

**ESTUDIO DEL EFECTO DE LA TASA DE FLUJO EN LA ESTIMACIÓN  
EXPERIMENTAL DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN ESTADO NO  
ESTACIONARIO**

**TANIA YULIETH AMAYA AMAYA  
DIANA CAMILA CERÓN GÓMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

**ESTUDIO DEL EFECTO DE LA TASA DE FLUJO EN LA ESTIMACIÓN  
EXPERIMENTAL DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN ESTADO NO  
ESTACIONARIO**

**TANIA YULIETH AMAYA AMAYA  
DIANA CAMILA CERÓN GÓMEZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título  
Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**M.Sc LUIS FELIPE CARRILLO MORENO**

**Químico**

**Codirector**

**ING. ANDRÉS FELIPE ÓRTIZ MENESES**

**Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2016**

## DEDICATORIA

*A Dios, tu amor y tu bondad no tienen fin. Me permites sonreír ante todos mis logros que son resultado de tu ayuda.*

*A mis padres Julio y Nelly por ser los principales promotores de mis sueños, mi orgullo y mi gran motivación para cumplir mis objetivos como persona y profesional.*

*A mi abuela María Luisa, a quien siempre preferí llamar “mami”. Sus canas sinónimos de sabiduría, me enseñaron muchas cosas vitales para la vida.*

*A mi hermana Mayra por el apoyo moral y por estar presente en los momentos más importantes de mi vida.*

*A mi tía Martha, que, aunque ya no está en este mundo celebra desde el más allá.*

*A mi compañera Camila por su gran apoyo, buenos consejos y conocimiento aportado para la culminación de este proyecto.*

**Tania Yulieth Amaya Amaya.**

*Gracias a Dios por darme la vida, regalarme una familia maravillosa y la fortaleza  
para seguir a delante.*

*A mi mamá Mercedes por su amor, confianza, apoyo incondicional y sacrificios,  
todos mis logros son para ti.*

*A mi abuelita Lia, por tus consejos, por siempre creer en mí y quererme tanto, eres  
el motor de mi vida.*

*A toda mi familia por ser parte de mi crecimiento como persona.*

*A todos mis amigos por su alegría, consejos y momentos divertidos.*

**Diana Camila Cerón Gómez**

## AGRADECIMIENTOS

*Por medio de la presente los autores desean expresar sus sinceros agradecimientos a:*

*Dios Padre todo poderoso por habernos permitido culminar nuestros objetivos, ser nuestro guía en los momentos más difíciles.*

*A la Universidad Industrial de Santander por habernos abierto las puertas y formarnos en el ámbito profesional.*

*Al M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno por su total apoyo en el transcurso del proyecto, su paciencia, su amor y dedicación a sus “calaveras”*

*Al Ingeniero Hernando Buendía por su folclor y acompañamiento durante el proyecto.*

*A la Ingeniera Yessika Pachón por confiar y darnos la oportunidad de pertenecer al Grupo de Investigación de Modelamiento siendo ejemplo de disciplina y constancia.*

*A todos los integrantes del Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación por su acompañamiento y colaboración.*

*A todas las personas que de una u otra forma colaboraron en la realización del presente proyecto.*

Tania A.  
Diana C.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	18
<b>1. GENERALIDADES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS</b>	20
1.1. PERMEABILIDAD ABSOLUTA	21
1.2. PERMEABILIDAD EFECTIVA	22
1.3. PERMEABILIDAD RELATIVA	22
1.4. CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN SISTEMAS BIFÁSICOS	24
1.5. FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA	25
1.5.1. Mojabilidad	25
1.5.2. Saturación Inicial de Agua	29
1.5.3. Geometría de Poro	29
1.5.4. Propiedades de las Rocas	31
1.5.5. Historia de la Saturación	31
1.5.5.1. Drenaje	31
1.5.5.2. Imbibición.	32
1.5.6. Otros factores que afectan las curvas de permeabilidad relativa	33
1.6. NORMALIZACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA	33
1.7. MÉTODOS DE DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA	34

1.7.1. Estado Estacionario	34
1.7.2. Estado No Estacionario.	34
1.7.2.1. Método JBN	35
1.7.2.3. Ajuste Histórico	38
<b>1.8. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN SISTEMAS AGUA–ACEITE</b>	<b>38</b>
1.8.1. Descripción de la Prueba de Estado Estacionario	39
1.8.2. Descripción de la Prueba de Estado no Estacionario.	39
1.8.3. Lugar de la prueba	40
1.8.4. Descripción del Equipo	40
<b>2. METODOLOGÍA DE TRABAJO</b>	<b>43</b>
2.1. GENERALIDADES DEL PROCESO	43
2.2. PROCEDIMIENTO DE TRABAJO	43
2.2.1. Selección de muestras.	44
2.2.1.1. Selección de muestras de roca	44
2.2.1.2. Selección de fluidos:	46
2.2.2. Selección de caudales de flujo	48
2.2.3. Saturación de las muestras.	48
2.2.4. Desplazamiento de Fluidos – Determinación de Permeabilidades Relativas a partir de datos de desplazamiento	48
2.2.4.1. Preparación del equipo	49
2.2.4.2. Permeabilidad absoluta al agua	49
2.2.4.3. Drenaje	49
2.2.4.4. Imbibición en estado no estacionario	50

2.2.5. Disposición final de muestras	50
2.3. PROTOCOLO PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO DE PERMEABILIDAD RELATIVA DE ESTADO NO ESTACIONARIO	51
2.4. DETERMINACIÓN DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS EN ESTADO NO ESTACIONARIO	53
<b>3. ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	60
3.1. ANÁLISIS DE LOS MÉTODOS DE DETERMINACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS	60
3.2 ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA A DIFERENTES CAUDALES OBTENIDOS POR EL MÉTODO DE AJUSTE HISTÓRICO	63
3.3. NORMALIZACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA	64
<b>4. CONCLUSIONES</b>	67
<b>5. RECOMENDACIONES</b>	68
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	69
<b>ANEXOS</b>	72

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite	24
Figura 2. Ilustración de la mojabilidad.	26
Figura 3. Distribución de fluidos en los poros a partir de la mojabilidad.	27
Figura 4. Curvas de permeabilidad relativa en una roca mojada por agua.	28
Figura 5. Curvas de permeabilidad relativa en una roca mojada por aceite.	29
Figura 6. Efecto de la geometría de poro, poros grandes.	30
Figura 7. Efecto de la geometría de poro, poros pequeños.	30
Figura 8. Efecto de histéresis en las permeabilidades relativas	33
Figura 9. Equipo de Desplazamiento Vinci RPS-700	41
Figura 10. Metodología planteada	44
Figura 11. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa, caudal 1cc/min, Método JBN.	55
Figura 12. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa,caudal 1cc/min, Ajuste Histórico.	56
Figura 13. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa, caudal 2 cc/min, Método JBN.	56
Figura 14. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa, caudal 2cc/min, Ajuste Histórico	57
Figura 15. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa, caudal 3 cc/min, Método JBN.	57
Figura 16. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa, caudal 3 cc/min, Ajuste Histórico.	58
Figura 17. Comparación de los métodos de determinación JBN y Ajuste histórico para el caudal 1 cc/min.	61

Figura 18. Comparación de los métodos de determinación JBN y Ajuste histórico para el caudal 2 cc/min.	61
Figura 19. Comparación de los métodos de determinación JBN y Ajuste histórico para el caudal 3 cc/min.	62
Figura 20. Comparación de las curvas de permeabilidad relativa de los caudales 1 cc/min, 2 cc/min, 3 cc/min.	63
Figura 21. Comparación de las curvas normalizadas de permeabilidad relativa de los caudales 1 cc/min, 2 cc/min, 3 cc/min.	64

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Variación de las permeabilidades relativas y saturación de agua con la mojabilidad.	28
Tabla 2. Propiedades petrofísicas básicas.	46
Tabla 3. Composición salmuera sintética.	47
Tabla 4. Propiedades de los fluidos seleccionados.	48
Tabla 5. Datos de permeabilidad efectiva del aceite a saturación de agua irreducible para cada caudal de inyección.	49
Tabla 6. Datos de imbibición de saturación residual de aceite ( $S_{or}$ ) para cada inyección.	50
Tabla 7. Datos de imbibición en estado no estacionario caudal 1, cc/min.	53
Tabla 8. Datos de imbibición en estado no estacionario caudal 2, cc/min.	54
Tabla 9. Datos de imbibición en estado no estacionario caudal 3, cc/min.	54
Tabla 10. Datos de las saturaciones críticas para el petróleo y el agua de las curvas de permeabilidad relativa para cada caudal de flujo.	59

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS POR MEDIO DEL METODO JBN	72
ANEXO B. PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA/ACEITE – AJUSTE HISTÓRICO	77
ANEXO C. REGISTRO FOTOGRAFICO	91
ANEXO D. NORMALIZACION DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.	95

## RESUMEN

**TÍTULO:** ESTUDIO DEL EFECTO DE LA TASA DE FLUJO EN LA ESTIMACIÓN EXPERIMENTAL DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN ESTADO NO ESTACIONARIO\*

**AUTORES:** TANIA YULIETH AMAYA AMAYA  
DIANA CAMILA CERON GOMEZ\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Permeabilidad Relativa, Prueba de Desplazamiento, Estado No Estacionario, Variación de Caudales de Flujo, Propiedades Petrofísicas.

La permeabilidad relativa es una de las propiedades fundamentales en la industria petrolera ya que ayuda a la caracterización del yacimiento pues da una aproximación al comportamiento de flujo en el medio poroso. Se encarga de las relaciones de movilidad, distribución, saturación de fluidos y da una idea de una tendencia humectante de la roca. Permitiendo el correcto desarrollo en todas las etapas productivas de un campo de petróleo.

El objetivo de este trabajo de grado es estudiar el efecto de la variación de los caudales de flujo en la determinación experimental de las curvas de permeabilidad relativa en estado no estacionario en sistemas agua-aceite por medio de tres pruebas de desplazamiento dinámico utilizando dos muestras de roca tipo Arenisca Berea.

Con la metodología de trabajo desarrollada en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander se realizó la selección de muestras de roca, fluidos, determinación de propiedades petrofísicas básicas y ejecución de las pruebas de desplazamiento dinámico teniendo en cuenta la variación de los caudales de flujo. Se obtienen los datos por medio de los experimentos realizados y utilizando las dos metodologías seleccionadas para la determinación de curvas de permeabilidad relativa para estado no estacionario, se realiza un análisis comparando las curvas de permeabilidad relativa para cada caudal de flujo seleccionado.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos Director M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno

## ABSTRACT

**TÍTULO:** ESTUDIO DEL EFECTO DE LA TASA DE FLUJO EN LA ESTIMACIÓN EXPERIMENTAL DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN ESTADO NO ESTACIONARIO\*

**AUTORES:** TANIA YULIETH AMAYA AMAYA  
DIANA CAMILA CERON GOMEZ\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Permeabilidad Relativa, Prueba de Desplazamiento, Estado No Estacionario, Variación de Caudales de Flujo, Propiedades Petrofísicas.

Relative permeability is one of the most important properties in Oil industry due that helps to field characterization as a result of an approximation to flow behavior in porous media. This is responsible of mobility relationships, distribution, flow saturation and gives an idea of wettability of rock. Relative permeability allows the correct development in every productive step in a petroleum field as natural flow and improved recovery.

The objective of this graduation Project is study the effect of variation of flow rates in the determination of permeability curves in non-stationary state in water-oil systems; through three displacement dynamic tests using two samples of rock sandstone Berea.

The methodology of this work made in the lab of petrophysics analysis and damage to formation of Industrial University of Santander allowed to select rock samples, fluids samples, determine basic petrophysics properties and the performance of dynamic displacement test taking into account the variation of flow rates. Data were obtained through performed experiments, using two selected methodologies to determine relative permeabilities curves for non-stationary state. An analysis is made comparing relative permeabilities curves for each selected flow rates.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos Director M.Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno

## INTRODUCCIÓN

Una de las propiedades de flujo fundamentales para la caracterización de un yacimiento de petróleo es la permeabilidad relativa, pues da una aproximación al comportamiento de flujo en el medio poroso cuando hay presente más de un fluido móvil.

En la simulación de yacimientos la permeabilidad relativa se encarga de las relaciones de movilidad de la roca, distribución, saturación de los fluidos y da una idea de la tendencia humectante del medio poroso ya que caracteriza las propiedades de flujo con el fin de proyectar el desarrollo de un campo petrolífero tanto en etapas de flujo natural como en procesos de recobro mejorado. Se han desarrollado diferentes metodologías de evaluación de curvas de permeabilidad relativa; sin embargo, estas se clasifican en dos métodos experimentales las cuales son estado estacionario y no estacionario. La metodología de estado no estacionario tiene algunas ventajas respecto a la metodología de estado estacionario debido a que se asemeja al comportamiento del yacimiento.

Para la metodología de estado no estacionario se han desarrollado diferentes métodos de interpretación de permeabilidades relativas. En este trabajo se utiliza la metodología Jonson-Bossler y Naumann (JBN) y ajuste histórico por medio de software Sendra para determinar el efecto de los caudales de flujo en la permeabilidad relativa en estado no estacionario, teniendo en cuenta tres caudales:  $1 \text{ cc/min}$ ,  $2 \text{ cc/min}$  y  $3 \text{ cc/min}$ .

Por medio del desarrollo de una metodología experimental se obtuvieron las curvas de permeabilidad relativa de los caudales de flujo a partir los datos de las

pruebas de desplazamiento dinámico en estado no estacionario, utilizando el método JBN y ajuste histórico.

En el capítulo uno se realiza un estado del arte de los conceptos básicos de permeabilidad relativa, los factores que intervienen en esta propiedad, las características de una prueba de desplazamiento dinámico y el equipo utilizado. También se describen las técnicas de medición y los métodos utilizados para la determinación de las curvas de permeabilidad relativa.

Posteriormente, en el segundo capítulo se presenta el diseño de los experimentos, el protocolo de la prueba desarrollada en el laboratorio tales como: la selección de la muestra de roca y fluido, la medida de sus propiedades, montaje de la prueba, resultados y disposición final de los equipos, materiales utilizados y por último se obtienen los valores de las curvas de los tres caudales de flujo utilizando métodos de determinación de permeabilidades relativas para estado no estacionario, los cuales son método JBN y ajuste histórico por medio de software Sendra, además de la validación de estas mismas.

Finalmente, el tercer capítulo se enfoca en el análisis de resultados derivados a partir de la metodología experimental desarrollada en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander.

## 1. GENERALIDADES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

La permeabilidad se define como una propiedad del medio poroso que mide la capacidad y habilidad de la roca (medio poroso) para transmitir los fluidos o la facultad para permitir que los fluidos se muevan a través la red de poros interconectados. Se denota con la letra  $k$  y es una de las propiedades más importantes ya que controla el movimiento direccional y el caudal de flujo de los fluidos en el medio poroso.

La ley de Darcy es la ecuación que define la permeabilidad en términos medibles y es el resultado del descubrimiento realizado por Henry Darcy en 1856.<sup>1</sup> Darcy por medio de experimentos de laboratorio de flujos de agua a través de un filtro de arena concluyó la siguiente expresión<sup>1</sup>:

$$q = \frac{K * A * (h_2 - h_1)}{L} (1)$$

Donde:

$q$ : Caudal de inyección de agua al sistema en  $cm^3/min$ .

$L$ : La longitud en  $cm$

$A$ : Área transversal del medio poroso  $cm^2$

$h_1$ : Cabeza hidrostática a la entrada.

$h_2$ : Cabeza hidrostática a la salida.

$K$ : Constante de proporcionalidad que se conoció como conductividad hidráulica que depende de las características del medio poroso.

---

<sup>1</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Copyright. Maracaibo, Venezuela. 2009.

La ley de Darcy puede modificarse para describir el flujo de fluidos diferentes al agua y la constante de proporcionalidad  $K$  puede ser remplazada por  $k/\mu$  donde  $k$  es una propiedad del medio poroso denominada permeabilidad y  $\mu$  es la viscosidad de fluido.

Esta ley establece velocidad de flujo laminar (viscoso), el fluido y la roca no deben reaccionar entre ellos, solo una fase está presente al 100% de saturación del espacio poroso y flujo en estado estacionario.

El flujo del fluido es directamente proporcional al gradiente de potencial aplicado  $dp/dl$  y al área del medio poroso perpendicular a la dirección de flujo (área transversal)  $A$ , y es inversamente proporcional a la viscosidad del fluido  $\mu$ . Ya que generalmente los experimentos en el laboratorio de flujo de fluidos se hacen en muestras (núcleos) horizontales, el término gravitacional se elimina, por lo cual la ley de Darcy se puede representar de la siguiente manera:

$$q = -\frac{KA}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (2)$$

La ley de Darcy ha sido una de las herramientas matemáticas más importantes para la ingeniería de petróleos porque controla el movimiento direccional y el caudal de flujo de los fluidos del medio poroso.

### **1.1. PERMEABILIDAD ABSOLUTA**

La permeabilidad absoluta es la capacidad de transmitir los fluidos por el medio poroso cuando este se encuentra completamente saturado por un sólo fluido. Es decir la facilidad con la cual un fluido fluye a través de la formación bajo un

gradiente de potencial aplicado cuando este se encuentra saturado al 100% de dicho fluido. La permeabilidad absoluta es la constante  $K$  de la ley de Darcy.

## 1.2. PERMEABILIDAD EFECTIVA

La permeabilidad efectiva es la capacidad de flujo en el medio poroso a una fase de un fluido cuando existe más de un fluido en él. Es decir, cuando dos o más fluidos están fluyendo simultáneamente en el medio.<sup>2</sup> Donde cada fluido presente restringe la capacidad de flujo de los otros siendo la permeabilidad efectiva de cada fluido menor a su respectiva permeabilidad absoluta.

$$k_{ei} = \frac{q_i \mu_i}{A(dp/dx)_i} \quad (3)$$

Para definir la permeabilidad efectiva se debe tener en cuenta que cada fluido es completamente independiente de los demás, son considerados inmiscibles y por lo tanto la ley de Darcy puede ser aplicada a cada uno individualmente. Donde la permeabilidad efectiva se denota  $k_e$  y el subíndice  $i$  representa a cada una de las fases presentes en el medio poroso, la permeabilidad efectiva va a ser menor o mayor dependiendo de la disminución o incremento de la saturación.

## 1.3. PERMEABILIDAD RELATIVA

La permeabilidad relativa es una medida directa de la capacidad de un sistema poroso para conducir un fluido en la presencia de uno o varios fluidos. Es la razón

---

<sup>2</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Copyright. Maracaibo, Venezuela. 2009.

entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base. Estas propiedades de flujo son el efecto combinado de la geometría de poros, mojabilidad, distribución de los fluidos e historia de saturación.<sup>1</sup> Es un término adimensional, al igual que la permeabilidad efectiva, el valor de permeabilidad relativa va a depender del estado de saturación de cada fluido en el medio poroso. El cálculo de la permeabilidad relativa permite la comparación de las diferentes capacidades de los fluidos para fluir en su respectiva presencia, ya que la presencia de más de un fluido por lo general inhibe el flujo. Se representan matemáticamente de la siguiente manera:

$$K_{ro} = \frac{K_{eo}}{K_b}; K_{rw} = \frac{K_{ew}}{K_b}; K_{rg} = \frac{K_{eg}}{K_b} \quad (4)$$

Donde:

$K_{ro}$  = Permeabilidad relativa del aceite a saturaciones específicas en mD.

$K_o$  = Permeabilidad efectiva del aceite a saturaciones específicas en mD.

$K_{rw}$  = Permeabilidad relativa del agua a saturaciones específicas en mD.

$K_w$  = Permeabilidad efectiva del agua a saturaciones específicas en mD.

$K_{rg}$  = Permeabilidad relativa del gas a saturaciones específicas en mD.

$K_g$  = Permeabilidad efectiva del gas a saturaciones específicas en mD.

$K_b$  = Permeabilidad base o de referencia.

La sumatoria de las permeabilidades efectivas no puede ser mayor que la permeabilidad absoluta, entonces la sumatoria de las permeabilidades relativas (que tienen como base la permeabilidad absoluta) no puede ser mayor que uno, debido a las interferencias generadas entre una fase y la otra. Las causas de las interferencias son la reducción de los canales de flujo debido a la presencia del otro fluido, obstrucción de los mismos.<sup>3</sup>

---

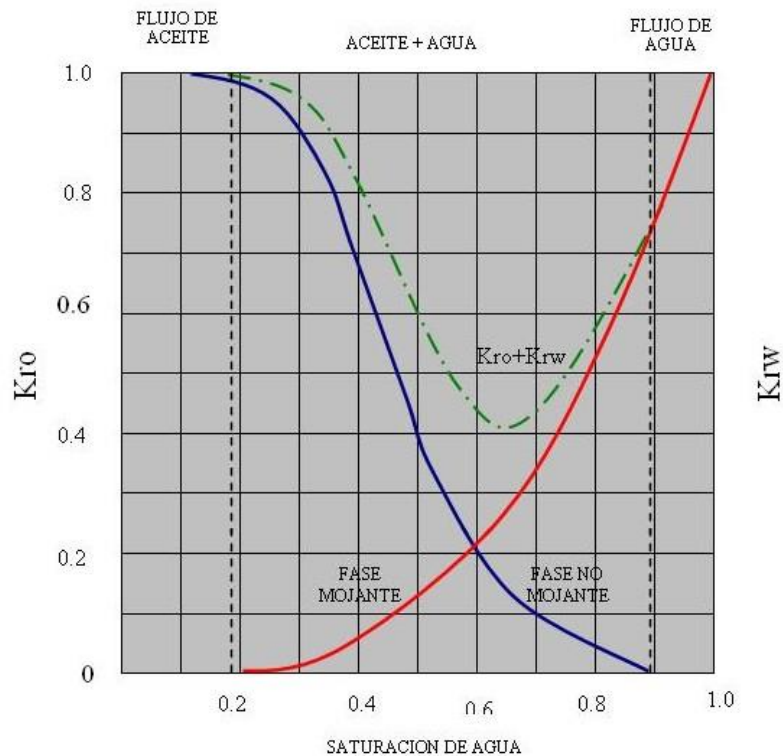
<sup>3</sup>LOPERA Sergio. Permeabilidad Relativa. Trabajo de Promoción a Profesor Asistente. Facultad de Minas. Universidad Nacional de Colombia. Medellín. 1996.

#### 1.4. CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN SISTEMAS BIFÁSICOS

Las curvas de permeabilidades relativas presentan su comportamiento mediante gráficos de permeabilidad relativa versus saturación de fluido humectante. Esto se debe a que la permeabilidad relativa de cada fluido depende de la saturación de la fase mojante en el medio poroso y de la forma de distribución de los fluidos.

En la figura 1 se muestran las curvas de permeabilidad relativa típicas para un sistema agua – aceite, siendo el agua la fase mojante.

**Figura 1. Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite**



Fuente: AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook, Gulf Professional Publishing. 2001.

Las características principales de una curva de permeabilidad relativa:

1. Para que la fase mojante (agua) comience a fluir se necesita una cierta saturación denominada saturación de agua irreducible ( $S_{wirr}$ ), también llamada saturación de agua connata ( $S_{wc}$ ). De esta misma manera se necesita de una cierta saturación de la fase no mojante (aceite), para que esta comience a fluir, denominada saturación crítica del aceite ( $S_{oc}$ ).

2. La permeabilidad relativa de la fase mojante muestra que una pequeña saturación de la fase no mojante estaría reduciendo drásticamente la permeabilidad relativa de la fase mojante. La razón para que esto suceda es que la fase no mojante ocupa los espacios porosos más grandes, y es por esto que el flujo se produce con menos dificultad.

3. La curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante muestra que, para bajas saturaciones de la fase mojante se presenta un efecto insignificante en la magnitud de esta. La razón de este fenómeno es que para bajas saturaciones la fase mojante ocupa el espacio poroso más pequeño que no contribuye considerablemente al flujo, y por lo tanto el cambio en la saturación de estos poros tiene un efecto relativamente bajo en el flujo de la fase no mojante.<sup>4</sup>

## **1.5. FACTORES QUE AFECTAN LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA**

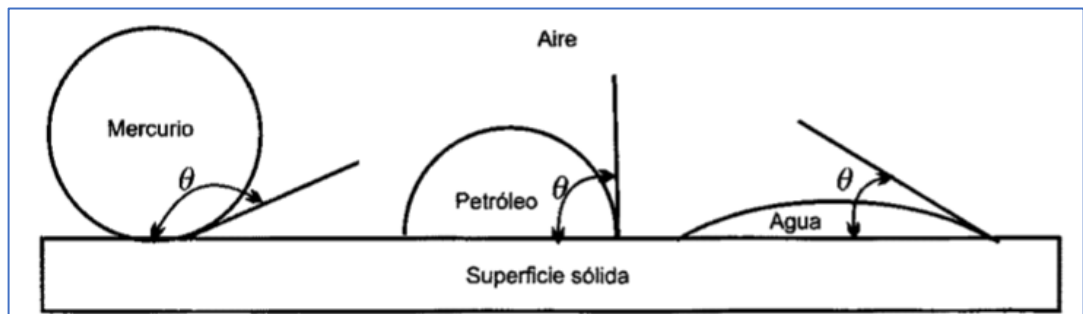
**1.5.1. Mojabilidad.** La humectabilidad o mojabilidad es la habilidad de la fase de un fluido para adherirse preferiblemente a una superficie sólida en presencia de otra fase inmisible. La capacidad de adhesión del fluido dependerá de factores como la mineralogía de la roca y la composición del fluido.

---

<sup>4</sup>AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Second Edition. Gulf Professional Publishing. Houston Texas. 2001.

En la figura 2, se encuentra una superficie sólida en donde se ha colocado, tres gotas de diferentes líquidos, mercurio, petróleo y agua, como se puede observar el ángulo de contacto disminuye a medida que aumentan las tendencias humectantes del líquido.

**Figura 2. Ilustración de la mojabilidad.**



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena .Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Copyright. Maracaibo, Venezuela. 2009.

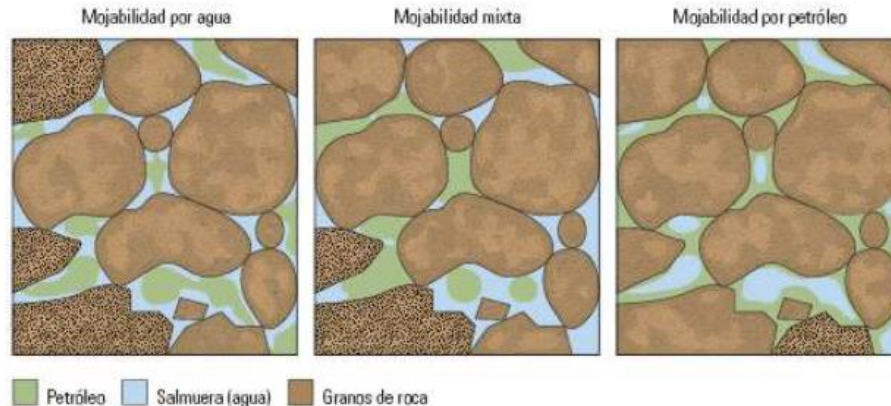
Una roca puede estar mojada por agua, mojada por aceite o mojada por ambas para referirse a la afinidad de una roca a un fluido.

Cuando la roca se encuentra mojada por agua en un sistema agua-aceite a condiciones de saturación de agua irreducible, los espacios porosos más pequeños van estar ocupados por el agua, el aceite (fase no humectante) por los poros más grandes debido a las fuerzas de atracción de la fase humectante. Una pequeña película de agua en la superficie de la roca genera canales de flujo por donde podrá fluir fácilmente el aceite, sin embargo a medida que la fase mojante aumenta en el medio poroso, la película se hace más grande limitando los canales por donde puede fluir el aceite.

Cuando se encuentra mojada por aceite, en un sistema agua-aceite a condiciones de saturación de aceite residual, una película de aceite en la superficie de la roca

genera canales de flujo por donde podrá fluir fácilmente el agua (fase no mojante), a medida que la fase mojante aumenta, limita los canales de flujo para el agua.

**Figura 3. Distribución de fluidos en los poros a partir de la mojabilidad.**



Fuente: OIL FIELD REVIEW, Schlumberger, Otoño del 2007

La mojabilidad es muy importante porque es la responsable de la distribución de los fluidos en el medio poroso y por lo tanto es uno de los factores que afecta las curvas de permeabilidad relativa.

Se puede obtener la mojabilidad de una roca por medio del punto de corte de las curvas de permeabilidad relativa de aceite y agua. La intersección de las curvas se desplaza hacia la derecha cuando hay valores altos de saturación de agua y valores bajos de permeabilidad relativa pasando de mojado por aceite a mojado por agua. Se entiende entonces que si el punto de intersección está hacia la izquierda del 50% de saturación de agua, será un sistema mojado por aceite y si se encuentra hacia la derecha será mojado por agua. En la tabla 1 se muestra los principales criterios para identificar la mojabilidad de una roca con curvas de permeabilidad relativa:

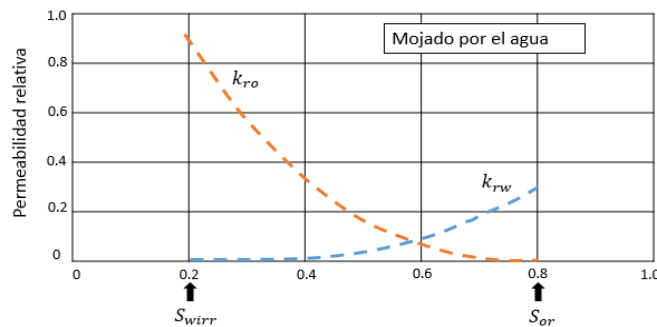
**Tabla 1. Variación de las permeabilidades relativas y saturación de agua con la mojabilidad.**

	Mojado por Agua	Mojado por Aceite
<b>Swi</b>	>20 – 25%	<15%, usualmente 10%
<b>k<sub>rw</sub>= k<sub>ro</sub></b>	@S <sub>W</sub> >50%	@S <sub>W</sub> <50%
<b>k<sub>rw</sub>@ S<sub>or</sub></b>	<0.3	>0,5, cerca de 1

Fuente: CRAIG F. F. JR. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Monograph Series, SPE. Dallas, 1971.

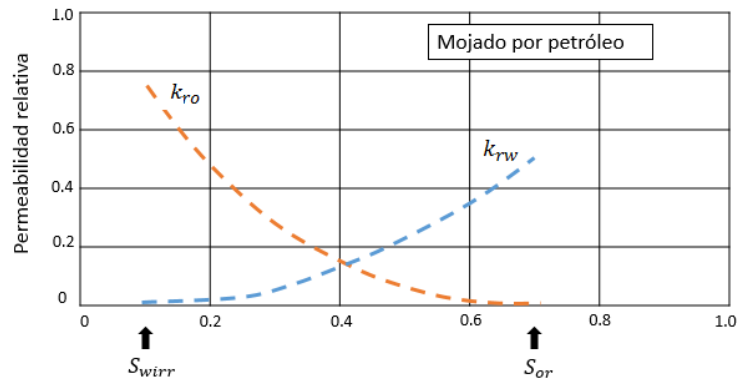
En las figuras 4 y 5 se muestran las curvas de permeabilidad relativa de dos medios porosos con diferente mojabilidad. En la figura 4 se encuentra la gráfica de permeabilidad relativa mojada por agua y en la figura 5 se observa una curva de permeabilidad relativa mojada por aceite.

**Figura 4. Curvas de permeabilidad relativa en una roca mojada por agua.**



Fuente: OILFIELD REVIEW. SCHLUMBERGER. Invierno de 2001/2002. Volumen 13. Número 3.

**Figura 5. Curvas de permeabilidad relativa en una roca mojada por aceite.**

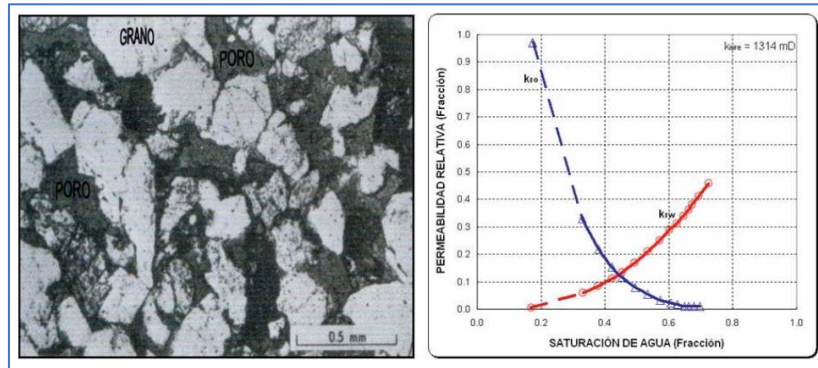


Fuente: OILFIELD REVIEW. SCHLUMBERGER. Invierno de 2001/2002. Volumen 13. Número 3

**1.5.2. Saturación Inicial de Agua.** Este factor afecta la localización y la forma de las curvas de permeabilidad relativa marcando el inicio de la curva. En sistemas donde la roca es mojada por agua existe mayor influencia donde el valor de saturación inicial es más alto.

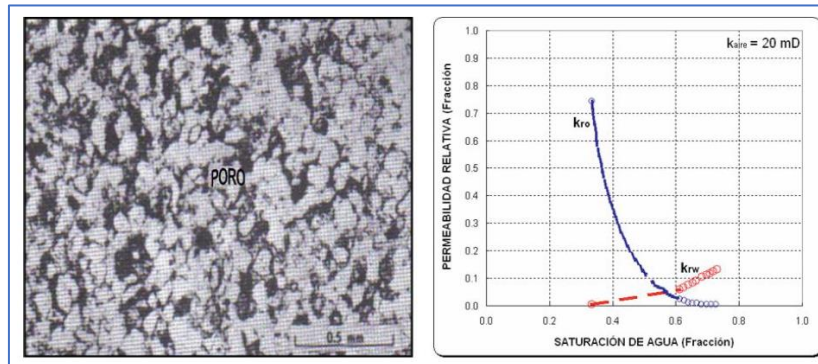
**1.5.3. Geometría de Poro.** Es una de las características de la roca que tiene mayor influencia en el comportamiento de la permeabilidad relativa. La geometría de poro varía de formación a formación, e incluso, en diferentes zonas de la misma formación y por lo tanto en las relaciones de permeabilidad relativa. Morgan realizó un estudio sobre el efecto de la geometría y del tamaño de los poros en las curvas de permeabilidad relativa. Las figuras 6 y 7 muestran las fotografías de la geometría de poro para dos arenas y las curvas de permeabilidad.

**Figura 6. Efecto de la geometría de poro, poros grandes.**



**Fuente:** WILLHITE, Paul. Waterflooding. 1986.

**Figura 7. Efecto de la geometría de poro, poros pequeños.**



**Fuente:** WILLHITE, Paul. Waterflooding. 1986.

Si no hay una diferencia geológica importante entre las rocas, las curvas de permeabilidad relativa pueden ser comparadas en términos de tamaño de poro. Las rocas con grandes poros tendrán un valor bajo de saturación de agua inicial porque todos los poros cercanos son accesibles a ambas fases y una cantidad de agua relativamente pequeña es requerida para mojar el área superficial.

En las rocas con pequeños poros la saturación de agua irreducible es mayor porque el área superficial mojada por la fase agua es mayor y la distribución de los tamaños de poro probablemente contiene poros muertos. La permeabilidad

relativa al aceite a saturación de agua connata es reducida porque los pequeños poros llenados con el agua bloquean el flujo de aceite.

**1.5.4. Propiedades de las Rocas.** Se establece que para arenas consolidadas, la permeabilidad relativa de la fase humectante cae bruscamente en tanto la de la fase no humectante aumenta rápidamente a medida que decrece la saturación de la fase humectante, cosa que no ocurre generalmente en arenas no consolidadas.<sup>5</sup>

**1.5.5. Historia de la Saturación.** Se encuentran dos tipos de desplazamiento, imbibición y drenaje. La imbibición consiste en el desplazamiento de la fase no humectante por la humectante y el drenaje es el desplazamiento de la fase humectante por la no humectante. Cuando se compara las curvas de permeabilidad relativa de estos dos tipos de desplazamiento no coinciden, la diferencia encontrada se denomina *histéresis*. Este fenómeno se debe a la distribución de los fluidos en el medio poroso que dependen de las características humectables del medio.

La histéresis está relacionada con la distribución del tamaño de los poros y la cementación de la roca. A través de pruebas de estado estacionario se ha encontrado que para un medio poroso fuertemente humectado, la permeabilidad relativa de la fase humectante es esencialmente función de su propia saturación; esto quiere decir que no presenta histéresis, por lo tanto la fase no humectante siempre presenta una histéresis significativa.<sup>6</sup>

**1.5.5.1. Drenaje.** Se asume que los espacios porosos de la roca en el yacimiento inicialmente están ocupados por agua, posteriormente el aceite desplaza el agua

---

<sup>5</sup> LOPERA Sergio. Permeabilidad Relativa. Trabajo de Promoción a Profesor Asistente. Facultad de Minas. Universidad Nacional de Colombia. Medellín. 1996.

<sup>6</sup>Ibid

hasta que está en saturación de agua irreducible. Cuando inicia la explotación del yacimiento la saturación de agua va aumentando con el tiempo. El gas aparece como agente desplazante, este se mueve dentro del yacimiento desplazando al aceite.

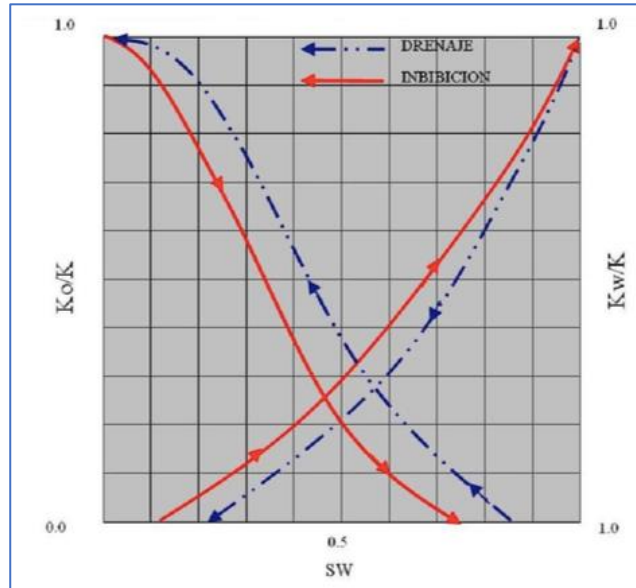
Este procedimiento se imita en el laboratorio para eliminar los efectos de histéresis. El primer paso es saturar el núcleo con agua, luego desplazar el agua con aceite hasta una saturación de agua crítica y por último desplazar el aceite con gas.

**1.5.5.2. Imbibición.** A condiciones de laboratorio el primer paso es saturar el núcleo de agua, luego se satura de aceite hasta que el agua llegue a saturación irreducible, con el fin de restaurar las condiciones iniciales. Finalmente se inyecta agua en el núcleo incrementando la saturación de agua a medida que transcurre la prueba.

En la imbibición la fase aceite, es decir, no mojante pierde su movilidad a valores más altos de saturación de la fase mojante, de manera contraria sucede con la movilidad de la fase agua, es decir mojante.

En la Figura 8 se muestra los efectos de histéresis en las curvas de permeabilidad relativa. Se puede observar que en la imbibición la fase no mojante pierde su movilidad a valores más altos de saturación de la fase mojante. De manera contraria, sucede con la movilidad de la fase mojante en el proceso de drenaje, ya que en este la movilidad se pierde a valores más altos de saturación de la fase no mojante.

**Figura 8. Efecto de histéresis en las permeabilidades relativas**



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Second Edition. Gulf Professional Publishing. Houston Texas. 2001.

**1.5.6. Otros factores que afectan las curvas de permeabilidad relativa.** Los factores que afectan en menor medida son: densidad de fluidos, temperatura, gradiente de presión, porosidad, permeabilidad absoluta y presión de sobrecarga.

## **1.6. NORMALIZACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA**

En las pruebas de permeabilidad relativa los resultados varían para las diferentes muestras que pertenecen al mismo yacimiento. Por esta razón se promedia los datos de permeabilidad relativa obtenidos de cada una de las muestras. Las curvas deben ser normalizadas para eliminar el efecto de las saturaciones de agua inicial y saturaciones críticas de petróleo. Las diferentes permeabilidades relativas al petróleo, gas o agua son promediadas para niveles seleccionados de saturaciones. Teniendo como resultado una sola curva de permeabilidad relativa.

## 1.7. MÉTODOS DE DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA

Con el fin de tener una aproximación del comportamiento de flujo en el yacimiento se han desarrollado métodos básicos de evaluación de la permeabilidad relativa empleando experimentos. Los métodos son: Estado estacionario o estable (steadystate, SS) y Estado no estacionario o no estable (unsteadystate, USS).

**1.7.1. Estado Estacionario.** El estado estacionario se basa en una condición de equilibrio, es decir, la caída de presión y los caudales de flujo se mantienen constantes en el espacio y el tiempo cuando el medio poroso se encuentra sometido a flujo para que las saturaciones de los fluidos se mantengan constantes en el medio poroso. En una prueba de flujo bifásico los dos fluidos se inyectan al medio poroso y los dos en forma independiente deben lograr condiciones estabilizadas tanto de presión como de caudal, lo que implica que para ambos existe una condición de equilibrio en saturación. Cumpliendo la condición de que el cambio de la presión con respecto al tiempo sea igual a cero, y por lo tanto la presión sea constante y el flujo sea viscoso. La velocidad de flujo debe ser constante, se encuentra en flujo monofásico y el sistema está en condiciones de saturación cien por ciento del fluido para asumir la expresión propuesta por Darcy, permitiendo una aproximación al valor de la permeabilidad en un medio poroso.<sup>7</sup>

**1.7.2. Estado No Estacionario.** Este método propuesto por Buckley y Leverett en 1942 y Welge en 1952, se basa un proceso de desplazamiento inmisible. Es decir el desplazamiento de un fluido por otro. Para un sistema bifásico, un núcleo en estado nativo o restaurado a las condiciones de saturación que existan en el

---

<sup>7</sup>LOPERA Sergio. Permeabilidad Relativa. Trabajo de Promoción a Profesor Asistente. Facultad de Minas. Universidad Nacional de Colombia. Medellín. 1996.

yacimiento se inunda con una de las fases. La fase de inundación es agua o gas ya que en el yacimiento una u otra de estas fases desplazan el aceite con el fin de interpretar el mecanismo mediante el cual un fluido que está contenido en el medio poroso es desplazado por otro que es introducido en él. Siempre se presenta un cambio en la caída de presión y el caudal, por lo tanto no hay condiciones de equilibrio en las cuales se pueda considerar que existen estados de saturación constantes.

Para la realización correcta del experimento es necesario que:

- El gradiente de presión sea lo suficientemente grande como para reducir los efectos capilares.
- El diferencial de presión a lo largo del núcleo sea lo suficientemente pequeño para que los efectos de compresibilidad sean despreciables.
- El núcleo sea homogéneo.
- La fuerza de empuje y las propiedades de flujo permanezcan constantes durante la prueba.

Existen varias técnicas para evaluar la permeabilidad relativa mediante el método no estacionario como son el Método de Johnson-Bossler-Naumann (JBN), método gráfico, método dinámico, entre otros. Sin embargo en este proyecto se va a utilizar el método Johnson-Bossler-Naumann (JBN). Las permeabilidades y las saturaciones obtenidas por esta técnica corresponden al extremo de salida del medio poroso bajo estudio, lo cual quiere decir que no son un promedio de toda la muestra de roca sino un valor puntual correspondiente a la capacidad de flujo en el plano de salida de la muestra.

**1.7.2.1. Método JBN:** Describe el procedimiento para determinar las permeabilidades relativas en estado transitorio o no estacionario, a partir de datos experimentales que se obtienen de pruebas de desplazamiento dinámico.

La determinación de las permeabilidades relativas mediante el Método JBN se basa, en la cuantificación del flujo fraccional de la fase desplazada (aceite) en la cara de salida de la muestra, y en el establecimiento de la relación de este flujo fraccional con las condiciones de saturación en dicha cara tanto del propio aceite desplazado como del fluido desplazante.

Conceptualmente el Método JBN consiste en un conjunto de ecuaciones que con el principio de conservación de la masa y la ley de Darcy, se combinan con la teoría de desplazamiento de Buckley y Leverett para flujo unidimensional de dos fluidos inmiscibles e incompresibles en un medio poroso homogéneo, para convertir datos de desplazamiento en curvas de permeabilidad relativa.<sup>8</sup>

El algoritmo de desarrollo de este método es el siguiente:

Determinar  $K_{rw}, K_{ro}, S_w$  para el extremo de salida de la muestra con las ecuaciones 7, 8 y 9.

$$K_{rw} = \left[ \left( \frac{1 - f_o}{f_o} \right) * \frac{\mu_w}{\mu_o} \right] * K_{ro} \quad (7)$$

$$K_{ro} = \left[ \frac{f_o}{d \left( \frac{1}{Q_i IR} \right) / d \left( \frac{1}{Q_i} \right)} \right] \quad (8)$$

---

<sup>8</sup> JOHNSON, E., BOSSLER, D. Y NAUMAN V. Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments. SPE-1023-G. 1959.

$$S_w = \overline{S_w} - Q_i * (1 - f_w) \quad (9)$$

Donde:

$f_o$  = Flujo fraccional de aceite [adimensional].

$f_w$  = Flujo fraccional de agua [adimensional].

$\mu_o$  = Viscosidad dinámica del aceite [cP]

$\mu_w$  = Viscosidad dinámica del agua [cP].

$Q_i$  = Volumen poroso inyectado.

$IR$  = Inyectividad relativa.

$\overline{S_w}$  = Saturación de agua promedio [adimensional].

Para evaluar estas ecuaciones deben medirse  $f_w, f_o, Q_i, V_p$  y  $S_{wi}$ , además de

evaluar  $IR$  y  $\frac{d\left(\frac{1}{Q_i IR}\right)}{d\left(\frac{1}{Q_i}\right)}$

Y,

$$IR = \frac{\Delta p_i}{\Delta p} \quad (10)$$

$\Delta p_i$  = Diferencial de Presión base.

$\Delta p$  = Diferencial de Presión punto a punto.

Para evaluar  $\frac{d\left(\frac{1}{Q_i IR}\right)}{d\left(\frac{1}{Q_i}\right)}$  debe graficarse  $1/Q_i \cdot IR$  Vs  $1/Q_i$  y con esta gráfica se puede

evaluar la pendiente para cada valor de  $Q_i$ , en la cual se va a determinar la permeabilidad relativa. Al finalizar la realización de las curvas de permeabilidad

relativa se escoge cada par de permeabilidades encontradas con las ecuaciones 7 y 8 en función de la saturación de la fase mojante calculada con la ecuación 9.

**1.7.2.3. Ajuste Histórico:** Para la determinación simultánea de presión capilar y curvas de permeabilidades relativas de sistemas agua-aceite teniendo en cuenta la producción histórica de una prueba de desplazamiento en dos fases dinámicas, se utiliza un modelo denominado ajuste histórico; este es un simulador numérico de flujo bifásico unidimensional de estado no estacionario de aceite y agua a través de un núcleo y representación funcional de las curvas de permeabilidad relativa en condiciones de un conjunto de parámetros ajustables por criterio de mínimos cuadrados para minimizar las diferencias entre la historia de producción medida y calculada. Diversos parámetros ajustables y correlaciones se emplean para representar curvas de permeabilidad relativa de aceite y agua, además de las curvas de presión capilar.

**1.7.2.3.1. Software Sendra:** El software Sendra es un modelo de simulación de dos fases usado para el análisis especial de núcleos individuales y simultáneos. Está diseñado para mostrar la permeabilidad relativa y la presión capilar a partir de experimentos de flujo de dos fases y de múltiples fases realizadas en el laboratorio. Sendra cubre yacimientos gas-aceite, gas-agua, maneja imbibición, drenaje y además una tercera fase inmóvil puede ser incluida. Contiene una herramienta gráfica que se utiliza para trazar todos los resultados y comparar una variedad de propiedades de flujo. También se utiliza para administrar los experimentos individuales, así como un proyecto completo incluyendo varias muestras de núcleo y experimentos.

## **1.8. PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO EN SISTEMAS AGUA–ACEITE**

Las pruebas de desplazamiento se utilizan para determinar el valor de la permeabilidad en muestras de rocas. Es de gran importancia un medio poroso

homogéneo ya sea con núcleos de formación o con núcleos sintéticos. El medio poroso se debe someter a presión de confinamiento, temperatura y contrapresión, simulando presión de sobrecarga, temperatura de yacimiento y presión de formación. En estas pruebas se pueden realizar en los dos estados de desplazamiento como lo son el estado estacionario y el no estacionario. Sin embargo, este trabajo se va a enfocar en los desplazamientos en estado no estacionario.

**1.8.1. Descripción de la Prueba de Estado Estacionario.** Para la realización de una prueba de desplazamiento en estado estacionario se debe saturar el núcleo 100% por dos fluidos inmiscibles, en este caso agua como fluido desplazante y aceite como fluido a desplazar, el segundo debe estar en mayor proporción. La inyección de los dos fluidos es simultánea inicialmente en más proporción el aceite que el agua, pero se van variando los caudales de inyección a favor del fluido desplazante cada vez que el diferencial de presión se estabilice con cada cambio de proporción de inyección hasta lograr que este se inyecte en su proporción máxima, llegando al punto de saturación de agua máxima en comparación con el fluido desplazado con la finalidad que se quede en su punto de saturación de aceite residual.

**1.8.2. Descripción de la Prueba de Estado no Estacionario.** En este desplazamiento sólo se inyecta un fluido el cual es el desplazante (agua), para desplazar al aceite en el caso de la imbibición. En este proceso el núcleo se encuentra saturado 100% con los dos fluidos inmiscibles, desplazante (agua) y a desplazar (aceite) y se inyecta agua con el fin de que el fluido a desplazar llegue a su punto de saturación crítica, hasta que el fluido desplazante llegue a su punto de saturación máxima. La inyección puede realizarse ya sea a régimen de flujo constante o a presión constante, registrando el caudal de agua inyectada como función del tiempo transcurrido a partir del inicio del desplazamiento, la

caída de presión a través de la muestra, el volumen acumulativo del caudal de agua y el volumen acumulativo de aceite producido.

En tiempos tempranos sólo se verá producción de aceite por la salida del núcleo hasta que se llegue al tiempo de ruptura, el cual se da cuando empieza a haber producción de agua simultánea con el aceite, esta producción irá en aumento mientras que la del aceite disminuye. Al finalizar el proceso se deben cuantificar los volúmenes producidos que conforman la mezcla efluente que se obtiene en la cara de salida de la muestra.

**1.8.3. Lugar de la prueba.** La realización de la prueba fue en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander, en el Parque Tecnológico Guatiguará.

**1.8.4. Descripción del Equipo.** Se utilizó un equipo de permeabilidad relativa RPS-700 Vinci Technologies. Está diseñado para realizar pruebas de permeabilidad relativa en estado estacionario y no estacionario así como daño a la formación donde evalúa la interacción roca fluido.

El equipo consta de:

- Contra presión.
- Medidores de diferencial de presión.
- Sistema de control
- Gasómetro
- Bombas de desplazamiento positivo Vinci (3 de agua, 3 de aceite, 3 de gas, 1 de confinamiento y 1 de contrapresión)
- Sistema de cámara (3) y control de interface
- Caja de inyección de gas.
- Portanúcleo.
- 2 hornos.

- Separador bifásico.

**Figura 9. Equipo de Desplazamiento Vinci RPS-700**



- **Bombas de desplazamiento positivo:** Permiten desplazar volúmenes específicos de fluidos ya sea en modo caudal o en modo presión, las de agua y aceite, presentan presión máxima de 10,000 psi, rango de caudal que va desde 0.001 - 50 cc/min, y volumen de 150 cc.
- **Bombas de gas:** Presentan la misma presión máxima y rango de caudal, pero se diferencian en el volumen el cual es de 125 cc.
- **Bombas de confinamiento y contrapresión:** Tienen la misma presión máxima y rango de caudal, sin embargo, su volumen es de 200 cc.
- **El horno:** Permite simular las condiciones de temperatura del yacimiento y tiene un rango de temperatura de 0-150 °C.

- **Sistema de control:** Este sistema está compuesto por un computador-software.
- **Separador:** Se encarga de separar los fluidos inmiscibles de la prueba tiene una capacidad de 220 cc.
- **Gasómetro:** Mide el volumen de gas producido a presión atmosférica.

## **2. METODOLOGÍA DE TRABAJO**

En este capítulo se describe la metodología que se realizó para la estimación experimental de la permeabilidad relativa en estado no estacionario para diferentes caudales de flujo. La cual está compuesta por unas generalidades del proceso, seguida de un procedimiento de trabajo, por último la obtención de las curvas de permeabilidad relativa teniendo en cuenta los métodos JBN y ajuste histórico.

### **2.1. GENERALIDADES DEL PROCESO**

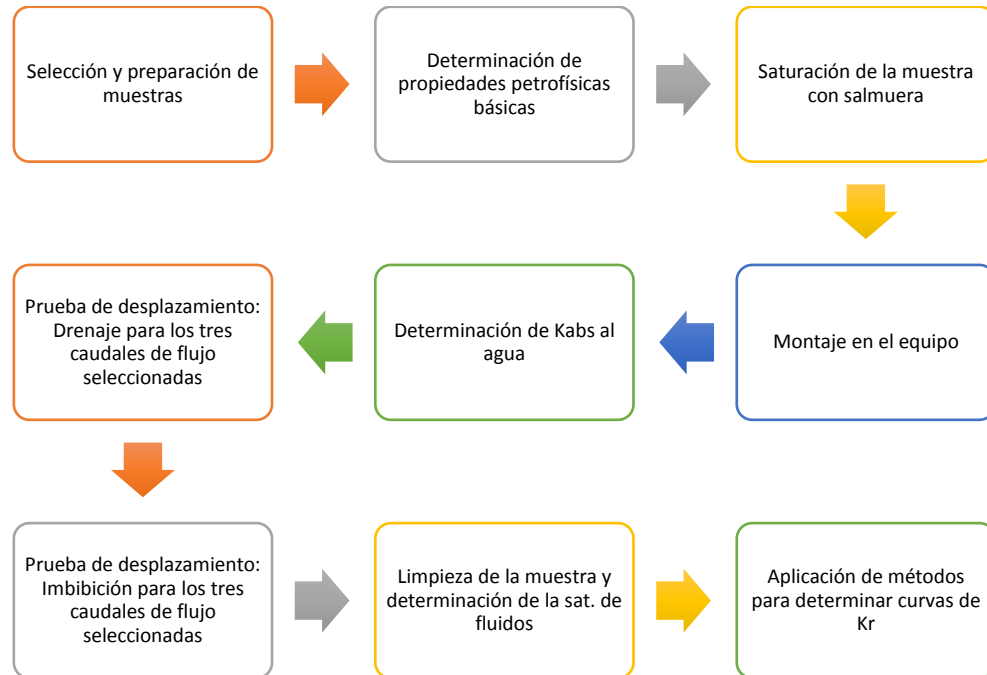
Para la realización del proceso se tomó como referencia un campo ubicado en Neiva del Valle Superior del Magdalena Medio. Usando las condiciones termodinámicas fundamentales del yacimiento como presión, temperatura del mismo y las características básicas de las propiedades de los fluidos como viscosidad y concentración de la salmuera.

### **2.2. PROCEDIMIENTO DE TRABAJO**

Los procedimientos enunciados, hacen parte de la metodología descrita y tienen como fin obtener curvas de permeabilidad relativa a diferentes caudales de flujo de una muestra de roca tipo Arenisca Berea, mediante pruebas de desplazamiento dinámico por medio del estado no estacionario. El registro fotográfico se encuentra en el Anexo C.

La metodología diseñada para el desplazamiento en estado no estacionario se muestra en la figura 10:

**Figura 10. Metodología planteada**



**2.2.1. Selección de muestras.** La selección de muestras óptimas de roca y fluido, es una de las etapas más importantes ya que es fundamental para el desarrollo experimental, porque repercute en la calidad de los resultados a analizar y por lo tanto la correcta selección de las muestras se reflejan de manera adecuada los fenómenos físicos que tienen lugar en el yacimiento.

**2.2.1.1. Selección de muestras de roca:** Las muestras se seleccionaron de un grupo de rocas de tipo arenisca Berea, las cuales se encontraban disponibles para los proyectos a realizar en el laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander. Estas muestras son de un afloramiento que provienen de una formación llamada Berea Sandstone en un campo ubicado en Texas.

Para la selección de las muestras se tuvieron en cuenta las siguientes características básicas:

- No presentar daño físico
- Diámetro de 1,5"
- Roca consolidada
- Longitud mayor o igual al diámetro

Se seleccionaron las muestras con los valores más altos de propiedades petrofísicas como lo son la porosidad y la permeabilidad. Teniendo en cuenta los anteriores requisitos las muestras seleccionadas fueron: B-TC-PET-05 y BTC-GRM-1.

Con el fin de obtener condiciones óptimas del material rocoso, las muestras son sometidas a un proceso de secado y de determinación de sus propiedades petrofísicas básicas.

- **Secado de muestra**

El proceso de secado se realiza según las instrucciones de la Norma API RP-40:1998. Las muestras se lleva al horno convencional a una temperatura de 90 °C durante 4 horas, para eliminar cualquier fracción de agua presente.

Finalizado el proceso cada muestra se pesa y se lleva a un desecador con sílica gel activa, que contendrá la muestra hasta el inicio del proceso de saturación, esto se hace con el propósito de evitar que las muestras absorban la humedad del ambiente, además de atrapar la humedad adicional que haya quedado en el interior de las muestras, posterior al secado.

- **Medición de propiedades petrofísicas básicas**

Una vez finalizado el proceso de secado, se realiza la medición de Porosidad y Permeabilidad absoluta al aire para cada una de las muestras. Los resultados están contenidos en la Tabla 2.

**Tabla 2. Propiedades petrofísicas básicas.**

Muestra	Porosidad $\Phi$ [%]	Permeabilidad k [mD]	Longitud [cm]	Diámetro [cm]
B-TC-PET-05	24,77	467,5	7,62	3,76
B-TC-GRM-01	23,86	486,83	7,596	3,759

Para determinar la porosidad se realizó con el Porosímetro de Helio CORE PET, a condiciones de presión y temperatura de laboratorio ( $P = 14,7psi$  y  $T = 21^{\circ}C$ ), siguiendo el protocolo estipulado por el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y las recomendaciones de la Norma API RP 40. Sección 5. Determinación de Porosidad.

La determinación de la permeabilidad al aire se realizó con el Permeámetro CORE PET, siguiendo el protocolo estipulado por el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y las recomendaciones de la Norma API RP 40:1998 – Sección 6 – Determinación de Permeabilidad.

### 2.2.1.2. Selección de fluidos:

- **Crudo**

Para este caso se seleccionaron fluidos naturales los cuales fueron una mezcla de 45% en volumen de aceite mineral y 55% en volumen crudo Cusiana MA-28, para aproximarse a las propiedades del crudo del campo de referencia.

- **Crudo Cusiana MA-28:** Esta previamente deshidratado, por tanto, el único proceso al cual es sometido es a filtrado. Se hace pasar crudo a través de papel filtro Marca Whatman® Cualitativo de grado 5:  $2,5 \mu m$ , para retirar cualquier partícula extraña que pueda ocasionar un taponamiento en el medio poroso. Se mide la gravedad API, mediante el método del hidrómetro aplicando la norma ASTM D 287 - 92, donde se obtiene un valor de  $33^{\circ}API$ .
- **Aceite mineral:** En el protocolo se establece utilizar aceite mineral, ya que evita la formación de emulsiones en el medio poroso y la precipitación de parafinas en las líneas de producción del equipo. Esto se debe a las características del aceite mineral que se asemejan a las del crudo seleccionado.

- **Agua de formación**

Para el agua de formación se prepararon fluidos sintéticos. Se realizó una reproducción de las propiedades de los fluidos utilizados teniendo en cuenta las características de yacimiento de referencia.

Se preparó salmuera sintética debido a la ausencia de agua de formación con la siguiente composición:

**Tabla 3. Composición salmuera sintética.**

Compuesto	Cantidad[g/L]
NaCl <sup>-</sup>	5,493
KCl <sup>-</sup>	0,150

<b>CaCl<sub>2</sub>2H<sub>2</sub>O</b>	1,665
<b>MgCl<sub>2</sub>6H<sub>2</sub>O</b>	0,495

Las propiedades de la salmuera sintética son verificadas y comparadas con las del agua de formación nativa.

En la Tabla 4 se resume las características de los fluidos seleccionados.

**Tabla 4. Propiedades de los fluidos seleccionados.**

<b>Fluido</b>	<b>Viscosidad [cP]</b>	<b>Gravedad API</b>	<b>Densidad [g/cm<sup>3</sup>]</b>
<b>Crudo Cusiana MA-28</b>	6 @ 86 °F	33	0,8589
<b>Mezcla Aceite Mineral (45% vol.) y Crudo Cusiana (55%vol.)</b>	15 @ 77 °F	34	0,857
<b>Salmuera Sintética</b>	1 @ 77 °F	N.R	1,08

**2.2.2. Selección de caudales de flujo:** Se seleccionaron tres caudales de flujo los cuales fueron: 1 *cc/min*, 2 *cc/min* y 3 *cc/min*. Donde para los caudales de 1 *cc/min* y 2 *cc/min*, se utilizó la muestra B-TC-PET-05 y para el caudal de 3 *cc/min* se utilizó la muestra B-TC-GRM-01. Hay que tener en cuenta que la realización de las pruebas con diferentes muestras del mismo tipo Arenisca Berea, no afecta en el análisis y la obtención de los datos de permeabilidad relativa ya que las características de las dos muestras son muy similares.

**2.2.3. Saturación de las muestras.** Una vez realizado el proceso de secado, las muestras son pesadas y son saturadas con agua de formación al vacío.

**2.2.4. Desplazamiento de Fluidos – Determinación de Permeabilidades Relativas a partir de datos de desplazamiento**

**2.2.4.1. Preparación del equipo:** Se debe tener preparado el equipo de desplazamiento RPS-700 Vinci Technologies, en donde se verifica que todas las líneas de flujo estén totalmente limpias y libres de impurezas, después la muestra es montada en el portamuestras del equipo de desplazamiento, y por último se cargan las bombas con los fluidos a inyectar.

**2.2.4.2. Permeabilidad absoluta al agua:** En esta etapa se inyecta salmuera sintética a caudal de  $2 \text{ cc/min}$  hasta estabilizar el diferencial de presión por cada caudal de inyección. Es importante tener el valor de permeabilidad absoluta porque es un valor que sirve como permeabilidad base en el cálculo de las permeabilidades relativas.

**2.2.4.3. Drenaje:** Se estabiliza el equipo a condiciones de presión y temperatura de yacimiento ( $P = 1100 \text{ psi}$  y  $T = 77^\circ F$ ). Posteriormente, se realiza el desplazamiento inmiscible, donde la fase desplazante es la mezcla de Crudo Cusiana - Aceite Mineral y la fase desplazada es la salmuera sintética.

Se realiza el drenaje para cada caudal de  $1 \text{ cc/min}$ ,  $2 \text{ cc/min}$  y  $3 \text{ cc/min}$ , al final de cada inyección se calcula la permeabilidad efectiva del aceite a condiciones de saturación de agua crítica o agua irreducible ( $S_{wirr}$ ).

**Tabla 5. Datos de permeabilidad efectiva del aceite a saturación de agua irreducible para cada caudal de inyección.**

Caudal [cc/min]	Koil @ Swir [mD]
1	29.97674785
2	36.89729269
3	58.2268109

En la tabla 5, podemos observar los datos obtenidos, de la prueba de drenaje para cada caudal de flujo.

**2.2.4.4. Imbibición en estado no estacionario.** Es un proceso de un desplazamiento inmisible que se ejecuta consecutivamente al drenaje, en donde la fase desplazante es la salmuera sintética y la fase desplazada es la mezcla de Crudo Cusiana – Aceite Mineral.

La imbibición se desarrolla para cada caudal de 1 *cc/min* de 2 *cc/min* y 3 *cc/min*, se registra el tiempo de inyección, el aceite producido y el diferencial de presión; al finalizar cada desplazamiento se calcula la saturación residual de aceite ( $S_{or}$ ) para cada inyección.

**Tabla 6. Datos de imbibición de saturación residual de aceite ( $S_{or}$ ) para cada inyección.**

Caudal [cc/min]	Sor [Fracción]
1	0.3420070279
2	0.5032003743
3	0.4201939357

En la tabla 6, se encuentran los datos obtenidos de saturación de aceite residual para el proceso de imbibición.

**2.2.5. Disposición final de muestras.** En esta etapa final, se extraen los fluidos de la muestra. Esta extracción se hace por medio del método Dean Stark para corroborar los datos del desplazamiento con los obtenidos por saturación y además se limpia la muestra, después se siguen los lineamientos de seguridad industrial establecidos por el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la

Formación para depositar en recipientes rotulados y desechar los fluidos obtenidos con contaminación.

### **2.3. PROTOCOLO PRUEBA DE DESPLAZAMIENTO DE PERMEABILIDAD RELATIVA DE ESTADO NO ESTACIONARIO**

- **Para los caudales de 1 cc/min y 2 cc/min.**
  1. Seleccionar la muestra B-TC-PET-05.
  2. Llevar la muestra al horno a una temperatura de 90 °C por un tiempo de 8 horas y posteriormente a un desecador por dos horas para garantizar que se encuentre libre de humedad.
  3. Determinar las propiedades petrofísicas de la roca (Porosidad - Método Boyle) (Permeabilidad al aire).
  4. Pesar la muestra seca.
  5. Saturar 100% muestra, con salmuera sintética del campo.
  6. Pesar la muestra saturada, determinar el volumen poroso por saturación.
  7. Montaje de la muestra en el equipo de desplazamiento RPS-700 Vinci Technologies con las siguientes condiciones:
    - Presión de confinamiento: 1600 *psi*
    - Presión de poro (Contrapresión): 1200 *psi*
    - Temperatura: 77 °F
  8. Determinar la permeabilidad absoluta al agua.
  9. Se inyecta crudo con los caudales de crudo de 1 *cc/min*, 2 *cc/min* hasta llegar a *Swirr* (drenaje).
  10. Se inyecta con los caudales de agua de 1 *cc/min*, 2 *cc/min* hasta llegar a *Sor* (imbibición).
  11. Determinar la saturación de fluidos bajo el método Dean Stark.
  12. Limpiar equipo de desplazamiento.

- **Para el caudal de 3 cc/min.**
  1. Seleccionar la muestra B-TC-GRM-01.
  2. Llevar la muestra al horno a una temperatura de 90 °C por un tiempo de 8 horas y posteriormente a un desecador por dos horas para garantizar que se encuentre libre de humedad.
  3. Determinar las propiedades petrofísicas de la roca (Porosidad - Método Boyle) (Permeabilidad al aire).
  4. Pesar la muestra seca.
  5. Saturar 100% muestra, con salmuera sintética del campo.
  6. Pesar la muestra saturada, determinar el volumen poroso por saturación.
  7. Montaje de la muestra en el equipo de desplazamiento RPS-700 Vinci Technologies con las siguientes condiciones:
    - Presión de confinamiento: 1600 *psi*
    - Presión de poro (Contrapresión): 1200 *psi*
    - Temperatura: 77 °F
  8. Determinar la permeabilidad absoluta al agua.
  9. Se inyecta crudo con el caudal de crudo de 3 *cc/min* hasta llegar a *Swirr* (drenaje).
  10. Se inyecta con el caudal de agua de 3 *cc/min* hasta llegar a *Sor* (imbibición).
  11. Determinar la saturación de fluidos bajo el método Dean Stark.
  12. Limpiar equipo de desplazamiento.

Los datos obtenidos en la realización del protocolo se presentan a continuación:

- Propiedades petrofísicas de la muestra:
  - Permeabilidad @900 *psi*: 486.83 *mD*
  - Porosidad: 23.86%
  - Peso seco: 170.722 *g*

- El aceite a utilizar es del tipo mineral y del Campo Cusiana MA 28 y sus propiedades son:
  - Densidad: 0.857 *g/ml*
  - Viscosidad @ 30.3 °C: 11.62 *cP*
- La composición de la salmuera sintética del campo San Francisco es:
  - NaCl: 5.493 *g/L*
  - KCl: 0.150 *g/L*
  - CaCl<sub>2</sub>.H<sub>2</sub>O: 1.665 *g/L*
  - MgCl<sub>2</sub>.6H<sub>2</sub>O: 0.495 *g/L*

#### 2.4. DETERMINACIÓN DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS EN ESTADO NO ESTACIONARIO

Por medio de la aplicación de los métodos de determinación de curvas de permeabilidad relativa en estado no estacionario para diferentes caudales de flujo, Se obtienen los datos de la prueba de desplazamiento y se tiene en cuenta la validación de las curvas y el comportamiento obtenido.

En las tablas 7, 8 y 9, se muestran los datos representativos de la prueba de desplazamiento en el estado no estacionario para cada uno de los caudales de inyección.

**Tabla 7. Datos de imbibición en estado no estacionario caudal 1, cc/min.**

t [min]	Np [cc/min]	ΔP [psi]
0	0,09	1,5
2	2,03	65,9
9	4,19	53,8
160	6,49	31,4

t [min]	Np [cc/min]	$\Delta P$ [psi]
220	6,66	32,9
260	6,71	34,5
440	6,98	36
670	7,16	32,6
780	7,27	32,1
1190	7,4	32,3

**Tabla 8. Datos de imbibición en estado no estacionario caudal 2, cc/min.**

t[min]	Np [cc/min]	$\Delta P$ [psi]
0	0,04	90,9
1	0,5	83,3
2	0,7	77,2
4	1,02	71,9
6	1,21	67,4
8	1,38	64,6
9	1,43	63,4
20	1,95	56,2
160	3,44	48,9
360	4,77	45,3
1590	6,48	24,6

**Tabla 9. Datos de imbibición en estado no estacionario caudal 3, cc/min.**

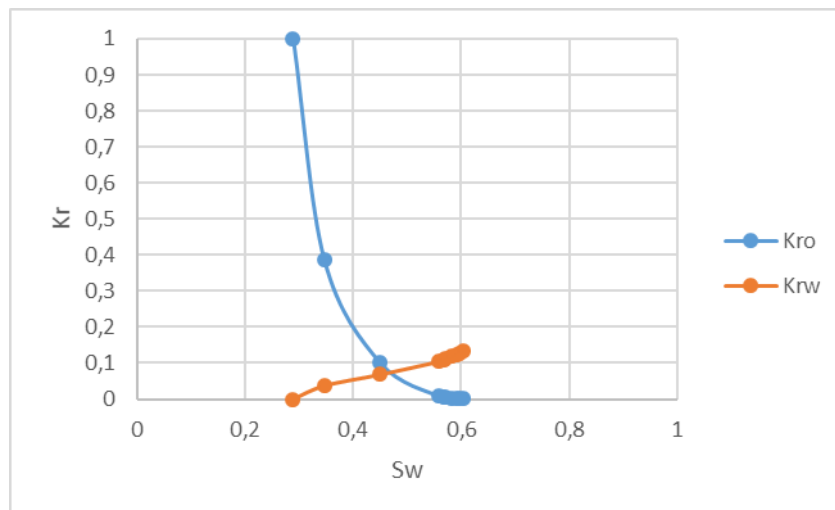
t [min]	Np [cc/min]	$\Delta P$ [psi]
0	0,29	42,7
1	3,35	199,7
3	5,04	131,6
4	5,39	118,4
5	5,7	111
6	6	105,2
7	6,27	101,9
8	6,47	98,6
20	7,51	85,9
500	10,12	47,9

Los datos de las permeabilidades relativas a condiciones de saturación crítica, se calculan teniendo en cuenta los resultados que arroja el laboratorio.

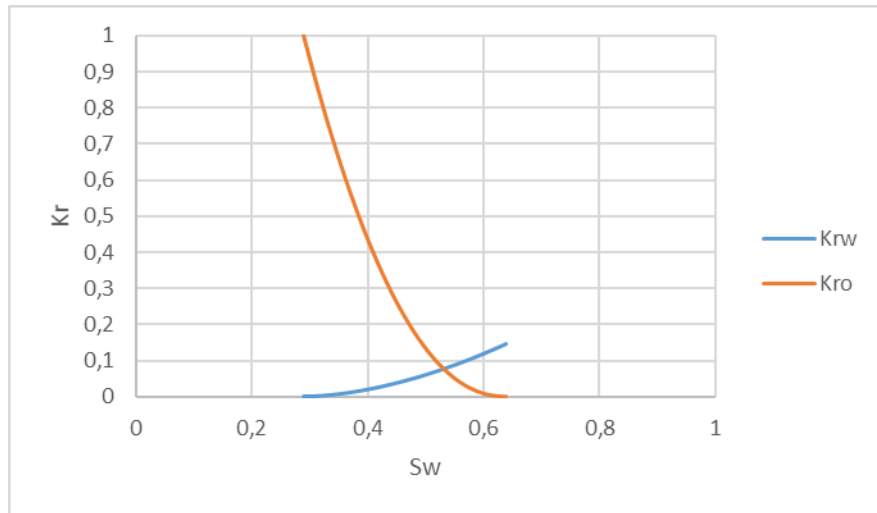
Con los datos de las tablas anteriores y demás resultados de la prueba, obtenemos las curvas de permeabilidad relativa en estado no estacionario por medio del método JBN y ajuste histórico (Software SENDRA). Se aplicó el procedimiento que se muestra en los Anexos A y B respectivamente.

Las Figuras 9,11 y 13 muestran los resultados obtenidos por el método JBN y las Figuras 10,12 y 14 se muestran los resultados obtenidos por medio del método de ajuste histórico, para las muestras B-TC-PET-05 para los caudales de 1 *cc/min* y 2 *cc/min* y B-TC-GRM-01 para el caudal de 3 *cc/min*.

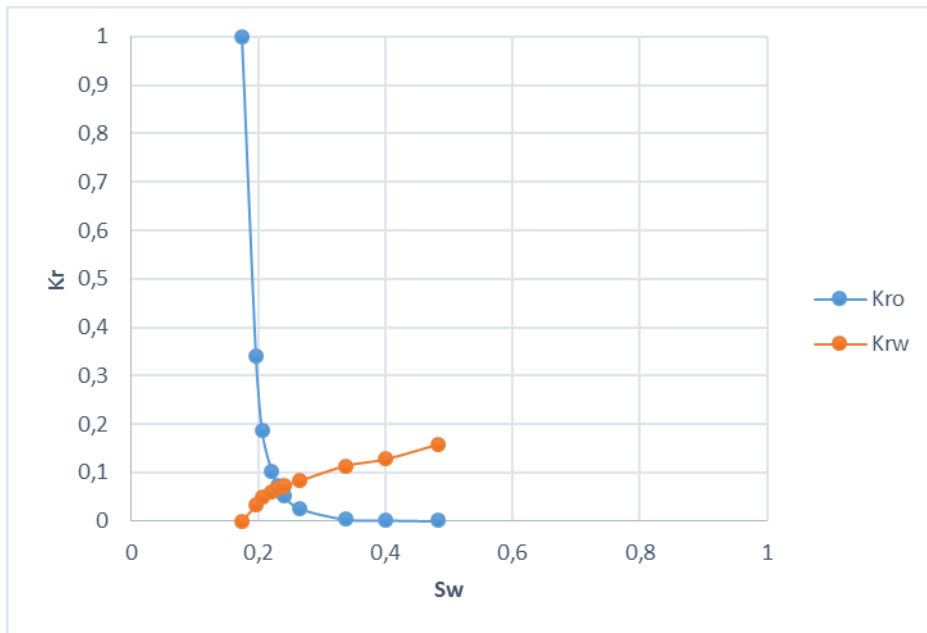
**Figura 11. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa, caudal 1cc/min, Método JBN.**



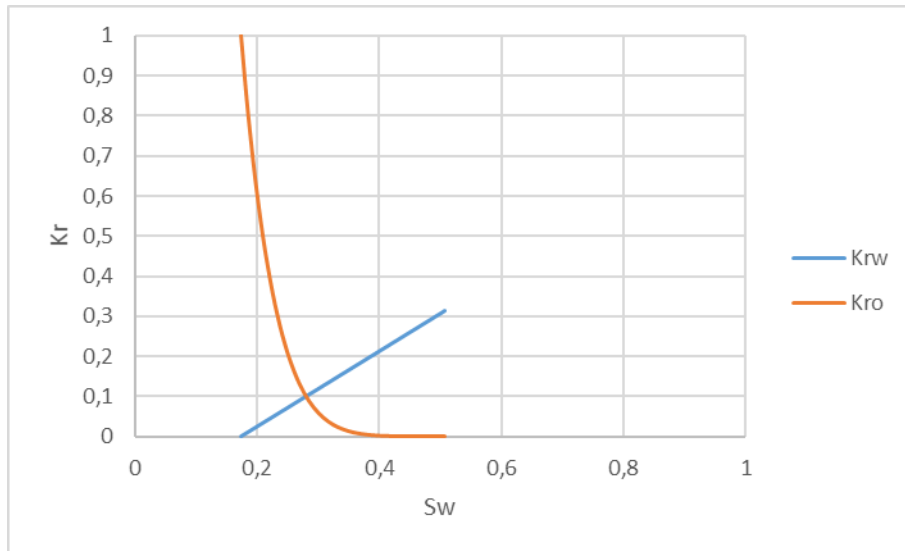
**Figura 12. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa,caudal 1cc/min, Ajuste Histórico.**



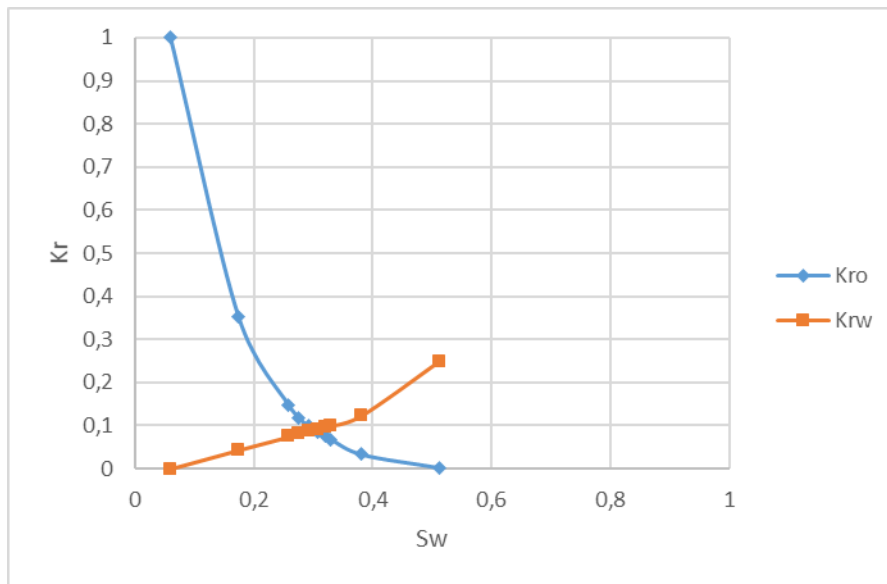
**Figura 13. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa, caudal 2 cc/min, Método JBN.**



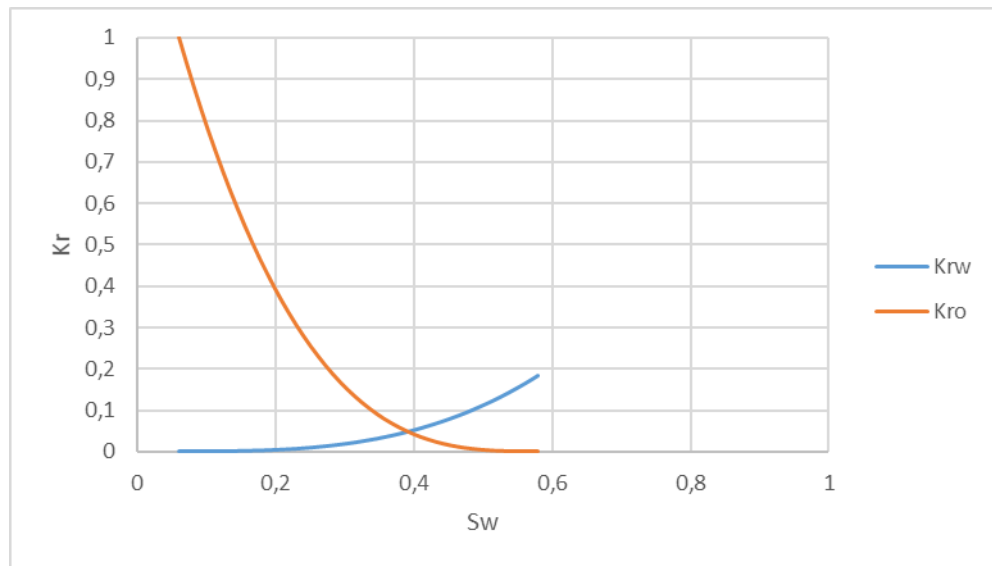
**Figura 14. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa, caudal 2cc/min, Ajuste Histórico**



**Figura 15. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa, caudal 3 cc/min, Método JBN.**



**Figura 16. Curvas normalizadas de permeabilidad relativa, caudal 3 cc/min, Ajuste Histórico.**



Las curvas de permeabilidad relativa obtenidas, son válidas ya que las saturaciones residuales son mayores que cero (usualmente  $S_{or} > S_{wi}$ ). Además la curva de permeabilidad relativa del aceite siempre decrece con la saturación de agua, en tanto que permeabilidad relativa del agua siempre es creciente. El valor máximo de permeabilidad relativa de la fase mojante ( $K_{rw}$ ) es menor que la permeabilidad relativa máxima de la fase no-mojante ( $K_{ro}$ ).

Podemos observar que todas las curvas obtenidas tiene una similitud a las curvas teóricas presentadas en la literatura para un sistema bifásico agua – aceite, donde la mojabilidad corresponde a una roca mojada por agua.

Los métodos de determinación de las curvas de permeabilidades relativas, JBN y ajuste histórico (software Sendra), se desarrollaron bajo los mismos datos obtenidos de las pruebas de desplazamiento, por lo tanto los valores de saturación crítica son los mismos en todas las curvas.

Aunque se trabajó con dos muestras diferentes sus propiedades son muy similares, además pertenecen al mismo tipo de roca (arenisca Berea) y por lo tanto no afecta en la confiabilidad de los datos obtenidos. Los tres desplazamientos se realizaron con las mismas condiciones termodinámicas y los mismos tipos de fluidos. Por lo tanto la variación de las curvas solo depende de los caudales de inyección utilizados en esta prueba.

También se puede observar que las curvas obtenidas por el método JBN conservan las mismas tendencias respecto al método de ajuste histórico, confirmando la validación de la metodología.

En la tabla 10 se puede observar el resultado de las saturaciones críticas para el petróleo y el agua, para cada uno de los caudales, estos datos son obtenidos de la prueba de desplazamiento:

**Tabla 10. Datos de las saturaciones críticas para el petróleo y el agua de las curvas de permeabilidad relativa para cada caudal de flujo.**

Caudal [cm <sup>3</sup> /min]	Koil @ Swir [mD]	Swir	Kw @ Sor [mD]	Sor
1	35,97209742	0,2887	3,608	0,3420
2	44,27675123	0,1733	14,129	0,5032
3	69,87217308	0,0606	10,796	0,4202

Se puede observar que las permeabilidades efectivas al aceite a condiciones de saturación de agua irreducible aumentan, al aumentar su caudal de flujo y la saturación de agua irreducible disminuye.

El valor de saturación de agua irreducible para el caudal de 3 *cc/min* se debe al incremento del desplazamiento de agua en las muestras ya que velocidad de flujo fue mayor, dificultando el balance de materia, así mismo aumentado el valor de las fuerzas viscosas.

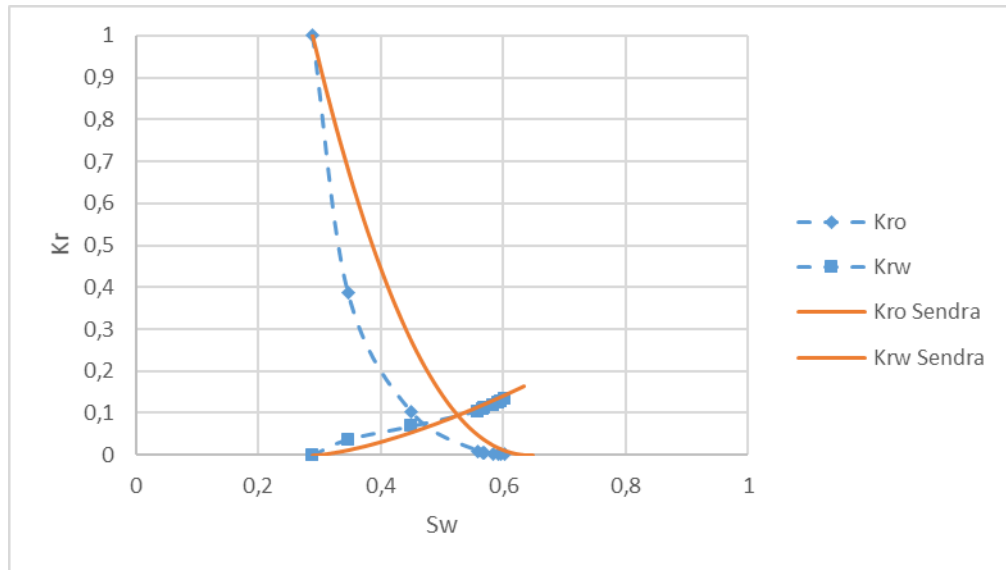
### **3. ANÁLISIS DE RESULTADOS**

En este capítulo final se realiza el análisis de los resultados obtenidos por las metodologías de determinación de las curvas de permeabilidades relativas, por medio de una comparación gráfica de los dos métodos de obtención de las curvas y una comparación de las curvas de permeabilidad relativa teniendo en cuenta los caudales seleccionados

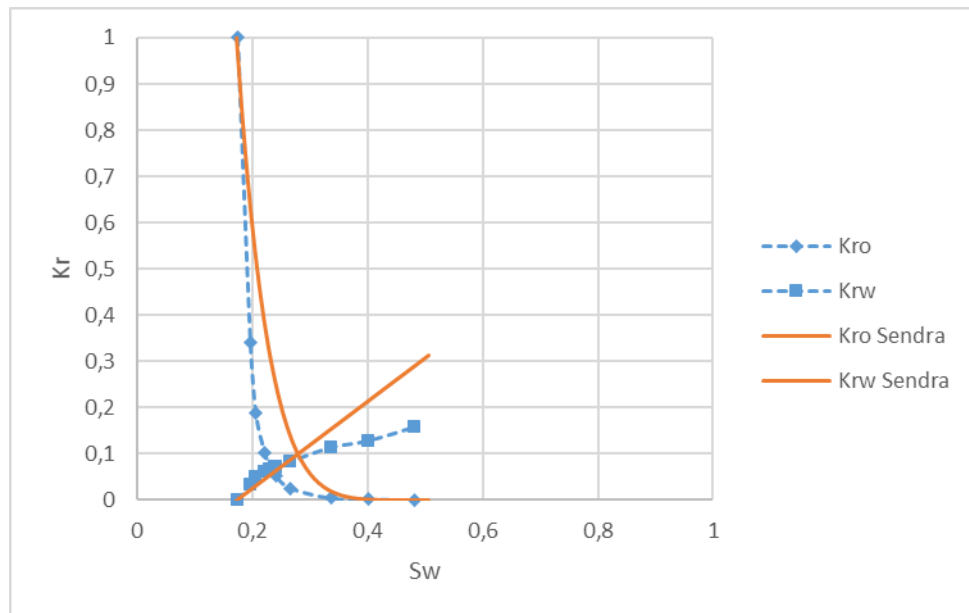
#### **3.1. ANÁLISIS DE LOS MÉTODOS DE DETERMINACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS**

Para analizar la variación de las curvas de permeabilidad relativa para cada caudal de flujo, por medio de los métodos JBN y ajuste histórico, se utilizaron las gráficas 17, 18 y 19, para las curvas de cada fluido por independiente, teniendo en cuenta como base el método de ajuste histórico.

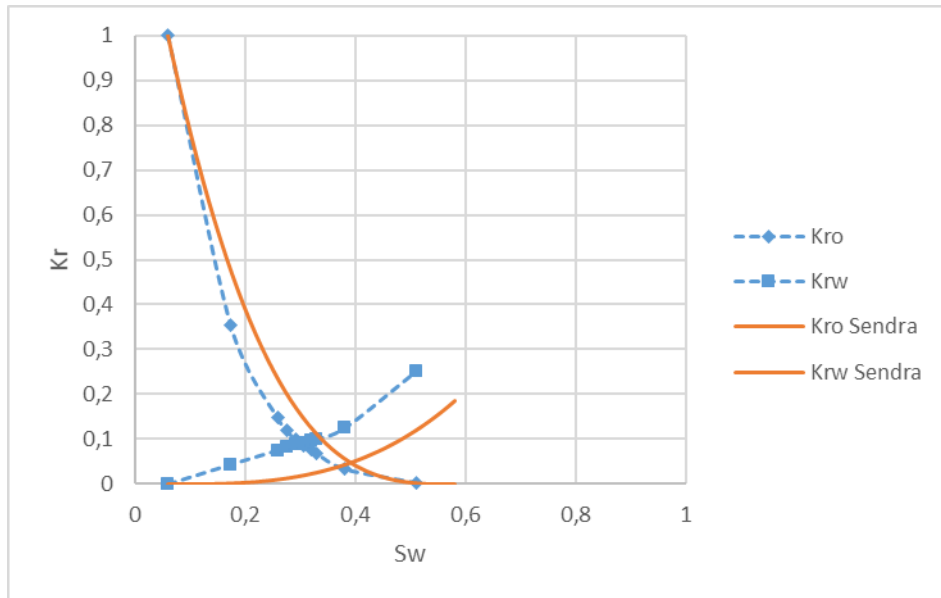
**Figura 17. Comparación de los métodos de determinación JBN y Ajuste histórico para el caudal 1 cc/min.**



**Figura 18. Comparación de los métodos de determinación JBN y Ajuste histórico para el caudal 2 cc/min.**



**Figura 19. Comparación de los métodos de determinación JBN y Ajuste histórico para el caudal 3 cc/min.**

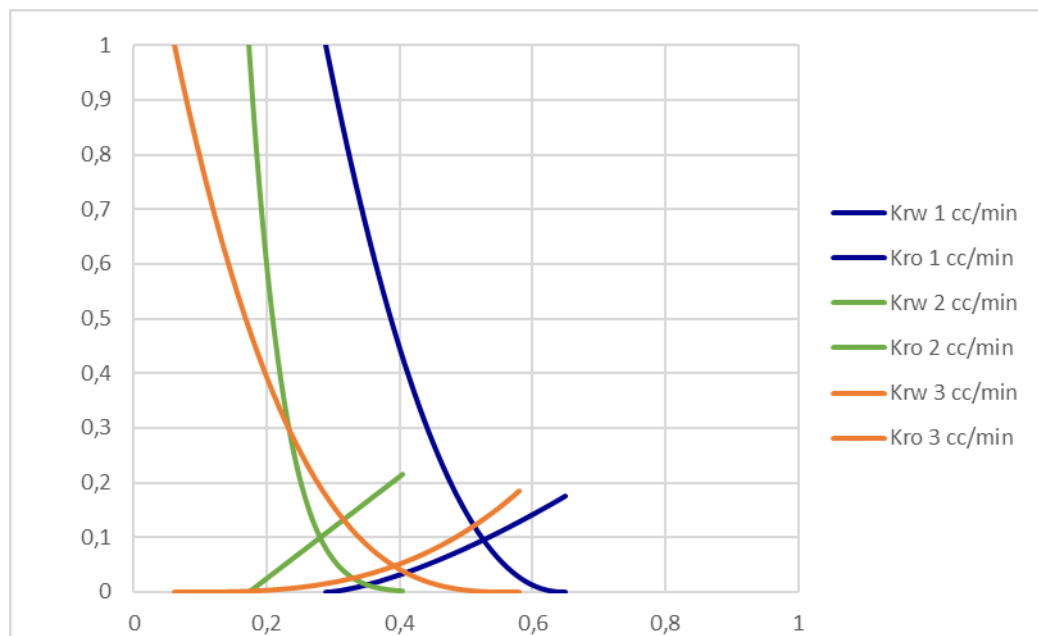


Se observa para el método JBN se subestima los valores de permeabilidad relativa al aceite ya que a saturaciones de agua más bajas los valores de permeabilidad relativa son menores respecto al método de ajuste histórico, este fenómeno ocurre en todos los caudales. Sin embargo, para las curvas de permeabilidad del agua, en el caudal de 3 *cc/min*. Además presenta una sobrestimación de los valores de permeabilidad relativa con respecto al método de ajuste histórico, que para los valores de los caudales 1 *cc/min* y 2 *cc/min*. Esto se debe a que las permeabilidades relativas calculadas por el método JBN, son reportadas como una función de saturaciones de agua puntuales, y no de valores promedios. El punto que se toma como referencia para estos cálculos, es la cara de salida del núcleo o extremo de producción. Por lo tanto los datos de permeabilidad relativa calculados representan el comportamiento de flujo de fluidos en la cara de salida del núcleo para tiempos posteriores a la ruptura de agua. Para obtener las curvas completas, se grafican líneas de tendencia que extrapolen su comportamiento.

### 3.2 ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA A DIFERENTES CAUDALES OBTENIDOS POR EL MÉTODO DE AJUSTE HISTÓRICO

En la figura 20 se muestra una comparación grafica de las curvas de permeabilidad relativa de los tres caudales de flujo, con el fin de realizar un mejor análisis y determinar si existe una tendencia en el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa:

**Figura 20. Comparación de las curvas de permeabilidad relativa de los caudales 1 cc/min, 2 cc/min, 3 cc/min.**



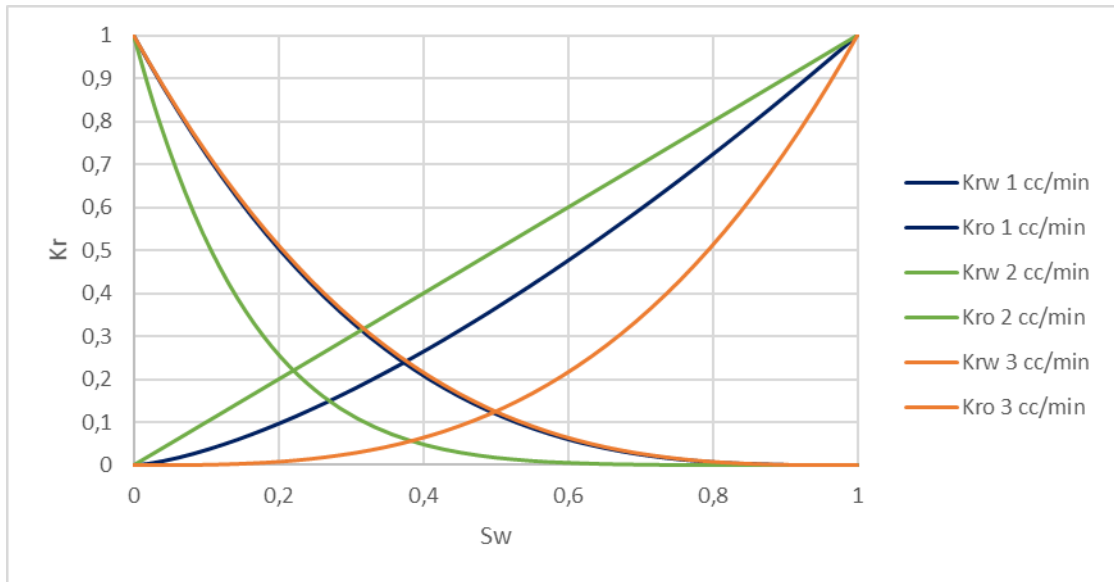
Teniendo en cuenta la figura 20, se puede observar que no se presentó una tendencia en el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa para los tres caudales. Además, se puede concluir, que para el caudal 3 *cc/min* el rango de saturación de agua es mucho mayor con respecto a los caudales 1 *cc/min* y 2 *cc/min*.

Las condiciones de saturación de agua irreducible disminuyen con respecto a aumenta el caudal de flujo debido al aumento de desplazamiento de agua en la muestra cuando se está realizando la prueba. Sin embargo, para los caudales de 1 *cc/min* y 3 *cc/min* las curvas tienden al mismo valor de saturación de aceite residual.

### **3.3. NORMALIZACIÓN DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA**

Con el fin de realizar un mejor análisis de las curvas de la permeabilidad relativa se promedia los datos de permeabilidad relativa obtenidos de las pruebas para cada caudal, ya que los resultados de permeabilidad relativa de cada desplazamiento varían. Las curvas son normalizadas con el fin de eliminar el efecto de saturaciones de agua inicial y saturaciones residuales de petróleo, determinando una curva promedio ajustada para cada caudal. Este procedimiento se expresa en el Anexo D.

**Figura 21. Comparación de las curvas normalizadas de permeabilidad relativa de los caudales 1 cc/min, 2 cc/min, 3 cc/min.**



Se puede observar que las curvas normalizadas de permeabilidad relativa de la fase aceite en los caudales de flujo 1 *cc/min* y 3 *cc/min* se superponen y la de 2 *cc/min* se desplaza hacia la izquierda. Para las curvas de permeabilidad relativa al agua de los caudales de 1 *cc/min* y 2 *cc/min* tiene una tendencia similar, sin embargo, para el caudal 3 *cc/min* su comportamiento varía.

También hay que tener en cuenta que para los caudales de 1 *cc/min* y 2 *cc/min* se utilizó la misma muestra B-TC-PET-05, además de mantener las mismas condiciones en la prueba.

Teniendo en cuenta los datos obtenidos de las curvas de permeabilidad relativa de aceite en estado no estacionario de los tres caudales de flujo, se concluye que los valores solo varían para el caudal de 2 *cc/min*, debido a un posible daño no especificado a un fenómeno relacionado con la reactividad de la roca en el momento de la prueba de desplazamiento, por las altas velocidades de flujo utilizadas. Como evidencia la permeabilidad al aire de la muestra después de realizar el procedimiento de limpieza fue de 159,75 *mD*, por esta razón se descarta los valores obtenidos de este caudal para el análisis del proyecto. Además los altos caudales manejados en el laboratorio como el caudal 2 *cc/min*,

puede causar canalizaciones o efectos de digitación viscosa que pudieran ocasionar una ruptura de agua temprana y alterar, de esta manera, los resultados obtenidos.

Las curvas de presión capilar se despreciaron ya que los valores eran muy pequeños, esto se debe a que las fuerzas viscosas son mayores que las fuerzas capilares ya que es una de las características del estado no estacionario.

#### 4. CONCLUSIONES

- Se concluye que la metodología de obtención de las curvas de permeabilidad relativa por medio de ajuste histórico, tiene un mejor ajuste con respecto al método JBN debido a que el diferencial de presión empieza desde el tiempo cero y hay un cambio de saturación en toda la muestra a diferencia del método JBN que el cambio de saturación empieza transcurrido un volumen poroso inyectado.
- El cambio del caudal de flujo no afecta la tendencia de las curvas de permeabilidad relativa ya que al normalizar las curvas de aceite para los caudales 1 *cc/min* y 3 *cc/min* se sobreponen, despreciando los valores del caudal 2 *cc/min* debido a variaciones de los datos al momento del desarrollo de la prueba.
- Se comprobó que el uso de muestras gemelas (Arenisca Berea); no afectó en la estimación experimental de las permeabilidades relativas en estado no estacionario, debido a que son muestras tomadas de puntos muy cercanos y presentan propiedades petrofísicas muy similares.
- Los datos de las curvas de presión capilar para los tres caudales de flujo se despreciaron debido que los valores eran muy pequeños, ya que el mecanismo dominante son las fuerzas viscosas, despreciando las fuerzas capilares y gravitacionales debido a sus altos caudales y pequeños espesores de núcleo.

## 5. RECOMENDACIONES

- Es importante realizar una correcta manipulación de las muestras y fluidos ya que es un factor indispensable para obtener resultados correctos y no obtener errores significativos en las curvas de permeabilidad relativa.
- Se debe tener en cuenta la tasa crítica en la realización de las pruebas de desplazamiento, con el fin de que no existan variaciones de datos y obtener una correcta determinación de las curvas de permeabilidad relativa.
- Es necesario tener en cuenta que el equipo desplazamiento se encuentre en perfectas condiciones antes de la realización de la prueba ya que de lo contrario se puede generar valores erróneos en las curvas de permeabilidad relativa.
- Desarrollar mediante otro proyecto de grado el efecto de las caudal de flujo en la estimación experimental de las permeabilidades relativas en estado no estacionario para sistemas gas - aceite.
- Se recomienda utilizar una sola muestra de roca, para determinar las curvas de las permeabilidades relativas, esto debido a que se puede obtener valores erróneos dificultando un buen análisis.

## BIBLIOGRAFÍA

ABHIJIT Y DANDEKAR. Petroleum Reservoir Rock and Fluids Properties. Second Edition. Boca Raton. London New York. 2013. 502 P.

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Second Edition. Gulf Professional Publishing. Houston Texas. 2001. 1211 P.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Recommended Practices for Core Analysis. Recommended Practice 40. Second Edition, 1998. Washington. 2005. 236 P.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING MATERIALS. Método de Prueba Estándar para la determinación de la gravedad API de Petróleo crudo y sus derivados. 2000. 3 P.

ARDILA, M. Y ARENAS, F. Metodología para el análisis e interpretación de resultados del laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2010. 130 P.

CHAPRA, S. Y CANALE, R. Métodos Numéricos para Ingenieros. Quinta Edición. Mc Graw -Hill Interamericana. México, D.F. 2007. 977 P.

CONTRERAS, E. Y GARCÍA P. Desarrollo y aplicación de la capacidad para realizar pruebas de desplazamiento dinámico en muestras de núcleos de perforación de pozos petroleros. Boletín Instituto de Investigaciones Eléctricas. México. 2001. Pag 165-192. 14 P.

DAKE, L. "The practice of Reservoir Engineering" Ed. Elsevier – Pag 383. 2001. 546 P.

EBRATTH, M. Y CAMACHO, L. Desarrollo de una Metodología para la Determinación Experimental de Permeabilidades Relativas Crudo Agua en un Campo Colombiano. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2014. 126 P.

ESCOBAR, F. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva – Huila-Colombia. 2004. 331 P.

GRATTONI, C. Y BIDNER, M. History Matching of Unsteady-State Corefloods for Determining Capillary Pressure and Relative Permeabilities. SPE-21135-MS. 1990. 7 P.

HONARPOUR, M., KOEDERITZ, L. Y HARVEY, A. H. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs. Boca Raton. Florida. 1986. 137 P.

HOVE, A., RINGEN, J. Y READ P. Visualization of Laboratory Corefloods with the Computerized Tomography of X-Rays. SPE-13654-PA. 1987. 7 P.

JOHNSON, E., BOSSLER, D. Y NAUMAN V. Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments. SPE-1023-G. 1959. 3 P.

JONES, S. Y ROSZELLE, W. Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments. SPE-6045-PA. Mayo 1978. 11 P.

LOPERA Sergio. Permeabilidad Relativa. Trabajo de Promoción a Profesor Asistente. Facultad de Minas. Universidad Nacional de Colombia. Medellin. 1996. 101 P.

MATTAX, C. Y DALTON, R. Reservoir Simulation. SPE Monograph Vol 13. 1990. 184 P.

MUNGAN, N., EMERY, L. Y NICHOLSON R. Caustic Slug Injection in the Singleton Field. SPE-2425-PA. Diciembre 1970. 8 P.

OIL FIELD REVIEW, Schlumberger, Otoño del 2007. 68 P.

OILFIELD REVIEW. SCHLUMBERGER. Invierno de 2001/2002. Volumen 13. Número 3. 70 P.

OVIEDO, H. Y ROJAS, A. Simulación numérica de los procesos de desplazamiento realizados en el modelo coreflooding. Trabajo de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2006. 208 P.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Copyright. Maracaibo, Venezuela. 2009. 588 P.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda Edición. Copyright. Maracaibo, Venezuela. 2007. 210 P.

RODRIGUEZ, José. Ingeniería Básica de Yacimientos. Universidad de Oriente. Venezuela. Mayo 2007. 201 P.

SALATHIEL, R. Oil Recovery by Surface Film Drainage in Mixed – Wettability Rocks. SPE-4104-PA. Octubre 1973. 9 P.

WILLWHITE. P. Waterflooding. SPE. Texas. 1986. 10 P.

## ANEXOS

### ANEXO A. PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS POR MEDIO DEL METODO JBN

El siguiente anexo muestra una recopilación del método Johnson, Bossler y Naumann utilizando los datos del desplazamiento en estado no estacionario para las muestras B-TC-PET-05 y B-TC-GRM-01, registrados en las tablas 7, 8 y 9.

#### 1. Cálculo del agua inyectada, saturación de agua promedio y el volumen poroso inyectado

Con los valores de caudal de inyección, tiempo, aceite producido y diferencial de presión, generados debido al desplazamiento en estado no estable sobre la muestra y conociendo las propiedades físicas de los fluidos tales como viscosidad (petróleo y salmuera) volumen poroso (calculado) y saturación de agua irreducible se aplican diferentes algoritmos matemáticos para el desarrollo del método JBN.

Primer paso: Aplicar ecuaciones a y b para calcular la inyección acumulada en volúmenes porosos  $W_i$ , la saturación de agua promedio  $S_{wprom}$ . Los valores se cuantifican respecto a la cara de salida de la muestra.

$$W_i = \frac{Qt}{VP} \quad (a)$$

$$S_{wprom} = \frac{N_p}{V_p} + S_{wirr} \quad (b)$$

En la siguiente Tabla se reúnen los resultados obtenidos para la caudal de 1 cc/min:

**Tabla 1. Cálculo de saturación de agua promedio y volumen poroso inyectado**

t [min]	Np [cm3]	$\Delta P$ [psi]	Wi	Swprom
0,00	0,09	1,5	0	0,29297505
2,00	2,03	65,9	0,09542945	0,38554162
9,00	4,19	53,8	0,42943254	0,48860543
160,00	6,49	31,4	7,63435618	0,5983493
220,00	6,66	32,9	10,4972397	0,6064608
260,00	6,71	34,5	12,4058288	0,60884654
440,00	6,98	36	20,9944795	0,62172952
670,00	7,16	32,6	31,9688665	0,63031817
780,00	7,27	32,1	37,2174864	0,63556679
1190,00	7,4	32,3	56,7805241	0,6417697

## 2. Determinación de los valores de inyectividad relativa y los flujos fraccionales de aceite y agua

Obtenidos los valores de saturaciones de agua promedio y los volúmenes porosos inyectados, se procede a calcular la inyectividad relativa  $I_R$  para cada punto de saturación. Esta variable se define como el cociente adimensional de un diferencial de presión en tiempos de imbibición temprana  $\Delta P_i$  respecto a todos los valores de diferencial de presión  $\Delta P$  obtenidos y registrados en el transcurso de la prueba, el flujo fraccional de aceite se determina por medio de la pendiente de una curva generada a partir de la saturación de agua promedio y el volumen poroso inyectado. Ecuaciones c, d y e

$$I_R = \frac{\Delta P_i}{\Delta P} (c)$$

$$\frac{d \frac{1}{w_i l_r}}{d \frac{1}{w_i}} = \frac{f_o}{K_{ro}} (d)$$

$$\frac{ds_{wa}}{dw_i} = f_o (e)$$

En la siguiente Tabla se muestran los valores calculados.

**Tabla 2. Valores de inyectividad relativa y flujos fraccionales de aceite y agua.**

Wi	lr	fo
<b>0</b>		
<b>0,09542945</b>	1	0,40997421
<b>0,42943254</b>	1,22490706	0,09110538
<b>7,63435618</b>	2,09872611	0,005124678
<b>10,4972397</b>	2,00303951	0,003727038
<b>12,4058288</b>	1,91014493	0,003153648
<b>20,9944795</b>	1,83055556	0,001863519
<b>31,9688665</b>	2,02147239	0,001223804
<b>37,2174864</b>	2,0529595	0,001051216
<b>56,7805241</b>	2,04024768	0,000689032

### 3. Determinación de las permeabilidades relativas

Una vez obtenidas las variables en el paso anterior y con los valores de viscosidad del agua  $\mu_w$  y la del aceite  $\mu_o$  se determinan los valores de las permeabilidades relativas del petróleo y del agua  $K_{ro}$  y  $K_{rw}$  con las ecuaciones a continuación. Ya que el método JBN se basa en los valores de saturación de agua en la cara de salida de la muestra, el valor de saturación usado para esta es  $S_{w2}$ , este valor se

grafica en el eje de las abscisas contra las permeabilidades relativas en el eje de las ordenadas.

$$K_{ro} = f_o * \frac{d\left(\frac{1}{Q_i}\right)}{d\left(\frac{1}{I_r * Q_i}\right)}(f)$$

$$K_{rw} = \frac{1 - f_o}{f_o} * \frac{\mu_w}{\mu_o} * K_{ro}(g)$$

$$S_{w2} = S_{wprom} - Q_i * f_o(h)$$

La siguiente Tabla muestra los valores calculados para caudal 1 cc/min.

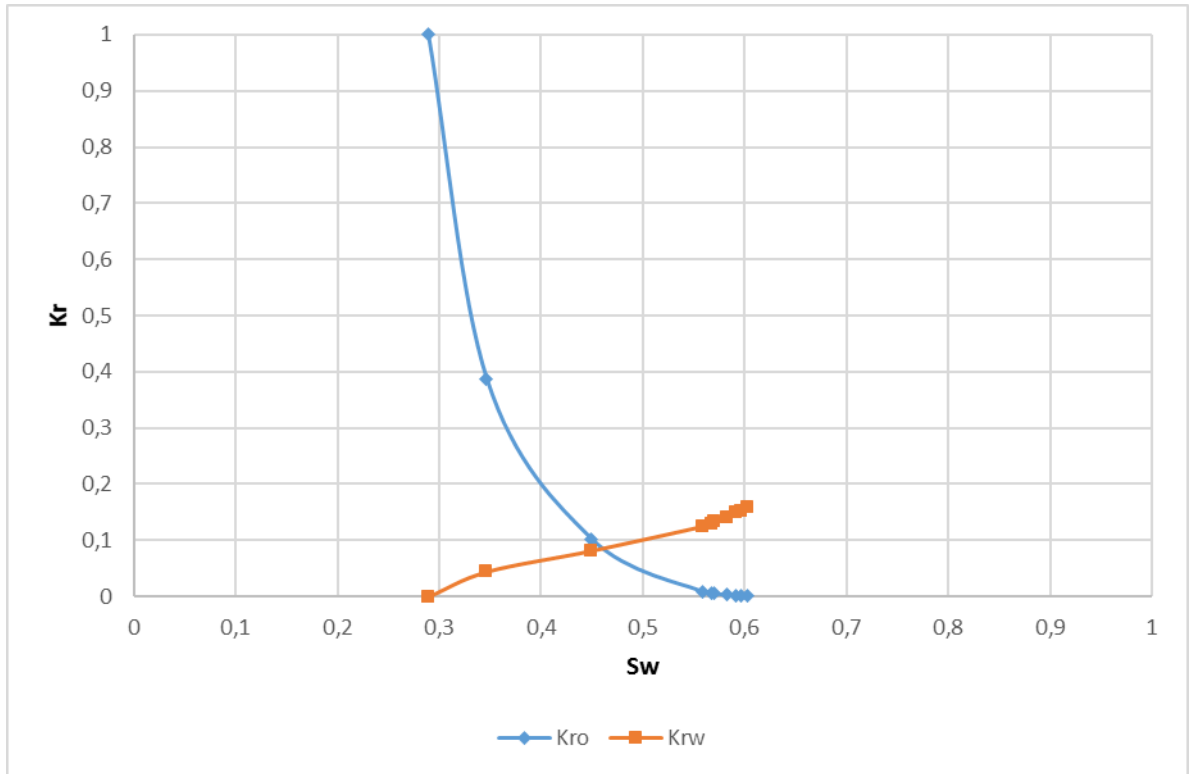
**Tabla 3. Permeabilidades relativas y saturaciones de agua en la cara de salida de la muestra.**

Sw2	Kro	Krw
<b>0,29297505</b>	1	0
<b>0,34641801</b>	0,38637535	0,04448503
<b>0,44948182</b>	0,10238064	0,0817104
<b>0,55922569</b>	0,0080643	0,12524451
<b>0,56733719</b>	0,00608757	0,13018135
<b>0,56972293</b>	0,00525269	0,13282705
<b>0,5826059</b>	0,0033009	0,14144206
<b>0,59119455</b>	0,00227707	0,14866963
<b>0,59644317</b>	0,00199104	0,15136348
<b>0,60264609</b>	0,00137117	0,15908934

#### 4. Construcción de la gráfica

Graficamos las permeabilidades relativas del agua y el aceite contra la saturación de agua en la cara de salida de la muestra.

Figura 1. Curvas de permeabilidad relativa.



## **ANEXO B. PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA/ACEITE – AJUSTE HISTÓRICO**

En este anexo se realizará el proceso referente a la obtención de curvas de permeabilidad relativa con el software Sendra perteneciente en la actualidad a Weatherford. El software Sendra comprende un simulador para procesos de inyección en núcleos, además, es una herramienta efectiva para la estimación de propiedades petrofísicas por ajuste histórico.

El simulador es de tipo Black - Oil, Bifásico y Bidimensional, el cual trabaja como un programa para la estimación de propiedades, que se especializa en el cálculo de las funciones de permeabilidad relativa y presión capilar, por medio del ajuste histórico entre los datos de caída de presión y producción acumulada, obtenidos experimentalmente, empleando algoritmos que permiten la convergencia de los parámetros.


El software Sendra establece los parámetros con un programa de análisis multivariable que estima las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar al ajustar un conjunto de datos del laboratorio con aquellos generados por el simulador. Las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar pueden ser incorporadas como un conjunto de funciones; Sendra simula desplazamientos en núcleos y modela el comportamiento de pruebas de Análisis Especiales de Corazones.

Para el progreso enfocado a trabajar con el Ajuste Histórico, fue necesario utilizar el software Sendra dentro de las instalaciones físicas de la Universidad Industrial de Santander, debido a los permisos otorgados por la licencia de trabajo de este

programa computacional, donde el uso del software estaba anclado al sistema de redes y señales del internet en propiedad del campus universitario.

A continuación, se muestra un paso a paso que conforma el proceso de trabajo con Sendra para establecer las curvas de permeabilidad relativa por medio del Ajuste Histórico, donde se adicionan imágenes reales que presentan la secuencia de acciones que se ejecutan para lograr graficar las variables de interés.

## 1. Apertura de Sendra

Para empezar a trabajar con Sendra, se hace doble click sobre el ícono , el cual identifica a Sendra, después aparecerá un panel con el área de trabajo el cuál es el espacio en blanco más grande que se observa y es ahí donde se ejecutan todas las acciones, al extremo superior izquierdo de la pantalla se aprecia un espacio en fondo claro que se llama explorador de proyectos y tiene todas las entradas para el análisis Sendra, y debajo del explorador de proyectos se encuentra otro espacio que se llama propiedades, este es un panel de edición de las propiedades en el explorador de proyectos.

**Figura 1. Área de trabajo**

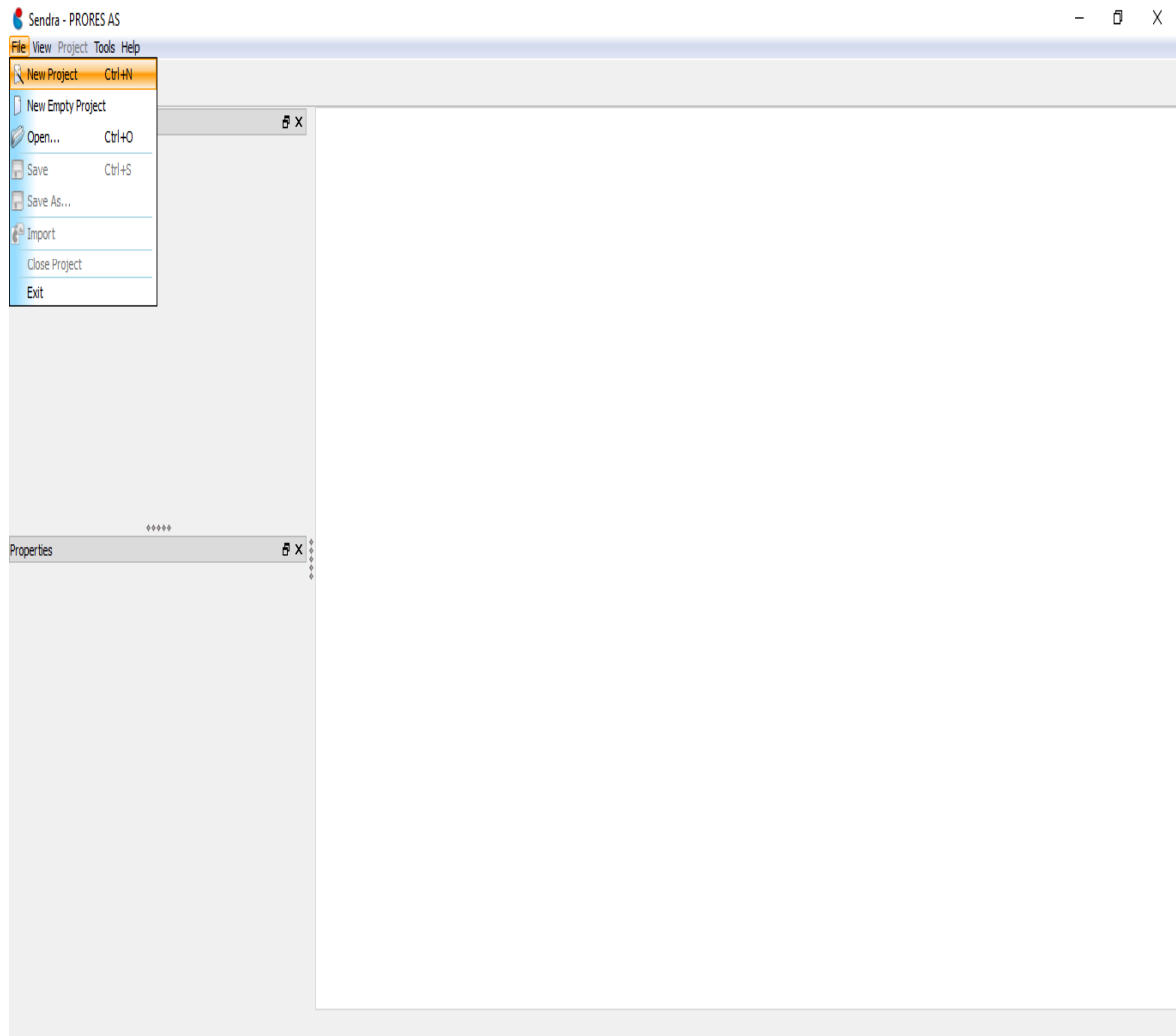


Fuente: Sendra

## **2. Creación del proyecto**

Ahora se da click en la opción superior izquierda de la pantalla que dice **File** y se despliega una pestaña de opciones en las cuales se hace click en **New Project**. Con estos pasos creamos el nuevo proyecto.

**Figura 2. Proceso de creación del proyecto**



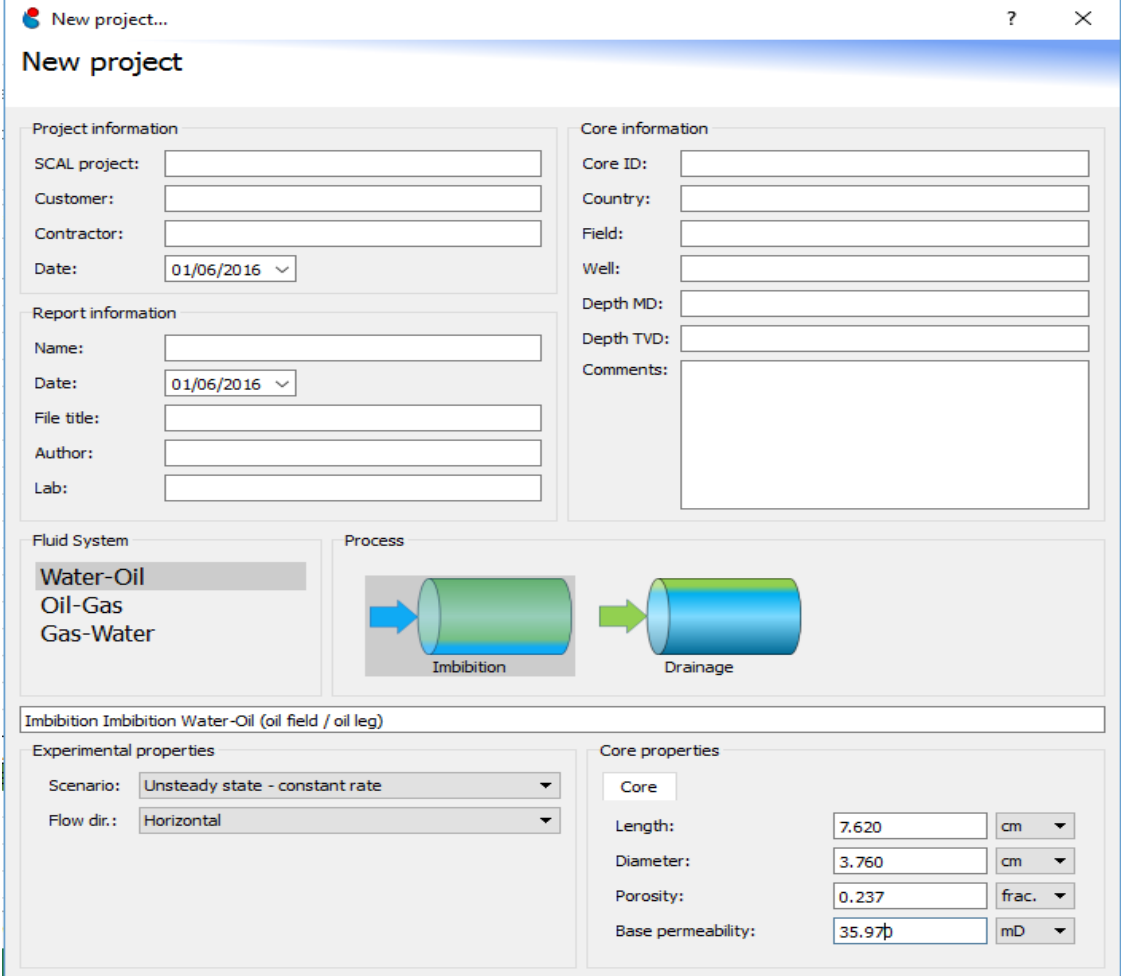
Fuente: Sendra

### **3. Ingreso de datos en el nuevo proyecto**

En esta etapa se elige el sistema de fluidos que en este caso es agua-aceite, el proceso de imbibición, las propiedades experimentales como la caudal de flujo constante en estado no estacionario y la dirección de flujo horizontal, igualmente se insertan propiedades de la muestra como la longitud, el diámetro, la permeabilidad base y la porosidad respecto del volumen poroso por saturación, ya que se trata de un desplazamiento de fluidos en fase líquida y por tanto no se

trabaja en el simulador con la porosidad Boyle que tiene un valor de 24,77 %; la porosidad por volumen poroso saturado, se calcula haciendo el cociente entre el volumen poroso por saturación y el volumen total de la muestra, donde ese cálculo arroja un valor de 23,7 % .

**Figura 3. Datos del nuevo proyecto**



New project...

### New project

**Project information**

SCAL project:

Customer:

Contractor:

Date: 01/06/2016

**Report information**

Name:

Date: 01/06/2016

File title:

Author:

Lab:

**Core information**

Core ID:

Country:

Field:

Well:

Depth MD:

Depth TVD:

Comments:

**Fluid System**

Water-Oil

Oil-Gas

Gas-Water

**Process**

Imbibition

Drainage

Imbibition Imbibition Water-Oil (oil field / oil leg)

**Experimental properties**

Scenario: Unsteady state - constant rate

Flow dir.: Horizontal

**Core properties**

Core

Length: 7.620 cm

Diameter: 3.760 cm

Porosity: 0.237 frac.

Base permeability: 35.97 mD

Fuente: Sendra

Después de corroborar los datos ingresados, se abre una pestaña en la cual se solicita digitar la información de los fluidos como las viscosidades del agua y el aceite, también se ingresa la saturación de agua irreducible, la caudal de flujo y el tiempo de duración de la prueba.

Figura 4. Datos adicionales importantes para la simulación

**Water - Oil experiment**  
Unsteady state - constant rate - Horizontal

**Fluid properties**

Water viscosity: 0.000 cP

Oil viscosity: 0.000 cP

**Initial conditions**

Water saturation: 0.000 frac.

**Rate conditions**

Water injection rate: 0.000 ml/min

**Bump flood(s)**

	Start time [min]	Water injection rate [ml/min]	Ramp time [min]	
1				+ -

Row count: 1 [Change units?](#)

**Time conditions**

Total simulation time: 0.00 min

**Compressible fluids**

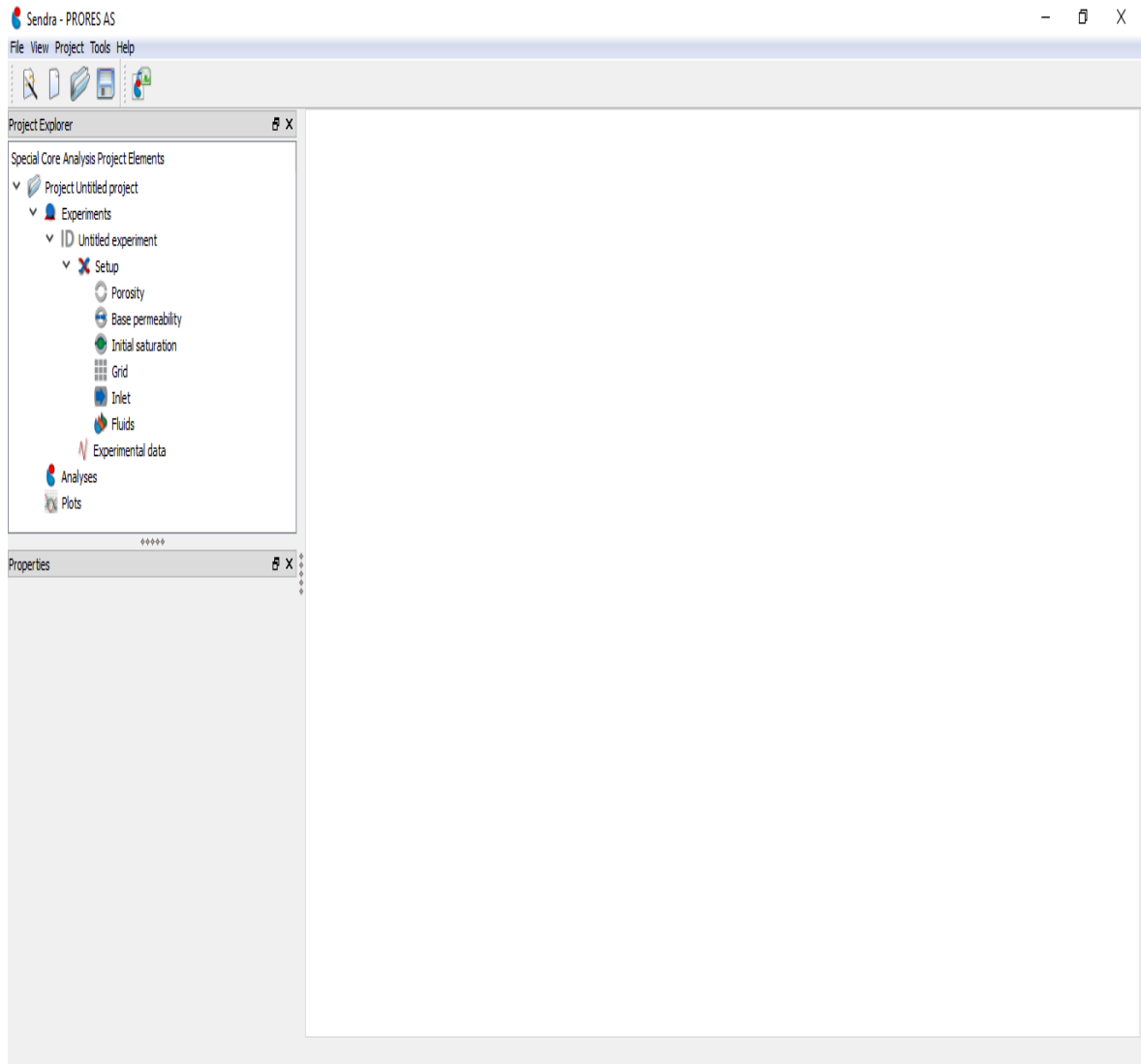
Fuente: Sendra

#### 4. Apertura del explorador de proyectos

Después de haber ingresado toda la información necesaria respecto a las características tanto de roca y fluidos como de las condiciones del

desplazamiento, se abre el explorador de proyectos, el cual nos brinda las herramientas para llegar al proceso de simulación por medio del ajuste histórico.

**Figura 5. Explorador de proyectos**



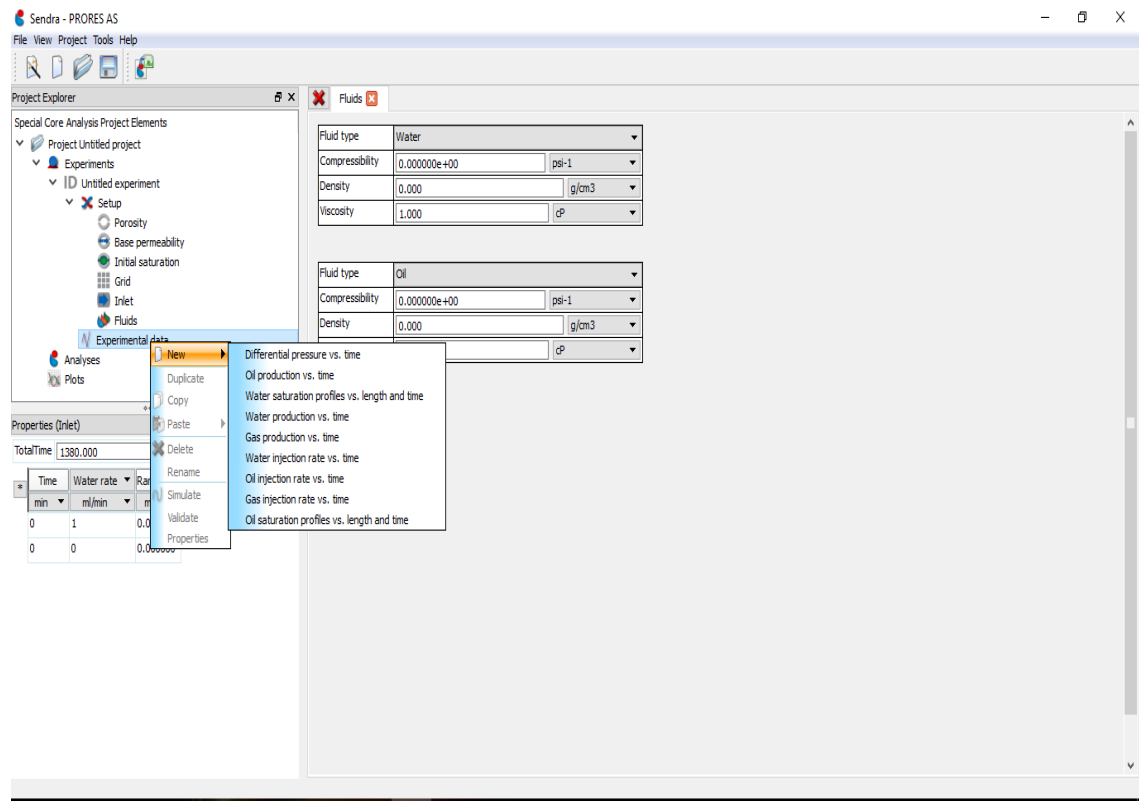
Fuente: Sendra

## 5. Ingreso de datos experimentales

Teniendo el explorador de proyectos activo, se pueden ingresar los datos de diferencial de presión y aceite producido, los cuales se crearon gracias al

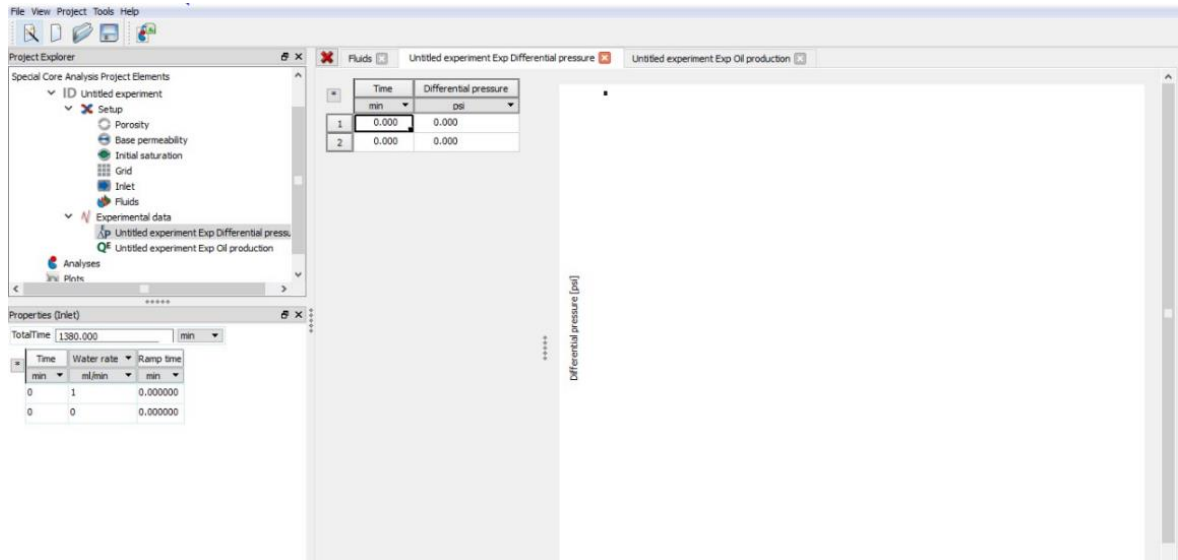
desplazamiento ejecutado. El procedimiento es darle click en **Experimental data** y se despliega una pestaña en la cual seleccionamos **New** y después damos click sobre **Differential pressure vs. Time** y **Oil production vs. Time** después se despliega una cuadrícula que admite copiar los datos del desplazamiento contenidos en un archivo Excel y pegar estos en Sendra, habiendo hecho este procedimiento aparecen las gráficas de aceite producido ( $N_p$ ) vs. Tiempo ( $T$ ) y de diferencial de presión ( $\Delta P$ ) vs. Tiempo ( $T$ ).

**Figura 6. Opción de graficar  $\Delta P$  y  $N_p$  contra el tiempo**



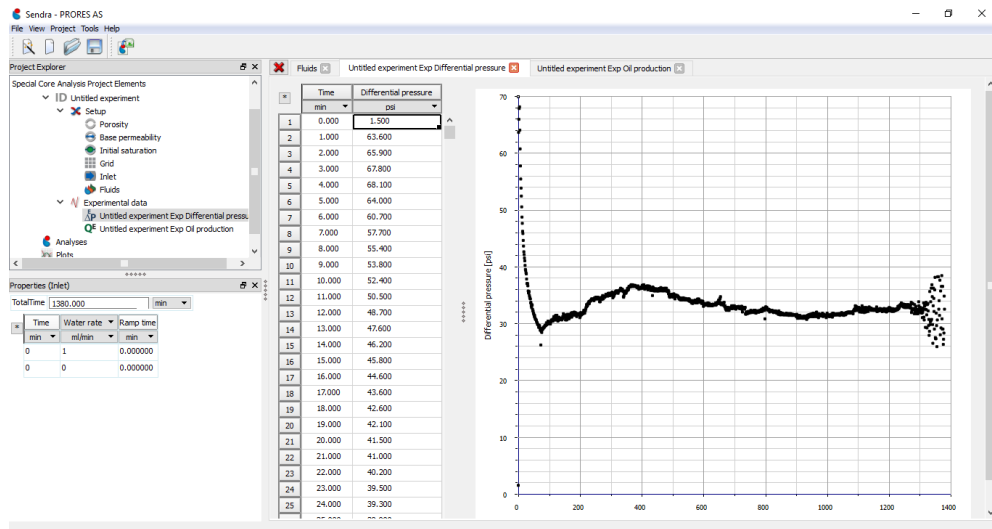
Fuente: Sendra

**Figura 7. Tabla de datos  $\Delta P$  y Tiempo**



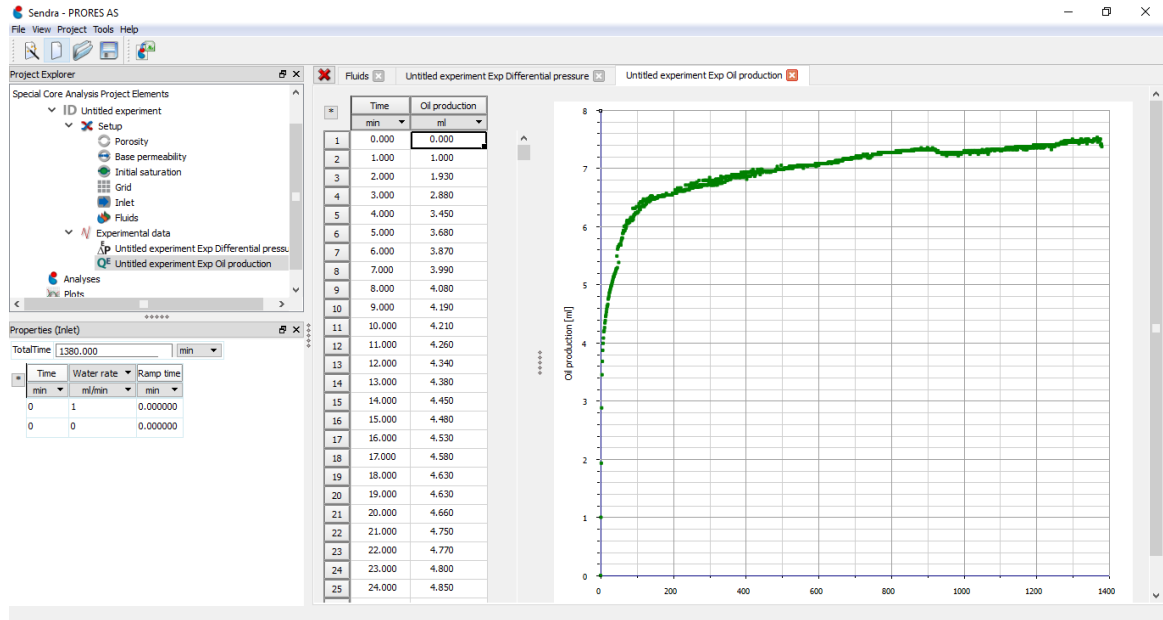
Fuente: Sendra

**Figura 8. Despliegue de datos experimentales pegados en Sendra**



Fuente: Sendra

Figura 9. Gráfica de Np vs. Tiempo



Fuente: Sendra

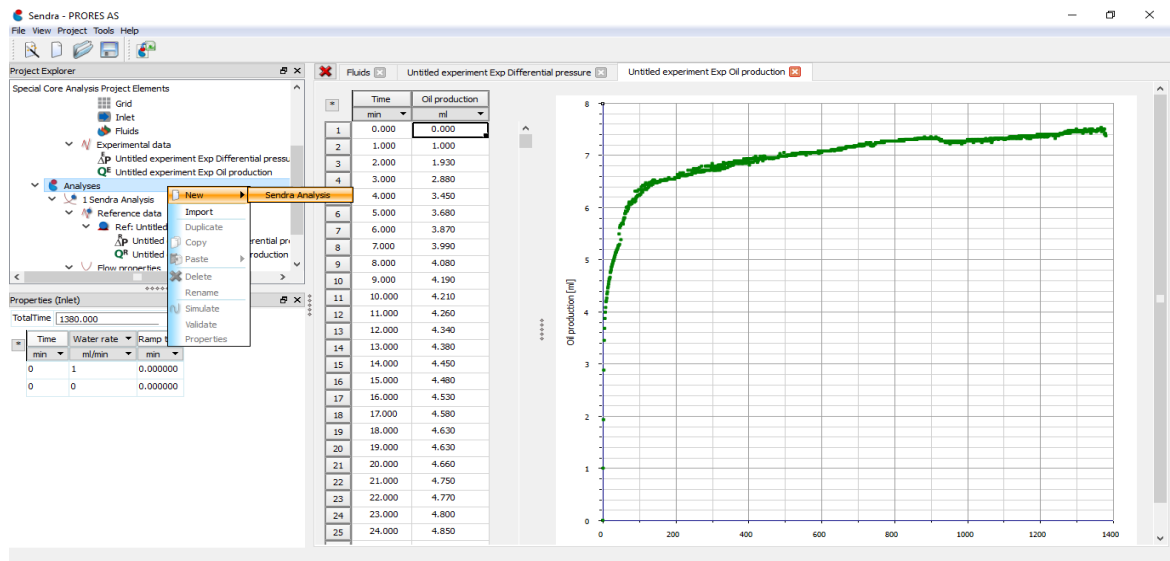
## 6. Análisis Sendra

Ahora se procede a darle click sobre **Analyses**, después se despliega una bandeja de opciones y se da click en **New**, donde aparece una sola pestaña y se selecciona dándole click en **Sendra Analysis**, consecutivamente sale un panel con las opciones de fijar variables antes de hacer la simulación y el ajuste histórico, teniendo en cuenta que las variables que se quieren dejar fijas, o sea, un término fijo significa que no se va estimar por el software, por tanto permanecerá constante, cuando se desea que el parámetro sea constante no se marca con el visto bueno (✓), de lo contrario Sendra estimará un valor.

En este paso se pueden escoger en la parte superior del panel las correlaciones con las cuales se desarrolla el ajuste, en este caso se prefieren las correlaciones de Corey y Burdine, sabiendo que Corey propone una correlación efectiva de permeabilidades relativas para los sistemas agua-aceite y Burdine se maneja en

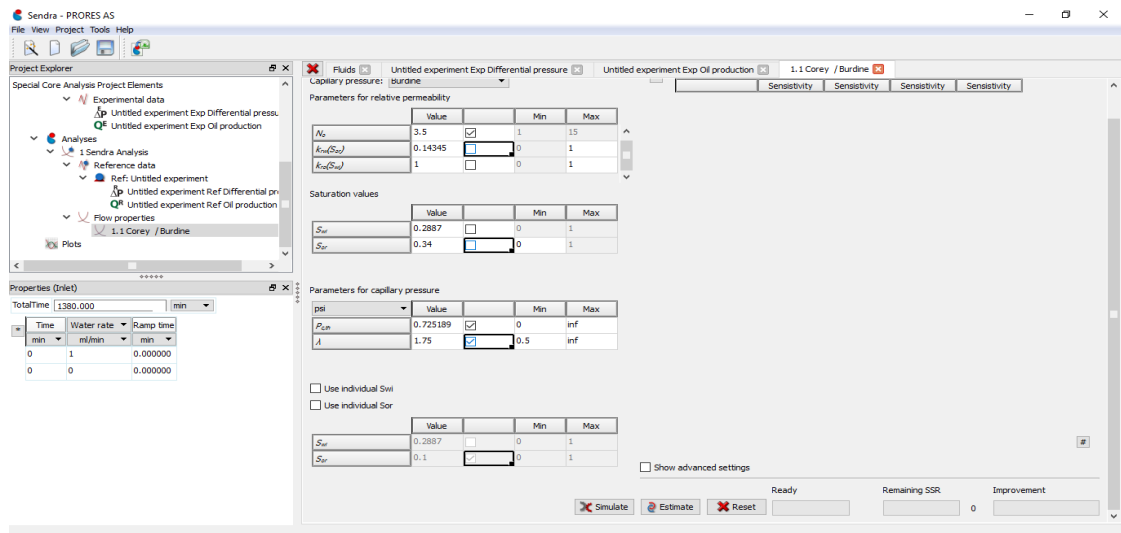
situaciones donde los efectos que transmite la presión capilar son prácticamente nulos, debido a la caudal de flujo empleada en la prueba de desplazamiento dinámico.

**Figura 10. Selección de la opción Análisis Sendra**



Fuente: Sendra

**Figura 11. Selección de parámetros a estimar**

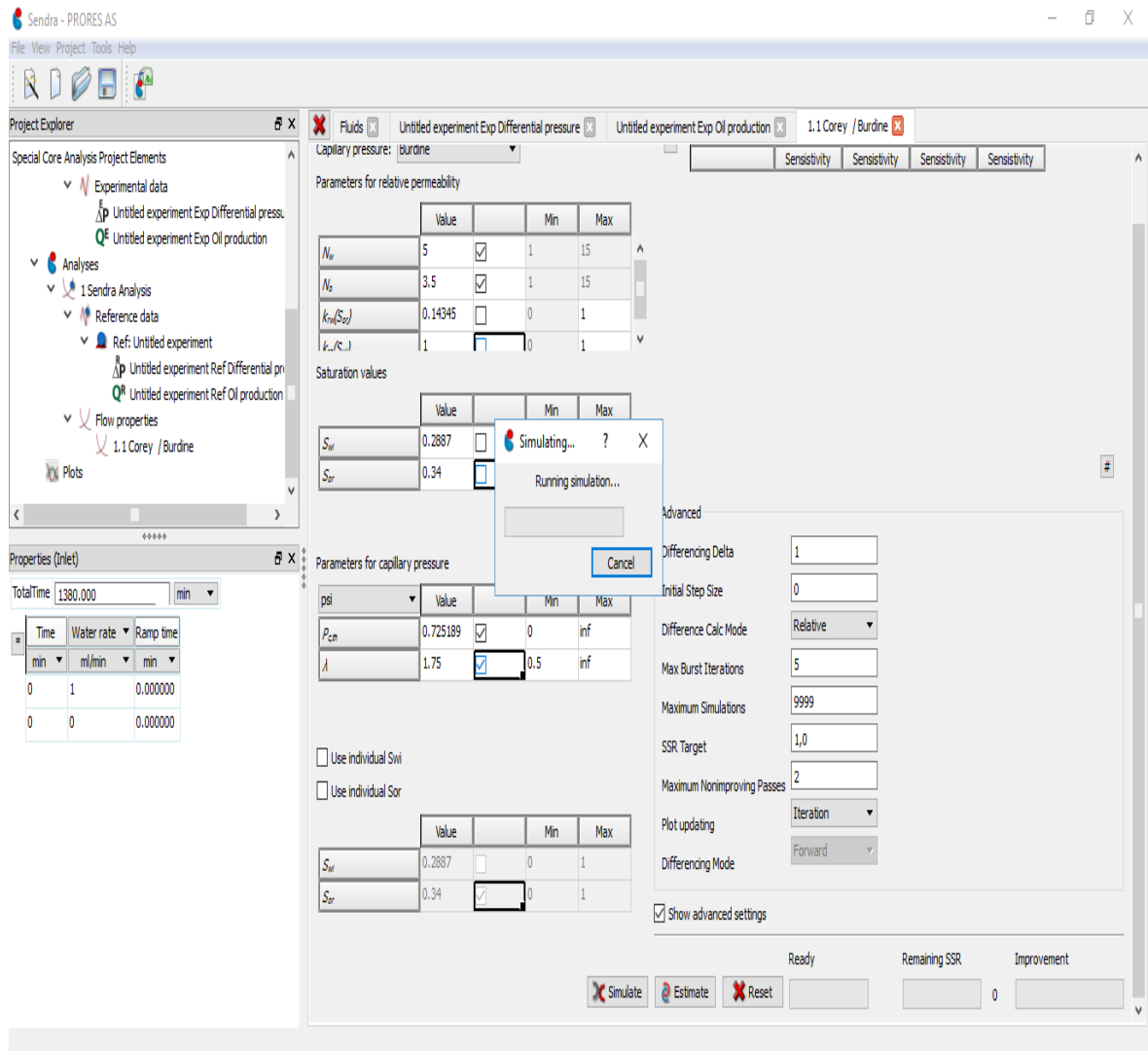


Fuente: Sendra.

## 7. Simulación y ajuste histórico

Estando localizados en el panel de estimación de variables, en la parte inferior se hace click en **Estimate** y después sobre **Simulate**, de esta forma se estiman las variables seleccionadas y empieza la simulación por parte del software, este procedimiento de la corrida de simulación tiene una breve duración del orden de los segundos a los minutos.

Figura 12. Corrida de simulación

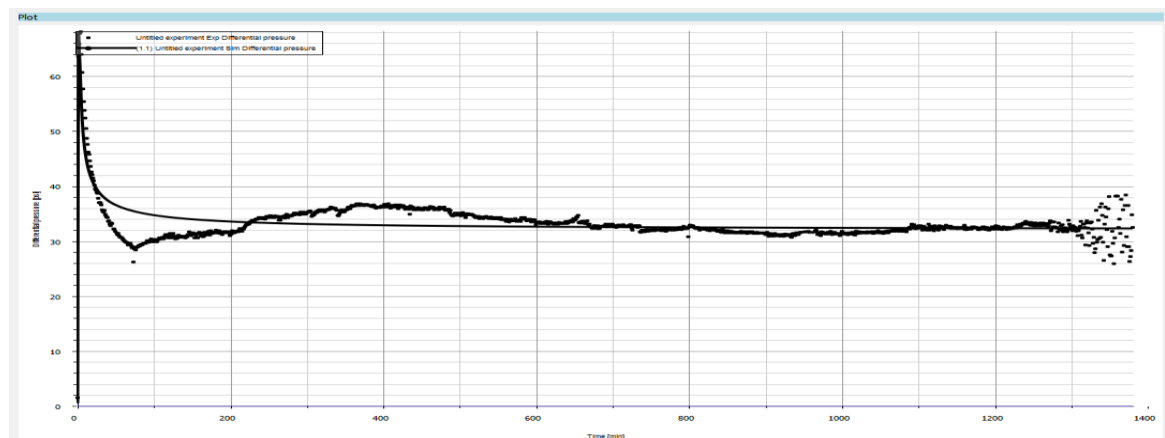


Fuente: Sendra

## 8. Gráfica de las curvas de permeabilidad relativa

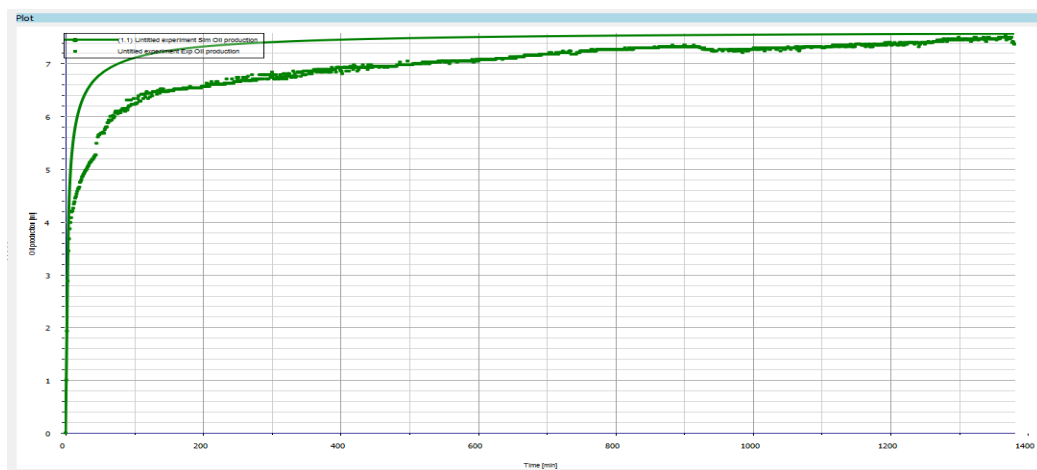
Una vez finalizada la simulación y el ajuste histórico, se hace click en la opción **Plots**, la cual se halla en la parte inferior del explorador de proyectos, de este modo se seleccionan las gráficas de diferencial de presión contra tiempo, aceite producido contra tiempo y permeabilidades relativas agua-aceite contra saturación de agua.

**Figura 13. Gráfica de diferencial de presión contra tiempo**



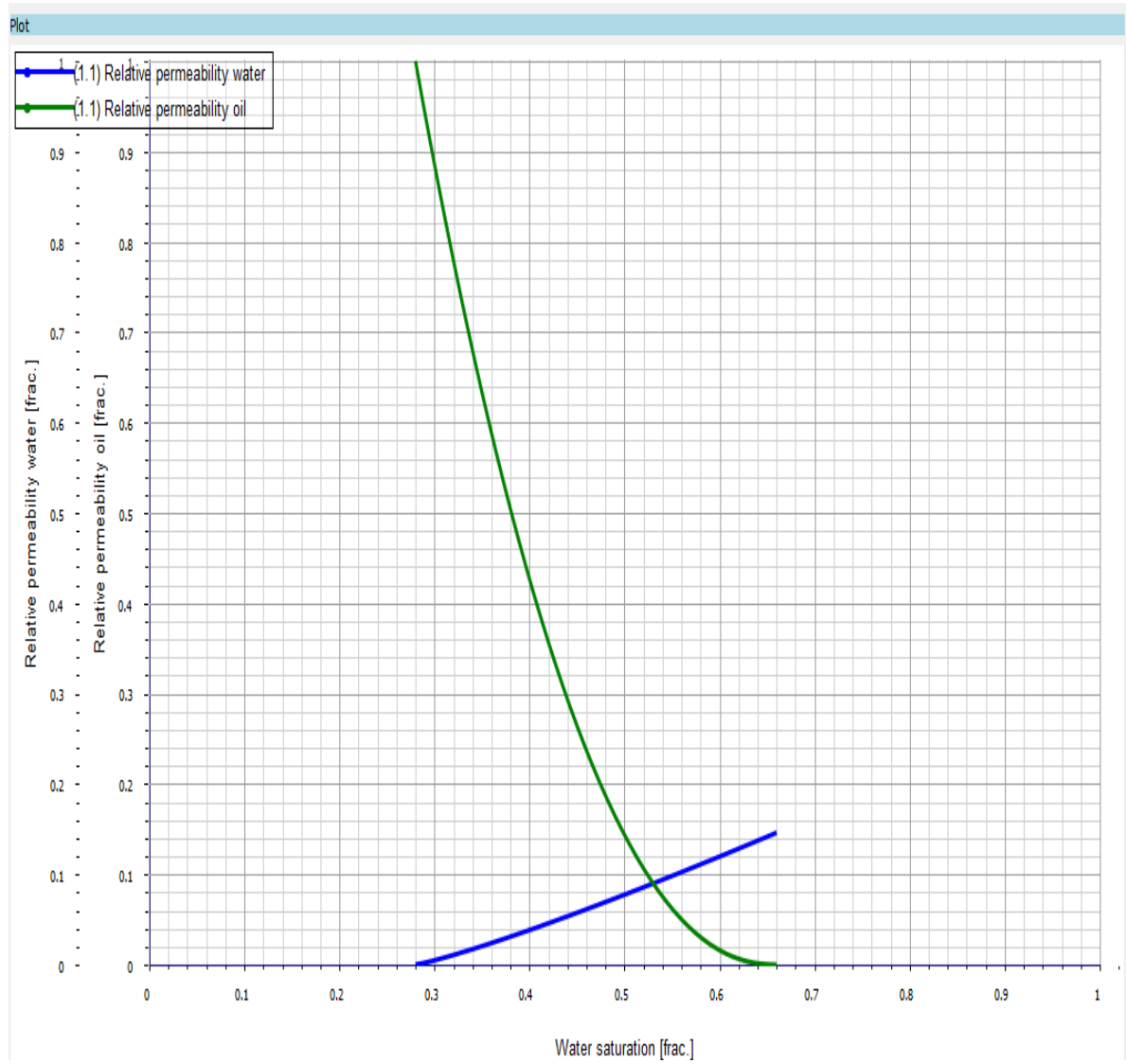
Fuente: Sendra

**Figura 14. Gráfica de aceite producido contra tiempo**



Fuente: Sendra

Figura 15. Curvas de permeabilidad relativa



Fuente: Sendra

## ANEXO C. REGISTRO FOTOGRAFICO

Figura 1. Saturación de la muestra



**Figura 2. Medición de la viscosidad del aceite**



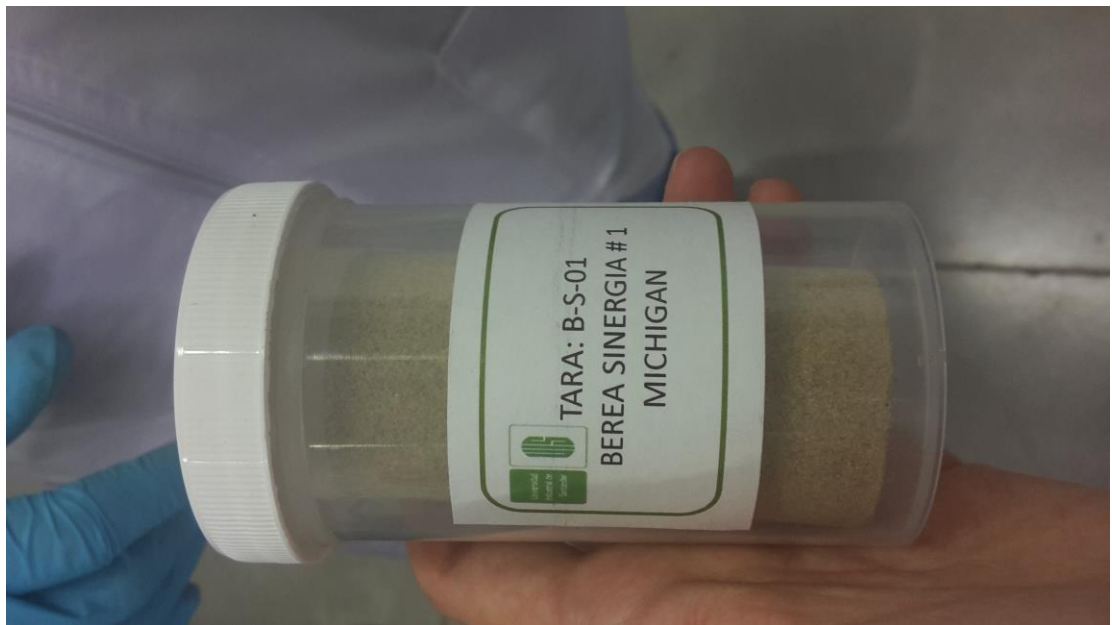
**Figura 3. Medición de las propiedades de la salmuera.**



**Figura 4. Realización de la prueba de desplazamiento**



**Figura 5. Muestra**



**Figura 6. Muestra B-TC-PET-05.**



**Figura 7. Desechado de la muestra.**



## ANEXO D. NORMALIZACION DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.

Se tienen tres caudales de flujo para la determinación de la permeabilidad relativa; esto hace necesario que se haga una normalización de los datos de permeabilidad relativa obtenidos de las pruebas, teniendo en cuenta principalmente la saturación de agua  $S_w$ . La información necesaria para realizar la normalización de las curvas se muestra a continuación.

**Tabla 1. Endpoints**

Caudal [cm <sup>3</sup> /min]	Koil @ Swir [mD]	Swir	Kw @ Sor [mD]	Sor
1	35,97209742	0,288680729	3,60801681	0,342007028
2	44,27675123	0,1732781190	14,12887255	0,5032003743
3	69,87217308	0,060592068	10,79570056	0,420193936

El procedimiento realizado para la normalización de las curvas de permeabilidad relativa se muestra a continuación:

1. Seleccionar diferentes valores de saturación de agua iniciando con la saturación de agua inicial con el correspondiente valor de permeabilidad relativa para cada uno de los valores seleccionados. El procedimiento se repite para todas las curvas de permeabilidad obtenidas.
2. Se calcula la  $S_w$  para cada núcleo. Los valores obtenidos, así como la ecuación se muestran a continuación

$$S_w = \frac{S_w - S_{wl}}{1 - S_{wl} - S_{or}}$$

**Tabla 2. Curva de permeabilidad relativa normalizada caudal 2 cc/min**

Sw	Krw	Kro
0	0	1
0,034483741	0,034366797	0,813735
0,06896392	0,068781209	0,659298
0,103447662	0,103213649	0,531758
0,137931403	0,137657878	0,426869
0,172415144	0,172110854	0,340981
0,206895323	0,206570676	0,270971
0,241379065	0,241036202	0,214174
0,275862806	0,275506673	0,168326
0,310342985	0,309981327	0,131507
0,344826726	0,344460164	0,102102
0,379310468	0,378942044	0,0787524
0,413794209	0,413427347	0,0603234
0,448274388	0,447914171	0,0458707
0,482758129	0,482404798	0,0346126
0,517241871	0,516899228	0,0259052
0,55172205	0,551393659	0,0192213
0,586205791	0,585891892	0,0141316
0,620689532	0,620393929	0,0102886
0,655173274	0,654895965	0,00741313
0,689653453	0,689398002	0,00528228
0,724137194	0,723903842	0,00371942
0,758620935	0,758409681	0,00258576
0,793101115	0,792919324	0,00177313
0,827584856	0,827428967	0,00119803
0,862068597	0,86193861	0,000796605
0,896552338	0,896452056	0,000520564
0,931032518	0,930965502	0,000333803
0,965516259	0,965482751	0,000209666
1	1	0,000128739

3. Graficamos los datos de permeabilidad relativa obtenidos para cada una de las muestras. Las curvas resultantes empiezan a una saturación de agua igual a cero y finalizan en una saturación de agua igual a uno, sin alterar sus formas.

**Figura 1. Curvas de permeabilidad relativa normalizada para la caudal de 2cc/min.**

