

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DE LA MOJABILIDAD DE SISTEMAS NO
CONVENCIONALES DE CRUDOS PESADOS Y
EXTRAPESADOS DE CAMPOS DE LA FAJA PETROLÍFERA
DEL ORINOCO MEDIANTE EL MÉTODO DE AMOTT-
HARVEY MODIFICADO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Avendaño G., Gilmary
Pimentel G., Ildemaro de J.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2015

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LA MOJABILIDAD DE SISTEMAS NO CONVENCIONALES DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS DE CAMPOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO MEDIANTE EL MÉTODO DE AMOTT- HARVEY MODIFICADO

TUTOR ACADÉMICO: Profa. Adriana Zambrano
TUTORES INDUSTRIALES: Msc. Richard Márquez
Lic. Marbelia Cabrera

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Avendaño G., Gilmary
Pimentel G., Ildemaro de J.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

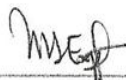
Caracas, 2015

Caracas, Junio de 2015

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el trabajo especial de grado presentado por los bachilleres Avendaño Gilmery y Pimentel Ildemaro, titulado:

“EVALUACIÓN DE LA MOJABILIDAD DE SISTEMAS NO CONVENCIONALES DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS DE CAMPOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO MEDIANTE EL MÉTODO DE AMOTT-HARVEY MODIFICADO”

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



Miguel Exposito

Jurado



Alberto Vegas

Jurado




Adriana Zambrano

Tutora Academica



Richard Márquez

Tutor Industrial



Marbelia Cabrera

Tutora Industrial



Universidad Central de Venezuela
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería de Petróleo
Caracas

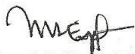


ACTA

Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: **“EVALUACIÓN DE LA MOJABILIDAD DE SISTEMAS NO CONVENCIONALES DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS DE CAMPOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO MEDIANTE EL MÉTODO DE AMOTT-HARVEY MODIFICADO”**, presentado por la Br. GILMARY AVENDAÑO, titular de la Cédula de Identidad No. 18.750.040. Para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORÍFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los nueve (09) días del mes de junio del año dos mil quince


Prof. Miguel Expósito
Jurado Principal




Prof. Alberto Vegas
Jurado Principal


Prof. Adriana Zambrano
Tutor Académico



Universidad Central de Venezuela
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería de Petróleo
Caracas



ACTA

Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: **“EVALUACIÓN DE LA MOJABILIDAD DE SISTEMAS NO CONVENCIONALES DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS DE CAMPOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO MEDIANTE EL MÉTODO DE AMOTT-HARVEY MODIFICADO”**, presentado por el Br. ILDEMARO PIMENTEL, titular de la Cédula de Identidad No. 19.669.307. Para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORÍFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los nueve (09) días del mes de junio del año dos mil quince


Prof. Miguel Expósito
Jurado Principal




Prof. Alberto Vegas
Jurado Principal


Prof. Adriana Zambrano
Tutor Académico

DEDICATORIA

A mis Padres Isbett y Juan, a mi Hermano Daniel quienes han sido una fuente de apoyo constante e incondicional en toda mi vida y más aún en mis años de formación académica, sin ustedes hubiera sido imposible culminar mis estudios.

A ustedes con mucho orgullo les dedico este mi primer triunfo...

Ildemaro de Jesús Pimentel González

A mi madre, Mary. Todo lo que soy te lo debo a ti.

Este Logro Es Tuyo!!! Te Amo.

Gilmary Avendaño Gómez

AGRADECIMIENTOS

A Dios por brindarme salud y así poder alcanzar mis metas.

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela por abrirme las puertas de la mejor Universidad del País y por darme la oportunidad de formarme como profesional.

A mis padres por todo su sacrificio, dedicación y entrega. A todos mis Abuelos por aportarme sus conocimientos y su apoyo en cualquier circunstancia.

A mis tíos Sonia y Alexis quiero darles un agradecimiento muy especial por acogerme como uno más de sus hijos y apoyarme en todo momento. Muchas gracias.

A mi prima Alisson aunque no me pusiste en tus agradecimientos de tesis. De manera muy especial a mí prima Alejandra quien ha sido una hermana y una madre, no hay forma para pagarte todo lo que has hecho por mí. Estaré siempre en deuda contigo...

A mis tíos Ramón y Margarita por brindarme su apoyo incondicional, de verdad me siento muy agradecido con ustedes.

A Gilmary por ser una gran amiga y excelente compañera de tesis ya que con su esfuerzo y dedicación fue posible este trabajo.

A todos mis amigos que de alguna manera contribuyeron en mi formación académica y la realización de este trabajo, pero de manera muy especial a mis grandes amigos Ramón Emilio, Ángelo y Elías.

A mis tutores: Richard Márquez, Marbelia Cabrera y Adriana Zambrano por el aporte de sus conocimientos y dedicación en la realización de este trabajo.

A PDVSA-Intevep por abrirnos sus puertas, así como también a los compañeros y trabajadores de esta institución: Julio Grillo, Yosmar Martínez, Alfredo Oliveira, Jesús Carrero, Neel Montoya, Roxana, Arturo Mendoza, Jorge Jiménez, Romer Salas, Raúl, Sandra Rodríguez y a todos aquellos que ayudaron a la realización de este trabajo.

Ildemaro de Jesús Pimentel González

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por ser el creador de todo lo que amo en este mundo y por estar conmigo a lo largo de toda mi vida. A mi querida y adorada UCV, la casa que vence la sombra, por darme la oportunidad de egresar de la mejor casa de estudios de Venezuela

A mis Padres, por su apoyo y sacrificio, y por lo que me han dado en la vida. Pero muy especialmente a mi madre, por su apoyo incondicional, por estar siempre ahí, por sus regaños y por aguantarme mis malcriadeces. Gracias mami, por ti llegue hasta aquí, eres mi razón de ser. A mi familia, por ser parte importante en mi formación, por su apoyo y disposición de ayudarme cuando he tenido alguna dificultad o limitación. Por darme ideas para completar las mías y contribuir con su esfuerzo a mi formación académica. Un particular agradecimiento para mi Madrina, por estar siempre allí como mi segunda madre. A mi tía Elia por su apoyo durante todos mis años de estudios y a Dalia Cabezas por haberme recibido en su hogar para iniciar este camino en la grandiosa UCV.

A mi novio, Angel Gabriel Balza Herrera, por ser parte importante en mi vida, por apoyarme y ayudarme a levantarme en momentos difíciles, por secar mis lágrimas y sacarme sonrisas, y sobre todo por ayudarme en la realización de este trabajo especial de grado. Y a su hermana María V. por mínimo leernos la tesis.

A mi compañero de Tesis, por ser más que mi compañero un amigo durante la realización de este trabajo especial de grado, gracias por todo y más. A mis amigos, en especial a: Manuel, Héctor, Axell, Ivanessa, Anana, Astrid, Deneb, Gabriel, Olesni, Diego, Julio Grillo, Yosmar y a todos aquellos que en este momento se me escapan, pero que de alguna u otra forma colaboraron y formaron parte de esta experiencia académica.

A mis tutores: Richard Márquez, Marbelia Cabrera y Adriana Zambrano por el aporte de sus conocimientos para la realización de este trabajo. A PDVSA-Intevep por abrirnos sus puertas, así como también a los compañeros y trabajadores de esta institución: Jesús Carrero, Neel Montoya, Roxana, Arturo Mendoza, Jorge Jiménez, Romer Salas, Raúl, Sandra Rodríguez y a todos aquellos que ayudaron a la realización de este trabajo.

Gilmary Avendaño Gómez

**Avendaño G., Gilmary
Pimentel G., Ildemaro J.**

**EVALUACIÓN DE LA MOJABILIDAD DE SISTEMAS NO
CONVENCIONALES DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS DE
CAMPOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO MEDIANTE EL
MÉTODO DE AMOTT-HARVEY MODIFICADO**

**Tutor Académico: Profa. Adriana Zambrano. Tutores Industriales: Msc.
Richard Márquez y Lic. Marbelia Cabrera. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de
Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2015, 197 pág.**

Palabras Claves: mojabilidad, Faja Petrolífera del Orinoco, yacimientos, pruebas de imbibición y drenaje, crudos pesados, crudos extrapesados, permeabilidad relativa.

Resumen. La carencia de propiedades típicas asociadas a yacimientos de crudos pesados y extrapesados aunada a la mala caracterización de dichos sistemas, ha conducido a la toma de decisiones no adecuadas para la explotación de este tipo de yacimientos. Una de estas propiedades fundamentales es la mojabilidad, la cual proporciona información acerca de la preferencia de un fluido por la superficie rocosa. Algunos de los métodos utilizados tradicionalmente para predecir la condición de mojabilidad de la roca en sistemas convencionales son: el ángulo de contacto, el método USBM y los índices de Amott-Harvey. A pesar de tratarse metodologías bien conocidas y aplicadas para determinar la condición de mojado, la mayoría de éstas no aplican para sistemas de rocas no-consolidadas. Por esta razón, en este trabajo se desarrolla una metodología representativa para la obtención de la condición de mojado de dichos sistemas, adaptando el método de Amott-Harvey a los procesos de drenaje e imbibición forzado mediante un simulador físico de yacimiento en estado dinámico, con el cual simultáneamente se construyen las curvas de permeabilidad relativa (K_{ri}). Para estimar los índices de Amott-Harvey se tomaron los valores de saturación obtenidos en los procesos de drenaje e imbibición espontáneos y forzados. El índice de Amott-Harvey calculado de acuerdo a la metodología modificada arroja un valor promedio para los campos estudiados pertenecientes a la FPO de $I=0.1$ aproximadamente, que hace referencia a una condición de mojado preferencialmente al agua. En conclusión se podría indicar la metodología de Amott-Harvey modificado como un modo novedoso y eficiente para evaluar la condición de mojado en sistemas petrolíferos asociados a crudos pesados y extrapesados.

ÍNDICE DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I EL PROBLEMA	5
I.1. Planteamiento del Problema.....	5
I.2. Objetivos de la investigación	7
I.2.1. Objetivo General:	7
I.2.2. Objetivos Específicos:.....	8
I.3. Alcance de la investigación.....	8
I.4. Justificación.....	9
I.5. Limitaciones	10
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	12
II.1. Antecedentes de la investigación	12
II.2. Bases teóricas.....	17
II.2.1. Yacimiento.....	17
II.2.1.1. Hidrocarburos	18
II.2.1.2. Agua de formación.....	19
II.2.2. Producción de los yacimientos de petróleo.....	20
II.2.2.1. Recuperación primaria	21
II.2.2.2. Recuperación secundaria	21
II.2.2.3. Recuperación terciaria	21
II.2.3. Propiedades de la roca	22
II.2.3.1. Porosidad	22
II.2.3.1.1. Tipos de porosidad.....	23
II.2.3.1.2. Factores que afectan la porosidad	26

II.2.3.2. Saturación	28
II.2.3.3. Permeabilidad	29
II.2.3.3.1. Ley de Darcy: Permeabilidad para un sistema monofásico	31
II.2.3.3.2. Unidades de la permeabilidad	34
II.2.3.3.3. Tipos de permeabilidad	35
II.2.3.3.4. Permeabilidad a dos fases	37
II.2.3.3.5. Factores que afectan las curvas de permeabilidad relativa	42
II.2.3.3.6. Determinación de curvas de permeabilidad relativa	46
II.2.3.3.7. Correlaciones para la realización de las curvas de permeabilidad relativa	50
II.2.3.4. Mojabilidad	57
II.2.3.4.1. Tipos de mojabilidad	59
II.2.3.4.2. Métodos para la determinación de la mojabilidad	60
II.3. Faja Petrolífera del Orinoco	66
CAPÍTULO III MARCO METODOLÓGICO	76
III.1. Tipo de investigación	76
III.2. Diseño de la investigación	77
III.3. Población y muestra	77
III.4. Técnicas e instrumentación de datos	78
III.5. Técnicas de procesamiento y análisis de datos	78
III.6. Fases de la investigación	79
III.6.1. Preparación de aguas de formación sintéticas	79
III.6.2. Densidades del agua de formación sintética y del crudo extrapesado	80
III.6.3. Viscosidades del agua de formación sintética y del crudo extrapesado	82
III.6.4. Limpieza de las arenas de yacimientos	84
III.6.5. Preparación de los tapones de los sistemas de yacimiento no consolidados	86

III.6.6. Determinación del volumen poroso, porosidad y permeabilidad absoluta de los tapones de arena	88
III.6.7. Saturación de los tapones	89
III.6.8. Drenaje espontáneo y forzado de fluidos	90
III.6.9. Imbibición espontánea y forzada de fluidos	93
III.7. Obtención de las curvas de permeabilidad relativa	95
CAPÍTULO IV ANÁLISIS DE RESULTADOS	97
IV.1. Caracterización de las aguas de formación sintética y de los crudos extrapesados	97
IV.1.1. Caracterización del agua de formación sintética y del crudo del Campo Bare.....	98
IV.1.2. Caracterización del agua de formación sintética y del crudo del Campo Petrocarabobo	99
IV.1.3. Caracterización del agua de formación sintética y del crudo del Campo Petrocedeño	101
IV.2. Preparación de los tapones de arena de yacimiento	103
IV.2.1. Preparación de los tapones de arena del Campo Bare.....	103
IV.2.2. Preparación de los tapones de arena del Campo Petrocarabobo	105
IV.2.3. Preparación de los tapones de arena del Campo Petrocedeño	108
IV.3. Índices de Amott-Harvey	109
IV.3.1. Índices de Amott-Harvey para tapones del Campo Bare	109
IV.3.2. Índices de Amott-Harvey para tapones del Campo Petrocarabobo.....	110
IV.3.3. Índices de Amott-Harvey para tapones del Campo Petrocedeño	112
IV.4. Curvas de Permeabilidad Relativa.....	114
IV.4.1. Curvas de permeabilidad relativa del Campo Bare	114
IV.4.2. Curvas de permeabilidad relativa del Campo Petrocarabobo	120
IV.4.2.1. Tapón Pc9D.....	120
IV.4.2.2. Tapón Pc12D.....	122

IV.4.2.3. Tapón Pc29D.....	124
IV.4.2.4. Tapón Pc30D.....	126
IV.4.2.5. Tapón Pc45T	128
IV.4.3. Curvas de permeabilidad relativa promedio para el Campo Petrocarabobo	131
IV.4.4. Curvas de permeabilidad relativa del Campo Petrocedeño.....	134
IV.4.4.1. Tapón 8T	134
IV.4.4.2. Tapón 10T	136
IV.4.5. Curvas de permeabilidad relativa promedio del Campo Petrocedeño .	138
IV.5. Comparación de los resultados obtenidos por el método de Amott-Harvey modificado y las curvas de permeabilidad relativa	141
CONCLUSIONES	142
RECOMENDACIONES	144
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	145
APÉNDICE	152

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Calidad del petróleo.....	19
Tabla 2.2. Calidad de la porosidad	26
Tabla 2.3. Sistemas de unidades usadas en la Ley de Darcy.....	35
Tabla 2.4. Clasificación de Cuiec de la mojabilidad para Índice de Amott-Harvey ..	65
Tabla 2.5. Reglas de Craig para curvas de permeabilidad relativa	65
Tabla 4.1. Propiedades de los fluidos del Campo Bare	98
Tabla 4.2. Propiedades de los fluidos del Campo Petrocarabobo	100
Tabla 4.3. Propiedades de los fluidos del Campo Petrocedeño.....	101
Tabla 4.4. Propiedad de los tapones de arena del Campo Bare.....	104
Tabla 4.5. Propiedad de los tapones de arena del Campo Petrocarabobo	106
Tabla 4.6. Propiedad de los tapones de arena del Campo Petrocedeño.....	108
Tabla 4.7. Índices de Amott-Harvey para la muestra del Campo Bare	110
Tabla 4.8. Índices de Amott-Harvey para las muestras del Campo Petrocarabobo .	111
Tabla 4.9. Índices de Amott-Harvey para las muestras del Campo Petrocedeño.....	113
Tabla 4.10. Condiciones de la prueba para el tapón 6D.....	115
Tabla 4.11. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa según JBN-Corey & Asociados: Imbibición para el tapón 6D.....	116

Tabla 4.12. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa según JBN-Willie: Imbibición para el tapón 6D	117
Tabla 4.13. Condiciones de la prueba para el tapón Pc9D	121
Tabla 4.14. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc9D	122
Tabla 4.15. Condiciones de la prueba para el tapón Pc12D	122
Tabla 4.16. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc12D	123
Tabla 4.17. Condiciones de la prueba para el tapón Pc29D	124
Tabla 4.18. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc29D	125
Tabla 4.19. Condiciones de la prueba para el tapón Pc30D	126
Tabla 4.20. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc30D	127
Tabla 4.21. Condiciones de la prueba para el tapón Pc45T	128
Tabla 4.22. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc45T	129
Tabla 4.23. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa promedio para el Campo Petrocarabobo	133
Tabla 4.24. Condiciones de la prueba para el tapón 8T	135
Tabla 4.25. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón 8T	136

Tabla 4.26. Condiciones de la prueba para el tapón 10T	136
Tabla 4.27. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón 10T.....	137
Tabla 4.28. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa promedio para el campo Petrocedaño.....	139

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Figura 2.1. Los yacimientos de hidrocarburos	18
Figura 2.2. Porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total	25
Figura 2.3. Representación de la Ley de Darcy.....	30
Figura 2.4. Modelo capilar en sistema mojado por agua.....	38
Figura 2.5. Comportamiento típico del flujo de dos fases. Sistema mojado al agua..	39
Figura 2.6. Efectos de la histéresis en las permeabilidades relativas	42
Figura 2.7. Efecto de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas.....	43
Figura 2.8. Histéresis de curvas de permeabilidad relativa	44
Figura 2.9. Comparación entre las permeabilidades relativas con presión de sobrecarga y sin ella	45
Figura 2.10. Efecto de la geometría y distribución de los poros sobre la permeabilidad relativa en muestras de distintas rocas. 1 Tubo capilar, 2 Dolomita, 3 Arenas no consolidadas, 4 Arenas consolidadas	46
Figura 2.11. Esquema de mojabilidad de una roca.....	58
Figura 2.12. Medidas de ángulos de contacto en sistemas agua/petróleo	61
Figura 2.13. Cuencas petrolíferas de Venezuela	68
Figura 2.14. Subcuenca de Guárico.....	69
Figura 2.15. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental	71

Figura 2.16. Subcuenca de Maturín.....	72
Figura 2.17. Distribución de las empresas mixtas en la FPO.....	75
Figura 3.1. Preparación del agua de formación sintética.....	80
Figura 3.2. Densímetro DMA 4500 MAntonPaar	81
Figura 3.3. Viscosímetro HAAKE C.....	82
Figura 3.4. Viscosímetro CANNON V-2000 series II y baño térmico asociado	83
Figura 3.5. Tabla de corrección del Viscosímetro CANNON V-2000	83
Figura 3.6. Arenas con crudos y otros contaminantes.....	84
Figura 3.7. Horno y arena impregnada posterior al secado inicial	85
Figura 3.8. Equipo de extracción Soxhlet o Dean-Stark	86
Figura 3.9. Celda de Compactación	87
Figura 3.10. CMS (Core Measurement System / Sistema de Medición de Núcleos) 89	
Figura 3.11. Cámara de Vacío	90
Figura 3.12. Celda de vidrio rotulada usada en los desplazamientos de fluidos espontáneos.....	91
Figura 3.13. Simulador físico de yacimiento.....	92
Figura 3.14. Celda de vidrio rotulada durante el proceso de imbibición espontánea.	94
Figura 4.1. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra 6D, Sistema agua-petróleo.....	115

Figura 4.2. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Willie: Imbibición), Muestra 6D, Sistema agua-petróleo.....	117
Figura 4.3. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados y JBN-Willie: Imbibición), Muestra Pc9D, Sistema agua-petróleo	121
Figura 4.4. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados y JBN-Willie: Imbibición), Muestra Pc12D, Sistema agua-petróleo	123
Figura 4.5. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados y JBN-Willie: Imbibición), Muestra Pc29D, Sistema agua-petróleo	125
Figura 4.6. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados y JBN-Willie: Imbibición), Muestra Pc30D, Sistema agua-petróleo	127
Figura 4.7. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados y JBN-Willie: Imbibición), Muestra Pc45T, Sistema agua-petróleo	129
Figura 4.8. Curvas de permeabilidad relativa promedio (JBN - Corey & Asociados y JBN - Willie: Imbibición), Campo Petrocarabobo, Sistema agua-petróleo.	132
Figura 4.9. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados y JBN-Willie: Imbibición), Muestra 8T, Sistema agua-petróleo	135
Figura 4.10. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados y JBN - Willie: Imbibición), Muestra 10T, Sistema agua-petróleo	137
Figura 4.11. Curvas de permeabilidad relativa promedio (JBN – Corey & Asociados y JBN - Willie), Campo Petrocedeño, Sistema agua-petróleo	138

ÍNDICE DE APÉNDICES

Apéndice A. Características de los tapones de los campos en estudio.....	152
Apéndice B. Cálculos del índice de Amott-Harvey	161
Apéndice C. Cálculos de la saturación final de agua por medio del método JBN ...	162
Apéndice D. Cálculos del modelo híbrido JBN - Corey & Asociados. Para yacimientos no consolidados durante procesos de imbibición.....	164
Apéndice E. Cálculos del modelo híbrido JBN - Willie. Para yacimientos no consolidados durante procesos de imbibición	165
Apéndice F. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón 6D	166
Apéndice G. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc9D	167
Apéndice H. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc12D	170
Apéndice I. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc29D	173
Apéndice J. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc30D	176
Apéndice K. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc45T.....	179

Apéndice L. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa promedio del Campo Petrocarabobo	182
Apéndice M. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón 8T.....	184
Apéndice N. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón 10T.....	187
Apéndice O. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa promedio del Campo Petrocedeño.....	190
Apéndice P. Determinación de la viscosidad del Campo Bare	192
Apéndice Q. Determinación de la viscosidad del Campo Petrocarabobo	193
Apéndice R. Determinación de la viscosidad del Campo Petrocedeño.....	194
Apéndice S. Volúmenes desplazados forzada y espontáneamente.....	195
Apéndice T. Medición de densidad y gravedad API de los crudos.....	196

INTRODUCCIÓN

La primera experiencia petrolífera que se apreció en Venezuela data del año 1878, cuando se crea la Petrolia del Táchira, debido a unos brotes de crudo que se dieron en la zona, específicamente en la Hacienda La Alquitrana Edo. Táchira, luego de un terremoto ocurrido en 1875. Es a partir 1914 cuando la compañía americana Shell comienza sus trabajos de explotación de crudo en el occidente del país y con ello inicia el auge de la Industria Petrolera Comercial en Venezuela.

Venezuela es el país con las mayores reservas de crudos pesados y extrapesados, ubicados en la cuenca oriental la cual posee una extensión de 153.000km², y donde la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) abarca 55.314 km², de los cuales 13.000 km² aproximadamente se encuentran actualmente siendo explotados. Es importante señalar que el Petróleo Original en Sitio (POES) cuantificado en la Faja Petrolífera del Orinoco alcanza un volumen de 1.360MMMBls de crudo (PDVSA, 2007). Cuyos yacimientos se caracterizan por poseer crudos de viscosidades superiores a 1.000 cP y por debajo de 15°API lo que hace difícil el flujo de los fluidos a través del medio poroso de la roca yacimiento, a pesar de que los mismos poseen altas permeabilidades y porosidades debido a que son yacimientos no convencionales.

Una de las características más importantes para la explotación de los crudos pesados y extrapesados es la mojabilidad, la cual “... es la tendencia de un líquido a esparcirse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles” (Hamed, 2001), puesto que será de gran importancia a la hora de definir el proceso de recuperación mejorada que se le aplicará al yacimiento para aumentar

su factor de recobro. Existen dos métodos frecuentemente utilizados para el cálculo del índice de mojabilidad los cuales son: Índice de United States Bureau of Mines (USBM) y el Índice de Amott–Harvey, ambos dependientes de la presión capilar y de la eficiencia de desplazamiento microscópica.

El método USBM define el índice de mojabilidad por medio de las curvas de presión capilar (la cual es la diferencia de presión a través de la interface que separa dos fluidos inmiscibles cuando están en contacto en un medio poroso) obtenidas mediante el uso de la centrífuga. Mientras que el índice de Amott-Harvey utiliza la centrífuga para calcular volúmenes mediante desplazamientos de fluidos, espontáneos y forzados, que permitirán conocer cuál es el fluido que moja la roca. Sin embargo, dichas pruebas se han aplicado para crudos livianos y medianos con eficiencia pero para crudos pesados y extrapesados no cuentan con la misma certeza dado que no simulan correctamente el comportamiento del yacimiento.

En este trabajo, se modificará el método de Amott-Harvey para adaptarlo al comportamiento dinámico real de los crudos pesados y extrapesados de la FPO, no se trabajará con centrífuga debido a que ésta produce una irrupción temprana del crudo y por tanto no se está simulando el comportamiento real del yacimiento además los equipos frecuentemente utilizados no cuentan con la capacidad para trabajar eficazmente con fluidos de esta naturaleza, lo cual añade una limitante operacional. Las pruebas se realizarán con arenas de los campos en estudio, las cuales se empaquetaran con el fin de establecer las propiedades petrofísicas como lo son la porosidad, permeabilidad, presión y temperaturas de yacimiento reportadas.

Se empleará para el caso de los desplazamientos forzados de fluidos un simulador físico de yacimiento, en el cual se controlan variables como presión de

confinamiento, caudal de inyección, temperatura, diferenciales de presión, entre otras, que permite de manera análoga al uso de la ultracentrífuga desplazar los fluidos en el medio poroso, para su posterior cuantificación para el cálculo de los índices de mojabilidad. Adicionalmente, se determinarán las curvas de permeabilidad relativa por medio de las reglas de Craig a fin de estimar mediante su forma la condición de mojado en cada caso y cotejarlo con lo obtenido mediante el método Amott-Harvey modificado.

En base a los planteamientos anteriores se desarrolló la investigación en cuatro capítulos los cuales se mencionan a continuación:

Capítulo I: se establece la problemática existente, el objetivo general y los específicos, la justificación de la investigación y las limitaciones experimentales que puedan presentarse.

Capítulo II: se describen los trabajos previos que formaron parte importante en la investigación y las bases teóricas necesarias para el estudio de los procesos ejecutados, incluyendo los términos básicos de mayor relevancia para el desarrollo de la misma.

Capítulo III: se describe la metodología a utilizar, población y muestra, técnicas de recolección y procesamiento de datos, y la metodología desarrollada en cada una de las fases que dieron lugar a la investigación establecida.

Capítulo IV: se presentan los resultados y el análisis de los mismos, con respecto a cada uno de los objetivos planteados.

Finalmente se establecen las conclusiones más relevantes de la investigación, basados en los resultados de condición de mojado de la roca en yacimientos no convencionales, además se expondrán recomendaciones para dar continuidad al proyecto de investigación y los apéndices más importantes de la misma.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

I.1. Planteamiento del Problema

En años recientes la demanda de energía a nivel mundial ha venido aumentando de forma gradual, por tanto los hidrocarburos se mantienen como la principal fuente de energía que existe para satisfacer las necesidades energéticas de la población. Venezuela, país con más de 100 años de experiencia en la industria petrolera, se ha enfocado durante los últimos años en aumentar la producción de petróleo para suplir esta demanda en constante crecimiento. Por tales motivos, se han desarrollado una serie de proyectos que definen y cuantifican las reservas del país, uno de ellos es el Proyecto Magna Reserva, que realizó la cuantificación y certificación de las reservas de petróleo probadas presentes en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), convirtiendo al país en el mayor poseedor de reservas de hidrocarburos líquidos. Sin embargo, a pesar del potencial que existe en los yacimientos de la FPO, se presentan una serie de nuevos retos, debido a que son fluidos de gravedad API menor a 15°, viscosidades por encima de los 1.000cP, lo que implica que no fluyen con facilidad, adicional a que los yacimientos son arenas no consolidadas, las cuales dificultan el proceso de producción y aumentan los costos operacionales del pozo, entre otros aspectos, hay que disponer de la arena producida en superficie.

La industria petrolera venezolana se ha enfocado en buscar y desarrollar nuevas tecnologías en el país que sirvan para explotar estos yacimientos no convencionales, con el objetivo de aumentar el factor de recobro (F_r). Es así como, para alcanzar esta meta se hace necesario ahondar en el estudio de las características del yacimiento y de los fluidos, para lograr un mejor entendimiento del mismo y sus

componentes, en términos de su comportamiento con el fin de desarrollar tecnologías más eficientes para la extracción de los hidrocarburos.

Uno de los parámetros más importantes del yacimiento es la mojabilidad. Basándonos en su definición, decimos que un yacimiento es hidrófilo cuando es afín al agua y oleófilo, cuando lo es al petróleo, y en otros casos se encuentran mojabilidades mixtas, es decir, el medio poroso estará mojado por agua y petróleo en proporciones similares. Para la caracterización de la mojabilidad en el yacimiento, es necesario tener el conocimiento acerca de las propiedades de la roca, las propiedades de los fluidos y las propiedades de interacción roca-fluido. El conocimiento de la mineralogía, entre otros factores, es también de gran importancia en la caracterización de la mojabilidad ya que ésta puede alterarla. Una errónea estimación de la mojabilidad puede resultar en una validación incorrecta en las propiedades de la roca, tal como la permeabilidad relativa, guiando a un error en el potencial de recobro que pueda presentar determinado yacimiento y que a su vez, implica un mal manejo durante la explotación del mismo. Así mismo, se tendrá un aumento considerable en los costos. Por tal motivo, se destaca la importancia de una buena caracterización de la mojabilidad, mediante la aplicación de procedimientos adecuados a cada yacimiento en particular, aunque estos usualmente se llevan a cabo en largos períodos de tiempo.

Uno de los métodos para calcular el índice de mojabilidad de un yacimiento es el de Amott (1959), el cual depende de la presión capilar y de la eficiencia de desplazamiento. La prueba consiste básicamente en la determinación de los volúmenes de agua y petróleo desplazados tanto de manera espontánea como forzada en sucesivas etapas de drenaje e imbibición. En particular, para los desplazamientos forzados el método sugiere que el proceso se realice a través de centrifugación, pero dado que este trabajo se refiere a crudos pesados y extrapesados, este procedimiento

no resulta ser el más eficiente debido a la poca fluidez que presenta el hidrocarburo, es por ello que, en este estudio se pretende sustituir el proceso de centrifugación para los desplazamientos de fluidos de manera forzada introduciendo la utilización de un simulador físico de yacimiento, tomando en consideración parámetros de operación como tasas de inyección bajas, presión de confinamiento y temperatura de manera tal de reproducir la realidad del yacimiento y así evitar alterar el proceso natural de desplazamiento de los fluidos a fin de lograr un desplazamiento más homogéneo de los mismos a través del medio poroso. Una vez determinados los volúmenes para los procesos de drenaje/imbibición espontáneos y forzados, se calculan los respectivos índices de Amott-Harvey al agua y al crudo, el cual indicará la condición de mojado de la muestra.

Finalmente, para validar la condición de mojado de los diferentes sistemas a evaluar obtenida con la aplicación del método de Amott-Harvey modificado, se construyen las curvas de permeabilidad relativa y mediante su interpretación (Reglas de Craig) se estima la mojabilidad de los mismos sistemas.

I.2. Objetivos de la investigación

I.2.1. Objetivo General:

Evaluar la mojabilidad de sistemas no convencionales de crudos pesados y extrapesados de campos de la Faja Petrolífera del Orinoco mediante el método de Amott-Harvey modificado.

I.2.2. Objetivos Específicos:

-Describir mediante la caracterización petrofísica los sistemas de arenas a estudiar.

-Plantear la metodología modificada del método Amott-Harvey para la cuantificación de volúmenes de fluidos desplazados y cálculo de índices de mojabilidad.

-Realizar pruebas en medios porosos de desplazamiento de fluidos de acuerdo a la metodología planteada y construir las curvas de permeabilidad relativa en cada caso.

-Valorar la correspondencia entre la condición de mojado estimada por el método Amott-Harvey modificado y la estimada a partir de la forma de las curvas de permeabilidad relativa a través de la regla de Craig.

I.3. Alcance de la investigación

En esta investigación se pretende identificar cuál es el fluido que preferencialmente moja la roca en yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco, específicamente para las muestras de los Campos Bare, Petrocarabobo y Petrocedño, a partir de una nueva metodología para calcular los índices de mojabilidad de Amott-Harvey, y del estudio de la forma de las curvas de permeabilidad relativas (K_r) obtenidas mediante pruebas de desplazamiento de fluidos en medio poroso. Estas pruebas se llevarán a cabo empleando muestras de arenas no consolidadas provenientes de los campos mencionados, preparadas en el

laboratorio con propiedades petrofísicas representativas de cada yacimiento y fluidos (agua de formación y petróleo) de los sistemas en estudio.

I.4. Justificación

Debido al gran reto que presenta la extracción de crudos pesados y extrapesados en yacimientos de la FPO, las empresas en operación tienen la necesidad de orientar sus planes de explotación visualizando técnicas de recuperación mejorada que permitan aumentar el factor de recobro (F_r) de los yacimientos, para ello es indispensable contar con el conocimiento detallado de las propiedades de interacción roca-fluido asociado a estos sistemas, para definir la tecnología que mejor se adapte a las características de cada yacimiento en particular.

Para aumentar el factor de recobro en el yacimiento es necesario, entre otros aspectos, conocer la distribución de los fluidos en el espacio poroso de la roca, lo que permite determinar cuál es el fluido que posee mayor adherencia a la roca, denominado como el fluido mojante, y así mismo, permite identificar el fluido que posee mayor movilidad dentro del espacio poroso, o el fluido no mojante, lo que finalmente permitirá vislumbrar el mecanismo de recobro más óptimo en términos de una rentabilidad superior del yacimiento.

Actualmente los avances en el estudio de la mojabilidad de la roca para sistemas de crudos pesados y extrapesados, principalmente los asociados a los yacimientos de la FPO, han sido muy significativos debido al hecho del alto costo que implica el muestreo de núcleos y los largos períodos de pruebas en el laboratorio que requieren los análisis de caracterización debido, entre otros factores, a la poca movilidad que presentan estos fluidos. En estudios previos realizados sobre

mojabilidad para yacimientos de la FPO (Suarez, 2012), se concluyó que la roca se encuentra mojada por crudo, sin embargo, éstos resultados fueron poco representativos debido a que las condiciones de yacimiento no fueron del todo reproducidas como en el caso, de las velocidades de flujo de los fluidos en el medio poroso, lo que dio lugar a una temprana irrupción de uno de los fluidos (crudo) por canalización del mismo, como consecuencia de un deficiente proceso de desplazamiento a través de centrifugación ocasionando que el fluido no ingresara al medio poroso de forma homogénea y axial impidiendo desde un principio alcanzar las condiciones originales de saturación del yacimiento. Por estas razones, en particular la Gerencia de Estudios de Yacimientos de PDVSA-Intevep, se ha abocado al estudio detallado de la mojabilidad de los yacimientos de la FPO, en principio de los Campos Bare, Petrocarabobo y Petrocedeño, basados en el método de Amott-Harvey, tomando en consideración algunas modificaciones operativas y corroborando los resultados con estudios previos basados en el análisis de la forma de las curvas de permeabilidad relativa para el Campo Bare en particular, adicionales a las generadas para éste y los otros campos en este trabajo.

I.5. Limitaciones

Los estudios previos realizados para caracterizar la mojabilidad en sistemas asociados a crudos pesados y extrapesados son muy escasos y generalmente han estado enfocados a un sólo procedimiento técnico, los cuales además no arrojan un resultado directo (en su mayoría son solo cualitativos), aunado a la carencia de técnicas innovadoras que permitan validar estos resultados.

Es importante destacar que las técnicas para evaluar mojabilidad conocidas hasta ahora fueron diseñadas para trabajar con muestras de roca y fluidos

convencionales, lo cual necesariamente no aplica de forma eficiente para los sistemas no convencionales. Cabe acotar que las mediciones que se realizarán durante el desarrollo experimental de esta investigación están sujetas al correcto funcionamiento de los equipos e instrumentos y a su vez al correcto uso de los mismos, puesto que una errónea manipulación o mal funcionamiento de ellos conllevará a retrasos y resultados incorrectos en el proyecto.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

II.1. Antecedentes de la investigación

Earl Amott (1959) realizó un trabajo para observar el comportamiento de la mojabilidad en el medio poroso, para ello llevó a cabo cuatro pruebas de desplazamiento: un desplazamiento espontáneo de agua por petróleo, un desplazamiento forzado de agua por petróleo mediante una centrífuga, los otros dos desplazamientos de igual manera (primero espontáneo y luego forzado) solo que ahora se va a desplazar petróleo con agua. Con estas pruebas de desplazamiento se obtienen los índices de mojabilidad para posteriormente obtener el estado de mojabilidad de los tapones de núcleos. En este trabajo se estableció una metodología más precisa y general para calcular el estado de mojabilidad en sistemas consolidados y no consolidados, también se estudió como el cambio del estado de mojabilidad puede mejorar la recuperación de petróleo mediante inyección de agua.

Los resultados de las pruebas son expresados por dos números, denominados los índices de Amott que no es más que la relación del volumen desplazado espontáneamente de petróleo entre el volumen desplazado total de petróleo por agua (relación de desplazamiento por agua) y la relación del volumen desplazado espontáneamente de agua entre el volumen desplazado total de agua por petróleo (relación de desplazamiento por petróleo). A partir de los valores de los índices se establece la condición de mojado, para el caso de la relación de desplazamiento por agua si se obtiene un valor de uno (1) la roca es mojada por agua, y si se obtiene un valor de cero (0) es mojada por petróleo. Para el caso de la relación de desplazamiento por petróleo se obtiene un valor positivo para mojados por crudo y

de cero (0) para mojados por agua, en el caso en el que ambos índices den valores de cero (0) se obtiene una mojabilidad neutra.

Hussam Goda (2012) desarrolló un proyecto donde plantea introducir una ecuación matemática que pueda ser usada para aproximar el valor de mojabilidad como una alternativa de los índices de Amott-Harvey, USBM y de las curvas de permeabilidad relativa. Esta ecuación matemática se desarrolló partiendo de formas analíticas y la ecuación final no es más que una extensión de la ecuación de Carman-Kozeny. El nuevo modelo es capaz de predecir los índices de USBM si los valores experimentales no están disponibles. El modelo es sencillo ya que solo necesita datos como la permeabilidad absoluta, porosidad y saturación de agua irreducible para predecir la mojabilidad de la roca. Para validar los datos del modelo desarrollado, se generó una base de datos que contiene dos tipos de datos de una cuenca de hidrocarburos australiana; el primer tipo incluye mediciones de mojabilidad de tapones de núcleo por el método USBM por centrífuga y el segundo set, por pruebas de desplazamiento. Los resultados obtenidos por el método de cálculo desarrollado en este trabajo, muestran un excelente rendimiento en comparación con las mediciones de laboratorio realizadas.

Díaz Lilibeth (2014) en su trabajo especial de grado realizó la evaluación de la mojabilidad de sistemas no convencionales asociados a crudos pesados y extrapesados aplicando el método dinámico de las curvas de permeabilidad relativa obtenidas mediante la aplicación de los modelos matemáticos JBN, JBN - Corey & Asociados y JBN - Willie para los procesos de imbibición y drenaje. Las pruebas de desplazamiento de los fluidos se realizaron con arenas sintéticas y arenas reales de un yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco. En sus pruebas de desplazamiento hizo variaciones en algunos parámetros como lo son la temperatura, contrapresión, caudal de inyección y tiempo de envejecimiento para observar el efecto sobre las

curvas de permeabilidad relativa. De los tres modelos matemáticos, el único que no aportó resultados concretos para inferir la condición de mojabilidad de la roca fue el método JBN, ya que éste no presentaba la intersección de sus respectivas curvas. En cuanto a la temperatura concluyó, que la temperatura más óptima para realizar las pruebas de desplazamiento es aquella a la cual la viscosidad del crudo es igual a la viscosidad reportada para el yacimiento, emulando así las condiciones dinámicas reales del yacimiento. Así mismo, el caudal de inyección óptimo se encontró en el rango de 0,01-0,03 cc/min, por otro lado el valor de la contrapresión con el que se trabajó estuvo en el rango de 100 a 14,69 psi sin observar diferencias significativas, por tanto para valores de presión de poro menores de 100 psi no afectan de forma significativa las curvas de permeabilidad relativa. Por último, se evaluó el tiempo de envejecimiento el cual no tuvo ningún efecto sobre las curvas de permeabilidad relativa. Para concluir, el estado de mojabilidad de la roca para este sistema no convencional dio como resultado una condición de mojado preferencialmente por agua.

Chinedu Agbalaka (2008) desarrolló un proyecto en los que se examinan los efectos de mojabilidad sobre los procesos de inyección de agua y gas respectivamente. La influencia de la inyección de agua en el recobro de petróleo fue examinada para dos condiciones de mojado de la roca, por una parte mojabilidades uniformes y por otra mojabilidades no uniformes. Los sistemas de mojabilidades uniformes son considerados a ser los sistemas en el que el estado de mojabilidad observado es uniformemente distribuido y cubre el rango de fuertemente mojados por agua hasta condiciones de mojabilidad intermedia a fuertemente mojados por petróleo. La caracterización del estado de mojabilidad de los tapones de núcleo se considera el paso más importante antes de hacer cualquier prueba o estudio de recuperación de petróleo, ya que ésta define cuál es el método de recuperación secundaria o terciaria más idóneo; por tanto se debe tener mucho cuidado de no alterar el estado de mojabilidad o de restaurar la mojabilidad original del tapón si

ésta ha sido alterada. Hasta ahora, no hay un método general disponible para la caracterización de la mojabilidad. Los métodos que se han usado presentan limitaciones y cuando hay ausencia de mediciones de mojabilidad pueden guiar a resultados erróneos. Uno de los métodos más usados hasta ahora para cuantificar el índice de mojabilidad de la roca es el método de Amott-Harvey que involucra las mediciones de imbibición espontánea y forzada mediante el uso de una centrífuga.

Se observó que la recuperación de petróleo se ve afectada directamente por el comportamiento de la mojabilidad del yacimiento así como también por otras propiedades de la roca y los fluidos de yacimiento. Además se evidencia que la menor recuperación de petróleo por inyección de agua, se obtiene para los yacimientos fuertemente mojados por petróleo y la mayor para los yacimientos que presentan mojabilidad mixta. En este mismo sentido, se concluye que la mayor recuperación de petróleo se alcanza cuando el yacimiento presenta estados de mojabilidades intermedios.

Dongmei Wang (2012) plantea en su investigación identificar si la mojabilidad puede ser alterada usando formulaciones de surfactantes, además de probar el potencial de estas formulaciones en la recuperación de petróleo de una formación de esquistos. Para evaluar el estado mojabilidad de los tapones de núcleos, llevaron a cabo determinaciones del índice de Amott-Harvey, utilizando un tiempo de imbibición espontánea de 24 horas y para calcular las saturaciones de petróleo residual (S_{or}) y saturaciones de agua irreducible (S_{wirr}), hicieron uso de la centrífuga durante un período de tiempo de 48 horas. Es importante mencionar que en algunas de las pruebas realizaron una modificación en el método mencionado, ya que en vez de utilizar la centrífuga para calcular las saturaciones efectuaron la inyección forzada de fluidos dejando pasar de 20 a 30 volúmenes porosos por cada tapón de núcleo en un equipo de desplazamiento, a lo cual denominaron método modificado de Amott-

Harvey. Esta metodología la aplicaron en sistemas de roca consolidados y crudos livianos. Las pruebas se realizaron con la finalidad de evaluar el método más óptimo o por lo menos que los resultados sean consistentes, ya que se presentaron problemas en mantener las temperaturas requeridas en la centrifuga. En las formulaciones de surfactantes probadas fue obtenido, como se esperaba, un cambio en el estado de mojabilidad de los tapones de núcleos de mojados por petróleo a mojados por agua. De esta forma, las formulaciones de surfactantes tienen un sustancial potencial en mejorar la recuperación de petróleo en la formación de esquistos. Los métodos usados tienen aspectos positivos y negativos, entre los aspectos negativos cuando se trabajaba con la centrífuga no se podía realizar a temperaturas de yacimiento, para el caso de pruebas realizadas por desplazamiento se obtuvieron errores asociados a las pérdidas de masa en el proceso, sin embargo, para este segundo proceso se puede emular las condiciones reales del yacimiento.

Suárez Deivis (2012) realizó un trabajo enfocado en estudiar la alteración del estado de mojabilidad en medios porosos inducidos por la inyección de surfactantes formulados en agua de producción provenientes de yacimientos de crudos pesados y extrapesados de campos de Cabrutica y Petrocedeno. El estado de mojabilidad inicial se estableció mediante el proceso de envejecimiento en crudo de placas de sílice y se cuantificó mediante el método del ángulo de contacto dando como resultado que todas las placas son mojadas al crudo. En el presente estudio se obtuvo que las formulaciones de surfactantes realizadas modifican el estado de mojabilidad inicial y mejoran los procesos de estimulación y recuperación de petróleo.

Moreno (1989) realizó una modificación del método de Amott la cual fue reemplazar el método de desplazamiento forzado, en vez de usar una centrífuga se utilizó una celda de desplazamiento, la cual le permitió evaluar el estado de mojabilidad de sistemas poco consolidados asociados a crudos de bajas viscosidades

que no se pueden centrifugar, al mismo tiempo también le permitió simular la presión de sobrecarga y la temperatura a la cual está sometida el núcleo. A su vez, esta técnica le permitió obtener un mejor desplazamiento de los fluidos dentro del medio poroso.

Bennion (1992) realizó un estudio para determinar las curvas de permeabilidades relativas por medio del estado inestable para núcleos de areniscas y encontró cambios marcados en el valor de la permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual para temperaturas de 220°C y mayores a esta, con estos cambios drásticos de temperatura concluyó que influía directamente en la condición de mojado de la roca haciéndolo más mojada al crudo.

II.2. Bases teóricas

A continuación se describen los principios teóricos en los que está basada la presente investigación, con la finalidad de definir los conceptos aplicados en lo que se refiere a mojabilidad y el método de Amott-Harvey.

II.2.1. 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. En la figura 2.1 se muestra la distribución (Paris, 2009).

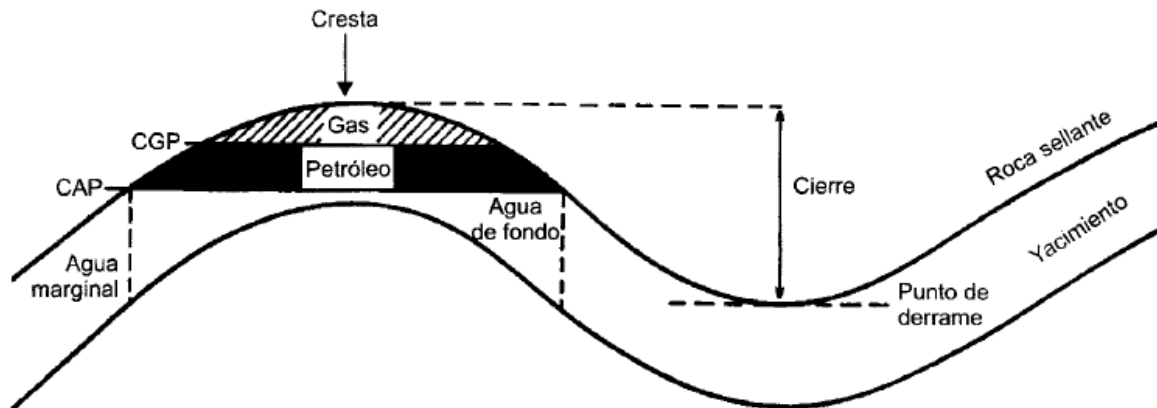


Figura 2.1. Los yacimientos de hidrocarburos

FUENTE: Paris, 2009

Los fluidos existentes en un yacimiento son: el agua y los hidrocarburos en estado líquido (petróleo) o en estado gaseoso (gas natural). El gas, por ser más liviano se entrapa en la parte más alta de la estructura, directamente por debajo de los hidrocarburos esta la zona de agua de fondo, la cual coincide generalmente con la superficie de un acuífero denominada contacto agua-petróleo, CAP. Cuando en una misma trampa se encuentran una acumulación segregada de gas y otra de petróleo, el límite entre ellas es una superficie teóricamente horizontal, el contacto gas-petróleo, CGP. (Paris, 2009).

II.2.1.1. Hidrocarburos

Los fluidos contenidos en las rocas son una serie de compuestos orgánicos que consisten exclusivamente de Carbono (C) e Hidrógeno (H), denominados hidrocarburos que tienen la habilidad de formar largas y continuas cadenas que

originan diferentes compuestos. Éstos, a menudo difíciles de separar, constituyen lo que se conoce como petróleo crudo, a partir del cual se obtienen diversos productos, como: gases licuados del petróleo, gasolinas, kerosene, combustibles residuales, aceites lubricantes, parafinas y otros. Existen también otros elementos que, por estar presentes en muy pequeñas cantidades, pueden ser ignorados, pero algunos de ellos como el azufre (S) tienen un efecto dañino en la calidad de los productos (Paris, 2009).

Según la gravedad API los crudos petrolíferos se clasifican de acuerdo con la escala que se presenta en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Calidad del petróleo

FUENTE: Araujo, 2004

Tipo de Crudo	°API
Extrapesados	< 10,0
Pesados	10,0 – 22,3
Medianos	22,3 – 31,1
Livianos	31,1 - 39
Condensados	>39

II.2.1.2. Agua de formación

Es un fluido que normalmente encontramos asociado a las acumulaciones de petróleo y, por eso, pocas veces se obtiene producción de petróleo sin la producción de agua. De hecho, en muchos casos el volumen de este fluido asociado a los yacimientos de hidrocarburos excede el de la acumulación del petróleo y, por

consiguiente, el volumen total de producción de agua también es mayor que la producción de petróleo (Paris, 2009).

En general, todas las aguas de formación contienen sólidos disueltos, principalmente cloruro de sodio. Por esta razón, se les denomina algunas veces como salmuera, aunque no existe relación entre el agua de formación y el agua de mar, ni en la concentración de sólidos, ni en la distribución de iones presentes. Los cationes disueltos más comunes en las aguas de formación son: Na^+ , Ca^{++} y Mg^{++} . Ocasionalmente K^+ , Ba^{++} , Li^+ , Fe^{++} y Sr^{++} . Los aniones Cl^- , SO_4^- y HCO_3^- aunque CO_3^- , NO_3^- , Br^- , I^- , BO_3^- y S^- a menudo están presentes. En estas salmueras tan complejas, pueden encontrarse con frecuencia rastros de más de 30 a 40 iones (Paris, 2009).

Las aguas connatas 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. (Araujo, 2004)

II.2.2. Producción de los yacimientos de petróleo

La producción de petróleo involucra dos aspectos, el primero es la máxima producción posible en función de las técnicas empleadas y el segundo, es el ritmo de producción de acuerdo con el comportamiento de los pozos y de los diferentes métodos de estimulación aplicables (fracturación, acidificación, inyección de vapor). La explotación de petróleo está comprendida en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria (Salager, 2005).

II.2.2.1. Recuperación primaria

La producción inicial de los hidrocarburos está acompañada por el uso de la energía natural de éste y normalmente se conoce como producción primaria. El petróleo y el gas son desplazados hacia los pozos productores bajo producción primaria mediante a) expansión de fluido, b) desplazamiento de fluidos, c) drenaje gravitacional y d) expulsión capilar. Cuando no existe ni acuífero, ni inyección de fluidos, el recobro de hidrocarburos se debe principalmente a la expansión del fluido, sin embargo en crudo, este podría producirse mediante drenaje gravitacional (Escobar, s. f.).

II.2.2.2. Recuperación secundaria

Por medio del uso de gas natural o inyección de agua se mantiene la presión del yacimiento (adición de energía), de modo que el término mantenimiento de presión normalmente se usa para describir procesos de recobro secundario. Cuando el agua procede de un acuífero o es inyectada en los pozos, el recobro es acompañado por un mecanismo de desplazamiento, el cual puede ser ayudado por drenaje gravitacional o expulsión capilar. El gas se inyecta como un fluido de desplazamiento para ayudar al recobro de crudo y también como gas cíclico para recuperar condensados (Escobar, s. f.).

II.2.2.3. Recuperación terciaria

Existen otros procesos de desplazamiento los cuales se desarrollaron para cuando los procesos secundarios no resultan efectivos. Adicional a la inyección de energía al yacimiento, este proceso considera cambios en las propiedades de la roca (como la mojabilidad) o del fluido (como la viscosidad o la tensión interfacial). Sin

embargo, el mismo proceso se considera para casos donde el recobro primario no se utilizó por el bajo potencial de recobro (Escobar, s. f.).

II.2.3. Propiedades de la roca

Para facilitar la comprensión de este trabajo se han definido los siguientes conceptos a fin de entender las características más importantes de la roca esto incluye la porosidad, permeabilidad, saturación de los fluidos, ángulo de contacto, presión capilar, permeabilidad relativa y mojabilidad. Estas propiedades constituyen los parámetros fundamentales mediante los cuales, las rocas de yacimiento pueden ser descritas cuantitativamente.

II.2.3.1. Porosidad

La porosidad de una roca se define como la fracción del volumen total de la roca ocupada por el esqueleto mineral de la misma. En los yacimientos de petróleo, la porosidad representa el porcentaje del espacio total que puede ser ocupado por líquidos o gases. Dicha propiedad determina la capacidad de acumulación o de depósito de la arena y generalmente se expresa como porcentaje, fraccional o decimal. La porosidad es la característica física más conocida de un yacimiento de petróleo. Representa los volúmenes de petróleo y/o de gas que pueden estar presentes en un yacimiento petrolífero. Todas las operaciones de producción, y recuperación adicional de los hidrocarburos, se basan en su valor (Rivera, 2004).

Usualmente está definida como la relación del volumen poroso y el volumen total del medio (Ecuación 1):

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_s}{V_t} \quad \text{Ec. (1)}$$

Donde:

\emptyset = Porosidad

V_p = Volumen de poros

V_t = Volumen total

V_s = Volumen de sólidos

La proporción de los espacios porosos en la roca depende del tamaño y empaquetamiento de los granos que la forman. Así, la porosidad es mayor en los sedimentos no consolidados (arena, grava) que en aquellos sometidos a litificación (areniscas, conglomerados), ya que la conversión de los sedimentos en roca sedimentaria origina la pérdida de la porosidad como consecuencia de la compactación (espacios destruidos debido a que los granos se aprietan entre sí) y la cementación (espacios llenos de material cementante para que los granos se junten) (Paris, 2009).

II.2.3.1.1. Tipos de porosidad

La porosidad de una roca yacimiento puede clasificarse según la comunicación de los poros que tiene que ver con el aislamiento que experimentan algunos poros cuando se forma la roca, proceso conocido como litificación. Esto es, a medida que se fueron depositando los sedimentos y las rocas se fueron formando, algunos de los espacios vacíos quedaron aislados de los otros debido a la excesiva cementación, mientras que otros quedaron interconectados (Paris, 2009). Es así como la porosidad se clasifica de la siguiente manera:

✓ **Porosidad absoluta o total:** se define como la razón entre el espacio poroso total y el volumen bruto. Se define en la ecuación 2.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_g}{V_t} \quad \text{Ec. (2)}$$

Donde:

\emptyset = Porosidad absoluta

V_t = Volumen total de la roca

V_g = Volumen neto ocupado por los sólidos o volumen de los granos

V_p = Volumen poroso

✓ **Porosidad efectiva:** se define como el porcentaje del espacio poroso que se encuentra interconectado con respecto al volumen total de la roca, la cual se puede observar en la ecuación 3:

$$\emptyset = \frac{V_{pi}}{V_t} \quad \text{Ec. (3)}$$

Donde:

\emptyset = Porosidad

V_{pi} = Volumen poroso interconectado

V_t = Volumen total

La porosidad efectiva es la que se mide con la mayoría de los porosímetros, y es en realidad la que interesa para las estimaciones de petróleo y gas en sitio, ya que solo los volúmenes de hidrocarburos almacenados en los poros interconectados pueden ser extraídos parcialmente del yacimiento. Esta porosidad normalmente representa un 90% a 95% de la porosidad total (Paris, 2009). En la figura 2.2 se muestran las porosidades antes descritas, además en la tabla 2.2 se muestra la calidad de la misma según su valor.

✓ **Porosidad no efectiva:** se refiere al espacio poroso no interconectado, por lo tanto es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y la porosidad efectiva.

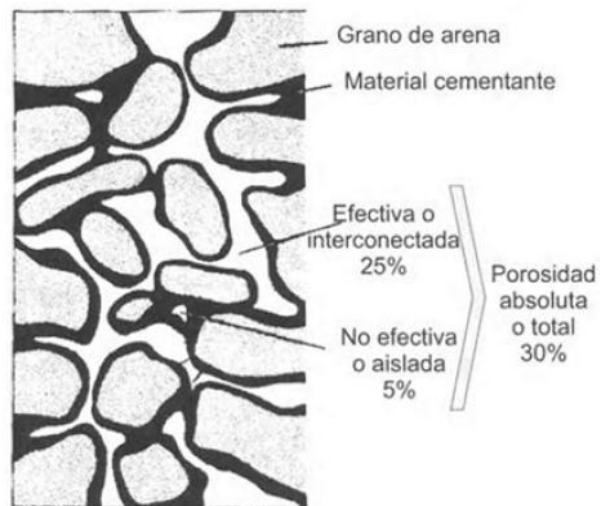


Figura 2.2. Porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total

FUENTE: Paris, 2009

Tabla 2.2. Calidad de la porosidad

FUENTE: Paris, 2009

Calidad	Porosidad (%)
Muy buena	> 20
Buena	15-20
Moderada	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	< 5

Un yacimiento que posea una porosidad menor al 5% no se considera comercial, a menos que posea otros factores que la compensen, entre otros: fracturas, fisuras o grandes espacios vacíos (Paris, 2009).

II.2.3.1.2. Factores que afectan la porosidad

Los factores que afectan la porosidad son los siguientes (Escobar, s. f.):

✓ **Tipo de empaque:** depende inicialmente del grado de distribución o arreglo de los granos según su tamaño, los granos de arenas bien distribuidos, moderadamente redondeados, resultan en un empaque de 30% a 40% de porosidad. En sedimentos de distribución deficiente los granos más pequeños se acomodan en los espacios existentes entre los grandes granos, lo que reduce considerablemente la porosidad.

✓ **Grado de cementación o consolidación:** el material cementante une los granos entre sí, de las características de este material dependerá la firmeza y compactación de la roca y además, su mayor o menor contenido le dará solidez. A medida que aumenta la cantidad del material cementante, la porosidad disminuye debido a que este material se aloja en los espacios disponibles para la acumulación de fluidos.

✓ **Geometría y distribución de granos:** se debe a la uniformidad o clasificación de los granos. Dicha clasificación depende, a su vez, de la distribución del tamaño de grano, tipo de depositación, características actuales y duración del proceso sedimentario. Cuando los granos son más redondeados proporcionan más homogeneidad al sistema y por ende la porosidad será mayor.

✓ **Presión de las capas suprayacentes:** las capas suprayacentes pueden compactar el yacimiento y reducir el espacio poroso. La compactación tiene a cerrar los espacios vacíos, forzar el fluido a salir y permitir un mayor acercamiento de las partículas minerales, especialmente en rocas sedimentarias de grano fino.

✓ **Presencia de partículas finas:** la arcillosidad afecta negativamente la porosidad. Si el espacio poroso de la arena está lleno de arcilla, al aumentar el material intersticial se reduce el espacio poroso de la roca.

II.2.3.2. Saturación

La saturación es el porcentaje de un fluido ocupado en el espacio poroso, y está definido en la ecuación 4 como:

$$S_{fluido} = \frac{V_f}{V_p} * 100 = \% \quad \text{Ec. (4)}$$

Donde:

S_{fluido} = Porcentaje del fluido que satura el espacio poroso

V_f = Volumen del fluido dentro del espacio poroso

V_p = Volumen poroso

Si consideramos que básicamente el volumen poroso de una roca que contiene hidrocarburos, está saturada con petróleo, gas y agua (Ecuación 5) tenemos que:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad \text{Ec. (5)}$$

Donde:

S_w = Saturación de agua

S_o = Saturación de petróleo

S_g = Saturación de gas

II.2.3.3. Permeabilidad

La permeabilidad manifiesta la capacidad de una roca para transmitir un fluido, dependiendo de la porosidad efectiva y del tamaño predominante de los poros individuales. También es la propiedad que posee la roca para permitir que los fluidos se puedan mover a través de la red de poros interconectados. Es un factor muy importante en el flujo de los fluidos en un yacimiento, ya que representa la facilidad con que los fluidos se desplazan a través del medio poroso, no obstante, no existe una determinada relación de proporcionalidad entre porosidad y permeabilidad (Rivera, 2004).

La permeabilidad se mide en unidades Darcy, en honor al ingeniero hidráulico francés Henry Darcy, quien formuló la ecuación que lleva su nombre, la cual dice: “la velocidad del flujo de un líquido a través del medio poroso, debido a la diferencia de presión, es proporcional al gradiente de presión en la dirección del flujo” (Ver figura 2.3). En la industria petrolera, las normas API para determinar la permeabilidad (K) de las rocas definen permeabilidad como “el régimen de flujo en mililitros por segundo de un fluido de 1 centipoise de viscosidad que pase a través de una sección de 1 cm^2 de roca, bajo un gradiente de presión de una atmósfera (760mmHg) por centímetro cuadrado, y en condiciones de flujo viscoso” (Rivera, 2004).

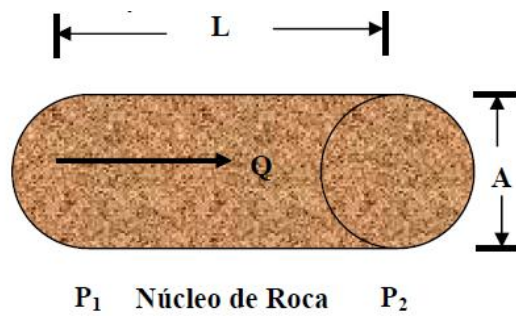


Figura 2.3. Representación de la Ley de Darcy

FUENTE: Rivera, 2004

La permeabilidad (K) se representa de la siguiente manera (Ecuación 6):

$$K = \frac{Q \mu L}{A \Delta P} \quad \text{Ec. (6)}$$

Donde:

K = Permeabilidad (Darcys)

μ = Viscosidad en la dirección de recorrido del fluido (cP)

L = Distancia que recorre el fluido (cm)

A = Sección transversal (cm^2)

ΔP = Diferencia de presión (atm) ($P_2 - P_1$)

Q = Tasa de producción (cm^3/s)

II.2.3.3.1. Ley de Darcy: Permeabilidad para un sistema monofásico

El ingeniero francés Henry Darcy, en sus estudios relativos al flujo de agua a través de lechos filtrantes de arena no consolidada, descubrió que la tasa de agua a través de un empaque de arena era proporcional a la caída de presión a través del empaque, los cuales solo fueron útiles en forma cualitativa. Más adelante descubrió en forma empírica que el flujo volumétrico de agua Q , en movimiento a través de un lecho vertical de sección transversal A y longitud L , es directamente proporcional a la carga hidrostática ρgh del fluido, aumentada por la presión P ejercida sobre la superficie libre del fluido, es decir, $(P+\rho gh) = \Phi$, donde Φ es el potencial de flujo de fluido (Araujo, 2004). La ley de Darcy se expresa de la siguiente manera:

$$Q = -Ak \frac{\Delta\Phi}{L} = -Ak \frac{\Delta(P+g\rho h)}{L} \quad \text{Ec. (7)}$$

Donde:

ρ = Densidad del fluido

g = Aceleración de gravedad

h = Altura medida

P = Presión

A = Área

L = Longitud

k = Permeabilidad

Q = Tasa de flujo

El signo negativo obedece a una convención para definir las velocidades positivas en la dirección de la caída de presión, es decir para $\Delta(P + g\rho h)$ negativos. La tasa de flujo se llama tasa de flujo aparente debido a que el área total A no está disponible para el flujo (la mayor parte de A es ocupada por el volumen de granos). La tasa real de flujo dentro del medio poroso es igual a la tasa aparente dividida entre la porosidad.

Investigaciones posteriores (Hubbert, 1956) establecieron que la tasa de flujo Q, era inversamente proporcional a la viscosidad del fluido (μ). Por consiguiente, la Ley de Darcy generalizada para un fluido homogéneo es (Ecuación 8):

$$Q = -A \frac{k \Delta \Phi}{\mu L} = -A \frac{k \Delta (P + gdh)}{\mu L} \quad \text{Ec. (8)}$$

Donde:

ρ = Densidad del fluido

g = Aceleración de gravedad

h = Altura medida

P = Presión

A = Área

L = Longitud

k = Permeabilidad

Q = Tasa de flujo

μ = Viscosidad del fluido

Si L se mide en la dirección del flujo hacia arriba y el ángulo de inclinación con la horizontal es de λ , entonces $h = L \sin \lambda$ y la ecuación de Darcy se expresa como (Ecuación 9):

$$Q = -A \frac{k}{\mu} \left(\frac{\Delta P}{L} + g \sin \lambda \right) \quad \text{Ec. (9)}$$

Donde $\Delta P/L$ es el gradiente de presión medido en la dirección del flujo y λ se considera positivo si la dirección del flujo es hacia arriba y negativo en caso contrario (Araujo, 2004).

La ecuación de Darcy en su forma elemental, es poco flexible, siendo necesaria su modificación para ser aplicada a sistemas reales.

La ecuación de Darcy expresada en la forma antes mencionada (Ecuación 9), involucra las siguientes suposiciones acerca del medio y el fluido:

- ✓ Medio poroso homogéneo
- ✓ Medio poroso o roca no reactiva
- ✓ Medio poroso saturado 100% con una fase
- ✓ Fluido Newtoniano
- ✓ Fluido incompresible
- ✓ Flujo 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. Los medios frecuentemente utilizados son el lineal y el radial.

II.2.3.3.2. Unidades de la permeabilidad

La unidad de permeabilidad es el Darcy. Se dice que una roca tiene una permeabilidad de un Darcy cuando un fluido monofásico con una viscosidad de 1 centipoise (cPs) y una densidad de 1 gr/cm^3 que llena completamente (100% saturada) el medio poroso avanza a una velocidad de 1cm/seg bajo un gradiente de presión de 1 atm. Como es una unidad bastante alta para la mayoría de las rocas productoras, la permeabilidad generalmente se expresa en milésimas de Darcy (miliDarcys).

La tabla 2.3 presenta los sistemas de unidades comúnmente usados en las aplicaciones de las ecuaciones anteriores.

Tabla 2.3. Sistemas de unidades usadas en la Ley de Darcy

FUENTE: Paris, 2009

Parámetro	Símbolo	Dimensiones	Unidades				
			SI	Británicas	cgs	Darcy	De campo
Longitud	l	L	m	ft	cm	cm	ft
Masa	m	M	kg	lb	g	g	lb
Tiempo	t	T	seg	seg	seg	seg	seg
Velocidad	v	L/T	m/seg	ft/seg	cm/seg	cm/seg	ft/seg
Tasa de flujo	q	L^3/T	m ³ /seg	ft ³ /seg	cm ³ /seg	cm ³ /seg	BN/día
Área	A	L^2	m ²	ft ²	cm ²	cm ²	ft ²
Presión	p	$(ML/T^2)/L^2$	newton/m ² (Pa)	lbf/ft ²	dina/cm ²	atm	lpca
Densidad	ρ	M/L^3	kg/m ³	lb/ft ³	g/cm ³	g/cm ³	lb/ft ³
Viscosidad	μ	M/LT	Pa-s	lbf-seg/ft ²	g/cm seg (poise)	cp	cp
Permeabilidad	k	L^2	m ²	ft ²	cm ²	darcy	md

II.2.3.3.3. Tipos de permeabilidad

Existen tres tipos de permeabilidad, absoluta, efectiva y relativa (Escobar, s.

f.)

✓ **Permeabilidad absoluta:** es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100% el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua.

✓ **Permeabilidad efectiva:** es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, y por ende siempre las permeabilidades efectivas son menores que la

permeabilidad absoluta. Se representa por K_o (permeabilidad al crudo), K_w (permeabilidad al agua) y K_g (permeabilidad al gas).

✓ **Permeabilidad relativa:** es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.0. A la saturación residual de crudo (S_{or}) o a la saturación de agua connata (S_{wc}) se tiene que $k_f \approx k_{abs}$. Si un 2-3 % de fase no mojante se introduce, esta se mete en los poros grandes y se obstaculiza el flujo de la mojante. Las permeabilidades de los fluidos que se pueden encontrar en un yacimiento son (Ecuación 10,11 y 12):

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad \text{Ec. (10)}$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad \text{Ec. (11)}$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad \text{Ec. (12)}$$

Donde:

K = Permeabilidad absoluta

K_{ro} = Permeabilidad relativa al petróleo

K_{rw} = Permeabilidad relativa al agua

K_{rg} = Permeabilidad relativa al gas

K_o = Permeabilidad efectiva al petróleo

K_w = Permeabilidad efectiva al agua

K_g = Permeabilidad efectiva al gas

II.2.3.3.4. Permeabilidad a dos fases

La existencia de dos o más fluidos en una roca porosa requiere de términos como presión capilar, permeabilidad relativa y mojabilidad bien definida. Cuando solo existe un fluido, habrá solo un conjunto de fuerzas a ser considerada que es la atracción entre las rocas y el fluido. Cuando más de un fluido está presente, existen al menos tres fuerzas activas afectando la presión capilar y la movilidad. Es necesario considerar la fuerza interactuando en la interface de los fluidos inmiscibles que se encuentran en contacto. (Rivera, 2004)

La permeabilidad relativa se determina, por lo general, para sistemas bifásicos agua-petróleo y gas-petróleo, con agua connata inmóvil, y se representa gráficamente mediante un par de curvas comúnmente referidas como curva de permeabilidad relativa para la fase no mojante (K_{nm}) y curva de permeabilidad relativa para la fase mojante (K_m). Cuando una fase mojante y otra no mojante fluyen simultáneamente en un medio poroso, cada una ellas sigue un camino separado y distinto de acuerdo con sus características mojantes, lo cual da como resultado la permeabilidad relativa para la fase mojante y la no mojante. Si consideramos el modelo capilar mostrado en la figura 2.4 se observa que las fuerzas capilares hacen que la fase mojante se encuentre dentro del espacio poroso cercano a las paredes, ocupando los canales de flujo de los poros más pequeños. Estos canales no contribuyen al flujo, y por lo tanto, la presencia de saturaciones bajas de la fase

mojante afectará la permeabilidad de la fase no mojante solo hasta cierto punto (Paris, 2009)

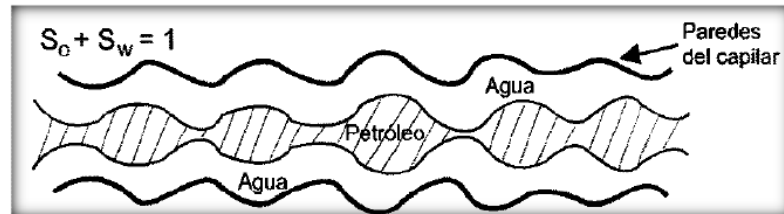


Figura 2.4. Modelo capilar en sistema mojado por agua

FUENTE: Paris, 2009

Si la fase no mojante se localiza en la parte central, ocupa el espacio poroso mas grande, contribuyendo así al flujo del fluido a través del yacimiento y, por lo tanto, las bajas saturaciones de la fase no mojante podrán reducir drásticamente la permeabilidad de la fase mojante. La figura 2.5 presenta un par de curvas típicas de permeabilidades relativas para un sistema agua-petróleo, considerando el agua como la fase mojante.

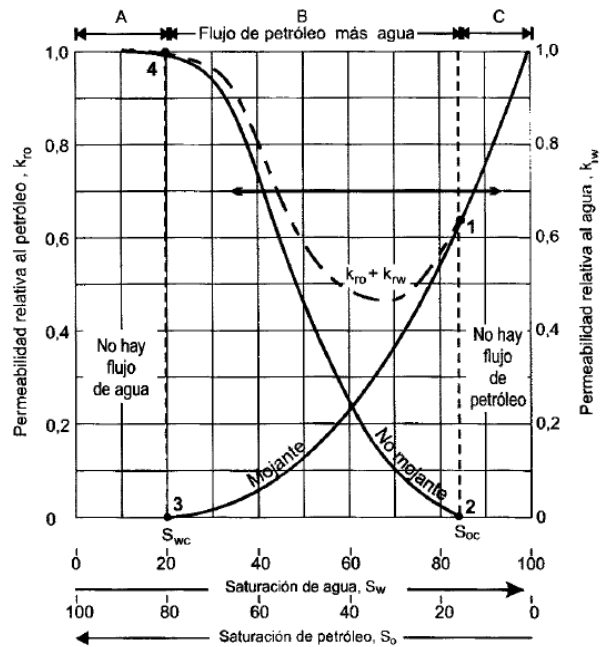


Figura 2.5. Comportamiento típico del flujo de dos fases. Sistema mojado al agua

FUENTE: Paris, 2009

En la figura anterior se pueden distinguir cuatro puntos muy importantes:

✓ **Punto 1:** en la curva de permeabilidad relativa de la fase mojada muestra que una saturación pequeña de la fase no mojada reducirá drásticamente la permeabilidad relativa de la fase mojada. La razón de esto es que la fase no mojada ocupa los espacios de los poros más grandes, lo cual facilitará el flujo de dicha fase.

✓ **Punto 2:** en la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojada muestra que esta comienza a fluir a saturaciones relativamente bajas.

En el caso de que ésta sea petróleo, la saturación en este punto se denomina saturación de petróleo crítica (S_{oc}).

✓ **Punto 3:** en la curva de permeabilidad relativa de la fase mojanante muestra que esta cesa de fluir a saturaciones relativamente grandes. Esto se debe a que dicha fase ocupa preferencialmente los espacios porosos más pequeños, donde las fuerzas capilares son mayores. La saturación de agua en este punto se refiere como a saturación de agua irreducible (S_{wirr}) o saturación de agua connata (S_{wc}) (ambos términos son intercambiables).

✓ **Punto 4:** en la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojanante muestra que, a bajas saturaciones de la fase mojanante, los cambios en la saturación de esta última tienen poco efecto en la magnitud de dicha curva. La razón es que, a bajas saturaciones, el fluido de la fase mojanante ocupa los espacios porosos más pequeños y materialmente no contribuye al flujo y, por lo tanto, al cambiar la saturación de éstos su efecto en el flujo de la fase no mojanante es mínimo. Esto indica que una porción del espacio poroso disponible, aunque interconectado, contribuye poco a la capacidad conductiva de los fluidos.

Este proceso puede visualizarse en reverso. En la figura anterior se ha considerado que la fase no mojanante es el petróleo y la fase mojanante es el agua. Las curvas mostradas, que son típicas para las fases mojanante y no mojanante, se pueden invertir para visualizar el comportamiento de un sistema donde el petróleo sea la fase mojanante (Paris, 2009).

Además existen 3 zonas características, zona A, zona B y zona C representadas la figura anterior:

✓ **Zona A:** representa el valor de la saturación de agua que varía desde cero a la saturación de agua irreducible (S_{wirr}) o saturación de agua connata (S_{wc}), valor mínimo de saturación de agua que podemos encontrar en un yacimiento.

✓ **Zona B:** varía entre la S_{wirr} y $1-S_{or}$, mostrando la relación existente entre ambas fases, en esta zona la suma de la permeabilidad relativa al petróleo y la permeabilidad relativa al agua es menor que uno, ya que cuando hay dos fases inmiscibles en un medio poroso se obstaculizan el flujo entre ellas.

✓ **Zona C:** representa la S_{or} , y muestra el petróleo que queda atrapado en la roca después de un flujo normal inmisible en un sistema agua/petróleo durante un proceso de desplazamiento.

A su vez, hay factores determinantes que ayudan a estudiar las curvas de permeabilidad relativa, uno de ellos es la saturación de la muestra, de ella depende si el proceso de desplazamiento será por drenaje o imbibición. En la figura anterior donde la fase mojante es el agua e inicia saturando la roca, los datos de permeabilidad relativa se obtendrán disminuyendo la saturación de la misma mientras fluye el fluido no mojante que en este caso es el petróleo, este proceso será llamado drenaje. Por el contrario, si los puntos de permeabilidad relativa se obtienen aumentando la saturación de agua, el proceso será llamado imbibición.

La diferencia en permeabilidad cuando se cambia la historia de saturación se denomina histéresis (Paris, 2009). (Ver Figura 2.6)

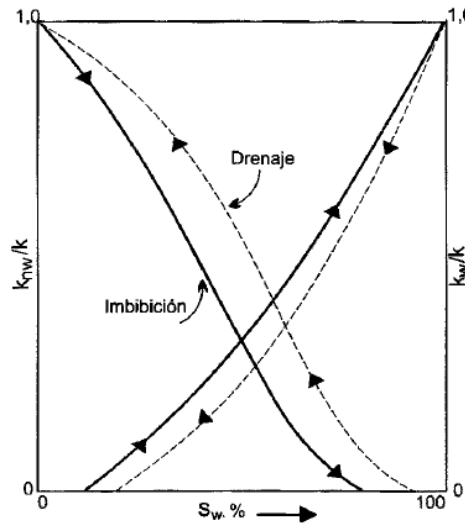


Figura 2.6. Efectos de la histéresis en las permeabilidades relativas

FUENTE: Paris, 2009

II.2.3.3.5. Factores que afectan las curvas de permeabilidad relativa

Si todos los fluidos mojaran el medio poroso de la roca con el mismo grado, entonces los datos tomados con un sistema petróleo-gas pueden ser los mismos que aquellos tomados en un sistema agua-petróleo. Como todos los fluidos no mojan a una determinada roca con el mismo grado y el agua no siempre es el fluido que moja preferiblemente la roca, se han realizado investigaciones para mostrar el efecto que la mojabilidad tiene sobre los datos de permeabilidad relativa para sistemas roca/agua/petróleo. Los valores de permeabilidad relativa, entonces, si son afectados

por los cambios en la distribución de los fluidos, esto por las diferentes características de la mojabilidad. (Trejo, 2010).

Si se observa la figura 2.7, las curvas 1 y 2 corresponden a un sistema mojado por agua, mientras que la curva 3 a un sistema preferentemente mojado por petróleo. Cuando la roca es mojada preferentemente por agua, la misma pierde su movilidad a valores mayores de saturación de agua comparado con la roca mojada por petróleo. Este factor indica que el petróleo puede estar retenido en alguno de los más tortuosos y pequeños patrones de flujo dentro del medio poroso.

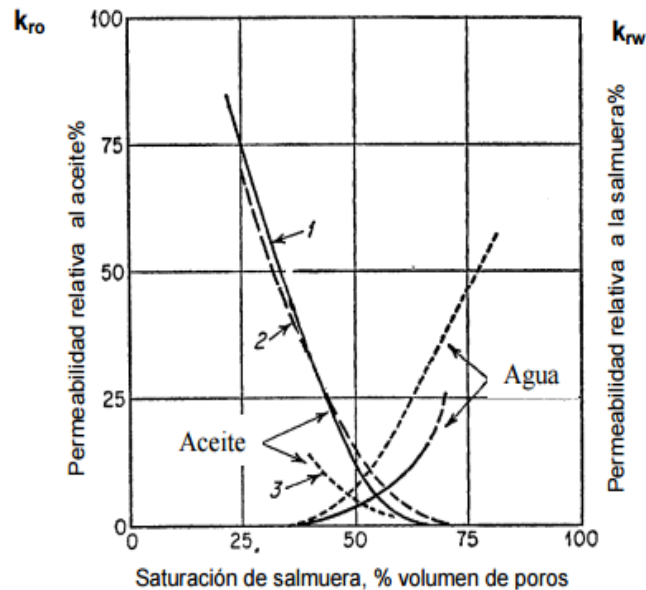


Figura 2.7. Efecto de la mojabilidad sobre las permeabilidades relativas

FUENTE: Trejo, 2010

Existe también un efecto debido a la historia de saturación sobre la permeabilidad relativa. En la figura 2.8 se muestra que los valores de permeabilidad relativa a la fase mojante en un proceso de imbibición son menores que en un proceso de drenaje. Esto se debe al atrapamiento de la fase no mojante por parte de la mojante. La fase no mojante es dejada en los poros en forma discontinúa e inmóvil.

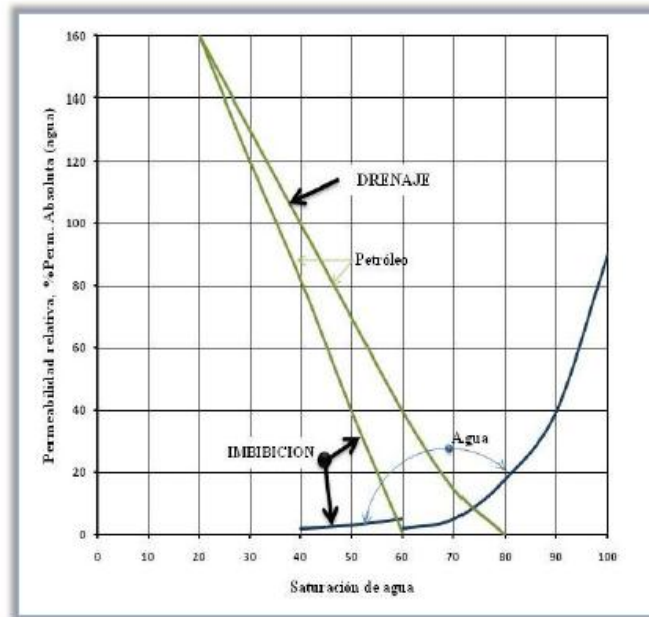


Figura 2.8. Histéresis de curvas de permeabilidad relativa

FUENTE: Trejo, 2010

La histéresis de las curvas de permeabilidad relativa a la fase mojante es mucho menor que a la no mojante ya que el atrapamiento de la fase mojante en este caso, es mucho menor.

En cuanto a la porosidad y permeabilidad se puede observar que las presiones de sobrecarga afectan y modifican los valores de estas dos propiedades, sin embargo,

se ha reportado como se muestra en la figura 2.9, que las presiones de sobrecarga no afectan los datos de permeabilidad relativa pero las permeabilidades efectivas si son alteradas.

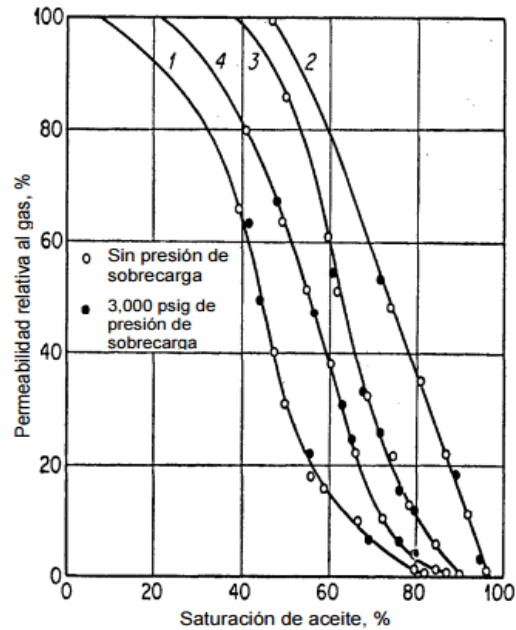


Figura 2.9. Comparación entre las permeabilidades relativas con presión de sobrecarga y sin ella

FUENTE: Trejo, 2010

En la figura 2.10 se presentan las permeabilidades relativas para varios medios porosos. Estas curvas indican el efecto que tienen la configuración del poro y la distribución del tamaño de poro sobre la permeabilidad relativa. Estas curvas no pueden ser interpretadas como representativas de los tipos de medios porosos pero si como las ilustrativas de los efectos que tiene la geometría de los poros sobre la permeabilidad relativa.

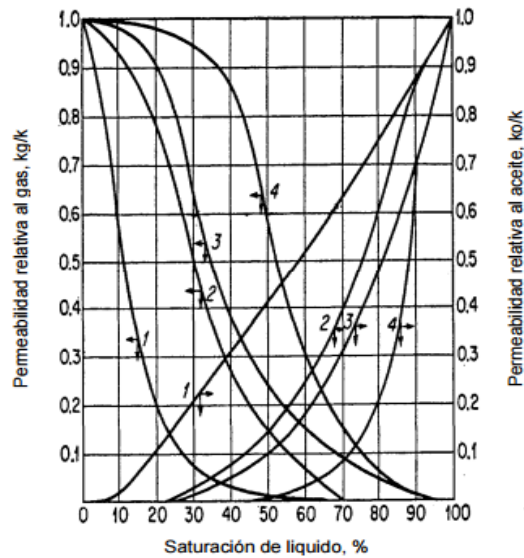


Figura 2.10. Efecto de la geometría y distribución de los poros sobre la permeabilidad relativa en muestras de distintas rocas. 1 Tubo capilar, 2 Dolomita, 3 Arenas no consolidadas, 4 Arenas consolidadas

FUENTE: Trejo, 2010

II.2.3.3.6. Determinación de curvas de permeabilidad relativa

Las permeabilidades relativas para una muestra o formación particular depende de las saturaciones de los fluidos. Para hacer una predicción del comportamiento futuro de un yacimiento, se necesitan relaciones de permeabilidad relativa de los fluidos envueltos en el sistema. Existen dos técnicas experimentales para evaluar la permeabilidad relativa, las cuales se clasifican en (Araujo, 2004):

a) **Pruebas de estado estacionario:** en el cual fluidos inmiscibles son inyectados simultáneamente dentro de la muestra. El petróleo y el agua se inyectan a una razón agua/petróleo particular constante. La inyección a esta razón constante se mantiene hasta que el flujo de salida de cada fase sea igual al flujo dentro de la muestra, es decir, hasta que se alcanza la condición de estado estacionario, luego se mide:

- ✓ Tasa de flujo
- ✓ Caída de presión
- ✓ Temperatura del fluido
- ✓ Saturación de la muestra

En este caso la permeabilidad relativa puede ser calculada directamente a partir de la ecuación de Darcy para flujo multifásico. Una vez determinadas las propiedades geométricas de la muestra, y las propiedades de los fluidos (viscosidad del agua y del petróleo se usa la Ley de Darcy en su forma (ver ecuación 13):

$$q_i = \frac{kA\Delta P}{\mu_i L} * k_{ri} \quad \text{Ec. (13)}$$

Donde:

q_i = Tasa del fluido en estudio (agua o petróleo)

k = Permeabilidad absoluta

A = Área

ΔP = Diferencial de presión

μ_i = Viscosidad del fluido

L = Longitud

k_{ri} = Permeabilidad relativa del fluido

Uno de los problemas que se presentan en la práctica, es la imposibilidad de eliminar los efectos de tamaño finito de la muestra, el cual se debe a que dentro del medio poroso de la roca, dos fluidos existen a diferentes presiones debidos a la tensión superficial; sin embargo, fuera del medio los dos fluidos están a la misma presión. Los fluidos se distribuyen para minimizar la discontinuidad de presión en la superficie del medio poroso.

b) **Pruebas de desplazamiento dinámico:** donde uno de los fluidos inmiscibles desplaza al otro. Es más rápido que el método estacionario, sin embargo, el análisis matemático es más complicado, generalmente se usa la teoría desarrollada por Buckley y Leverett y extendida por Welge para el análisis de los datos experimentales obtenidos con esta metodología.

En el laboratorio, se utiliza una celda tipo Hassler y bombas de desplazamiento de tasa constante. La muestra es colocada en la sección central de un porta muestra y en los extremos se colocan dos anillos piezoeléctricos para la determinación de las caídas de presión a través del núcleo, con esto se eliminan buena parte de los efectos del borde. Para determinar k_{wo} la muestra se satura con crudo y agua de formación. Luego se desplaza un pequeño volumen de agua simultáneamente con el petróleo para incrementar la saturación de agua en el núcleo. 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 toma constante.

La presión y tasa de flujo son utilizadas para calcular las permeabilidades efectivas y relativas. La saturación de fluido correspondiente se obtiene mediante el pesado de la muestra antes y después del proceso.

Luego se lleva la muestra a saturación residual de crudo mediante desplazamiento con agua, esto puede hacerse con la ayuda de una centrífuga. Una de las ventajas de éste método con respecto al estado estacionario es que se puede medir la caída de presión, las tasas de flujo y la saturación del fluido como función del tiempo. Para determinar la permeabilidad relativa con este método es necesario que:

- ✓ El gradiente de presión sea lo suficientemente grande para minimizar los efectos de presión capilar

- ✓ 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.

- ✓ El núcleo debe ser homogéneo.

- ✓ La tasa de flujo y propiedades de los fluidos deben permanecer constantes durante la prueba.

II.2.3.3.7. Correlaciones para la realización de las curvas de permeabilidad relativa

Cuando no existen datos de permeabilidades relativas tomados de muestras actuales del yacimiento en estudio, se hace necesario estimar las permeabilidades relativas de alguna otra forma. A tal efecto, se han desarrollado varios métodos y correlaciones de acuerdo con el número de fases influyentes en el medio poroso.

✓ Método JBN (Glover, 2013)

El método JBN desarrollado por Johnson, Bossler y Nauman, basándose parcialmente en un trabajo previo de Welge, así como en la conocida teoría de Buckley y Leverett para el desplazamiento de dos fluidos incomprensibles e inmiscibles a través de un medio poroso homogéneo, es un modelo matemático que determina las permeabilidades relativas y comprende un conjunto de ecuaciones que se obtienen a partir de principios de conservación y de leyes básicas, como el principio de conservación de la masa y la Ley de Darcy, los cuales se combinan con la teoría de desplazamiento de Buckley y Leverett. Las ecuaciones de JBN son las siguientes:

✓ Saturación de agua irreducible (S_{wirr})

$$S_{wirr} = \frac{V_p - V_{ad}}{V_p} \quad \text{Ec. (14)}$$

Donde:

V_p = Volumen poroso

V_{ad} = Volumen de agua desplazado

✓ Saturación de agua promedio (S_{wp})

$$S_{wp} = \frac{V_o}{V_p} + S_{wirr} \quad \text{Ec. (15)}$$

Donde:

V_o = Volumen de crudo

V_p = Volumen poroso

✓ Agua inyectada acumulada (WID)

$$WID = \frac{V_o}{V_p} \quad \text{Ec. (16)}$$

Donde:

V_o = Volumen de crudo

V_p = Volumen poroso

- ✓ Radio de inyección (I_R)

$$I_R = \frac{\Delta p_i}{\Delta p} \quad \text{Ec. (17)}$$

Donde:

Δp_i = Diferencial de presión en las condiciones iniciales

Δp = Diferencial de presión en cada fracción

- ✓ Delta 1 (Δ_1)

$$\Delta_1 = \frac{1}{WID_n} - \frac{1}{WID_{n-1}} \quad \text{Ec. (18)}$$

- ✓ Delta 2 (Δ_2)

$$\Delta_2 = \frac{1}{WID_n} * I_{R_n} - \frac{1}{WID_{n-1}} I_{R_{n-1}} \quad \text{Ec. (19)}$$

- ✓ Flujo fraccional de crudo (f_o)

$$f_o = \frac{1}{1 + \frac{k_{rw} * \mu_o}{k_{ro} * \mu_w}} \quad \text{Ec. (20)}$$

- ✓ Saturación de agua final (S_w)

$$S_w = S_{wp} - (f_o * WID) \quad \text{Ec. (21)}$$

- ✓ Permeabilidad relativa al crudo (K_{ro})

$$K_{ro} = f_o * \frac{\Delta_2}{\Delta_1} \quad \text{Ec. (22)}$$

- ✓ Permeabilidad relativa al agua (K_{rw})

$$K_{rw} = K_{ro} * \frac{\mu_w * (1 - f_o)}{\mu_o * f_o} \quad \text{Ec. (23)}$$

- ✓ **Correlaciones de Willie (Escobar, s. f.)**

Presenta un conjunto de ecuaciones para el cálculo de las permeabilidades relativas del petróleo y del agua, en función a la saturación de la fase mojante. Las ecuaciones expuestas por Willie poseen una serie de potenciales cuyos números están asociados a sistemas de arenas no consolidadas con grano pobremente clasificado y se presentan a continuación.

- Saturación (S)

$$S = \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \quad \text{Ec. (24)}$$

- Permeabilidad relativa al crudo (K_{ro})

$$K_{ro} = (1 - S)^2 \quad \text{Ec. (25)}$$

- Permeabilidad relativa al agua (K_{rw})

$$K_{rw} = S^{3,5} \quad \text{Ec. (26)}$$

✓ **Correlaciones de Corey & Asociados**

Corey propuso una expresión matemática para generalizar los datos de permeabilidades relativas. Estas ecuaciones fueron deducidas a partir de las curvas de Burdine donde determinan permeabilidades relativas a dos fases de las curvas de presión capilar. Las cuales a su vez fueron generalizadas a partir de las ecuaciones de Kozeny–Carman. Las ecuaciones desarrolladas para sistemas de arenas no consolidadas fueron las siguientes (Rivera, 2004):

✓ **Drenaje**

- Saturación (S)

$$S = \frac{S_o}{1 - S_{wirr}} \quad \text{Ec. (27)}$$

- Permeabilidad relativa al agua (K_{rw})

$$K_{rw} = (1 - S)^2 \quad \text{Ec. (28)}$$

- Permeabilidad relativa al crudo (K_{ro})

$$K_{ro} = S^3 \quad \text{Ec. (29)}$$

✓ **Imbibición**

- Saturación (S)

$$S = \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \quad \text{Ec. (30)}$$

- Permeabilidad relativa al agua (K_{rw})

$$K_{rw} = S^3 \quad \text{Ec. (31)}$$

- Permeabilidad relativa al crudo (K_{ro})

$$K_{ro} = (1 - S)^3 \quad \text{Ec. (32)}$$

✓ Modelos Híbridos

Márquez y colaboradores (2014) en su trabajo, realizaron pruebas de desplazamiento para la obtención de curvas de permeabilidad relativa para sistemas de crudos pesados y extrapesados asociados a yacimientos no consolidados. En su investigación realizó un ajuste en las correlaciones de Willie y Corey & Asociados, con la finalidad de obtener un mejor comportamiento de las curvas de K_r , para ello implementó un modelo matemático híbrido, partiendo de las saturaciones de agua obtenidas mediante la ecuación del método JBN (Ecuación 21) que toma en cuenta el comportamiento del flujo fraccional de los fluidos, logrando así definir un perfil de saturación más cercano a la realidad del yacimiento y obteniendo las permeabilidades relativas haciendo uso de las mencionadas correlaciones, razón por la cual se introduce el término de modelo híbrido JBN - Willie y JBN - Corey & Asociados (imbibición y drenaje) para el procesamiento de los datos experimentales.

El procedimiento para la obtención de las permeabilidades relativas al agua y al crudo mediante los modelos híbridos JBN - Willie y JBN – Corey & Asociados, se describe a continuación:

- Mediante el método de JBN, se calcula la saturación de agua final (S_w) usando de la ecuación 21.
- La S_w obtenida anteriormente se sustituye en la ecuación 24 y 30 para obtener la saturación (S) de los modelos híbridos JBN - Willie y JBN – Corey & Asociados respectivamente.
- Con la saturación (S) se calculan las permeabilidades relativas al agua y al petróleo, por medio de las ecuaciones 25 y 26 para el caso del modelo matemático híbrido JBN - Willie y por las ecuaciones 31 y 32 para el caso del modelo matemático híbrido JBN – Corey & Asociados. El uso de una correlación en particular dependerá de las características del yacimiento estudiado.
- Luego se grafican las K_r calculadas en función de la saturación de agua final (S_w) obtenida por el método JBN.

II.2.3.4. Mojabilidad

La mojabilidad se refiere a la tendencia de un fluido a adherirse o esparcirse en una superficie sólida en presencia de otro fluido inmisible, 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 (Araujo, 2004).

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.

En la figura 2.11 se muestra lo que sería una vista de una roca que tiene diferente mojabilidad. Puede observarse, para el caso (a) en el que la fase continua en la superficie de la roca es el crudo, representa a una roca mojada por crudo, en donde el fluido que se moverá con mayor facilidad será el agua y para el caso (b) existe una mojabilidad al agua, en el que la fase continua es el agua y en la cual el aceite tendrá mayor facilidad para moverse, en ambos casos los poros más pequeños tienden a estar llenos con el fluido mojante (Trejo, 2010).

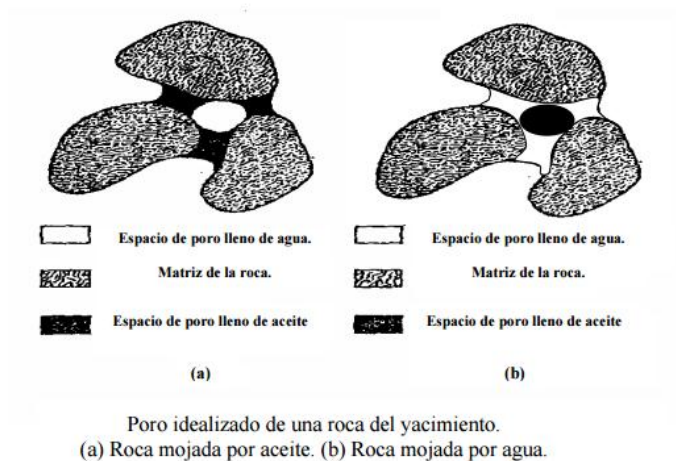


Figura 2.11. Esquema de mojabilidad de una roca

FUENTE: Trejo, 2010

II.2.3.4.1. Tipos de mojabilidad

Las características de mojado de una superficie mineral, dependen de la composición química del crudo, presión, temperatura, naturaleza de las paredes de los poros de las rocas, química del agua y la presencia de componentes activos en la superficie. Existe un amplio espectro de condiciones de mojado el cual incluye las siguientes condiciones de mojabilidad (Araujo, 2004):

✓ **Mojabilidad completa o uniforme:** comprende superficies minerales que presentan una afinidad marcada por un fluido. El fluido mojante se distribuye en el espacio poroso entre la superficie de los poros y la fase no mojante.

✓ **Mojabilidad débil:** se presenta en superficies minerales que no poseen una afinidad muy marcada por un fluido, pero significativa si se compara con la afinidad hacia otros fluidos.

✓ **Mojabilidad intermedia o neutra:** comprende superficies minerales que no presentan preferencia marcada a un fluido u otro.

✓ **Mojabilidad fraccionada:** una porción de roca es fuertemente mojada por agua, mientras que la restante es mojada al petróleo. En este caso los componentes del crudo son fuertemente absorbidos en ciertas áreas de la roca, mientras que el resto presenta fuerte mojabilidad al agua.

✓ **Mojabilidad mixta:** las zonas de la roca mojadas por petróleo forman partes continuas a través de los poros grandes, mientras que los poros pequeños permanecen mojados por agua.

✓ **Mojabilidad damaltiana:** este es un tipo de mojabilidad fraccional a escala de segmento de poro.

II.2.3.4.2. Métodos para la determinación de la mojabilidad

Entre los diferentes métodos existentes para evaluar la mojabilidad de superficies sólidas, están los que permiten la evaluación cuantitativa, por ejemplo a través de la medición de ángulos de contacto. Además los que permiten una evaluación cualitativa, entre los que se encuentran el análisis de curvas de permeabilidad relativa *versus* saturación de la fase mojante, pruebas de imbibición espontánea de agua o petróleo, pruebas de adhesión, medición del tiempo de inmersión, pruebas de avance capilar, entre otros (Araujo, 2004). A continuación, se presenta una breve descripción de los métodos más importantes:

✓ **Medidas de ángulos de contacto**

Es probablemente la usada con mayor frecuencia. Aunque existen ciertas dificultades asociadas con la medición y la interpretación de los ángulos de contacto, es uno de los métodos más comunes para obtener la mojabilidad. Cuando se realizan en forma correcta, las mediciones de los ángulos de contacto son simples y proporcionan información muy valiosa. La figura 2.12 muestra varias condiciones de

mojado para sistemas agua/petróleo medidas mediante ángulos de contacto (Araujo, 2004).

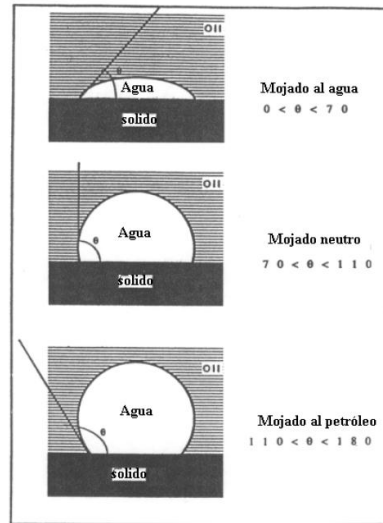


Figura 2.12. Medidas de ángulos de contacto en sistemas agua/petróleo

FUENTE: Araujo, 2004

La forma mas común para medir ángulo de contacto en el laboratorio consiste en tomar dos placas de cristal pulimentadas, constituidas por el material predominante de la roca yacimiento y entre ellas se coloca una gota de petróleo y se sumerge en una muestra de agua de formación, las dos placas son desplazadas con respecto a su posición inicial con este desplazamiento, el agua ocupará una porción del cristal previamente cubierta con petróleo. El ángulo de contacto θ de la nueva superficie expuesta al agua, se mide en función del tiempo, hasta que la gota de petróleo alcance el equilibrio. La desventaja de este método es que el alcanzar el equilibrio requiere de muchas horas (Araujo, 2004).

✓ **Pruebas de adhesión**

El contacto íntimo entre el crudo y una superficie mineral en un yacimiento, depende de la estabilidad de las películas de agua entre el crudo y la superficie mineral. Las pruebas se realizan en las mismas celdas utilizadas para medir ángulos de contacto, después de medir ángulos de contacto, la gota de crudo se succiona con una bureta monitoreando el ángulo de contacto de avance del agua y midiéndolo.

Este proceso se lleva a cabo hasta que la gota se desprende de la superficie, pudiendo ocurrir cualquiera de los tres comportamientos siguientes: adhesión permanente, no adhesión y adhesión temporal, donde la gota se desprende al final y flota en el agua de formación (Araujo, 2004).

✓ **Pruebas de imbibición de agua o petróleo**

El método propuesto por Amott en 1959, para determinar la mojabilidad de rocas de yacimiento, combina imbibición espontánea con desplazamiento forzado para inferir la mojabilidad de una muestra de roca. Se basa en el hecho de que un fluido mojante será imbibido en forma espontánea, desplazando a otro fluido no mojante.

La metodología Amott para las pruebas de laboratorio consiste inicialmente en centrifugar la muestra saturada 100% de crudo dentro de agua de formación hasta alcanzar la condición de saturación de petróleo residual. Posteriormente se sumerge la muestra en un recipiente con crudo, transcurrido un período de aproximadamente

20 horas (Trejo, 2010), se mide el volumen de agua desplazado por imbibición espontánea del crudo dentro de los poros de la muestra (V_{wsp}), a continuación se centrifuga la muestra en crudo hasta alcanzar la condición de saturación de agua irreducible y se mide la cantidad de agua desplazada incluyendo el volumen por imbibición espontánea (V_{wt}). Después de esta etapa se sumerge la muestra en un recipiente de agua de formación y después de 20 horas de inmersión (Trejo, 2010) se mide el volumen de crudo desplazado espontáneamente por la imbibición de agua dentro de los poros (V_{osp}), se centrifuga la muestra en agua de formación hasta alcanzar la saturación de petróleo residual y se mide entonces el volumen total desplazado de crudo (V_{ot}). Para analizar los resultados de las pruebas se utilizan las relaciones de desplazamiento por crudo y la relación de desplazamiento por agua que se definen de la siguiente manera:

✓ Relación de desplazamiento por crudo:

$$\delta_o = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad \text{Ec. (33)}$$

✓ Relación de desplazamiento por agua:

$$\delta_w = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \quad \text{Ec. (34)}$$

Amott determinó que las rocas que son mojadas preferiblemente por agua la relación de desplazamiento por agua tiene un valor positivo, mientras que la relación de desplazamiento por aceite tiene un valor de cero, para el caso de unas rocas que

son mojadas preferentemente por crudo se tienen valores positivos en la relación de desplazamiento por crudo y la relación de desplazamiento por agua vale cero. Los valores de ambos factores de desplazamiento son cero en núcleos con mojabilidad neutra.

Los trabajos de Boneau (1977) y Tranrham (1977) reportan una modificación a la técnica de original de Amott, conocida esta como el método de Amott-Harvey, en el cual se comienza la prueba centrifugando la muestra con agua de formación y se deslaza posteriormente con crudo para llevarla a saturación de agua irreducible, después de esto se aplica el método de Amott antes descrito y se calculan las relaciones de desplazamiento.

En este método el índice de mojabilidad (I) se define como el Índice de Amott-Harvey y se expresa de la siguiente manera:

$$I = \delta_w - \delta_o \quad \text{Ec. (35)}$$

La ecuación combina las dos relaciones de desplazamiento dentro de un solo índice de mojabilidad el cual varía de +1 para una mojabilidad al agua a -1 para una mojabilidad al aceite.

Cuiec (1984) propuso los rangos para clasificar la mojabilidad de las rocas de acuerdo al índice de Amott-Harvey, los cuales se pueden observar en la tabla 2.4.

Tabla 2.4. Clasificación de Cuiec de la mojabilidad para Índice de Amott-Harvey

FUENTE: Cuiec (1984)

Índice de Amott-Harvey (I)	Condición de mojado
$0,3 \leq I \leq 1$	Mojado al agua
$0,1 < I < 0,3$	Ligeramente mojado por agua
$-0,1 < I < 0,1$	Mojabilidad intermedia
$-0,3 < I < -0,1$	Ligeramente mojado por aceite
$-1 \leq I \leq -0,3$	Mojado por aceite

✓ **Métodos de curvas de permeabilidad relativa**

Existen varios métodos basados en los efectos de la mojabilidad sobre las curvas de permeabilidad relativa. Estos métodos utilizan las reglas de Craig (Craig, 1971) para diferenciar entre núcleos fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por crudo. En la tabla 2.5 se muestran dichas reglas.

Tabla 2.5. Reglas de Craig para curvas de permeabilidad relativa

FUENTE: Craig, 1971

	Mojado al petróleo	Mojado al agua
Saturación de agua irreducible, S_{wirr}	< 15%	> 20%
S_w del Punto de intersección	< 50%	> 50%
K_{rw} @ S_{or}	> 0,5 y acercándose a 1	Generalmente <0,3

K_{rw} = Permeabilidad relativa al agua, S_{or} = Saturación de petróleo residual, S_w = Saturación de agua

II.3. Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco, es la fuente de reservas de hidrocarburos líquidos más grande del mundo, comprende una extensión de 55.314 km² y un área de explotación actual de 13.000 km², ubicada al norte del río Orinoco, fue nombrada de esta manera dada a la cercanía del río, pues como tal la formación geológica de los yacimientos no está relacionada con el mismo. Estos territorios comprenden parte de los estados venezolanos de Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, desde el suroeste de la ciudad de Calabozo, en Guárico, hasta la desembocadura del río Orinoco en el océano Atlántico. Forma parte de la cuenca sedimentaria oriental de Venezuela y por las magnitudes de los yacimientos de petróleo y gas, constituye una subcuenca por sí misma. Es considerada la acumulación más grande de petróleo pesado y extrapesado que existe en el mundo.

Esta región petrolera fue dividida en cuatro grandes áreas, siendo estas de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, y a su vez fue segmentado en 29 bloques de 500 km² cada uno aproximadamente con la finalidad de optimizar los planes de explotación de petróleo. (PDVSA, 2007)

La distribución de los bloques en cada campo es el siguiente:

1. Boyacá: 7 Bloques

2. Junín: 11 Bloques
3. Ayacucho: 8 Bloques
4. Carabobo: 3 Bloques

✓ **Geología Faja Petrolífera del Orinoco (WEC, 1997)**

La Faja Petrolífera del Orinoco corresponde a un sistema deltaico que genéricamente tuvo su origen en los sistemas fluviales del Macizo Guayanés. La columna sedimentaria está representada por tres ciclos; el primero se depositó discordantemente sobre el Macizo Guayanés y contiene arenas de granos gruesos pertenecientes al Paleozoico Superior, el siguiente corresponde a una trasgresión marina ocurrida en el Cretáceo y se caracteriza por areniscas delgadas con intercalaciones de lutitas en ambientes marinos de poca profundidad. El último ciclo se formó después de retirarse el mar dando origen a formaciones transgresivas del Terciario.

A través de los estados que comprende la FPO, se extiende la cuenta oriental de Venezuela, prolongándose hacia la plataforma deltana y el sur de Trinidad. La topografía es una depresión estructural, que limita al norte por la cordillera de la costa, al sur por el río Orinoco, al este por la plataforma del Delta del Río Orinoco y al oeste por el lineamiento de El Baúl. (Ver figura 2.13)

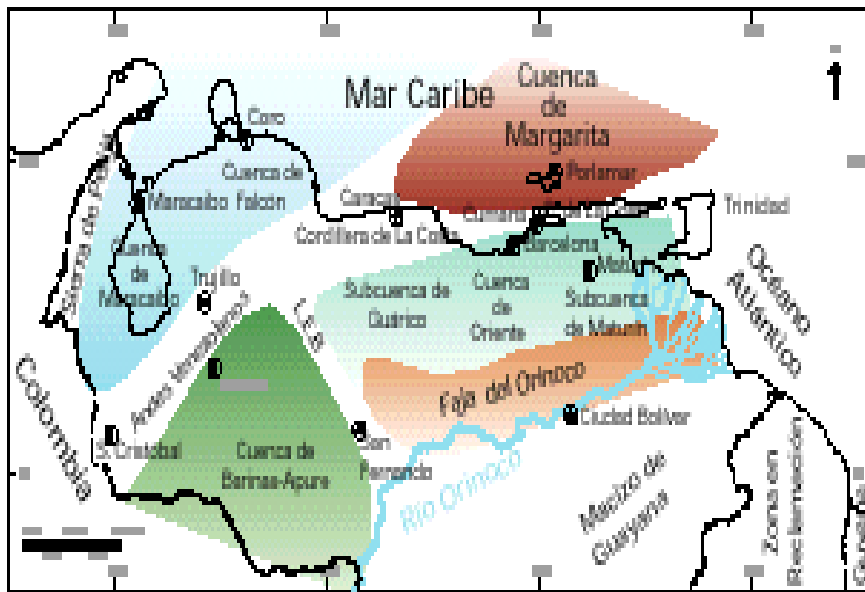


Figura 2.13. Cuencas petrolíferas de Venezuela

FUENTE: WEC, 1997

A su vez, por su extensión, la cuenca oriental ha sido dividida en dos subcuencas: La cuenca de Guárico y la de Maturín.

- Subcuenca de Guárico

Comprende los campos del Estado Guárico y parte del norte del Estado Anzoátegui. El flanco norte de la subcuenca se encuentra asociado al frente de la deformación donde se ubica el sistema de fallas de Guárico (Ver figura 2.14).

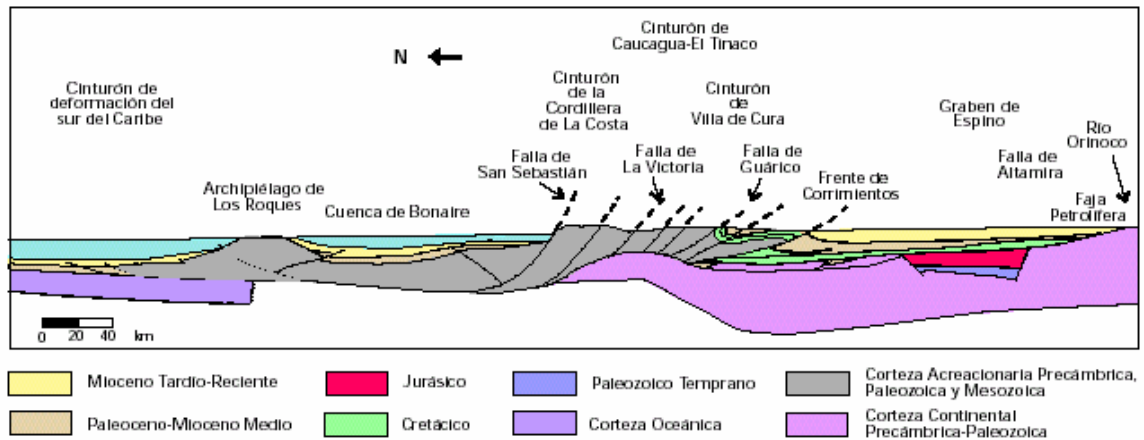


Figura 2.14. Subcuenca de Guárico

FUENTE: WEC, 1997

Hacia el sur la estructura es más sencilla con evidencias de depresiones estructurales en las que se conservaron rocas jurásicas y paleozoicas y con un acuñaamiento de las secuencias cretácicas y terciarias en la misma dirección. Las principales trampas son combinaciones de tipo estructural y estratigráfico. La roca madre principal se asocia a los Grupos Guayuta y Temblador (Figura 2.15).

La generación de hidrocarburos está asociada al avance de las napas y lleva rápidamente a la ventana de gas por sobrecarga tectónica, por lo menos desde el Eoceno Tardío; de ahí que la principal acumulación al sur del frente de montañas sea de gas y no de petróleo líquido. No obstante, se ha postulado una migración cercana a la edad de la formación de las fallas Mioceno Tardío en la región de Guárico Central, con características de materia orgánica de origen marino (WEC, 1997).

Esto refleja la importancia del Grupo Temblador, en los campos del Estado Guárico como potencial roca madre. También se ha postulado la generación de hidrocarburos parafínicos a partir de formaciones yacimiento, como: Roblecito y Oficina.

Hacia el sur del Estado Guárico, las unidades cretácicas y terciarias se acuñan gradualmente, generándose trampas estratigráficas y de sellos asfálticos en lo que se ha denominado la Faja Petrolífera del Orinoco, de yacimientos Neógenos y cuya migración parece haber ocurrido no solo de norte a sur (WEC, 1997).

Se supone que estos crudos de tipo nafténico-parafínico se originaron a partir de una roca madre cretácica, y su migración de decenas de kilómetros se vio favorecida por la discordancia basal del terciario (Neógeno-Cretácico y Neógeno-Basamento).

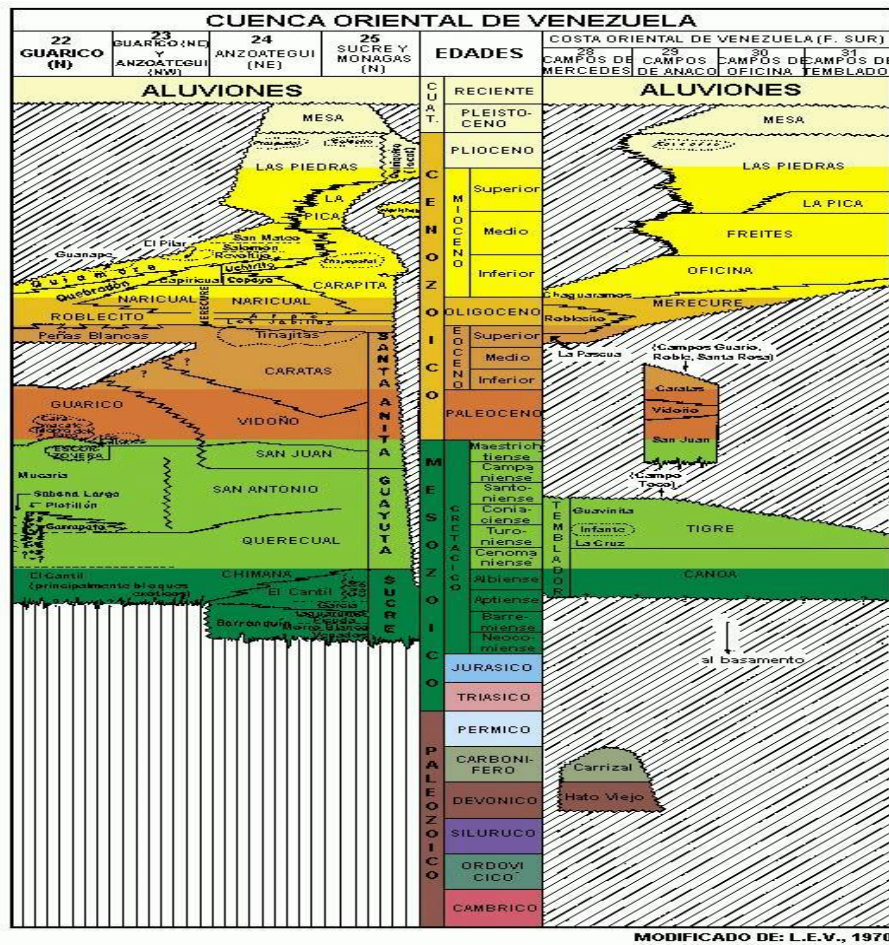


Figura 2.15. Columna estratigráfica de la Cuenca Oriental

FUENTE: WEC, 1997

- Subcuenca de Maturín

La Subcuenca de Maturín (Ver figura 2.16) constituye la principal unidad petrolífera de la cuenca oriental. Podría afirmarse que la deformación estructural y los acunamientos de las unidades estratigráficas hacia el sur definen dos dominios operacionales: uno al norte del Corrimiento de Pirtal y otro al sur (WEC, 1997).

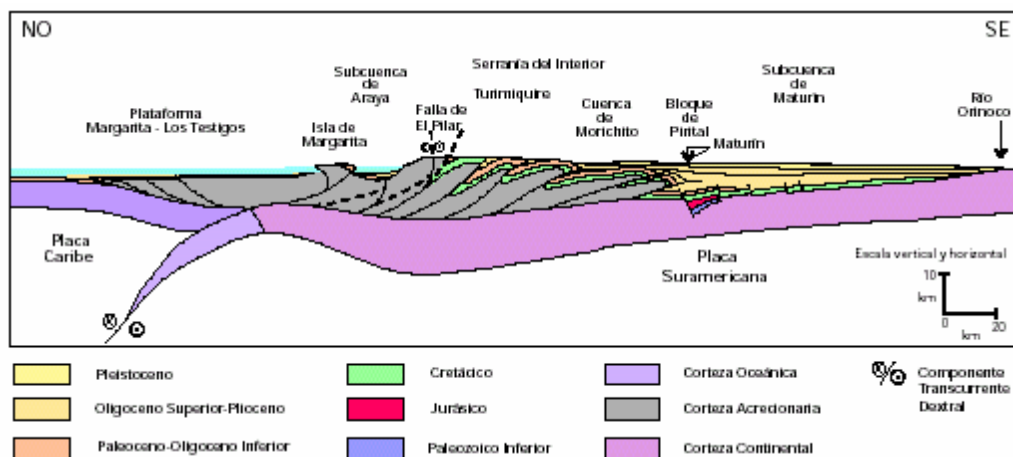


Figura 2.16. Subcuenca de Maturín

FUENTE: WEC, 1997

La estratigrafía de la Serranía del Interior Oriental representa en buena parte la sedimentación del flanco norte de la Subcuenca de Maturín: una espesa y compleja secuencia sedimentaria que abarca desde el Cretácico Inferior hasta el Pleistoceno. El flanco sur, en cambio, presenta una estratigrafía más sencilla, semejante a la estratigrafía de la subcuenca del Estado Guárico en el subsuelo, con el Grupo Temblador en su parte inferior, como representante del Cretácico, y una sección terciario suprayacente de edad fundamentalmente Oligoceno-Pleistoceno, en la que se alternan ambientes fluvio-deltaicos y marinos someros, hasta su relleno final de ambientes continentales (WEC, 1997).

En la serranía del interior la roca madre principal se encuentra por el Grupo Guayuta, particularmente la Formación Querecual, la cual llega a tener más del doble de espesor que su equivalente Formación la Luna en el occidente de Venezuela, con similares características de roca madre (WEC, 1997).

Para los campos del Norte de Monagas, la roca madre por excelencia debe haber sido Cretácica (Grupo Guayuta), aunque no se descarta el aporte de secuencias más jóvenes, con materia orgánica de afinidad continental (la superficie de la Formación Naricual es muy carbonosa, por ejemplo).

Los yacimientos más importantes son de edad Terciaria; en los campos del norte de Monagas están constituidos por las Formaciones Carapita, Naricual, Los Jabillos y Caratas. También se han encontrado buenos yacimientos en las areniscas de la Formación San Juan (Cretácico Tardío), y en unidades tan jóvenes como las Formaciones La Pica (Mioceno) y Las Piedras-Quiriquire. Revisten particular importancia las estructuras de tipo compresivo, como las del campo El Furrial, para el entrapamiento de los hidrocarburos.

Hacia el sur de la Subcuenca de Maturín, en los campos de Oficina en Anzoátegui y sus equivalentes orientales en Monagas, los yacimientos importantes se encuentran en las Formaciones Merecure y Oficina, con sellos de lutitas extensas dentro de estas mismas unidades; la Formación Freites, suprayacente, también constituye un sello regional de gran importancia.

Los principales campos petrolíferos, de este a oeste y en el norte de Monagas son: los del área Mayor de Oficina, Quiamare, Jusepín, El Furrial, Orocual, Boquerón, Quiriquire y Pedernales. En su límite sur, la subcuenca también incluye la Faja Petrolífera del Orinoco, con yacimientos Neógenos y roca madre Cretácica (WEC, 1997).

✓ **Empresas Mixtas de la Faja Petrolífera del Orinoco**

El Gobierno de Venezuela dictó el Decreto N° 5.200, con rango, valor y fuerza de Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas, de acuerdo con el cual las asociaciones, denominadas Petrolera Zuata, S.A., Sincrudos de Oriente, S.A., Petrolera Cerro Negro, S.A. y Petrolera Hamaca, C.A. deben transformarse en Empresas Mixtas, en las cuales la filial CVP(Corporación Venezolana del Petróleo), o alguna otra filial que se designe, mantenga no menos de 60% de participación accionaria, en concordancia con lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

La nacionalización de la Faja Petrolífera del Orinoco se realizó, luego de un proceso de migración que se desarrolló de acuerdo con un cronograma establecido previamente, y que culminó de manera exitosa, lo que incluyó la firma de memoranda de entendimiento con 11 de las 13 empresas extranjeras que operaban en la Faja Petrolífera del Orinoco y en los convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas. Finalmente, de los socios participantes sólo dos de ellos no aceptaron los convenios de migración y se encuentran actualmente en arbitraje.

Posteriormente, en Gaceta Oficial número 38.801, queda autorizada la creación de siete Empresas Mixtas que sustituyen a los anteriores negocios de este segmento de la apertura petrolera.

Tres de estas empresas, Petromonagas, Petrocedeño y Petropiar, corresponden respectivamente a las antiguas asociaciones de la Faja Petrolífera del

Orinoco bajo las asociaciones denominadas Petrolera Cerro Negro, S.A., Sincrudos de Oriente, S.A. y Petrolera Hamaca, C.A. En estas nuevas Empresas Mixtas CVP maneja la mayoría accionaria en representación del Estado. En el caso de Petrolera Zuata, S.A., PDVSA pasó de un 49,9% a un 100% de participación, con lo que se logra el control total del negocio.

Dentro del conjunto de Empresas Mixtas se incluyó a Petrozumano, una compañía integrada en 60% por CVP y en el 40% restante por la estatal China National Petroleum Corporation (CNPC) y Petrocarabobo (60% PDVSA, 11% Repsol, 11% Petronas, 11% ONGC; 3,5% Oil India Limited; 3,5% IndianOilCorporationLimited). (PDVSA, 2007) En la figura 2.17 se puede observar la distribución de las empresas mixtas en la FPO.

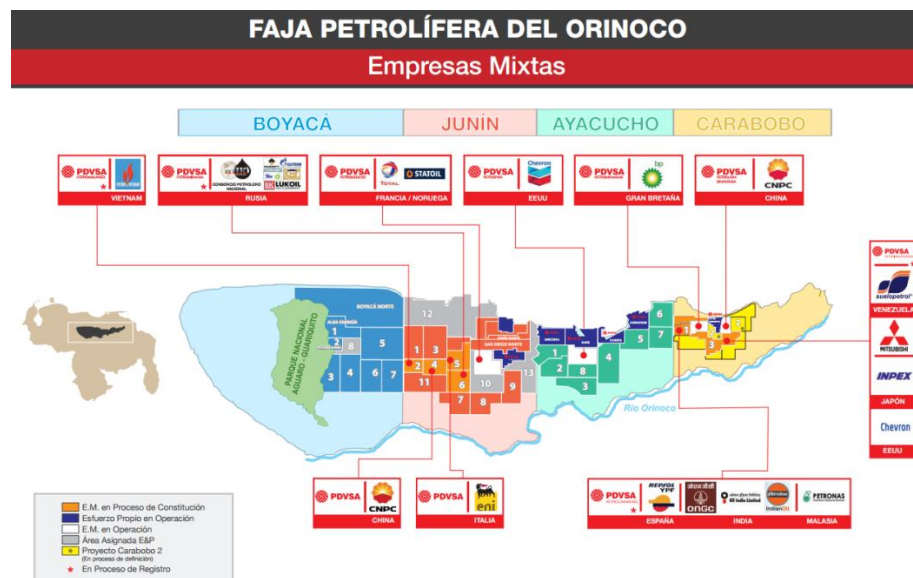


Figura 2.17. Distribución de las empresas mixtas en la FPO

FUENTE: PDVSA, 2007

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

La siguiente investigación está orientada a estudiar la mojabilidad de sistemas de yacimientos no consolidados de campos de la Faja Petrolífera del Orinoco a partir del método de Amott-Harvey modificado y de la interpretación de las curvas de permeabilidad relativa. Se describen a continuación las actividades realizadas según el tipo de la investigación, las muestras seleccionadas, instrumentos y técnicas empleadas en la recolección de datos, y finalmente la descripción explícita de cada actividad ejecutada.

III.1. Tipo de investigación

El presente estudio es de carácter descriptivo. Según Landeau (2007), los estudios descriptivos buscan medir conceptos o variables; así como, evaluar diversos aspectos del universo, con la finalidad de identificar características o establecer propiedades importantes que permitan informar sobre el fenómeno estudiado.

Este trabajo de grado se definió según lo descrito anteriormente, considerando los conocimientos previos sobre mojabilidad, trabajos publicados y avances predominantes en los últimos años, con la finalidad de determinar y comprobar los estudios de mojabilidad en los yacimientos asociados a crudos pesados y extrapesados de la FPO.

III.2. Diseño de la investigación

Según el estudio que se desea realizar y los objetivos planteados, el diseño de la investigación es de carácter experimental.

Una investigación experimental se refiere a un estudio en el que se manipulan intencionalmente una o más variables independientes para analizar las consecuencias que la manipulación tiene sobre una o más variables dependientes, dentro de una situación de control creada por el investigador. (Gómez, 2006)

Este diseño experimental está basado en modificar las variables independientes, lo que en este estudio estaría representado por el caudal de inyección, la temperatura y la presión de confinamiento para simular presiones de yacimiento desarrollando así la metodología alterna para la obtención de los índices de Amott-Harvey, a fin de establecer las condiciones de mojado de la roca y a su vez comparar y corroborar los resultados con la condición estimada a partir de la forma de las curvas de permeabilidad relativa.

III.3. Población y muestra

En términos estadísticos, por población se entiende un conjunto finito o infinito de personas, casos o elementos que presentan características comunes (Balestrini, 1998).

Los aspectos más importantes a considerar son características de la población, criterios de inclusión, criterios de exclusión, tamaño de la muestra a estudiar y técnicas de muestreo. Es muy importante que la muestra sea representativa lo que permitirá generalizar los resultados obtenidos (Fuentelsaz, 2006).

La población comprende, en este caso, 5.000 gr de arena real de yacimiento en total, los cuales están divididos en tres campos; 2.000 gr Campo Bare, 2.000 gr Campo Petrocarabobo y 1.000 gr Campo Petrocedeño. Esta arena real fue empleada para la generación de aproximadamente 100 tapones de arena no consolidada que serán utilizados para desarrollar la metodología empleando un simulador físico de yacimiento, en el que se ejecutan pruebas de desplazamiento de fluido a través de un medio poroso, en este caso representado por un tapón de arena.

III.4. Técnicas e instrumentación de datos

Todos los instrumentos y procedimientos empleados en la medición de variables deben proporcionar valores homogéneos o repetibles siempre que el objeto, la característica o el atributo medidos no hayan experimentado cambios o variaciones; este es el requisito de fiabilidad o precisión (Fuentelsaz, 2006).

Se establecieron las variables a recolectar como lo son volúmenes totales y parciales de fluidos (agua y petróleo) desplazados en el simulador físico, presiones y tiempo. En este caso, se confeccionó una hoja de registro en la que se colocan los valores de las variables de interés. Finalmente, se emplean dispositivos electrónicos para el tratamiento y almacenamiento de los datos recopilados.

III.5. Técnicas de procesamiento y análisis de datos

Los volúmenes de fluidos recolectados durante las pruebas con el simulador físico (desplazamiento de fluidos de manera forzada) y los volúmenes de fluidos producidos de manera espontánea por medio de celdas rotuladas, permiten mediante cálculos matemáticos obtener valores como saturaciones de agua irreducible, saturación de petróleo, saturación de petróleo residual y las fracciones agua/crudo,

los cuales posteriormente son usados para determinar los correspondientes índices de mojabilidad de Amott-Harvey, con los cuales se estima la mojabilidad de la roca. Así mismo, mediante el adecuado manejo de fórmulas matemáticas en las que se combinan la Ley de Darcy, principio de conservación de la masa, entre otros, se determinan las permeabilidades relativas haciendo uso de los modelos matemáticos híbridos JBN - Willie y JBN – Corey & Asociados para corroborar los resultados obtenidos.

III.6. Fases de la investigación

En el desarrollo de los objetivos planteados se consideran las siguientes etapas:

III.6.1. Preparación de aguas de formación sintéticas

Las aguas de formación sintéticas para cada campo, se prepara mediante la disolución de sales inorgánicas en agua destilada, donde, la cantidad de cada una de estas sales varía según la composición de cada yacimiento. Para la preparación de dos litros de agua de formación sintética, primero se agregan en un balón aforado 1,5 litros de agua destilada aproximadamente, luego se somete a agitación y simultáneamente se le hace burbujear dióxido de carbono (CO_2) por media hora (Figura 3.1), al cabo de ese tiempo se agregarán las distintas cantidades de sales en el siguiente orden para evitar su precipitación: carbonato de sodio hidrogenado, sulfato de sodio, cloruro de sodio, cloruro de calcio, cloruro de magnesio y carbonato de magnesio. Al finalizar la disolución de las sales se agrega agua destilada hasta el aforo del balón, subsecuentemente la solución se mantiene agitando y burbujando dióxido de carbono por 30 min más para favorecer el equilibrio de las sales en

solución. La proporción de las sales presentes en las agua de formación utilizadas en esta investigación pertenece al archivo confidencial de PDVSA-Intevep.

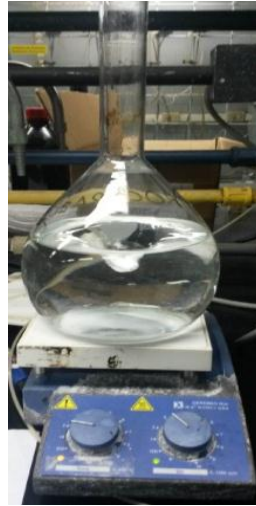


Figura 3.1. Preparación del agua de formación sintética

FUENTE: Propia

III.6.2. Densidades del agua de formación sintética y del crudo extrapesado

Los fluidos que se emplean en las pruebas de desplazamiento son agua sintética de formación y crudo extrapesado de cada uno de los campos en estudio de la FPO, suministrado por PDVSA-Intevep.

Para medir la densidad de los fluidos se emplea el densímetro DMA 4500 M, AntonPaar el cual se observa en la figura 3.2. El procedimiento para usar el densímetro es el siguiente: inicialmente se debe seleccionar el método según las características del fluido con el que se va a trabajar, seguidamente se ajusta la condición de temperatura, luego se procede a limpiar el canal por donde se va a

inyectar el fluido, inyectando agua destilada y aire, finalmente se inyecta el fluido en estudio y se procede a medir la densidad, se realizan aproximadamente 10 mediciones para así promediar y obtener un valor óptimo.

Para medir la densidad del agua, se programa en el Método “*Density*” el cual es empleado para fluidos con bajas viscosidades, arroja los resultados de densidad en gr/cm^3 , gravedad específica del agua y además la temperatura a la cual se está realizando la medición. Para el Campo Bare, las temperaturas serán de 50 y 75°C, para el Campo Petrocarabobo, corresponden 50, 80 y 88°C y para el Campo Petrocedaño 50 y 65°C, la variación se debe a que la primera de ellas corresponde a la temperatura real del yacimiento y la segunda, la temperatura a la cual se realizaron los experimentos en el laboratorio. Posteriormente, se detallarán los motivos de esta diferencia de temperatura.

Para medir la densidad de los crudos extrapesados, se programa el equipo en el Método “*CrudeOil*”, el cual mide la densidad del fluido en gr/cm^3 , la gravedad específica del fluido a 15 °C, la densidad API a 15 °C, la temperatura a la cual se estabiliza para realizar la medición y finalmente los °API, esto se realizará con las variaciones de temperaturas mencionadas anteriormente.



Figura 3.2. Densímetro DMA 4500 MAntonPaar

FUENTE: Propia

III.6.3. Viscosidades del agua de formación sintética y del crudo extrapesado

La medición de las viscosidades de los crudos extrapesados se realiza en el viscosímetro HAAKE C (Figura 3.3). El procedimiento consistirá en agregar crudo al cilindro (SV-II) exclusivamente usado para crudos pesados y extrapesados hasta la altura establecida, posteriormente el cilindro se coloca en el horno a la temperatura a la cual se realizará la prueba por 60 min, luego se inserta en el rotor del equipo y se deja por 30 min con el fin de que la temperatura de todo el sistema se estabilice, finalmente se inicia la prueba y al cabo de unos pocos minutos el equipo arroja los datos en el monitor de viscosidad a la temperatura deseada. Las viscosidades de los crudos extrapesados se realizarán a varias temperaturas 50, 60, 70, 80 y 85°C, para luego obtener una gráfica de viscosidad vs temperatura y de esta manera, ubicar el valor de temperatura que corresponde con la viscosidad real del crudo a condiciones de yacimiento reportada según estudios iniciales. Este procedimiento se realiza para cada uno de los crudos estudiados.



Figura 3.3. Viscosímetro HAAKE C

FUENTE: Propia

Con respecto a la viscosidad del agua de formación sintética se trabaja con el viscosímetro CANNON V-2000 series II ROTARY VISCOMETERS (Figura 3.4) en

el cual se utiliza un adaptador especial para fluidos de baja viscosidad, se coloca en el cabezal el soporte vertical con el adaptador y se nivela el instrumento, se coloca en el cilindro principal en el cual está contenida la muestra del fluido a medir y se enciende el baño térmico previamente ajustado a la temperatura de trabajo, esta temperatura se refiere a las reportadas para el yacimiento y a las usadas en laboratorio para comparar los cambios existentes, finalmente se espera que el valor de la viscosidad se estabilice a la velocidad de rotación colocada y el valor leído se multiplica por un factor de corrección que proporciona las características del equipo (Figura 3.5). En este caso, se ajusta la velocidad a 60 RPM, por lo que el factor de corrección correspondiente es 0,001.



Figura 3.4. Viscosímetro CANNON V-2000 series II y baño térmico asociado

FUENTE: Propia

LV 2000 WITH LOW CENTIPOISE ADAPTER								
SPEED (RPM)	60	30	12	6.0	3.0	1.5	0.6	0.3
MAXIMUM READING (full scale-cP)	10	20	50	100	200	400	1,000	2,000
SPINDLE SETTING	4	4	4	1	1	1	1	1
FACTOR	x 0.001	x 0.001	x 0.001	x 0.1	x 0.1	x 0.1	x 0.1	x 0.1
SHEAR RATE (sec ⁻¹)	73.42	36.71	14.68	7.34	3.67	1.83	0.73	0.36

Figura 3.5. Tabla de corrección del Viscosímetro CANNON V-2000

FUENTE: Propia

III.6.4. Limpieza de las arenas de yacimientos

Las arenas recolectadas provenientes de los yacimientos de campos petroleros del oriente del país, al llegar al laboratorio son sometidas a un proceso de limpieza, puesto que estas arenas se presentan como sólidos disgregados impregnados de crudo y contaminadas por otros fluidos (Figura 3.6). El proceso de limpieza inicia con la colocación de las muestras de arenas en un horno de vacío para eliminar el exceso de fluido (Figura 3.7), luego de eliminar el crudo y cualquier otro contaminante se utiliza un equipo de destilación – extracción Soxhlet o Dean-Stark empleando un solvente químico capaz de arrastrar los fluidos que impregnan la roca en un proceso continuo de evaporación – condensación del líquido de limpieza que atraviesa la muestra en cuestión (Figura 3.8). El tiempo de este procedimiento de limpieza puede variar entre 8 a 40 horas. La arena para este estudio, será dividida en dos partes, una para ser limpiada con el solvente diclorometano y la otra parte con tolueno, esto se realiza a fin de evaluar si los solventes presentan algún efecto en los resultados finales de la investigación, como condición de mojado y permeabilidades relativas, además de las propiedades físicas de los tapones. Al eliminar el crudo de la arena, se repite el proceso, esta vez empleando metanol como solvente en el mismo sistema de Soxhlet, para eliminar trazas del primer solvente sobre la arena.



Figura 3.6. Arenas con crudos y otros contaminantes

FUENTE: Propia



Figura 3.7. Horno y arena impregnada posterior al secado inicial

FUENTE: Propia

El procedimiento de limpieza de la arena consiste en colocar en dedales de celulosa la muestra de arena a limpiar con la ayuda de una espátula, los cuales seguidamente son colocados en el portamuestra del sistema Dean-Stark o Soxhlet, por otra parte, se llena el balón aforado del sistema hasta aproximadamente la mitad de su capacidad con el solvente disponible. Seguidamente, se enciende el sistema de refrigeración y se verifica que todo el sistema no posea fugas, se procede a encender la manta de calentamiento del sistema de extracción ajustando la temperatura así mismo se regula el flujo de líquido de refrigeración. Este procedimiento se realiza por 32 horas aproximadamente con el primer solvente, para posteriormente repetir el procedimiento con el segundo solvente (metanol) por aproximadamente 12 horas. Concluido el proceso de limpieza, las muestras se colocan en un horno para su secado a temperatura constante.

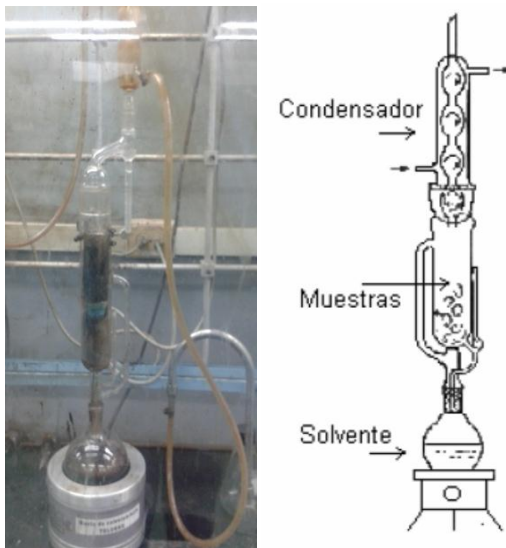


Figura 3.8. Equipo de extracción Soxhlet o Dean-Stark

FUENTE: Propia

III.6.5. Preparación de los tapones de los sistemas de yacimiento no consolidados

Para obtener muestras (tapones de arena) con valores de permeabilidad cercanos a los reportados para el yacimiento, es necesario aplicar un procedimiento minucioso de preparación de las mismas, debido a que se deben ajustar algunos parámetros en el proceso, como presión de compactación, cantidad (peso) y porcentaje de humidificación en relación al peso de la arena para así obtener la permeabilidad más cercana a la real del yacimiento para cada uno de los campos estudiados.

En el empaquetamiento de los tapones del campo Bare, partiendo de cilindros elaborados con papel de níquel-estaño de 7 cm de longitud aproximadamente, se inicia el empaque de las muestras con la ayuda de un embolo metálico de 1 ½" de diámetro, usando arena limpia preparada con una relación de humedad de agua

destilada del 14% en base al peso neto de arena asociada al tapón. A fin de darle consistencia a los tapones se insertan dos mallas metálicas de acero inoxidable (de diferentes aberturas) en cada extremo de la manga metálica (cilindro), a fin de evitar la pérdida de granos y a su vez permitir el paso de los fluidos a través del tapón. El procedimiento de empaque de la arena se realiza por intervalos empleando una espátula y compactándola con un mazo metálico para permitir un mejor acomodo de los granos dentro la manga metálica, esto se realiza hasta introducir toda la cantidad de arena establecida.

Al terminar el empaquetamiento de los tapones son colocados en un portamuestra, similar al utilizado en el simulador físico de yacimiento, para someterlos a la presión de compactación suministrada mediante una bomba de jeringa (Figura 3.9) con un valor de presión de 1200 psi, para posteriormente ser llevados a un horno a 60°C durante 24 horas, con la finalidad de retirar las trazas de fluido que aún puedan quedar en el interior de la muestra.



Figura 3.9. Celda de Compactación

FUENTE: Propia

Para los campos Petrocarabobo y Petrocedeño, se utiliza el mismo procedimiento de empaquetamiento antes descrito, pero con un cambio en la relación

de humedad con respecto al peso neto de la arena asociada al tapón, siendo de 7% y 11% respectivamente, así como en las presiones de compactación asociadas, teniendo un valor de 600 psi para el Campo Petrocarabobo y de 450 psi para el Campo Petrocedeño.

III.6.6. Determinación del volumen poroso, porosidad y permeabilidad absoluta de los tapones de arena

De los tres campos estudiados se obtendrán un total de 120 tapones de núcleo, a los cuales se le determina su diámetro, longitud y peso seco, como parámetros de entrada al equipo poro-permeámetro automatizado CMS (Core Measurement System / Sistema de Medición de Núcleos) modelo 300 (Figura 3.10) utilizado para obtener los valores de volumen poroso, porosidad y permeabilidad absoluta a diferentes presiones de yacimiento para cada campo estudiado. El equipo se basa en determinar dos propiedades de la caracterización petrofísica de las rocas yacimiento, como lo son la porosidad y la permeabilidad, específicamente las determinadas mediante el método de inyección de gas el cual actúa sobre la base de la Ley de Boyle para la determinación de la porosidad, la cual plantea la inyección de un volumen conocido de helio (contenido en una celda de referencia) en una muestra tipo tapón previamente caracterizada (longitud, diámetro y masa), el cual es lentamente presurizado para posteriormente ser expandido isotérmicamente en un volumen vacío desconocido (volumen poroso interconectado) y la Ley de Darcy para el cálculo de permeabilidad. Al finalizar el análisis los tapones que se escogen de acuerdo a lo que reporten los valores de permeabilidades absolutas, serán aquellos que más se acerquen a los valores de permeabilidades reportadas de los yacimiento en cuestión, específicamente para el campo Bare, Petrocarabobo y Petrocedeño, las permeabilidades reportadas son 4.600 mD, 10.000 mD y 17.000 mD respectivamente en un rango de ± 500 psi. Los tapones de núcleo que presenten valores de

permeabilidades lejanas a los valores deseados, se desempacaran cuidadosamente con el fin de re-empacarlos nuevamente.



Figura 3.10. CMS (Core Measurement System / Sistema de Medición de Núcleos)

FUENTE: Propia

III.6.7. Saturación de los tapones

Al obtener los tapones con las permeabilidades cercanas a las reportadas para el yacimiento en estudio, se proceden a saturar con el agua de formación sintética preparada, para ello se agrega la solución en un beaker lo suficientemente grande como para que la muestra quede totalmente sumergida, y seguidamente se introduce en una cámara de vacío (Figura 3.11) por 20 min aproximadamente para asegurar la saturación del 100% de la muestra. Una vez terminada la saturación en la cámara de vacío la muestra se extrae, se seca el exceso de fluido y se pesa en una balanza analítica. La saturación se completa cuando el peso de los tapones permanece constante.



Figura 3.11. Cámara de Vacío

FUENTE: Propia

III.6.8. Drenaje espontáneo y forzado de fluidos

Una vez saturado el tapón de arena al 100% en agua, se procede a iniciar el proceso de desplazamiento de fluidos (tanto de manera espontánea como forzada) hasta alcanzar la condición de saturación de agua irreducible (S_{wirr}) en esta primera etapa, mediante desplazamiento del agua con crudo. Para el proceso de drenaje espontáneo, se sumerge el tapón en una celda rotulada (Figura 3.12) que contiene crudo extrapesado, la cual será posteriormente colocada en un horno a la temperatura a la cual el crudo alcanza la viscosidad real del yacimiento por un lapso de tiempo de 72 horas, al transcurrir el tiempo establecido se cuantifica el volumen de agua producido espontáneamente (V_{wsp}), este valor se utiliza para calcular la relación de desplazamiento por crudo de acuerdo con la ecuación 33. A su vez para comprobar el efecto del envejecimiento, se coloca una muestra para cada campo que se deja por un lapso de 30 días a la temperatura de trabajo.



Figura 3.12. Celda de vidrio rotulada usada en los desplazamientos de fluidos espontáneos

FUENTE: Propia

Luego se retira la muestra de la celda de vidrio rotulada y se procede a realizar el drenaje forzado, en esta etapa se aplica una modificación del método inicialmente propuesto por Amott-Harvey, donde en lugar de utilizar una centrífuga, se utiliza un simulador físico de yacimientos (Figura 3.13) para realizar el desplazamiento de los fluidos, esto implica un desplazamiento de agua de formación sintética mediante inyección de crudo extrapesado del campo en cuestión a tasas de 0,02 y 0,05 cm^3/min , en una celda triaxial (portamuestra) a la presión de confinamiento de 1.000 psi, 1.400 psi y 450 psi (presión de yacimiento) y una temperatura de 75, 88 y 65°C para los tres campos Bare, Petrocarabobo y Petrocedeno respectivamente, las cuales corresponden a la temperatura a la cual se alcanza el valor de viscosidad del crudo a las condiciones de yacimiento (con gas en solución). A partir del valor del volumen poroso (V_p) del tapón, se obtendrá el valor de S_{wirr} por medio de la cuantificación de los volúmenes de fluidos desplazados tanto espontáneo como forzado. El total de agua desplazada forzadamente (V_{wd}) de igual manera, se tomará en cuenta para calcular la relación de desplazamiento por petróleo (δ_o) para la determinación posterior del índice de Amott-Harvey. (Ecuación 33).



Figura 3.13. Simulador físico de yacimiento

FUENTE: Propia

El procedimiento para trabajar con el simulador físico se describe a continuación: en primer lugar se coloca el tapón de núcleo (arena) en una manga de vitón, se asegura con el cabezal y con la base de la celda portamuestra con precintos para garantizar que el fluido de confinamiento no se introduzca en la muestra, seguidamente se inserta todo (muestra en manga de vitón y topes del portamuestra) en la celda triaxial y se sella el sistema para aplicar la presión de confinamiento, la cual se ajusta según el campo en estudio mediante una bomba de jeringa marca Isco Teledyne (modelo 500D), luego de establecida esta presión, se enciende el horno a la temperatura de prueba y se deja por un lapso de tiempo de 3 horas asegurando así el equilibrio de todo el sistema. Transcurrido este tiempo, se procede a calibrar los transductores de presión (Validyne), para luego abrir las válvulas del fluido de inyección, en primera instancia en el proceso de drenaje, se inyecta crudo, el cual se encuentra contenido en uno de los dos cilindros tipo pistón del simulador físico, el otro cilindro contiene agua de formación, así mismo simultáneamente se establece la tasa del fluido de inyección en la bomba Isco correspondiente y se inicia la prueba de desplazamiento forzado. A continuación, se recolectan en la salida de la celda triaxial, las fracciones de agua desplazada mediante viales cuya capacidad de

recolección varía de menor a mayor volumen, por ejemplo, 1, 2, 3 mL, registrando el diferencial de presión en cada fracción recolectada, los cuales al final de la prueba se suman para estimar el volumen de fluido desplazado de manera forzada (para la obtención de los índices de mojabilidad de Amott-Harvey) y a su vez, cada fracción por separado se emplea para obtener los puntos que dan origen a las curvas de permeabilidad relativa para cada caso. El drenaje forzado culmina cuando se recolectan dos volúmenes porosos de crudo y la presión diferencial del sistema se mantiene constante, lo que garantiza que la muestra alcanzó la condición de saturación de agua irreducible (S_{wirr}).

III.6.9. Imbibición espontánea y forzada de fluidos

El proceso de imbibición espontánea es similar al de drenaje espontáneo, la única diferencia es que el tapón de núcleo se encuentra inicialmente a condición de saturación de agua irreducible (S_{wirr}) posterior al proceso de drenaje forzado. En este caso, la muestra a S_{wirr} se coloca en una celda rotulada (Figura 3.14) que contiene agua de formación sintética. La cantidad de petróleo producido espontáneamente (V_{osp}) se cuantificará y se utilizará para calcular la relación de desplazamiento por agua (δ_w) según lo propuesto por Amott-Harvey (Ecuación 34).



Figura 3.14. Celda de vidrio rotulada durante el proceso de imbibición espontánea

FUENTE: Propia

Al concluir el proceso espontáneo, de igual manera al proceso de drenaje explicado anteriormente, la muestra es llevada al simulador físico de yacimiento a fin de someterla al proceso de imbibición forzada, lo que implica que el crudo extrapesado contenido en el tapón será desplazado por agua de formación sintética a tasas de 0,02 y 0,05 cm³/min con las mismas características de presión y temperatura descritas en el proceso de drenaje, permitiendo así obtener los volúmenes de crudo total desplazado de manera forzada (V_{od}) así como también la saturación de petróleo residual (S_{or}), para calcular la relación de desplazamiento por agua (δ_w) según la ecuación 34.

Como se mencionó, estos procesos son análogos (drenaje e imbibición) con la excepción del fluido inyectado en la muestra, que en el caso de imbibición es el agua de formación sintética, la cual está contenida en el segundo cilindro tipo pistón del simulador físico. El fluido desplazado en este proceso del tapón de núcleo es el crudo. En este caso, se recolectan viales de crudo, de acuerdo a la misma metodología seguida en el procedimiento de drenaje forzado. Finalmente, la prueba

termina cuando se recolectan dos volúmenes porosos de agua de formación sintética para asegurar que el tapón alcanzó la saturación de petróleo residual (S_{or}).

Finalmente, al conocer δ_w y δ_o se calcula el índice de mojabilidad de Amott-Harvey (I) para definir la mojabilidad de la roca en estudio según la ecuación 35.

III.7. Obtención de las curvas de permeabilidad relativa

Al finalizar las pruebas de desplazamiento forzado, se recolecta la data experimental de volúmenes de fluidos desplazados y diferencial de presión en cada uno de los puntos de recolección (fracciones), los cuales en conjunto con los datos petrofísicos asociados a cada uno de los tapones y viscosidades de los fluidos se ingresa en una hoja de cálculo para aplicar los métodos híbridos descritos anteriormente los cuales contemplan cálculos matemáticos que abarcan el método JBN (comportamiento de flujo fraccional) y el uso de correlaciones de Willie y Corey & Asociados (Márquez, 2014) tanto para el proceso de drenaje como imbibición, de manera de obtener las curvas de permeabilidades relativas para cada yacimiento estudiado.

Estos modelos matemáticos híbridos consisten en una modificación de los modelos reportados por Paris (2006) y Escobar (s.f.), los cuales citan algunos modelos matemáticos tales como: las correlaciones de Willie y las de Corey & Asociados que permiten obtener las curvas de permeabilidad relativa (K_r) ejecutadas mediante pruebas de desplazamiento para sistemas no consolidados. La modificación de los modelos antes mencionados se llevará a cabo mediante la utilización de las ecuaciones del modelo matemático descrito por Johnson, Bossler y Nauman (JBN), debido a que tanto las correlaciones de Willie como las de Corey & Asociados sólo toman en cuenta la saturación de la fase mojante del sistema para el cálculo de ambas fases mojante y no mojante, sin incluir los valores de diferenciales de presión

asociados, que si son considerados en el modelo de flujo fraccional propuesto por JBN. Es así como, calculando los puntos de las saturaciones de agua usando la ecuación del método JBN (Ecuación 14), y los puntos de permeabilidades relativas con los modelos de Willie y Corey & Asociados se logra un mejor perfil de las saturaciones de la fase no mojante y permeabilidades relativas (Márquez, 2014). Estos modelos matemáticos híbridos tienen como finalidad obtener un comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa (K_r) más representativo para cada yacimiento estudiado y de esta manera poder inferir la condición de mojado para sistemas no consolidados tomando como referencia las reglas de Craig, las cuales consideran los valores de S_{wirr} , S_{or} y la saturación en el punto de intersección de ambas curvas, permitiendo de esta manera comparar con los resultados obtenidos mediante los índices de mojabilidad determinados.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Esta investigación comprendió una serie de actividades a fin de darle cumplimiento a los objetivos planteados. En este capítulo se describen los procedimientos realizados durante el proyecto de investigación, con sus respectivos resultados y análisis, fundamentados en las bases teóricas estudiadas en capítulos anteriores con el fin de dar a conocer las metas alcanzadas una vez finalizada la investigación.

IV.1. Caracterización de las aguas de formación sintética y de los crudos extrapesados

La caracterización de los fluidos se realizó mediante la medición de algunas de sus propiedades fundamentales como son la viscosidad, la densidad y adicionalmente, en el caso del crudo, la determinación de la gravedad °API. La caracterización de estos fluidos se llevó a cabo a dos temperaturas, una correspondiente a la temperatura del yacimiento y la otra, la temperatura a la cual el crudo presenta el valor de la viscosidad reportada a condiciones de yacimiento (considerando que es un fluido con gas en solución), esto con el fin de emular las condiciones dinámicas reales de los fluidos en el yacimiento. A su vez, la preparación del agua de formación se realiza mediante el procedimiento experimental descrito en el capítulo anterior sección 6.1.

IV.1.1. Caracterización del agua de formación sintética y del crudo del Campo Bare

El agua de formación de este campo contiene los siguientes elementos NaHCO_3 , Na_2SO_4 , NaCl , $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, Na_2CO_3 y KCl en diferentes proporciones pertenecientes al archivo confidencial de PDVSA-Intevep. Las temperaturas a las cuales se midieron la viscosidad y la densidad tanto del agua de formación sintética como del crudo fueron 50°C (correspondiente a la temperatura del yacimiento) y 75°C (temperatura donde el crudo alcanza la viscosidad real en yacimiento), esta temperatura se deduce mediante la curva de mejor ajuste representada en la figura P.1 del apéndice P, donde los puntos se definen mediante el procedimiento experimental descrito en el capítulo III sección 6.3. En la tabla 4.1, se muestran los resultados de estas propiedades físicas de los fluidos, además de la gravedad $^\circ\text{API}$ determinada para el crudo en consideración.

Tabla 4.1. Propiedades de los fluidos del Campo Bare

FUENTE: propia

Fluido	Temperatura ($^\circ\text{C}$)	Viscosidad (cP)	Densidad (gr/cm^3)	$^\circ\text{API}$
Agua de formación sintética	50	0,850	0,988	N/A
	75	0,640	0,981	
Crudo	50	79.970	1,005	6
	75	6.000	0,983	

N/A: No Aplica.

El incremento de temperatura para el caso de la viscosidad y la densidad del agua de formación sintética no significó mayores variaciones con respecto a los valores iniciales, es decir, a pesar del leve incremento de temperatura que se realizó para emular las condiciones dinámicas de los fluidos en el yacimiento, sus características se mantuvieron prácticamente similares. Por otra parte, se observa que este mismo aumento de temperatura de 50°C a 75°C, afectó drásticamente la viscosidad del crudo reduciéndola a 6.000 cP lo cual equivale a un 92,5% de variación con respecto al valor inicial, que a su vez indica que al aumentar la temperatura se disminuye considerablemente el valor de viscosidad, permitiéndose mejorar el flujo de fluido a través del medio poroso y mitigar los efectos de fricción y adhesión del crudo a lo largo de la superficie del medio poroso. Por otro lado también se pudo observar que la densidad y la gravedad °API del crudo no presentaron cambios significativos al aumentar temperatura.

VI.1.2. Caracterización del agua de formación sintética y del crudo del Campo Petrocarabobo

El agua de formación sintética utilizada para este campo se realizó con los siguientes componentes: NaHCO_3 , Na_2SO_4 , NaCl , $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, Na_2CO_3 , KCl y $\text{BaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, en distintas proporciones que pertenecen al archivo confidencial de PDVSA-Intevp, preparada bajo el procedimiento experimental descrito en el capítulo anterior. Luego se determinaron las temperaturas utilizadas mediante un gráfico de viscosidad vs. temperatura representado en el apéndice Q, para medir las propiedades físicas de los fluidos, las cuales se muestran en la tabla 4.2. En este caso, se escogieron tres puntos de temperatura; siendo 50°C la temperatura del yacimiento y 88°C la temperatura a la cual la viscosidad del fluido a condiciones de laboratorio alcanza la viscosidad del crudo en yacimiento. No obstante, a este último valor de temperatura (88°C) la muestra de agua manifestó tendencia a la evaporación por la cercanía al punto de ebullición, motivo por el cual

se disminuyó la temperatura en 8°C, fijando las temperaturas de trabajo en 50 y 80°C, respectivamente.

Tabla 4.2. Propiedades de los fluidos del Campo Petrocarabobo

FUENTE: propia

Fluido	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)	Densidad (gr/cm³)	°API
Agua de formación sintética	50	0,890	0,997	N/A
	80	0,630	0,983	
	88	0,580	-----	
Crudo	50	15.840	0,992	7,17
	80	2.498	0,981	
	88	1.722	0,975	

N/A: No Aplica.

Para el agua de formación sintética el aumento de temperatura no tuvo efectos marcados en la viscosidad ni la densidad, por lo que se asegura que las condiciones a la temperatura del yacimiento se mantienen similares a las condiciones de la temperatura de trabajo. Por otra parte, se observó que la densidad del crudo no presentó variaciones tan significativas en el rango de temperatura de 80 a 88°C, sin embargo, el valor de viscosidad disminuyó de 15.840 cP a 2.498 cP en el rango de 50 a 80°C, lo cual equivale a una reducción del 84,3% de la viscosidad. Esto demuestra la sensibilidad que presentan los crudos pesados y extrapesados ante pequeños cambios de temperatura sobre el valor de la viscosidad. Es importante destacar que las viscosidades de los crudos a condiciones de yacimiento (con gas en solución) del Campo Petrocarabobo son muy variables y las mismas oscilan, de acuerdo a lo reportado, entre 1.000 cP y 3.000 cP. En particular, para este caso, el crudo presentó una viscosidad real de yacimiento según los reportes de campo, de 1.700 cP por tanto

la variación que se realizó en el laboratorio se hizo con la finalidad de mantener la viscosidad del crudo lo más cercana posible a este valor, y de esta manera reproducir las características dinámicas reales de los fluidos y en general de los fenómenos relacionados con las interacciones roca-fluido en el yacimiento.

IV.1.3. Caracterización del agua de formación sintética y del crudo del Campo Petrocedaño

En el caso de este campo los componentes para el agua de formación sintética usada fueron los siguientes: NaHCO_3 , Na_2SO_4 , NaCl , $\text{CaCl}_2 \times 2\text{H}_2\text{O}$, $\text{MgCl}_2 \times 6\text{H}_2\text{O}$, Na_2CO_3 , KCl y $\text{BaCl}_2 \times 2\text{H}_2\text{O}$ en proporciones variables pertenecientes al archivo confidencial de PDVSA-Intevep. Al igual que los campos anteriormente estudiados, la caracterización de los fluidos se realizó para dos valores de temperatura: la temperatura del yacimiento y la temperatura de trabajo en el laboratorio, definida mediante la curva de mejor ajuste representada en la figura R.1 del apéndice R, que no es más que la temperatura a la cual la viscosidad del crudo se asemeja a la viscosidad real de este fluido en el yacimiento como se ha mencionado anteriormente. Para este caso particular, el incremento de temperatura para alcanzar la viscosidad real del crudo en el yacimiento, solo fue de 15°C como se reporta en la tabla 4.3.

Tabla 4.3. Propiedades de los fluidos del Campo Petrocedaño

FUENTE: propia

Fluido	Temperatura ($^\circ\text{C}$)	Viscosidad (cP)	Densidad (gr/cm³)	$^\circ\text{API}$
Agua de formación sintética	50	0,810	0,981	N/A
	65	0,760	0,974	

Fluido	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)	Densidad (gr/cm3)	°API
Crudo	50	10.150	0,985	8,96
	65	2.800	0,976	

N/A: No Aplica.

El comportamiento de las propiedades físicas medidas para el agua de formación sintética es similar a las observadas en los campos anteriores, tanto la viscosidad como la densidad no se ven afectadas drásticamente por el aumento de temperatura, este mismo comportamiento lo presenta la densidad del crudo; sin embargo, la viscosidad del crudo disminuye en un 72,4% al pasar de 10.150 cP a 2.800 cP al aumentar la temperatura de 50 a 65°C. Con esta notable disminución de la viscosidad del crudo, se reduce la resistencia al flujo en el espacio poroso, lo que implica que éste mejorará su movilidad con respecto a la movilidad que se reportaría al trabajar a la temperatura reportada del yacimiento (50°C).

Es importante resaltar que la gravedad °API de este crudo es de 8,96, lo cual indica que es un crudo extrapesado, así mismo se puede observar de la tabla 4.3 que esta propiedad no se ve afectada por el aumento de la temperatura. Con esto se comprueba, que el aumento de la temperatura solo afectó notablemente la viscosidad del crudo, quedando las demás propiedades físicas de los fluidos muy cercanas a las reportadas para los yacimientos en estudio, permitiendo así, que las pruebas llevadas a cabo en el laboratorio sean lo más representativas a la realidad de la dinámica de los fluidos en el yacimiento.

Así mismo, se observó que la gravedad °API para los tres campos osciló en un rango de 6 a 9°API, indicando la naturaleza del crudo (extrapesado) de este tipo de sistemas. Por otra parte, se observó que la viscosidad de los tres campos a temperatura de yacimiento fluctuó de manera considerable desde 79.970cP, como en el caso del crudo del campo de Bare, hasta 10.150cP correspondiente al campo

Petrocedeño. Estos resultados indican que aunque los valores de gravedad °API para los crudos de los campos estudiados son relativamente cercanos, no señala el hecho de que sus viscosidades también lo sean, en este sentido, se observó que la viscosidad del campo Bare es muy alta en comparación con las viscosidades de los campos Petrocarabobo y Petrocedeño a las mismas condiciones de yacimiento.

IV.2. Preparación de los tapones de arena de yacimiento

En la preparación de los tapones de arena real para cada uno de los campos en estudio, fue necesaria la aplicación de ciertas técnicas de manipulación de las muestras a fin de obtener tapones con una permeabilidad absoluta cercana al valor reportado para el yacimiento en cuestión. Para dos de los tres casos, ya que para el caso uno (Campo Bare) el porcentaje de humidificación fue definido en trabajos anteriores (Díaz, 2014), se hizo necesario variar el porcentaje de humidificación inicial de la arena suelta (previo empaque), lo cual afectaba el reacomodamiento de los granos a fin de aumentar o disminuir, según fuera el caso, la compactación de los granos y así obtener valores de permeabilidades ajustadas a lo esperado. El procedimiento para crear los tapones de arena fue descrito en la sección 6.5 del capítulo anterior.

IV.2.1. Preparación de los tapones de arena del Campo Bare

En relación a los tapones de arena de este campo, el porcentaje de humidificación fue de 14% con respecto al peso neto de la arena empleada para la preparación del tapón. Se utilizaron, por otra parte, diferentes presiones de compactación (1.000, 1.200 y 1.400 psi) para ajustar los granos de arena en los diferentes tapones empacados, con el propósito de hallar el valor de presión de compactación óptimo que permita el mejor reacomodo de los granos con el fin

obtener valores similares a la permeabilidad real del yacimiento. Para el caso de las muestras de arena del Campo Bare, este valor de presión de compactación se estableció en 1200 psi, presión que solo es utilizada para compactar los granos de arena en el tapón creado, ya que cuando se van a medir las propiedades físicas de los mismos se ingresa en el porosímetro automatizado es la presión reportada del yacimiento a la cual se realizarán las pruebas de desplazamiento. En la Tabla 4.4 se muestran los tapones preparados donde el valor de la permeabilidad medida resulto ser la más parecida a lo reportado para el campo, además se reportan valores de diámetro (D), longitud (L), volumen poroso (V_p) y porosidad (\emptyset). El resto de los tapones empacados se pueden observar en el apéndice A.

Tabla 4.4. Propiedad de los tapones de arena del Campo Bare

FUENTE: Propia

Tapón	Presión de compactación usada en el empaque (psi)	Peso del tapón seco (gr)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	V_p (cm ³)	\emptyset (%)	K corregida (mD)
2T	1.200	113,29	36,94	59,80	22,94	35,79	4.644
4T	1.200	116,06	37,37	62,56	24,31	35,43	4.227
5T	1.200	115,92	37,57	61,01	23,87	35,27	4.281
3D	1.200	116,92	37,27	63,76	24,94	35,86	5.040
6D	1.200	116,74	37,07	63,18	24,72	36,25	4.365
7D	1.200	116,85	36,87	63,16	24,88	36,90	4.480
8D	1.200	116,75	37,15	62,54	24,33	35,89	4.268

V_p = Volumen poroso, \emptyset = porosidad y K corregida = Permeabilidad corregida.

En lo referente a la tabla anterior, los tapones de arenas del campo Bare están identificados según el solvente con el que fue limpiada la arena, por tanto la “T” significa que fue limpiada por tolueno y la “D” por el solvente Diclorometano. En este sentido, se observó que los solventes empleados en el proceso de limpieza no influyeron en las propiedades medidas de los tapones, así pues las porosidades se mantuvieron en un rango de 35% a 37%, los volúmenes porosos entre 22 y 26 cm³, y los pesos netos de los tapones secos se mantuvieron alrededor de 116gr. Los tapones mostrados en la tabla anterior son aquellos que más se adecuan a las características del yacimiento con respecto a su permeabilidad y una de las propiedades principales para generar las curvas de K_r. Por otro lado, es de acotar que la limpieza de las muestras de arenas realizadas con Tolueno y Diclorometano es con la finalidad de evaluar el efecto que pudiera tener cada uno de estos solventes al evaluar la condición de mojado sobre cada muestra en estudio. Análisis que se considerado más adelante.

IV.2.2. Preparación de los tapones de arena del Campo Petrocarabobo

De acuerdo a los resultados obtenidos para este campo, el porcentaje de humidificación de la arena usado fue de 7% con respecto al peso neto del tapón. Se empaclaron varios tapones, los cuales se compactaron a presiones desde 600 hasta 1.300 psi, determinando así que la presión de compactación ideal para el empaquetamiento de los tapones, fue de 600 psi. De igual manera, se midieron las propiedades físicas de los tapones en el porosímetro automatizado y se reportaron en la Tabla 4.5 aquellas cuya permeabilidad corregida se acercaba a la permeabilidad reportada para el yacimiento, el resto de las muestras se pueden observar en la Tabla A.2 del apéndice A. Cabe acotar, que la presión de compactación solo es para el acomodamiento de los granos de arena en los tapones, mientras que en el porosímetro automatizado se medirán las propiedades físicas con la presión de

yacimiento reportada, que a su vez es la presión de trabajo en los desplazamientos realizados en esta investigación.

Tabla 4.5. Propiedad de los tapones de arena del Campo Petrocarabobo

FUENTE: Propia

Tapón	Presión de confinamiento usada en el empaque (psi)	Peso del tapón seco (gr)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	V_p (cm³)	Ø (%)	K corregida (mD)
P8T	600	117,07	37,77	64,34	24,33	33,76	9.809
P12T	600	117,01	37,49	63,76	24,07	34,20	10.120
P19T	600	117,14	37,29	63,33	24,00	34,70	10.038
P21T	600	116,96	37,24	64,21	24,78	35,43	7.792
P24T	600	116,98	37,42	63,10	23,77	34,52	10.427
P29T	600	116,88	37,40	64,36	24,55	34,72	10.177
P34T	600	116,93	37,92	63,78	24,90	34,85	9.497
P36T	600	116,82	37,58	64,38	24,61	34,47	10.615
P42T	600	116,78	37,04	64,22	24,37	35,23	10.620
P45T	600	116,89	37,51	61,51	22,99	33,83	9.635
P46T	600	116,57	37,41	62,13	23,35	34,70	10.915
P47T	600	116,62	37,85	60,44	23,02	33,85	9.953

Tapón	Presión de confinamiento usada en el empaque (psi)	Peso del tapón seco (gr)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	V _p (cm ³)	Ø (%)	K corregida (mD)
P48T	600	116,94	37,52	62,87	23,86	34,33	10.592
P56T	600	117,09	37,56	62,80	23,61	33,94	9.763
P7D	600	116,68	37,61	62,96	24,02	34,34	10.835
P9D	600	116,68	38,12	61,15	23,86	34,18	9.283
P12D	600	116,80	37,58	62,59	24,20	34,86	10.910
P13D	600	116,76	37,46	62,59	23,68	34,33	9.506
P19D	600	116,75	37,03	64,05	24,23	35,12	10.430
P29D	600	117,09	37,21	63,25	23,74	34,51	9.560
P30D	600	117,13	37,85	63,20	23,83	33,51	10.241

V_p= Volumen poroso, Ø = porosidad y K corregida = Permeabilidad corregida.

En relación con los tapones de este campo, la limpieza se dividió en dos partes iguales, en este caso se mantuvo la identificación con la letra “T” al final del nombre para los tapones con arena limpiada con tolueno y la terminación con “D” hace referencia al solvente diclorometano. Las propiedades físicas se establecieron en los siguientes rangos: porosidad entre 32% y 36%, volumen poroso estuvo alrededor de 24 cm³ y el peso neto asociado a cada tapón seco se aproxima a 124 gr. En lo referente a la permeabilidad, los tapones ideales para la realización de las pruebas fueron aquellos cuya permeabilidad variara en ±500 mD con respecto a la permeabilidad real del yacimiento en estudio.

IV.2.3. Preparación de los tapones de arena del Campo

Petrocedaño

El porcentaje de humidificación para el empaquetamiento de los tapones correspondientes a este campo fue de 11% con respecto al peso neto de la arena asociado a cada tapón. En este caso, las muestras de arena fueron limpiadas únicamente con el solvente tolueno. Las presiones de compactación usadas para definir los tapones en estudio estuvieron en un rango de 450 a 1.200 psi, obteniendo los mejores valores de permeabilidad para los casos en los que se empleó una presión de compactación de 450 psi. En la tabla 4.6 se muestran los tapones con propiedades físicas cercanas a las definidas para este campo en estudio, el resto de las muestras se pueden observar en el apéndice A, tabla A.3. Como se observó en los campos anteriores la presión de compactación solo se utiliza para definir el ordenamiento de los granos de arena en el tapón, mas no para definir las propiedades físicas de los mismos en el porosímetro automatizado, ya que esto depende de la presión reportada del yacimiento, sin embargo, en este caso los valores de esas presiones son consecuentes.

Tabla 4.6. Propiedad de los tapones de arena del Campo Petrocedaño

FUENTE: Propia

Tapón	Presión de confinamiento usada en el empaque (psi)	Peso del tapón seco (gr)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	V _p (cm ³)	Ø (%)	K corregida (mD)
P8T	450	117,13	36,20	63,60	21,99	33,60	16.707
P10T	450	117,58	36,72	59,68	20,42	32,30	19.511
P11T	450	116,02	37,26	60,18	21,53	31,90	14.100

V_p= Volumen poroso, Ø = porosidad y K corregida = Permeabilidad corregida.

Con respecto a las propiedades petrofísicas de los tapones, la porosidad se mantuvo alrededor de 30%, el volumen poroso cercano a 22cm^3 y el peso neto del tapón próximo a los 117 gr. Es importante mencionar que la permeabilidad reportada para este campo es muy superior en comparación con los campos anteriormente estudiados (aproximadamente 17.000 mDarcy). Así mismo, se apreció que para este caso en particular, la diversidad de los granos no fue tan uniforme, puesto que era evidente el predominio de granos de arena de mayor tamaño frente a granos de tamaño fino a muy fino.

IV.3. Índices de Amott-Harvey

Posterior a la ejecución del procedimiento experimental para Amott-Harvey modificado descrito en la sección 6.8 y 6.9 del capítulo III para determinar los desplazamientos de fluidos tanto espontáneos como forzados, se procedió a realizar el cálculo de los índices de mojabilidad empleando para ello, los volúmenes desplazados en cada una de las etapas. Para cada campo, se realizó el cálculo del índice de Amott-Harvey basado en las ecuaciones 33 y 34. Los resultados obtenidos por este método se validaron posteriormente por medio del análisis de las curvas de permeabilidad relativa tomando en consideración las reglas de Craig (Craig, 1971).

IV.3.1. Índices de Amott-Harvey para tapones del Campo Bare

Los índices de Amott-Harvey para este campo se calcularon con la muestra 6D (ver tabla 4.7). El valor de los índices obtenidos a través del método de Amott-Harvey modificado para esta muestra cotejan con lo reportado en trabajos anteriores para este mismo campo (Díaz, 2014).

Tabla 4.7. Índices de Amott-Harvey para la muestra del Campo Bare

FUENTE: propia

Tapón	Temperatura (°C)	δ_w	δ_o	I	Condición de mojado	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
6D	75	1,12	0,88	0,20	Ligeramente mojado por agua	25,60	8,10

δ_w = Relación de desplazamiento por agua, δ_o = Relación de desplazamiento por crudo, I = Índice de Amott-Harvey, S_{wirr} = Saturación de agua irreducible, S_{or} = Saturación de petróleo residual.

El valor del índice de mojabilidad de Amott-Harvey (I) obtenido mediante la ecuación 35 fue de 0,20, lo cual indica según la tabla de Cuiec (tabla 2.3) que la roca es ligeramente mojada al agua. Es importante recordar que los valores para calcular este índice provienen directamente de los volúmenes desplazados de crudo y agua de formación sintética tanto en los procesos llevados a cabo de manera espontánea como forzada (tabla S.1, apéndice S). Resultado que concuerda con trabajos anteriores realizados para el campo Bare, donde definen por medio de otra metodología la misma condición de mojado de la roca (Díaz, 2014).

IV.3.2. Índices de Amott-Harvey para tapones del Campo

Petrocarabobo

En cuanto a este campo, las muestras escogidas para realizar las pruebas de laboratorio fueron cinco, de las cuales cuatro se realizaron a 88°C y una a 80°C (ver tabla 4.8). En la siguiente tabla se muestran los resultados de la relación de desplazamiento por agua (δ_w) y la relación de desplazamiento de crudo (δ_o), la diferencia de ambas relaciones arroja el índice de mojabilidad de Amott-Harvey,

mostrando además los valores de saturación de agua irreducible (S_{wirr}) y la saturación de petróleo residual (S_{or}) para cada tapón. Los volúmenes desplazados en ambos procesos (imbibición y drenaje) utilizados para los cálculos de los índices se muestran en el apéndice S.

Tabla 4.8. Índices de Amott-Harvey para las muestras del Campo Petrocarabobo

FUENTE: Propia

Tapón	Temperatura (°C)	δ_w	δ_o	I	Condición de mojado	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
Pc9D	88	0,105	0,016	0,089	Mojabilidad intermedia	16,18	6,19
Pc12D	88	0,107	0,019	0,087	Mojabilidad intermedia	21,49	14,46
Pc45T	88	0,158	0,013	0,145	Ligeramente mojado por agua	34,75	13,05
Pc29D	88	0,145	0,015	0,130	Ligeramente mojado por agua	36,82	13,90
Pc30D	80	0,136	0,020	0,117	Ligeramente mojado por agua	39,99	4,74

δ_w = Relación de desplazamiento por agua, δ_o = Relación de desplazamiento por crudo, I = Índice de Amott-Harvey, S_{wirr} = Saturación de agua irreducible, S_{or} = Saturación de petróleo residual.

De acuerdo a los resultados obtenidos para los tapones mostrados en la tabla anterior, se puede observar que los tapones Pc9D y Pc12D poseen una mojabilidad intermedia según la tabla 2.3, ya que su valor del índice I es menor a 0,1, mientras que los tapones identificados como Pc45T, Pc29D y Pc30D, presentan una condición de mojabilidad ligeramente al agua, sin embargo, son condiciones muy parecidas lo cual se evidencia en los valores de los índices calculados. Por otro lado, aunque se reportan resultados calculados a partir de pruebas realizadas a diferentes temperaturas, se aprecia que la variación en pequeños intervalos, no influyó de alguna manera en la condición de mojado estimada, en contraste con otros trabajos (Rao, 1995 y Hamed,2006), en los que se reporta que un cambio en la temperatura modifica la condición de mojado, sin embargo, es de acotar que en estos trabajos no se discrimina entre variaciones de temperaturas a bajos intervalos o grandes intervalos. Acerca de los valores de las S_{wirr} , el cual resultó evidentemente alto en comparación con los valores de S_{or} , podría interpretarse como consecuencia de la facilidad con la que se mueve el fluido no mojante (en este caso, el crudo) con respecto al mojante (agua) en el medio poroso.

IV.3.3. Índices de Amott-Harvey para tapones del Campo

Petrocedeño

La metodología de Amott-Harvey modificada, en este caso fue aplicada a solo dos tapones del campo Petrocedeño. Los resultados de la condición de mojado estimada por medio de esta metodología se muestran en la tabla 4.9. Los volúmenes desplazados usados en cada uno de los cálculos de los índices se muestran en el apéndice S, tabla S.3.

Tabla 4.9. Índices de Amott-Harvey para las muestras del Campo Petrocedaño

FUENTE: Propia

Tapón	Temperatura (°C)	δ_w	δ_o	I	Condición de mojado	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
P8T	65	0,040	0,005	0,040	Mojabilidad neutra	29,1	13,7
P10T	65	0,050	0,007	0,050	Mojabilidad neutra	28,5	17,5

δ_w = Relación de desplazamiento por agua, δ_o = Relación de desplazamiento por crudo, I = Índice de Amott-Harvey, S_{wirr} = Saturación de agua irreducible, S_{or} = Saturación de petróleo residual.

Al observar los resultados de los índices de mojabilidad de Amott-Harvey (I) calculados para los tapones P8T y P10T, éstos arrojan que el sistema posee una condición de mojabilidad neutra en ambos casos. Salgado (2005) en su trabajo reporta que en esta condición de mojado “la roca no tiene una fuerte preferencia al aceite o al agua y asume que todas las fracciones de la superficie de la roca tienen una débil pero igual preferencia a ser mojado por agua o aceite”. Experimentalmente se puede comentar que, los volúmenes de crudo desplazados de manera espontánea por imbibición de agua para cada muestra fueron realmente bajos comparados con los otros sistemas de yacimiento estudiados en esta investigación (Bare y Petrocarabobo), pero sí más altos que los volúmenes de agua desplazados de la misma manera (espontánea) por crudo (Apéndice S). Por esta razón, se puede señalar que el agua se imbebe con mayor facilidad en la muestra que el crudo.

V.4. Curvas de Permeabilidad Relativa

Conocida la condición de mojado estimado por el método Amott-Harvey modificado para los campos de Bare, Petrocarabobo y Petrocedeno y buscando validar los resultados obtenidos se realiza el análisis de las curvas de permeabilidad relativa, ya que éstas representan el movimiento de los fluidos en el yacimiento y que es dependiente en gran parte por el tipo de mojabilidad presente en la roca. A partir de los datos de volúmenes desplazados asociados a una presión durante el proceso de imbibición descrito en el capítulo III, se determinan mediante los modelos matemáticos híbridos JBN – Corey & Asociados y JBN - Willie, los valores de saturación de agua y crudo asociados a las permeabilidades relativas al agua y al crudo respectivamente, obteniendo así las curvas de permeabilidad relativa para cada tapón, así mismo se analizan los puntos finales (*end-point*) de las curvas para inferir la condición de mojado mediante las reglas de Craig (Tabla 2.4). Estos modelos híbridos parten de las ecuaciones del modelo de JBN y las correlaciones de Corey & Asociados y Willie en busca de definir un mejor comportamiento para las curvas de permeabilidades relativas (Díaz, 2014), los cuales están ajustados a sistemas de roca no consolidadas asociados a crudos pesados y extrapesados, tal y como se explicó en el capítulo II.

IV.4.1. Curvas de permeabilidad relativa del Campo Bare

En las figuras 4.1 y 4.2 se muestran las curvas de permeabilidades relativas obtenidas para el tapón 6D mediante los modelos matemáticos híbridos JBN – Corey & Asociados y JBN - Willie para el proceso de imbibición, respectivamente. Además, en la tabla 4.11 y 4.12 se identifican los puntos de S_{wirr} , S_{or} y la saturación de agua a la cual la permeabilidad relativa del agua (K_{rw}) es igual a la permeabilidad relativa del crudo (K_{ro}) para cada una de ellas, esto no es más que el punto de intersección de ambas curvas, con el propósito de facilitar el posterior análisis de las

mismas a través de las reglas de Craig. A continuación se observa la tabla 4.10, donde se muestran las condiciones de la prueba para este tapón.

Tabla 4.10. Condiciones de la prueba para el tapón 6D

FUENTE: Propia

Q (cm ³ /min)	Presión (psi)	Temperatura (°C)	Contrapresión (psi)	V _p (cm ³)	Ø (%)	K (mD)
0,02	1.000	75	14,90	24,72	36,25	4.365

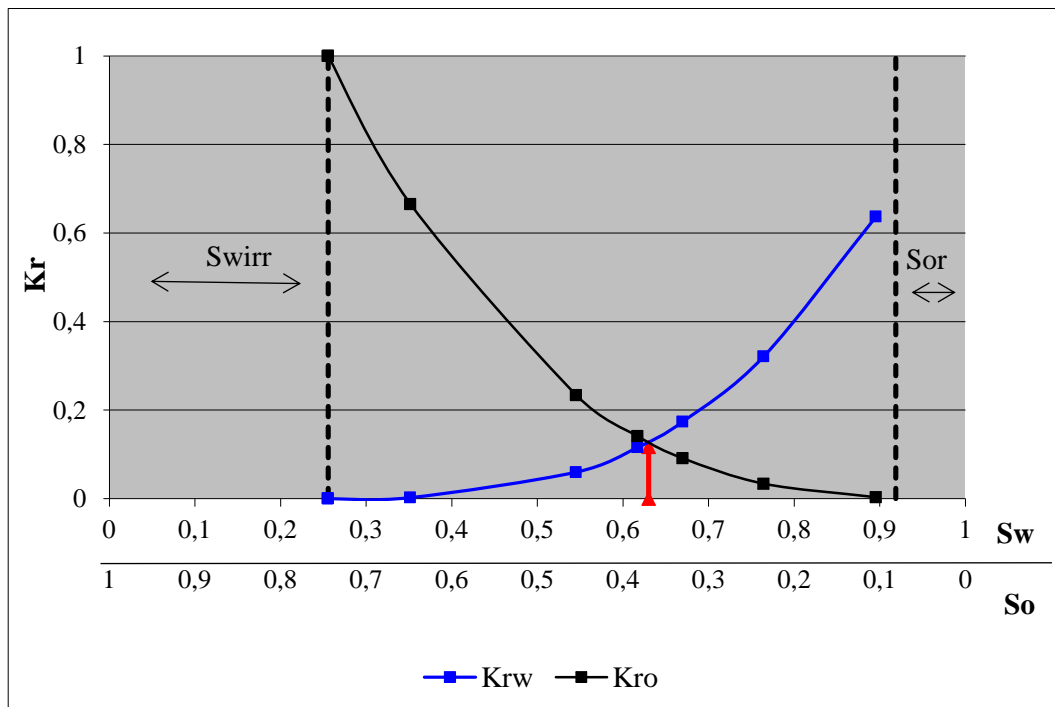


Figura 4.1. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra 6D, Sistema agua-petróleo

FUENTE: Propia

Tabla 4.11. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa según JBN-Corey & Asociados: Imbibición para el tapón 6D

FUENTE: Propia

Modelo	S_{wirr} (%)	Punto de intersección (%)	S_{or} (%)	F_r (%)	Condición de mojado según Craig
JBN- Corey & Asociados	25,57	63,00	8,13	37,43	Preferencialmente mojado al agua

De acuerdo con las reglas de Craig (tabla 2.4), las curvas anteriormente presentadas representan un sistema mojado al agua, dado el punto de S_{wirr} estimado y aquel punto de saturación en el que las curvas de permeabilidad relativa se cruzan, los cuales coinciden para una sistema afín al agua. Esto puede interpretarse como que la magnitud de las fuerzas que promueven la interacción fluido-roca existentes entre el agua y la roca (medio poroso) son superiores a las del par crudo-roca, por lo que el agua tiende a adherirse o esparcirse más fácilmente sobre el medio sólido para formar una película sobre este.

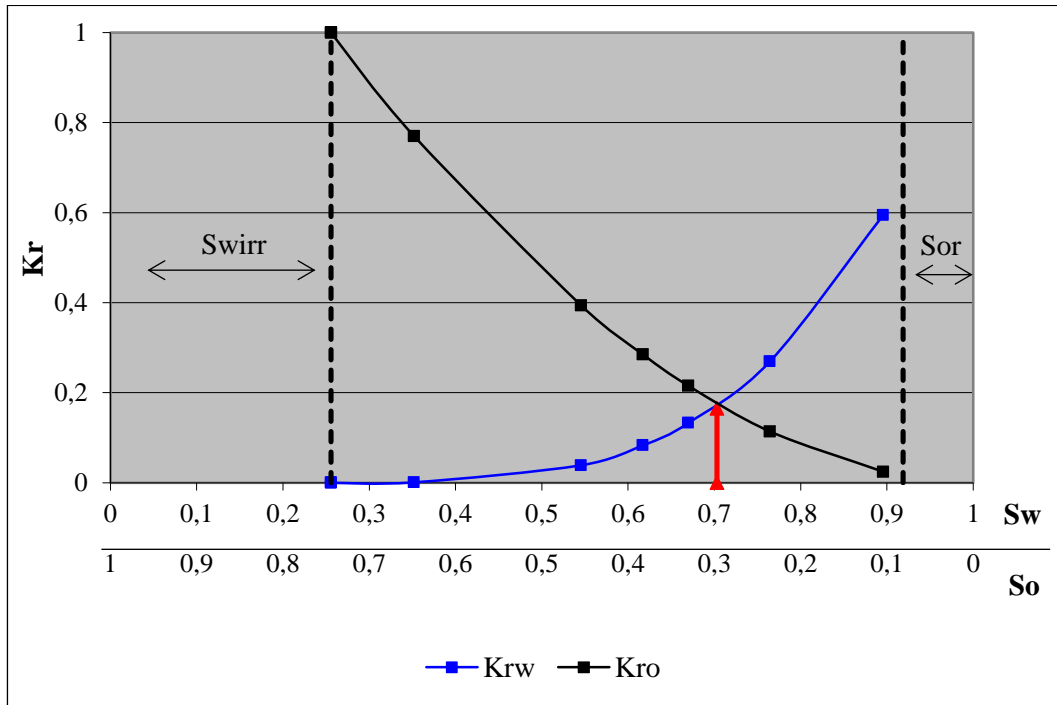


Figura 4.2. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Willie: Imbibición), Muestra 6D, Sistema agua-petróleo

FUENTE: Propia

Tabla 4.12. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa según JBN-Willie: Imbibición para el tapón 6D

FUENTE: Propia

Modelo	S_{wirr} (%)	Punto de intersección (%)	S_{or} (%)	F_r (%)	Condición de mojado según Craig
JBN-Willie	25,57	70,30	8,13	44,73	Preferencialmente mojado al agua

Un análisis un poco más detallado de estas curvas muestra que al iniciar el desplazamiento de fluidos (en este caso, del crudo) por inyección de agua (lado izquierdo de las figuras 4.1 y 4.2), la K_{ro} disminuye drásticamente a medida que

aumenta la saturación de agua, como consecuencia de que los espacios porosos más grandes que estaban ocupados por el crudo (fase no mojante) pasan a ser ocupados por el fluido inyectado (agua). Por otro lado, se observa en la curva de K_{rw} , que esta fase comienza a fluir desde bajas saturaciones (S_{wirr}) por lo que comienza a incrementarse los valores de K_{rw} . Para altas saturaciones de agua, en determinado momento la fase no mojante (crudo) dejará de fluir, hasta que su permeabilidad relativa llega a cero y se hace máxima la del agua. La razón a este comportamiento es que en este punto (S_{or}) el crudo ocupará preferiblemente los espacios porosos más pequeños, donde las fuerzas capilares son más altas impidiendo así el flujo del fluido. A bajas saturaciones de crudo (S_{or}), los valores de la K_{rw} son altos ya que el crudo se encuentra ocupando los espacios porosos más pequeños que fueron ocupados por este fluido y por ende no afecta las condiciones de flujo del agua.

Con respecto a las curvas de K_r obtenidas por medio del modelo matemático JBN - Willie, se observan los puntos de corte importantes en la tabla 4.12, estableciendo de acuerdo al mismo análisis realizado para la curva del caso anterior (tabla 2.4), una condición de mojado al agua. Esta condición corrobora la obtenida por el método híbrido JBN – Corey & Asociados, así mismo es importante resaltar el hecho de que las curvas de K_r obtenidas por ambos métodos no alcanzan en su totalidad el punto de S_{or} obtenido mediante el balance de masa finalizado el proceso de imbibición forzada, esta divergencia se puede asociar a fallas experimentales durante las pruebas de desplazamiento (como por ejemplo: no se dio el tiempo necesario para la completa culminación del experimento, pérdida de fluidos durante la aplicación de presión de confinamiento, fluido remanente en salida de la celda triaxial, entre otros). Sin embargo, de acuerdo a la forma de las curvas se puede concluir que tienen una tendencia marcada, la cual permite establecer la condición de mojado en cada una de ellas.

Díaz (2014) en su trabajo evaluó el efecto de la temperatura sobre las curvas de permeabilidad relativa para este campo, el cual produce dos principales y notorios cambios al disminuir la temperatura de 75 a 50°C: el primero de ellos, es que disminuye la S_{wirr} y el segundo, que aumenta la S_{or} , puesto que al elevar la temperatura del sistema, la relación de movilidad del crudo es más favorable para desplazar el agua generando un mejor barrido del medio y por ende un mejor desplazamiento de agua.

Por otro lado, es importante destacar también que para la realización de las pruebas de desplazamiento para el campo en estudio, las pruebas fueron llevadas a cabo a una presión de poro atmosférica (presión de salida o contrapresión de 14,9 psi), puesto que la misma, como se demostró en el trabajo de Díaz (2014) tiene un efecto despreciable a bajas presiones sobre las curvas de permeabilidad relativa. De igual manera se hacen variaciones en la tasa de inyección de los fluidos en el equipo de desplazamiento (simulador físico de yacimientos) con la finalidad de determinar la tasa de inyección óptima, ya que si la tasa de inyección es alta, puede favorecer a una conificación temprana del fluido inyectado, mientras que a bajas tasas de inyección (por ejemplo, en el rango de 0.05-0.01cc/min) se puede garantizar un desplazamiento mucho más homogéneo de los fluidos contenidos en el tapón, generando así disminución de los valores de la S_{or} , como por ejemplo, cuando se observan las curvas de K_r del tapón 6D, en el cual se trabajó a una tasa óptima de 0,02cc/min, la cual se encuentra en el rango de tasas de inyección reportada en trabajos anteriores (Abubaker, 2008).

Otro parámetro importante que se puede estimar a partir de las curvas de permeabilidad relativa obtenidas es el factor de recobro (F_r). Para ello, se debe conocer inicialmente la región que corresponde a la saturación de petróleo móvil, la cual está comprendida entre la S_{wirr} y la S_{or} . A partir de esta región, solo un

porcentaje de petróleo podrá ser recuperado por mecanismos de producción primaria, este porcentaje se encuentra en la zona que comprende la S_{wirr} y la saturación de agua a la cual la K_{rw} y la K_{ro} son iguales (Miranda, 2008). Así pues, se observa que para la figura 4.1, el F_r estimado es de 37%, mientras que para la figura 4.2, es de 44%, comparando ambas curvas, el F_r promedio para este campo es de 41%.

IV.4.2. Curvas de permeabilidad relativa del Campo Petrocarabobo

En este punto se mostrarán cada una de las curvas de permeabilidades relativas obtenidas por medio de los modelos matemáticos híbridos JBN – Corey & Asociados y JBN - Willie para imbibición para cada uno de los tapones escogidos para este campo (tabla 4.5). Para finalizar se hará un análisis global de este campo partiendo de las curvas de permeabilidad relativa promedio obtenidas por los modelos matemáticos mencionados anteriormente.

IV.4.2.1. Tapón Pc9D

En la figura 4.3 se muestran los resultados de las curvas de permeabilidades relativas obtenidas mediante los modelos matemáticos híbridos descritos anteriormente. Así mismo, se muestra la tabla 4.13 describiendo las condiciones de trabajo para este tapón y la tabla 4.14 con los valores de los “*end points*” asociados a las respectivas curvas.

Tabla 4.13. Condiciones de la prueba para el tapón Pc9D

FUENTE: Propia

Q (cm ³ /min)	Presión (psi)	Temperatura (°C)	Contrapresión (psi)	V _p (cm ³)	Ø (%)	K (mD)
0,05	1.200	88	14,90	23,86	34,18	9.283

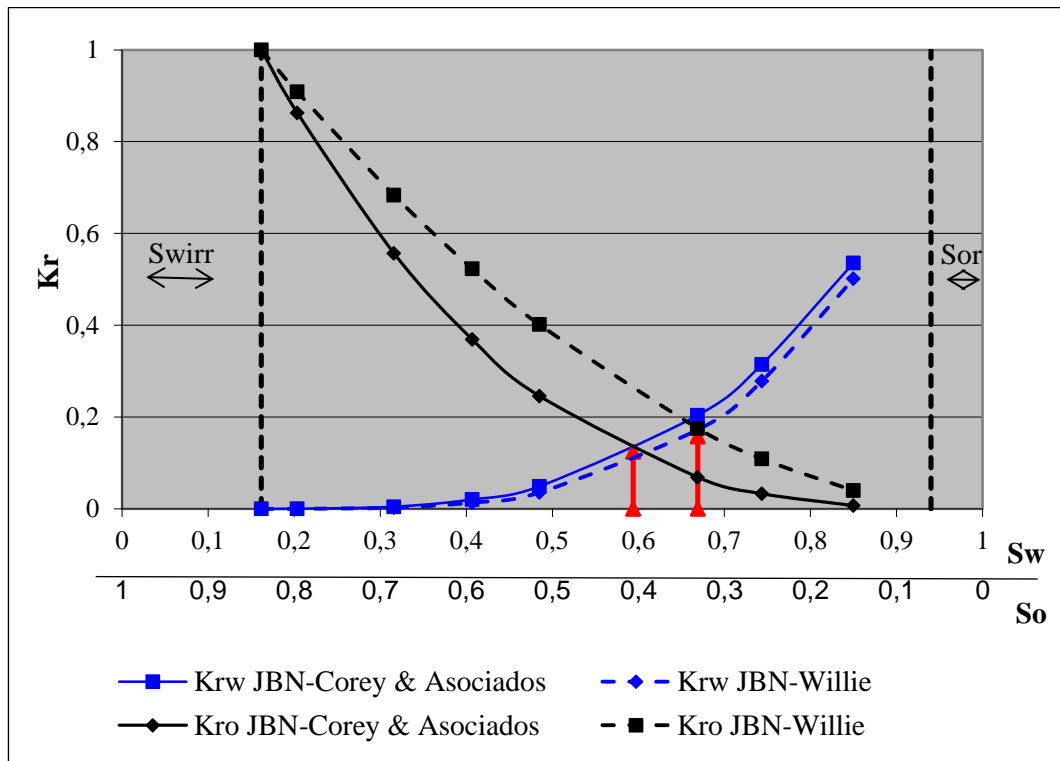


Figura 4.3. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados y JBN-Willie: Imbibición), Muestra Pc9D, Sistema agua-petróleo

FUENTE: Propia

Tabla 4.14. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc9D

FUENTE: Propia

Modelo	S_{wirr} (%)	Punto de intersección (%)	S_{or} (%)	F_r (%)	Condición de mojado según Craig
JBN-Corey & Asociados	16,20	59,40	6,00	43,20	Preferencialmente mojado al agua
JBN-Willie	16,20	66,90	6,00	50,70	Preferencialmente mojado al agua

IV.4.2.2. Tapón Pc12D

Las curvas de permeabilidades relativas definidas para este tapón se muestran en la figura 4.4 según sea el modelo matemático en estudio. Las tablas 4.15 y 4.16, muestran las condiciones a las cuales se corrió la prueba de este tapón y los valores críticos asociados a las curvas de permeabilidad, respectivamente.

Tabla 4.15. Condiciones de la prueba para el tapón Pc12D

FUENTE: Propia

Q (cm³/min)	Presión (psi)	Temperatura (°C)	Contrapresión (psi)	V_p (cm³)	Ø (%)	K (mD)
0,05	1.200	88	14,90	24,20	34,86	10.910

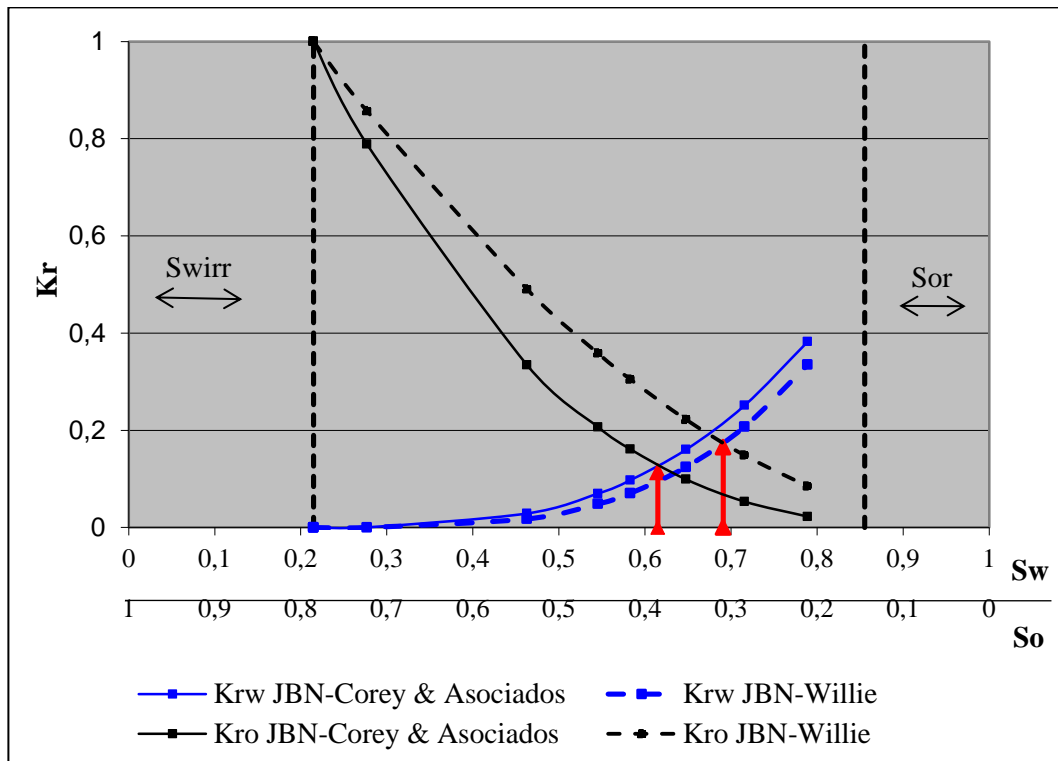


Figura 4.4. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados y JBN-Willie: Imbibición), Muestra Pc12D, Sistema agua-petróleo

FUENTE: Propia

Tabla 4.16. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc12D

FUENTE: Propia

Modelo	S_{wirr} (%)	Punto de intersección (%)	S_{or} (%)	F_r (%)	Condición de mojado según Craig
JBN-Corey & Asociados	21,50	61,50	14,50	40,00	Preferencialmente mojado al agua

Modelo	S_{wirr} (%)	Punto de intersección (%)	S_{or} (%)	F_r (%)	Condición de mojado según Craig
JBN-Willie	21,50	69,10	14,50	47,60	Preferencialmente mojado al agua

IV.4.2.3. Tapón Pc29D

Para el siguiente tapón se muestra la figura 4.5 la cual representa las curvas de permeabilidades relativas por medio de los modelos matemáticos híbridos mencionados anteriormente, a partir de ellas se estudia la condición de mojado de la roca. A continuación se puede observar la tabla 4.17, la misma muestra las condiciones que se establecieron para realizar las pruebas de desplazamiento para este tapón, a su vez, la tabla 4.18 refleja los puntos críticos asociados a las curvas de permeabilidad obtenidas.

Tabla 4.17. Condiciones de la prueba para el tapón Pc29D

FUENTE: Propia

Q (cm³/min)	Presión (psi)	Temperatura (°C)	Contrapresión (psi)	V_p (cm³)	Ø (%)	K (mD)
0,02	1.200	88	14,90	23,74	34,51	9.560

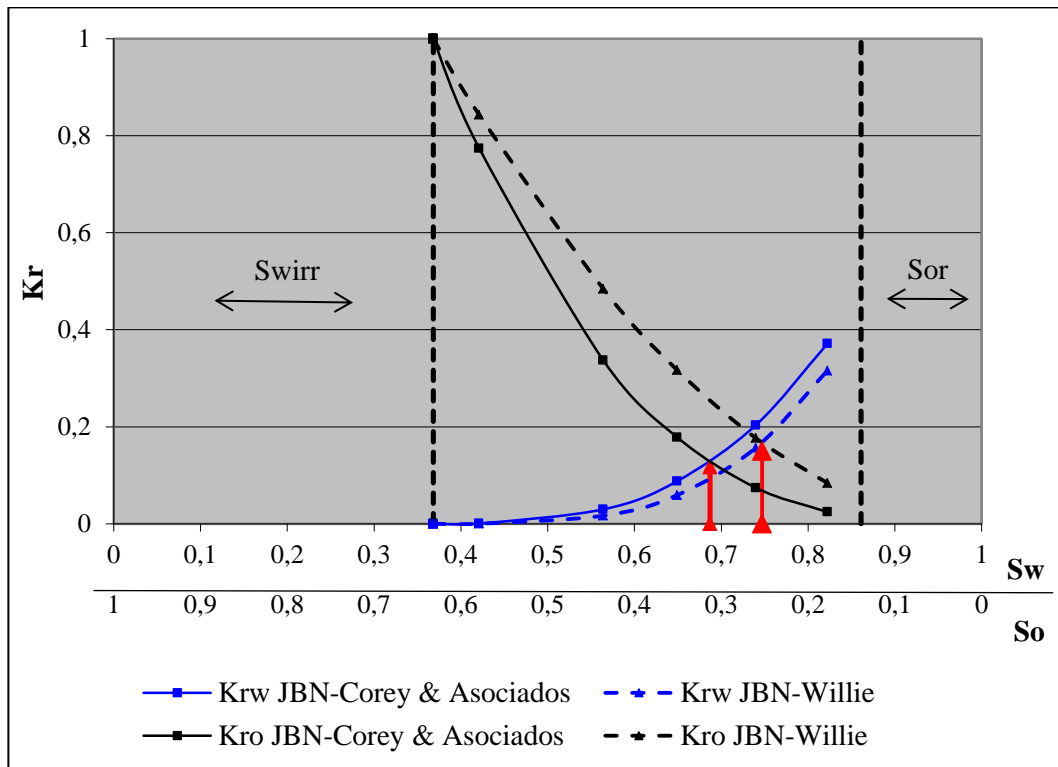


Figura 4.5. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados y JBN-Willie: Imbibición), Muestra Pc29D, Sistema agua-petróleo

FUENTE: Propia

Tabla 4.18. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc29D

FUENTE: Propia

Modelo	S_{wirr} (%)	Punto de intersección (%)	S_{or} (%)	F_r (%)	Condición de mojado según Craig
JBN-Corey & Asociados	36,80	68,70	13,90	31,90	Preferencialmente mojado al agua

Modelo	S_{wirr} (%)	Punto de intersección (%)	S_{or} (%)	F_r (%)	Condición de mojado según Craig
JBN-Willie	36,80	74,70	13,90	37,90	Preferencialmente mojado al agua

IV.4.2.4. Tapón Pc30D

En lo referente al tapón Pc30D el estudio realizado por medio de los modelos matemáticos híbridos se muestra en la figura 4.6. Las tablas 4.19 y 4.20 muestran las condiciones establecidas para el desplazamiento de fluidos dentro del tapón y los puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad calculadas respectivamente.

Tabla 4.19. Condiciones de la prueba para el tapón Pc30D

FUENTE: Propia

Q (cm³/min)	Presión (psi)	Temperatura (°C)	Contrapresión (psi)	V_p (cm³)	Ø (%)	K (mD)
0,02	1.200	80	14,90	23,83	33,51	10.241

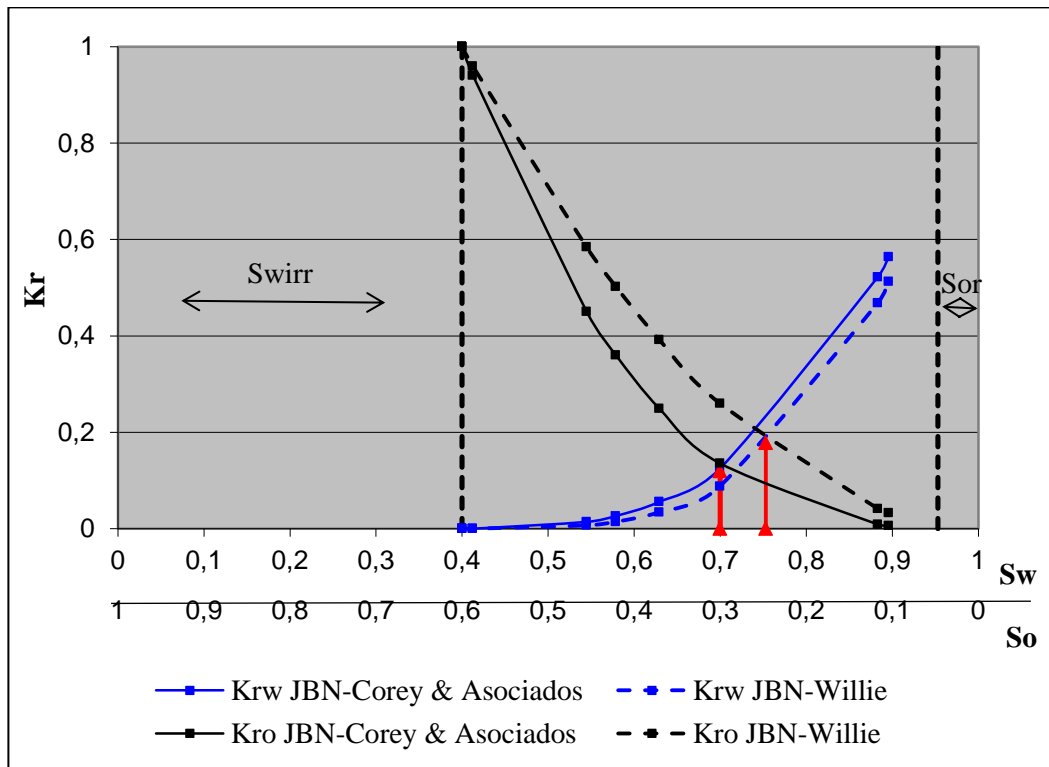


Figura 4.6. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados y JBN-Willie: Imbibición), Muestra Pc30D, Sistema agua-petróleo

FUENTE: Propia

Tabla 4.20. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc30D

FUENTE: Propia

Modelo	S_{wirr} (%)	Punto de intersección (%)	S_{or} (%)	F_r (%)	Condición de mojado según Craig
JBN-Corey & Asociados	39,90	70,00	4,70	30,10	Preferencialmente mojado al agua
JBN-Willie	39,90	75,30	4,70	35,40	Preferencialmente mojado al agua

IV.4.2.5. Tapón Pc45T

A continuación se muestra la figura 4.7, la cual contiene las curvas de permeabilidades relativas para el tapón en estudio calculadas mediante los modelos matemáticos híbridos de JBN – Corey & Asociados y JBN - Willie respectivamente. Las condiciones de trabajo para este tapón, como tasa de inyección, presión, temperatura entre otros, se muestran en la tabla 4.21. Así mismo, en la tabla 4.22 se muestran los puntos críticos asociados a las curvas de permeabilidad obtenidas y los cuales se utilizaran para establecer la condición de mojado según Craig (Craig, 1971)

Tabla 4.21. Condiciones de la prueba para el tapón Pc45T

FUENTE: Propia

Q (cm³/min)	Presión (psi)	Temperatura (°C)	Contrapresión (psi)	V_p (cm³)	Ø (%)	K (mD)
0,05	1.200	88	14,90	22,99	33,83	9.635

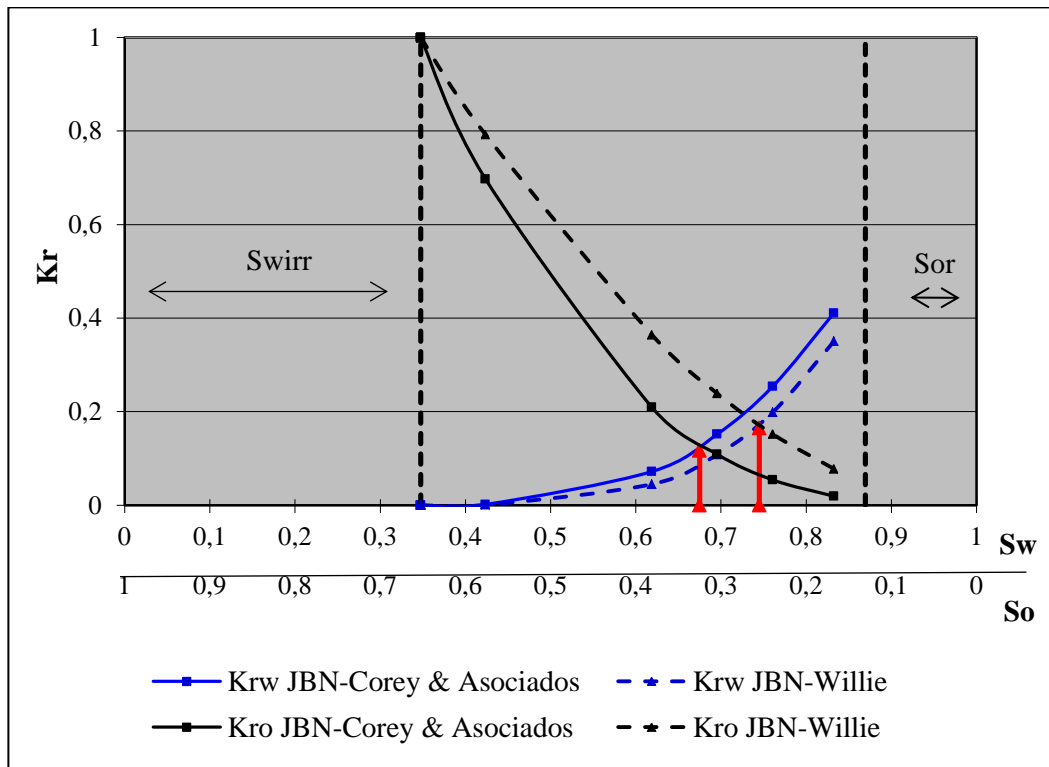


Figura 4.7. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados y JBN-Willie: Imbibición), Muestra Pc45T, Sistema agua-petróleo

FUENTE: Propia

Tabla 4.22. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc45T

FUENTE: Propia

Modelo	S_{wirr} (%)	Punto de intersección (%)	S_{or} (%)	F_r (%)	Condición de mojado según Craig
JBN-Corey & Asociados	34,70	67,50	13,10	32,80	Preferencialmente mojado al agua
JBN-Willie	34,70	74,50	13,10	39,80	Preferencialmente mojado al agua

El estado de mojabilidad de este campo se determina mediante las curvas de permeabilidad relativa basados en las reglas de Craig, las cuales se apoyan en la estimación de los valores que toman ciertos parámetros como lo son la saturación de agua irreducible, el valor de la saturación de agua a la cual se tiene que la permeabilidad relativa del crudo es igual a la permeabilidad relativa del agua y el valor de permeabilidad relativa al agua a la condición de saturación de petróleo residual, se observa que para el primer parámetro el 80% de los tapones tienen una S_{wirr} mayor al 20%, para el segundo parámetro se obtuvo que el 100% de los tapones tuvieron un punto de intersección de las curvas de permeabilidad relativa mayor al 50% de saturación de agua, finalmente el tercer parámetro se basa en el valor de la K_{rw} a la S_{or} , para este campo el 100% de los tapones tienen un valor de K_{rw} superior al 30%. Una vez definidos los parámetros mencionados anteriormente se observa que tienen una tendencia de mojado preferiblemente al agua, ya que cumple casi en su totalidad las dos primeras reglas de Craig (ver tabla 2.4), la tercera regla no se cumple para los tapones de este campo, sin embargo, Salgado (2005) en su trabajo establece que esta regla generalmente cumple con esta condición para los sistemas mojados por agua, por esta razón es importante destacar que son muy pocos los trabajos realizados para determinar la condición de mojado de sistemas no consolidados asociados a crudos pesados y extrapesados, por tal motivo se puede concluir en base a los dos campos estudiados hasta el momento que este comportamiento puede ser una característica particular para este tipo de sistemas no convencionales.

Adicional al análisis de las curvas de permeabilidad, es importante señalar las variaciones que se realizaron a las condiciones iniciales para la realización de las pruebas de desplazamiento, como lo son la tasa de inyección, temperatura y la influencia del solvente con que se lavaron las muestras de arena en las curvas de permeabilidad relativas. Con respecto a la variación de la tasa de inyección se observó en las curvas de permeabilidad relativa que los desplazamientos realizados

tuvieron un comportamiento similar debido a que estas bajas tasas (0,02 y 0,05cm³/min) implican una mayor eficiencia de desplazamiento de los fluidos dentro del medio poroso como lo reporta Batycky (1981).

Otra de las condiciones iniciales que se varió fue la temperatura debido a que a 88°C se presentaron problemas de vaporización, por esta razón se veía una irrupción temprana en el proceso de imbibición, que se vio reflejado en el cilindro graduado de condensación de las celdas para los cuatro tapones corridos en bajas proporciones (<1 cm³), así mismo se decidió correr una muestra a 80°C para determinar las variaciones existente evitando el problema de vaporización en el sistema, a su vez las variaciones de temperaturas realizadas no afectaron las condiciones de mojado y la de los valores de saturación crítica, debido a que la misma es baja en comparación a la realizada en otros trabajos (Rao, 1995). Para finalizar, los solventes usados para la limpieza de las arenas no tuvieron ningún impacto en el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativas.

Este campo posee características similares al campo Bare como por ejemplo la presión de yacimiento, por tal motivo se trabajó a una contrapresión de 14,9 psi, ya que como poseen bajas presiones de yacimientos estas no presentan cambios significativos en las curvas de K_r (Díaz, 2014).

IV.4.3. Curvas de permeabilidad relativa promedio para el Campo Petrocarabobo

A continuación se presentan las curvas de permeabilidades relativas promedio obtenidas a partir de los modelos matemáticos híbridos JBN - Willie y JBN – Corey

& Asociados para las muestras del Campo Petrocarabobo en la figura 4.8. A su vez, en la tabla 4.23 se muestran los valores de los puntos críticos promedio asociado a cada modelo matemático en estudio.

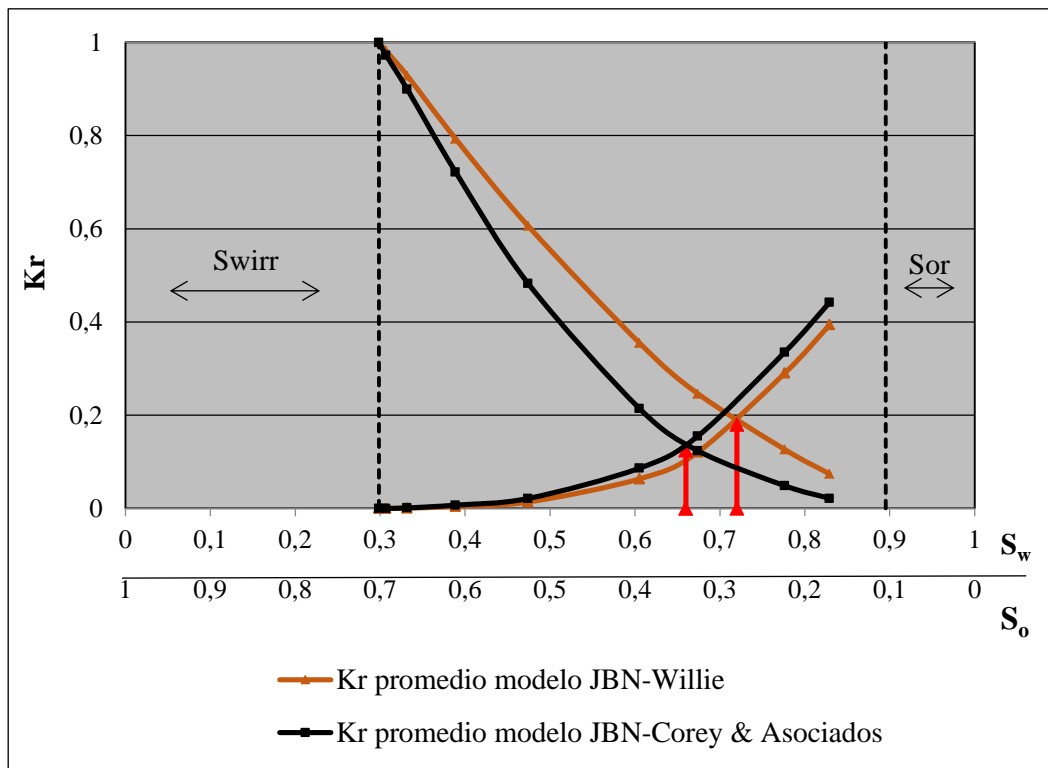


Figura 4.8. Curvas de permeabilidad relativa promedio (JBN - Corey & Asociados y JBN - Willie: Imbibición), Campo Petrocarabobo, Sistema agua-petróleo.

FUENTE: Propia

Tabla 4.23. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa promedio para el Campo Petrocarabobo

FUENTE: Propia

Modelo	S_{wirr} (%)	Punto de intersección (%)	S_{or} (%)	F_r (%)	Condición de mojado según Craig
JBN-Corey & Asociados	29,85	66,00	17,07	36,15	Preferencialmente mojado al agua
JBN-Willie	29,85	72,00	17,07	42,15	Preferencialmente mojado al agua

En la tabla 4.23 se puede observar que el punto de corte promedio para ambas curvas es mayor al 50% de saturación de agua, aunado a esto la S_{wirr} se encuentra por encima del 20%, mediante las reglas de Craig (Tabla 2.4) ambos modelos matemáticos marcan una tendencia de mojado al agua corroborando así con la condición de mojabilidad obtenida mediante el cálculo del índice de Amott-Harvey para este campo (Tabla 4.8).

Por otra parte, el caudal de inyección fue constante a unas tasas bajas (0,02 y 0,05 cm³/min) lo que garantizó un desplazamiento homogéneo, de esto resulta una S_{or} baja, generando un alto impacto en la estimación del factor de recobro que se estima por medio de las curvas de permeabilidad promedios obtenidas para el campo Petrocarabobo, este depende de la saturación de petróleo móvil, el mismo se encuentra representado, como se mencionó anteriormente, en las curvas de K_r en el rango comprendido entre la S_{wirr} y la S_{or} , pero solo una fracción de esta saturación es posible recuperar por mecanismos de recuperación primaria, esta fracción está comprendida entre la S_{wirr} y el punto de intersección de las curvas de K_r promedio para cada modelo matemático empleado. Es así como se obtuvo un factor de recobro

promedio para este campo 39,15% ($F_r = \text{Punto de intersección} - S_{wirr}$). Vale destacar que por medio de las curvas de K_r para el campo Petrocarabobo, se determinó y corroboró la condición de mojado para las muestras de este campo, así como un factor de recobro primario aproximado, los cuales aportan información valiosa para predecir el método de recuperación secundaria más óptimo, con el fin de aumentar la recuperación de petróleo y así mejorar su rentabilidad económica.

IV.4.4. Curvas de permeabilidad relativa del Campo Petrocedaño

Para este campo se presentan las curvas de permeabilidades relativas para los tapones 8T y 10T obtenidas por medio de pruebas de desplazamiento descritas en el capítulo anterior. Los datos de la pruebas de desplazamientos obtenidos se procesaron de igual manera a los casos anteriores mediante los mismos dos modelos matemáticos híbridos ya mencionados

IV.4.4.1. Tapón 8T

En la figura 4.9 se presenta las curvas de permeabilidades relativas obtenidas por medio de los modelos matemáticos híbridos JBN-Corey & Asociados y JBN-Willie, respectivamente. Además, se observa en la tabla 4.24 las condiciones de la prueba establecidas y en la tabla 4.25 los “*end points*” asociados a las curvas de permeabilidad obtenidas.

Tabla 4.24. Condiciones de la prueba para el tapón 8T

FUENTE: Propia

Q (cm ³ /min)	Presión (psi)	Temperatura (°C)	Contrapresión (psi)	V _p (cm ³)	Ø (%)	K (mD)
0,02	450	65	14,90	21,99	33,60	16.707

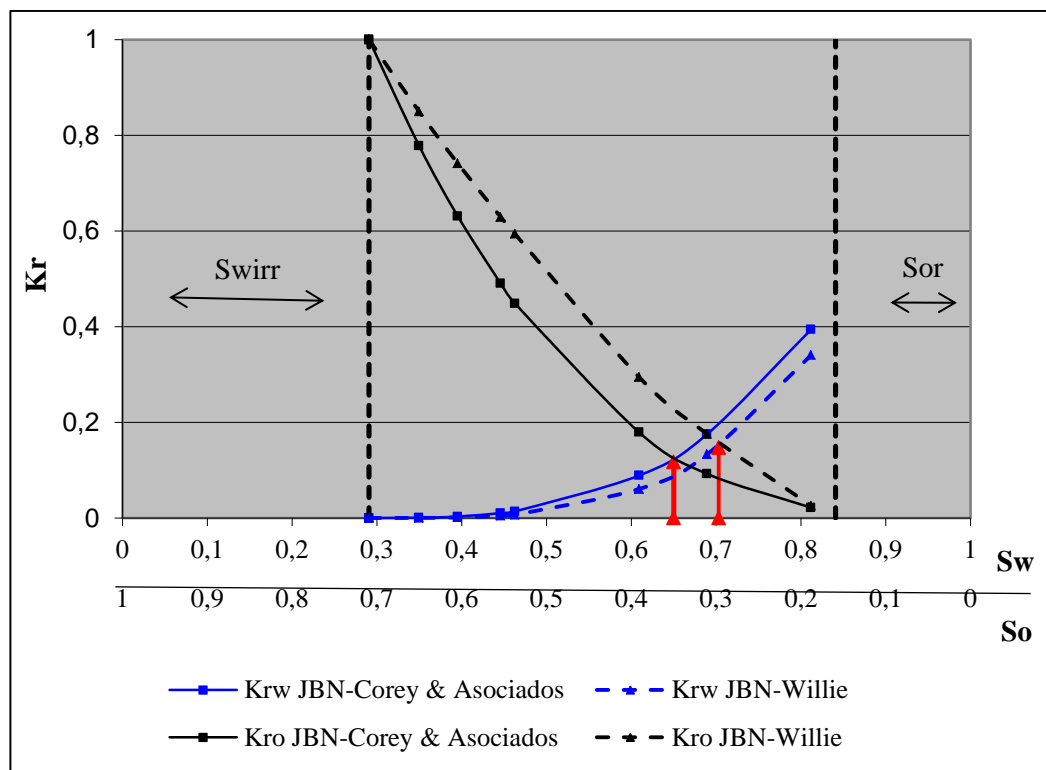


Figura 4.9. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados y JBN-Willie: Imbibición), Muestra 8T, Sistema agua-petróleo

FUENTE: Propia

Tabla 4.25. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón 8T

FUENTE: Propia

Modelo	S_{wirr} (%)	Punto de intersección (%)	S_{or} (%)	F_r (%)	Condición de mojado según Craig
JBN-Corey & Asociados	29,10	65,00	15,90	35,90	Preferencialmente mojado al agua
JBN-Willie	29,10	70,30	15,90	41,20	Preferencialmente mojado al agua

IV.4.4.2. Tapón 10T

A continuación se presentan para este tapón las curvas de permeabilidades relativas (Figura 4.10). Para este tapón se realizaron las pruebas de desplazamiento bajo las condiciones representadas en la tabla 4.26 y los puntos críticos asociados a las curvas de permeabilidad se muestran en la tabla 4.27.

Tabla 4.26. Condiciones de la prueba para el tapón 10T

FUENTE: Propia

Q (cm³/min)	Presión (psi)	Temperatura (°C)	Contrapresión (psi)	V_p (cm³)	Ø (%)	K (mD)
0,02	450	65	14,90	20,42	32,30	19.511

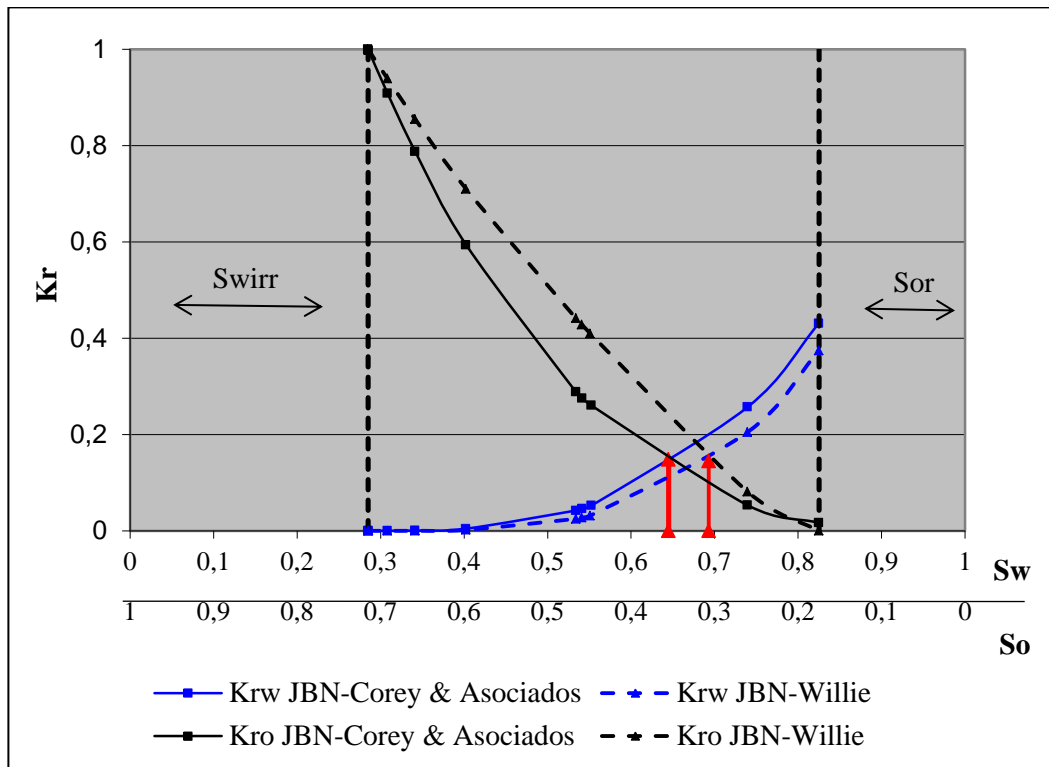


Figura 4.10. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados y JBN - Willie: Imbibición), Muestra 10T, Sistema agua-petróleo

FUENTE: Propia

Tabla 4.27. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón 10T

FUENTE: Propia

Modelo	S_{wirr} (%)	Punto de intersección (%)	S_{or} (%)	F_r (%)	Condición de mojado según Craig
JBN-Corey & Asociados	28,50	64,50	17,50	36,00	Preferencialmente mojado al agua
JBN-Willie	28,50	69,30	17,50	40,80	Preferencialmente mojado al agua

IV.4.5. Curvas de permeabilidad relativa promedio del Campo

Petrocedeño

A continuación se presentan las curvas de permeabilidades relativas promedio obtenidas a partir de los modelos matemáticos híbridos JBN - Willie y JBN – Corey & Asociados para las muestras del Campo Petrocedeño en la figura 4.11. Así mismo, en la tabla 4.28 se muestran los valores de los puntos críticos promedio asociado a cada modelo matemático en estudio.

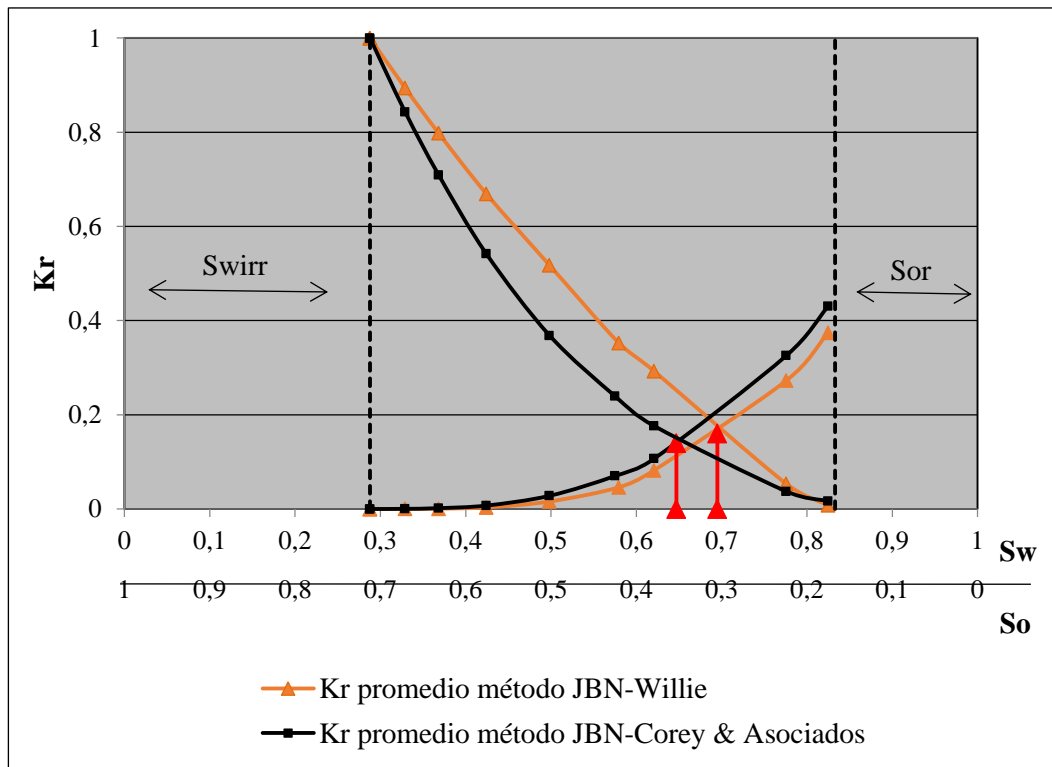


Figura 4.11. Curvas de permeabilidad relativa promedio (JBN – Corey & Asociados y JBN - Willie), Campo Petrocedeño, Sistema agua-petróleo

FUENTE: Propia

Tabla 4.28. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa promedio para el campo Petrocedeño

FUENTE: Propia

Modelo	S_{wirr} (%)	Punto de intersección (%)	S_{or} (%)	F_r (%)	Condición de mojado según Craig
JBN-Corey & Asociados	28,78	64,70	16,70	35,92	Preferencialmente mojado al agua
JBN-Willie	28,78	69,50	16,70	40,72	Preferencialmente mojado al agua

En la figura 4.11, se esbozan las curvas de permeabilidades relativas promedios realizadas mediante los modelos matemáticos híbridos descritos anteriormente. Al observar la figura se analizan los parámetros importantes para definir la condición de mojado de la roca, los cuales indican una condición de mojado al agua bien definida, no obstante, la tercera condición que se toma en consideración según las reglas de Craig para determinar la condición de mojado a partir de las curvas de permeabilidades relativas, establece que el valor de la K_{rw} a la S_{or} debería de ser “generalmente” menor al 30%; sin embargo, todas las curvas obtenidas mediante los métodos matemáticos de JBN – Corey & Asociados y JBN - Willie para los campos Bare, Petrocarabobo y Petrocedeño, arrojan resultados por encima del 30%, este comportamiento se ve reflejado en todas las curvas de K_r de los tres campos, los cuales a pesar de que poseen características similares, son yacimientos totalmente distintos. En trabajos anteriores relacionados con la determinación de la condición de mojado de yacimientos de la FPO por medio de curvas de permeabilidad relativa (Díaz, 2014), se observa el mismo comportamiento de la K_{rw} a la S_{or} , así pues este podría ser un comportamiento particular de los campos de la FPO debido a su característica más relevantes de yacimientos no convencionales.

Los siguientes puntos a analizar son los parámetros a los que se realizaron las pruebas de desplazamiento para obtener las curvas de permeabilidades relativas para este campo descritas en el capítulo anterior. Uno de los parámetros es la tasa de inyección utilizada en el proceso, la cual fue $0,02 \text{ cm}^3/\text{min}$ en ambas muestras, con esta tasa se aseguró que el desplazamiento de los fluidos fuera lo más homogéneo en el tapón, ya que a bajas tasas se logra una mayor eficiencia de desplazamiento como lo reporta Batycky (1981). Otra de las condiciones es la contrapresión, que al igual a los campos anteriores, no se trabajó con esta debido a las bajas presiones de los yacimientos, las cuales no reflejan cambios pronunciados en las curvas de K_r (Díaz, 2014), de igual manera se analiza la temperatura, que como se explicó en la sección anterior, el aumento de temperatura realizado no afecta la condición de mojado debido a que la variación no es significativa con respecto a otros trabajos realizados (Rao, 1995) pero sí mejora las condiciones dinámicas reales emulando de esta manera las condiciones dinámicas del yacimiento.

A partir de las curvas de permeabilidad relativa se puede inferir el factor de recobro, que como se explicó para el campo Petrocarabobo, se obtiene directamente de las curvas de K_r , arrojando un valor de factor de recobro promedio de 38% aproximadamente, este valor representa la cantidad de petróleo móvil que se puede recuperar por mecanismos de recuperación primaria. De igual manera a partir de las curvas de permeabilidad también se puede analizar cuál es el mejor método posterior a la recuperación primaria, mediante la condición de mojado al agua.

IV.5. Comparación de los resultados obtenidos por el método de Amott-Harvey modificado y las curvas de permeabilidad relativa

De acuerdo a los resultados obtenidos por el método Amott-Harvey modificado y por las curvas de permeabilidad relativa se observó que ambas técnicas arrojaron una condición de mojado al agua, para los campos Bare y Petrocarabobo, pero para el campo Petrocedeño los resultados obtenidos difieren un poco por ambos métodos; sin embargo, la tendencia indica una condición de mojabilidad neutra a una de mojado al agua, corroborando la validez de ambas técnicas para la estimación de la condición de mojado para sistemas de yacimientos no convencionales y crudos extrapesados.

CONCLUSIONES

✓ La metodología de Amott-Harvey modificada resulta válida para definir la condición de mojado de los yacimientos no convencionales asociados a crudos pesados y extrapesados, lo cual se pudo corroborar con los resultados obtenidos del análisis de las curvas de permeabilidad relativa.

✓ Se comprobó que los modelos matemáticos híbridos de JBN-Corey & Asociados y JBN-Willie son modelos innovadores, en lo referentes a la realización de las curvas de permeabilidades relativas para yacimientos de arenas no consolidadas asociadas a crudos pesados y extrapesados.

✓ A partir de los resultados obtenidos por las dos metodologías utilizadas en este estudio se evidencia que la condición de mojabilidad de las muestras de los campos Bare, Petrocarabobo y Petrocedeño pertenecientes a la FPO son preferencialmente mojados al agua.

✓ Con la variación de temperatura realizada para llevar a cabo las pruebas de desplazamientos de fluidos, se lograron modelar con considerable semejanza, las condiciones dinámicas reales de los yacimientos en estudio, por tanto, destaca la importancia de entre otros aspectos, realizar las pruebas de desplazamiento reproduciendo las viscosidades reales de los fluidos en los yacimientos para obtener resultados más representativos.

✓ Se observó que el aumento de temperatura incide directamente en la disminución de la viscosidad de los crudos extrapesados, en la misma línea, se observó una particularidad en crudos con viscosidades muy elevadas y es que un leve aumento en la temperatura disminuye de forma drástica su viscosidad, en otras

palabras, entre más alta sea su viscosidad esta se reducirá en mayor proporción por pequeños aumentos de temperatura.

✓ En el empaquetamiento de las muestras de arena no consolidadas se observó la importancia que tiene tanto el porcentaje de humidificación en relación a la cantidad de arena como la presión de compactación que permiten cotejar las propiedades petrofísicas de los yacimientos, ya que éstas influyen de forma directa en el valor reportado de las propiedades de la roca como lo son la permeabilidad y la porosidad.

✓ Se observó que los solventes (tolueno y diclorometano) utilizados para la limpieza de las arenas no afectaron la condición de mojado de la roca, ya que no presentaron diferencias en los resultados obtenidos.

✓ Al definir la condición de mojado (preferencial al agua) mediante esta metodología, se establece una mejor caracterización del yacimiento, con el cual se puede realizar un plan de explotación óptimo que permite establecer las técnicas más apropiadas para la recuperación de petróleo, esto con el fin de aumentar la cantidad de hidrocarburos extraídos del yacimiento.

✓ Mediante la metodología aplicada en este estudio se determinó la condición de mojado para los campos estudiados simultáneamente por dos métodos distintos optimizando así los tiempos de realización de las pruebas.

RECOMENDACIONES

- ✓ Desarrollar un estudio de simulación donde se cotejen los resultados reportados mediante esta nueva metodología planteada para crudos pesados y extrapesados contenidos en sistemas no convencionales, para así corroborar los resultados obtenidos.

- ✓ Evaluar la mojabilidad de sistemas no convencionales de estos y otros campos de la FPO siguiendo la metodología planteada en esta investigación para así evaluar y corroborar la condición de mojado.

- ✓ Para los campos estudiados, realizar las curvas de permeabilidad relativa a temperatura de yacimiento, siguiendo la metodología propuesta en este trabajo donde el crudo a utilizar sea crudo vivo (crudo con gas en solución) emulando las condiciones reales del yacimiento, para así cotejar los resultados de la condición de mojado con los obtenidos en este trabajo.

- ✓ Garantizar la procedencia de los datos PVT del yacimiento, datos que son de gran importancia en la determinación de la propiedad física en estudio (mojabilidad), ya que los mismos podrían contribuir a errores en el experimento.

- ✓ Realizar más pruebas siguiendo la metodología propuesta de los campos estudiados a fin de establecer de forma estadística la condición de mojado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abubaker, H., (2008). “*Experimental Study of the Effects of Oil Viscosity, Permeability, Injection Rate and Wettability on the Waterflooding of Heavy Oil Reservoirs*”. Tesis de Maestría. Universidad de Regina. Canadá.
- Agbalaka, C. Dandekar, A. Y., Khataniar S. y Hemsath. J.R., (2008). “*The effect of Wettability on Oil Recovery: A Review*”. Society of Petroleum Engineers, (114496). Perth, Australia.
- Aguirre, A., Naylet, N. (2013). “*Estudio de la interacciones Polímero-Surfactante, para la recuperación de crudo extrapesado en yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco*”. Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- Akin, Serhat, (1999). “*Effect of Temperature on Heavy Oil/Water Relative Permeabilities*”. Society of Petroleum Engineers, (54120).
- Al-Hadhrami, H. S. y Blunt. M. J., (2001). “*Thermally Induced Wettability Alteration to Improve Oil Recovery in Fractured Reservoir*”. Society of Petroleum Engineers, (71866).
- Amott, Earl, (1959). “*Observations Relating to the Wettability of Porous Rock*”. Society of Petroleum Engineers, (1167).

- Araujo, Y.C. (2004). *“Interacciones roca-fluido para yacimientos”*. Segunda Edición. PDVSA-INTEVEP.
- Balestrini A., M. (1998). *“Como se elabora el proyecto de investigación”*. Editorial Consultores Asociados
- Batycky, J. P., (1981). *“Interpreting relative permeability and Wettability from Unsteady State displacement measurements”*. Society of Petroleum Engineers. (9403)
- Bennion, D. B., Sarioglu. Gurk., Chan M. Y.S., Hirata Yoshituki. (1993). *“Steady-State Bitumen-Water Relative Permeability Measurements at Elevated Temperatures in Unconsolidated Porous Media”*. Society of Petroleum Engineers. (25803).
- Bennion, D. B., Thomas, F.B., y Sheppard, D.A. (1992) *“Formation Damage Due to Mineral Alteration and Wettability Changes Hot Water and Steam Injection in Clay/Bearing Sandston Reservoirs”*. Society of Petroleum Engineers (23783)
- Boneau, D. F., (1997). *“A Surfactant System for the Oil-Wet Sandstone of the North Burbank Unit”*. Society of Petroleum Engineers -AIME, (5820).
- Chinedu, A., Dandekar, A. Y., Patil, S. L. y Khataniar, S. (2008). *“The Effect of Wettability on Oil Recovery: A Review”*. Society of Petroleum Engineers. (114496). Perth, Australia.

Cuiec, L. (1984). “ *Rock/Cruded-Oil Interactions and Wettability: An Attempt To Understand Their Interrelation*”. Society of PetroleumEngineers-AIME. (13211). Houston, Texas.

Díaz, L. (2014). “*Estudio de la condición de mojado en sistemas de arenas de yacimiento no consolidadas a partir de las curvas de permeabilidad relativa*”. Tesis de Pregrado. Universidad Nacional Experimental Francisco de Miranda. Punto Fijo, Venezuela.

Dullien, F. A. L. (1992) “*Porous Media Fluid Transport and Pore Structure*”. Segunda Edición. San Diego, California.

Fuentelsaz G., C., Pulpón S., A y Icart I., M. (2006). “*Elaboración y presentación de un proyecto de investigación y una tesina*”. Barcelona, España. Editorial Universitat de Barcelona.

Glover, P. (2013). “*Formation y Evaluation*”.

Goda, H. y Behrenbruch, P. (2012). “*Wettability Quantification-Prediction of Wettability for Australian Formations*”. Paper IPTC 15230. Bangkok, Thailand.

Gómez, M. (2006). “*Introducción a la metodología de la investigación científica*”. Córdoba, argentina. Editorial Brujas.

- Hatiboglu, C.U. y Babadagli, T. (2008). *“Primary and Secondary Oil Recovery From Different-Wettability Rocks By Countercurrent Diffusion and Spontaneous Imbibition”*. Society of Petroleum Engineers. (94120)
- Hernández, R., Fernández, C. y Baptista, P. (2003). *“Metodología de la Investigación”*. Tercera Edición. Editorial Mc Graw-Hill. México, D. F
- Landeau, R. (2007). *“Elaboración de Trabajos de Investigación”*. Caracas, Venezuela. Editorial Alfa.
- León, J. y Mejía, T. (2009). *“Comparación de técnicas cualitativas y cuantitativas para la determinación de la mojabilidad del campo colorado formación mugrosa”*. Trabajo de pregrado no publicado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga.
- Márquez, R., Díaz, L. y Cabrera, M. (2014) *“Methodology for Determining Relative Permeability Curves in unconsolidated systems in heavy and extra heavy oils”*. HOLA 2014 Memory, HOLA14-128. Margarita-Venezuela.
- Miranda, E., (2008). *“Estudio de Factibilidad para Incorporar a la Producción los Crudos Pesados del Yacimiento X de un campo del Oriente ecuatoriano”*. Escuela Politécnica Nacional de Quito.
- Moreno, A. y Moreno, N. (1989) *“Mojabilidad en Medios Porosos y su Determinación por una Modificación del Método de Amott”*. Tesis de Grado. Universidad de Industrial de Santander. Bucaramanga.

Morrow N.R., S. Ma., X. Zhou., X. Zhang. (1944). “*Characterization of Wettability from Spontaneous Imbibition Measurements*”. Petroleum Society of CIM. Calgary, Canadá.

Nolen-Hoeksema, R. (2014). “*Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand*”. Schlumberger. Autumn 2014.

Paris de F., M. (2009). “*Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*”. Maracaibo, Venezuela. Ediciones Astro Data S.A.

PDVSA. (2007). Recuperado el 23 de Abril de 2015, de <http://www.pdvs.com/>

Rao, D.N., (1995). “*Productivity Enhancing Wettability Control Technology for Cyclic Steam Process in the EIK Point Cummings Formation*”. Society of Petroleum Engineers, (PETSOC-95-62).

Rao, D.N., (1996). “*Wettability Effects in Thermal Recovery Operations*”. Society of Petroleum Engineers, (35462).

Rivera, J. (2004). “*Prácticas de ingeniería de yacimientos petrolíferos*”.

Salager, J. (2005). “*Recuperación mejorada del petróleo*”. Trabajo de ascenso no publicado. Universidad de Los Andes, Mérida.

Salgado, B.M., y González L. A., (2005). “*Efecto de la Mojabilidad en las Propiedades Petrofísicas y operaciones de Recobro Secundario*”. Tesis de Pregrado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Suárez, D. (2012). “*Evaluación del Agua de producción de los Campos Cabrutica y Petrocedeño como fluido base de inyección de surfactantes en procesos de estimulación y recuperación mejorada de petróleo*”. Tesis de Pregrado. Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela.

Trantham, J.C., (1977). “*Determination of Oil Saturation After Waterflooding in an Oil-Wet Reservoir The North Burbank Unit, Tract 97 Project*”. Society of Petroleum Engineers. (5802)

Trejo N., R. (2010) “*Determinación de curvas de permeabilidad relativas para el sistema agua-aceite a partir de datos de saturación de agua y presión capilar*”. Tesis de Pregrado. Universidad Nacional Autónoma de México. México.

Wang D., Butler, R., y Zhang Jin., (2012). “*Wettability Survey in Bakken Shale Using Surfactant Formulation Imbibition*”. Society of Petroleum Engineers. (153853).

WEC Venezuela (1997). “*Evaluación de pozos*”. Schlumberger Oil Services.

William, G. A., (1986). “*Wettability literature Survey-Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handing on Wettability*”. Society of Petroleum Engineers. (13932)

William, G. A., (1986). “*Wettability literature Survey-Part 2: Wettability measurement*”. Society of Petroleum Engineers. (13933)

William, G. A., (1986). “*Wettability literature Survey-Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability*”. Society of Petroleum Engineers. (16323)

William, G. A., (1986). “*Wettability literature Survey-Part 6: The Effects of Wettability on Waterflooding*”. Society of Petroleum Engineers. (16417)

Yang, D., (2014). “*Thermal Recovery of Bitumen from the Grosmont Carbonate Formation-Part 2: Pilot Interpretation and Development Strategy*”. Society of Petroleum Engineers, (171561).

Zhou, Xianmin, (1996). “*Interrelationship of wettability initial water saturation, aging time, and oil recovery by spontaneous imbibitions and water flooding*”. Society of Petroleum Engineers. (35436)

APÉNDICE

Apéndice A. Características de los tapones de los campos en estudio

Tabla A.1. Propiedad de los tapones de arena del Campo Bare

Tapón	Presión de confinamiento usada en el empaque (psi)	Peso del tapón seco (gr)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	V_p (cm ³)	Ø (%)	K corregida (mD)
1T	1.200	115,52	37,32	61,78	24,31	35,98	5.477
2T	1.200	113,29	36,94	59,80	22,94	35,79	4.644
3T	1.200	116,27	36,88	62,47	24,47	36,37	5.924
4T	1.200	116,06	37,37	62,56	24,31	35,43	4.227
5T	1.200	115,92	37,57	61,01	23,87	35,27	4.281
1D	1.200	116,82	37,13	63,72	25,04	36,29	5.241
2D	1.200	116,70	37,20	63,59	24,99	36,16	5.662
3D	1.200	116,92	37,27	63,76	24,94	35,86	5.040
4D	1.200	116,71	37,23	63,08	24,53	35,73	4.889
5D	1.200	116,93	37,06	63,60	24,91	36,31	5.223
6D	1.200	116,74	37,07	63,18	24,72	36,25	4.365

Tapón	Presión de confinamiento usada en el empaque (psi)	Peso del tapón seco (gr)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	V_p (cm ³)	\emptyset (%)	K corregida (mD)
7D	1.200	116,85	36,87	63,16	24,88	36,90	4.480
8D	1.200	116,75	37,15	62,54	24,33	35,89	4.268

V_p = Volumen poroso, \emptyset = porosidad y K corregida = Permeabilidad corregida.

Tabla A.2. Propiedad de los tapones de arena del Campo Petrocarabobo

Tapón	Presión de confinamiento usada en el empaque (psi)	Peso del tapón seco (gr)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	V_p (cm ³)	\emptyset (%)	K corregida (mD)
P1*	600	116,80	37,62	61,18	22,79	33,52	7.449
P2*	800	116,96	37,61	61,15	22,30	32,84	7.698
P3*	1.000	116,93	37,41	61,42	22,30	33,03	8.075
P1T	1.100	116,49	37,86	61,06	22,80	32,89	7.564
P2T	1.200	116,11	37,75	61,51	22,65	32,90	8.709
P3T	1.300	116,78	37,45	61,49	21,47	31,71	6.335
P4T	1.150	116,44	37,50	63,43	23,42	33,44	8.151
P5T	1.200	116,78	37,05	64,49	23,21	33,23	7.699
P7T	600	116,86	37,64	63,53	24,51	34,68	10.951
P8T	600	117,07	37,77	64,34	24,33	33,76	9.809

Tapón	Presión de confinamiento usada en el empaque (psi)	Peso del tapón seco (gr)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	V _p ³ (cm ³)	Ø (%)	K corregida (mD)
P9T	600	116,19	37,72	62,12	23,49	33,84	8.260
P10T	600	116	37,69	62,43	24,02	34,48	11.485
P11T	600	117,03	37,51	64,30	24,55	34,56	12.283
P12T	600	117,01	37,49	63,76	24,07	34,20	10.120
P13T	600	117,02	37,08	64,33	24,31	35,00	12.350
P14T	600	117,19	37,30	64,26	24,15	34,41	9.156
P15T	600	116,33	37,12	63,32	24,00	35,03	11.834
P16T	600	116,65	37,32	64,04	24,78	35,37	12.315
P17T	600	117,15	37,46	63,80	24,31	34,57	11.897
P18T	600	117,03	37,20	64,14	24,50	35,14	14.357
P19T	600	117,14	37,29	63,33	24,00	34,70	10.038
P20T	600	116,85	37,10	64,06	24,80	35,82	13.637
P21T	600	116,96	37,24	64,21	24,78	35,43	7.792
P22T	600	116,80	37,44	63,29	23,91	34,31	11.467
P23T	600	117,01	37,55	63,63	24,24	34,39	12.189
P24T	600	116,98	37,42	63,10	23,77	34,52	10.427

Tapón	Presión de confinamiento usada en el empaque (psi)	Peso del tapón seco (gr)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	V _{p3} (cm ³)	Ø (%)	K corregida (mD)
P25T	600	116,98	37,08	63,49	24,33	35,34	6.509
P26T	600	116,82	37,30	63,89	24,18	34,63	11.850
P27T	600	116,44	37,56	63,92	24,34	34,36	13.246
P28T	600	116,72	37,20	64,30	24,63	35,25	13.382
P29T	600	116,88	37,40	64,36	24,55	34,72	10.177
P30T	600	116,82	37,45	63,81	24,57	34,96	13.650
P32T	600	116,56	37,32	63,42	24,37	35,15	14.140
P33T	600	116,52	37,16	63,71	24,64	35,38	16.556
P34T	600	116,93	37,92	63,78	24,90	34,85	9.497
P35T	600	116,62	37,10	64,43	24,56	35,54	11.418
P36T	600	116,82	37,58	64,38	24,61	34,47	10.615
P37T	600	116,77	37,38	61,18	22,01	32,79	7.366
P38T	600	116,84	36,39	63,30	21,86	32,12	6.156
P40T	600	116,45	37,58	63,47	23,99	34,09	13.375
P41T	600	116,84	37,63	64,17	24,67	34,57	13.755
P42T	600	116,78	37,04	64,22	24,37	35,23	10.620

Tapón	Presión de confinamiento usada en el empaque (psi)	Peso del tapón seco (gr)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	V _p ³ (cm ³)	Ø (%)	K corregida (mD)
P43T	600	116,66	37,06	64,34	24,92	35,90	11.742
P44T	600	116,90	37,49	62,10	23,49	34,27	13.387
P45T	600	116,89	37,51	61,51	22,99	33,83	9.635
P46T	600	116,57	37,41	62,13	23,35	34,70	10.915
P47T	600	116,62	37,85	60,44	23,02	33,85	9.953
P48T	600	116,94	37,52	62,87	23,86	34,33	10.592
P51T	600	116,76	37,22	63,51	24,36	35,26	14.840
P52T	600	116,98	36,84	64,97	24,84	35,86	13.865
P53T	600	117,23	36,93	65,94	25,17	35,64	11.876
P54T	600	117,01	37,85	62,46	24,11	34,30	14.361
P55T	600	117,10	37,39	62,36	24,02	35,08	12.426
P56T	600	117,09	37,56	62,80	23,61	33,94	9.763
P1D	600	117,01	37,51	64,34	24,55	34,52	14.395
P2D	600	116,93	37,77	63,55	24,58	34,53	15.096
P3D	600	116,41	37,53	63,88	24,46	34,62	13.716
P4D	600	116,69	37,21	63,04	23,93	34,93	11.148

Tapón	Presión de confinamiento usada en el empaque (psi)	Peso del tapón seco (gr)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	V _p ³ (cm ³)	Ø (%)	K corregida (mD)
P5D	600	116,93	37,20	63,81	24,58	35,45	12.163
P6D	600	116,66	37,71	62,36	23,50	33,74	12.523
P7D	600	116,68	37,61	62,96	24,02	34,34	10.835
P8D	600	116,77	37,77	61,49	23,61	34,27	11.795
P9D	600	116,68	38,12	61,15	23,86	34,18	9.283
P10D	600	116,50	37,20	63,95	24,55	35,34	14.822
P11D	600	116,51	38,04	61,64	24,21	34,56	14.007
P12D	600	116,80	37,58	62,59	24,20	34,86	10.910
P13D	600	116,76	37,46	62,59	23,68	34,33	9.506
P14	600	116,87	37,64	62,42	24,40	35,13	13.790
P15D	600	116,70	37,25	63,96	24,39	35,00	16.317
P16D	600	116,58	37,33	64,94	24,82	34,93	15.526
P17D	600	116,49	37,01	64,04	24,49	35,55	13.448
P18D	600	116,94	37,23	64,27	23,85	34,08	7.487
P19D	600	116,75	37,03	64,05	24,23	35,12	10.430
P20D	600	116,80	37,15	64,21	24,57	35,30	12.123

Tapón	Presión de confinamiento usada en el empaque (psi)	Peso del tapón seco (gr)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	V_p (cm^3)	\emptyset (%)	K corregida (mD)
P21D	600	116,89	36,85	65,71	25,30	36,10	17.643
P22D	600	116,98	37,03	65,14	25,11	35,79	15.197
P23D	600	117,06	37,22	66,24	25,77	35,75	15.465
P24D	600	116,88	37,20	65,39	25,09	35,30	13.331
P25D	600	116,90	36,83	65,83	25,41	36,23	15.660
P26D	600	116,88	37,53	62,05	23,57	34,34	14.447
P27D	600	117,12	37,33	63,45	23,99	34,56	14.130
P28D	600	117,09	37,36	63,28	24,08	34,71	13.873
P29D	600	117,09	37,21	63,25	23,74	34,51	9.560
P30D	600	117,13	37,85	63,20	23,83	33,51	10.241


V_p = Volumen poroso, \emptyset = porosidad y K corregida = Permeabilidad corregida.

*Estos tapones fueron los primeros experimentos que se realizaron para establecer cuál sería la presión de confinamiento a utilizar para este campo.

Tabla A.3. Propiedad de los tapones de arena del Campo Petrocedeno

Tapón	Presión de confinamiento usada en el empaque (psi)	Peso del tapón seco (gr)	Diámetro (mm)	Longitud (mm)	V _p (cm ³)	Ø (%)	K corregida (mD)
P1T	600	116,89	37,10	62,38	21,30	31,59	9.991
P2T	600	116,48	37,45	61,06	21,88	32,53	6.649
P3T	800	116,90	37,04	60,50	21,81	33,45	1.446
P4T	1.000	116,35	37,18	61,29	22,05	33,13	1.821
P5T	1.200	117,18	36,65	61,77	21,76	33,40	2.094
P6T	700	116,97	37,06	62,91	23,49	34,61	208
P7T	700	117,16	36,99	61,97	22,31	33,50	441
P8T	450	117,13	36,20	63,60	21,99	33,60	16.707
P9T	450	116,19	36,65	60,12	22,14	34,90	6.523
P10T	450	117,58	36,72	59,68	20,42	32,30	19.511
P11T	450	116,02	37,26	60,18	21,53	31,90	14.100
P12T	450	117,66	37,72	59,84	21,53	32,20	5.476
P13T	450	116,24	36,51	62,57	22,02	33,60	1.770
P15T	450	117,17	37,00	58,72	21,85	34,60	1.265
P16T	450	116,86	37,70	59,80	22,69	33,90	2.231

Nota: los tapones que se observan inicialmente, existe una variación en las presiones de compactación de los tapones de arena, esto se debe a la variación de presión que se describió al principio para definir la presión de confinamiento de los tapones.

 Muestras que cumplían con las características petrofísicas reportadas para el yacimiento en estudio.

Apéndice B. Cálculos del índice de Amott-Harvey

- ✓ Relación de desplazamiento por agua (δ_w)*

$$\delta_w = \frac{0.9^{**}}{0.9^{**} + 15,49} = 0,0549$$

- ✓ Relación de desplazamiento por crudo (δ_o)*

$$\delta_o = \frac{0.2^{***}}{0.2^{***} + 18,2} = 0,0109$$

- ✓ Índice de Amott-Harvey (I)*

$$I = 0,0549 - 0,0109 = 0,0440$$

*Estos cálculos se realizaron para cada uno de los tapones.

**Este valor corresponde al valor de crudo desplazado por imbibición espontánea.

*** Este valor corresponde al valor de agua desplazado por drenaje espontáneo.

Apéndice C. Cálculos de la saturación final de agua por medio del método JBN

- ✓ Saturación de agua irreducible (S_{wirr})

$$S_{wirr} = \frac{24,72 - 18,4}{24,72} = 0,2557$$

- ✓ Saturación de agua promedio (S_{wp})*

$$S_{wp} = \frac{1}{24,72} + 0,2557 = 0,2961$$

- ✓ Agua inyectada acumulada (WID)*

$$WID = \frac{1}{24,72} = 0,0405$$

- ✓ Radio de Inyección (I_R)*

$$I_R = \frac{19,7}{5,56} = 3,5431$$

- ✓ Flujo fraccional de crudo (f_o)*

$$f_o = \frac{1}{1} = 1$$

- ✓ Saturación de agua final (S_w)*

$$S_w = 0,2961 - (1*0,405) = 0,2557$$

*Estos cálculos se realizaron para cada una de las fracciones recolectadas en cada prueba.

Apéndice D. Cálculos del modelo híbrido JBN - Corey & Asociados. Para yacimientos no consolidados durante procesos de imbibición

- ✓ Saturación (S)*

$$S = \frac{0,2557^{**} - 0,2557}{1 - 0,2557} = 0$$

- ✓ Permeabilidad Relativa del crudo (K_{ro})*

$$K_{ro} = (1 - 0)^3 = 1$$

- ✓ Permeabilidad Relativa del agua (K_{rw})*

$$K_{rw} = 0^3 = 0$$

* Estos cálculos se realizaron para cada una de las fracciones recolectadas en cada prueba.

**Este valor corresponde a la saturación de agua final calculada por medio del método JBN.

Apéndice E. Cálculos del modelo híbrido JBN - Willie. Para yacimientos no consolidados durante procesos de imbibición

✓ Saturación (S)*

$$S = \frac{0,2557^{**} - 0,2557}{1 - 0,2557} = 0$$

✓ Permeabilidad Relativa del crudo (K_{ro})*

$$✓ K_{ro} = (1 - 0)^2 = 1$$

✓ Permeabilidad Relativa del agua (K_{rw})*

$$K_{rw} = 0^{3,5} = 0$$

* Estos cálculos se realizaron para cada una de las fracciones recolectadas en cada prueba.

**Este valor corresponde a la saturación de agua final calculada por medio del método JBN.

Apéndice F. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón 6D

Tabla F.1. Puntos de las curvas de K_r modelo JBN - Corey & Asociados tapón 6D

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,25570	1	0
0,25570	1	0
0,25570	1	0
0,35180	0,66546	0,00222
0,54540	0,23400	0,05981
0,61710	0,14112	0,11572
0,66990	0,09115	0,17386
0,76445	0,03373	0,32118
0,89575	0,00306	0,63736

Tabla F.2. Puntos de las curvas de K_r modelo JBN - Willie tapón 6D

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,25570	1	0
0,25570	1	0
0,25570	1	0
0,35180	0,77027	0,00087
0,54540	0,39421	0,03875
0,61710	0,28509	0,08300
0,66990	0,21543	0,13278
0,76445	0,11391	0,26961
0,89584	0,02441	0,59465

Apéndice G. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc9D

Tabla G.1. Puntos de las curvas de K_r modelo JBN – Corey & Asociados tapón Pc9D

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,1618	1	0
0,2037	0,8627	0,0001
0,3160	0,5568	0,0047
0,4069	0,3693	0,0204
0,4850	0,2458	0,0490
0,6689	0,0689	0,2038
0,7436	0,0330	0,3149
0,8500	0,0070	0,5358
0,8800	0,0037	0,6132

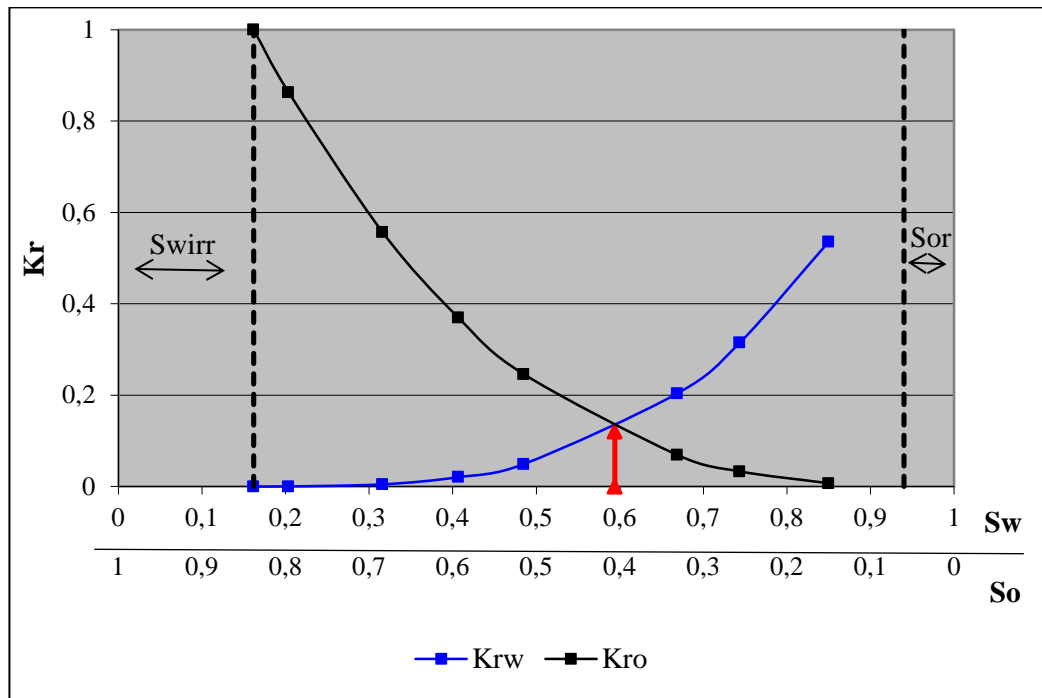
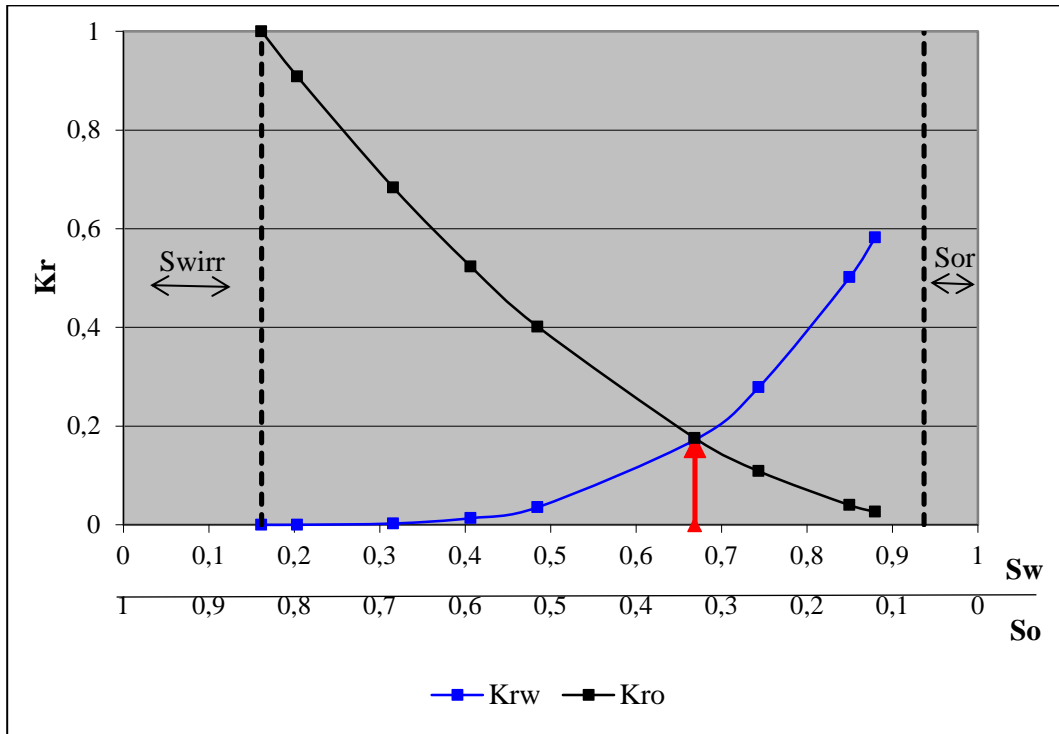


Figura G.1. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra Pc9D, Sistema agua-petróleo

Tabla G.2. Puntos de las curvas de K_r modelo JBN - Willie tapón Pc9D

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,1618	1	0
0,2037	0,9084	0
0,3160	0,6833	0,0027
0,4069	0,5231	0,0135
0,4850	0,4015	0,0356
0,6689	0,1755	0,1722
0,7436	0,1087	0,2785
0,8500	0,0398	0,5015
0,8800	0,0262	0,5822



**Figura G.2. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Willie: Imbibición),
Muestra Pc9D, Sistema agua-petróleo**

Apéndice H. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc12D

Tabla H.1. Puntos de las curvas de K_r modelo JBN – Corey & Asociados tapón Pc12D

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,2149	1	0
0,2149	1	0
0,2149	1	0
0,2769	0,7888	0,0004
0,4628	0,3347	0,0289
0,5455	0,2067	0,0700
0,5830	0,1612	0,0974
0,6478	0,0991	0,1604
0,7158	0,0534	0,2512
0,7893	0,0225	0,3826

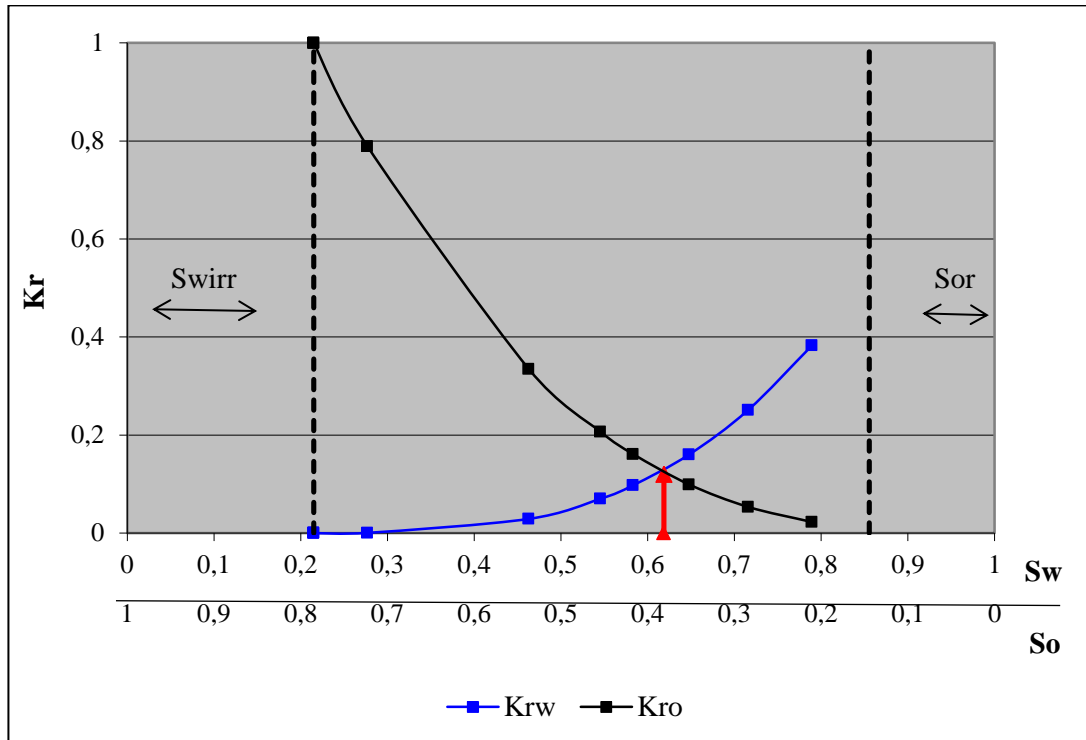
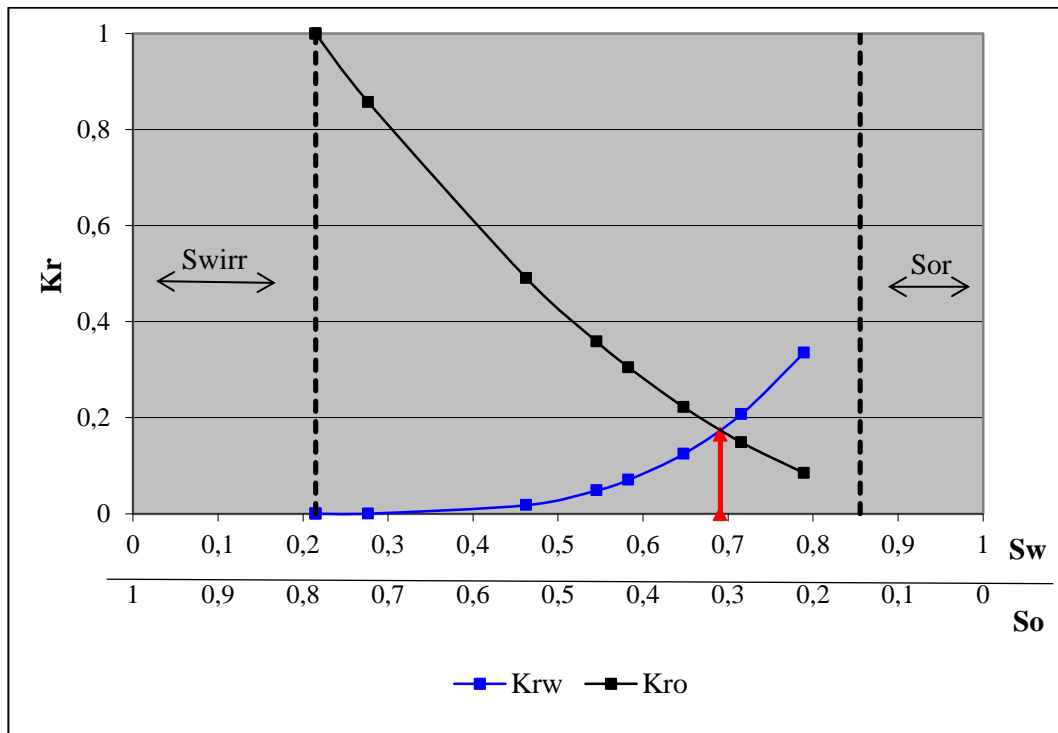


Figura H.1. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra Pc12D, Sistema agua-petróleo

Tabla H.2. Puntos de las curvas de K_r modelo JBN - Willie tapón Pc12D

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,2149	1	0
0,2149	1	0
0,2149	1	0
0,2769	0,8570	0,0001
0,4628	0,4905	0,0177
0,5455	0,3585	0,0484
0,5830	0,3049	0,0706
0,6478	0,2221	0,1245

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,7158	0,1485	0,2075
0,7893	0,0846	0,3349



**Figura H.2. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Willie: Imbibición),
Muestra Pc12D, Sistema agua-petróleo**

Apéndice I. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc29D

Tabla I.1. Puntos de las curvas de K_r modelo JBN – Corey & Asociados tapón Pc29D

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,3682	1	0
0,3682	1	0
0,3682	1	0
0,3682	1	0
0,4210	0,7743	0,0006
0,5640	0,3371	0,0298
0,6490	0,1785	0,0878
0,7398	0,0742	0,2035
0,8223	0,0243	0,3713

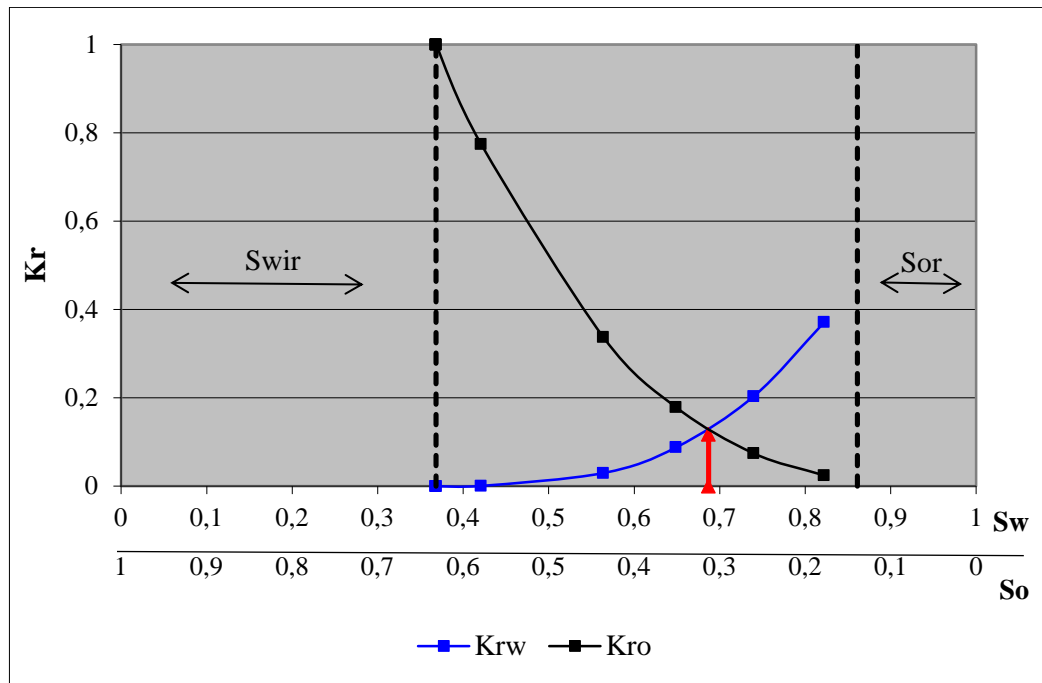
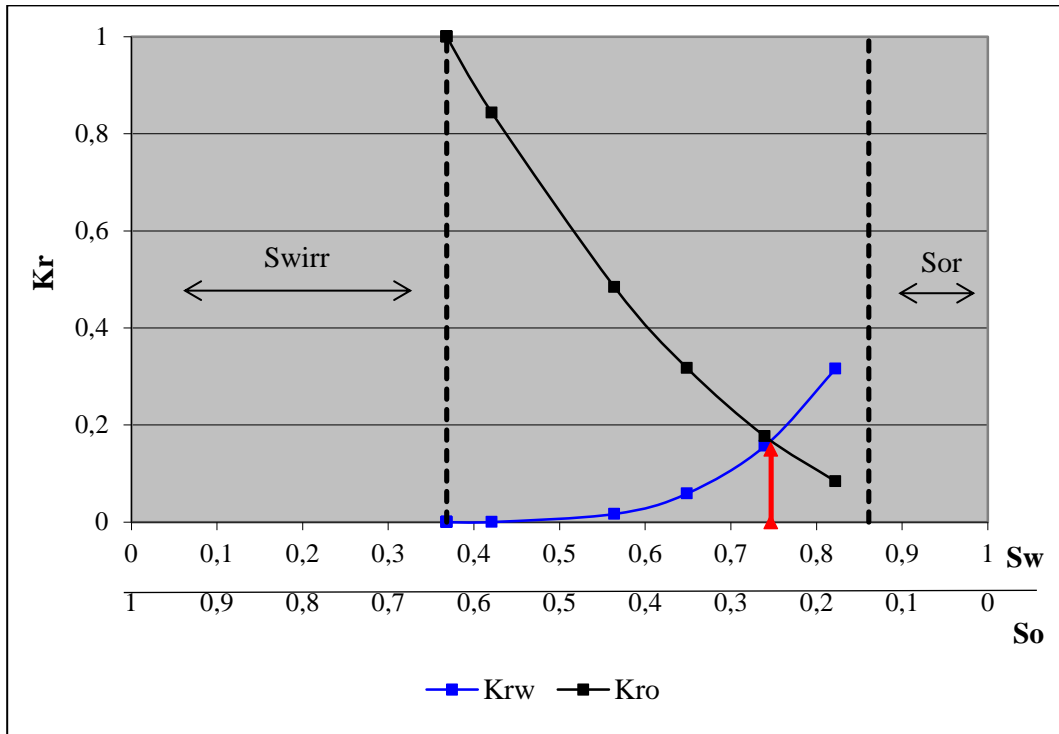


Figura I.1. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra Pc29D, Sistema agua-petróleo

Tabla I.2. Puntos de las curvas de K_r modelo JBN - Willie tapón Pc29D

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,3682	1	0
0,3682	1	0
0,3682	1	0
0,3682	1	0
0,4210	0,8432	0,0002
0,5640	0,4844	0,0168
0,6490	0,3171	0,0590
0,7398	0,1766	0,1568
0,8223	0,0838	0,3158



**Figura I.2. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Willie: Imbibición),
Muestra Pc29D, Sistema agua-petróleo**

Apéndice J. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc30D

Tabla J.1. Puntos de las curvas de K_r modelo JBN – Corey & Asociados tapón Pc30D

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,3999	1	0
0,3999	1	0
0,4125	0,9406	0
0,5447	0,4508	0,0140
0,5786	0,3605	0,0264
0,6292	0,2492	0,0558
0,6997	0,1357	0,1246
0,8832	0,0089	0,5223
0,8958	0,0064	0,5641

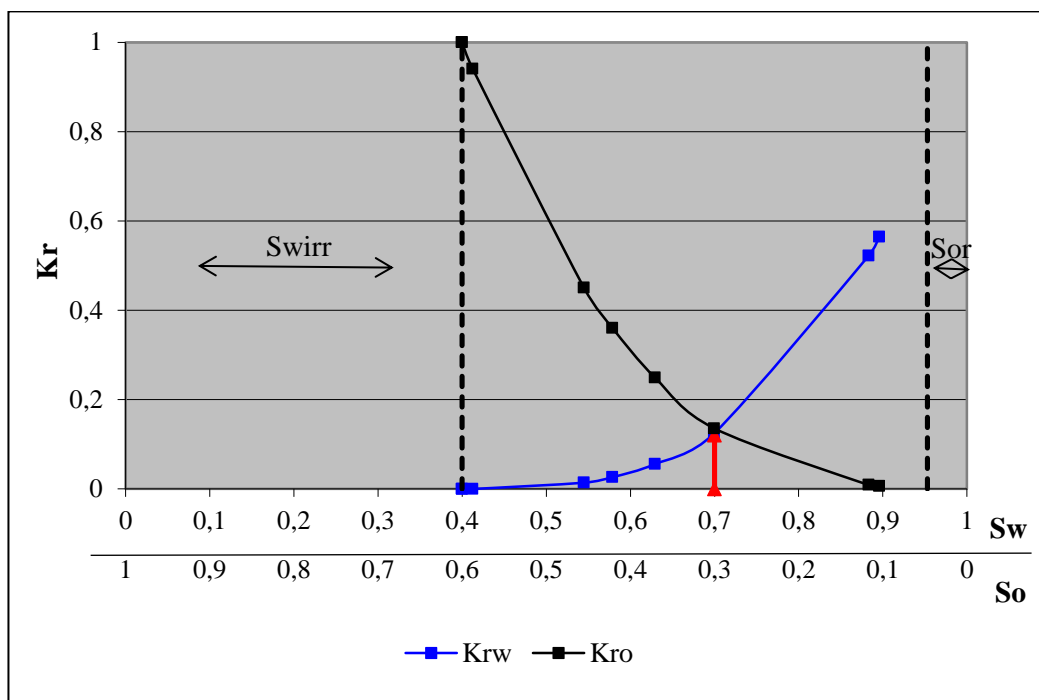
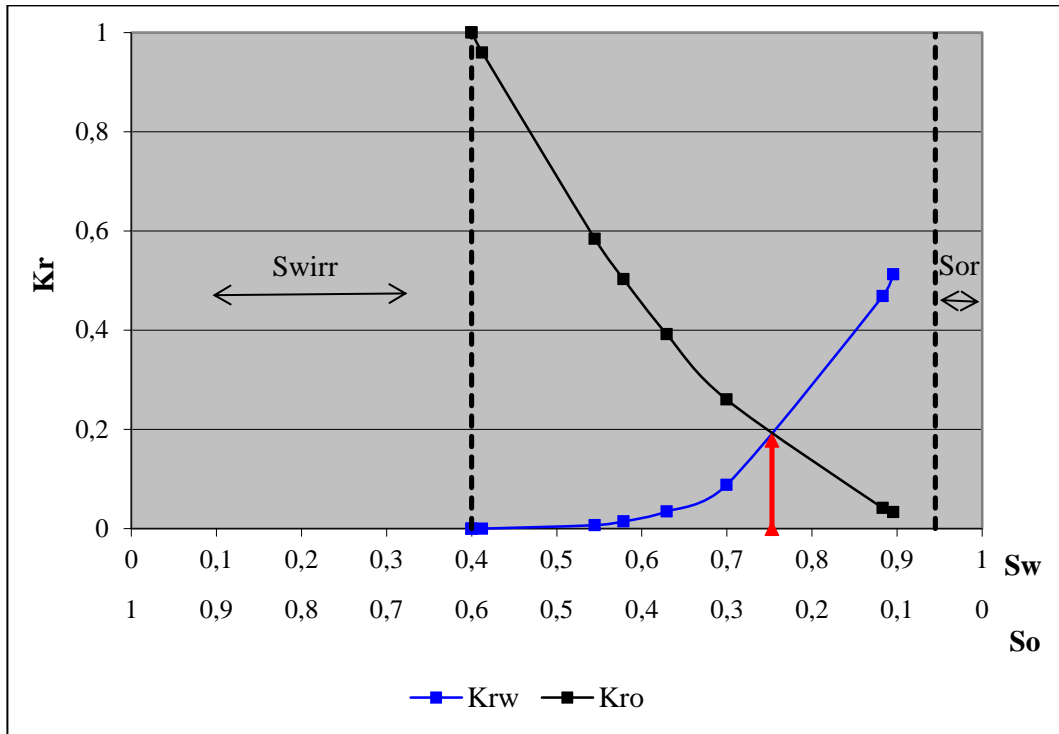


Figura J.1. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra Pc30D, Sistema agua-petróleo

Tabla J.2. Puntos de las curvas de K_r modelo JBN - Willie tapón Pc30D

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,3999	1	0
0,3999	1	0
0,4125	0,9596	0
0,5447	0,5844	0,0069
0,5786	0,5026	0,0144
0,6292	0,3919	0,0345
0,6997	0,2601	0,0881
0,8832	0,0414	0,4687
0,8958	0,0332	0,5128



**Figura J.2. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Willie: Imbibición),
Muestra Pc30D, Sistema agua-petróleo**

Apéndice K. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón Pc45T

Tabla K.1. Puntos de las curvas de K_r modelo JBN - Corey & Asociados tapón Pc45T

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,3475	1	0
0,3475	1	0
0,3475	1	0
0,3475	1	0
0,4236	0,6972	0,0016
0,6189	0,2092	0,0719
0,6955	0,1089	0,1517
0,7608	0,0540	0,2540
0,8326	0,0191	0,4108

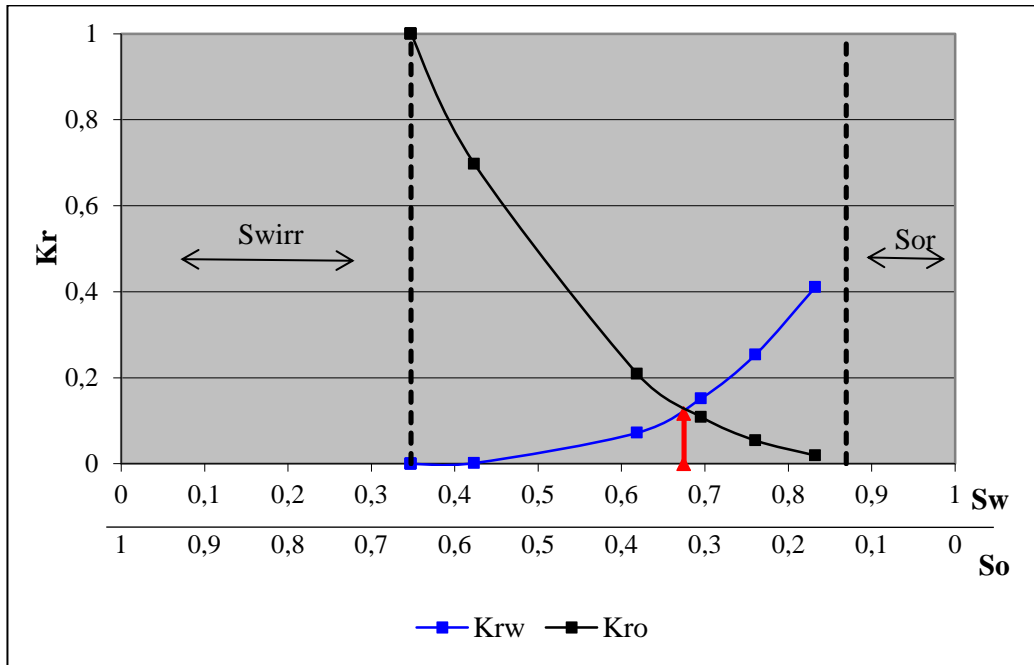


Figura K.1. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra Pc45T, Sistema agua-petróleo

Tabla K.2. Puntos de las curvas de Kr modelo JBN - Willie tapón Pc45T

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,3475	1	0
0,3475	1	0
0,3475	1	0
0,3475	1	0
0,4236	0,7923	0,0005
0,6189	0,3642	0,0449
0,6955	0,2389	0,1082
0,7608	0,1519	0,1987
0,8326	0,0776	0,3503

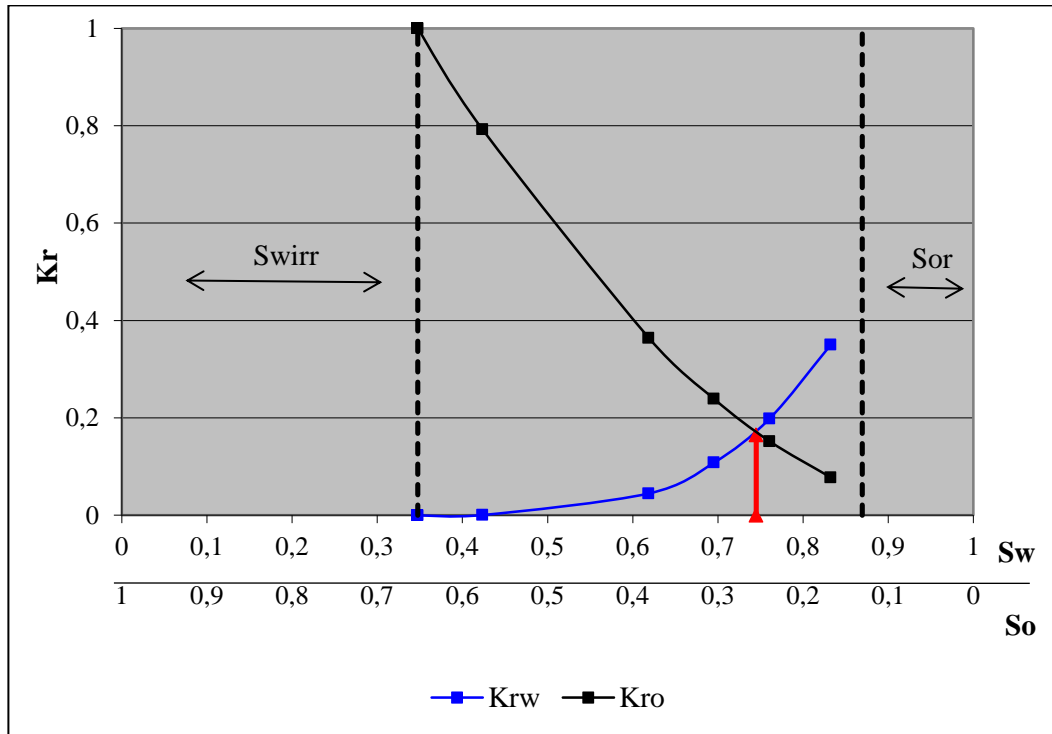


Figura K.2. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Willie: Imbibición), Muestra Pc45T, Sistema agua-petróleo

Apéndice L. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa promedio del Campo Petrocarabobo

Tabla L.1. Puntos de las curvas de K_r modelo JBN – Corey & Asociados promedio del Campo Petrocarabobo

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,2985	1	0
0,3068	0,9725	0
0,3318	0,8995	0,0009
0,3888	0,7218	0,0070
0,4742	0,4825	0,0213
0,6053	0,2142	0,0863
0,6742	0,1235	0,1553
0,7763	0,0486	0,3352
0,8285	0,0219	0,4500

**Tabla L.2 Puntos de las curvas de Kr modelo JBN - Willie promedio del
Campo Petrocarabobo**

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,2985	1	0
0,3068	0,9817	0
0,3318	0,9286	0,0005
0,3888	0,7929	0,0041
0,4742	0,6060	0,0137
0,6053	0,3549	0,0633
0,6742	0,2459	0,1209
0,7763	0,1264	0,2900
0,8285	0,0729	0,4046

Apéndice M. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón 8T

Tabla M.1. Puntos de las curvas de K_r modelo JBN – Corey & Asociados tapón 8T

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,29059	1	0
0,29059	1	0
0,34970	0,77795	0,00055
0,39518	0,63109	0,00306
0,44590	0,49014	0,01013
0,46271	0,44846	0,01382
0,60908	0,17912	0,08881
0,68931	0,09230	0,17518
0,81198	0,02167	0,39415

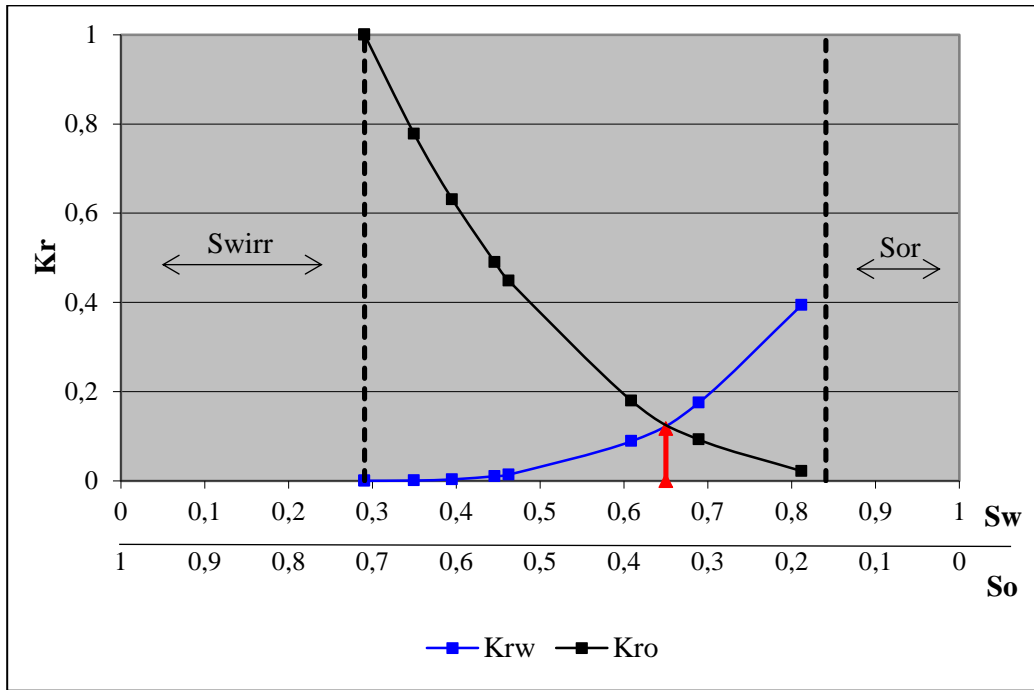


Figura M.1. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra 8T, Sistema agua-petróleo

Tabla M.2. Puntos de las curvas de K_r modelo JBN - Willie tapón Pc8T

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,29059	1	0
0,29059	1	0
0,34970	0,84940	0,00017
0,39518	0,74140	0,00123
0,44590	0,62906	0,00491
0,46271	0,59375	0,00704
0,60908	0,29456	0,06063
0,68931	0,17570	0,13312
0,81198	0,02569	0,34035

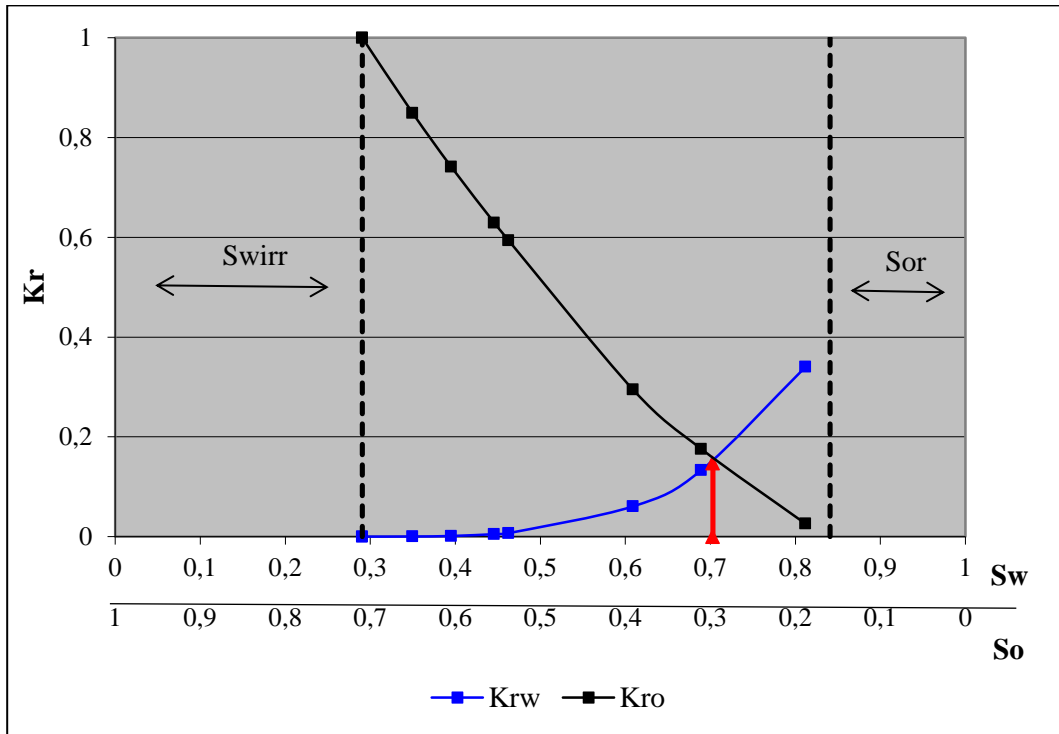


Figura M.2. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Willie: Imbibición), Muestra 8T, Sistema agua-petróleo

Apéndice N. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón 10T

Tabla N.1. Puntos de las curvas de K_r modelo JBN - Corey & Asociados tapón 10T

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,28501	1	0
0,28563	0,99751	0
0,30828	0,90836	0,00003
0,34147	0,78739	0,00049
0,40243	0,59376	0,00443
0,53404	0,28818	0,04225
0,54110	0,30000	0,05153
0,55250	0,26030	0,03838
0,73962	0,05311	0,25705
0,82489	0,01677	0,43050

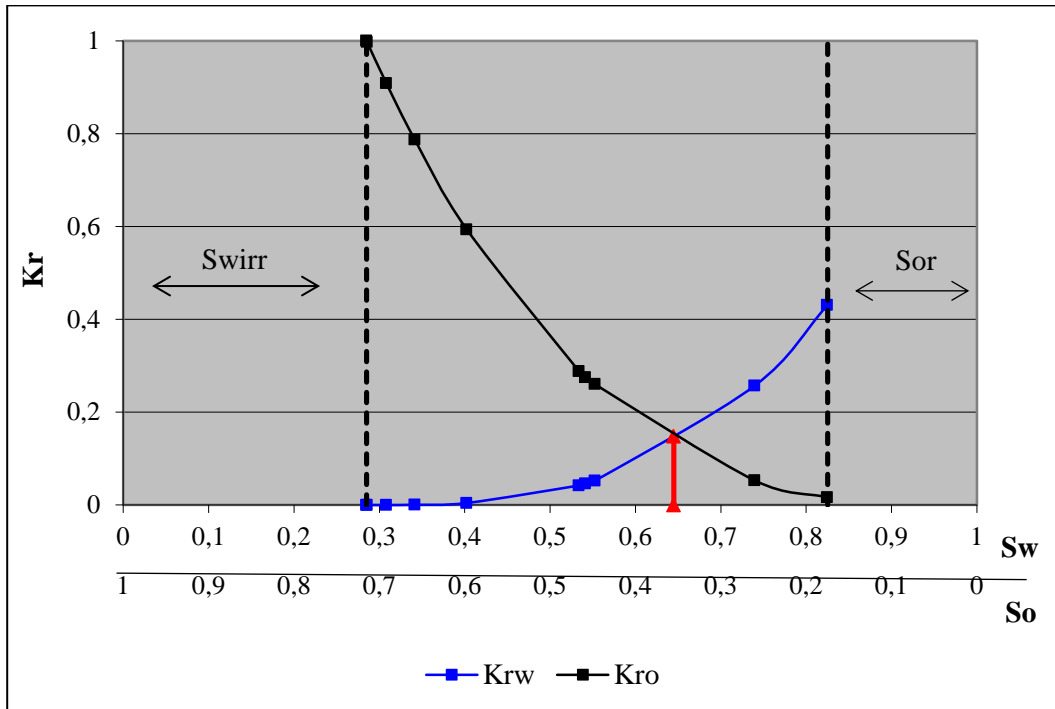
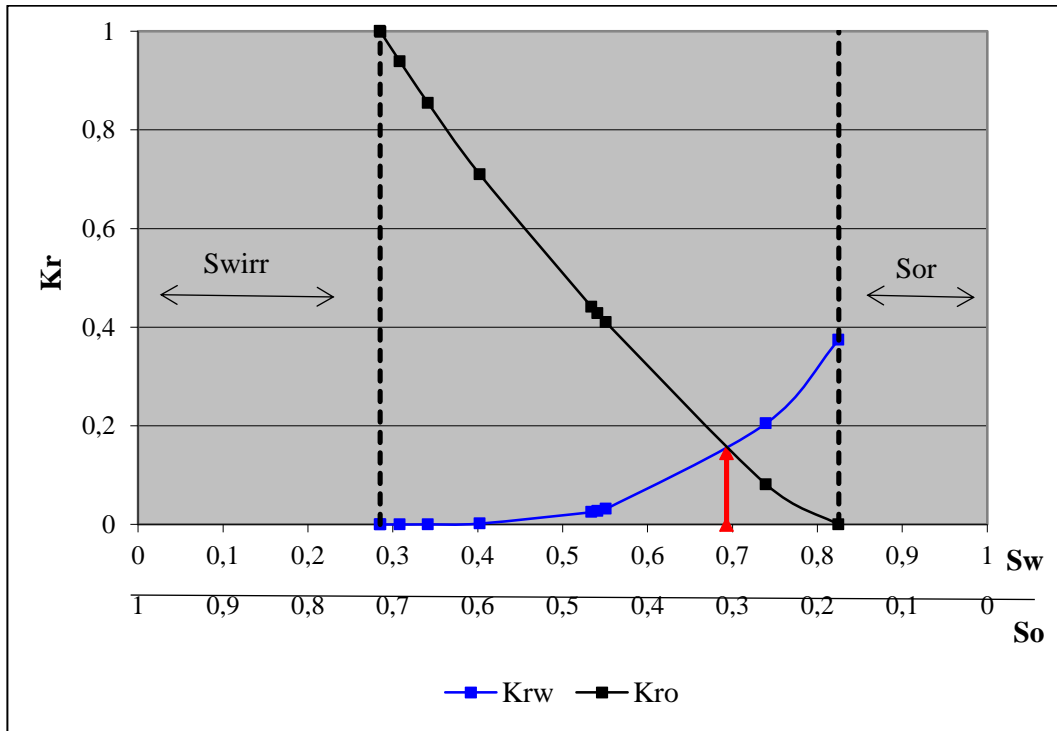


Figura N.1. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra 10T, Sistema agua-petróleo

Tabla N.2. Puntos de las curvas de K_r modelo JBN - Willie tapón Pc10T

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,28501	1	0
0,28563	0,99836	0
0,30828	0,93872	0,00001
0,34147	0,85446	0,00014
0,40243	0,70964	0,00179
0,53404	0,44102	0,02493
0,54990	0,41070	0,03143
0,55250	0,40965	0,03144

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,73962	0,08127	0,20497
0,82489	0,01630	0,37409



**Figura N.2. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Willie: Imbibición),
Muestra 10T, Sistema agua-petróleo**

Apéndice O. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa promedio del Campo Petrocedeño

Tabla O.1. Puntos de las curvas de K_r modelo JBN – Corey & Asociados promedio del Campo Petrocedeño

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,28780	1	0
0,28811	0,99876	0
0,32899	0,84315	0,00029
0,36833	0,70924	0,00178
0,42416	0,54195	0,00728
0,49837	0,36832	0,02803
0,57509	0,23956	0,07017
0,62091	0,17630	0,10678
0,77580	0,03739	0,32560
0,82489	0,01677	0,43050

Tabla O.2. Puntos de las curvas K_r modelo JBN - Willie promedio del Campo Petrocedeño

S_w	K_{ro}	K_{rw}
0,28780	1	0
0,28811	0,99918	0
0,32899	0,89406	0,00009
0,36833	0,79793	0,00068
0,42416	0,66935	0,00335
0,49837	0,51738	0,01598
0,57949	0,35263	0,04603
0,62091	0,29267	0,08228
0,77580	0,05348	0,27266
0,82489	0,00815	0,37409

Apéndice P. Determinación de la viscosidad del Campo Bare

Tabla P.1. Viscosidades del crudo Campo Bare

T (°C)	μ (cP)
50,5	79.970
59,7	20.950
70,2	8.787
75,1	5.883
80,1	4.108

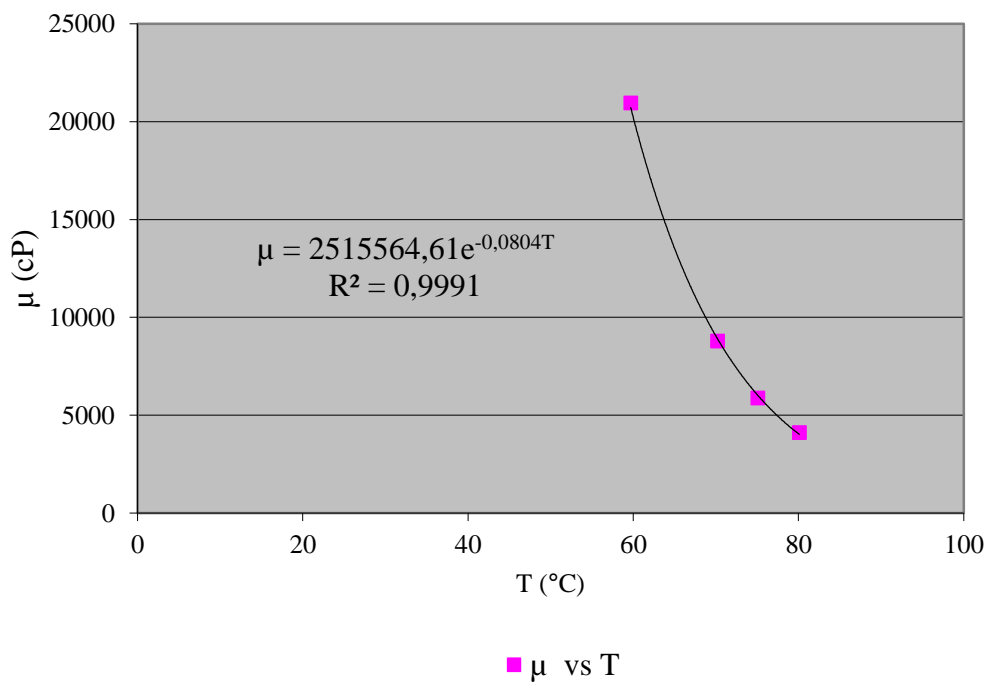


Figura P.1. Temperatura vs. Viscosidad

Apéndice Q. Determinación de la viscosidad del Campo Petrocarabobo

Tabla Q.1. Viscosidades del crudo Campo Petrocarabobo

T(°C)	μ (cP)
50,2	15.840
60,1	6.854
70,3	4.515
74,9	3.488
79,8	2.307

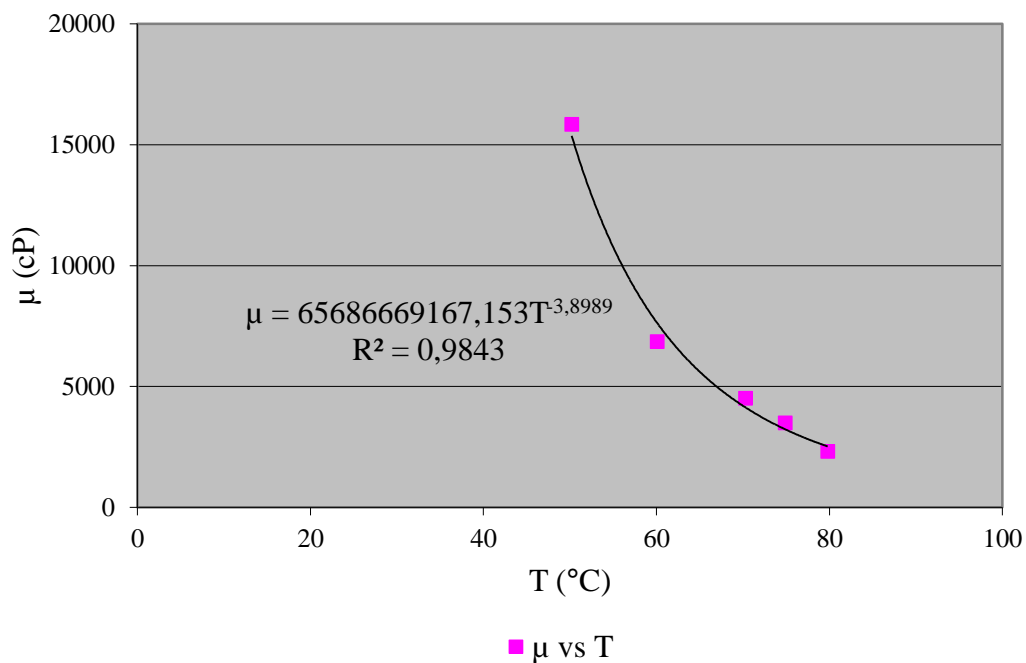


Figura Q.1. Temperatura vs. Viscosidad

Apéndice R. Determinación de la viscosidad del Campo Petrocedeño

Tabla R.1. Viscosidades del crudo Campo Petrocedeño

T (°C)	μ (cP)
50,1	10.150
60,1	4.158
65,4	2.786
70,1	2.021

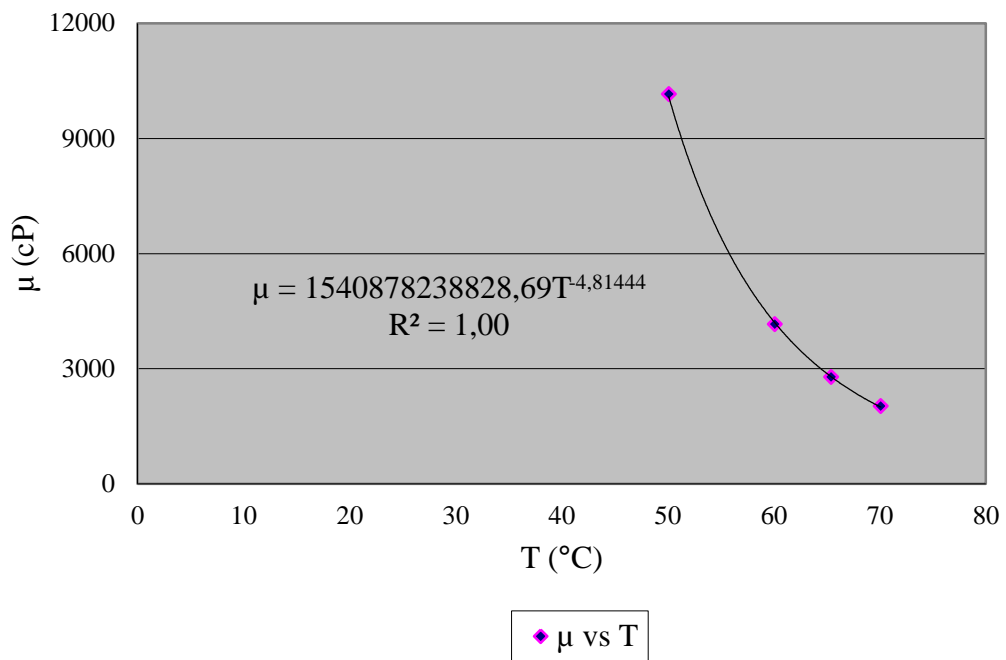


Figura R.1. Temperatura vs. Viscosidad

Apéndice S. Volúmenes desplazados forzada y espontáneamente.

Tabla S.1. Volúmenes desplazados espontáneos y forzados para el Campo Bare

Tapón	$V_{wsp} (cm^3)$	$V_{osp} (cm^3)$	$V_{wf} (cm^3)$	$V_{of} (cm^3)$	$V_{wt} (cm^3)$	$V_{ot} (cm^3)$
Pc6D	0,20	0,90	18,20	15,49	18,40	16,39

Tabla S.2. Volúmenes desplazados espontáneos y forzados para el Campo Petrocarabobo

Tapón	$V_{wsp} (cm^3)$	$V_{osp} (cm^3)$	$V_{wf} (cm^3)$	$V_{of} (cm^3)$	$V_{wt} (cm^3)$	$V_{ot} (cm^3)$
Pc9D	0,32	1,52	19,68	12,98	20,00	14,50
Pc12D	0,37	1,65	18,63	13,85	19,00	15,50
Pc45T	0,19	1,90	14,81	10,10	15,00	12,00
Pc29D	0,22	1,70	14,78	10,00	15,00	11,70
Pc30D	0,28	1,80	14,02	11,37	14,30	13,17

Tabla S.3. Volúmenes desplazados espontáneos y forzados para el campo Petrocedeño

Tapón	$V_{wsp} (cm^3)$	$V_{osp} (cm^3)$	$V_{wf} (cm^3)$	$V_{of} (cm^3)$	$V_{wt} (cm^3)$	$V_{ot} (cm^3)$
P8T	0,09	0,50	15,51	12,08	15,60	12,58
P10T	0,10	0,60	14,50	10,43	14,60	11,03

Apéndice T. Medición de densidad y gravedad API de los crudos

Tabla T.1. Crudo del Campo Petrocarabobo medido a 80°C

T (°C)	Densidad (gr/cm ³)	Densidad °API @ 60 °F	GE @ 60 °F	° API	
79,93	0,9807	1,0198	1,0208	7,11	
80,00	0,9808	1,0199	1,0209	7,09	
80,01	0,9806	1,0198	1,0208	7,12	
79,92	0,9808	1,0199	1,0209	7,10	
79,98	0,9807	1,0199	1,0209	7,11	
79,96	0,9809	1,0200	1,0210	7,08	
79,98	0,9808	1,0200	1,0210	7,09	
79,98	0,9793	1,0186	1,0196	7,28	
79,98	0,9806	1,0198	1,0208	7,40	
79,97	0,9806	10198	1,0208	7,15	Promedio

Tabla T.2. Crudo del Campo Petrocarabobo medido a 88°C

T (°C)	Densidad (gr/cm ³)	Densidad °API @ 60 °F	GE @ 60 °F	° API	
87,97	0,9751	1,0193	1,0203	7,19	
87,99	0,9753	1,0195	1,0205	7,16	
87,99	0,9753	1,0195	1,0205	7,16	
87,99	0,9753	1,0195	1,0205	7,16	
87,99	0,9753	1,0194	1,0204	7,17	
88,00	0,9753	1,0194	1,0204	7,17	
87,99	0,9754	1,0195	1,0205	7,16	
87,99	0,9753	1,0194	1,0204	7,17	Promedio

Tabla T.3. Crudo del Campo Petrocedeño medido a 50°C

T (°C)	Densidad (gr/cm³)	Densidad °API @ 60 °F	GE @ 60 °F	° API	
50,02	0,9853	1,0064	1,0074	8,96	
49,98	0,9854	1,0065	1,0075	8,95	
49,95	0,9854	1,0065	1,0075	8,95	
49,93	0,9854	1,0065	1,0075	8,95	
49,96	0,9854	1,0066	1,0076	8,94	
49,97	0,9854	1,0065	1,0075	8,94	
49,97	0,9854	1,01	1,0164	8,95	Promedio

Tabla T.4. Crudo del Campo Petrocedeño medido a 65°C

T (°C)	Densidad (gr/cm³)	Densidad °API @ 60 °F	GE @ 60 °F	° API	
64,97	0,9760	1,0064	1,0074	8,96	
64,86	0,9760	1,0064	1,0074	8,97	
64,84	0,9760	1,0064	1,0073	8,97	
64,81	0,9760	1,0063	1,0073	8,97	
64,84	0,9760	1,0063	1,0073	8,97	
64,86	0,9760	1,0163	1,0173	8,97	Promedio