

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DEL EFECTO DEL TIEMPO DE ENVEJECIMIENTO SOBRE LA CONDICIÓN DE MOJADO EN SISTEMAS DE YACIMIENTOS DE ARENAS NO CONSOLIDADAS Y CRUDOS EXTRAPESADOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Harry O, Emperatriz V.
Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DEL EFECTO DEL TIEMPO DE ENVEJECIMIENTO SOBRE LA CONDICIÓN DE MOJADO EN SISTEMAS DE YACIMIENTOS DE ARENAS NO CONSOLIDADAS Y CRUDOS EXTRAPESADOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

TUTOR ACADÉMICO: Prof. René Rojas.

TUTOR INDUSTRIAL: Msc. Richard Márquez.

Lic. Marbelia Cabrera.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Harry O, Emperatriz V.
Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2018

DEDICATORIA

A Dios por guiarme durante este largo camino, que aunque no fue fácil siempre me cubrió de infinitas bendiciones y me dio vida y salud para lograr esta meta y disfrutarla junto a mis seres queridos.

A mi mamá Neyda Ortiz por ser mi pilar fundamental y mi modelo a seguir, por creer y confiar siempre en mí, eres la mejor mami, este logro es tan tuyo como mío.

A mi papá Luis Harry por siempre inculcarme que debía estudiar y tener responsabilidades para así poder lograr mis metas.

A mi hermano Eiker Harry por apoyarme y siempre creer en mí.

A Jean Acuña quien siempre estuvo conmigo en las buenas y malas, por creer en que si podría lograr esta meta.

A todos los demás familiares y personas que siempre creyeron en mí y a los que no también, como ven, si pude lograrlo!

AGRADECIMIENTOS

Primeramente a Dios todo poderoso quien es el que permite que logremos las cosas, gracias por permitirme lograr esta meta, por enseñarme que todo pasa por algo, por iluminarme y darme sabiduría durante toda la carrera y nunca permitir que me rindiera.

A mi mami Neyda Ortiz por brindarme todo su apoyo, amor y cariño, por enseñarme las cosas buenas y malas de la vida, por siempre tener el mejor consejo para mí, gracias mami por ser como eres, sin ti nada de esto hubiese sido posible.

A mi papá Luis Harry porque a pesar de que en oportunidades pensó que no podía lograrlo, siempre estuvo ahí para darme una palabra que me alentara a seguir hacia adelante.

A mi hermano Eiker Harry quien me brindo su ayuda y apoyo siempre que lo necesite.

A Jean Acuña gracias por todo el apoyo brindado, fuiste un pilar fundamental durante toda mi carrera, gracias por siempre creer en mi e impulsarme a seguir adelante, sin ti el camino hubiese sido más difícil.

A la Universidad Central de Venezuela por ser la casa que vence las sombras y permitirme formarme como profesional.

A PDVSA-INTEVEP por abrirme sus puertas y permitirme desarrollar mi TEG en sus instalaciones.

A Richard Márquez mi tutor industrial, gracias por brindarme todos tus conocimientos y prestarme siempre tu ayuda en la realización de este TEG.

A Marbelia Cabrera y Jesús Carrero, grandes personas y profesionales que siempre me brindaron su ayuda durante la realización de este trabajo.

A René Rojas profesor y tutor académico, por brindarme sus conocimientos durante toda la carrera y en la realización de este trabajo.

A mis amigas Rosangel Pérez y Mariugenia Rodríguez porque más que amigas somos hermanas, compañeras de cuarto durante toda la carrera universitaria, gracias por siempre estar para mí en las buenas y malas y aguantarse mis ataques de estrés, son las mejores!!!

A Lusvi Licon un gran amigo a quien aprecio muchísimo, gracias por todo el apoyo brindado durante toda la carrera, por siempre estar cuando te necesite y no permitir que me rindiera.

A mis amigos, Jefferson Gómez, Sergio Ibarra, Luis Parra, Ana García, Kanaan Asfour, gracias por todos los momentos que disfrutamos juntos, por siempre apoyarme y brindarme su amistad.

A mis tías, Mariluz, Nelly, Isabel, Maritza y Francia, gracias por todo el apoyo brindado durante toda la carrera, a veces solo una palabra es suficiente para seguir adelante, son parte fundamental de este logro.

A demás familiares, amigos y compañeros de clase que me acompañaron durante este largo camino, son muchas las personas que contribuyeron con este inmenso logro, mil gracias!!!

Harry O. Emperatriz V.

**ESTUDIO DEL EFECTO DEL TIEMPO DE ENVEJECIMIENTO SOBRE LA
CONDICIÓN DE MOJADO EN SISTEMAS DE YACIMIENTOS DE ARENAS
NO CONSOLIDADAS Y CRUDOS EXTRAPESADOS DE LA FAJA
PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Tutor Académico: Prof. René Rojas. Tutores Industriales: Msc. Richard Márquez y
Lic. Marbelia Cabrera. Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad de
Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2018, 126p.

Palabras claves: Mojabilidad, Envejecimiento, Permeabilidad relativa, Faja
Petrolífera del Orinoco, Prueba de desplazamiento, Crudo extrapesado, Yacimientos.

Resumen. La caracterización de yacimientos es de vital importancia a la hora de emplear un método de recuperación mejorada, en ésta uno de los parámetros más importantes a evaluar es la mojabilidad, ya que proporciona información valiosa en cuanto a cómo se distribuyen los fluidos en el medio poroso del yacimiento, por lo que la incorrecta estimación de la misma repercute en la toma de decisiones poco ajustadas a la realidad del activo, acarreando altas inversiones en tiempo y dinero. En este orden de ideas, se planteó el objetivo de la presente investigación, en la cual se evalúa dicha propiedad considerando diferentes periodos de añejamiento (0, 15, 30 y 45) días e inclusive sistemas en estado nativo, con el propósito de analizar el efecto sobre la condición de mojado y como es afectada la saturación de petróleo residual en tapones de yacimiento a lo largo de los diferentes tiempo de envejecimientos para crudos muertos de la FPO. Para el estudio se empleó el método cuantitativo de Amott-Harvey modificado y un equipo manual de laboratorio en el que se llevaron a cabo procesos de desplazamientos forzados de fluidos (drenaje e imbibición), que posteriormente permitieron construir las curvas de permeabilidad relativa correspondientes mediante el modelo híbrido JBN – Corey & Asociados con las que fueron inferidas las condiciones de mojado para los sistemas de la FPO evaluados, a su vez validando los resultados obtenidos por el método de Amott. Los índices de Amott estuvieron en un rango de 0,02 a 0,11, lo cual indica que los sistemas

estudiados presentaron una mojabilidad intermedia con preferencia al agua, validando de esta manera los resultados obtenidos mediante la interpretación de las curvas de permeabilidad relativa generadas. Así mismo, se pudo apreciar que para los distintos tiempos de añejamiento estudiados no hubo un cambio de condición de mojado, tan solo pequeñas variaciones, y con respecto a las muestras en estado nativo tampoco se evidenció un cambio en su mojabilidad al compararse con el estado restaurado de las mismas. Por otra parte si fue observado que tanto en las muestras en estado restaurado-envejecido como en estado nativo, la cantidad de petróleo que quedó en el medio poroso fue mayor con respecto a la cantidad en estado restaurado. En general se puede concluir que para los sistemas estudiados los períodos de añejamiento no representaron un factor determinante en el cambio de la condición de mojado.

INDICE DE CONTENIDO

ÍNDICE DE TABLAS	xiii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xv
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 Justificación de la investigación.....	7
1.5 Limitaciones de la investigación	8
CAPÍTULO II	9
MARCO TEÓRICO.....	9
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	9
2.2 BASES TEÓRICAS	12
2.2.1 Yacimiento.....	12
2.2.2 Fluidos contenidos en un yacimiento.....	12
2.2.2.1 Hidrocarburos.....	13
2.2.2.2 Agua de formación.....	14
2.2.3 Estructura del Medio Poroso.....	15

2.2.3.1 Porosidad.....	16
2.2.3.1.1 Clasificación geológica de la porosidad	16
2.2.3.1.2 Tipos de porosidad	17
2.2.3.2 Saturación.....	19
2.2.3.3 Permeabilidad.....	20
2.2.3.3.1 Tipos de permeabilidad	21
2.2.3.3.2 Permeabilidad a dos fases.....	22
2.2.3.3.3 Factores que afectan las curvas de permeabilidad relativa.....	27
2.2.3.3.4 Correlaciones para curvas de permeabilidad relativa	29
2.2.3.4 Mojabilidad	36
2.2.3.4.1 Tipos de Mojabilidad.....	37
2.2.3.4.2 Métodos para la determinación de la mojabilidad.....	38
2.2.4 Faja Petrolífera del Orinoco.....	43
CAPÍTULO III	45
MARCO METODOLÓGICO	45
3.1 Tipo de investigación	45
3.2 Diseño de investigación.....	45
3.3 Población y muestra	46
3.4 Fases de la investigación	46
3.4.1 Obtención de muestras de roca y fluidos de yacimiento	46
3.4.2 Preparación de las muestras	46
3.4.2.1 Limpieza de muestras	46
3.4.2.2 Secado de muestras	48
3.4.2.3 Confinamiento de muestras.....	48

3.4.3 Caracterización de las muestras	49
3.4.3.1 Identificación de las muestras	49
3.4.3.2 Determinación de peso, longitud y diámetro de las muestras	50
3.4.3.3 Determinación de volumen poroso, porosidad y permeabilidad absoluta de los tapones de núcleo.....	51
3.4.4 Preparación del agua de formación sintética	52
3.4.5.1 Densidades del agua sintética de formación y de los crudos	54
3.4.5.2 Viscosidades del agua sintética de formación y crudos	56
3.4.6 Saturación de muestras de roca de yacimiento	57
3.4.7 Determinación de la porosidad y volumen poroso por pesada	58
3.4.8 Desplazamientos espontáneos y forzados de fluidos	59
3.4.9 Obtención de las curvas de permeabilidad relativa	64
CAPÍTULO IV	66
ANÁLISIS DE RESULTADOS	66
4.1 Selección y caracterización de las muestras de arenas no consolidadas.	66
4.2 Caracterización de los fluidos de yacimiento	68
4.3 Índices de Amott-Harvey modificado para el bloque Junín	70
4.4 Curvas de Permeabilidad Relativa del Bloque Junín	73
4.4.1 Curvas de los tapones J1, J3 y J5 a los cuales se les realizó desplazamientos espontáneos y forzados de fluidos.	73
4.4.2 Curvas de los tapones J2, J4 y J6 a los cuales no se les realizó desplazamientos espontáneos.	77
4.5 Curvas de Permeabilidad Relativa del Bloque Carabobo	80
CONCLUSIONES	84
RECOMENDACIONES	85

BIBLIOGRAFÍA	86
APÉNDICES.....	89

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Calidad de petróleo	14
Tabla 2.2. Calidad de la porosidad.....	18
Tabla 2.3. Clasificación de Cuiec de la mojabilidad para Índice de Amott-Harvey... 41	
Tabla 2.4. Reglas de Craig para curvas de permeabilidad relativa	43
Tabla 3.1. Agua sintética de formación Bloque Junín	53
Tabla 3.2. Agua sintética de formación Bloque Carabobo	54
Tabla 4.1. Propiedades de los tapones de arena del Bloque Junín.....	66
Tabla 4.2. Propiedades de los tapones de arena del Bloque Carabobo	67
Tabla 4.3. Propiedades de los fluidos del Bloque Junín	69
Tabla 4.4. Propiedades de los fluidos del Bloque Carabobo.....	69
Tabla 4.5. Volúmenes espontáneos y forzados del bloque Junín.....	71
Tabla 4.6. Índices de Amott-Harvey modificado para el bloque Junín	71
Tabla 4.7. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J1.	74
Tabla 4.8. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J3.	75
Tabla 4.9. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J5.	76
Tabla 4.10. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J2.	78
Tabla 4.11. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J4.	79
Tabla 4.12. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J6.	80
Tabla 4.13. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón C1.	81

Tabla 4.14. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón C2.	82
--	----

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Yacimiento y fluidos	13
Figura 2.2. Porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total.	17
Figura 2.3. Representación de la Ley de Darcy	20
Figura 2.4. Modelo capilar en un sistema mojado por agua	23
Figura 2.5. Comportamiento típico de las curvas de permeabilidad relativa para el flujo de dos fases	24
Figura 2.6. Curvas de drenaje e imbibición	26
Figura 2.7. Variación en curvas de permeabilidad relativa.....	28
Figura 2.8. Efectos de la histéresis en las permeabilidades relativas.....	29
Figura 2.9. Esquema de mojabilidad de una roca	36
Figura 2.10. Medidas de ángulos de contacto en sistemas agua/petróleo.....	38
Figura 3.1. Equipo de extracción Soxhlet o Dean-Stark.....	47
Figura 3.2. Horno de secado de muestras. Muestras secándose.....	48
Figura 3.3. Celda de confinamiento.	49
Figura 3.4. Muestras identificadas.	50
Figura 3.5. Vernier digital y Balanza digital.....	50
Figura 3.6. CMS (Core Measurement System / Sistema de Medición de Núcleos). ..	52
Figura 3.7. Preparación de agua de formación sintética	53
Figura 3.8. Densímetro DMA 4500 M.....	55
Figura 3.9. Viscosímetro CANNON V-2000.....	56
Figura 3.10. Viscosímetro HAAKE C.	57
Figura 3.11. Equipo de saturación.....	58
Figura 3.12. Celdas de Imbibición y Drenaje espontaneo	60
Figura 3.13. Equipo de desplazamiento forzado de fluidos (Bombas de inyección, horno, cilindros y celda triaxial).	61
Figura 4.1. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra J1, Sistema agua-petróleo para 0 y 15 días de añejamiento.....	73

Figura 4.2. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra J3, Sistema agua-petróleo para 0 y 30 días de añejamiento.....	74
Figura 4.3. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra J5, Sistema agua-petróleo para 0 y 45 días de añejamiento.....	75
Figura 4.4. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra J2, Sistema agua-petróleo para 0 y 15 días de añejamiento.....	77
Figura 4.5. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra J4, Sistema agua-petróleo para 0 y 30 días de añejamiento.....	78
Figura 4.6. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra J6, Sistema agua-petróleo para 0 y 45 días de añejamiento.....	79
Figura 4.7. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra C1, Sistema agua-petróleo para estado nativo y restaurado.....	81
Figura 4.8. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra C2, Sistema agua-petróleo para estado nativo y restaurado.....	82

INTRODUCCIÓN

A nivel mundial se han presentado notables descubrimientos de fuentes de energías alternas, sin embargo, el petróleo sigue siendo de vital importancia para la humanidad. Éste, es un hidrocarburo no renovable que según sus grados API (American Petroleum Institute), se puede clasificar en crudo liviano, mediano, pesado y extrapesado, siendo el de mayor interés el crudo liviano, debido a que no necesita pasar por muchos procesos de refinación para su posterior venta comercial, lo que lo hace económicamente atractivo. Pero dado el hecho que las reservas de este tipo de crudo actualmente están prácticamente agotadas, es necesario recurrir a crudos más pesados, los cuales generalmente poco se extraen y no se refinan tan fácilmente como los livianos y medianos.

Venezuela cuenta con una importante reserva de crudos pesados y extrapesados, encontrándose la mayor cantidad de estos crudos en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), la cual abarca una extensión de 55.314 km² y el Petróleo Original En Sitio (POES) alcanza un volumen de 1.360 MMBbls de crudo. Vale destacar que, según PDVSA los yacimientos de esta zona se caracterizan por poseer crudos de viscosidades entre 1000 y 7000 cP y muestran gravedades por debajo de 10 °API, lo que hace difícil el flujo de los fluidos a través del medio poroso constituido por la roca yacimiento.

Es por esto que, surge la necesidad de caracterizar de manera detallada los sistemas de yacimientos presentes en la FPO, por lo cual actualmente se dedican grandes esfuerzos en realizar estudios a propiedades intrínsecas de la roca como porosidad y permeabilidad y propiedades que surgen de la interacción de la roca con los fluidos como mojabilidad y permeabilidad relativa, con la finalidad de emplear nuevas tecnologías que garanticen una máxima eficiencia en el aprovechamiento de estos yacimientos y un mejor procesamiento del crudo pesado y extrapesado.

En el estudio de los sistemas de yacimiento es primordial contar con los elementos que lo componen, entre ellos la muestra de roca y los fluidos allí contenidos, los cuales con la aplicación de las metodologías de estudio adecuadas, arrojarán una acertada representación del flujo de fluidos en el medio poroso a las condiciones particulares de cada sistema. En específico, para el caso de las muestras de roca de yacimiento es necesaria la realización de un buen muestreo, así como de una adecuada preservación de las muestras, ya que sufren alteraciones que pueden modificar sus propiedades de interacción con los fluidos obteniéndose resultados que conllevan a interpretaciones erróneas de los sistemas, es por esto que es tan importante, antes de iniciar algún ensayo, garantizar que la condición inicial de las muestras sea la más representativa del yacimiento.

En el siguiente trabajo especial de grado (TEG) se pretende analizar el efecto que tiene el tiempo de envejecimiento de las muestras de roca en los fluidos de yacimiento (crudo extrapesado y agua de formación) sobre su condición de mojado original, a fin de analizar si se presentan variaciones en dicha condición al estudiar las muestras en estado nativo, restaurado y restaurado-envejecido manteniendo el resto de parámetros o condiciones de ensayo similares. En esta investigación se aplicará el método de Amott-Harvey modificado mediante desplazamientos espontáneos realizados en celdas de imbibición y drenaje espontáneo y desplazamientos forzados de fluidos en medio poroso realizados en un equipo manual de laboratorio, en el cual se controlan variables como presión de confinamiento, caudal de inyección, temperatura, diferenciales de presión, entre otras, con el fin de generar curvas de permeabilidad relativa y poder estimar la condición de mojado mediante su interpretación.

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

Capítulo I: En esta sección se establece la problemática existente, el objetivo general y los específicos, la justificación de la investigación, el alcance y las limitaciones experimentales de la investigación.

Capítulo II: En esta sección se describen los trabajos previos (antecedentes), que forman parte importante en la investigación y las bases teóricas necesarias para llevar a cabo el desarrollo de dicha investigación.

Capítulo III: En este capítulo se describen los aspectos relacionados con la metodología de la investigación, población y muestra, técnicas de recolección y procesamiento de datos, y la metodología experimental a seguir en cada una de las fases del estudio.

Capítulo IV: En esta sección se presentan los resultados obtenidos con el respectivo análisis.

Finalmente, se plantean las conclusiones y recomendaciones, así mismo los apéndices y la bibliografía consultada.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del problema

Venezuela es un país latinoamericano perteneciente a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) que cuenta con una de las más importantes reservas de hidrocarburos a nivel mundial, lo que convierte la explotación de petróleo en la principal actividad económica del país. Debido a la alta demanda presente en el mercado petrolero, los crudos livianos se han ido agotando y la problemática radica en que las reservas que quedan son de crudos altamente viscosos y extrapesados por lo que no fluyen fácilmente, lo que hace que el proceso de extracción y refinación se torne bastante complejo y costoso.

Gran parte de estas reservas se encuentran en la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), por lo que se hace necesario contar con una buena caracterización de los yacimientos no convencionales presentes en dicha área, dado que para emplear cualquier tecnología de recuperación secundaria o terciaria, es preciso un buen estudio de la zona a explotar.

Uno de los parámetros más importantes a la hora de caracterizar un yacimiento y tomar decisiones en cuanto al método de recuperación a aplicar, es la mojabilidad, que se define como la tendencia de un fluido a adherirse a las paredes del yacimiento en presencia de otros fluidos.

Una mala estimación de la mojabilidad puede originar como resultado una validación incorrecta en las propiedades roca-fluido, tal como la permeabilidad relativa, arrojando así un error en el potencial de recobro que pueda presentar determinado yacimiento, lo que a su vez, implica un mal manejo durante la explotación del mismo. Por tal motivo, se destaca la importancia de una buena caracterización de la mojabilidad, entre otras propiedades de la interacción roca-fluidos, mediante la aplicación de procedimientos adecuados.

De igual manera hay que recalcar la importancia de las condiciones iniciales del yacimiento, como lo son la presión, la temperatura, saturaciones de agua y petróleo, entre otras, las cuales son importantes que sean tomadas en consideración al momento de realizar los experimentos a nivel de laboratorio, ya que brindan una mejor aproximación de la realidad del yacimiento (medio poroso-fluidos).

En este trabajo se estudia la variable de añejamiento o envejecimiento de las muestras de roca y fluidos provenientes de diferentes áreas de la FPO, con el propósito de evaluar la influencia sobre la condición de mojado original de dichos sistemas, a fin de estimar la pertinencia de esta etapa previo cualquier experimento en el que se pretenda reproducir las condiciones iniciales del sistema.

De acuerdo a lo mencionado, en la presente investigación se lleva a cabo el análisis de muestras nativas (condiciones originales del yacimiento), restauradas (muestras que son sometidas a un proceso de limpieza con algún solvente) y envejecidas (muestras restauradas que luego se dejan envejeciendo por distintos periodos de tiempos, para el caso en estudio serán 0, 15, 30 y 45 días a las condiciones del yacimiento), las cuales posteriormente serán analizadas en un equipo manual de laboratorio en el que se ejecutarán pruebas de desplazamientos de fluidos en medios porosos que permitirán obtener los índices de mojado mediante la aplicación del método de Amott-Harvey modificado y además generar los datos experimentales necesarios para construir las curvas de permeabilidad relativa correspondientes.

1.2 Objetivos de la investigación

1.2.1 Objetivo general

Evaluar el efecto del tiempo de envejecimiento sobre la condición de mojado original en sistemas de yacimientos de arenas no consolidadas y crudos extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco.

1.2.2 Objetivos específicos

- Seleccionar muestras de arenas no consolidadas y fluidos de yacimientos de diferentes áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco.

- Caracterizar petrofísicamente mediante un equipo de laboratorio (CMS-300) las muestras de arenas no consolidadas seleccionadas.
- Ejecutar pruebas de desplazamiento forzado de fluidos en medios porosos a diferentes condiciones (estado nativo, restaurado, restaurado/envejecido) empleando un equipo manual de laboratorio a las condiciones de yacimientos de cada sistema a estudiar.
- Estimar la condición de mojado de cada sistema evaluado en las pruebas de desplazamiento de fluidos en medios porosos aplicando el método de Amott-Harvey modificado para las diferentes condiciones iniciales de las muestras (estado restaurado y restaurado/envejecido).
- Construir las curvas de permeabilidad relativa de cada sistema a partir de los datos experimentales generados en las pruebas de desplazamiento de fluidos en medios porosos ejecutadas.
- Cotejar la condición de mojado de cada sistema estudiado (a diferentes condiciones de estado de las muestras: restaurado, restaurado/envejecido) estimada con la aplicación del método de Amott-Harvey modificado y la obtenida a partir de las curvas de permeabilidad relativa.
- Estimar la influencia del estado de las muestras (estado nativo, restaurado, restaurado/envejecido a diferentes períodos) sobre la condición de mojado original de los sistemas de yacimientos de la FPO.

1.3 Alcance de la investigación

En esta investigación se pretende identificar el efecto que puede originar el tiempo de envejecimiento sobre la condición de mojado original para diferentes áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco. Para ello, se llevarán a cabo pruebas de desplazamiento

forzado de fluidos en medios porosos en un equipo manual de laboratorio, las cuales arrojaran los datos experimentales requeridos para el cálculo de índices de mojado aplicando el método Amott-Harvey modificado y curvas de permeabilidad relativa, con las que se caracterizarán los sistemas a estudiar.

1.4 Justificación de la investigación

La extracción de crudos extrapesados de los yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) no es una tarea fácil, las empresas operadoras en dicha región se ven en la necesidad de emplear técnicas de recuperación mejorada que permitan aumentar el factor de recobro de estos yacimientos, lo que hace indispensable un conocimiento detallado sobre las propiedades de la roca y las propiedades de interacción roca-fluido asociadas, para así de esta manera, poder definir cuál es la tecnología que mejor se adapta a las características del yacimiento que se esté estudiando.

Una de las características más importantes y necesarias de conocer, dado que brinda valiosa información del comportamiento y distribución de los fluidos en el medio poroso es la mojabilidad, por lo que siempre representa un factor de interés durante los estudios de caracterización de yacimientos que contribuye de gran manera en la elección del mecanismo de recobro más óptimo para aumentar la rentabilidad del yacimiento.

Debido a lo antes expuesto y siempre en pro de mejorar la caracterización de las áreas tradicionales y no tradicionales como la FPO de gran interés hoy en día para la industria petrolera, la Gerencia Técnica de Estudios de Yacimientos de PDVSA INTEVEP, en esta oportunidad, se plantea analizar el efecto que tiene el tiempo de envejecimiento sobre la condición de mojado de sistemas de yacimientos asociados a la FPO compuestos de arenas no consolidadas y crudos extrapesados.

1.5 Limitaciones de la investigación

El presente TEG se encuentra enmarcado en las siguientes limitaciones:

- Disponibilidad del equipo manual de laboratorio para realizar desplazamientos forzados de fluidos debido al uso del mismo por parte de otros proyectos de investigación.
- Carencia de solventes y demás materiales para llevar a cabo el proyecto.
- Correcto funcionamiento y manipulación de los equipos e instrumentos del laboratorio.
- Insuficiencia de muestras para la realización de un estudio más detallado.

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Romero Yessica (2008) en el trabajo titulado “Curvas de permeabilidad relativa en arenas asociadas a sistemas no consolidados del Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco”, se estudió la influencia del tiempo de añejamiento sobre las curvas de permeabilidad relativa, considerando diferentes tiempos de añejamiento 0, 15 y 45 días. En esta investigación los resultados sugirieron que no existía una perturbación significativa en las curvas para estos sistemas en particular, luego debido a las altas viscosidades del crudo empleado (32535 cP), se realizó el acondicionamiento en términos de operatividad del simulador físico para la ejecución de las pruebas. Finalmente, las muestras para este campo de arenas asociadas a un sistema no consolidado arrojaron una estimación de la condición de mojado original al crudo.

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

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

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

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

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

Avendaño y Pimentel (2015) en el trabajo titulado “Evaluación de la mojabilidad de crudos pesados y extrapesados de campos de la faja petrolífera del Orinoco mediante el método de Amott-Harvey modificado” plantean una metodología representativa para la obtención de la condición de mojado de sistemas de arenas no consolidadas y crudos pesados y extrapesados, adaptando el método de Amott-Harvey modificado a los procesos de drenaje e imbibición forzado mediante un simulador físico de yacimiento en estado dinámico, con el cual simultáneamente se construyen las curvas de permeabilidad relativa (K_{ro}), y se obtienen los valores de saturación agua irreducible (S_{wirr}) y saturación residual de crudo (S_{or}). Siendo estos dos últimos valores específicos y necesarios para estimar los índices de Amott-Harvey aunados a los valores de saturación obtenidos en los procesos de drenaje e imbibición espontáneos. De los resultados, se observó un mejor ajuste para las curvas de permeabilidad relativa obtenidas mediante el modelo híbrido JBN – Corey &

Asociados que con el modelo híbrido JBN-Willie. Concluyeron que los sistemas estudiados presentan una condición de mojado al agua con valores de Swirr mayor al 20%, un punto de intersección de las curvas mayor al 60%, de saturación de agua en todos los casos y el Sor en promedio dio por debajo del 15%. El índice de Amott-Harvey calculado de acuerdo a la metodología modificada arrojó un valor promedio para los campos de la FPOHCF de $I = 0.1$ aproximadamente, que hace referencia a una condición de mojado preferencialmente al agua. Por ultimo refieren a Amott-Harvey modificado como un modo novedoso y eficiente para evaluar la condición de mojado en sistemas petrolíferos asociado a crudos pesados y extrapesados.

2.2 BASES TEÓRICAS

Las bases teóricas que se presentan a continuación describen los principios en los cuales está basada la investigación con la finalidad de conocer las teorías que la sustentan y los conceptos básicos bajo los cuales se rige la misma.

2.2.1 Yacimiento

Un yacimiento puede ser definido como una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos, a través de la cual estos fluidos pueden desplazarse para ser recuperados, bajo presiones existentes o aplicadas externamente. Está constituido por dos elementos fundamentales: el medio recipiente y los fluidos almacenados en ese medio (Paris, 2009).

2.2.2 Fluidos contenidos en un yacimiento

Los fluidos existentes en un yacimiento son: el agua y los hidrocarburos en estado líquido (petróleo) o en estado gaseoso (gas natural). El gas, por ser más liviano se entrapa en la parte más alta de la estructura, directamente por debajo de los hidrocarburos esta la zona de agua de fondo, la cual coincide generalmente con la superficie de un acuífero denominada contacto agua-petróleo, CAP. Cuando en una

misma trampa se encuentran una acumulación segregada de gas y otra de petróleo, el límite entre ellas es una superficie teóricamente horizontal, el contacto gas-petróleo, CGP. En la figura 2.1 se muestra dicha distribución (Paris, 2009).

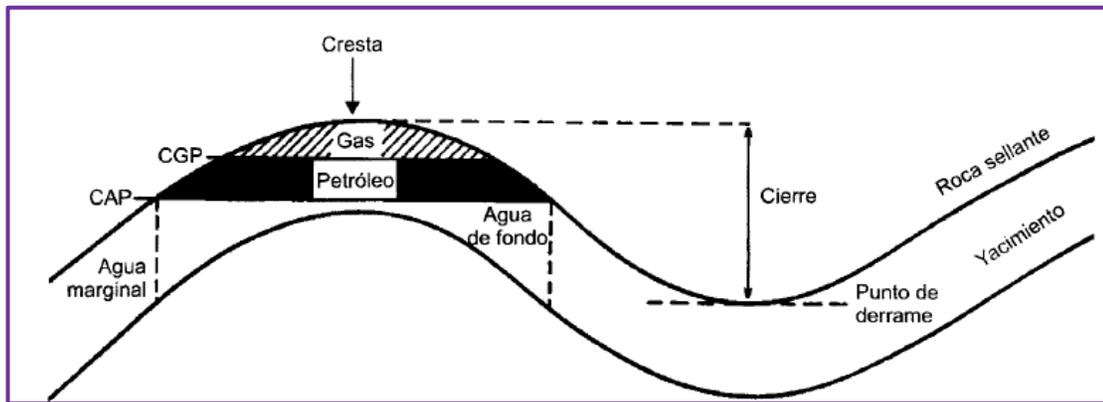


Figura 2.1. Yacimiento y fluidos

Fuente: Paris, 2009.

2.2.2.1 Hidrocarburos

Los fluidos contenidos en las rocas son una serie de compuestos orgánicos que consisten exclusivamente de Carbono (C) e Hidrógeno (H), denominados hidrocarburos que tienen la habilidad de formar largas y continuas cadenas que originan diferentes compuestos. Éstos, a menudo difíciles de separar, constituyen lo que se conoce como petróleo crudo, a partir del cual se obtienen diversos productos, como: gases licuados del petróleo, gasolinas, kerosene, combustibles residuales, aceites lubricantes, parafinas y otros. Existen también otros elementos que, por estar presentes en muy pequeñas cantidades, pueden ser ignorados, pero algunos de ellos como el azufre (S) tienen un efecto dañino en la calidad de los productos (Paris, 2009).

Según la gravedad API, los crudos se clasifican de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 2.1. Calidad de petróleo

Fuente: Araujo, 2004.

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

2.2.2.2 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).

2.2.3 Estructura del medio poroso

Un yacimiento está constituido principalmente por una roca porosa y permeable y los fluidos de interés contenidos en su volumen poroso.

El medio poroso es una red tridimensional de oclusiones interconectadas de tamaños y formas diferentes, insertada en una matriz de partículas sólidas. Su morfología se relaciona con su origen, siendo en el caso general altamente desordenada.

Para estudiar con detalle el medio poroso constituido por las rocas del subsuelo que contienen los fluidos de interés, durante la perforación de un pozo se toman muestras de roca y de los fluidos contenidos en ella. Las muestras se someten a una evaluación rigurosa, que comienza con la medición de sus propiedades básicas a través de los llamados análisis convencionales.

Los análisis convencionales de núcleo se realizan con el fin de obtener información acerca de la capacidad de almacenar, permitir el flujo y cuantificar los diferentes fluidos presentes en un medio poroso.

Estos parámetros que corresponden a la porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos respectivamente son necesarios para formular las estrategias óptimas de recuperación. Dichos datos son aportados generalmente por los núcleos extraídos del subsuelo y son fundamentales en el diseño de programas futuros de exploración para la evaluación de formaciones y de construcción de pozos.

Las muestras de roca extraídas de un yacimiento pueden ser de pared, de canal o núcleo. Deben ser preservadas, aislándolas del medio exterior para evitar que sean alteradas las condiciones naturales de la roca y de los fluidos que ellas contienen tomando en cuenta el objetivo para el que fueron tomadas. Se utiliza comúnmente a) bolsas plásticas y de papel resistente (muestras de canal), b) película plástica inerte, papel de aluminio, material aislante y cajas plásticas (muestras de pared y núcleos

convencionales) y c) congelado con hielo seco y nitrógeno (núcleos presurizados). (Johnson, Bossler, y Naumann, 1959)

2.2.3.1 Porosidad

La porosidad es una medida del espacio vacío existente entre granos dentro de la roca expresada como una fracción (o porcentaje) del volumen total de la roca. Representa el porcentaje del volumen total de la roca que está constituido por el espacio poroso (Villa, 2006). Matemáticamente se expresa como:

$$\emptyset = \frac{V_t - V_g}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} * 100\% \quad \text{Ec.2.1}$$

Dónde:

\emptyset : Porosidad (%)

V_t : Volumen total de la roca

V_g : Volumen ocupado por los granos

V_p : Volumen poroso.

2.2.3.1.1 Clasificación geológica de la porosidad

A medida que los sedimentos se depositaron en los mares antiguos, el agua fue el primer fluido que llenó el espacio poroso. Esta agua es conocida como agua connata. Un método común de clasificación de la porosidad puede basarse en dos condiciones: si la porosidad se formó inicialmente o si fue producto de una diagénesis subsiguiente (dolomitización), catagénesis, campo de esfuerzos o percolación de agua.

- Porosidad primaria o intergranular: La cual se desarrolló al mismo tiempo que los sedimentos fueron depositados. Rocas sedimentarias con este tipo de

porosidad son: areniscas (detríticas o clásticas) y calizas (no detríticas) (Escobar, s.f).

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

2.2.3.1.2 Tipos de porosidad

Durante el proceso de sedimentación y litificación, algunos de los poros que se desarrollaron inicialmente pudieron sufrir aislamiento debido a varios procesos diagenéticos o catagénicos, tales como cementación y compactación. Por ende, existirán poros interconectados y otros aislados. Esto conlleva a clasificar la porosidad en absoluta, efectiva y no efectiva dependiendo de qué espacios porosos se midan durante la determinación del volumen de estos espacios porosos (Escobar, s.f)

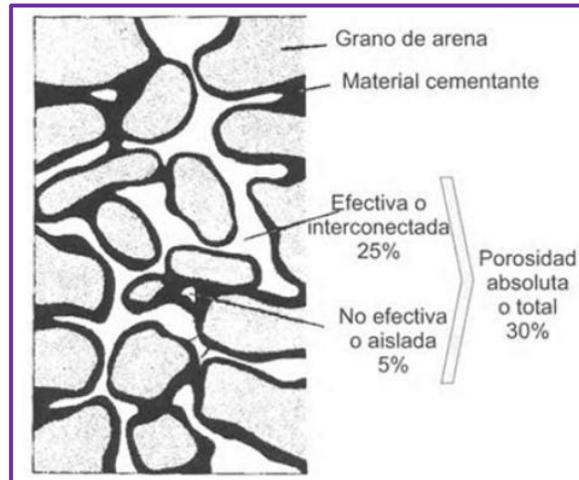


Figura 2.2. Porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total.

Fuente: Paris, 2009.

- **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).

Tabla 2.2. Calidad de la porosidad

Fuente: Paris, 2009.

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

- **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.

2.2.3.2 Saturación

La saturación de un fluido es la fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes. Matemáticamente, esta propiedad se expresa por la ecuación 2.2.

$$Sf = \frac{Vf}{Vp} 100\% \quad \text{Ec.2.2}$$

Dónde:

Sf: saturación del fluido (%)

Vf: volumen del fluido dentro del espacio poroso

Vp: volumen poroso

El rango de saturación de cada fase individual oscila entre 0 y 100 por ciento. Por definición, la suma de las saturaciones es igual a 1, ecuación 2.3.

$$So + Sg + Sw = 1 \quad \text{Ec.2.3}$$

Dónde:

So: saturación de petróleo

Sg: saturación de gas

Sw: saturación de agua

2.2.3.3 Permeabilidad

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

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

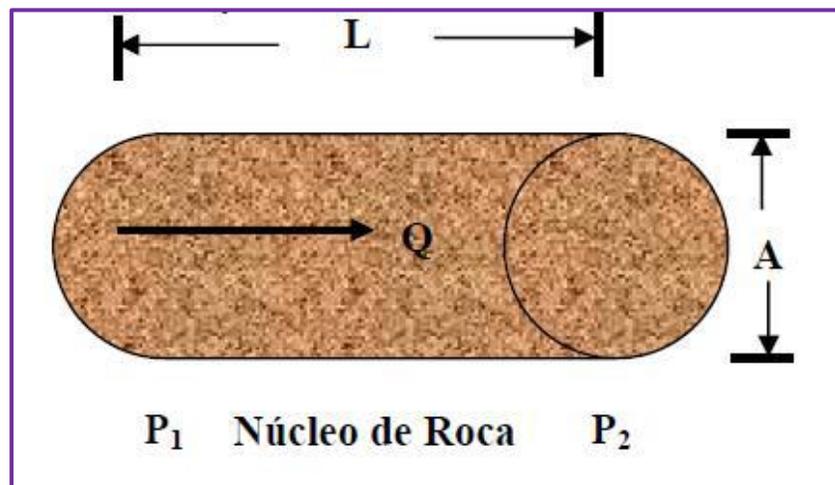


Figura 2.3. Representación de la Ley de Darcy

Fuente: Rivera, 2004.

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

$$K = \frac{Q \mu L}{A \Delta P} \quad \text{Ec.2.4}$$

Dónde:

K: permeabilidad (Darcy).

Q: tasa de flujo (cm³/s).

μ: viscosidad del fluido (cP).

L: longitud de la muestra (cm).

A: área transversal (cm²).

ΔP: diferencial de presión (P₂-P₁) (atm).

2.2.3.3.1 Tipos de permeabilidad

La permeabilidad se clasifica en absoluta, efectiva y relativa (Rivera, 2004).

- Permeabilidad absoluta: Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua.
- Permeabilidad efectiva: Se define como la capacidad que tiene la roca para permitir el movimiento de un fluido cuando la saturación de este sea menos del 100%. Esta propiedad se designa como: K_o, K_w, K_g que representa la permeabilidad efectiva del petróleo, al agua y al gas respectivamente. La suma de las permeabilidades efectivas siempre es menor que la permeabilidad absoluta.
- Permeabilidad relativa. Cuando dos o más fluidos fluyen al mismo tiempo en el medio poroso, la permeabilidad de cada fase a una específica saturación

equivale a la razón entre la permeabilidad efectiva de dicha fase y la permeabilidad absoluta, permeabilidad relativa del crudo (Ecuación 2.5), permeabilidad relativa del agua (Ecuación 2.6) y permeabilidad relativa del gas (Ecuación 2.7):

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad \text{Ec.2.5}$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad \text{Ec.2.6}$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad \text{Ec.2.7}$$

Dónde:

K = Permeabilidad absoluta

K_{ro} = Permeabilidad relativa al petróleo

K_{rw} = Permeabilidad relativa al agua

K_{rg} = Permeabilidad relativa al gas

K_o = Permeabilidad efectiva al petróleo

K_w = Permeabilidad efectiva al agua

K_g = Permeabilidad efectiva al gas

2.2.3.3.2 Permeabilidad a dos fases

Cuando una fase mojante y otra no mojante fluyen simultáneamente en un medio poroso, cada una de ellas sigue un camino separado y distinto de acuerdo con sus

características humectantes, lo cual da como resultado la permeabilidad relativa para la fase mojante y la no mojante. Considerando el modelo capilar mostrado en la Figura 2.4, se observa que las fuerzas capilares hacen que la fase mojante se encuentre dentro del espacio poroso cercano a las paredes, ocupando los canales de flujo de los poros más pequeños. Estos canales no contribuyen al flujo, y por lo tanto, la presencia de saturaciones bajas de la fase mojante afectará la permeabilidad de la fase no mojante sólo hasta cierto punto (Paris, 2009).

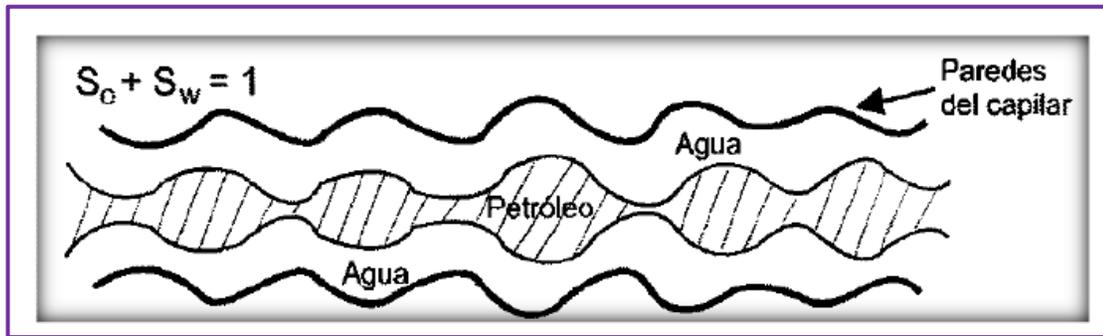


Figura 2.4. Modelo capilar en un sistema mojado por agua

Fuente: Paris, 2009.

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

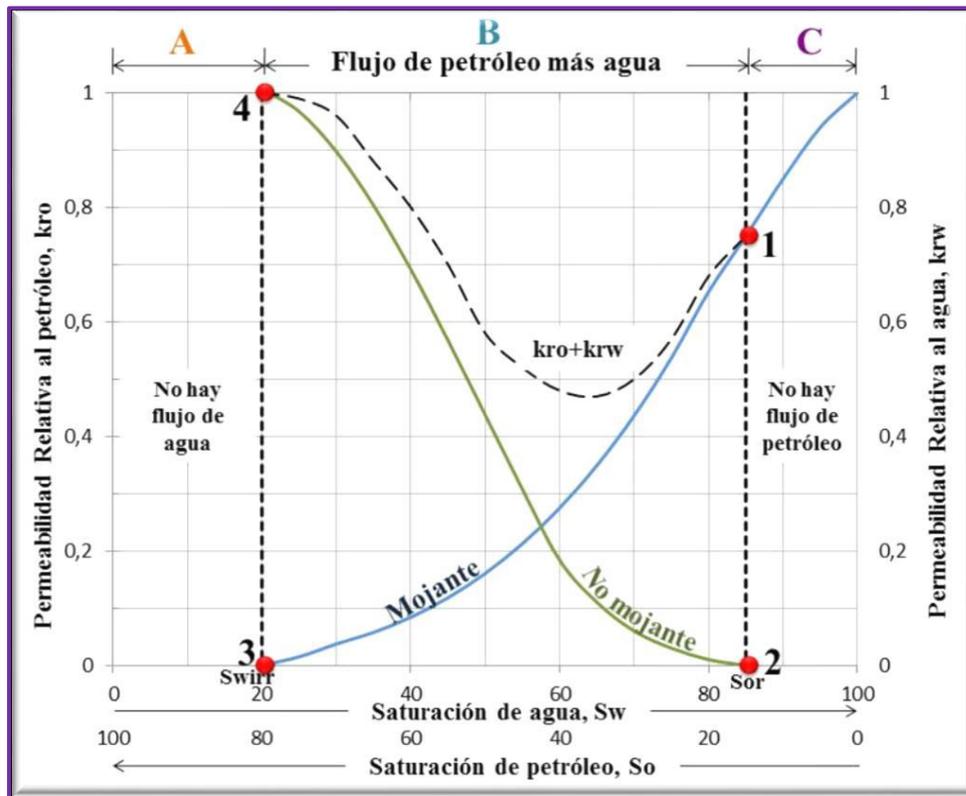


Figura 2.5. Comportamiento típico de las curvas de permeabilidad relativa para el flujo de dos fases

Fuente: Paris, 2009.

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

- **Punto 4:** en la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante muestra que, a bajas saturaciones de la fase mojante, 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 mojante ocupa los espacios porosos más pequeños y materialmente no contribuye al flujo y, por lo tanto, al cambiar la saturación de estos su efecto en el flujo de la fase no mojante 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 mojante es el petróleo y la fase mojante es el agua. Las curvas mostradas, que son típicas para las fases mojante y no mojante, se pueden invertir para visualizar el comportamiento de un sistema donde el petróleo sea la fase mojante (Paris, 2009).

Además, existen 3 zonas características, zona A, zona B y zona C representadas en 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.

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

- Desplazamiento por drenaje: en el cual la saturación de la fase mojanante disminuye durante el proceso. Es un proceso forzado. Fuerzas capilares retienen la fase mojanante. Existe presión de umbral.
- Desplazamiento por imbibición: en el cual la saturación de la fase mojanante 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 mojanante, también se puede decir que cuando se tiene una saturación muy pequeña se tendrá el más pequeño radio de curvatura y la fase mojanante ocupará o existirá en los poros más pequeños del sistema, dejando los poros más grandes para la fase no mojanante (ver figura 2.6) (Delgado, 2010).

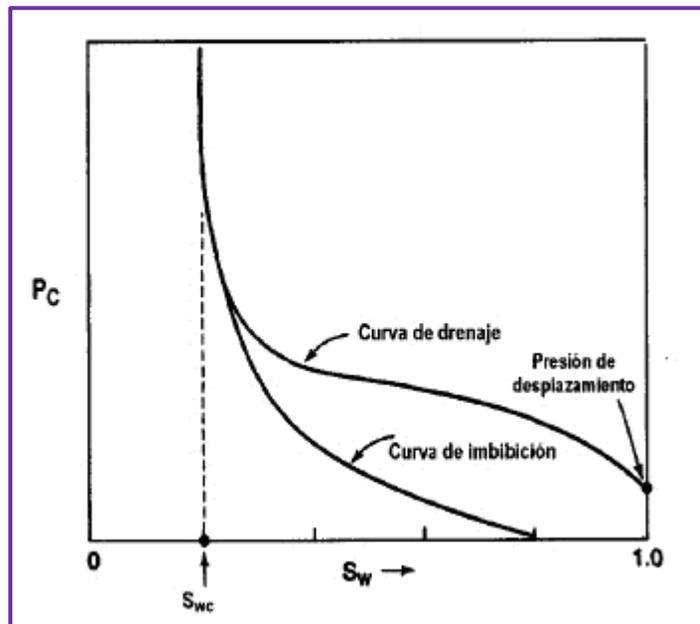


Figura 2.6. Curvas de drenaje e imbibición

Fuente: Forrest, 1982.

2.2.3.3.3 Factores que afectan las curvas de 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 (García, 2002). Si las muestras están preservadas y/o limpias, las curvas de permeabilidad relativa también se verán afectadas (ver Figura 2.7).

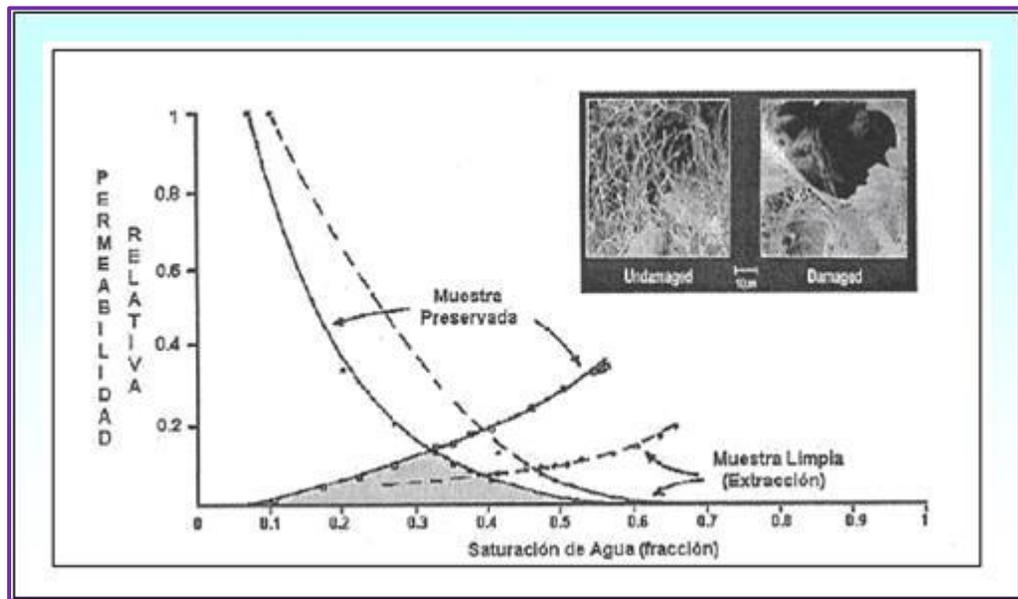


Figura 2.7. Variación en curvas de permeabilidad relativa

Fuente: Araujo Y., (2005).

- Historia de saturación: El efecto de la historia de saturación (histéresis) sobre la permeabilidad relativa se observa claramente en la Figura 2.8. El medio poroso está inicialmente saturado con la fase mojanante y los datos de permeabilidad relativa se obtienen disminuyendo la saturación de la fase mojanante mediante el desplazamiento con la fase no mojanante. Este proceso se denomina Drenaje (ejemplos: desplazamiento de agua por petróleo o de petróleo por gas). Si los datos de permeabilidad relativa son obtenidos aumentando la saturación de la fase mojanante, el proceso se denomina Imbibición (ejemplos: desplazamiento de petróleo por agua o de gas por petróleo). Los valores de permeabilidad relativa a la fase mojanante en un proceso de imbibición son menores que en uno de drenaje (Figura 2.8). Esto se debe al atrapamiento de la fase no mojanante por parte de la mojanante. La fase no mojanante es dejada en los poros en forma discontinua e inmóvil.

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

En conclusión, la historia de saturación es un factor muy importante que debe tenerse presente cuando se va a estudiar: conificación de agua y/o gas, inyección de agua en presencia de gas libre, efecto del gas atrapado sobre la saturación residual de petróleo e inyección de tapones alternados de agua y gas.

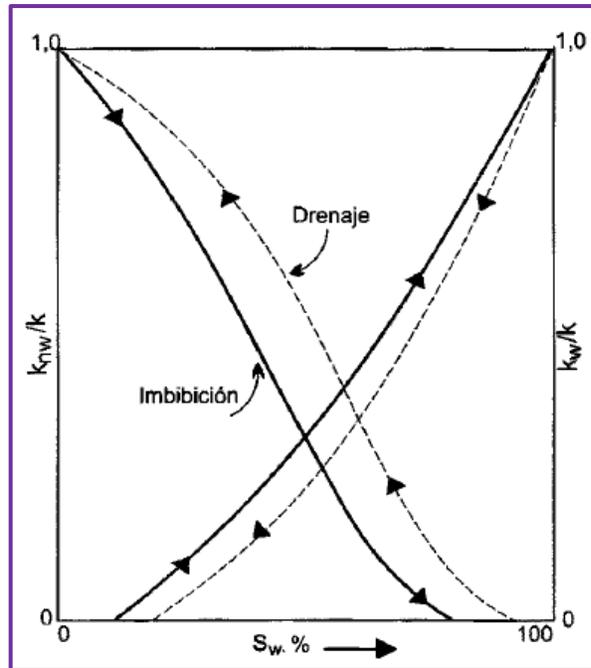


Figura 2.8. Efectos de la histéresis en las permeabilidades relativas

Fuente: Paris, 2009.

2.2.3.3.4 Correlaciones para curvas de permeabilidad relativa

Para determinar las curvas de permeabilidad relativa se presentan los siguientes métodos los cuales presentan consideraciones aplicables para el sistema de la investigación.

- **Método JBN (Glover, 2013)**

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

Saturación de agua irreducible (S_{wirr})

$$S_{wirr} = \frac{V_p - V_{ad}}{V_p} \quad \text{Ec.2.8}$$

Dónde:

V_p = Volumen poroso

V_{ad} = Volumen de agua desplazado

Saturación de agua promedio (S_{wp})

$$S_{wp} = \frac{V_o}{V_p} + S_{wirr} \quad \text{Ec.2.9}$$

Dónde:

V_o = Volumen de crudo

V_p = Volumen poroso

Agua inyectada acumulada (WID)

$$WID = \frac{V_o}{V_p} \quad \text{Ec.2.10}$$

Dónde:

V_o = Volumen de crudo

V_p = Volumen poroso

Radio de inyección (I_R)

$$I_R = \frac{\Delta p_i}{\Delta p} \quad \text{Ec.2.11}$$

Dónde:

Δp_i = Diferencial de presión en las condiciones iniciales

Δp = Diferencial de presión en cada fracción

Delta 1 (Δ_1)

$$\Delta_1 = \frac{1}{WID_n} - \frac{1}{WID_{n-1}} \quad \text{Ec.2.12}$$

Delta 2 (Δ_2)

$$\Delta_2 = \frac{1}{WID_n} * I_{R_n} - \frac{1}{WID_{n-1}} I_{R_{n-1}} \quad \text{Ec.2.13}$$

Flujo fraccional de crudo (f_o)

$$f_o = \frac{1}{1 + \frac{K_{rw} * \mu_o}{K_{ro} * \mu_w}} \quad \text{Ec.2.14}$$

Saturación de agua final (S_w)

$$S_w = S_{wp} - (f_o * WID) \quad \text{Ec.2.15}$$

Permeabilidad relativa al crudo (K_{ro})

$$K_{ro} = f_o * \frac{\Delta_2}{\Delta_1} \quad \text{Ec.2.16}$$

Permeabilidad relativa al agua (K_{rw})

$$K_{rw} = K_{ro} * \frac{\mu_w * (1 - f_o)}{\mu_o * f_o} \quad \text{Ec.2.17}$$

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

Presenta un conjunto de ecuaciones para el cálculo de las permeabilidades relativas del petróleo y del agua, en función a la saturación de la fase mojante. Las ecuaciones expuestas por Willie poseen una serie de potenciales cuyos números están asociados a

sistemas de arenas no consolidadas con grano pobremente clasificado y se presentan a continuación.

Saturación (S)

$$S = \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \quad \text{Ec.2.18}$$

Permeabilidad relativa al crudo (K_{ro})

$$K_{ro} = (1 - S)^2 \quad \text{Ec.2.19}$$

Permeabilidad relativa al agua (K_{rw})

$$K_{rw} = S^{3.5} \quad \text{Ec.2.20}$$

- **Correlaciones de Corey & Asociados**

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

Drenaje

Saturación (S)

$$S = \frac{S_o}{1 - S_{wi}} \quad \text{Ec.2.21}$$

Permeabilidad relativa al agua (K_{rw})

$$K_{rw} = (1 - S)^2 \quad \text{Ec.2.22}$$

Permeabilidad relativa al crudo (K_{ro})

$$K_{ro} = (S)^3 \quad \text{Ec.2.23}$$

Imbibición

Saturación (S)

$$S = \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \quad \text{Ec.2.24}$$

Permeabilidad relativa al agua (K_{rw})

$$K_{rw} = S^3 \quad \text{Ec.2.25}$$

Permeabilidad relativa al crudo (K_{ro})

$$K_{ro} = (1 - S)^3 \quad \text{Ec.2.26}$$

- **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 implementaron un modelo matemático híbrido, partiendo de las saturaciones de agua obtenidas mediante la ecuación del método JBN (Ecuación 2.15) que toma en cuenta el comportamiento del flujo fraccional de los fluidos, logrando así definir un perfil de saturación más cercano a la realidad del yacimiento y obteniendo las permeabilidades relativas haciendo uso de las mencionadas correlaciones, razón por la cual se introduce el término de modelo híbrido JBN-Willie y JBN-Corey & Asociados (imbibición y drenaje) para el procesamiento de los datos experimentales.

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

Mediante el método de JBN, se calcula la saturación de agua final (S_w) usando de la ecuación 2.15.

La S_w obtenida anteriormente se sustituye en la ecuación 2.18 y 2.24 para obtener la saturación (S) de los modelos híbridos JBN-Willie y JBN-Corey & Asociados respectivamente.

Con la saturación (S) se calculan las permeabilidades relativas al agua y al petróleo, por medio de las ecuaciones 2.19 y 2.20 para el caso del modelo matemático híbrido JBN-Willie y por las ecuaciones 2.25 y 2.26 para el caso del modelo matemático híbrido JBN-Corey & Asociados. El uso de una correlación en particular dependerá de las características del yacimiento estudiado.

Luego se grafican las K_r calculadas en función de la saturación de agua final (S_w) obtenida por el método JBN.

2.2.3.4 Mojabilidad

La mojabilidad se define como la tendencia relativa que posee un fluido, a adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible de dicho sólido. Esta es una propiedad característica de los sistemas roca-fluido que afecta directamente otras propiedades del sistema cuya evaluación es crítica en análisis de ingeniería de yacimientos (Araujo y Araujo p.p307). Estas propiedades incluyen: presión capilar, permeabilidad relativa, comportamiento del sistema bajos procesos de inyección de agua, saturación irreducible de agua, saturación residual de petróleo y propiedades eléctricas. Esta propiedad también es muy importante en procesos de recuperación terciaria.

En la figura 2.7 se muestra lo que sería una vista de una roca que tiene diferente mojabilidad. Puede observarse para el caso (a) que la fase continua en la superficie de la roca es el crudo por lo que representa a una roca mojada por crudo en donde el fluido que se moverá con mayor facilidad será el agua y en el caso (b) existe una mojabilidad al agua en el que la fase continua es el agua y en la cual el aceite tendrá mayor facilidad para moverse, en ambos casos los poros más pequeños tienden a estar llenos con el fluido mojante (Trejo, 2010).

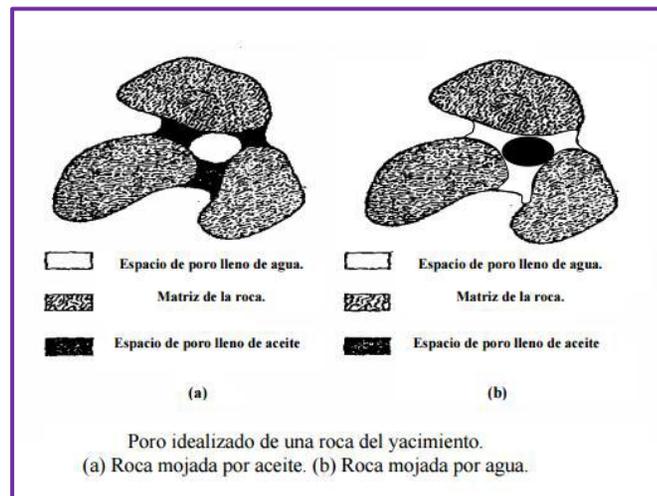


Figura 2.9. Esquema de mojabilidad de una roca

Fuente: Trejo, 2010.

2.2.3.4.1 Tipos de Mojabilidad

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

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

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

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

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

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

Mojabilidad dalmatiana: este es un tipo de mojabilidad fraccional a escala de segmento de poro.

2.2.3.4.2 Métodos para la determinación de la mojabilidad

Para determinar la mojabilidad de la roca de una manera exacta se han propuesto a través de los años muchos métodos, lo cuales se clasifican en métodos cuantitativos y métodos cualitativos (Araujo, 2004):

- **Métodos cuantitativos**

Dentro de los métodos cuantitativos convencionales utilizados para determinar la mojabilidad de un sistema se tienen: método del ángulo de contacto, método de Amott, método U.S.B.M., método combinado Amott-U.S.B.M. (Araujo, 2004).

Medidas de ángulos de contacto

Es probablemente la usada con mayor frecuencia. Aunque existen ciertas dificultades asociadas con la medición y la interpretación de los ángulos de contacto, es uno de los métodos más comunes para obtener la mojabilidad. Cuando se realizan en forma correcta, las mediciones de los ángulos de contacto son simples y proporcionan información muy valiosa. La figura 2.12 muestra varias condiciones de mojado para sistemas agua/petróleo medidas mediante ángulos de contacto (Araujo, 2004).

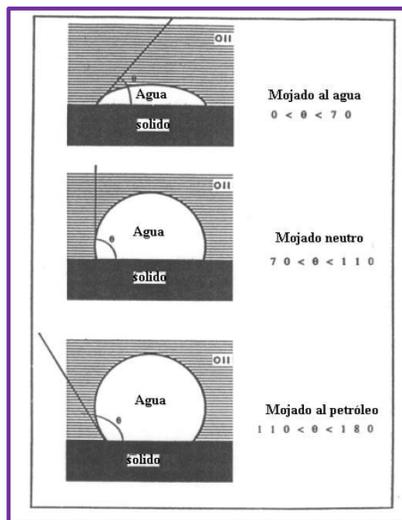


Figura 2.10. Medidas de ángulos de contacto en sistemas agua/petróleo

Fuente: Araujo, 2004.

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

Pruebas de imbibición de agua o petróleo

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

La metodología Amott para las pruebas de laboratorio consiste inicialmente en centrifugar la muestra saturada 100% de crudo dentro de agua de formación hasta alcanzar la condición de saturación de petróleo residual. Posteriormente se sumerge la muestra en un recipiente con crudo, transcurrido un período de aproximadamente 20 horas (Trejo, 2010), se mide el volumen de agua desplazado por imbibición espontánea del crudo dentro de los poros de la muestra (V_{wsp}), a continuación se centrifuga la muestra en crudo hasta alcanzar la condición de saturación de agua irreducible y se mide la cantidad de agua desplazada incluyendo el volumen por imbibición espontánea (V_{wt}). Después de esta etapa se sumerge la muestra en un recipiente de agua de formación y después de 20 horas de inmersión (Trejo, 2010) se mide el volumen de crudo desplazado espontáneamente por la imbibición de agua dentro de los poros (V_{osp}), se centrifuga la muestra en agua de formación hasta alcanzar la saturación de petróleo residual y se mide entonces el volumen total

desplazado de crudo (Vot). Para analizar los resultados de las pruebas se utilizan las relaciones de desplazamiento por crudo y la relación de desplazamiento por agua que se definen de la siguiente manera:

Relación de desplazamiento por crudo:

$$\delta O = \frac{V_{wsp}}{V_{wt}} \quad \text{Ec.2.27}$$

Relación de desplazamiento por agua:

$$\delta W = \frac{V_{osp}}{V_{ot}} \quad \text{Ec.2.28}$$

Amott determinó que en las rocas que son mojadas preferiblemente por agua la relación de desplazamiento por agua tiene un valor positivo, mientras que la relación de desplazamiento por aceite tiene un valor de cero, para el caso de unas rocas que son mojadas preferentemente por crudo se tienen valores positivos en la relación de desplazamiento por crudo y la relación de desplazamiento por agua vale cero. Los valores de ambos factores de desplazamiento son cero en núcleos con mojabilidad neutra.

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

En este método de Amott-Harvey se define un índice de mojabilidad (I) y se calcula de la siguiente manera:

$$I = \delta w - \delta o \quad \text{Ec.2.29}$$

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

Cuiec (1984) propuso los rangos para clasificar la mojabilidad de las rocas de acuerdo al índice de Amott-Harvey, los cuales se pueden observar en la tabla 2.3.

Tabla 2.3. Clasificación de Cuiec de la mojabilidad para Índice de Amott-Harvey

Fuente: Cuiec, 1984.

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

- **Métodos cualitativos**

El objetivo de todo método cualitativo, usado para evaluar la mojabilidad de un sistema, es determinar la preferencia de la roca a ser mojada, bien sea por agua o por el crudo, sin indicar los límites cuantitativos de esta preferencia. Los principales métodos usados para medir cualitativamente la mojabilidad son los siguientes (Araujo, 2004):

Pruebas de adhesión

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

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

Métodos de curvas de permeabilidad relativa

Existen varios métodos basados en los efectos de la mojabilidad sobre las curvas de permeabilidad relativa. Estos métodos utilizan las reglas de Craig (Craig, 1971) para diferenciar entre núcleos fuertemente mojados por agua y fuertemente mojados por crudo. En la tabla 2.4 se muestran dichas reglas.

Tabla 2.4. Reglas de Craig para curvas de permeabilidad relativa

Fuente: Craig, 1971.

	Mojado al petróleo	Mojado al agua
Saturación de agua irreducible, Swirr	<15%	>20%
Sw del Punto de intersección	<50%	>50%
Krw @ Sor	> 0,5 y acercándose a 1	Generalmente <50%

2.2.4 Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco fue descubierta en el año 1936. Ubicada al norte del río Orinoco, suma más de 70000 km² y un área de explotación actual de 16.000 km², ubicada al norte del río Orinoco, abarca los estados venezolanos 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. Representa el escenario más dinámico de la industria petrolera mundial, por ser la provincia de crudo con mayores reservas del planeta, equivalentes a 258 mil 809 millones de barriles de petróleo, que integran los 298 mil 353 millones de barriles de reservas con los que cuenta la República Bolivariana de Venezuela.

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, 2015).

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

Boyacá: 7 bloques

Junín: 11 bloques

Ayacucho: 8 bloques

Carabobo: 3 bloques

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

La siguiente investigación está orientada a estudiar el efecto del tiempo de envejecimiento sobre la condición de mojado en sistemas de arenas no consolidadas y crudos extrapesados de la Faja Petrolífera del Orinoco, a partir del método de Amott-Harvey modificado y de la interpretación de las curvas de permeabilidad relativa. A continuación se describen el tipo y diseño de la investigación, las actividades realizadas, las muestras seleccionadas, instrumentos y técnicas empleadas en la recolección de datos, y finalmente la descripción explícita de cada actividad ejecutada.

3.1 Tipo de investigación

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

De acuerdo a lo citado anteriormente, la presente investigación estuvo basada en estudiar la variable de mojabilidad de los sistemas de arenas no consolidadas y crudos extrapesados de la FPO, con la finalidad de evaluar el efecto que tiene el tiempo de envejecimiento sobre dicha variable.

3.2 Diseño de investigación

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

Para el caso estudiado la variable independiente fue el tiempo de envejecimiento, la cual fue manipulada de manera tal; que permitió analizar las consecuencias y el

efecto que tiene dicha variable sobre la condición de mojado de sistemas de arenas no consolidadas y crudos extrapesados de la FPO a diferentes tiempos (0,15,30 y 45) días.

3.3 Población y muestra

La población de trabajo está representada por muestras de arenas no consolidadas de dos bloques de la FPO, el bloque Junín y el bloque Carabobo.

Las muestras seleccionadas son las más representativas de la población total de núcleos, se tomaron 6 para el bloque Junín y 2 para el bloque Carabobo, para un total de 8 muestras y 2 tipos diferentes de fluidos de yacimiento (agua de formación y crudo).

3.4 Fases de la investigación

3.4.1 Obtención de muestras de roca y fluidos de yacimiento

Las muestras estudiadas en el presente TEG fueron tapones de núcleos proporcionados por las empresas que operan en el bloque Junín y en el bloque Carabobo de la FPO, dichas empresas son Petromiranda y Petrocarabobo respectivamente, de igual manera suministraron el crudo y la formulación de la salmuera respectiva para cada bloque en estudio.

3.4.2 Preparación de las muestras

3.4.2.1 Limpieza de muestras

Al llegar las muestras a los laboratorios de la Gerencia de Yacimientos de PDVSA INTEVEP lo primero que se realiza es la limpieza de las mismas, esto con la finalidad de asegurar la remoción completa de fluidos residuales o contaminantes presentes en ellas.

Para esto se aplica el método de Destilación-Extracción, usando el equipo Dean-Stark (Figura 3.1)

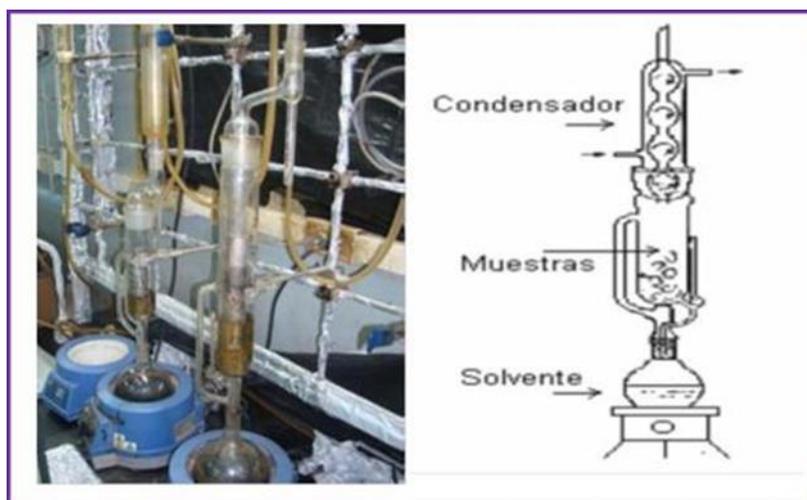


Figura 3.1. Equipo de extracción Soxhlet o Dean-Stark

Fuente: Propia

El procedimiento es el siguiente: Se introduce el solvente a utilizar en el balón de destilación, en este caso se empleó Diclorometano, posteriormente este balón se coloca sobre una manta de calentamiento y luego se procede a introducir los tapones de núcleos en el recipiente Soxhlet, el cual va conectado a dicho balón, seguidamente se coloca la trampa sobre el Soxhlet y por último el condensador. El proceso de limpieza consiste básicamente en el lavado repetitivo de las muestras mediante la acción del solvente, el cual se evapora pasando a través de las muestras, se condensa, cae a la trampa y luego nuevamente a las muestras para finalmente depositarse en el balón aforado, extrayendo de esta manera las impurezas, residuos de crudo y otros fluidos presentes en las muestras. El ciclo de limpieza finaliza cuando se observa que el solvente que sale por el fondo de la columna es cristalino.

El proceso de lavado para el caso es estudio tuvo una duración aproximada de 8 o 9 horas, esta duración depende de la saturación y el tipo de fluido presente, así como de la estructura interna de las muestras.

Vale acotar que la limpieza se realizó en primera instancia solo a los tapones del bloque Junín, ya que los del bloque Carabobo fueron introducidos en un congelador

de manera tal de mantener preservadas sus propiedades con las que viene del yacimiento, esto con la finalidad de realizar pruebas de desplazamiento a tapones en estado nativo, ya luego de la prueba si se procedió a la realización de la limpieza.

3.4.2.2 Secado de muestras

Una vez que las muestras se encuentran libres de impurezas son colocadas dentro de un horno para eliminar cualquier cantidad de solvente que todavía esté presente en ellas. El horno usado es un modelo Memmert UFP 800 (apreciación +/- 1°C) ajustado a una temperatura de 80°C (Ver figura 3.2). El proceso de secado dura aproximadamente 48 horas.



Figura 3.2. Horno de secado de muestras. Muestras secándose.

Fuente: Propia

3.4.2.3 Confinamiento de muestras

El procedimiento consiste en introducir la muestra en una manga de goma, la cual es colocada en una celda triaxial (Figura 3.3); dicha celda está conectada a una bomba de confinamiento marca Isco Teledyne (modelo 500D), lo que se hace es inyectar agua destilada entre la celda y la goma (la muestra nunca está en contacto con el

agua), hasta alcanzar la presión de confinamiento, para el caso de las muestras en estudio, la presión fue de 800 psi, esto con la finalidad de compactar la muestra y simular la presión de sobrecarga que dicha muestra está sintiendo a la profundidad de yacimiento a la cual fue tomada.



Figura 3.3. Celda de confinamiento.

Fuente: Propia

3.4.3 Caracterización de las muestras

3.4.3.1 Identificación de las muestras

Es importante colocarle una identificación a cada muestra con su respectivo nombre para que no se vayan a extraviar o confundir con otras, también se debe identificar cada cara de la muestra, ya que será de gran importancia en los experimentos posteriores.



Figura 3.4. Muestras identificadas.

Fuente: Propia

3.4.3.2 Determinación de peso, longitud y diámetro de las muestras

Para la determinación de la longitud y el diámetro se realizaron tres o cuatro mediciones para cada muestra, con un vernier digital, marca Fowler Sylvac (apreciación $\pm 0,01\text{mm}$), si los valores difieren se saca un promedio con las demás mediciones. Con respecto al peso se empleó una Balanza digital de marca Mettler PE 3600 (apreciación $\pm 0,01\text{g}$). (Ver figura 3.5)



Figura 3.5. Vernier digital y Balanza digital.

Fuente: Propia

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

En esta parte es empleado el equipo poro-permeámetro automatizado CMS (Core MeasurementSystem / Sistema de Medición de Núcleos) modelo 300 (Figura 3.6) dicho 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.

El equipo se basa en la determinación de dos propiedades petrofísicas de las roca yacimiento (porosidad y permeabilidad), se fundamenta en la Ley de Boyle para la porosidad, la cual plantea la inyección de un volumen conocido de helio (contenido en una celda de referencia) en una muestra tipo tapón previamente caracterizada (longitud, diámetro y masa), el cual es lentamente presurizado para posteriormente ser expandido isotérmicamente en un volumen vacío desconocido (volumen poroso interconectado) y la Ley de Darcy para el cálculo de permeabilidad.

El procedimiento a seguir es el siguiente: Se ingresa 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. CMS (Core Measurement System / Sistema de Medición de Núcleos).

Fuente: Propia

3.4.4 Preparación del agua de formación sintética

La preparación del agua de formación para cada bloque de la faja, consistió en la disolución de sales inorgánicas en agua destilada según la composición del reservorio. Para la preparación de dos litros de agua de formación sintética, primero se agregan en un balón aforado 1,5 litros de agua destilada aproximadamente, luego se somete a agitación y simultáneamente se le hace burbujear dióxido de carbono (CO_2) por media hora, al cabo de ese tiempo se agregan las sales en el orden adecuado para evitar su precipitación. Al finalizar la disolución de las sales se agrega agua destilada hasta el aforo del balón y se sigue burbujear dióxido de carbono por 30 min más para favorecer el equilibrio de las sales en solución (ver figura 3.7). Este procedimiento se realizó varias veces ya que según Carrero (2011) el agua de formación sintética se mantiene estable por un período máximo de 6 semanas debido a la pérdida de condiciones óptimas de la disolución.

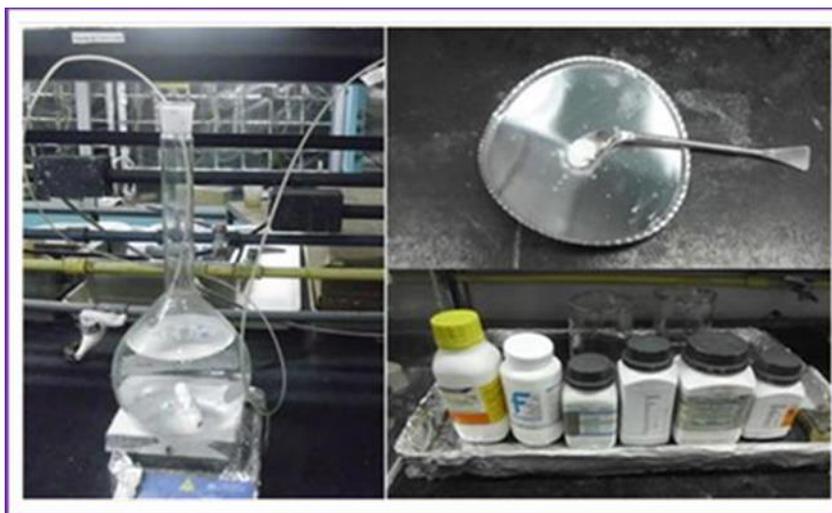


Figura 3.7. Preparación de agua de formación sintética

Fuente: Propia

La proporción de las sales presentes en cada agua de formación utilizada en esta investigación es la siguiente:

Tabla 3.1. Agua sintética de formación Bloque Junín

Fuente: Propia

Aditivos	Gramos por dos litros de solución
NaHCO ₃	8,37
Na ₂ SO ₄	0,16
NaCl	2,45
CaCl ₂ x2H ₂ O	0,73
MgCl ₂ x6H ₂ O	0,85
BaCl ₂ x2H ₂ O	0,36

Tabla 3.2. Agua sintética de formación Bloque Carabobo

Fuente: Propia

Aditivos	Gramos por dos litros de solución
NaHCO ₃	8,13
Na ₂ SO ₄	0,01
NaCl	31,07
CaCl ₂ x2H ₂ O	1,76
MgCl ₂ x6H ₂ O	2,63
BaCl ₂ x2H ₂ O	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

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.

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/cm³, gravedad específica del agua y además la temperatura a la cual se está realizando la medición.

Las mediciones se realizaron a dos temperaturas diferentes, 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 $15\text{ }^\circ\text{C}$ y la densidad API a $15\text{ }^\circ\text{C}$. 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 $15\text{ }^\circ\text{C}$, arrojando valores de $^\circ\text{API}$ y densidad del fluido, esto se realizó con las variaciones de temperaturas mencionadas anteriormente.



Figura 3.8. Densímetro DMA 4500 M.

Fuente: Propia

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

Una vez que ya están caracterizadas las muestras se procede a la saturación de la mismas, para esto se coloca agua de formación sintética en un beaker suficientemente grande, de manera tal que al introducir las muestras queden totalmente sumergidas en el agua, seguidamente se coloca el beaker dentro de una cámara de vacío (ver figura 3.11), y se enciende la bomba de vacío, esto con la finalidad de extraer el aire presente en las muestras y al mismo tiempo llenar estos espacios vacíos con agua, este proceso dura aproximadamente 20 min, luego se apaga la bomba y se deja la muestra reposando dentro de la cámara de vacío, aproximadamente 30 min, seguidamente se saca el beaker y vamos a la balanza para pesar la muestra, se seca el exceso de agua de formación sintética que esta por fuera de la muestra y se pesa, este procedimiento se repite hasta que el peso de la muestra sea constante, de esta manera se garantiza que la muestra este 100% saturada de agua de formación sintética.



Figura 3.11. Equipo de saturación

Fuente: Propia

3.4.7 Determinación de la porosidad y volumen poroso por pesada

Al tener la muestra completamente saturada se determina una porosidad y un volumen poroso por pesada, de esta manera se corroboran los datos suministrados por el equipo CMS-300. El procedimiento es el siguiente, se tiene el peso seco y el peso saturado de la muestra y la densidad del agua de formación la cual fue previamente caracterizada (apartado 3.4.5.1), entonces se aplica la siguiente ecuación

$$V_{pmuestra} = \frac{\text{peso saturada} - \text{peso seca}}{\rho_{\text{agua de formacion}}} \quad \text{Ec.3.1}$$

Al tener el volumen poroso (V_p) de la muestra, se calcula la porosidad (ϕ) de la siguiente manera

$$\phi(\%) = \frac{V_p}{V_t} * 100 \quad \text{Ec.3.2}$$

Donde el volumen total (V_t) viene dado por:

$$V_t = \frac{\pi * D^2 * L}{4} \quad \text{Ec.3.3}$$

Dónde:

D = Diámetro del núcleo.

L = Longitud del núcleo.

V_p = Volumen poroso.

ρ = Densidad del agua de formación sintética.

Los valores de porosidad y volumen poroso por el método de pesada se registran en el apéndice A.

3.4.8 Desplazamientos espontáneos y forzados de fluidos

Se realizaron desplazamientos espontáneos y forzados de fluidos con la finalidad de conocer los volúmenes de crudo y agua desplazados espontánea y forzosamente (valores necesarios para el cálculo de los índices de Amott Harvey modificado) y para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa.

Para el caso de los desplazamientos espontáneos se emplearon celdas de imbibición y drenaje espontáneo (ver figura 3.12), estas son celdas de vidrio rotuladas que permiten cuantificar los volúmenes producidos tanto de crudo como de agua, el tapón se introduce dentro de la celda y se coloca en un horno a la temperatura necesaria para simular la viscosidad del crudo en el yacimiento.

La configuración de las celdas para los dos procesos (drenaje e imbibición) es distinta (ver figura 3.12), esto se debe a que en el caso de imbibición el crudo tiende a agruparse por encima del agua y en el caso del proceso de drenaje, el agua desplazada espontáneamente por el crudo tiende a agruparse por debajo del crudo, este comportamiento es debido a las diferencias de densidades de ambos fluidos.

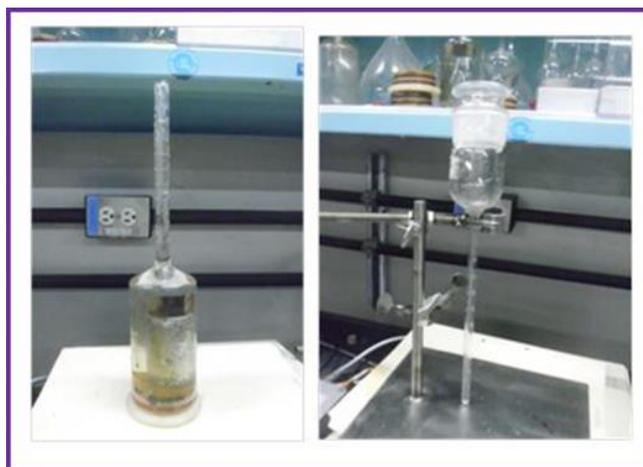


Figura 3.12. Celdas de Imbibición y Drenaje espontáneo

Fuente: Propia

En lo referente a los desplazamientos forzados se empleó un equipo manual de laboratorio (ver figura 3.13), dicho equipo opera simulando físicamente lo que ocurre en el yacimiento. Este equipo es un sistema constituido de varias partes metálicas, articuladas entre sí a través de tuberías de diámetros variables, de acuerdo a las condiciones requeridas por el experimento.

Consta de un horno Coretest Systems de alta temperatura que permite alcanzar la temperatura de trabajo (a la viscosidad del fluido en el yacimiento). Dentro de dicho horno, se colocan dos cilindros tipo pistón en posición vertical, articulados con tuberías en sus extremos, superior e inferior (ver figura 3.8). Estos cilindros contienen los fluidos de yacimiento (agua sintética de formación y crudo, respectivamente) que interactúan en el desplazamiento. En su extremo inferior, ambos cilindros se encuentran conectados a una bomba de inyección Isco Teledyne tipo jeringa (modelo 500D), que permite inyectar el fluido a una determinada tasa de flujo. En su extremo superior cada cilindro se conecta con una válvula que a su vez se conecta a una celda tipo Hassler y a un sensor de presión, *validyne*. El *validyne* es un transductor que, nos permite hacer la lectura de las presiones. Por otro lado, en la celda tipo Hassler es donde se ubica y confina la muestra de arena no consolidada (tapón) dentro de una

manga de vitón para que los fluidos sean desplazados a través de ella. Esta celda se encuentra conectada a otra bomba Isco Teledyne tipo jeringa (modelo 500D), cuya función es proporcionar la presión de confinamiento requerida.



Figura 3.13. Equipo de desplazamiento forzado de fluidos (Bombas de inyección, horno, cilindros y celda triaxial).

Fuente: Propia

- **Drenaje forzado**

Una vez saturado el tapón de arena al 100% en agua, se procedió a iniciar el proceso de desplazamiento, lo primero que se realizó fue un drenaje forzado (desplazamiento del agua con crudo) hasta alcanzar la condición de saturación de agua irreducible (Swirr).

Para ello se introduce la muestra en la manga y luego en la celda, se ajustan bien ambas tapas de la celda para que la muestra permanezca aislada del agua de confinamiento y se confina la muestra a la presión de 1200 psi en el caso de

Carabobo y 600 psi para Junín, luego se procede a encender el horno a la temperatura que representa la viscosidad del crudo en el yacimiento, las cuales fueron 68 °C para Carabobo y 57°C para Junín.

Seguidamente se realizó la inyección del fluido correspondiente; en este caso, se inyecta crudo, que se encuentra en un cilindro tipo pistón dentro del horno (al igual que el cilindro con agua de formación que se nombró anteriormente), se establece la tasa de inyección de trabajo en la bomba Isco correspondiente, la cual fue 0,05 cc/min para ambos casos y se inicia la prueba de desplazamiento forzado. A continuación, se recolecta en un cilindro graduado a la salida de la celda, el agua que se desplaza de la muestra. Se dejan pasar aproximadamente 3 volúmenes porosos de crudo a fin de garantizar un total desplazamiento del agua dentro de la muestra y se toma la presión final para la evaluación de la permeabilidad al petróleo. Seguidamente se hace la lectura del agua desplazada y a través de un balance de masa se obtiene la saturación de agua irreducible (Swirr).

- **Imbibición espontánea**

Al terminar el drenaje forzado el tapón de núcleo se encuentra en condición de saturación irreducible de agua (Swirr). En este caso, la muestra se coloca en una celda graduada (Figura 3.12) que contiene agua de formación sintética y se lleva al horno a la temperatura de 57°C y se deja por un lapso de 72 horas para luego cuantificar la cantidad de petróleo producido espontáneamente (Vosp), valor empleado para calcular el índice de mojabilidad al agua por la ecuaciones propuestas por Amott-Harvey (Ecuación 2.28).

- **Imbibición forzada**

Luego de terminar el proceso de imbibición espontanea, se procede a extraer la muestra de la celda de vidrio y se coloca en la celda tipo hassler, el proceso de imbibición forzada es similar al de drenaje forzado, se mantienen las condiciones de presión de confinamiento, temperatura y la tasa de inyección, pero ahora el fluido a

inyectar será agua de formación para desplazar el crudo contenido en la muestra. Una vez iniciada la prueba, se recolectan a la salida de la celda, las fracciones de crudo desplazado mediante viales en donde el volumen variaría de menor a mayor, por ejemplo, 1, 2, 3 ml, registrando el diferencial de presión en cada fracción recolectada (aproximadamente 6 o 7 fracciones), las cuales al final de la prueba se suman para estimar el volumen de fluido desplazado de manera forzada (V_{of}) y a su vez, cada fracción por separado se emplea para obtener los puntos que dan origen a las curvas de permeabilidad relativa. La imbibición forzada finaliza cuando se han recolectado dos volúmenes porosos de agua y la presión diferencial del sistema se mantiene constante, esto garantiza que se alcanzó la condición de saturación de petróleo residual (S_{or}).

- **Drenaje espontáneo**

Luego de terminar con el proceso de imbibición forzada, la muestra es llevada a la celda de vidrio para realizar el drenaje espontáneo, el procedimiento es similar al de imbibición espontánea pero en este caso la muestra se sumerge en crudo y se cuantifica la cantidad de agua desplazada espontáneamente (V_{wsp}), seguidamente se puede calcular el índice de desplazamiento por crudo (Ecuación 2.27).

Al finalizar el drenaje espontáneo se procedió a realizar nuevamente una limpieza a las muestras y verificar sus propiedades petrofísicas, esto con la finalidad de llevar las muestras al mismo estado inicial, luego realizar un drenaje forzado, de manera de llevar la muestra a saturación de agua irreducible, para posteriormente efectuar el proceso de envejecimiento.

Para el procedimiento de envejecimiento, 2 de las muestras del bloque Junín se envejecieron a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, procedimiento que se realizó en la celda triaxial del equipo de desplazamientos forzados por un periodo de 15 días para una de las muestras y 30 días para la otra muestra. Para el resto de las muestras del bloque Junín el envejecimiento se realizó en un beaker con crudo a la temperatura del yacimiento por diferentes tiempos 15, 30 y 45 días, esto

con la finalidad de analizar el efecto del tiempo de envejecimiento sobre la condición de mojado de estos sistemas. Es importante mencionar que tres de las muestras del bloque Junín se le realizaron desplazamientos espontáneos y forzados de fluidos, mientras que las otras 3 solo se le realizaron desplazamientos forzados, esto debido al tiempo que acarrea realizar los desplazamientos espontáneos de fluidos. Por otro lado, las 2 muestras del bloque Carabobo se emplearon solo para realizar desplazamientos forzados de fluidos tanto en estado nativo como en estado restaurado.

Finalmente, al calcular los coeficientes δ_w e δ_o se calcula el índice global de Amott-Harvey para definir la mojabilidad de la roca en estudio (Ecuación 2.29).

3.4.9 Obtención de las curvas de permeabilidad relativa

Luego de finalizadas las pruebas de desplazamientos de fluidos tanto forzados como espontáneos, se recolecta la data experimental de volúmenes de fluidos desplazados forzosamente y diferencial de presión en cada uno de los puntos de recolección (fracciones), los cuales en conjunto con los datos petrofísicos asociados a cada uno de los tapones y viscosidades de los fluidos se ingresa en una hoja de cálculo, la cual aplicando el método híbrido descrito en el capítulo 2 que contempla cálculos matemáticos híbridos que abarcan el método JBN (comportamiento de flujo fraccional) y el uso de correlación de Corey & Asociados (Márquez, 2014) tanto para el proceso de drenaje como imbibición, de manera de obtener las curvas de permeabilidades relativas para cada yacimiento estudiado.

El procedimiento consiste en calcular los puntos de las saturaciones de agua usando la ecuación del método JBN (Ecuación 2.8), y los puntos de permeabilidades relativas con el modelo de Corey que se logra un mejor perfil de las saturaciones de la fase no mojante y permeabilidades relativas (Márquez, 2014). Este modelo matemático híbrido tiene como finalidad obtener un comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa (K_r) más representativo para cada yacimiento estudiado y de esta manera poder inferir la condición de mojado para sistemas no consolidados tomando como referencia las reglas de Craig, las cuales consideran los valores de

Swirr, Sor y la saturación en el cruce de ambas curvas, permitiendo de esta manera comparar con los resultados obtenidos mediante los índices de mojabilidad determinados.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados obtenidos a lo largo de la realización de esta investigación experimental así mismo los análisis y comparaciones necesarias para dar cumplimiento a los objetivos planteados al principio de dicho estudio.

4.1 Selección y caracterización de las muestras de arenas no consolidadas.

Las muestras estudiadas fueron suministradas por las empresas que operan en los bloques Junín y Carabobo. Para el bloque Junín fueron tomadas 6 muestras a diferentes profundidades con el objetivo de obtener una mejor caracterización del yacimiento, mientras que para el bloque Carabobo las 2 muestras estudiadas fueron tomadas a la misma profundidad con el objetivo de poder realizar una comparación entre ellas. La caracterización estuvo basada en la medición de las dimensiones (longitud y diámetro), volumen y peso, además de la determinación de las propiedades físicas propias de las rocas (medición que se realizó con el equipo CMS-300), el cual arroja valores de porosidad, volumen poroso y permeabilidad absoluta. En la tabla 4.1 y 4.2 se reportan dichos resultados.

Tabla 4.1. Propiedades de los tapones de arena del Bloque Junín

Fuente: Propia

Tapón	Prof (pies)	D (cm)	L (cm)	Vp (cm³)	Peso seco (gr)	Φ (%)	K (mD)
J1	1346	3,69	5,40	17,27	105,74	30,01	2215,15
J2	1513	3,68	6,00	21,02	110,29	32,92	673,41
J3	1300	3,70	5,87	16,51	126,74	26,88	2468,16
J4	1345	3,62	5,15	14,70	101,44	27,86	330,95
J5	1319	3,74	6,10	20,24	111,79	30,27	3090,07
J6	1073	3,73	5,43	16,35	108,82	27,62	2079,01

Prof= Profundidad, D= Diámetro, L= Longitud, Vp= Volumen Poroso, Φ = Porosidad, K= Permeabilidad Corregida

En lo referente a la tabla anterior los tapones fueron identificados con la letra (J) por ser pertenecientes al bloque Junín, se puede observar que las profundidades varían desde los 1000 pies a los 1500 pies, los volúmenes porosos se mantuvieron en un rango de 16 a 21 cm³, mientras que las porosidades estuvieron en un rango de 26 % a 33 %, en lo que respecta a la permeabilidad las variaciones entre 300 y 3000mD son debido a los tipos de rocas que conforman cada una de las muestras en estudio.

Tabla 4.2. Propiedades de los tapones de arena del Bloque Carabobo

Fuente: Propia

Tapón	Prof (pies)	D (cm)	L (cm)	Vp (cm³)	Peso Seco(gr)	Φ (%)	K (mD)
C1	3359	3,98	6,89	27,04	129,22	32	1973,95
C2	3359	3,83	6,62	26,63	120,97	35	1973,01

Prof= Profundidad, D= Diámetro, L= Longitud, Vp= Volumen Poroso, Φ = Porosidad, K= Permeabilidad Corregida

Los dos tapones del bloque Carabobo fueron identificados como C1 y C2, la caracterización se realizó luego de hacer la prueba de desplazamiento, esto debido a que dichos tapones se encontraban en estado nativo, por lo que al principio solo se tomaron las mediciones de longitud y diámetro y el resto de las propiedades se midieron luego de restauradas las muestras. Se puede observar que el valor de volumen poroso estuvo alrededor de los 27 cc, la porosidad 30%, mientras que la permeabilidad casi 2000 mD.

4.2 Caracterización de los fluidos de yacimiento

La caracterización de los fluidos se realizó mediante la medición de algunas de sus propiedades básicas como son la viscosidad, la densidad y la gravedad °API. La caracterización de estos fluidos se llevó a cabo a dos temperaturas, una correspondiente a la temperatura actual del yacimiento y la otra, la temperatura a la cual el crudo presenta el valor de la viscosidad reportada a condiciones de yacimiento (considerando que es un fluido con gas en solución), esto con el fin de simular las condiciones dinámicas reales de los fluidos en el yacimiento.

Los valores de temperatura a las cuales se midieron la viscosidad y la densidad tanto del agua de formación sintética como del crudo fueron 50°C para el bloque Junín y 50 °C para el bloque Carabobo (correspondientes a las temperaturas de ambos yacimientos), mientras que para las pruebas de desplazamiento realizadas en el laboratorio se tomaron las temperaturas de 57°C y 68°C una perteneciente al bloque Junín y la otra al bloque Carabobo respectivamente, (temperaturas donde cada crudo muerto alcanza la viscosidades real del yacimiento), estas temperaturas fueron extrapoladas de una curva viscosidad temperatura como se representa en las figuras T.1 y U.1 (ver apéndices T y U). En las tablas 4.3 y 4.4, se muestran los resultados de estas propiedades físicas de los fluidos, además de la gravedad °API determinada para los diferentes crudos.

Tabla 4.3. Propiedades de los fluidos del Bloque Junín

Fuente: Propia

Fluido	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)	Densidad (gr/cm³)	°API
Agua de formación sintética	50	0,91	1,0250	N/A
	57	0,90	1,0160	
Crudo	50	17860	1,0010	8,25
	57	9612	1,0008	

Tabla 4.4. Propiedades de los fluidos del Bloque Carabobo

Fuente: Propia

Fluido	Temperatura (°C)	Viscosidad (cP)	Densidad (gr/cm³)	°API
Agua de formación sintética	50	0,89	0,9972	N/A
	68	0,87	0,9970	
Crudo	50	15840	0,9860	7,17
	68	2409	0,9820	

4.3 Índices de Amott-Harvey modificado para el bloque Junín

Después de realizado el procedimiento experimental descrito en la sección 3.4.8 del capítulo III de los desplazamientos de fluidos tanto espontáneos como forzados, se procedió a realizar el cálculo de los índices de mojabilidad empleando para ello, los volúmenes desplazados espontáneamente y forzados en cada una de las etapas. Para la realización del experimento se tomaron 3 de las 6 muestras del bloque Junín (J1, J3 y J5), la primera para un tiempo de añejamiento de 0 y 15 días a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, la segunda para 0 y 30 días a condiciones de presión y temperatura del yacimiento y la tercera para 0 y 45 días solo a la temperatura de yacimiento, el cálculo se realizó mediante las ecuaciones 2.27 y 2.28 (ver apéndice B). En la tabla 4.5 y 4.6 se muestran los resultados.

Vale acotar que los resultados obtenidos por este método se validaron posteriormente por medio del análisis de las curvas de permeabilidad relativa tomando en consideración las reglas de Craig, 1971. De igual manera cabe mencionar que las tres muestras restantes (J2, J4 y J6), se emplearon para realizar solo curvas de permeabilidad relativa para los diferentes tiempos de envejecimiento, de manera tal de tener una mejor estimación y certeza de los resultados obtenidos.

Tabla 4.5. Volúmenes espontáneos y forzados del bloque Junín

Fuente: Propia

Tapón	Tiempo de envejecimiento (días)	Vwsp (cm³)	Vosp (cm³)	Vwf (cm³)	Vof (cm³)	Vwt (cm³)	Vot (cm³)
J1	0	0,1	1,2	14,2	9,38	14,3	10,58
	15	0,08	0,9	14,2	9,08	14,28	9,98
J3	0	0,1	0,35	13,8	9,12	13,9	12,47
	30	0,06	0,30	13,8	7,62	10,50	10,93
J5	0	0,2	1,5	17	11,72	17,2	13,76
	45	0,15	0,85	17	9,92	17,15	11,61

Vwsp= volumen de agua desplazado espontáneamente, Vosp= volumen de crudo desplazado espontáneamente, Vwp= volumen de agua desplazado forzadamente, Vof= volumen de crudo desplazado forzadamente, Vwt= volumen de agua total, Vot= volumen de crudo total.

Al analizar la tabla anterior se puede observar que en los desplazamientos espontáneos de fluidos hubo un mayor desplazamiento de crudo con respecto al del agua, lo cual ocurrió para los diferentes tiempos de añejamiento. De igual manera se puede notar que al añejar las muestras el volumen de crudo desplazado es menor que el volumen producido a 0 día; esto puede deberse a que al aumentar el tiempo de envejecimiento hay un mayor tiempo de exposición del crudo con el medio poroso conduciendo a una adhesión más fuerte entre la roca y el fluido como consecuencia de la alta viscosidad del crudo muerto en consideración.

Tabla 4.6. Índices de Amott-Harvey modificado para el bloque Junín

Fuente: Propia

Tapón	Tiempo de envejecimiento (días)	δ_w	δ_o	I	Condición de Mojado
J1	0	0,1134	0,0069	0,1065	Mojabilidad intermedia
	15	0,0902	0,0056	0,0846	Mojabilidad intermedia
J3	0	0,0280	0,0072	0,0208	Mojabilidad intermedia
	30	0,0270	0,0057	0,0213	Mojabilidad intermedia
J5	0	0,1090	0,0116	0,0974	Mojabilidad intermedia
	45	0,0732	0,0087	0,0645	Mojabilidad intermedia

δ_w = Relación de desplazamiento por agua, δ_o = Relación de desplazamiento por crudo, I = índice de Amott-Harvey modificado

En la tabla 4.6 se muestran los índices de Amott-Harvey modificado obtenidos mediante la ecuación 2.29, los cuales estuvieron en un rango de 0,02 a 0,11, valores que indican según la tabla de Cuiec (tabla 2.3) que los tapones estudiados presentan una mojabilidad intermedia al agua ya que se encuentran en el rango de (-0,1; 0,1). Vale recalcar que los valores para calcular estos índices son tomados de los volúmenes desplazados de crudo y agua de formación sintética tanto en los procesos llevados a cabo de manera espontánea como forzada (tabla 4.5).

4.4 Curvas de Permeabilidad Relativa del Bloque Junín

Conocida la condición de mojado estimada por el método Amott-Harvey modificado para el bloque Junín y buscando validar los resultados obtenidos se realiza el análisis de las curvas de permeabilidad relativa obtenidas mediante el modelo matemático híbrido JBN-Corey & Asociados descrito en el capítulo 2, de igual manera se muestran las curvas de permeabilidad relativa para los tapones que no se le realizaron desplazamientos espontáneos de fluidos.

4.4.1 Curvas de los tapones J1, J3 y J5 a los cuales se les realizó desplazamientos espontáneos y forzados de fluidos.

Las pruebas de desplazamientos forzados para el bloque Junín fueron corridas a las siguientes condiciones: presión de 600 psi, temperatura de 57°C y una tasa de inyección de 0,05 cc/min, estos son los parámetros que simulan las condiciones reales del yacimiento.

Tapón J1 (0 y 15) días de añejamiento

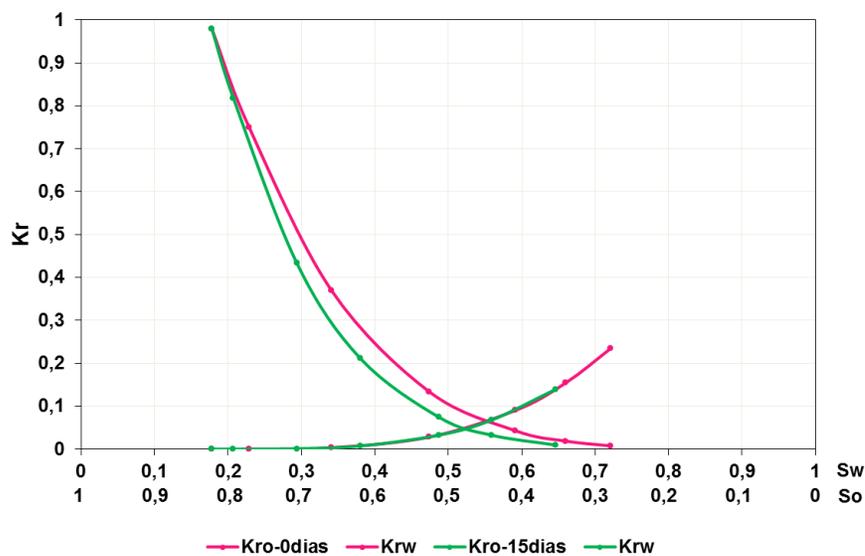


Figura 4.1. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra J1, Sistema agua-petróleo para 0 y 15 días de añejamiento.

Fuente: Propia

Tabla 4.7. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J1.

Fuente: Propia

Tiempo de envejecimiento (días)	Swirr (%)	Punto de corte (%)	Sor (%)	Condición de mojado según Craig
0	0,17	0,55	0,28	Preferiblemente mojado al agua
15	0,17	0,53	0,35	Preferiblemente mojado al agua

Tapón J3 (0 y 30) días de añejamiento

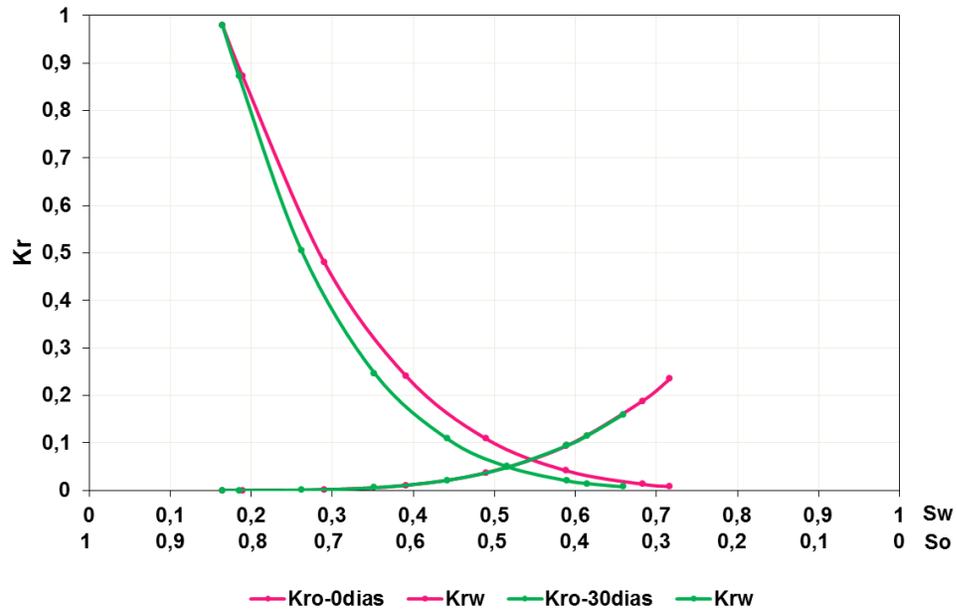


Figura 4.2. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra J3, Sistema agua-petróleo para 0 y 30 días de añejamiento.

Fuente: Propia

Tabla 4.8. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J3.

Fuente: Propia

Tiempo de envejecimiento (días)	Swirr (%)	Punto de corte (%)	Sor (%)	Condición de mojado según Craig
0	0,16	0,55	0,28	Preferiblemente mojado al agua
30	0,16	0,52	0,34	Preferiblemente mojado al agua

Tapón J5 (0 y 45) días de añejamiento

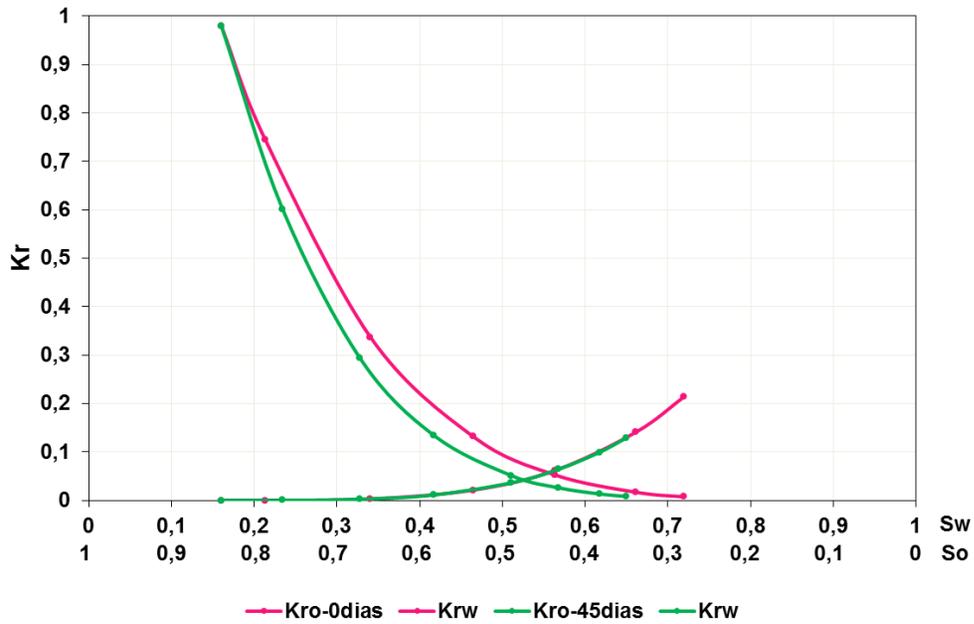


Figura 4.3. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra J5, Sistema agua-petróleo para 0 y 45 días de añejamiento.

Fuente: Propia

Tabla 4.9. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J5.

Fuente: Propia

Tiempo de envejecimiento (días)	Swirr (%)	Punto de corte (%)	Sor (%)	Condición de mojado según Craig
0	0,16	0,54	0,28	Preferiblemente mojado al agua
45	0,16	0,52	0,35	Preferiblemente mojado al agua

Al analizar las curvas de permeabilidad relativa de los diferentes tapones para los distintos tiempos de envejecimiento se observa que existe una variación de la mojabilidad debido a la histéresis. Sin embargo no se aprecia una variación notoria en la mojabilidad, es decir, se mantiene la condición de mojado. Por otro lado se observa que la saturación de petróleo residual después del añejamiento aumenta con respecto a la saturación de petróleo residual que se tiene para 0 día, esto puede deberse a que las fuerzas viscosas inducen a una mayor adhesión del petróleo en el medio poroso, dificultando su movilidad o precipitación de asfáltenos que podría estar tomado lugar.

Al validar la condición de mojado obtenida por los índices de Amott-Harvey modificado con respecto a la obtenida por el análisis de las curvas de permeabilidad relativa, se tiene que Amott arroja una mojabilidad intermedia. Al analizar las curvas de permeabilidad relativa según Craig se tiene una mojabilidad al agua debido a que los puntos cortan después de 50% . Sin embargo los puntos de cortes de las curvas abarcan un rango de 52% a 55% y las saturaciones de agua irreducible de 16% a 17%. Craig define que, si se tienen saturaciones de agua irreducible menor a 15% la mojabilidad es al crudo y si se tiene saturaciones de agua irreducible mayores al 20% la mojabilidad es al agua, entonces se puede inferir que se está en la región de

mojabilidad intermedia con preferencia al agua, esto debido a que los valores de saturaciones de agua irreducible se encuentra entre 15% y 20% y a que los puntos de corte a pesar de que son después del 50% no pasan del 60% donde se podría asumir que ya se tiene una mojabilidad fuertemente marcada al agua, de esta manera se tiene que ambos métodos arrojan la misma condición de mojado.

4.4.2 Curvas de los tapones J2, J4 y J6 a los cuales no se les realizó desplazamientos espontáneos.

Los tapones J2, J4 y J6 se le realizaron pruebas de desplazamientos forzados a las mismas condiciones de los tapones del apartado 4.4.1 y a los mismos tiempos de envejecimiento, esto con la finalidad de dar más validez a los resultados obtenidos.

Tapón J2 (0 y 15) días de añejamiento

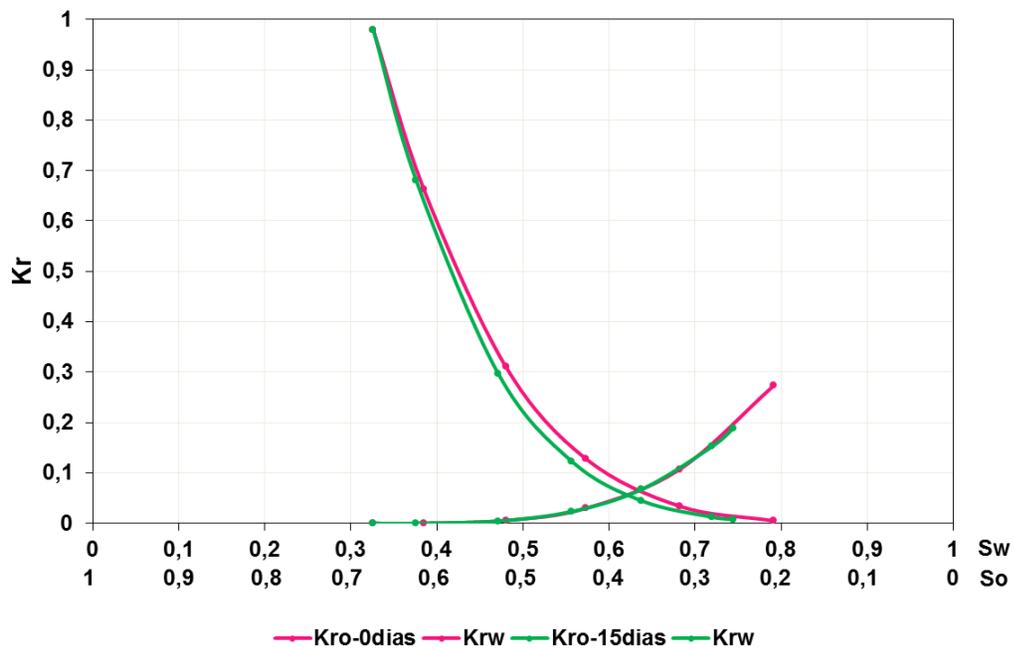


Figura 4.4. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra J2, Sistema agua-petróleo para 0 y 15 días de añejamiento.

Fuente: Propia

Tabla 4.10. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J2.

Fuente: Propia

Tiempo de envejecimiento (días)	Swirr (%)	Punto de corte (%)	Sor (%)	Condición de mojado según Craig
0	0,33	0,64	0,21	Preferiblemente mojado al agua
15	0,33	0,62	0,25	Preferiblemente mojado al agua

Tapón J4 (0 y 30) días de añejamiento

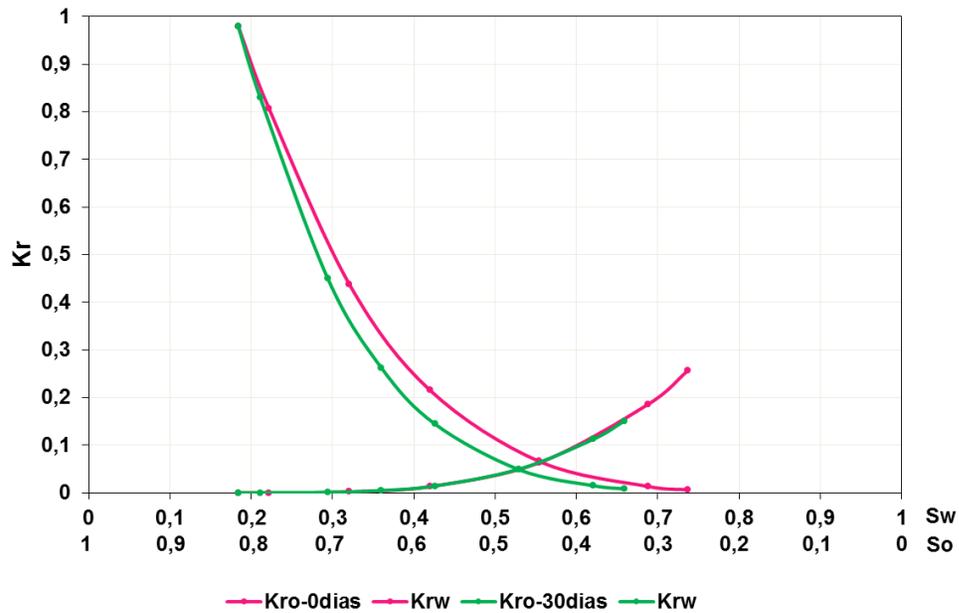


Figura 4.5. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra J4, Sistema agua-petróleo para 0 y 30 días de añejamiento.

Fuente: Propia

Tabla 4.11. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J4.

Fuente: Propia

Tiempo de envejecimiento (días)	Swirr (%)	Punto de corte (%)	Sor (%)	Condición de mojado según Craig
0	0,18	0,56	0,26	Preferiblemente mojado al agua
30	0,18	0,53	0,34	Preferiblemente mojado al agua

Tapón J6 (0 y 45) días de añejamiento

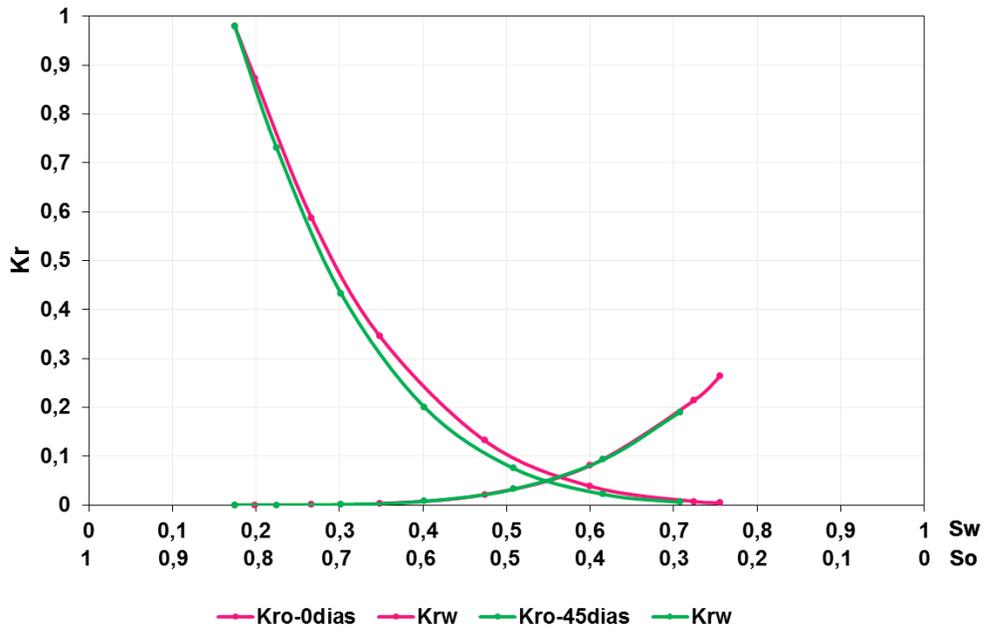


Figura 4.6. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra J6, Sistema agua-petróleo para 0 y 45 días de añejamiento.

Fuente: Propia

Tabla 4.12. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J6.

Fuente: Propia

Tiempo de envejecimiento (días)	Swirr (%)	Punto de corte (%)	Sor (%)	Condición de mojado según Craig
0	0,17	0,56	0,24	Preferiblemente mojado al agua
45	0,17	0,54	0,29	Preferiblemente mojado al agua

Al analizar las curvas de los tapones J2, J4 y J6 se puede observar que el tapón J2 arroja una Swirr de 33% con un punto de corte de 64% para estado restaurado y 62% para estado restaurado-envejecido, evidenciándose una mojabilidad al agua en ambos casos. En lo referente al tapón J4 y J6 se observó el mismo comportamiento de los tapones del apartado anterior, las saturaciones de agua irreducible se mantienen en un rango de 17% a 18%, los puntos de cortes de las curvas varían de 54% a 56% y con respecto a las saturaciones de petróleo residual se evidencia un incremento luego de las muestras ser añejadas. De esta manera se tiene una mojabilidad intermedia con preferencia al agua, lo que corrobora los resultados obtenidos en el apartado anterior.

4.5 Curvas de Permeabilidad Relativa del Bloque Carabobo

Para el bloque Carabobo se construyeron curvas de permeabilidad relativa mediante el modelo matemático híbrido JBN-Corey & Asociados para estado nativo y restaurado, esto con la finalidad de analizar el efecto que tiene la restauración de las muestras sobre la condición de mojado original del yacimiento. Posteriormente se realiza un análisis entre los resultados obtenidos del apartado anterior con respecto al

estado restaurado y restaurado-envejecido y los obtenidos en este apartado con respecto a estado nativo y restaurado.

Tapón C1 (Nativo y Restaurado)

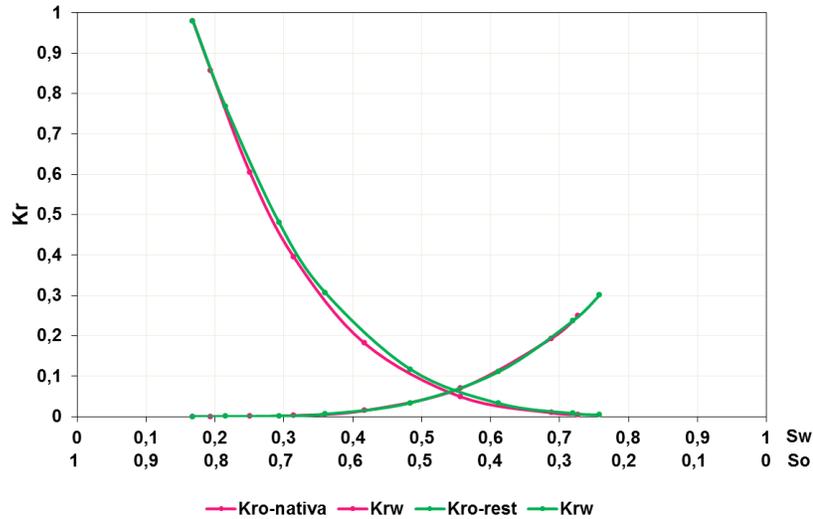


Figura 4.7. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra C1, Sistema agua-petróleo para estado nativo y restaurado.

Fuente: Propia

Tabla 4.13. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón C1.

Fuente: Propia

Estado del tapón	Swirr (%)	Punto de corte (%)	Sor (%)	Condición de mojado según Craig
Nativo	0,17	0,54	0,27	Preferiblemente mojado al agua
Restaurado	0,17	0,55	0,24	Preferiblemente mojado al agua

Tapón C2 (Nativo y Restaurado)

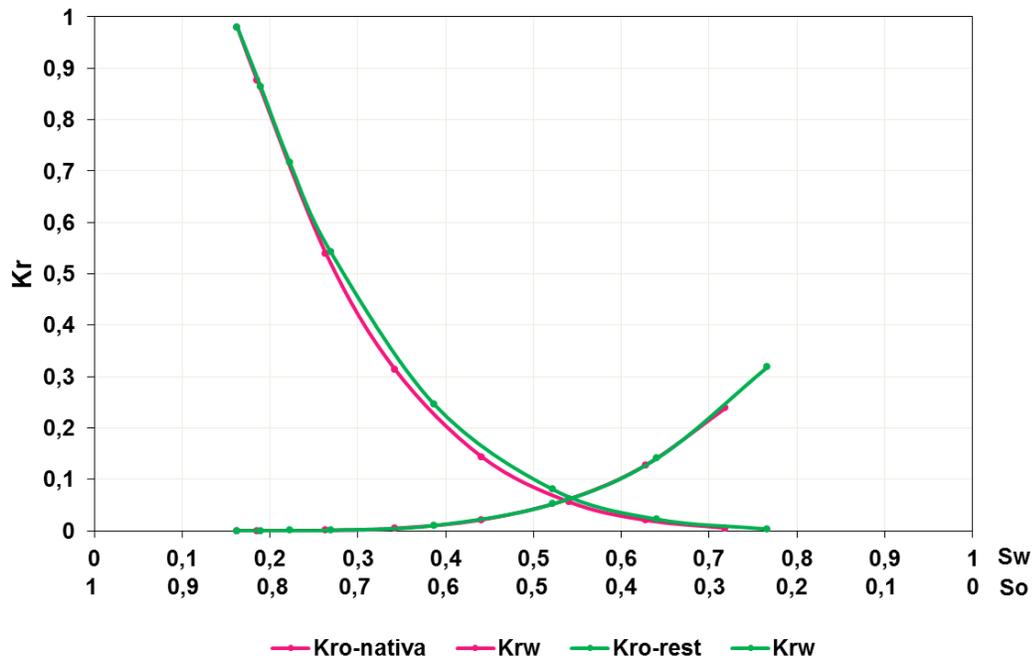


Figura 4.8. Curvas de permeabilidad relativa (JBN - Corey & Asociados: Imbibición), Muestra C2, Sistema agua-petróleo para estado nativo y restaurado.

Fuente: Propia

Tabla 4.14. Puntos críticos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa para el tapón C2.

Fuente: Propia

Estado del tapón	Swirr (%)	Punto de corte (%)	Sor (%)	Condición de mojado según Craig
Nativo	0,16	0,53	0,28	Preferiblemente mojado al agua
Restaurado	0,16	0,54	0,23	Preferiblemente mojado al agua

Las curvas de permeabilidad relativa de los tapones del Bloque Carabobo arrojaron saturaciones de agua irreducible de 16% y 17%, con un punto de corte para C1 de 54% para estado nativo y 55% para estado restaurado y una saturación de petróleo residual en estado nativo de 27% y en estado restaurado de 24%, mientras que para C2 el punto de corte fue de 53% para estado nativo y 54% para estado restaurado. En general ambas curvas arrojaron resultados similares, se tiene una mojabilidad preferiblemente al agua, sin embargo, si se toma en cuenta lo que ya se discutió en el apartado 4.4.1, se tiene una mojabilidad intermedia con preferencia al agua. Se pudo notar que no existe un cambio de la condición de mojado con respecto a estado nativo y restaurado, solo se observa una pequeña variación, es decir, la condición de mojado se mantiene. Con respecto a la saturación de petróleo residual se tiene que en estado nativo queda una mayor cantidad de crudo en el tapón, esto puede deberse a que dichas muestras no se someten a un proceso de limpieza, por lo que ciertas fracciones de crudo pueden quedarse adheridas a la arena, o también pueden existir capas de crudo o residuos que obstaculicen el desplazamiento y extracción de dicho hidrocarburo.

Al realizar un análisis general se tiene que los tapones en estado restaurado con respecto a restaurado-envejecido no presentan un cambio de mojabilidad, solo existen pequeñas variaciones, este resultado también se ha evidenciado en trabajos anteriores (Díaz, 2014) y (Romero, 2008). Al comparar el estado restaurado con el estado nativo, de igual forma se llega a lo mismo, a pesar de que hay variaciones no se evidencia un cambio notorio de mojabilidad, de esta manera se corrobora el resultado arrojado en la comparación de estado restaurado y restaurado-envejecido.

Se pudo demostrar que para los sistemas no convencionales estudiados, el tiempo de envejecimiento no afectó su condición de mojado. En cuanto a economía se refiere, no es necesario envejecer una muestra durante un periodo de 45 días (tiempo y dinero), si de igual manera se obtendrá un resultado similar al de estado restaurado de las muestras.

CONCLUSIONES

1. La selección de las muestras y fluidos de los bloques Junín y Carabobo fue óptima y permitió la caracterización de manera eficiente de los sistemas de yacimientos estudiados.
2. Para el bloque Junín la condición de mojado arrojada por el método de Amott-Harvey modificado resultó ser intermedia tanto para estado restaurado como para estado restaurado-envejecido de las muestras.
3. Al realizar la interpretación de las curvas de permeabilidad relativa para el bloque Junín se obtuvo una mojabilidad intermedia con preferencia al agua.
4. Los resultados obtenidos para el bloque Junín tanto por el método cuantitativo de Amott-Harvey modificado como por el método cualitativo de la interpretación de curvas de permeabilidad relativa fueron similares.
5. El tiempo de envejecimiento de los sistemas de yacimientos del bloque Junín no resultó ser un factor determinante para el cambio de la mojabilidad, solo hubo una pequeña variación de la misma.
6. Las muestras en estado nativo pertenecientes al bloque Carabobo arrojaron una mojabilidad intermedia con preferencia al agua.
7. Al comparar el estado restaurado con el estado nativo de las muestras del bloque Carabobo, la condición de mojado resultó ser la misma, sólo una pequeña variación a la izquierda en el corte de las curvas en el estado nativo.
8. Se observó que la saturación de petróleo residual (S_{or}) se incrementó en las pruebas corridas en estado restaurado-envejecido y en estado nativo en comparación con el estado restaurado de las muestras tanto para el bloque Junín como para el bloque Carabobo.
9. A pesar de que los núcleos inalterados, debidamente manejados son los más deseables para realizar pruebas en los laboratorios, se pudo observar en el estudio realizado, que el estado de las muestras (nativo, restaurado y restaurado-envejecido) no representa un factor determinante que produzca cambios en la mojabilidad original de los sistemas de yacimientos estudiados.

RECOMENDACIONES

- Evaluación de la mojabilidad empleando un mayor número de muestras para analizar detalladamente el comportamiento de los sistemas de yacimientos estudiados.
- Extender este estudio considerando otros sistemas de yacimientos de la FPO.
- Obtención de curvas de presión capilar mediante las cuales a través de correlaciones puedan obtenerse las curvas de permeabilidad relativa y de esta manera dar mayor veracidad a los resultados obtenidos experimentalmente en el desarrollo de este trabajo.
- Realizar estudios a diferentes tiempos de envejecimiento, donde los sistemas estudiados estén expuestos a métodos de recuperación terciaria para evidenciar la influencia sobre la condición de mojado.

BIBLIOGRAFÍA

- Amott, Earl, (1959). “*Observations Relating to the Wettability of Porous Rock*”. Society of Petroleum Engineers, (1167).
- 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.
- Avendaño, G. y Pimentel, I. (2015) “*Evaluacion de la mojabilidad de crudos pesados y extrapesados de campos de la faja petrolifera del orinoco mediante el metodo de amott-harvey modificado*”. Tesis de Pregrado. Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
- Boneau, D. F., (1997). “*A Surfactant System for the Oil-Wet Sandstone of the North Burbank Unit*”. Society of Petroleum Engineers -AIME, (5820).
- Carrero, J. (2011), Manual de instructivo de la gerencia EYEE-IT-002. *Preparación del agua de formación sintética*. Los Teques: PDVSA-INTEVEP.
- Cuiec, L. (1984). “*Rock/Cruded-Oil Interactions and Wettability: An Attempt To Understand Their Interrelation*”. Society of PetroleumEngineers-AIME. (13211). Houston, Texas.
- De Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingenieria 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.
- Díaz, L. (2014). “*Estudio de la condición de mojado en sistemas de arenas de yacimiento no consolidadas a partir de las curvas de permeabilidad relativa*”. Tesis de Pregrado. Universidad Nacional Experimental Francisco de Miranda. Punto Fijo, Venezuela.
- Escobar, F. (s.f). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*.
- Forrest, F. Craig, Jr. (1982). *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua*. Primera edición, Dallas.
- García, G. (2002). *Evaluación del Efecto de la Mojabilidad Sobre el Fenómeno de Histéresis en Pruebas de Desplazamiento*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Glover, P. (2013). “*Formation y Evaluation*”.
- Gómez, M. (2006). “*Introducción a la metodología de la investigación científica*”. Córdoba, Argentina. Editorial Brujas.
- Johnson, E. F., Bossler, D.P. y Naumann, V. O. (1959) “*Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments*”. Petroleum Transactions, AIME 1959, Vol 216, 370-372.
- Landeau, R. (2007). “*Elaboración de Trabajos de Investigación*”. Caracas, Venezuela. Editorial Alfa.
- Márquez, R., Díaz, L. y Cabrera, M. (2014) “*Methodology for Determining Relative Permeability Curves in unconsolidated systems in heavy and extra heavy oils*”. HOLA 2014 Memory, HOLA14-128. Margarita-Venezuela.
- Paris de F., M. (2009). “*Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*”. Maracaibo, Venezuela. Ediciones Astro Data S.A.
- PDVSA. (2015). *Pdvsacom*. Recuperado el 19 de Abril de 2018, de <http://www.pdvsacom/>

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

Romero, Y. (2008). *Curvas de permeabilidad relativa en arenas asociadas a sistemas no consolidados del campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco*. Trabajo de pregrado no publicado. Universidad del Zulia, Cabimas.

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

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

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

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

APÉNDICES

Apéndice A. Cálculo tipo de porosidad y volumen poroso por pesada

Volumen poroso del tapón J1*

$$V_{pmuestra} = \frac{122,45 - 105,74}{1} = 16,71 \text{ cc}$$

Volumen total del tapón J1*

$$V_t = \frac{\pi \cdot (3,69)^2 \cdot 5,40}{4} = 57,75 \text{ cc}$$

Porosidad del tapón J1*

$$\emptyset(\%) = \frac{16,71}{57,75} * 100 = 28,94 \text{ cc}$$

*Estos cálculos se realizaron para todos los tapones estudiados.

Tabla A.1. Porosidad y volumen poroso por pesada y por el equipo cms-300 para el bloque Junín y el bloque Carabobo.

Fuente: Propia

Tapón	Vp(pesada) (cm³)	Vp(cms) (cm³)	Ø(pesada) %	Ø(cms) %
J1	16,71	17,27	28,94	30,01
J2	21,00	21,02	32,86	32,92
J3	16,43	16,51	25,96	26,88
J4	14,60	14,70	27,54	27,86
J5	19,94	20,24	29,81	30,27
J6	16,35	16,35	27,61	27,62
C1	27,02	27,04	31,96	32,00
C2	26,50	26,63	34,56	35,00

Apéndice B. Cálculo tipo del índice de Amott Harvey

Relación de desplazamiento por agua (δw)*

$$\delta w = \frac{1,2}{(1,2 + 9,38)**} = 0,1134$$

Relación de desplazamiento por crudo (δ_o)*

$$\delta_o = \frac{0,1}{(0,1 + 14,2)^{***}} = 0,0069$$

Índice de Amott-Harvey (I)*

$$I = 0,1134 - 0,0069 = 0,1065$$

*Estos cálculos se realizaron para el tapón J1, J3 y J5 del bloque Junín para estado restaurado y restaurado-envejecido.

**Este valor corresponde al volumen total de crudo desplazado por agua, que sería la suma del volumen de crudo desplazado espontáneamente y el desplazado forzadamente.

*** Este valor corresponde al volumen total de agua desplazado por crudo, que sería la suma del volumen de agua desplazado espontáneamente y el desplazado forzadamente.

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

Saturación de agua irreducible (S_{wirr})

$$S_{wirr} = \frac{17,27 - 14,3}{17,27} = 0,1719$$

Saturación de agua promedio (S_{wp})*

$$S_{wp} = \frac{0,88}{17,27} + 0,1719 = 0,2228$$

Agua inyectada acumulada (WID)*

$$WID = \frac{0,88}{17,27} = 0,0509$$

Radio de Inyección (IR)*

$$IR = \frac{15,83}{10,56} = 1,4990$$

Flujo fraccional de crudo (f_o)*

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

Saturación de agua final (S_w)*

$$S_w = 0,2228 - (1 * 0,0509) = 0,1719$$

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

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

Saturación (S)*

$$S = \frac{0,1719^{**} - 0,1719}{1 - 0,1719} = 0$$

Permeabilidad relativa al agua (K_{rw})

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

Permeabilidad relativa al crudo (K_{ro})

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

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

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

Apéndice E. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J1 para 0 días.

Tabla E.1. Puntos de las curvas de Kr modelo JBN-Corey & Asociados tapón J1 para 0 días.

Fuente: Propia

Sw	Kro	Krw
0,18	1	0,0000
0,23	0,75	0,0001
0,34	0,37	0,0034
0,47	0,13	0,0280
0,59	0,04	0,0901
0,66	0,02	0,1546
0,72	0,01	0,2343

Tabla E.2 Balance de masa del tapón J1 para 0 días.

Fuente: Propia

Balance de Masa	V(cc)	%
Volumen poroso	17,27	100,00
Volumen de agua desplazado	14,20	82,22
POES	14,20	82,22
Volumen de petróleo desplazado	9,38	54,31
Volumen de agua irreducible	3,07	17,78
Volumen de petróleo residual	4,82	27,91
Balance de volumen poroso	17,27	100,00

Apéndice F. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J1 para 15 días.

Tabla F.1. Puntos de las curvas de Kr modelo JBN-Corey & Asociados tapón J1 para 15 días.

Fuente: Propia

Sw	Kro	Krw
0,18	1	0,00
0,21	0,82	0,00
0,29	0,43	0,00
0,38	0,21	0,01
0,49	0,07	0,03
0,56	0,03	0,07
0,65	0,01	0,14

Tabla F.2 Balance de masa del tapón J1 para 15 días.

Fuente: Propia

Balance de Masa	V(cc)	%
Volumen poroso	17,27	100,00
Volumen de agua desplazado	14,20	82,22
POES	14,20	82,22
Volumen de petróleo desplazado	8,08	46,79
Volumen de agua irreducible	3,07	17,78
Volumen de petróleo residual	6,12	35,44
Balance de volumen poroso	17,27	100,00

Apéndice G. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J2 para 0 días.

Tabla G.1. Puntos de las curvas de Kr modelo JBN-Corey & Asociados tapón J2 para 0 días.

Fuente: Propia

Sw	Kro	Krw
0,33	1	0,00
0,38	0,66	0,00
0,48	0,31	0,01
0,57	0,13	0,03
0,68	0,03	0,11
0,79	0,01	0,27

Tabla G.2 Balance de masa del tapón J2 para 0 días.

Fuente: Propia

Balance de Masa	V(cc)	%
Volumen poroso	21,02	100,00
Volumen de agua desplazado	14,17	67,41
POES	14,17	67,41
Volumen de petróleo desplazado	9,78	46,53
Volumen de agua irreducible	6,85	32,59
Volumen de petróleo residual	4,39	20,88
Balance de volumen poroso	21,02	100,00

Apéndice H. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J2 para 15 días.

Tabla H.1. Puntos de las curvas de Kr modelo JBN-Corey & Asociados tapón J2 para 15 días.

Fuente: Propia

Sw	Kro	Krw
0,33	1	0,00
0,38	0,68	0,00
0,47	0,30	0,00
0,56	0,12	0,02
0,64	0,04	0,07
0,72	0,01	0,15
0,74	0,01	0,19

Tabla H.2 Balance de masa del tapón J2 para 15 días

Fuente: Propia

Balance de Masa	V(cc)	%
Volumen poroso	21,02	100,00
Volumen de agua desplazado	14,17	67,41
POES	14,17	67,41
Volumen de petróleo desplazado	8,80	41,86
Volumen de agua irreducible	6,85	32,59
Volumen residual de petróleo	5,37	25,55
Balance de volumen poroso	21,02	100,00

Apéndice I. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J3 para 0 días.

Tabla I.1. Puntos de las curvas de Kr modelo JBN-Corey & Asociados tapón J3 para 0 días.

Fuente: Propia

Sw	Kro	Krw
0,16	1	0,00
0,19	0,87	0,00
0,29	0,48	0,00
0,39	0,24	0,01
0,49	0,11	0,04
0,59	0,04	0,09
0,68	0,01	0,19
0,72	0,01	0,23

Tabla I.2 Balance de masa del tapón J3 para 0 días.

Fuente: Propia

Balance de Masa	V(cc)	%
Volumen poroso	16,51	100,00
Volumen de agua desplazado	13,80	83,59
POES	13,80	83,59
Volumen de petróleo desplazado	9,12	55,24
Volumen de agua irreducible	2,71	16,41
Volumen de petróleo residual	4,68	28,35
Balance de volumen poroso	16,51	100,00

Apéndice J. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J3 para 30 días.

Tabla J.1. Puntos de las curvas de Kr modelo JBN-Corey & Asociados tapón J3 para 30 días

Fuente: Propia

Sw	Kro	Krw
0,16	1	0,00
0,18	0,87	0,00
0,26	0,51	0,00
0,35	0,25	0,01
0,44	0,11	0,02
0,52	0,05	0,05
0,59	0,02	0,09
0,61	0,01	0,12
0,66	0,01	0,16

Tabla J.2 Balance de masa del tapón J3 para 30 días.

Fuente: Propia

Balance de Masa	V(cc)	%
Volumen poroso	16,51	100,00
Volumen de agua desplazado	13,80	83,59
POES	13,80	83,59
Volumen de petróleo desplazado	7,62	46,15
Volumen de agua irreducible	2,71	16,41
Volumen de petróleo residual	6,18	37,43
Balance de volumen poroso	16,51	100,00

Apéndice K. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J4 para 0 días.

Tabla K.1. Puntos de las curvas de Kr modelo JBN-Corey & Asociados tapón J4 para 0 días.

Fuente: Propia

Sw	Kro	Krw
0,18	1	0,00
0,22	0,81	0,00
0,32	0,44	0,00
0,42	0,22	0,01
0,55	0,07	0,06
0,69	0,01	0,19
0,74	0,01	0,26

Tabla K.2 Balance de masa del tapón J4 para 0 días.

Fuente: Propia

Balance de Masa	V(cc)	%
Volumen poroso	14,70	100,00
Volumen de agua desplazado	12,00	81,63
POES	12,00	81,63
Volumen de petróleo desplazado	8,14	55,37
Volumen de agua irreducible	2,70	18,37
Volumen de petróleo residual	3,86	26,26
Balance de volumen poroso	14,70	100,00

Apéndice L. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J4 para 30 días.

Tabla L.1. Puntos de las curvas de Kr modelo JBN-Corey & Asociados tapón J4 para 30 días.

Fuente: Propia

Sw	Kro	Krw
0,18	1	0,00
0,21	0,83	0,00
0,29	0,45	0,00
0,38	0,26	0,00
0,47	0,14	0,01
0,58	0,05	0,05
0,67	0,01	0,11
0,71	0,01	0,15

Tabla L.2 Balance de masa del tapón J4 para 30 días.

Fuente: Propia

Balance de Masa	V(CC)	%
Volumen poroso	14,70	100,00
Volumen de agua desplazado	12,00	81,63
POES	12,00	81,63
Volumen de petróleo desplazado	6,99	47,55
Volumen de agua irreducible	2,70	18,37
Volumen de petróleo residual	5,01	34,08
Balance de volumen poroso	14,70	100,00

Apéndice M. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J5 para 0 días.

Tabla M.1. Puntos de las curvas de Kr modelo JBN-Corey & Asociados tapón J5 para 0 días.

Fuente: Propia

Sw	Kro	Krw
0,16	1	0,00
0,21	0,74	0,00
0,34	0,34	0,00
0,46	0,13	0,02
0,56	0,05	0,06
0,66	0,02	0,14
0,72	0,01	0,21

Tabla M.2 Balance de masa del tapón J5 para 0 días.

Fuente: Propia

Balance de Masa	V(cc)	%
Volumen poroso	20,24	100,00
Volumen de agua desplazado	17,00	83,99
POES	17,00	83,99
Volumen de petróleo desplazado	11,72	57,91
Volumen de agua irreducible	3,24	16,01
Volumen de petróleo residual	5,28	26,09
Balance de volumen poroso	20,24	100,00

Apéndice N. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J5 para 45 días.

Tabla N.1. Puntos de las curvas de Kr modelo JBN-Corey & Asociados tapón J5 para 45 días

Fuente: Propia

Sw	Kro	Krw
0,16	0,98	0,00
0,23	0,60	0,00
0,33	0,29	0,00
0,42	0,13	0,01
0,51	0,05	0,04
0,57	0,03	0,06
0,62	0,01	0,10
0,65	0,01	0,13

Tabla N.2. Balance de masa del tapón J5 para 45 días.

Fuente: Propia

Balance de Masa	V(cc)	%
Volumen poroso	20,24	100,00
Volumen de agua desplazado	17,00	83,99
POES	17,00	83,99
Volumen de petróleo desplazado	9,92	49,01
Volumen de agua irreducible	3,24	16,01
Volumen residual de petróleo	7,08	34,98
Balance de volumen poroso	20,24	100,00

Apéndice Ñ. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J6 para 0 días.

Tabla Ñ.1. Puntos de las curvas de Kr modelo JBN-Corey & Asociados tapón J6 para 0 días.

Fuente: Propia

Sw	Kro	Krw
0,17	1	0,00
0,20	0,87	0,00
0,27	0,59	0,00
0,35	0,35	0,00
0,47	0,13	0,02
0,60	0,04	0,08
0,72	0,01	0,21
0,76	0,00	0,26

Tabla Ñ.2. Balance de masa del tapón J6 para 0 días.

Fuente: Propia

Balance de Masa	V(cc)	%
Volumen poroso	16,35	100,00
Volumen de agua desplazado	13,50	82,57
POES	13,50	82,57
Volumen de petróleo desplazado	9,51	58,17
Volumen de agua irreducible	2,85	17,43
Volumen de petróleo residual	3,99	24,40
Balance de volumen poroso	16,35	100,00

Apéndice O. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón J6 para 45 días.

Tabla O.1. Puntos de las curvas de Kr modelo JBN-Corey & Asociados tapón J6 para 45 días.

Fuente: Propia

Sw	Kro	Krw
0,17	1	0,00
0,22	0,73	0,00
0,30	0,43	0,00
0,40	0,20	0,01
0,51	0,07	0,03
0,62	0,02	0,09
0,71	0,01	0,19

Tabla O.2 Balance de masa del tapón J6 para 45 días.

Fuente: Propia

Balance de Masa	V(cc)	%
Volumen poroso	16,35	100,00
Volumen de agua desplazado	13,50	82,57
POES	13,50	82,57
Volumen de petróleo desplazado	7,91	48,38
Volumen de agua irreducible	2,85	17,43
Volumen residual de petróleo	5,59	34,19
Balance de volumen poroso	16,35	100,00

Apéndice P. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón C1 en estado nativo.

Tabla P.1. Puntos de las curvas de Kr modelo JBN-Corey & Asociados tapón C1 para estado nativo.

Fuente: Propia

Sw	Kro	Krw
0,17	1	0,00
0,19	0,86	0,00
0,25	0,60	0,00
0,31	0,39	0,00
0,42	0,18	0,01
0,56	0,05	0,07
0,69	0,01	0,19
0,73	0,00	0,25

Tabla P.2 Balance de masa del tapón C1 para estado nativo.

Fuente: Propia

Balance de Masa	V(cc)	%
Volumen poroso	27,04	100,00
Volumen de agua desplazado	22,50	83,22
POES	22,50	83,22
Volumen de petróleo desplazado	15,12	55,92
Volumen de agua irreducible	4,54	16,78
Volumen de petróleo residual	7,38	27,30
Balance de volumen poroso	27,04	100,00

Apéndice Q. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón C1 en estado restaurado.

Tabla Q.1. Puntos de las curvas de Kr modelo JBN-Corey & Asociados tapón C1 para estado restaurado.

Fuente: Propia

Sw	Kro	Krw
0,17	1	0,00
0,22	0,77	0,00
0,29	0,48	0,00
0,36	0,31	0,01
0,48	0,12	0,03
0,61	0,03	0,11
0,72	0,01	0,24
0,76	0,00	0,30

Tabla Q.2. Balance de masa del tapón C1 para estado restaurado.

Fuente: Propia

Balance de Masa	V(cc)	%
Volumen poroso	27,04	100,00
Volumen de agua desplazado	22,50	83,22
POES	22,50	83,22
Volumen de petróleo desplazado	15,96	59,03
Volumen de agua irreducible	4,54	16,78
Volumen de petróleo residual	6,54	24,19
Balance de volumen poroso	27,04	100,00

Apéndice R. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón C2 en estado nativo.

Tabla R.1. Puntos de las curvas de Kr modelo JBN-Corey & Asociados tapón C2 para estado nativo.

Fuente: Propia

Sw	Kro	Krw
0,16	1	0,00
0,19	0,88	0,00
0,26	0,54	0,00
0,34	0,31	0,00
0,44	0,14	0,02
0,54	0,06	0,06
0,63	0,02	0,13
0,72	0,01	0,24

Tabla R.2 Balance de masa del tapón C2 para estado nativo.

Fuente: Propia

Balance de Masa	V(cc)	%
Volumen poroso	26,63	100,00
Volumen de agua desplazado	22,30	83,74
POES	22,30	83,74
Volumen de petróleo desplazado	14,80	55,58
Volumen de agua irreducible	4,33	16,26
Volumen de petróleo residual	7,50	28,16
Balance de volumen poroso	26,63	100,00

Apéndice S. Tablas asociadas a las curvas de permeabilidad relativa para el tapón C2 en estado restaurado.

Tabla S.1. Puntos de las curvas de Kr modelo JBN-Corey & Asociados tapón C2 para estado restaurado.

Fuente: Propia

Sw	Kro	Krw
0,16	1	0,00
0,19	0,86	0,00
0,22	0,72	0,00
0,27	0,54	0,00
0,39	0,25	0,01
0,52	0,08	0,05
0,64	0,02	0,14
0,77	0,00	0,32

Tabla S.2 Balance de masa del tapón C2 para estado restaurado.

Fuente: Propia

Balance de Masa	V(cc)	%
Volumen poroso	26,63	100,00
Volumen de agua desplazado	22,30	83,74
POES	22,30	83,74
Volumen de petróleo desplazado	16,08	66,02
Volumen de agua irreducible	4,33	16,26
Volumen de petróleo residual	6,22	17,72
Balance de volumen poros	26,63	100,00

Apéndice T. Determinación de la viscosidad del Bloque Junín.

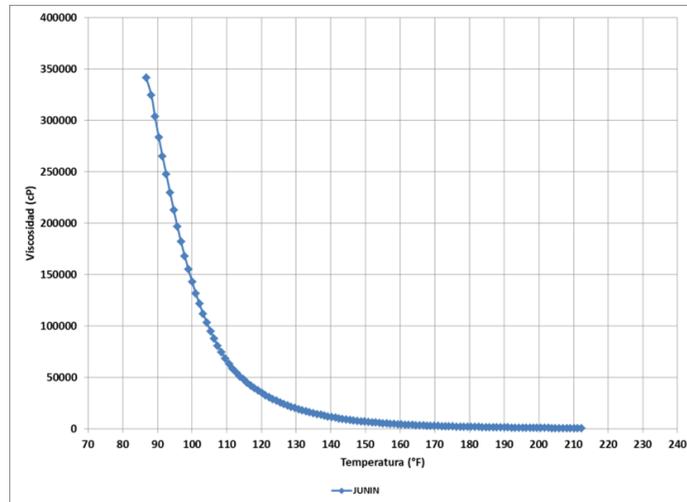


Figura T.1. Viscosidad vs Temperatura del Bloque Junín

Fuente: Propia

Apéndice U. Determinación de la viscosidad del Bloque Carabobo.

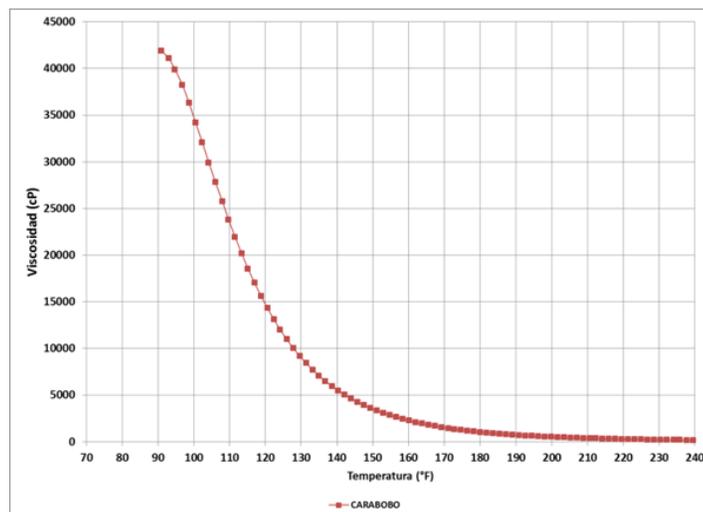


Figura U.1. Viscosidad vs Temperatura del Bloque Carabobo

Fuente: Propia

