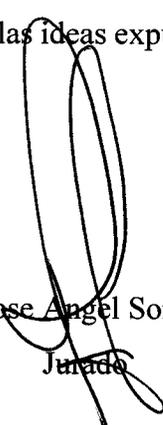


Caracas, Mayo de 2005.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el T.S.U. Yefrenck Enrique Castro Pérez, titulado:

“Diseño de una metodología para generar curvas de permeabilidad relativa a partir de medidas de presión capilar en medios porosos con diferentes propiedades físicas”

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



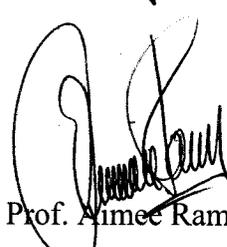
Prof. Jose Angel Sorrentino

Jurado



Prof. Mariluz Alonso

Jurado



Prof. Aimee Ramos

Tutor Académico



Dra. Yani Carolina Araujo

Tutora Industrial

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA PARA GENERAR CURVAS DE
PERMEABILIDAD RELATIVA A PARTIR DE MEDIDAS DE
PRESIÓN CAPILAR EN MEDIOS POROSOS CON DIFERENTES
PROPIEDADES FÍSICAS**

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
para optar al Título de
Ingeniero Químico
por el T.S.U. Castro Pérez, Yefrenck Enrique

Caracas, 2005

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA PARA GENERAR CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA A PARTIR DE MEDIDAS DE PRESIÓN CAPILAR EN MEDIOS POROSOS CON DIFERENTES PROPIEDADES FÍSICAS

Tutor Académico: Ing. Aimee Ramos

Tutor Industrial: Dra. Yani Carolina Araujo

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
para optar al Título de
Ingeniero Químico
por el T.S.U. Castro Pérez, Yefrenck Enrique

Caracas, 2005

Caracas, Mayo de 2005.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Química, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el T.S.U. Yefrenck Enrique Castro Pérez, titulado:

“Diseño de una metodología para generar curvas de permeabilidad relativa a partir de medidas de presión capilar en medios porosos con diferentes propiedades físicas”

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

Prof. Jose Angel Sorrentino

Jurado

Prof. Mariluz Alonso

Jurado

Prof. Aimee Ramos

Tutor Académico

Dra. Yani Carolina Araujo

Tutora Industrial

A Mercedes Pérez y Erica Castro

“La virtud, como el arte, se consagra constantemente a lo que es difícil de hacer, y cuanto más dura es la tarea, más brillante es el éxito”

Anónimo

“El hombre nunca sabe de lo que es capaz hasta que lo intenta”

Charles Dickens

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer principalmente a Dios todopoderoso por haberme iluminado y ser mi principal guía. A mi madre Mercedes Pérez y hermana Erica Castro por toda su ayuda y sacrificio para que mi persona pudiese lograr su sueño. A mis sobrinas Barbara y Sofia por hacer de mi vida algo especial y ser la fuerza impulsora para lograr mis metas. A mi Padre Jesús Enrique Castro que esté donde esté me está cuidando y vela porque todo salga bien.

A La Universidad Central de Venezuela y específicamente a la escuela de ingeniería química por haberme formado por estos 5 años y haber hecho de mi un profesional. A PDVSA-Intevep por haber dado la infraestructura y darme la oportunidad de realizar mi tesis en sus instalaciones.

A mi tutora industrial y amiga Carolina Araujo por haberme brindado la oportunidad de demostrar todo lo que puedo dar como profesional y como persona, por su valioso apoyo y conocimiento. A mi tutora académica Aimee Ramos por haberme brindado asesoría y apoyo en todo momento. A Neel Montoya, Richard Marquez, Marbelia Cabrera, Oneida León y Heriberto Sánchez por su ayuda a todo momento y colaboración para la realización de este trabajo.

A mis amigos Carolina Salas y Luis Castillo por su apoyo incondicional en las buenas y en las malas. A Percy Zúñiga, Alida Padrón, Sohira Rojas, Marvin Ricaurte, Daniel Da Costa, Alexis Alvarez, Rosa Nadales, Indhira Virla, Tatiana Julio, Leonardo Julio y Juan Rojas por todo su apoyo y grandes consejos recibidos.

A Diego Sánchez, Luz Gutiérrez, Daniela Rodríguez, Gabriela Chavez, Mileydi Rodríguez y Solange Rivero por su colaboración. Finalmente a todas aquellas personas que de una u otra manera contribuyeron a la realización de este trabajo especial de grado.

Castro P., Yefrenck E.

DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA PARA GENERAR CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA A PARTIR DE MEDIDAS DE PRESIÓN CAPILAR EN MEDIOS POROSOS CON DIFERENTES PROPIEDADES FÍSICAS

Tutor Académico: Prof. Aimee Ramos. Tutor Industrial: Dra. Yani Carolina Araujo. Tesis. Caracas. UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Química. Año 2005, n° pág. 142.

Palabras claves: Permeabilidad relativa, presión capilar, medios porosos, drenaje primario, saturación irreducible, modelos matemáticos.

Resumen. Las curvas de permeabilidad relativa para un sistema bifásico agua- petróleo son de gran importancia en el área petrolera por su utilidad para la estimación de caudales de producción y diseño de estrategias de explotación de yacimientos mediante la simulación de yacimientos. Estas curvas proporcionan información referente a la resistencia que ofrece un fluido a fluir en presencia de otro y la continuidad de las fases que coexisten en el espacio disponible de un medio poroso. Las curvas de presión capilar proporcionan la distribución de tamaño de poros y valores precisos de saturación irreducible y saturación residual en medios porosos.

Debido al costo involucrado en la evaluación de la permeabilidad relativa y a limitaciones para muestras de baja permeabilidad absoluta, se desarrolló una metodología que permite obtener de manera indirecta la permeabilidad relativa, tanto para la fase agua como para la fase petróleo a partir de datos experimentales de presión capilar. Se aplicó la metodología para un grupo de 8 muestras de rocas de yacimiento que presentan características físicas bien diferenciadas, principalmente la permeabilidad absoluta y la porosidad.

La caracterización física de las muestras fue realizada usando el equipo CMS-300 que efectúa una medición directa de las propiedades basándose en la ley de Boyle. Los datos experimentales de presión capilar se obtuvieron por el método de la centrífuga,

observándose rangos amplios de presión capilar para muestras de baja permeabilidad absoluta. El conjunto de muestras presentó características de mojado afín al agua, motivo por el cuál se obtuvo saturaciones irreducibles de agua elevadas.

Las curvas de permeabilidad relativa se generaron mediante el modelo matemático de Burdine a partir del ajuste de la curva de presión capilar para el proceso de drenaje primario y a través de la correlación de Corey, observándose similitud en las curvas obtenidas para rangos de permeabilidad absoluta entre 11,5 y 114,7 μm^2 .

La validación de la metodología se realizó por medio de pruebas de desplazamiento para muestras entre 11,5 y 5980 μm^2 , observándose un buen ajuste entre los resultados experimentales y los resultados obtenidos por el modelo de Burdine para el proceso de Drenaje. En general se observa que a menor permeabilidad absoluta, mayor es la desviación de la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante (fase petróleo).

Se recomienda evaluar: a) la presión capilar con otro método para encontrar los puntos experimentales a altas saturaciones de agua donde el método de la centrífuga tiene limitaciones , b) otro tipo de función de ajuste que relacione la presión capilar con la saturación de la fase mojante para optimizar la tendencia de la curva de permeabilidad generada de la fase petróleo, c) Muestras con mojabilidad al crudo e intermedia.

INDICE GENERAL

CAPITULO 1.....	18
INTRODUCCIÓN.....	19
1.1. Planteamiento del problema	21
1.2. Objetivos.....	23
1.2.1. Objetivo general	23
1.2.2. Objetivos específicos.....	23
CAPITULO 2.....	24
REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	25
2.1. Definición de Yacimiento.....	25
2.2. Fluidos Contenidos en un Yacimiento.....	26
2.2.1. Hidrocarburos	26
2.2.1.1. Hidrocarburos Parafínicos	26
2.2.1.2. Hidrocarburos Nafténicos o Cicloparafinas	27
2.2.1.3. Hidrocarburos Aromáticos o de la Serie del Benceno.....	27
2.2.2. Agua de Formación.....	28
2.3. Muestras de Rocas (Núcleos)	28
2.4. Medio Poroso.....	29
2.5. Propiedades Físicas del Medio Poroso	30
2.5.1. Porosidad	30
2.5.2. Permeabilidad Absoluta.....	31
2.6. Propiedades de Interacción Roca- Fluido.....	35
2.6.1. Mojabilidad.....	35
2.6.1.1. Tipos de Mojabilidad.....	36
2.6.1.1.1. Mojabilidad Uniforme	36
2.6.1.1.2. Mojabilidad Débil.....	36
2.6.1.1.3. Mojabilidad Intermedia o Neutra	37
2.6.1.1.4. Mojabilidad Fraccional.....	37
2.6.1.1.5. Mojabilidad Mixta	38
2.6.1.2. Factores que Alteran la Mojabilidad	38

2.6.1.2.1. Componentes Activos en el Crudo	38
2.6.1.2.2. Mineralogía de Areniscas y Carbonatos	39
2.6.1.2.3. Química del Agua de Formación	39
2.6.2. Saturación de Fluidos	40
2.6.3. Presión Capilar	41
2.6.3.1. Historia de Saturación en la Curva de Presión Capilar	44
2.6.3.1.1. Drenaje.....	44
2.6.3.1.2. Imbibición.....	44
2.6.3.1.3. Saturación Irreducible (S_{wi}).....	44
2.6.3.1.4. Saturación Residual (S_{or})	45
2.6.4. Métodos para Evaluar Presión Capilar	45
2.6.4.1. Método de la Centrífuga	49
2.6.5. Permeabilidad Relativa.....	51
2.6.5.1. Factores que Afectan a la Permeabilidad Relativa	54
2.6.5.1.1. Propiedades del Medio Poroso	54
2.6.5.1.2. Mojabilidad.....	54
2.6.5.1.3. Historia de Saturación	55
2.6.5.2. Método Experimental de Desplazamiento Dinámico para Evaluar Permeabilidad Relativa.....	56
2.6.6. Modelos para Generar Curvas de Permeabilidad Relativa a Partir de Medidas de Presión Capilar	57
2.6.6.1. Modelo de Purcell.....	57
2.6.6.2. Modelo de Burdine	58
2.6.6.3. Modelo de Corey	60
2.6.6.4. Modelo de Brooks – Corey.....	61
CAPITULO 3.....	62
METODOLOGÍA EXPERIMENTAL	63
3.1. Plan de Experiencias.....	64
3.2. Selección de Muestras	64

3.3. Preparación de Muestras.....	65
3.3.1. Limpieza de Muestras.....	65
3.3.2. Secado de Muestras	67
3.4. Caracterización de los Fluidos de Yacimiento	67
3.4.1. Preparación del Agua de Formación.....	67
3.4.2. Determinación de la Densidad de los Fluidos	68
3.4.3. Determinación de la Viscosidad.....	69
3.4.4. Medición de la Tensión Superficial.....	71
3.5. Determinación de Propiedades Físicas	73
3.5.1. Porosidad	73
3.5.1.1. Medición con CMS-300	73
3.5.1.2. Método de la Pesada	74
3.5.2. Permeabilidad Absoluta.....	75
3.5.3. Distribución de Tamaño de Grano.....	75
3.6. Restauración de la Mojabilidad en los Medios Porosos	77
3.7. Evaluación de la Presión Capilar.....	78
3.7.1. Método de la Centrifuga	79
3.8. Evaluación de la Mojabilidad Mediante la Prueba de Amott-Harvey.....	82
3.9. Determinación de la Permeabilidad Relativa	84
3.10. Curvas de Permeabilidad Relativa a Partir de Modelos Matemáticos.....	86
CAPITULO 4.....	87
RESULTADOS Y DISCUSIÓN	88
4.1. Preparación de Muestras.....	88
4.2. Determinación de Propiedades Físicas de los Medios Porosos Estudiadas.....	89
4.2.1. Porosidad y Permeabilidad Absoluta.....	89
4.2.2. Distribución de Tamaño de Grano.....	90
4.3. Determinación de Propiedades Roca-Fluido	98
4.3.1. Evaluación de la Mojabilidad	98
4.3.2. Evaluación de Presión Capilar.....	100

4.3.3. Generación de Curvas de Permeabilidad Relativa a Partir de Modelos Matemáticos	112
4.3.4. Evaluación de la Permeabilidad Relativa Mediante Pruebas de Desplazamiento	121
CAPITULO 5.....	124
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	125
CAPITULO 6.....	127
BIBLIOGRAFÍA	128
CAPITULO 7.....	132
APÉNDICES	133
APÉNDICE A. Deducción de la Ecuación de Presión Capilar para Convertir Datos Provenientes de la Centrífuga.....	133
APÉNDICE B. Datos Experimentales de Pruebas de Presión Capilar.....	135
APÉNDICE C. Ejemplos de Cálculo de Algunos Parámetros y Errores Experimentales	138
APÉNDICE D. Código en Paquete Sygma Plot para Generar Ajustes Potenciales.....	141
APÉNDICE D. Datos Experimentales de Pruebas de Desplazamiento Realizadas para Validación de la Metodología.....	142

LISTA DE SÍMBOLOS

- a : aceleración de la centrífuga [L/T^2]
 A : área [L^2]
 b : parámetro de influencia del tamaño de poro y el camino libre medio del gas [ML/T^2]
 C : constante de proporcionalidad del viscosímetro [T^{-1}]
 f : factor de corrección [-]
 g : gravedad [L/T^2]
 k : permeabilidad absoluta [L^2]
 k_g : permeabilidad efectiva del gas [L^2]
 k_o : permeabilidad efectiva del crudo [L^2]
 K_{rw} : permeabilidad relativa de la fase mojante [-]
 K_{rww} : permeabilidad relativa de la fase no mojante [-]
 k_w : permeabilidad efectiva del agua [L^2]
 k_{∞} : permeabilidad Klinkenberg [L^2]
 P : presión [ML/T^2]
 P_a : peso total [M]
 P_c : presión capilar [ML/T^2]
 P_d : presión capilar de desplazamiento [ML/T^2]
 P_{nw} : presión de la fase no mojante [ML/T^2]
 P_o : presión en el petróleo [ML/T^2]
 P_m : peso del tamiz con muestra [M]
 P_s : peso de la muestra seca [M]
 P_{sat} : peso de muestra saturada con agua [M]
 P_t : peso retenido del tamiz [M]
 P_v : peso del tamiz vacío [M]
 P_w : presión de la fase mojante [ML/T^2]
 \bar{p} : presión promedio [ML/T^2]
 q : tasa de flujo [L^3/T]
 r : distancia radial [L]
 R : radio de curvatura [L]

r_b : distancia desde el centro de rotación al fondo de la muestra [L]
 RPM : velocidad de centrifugación [rev/T]
 r_c : radio característico [L]
 r_t : distancia desde el centro de rotación al tope de la muestra [L]
 S_f : saturación de la fase [-]
 S_e : saturación en el equilibrio de la fase no mojante [-]
 S_m : mínima saturación de la fase mojante de la curva de presión capilar [-]
 S_{or} : saturación Residual [-]
 S_w : saturación de la fase mojante [-]
 S_w^* : saturación de la fase mojante normalizada [-]
 S_{wi} : saturación Irreducible [-]
 S_{wr} : saturación residual de la fase mojante [-]
 S'_w : saturación de agua luego del drenaje secundario[-]
 T : temperatura [σ]
 t : tiempo[T]
 T_f : tempeartura de fusión [σ]
 V_p : volumen poroso [L³]
 V_{osp} : volumen de crudo espontáneamente desplazado mediante Imbibición [L³]
 V_{od} : volumen de crudo desplazado mediante imbibición forzada [L³]
 V_{wsp} : volumen de agua espontáneamente desplazado [L³]
 V_{wd} : volumen de agua desplazado forzadamente [L³]
 V_t : volumen total [L³]
 V_g : volumen de granos [L³]
 V_p : volumen poroso [L³]
 V_f : volumen de fluido [L³]
 V_p : volumen poroso [L³]
 δ_o : índice de mojabilidad al aceite [-]
 δ_w : índice de mojabilidad al agua [-]

δ_n : índice de mojabilidad neutra [-]
 ϕ : porosidad [%]
 γ : viscosidad cinemática [L²/T]
 τ_w : tortuosidad de la fase mojante [L]
 τ_{nw} : la tortuosidad de la fase no mojante [L]
 λ : índice de distribución de tamaño de poro [-]
 λ_{rw} : relación de tortuosidad de la fase mojante [-]
 λ_{rnw} : relación de tortuosidad de la fase no mojante [-]
 μ : viscosidad dinámica [M/LT]
 ν : velocidad aparente [L/T]
 θ : ángulo de contacto [grados]
 ρ : densidad [M/L³]
 ρ_1 : densidad del líquido que satura [M/L³]
 ρ_2 : densidad del líquido que desplaza [M/L³]
 σ : tensión superficial [M/T²]

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Calidad de petróleo y densidad API.	27
Tabla 2.2. Métodos experimentales utilizados en la industria petrolera para evaluar presión capilar.	47
Tabla 3.1. Plan de trabajo.	64
Tabla 3.2. Composición de agua de formación sintética.	67
Tabla 3.3. Especificaciones de la Ultracentrífuga Beckman.	80
Tabla 3.4. Definición de las diversas condiciones de mojado.	84
Tabla 4.1. Características físicas de las muestras.	88
Tabla 4.2. Propiedades físicas de los fluidos a 80°C.	89
Tabla 4.3. Propiedades físicas de los medios porosos.	89
Tabla 4.4. Índices de Mojabilidad Amott-Harvey.	99
Tabla 4.5. Parámetros de ajuste para curvas de drenaje primario por Sygma Plot 8.0...	101
Tabla 4.6. Puntos finales de ensayos de presión capilar.	112
Tabla 7.1. Datos experimentales obtenidos mediante el método de la centrífuga.	135
Tabla 7.2. Datos experimentales por método de desplazamiento para muestras A y G.	142

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Muestras consolidadas.	29
Figura 2.2. Modelo de un medio poroso.....	30
Figura 2.3. Representación esquemática de un flujo lineal a través de un medio poroso.	33
Figura 2.4. Corrección de la permeabilidad de Klinkenberg.....	34
Figura 2.5. Mojabilidad Uniforme: a) Roca mojada al agua. b) Roca mojada al petróleo.	37
Figura 2.6. Angulo de contacto en una interfase curva.	42
Figura 2.7. Curvas de Presión Capilar (imbibición y drenaje) vs. S_w para un sistema agua/petróleo/roca.....	43
Figura 2.8. Contenido de una celda configurada para proceso de drenaje.	49
Figura 2.9. Efecto del tamaño y distribución de los poros sobre la relación P_c vs. S_w	51
Figura 2.10. Curvas típicas de Permeabilidad Relativa.	52
Figura 2.11. Curvas típica de permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo.	55
Figura 3.1. Montaje experimental equipo limpieza de muestras Dean-Stark.....	66
Figura 3.2. Densímetro.	68
Figura 3.3. Montaje experimental viscosímetro Cannon-Fenske.	70
Figura 3.4. Tensiómetro Lauda TD-1.	71
Figura 3.5. Equipo CMS-300.	74

Figura 3.6. Tamizador.	76
Figura 3.7. Equipo para saturar las muestras.	77
Figura 3.8. Centrifuga Beckman (Modelo L8-60M/PHT).....	79
Figura 3.9. Celda con configuración estándar.	81
Figura 3.10. Celda con configuración invertida.	81
Figura 3.11. Celda transparente de desplazamiento espontáneo.	82
Figura 3.12. Montaje experimental de prueba de desplazamiento dinámico.	85
Figura 4.1. Distribución de tamaño de grano para la muestra A.	91
Figura 4.2. Distribución de tamaño de grano para la muestra B.	92
Figura 4.3. Distribución de tamaño de grano para la muestra C.	93
Figura 4.4. Distribución de tamaño de grano para la muestra D.	94
Figura 4.5. Distribución de tamaño de grano para la muestra E.....	95
Figura 4.6. Distribución de tamaño de grano para la muestra F.....	96
Figura 4.7. Distribución de tamaño de grano para la muestra G.	97
Figura 4.8. Distribución de tamaño de grano para la muestra H.	98
Figura 4.9. Interpretación de índices de mojabilidad Amott-Harvey.	100
Figura 4.10. Curvas de presión capilar para la muestra A.....	103
Figura 4.11. Curvas de presión capilar para la muestra B.....	104
Figura 4.12. Curvas de presión capilar para la muestra C.....	105

Figura 4.13. Curvas de presión capilar para la muestra D.....	107
Figura 4.14. Curvas de presión capilar para la muestra E.	108
Figura 4.15. Curvas de presión capilar para la muestra F.	109
Figura 4.16. Curvas de presión capilar para la muestra G.....	110
Figura 4.17. Curvas de presión capilar para la muestra H.....	111
Figura 4.18. Curvas de permeabilidad relativa para la muestra A.....	114
Figura 4.19. Curvas de permeabilidad relativa para la muestra B.....	115
Figura 4.20. Curvas de permeabilidad relativa para la muestra C.....	116
Figura 4.21. Curvas de Permeabilidad relativa para la muestra D.	117
Figura 4.22. Curvas de permeabilidad relativa para la muestra E.	118
Figura 4.23. Curvas de permeabilidad relativa para la muestra F.	119
Figura 4.24. Curvas de permeabilidad relativa para la muestra H.....	120
Figura 4.25. Curvas de permeabilidad relativa para la muestra G.....	121
Figura 4.26. Permeabilidad relativa obtenida por desplazamiento para muestra A.	123
Figura 4.27. Permeabilidad relativa obtenida por desplazamiento para muestra G.	123

CAPITULO 1

El fin principal de la industria petrolera es extraer las reservas de hidrocarburos minimizando los costos y obteniendo un alto porcentaje de recuperación. La disminución de las reservas y la creciente limitación en descubrir nuevas acumulaciones de hidrocarburos, obligan a la industria petrolera venezolana a buscar alternativas que permitan maximizar la recuperación de petróleo y que incorporen un valor agregado al negocio^[1]. Por esta razón es necesario el desarrollo de estudios integrados de yacimientos, los cuales además de cuantificar volúmenes de reservas, permiten establecer estrategias de explotación más rentables para el negocio petrolero.

Los yacimientos petroleros son medios porosos completamente irregulares, como consecuencia de procesos de transformación sufridos a través del tiempo. Existen espacios vacíos entre los granos de rocas, llamados intersticios, donde se encuentran acumulados los fluidos de interés para la producción como lo son el petróleo y gas, coexistiendo con agua^[1]. Estos fluidos en conjunto con el medio poroso conforman el denominado sistema roca- fluido.

Para estimar los caudales de petróleo y gas a recuperar, planificar el plan de producción del yacimiento y seleccionar los posibles procesos de recuperación primarios ó secundarios, es necesario caracterizar el yacimiento a través de análisis realizados en muestras de rocas tomadas de la formación llamadas núcleos. Este tipo de muestra permite determinar las propiedades físicas del reservorio tales como porosidad y permeabilidad absoluta, evaluación conocida como análisis convencionales de núcleos. Además en éstos se puede determinar las propiedades del sistema roca – fluido, se habla así de análisis especiales entre los cuales se encuentran la evaluación de mojabilidad, presión capilar, permeabilidad relativa, etc.



Uno de los problemas más resaltantes de la industria es la determinación de la permeabilidad relativa, ya que no siempre se dispone de una infraestructura adecuada. El presente trabajo tiene como finalidad proponer una metodología basada en la generación de curvas de permeabilidad relativa en muestras de rocas de yacimiento utilizando datos experimentales de presión capilar, con la ayuda de un modelo analítico. Se determinarán curvas de permeabilidad relativa en función de la saturación de la fase mojanante en medios porosos de diferentes propiedades físicas.

En el capítulo 2 se presentan los fundamentos teóricos, basados en una revisión bibliográfica que permite entrar en el tema propuesto y se presenta una revisión de los métodos experimentales utilizados para determinar presión capilar, haciendo énfasis en el empleado en este trabajo como lo es el método de la centrífuga; además se presentan diferentes modelos encontrados en la literatura para determinar indirectamente esta propiedad. Finalmente, en la sección de metodología experimental (Capítulo 3), se describen los procedimientos empleados para preparar y caracterizar los medios porosos y fluidos; se detalla el procedimiento para evaluar la presión capilar usando los métodos seleccionados y la determinación experimental de la curva de permeabilidad relativa para validar la metodología en los casos donde sea posible. En el capítulo 4 se presentan los resultados y la discusión en este trabajo de investigación. El capítulo 5 muestra las conclusiones y recomendaciones. Finalmente en el capítulo 7 se incluyen los apéndices.



1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las curvas de permeabilidad relativa son de gran importancia en la industria del petróleo para la estimación de caudales de producción, y en el diseño de estrategias de explotación de yacimientos, para lo cual se usa la simulación de yacimientos. Dependiendo de las características físicas del medio poroso, es decir de su porosidad y permeabilidad absoluta pueden realizarse, a escala de laboratorio, experiencias que permiten obtener resultados precisos que puedan ser usados para el proceso de simulación. Una de las propiedades más importantes en la simulación de yacimientos es la permeabilidad relativa, la cual relaciona la permeabilidad de cada fase en particular con una de referencia, ya que en un sistema coexisten varios fluidos y evidentemente existe más resistencia de un fluido en pasar por un medio poroso en presencia de otro.

Para determinar experimentalmente la permeabilidad relativa en formaciones petrolíferas existen diferentes técnicas cuya ventana de aplicación depende de las propiedades físicas del medio poroso. Existen yacimientos convencionales con permeabilidades absolutas altas donde los efectos de las fuerzas viscosas son dominantes y yacimientos de baja permeabilidad, como en la mayoría de las formaciones gasíferas, donde el sistema es fuertemente dominado por las fuerzas capilares. Por lo tanto, para caracterizar estos sistemas, los equipos trabajan a altas presiones. La caracterización de los sistemas de baja permeabilidad es un problema complejo, ya que no se disponen de técnicas ni metodologías precisas para evaluar propiedades roca-fluido, debido al rango de presiones que se alcanzan.

PDVSA tiene la necesidad urgente de disponer de técnicas, metodologías y modelos que sirvan para caracterizar eficientemente los sistemas de baja permeabilidad. Esto es de gran impacto para la industria ya que se espera que en un escenario futuro, la demanda de energía proveniente del petróleo, gas y otras fuentes llegue a ser el doble que la actual. La composición de la oferta de la energía también está cambiando, los observadores esperan que el mundo consuma más gas que petróleo para el año 2025^[1]. El plan de



negocios de PDVSA para los próximos 10 años prevé las posibilidades de crecimiento de las inversiones para el desarrollo de la cadena de valor del gas natural. Nuestro país, cuenta con las mayores reservas probadas de gas natural de Latinoamérica, comparable en orden de magnitud a las reservas de los Estados Unidos de América ^[2].

En este trabajo se propone desarrollar una metodología para obtener la permeabilidad relativa de manera indirecta usando modelos numéricos conocidos y datos experimentales de presión capilar, siendo esta metodología un estudio preliminar para caracterización de sistemas de baja permeabilidad. Existen diferentes modelos matemáticos como Purcell, Corey y Brooks que relacionan datos de presión capilar con la permeabilidad relativa. Estos modelos han sido validados experimentalmente en algunos sistemas. Los resultados de los estudios muestran que es posible emplear una metodología sistemática para calcular la permeabilidad relativa usando el método de presión capilar^[3]. Entonces se busca que la metodología a desarrollar permita generar este tipo de curvas para medios porosos con propiedades físicas bien diferenciadas, que funcione tanto para rocas permeables como para el caso de rocas poco permeables.

El desarrollo de una metodología que permita generar curvas de permeabilidad relativa a partir de presiones capilares abre una brecha para la caracterización de sistemas de baja permeabilidad, ya que actualmente no existen métodos estándares para su evaluación. Para la corporación es de suma importancia disponer de un protocolo donde se detalle la metodología empleada para caracterizar los sistemas por esta alternativa y que a su vez genere una unificación de criterios de los distintos laboratorios a la hora de realizar este tipo de análisis.



1.2. OBJETIVOS

1.2.1. Objetivo general

Desarrollar una metodología que permita generar las curvas de permeabilidad relativa a partir de mediciones experimentales de presión capilar.

1.2.2. Objetivos específicos

- Seleccionar y caracterizar sistemas representativos de formaciones petrolíferas con propiedades físicas bien diferenciadas.
- Evaluar y seleccionar diferentes metodologías experimentales para la determinación de la presión capilar en medios porosos para un sistema bifásico. Establecer comparaciones entre ellas con énfasis en sus limitaciones para evaluar cada sistema en particular.
- Diseñar una metodología para generar las curvas de permeabilidad relativa a partir de mediciones experimentales de presión capilar utilizando diferentes modelos matemáticos.
- Validar la metodología propuesta en los casos donde sea posible realizando pruebas de desplazamiento dinámico.
- Evaluar diferentes modelos matemáticos y seleccionar el más adecuado para determinar la permeabilidad relativa a partir de presiones capilares en medios porosos para un sistema bifásico.
- Generar un protocolo con la metodología diseñada para disponer de un documento formal de laboratorio.

CAPITULO 2

2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

En este capítulo se presentan los diferentes conceptos necesarios para el entendimiento del tema planteado. La mayoría de las definiciones presentadas son utilizadas en la ingeniería de yacimientos, donde se usan como herramientas para predecir y controlar el comportamiento de un yacimiento en su vida productiva. Entre las herramientas usadas para diagnosticar el comportamiento de un reservorio petrolífero se encuentran los datos físicos y geológicos, estadísticas de producción, ecuaciones matemáticas con suposiciones representativas del yacimiento y análisis de laboratorio a muestras de rocas del yacimiento, entre otras.

El estudio detallado de un yacimiento de hidrocarburos implica tomar muestras de la roca y de los fluidos contenidos en ella durante la perforación de los pozos. Estas muestras son llamadas núcleos. Este tipo de muestra permite determinar las propiedades físicas del reservorio, siendo conocidas estas series de evaluaciones como análisis convencionales de núcleos entre los que se encuentra la porosidad y permeabilidad absoluta. Además se pueden determinar las propiedades del sistema roca – fluido, estos se conocen como análisis especiales que permiten determinar la mojabilidad, presión capilar, permeabilidad relativa, etc.

2.1. Definición de Yacimiento

Un yacimiento puede ser definido como una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos, a través de la cual estos fluidos pueden desplazarse para ser recuperados, bajo presiones existentes o aplicadas externamente. Está constituido por dos elementos fundamentales: el medio recipiente y los fluidos almacenados en ese medio. Implica la correlación de dos aspectos

básicos para la industria petrolera: las consideraciones geológicas y las propiedades de los fluidos contenidos en el yacimiento^[4].

2.2. Fluidos Contenidos en un Yacimiento

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

2.2.1. 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^[4].

Los compuestos orgánicos que normalmente se encuentran en el petróleo, han sido agrupados químicamente en tres series, todas ellas contienen compuestos similares tanto en la forma de sus moléculas como en sus características. Estas series son descritas a continuación:

2.2.1.1. Hidrocarburos Parafínicos

Son compuestos de cadenas lineales de carbono asociadas a hidrógeno llamados también hidrocarburos saturados, cuya fórmula general es C_nH_{2n+2} y son químicamente estables. Es la serie más común e incluye los hidrocarburos de cadena abierta y cadena ramificada.



Entre ellos se encuentran: Metano, Etano, Propano, Butano entre otros. Cuando las cadenas son ramificadas se tienen las isoparafinas; al presentarse dobles uniones entre los átomos de carbono se forman las olefinas^[4].

2.2.1.2. Hidrocarburos Nafténicos o Cicloparafinas

Este tipo de compuestos tiene una estructura de anillo o de ciclo sin doble enlace, por consiguiente poseen propiedades similares a los parafínicos y son químicamente estables. La fórmula general de estos compuestos es C_nH_{2n} ^[4].

2.2.1.3. Hidrocarburos Aromáticos o de la Serie del Benceno

En estos compuestos los ciclos presentan dobles enlaces alternos (anillo bencénico) y por lo tanto no saturados, son químicamente activos, oxidándose rápidamente. Es raro encontrar crudos completamente aromáticos^[4].

La industria de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo a su gravedad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo). En la Tabla 2.1 se muestra la relación entre los grados API y la calidad del crudo^[4].

Tabla 2.1. Calidad de petróleo y densidad 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

2.2.2. 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 las aguas de formación se encuentran: Na^+ , K^+ , Mg^{++} , Ca^{++} , Ba^{++} , Li^+ , Cl^- , NO_3^- , $\text{CO}_3^{=}$, HCO_3^- y $\text{SO}_4^{=}$.

Muchas de las aguas en campos petrolíferos se caracterizan por la falta de sulfatos ($\text{SO}_4^{=}$) y por la abundancia de carbonatos ($\text{CO}_3^{=}$). Esto se debe a la condición reductora del medio en la que se encuentran los yacimientos, que ocasiona que los sulfatos se transformen en sulfitos (S^-). Tienen además una alcalinidad baja o neutral^[4].

Las aguas connatas o propias del yacimiento tienen la propiedad de flocular las arcillas. Por eso, cuando se encuentran arcillas en un yacimiento junto con agua de alta salinidad, éstas ocupan un espacio mínimo dentro de los poros. Si el agua de formación es reemplazada por agua dulce, las arcillas se hinchan y reducen el espacio poroso, incluso pueden llegar a eliminar por completo la permeabilidad a los fluidos^[4].

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.

Cuando el núcleo llega al laboratorio procedente del yacimiento, se toman porciones más pequeñas del mismo, conocidas como *taponas*, 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. Las muestras de rocas a ser analizadas, de acuerdo al grado de compactación de sus granos, pueden ser de dos tipos: muestras consolidadas, arenas donde sus granos se encuentran lo suficientemente comprimidos (Figura 2.1), y muestras no consolidadas, donde no existen fuerzas resaltantes que unan los granos^[4].



Figura 2.1. Muestras consolidadas.

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^[5]. 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^[6].

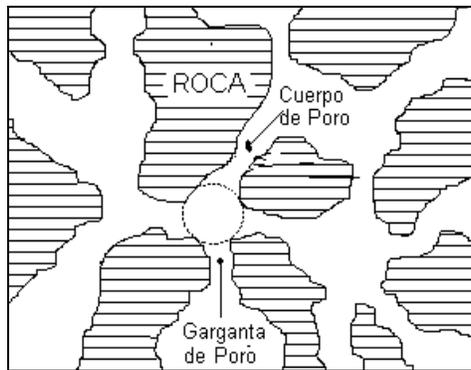


Figura 2.2. Modelo de un medio poroso.

2.5. Propiedades Físicas del Medio Poroso

A los medios porosos se les puede determinar diferentes propiedades físicas a través de los llamados análisis petrofísicos. En este estudio se evaluaron la Porosidad y la Permeabilidad absoluta.

2.5.1. Porosidad

Una de las propiedades más importantes de un medio poroso es la porosidad, ya que ésta es una medida del espacio disponible en la roca para almacenar fluidos. Esta propiedad puede ser medida fácilmente o no dependiendo de la interconexión de los poros^[7]. Los granos que conforman las rocas de los yacimientos petrolíferos, tienen formas irregulares y el grado de irregularidad o de redondez es evidencia de los procesos de transformación sufridos a través del tiempo. Es por ello que existen espacios vacíos entre los granos, los cuales son denominados espacios de poro o intersticios. En los intersticios de las rocas de yacimiento es donde se acumulan petróleo, gas y agua. Este término es expresado como una fracción (o porcentaje) del volumen total de la roca^[5]. Matemáticamente se expresa como:

$$\phi = \frac{(V_t - V_g) \cdot 100}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \cdot 100 \quad \text{Ec. 2.1}$$

donde, ϕ representa la porosidad, V_t el volumen total de la roca, V_g el volumen neto ocupado por los sólidos (volumen de granos) y V_p el volumen poroso.

Se distinguen dos clases de porosidad: **absoluta o total** y **efectiva**. La porosidad absoluta es la porosidad en cuya estimación se considera el volumen total de poros, estén o no interconectados. La porosidad efectiva es la porosidad que considera solamente los poros que están interconectados (razón del volumen de poros interconectados al volumen total de la muestra). Aún cuando ambas porosidades son esencialmente las mismas en la mayoría de las rocas de yacimiento, solamente la porosidad efectiva es de interés para la ingeniería de yacimiento. La diferencia entre ambas se denomina porosidad no efectiva. En el laboratorio se determina la porosidad efectiva, la cual se mide en la mayoría de los porosímetros, ya que en realidad es la que interesa para las estimaciones de petróleo y gas en sitio. Solo los volúmenes de hidrocarburos almacenados en los poros interconectados pueden ser extraídos parcialmente del yacimiento^[8].

Entre los factores que afectan la porosidad en arenas se tiene: a) Distribución de tamaño de granos, b) Forma de los granos, c) Tipo de empaque que a su vez depende de la geometría y distribución de los granos, c) Presencia de partículas finas, d) Cementación, e) Acción química, f) Fracturamiento, g) Deformación por sobrepresión (compactación).

2.5.2. Permeabilidad Absoluta

La permeabilidad de un medio poroso dado es la habilidad que presenta éste para dejar pasar un fluido a través de sus poros interconectados y/o red de fracturas, es decir, es una característica de la roca que está determinada por la capacidad que tiene un fluido de moverse a través de sus poros interconectados. Como la permeabilidad depende de la continuidad de los poros, no existe en teoría una única relación entre la porosidad absoluta de una roca y su permeabilidad. Excepto para gases a presiones muy bajas, la permeabilidad absoluta de la roca es una propiedad de la misma y no del fluido que pase

a través de ella, siempre y cuando el fluido sature el 100% del espacio poroso disponible. La permeabilidad es una propiedad anisotrópica de los medios porosos, es decir, depende de la dirección en que se mida. Por esta razón, la permeabilidad de una muestra de roca, medida en el laboratorio puede variar considerablemente de la permeabilidad promedio del yacimiento, debido a que frecuentemente se presentan variaciones muy grandes en la dirección vertical y horizontal. Por lo general, la permeabilidad, medida paralela al plano de estratificación de las rocas, es mayor que la permeabilidad vertical^[4].

La permeabilidad representa la habilidad con la que un fluido se desplaza en un medio poroso. Por analogía con conductores eléctricos y con la transferencia de calor representa el recíproco de la resistencia que el medio poroso ofrece al flujo de fluido^[7].

La permeabilidad se expresa mediante la unidad denominada Darcy (D) en honor al francés Henry Darcy, quien fue el primero en estudiar el paso del fluido (agua) a través de un medio poroso (filtros de arena)^[8]. Se puede decir que un medio poroso tiene una permeabilidad de un *Darcy*, cuando una fase fluida con viscosidad de un centipoise que llena totalmente el espacio poroso intergranular, fluye a través de él bajo condiciones de flujo viscoso a una tasa de un cm^3 por segundo, por un área transversal de un cm^2 , por cm de longitud y bajo un gradiente de presión de una *atmósfera*. En los experimentos iniciales Darcy no tomó en cuenta la viscosidad del fluido; este parámetro fue introducido por Muskat^[5]. La unidad Darcy tiene como equivalente en el sistema internacional el micrómetro cuadrado (μm^2). Matemáticamente la Ley de Darcy para flujo monofásico se escribe como (Figura 2.3):

$$v = \frac{q}{A} = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dl} \quad \text{Ec. 2.2}$$

donde v es la velocidad aparente del flujo, q la tasa de flujo, A el área perpendicular al flujo, k la permeabilidad, μ la viscosidad y $\frac{dp}{dl}$ es el gradiente de presión en función de la dirección del flujo^[4].

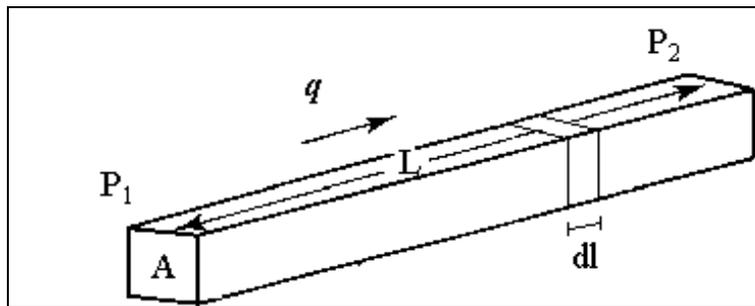


Figura 2.3. Representación esquemática de un flujo lineal a través de un medio poroso.

La ecuación de Darcy expresada de esta forma, involucra las siguientes suposiciones acerca del medio y el fluido: Medio poroso homogéneo, no reactivo, saturado 100% con una fase, fluido Newtoniano, flujo incompresible, laminar e isotérmico, estado estacionario, viscosidad independiente de la presión.

Cuando algunas de estas condiciones no se cumplen, es necesario modificar la ecuación para corregir la situación. Para expresar la cantidad de fluido que circulará a través de un medio poroso de determinada geometría y dimensiones, es necesario integrar la ecuación 2.2 con las condiciones de borde adecuadas al sistema, para así desarrollar ecuaciones de flujo laminar de cualquier fluido incompresible (implica que el flujo volumétrico q es constante respecto a la variable l). Los medios más frecuentemente utilizados son el lineal y el radial^[4].

Debido al deslizamiento de las moléculas de gas en las paredes de los poros, la permeabilidad al gas difiere de la permeabilidad al líquido. Aún cuando se supone que la ley de Darcy es independiente del estado del fluido, Klinkenberg observó que cuando el fluido es un gas, la permeabilidad es función de una presión media (\bar{p}). Esto se debe a

que las moléculas de gas fluyen a una tasa uniforme a través de los poros pequeños; mientras que la moléculas de líquido, se mueven a velocidades más altas en el centro del espacio poroso que cerca de las paredes. Se introduce una corrección en la ecuación (2.2) debido al deslizamiento de gas en las paredes o efecto Klinkenberg (resistencia de los canales porosos al movimiento del fluido) en honor a su descubridor^[5].

Klinkenberg desarrolló una ecuación para la determinación de k :

$$k_{\infty} = \frac{k}{1 + b/\bar{p}} \quad \text{Ec. 2.3}$$

donde k_{∞} es la permeabilidad Klinkenberg (absoluta), k es la permeabilidad del gas medida a la presión \bar{p} , b es un parámetro que muestra la influencia del tamaño de poro y el camino libre medio del gas dentro del espacio poroso y \bar{p} es la presión promedio.

A bajas presiones de gas, la permeabilidad al gas es mayor que la permeabilidad del líquido, mientras que a altas presiones de gas, la permeabilidad al gas es igual que la permeabilidad al líquido. Los medios porosos con permeabilidad baja (en el orden de 0,6 mD) requieren grandes correcciones por el efecto Klinkenberg, a diferencia de las que poseen valores de permeabilidad cercanos a 1 Darcy donde no son necesarias^[5].

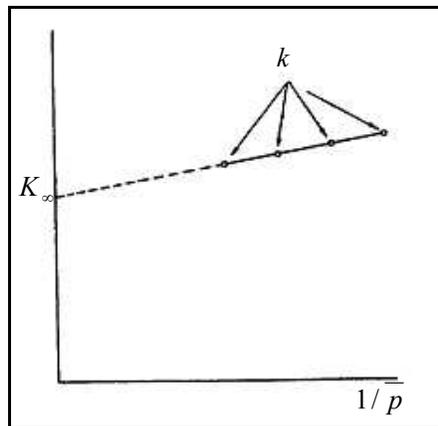


Figura 2.4. Corrección de la permeabilidad de Klinkenberg.



La corrección de Klinkenberg, involucra la realización de varias mediciones de permeabilidad a diferentes presiones de entrada. La permeabilidad calculada se grafica en función de $1/\bar{p}$, como se observa en la figura 2.4 La permeabilidad verdadera se determina extrapolando los valores medidos en una línea recta, hasta intersectar con el eje de las ordenadas. El valor obtenido es equivalente a la permeabilidad que debería obtenerse para un núcleo 100% saturado con un líquido no reactivo. Es por esta razón que la permeabilidad corregida de Klinkenberg, es denominada k_L (permeabilidad al líquido)^[4].

Los factores que afectan a la permeabilidad son los mismos que afectan a la porosidad, estos son el grado de compactación de la roca, el tamaño y distribución de los granos, entre otros.

2.6. Propiedades de Interacción Roca- Fluido

La presencia de múltiples fases dentro del medio poroso genera interacciones entre la roca y los fluidos contenidos en ella. Estas interacciones afectan significativamente la distribución y flujo de los fluidos contenidos en su interior. Manifestaciones macroscópicas de estas interacciones roca-fluido son las propiedades de mojado, la Presión Capilar, y la Permeabilidad Relativa, entre otras.

2.6.1. Mojabilidad

La mojabilidad se refiere a la tendencia de un fluido a adherirse o adsorberse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmiscible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. En un yacimiento de petróleo, la mojabilidad es una medida de la afinidad de la superficie de la roca por la fase petróleo o por la fase acuosa y determina la ubicación relativa de cada una de estas fases dentro del medio poroso^[4]. El conocimiento de la manera como el petróleo se adhiere a la roca, permite al ingeniero de

yacimientos diseñar las estrategias para obtener una mejor recuperación del mismo^[9]. Para el tratamiento de datos y el desarrollo de un esquema experimental se selecciona un fluido de referencia. Generalmente, en el caso petróleo/gas/roca el fluido de referencia es el agua. Para un sistema líquido/gas/roca el líquido es el sistema de referencia. En general el fluido de referencia se le llama fluido mojante y al que coexiste con el mismo fluido no mojante^[5].

2.6.1.1. Tipos de Mojabilidad

Teórica y experimentalmente se ha demostrado que existe un amplio espectro de condiciones de mojado. Araujo *et al*^[4] presentan una revisión de los síndromes de mojabilidad que comprenden:

2.6.1.1.1. Mojabilidad Uniforme

Se refiere a las superficies minerales que presentan una afinidad marcada por un fluido en particular. Se utilizará el término fuertemente mojada al agua o fuertemente mojada al petróleo para referirse a los sistemas donde se observe este tipo de mojabilidad (Figura 2.5).

2.6.1.1.2. Mojabilidad Débil

Se observa en superficies minerales que no poseen una fuerte afinidad por un fluido, pero si significativa, si se compara con la afinidad hacia otros fluidos. Si el nivel de presión capilar lo permite, los fluidos comparten el espacio poroso separados por interfaces o meniscos cuya intersección con la superficie mineral origina un ángulo de contacto.

2.6.1.1.3. Mojabilidad Intermedia o Neutra

Comprende las superficies minerales que no presentan una fuerte preferencia por un fluido u otro, es decir, la roca puede ser igualmente mojada por algunos de los fluidos (agua o petróleo).

2.6.1.1.4. Mojabilidad Fraccional

La mojabilidad fraccional ocurre cuando la superficie de la roca está compuesta por distintos minerales que tienen propiedades químicas diferentes, presentándose diferentes condiciones de mojabilidad. En este caso que algunas porciones de la roca son fuertemente mojadas al petróleo; y las zonas restantes, son fuertemente mojadas al agua. Un caso particular de ésta condición de mojado es la llamada Mojabilidad Dalmatiana, la cual ocurre a escala de poro.

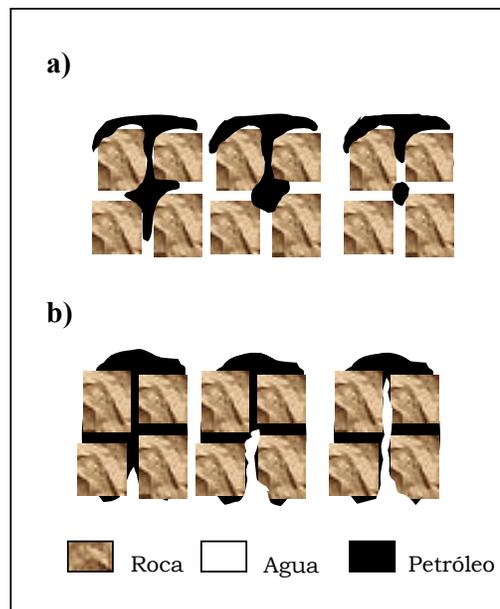


Figura 2.5. Mojabilidad Uniforme: a) Roca mojada al agua. b) Roca mojada al petróleo.

2.6.1.1.5. Mojabilidad Mixta

Se refiere comúnmente a la condición donde los poros pequeños están ocupados por agua, siendo el agua la fase mojante, y los poros grandes son mojados por petróleo, existiendo una película continua de petróleo por todos los poros grandes.

Generalmente, el agua ocupa los poros más pequeños en una roca mojada al agua, formando una película delgada sobre la superficie de la roca, mientras que el petróleo (fase no mojante generalmente), ocupa el centro de los poros más grandes. Esta condición ocurre debido a que es la más favorable energéticamente^[5].

2.6.1.2. Factores que Alteran la Mojabilidad

La mojabilidad original del yacimiento puede ser alterada por la adsorción de componentes polares y/o por la deposición de materia orgánica presente originalmente en el crudo. A continuación se presentan varios factores que afectan la mojabilidad del yacimiento^[10]:

2.6.1.2.1. Componentes Activos en el Crudo

Los agentes activos en el crudo son generalmente compuestos polares, los cuales contienen oxígeno, nitrógeno y/o sulfuros. Estos compuestos polares contienen un terminal polar y una cadena de hidrocarburo. El terminal polar se adsorbe sobre la superficie de la roca, exponiendo la cadena de hidrocarburo, causando que la superficie sea afín al petróleo.

2.6.1.2.2. Mineralogía de Areniscas y Carbonatos

El tipo de superficie mineral en un yacimiento es también importante en la definición de la mojabilidad. Estudios previos han demostrado que los yacimientos de carbonatos son típicamente más mojados por el petróleo y los yacimientos de areniscas son mojados al agua.

2.6.1.2.3. Química del Agua de Formación

Otro parámetro importante en la determinación de la mojabilidad es la composición y el pH del agua de formación, ya que éstas variables afectan fuertemente la carga superficial en la roca y en la interface entre los fluidos. Pueden existir cationes multivalentes en el agua de los yacimientos, los cuales aumentan la adsorción de surfactantes sobre la superficie mineral, haciendo que la roca sea preferencialmente mojada al agua.

Muchos han sido los métodos empleados para determinar la mojabilidad de los sólidos. Cada uno de ellos ha sido usado para obtener información importante que permite comparar la mojabilidad de varios sólidos hacia a un mismo líquido o para comparar la mojabilidad de varios líquidos hacia a un mismo sólido, sin embargo, es difícil el desarrollo de correlaciones cuantitativas entre estas técnicas.

Entre los diferentes métodos existentes para evaluar la mojabilidad de superficies sólidas, están los que permiten una evaluación cuantitativa, a través de la medición de ángulos de contacto y mediante una nueva metodología basada en técnicas analíticas de superficie^[11], específicamente las espectroscopias de fotoelectrón de rayos X (XPS). Otros métodos permiten una evaluación cualitativa, entre estos se encuentran, el análisis de las curvas de permeabilidad relativa versus saturación de la fase mojante, pruebas de imbibición espontánea de agua o petróleo, pruebas de adhesión, medición de tiempo de inmersión/hundimiento, pruebas de avance capilar^[4].

2.6.2. Saturación de Fluidos

En la mayoría de las formaciones que contienen crudos, se cree que la roca fue completamente saturada con agua antes de que fuese invadida por petróleo. Debido a que el crudo no desplaza toda el agua del medio poroso, es por tanto necesario estimar la cantidad de éste que ha sido acumulado en el yacimiento, para ello se determina la saturación de fluidos (petróleo, agua de formación y gas) en la roca^[7].

La saturación S_f , se define como la fracción del espacio poroso ocupado por un determinado fluido y se expresa como:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad \text{Ec. 2.4}$$

donde V_f es el volumen de fluido y V_p el volumen poroso. Para determinar la saturación de fluidos en el laboratorio se analiza el contenido de agua y de petróleo presentes en una muestra de roca de yacimiento. En el análisis se considera que la roca ha perdido gas debido a la evaporación.

La determinación de la saturación de los fluidos en una roca puede hacerse a través de la medición directa en el laboratorio de las saturaciones de muestras seleccionadas provenientes de la formación y a partir de la medición de alguna propiedad física de la roca.

Generalmente se emplea un procedimiento muy simple donde se determina la saturación de agua con un método apropiado y luego se mide la pérdida total de peso de la muestra en la extracción y secado. La cantidad total de petróleo presente, se calcula por la diferencia entre el peso de agua obtenido, del total de peso perdido durante el proceso. Existen varios métodos para determinar la saturación de fluidos, entre ellos se tienen: Extracción con solvente (Dean-Stark), titulación, retorta, etc.^[5]

2.6.3. Presión Capilar

En general los yacimientos que producen petróleo contienen más de una fase fluida. Existen fuerzas interfaciales y presiones que influyen en los estados de equilibrio estático y dinámico. Éstas están asociadas a la curvatura que forman las superficies en contacto. La presión capilar es una diferencia de presión presente en la interfaz de dos fases fluidas. Se dice que la presión capilar es una medida de la interacción de los fluidos y la superficie de la roca^[5].

Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, se forma una interfase que se origina por la diferencia de presión entre los fluidos que separa; este fenómeno es común en tubos o canales de dimensiones capilares. En una interfase agua/petróleo, la presión capilar está dada por la Ecuación de Laplace^[11]:

$$P_c = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) = P_o - P_w \quad \text{Ec. 2.5}$$

donde P_c es la Presión Capilar, P_o es la Presión en el petróleo, P_w es la Presión en el agua, σ es la Tensión Interfacial y R es el radio de curvatura de la interfase.

Dependiendo de la curvatura de la superficie, la presión capilar puede ser positiva o negativa. Cuando la interfase es plana, la presión capilar es cero. En términos de ingeniería de yacimientos, la presión capilar usualmente se define como:

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad \text{Ec. 2.6}$$

donde P_c es la presión capilar, P_{nw} es la presión de la fase no mojante, P_w presión de la fase mojante.

Cuando el ángulo de contacto que se forma entre la superficie y el fluido es conocido (Figura 2.6) y se supone que los radios de curvatura, R_1 y R_2 , son iguales, la presión

capilar puede ser hallada como una función de r_c , el radio del tubo capilar, sustituyendo la relación $R = \frac{r_c}{\cos \theta}$ en la Ecuación (2.5)^[11].

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_c} \quad \text{Ec. 2.7}$$

De la ecuación (2.7) se puede observar que a medida que aumenta el radio del capilar, menor será la presión capilar en el medio; y la altura, h alcanzada por el fluido en él, disminuirá. Por lo tanto, existe una relación entre la saturación de fluido y la presión capilar.

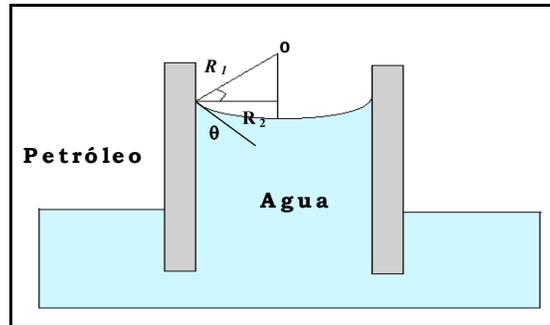


Figura 2.6. Ángulo de contacto en una interfase curva.

En un medio poroso o en una roca yacimiento, el radio de curvatura entre el agua y el petróleo es función de la mojabilidad, la saturación del agua y del petróleo, de la geometría de los poros, de la mineralogía de las paredes de los poros y de la historia de saturación del sistema^[11].

La evidencia más común de la existencia de fenómenos capilares, es la observada cuando se coloca un tubo capilar en un recipiente con agua, donde se manifiesta el ascenso del agua dentro del tubo. Esta situación es muy parecida a la que existe en un yacimiento si se consideran los canales porosos como tubos capilares de diferentes diámetros, distribuidos irregularmente a través del yacimiento y conteniendo tres fluidos inmiscibles: agua, petróleo y gas^[5].

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^[11].

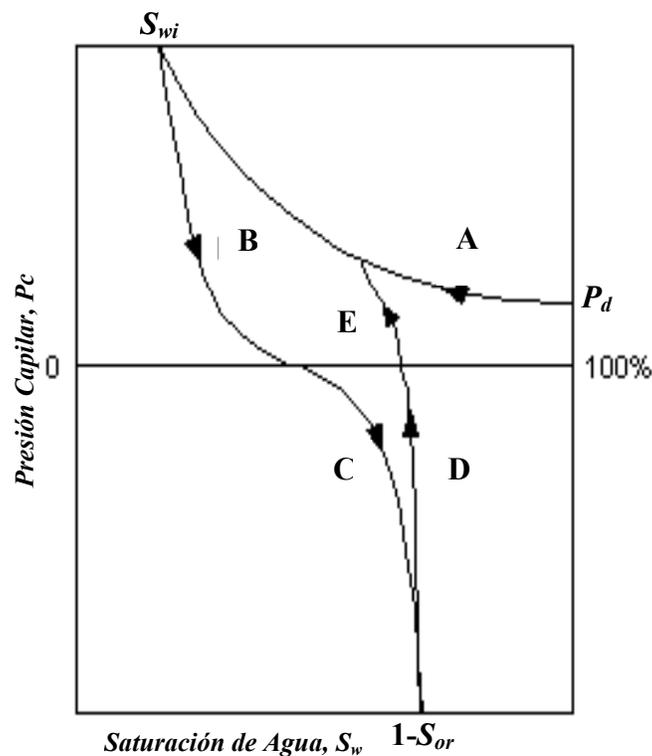


Figura 2.7. Curvas de Presión Capilar (imbibición y drenaje) vs. S_w para un sistema agua/petróleo/roca.

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*^[4].

2.6.3.1. Historia de Saturación en la Curva de Presión Capilar

Se refiere como varía la saturación de la fase mojanante en el medio poroso, se distinguen dos términos:

2.6.3.1.1. Drenaje

Es un proceso de desplazamiento donde la fase no mojanante desplaza a la fase mojanante, originando una disminución en su saturación. Es la relación de desplazamiento de la fase mojanante a partir de 100% de saturación hasta la saturación irreducible (S_{wi}) (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^[5]. P_e es la presión de desplazamiento o presión capilar de entrada y se conoce como la presión a la cual se empieza a desplazar la fase mojanante en el medio poroso para un proceso de drenaje primario.

2.6.3.1.2. 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 mojanante 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^[5].

2.6.3.1.3. Saturación Irreducible (S_{wi})

Es la fracción de fluido mojanante que permanece en una roca después de un proceso de extracción de ese fluido, por un determinado período de tiempo y se denota como S_{wi} ^[5]. Teóricamente es la máxima saturación de fluido mojanante que permanece como fase

discontinua dentro del medio poroso. La discontinuidad es la condición necesaria para que el fluido mojante no pueda fluir por el sistema cuando se aplican diferencias de presión^[12].

2.6.3.1.4. Saturación Residual (S_{or})

Es el volumen reducido de la fase no mojante entrampado en el medio poroso cuando la presión capilar medida externamente disminuye desde un valor alto hasta cero, se denota como S_{or} . En esta condición, la saturación de la fase mojante es alta, de tal forma que fluye a través de los canales del medio poroso, mientras que la fase no mojante se reduce a pequeñas gotas que no llegan a formar un medio lo suficiente continuo para fluir, por lo que quedan atrapadas en la otra fase^[5].

2.6.4. Métodos para Evaluar Presión Capilar

En esta sección se presentan los diferentes métodos encontrados en la literatura para la determinación experimental de la presión capilar en función de la saturación de la fase mojante en rocas de yacimiento.

En la Tabla 2.2 se presenta un resumen de cada método experimental, detalles del procedimiento, y ventajas – desventajas de cada uno. Luego se detalla el método de la centrífuga, empleado en este trabajo.



Tabla 2.2. Métodos experimentales utilizados en la industria petrolera para evaluar presión capilar.

Método	Equipo empleado	Procedimiento	Parámetros medidos	Ventajas/Desventajas
Centrífuga ^[4] ^[13]	<ul style="list-style-type: none"> ✔ Centrífuga ó Ultracentrífuga ✔ Celdas calibradas 	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
Plato poroso ^[4] ^[14]	<ul style="list-style-type: none"> ✔ Celda de acero inoxidable ✔ Manómetros ✔ Plato poroso semipermeable ✔ Balanza ✔ Tierra diatomea 	Se aplica una diferencia de presión estática entre los fluidos que coexisten en la muestra. El fluido mojante 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
Plato poroso semipermeable ^[15]	<ul style="list-style-type: none"> ✔ 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 mojante 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 <i>et al.</i> ^[16]	<ul style="list-style-type: none"> ✔ 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



Tabla 2.2. (Continuación)

Método	Equipo empleado	Procedimiento	Parámetros medidos	Ventajas/Desventajas
Diafragma Capilar ^[17]	<ul style="list-style-type: none"> ✔ Manómetro en U ✔ 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 capilares
Restauración ^{[15][18]}	<ul style="list-style-type: none"> ✔ Celda de acero inoxidable ✔ Pared fina de porcelana muy 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 mas que todo para muestras arcillosas ✔ Sistema agua-aire
Intrusión de Mercurio ^{[15][19]}	<ul style="list-style-type: none"> ✔ 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 S_{wi} para este método
Semidinámico ^{[20][15]}	<ul style="list-style-type: none"> ✔ Portamuestras estándar ✔ Membrana semipermeable ✔ Manómetros ✔ Separador para medir el volumen de fluidos producidos 	La P_c 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 K_r en el mismo experimento

2.6.4.1. Método de la Centrífuga

La centrífuga ha sido utilizada para la medida de presión capilar desde 1945 cuando Hassler y Brunner^[21], publicaron su método para calcular la relación entre la presión capilar y la saturación de fluidos en rocas de yacimiento. El método consiste en ir aumentando la velocidad de centrifugación paso a paso en una celda que contiene la muestra de roca de yacimiento (Figura 2.8) y medir en cada paso, la cantidad de la fase desplazada cuando el flujo cesa. La presión capilar se determina a partir de la velocidad de centrifugación, y la saturación correspondiente se mide a partir de la saturación promedio en equilibrio a medida que varía la velocidad^[4].

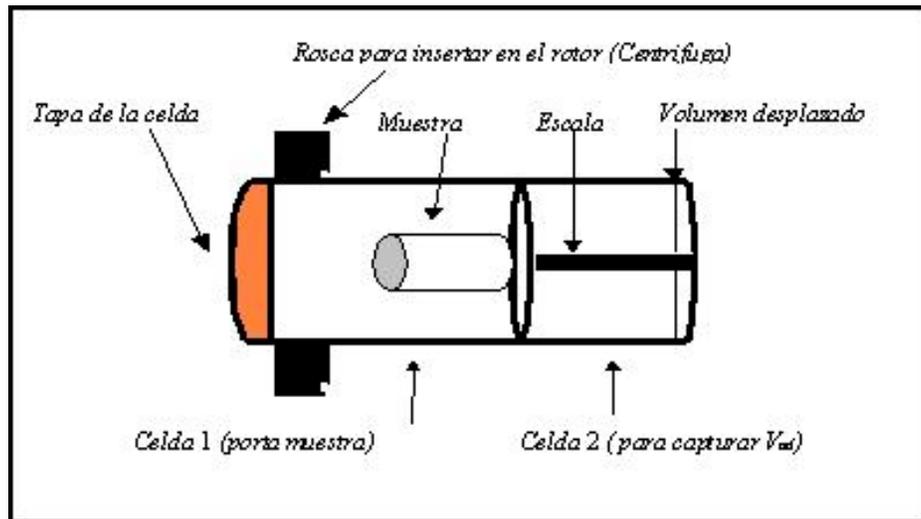


Figura 2.8. Contenido de una celda configurada para proceso de drenaje.

La presión capilar es balanceada por la diferencia de presión debido a centrifugación. El perfil de presión de cada fluido puede relacionarse con la velocidad de rotación y la densidad del fluido. En el ciclo de drenaje, por ejemplo, la muestra es inmersa en aceite y la presión capilar se supone cero a la salida. En cualquier sección de la muestra, la presión se conoce, pero la saturación debe ser calculada a partir del efluente producido, usando varios modelos^[4]. Este método puede ser empleado en sistemas aire/agua,

aire/petróleo y petróleo/agua. Los datos obtenidos de esta prueba son un promedio de la saturación del núcleo a las diferentes velocidades de centrifugación^[5].

Las curvas de imbibición forzada se obtienen por rotación del núcleo hasta obtener saturación de agua irreducible (S_{wi}). El aceite desplazado se acumula por encima del agua. La saturación residual de la fase mojante ha sido determinada bajo la acción de fuertes fuerzas viscosas o inerciales^[4]. La Ecuación 2.8 muestra la expresión empleada para convertir datos de velocidad de rotación en presión capilar y su deducción se presenta en el Apéndice A:

$$P_c = B(\rho_1 - \rho_2)RPM^2(r_b^2 - r_t^2) \quad \text{Ec. 2.8}$$

donde ρ_1 es la densidad del líquido que satura, ρ_2 es la densidad del líquido que desplaza, RPM es la velocidad de centrifugación, r_b es la distancia desde el centro de rotación al fondo de la muestra, r_t es la distancia desde el centro de rotación al tope de la muestra y B es una constante que depende de la centrífuga.

El método de la centrífuga posee algunas ventajas con respecto a otros métodos utilizados para determinar presión capilar: *i*) establecimiento rápido del equilibrio, *ii*) excelente precisión, traducida en resultados reproducibles, *iii*) permite determinar diferencias de presiones altas entre las fases presentes, *iv*) procedimiento operacional simple, *v*) se puede obtener la saturación irreducible de agua, saturación residual de petróleo y la curva completa de presión capilar^[4].

Mediante el método de centrífuga es posible tener una idea del tamaño capilar, y por ende una medida de la textura de la roca. A medida que aumenta la *presión de desplazamiento*, entendiéndose como la presión mínima requerida para que el fluido no mojante comience a entrar en el capilar con radio más pequeño; el fluido no mojante comienza a penetrar en los capilares más pequeños^[11].

Si los capilares de la muestra presentan un tamaño uniforme, no se requiere ningún exceso de presión para saturarlos con un fluido no mojante y el gráfico P_c vs. saturación de fluidos es una línea horizontal hasta que alcanza la saturación irreducible. Por el contrario, si los capilares son de un tamaño heterogéneo, la curva de presión capilar es una línea recta inclinada (Figura 2.9) ^[5].

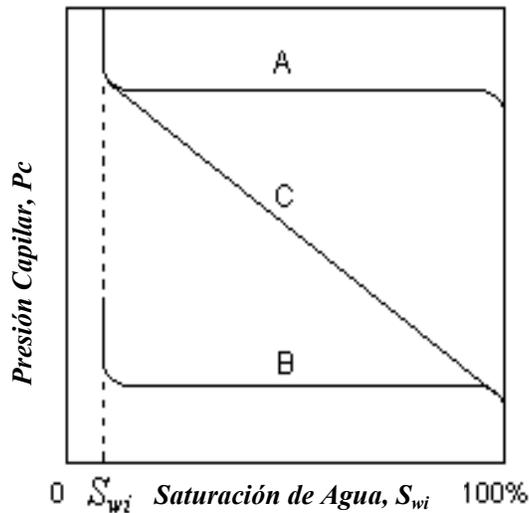


Figura 2.9. Efecto del tamaño y distribución de los poros sobre la relación P_c vs. S_w .

2.6.5. Permeabilidad Relativa

La ley de Darcy supone que el material poroso está saturado con un solo fluido. Sin embargo, esto no ocurre regularmente en la mayoría de los yacimientos, ya que usualmente se puede encontrar gas, petróleo y agua de formación ocupando juntos el espacio poroso ^[11]. Entonces se puede decir que si el fluido es homogéneo, y no produce ninguna acción importante sobre la roca, se habla de permeabilidad absoluta; pero si en la roca existen varios fluidos, como es el caso de un yacimiento petrolífero, en el que podemos tener varios fluidos coexistiendo, se producen interferencias entre ellos que dan origen a permeabilidades efectivas para cada uno de los fluidos diferentes de sus permeabilidades absolutas. Se define así como *permeabilidad efectiva* de un fluido la respuesta de la propiedad de una roca o formación de ser atravesada por ese fluido en

presencia de uno o varios fluidos. Depende por un lado de las características de la roca, y por otro, de las proporciones o porcentajes respectivos de los distintos fluidos presentes^[22].

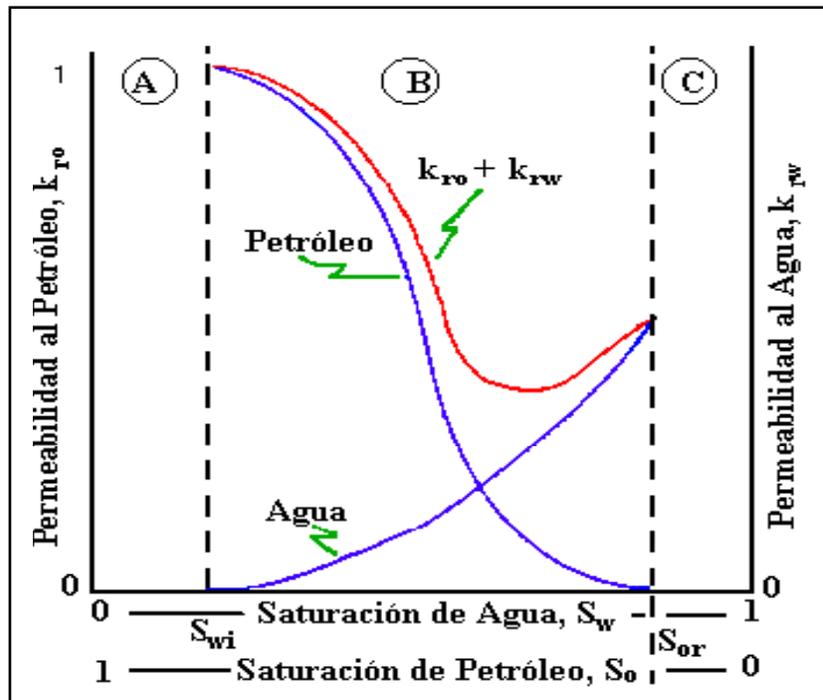


Figura 2.10. Curvas típicas de Permeabilidad Relativa.

La *permeabilidad relativa* corresponde a la relación entre permeabilidad absoluta y efectiva. Para un fluido dado, varía en función directa con la saturación de ese fluido en la roca, y se expresa como el grado de movilidad de un fluido respecto a otro. En definitiva, la permeabilidad condiciona el ritmo de extracción, lo que explica su importancia en el estudio de los almacenes de hidrocarburos^[22].

La permeabilidad relativa al agua y al petróleo se gráfica usualmente como una función de la saturación de agua. La Figura 2.12 muestra un gráfico típico de permeabilidad relativa para una roca mojada por agua. En esta figura se pueden diferenciar tres regiones^[11]:

- a) **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.
- b) **Región B ($S_{wi} \leq S_w \leq 1 - S_{or}$):** Muestra la relación existente cuando ambas fases (agua y aceite) 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.
- c) **Región C:** Usualmente tiene sólo interés académico y en esta región la saturación de petróleo es menor que S_{or} .

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, como el que se muestra en la Figura 2.12, 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. La saturación de petróleo en este punto se denomina saturación residual (S_{or}) y la permeabilidad relativa a petróleo es cero, indicando que la fase petróleo no tiene capacidad de movimiento^[11].

2.6.5.1. 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^[11].

2.6.5.1.1. 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 k_r/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^[11].

2.6.5.1.2. Mojabilidad

Como se definió anteriormente, la mojabilidad se refiere a la afinidad de la roca por un fluido en particular, y afecta la permeabilidad relativa porque controla la distribución y localización de los fluidos en el yacimiento. 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 ^[11]. 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.

2.6.5.1.3. Historia de Saturación

La permeabilidad relativa de un medio poroso, con respecto a un fluido, a un valor de saturación dado, depende de como 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 (Figura 2.13). 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 ^[11].

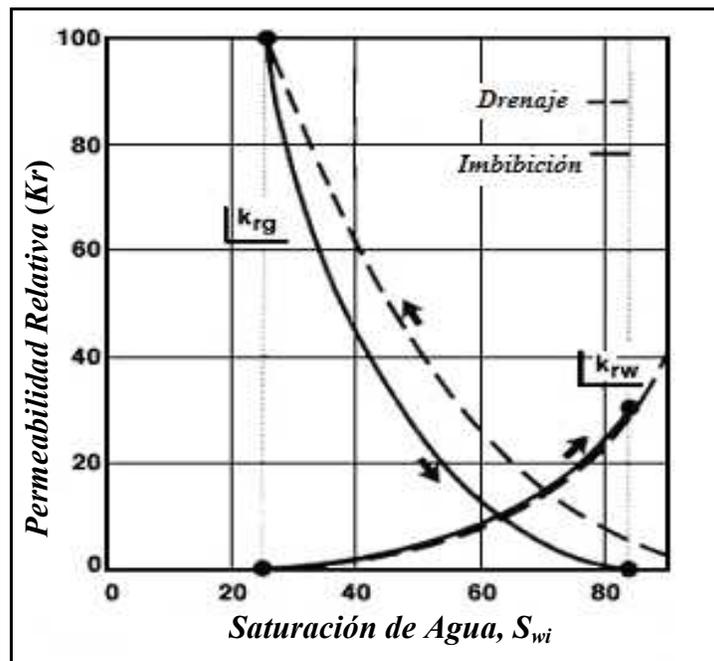


Figura 2.11. Curvas típica de permeabilidad relativa para un sistema agua-petróleo.

2.6.5.2. Método Experimental de Desplazamiento Dinámico para Evaluar Permeabilidad Relativa

En el laboratorio, se utiliza una celda triaxial y bombas de desplazamiento que permiten inyectar fluidos a tasas constantes. La celda triaxial o de Hassler es un recipiente que contiene la muestra en su interior y en esta se puede aplicar una presión de confinamiento para reproducir de la mejor manera las condiciones del yacimiento. En los extremos se colocan dos sensores de presión para la determinación de la caídas de presión a través del núcleo, con esto se elimina buena parte de los efectos de borde.

Para determinar la curva de permeabilidad relativa, la muestra a saturación irreducible de agua es desplazada con volúmenes controlados de crudo de agua para disminuir la saturación de agua en el núcleo y reproducir el proceso de drenaje. La aproximación al equilibrio del sistema de flujo bifásico se registra mediante la observación de los cambios de presión. Cuando la presión se estabiliza, la saturación de líquido se registra. La presión y tasa de flujo son utilizadas para calcular las permeabilidades efectivas y relativas. Se lleva entonces la muestra a saturación residual de crudo inyectando agua para reproducir el proceso de imbibición. Luego se repite el proceso pero inyectando un pequeño volumen de crudo en la muestra hasta llegar a un valor de saturación residual de agua. En el diseño de experimentos para determinar permeabilidad relativa con este método es necesario que se cumpla:

- La diferencia de presión a través del núcleo debe ser lo suficientemente pequeña, comparada con la presión operacional total de modo que los efectos de compresibilidad sean insignificantes.
- La tasa de flujo y propiedades de los fluidos deben permanecer constante durante la prueba.

El método de desplazamiento dinámico se utiliza frecuentemente en el laboratorio para determinar los cocientes k_w/k_o , k_g/k_o y k_g/k_w , donde k_w es la permeabilidad del agua, k_o es

la permeabilidad del crudo y k_g la permeabilidad del gas. La razón k_w/k_o se usa para predecir el comportamiento de producción de yacimientos mediante estrategias de recuperación mediante inyección de agua u otros fluidos; k_g/k_o se emplea para estimar la producción en procesos de recuperación donde el petróleo es desplazado por el gas, tales como inyección de gas. Un uso importante de la razón k_g/k_w es en la predicción de pozos almacenadores naturales de gas, donde el gas es inyectado dentro de un acuífero. Estos cocientes usualmente se miden en experimentos de flujo bifásico. Sin embargo, en la mayoría de los yacimientos coexisten más de dos fases, en particular en el caso de las arenas que en su mayoría contienen cantidades significativas de minerales de arcillas hidratables, conduciendo así a fallas en la predicción soportada con los cocientes antes señalados^[4].

2.6.6. 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.

2.6.6.1. Modelo de Purcell

Purcell en el año 1949^[3], 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^[3].

$$K_{rw} = \frac{\int_0^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_0^1 \frac{dS_w}{P_c^2}} \quad \text{Ec. 2.9}$$

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

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

$$K_{rnw} = \frac{\int_{S_w}^1 \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_0^1 \frac{dS_w}{P_c^2}} \quad \text{Ec. 2.10}$$

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

2.6.6.2. Modelo de Burdine

Burdine en el año 1953^[23] 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 mojante en el método de cálculo de la permeabilidad relativa a partir de presiones capilares. La permeabilidad relativa de la fase mojante puede ser calculada como sigue^[23]:

$$K_{rw} = \frac{(\lambda_{rw})^2 \cdot \int_0^{S_w} \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_0^1 \frac{dS_w}{P_c^2}} \quad \text{Ec. 2.11}$$

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

$$\lambda_{rw} = \frac{\tau_w(1.0)}{\tau_w(S_w)} = \frac{S_w - S_m}{1 - S_m} \quad \text{Ec. 2.12}$$

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

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

$$K_{rnw} = \frac{(\lambda_{rnw})^2 \cdot \int_{S_w}^1 \frac{dS_w}{P_c^2}}{\int_0^1 \frac{dS_w}{P_c^2}} \quad \text{Ec. 2.13}$$

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:

$$\lambda_{rnw} = \frac{\tau_{nw}(1.0)}{\tau_{nw}(S_w)} = \frac{S_w - S_m - S_e}{1 - S_m - S_e} \quad \text{Ec. 2.14}$$

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

2.6.6.3. 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^[3]:

$$\frac{1}{P_c^2} = CS_w^* \quad \text{Ec. 2.15}$$

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

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \quad \text{Ec. 2.16}$$

donde S_{wr} es la saturación residual de la fase mojante o fase agua.

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.

$$K_{rw} = (S_w^*)^4 \quad \text{Ec. 2.17}$$

$$K_{rnw} = (1 - S_w^*)^2 \cdot [1 - (S_w^*)^2] \quad \text{Ec. 2.18}$$



Una limitación del uso del modelo de Corey es que la curva de presión capilar pueda ser representada por la ecuación (2.15), puesto que esa relación lineal sería un comportamiento supuesto y a veces no es el más real.

2.6.6.4. 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:

$$P_c = P_d \cdot (S_w^*)^{-\lambda} \quad \text{Ec. 2.19}$$

donde P_d es la presión capilar de desplazamiento y λ es el índice de distribución de tamaño de poro.

CAPITULO 3

3. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

En este capítulo se presenta la descripción de la metodología empleada para cumplir los objetivos de esta investigación. Se describen detalladamente las técnicas utilizadas para la determinación de las propiedades físicas de las rocas, porosidad y permeabilidad, y las propiedades roca- fluido como mojabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa. Además, se incluye la caracterización de los fluidos empleados y funcionamiento de los equipos utilizados en cada experiencia.

Inicialmente, las muestras son sometidas a una fase de acondicionamiento donde son cortadas y limpiadas. Seguidamente se realiza la etapa de caracterización de los fluidos donde se le realizaron a los fluidos mediciones de densidad, viscosidad y tensión superficial. A los medios porosos se les midieron sus propiedades físicas, realizando ensayos de permeabilidad absoluta y porosidad utilizando el equipo CMS-300, porosidad por el método de la pesada y se conoció la distribución de tamaño de grano por el método del tamizado. Luego, fue necesario restaurar las condiciones de mojado de las muestras para poder evaluar las propiedades roca-fluido, se desplazaron entonces con crudo las muestras previamente saturadas con agua hasta la saturación irreducible de agua y se dejan envejecer las muestras por un período de 1080 *horas* aproximadamente. Una vez que las muestras fueron restauradas, se procedió a evaluar la presión capilar por el método de la centrífuga para los procesos de imbibición y drenaje a una temperatura de 80°C, característica del yacimiento. Adicionalmente, se evaluó la mojabilidad de las muestras por el método de Amott-Harvey, donde se utilizaron las celdas de desplazamiento espontáneo y la etapa de los desplazamientos forzados con la centrífuga siguiendo el procedimiento similar a la evaluación de la presión capilar.

Las curvas de permeabilidad relativa finalmente fueron generadas de dos maneras. La primera, utilizando los modelos matemáticos de Burdine y Corey, se obtuvieron



siguiendo la metodología propuesta, a partir de los datos experimentales obtenidos de presión capilar. La segunda, será utilizando el método de desplazamiento dinámico donde se obtuvo esta propiedad con el fin de validar la metodología.

3.1. Plan de Experiencias

En esta sección se presentan los ensayos que se realizaron para alcanzar los objetivos propuestos, esto incluye el tipo de prueba y las condiciones del ensayo.

Tabla 3.1. Plan de trabajo.

<i>Fase</i>	<i>Objetivo</i>	<i>Ensayo</i>	<i>Condiciones</i>
I	Acondicionar los medios porosos para su posterior evaluación de propiedades físicas y roca-fluido	Toma, corte, limpieza de tapones	8 muestras. La limpieza se realizó con tolueno y metanol a una Temperatura de 120°C
II	Caracterización de los medios porosos seleccionados	Permeabilidad absoluta, Porosidad, Distribución de tamaño de grano	La permeabilidad absoluta y la porosidad fueron medidas a una presión de confinamiento de $1,38 \times 10^5 Pa$
	Caracterización de los fluidos a seleccionar	Viscosidad cinemática, Densidad, Tensión superficial	Los análisis fueron realizados a 80°C
III	Restauración de la mojabilidad en los medios porosos	Saturación con agua de formación, Centrifugación, añejamiento.	Centrifugación y añejamiento a 80°C
IV	Evaluación de la presión capilar	Presión capilar por el método de la centrífuga. Mojabilidad por el método de Amott-Harvey	Las pruebas de la centrífuga y mojabilidad fueron efectuadas a una temperatura de 80°C.
V	Validación de la metodología propuesta determinando curvas de permeabilidad relativa	Método de desplazamiento dinámico	Las pruebas se realizaron a 80°C y una presión de confinamiento de $1,38 \times 10^5 Pa$

3.2. Selección de Muestras

Se seleccionaron 8 muestras de arenas provenientes de un pozo de un campo venezolano. Estas muestras se toman a diferentes profundidades del pozo, garantizando que exista

una variación evidente entre las propiedades físicas de las muestras, esto se hace con la ayuda de los registros disponibles del yacimiento. Dicha selección garantiza disponer muestras permeables y poco permeables.

3.3. Preparación de Muestras

La preparación de las muestras es el paso previo para la ejecución de las pruebas experimentales y consiste en la identificación, limpieza y secado de las mismas, ya que para determinar las propiedades físicas de interés de la roca en este trabajo (porosidad y permeabilidad absoluta) es necesario que los medios porosos se encuentren libres de fluidos. En esta etapa también se determinan las características geométricas de la muestra: Longitud y diámetro. Se incluye la caracterización de los fluidos a utilizar, crudo y agua de formación sintética, resaltando los procedimientos para las medidas de viscosidad, densidad y tensión superficial.

3.3.1. Limpieza de Muestras

La limpieza de las muestras es considerado un procedimiento estándar utilizado previo a la realización de los análisis convencionales y especiales de núcleos. Dependiendo de las características del núcleo se debe seleccionar una estrategia para la limpieza de los mismos. Para la realización de este trabajo el método utilizado fue el de Destilación-Extracción, método tradicional de limpieza en la industria petrolera. Existen pasos específicos a seguir en cada etapa del procedimiento de limpieza para los diferentes tipos de muestra según los fluidos y contaminantes que contiene, estos se rigen por la Norma ASTM G120-95^[24].

El equipo utilizado para la limpieza es un equipo Dean-Stark ó Sohlet (Figura 3.1), donde las muestras se limpian por el reflujo descendente de Tolueno en la columna principal del

equipo que contiene las muestras. En esta técnica el Tolueno es continuamente evaporado en la parte inferior del montaje por una manta de calentamiento que suministra la energía necesaria para que el líquido cambie de fase y fluya de manera ascendente a través de la columna principal llena de las muestras. El Tolueno ascendente puede arrastrar impurezas de petróleo y llegar hasta el tope donde se encuentra un condensador, en el cual los vapores de Tolueno cambian de fase y el líquido es recirculado al sistema. El solvente entonces es distribuido en la parte superior de las muestras hasta limpiarlas completamente de los hidrocarburos. El ciclo de limpieza llega a su fin cuando se observa que el Tolueno que sale por el fondo de la columna es cristalino. El mismo procedimiento aplica para la eliminación de sales, pero en este caso el solvente es Metanol. El tiempo estimado para la limpieza de muestras oscila entre 12 a 24 horas.

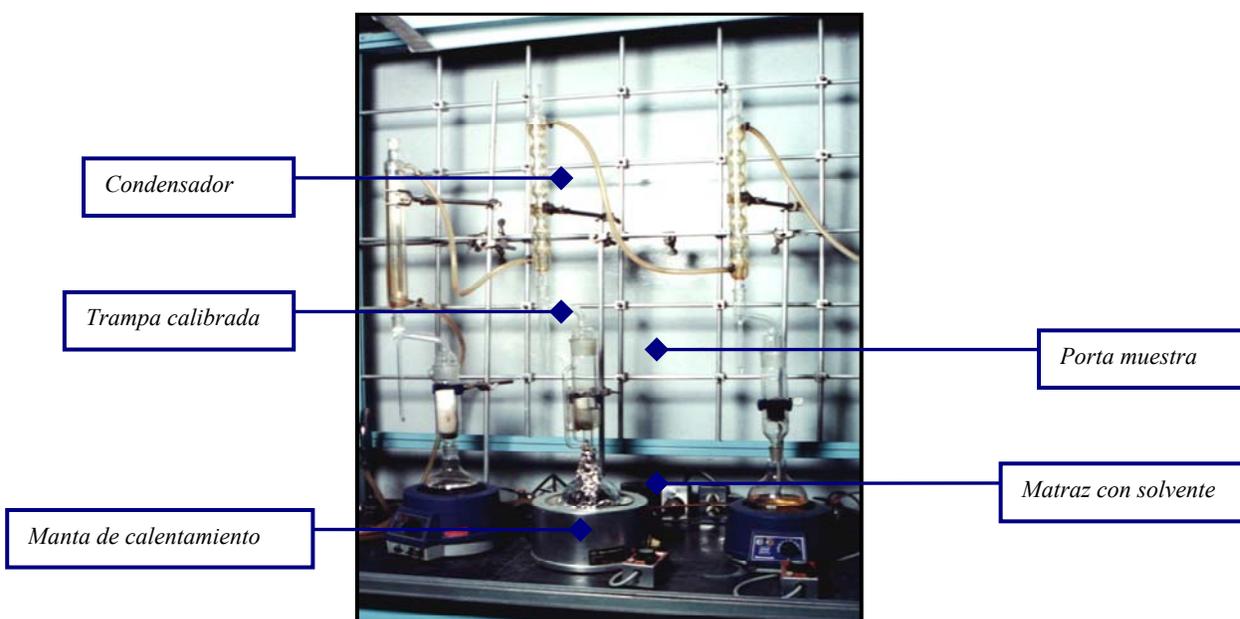


Figura 3.1. Montaje experimental equipo limpieza de muestras Dean-Stark.

El equipo (Figura 3.1) consiste de una celda porta muestra de vidrio, donde se colocan las muestras, consolidadas o no consolidadas, un balón aforado que contiene el solvente a utilizar, una trampa de recolección calibrada y un condensador, por donde circula el fluido refrigerante.

3.3.2. Secado de Muestras

Luego que las muestras se encuentran libres de hidrocarburos y sales, es necesario secarlas para garantizar que no quede solvente en los espacios porosos. El secado de muestras se realizó en un horno al vacío. En el horno, una resistencia interna suministra la energía necesaria para que el solvente presente en las muestras cambie de fase y abandone el sólido. La temperatura a la cual se realiza el secado es aproximadamente 88°C durante un tiempo de 48 horas. Una vez que culmina la etapa de secado, las muestras fueron almacenadas en un desecador para asegurar que la humedad del medio no entre en las muestras.

3.4. Caracterización de los Fluidos de Yacimiento

3.4.1. Preparación del Agua de Formación

La composición del agua de formación sintética utilizada para las pruebas se muestra en la Tabla 3.2. El agua de formación sintética usada fue preparada siguiendo el procedimiento del American Petroleum Institute (API) RP 45: Recommended Practice for Analysis of Oil-field Waters^[25], el cual se describe a continuación:

Tabla 3.2. Composición de agua de formación sintética.

Compuesto	Concentración (g/l)	% p/p
NaHCO_3	3,2299	18,5
Na_2SO_4	0,4790	2,7
NaCl	13,2476	76,0
$\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	0,3668	2,1
$\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	0,1004	0,6

Se burbujeó dióxido de carbono (CO_2) en agua destilada durante 30 minutos. Los reactivos químicos se pesan, se disuelven en agua destilada por separado y se agregan al agua burbujeada con CO_2 en el siguiente orden: 1) Bicarbonato de Sodio, 2) Carbonato de Sodio, 3) Sulfato de Sodio, 4) Cloruro de Sodio, 5) Cloruro de Calcio, 6) Cloruro de Magnesio.

Después de agregar todas las sales, se ajusta el volumen de agua destilada y se agita el contenido durante 30 minutos, burbujeando simultáneamente con Dióxido de Carbono (CO_2) a fin de evitar la precipitación de las sales.

3.4.2. Determinación de la Densidad de los Fluidos

La densidad de los fluidos (agua de formación sintética y petróleo), se determina por medio del densímetro DMA 35N (Anton Paar, Figura 3.2), el cual opera en un rango de medición entre 0 y $1,999 \text{ g/cm}^3$ y tiene una apreciación de $\pm 0.0001 \text{ g/cm}^3$.



Figura 3.2. Densímetro.



El procedimiento para medir es el siguiente: El densímetro es encendido y se inyecta el fluido por la abertura ubicada en la parte lateral derecha del equipo. La inyección del fluido se realiza con una jeringa garantizando que el fluido entre por el capilar interno del equipo y no se produzcan burbujas de aire que puedan alterar la medición. La medición es directa sobre una escala digital.

3.4.3. Determinación de la Viscosidad

Para determinar la viscosidad cinemática se utiliza el equipo denominado viscosímetro Cannon-Fenske, mediante la norma COVENIN 424-91 “Determinación de la viscosidad cinemática y cálculo de la viscosidad dinámica”^[26]. El equipo que se muestra en la Figura 3.3 consiste en un baño térmico con glicerina, este baño contiene un medidor de temperatura y una resistencia eléctrica para calentar el baño (el sistema de control para mantener la temperatura en el baño constante es realizado de forma manual), un viscosímetro Cannon-Fenske donde se coloca el fluido a evaluar (dependiendo del rango de viscosidad esperado se debe seleccionar el viscosímetro adecuado para la medición) y finalmente, debe tenerse disponible un cronómetro.

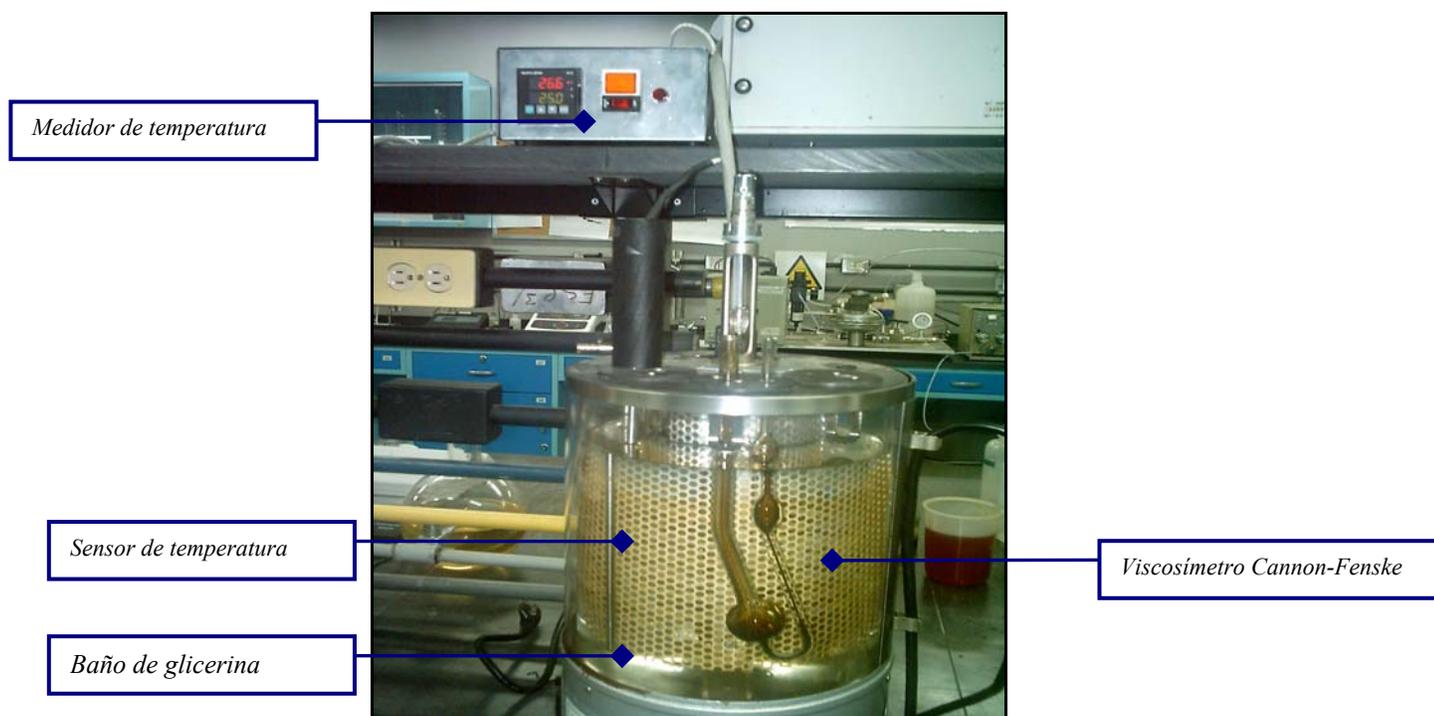


Figura 3.3. Montaje experimental viscosímetro Cannon-Fenske.

El procedimiento para medir la viscosidad cinemática es el siguiente:

- i. Se introduce un volumen alrededor de 20 ml en el viscosímetro Cannon-Fenske
- ii. El viscosímetro es sumergido en el baño de glicerina ya ajustado a la temperatura de medición. Luego de esperar un tiempo prudencial para garantizar que el fluido se encuentre a la temperatura del ensayo (30 minutos aproximadamente).
- iii. Con una propipeta se succiona el fluido a medir por el extremo más fino del viscosímetro hasta que el menisco del fluido esté 5 mm por encima de la medida superior del aparato. Se verifica que no existan burbujas de aire que puedan afectar la medición.
- iv. Se retira la pera de succión y se espera que el menisco descienda por efecto de gravedad a través del capilar del aparato. Cuando el menisco del fluido pase por la medida superior del viscosímetro se empieza a contabilizar el tiempo hasta que el mismo pase por la medida inferior.

El calculo de la viscosidad cinemática se realiza con la siguiente ecuación^[26]:

$$\gamma = C \cdot t \quad \text{Ec. 3.1}$$

donde γ es la viscosidad cinemática, C es una constante de proporcionalidad que depende del viscosímetro y t es el tiempo.

La viscosidad dinámica se calcula por:

$$\mu = \gamma \cdot \rho \quad \text{Ec. 3.2}$$

donde μ es la viscosidad dinámica y ρ es la densidad .

3.4.4. Medición de la Tensión Superficial

Para medir la tensión superficial se utilizó el tensiómetro Lauda TD-1 mostrado en la Figura 3.4. Este equipo puede medir densidad y tensión interfacial. La medición depende del accesorio utilizado para sumergir en la superficie de la muestra, puesto que este es el principio de funcionamiento del aparato. Para medir la tensión superficial se utilizó el método del anillo, donde el accesorio es una especie de anillo calibrado.

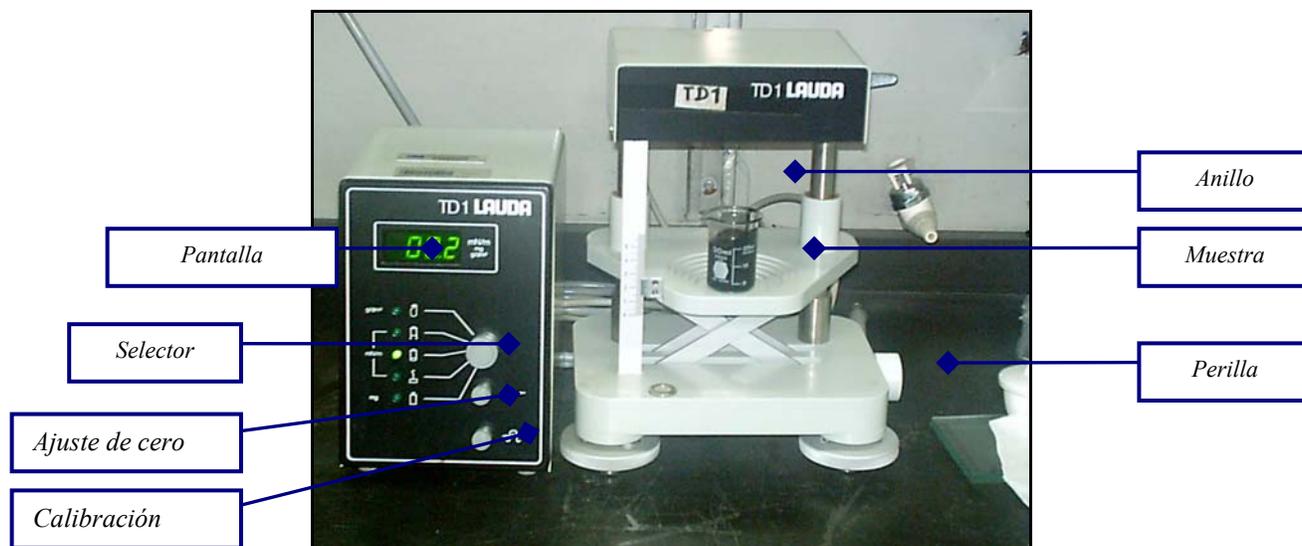


Figura 3.4. Tensiómetro Lauda TD-1.

El procedimiento para medir es el siguiente:



- i. Se coloca el selector señalando el accesorio del anillo.
- ii. Utilizando el botón de ajuste se asegura que el valor de tensión superficial en la pantalla marque “0,00”.
- iii. Un peso calibrado de 500 *mg* se coloca en el mismo sitio donde se encuentra el anillo y se verifica que en la pantalla aparezca el valor 40,89 (*mN/m*). Si no marca este valor , con la perilla de calibración se ajusta a este valor.
- iv. Se retira el peso de 500 *mg* y se comprueba que la pantalla marque “0,00”. Si no se obtiene este valor se regresa al paso ii.
- v. Se coloca la muestra en un vaso de precipitado en la base del tensiómetro y se sumerge poco a poco el anillo deslizando la perilla del equipo que permite esta acción.
- vi. Cuando el anillo se encuentra dentro del fluido, se procede a elevarlo moviendo la perilla lentamente y observando el valor de tensión superficial. Se observa claramente entre la superficie y el anillo la conocida lamela.
- vii. La lamela se rompe justamente cuando se mide la tensión superficial, éste es el valor más alto observado en la pantalla puesto que después de rota la lamela los valores en la pantalla descienden violentamente.

Los valores de tensión superficial medidos por el método del anillo tienen que ser corregidos por un factor que se menciona a continuación:

$$f = 0,8759 + \frac{0,0009188 \cdot \tau}{\rho} \quad \text{Ec. 3.3}$$

donde f es el factor de corrección, ρ es la densidad y τ es la tensión superficial.

La tensión superficial corregida es calculada finalmente según la ecuación:

$$\bar{\tau} = \tau \cdot f \quad \text{Ec. 3.4}$$

donde $\bar{\tau}$ es la tensión superficial corregida.

3.5. Determinación de Propiedades Físicas

3.5.1. Porosidad

Las medidas de porosidad se realizarán utilizando el equipo CMS-300 (Core Laboratories) y por medio del Método de la Pesada. A continuación se describen éstos dos procedimientos:

3.5.1.1. Medición con CMS-300

La porosidad de los tapones se obtiene por medio del CMS-300, equipo mostrado en la Figura 3.5. El equipo consta de un porta-núcleos, que posee una capacidad para medir 18 muestras de 2,54 cm de diámetro o 12 de 3,81 cm de diámetro, operando a presiones de confinamiento que van desde $5,52 \times 10^6$ a $2,76 \times 10^7$ Pa. La presión de confinamiento es seleccionada por el usuario y se aplica a la muestra de forma axial y radial, de manera de obtener medidas más representativas de la condición real del yacimiento. El resto del equipo consta de 1 panel donde se registran las lecturas, y una serie de válvulas que controlan el sistema de expansión del helio^[27].

El sistema CMS-300 reúne todos los elementos necesarios para efectuar las mediciones de porosidad, permeabilidad al aire y permeabilidad corregida por Klinkenberg en un solo instrumento. Este equipo determina los volúmenes porosos basándose en la Ley de Boyle ($[P] [V] = \text{constante}$, sobre un rango modesto de presiones) para una presión de confinamiento dada, donde un volumen conocido de helio se expande a una cierta presión. La muestra de núcleo se coloca en una cámara y luego se presuriza con un gas (usualmente Helio) a una presión aproximada de $5,17 \times 10^5$ Pa. Luego se permite que el gas se expanda dentro de un volumen grande previamente calibrado. Esto se hace con y sin la muestra dentro de la cámara portamuestras, en cada caso se registra la presión resultante.



Figura 3.5. Equipo CMS-300.

3.5.1.2. Método de la Pesada

Este método permite obtener el volumen poroso de la muestra aplicando el principio de Arquímedes. Así se realiza una diferencia de peso entre el volumen de la muestra seca y el volumen de la muestra 100% saturada, dividida por la densidad del fluido de referencia.

Se pesa la muestra limpia y seca utilizando una balanza, luego se coloca la muestra en una bomba de vacío sumergida en agua destilada, durante un período de 8 horas, para asegurar una saturación del 100%. Una vez saturada la muestra, se reporta el peso de la muestra.

El volumen poroso de la muestra se obtuvo por la siguiente ecuación:

$$V_p = \frac{(P_{sat} - P_s)}{\rho} \quad \text{Ec. 3.5}$$

donde V_p es Volumen poroso de la muestra, P_{sat} es el peso de la muestra saturada con agua, P_s es el peso de la muestra seca, ρ es la densidad del líquido que satura.

3.5.2. Permeabilidad Absoluta

Para determinar la permeabilidad absoluta se utiliza el equipo CMS-300^[27], donde como se mencionó en la sección 3.1.1.1 se efectúa la medición simultánea de porosidad y permeabilidad absoluta. La muestra es colocada en un equipo (sistema) llamado permeámetro que contiene una manga que sella el núcleo a lo largo de su eje más largo y un recipiente de acero con reguladores de presión, en el cuál se coloca la muestra. La zona ubicada entre la manga y las paredes internas del permeámetro, es sometida a una presión de confinamiento con el fin de evitar pérdidas del flujo hacia los lados. Posteriormente, se establece un flujo lineal de gas Helio a través del núcleo, mediante la aplicación de un diferencial de presión conocido. El mismo aparato procesa utilizando la ecuación de Darcy el valor de permeabilidad al aire y calcula el valor de permeabilidad corregida por efecto Klinkenberg.

3.5.3. Distribución de Tamaño de Grano

Para realizar esta prueba se utiliza el método de tamizado. Este ensayo consiste en separar los granos que conforman la muestra según el tamaño de apertura de una malla o tamiz empleado. Es necesario que la muestra sea no consolidada, por lo tanto la muestra debe ser previamente triturada en un mortero de porcelana.

Primero los tamices son preparados, se pesan vacíos y se ordenan de mayor abertura a menor abertura. Luego son separados en dos grupos de manera de tener un rango amplio de diámetro promedio de partícula en la experiencia. Se coloca sobre el equipo tamizador (Figura 3.6) el primer grupo de tamices con la bandeja de recolección en la parte inferior del conjunto y se vierte sobre el tamiz superior 100 g de muestra. Se activa el equipo por 20 *minutos*. Seguidamente, se extraen cada tamiz del equipo y se pesan. Se repite el procedimiento con el segundo grupo de tamices vertiendo como muestra el contenido de la bandeja de recolección en la experiencia anterior.



Figura 3.6. Tamizador.

El peso de la muestra retenida en cada tamiz se calcula según la ecuación:

$$P_t = P_m - P_v \quad \text{Ec. 3.6}$$

donde P_t es el peso retenido del tamiz, P_m es el peso del tamiz con muestra y P_v es el peso del tamiz vacío. Este cálculo se debe realizar para cada tamiz.

El porcentaje en peso total de la muestra retenido en cada tamiz se calcula:

$$\%P_t = \frac{P_t}{P_a} \cdot 100 \quad \text{Ec. 3.7}$$

donde P_a es el peso total de la muestra antes de ser tamizada.

Una vez realizado los cálculos se realiza un gráfico de el porcentaje acumulado de muestra retenido en función del tamaño de apertura del tamiz en un gráfico.

3.6. Restauración de la Mojabilidad en los Medios Porosos

Debido a variadas razones operacionales tanto en la toma de núcleos, malas prácticas en la preservación, malas prácticas en la manipulación de muestras en el laboratorio, uso de químicos que alteren las propiedades roca-fluido, condiciones desfavorables de presión y temperatura entre otras, puede ocurrir una alteración en la condición de mojado de la roca de yacimiento. Por esto, es necesario luego de la limpieza de las muestras la restauración de los fluidos en la estructura porosa a condiciones de yacimiento. Las muestras destinadas a análisis especiales como mojabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa utilizan muestras envejecidas o restauradas para llevar el sistema experimental a condiciones más reales. La restauración consiste en las etapas de saturación del medio poroso con agua de formación, desplazamiento del crudo en la roca por el método de la centrifuga y añejamiento de la muestra.

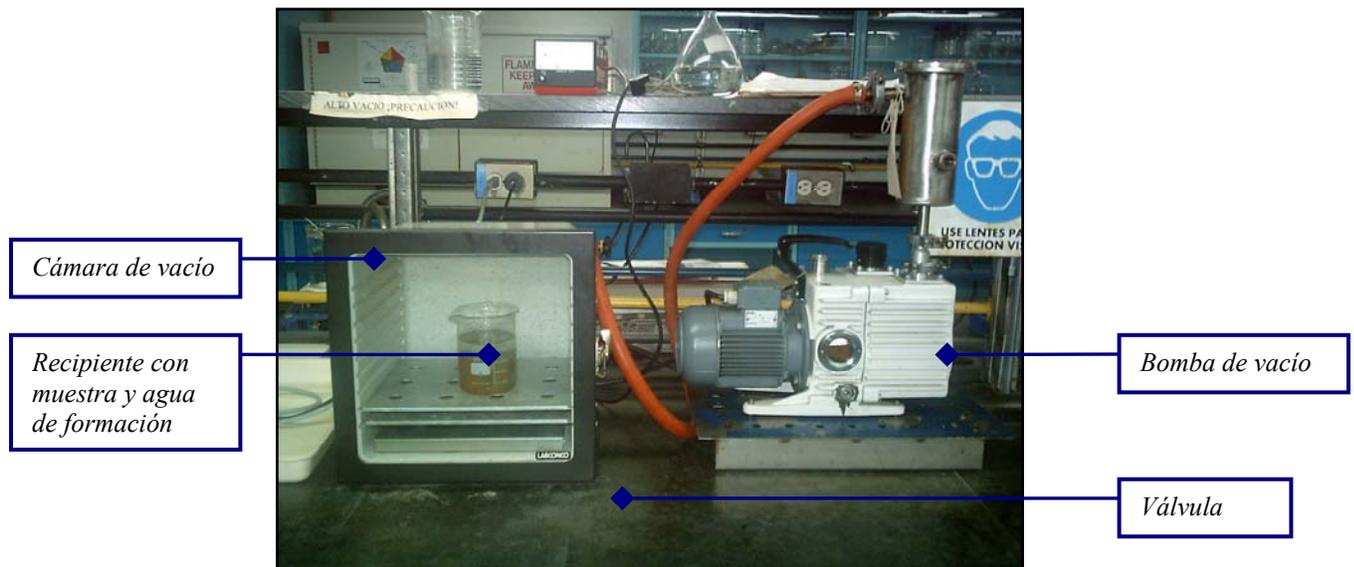


Figura 3.7. Equipo para saturar las muestras.

Luego de la limpieza y secado de las muestras, las muestras previamente pesadas se colocan en un recipiente con cierto volumen de agua de formación sintética. El



recipiente, con las muestras y el agua de formación suficiente para cubrir el volumen de muestras a saturar, se coloca dentro de la cámara de vacío como se muestra en la Figura 3.7. Seguidamente, se verifica que el sello del envase donde se va a aplicar el vacío, se abre la válvula que comunica la bomba mecánica de vacío con el recipiente contenedor y se enciende la bomba. Las muestras se dejan saturando con agua por un período de ocho (8 horas), para asegurar que quedaran 100% saturadas.

Para el desarrollo del desplazamiento de crudo a través de la muestra saturada con agua de formación sintética se utilizará el método de la centrífuga. Este procedimiento se encuentra detallado en la sección 3.7.1. El procedimiento general consiste en aumentar progresivamente la velocidad de centrifugación, y medir en cada incremento, la cantidad de fluido mojante desplazado a temperatura de yacimiento (80°C). El volumen de agua desplazado es medido hasta que no se observe incrementos de éste al aumentar las revoluciones en el sistema.

En la etapa de envejecimiento o añejamiento se busca restaurar la mojabilidad de la roca a temperatura de yacimiento. Esta prueba se realiza en un horno condicionado por un período de tiempo extenso, generalmente unas 1080 horas.

3.7. Evaluación de la Presión Capilar

La determinación experimental de la presión capilar se realiza por el método de la centrífuga. Los sistemas bifásicos a evaluar son agua-crudo y crudo-agua. A continuación se describen los procedimientos y equipos empleados.

3.7.1. Método de la Centrífuga

El método de la centrífuga puede ser utilizado para sistemas aire-agua, aire-petróleo y petróleo-agua. El procedimiento empleado fue según el procedimiento técnico PDVSA: Determinación de la presión capilar por el método de la centrífuga^[28]. Para el desarrollo de esta prueba se utilizó una centrífuga Beckman (Modelo L8-60M/PHT, Figura 3.8). La centrífuga contiene un panel electrónico para controlar la velocidad, temperatura, presión de vacío y programación en el tiempo. Además, posee una cámara de centrifugación al vacío, un rotor y unas celdas que van enroscadas al rotor donde su configuración depende del proceso de desplazamiento que se quiera realizar (Drenaje o Imbibición).

La Ultracentrífuga Beckman, modelo L8-60M/PHT, fue diseñada para analizar muestras de rocas de yacimientos con diámetros de 2,54 y 3,81 *cm* y una longitud de 2,54 *cm*. El equipo posee una lámpara de luz estroboscópica ubicada debajo del rotor que posee un sistema que permite leer el volumen de fluido desplazado para cada velocidad de rotación a la que se lleva a cabo la experiencia. La lectura se hace a través de una ventana de vidrio que se encuentra directamente sobre la lámpara. En la Tabla 3.3 se indican las especificaciones del aparato.

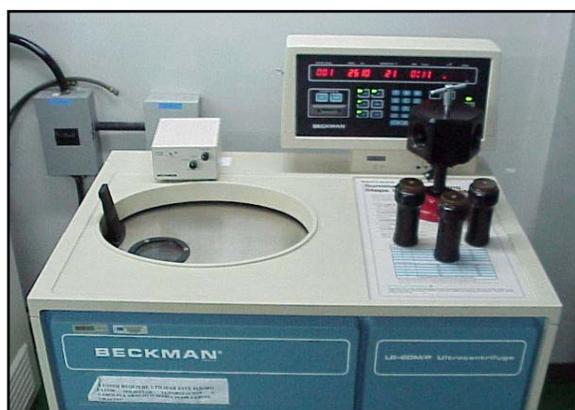


Figura 3.8. Centrífuga Beckman (Modelo L8-60M/PHT).

Tabla 3.3. Especificaciones de la Ultracentrífuga Beckman

Característica	Valor
Velocidad de rotación	0-20000 <i>RPM</i>
Temperatura	0-150°C
Control de temperatura	± 5%
Material del tubo	Titanio
Material del rotor	Aluminio

Dependiendo del proceso a evaluar (Drenaje o imbibición) se utiliza una celda de configuración estándar (Drenaje, Figura 3.9) o celda de configuración invertida (Imbibición, Figura 3.10) .

i. La muestra limpia y previamente saturada se coloca en una centrífuga y se desplaza el fluido contenido en la muestra por efecto de rotación de la centrífuga. El volumen de fluido desplazado se recoge en un tubo graduado que se encuentra en la parte más alejada del eje de rotación de la centrífuga, este volumen es registrado.

ii. Se incrementa la velocidad de rotación y se registra en cada paso el volumen desplazado. El procedimiento se repite hasta alcanzar el equilibrio.

La conversión de los datos obtenidos por el método de la centrífuga en valores de presión capilar, se realizó utilizando la ecuación (2.8). El calculo de la saturación es realizado utilizando la ecuación (2.4).

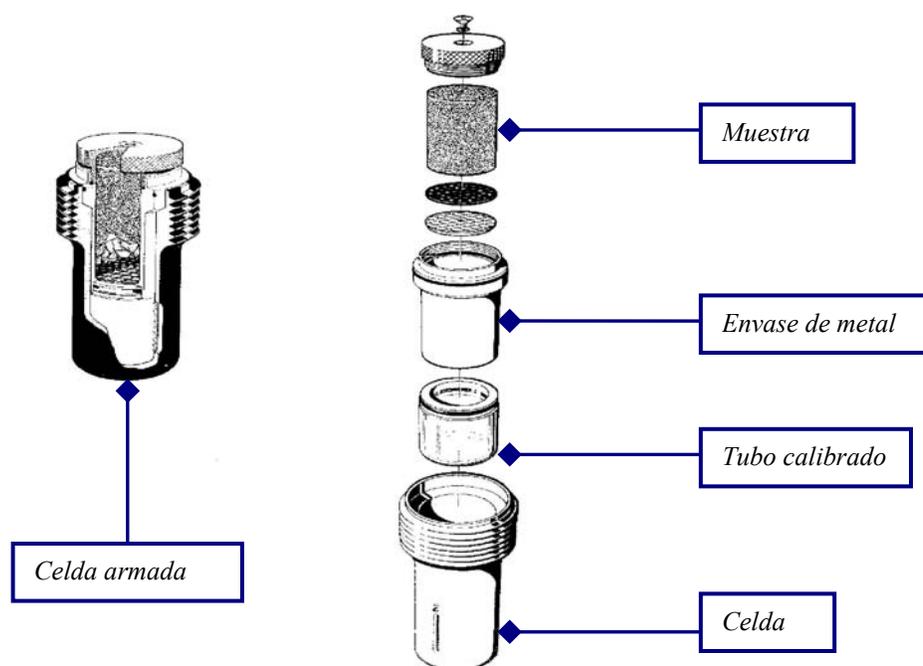


Figura 3.9. Celda con configuración estándar.

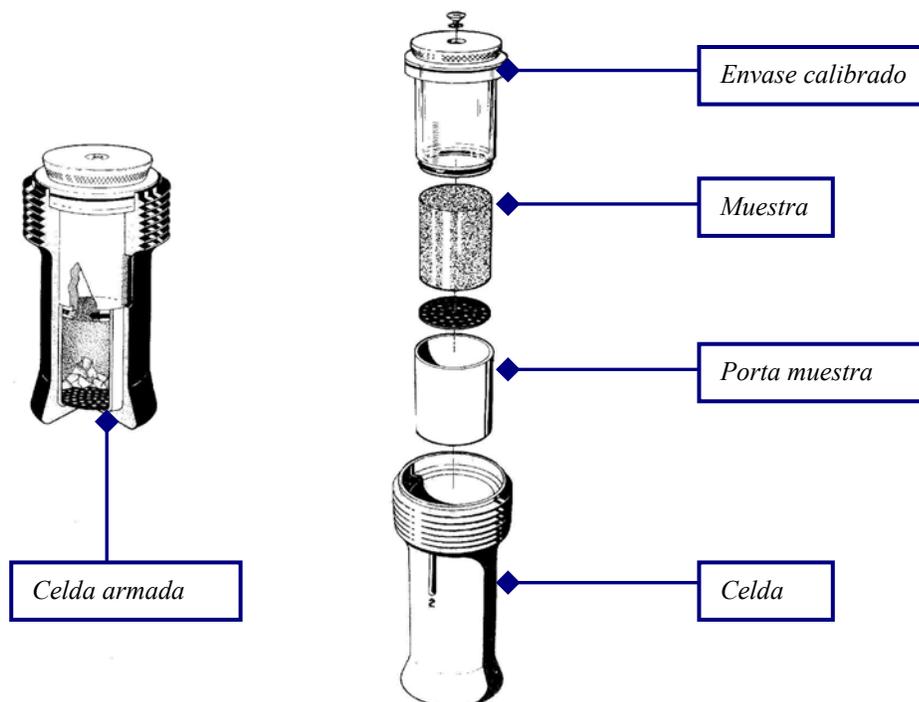


Figura 3.10. Celda con configuración invertida.

3.8. Evaluación de la Mojabilidad Mediante la Prueba de Amott-Harvey

Para la realización de esta prueba es necesario realizar una serie de desplazamientos de manera espontánea y forzada para el sistema. El método que se usará fue según el procedimiento técnico PDVSA-Intevep^[29]. Los desplazamientos espontáneos se realizaron con una celda de vidrio como se muestra en la Figura 3.12 y los desplazamientos forzados en la Ultracentrífuga Beckman (Figura 3.8).

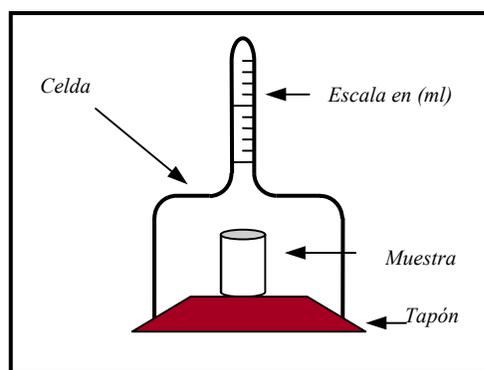


Figura 3.11. Celda transparente de desplazamiento espontáneo.

La prueba consta de los siguientes pasos:

- i. Imbibición espontánea: Se sumerge la muestra previamente envejecida en la celda de desplazamiento espontáneo con agua de formación sintética y se mide el volumen de crudo (V_{osp}) espontáneamente desplazado mediante Imbibición de agua de formación.
- ii. Imbibición forzada: Se centrifuga la muestra en agua de formación como se señala en la sección 4.5.1 hasta alcanzar la saturación residual de crudo y medir el volumen de aceite desplazado (V_{od}).



iii. Drenaje espontáneo: Se sumerge la muestra en la celda de desplazamiento espontáneo con crudo y se mide el volumen de agua de formación (V_{wsp}) espontáneamente desplazado.

iv. Drenaje forzado: Se centrifuga la muestra en crudo hasta alcanzar la saturación irreducible de agua y se mide la cantidad de agua desplazada (V_{wd}).

Los resultados pueden expresarse mediante tres índices. Un índice de mojabilidad al agua (δ_w) definido por:

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{osp} + V_{od}} \quad \text{Ec. 3.8}$$

un índice de mojabilidad al aceite (δ_o) definido por

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wsp} + V_{wd}} \quad \text{Ec. 3.9}$$

y un índice de mojabilidad neutra δ_n definido mediante

$$\delta_n + \delta_w + \delta_o = 1 \quad \text{Ec. 3.10}$$

Cuando $\delta_n = 0$, la roca tiene fuerte afinidad por el agua, el aceite o ambos. Cuando $\delta_n = 1$, la roca no tiene afinidad ni con el agua ni con el aceite. Una representación triangular permite identificar los diferentes síndromes de mojabilidad, particularmente aquellos de gran impacto técnico en la recuperación del petróleo, como la mojabilidad neutra, intermedia y fraccional. En la Tabla 3.4 se muestran las zonas que definen las diferentes condiciones de mojado.

Tabla 3.4. Definición de las diversas condiciones de mojado.

Mojabilidad		Condiciones	
Fuerte al Agua	$0,7 \leq \delta_w \leq 1$	$0 \leq \delta_o \leq 0,3$	
Fuerte al Aceite	$0 \leq \delta_w \leq 0,3$	$0,7 \leq \delta_o \leq 1$	
Débil al Agua	$0 \leq \delta_w \leq 0,3$	$0,3 \leq \delta_o \leq 0,7$	
Débil al Aceite	$0,3 \leq \delta_w \leq 0,7$	$0 \leq \delta_o \leq 0,3$	
Neutra	$0 \leq \delta_w \leq 0,3$	$0 \leq \delta_o \leq 0,3$	$0,7 \leq 1 - \delta_w - \delta_o$
Intermedia	$0 \leq \delta_w \leq 0,3$	$0 \leq \delta_o \leq 0,3$	$0,4 \leq 1 - \delta_w - \delta_o \leq 0,7$
Fraccional	$0,3 \leq \delta_w \leq 0,7$	$0,3 \leq \delta_o \leq 0,7$	

3.9. Determinación de la Permeabilidad Relativa

El método utilizado para determinar la permeabilidad relativa en este trabajo es el método de estado dinámico^[30]. Las medidas de permeabilidad relativa por este método se realizan a condiciones de yacimiento: presión de confinamiento y temperatura.

El montaje (Figura 3.13) consiste en una celda triaxial que soporta altas presiones y temperaturas, donde es confinada la muestra y es donde se inyectan los fluidos. Esta celda se encuentra en un horno automatizado, en el cual sus resistencias eléctricas suministran la energía necesaria para que el sistema se encuentre a la temperatura del yacimiento (80°C). En el horno también se encuentran los pistones de las bombas utilizadas para inyectar los fluidos a las muestras, esto para garantizar que el fluido este a la temperatura deseada. En la parte exterior del sistema se encuentra el sistema de bombeo que consta de 2 bombas, una para la inyección de fluidos en la muestra y la otra para el confinamiento de la muestra en la celda triaxial. Las bombas utilizadas son marca

ISCO, modelo 260-D, digital, que permiten operar a tasas de flujo de 0-22,5 *ml/min*, pueden trabajar a una presión máxima de trabajo de $4,13 \times 10^7$ Pa y tienen una exactitud de $\pm 1\%$ a 1 *ml/min*.

El procedimiento utilizado es el siguiente: La muestra es saturada previamente con agua de formación y colocada en una manga de confinamiento. Esta manga es colocada dentro de la celda triaxial de alta presión. Seguidamente, se aplica la presión de confinamiento que para el caso de estudio fue $1,37 \times 10^7$ Pa asegurando antes que no existieran fugas en las líneas y en la celda. Se procede a inyectar fluido (Crudo o Agua de formación dependiendo el caso) a una tasa de inyección constante. Finalmente, se registran el volumen desplazado de fluido en el vial calibrado colocado a la salida de la celda y la diferencia de presión existente en la celda hasta que empiece a observarse el fluido inyectado en la salida de la celda que es indicativo de la finalización de la prueba.

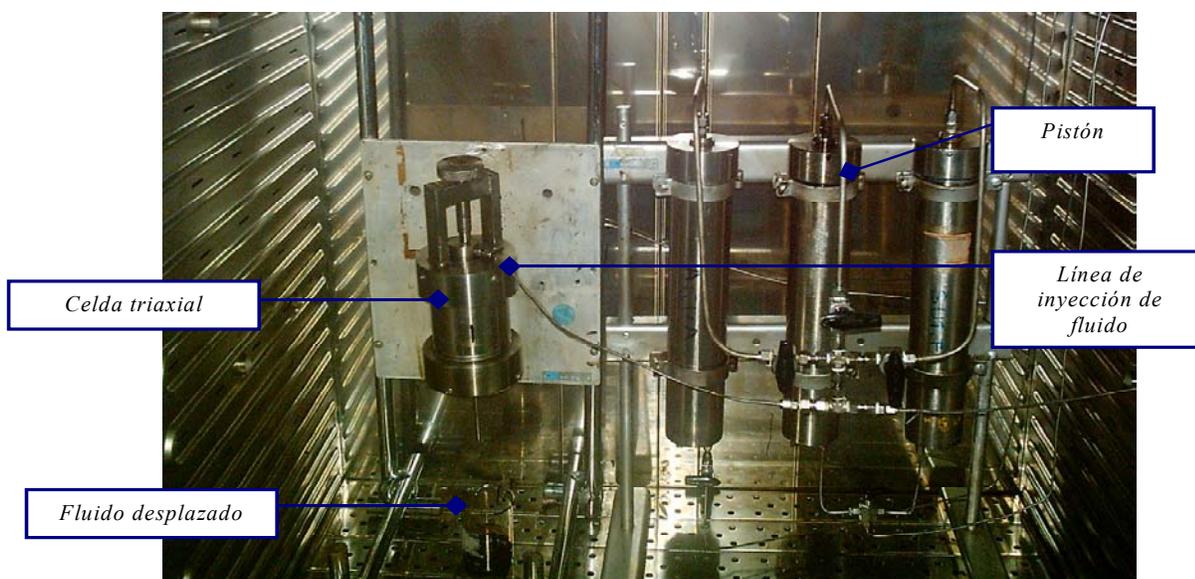


Figura 3.12. Montaje experimental de prueba de desplazamiento dinámico.



3.10. Curvas de Permeabilidad Relativa a Partir de Modelos Matemáticos

Una vez realizadas las pruebas de laboratorio, se procede al análisis de los datos experimentales de presión capilar. Con la ayuda del modelo matemático de Burdine y la correlación de Corey presentados en el capítulo 2 se procede a convertir éstos datos en valores puntuales de permeabilidad relativa. Con estos resultados se generan curvas de permeabilidad relativa utilizando el paquete gráfico Sygma Plot 8.0. Se utiliza el modelo matemático de Simpson por ser una de las mejores aproximaciones numéricas en los casos de resolver integrales, como en la mayoría de los casos presentados en los modelos. Los resultados finalmente se comparan a los obtenidos en las pruebas experimentales de permeabilidad relativa.

CAPITULO 4

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos en la realización de este trabajo de acuerdo al esquema experimental señalado en el Capítulo 3.

4.1. Preparación de Muestras

Para el desarrollo de este trabajo se seleccionaron 8 muestras procedentes de un yacimiento venezolano, éstas se identificaron, cortaron y limpiaron empleando el método destilación - extracción. En la Tabla 4.1 se muestra el resultado de la caracterización física de las muestras seleccionadas.

Tabla 4.1. Características físicas de las muestras.

Muestra	Diámetro $\pm 0,001 \times 10^{-2} (m)$	Longitud $\pm 0,001 \times 10^{-2} (m)$	Peso seco $\pm 0,0001 (Kg)$
A	3,783	3,995	0,1032
B	3,785	4,037	0,1045
C	2,531	2,262	0,0244
D	3,785	3,982	0,1054
E	2,532	2,336	0,0272
F	3,778	5,926	0,1342
G	3,815	5,608	0,1359
H	3,838	4,520	0,1224

En esta etapa se realizó la caracterización de los fluidos utilizados: crudo mediano proveniente del mismo yacimiento de donde se extrajeron las muestras y agua de formación sintética, cuya composición es similar a la del yacimiento. En la Tabla 4.2 se resumen las propiedades físicas de los fluidos medidas a temperatura de yacimiento 80°C.



Tabla 4.2. Propiedades físicas de los fluidos a 80°C.

Fluido	$\rho \pm 0,1$ (Kg/m ³)	μ (Pa.s)x10 ³	$\sigma \pm 0,1$ (mN/m)
Agua de formación sintética	998,3	0,917	33,4
Crudo	906,3	32,243	25,7

4.2. Determinación de Propiedades Físicas de los Medios Porosos Estudiadas

4.2.1. Porosidad y Permeabilidad Absoluta

Tabla 4.3. Propiedades físicas de los medios porosos.

Muestra	$\phi_{pesada} \pm 0,1$ (%)	$\phi_{cms-300} (\%) \pm 0,1 @$ 1,38x10 ⁵ Pa	$k_{cms-300} \pm 0,1$ (μm^2) @ 1,38x10 ⁵ Pa
A	13,4	13,2	44,1
B	14,2	13,9	29,3
C	12,6	12,5	97,1
D	10,6	10,2	11,5
E	12,5	12,4	114,5
F	21,2	20,7	5980,6
G	18,2	18,0	153,0
H	20,4	19,4	457,1

Los ensayos de porosidad y permeabilidad absoluta se realizaron en el equipo CMS-300 a una presión de confinamiento de 1,38x10⁵ Pa, con el fin de reproducir las condiciones del yacimiento. Por esta razón, se observa una pequeña diferencia entre los resultados de



porosidad obtenidos por el método de la pesada y el correspondiente al CMS-300, ya que en el método de la pesada la estructura porosa no está confinada y los granos se encuentran distribuidos entonces de manera diferente que en el otro ensayo. El espacio poroso, al aplicar una presión de confinamiento, tiende a disminuir, por lo que se puede decir que a mayor presión de confinamiento se puede esperar un valor de porosidad menor^[4]. Sin embargo, esta diferencia es muy pequeña, y varía aproximadamente entre 0,2 a 1 % de porosidad dependiendo de la muestra.

Es necesario señalar que la porosidad obtenida experimentalmente es la denominada porosidad efectiva, donde sólo se toman en cuenta los poros conectados de la muestra. En el caso que se requiera evaluar la porosidad absoluta de la muestra, donde se toma en cuenta los poros conectados y no conectados en la matriz porosa es recomendable realizar un ensayo de resonancia magnética nuclear. Los valores de porosidad encontrados se encuentran entre 10,2 y 20,7%, valores típicos encontrados en arenas (8-39%) y similares a los valores comunes para muestras consolidadas de núcleos (10-25%)^[4].

Los resultados de permeabilidad absoluta comprenden un amplio rango desde 11,5 hasta 5980,6 μm^2 , necesario para cumplir los objetivos propuestos. Como es de esperar no se observa una relación directa entre los resultados de permeabilidad absoluta y porosidad efectiva.

4.2.2. Distribución de Tamaño de Grano

Se utilizó el método del tamizado para conocer la distribución de tamaño de granos para las 8 muestras. Para cada muestra se obtuvo un histograma que indica su grado de heterogeneidad. En esta investigación la distribución de tamaño de granos se realizó de manera de lograr una caracterización completa de las muestras, pudiéndose relacionar en estudios posteriores el tamaño del grano con el espacio poroso dependiendo del tipo de

roca. Este método presenta limitaciones de carácter experimental que deben ser tomadas en cuenta para estudios posteriores. Primero, el hecho de triturar la muestra de manera manual para separar los granos depende directamente de la fuerza aplicada por el operador, acarreando bastante error al no realizarse una separación eficiente por el grado de trituración. Se recomienda realizar análisis de microscopía electrónica para así relacionar directamente el tamaño promedio de granos con el diámetro promedio de garganta de poros, visualizados directamente en la matriz porosa. Esta relación podría servir para conocer el espacio disponible real de la muestra para almacenar fluidos y visualizar la distribución verdadera de los granos en la matriz.

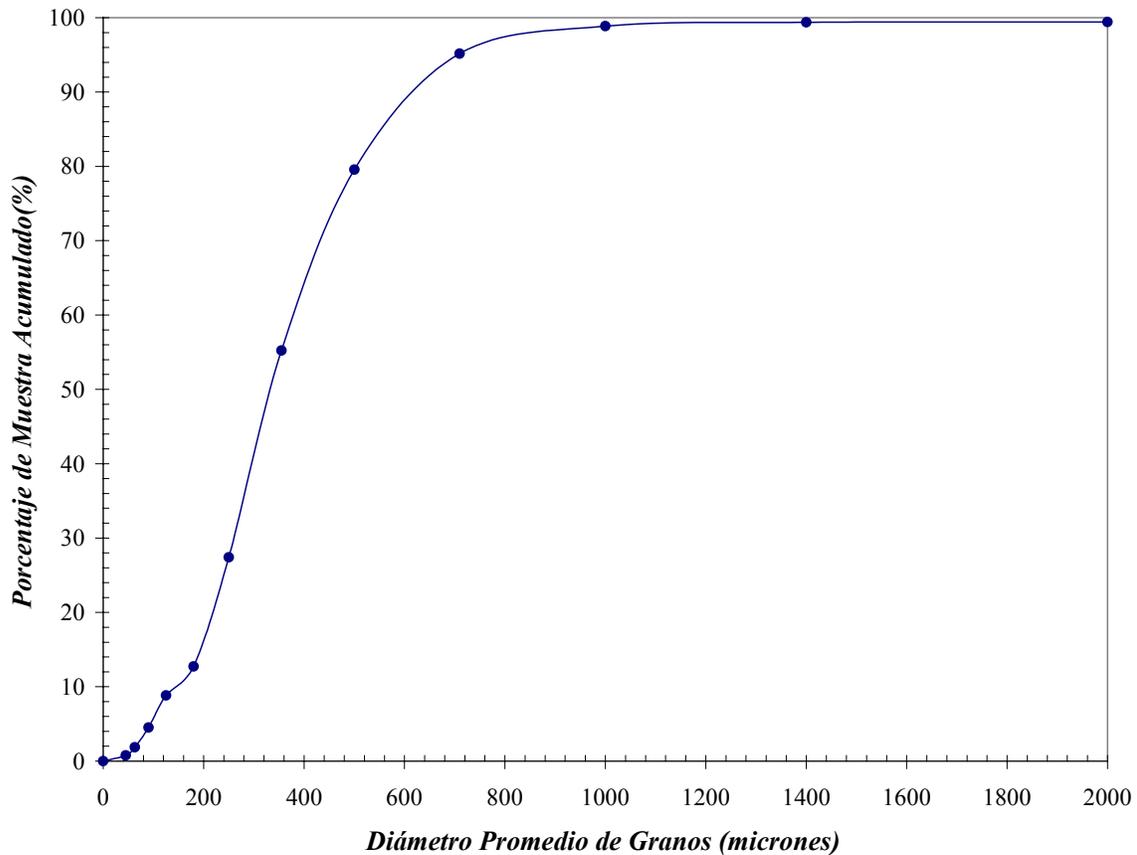


Figura 4.1. Distribución de tamaño de grano para la muestra A.

En la muestra A (Figura 4.1), se observa una distribución de tamaño de partícula bien heterogénea, ya que el 85% de la muestra presenta tamaños de granos entre 710 y 250



micrones. El 27% de la muestra sometida al proceso de tamizado fue la porción mas alta retenida en un tamiz, donde el tamaño de grano promedio para este grupo se encuentra entre 355 y 250 micrones. Este comportamiento se repite en muchas de las muestras analizadas. La porosidad medida en el CMS-300 es 13,2% y la permeabilidad absoluta resultó ser $44,1 \mu m^2$, una de las más bajas del grupo de muestras. Se presume la existencia de una gran cantidad de poros no conectados que permitieron obtener este valor, pudiendo existir una relación con la gran diferencia de tamaño en los granos que conforman la muestra.

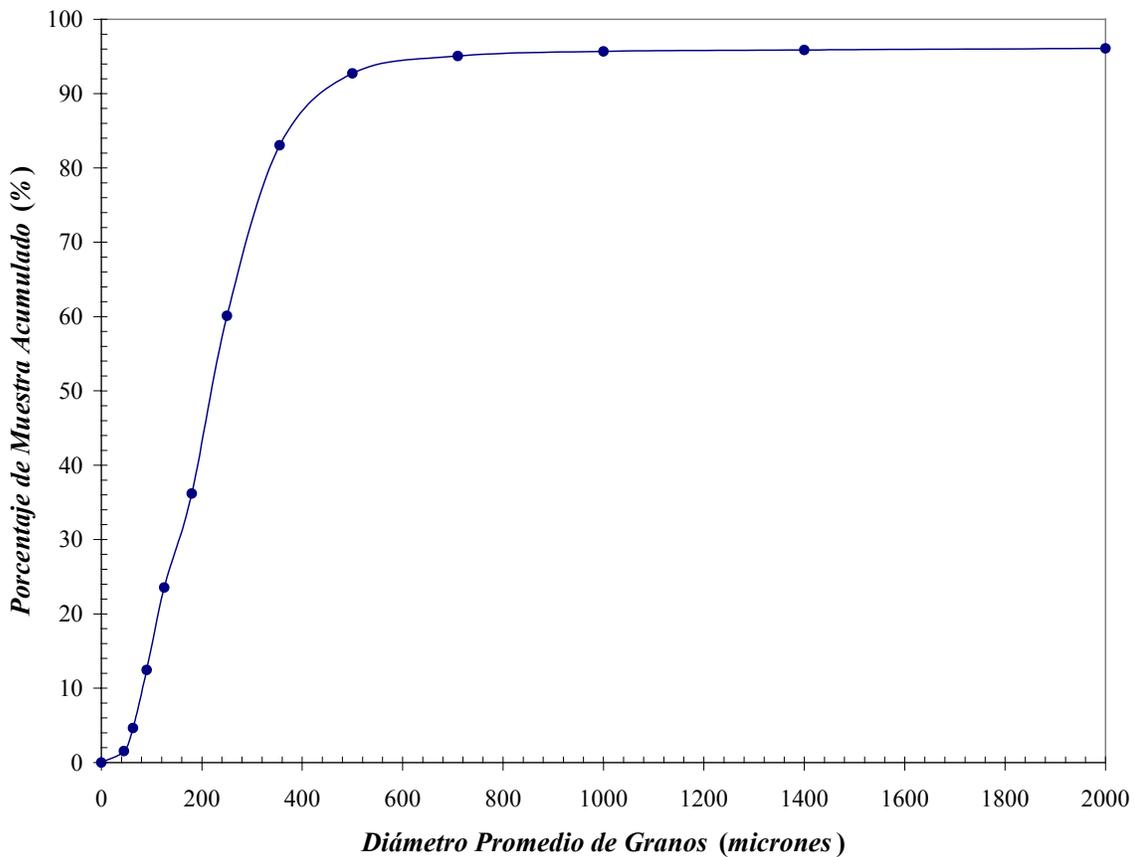


Figura 4.2. Distribución de tamaño de grano para la muestra B.

En la muestra B (Figura 4.2), se observa mayor cantidad de partículas con tamaños entre 500 y 90 micrones, donde un 50 % de la muestra se retuvo en los tamices de 355 y 250



micrones. Por el comportamiento de la gráfica se puede inferir mayor grado de heterogeneidad de la muestra en comparación con la muestra A.

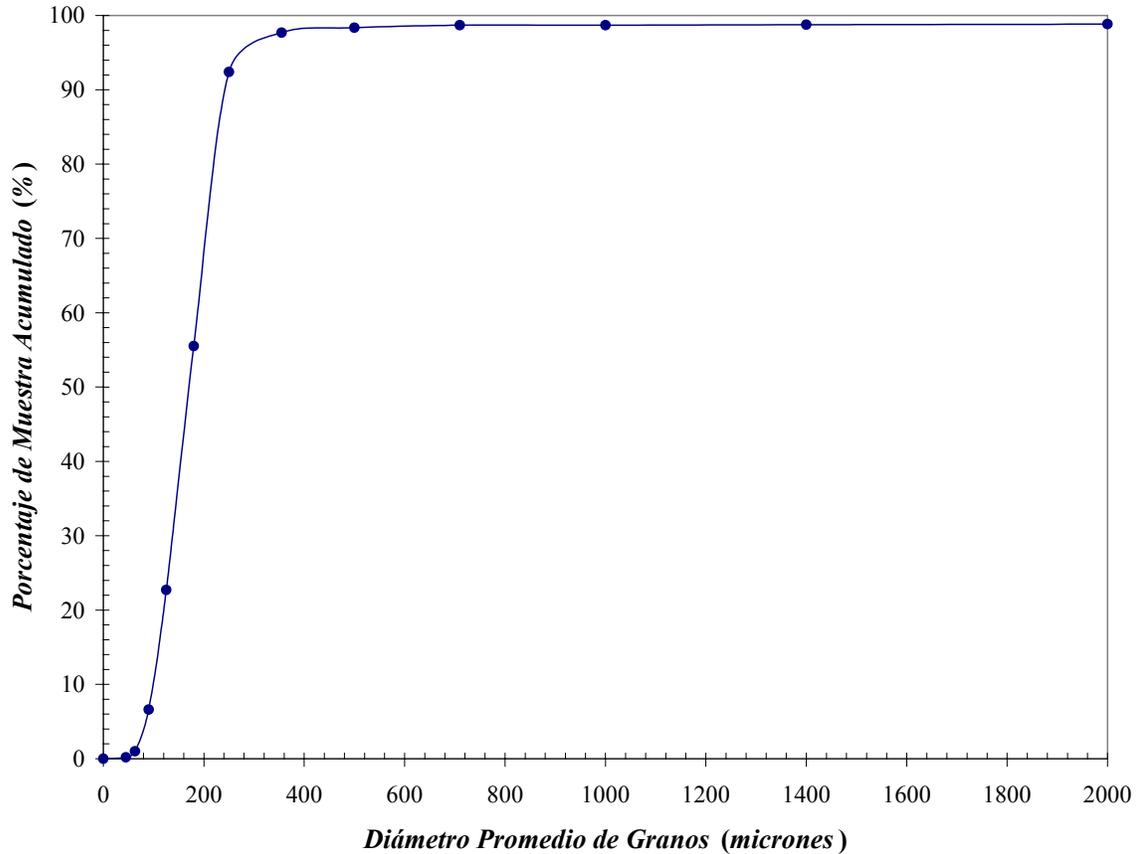


Figura 4.3. Distribución de tamaño de grano para la muestra C.

La distribución de tamaño de grano de la muestra C (Figura 4.3), es mucho más clara que las anteriores, indica un grado de homogeneidad mayor que la muestra B, ya que aproximadamente el 75% de la muestra se encuentra entre diámetros promedios de granos de 355 y 125 micrones. Esto se refleja en el valor de porosidad, uno de los más bajos del grupo de muestras, 12,5% y una permeabilidad absoluta superior al de las muestras A y B ($97 \mu m^2$). Se puede decir que el número de poros conectados de esta muestra es mayor, sin embargo se resalta que no necesariamente una roca por ser más porosa es más permeable.

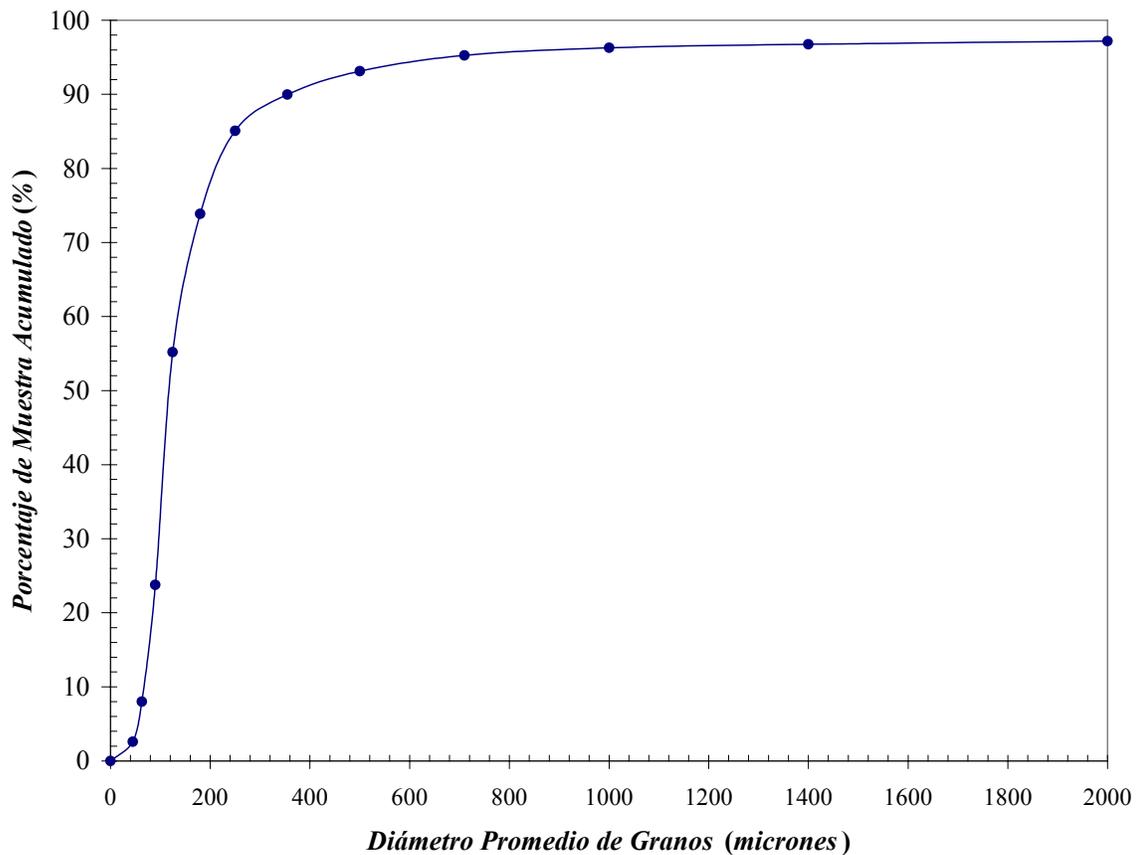


Figura 4.4. Distribución de tamaño de grano para la muestra D.

En la gráfica de distribución de tamaño de partícula para la muestra D (Figura 4.4), se observa que el tamaño promedio de grano con mayor porcentaje en la muestra se encuentra entre 180 y 125 micrones, ya que el 31% de la muestra que fue sometida al tamizado quedó retenida en la malla de 125 micrones. Se puede decir que la muestra es muy heterogénea puesto que aproximadamente el 80% de ella muestran se encuentran tamaños entre 90 y 355 micrones. Esta misma heterogeneidad puede influir en el valor de permeabilidad absoluta, ya que la muestra posee una porosidad de 10,2%, y una permeabilidad absoluta de $11,5 \mu m^2$. De aquí que la muestra no posea una gran cantidad de poros conectados que permitan fluir fluidos en su interior.

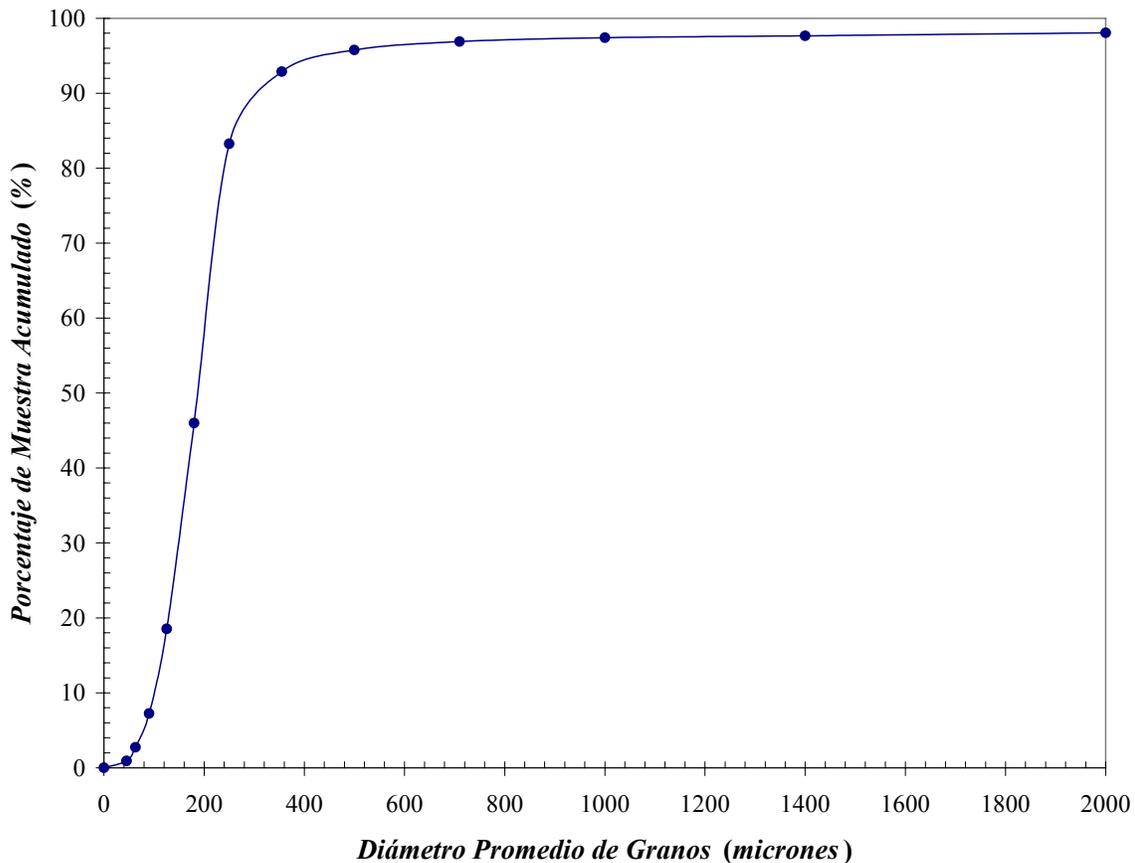


Figura 4.5. Distribución de tamaño de grano para la muestra E.

En la muestra E (Figura 4.5), se puede observar como un 37% de la muestra posee un tamaño de grano entre 355 y 250 micrones, comportamiento que se repite en la mayoría de las muestras, donde las partículas en el tamizado tienden a distribuirse en los tamices centrales. La porosidad de esta muestra resultó ser de 12,4 % una de las más bajas del grupo de muestras, sin embargo la permeabilidad absoluta resultó ser de $114,4 \mu\text{m}^2$ valor intermedio.

Para la muestra F (Figura 4.6), la tendencia indica un grado de heterogeneidad bajo comparando con el grupo de muestras evaluadas. El tamaño de partículas entre 355 y 250 micrones resultó ser el porcentaje más elevado de la muestra con 37%, seguido del rango 250-180 micrones donde se obtuvo un 33%. Aproximadamente el 85% de la muestra de



acumuló en los tamices centrales del montaje (250-125 micrones). La porosidad en este caso resultó de 20,7%, se puede decir entonces que en este caso la capacidad de almacenar fluidos de la roca depende de la configuración de los granos en la matriz porosa^[7]. La permeabilidad Absoluta es la más elevada del grupo de muestras (5980,6 μm^2).

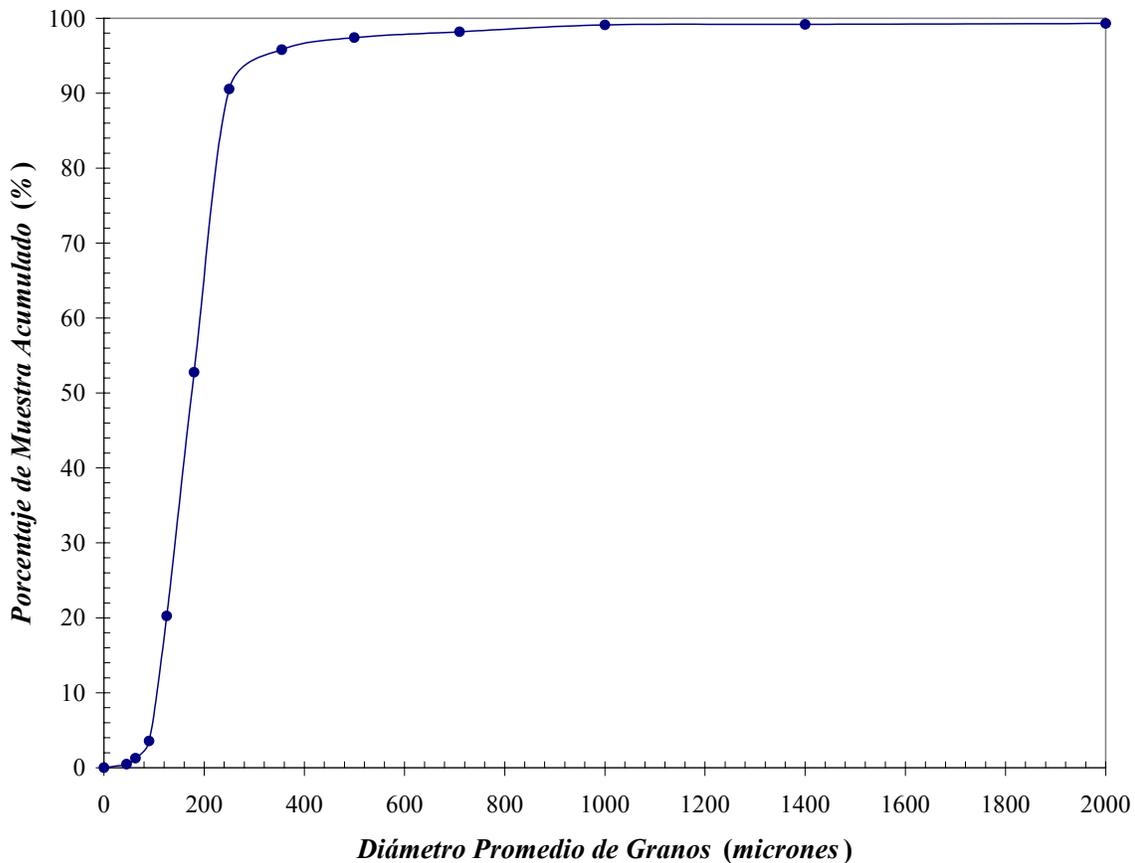


Figura 4.6. Distribución de tamaño de grano para la muestra F.

La muestra G (Figura 4.7), presenta un 23% de tamaño promedio de grano entre 710 y 500 μm , además es importante destacar un 22% de muestra con tamaños entre 1000 y 710 micrones, observándose entonces cierta heterogeneidad en los tamaños de partículas y destacándose también que el tamaño de los granos es mucho mayor en esta muestra que para las anteriores. El valor obtenido de la porosidad fue uno de los más altos (18%), esto comprueba lo reportado en la literatura, donde la porosidad depende altamente del



tamaño de los granos en la matriz porosa y por ende en el tamaño de los poros^[7]. Se puede decir entonces que esta muestra tiene un alto porcentaje de poros no conectados que no le permiten ser más permeable.

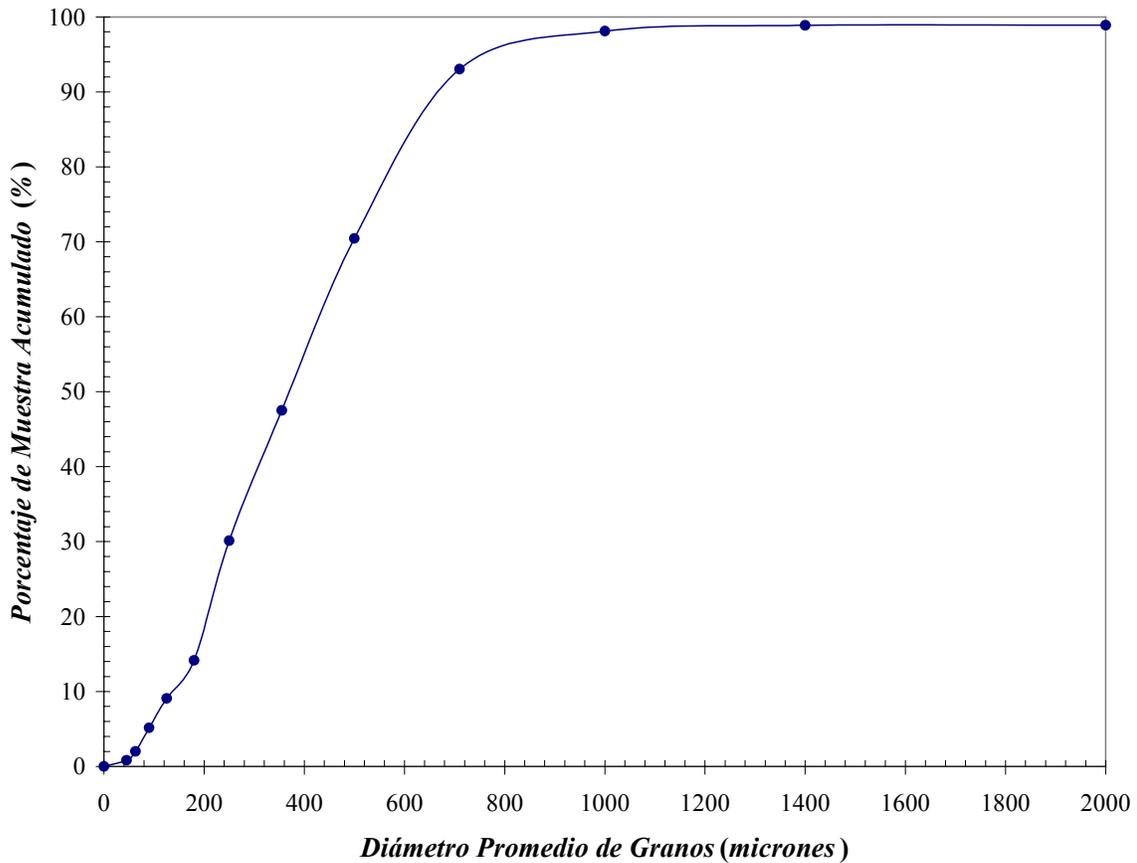


Figura 4.7. Distribución de tamaño de grano para la muestra G.

En la muestra H (Figura 4.8), se observa el comportamiento más común entre la muestras analizadas. El tamaño de granos con mayor porcentaje retenido en los tamices (29%) se encuentra en el rango de 355 y 250 micrones. En cuanto a la porosidad se obtuvo un valor de 19,4%. La permeabilidad absoluta resultó ser de 457,1 μm^2 , valor alto entre el grupo de muestras, comportamiento esperado por la porosidad y la distribución de tamaño de grano obtenidas.

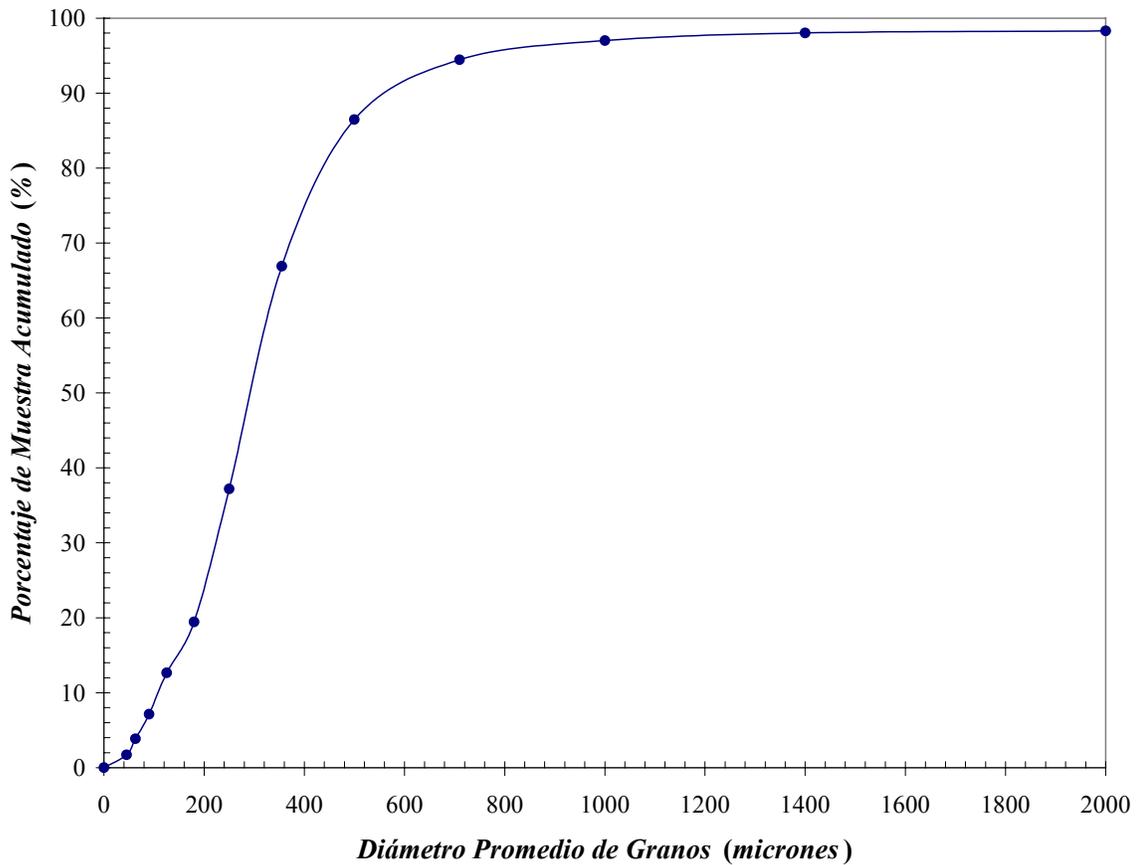


Figura 4.8. Distribución de tamaño de grano de muestra H.

4.3. Determinación de Propiedades Roca-Fluido

4.3.1. Evaluación de la Mojabilidad

A continuación se presenta el resultado de la evaluación de la mojabilidad mediante la prueba de Amott-Harvey. Fueron calculados los índices de mojabilidad (δ_o , δ_w , δ_n) disponibles en la Tabla 4.4 y luego la interpretación de la mojabilidad se realizó usando el diagrama triangular mostrado en la Figura 4.9.



La mayoría de las muestras presentan un comportamiento uniforme en cuanto a la mojabilidad, ya que 5 de las muestras resultaron ser mojadas débil al agua y 3 muestras mojadas fuertemente al agua, indicando que las muestras estudiadas comprenden superficies hidrofílicas. La representación de las muestras mojadas fuertemente al agua se encuentran justamente en la frontera entre mojabilidad débil al agua y la mojabilidad fuerte al agua. Este resultado resultó ser el esperado ya que las rocas conformadas por arenas resultan ser generalmente mojadas al agua^[5].

Tabla 4.4. Indices de Mojabilidad Amott-Harvey.

Muestra	δ_w	δ_o	δ_n
A	0,72	0,00	0,28
B	0,73	0,09	0,18
C	0,33	0,14	0,52
D	0,72	0,17	0,11
E	0,42	0,27	0,32
F	0,45	0,14	0,41
G	0,67	0,11	0,22
H	0,57	0,09	0,33

Se puede decir que en las muestras analizadas el agua se distribuye en forma de películas sobre la superficie de la roca, mientras que el petróleo ocupa el interior de los poros más grandes^[5], esperando altos valores de saturaciones irreducibles de agua en las pruebas de presión capilar.

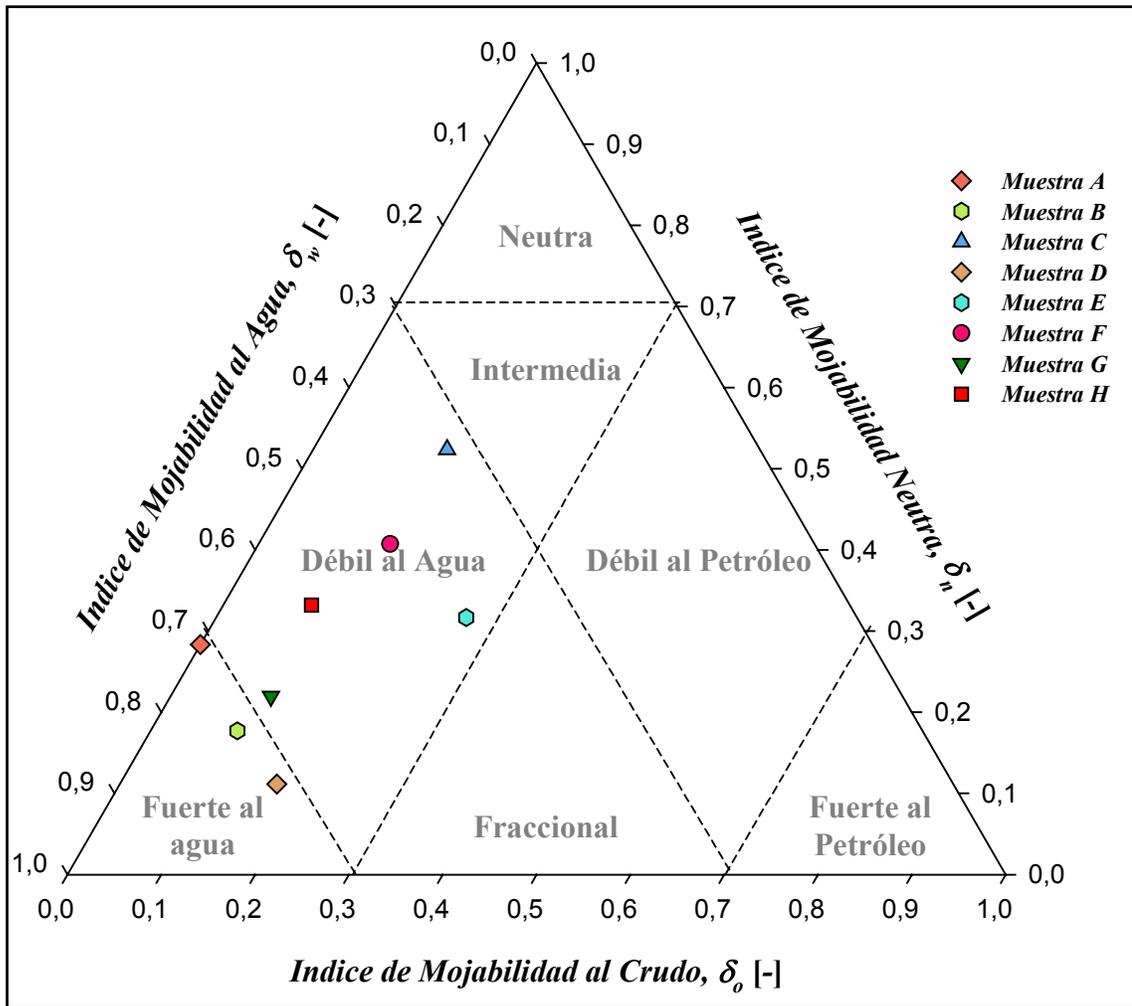


Figura 4.9. Interpretación de índices de mojabilidad Amott-Harvey.

4.3.2. Evaluación de Presión Capilar

En esta sección se presentan las curvas de presión capilar obtenidas mediante el método de la centrífuga para la muestras analizadas. Los valores experimentales de Presión capilar y saturación de agua se presentan en el Apéndice B. Las muestras fueron sometidas a procesos de drenaje primario, imbibición y drenaje secundario para



reproducir la historia de saturación. Para cada caso, se representó gráficamente la presión capilar en función de la saturación de agua. Se anexa a cada gráfica los parámetros de ajuste obtenidos para el proceso de drenaje primario según la ecuación Brooks-Corey^[3] (Tabla 4.5) que relaciona la presión capilar en función de la saturación (Ecuación 4.1) y los puntos finales de cada proceso, como la saturación de agua irreducible (S_{wi}), saturación residual de crudo (S_{or}) y saturación de final de agua (S'_w).

$$P_c = P_d \cdot (S_w)^{-\lambda} \tag{Ec. 4.1}$$

Los parámetros de ajuste se determinaron mediante una aplicación del programa Sygma Plot 8.0 que permite ajustar este tipo de curvas de manera optimizada (Código empleado disponible en Apéndice D). Sólo se reportan parámetros de ajuste para el proceso de drenaje primario ya que son los únicos necesarios para la generación de curvas de permeabilidad relativa a partir de modelos matemáticos.

Tabla 4.5. Parámetros de ajuste para curvas de drenaje primario por Sygma Plot 8.0

Muestra	$P_d (Pa)$	λ	R
A	3746	0,35	0,9868
B	9470	1,65	0,9747
C	6540	0,60	0,9859
D	3880	0,47	0,9956
E	12959	1,11	0,9934
F	180	0,19	0,9982
G	1013	0,24	0,9986
H	2610	0,52	0,9899

Las curvas de presión capilar en general presentan comportamientos bien diferenciados dependiendo de sus propiedades físicas, característico de la heterogeneidad del medio poroso por ser muestras tomadas de yacimientos. Se puede visualizar en las gráficas rangos de presión capilar aplicados entre -4×10^5 y $2 \times 10^5 Pa$ y rangos de saturación de



agua entre 20 y 80%. Se observa una tendencia en retener la fase agua adherida en forma de película a la superficie de la roca que en muchos casos, impidió la continuidad de la fase petróleo y como resultado se obtuvieron valores de saturación residual de crudo elevados.

Para el cálculo de la presión capilar se utilizó la ecuación 2.8, siendo necesario evaluar la diferencia de densidades de los fluidos. Para sistemas agua-petróleo, como el estudiado en este trabajo, se observan valores de presiones capilares pequeños motivados a la pequeña diferencia de densidad presente en el sistema y por ser ambos fluidos incompresibles, caso contrario sería para sistema agua-gas donde se alcanzan altas presiones capilares debido a la gran diferencia de densidad y la compresibilidad del gas.

En cuanto a los errores, es importante destacar que el error asociado a la saturación del fluido desplazado es significativo. Se observa un rango mayor en comparación con el de la presión capilar, el cual se desprecia por su pequeña magnitud. La medición de la presión capilar usando el método de la centrífuga es precisa, pero el cálculo de la saturación lleva asociado mayor incertidumbre.

Las gráficas muestran el siguiente comportamiento: Los puntos experimentales iniciales se encuentran a saturaciones inferiores a 80% (efecto característico del método de la centrífuga), se recomienda utilizar otro método que permita determinar la zona correspondiente a altas saturaciones de agua para poder evaluar el comportamiento completo de la curva de drenaje primario.

A partir de la curva de presión capilar para la muestra A (Figura 4.10) se infiere que el tamaño de poros de ésta varía uniformemente. Se observa que el valor de la presión de desplazamiento, mínima para que ocurra movimiento de las fases en el medio poroso es $3746 Pa$, lo cual indica que el radio de poro que comunica a la roca con el exterior es grande. El valor más alto de saturación medido en la curva de drenaje primario fue de 82%. El valor de saturación irreducible de agua resultó ser 34,7% para un valor de



presión capilar de 94580 Pa. Para incrementos mayores de presión capilar no se observó cambios en el volumen desplazado de agua, lo que asegura que el valor anterior corresponde a la saturación irreducible de agua.

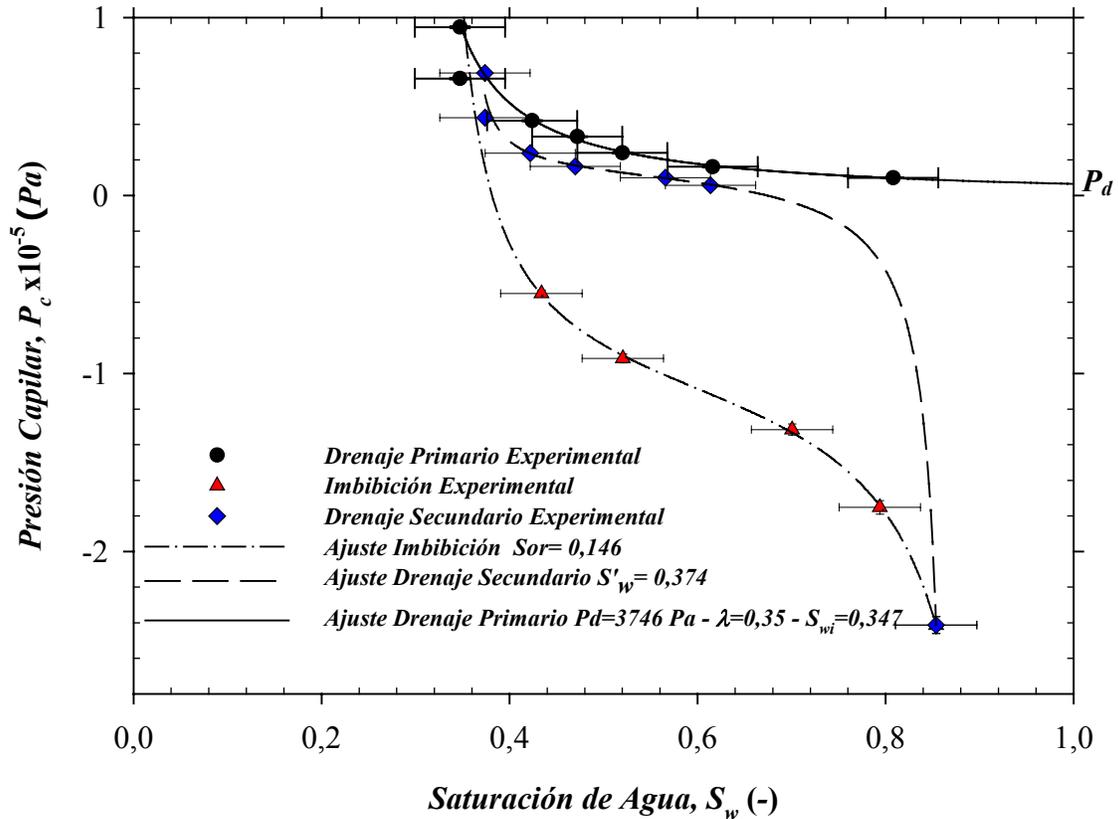


Figura 4.10. Curvas de presión capilar para la muestra A.

En el proceso de imbibición se obtuvo una saturación residual de crudo de 14,6%, un valor bajo. Según lo anterior, se puede inferir que el gran tamaño de los radios de poro permitieron el desplazamiento de gran cantidad de petróleo a través del medio poroso. Después del proceso de drenaje secundario se obtuvo una saturación de agua de 37,4%, valor ligeramente superior al de saturación de agua irreducible (34,7%) encontrado en el proceso de drenaje, esto se puede asociar al hecho que existen poros no conectados que pueden retener mayor cantidad de agua. Se dice entonces que las curvas de presión

capilar dependen fuertemente de la historia de saturación de fluidos, observándose el fenómeno de histéresis con efectos bien definidos.

El error experimental asociado a la saturación de agua se mantuvo para los tres procesos alrededor del 5%. Este valor está vinculado al volumen de calibración en la escala de los tubos recolectores de las celdas en la centrífuga.

En la muestra B (Figura 4.11) se observa un buen cotejo entre los resultados experimentales y el ajuste correspondiente. Para esta muestra, la presión de desplazamiento es de 9470 Pa, uno de los valores más altos del conjunto de muestras. Este valor es de esperarse ya que la muestra posee una permeabilidad absoluta baja, por lo tanto se considera apretada y los poros que conectan el interior son pequeños, necesitándose una fuerza mayor para que ocurra el desplazamiento de fluido desde el interior de la roca.

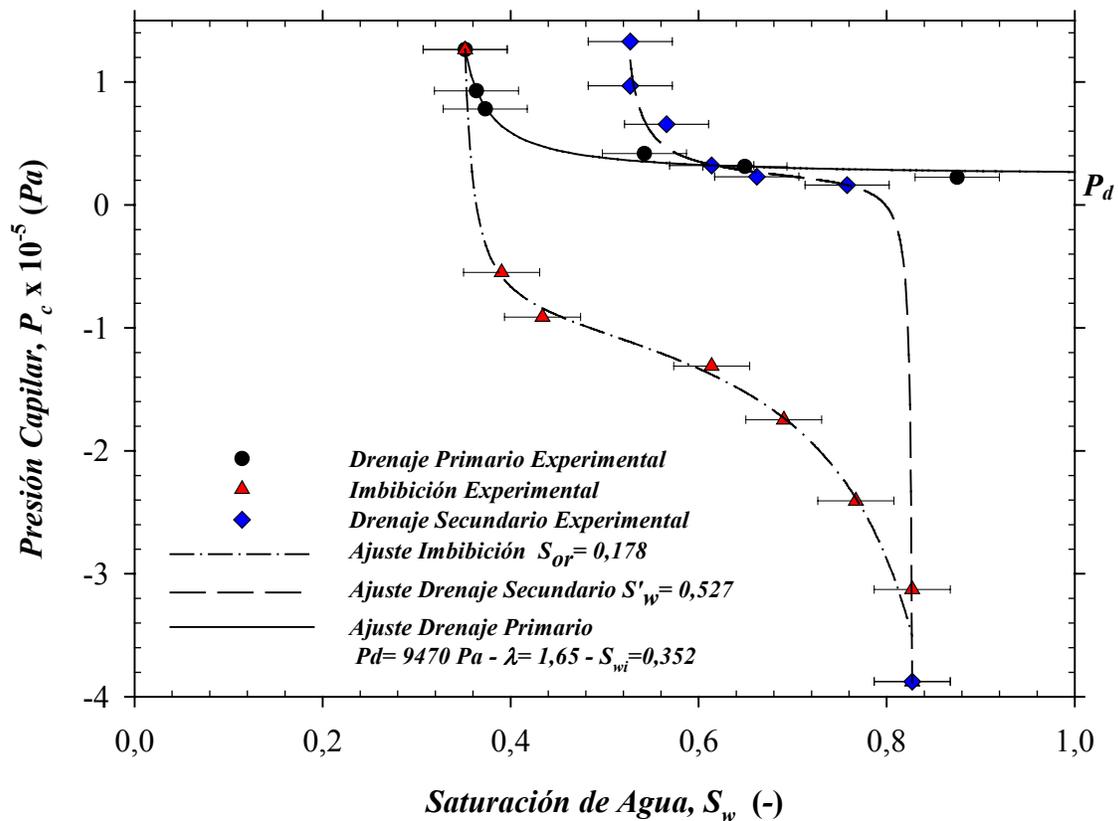


Figura 4.11. Curvas de presión capilar para la muestra B.

La saturación irreducible de agua obtenida experimentalmente fue de 35,2%. Se comprueba así que la muestra es mojada al agua y la superficie de la roca está cubierta por una película de agua, en consecuencia se mantendrá un alto porcentaje de este fluido en la roca. La saturación residual de crudo, punto final para el proceso de imbibición, fue 18%, esto se puede atribuir a que la muestra no debe contener en su interior espacio disponible en los poros grandes para que fluya la fase petróleo debido a la afinidad de la superficie al agua. La saturación de agua luego del proceso de drenaje secundario fue de 52,7%, observándose marcadamente la histéresis. El error experimental para la evaluación de la saturación fue del 4,5% y el de la presión capilar despreciable.

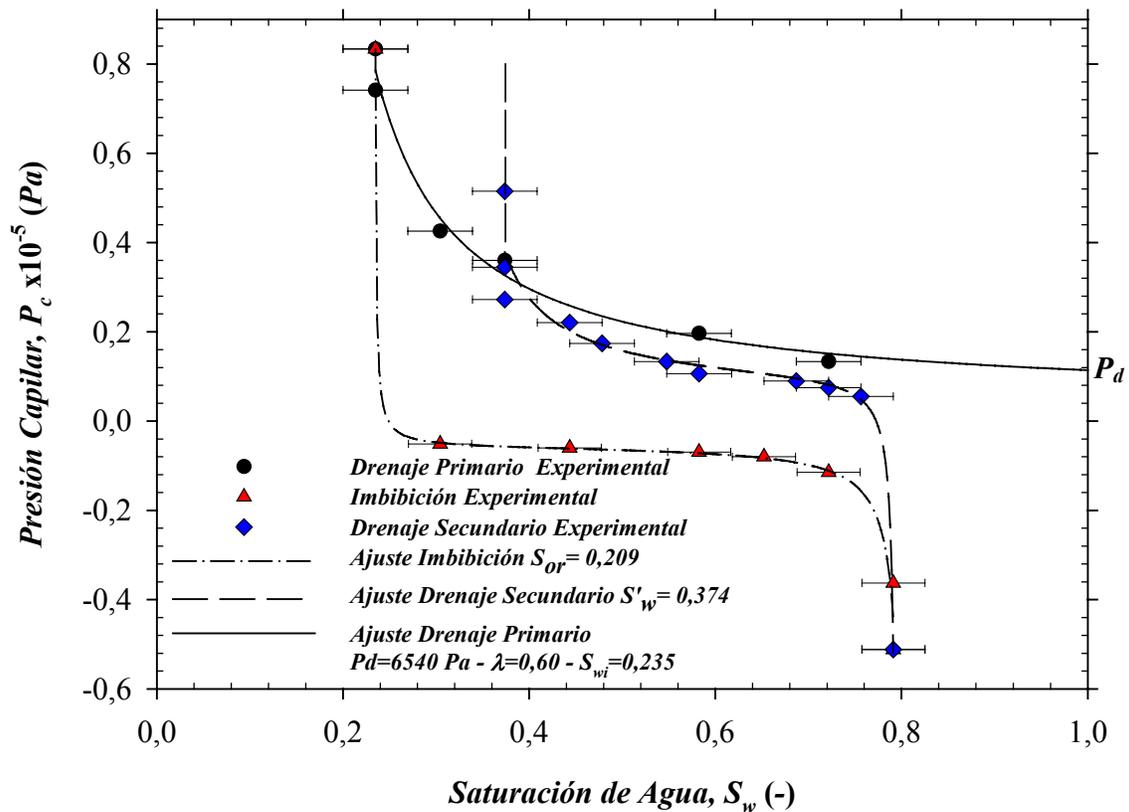


Figura 4.12. Curvas de presión capilar para la muestra C.

La Figura 4.12 corresponde a la curva de presión capilar para la muestra C. Se observa una distribución de tamaños uniforme. La saturación de agua se encuentra en un rango de



20 – 80% para los tres procesos de desplazamiento de fluidos. Se observa un ensanchamiento en la zona central de la curva, debido a que el radio de poros promedio no varía mucho en todo el rango de saturación. Para el proceso de drenaje primario se obtuvo una presión mínima para desplazar fluidos a través de la roca de 6540 Pa , valor grande comparado con las presiones de desplazamiento de las muestras restantes, en este caso se puede decir que el tamaño de los poros que conectan la parte exterior de muestra con la parte interior es reducido.

La saturación irreducible de agua fue de 23,5%, valor que se atribuye a que la muestra posee mayor cantidad de poros conectados, por consiguiente la muestra se desatura más en comparación con las otras muestras. La saturación residual de crudo fue de 21%, observándose un mayor porcentaje de crudo retenido en el medio poroso luego de sufrir un desplazamiento en comparación con el caso anterior. Luego del drenaje secundario se obtuvo una saturación de agua de 37,4 %, magnitud esperada por el efecto de la historia de saturación en la roca. El error experimental en el cálculo de la saturación de agua es este caso fue de 3,5%.

En el caso de la muestra D (Figura 4.13), se tiene una curva de presión capilar asimétrica, característica de un medio poroso muy heterogéneo. La permeabilidad absoluta de esta muestra es de $11,5 \mu m^2$, el menor valor del grupo de muestras. La presión de desplazamiento en la muestra es de 3880 Pa , valor promedio entre el número de muestras. La tendencia en la zona de drenaje de la curva demuestra que faltó aplicar una presión mayor para seguir desplazando fluidos y esto se puede resaltar entonces como un error experimental. Este error también puede tener influencia en el ajuste de la curva de drenaje primario y por ende en la curva de permeabilidad relativa final. La saturación de agua irreducible fue de 35,5%, así se retiene un alto porcentaje de agua luego del drenaje primario. La saturación residual de crudo fue de 16%. La saturación de agua luego del drenaje secundario resultó ser de 42,1%.

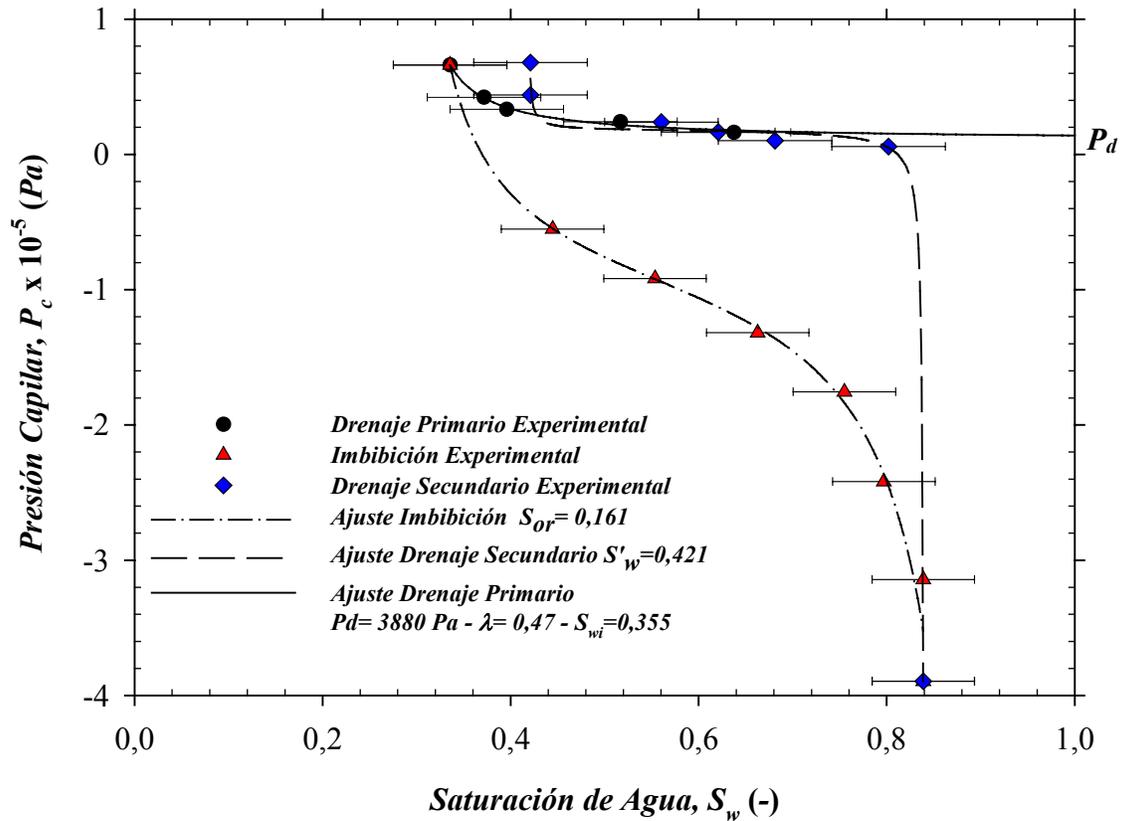


Figura 4.13. Curvas de presión capilar para la muestra D.

La curva de presión capilar mostrada en la Figura 4.14 corresponde a la muestra E. Se observan valores pequeños de las presiones capilares que permiten desplazar el fluido contenido en la muestra (-60000 y 60000 Pa). En el rango entre 20 y 60% de saturación de agua no existen cambios significativos en los radios promedios de garganta de poros, (la presión capilar no varió significativamente). La presión de desplazamiento obtenida por el ajuste de la curva de drenaje primario fue la más alta del grupo de muestras (13910 Pa), comprobando la presencia de poros conectados de pequeños diámetros en la parte externa de la muestra. Luego que se vence la fuerza, el desplazamiento ocurre de manera rápida como lo indica el rango tan pequeño en que se cumplieron los desplazamientos. La saturación irreducible de la muestra resultó ser de 18,5 %. La saturación residual de crudo fue de 34%, valor alto en comparación con el resto de las muestras analizadas. Con



respecto a su condición de mojado representada en el diagrama de Amott-Harvey (Figura 4.9), la muestra E se encuentra en una zona muy cercana a la mojabilidad fraccional, condición en la cual existe gran posibilidad de que la muestra retenga mayor cantidad de crudo. La saturación de agua luego del proceso de drenaje secundario fue de 28,7%. El error experimental para el cálculo de la saturación estuvo en el orden del 6,5%.

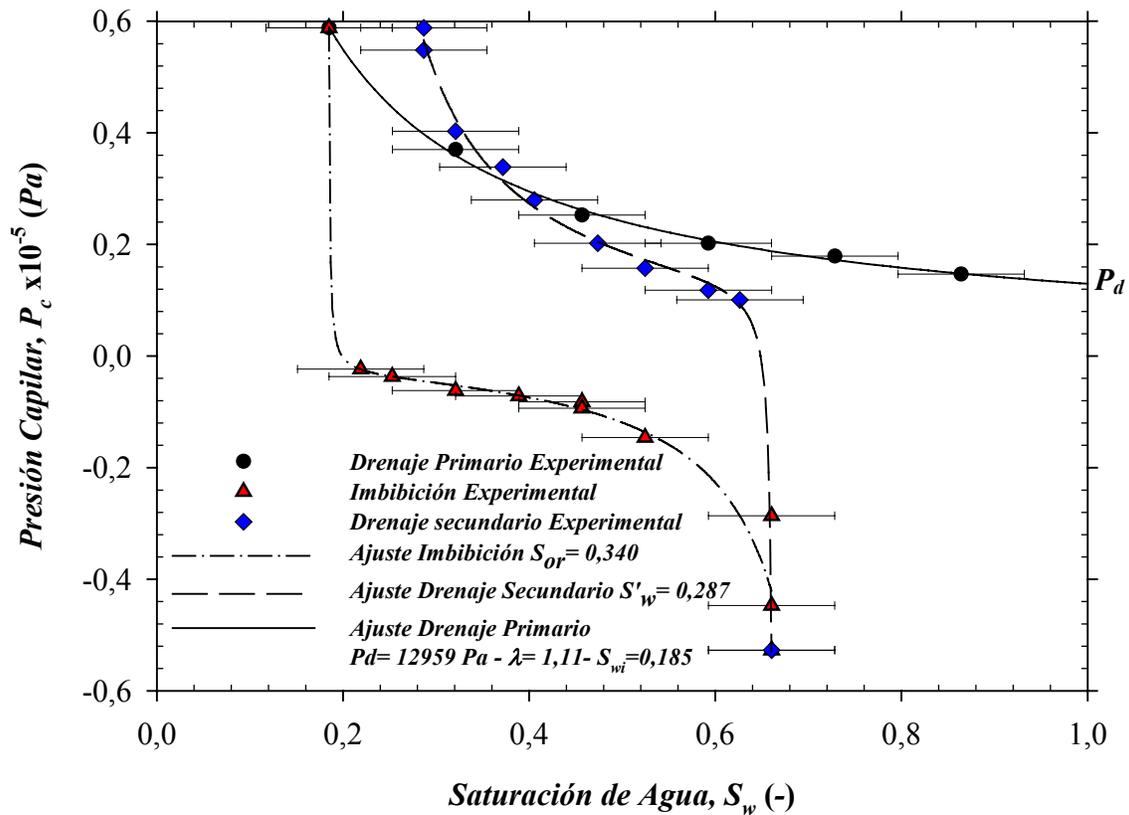


Figura 4.14. Curvas de presión capilar para la muestra E.

La curva de presión capilar para la muestra F se presenta en la Figura 4.15. Por ser F la muestra con mayor permeabilidad absoluta ($5981 \mu m^2$) se presenta un comportamiento cercano al ideal. La presión de desplazamiento obtenida en el proceso de drenaje primario fue de $180 Pa$, se infiere en la presencia de una gran cantidad de poros conectados en la muestra. La saturación irreducible de agua fue de 36%, comprobando la preferencia de la superficie de la roca por la fase agua. La saturación residual de crudo en

este caso resultó ser de 32,7%. La saturación de agua luego del drenaje secundario fue de 39,6%, valor ligeramente por encima de la saturación irreducible de agua. Se visualiza entonces un efecto reducido de la histéresis, ya que en este caso la cantidad de poros conectados aumenta y se observa un comportamiento casi reversible.

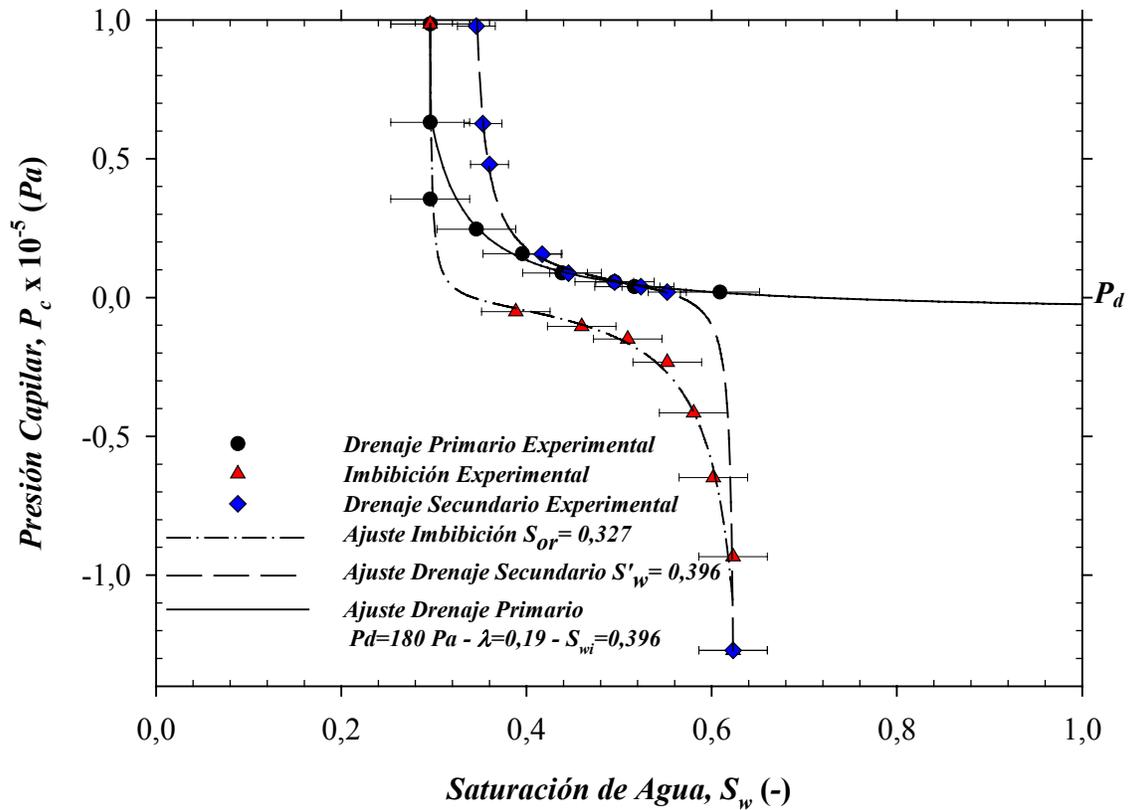


Figura 4.15. Curvas de presión capilar para la muestra F.

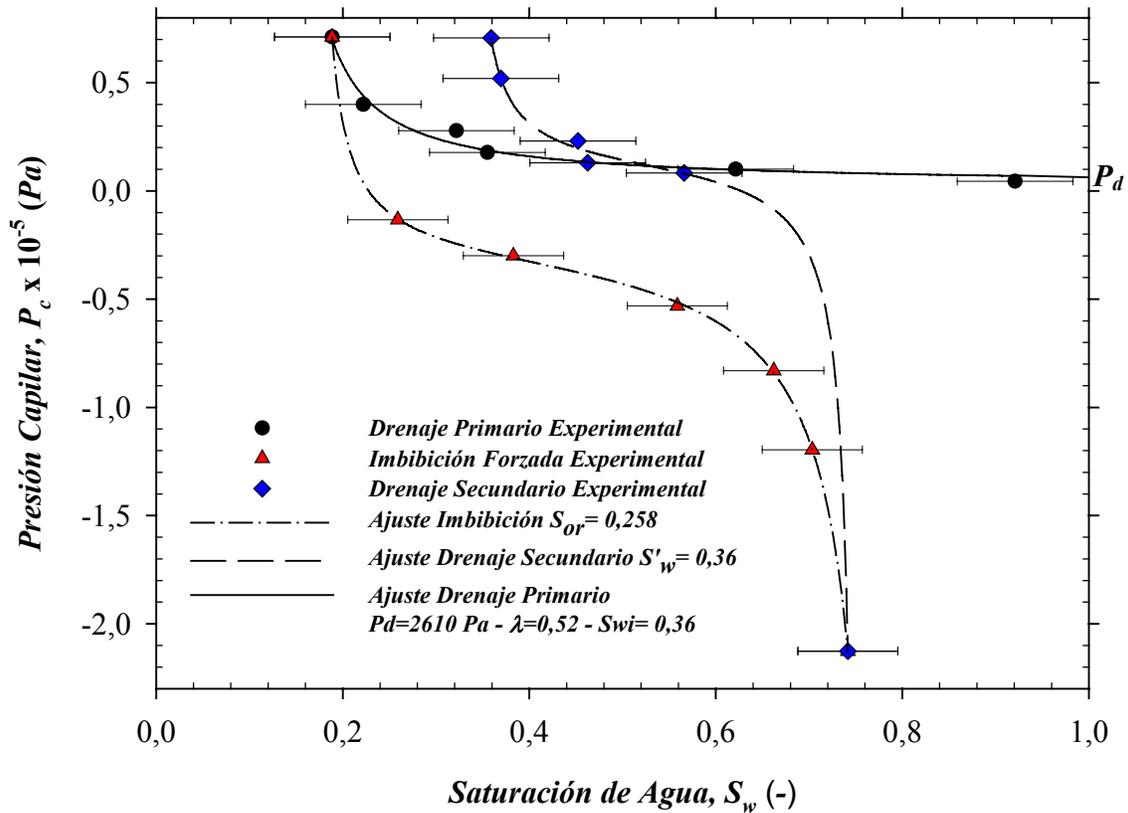


Figura 4.16. Curvas de presión capilar para la muestra G.

Para la muestra G (Figura 4.16) se observa un comportamiento simétrico para las curvas de imbibición y drenaje secundario, se puede decir que el radio promedio de garganta de poro sigue una distribución uniforme. Según los resultados obtenidos se puede inferir que mientras más permeable es la muestra más simétrica es la curva de presión capilar. La muestra G posee una permeabilidad absoluta de $457 \mu m^2$. Para el ajuste de la curva de drenaje primario se obtuvo una presión de desplazamiento de $2610 Pa$ y una saturación irreducible de agua de $18,9\%$. La saturación residual de crudo resultó ser de $25,8\%$.

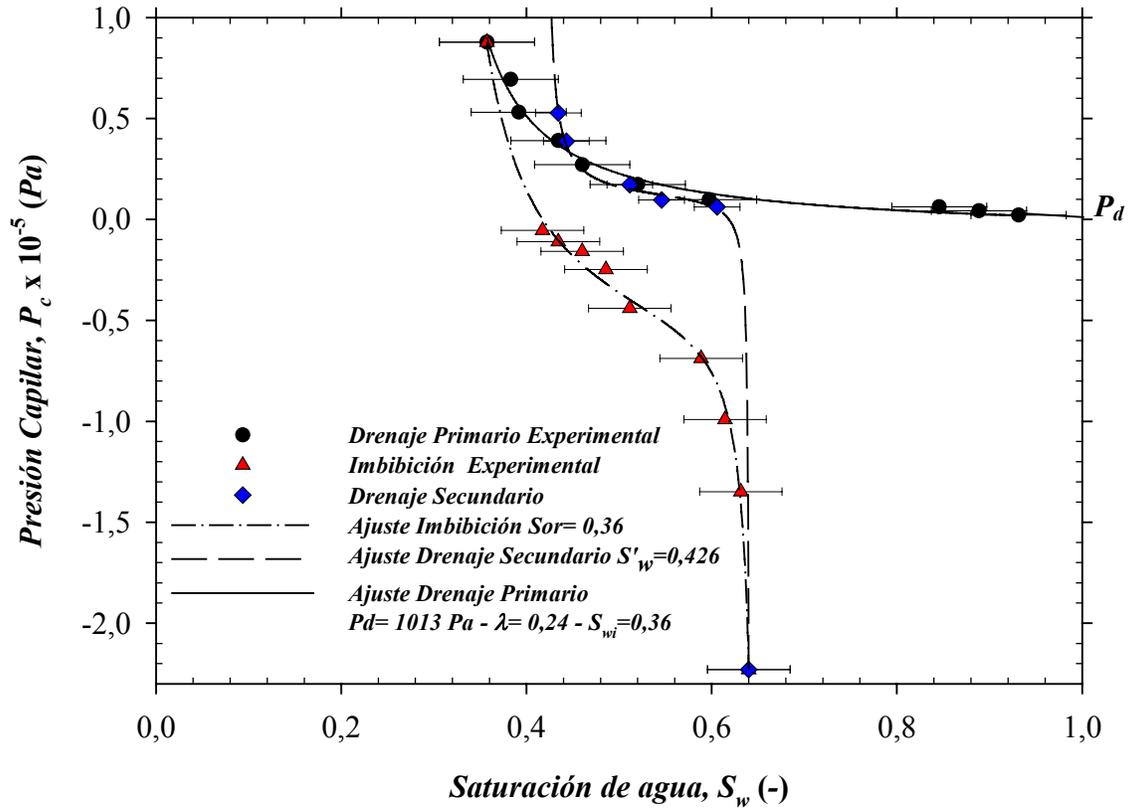


Figura 4.17. Curvas de presión capilar para la muestra H.

La Figura 4.17 muestra la curva de presión capilar para la muestra H; los procesos de drenaje e imbibición ocurren entre 36% y 64% de saturación de agua, rango bien reducido. Esta muestra se caracteriza por tener una alta porosidad (18%) pero una permeabilidad absoluta promedio para el grupo de muestras analizadas ($153 \mu m^2$). Para el drenaje primario se obtuvo una presión de desplazamiento de 1013 Pa y una saturación irreducible de 35,7%. Luego del proceso de imbibición se obtuvo una saturación residual de crudo de 36% y finalmente, después del drenaje secundario con petróleo la saturación de agua residual resultó ser 42,6%. El error experimental promedio para la saturación de agua fue de 4,5%.



La Tabla 4.6 resume los puntos finales obtenidos a partir de las pruebas de presión capilar para el conjunto de muestras analizadas.

Tabla 4.6. Puntos finales de ensayos de presión capilar

Muestra	$\phi_{cms-300}$ (%)	k (μm^2)	S_{wi} (fracción)	S_{or} (fracción)	S'_{wi} (fracción)	P_d (Pa)	λ (-)
A	13,2	44,1	0,347	0,146	0,374	3746	0,35
B	13,8	29,3	0,352	0,178	0,527	9470	1,65
C	12,5	97,1	0,235	0,209	0,374	6540	0,60
D	10,2	11,5	0,335	0,161	0,421	3880	0,47
E	12,24	114,5	0,185	0,340	0,287	12959	1,11
F	20,7	5980,6	0,360	0,327	0,396	180	0,19
G	18,0	153,0	0,189	0,258	0,360	2610	0,52
H	19,4	457,1	0,357	0,360	0,426	1013	0,24

4.3.3. Generación de Curvas de Permeabilidad Relativa a Partir de Modelos Matemáticos

Las curvas de permeabilidad relativa fueron generadas utilizando el modelo de Burdine (Ecuaciones 2.11 y 2.13), una modificación del modelo de Purcell que toma en cuenta un factor de tortuosidad λ_{rw} , relación que otorga una tendencia más real al resultado numérico. Es importante resaltar que con este método solo se puede reproducir la curva de drenaje primario. Una vez obtenido el ajuste de la curva de drenaje primario se procedió a generar la curva de permeabilidad relativa para la fase agua y petróleo con ayuda de una hoja de cálculo de Excel que resuelve las integrales que conforman las ecuaciones de permeabilidad relativa fase agua y fase petróleo por el método numérico de Simpson. Adicionalmente, para cada muestra se generaron curvas de permeabilidad



relativa utilizando la correlación de Corey^[3], de manera de realizar comparaciones entre los modelos.

En general, se observa en las curvas que los rangos donde las dos fases son continuas se encuentran a saturaciones altas de agua, verificando así la tendencia del grupo de muestra en ser mojadas por agua. La intersección de las curvas suele usarse como un indicativo de la mojabilidad^[4]. Para las muestras estudiadas se observa que la intersección se encuentra en la zona de altas saturaciones de la fase acuosa, comprobando el resultado de la prueba de mojabilidad por el método de Amott-Harvey. Las curvas generadas a partir de la correlación de Corey para la fase agua no mostraron la misma tendencia que las obtenidas por el modelo de Burdine, esto se atribuye a la suposición de que esta correlación establece que las curvas de presión capilar del sistema crudo-agua pueden ser expresadas aproximadamente usando la relación lineal, lo que no ocurre en la realidad. Las curvas de permeabilidad relativa de la fase petróleo presentaron una tendencia más cercana a la obtenida por el modelo de Burdine.

Las curvas generadas se encuentran acotadas entre el valor de saturación irreducible de agua y 100% saturación de agua, resultado que se obtiene sólo por el modelo numérico debido a que en la realidad debería estar acotada entre la saturación irreducible de agua y una saturación de agua menor de 100% (la muestra en realidad no se encuentra completamente saturada con agua).

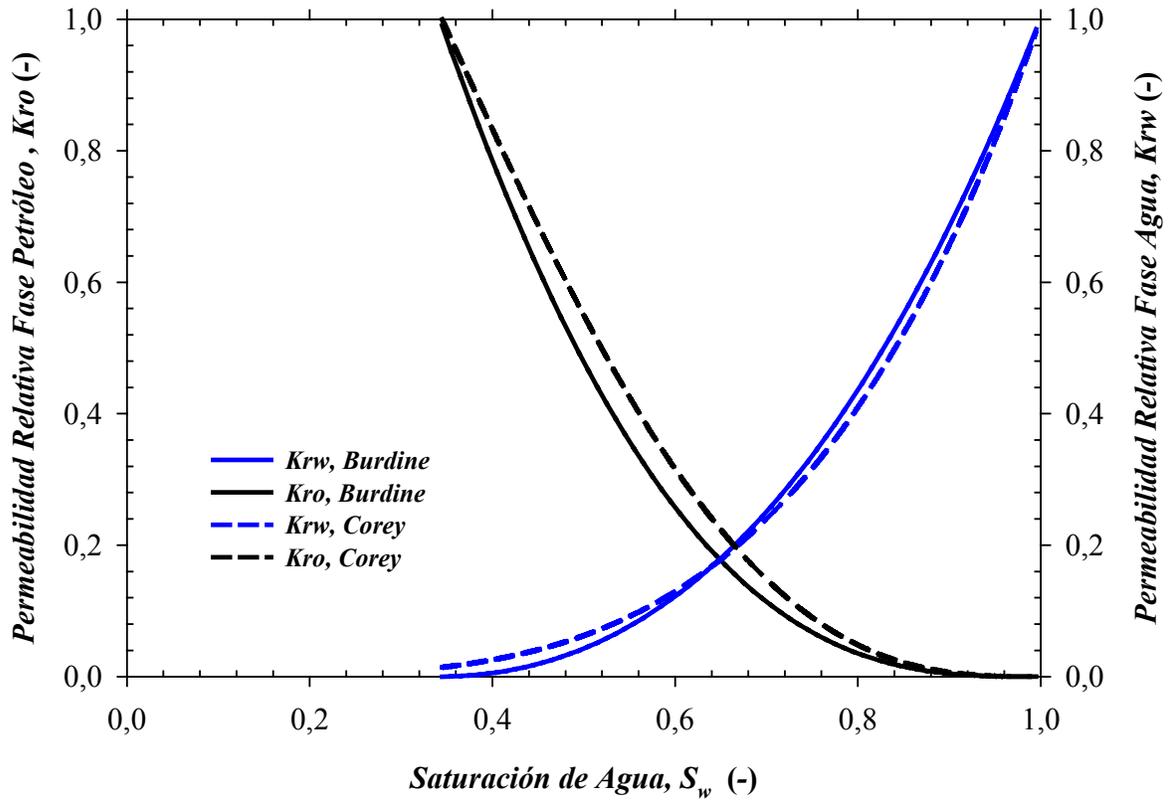


Figura 4.18. Curvas de permeabilidad relativa para la muestra A.

En la Figura 4.18 se observan las curvas generadas por el modelo de Burdine y la correlación de Corey para la muestra A. Se observa como a partir de la saturación irreducible de agua (34,7%) se inicia el contacto de las dos fases en el medio poroso de manera continua, aumentando la resistencia al flujo de fluidos por parte del agua y disminuyendo la de petróleo, hasta el punto donde se hace discontinua la fase petróleo (punto de permeabilidad al crudo cero) y se llega a la situación de saturación residual de crudo. La curva de permeabilidad al agua no debería llegar hasta el valor de permeabilidad 1, ya que debería estar acotado el rango de saturaciones donde las fases son continuas, entre S_{wi} y $1-S_{or}$, esto sucede debido a que al romperse la continuidad de la fase petróleo en el medio poroso quedan gotas de crudo atrapadas por las fuerzas

capilares en los poros y gotas atrapadas en los poros no conectados haciendo que la saturación de crudo residual no sea cero sino un valor superior^[31].

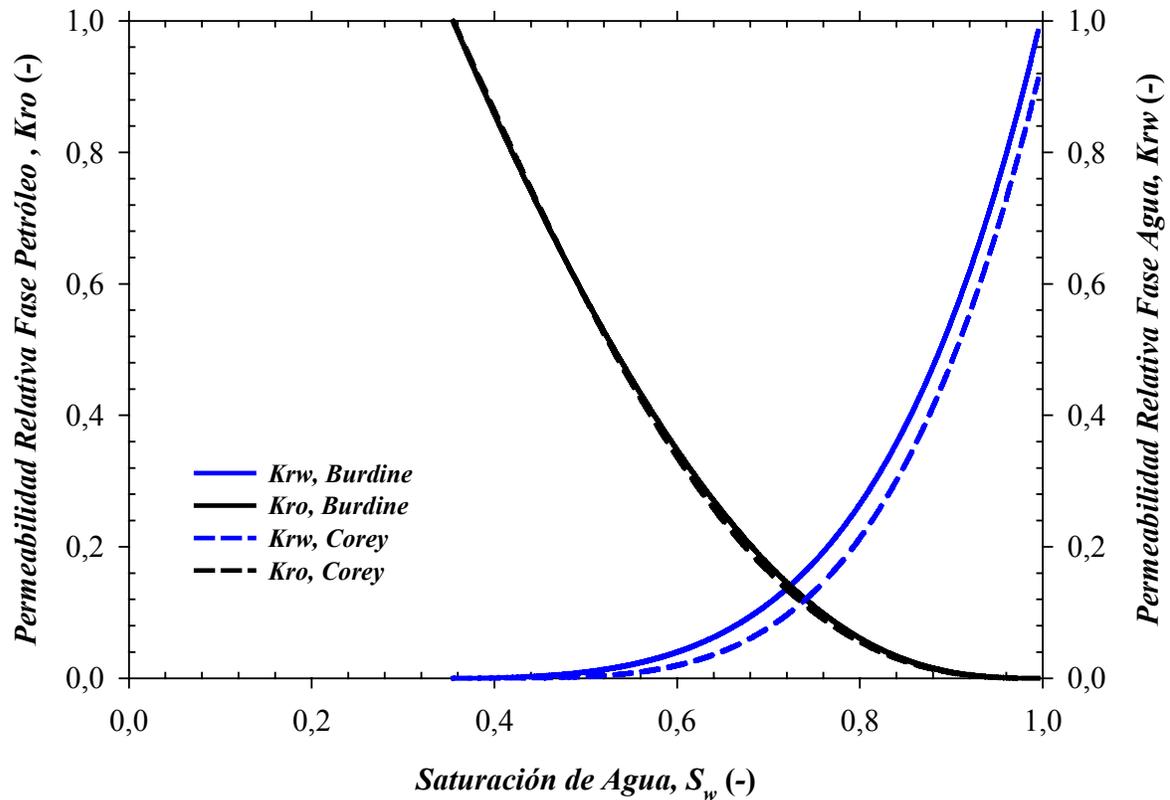


Figura 4.19. Curvas de permeabilidad relativa para la muestra B.

Para la muestra B (Figura 4.19) se observa una gran similitud entre la curva de permeabilidad al petróleo generada por el modelo de Burdine y la obtenida por la correlación de Corey. Por otro lado, las curvas de permeabilidad para la fase agua resultaron ser algo diferente, pero con comportamiento aceptable comparando con las curvas obtenidas para el resto de muestras. Se observa claramente en la gráfica la zona donde la fase agua es discontinua, esto por el hecho de que la roca es mojada fuertemente al agua, haciendo que el agua a saturaciones bajas se encuentre inmóvil debido a las fuerzas capilares que la empujan hacia los poros más pequeños. Se observa que hasta llegar a la saturación irreducible de agua (35,2%) la permeabilidad de la fase petróleo empieza a aumentar, por ejercer una resistencia a que el agua fluya a través del medio



poroso, por ende la permeabilidad del agua disminuye hasta llegar a la saturación irreducible de agua.

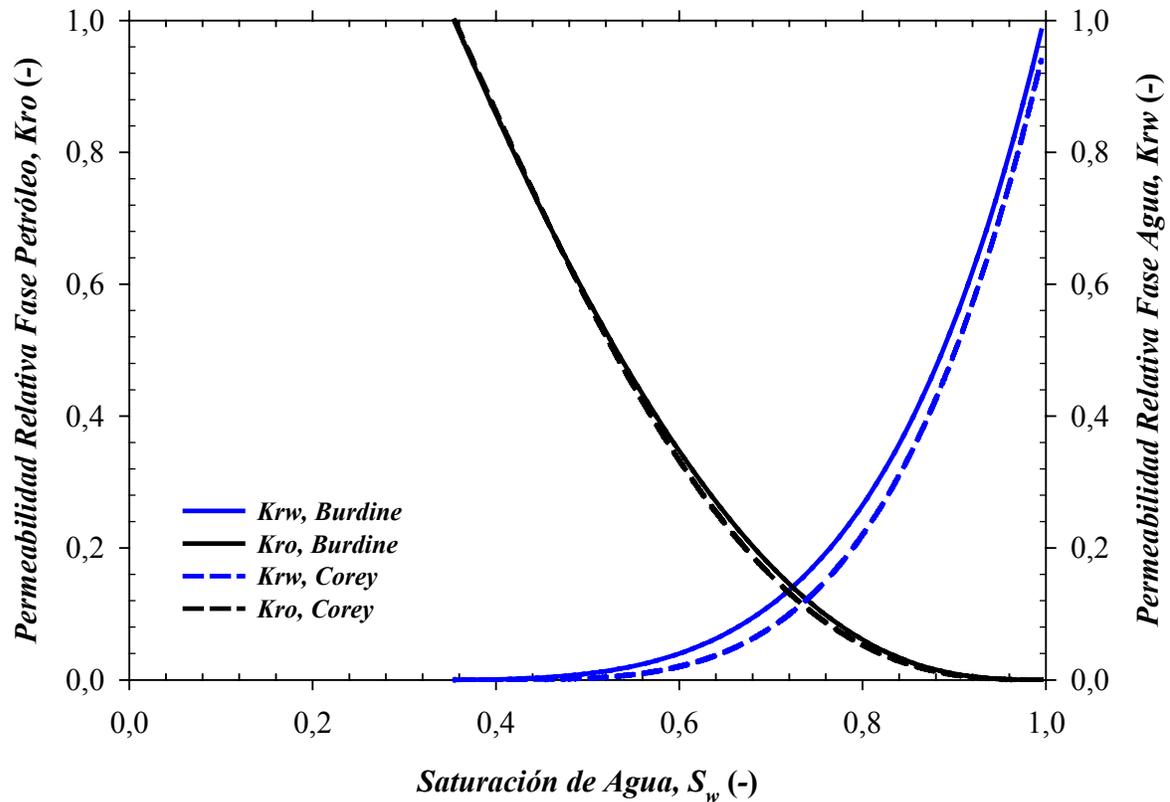


Figura 4.20. Curvas de permeabilidad relativa para la muestra C.

En el caso de la muestra C (Figura 4.20) se puede observar la tendencia similar entre las curvas generadas en la fase petróleo. Por otro lado, para la fase agua existe una gran diferencia entre las curvas, se puede decir que para la fase mojante, en este caso el agua, no se encuentra un buen ajuste de la correlación de Corey. El rango donde las fases agua y petróleo se hacen continuas para esta muestra fue mucho mayor, aunque igualmente que para el grupo de muestras se observa la preferencia de la superficie de la muestra a la fase acuosa. Este rango se puede inferir que fue resultado del calculo matemático de la permeabilidad, puesto que en la curva de presión capilar para la muestra C (Figura 4.12) la distribución de tamaño de poros fue uniforme en un amplio rango de saturaciones de agua. Se puede observar entonces que la generación de las curvas depende marcadamente

de espacio poroso disponible para que los fluidos coexistan, lo cual limita el uso de las correlaciones.

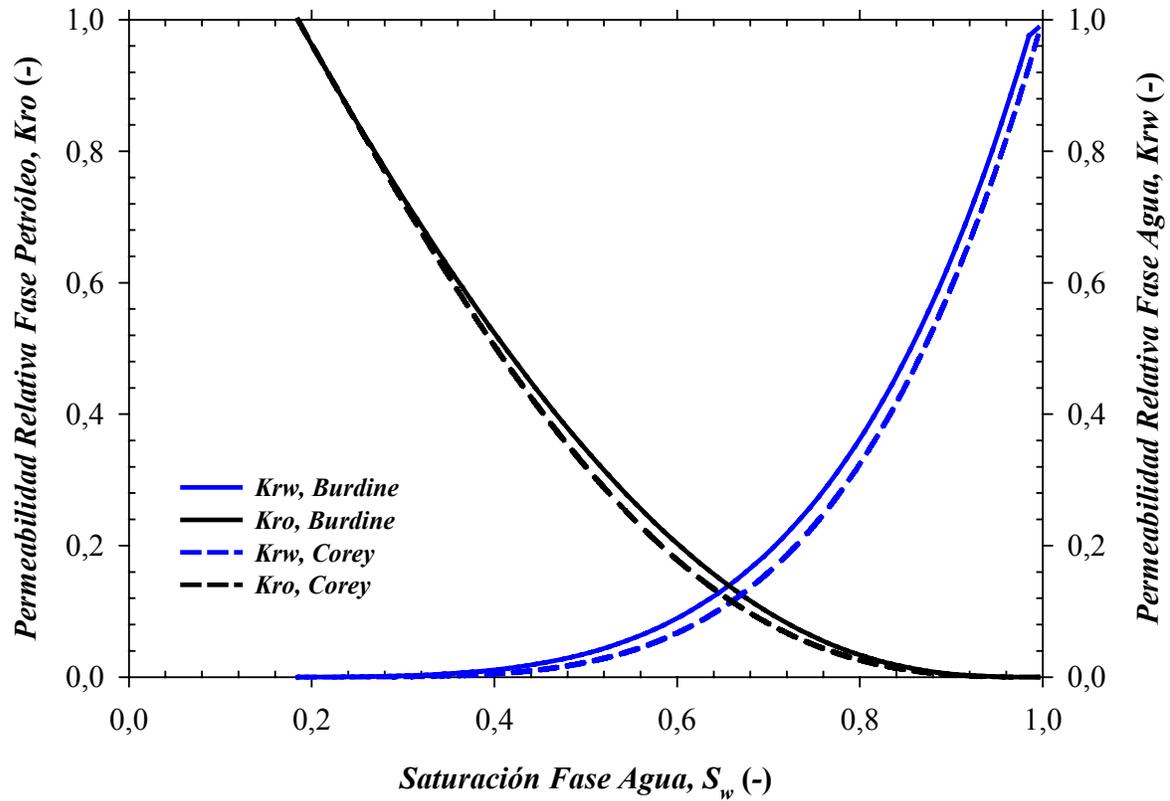


Figura 4.21. Curvas de Permeabilidad relativa para la muestra D.

Las curvas generadas para la muestras D y E se muestran en Figuras 4.21 y 4.22, donde el resultado del modelo de Burdine y la correlación de Corey son similares, desviándose un poco para la curva de permeabilidad relativa de la fase acuosa. De igual manera que en los análisis anteriores se observa la dependencia fuerte de estas curvas por la mojabilidad, propiedades físicas de medio poroso y la historia de saturación, las cuales definen el comportamiento futuro de un yacimiento en la industria. De acuerdo a los resultados obtenidos, se observa un comportamiento similar en las muestras que presentan curvas de presión capilar con distribuciones de tamaños de poros bien



diferenciados, en estos casos como las muestras A, B y D la correlación de Corey se asemeja a la obtenida por el modelo de Burdine.

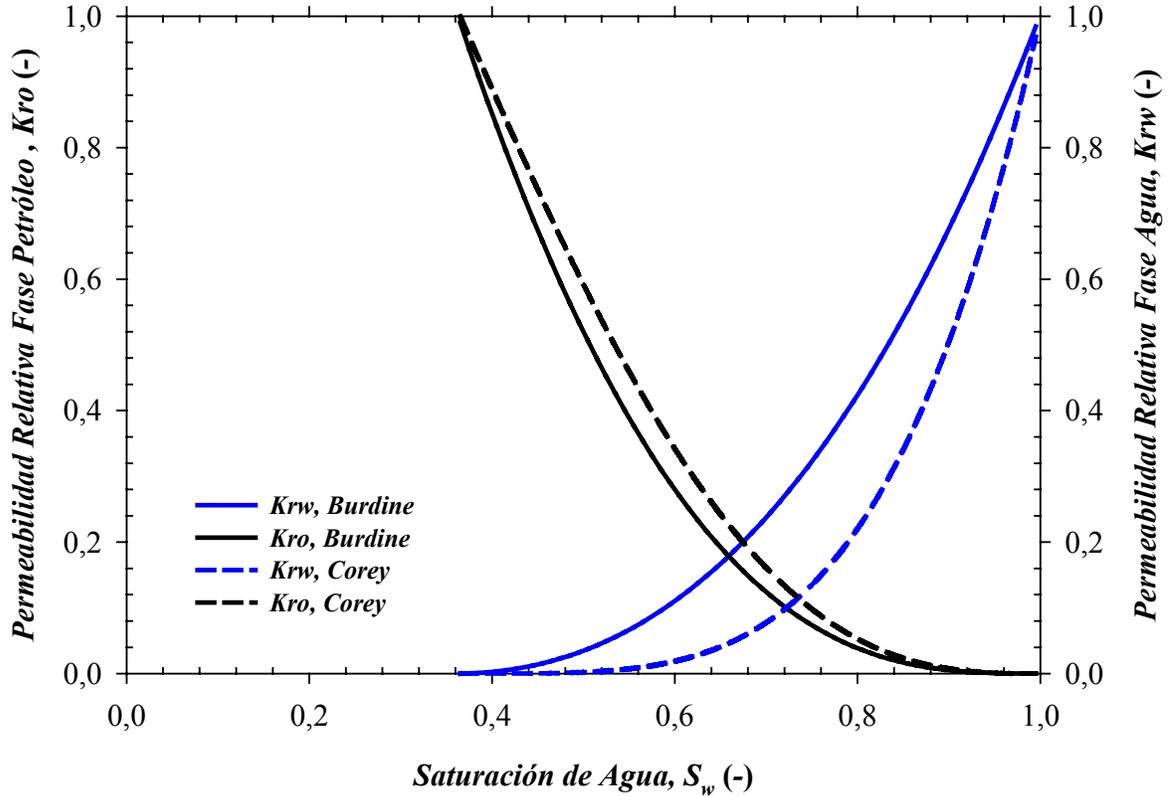


Figura 4.22. Curvas de permeabilidad relativa para la muestra E.

En el caso de la muestra F y H (Figuras 4.23 y 4.24), se observa una gran desviación entre las curvas de permeabilidad relativa obtenidas por el modelo de Burdine y la correlación de Corey, en especial para la curva de permeabilidad de la fase agua donde la diferencia es bien apreciable. Se visualiza en la sección anterior un comportamiento similar en las curvas de presión capilar para ambas muestras (Figuras 4.15 y 4.17), puesto que sus presiones de desplazamientos resultaron ser pequeñas y los rangos de saturaciones de agua donde coexisten las dos fases en el medio poroso son reducidos. Se verifica entonces el hecho que la correlación de Corey sólo funciona para ciertos rangos de permeabilidad absoluta y condición de mojado.



Se debe realizar una evaluación experimental de la permeabilidad relativa para poder verificar cuan cercano a la realidad se encuentra el objetivo de esta metodología, puesto que se ha realizado la comparación entre los modelos utilizados, pero no se ha comparado con curvas obtenidas en laboratorio.

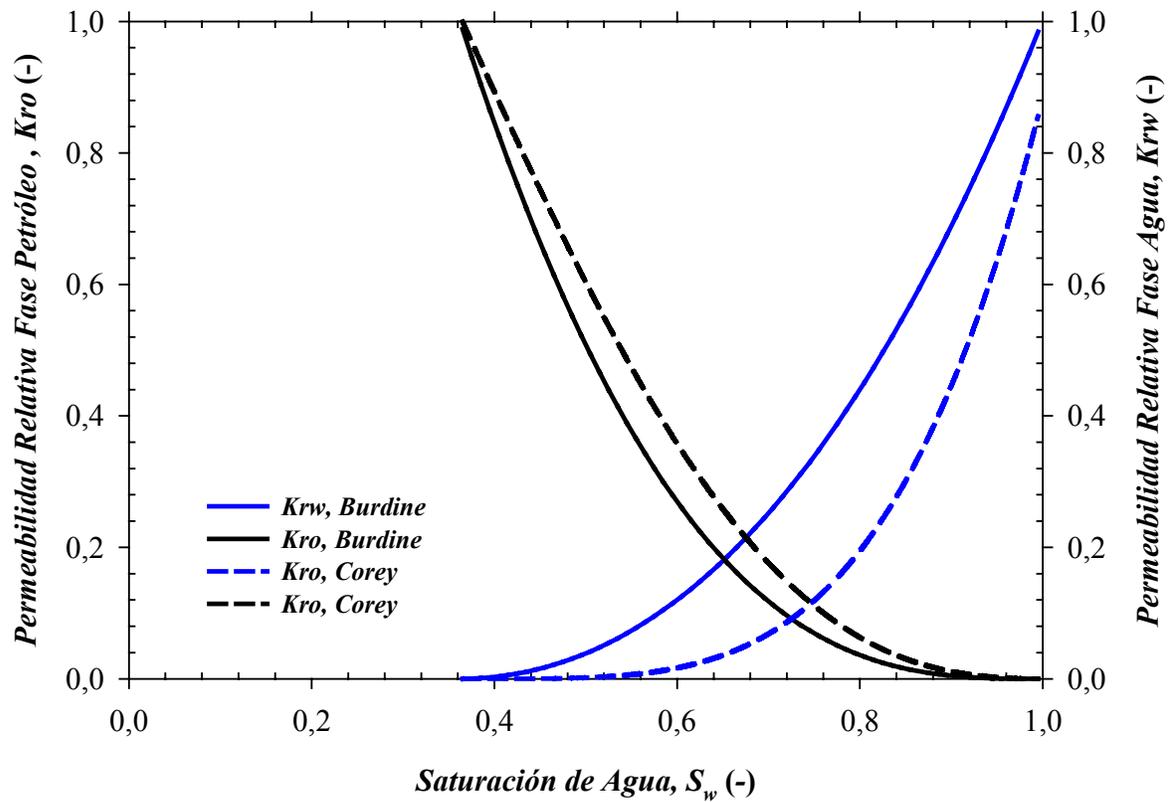


Figura 4.23. Curvas de permeabilidad relativa para la muestra F.

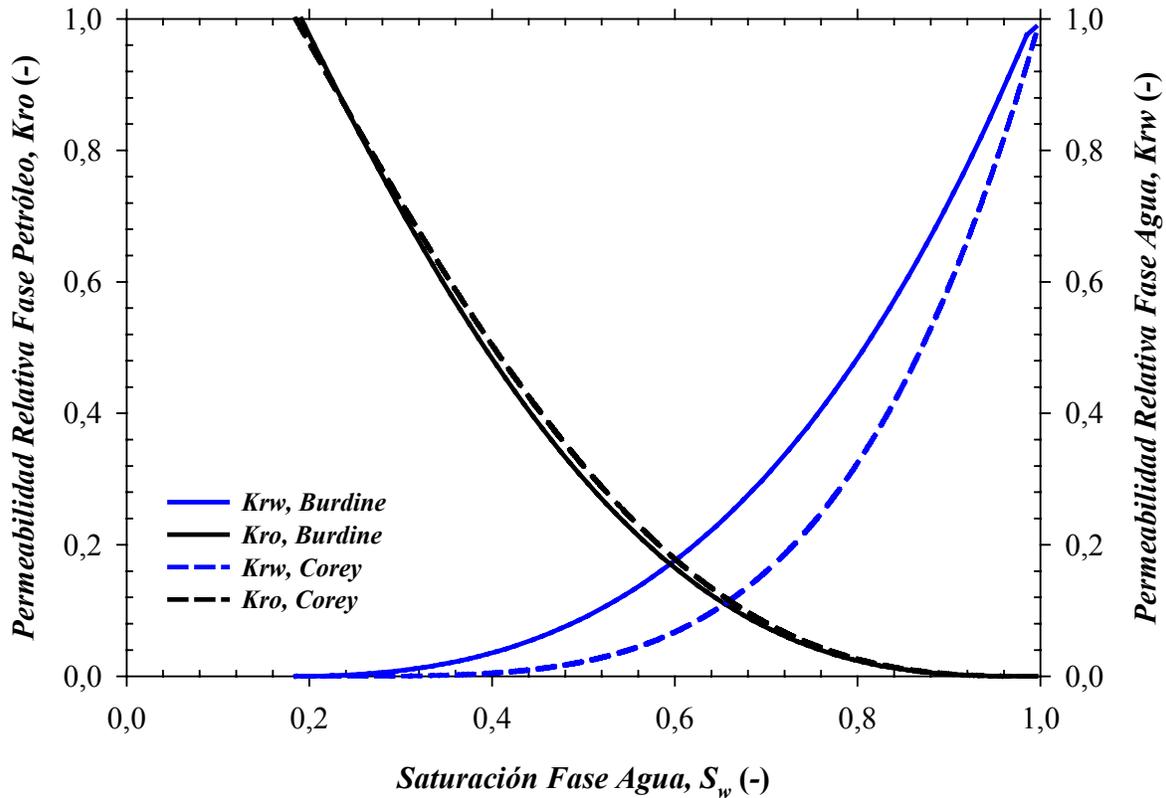


Figura 4.24. Curvas de permeabilidad relativa para la muestra H.

Para la muestra G (Figura 4.25), se observa un comportamiento similar al obtenido en todo el grupo de muestras, gran desviación en las curvas de permeabilidad de la fase agua y buena correlación para la curva de permeabilidad de la fase petróleo. Se observa que la muestra es mojada al agua por encontrarse la intersección de las curvas en zona de alta saturación de agua. Existe un rango amplio en el cual coexisten las dos fases en el medio poroso, desde la saturación irreducible de agua 19% hasta 74%, que sería el valor de la saturación de agua en el punto de la saturación residual de crudo, aunque por las características numéricas del modelo la saturación de agua llegue a 100%.

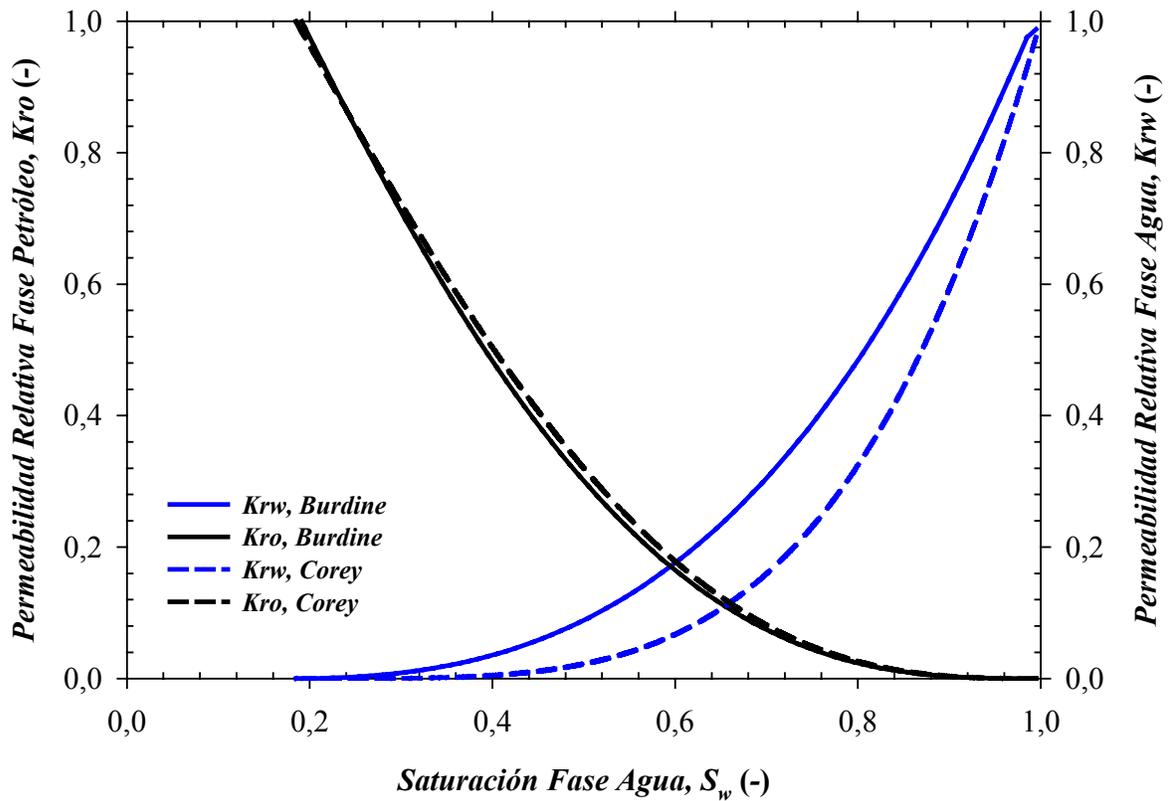


Figura 4.25. Curvas de permeabilidad relativa para la muestra G.

4.3.3. Evaluación de la Permeabilidad Relativa Mediante Pruebas de Desplazamiento

La permeabilidad relativa se evaluó realizando pruebas de desplazamiento, donde la muestra saturada con un fluido se expone a la inyección de otro fluido, a tasa constante, y se monitorea la diferencia de presión a través de la muestra en función de los volúmenes de efluentes. Los datos de caída de presión son convertidos usando la ecuación de Darcy en permeabilidad relativa y los volúmenes de efluentes de la muestra en saturación de la fase mojante, que para todo el grupo de muestras resultó ser el agua.

Las pruebas de desplazamiento se realizaron con el fin de validar la metodología propuesta (datos experimentales disponibles en Apéndice E), para ello se seleccionaron 2 muestras del grupo que presentaran propiedades físicas diferenciadas (Muestras A y G). Cada muestra fue sometida a un proceso de desplazamiento, observándose de manera



general una tendencia similar de las curvas de permeabilidad de la fase agua a la obtenida con el modelo de Burdine y los datos experimentales (ver Figuras 4.26 y 4.27). Los datos de desplazamiento para la fase petróleo en ambos casos fueron bastante diferentes, con una mejor tendencia para la muestra de alta permeabilidad, verificando el comportamiento acorde con la ley de Darcy, la cual es confiable para medios porosos de alta permeabilidad absoluta^[12]. De manera general se puede concluir que la metodología propuesta proporciona valores aceptables de permeabilidad relativa.

Los datos experimentales se encuentran acotados entre los valores de saturación irreducible de agua y la saturación de agua correspondiente a la situación donde la muestra se encuentra a saturación residual de crudo, condiciones reales ya que la muestra es poco probable que se encuentre saturada 100% por un fluido. Se visualiza claramente como las curvas generadas de forma matemática continúan la tendencia en una zona donde la fase petróleo no es continua, no representando la realidad.

El error estimado en el cálculo de la saturación fue similar en ambos casos (4,5%), al igual que el de la permeabilidad relativa (1,5%), pequeños a pesar que el cálculo de las propiedades fue efectuado de manera indirecta.

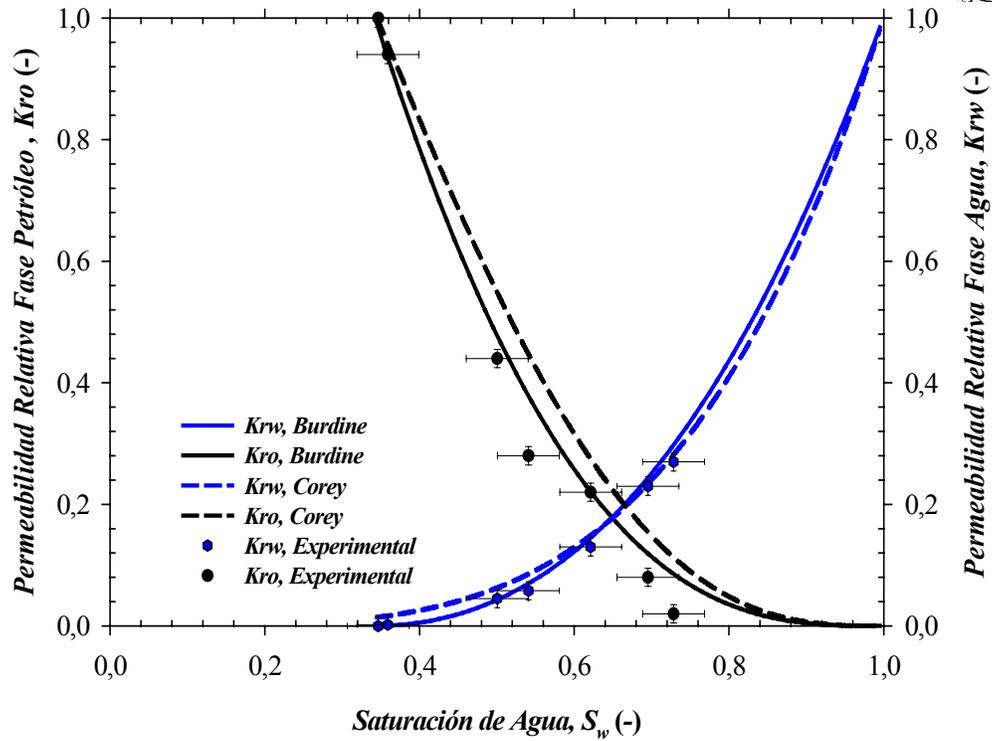


Figura 4.26. Permeabilidad relativa obtenida por desplazamiento para muestra A.

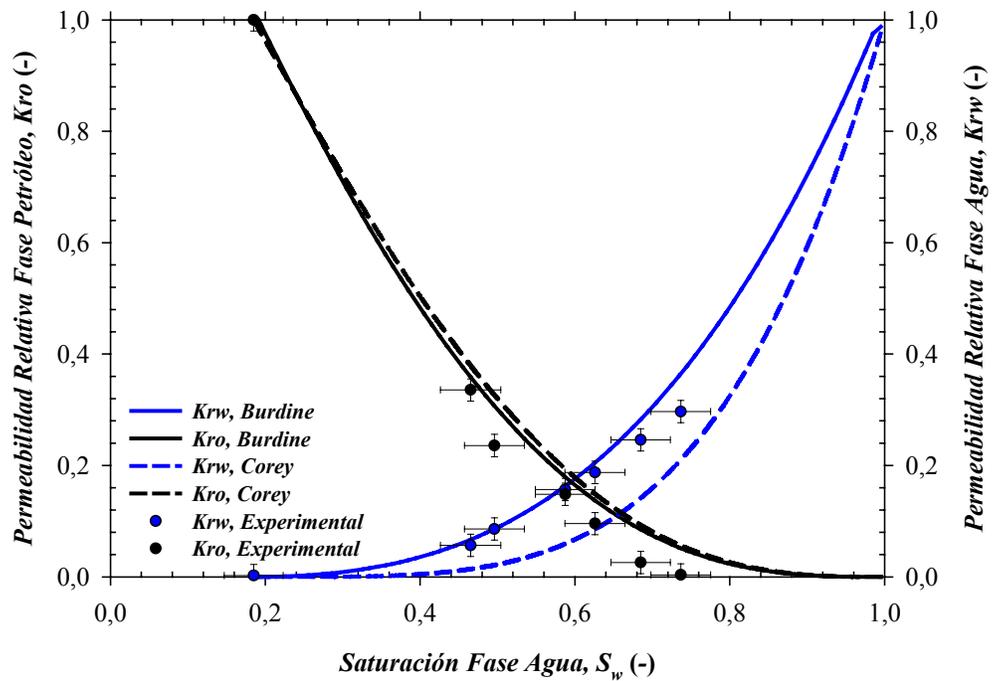


Figura 4.27. Permeabilidad relativa obtenida por desplazamiento para muestra G.

CAPITULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

De acuerdo a los resultados obtenidos se concluye:

- La metodología desarrollada permite obtener de manera integral las curvas de presión capilar y las correspondientes de permeabilidad relativa para el proceso de drenaje primario en muestras de yacimiento.
- A medida que las muestras presentan mayor permeabilidad absoluta el efecto de la histéresis en la curva de presión capilar se reduce.
- El principal error asociado a las curvas de presión capilar por el método de la centrífuga es el relacionado con la saturación de fluidos.
- Las curvas de presión capilar y permeabilidad relativa dependen marcadamente de la mojabilidad, tamaño de poros e historia de saturación.
- El modelo de Burdine ajusta con gran precisión la curva de permeabilidad relativa de la fase agua a partir de datos experimentales de presión capilar.
- El modelo de Corey presenta limitaciones al generar las curvas de permeabilidad relativa para rangos de permeabilidad superiores a $115\mu m^2$.
- Las curvas de permeabilidad relativa presentan desviación en la zona de alta saturación de agua efecto que se atribuye al modelo matemático empleado.



En virtud de los resultados obtenidos se presentan las siguientes recomendaciones:

- Realizar análisis de microscopía electrónica que permita encontrar una relación entre el tamaño de granos y el espacio poroso.
- Adquirir un sistema computarizado de cámara que sea integrado a la centrífuga que pueda calcular la saturación promedio de la muestra de manera de reducir el error.
- Utilizar un método alternativo como el de plato poroso, para evaluar la presión capilar en las zonas de altas saturaciones de agua para drenaje primario donde el método de la centrífuga no es eficiente.
- Encontrar una función estadística que pueda ajustar la curva de imbibición para poder desarrollar un modelo que permita generar la curva de permeabilidad relativa en este proceso.
- Continuar realizando estudios para muestras que presenten condición de mojado al crudo, neutro e intermedio.

CAPITULO 6

- [1] Watts, P. (2003). *“Building Bridges-Fulfilling the Potential for Gas in the 21st Century”*.Tokio.www.shell.com/static/mediaen/downloads/speeches/PBWwgc03062003(3/11/2004).
- [2] Juanes, J. y otros (2001). *“Informe Técnico INT-08607,2001”*.PDVSA-INTEVEP. Venezuela.
- [3] Li, K. y otros (2002). *“Experimental Verification of Methods to Calculate Relative Permeability Using Capillary Pressure Data”*. Artículo SPE 76757.
- [4] Araujo, Y. C. (2004). *“Taller Interacción Roca- Fluido, Nivel Básico”*. PDVSA-INTEVEP. Venezuela.
- [5] Bustamante, Y. (1998). *“Desarrollo de un Método Integral para Determinar Presión Capilar en Medios Porosos”*. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- [6] Bear, J. (1972). *“Dynamics of Fluids in Porous Media”*. Dover publications. Toronto.
- [7] Amyx, J. (1960). *“Petroleum Reservoir Engineering”*. Mc Graw-Hill. New York.
- [8] Darcy, H. (1959). *“Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon”*. Victor Dalmont. París.
- [9] Araujo, Y.C. (1996). *“Informe Técnico No. INT-03329,96”*.PDVSA-INTEVEP. Venezuela



- [10] Anderson, W. (1986). *“Wettability Literature Survey-Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability”*. Journal of petroleum technology (13932).
- [11] García ,G. (2002). *“Evaluación del Efecto de la Mojabilidad Sobre el Fenómeno de Histéresis en Pruebas de Desplazamiento”*. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- [12] Crotti, M. http://www.inlab.com.ar/Alg_def.htm.(26/10/2004).
- [13] Luffel, D. (1964). *“Discussion of: A Technique for Determination of Capillary Pressure Curves Using a Constantly Accelerating Centrifuge”*. Society of Petroleum Engineers Journal, 4, 191.
- [14] Guzman, H. (2002). *“Determinación de la Presión Capilar Mediante el Método de Plato Poroso”*. PDVSA-INTEVEP. Venezuela.
- [15] Araujo, Y. (1997). *“Documento Técnico No. INT-3630,97”*. PDVSA-INTEVEP. Venezuela.
- [16] Longeron, D. (1995). *“Water-Oil Capillary Pressure and Wettability Measurements Using Micropore Membrane Technique”*. Artículo SPE 30006.
- [17] Hassler, G. (1944). *“The Rol of Capillarity in Oil Production”*. Trans AIME, I55.
- [18] Monicard, R. (1980). *“Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis”*. Houston, Texas.



- [19] Pickell, J. (1966). ***“Application of Air-Mercury and Oil-Air Capillary Pressure Data in the Study of Pore Structure and Fluid Distribution”***. Society of Petroleum Engineers Journal 6, 55.
- [20] Lenormand, R. (1997). ***“Can We Really Measure The Relative Permeabilities Using The Micropore Membrane Method?”***. Society of petroleum engineers , Artículo SPE 9456.
- [21] Hassler, G. y otros (1945). ***“Measurement of Capillary Pressures in Small core Samples”***. Trans AIME, 160,114.
- [22] Higuera, P. <http://www.uclm.es/users/higuera/yymm/YM6.html>. (01/11/2004).
- [23] Siddiqui, S. y otros (1999). ***“Two-Phase Relative Permeability Models in Reservoir Engineering Calculations”***. Energy Sources, 21:145 – 162.
- [24] Norma ASTM G120-95(2001). ***“Standard Practice for Determination of Soluble Residual Contamination in Materials and Components by Soxhlet Extraction”***. 1995R
- [25] American Petroleum Institute (API). ***RP 45: “Recommended Practice for Analysis of Oil-Field Waters”***.
- [26] Fondonorma, Norma COVENIN 424-91 (1991). ***“Petróleo Crudo y sus Derivados: Determinación de la Viscosidad Cinemática y Cálculo de la Viscosidad Dinámica”***.
- [27] Manual de Operaciones ***“Core Measurement System”*** (1996) .Versión 3.77.
- [28] De Jesús, C. (2002). ***“Procedimiento Técnico: Determinación de la Presión Capilar por el Método de la Centrífuga”***. PDVSA- INTEVEP. Venezuela .



- [29] De Jesús, C. (2002). ***“Procedimiento Técnico: Determinación de la Mojabilidad por el Método de Amott-Harvey”***. PDVSA-INTEVEP. Venezuela.
- [30] Farías M. (2002). ***“Procedimiento técnico: Determinación de la Permeabilidad Relativa por el Método Dinámico”***. PDVSA-INTEVEP. Venezuela.
- [31] Salager, J. L. (2002). ***“Cuaderno FIRP N°122 Fenómenos Interfaciales en Medios Porosos”***. Universidad de los Andes. Mérida , Venezuela.
- [32] Hassler, G. (1945). ***“Measurement of Capillary Pressures in Small Core Samples”***. Trans. AIME 160, 114-124.

CAPITULO 7

APÉNDICE A. Deducción de la Ecuación de Presión Capilar para Convertir Datos Provenientes de la Centrífuga

Hassler y Brunner^[32] presentaron el concepto básico que envuelve el uso de la centrífuga, relacionando el comportamiento de una muestra de núcleo sometida a un campo de alta aceleración, con el drenaje por gravedad en una columna vertical de composición uniforme. Para este caso, la diferencia de presión entre las fases puede ser hallada por la ecuación:

$$P_c = (\rho_1 - \rho_2)g.r \quad \text{Ec. 7.1}$$

donde P_c es la diferencia de presión entre las fases 1 y 2 (presión capilar), r es la distancia radial del eje de rotación a la muestra, ρ_1 y ρ_2 son las densidades de los fluidos y g es la aceleración de la gravedad.

La expresión básica para la aceleración de la centrífuga (a) es:

$$a = \frac{v^2}{r} \quad \text{Ec. 7.2}$$

siendo,

$$v = \frac{2.\pi.r.RPM}{60} \quad \text{Ec. 7.3}$$

Luego, sustituyendo la Ecuación 7.3 en la Ecuación 7.2 se tiene:

$$a = \frac{4.\pi^2.r.RPM^2}{3600} \quad \text{Ec. 7.4}$$



Dividiendo la Ecuación 7.4 por la aceleración de la gravedad se tiene:

$$g' = \frac{4.\pi^2 .r.RPM^2}{980,7} = 1.12x10^{-5}.RPM^2 .r \quad \text{Ec. 7.5}$$

Combinando la Ecuación 7.5 con la Ecuación 7.1 y convirtiendo las unidades de P_c de g/cm^2 a psi , se tiene:

$$P_c = 1.422x10^{-2}(\rho_1 - \rho_2)r(1.12x10^{-5}.RPM^2 .r) \quad \text{Ec. 7.6}$$

$$P_c = 1.588x10^{-7}(\rho_1 - \rho_2).RPM^2 .r^2 \quad \text{Ec. 7.7}$$

donde, P_c (psi), ρ (gr/cm^3) y r (cm)

Sustituyendo en la Ecuación 7.7 las distancias promedio del tope y del fondo de la muestra al eje de rotación:

$$r^2 = \frac{(r_b^2 - r_t^2)}{2} \quad \text{Ec. 7.8}$$

se tiene:

$$P_c = 7,94x10^{-8}(\rho_1 - \rho_2)RPM^2(r_b^2 - r_t^2) \quad \text{Ec. 7.9}$$

donde, P_c es la presión capilar (psi), ρ_1 es la densidad del líquido que satura, gr/cm^3 , ρ_2 es la densidad del líquido que desplaza, gr/cm^3 , RPM es la velocidad de rotación (RPM), r_b es la distancia radial del eje de rotación al fondo de la muestra (cm) y r_t es la distancia radial del eje de rotación al tope de la muestra (cm).

La Ecuación 7.9 es la utilizada para determinar la presión capilar en las pruebas de desplazamiento, utilizando el Método de la Centrífuga.



APÉNDICE B. Datos Experimentales de Pruebas de Presión Capilar

En este apéndice se incluyen los datos experimentales obtenidos con el método de la centrífuga. Estos datos fueron convertidos posteriormente en presión capilar y saturación de agua para un sistema petróleo- agua.

Tabla 7.1. Datos experimentales obtenidos mediante el método de la centrífuga.

Muestra	Drenaje primario		Imbibición		Drenaje secundario	
	RPM	$V_{wd}(ml)$	RPM	$V_{od}(ml)$	RPM	$V_{wd}(ml)$
A	1950	1,15	1950	0,52	1480	1,44
	2480	2,30	2515	1,04	1960	1,73
	3025	2,88	3015	2,12	2500	2,30
	3550	3,17	3480	2,68	3008	2,59
	4000	3,46	4085	3,04	4080	2,88
	5000	3,92	4656	3,04	5120	2,88
	6000	3,92				
B	2950	0,80	1950	0,26	2480	0,58
	3480	2,26	2515	0,52	2960	1,15
	4025	2,94	3015	1,60	3500	1,44
	4550	3,92	3480	2,06	5008	1,73
	5500	4,03	4085	2,52	6080	1,96
	6000	4,09	4656	2,88	7120	1,96
	7000	4,17	5184	2,88		
C	8000	4,17				
	3000	0,20	1200	0,10	1800	0,05
	2800	0,40	1300	0,30	2100	0,10
	3400	0,60	1400	0,50	2300	0,15
	4600	0,90	1500	0,60	2500	0,30
	5000	1,00	1600	0,70	2800	0,35
	5600	1,10	1800	0,70	3200	0,45
	6600	1,10	2000	0,80	3600	0,50
	7000	1,10	3200	0,80	4000	0,60
		3400	0,80	4500	0,60	
		3800	0,80	5500	0,60	



Tabla 7.1. Continuación.

Muestra	Drenaje primario		Imbibición		Drenaje secundario	
	RPM	$V_{wd}(ml)$	RPM	$V_{od}(ml)$	RPM	$V_{wd}(ml)$
D	2480	1,73	1950	0,52	1480	0,58
	3025	2,30	2515	1,04	1960	1,15
	3550	2,88	3015	1,56	2500	1,44
	4000	3,00	3480	2,00	3008	1,73
	5000	3,17	4085	2,20	4080	2,59
	6000	3,17	4656	2,40	5070	2,59
	7000	3,17	5184	2,40		
E	2900	0,20	800	0,05	2400	0,05
	3200	0,40	1000	0,10	2600	0,10
	3800	0,60	1300	0,20	3000	0,20
	3400	0,60	1400	0,30	3800	0,25
	4200	0,80	1600	0,40	4000	0,38
	3800	0,80	2000	0,50	4400	0,43
	4600	1,00	2400	0,60	4800	0,50
			2800	0,70	5600	0,55
F	700	5,50	700	1,30	700	1,00
	1000	6,80	1000	2,30	1000	1,40
	1200	7,10	1200	3,00	1200	1,80
	1500	7,90	1500	3,60	1500	2,50
	2000	8,50	2000	4,00	2000	2,90
	2500	9,20	2500	4,30	3500	3,70
	3000	9,90	3000	4,60	4000	3,80
	4000	9,90	3500	4,60	5000	3,90
				5500	3,90	
G	1000	0,77	1000	0,68	1200	1,70
	1500	3,66	1500	1,88	1500	2,40
	2000	6,24	2000	3,58	2000	2,80
	2500	6,56	2500	4,58	3000	3,60
	3000	7,53	3000	4,98	3500	3,70
	4000	7,85	4000	5,35		



Tabla 7.1. Continuación.

Muestra	Drenaje primario		Imbibición		Drenaje secundario	
	RPM	$V_{wd} (ml)$	RPM	$V_{od} (ml)$	RPM	$V_{wd} (ml)$
H	700	0,80	700	0,70	1200	0,40
	1000	1,30	1000	0,90	1500	1,10
	1200	1,80	1200	1,20	2000	1,50
	1500	4,70	1500	1,50	3000	2,30
	2000	5,60	2000	1,80	3500	2,40
	2500	6,30	2500	2,70	5000	2,50
	3000	6,60	3000	3,00	5500	2,50
	3500	7,10	3500	3,20		
	4000	7,20	4500	3,30		



APÉNDICE C. Ejemplos de Cálculo de Algunos Parámetros y Errores Experimentales

En este apéndice se presentan los modelos de cálculo de algunas propiedades evaluadas en esta investigación como la presión capilar, saturación de fluidos y sus respectivos errores. Los cálculos tipo fueron efectuados para datos experimentales de la muestra A.

C.1. Ejemplos de Cálculo

C.1.1. Saturación de Agua

La saturación de agua experimental se calculó utilizando la ecuación:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \tag{Ec. 7.10}$$

V_p es el volumen poroso y V_f es el volumen del fluido que ocupa el espacio poroso y se puede definir como:

$$V_f = V_p - V_{wd} \tag{Ec. 7.11}$$

V_{wd} es el volumen de agua desplazado, observado en la escala calibrada de la celda en la centrífuga y disponible en el Apéndice B.

El volumen poroso se calcula por medio de la siguiente ecuación:

$$V_p = \frac{(P_{sat} - P_{seco})}{\rho_w} \tag{Ec. 7.12}$$

El cálculo tipo se realiza para el primer punto en la experiencia de drenaje primario para la muestra A.

$$V_p = \frac{0,1092 - 0,1032}{998,3} = 6,00 \text{ cm}^3 = 6,00 \times 10^{-6} \text{ m}^3$$



$$V_f = 6,00 - 1,15 = 4,85 \times 10^{-6} m^3$$

$$S_w = \frac{4,85}{6,00} = 0,81$$

C.1.2. Presión Capilar

La presión capilar se calculó utilizando la ecuación 7.9 demostrada en el Apéndice A y disponible en los manuales de la centrífuga. Para el caso de las pruebas de desplazamiento para la muestra A, r_t tiene un valor de 4,05 cm y r_b se obtiene sumando a r_t la longitud de la muestra (8,05 cm).

$$P_c = 7,94 \times 10^{-8} \cdot (0,9983 - 0,9063) \cdot (1945)^2 \cdot (8,05^2 - 4,05^2) = 1,335 \text{ psi} = 9205 \text{ Pa}$$

C.2. Cálculo de Errores

C.2.1. Saturación de fluidos

El error asociado a la saturación de fluidos fue desarrollado por:

$$\Delta S_f = \frac{\partial S_f}{\partial V_{wd}} \cdot \Delta V_{wd} + \frac{\partial S_f}{\partial V_p} \cdot \Delta V_p \quad \text{Ec. 7.13}$$

$$\Delta S_f = \frac{1}{V_p} \cdot \Delta V_{wd} + \frac{V_{wd}}{V_p^2} \cdot \Delta V_p \quad \text{Ec. 7.14}$$

Para la muestra A, donde una medida de la celda calibrada de la centrífuga equivale a 0,288 ml queda:

$$\Delta S_w = \frac{1}{6,00} \cdot 0,288 + \frac{1,15}{6,00^2} \cdot 0,01 = 4,99 \times 10^{-2} = 4,99 \%$$



C.2.2. Presión Capilar

La propagación del error en el cálculo de la presión capilar proviene de la Ecuación 7.9, donde se introduce la apreciación de lectura al medir densidad ($0,0001\text{gr/cm}^3$), longitud de muestra ($0,01\text{ cm}$) y velocidad de rotación de la centrífuga (10 RPM). $\bar{\rho}$ es la diferencia de densidades de los fluidos.

$$P_c = 7,94 \times 10^{-8} \cdot \bar{\rho} \cdot \text{RPM}^2 \cdot (r_b^2 - r_i^2) \quad \text{Ec. 7.15}$$

$$\Delta P_c = \frac{\partial P_c}{\partial \bar{\rho}} \cdot \Delta \bar{\rho} + \frac{\partial P_c}{\partial \text{RPM}} \cdot \Delta \text{RPM} + \frac{\partial P_c}{\partial r_b} \cdot \Delta r_b + \frac{\partial P_c}{\partial r_i} \cdot \Delta r_i \quad \text{Ec. 7.16}$$

$$\Delta P_c = 7,944 \times 10^{-8} \cdot (\text{RPM}^2 \cdot (r_b^2 - r_i^2) \cdot \Delta \bar{\rho} + 2 \cdot \bar{\rho} \cdot \text{RPM} \cdot (r_b^2 - r_i^2) \cdot \Delta \text{RPM} + 2 \cdot \bar{\rho} \cdot \text{RPM}^2 \cdot r_b \cdot \Delta r_b - 2 \cdot \bar{\rho} \cdot \text{RPM}^2 \cdot r_i \cdot \Delta r_i) \quad \text{Ec. 7.17}$$

El error en el cálculo para la presión capilar en la muestra A , para el sistema agua-petróleo es:

$$\Delta P_c = 7,94 \times 10^{-8} \cdot (1950^2 \cdot (8,05^2 - 4,05^2) \cdot 0,0001 + 2 \cdot (0,9983 - 0,9063) \cdot 1950 \cdot (8,05^2 - 4,05^2) \cdot 10 + 2 \cdot (0,9983 - 0,9063) \cdot 1950^2 \cdot 8,05 \cdot 0,01 - 2 \cdot (0,9983 - 0,9063) \cdot 1950^2 \cdot 4,05 \cdot 0,01) = 0,02\text{psi} = 138\text{Pa}$$



APÉNDICE D. Código en Paquete Sygma Plot para Generar Ajustes Potenciales

Equation

$f=a*x^b$

fit f to y

"fit f to y with weight reciprocal_y

"fit f to y with weight reciprocal_ysquare

Variables

$x = \text{col}(1)'$ {{prevmin: 0.000000}} {{prevmax: 10.000000}}

$y = \text{col}(2)$

$\text{reciprocal_y} = 1/\text{abs}(y)$

$\text{reciprocal_ysquare} = 1/y^2$

'Automatic Initial Parameter Estimate Functions

$F(q)=\text{ape}(x;y;1;0;1)$

$\text{signa}(q)=\text{if}(\text{mean}(q)>0;1;-1)$

Initial Parameters

$a = \text{signa}(y) \text{"Auto" } \{\{\text{previous: } 0,0261128\}\}$

$b = \text{if}(F(0)[2]>0;\text{signa}(y);-\text{signa}(y)) \text{"Auto" } \{\{\text{previous: } -1,94063\}\}$

Constraints

$a>0$

$b<0$



APÉNDICE E. Datos Experimentales de Pruebas de Desplazamiento Realizadas para Validación de la Metodología

En esta sección se presentan los datos experimentales obtenidos por las pruebas de desplazamiento efectuadas a las muestras A y G. Las experiencias fueron realizadas a una tasa de inyección de fluido de 0,05 *ml/min*.

Tabla 7.2. Datos experimentales por método de desplazamiento para muestras A y G.

Muestra	V_w (ml)	V_o (ml)	ΔP (psi)
A	0,00	0,65	50
	0,08	0,97	47
	0,25	0,55	50
	0,42	0,40	53
	0,90	0,37	55
	2,95	0,85	54,5
	6,55	1,50	51,5
G	0,00	0,55	170
	0,23	0,10	210
	0,50	0,14	205
	0,55	0,05	203
	2,55	0,15	192
	5,65	0,20	182
	13,30	0,35	174



4. BIBLIOGRAFÍA

-
- ¹ Watts, P.(2003). ***“Building Bridges-Fulfilling the Potential for Gas in the 21st Century”***.Tokio.www.shell.com/static/mediaen/downloads/speeches/PBWwgc03062003.pdf (3/11/2004).
- ² Juanes, J. y otros (2001).***“Informe Técnico INT-08607,2001”***.PDVSA-INTEVEP. Venezuela.
- ³ Li, K. y otros (2002). ***“Experimental Verification of Methods to Calculate Relative Permeability Using Capillary Pressure Data”***. Artículo SPE 76757.
- ⁴ Araujo, Y. C. (2004). ***“Taller Interacción Roca- Fluido, Nivel Básico”***. PDVSA-INTEVEP. Venezuela.
- ⁵ Bustamante, Y.(1998). ***“Desarrollo de un Método Integral para Determinar Presión Capilar en Medios Porosos”***. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- ⁶ Bear, J.(1972). ***“Dynamics of Fluids in Porous Media”***. Dover publications. Toronto.
- ⁷ Amyx,J. (1960).***“Petroleum Reservoir Engineering”***. Mc Graw-Hill. New York.
- ⁸ Darcy,H.(1959). ***“Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon”***. Victor Dalmont. París.
- ⁹ Araujo, Y.C.(1996). ***“Informe Técnico No. INT-03329,96”***.PDVSA- INTEVEP. Venezuela.



- ¹⁰ Anderson, W.(1986). “Wettability Literature Survey-Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability”. Journal of petroleum technology (13932).
- ¹¹ García ,G.(2002). **“Evaluación del Efecto de la Mojabilidad Sobre el Fenómeno de Histéresis en Pruebas de Desplazamiento”**. Universidad central de Venezuela. Caracas.
- ¹² Crotti, M. http://www.inlab.com.ar/Alg_def.htm.(26/10/2004).
- ¹³ Luffel, D.(1964) . **“Discussion of: A Technique for Determination of Capillary Pressure Curves Using a Constantly Accelerating Centrifuge”**. Society of Petroleum Engineers Journal, 4, 191.
- ¹⁴ Guzman, H.(2002). **“Determinación de la Presión Capilar Mediante el Método de Plato Poroso”**. PDVSA-INTEVEP. Venezuela.
- ¹⁵ Araujo,Y. (1997). **“Documento Técnico No. INT-3630,97”**.PDVSA- INTEVEP. Venezuela.
- ¹⁶ Longeron, D.(1995).**“Water-Oil Capillary Pressure and Wettability Measurements Using Micropore Membrane Technique”**. Artículo SPE 30006.
- ¹⁷ Hassler, G.(1944). **“The Rol of Capillarity in Oil Production”**. Trans AIME,I55.
- ¹⁸ Monicard, R. (1980). **“Properties of Reservoir Rocks: Core Analysis”**. Houston, Texas.
- ¹⁹ Pickell,J.(1966). **“Application of Air-Mercury and Oil-Air Capillary Pressure Data In the Study of Pore Structure and Fluid Dristribution”**. Society of Petroleum Engineers Journal 6, 55.



- ²⁰ Lenormand, R.(1997). ***“Can We Really Measure The Relative Permeabilities Using The Micropore Membrane Method?”***. Society of petroleum engineers , Artículo SPE 9456 .
- ²¹ Hassler, G. y otros (1945). ***“Measurement of Capillary Pressures in Small core Samples”*** .Trans AIME, 160,114.
- ²²Higuera, P. <http://www.uclm.es/users/higuera/yymm/YM6.html>. (01/11/2004)
- ²³ Siddiqui, S. y otros (1999). ***“Two-Phase Relative Permeability Models in Reservoir Engineering Calculations”***. Energy Sources, 21:145 – 162.
- ²⁴ Norma ASTM G120-95(2001). ***“Standard Practice for Determination of Soluble Residual Contamination in Materials and Components by Soxhlet Extraction”***.1995R
- ²⁵ American Petroleum Institute (API). RP 45: ***“Recommended Practice for Analysis of Oil-Field Waters”***.
- ²⁶ Fondonorma, Norma COVENIN 424-91 (1991).***“Petróleo Crudo y sus Derivados: Determinación de la Viscosidad Cinemática y Cálculo de la Viscosidad Dinámica”***.
- ²⁷ Manual de operaciones ***“Core Measurement System”*** (1996) .Versión 3.77.
- ²⁸ De Jesús, C. (2002). ***“Procedimiento Técnico: Determinación de la Presión Capilar por el Método de la Centrífuga”***. PDVSA- INTEVEP. Venezuela .
- ²⁹ De Jesús, C.(2002). ***“Procedimiento Técnico: Determinación de la Mojabilidad por el Método de Amott-Harvey”***. PDVSA-INTEVEP. Venezuela.



³⁰ Farías M.(2002). *“Procedimiento técnico: Determinación de la Permeabilidad Relativa por el Método Dinámico”*. PDVSA-INTEVEP. Venezuela.

³¹ Salager, J. L.(2002) *“Cuaderno FIRP N°122 Fenómenos interfaciales en medios porosos”*. Universidad de los Andes. Mérida – Venezuela.

³² Hassler, G. (1945) *“Measurement of Capillary Pressures in Small Core Samples”*. Trans. AIME 160, 114-124.