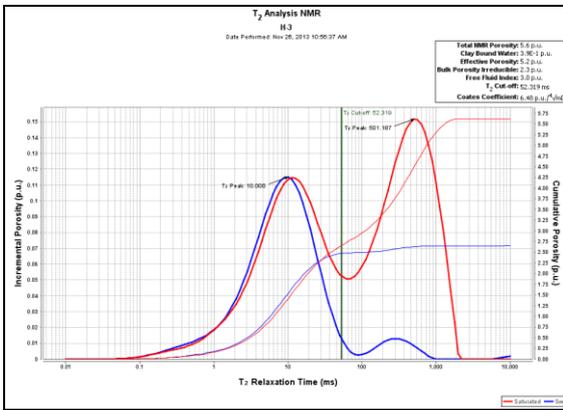
- Campo Perla.

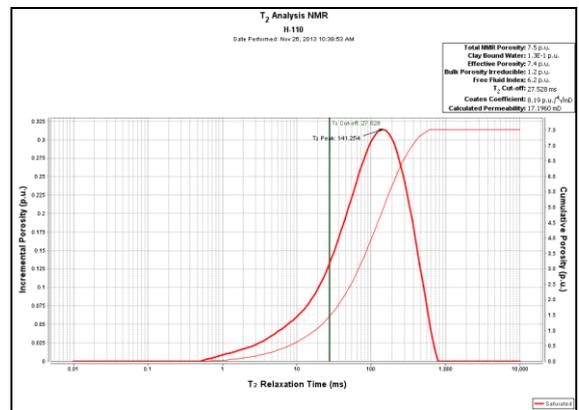
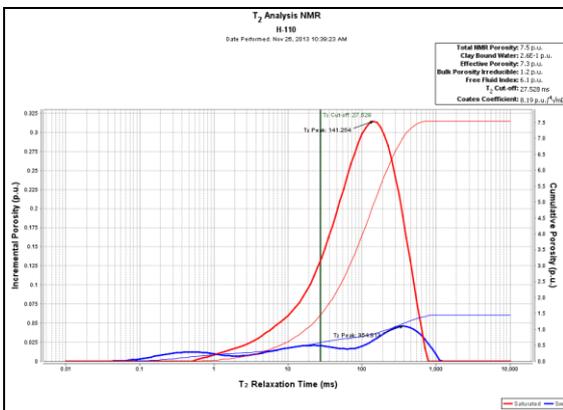
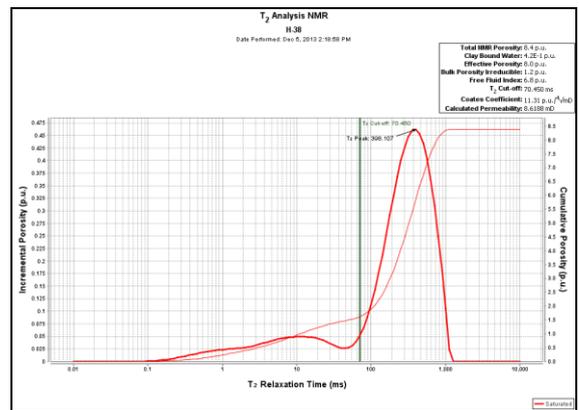
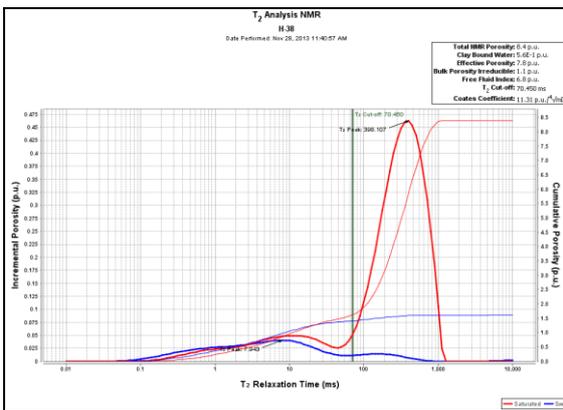
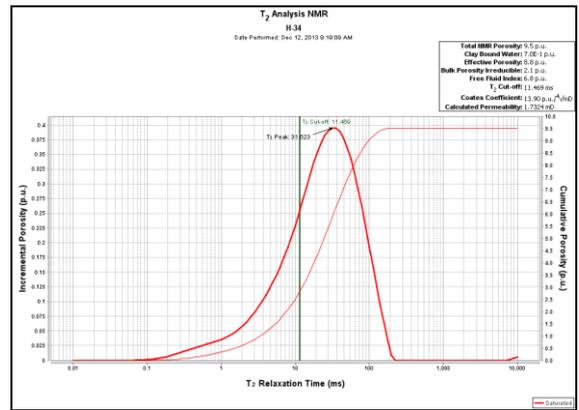
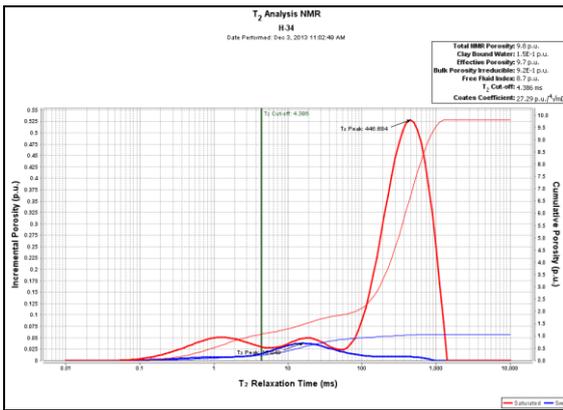
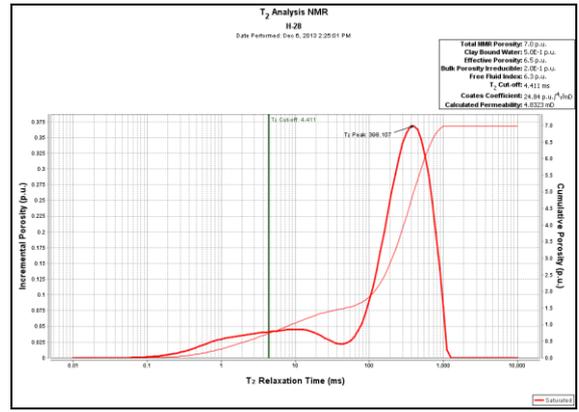
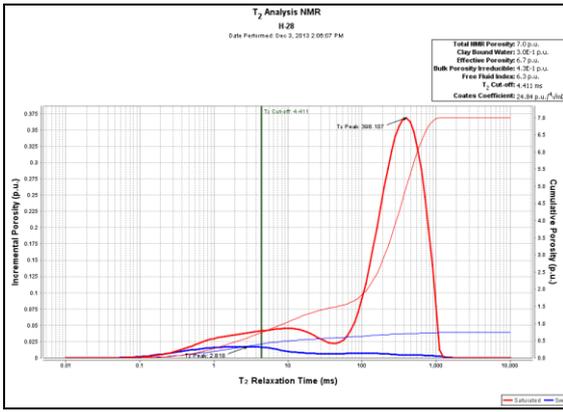


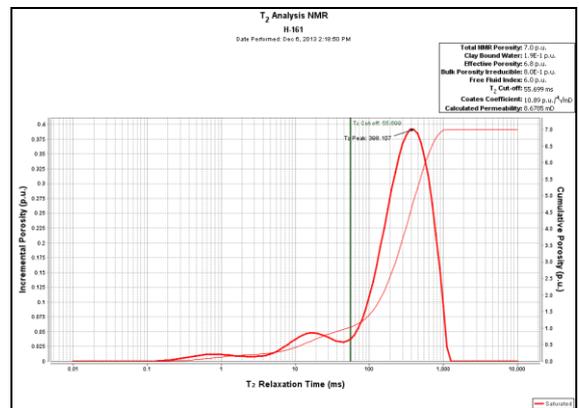
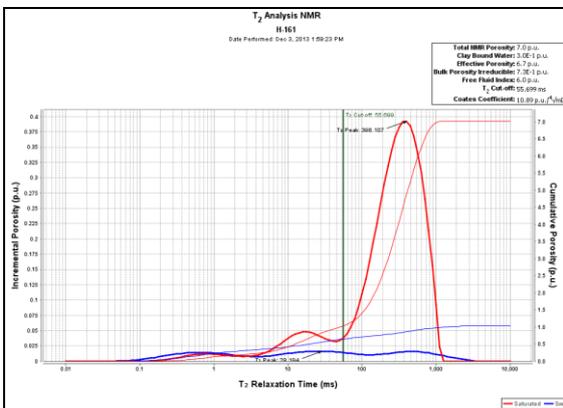
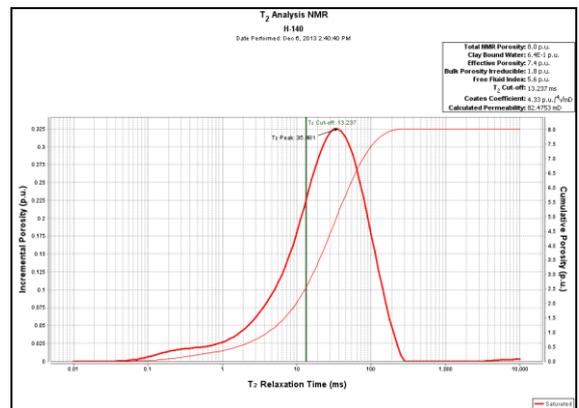
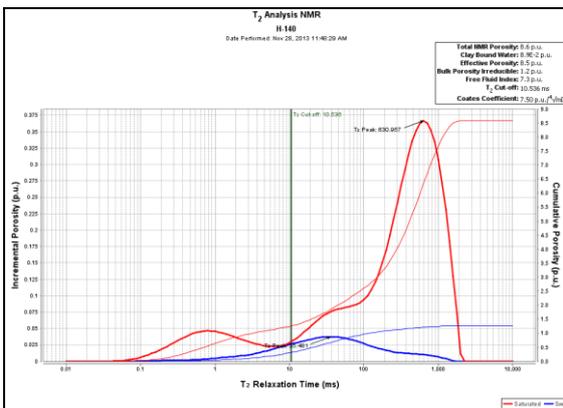
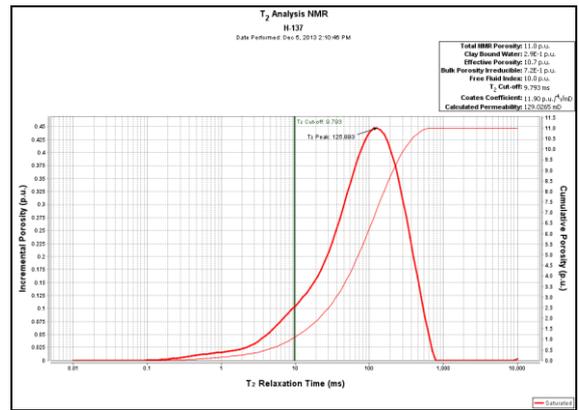
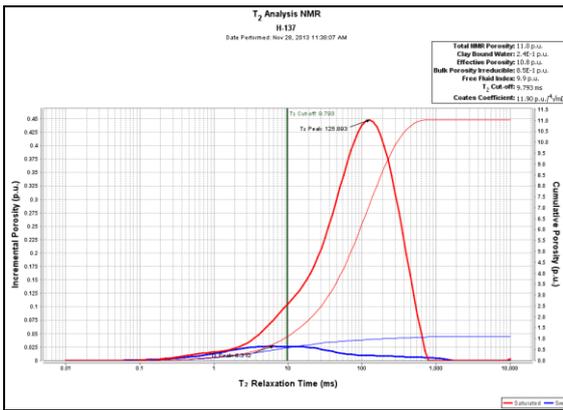
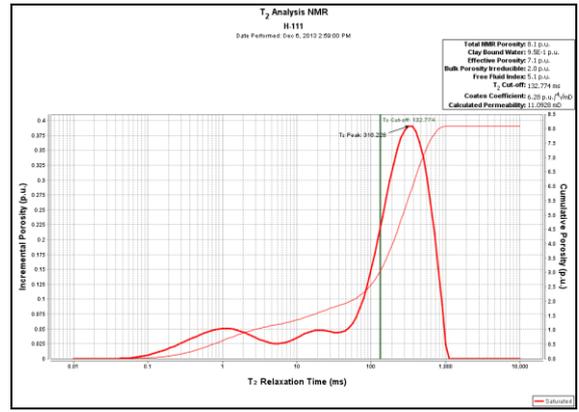
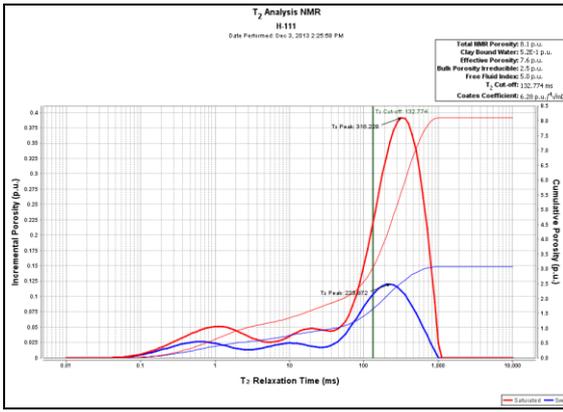




• Campo Travi.

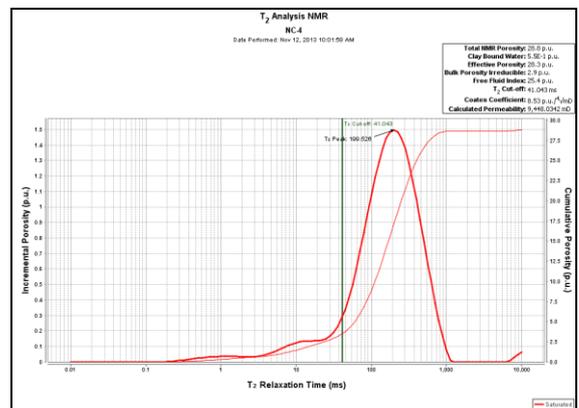
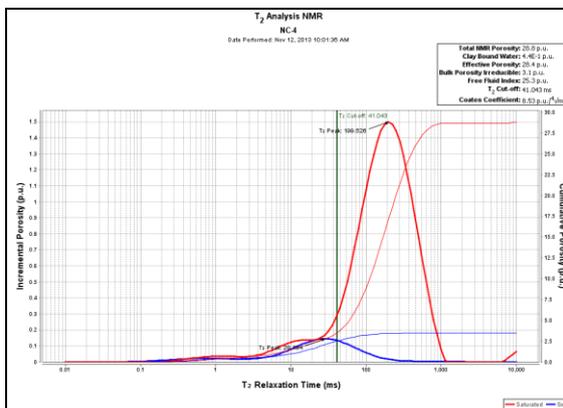
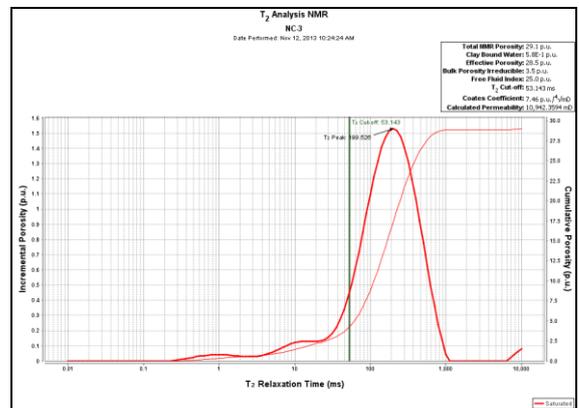
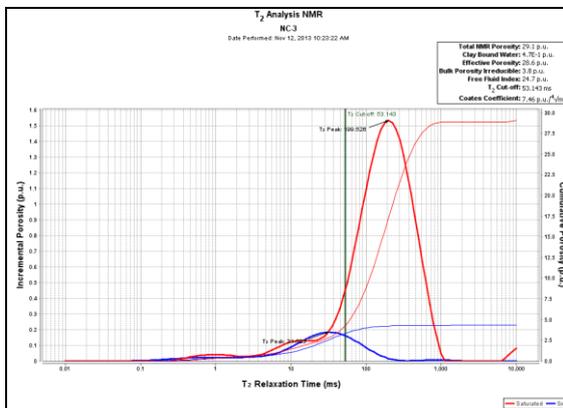
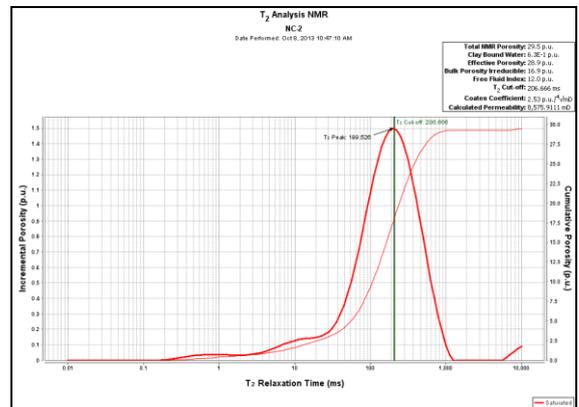
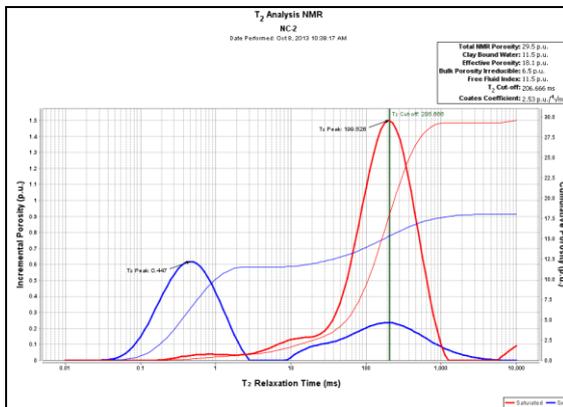
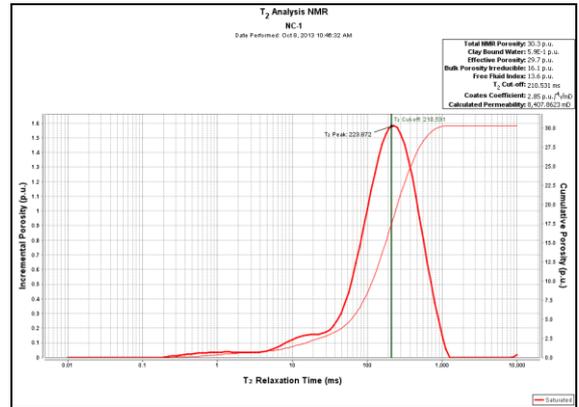
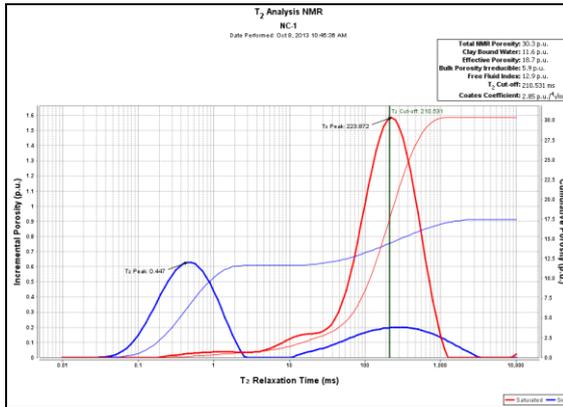


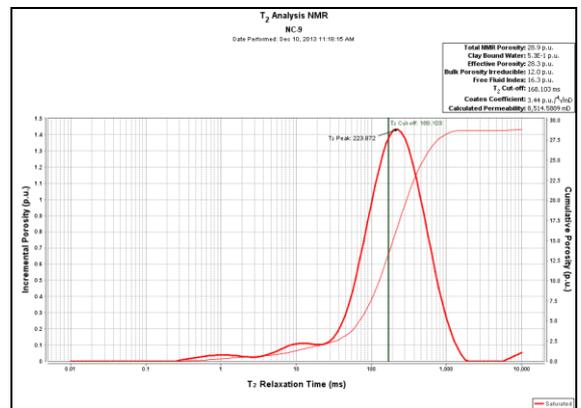
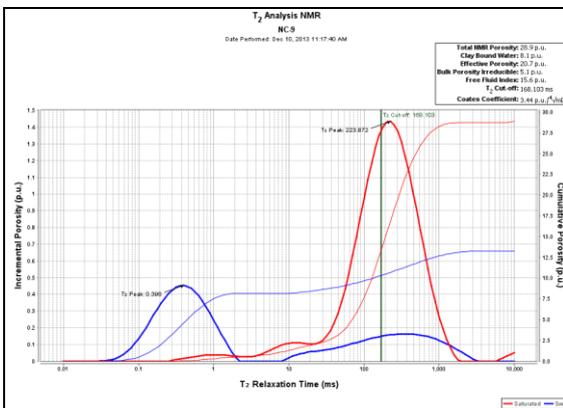
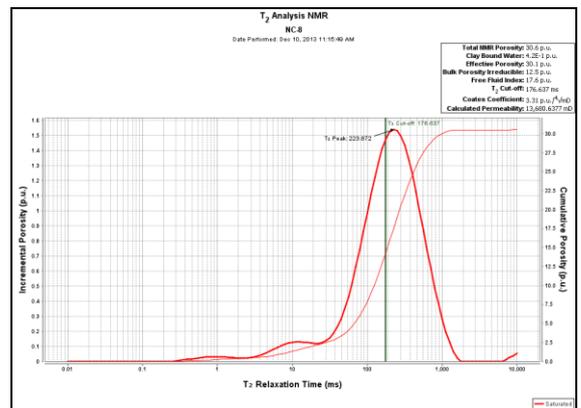
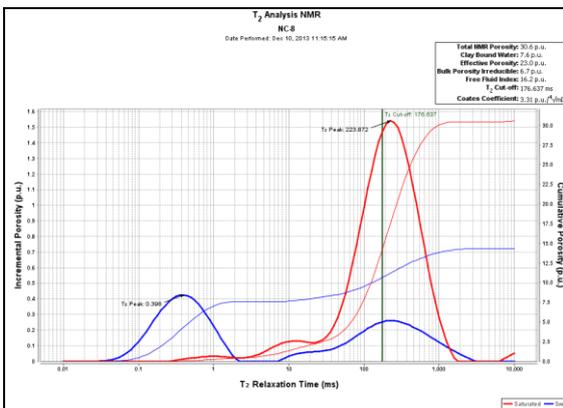
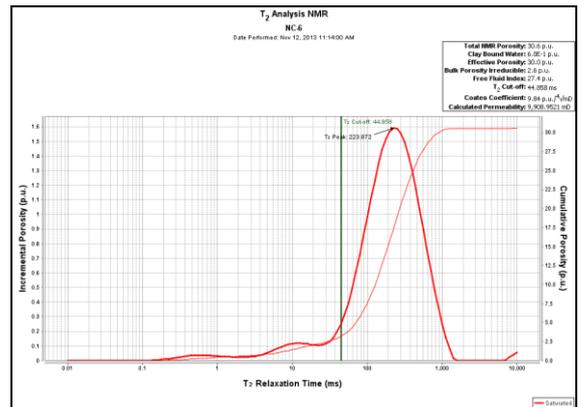
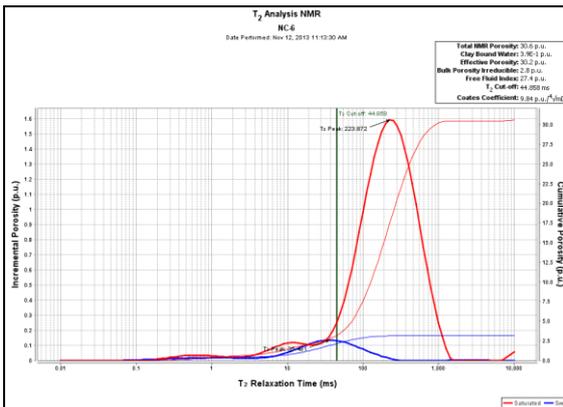
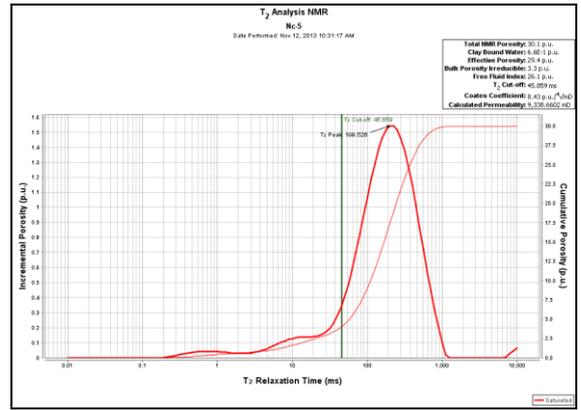
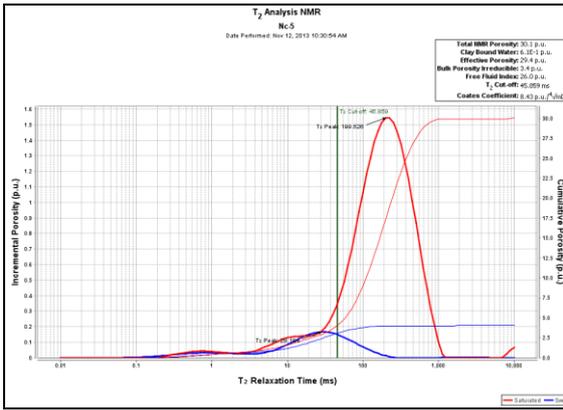






• Campo Petrocedaño.





Apéndice M. Parámetros petrofísicos obtenidos por RMN.

- **Campo Perla.**

Tabla M.1. Parámetros petrofísicos por análisis convencional y RMN.

Muestra	Análisis Básicos		Análisis RMN					
	Ø (%)	Ka (mD)	Ø (%)	K (mD)	Ø Efec. (%)	CBW (%)	BVI (%)	FFI (%)
7	23,89	63,390	23,7	85,5055	22,9	7,9 E-1	3,0	19,9
8	21,11	16,450	21,8	19,9837	20,7	1,0	10,0	10,7
38	23,94	353,680	23,9	388,7878	23,2	7,8 E-1	5,9	17,2
58	26,64	92,660	26,9	99,1738	26,1	7,9 E-1	8,5	17,6
123	24,07	2,800	23,5	3,4429	22,9	5,75 E-1	7,5	15,5
131	26,77	2,380	26,9	3,2804	26,1	7,8 E-1	9,1	17,0
142 *	35,96	-	35,0	0,0000	34,4	6,1 E-1	11,6	22,8
145	22,30	2,188	22,5	3,0560	21,7	8,0 E-1	6,0	15,6
196	26,86	2,820	27,8	4,1200	27,2	5,2 E-1	10,3	16,9
232	19,43	1,190	19,3	1,3526	18,6	7,0 E-1	8,0	10,6

Nota. * Muestra no ha podido analizarse ni por análisis básicos ni por RMN.

Tabla M.2. Parámetros determinados por RMN.

Muestra	T_1 (ms)	T_2 (ms)	Coefficiente de Difusión (cm^2/ms)	Relaxividad ($\mu m/ms$)	Coefficiente C ($\%/ \sqrt{mD}$)	T_2 de Corte (ms)
7	282,917	143,572	3,094 E-8	8,434 E-3	19,50	48,955
8	155,641	67,864	2,155 E-8	0,031	10,13	85,455
38	282,472	165,460	6,036 E-8	2,542 E-3	8,89	83,069
58	490,134	185,208	3,005 E-8	8,401 E-4	11,86	144,690
123	495,254	115,879	4,329 E-9	7,013 E-3	24,27	103,705
131	832,053	172,723	4,499 E-9	1,272 E-3	26,54	166,398
142	590,847	191,241	3,139 E-8	1,108 E-3	∞	173,574
145	317,466	92,222	4,129 E-9	6,671 E-4	26,37	83,612
196	267,584	105,338	4,176 E-9	6,083 E-4	24,47	106,237
232	818,381	181,469	6,120 E-9	9,213 E-4	19,85	204,722

- **Campo Travi.**

Tabla M.3. Parámetros petrofísicos por análisis convencional y RMN.

Muestra	Análisis Básicos		Análisis RMN					
	Ø (%)	Ka (mD)	Ø (%)	K (mD)	Ø Efec. (%)	CBW (%)	BVI (%)	FFI (%)
H-3	5,34	0,724	5,6	0,7418	5,3	3,6 E -1	2,3	3,0
H-17	9,55	9,300	8,4	12,3421	7,5	8,4 E-1	1,7	5,8
H-28	6,40	1,100	7,0	4,8323	6,5	5,0 E-1	2,0 E-1	6,3
H-34	10,29	1,400	9,5	1,7324	8,8	7,0 E-1	2,1 E-1	6,8
H-38	8,15	9,400	8,4	8,6188	8,0	4,2 E-1	1,2	6,8
H-110	8,97	16,000	7,5	17,1960	7,4	1,3 E-1	1,2	6,2
H-111	7,93	8,300	8,1	11,0928	7,1	9,5 E-1	2,0	5,1
H-137	11,46	91,000	11,0	129,0265	10,7	2,9 E-1	7,2 E-1	10,0
H-140	9,11	64,000	8,0	82,4753	7,4	6,4 E-1	1,8	5,6
H-161	7,78	9,800	7,0	8,6785	6,8	1,9 E-1	8,0 E-1	6,0

Tabla M.4. Parámetros determinados por RMN.

Muestra	T_1 (ms)	T_2 (ms)	Coefficiente de Difusión (cm^2/ms)	Relaxividad ($\mu m/ms$)	Coefficiente C ($\%/ \sqrt{mD}$)	T_2 de Corte (ms)
H-3	81,521	61,388	5,106 E-9	1,678 E-3	6,48	52,139
H-17	374,062	127,557	1,231 E-8	7,661 E-4	7,33	146,471
H-28	231,158	125,728	1,151 E-7	4,849 E-3	24,84	4,411
H-34	421,749	153,011	1,017 E-8	1,530 E-3	13,90	11,469
H-38	264,410	153,292	7,434 E-9	0,185	11,31	70,450
H-110	-	78,452	1,216 E-7	8,023 E-4	8,19	27,528
H-111	321,468	91,384	8,214 E-9	5,809 E-4	6,28	132,774
H-137	-	67,586	1,140 E-7	0,013	11,90	9,793
H-140	462,197	137,971	1,021 E-8	0,033	4,33	13,237
H-161	362,212	187,437	1,075 E-7	6,22 E-4	10,89	55,699

Nota. El guión (-) representa datos no determinados.

- **Campo Petrocedeño.**

Tabla M.5. Parámetros petrofísicos por análisis convencional y RMN.

Muestra	Análisis Básicos		Análisis RMN					
	Ø (%)	Ka (mD)	Ø (%)	K (mD)	Ø Efec. (%)	CBW (%)	BVI (%)	FFI (%)
NC1	34,00	8983	30,3	8407,8623	29,7	5,9 E-1	16,1	13,6
NC2	29,20	8113	29,5	8575,9111	28,9	6,3 E-1	16,9	12,0
NC3	32,60	8925	29,1	10942,3594	28,5	5,8 E-1	3,5	25,0
NC4	31,30	8373	28,8	9448,0342	28,3	5,5 E-1	2,9	25,4
NC5	32,40	8586	30,1	9338,6602	29,4	6,6 E-1	3,3	26,1
NC6	34,70	8662	30,6	9908,9521	30,0	6,0 E-1	2,6	27,4
NC8	34,20	13464	30,6	13680,6377	30,1	4,2 E-1	12,5	17,6
NC9	32,90	12252	28,9	8514,5889	28,3	5,3 E-1	12,0	16,3

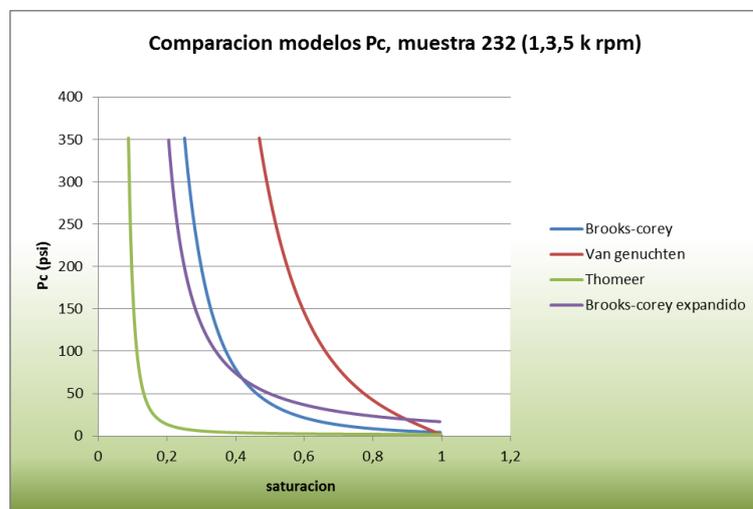
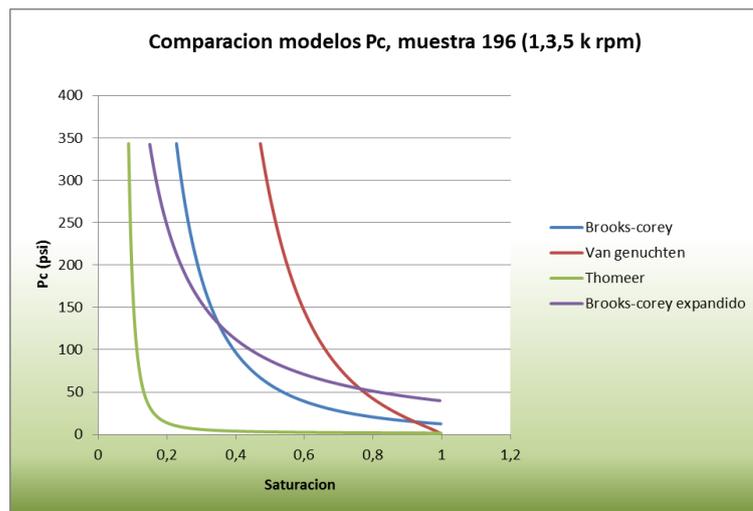
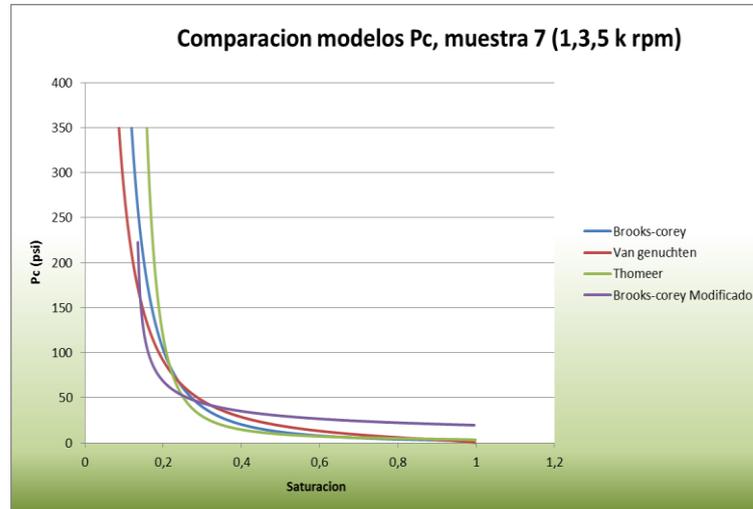
Tabla M.6. Parámetros determinados por RMN.

Muestra	T_1 (ms)	T_2 (ms)	Coefficiente de Difusión (cm^2/ms)	Relaxividad ($\mu m/ms$)	Coefficiente C ($\%/ \sqrt{mD}$)	T_2 de Corte (ms)
NC1	1838,693	148,334	5,492 E-9	-	2,85	210,531
NC2	2017,535	136,723	8,202 E-9	-	2,53	206,666
NC3	1468,718	139,746	4,673 E-8	0,022	7,46	53,143
NC4	2216,675	138,294	6,535 E-9	0,031	8,53	41,043
NC5	1523,888	139,949	8,799 E-9	4,738 E-3	8,43	45,859
NC6	2519,259	165,191	3,648 E-8	0,012	9,84	44,858
NC8	2371,270	166,906	4,120 E-8	-	3,31	176,637
NC9	2600,529	163,662	7,464 E-9	-	3,44	168,103

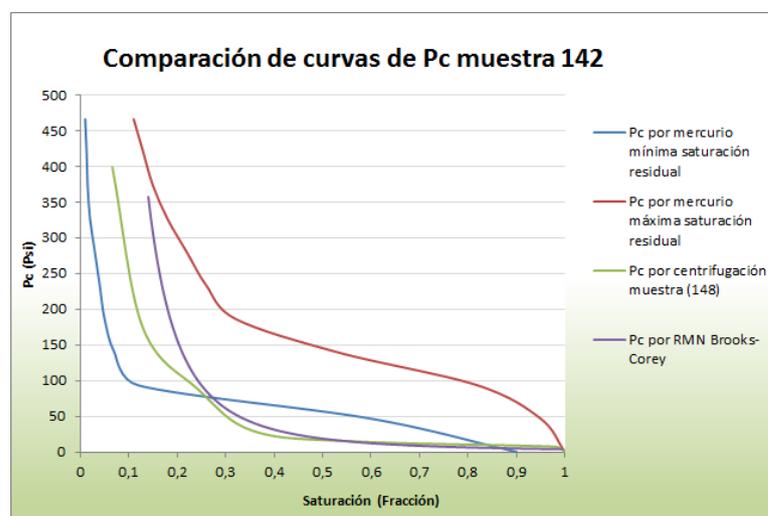
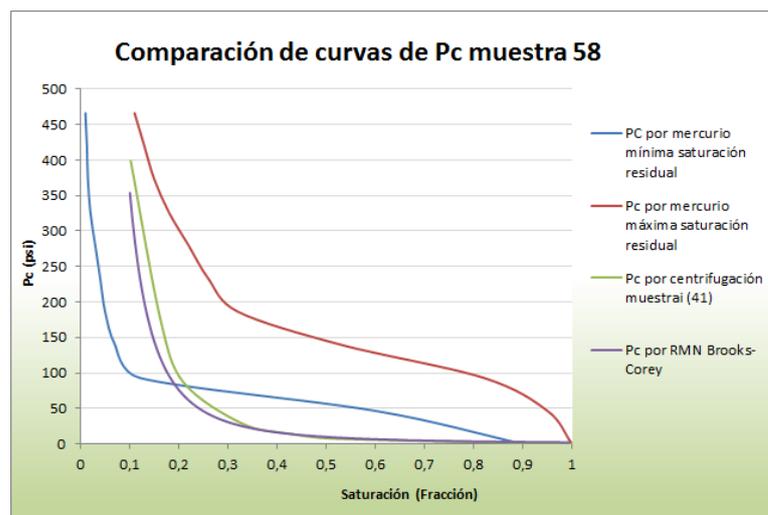
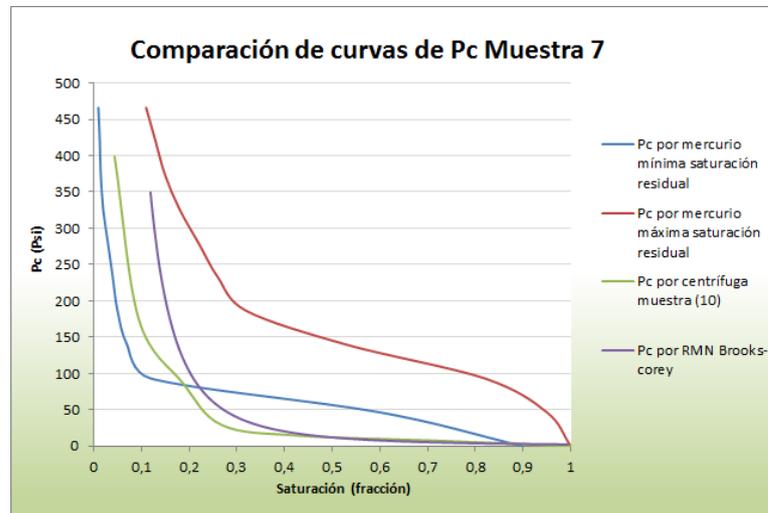
Nota. El guión (-) representa resultados no generados.

Apéndice N. Análisis para ajustar y seleccionar los modelos de Pc.

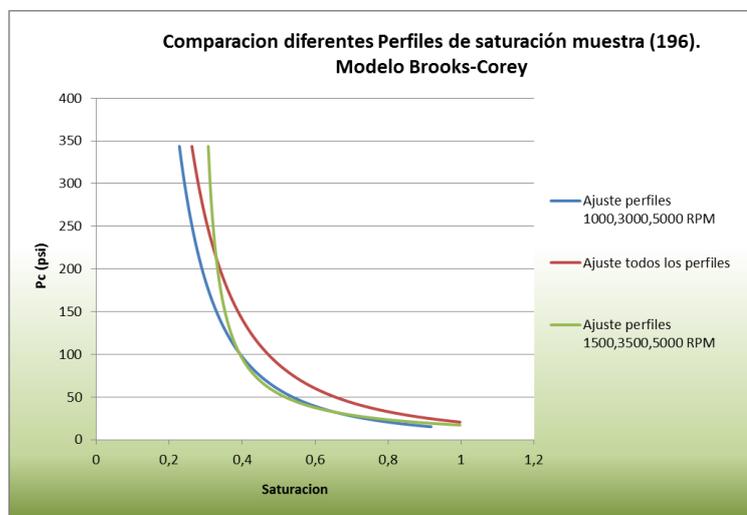
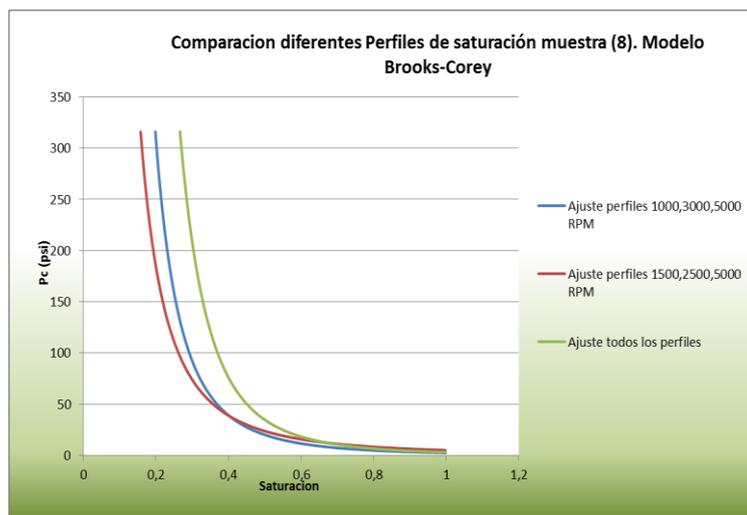
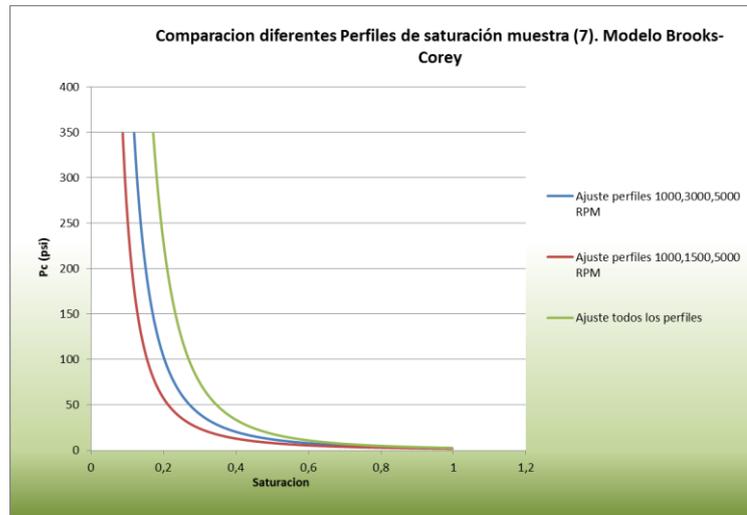
- Ejemplos de comparaciones de modelos de Pc con muestras del Campo Perla.



- Ejemplos de la comparación de curvas de P_c del Campo Perla obtenidas mediante pruebas de mercurio (grupo de muestras) y centrifugación (muestra más cercana) con respecto a las obtenidas por la técnica de RMN.

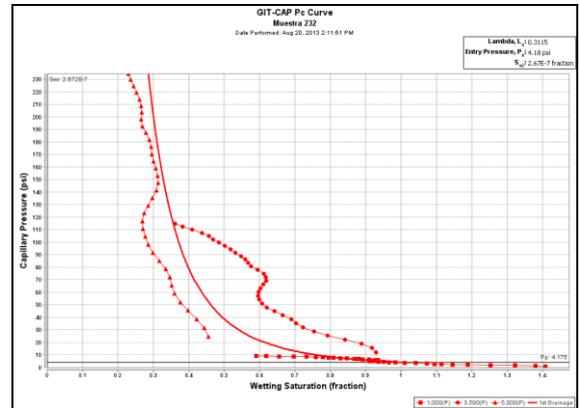
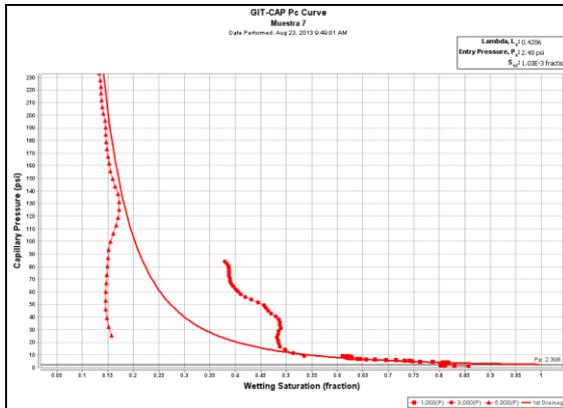


- Ejemplos de comparaciones de curvas de Pc del Campo Perla con diferentes perfiles de saturación seleccionados.

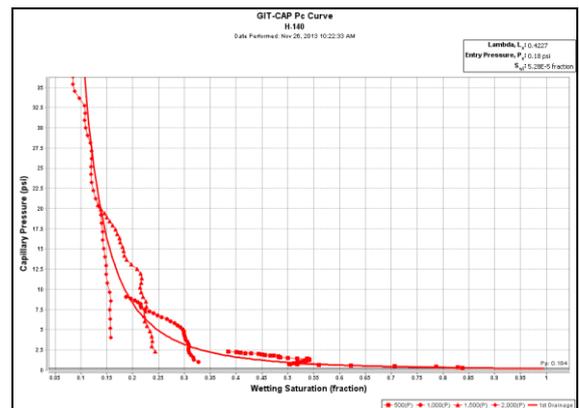
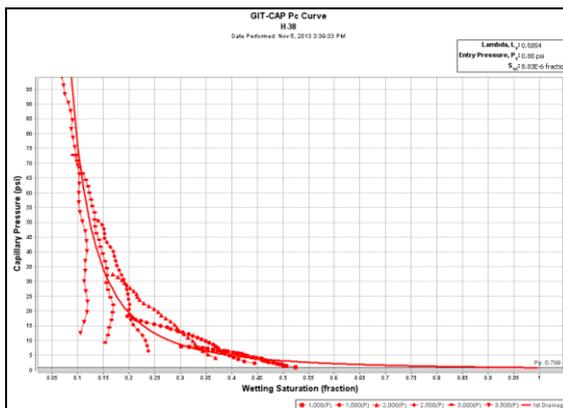


Apéndice O. Ejemplos de curvas de presión capilar arrojadas por el software GIT.

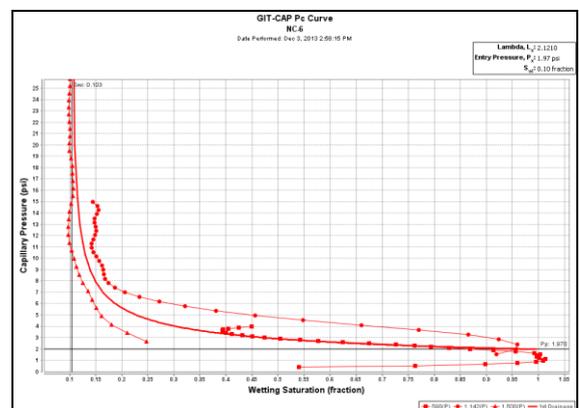
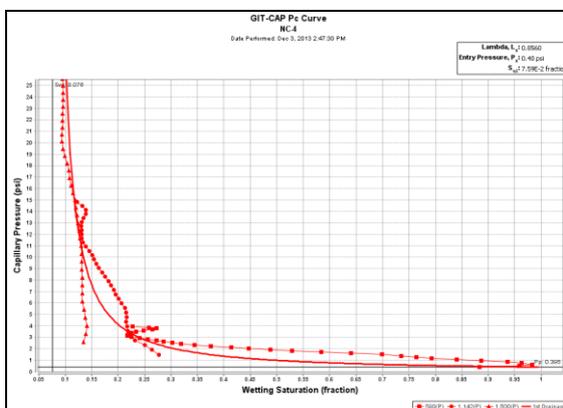
- Campo Perla.



- Campo Travi.

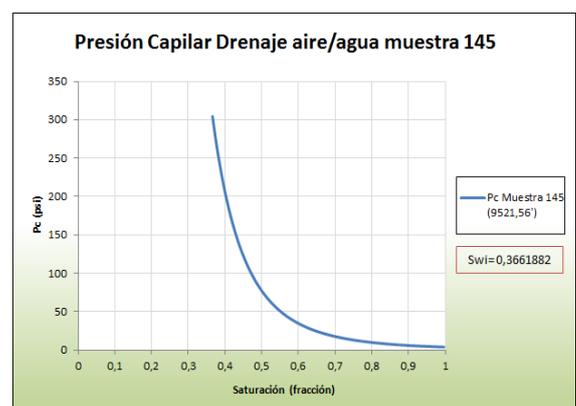
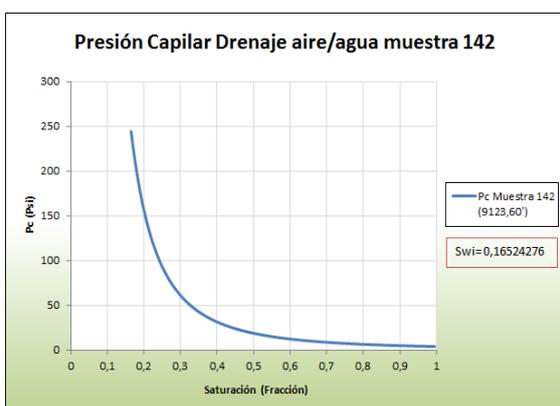
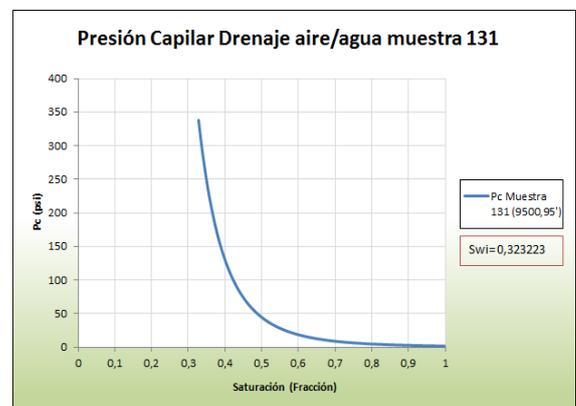
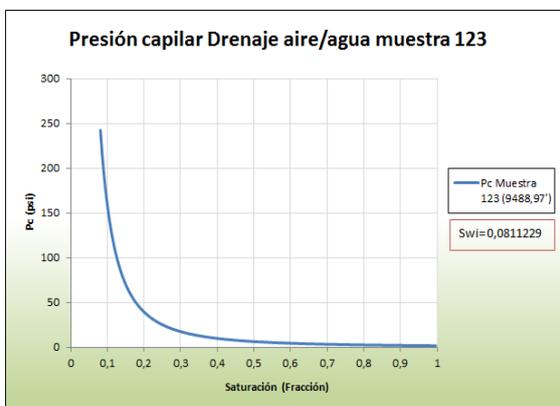
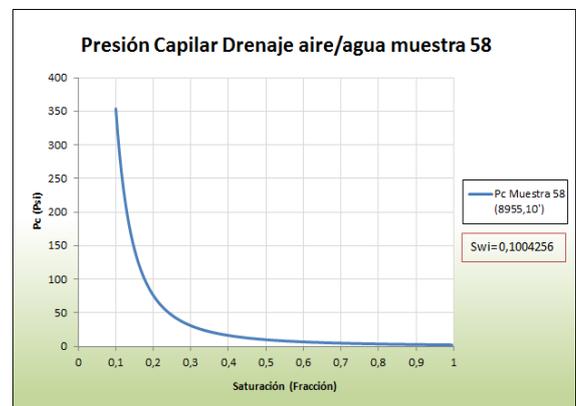
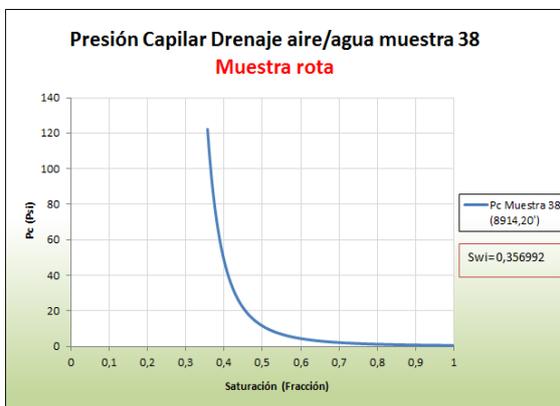
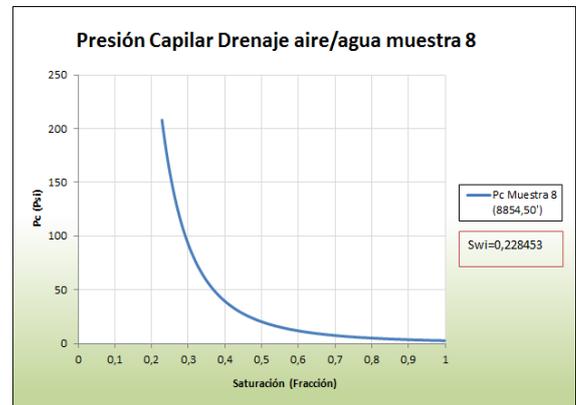


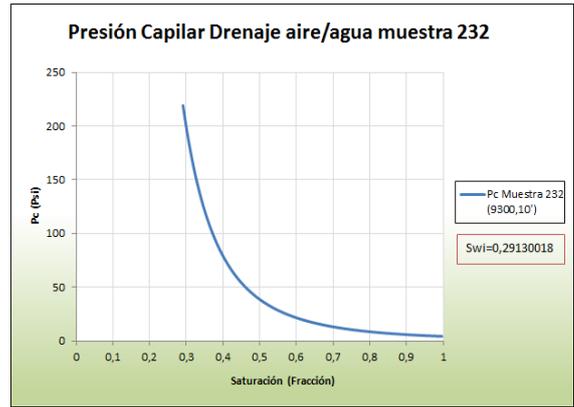
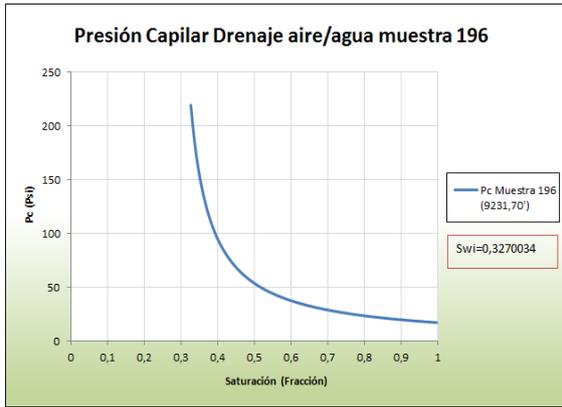
- Campo Petrocedaño.



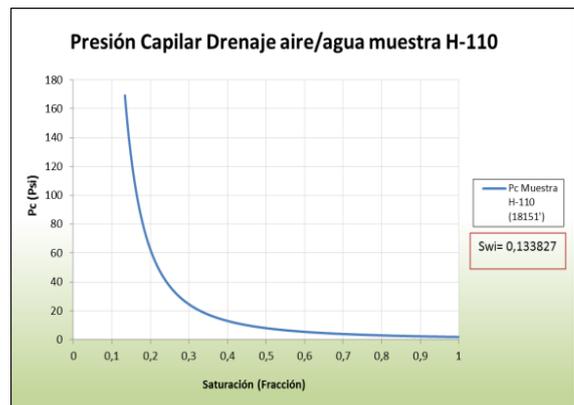
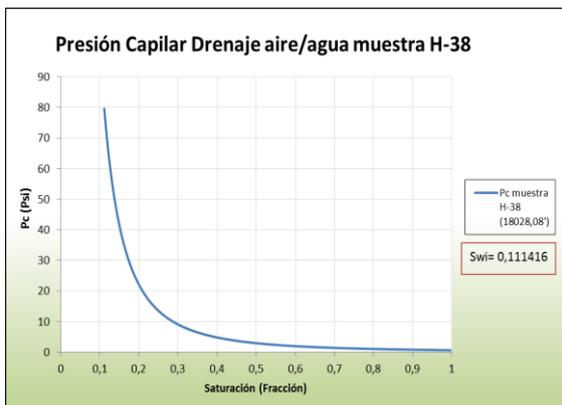
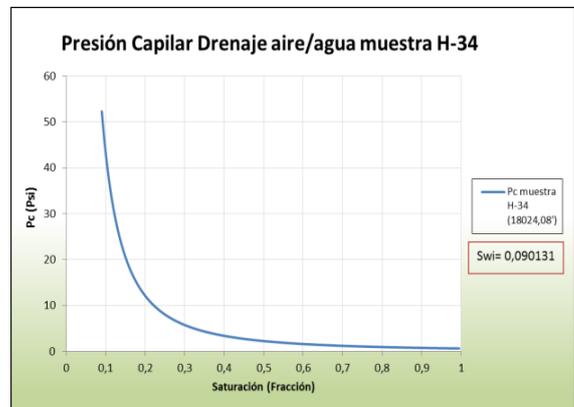
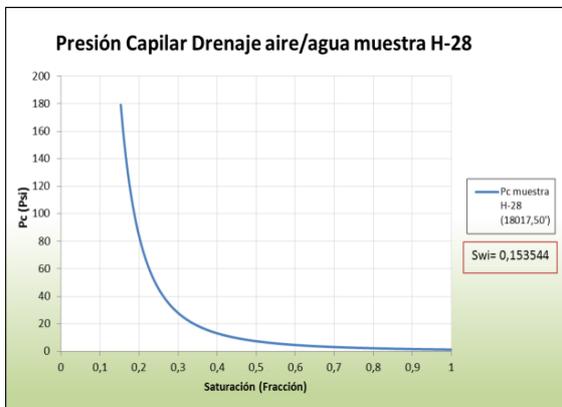
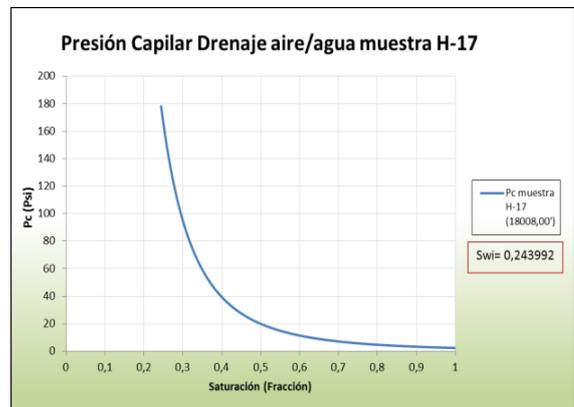
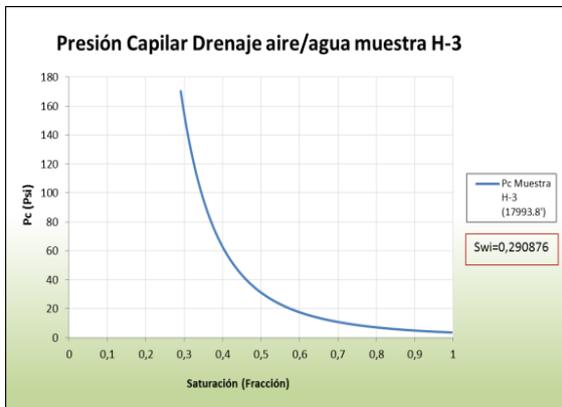
Apéndice P. Curvas de presión capilar determinadas por RMN.

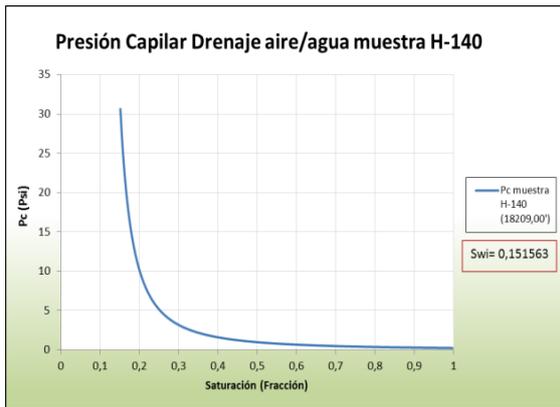
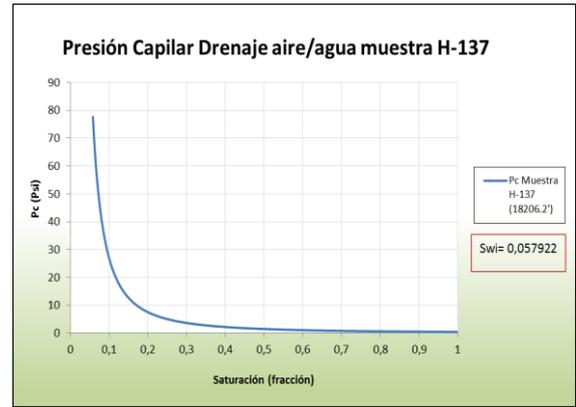
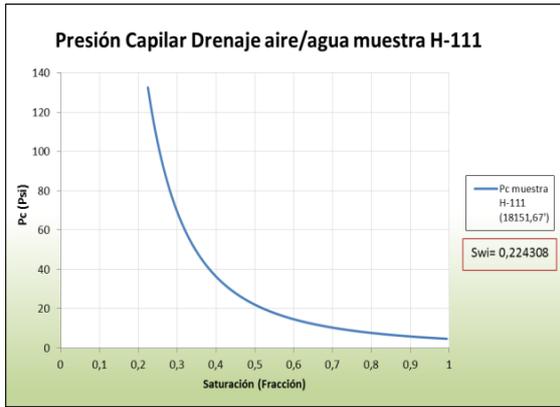
- **Campo Perla (drenaje aire/ agua).**



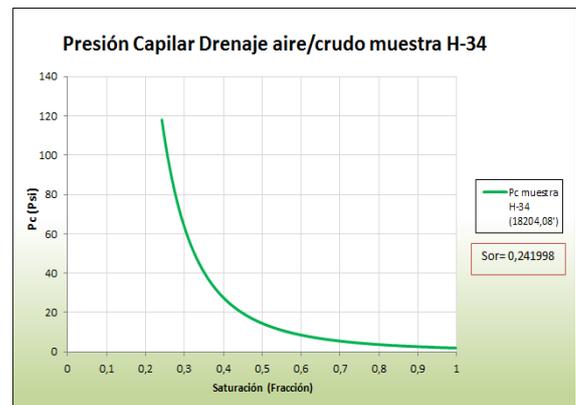
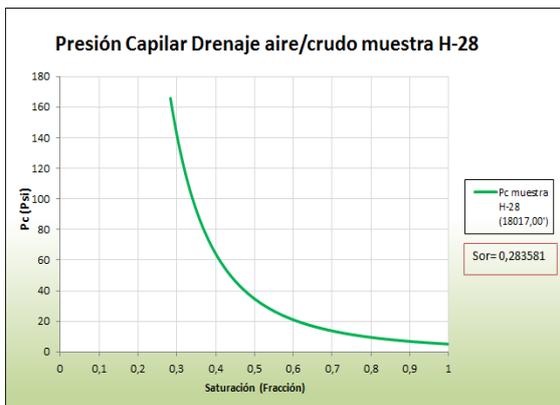
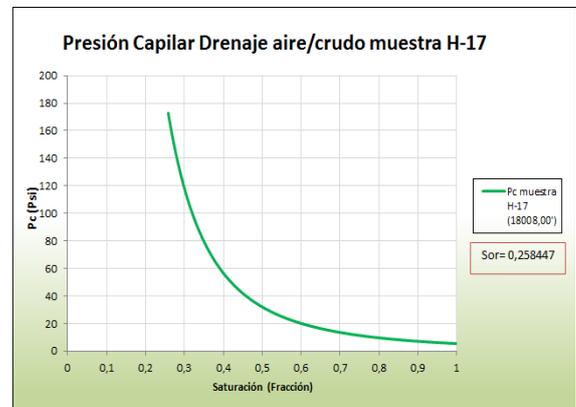
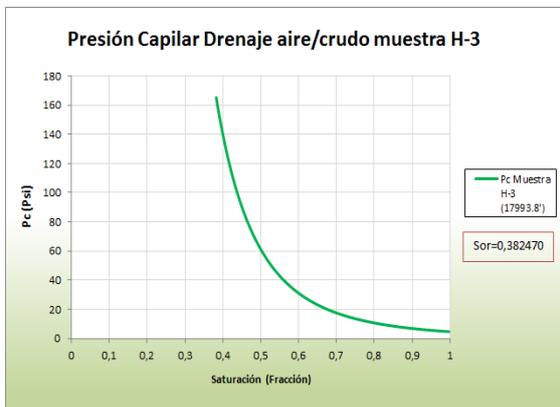


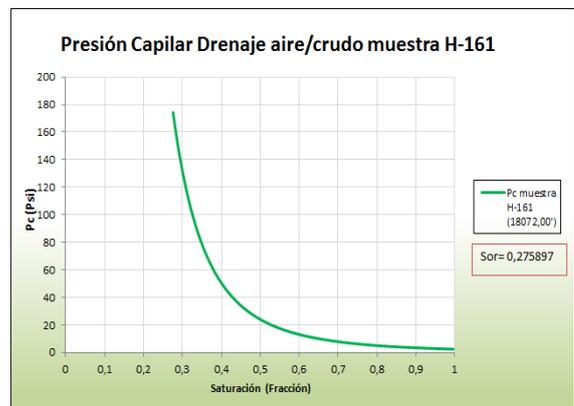
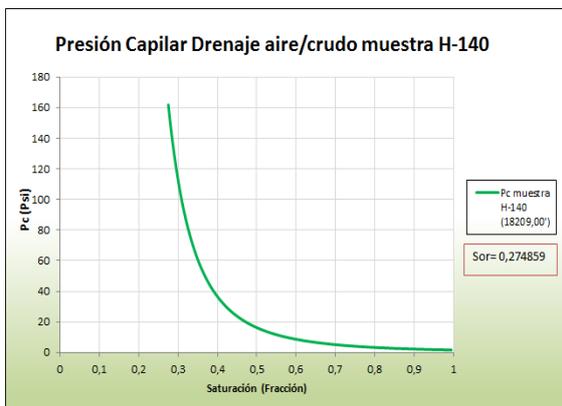
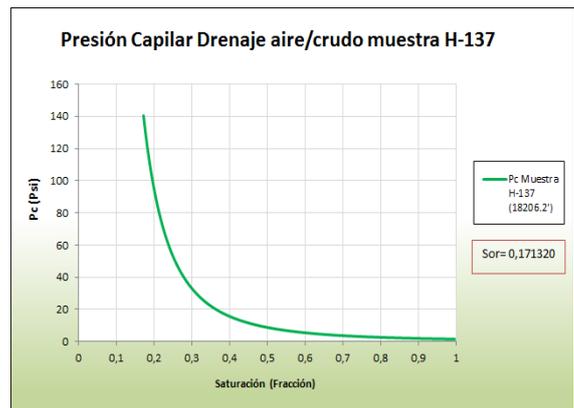
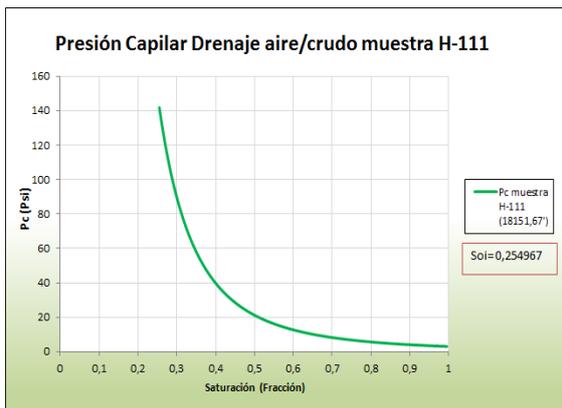
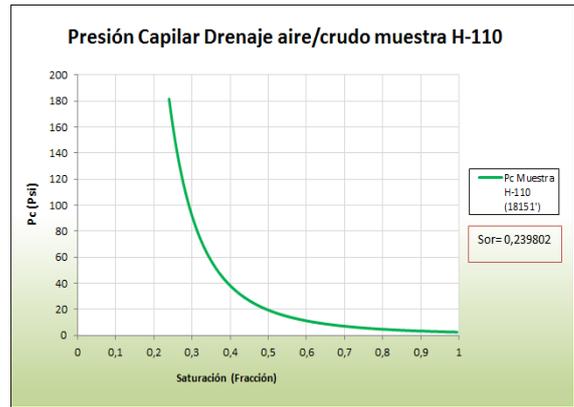
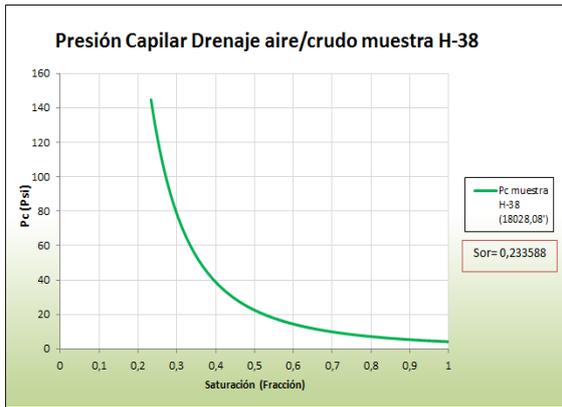
• **Campo Travi (drenaje aire/ agua).**



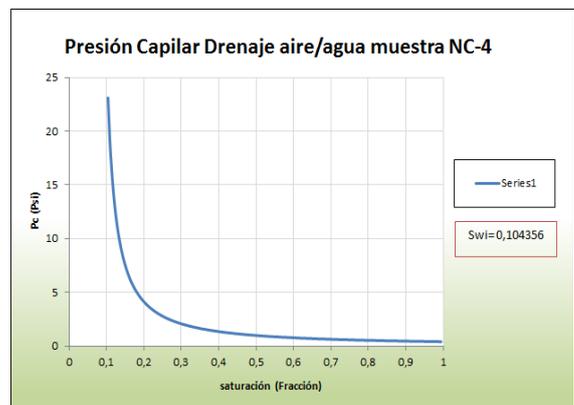
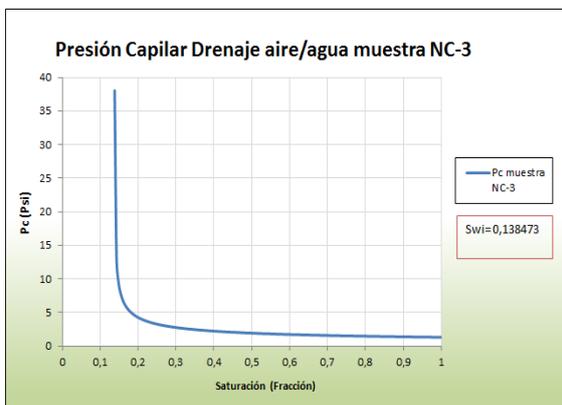


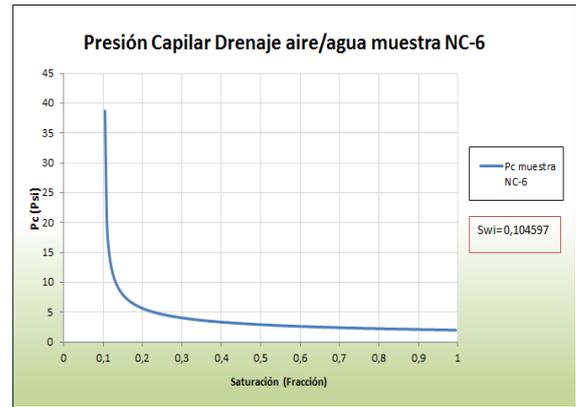
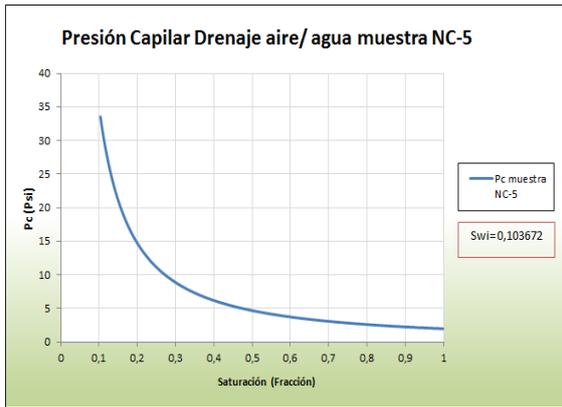
• **Campo Travi (drenaje aire/ crudo).**



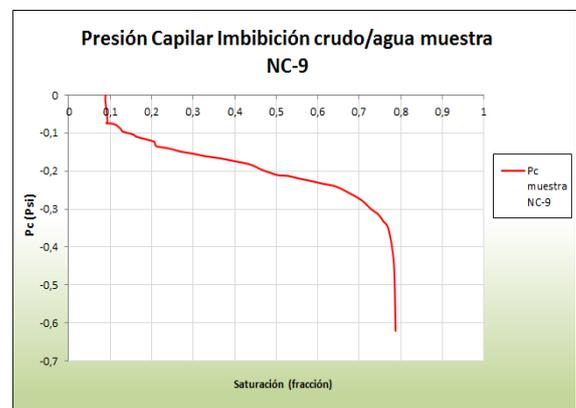
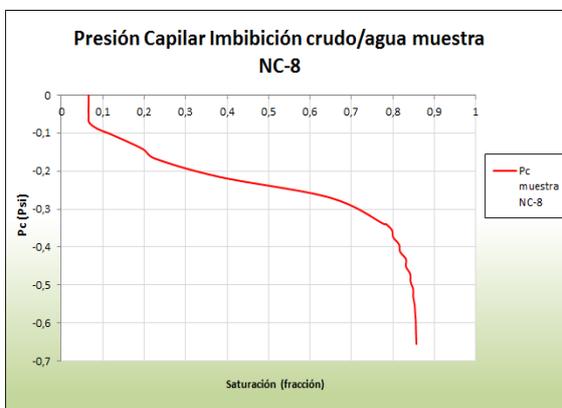
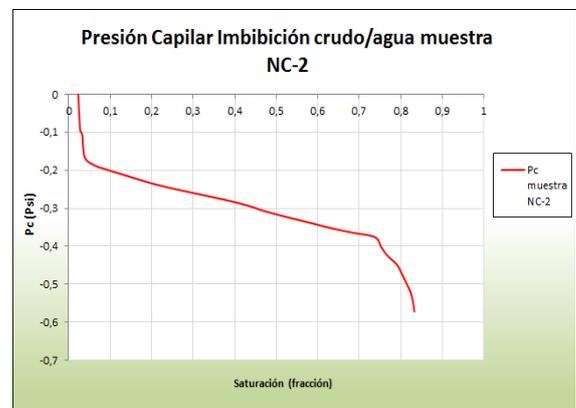
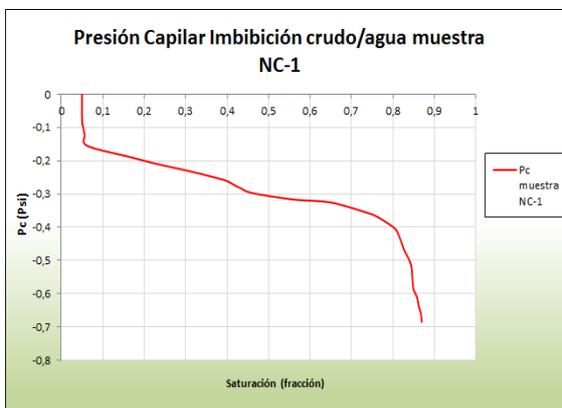


• **Campo Petrocedeño (drenaje aire/ agua).**



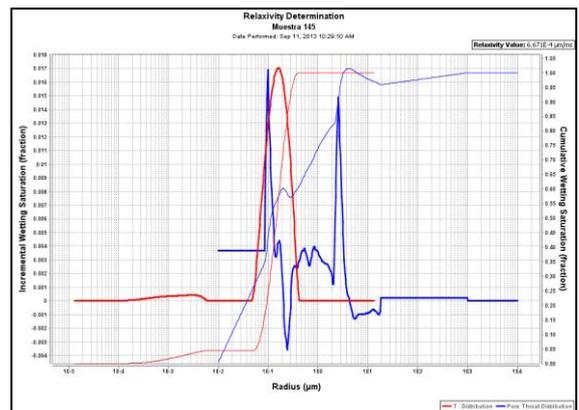
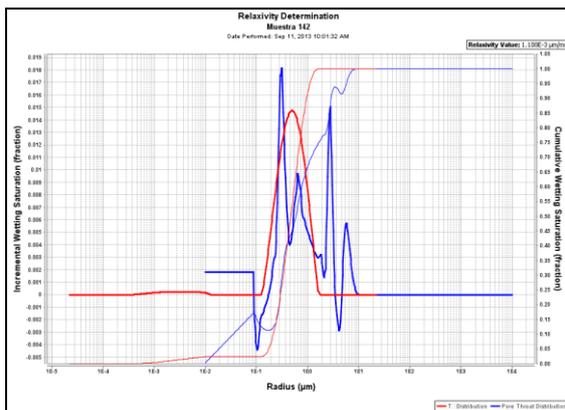
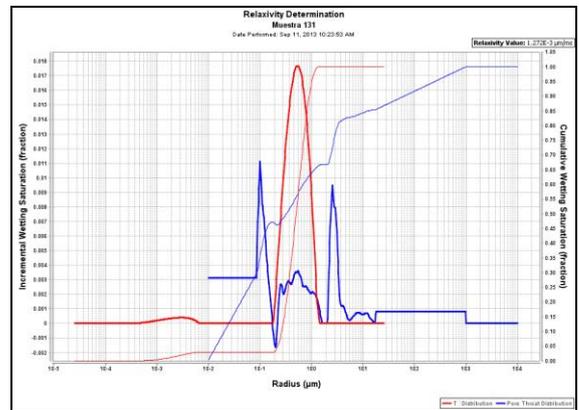
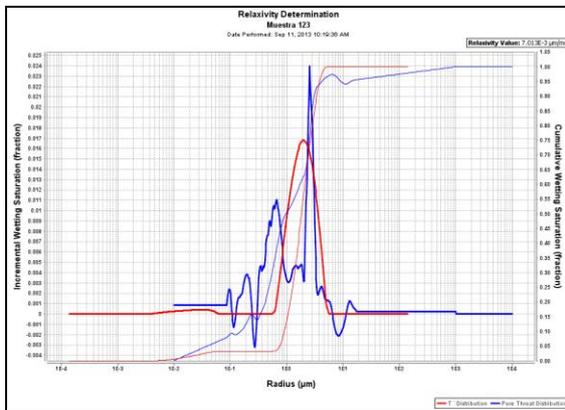
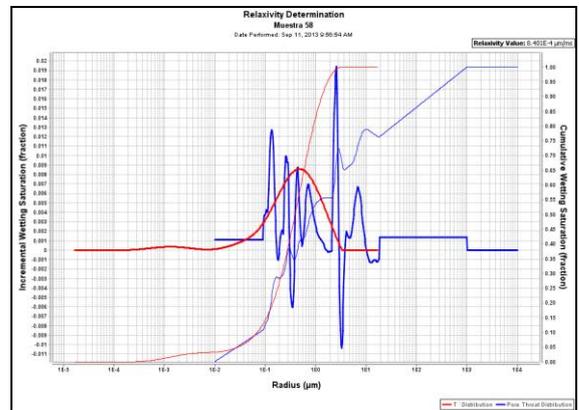
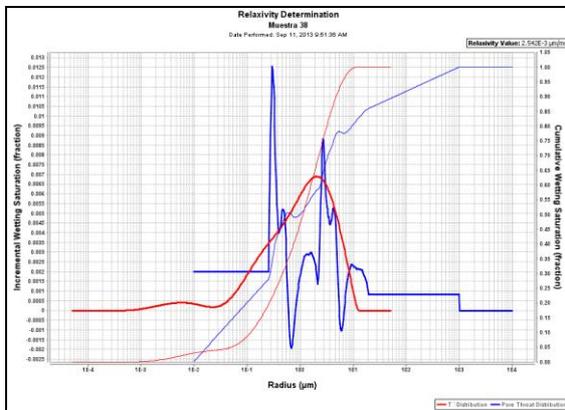
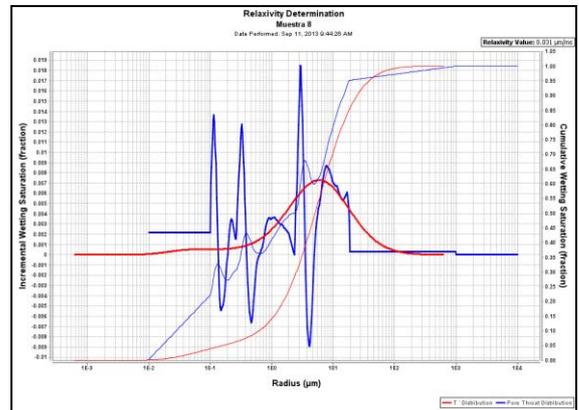
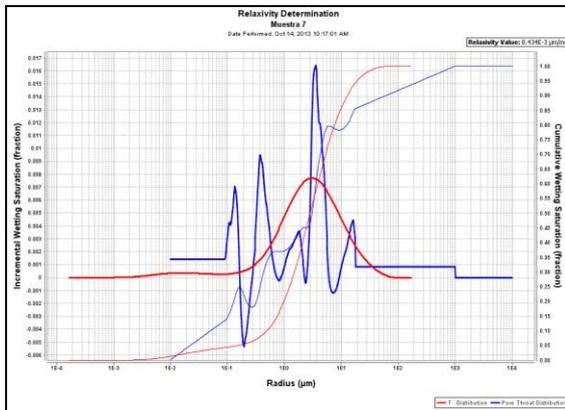


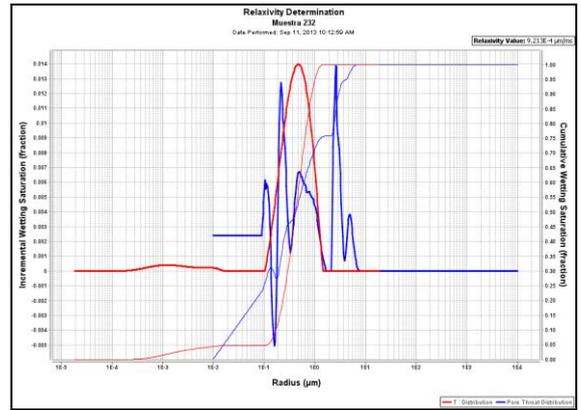
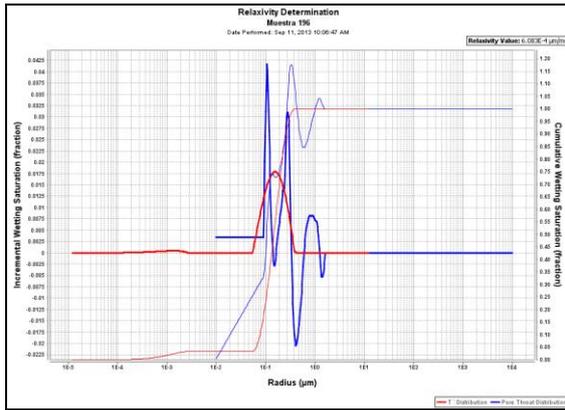
• **Campo Petrocedeño (imbibición crudo/ agua).**



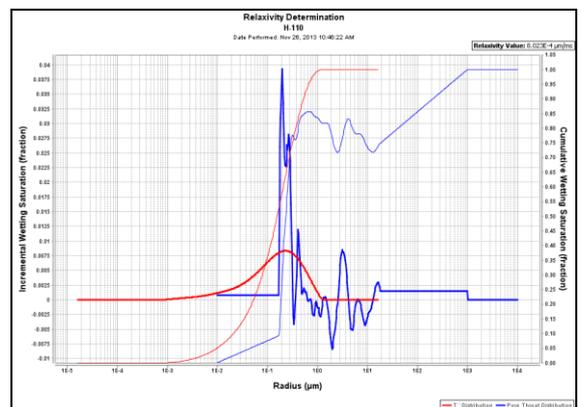
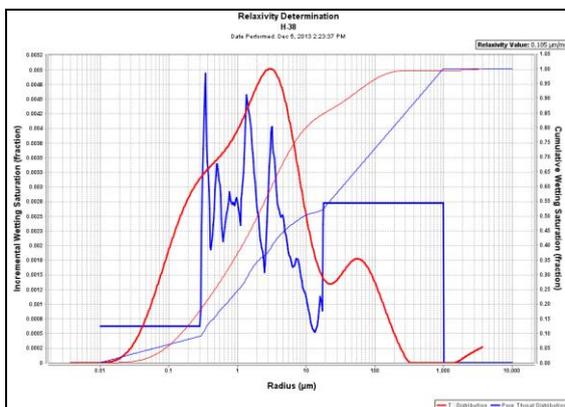
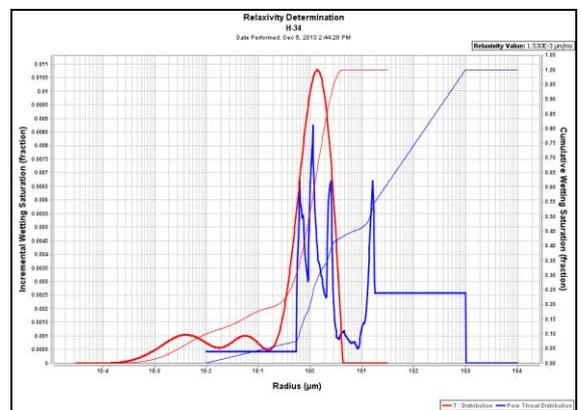
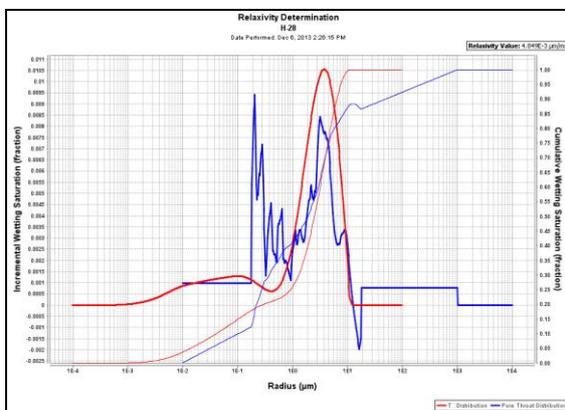
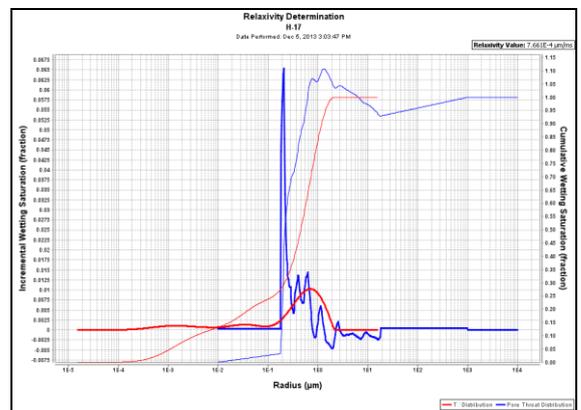
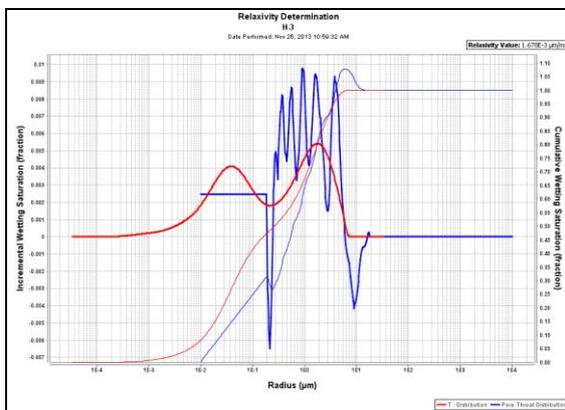
Apéndice Q. Curvas de relajividad.

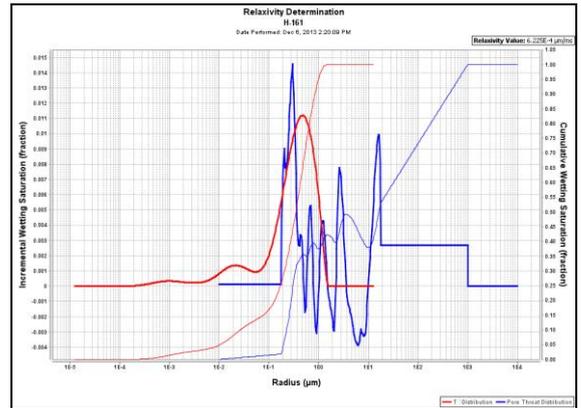
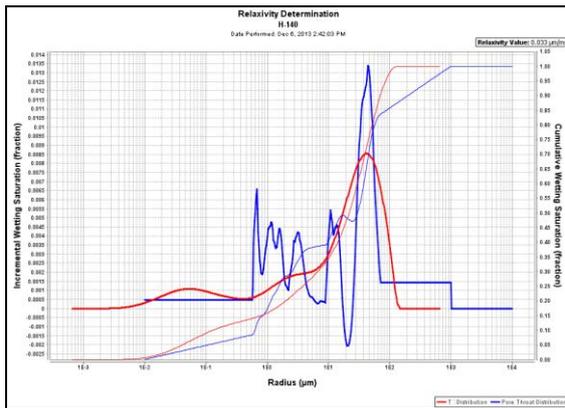
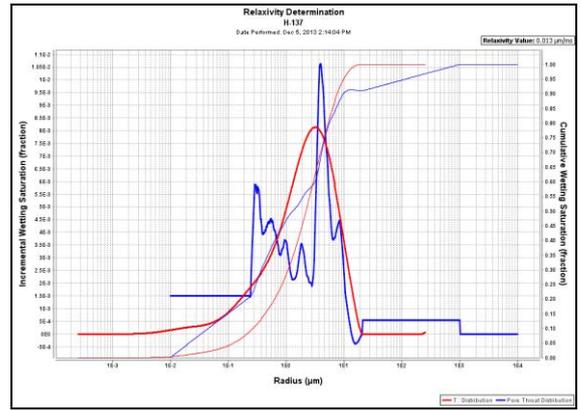
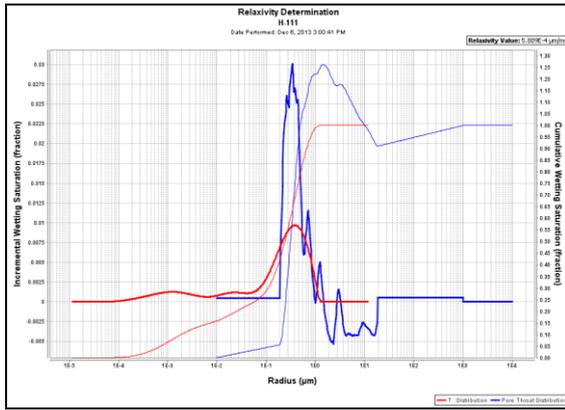
- Campo Perla.



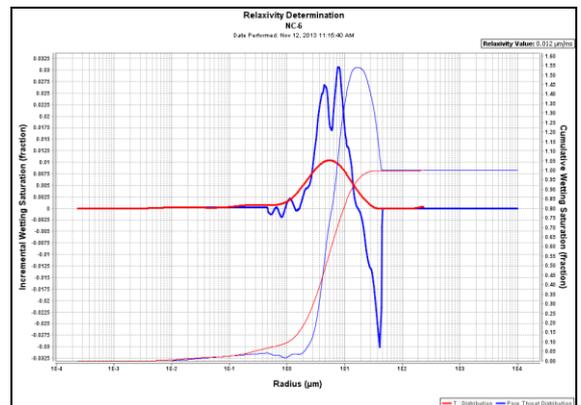
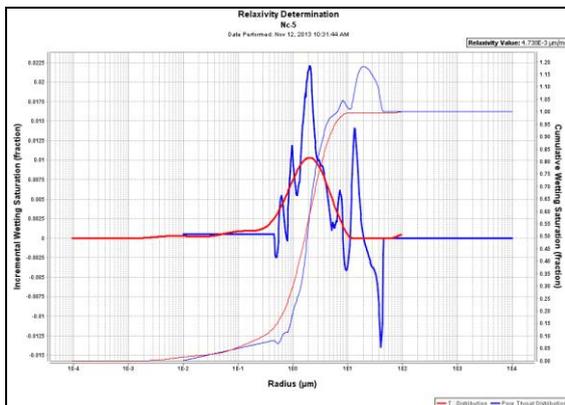
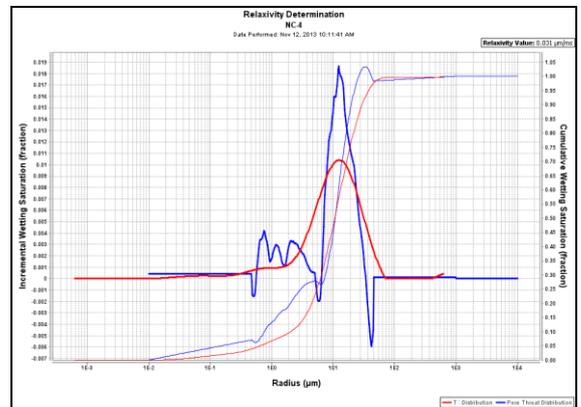
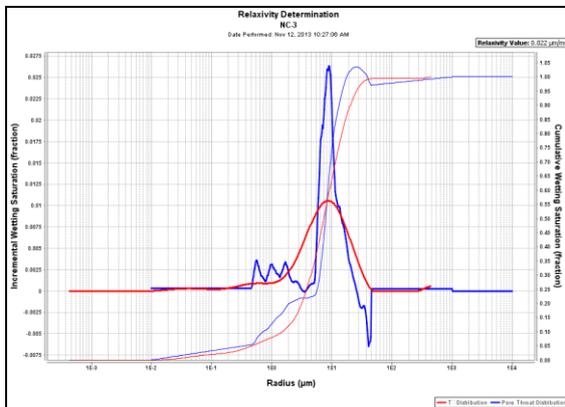


• Campo Travi.



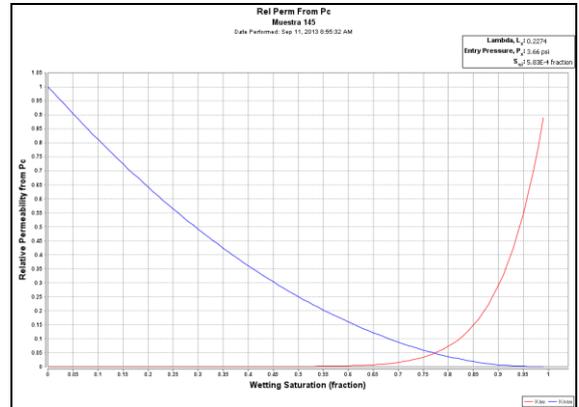
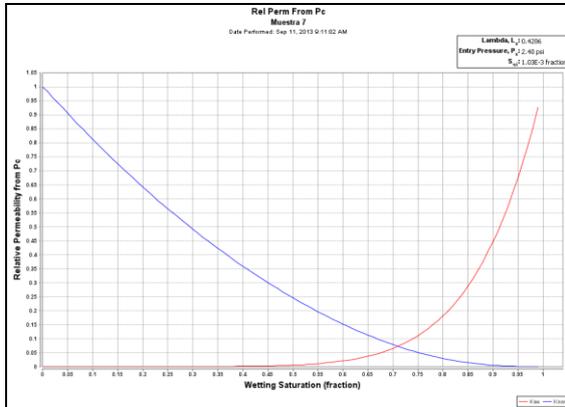


• **Campo Petrocedaño.**

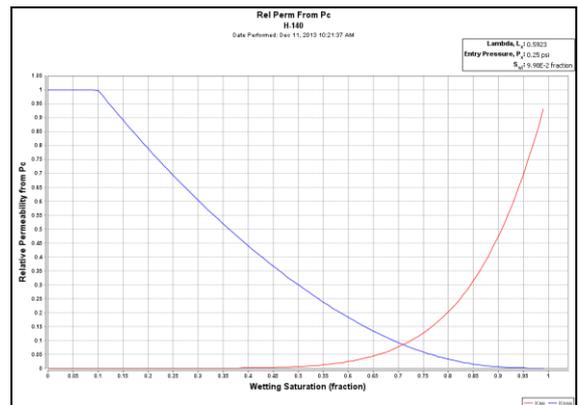
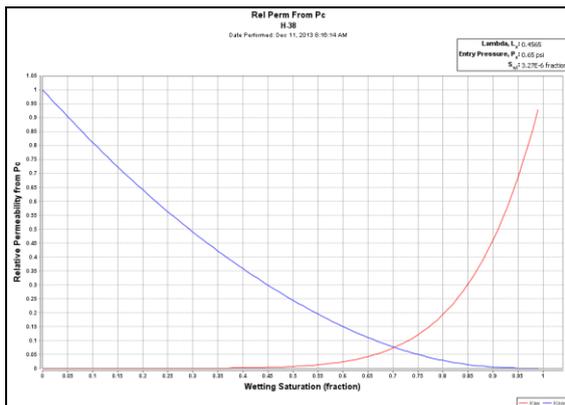


Apéndice R. Ejemplos de curvas de permeabilidad relativa arrojadas por el software GIT.

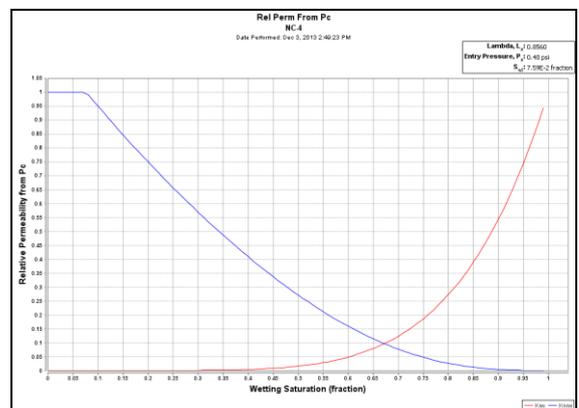
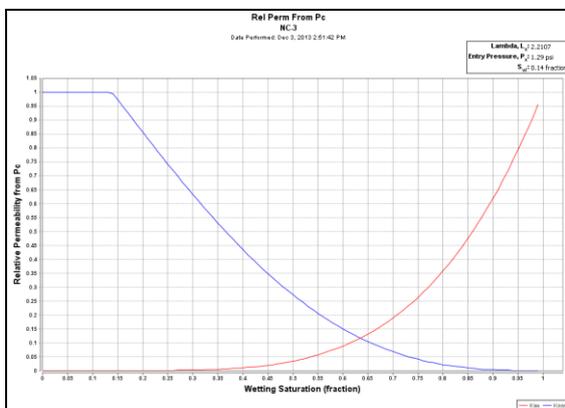
- **Campo Perla.**



- **Campo Travi.**

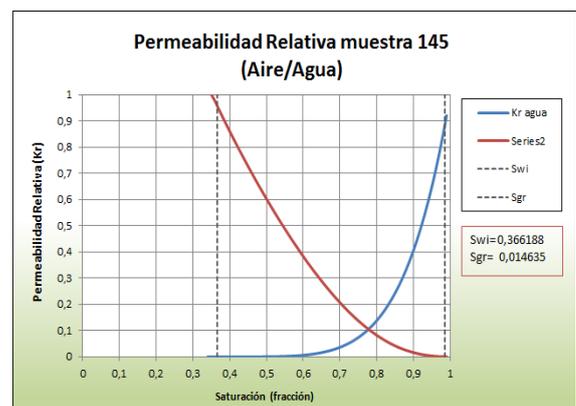
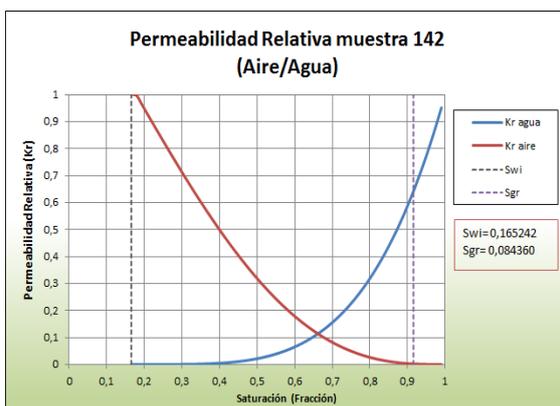
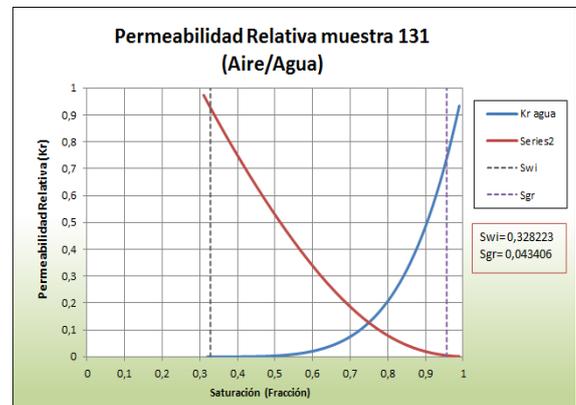
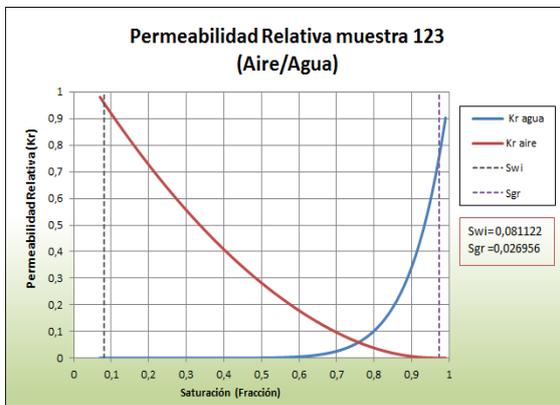
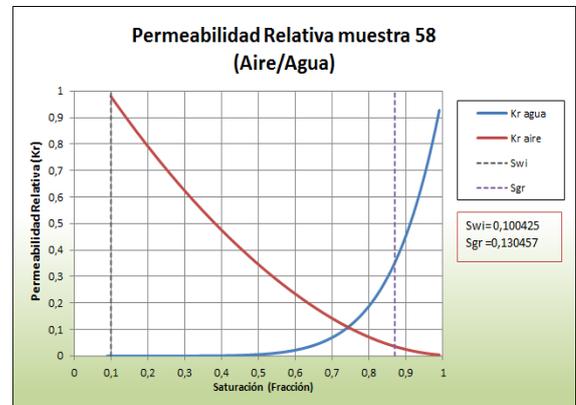
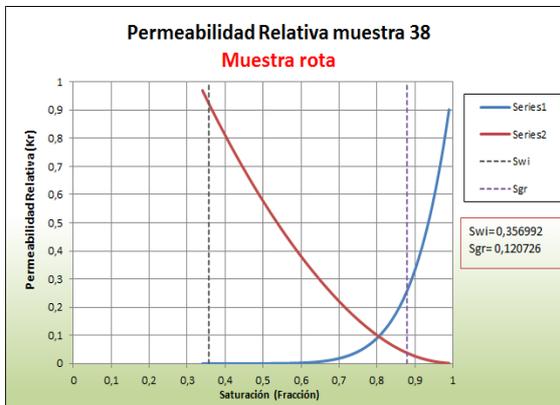
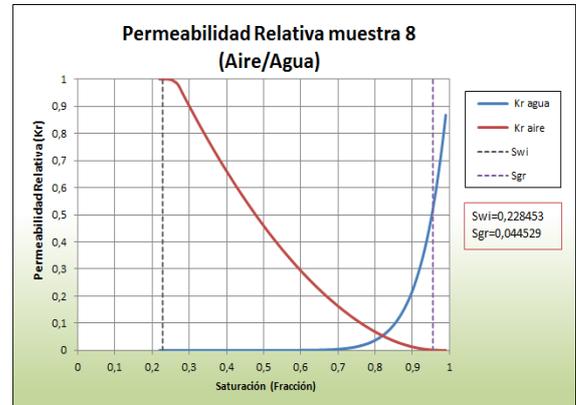
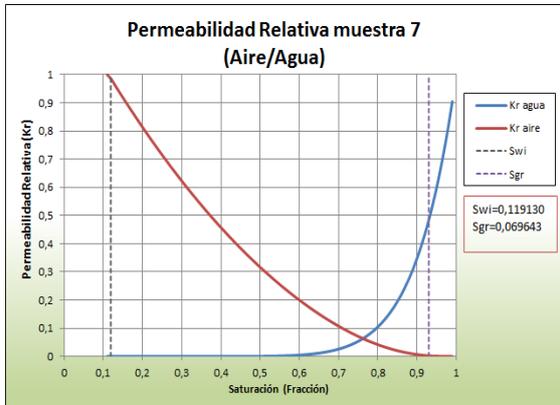


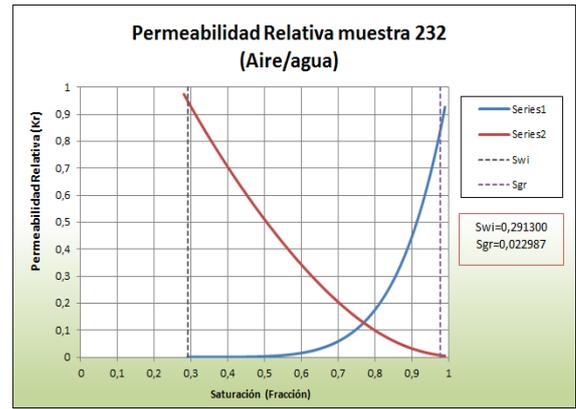
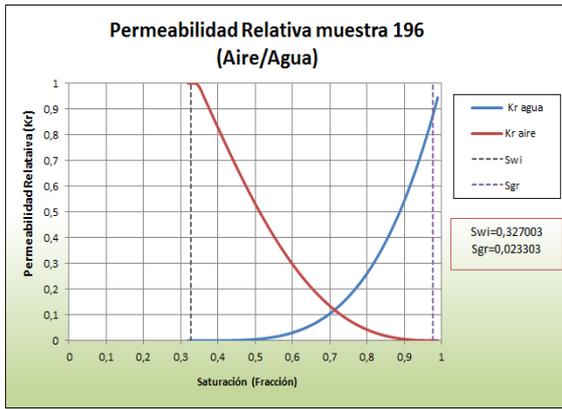
- **Campo Petrocedeño.**



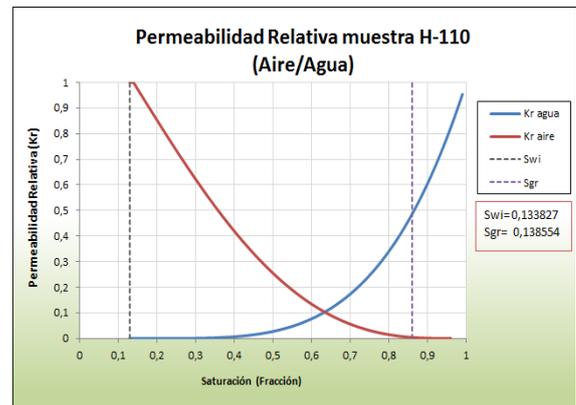
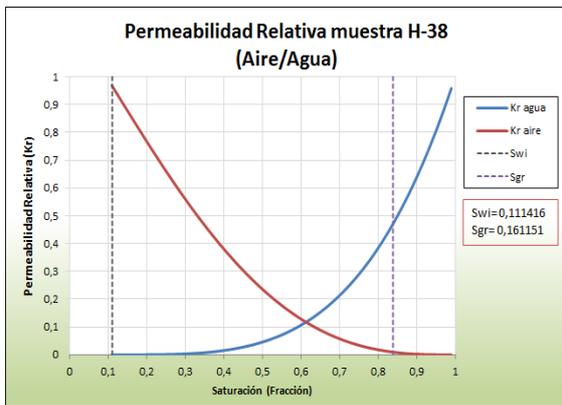
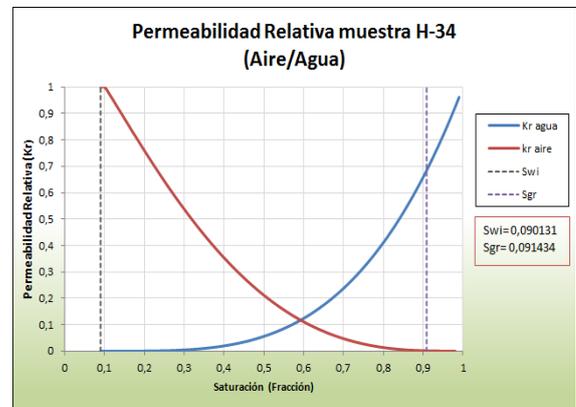
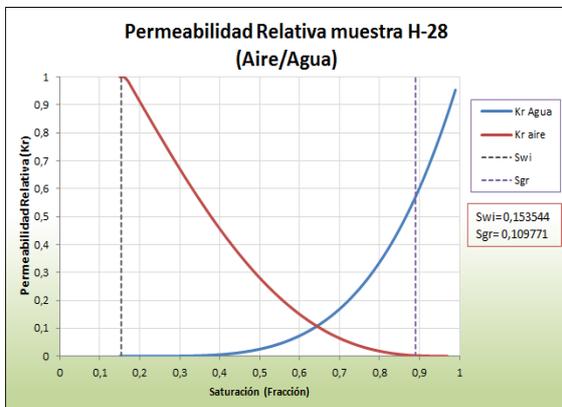
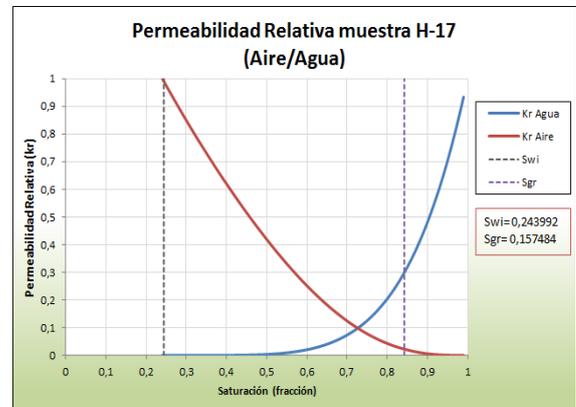
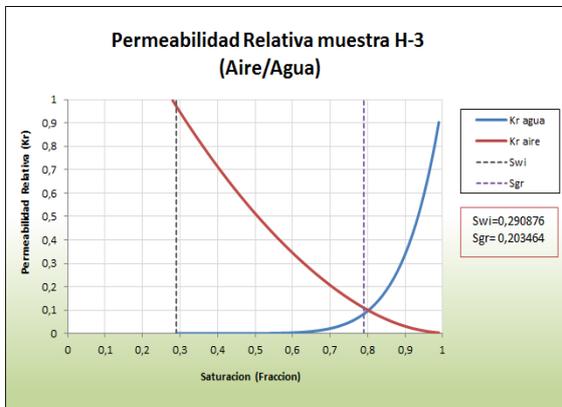
Apéndice S. Curvas estimadas de permeabilidad relativa.

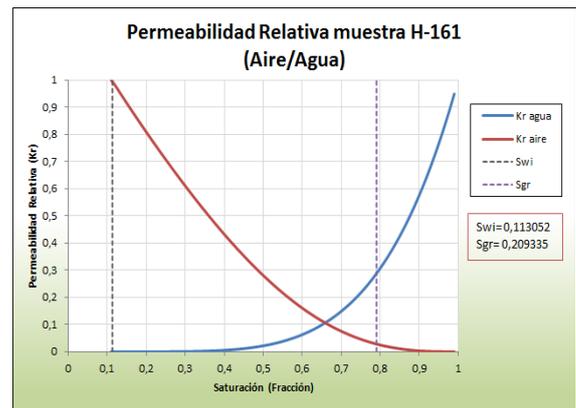
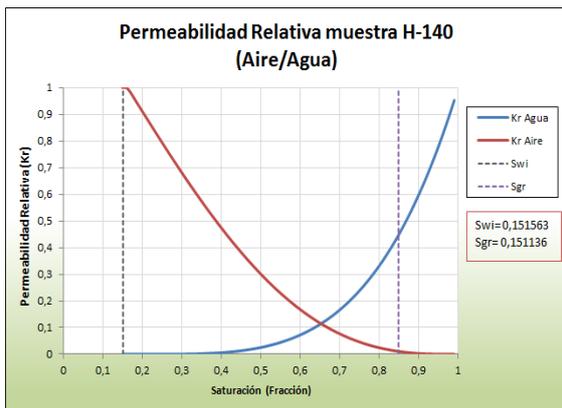
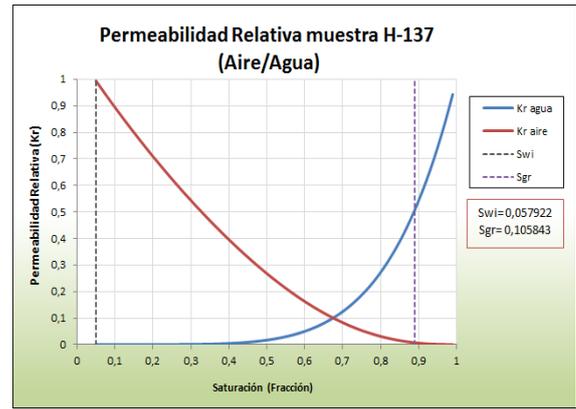
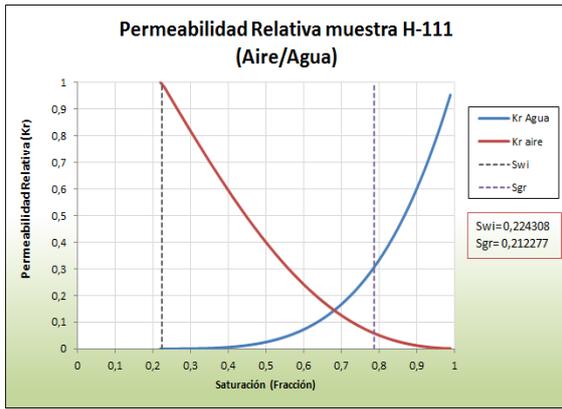
- Campo Perla (drenaje aire/ agua).



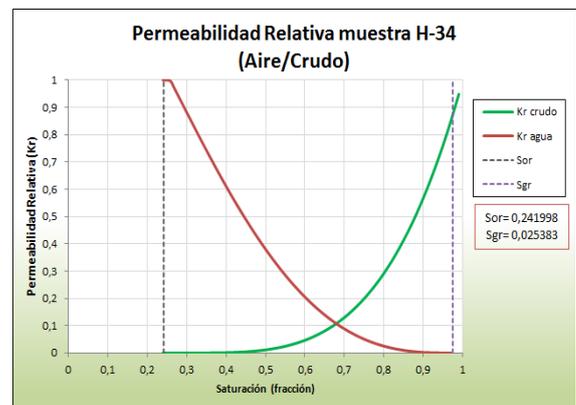
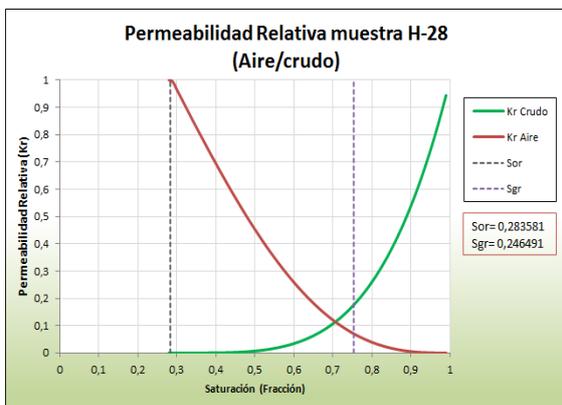
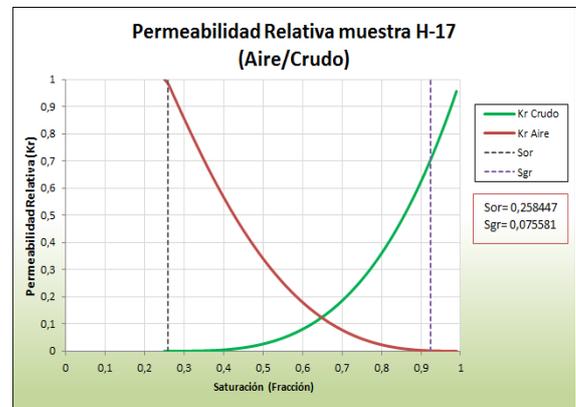
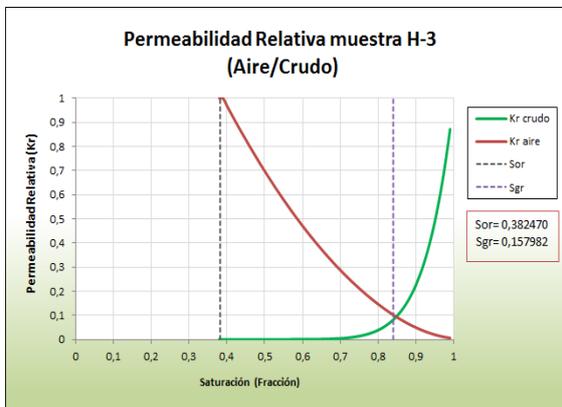


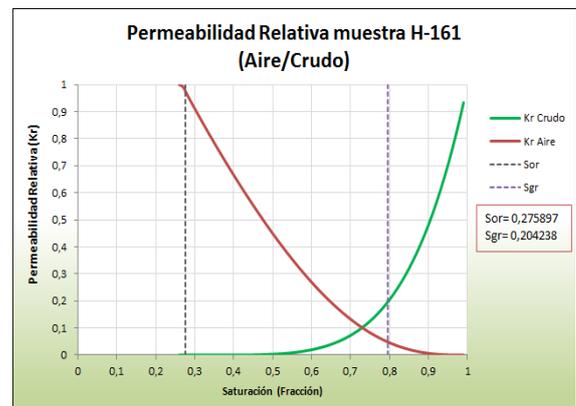
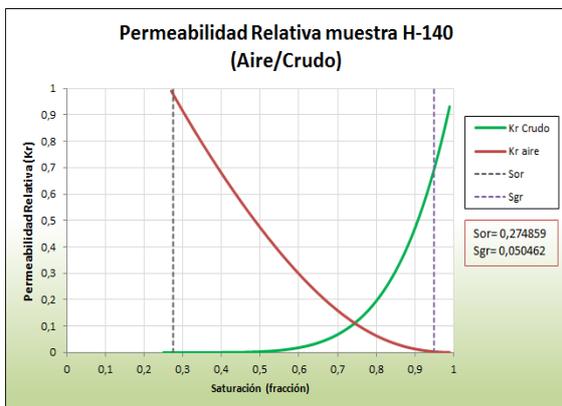
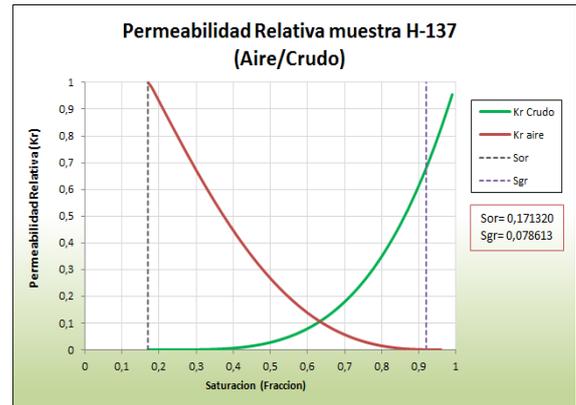
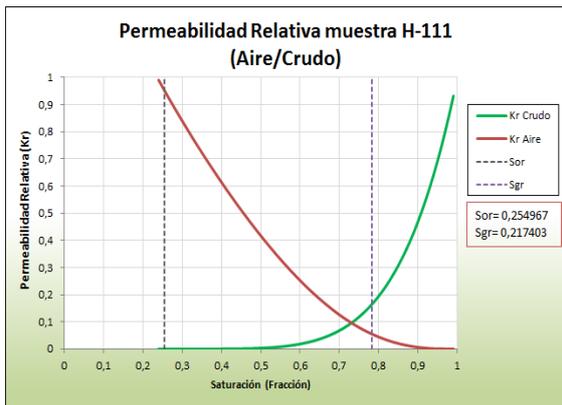
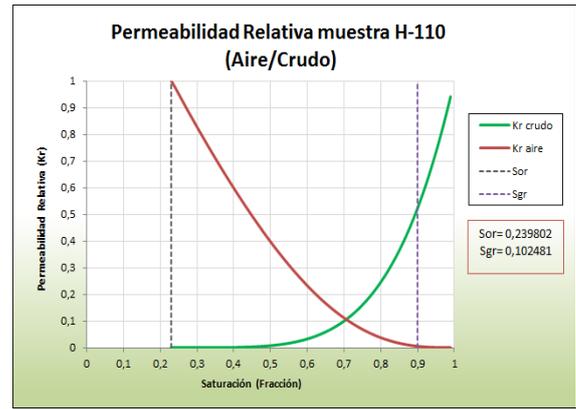
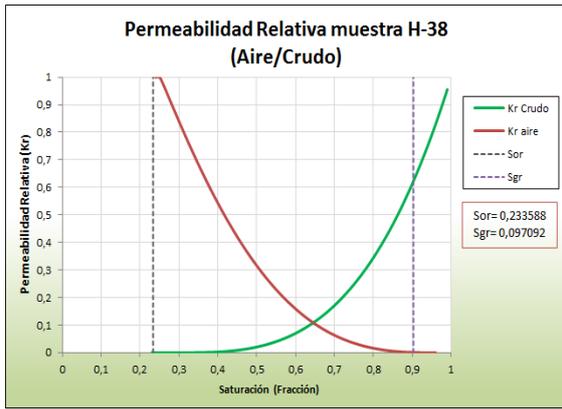
• **Campo Travi (drenaje aire/ agua).**



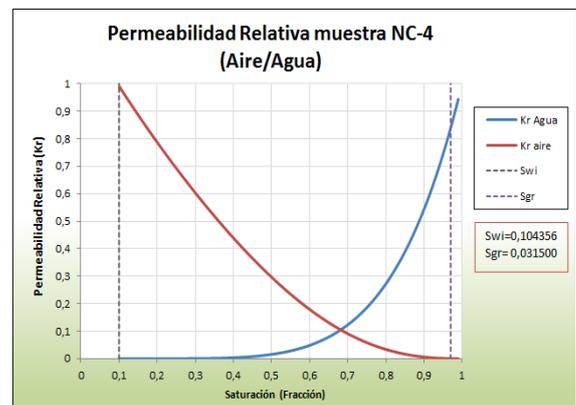
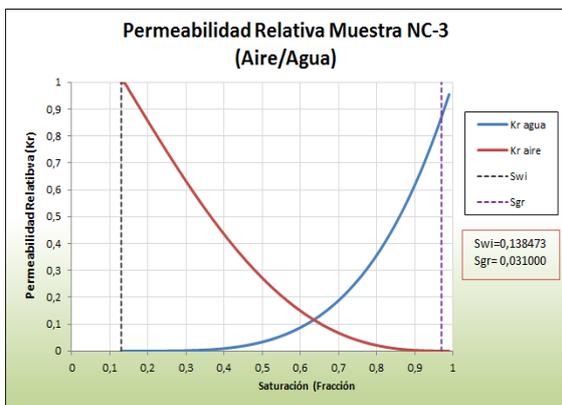


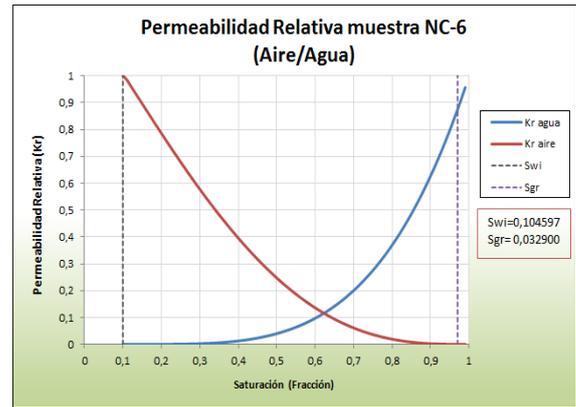
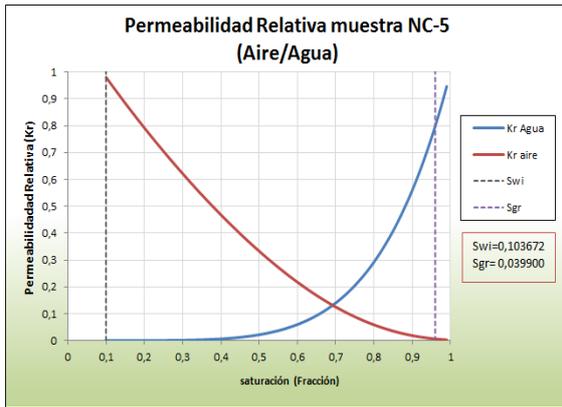
• **Campo Travi (drenaje aire/ crudo).**





• **Campo Petrocedeño (drenaje aire/ agua).**





• **Campo Petrocedeño (imbibición crudo/ agua).**

