

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

### **EVALUACIÓN DEL EFECTO DE CRUDOS EXTRAPESADOS BAJO LA CONDICION DE RECOMBINADO, MUERTO Y DILUIDO ASOCIADOS A ARENAS NO CONSOLIDADAS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO SOBRE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA**

TUTOR ACADÉMICO:

Lic. René Rojas

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Damiano Ch, Brian J.

Para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

TUTOR INDUSTRIAL:

MSc. Richard Márquez

Lic. Marbelia Cabrera

Caracas, mayo de 2018

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

# **EVALUACIÓN DEL EFECTO DE CRUDOS EXTRAPESADOS BAJO LA CONDICION DE RECOMBINADO, MUERTO Y DILUIDO ASOCIADOS A ARENAS NO CONSOLIDADAS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO SOBRE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA**

TUTOR ACADÉMICO:

Lic. René Rojas

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Damiano Ch, Brian J.

Para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

TUTOR INDUSTRIAL:

MSc. Richard Márquez

Lic. Marbelia Cabrera

Caracas, mayo de 2018

Caracas, Junio 2018

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Damiano Brian titulado:

**“EVALUACIÓN DEL EFECTO DE CRUDOS EXTRAPESADOS BAJO LA CONDICION DE RECOMBINADO, MUERTO Y DILUIDO ASOCIADOS A ARENAS NO CONSOLIDADAS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO SOBRE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA”**

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

Prof. Eliana Alvarado  
Jurado

Prof. Miguel Castillejo  
Jurado

Prof. René Rojas  
Tutor Académico

## DEDICATORIA

**A Dios**, por guiarme a lo largo de este camino, mostrarme que siempre está atento y que hoy estoy aquí no por suerte, casualidad, o llegar en el momento justo, sino gracias Él y su infinita bondad.

**A mis padres**, que siempre han estado presente para enseñarme, apoyarme y ayudarme, en todo momento dando hasta más de lo que tienen.

**A mis abuelos**, brindándome sus bendiciones y apoyándome incondicionalmente, alegrándose por cada uno de mis logros incluso hasta más que yo.

**A mi tía Mari**, que siempre ha estado pendiente de mí, y dispuesta ayudar en todo momento con todo lo que estuviera a su alcance.

**Cada logro que he conseguido en mi vida es tanto mío como de ustedes.**

## AGRADECIMIENTOS

A Dios, que siempre está a mi lado extendiéndome su mano para ayudarme a dar cada paso.

A la Universidad Central de Venezuela por formarme profesionalmente, la mejor casa de estudios, venciendo a las sombras.

A los profesores que estos años estuve escuchando con atención, cada uno de los conocimientos que querían trasmitirme.

A mis padres, abuelo y hermana, que me han visto a lo largo de este camino día a día y me han dado su apoyo, mi mayor alegría es poder llenarlos de felicidad y orgullo.

A muchos de mis familiares que siempre han estado dispuesto en ayudarme sin pensarlo dos veces.

A fer y jhon por ser como hermanos con los cuales compartir muchas risas y conversaciones.

A Ambar, por ayudarme apoyarme y enseñarme, extendiéndome su mano en el momento que más lo necesitaba.

A mi tutor académico Rene Rojas, excelente docente dedicado a su trabajo y sus estudiantes, todo un honor ver clase con usted.

A mis tutores industriales Richard y Marbelia, brindando un gran apoyo y sus conocimientos a lo largo de mi TEG.

A PDVSA-INTEVEP por abrirme sus puertas para elaborar mi TEG.

**Damiano Ch., Brian J.**

**EVALUACIÓN DEL EFECTO DE CRUDOS EXTRAPESADOS BAJO LA CONDICIÓN DE RECOMBINADO, MUERTO Y DILUIDO ASOCIADOS A ARENAS NO CONSOLIDADAS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO SOBRE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA**

**Tutor Académico: Lic. René Rojas. Tutores Industriales: Msc. Richard Márquez, Lic. Marbelia Cabrera. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería.**

**Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2018, 102 pág.**

**Palabras claves:** mojabilidad, yacimientos, pruebas de imbibición y drenaje, crudos extrapesados, permeabilidad relativa.

Dentro de la caracterización de yacimientos se encuentra la construcción de curvas de permeabilidad relativa las cuales dan una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso en presencia de al menos otro fluido y son empleadas para la determinación de factores claves al momento de desarrollar un plan de explotación. El objetivo de este trabajo especial de grado, se basó en evaluar el efecto de la naturaleza de los crudos extrapesados en condición recombinados, muertos y diluidos en arenas no consolidadas, para el proceso de obtención de las curvas de permeabilidad relativa, con la finalidad de estudiar y comparar su comportamiento. Para la realización de esta investigación se efectuaron pruebas de desplazamiento en dos taponés de arena no consolidada, siguiendo la metodología de trabajo preestablecida para cada prueba. Las condiciones de trabajo para crudo vivo fueron presión y temperatura de yacimiento (570psi, 46°C), para crudo diluido, presión atmosférica y temperatura de yacimiento (14,7psi, 46°C), y para crudo muerto presión atmosférica y temperatura ajustada (14,7psi, 56,4°C). Manteniendo el mismo caudal de inyección de (0,05 cm<sup>3</sup>/min), viscosidades de 10.500 cP aproximadamente, se construyeron las curvas de permeabilidad relativa (Kr) empleando el método matemático de JBN-Corey & Asociados. Se determinó que aun cuando las viscosidades son similares, el resto de las variantes afectó las curvas, siendo la temperatura el factor más crítico debido a su influencia en las tensiones interfaciales, disminuyendo significativamente la saturación residual de petróleo (Sor) en la

muestra de crudo muerto, siendo las curvas de permeabilidad relativa obtenidas con crudo re combinado las que mejor representaron el comportamiento de los fluidos, seguidas de las obtenidas con crudo diluido. La naturaleza del crudo afectó ligeramente el punto de corte entre las curvas de permeabilidad relativa, manteniendo un rango de mojado intermedio.

## TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS .....	x
LISTA DE TABLAS .....	xii
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	3
1.1 Planteamiento del problema .....	3
1.2 Justificación.....	4
1.3    Objetivos de la investigación .....	5
1.3.1 Objetivo general.....	5
1.3.2 Objetivos específicos .....	5
1.4 Alcance de la investigación .....	6
1.5 Limitaciones de la investigación .....	6
CAPÍTULO II .....	7
2.1 Antecedentes de la investigación.....	7
2.2 Bases teóricas .....	10
2.2.1 Yacimiento.....	10
2.2.2 Arenas no consolidadas .....	11
2.2.3 Hidrocarburo.....	11
2.2.4 Petróleo .....	11
2.2.5 Porosidad .....	12
2.2.6 Tipos de porosidad.....	13
2.2.7 Factores que afectan la porosidad.....	15
2.2.8 Saturación .....	15
2.2.9 Permeabilidad .....	17
2.2.10 Tipos de permeabilidad.....	18
2.2.15 Permeabilidad a dos fases .....	20
2.2.16 Correlaciones: curvas de permeabilidad relativa.....	24
2.2.17 Mojabilidad.....	29

CAPÍTULO III .....	31
MARCO METODOLÓGICO .....	31
3.1 Tipo de investigación .....	31
3.2 Diseño de la investigación.....	31
3.3 Población y muestra .....	32
3.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos .....	32
3.5 Técnicas de procesamiento y análisis de datos.....	33
3.6 Fases de la investigación .....	33
Fase I. Caracterización de sistemas de arenas no consolidadas.....	33
Fase II. Establecimiento de condiciones de ensayo para ejecución de pruebas de desplazamiento de fluidos en medios porosos para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa empleando crudo muerto (sin gas en solución).....	53
Fase II. Establecimiento de condiciones de ensayo para ejecución de pruebas de desplazamiento de fluidos en medios porosos para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa empleando crudo diluido (con aceite mineral VASSA) .	57
Fase III. Establecimiento de condiciones de ensayo para ejecución de pruebas de desplazamiento de fluidos en medios porosos para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa empleando crudo vivo (con gas en solución).....	58
CAPÍTULO IV .....	60
ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	60
4.1 Caracterización del agua de formación sintética y crudos empleados .....	60
4.1.1 Agua de formación sintética .....	60
4.1.3Crudo muerto .....	62
4.1.4 Crudo diluido .....	63
4.2 Preparación y caracterización de los tapones de arena.....	66
4.4 Curvas de permeabilidad relativa para crudo recombinado .....	67
Tapón T6-T7 (crudo recombinado).....	68
4.5 Curvas de permeabilidad relativa para crudo muerto.....	70
4.6 Curvas de permeabilidad relativa para crudo diluido.....	73
4.7 Comparación de las curvas de permeabilidad relativa para las dos muestras estudiadas (T6-T7) .....	76

4.8 Comparación de las curvas de permeabilidad relativa para las dos muestras estudiadas (T8-T9) .....	78
CONCLUSIONES .....	81
RECOMENDACIONES .....	82
APENDICES .....	83
Apéndice A. Recombinación del crudo.....	85
Apéndice B. Dilución del crudo .....	90
Apéndice C. Cálculos para obtener la permeabilidad y porosidad.....	91
Apéndice D. Data y cálculo tipo para la generación de las curvas de permeabilidad relativa. ....	94
Apendice E Cálculo tipo para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa mediante el método MDC- Corey y Asociados - Imbibición tapo compuesto T8-T9 diluido .....	101
BIBLIOGRAFÍA .....	83

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Los yacimientos de hidrocarburos. ....	10
Figura 2.2 Porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total. ....	14
Figura 2. 3 Representación de la Ley de Darcy. ....	18
Figura 2. 4 Modelo capilar en sistema mojado por agua. ....	20
Figura 2. 5 Modelo capilar en sistema mojado por agua. ....	21
Figura 2. 6 Curvas de drenaje e imbibición. ....	24
Figura 2. 7 Esquema de mojabilidad de una roca. ....	30
Figura 3. 1 Densímetro DMA 4500 M.....	35
Figura 3. 2 Reómetro Physica MCR 301 .....	35
Figura 3. 3 Factor de compresibilidad de los gases Z. ....	44
Figura 3. 4 Reactor utilizado para la recombinación del crudo. ....	45
Figura 3. 5 Equipo utilizado para la inyección de crudo hacia el reactor. ....	45
Figura 3. 6 Separador o vial usado para almacenar la muestra de crudo. ....	47
Figura 3. 7 Celda de confinamiento. ....	48
Figura 3. 8 Equipo de destilación-extracción Dean-Stark. ....	49
Figura 3. 9 Equipo permeámetro automatizado CMS, modelo 300.....	50
Figura 3. 10 Cámara de vacío. ....	51
Figura 3. 11 Validyne y transductor de presión. ....	52
Figura 3. 12 Arreglo transductores-validynes para su calibración.....	53
Figura 3. 13 Arreglo transductores-validynes para su calibración.....	54
Figura 3. 14 Esquema del procedimiento experimental para la determinación de Kr en estado no estacionario. ....	55
Figura 3. 15 Esquema del procedimiento experimental para la determinación de Kr en estado no estacionario. ....	59

Figura 4. 1 Viscosidad vs temperatura. Crudo vivo .....	62
Figura 4. 2 Viscosidad vs temperatura. Crudo muerto.....	63
Figura 4. 3 Viscosidad vs porcentaje diluido.....	64
Figura 4. 4 Curva de permeabilidad relativa tapón compuesto T6-T7 (crudo re combinado) Revisar las curvas .....	68
Figura 4. 5 Curva de permeabilidad relativa tapón compuesto T8-T9 (crudo re combinado).....	69
Figura 4. 6 Curva de permeabilidad relativa tapón compuesto T6-T7 (crudo muerto) .....	71
Figura 4. 7 Curva de permeabilidad relativa tapón compuesto T8-T9 (crudo muerto)	72
Figura 4. 8 Curva de permeabilidad relativa tapón compuesto T6-T7 (crudo diluido) .....	74
Figura 4. 9 curva de permeabilidad relativa tapón compuesto T8-T9 (crudo diluido)	75
Figura 4. 10 Curvas de permeabilidad relativa, tapón compuesto T8-T9 (crudo re combinado, muerto y diluido diluido).....	76
Figura 4. 11 Curvas de permeabilidad relativa tapón compuesto T8-T9 (crudo re combinado, muerto y diluido diluido).....	79

## LISTA DE TABLAS

Tabla 2. 1 Calidad del petróleo. ....	12
Tabla 2. 2 Calidad de la porosidad.....	15
Tabla 3. 1 Propiedades del punto crítico de algunos gases.....	40
Tabla 4. 1 Composición del agua de formación.....	61
Tabla 4. 2 Propiedades de los fluidos.....	65
Tabla 4. 3 Propiedades de los tapones individuales.....	66
Tabla 4. 4 Propiedades de los tapones compuestos.....	67
Tabla 4. 5 resultados de las pruebas de desplazamiento (crudo recombined) .....	70
Tabla 4. 6 Resultados de las pruebas de desplazamiento (crudo muerto).....	73
Tabla 4. 7 Resultados de las pruebas de desplazamiento (crudo diluido).....	76
Tabla 4. 8 Resultados de las pruebas de desplazamiento tapón T6-T7 (crudo recombined, muerto y diluido).....	78
Tabla 4. 9 Resultados de las pruebas de desplazamiento tapón T8-T9 (crudo recombined, muerto y diluido).....	80

## INTRODUCCIÓN

Debido a la gran demanda de petróleo a nivel mundial y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, el enfoque de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación de petróleo pesado y extrapesado. Las reservas de petróleos pesados, extra pesados y arenas bituminosas, representan aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles. Sin embargo, la producción de este tipo de crudo representa un reto para la industria petrolera, ya que sus propiedades no se asemejan a las de los crudos livianos y medianos.

Venezuela actualmente cuenta con las mayores reservas de petróleo pesado y extrapesado a nivel mundial según datos de la OPEP 2009, lo que coloca al país en un panorama importante para la producción de estos recursos. Se estima que la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) contiene 236.000 millones de barriles de crudo extrapesado, lo que la convierte en la reserva de petróleo más grande del mundo. La FPO es el territorio que ocupa la franja meridional de la Cuenca Oriental de Venezuela, al sur de los Estados, Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, paralela al curso del río Orinoco (Figura 1), abarcando una extensión de 600 km de Este a Oeste y 70 km en dirección Norte-Sur, con un área aproximada de 55.314 km<sup>2</sup> y está dividida en cuatro zonas de exploración y producción como son Boyacá (antiguamente conocida como Machete), Junín (antes Zuata), Ayacucho (antiguo Hamaca) y Carabobo (antes Cerro Negro). El área actual en exploración es de 11.593 km<sup>2</sup>. (PDVSA, 2015)

Por lo tanto, existe una creciente necesidad de caracterizar adecuadamente la FPO mediante el desarrollo de metodologías confiables que se adapten a estos crudos para lograr entender su comportamiento y conseguir el óptimo desarrollo de los proyectos de explotación. Contribuyendo con el desarrollo de nuevas técnicas y metodologías para este tipo de sistemas de yacimiento se propone el presente trabajo de grado, donde se realizó la evaluación de propiedades de interacción roca-fluido empleando muestras de núcleo (arena no consolidada) y fluidos

(crudos extrapesados y agua de formación) provenientes de la FPO. Entre los aspectos con mayor atención se estudiaron las propiedades físicas como porosidad, permeabilidad, y de interacción roca-fluido como las curvas de permeabilidad relativa y la mojabilidad, haciendo uso de un equipo conocido como simulador físico de yacimientos en el que se estudiaron diversos escenarios.

El presente Trabajo Especial de Grado (TEG) está estructurado de la siguiente manera: en el capítulo uno se presenta el planteamiento del problema, los objetivos de la investigación, alcance, la justificación y las limitaciones implicadas. En el capítulo dos, referido al marco teórico, donde mencionaron todos los fundamentos teóricos necesarios para comprender los aspectos tratados en la investigación. En el capítulo tres, se presentó la metodología, con el detalle de los aspectos metodológicos de la investigación como el tipo de investigación, población y muestras, así como la metodología experimental seguida a fin de dar cumplimiento a cada una de las fases de esta investigación. En el capítulo cuatro se presentó el análisis de resultados, donde se reportan los resultados de la investigación con su respectivo análisis. Al finalizar se presentó las conclusiones a las que se llegó durante la realización del presente TEG y las recomendaciones, apéndices y bibliografía consultada.

# CAPÍTULO I

## EL PROBLEMA

### **1.1 Planteamiento del problema**

La industria petrolera es la encargada de satisfacer la mayor parte de la demanda energética en el mundo, demanda que va en aumento, y que a pesar de que están apareciendo energías alternativas al combustible fósil, ésta sigue liderando el mercado energético.

La explotación de petróleo a nivel mundial ha ido agotando las reservas de crudo convencionales y el hecho de que la demanda de energía sigue en aumento hace necesario ahondar en la búsqueda de técnicas novedosas de extracción que sean capaces de recuperar el crudo pesado y extrapesado de estos yacimientos no convencionales

Esto representa un gran reto para la industria petrolera ya que el comportamiento y las características de los crudos pesados y extrapesados hacen de su explotación una tarea complicada en comparación con los yacimientos convencionales y sus crudos medianos y livianos, puesto que en muchas ocasiones se implementan técnicas o metodologías que no se ajustan adecuadamente a la particularidad de los yacimientos de crudos extrapesados, lo cual repercute en una caracterización errónea de los sistemas conllevando finalmente a un desperdicio del máximo potencial de estos yacimientos petrolíferos. Es por esto que, resulta necesario evaluar el comportamiento particular para ajustar los métodos convencionales o desarrollar nuevas metodologías que permitan optimizar la explotación de los yacimientos (Álvarez, 2006).

Así mismo, a pesar de que la mayoría de los laboratorios de caracterización de yacimientos a nivel mundial fueron acondicionados originalmente para la manipulación de crudos livianos/medianos, poco a poco se han ido ajustando tanto equipos como metodologías para cumplir con los nuevos retos como los que representa, por ejemplo, la Faja Petrolífera Orinoco.

Estos ajustes siguen en desarrollo constante y como parte de esto con el presente trabajo especial de grado, se evaluó el efecto de la naturaleza de los crudos extrapesados; vivos, muertos, y diluidos en arenas no consolidadas, en el proceso de obtención de las curvas de permeabilidad relativa, con la finalidad de estudiar y comparar el comportamiento de estos fluidos bajo las condiciones requeridas y así optimizar las metodologías para la obtención de las curvas de permeabilidad relativas en crudos extra pesados de la FPO, lo cual significa un valioso aporte a la continua evolución de la industria petrolera.

## **1.2 Justificación**

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) se encuentra dentro del foco de interés mundial para su exploración debido a la gran reserva de hidrocarburos pesados y extrapesados. Las empresas nacionales de la mano con otras internacionales interesadas en la producción del crudo que allí se encuentra, buscan desarrollar trabajos de campo e investigación en los distintos bloques que conforman la FPO.

La presente investigación parte de la necesidad de PDVSA Intevep, brazo tecnológico de la Corporación, de trabajar en el desarrollo de metodologías adecuadas para la obtención y evaluación de las curvas de permeabilidad relativa para sistemas de yacimientos asociados con crudos pesados y extrapesados, y arenas no consolidadas, ya que éstas representan una manifestación de las propiedades de interacción roca-fluido de gran importancia en la caracterización de un yacimiento para el adecuado desarrollo de un plan de explotación.

Para la obtención y evaluación de las curvas de permeabilidad relativa se trabajó con un sistema de yacimiento de la FPO empleando muestras de núcleo (roca de yacimiento) y fluidos, con los cuales se ejecutaron experimentos de desplazamiento forzado de fluidos en medios porosos mediante el uso del equipo de desplazamiento de laboratorio, variando condiciones en la naturaleza del crudo extrapesado (con y sin gas en solución y diluido) con el propósito de evaluar los cambios en las curvas de permeabilidad relativa generadas.

## **1.3 Objetivos de la investigación**

### **1.3.1 Objetivo general**

Evaluar el efecto de la naturaleza de crudos extrapesados (sin gas en solución, con gas en solución y diluido) en el desarrollo de las curvas de permeabilidad relativa en arena no consolidada de la Faja Petrolífera del Orinoco.

### **1.3.2 Objetivos específicos**

- Seleccionar el sistema de yacimiento: muestra de núcleo y fluidos a estudiar.
- Caracterizar petrofísicamente las muestras de núcleos arena de yacimiento) seleccionadas.
- Efectuar los procesos necesarios para adecuar fluidos a emplear en los análisis: recombinación (con gas en solución o vivo) y dilución.
- Ejecutar procesos de desplazamiento forzado de fluidos en medio poroso haciendo uso de un equipo de desplazamiento de laboratorio para el sistema de yacimiento seleccionado evaluando el efecto de la naturaleza del crudo sobre los datos experimentales generados a ser empleados luego en la construcción de las curvas de permeabilidad relativa correspondientes.
- Interpretar las curvas de permeabilidad relativa generadas a diferentes condiciones del fluido para el sistema de yacimiento estudiado.
- Valorar el efecto de la naturaleza del crudo extrapesado empleado en la generación de curvas de permeabilidad relativa para arenas no consolidadas y cómo esto influye en la estimación de la condición de mojado.

#### **1.4 Alcance de la investigación**

Esta investigación consistirá en generar las curvas de permeabilidad relativa y estimar la condición de mojado variando la naturaleza del crudo en un sistema de yacimiento en particular. El trabajo de investigación contempla el empleo de un crudo extrapesado de 8,5 grados API, el cual será sometido a tres variantes, recombinado con una RGP de 42 PCN/BN, diluido al 2,4 % peso/peso que es el valor requerido para emular la viscosidad del crudo vivo, y muerto (sin gas en solución), en cada prueba considerando un control de la temperatura en el que se garantice una viscosidad de 10.500 cP para este fluido, lo cual corresponde a las condiciones del fluido en yacimiento (de acuerdo al reporte PVT) y muestra de núcleo de arena no consolidada proveniente de la FPO.

Las curvas de permeabilidad relativa generadas en cada caso serán interpretadas y comparadas para estimar el efecto de la naturaleza del crudo sobre los resultados.

#### **1.5 Limitaciones de la investigación**

Las técnicas para generar curvas de permeabilidad relativa y evaluar la mojabilidad conocidas hasta ahora fueron diseñadas para trabajar con muestras de roca y fluidos convencionales, lo cual necesariamente no aplica de forma eficiente para los sistemas no convencionales como los que se estudiarán en este proyecto.

Las mediciones que se realizarán en las pruebas de desplazamiento de fluidos en medio poroso están sujetas al correcto funcionamiento de los equipos y partes que lo constituyen (transductores de presión, bombas de inyección, celda portamuestra, sistema de conexiones y válvulas, cilindros de fluidos, entre otros), y a su vez al correcto uso de los mismos y los demás instrumentos del laboratorio.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 Antecedentes de la investigación

El desarrollo de este trabajo de grado se inició con una revisión bibliográfica a fin de conocer investigaciones previas relacionadas con el estudio y desarrollo de curvas de permeabilidad relativa, dichas fuentes contribuyeron a definir ciertos parámetros de la investigación. A continuación, se presentan algunas de estas documentaciones citadas, destacando el aporte realizado a la investigación.

**Díaz, L. (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 para obtener los datos experimentales necesarios para la generación de las curvas de permeabilidad relativa empleando los modelos matemáticos JBN (Johnson Bossler & Nauman), JBN-Corey & Asociados y JBN-Willie para los procesos de imbibición y drenaje. Las pruebas de desplazamiento de fluidos se realizaron con arenas sintéticas y reales de un yacimiento de la Faja Petrolífera del Orinoco. En sus pruebas de desplazamiento consideró variaciones en algunos parámetros experimentales, entre ellos: la temperatura, contrapresión, caudal de inyección y tiempo de envejecimiento para estudiar el efecto sobre las curvas de permeabilidad relativa. De los tres modelos matemáticos aplicados en los cálculos, el único que no dio resultados concretos para inferir la condición de mojabilidad de la roca fue el método JBN, ya que las curvas generadas con este método no presentaban intersección o punto de cruce, por lo que no se consideraron representativas ni satisfactorias. En cuanto a la variación de la temperatura concluyó, que la temperatura más óptima para realizar las pruebas de desplazamiento, es aquella a la cual el crudo muerto (empleado en las pruebas) alcanza la viscosidad reportada para este fluido a condiciones de yacimiento, emulando así las condiciones dinámicas reales del fluido en el yacimiento. Así mismo, halló que el caudal de inyección óptimo debe ser bajo, para sus pruebas en el rango de 0,01- 0,03 cm<sup>3</sup>/min para evitar efectos de

adedamiento por la adversa relación de movilidad de los fluidos lo que conlleva a altas saturaciones residuales de petróleo. Por otro lado, encontró que para el rango de valores de contrapresión entre 100 a 14,69 psi no se presentaron diferencias significativas en las curvas, por tanto, valores de presión de poro menores a los 100 psi no afectan de forma significativa las curvas de permeabilidad relativa. Por último, encontró que el tiempo de envejecimiento para estos sistemas de crudos pesados y extrapesados y arenas no consolidadas, tampoco tuvo ningún efecto sobre la forma de las curvas de permeabilidad relativa generadas. Para los casos estudiados, concluye que el estado de mojabilidad es preferencial al agua.

De esta investigación se obtuvieron los parámetros a seguir en pruebas de desplazamiento con crudo pesado y arenas no consolidadas para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa, así como también los modelos matemáticos más representativos de estos tipos de sistemas.

**Romero, Y. (2008)** en el trabajo titulado “Curvas de permeabilidad relativa en arenas asociadas a sistemas no consolidados del Campo Bare, Faja Petrolífera del Orinoco”, estudió la influencia del tiempo de añejamiento sobre las curvas de permeabilidad relativa, considerando diferentes tiempo 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. Así mismo, dada la alta viscosidad del crudo empleado (32.535 cP), se realizó el acondicionamiento en términos de operatividad de un simulador físico para la ejecución de pruebas de desplazamiento de fluidos. Este trabajo sirvió para establecer algunas condiciones de ensayo en el equipo de desplazamiento de laboratorio en la presente investigación.

**Alizadeh, Keshavarz y Haghghi (2007)** desarrollaron un estudio titulado “Efecto de la tasa de flujo en curvas de permeabilidad relativa de rocas carbonatadas” en el cual fueron evaluados caudales de 0,002 a 8 cm<sup>3</sup>/min, encontrando un efecto considerable sobre las curvas de permeabilidad relativa a razón de la variación del caudal, es decir, a medida que aumentaba la tasa de flujo

incrementaban los valores de  $K_{rw}$  y simultáneamente disminuían los valores de  $K_{ro}$ . Con respecto al estudio de la histéresis, la permeabilidad relativa del agua fue mayor por imbibición con referencia a la del proceso de drenaje. Por último, se evaluaron los puntos finales de las curvas de permeabilidad relativa demostrando que la saturación residual de crudo no sufre un cambio representativo debido a la variación de la tasa de flujo.

En particular de este trabajo sirvió para la consideración de tasas de flujo de inyección bajas (0,002 a 0,05  $\text{cm}^3/\text{min}$ ) en las pruebas de desplazamiento de la presente investigación.

**Wang, Dong y Asghari (2006)** en el trabajo “Efecto de la viscosidad del crudo en curvas de permeabilidad relativa en sistemas de crudo pesado/agua” trabajaron un amplio rango de viscosidades de crudo (430 a 13.350 cP) a condiciones específicas de saturación (igual tasa de inyección), concluyendo que la viscosidad influye de manera significativa. Los autores encontraron que, a medida que aumenta la viscosidad del crudo incrementa la saturación residual de crudo ( $S_{or}$ ) y disminuye la saturación de agua irreducible ( $S_{wi}$ ).

En esta fuente se muestran curvas de permeabilidad relativa bajo el efecto de la viscosidad, denotando la importancia de este factor, por lo cual en la presente investigación se mantuvo la misma viscosidad en los crudos a fin de cumplir con los objetivos planteados.

**Akin, East, Castanier y Brigham (1999)** en el trabajo titulado “Efecto de la temperatura en las permeabilidades relativas de un sistema crudo pesado/agua”, tomaron en cuenta el criterio de varios autores con relación al efecto de la temperatura en las curvas de permeabilidad relativa y establecieron experiencias a 20, 50 y 65 °C, empleando el método Johnson Bossler & Nauman (JBN) para la representación de las curvas de permeabilidad relativa. Finalmente, exponen que la temperatura no afecta las curvas de permeabilidad relativa, pero el cambio de la viscosidad de las sustancias produce una divergencia en los puntos finales de dichas curvas.

## 2.2 Bases teóricas

A continuación, se presentan una serie de conceptos teóricos que facilitan la comprensión de este trabajo.

### 2.2.1 Yacimiento

Un yacimiento se define como una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener hidrocarburos líquidos y/o gaseosos, a través de la cual estos fluidos pueden desplazarse para ser recuperados, bajo presiones existentes o aplicadas externamente. Está constituido por dos elementos fundamentales: el medio recipiente y los fluidos almacenados en ese medio. En la figura 2.1 se muestra la distribución (Paris, 2009).

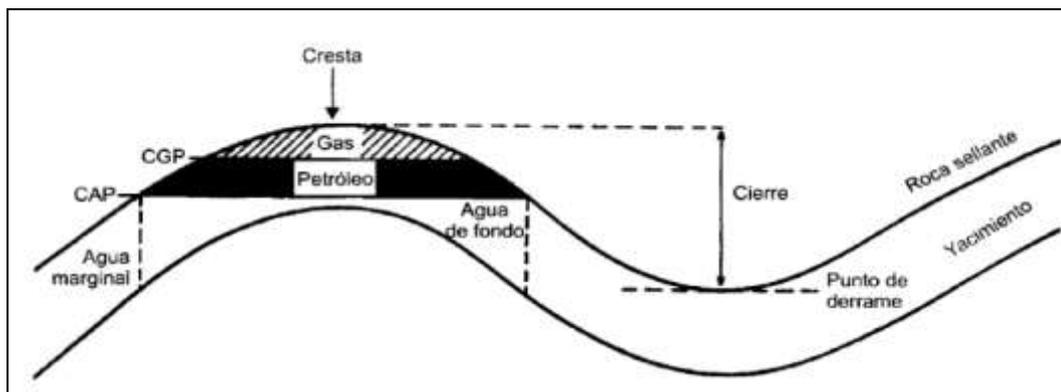


Figura 2.1 Los yacimientos de hidrocarburos.

Fuente: (Paris,2009)

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

### **2.2.2 Arenas no consolidadas**

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

### **2.2.3 Hidrocarburo**

Un compuesto orgánico natural, que comprende el hidrógeno y el carbono. Los hidrocarburos pueden ser tan simples como el metano [CH<sub>4</sub>], pero en muchos casos corresponden a moléculas altamente complejas y pueden presentarse como gases, líquidos o sólidos. Las moléculas pueden tener forma de cadenas, cadenas ramificadas, anillos u otras estructuras. El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos. Los hidrocarburos más comunes son el gas natural, el petróleo y el carbón (Schlumberger Oilfield Glossary, sf).

### **2.2.4 Petróleo**

Una mezcla compleja de compuestos de hidrocarburos naturales que se encuentran en las rocas. El petróleo puede variar entre sólido y gaseoso, pero el término se utiliza generalmente para hacer alusión al petróleo crudo líquido. Las impurezas, tales como el azufre, el oxígeno y el nitrógeno, son comunes en el petróleo. Además, existe un grado considerable de variación en lo que respecta al color, la gravedad, el olor, el contenido de azufre y la viscosidad en el los petróleos provenientes de áreas diferentes (Schlumberger Oilfield Glossary, sf). Según la gravedad API los crudos petrolíferos se clasifican de acuerdo con la escala que se presenta en la tabla 2.1.

Tabla 2. 1 Calidad del petróleo.

Fuente: Araujo (2004)

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

### 2.2.5 Porosidad

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

Usualmente está definida como la relación del volumen poroso y el volumen total del medio (ecuación 2.1):

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_s}{V_t} \quad \text{Ec. (2.1)}$$

donde:

$\emptyset$  = Porosidad

$V_p$  = Volumen de poros

$V_t$  = Volumen total

$V_s$  = Volumen de sólidos

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

### 2.2.6 Tipos de porosidad

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

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

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_g}{V_t} \quad \text{Ec. (2.2)}$$

donde:

$\emptyset$  = Porosidad absoluta

$V_t$  = Volumen total de la roca

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

$V_p$  = Volumen poroso (Paris, 2009).

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

$$\emptyset = \frac{V_{pi}}{V_t} \quad \text{Ec. (2.3)}$$

donde:

$\emptyset$  = Porosidad

$V_{pi}$  = Volumen poroso interconectado

$V_t$  = Volumen total.

La porosidad efectiva es la que se mide con la mayoría de los porosímetros, y es en realidad la que interesa para las estimaciones de petróleo y gas en sitio, ya que solo los volúmenes de hidrocarburos almacenados en los poros interconectados pueden ser extraídos parcialmente del yacimiento. Esta porosidad normalmente representa un 90% a 95% de la porosidad total (Paris, 2009).

En la figura 2.2 se muestran las porosidades antes descritas, además en la tabla 2.2 se muestra la calidad de la misma según su valor.

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

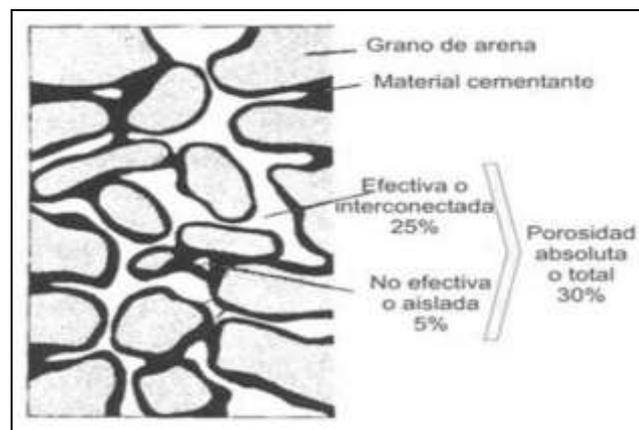


Figura 2.2 Porosidad efectiva, no efectiva y porosidad total.

Fuente: Paris (2009)

Tabla 2. 2 Calidad de la porosidad.

Fuente: Paris (2009)

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

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

### **2.2.7 Factores que afectan la porosidad**

La porosidad se ve afectada por los siguientes factores (La Comunidad Petrolera, 2012):

- Escogimiento de los granos: mientras los granos de la roca sean más uniformes mayores será la porosidad.
- Arreglo de los granos: la simetría influye en el valor de la porosidad, mientras menos simetría exista más afecta la porosidad.
- Cementación: los granos están “pegados” entre sí mediante una cementación natural, esto resta el espacio poroso a ser ocupado por los hidrocarburos.
- Presencia de grietas y cavidades: son factores que favorecen la porosidad.
- Consolidación: la presión de sobrecarga de un estrato crea acercamiento entre las rocas. Mientras sea menor su efecto, mayor será el valor de porosidad.

### **2.2.8 Saturación**

La saturación es el porcentaje de un fluido ocupado en el espacio poroso (La Comunidad Petrolera, 2012), y está definido en la ecuación 4 como:

$$S_{fluido} = \frac{V_f}{V_p} * 100 = \% \quad \text{Ec. (2.4)}$$

donde:

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

$V_f$  = Volumen del fluido dentro del espacio poroso

$V_p$  = Volumen poroso

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

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad \text{Ec. (2.5)}$$

donde:

$S_w$  = Saturación de agua

$S_o$  = Saturación de petróleo

$S_g$  = Saturación de gas

- **Saturación de agua connata ( $S_{wc}$ )**

La saturación de agua connata ( $S_{wc}$ ) es la saturación de agua existente en el yacimiento al momento del descubrimiento, la cual se considera como el remanente del agua que inicialmente fue depositada con la formación y que debido a la fuerza de la presión capilar existente, no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando éstos migraron al yacimiento (La Comunidad Petrolera, 2012).

- **Saturación irreducible ( $S_{wirr}$ )**

Se define como la máxima saturación de agua que permanece como fase discontinua en el medio poroso. La discontinuidad son regiones con agua separadas por zonas sin agua, es decir que están aisladas, de tal manera que a las condiciones necesarias el agua no puede fluir por el sistema cuando se aplican diferencias de presión (La Comunidad Petrolera, 2012).

- **Saturación residual ( $S_{xr}$ )**

La saturación residual de una fase, generalmente expresada como  $S_{xr}$ , donde x corresponde a la fase (petróleo, agua o gas), representa la saturación de dicha fase que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de un proceso de desplazamiento (La Comunidad Petrolera, 2012).

- **Saturación de petróleo residual ( $S_{or}$ )**

Es la mínima saturación de petróleo que se puede alcanzar bajo la combinación de fuerzas viscosas, capilares y gravitatorias. Se puede considerar para yacimientos hidrófilos como la fracción del fluido no mojante atrapado en el medio poroso después de un proceso de extracción de ese fluido (La Comunidad Petrolera, 2012).

### **2.2.9 Permeabilidad**

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

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

a través de una sección de 1 cm<sup>2</sup> de roca, bajo un gradiente de presión de una atmósfera (760mmHg) por centímetro cuadrado, y en condiciones de flujo viscoso” (Rivera, 2004).

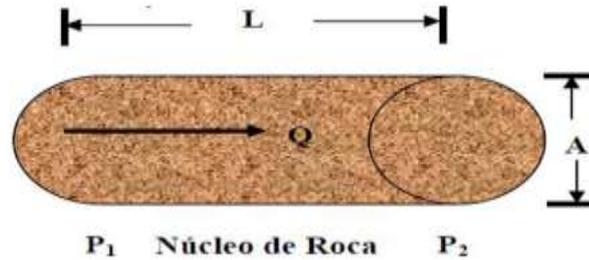


Figura 2. 3 Representación de la Ley de Darcy.

Fuente: Rivera (2004)

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

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P} \quad \text{Ec. (2.6)}$$

donde:

K = Permeabilidad (Darcys)

$\mu$  = Viscosidad en la dirección de recorrido del fluido (cP)

L = Distancia que recorre el fluido (cm)

A = Sección transversal (cm<sup>2</sup>)

$\Delta P$  = Diferencia de presión (atm) (P2 – P1)

Q = Tasa de producción (cm<sup>3</sup>/s)

### 2.2.10 Tipos de permeabilidad

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

- **Permeabilidad absoluta:** es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100% el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua.
- **Permeabilidad efectiva:** es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio

poroso. La permeabilidad efectiva es función de la saturación de fluidos, y por ende siempre las permeabilidades efectivas son menores que la permeabilidad absoluta. Se representa por  $K_o$  (permeabilidad al crudo),  $K_w$  (permeabilidad al agua) y  $K_g$  (permeabilidad al gas).

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

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad \text{Ec. (2.7)}$$

$$K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad \text{Ec. (2.8)}$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad \text{Ec. (2.9)}$$

donde:

$K$  = Permeabilidad absoluta

$K_{ro}$  = Permeabilidad relativa al petróleo

$K_{rw}$  = Permeabilidad relativa al agua

$K_{rg}$  = Permeabilidad relativa al gas

$K_o$  = Permeabilidad efectiva al petróleo

$K_w$  = Permeabilidad efectiva al agua

$K_g$  = Permeabilidad efectiva al gas

### 2.2.15 Permeabilidad a dos fases

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

La permeabilidad relativa se determina, por lo general, para sistemas bifásicos agua-petróleo y gas-petróleo, con agua connata inmóvil, y se representa gráficamente mediante un par de curvas comúnmente referidas como curva de permeabilidad relativa para la fase no mojante ( $K_{nm}$ ) y curva de permeabilidad relativa para la fase mojante ( $K_m$ ). Cuando una fase mojante y otra no mojante fluyen simultáneamente en un medio poroso, cada una ellas sigue un camino separado y distinto de acuerdo con sus características mojantes, lo cual da como resultado la permeabilidad relativa para la fase mojante y la no mojante. Si consideramos el modelo capilar mostrado en la figura 2.4 se observa que las fuerzas capilares hacen que la fase mojante se encuentre dentro del espacio poroso cercano a las paredes, ocupando los canales de flujo de los poros más pequeños. Estos canales no contribuyen al flujo, y por lo tanto, la presencia de saturaciones bajas de la fase mojante afectará la permeabilidad de la fase no mojante solo hasta cierto punto (Paris, 2009).

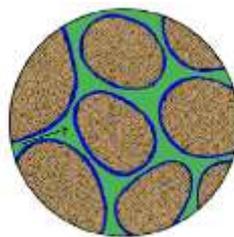


Figura 2. 4 Modelo capilar en sistema mojado por agua.

Fuente: Alkhatha'ami (2005)

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.

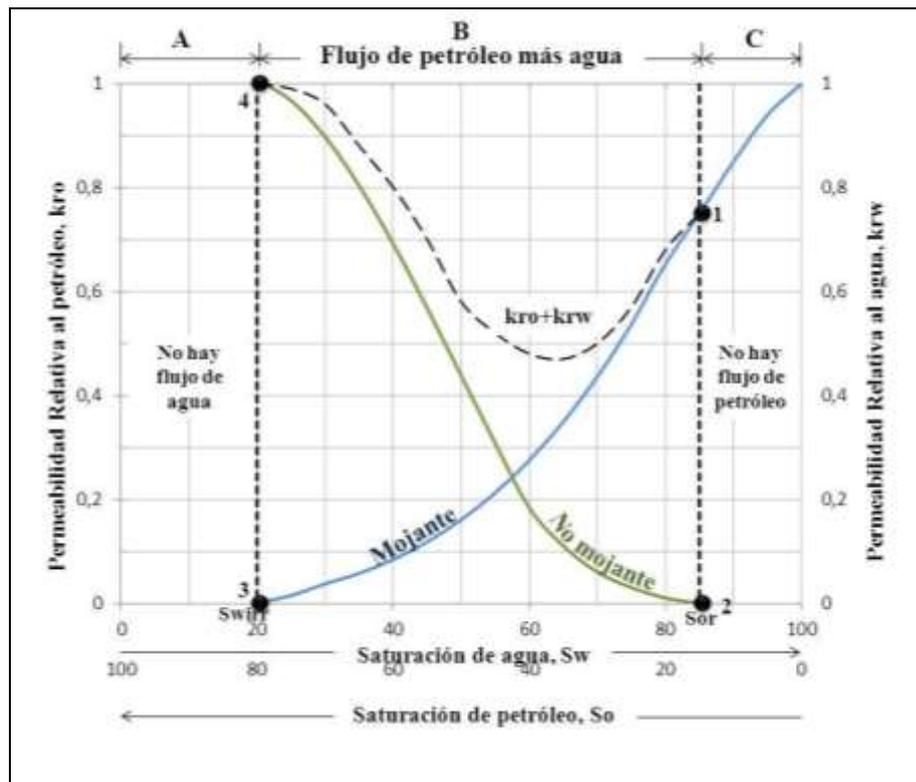


Figura 2. 5 Modelo capilar en sistema mojado por agua.

Fuente: Paris (2009)

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

- **Punto 1:** en la curva de permeabilidad relativa de la fase 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 de petróleo crítica ( $S_{oc}$ ).
- **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 ( $S_{wirr}$ ) o saturación de agua connata ( $S_{wc}$ ) (ambos términos son intercambiables).
- **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 éstos 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 la figura anterior:

- **Región 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.

- **Región B:** varía entre la  $S_{wirr}$  y  $1-S_{or}$ , mostrando la relación existente entre ambas fases, en esta zona la suma de la permeabilidad relativa al petróleo y la permeabilidad relativa al agua es menor que uno, ya que cuando hay dos fases inmiscibles en un medio poroso se obstaculizan el flujo entre ellas.
- **Región C:** representa la  $S_{or}$ , y muestra el petróleo que queda atrapado en la roca después de un flujo normal inmiscible en un sistema agua/petróleo durante un proceso de desplazamiento.

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

**Desplazamiento por drenaje:** en el cual la saturación de la fase mojante disminuye durante el proceso. Es un proceso forzado. Fuerzas capilares retienen la fase mojante. Existe presión de umbral (Figura 2. 6).

**Desplazamiento por imbibición:** en el cual la saturación de la fase mojante aumenta durante el proceso. Es un proceso espontáneo. No hay presión de umbral (Figura 2. 7).

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

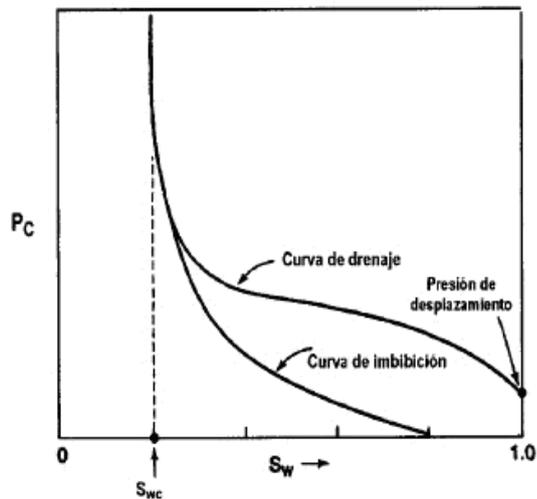


Figura 2. 8 Curvas de drenaje e imbibición.

Fuente: Forrest (1982)

### 2.2.16 Correlaciones: curvas de permeabilidad relativa

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

#### ✓ Método JBN (Glover, s.f).

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 (Contreras & García, 2001). A continuación, se presentan las ecuaciones utilizadas en el método JBN.

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

$$S_{wirr} = \frac{V_p - V_{ad}}{V_p} \quad \text{Ec. (2.10)}$$

donde:

$V_p$  = Volumen poroso

$V_{ad}$  = Volumen de agua desplazado

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

$$S_{wp} = \frac{V_o}{V_p} + S_{wirr} \quad \text{Ec. (2.11)}$$

donde:

$V_o$  = Volumen de crudo

$V_p$  = Volumen poroso

- Agua inyectada acumulada (WID)

$$WID = \frac{V_o}{V_p} \quad \text{Ec. (2.12)}$$

donde:

$V_o$  = Volumen de crudo

$V_p$  = Volumen poroso

- Radio de inyección ( $I_R$ )

$$I_R = \frac{\Delta p_i}{\Delta p} \quad \text{Ec. (2.13)}$$

donde:

$\Delta p_i$  = Diferencial de presión en las condiciones iniciales

$\Delta_p$  = Diferencial de presión en cada fracción

- Delta 1 ( $\Delta_1$ )

$$\Delta_1 = \frac{1}{WID_n} - \frac{1}{WID_{n-1}} \quad \text{Ec. (2.14)}$$

- Delta 2 ( $\Delta_2$ )

$$\Delta_2 = \frac{1}{WID_n} * I_{R_n} - \frac{1}{WID_{n-1}} * I_{R_{n-1}} \quad \text{Ec. (2.15)}$$

- Flujo fraccional de crudo ( $f_o$ )

$$f_o = \frac{1}{1 + \frac{k_{rw} + \mu_o}{k_{ro} + \mu_w}} \quad \text{Ec. (2.16)}$$

- Saturación de agua final ( $S_w$ )

$$S_w = S_{wp} - (f_o * WID) \quad \text{Ec. (2.17)}$$

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

$$K_{ro} = f_o * \frac{\Delta_2}{\Delta_1} \quad \text{Ec. (2.18)}$$

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

$$K_{rw} = K_{ro} * \frac{\mu_w * (1 - f_o)}{\mu_o * f_o} \quad \text{Ec. (2.19)}$$

✓ **Correlaciones de Willie (Escobar, 2000)**

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 ( $S$ )

$$S = \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \quad \text{Ec. (2.20)}$$

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

$$k_{ro} = (1 - S)^2 \quad \text{Ec. (2.21)}$$

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

$$k_{rw} = S^{3.5} \quad \text{Ec. (2.22)}$$

✓ **Correlación de Corey (Rivera, 2004)**

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:

- Drenaje

Saturación (S)

$$S = \frac{S_o}{1 - S_{wirr}} \quad \text{Ec. (2.23)}$$

Permeabilidad relativa al agua ( $K_{rw}$ )

$$K_{rw} = (1 - S)^2 \quad \text{Ec. (2.24)}$$

Permeabilidad relativa al crudo ( $K_{ro}$ )

$$K_{ro} = (S)^3 \quad \text{Ec. (2.25)}$$

- Imbibición

Saturación (S)

$$S = \frac{S_w - S_{wirr}}{1 - S_{wirr}} \quad \text{Ec. (2.26)}$$

Permeabilidad relativa al agua ( $K_{rw}$ )

$$K_{rw} = S^3 \quad \text{Ec. (2.27)}$$

Permeabilidad relativa al crudo ( $K_{ro}$ )

$$K_{ro} = (1 - S)^3 \quad \text{Ec. (2.28)}$$

#### ✓ Modelos Híbridos

En el trabajo de Márquez y colaboradores (2014), se realizaron pruebas de desplazamiento para la obtención de curvas de permeabilidad relativa para sistemas de crudos pesados y extrapesados asociados a yacimientos no consolidados. En su investigación realizó un ajuste en las correlaciones de Willie y Corey & Asociados, con la finalidad de obtener un mejor comportamiento de las curvas de Kr, para ello implementó un modelo matemático híbrido, partiendo de las saturaciones de agua obtenidas mediante la ecuación del método JBN

(Ecuación 2.10) 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 2.10.
- La  $S_w$  obtenida anteriormente se sustituye en la ecuación 2.23 y 2.26 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 14 y 15 para el caso del modelo matemático híbrido JBN-Willie y por las ecuaciones 20 y 21 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.

### **2.2.17 Mojabilidad**

La mojabilidad se refiere a la tendencia de un fluido a adherirse o esparcirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmiscible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido. En un yacimiento de petróleo, la mojabilidad es una medida de la afinidad de la superficie de la roca por la fase petróleo o por la fase acuosa y determina la ubicación relativa de cada una de estas fases dentro del medio poroso (Araujo, 2004).

El conocimiento de la manera como el petróleo se adhiere a la roca, permite al ingeniero de yacimientos diseñar las estrategias para obtener una mejor recuperación del mismo.

Si se observa 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).

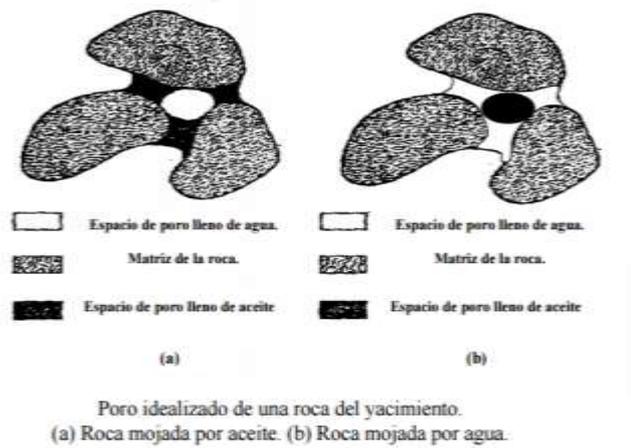


Figura 2. 9 Esquema de mojabilidad de una roca.

Fuente: Trejo (2010)

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

En el marco de esta investigación orientada a evaluar el efecto de crudos pesados (vivos, muertos y diluidos) asociados a arenas no consolidadas de la Faja Petrolífera del Orinoco sobre las curvas de permeabilidad relativa, se describen a continuación las actividades realizadas, el tipo y diseño de la investigación, así como la población y muestras seleccionadas, además de los instrumentos y técnicas empleadas en la recolección, procesamiento y análisis de los datos que fueron utilizados y obtenidos en la investigación, finalizando con la descripción de las fases metodológicas, las cuales exponen de forma explícita las actividades realizadas de forma sucesiva para alcanzar los objetivos planteados.

#### **3.1 Tipo de investigación**

De acuerdo con Arias (2006), “La investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente)”. En el presente TEG la variable independiente será la naturaleza del crudo (recombinado, muerto y diluido); mientras que la dependiente será los volúmenes producidos y saturaciones obtenidas, lo que a su vez se traduce en permeabilidades, generando así las curvas de permeabilidad relativa.

#### **3.2 Diseño de la investigación**

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

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

### **3.3 Población y muestra**

Arias (2012) expresa que la población es “un conjunto finito de elementos con características comunes para las cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Ésta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio” (p.81).

Seguidamente, Arias (2012) considera que “la muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible.” (p.83), y que en el muestreo no probabilístico intencional los elementos son escogidos con base en criterios o juicios preestablecidos por el investigador.

La población del estudio está representada por un sistema de yacimiento de la FPO (arena no consolidada y crudo pesado) y las muestras seleccionadas fueron cinco tapones de núcleo proveniente de un pozo de la FPO con el fluido asociado (crudo pesado). Del total de las muestras consideradas, para ejecutar las pruebas de desplazamiento finalmente se seleccionaron cuatro tapones, identificados como T6, T7, T8 y T9 teniendo como criterio la permeabilidad absoluta del yacimiento.

### **3.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

La técnica empleada para la recolección de datos fue la observación, de forma participante y estructurada, iniciando con los datos de la caracterización del sistema de roca no consolidada, luego se recolectaron los datos de las pruebas de desplazamiento (diferenciales de presión, volúmenes de los fluidos desplazados) para cada una de las pruebas de desplazamiento ejecutadas y finalmente, procesada la data experimental, se analizó el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa para determinar el efecto de la naturaleza del crudo (con gas disuelto, sin gas disuelto y diluido) sobre las mismas.

Seguidamente, se estableció un listado de las diferentes variables a medir (volúmenes producidos, presión) empleando como instrumento de recolección de datos los equipos del laboratorio, los cuales arrojaron los valores que fueron almacenados en forma escrita en un cuaderno de notas, llenando el formato preestablecido indicando los valores de cada medición, el comportamiento de las pruebas ejecutadas y algunas anomalías que se presentaron durante la ejecución de las mismas, dichas anotaciones se llevaron al computador para el tratamiento (cálculos) y almacenamiento de los datos recopilados.

### **3.5 Técnicas de procesamiento y análisis de datos**

Las diferentes variables recopiladas para cada muestra en los instrumentos de recolección de datos mencionados en la sección anterior fueron procesadas en una hoja de cálculo de la aplicación Microsoft Excel, empleando fórmulas matemáticas correspondientes al cálculo de las permeabilidades relativas y saturaciones que fueron determinados haciendo uso del modelo matemático propuesto por Johnson Bossler & Nauman (JBN), y modelos híbridos (JBN-Willie y JBN-Corey & Asociados) implementados en esta investigación, analizando así el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa.

### **3.6 Fases de la investigación**

Para desarrollar los objetivos planteados se llevaron a cabo las siguientes fases:

#### **Fase I. Caracterización de sistemas de arenas no consolidadas**

En esta fase se desarrollaron las siguientes actividades:

- **Preparación de agua de formación sintética**

La preparación del agua de formación sintética empleada en las pruebas de desplazamiento consistió en la disolución de sales inorgánicas en agua destilada según la composición original del reservorio, la cual es obtenida a partir del análisis fisicoquímico del agua de formación presente en el yacimiento. La

metodología comprende en principio someter a burbujeo de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) el agua destilada en la cual se prepararía el agua de formación sintética, durante un período de tiempo aproximado de 30 min, esto con la finalidad de evitar la posterior precipitación de carbonatos. Una vez saturada el agua con CO<sub>2</sub> se añaden en el orden indicado las cantidades requeridas de las siguientes sales: NaHCO<sub>3</sub>, Na<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, NaCl, CaCl<sub>2</sub>x2H<sub>2</sub>O, MgCl<sub>2</sub>x6H<sub>2</sub>O y BaCl<sub>2</sub>x2H<sub>2</sub>O, sometiendo a agitación constante hasta lograr la disolución completa de los reactivos.

Una vez disueltas las sales, se afora el matraz al volumen final (en este caso, 2 L) y se mantiene el sistema con agitación constante por 30 min burbujeando nuevamente con dióxido de carbono. La proporción de las sales del agua de formación pertenece al archivo confidencial de PDVSA-INTEVEP.

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.

- **Medición de las densidades del agua de formación sintética y del crudo extrapesado**

Los fluidos empleados en las pruebas de desplazamiento fueron agua de formación sintética y crudo extrapesado, éste último procedente de un pozo petrolífero perteneciente a la FPO, suministrado por PDVSA-INTEVEP.

Para medir la densidad del crudo se empleó el densímetro DMA 4500 M, *Anton Paar* (figura 3.1) y se seleccionó el método *Crude Oil* por ser el más adecuado para este fluido. La muestra de crudo fue ingresada al sistema de medición, el método realizó la medición de la densidad a una temperatura específica con correcciones a 15 °C, arrojando valores de °API y densidad del fluido a la temperatura seleccionada (46 y 56,6 °C). Para medir la densidad del agua de formación sintética se seleccionó el método *Density* porque el agua de formación tiene una viscosidad baja.



Figura 3. 1 Densímetro DMA 4500 M.

Fuente: Propia

- **Medición de las viscosidades del agua de formación sintética y del crudo extrapesado**

Para la medición de la viscosidad de los fluidos se empleó un reómetro Physica MCR serie 301, *Anton Paar* (figura 3.2)



Figura 3. 2 Reómetro Physica MCR 301

Fuente: Propia

El reómetro posee varias geometrías, las cuales son cilindros de acero donde se introduce la muestra del fluido a la cual se le determina la viscosidad. Para cada fluido, existe una geometría adecuada, la cual está clasificada de acuerdo a las

viscosidades de los fluidos, entre bajas, medianas y altas viscosidades. En este caso, las empleadas en la investigación fueron la geometría DG26 y la geometría CC17. Para medir la viscosidad del agua se empleó la geometría DG26, la cual es empleada para fluidos con viscosidades cercanas a 1 cP y para medir la viscosidad del crudo extrapesado, se empleó la geometría CC17 la cual es usada para fluidos con viscosidades mayores a 100 cP.

Luego del encendido del equipo, verificado y realizado el ajuste inicial requerido por el equipo, se llenó la geometría con el volumen de cada fluido. Para la geometría DG26 fue necesario inyectar 4,1 cm<sup>3</sup> de agua de formación sintética y para la geometría CC17 fue necesario inyectar 5,3 cm<sup>3</sup> de crudo extrapesado (muerto y diluido). Los cilindros se ajustaron al sistema del reómetro y posteriormente, se seleccionó en el computador asociado al reómetro la medición de la viscosidad, primero a una temperatura de 46 y 56,4 °C.

Para el crudo sin gas en solución emplearon las temperaturas de 46 y 56,4 °C ya que 46 °C es la temperatura del reservorio pero como es crudo sin gas en solución no tiene la misma viscosidad cuando se traslada al laboratorio fue necesario aumentar la temperatura a 56,4 °C para que el crudo alcanzara la viscosidad del reservorio.

Para el crudo diluido se empleó únicamente la temperatura de 46 °C y se fue variando el porcentaje peso/peso del diluyente para obtener un comportamiento viscosidad vs % diluyente y aproximar a los valores de viscosidad requerida.

Finalmente, el sistema computarizado arrojó el valor de las viscosidades de cada fluido a las temperaturas señaladas.

- **Preparación del crudo diluido**

En esta etapa se realizó la dilución del crudo muerto utilizando aceite mineral VASSA para lograr una viscosidad equivalente al crudo vivo a 46° C, el proceso consistió en tomar 5 viales de 30 cm<sup>3</sup> y verter hasta la mitad crudo muerto en cada uno de ellos, estos viales fueron pesados e identificados antes y después de ser llenados de crudo. Mediante la ecuación Ec. (3.1), se calculó la masa de VASSA

requerida para diluirlos a diferentes porcentajes peso/peso 0%, 2%, 4%, 6 %, 10%, 15 %, 100%.

$$\%D = \frac{M_v}{M_o} * 100 \quad \text{Ec. (3.1)}$$

donde:

%D = porcentaje peso/peso de diluyente.

Mv = masa de aceite mineral.

Mo = masa de crudo muerto.

Las muestras fueron llevadas a la temperatura de 80°C antes verter el aceite mineral VASSA, esto con la finalidad de facilitar el proceso de dilución. Posteriormente con la ayuda de una varilla metálica, se procedió a mezclar por un tiempo de 5 min, llevando nuevamente a calentar la muestra para ser mezcladas por otros 5 min adicionales, asegurando la homogeneidad.

Mediante el equipo Physica MCR serie 301, *Anton Paar* (Figura 3.2) se procedió a medir la viscosidad de cada muestra siguiendo el procedimiento aplicado en el crudo muerto.

Al finalizar este procedimiento se obtuvo una serie de valores para la viscosidad a 46°C y diferentes diluciones, con la ayuda de una hoja de cálculo se graficó este comportamiento y se obtuvo una tendencia viscosidad de crudo diluido vs porcentaje de dilución, la cual fue empleada para interpolar con el valor de viscosidad deseada y obtener el porcentaje de diluyente requerido.

- **Recombinación del crudo**

Se llevó a cabo el acondicionamiento de un crudo muerto (el cual debido a un cambio de presión y temperatura ha perdido todo gas asociado). La recombinación consiste en disolver una mezcla de 90% gas metano y 10% dióxido de carbono en el crudo muerto, a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento (570 psi y 46°C). El parámetro que se desea igualar a las condiciones de yacimiento es

la Relación Gas – Petróleo (RGP), la cual para el sistema en estudio posee un valor de 42 PCN/BN.

A continuación, se describe el procedimiento seguido para lograr este objetivo:

✓ Definición del volumen de crudo a recombinar

De acuerdo a las dimensiones del reactor, se estableció un volumen de crudo apropiado para su capacidad y en base a éste, se procedió a la determinación del volumen de gas necesario para alcanzar la RGP deseada.

✓ Definición del volumen de gas para la recombinación

En base a la RGP objetivo y el volumen de crudo definido, se empleó la ecuación Ec (3.2), de la cual se despejó el volumen de gas a condiciones normales, ecuación Ec (3.3), para posteriormente llevar este volumen a las condiciones de la mezcla mediante la ley de gases reales.

$$RGP = 5,6146 * \frac{V_i}{V_c} \quad \text{Ec (3.2)}$$

$$V_i = RGP * \frac{V_c}{5,6146} \quad \text{Ec (3.3)}$$

donde:

$V_i$  = volumen de gas a utilizar para la recombinación a condiciones normales ( $\text{cm}^3$ )

$V_c$  = volumen de crudo definido para la recombinación ( $\text{cm}^3$ )

RGP = Relación Gas – Petróleo (PCN/BN)

Factor de conversión a PCN/BN = 5,6146

✓ Factor de compresibilidad del gas (Z)

Es calculado a través de las ecuaciones de Standing y Katz.

Se inició con el cálculo de la temperatura pseudocrítica y la presión pseudocrítica de la mezcla de gases mediante las ecuaciones Ec.(3.4) y Ec.(3.5), respectivamente.

$$T_{sc} = \sum_1^N y_i * T_{ci} \quad \text{Ec(3.4)}$$

donde:

$T_{sc}$  = Temperatura pseudocrítica de la mezcla (°R)

$Y_i$  = Fracción molar (adimensional)

$T_{ci}$  = Temperatura crítica del gas obtenida de la tabla 3.1 (psia)

$$P_{sc} = \sum_1^N y_i * P_{ci} \quad \text{Ec(3.5)}$$

donde:

$P_{sc}$  = Presión pseudocrítica de la mezcla (psia)

$Y_i$  = Fracción molar (adimensional)

$P_{ci}$  = Presión crítica del gas obtenida de la tabla 3.1 (psia)

Tabla 3. 1 Propiedades del punto crítico de algunos gases

Fuente: Cengel Y. (2008)

Sustancia	Propiedades del punto crítico	
	Temperatura (°R)	Presión (psia)
Agua	165,3	3204
Aire	38,5	547
Alcohol etílico	929	926
Alcohol metílico	923,7	1154
Amoníaco	729,8	1636
Argón	272	705
Benceno	1012	714
Bromo	1052	1500
Cloro	751	1120
Cloroformo	965,8	794
Cloruro metílico	749,3	968
Diclorodifluorometano (R-12)	692,4	582
Diclorofluorometano (R-21)	813	749
Dióxido de azufre	775,2	1143
Dióxido de carbono	547,5	1071
Etano	549,8	708
Etileno	508,3	742
Helio	9,5	33,2
Hidrógeno	59,9	188,1
Kriptón	376,9	798
Metano	343,9	673
Monóxido de carbono	240	507
n-butano	765,2	551
Neón	80,1	395
Nitrógeno	227,1	492
n - hexano	914	439
Oxido nitroso	557,4	1054
Oxígeno	278,6	736
Propano	665,9	617
Propileno	656,9	670
Tetracloruro de carbono	1001,5	661
Tetrafluoroetano (R-134a)	673,7	589,9
Triclorofluorometano (R-11)	848,1	635
Xenón	521,5	852

Como la mezcla contiene CO<sub>2</sub> se aplicó el factor de corrección de Wichert y Aziz para la presencia de contaminantes, dicho factor viene dado por la ecuación Ec 3.6.

$$F_{sk} = 120[(y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6}] + 15(y_{H_2S}^{0.5} + y_{H_2S}^4) \quad \text{Ec (3.6)}$$

donde:

$F_{sk}$  = Factor de corrección por presencia de contaminantes (adimensional)

$y_{CO_2}$  = Fracción molar de CO<sub>2</sub> (adimensional)

$y_{H_2S}$  = Fracción molar de H<sub>2</sub>S (adimensional)

Se corrigió la temperatura pseudocrítica y la presión pseudocrítica a través de las ecuaciones Ec (3.7) y Ec (3.8):

$$T_{sc}^* = T_{sc} - F_{sk} \quad \text{Ec. (3.7)}$$

donde:

$T_{sc}^*$  = Temperatura pseudocrítica de la mezcla corregida (°R)

$T_{sc}$  = Temperatura pseudocrítica de la mezcla (°R)

$F_{sk}$  = Factor de corrección por presencia de contaminantes (adimensional)

$$P_{sc}^* = \frac{P_{sc}(T_{sc} - F_{sk})}{T_{sc} + [y_{H_2S}(1 - y_{H_2S})F_{sk}]} \quad \text{Ec(3.8)}$$

donde:

$P_{sc}^*$  = Presión pseudocrítica de la mezcla corregida (psia)

$P_{sc}$  = Presión pseudocrítica de la mezcla (psia)

$T_{sc}$  = Temperatura pseudocrítica de la mezcla (°R)

$F_{sk}$  = Factor de corrección por presencia de contaminantes (adimensional)

$y_{H_2S}$  = Fracción molar de H<sub>2</sub>S (adimensional)

Posteriormente, se calculó la temperatura pseudoreducida y la presión pseudoreducida a través de las ecuaciones Ec (3.9) y Ec (3.10).

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{sc}^*} \quad \text{Ec(3.9)}$$

donde:

$T_{sr}$  = Temperatura pseudoreducida de la mezcla (adimensional)

T = Temperatura de trabajo (°R)

$T_{sc}^*$  = Temperatura pseudocrítica de la mezcla corregida (°R)

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{sc}^*} \quad \text{Ec.(3.10)}$$

donde:

$P_{sr}$  = Presión pseudoreducida de la mezcla (adimensional)

P = Presión de trabajo (psia)

$P_{sc}^*$  = Presión pseudocrítica de la mezcla corregida (psia)

Con estos dos valores ( $P_{sr}$  y  $T_{sr}$ ) se utiliza la Figura 3.3 para hallar el valor del factor de compresibilidad de la mezcla de gases (Z).

✓ Volumen de gas para la recombinación a condiciones de la mezcla

Debido a que la mezcla de gases estaba contenida en un cilindro a temperatura de laboratorio y presión de yacimiento se aplicó la ley de gases reales, mediante las ecuaciones Ec (3.11) y Ec. (3.12), las cuales representan el gas a condiciones normales y a condiciones de la mezcla de gases respectivamente.

$$P_1 V_1 = Z_1 n_1 R T_1 \quad \text{Ec (3.11)}$$

$$P_2V_2 = Z_2n_2RT_2 \quad \text{Ec. (3.12)}$$

Partiendo del principio de conservación de la masa, se generan dos ecuaciones expresadas en términos del número de moles (n), y a su vez simplificando el factor R en cada una de ellas se obtiene la ecuación Ec. (3.13):

$$\frac{P_1V_1}{Z_1T_1} = \frac{P_2V_2}{Z_2T_2} \quad \text{Ec. (3.13)}$$

Como  $Z_1 = 1$  (condiciones normales) y despejando el volumen del gas a condiciones de la mezcla ( $V_2$ ), finalmente se obtiene la ecuación (42):

$$V_2 = \frac{Z_2P_1V_1T_2}{P_2T_1} \quad \text{Ec. (3.14)}$$

donde:

$V_2$ : Volumen a condiciones de la mezcla de gases ( $\text{cm}^3$ )

$V_1$ : Volumen a condiciones normales, obtenido a partir del RGP del yacimiento ( $\text{cm}^3$ )

$P_2$ : Presión de la mezcla de gases (Psi)

$P_1$ : Presión a condiciones normales, (14,7 psi) según normas API.

$T_2$ : Temperatura de la mezcla (Psi)

$T_1$ : Temperatura a condiciones normales, (60° F) según normas API.

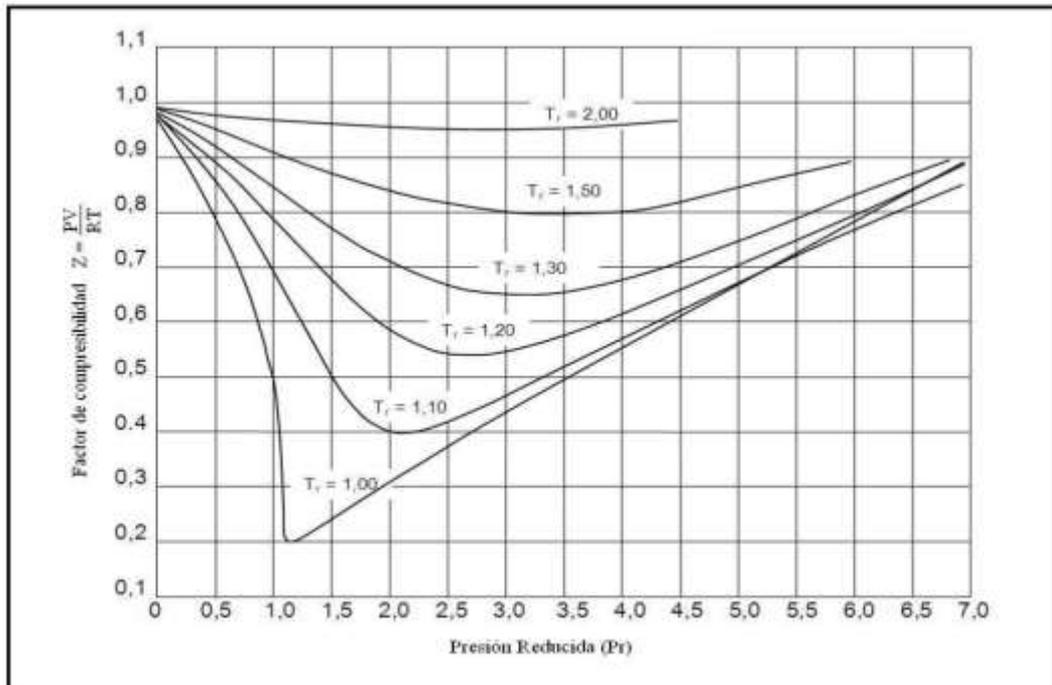


Figura 3. 3 Factor de compresibilidad de los gases Z.

Fuente: Cengel Y. (2008)

Al calcular el volumen de gas a condiciones de la mezcla, se procede a inyectar los fluidos al reactor (figura 3.4).

✓ Uso del reactor para la recombinación del crudo

Para la inyección del crudo se utilizó un cilindro pistón tipo Ruska envuelto en una manta de calentamiento (46 °C), además de cintas de calentamiento para las líneas de flujo (figura 3.5) para facilitar la movilidad del mismo.

La inyección de crudo se controló a través de las bombas ISCO tratando de no exceder la presión de inyección en un máximo de 3000 psi.

Se desmontó el cilindro y se inyectó el gas previamente almacenado en otro cilindro a una tasa de 0,01 cm<sup>3</sup>/min hasta alcanzar el volumen requerido para la recombinación del mismo, siguiendo la metodología utilizada para la inyección de crudo, pero sin el uso de la manta de calentamiento.

Se dejó agitando el reactor durante 24 horas, para que ambos fluidos se mezclaran de una manera estable, a presión y temperatura constante (condiciones de yacimiento: 570 psi y 46° C).



Figura 3. 4 Reactor utilizado para la recombinación del crudo.

Fuente: Teixeira (2010)



Figura 3. 5 Equipo utilizado para la inyección de crudo hacia el reactor.

Fuente: Teixeira (2010)

Al finalizar el proceso de recombinación, se preparó el sistema para la realización de una prueba de liberación flash, y así corroborar que la recombinación alcanzó la RGP deseada.

El proceso consiste en la extracción de una porción de la muestra proveniente del reactor hasta un separador (vial) en el que, debido a los cambios de presión, se desprende el gas que luego es llevado hacia el gasómetro donde se mide su volumen.

El líquido remanente en el vial es pesado y a través de su densidad se determina el volumen de crudo, para de esta manera calcular la Relación Gas – Petróleo.

#### Cálculos

✓ Corrección del volumen de gas ( $V_i$ ):

Para calcular el RGP es importante llevar todos los valores obtenidos de condiciones de laboratorio a condiciones normales:

$$\frac{P_a V_a}{T_a} = \frac{P_i V_i}{T_i} \Rightarrow V_i = \frac{P_a V_a T_i}{P_i T_a} \quad \text{Ec. (3.15)}$$

donde:

$V_i$  = Volumen de gas, corregido a condiciones normales ( $\text{cm}^3$ )

$V_a$  = Volumen de gas (medido en el gasómetro) ( $\text{cm}^3$ )

$P_a$  = Presión del laboratorio (medida en el barómetro) (mmHg)

$T_a$  = Temperatura de laboratorio ( $^{\circ}\text{F}$ )

$P_i$  = 750,0617 mmHg según normas API

$T_i$  = 60  $^{\circ}\text{F}$  según normas API

✓ Cálculo del volumen de crudo ( $V_c$ ):

$$M_c = M_{vf} - M_{vi} \quad \text{Ec. (3.16)}$$

$$V_c = \frac{M_c}{\rho_{\text{Crudo}}} \quad \text{Ec. (3.17)}$$

donde:

$M_c$  = Masa del crudo recolectado en el vial (g)

$M_{vf}$  = masa final del vial (g) (Figura 3.6)

$M_{vi}$  = masa inicial del vial (g) (Figura 3.6)

$\rho_{\text{Crudo}}$  = densidad del crudo ( $\text{g}/\text{cm}^3$ )



Figura 3. 6 Separador o vial usado para almacenar la muestra de crudo.

Fuente: Teixeira (2010)

✓ Cálculo de la RGP

$$RGP = 5,6146 * \frac{V_i}{V_c} \quad \text{Ec. (3.18)}$$

donde:

RGP = Relación Gas – Petróleo, en PCN/BN

$V_i$  = volumen de gas, corregido a condiciones de gas ideal, ( $\text{cm}^3$ )

$V_c$  = volumen de crudo recolectado en el vial, ( $\text{cm}^3$ )

Factor de conversión a PCN/BN = 5,6146

Si al finalizar los cálculos, el valor de la RGP no es el esperado, se le debe agregar más gas o crudo al reactor dependiendo del caso y realizar el mismo procedimiento descrito anteriormente.

- **Preparación de los tapones de muestras no consolidadas**

Los tapones son tomados con ayuda de un embolo metálico de 5cm de diámetro de un núcleo impregnado en crudo tomado del yacimiento, éstos están formados de granos de arena disgregados que se mantienen unidos por el crudo dada su alta viscosidad a temperatura ambiente. Para preservarlos se deben empaquetar utilizando una franja de papel níquel-estaño de 6 cm (longitud aproximada de la muestra) que fue adaptada a una forma cilíndrica con ayuda del embolo metálico del mismo diámetro mencionado antes, asegurando sus pliegues con cinta adhesiva. Una vez ubicada la manga metálica en un extremo del embolo metálico se insertaron 2 mallas metálicas de acero inoxidable (60 mesh) para darle consistencia al tapón y permitir el paso de cualquier fluido a través de ella.

Posterior a su limpieza y caracterización debido a que el equipo de desplazamiento (simulador físico de yacimientos) utilizado requería de tapones de mayor longitud, se armaron tapones compuestos empleando un par de los tapones preparados, colocándolos uno sobre otro y manteniéndolos separados por una sola malla metálica para permitir la comunicación de los fluidos. Posteriormente, se empaquetaron con otra franja de papel níquel-estaño para mantenerlos unidos y fijando la franja con cinta adhesiva.

Finalmente, fueron compactados por separado en una celda de confinamiento (figura 3.7) a una presión de 570 psi (presión de referencia del reservorio).



Figura 3. 7 Celda de confinamiento.

Fuente: Teixeira (2010)

- **Limpieza de los tapones de arena no consolidada**

A las muestras provenientes del yacimiento se les realizó una limpieza, ya que se encontraban impregnadas de crudo y fluidos de perforación, mediante el procedimiento de separación de arena/petróleo empleando un equipo de extracción Soxhlet o Dean-Stark (figura 3.8) utilizando como solvente Tolueno.

El procedimiento de limpieza de los tapones consistió en limpiar el dedal de celulosa donde se colocaría la muestra de tapón con aire comprimido para eliminar cualquier contaminante. Luego, la muestra se coloca en el recipiente intermedio del sistema y se llena el balón inferior con el solvente de limpieza hasta la mitad de su capacidad. Seguidamente, se encendió el enfriador (sistema de reflujo) asegurando que no hubiera fuga en el sistema, una vez alcanzada la temperatura del enfriador se encendió la manta de calentamiento del sistema de extracción.

El ciclo de limpieza consistió en llevar el solvente a su temperatura de ebullición mediante la manta de calentamiento para que los vapores llegaran a la parte superior del sistema donde se encuentra el enfriador provocando que la condensación del solvente para finalmente caer sobre la muestra de tapón ubicada en el recipiente intermedio. Este proceso se consideró culminado al observar que el solvente que cae del recipiente intermedio se torna cristalino.



Figura 3. 8 Equipo de destilación-extracción Dean-Stark.

Fuente: propia (2018)

El procedimiento se completó en 48 horas desmontando la muestra y llevándola a un horno a 70 °C para su secado durante 8 horas controlando la humedad y eliminando los restos del solvente.

- **Determinación del volumen poroso, porosidad y permeabilidad absoluta de los tapones de arenas**

A los cinco tapones se les determinó su longitud, diámetro, peso seco y se les midió la permeabilidad absoluta. Luego, se seleccionaron tapones con valores de permeabilidad absoluta cercanos a 2700 mD, a los cuales se les midió el volumen poroso y la porosidad. Estas mediciones se realizaron en un equipo poro-permeámetro automatizado CMS (Core Measurement System /Sistema de Medición de Núcleos) modelo 300 (figura 3.9) con una presión de 570 psi que corresponde a la presión del yacimiento. Ingresados todos estos parámetros las muestras se introducen en el carrusel del equipo y fueron posteriormente analizadas.



Figura 3. 9 Equipo permeámetro automatizado CMS, modelo 300

Fuente: propia (2018)

Al finalizar el análisis, el equipo reportó los valores de volumen poroso y porosidad que fueron utilizados posteriormente para seleccionar cuatro tapones con las mejores características para hacer los tapones compuestos.

- **Saturación de los tapones T6-T7 y T8-T9 y cálculo de porosidad**

Los tapones seleccionados T6-T7 y T8-T9 se colocaron en un recipiente con volumen de agua de formación sintética suficiente para cubrirlos, luego se llevaron a una cámara de vacío (figura 3.10) con el fin de acelerar el proceso de saturación de estos. La saturación se completó cuando el peso húmedo de los tapones se mantuvo constante. Los tapones se retiraron y fueron pesados en una balanza analítica para obtener el peso a 100% de saturación de agua.

Realizando un balance de masas, se puede conocer la masa de agua que está ocupando el volumen poroso y mediante la ecuación (47) determinar el volumen del agua que será aproximadamente el volumen poroso de la muestra compuesta.

$$V_a = \frac{M_a}{\rho_a} \quad \text{Ec. 3.19}$$

donde:

$V_a$  = volumen de agua ( $\text{cm}^3$ )

$M_a$  = masa de agua (gr)

$P_a$  = densidad del agua de formación ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ )



Figura 3. 10 Cámara de vacío.

Fuente: Propia (2018)

- **Calibración del arreglo transductores-validynes**

Los validynes (figura 3.11) son dispositivos sensibles a los diferenciales de presión, poseen una placa metálica las cuales están clasificadas dependiendo de su espesor y por lo tanto resistencia, ya que estas se conectan al sistema del tal manera que son sometidas a una presión en su cara positiva y una contrapresión en su cara negativa, causando una deformación en ellas, dicha deformación transmite una señal mediante un sensor ubicado en el cabezal de los dispositivos hacia sus transductores de presión, los cuales arrojan un valor porcentual de la presión.



Figura 3. 11 Validyne y transductor de presión.

Fuente: Teixeira (2010)

Para la calibración de dicho arreglo se seleccionaron las placas según los diferenciales estimados de trabajo, posteriormente se realizó el arreglo como se ilustra en la figura 3.12 mediante la bomba se presurizó la entrada positiva de los validynes llevándola según el manómetro a la presión máxima que soportan las placas.

Seguidamente se verificó el valor mostrado en los transductores de presión, el cual debe arrojar una lectura de 100 representando el 100%, de no ser así se manipulan los transductores a través de unos tornillos de calibración hasta que registren esta lectura.

La entrada negativa de los validynes estaba expuesta a la atmosfera para efecto de calibración, por lo tanto, la lectura mostrada por el manómetro era directamente el diferencial de presión sentido por la placa.

Se procedió a despresurizar el sistema (Manómetro=0Psi), nuevamente se verificaron los transductores de presión, que para este caso debían mostrar una lectura de 0%, representando el límite inferior (0 Psi). De no ser así, se procede a manipular el tornillo de calibración para llevarlo a esta lectura.

A continuación, se verificaron ambos límites presurizando y despresurizando el sistema. De no registrar las lecturas esperadas se repite el procedimiento anteriormente descrito.

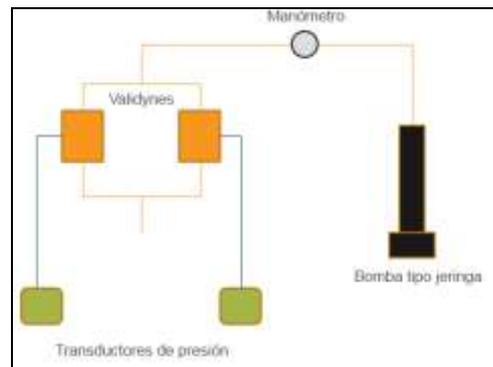


Figura 3. 12 Arreglo transductores-validynes para su calibración.

Fuente: Propia (2018)

## **Fase II. Establecimiento de condiciones de ensayo para ejecución de pruebas de desplazamiento de fluidos en medios porosos para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa empleando crudo muerto (sin gas en solución)**

El establecimiento de las condiciones de ensayo para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa empleando crudo muerto de los tapones compuestos T6-T7 y T8-T9, se realizó llevando a cabo pruebas de desplazamiento de fluidos en medios porosos en un simulador físico instalado en el interior del horno (figura 3.13). Para estas pruebas en particular se aplicaron caudales de inyección de 0,05 cm<sup>3</sup>/min, a una temperatura de 56,4 °C, en la que se iguala la viscosidad de este crudo a la que posee a condiciones de yacimiento (con gas en solución) y contrapresiones de 14,69 psi.



Figura 3. 13 Arreglo transductores-validynes para su calibración.

Fuente: Propia

La metodología de pruebas de desplazamiento del método para obtener las curvas de permeabilidad relativa se resume en la figura 3.14, la cual muestra esquemáticamente el paso a paso de las pruebas, detallando los puntos que se contabilizan durante el ensayo, que luego serían procesados para finalmente obtener las curvas de permeabilidad relativa. Los puntos que van de P1 a P6, fueron los puntos en los que lo que se inyectó uno de los fluidos (agua o petróleo) para desplazar el contenido en el tapón (petróleo o agua) y recolectar los volúmenes desplazados de cada fluido a la salida del sistema que están representados por los viales W,X,Y,Z.

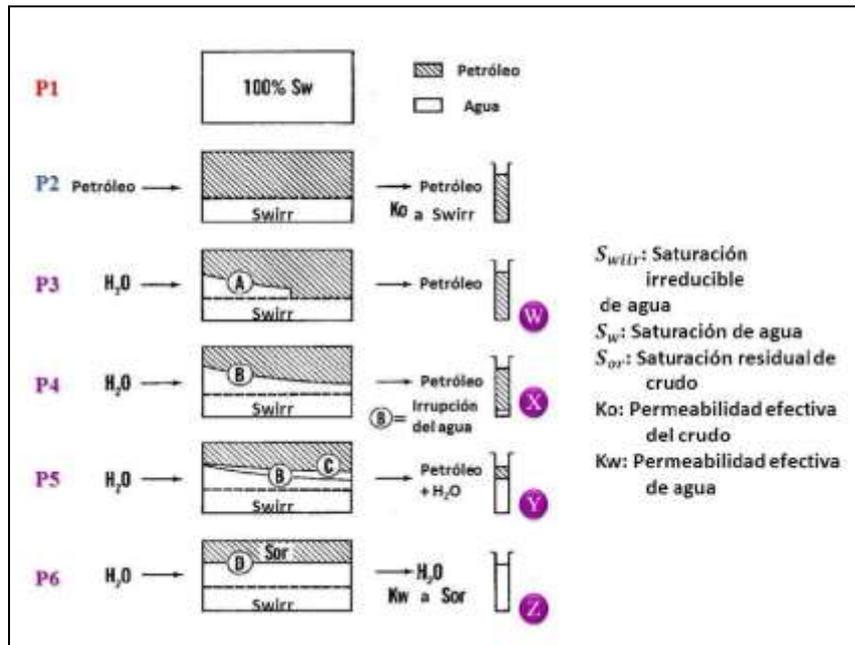


Figura 3. 14 Esquema del procedimiento experimental para la determinación de  $K_r$  en estado no estacionario.

Fuente: PDVSA-INTEVEP (2006)

A continuación, se describe el paso a paso de las pruebas de desplazamiento:

- El tapón no consolidado previamente saturado con agua de formación sintética se introdujo en la celda triaxial y se presuriza al valor de presión correspondiente.
- Se calibraron los transductores de presión con respecto a los manómetros, para tomar los valores de diferencial de presión en las etapas de inyección de agua y crudo.
- Se establecieron las condiciones de las pruebas, con una presión de confinamiento constante de 570 psi (presión del yacimiento), contrapresiones de 14,69 y temperatura de 56,4 °C.
- Se verificó que no se presentaran fugas de fluidos y que la presión de confinamiento se mantuviera constante.
- Se inyectó agua de formación sintética (contenida en uno de los cilindros tipo pistón del equipo de desplazamiento) al tapón contenido en la celda

triaxial, recolectando a la salida del sistema una cantidad de agua igual a tres veces el volumen poroso del tapón a fin de garantizar el 100% de saturación (**P1**, figura 3.14).

- (f) Las válvulas se manipularon para iniciar la inyección de crudo.
- (g) Se inició el proceso de inyección de crudo (contenido en el otro cilindro tipo pistón del simulador físico) para desplazar el agua contenida en el volumen poroso del tapón hasta producir únicamente petróleo indicando que se alcanzó la saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ) (**P2**). Simultáneamente, se recolectó y pesó el agua desplazada para realizar un balance de masas y obtener el volumen para el cálculo de saturación de agua irreducible y registrando el diferencial presión para la determinación de las permeabilidades relativas de los fluidos en este punto.
- (h) Seguidamente, se recolectó a la salida del sistema una cantidad de crudo igual a tres veces el volumen poroso del tapón para garantizar su saturación.
- (i) Nuevamente el sistema fue cambiado al proceso de inyección de agua de formación sintética para desplazar el crudo contenido en el volumen poroso del tapón (**P3-P6**) y alcanzar la saturación residual de crudo ( $S_{or}$ ). En este punto, se recolectaron varios viales graduados con el fin de contabilizar el volumen de crudo desplazado que corresponde a las fracciones agua/crudo obtenidas (**X-Y**, figura 3.14), con viales de 1, 2, 3  $cm^3$  aproximadamente y sucesivamente (incrementando en cada paso el volumen recolectado). Simultáneamente, por cada vial recolectado se registró el diferencial de presión. La inyección de agua se realizó hasta que se produjo únicamente agua y el diferencial de presión del sistema se mantuvo constante, indicando la llegada a la saturación residual de crudo (**Z**) finalizando la prueba de desplazamiento.

Una vez finalizada las pruebas de desplazamiento, se recolectó la data experimental constituida por las dimensiones y propiedades petrofísicas de los tapones de arena, viscosidades de los fluidos, volúmenes de los fluidos

desplazados y el diferencial de presión en cada uno de los puntos de recolección de muestra a la salida del sistema.

Con la finalidad de obtener un mejor comportamiento de las curvas de  $K_r$  para los tapones, se implementó un modelo matemático híbrido, el cual consistió en la modificación de los modelos Willie y Corey & Asociados utilizando ecuaciones del método JBN, esto debido a que la correlación de Willie y la de Corey & Asociados sólo toman en consideración la saturación de la fase mojante del sistema para el cálculo de las permeabilidades relativas de ambas fases (mojante y no mojante).

**Fase II. Establecimiento de condiciones de ensayo para ejecución de pruebas de desplazamiento de fluidos en medios porosos para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa empleando crudo diluido (con aceite mineral VASSA)**

En esta fase para los tapones compuestos T6-T7 y T8-T9 se llevaron a cabo pruebas de desplazamiento fijando valores de caudal de inyección de 0,05  $\text{cm}^3/\text{min}$ , la temperatura en 46 °C y contrapresión 14,69 psi.

Para las pruebas de desplazamiento con crudo diluido se empleó la misma metodología descrita en la fase II utilizada para crudo muerto y la data experimental obtenida fue procesada empleando los modelos híbridos JBN-Willie y JBN-Corey & Asociados.

Procesada la data y obtenidas las curvas de permeabilidad relativa (permeabilidad relativa de crudo y agua vs. saturación de agua), fueron definidos los puntos de interés del gráfico, tales como saturación de agua irreducible, saturación residual de petróleo y el punto de cruce de las curvas de permeabilidad relativa de crudo y agua, además se estimó la condición de mojado de la arena tomando como referencia las reglas de Craig.

### **Fase III. Establecimiento de condiciones de ensayo para ejecución de pruebas de desplazamiento de fluidos en medios porosos para la obtención de las curvas de permeabilidad relativa empleando crudo vivo (con gas en solución)**

En esta fase para los tapones compuestos T6-T7 y T8-T9 se llevaron a cabo pruebas de desplazamiento fijando valores de caudal de inyección de 0,05 cm<sup>3</sup>/min, la temperatura en 46 °C y contrapresión de 570 psi para evitar la liberación del gas en solución.

Para estas pruebas de desplazamiento empleando crudo vivo se empleó la misma metodología descrita en la fase II, con la única variante en el parámetro del valor de contrapresión (570 psi), por lo que fue necesario emplear dos cilindros tipo pistón Ruska, los cuales son controlados por bombas de inyección automáticas Marca ISCO, que se encargaban de mantener la contrapresión y a su vez retirar el fluido desplazado para luego manipular las válvulas y drenar los fluidos desplazados hacia el vial recolector. El arreglo de este sistema se muestra en el siguiente diagrama (figura 3.15).

Para finalizar la data fue procesada de igual forma que con los crudos anteriores empleando los modelos híbridos JBN-Willie y JBN-Corey & Asociados para obtener las curvas de permeabilidad relativa y los puntos de interés para este trabajo especial de grado.

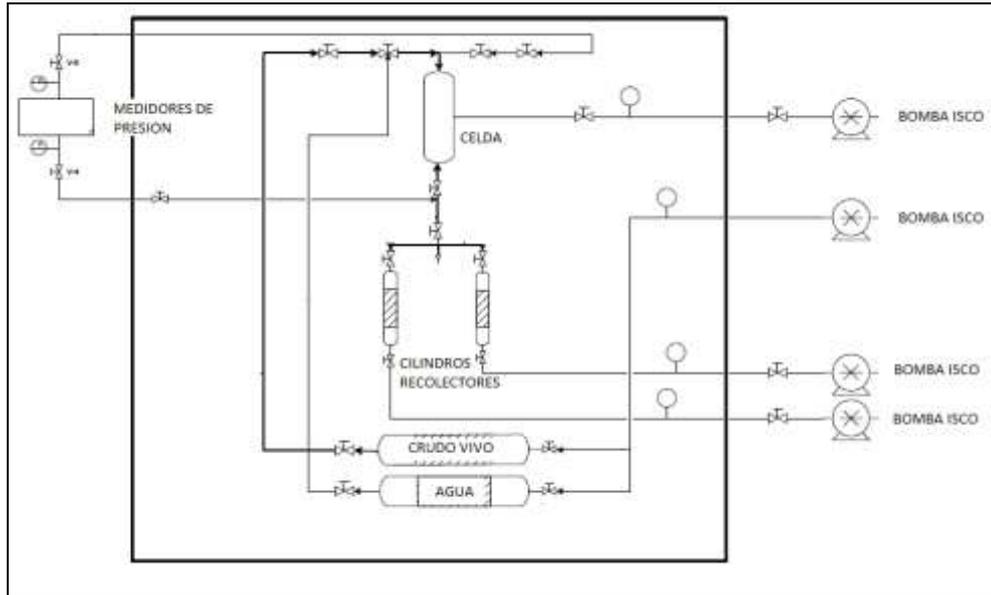


Figura 3. 15 Esquema del procedimiento experimental para la determinación de  $K_r$  en estado no estacionario.

Fuente: Galindez (2017)

## **CAPÍTULO IV**

### **ANÁLISIS DE RESULTADOS**

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

#### **4.1 Caracterización del agua de formación sintética y crudos empleados**

La caracterización de los fluidos se realizó mediante la medición de algunas de sus propiedades básicas como son la viscosidad y la densidad. La caracterización de estos fluidos se llevó a cabo a dos temperaturas, una correspondiente a la temperatura actual del yacimiento (46 °C) y la otra, la temperatura a la cual el crudo muerto presenta el valor de la viscosidad reportada a condiciones de yacimiento (56,4 °C), esto con el fin de emular las condiciones dinámicas reales de los fluidos en el yacimiento.

Todos los valores de interés para esta investigación dentro de esta sección son resumidos en la tabla 4.2.

##### **4.1.1 Agua de formación sintética**

Para la formulación del agua de formación sintética se empleó la composición química suministrada por PDVSA-INTEVEP, calculando las cantidades necesarias para la preparación de dos litros de solución (tabla 4.1).

Una vez preparada el agua de formación sintética se procedió a caracterizarla con la medición de viscosidad y densidad a las temperaturas de interés. (46 y 56,4°C).

Tabla 4. 1 Composición del agua de formación

Sales	Gramos
NaHCO <sub>3</sub>	8.374
Na <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	0.160
NaCl	2.489
CaCl <sub>2</sub> x2H <sub>2</sub> O	0.734
MgCl <sub>2</sub> x6H <sub>2</sub> O	0.853
BaCl <sub>2</sub> x2H <sub>2</sub> O	0.270

#### 4.1.2 Crudo recombinado

Conociendo el valor de la RGP inicial, 42 PCN/BN así como el de la densidad a temperatura de yacimiento del crudo original (datos suministrado por PDVSA-INTEVEP), se realizó la recombinación de 1000 cm<sup>3</sup> de crudo muerto a 46 °C y 570 psi (presión de yacimiento) con una mezcla de gases al 90% metano y 10% dióxido de carbono, tal como se explicó en la metodología experimental, obteniéndose un valor RGP de 41,98 PCN/BN, los cálculos pertinentes son mostrados en el apéndice A.

Los valores de viscosidad son obtenidos de la curva de mejor ajuste mostrada en la figura 4.1, reportando un valor de viscosidad de 10541 cP a 46 °C (temperatura de yacimiento).

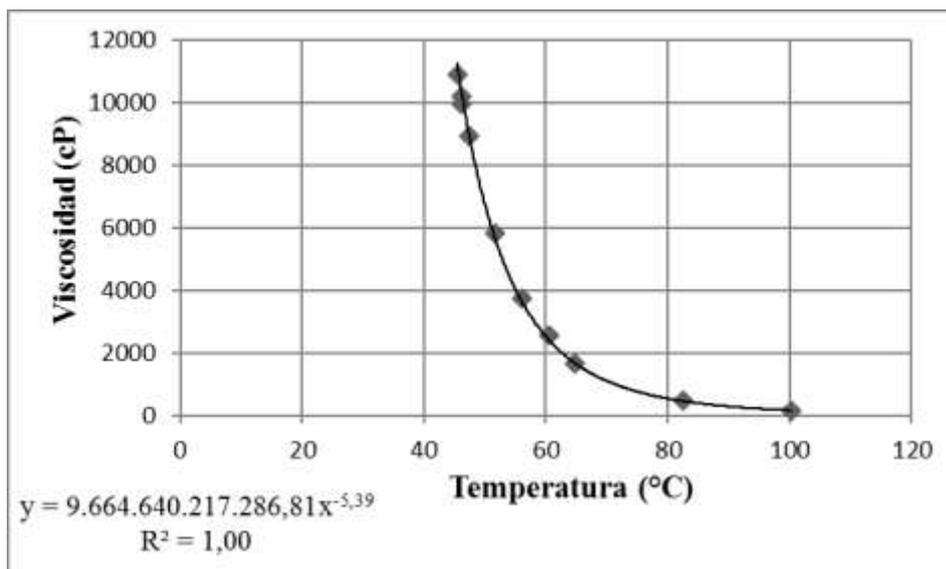


Figura 4. 1 Viscosidad vs temperatura. Crudo vivo

Fuente: Propia (2018)

Se observa como es afectada la viscosidad para pequeños incrementos en la temperatura lo que denota la importancia de establecer valores de temperaturas bastantes cercano a los del yacimiento cuando se requiere emular las condiciones dinámicas del medio poroso.

La gravedad API reportada para este crudo es de 8.5 °API a 60 °F.

#### 4.1.3 Crudo muerto

Debido a que el crudo muerto no posee gas en solución el cual representa fracciones livianas de éste, su viscosidad tiende a verse afectada presentando un aumento, la densidad también se ve afectada pero las variaciones son muy pequeñas. Para el caso de la viscosidad, este aumento es bastante notable por lo que se debe corregir la viscosidad del crudo muerto para hacerla coincidir con la del crudo vivo mediante un aumento de temperatura para mantener similares las razones de movilidad dentro del medio poroso.

La reología del fluido se efectuó utilizando el reómetro Physica MCR serie 301, Anton Paar, como se explicó en la metodología experimental, empleando la data obtenida y se construyó la curva mostrada en la figura 4.2 de la cual se obtuvo la

temperatura de 56,4 grados centígrados en la que el crudo muerto iguala la viscosidad del crudo vivo a condiciones de yacimiento (46 °C).

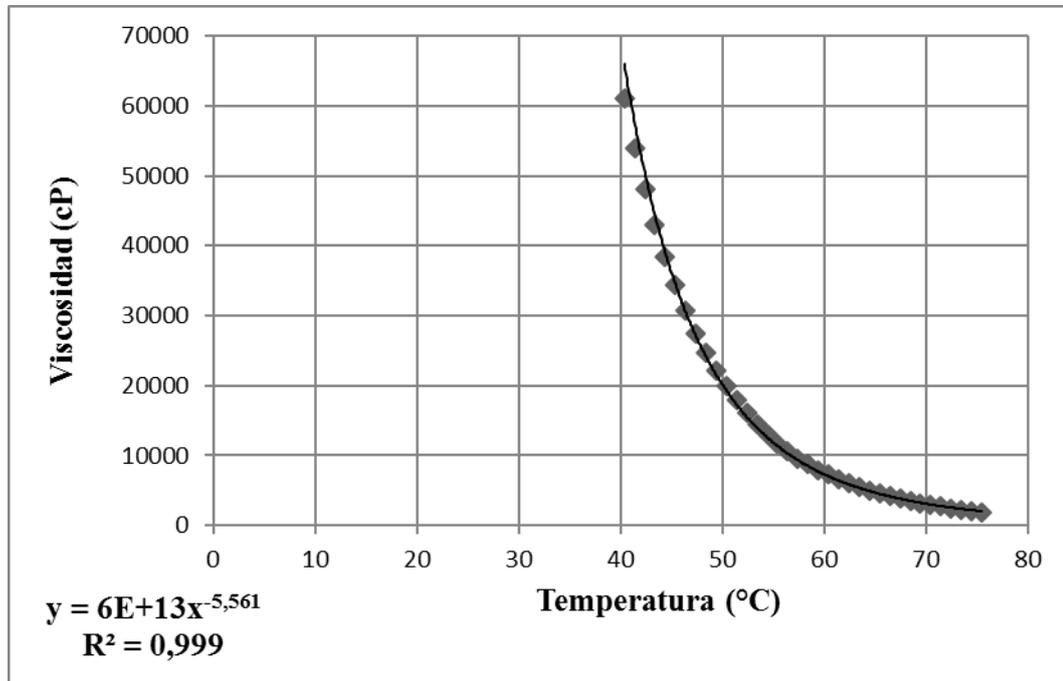


Figura 4. 2 Viscosidad vs temperatura. Crudo muerto

Fuente: Propia (2018)

Respecto a la figura 4.2 se observa como la viscosidad disminuye rápidamente con pequeños aumentos de temperatura, mostrando la sensibilidad que poseen este tipo de crudos a los cambios de temperatura, sobre todo en el rango que va de 40 °C a 60 °C, para temperaturas mayores la curva va tendiendo un comportamiento asintótico respecto al eje de las abscisas traduciéndose esto en variaciones más pequeñas en la viscosidad por cada unidad que aumente la temperatura.

#### 4.1.4 Crudo diluido

Para este ensayo se tomaron 6 muestras de aproximadamente 10 cm<sup>3</sup> de crudo muerto, las cuales fueron diluidas al 0, 2, 4, 6, 10, 15, 100 en porcentaje peso/peso con aceite mineral VASSA como se explicó en la metodología de este trabajo, luego a cada una de estas muestras se les midió la viscosidad a la

temperatura de yacimiento (46 °C) obteniéndose la figura 4.3, mediante la cual se obtuvo la curva de mejor ajuste con un porcentaje de dilución de 2,39% peso/peso, en el que se logra emular la viscosidad del crudo recombinado sin variar la temperatura, posteriormente se le midió la densidad mostrada en la tabla 4.2

El valor de viscosidad obtenido a 0% de crudo y 100% aceite mineral VASSA de representa la viscosidad del aceite mineral VASSA y no fue empleado para la curva de mejor ajuste.

Luego, se prepararon 1000 cm<sup>3</sup> de crudo diluido para ser empleados durante las pruebas, los cálculos pertinentes a las diluciones se encuentran en el apéndice B.

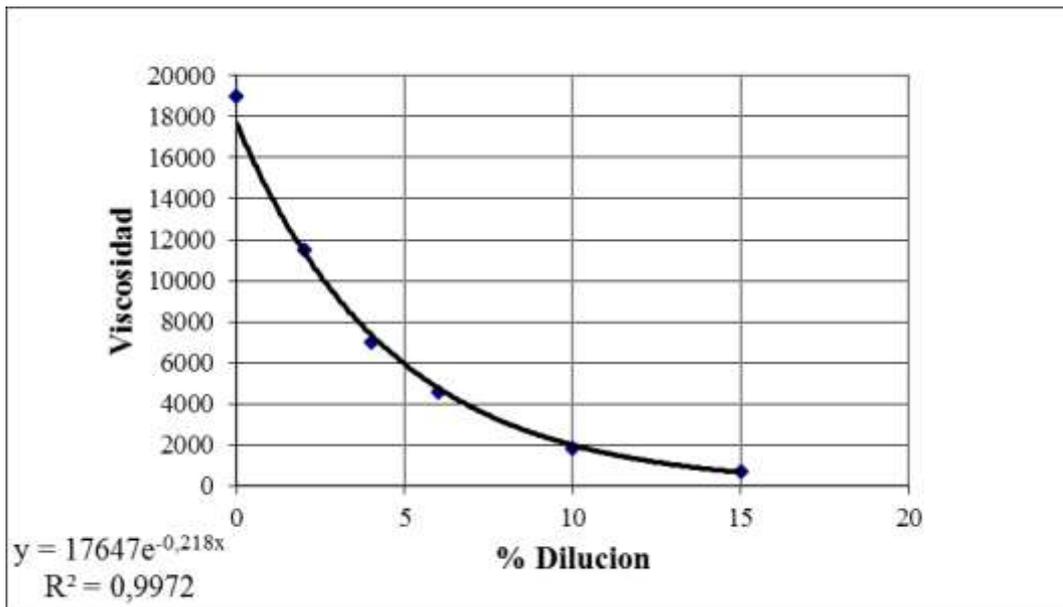


Figura 4. 3 Viscosidad vs porcentaje diluido.

Fuente: Propia (2018)

En cuando a la figura 4.3 se observa que, para bajos porcentajes de diluyente empleado, se afecta considerablemente la viscosidad de la mezcla, esto se puede atribuir a que el solvente VASSA a 46 grados centígrados posee una viscosidad de

0,783 cP bastante inferior a la del crudo muerto lo que reduce drásticamente la viscosidad del crudo con bajas adiciones de aceite VASSA.

A continuación, se muestra una tabla resumen (tabla 4.2) de la caracterización de los fluidos empleados durante el desarrollo de este trabajo.

Tabla 4. 2 Propiedades de los fluidos

Fuente: Propia (2018)

Fluido	T (°C)	$\mu$ (cP)	$\rho$ (gr/cm <sup>3</sup> )	°API
Agua sintética	46,0000	1,0000	1,0011	N/A
	56,4000	0,8900	0,9932	
Crudo muerto	46,0000	31561,0000	1,0861	8,5000
	56,4000	10527,00	0,9892	
Crudo recombinado	46,00000	10541,00	1,0934	8,4700
Crudo Diluido	46,000	10500,00	1,0725	8,5300

N/A: No Aplica. T: temperatura  $\mu$ : viscosidad  $\rho$ : densidad

El incremento de temperatura para el caso de la viscosidad y la densidad del agua de formación sintética no significó mayores variaciones con respecto a los valores determinados, es decir, a pesar del incremento de temperatura (10,4 °C) que se realizó para emular las condiciones dinámicas de los fluidos en el yacimiento, sus características se mantuvieron prácticamente similares. Por otra parte, se observó que este mismo aumento de temperatura de 10,4 °C, afectó drásticamente la viscosidad del crudo, como era de esperar para un fluido de esta naturaleza, reduciéndola en casi 22000 cP aproximadamente, lo que implica que, al aumentar la temperatura se disminuye notablemente la viscosidad lo que permitió emular los valores de viscosidad del crudo vivo. También se observó, que la densidad y la gravedad °API del crudo no presentaron cambios significativos para el aumento de temperatura.

## 4.2 Preparación y caracterización de los tapones de arena

De los 5 tapones armados fueron seleccionados 4 tapones (T6, T7, T8, T9) debido a que poseían las mejores propiedades de permeabilidad y porosidad con respecto al resto, estos valores son mostrados en tabla 4.3.

Tabla 4. 3 Propiedades de los tapones individuales

Fuente: Propia (2018)

tapones	Ms (gr)	L (cm)	D (cm)	Vp (cm <sup>3</sup> )	Ø (%)	Ka(D)
T5	82,00	4,20	3,98	14,30	27,37	2,61
T6	107,93	5,75	3,68	18,48	30,22	3,22
T7	92,00	5,26	3,81	20,54	34,25	3,56
T8	85,30	5,30	3,53	15,40	29,69	2,89
T9	94,50	4,70	3,47	16,10	36,22	4,10

Ms: masa seca, L: longitud, D: diámetro, Vp: volumen poroso, Ø: porosidad, Ka: permeabilidad absoluta

Se observa que los tapones de arena no consolidada estudiados presentan una buena porosidad presentando rangos de entre 28 % y 35 % y permeabilidades altas que en promedio superan los 3 darcies alcanzando hasta los 4 darcies.

Una vez armados los tapones de a pares T6-T7 y T8-T9, donde la nomenclatura empleada refleja cómo fueron combinados los tapones. Se procedió a caracterizarlos midiendo sus dimensiones (altura y diámetro), peso seco y peso saturado para el cálculo del volumen poroso mediante una diferencia de masas y tomando la densidad del agua destilada a temperatura de laboratorio como 1 gr/cm<sup>3</sup> y permeabilidad (tabla 4.4).

Debido a que estos nuevos tapones no poseían las dimensiones adecuadas para medir su permeabilidad absoluta empleando el equipo CMS, como fue en el caso de los tapones individuales, una vez montados en la celda de desplazamiento, como se explicó en la metodología experimental, se les hizo circular agua a

diferentes tasas y mediante la ley de Darcy se obtuvo sus permeabilidades absolutas, resultados reportados en el apéndice C.

Se observa que fueron obtenidas permeabilidades y porosidades dentro de un rango aceptable, lo que permitió establecer relaciones más precisas entre los resultados obtenidos

Tabla 4. 4 Propiedades de los tapones compuestos.

Fuente: Propia (2018)

TC	Ms (gr)	Msat (gr)	L (cm)	D (cm)	Vp (cm <sup>3</sup> )	Ø (%)	Ka (D)
T6-T7	222,30	260,34	11,01	3,71	38,04	31,96	3,30
T8-T9	174,60	204,65	9,22	3,69	30,05	30,48	3,36

TC: tapón compuesto, Ms: masa seca, L: longitud, D: diámetro, Vp: volumen poroso, Ø: porosidad, Ka: permeabilidad absoluta

#### 4.4 Curvas de permeabilidad relativa para crudo recombinado

Se realizó el montaje de la prueba con crudo recombinado en las que se establecieron las siguientes condiciones de trabajo:

Temperatura de la prueba 46 °C, presión de confinamiento 1000 psi y presión interna de los fluidos 570 psi, empleando una contra presión en la salida de la celda igualmente de 570 psi, y un caudal de inyección de 0.05 cm<sup>3</sup>/min, dichas condiciones se mantuvieron para las dos pruebas realizadas con este crudo (tapones compuestos T6-T7 y T8-T9).

Luego de finalizar el ensayo se empleó el modelo MDC (Imbibición) ya que presenta el mejor ajuste en la construcción de las curvas de permeabilidad relativa con estos crudos de gran viscosidad (mayores a 10000 cP).

### Tapón T6-T7 (crudo re combinado)

Finalizada la prueba fue procesada la data y aplicando el modelo MDC (Imbibición) se construyó las curvas de permeabilidad relativa mostrada en la figura 4.4.

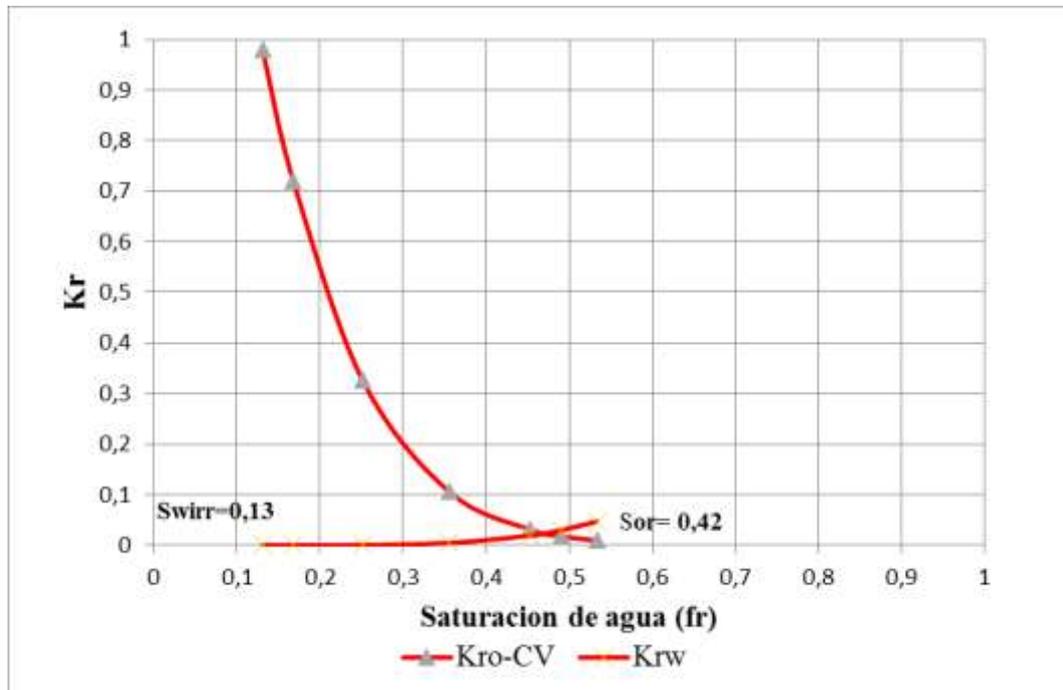


Figura 4. 4 Curva de permeabilidad relativa tapón compuesto T6-T7 (crudo re combinado) Revisar las curvas

Fuente: Propia (2018)

Se puede observar que presenta una saturación de agua irreducible del 13 % y saturación de crudo residual del 47% mostrando un punto de corte en una saturación de agua del 47%, lo que implica que basados en las reglas de Craig, la muestra presenta un mojado intermedio tendiendo a ser mojado por crudo. Además de un factor recobro del 46,3%.

### Tapón T8-T9 (crudo re combinado)

Finalizada la prueba fue procesada la data y aplicando el modelo MDC (Imbibición) se construyó las curvas de permeabilidad relativa mostrada en la figura 4.5.

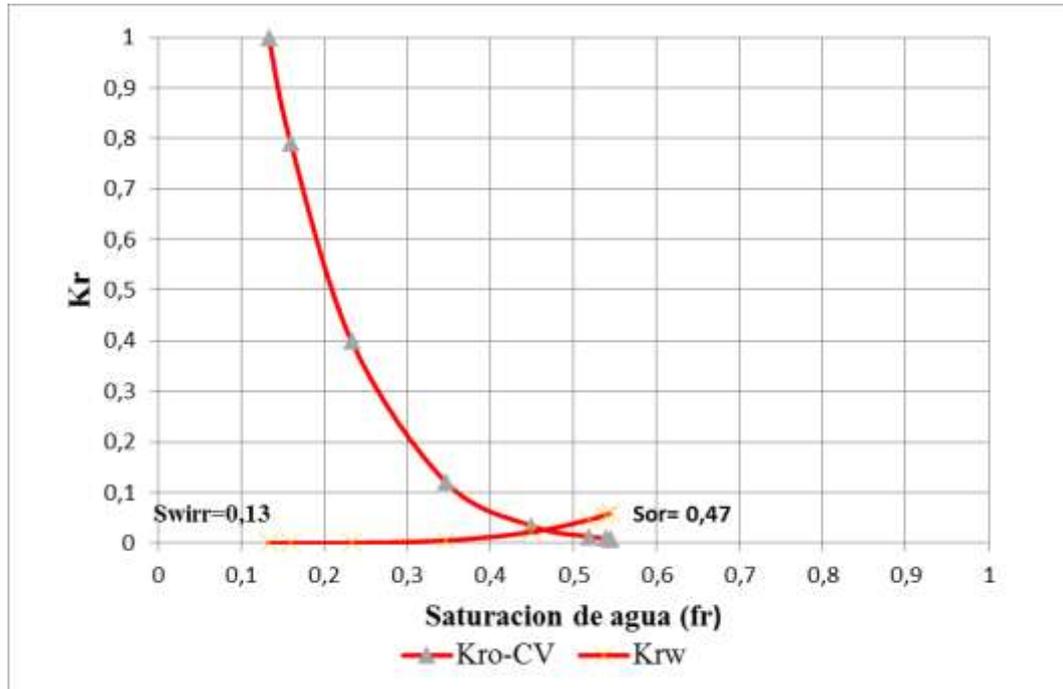


Figura 4. 5 Curva de permeabilidad relativa tapón compuesto T8-T9 (crudo re combinado).

Fuente: Propia (2018)

Se observa que presenta una saturación de agua irreducible del 13,3 %, saturación de crudo residual del 47% y mostrando un punto de corte en una saturación de agua del 46,5% aproximadamente, presentando en base a las reglas de Craig un mojado intermedio tendiendo a mojado por el crudo. Además de un factor de recobro del 40%,

En comparación con el tapón T6-T7 se observa que se mantiene una semejanza en los *end points* de las curvas, lo que permitió validar los resultados obtenidos en ambas pruebas, se muestra una tabla resumen con los puntos de interés (tabla 4.5).

Tabla 4. 5 resultados de las pruebas de desplazamiento (crudo recombinado)

Fuente: Propia (2018)

Tapón compuesto	Swirr (fracción)	Sor (fracción)	Fr (%)	Punto de corte (Sw, %)	Mojabilidad
T6-T7	0,13	0,47	46,30	47,00	intermedio-crudo
T8-T9	0,13	0,47	51,60	46,50	Intermedio-crudo

Swirr: saturación de agua irreducible; Sor: Saturación de crudo residual; Sw: saturación de agua

#### 4.5 Curvas de permeabilidad relativa para crudo muerto

Se realizó el montaje de la prueba con crudo muerto en las que se establecieron las siguientes condiciones de trabajo:

Temperatura de la prueba 56,4 °C, la cual es necesaria para emular las viscosidades del crudo recombinado, presión de confinamiento 570 psi y presión interna de los fluidos 14,7 psi, ya que este sistema no posee gas en solución no se requería de presiones de yacimiento dentro del medio poroso, y un caudal de inyección de 0,05 cm<sup>3</sup>/min, estas condiciones se mantuvieron para las dos pruebas realizadas con este crudo (tapones compuestos T6-T7 y T8-T9).

Luego de finalizar el ensayo se empleó el modelo MDC (Imbibición), ya que presenta el mejor ajuste en la construcción de las curvas de permeabilidad relativa con estos crudos de gran viscosidad (mayores a 10000 cP).

### Tapón T6-T7 (crudo muerto)

Finalizada la prueba fue procesada la data y aplicando el modelo MDC (Imbibición) se construyó las curvas de permeabilidad relativa mostrada en la figura 4.6.

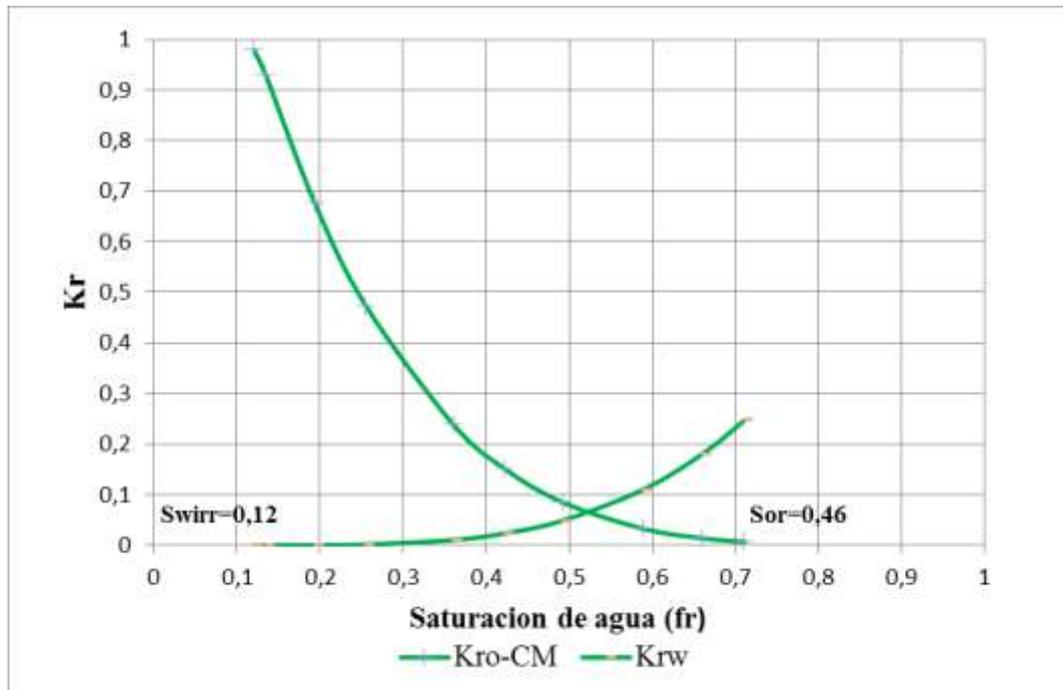


Figura 4. 6 Curva de permeabilidad relativa tapón compuesto T6-T7 (crudo muerto)

Fuente: Propia (2018)

Se puede observar que presenta una saturación de agua irreducible del 12% y saturación de crudo residual del 29%, mostrando un punto de corte a una saturación de agua del 50%, presentando en base a las reglas de Craig una preferencia de mojado intermedio. Además, se logró un factor recobro del 67%.

### Tapón T8-T9 (crudo muerto)

Finalizada la prueba fue procesada la data y aplicando el modelo MDC (Imbibición), se construyó las curvas de permeabilidad relativa mostrada en la figura 4.7

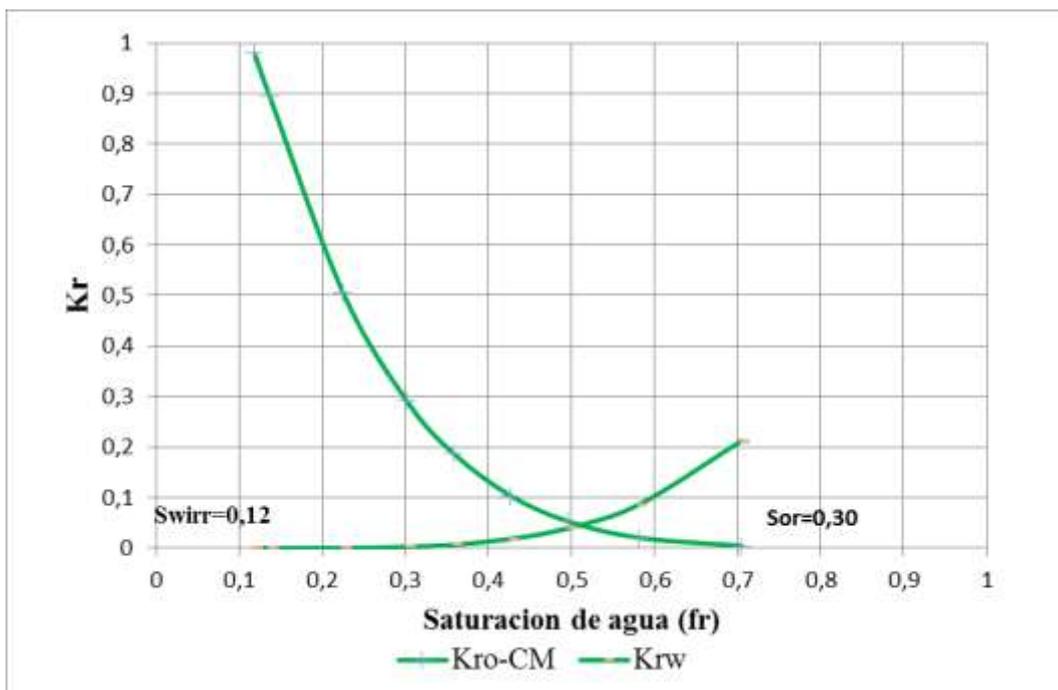


Figura 4. 7 Curva de permeabilidad relativa tapón compuesto T8-T9 (crudo muerto)

Fuente: Propia (2018)

Se puede observar que presenta una saturación de agua irreducible del 12 % y saturación de crudo residual del 29%, mostrando un punto de corte a una saturación de agua del 50%, presentando en base a las reglas de Craig una preferencia de mojado intermedio. Además, se logró un factor recobro del 67%.

La figura 4.7 muestra bastante semejanza a las curvas de permeabilidad relativa presentada en la figura 4.6 lo que es un indicador del correcto desarrollo de las pruebas, se muestra un resumen con los valores de interés obtenidos (tabla 4.6).

Tabla 4. 6 Resultados de las pruebas de desplazamiento (crudo muerto)

Fuente: Propia (2018)

Tapón compuesto	Swirr (fracción)	Sor (fracción)	Fr (%)	Punto de corte (Sw, %)	Mojabilidad
T6-T7	0,12	0,29	67,0	50	Intermedio
T8-T9	0,12	0,30	66,00	50,00	Intermedio

Swirr: saturación de agua irreducible; Sor: Saturación de crudo residual; Sw: saturación de agua.

#### 4.6 Curvas de permeabilidad relativa para crudo diluido

Se realizó el montaje de la prueba con crudo diluido en las que se establecieron las siguientes condiciones de trabajo:

Temperatura de la prueba 46 °C, la cual representa a temperatura del yacimiento, presión de confinamiento 570 psi y presión interna de los fluidos 14,7 psi, ya que este sistema no posee gas en solución no se requirió de presiones de yacimiento dentro del medio poroso, caudal de inyección de 0,05 cm<sup>3</sup>/min, y el crudo fue diluido al 2,39 % peso/peso para logra emular las viscosidades requerida en esta prueba manteniendo conservando la temperatura original. Estas condiciones se mantuvieron para las dos pruebas realizadas con este crudo (tapones compuestos T6-T7 y T8-T9).

Luego de finalizar el ensayo se empleó el método híbrido el modelo MDC (Imbibición) ya que presenta el mejor ajuste en la construcción de las curvas de permeabilidad relativa con estos crudos de gran viscosidad (mayores a 10000 cP).

##### Tapón T6-T7 (crudo diluido)

Finalizada la prueba fue procesada la data y aplicando el modelo MDC (Imbibición), se construyó las curvas de permeabilidad relativa mostrada en la figura 4.8

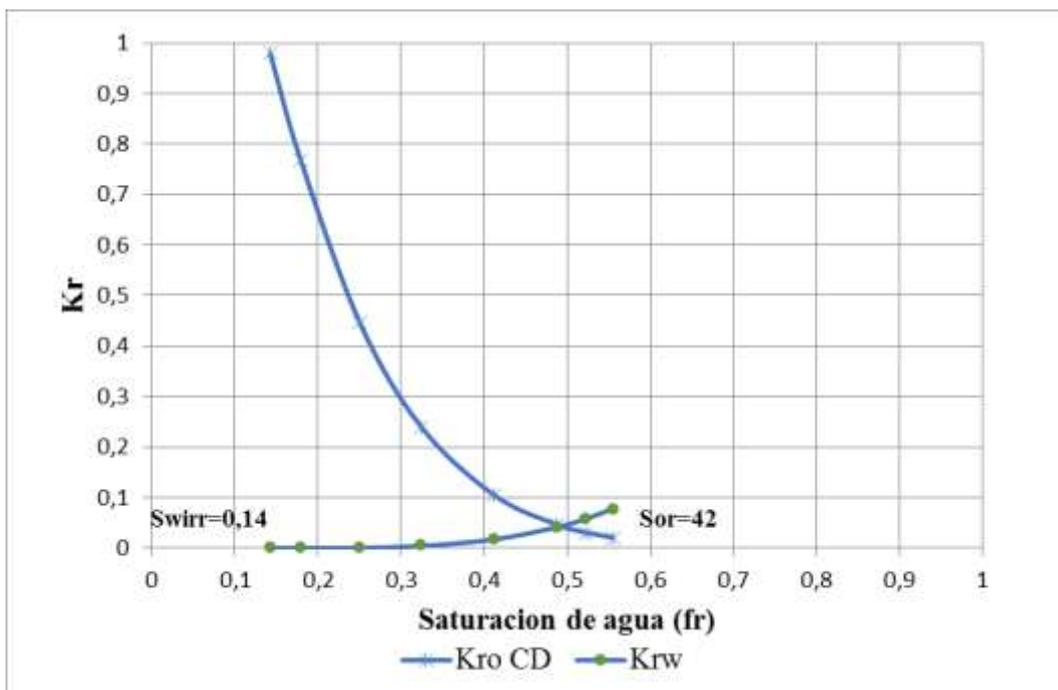


Figura 4. 8 Curva de permeabilidad relativa tapón compuesto T6-T7 (crudo diluido)

Fuente: Propia (2018)

Se puede observar que presenta una saturación de agua irreducible del 14% y saturación de crudo residual del 42%, mostrando un punto de corte a una saturación de agua del 49,5%, presentando en base a las reglas de Craig una preferencia de mojado intermedio. Además, se logró un factor recobro del 50%.

### Tapón T8-T9 (crudo diluido)

Finalizada la prueba, fue procesada la data y el modelo MDC (Imbibición) se construyeron las curvas de permeabilidad relativa mostrada en la figura 4.9.

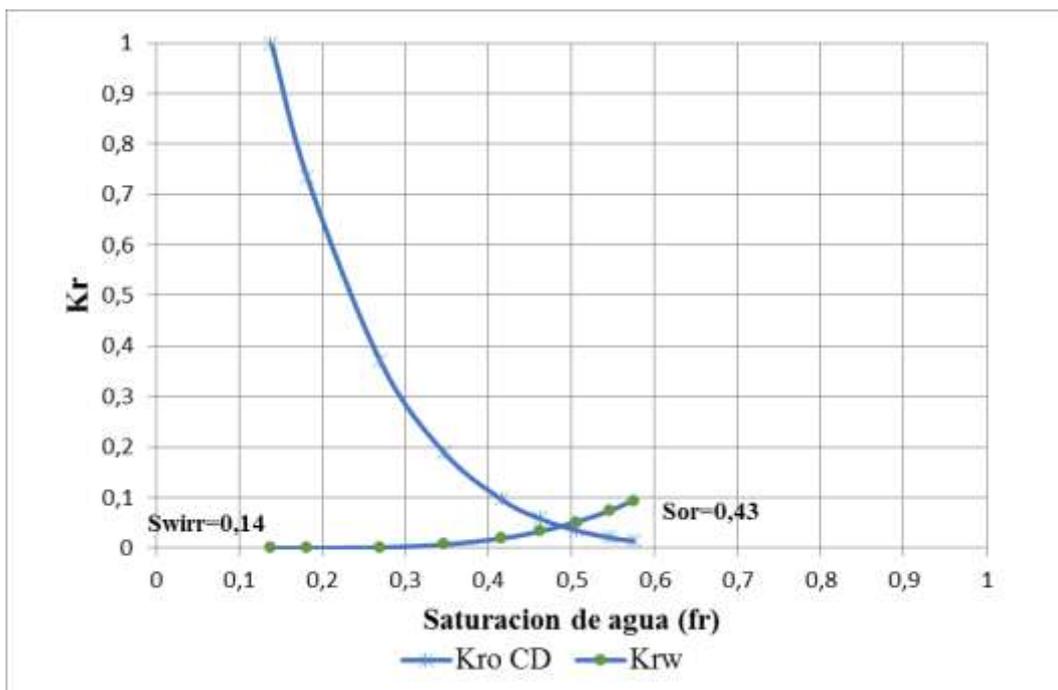


Figura 4. 9 curva de permeabilidad relativa tapón compuesto T8-T9 (crudo diluido)

Fuente: Propia (2018)

Se puede observar que presenta una saturación de agua irreducible del 14% y saturación de crudo residual del 41%, mostrando un punto de cruce a una saturación de agua del 49,5%, presentando en base a las reglas de Craig una preferencia de mojado intermedio. Además, se logró un factor de recobro del 51%.

La figura 4.9 muestra bastante semejanza a las curvas de permeabilidad relativa mostrada en la figura 4.8 lo que es un indicador del correcto desarrollo de las pruebas, se muestra una tabla resumen (tabla 4.7) con los valores de interés obtenidos.

Tabla 4. 7 Resultados de las pruebas de desplazamiento (crudo diluido).

Fuente: Propia (2018)

Tapón compuesto	Swirr (fracción)	Sor (fracción)	Fr (%)	Punto de corte (Sw, %)	Mojabilidad
T6-T7	0,14	0,42	50,0	49,5	Intermedio
T8-T9	0,14	0,43	50,70	49,50	Intermedio

Swirr: Saturación de agua irreducible; Sor: Saturación de crudo residual; Sw: Saturación de agua.

#### 4.7 Comparación de las curvas de permeabilidad relativa para las dos muestras estudiadas (T6-T7)

Se procedió a agrupar las curvas de permeabilidad relativa por muestra T6-T7 para crudo recombinado, muerto y diluido (figura 4.10).

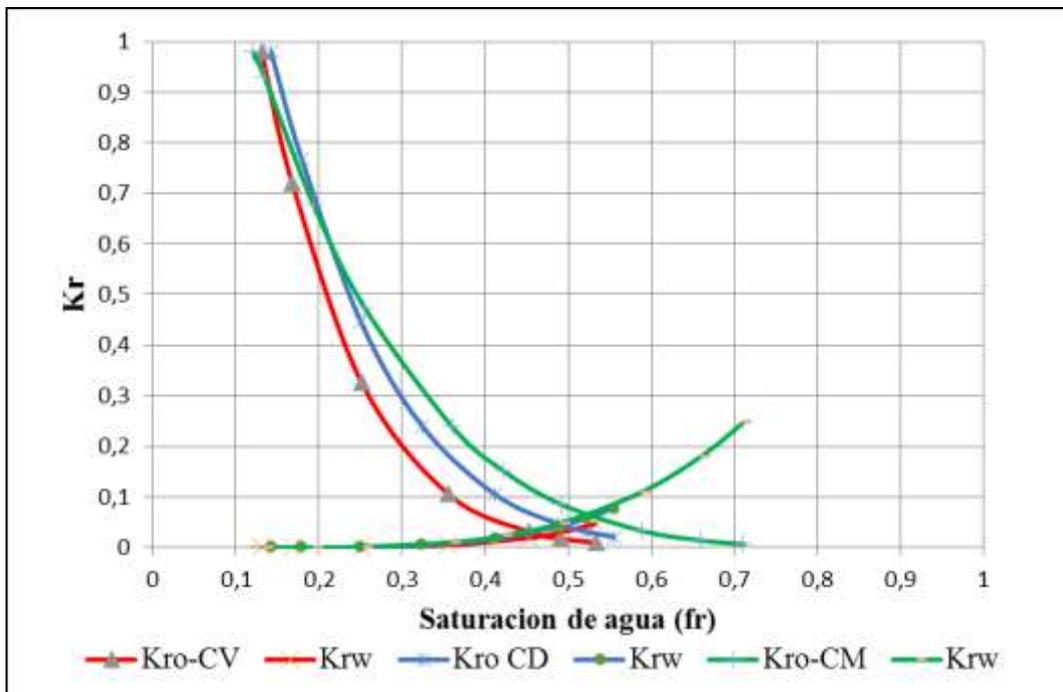


Figura 4. 10 Curvas de permeabilidad relativa, tapón compuesto T8-T9 (crudo recombinado, muerto y diluido diluido).

Fuente: Propia (2018)

Las comparaciones que se realizaron toman como referencia la curva de crudo recombinado debido a que es la que mejor representa las condiciones reales del yacimiento.

En los ensayos realizados para el tapón T6-T7 se observó que los puntos de corte entre las curvas de permeabilidad relativa se mantienen semejantes arrojando una tendencia de mojado intermedio, sin embargo, cabe destacar que el punto de corte para el crudo recombinado tiende a desplazarse a la izquierda en un 4% aproximadamente.

Las saturaciones de agua irreducible presentan un rango similar, no varían en más del 1% con respecto a la curva de crudo recombinado lo que es un valor aceptable, sin embargo, cabe destacar que la curva de crudo muerto es la que presentó Swirr menor, esto se le puede atribuir al efecto combinado del aumento de temperatura y la reducción de la tensión interfacial producto de esto.

En cuanto a las saturaciones de crudo residual, se realizaron dos pruebas a 46 °C , una fue con crudo recombinado y la otra, crudo diluido que emulaba la viscosidad del anterior, en las que se obtiene un valor de crudo residual (Sor) del 46% y 42% respectivamente, encontrándose una variante de 4 % lo cual podemos atribuir a las interacciones roca fluido como lo son las fuerzas capilares las cuales se ven afectadas por la densidad de estos, sin embargo presenta valores muy aproximados a diferencia del ensayo con crudo muerto el cual presentó un Sor de 29%, bastante inferior a las pruebas anteriores , este experimento fue corrido a 56,4 °C para lograr emular la viscosidad del crudo vivo lo que pudo afectar a las tensiones interfaciales, disminuyéndola, logrando que el fluido desplazante (agua) lograra desplazar un mayor volumen de crudo por lo que el resultado final de esta curva se aleja al del promedio.

Los factores de recobro presentados van desde 46% hasta 50%, los que se consideran altos para un crudo de estas características sometidos a inyección de agua, por lo que debemos destacar que son pruebas a escala de laboratorio y

condiciones controladas que tratan de emular el comportamiento real de un yacimiento y toda la complejidad que conlleva este.

Se muestra una tabla resumen (tabla 4.8) en las que se destacan los valores de interés para este estudio.

Tabla 4. 8 Resultados de las pruebas de desplazamiento tapón T6-T7 (crudo recombined, muerto y diluido)

Fuente: Propia (2018)

<b>Crudo</b>	Swirr (fracción)	Sor (fracción)	Fr (%)	Punto de corte a Sw(,%)	Mojabilidad
Recombinado	0,13	0,46	46,3	47	intermedio- crudo
Muerto	0,12	0,29	67,0	50	intermedio
Diluido	0,14	0,42	50,0	49,5	intermedio

Swirr: Saturación de agua irreducible; Sor: Saturación de crudo residual; Sw: Saturación de agua.

#### **4.8 Comparación de las curvas de permeabilidad relativa para las dos muestras estudiadas (T8-T9)**

Se procedió a agrupar las curvas de permeabilidad relativa por muestra T8-T9 para crudo recombined, muerto y diluido (figura 4.11).

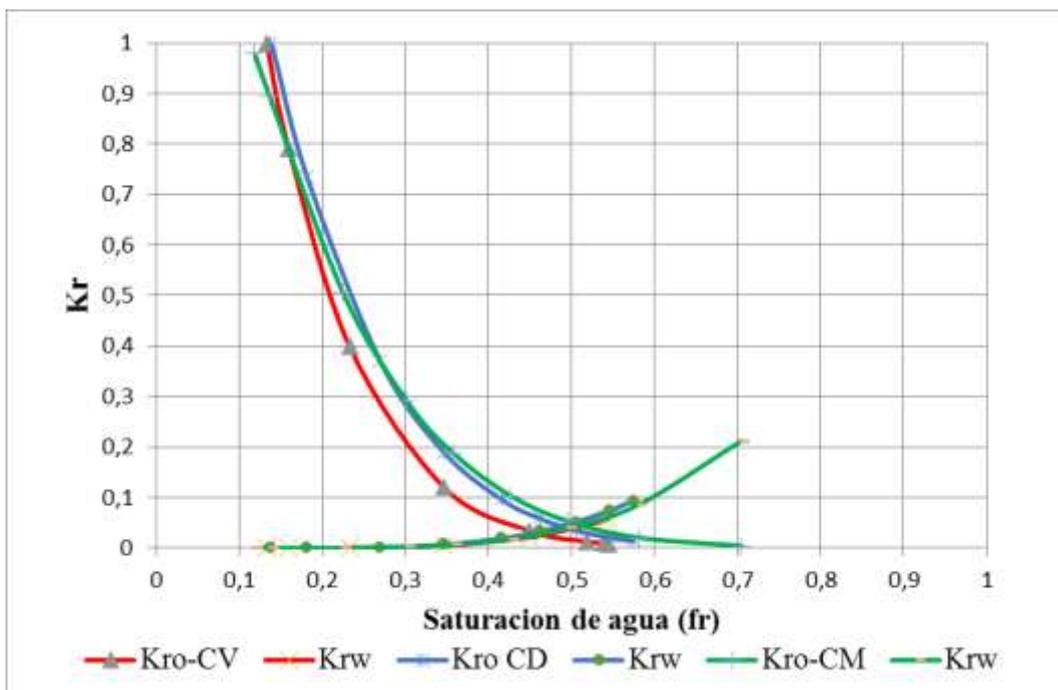


Figura 4. 11 Curvas de permeabilidad relativa tapón compuesto T8-T9 (crudo re combinado, muerto y diluido diluido)

Fuente: Propia (2018)

Las comparaciones que se realizaron toman como referencia la curva de crudo re combinado debido a que es la que mejor representa las condiciones reales del yacimiento.

En los ensayos realizados para el tapón T8-T9 se observó que los puntos de corte entre las curvas de permeabilidad relativa se mantienen semejantes arrojando una tendencia de mojado intermedio, sin embargo, cabe destacar que el punto de corte para el crudo re combinado tiende a desplazarse a al izquierdo en un 4% aproximadamente.

Las saturaciones de agua irreducible también presentan un rango similar, no varían en no más del 1% con respecto a la curva de crudo re combinado lo que es un valor aceptable, sin embargo, cabe destacar que la curva de crudo muerto es la que presentó Swirr menor, esto se le puede atribuir al efecto combinado del aumento de temperatura y la reducción de la tensión interfacial producto de esto.

En cuanto a las saturaciones de crudo residual, se realizaron dos pruebas a 46 °C, una fue con crudo recombinado y la otra, crudo diluido que emulaba la viscosidad del anterior, en las que se obtiene un valor de crudo residual (Sor) del 48% y 43% respectivamente, encontrándose una variante de 5% la cual podemos atribuir al resto de interacciones roca fluido como lo son las fuerzas capilares las cuales se ven afectadas por la densidad de estos, sin embargo presenta valores muy aproximados a diferencia del ensayo con crudo muerto el cual presentó un Sor de 30%, bastante inferior a las pruebas anteriores, este experimento fue corrido a 56,4 °C para lograr emular la viscosidad del crudo lo que pudo afectar a las tensiones interfaciales, disminuyéndola, logrando que el fluido desplazante (agua) lograra desplazar un mayor volumen de crudo por lo que el resultado final de esta curva se aleja del promedio y se podría decir que no es representativa.

Los factores de recobro presentados van desde 44% hasta 66%, los que se consideran altos para un crudo de estas características sometidos a inyección de agua, por lo que debemos destacar que son pruebas a escala de laboratorio y condiciones controladas que trata de emular el comportamiento real de un yacimiento.

Se muestra una tabla resumen (tabla 4.9) en las que se destacan los valores de interés para este estudio.

Tabla 4. 9 Resultados de las pruebas de desplazamiento tapón T8-T9 (crudo recombinado, muerto y diluido)

Fuente: Propia (2018)

<b>Crudo</b>	Swirr (fracción)	Sor (fracción)	Fr (%)	Punto de corte a Sw (%)	Mojabilidad
Recombinado	0,13	0,47	51,60	46,50	intermedio- crudo
Muerto	0,12	0,30	66,00	50,00	intermedio
Diluido	0,14	0,43	50,70	49,50	intermedio

Swirr: Saturación de agua irreducible; Sor: Saturación de crudo residual; Sw: saturación de agua.

## CONCLUSIONES

- La naturaleza del crudo muerto conlleva a emplear una metodología experimental ajustada en cuanto a las condiciones operacionales, ya que afecta en gran medida el desarrollo de las curvas de permeabilidad relativa y por ende la representatividad de las mismas, dado el impacto de la viscosidad del fluido en los resultados.
- La curva de permeabilidad relativa más representativa fue la obtenida a partir del empleo de crudo recombinado ya que agrupó la mayor cantidad de factores reales del yacimiento, los cuales coexisten dentro del complejo sistema arena-fluido.
- En los sistemas evaluados con crudo diluido y crudo muerto, fue posible generar curvas de permeabilidad relativa representativas al ser comparadas con las obtenidas con crudo recombinado por lo que, tomando en consideración algunas variables operacionales adicionales es factible emplear este tipo de fluidos para el desarrollo de las curvas a fin de obtener resultados representativos. En particular, para los sistemas estudiados se apreció que al emplear este fluido, el factor de recobro tiende a aumentar en un 4% aproximadamente.
- El aumento de temperatura empleado en las pruebas con crudo muerto para emular la viscosidad, resultó en una reducción notable del Sor, evidenciando la sensibilidad del sistema a los cambios de temperatura.
- Para todos los sistemas estudiados se evidenció una preferencia de mojado intermedio.
- El modelo híbrido MDC se presenta como un excelente a ser aplicado en sistemas de arenas no consolidada asociados a crudo extrapesado.

## RECOMENDACIONES

Realizar un estudio de las fuerzas que interactúan en el sistema de arena no consolidada con crudos muertos y diluidos para tratar de encontrar el punto de equilibrio que logre emular el comportamiento del crudo recombinado extrapesado asociados a arenas no consolidadas.

Evaluar la metodología aplicada en este trabajo especial de grado, con diferentes arenas no consolidadas y crudos extrapesados para estudiar la posibilidad de desarrollar parámetros de ajustes entre las curvas de permeabilidad relativa.

Estudiar los efectos de la temperatura sobre las curvas de permeabilidad relativa en un sistema con crudo extrapesado-diluido variando la temperatura y manipulando el porcentaje de dilución para mantener la viscosidad del crudo con la finalidad de observar como la temperatura actúa sobre el resto de las fuerzas presentes en el sistema.

Determinar el efecto de los asfaltenos en el sistema, ya que estos también tienen una fuerte incidencia en la condición de mojado de las arenas no consolidadas que están asociadas a crudo extrapesado.

Evaluar los efectos de diferentes diluyentes empleados en la industria petrolera en crudos extrapesados sobre la construcción de curvas de permeabilidad relativa, con la finalidad de observar como estos afectan las interacciones en arenas no consolidadas bajo las mismas condiciones de viscosidad y temperatura.

## BIBLIOGRAFÍA

- Alkhatha'ami, M. (2005). *Permeability, Porosity & Skin factor*. Riyadh.
- Araujo, Y.C. (2004). *Interacciones roca-fluido para yacimientos*. Segunda Edición. PDVSA-INTEVEP, Los Teques.
- Arias, F. (2006). *El Proyecto de Investigación: Introducción a la metodología científica*. Quinta Edición. Editorial Episteme. Caracas.
- Bear, J. (1972). *Dynamics of Fluids in Porous Media*. Dover publications. Toronto.
- De Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo.
- Delgado, J. (2010). *Medición de la Presión Capilar en muestras de diámetro completo con doble porosidad*. Universidad Nacional Autónoma México. 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. (2000). “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”
- Forrest, F. Craig, Jr. (1982). *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua*. Primera edición, Dallas.
- Galindez, I. (2017). “*Informe de pasantías PDVSA-INTEVEP*” Los Teques.
- Glover, P. (2013). “*Formation y Evaluation*”.
- Hurtado de Barrera, J. (2007). *El proyecto de Investigación*. Quinta edición. Ediciones Quirón-Sypal. Caracas.
- Mannucci, J. (2010). *Caracterización Física de Yacimientos*. Mannyron Consultores. Venezuela.

Márquez, R., Diaz, 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.

Tesis de Pregrado. Universidad Nacional Experimental Francisco de Miranda. Punto Fijo, Venezuela.

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

Tarek, A. (1946). *Reservoir Engineering Handbook*. Segunda edición. Gulf Professional Publishing. Houston, Texas.

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

Wang, J.; Dong, M. y Asghari, K. (2006). Effect of oil viscosity on heavy-oil/water relative permeability curves. *Society Petroleum Engineers*, (99763), 2-9.

## APENDICES

### Apéndice A. Recombinación del crudo

- Definición del volumen de crudo a recombinar

2000 cm<sup>3</sup> de crudo sin gas en solución

- Definición del volumen de gas para recombinar 2000 cm<sup>3</sup> de crudo

Se emplea la ecuación 3.2 para obtener el volumen de gas a utilizar para la recombinación a condiciones normales

$$V_i = \frac{42 \cdot 2000}{5,6146} = 14960,99 \text{ cc}$$

En donde:

RGP= 42 PCN/BN

Factor de conversión = 5,6146

- Cálculo del factor de compresibilidad de la mezcla de gases (Z)

Tabla A.1 composición del gas

Fuente: Cengel Y. (2008)

Composición del Gas			
Componente	Yi	Tc( R )	Pc(Psia)
CH <sub>4</sub>	0,9	343,9	673
CO <sub>2</sub>	0,1	547,5	1071

Conociendo la composición del gas y la temperatura crítica y presión crítica de cada componente (Tabla A.1) se emplean las ecuaciones 3.3 y 3.4 para obtener la temperatura pseudocrítica y la presión pseudocrítica respectivamente.

Temperatura pseudocrítica

$$T_{sc} = 0.9 * 343.9 + 0.1 * 547.5 = 364.26 \text{ R}$$

Presión Pseudocrítica

$$P_{sc} = 0.9 * 673 + 0.1 * 1071 = 712.8 \text{ Psia}$$

Se emplea la corrección de Wichert y Katz (Ecuación 3.5)

$$F_{sk} = 120 * (0.1^{0.9} - 0.1^{1.6}) = 12.09$$

Se corrige la temperatura pseudocrítica y la presión pseudocrítica empleando las ecuaciones 3.6 y 3.7 respectivamente

Temperatura pseudocrítica corregida

$$T_{sc}^* = 364.26 - 12.09 = 352.17 \text{ R}$$

En donde:

Fsk: 12.09

Tsc: 364.26 R

Presión pseudocrítica corregida

$$P_{sc}^* = \frac{712.8 * (364.26 - 12.09)}{364.26} = 689.13 \text{ Psia}$$

En donde:

Fsk: 12.09

Tsc: 364.26 R

Psr: 712.8 Psia

Para posteriormente obtener la temperatura pseudoreducida y presión pseudoreducida empleando las ecuaciones 3.8 y 3.7 respectivamente.

Temperatura pseudoreducida

$$T_{sr} = \frac{534.87}{352.17} = 1.51$$

En donde:

Tsc\*=352.17

Temperatura de la mezcla de gases: Temperatura de laboratorio: 24°C: 534,87 R

Presión pseudoreducida

$$P_{sr} = \frac{584,7}{689.13} = 0.84$$

En donde:

Presión de la mezcla de gases: 584,7 Psia

$P_{sc}^*$ : 689.13

Con estos dos valores ( $P_{sr}$  y  $T_{sr}$ ) se utiliza la Figura 3.1 para hallar el valor del factor de compresibilidad de la mezcla de gases ( $Z$ ).

Obteniendo un factor  $Z$  de 0,93.

- Se emplea la ecuación 3.13 para obtener el volumen requerido de gas a condiciones de la mezcla para obtener la RGP deseada

$$V_2 = \frac{0,93 * 14,7 \text{ psi} * 14960,99 \text{ cc} * 297,15 \text{ K}}{570 \text{ psi} * 288,71 \text{ K}} = 369,32 \text{ cc}$$

En donde:

$V_2$ : volumen a condiciones de la mezcla de gases (cc)

$V_1$ : 14960,99 cc

$P_2$ : 570 psi

$P_1$ : 14,7 psi según normas API.

$T_2$ : 24 ° C = 297,15 K

$T_1$ : 288,71 K según normas API.

- **Cálculo de la RGP del crudo recombinado**

Se emplea la ecuación 3.18 para llevar el volumen de gas recolectado a condiciones normales

$$V_i = \frac{664 * 25 * 288,71}{750,0617 * 297,15} = 21,50 \text{ cc}$$

Donde:

Va: 25 cm<sup>3</sup>

Pa: 664 mmHg

Ta: 24 ° C = 297,15 K

Pi: 750,0617 mmHg según normas API

Ti: 288,71 K según normas API

La masa de crudo se obtiene a través de la ecuación 3.15

$$M_c = 106,35 - 103,45 = 2,90 \text{ grs}$$

Donde:

Mvf: 106,35 grs

Mvi: 103,45 grs

Para el volumen de crudo se emplea la ecuación 3.16

$$V_c = \frac{2,90}{1,0125} = 2,86 \text{ cc}$$

Donde:

Mc: 2,90 grs

$\rho_{\text{Crudo}}$  : 1,0125 grs/cm<sup>3</sup>

Se obtiene la RGP con la ecuación 3.18

$$RGP = 5,6146 * \frac{21,50}{2,86} = 42,21$$

Donde:

Vi: 21,50 cm<sup>3</sup>

Vc: 2,86 cm<sup>3</sup>

Factor de conversión a PCN/BN = 5,6146

## Apéndice B. Dilución del crudo

$$\%D = \frac{0}{25,3} * 100 = 0\% \quad \text{Ec. (3.1)}$$

donde:

%D = porcentaje peso/peso de diluyente.

Mv = 0 grs.

Mc = 25,3.

## Apéndice C. Cálculos para obtener la permeabilidad y porosidad

### Permeabilidad Tapón compuesto T6-T7

Son mostrados los cálculos tipo para el tapón compuesto T6-T7, mientras que para el tapón T8-T9 se mostraran directamente las tablas con los valores para la medición y las correlaciones para su obtención.

Basándose en la ley de Darcy y sabiendo que la pendiente de la recta obtenida con el grafico (Figura B.1) es la relación entre las tasas de flujo y el diferencial de presión, se calcula la permeabilidad absoluta al agua.

Sabiendo que la pendiente de la recta es  $(m) = \frac{\Delta Q}{\Delta P} = 3,2369$ , que la celda posee una longitud de 11,01 cm y un área transversal al flujo de 10,8103 cm<sup>2</sup>, se sustituyen los valores en la ecuación 2.6 y se obtiene el valor de la permeabilidad como se muestra a continuación:

$$K = \frac{3,2369 * 1 * 11,01}{10,8103} = 3,30 D$$

Tabla C.1 Valores para la medición de la permeabilidad al gas del tapón compuesto T6-T7

Fuente: Propia

Q(cm <sup>3</sup> /min)	Q(cm <sup>3</sup> /s)	ΔP(psi)	ΔP(atm)
1	0,02	0,08	0,01
2	0,03	0,15	0,01
3	0,05	0,23	0,02
5	0,08	0,39	0,03
8	0,13	0,60	0,04
10	0,17	0,76	0,05

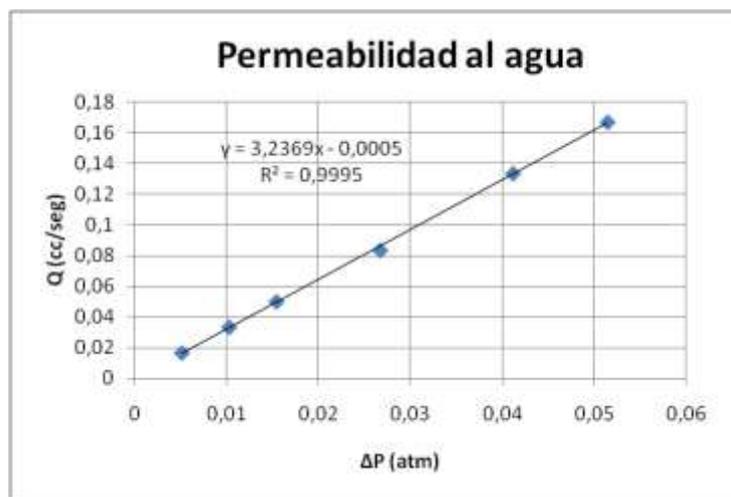


Figura C.1 Correlación para la obtención de la permeabilidad al gas del tapón compuesto T6-T7

Fuente: Propia (2018)

### Permeabilidad Tapón compuesto T6-T7

Tabla C.2 Valores para la medición de la permeabilidad al agua del tapón compuesto T8-T9

Fuente: Propia

Q(cm <sup>3</sup> /min)	Q(cm <sup>3</sup> /s)	$\Delta P$ (psi)	$\Delta P$ (atm)
1	0,02	0,06	0,00
2	0,03	0,12	0,01
3	0,05	0,19	0,01
5	0,08	0,31	0,02
8	0,13	0,51	0,03
10	0,17	0,62	0,04

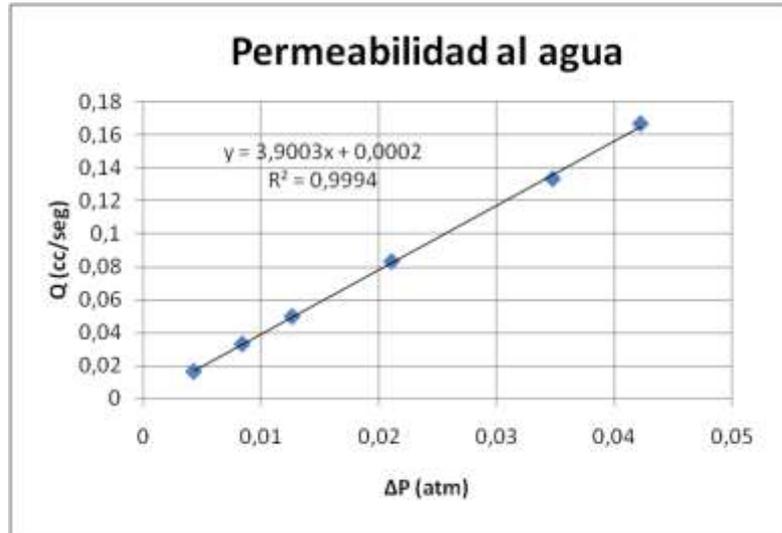


Figura C.2 Correlación para la obtención de la permeabilidad al gas del tapón compuesto T8-T9

Fuente: Propia (2018)

### Porosidad

Se desarrollaran los cálculos para la obtención de la porosidad del tapón compuesto T6-T7

$$Vp = \frac{M_{sat} - M_s}{\rho_{agua}}$$

$$Vp = \frac{(260,34 - 222,3)gr}{1,001gr/cc} = 38,04 cc$$

$$Vt = \pi * \frac{(3,71)^2}{4} * 11,01 = 119,02 cc$$

$$\emptyset = \frac{38,04 cc}{119,02 cc} = 31,96 \% \quad \text{Ec. (2.3)}$$

**Apéndice D. Data y cálculo tipo para la generación de las curvas de permeabilidad relativa.**

**Tapón T6-T7 crudo muerto**

Tabla D.1 Valores obtenidos en las pruebas de desplazamiento con crudo muerto para el tapón compuesto T6-T7

Fuente: Propia

Drenaje				
Fracción (i)	Vt(i) (cm <sup>3</sup> )	Vw(i) (cm <sup>3</sup> )	Vo(i) (cm <sup>3</sup> )	DP (psi)
1	87	31	53	43,6834895
Fracción (i)	Vt(i) (cm <sup>3</sup> )	Vw(i) (cm <sup>3</sup> )	Vo(i) (cm <sup>3</sup> )	DP (psi)
1	0,49	0,00	0,49	17,58
2	3,08	1,00	2,08	12,56
3	3,11	0,93	2,18	8,31
4	7,42	3,73	3,69	2,94
5	8,77	6,59	2,18	0,91
6	17,85	15,40	2,45	0,30
7	37,34	33,91	3,43	0,29
8	55,00	52,50	2,50	0,29
9	80,00	78,20	1,80	0,29
Total	213,06	192,25	20,81	

Tabla D.2 Valores obtenidos mediante el método MDC- Corey y Asociados -  
 Imbibición tapo compuesto T6-T7 crudo muerto

Fuente: Propia

Método MDC			Corey y Asociados - Imbibición	
$V_{total}$	$S_w(i)$	S	Kro	Krw
4,24	0,12	0,00	0,98	0,00
4,73	0,13	0,02	0,92	0,00
6,81	0,19	0,08	0,63	0,02
8,99	0,26	0,15	0,41	0,05
8,32	0,24	0,13	0,47	0,04
9,15	0,26	0,16	0,40	0,05
10,40	0,30	0,20	0,31	0,08
12,68	0,36	0,27	0,19	0,12
14,87	0,42	0,34	0,11	0,18
17,32	0,49	0,42	0,05	0,25
20,75	0,59	0,53	0,02	0,36
23,25	0,66	0,61	0,01	0,46
25,05	0,71	0,67	0,00	0,53

### Tapón T6-T7 crudo recombinado

Tabla D.3 Valores obtenidos en las pruebas de desplazamiento con crudo recombinado para el tapón compuesto T6-T7

Fuente: Propia (2018)

Drenaje				
Fracción (i)	Vt(i) (cm <sup>3</sup> )	Vw(i) (cm <sup>3</sup> )	Vo(i) (cm <sup>3</sup> )	DP (psi)
1	80,6	30,6	50	49
Fracción (i)	Vt(i) (cm <sup>3</sup> )	Vw(i) (cm <sup>3</sup> )	Vo(i) (cm <sup>3</sup> )	DP (psi)
1	1,31	0,00	1,31	79
2	2,93	0,00	2,93	66
3	3,66	0,00	3,66	45
4	6,33	2,87	3,45	45
5	6,14	4,83	1,30	41
6	10,45	8,94	1,51	43
Total	30,82	16,65	14,17	

Tabla D.4 Valores obtenidos mediante el método MDC- Corey y Asociados - Imbibición tapo compuesto T6-T7 crudo recombinado

Fuente: Propia

Método MDC			Corey y Asociados - Imbibición	
V <sub>total</sub>	S <sub>w</sub> (i)	S	K <sub>rg</sub>	K <sub>ro</sub>
4,62	0,13	0,00	0,98	0,00
5,93	0,17	0,04	0,67	0,01
8,86	0,25	0,14	0,26	0,04
12,52	0,36	0,26	0,07	0,11
15,98	0,45	0,37	0,02	0,20
17,28	0,49	0,41	0,01	0,24
18,79	0,53	0,46	0,00	0,29

**Tapón T8-T9 crudo diluido**

Tabla D.11 Valores obtenidos en las pruebas de desplazamiento con crudo diluido  
para el tapón compuesto T8-T9

Fuente: Propia

Drenaje				
Fraccion (i)	Vt(i) (ml)	Vw(i) (ml)	Vo(i) (ml)	DP (psi)
1	87	25,9	60,5	3,24
Imbibicion				
Fraccion (i)	Vt(i) (ml)	Vw(i) (ml)	Vo(i) (ml)	DP (psi)
1	1,30	0,00	1,30	28,45
2	2,65	0,00	2,65	27,43
3	3,39	1,08	2,31	13,4
4	5,08	2,98	2,10	10,5
5	10,79	9,39	1,40	10,2
6	54,15	52,85	1,30	7,35
7	27,04	25,84	1,20	7,34
8	81,24	80,37	0,87	6,95
Total	185,65	172,52	13,13	

Tabla D.7 Valores obtenidos en las pruebas de desplazamiento con crudo muerto  
para el tapón compuesto T8-T9

Fuente: Propia

Drenaje				
Fraccion (i)	Vt(i) (ml)	Vw(i) (ml)	Vo(i) (ml)	DP (psi)
1	87	26,5	60,5	23,68
Imbibicion				
Fraccion (i)	Vt(i) (ml)	Vw(i) (ml)	Vo(i) (ml)	DP (psi)
1	0,55	0,00	0,55	15,56
2	2,65	0,00	2,65	14,65
3	3,39	1,08	2,31	6,67
4	5,08	3,40	1,68	4,87
5	10,79	8,75	2,04	3,78
6	54,15	52,05	2,10	2,34
7	27,04	24,48	2,56	1,3
8	81,24	77,53	3,71	1,38
Total	184,90	167,29	17,61	

Tabla D.8 Valores obtenidos mediante el método MDC- Corey y Asociados -  
Imbibición tapo compuesto T8-T9 crudo muerto

Fuente: Propia

Metodo MDC			Corey y Asociados - Imbibición	
$V_{total}$	$S_w(i)$	S	Kro	Krw
3,55	0,12	0,00	0,98	0,00
4,10	0,14	0,02	0,89	0,00
6,75	0,22	0,12	0,51	0,03
9,06	0,30	0,21	0,29	0,08
10,74	0,36	0,27	0,19	0,12
12,78	0,43	0,35	0,10	0,19
14,88	0,50	0,43	0,05	0,26
17,44	0,58	0,52	0,02	0,36
21,16	0,70	0,66	0,00	0,52

### Tapón T8-T9 crudo recombinado

Tabla D.9 Valores obtenidos en las pruebas de desplazamiento con crudo  
recombinado para el tapón compuesto T8-T9

Fuente: Propia

Drenaje				
Fraccion (i)	Vt(i) (ml)	Vw(i) (ml)	Vo(i) (ml)	DP (psi)
1	79,37	29,370	50	56
Fraccion (i)	Vt(i) (ml)	Vw(i) (ml)	Vo(i) (ml)	DP (psi)
1	3,35	0,00	3,35	71
2	5,09	0,01	5,08	61
3	4,40	2,80	1,60	53
4	5,49	4,07	1,43	44
5	5,90	5,77	0,12	45
6	27,93	27,36	0,56	37
7	19,79	19,66	0,13	45
8	50,90	50,00	0,90	43
Total	122,85	109,67	13,18	

Tabla D.10 Valores obtenidos mediante el método MDC- Corey y Asociados -  
Imbibición tapo compuesto T8-T9 re combinado

Fuente: Propia

Metodo MDC			Corey y Asociados - Imbibición	
$V_{total}$	$S_w(i)$	S	$K_{ro}$	$K_{rw}$
4,50	0,13	0,00	1,00	0,00
7,85	0,23	0,11	0,34	0,03
10,45	0,31	0,20	0,13	0,08
11,86	0,35	0,25	0,07	0,11
12,93	0,38	0,29	0,05	0,14
14,53	0,43	0,34	0,02	0,18
15,96	0,47	0,39	0,01	0,22
17,00	0,50	0,43	0,01	0,25

### Tapón T8-T9 crudo diluido

Tabla D.11 Valores obtenidos en las pruebas de desplazamiento con crudo diluido  
para el tapón compuesto T8-T9

Fuente: Propia

Drenaje				
Fraccion (i)	$V_t(i)$ (ml)	$V_w(i)$ (ml)	$V_o(i)$ (ml)	DP (psi)
1	87	25,9	60,5	3,24
Imbibicion				
Fraccion (i)	$V_t(i)$ (ml)	$V_w(i)$ (ml)	$V_o(i)$ (ml)	DP (psi)
1	1,30	0,00	1,30	28,45
2	2,65	0,00	2,65	27,43
3	3,39	1,08	2,31	13,4
4	5,08	2,98	2,10	10,5
5	10,79	9,39	1,40	10,2
6	54,15	52,85	1,30	7,35
7	27,04	25,84	1,20	7,34
8	81,24	80,37	0,87	6,95
Total	185,65	172,52	13,13	

Tabla D.12 Valores obtenidos mediante el método MDC- Corey y Asociados -  
 Imbibición tapo compuesto T8-T9 diluido

Fuente: Propia

Metodo MDC			Corey y Asociados - Imbibición	
$V_{total}$	$S_w(i)$	S	$K_{ro}$	$K_{rw}$
4,15	0,14	0,00	1,00	0,00
5,45	0,18	0,05	0,70	0,01
8,10	0,27	0,15	0,31	0,05
10,41	0,35	0,24	0,14	0,10
12,51	0,42	0,32	0,07	0,16
13,91	0,46	0,38	0,04	0,21
15,21	0,51	0,43	0,02	0,26
16,41	0,55	0,47	0,01	0,30
17,28	0,57	0,51	0,01	0,34

**Apéndice E Cálculo tipo para la construcción de las curvas de permeabilidad relativa mediante el método MDC- Corey y Asociados - Imbibición tapo compuesto T8-T9 diluido**

De la data obtenida de las pruebas de desplazamiento se emplean las siguientes ecuaciones como se explicó en el Capítulo II del presente Trabajo Especial de Grado.

$$S_{wi} = \frac{30,05 \text{ cc} - 25,9 \text{ cc}}{30,05 \text{ cc}} = 0,14 \quad \text{Ec. 2.10}$$

$$S = \frac{0,14 - 0,14}{1 - 0,14} = 0 \quad \text{Ec. (2.20)}$$

$$K_{ro} = (1 - 0)^3 \quad \text{Ec. (2.21)}$$

$$K_{rw} = 0^3 \quad \text{Ec. (2.22)}$$