

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA
DE SISTEMAS DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS
ASOCIADOS A ARENAS NO CONSOLIDADAS Y CRUDOS
EXTRAPESADOS GENERADAS A PARTIR DE MODELOS
MATEMÁTICOS**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Licon C. Lusvi D.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2017

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA DE SISTEMAS DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS ASOCIADOS A ARENAS NO CONSOLIDADAS Y CRUDOS EXTRAPESADOS GENERADAS A PARTIR DE MODELOS MATEMÁTICOS

TUTOR ACADÉMICO: Msc. Rojas René

TUTOR INDUSTRIAL: Msc. Márquez Richard

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Licon C. Lusvi D.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2017

Caracas, noviembre de 2017.

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 el bachiller Lusvi Licon, titulado:

“EVALUACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA DE SISTEMAS DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS ASOCIADOS A ARENAS NO CONSOLIDADAS Y CRUDOS EXTRAPESADOS GENERADAS A PARTIR DE MODELOS MATEMÁTICOS”

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



Ing. Vegas Alberto

Jurado



Ing. Richard Muñoz

Jurado



Lic. René Rojas

Tutor Académico



MsC. Richard Márquez

Tutor industrial

DEDICATORIA

Le dedico este gran logro...

A Dios todopoderoso, por iluminarme y llenarme de bendiciones.

A mi madre Mirra, mi padre Lahsej y mi tía Zulay, por apoyarme completamente en todo momento.

A mis hermanos Víctor, Ronald y Jonathan, siempre pilares y grandes apoyos.

Al resto de las personas que creyeron en mí y que de alguna manera contribuyeron en mi formación como persona y profesional...

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por brindarme la dicha de culminar mi carrera, de darme alegrías y guiarme por buenos caminos.

A mi madre Mirla, sin tu apoyo fuese sido muy difícil, siempre confiando en mí y ayudándome en lo que sea necesario, a ti mamá muchísimas gracias.

A mi padre, por alentarme en todo momento, consejos que siempre llevaré conmigo, gracias.

A mi tía Zulay, un pilar más en mi vida, un apoyo incondicional, muchas gracias.

A mis hermanos, ¡sí se pudo! Gracias.

A Rosa Pérez, por impulsarme desde el día en que te conocí, a retomar la carrera, a no rendirme ni cambiar mis metas, a seguir adelante, por cada granito de arena aportado ya tenemos una isla inmensa, muchísimas gracias.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, por formarme como profesional.

A mí amada República Bolivariana de Venezuela, por darme la dicha de ser orgullosamente venezolano y permitirme crecer en cada etapa de mi vida.

A PDVSA-INTEVEP, por abrirme las puertas, permitirme crecer personal y profesionalmente, además de brindarme la oportunidad de desarrollar el Trabajo Especial de Grado.

A Rene Rojas, mi tutor académico, por el apoyo brindado durante el desarrollo del trabajo especial de grado y toda la carrera universitaria, más allá de las adversidades siempre estuvo comprometido con esta labor.

A Richard Márquez, tutor industrial y buen amigo, por guiarme y enseñarme en este tramo de la carrera, por los consejos tanto profesionales como personales, muchísimas gracias.

A Marbelia Cabrera por las correcciones aceleradas y el apoyo brindado, hubiese sido muy difícil sin su ayuda, muchísimas gracias.

A Jesús Carrero, cotutor y gran amigo, por enseñarme más allá de lo profesional, cada día sin falta, afinación diaria para el crecimiento espiritual, por cambiar una parte de mí, muchísimas gracias.

A mis hermanos y amigos Sergio, Luis, Rafael, Carlos Rieco, Carlos Hernández y Gaby porque más que una amistad, somos una familia, académicamente, profesionalmente siempre presentes, muchas gracias.

A mis abuelas, por sus oraciones y bendiciones siempre.

A mi familia por el apoyo prestado, por creer en mí, gracias.

A Emperatriz, un ángel caído del cielo, gran amiga y siempre incondicional, una de las personas más importantes en mi Carrera universitaria, ayudándome y regañándome, pero siempre por mi bien, muchísimas gracias!

A todas las personas que contribuyeron con este inmenso logro, muchas gracias.

Licon C. Lusvi D.

EVALUACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA DE SISTEMAS DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS ASOCIADOS A ROCAS NO CONSOLIDADAS Y CRUDOS EXTRAPESADOS GENERADAS A PARTIR DE MODELOS MATEMÁTICOS

Tutor Académico: MsC. Rojas René. Tutor Industrial: Msc. Márquez Richard.
Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2017

Palabras claves: Permeabilidad relativa, Faja Petrolífera del Orinoco, prueba de desplazamiento, modelos matemáticos, crudo extrapesado-extracción, yacimientos-producción.

Resumen. La Faja Petrolífera del Orinoco, representa la mayor reserva de crudo pesado y extrapesado del mundo. Actualmente, la extracción de éstos crudos se ha tornado altamente rentable en vista del acelerado agotamiento de los yacimientos de fácil extracción y de los avances tecnológicos. La caracterización de este tipo de yacimientos y la optimización de las técnicas para su extracción, son de gran importancia, ya que estas reservas son las precursoras del futuro en la industria petrolera. Dada la importancia de contar con un adecuado conocimiento de los yacimientos presentes en la FPO, en este trabajo investigativo se estudiarán muestras de núcleos y fluidos provenientes de cinco pozos del área a los cuales se les determinarán las curvas de permeabilidad relativa a partir del tratamiento de los datos experimentales usando diferentes modelos matemáticos. La metodología de trabajo contempló la caracterización de las muestras de núcleos y fluidos, a los cuales posteriormente se les analizó mediante la ejecución de pruebas de desplazamiento forzado de fluidos en medios porosos a fin de generar los datos experimentales necesarios para el cálculo de las permeabilidades relativas al agua y al crudo en todo el intervalo de saturaciones (desde S_{wirr} hasta S_{or}) aplicando diferentes modelos y correlaciones matemáticas reportadas en la literatura para realizar un cotejo y valorar

la capacidad de dichos modelos para generar curvas representativas de los sistemas bajo estudio. En términos generales, los resultados indican que los modelos matemáticos que emplean la viscosidad como propiedad física en sus ecuaciones, no proporcionaron resultados satisfactorios para construir las curvas de permeabilidad relativa. En contraposición, los restantes modelos matemáticos, basados en saturaciones de fluido, si permitieron generar curvas de permeabilidad relativa. Se puede concluir que los modelos de Corey & Asociados y Willie, son los modelos matemáticos que mejor se adaptan este tipo de sistema de yacimiento, ya que con su aplicación fueron obtenidas curvas que cumplen con los parámetros básicos requeridos, entre éstos: cruce de curvas y puntos finales.

ÍNDICE

DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	v
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	4
EL PROBLEMA	4
1.1 Planteamiento del problema.....	4
1.2 Objetivos de la investigación	5
1.2.1 Objetivo General	5
1.2.2 Objetivos Específicos.....	5
1.3 Alcance de la investigación.....	6
1.4 Limitaciones	6
1.5 Metodología de la investigación	7
1.5.1 Nivel de la investigación	7
1.5.2 Diseño de la investigación	7
1.5.3 Población y muestra	8
1.5.4 Técnicas e instrumentos de recolección e información.....	8
CAPÍTULO II	9
MARCO TEÓRICO	9
2.1 Antecedentes de la investigación	9
2.2 Bases teóricas	11
2.2.1 Arena	11
2.2.1.1 Arenas no consolidadas.....	11
2.2.1.2 Arenas consolidadas.....	11
2.2.2 Roca	12
2.2.2.1 Clasificación de las rocas según su origen geológico	12

2.2.3 Yacimiento	13
2.2.4 Fluidos contenidos en un yacimiento	13
2.2.4.1 Hidrocarburos.....	13
2.2.4.2 Agua de formación.....	14
2.2.5 Muestras de rocas (Núcleos)	15
2.2.6 Medio poroso	16
2.2.6.1 Porosidad.....	16
2.2.6.2 Tipos de porosidad	18
2.2.6.3 Clasificación geológica de la porosidad.....	19
2.2.7 Saturación.....	19
2.2.7.1 Saturación de agua connata (S_{wc}).....	21
2.2.7.2 Saturación irreducible (S_{wirr}).....	21
2.2.7.3 Saturación residual (S_{xr}).....	21
2.2.7.4 Saturación de petróleo residual (S_{or}).....	22
2.2.7.5 Saturación de petróleo remanente (ROS).....	22
2.2.8 Permeabilidad.....	22
2.2.8.2 Tipos de permeabilidad (k)	24
2.2.8.3 Permeabilidad a dos fases	27
2.2.8.4 Factores que afectan a la permeabilidad relativa	31
2.2.9.1 Imbibición y drenaje	35
2.2.9.2 Presión de umbral.....	36
2.2.10 Mojabilidad	36
2.2.10.1 Tipos de mojabilidad.....	38
2.2.11 Pruebas de desplazamiento dinámico	39
2.2.12 Modelos para obtener curvas de permeabilidades relativas	42
2.2.12.1 Método JBN	43
2.2.12.2 Método Jones-Roszelle	45
2.2.12.3 Método de Corey y Asociados	47
2.2.12.4 Método de Willie.....	49
2.2.12.5 Modelos Híbridos.....	50

2.2.13 Correlaciones.....	50
2.2.13.1 Correlación de Burdine	51
2.2.13.2 Correlación de Corey	51
2.2.13.3 Correlación de Sigmund y McCafferry.....	52
2.2.13.4 Correlación de Chierici	53
2.2.13.5 Correlación LET.....	54
2.2.14 Viscosidad del petróleo	56
2.2.15 Faja Petrolífera del Orinoco	56
CAPÍTULO III.....	58
MARCO METODOLÓGICO.....	58
3.1 Tipo de investigación	58
3.2 Diseño de la investigación	58
3.3 Población y muestra	59
3.4 Fases de la investigación.....	59
3.4.1 Obtención de muestras de roca y fluidos de yacimiento.....	59
3.4.2 Preparación de muestras de roca de yacimiento	60
3.4.2.1 Confinamiento de muestras de roca de yacimiento.....	60
3.4.2.2 Limpieza de muestras de roca de yacimiento	61
3.4.2.3 Secado de muestras de roca de yacimiento	62
3.4.3 Caracterización de las muestras de roca de yacimiento	63
3.4.3.1 Identificación de las muestras	63
3.4.3.2 Características de las muestras: longitud, diámetro y peso.....	64
3.4.3.3 Determinación de volumen poroso, porosidad y permeabilidad absoluta de los tapones de núcleo	64
3.4.4 Agua de formación sintética.....	65
3.4.5 Caracterización de los fluidos de yacimiento.....	67
3.4.5.1 Densidades del agua sintética de formación y de los crudos	67
3.4.5.2 Viscosidades del agua sintética de formación y crudos	68
3.4.6 Saturación de muestras de roca de yacimiento	69
3.4.7 Determinación de la porosidad y volumen poroso por pesada	70

3.4.8 Desplazamiento forzado de fluidos en medio poroso	71
3.4.9 Construcción de curvas de permeabilidad relativa.....	77
CAPITULO IV	79
RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	79
4.1 caracterización de las muestras de roca de yacimiento.....	79
4.1.1 Propiedades petrofísicas.....	79
4.2 Caracterización de los fluidos.....	79
4.2.1 Saturación de las muestras	80
4.3 Curvas de permeabilidad relativa.....	80
4.3.1 Bloque Boyacá.....	80
Muestra M1	81
Muestra M2.....	83
Muestra M3	84
Muestra M4.....	86
4.3.2 Bloque Junín A.....	87
Muestra M1	88
Muestra M2.....	89
Muestra M3	91
Muestra M4.....	92
4.3.3 Campo Carabobo A.....	94
Muestra M1	94
Muestra M2.....	96
4.3.4 Campo Junín B.....	98
Muestra M1	98
Muestra M2.....	99
Muestra M3	101
4.3.5 Bloque Carabobo B.....	102
Muestra M1	103
Muestra M2.....	104
Muestra M3.....	106

Muestra M4	107
Muestra M5	108
CONCLUSIONES	110
RECOMENDACIONES	111
BIBLIOGRAFÍA	112
APÉNDICES	115

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Calidad de petróleo	14
Tabla 2.2 Distribución de bloques en la FPO.	57
Tabla 3.1 Composición del agua de formación (para dos litros de solución) para cada Bloque en estudio.....	66
Tabla 4.1 Muestra M1 del Bloque Boyacá (Puntos de cortes de Kr).....	81
Tabla 4.2 Muestra M2 del Bloque Boyacá (Puntos de cortes de Kr).....	83
Tabla 4.3 Muestra M3 del Bloque Boyacá (Puntos de cortes de Kr).....	85
Tabla 4.4 Muestra M4 del Bloque Boyacá (Puntos de cortes de Kr).....	86
Tabla 4.5 Muestra M1 del Bloque Junín (Puntos de cortes de Kr).	88
Tabla 4.6 Muestra M2 del Bloque Junín (Puntos de cortes de Kr).	90
Tabla 4.7 Muestra M3 del Bloque Junín (Puntos de cortes de Kr).	91
Tabla 4.8 Muestra M4 del Bloque Junín (Puntos de cortes de Kr).	93
Tabla 4.9 Muestra M1 del Bloque Carabobo A (Puntos de cortes de Kr).	95
Tabla 4.10 Muestra M2 del Bloque Carabobo A (Puntos de cortes de Kr).	96
Tabla 4.11 Muestra M1 del Bloque Junín B (Puntos de cortes de Kr).	98
Tabla 4.12 Muestra M2 del Bloque Junín B (Puntos de cortes de Kr).	100
Tabla 4.13 Muestra M3 del Bloque Junín B (Puntos de cortes de Kr).	101
Tabla 4.14 Muestra M1 del Bloque Carabobo B (Puntos de cortes de Kr).	103
Tabla 4.15 Muestra M2 del Bloque Carabobo B (Puntos de cortes de Kr).	105
Tabla 4.16 Muestra M3 del Bloque Carabobo B (Puntos de cortes de Kr).	106
Tabla 4.17 Muestra M4 del Bloque Carabobo B (Puntos de cortes de Kr).	107
Tabla 4.18 Muestra M5 del Bloque Carabobo B (Puntos de cortes de Kr).	109
Tabla B.1 Características de las muestras.	115
Tabla C.1 Características de los fluidos a la temperatura de la prueba.....	116
Tabla L.1 Campo Boyacá, muestra M1.	125
Tabla L.2 Campo Boyacá, muestra M2	125
Tabla L.3 Campo Boyacá, muestra M3.	125

Tabla L.4 Campo Boyacá, muestra M4.	126
Tabla M.1 Campo Junín A, muestra M1.....	126
Tabla M.2 Campo Junín A, muestra M2.....	126
Tabla N.1 Campo Carabobo A, muestra M1.	127
Tabla N.2 Campo Carabobo A, muestra M2.	128
Tabla O.1 Campo Junín B, muestra M1.....	128
Tabla O.2 Campo Junín B, muestra M2.....	128
Tabla O.3 Campo Junín B, muestra M3.....	129
Tabla P.1 Campo Carabobo B, muestra M1.	129
Tabla P.2 Campo Carabobo B, muestra M2.	129
Tabla P.3 Campo Carabobo B, muestra M3.	130
Tabla P.4 Campo Carabobo B, muestra M4.	130
Tabla P.5 Campo Carabobo B, muestra M5.	130
Tabla Q.1 Reglas de la mano derecha (Craig, 1971) para determinar la mojabilidad.	131

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Muestras de núcleos de arenas consolidadas	15
Figura 2.2 Muestras de núcleos de arenas no consolidadas	16
Figura 2.3 Representación de la porosidad	17
Figura 2.4 Representación de la ley de Darcy.....	23
Figura 2.5 Curvas típicas de permeabilidad relativa.....	26
Figura 2.6 Canal de flujo de petróleo, en un medio poroso humectado por agua.....	27
Figura 2.7 Comportamiento típico del flujo de dos fases.	28
Figura 2.8 Efectos de la histéresis en las permeabilidades relativas.....	31
Figura 2.9 Variación en curvas de permeabilidad relativa.....	32
Figura 2.10 Ascenso de agua a través de un capilar	34
Figura 2.11 Curvas típicas de presión capilar	34
Figura 2.12 Curvas de drenaje e imbibición	35
Figura 2.13 Movimiento de una gota de agua atrapada en la garganta de poro entre granos de una roca.....	38
Figura 2.14 Comportamiento de k_{ro} con el parámetro Corey N_o	52
Figura 2.15 Comportamiento de k_{ro} con el parámetro B	53
Figura 2.16 Comportamiento de la correlación de Chierici.....	54
Figura 2.17 Comportamiento de la correlación LET	55
Figura 3.1 Mallas	60
Figura 3.2 Equipo de limpieza de muestras de roca basado en el proceso de destilación-extracción Dean-Stark	62
Figura 3.3 Horno de Secado Memmert UFP 800.....	63
Figura 3.4 Muestras identificadas	63
Figura 3.5 Balanza	64
Figura 3.6 Equipo Permeámetro CMS, modelo 300.....	65
Figura 3.7 Agua de formación sintética	66
Figura 3.8 Densímetro DMA 4500 M.....	67
Figura 3.9 Viscosímetro CANNON V-2000.....	68

Figura 3.10 Viscosímetro HAAKE C	69
Figura 3.11 Cámara de vacío	70
Figura 3.12 Equipo 1(parte superior), validyne y bombas Isco (Centro)	72
Figura 3.13 Desplazamiento por etapas para el proceso de drenaje	75
Figura 4.1 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M1, Bloque Boyacá.	81
Figura 4.2 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M2, Bloque Boyacá.	83
Figura 4.3 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M3, Bloque Boyacá.	84
Figura 4.4 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M4, Bloque Boyacá.	86
Figura 4.5 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M1, Bloque Junín A.....	88
Figura 4.6 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M2, Bloque Junín A.....	89
Figura 4.7 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M3, Bloque Junín A.....	91
Figura 4.8 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M4, Bloque Junín A.....	92
Figura 4.9 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M1, Bloque Carabobo A, arenas de la formación morichal medio.	94
Figura 4.10 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M2, Bloque Carabobo A, arenas de la formación morichal medio.	96
Figura 4.11 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M1, Bloque Junín B.	98
Figura 4.12 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M2, Bloque Junín B.	99

Figura 4.13 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M3, Bloque Junín B.	101
Figura 4.14 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M1, Bloque Carabobo B.	103
Figura 4.15 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M2, Bloque Carabobo B.	104
Figura 4.16 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M3, Bloque Carabobo B.	106
Figura 4.17 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M4, Bloque Carabobo B.	107
Figura 4.18 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M5, Bloque Carabobo B.	108

INTRODUCCIÓN

Mundialmente el petróleo es conocido como la mayor fuente de energía, y aunque en la actualidad han surgido fuentes alternativas para intentar sustituir al petróleo, las mismas están muy lejos de equilibrar y reemplazar la energía proveniente del crudo. Por este motivo, es de suma importancia continuar optimizando las técnicas y procesos para la extracción idónea del mismo.

El petróleo se clasifica en cuatro grupos: liviano, mediano, pesado y extrapesado. Los dos primeros, son los más explotados hasta la actualidad, ocasionando que las reservas mundiales estén cayendo cada día, lo cual implica ver más allá de dichos grupos para enfocarse en la extracción de crudos pesados y extrapesados, los cuales por la dificultad que presentan a la hora de su extracción y por los costos elevados en comparación con los hidrocarburos livianos, hasta ahora no han sido explotados en la misma proporción, sin embargo dada la creciente demanda, actualmente es factible hacerlo ya que el negocio petrolero apunta a que dichos yacimientos serán los precursores en el futuro.

Venezuela es el país con las mayores reservas de crudos pesados y extrapesados ubicados en la cuenca oriental, la cual posee una extensión de 153.000 km² y donde la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) abarca 55.314 km². Este gran yacimiento de petróleo fue dividido en cuatro grandes bloques, siendo éstos de este a oeste: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. Es importante señalar que, el Petróleo Original en Sitio (POES) cuantificado en la Faja Petrolífera del Orinoco alcanza un volumen de 1.360 MMBls de crudo (PDVSA, 2007), y sus 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, clasificándolos como yacimientos no convencionales. La magnitud de los grandes volúmenes de crudo en dichos yacimientos hace que sea importante la caracterización de la roca y los fluidos,

que se encuentran en esta zona con el propósito de implementar planes de explotación óptimos.

En un yacimiento se realizan diferentes evaluaciones, previas al momento de seleccionar la tecnología a aplicar para la extracción del crudo, entre ellas está conocer el comportamiento del medio reservorio, así como los fluidos que se encuentran interactuando en el interior del sistema. Para ello, se evalúan diferentes aspectos, como la porosidad y la permeabilidad, que representan las propiedades físicas de la roca de mayor relevancia en el estudio de los yacimientos petrolíferos. De igual manera, es preponderante estudiar la interacción roca/fluido del sistema, evaluando entre otras propiedades, la permeabilidad relativa y la mojabilidad de la roca.

En el desarrollo del presente proyecto serán caracterizados sistemas petrolíferos asociados a los Bloques Boyacá, Junín y Carabobo de la FPO, analizando para ello muestras de roca y fluidos provenientes de pozos de dichas áreas, con la finalidad de generar las curvas de permeabilidad relativa que modelen la distribución y el movimiento de los fluidos en el medio poroso de estos sistemas de yacimientos tan particulares. Dichas curvas serán obtenidas a partir del tratamiento de los datos experimentales con diferentes modelos matemáticos reportados en la literatura para el cálculo de dicha propiedad. Las curvas construidas se analizarán y compararán con el propósito de evaluar la aplicabilidad y representatividad de dichos modelos en los sistemas de roca de yacimiento no consolidada y crudos pesados/extrapesados.

A partir de lo anteriormente planteado, la investigación será estructurada en cuatro capítulos, distribuidos de la siguiente manera:

- Capítulo uno, en el cual se planteará la problemática, se definen los objetivos tanto general como específicos de la investigación, así mismo, el alcance y la justificación en la cual se señalará la relevancia del trabajo, las limitaciones y un resumen de las actividades realizadas en el trabajo de grado.

- Capítulo dos, en el cual se presenta el marco teórico donde se describen los trabajos previos que constituyen las bases teóricas fundamentales de la presente investigación y necesarias para el estudio de los procesos ejecutados, incluyendo los términos básicos de mayor relevancia para el desarrollo de la misma.
- Capítulo tres, en el que se describe la metodología de trabajo a seguir, el tipo de investigación, población y muestras; de igual modo, se detallan las técnicas de recolección y procesamiento de datos.
- Capítulo cuatro, en el mismo se presentan los resultados con su correspondiente análisis.
- Al finalizar se presentan las conclusiones más relevantes obtenidas una vez finalizada la investigación, así mismo las recomendaciones, la bibliografía consultada y posteriormente los apéndices.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La industria petrolera se ha enfocado desde sus orígenes, a la explotación de los yacimientos convencionales de crudos livianos/medianos, lo cual ha conducido al agotamiento de los mismos. Esta situación ha generado una nueva visión del negocio en lo que respecta a los yacimientos de crudos pesados y extrapesados que representan grandes cantidades de reservas a nivel mundial. Es por esto que, con la disminución de reservas de crudos livianos y medianos aunada a la creciente demanda de energía en el mundo, las empresas se ven en la necesidad de desarrollar técnicas y nuevas tecnologías para optimizar la extracción del petróleo de estos yacimientos no convencionales.

La FPO, posee la mayor cantidad de reservas a nivel mundial, razón por la cual surge la necesidad de caracterizar toda la zona, las arenas, los fluidos y su interacción. PDVSA-INTEVEP, como filial tecnológica de PDVSA debe dirigir esfuerzos en realizar estudios que contribuyan a la predicción del comportamiento futuro de dichos yacimientos, para optimizar los recursos del área y producirlos de la manera más eficiente posible, por lo que una buena caracterización es primordial.

En este trabajo, como parte de la caracterización de estos yacimientos, las curvas de permeabilidad relativa representan una de las propiedades más importantes de conocer, ya que las mismas aportan información valiosa en cuanto a la distribución y movimiento de los fluidos en el medio poroso. En esta investigación serán analizadas muestras de núcleos y fluidos para generar las curvas de permeabilidad relativa correspondientes a partir del tratamiento de los datos experimentales generados en las pruebas de desplazamiento forzado de fluidos en medio poroso, con aplicación de diferentes modelos matemáticos y comparar su eficiencia en la reproducción de los

fenómenos de flujo de fluidos en medios porosos asociados a los sistemas de yacimientos asociados a la FPO.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Evaluar curvas de permeabilidad relativa de sistemas de yacimientos petrolíferos asociados a arena no consolidada y crudo pesado/extrapesados generadas a través de diferentes modelos matemáticos.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Seleccionar sistemas de yacimientos (muestras de núcleos y fluidos) a evaluar.
- Caracterizar petrofísicamente las muestras de núcleos seleccionadas.
- Ejecutar pruebas de desplazamiento forzado de fluidos en medio poroso para obtención de curvas de permeabilidad relativa para los sistemas de yacimientos seleccionados.
- Realizar el tratamiento y análisis de los datos experimentales generados en las pruebas de desplazamiento forzado para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa aplicando diferentes modelos matemáticos.
- Valorar la correspondencia de modelos matemáticos en la reproducción de fenómenos de flujo de fluidos en medio poroso a través de las curvas de permeabilidad relativa generadas para sistemas de yacimientos petrolíferos asociados a la FPO.

1.3 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

La presente investigación contempla la construcción de curvas de permeabilidad relativa para sistemas de yacimientos (roca y fluidos) petrolíferos asociados a los bloques Boyacá, Junín y Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO).

Para el estudio en el que se simulará el desplazamiento de fluidos en medio poroso se empleará un sistema constituido por un portamuestras, bombas automáticas para inyección de fluidos, transductores de presión, horno, cilindros contenedores de fluidos, sistema de tuberías y válvulas que permitirán reproducir el fenómeno de saturación/desaturación del medio poroso a las condiciones de yacimiento. En dichos ensayos, básicamente se monitorearán los diferenciales de presión por volumen de fluido producido, datos con los que, posteriormente serán construidas las curvas de permeabilidad relativa a partir de la aplicación de diferentes modelos matemáticos. Adicionalmente, se emplearán equipos adicionales como el sistema de destilación-extracción para limpieza de las muestras de núcleo, densímetro y viscosímetro para caracterización de fluidos, sistema para saturación de muestras de núcleo (cámara de vacío), entre otros.

La comparación de las curvas de permeabilidad relativa para estos sistemas de yacimientos no convencionales generadas a partir de diferentes modelos matemáticos servirá para valorar la eficiencia de dichas correlaciones en la reproducción de los fenómenos de flujo de fluidos pesados/extrapesados en medios porosos no consolidados.

1.4 LIMITACIONES

Se trata de caracterizar la mayor cantidad de zonas de la FPO, sin embargo no se cuentan con las muestras provenientes del bloque Ayacucho; de la misma forma se intenta extender la investigación a través de simuladores, los cuales tienen usos limitados. .

Así mismo, las mediciones y procedimientos que se le realizarán a las muestras de roca y fluidos dependen del buen uso y funcionamiento de los equipos e instrumentos en el laboratorio.

1.5 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1 Nivel de la investigación

De acuerdo con Arias (2006): “La investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente)”. En el presente TEG, la variable independiente será la tasa de flujo o tasa de inyección de fluido; mientras que las dependientes serán la presión y los volúmenes de fluidos (crudo y agua) producidos, lo que a su vez se traduce en permeabilidades.

1.5.2 Diseño de la investigación

El diseño de investigación de este proyecto es de tipo evaluativa. Su objetivo es evaluar los resultados de uno o más programas, que han sido o están siendo aplicados dentro de un contexto determinado. Este tipo de investigación se diferencia de la confirmatoria en que los resultados que intenta obtener son más específicos y se orientan hacia la solución de un problema concreto en un contexto social o institucional determinado (Hurtado de Barrera, 2007).

Según Weiss (1987), la intención de la investigación evaluativa es medir los efectos de un programa por comparación con las metas que se propuso lograr, a fin de tomar decisiones subsiguientes acerca de dicho programa, para mejorar la ejecución futura.

1.5.3 Población y muestra

La población del trabajo está representada por las rocas de arena no consolidada proveniente de núcleos y fluidos de diferentes áreas de la FPO. Las muestras son las más representativas tomadas de la población total de núcleos de tres sectores para un total de dieciocho muestras de roca y cinco tipos diferentes de crudo/agua.

1.5.4 Técnicas e instrumentos de recolección e información

Con el fin de que los objetivos planteados puedan ser cumplidos, el presente TEG se desglosa en una serie de actividades divididas por fases detalladas a continuación:

- Fase 1 - Revisión bibliográfica: contempla un análisis documental de información relacionada con la investigación, mediante la revisión de publicaciones científicas, artículos, tesis, libros, entre otros.
- Fase 2 - Familiarización con los procesos y equipos de medición: en esta fase se evaluarán muestras aleatorias con la finalidad de conocer el funcionamiento de los equipos involucrados en el desarrollo de esta investigación.
- Fase 3 - Metodología de trabajo: contempla el desarrollo de los procedimientos de trabajo involucrados en la generación de curvas de permeabilidad en un equipo de desplazamiento forzado de fluidos, desde la limpieza de las muestras de núcleo y caracterización de muestras de roca y fluidos hasta la evaluación de los sistemas roca+fluidos en el simulador físico de yacimientos.
- Fase 4 - Determinación de las curvas de permeabilidad relativa: a partir del tratamiento matemático de los datos experimentales de acuerdo a diferentes modelos de cálculo.
- Fase 5 - Análisis de resultados: esta fase contempla el cotejo de los modelos matemáticos aplicados y evaluación de los más representativos para los tipos de sistemas de yacimiento estudiados.
- Fase 6 - Redacción y presentación del informe final.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

El desarrollo de este trabajo de grado se inició con una exhaustiva revisión bibliográfica a fin de ubicar investigaciones previas relacionadas con el estudio de la permeabilidad relativa en rocas no consolidadas y crudos de alta viscosidad, las cuales contribuyeron a definir el rumbo de la investigación. Seguidamente, se presentan algunas de las documentaciones citadas, destacando en cada caso el aporte realizado al tema en investigación.

E. F. Johnson, D. P. Bossler, V. O. Naumann (1957), en la investigación titulada “Cálculo de la permeabilidad relativa desde experimentos de desplazamientos” también conocido como el método JBN, con base en el trabajo previo de Welge y Efros (1952) crearon un método matemático que permite calcular las permeabilidades relativas de los sistemas gas–petróleo y petróleo-agua mediante pruebas de desplazamiento realizados a núcleos cortos saturados con gas o agua. El modelo es capaz de arrojar valores de permeabilidad relativa fiables en un tiempo de estudio corto en los experimentos de desplazamiento.

S.C. Jones, W.O. Roszelle (1978), realizaron una investigación titulada “Técnicas gráficas para determinar permeabilidad relativa desde experimentos de desplazamientos”, la cual consiste en calcular mediante gráficas con datos obtenidos de las pruebas de desplazamiento para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa equivalentes a las ecuaciones estándar propuestas por Johnson y otros (1957). La base del estudio parte en obtener la permeabilidad absoluta del medio a través del agua, además del impacto del fenómeno de histéresis para una saturación de crudo, después de una saturación de agua inicial.

Corey y Asociados (s,f), desarrollaron ecuaciones para arenas no-consolidadas y arenas consolidadas a fin de obtener permeabilidades relativas en dos fases, en el estudio las fases eran agua-petróleo y se sometían a los procesos de desplazamiento, por drenaje e imbibición, siendo las ecuaciones distintas para cada caso. Las ecuaciones deducidas por Corey y Asociados fueron obtenidas a partir de las ecuaciones deducidas por Burdine para determinar permeabilidades relativas a dos fases de las curvas de presión capilar.

Willie (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.

F. Lomeland, E. Ebeltoft, W. Hammervold Thomas (2005), en la investigación titulada “Una nueva correlación versátil de permeabilidad relativa” crearon una correlación que requiere los puntos extremos de saturación los cuales son S_{wi} y S_{or} , además de tres parámetros empíricos, los cuales le dan a las curvas los ajustes de suavidad en la parte superior, medio e inferior, demostrando que los resultados coinciden con los valores de presión diferencial y datos de producción mediante los usos de simuladores.

P.M. Sigmund, F.G. McCaffery (1979), los autores realizaron un estudio llamado “Un procedimiento mejorado de estado estacionario para determinar la permeabilidad relativa característica de medios porosos heterogéneos”. El estudio surgió por la incertidumbre que se generaba al tratar de descubrir la permeabilidad relativa en medios porosos carbonatados heterogéneos a través de los modelos preexistentes. Desarrollaron un procedimiento de mínimos cuadrados no lineal. La técnica se ajusta

a la solución de diferencias finitas de las ecuaciones de flujo bifásico de Buckley-Leverett (que incluyen la presión capilar) a los datos de recuperación y presión observados.

2.2 BASES TEÓRICAS

En la presente investigación se deben tener en consideración los principios teóricos descritos a continuación con la finalidad de definir los conceptos, leyes y ecuaciones empleadas en la construcción de curvas de permeabilidad relativa.

2.2.1 Arena

La arena es un conjunto de partículas de rocas disgregadas. En geología, se denomina arena, al material compuesto de partículas cuyo tamaño varía entre 0,063 y 2 milímetros (mm). En el argot petrolero, es un yacimiento o depósito de roca porosa (roca sedimentaria) y es común que en estos depósitos además de petróleo se encuentre agua y gas (Tarbuck y Lutgens, 1999).

2.2.1.1 Arenas no consolidadas

Son aquellas que suelen poseer poco material de matriz (material de cementación) que mantenga unidos los granos de arena y por lo general, también se conoce con el nombre de arenas poco consolidadas, constituidas por formaciones terciarias jóvenes (Tarbuck y Lutgens, 1999).

2.2.1.2 Arenas consolidadas

Son aquellas que poseen mayor cantidad de material cementante que permite que el nivel de cohesión entre los granos sea elevado, es decir, que los granos estén

fuertemente compactados, sumado al efecto de soterramiento (Tarbuck y Lutgens, 1999).

2.2.2 Roca

Las rocas son agregados naturales consolidados de la corteza terrestre formados por uno o más minerales que pueden contener también fragmentos destruidos de rocas preexistentes y restos de seres vivos (De Ferrer, 2009).

2.2.2.1 Clasificación de las rocas según su origen geológico

- Rocas Ígneas:

Proceden del enfriamiento o la solidificación parcial del magma, que es el material fundido que proviene del interior de la tierra y que, cuando emerge sobre la superficie a través de los conos volcánicos, recibe el nombre de lava (De Ferrer, 2009).

- Rocas Metamórficas:

Pueden formarse a partir de la transformación de rocas ígneas, sedimentarias, o incluso otras metamórficas cuando están sometidas a cambios de presión y temperatura, y a la acción de fluidos químicamente activos muy diferentes a los de su formación (De Ferrer, 2009).

- Rocas Sedimentarias:

Formadas a partir de la acumulación y consolidación de materiales procedentes de la erosión de rocas anteriores, de restos de plantas y animales o de precipitados químicos, los cuales son transportados y depositados por el agua, el viento o los glaciares. Esta clase de rocas se identifican por dos rasgos esenciales: la presencia de fósiles y la estructura estratificada en forma de capas (De Ferrer, 2009). De este tipo de rocas se constituyen los yacimientos de hidrocarburos por excelencia, en su gran mayoría de areniscas (arenas).

2.2.3 Yacimiento

Un yacimiento puede definirse como una unidad geológica de origen sedimentario de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y gaseoso, a través de la cual éstos fluidos pueden desplazarse para ser recuperados, bajo presiones existentes o aplicadas externamente (Araujo, 1998). Para que los hidrocarburos permanezcan contenidos en el yacimiento, las capas o estratos suprayacentes y subyacentes que lo cobijan deben ser impermeables. De igual manera, los lados tienen que impedir la fuga de líquidos (Barberi, 1998).

Debido a su origen sedimentario, el medio poroso del yacimiento es a menudo heterogéneo, como consecuencia de las variaciones ocurridas durante el largo proceso de sedimentación. Estas heterogeneidades pueden existir a la escala de los poros o bien a la escala microscópica en forma de grietas o fracturas. Las heterogeneidades complican las operaciones de producción porque tienden a producir caminos preferenciales y segregaciones (Araujo, 1998).

2.2.4 Fluidos contenidos en un yacimiento

Las rocas yacimiento contienen agua de formación, petróleo y gas, siendo los dos últimos compuestos orgánicos (carbono e hidrógeno), normalmente denominados hidrocarburos (Bear, 1972).

2.2.4.1 Hidrocarburos

Los hidrocarburos están formados por cadenas de átomos de carbono que pueden ser lineales largas, ramificadas o cíclicas. A estas cadenas de átomos de carbono se unen los átomos de hidrógeno, formando enlaces con aquellos para constituir las enormes variedades de hidrocarburos y propiedades que se conocen actualmente. En términos de composición química, los hidrocarburos se constituyen por átomos de carbono y de hidrógeno. La proporción es muy variable: de 83 a 87% de carbono y de 11 a 16%

de hidrogeno. Otros componentes importantes del petróleo es el azufre, que puede alcanzar 4% o más (Ortuño, 2009).

A partir de la gravedad API (*American Petroleum Institute*) y de la densidad, los hidrocarburos se clasifican en condensados, livianos, medianos, pesados y extra-pesados, como se muestra en la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Calidad de petróleo
Fuente: Araujo, (1998).

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

2.2.4.2 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 (De Ferrer, 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^{2-} y HCO_3^- aunque

CO_3^{2-} , NO_3^- , Br^- , I^- , BO_3^- y S^{2-} a menudo están presentes. En estas salmueras tan complejas, pueden encontrarse con frecuencia rastros de más de 30 a 40 iones (De Ferrer, 2009).

2.2.5 Muestras de rocas (Núcleos)

Un núcleo consiste en una muestra de roca tomada del pozo a una profundidad específica, por medios especiales, preservando su estructura geológica y sus características fisicoquímicas de la mejor manera posible, con la finalidad de realizar análisis petrofísicos y geológicos. Se obtienen generalmente mediante la perforación de la formación con un taladro rotatorio de sección transversal hueca, corte de porciones de paredes, corte con herramientas de cable y con fluidos de perforación. Se obtienen así, muestras en forma cilíndrica de más de 10 m de longitud y 11 cm de diámetro (Bear, 1972).

Cuando el núcleo llega al laboratorio procedente del yacimiento, se toman porciones más pequeñas del mismo, conocidas como tapones, que no son más que cilindros de menor dimensión que se adaptan a la longitud y diámetro de las celdas de los equipos donde se realizan los análisis convencionales y/o especiales. Las muestras de rocas a ser analizadas, de acuerdo al grado de compactación de sus granos, pueden ser de dos tipos: muestras consolidadas, arenas cuyos granos se encuentran lo suficientemente comprimidos (Figura 2.1) y muestras no consolidadas, donde no existen fuerzas resaltantes que unan los granos (Figura 2.2) (Bear, 1972).



Figura 2.1 Muestras de núcleos de arenas consolidadas
Fuente: Grillo & Martinez, (2015).



Figura 2.2 Muestras de núcleos de arenas no consolidadas
Fuente: Grillo & Martinez, (2015).

2.2.6 Medio poroso

Un medio poroso puede visualizarse como una red tridimensional de oclusiones llamados poros, que pueden estar interconectados o no, de tamaños y formas diferentes, insertada en un medio que de otra manera sería continuo. Su morfología se relaciona con su origen, pero en muchos casos, especialmente en rocas porosas sedimentarias, la morfología es altamente desordenada. También es llamado matriz sólida heterogénea, donde como característica principal posee un área específica relativamente alta, en muchas estimaciones esta característica dicta el comportamiento del fluido en el medio (Bear, 1972).

2.2.6.1 Porosidad

La porosidad es la fracción del volumen bruto total de la roca que constituyen los espacios no sólidos (Halliburton, s.f), y está definido por:

$$V_t = \frac{\pi * D^2}{4}$$

Ec.2. 1

$$\phi = \frac{V_b - V_m}{V_b} * 100\% \quad \text{Ec.2. 2}$$

$$\phi = \frac{V_p}{V_b} * 100\% \quad \text{Ec.2. 3}$$

Donde:

Φ = Porosidad absoluta

V_b = Volumen bruto

V_m = Volumen de la matriz

Siendo el volumen poroso (V_p), la diferencia entre el volumen bruto y el de la matriz ($V_b - V_m$).

La porosidad generalmente se expresa en porcentaje.

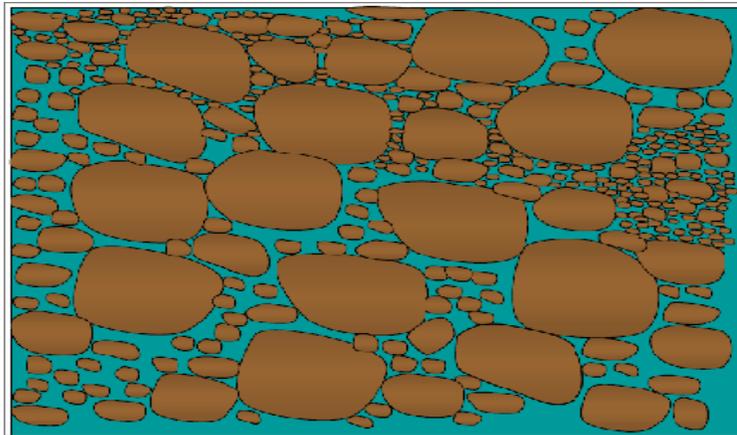


Figura 2.3 Representación de la porosidad
Fuente: Halliburton, (s.f).

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

porosidad en absoluta, efectiva y no efectiva dependiendo de qué espacios porosos se midan durante la determinación del volumen de estos espacios porosos (Escobar, s.f).

2.2.6.2 Tipos de porosidad

- Porosidad absoluta:

Es el porcentaje de espacio poroso total, con respecto al volumen total de la roca, considerando los poros que estén o no interconectados entre sí. Una roca puede tener una porosidad absoluta considerable y aun así no tener conductividad a los fluidos debido a la falta de comunicación entre los poros (Villa, 2006).

- Porosidad efectiva:

Es el porcentaje de espacio poroso intercomunicado con respecto al volumen total de la roca. Por consiguiente, es una indicación de la facilidad a la conductividad de los fluidos por la roca, aunque no es una medida cualitativa de éste, es decir, que no se utiliza como parámetro para determinar la capacidad de conductividad de los fluidos dentro del yacimiento. La porosidad efectiva es una función de varios factores litológicos. Los más importantes son: tamaño y empaque de los granos, cementación, meteorización y lixiviación, cantidad y clases de arcillas, y estados de hidratación de las mismas. Entre ambas porosidades, la porosidad efectiva es la que se reporta tanto en las investigaciones como en los datos de yacimiento, debido a que es la que representa realmente la porosidad del yacimiento, y es la que va a permitir la extracción de los fluidos presentes en el mismo (Villa, 2006).

- Porosidad no efectiva:

Es la diferencia que existe entre la porosidad absoluta y efectiva (Escobar, s.f). La porosidad no interconectada o no efectiva es aquella que representa la fracción del

volumen total de la roca que está conformada por los espacios que pueden contener fluidos pero no están comunicados entre sí.

2.2.6.3 Clasificación geológica de la porosidad

La porosidad se puede clasificar de dos maneras:

- En base a su origen:
 - a). Original o Primario.
 - b) Inducida o Secundaria.
- En base al volumen poroso considerado:
 - a) Absoluta o total: Fracción del volumen total de la roca que no está ocupado por material denso o matriz.
 - b) Efectiva: Fracción del volumen total de la roca que está compuesto por espacios porosos que se hallan comunicados entre sí.

La porosidad total siempre va a ser mayor o igual a la efectiva. Para el ingeniero de yacimientos, la porosidad más importante es la efectiva, pues constituye los canales porosos interconectados, lo que supone que puede haber importantes saturaciones de hidrocarburos en dichos espacios (Halliburton, s.f).

2.2.7 Saturación

La saturación (S) de un fluido (f) en un medio poroso, se define como el volumen del fluido (V_f) medido a la presión y temperatura a que se encuentre el medio poroso, entre sus volúmenes de poros V_p (Rodríguez, s.f); es decir:

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

Donde, f puede representar el petróleo, el gas o el agua obteniendo:

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad \text{Ec.2.5}$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad \text{Ec.2.6}$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad \text{Ec.2.7}$$

En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua; los valores de S_w congénita u original son del orden del 10 al 30%, en tanto que en etapas avanzadas de extracción, por entrada natural o artificial de agua, S_w puede alcanzar valores de 0,8 (80%) quedando solamente saturaciones pequeñas de petróleo y/o gas (saturaciones residuales). En yacimientos de petróleo, S_g puede variar desde cero (petróleo bajo saturado) hasta valores del orden de 0,7 (70%). Además de la definición de S_f (Rodríguez, s.f), se demuestra que:

$$S_f = 1 = S_o + S_g + S_w \quad \text{Ec.2.8}$$

La suma de las saturaciones tiene que ser igual a 100%. Este parámetro determina la cantidad de petróleo presente en el yacimiento y por lo tanto, la factibilidad de usar algún tipo de tecnología en su recuperación dependiendo fundamentalmente del factor económico, ya que si es muy costoso el uso de alguna tecnología con respecto a la cantidad de petróleo presente en el yacimiento, esta recuperación no va a resultar rentable originando mayor cantidad de pérdidas que de ganancias (Villa, 2006).

2.2.7.1 Saturación de agua connata (S_{wc})

El agua connata conocida también como agua intersticial, es el agua atrapada en los poros o intersticios de una formación en el momento de su depósito o creación. La saturación de agua connata es la saturación de agua inicial en cualquier punto del reservorio. La saturación de agua connata alcanza un valor de saturación de agua irreducible solo sobre la zona de transición, en la zona de transición el agua es móvil.

Se ha determinado que siempre habrá un pequeño porcentaje de estos fluidos que no es posible limpiar debido a su alojamiento en los poros más pequeños y a su adherencia a los granos de las rocas (comúnmente mojabilidad hidrófila). Tanto el extractor Soxhlet como el limpiador de núcleos con CO_2 , son capaces de limpiar el petróleo de los núcleos en un alto porcentaje, mientras que el agua se evapora en gran medida al secar los núcleos en el horno de vacío, a pesar de esto siempre existirán pequeñas cantidades de fluidos irreducibles.

2.2.7.2 Saturación irreducible (S_{wirr})

Se define como la máxima saturación de agua que permanece como fase discontinua en el medio poroso. La discontinuidad son regiones con agua separadas por zonas sin agua, es decir que están aisladas, de tal manera que a las condiciones necesarias el agua no puede fluir por el sistema cuando se aplican diferencias de presión.

2.2.7.3 Saturación residual (S_{xr})

La saturación residual de una fase, generalmente expresada como S_{xr} , donde x corresponde a la fase (petróleo, agua o gas), representa la saturación de dicha fase que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de un proceso de desplazamiento.

2.2.7.4 Saturación de petróleo residual (S_{or})

Es la mínima saturación de petróleo que se puede alcanzar bajo la combinación de fuerzas viscosas, capilares y gravitatorias. Se puede considerar para yacimientos hidrófilos como la fracción del fluido no mojante atrapado en el medio poroso después de un proceso de extracción de ese fluido (Araujo Y., 2005).

2.2.7.5 Saturación de petróleo remanente (ROS)

Es la saturación de petróleo mínima que se alcanza en el yacimiento sobre una base microscópica, es decir, dentro de aquellos poros contactados y barridos en un proceso de desplazamiento. Depende de la S_{or} verdadera, balance entre las fuerzas capilares, viscosas y gravitatorias en el yacimiento.

Diferentes áreas de un yacimiento, aun dentro de un mismo tipo de roca pueden drenar hasta obtener distintas ROS (Araujo Y., 2005).

2.2.8 Permeabilidad

Un factor muy importante en el flujo de los fluidos en un yacimiento es la permeabilidad de la roca, que representa la facilidad con que los fluidos se desplazan a través del medio poroso, no obstante que no existe una determinada relación de proporcionalidad entre porosidad y permeabilidad (Rivera, 2004). La permeabilidad se mide en Darcys, en honor al ingeniero hidráulico francés Henri Darcy, quien formula la ley que lleva su nombre, que reza: “la velocidad del flujo de un líquido a través de un medio poroso, debido a la diferencia de presión, es proporcional al gradiente de presión en la dirección del flujo” (Rivera, 2004).

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 cm² de roca, bajo un gradiente de presión de una atmósfera (760 mmHg.) por centímetro

cuadrado, y en condiciones de flujo viscoso”. En la industria, se emplea el mieldarcy, equivalente a 0,001 darcy (Rivera, 2004).

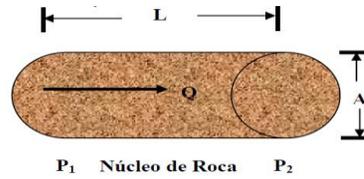


Figura 2.4 Representación de la ley de Darcy
Fuente: Rivera, (2004).

$$K = \frac{Q\mu L}{A\Delta P} \quad \text{Ec.2.9}$$

Donde:

K: permeabilidad (Darcy).

Q: tasa de flujo (cm^3/s).

μ : viscosidad del fluido (cP).

L: longitud de la muestra (cm).

A: área transversal (cm^2).

ΔP : diferencial de presión ($P_2 - P_1$) (atm).

2.2.8.1 Ley de Darcy

En 1856, como resultado de estudios experimentales de flujo de agua a través de filtros de arena no consolidada, el francés Henry Darcy dedujo la ecuación que lleva su nombre. La ley se ha extendido con ciertas limitaciones al movimiento de otros fluidos incluyendo dos fluidos no miscibles en rocas consolidadas y otros medios porosos. La ley de Darcy enuncia que "la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a

la viscosidad del fluido". Este concepto se puede expresar matemáticamente de la siguiente manera:

$$V = \frac{K dp}{\mu ds} \quad \text{Ec.2.10}$$

Donde:

v = Velocidad aparente ($\frac{cm}{s}$).

μ = Viscosidad del fluido (cP).

dp/ds = Gradiente de presión ($\frac{atm}{cm}$).

K = Permeabilidad (Darcy).

2.2.8.2 Tipos de permeabilidad (k)

Existen tres tipos de permeabilidad:

- Permeabilidad absoluta o específica:

Es la conductividad de una roca o material poroso cuando está saturado completamente por un solo fluido.

- Permeabilidad efectiva:

Es la conductividad de un material poroso a una fase cuando dos o más fases están presentes y también se mide en Darcy. Cuando dos o más fases están fluyendo simultáneamente en un medio poroso permeable, como por ejemplo en un proceso de desplazamiento, la permeabilidad efectiva a una fase dada es menor que la permeabilidad absoluta y es función de la saturación de la fase.

- Permeabilidad relativa:

Se entiende por permeabilidad relativa el cociente entre la permeabilidad efectiva de un fluido, a un valor de saturación dado, y la permeabilidad absoluta; es decir la permeabilidad efectiva del mismo fluido a una saturación de 100% (Rivera, 2004).

Así, se tiene que:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad \text{Ec.2.11}$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad \text{Ec.2.12}$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad \text{Ec.2.13}$$

Donde la K_{ro} , K_{rw} y K_{rg} son las permeabilidades relativas al petróleo, agua y gas respectivamente. Las permeabilidades relativas se determinan por lo general para sistemas bifásicos agua-petróleo y gas-petróleo, con agua connata inmóvil, representándose gráficamente un par de curvas de permeabilidades relativas de las fases mojante y no-mojante vs saturación de la fase mojante, es decir, curvas de K_{ro} y K_{rw} vs S_w , K_{ro} y K_{rg} vs. S_o ó S_L (con $S_L = S_o + S_{wc}$) (Rivera, 2004).

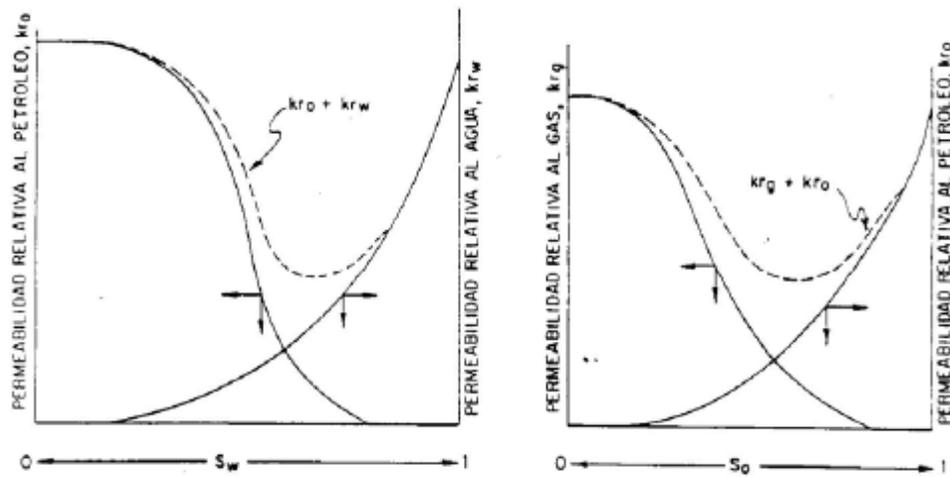


Figura 2.5 Curvas típicas de permeabilidad relativa
Fuente: Osoba y otros, (1951).

Las curvas de permeabilidades relativas presentan las siguientes características:

- 1.- Para que la fase mojante agua en la curva (a), o petróleo en la curva (b), comience a fluir ($K_r > \text{cero}$), se requiere alcanzar un cierto valor de saturación, denominado saturación crítica o de equilibrio, S_{wc} o S_c . Este valor normalmente oscila entre 0 y 30%. De manera similar, existe una saturación crítica o de equilibrio para la fase no-mojante, S_{gc} o S_{oc} , solo que en este caso el radio de invasión es menor, entre 0 y 15% aproximadamente.
- 2.- La permeabilidad relativa a la fase no-mojante alcanza el valor máximo (1.0), a saturaciones de dicha fase menores del 100%. Esto indica que, una porción del espacio poroso disponible, aunque interconectado, contribuye poco a la capacidad conductiva de los fluidos.
- 3.- El efecto que causa una variación de saturación, es disponer más poros o canales del flujo de la fase cuya saturación fue incrementada, y disminuir el número de poros o canales permisibles al paso de otra fase.

Esta característica implica que el concepto de flujo correcto es el de “Flujo por Canales”, lo cual significa que cada fluido, mojante y no-mojante, se mueve por su

propia red de canales selectos, pero todos ellos tiene el mismo fluido mojante (humectante).

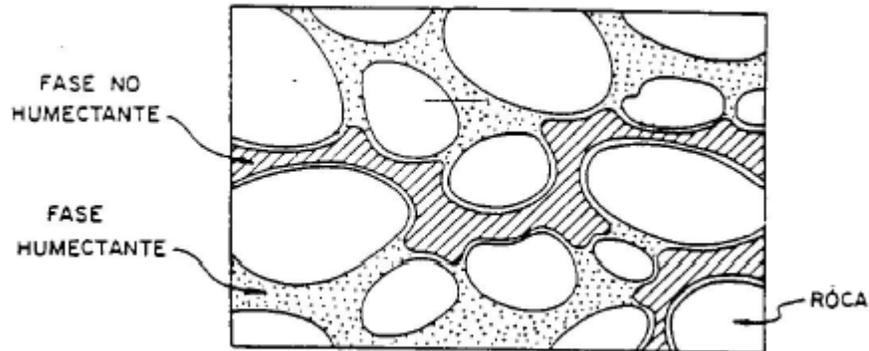


Figura 2.6 Canal de flujo de petróleo, en un medio poroso humectado por agua
Fuente: Craig Jr, (s.f).

4.- Las curvas de $(K_{ro} + K_w)$ y $(K_{ro} + K_{rg})$ representa la interacción mutua entre las fases, lo cual hace disminuir la suma de las permeabilidades relativas a un valor menor que la unidad, para la mayoría de los valores de saturación.

5.- El punto de cruce entre las dos curvas, en general no ocurre a S_w o S_L igual a 50%.

La ubicación de este punto de corte entre las curvas de permeabilidad relativa es indicativo, en forma cualitativa, de dos aspectos importantes: en primer lugar, si la saturación de agua determinada a partir de registros de pozos es mayor o igual a la saturación correspondiente a dicho punto de corte, la producción de petróleo del pozo será baja, y declinará rápidamente, aumentando al mismo tiempo la producción de agua; en segundo lugar, mientras mayor sea el desplazamiento de la curva de la fase mojante hacia la derecha y hacia abajo, será mayor la mojabilidad preferencial de la roca con respecto al agua (Rivera, 2004).

2.2.8.3 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, ésta 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 mojanete (K_{nm}) y curva de permeabilidad relativa para la fase mojanete (K_m). Cuando una fase mojanete y otra no mojanete fluyen simultáneamente en un medio poroso, cada una ellas sigue un camino separado y distinto de acuerdo con sus características mojanetes (humectantes), lo cual da como resultado la permeabilidad relativa para la fase mojanete (humectante) y la no mojanete (no humectante) (De Ferrer, 2009).

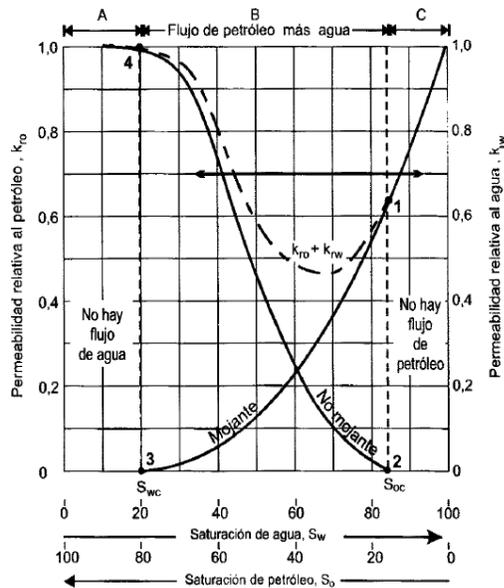


Figura 2.7 Comportamiento típico del flujo de dos fases.
Sistema mojado al agua
Fuente: De Ferrer, (2009).

En la figura 2.7 se pueden distinguir cuatro puntos muy importantes:

- **Punto 1:** La curva de permeabilidad relativa de la fase mojanante muestra que una saturación pequeña de la fase no mojanante reducirá drásticamente la permeabilidad relativa de la fase mojanante. La razón de esto es que la fase no mojanante ocupa los espacios de los poros más grandes, lo cual facilitara el flujo de dicha fase.
- **Punto 2:** La curva de permeabilidad relativa de la fase no mojanante muestra que esta comienza a fluir a saturaciones relativamente bajas. En el caso de que esta sea petróleo, la saturación en este punto se denomina saturación de petróleo crítica (S_{oc}).
- **Punto 3:** 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:** 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 mojante (De Ferrer, 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 en flujo entre ellas.
- **Zona C:** representa la S_{or} , 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 (De Ferrer, 2009).

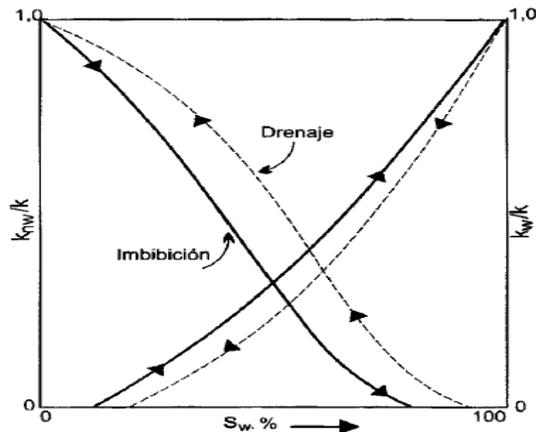


Figura 2.8 Efectos de la histéresis en las permeabilidades relativas
Fuente: De Ferrer, (2009).

2.2.8.4 Factores que afectan a la permeabilidad relativa

La permeabilidad relativa es una propiedad microscópica de flujo y depende de las propiedades del medio poroso, la mojabilidad y la historia de saturación, entre otros (García, 2002).

- Propiedades del medio poroso: La relación entre la permeabilidad relativa y la saturación no es igual para todos los yacimientos, y puede variar de una formación a otra, y de una porción a otra dentro de la misma formación. Se ha demostrado que la relación k_r/S , varía de acuerdo a los diferentes tamaños y tipos de granos utilizados en los experimentos. Este hecho permite concluir que, el efecto de la distribución del tamaño de grano no se puede despreciar al realizar las pruebas de permeabilidad relativa. Entonces, la esfericidad, angularidad y orientación de los granos tiende a influir sobre la forma de la curva de permeabilidad relativa (García, 2002).
- Mojabilidad: A una saturación de agua dada, la permeabilidad relativa del agua, para un sistema mojado por agua, es menor que para uno mojado por petróleo. Esto ocurre porque, en una roca mojada por agua, los glóbulos de petróleo residual en los canales largos, obstruyen el flujo de agua y causan un valor bajo de permeabilidad relativa al agua. Así mismo, en una roca mojada

por petróleo, el petróleo ocupa los canales de flujo pequeños, causando una interferencia mínima al flujo de agua, generando altos valores en la permeabilidad relativa al agua. El punto de intersección de las curvas de permeabilidad relativa del agua y del petróleo es un buen indicador de la mojabilidad de la roca (Garcia, 2002). Si las muestras están preservadas y/o limpias, las curvas de permeabilidad relativa también se verán afectadas (ver Figura 2.9).

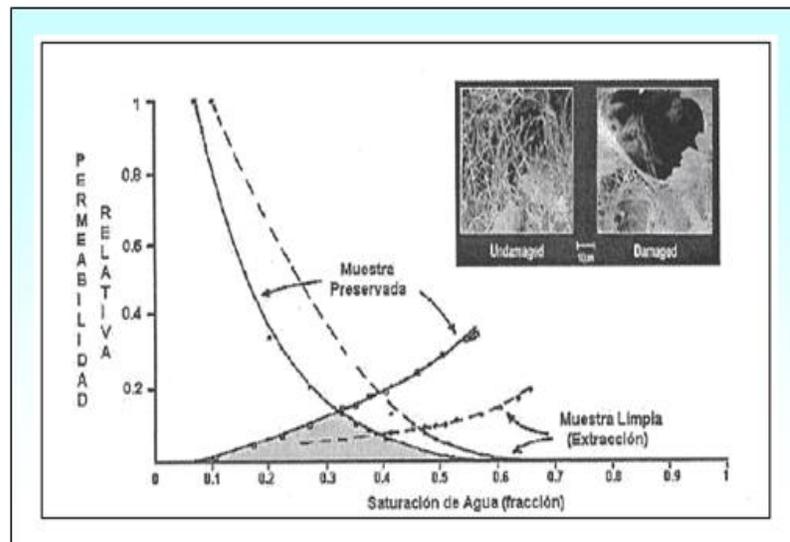


Figura 2.9 Variación en curvas de permeabilidad relativa
Fuente: Araujo Y., (2005).

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

el proceso de drenaje, existiendo una diferencia significativa entre las curvas de drenaje e imbibición para la fase no mojante.

2.2.9 Presión capilar (P_c)

Se define como la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferencialmente la roca. Si se toma positiva entonces es la presión de la fase no mojante menos la presión de la fase mojante, es decir:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad \text{Ec.2.14}$$

Donde, P_m es la presión de la fase mojante y P_{nm} es la presión de la fase no mojante. Así, para un sistema agua-petróleo será:

$$P_c = P_o - P_w \quad \text{Ec.2.15}$$

$$P_c = P_g - P_o \quad \text{Ec.2.16}$$

El concepto de presión capilar también se ilustra en la figura 2.10, en la cual se observa que al introducir un tubo capilar de vidrio dentro de un recipiente lleno de agua, ésta sube dentro del capilar. El fluido encima del agua es petróleo, y debido a que el agua moja preferencialmente las paredes del capilar, existe una elevación capilar. En consecuencia, se pueden identificar dos presiones: P_o , la presión de la fase petróleo en un punto justamente encima de la interfase agua-petróleo, y P_w , la presión de la fase agua justamente debajo de la interfase (Ferrer, 2001).

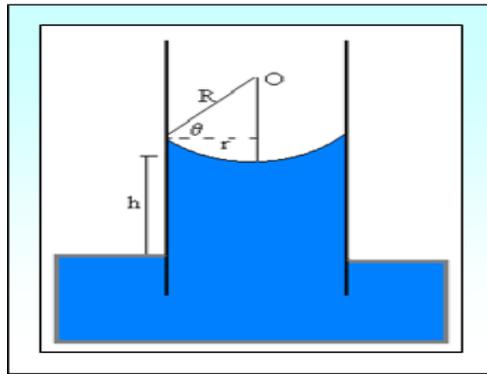


Figura 2.10 Ascenso de agua a través de un capilar
Fuente: Grillo & Martinez, (2015).

Las medidas de presión capilar en rocas de yacimiento son importantes para el cálculo de reservas y en la recuperación de petróleo por empuje de agua, debido a que la desaturación en el yacimiento no es uniforme, produciéndose un gradiente de presión capilar, el cual puede favorecer u obstruir la recuperación de hidrocarburos. Además, las curvas de presión capilar (Figura 2.11) son de gran ayuda en la predicción del recobro de hidrocarburos de un yacimiento, ya que permiten obtener la saturación de agua inicial para los cálculos de la cantidad de petróleo en sitio y modelar el desplazamiento de petróleo.

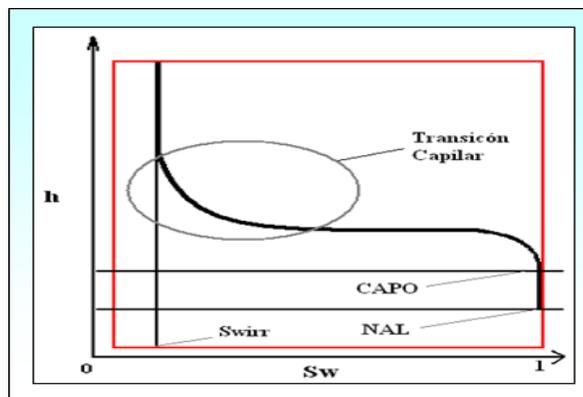


Figura 2.11 Curvas típicas de presión capilar
Fuente: Araujo Y., (2005).

2.2.9.1 Imbibición y drenaje

Existen dos tipos de procesos de saturación de la fase mojannte, los cuales son los siguientes:

- **Desplazamiento por drenaje:** en el cual la saturación de la fase mojannte disminuye durante el proceso. Es un proceso forzado. Fuerzas capilares retienen la fase mojannte. Existe presión de umbral.
- **Desplazamiento por imbibición:** en el cual la saturación de la fase mojannte aumenta durante el proceso. Es un proceso espontáneo. No hay presión de umbral.

Por lo que hay una relación funcional inversa entre la presión capilar y la saturación de la fase mojannte, también se puede decir que cuando se tiene una saturación muy pequeña se tendrá el más pequeño radio de curvatura y la fase mojannte ocupará o existirá en los poros más pequeños del sistema, dejando los poros más grandes para la fase no mojannte (Delgado, 2010).

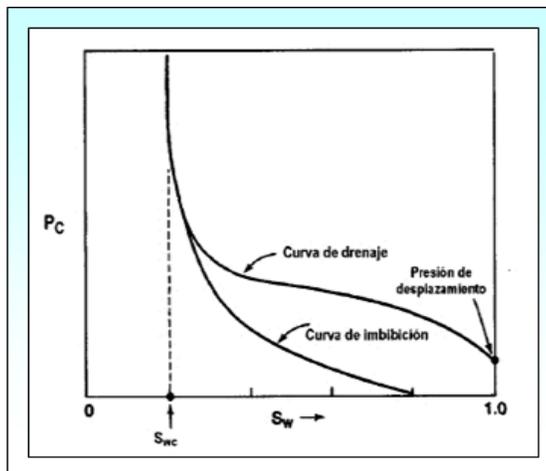


Figura 2.12 Curvas de drenaje e imbibición
Fuente: Forrest y Craig , (1982).

2.2.9.2 Presión de umbral

Es la mínima diferencia de presión necesaria para poder introducir fase no-mojante al sistema, es decir la fase no mojante penetra en los poros más grandes de un medio poroso saturado 100% con un fluido mojante (Grillo y Martinez, 2015).

2.2.10 Mojabilidad

La mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a esparcirse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles (Garcia, 2002).

La información sobre mojabilidad es fundamental para el entendimiento de problemas de flujo multifásico empezando por migración de crudos desde las rocas del reservorio hasta los mecanismos de producción primaria y mejorar los procesos de recuperación de crudo. La mojabilidad de un reservorio puede ser definida como la afinidad preferencial de la roca madre, ya sea, por la fase rica en agua o la fase rica en aceite y está determinada por complejas condiciones de límites interfaciales que actúan en el medio poroso de la roca.

Es importante destacar que el término de mojabilidad es usado para la preferencia de mojado de la roca y no se refiere, necesariamente, a que el fluido esté en contacto con ésta en un tiempo dado (Anderson, 1986).

De este modo, se puede establecer que si un medio poroso es mojable a una determinada fase (fase mojante), ésta condición se traduce en que:

1. La fase mojante ingresa al medio poroso en forma espontánea. Y, por lo tanto, es necesario entregar energía para sacarla del medio poroso.
2. La fase mojante tiende a ocupar los capilares de menor diámetro dentro de la red de poros y formar una película continua sobre la superficie sólida. Y, en consecuencia, es difícil de movilizar a través del medio poroso.

En forma complementaria se puede establecer que:

1. La fase no-mojante es expulsada del medio poroso en forma espontánea. Y, por lo tanto, no es necesario entregar energía para extraerla de la red de poros. Solo es necesario disponer de una fuente de fase mojante para que la reemplace en forma espontánea.
2. La fase no-mojante tiende a concentrarse en el centro de los poros grandes en la forma de glóbulos esféricos. En consecuencia, la fase no-mojante es más fácilmente movable (Araujo, Araujo, y Guzman, 1997).

Sin embargo, estas definiciones tienen sus limitaciones. En sistemas ideales (ej.: medios porosos formados por manojos de capilares rectos) y en ausencia de fuerzas gravitatorias, el desplazamiento de la fase no-mojante por la fase mojante procede hasta que se produce un reemplazo total de una por otra.

En sistemas reales se presentan dos fenómenos que los hacen diferir de los sistemas ideales:

1. Los sistemas de poros naturales atrapan fases residuales durante los desplazamientos inmiscibles.
2. Es muy frecuente la presencia de mojabilidades mixtas.

El primer punto impide que el reemplazo de una fase por otra se complete. Cuando la fase desplazada se hace discontinua, ya no es posible que progrese el desplazamiento. Esta característica pone un primer límite en la posibilidad de completar la imbibición (la fase mojante desplaza a la no mojante).

El segundo punto se manifiesta impidiendo que se alcancen las saturaciones residuales durante el proceso espontáneo de imbibición. Esta segunda limitación hace que el reemplazo de una fase por otra se detenga antes de llegar a la condición residual de la fase no-mojante (Crotti, 2001).

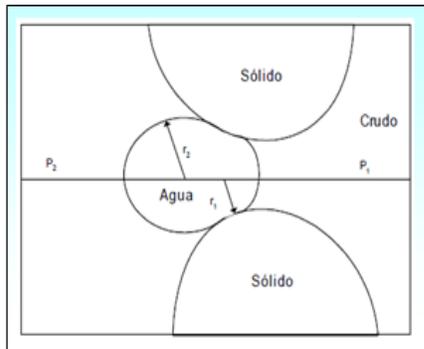


Figura 2.13 Movimiento de una gota de agua atrapada en la garganta de poro entre granos de una roca

Fuente: Chilingar, Langnes, & Robertson, (1997).

2.2.10.1 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 Y. C., 2004):

- **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.
- **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.
- **Intermedia o neutra:** comprende superficies minerales que no presentan preferencia marcada a un fluido u otro.
- **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.

- 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.
- Damaltiana: este es un tipo de mojabilidad fraccional a escala de segmento de poro.

2.2.11 Pruebas de desplazamiento dinámico

Éstas son pruebas 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 de flujo y presión constante. La muestra es colocada en la sección central de un portamuestra y es introducida en la celda; este sistema, a su vez va conectado a un sistema de transductores de presión para la determinación de las caídas de presión a través del núcleo, con esto se elimina buena parte de los efectos del borde. Para determinar las permeabilidades, la muestra se satura inicialmente con agua de formación, posteriormente se inicia el proceso de drenaje donde se inyecta crudo a la muestra para obtener la S_{wirr} ; una vez obtenido este valor, se procede a iniciar el proceso de imbibición, en el que esta vez se inyecta agua para desplazar el crudo contenido en la muestra. La presión y tasa de flujo son utilizadas para calcular las permeabilidades efectivas y relativas, utilizando la ecuación de Darcy y los modelos correspondientes, respectivamente, lo cual representa una ventaja con respecto al método de estado estacionario.

Para poder realizar estas pruebas se debe cumplir lo siguiente:

- a. El gradiente de presión sea lo suficientemente grande para minimizar los efectos de presión capilar.
- b. 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.
- c. El núcleo debe ser homogéneo.
- d. La tasa de flujo y propiedades de los fluidos deben permanecer constante durante la prueba.

En la técnica de medición de permeabilidad relativa en estado no estable o técnica de desplazamiento dinámico, la muestra es inicialmente saturada con la fase mojante y solo se inyecta la fase no mojante en el núcleo. Esta técnica es en estado no estable en el sentido que solo un fluido entra en el núcleo y dos salen de él. Volumétricamente, se podría considerar en estado estable pero solo para flujo másico.

El proceso de desplazamiento depende principalmente del concepto del avance frontal del núcleo. Por medio de este procedimiento, se determina la relación de permeabilidades relativas y depende de la medición de estas por otros métodos de laboratorio o a partir de datos de presión capilar. El procedimiento es esencialmente simple, se selecciona una muestra de núcleo homogéneo y se le determina el volumen bruto, la permeabilidad y la porosidad. Se monta la muestra en un portanúcleos saturado 100% con la fase mojante, la muestra es desaturada inyectando la fase no mojante en uno de los extremos produciendo ambas fases en el otro extremo. Para esta prueba es necesario cumplir con tres condiciones que son que la caída presión a través de la muestra debe ser lo suficientemente grande para evitar efectos capilares de los extremos, la saturación de la fase no mojante debe estar definida a un valor de presión promedio entre la presión de inyección y la presión de producción (Plata L. y Sandoval H., 2005).

$$\bar{P} = \frac{P_i + P_o}{2} \quad \text{Ec.2.17}$$

Donde P_i y P_o son la presión de inyección y la presión de producción en el núcleo.

La tercera condición es que el flujo debe ser horizontal, el núcleo sea lo suficientemente pequeño y el tiempo de prueba sea corto para que los efectos de las fuerzas gravitacionales puedan ser despreciables. Cumpliendo estas condiciones, se deben medir durante las pruebas, solo el volumen cumulativo de la fase no mojanje inyectado como función del tiempo y la fase mojanje cumulativa producida como función del tiempo. Con esas dos cantidades medidas y manteniendo constantes las presiones de inyección y producción, se puede calcular la relación de permeabilidades relativas. Para determinar la permeabilidad relativa a la fase mojanje o la fase no mojanje se necesita que una de las dos sea determinada independientemente (Plata L. y Sandoval H., 2005).

Los métodos de estados no estable para medir permeabilidades relativas se realizan en tiempos mucho menores que los de estado estable. Bajo condiciones de estado inestable para medir permeabilidades relativas se utiliza generalmente la teoría desarrollada por Buckley y Leverett.

Combinando la ley de Darcy con la definición de presión capilar en forma diferencial se obtiene una ecuación para la fracción de agua en la corriente de salida, a partir de eso y haciendo asunción de flujo horizontal y presión capilar despreciable se llega a una relación para determinar la fracción del aceite en la corriente de salida que combinada con la ley de Darcy puede demostrar que:

$$f_{o2} = \frac{1}{1 + \frac{\frac{\mu_o}{k_{ro}}}{\frac{\mu_w}{k_{rw}}}} \quad \text{Ec.2.18}$$

Donde f_{o2} es la fracción de aceite en la corriente de salida, μ_o , μ_w , k_{ro} , k_{rw} son las viscosidades y las permeabilidades relativas de petróleo y el agua, respectivamente.

Expresión de la cual se puede determinar la relación de permeabilidades relativas; si el caso es gas desplazando al aceite se puede obtener una expresión similar.

JBN (Jhonson, Bossler, y Naumann, 1959) extendió la técnica para obtener permeabilidades relativas de cada fase individualmente desde pruebas en estado no estable, esta técnica es conocida como JBN; las ecuaciones derivadas fueron:

$$k_{ro} = \frac{f_{o2}}{\frac{d\left(\frac{1}{Q_w I_r}\right)}{d\left(\frac{1}{Q_w}\right)}} \quad \text{Ec.2.19}$$

$$k_{rw} = \frac{f_{w2} \mu_w}{f_{o2} \mu_o} k_{ro} \quad \text{Ec.2.20}$$

Donde Q_w es el agua acumulativa inyectada, I_r la inyectividad relativa que es la relación de inyectividad y la inyectividad inicial y f_{w2} la fracción del agua en la corriente de salida.

$$I_r = \frac{\left(\frac{q_w}{\Delta P}\right)}{\left[\left(\frac{q_w}{\Delta P}\right)\right]_i} \quad \text{Ec.2.21}$$

Siendo q_w la tasa volumétrica de agua, ΔP el gradiente de presión y el término denominador de la expresión anterior al inicio de la inyección las condiciones iniciales.

2.2.12 Modelos para obtener curvas de permeabilidades relativas

Las curvas de permeabilidades relativas se pueden obtener en el laboratorio por procesos de desplazamiento o de flujo no-continuo. Consiste en saturar un núcleo con una de las fases y luego desplazarla inyectando la otra fase. Midiendo los volúmenes

producidos en función de tiempo y aplicando la teoría de desplazamientos de Buckley-Leverett, se calculan K_m y K_{nm} . Ejemplos de este tipo de proceso es el método de Johnson y Cols (Jhonson, Bossler, y Naumann, 1959).

También se pueden obtener utilizando ecuaciones empíricas, se han presentado una serie de correlaciones para determinar las permeabilidades relativas, según sea el número de fases fluyentes en el medio poroso (Rivera, 2004) entre ellas:

2.2.12.1 Método JBN

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 incompresibles 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})

$$S_{wirr} = \frac{V_p - V_{ad}}{V_p} \quad \text{Ec.2.22}$$

Donde:

V_p = Volumen poroso.

V_{ad} = Volumen de agua desplazado.

- Saturación de agua promedio (S_{wp}).

$$S_{wp} = \frac{V_o}{V_p} + S_{wirr} \quad \text{Ec.2.23}$$

Donde:

V_o = Volumen de crudo.

- Agua inyectada acumulada (WID)

$$WID = \frac{V_o}{V_p} \quad \text{Ec.2.24}$$

- Radio de inyección (I_R)

$$I_R = \frac{\Delta_{pi}}{\Delta_p} \quad \text{Ec.2.25}$$

Donde:

Δ_{pi} = Diferencial de presión en las condiciones iniciales.

Δ_p = Diferencial de presión en cada fracción.

- Delta 1 (Δ_1)

$$\Delta_1 = \frac{1}{WID_n} - \frac{1}{WID_{n-1}} \quad \text{Ec.2.26}$$

- Delta 2 (Δ_2)

$$\Delta_2 = \frac{1}{WID_n} * I_{R_N} - \frac{1}{WID_{n-1}} I_{R_{n-1}} \quad \text{Ec.2.27}$$

- Flujo fraccional de crudo (f_o)

$$f_o = \frac{1}{1 + \frac{K_{rw} * \mu_o}{K_{ro} * \mu_w}} \quad \text{Ec.2.28}$$

- Saturación de agua final (S_w)

$$S_w = S_{wp} - (f_o * WID) \quad \text{Ec.2.29}$$

- Permeabilidad relativa al crudo (K_{ro})

$$K_{ro} = f_o * \frac{\Delta_2}{\Delta_1} \quad \text{Ec.2.30}$$

- Permeabilidad relativa al agua (K_{rw})

$$K_{rw} = K_{ro} * \frac{\mu_w * (1 - f_o)}{\mu_o * f_o} \quad \text{Ec.2.31}$$

2.2.12.2 Método Jones-Roszelle

Desarrollaron un modelo matemático conjuntamente con técnicas gráficas para determinar la permeabilidad relativa de muestras saturadas con crudo y agua basándose en las ecuaciones de Welge-Johnson y otros. El desarrollo para obtener las permeabilidades se detallan a continuación.

- Saturación de agua promedio (\bar{S}_w)

$$\bar{S}_w = S_{wi} + \frac{N_p}{V_p} \quad \text{Ec.2.32}$$

Donde:

S_{wi} es la saturación de agua inicial.

N_p es el petróleo producido.

V_p es el volumen poroso de la muestra.

- Saturación a la salida (S_{w2})

$$S_{w2} = \bar{S}_w - Q_i * \frac{d\bar{S}_w}{dQ_i} \quad \text{Ec.2.33}$$

Q_i es la tasa de inyección.

$d\bar{S}_w$ es el diferencial de la saturación.

dQ_i es el diferencial de la tasa de inyección.

- Frente de petróleo a la salida (f_{o2})

$$f_{o2} = \frac{(\bar{S}_w - S_{w2})}{Q_i} \quad \text{Ec.2.34}$$

- Frente de agua en el núcleo (f_{w2})

Ec.2.35

$$f_{w2} = 1 - f_{o2}$$

- Viscosidad efectiva la entrada del núcleo ($\overline{\lambda^{-1}}$)

$$\overline{\lambda^{-1}} = \frac{\mu_b * \left(\frac{\Delta p}{q}\right)}{\left(\frac{\Delta p b}{q b}\right)}$$

Ec.2.36

- Viscosidad efectiva la salida del núcleo (λ_2^{-1})

$$\lambda_2^{-1} = \overline{\lambda^{-1}} - Q_i * \frac{d \overline{\lambda^{-1}}}{d Q_i}$$

Ec.2.37

- Permeabilidad relativa del agua (K_{rw})

$$K_{rw} = \frac{\mu_w * f_{w2}}{\lambda_2^{-1}}$$

Ec.2.38

- Permeabilidad relativa del petróleo (K_{ro})

$$K_{ro} = \frac{\mu_o * f_{o2}}{\lambda_2^{-1}}$$

Ec.2.39

2.2.12.3 Método de Corey y Asociados

Desarrollaron las siguientes ecuaciones para arenas no consolidadas:

- **Drenaje**

$$S = \frac{S_o}{1 - S_{wi}} \quad \text{Ec.2.40}$$

$$K_{rw} = (1 - S)^2 \quad \text{Ec.2.41}$$

$$K_{ro} = (S)^3 \quad \text{Ec.2.42}$$

Donde:

S es la saturación.

K_{rw} es la permeabilidad relativa del agua.

K_{ro} es la permeabilidad relativa del petróleo.

- **Imbibición**

$$K_{rw} = S^3 \quad \text{Ec.2.43}$$

$$K_{ro} = (1 - S)^3 \quad \text{Ec.2.44}$$

$$S = \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \quad \text{Ec.2.45}$$

Donde:

S es la saturación.

K_{rw} es la permeabilidad relativa del agua.

K_{ro} es la permeabilidad relativa del petróleo.

Las ecuaciones deducidas por Corey y Asociados fueron obtenidas a partir de las ecuaciones deducidas por Burdine para determinar permeabilidades relativas a dos fases de las curvas de presión capilar, las cuales a su vez fueron deducidas a partir de la ecuación generalizada de Kozeny – Carman (Rivera, 2004).

2.2.12.4 Método de Willie

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 (Escobar, s.f) ,y se presentan a continuación:

$$S = \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \quad \text{Ec.2.46}$$

$$K_{ro} = (1 - S)^2 \quad \text{Ec.2.47}$$

$$K_{rw} = S^{3.5} \quad \text{Ec.2.48}$$

Donde:

S es la saturación.

K_{rw} es la permeabilidad relativa del agua.

K_{ro} es la permeabilidad relativa del petróleo.

2.2.12.5 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 realizaron 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 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.

2.2.13 Correlaciones

Existen otras correlaciones que sirven para modificar las curvas de permeabilidad relativa, dándoles suavidad y ajustándolas, todas utilizan los puntos extremos de saturación (K_{rw}^0, K_{ro}^0) y la saturación de agua normalizada (S_w^*) la cual es:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{or}} \quad \text{Ec.2.49}$$

Donde:

K_{rw}^0 es la permeabilidad relativa del agua para el punto de S_{wi} .

K_{ro}^0 es la permeabilidad relativa del petróleo para el punto de S_{or} .

Entre algunas correlaciones tenemos:

2.2.13.1 Correlación de Burdine

$$K_{rw} = K_{rw}^0 * (S_w^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} \quad \text{Ec.2.50}$$

$$K_{ro} = K_{ro}^0 * (1 - S_w^*)^2 * \left(1 - (1 - S_w^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}\right) \quad \text{Ec.2.51}$$

2.2.13.2 Correlación de Corey

$$K_{rw} = K_{rw}^0 * (S_w^*)^{N_w} \quad \text{Ec.2.52}$$

$$K_{ro} = K_{ro}^0 * (1 - S_w^*)^{N_o} \quad \text{Ec.2.53}$$

Usando la correlación de Corey, las curvaturas se dan por los parámetros N_w y N_o para la permeabilidad relativa del agua y la permeabilidad relativa del petróleo respectivamente, al variar la curvatura y dejar fijo los puntos extremos S_{witr} y S_{or} se crea una rígida curva para ser usada en las simulaciones (Weatherford, 2010).

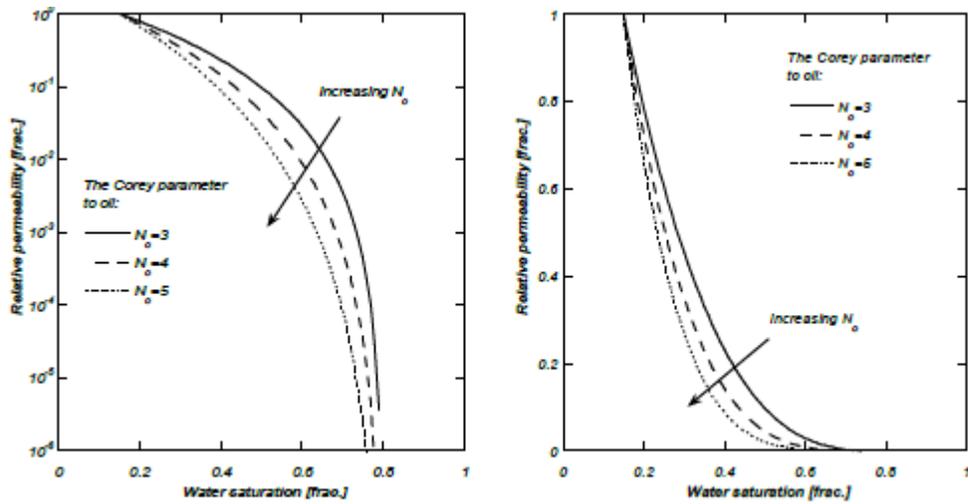


Figura 2.14 Comportamiento de k_{ro} con el parámetro Corey N_o
Fuente: Weatherford, (2010).

2.2.13.3 Correlación de Sigmund y McCaffery

$$K_{rw} = K_{rw}^0 * \frac{(S_w^*)^{N_w} + AS_w^*}{1 + A} \quad \text{Ec.2.54}$$

$$K_{ro} = K_{ro}^0 \frac{(1 - S_w^*)^{N_o} + B(1 - S_w^*)}{1 + B} \quad \text{Ec.2.55}$$

N_w y N_o son parámetros similares a los de Corey. A y B son constantes de bajos valores, por ejemplo 0,01, que linealizan las curvas de permeabilidad a medida que se aproximan las curvas cero, pero que de otro modo no influyen en la forma de las curvas. Si A o B son cero, en la correlación respectiva es idéntica a la correlación de Corey. La figura 2.15 muestra la influencia del parámetro B en el extremo de cola de la curva de permeabilidad relativa del petróleo, el parámetro de Corey no se mantiene constante. Esto mejorará la flexibilidad de una curva similar a Corey hacia S_{or} . Por esta correlación, puede ser valioso también estimar en los valores finales, S_{or} y k_{rw} (S_{or}) a mejorar aún más la flexibilidad.

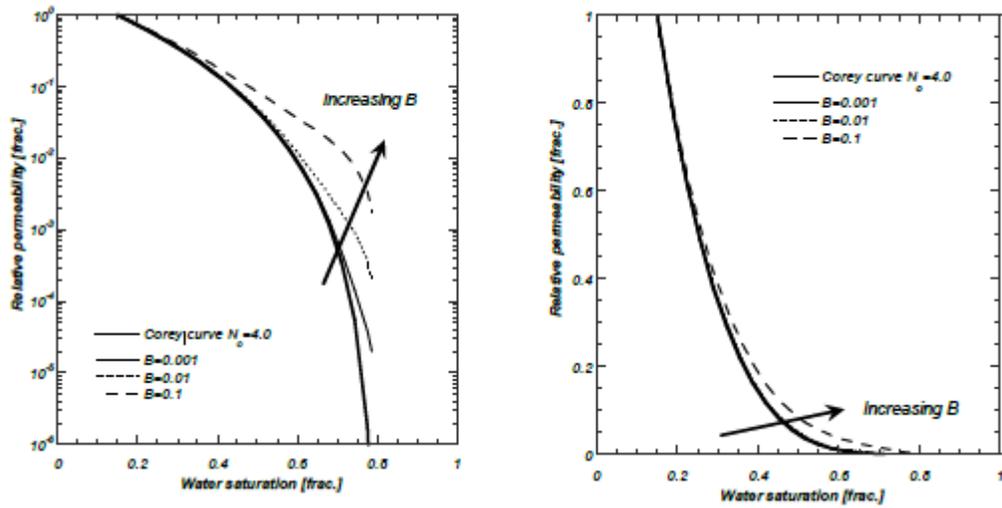


Figura 2.15 Comportamiento de k_{ro} con el parámetro B
Fuente: Weatherford, (2010).

2.2.13.4 Correlación de Chierici

$$K_{rw} = K_{rw}^0 (S_{or}) e^{-BR_w^M} \quad \text{Ec.2.56}$$

$$K_{ro} = K_{ro}^0 (S_{wi}) e^{-AR_w^L} \quad \text{Ec.2.57}$$

$$R_w(S_w) = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_w} \quad \text{Ec.2.58}$$

Cada una de las permeabilidades relativas está representada por dos parámetros, B y M para la permeabilidad relativa del agua; A y L para la permeabilidad relativa del petróleo. R_w es la saturación. La correlación de Chierici se comporta bastante flexible pero asegura una curva de forma suave. La figura 2.16 muestra la influencia de la variación de los parámetros A y L para la permeabilidad relativa del petróleo.

La influencia de la variación de los parámetros B y M para las curvas de permeabilidad relativa del agua es la misma.

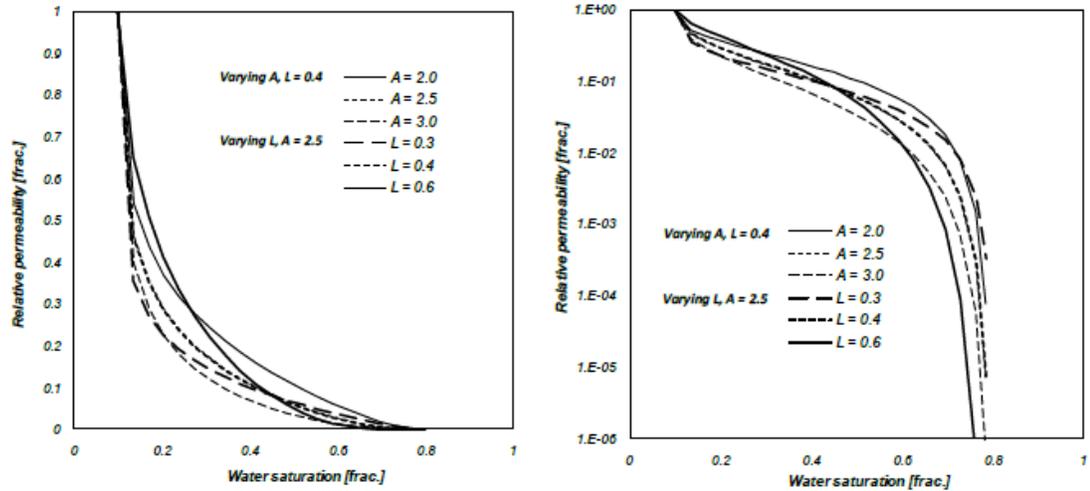


Figura 2.16 Comportamiento de la correlación de Chierici
Fuente: Weatherford, (2010).

2.2.13.5 Correlación LET

$$K_{rw} = K_{rw}^0 \frac{(S_w^*)^{L_w}}{(S_w^*)^{L_w} + E_w(1 - S_w^*)^{T_w}} \quad \text{Ec.2.59}$$

$$K_{ro} = K_{ro}^0 \frac{(1 - S_w^*)^{L_o}}{(1 - S_w^*)^{L_o} + E_o(S_w^*)^{T_o}} \quad \text{Ec.2.60}$$

Solamente S_{wi} , S_{or} , K_{rw}^0 y K_{ro}^0 tienen significado físico, mientras que los parámetros L, E y T son valores empíricos. El parámetro L describe la parte baja de la curva y por similitud los valores de L son comparables con el parámetro de Corey. El

parámetro T, describe de manera similar al parámetro L, pero de la parte superior de la curva. El parámetro E, describe la inclinación o pendiente de la curva.

Un valor de uno, es un valor neutro y la posición de la pendiente se rige por los parámetros L y T, aumentar el valor de E, empuja la pendiente hacia el extremos superior de la curva, una disminución, empuja la pendiente hacia el extremo inferior de la curva.

La correlación LET se comporta bastante flexible pero asegura una curva de forma suave y física de las curvas de permeabilidad relativa. La correlación es capaz de ajustar las curvas de manera que las simulaciones cotejen en valores muy cercanos por ejemplo de producción y caídas de presión cuando las curvas son utilizadas.

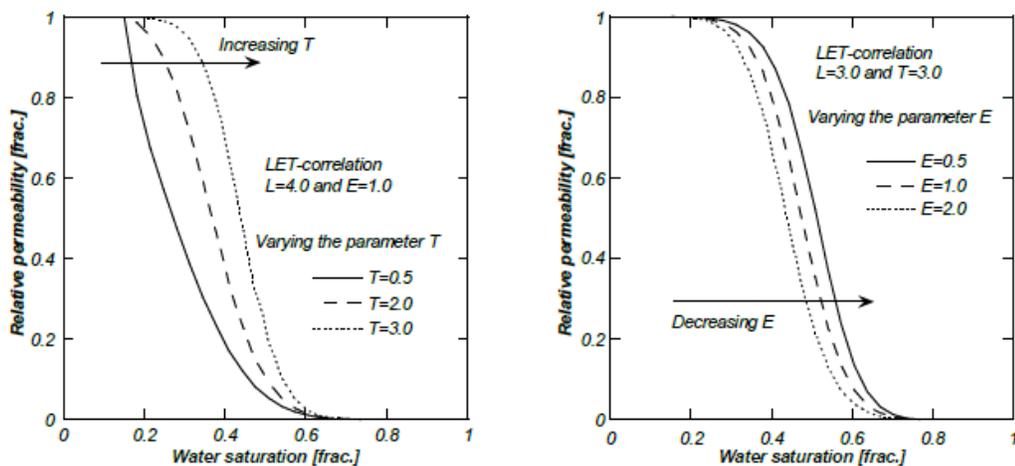


Figura 2.17 Comportamiento de la correlación LET
Fuente: Weatherford, (2010).

La figura 2.17 muestra la influencia de la variación de los parámetros L, E y T para la permeabilidad relativa del petróleo, la influencia de los parámetros para la permeabilidad relativa del agua es la misma.

2.2.14 Viscosidad del petróleo

Se denota como μ_o . Se define como la medida de la resistencia del petróleo al flujo. Usualmente, es medida en centipoise, cP, ($\text{gr}/\text{cm}^2\text{seg}$). La resistencia al flujo es causada por fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras. Los valores de μ_o se requieren a diferentes presiones, tanto en ingeniería de yacimientos como en ingeniería de producción. Si se dispone de un análisis PVT, las medidas de la viscosidad se reportan a la presión y temperatura del yacimiento y a diferentes presiones. No obstante, a medida que el fluido fluye a superficie su temperatura disminuye, lo que involucra la necesidad de corregir la viscosidad para cambios de temperatura, mediante correlaciones empíricas (Grillo y Martinez, 2015).

Los principales factores de interés en ingeniería de petróleo que afectan μ_o son: la composición del petróleo, la temperatura, el gas disuelto y la presión. La μ_o aumenta cuando disminuye la API y también aumenta con un decremento en la temperatura. El efecto del gas disuelto es alivianar el petróleo y por tanto disminuir su viscosidad. Mientras exista un incremento en la presión sobre un petróleo subsaturado, su viscosidad se incrementará (Grillo y Martinez, 2015).

El método más común de obtener la viscosidad del petróleo, μ_o , consiste en evaluar la propiedad para petróleo muerto (petróleo sin gas disuelto) para luego corregirla por efectos del gas disuelto (Grillo y Martinez, 2015).

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

2.2.15 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 km^2 y un área de explotación actual de 13.000 km^2 , 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 éstas 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:

Tabla 2. 2 Distribución de bloques en la FPO.

Boyacá	Junín	Ayacucho	Carabobo
7 bloques	11 bloques	8 bloques	3 bloques

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

La siguiente investigación está orientada a evaluar las curvas de permeabilidad relativa a través de diferentes modelos matemáticos para sistemas de crudos pesados y extrapesados en arenas no consolidadas pertenecientes a bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco. A continuación, se describen las actividades realizadas, los procedimientos, materiales, equipos, herramientas utilizadas para la ejecución y desarrollo de la investigación.

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

De acuerdo con Arias (2006), “La investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente)”. En el presente TEG la variable independiente será la tasa de inyección (de flujo); mientras que las variables dependientes serán la presión y los volúmenes de fluidos producidos, lo que a su vez se puede traducir en permeabilidades, generando así las curvas de permeabilidad relativa.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de investigación de este proyecto es de tipo evaluativa. Su objetivo es evaluar los resultados de uno o más programas, que han sido o están siendo aplicados dentro de un contexto determinado. Este tipo de investigación se diferencia de la confirmatoria en que los resultados que intenta obtener son más específicos y se orientan hacia la solución de un problema concreto en un contexto social o institucional determinado (Hurtado de Barrera, 2007).

Según Weiss (1987), la intención de la investigación evaluativa es medir los efectos de un programa por comparación con las metas que se propuso lograr, a fin de tomar decisiones subsiguientes acerca de dicho programa, para mejorar la ejecución futura.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población del trabajo está representada por muestras de arenas no consolidadas y fluidos (crudo y agua de formación) provenientes de tres bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco. Las muestras son las más representativas seleccionadas de la población total de núcleos de tres sectores para un total de dieciocho muestras de arena y cinco tipos diferentes de crudos.

3.4 FASES DE LA INVESTIGACIÓN

3.4.1 Obtención de muestras de roca y fluidos de yacimiento

Las muestras estudiadas en la presente investigación fueron proporcionadas por empresas mixtas que operan en la Faja Petrolífera del Orinoco. Las muestras de roca fueron tomadas a diferentes profundidades de los yacimientos con el fin de obtener un estudio más representativo sobre las diferentes propiedades del mismo. Los tapones (núcleos cortos) provienen específicamente de los bloques Boyacá, Junín y Carabobo.

Estas muestras de yacimiento se colectan en tubos de perforación, los cuales se almacenan en la nucleoteca, el tubo se divide con una sierra eléctrica y se envuelve en resina para preservar los fluidos. Para realizar el estudio, se destapa la envoltura y se toma con un portanúcleos aplicando presión y torque sobre la muestra preservada dentro del cilindro, generando así un núcleo corto que puede variar entre 5 y 7 cm de longitud.

3.4.2 Preparación de muestras de roca de yacimiento

Luego de obtener la muestra en el portanúcleos, se procede a encamisarla o envolverla, para ello se utiliza una banda de papel acerico, que es un papel metálico parecido al papel aluminio, el cual se corta medio centímetro más largo que la medida de longitud del tapón de núcleo obtenido, por ejemplo, si el núcleo tomado es de 5.3 cm, el papel acerico se corta 5.8 cm, esto con la finalidad que pueda envolver completamente el núcleo y las mallas que van en los extremos.

Se toman 4 mallas, 2 mallas finas y 2 gruesas, se superponen en pareja, malla fina y gruesa para proteger una de las caras del núcleo quedando la malla fina por dentro y la gruesa por fuera, la finalidad es impedir que los granos del núcleo salgan cuando se estén lavando las muestras o cuando se les aplique presión en el experimento.

Con la camisa o envoltura alrededor del núcleo, se coloca un par de mallas y se dobla la parte que excede de papel acerico sobre las mallas, de manera que atrape la arena y no la deje escapar; se repite en la otra cara y queda un tapón de núcleo corto con dos mallas en cada cara. Las mallas tienen la propiedad de no dejar salir los granos más pequeños, pero si permiten el paso de los fluidos, lo que es ideal para los experimentos (Ver figura 3.1).

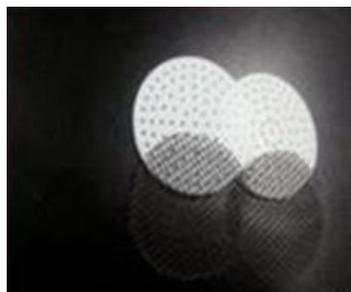


Figura 3.1 Mallas
Fuente: Grillo & Martinez, (2015).

3.4.2.1 Confinamiento de muestras de roca de yacimiento

Una vez encamisadas las muestras, se colocan en una manga de confinamiento, la cual es un cilindro de caucho en el que se introduce el tapón de núcleo a cierta

presión, para que los fluidos de confinamiento no invadan el interior del núcleo. A su vez, dicha manga se coloca dentro de la celda triaxial (portamuestra), la cual está conectada a una bomba automatizada tipo jeringa marca Isco Teledyne (modelo 500D), a través de tuberías, con la que se inyecta agua destilada hasta alcanzar presión requerida. El agua inyectada se aloja en el espacio interno vacío entre las paredes de la celda triaxial y la manga de confinamiento. La presión de confinamiento es un parámetro que se obtiene en el campo, es decir, para cada bloque hay distintas presiones de confinamientos ya que la misma depende entre otros factores de la profundidad a la que fue tomada la muestra de roca, en este caso las presiones utilizadas variaron entre 800 y 1276 psi. El confinamiento se realiza para adaptar la muestra a la presión de sobrecarga que experimenta en el yacimiento, ya que será la presión que se empleará en el experimento. Dicha presión tiende a alterar un poco las características del núcleo, entre éstas la longitud y el diámetro, es por esta razón que se realiza primero el confinamiento.

3.4.2.2 Limpieza de muestras de roca de yacimiento

Para realizar las pruebas de desplazamiento en el laboratorio, es necesario limpiar previamente las muestras, con el objetivo de extraer los fluidos residuales o contaminantes presentes en éstas. Para ello, es importante dejar el núcleo lo más limpio posible porque una variación en peso, por contenido de agua/crudo o algún otro contaminante, distorsionaría los resultados alejándolos de la realidad. De acuerdo a las características que posea el núcleo, se debe seleccionar un método para la limpieza del mismo. En el desarrollo de este trabajo, el método utilizado es el de Destilación-Extracción, usando el equipo Dean-Stark o también llamado Soxhlet (Ver figura 3.2) y siguiendo la Norma ASTM G120-95.

Se agrega en el balón el solvente a utilizar, en este caso se utilizó tolueno, se coloca el núcleo dentro del portamuestra del equipo y se enciende la manta de calentamiento. Cuando el tolueno alcanza el punto de ebullición, en la parte superior del soxhlet que está conectado al condensador, en el cual circula agua fresca en todo momento, el

vapor se condensa sobre la muestra limpiándola y arrastrando los fluidos al fondo del balón, es un proceso cíclico que se repite constantemente.



Figura 3.2 Equipo de limpieza de muestras de roca basado en el proceso de destilación-extracción Dean-Stark
Fuente: Propia.

La duración depende del grado de saturación de las muestras, de la permeabilidad y porosidad de las mismas, el rango de tiempo empleado en la limpieza de las muestras utilizadas en esta investigación fue de 8 a 9 horas. El ciclo de limpieza finaliza cuando se observa que el tolueno que sale por el fondo de la columna es cristalino.

3.4.2.3 Secado de muestras de roca de yacimiento

Una vez que las muestras se encuentran libres de impurezas son colocadas dentro de un horno para eliminar cualquier cantidad de solvente que todavía esté presente en la muestra. El horno usado es un modelo Memmert UFP 800 (apreciación $\pm 1^{\circ}\text{C}$) ajustado a una temperatura de 80°C (Ver figura 3.3). En el proceso de secado se emplea un tiempo de 48 horas para las muestras utilizadas.



Figura 3.3 Horno de Secado Memmert UFP 800
Fuente: Propia.

3.4.3 Caracterización de las muestras de roca de yacimiento

3.4.3.1 Identificación de las muestras

Las muestras deben ser calificadas e identificadas con un marcador de tinta indeleble. Dada la gran cantidad de muestras es necesario tener un registro para el control de los datos y evitar que se confundan cuando se almacenen con el resto de las muestras. Se utiliza cinta pegante y marcador, se enumeraron también en la malla del núcleo con la finalidad de identificar el sentido de inyección entrada – salida en las pruebas de desplazamiento (Ver figura 3.4).



Figura 3.4 Muestras identificadas
Fuente: Propia.

3.4.3.2 Características de las muestras: longitud, diámetro y peso.

Para las medidas de longitud y diámetro, se utiliza un vernier digital (apreciación $\pm 0,01\text{mm}$), marca Fowler Sylvac, se toman 3 o 4 valores en distintos puntos del tapón de núcleo y si alguno difiere se hace un promedio con las demás medidas. Para la determinación del peso, se utiliza la Balanza Mettler PE 3600 (apreciación $\pm 0,01\text{g}$) (Ver figura 3.5).



Figura 3.5 Balanza
Fuente: Propia.

3.4.3.3 Determinación de volumen poroso, porosidad y permeabilidad absoluta de los tapones de núcleo

La porosidad y permeabilidad de las muestras no consolidadas se obtiene de acuerdo al procedimiento establecido en los laboratorios de PDVSA-Intevep (Instructivo Técnico: Medición de la porosidad y permeabilidad al aire. EPMS-PT), utilizando para ello el equipo automatizado CMS-300, el cual se muestra en la Figura 3.6.

El equipo está conformado por un porta-núcleos, un panel donde se registran las lecturas, un conjunto de válvulas y bombonas que controlan el suministro de gas helio y gas nitrógeno, y un computador que contiene el software Core Measurement System – Versión 3.88.

Este equipo obtiene los valores de volúmenes porosos basándose en la Ley de Boyle, para una presión de confinamiento que debe estar en el rango de 800 psi y 10000 psi.

La muestra se coloca en una cámara y luego se presuriza con gas a la presión determinada, permitiendo que el gas se expanda dentro de un volumen grande previamente calibrado.

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



Figura 3.6 Equipo Permeámetro CMS, modelo 300
Fuente: Propia.

3.4.4 Agua de formación sintética

La preparación del agua de formación se rige por el procedimiento señalado por los laboratorios de la Pericia Interacción Roca Fluido de PDVSA-Intevep basados en la Norma Internacional API 45 RP (Instrucción de Trabajo: Preparación de Agua de Formación Sintética. EYEE-IT-002).

Para preparar agua de formación sintética, se debe conocer la composición del agua original del campo, luego haciendo un balance iónico de las especies presentes se pesan y agregan sales inorgánicas en un volumen determinado de agua destilada. En

la preparación del agua sintética, se necesita un balón aforado, agua destilada, un agitador magnético, vasos para pesar, balanza analítica y plancha de agitación. Se pesan y agregan las sales disueltas en el balón aforado y finalmente se lleva a la marca del volumen final, seguidamente se introduce el agitador magnético y coloca sobre la plancha de agitación hasta la disolución de todas las sales añadidas, de ser posible, a la mezcla se le burbujea CO₂ para evitar precipitación de los carbonatos (en caso de que hayan sido añadidos en la preparación).



Figura 3.7 Agua de formación sintética
Fuente: Propia.

Las aguas de formación sintéticas empleadas en esta investigación presentan las siguientes composiciones:

Tabla 3.1 Composición del agua de formación (para dos litros de solución) para cada Bloque en estudio.

Sal	Boyacá	Junín A	Carabobo A	Junín B	Carabobo B
NaHCO ₃ (gr)	6,01	10,19	8,13	6,06	19,80
Na ₂ SO ₄ (gr)	0,08	0,12	0,01	0,15	0,02
NaCl (gr)	30,14	4,71	31,07	1,70	13,21
CaCl ₂ x2H ₂ O(gr)	0,59	0,43	1,76	0,51	1,47
MgCl ₂ x6H ₂ O (gr)	1,39	0,63	2,63	0,84	2,03
Na ₂ CO ₃ (gr)	0,04				
KCl (gr)	0,25				
BaCl ₂ x2H ₂ O (gr)		0,39	0,36		

3.4.5 Caracterización de los fluidos de yacimiento

3.4.5.1 Densidades del agua sintética de formación y de los crudos

Los fluidos que se emplean en las pruebas de desplazamiento son agua sintética de formación y crudo pesado/extrapesado de cada uno de los campos en estudio.

Para medir la densidad de los fluidos se emplea el densímetro DMA 4500 M, Anton Paar el cual se observa en la figura 3.8. El procedimiento para el uso del densímetro es el siguiente: inicialmente se debe seleccionar el método según las características del fluido que se va a medir, 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.



Figura 3.8 Densímetro DMA 4500 M.
Fuente: Propia.

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.

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 muestra de crudo fue ingresada al sistema de medición, el método realizó la medición de la densidad a una temperatura específica con correcciones a 15 °C, arrojando valores de °API y densidad del fluido, esto se realizará con las variaciones de temperaturas mencionadas anteriormente.

3.4.5.2 Viscosidades del agua sintética de formación y crudos

Para la medición de la viscosidad del agua, se utiliza un equipo predeterminado para bajas viscosidades, el viscosímetro CANNON V-2000 series II ROTARY VISCOMETERS (Figura 3.9), se coloca el agua sintética a estudiar en un cilindro, el cual se adapta al cabezal del equipo con el cilindro adaptador para bajas viscosidades a una determinada velocidad de rotación (generalmente baja), se coloca el sistema a la temperatura requerida empleando para ello un baño termostatzado, luego el valor de la medición se refleja en la pantalla del equipo, el cual finalmente debe ser multiplicado por el factor de corrección correspondiente al cilindro empleado en la medición.



Figura 3.9 Viscosímetro CANNON V-2000.
Fuente: Propia.

Para medir los valores de la viscosidad de los crudos pesados y extrapesados se utiliza el viscosímetro HAAKE (ver figura 3.10). Se vierte crudo en el cilindro graduado hasta la marca que posee el mismo, luego se lleva al horno hasta alcanzar la temperatura a la cual se realizará la medición (por un período aproximado de una hora), seguidamente el cilindro se instala en el rotor del equipo y se deja estabilizar por un tiempo de 20-30 minutos con el fin de ajustar la temperatura en el sistema, finalmente se da inicio a la medida para lo que el equipo arroja los valores de viscosidad en pantalla. Se debe realizar la determinación varias veces a distintas temperaturas para el mismo crudo, con el fin de obtener varios puntos de viscosidad y temperatura, con lo cual se hace un gráfico Temperatura vs Viscosidad. El procedimiento se repite para cada tipo de crudo.



Figura 3.10 Viscosímetro HAAKE C
Fuente: Propia.

3.4.6 Saturación de muestras de roca de yacimiento

Antes de iniciar el proceso de saturación, se deben pesar cada una de las muestras para asegurar que no ha ocurrido ningún cambio en el peso, y de ser así, se reporta y se actualiza el peso.

Para la saturación de las muestras, se toma un beaker que tenga capacidad para almacenar las muestras requeridas y se vierte el agua de formación sintética anteriormente preparada hasta que todas las muestras queden completamente sumergidas, se lleva el beaker a una cámara de vacío (ver figura 3.11), la cual extrae todo el aire de todo el sistema (medio poroso), permitiendo que por un efecto de

diferencia de presión, el agua de formación ingrese en el volumen poroso anteriormente ocupado por aire, saturando así el medio poroso con agua de formación. La bomba de succión se enciende durante 20 minutos y luego se apaga, dejando las muestras en la cámara bajo vacío permitiendo una saturación eficiente, cerca de una hora en reposo para posteriormente abrirla y extraer las muestras saturadas. Las mismas se pesan para nuevamente repetir el procedimiento anterior y seguidamente pesarlás. Sí el nivel de agua de formación sintética que está saturando las muestras disminuye debe reponerse dicho volumen añadiendo más agua de formación, garantizando que las muestras queden completamente sumergidas en ésta. Se repite el proceso tantas veces sea necesario hasta que la variación de peso sea muy poca o ninguna, con lo que se asegura que la muestra está 100% saturada.



Figura 3.11 Cámara de vacío
Fuente: Propia.

3.4.7 Determinación de la porosidad y volumen poroso por pesada

Una forma de corroborar los datos arrojados por el equipo automatizado CMS-300 del apartado 3.4.3.3, es obteniendo los resultados manualmente mediante el uso de fórmulas, los valores de volumen poroso (Ec. 3.2) y porosidad (Ec. 3.3) de la muestra; en este caso, el volumen total de la muestra, por ser un cilindro, se calcula por:

$$V_t = \frac{\pi * D^2 * L}{4} \quad \text{Ec.3.1}$$

$$V_p = \frac{P_{saturado} - P_{seco}}{\rho} \quad \text{Ec.3.2}$$

$$\phi(\%) = \frac{V_p}{V_t} * 100 \quad \text{Ec.3.3}$$

Donde:

V_t Es el volumen total del núcleo.

D Es el diámetro del núcleo.

L Es la Longitud del núcleo.

V_p Es el volumen poroso.

ρ Es la densidad del agua de formación sintética.

ϕ Es la porosidad.

Para el cálculo del volumen poroso y la porosidad, debemos pesar la muestra a condición de 100% de saturación, habiéndola previamente pesado seca. Los valores de porosidad y volumen poroso por el método de pesada se registran en el apéndice A.

3.4.8 Desplazamiento forzado de fluidos en medio poroso

La ejecución de ensayos en el equipo de desplazamiento tiene como finalidad representar escenarios emulando lo que ocurre dentro del yacimiento, para tratar de conseguir los resultados más cercanos a la realidad, es por esto que es esencial tomar en consideración las condiciones del sistema de yacimiento que se desea reproducir, entre éstas: la presión de sobrecarga, la temperatura y la presión de inyección y producción. Dicho equipo consta de varios componentes y partes, la mayoría ubicados dentro de un horno, el cual se ajusta a la temperatura de ensayo seleccionada

(en este caso, la temperatura necesaria para que el crudo posea la misma viscosidad que presenta en el yacimiento). Dentro del horno, se ubican la celda triaxial en la cual se mantiene la muestra (medio poroso) sometida a la presión de yacimiento y los cilindros contenedores de fluidos (crudo y agua de formación) (ver figura 3.12), los cuales (cilindros y celda triaxial) están conectados por tuberías de acero por las cuales fluyen los fluidos y se monitorean los diferenciales de presión. Por otra parte, fuera del horno se encuentran dos bombas de inyección Isco Teledyne tipo jeringa (modelo 500D), una para ajustar y mantener la presión de confinamiento en la celda triaxial y la otra destinada a la inyección de los fluidos, así mismo se encuentran los transductores de presión y caja de registro *Validyne* y los manómetros. En el presente estudio, se utilizó un equipo de desplazamiento (ver figura 3.12).



Figura 3.12 Transductores de presión y bombas de inyección (arriba)
Equipo de desplazamiento (parte inferior)
Fuente: Propia.

a) Drenaje forzado

Para realizar el ensayo, se deben seguir una serie de pasos a fin de garantizar una mejor ejecución del ensayo y evitar la recurrencia de errores durante la prueba. Los pasos a seguir se detallan a continuación:

- Cargar los cilindros con el agua de formación sintética y el crudo a utilizar. Un tercer cilindro se carga con solvente de limpieza.
- Se limpian y purgan todas las tuberías para evitar que exista un remanente de algún fluido de ensayos anteriores. Para ello, se hace circular solvente por las líneas que conforman el sistema hasta que el líquido producido muestre su color original. Seguidamente, se desaloja todo el solvente de las tuberías y se inyecta agua de formación hasta que se produzca limpia. Este proceso se debe repetir las veces que sea necesario hasta que los líquidos se produzcan sin residuos.
- Se dispone la circulación de los fluidos hacia la línea que conecta al sistema de transductores de presión, los cuales por uno de sus extremos están conectado para registrar la presión de flujo de entrada al medio poroso y por el otro abiertos a la presión del ambiente (atmosférica).
- Se abren todas las válvulas del sistema de transductores y se cierra la válvula que conecta la celda triaxial con éstos.
- Se inyecta agua destilada desde la bomba hasta que salga por la tubería de escape, cuando el flujo es constante, significa que no hay burbujas de aire en el sistema, se cierra la válvula de escape y se detiene la bomba.
- Se inyecta agua destilada hasta que aumente ligeramente la presión, que no supere los 15 psi, se registrará en el manómetro de presión y en la caja de registro de los tres transductores.
- Si las lecturas del manómetro, transductores de presión y la bomba no concuerdan, se deben calibrar cada uno de los transductores.
- Se abre la válvula de los transductores que permite medir la presión en la cara de la arena en la celda triaxial y se activa la bomba, observar por la tubería hasta que salga flujo constante de agua, luego se cierra la válvula y se detiene la bomba.
- Se inserta el núcleo dentro de la manga (cilindro de hule o caucho), luego se utiliza grasa de vacío en los bordes de la manga para evitar fugas en el sistema.

- Se introduce la manga dentro de la celda triaxial, se coloca la tapa hasta que ajuste completamente.
- Una segunda bomba es necesaria para el siguiente paso, la cual está conectada al sistema de confinamiento, es la parte de la celda que ejerce presión en las paredes de la manga de confinamiento. Dicha bomba se ajusta con el valor de la presión de confinamiento del yacimiento.
- Si la presión no aumenta o cae drásticamente, posiblemente se tenga una fuga en el sistema, por lo que se debe bajar la presión de confinamiento hasta llegar a cero, desmontar la manga, ajustar y repetir el procedimiento hasta que la presión de confinamiento sea estable y no decaiga.
- Una vez confinada la muestra, la bomba de inyección encargada de mantener la presión de confinamiento, se mantendrá encendida durante en todo el experimento para evitar variaciones en la presión.
- Se instalan las tuberías a la celda triaxial, la de inyección se ajusta con una llave 9/16”.
- Se cambia la válvula en dirección al cilindro que contiene el crudo y se verifica que las válvulas de los cilindros de agua y solvente estén cerradas.
- Se inyecta a través de la bomba con el caudal previamente establecido hasta que el crudo salga por la tubería que irá conectada a la parte superior de la celda triaxial, se detiene la bomba.
- Se espera a que la presión de inyección baje, puede tardar hasta 5 minutos, luego que éste en menos de 10 psi, se limpia la rosca por la cual salió el crudo.
- Se conectan los transductores de presión con una llave 7/16”, donde se produjo crudo en el paso anterior y se cierra la válvula de los transductores, esto con el fin de evitar que en la inyección del crudo, se invada la línea de los transductores y la misma se obstruya.
- Se ajusta la temperatura del horno y se deja cerrado alrededor de 30 minutos para que el sistema tenga equilibrio térmico a dicha temperatura.

- Se inicia el experimento ajustando en la bomba de inyección la tasa de flujo requerida para la inyección de crudo. A lo largo del ensayo se registran el diferencial de presión generado y el volumen de agua producido por empuje de petróleo (proceso de drenaje).

Se inyecta a una tasa de 0,05 mL/min produciendo más de dos volúmenes poroso de la muestra, hasta que sólo se produzca petróleo, en ese caso podemos estar seguros que la muestra alcanzó la condición de saturación de agua irreducible, por lo que entonces se abre la válvula de los transductores de presión y se esperan unos 30 min a que estabilice la presión para registrar el valor de la presión a esa condición de saturación y el volumen de agua producido. En la figura 3.13 se muestra el proceso de drenaje hasta la etapa final de S_{wirr} .

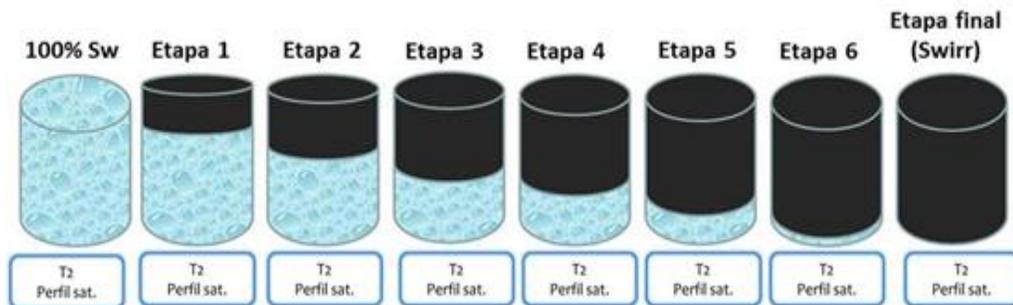


Figura 3.13 Desplazamiento por etapas para el proceso de drenaje
Fuente: (Azuaje & Chacón, 2014)

b) Imbibición forzada

Una vez alcanzado el valor de S_{wirr} , se detiene la bomba de inyección, y se procede a preparar el equipo para la etapa de inyección de agua, para lo cual se siguen los pasos detallados a continuación:

- Se desconecta de la celda triaxial la tubería que proviene del cilindro de crudo.
- Se cambia la válvula de dirección hacia el cilindro de solvente.

- Se enciende la bomba y con un beaker se recolecta el crudo que saldrá de la línea (tubería), hasta que el solvente salga de color claro.
- Se inyecta aire para que remover el solvente de la tubería.
- Se cambia la dirección de la válvula hacia el cilindro de agua.
- Se enciende la bomba y se recolecta el agua en un beaker, si el agua es clara, se cierra la válvula y se apaga la bomba, si el agua posee trazas de crudo, se repite la operación desde el segundo paso.
- Se desconecta la línea (tubería) de la celda triaxial en dirección a los transductores de presión.
- Se cambia la dirección de la válvula de la bomba en dirección a los transductores de presión.
- Se cierra la válvula de los transductores.
- Se enciende la bomba, con el fin de expulsar el crudo si éste entró en la línea de los transductores de presión.
- Al salir un flujo constante de agua, se cierra la válvula y se detiene la inyección, luego se abren de nuevo las válvulas de los transductores de presión.
- Se conecta la línea proveniente de los cilindros a la celda triaxial y se inicia la inyección de agua.
- Saldrá crudo por el otro extremo de la celda (donde se conecta la línea de los transductores de presión), se detiene la bomba.
- Se limpia el exceso y se conecta la línea de los transductores de presión.
- Se cierra el horno por 30 min para que el sistema alcance equilibrio térmico.
- Inicio de la recolección de fracciones con inyección de agua hasta alcanzar la condición de S_{or} .

La recolección de fracciones consiste en colocar en la salida de la celda triaxial un vial de 0,5 mL, hasta que se llene con el fluido producido (debería ser crudo), se registra la presión y se anota en la hoja de cálculo de la computadora. Luego, se

sustituyen consecutivamente los viales recolectores por uno de mayor capacidad (1, 2, 5, 10, 15 mL, etc.) registrando en cada caso la fracción de volumen de fluido producido con su correspondiente diferencial de presión (al llenarse cada vial) hasta que se estabilice la presión y se produzca únicamente agua (que es el fluido que se está inyectando) como indicativo de que se ha alcanzado la condición de S_{or} . Con estos datos de volúmenes producidos, se calculan las saturaciones en cada prueba. En promedio, cada ensayo de este tipo demora alrededor de tres días.

3.4.9 Construcción de curvas de permeabilidad relativa

Antes de iniciar la prueba, se genera una hoja de cálculo para muestra a analizar, en la cual se registran los valores petrofísicos como porosidad, volumen poroso, permeabilidad absoluta, permeabilidad al petróleo, permeabilidad al agua, las características de los fluidos empleados como la viscosidad y densidad, la temperatura a la cual se ejecutará la prueba, entre otra información que se detallará en los apéndices.

Una vez finalizada la prueba, se introducen los valores de volúmenes producidos tanto de agua como de crudo (fracciones) en la hoja de cálculo, la cual previamente se programó con cada uno de los modelos matemáticos.

La programación de la hoja de cálculo contempla varios modelos matemáticos para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa, entre los cuales que se encuentran: JBN, el modelo de Willie, Corey & Asociados, el modelo híbrido MDC, Jones-Roszelle, además las correlaciones de Corey, Chierrici, Sigmund & McCafferry y LET.

Los modelos matemáticos JBN y Jones & Rozselle dependen de propiedades como a viscosidad de los fluidos y los diferenciales de presión, tanto de la entrada, como de la salida, por otra parte, las correlaciones dependen principalmente de las saturaciones de los fluidos, además de valores de K_{Ro} y K_{rw} para los puntos extremos o endpoint S_{wiir} y S_{or} .

Las correlaciones de Corey, LET, Chierici y Sigmund & McCaffery poseen a demás parámetros empíricos, los cuales le dan flexibilidad a cada una de las curvas.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS

A continuación se presentan los resultados obtenidos en la investigación experimental con el respectivo análisis y comparaciones entre los modelos planteados, cumpliendo así con los objetivos planteados al principio del estudio.

4.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS MUESTRAS DE ROCA DE YACIMIENTO

La caracterización de las muestras de roca de yacimiento consideradas en este trabajo se llevó a cabo mediante la medición de las dimensiones (longitud y diámetro), volumen y peso, además de la determinación de las propiedades físicas propias de las rocas como lo son la porosidad, el volumen poroso y la permeabilidad absoluta. Se reportan dichos resultados de las muestras de los campos en estudio en la tabla B.1 (Ver apéndice B).

4.1.1 Propiedades petrofísicas

Se reportan los valores obtenidos a partir de la medición de las muestras de roca de yacimiento en el equipo automatizado CMS-300, porosidad, volumen poroso y permeabilidad absoluta se muestran en la tabla B.1 (Ver apéndice B).

4.2 CARACTERIZACIÓN DE LOS FLUIDOS

Los fluidos se caracterizaron a la temperatura correspondiente al ensayo en el laboratorio para alcanzar la viscosidad de los crudos a nivel de yacimiento. Para cada campo el valor de temperatura varía, debido a que las muestras son de distintos yacimientos y fueron tomadas a diferentes profundidades, por lo cual se observan las variaciones entre las temperaturas de los campos. Los valores de viscosidad, densidad

y °API del agua sintética de formación y el petróleo de cada campo se reportaron en la tabla C.1 (Ver apéndice C).

4.2.1 Saturación de las muestras

Para la saturación de las muestras, se empleó agua sintética de formación, la cual se preparó considerando para cada sistema la composición química acorde a la información suministrada de los pozos (Ver tabla 3.1, luego de saturadas, las muestras fueron pesadas y se calculó el volumen poroso (Ver apéndice A).

4.3 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Las curvas de permeabilidad relativa fueron generadas a través de la aplicación de los modelos matemáticos propuestos (JBN, Jones-Roszelle, Corey y asociados, Willie, Correlaciones LET, Sigmund y McCaffery, Chierici y Corey) a los datos experimentales obtenidos en las pruebas de desplazamiento forzado de fluidos. Como se mencionó en el capítulo anterior, se ejecutaron pruebas de desplazamiento forzado de fluidos (en los procesos de drenaje e imbibición) arrojando los siguientes resultados:

4.3.1 Bloque Boyacá

Curvas de permeabilidad relativa para sistemas de yacimiento (roca y fluidos) provenientes del Bloque Boyacá de la FPO.

Muestra M1

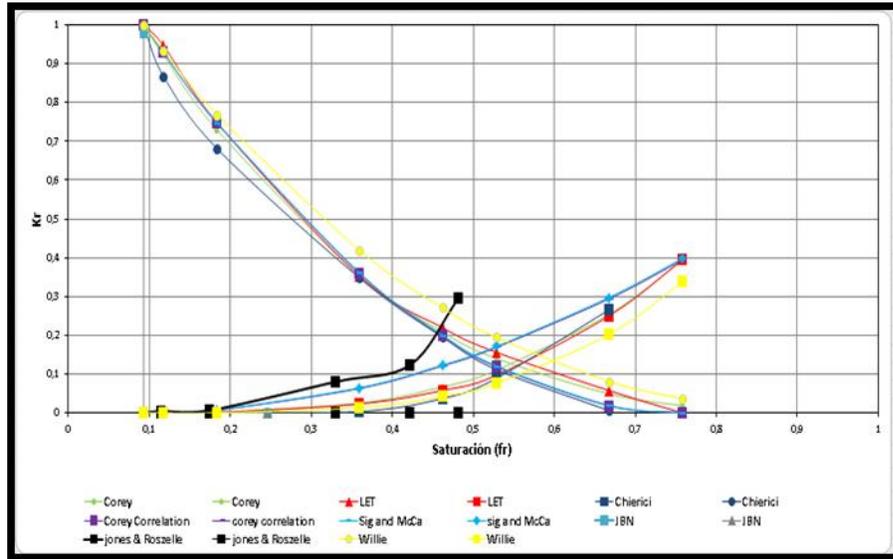


Figura 4.1 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M1, Bloque Boyacá.

Tabla 4.1 Muestra M1 del Bloque Boyacá (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	9,29	24,19
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,54		
Willie	0,59		
Correlación Corey	0,54		
Correlación LET	0,56		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,49		
Correlación Chierici	0,54		

N/A: No aplica

De los modelos estudiados, se puede observar que JBN y Jones & Roszelle no generan curvas de permeabilidad relativa representativas, esto se debe en particular

para el caso de JBN, dada la alta viscosidad del petróleo (30000 cP), la cual al estar como término divisor en la ecuación para el cálculo del frente de petróleo (f_D) hace que el resultado tienda a cero y por ende también, en la ecuación de permeabilidad relativa del petróleo (k_{rD}), se generan valores próximos a cero. Así mismo, la permeabilidad relativa del agua (k_{rW}) depende del valor de k_{rD} , generando así valores de cero para cada punto (Ver apéndices D). Por otra parte, los resultados arrojados por el modelo matemático Jones & Roszelle se ve mayormente afectado en la k_{rD} de forma inversa al modelo JBN, en este caso la viscosidad del petróleo está en el numerador generando k_{rD} altas, hasta 3 cifras, recordando que las curvas de permeabilidad relativa por estar normalizadas no deben pasar de la unidad.

El modelo matemático Sigmund & McCaffery, genera una curva de permeabilidad relativa para esta muestra con punto de corte 0,49, con preferencia a la mojabilidad al petróleo según las reglas de Craig (Ver apéndice Q), por otra parte el modelo matemático de Willie tiene una variación en los puntos extremos en relación a la K_{ro} y K_{rw} con respecto a los otros modelos.

El resto de los modelos para la muestra M1 generan curvas de permeabilidad relativa con formas suaves y con punto de corte promedio de 0,54 de S_w , con una condición de mojado afín al agua estimada a partir de las reglas de Craig, reportando una saturación de agua irreducible (S_{wirr}) de 9,29% y una saturación residual de petróleo (S_{or}) de 24,19%. El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice (Ver tabla L.1).

Muestra M2

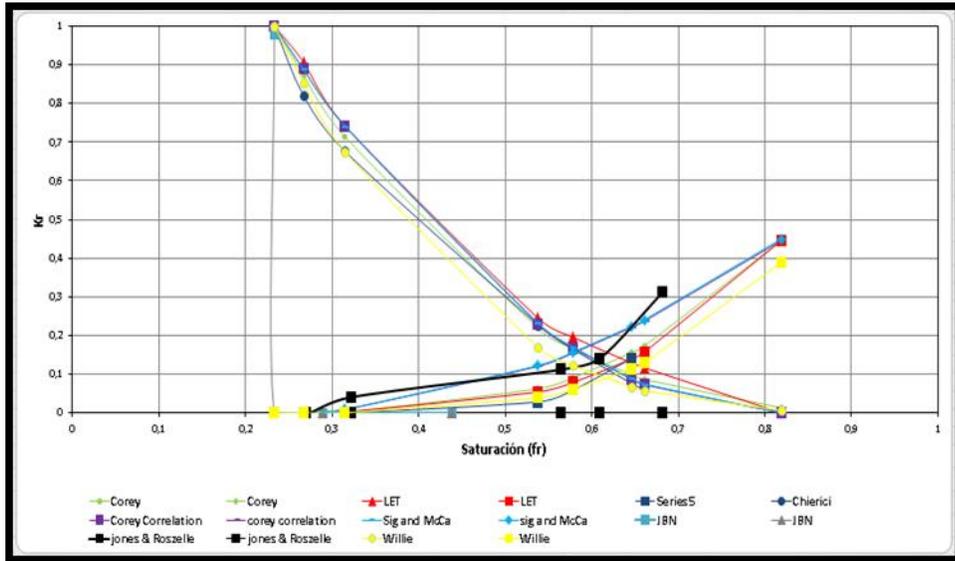


Figura 4.2 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M2, Bloque Boyacá.

Tabla 4.2 Muestra M2 del Bloque Boyacá (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	23,32	33,93
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,63		
Willie	0,66		
Correlación Corey	0,59		
Correlación LET	0,64		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,59		
Correlación Chierici	0,62		

N/A: No aplica

La muestra M2 tiene un comportamiento similar en cuanto a la respuesta de los modelos matemáticos de JBN y Jones & Roszelle, no generan curvas de

permeabilidad relativa representativas. Por otra parte, la correlación de Sigmund & McCaffery no corta el eje en el punto de S_{or} y al igual que la correlación de Corey tienen el punto de corte en 0,59 de S_w . La muestra tiene preferencia a ser mojada por el agua para los resultados arrojados por todos los modelos, con valores de S_{wirr} de 23,32% y S_{or} de 33,93%. El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice L (Ver tabla L.2).

Muestra M3

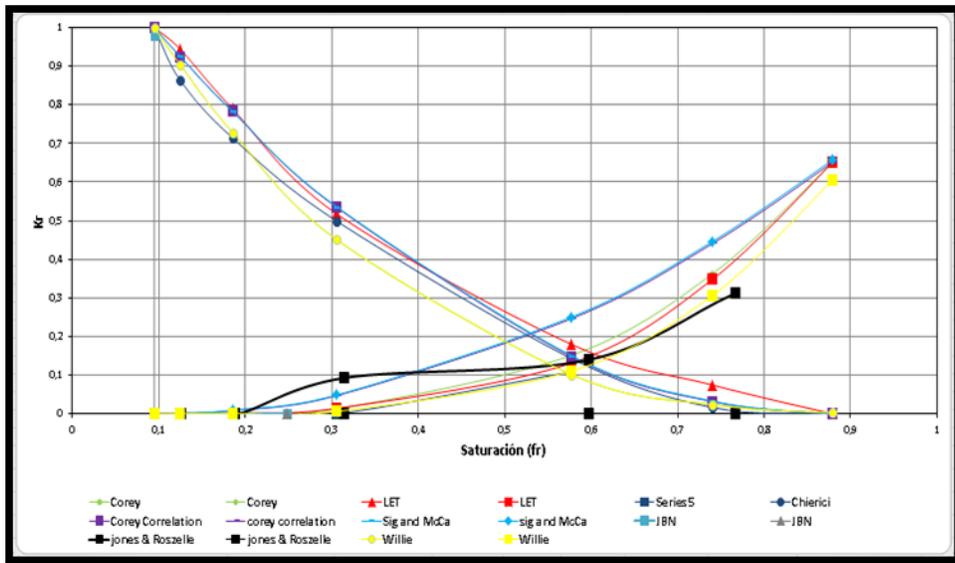


Figura 4.3 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M3, Bloque Boyacá.

Tabla 4.3 Muestra M3 del Bloque Boyacá (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	9,45	12,07
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,55		
Willie	0,55		
Correlación Corey	0,53		
Correlación LET	0,61		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,53		
Correlación Chierici	0,59		

N/A: No aplica

La muestra M3 tiene un comportamiento similar en cuanto a la respuesta de los modelos matemáticos de JBN y Jones & Roszelle, no generan curvas de permeabilidad relativa representativas debido a la alta viscosidad del petróleo. Para los modelos y correlaciones restantes el punto de corte de las curvas oscila entre 0,53 y 0,61, por encima del 50% de S_w , es por ello que se estima que la muestra tiene preferencia a ser mojada por el agua aunado a los valores de S_{wirr} de 9,45% y S_{or} de 12,07% reportados para esta muestra. El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice L (Ver tabla L.3).

Muestra M4

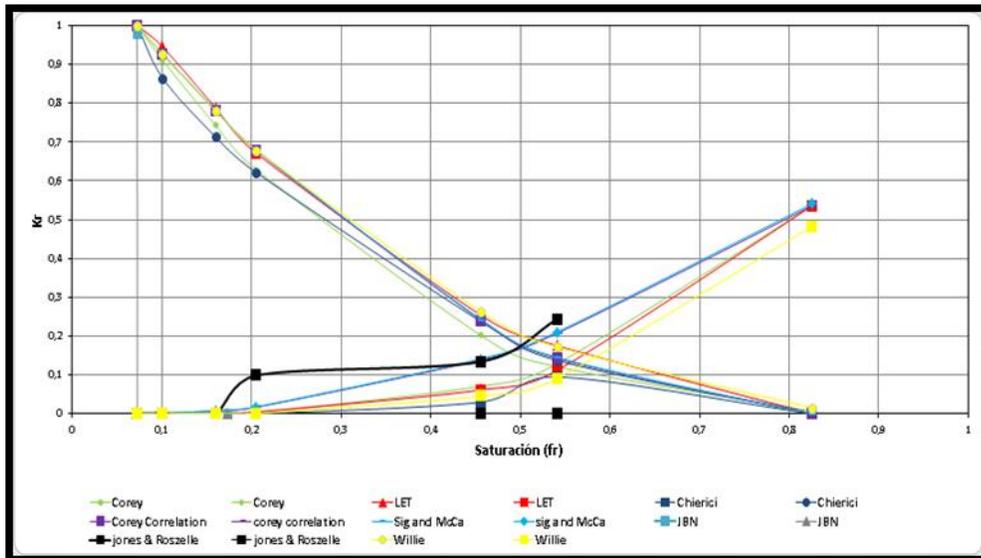


Figura 4.4 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M4, Bloque Boyacá.

Tabla 4.4 Muestra M4 del Bloque Boyacá (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	7,23	17,43
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,54		
Willie	0,54		
Correlación Corey	0,51		
Correlación LET	0,57		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,51		
Correlación Chierici	N/A		

N/A: No aplica

Los modelos matemáticos de JBN y Jones & Roszelle, siguen sin generar curvas de permeabilidad relativa representativas, en este caso la correlación de Chierici

tampoco se ajusta a la muestra, las curvas de permeabilidad relativa no logran cortarse en contraposición del resto de los modelos, también se observa que en el punto de S_{or} , la curva está lejos del eje, lo cual indica que el modelo no funcionó. El resto de las muestras están a la derecha del 0,50 de S_w pero muy cercana, en promedio los cortes están en 0,53, la correlación de Corey y Sigmund & McCaffery predicen un mojado intermedio mientras que el resto un mojado con preferencia al agua. El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice L (Ver tabla L4).

Para el Bloque Boyacá, se observa que los modelos matemáticos JBN, Jones & Roszelle, no generan curvas de permeabilidad relativa representativas. Sigmund & McCaffery y la correlación LET generan curvas de permeabilidad relativas distintas al resto del grupo. Por otra parte el resto de los modelos generaron curvas validas con ciertas variaciones entre ellas, lo cual se debe a que un grupo (Corey & asociados y Willie) utiliza principalmente los valores de saturación para generar las curvas y no dependen de las viscosidades de los crudos, por otra parte, las correlaciones Corey, LET, Sigmund & McCaffery Y Chierici utilizan en sus ecuaciones valores empíricos para generar las curvas y darles suavidad, aun así, las curvas generadas no cotejan con el resto.

4.3.2 Bloque Junín A

Curvas de permeabilidad relativa del Bloque Junín A.

Muestra M1

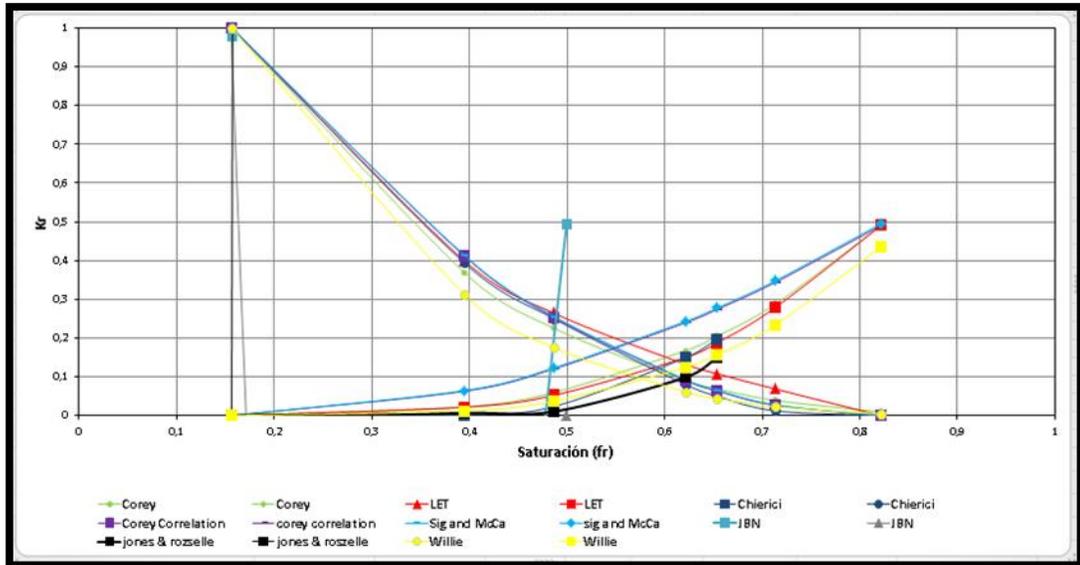


Figura 4.5 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M1, Bloque Junín A.

Tabla 4.5 Muestra M1 del Bloque Junín A (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	15,63	28,66
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,57		
Willie	0,57		
Correlación Corey	0,55		
Correlación LET	0,62		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,55		
Correlación Chierici	0,59		

N/A: No aplica

Para la muestra M1 del campo Junín, los modelos matemáticos de JBN y Jones & Roszelle no generan curvas de permeabilidad relativa representativas, en este caso la viscosidad del crudo es de 10500 cP, de tal forma que las ecuaciones de dichos modelos no pueden ser aplicadas (Ver apéndices D y E). El resto de los modelos generan curvas suaves con un promedio en el corte de 0,57. La S_{wirr} es de 15,63% mientras que para el petróleo, la S_{or} es de 28,66%. El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice M (Ver tabla M.1).

Muestra M2

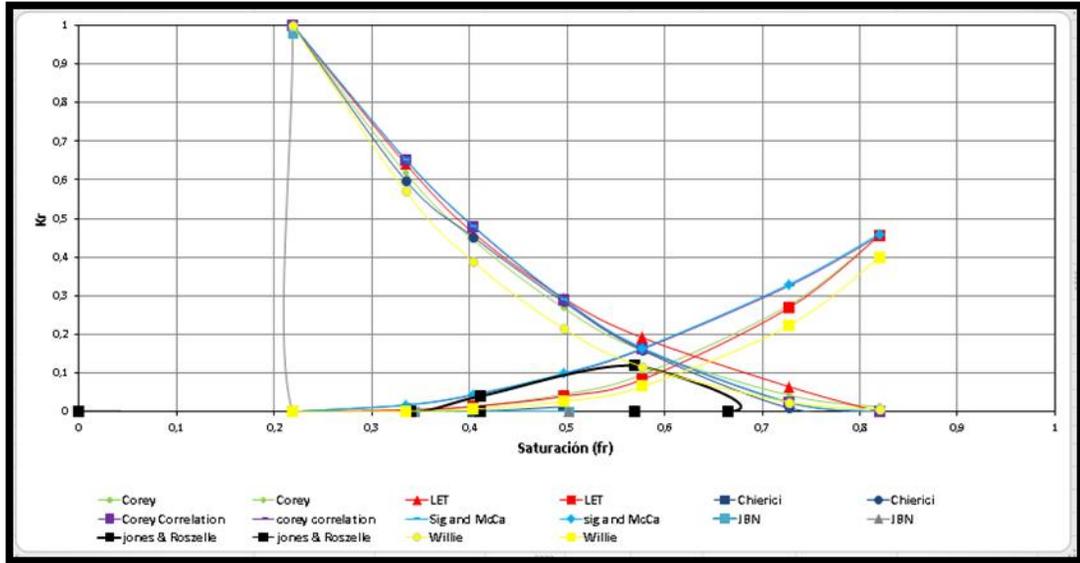


Figura 4.6 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M2, Bloque Junín A.

Tabla 4.6 Muestra M2 del Bloque Junín A (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	21,88	8,78
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,61		
Willie	0,61		
Correlación Corey	0,58		
Correlación LET	0,63		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,58		
Correlación Chierici	0,61		

N/A: No aplica

Los modelos matemáticos JBN y Jones & Roszelle no generan curvas de permeabilidad relativa representativas, debido a la viscosidad del crudo. En general, los modelos matemáticos muestran según Craig (Ver apéndice Q), que la roca es preferiblemente mojada por agua, las correlaciones de Corey y Sigmund & McCaffery son las más inclinadas, el resto parecen tener un comportamiento similar. La S_{wirr} es de 21,88% mientras que para S_{or} es de 8,78%. El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice M (Ver tabla M.2).

Muestra M3

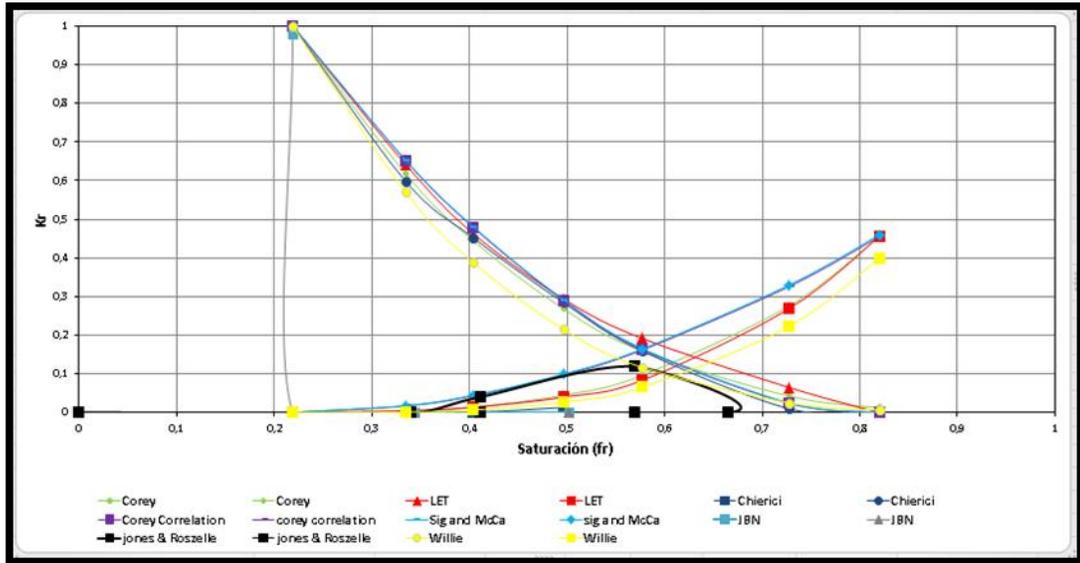


Figura 4.7 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M3, Bloque Junín A.

Tabla 4.7 Muestra M3 del Bloque Junín A (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	13,79	24,71
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,61		
Willie	0,61		
Correlación Corey	0,58		
Correlación LET	0,63		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,58		
Correlación Chierici	0,61		

N/A: No aplica

Los modelos matemáticos JBN y Jones & Roszelle no generan curvas de permeabilidad relativa representativas, debido a la viscosidad del crudo. En general,

los modelos matemáticos muestran según Craig, que la roca es preferiblemente mojada por agua, las correlaciones de Corey y Sigmund & McCaffery son las más inclinadas, el resto de los modelos tienen un comportamiento promedio. La S_{wirr} es de 13,79% mientras que para el S_{or} es de 24,71%. El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice M (Ver tabla M.3).

Muestra M4

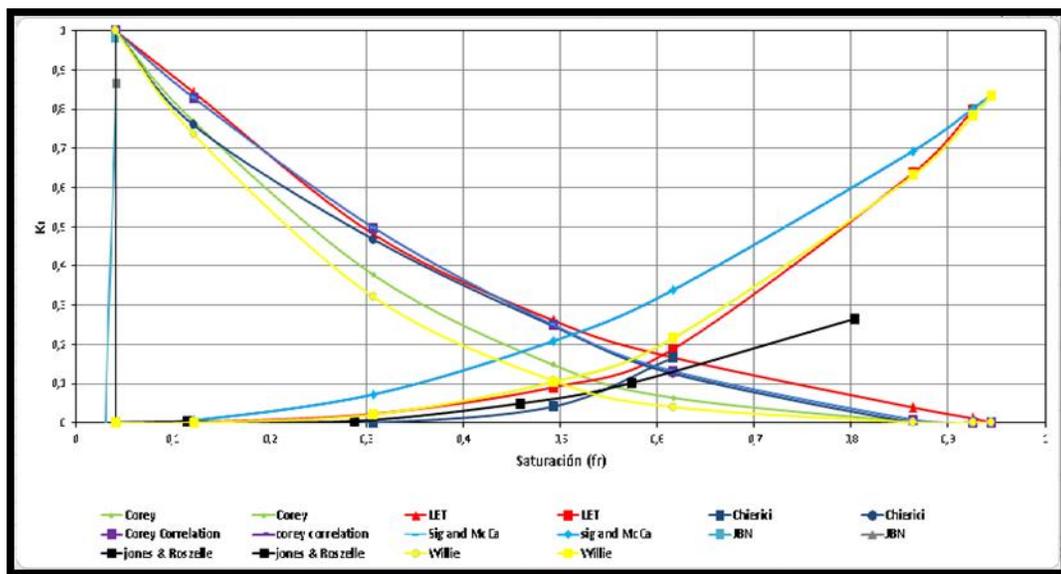


Figura 4.8 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M4, Bloque Junín A.

Tabla 4.8 Muestra M4 del Bloque Junín A (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	4,17	4,95
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,52		
Willie	0,50		
Correlación Corey	0,51		
Correlación LET	0,61		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,51		
Correlación Chierici	0,61		

N/A No aplica

Los modelos matemáticos JBN y Jones & Roszele no generan curvas de permeabilidad relativa representativas, los modelos LET y Chierici generan un corte entre las curvas alejado de los demás modelos, ubicándose luego de 0,6, el resto de las curvas esta próximo al 0,5, lo que indica una mojabilidad intermedia. La Swirr es de 4,17% y la Sor es de 4,95%. El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice M (Ver tabla M.4).

Para el campo Junín A, los modelos matemáticos de JBN y Jones & Roszelle no generan curvas de permeabilidad relativa representativas lo cual no los hace aplicables, principalmente debido a la viscosidad que por ser elevadas, son una limitante para las ecuaciones. Aunque el resto de los modelos generaron curvas aceptables, las correlaciones Corey y Sigmund & McCaffery generan curvas muy inclinadas lo cual hace que el punto de corte este cercano al punto medio (50%), análogamente las correlaciones LET y Chierici son las más alejadas, aunque pueden dar una idea de la curva de permeabilidad relativa, no son modelos exactos y más aún que poseen muchos parámetros empíricos que deben ser manipulados para acercar el resultado. Los modelos de Willie y Corey y Asociados son curvas fáciles de construir

y de forma rápida, además están en la mayoría de las pruebas en el promedio respecto a las otras curvas.

4.3.3 Campo Carabobo A

Curvas de permeabilidad relativa del Bloque Carabobo A, arenas de morichal medio.

Muestra M1

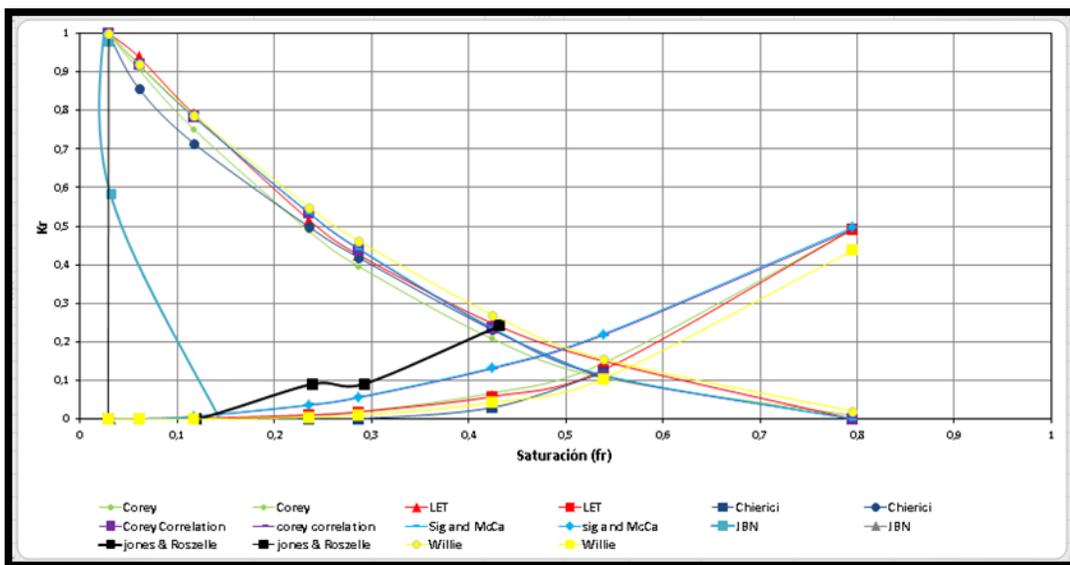


Figura 4.9 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M1, Bloque Carabobo A.

Tabla 4.9 Muestra M1 del Bloque Carabobo A (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	8,58	14,74
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,54		
Willie	0,55		
Correlación Corey	0,48		
Correlación LET	0,59		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,48		
Correlación Chierici	0,58		

N/A: No aplica

Los modelos matemáticos JBN y Jones & Roszelle no generan curvas de permeabilidad relativa representativas, aun cuando la viscosidad del crudo es la más baja de los cinco tipos de crudos utilizados (1115.3 cP). Las correlaciones de Corey y Sigmund & McCaffery están a la izquierda del punto medio, lo cual indicaría mojabilidad parcial al petróleo o intermedia mientras el más alto es la correlación LET con 0,59. La correlacion Chierici posee punto de corte, pero la curva K_{ro} no corta el eje, indicando que la correlación no se ajusta a esta muestra, el resto de los modelos indica mojabilidad al agua con un promedio en el corte de 0,55%, la S_{wirr} es de 8,58% mientras que S_{or} es de 14,74%. El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice N (Ver tabla N.1).

Muestra M2

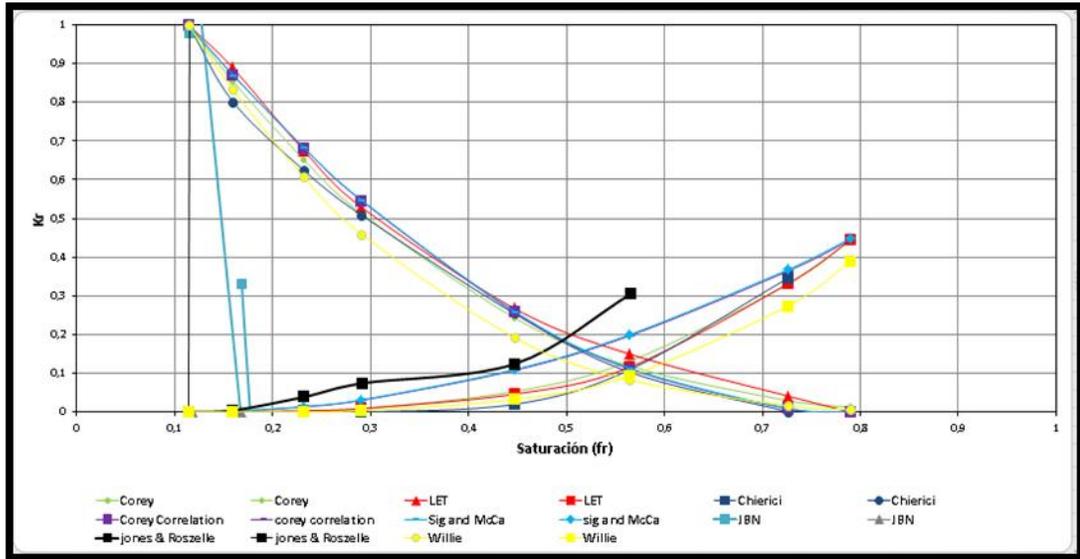


Figura 4.10 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M2, Bloque Carabobo A.

Tabla 4.10 Muestra M2 del Bloque Carabobo A (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	11,40	21,00
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,56		
Willie	0,56		
Correlación Corey	0,52		
Correlación LET	0,58		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,52		
Correlación Chierici	0,56		

N/A: No aplica

Los modelos JBN y Jones & Roszelle no generan curvas de permeabilidad relativa representativas, debido a la viscosidad del crudo, las correlaciones Corey y Sigmund

& McCaffery se cortan en el punto 0,52 (fracción de S_w) cercano al valor medio, el resto de las curvas cortan en 0,56 y 0,58 lo cual indica preferencia de mojabilidad al agua, en promedio las curvas generan un punto de corte de 0,55. La S_{wirr} es de 11,40% mientras que la S_{or} es de 21,00%. El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice N (Ver tabla N.2).

Para el campo Carabobo A, los modelos matemáticos JBN y Jones & Roszelle no generan curvas de permeabilidad relativa representativas debido a la alta viscosidad de los crudos. El resto de los modelos generaran curvas de permeabilidad relativa pero con diferencias, las correlaciones Corey y Sigmund & McCaffery varían mucho en el rango del punto de corte, indicando mojabilidades al agua y en algunos casos no cortan con los ejes, por otra parte el resto de las curvas muestran un comportamiento similar ajustándose a cada tipo de muestra. Los modelos que mostraron un mejor comportamiento son Corey, Willie, LET y Chierici, aunque por la facilidad de uso y tiempo, los mejores modelos son Willie y Corey y Asociados.

4.3.4 Campo Junín B

Curvas de permeabilidad relativa del Bloque Junín B.

Muestra M1

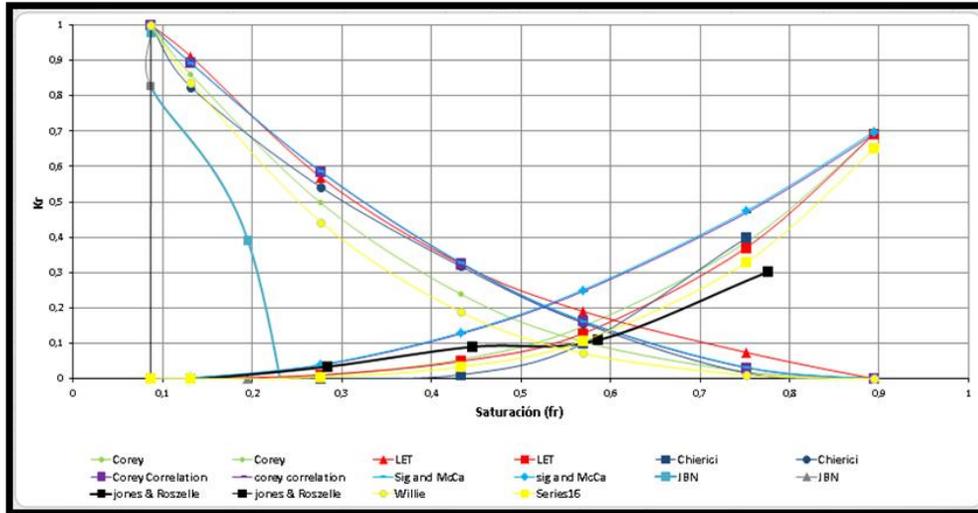


Figura 4.11 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M1, Bloque Junín B.

Tabla 4.11 Muestra M1 del Bloque Junín B (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	8,64	10,60
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,54		
Willie	0,54		
Correlación Corey	0,53		
Correlación LET	0,61		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,53		
Correlación Chierici	0,59		

N/A: No aplica

Los modelos matemáticos JBN y Jones & Roszelle no generan curvas de permeabilidad relativa representativas, debido a la viscosidad del crudo que es 10500 cP, lo cual hace que las ecuaciones no funcionen para este tipo de crudos. Todas las curvas están a la derecha del punto medio con promedio de corte de 0,55 de S_w lo que indica que la roca es preferiblemente mojada por agua. Las correlaciones Corey y Sigmund & McCaffery tienen el punto de corte bajo con 0,53 mientras el más alto es la correlación LET con 0,61 de S_w . La S_{wirr} es 8,64% mientras que la S_{or} es 10,60%. El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice O (Ver Tabla O.1)

Muestra M2

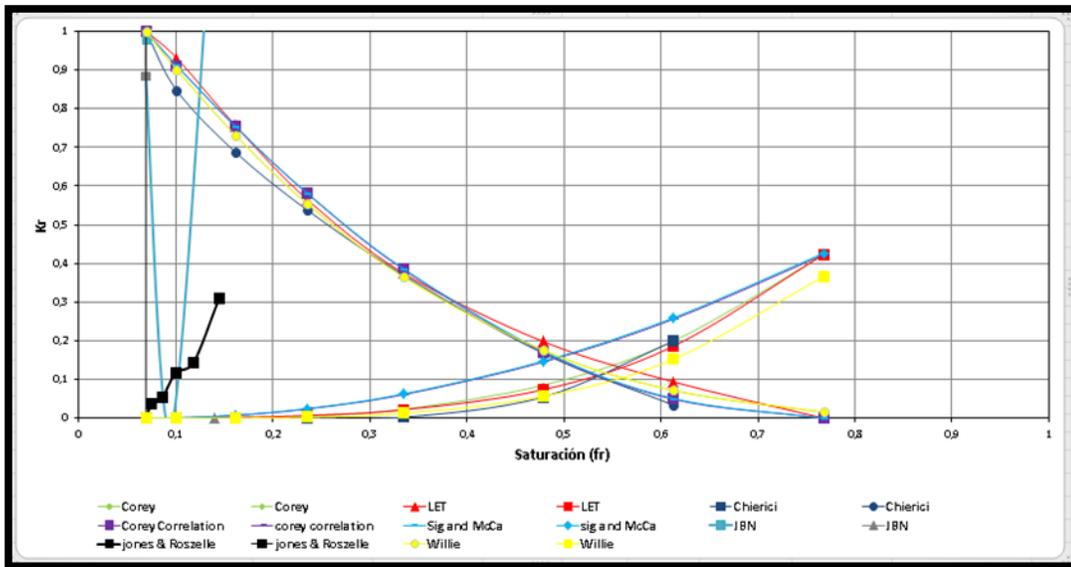


Figura 4. 12 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M2, Bloque Junín B.

Tabla 4.12 Muestra M2 del Bloque Junín B (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	6,90	23,24
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,54		
Willie	0,54		
Correlación Corey	0,49		
Correlación LET	0,56		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,49		
Correlación Chierici	0,53		

N/A: No aplica

Los modelos matemáticos JBN y Jones & Roszelle no generan curvas de permeabilidad relativa representativa, por otra parte la correlación Chierici genera curvas que cortan en el punto 0,53 de S_w pero la curva K_{ro} no corta el eje lo cual no coincide con la S_{or} , por otra parte se observa la correlación LET la cual posee el punto de corte más lejano con 0,56. Las correlaciones de Corey y Sigmund & McCaffery cortan a la izquierda del punto medio lo cual indica que la muestra es preferiblemente mojada por petróleo, por otra parte el resto de los modelos cortan cercano al punto medio (0,5) con ligera inclinación a la derecha, lo cual indica que es parcialmente mojado por agua, en promedio el corte se ubica a 0,52. La S_{wirr} es de 6,90% y la S_{or} de 23,24%. El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice O (Ver Tabla O.2)

Muestra M3

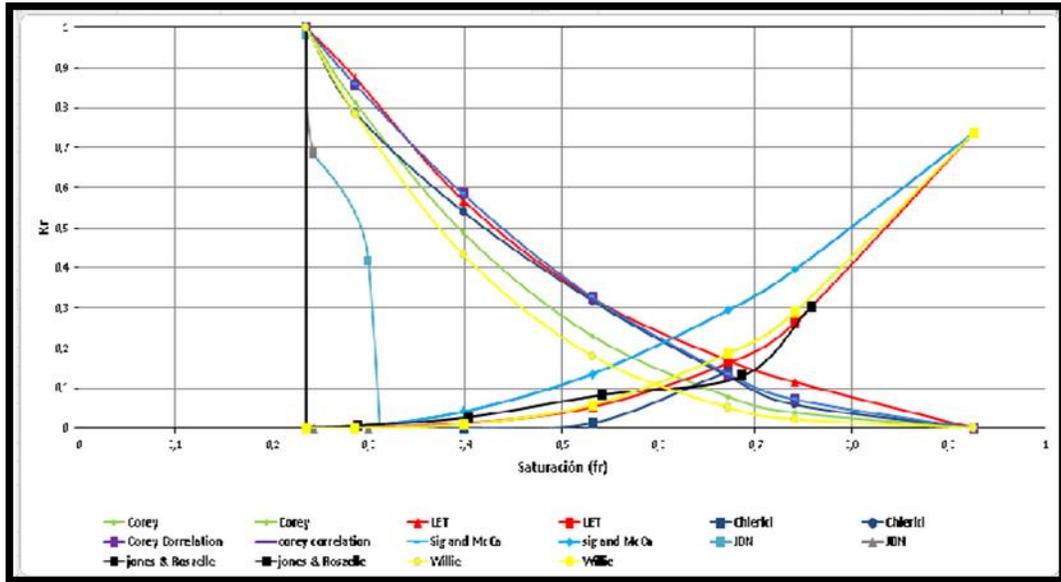


Figura 4.13 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M3, Bloque Junín B.

Tabla 4.13 Muestra M3 del Bloque Junín B (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	23,57	7,41
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,62		
Willie	0,59		
Correlación Corey	0,61		
Correlación LET	0,67		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,61		
Correlación Chierici	0,67		

N/A No aplica

Los modelos matemáticos JBN y Jones & Roszelle no generan curvas de permeabilidad relativa representativas, el resto de los modelos tienen el punto de corte con una tendencia al punto 0,6 de S_w , lo que indica según las reglas de Craig (Ver apéndice Q) que la muestra es preferiblemente mojada por el agua. La S_{wirr} es de 23,57% y la S_{or} de 7,41%. Los modelos LET y Chierici son los más alejados con 0,67 con respecto al punto medio (50%). El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice O (Ver Tabla O.3).

Para el campo Junín B, los modelos matemáticos JBN y Jones & Roszelle no generan curvas de permeabilidad relativa representativas debido a la alta viscosidad de los crudos, con lo cual las ecuaciones planteadas por los autores, no funcionan. El resto de los modelos generan curvas de permeabilidad relativa con algunas diferencias, las correlaciones Corey y Sigmund & McCaffery varían mucho en el rango del punto de corte, indicando mojabilidades al petróleo y en algunos casos no cortan con los ejes. Los modelos que mejor comportamiento generaron en las curvas de permeabilidad relativa son Corey, Willie, LET y Chierici, aunque por la facilidad de uso y tiempo, los mejores modelos son Willie y Corey y Asociados, ya que las correlaciones utilizan de dos hasta seis valores empíricos.

4.3.5 Bloque Carabobo B

Curvas de permeabilidad relativa del Bloque Carabobo B.

Muestra M1

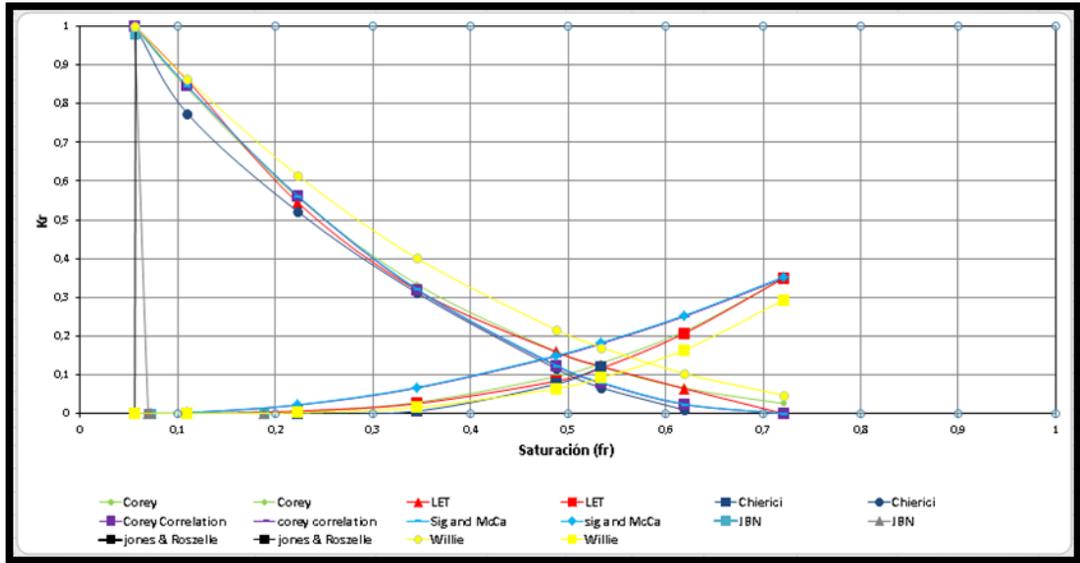


Figura 4.14 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M1, Bloque Carabobo B.

Tabla 4.14 Muestra M1 del Bloque Carabobo B (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	5,58	27,92
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,54		
Willie	0,53		
Correlación Corey	0,48		
Correlación LET	0,54		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,48		
Correlación Chierici	0,51		

N/A: No aplica

Los modelos matemáticos JBN y Jones & Roszelle no generan curvas de permeabilidad relativa representativas, debido a la viscosidad del crudo la cual es 3000 cP, al igual que los casos anteriores, la viscosidad en las ecuaciones hacen que los puntos de las K_{ro} y k_{rw} de ambos métodos no proporcionen curvas aceptables. Por otra parte, las correlaciones Sigmund & McCaffery y Corey, tienen punto de corte a la izquierda del punto medio, lo que indica una muestra preferiblemente mojada por petróleo, en contraposición, los modelos Corey y LET generan el corte a los 0,54 de S_w , según las reglas de Craig la roca es preferiblemente mojada por agua. En general, los modelos cortan en promedio en 0,511 de S_w lo cual indica una mojabilidad parcial. La S_{wirr} es de 5,58% mientras la S_{or} es de 27,92%. El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice P (Ver tabla P.1).

Muestra M2

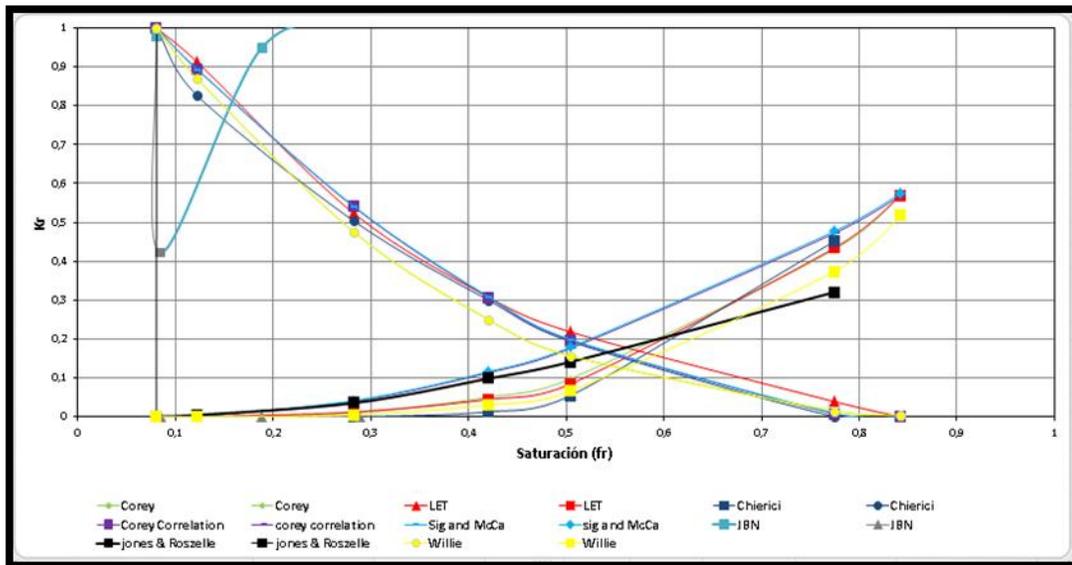


Figura 4.15 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M2, Bloque Carabobo B.

Tabla 4.15 Muestra M2 del Bloque Carabobo B (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	8,03	15,78
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,53		
Willie	0,53		
Correlación Corey	0,51		
Correlación LET	0,57		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,51		
Correlación Chierici	0,57		

N/A: No aplica

Los modelos matemáticos JBN y Jones & Roszelle no permiten la construcción de curvas de permeabilidad relativa aceptables, las correlaciones de Corey y Sigmund & McCaffery poseen los puntos de cortes de 0,51 de S_w los cuales están cercano al 0,5, LET y Chierici son los más alejados con 0,57, en general el promedio de corte es 0,53, todos los modelos indican preferencia de la roca a ser mojada por agua. La S_{wirr} es 8,03% y la S_{or} es 15,78%, valores bajos que avalan la condición de mojado estimada por las reglas de Craig. El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice P (Ver tabla P.2).

Muestra M3

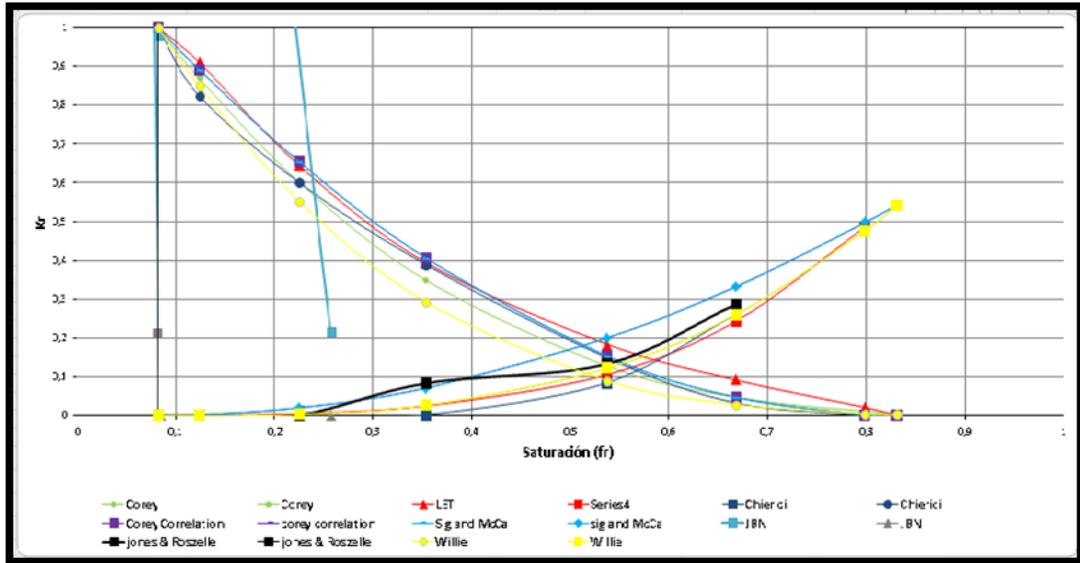


Figura 4.16 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M3, Bloque Carabobo B.

Tabla 4.16 Muestra M3 del Bloque Carabobo B (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	8,19	16,91
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,54		
Willie	0,54		
Correlación Corey	0,51		
Correlación LET	0,58		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,51		
Correlación Chierici	0,57		

N/A: No aplica

Los modelos JBN y Jones & Roszelle no generan curvas de permeabilidad relativa representativas, las correlaciones Corey y Sigmund & McCaffery son las más cercanas al punto medio mientras que la correlación LET es la más alejada con 0,58

de S_w . En general, las curvas están a la derecha del 0,5 (punto medio de S_w) y la S_{wirr} es de 8,19% y la S_{or} es de 16,91%, lo cual permite inferir que la mojabilidad de la muestra es parcial o preferiblemente mojada por agua. El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice P (Ver tabla P.3).

Muestra M4

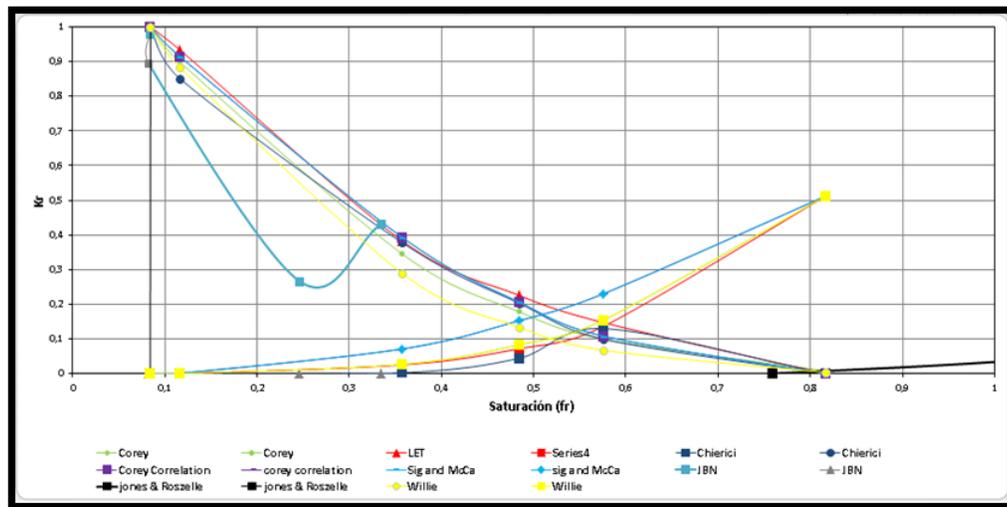


Figura 4.17 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M4, Bloque Carabobo B.

Tabla 4.17 Muestra M4 del Bloque Carabobo B (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	8,40	18,32
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,54		
Willie	0,52		
Correlación Corey	0,51		
Correlación LET	0,58		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,51		
Correlación Chierici	0,55		

N/A No aplica

Se observa comportamiento irregular de los modelos matemáticos de JBN y Jones & Roszelle, sin generar curvas de permeabilidad relativa representativas, las correlaciones Corey y Sigmund & McCaffery están muy próximas al punto medio con 0,51 por otra parte la correlación LET es la más alejada con 0,58, en general los modelos promedian 0,54 de punto de corte para S_w , con lo cual se puede inferir una mojabilidad parcial o preferible al agua. La $S_{w\text{irr}}$ es 8,40% mientras que la S_{or} es de 18,32%. El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice P (Ver tabla P.4).

Muestra M5

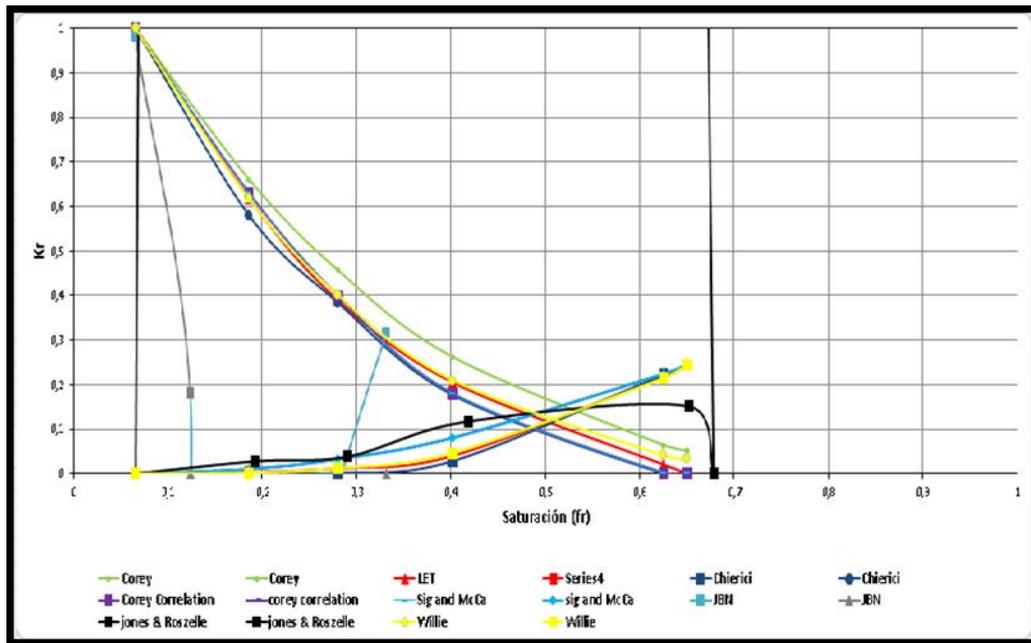


Figura 4.18 Modelos (Corey y Asociados, Jones y Roszelle, JBN, Willie, Corey, Sigmund y McCaffery, Chierici y LET), muestra M5, Bloque Carabobo B.

Tabla 4.18 Muestra M5 del Bloque Carabobo B (Puntos de cortes de Kr).

Modelo	Punto de corte	S_{wirr} (%)	S_{or} (%)
JBN	N/A	6,59	35,00
Jones & Roszelle	N/A		
Corey y asociados	0,53		
Willie	0,51		
Correlación Corey	0,47		
Correlación LET	0,51		
Correlación Sigmund & McCaffery	0,47		
Correlación Chierici	0,48		

N/A No aplica

Los modelos matemáticos JBN y Jones & Roszelle no generan curvas de permeabilidad relativa representativas, el resto de los modelos están en promedio alrededor de 0,5 de S_w , lo que indica que la muestra posee mojabilidad intermedia, así mismo, la S_{wirr} es baja (6,59%) y la S_{or} alta (35,00%), lo que permite inferir que la roca puede presentar una leve tendencia al petróleo. El balance de masa y los volúmenes producidos se presentan en el apéndice P (Ver tabla P.5).

Para el campo Carabobo B, los modelos matemáticos JBN y Jones & Roszelle no generan curvas de permeabilidad relativa representativas, debido a la alta viscosidad de los crudos, con lo cual las ecuaciones planteadas por los autores, no funcionan. El resto de los modelos generaran curvas de permeabilidad relativa pero con diferencias, las correlaciones Corey y Sigmund & McCaffery varían mucho en el rango del punto de corte, indicando mojabilidades al petroleo mientras otras curvas no lo hacen. Los modelos con mejor ajuste son Corey, Willie, LET y Chierici, aunque por la facilidad de uso y tiempo, los mejores modelos son Willie y Corey y Asociados. En este bloque se observa mayor tendencia a un mojado intermedio.

CONCLUSIONES

Dados los resultados de la investigación, se puede concluir que:

- Los modelos matemáticos JBN (Johnson, Bossler y Naumann) no son eficientes para reproducir sistemas de yacimiento asociados a crudos pesados/extrapesados por los elevados valores de viscosidad.
- Los mejores modelos para el estudio de la FPO fueron los que dependían principalmente de saturaciones, en los cuales las propiedades del fluido no afectaban los resultados.
- Los modelos Corey & asociados y Willie mostraron mejor comportamiento para los sistemas de yacimiento estudiados. En la mayoría de los sistemas evaluados se cumplieron con todos los requisitos para garantizar la obtención de una buena curva, entre éstos: los puntos de corte entre las curvas y los valores de S_{wirr} y S_{or} .
- Las correlaciones de Corey y Sigmund & McCaffery arrojaron curvas con poca convexidad en comparación con el resto de curvas generadas por los otros modelos y correlaciones usadas en esta investigación. En este caso, la mayoría de las curvas generadas mostraron puntos de corte entre ellas por debajo del 50% de S_w , lo que indica una mojabilidad intermedia, también para algunos casos, los endpoints (puntos finales: $K_{rw} @ S_{or}$ y $K_{ro} @ S_{wirr}$) no coincidían.
- Las correlaciones LET y Chierici cumplieron en la mayoría de las muestras con los parámetros requeridos en las curvas de permeabilidad relativa, estos son: que exista cruce entre las curvas y que las mismas alcancen los puntos finales de saturación.
- Los resultados sugieren que las mejores curvas son las que dependen de saturaciones de fluido y no de valores empíricos.
- En general las correlaciones infieren una mojabilidad al agua para los sistemas de yacimientos estudiados de la FPO.

RECOMENDACIONES

- Extender este estudio considerando otros sistemas de yacimientos de la FPO.
- Hacer uso de simuladores para análisis convencionales y especiales como el Sendra, para cotejar los resultados de este trabajo de investigación.
- Estudiar mediante simulación numérica diferentes variables de interés: como historial de producción, declinación de presión, procesos de inyección de fluidos, entre otras, en formaciones de arenas no consolidadas y crudos extrapesados, haciendo uso de las curvas generadas aplicando los diferentes modelos matemáticos usados en este trabajo para evaluar el cotejo.
- Obtener experimentalmente las curvas de presión capilar para los tipos de sistemas de yacimientos estudiados en este trabajo y generar a partir de éstas las curvas de permeabilidad relativa correspondientes con el fin de validar las permeabilidades relativas y la condición de mojado estimada.

BIBLIOGRAFÍA

Anderson, W. (1986). Wettability Literature Survey-Part 2: Wettability Measurement. *Paper SPE 13933*.

Araujo, M., & Araujo Y. (1998). *Taller de Interaccion roca-fluido*. los teques: PDVSA-Intevep.

Araujo, M., Araujo, Y., & Guzman, H. (1997). Propiedades electrocinéticas de minerales y rocas de yacimientos no consolidados: correlacion con la movilidad. *Vision tecnologica N°1*.

Araujo, Y. (2005). *Taller de importancia de las interacciones roca-fluido en yacimientos*. Los Teques: PDVSA-Intevep.

Araujo, Y. C. (2004). *Interacciones roca-fluido para yacimientos*. Los teques: PDVSA-Intevep.

Azuaje, Á., & Chacón, O. (2014). *Diseño de una metodología para la obtención de curvas de permeabilidad relativa para sistemas de roca de alta rigidez y arenas no consolidadas mediante la técnica de Resonancia Magnética Nuclear*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.

Barberi, E. (1998). *El Pozo Ilustrado*. Caracas: Arte.

Bear, J. (1972). *Dynamics of Fluids in Porous Media*. Toronto: Dover publications.

Chilingar, G., Langnes, G., & Robertson, O. (1997). *Fundamental of surfaces and capillary forces*.

Craig Jr, F. (1970). *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. AIME.

Craig Jr, F. (s.f.). *The reservoir Engineering Aspects os waterflooding*. *SPE Monograph Series*, 20-25.

Crotti, M. (2001). *La movilidad: cómo tenerla en cuenta en los calculos*.

- De Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Delgado, J. (2010). *Medición de la Presión Capilar en muestras de diámetro completo con doble porosidad*. Mexico: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Escobar, F. (s.f). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*.
- Ferrer, D. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*. Maracaibo. Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Forrest, F., & Craig, J. (1982). *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua*.
- García, G. (2002). *Evaluación del Efecto de la Mojabilidad Sobre el Fenómeno de Histéresis en Pruebas de Desplazamiento*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Grillo, J., & Martínez, Y. (2015). *DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA MOJABILIDAD EN ARENAS NO CONSOLIDADAS A TRAVÉS DE LA TECNOLOGÍA DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR (RMN)*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Halliburton. (s.f). *Recopilación técnica Ingeniería de Yacimientos*.
- Jhonson, E., Bossler, D., & Naumann, V. (1959). *Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments*. Trans. AIME.
- Mariño, D., & Rojas, J. (2001). *Mojabilidad y tensión interfacial de crudos venezolanos sobre cuarzo, dolomita y calcita*. Los teques: PEDVSA-Intevep.
- O. J., Richardson, J., K. J., Hafford, J., & B. P. (1951). *Laboratory Measurements of Relative Permeability*. Trans. AIME.
- Ortuño, S. (2009). *El mundo del petróleo. Origen, usos y escenarios*. México, D.F: Fondo de Cultura Económica.
- PDVSA. (2007). *Pdvsacom*. Recuperado el 23 de Mayo de 2017, de <http://www.pdvsacom/>

Plata , D., Sandoval, J. (2005). *DISEÑO DE UN EQUIPO DE DESPLAZAMIENTO PARA REALIZAR PRUEBAS DE ANALISIS PETROFISICOS EN NUCLEOS DE ROCA*. BUCARAMANGA.

Rivera, J. (2004). *Practicas de Ingeniería de Yacimientos Petroliferos*. Puerto la Cruz: Geopeca.

Rodriguez, N. (s.f). *Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos*. Mexico: Universidad Nacional Autonoma de Mexico.

Tarbuck, E., & Lutgens, F. (1999). *CIENCIAS DE LA TIERRA*. Madrid: Prentice.

Villa, J. (2006). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimiento*. Los teques: PDVSA-Intevep.

Weatherford. (2010). *Sendra 2010 user Guide*. Noruega: Weatherford.

APÉNDICES

Apéndice A. Cálculo tipo de porosidad y volumen poroso por pesada de la muestra M1 del campo Boyacá.

$$V_t = \frac{\pi * 3.37^2 * 5.15}{4} \quad *$$

$$V_t = 45,93 \text{ cm}^3$$

$$V_p = \frac{116,3 - 97,76}{0,98} = 18,92 \text{ cm}^3 \quad *$$

$$\phi(\%) = \frac{18,92}{45,91} * 100 = 41,18\% \quad *$$

*estas operaciones se ejecutaron para cada muestra.

Apéndice B. Caracterización de las muestras de los Bloques en estudio.

Tabla B.1 Características de las muestras.

Muestra	L (cm)	D (cm)	Kabs (mD)	Ø (%)	Vp (cm ³)	Ø peso (%)	Vp peso (cm ³)
M1 Boyacá	5,15	3,37	12514	36	18,54	41,18	18,92
M2 Boyacá	5,10	3,82	13807	35,7	19,17	33,47	19,56
M3 Boyacá	4,65	3,60	7758	35	16,59	34,34	16,26
M4 Boyacá	5,11	3,63	7490	34	18,17	35,41	18,72
M1 Junín A	5,35	3,75	1700	37,5	22,15	33,47	19,78
M2 Junín A	5,84	3,58	8945	36,8	21,68	37,70	22,16
M3 Junín A	4,87	3,54	13394	36,3	17,39	38,45	18,43
M4 Junín A	5,10	3,57	12706	31,7	16,17	34,24	17,47
M1 Junín B	5,75	3,68	6910	31,32	19,15	30,83	18,86
M2 Junín B	5,26	3,68	3160	37,44	20,95	36,62	20,49
M3 Junín B	5,40	3,69	330,95	27,86	14,7	29,02	16,71
M1 Carabobo A	4,16	3,76	4104,1	37,89	17,49	37,53	17,33
M2 Carabobo A	5,03	3,68	14458,7	34,81	18,82	35,06	18,76
M1 Carabobo B	4,77	3,68	1128	38,66	19,593	9,25	4,69
M2 Carabobo B	4,24	3,68	1128	28,45	12,83	29,03	13,09
M3 Carabobo B	4,10	3,60	2146	31,32	13,07	31,96	13,34
M4 Carabobo B	5,13	3,56	1128	33,14	16,922	13,41	6,85
M5 Carabobo B	4,765	3,68	1128	38,66	19,59	9,076	4,60

Apéndices C

Tabla C.1 Características de los fluidos a la temperatura de la prueba.

Bloque	Fluido	Viscosidad (cP)	Densidad (gr/cm ³)	Temperatura* (°C)	°API
Boyacá	Agua	0,65	0,985	70	N/A
Boyacá	Petróleo	30000	0,980	70	6,0
Junín A	Agua	0,60	0,995	61	N/A
Junín A	Petróleo	10500	0,988	61	8,0
Carabobo A	Agua	0,63	0,983	72	N/A
Carabobo A	Petróleo	1115,3	0,983	72	8,5
Junín B	Agua	0,64	0,982	57	N/A
Junín B	Petróleo	10500	0,973	57	7,9
Carabobo B	Agua	0,63	0,988	74	N/A
Carabobo B	Petróleo	3000	0,986	74	8,0

*La temperatura de los ensayos no corresponde con la temperatura reportada de yacimiento para cada caso. La misma fue calculada para alcanzar la viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento (con gas en solución).

Apéndice D. Modelo JBN, cálculos tipo de la muestra M1 del Bloque Boyacá.

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

$$S_{wirr} = \frac{16,537 - 15}{16,537} = 0,0929$$

*

- Saturación de agua promedio (S_{wp}).

$$S_{wp} = \frac{0,4}{16,537} + 0,0929 = 0,12$$

*

- Agua inyectada acumulada (WID).

$$WID = \frac{0,40}{16,537} = 0,02$$

*

- Radio de inyección (I_R).

$$I_R = \frac{10,54}{0,95} = 11,14$$

*

- Delta 1 (Δ_1).

$$\Delta_1 = \frac{1}{0,09} - \frac{1}{0,02} = -30,32$$

*

- Delta 2 (Δ_2).

$$\Delta_2 = \frac{1}{0,09} * 16,73 - \frac{1}{0,02} 11,14 = -276,12$$

*

- Flujo fraccional de crudo (f_o).

$$f_o = \frac{0,40}{0,40}$$

*

- Saturación de agua final (S_w).

$$S_w = 0,12 - (1 * 0,02) = 0,09$$

*

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

$$K_{ro} = 1 * \frac{-276}{-30,32} = 9,10$$

*

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

$$K_{rw} = 9,10 * \frac{0,95 * (1 - 1)}{30000 * 1} = 0$$

*

*Los cálculos anteriores se realizaron para cada fracción (Volumen producido) de la prueba.

*Los cálculos se realizaron a cada muestra.

Apéndice E. Modelo Jones-Roselle, cálculos tipo de la muestra M1 del Bloque Boyacá.

- Saturación de agua promedio (\bar{S}_w).

$$\bar{S}_w = 0,09 + \frac{0,4}{18,54} = 0,022$$

*

- Saturación a la salida (S_{w2}).

$$S_{w2} = 0,115 - 0,024 * \frac{0,174}{0,115} = 0,093$$

*

- Frente de petróleo a la salida (f_{o2}).

$$f_{o2} = \frac{(0,115 - 0,093)}{0,024} = 0,891$$

*

- Frente de agua en el núcleo (f_{w2}).

$$f_{w2} = 1 - 0,891 = 0,108$$

*

- Viscosidad efectiva la entrada del núcleo ($\overline{\lambda}^{-1}$).

$$\overline{\lambda}^{-1} = 0,97 * \frac{\left(\frac{54}{90}\right)}{0,027} = 21,85$$

*

- Viscosidad efectiva la salida del núcleo (λ_2^{-1}).

$$\lambda_2^{-1} = 21,85 - 0,024 * \frac{21,85 - 15,74}{0,024 - 0,091} = 24,06$$

*

- Permeabilidad relativa del agua (K_{rw}).

$$K_{rw} = \frac{0,97 * 0,108}{41,34}$$

*

- Permeabilidad relativa del petróleo (K_{ro}).

$$K_{ro} = \frac{30000 * 0,892}{24,06}$$

*

*Los cálculos anteriores se realizaron para cada fracción (Volumen producido) de la prueba.

*Los cálculos se realizaron a cada muestra.

Apéndice F. Modelo Corey y Asociados, cálculos tipo de la muestra M1 del Bloque Boyacá.

Imbibición:

$$K_{rw} = (0,03)^3 = 0,00$$

*

$$K_{ro} = (1 - 0,03)^3 = 0,92$$

*

$$S = \frac{0,12 - 0,09}{1 - 0,09} = 0,03$$

*

Donde: K_{rw} es la permeabilidad relativa del agua.

K_{ro} es la permeabilidad relativa del petróleo.

S es la saturación.

*Los cálculos anteriores se realizaron para cada fracción (Volumen producido) de la prueba.

*Los cálculos se realizaron a cada muestra.

Apéndice G. Modelo de Willie, cálculos tipo de la muestra M1 del Bloque Boyacá.

$$S = \frac{0,12 - 0,09}{1 - 0,09} = 0,03 \quad *$$

$$K_{ro} = (1 - 0,03)^2 = 0,95 \quad *$$

$$K_{rw} = 0,03^{3,5} = 0 \quad *$$

Donde: K_{rw} es la permeabilidad relativa del agua.

K_{ro} es la permeabilidad relativa del petróleo.

S es la saturación.

*Los cálculos anteriores se realizaron para cada fracción (Volumen producido) de la prueba.

*Los cálculos se realizaron a cada muestra.

Apéndice H. Correlación de Corey, cálculos tipo de la muestra M1 del Bloque Boyacá.

$$S_w^* = \frac{0,12 - 0,09}{1 - 0,09 - 0,24} = 0,036$$

*

$$K_{rw} = 0 * (0,036)^{N_w}$$

**

$$K_{ro} = 0,92 * (1 - 0,036)^{N_o}$$

**

Donde: K_{rw} es la permeabilidad relativa del agua.

K_{ro} es la permeabilidad relativa del petróleo.

S_w^* es la saturación.

*Los cálculos anteriores se realizaron para cada fracción (Volumen producido) de la prueba.

*Los cálculos se realizaron a cada muestra.

** N_o y N_w son parámetros empíricos los cuales se varían para ajustar las curvas de K_r .

Apéndice I. Correlación de Sigmund y McCafferry, cálculos tipo de la muestra M1 del Bloque Boyacá.

$$S_w^* = \frac{0,12 - 0,09}{1 - 0,09 - 0,24} = 0,036$$

*

$$K_{rw} = 0 * \frac{(0,036)^{N_w} + A * 0,036}{1 + A}$$

**

$$K_{ro} = 0,92 \frac{(1 - 0,036)^{N_o} + B * (1 - 0,036)}{1 + B} \quad **$$

Donde: K_{rw} es la permeabilidad relativa del agua.

K_{ro} es la permeabilidad relativa del petróleo.

S_w^* es la saturación.

Los cálculos anteriores se realizaron para cada fracción (Volumen producido) de la prueba.

*Los cálculos se realizaron a cada muestra.

** N_o , N_w , A y B son parámetros empíricos los cuales se varían para ajustar las curvas de K_r .

Apéndice J. Correlación de Chierici, cálculos tipo de la muestra M1 del Bloque Boyacá.

$$R_w(S_w) = \frac{0,12 - 0,09}{1 - 0,24 - 0,09} = 0,036 \quad *$$

$$K_{rw} = 0 * (0,24) e^{-B0,036^{-m}} \quad **$$

$$K_{ro} = 0,92 * (0,09) e^{-A0,036^t} \quad **$$

Donde: K_{rw} es la permeabilidad relativa del agua.

K_{ro} es la permeabilidad relativa del petróleo.

$R_w(S_w)$ es la saturación.

*Los cálculos anteriores se realizaron para cada fracción (Volumen producido) de la prueba.

*Los cálculos se realizaron a cada muestra.

** A, B, L y M son parámetros empíricos los cuales se varían para ajustar las curvas de Kr.

Apéndice K. Correlación LET, cálculos tipo de la muestra M1 del Bloque Boyacá.

$$S_w^* = \frac{0,12 - 0,09}{1 - 0,09 - 0,24} = 0,036$$

*

$$K_{rw} = 0 \frac{(0,036)^{L_w}}{(0,036)^{L_w} + E_w(1 - 0,036)^{T_w}}$$

**

$$K_{ro} = 0,92 \frac{(1 - 0,036)^{L_o}}{(1 - 0,036)^{L_o} + E_o(0,036)^{T_o}}$$

**

Donde: K_{rw} es la permeabilidad relativa del agua.

K_{ro} es la permeabilidad relativa del petróleo.

S_w^* es la saturación.

*Los cálculos anteriores se realizaron para cada fracción (Volumen producido) de la prueba.

*Los cálculos se realizaron a cada muestra.

** L_w , E_w , T_w , L_o , E_o y T_o son parámetros empíricos los cuales se varían para ajustar las curvas de Kr.

Apéndice L. Balance de masa campo Boyacá.

Tabla L.1 Campo Boyacá, muestra M1.

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	16,54	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	15,00	90,71
POES	15,00	90,71
Volumen de petróleo desplazado	11,00	66,52
Volumen de agua irreducible	1,54	9,29
Volumen de residual de petróleo	4,00	24,19
Balance de volumen poroso	16,54	100,00

Tabla L.2 Campo Boyacá, muestra M2

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	20,87	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	16,00	76,68
POES	16,00	76,68
Volumen de petróleo desplazado	8,92	42,75
Volumen de agua irreducible	4,87	23,32
Volumen de residual de petróleo	7,08	33,93
Balance de volumen poroso	20,87	100,00

Tabla L.3 Campo Boyacá, muestra M3.

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	16,57	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	15,00	90,55
POES	15,00	90,55
Volumen de petróleo desplazado	13,00	78,47
Volumen de agua irreducible	1,57	9,45
Volumen de residual de petróleo	2,00	12,07
Balance de volumen poroso	16,57	100,00

Tabla L.4 Campo Boyacá, muestra M4.

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	17,57	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	16,30	92,77
POES	16,30	92,77
Volumen de petróleo desplazado	13,24	75,34
Volumen de agua irreducible	1,27	7,23
Volumen de residual de petróleo	3,06	17,43
Balance de volumen poroso	17,57	100,00

Apéndice M. Balance de masa campo Junín A.

Tabla M.1 Campo Junín A, muestra M1.

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	18,49	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	15,60	84,37
POES	15,60	84,37
Volumen de petróleo desplazado	10,30	55,71
Volumen de agua irreducible	2,89	15,63
Volumen de residual de petróleo	5,30	28,66
Balance de volumen poroso	18,49	100,00

Tabla M.2 Campo Junín A, muestra M2.

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	21,63	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	16,90	78,12
POES	16,90	78,12
Volumen de petróleo desplazado	15,00	69,34
Volumen de agua irreducible	4,73	21,88
Volumen de residual de petróleo	1,90	8,78
Balance de volumen poroso	21,63	100,00

Tabla M.3 Campo Junín A, muestra M3.

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	17,40	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	15,00	86,21
POES	15,00	86,21
Volumen de petróleo desplazado	10,70	61,50
Volumen de agua irreducible	2,40	13,79
Volumen de residual de petróleo	4,30	24,71
Balance de volumen poroso	17,40	100,00

Tabla M.4 Campo Junín A, muestra M4.

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	16,17	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	15,50	95,83
POES	15,50	95,83
Volumen de petróleo desplazado	14,70	90,89
Volumen de agua irreducible	0,67	4,17
Volumen de residual de petróleo	0,80	4,95
Balance de volumen poroso	16,17	100,00

Apéndice N. Balance de masa campo Carabobo A.

Tabla N.1 Campo Carabobo A, muestra M1.

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	17,50	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	16,00	91,42
POES	16,00	91,42
Volumen de petróleo desplazado	13,42	76,68
Volumen de agua irreducible	1,50	8,58
Volumen de residual de petróleo	2,58	14,74
Balance de volumen poroso	17,50	100,00

Tabla N.2 Campo Carabobo A, muestra M2.

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	18,62	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	16,50	88,60
POES	16,50	88,60
Volumen de petróleo desplazado	12,59	67,60
Volumen de agua irreducible	2,12	11,40
Volumen de residual de petróleo	3,91	21,00
Balance de volumen poroso	18,62	100,00

Apéndice O. Balance de masa campo Junín B.

Tabla O.1 Campo Junín B, muestra M1.

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	19,15	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	17,50	91,36
POES	17,50	91,36
Volumen de petróleo desplazado	15,47	80,76
Volumen de agua irreducible	1,65	8,64
Volumen de residual de petróleo	2,03	10,60
Balance de volumen poroso	19,15	100,00

Tabla O.2 Campo Junín B, muestra M2.

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	20,95	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	19,50	93,10
POES	19,50	93,10
Volumen de petróleo desplazado	14,63	69,85
Volumen de agua irreducible	1,45	6,90
Volumen de residual de petróleo	4,87	23,24
Balance de volumen poroso	20,95	100,00

Tabla O.3 Campo Junín B, muestra M3.

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	17,27	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	13,20	76,43
POES	13,20	76,43
Volumen de petróleo desplazado	11,92	69,02
Volumen de agua irreducible	4,07	23,57
Volumen de residual de petróleo	1,28	7,41
Balance de volumen poroso	17,27	100,00

Apéndice P. Balance de masa campo Carabobo B.

Tabla P.1 Campo Carabobo B, muestra M1.

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	19,59	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	18,50	94,42
POES	18,50	94,42
Volumen de petróleo desplazado	13,03	66,50
Volumen de agua irreducible	1,09	5,58
Volumen de residual de petróleo	5,47	27,92
Balance de volumen poroso	19,59	100,00

Tabla P.2 Campo Carabobo B, muestra M2.

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	12,83	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	11,80	91,97
POES	11,80	91,97
Volumen de petróleo desplazado	9,78	76,19
Volumen de agua irreducible	1,03	8,03
Volumen de residual de petróleo	2,02	15,78
Balance de volumen poroso	12,83	100,00

Tabla P.3 Campo Carabobo B, muestra M3.

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	13,07	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	12,00	91,81
POES	12,00	91,81
Volumen de petróleo desplazado	9,79	74,90
Volumen de agua irreducible	1,07	8,19
Volumen de residual de petróleo	2,21	16,91
Balance de volumen poroso	13,07	100,00

Tabla P.4 Campo Carabobo B, muestra M4.

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	16,92	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	15,50	91,60
POES	15,50	91,60
Volumen de petróleo desplazado	12,40	73,28
Volumen de agua irreducible	1,42	8,40
Volumen de residual de petróleo	3,10	18,32
Balance de volumen poroso	16,92	100,00

Tabla P.5 Campo Carabobo B, muestra M5.

Balance de Masa	V(cm³)	%
Volumen poroso	19,59	100,00
Volumen de agua desplazado (V _{od})	18,30	93,40
POES	18,30	93,40
Volumen de petróleo desplazado	11,44	58,39
Volumen de agua irreducible	1,29	6,59
Volumen de residual de petróleo	6,86	35,00
Balance de volumen poroso	19,59	100,00

Apéndice Q.

Tabla Q.1 Reglas de la mano derecha (Craig, 1971) para determinar la mojabilidad.

Observación experimental	Mojado por agua	Mojado por aceite
Saturación de agua irreducible	Generalmente mayor de 20-25% de volumen poroso (Vp)	Generalmente menor del 15% de volumen poroso (Vp)
Saturación de agua a $K_{rw}=K_{ro}$	Mayor del 50% volumen poroso	Menor de 50% Vp
Permeabilidad relativa al agua a la saturación de agua máxima	Generalmente menor de 50% de volumen poroso	De 50-100% del Vp